



ارائه یک مدل سیستم دینامیک به منظور بررسی پیک تولید نفت خام در ایران و بررسی جوانب آن

پایان نامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد
در رشته مهندسی صنایع گرایش سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی

نام دانشجو

سید حسین حسینی

استاد راهنما:

دکتر بهداد کیانی

اردیبهشت ماه ۱۳۸۹



دانشکده مهندسی صنایع

ارائه یک مدل سیستم دینامیک به منظور بررسی پیک تولید نفت خام در ایران و بررسی جوانب آن

پایان نامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد
در رشته مهندسی صنایع گرایش سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی

نام دانشجو

سید حسین حسینی

استاد راهنما:

دکتر بهداد کیانی

اساتید مشاور:

دکتر سعید میرزاحمدی

مهندس محمد محمدی پور

اردیبهشت ماه ۱۳۸۹



تأییدیه‌ی هیأت داوران جلسه‌ی دفاع از پایان‌نامه

نام دانشکده: مهندسی صنایع

نام دانشجو: سید حسین حسینی

عنوان پایان‌نامه: ارائه یک مدل سیستم دینامیک به منظور بررسی پیک تولید نفت خام در ایران و

بررسی جوانب آن

تاریخ دفاع: ۱۳۸۹/۰۲/۲۰

رشته: مهندسی صنایع

گرایش: مهندسی سیستم‌های اقتصادی - اجتماعی

ردیف	سمت	نام و نام خانوادگی	مرتبه دانشگاهی	دانشگاه یا مؤسسه	امضا
۱	استاد راهنما	دکتر بهداد کیانی	استادیار	دانشگاه علم و صنعت	
۲	استاد راهنما				
۳	استاد مشاور	دکتر سعید میرزامحمدی	استادیار	دانشگاه علم و صنعت	
۴	استاد مشاور	مهندس محمد محمدی پور	-	وزارت نفت	
۵	استاد مدعو خارجی	دکتر سید فرید قادری	دانشیار	دانشگاه تهران	
۶	استاد مدعو خارجی				
۷	استاد مدعو داخلی	دکتر کاظم نقندریان	استادیار	دانشگاه علم و صنعت	
۸	استاد مدعو داخلی				

تأییدیه‌ی صحت و اصالت نتایج

باسمه تعالی

اینجانب سید حسین حسینی به شماره دانشجویی ۸۶۶۷۳۰۴۹ دانشجوی رشته مهندسی صنایع مقطع تحصیلی کارشناسی ارشد تأیید می‌نمایم که کلیه‌ی نتایج این پایان‌نامه حاصل کار اینجانب و بدون هرگونه دخل و تصرف است و موارد نسخه‌برداری‌شده از آثار دیگران را با ذکر کامل مشخصات منبع ذکر کرده‌ام. در صورت اثبات خلاف مندرجات فوق، به تشخیص دانشگاه مطابق با ضوابط و مقررات حاکم (قانون حمایت از حقوق مؤلفان و مصنفان و قانون ترجمه و تکثیر کتب و نشریات و آثار صوتی، ضوابط و مقررات آموزشی، پژوهشی و انضباطی ...) با اینجانب رفتار خواهد شد و حق هرگونه اعتراض در خصوص احقاق حقوق مکتسب و تشخیص و تعیین تخلف و مجازات را از خویش سلب می‌نمایم. در ضمن، مسؤلیت هرگونه پاسخگویی به اشخاص اعم از حقیقی و حقوقی و مراجع ذی‌صلاح (اعم از اداری و قضایی) به عهده‌ی اینجانب خواهد بود و دانشگاه هیچ‌گونه مسؤلیتی در این خصوص نخواهد داشت.

نام و نام خانوادگی: سید حسین حسینی

امضا و تاریخ: ۱۳۸۹/۰۲/۲۰

مجوز بهره‌برداری از پایان‌نامه

بهره‌برداری از این پایان‌نامه در چهارچوب مقررات کتابخانه و با توجه به محدودیتی که توسط

استاد راهنما به شرح زیر تعیین می‌شود، بلامانع است:

- بهره‌برداری از این پایان‌نامه برای همگان بلامانع است.
- بهره‌برداری از این پایان‌نامه با اخذ مجوز از استاد راهنما، بلامانع است.
- بهره‌برداری از این پایان‌نامه تا تاریخ ممنوع است.

نام استاد یا اساتید راهنما: بهداد کیانی

تاریخ: ۱۳۸۹/۰۲/۲۰

امضا:

تقدیم به

پدر و مادر عزیزم که تک تک موفقیت‌هایم حاصل زحمات، فداکاری‌ها و حمایت‌های بی‌دریغ آن‌ها است.

تشکر و قدردانی:

از جناب آقای دکتر بهداد کیانی و جناب آقای دکتر سعید میرزامحمدی که زحمت راهنمایی و مشاوره اینجانب را در تمام مراحل نگارش این پایان نامه بر عهده داشتند، کمال تشکر و قدردانی را دارم.

همچنین از جناب آقای مهندس محمد محمدی پور، کارشناس محترم بخش اکتشاف وزارت نفت، که به اینجانب کمک شایان ذکری را در توسعه مدل نمودند، تشکر می نمایم.

چکیده

نفت بی شک یکی از با ارزش ترین حامل های انرژی در جهان است. نظر به جایگاه اساسی این ماده در اقتصاد ایران، این تحقیق به دنبال بررسی پویایی های صنعت نفت ایران است که موجب وقوع پیک تولید نفت خام در ایران می شوند. این تحقیق در پی ارائه یک پیش بینی دقیق از زمان وقوع پیک و حجم تولید در آن زمان نیست، بلکه هدف از این تحقیق بررسی پویایی های این مساله و سناریوهای محتمل در این زمینه می باشد.

این تحقیق با استفاده از متدولوژی سیستم دینامیک و با در نظر داشتن عوامل متعددی مانند: سرمایه گذاری داخلی و خارجی، قیمت جهانی نفت خام، تقاضای داخلی و بین المللی نفت خام، تکنولوژی مورد استفاده در بخش اکتشاف و تولید و ... به بررسی پیک تولید نفت خام ایران می پردازد.

تا کنون تحقیق داخلی منتشر شده ای در این راستا وجود نداشته است. در ضمن اکثر مدل های خارجی توسعه داده شده نیز در رابطه با کشورهای واردکننده نفت بوده اند. لذا این تحقیق از ارزش درخور توجهی، چه در ادبیات موضوع و چه در کاربرد و استفاده از این مدل در برنامه ریزی ها و سیاست گذاری های کشوری خواهد داشت.

نتایج تحقیق حاکی از آن است که (با در نظر داشتن فرضیات تحقیق) پیک تولید نفت خام در سال ۱۴۱۹ و در حجم ۱۷.۱۸۷۸ میلیارد بشکه در سال معادل ۴۷۰۸۹.۸۶ هزار بشکه در روز رخ می دهد که در حدود ۱۰ برابر تولید کنونی است. در این میان عوامل تاثیرگذار اصلی در تغییر حجم پیک می توان به وفور منابع و نتیجتاً ذخایر نفتی، قیمت نفت، شدت افت تولید و میزان سرمایه گذاری اشاره نمود. همچنین قیمت نفت، شدت افت تولید و میزان سرمایه گذاری در جابجا شدن زمان پیک نیز موثر هستند.

واژه های کلیدی: پیک تولید نفت خام، سیستم دینامیک، اکتشاف و تولید، تقلیل منابع، ایران

فهرست مطالب

۶	فصل ۱: مقدمه
۷	۱-۱- مقدمه
۷	۲-۱- پیک تولید نفت
۱۰	۳-۱- آشنایی با صنعت نفت ایران
۱۱	۱-۳-۱- شرکت ملی نفت ایران
۱۵	فصل ۲: مروری بر پیشینه تحقیق
۱۶	۱-۲- مقدمه
۱۶	۲-۲- مروری بر ادبیات موضوع
۱۷	۱-۲-۲- مدل گاز طبیعی امریکا (۱۹۷۳)
۱۸	۲-۲-۲- مدل سیستم دینامیک نفت امریکا (۱۹۸۵-۱۹۹۰)
۱۹	۳-۲-۲- مدل سیستم دینامیکی انرژی نیوزلند (۱۹۹۲)
۱۹	۴-۲-۲- تحلیل تولید نفت در کشورهای در حال توسعه: مطالعه موردی مصر (۱۹۹۰)
۲۰	۵-۲-۲- مدل سیستم دینامیک صنعت اکتشاف/ بهره‌برداری نفت و گاز هند (۱۹۹۲)
۲۱	۶-۲-۲- مدل سیستم دینامیک پیک هابرت نفت چین (۲۰۰۷)
۲۱	۷-۲-۲- پویایی‌های صنعت گاز طبیعی انگلستان (۲۰۰۸)
۲۲	۳-۲- جمع‌بندی
۲۷	فصل ۳: روش تحقیق
۲۸	۱-۳- مقدمه
۲۸	۲-۳- روش چرخه عمر ام. کینگ هابرت
۳۰	۳-۳- متدولوژی سیستم دینامیک
۳۰	۱-۳-۳- مقدمه
۳۲	۲-۳-۳- مدل‌های سیستم دینامیک
۳۴	۳-۳-۳- مراحل انجام متدولوژی سیستم دینامیک
۳۵	۴-۳-۳- علت انتخاب روش
۳۷	۴-۳- نرم‌افزار مدلسازی
۳۸	۵-۳- مدل سیستم دینامیکی پیک هابرت تولید نفت خام ایران
۴۳	فصل ۴: مدل سیستم دینامیکی اکتشاف و تولید نفت خام ایران
۴۴	۱-۴- مقدمه

۴۵	۲-۴- منابع نفتی ایران
۴۶	۲-۲-۴- اکتشاف و تولید نفت خام در ایران
۵۵	۳-۴- مدل سیستم دینامیکی تولید و اکتشاف نفت خام ایران
۵۵	۱-۳-۴- تعریف مساله
۵۹	۲-۳-۴- فرضیات پویا
۶۲	۳-۳-۴- نمودار حلقه‌های علی و معلولی
۶۹	۴-۳-۴- نمودار جریان
۸۰	۵-۳-۴- اعتبارسنجی

۸۶ فصل ۵: نتایج و تفسیر آن‌ها

۸۷	۱-۵- مقدمه
۸۷	۲-۵- نتایج شبیه‌سازی
۹۳	۳-۵- سناریوپردازی

۹۹ فصل ۶: جمع‌بندی و پیشنهادات

۱۰۰	۱-۶- مقدمه
۱۰۱	۲-۶- جمع‌بندی
۱۰۲	۳-۶- پیشنهادات تحقیقات آتی

۱۰۴ فصل ۷: مراجع

۱۰۸ فصل ۸: پیوست‌ها

۱۰۹	۱-۸- پیوست الف - معادلات مدل سیستم دینامیکی پیک هابرت تولید نفت خام ایران
۱۱۰	۲-۸- پیوست ب - معادلات مدل سیستم دینامیکی تولید و اکتشاف نفت خام ایران

فهرست اشکال

- شکل (۱-۱) نمودار زنگوله مانند تولید نفت هابرت ۸
- شکل (۲-۱) روند گذشته و سناریوهای آینده تولید نفت در جهان ۹
- شکل (۳-۱) تولید و مصرف نفت خام در ایران از سال ۱۹۷۱ تا ۲۰۰۵ ۱۰
- شکل (۴-۱) چارت سازمانی شرکت ملی نفت ۱۲
- شکل (۱-۳) منحنی هابرت ۲۸
- شکل (۲-۳) برآورد تولید نفت امریکا ۲۹
- شکل (۳-۳) پیک تولید سالیانه امریکا در سال ۱۹۷۰ ۳۰
- شکل (۴-۳) نمودار ساده جهت دار ۳۲
- شکل (۵-۳) ساده ترین حلقه بازخوردی (که شامل یک سطح و یک نرخ است) ۳۳
- شکل (۶-۳) پویایی های بخش انرژی ۳۶
- شکل (۷-۳) نمودار حلقه های علی و معلولی معادله هابرت ۳۸
- شکل (۸-۳) نمودار جریان (سطح و نرخ) معادله هابرت ۳۹
- شکل (۹-۳) نتایج شبیه سازی (معادله هابرت) برای نرخ تولید و تولید تجمعی ۴۰
- شکل (۱۰-۳) نرخ تولید (Scenario 1: UR = 88160.3, Scenario 2: UR = 70000, Scenario 3: UR = 100000) ۴۱
- شکل (۱۱-۳) نرخ تولید (تجزیه و تحلیل حساسیت) ۴۱
- شکل (۱-۴) تولید نفت خام از مناطق دریایی و خشکی ۵۵
- شکل (۲-۴) نمودارهای مرجع ۶۰
- شکل (۳-۴) نمودار زیرسیستم های سیستم اکتشاف و تولید نفت ایران ۶۱
- شکل (۴-۴) نمودار حلقه های علی و معلولی سیستم اکتشاف و تولید نفت ایران ۶۸
- شکل (۵-۴) حلقه های علی و معلولی - حلقه تعادلی اول: تقلیل منابع و نرخ اکتشاف ۶۳
- شکل (۶-۴) حلقه های علی و معلولی - حلقه افزایشی اول: تکنولوژی اکتشاف ۶۴
- شکل (۷-۴) حلقه های علی و معلولی - حلقه تعادلی دوم: کسر R/P و تقاضا برای اکتشاف ۶۵
- شکل (۸-۴) حلقه های علی و معلولی - حلقه تعادلی سوم: تقلیل ذخایر و نرخ تولید ۶۶
- شکل (۹-۴) حلقه های علی و معلولی - حلقه افزایشی دوم: تکنولوژی تولید ۶۷
- شکل (۱۰-۴) نمودار جریان مدل سیستم دینامیکی اکتشاف و تولید نفت خام ایران ۷۱
- شکل (۱۱-۴) نمودار جریان - نرخ اکتشاف و فعالیت های اکتشافی ۷۳

- شکل (۴-۱۲) نمودار جریان - نرخ تولید و ظرفیت تولید ۷۴
- شکل (۴-۱۳) نمودار جریان - نرخ افزایش تکنولوژی اکتشاف ۷۵
- شکل (۴-۱۴) نمودار جریان - نرخ افزایش تکنولوژی تولید ۷۶
- شکل (۴-۱۵) نمودار جریان - درآمد شرکت ملی نفت ۷۷
- شکل (۴-۱۶) نمودار جریان - هزینه‌های اکتشاف ۷۸
- شکل (۴-۱۷) نمودار جریان - تقاضای نفت خام ۸۰
- شکل (۴-۱۸) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - میزان ذخایر قابل استحصال ۸۲
- شکل (۴-۱۹) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ تولید ۸۲
- شکل (۴-۲۰) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ اکتشاف ۸۳
- شکل (۴-۲۱) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - میزان ظرفیت تولید ۸۳
- شکل (۴-۲۲) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - تقاضای داخلی ۸۴
- شکل (۴-۲۳) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ صادرات ۸۴
- شکل (۵-۱) نتایج کلی شبیه‌سازی ۸۸
- شکل (۵-۲) نتایج شبیه‌سازی - نرخ اکتشاف و نرخ تولید نفت خام ۸۹
- شکل (۵-۳) نتایج شبیه‌سازی - میزان منابع باقی‌مانده کشف‌نشده، تولید تجمعی، ذخایر تثبیت‌شده، ذخایر قابل استحصال و منابع قابل کشف ۸۹
- شکل (۵-۴) نتایج شبیه‌سازی - نرخ صادرات نفت خام ۹۰
- شکل (۵-۵) نتایج شبیه‌سازی - درآمد شرکت ملی نفت ۹۱
- شکل (۵-۶) نتایج شبیه‌سازی - سایر متغیرها ۹۲
- شکل (۵-۷) تغییرات حاصله در متغیرهای مرتبط به منظور ایجاد سناریوها ۹۴
- شکل (۵-۸) نتایج سناریوپردازی - نرخ اکتشاف ۹۵
- شکل (۵-۹) نتایج سناریوپردازی - نرخ تولید ۹۶
- شکل (۵-۱۰) نتایج سناریوپردازی - ذخایر قابل استحصال ۹۷
- شکل (۵-۱۱) نتایج سناریوپردازی - منابع باقی‌مانده کشف‌نشده ۹۷
- شکل (۵-۱۲) نتایج سناریوپردازی - ضریب برداشت ۹۸

فهرست جداول

- جدول (۱-۲) مقایسه‌ای از مدل‌های بررسی شده ادبیات موضوع ۲۳
- جدول (۱-۳) نتایج شبیه‌سازی (معادله هابرت) برای نرخ تولید و تولید تجمعی ۴۰
- جدول (۲-۳) نتایج مدل برای زمان و میزان تولید نفت در پیک هابرت تحت سناریوهای مختلف ۴۱
- جدول (۳-۳) نتایج مدل برای زمان و میزان تولید نفت در پیک هابرت با نرخ‌های رشد داخلی متفاوت ۴۲
- جدول (۱-۴) لیست جلسات اصلی برگزار شده در زمینه توسعه مدل ۴۵
- جدول (۲-۴) تعداد میدین فعال نفتی به تفکیک خشکی و دریا در سال ۱۳۸۶ ۴۶
- جدول (۳-۴) وضعیت ذخایر هیدروکربوی مایع کشور تا پایان سال ۱۳۸۶ ۴۶
- جدول (۴-۴) فعالیت‌های اکتشافی طی سال‌های ۸۶-۱۳۷۶ ۴۷
- جدول (۵-۴) میزان نفت خام و میعانات گازی کشف شده درجا طی سال‌های ۸۶-۱۳۷۶ ۴۸
- جدول (۶-۴) میزان ذخیره درجا و ذخیره قابل استحصال میدین کشف شده نفت و گاز در سال ۱۳۸۶ ۴۸
- جدول (۷-۴) فعالیت‌های حفاری اکتشافی در سال ۱۳۸۶ ۴۹
- جدول (۸-۴) تولید نفت خام در شرکت‌های تابعه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در سال ۱۳۸۶ ... ۵۰
- جدول (۹-۴) تولید نفت خام در شرکت‌های تابعه شرکت نفت مناطق مرکزی و شرکت اروندان در سال ۸۶ ۵۱
- جدول (۱۰-۴) تولید نفت خامدر شرکت‌های تابعه شرکت نفت فلات قاره ایران در سال ۱۳۸۶ ۵۲
- جدول (۱۱-۴) تولید نفت خام در مناطق دریایی و خشکی طی سال‌های ۸۶-۱۳۷۶ ۵۴
- جدول (۱۲-۴) چارت کرانه مدل ۵۷

فصل ۱:

مقدمه

۱-۱- مقدمه

بخش نفت در اقتصاد کشور نقشی مسلط را ایفا می‌کند. مهمترین نقش بخش نفت تامین بیش از ۸۰ درصد از درآمدهای ارزی کشور و در نتیجه اتکای انکارناپذیر بخش‌های مختلف اقتصادی برای تامین نیازهای وارداتی خود به درآمدهای حاصل از صادرات نفت از یک طرف و تامین حدود ۹۸ درصد از انرژی مورد نیاز کشور از سوی دیگر است. طبق آمار سال ۱۳۷۸ هجری شمسی حدود ۴۰ درصد بودجه دولت و ۲۸ درصد تولید ناخالص داخلی از درآمدهای حاصل از صادرات نفت تامین شده است. طی بیست سال گذشته به طور متوسط حدود ۵۴ درصد از درآمدهای بودجه عمومی را درآمدهای حاصل از صادرات نفت تامین کرده است. ضعف بخش نفت در هر یک از عرصه‌های صدور به دنیای خارج و یا عرضه داخلی انرژی، به طور مستقیم تحرک اقتصادی را تحت الشعاع قرار می‌دهد و در نتیجه رونق و رکود اقتصاد کشور به میزان قابل توجهی تابع عملکرد این بخش است [۱].

لذا بررسی پیک تولید این منبع حیاتی اقتصاد ایران، نه تنها لازم و ضروری است بلکه باید سیاست‌هایی نیز به منظور تسکین نزول منابع نفتی، حامل‌های انرژی جایگزین، تغییر روند مصرف، کاهش وابستگی اقتصاد به نفت در آینده و ... مورد بررسی و مطالعه قرار گیرد. بنابراین با توجه به اینکه مدلی مناسب در این زمینه برای ایران توسعه داده نشده است، ایجاد این مدل و بررسی سیاست‌های مربوطه سودمند به نظر می‌رسد.

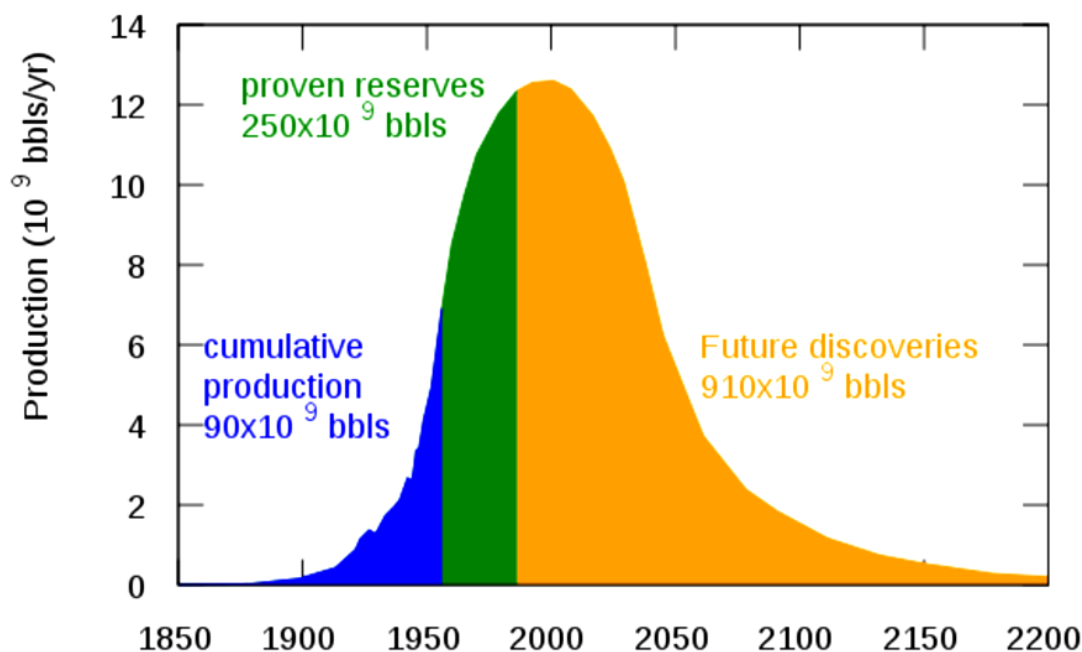
در این فصل پس از مرور مختصری بر مفهوم پیک تولید نفت، به معرفی صنعت نفت ایران می‌پردازیم.

۱-۲- پیک تولید نفت

پیک تولید نفت جهانی زمانی است که در آن بیشینه نرخ استخراج نفت خام رخ می‌دهد و بعد از آن نرخ تولید کاهشی دائم خواهد داشت. مفهوم پیک بر اساس مشاهدات انجام شده از نرخ تولید

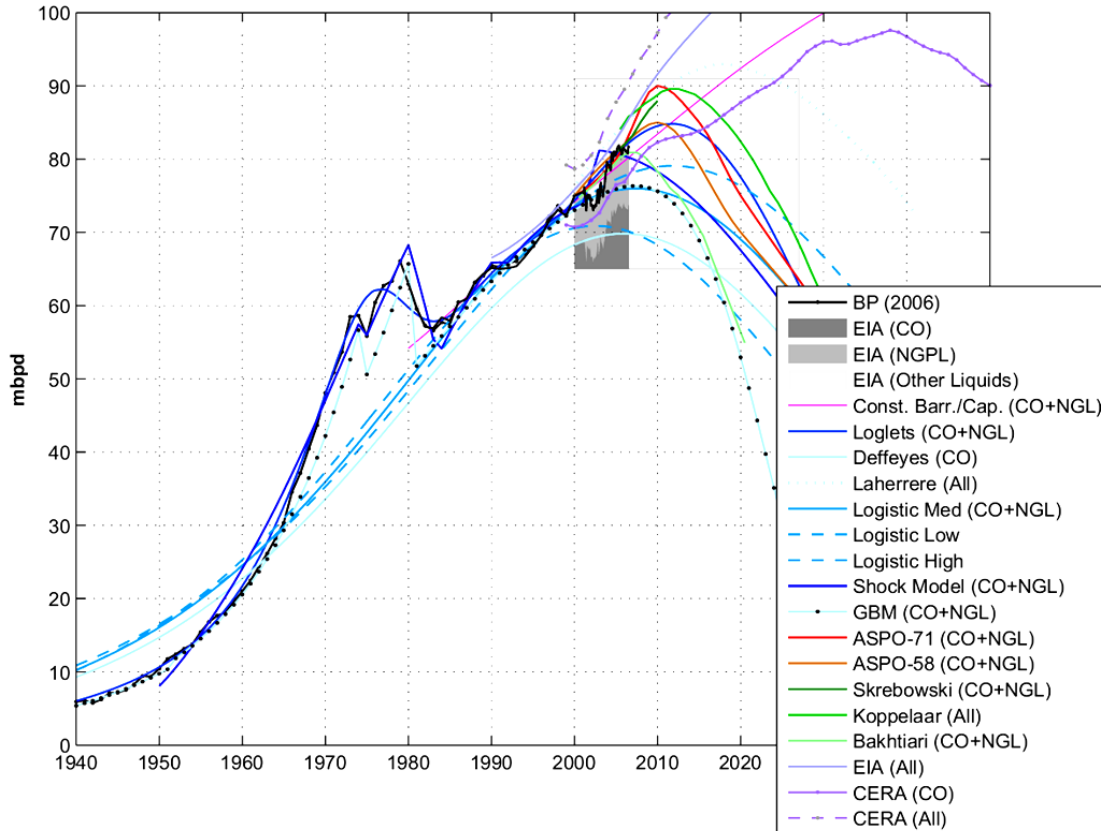
چاه‌های نفت و نرخ تولید کل یک میدان نفتی با چاه‌های متعدد بوجود آمده است. اغلب، پیک نفت با تقلیل (اتمام) منابع نفتی اشتباه گرفته می‌شود. پیک نفت زمانی است که تولید به بیشینه خود می‌رسد ولی اتمام منابع نفتی به دوره‌ای اشاره دارد که در آن ذخایر تمام شده و تامین نفت متوقف می‌شود.

در گذر زمان نرخ تولید کل یک میدان نفتی ابتدا به صورت نمایی رشد می‌کند تا به پیک برسد. سپس روندی نزولی (در برخی موارد سریعتر از رشد آن در زمان قبل از پیک) خواهد داشت تا منابع نفتی تمام شود. این رفتار زنگوله مانند به سبب تحقیقات و روش محاسبه ام. کینگ هابرت، زمین‌شناس امریکایی، به پیک منحنی هابرت شهرت یافته است که در شکل زیر نشان داده شده است [۲].



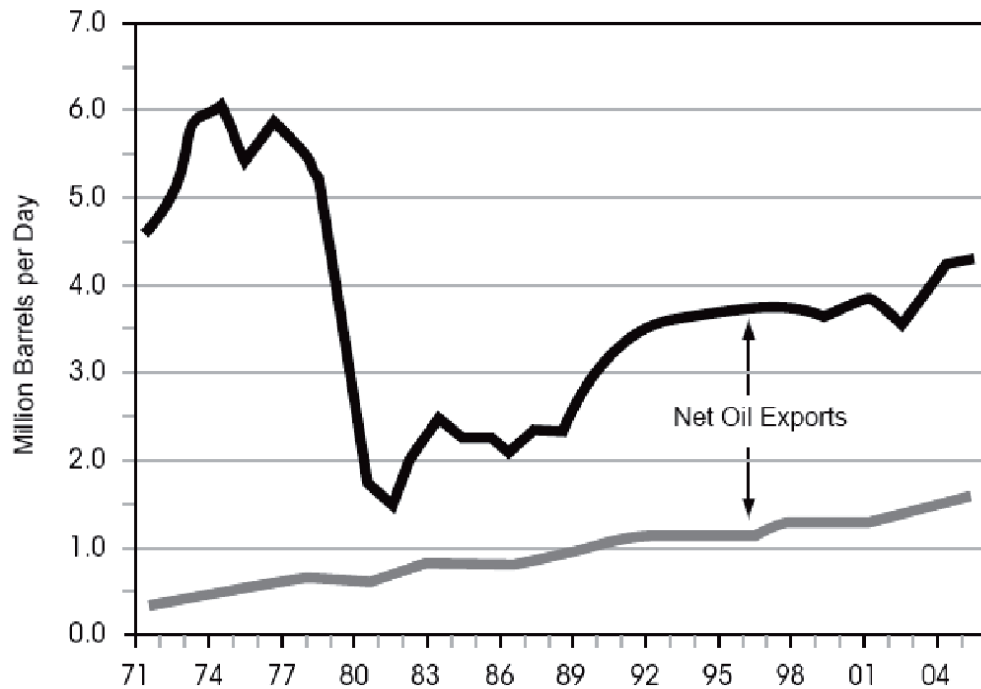
شکل (۱-۱) نمودار زنگوله مانند تولید نفت هابرت [۲]

علاوه بر روش هابرت که از طریق یک معادله لجستیک، پیک را محاسبه می‌کند (مراجعه شود به فصل روش تحقیق) برآوردها و پیش‌بینی‌های مختلفی از نرخ تولید نفت در جهان انجام می‌شود. شکل زیر نتایج برخی از این روش‌ها را به تصویر کشیده است. همانطور که در شکل نیز مشخص است، پیک تولید تقریباً در تمامی روش‌ها دیده شده است.



شکل (۱-۲) روند گذشته و سناریوهای آینده تولید نفت در جهان [۳]

شکل زیر نرخ تولید و تقاضای داخلی نفت خام در ایران و نیز اختلاف این دو که همان نرخ صادرات نفت خام است را نشان می‌دهد. از طرفی شاهد رشد تقاضای داخلی هستیم و از طرف دیگر تقاضای اوپک روز به روز افزایش می‌یابد. در این حین اهمیت تامین سرمایه‌گذاری در صنعت نفت با توجه به کاهش کلی صادرات نفت (و لذا درآمدهای حاصله) بیشتر نمایان می‌شود. تحت این شرایط که تقاضای روزافزون موجب افزایش تقاضا برای توسعه بیشتر میادین و افزایش ظرفیت تولید می‌شود، بررسی پیک تولید نفت مهم به نظر می‌رسد زیرا همانطور که در مقدمه بیان گشت، نفت برای اقتصاد ایران یک منبع اساسی بشمار می‌رود و بررسی پویایی‌های این بخش می‌تواند ورودی مناسبی برای سایر تصمیم‌گیری‌های کلان باشد.



شکل (۳-۱) تولید و مصرف نفت خام در ایران از سال ۱۹۷۱ تا ۲۰۰۵ [۴]

در بخش بعد به معرفی مختصر صنعت نفت شامل جایگاه منابع در جهان، ساختار، فعالیت‌ها و بازیگران اصلی صنعت نفت می‌پردازیم.

۳-۱- آشنایی با صنعت نفت ایران

جمهوری اسلامی ایران به عنوان دومین تولید کننده نفت در کشورهای عضو اوپک، با در اختیار داشتن ۱۰ درصد از کل ذخایر نفت و ۱۸ درصد از ذخایر گاز طبیعی جهان، هم اکنون با تولید بیش از چهار میلیون بشکه نفت در روز، جایگاه ویژه‌ای در تأمین انرژی جهان دارد و طی بیست سال آینده نیز، تأمین ۱۲ درصد از نیاز جهانی نفت را بر عهده خواهد داشت [۵].

همزمان با گسترش صنعت نفت و نیاز به بعضی تغییرات در ساختار سازمانی آن، اصلاحات قابل توجهی در سال‌های اخیر در ساختار سازمانی صنعت نفت ایران صورت گرفته است. با در نظر گرفتن این مهم بیشتر عملیات صنعت نفت در حال حاضر توسط ۴ شرکت اصلی ذیل انجام می‌گیرد:

♦ شرکت ملی نفت ایران

♦ شرکت ملی پالایش و پخش فراورده‌های نفتی

♦ شرکت ملی گاز ایران

♦ شرکت ملی پتروشیمی

با توجه به اهمیت و نقش مسلم شرکت ملی نفت در اکتشاف، حفاری، تولید و صادرات منابع نفت و گاز کشور، و حوزه اصلی این تحقیق، در ادامه به معرفی این شرکت و فعالیت‌های آن می‌پردازیم.

۱-۳-۱- شرکت ملی نفت ایران

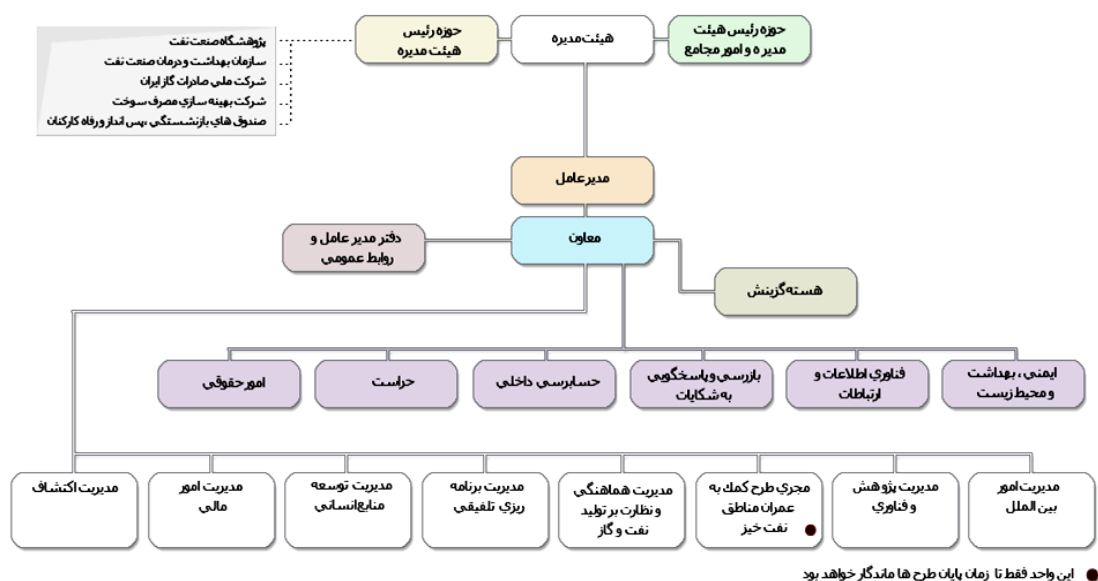
شرکت ملی نفت ایران با در اختیار داشتن ذخایر عظیم هیدروکربوری، در زمره بزرگترین شرکت‌های نفتی جهان نیز قرارداد [۶]. هم اکنون مقدار نفت و گاز در جای این شرکت به ترتیب ۱۳۷ میلیارد بشکه و ۲۸/۱۷ تریلیون متر مکعب ارزیابی گردیده است. تمام عملیات اولیه و فعالیت‌های صنعت نفت در زمینه اکتشاف، حفاری و تولید در مناطق نفتی و گاز بوسیله این شرکت اجرا می‌شود. این شرکت علاوه بر تامین نیازهای اصلی انرژی، بیشتر از ۸۰٪ از درآمد ارزی خارجی را بوسیله صدور نفت خام و فرآورده‌های نفتی پالایش یافته تامین می‌کند.

این شرکت از زمان تأسیس خود در سال ۱۳۳۰ تا کنون عهده‌دار سامان بخشیدن و سیاست‌گذاری کلیه فعالیت‌های نفتی اعم از اکتشاف، حفاری، تولید، پژوهش و توسعه، پالایش و توزیع نفت و گاز و فرآورده‌های نفتی و صادرات بوده است و این امر روز به روز با پیشرفت فناوری و پیچیده‌تر شدن مناسبات اقتصادی و سیاسی از اهمیت بیشتری برخوردار می‌گردد و بعنوان بخشی از سیاست‌های ملی و منطقه‌ای، همکاری با دیگر کشورهای مهم را در زمینه تأمین انرژی و ایجاد ثبات در بازار جهانی نفت در دستور کار خود قرار داده است.

هیأت مدیره شرکت به عنوان بالاترین مرجع تصمیم‌گیری اجرائی، مسئول حسن اجرای سیاست‌های مذکور تحت نظر مجمع عمومی به ریاست رییس جمهوری می‌باشد. ضمن اینکه راهبردهای صنعت نفت، در عمل راهبردهای اصلی این شرکت نیز محسوب می‌شوند.

شکل زیر چارت سازمانی شرکت ملی نفت را به خوبی نشان می‌دهد. ستاد شرکت ملی نفت ایران دارای ارکان زیر است:

- امور حقوقی
- فناوری اطلاعات و ارتباطات
- ایمنی بهداشت و محیط زیست
- بازرسی و پاسخگویی به شکایات
- حسابرسی داخلی
- حراست
- مدیریت ها



شکل (۱-۴) چارت سازمانی شرکت ملی نفت [۶]

فعالیت‌های بالادستی در شرکت ملی نفت ایران در قالب هفت مدیریت اصلی تقسیم شده است. مدیران هر کدام از بخش‌های هفت گانه ذیل اعضای هیئت مدیره را تشکیل داده و سیاست‌گذاری اصلی شرکت را عهده‌دار می‌باشند. این مدیریت‌ها عبارتند از:

- ♦ مدیریت اکتشاف
- ♦ مدیریت هماهنگی و نظارت بر تولید نفت و گاز
- ♦ مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی
- ♦ مدیریت امور بین الملل
- ♦ مدیریت پژوهش و فناوری

♦ مدیریت توسعه منابع انسانی

♦ مدیریت امور مالی

فعالیت‌های اصلی انجام شده توسط شرکت ملی نفت ایران شامل چنین مواردی است:

♦ فعالیت‌های زمین‌شناسی، تحقیقات ژئوفیزیک، توپوگرافی، سیسموگرافی،

magnetometry, graviometry که توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت ایران

هدایت و انجام می‌شود.

♦ اکتشاف و گسترش عملیات حفاری در مناطق آبی و ساحلی از مسئولیت‌های شرکت

ملی حفاری ایران است.

♦ استخراج منابع نفت و گاز در مناطق ساحلی و تولید نفت خام، با توجه به اصول

مهندسی مخازن، برای حفاظت از منابع نفتی استخراج یافته از مسئولیت‌های مدیریت

تولید برای مناطق ساحلی است.

♦ وظیفه مهم استخراج منابع نفت و گاز واقع در آب‌های بین‌المللی خلیج فارس مانند

سلمان، رشادت، ابذر و سروش قسمتی از مسئولیت‌های مدیریت تولید برای مناطق

ساحلی است.

♦ ذخیره تغذیه اصلی پالایشگاه‌های نفت و پتروشیمی.

♦ مدیریت عملیات بازاریابی، هدایت نفت خام و عملیات صدور محصولات نفتی پالایش

یافته، همکاری با سازمان اوپک، بازنگری بازار جهانی نفت خام و تصمیم‌گیری در مورد

سیاست‌های آینده مربوط به صادرات نفت خام، بعضی از مسئولیت‌های اساسی مدیریت

امور بین‌الملل می‌باشد.

♦ نقل و انتقال نفت خام و محصولات نفتی پالایش یافته از راه دریا، که نقش اساسی در

صادرات نفت خام و پخش محصولات نفتی به بنادر جنوبی کشور دارد، بوسیله

نفت‌کش‌های بزرگ شرکت ملی نفت کش انجام می‌شود.

از توضیحات وارده شده چنین بر می‌آید که زنجیره عملیات اکتشاف، حفاری، تولید، انتقال،

بازاریابی و صدور نفت خام مطابق یک برنامه هماهنگ بوسیله ادارات مختلف شرکت ملی نفت

ایران صورت می‌گیرد.

□ شرکت‌های تخصصی (خدمات فنی):

ارائه خدمات تخصصی یکی از مهمترین بخش‌های خدماتی در شرکت ملی نفت ایران محسوب می‌شود. بدین منظور هشت شرکت خدمات فنی تخصصی در زیرمجموعه شرکت ملی نفت ایران تعریف و مشغول به فعالیت می‌باشند. این شرکت‌ها عبارتند از:

- ◆ شرکت ملی حفاری ایران
- ◆ شرکت حفاری شمال
- ◆ شرکت مهندسی و توسعه نفت
- ◆ شرکت نفت خزر
- ◆ شرکت بازرگانی نفت ایران
- ◆ شرکت پشتیبانی، ساخت و تهیه کالای نفت
- ◆ شرکت پایانه‌های نفتی ایران
- ◆ شرکت منطقه ویژه اقتصادی پارس

□ شرکت‌های فعال در حوزه تولید:

مهمترین بخش فعالیت شرکت ملی نفت ایران در بخش تولید این شرکت است که به نوعی ماهیت وجودی آن را تبیین می‌نماید.

توجه به برنامه‌ریزی جهت تولید بیشتر و بهتر، همواره از عمده‌ترین مسایل در شرکت ملی نفت ایران است و مجموعه تولید در قالب فعالیت‌های شرکت‌های بهره‌برداری نفت و گاز تعریف شده است. این شرکت‌های تولیدی عبارتند از:

- شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
- شرکت نفت و گاز پارس
- شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان
- شرکت نفت فلات قاره
- شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

فصل ۲:

مروری بر پیشینه تحقیق

۱-۲- مقدمه

در این فصل مدل‌های سیستم دینامیک حوزه انرژی مورد بررسی قرار می‌گیرد. با توجه به نقش اساسی انرژی در توسعه اقتصادی کشورها و بویژه نقش نفت در اقتصاد ایران بررسی مدل‌های سیستم دینامیک حوزه انرژی می‌تواند بستر مناسبی را برای توسعه مدل اصلی تحقیق، فراهم آورد. از آنجاییکه حوزه انرژی گسترده بوده و مدل‌های این بخش از فراوانی بالایی برخوردار هستند، صرفاً مدل‌هایی از حوزه نفت و گاز که فرایندهای اکتشاف، تولید و تقاضا را در نظر می‌گرفتند مورد بررسی دقیق قرار گرفتند و در سایر حوزه‌ها صرفاً به بیان مختصری از مدل‌های موجود و اهداف آنها بسنده شده است. مدل‌هایی که در این حوزه خاص وجود داشتند اکثراً بر پایه ایده ام. کینگ هابرت^۱ (زمین‌شناس امریکایی) [۷ و ۸]، شکل گرفته‌اند ولی هر یک دیدگاه خاصی را در فرایند مدلسازی مورد توجه قرار داده‌اند و به قسمت خاصی از این فرایندها توجه داشته‌اند. در انتهای این فصل یک مقایسه و جمع‌بندی کلی از مدل‌های مطالعه شده آورده شده است که می‌تواند بخشی مهم و مفید از این تحقیق برای علاقه‌مندان مدلسازی در حوزه انرژی باشد.

۲-۲- مروری بر ادبیات موضوع

در این بخش، ابتدا به بررسی و نقد مدل‌هایی از ادبیات موضوع می‌پردازیم که در امریکا توسعه یافته‌اند. موارد اصلی عبارتند از:

راجر اف. نیل (۱۹۷۳) [۹]، جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون (۱۹۸۵) [۱۰]، جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون و پال آی. دیویدسن (۱۹۸۸) [۱۱]، پال آی. دیویدسن و جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون (۱۹۹۰) [۱۲].

سایر مدل‌های قابل توجه از کشورهای دیگر که بعد از مدل‌های قبل به آن‌ها خواهیم پرداخت عبارتند از: پی. اس. باجر و دی. جی. می^۲ (۱۹۹۲) [۱۳ و ۱۴]، ان. چوکری^۱ (۱۹۹۰) [۱۵]، اس.

^۱ M. King Hubbert

^۲ P. S. Bodger and D. G. May

چاودوری و کی. سی. ساهو^۲ (۱۹۹۲) [۱۶]، زد. تائو و ام. لی^۳ (۲۰۰۷) [۱۷]، کی. سی. چی و دبلیو. جی. ناتال و دی. ام. رینر^۴ (۲۰۰۸) [۱۸].

اطلاعات کاملتری از مدل‌های معرفی شده در سمینار کارشناسی ارشد اینجانب با عنوان "بررسی توسعه مدل‌های سیستم دینامیکی تولید و منابع انرژی - بهمن ۱۳۸۷" ذکر شده است. همچنین Taylor و Radzicki (۱۹۹۷) برخی مدل‌های موجود تا سال ۱۹۹۷ را در حوزه انرژی معرفی نموده‌اند [۱۹].

۲-۱-۲- مدل گاز طبیعی امریکا (۱۹۷۳)

نویسنده: راجر اف. نیل

این مدل [۹] یکی از تلاش‌های اولیه و در عین حال برانگیزاننده و الهام بخش در حوزه انرژی به شمار می‌رود. همانطور که از نام این مدل بر می‌آید، این مدل در حوزه گاز طبیعی به مدلسازی پرداخته است. بخش‌های اصلی مدل عبارتند از: اکتشاف، تولید، تقاضا، سرمایه‌گذاری در کاوش. این مدل امکان سناریو پردازی و سیاست گذاری را به خوبی فراهم آورده است به طوری که می‌توان به راحتی مقادیر کل منابع کشف نشده، مالیات بر قیمت چاه‌ها، نرخ رشد تقاضا، میزان سرمایه‌گذاری، عامل تکنولوژی و ... را تغییر داده و نتایج مدل را بررسی کرد. لذا تحت سناریوهای مختلف می‌توان به سیاستی بهینه دست یافت.

نیل از این جهت که یک پشتوانه فکری قوی (دیدگاه هابرت) را در مدلسازی خود وارد کرد، توانست نتایج مناسبی را بگیرد ولی نقاط ضعفی که می‌توان به آن‌ها اشاره کرد عبارتند از:

- ◆ تقاضا به صورت بیرونی دیده شده است (چون اساساً تاثیر بین بخش اقتصاد و انرژی وارد نشده است)
- ◆ حلقه تولید به صورت کامل و جامع مدل نشده است، به عنوان مثال سرمایه‌گذاری در این بخش دیده نشده

¹ N. Choucri

² S. Chowdhury and K. C. Sahu

³ Z. Tao and M. Li

⁴ K. C. Chi, W. J. Nuttall and D. M. Reiner

- ◆ در قسمت سرمایه‌گذاری ظرفیت فعلی دیده نشده است، زیرا مثلاً اگر ظرفیتی برای کاوش وجود داشته باشد دیگر نیازی به افزایش ظرفیت نیست
- ◆ مدل بخش تکنولوژی را جداگانه وارد نکرده است
- ◆ بحث وجود کالاهای جایگزین دیده نشده است
- ◆ ساختار مدل نیل تلویحا بیان می‌دارد که نرخ تولید برابر نرخ مصرف است که این نرخ اخیر توسط قیمت تغییر می‌کند. این فرض غیر واقعی به نظر می‌رسد و لذا باید فرایند تولید به صورت واضح مدل شود.
- ◆ از آنجا که نتیجه سرمایه‌گذاری در فرایند کاوش به دلیل زمان‌بر بودن فرایند حفاری، برآورد دقیق و ... تاخیری ۴ تا ۵ ساله دارد، تولیدکنندگان سرمایه‌گذاری خود را بر مبنای پیش‌بینی‌های تقاضا و قیمت گاز طبیعی انجام می‌دهند. البته نیل در مدل خود نرخ کاوش را بر اساس نرخ تولید (و یا همان مصرف) توسعه داده است که به جای استفاده از مقادیر آینده از مقادیر کنونی استفاده می‌کند.

۲-۲-۲- مدل سیستم دینامیک نفت آمریکا (۱۹۸۵-۱۹۹۰)

نویسندگان:

جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون (۱۹۸۵)

جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون و پال آی. دیویدسن (۱۹۸۸)

پال آی. دیویدسن و جان دی. استرمن و جرج پی. ریچاردسون (۱۹۹۰)

اساس مدل‌هایی که در این سه مقاله استفاده شده یکی است [۱۰، ۱۱ و ۱۲]. این مدل‌ها یکی از کامل‌ترین مدل‌هایی است که مستقیماً فرایندهای اکتشاف و تولید را فرموله کرده و از طرفی در بخش اقتصادی خود تقاضا و اثر کالاهای جایگزین را به صورت درونی دیده است. علاوه بر آن بخش تکنولوژی هم به خوبی وارد مدلسازی شده است. حوزه مورد بررسی در این مدل‌ها نفت است. این مدل دو رویکرد اصلی در این زمینه به نام‌های تئوری چرخه عمر منابع طبیعی هابرت و نیز روش قیاس زمین شناسی USGS را مقایسه کرده و نهایتاً از رویکردی ترکیبی استفاده کرده که این خود یکی از نقاط قوت مدل است. در مقاله اول نشان داده می‌شود که مدل هابرت

برآوردهای دقیقی را در ۲۰ سال قبل از پیک تولید نفت جهان نشان می‌دهد (کمی کمتر از میزان واقعی)، در حالیکه روش قیاس زمین شناسی USGS پیش بینی‌هایی بالاتر از میزان واقعی را در طول چرخه عمر منابع نشان می‌دهد. در مقاله دوم از مدل به منظور برآورد منابع نفتی ایالات متحده استفاده شده است. نهایتاً مقاله آخر به بیان نسخه بهبود یافته این مدل می‌پردازد که فاکتورهای تکنولوژی، اکتشاف، استخراج و تقاضا را به صورت درونی مدل می‌نماید. از این مدل برای سیاست گذاری‌هایی از قبیل کنترل قیمت، مالیات، هزینه‌های واردات و ... استفاده شده است و لذا این مدل در مدیریت منابع نفتی بسیار کارآمد بوده است.

۲-۲-۳- مدل سیستم دینامیکی انرژی نیوزلند (۱۹۹۲)

نویسندگان: پی. اس. باجر و دی. جی. می

حوزه مورد بررسی در این مدل به طور کلی انرژی است [۱۴]. این مدل روابط و تاثیر بین مصرف حامل‌های انرژی مختلف را به خوبی مدل کرده است. بخش‌های اصلی عبارتند از: منابع انرژی، صنایع پالایش انرژی، بخش تولیدکننده/مصرف‌کننده جامعه و فاکتورهای اقتصادی. مدل خیلی کلی بوده و فقط در پی بررسی رفتارهای کلی است و دانشی که ارائه می‌کند، فقط در رابطه با روند مصرف انواع انرژی است. از این مدل برای ارزیابی گزینه‌های مختلف انرژی آینده استفاده شده است [۱۳]. این مدل بدین جهت که به خوبی روند مصارف انرژی‌های مختلف را در طول زمان برای کشور نیوزلند نشان می‌دهد، دید مناسبی را برای سیاست‌گذاری‌های آینده فراهم می‌آورد و روند سرمایه‌گذاری‌ها در هر بخش را به خوبی نشان می‌دهد.

۲-۲-۴- تحلیل تولید نفت در کشورهای در حال توسعه: مطالعه موردی

مصر (۱۹۹۰)

نویسنده: ان. چوکری

این مقاله به کمک یک مدل سیستم دینامیک بخش داخلی نفت کشور مصر را به عنوان یک کشور در حال توسعه، تولید کننده نفت و غیراوپک تحلیل کرده است [۱۵]. سه هدف اصلی این مقاله

عبارتند از بررسی موضوعات خطمشی عمومی برای:

۱- اثرات قیمت‌گذاری داخلی انرژی (که بر مصرف داخلی اثر مستقیم می‌گذارد)؛

۲- اثرات قیمت جهانی نفت (که بر درآمد حاصله از صادرات اثر می‌گذارد) و

۳- عواقب عدم قطعیت‌های زمین‌شناختی (که بر جایگاه منابع و ذخایر اثر می‌گذارد).

یکی از تفاوت‌های اصلی این مدل با سایر مدل‌ها به حساب آوردن تولیدکنندگان غیردولتی و نیز دولتی در مدل است که خود امر مهمی به شمار می‌آید. بخش‌های اصلی عبارتند از: اکتشاف (دولتی و غیر دولتی)، تولید (دولتی و غیر دولتی)، سرمایه‌گذاری (دولتی و غیر دولتی)، مصرف داخلی و صادرات.

۲-۲-۵- مدل سیستم دینامیک صنعت اکتشاف/بهره‌برداری نفت و گاز هند (۱۹۹۲)

نویسندگان: اس. چاودوری و کی. سی. ساهو

در این تحقیق یک مدل سیستم دینامیک به منظور مطالعه رفتار بلندمدت صنعت اکتشاف/بهره‌برداری هند توسعه داده شده است [۱۶]. این مقاله بیشتر رویکرد مالی و حسابداری دارد تا اینکه به فرایندهای اکتشاف و تولید و ... توجه داشته باشد و این موارد به صورت خیلی کلی مدل شده است. دو بخش اصلی عبارتست از: بخش تکنیکال و بخش مالی. از نقاط قوت این مدل می‌توان به بررسی دقیق مسایل مالی (صورت‌حساب درآمد، ترازنامه مالی و گردش سرمایه) است که در سایر مدل‌ها کمتر به آن توجه شده است.

وجود نواسانات بزرگ برای متغییر نرخ اکتشاف در نتایج شبیه‌سازی مدل کمی غیر منطقی به نظر می‌رسد و دلیل این نواسانات در این مقاله بررسی نشده است و شاید ناشی از ندیدن برخی تاخیرها باشد. از این مدل برای تعیین و بررسی سیاست‌هایی همانند مالیات بر اکتشاف، افزایش تولید و ... استفاده شده است.

۲-۲-۶- مدل سیستم دینامیک پیک هابرت نفت چین (۲۰۰۷)

نویسندگان: زد. تائو و ام. لی

این مقاله با توجه به معادله لجیستیک که هابرت (۱۹۵۶ و ۱۹۸۲) ارائه کرد، سعی در توسعه مدل سیستم دینامیکی هابرت دارد [۱۷]. این مدل دید سیستمی خوبی نداشته و صرفاً فرمول هابرت را بوسیله نرم‌افزار STELLA شماتیک کرده و با توجه به داده‌های آماری ذخایر به تولید (R/P) نرخ سالانه منابع ثبت شده و لذا مقدار تجمعی آن را نیز به مدل اضافه کرده است. در واقع این مدل استفاده‌ای است از فرمول هابرت و قابلیت‌های نرم‌افزار شبیه‌سازی STELLA. مدل در مقایسه با پیش‌بینی‌های انجام شده قبلی از پیک تولید نفت چین، خوب عمل کرده است. از این مدل به منظور بررسی سناریوهایی استفاده شده است. سناریوی اول تغییر در برآوردها از مقدار کل منابع نفتی در چین است. سناریوی دیگری که می‌توان با این مدل آن را بررسی کرد تغییر در نرخ رشد داخلی است.

۲-۲-۷- پویایی‌های صنعت گاز طبیعی انگلستان (۲۰۰۸)

نویسندگان: کی. سی. چی و دبلیو. جی. ناتال و دی. ام. رینر

در این تحقیق یک مدل سیستم دینامیکی از صنعت گاز طبیعی انگلستان توسعه داده شده است تا بوسیله آن فاکتورهای موثر بر عرضه و تامین بلند مدت گاز طبیعی انگلستان و طبیعت رفتار این سیستم انرژی بررسی شود [۱۸]. همچنین تاثیر سیاست‌های مختلف در طول گذار انگلستان از کشوری مستقل در تامین گاز طبیعی به کشوری وابسته به واردات این حامل انرژی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

این مدل کاملاً از منطق مدل‌های نیل [۹] و استرمن و همکاران [۱۰، ۱۱ و ۱۲] استفاده می‌کند و اصلی‌ترین ایرادی که می‌توان به آن گرفت این است که آیا روندهای تصمیم‌گیری در انگلستان همانند امریکاست که نویسندگان دقیقاً از همان منطق برای مدلسازی استفاده کرده است؟ اگر جواب سوال مثبت باشد، مدل، مدل خوبی است و در غیر این صورت کل مدل زیر سوال می‌رود.

بخش‌های اصلی مدل عبارتند از: اکتشاف، تولید و مصرف و پیش‌بینی تقاضا و کالاهای جانبی.

۲-۳- جمع‌بندی

در جدول زیر، چکیده‌ای از مدل‌های اصلی بررسی شده در این تحقیق آورده شده است. به کمک این جدول به خوبی می‌توان مطالعات انجام شده را جمع‌بندی کرده و مدل‌ها را با هم مقایسه نمود. خصوصیتی که به طور خلاصه در این جدول آمده است عبارتند از: نویسندگان، سال انتشار، نوع انرژی مورد بررسی، بخش‌های اصلی مدل، سناریوها و یا سیاست‌های بررسی شده و نقاط قوت و ضعف احتمالی.

جدول (۱-۲) مقایسه‌ای از مدل‌های بررسی شده ادبیات موضوع

ردیف	نویسندگان	سال	نوع انرژی مورد	بخش‌های اصلی مدل	سناریوها و سیاست‌های بررسی شده	توضیحات (نقاط قوت و یا ضعف)
۱	راجر اف. نیل	۱۹۷۳	گاز طبیعی	<ul style="list-style-type: none"> - اکتشاف - تولید - تقاضا - سرمایه‌گذاری 	<p>این مدل سناریوها و سیاست‌هایی را در مورد چنین مواردی بررسی می‌کند:</p> <ul style="list-style-type: none"> - منابع کشف نشده - مالیات بر قیمت چاه‌ها - نرخ رشد تقاضا - میزان سرمایه‌گذاری - عامل تکنولوژی - کنترل قیمت توسط دولت 	<p>این مدل یکی از تلاش‌های اولیه و در عین حال برانگیزاننده و الهام بخش در حوزه انرژی به شمار می‌رود. تقاضا به صورت بیرونی دیده شده و اساسا تاثیر بین بخش اقتصاد و انرژی مدل نشده است. حلقه تولید به صورت کامل و جامع مدل نشده است. نیاز برای سرمایه‌گذاری در مدل دیده نشده است. وجود کالاهای جایگزین دیده نشده است. یکی از فرضیات اشتباه مدل برابر گرفتن نرخ تولید با نرخ مصرف است. نرخ کاوش بر اساس پیش‌بینی‌ها از مقادیر آینده تولید و یا تقاضا تعیین می‌شود، درحالیکه در این مدل این نرخ بوسیله نرخ کنونی تولید تعیین شده است.</p>

ردیف	نویسندگان	سال	نوع انرژی مورد	بخش‌های اصلی مدل	سناریوها و سیاست‌های بررسی شده	توضیحات (نقاط قوت و یا ضعف)
۲	جان دی. استرمن و همکاران	۱۹۸۵ و ۱۹۸۸	نفت	<ul style="list-style-type: none"> - جستجو و اکتشاف - تولید و مصرف - تکنولوژی - قیمت، درآمد و سرمایه‌گذاری - تقاضا و کالای جایگزین 	<ul style="list-style-type: none"> - این مدل سناریوها و سیاست‌هایی را در مورد چنین مواردی بررسی می‌کند: - کنترل قیمت - مالیات - رشد اقتصاد داخلی - پیشرفت تکنولوژی‌های کاوش و استخراج - هزینه‌ها - تاثیرات کالاهای جانشین - سیاست‌های تامین اوپک و سایر تامین‌کننده‌ها - سیاست‌هایی در مورد هزینه‌های واردات و نیز محدود کردن واردات - سیاست‌های ذخیره‌سازی و ذخیره‌های استراتژیک 	<p>یکی از مزایای استفاده از شبیه‌سازی به همراه رویکرد داده‌ای ترکیبی (تئوری چرخه عمر منابع طبیعی هابرت و روش قیاس زمین شناسی USGS) در مدل است.</p> <p>این مدل‌ها به مرور اکثر معایب مدل گاز طبیعی نیل را برطرف کرده‌اند.</p>
		۱۹۹۰	نفت	<ul style="list-style-type: none"> - تقاضا، واردات و کالای جایگزین - سرمایه‌گذاری - اکتشاف - تولید - تکنولوژی - درآمد، قیمت و هزینه 		

ردیف	نویسندگان	سال	نوع انرژی مورد	بخش‌های اصلی مدل	سناریوها و سیاست‌های بررسی شده	توضیحات (نقاط قوت و یا ضعف)
۳	نازلی چوکری	۱۹۹۰	نفت	- اکتشاف (دولتی و غیر دولتی) - تولید (دولتی و غیر دولتی) - سرمایه‌گذاری (دولتی و غیر دولتی) - مصرف داخلی و صادرات	- تغییر قیمت‌های جهانی - تغییر قیمت‌های داخلی - تغییر در منابع - تغییر در سهم کمپانی‌های خصوصی	این مدل از معدود مدل‌هایی است که یک کشور در حال توسعه و تولیدکننده نفت را بررسی می‌کند. یکی از مزایا جداگانه در نظر گرفتن کمپانی‌های خصوصی و دولتی است.
۴	اس. چاودوری و کی. سی. ساهو	۱۹۹۰	نفت و گاز	- بخش تکنیکال (اکتشاف/ بهره‌برداری) - بخش مالی (صورتحساب درآمد، ترازنامه و گردش سرمایه)	- مالیات بر اکتشاف - افزایش تولید	رویکرد اصلی مدل پرداختن به جنبه‌های مالی مدل در مدلسازی است که خود یکی از نقاط قوت این مدل است چراکه در سایر مدل‌ها کمتر به آن توجه شده است. وجود نواسانات بزرگ برای متغییر نرخ اکتشاف در نتایج شبیه‌سازی مدل کمی غیر منطقی به نظر می‌رسد
۵	پی. اس. باجر و دی. جی. می	۱۹۹۲	انرژی	- منابع انرژی - صنایع پالایش انرژی - بخش تولید کننده/ مصرف کننده جامعه و فاکتورهای اقتصادی	- ارزیابی گزینه‌های مختلف انرژی	این مدل به خوبی پویایی جایگزینی انرژی‌های اولیه را بررسی می‌کند.
۶	زد. تائو و ام. لی	۲۰۰۷	نفت	- منابع تولید - نرخ رشد داخلی	- تغییر در برآوردها از مقدار کل منابع نفتی - تغییر در نرخ رشد داخلی	این مدل دید سیستمی خوبی نداشته و صرفاً فرمول هابرت را شماتیک کرده است.

توضیحات (نقاط قوت و یا ضعف)	سناریوها و سیاست‌های بررسی شده	بخش‌های اصلی مدل	نوع انرژی مورد	سال	خصوصیات نویسندگان	ردیف
اصلی ترین ایرادی که می‌توان به آن گرفت این است که آیا روندهای تصمیم‌گیری در انگلستان همانند امریکا است که نویسنده دقیقا از همان منطق برای مدلسازی استفاده کرده است؟	<ul style="list-style-type: none"> - سیاست‌های مالیاتی - تقاضا - تکنولوژی پیشرفته - میزان وابستگی به واردات گاز 	<ul style="list-style-type: none"> - اکتشاف - تولید و مصرف - پیش‌بینی تقاضا و کالاهای جانشین 	گاز طبیعی	۲۰۰۸	کی.سی.چی و دلیو.جی. ناتال و دی.ام. رینر	۷

فصل ۳:

روش تحقیق

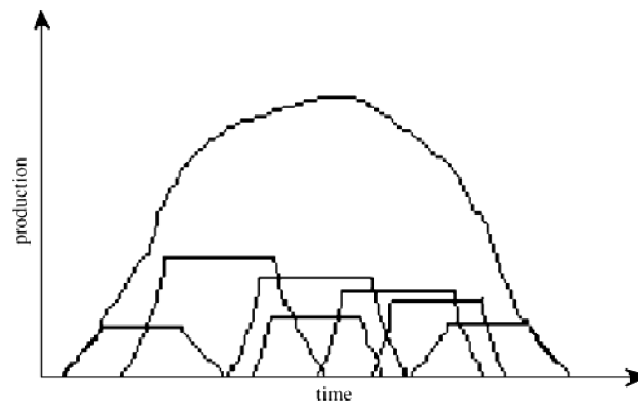
۳-۱- مقدمه

در این فصل به معرفی و بررسی متدولوژی مورد استفاده در این تحقیق پرداخته می‌شود. یکی از اصی‌ترین روش‌های مورد استفاده در بررسی چرخه عمر منابع طبیعی، روش ام. کینگ هابرت [۷] و [۸] می‌باشد. لذا در این فصل علاوه بر بررسی متدولوژی سیستم دینامیک به معرفی مختصر این روش نیز خواهیم پرداخت. همچنین پس از معرفی روش هابرت و در انتهای این فصل، مساله پیک تولید نفت خام ایران با این روش نیز مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۳-۲- روش چرخه عمر ام. کینگ هابرت

ام. کینگ هابرت در سال ۱۹۵۶ با استفاده از یک معادله لجستیک تولید نفت خام را در ۴۸ ایالت امریکا پیش‌بینی کرد [۷]. نتایج تحقیقات وی نشان داد که تولید نفت خام در امریکا بین سال‌های ۱۹۶۵ و ۱۹۷۰ شاهد یک پیک خواهد بود. پس از آن محققان زیادی سعی در محاسبه پیک هابرت برای تولید نفت خام در کشورهای مختلف جهان کرده‌اند.

بنابر روش چرخه عمر هابرت، تولید نفت خام در ابتدا روندی افزایشی دارد تا به یک نقطه بیشینه برسد. سپس در طول مدتی ثابت باقی خواهد ماند و بعد از آن روندی نزولی خواهد داشت. این رفتار یک منحنی را تشکیل می‌دهد که به منحنی هابرت معروف شده و در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل (۳-۱) منحنی هابرت

هابرت بیان داشت که معادله لجستیک زیر را می توان برای برآورد تولید نفت استفاده کرد:

$$P = aQ(1 - Q/R) \quad (1-3)$$

در معادله فوق، متغیر P نشان دهنده تولید سالیانه نفت خام، متغیر Q نشان دهنده تولید تجمعی است (که می توان آن را از P بدست آورد) و متغیر R نشان دهنده منابع کل (برابر با تولید تجمعی پس از تمام شدن تمام منابع قابل استحصال^۱) است. نهایتاً ضریب a پارامتری است که نرخ رشد داخلی^۲ خوانده می شود.

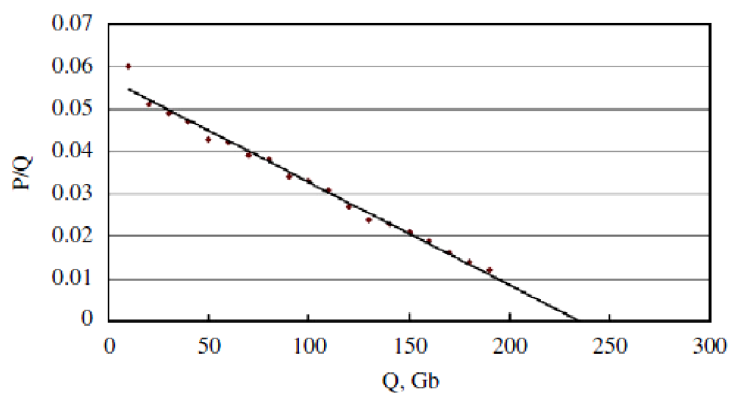
معادله هابرت را می توان به صورت زیر نیز نوشت:

$$P/Q = a - aQ/R \quad (2-3)$$

یا

$$P/Q = a - mQ \quad (3-3)$$

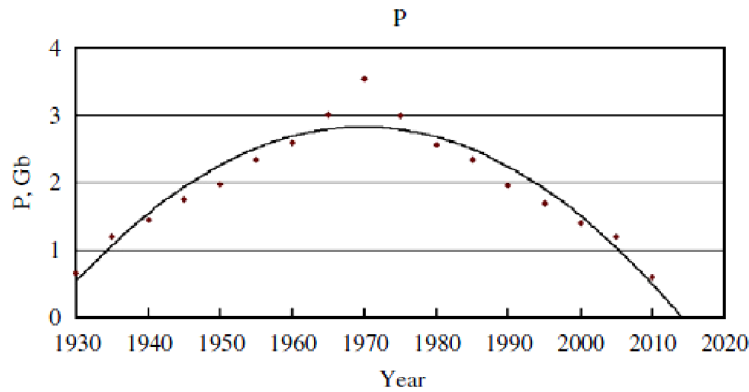
در معادله فوق پارامتر m نشان دهنده تولید نفت است (a/R).
 دو شکل زیر برآوردهای هابرت را از تولید نفت خام امریکا نشان می دهد.



شکل (۲-۳) برآورد تولید نفت امریکا

¹ Recoverable oil resources

² Intrinsic growth rate



شکل (۳-۳) پیک تولید سالیانه امریکا در سال ۱۹۷۰

با توجه به معادله هابرت، در بخش آخر این فصل یک مدل سیستم دینامیکی توسعه داده شده است که پیک هابرت تولید نفت خام ایران را نشان می‌دهد.

۳-۳- متدولوژی سیستم دینامیک

۳-۳-۱- مقدمه

سیستم دینامیک به عنوان یکی از اولین پاسخ‌ها به نقاط ضعف تحقیق در عملیات و دیگر تکنیک‌های علم مدیریت توسط جی. دبلیو فورستر در MIT^۱ برای اولین بار مطرح گردید [۲۰]. از دید فورستر، تکنیک‌های مدل‌سازی تحقیق در عملیات فقط قادر به داشتن تعداد محدودی متغیر در یک سیستم هستند و از طرفی دیگر رابطه‌های بین این متغیرها به صورت خطی دیده می‌شود. فورستر پس زمینه‌ای ذهنی از مدارهای الکتریکی و سروو - مکانیزم^۲ داشت. وی دانش خود در مورد نظریه کنترل بازخوردی و استفاده از کامپیوترهای مدرن را در جهت توسعه روش‌هایی برای مدل‌سازی و تحلیل مسائل در سیستم‌های پیچیده به کار برد. این رویکرد بر رفتار پویا و سیستمیک سیستم تمرکز دارد و بر اساس نتایج تحقیقات گذشته تاستین^۳ [۲۱] در مورد

¹ Massachusetts Institute of Technology

² Servo-mechanism

³ Tustin

سیستم‌های کنترل الکتریکی و مکانیکی توسعه یافته است.

فورستر توسعه اصول و روش‌های پویایی‌های صنعتی را ادامه داد و آن را در حوزه‌های مختلف اجرا نمود. نمونه‌هایی از سیستم‌های پویای بررسی شده به این صورت هستند: فرایند مهندسی سیستم‌ها، بیولوژی، سیستم‌های اجتماعی، روانشناسی و بوم‌شناختی. فورستر کتاب‌های "اصول سیستم‌ها" [۲۲] و "پویایی‌های شهری" [۲۳] را در سال‌های ۱۹۶۸ و ۱۹۶۹ و "پویایی‌های جهانی" [۲۴] را در سال ۱۹۷۱ به چاپ رساند.

پس از تحقیقاتی که فورستر در MIT انجام داد، این رویکرد در بسیاری از نقاط دنیا در موارد بسیاری مورد استفاده قرار گرفت. از میان آن‌ها می‌توان از فروپاشی امپراطوری مایان^۱، رشد کشورهای در حال توسعه، مدیریت ظرفیت مراقبت‌های بهداشتی و درمانی در هلند، نوسان بازار نفت و رشد شرکت‌ها از ابتدای ظهور می‌توان نام برد.

سیستم دینامیک، از دید وسیع‌تر سیستم را به صورت یکسری فرایندهای بازخوردی که نشان‌دهنده یک ساختار مشخص و منظم هستند، می‌بیند. در واقع این ساختار علی و معلولی است که باعث رفتار پویای سیستم می‌شود. مشکل مطالعه سیستم‌های پیچیده به دلیل تعداد بسیار زیاد متغیر و ارتباطات بین آن‌ها از طریق حلقه‌های بازخوردی مرتبط با یکدیگر است.

فورستر در این باره می‌گوید:

"ساختار یک سیستم پیچیده یک حلقه بازخورد ساده نیست که در آن یک حالت سیستم باعث تعیین رفتار سیستم شود. یک سیستم پیچیده دارای حلقه‌های بازخوردی متعددی است. نرخ‌ها و سطح‌های داخلی آن توسط ارتباطات غیر خطی مشخص می‌شود. سیستم پیچیده از مرتبه بالا برخوردار است و این بدان معنا است که تعداد متغیرهای سطح آن زیاد است. این سیستم‌ها معمولاً دارای حلقه‌های مثبت هستند که این حلقه‌ها نشان‌دهنده فرایندهای رشد می‌باشند. همچنین دارای حلقه‌های منفی یا هدف-جو هستند."

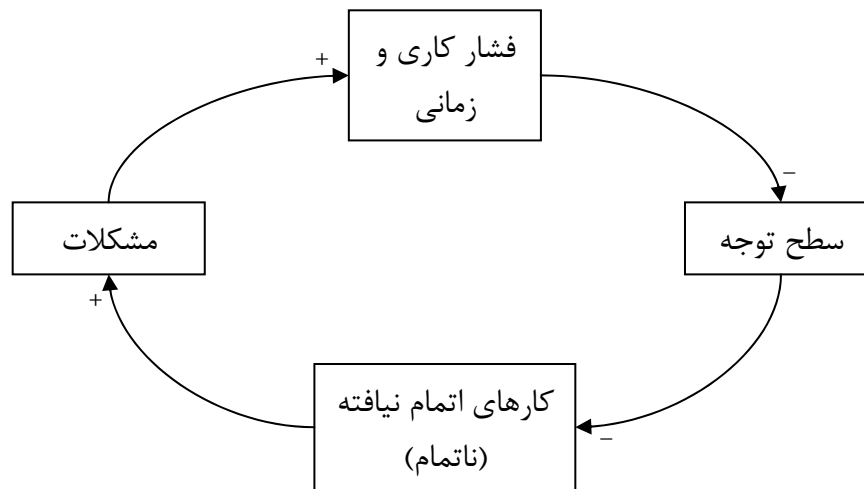
از این دید، مشخص است که علت و معلول معمولاً در زمان و مکان به صورت نزدیک با یکدیگر ارتباط ندارند. بنابراین ضروری است که اگر بنا باشد رفتار یک سیستم مورد مطالعه قرار گرفته و یا در آن سیستم تصمیم‌گیری انجام شود، به صورت عمیق ساختار آن شناخته شده باشد.

¹ Mayan

۳-۲-۳- مدل‌های سیستم دینامیک

قبل از شروع فرایند مدل‌سازی، ما نیاز به نمایشی مناسب از سیستم مورد نظر و عناصر مهم آن خواهیم داشت. این نمایش، داده‌ها و نظریه‌های موجود در موضوع مورد تحقیق و نیز ظرفیت ذهن بشر را برای تشخیص اینکه رفتار سیستم به چه چیزی وابسته است، به تصویر می‌کشد. زمانیکه به این نمایش دست یافتیم، می‌توانیم به مدل‌سازی سیستم پردازیم.

در تشخیص و اعمال مرز سیستم، تحلیل‌گر باید مشخص کند که چه عناصری در جهت تولید رفتار مورد مطالعه با یکدیگر در تعامل هستند. مسئله مهم در برداشتن تمام آن عناصر متعامل و متاثر بر شرایط مسئله و حذف تمام چیزهایی است که تاثیری بر رفتار سیستم ندارند. رفتار پویای سیستم در درون مرز توسط حلقه‌های بازخورد متعامل تولید می‌شوند. این مورد را می‌توان به کمک رویکرد "گراف جهت‌دار" که یک نمودار حلقه علی نشان‌دهنده "جهت بازخورد" است، توصیف نمود. یک مثال ساده در شکل زیر نشان داده شده است.



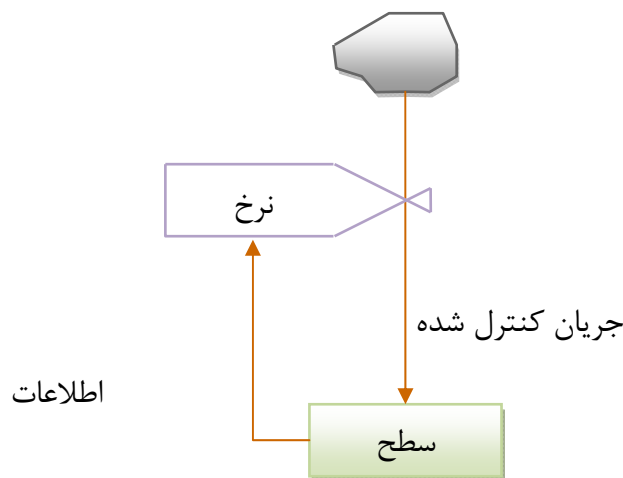
شکل (۳-۴) نمودار ساده جهت‌دار

همان‌طور که از نمودار مشخص است، کارهای اتمام نیافته در صورتی که تجمع یابند باعث مشکلات بیشتر، فشار کاری بالاتر و نیز کاهش سطح توجه افراد شوند. این مسئله باز هم باعث افزایش کارهای اتمام نیافته در سیستم خواهد شد. در این نمودار، عناصر فشار کاری و زمانی، مشکلات بیشتر، سطح پایین توجه و کارهای اتمام نیافته با یکدیگر دارای رابطه بازخوردی نشان داده شده هستند.

یک نمودار جهت‌دار ما را قادر می‌سازد تا تاثیر و نحوه تعامل عناصر را با یکدیگر به تصویر بکشیم. در مثال فوق، برخی علامت‌ها مثبت هستند زیرا افزایش (یا کاهش) در هر یک از آن‌ها، باعث تغییر در جهت موافق در عنصر دیگر می‌شود (یعنی در این مثال باعث افزایش آن خواهد شد). مشکلات بیشتر باعث افزایش فشار کاری و کارهای ناتمام کمتر باعث کاهش مشکلات خواهد شد. یک فرد در یک چنین حلقه بازخوردی تقویت‌کننده‌ای به افسرگی روحی خواهد رسید. اضافه نمودن یک عنصر اضافی به نام "پنج کارمند بیشتر" باعث تاثیر منفی بر "مشکلات بیشتر" خواهد شد. برای مثال افزایش کارمندان باعث کاهش مشکلات خواهد شد (که با یک علامت منفی نشان داده می‌شود). این رابطه معکوس به تثبیت حلقه کمک می‌کند. این نمودار جهت‌دار را می‌توان با اضافه نمودن حلقه‌های مختلف که نشان‌دهنده تعاملات درون سیستم هستند، توسعه داد. زمانیکه این مفهوم‌سازی از ساختار سیستم انجام گرفت، مدل باید برای استفاده توسط یک کامپیوتر دیجیتال برای شبیه‌سازی رفتار سیستم مورد بررسی تنظیم گردد. این مسئله به این صورت ممکن می‌شود که تمام بازخوردها از دو نوع متغیر "نرخ" و "سطح" ساخته شده‌اند. از دید فوروستر:

"یک حلقه بازخورد، ساختاری است که در آن نقطه تصمیم (نرخ معادله) کنترل‌کننده یک نرخ و یا جریانی از افعال است."

یک سطح مقداری از یک عنصر است که در طول زمان می‌تواند تغییر کند. نرخ، جریانی یا رابطه‌ای بین عناصر است که باعث تغییر در واحد زمان می‌شود. شکل زیر نشان‌دهنده یک مثال ساده در این مورد است.



شکل (۳-۵) ساده‌ترین حلقه بازخوردی (که شامل یک سطح و یک نرخ است)

شبیه‌سازی کامپیوتری می‌تواند خصایص پویای یک سیستم را بر اساس حلقه‌های بازخوردی و از طریق دو نوع متغیر سطح و نرخ نشان می‌دهد. بنابراین سیستم دینامیک می‌تواند هشدار دهنده مدیریت در مورد نتایج اعمالشان در سیستم باشد. با توجه به این مسئله، سیستم دینامیک می‌تواند تاثیر بسزایی در تصمیم‌گیری‌های مدیریتی داشته باشد.

۳-۳-۳- مراحل انجام متدولوژی سیستم دینامیک

مراحل انجام این متدولوژی به صورت زیر است [۲۵]:

۱. ابتدا مسئله مورد بررسی قرار می‌گیرد و تعریف می‌گردد. در این مرحله به سوالات زیر پاسخ گفته می‌شود:
 - ◆ مسئله چیست؟
 - ◆ متغیرهای کلیدی و مفاهیمی که باید مد نظر قرار گیرند، چیستند؟
 - ◆ بازه زمانی شبیه‌سازی چقدر است؟
 - ◆ رفتار تاریخی مفاهیم و متغیرهای کلیدی چگونه بوده است؟
۲. نمودار حلقه‌های علی و معلولی^۱ برای سیستم رسم می‌گردد.
۳. با توجه به نمودار حلقه‌های علی و معلولی، نمودار سطح و جریان^۲ برای سیستم رسم می‌گردد.
۴. پارامترها، رابطه‌های رفتاری و حالت‌های اولیه سیستم از طرق مختلفی مانند بررسی نظریه‌ها، مطالعات موردی و غیره تعیین می‌گردد.
۵. اعتبارسنجی مدل از طریق راه‌هایی مانند تجزیه و تحلیل حساسیت و غیره بررسی می‌گردد.
۶. پس از تایید معتبر بودن مدل، سناریوپردازی برای تعیین سیاست‌های بهینه انجام می‌شود.

¹ Causal-loop Diagram

² Stock & Flow Diagram

البته در دنیای واقعی لازم است که این مراحل به صورت چرخه‌ای انجام گیرند تا همیشه بتوان به سمت استراتژی‌های بهینه‌تر حرکت نمود و آن‌ها را اجرایی نموده و از نتایج آن در سیاست‌گذاری‌های بعدی استفاده کرد.

۳-۳-۴- علت انتخاب روش

اصلی‌ترین علت انتخاب این متدولوژی این است که سیستم دینامیک رویکردی برای بررسی، مطالعه و درک رفتار سیستم‌های پیچیده در طول زمان است. این رویکرد می‌تواند تعاملات پیچیده درون سیستم را به صورت واضح توسط نمودارهای خود (نمودار حلقه‌های علی و معلولی و نمودار سطح-جریان) مدل‌سازی نموده و نشان دهد. استفاده از این حلقه‌های بازخوری و نرخ‌ها و سطح‌ها در مدل‌سازی، خصوصیت بارز سیستم دینامیک نسبت به مدل‌های ریاضی، آماری و غیره است [۲۶]. از طرفی سیستم دینامیک می‌تواند با استفاده از مدل‌های خود رفتار سیستم‌های کاملاً پیچیده و غیر خطی را توصیف نماید. در قسمت بعد به بیان اهمیت و کاربرد متدولوژی سیستم دینامیک در مطالعات مرتبط با مسایل انرژی پرداخته می‌شود. همچنین در بخش ۳-۵ مساله مورد تحقیق با استفاده از روش هابرت مورد بررسی قرار می‌گیرد و نشان داده می‌شود که چرا استفاده از متدولوژی سیستم دینامیک مفیدتر خواهد بود.

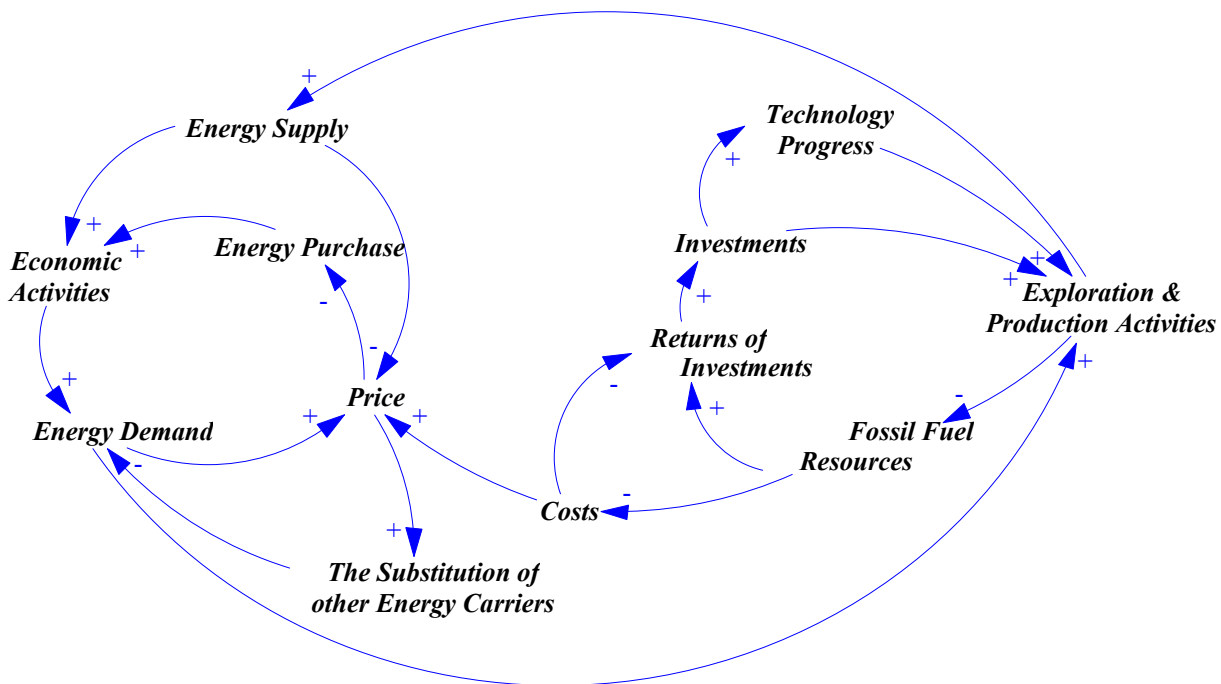
□ پویایی‌های صنعت انرژی و کاربرد سیستم دینامیک

بخش انرژی به سبب وجود و تاثیرگذاری عوامل سیاسی، اقتصادی، زیست‌محیطی و اجتماعی، یکی از پیچیده‌ترین سیستم‌ها در دنیا است. با در نظر داشتن فعالیت‌های (رو به رشد) اقتصادی به عنوان فعالیت‌هایی انرژی‌بر، تقاضای انرژی روز به روز در حال افزایش است. زمانیکه با کمبود در تامین انرژی مواجه باشیم، قیمت حامل‌های انرژی بالا خواهد رفت. از طرف دیگر، افزایش قیمت حامل‌های انرژی به همراه قدرت ثابت خرید، ممکن است منجر به کاهش خرید حامل‌های انرژی شود و این امر نهایتاً فعالیت‌های اقتصادی را تحت‌الشعاع قرار دهد. این محدودیت در فعالیت‌های اقتصادی، منجر به کاهش در تقاضا شده و متعاقباً، قیمت‌ها را پایین خواهد آورد. از طرف دیگر، یک افزایش در تقاضای انرژی منجر به افزایش در تولید انواع حامل‌های انرژی

خواهد شد که این خود تقلیل در منابع طبیعی این حامل‌ها را در پی خواهد داشت چراکه منابع انرژی محدود بوده و استفاده بی‌رویه از آن‌ها نتیجه‌ای جز تقلیل و اتمام منابع ندارد. تقلیل منابع خود افزایش هزینه‌های تولید حامل‌های انرژی را در پی دارد که منجر به افزایش قیمت آن‌ها می‌شود. همچنین، تقلیل منابع کاهش بازگشت سرمایه را در پی خواهد داشت که خود منجر به کاهش توان بخش انرژی می‌شود چرا که این سرمایه‌گذاری‌ها افزایش فعالیت‌های مرتبط با اکتشاف و تولید حامل‌های انرژی و نیز تکنولوژی مورد استفاده را سبب می‌شوند.

بعلاوه، رشد و توسعه تکنولوژی که در بخش انرژی مورد استفاده قرار می‌گیرد، تاثیر بسزایی را در سیستم ایفا می‌کند. به عنوان نمونه، تکنولوژی‌های جدید می‌توانند برخی فعالیت‌های غیراقتصادی گذشته را به فعالیت‌هایی اقتصادی تبدیل کنند.

وجود حامل‌های جایگزین عامل تاثیرگذار دیگری است بدان معنا که افزایش قیمت در یک حامل سبب افزایش جایگزینی سایر حامل‌های انرژی می‌شود. شکل زیر پویایی‌های ذکر شده را به تصویر می‌کشد.



شکل (۳-۶) پویایی‌های بخش انرژی

بخش انرژی نقشی متمایز را در اقتصاد کشورهای صادرکننده حامل‌های انرژی ایفا می‌کند بدان معنا که نه تنها صنعت آن کشور مستقیماً از عملکرد بخش انرژی تاثیر می‌پذیرد، بلکه از آنجاییکه

بخش مهمی از درآمدهای ملی در این کشورها از صادرات انرژی حاصل می‌شود، نوسانات در عملکرد بخش انرژی قویا توان مالی دولت را در پرداخت‌های داخلی و خارجی تحت تاثیر قرار می‌دهد. بنابراین بخش انرژی نقشی کلیدی را در اقتصاد کشورهای صادرکننده انرژی ایفا می‌کند. پویایی بازارهای انرژی برای کشورهایی که وابسته به واردات انرژی برای برآورده ساختن تقاضای خود هستند نیز به طرز قابل توجهی مهم و اثرگذار است. هر گونه تغییری در بازار، در صورتیکه پیش‌بینی نشده باشد، می‌تواند اثرات مخربی را بر اقتصاد آن‌ها بگذارد.

موارد فوق‌الذکر مرور مختصری از پویایی‌ها و پیچیدگی‌های بخش انرژی بود. تجزیه و تحلیل، تصمیم‌گیری و سیاست‌گذاری در این بخش چنان دغدغه مهمی برای دولتمردان است که سالانه مقادیر قابل توجهی پول صرف این موارد می‌شود. مطالعه چنین سیستم چند وجهی و پیچیده نیازمند ابزار تحقیقی جامع است چراکه بدون آن انجام تحلیلی فراگیر غیرممکن خواهد بود.

متدولوژی سیستم دینامیک به عنوان یک ابزار تحقیق مفید، تخصص و دانش موجود (نزد خبرگان سازمان و روال‌های آن) و داده‌ها و اطلاعات سیستم را اخذ کرده و به کمک قدرت تحلیلی کامپیوتر و شبیه‌سازی، یک چارچوب یکتا و یکپارچه برای تحلیل مساله فراهم می‌آورد. چارچوب مورد نظر، نتایج فرضیات، سناریوها و سیاست‌های مختلف را به صورت بصری نشان داده و مدل توسعه داده شده تصمیم‌گیرنده را در طراحی سیاست‌هایی منطقی و آرایه راه‌کارهایی برای تسکین اثرات مخرب احتمالی، یاری می‌رساند.

۳-۴- نرم‌افزار مدل‌سازی

لازم به ذکر است که در این پایان‌نامه برای مدل‌سازی از نرم‌افزار Vensim استفاده شده است. این نرم‌افزار برای توسعه و تحلیل مدل‌های پویای بازخوردی توسط شرکت Ventana Systems برای اولین بار در سال ۱۹۹۱ میلادی ارائه گردیده و اکنون به عنوان یکی از قویترین نرم‌افزارها در این زمینه شناخته می‌شود. شعار این نرم‌افزار "ایجاد ارتباط میان تفکر سیستمی و مدل‌های پویای قدرتمند" است [۲۷].

نرم‌افزار دیگری که در انجام این تحقیق از آن استفاده شده است، نرم‌افزار Minitab می‌باشد. این نرم‌افزار در تحلیل (رگرسیون) داده‌های آماری و استخراج معادلات مورد استفاده قرار گرفته شده

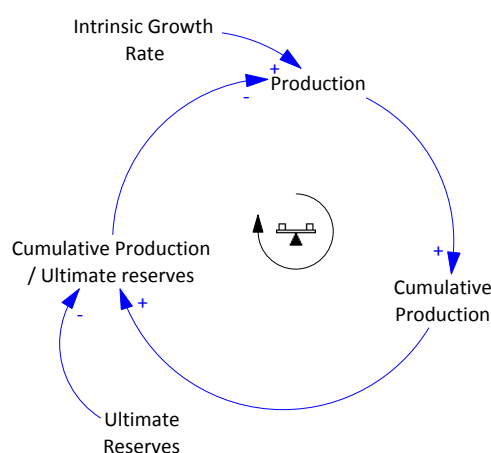
است.

در قسمت بعد با بکارگیری متدولوژی سیستم دینامیک که در این بخش بدان پرداخته شد، پیک هابرت تولید نفت خام ایران مورد بررسی قرار می‌گیرد تا بستری برای توسعه مدل اصلی این تحقیق فراهم گردد.

نتایج این تحلیل در سال ۲۰۰۹ در مجله "European Journal of Scientific Research, Vol.25 No.3" به چاپ رسیده است [۲۸].

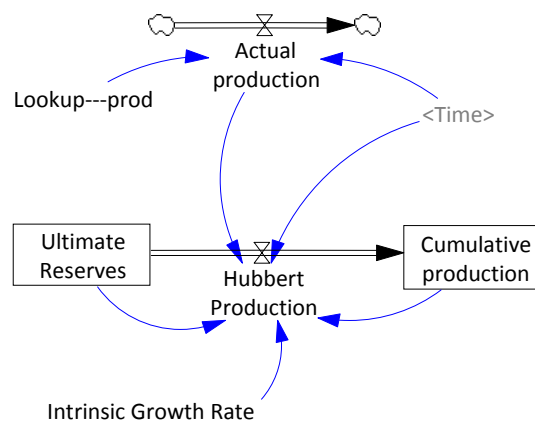
۳-۵- مدل سیستم دینامیکی پیک هابرت تولید نفت خام ایران

در این بخش یک مدل سیستم دینامیک بر اساس معادله هابرت توسعه داده می‌شود [۲۸]. شکل زیر حلقه‌های علی و معلولی معادله هابرت را نشان می‌دهد. همانطور که در شکل نشان داده شده است، منطق معادله هابرت به اینصورت است که یک افزایش در تولید منجر به افزایشی در تولید تجمعی می‌شود. این افزایش، با توجه به میزان منابع کل، منجر به افزایشی در کسر «تولید تجمعی/منابع کل» می‌شود. هنگامیکه این کسر افزایش میابد، با توجه به نرخ رشد داخلی، تولید نفت به دلیل تقلیل منابع کاهش میابد.



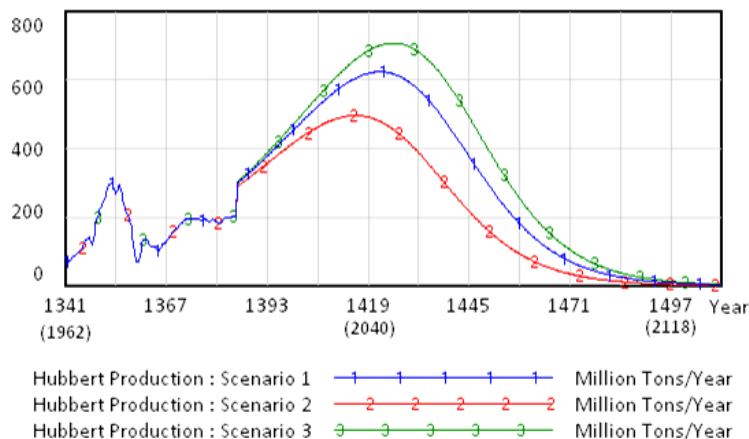
شکل (۳-۷) نمودار حلقه‌های علی و معلولی معادله هابرت

با توجه به منطق ذکر شده یک مدل سیستم دینامیکی توسعه داده شد که نمودار جریان آن در شکل زیر به تصویر کشیده شده است. همچنین معادلات مربوطه در پیوست الف قابل مشاهده است. افق زمانی مورد استفاده در این مدلسازی ۱۷۰ سال (از ۱۳۴۱ تا ۱۵۱۰) انتخاب شده تا علاوه بر این که تاریخچه تولید نفت خام ایران را شامل شود، بتواند تغییرات آینده را نیز بخوبی نشان دهد. مدل شامل دو متغیر سطح به نام‌های «منابع نهایی» و «تولید تجمعی» است. همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، متغیر سطح منابع نهایی هیچ نرخ ورودی ندارد. این بدین دلیل است که نفت خام در دروه‌های زمین‌شناسی بوجود می‌آید لذا در بازه زمانی این شبیه‌سازی می‌توان میزان منابع نفت را ثابت در نظر گرفت. با مرور زمان، منابع نهایی بوسیله نرخ تولید هابرت به تولید تجمعی ریخته می‌شوند و متغیر نرخ تولید از پارامتر نرخ رشد داخلی تاثیر می‌پذیرد. با توجه به داده‌های تاریخی تولید نفت خام ایران، نرخ رشد داخلی برای ایران برابر با ۰.۰۴۱ است. داده‌های تاریخی تولید نفت خام توسط متغیری با نام "Lookup---Prod" به مدل اضافه شده است.



شکل (۳-۸) نمودار جریان (سطح و نرخ) معادله هابرت

نتایج شبیه‌سازی در شکل و نمودار زیر نشان داده شده است. همانطور که در شکل نشان داده شده، رفتار منحنی تولید نفت خام ایران از منحنی هابرت پیروی می‌کند. با توجه به نتایج، پیک هابرت تولید نفت خام ایران در سال ۱۴۲۲ و در میزان ۶۲۴.۱۴۶ میلیون تن واقع خواهد داد که میزان آن در حدود ۳.۱ برابر تولید نفت خام در سال ۱۳۸۵ است.

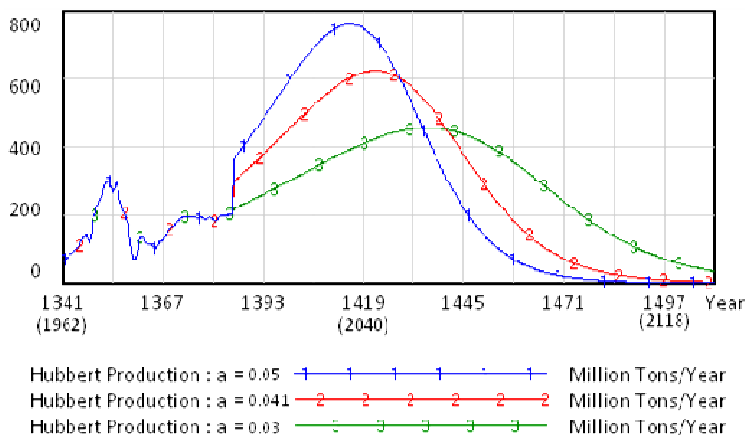


شکل (۳-۱) نرخ تولید (Scenario 1: UR = 88160.3, Scenario 2: UR = 70000, Scenario 3: UR = 100000)

جدول (۳-۲) نتایج مدل برای زمان و میزان تولید نفت در پیک هابرت تحت سناریوهای مختلف

	Scenario 1 (UR = 88160.3)	Scenario 2 (UR = 70000)	Scenario 3 (UR = 100000)
Peak Time	1422 (2043)	1416 (2037)	1425 (2046)
Maximum Production (million tons/year)	624.146	496.372	707.315

مدل هابرت به شدت به پارامتر نرخ رشد داخلی وابسته است. در این قسمت این پارامتر را تغییر می‌دهیم تا بتوان تحلیل حساسیت مدل را نسبت این پارامتر انجام دهیم. شکل و نمودار زیر نتایج این تحلیل حساسیت را نشان می‌دهند. با توجه به نتایج زمانی که نرخ رشد داخلی از یک مقدار کم به یک مقدار بیشتر تغییر می‌کند (با ثابت در نظر گرفتن میزان ذخایر نهایی) پیک تولید در زمانی زودتر و مقداری بیشتر رخ می‌دهد.



شکل (۳-۱۱) نرخ تولید (تجزیه و تحلیل حساسیت)

جدول (۳-۳) نتایج مدل برای زمان و میزان تولید نفت در پیک هابرت با نرخ‌های رشد داخلی متفاوت

	$\alpha = 0.032$	$\alpha = 0.041$	$\alpha = 0.055$
Peak Time	1436 (2057)	1422 (2043)	1415 (2036)
Maximum Production (million tons/year)	456.651	624.146	760.963

با توجه به نتایج شبیه‌سازی صورت پذیرفته، تولید نفت خام ایران قبل از پیک رشدی دو تا سه درصدی دارد و بعد از پیک با شیبی کمی بیشتر (سه الی چهار درصد) به روندی نزولی ادامه خواهد داد تا جایکه در سال ۲۰۸۴ میلادی به سطح تولید خود در سال ۱۹۸۸ میلادی برسد.

با توجه به مطالب فوق‌الذکر بوضوح مشاهده می‌گردد که هرچند در این بخش با بکارگیری متدولوژی سیستم دینامیک از روش هابرت برای پیش‌بینی پیک تولید نفت خام استفاده شد، ولی از آنجاییکه این روش بسیار وابسته به ضریب رشد داخلی است، نمی‌تواند مدل مناسبی را برای سناریوپردازی‌های بیشتر و سیاست‌گذاری استفاده نمود و به مدلی نیازمند است تا با توجه به عوامل موثر موجود در سیستم، که هم در فرایندها موجود بوده و هم در محیط سیستم قرار دارند، به سیاستی بهینه دست یافت تا بتوان اثرات مخرب این پیک را تسکین بخشید.

فصل ۴:

مدل سیستم دینامیکی اکتشاف و تولید

نفت خام ایران

۴-۱- مقدمه

در این فصل ابتدا به بررسی وضعیت ذخایر نفت، فعالیت‌های اکتشاف و تولید در صنعت نفت و آمار و ارقام مربوطه پرداخته می‌شود.

سپس به تعریف مساله پرداخته می‌شود و پویایی‌های مساله مورد تحقیق مورد بررسی قرار می‌گیرد. پس از شناخت سیستم به رسم مدل‌های مفهومی از سیستم شامل نمودار زیرسیستم‌ها و حلقه‌های علی و معلولی پرداخته می‌شود. در گام بعد با توجه به مفهوم‌سازی صورت گرفته، به رسم نمودار جریان (سطح و نرخ) و فرمول‌نویسی مساله پرداخته می‌شود. نهایتاً در گام آخر اعتبار مدل با توجه به تکنیک‌های مختلف موجود مورد بررسی قرار می‌گیرد تا بتوان بر اساس نتایج مدل به سناریوپردازی و سیاست‌گذاری پرداخت.

کلیه آمار و ارقام مورد استفاده در توسعه مدل از گزارشات، ترازنامه‌ها و آمارنامه‌های رسمی منتشر شده توسط سازمان‌های داخلی و یا خارجی و یا مقالات منتشر شده بدست آمده است [۱، ۴، ۵، ۶ و ۲۹-۴۰]. همچنین در فرایند توسعه مدل مفهومی و نیز نمودار جریان علاوه بر در نظر داشتن مدل‌های موجود در ادبیات موضوع (رجوع شود به فصل ۳ "مروری بر پیشینه تحقیق")، مستقیماً از نظرات برخی خبرگان و کارشناسان صنعت نفت استفاده شد. جدول زیر لیست جلسات اصلی برگزار شده در طی توسعه مدل اصلی این تحقیق را نشان می‌دهد.

جدول (۴-۱) لیست جلسات اصلی برگزار شده در زمینه توسعه مدل

ردیف	نام خیره	سمت	تحصیلات	تاریخ برگزاری	موضوع جلسه
۱	آقای مهندس مهدی ندری پری	کارشناس - پژوهشگاه صنعت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت	۸۸/۰۷/۲۵	مفهوم سازی سیستم و شناخت خبرگان صنعت
۲	آقای مهندس محمد محمدی پور	کارشناس بخش اکتشاف - وزارت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت	۸۸/۰۸/۱۶	مفهوم سازی سیستم
۳	آقای مهندس محمد محمدی پور	کارشناس بخش اکتشاف - وزارت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت	۸۸/۰۹/۰۱	بررسی حلقه های علی و معلولی
۴	آقای مهندس آل آقا	مشاور موسسه مطالعات انرژی	-	۸۸/۰۹/۲۹	مفهوم سازی سیستم و بررسی حلقه های علی و معلولی
	آقای مهندس محمد محمدی پور	کارشناس بخش اکتشاف - وزارت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت		
۵	آقای مهندس محمد محمدی پور	کارشناس بخش اکتشاف - وزارت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت	۸۸/۱۰/۱۲	بررسی نهایی حلقه های علی و معلولی و نمودار جریان - تهیه داده های آماری
۶	آقای مهندس آل آقا	مشاور موسسه مطالعات انرژی		۸۸/۱۰/۳۰	بررسی نهایی حلقه های علی و معلولی و نمودار جریان تهیه داده های آماری
۷	خانم مهندس زروانی	مدیر کل هماهنگی بودجه و نظارت بر طرح های شرکت ها - وزارت نفت	کارشناسی زمین شناسی	۸۸/۱۱/۰۷	تهیه داده های آماری
۸	آقای مهندس محمد محمدی پور	کارشناس بخش اکتشاف - وزارت نفت	کارشناسی ارشد مهندسی نفت	۸۸/۱۲/۰۳	بررسی نهایی معادلات و نمودار جریان

۴-۲- منابع نفتی ایران

کشور جمهوری اسلامی ایران با دراختیار داشتن ۱۰.۴۳ و ۱۸.۶ درصد به ترتیب از ذخائر نفت جهان و خاورمیانه و قرار گرفتن در منطقه ای نفتخیز جایگاه ارزنده ای در جهان دارد که پس از عربستان و کانادا از نظر جهانی در رده سوم و در مقایسه با ذخائر خاورمیانه در رده دوم قرار دارد، همچنین از جنبه تولید پس از عربستان، روسیه و آمریکا در مرتبه چهارم جهان قرار گرفته است [۳۱].

مجموع کل ذخایر هیدروکربوری (نفت و گاز) قابل استحصال کشف شده در پایان سال ۱۳۸۶، ۳۲۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام بوده است که ۴۳ درصد آن را ذخایر نفتی و ۵۷ درصد را ذخایر گازی تشکیل می دهد [۳۱].

کل تعداد میادین فعال نفتی در سال ۱۳۸۶، ۷۷ میدان می باشد که ۶۱ میدان در خشکی و ۱۶

میدان آن در دریا واقع شده‌اند (جدول زیر).

جدول (۲-۴) تعداد میادین فعال نفتی به تفکیک خشکی و دریا در سال ۱۳۸۶ [۳۱]

تعداد (میادین)	عنوان / شرکت
۵۰	شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب
۹	شرکت ملی مناطق مرکزی ایران
۲	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان
۱۶	شرکت نفت فلات قاره ایران
۷۷	جمع کل

ذخائر هیدروکربوری مایع

با توجه به اکتشافات جدیدی که طی سال‌های اخیر انجام شده، میزان ذخیره اولیه، نهایی و کل تولید انباشتی و میزان قابل استحصال ذخائر هیدروکربوری مایع تا پایان سال ۱۳۸۶ در جدول زیر نشان داده شده است.

جدول (۳-۴) وضعیت ذخایر هیدروکربوی مایع کشور تا پایان سال ۱۳۸۶ [۳۱]

واحد: میلیارد بشکه

نوع / منطقه	ذخیره درجای اولیه	ذخیره نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۶	قابل استحصال در پایان سال ۱۳۸۶
خشکی	نفت خام	۵۲۹,۰۷	۱۴۳,۴۹	۸۶,۸۰
	مایعات گازی	۶۴,۷۵	۲۲,۹۵	۱۶,۷۸
	جمع	۵۹۳,۸۲	۱۶۶,۴۴	۱۰۳,۵۸
دریا	نفت خام	۱۲۰,۸۰	۲۰,۱۷	۱۳,۸۵
	مایعات گازی	۴۵,۸۵	۲۰,۹۲	۲۰,۱۸
	جمع	۱۶۶,۶۵	۴۱,۰۹	۳۴,۰۳
جمع کل کشور	۷۶۰,۴۷	۲۰۷,۵۳	۶۹,۹۱	۱۳۷,۶۲

۲-۲-۴- اکتشاف و تولید نفت خام در ایران

□ اکتشاف نفت خام

اکتشاف از مهمترین فعالیت‌های بخش صنایع بالادستی نفت است. این بخش در پی کشف منابع

جدید به منظور جایگزینی منابع تولید شده و از طرفی افزایش ذخائر اثبات شده می‌باشد. تثبیت ذخائر هیدروکربوری یا افزایش آن، در مرحله اول به پتانسیل وجود ذخائر وابسته است و در مراحل بعدی به سطح فناوری بکار گرفته شده و مهارت‌های کارشناسی گروه اکتشافی ارتباط دارد. در برخی از کشورهای منطقه که شرط اول یعنی پتانسیل وجود ذخائر را دارا می‌باشند علی‌رغم تولید نفت و گاز در حجم بالا، میزان ذخائر در مقایسه با ۱۰ سال گذشته نه تنها کاهش نیافته است بلکه در برخی موارد از افزایش نسبی هم برخوردار بوده است. اصولاً کشورها و شرکت‌های نفتی بر اساس شاخص جایگزینی ذخایر در کنار توسعه و بهره‌برداری از میدان به افزایش سطح ذخیره در جای اولیه نفت و گاز طبیعی از طریق گسترش فعالیت‌های اکتشافی از یکسو و افزایش ضریب بازیافت نفت و گاز طبیعی از سوی دیگر اهتمام می‌ورزند. باید توجه داشت که عملکرد فعالیت‌های اکتشافی به ساختار زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی هر منطقه از یکسو و پیشرفت‌های تکنولوژیکی در روش‌های اکتشاف از سوی دیگر بستگی دارد بنابراین هریک از فعالیت‌های فوق ممکن است دارای نوساناتی در طول زمان باشد که طی دوره در جدول بعد به شرح زیر کاملاً مشهود می‌باشد.

جدول (۴-۴) فعالیت‌های اکتشافی طی سال‌های ۸۶-۱۳۷۶ [۳۱]

شرح	واحد	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱
عملیات زمین‌شناسی	کیلومتر مربع	۲۰۶۳۰	۱۴۹۳۱	۲۳۸۷۵	۲۴۱۷۰	۱۹۵۶۶	۳۳۰۲
عملیات ژئوفیزیکی (دو بعدی)	کیلومتر	۲۹۳۱	۹۱۷۴	۲۲۲۹۵	۶۲۲۴۶	۲۴۰۱۴	۸۴۸۲
عملیات ژئوفیزیکی (سه بعدی)	کیلومتر مربع	۰	۶۷۰	۴۸۱	۲۸۶	۱۲۲۵	۱۰۸۳
عملیات نقشه برداری	کیلومتر	۱۹۰۲۱	۱۹۷۳۳	۲۵۰۱۲	۳۶۷۱۷	۳۶۷۹۴	۲۰۳۰۰
شرح	واحد	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	
عملیات زمین‌شناسی	کیلومتر مربع	۱۶۲۸۰	۳۶۴۸۰	۵۴۶۵۹	۱۱۲۸/۶۱	۸۳۵۲۱	
عملیات ژئوفیزیکی (دو بعدی)	کیلومتر	۱۴۷۹	۸۴۴۵	۵۰۸۳	۱۱۴۵	۸۸۵/۷۴۵	
عملیات ژئوفیزیکی (سه بعدی)	کیلومتر مربع	۱۸۳۹		۱۵۹۶	۱۳۷۲	۳۸۲/۱۰۳	
عملیات نقشه برداری	کیلومتر	۱۰۰۰۰	۱۲۰۰۰	-	۱۵۱۰	۲۴۸۴/۴۲	

شایان ذکر است که فعالیت‌های اکتشافی در خصوص نفت خام در سال‌های گذشته نشان از آن دارد که ضریب جایگزینی در عمل کمتر از یک بوده است و به عبارت دیگر تولید نفت خام بیشتر از نفت خام کشف شده و افزایش ضریب بازیافت بوده لیکن در سال ۱۳۸۵ با اکتشاف نفت خام در

چند میدان ضریب جایگزینی در حد یک قرار گرفته است (در این سال تولید نفت خام ۱۴۸۱ میلیون بشکه و ذخائر قابل استحصال کشف شده نفت خام ۲۰۷۱.۷ و ذخائر کشف شده مایعات گازی ۳۰۴.۹۲ میلیون بشکه، جمعاً معادل ۲۳۷۶.۶۲ میلیون بشکه برابر با ۱.۶ تولید نفت خام بوده است.) در حالیکه در سال ۱۳۸۶ تولید نفت خام ۱۴۹۷.۸۲ میلیون بشکه و ذخائر قابل استحصال کشف شده نفت خام ۳۷۵.۳ و ذخائر کشف شده مایعات گازی ۳۶۲.۴ و ذخائر کشف شده مایعات گازی ۷۳۷.۷ میلیون بشکه برابر با ۰.۴۹ تولید نفت خام بوده است. در جدول زیر میزان اکتشاف ذخایر نفت خام و میعانات گازی کشف شده درجا در طی دوره ۸۶-۱۳۷۶ نشان داده شده است.

جدول (۴-۵) میزان نفت خام و میعانات گازی کشف شده درجا طی سالهای ۸۶-۱۳۷۶ [۳۱]

سال	ذخایر کشف شده درجا (میلیون بشکه)
۱۳۷۶	۳۰۴
۱۳۷۷	۶۰۲۸/۸
۱۳۷۸	۲۶۴۸۹
۱۳۷۹	۱۲۸۲۰
۱۳۸۰	۱۷۶۳/۶
۱۳۸۱	۷۸۱۱/۹
۱۳۸۲	۶۴۹۱
۱۳۸۳	۷۹۲۲/۷
۱۳۸۴	۱۹۹۰/۴
۱۳۸۵	۱۰۲۹۳/۶
۱۳۸۶	۳۷۳۹

جدول زیر میزان ذخایر درجای اولیه و قابل استحصال میادین کشف شده نفت و گاز در سال ۱۳۸۶ را نشان می‌دهد.

جدول (۴-۶) میزان ذخیره درجا و ذخیره قابل استحصال میادین کشف شده نفت و گاز در سال ۱۳۸۶ [۳۱]

ذخیره درجای اولیه	ذخیره قابل استحصال	نفت خام (میلیون بشکه)	میعانات گازی (میلیون بشکه)	گاز طبیعی (میلیارد مترمکعب)
۲۸۴۱	۳۷۵/۳	۸۹۸	۳۶۲/۴	۱۰۴۴/۸
				۷۶۵/۲

بر اساس ارقام در جدول فوق در سال ۱۳۸۶ میزان نفت خام و میعانات گازی کشف شده درجا حدود ۳۷۳۹ میلیون بشکه و هیدروکربن‌های مایع قابل استحصال حدود ۷۳۷.۷ میلیون بشکه

برآورد می‌گردد و میزان ذخیره در جای گاز طبیعی کشف شده ۱۰۴۴.۸ میلیارد مترمکعب و ذخیره گاز طبیعی قابل استحصال ۷۶۵.۲ میلیارد مترمکعب برآورد می‌گردد.

فعالیت‌های حفاری

حفاری اکتشافی، آخرین مرحله از اکتشاف بشمار می‌رود ضمن آنکه میزان حفاری برای اکتشاف نفت خام یا گاز طبیعی نیز متفاوت بوده و معمولاً در مورد گاز طبیعی عمق حفاری چاه بیشتر از نفت خام می‌باشد. در صورت اثبات وجود ذخایر بعد از حفاری اکتشافی، حفاری توصیفی جهت شناخت رفتار مخزن و حفاری تحدیدی به منظور مشخص نمودن میزان گسترش مخزن انجام خواهد شد. علاوه بر این موضوع، زمان تکمیل عملیات حفاری اکتشافی در نقاط مختلف با توجه به ضخامت ستون رسوبی و سایر خواص پتروفیزیکی نیز متفاوت خواهد بود. به منظور توسعه میادین کشف شده و افزایش تولید از میادین توسعه یافته، حفاری توسعه‌ای و در برخی موارد نیز حفاری تعمیراتی تکمیلی نیز انجام می‌پذیرد. میزان حفاری توسعه‌ای و زمان حفاری در مناطق مختلف خشکی یا دریا با توجه به اینکه ذخیره هیدروکربنی در چه سازندی واقع شده باشد، نوع رسوبات و ساختار تکتونیکی منطقه متفاوت خواهد بود. جدول زیر آمار مربوط به فعالیت‌های حفاری اکتشافی شرکت ملی نفت ایران را به تفکیک طرح اکتشاف نفت و گاز و بلوک‌های اکتشافی که توسط مدیریت اکتشاف انجام شده در سال ۱۳۸۶ نشان می‌دهد.

جدول (۴-۷) فعالیت‌های حفاری اکتشافی در سال ۱۳۸۶ [۳۱]

شرح	تعداد دکل سال	مترای حفاری اکتشافی	چاه‌های اکتشافی حفاری شده در سال ۱۳۸۶	چاه‌های اکتشافی در حال حفاری در پایان سال ۱۳۸۶
طرح اکتشاف نفت و گاز	۶/۶۴	۲۶۱۱۵	۸	۷
بلوک‌های اکتشافی	۲/۹۳	۱۴۰۳۹/۵	۵	۱
جمع	۹/۵۷	۴۰۱۵۴/۵	۱۳	۸

در جدول فوق ملاحظه می‌گردد که در سال ۱۳۸۶ مترای حفاری طرح‌های اکتشافی نفت و گاز که توسط ملاحظه می‌گردد که در سال ۱۳۸۶ مترای حفاری طرح‌های اکتشافی نفت و گاز که توسط ۳۲۶۴.۴ متر حفاری هر حلقه چاه و برای بلوک‌های اکتشافی با ۱۴۰۳۹.۵ و برای بلوک‌های اکتشافی با ۲۸۰۷.۹ متر حفاری هر حلقه چاه بوده است.

□ تولید نفت خام

در طول سال‌های ۸۶-۱۳۷۶ تولید نفت خام از میادین واقع در خشکی و دریا بر طبق برنامه و با رعایت اصول توافق شده در اجلاس‌های سازمان اوپک انجام گرفته است.

بطور کلی تولید نفت خام هر میدان براساس یافته‌های مهندسی مخازن و با توجه به شاخص‌هایی نظیر مکانیسم بازیابی، نوع سیال، میزان تخلخل، نفوذپذیری نسبی و حداکثر دبی موثر و ... برنامه‌ریزی می‌گردد. نکته حائز اهمیت در تولید نفت خام، هزینه تولید با توجه به قرار گرفتن میدان در خشکی یا دریا، نوع سازند هر مخزن، میزان بهره‌دهی چاه‌ها، میزان تولید هر میدان و همچنین تعداد میادین تولیدی و ... خواهد بود. هزینه تولید نفت خام در مناطق دریایی با توجه به هزینه‌های تعمیر و نگهداری، هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای تولید و انتقال نفت خام و نیروی انسانی، بیشتر از میادین خشکی خواهد بود. همچنین در صورتی که تولید نفت خام در سازندهای شناخته شده یک میدان انجام پذیرد، با گذشت زمان، هزینه‌های تولید نفت خام در صورت لزوم توسعه سایر سازندها، افزایش خواهد یافت.

تولید نفت خام در مناطق خشکی در شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب و شرکت نفت مناطق مرکزی در شرکت‌های منطقه‌ای تابعه دو شرکت مذکور و شرکت اروندان انجام می‌شود. شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب از نظر گستردگی و تنوع کاری بزرگترین شرکت تابعه شرکت ملی نفت می‌باشد که مدیریت و بهره‌برداری نفت و گاز را در پنج شرکت منطقه‌ای ذیل تحت نظارت دارد.

جدول (۴-۸) تولید نفت خام در شرکت‌های تابعه شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در سال ۱۳۸۶ [۳۱]

تولید نفت خام هزار بشکه در روز	شرکت‌های تابعه	مناطق نفت‌خیز جنوب شرکت ملی
۱۰۴۰/۵۲	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون	
۵۹۱/۳۰	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مارون	
۷۲۰/۷۳	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز آغاچاری	
۷۰۸/۸۲	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز گچساران	
۱۱۷/۸۴	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مسجدسلیمان	
۷/۳۶	مایعات تزریقی به نفت خام	
۳۱۸۶/۵۷	جمع	

تولید نفت خام در شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب به دلیل وجود میادین بزرگی نظیر اهواز، مارون، گچساران، بی‌بی حکیمه و آغاچاری و ... بسیار بیشتر از سایر مناطق نفتی می‌باشد بطوریکه بیش

از ۸۰ درصد نفت خام کشور در این شرکت تولید می‌گردد.

تولید نفت خام در برخی از مناطق خشکی که در شرکت نفت مناطق مرکزی صورت می‌پذیرد در قالب شرکت‌های منطقه‌های تابعه، شامل شرکت‌های بهره‌برداری نفت و گاز غرب انجام می‌شود. تولید نفت خام این شرکت‌ها از میادینی نظیر دهلران، چشمه خوش، دانان، پایدار، پایدار شرق و دالپری در استان ایلام، سرکان و ماله کوه در استان لرستان و نفت‌شهر در استان کرمانشاه، مجموعاً با توان تولید روزانه نفت خام در حدود ۱۳۴ هزار بشکه و سهمی معادل ۳.۲۷ درصد از کل توان تولید کشور صورت می‌پذیرد.

تولید نفت خام در بقیه مناطق خشکی در شرکت اروندان انجام می‌شود. تولید نفت خام این شرکت در سال ۳۸۶ فقط از میدان دارخوین بوده که به میزان ۵۹.۲۹ هزار بشکه در روز است. سایر میادین نفتی این شرکت نظیر یادآوران، آزادگان و جفیر در مراحل توسعه برای بهره‌برداری قرار دارند. میدان آزادگان در یک مرحله به عنوان فاز اول با ظرفیت تولید ۲۰ هزار بشکه در روز توسعه داده شده است که تحت سرپرستی شرکت نفت و گاز کارون بهره‌برداری از آن در اواخر سال ۱۳۸۶ بعمل آمده است.

جدول زیر تولید نفت خام شرکت نفت مناطق مرکزی و شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان در سال ۱۳۸۶ را نشان می‌دهد.

جدول (۴-۹) تولید نفت خام در شرکت‌های تابعه شرکت نفت مناطق مرکزی و شرکت اروندان در سال ۸۶ [۳۱]

تولید نفت خام هزار بشکه در روز	شرکت‌های تابعه	
۱۳۴/۰۹	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز غرب	شرکت نفت مناطق مرکزی
۵۹/۲۹	شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان	شرکت نفت و گاز اروندان
۱۹۳/۳۸	جمع	

تولید نفت خام در مناطق دریایی توسط شرکت نفت فلات قاره ایران انجام می‌شود. حوزه عملیاتی این شرکت از نظر جغرافیایی به دو بخش شمالی و جنوبی تقسیم شده است. در بخش شمالی دو منطقه بهرگان و خارک قرار دارند و در بخش جنوبی لاوان و سیری.

جدول زیر تولید نفت خام شرکت نفت فلات قاره ایران را به تفکیک مناطق دریایی در سال ۱۳۸۶ نشان می‌دهد.

جدول (۴-۱۰) تولید نفت خام در شرکت‌های تابعه شرکت نفت فلات قاره ایران در سال ۱۳۸۶ [۳۱]

مناطق دریایی	تولید نفت خام هزار بشکه در روز
بهرگان	۲۰۱/۲۸
خارک	۳۳۵/۵۱
لاوان	۸۸/۰۸
سیری	۹۸/۸۵
جمع	۷۲۳/۷۲

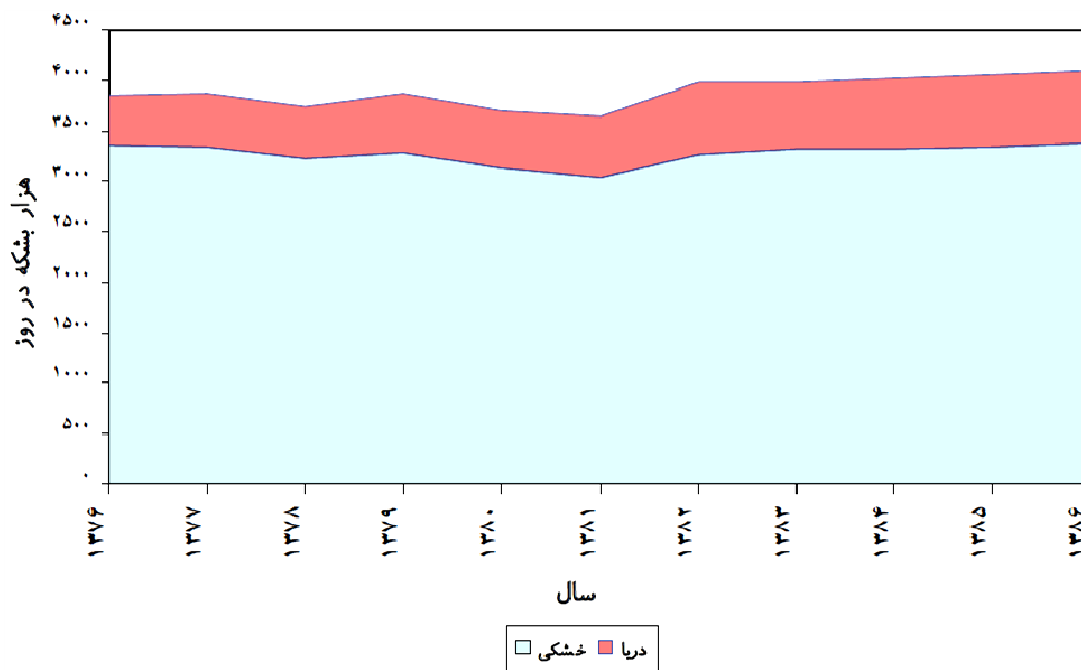
بدین ترتیب توان تولید در مناطق دریایی در سال ۱۳۸۶ مجموعاً بیش از ۷۰۰ هزار بشکه در روز بوده است که بیشترین میزان تولید نفت خام در منطقه خارک انجام شده و مناطق بهرگانسر، سیری و لاوان به ترتیب در رتبه‌های بعدی قرار دارند. سهم تولید نفت خام دریایی از مجموع کل تولید نفت خام کشور در حدود ۱۷.۶ درصد می‌باشد. در میادین دریایی باتوجه به شرایط خاص بهره‌برداری از سکوه‌های نفتی و ضرورت انعطاف‌پذیری عملیاتی، ظرفیت تولید نفت خام نسبت به متوسط تولید در مقایسه با مناطق خشکی درصد بالاتری را نشان می‌دهد به صورتی که در مناطق خشکی ظرفیت تولید نفت خام ۵ درصد بیشتر از متوسط تولید می‌باشد اما در منطقه فلات قاره این رقم حدود ۱۰ درصد را نشان می‌دهد.

جدول و نمودار زیر تولید نفت خام از مناطق خشکی و دریایی را نشان می‌دهند. تولید نفت خام از مناطق خشکی و دریایی در سال ۱۳۷۶ تقریباً ۳۸۴۷ هزار بشکه در روز بوده است که در سال ۱۳۸۶ به ۴۱۰۳.۶۲ هزار بشکه در روز رسیده است که ۳۳۷۹.۹ هزار بشکه در روز از میادین خشکی و ۷۲۳.۷ هزار بشکه در روز از میادین دریایی تولید شده است.

نفت خام تولید شده در مناطق خشکی و دریایی پس از تامین نفت خام خوراک پالایشگاه‌های داخلی به خارج از کشور صادر می‌شود. نفت خام خوراک پالایشگاه‌های بندرعباس، آبادان، کرمانشاه، شیراز، اصفهان، اراک، تهران و تبریز از نفت خام تولیدی در منطقه خشکی تامین می‌گردد. در منطقه فلات قاره، کل نفت خام تولیدی مناطق عملیاتی بهرگان، خارک و سیری به خارج از کشور صادر می‌شود و در منطقه لاوان پس از تامین خوراک پالایشگاه لاوان مابقی صادر می‌شود.

همانطور که در جدول و نمودار زیر ملاحظه می‌شود افزایش تولید نفت خام خشکی و دریایی در سال ۱۳۸۶ جمعاً ۱.۱۵ درصد نسبت به سال ۱۳۸۵ بوده است که مربوط به افزایش تولید نفت خام

از میادین خشکی و دریایی می باشد.



شکل (۴-۱) تولید نفت خام از مناطق دریایی و خشکی [۳۱]

۳-۴- مدل سیستم دینامیکی تولید و اکتشاف نفت خام ایران

۳-۴-۱- تعریف مساله

در این قسمت به بیان شرح مساله، متغیرهای اصلی و افق زمانی می‌پردازیم. از آنجایی که عمدتاً رفتار متغیرهای اصلی مساله مورد نظر در بخش قبل شرح داده شده است، در این بخش از تکرار مجدد آن خودداری می‌شود.

با مروری گذارا بر ادبیات موضوع بوضوح مشاهده می‌شود که در سیستم تولید نفت عوامل تاثیرگذار زیادی وجود دارد که پویایی‌هایی نیز در طول زمان دارند. فرایندهای عمده موثر در این سیستم عبارتند از: اکتشاف، استخراج، تقاضا و قیمت‌گذاری، سرمایه‌گذاری و توسعه تکنولوژی. برخی پویایی‌های موجود عبارتند از: پویایی‌های قیمت، محدودیت‌های اقتصادی برای انجام اکتشاف و تولید، رشد تقاضا، وجود کالاهای جانشین، روند سرمایه‌گذاری و ...

سیستم نفت ایران هم از این فرایندها و پویایی‌های موجود در آنها مبرا نیست. لذا در این تحقیق

پویایی‌های این سیستم که اقتصاد ایران را به شدت به خود وابسته کرده است، بررسی شده و با توجه به اثرات اقتصادی محدودیت تولید نفت برای ایران، زمان و حجم پیک تولید نفت ایران مورد بررسی قرار می‌گیرد و سیاست‌های بهینه ارائه می‌شود. هدف اصلی این تحقیق بررسی پویایی‌هایی است که نهایتاً منجر به تعیین پیک تولید نفت خام ایران می‌شوند. ذکر این نکته از اهمیت بالایی برخوردار است که این تحقیق به دنبال انجام یک پیش‌بینی دقیق از زمان پیک و حجم تولید در آن زمان نیست بلکه هدف اصلی بررسی پویایی‌های مساله می‌باشد.

در بررسی سیستم‌های تولید/مصرف حامل‌های انرژی تجدیدناپذیر شرایط اولیه تاثیر شدیدی بر کل سیستم می‌گذارد. از طرفی تقاضای انرژی به شدت به فاکتورهای اقتصادی (مانند قیمت نفت خام، انرژی بر بودن فعالیت‌های اقتصادی، قیمت کالاهای جانشین و ...) وابسته است، لذا یکی از کاربردهای این تحقیق بررسی سناریوهای مختلف درباره این موضوعات است. علاوه بر این ایجاد تغییرات در سیستم‌های انرژی معمولاً زمان‌بر بوده و هزینه‌های بالایی را صرف می‌کند، لذا بررسی پیک مذکور در این زمان و بررسی سیاست‌هایی که بتواند پیک تولید نفت را به تاخیر انداخته و اثرات آن را تسکین ببخشد، یکی از مهمترین کاربردهای این تحقیق بشمار می‌رود. فلذا، دانش بدست آمده از مدل در این زمینه‌ها برای مدیریت انرژی کشور بسیار مفید و سودمند خواهد بود. افق زمانی که در مدلسازی سیستم دینامیک مورد استفاده قرار می‌گیرد، می‌بایست از طرفی آنقدر سابقه تاریخی مساله را پوشش بدهد که بتوان از صحت مدل در بازتولید رفتار سیستم اطمینان حاصل نمود و از طرفی آنقدر در آینده ادامه داشته باشد که چرخه عمر مساله را کاملاً پوشش دهد. افق زمانی که در این تحقیق در نظر گرفته شده، از سال ۱۳۶۵ تا سال ۱۵۰۰ را پوشش می‌دهد. دلیل انتخاب سال ۱۳۶۵ به عنوان سال ابتدای تحقیق رفتار نامنظم و برخلاف منطق اصلی سیستم بدلیل وقوع جنگ تحمیلی در سال‌های قبل از آن می‌باشد.

□ متغیرهای اصلی

جدول زیر چارت کرانه مدل^۱ را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است متغیرهای اصلی مدل به سه دسته تقسیم شده‌اند: درون‌زا، برون‌زا و مستثنی. متغیرهای درون‌زا متغیرهایی هستند که در مدل به صورت درون‌زا دیده شده‌اند و متغیرهای

¹ Model boundary chart

برونزا متغیرهایی هستند که به صورت بیرونی وارد مدل شده‌اند. متغیرهای مستثنی متغیرهایی هستند که اگرچه در مطالعات ادبیات موضوع و مصاحبه‌های انجام شده با برخی خبرگان صنعت نفت مورد بررسی قرار گرفته‌اند، ولی بدلیل وجود برخی محدودیت‌های مانند عدم وجود داده‌های آماری منتشر شده به صورت رسمی، سیاسی بودن تصمیم‌گیری‌ها و ... ، از مدل نهایی حذف شده‌اند. در ادامه به معرفی این متغیرهای اصلی می‌پردازیم.

جدول (۴-۱۲) چارت کرانه مدل

مستثنی	برونزا	درونزا
۱. کیفیت منابع	۱. قیمت جهانی نفت	۱. منابع نفتی باقی‌مانده
۲. عدم قطعیت	۲. هزینه‌های اکتشاف و تولید	۲. ذخایر نفتی اثبات شده
زمین‌شناختی	۳. تقاضای OPEC	۳. ذخایر قابل استحصال
۳. ریسک	۴. تقاضای داخلی	۴. نرخ اکتشاف
سرمایه‌گذاری در ایران	۵. بودجه مورد نیاز دولت	۵. نرخ تولید
۴. تحریم‌های بین‌المللی	۶. سرمایه‌گذاری خارجی در اکتشاف و تولید	۶. سرمایه‌گذاری داخلی در اکتشاف و تولید
		۷. ظرفیت تولید
		۸. تکنولوژی اکتشاف و تولید
		۹. درآمد نفتی
		۱۰. کسر R/P
		۱۱. تولید تجمعی

۱. **منابع نفتی باقی‌مانده:** این متغیر به کل منابع باقی‌مانده‌ای اشاره دارد که در زمان ابتدای شبیه‌سازی هنوز کشف نشده‌اند که در واقع آن‌ها منابع کل باقی‌مانده کشف نشده هستند که بر حسب (میلیارد) بشکه سنجیده می‌شوند [۴۱].

۲. **ذخایر نفتی اثبات شده^۱:** ذخایر نفتی اثبات شده شامل حجم نفت در جای موجود در مخازن است. آمار نفت در جا معمولاً به صورت «نفت در جای اولیه» اعلام می‌شود، یعنی حجم نفتی که در زمان کشف و قبل از بهره‌برداری از مخازن گزارش شده است. میزان این متغییر بر حسب (میلیارد) بشکه تعیین می‌شود [۴۱].
۳. **ذخایر قابل استحصال:** ذخایر قابل استحصال ذخایری هستند که به کمک دانش فنی موجود و با توجه به وضعیت اقتصادی و قیمت‌ها و هزینه‌های فعلی قابل بازیافت هستند که بر حسب (میلیارد) بشکه سنجیده می‌شوند [۴۱].
۴. **نرخ اکتشاف:** این متغییر به میزان نفت کشف شده در سال اشاره دارد.
۵. **نرخ تولید:** این متغییر به میزان تولید نفت خام (بر حسب بشکه در سال) اشاره دارد.
۶. **سرمایه‌گذاری داخلی و خارجی در اکتشاف:** در این تحقیق سرمایه‌گذاری (داخلی یا خارجی) برابر با میزان پول سرمایه‌گذاری شده (در سال) در بخش اکتشاف است که می‌تواند صرف فعالیت‌های اکتشافی و یا توسعه تکنولوژی‌های مورد استفاده در این بخش شود.
۷. **سرمایه‌گذاری داخلی و خارجی در تولید:** در این تحقیق سرمایه‌گذاری (داخلی یا خارجی) برابر با میزان پول سرمایه‌گذاری شده (در سال) در بخش تولید است که می‌تواند صرف توسعه ظرفیت تولید (توسعه میادین نفتی) و یا توسعه تکنولوژی‌های مورد استفاده در این بخش شود.
۸. **ظرفیت تولید:** به توان تولید (با توجه به تاسیسات و میدان‌های توسعه یافته) نفت خام اشاره دارد که بر حسب بشکه در سال سنجیده می‌شود. معمولاً نرخ تولید به دلیل انجام فعالیت‌های دوره‌ای تعمیرات و نگهداری، از ظرفیت تولید نفت پایین‌تر است.
۹. **تکنولوژی اکتشاف و تولید:** این متغییر به میزان پیشرفته بودن و به عبارتی به سطح تکنولوژی مورد استفاده در بخش اکتشاف و تولید اشاره دارد. در زمینه اکتشاف بالاترین سطح تکنولوژی به موقعیتی اشاره دارد که بتوان تمامی منابع نفتی را کشف نمود و صرفاً نیازمند سرمایه‌گذاری برای انجام فعالیت‌های اکتشافی باشیم. در زمینه تولید چنانچه

¹ Proved reserves

بتوان تمامی منابع اثبات شده را تولید نمود، در بالاترین سطح تکنولوژی قرار خواهیم داشت.

۱۰. **درآمد نفتی:** درآمد نفتی (بر حسب دلار در سال) به میزان درآمد حاصله از صادرات نفت خام اشاره دارد که با توجه به قیمت‌های جهانی نفت و هزینه‌های اکتشاف و تولید محاسبه می‌شود.

۱۱. **کسر R/P:** این کسر به تعداد سال‌هایی اشاره دارد که (در صورت ثابت بودن ذخایر نفتی و نرخ تولید) تولید نفت ادامه خواهد یافت، به عنوان نمونه چنانچه این عدد برابر ۹۸ باشد به این معناست که در صورت کشف نشدن ذخایر جدید نفتی و ثابت ماندن نرخ تولید، ۹۸ سال دیگر تولید نفت خام ادامه خواهد داشت.

۱۲. **تولید تجمعی:** به میزان کل نفت تولید شده (بر حسب بشکه) اشاره دارد.

۱۳. **قیمت جهانی نفت:** این متغیر بر حسب دلار در هر بشکه بیان می‌شود.

۱۴. **هزینه‌های اکتشاف و تولید:** با توجه به موارد متعددی مانند هزینه‌های اجاره دکل‌های اکتشافی، میزان منابع کشف و یا تولید نشده باقی‌مانده و ... هزینه‌های اکتشاف و تولید که بر حسب دلار در هر بشکه بیان می‌شوند، تغییر می‌کند.

۱۵. **تقاضای OPEC:** این متغیر بر حسب بشکه در سال تعیین می‌گردد.

۱۶. **تقاضای داخلی:** این متغیر بر حسب بشکه در سال تعیین می‌گردد و در واقع همان خوراک نفت خام پالایشگاه‌های کشور است.

۱۷. **بودجه مورد نیاز دولت:** این متغیر بر حسب دلار در سال تعیین می‌گردد.

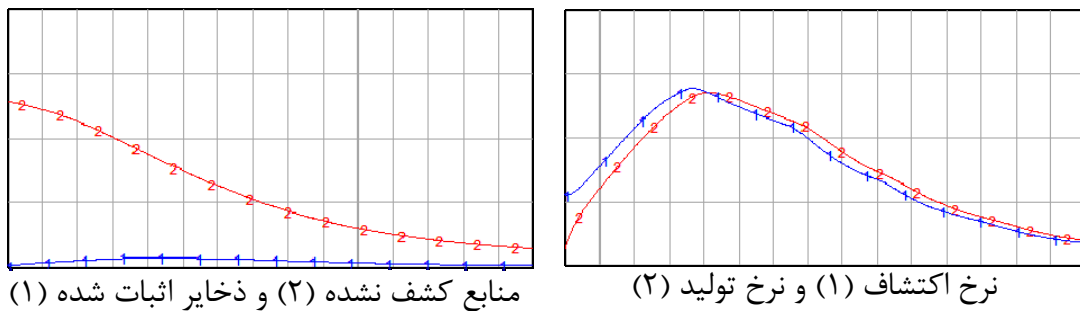
۴-۳-۲- فرضیات پویا

منابع نفت محدود و پایان‌پذیر است. لذا با انجام فعالیت‌های اکتشافی به مرور کلیه منابع نفتی کشف نشده شناسایی می‌شوند. در این بین تکنولوژی‌های مورد استفاده و نیز حجم فعالیت‌های اکتشافی از تاثیر بالایی در مدت زمان کشف منابع کشف نشده باقی مانده دارد. چنانچه در بخش اکتشاف شاهد سرمایه‌گذاری مناسبی و یا بالایی باشیم این منابع (با توجه به پیشرفت تکنولوژی بر اساس حجم سرمایه‌گذاری‌ها که نهایتاً به کاهش هزینه‌ها منجر می‌شود) در مدت زمان کمتری

کشف می‌شوند.

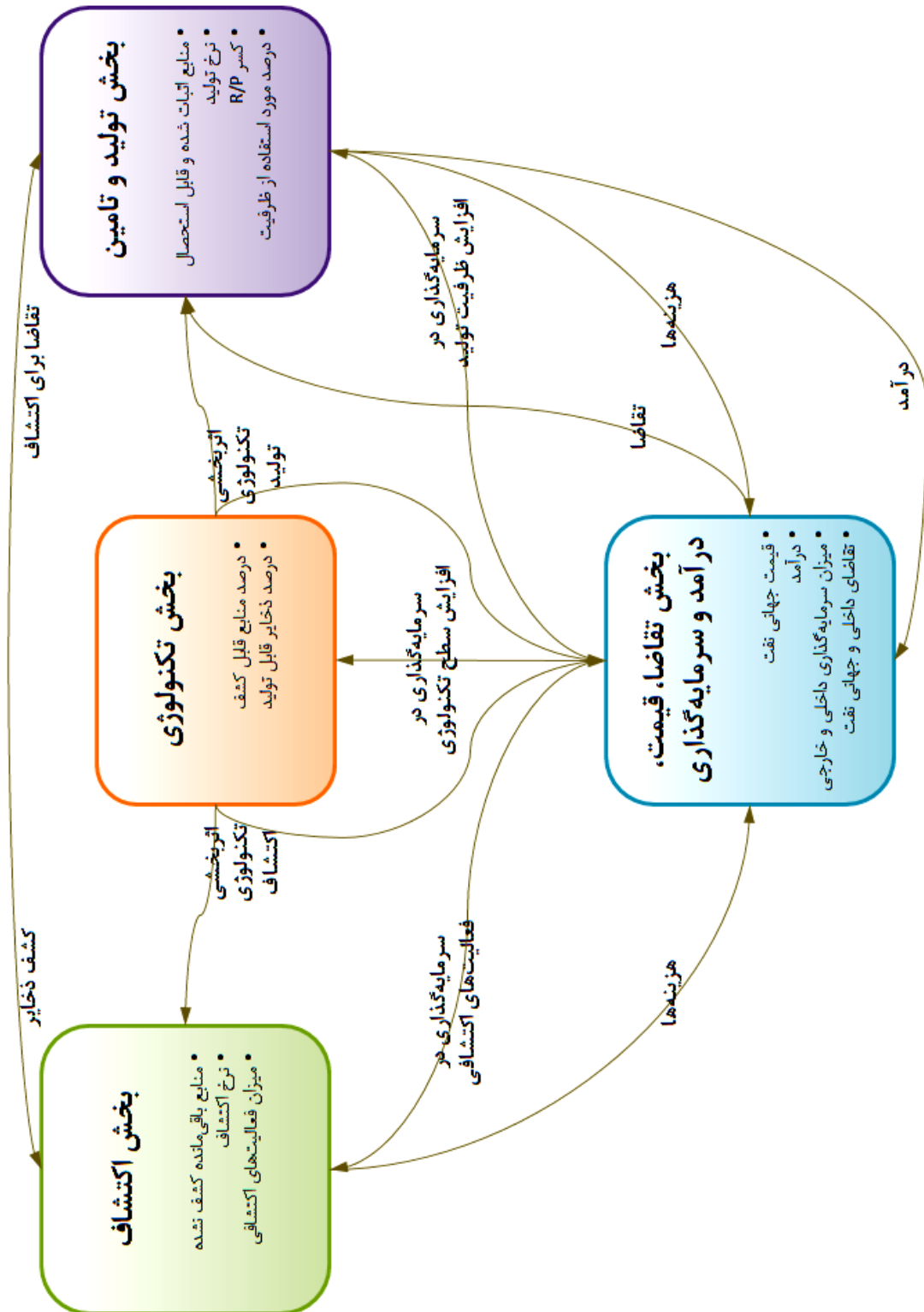
در فرایند تولید نیز شاهد این مسایل هستیم بدان معنا که با توجه به میزان سرمایه‌گذاری‌ها که منجر به افزایش ظرفیت تولید (از طریق توسعه میادین نفتی که کشف شده‌اند ولی توسعه نیافته‌اند) و نیز افزایش ظریب برداشت (که منجر به افزایش ذخایر قابل استحصال می‌شود) می‌شود و نیز با در نظر داشتن تقاضای رو به رشد داخلی و جهانی، شاهد افزایش نرخ تولید هستیم که این منجر به تقلیل و اتمام ذخایر اثبات شده می‌گردد.

با توجه به نظریه هابرت و تقلیل منابع فوق‌الذکر رفتار خروجی این سیستم بصورت یک نمودار زنگوله مانند برای نرخ اکتشاف و تولید است. همچنین منابع کل (به دلیل فعالیت‌های اکتشافی) روندی نزولی خواهد داشت و تولید تجمعی نیز به یک حد بالا خواهد رسید. شکل زیر نمودار مرجع را برای این سیستم نشان می‌دهد.



شکل (۲-۴) نمودارهای مرجع

شکل زیر نمودار زیرسیستم‌های سیستم مورد تحقیق را نشان می‌دهد. زیرسیستم اکتشاف با انجام فعالیت‌های اکتشافی که برگرفته از تقاضای برای اکتشاف، اثربخشی تکنولوژی اکتشاف و میزان سرمایه‌گذاری در فعالیت‌های اکتشافی است، به انجام فعالیت‌های اکتشافی می‌پردازد و ذخایر کشف شده را تحویل زیرسیستم تولید داده و از طرفی اطلاعات هزینه را به زیرسیستم تقاضا، قیمت، درآمد و سرمایه‌گذاری می‌رساند. زیرسیستم تولید و تامین نیز با تولید نفت و صادرات آن (با در نظر داشتن تقاضای داخلی و خارجی)، درآمد حاصله و اطلاعات هزینه را به زیرسیستم تقاضا، قیمت، درآمد و سرمایه‌گذاری تحویل می‌دهد و این زیرسیستم نیز با انجام سرمایه‌گذاری در سه زیرسیستم اکتشاف، تولید و تامین و تکنولوژی، نقشی اساسی را در رونق و شکوفایی این زیرسیستم‌ها ایفا می‌کند.

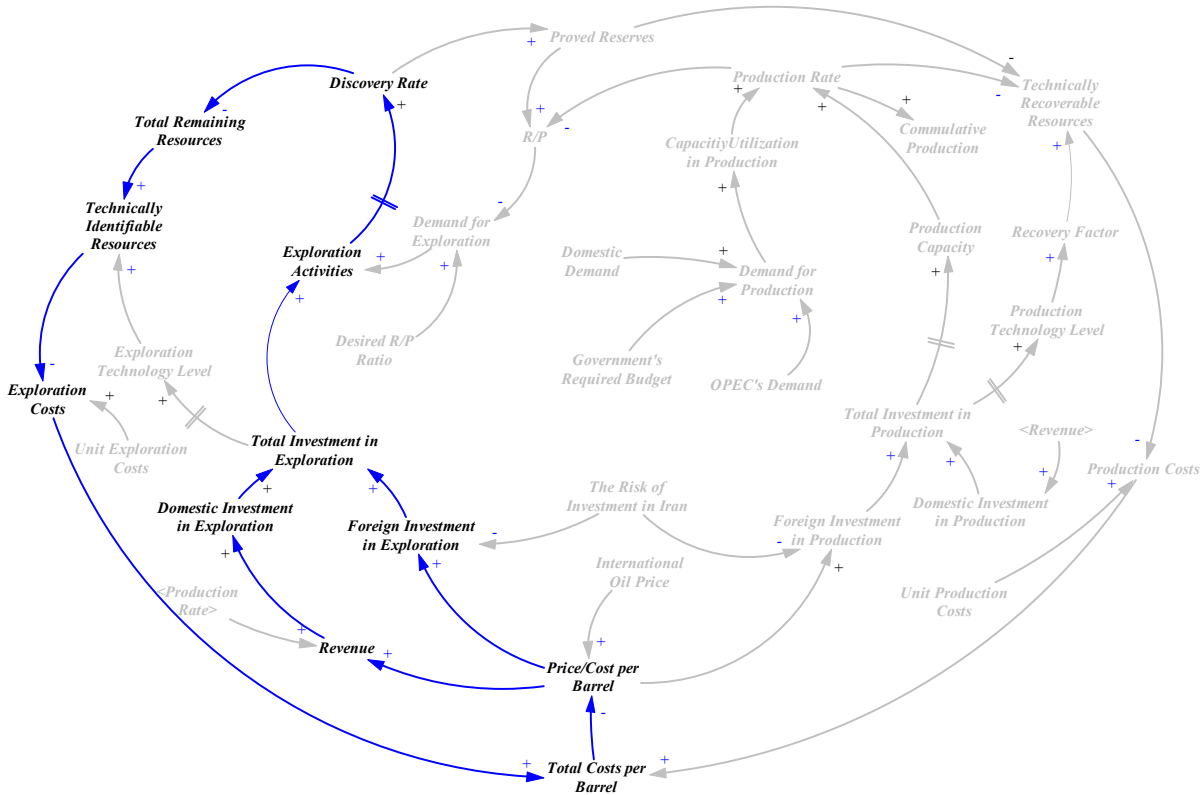


شکل (۳-۴) نمودار زیرسیستم‌های سیستم اکتشاف و تولید نفت ایران

۳-۳-۴- نمودار حلقه‌های علی و معلولی

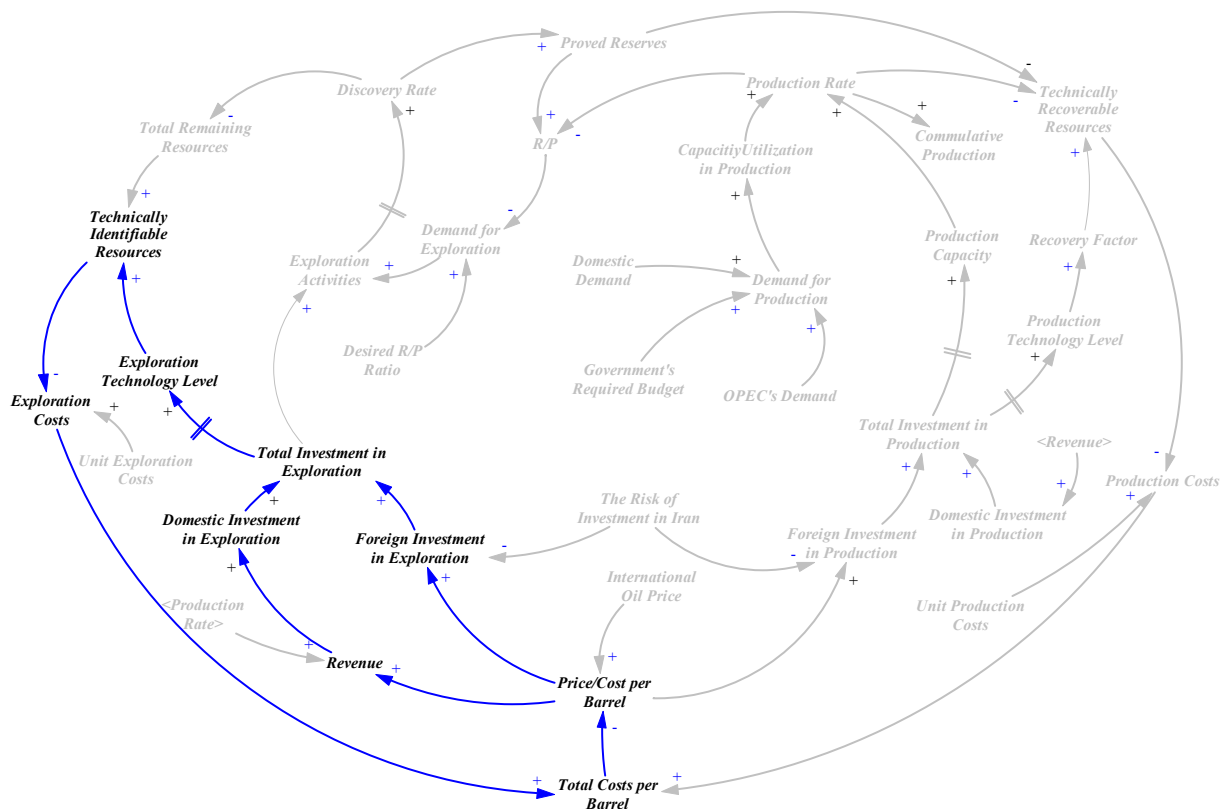
شکل ۴-۹ حلقه‌های علی و معلولی اصلی سیستم مورد مطالعه را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است یکی از عوامل تاثیر گذار در ترسیم این حلقه‌ها، ساده و قابل فهم بودن آنها بوده است. لذا صرفاً حلقه‌های علی و معلولی اصلی در شکل زیر نشان داده شده است و جزئیات بیشتر در نمودار جریان ذکر خواهد شد. در ادامه به توضیح حلقه‌های علی سیستم که موجب تولید رفتار اصلی سیستم می‌شود می‌پردازیم.

همانطور که در شکل ۴-۴ نیز نشان داده شده است، حلقه اول که «تقلیل منابع و نرخ اکتشاف» نام دارد یک حلقه تعادلی است. همچنانکه منابع کشف نشده باقی‌مانده دچار تقلیل می‌شوند، با توجه به تکنولوژی‌های موجود در بخش اکتشاف، منابع قابل کشف به لحاظ تکنولوژیک هم کاهش می‌یابند. این کاهش موجب افزایش هزینه‌های اکتشاف می‌شود چراکه به مرور هم مناطقی که مورد کاوش می‌گیرد کم می‌شود و هم عمق حفاری‌ها بالا می‌رود که این موجب افزایش هزینه‌ها می‌گردد. از طرف دیگر از آنجاییکه تقلیل منابع خود موجب افزایش قیمت نفت می‌گردد، تقلیل منابع خود موجب افزایش اجاره دکل‌های حفاری و لذا هزینه‌های اکتشاف می‌شود. افزایش هزینه‌ها، با ثابت ماندن باقی شرایط، موجب کاهش درآمد داخلی نفت از یک طرف و کاهش بازگشت سرمایه‌گذاری در بخش خارجی می‌گردد که این کاهش سرمایه‌گذاری داخلی و خارجی در بخش اکتشاف را در پی خواهد داشت. این کاهش سرمایه‌گذاری فعالیت‌های اکتشافی را محدود نموده که این خود موجب کاهش نرخ اکتشاف می‌شود. نهایتاً حلقه بسته می‌شود و با کاهش نرخ اکتشاف منابع کشف شده کمتر از آنچه که در غیر اینصورت بود کشف می‌شوند.



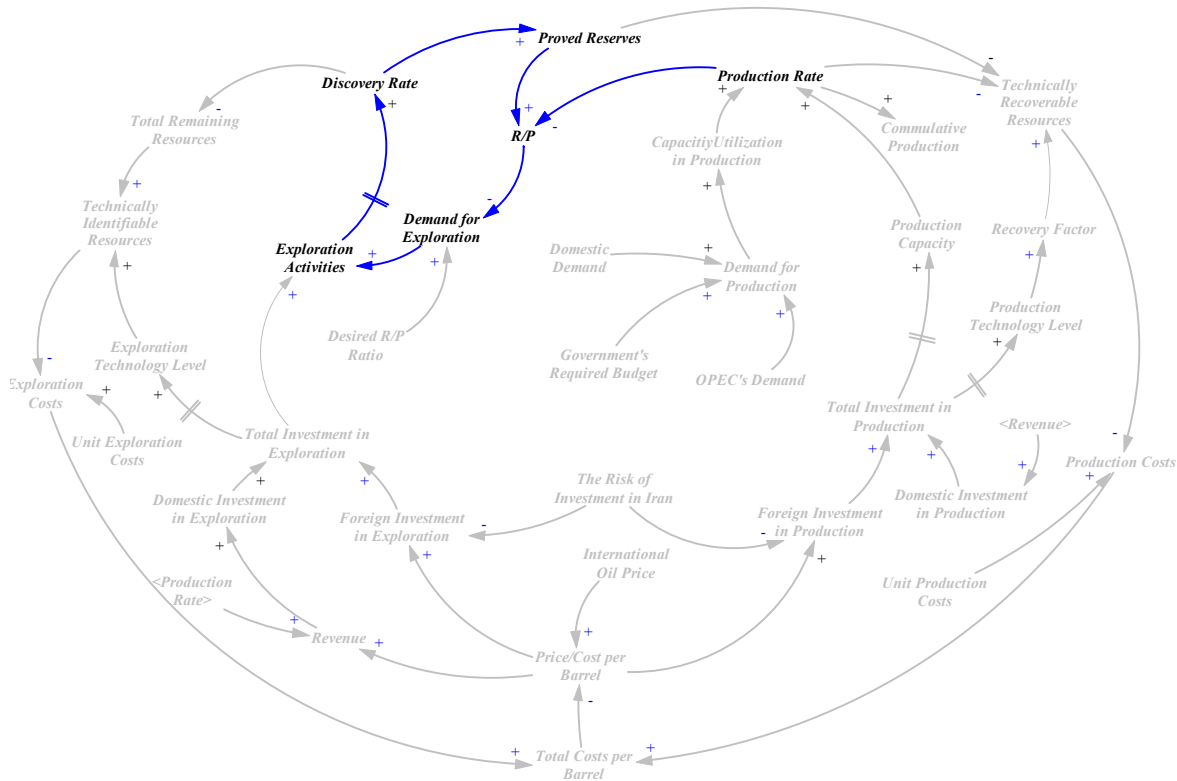
شکل (۴-۴) حلقه‌های علی و معلولی - حلقه تعادلی اول: تقلیل منابع و نرخ اکتشاف

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، حلقه دوم که «تکنولوژی اکتشاف» نام دارد یک حلقه افزایشی است. با تقلیل منابع و افزایش هزینه و به موجب آن کاهش سرمایه‌گذاری‌ها در بخش اکتشاف، میزان سرمایه‌گذاری در توسعه تکنولوژی‌های اکتشاف نیز، به عنوان درصدی از سرمایه‌گذاری کل، کاهش می‌یابد. نتیجتاً سطح تکنولوژی اکتشاف بیشتر افزایش نمی‌یابد و این موجب ثابت ماندن منابع کشف نشده‌ای می‌شود که با تکنولوژی در دست قابل کشف هستند.



شکل (۴-۵) حلقه‌های علی و معلولی - حلقه افزایشی اول: تکنولوژی اکتشاف

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، حلقه سوم که «کسر R/P و تقاضا برای اکتشاف» نام دارد یک حلقه تعادلی است. با کاهش نرخ اکتشاف، ذخایر اثبات شده، با ثابت بودن بقیه شرایط، افزایش نمی‌یابند و لذا کسر R/P کاهش می‌یابد. این کاهش تقاضا برای انجام فعالیت‌های اکتشافی را به منظور جایگزین نمودن ذخایر نفتی تولید شده افزایش می‌دهد. با افزایش فعالیت‌های اکتشافی (با در نظر داشتن میزان سرمایه‌گذاری) نرخ اکتشاف افزایش می‌یابد.

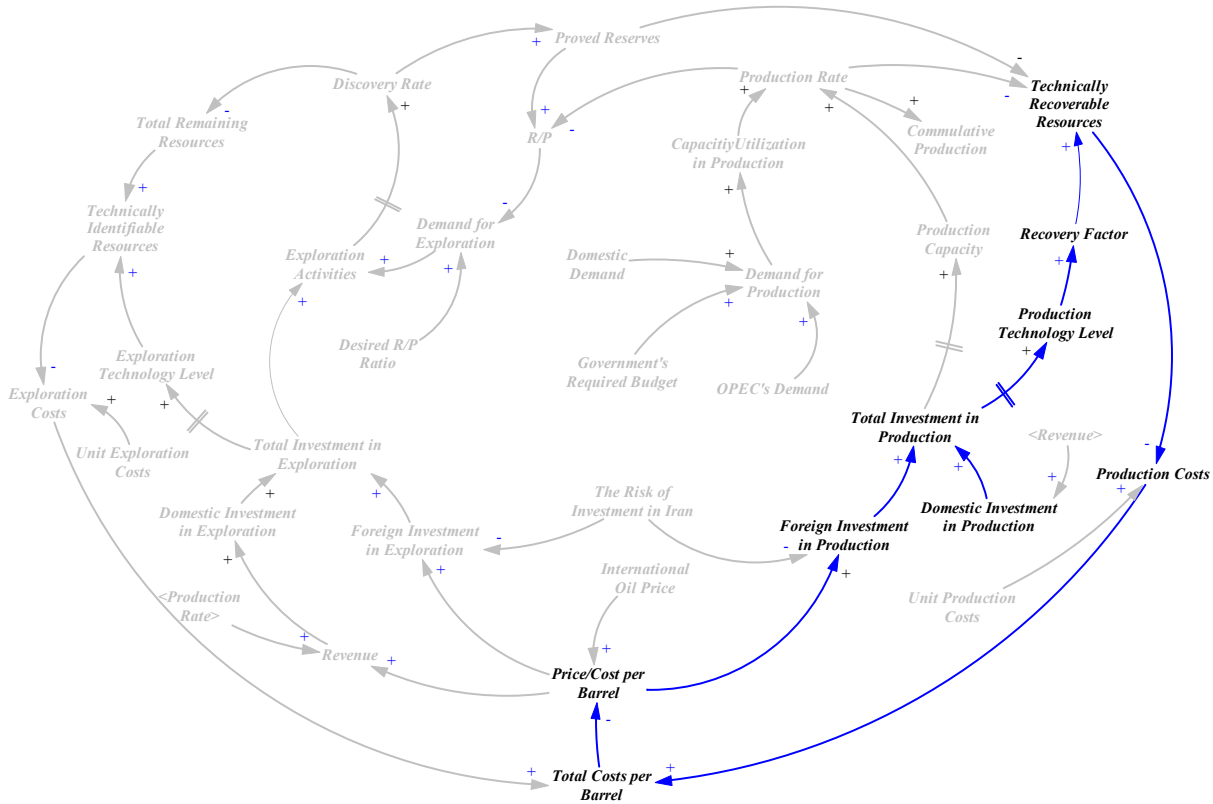


شکل (۴-۶) حلقه‌های علی و معلولی - حلقه تعادلی دوم: کسر R/P و تقاضا برای اکتشاف

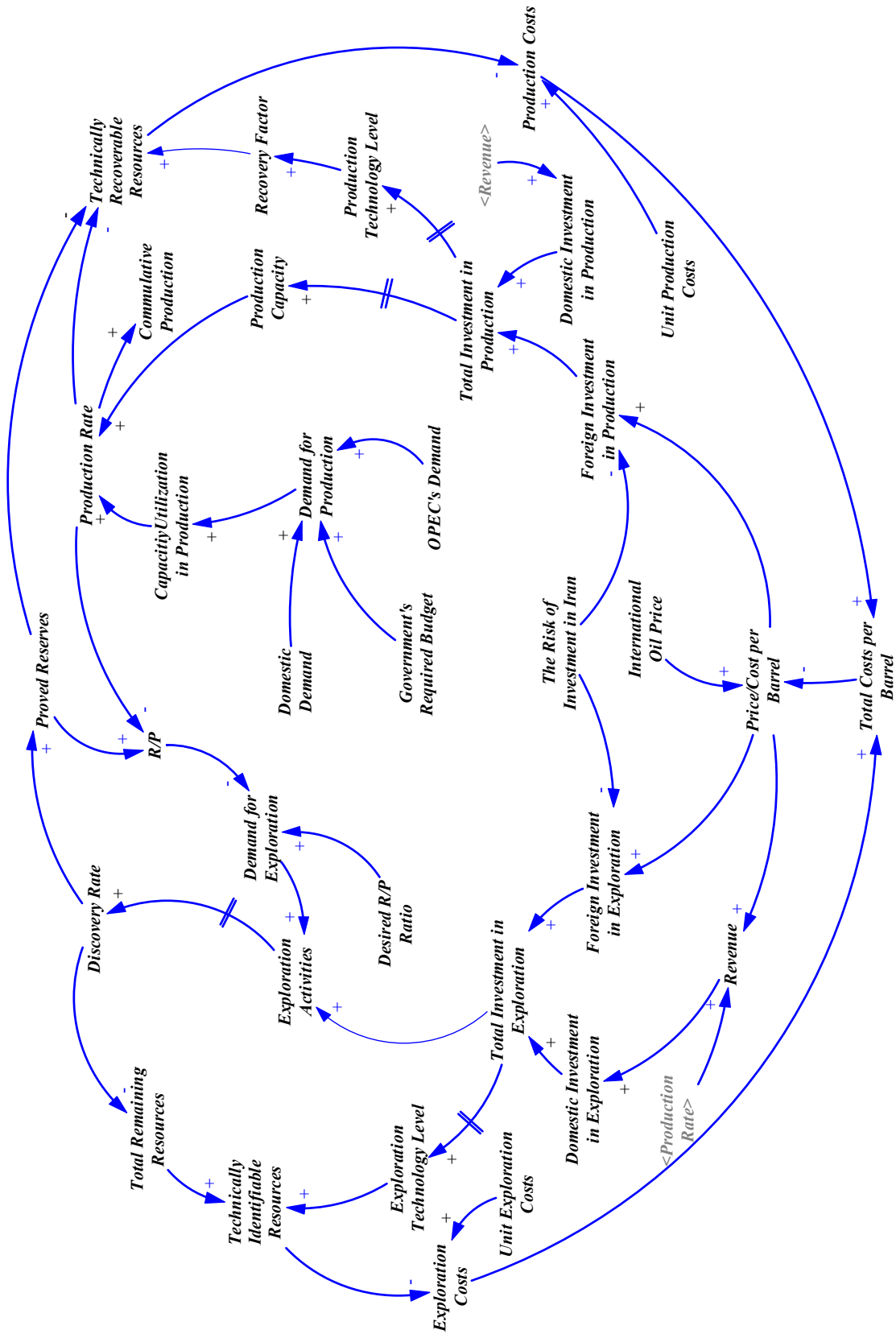
همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، حلقه چهارم که «تقلیل ذخایر و نرخ تولید» نام دارد یک حلقه تعادلی است. با کاهش ذخایر قابل استحصال، هزینه‌ها تولید، به دلیل افزایش استفاده از روش‌های بهبود^۱ و بهره‌افزایی^۲ بازیافت (مانند افزایش تعداد حلقه چاه‌های حفر شده، حفاری‌های افقی و مایل، بهبود تجهیزات روی زمینی برای استخراج بیشتر نفت از مخازن، تزریق آب، تزریق گاز و ...) افزایش می‌یابد. با افزایش هزینه‌های تولید، سرمایه‌گذاری داخلی و خارجی در توسعه میادین نفتی کشف شده توسعه داده نشده و افزایش ظرفیت کاهش می‌یابد و متعاقباً، با ثابت بودن باقی شرایط، ظرفیت تولید بالا نرفته و نرخ تولید افزایش نخواهد یافت. لذا حلقه بسته شده و ذخایر بیشتری تولید نمی‌شود.

¹ Improved oil recovery (IOR)

² Enhanced oil recovery (EOR)



شکل (۴-۸) حلقه‌های علی و معلولی - حلقه افزایشی دوم: تکنولوژی تولید



شکل (۴-۹) نمودار حلقه‌های علی و معلولی سیستم اکتشاف و تولید نفت ایران

بخش بعد به بیان فرضیاتی می‌پردازد که در ادامه مدلسازی مورد استفاده قرار گرفته است. دلیل عمده محدودیت‌ها، عدم وجود اطلاعات تاریخی رسماً منتشر شده از جانب وزارت نفت و سایر سازمان‌های تابعه است. لذا در برخی موارد سعی شده تا با استفاده از خبرگی سازمانی موجود در بدنه وزارت نفت از تقریب‌هایی مناسب و نزدیک به واقعیت استفاده شود.

۴-۳-۴- نمودار جریان

شکل زیر نمودار جریان مدل سیستم دینامیکی اکتشاف و تولید نفت خام ایران را نشان می‌دهد. این مدل از ۶ متغیر سطح، ۶ متغیر نرخ و ۶۸ متغیر کمکی (که شامل ضرایب، متغیرهای برون‌زا و متغیرهای تصحیح‌کننده واحدهای معادلات (Z_i) می‌شود) تشکیل شده است. در ادامه این بخش به تبیین مقادیر اولیه (در سال ۱۳۶۴) و معادلات اصلی مدل سیستم دینامیکی اکتشاف و تولید نفت خام ایران پرداخته می‌شود. لیست کامل معادلات مورد استفاده در این مدل در پیوست «ب» آمده است.

□ مقادیر اولیه

◆ مقدار اولیه متغیر «Total Remaining Undiscovered Resources»

مقدار اولیه منابع نفتی باقی مانده کشف نشده در آغاز زمان مدلسازی برابر ۱۵۶۰۱۲۵۰۰۰۰۰ بشکه در نظر گرفته شده است. طبق برآوردهای انجمن ممیزی زمین شناسی امریکا^۱ (USGS) در سال ۲۰۰۰، مقدار منابع نفتی باقی مانده کشف نشده (F5) ایران بالغ بر ۱۰۰۵۴۴۰۰۰۰۰۰ بشکه می‌باشد [۳۴]. با توجه به عدد تجمعی اکتشافات نفت خام بین سال‌های ۱۳۶۵ تا ۱۳۷۹ که بالغ بر ۵۵۴۶۸۵۰۰۰۰۰ بشکه می‌باشد [۱، ۲۹-۳۲]، لذا مقدار اولیه منابع نفتی باقی مانده کشف نشده ایران در سال ۱۳۶۵ از جمع این دو عدد بدست آمده است.

¹ United State Geology Survey

◆ مقدار اولیه متغیر «Proved Reserves»

مقدار اولیه ذخایر نفتی تثبیت شده در آغاز زمان مدلسازی برابر 668071779280 بشکه در نظر گرفته شده است. میزان ذخایر در جای ایران در سال 1386 برابر با 760.47 میلیارد بشکه بوده است [31]. از آنجاییکه میزان ذخایر در جای ایران در سال 1365 در هیچ کدام از گزارشات و ترازنامه‌های رسمی منتشر شده موجود نیست، لذا با تفریق اکتشافات تجمعی از سال 1365 تا 1386 (برابر با 95271600000 بشکه) [1]، $29-32$ و اضافه نمودن تولید تجمعی از سال 1365 تا 1386 (برابر با 2873379280 بشکه) به عدد ذخایر در جای سال 1386 ، میزان ذخایر نفتی تثبیت شده در سال آغاز مدلسازی حاصل می‌شود.

◆ مقدار اولیه متغیر «Produced Reserves»

مقدار اولیه تولید تجمعی در آغاز زمان مدلسازی برابر 67036620720 بشکه در نظر گرفته شده است. تولید تجمعی ایران در سال 1386 برابر با 69.91 میلیارد بشکه بوده است [31]. از آنجاییکه میزان تولید تجمعی ایران در سال 1365 در هیچ کدام از گزارشات و ترازنامه‌های رسمی منتشر شده موجود نیست، لذا با تفریق تولید تجمعی از سال 1365 تا 1386 (برابر با 2873379280 بشکه) [1، 29-32] مقدار اولیه تولید تجمعی در آغاز زمان مدلسازی حاصل می‌شود.

◆ مقدار اولیه ظرفیت تولید «Production Capacity»

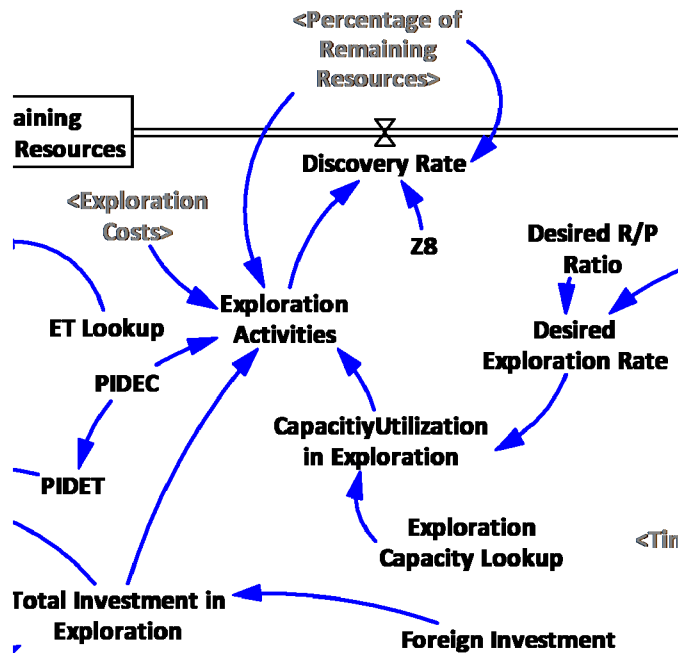
مقدار اولیه ظرفیت تولید در آغاز زمان مدلسازی برابر 797652000 بشکه در سال در نظر گرفته شده است. از آنجاییکه ظرفیت تولید نفت ایران در سال 1365 در هیچ کدام از گزارشات و ترازنامه‌های رسمی منتشر شده موجود نبوده و با توجه به وجود ارقام نرخ تولید نفت، لذا با محاسبه متوسط درصد مورد استفاده از ظرفیت تولید در سال‌هایی که ارقام ظرفیت و نیز نرخ تولید نفت خام موجود بوده است (از سال 1373 تا 1384) که برابر با عدد 0.923881 می‌باشد و نیز با توجه به میزان تولید در سال 1365 (برابر با 736935000 بشکه) [1، 29-32]، مقدار اولیه ظرفیت تولید در آغاز زمان مدلسازی حاصل می‌شود.

□ نرخ‌ها

◆ نرخ اکتشاف و فعالیت‌های اکتشافی

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، عوامل موثر در تعیین میزان نرخ اکتشاف، وجود منابع و میزان فعالیت‌های اکتشافی در سال‌های پیشین است. تاخیری که بین انجام فعالیت‌های اکتشافی (شامل نقشه‌برداری، لرزه‌نگاری دو بعدی و سه بعدی حفاری توصیفی و ...) و قطعی شدن وجود ذخایر نفتی در ایران وجود دارد، برابر با 4 سال می‌باشد. لذا در صورت وجود منابع (و با حذف قطعیت‌های زمین‌شناختی) و انجام فعالیت‌های مناسب اکتشافی، حصول نتایج با 4 سال تاخیر رخ خواهد داد.

همچنین میزان فعالیت‌های اکتشافی نیز با توجه به وجود منابع، میزان سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف (در زمینه فعالیت‌های اکتشافی) و ظرفیت مورد استفاده در بخش اکتشاف (که از اختلاف بین کسر R/P و میزان مطلوب آن نشأت می‌گیرد) تعیین می‌شود.



شکل (۴-۱۱) نمودار جریان - نرخ اکتشاف و فعالیت‌های اکتشافی

این معادلات عبارتند از:

$$(4-1) \text{ Discovery Rate} = \text{IF THEN ELSE} (\text{Percentage of Remaining Resources} > 0.02, \text{DELAY1I}(\text{Exploration Activities}, 4, (1e+009)), 0)$$

$$(4-2) \text{ Exploration Activities} = \text{IF THEN ELSE} (\text{Percentage of Remaining Resources} > 0.02, \text{IF THEN ELSE} (\text{Percentage of Remaining Resources} < 0.15, 0.75 * (\text{CapacitiyUtilization in Exploration} * \text{PIDEC} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{Exploration Costs}, (\text{CapacitiyUtilization in Exploration} * \text{PIDEC} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{Exploration Costs}), 0)$$

♦ نرخ تولید، ظرفیت تولید، نرخ افزایش و کاهش ظرفیت تولید

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، در صورت وجود منابع قابل استحصال، نرخ تولید از حاصل ضرب ظرفیت تولید در درصد مورد استفاده (که خود از میزان

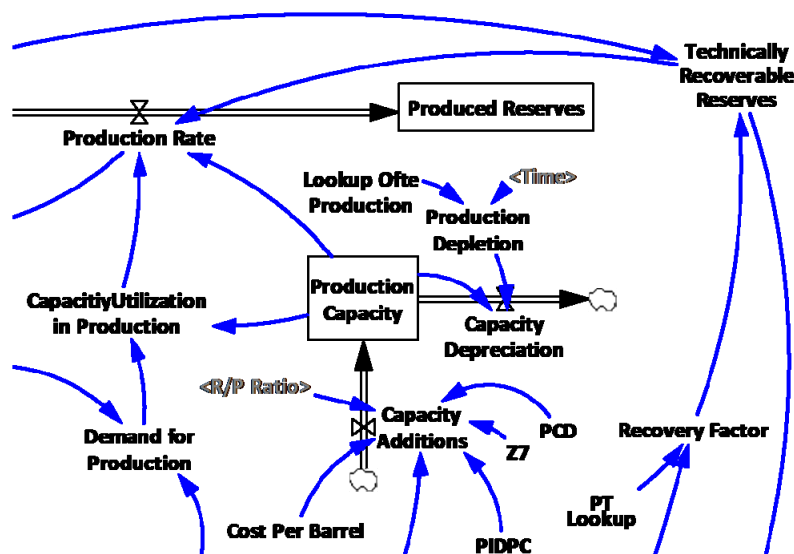
تقاضای کل نشأت می‌گیرد) از آن بدست می‌آید. میزان ظرفیت تولید با توجه به انتگرال حاصله از اختلاف دو نرخ افزایش ظرفیت و کاهش ظرفیت تعیین می‌شود. در واقع نرخ کاهش ظرفیت تولید همان افت تولید است که با توجه به محدودیت‌های مدلسازی در مدل کردن افت فشار مخازن نفتی به صورت کاهش ظرفیت تولید مدل شده است (چراکه نتیجه هر دو حالت مدلسازی یکسان خواهد بود). افت تولید مخازن نفتی ایران در حال حاضر در حدود ۰.۰۸ می‌باشد [۳۳]. افزایش ظرفیت با توجه به میزان سرمایه‌گذاری در بخش تولید (در زمینه توسعه ظرفیت تولید)، هزینه توسعه واحد ظرفیت تولید (که برابر با ۴۰ دلار در نظر گرفته شده است [۳۳]) و تاخیر موجود (که برابر با ۶ سال در نظر گرفته شده است [۳۳]) برای توسعه ظرفیت تعیین شده است. این معادلات عبارتند از:

(4-3) $Production\ Rate = IF\ THEN\ ELSE(Technically\ Recoverable\ Reserves > 1, Capacity\ Utilization\ in\ Production * Production\ Capacity, 0)$

(4-4) $Production\ Capacity = INTEG(Capacity\ Additions - Capacity\ Depreciation, 7.97652e+008)$

(4-5) $Capacity\ Additions = IF\ THEN\ ELSE("R/P\ Ratio" >= 20, DELAY1I((PIDPC * Total\ Investment\ in\ Production) / Cost\ Per\ Barrel), PCD, (1e+008)), 0)$

(4-6) $Capacity\ Depreciation = Production\ Depletion * Production\ Capacity$



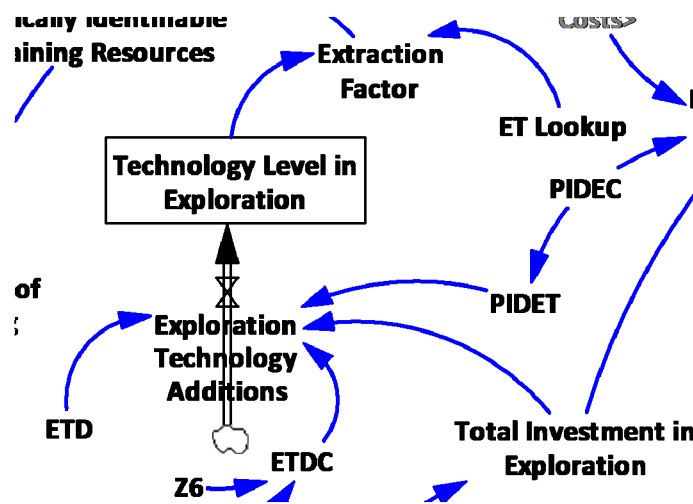
شکل (۴-۱۲) نمودار جریان - نرخ تولید و ظرفیت تولید

♦ نرخ افزایش تکنولوژی اکتشاف

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، افزایش تکنولوژی مورد استفاده در بخش اکتشاف با توجه به میزان سرمایه‌گذاری در بخش اکتشاف (در زمینه توسعه تکنولوژی)، مدت زمان تاخیر برای توسعه تکنولوژی (۳ سال) و هزینه توسعه ۱ واحد تکنولوژی (که با توجه به رشد پیچیدگی تکنولوژی‌ها، در طول زمان روندی افزایشی خواهد داشت) تعیین می‌گردد.

این معادله عبارتست از:

$$(4-7) \text{ Exploration Technology Additions} = ((\text{PIDET} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{ETD}) / (\text{ETDC})$$



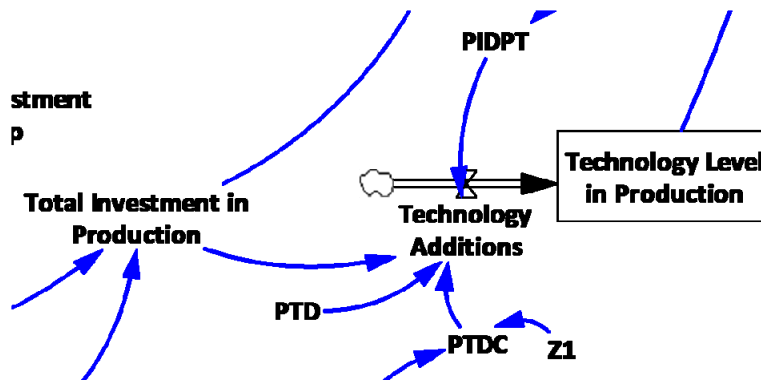
شکل (۴-۱۳) نمودار جریان - نرخ افزایش تکنولوژی اکتشاف

♦ نرخ افزایش تکنولوژی تولید

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، افزایش تکنولوژی مورد استفاده در بخش تولید با توجه به میزان سرمایه‌گذاری در بخش تولید (در زمینه توسعه تکنولوژی)، مدت زمان تاخیر برای توسعه تکنولوژی (۳ سال) و هزینه توسعه ۱ واحد تکنولوژی (که با توجه به رشد پیچیدگی تکنولوژی‌ها، در طول زمان روندی افزایشی خواهد داشت) تعیین می‌گردد.

این معادله عبارتست از:

$$(4-8) \text{ Technology Additions} = ((\text{PIDPT} * \text{Total Investment in Production}) / \text{PTD}) / (\text{PTDC})$$

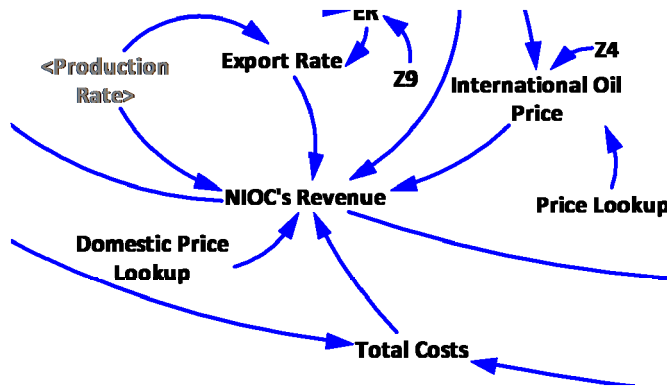


شکل (۴-۱۴) نمودار جریان - نرخ افزایش تکنولوژی تولید

□ سایر

◆ درآمد شرکت ملی نفت

شکل زیر عوامل موثر در محاسبه درآمد شرکت ملی نفت را نشان می‌دهد. با در نظر داشتن قیمت‌های رو به رشد جهانی، میزان صادرات نفت در میزان درآمد شرکت ملی نفت تاثیر دارد. از سال ۱۳۶۵ تا ۱۳۸۶ قیمتی برای نفت خام داخلی (تحویلی به پالایشگاه‌های کشور) در نظر گرفته نشده است، ولی با توجه به برنامه چهارم توسعه [۴۲]، از سال ۱۳۸۶ می‌بایست قیمت حامل‌های انرژی به مرور به قیمت‌های جهانی نزدیک شود. لذا قیمت داخلی نفت از سال ۱۳۸۶ تا ۱۴۰۰ به میزان ۰.۸۵ درصد قیمت‌های جهانی افزایش یافته و پس آن نیز در همان مقدار باقی مانده است. لذا از سال ۱۳۸۶ به بعد، با در نظر داشتن قیمت داخلی نفت خام، اختلاف نرخ تولید و صادرات نیز در محاسبه درآمد سالیانه شرکت ملی نفت موثر بوده است. ذکر این نکته لازم به ذکر است که درآمد شرکت ملی نفت برابر با ۵۰ درصد کل درآمدهای نفتی کشور در نظر گرفته شده است چراکه حدوداً ۵۰ درصد باقی‌مانده اختصاص به بودجه دولت دارد [۱].



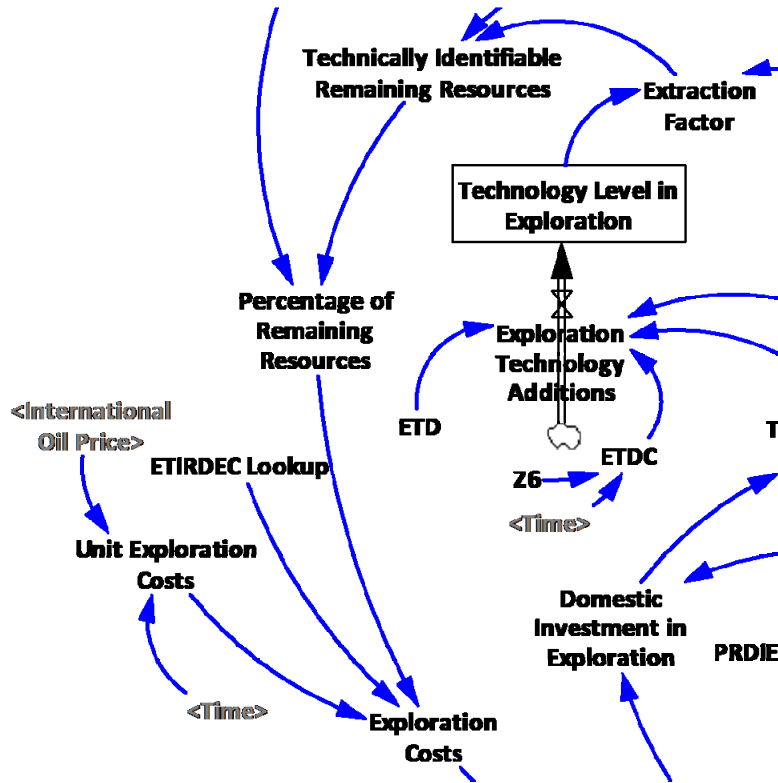
شکل (۴-۱۵) نمودار جریان - درآمد شرکت ملی نفت

این معادله عبارتست از:

$$(4-9) \text{ NIOC's Revenue} = \text{IF THEN ELSE}(\text{Time} \leq 1386, ((\text{Export Rate} * (\text{International Oil Price} - \text{Total Costs})) * 0.5, (((\text{Production Rate} - \text{Export Rate}) * (\text{Domestic Price Lookup}(\text{Time}) * \text{International Oil Price}) - \text{Total Costs})) * 0.5 + ((\text{Export Rate} * (\text{International Oil Price} - \text{Total Costs})) * 0.5))$$

♦ هزینه‌های اکتشاف

همانطور که در شکل زیر نشان داده شده است، هزینه‌های اکتشاف از طرفی متاثر از قیمت‌های بین‌المللی نفت است (به عنوان مثال با افزایش قیمت نفت هزینه اجاره دکل‌های حفاری افزایش می‌یابد) و از طرفی از وجود منابع تاثیر می‌پذیرد چراکه با تقلیل منابع میزان فعالیت‌های اکتشافی بیشتر و با تکنولوژی بالاتری نیاز است تا بتوان خروجی‌های گذشته را کسب نمود. در این مدل، تقلیل منابع نهایتاً هزینه‌های اکتشاف را تا ۴ برابر افزایش می‌دهد. بوضوح از طرف دیگر وجود منابعی که به لحاظ تکنولوژیک قابل کشف هستند از سطح تکنولوژی مورد استفاده در بخش اکتشاف تاثیر می‌پذیرد. لذا رشد تکنولوژی با اضافه کردن منابع جدید به منابعی که تا آن زمان به لحاظ تکنولوژیک قابل کشف بوده‌اند، هزینه‌ها را کاهش می‌دهد.



شکل (۴-۱۶) نمودار جریان- هزینه‌های اکتشاف

معادله هزینه‌های اکتشاف عبارتست از:

$$(4-10) \text{ Exploration Costs} = \text{Unit Exploration Costs} * (1 + \text{ETIRDEC Lookup}(\text{Percentage of Remaining Resources}))$$

♦ هزینه‌های تولید

هزینه‌های تولید نیز به طور مشابه با هزینه‌های اکتشاف محاسبه می‌شود. این معادله عبارتست از:

$$(4-11) \text{ Production Costs} = (\text{PC Lookup}(\text{Time}) * \text{International Oil Price}) * (1 + \text{ETRRDPC Lookup}(\text{Technically Recoverable Reserves}))$$

♦ تقاضای داخلی نفت

تقاضای داخلی نفت خام با توجه به داده‌های موجود از خوراک نفت خام ارسالی به پالایشگاه‌های کشور در طی سال‌های ۱۳۷۳ تا ۱۳۸۶ بدست آمده است [۲۹، ۳۰ و ۳۱]. قابل ذکر است که در تحلیل آماری مورد نظر به منظور جلوگیری از ایجاد خطای

محاسبه به جای استفاده از عدد سال از اعداد ۱، ۲، ۳ و ... استفاده شده است. این معادله عبارتست از:

$$(4-12) \text{ Domestic Demand} = 4.14e+008 + 9.25666e+006 * (\text{Time} - 1364)$$

♦ تولید OPEC

تولید نفت خام OPEC با توجه به آمار رسمی منتشر شده توسط این سازمان بدست آمده است [۳۵]. قابل ذکر است که در تحلیل آماری مورد نظر به منظور جلوگیری از ایجاد خطای محاسبه به جای استفاده از عدد سال از اعداد ۱، ۲، ۳ و ... استفاده شده است. این معادله عبارتست از:

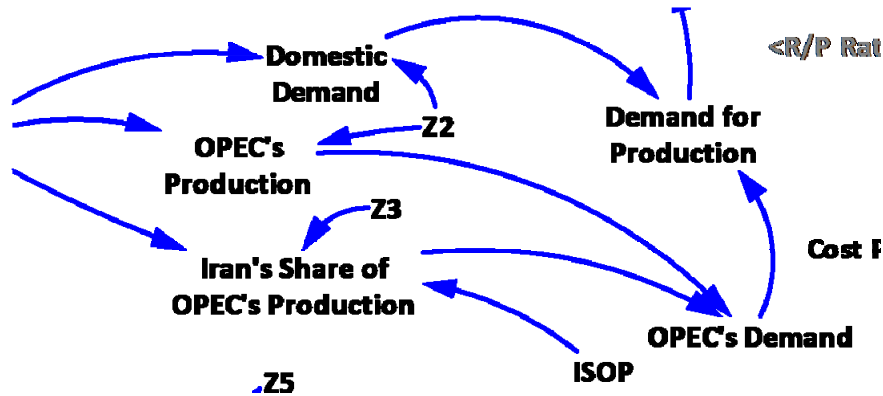
$$(4-13) \text{ OPEC's Production} = (7.6e+009) + (2.64e+008) * (\text{Time} - 1364)$$

♦ سهم ایران از تولید OPEC

سهم ایران از تولید OPEC با توجه به داده‌های تاریخی صادرات نفت خام و نیز حجم تولید OPEC بدست آمده است [۱، ۲۹-۳۲، ۳۵]. قابل ذکر است که در تحلیل آماری مورد نظر به منظور جلوگیری از ایجاد خطای محاسبه به جای استفاده از عدد سال از اعداد ۱، ۲، ۳ و ... استفاده شده است. همچنین در مدل فرض شده است که این سهم از سال ۱۳۸۶ به بعد به طور ثابت و در عدد ۱۳ درصد باقی بماند. این معادله عبارتست از:

$$(4-14) \text{ Iran's Share of OPEC's Production} = \text{IF THEN ELSE} (\text{Time} \leq 1386, ((0.0942) + 0.0108 * (\text{Time} - 1364) - 0.000977 * ((\text{Time} - 1364)^2) + 2.5e-005 * (\text{Time} - 1364)^3), \text{ISOP})$$

شکل زیر نحوه ارتباطات موجود در بخش تقاضای مدل را نشان می‌دهد.



شکل (۴-۱۷) نمودار جریان - تقاضای نفت خام

۴-۳-۵- اعتبارسنجی

پس از توسعه مدل و قبل از تحلیل نتایج و سناریوپردازی، همواره برخی تست‌های اعتبارسنجی به روی مدل‌های سیستم دینامیک انجام می‌شود تا از اعتبار و صحت مدل تحت شرایط مختلف اطمینان حاصل گردد. تست‌های اعتبارسنجی انواع مختلفی دارند که عبارتند از [۲۶]:

۱. کفایت مرزها^۱: آیا متغیرهای تاثیرگذار اصلی به صورت درون‌زا دیده شده‌اند؟ آیا محدوده زمانی به طرز مناسبی در نظر گرفته شده است؟
۲. ارزیابی ساختار: آیا ساختار مدل با قوانین و روند تصمیم‌گیری موجود در سیستم سازگاری دارد؟
۳. سازگاری ابعاد: آیا ابعاد معادلات مورد استفاده در مدل با یکدیگر سازگار می‌باشند؟
۴. ارزیابی پارامترها: آیا مقادیر عددی پارامترهای مورد استفاده در مدل با داده‌های موجود در سیستم سازگار هستند؟
۵. شرایط غایی: در صورت تغییرات ناگهانی در برخی پارامترها، آیا مدل رفتار و واکنش مناسبی را نشان می‌دهد؟
۶. خطای انتگرال: آیا بازه‌های زمانی^۲ به طور مناسبی در نظر گرفته شده‌اند و با تغییر آن‌ها تغییری در نتایج مدل حاصل می‌شود؟

¹ Boundary Adequacy

² Time step

۷. تولید مجدد^۱ رفتار: آیا مدل رفتار واقعی موجود در سیستم را تولید می‌نماید؟
۸. رفتار نامتعارف^۲: آیا هنگامیکه برخی فرضیات مدل تغییر کرده و یا حذف می‌شوند، رفتارهای نامتعارف و غیر معقولی در نتایج مدل مشاهده می‌شود؟
۹. اعضای خانواده: آیا رفتار مدل مشابه رفتارهای موجود در سایر سیستم‌های مشابه است؟
۱۰. رفتار عجیب: آیا مدل رفتاری غیر قابل تشخیص و مشاهده نشده را تولید می‌کند؟
۱۱. تحلیل حساسیت: آیا با تغییر در پارامترها، مرزها و بازه‌های زمانی، تغییرات قابل توجهی در مقادیر عددی، رفتار و سیاست‌های حاصله مشاهده می‌شود؟
۱۲. بهبود سیستم: آیا فرایند مدلسازی توانسته تغییری در جهت بهبود سیستم داشته باشد؟

با توجه به محدودیت‌های نگارشی، در این قسمت صرفاً به بررسی برخی از مهمترین تست‌های فوق بسنده شده است.

□ تولید مجدد رفتار

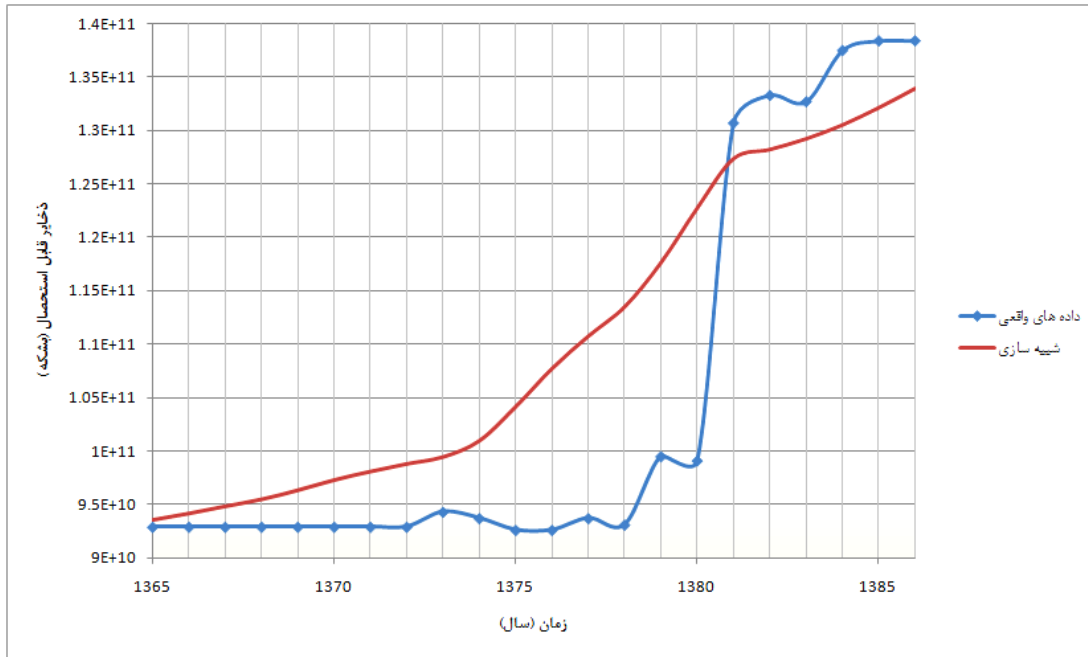
یکی از مهمترین تست‌های موجود تولید مجدد رفتار (مقایسه با داده‌های تاریخی) است. تقریباً در تمامی مدل‌های مطالعه شده از ادبیات موضوع، از این تست در اعتبارسنجی مدل استفاده شده است که نشان دهنده اهمیت این تست می‌باشد. لذا اولین تست انجام شده در این تحقیق نیز مقایسه مقادیر شبیه‌سازی شده با داده‌های تاریخی است. با در نظر داشتن داده‌های تاریخی موجود، ۶ شکل زیر نشان دهنده نتایج مقایسه داده‌های تاریخی و شبیه‌سازی شده می‌باشد. نکته قابل ذکر این است که در اینجا منظور از «مقایسه با داده‌های تاریخی»، مقایسه رفتاری بوده و مقایسه عددی مد نظر نمی‌باشد. با توجه به شکل‌ها به جز یک مورد (نرخ اکتشاف)، سایر متغیرها تقریباً انطباق مناسبی را با داده‌های تاریخی نشان می‌دهند. دلیل عدم تطابق در متغیر نرخ اکتشاف، مدل نشدن عدم قطعیت زمین‌شناختی به دلیل محدودیت‌های مدلسازی بوده است که خود منجر به همین اختلاف در میزان نفت خام درجا شده است. هرچند روی هم رفته مدل در تولید مجدد داده‌های تاریخی موفق نشان می‌دهد.

قابل ذکر است که رفتار مدل با آنچه که در مدل‌های مرجع (شکل ۴-۲) ذکر شده بود نیز تطابق

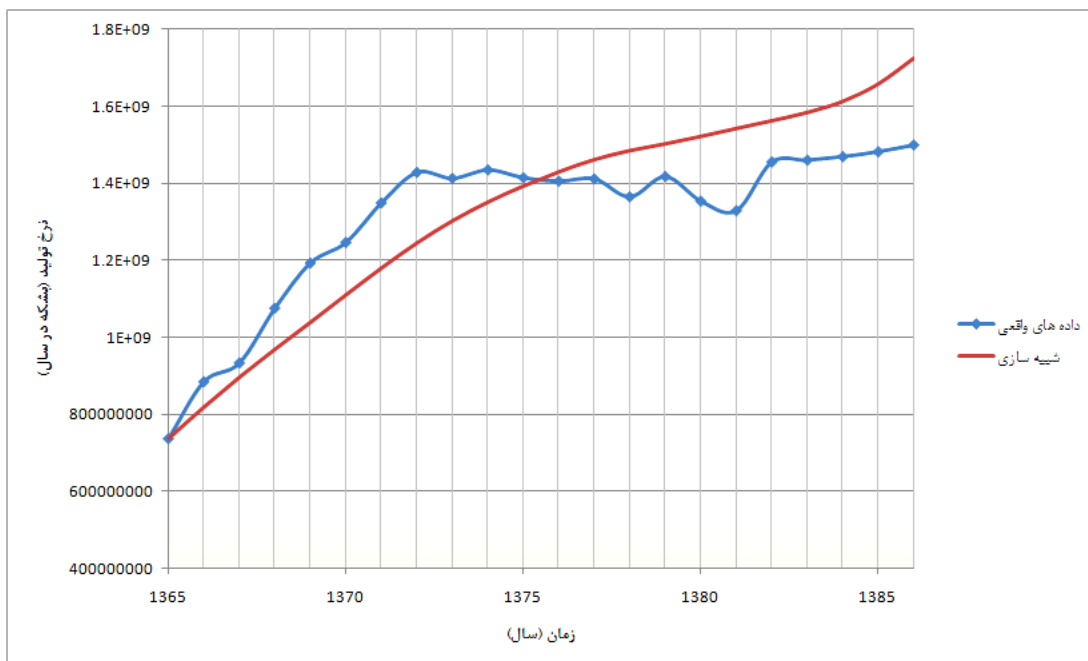
¹ Reproduction

² Anomaly

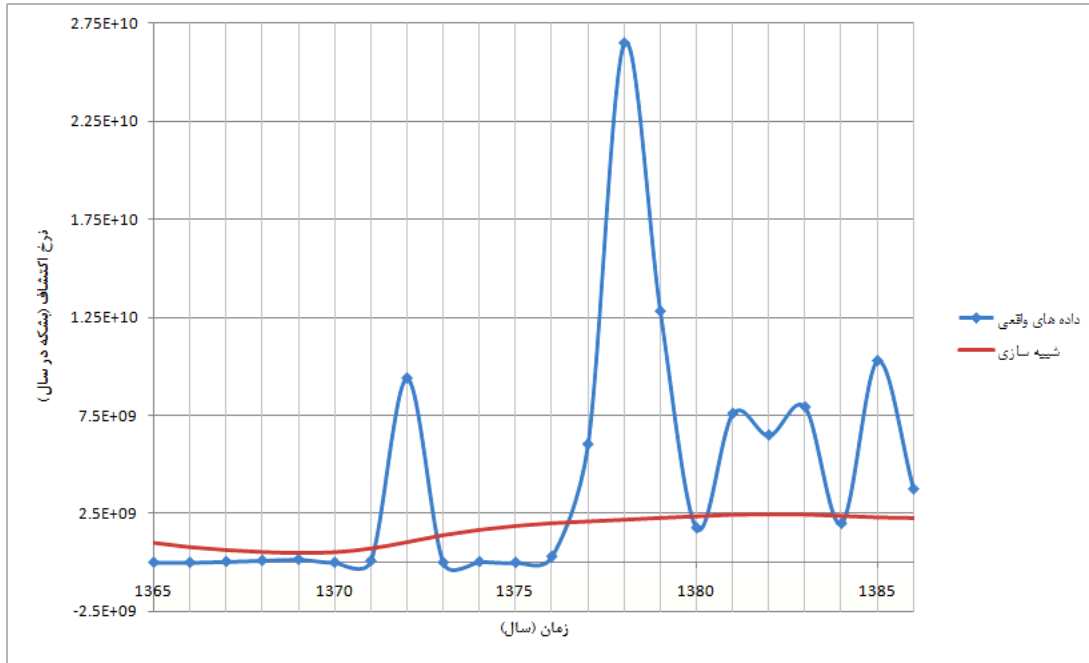
کاملی دارد.



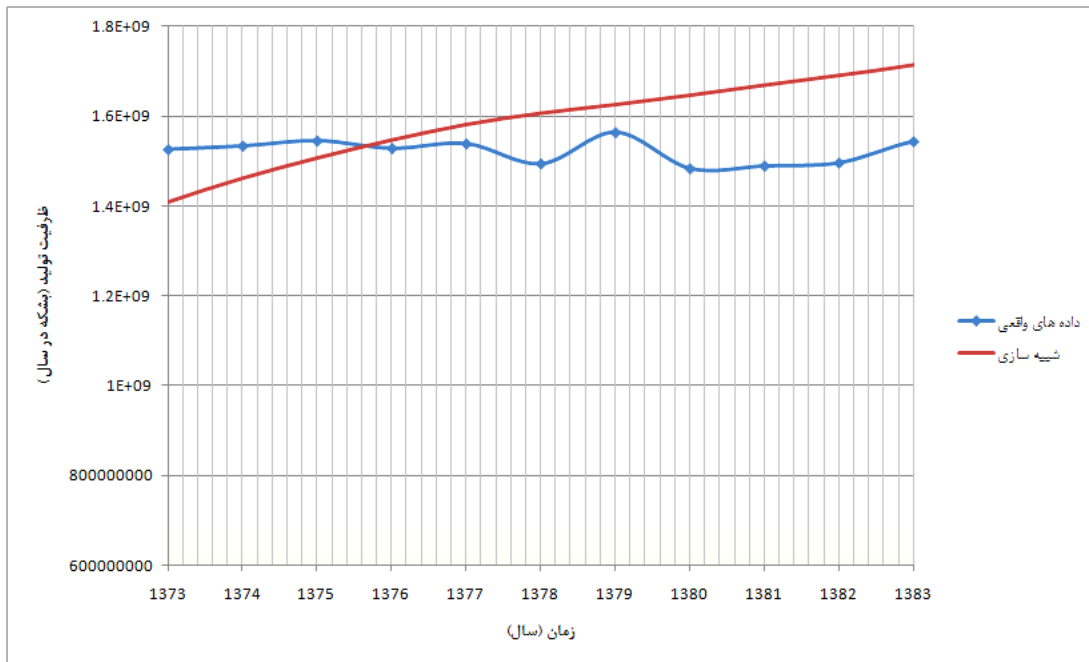
شکل (۴-۱۸) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - میزان ذخایر قابل استحصال



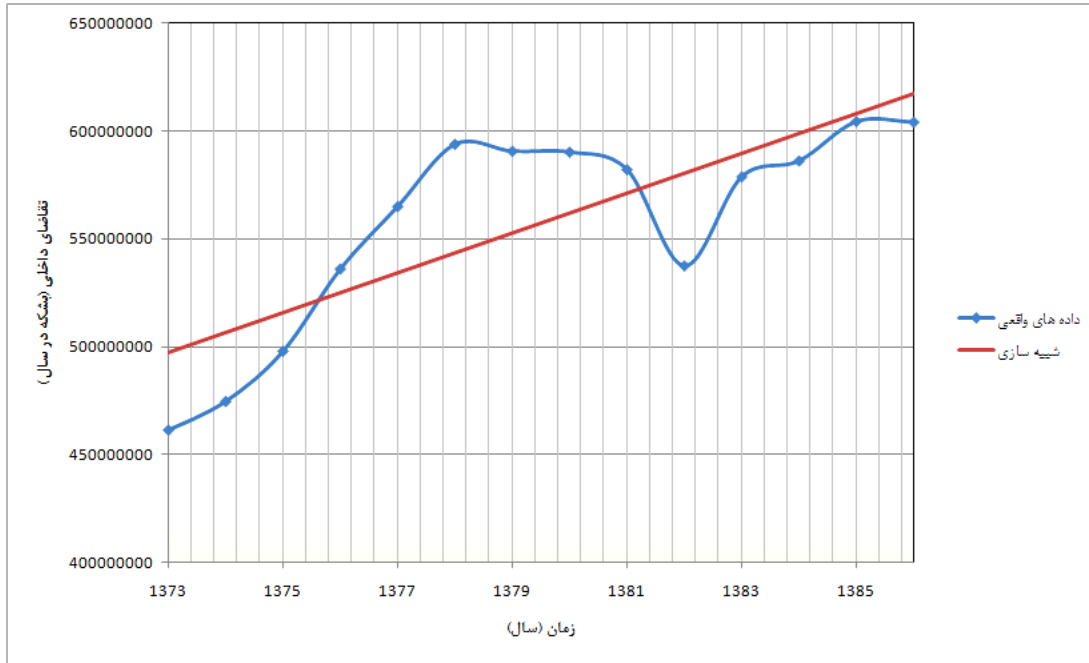
شکل (۴-۱۹) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ تولید



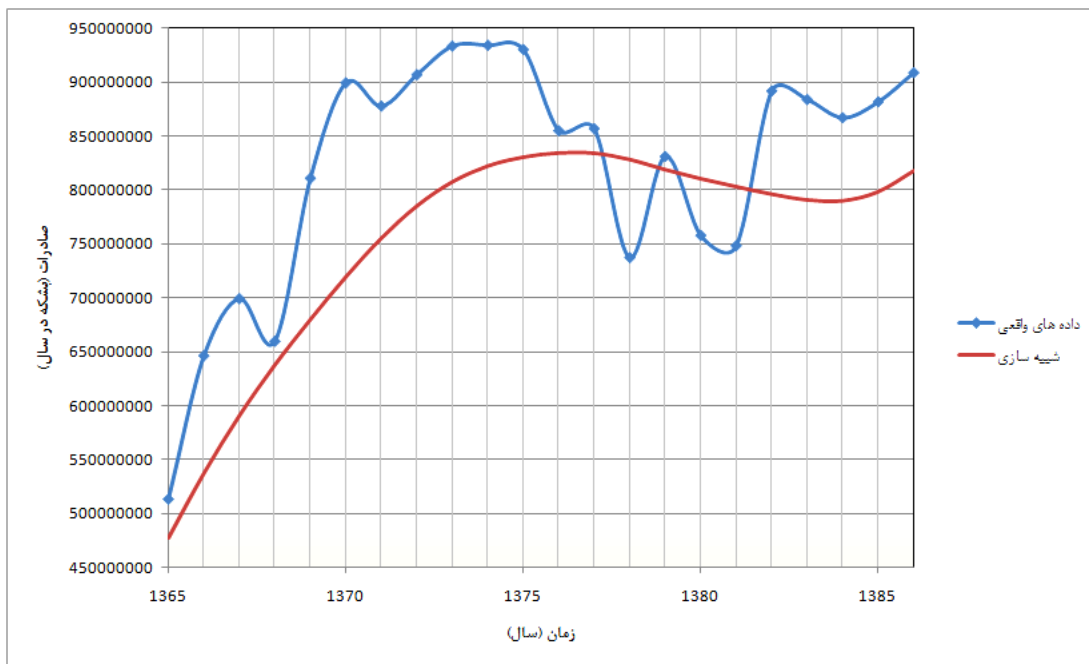
شکل (۴-۲۰) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ اکتشاف



شکل (۴-۲۱) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - میزان ظرفیت تولید



شکل (۴-۲۲) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - تقاضای داخلی



شکل (۴-۲۳) اعتبارسنجی - تست تولید مجدد رفتار - نرخ صادرات

□ سازگاری ابعاد

سازگاری ابعاد معادلات مورد استفاده در مدل با گزینه Unit Check در نرم افزار Vensim بررسی

شده است. صرفاً به دلیل کثرت متغیرها و پارامترهای مورد استفاده در مدل از ۹ متغیر تصحیح کننده (به نام Z_i) استفاده شده است.

□ ارزیابی ساختار و پارامترها

با توجه به جلسات برگزار شده (جدول ۴-۱) در فرایند توسعه مدل و نیز استفاده از منابع معتبر و گزارشات، آمارنامه‌ها و ترازنامه‌های رسمی منتشر شده توسط سازمان‌های داخلی و خارجی، بوضوح مدل از لحاظ ساختار و نیز پارامترها با آنچه در دنیای واقعی رخ می‌دهد سازگار است. ذکر ایمن نکته حائز اهمیت است که فرایند تصمیم‌گیری در صنعت نفت در سراسر جهان متأثر از مسایل و رخدادهای سیاسی است. لذا در این مدل منطق و روندهای علی و معلولی غیر سیاسی در نظر گرفته شده است. برخی تصمیمات سیاسی تاثیرگذار را می‌توان به صورت برون‌زا وارد چنین مدل‌هایی نمود (همچنان که در ادبیات موضوع برخی مدل‌ها چنین عمل نموده‌اند).

□ اعضای خانواده

با مروری بر مدل‌های موجود در مورد منابع طبیعی محدود (نفت، گاز طبیعی، زغال سنگ، چوب، اورانیوم و ...) مشاهده می‌شود که رفتار کلی مدل توسعه داده شده با آنچه در سایر مدل‌ها رخ داده است تطابق دارد. مدل‌های اصلی موجود در این زمینه در سمینار کارشناسی ارشد اینجانب با عنوان "بررسی توسعه مدل‌های سیستم دینامیکی تولید و منابع انرژی - بهمن ۱۳۸۷" قابل مشاهده می‌باشد.

فصل ۵:

نتایج و تفسیر آنها

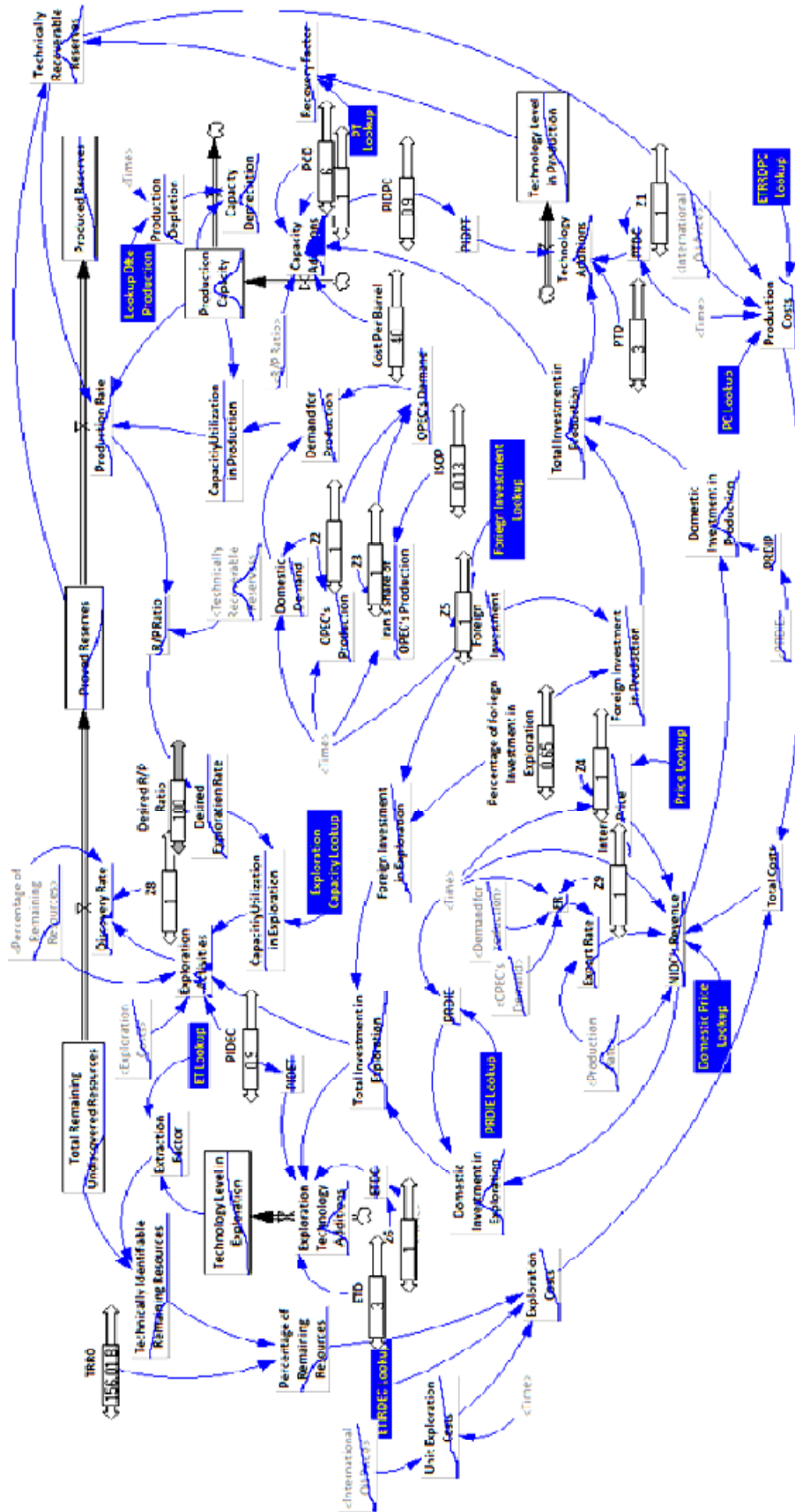
۱-۵- مقدمه

در این قسمت با توجه به مدل توسعه داده شده در فصل قبل به آرایه نتایج و بررسی سناریوهای مختلف پرداخته می‌شود. قابل ذکر است که منابع اصلی در توسعه سناریوهای مورد بررسی، ادبیات موضوع و پیش‌نویس سند چشم‌انداز صنعت نفت ایران بوده است.

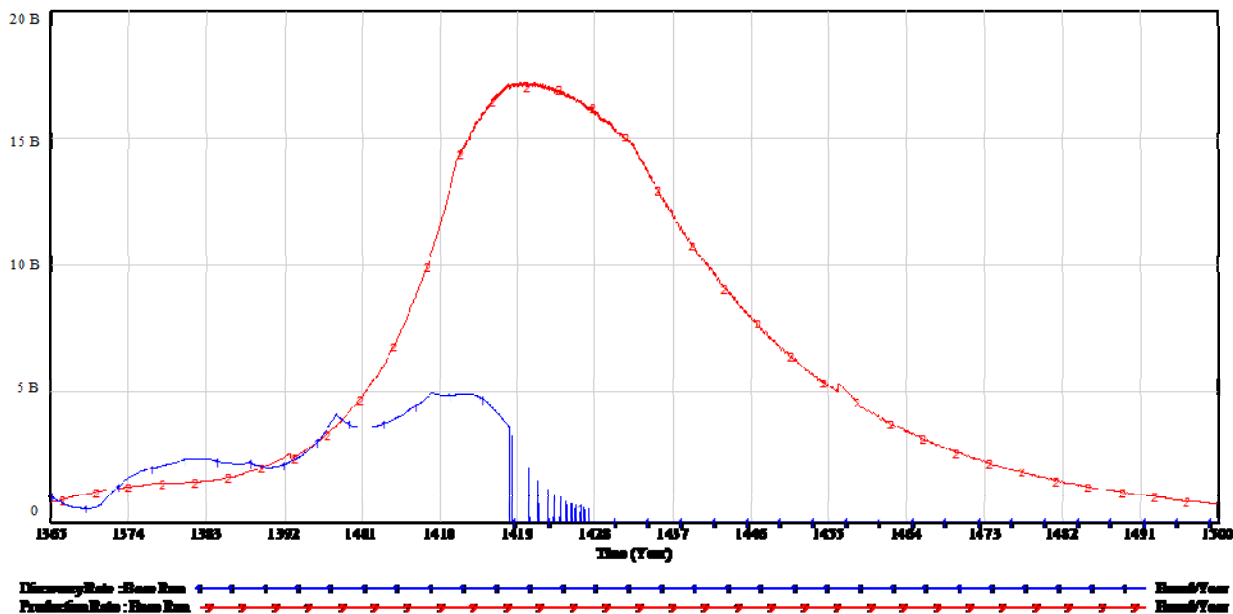
۲-۵- نتایج شبیه‌سازی

شکل زیر به طور کلی نتایج شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. در ادامه به بررسی رفتار متغیرهای اصلی سیستم می‌پردازیم. شکل ۲-۵ نتایج شبیه‌سازی برای دو نرخ اصلی موجود در سیستم که نرخ اکتشاف (که در شکل ۲-۵ با عدد ۱ مشخص شده است) و نرخ تولید (که در شکل ۲-۵ با عدد ۲ مشخص شده است) نفت خام نام دارند را نشان می‌دهد. با توجه به نتایج شبیه‌سازی، تا سال ۱۴۱۸ شاهد وجود اکتشافات مداوم نفت خام هستیم ولی پس از فقط در برخی سال‌ها (بین ۱۴۱۸ تا ۱۴۲۷) اکتشافات مقطعی خواهیم داشت که این امر ناشی از تقلیل منابع نفتی (صفر شدن نرخ اکتشاف) و رشد تکنولوژی اکتشاف بعد از سال ۱۴۱۸ (وجود اکتشافات مقطعی) می‌باشد. نرخ اکتشاف در حالت بیشینه در سال ۱۴۰۹ به عدد ۴۰۹۸۳۲ میلیارد بشکه می‌رسد. همچنین شاهد رفتار زنگوله مانند (پیک) در تولید نفت خام هستیم که نرخ تولید در بیشترین حالت خود و در سال ۱۴۱۹ به ۱۷۰۱۸۷۸ میلیارد بشکه در سال معادل ۴۷۰۸۹۰۸۶ هزار بشکه در روز می‌رسد که در حدود ۱۰ برابر تولید کنونی نفت خام در ایران می‌باشد.

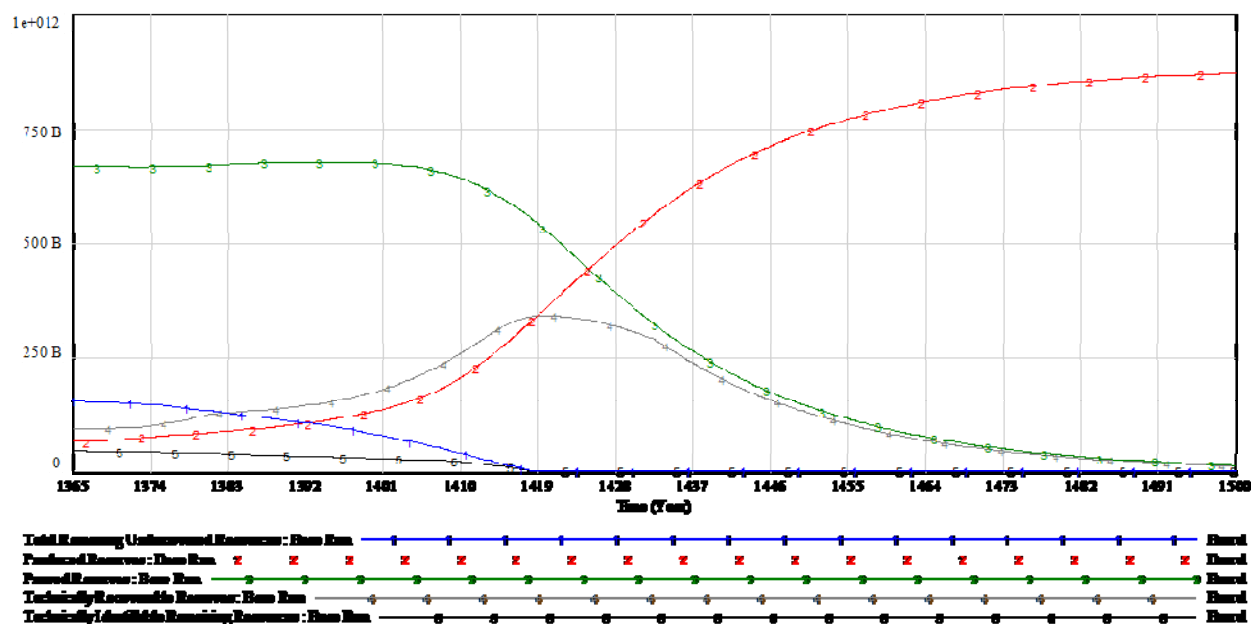
شکل ۳-۵ نتایج شبیه‌سازی را برای سطوح اصلی موجود در سیستم نشان می‌دهد. منابع کل باقی‌مانده که هنوز کشف نشده‌اند (که در شکل ۳-۵ با عدد ۱ مشخص شده است) به مرور زمان و با تحقق اکتشافات جدید کاهش می‌یابند بطوریکه در سال ۱۴۲۷ به عدد ۳۰۴۱۳ میلیارد بشکه رسیده و تا انتهای شبیه‌سازی در همین مقدار باقی می‌ماند. دلیل اینکه این عدد به صفر نمی‌رسد، عدم وجود صرفه اقتصادی و سرمایه‌گذاری کافی (با توجه به رشد هزینه‌ها) در سال‌های آخر می‌باشد.



شکل (۵-۱) نتایج کلی شبیه‌سازی



شکل (۲-۵) نتایج شبیه‌سازی - نرخ اکتشاف و نرخ تولید نفت خام



شکل (۳-۵) نتایج شبیه‌سازی - میزان منابع باقی‌مانده کشف‌نشده، تولید تجمعی، ذخایر تثبیت‌شده، ذخایر قابل استحصال و منابع قابل کشف

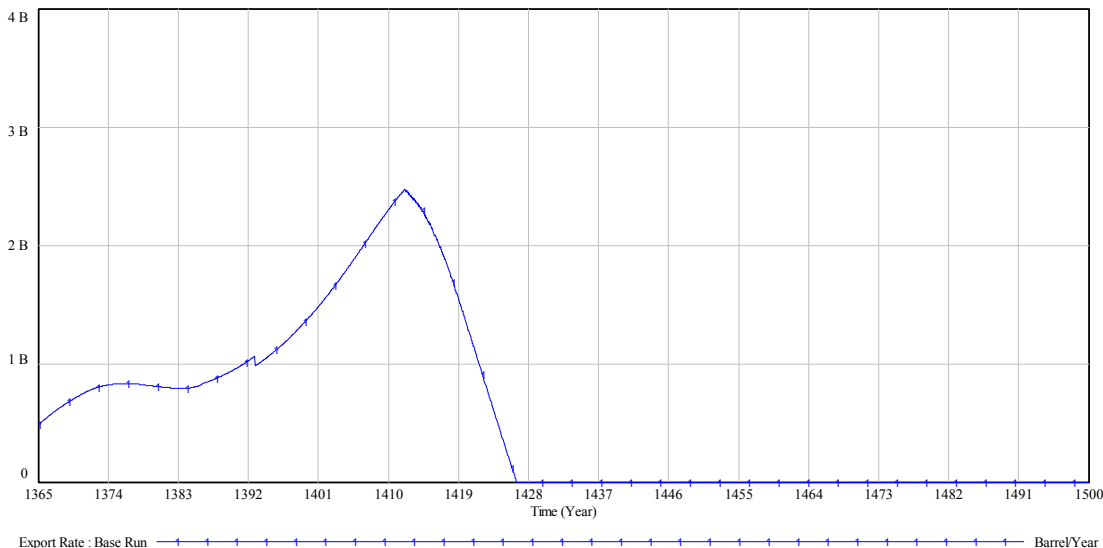
تولید تجمعی (که در شکل فوق با عدد ۲ مشخص شده است) رفتاری S شکل دارد چراکه میزان کل منابع در سیستم (که حاصل جمع منابع کشف نشده، اثبات شده و تولید شده است) همواره ثابت می‌باشد (حدوداً ۸۷۳ میلیارد بشکه) و لذا تولید تجمعی می‌بایست نهایتاً به همین عدد

نزدیک شود.

ذخایر اثبات شده (که در شکل فوق با عدد ۳ مشخص شده است) پس از یک افزایش به روند نزولی خود ادامه می‌دهد. ذخایر قابل استحصال (که در شکل فوق با عدد ۴ نشان داده شده است) با توجه به رشد تکنولوژی تولید و لذا افزایش ضریب برداشت، ابتدا روندی صعودی داشته و تا سال ۱۴۲۰ به عدد ۳۴۱.۵۵۳ میلیارد بشکه می‌رسد و پس از آن (با توجه به تقلیل منابع) با روندی نزولی کاهش می‌یابد.

نهایتاً منابع باقی مانده که به لحاظ تکنولوژیک قابل کشف هستند (که در شکل فوق با عدد ۵ نشان داده شده است) بر اثر تقلیل منابع به مرور کاهش می‌یابد. نکته قابل توجه در مورد ذخایر قابل استحصال و منابع قابل کشف این است که به مرور زمان و با انجام سرمایه‌گذاری‌ها در تکنولوژی‌های مورد استفاده در صنعت نفت (و بیشینه شدن سطح این تکنولوژی‌ها) این دو متغیر به ترتیب به ذخایر تثبیت شده و کل منابع باقی مانده کشف نشده نزدیک می‌شوند.

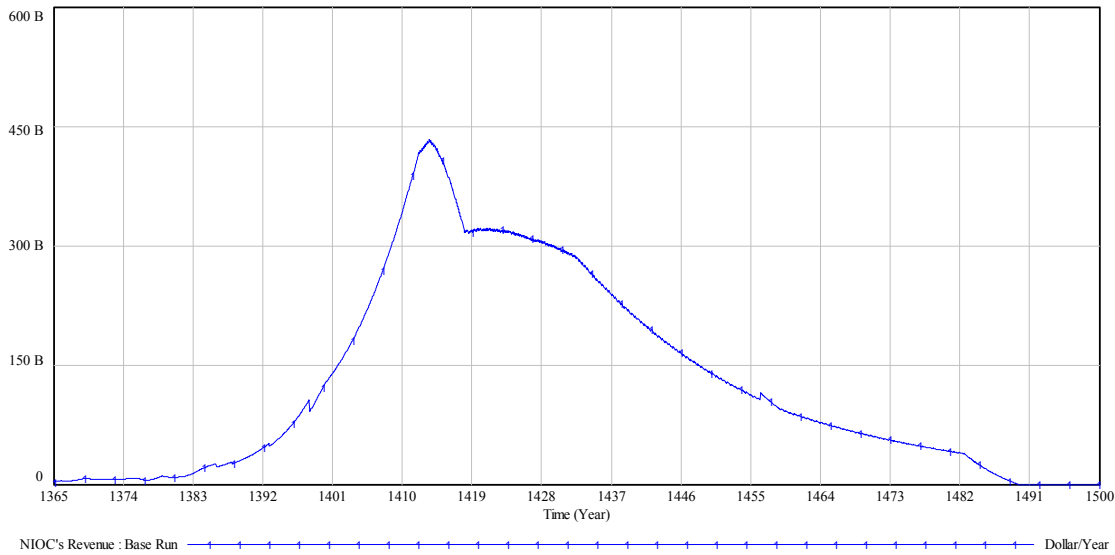
شکل زیر نرخ صادرات نفت خام را نشان می‌دهد. با توجه به رشد روزافزون تقاضای داخلی، صادرات نفت خام پس از یک افزایش در سال ۱۴۲۶ به عدد صفر می‌رسد و تولید نفت خام از آن پس صرفاً جوابگوی تقاضای داخلی خواهد بود همچنانکه نتایج شبیه‌سازی با نتایج تحقیق دیگری در این زمینه حدوداً مشابه می‌باشد [۳۳].



شکل (۴-۵) نتایج شبیه‌سازی - نرخ صادرات نفت خام

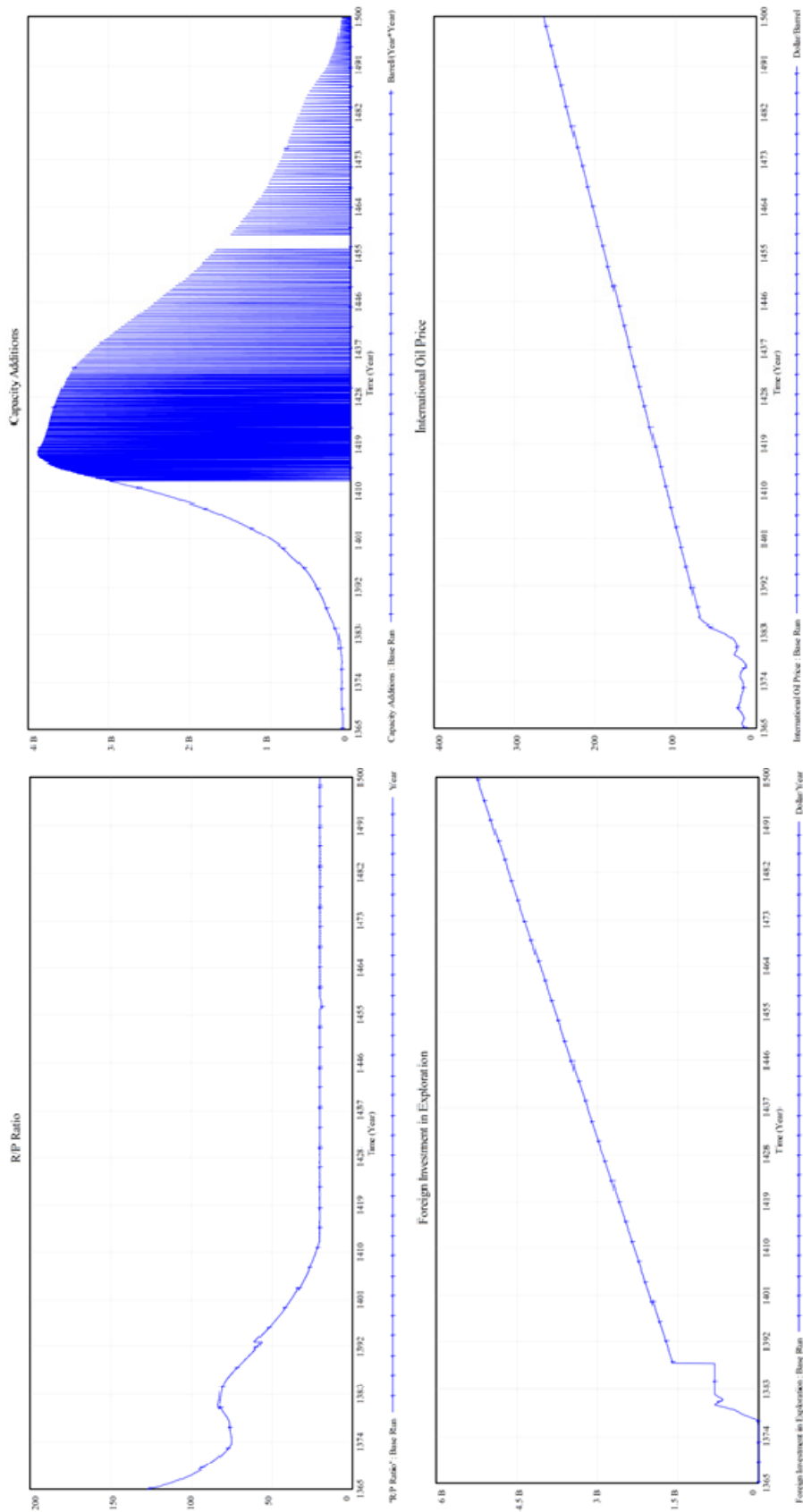
شکل زیر درآمد شرکت ملی نفت را نشان می‌دهد. قابل توجه است که درآمد این شرکت که متاثر

از صادرات نفت خام است همراه با به اوج رسیدن و نزول صادرات، به بیشینه خود رسیده و از آن پس با توجه به قیمت داخلی نفت خام (۸۵ درصد قیمت‌های جهانی) تعیین می‌گردد و نهایتاً با توجه به روند افزایشی هزینه‌ها به صفر می‌رسد.



شکل (۵-۵) نتایج شبیه‌سازی - درآمد شرکت ملی نفت

نتایج سایر متغیرهای قابل توجه در شکل زیر نشان داده شده است. به دلیل محدودیت‌های موجود در نگارش پایان‌نامه، از بیان نتایج شبیه‌سازی در مورد سایر متغیرهای مدل صرف نظر می‌شود. در بخش بعد به تحلیل سناریوهای مختلف و محتمل پرداخته می‌شود.



شکل (۵-۶) نتایج شبیه‌سازی - سایر متغیرها

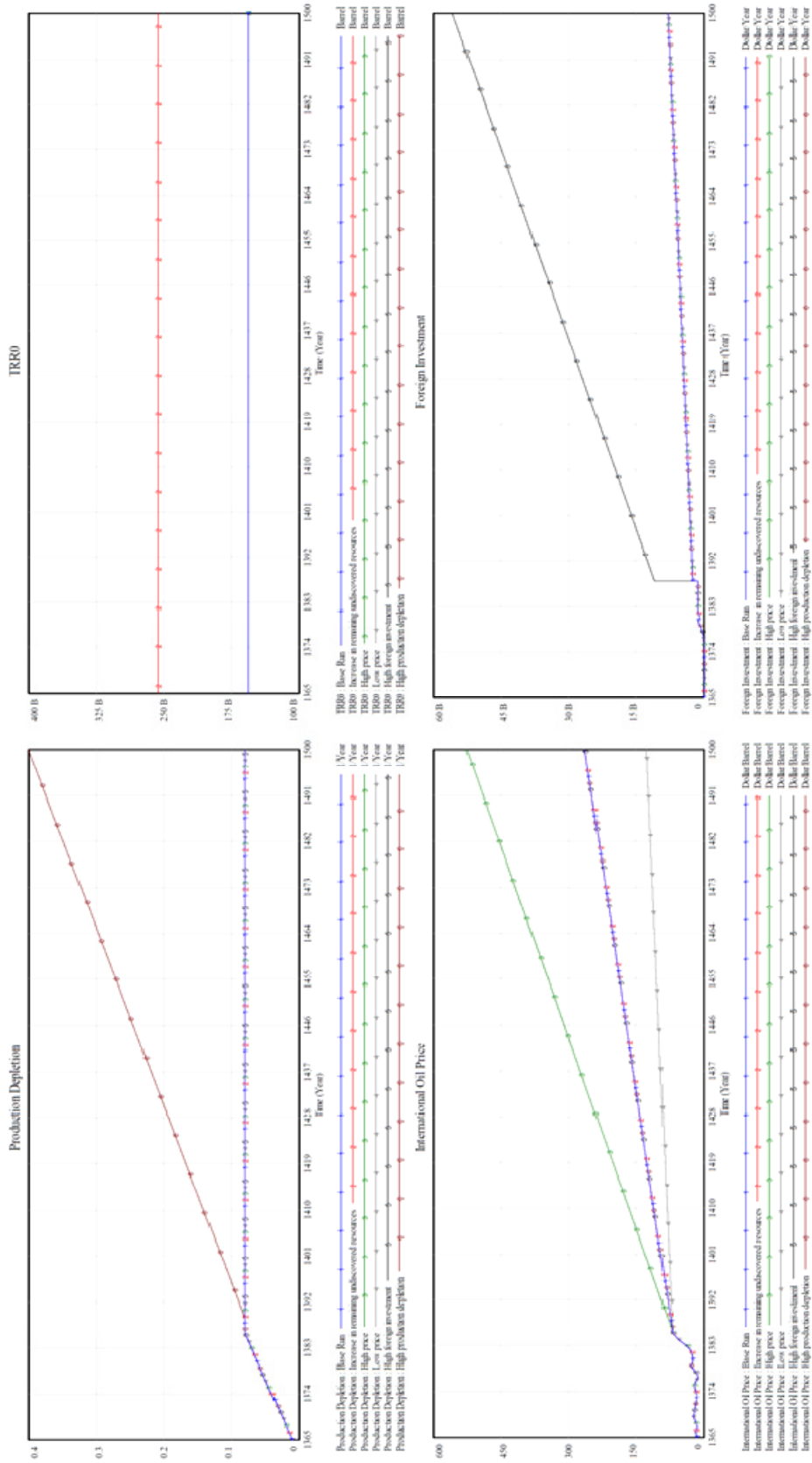
۳-۵- سناریوپردازی

صنعت نفت همواره با عدم قطعیت‌های زیادی روبرو است. از طرفی برخی عدم قطعیت‌های تکنولوژیک وجود دارد که به عنوان نمونه می‌توان به عدم قطعیت در برآورد منابع باقی‌مانده کشف‌نشده اشاره نمود. همچنین در صورت عدم سرمایه‌گذاری و نتیجتاً رشد تکنولوژی‌های تولید نفت و عدم جلوگیری از پدیده افت تولید مخازن نفتی ایران شاهد کاهش تولید خواهیم بود. از طرف دیگر عدم قطعیت‌های غیر تکنولوژیکی در سیستم وجود دارد که می‌تواند منجر به تغییر قیمت‌های نفت و نیز سرمایه‌گذاری شود.

بر این اساس ۵ سناریو در این تحقیق توسعه داده شده است که عبارتند از:

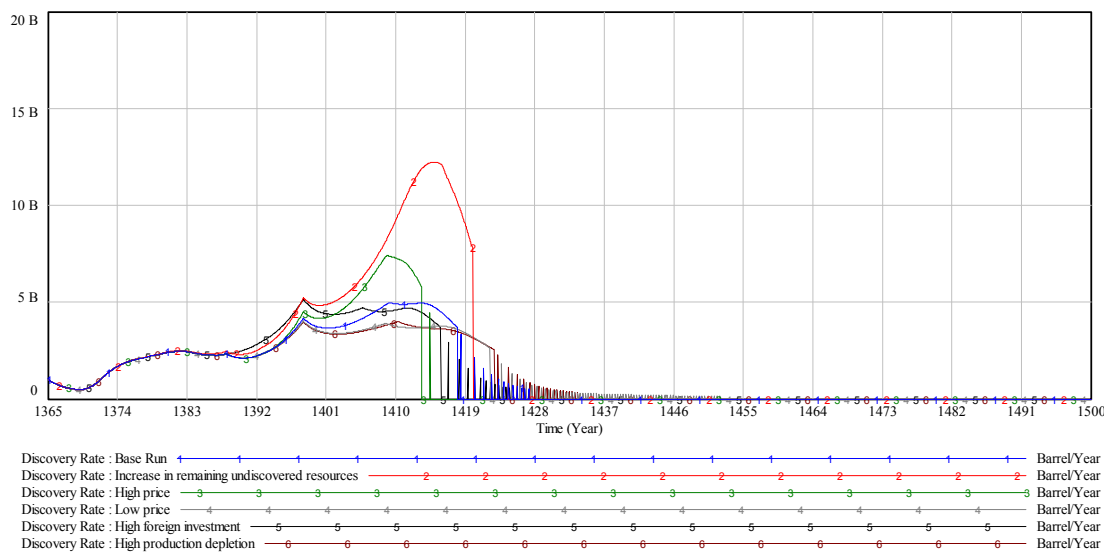
- ◆ سناریو ۱: افزایش در منابع باقی‌مانده کشف نشده
- ◆ سناریو ۲: قیمت‌های بالای جهانی نفت
- ◆ سناریو ۳: قیمت‌های پایین جهانی نفت
- ◆ سناریو ۴: افزایش سرمایه‌گذاری خارجی
- ◆ سناریو ۵: افت بالای تولید از مخازن نفت

در سناریو ۱ به مقدار اولیه منابع باقی‌مانده کشف نشده، ۱۰۰ میلیارد بشکه افزوده شده است. سناریو ۲ و ۳ بوسیله تغییر در شیب متغییر قیمت‌های جهانی نفت حاصل شده است. سناریوی چهارم حالت خوش بینانه را در سرمایه‌گذاری خارجی در نظر می‌گیرد و نهایتاً سناریو ۵ به بررسی نتایج هنگامیکه پدیده افت تولید با شدت بیشتری رخ دهد، می‌پردازد. شکل زیر تغییرات حاصله در متغییرهای مربوطه به منظور ایجاد این سناریوها را نشان می‌دهد.



شکل (۷-۵) تغییرات حاصله در متغیرهای مرتبط به منظور ایجاد سناریوها

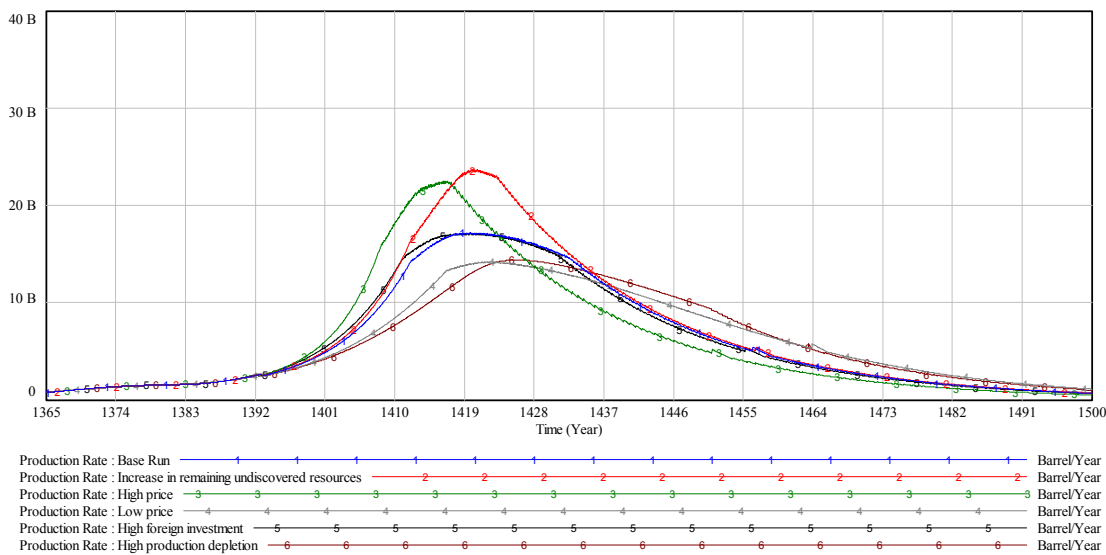
شکل زیر نتایج شبیه‌سازی سناریوهای مختلف را برای متغیر نرخ اکتشاف نشان می‌دهد. در سناریو ۱ (نمودار شماره ۲) با توجه به وفور منابع نفتی و لذا کاهش هزینه‌هایی که به سبب تقلیل منابع بر سیستم تحمیل می‌شوند، شاهد رشد نرخ اکتشاف هستیم. این رشد هم در حجم و هم در مدت زمان ادامه وجود اکتشافات مشاهده می‌گردد. در سناریو ۲ (نمودار شماره ۳) نیز شاهد همین رفتار به سبب رشد قیمت و لذا افزایش سرمایه‌گذاری‌ها در بخش اکتشاف، هستیم. قابل ذکر است از آنجاییکه در مدل میزان سرمایه‌گذاری خارجی در مقایسه با سرمایه‌گذاری داخلی (به دلیل مسایل سیاسی) کم در نظر گرفته شده است، در سناریو ۴ (نمودار شماره ۵) شاهد تغییرات قابل توجهی نیستیم. در سناریو آخر با توجه به وجود افت تولید و نتیجتاً افت کمتر کسر R/P، تقاضا برای اکتشاف کمتر می‌شود و لذا در مدت زمان بیشتری شاهد وجود نرخ اکتشاف هستیم. همچنین در تمامی سناریوها شاهد اکتشافات مقطعی در سال‌های انتهایی هستیم که نشان دهنده قوت مدل تحت شرایط مختلف می‌باشد.



شکل (۵-۸) نتایج سناریوپردازی - نرخ اکتشاف

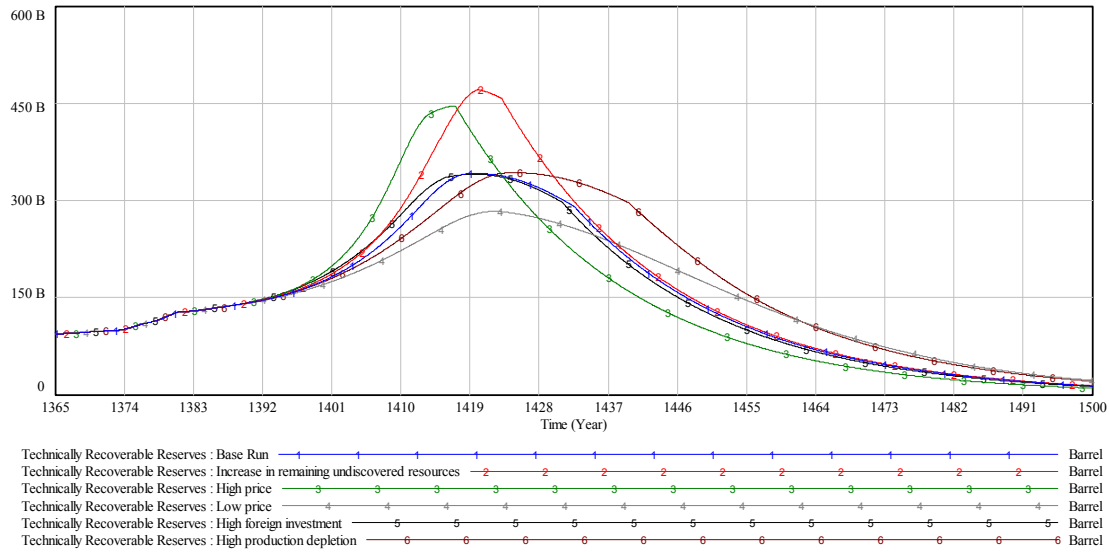
شکل زیر نتایج شبیه‌سازی سناریوهای مختلف را برای متغیر نرخ تولید نشان می‌دهد. در سناریو ۲ (نمودار شماره ۳) وجود تقاضا و نیز افزایش قیمت نفت، منجر به توسعه بیشتر ظرفیت و برآورده نمودن بیشتر تقاضا شده است. در این سناریو پیک تولید نفت در حجم بیشتر و زمان نزدیک‌تری نسبت به حالت پایه رخ داده است. با توجه به نتایج شبیه‌سازی، از آنجاییکه در مدل قسمت بیشتر

سرمایه‌گذاری خارجی در بخش اکتشاف صرف می‌شود (به دلیل برخی تحریم‌ها)، در سناریو ۴ (نمودار ۵) شاهد تغییرات خاصی در نرخ تولید نیستیم هرچند پیک در حجم بیشتر و زمان نزدیک‌تری نسبت به حالت پایه رخ داده است. همچنین وفور منابع و نتیجتاً افزایش نرخ اکتشاف (شکل ۵-۸) که در سناریو ۱ (نمودار شماره ۲) رخ داده است، صرفاً منجر به افزایش حجم تولید در زمان وقوع پیک شده است و زمان رخ دادن آن را دچار تغییر نکرده است. همچنین بوضوح کاهش قیمت‌های نفت خام و نیز افت شدید تولید منجر به وقوع پیک در حجم کمتر و زمان دیرتری شده است.



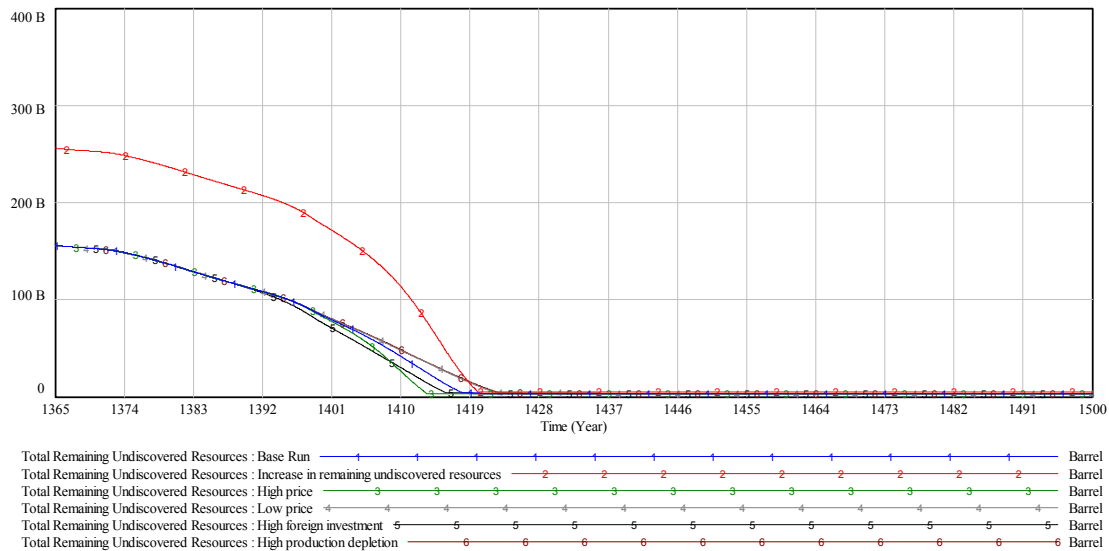
شکل (۵-۹) نتایج سناریوپردازی - نرخ تولید

شکل زیر نتایج شبیه‌سازی سناریوهای مختلف را برای متغیر ذخایر قابل استحصال نشان می‌دهد. در سناریو ۱ (نمودار شماره ۲) شاهد افزایش ذخایر قابل استحصال هستیم چراکه حتی با ثابت ماندن ضریب برداشت، در صورت وفور منابع با افزایش حاصله در نرخ اکتشاف و نتیجتاً ذخایر در جا، ذخایر قابل استحصال افزایش خواهند یافت. این افزایش مادامیکه قیمت‌ها افزایش داشته باشند نیز رخ خواهد داد (به سبب افزایش سرمایه‌گذاری و لذا رشد بیشتر تکنولوژی و طبیعتاً ضریب برداشت). نکته قابل ذکر دیگر دوام بیشتر ذخایر قابل استحصال در سناریو ۵ (نمودار شماره ۶) است. دلیل وقوع این امر تولید کمتر نفت خام و لذا کمتر کاهش یافتن این ذخایر می‌باشد.



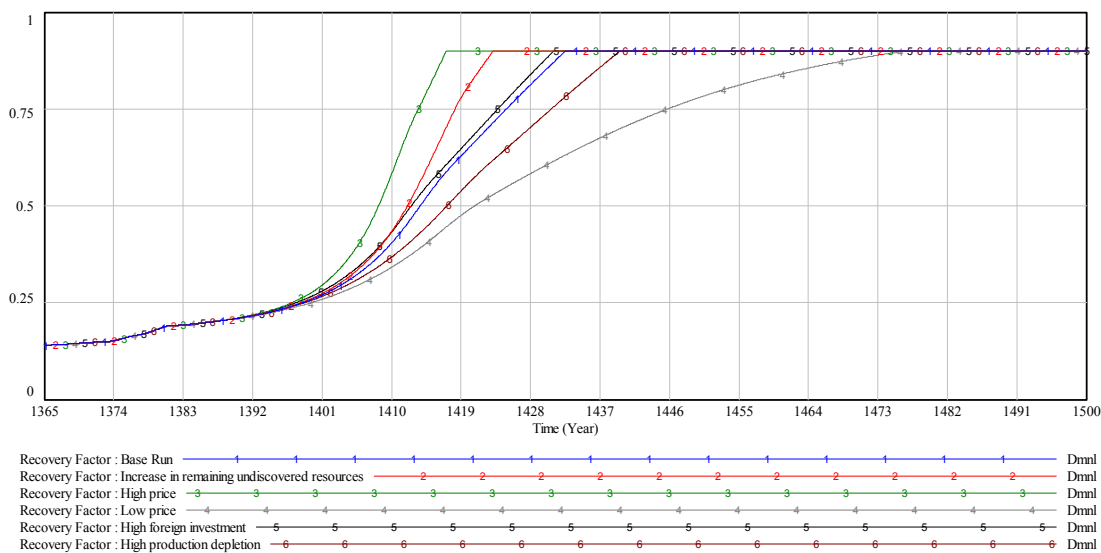
شکل (۵-۱۰) نتایج سناریوپردازی - ذخایر قابل استحصال

شکل زیر نتایج شبیه‌سازی سناریوهای مختلف را برای متغیر منابع باقی‌مانده کشف نشده نشان می‌دهد. با توجه به شکل، با افزایش مقدار اولیه منابع باقی‌مانده (سناریو ۱ - منحنی شماره ۲) و با در نظر گرفتن میزان مطلوب کسر R/P در مدل (که ۱۰۰ سال در نظر گرفته شده است)، در سناریو ۱ صرفاً نرخ اکتشاف بالا رفته (با توجه به کاهش هزینه‌ها به سبب وفور منابع) و عمر منابع به طور قابل محسوسی تغییر نمی‌کند. همچنین در سناریو ۳ و ۵ که درآمد شرکت ملی نفت و نیز میزان سرمایه‌گذاری‌ها در بخش اکتشاف افزایش می‌یابد، این منابع زودتر به اتمام می‌رسند.



شکل (۵-۱۱) نتایج سناریوپردازی - منابع باقی‌مانده کشف نشده

شکل زیر نتایج شبیه‌سازی سناریوهای مختلف را برای متغیر ضریب برداشت نشان می‌دهد. در سناریو ۲ (به دلیل افزایش تولید و نتیجتاً درآمد و سرمایه‌گذاری داخلی) و سناریو ۱ (به دلیل افزایش درآمد و نتیجتاً سرمایه‌گذاری) و سناریو ۴ شاهد رسیدن زودتر متغیر ضریب برداشت به حد بالایی خود هستیم. طبیعتاً در سناریو ۳ و ۵ این ضریب دیرتر به حد بالایی خود می‌رسد.



شکل (۵-۱۲) نتایج سناریوپردازی - ضریب برداشت

پس از بررسی نتیج شبیه‌سازی و نیز سناریوهای مختلف در این فصل، در فصل بعد به جمع‌بندی نتایج این تحقیق و نیز آرایه پیشنهادات تحقیقات آتی می‌پردازیم.

فصل ۶:

جمع‌بندی و پیشنهادات

۶-۱- مقدمه

در فصل اول به بیان مقدمات این تحقیق شامل تعریف پیک تولید نفت خام و نیز معرفی ساختاری صنعت نفت ایران پرداخته شد. با این پیش‌زمینه در فصل دوم به مرور ادبیات مرتبط پرداخته شد هرچند در این فصل، به دلیل وجود محدودیت‌های نگارشی، صرفاً به رایج‌ترین مدل‌های موجود پرداخته شد و صرفاً در جدول انتهایی فصل به آرایه برخی خصوصیات این مدل‌ها پرداخته شد. همانطور که در ابتدای فصل ۲ نیز بدان اشاره شد، اطلاعات کاملتری از مدل‌های معرفی شده، در سمینار کارشناسی ارشد اینجانب با عنوان "بررسی توسعه مدل‌های سیستم دینامیکی تولید و منابع انرژی - بهمن ۱۳۸۷" بیان شده است.

فصل سوم روش پس از بررسی یک روش معتبر (روش هابرت) در بررسی چرخه عمر منابع طبیعی به معرفی متدولوژی سیستم دینامیک و ویژگی‌های آن که متناسب با مطالعات پویای بخش انرژی است پرداخته شد و در انتهای این فصل با بکارگیری روش هابرت پیک تولید نفت ایران محاسبه گشت و عدم کارآمدی این روش در مطالعه پویایی‌های تولید نفت خام در ایران مورد بررسی قرار گرفت.

در فصل چهارم پس از بیان دقیق صورت مساله، به مفهوم‌سازی آن توسط نمودار زیرسیستم‌ها و حلقه‌های علی و معلولی پرداخته شد و سپس نمودار جریان و معادلات اصلی مدل مورد بررسی قرار گرفتند. در انتهای این فصل، اعتبار مدل مورد سنجش واقع شد. نهایتاً فصل پنجم به آرایه نتایج شبیه‌سازی و نیز بررسی سناریوهای مختلف پرداخت.

در این فصل جمع‌بندی مطالعات و نتایج حاصله و نیز پیشنهادات تحقیقات آتی آرایه می‌شوند.

۶-۲- جمع‌بندی

انرژی یکی از مهمترین عوامل در انجام و توسعه فعالیت‌های اقتصادی است. در ایران، با توجه به وابستگی شدید دولت و اقتصاد به درآمدهای حاصل از صادرات نفت، نفت از اهمیت بیشتری نسبت به سایر حامل‌های انرژی در توسعه اقتصادی دارد.

منابع و ذخایر نفتی ایران همانند سایر منابع طبیعی، محدود و تمام‌شدنی هستند. لذا بررسی تقلیل منابع نفتی و همچنین پیک تولید نفت خام از اهمیت بالایی برخوردار است چراکه در صورت وابسته ماندن اقتصاد به این ماده حیاتی، پس از پیک شاهد عدم رشد و یا حتی پس رفت اقتصادی خواهیم بود.

نتایج تحقیق حاکی از آن است که با توجه به وجود منابع محدود نفتی تا سال ۱۴۱۸ شاهد وجود اکتشافات مداوم نفت خام هستیم ولی پس از فقط در برخی سال‌ها (بین ۱۴۱۸ تا ۱۴۲۷) اکتشافات مقطعی خواهیم داشت که در این بین رشد تکنولوژی‌های اکتشاف نیز در وجود اکتشافات مقطعی بی‌تاثیر نیستند. نرخ اکتشاف در حالت بیشینه در سال ۱۴۰۹ به عدد ۴.۹۸۳۲ میلیارد بشکه می‌رسد.

در صورت وجود منابع بیشتر کشف نشده، نرخ اکتشاف رشد قابل توجهی را به سبب کاهش هزینه‌هایی که به دلیل تقلیل منابع بر سیستم تحمیل می‌شوند، خواهد داشت. همچنین افزایش قیمت‌های جهانی نفت که افزایش سرمایه‌گذاری را در پی خواهند داشت تاثیر قابل توجهی را در این زمینه خواهد داشت.

نرخ تولید در بیشترین حالت خود و در سال ۱۴۱۹ به ۱۷.۱۸۷۸ میلیارد بشکه در سال معادل ۴۷۰۸۹.۸۶ هزار بشکه در روز می‌رسد که در حدود ۱۰ برابر تولید کنونی نفت خام در ایران می‌باشد.

از عوامل موثر در تغییر حجم تولید نفت در زمان وقوع پیک، می‌توان به وفور منابع و نتیجتاً ذخایر نفتی، قیمت نفت، شدت افت تولید و میزان سرمایه‌گذاری اشاره نمود. همچنین قیمت نفت، شدت افت تولید و میزان سرمایه‌گذاری در چابجا شدن زمان پیک نیز موثر هستند.

قابل توجه است که درآمد شرکت ملی نفت که متاثر از صادرات نفت خام است همراه با به اوج رسیدن و نزول صادرات، به بیشینه خود رسیده و از آن پس با توجه به قیمت داخلی نفت خام (۸۵

درصد قیمت‌های جهانی) تعیین می‌گردد و نهایتاً با توجه به روند افزایشی هزینه‌ها به صفر می‌رسد.

با توجه به نتایج ذکر شده در فصل قبل، میزان سرمایه‌گذاری در صنعت نفت نقشی کلیدی را ایفا می‌کند همچنانکه تحقیق دیگری در این زمینه نیز شاهد این مطلب می‌باشد [۳۳]. سرمایه‌گذاری با توجه به تاثیری که بر رشد تکنولوژی‌های اکتشاف و تولید دارد، با افزایش بهره‌وری و کاهش هزینه‌ها، به توسعه هرچه بیشتر صنعت کمک می‌نماید. از طرف دیگر مسلماً توسعه بهنگام ظرفیت تولید و نیز انجام فعالیت‌های اکتشافی مستقیماً از میزان سرمایه‌گذاری تاثیر می‌پذیرند. لذا نقش سرمایه‌گذاری خارجی در توسعه و رونق صنعت امری ضروری به نظر می‌رسد.

۳-۶- پیشنهادات تحقیقات آتی

صنعت نفت به عنوان یک سیستم پیچیده و با عوامل موثر زیاد شناخته شده است. محدودیت‌های زمانی برای انجام این تحقیق و کمبود برخی داده‌های رسمی منتشر شده، از توسعه بیشتر برخی قسمت‌های مدل جلوگیری نموده است.

با توجه به نقش سرمایه‌گذاری در صنعت نفت، یکی از پیشنهادات اصلی بررسی ساختار سرمایه‌گذاری (داخلی و خارجی) در این صنعت و جستجوی راه‌کارهای بهینه در جذب سرمایه در حوزه‌های مورد نیاز است. بررسی عواملی مانند ریسک سرمایه‌گذاری در ایران، تحریم‌های صنعت نفت، ساختار سرمایه‌گذاری و ... و تاثیر آن‌ها در طول زمان، اطلاعات مفیدی را در اختیار دولت جهت تصمیم‌گیری در مورد جذب سرمایه‌گذاری خارجی قرار خواهد داد.

توسعه تکنولوژی در سطح وسیع در صنعتی به وسعت صنعت نفت، یکی از چالش‌های اساسی است. در این بین بررسی عمیق تاثیر تکنولوژی‌ها بر خروجی سیستم و بازخورد خروجی‌ها بر توسعه هر چه بیشتر این تکنولوژی‌ها موضوع قابل بررسی دیگری است.

بررسی پویایی‌های جایگزینی حامل‌های مختلف انرژی در برآورده نمودن تقاضا یکی دیگر از موضوعات جذاب و قابل بررسی است. در این راستا بررسی تاثیر توسعه انرژی هسته‌ای و یا گسترش انرژی‌های نو در ایران و جایگزینی آن‌ها برای سوخت‌های موجود و نتیجتاً تغییر در تقاضا

از اهمیت بسزایی برخوردار است.

نهایتاً مهمترین موضوعی که در این زمینه قابل بررسی است، تاثیر متقابل بخش نفت و اقتصاد ایران است. بررسی این موضوع از اهمیت بالایی در تصمیم‌گیری‌ها و برنامه‌ریزی‌های کلان کشوری دارد و می‌تواند در ایجاد و اجرای برنامه‌های بلند مدت توسعه اقتصادی کشور نقشی حیاتی را ایفا نماید. همچنین بررسی اثرات طرح تحول اقتصادی بر بخش انرژی کشور یکی دیگر از پیشنهادات می‌باشد.

فصل ۷: مراجع

مراجع

[۱] کتاب نفت و توسعه-گزارش اهم فعالیتهای وزارت نفت ۱۳۸۳-۱۳۷۶. (۱۳۸۴). اداره کل روابط عمومی وزارت نفت.

[2] <http://www.hubbertpeak.com>

[3] <http://www.theoil drum.com>

[4] <http://www.eia.doe.org>

[5] <http://www.mop.ir>

[6] <http://www.nioc.ir>

[7] Hubbert, M. K. (1956). "Nuclear energy and the fossil fuels", Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute & Shell Development Co. Publication No. 95.

[8] Hubbert, M. K. (1982). "Techniques of prediction as applied to production of oil and gas". Oil and Gas Supply Modeling. Ed. S I Gass, National Bureau of Standards SP 631 (National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD), pp: 16 – 141.

[9] Naill, R. F. (1973). "The Discovery Life Cycle of a Finite Resource: a Case Study of U.S. Natural Gas", in: D.L. Meadows (Ed.), Toward Global Equilibrium: Collected Papers, MIT Press, Cambridge, MA.

[10] Serman, J. D. and Richardson, G. P. (1985). "An Experiment to Evaluate Methods for Estimating Fossil Fuel Resources", Journal of forecasting, Vol. 4, pp: 197-226.

[11] Serman, J. D., Richardson, G. P. and Davidsen, P. I. (1988). "Modeling the Estimation of Petroleum Resources in the United States", Technological Forecasting & Social Change, Vol. 33, pp: 219-249.

[12] Davidsen, P. I., Serman, J. D. and Richardson, G. P. (1990). "A Petroleum life cycle model for the U.S. with endogeneous technology, exploration, recovery, and demand", System Dynamics Reveiw, Vol. 6, No. 1, pp: 66-93.

[13] Bodger, P. S., Hayes, D. J. and Baines, J. T. (1989). "The dynamics of primary energy substitution", Technological Forecasting & Social Change, Vol. 36, pp: 425-439.

[14] Bodger, P. S. and May, D. G. (1992). "A System Dynamics Energy Model of New Zealand", Technological Forecasting & Social Change, Vol. 41, pp: 97- 106.

[15] Choucri, N., Heye, C. and Lynch, M. (1990). "Analyzing oil production in developing countires: a case study of Egypt", The Energy Journal, Vol 11, No 3, pp: 91-115.

[16] Chowdhury, S. and Sahu, K. C. (1992). "A System Dynamics Model for the Indian Oil and Gas Exploration/Exploitation Industry", Technological Forecasting & Social Change, Vol. 42, pp: 63-83.

[17] Tao, Z. and Li, M. (2007). "System dynamics model of Hubbert Peak for China's oil", Energy Policy, Vol. 35, pp: 2281-2286.

[18] Chi, K. C., Nuttall, W. J. and Reiner, D. M. (2008). "Dynamics of the UK natural gas industry: System dynamics modeling and long-term energy policy analysis", Technological Forecasting & Social Change, doi:10.1016/j.techfore.2008.06.002 (article in press).

[19] Radzicki, M. J., & Taylor, R. A., Designer, (1997). Introduction to System Dynamics: A Systems Approach to Understanding Complex Policy Issues (Version 1.0). U.S. Department of Energy, Office of Policy and International Affairs, Retrieved, 2004, from: <http://www.systemdynamics.org/DL-IntroSysDyn/inside.htm>.

- [20] Forrester, J. W., (1961). "Industrial Dynamics", Cambridge, MA: MIT Press.
- [21] Tustin, E., (1953). "The Mechanism of Economic Systems", Cambridge, MA: Harvard University Press.
- [22] Forrester, J. W., (1968). "Principles of systems", Wright-Allen Press, Inc.
- [23] Forrester, J. W., (1969). "Urban Dynamics", Pegasus Communications, Inc.
- [24] Forrester, J. W., (1971). "World Dynamics", Wright-Allen Press, Inc.
- [25] Sterman, J. D. (2000). "Business Dynamics: systems thinking and modeling for a complex world". Irwin/McGraw-Hill, ISBN 0-07-231135-5.
- [26] Sterman, J. D., (2001). "System dynamics modeling: tools for learning in a complex world". California Management Review, Vol. 43, No. 4, pp-8-25.
- [27] <http://www.vensim.com>
- [28] Kiani, B., Hosseini, S. H. and Amiri, R. H. (2009). "Examining the Hubbert Peak of Iran's Crude Oil: A System Dynamics Approach". European Journal of Scientific Research, Vol.25, No.3, pp.437-447.
- [29] ترازنامه هیدروکربوی کشور سال ۱۳۸۴. (۱۳۸۵). گروه مدیریت انرژی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
- [30] ترازنامه هیدروکربوی کشور سال ۱۳۸۵. (۱۳۸۶). گروه مدیریت انرژی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
- [31] ترازنامه هیدروکربوی کشور سال ۱۳۸۶. (۱۳۸۷). گروه مدیریت انرژی موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی.
- [32] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴. (۱۳۸۵). معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو.
- [33] یارمحمد، م. ح. و آزادی ک. (۱۳۸۸). "بررسی افت تولید مخازن نفتی کشور و منافع ملی (پیش‌بینی صادرات نفت خام ایران تا سال ۱۴۲۰)". دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)، مرکز پژوهش‌های مجلس.
- [34] U.S. geological survey world petroleum assessment-description and results. (2000). USGS world energy assessment team, Website: <http://usgs.gov>.
- [35] <http://www.opec.org>
- [36] <http://www.bp.com>
- [37] <http://www.tsd.cbi.ir>
- [38] <http://www.shell.com>
- [39] <http://www.statoilhydro.com>
- [40] <http://www.total.com>
- [41] درخشان، م. (۱۳۸۱). "منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز". مجلس و پژوهش: ویژه‌نامه نفت و منافع ملی. شماره ۳۴، ص.ص ۱۳ تا ۶۷.
- [42] قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران (۱۳۸۳). مجلس شورای اسلامی ایران.

فصل ۸: پیوستها

۸-۱- پیوست الف - معادلات مدل سیستم دینامیکی پیک هابرت

تولید نفت خام ایران

- (01) Actual production=
"Lookup---prod"(Time)
Units: Million Tons / Year
- (02) Cumulative production= INTEG (Hubbert Production, 566.61)
Units: Million Tons
- (03) FINAL TIME = 1510
Units: Year
The final time for the simulation.
- (04) Hubbert Production=
IF THEN ELSE (Time<=1385, Actual production, ((1-(Cumulative production / Ultimate Reserves)) * Cumulative production*Intrinsic Growth Rate))
Units: Million Tons / Year
- (05) INITIAL TIME = 1341
Units: Year
The initial time for the simulation.
- (06) Intrinsic Growth Rate=
0.041
Units: 1/Year
- (07) "Lookup---prod"
[(1341,50000)-
(1385,310000)],(1341,65.71),(1342,73.29),(1343,84.49),(1344,94.27),(1345,105.66),
(1346,129.825),(1347,142.36),(1348,117.37),(1349,191.405),(1350,226.95),(1351,25
1.17),(1352,293.015),(1353,301.045),(1354,267.43),(1355,294.265),(1356,240.02),(1
357,208.52),(1358,172.665),(1359,72.325),(1360,72.1),(1361,134),(1362,135.15),(13
63,115.35),(1364,113.2),(1365,100.95),(1366,121.2),(1367,127.85),(1368,147.275),(
1369,163.315),(1370,170.6),(1371,184.65),(1372,195.45),(1373,193.35),(1374,196.3
5),(1375,193.6),(1376,192.35),(1377,193.2),(1378,186.8),(1379,194),(1380,185.3),(1
381,181.85),(1382,199.15),(1383,199.805),(1384,201.065),(1385,202.845))
Units: Million Tons
- (08) SAVEPER =
TIME STEP
The frequency with which output is stored.
- (09) TIME STEP = 0.25
Units: Year
The time step for the simulation.
- (10) Ultimate Reserves= INTEG (-Hubbert Production, 88160.3)
Units: Million Tons

۸-۲- پیوست ب - معادلات مدل سیستم دینامیکی تولید و اکتشاف نفت خام ایران

- (01) CapacityUtilization in Exploration=
 Exploration Capacity Lookup(Desired Exploration Rate)
 Units: Dmnl
- (02) CapacityUtilization in Production=
 IF THEN ELSE(Demand for Production<(0.92392*Production
 Capacity), 0.85, 0.923881
)
 Units: Dmnl
- (03) Capacity Additions=
 IF THEN ELSE("R/P Ratio">=20, DELAY1I(((PIDPC*Total
 Investment in Production
)/Cost Per Barrel), PCD, (1e+008)*Z7), 0)
 Units: (Barrel/Year)/Year
- (04) Capacity Depreciation=
 Production Depletion*Production Capacity
 Units: (Barrel/Year)/Year
- (05) Cost Per Barrel=
 40
 Units: Dollar/(Barrel/Year)
- (06) Demand for Production=
 Domestic Demand+OPEC's Demand
 Units: Barrel/Year
- (07) Desired Exploration Rate=
 MAX("Desired R/P Ratio"- "R/P Ratio", 0)
 Units: Year
- (08) "Desired R/P Ratio"=
 100
 Units: Year
- (09) Discovery Rate=
 IF THEN ELSE(Percentage of Remaining Resources>0.02,
 DELAY1I(Exploration Activities
 , 4, (1e+009)*Z8), 0)
 Units: Barrel/Year
- (10) Domestic Demand=
 (4.14e+008 + 9.25666e+006*(Time-1364))*Z2
 Units: Barrel/Year

Regression Analysis: Domestic Demand versus year

The regression equation is

Domestic Demand = 4.14E+08 + 9256659 year

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	413938923	32074327	12.91	0.000
year	9256659	2002691	4.62	0.001

S = 30206789 R-Sq = 64.0% R-Sq(adj) = 61.0%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1.94935E+16	1.94935E+16	21.36	0.001
Residual Error	12	1.09494E+16	9.12450E+14		
Total	13	3.04429E+16			

- (11) Domestic Investment in Exploration=
MAX(PRDIE*NIOC's Revenue, 0)
Units: Dollar/Year
- (12) Domestic Investment in Production=
MAX(PRDIP*NIOC's Revenue, 0)
Units: Dollar/Year
- (13) Domestic Price Lookup(
[(1365,0)-(1400,1)],(1365,0),(1386,0),(1400,0.85))
Units: Dmnl
- (14) ER=
MAX((((1-0.016*(Time-1364))/Z9)*OPEC's Demand)/Demand for
Production, 0)
Units: Dmnl
- (15) ET Lookup(
[(0,0)-(2,1)],(0.3,0.3),(1.5,1))
Units: Dmnl
- (16) ETD=
3
Units: Year
- (17) ETDC=
((9e+007)*(1+0.01)*Time)*Z6
Units: Dollar/Year
- (18) ETIRDEC Lookup(
[(0,0)-(1,6)],(0,4),(0.1,1.7),(0.25,0.5),(0.5,0.25),(0.7,0.09),(1,0))
Units: Dmnl
- (19) ETRRDPC Lookup(
[(0,0)-(4e+010,10)],(0,4),(3e+010,0))
Units: Dmnl
- (20) Exploration Activities=
IF THEN ELSE(Percentage of Remaining Resources>0.02,
IF THEN ELSE(Percentage of Remaining Resources<0.15,

- $0.75 * (\text{CapacityUtilization in Exploration} * \text{PIDEC} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{Exploration Costs}$,
 $(\text{CapacityUtilization in Exploration} * \text{PIDEC} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{Exploration Costs}$, 0)
 Units: Barrel/Year
- (21) Exploration Capacity Lookup(
 $[(0,0.5)-(10,1.2)],(0,0.9),(1,0.91),(2,0.94),(3,0.96),(4,0.98),(5,0.99),(6,1),(6,1),(7,1),(8,1),(9,1),(10,1)$)
 Units: Dmnl
- (22) Exploration Costs=
 $\text{Unit Exploration Costs} * (1 + \text{ETIRDEC Lookup(Percentage of Remaining Resources)})$
 Units: Dollar/Barrel
- (23) Exploration Technology Additions=
 $((\text{PIDET} * \text{Total Investment in Exploration}) / \text{ETD}) / (\text{ETDC})$
 Units: 1/Year
- (24) Export Rate=
 $\text{MAX}((\text{ER} * \text{Production Rate}), 0)$
 Units: Barrel/Year
- (25) Extraction Factor=
 $\text{ET Lookup(Technology Level in Exploration)}$
 Units: Dmnl
- (26) FINAL TIME = 1500
 Units: Year
 The final time for the simulation.
- (27) Foreign Investment=
 $\text{IF THEN ELSE}(\text{Time} \leq 1388, \text{Foriegn Investment Lookup(Time)}, (1e+009 * (1.25 + 0.05 * (\text{Time} - 1364))) * Z5)$
 Units: Dollar/Year
- (28) Foreign Investment in Exploration=
 $\text{Percentage of Foriegn Investment in Exploration} * \text{Foreign Investment}$
 Units: Dollar/Year
- (29) Foreign Investment in Production=
 $(1 - \text{Percentage of Foriegn Investment in Exploration}) * \text{Foreign Investment}$
 Units: Dollar/Year
- (30) Foriegn Investment Lookup(
 $[(1365,0)-(1390,2e+009)],(1365,0),(1376,0),(1377,1.35e+007),(1378,4.3e+008),(1379,7e+008),(1380,1.25e+009),(1381,1e+009),(1382,1.25e+009)$)
 Units: Dollar/Year
- (31) INITIAL TIME = 1365
 Units: Year
 The initial time for the simulation.
- (32) International Oil Price=
 $\text{IF THEN ELSE}(\text{Time} \leq 1386, \text{Price Lookup(Time)},$

$$((70+(1.7*(Time-1386))))*Z4$$

Units: Dollar/Barrel

(33) Iran's Share of OPEC's Production=

$$\text{IF THEN ELSE}(Time \leq 1386, \\ (\\ ((0.0942)+0.0108*((Time-1364))-0.000977*(((Time- \\ 1364)^2)*Z3)+2.5e-005*(((\\ Time-1364)^3))*Z3*Z3) \\) * Z3 \\ , ISOP)$$

Units: Dmnl

Regression Analysis: Iran Share of OP versus Year; Year^2; Year^3

The regression equation is

$$\text{Iran Share of OPEC Production} = 0.0942 + 0.0108 \text{ Year} - 0.000977 \text{ Year}^2 + 0.000025 \text{ Year}^3$$

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.094207	0.005674	16.60	0.000
Year	0.010761	0.002089	5.15	0.000
Year^2	-0.0009766	0.0002086	-4.68	0.000
Year^3	0.00002502	0.00000597	4.19	0.001

S = 0.00555365 R-Sq = 62.0% R-Sq(adj) = 55.7%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	3	0.00090768	0.00030256	9.81	0.000
Residual Error	18	0.00055517	0.00003084		
Total	21	0.00146285			

(34) ISOP=

$$0.13$$

Units: Dmnl

(35) Lookup Ofte Production(

$$[(1300,0)-(1400,0.1)],(1365,0.01),(1386,0.08),(1389,0.08))$$

Units: 1/Year

(36) NIOC's Revenue=

$$\text{MAX}(\text{IF THEN ELSE}(Time \leq 1386, ((\text{Export Rate} * (\text{International Oil Price} - \text{Total Costs})) * 0.5, (((\text{Production Rate} - \text{Export Rate}) * (\text{Domestic Price Lookup}(Time) * \text{International Oil Price} - \text{Total Costs})) * 0.5 + ((\text{Export Rate} * (\text{International Oil Price} - \text{Total Costs})) * 0.5), 0))$$

Units: Dollar/Year

(37) OPEC's Demand=

$$\text{Iran's Share of OPEC's Production} * \text{OPEC's Production}$$

Units: Barrel/Year

(38) OPEC's Production=

$$((7.6e+009) + (2.64e+008) * (Time - 1364)) * Z2$$

Units: Barrel/Year

Regression Analysis: OPEC Production versus Year

The regression equation is

$$\text{OPEC Production} = 7.60\text{E}+09 + 2.64\text{E}+08 \text{ Year}$$

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	7604471562	213736202	35.58	0.000
Year	263894384	16273596	16.22	0.000

$$s = 484259135 \quad R\text{-Sq} = 92.9\% \quad R\text{-Sq}(\text{adj}) = 92.6\%$$

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	6.16664E+19	6.16664E+19	262.96	0.000
Residual Error	20	4.69014E+18	2.34507E+17		
Total	21	6.63566E+19			

- (39) PC Lookup(
 [(1365,0)-(1460,1)],(1365,0.05),(1460,0.2))
 Units: Dmnl
- (40) PCD=
 6
 Units: Year
- (41) Percentage of Foriegn Investment in Exploration=
 0.65
 Units: Dmnl
- (42) Percentage of Remaining Resources=
 (Technically Identifiable Remaining Resources/TRR0)
 Units: Dmnl
- (43) PIDEDEC=
 0.9
 Units: Dmnl
- (44) PIDET=
 1-PIDEDEC
 Units: Dmnl
- (45) PIDPC=
 0.9
 Units: Dmnl
- (46) PIDPT=
 1-PIDPC
 Units: Dmnl
- (47) PRDIE=
 PRDIE Lookup(Time)
 Units: Dmnl
- (48) PRDIE Lookup(
 [(1365,0)-1400,0.6])
 ,(1365,0),(1366,0.0125),(1367,0.025),(1368,0.0375),(1369,0.05),(1370,0.133
 3),(1371,0.2167),(1372,0.3),(1373,0.2917),(1374,0.2833),(1375,0.275),(1376,

- 0.2667),(1377,0.2583),(1378,0.25),(1379,0.2417),(1380,0.2333),(1381,0.225),
(1382,0.2167),(1383,0.2083),(1384,0.2),(1385,0.225),(1386,0.25),(1387,0.27
5),(1388,0.3),(1389,0.32),(1390,0.34),(1391,0.36),(1392,0.38),(1393,0.4),(13
94,0.42),(1395,0.44),(1396,0.46),(1397,0.48),(1398,0.5),(1399,0.5))
Units: Dmnl
- (49) PRDIP=
1-PRDIE
Units: Dmnl
- (50) Price Lookup(
[(1365,5)-
(1386,80)],(1365,14.43),(1366,18.435),(1367,14.9238),(1368,18.2261
) ,(1369,23.7258),(1370,20.0034),(1371,19.3208),(1372,16.9716),(1373,15.81
73
) ,(1374,17.0167),(1375,20.6685),(1376,19.0926),(1377,12.7157),(1378,17.97
01
) ,(1379,28.4954),(1380,24.4439),(1381,25.0233),(1382,28.8307),(1383,38.26
5
) ,(1384,54.5211),(1385,65.1441),(1386,72.3891))
Units: Dollar/Barrel
- (51) Produced Reserves= INTEG (
Production Rate,
6.70366e+010)
Units: Barrel
- (52) Production Capacity= INTEG (
Capacity Additions-Capacity Depreciation,
7.97652e+008)
Units: Barrel/Year
- (53) Production Costs=
(PC Lookup(Time)*International Oil Price)*(1+ETRRDPC
Lookup(Technically Recoverable Reserves
)
)
Units: Dollar/Barrel
- (54) Production Depletion=
Lookup Ofte Production(Time)
Units: 1/Year
- (55) Production Rate=
IF THEN ELSE(Technically Recoverable Reserves>1,
CapacityUtilization in Production
*Production Capacity, 0)
Units: Barrel/Year
- (56) Proved Reserves= INTEG (
Discovery Rate-Production Rate,
6.68072e+011)
Units: Barrel
- (57) PT Lookup(
[(0,0)-(2,1)],(0.2,0.14),(0.21,0.15),(0.22,0.19),(1.5,0.9))
Units: Dmnl
- (58) PTD=

- 3
Units: Year
- (59) $PTDC = ((1e+008) * (1 + 0.01) * \text{Time}) * Z1$
Units: Dollar/Year
- (60) "R/P Ratio" =
(Technically Recoverable Reserves)/(Production Rate)
Units: Year
- (61) Recovery Factor =
PT Lookup(Technology Level in Production)
Units: Dmnl
- (62) SAVEPER =
TIME STEP
Units: Year [0,?]
The frequency with which output is stored.
- (63) Technically Identifiable Remaining Resources =
Total Remaining Undiscovered Resources * Extraction Factor
Units: Barrel
- (64) Technically Recoverable Reserves =
Recovery Factor * Proved Reserves
Units: Barrel
- (65) Technology Additions =
((PIDPT * Total Investment in Production) / PT) / (PTDC)
Units: 1/Year
- (66) Technology Level in Exploration = INTEG (Exploration Technology Additions, 0.3)
Units: Dmnl
- (67) Technology Level in Production = INTEG (Technology Additions, 0.2)
Units: Dmnl
- (68) TIME STEP = 0.25
Units: Year [0,?]
The time step for the simulation.
- (69) Total Costs =
Exploration Costs + Production Costs
Units: Dollar/Barrel
- (70) Total Investment in Exploration =
Domestic Investment in Exploration + Foreign Investment in Exploration
Units: Dollar/Year
- (71) Total Investment in Production =
Domestic Investment in Production + Foreign Investment in Production
Units: Dollar/Year
- (72) Total Remaining Undiscovered Resources = INTEG (-Discovery Rate, TRR0)

- Units: Barrel
 (73) TRR0=
 1.56012e+011
- Units: Barrel
 (74) Unit Exploration Costs=
 IF THEN ELSE(Time<=1388, 0.025*International Oil Price, IF
 THEN ELSE(Time
 <=1398, 0.045*International Oil Price, 0.095*International Oil Price
))
- Units: Dollar/Barrel
 (75) Z1=
 1
- Units: Dollar/(Year*Year)
 (76) Z2=
 1
- Units: Barrel/Year/Year
 (77) Z3=
 1
- Units: 1/Year
 (78) Z4=
 1
- Units: Dollar/Barrel/Year
 (79) Z5=
 1
- Units: Dollar/(Year*Year)
 (80) Z6=
 1
- Units: Dollar/(Year*Year)
 (81) Z7=
 1
- Units: Barrel/(Year*Year)
 (82) Z8=
 1
- Units: Barrel/Year
 (83) Z9=
 1
- Units: Year

Abstract:

Admittedly, oil is one of the most valuable energy careers in the world. Regarding the pivotal role of this substantial material in Iran's economy, this research investigates the dynamics of Iran's oil industry which causes the peak of oil production. The research is not aimed at offering an exact forecast of time and volume of oil production peak; instead, it investigates the problem's dynamics and probable scenarios.

Using system dynamics methodology, this research considers several influencing factors, including domestic and foreign investment, international oil prices, domestic and international demand, technology to be used in exploration and production ...

There is not a domestic published research investigating the problem yet; moreover, the majority of related developed models in the literature are about oil-importing countries. Therefore, this research is of considerable significant in literature, also it is useful for practitioners in oil industry.

Results are representative of the fact that Iran's oil production's peak might takes place in 1419 (Iranian year) in the volume of 17.1878 billion barrel per year which is approximately 10 times of current production rate. The most important factors influencing the volume of oil production's peak includes resource amplification, oil price, production depletion, and investments. Moreover, the most important factors influencing the occurrence time of oil production's peak includes oil price, production depletion, and investments.

Keywords: oil production's peak, system dynamics, exploration and production, resource depletion, Iran



Iran University of Science and Technology
School of Industrial Engineering

Examining Iran's Crude Oil Production Peak and Evaluating its Consequences

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirement for the
Degree of Master of Science in Industrial Engineering**

By:
Seyed Hossein Hosseini

Supervisor:
Dr. Behdad Kiani

Advisors:
Dr. Saeed Mirza Mohammadi
Mr. Mohammad MohammadiPour

May 2010