

برنامه‌ریزی بهینه استتوار زنجیره عرضه نفت خام و توسعه بهینه میادین نفتی در شرایط عدم قطعیت: مطالعه موردی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران

علی پایی

دانشجو دکتری مهندسی صنایع؛ دانشگاه علم و صنعت ایران، papimath@hotmail.com

میرسامان پیشوایی

دانشیار دانشکده مهندسی صنایع؛ دانشگاه علم و صنعت ایران، pishvaaee@iust.ac.ir

آرمین جبارزاده

استادیار دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه علم و صنعت ایران، arminj@iust.ac.ir

^۱ سید فرید قادری

استاد دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران، ghaderi@ut.ac.ir

تاریخ دریافت: ۹۷/۰۳/۱۱ تاریخ پذیرش: ۹۷/۰۷/۱۴

چکیده

فعالیت‌های صنعت نفت به دو بخش بالادستی و پایین‌دستی افزایش می‌شود. عمدۀ فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت عبارتند از اکتشاف و حفاری مخازن نفتی، استخراج نفت خام و عرضه آن به پالایشگاه‌های داخلی و یا پایانه‌های صادراتی. در بخش پایین‌دستی صنعت نفت نیز پالایش نفت خام و تولید مشتقان نفتی در پالایشگاه‌ها انجام می‌گیرد. در این تحقیق، بهینه‌سازی در فعالیت‌های بخش بالادستی صنعت نفت بررسی می‌شود و مسئله مدیریت زنجیره تأمین نفت خام (COSC) مدل‌سازی و حل می‌گردد. هدف از تحقیق حاضر، ارائه یک مدل بهینه‌سازی ریاضی به منظور کمک به تصمیم‌گیری در زمینه بهره‌برداری از میادین نفتی و مدیریت زنجیره تأمین نفت خام است، به طوری که سود خالص فلی (NPV) حاصل از تولید و فروش نفت خام بیشینه گردد. برای این منظور، یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته (MILP) چند دوره‌ای ارائه می‌شود که در آن، متغیرهای تصمیم‌گیری استراتژیک و عملیاتی از جمله تعیین مکان حفاری چاه‌ها، مکان‌یابی بوسترها و واحدهای تولید (بهره‌برداری)، نحوه نصب خطوط لوله بین تسهیلات، میزان استخراج نفت خام و در نهایت مقدار تولید و عرضه نفت خام طی دوره‌های یک افق زمانی معین، محاسبه می‌شود. از آنجا که پارامترهای قیمت و تقاضای نفت خام در تصمیمات زنجیره تأمین نفت خام بسیار مهم و تأثیرگذار بوده و مقدار این دو پارامتر معمولاً با عدم قطعیت‌های تصادفی و یا شناختی همراه می‌باشدند، در مدل MILP پیشنهادی، از رویکرد برنامه‌ریزی امکانی استوار (RPP) جهت مواجهه با عدم قطعیت آن‌ها

^۱. نویسنده مسئول

استفاده شده تا ریسک تصمیمات کنترل گردد. در بخش پایانی تحقیق، به منظور ارزیابی عملکرد مدل و رویکرد حل پیشنهادی، به مطالعه موردی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران پرداخته می‌شود و از نرم‌افزار (CPLEX Solver) GAMS جهت اجرای مدل پیشنهادی استفاده می‌شود. نتایج عددی، کاربردی بودن بالای مدل MILP ارائه شده را نشان می‌دهد که با استفاده از آن می‌توان به بیشینه کردن NPV فروش نفت خام در افق‌های زمانی دلخواه پرداخت. همچنین دو معیار بهینه بودن و امکان پذیر بودن نتیجه به دست آمده، صحت رویکرد RPP پیشنهادی را در جهت کنترل بهینه عدم قطعیت تصدیق می‌نماید.

طبقه‌بندی JEL: C61

کلیدواژه‌ها: زنجیره تأمین نفت خام، توسعه میادین نفتی، بهینه‌سازی ریاضی، برنامه‌ریزی
امکانی استوار، عدم قطعیت

۱- مقدمه

صنعت نفت از مهم‌ترین صنایع در اقتصاد کشورهای نفت‌خیز دنیا است. انجام بهینه فعالیت‌های این صنعت، سبب افزایش سود شرکت‌های نفتی و بهبود شاخص‌های اقتصادی کشورها می‌گردد. فعالیت‌های مرتبط با صنعت نفت را می‌توان به دو دسته بالادستی و پایین‌دستی افراز نمود. عمده‌ترین فعالیت‌های بالادستی صنعت نفت عبارتند از لرزه‌نگاری و اکتشاف، حفاری، استخراج، احداث واحدهای بهره‌برداری، نصب خطوط لوله انتقال و در نهایت تولید و عرضه نفت خام که مجموعه این عملیات "توسعه میادین نفتی" خوانده می‌شود. ماحصل فعالیت‌های بالادستی، تولید نفت خام است که به پالایشگاه‌های محلی و یا پایانه‌های صادرات نفت خام عرضه می‌شود. فرآیندهای پالایش نفت خام در پالایشگاه‌ها و تولید فرآورده‌های نفتی از قبیل بنزین و گازوئیل و توزیع آن به مصرف‌کنندگان نیز در بخش پایین‌دستی صنعت نفت، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

مسائل مرتبط با توسعه میادین نفتی را می‌توان در سه بخش " برنامه‌ریزی سرمایه‌گذاری "، " مکان‌یابی و تخصیص تسهیلات " و " برنامه‌ریزی تولید " دسته‌بندی نمود (صاحبی و نیکل^۱، ۲۰۱۴a). همچنین، در یک دسته‌بندی دیگر، این فعالیت‌ها در قالب تصمیم‌گیری‌های استراتژیک و عملیاتی به صورت زیر افزار می‌شوند (شه و همکاران^۲، ۲۰۱۰) :

- مکان‌یابی و تخصیص تسهیلات: انتخاب مکان بهینه برای حفاری چاه‌ها، نصب سکوهای نفتی و واحدهای بهره‌برداری و تخصیص آن‌ها به یکدیگر.
- برنامه‌ریزی و کنترل پروژه: تعیین موعد زمانی در " حفاری چاه‌ها " و همچنین " نصب و احداث تجهیزات و تسهیلات لازم " به منظور بهره‌برداری از میادین نفتی.
- برنامه‌ریزی تولید: مشخص کردن میزان بهینه بهره‌برداری از هر چاه با توجه به رفتار مخازن نفتی مرتبط با آن و همچنین تعیین میزان بهینه تولید نفت خام در هر دوره (سال).

فعالیت‌های مرتبط با صنعت نفت (بخش بالادستی و یا پایین‌دستی) چه در سطوح تصمیمات استراتژیکی و چه در سطوح تصمیمات عملیاتی را می‌توان با ارائه مدل‌های

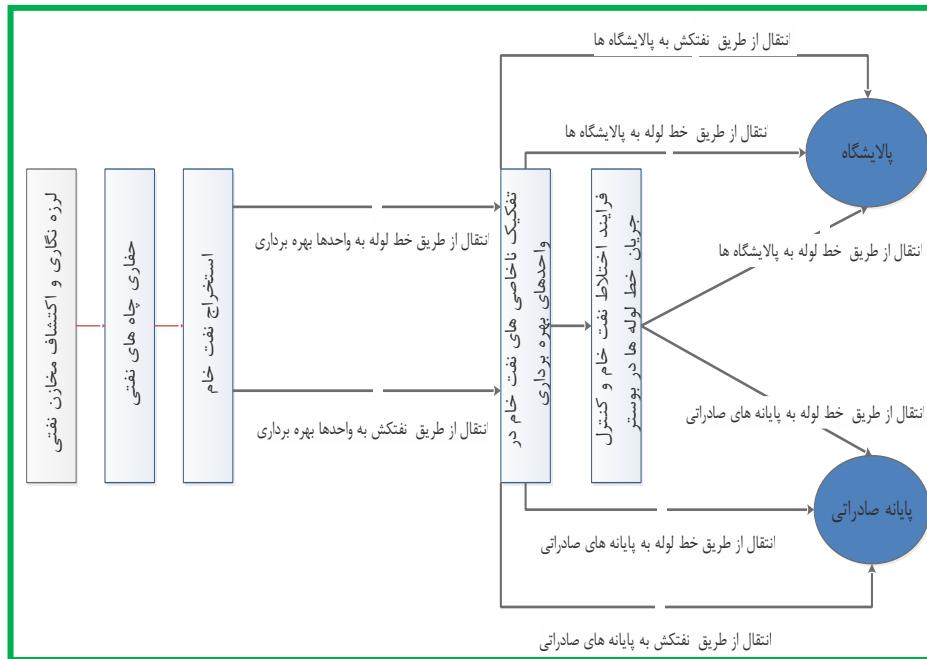
1. Nickel

2. Shah et al.,

بهینه‌سازی برای مدیریت زنجیره تأمین نفت (PSC¹) مدل‌سازی و حل نمود. طی سه دهه اخیر، پژوهش‌های متعددی به ارائه مدل‌های برنامه‌ریزی/بهینه‌سازی ریاضی در فعالیت‌های مختلف صنعت نفت در بخش‌های توسعه میادین نفتی و عرضه نفت خام، فراورش نفت خام، برنامه‌ریزی در پالایشگاه‌های تولیدکننده فرآورده‌های نفتی و همچنین توزیع محصولات نفتی به مشتریان، پرداخته‌اند. در این بین، تحقیقات صورت گرفته، عمدهاً مسائل پایین‌دستی صنعت نفت (فعالیت‌های پالایشگاه‌ها و عرضه فرآورده‌های نفتی) را مورد بررسی قرار داده‌اند و تحقیقات کمتری در بخش بالادستی صنعت نفت، انجام گرفته است (صاحبی و همکاران، ۲۰۱۴b؛ صاحبی و همکاران، ۲۰۱۴c).

در تحقیق حاضر به مسئله توسعه بهینه میادین نفتی و مدیریت زنجیره تأمین نفت خام (به اختصار مسئله² COSC) پرداخته می‌شود که در آن نحوه تصمیم‌گیری بهینه در فعالیت‌های زنجیره بالادستی صنعت نفت مورد سؤال قرار می‌گیرد. همان‌طور که در شکل (۱) ملاحظه می‌شود، توسعه میادین نفتی و عرضه نفت خام شامل فعالیت‌های متعددی است (اکتشاف، حفاری، استخراج، بهره‌برداری و توزیع نفت خام و...) و مدیریت بخش بالادستی صنعت نفت موجب کاهش قابل ملاحظه‌ای در هزینه این فعالیت‌ها شده و در نهایت سود خالص فعلی (NPV³) حاصل از عرضه (فروش) نفت خام را بیشینه می‌گرداند.

-
1. Petroleum/Oil Supply Chain
 2. Crude oil Supply Chain (COSC)
 3. Net Present Value



شکل ۱. فعالیت‌های توسعه میدان نفتی و مدیریت زنجیره تأمین نفت خام

مسئله COSC موردنظر این تحقیق، همچون دیگر مسائل مدیریت زنجیره تأمین، در قالب زیر مجموعه‌های طراحی شبکه^۱، برنامه‌ریزی تولید^۲، توزیع و حمل و نقل^۳ و غیره مطرح می‌شوند. در مسئله طراحی شبکه COSC به مکان‌یابی چاه‌های نفتی، انتخاب و نصب تجهیزات حفاری و استخراج، مکان‌یابی واحدهای بهره‌برداری^۴ (PU) و در نهایت نحوه تخصیص تسهیلات و غیره پرداخته می‌شود. در مسئله برنامه‌ریزی تولید COSC، به میزان استخراج و تولید نفت خام و بهره‌برداری از مخازن نفتی در هر دوره و در نهایت در مسئله حمل و نقل COSC به نحوه حمل و نقل نفت خام از مخازن نفتی تا واحدهای بهره‌برداری و عرضه نفت خام به مشتریان نهایی از طریق خطوط لوله و یا نفت‌کش‌ها اشاره می‌شود.

1. Network design
2. Production planning
3. Transportation and distribution
4. Production Unit

با فرض انجام عملیات لرزه‌نگاری و اکتشاف مخازن نفتی مسئله اصلی این تحقیق، بهره‌برداری بهینه از این مخازن (میادین نفتی) می‌باشد. جهت بهره‌برداری از میادین نفتی، ابتدا باید از مخازن نفتی موجود (کشفشده)، مکان‌هایی برای حفاری چاههای نفتی انتخاب و تعیین شود؛ سپس باید دکل و تسهیلات حفاری و استخراج خریداری یا اجاره شود و عملیات حفاری و استخراج نفت خام در آن‌ها صورت پذیرد بعد از این مرحله می‌رسد به نصب خطوط لوله و به کارگیری تسهیلات انتقال نفت خام از چاههای نفتی به واحدهای تولید و در نهایت عملیاتی همچون نمک‌زدایی و آب‌زدایی در واحدهای تولید انجام و نفت خام، آماده عرضه به پالایشگاه‌های داخلی و یا پایانه‌های صادراتی می‌شود. از آنجا که این زنجیره از فعالیت‌ها، نیازمند هزینه‌های هنگفتی است، تصمیم‌گیری در این زمینه یک چالش مدیریتی مهم برای کشورها و شرکت‌های تولید و عرضه کننده نفت خام است که پاسخ بهینه به آن موجب کمینه‌سازی هزینه‌های بهره‌برداری و بیشینه‌سازی سود حاصل از تولید و فروش نفت خام می‌گردد. به عبارت دیگر، مدیریت COSC و حل مسائل طراحی شبکه، برنامه‌ریزی تولید و حمل و نقل در زنجیره عرضه نفت خام یک چالش مهم مدیریتی در بخش بالادستی صنعت نفت می‌باشد، با توجه به هزینه‌ها و درآمدهای فراوان، در این صنعت، پرداختن به مسئله فوق‌الذکر و ارائه مدل‌هایی جهت حل بهینه آن، ضروری است.

این تحقیق ضمن پرداختن به مسئله COSC و تشریح کامل جزییات آن (بخش ۳)، در پی پاسخ به این سؤال است که چگونه می‌توان با ارائه یک مدل برنامه‌ریزی ریاضی، در اخذ تصمیمات استراتژیک و عملیاتی زنجیره عرضه نفت خام به‌گونه‌ای مساعدت نمود که در پایان افق زمانی موردنظر مدیران، سود حاصل از بهره‌برداری از میدان نفت بیشینه گردد. به عنوان مثال، اگر یک افق زمانی ۱۰ ساله جهت بهره‌برداری از یک میدان نفتی در نظر گرفته شده باشد، باید مشخص شود در هر دوره (هر سال) کدام چاههای نفتی حفاری شوند، چه تسهیلاتی برای حفاری بکار گرفته شود، خطوط لوله شبکه عرضه نفت به چه صورت باشد، واحدهای تولید در چه مکان‌هایی مستقر باشند/استقرار یابند و کدام مخازن (چاههای نفتی) به آن‌ها تخصیص داده شود، تولید به چه مقدار صورت پذیرد، به طوری که نهایتاً در پایان ۱۰ سال، بیشترین سود خالص حاصل گردد.

از اصلی‌ترین نوآوری‌های این تحقیق می‌توان به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته مبتنی بر رویکرد برنامه‌ریزی استوار جهت مدیریت زنجیره تأمین نفت خام (COSC) تحت شرایط عدم قطعیت اشاره نمود که زیر مسائل طراحی شبکه زنجیره تأمین نفت خام و بهره‌برداری از میادین نفت خام را در سطوح تصمیم‌گیری استراتژیک و عملیاتی به‌طور همزمان مورد توجه قرار می‌دهد. در نظر گرفتن هزینه‌های عملیاتی مانند اجاره دکلهای حفاری و فعالیت سایر واحدهای بهره‌برداری در کنار هزینه‌های بلندمدت مثل احداث واحدهای بهره‌برداری، نصب ایستگاه‌های تقویت فشار و خطوط لوله و همچنین لحاظ نمودن قیودی همچون ظرفیت تسهیلات و محدودیت منابع (تجهیزات) و بودجه موردنیاز در هر دوره سبب می‌شود که مدل و رویکرد حل پیشنهادی، کاربرد پذیری بیشتری برای حل مسائل واقعی COSC داشته باشد. توجه به عدم قطعیت پارامترهایی همچون قیمت و تقاضای نفت خام و همچنین ظرفیت/توان تولیدی چاههای نفتی و کنترل عدم قطعیت آن‌ها با بهره‌گیری از رویکردهای استوار از دیگر نوآوری‌های این تحقیق می‌باشد. در نهایت، افزودن یک مطالعه موردی و تحلیل نتایج عددی و مدیریتی بر اساس آن، از دیگر انتیزه‌های این تحقیق می‌باشد که بر جذابیت آن افزوده است.

محتوای این تحقیق به صورت زیر سازماندهی شده است: در بخش دوم، ضمن ارائه پیشینه پژوهش، با مرور مقالات ارائه شده در این حوزه، به مقایسه آن‌ها پرداخته می‌شود. در بخش ۳، ابتدا جزیيات مسئله مدیریت COSC به‌طور کامل تبیین می‌گردد و متداول‌تری حل و مدل پیشنهادی این تحقیق ارائه می‌شود. در بخش ۴، یافته‌های پژوهش ارائه می‌شوند؛ برای این منظور ابتدا یک مطالعه موردی بررسی و براساس آن عملکرد رویکرد حل پیشنهادی مورد ارزیابی قرار گرفته و نتایج عددی و مدیریتی تحلیل می‌شود. در نهایت، در بخش ۵، جمع‌بندی تحقیق و همچنین پیشنهاداتی برای تحقیقات آتی ارائه خواهد شد.

-۲- پیشینه پژوهش

در این بخش، پژوهش‌های انجام گرفته و مرتبط با این تحقیق را مرور خواهیم نمود. یکی از نخستین پژوهش‌ها در زمینه مسئله COSC، توسط دوینه و لسو^۱ ارائه شد که

در آن، به مسئله مکان‌یابی و تخصیص چاهها و واحدهای بهره‌برداری در یک میدان نفتی ساحلی پرداخته شده است (دوینه و لسو، ۱۹۷۲). همچنین از جمله مدل‌های کامل و پایه‌ای در حوزه مسئله COSC، که تقریباً اکثر مسائل مرتبط با این حوزه را در بر می‌گرفت، توسط آیر و همکاران^۱ در سال ۱۹۹۸ ارائه شد. در مدل ارائه شده توسط آن‌ها مسائل طراحی شبکه برنامه‌ریزی تولید نفت خام را با توجه به محدودیت تجهیزات و رفتار ذخایر نفتی با هم ادغام شد. به این ترتیب یک مدل بهینه‌سازی غیرخطی ارائه گردیده است. نویسنده‌گان این مقاله برای حل مدل بهینه‌سازی پیشنهادی خود، از تقریب خطی توابع استفاده کردند تا بدین ترتیب مسئله در ابعاد بزرگ نیز قابل حل باشد.

در ادامه، مدل اخیر با بررسی بیشتر رفتار مخازن نفتی توسعه یافته؛ برنامه‌ریزی زیرساخت‌های میادین نفتی در آن در نظر گرفته شد، تعریف و مالیات در مدل‌سازی‌های استراتژیک اعمال و رویکردهای جدید (از جمله تکنیک‌های تجزیه و برنامه‌ریزی چندسطحی) برای حل کاراتر مدل‌های پیشنهادی شده ارائه شد (وَن دِن هِیور و همکاران^۲، ۲۰۰۰ وَن دِن هِیور و همکاران، ۲۰۰۱). در یک کار پژوهشی دیگر و در سال ۲۰۰۲، گومز و همکاران^۳ با فرض ثابت‌بودن تسهیلات شبکه (چاهها، واحدهای بهره‌برداری و نحوه ارتباطات بین آن‌ها) به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی تولید به منظور تعیین میزان بهره‌برداری بهینه از مخازن نفتی پرداختند. آن‌ها یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته^۴ چند دوره‌ای را برای حل این مسئله ارائه دادند. همچنین کاروایلو و پینتو^۵ به منظور مدل‌سازی مسئله توسعه میادین نفتی ساحلی به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته پرداختند و یک رویکرد حل مبتنی بر تجزیه دوستطحی^۶ را برای حل مسئله ارائه دادند (کاروایلو و پینتو، ۲۰۰۶a). آن‌ها در ادامه با در نظر گرفتن چندین مخزن نفتی، مدل ارائه شده خود را توسعه دادند (کاروایلو و پینتو، ۲۰۰۶b).

-
1. Iyer et al.
 2. Van den Heever et al.,
 3. Gomez et al.
 4. Mixed Integer Linear Programming (MILP)
 5. Carvalho & Pinto
 6. Bi-level decomposition

تانگ و همکاران^۱ و ریباس و همکاران^۲ طی سال ۲۰۱۱، در تحقیقات مشابه، به ارائه مدل‌های تاکتیکال (میان‌مدت) در زنجیره تأمین نفت پرداختند. در مدل‌سازی ارائه شده توسط آن‌ها سود پالایشگاه‌های نفتی بیشینه می‌شود در حالی که مواد اولیه (نفت خام) از عرضه‌کنندگان تأمین و سپس محصولات پالایشگاه‌ها توسط دپوها و مراکز توزیع به مشتریان عرضه می‌گردد. یکی از کامل‌ترین پژوهش‌های انجام شده در زمینه مسائل برنامه‌ریزی ریاضی در فعالیت‌های صنعت نفت و فعالیت‌های مرتبط با مدیریت زنجیره تأمین نفت، توسط گروسمن^۳ صورت گرفته است. وی به دسته‌بندی مدل‌ها و روش‌های حل در مسائل مرتبط با زنجیره تأمین در صنعت نفت پرداخته است (گروسمن، ۲۰۱۲). در تحقیق دیگری در این زمینه، صاحبی و همکارانش پژوهش‌های انجام‌شده با محتوای برنامه‌ریزی ریاضی در مسائل COSC را بررسی نموده‌اند. از جمله مزیت‌های این پژوهش آن است که فعالیت‌ها را در زمینه‌های زنجیره بالادستی^۴، پایین‌دستی^۵ و میان‌دستی^۶ دسته‌بندی نمود و نشان می‌دهد که چه پژوهش‌هایی در چه زمینه‌ای ارائه شده‌اند (صاحبی و نیکل، ۲۰۱۴a).

در سال ۲۰۱۴ پژوهش‌های مختلفی در زنجیره تأمین بالادستی نفت و مسئله COSC توسط صاحبی و همکارانش ارائه شده است (صاحبی و نیکل، ۲۰۱۴a؛ صاحبی و همکاران، ۲۰۱۴c)؛ از جمله مزیت‌های این پژوهش‌ها نسبت به تحقیقات فوق‌الذکر، بیان دقیق‌تر مفهوم زنجیره تأمین در مدل‌سازی ریاضی می‌باشد. به علاوه، در مدل ارائه شده در این مقالات، اثرات زیستمحیطی نیز لحاظ و از برنامه‌ریزی خطی آمیخته در مدل‌سازی این مسائل استفاده شده است. همچنین، صاحبی و همکاران در پژوهشی دیگر و در ارتباط با بخش بالادستی صنعت نفت، به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی چندمعیاره^۷ برای انجام پروژه‌های توسعه میادین نفتی پرداختند. آن‌ها از رویکرد برنامه‌ریزی آرمانی برای حل مدل چندهدفه پیشنهادی خود استفاده کردند (صاحبی و همکاران، ۲۰۱۵).

-
1. Tong et al.,
 2. Ribas et al.,
 3. Grossmann
 4. Upstream
 5. Downstream
 6. Midstream
 7. Multi-criteria

از جمله مفروضات تمام مدل‌های فوق الذکر، قطعیت در پارامترها و داده‌های مسئله است. اما در برخی از پژوهش‌ها عدم قطعیت نهفته در برخی از پارامترهای مسئله نیز در مدل‌سازی و حل آن لحاظ گردیده است. نخستین پژوهش از این دست توسط جانسبراتن^۱ انجام شده که قیمت نفت خام را در مدل‌سازی ریاضی مسائل توسعه میادین نفتی غیرقطعی در نظر گرفته است (جانسبراتن، ۱۹۹۸). به عنوان یک مدل بهینه‌سازی پایه در COSC، نیز می‌توان به پژوهش آیر و همکارانش در سال ۱۹۹۸ اشاره نمود. همچنین طی سال‌های ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰ تحقیقات فراوانی پیرامون مدل‌سازی و حل مسئله زنجیره تأمین نفت خام ارائه شده که نحوه مدل‌سازی، حل، شبکه حمل و نقل، قیود زیست‌محیطی و توجه به عدم قطعیت را به طرق مختلف ارائه کرده‌اند؛ به عنوان مثال می‌توان تحقیقات الابی و همکاران^۲، اوثمان و همکاران^۳، ۲۰۰۸؛ آسری و همکاران^۴، ۲۰۰۴؛ نیرو و پینتو^۵، ۲۰۰۴؛ تارهان و همکاران^۶، ۲۰۰۹ را نام برد. آسری و همکاران^۷ در سال ۲۰۰۴ عدم قطعیت را در مدل پایه ارائه شده توسط آیر و همکاران (در سال ۱۹۹۸)، برای برخی پارامترهای مسئله از جمله قیمت، رفتار ذخایر نفتی، میزان بودجه لحاظ و یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی ارائه نمودند. تارهان و همکاران در سال ۲۰۰۹ یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی چندسطوحی را به منظور مدل‌سازی مسائل توسعه میدان نفتی در شرایط عدم قطعیت ارائه دادند. در مدل آن‌ها، عدم قطعیت در حجم نفت قابل برداشت، از جمله عوامل تأثیرگذار در سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده‌اند. این مسئله به صورت یک مدل NLP نامحدب فرموله شده و یک الگوریتم مبتنی بر دوآلیتی و شاخه و کران برای حل آن ارائه شده است. در یکی دیگر از تحقیقات در زمینه مدل‌سازی و حل مسئله PSC، فرناندوس و همکاران^۸ به ارائه یک برنامه‌ریزی استراتژیک در ارتباط با طراحی شبکه (مکان‌یابی و مسیریابی)، میزان تولید و نحوه توزیع محصولات نفتی در یک افق زمانی بلندمدت، پرداخته‌اند (فرناندوس و همکاران،

-
1. Jonsbråten
 2. Alabi et al.
 3. Al-Othman et al.
 4. Aseeri et al.
 5. Neiro& Pinto
 6. Tarhanet al.
 7. Aseeri et al.
 8. Fernandes et al.

۲۰۱۳). همچنین آن‌ها در یکی دیگر از پژوهش‌های اخیر خود، عدم قطعیت را وارد مدل‌سازی نموده و به ارائه یک رویکرد برنامه‌ریزی تصادفی خطی عدد صحیح پرداخته‌اند (فرناندوس و همکاران، ۲۰۱۵). در سال ۲۰۱۴، گوپتا و گروسمن^۱ نیز به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی تصادفی در توسعه میادین نفتی، با در نظر گرفتن عدم قطعیت در تولید و دیگر پارامترهای درون‌رای مسئله، پرداخته‌اند. در واقع این مدل، صورت تعمیم‌یافته مدل قبلی این دو محقق است که از جمله مدل‌های کامل در بخش بالادستی صنعت نفت و مسئله COSC می‌باشد. آن‌ها از رویکرد آزادسازی لاغرانژین برای حل مدل پیشنهادی استفاده کرده‌اند (گوپتا و گروسمن، ۲۰۱۲).

در سال ۲۰۱۶، پاپی و همکاران، به ارائه یک مدل برنامه‌ریزی فازی چنددوره‌ای جهت توسعه میادین نفتی پرداختند که در آن محدودیت بودجه و منابع (تجهیزات توسعه میدان نفتی) مورد توجه قرار گرفت. در سال ۲۰۱۷ نیز پژوهش‌های مرتبط با این موضوع، انتشار و ادامه یافته است. آزاده و همکاران یک مدل برنامه‌ریزی غیرخطی را برای طراحی زنجیره نفت خام ارائه دادند که در آن تصمیمات بالادستی و برخی از تصمیمات میان‌دستی در صنعت نفت مورد توجه قرار گرفته است (آزاده و همکاران، ۲۰۱۷a). آنها در تحقیقی دیگر، یک مدل بهینه‌سازی دوهدفه را برای حل این مسئله با رعایت عوامل زیست‌محیطی پیشنهاد دادند که از الگوریتم‌های فراباکاری MOPSO و NSGA-II برای حل آن استفاده می‌کرد (آزاده و همکاران، ۲۰۱۷b). فراهانی و رحمانی نیز مدل دیگری برای برنامه‌ریزی تولید و توزیع زنجیره عرضه نفت پیشنهاد داده‌اند که در آن تأثیر تزریق گاز در تولید/استخراج نفت خام نیز در مدل‌سازی آورده می‌شود (فراهانی و رحمانی، ۲۰۱۷).

۳- مدل‌سازی و حل مسئله برنامه‌ریزی زنجیره تأمین نفت خام (COSC)

در این مقاله، یک تحقیق توسعه‌ای-کاربردی، با مطالعات کتابخانه‌ای بهمنظور حل مسئله طراحی و برنامه‌ریزی زنجیره تأمین نفت خام (COSC) انجام شده است. چارچوب رویکرد حل پیشنهادی، مساعدت در برنامه‌ریزی بهینه مدیریت زنجیره تأمین نفت خام و توسعه میادین نفتی با هدف بیشینه‌کردن سود خالص فعلی (NPV) حاصل از فروش نفت خام در پایان افق زمانی محدود است، درحالی که قیود و شرایط حاکم بر مسئله نیز

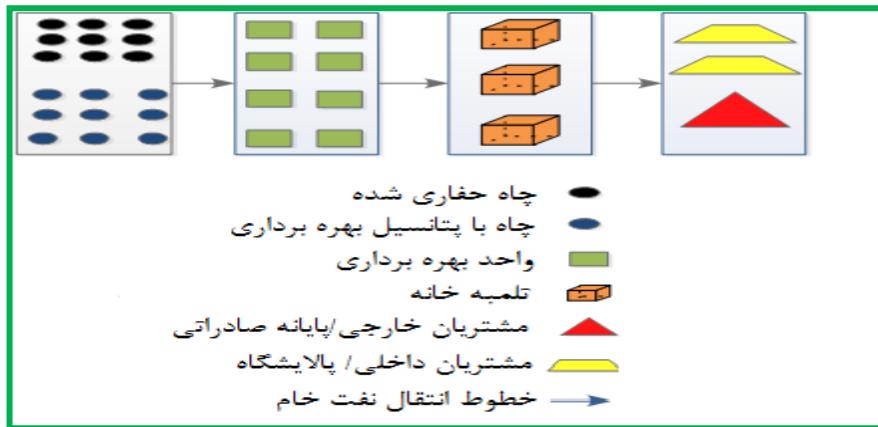
1. Gupta & Grossmann

لحوظ می‌گردد. برای این منظور یک مدل ریاضی خطی آمیخته (MILP) چنددوره‌ای ارائه شده که بر اساس آن متغیرهای تصمیم‌گیری مسئله تعیین می‌شوند و عدم قطعیت داده‌های مسئله با رویکردهای استوار کنترل می‌شود.

در توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی و مدیریت COSC، تقاضا و قیمت نفت‌خام و همچنین رفتار مخازن نفتی از جمله پارامترهایی هستند که تأثیر زیادی بر تصمیم‌گیری‌ها دارند. از طرفی، با توجه به آن که برنامه‌ریزی توسعه میادین نفتی و مدیریت COSC عمدهاً به صورت بلندمدت و یا حداقل میان‌مدت صورت می‌گیرد، بر میزان عدم قطعیت داده‌های مسئله افزوده می‌شود. در این تحقیق، عدم قطعیت‌های موجود در برخی از پارامترهای مسئله از جمله قیمت و تقاضای نفت‌خام، بر اساس رویکرد مبتنی بر برنامه‌ریزی امکانی استوار^(۱) کنترل خواهد شد.

از جمله مفروضاتی که در این تحقیق برای حل مسئله مدیریت COSC در نظر گرفته می‌شود عبارتند از:

- افق برنامه‌ریزی محدود به چند دوره متناهی است؛
- طول هر دوره برنامه‌ریزی ۱ سال است؛
- مکان‌های بالقوه برای حفاری چاه، احداث واحد بهره‌برداری و نصب بوسترها مشخص شده‌اند؛
- اگر عملیات توسعه (شامل حفاری هر چاه، احداث هر واحد بهره‌برداری، نصب هر بوستر و نصب خط لوله) در دوره t شروع شود آنگاه در دوره $t+1$ قابل بهره‌برداری خواهند بود؛
- ظرفیت تمام تسهیلات حفاری، استخراج، تولید و عرضه محدود است.
- عده حمل و نقل نفت از چاه‌های نفتی تا واحدهای تولید و مشتریان از طریق خطوط لوله صورت می‌گیرد.
- تصویر شماتیک شبکه COSC و جریان محصول (نفت‌خام) به صورت شکل (۲) است.



شکل ۲. زنجیره تأمین نفت خام (COSC) و جریان محصول

۴- مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته (MILP) پیشنهادی

در این بخش، مسئله مدیریت COSC در چارچوب یک مسئله برنامه‌ریزی خطی آمیخته (MILP) مدل‌سازی می‌شود.تابع هدف مدل پیشنهادی، بیشینه کردن سود خالص (تفاضل هزینه از درآمد) در پایان افق برنامه‌ریزی است، در حالی که قیود و محدودیت‌های مسئله از جمله محدودیت دسترسی به تسهیلات، ظرفیت محدود تسهیلات و ...، لحاظ گردد. در ادامه تابع هدف و قیود مسئله به‌طور دقیق‌تر تشریح و به صورت روابط ریاضی بیان می‌گردد. نماد و علائم ریاضی بکار گرفته شده در مدل MILP پیشنهادی در جدول (۱) ارائه شده‌اند.

جدول ۱. فهرست علائم و اختصارات

توضیح	مجموعه‌ها و اندیس‌ها
چاه‌های نفتی	$w \in W$
واحدهای بهره‌برداری	$pu \in PU$
تلعبه‌خانه/بوسترها	$bs \in BS$
مشتریان	$c \in C$
خطوط لوله انتقال نفت خام	$pl \in PL$
افق زمانی برنامه‌ریزی	$t \in T$

توضیح	پارامترها (ورودی مدل)
هزینه ثابت/اجاره دکل حفاری برای هر دوره/سال در دوره t	FC_t^D
هزینه حفاری چاه W در دوره t	DC_t^W
هزینه ثابت/اجاره تجهیزات استخراج و پمپ نفت خام در دوره t	FC_t^E
هزینه استخراج هر واحد نفت خام از چاه W	EC^W
شاخص نفت به آب (و دیگر ناخالصی‌ها) برای نفت خام چاه W در دوره t	OWR_t^W
توان تولیدی/ظرفیت برآورد شده چاه W	Cap^W
ظرفیت استخراج و پمپ نفت خام توسط تجهیزات مربوطه	Cap^E
هزینه نصب هر واحد (طول) خط لوله pl	PIC^{pl}
ظرفیت خط لوله pl	Cap^{pl}
هزینه تکمیل هر واحد نفت خام ناخالص (هزینه تولید نفت خام خالص) در واحد pu بهره‌برداری	PC^{pu}
ظرفیت واحد بهره‌برداری pu	Cap^{pu}
ظرفیت بوستر bs	Cap^{bs}
هزینه انتقال هر واحد نفت بر واحد طول	TrC
فاصله چاه W با واحد بهره‌برداری	$Dis^{W,pu}$
فاصله واحد بهره‌برداری pu با بوستر bs	$Dis^{pu,bs}$
فاصله بوستر bs با مشتری c	$Dis^{bs,c}$
مقدار تقاضا مشتری c در دوره t	Dem_t^c
قیمت نفت خام در دوره t	P_t
نرخ بهره	i
نسبتی از تقاضای مشتریان که لزوماً باید پاسخ داده شود	λ
توضیح	متغیرها (خروجی‌ها)
اگر چاه W در دوره t حفاری شود ۱ و در غیر این صورت صفر	D_t^W
اگر چاه W در دوره t فعال (حفاری شده) باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$open_t^W$
اگر تجهیزات حفاری در دوره t در دسترس باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$DrilRig_t$
اگر تجهیزات استخراج و پمپ نفت خام بر روی چاه W در دوره t نصب باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$ExtRig_t^W$

اگر خط لوله pl بین چاه w و واحد pu در دوره t نصب شود ۱ و در غیر این صورت صفر	$Ins_t^{pl,w,pu}$
اگر خط لوله pl بین چاه w و واحد pu در دوره t نصب / فعال باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$open_t^{pl,w,pu}$
اگر لوله pl بین واحد pu و بوستر bs در دوره t نصب شود ۱ و در غیر این صورت صفر	$Ins_t^{pl,pu,bs}$
اگر خط لوله pl بین واحد pu و بوستر bs در دوره t نصب / فعال باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$open_t^{pl,pu,bs}$
اگر خط لوله pl بین بوستر bs و مشتری c در دوره t نصب باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$Ins_t^{pl,bs,c}$
اگر خط لوله pl بین بوستر bs و مشتری c در دوره t نصب / فعال باشد ۱ و در غیر این صورت صفر	$open_t^{pl,bs,c}$
میزان استخراج نفت خام ناخالص از چاه w تا دوره t	TQ_t^w
میزان نفت خام دریافتی واحد pu در دوره t	Q_t^{pu}
میزان نفت خام خالص ارسالی از واحد pu به بوستر bs با خط pl در دوره t	$oil_t^{pl,pu,bs}$
میزان نفت خام خالص ارسالی از بوستر bs به مشتری c با خط pl در دوره t	$oil_t^{pl,bs,c}$
میزان نفت خام عرضه شده به مشتری c در دوره t	sup_t^c
درآمد خالص فعلی	NPV
هزینه	Cost
درآمد	Revenue

تابع هدف

$$\text{Max } z = \sum_t \frac{1}{(1+i)^t} (\text{revenue}_t - \text{cost}_t) \quad (1)$$

رابطه (۱) تابع هدف مسئله پژوهشی در این تحقیق را نشان می‌دهد؛ همان‌طور که مشخص است سود خالص در پایان افق برنامه‌ریزی برابر است با تفاضل هزینه درآمد در هر دوره.

$$\text{revenue}_t = \sum_{pl} \sum_{bs} \sum_c oil_t^{pl,bs,c} \cdot P_t \quad (2)$$

رابطه (۲) بیان می‌کند که درآمد در هر دوره برابر با میزان فروش نفت خام به هر مشتری در قیمت نفت خام است. بنابر رابطه (۳) هزینه کل نیز به چهار بخش تقسیم می‌شود: هزینه حفاری و استخراج نفت خام از هر چاه و هزینه ثابت تجهیزات مربوطه (I)، هزینه نصب خطوط انتقال جدید بین اجزا زنجیره (II)، هزینه تولید یا هزینه تفکیک ناخالصی‌های نفت خام در واحدهای بهره‌برداری (III) و در نهایت هزینه انتقال یا جریان دادن نفت خام از طریق خطوط لوله بین اجزا زنجیره عرضه نفت خام (IV).

$$\cos t_t =$$

$$\begin{aligned} & FC_t^D \cdot DrillRig_t + \sum_w DC_t^w \cdot D_t^w + \sum_w FC_t^E \cdot ExtRig_t^w + \sum_w EC^w (\sum_{pl} \sum_{pu} Q_t^{pl,w,pu}) \quad (I) \\ & + \sum_{pl} \sum_w \sum_{pu} PlC^{pl} \cdot Dis^{w,pu} \cdot Inst_t^{pl,w,pu} + \sum_{pl} \sum_{pu} \sum_{bs} PlC^{pl} \cdot Dis^{pu,bs} \cdot Inst_t^{pl,pu,bs} + \\ & \sum_{pl} \sum_{bs} \sum_c PlC^{pl} \cdot Dis^{bs,c} \cdot Inst_t^{pl,bs,c} \quad (II) \\ & + \sum_{pu} (\sum_{pl} \sum_w Q_t^{pl,w,pu}) \cdot PC^{pu} \quad (III) \end{aligned}$$

$$+ \sum_{pl} \sum_w \sum_{pu} TrCDis^{w,pu} \cdot Q_t^{pl,w,pu} + \sum_{pl} \sum_{pu} \sum_{bs} TrCDis^{pu,bs} \cdot oil_t^{pl,pu,bs} \quad (IV)$$

$$\sum_{pl} \sum_{bs} \sum_c TrCDis^{bs,c} \cdot oil_t^{pl,bs,c} \quad (V)$$

قيود و محدودیت‌ها

$$Q_t^{pl,w,pu} \leq open_t^w \cdot open_t^{pl,w,pu} \cdot Ext_t^w \cdot Cap^w \quad \forall t, pl, w, pu \quad (4)$$

$$\sum_{pl} \sum_{pu} Q_t^{pl,w,pu} \leq Cap^w - TQ_{t-1}^w \quad \forall t, w \quad (5)$$

$$\sum_{pl} \sum_{pu} Q_t^{pl,w,pu} \leq Cap^E \quad \forall t, w \quad (6)$$

$$\sum_{pu} Q_t^{pl,w,pu} \leq Cap^{pl} \quad \forall t, w, pl \quad (7)$$

$$TQ_t^w = TQ_{t-1}^w + \sum_{pl} \sum_{pu} Q_t^{pl,w,pu} \quad \forall t, w \quad (۸)$$

$$open_t^w \leq open_{t-1}^w + D_{t-1}^w \quad \forall t, w \quad (۹)$$

$$open_t^{pl,w,pu} \leq open_{t-1}^{pl,w,pu} + Ins_{t-1}^{pl,w,pu} \quad \forall t, pl, w, pu \quad (۱۰)$$

$$\sum_t \sum_{pl} \sum_{pu} Ins_t^{pl,w,pu} \leq 1 \quad \forall w \quad (۱۱)$$

$$\sum_t D_t^w \leq 1 \quad \forall w \quad (۱۲)$$

$$\sum_w D_t^w \leq \text{DrilRig}_t \quad \forall t \quad (۱۳)$$

$$\sum_{pl} \sum_w Q_t^{pl,w,pu} \leq Cap^{pu} \quad \forall t, pu \quad (۱۴)$$

$$oil_t^{pu} = \sum_{pl} \sum_w \frac{OWR_t^w}{1 + OWR_t^w} \cdot Q_t^{pl,w,pu} \quad \forall t, pu \quad (۱۵)$$

$$oil_t^{pu} = \sum_{pl} \sum_{bs} oil_t^{pl,pu,bs} \quad \forall t, pu \quad (۱۶)$$

$$oil_t^{pl,pu,bs} \leq Cap^{pl} \cdot open_t^{pl,pu,bs} \quad \forall t, pl, pu, bs \quad (۱۷)$$

$$open_t^{pl,pu,bs} = open_{t-1}^{pl,pu,bs} + Ins_{t-1}^{pl,pu,bs} \quad \forall t, pl, pu, bs \quad (۱۸)$$

$$\sum_t Ins_t^{pl,pu,bs} \leq 1 \quad \forall pl, pu, bs \quad (۱۹)$$

$$\sum_{pl} \sum_{pu} oil_t^{pl,pu,bs} \leq Cap^{bs} \quad \forall t, bs \quad (۲۰)$$

$$\sum_{pl} \sum_{pu} oil_t^{pl,pu,bs} = \sum_{pl} \sum_c oil_t^{pl,bs,c} \quad \forall t, bs \quad (۲۱)$$

$$oil_t^{pl,bs,c} \leq Cap^{pl} \cdot open_t^{pl,bs,c} \quad \forall t, pl, pu, bs \quad (۲۲)$$

$$open_t^{pl,bs,c} = open_{t-1}^{pl,bs,c} + Ins_{t-1}^{pl,bs,c} \quad \forall t, pl, bs, c \quad (۲۳)$$

$$\sum_t Ins_t^{pl,bs,c} \leq 1 \quad \forall pl, bs, c \quad (۲۴)$$

$$sup_t^c = \sum_{pl} \sum_{bs} oil_t^{pl,bs,c} \quad \forall t, c \quad (۲۵)$$

$$\sup_t^c \leq \text{Dem}_t^c \quad \forall t, c \quad (26)$$

$$\sup_t^c \geq \lambda \cdot \text{Dem}_t^c \quad \forall t, c \quad (27)$$

بر اساس رابطه (۴)، در هر دوره، جریان نفت خام از هر چاه به هر PU توسط هر خط‌لوله در صورتی امکان‌پذیر است که اولاً چاه نفت حفاری شده باشد، در ثانی تجهیزات استخراج نفت خام بر آن چاه موجود باشد و ثالثاً خط لوله بین چاه و PU نصب شده باشد. رابطه (۵) نشان می‌دهد که در هر دوره، مقدار نفت خام خروجی از هر چاه نباید از ظرفیت باقی‌مانده آن چاه بیشتر باشد، همچنین رابطه (۶) بیان می‌کند که مقدار نفت خام خروجی از هر چاه نباید از ظرفیت تجهیزات استخراج، بیشتر باشد. به طور مشابه، رابطه (۷) ظرفیت خطوط نصب شده از چاه‌ها به واحدهای بهره‌برداری را کنترل می‌کند و رابطه (۸) مقدار نفت خام استخراج شده از هر چاه را تا پایان دوره t محاسبه می‌کند. بر این اساس، نفت خام استخراج شده تا دوره t برابر است با نفت خام مستخرج تا دوره $t-1$ به اضافه نفت خام استخراج شده از چاه در دوره t . رابطه (۹) بیانگر آن است که یک چاه نفتی در صورتی در دوره t ام قابل بهره‌برداری است که یا در دوره $t-1$ حفاری شده و یا حفاری آن در دوره $t-1$ شروع شده باشد. همچنین، رابطه (۱۰) بیانگر آن است که یک خط لوله در صورتی بین یک چاه و PU نصب است که یا نصب آن در دوره $t-1$ نصب شده و یا نصب آن در دوره $t-1$ شروع شده باشد. رابطه (۱۱) بیان می‌کند که حداکثر یک خط لوله بین هر چاه با مجموع PU‌ها می‌تواند نصب گردد. رابطه (۱۲) نیز بیانگر این حقیقت بدینهی است که هر چاه حداکثر یکبار حفاری می‌شود. معمولاً حفاری هر چاه در میادین نفتی ۳ تا ۴ ماه به طول می‌انجامد. بر این اساس، رابطه (۱۳) حاکی از آن است که در صورت اجراه شدن وجود دکل حفاری در یک دوره (سال)، به تعداد محدودی حفاری چاه می‌توان انجام داد که ما در اینجا حداکثر حفاری ۳ حلقه چاه را برای یک دکل نفتی در یک دوره در نظر گرفته‌ایم. رابطه (۱۴) تضمین می‌کند که مجموع جریان وارد شده به هر PU از ظرفیت آن، بیشتر نباشد. رابطه (۱۵) میزان نفت خام خالص تولید شده در هر PU را بر اساس جریان نفت خام‌های وارد شده به آن و شاخص OWR آن، محاسبه می‌کند. رابطه (۱۶) تعادل جریان نفت خام تولید شده در هر واحد بهره‌برداری و خروجی از آن را نشان می‌دهد. رابطه (۱۷) بیانگر آن است که نفت خام عبوری از هر PU به بوستر، نمی‌تواند از ظرفیت

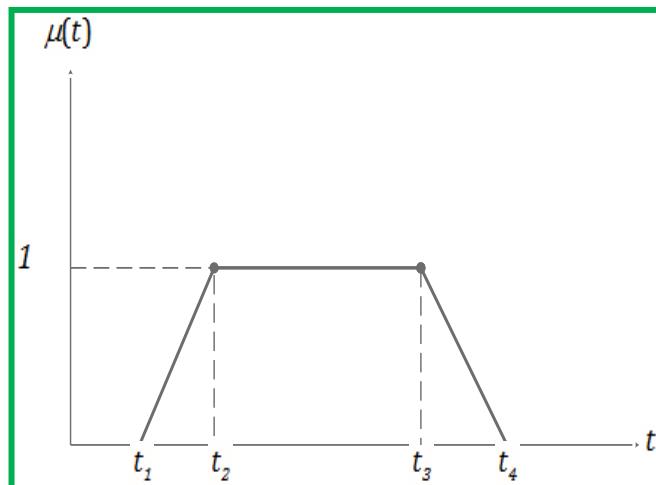
خط لوله موجود بین آن‌ها بیشتر گردد. بنابر رابطه (۱۸)، یک خط لوله در صورتی بین PU و بوستر نصب/ باز است که یا در دوره $t-1$ نصب شده باشد و یا در دوره $t-1$ نصب آن شروع شده باشد. رابطه (۱۹) نیز بیانگر آن است که هر لوله حداکثر یکبار بین واحد بهره‌برداری و بوستر نصب می‌شود. رابطه (۲۰) تضمین می‌کند که مقدار کل نفت‌خام خطوط متصل به هر بوستر، نباید از ظرفیت آن بیشتر باشد. رابطه (۲۱) تعادل جریان ورودی به هر بوستر و جریان خروجی از آن را تضمین می‌کند. در رابطه (۲۲) ظرفیت خطوط لوله نصب شده بین بوسترها و مشتریان کنترل می‌شود. بنابر رابطه (۲۳) یک خط لوله در صورتی بین یک بوستر و مشتری نصب/ باز است که یا دوره $t-1$ نصب شده و یا در دوره $t-1$ نصب آن شروع شده باشد. رابطه (۲۴) نیز این بیانگر آن است که هر لوله حداکثر یکبار بین بوستر و مشتری نصب می‌شود. رابطه (۲۵) مقدار کل نفت‌خام عرضه شده به هر مشتری را در هر دوره حساب می‌کند، بنابر رابطه (۲۶) این مقدار نباید از مقدار تقاضای مشتریان در آن دوره بیشتر باشد، به علاوه، رابطه (۲۷) تضمین می‌کند که در هر دوره باید درصد معینی از تقاضای مشتریان پاسخ داده شود. این قید معمولاً در دنیای واقعی به صورت ضمنی رعایت می‌شود چرا که در غیر این صورت ممکن است شرکت تولیدکننده نفت‌خام، مشتریان خود را به دلیل عدم رضایت آن‌ها در تأمین تقاضا، از دست بدهد.

در مدل فوق، مقادیر $\text{open}_{t=}^{\text{pl,bs,c}}$, $\text{open}_{t=}^{\text{pl,pu,bs}}$, $\text{open}_{t=}^{\text{w}}$, $\text{open}_{t=}^{\text{pl,w,pu}}$ و $\text{open}_{t=}$ وضعیت فعلی شبکه زنجیره تأمین نفت‌خام (COSC) را مشخص می‌کنند. به عنوان مثال اگر در حال حاضر چاه $w=5$ ، حفاری شده باشد (و از نوع DW باشد)، آنگاه $1 = \text{open}_0^{\text{dw}}$ است؛ در غیر این صورت (اگر از نوع PW باشد)، $0 = \text{open}_0^{\text{pw}}$ است. یا مثلاً اگر خط لوله نوع $pl=4$ بین چاه $w=7$ و واحد $pu=9$ نصب شده باشد، آنگاه $1 = \text{open}_0^{\text{pl,4}}$ است؛ در غیر این صورت، $0 = \text{open}_0^{\text{pl,4}}$ است. همین روند برای دیگر چاه‌ها و خطوط شبکه تکرار می‌شود. همچنین، D_w , $\text{Ins}_{t=}^{\text{pl,bs,c}}$, $\text{Ins}_{t=}^{\text{pl,pu,bs}}$ و $\text{Ins}_{t=}^{\text{pl,w,pu}}$ نیز می‌توانند مقادیر باین‌ری ۰ و ۱ را برای شروع مدل، بسته به شرایط فعلی میدان نفتی و شبکه عرضه نفت‌خام، اختیار کنند و با این ترتیبات وضعیت فعلی در مدل، لحاظ گردد. پر واضح است که اگر مخازن نفتی در میدانی باشند که قبلًاً حفاری، نصب خطوط لوله و غیره در آن صورت نگرفته باشد، آنگاه مقدار متغیرهای فوق صفر است و طراحی، برنامه‌ریزی شبکه و بهره‌برداری از میدان نفتی کاملاً از صفر شروع می‌شود.

۵- مواجهه با عدم قطعیت بر اساس رویکرد برنامه‌ریزی امکان استوار (RPP)

گرچه معمولاً در اکثر پارامترهای مسائل بهینه‌سازی، اطمینان کامل وجود ندارد، اما عدم قطعیت در برخی از این پارامترها بسیار مشهودتر بوده و در صورت کنترل نشدن ممکن است جواب ارائه شده کارایی چندانی نداشته باشد. در مسئله COSC مطرح شده، سه پارامتر قیمت نفت خام، تقاضای نفت خام و همچنین توان تولیدی/ظرفیت چاههای نفتی از جمله پارامترهای مسئله هستند که فرض قطعی بودن مقادیر آن‌ها در طی افق برنامه‌ریزی چندان صحیح نیست. لذا، در این بخش با استفاده از یکی از رویکردهای برنامه‌ریزی فازی به کنترل عدم قطعیت پرداخته می‌شود.

فرض کنید پارامترهای غیرقطعی قیمت نفت خام، تقاضای نفت خام و توان تولیدی/ظرفیت چاههای نفتی به صورت یک عدد فازی ذوزنقه‌ای (^(۱)TFN) $T = (t_1 \leq t \leq t_2, t_2 < t_3 \leq t_4)$ قابل بیان هستند (شکل ^(۳)). در این صورت، می‌توان از رویکرد برنامه‌ریزی امکانی ^(۲) (وان و دانگ ^(۳)، دای و همکاران ^(۴)، ۲۰۱۶) جهت کنترل عدم قطعیت در آن‌ها، استفاده نمود.



شکل ۳. یک عدد/داده فازی ذوزنقه‌ای

-
1. Trapezoidal Fuzzy Number (TFN)
 2. Possibilistic Programming
 3. Wan & Dong
 4. Dai et al.,

مدل برنامه‌ریزی فازی زیر را در نظر بگیرید:

$$\begin{cases} \text{Min } cx \\ \text{s.t.} \\ Ax \geq \tilde{b} \\ x \in X \end{cases} \quad (28)$$

که در آن $b^1 < b^2 \leq b^3 < b^4$ و $\tilde{b} = (b^1, b^2, b^3, b^4)$ بردار اعداد قطعی هستند. بر اساس رویکرد برنامه‌ریزی امکانی، ابتدا یک سطح جهت برقراری قیود در نظر گرفته می‌شود، سپس اندازه امکان^۱، α برای قیود به صورت زیر لحاظ می‌شود:

$$\begin{cases} \text{Min } cx \\ \text{s.t.} \\ \text{Poss}(Ax \geq \tilde{b}) \geq \alpha \\ x \in X \end{cases} \quad (29)$$

با توجه به خواص اندازه امکان، برنامه‌ریزی امکانی فوق معادل با مدل دیفازی شده زیر است (وان و دانگ، ۲۰۱۴؛ دای و همکاران، ۲۰۱۶) :

$$\begin{cases} \text{Min } cx \\ \text{s.t.} \\ Ax \geq \alpha \cdot b^4 + (1 - \alpha) b^3 \\ x \in X \end{cases} \quad (30)$$

جهت بهبود عملکرد مدل اخیر، در پژوهش صورت گرفته توسط (پیشوایی و همکاران، ۲۰۱۲)، با در نظر گرفتن دو مفهوم استواری موجه بودن^۲ و استواری بهینگی^۳، رویکرد برنامه‌ریزی امکانی استوار (RPP) توسعه داده شد که در آن سطح امکان α به صورت تعاملی^۴، با توجه به مفاهیم استواری بهینگی و موجه بودن تعیین می‌شود. فرم کلی مدل RPP به صورت زیر است:

$$\begin{cases} \text{Min } cx + \varphi [b^4 - (\alpha \cdot b^4 + (1 - \alpha) b^3)] \\ \text{s.t.} \\ Ax \geq \alpha \cdot b^4 + (1 - \alpha) b^3 \\ x \in X \\ 0.5 \leq \alpha \leq 1 \end{cases} \quad (31)$$

1. Possibility Measure
2. Feasibility Robustness
3. Optimality Robustness
4. Interactive

که در آن $0 \leq \varphi \leq \varphi$ یک پارامتر کنترلی است که با تحلیل حساسیت به دست می‌آید و همچنین α یک متغیر است که نشان می‌دهد امکان برقراری قیود به چه اندازه است. واضح است که اگر $0 \rightarrow \varphi \rightarrow 0.5 \rightarrow \alpha \rightarrow \infty$ و اگر $\varphi \rightarrow \infty \rightarrow \alpha \rightarrow 1$ خواهد بود. لازم به توضیح است از آنجا که تابع هدف مدل پیشنهادی این تحقیق از نوع بیشینه‌سازی است، $0 \leq \varphi$ لحاظ می‌گردد.

در این تحقیق بعد از ارائه مدل MILP، از دو رویکرد برنامه‌ریزی امکانی با سطوح α مشخص و همچنین رویکرد RPP، جهت مواجهه با عدم قطعیت استفاده می‌شود. لازم به توضیح است که رویکرد RPP علاوه بر مدل (۳۱)، به دو حالت دیگر نیز معرفی شده است؛ در حالت دوم متوسط انحراف معیار مقدار تابع هدف نیز افزوده می‌شود (که باید کمینه شود) و در حالت سوم نیز بدترین جواب (بیشترین هزینه) آورده می‌شود که باید کمینه شود (پیشوایی و همکاران، ۲۰۱۲). مدل‌های اخیر را به ترتیب با عنوان‌یابی (I)، RPP(II) و RPP(III) را در نظر می‌گیریم. همان‌طور که در پیشینه تحقیق مشاهده شد، تاکنون در حل مسئله مدیریت COSC، رویکردهای RPP برای مواجهه با عدم قطعیت مسئله بکار گرفته نشده‌اند. به کارگیری این رویکردها، همچون سایر مدل‌های ریاضی ارائه شده برای حل مسئله COSC، مستلزم مفروضاتی است که از جمله آن‌ها می‌توان به مشخص بودن مکان‌های بالقوه برای استقرار تسهیلات شبکه، قطعی بودن داده‌های مسئله یا قابل بیان بودن داده‌های مسئله به صورت TFN اشاره نمود. مزیت مدل و رویکردهای RPP پیشنهادی نیز آن است که برخلاف رویکردهای مقدار متوسط (اسمی^۱) و برنامه‌ریزی امکانی، عدم قطعیت مسئله به طور سیستماتیک کنترل می‌شود و استواری بهینگی و شدنی بودن پاسخ به صورت تعاملی^۲ پس از حل مسئله تعیین می‌شود.

۶- یافته‌های پژوهش

در این بخش، مدل‌های ارائه شده و رویکرد حل پیشنهادی برای حل مسئله توسعه میادین نفتی و مدیریت شبکه عرضه نفت خام در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، در قالب یک مطالعه موردی به کار گرفته می‌شود. از این‌رو، نخست به معرفی مختصر

1. Nominal
2. Interactive

این شرکت پرداخته می‌شود و سپس مدل مسئله بر اساس داده‌های منطبق با برخی از میادین نفتی این شرکت، تنظیم می‌گردد. نهایتاً، نتایج محاسباتی و مدیریتی حصول یافته تحلیل و بررسی می‌شوند.

مطالعه موردي

شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، بزرگ‌ترین شرکت وابسته به شرکت ملی نفت ایران است که از میادین نفتی ایران، بهره‌برداری می‌نماید. این شرکت که مسئولیت تأمین خوراک پالایشگاه‌ها و بخش اعظم نفت صادراتی کشور را بر عهده دارد، پنج شرکت تابعه بزرگ (به استثنای شرکت‌های مربوط به تعمیرات، تأسیسات، پشتیبانی و ترابری) را در بر می‌گیرد که هر یک، از بخشی از میادین و مخازن نفتی در حوزه‌های مختلف بهره‌برداری می‌کنند و نفت خام تولیدی خود را جهت مصرف پالایشگاه‌های داخلی و همچنین صادرات عرضه می‌کنند. شرکت‌های تابعه در تولید و عرضه نفت خام عبارتند از:

- شرکت کارون

شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون، به عنوان بزرگ‌ترین شرکت بهره‌برداری شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و شرکت ملی نفت ایران، با دارا بودن نزدیک به ۶۵۰ حلقه چاه در محدوده جغرافیایی خود، روزانه بیش از یک میلیون بشکه نفت، تولید می‌نماید. نیمی از نفت فرآورش شده شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون جهت صادرات به پایانه صادراتی خارگ و مابقی جهت مصارف داخلی به پالایشگاه‌های تهران و آبادان ارسال می‌گردد.

- شرکت مارون

تولید فعلی شرکت مارون با استفاده از حدود ۴۰۰ حلقه چاه تولیدی، در حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز می‌باشد که از مقدار تولید فعلی حدود ۴۵۰ هزار بشکه آن به پالایشگاه اصفهان و مابقی (هزار بشکه در روز) به پایانه صادراتی خارگ ارسال می‌شود.

- شرکت آغا جاری

این شرکت با تولید بیش از ۶۰۰ هزار بشکه در روز، نفت سبک و سنگین از ۸ میدان نفتی جهت تأمین خوراک پالایشگاه‌های داخل کشور و صادرات، از جمله شرکت‌های تابعه شرکت ملی مناطق نفت خیز محسوب می‌شود.

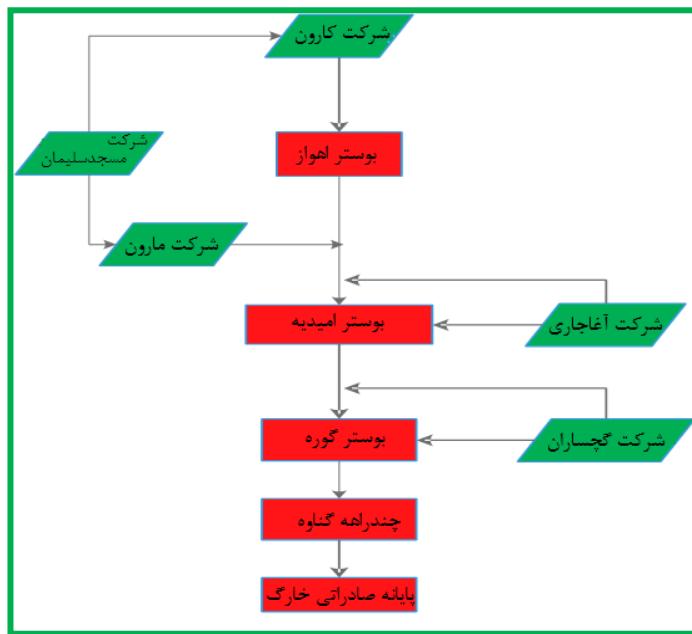
- شرکت گچساران

شرکت بهره‌برداری نفت و گاز گچساران به‌طور متوسط روزانه ۷۸۰ هزار بشکه نفت از ۱۲ مخزن، تولید می‌نماید. این میادین عبارتند از گچساران، بی‌بی حکیمه، بینک، پارنان، رگ سفید، نرگسی، سیاه‌مکان، گلخاری، چلینگر، گرنگان، خویز و رودک. عمدۀ تولید این شرکت از مخزن گچساران صورت می‌گیرد که روزانه بالغ بر ۴۸۰ هزار بشکه می‌باشد. همچنین مخازن بی‌بی حکیمه، رگ سفید، بینک به ترتیب مهم‌ترین مخازن نفتی این شرکت محسوب می‌شوند. مخزن پارنان نیز یکی از مخازن این شرکت است که عمدتاً به لحاظ وجود منابع عظیم گازی و تأسیسات مرتبط با آن، از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشد.

- شرکت مسجدسلیمان

شرکت بهره‌برداری نفت و گاز مسجدسلیمان دیگر شرکت تابعه است که دارای ۴۹۲ حلقه چاه فعال، ۱۰ واحد بهره‌برداری و ۴ ایستگاه تقویت و تزریق گاز است.

پروسه تولید و عرضه نفت خام در شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به این‌گونه است که جریان نفت خام از واحدهای بهره‌برداری شرکت کارون شروع و پس از تقویت فشار در بوستر اهواز، نفت خام تولیدشده واحدهای بهره‌برداری شرکت مارون نیز به آن می‌پیوندد. این جریان در ادامه با برخی از جریانات نفت خام واحدهای بهره‌برداری شرکت آغازگاری به بوستر امیدیه می‌رسد و پس از ملحق شدن سایر خطوط نفتی واحد مذکور، به سمت شرکت گچساران جریان می‌یابد. نهایتاً در بوستر گوره، خطوط نفت تولیدشده شرکت گچساران به سایر خطوط دیگر می‌پیوندد و پس از گذر از چندراهه گناوه، نفت خام تولیدشده تمام شرکت‌های تابعه، به پایانه صادراتی منتقل می‌شود. لازم به ذکر است که در حین جریان انتقال نفت خام به پایانه صادراتی خارگ، نفت خام از بعضی از نقاط شبکه از جمله بوستر امیدیه به پالایشگاه آبادان و غیره جریان می‌یابد. شکل (۴) شماتیک جریان عرضه نفت خام از شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به پایانه صادراتی خارگ را نشان می‌دهد.



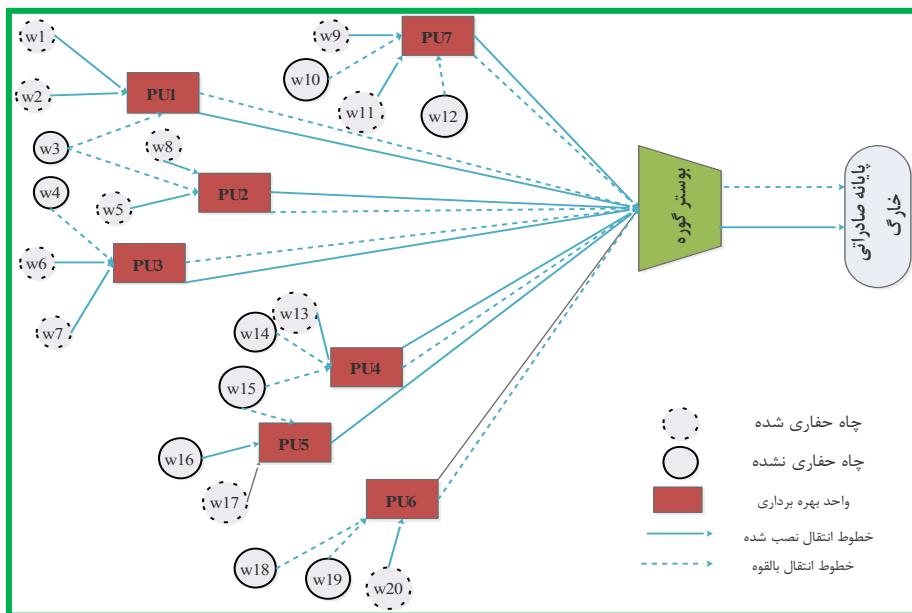
شکل ۴. شماتیک جریان انتقال نفت خام از شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به پایانه صادراتی خارگ

در این تحقیق به منظور ارزیابی مدل و رویکرد حل پیشنهادی، یک مطالعه عددی از مسئله طراحی و برنامه‌ریزی زنجیره تأمین نفت خام (COSC) مطابق با شبکه عرضه نفت خام شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ارائه می‌گردد. این شبکه در برگیرنده برخی چاههای نفتی حفاری شده (DW^۱) و دارای پتانسیل حفاری (PW^۲) موجود در مخازن و میدان‌های نفتی تحت مدیریت این شرکت، برخی از واحدهای بهره‌برداری (PU) این شرکت، بوستر گوره (آخرین بوستر قبل از ارسال به پایانه)، پایانه صادراتی خارگ (به عنوان مقصد نهایی) و نهایتاً مجموعه‌ای از تسهیلات حفاری، استخراج و خطوط انتقال نفت خام می‌باشد.

شکل (۵)، شبکه COSC موردنظر، در محاسبات عددی این تحقیق را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشخص است تعداد ۲۰ حلقه چاه نفتی در این مسئله مورد بررسی قرار می‌گیرد که ۱۱ مورد از آن‌ها حفاری شده (DW) می‌باشند. از چاههای DW، یک خط

1. Drilled Well
2. Potential Well

به سمت یک PU احداث شده و برای هر چاه PW، مجموعه‌ای از خطوط بالقوه تعریف شده که می‌تواند به یکی از PU‌های شبکه متصل شوند تا این چاهها نیز مورد بهره‌برداری قرار گیرند. شبکه موردنظر ۷ واحد بهره‌برداری را در بر می‌گیرد؛ که هر یک ظرفیت تولید مشخصی دارند و از هر یک از آن‌ها یک یا چند خط به بوستر گوره در نظر گرفته شده است. علاوه بر خطوط فعلی ممکن است یک یا چند خط دیگر نیز بین یک PU و بوستر نصب شود. در نهایت، نفت خام PU‌های مختلف از آخرین بوستر به پایانه صادراتی خارگ انتقال می‌یابد (در اینجا مقصد نهایی پایانه صادراتی خارگ در نظر گرفته شده است). اطلاعات مربوط این شبکه در پیوست این مقاله آمده است.



شکل ۵. بخشی از شبکه عرضه نفت خام از شرکت مناطق نفت خیز جنوب به پایانه صادراتی خارگ

نتایج عددی و تحلیل

در این قسمت نتایج عددی حاصل از تحقیق، بر اساس سه رویکرد حل پیشنهادی ارائه می‌گردد. در رویکرد اول، مقادیر اسمی / متوسط $\frac{t_1+2t_2+2t_3+t_4}{6}$ پارامترهای غیرقطعی تقاضا، قیمت و توان تولید چاه‌های نفتی در نظر گرفته می‌شود. در رویکرد

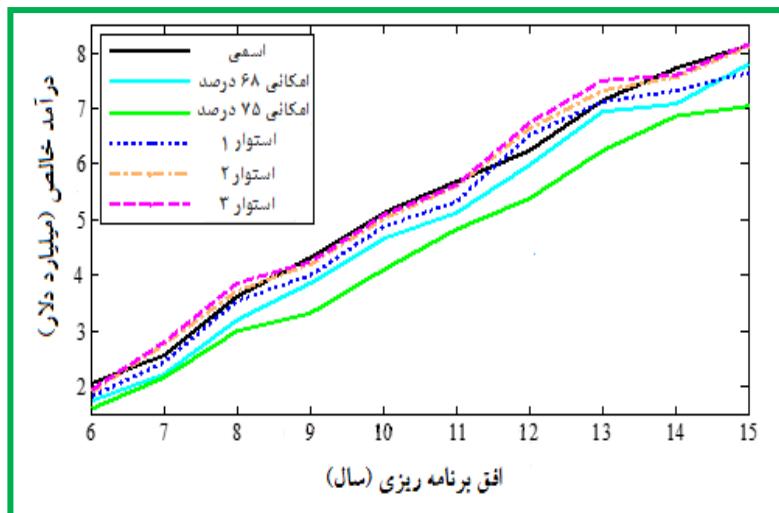
دوم از برنامه‌ریزی امکانی استفاده می‌شود که در آن، اندازه امکان پارامترهای غیرقطعی مذکور، در سطح $\alpha\%$ کنترل می‌شود. در نهایت، در رویکرد سوم (رویکرد RPP پیشنهادی)، حل مسئله بر اساس حالت‌های مختلف برنامه‌ریزی امکانی استوار ("امکانی استوار (I)"، "امکانی استوار (II)" و "امکانی استوار (III)" صورت می‌پذیرد.

جهت اجرا و پیاده‌سازی مدل MILP پیشنهادی و حل مسئله بر اساس رویکردهای مذکور، از نرم‌افزار GAMS 24.7.1 و سالور CPLEX Solve استفاده شده است. نتایج مدل‌های مذکور برای افق‌های برنامه‌ریزی ۶ تا ۱۵ ساله به صورت جدول (۲) حاصل شده است.

جدول ۲. درآمد خالص برای برنامه‌ریزی در افق‌های زمانی مختلف (واحد میلیارد دلار)

افق زمانی (سال)	رویکرد اسمی	برنامه‌ریزی امکانی استوار			امکانی استوار (III)	
		$\alpha = 68\%$	$\alpha = 75\%$	امکانی استوار (I)	امکانی استوار (II)	امکانی استوار (III)
۶	۲.۰۷	۱.۷۵	۱.۶۰	۱.۸۳	۱.۹۱	۱.۹۵
۷	۲.۵۶	۲.۲۳	۲.۱۷	۲.۴۵	۲.۷۶	۲.۸۰
۸	۳.۶۳	۳.۲۱	۳.۰۱	۳.۵۴	۳.۷۲	۳.۸۷
۹	۴.۳۳	۳.۸۷	۳.۳۳	۴.۰۱	۴.۲۱	۴.۲۵
۱۰	۵.۱۲	۴.۶۷	۴.۱۱	۴.۸۹	۵.۰۱	۵.۰۸
۱۱	۵.۶۷	۵.۱۲	۴.۸۳	۵.۳۲	۵.۵۹	۵.۶۲
۱۲	۶.۲۳	۵.۹۸	۵.۳۷	۶.۵۱	۶.۶۳	۶.۷۴
۱۳	۷.۱۴	۶.۹۳	۶.۲۳	۷.۱۱	۷.۳۲	۷.۴۹
۱۴	۷.۷۱	۷.۰۷	۶.۸۵	۷.۳۱	۷.۵۶	۷.۶۰
۱۵	۸.۱۳	۷.۷۹	۷.۰۳	۷.۶۳	۸.۱۲	۸.۱۵

در شکل (۶)، ملاحظه می‌شود که به علت سختگیری بیشتر رویکرد امکانی ۷۵%، مقدار بهینه تابع هدف آن از سایر مقدار تابع هدف سایر رویکردها، از جمله رویکرد امکانی ۶۸%， کمتر است. همچنین مقدار تابع هدف در رویکرد امکانی استوار (III) بیشتر از دو رویکرد استوار دیگر است؛ چرا که ضریب اهمیت به میانگین تابع هدف (درآمد خالص) از رویکردهای استوار (I) و (II) بیشتر است.

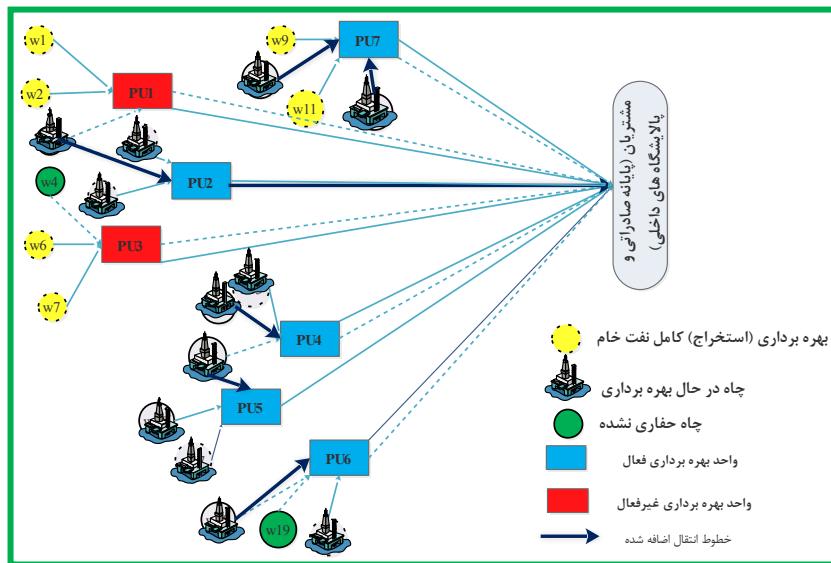


شکل ۶. نمودار درآمد خالص در مسئله زنجیره تأمین نفت خام برای افق‌های برنامه‌ریزی ۶ تا ۱۵ ساله

در ادامه، برنامه‌ریزی بهینه زنجیره عرضه نفت خام در یک افق زمانی (۱۰ ساله)، با به کارگیری رویکرد امکانی استوار (II)، صورت پذیرفته است. در جدول (۳) و شکل (۷)، مطابق با خروجی رویکرد برنامه‌ریزی امکانی استوار (II)، نحوه بهینه بهره‌برداری از ۲۰ چاه نفتی تعریف شده را نشان می‌دهند. همان‌طور که ملاحظه می‌شود برخی از چاه‌های DW به طور کامل مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند و همچنانی با نصب سکوی نفتی برخی از چاه‌های PW نیز حفاری شده و استخراج نفت خام از آن‌ها در دوره‌های مختلف صورت گرفته است. همچنانی مشاهده می‌شود که حفاری و استخراج نفت خام از برخی از چاه‌های نفتی بالقوه انجام نشده که این می‌تواند به دلایل مختلفی همچون عدم وجود تقاضا، پایین بودن توان تولیدی چاه، عدم صرفه اقتصادی و ... باشد.

جدول ۳. نحوه بهینه بهره‌برداری از چاه‌های نفتی در برنامه‌ریزی با افق زمانی ۱۰ ساله با رویکرد استوار (II) (واحد میلیون بشکه در سال)

	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10
w1	DW	1.۲	0.۷۸	0.۹۳	0.۷۳	0.۸۲	0.۷۱	0.۶۳	•	•	•
w2	DW	0.۹۲	0.۸۳	0.۷۵	0.۹۳	0.۷۲	0.۷۵	0.۶۹	0.۵۳	0.۴۲	•
w3	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	DW	1.۰۴	1.۴۳	1.۵۲
w4	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW
w5	DW	1.۴۳	1.۳۶	1.۵۳	1.۱۲	1.۲۹	0.۹۳	1.۰۳	1.۰۰	0.۸۷	0.۷۲
w6	DW	0.۹۱	0.۷۳	0.۷۹	0.۶۴	0.۶۱	•	•	•	•	•
w7	DW	0.۸۲	0.۷۳	0.۵۳	0.۶۴	•	•	•	•	•	•
w8	DW	1.۳۴	1.۲۱	1.۱۴	1.۰۱	0.۹۳	0.۹۳	0.۸۲	0.۷۳	0.۶۶	0.۵۲
w9	DW	0.۷۸	0.۵۲	0.۶۳	•	•	•	•	•	•	•
w10	PW	PW	PW	PW	DW	1.۸۳	1.۵۲	1.۲۴	1.۳۱	1.۱۱	0.۹۴
w11	DW	0.۸۶	•	•	•	•	•	•	•	•	•
w12	PW	DW	1.۶۹	1.۵۳	1.۵۹	1.۴۳	1.۲۷	0.۹۶	0.۹۴	0.۸۲	0.۸۰
w13	DW	0.۸۳	0.۶۳	0.۷۹	0.۷۲	0.۸۴	0.۶۳	0.۶۱	0.۶۲	0.۵۳	0.۴۵
w14	PW	PW	PW	PW	PW	DW	0.۸۳	1.۴۵	1.۶۲	1.۴۳	1.۲۳
w15	PW	DW	1.۲	0.۹۳	0.۹۱	0.۸۲	0.۷۶	0.۸۸	0.۷۵	0.۶۳	0.۷۳
w16	PW	PW	PW	PW	PW	PW	DW	1.۲۴	1.۴۳	1.۳۴	1.۱۲
w17	DW	0.۴۳	0.۷۸	0.۹۴	0.۵۶	0.۶۳	0.۹۳	0.۸۳	0.۷۶	0.۶۵	0.۵۲
w18	PW	DW	DW	0.۸۲	1.۵۶	1.۳۵	0.۸۳	1.۲۳	1.۱۱	1.۰۴	1.۳۲
w19	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW	PW
W20	DW	1.۲۳	1.۳۲	0.۹۳	0.۹۸	0.۸۳	0.۸۱	0.۷۹	0.۷۷	0.۶۵	0.۷۴



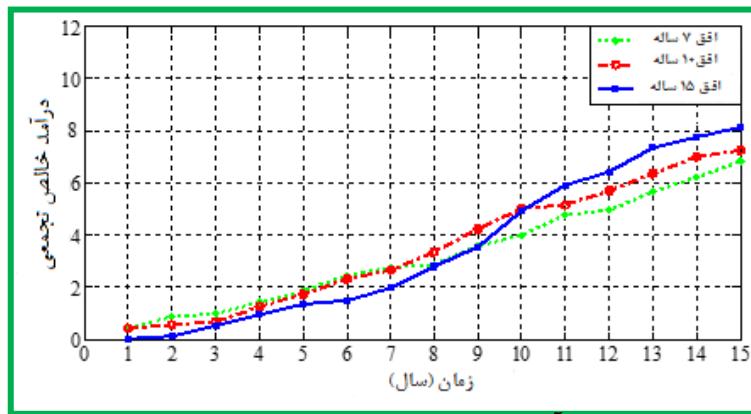
شکل ۷. نحوه بهینه توسعه و بهره‌برداری از میدان نفتی در پایان افق زمانی ۱۰ ساله

در ادامه به تحلیل افق زمانی مسئله خواهیم پرداخت و با این هدف، مسئله علاوه بر افق زمانی ۱۰ ساله، در دو افق زمانی ۷ ساله و ۱۵ ساله نیز حل می‌گردد (شکل ۸). برای این منظور، میزان سود را در پایان افق زمانی ۱۰ ساله با نماد NPV_{10} ، در پایان افق زمانی ۷ ساله با نماد NPV_7 و نهایتاً در پایان افق زمانی ۱۵ ساله با نماد NPV_{15} نمایش می‌دهیم. بدیهی است که NPV_{15} بزرگ‌تر از NPV_{10} است و NPV_7 نیز بزرگ‌تر از NPV_{10} است (جدول ۲). فرض کنید از محصول شبکه COSC در افق ۱۰ ساله، ۵ سال دیگر (به‌طور بهینه) بهره‌برداری نماییم تا به افق ۱۵ ساله برسیم. به‌طور مشابه، فرض کنید از محصول شبکه COSC در انتهای افق ۷ ساله، ۸ سال دیگر بهره‌برداری نماییم تا به افق ۱۵ ساله برسیم. متغیر H_T^t را به عنوان "درآمد خالص حاصل شده تا سال t ام در افق T ساله" تعریف می‌کنیم. از $t=1$ تا $t=7$ مقدار H_7^t از $t=1$ تا $t=7$ بزرگ‌تر است، اما این اختلاف یک روند نزولی داشته است به‌طوری‌که از $t=8$ به بعد از H_7^t بیشتر شده است و این رابطه همواره برقرار است. به‌طور مشابه، واضح است که از $t=1$ تا $t=10$ مقدار H_{10}^t از H_7^t بیشتر است، اما از دوره‌های بعد و تا پایان افق برنامه‌ریزی مقدار H_{15}^t بیشتر می‌گردد.

بنابراین، از مقایسه مقادیر H_T^t ، در حالت کلی می‌توان این نتیجه را ارائه داد که: اگر $T_1 > T_7$ ، آنگاه:

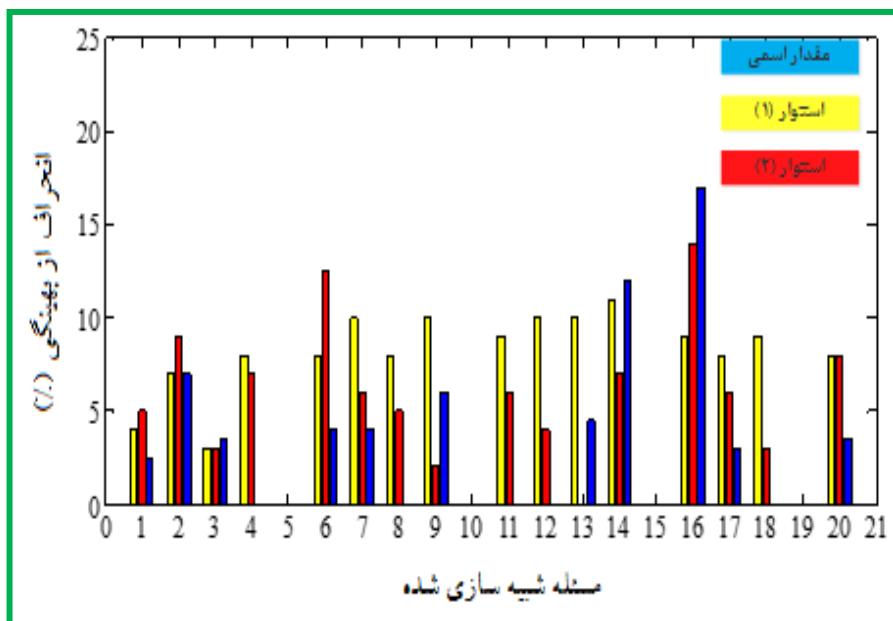
$$\text{برای } t=1, 2, \dots, T_1: H_{T_1} < H_{T_7};$$

$$\text{برای } t=T_7 + k, T_7 + k + 1, \dots, T_1: H_{T_1} > H_{T_7};$$

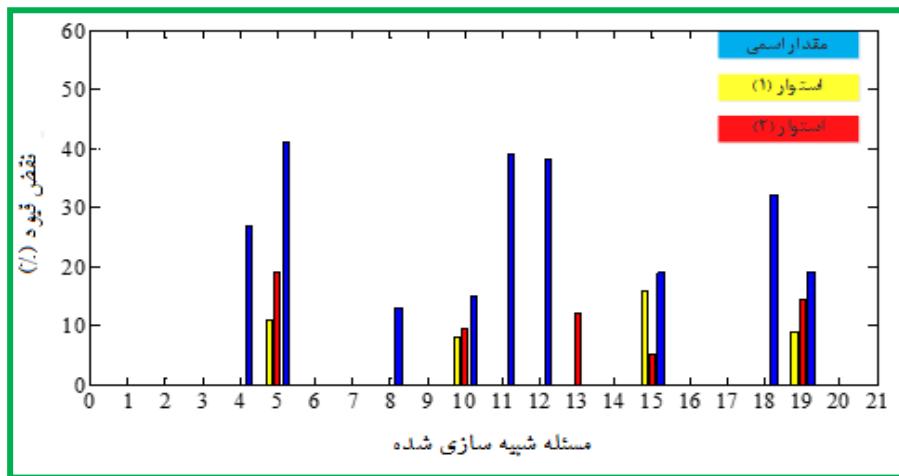


شکل ۸. نمودار مقدار درآمد خالص تجمعی هر دوره برای افق‌های برنامه‌ریزی ۷ ساله، ۱۰ ساله و ۱۵ ساله

در نهایت، در بخش پایانی به ارزیابی رویکرد RPP در مواجهه با عدم قطعیت پرداخته شده است؛ شاخص "انحراف از بهینگی" و "نقض قیود" از مهم‌ترین مواردی هستند که در سنجش عملکرد رویکردهای بهینه‌سازی در شرایط غیرقطعی مورد استفاده قرار می‌گیرند. برای استفاده از دو شاخص مذکور، پارامترهای غیرقطعی مسئله، ۲۰ مرتبه شبیه‌سازی شده‌اند. عملکرد رویکردهای امکانی استوار (I) و (II) در کنار رویکرد مقدار اسمی آورده شده است (شکل‌های ۹ و ۱۰). همان‌طور که ملاحظه می‌شود اولاً نوسان بهینگی در رویکردهای استوار پیشنهادی بسیار کمتر از رویکرد مقدار متوسط است و در ثانی نقض قیود مسئله در رویکردهای امکانی استوار پیشنهادی به طور قابل ملاحظه‌ای نسبت به رویکرد مقدار اسمی کمتر است.



شکل ۹. شاخص‌های انحراف از بهینگی برای رویکردهای استوار و اسمی



شکل ۱۰. شاخص‌های نقض قیود برای رویکردهای استوار و اسمی

۷- جمع‌بندی و پیشنهاد تحقیقات آتی

در این تحقیق مسئله توسعه و بهره‌برداری بهینه از میادین نفتی و مدیریت زنجیره تأمین نفت خام (COSC) مورد بررسی قرار گرفت. این موضوع از چالش‌های مدیریتی در بخش بالادستی صنعت نفت محسوب می‌گردد. عمده‌ترین تصمیمات در مدیریت COSC عبارت است از تصمیمات استراتژیک طراحی شبکه (مکان‌یابی چاه‌های نفتی و واحدهای تولید، نصب خطوط لوله و همچنین خرید یا اجاره تسهیلات حفاری و استخراج نفت خام و ...) و تصمیمات عملیاتی/ دوره‌ای (مقدار استخراج نفت خام از مخازن نفتی در هر دوره، مقدار تولید در هر دوره و مقدار فروش/عرضه نفت خام در هر دوره). با توجه به اهمیت بخش بالادستی صنعت نفت و تأثیر آن بر شاخص‌های اقتصادی کشورهای نفت‌خیز، ارائه مدل‌های بهینه‌سازی ریاضی، می‌تواند زمینه اخذ تصمیمات بهینه (یا حداقل نزدیک به بهینه) را در نحوه انجام فعالیت‌های زنجیره عرضه نفت خام فراهم آورده و ضمن کاهش هزینه‌ها، درآمد حاصل از میادین نفتی و فروش نفت خام را بیشینه نماید.

در این تحقیق، برای حل مسئله مدیریت COSC و یافتن مقدار بهینه متغیرهای استراتژیک و عملیاتی، یک مدل برنامه‌ریزی خطی آمیخته (MILP) چنددوره‌ای ارائه شده که هدف آن بیشینه‌سازی سود خالص فعلی (NPV) است، مشروط به آن که قیودی همچون دسترسی و ظرفیت محدود تسهیلات حفاری، استخراج، تولید و عرضه،

رفتار مخازن و توان محدود تولید چاه‌های نفتی و الزام تأمین بخشی از تقاضای مشتریان برقرار باشند. برای مواجهه با عدم قطعیت تقاضا و قیمت نفت خام و همچنین توان تولید چاه‌های نفتی، رویکرد برنامه‌ریزی امکانی استوار (RPP) به کار گرفته شده تا ریسک تصمیم‌گیری بر اساس مدل پیشنهادی کمتر گردد.

به منظور ارزیابی عملکرد مدل و رویکرد حل پیشنهادی، در این تحقیق به مطالعه موردی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب ایران پرداخته شده است. نتایج محاسباتی نشان می‌دهد مدل MILP پیشنهادی برای حل مسئله COSC کاربرد پذیر می‌باشد. با استفاده از مدل MILP پیشنهادی می‌توان تصمیمات توسعه و بهره‌برداری از میادین نفتی را به نحوی اخذ نمود که NPV در پایان هر افق زمانی مشخص، بیشینه شود. تحلیل افق زمانی نشان می‌دهد که اگر در مدیریت COSC افق برنامه‌ریزی کوتاه‌مدت در نظر گرفته شود (مثلاً ۵ سال و کمتر)، آنگاه توسعه میدان نفتی رخ نمی‌دهد و عمدهاً بهره‌برداری از مخازن و چاه‌های حفاری شده موجود، صورت می‌پذیرد. با این افق کوتاه‌مدت، گرچه ممکن است در کوتاه‌مدت سود بیشتری به دست آورید، اما در مقایسه با افق‌های برنامه‌ریزی بلندمدت (مثلاً ۱۵ سال)، NPV به طور قابل ملاحظه‌ای کمتر است و سود زیادی از دست می‌رود.

مقدار تقاضا و قیمت نفت خام و همچنین توان تولید چاه‌های نفتی از جمله داده‌های تأثیرگذار در پاسخ به سوالات مدیریت COSC است. در نظر نگرفتن عدم قطعیت این سه پارامتر به طور قابل ملاحظه‌ای سبب ناکارآمدی مدل‌های پیشنهادی برای حل مسئله می‌شود. رویکرد RPP پیشنهادی این تحقیق، مبتنی بر فرض فازی بودن داده‌های غیرقطعی است. ارزیابی رویکرد RPP بر اساس حل چندین مسئله آزمایشی نشان می‌دهد که این رویکرد در مقایسه با رویکرد مقدار اسمی/امتوسط، نقض قیود و نوسانات انحراف از بهینگی کمتری را دارد؛ به عبارت دیگر، رویکرد RPP پیشنهادی در دو معیار استواری شدنی بودن و بهینگی، عملکرد مناسبی داشته و موجب می‌شود که از ریسک تصمیم‌گیری در شرایط عدم قطعیت کاسته شود.

مدل MILP پیشنهادی برای حل مسئله مدیریت COSC مبتنی بر مفروضاتی است که استفاده از این مدل را محدود می‌کند، از جمله آن که مکان‌های بالقوه برای حفاری چاه نفتی باید از پیش مشخص شده و رفتار مخازن و کاهش فشار آن‌ها با یک رابطه خطی بیان شده باشد، در حالی که در دنیای واقعی ممکن است غیرخطی باشد و یا آن که احتمال خرابی تسهیلات تولید و یا خطوط لوله ناچیز در نظر گرفته شده باشد،

در حالی که ممکن است در شبکه عرضه نفت خام اختلال ایجاد شود. این موارد از عمده‌ترین مباحثی است که در بهبود مدل پیشنهادی این تحقیق می‌توان به آن اشاره کرد.

همچنین برای توسعه این مدل در تحقیقات آتی موارد زیر نیز به پژوهشگران پیشنهاد می‌گردد:

- معمولاً بعد از چند سال بهره‌برداری از یک چاه نفتی، به علت افت فشار مخازن، نیاز به عملیات تزریق بخار و یا آب به چاه است تا بتوان مجدداً از چاه نفتی بهره‌برداری نمود. در تحقیقات آتی می‌توان این عملیات را نیز در مدل‌سازی مسئله لحاظ نمود.
- استخراج و تولید نفت خام در واحدهای بهره‌برداری و همچنین حمل و نقل نفت خام از جمله فعالیت‌های تأثیرگذار بر تخریب محیط‌زیست است، بنابراین پیشنهاد می‌شود در تحقیقات آتی به مدیریت زنجیره تأمین سبز در بخش بالادستی صنعت نفت پرداخته شود تا علاوه بر اهداف اقتصادی، هدف کمینه‌سازی آلودگی‌های زیست‌محیطی نیز در مدل‌سازی مسئله COSC مورد توجه قرار گیرد.

۸- پیوست

اطلاعات مطالعه موردي در شبکه COSC، به پیوست آمده است:

- اطلاعات مربوط به واحدهای بهره‌برداری

واحد بهره‌برداری	کد در شبکه	ظرفیت اسمی (۱۰۰۰*۳۶۵ بشکه در سال)
اهواز ۱	PU1	۶۵۰
اهواز ۲	PU2	۵۵۰
منصوری	PU3	۱۶۵
مارون ۱	PU4	۳۰۵
کرنج	PU5	۴۵۰
آغاجاری ۲	PU6	۳۶۵
بی بی حکیمیه ۱	PU7	۱۳۵

- اطلاعات مربوط به چاههای نفتی

چاه	وضعیت (PW) یا (DW)	حجم برداشت شده (میلیون بشکه)	ظرفیت برآورده شده کل (میلیون بشکه)	API نفت خام
w1	DW	۳.۵۴	(۱۰.۴۵, ۱۲.۳۳)	۳۱.۵
w2	DW	۴.۵۶	(۱۴.۵۶, ۱۵.۲۲)	۲۵.۳۰
w3	PW	.	(۱۸.۳۲, ۱۹.۱۳)	۳۰.۶۵
w4	PW	.	(۱۲.۲۵, ۱۴.۰۳)	۲۶.۵
w5	DW	۵.۳۲	(۱۵.۴۱, ۱۶.۹۴)	۲۶.۳۰
w6	DW	۲.۵۴	(۱۲.۴۵, ۱۴.۴۶)	۲۶.۸۰
w7	DW	۶.۳۱	(۱۱.۳۴, ۱۲.۱۰)	۲۷.۸۰
w8	DW	۳.۳۵	(۱۸.۲۵, ۱۹.۲۳)	۲۹.۳۰
w9	DW	۱۱.۳۲	(۱۴.۱۲, ۴.۹۷)	۳۷.۵۰
w10	PW	.	(۱۰.۳۲, ۱۲.۴۳)	۳۳.۸۹
w11	DW	۱۰.۵۳	(۱۱.۱۶, ۱۳.۷۴)	۳۵.۶۰
w12	PW	.	(۱۷.۵۷, ۱۸.۸۶)	۳۶.۹۰
w13	DW	۲.۱۷	(۱۱.۴۵, ۱۳.۳۵)	۳۳.۲۰
w14	PW	.	(۱۷.۳۲, ۱۸.۲۱)	۳۳.۸۰
w15	PW	.	(۱۱.۹۷, ۱۳.۲۳)	۳۴.۳۴
w16	PW	.	(۱۸.۱۲, ۱۹.۴۵)	۳۴.۴۰
w17	DW	۵.۶۷	(۱۵.۵۹, ۱۷.۰۴)	۳۲.۴۰
w18	PW	.	(۱۳.۶۳, ۱۴.۹۴)	۳۴.۵۴
w19	PW	.	(۱۰.۸۹, ۱۲.۲۳)	۳۳.۷۸
W20	DW	۱.۳۴	(۱۷.۵۵, ۱۹.۴۵)	۳۳.۱۱

- اطلاعات مربوط به خطوط لوله

خط لوله	کد خط لوله	ظرفیت خط لوله ۱۰۰۰*۳۶۵ بشکه در سال)	هزینه نصب (دلار بر کیلومتر)
۱۲ اینچ	۱	۱۰۰	۳۰۰
۱۶ اینچ	۲	۱۵۰	۳۵۰
۲۰ اینچ	۳	۲۸۰	۴۵۰
۲۲ اینچ	۴	۳۲۰	۴۷۰
۲۶ اینچ	۵	۴۰۰	۵۶۰
۲۸ اینچ	۶	۴۵۰	۶۲۰
۳۲ اینچ	۷	۵۲۰	۷۱۰
۳۶ اینچ	۸	۵۵۰	۸۲۰
۴۲ اینچ	۹	۶۲۰	۸۶۰
۵۵ اینچ	۱۰	۸۵۰	۱۲۰۰

- اطلاعات مربوط به فاصله تسهیلات (کیلومتر)

واحد بهره‌برداری	بوستر گوره	پایانه صادراتی خارگ
PU1	۳۱۲	-
PU2	۲۸۰	-
PU3	۳۰۵	-
PU4	۲۴۵	-
PU5	۲۵۰	-
PU6	۲۱۵	-
PU7	۲۰۵	-
بوستر گوره	-	۸۰

- سایر اطلاعات

- قیمت نفت خام: در دوره اول به صورت عدد فازی ذوزنقه‌ای ($30, 45, 60, 85$) در نظر گرفته می‌شود که در هر دوره $\pm 5\%$ تغییر دارد.

- تقاضای نفت خام: پایانه صادراتی خارگ را به عنوان مشتری/مقصد نهایی در نظر می‌گیریم که تقاضای آن به صورت عدد فازی ذوزنقه‌ای $\pm 5\%$ $365 * 10^4$ بشکه در سال بیان می‌شود که در هر دوره $\pm 5\%$ تغییر دارد.

- هزینه تولید هر بشکه نفت خام را ۱۰ دلار در نظر می‌گیریم که در هر دوره $\pm 5\%$ تغییر داد.

منابع

Al-Othman, W. B., Lababidi, H. M., Alatiqi, I. M., & Al-Shayji, K. (2008). Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices. *European Journal of Operational Research*, 189(3), 822-840

Alabi, A., & Castro, J. (2009). Dantzig-Wolfe and block coordinate-descent decomposition in large-scale integrated refinery-planning. *Computers & Operations Research*, 36(8), 2472-2483

- Aseeri, A., Gorman, P., & Bagajewicz, M. J. (2004). Financial Risk Management in Offshore Oil Infrastructure Planning and Scheduling. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 43(12), 3063-3072
- Azadeh, A., Shafiee, F., Yazdanparast, R., Heydari, J., & Fathabad, A. M. (2017). Evolutionary multi-objective optimization of environmental indicators of integrated crude oil supply chain under uncertainty. *Journal of Cleaner Production*, 152, 295-311
- Azadeh, A., Shafiee, F., Yazdanparast, R., Heydari, J., & Keshvarparast, A. (2017). Optimum Integrated Design of Crude Oil Supply Chain by a Unique Mixed Integer Nonlinear Programming Model. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56(19), 5734-5746
- Carvalho, M., & Pinto, J. (2006a). A bilevel decomposition technique for the optimal planning of offshore platforms. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 23(1), 67-82
- Carvalho, M., & Pinto, J. (2006b). An MILP model and solution technique for the planning of infrastructure in offshore oilfields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51(1-2), 97-110
- Dai, C., Cai, Y., Ren, W., Xie, Y., & Guo, H. (2016). Identification of optimal placements of best management practices through an interval-fuzzy possibilistic programming model. *Agricultural Water Management*, 165, 108-121
- Devine, M., & Lesso, W. (1972). Models for the minimum cost development of offshore oil fields. *Management Science*, 18(8), B-378-B-387
- Farahani, M., & Rahmani, D. (2017). Production and distribution planning in petroleum supply chains regarding the impacts of gas injection and swap. *Energy*, 141, 991-1003
- Fernandes, L. J., Relvas ,S., & Barbosa-Póvoa, A. P. (2013). Strategic network design of downstream petroleum supply chains: single versus multi-entity participation. *Chemical Engineering Research and Design*, 91(8), 1557-1587
- Fernandes, L. J., Relvas, S., & Barbosa-Póvoa, A. P. (2015). Downstream petroleum supply chain planning under uncertainty *Computer Aided Chemical Engineering* (Vol. 37, pp. 1889-1894): Elsevier.
- Grossmann, I. E. (2012). Advances in mathematical programming models for enterprise-wide optimization. *Computers & Chemical Engineering*, 47, 2-18

- Gupta, V., & Grossmann, I. E. (2012). An Efficient Multiperiod MINLP Model for Optimal Planning of Offshore Oil and Gas Field Infrastructure. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(19), 6823-6840
- Gupta, V., & Grossmann, I. E. (2014). Multistage stochastic programming approach for offshore oilfield infrastructure planning under production sharing agreements and endogenous uncertainties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 180-197
- Iyer, R., Grossmann, I., VasanthaRajan, S., & Cullick, A. (1998). Optimal planning and scheduling of offshore oil field infrastructure investment and operations. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 37(4), 1380-1397
- Jabbarzadeh, A., Pishvaee, M., & Papi, A. (2016). A multi-period fuzzy mathematical programming model for crude oil supply chain network design considering budget and equipment limitations. *Journal of Industrial and Systems Engineering*, 9, 88-107
- Jonsbråten, T. (1998). Oil field optimization under price uncertainty. *Journal of the Operational Research Society*, 49(8), 811-818
- Neiro, S. M., & Pinto, J. M. (2004). A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. *Computers & Chemical Engineering*, 28(6-7), 871-896
- Ortiz-Gomez ,A., Rico-Ramirez, V., & Hernandez-Castro, S. (2002). Mixed-integer multiperiod model for the planning of oilfield production. *Computers & Chemical Engineering*, 26(4-5), 703-714
- Pishvaee, M. S., Razmi, J., & Torabi, S. A. (2012). Robust possibilistic programming for socially responsible supply chain network design: A new approach. *Fuzzy sets and systems*, 206, 1-20
- Ribas, G., Leiras, A., & Hamacher, S. (2011). *Tactical planning of the oil supply chain: optimization under uncertainty*. Paper presented at the Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional.
- Sahebi, H., & Nickel, S. (2014b). Offshore oil network design with transportation alternatives. *European Journal of Industrial Engineering*, 8(6), 739-761
- Sahebi, H., Nickel, S., & Ashayeri, J. (2014a). Strategic and tactical mathematical programming models within the crude oil supply chain context—A review. *Computers & Chemical Engineering*, 68, 56-77

- Sahebi, H., Nickel, S., & Ashayeri, J. (2014c). Environmentally conscious design of upstream crude oil supply chain. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 53(28), 11501-11511
- Sahebi, H., Nickel, S., & Ashayeri, J. (2015). Joint venture formation and partner selection in upstream crude oil section: goal programming application. *International Journal of Production Research*, 53(10), 3047-3061
- Shah, N. K., Li, Z., & Ierapetritou, M. G. (2010). Petroleum refining operations: key issues, advances, and opportunities. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 50(3), 1161-1170
- Tarhan, B., Grossmann, I. E., & Goel ,V. (2009). Stochastic Programming Approach for the Planning of Offshore Oil or Gas Field Infrastructure under Decision-Dependent Uncertainty. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(6), 3078-3097
- Tong, K., Feng, Y., & Rong, G. (2011). Planning under demand and yield uncertainties in an oil supply chain. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(2), 814-834
- van den Heever, S. A., & Grossmann, I. E. (2000). An Iterative Aggregation/Disaggregation Approach for the Solution of a Mixed-Integer Nonlinear Oilfield Infrastructure Planning Model. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 39(6), 1955-1971
- van den Heever, S. A., Grossmann, I. E., VasanthaRajan, S., & Edwards, K. (2001). A Lagrangean Decomposition Heuristic for the Design and Planning of Offshore Hydrocarbon Field Infrastructures with Complex Economic Objectives. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 40(13), 2857-2875
- Wan, S.-P., & Dong, J.-Y. (2014). Possibility linear programming with trapezoidal fuzzy numbers. *Applied Mathematical Modelling*, 38(5), 1660-1672

Robust Optimal Crude Oil Supply Chain Planning and Oilfield Development under Uncertainty: Case Study of the National Iranian South Oil Company

Ali Papi

School of Industrial Engineering, Iran University of Science and Technology, papimath@hotmail.com

Armin Jabbarzadeh

School of Industrial Engineering, Iran University of Science and Technology, arminj@just.ac.ir

Seyed Farid Ghaderi¹

School of Industrial Engineering, Tehran university, s.f.ghaderi@ghaderi@ut.ac.ir

Mirsaman Pishvae

School of Industrial Engineering, Iran University of Science and Technology, pishvae@iust.ac.ir

Received: 2018/05/31 Accepted: 2018/10/17

Abstract

Petroleum industry activities can be divided into upstream and downstream sectors. Major upstream activities include exploration of oil reservoirs, drilling and extraction of crude oil, as well as production oil for supply to domestic refineries and export terminals. Refining crude oil and producing oil derivatives are considered in the downstream sector. In this paper, we study optimization of upstream activities of the oil industry and model the crude oil supply chain (COSC) management problem is modeled. The aim of this research is to provide a mathematical optimization model to assist in decision making regarding optimal exploitation of oilfields and COSC management that maximizes the net present value (NPV) of crude oil production. For this purpose we use a mixed integer linear programming (MILP) model to project strategic and operational decisions for a given time horizon. We use the robust possibilistic programming (RPP) approach to deal with the inherent stochastic or epistemic uncertainty of oil price and demand. Finally, we use the GAMS (CPLEX Solver) software to apply this model and assess its applicability to the National Iranian South Oil Company. The numerical results confirm the applicability of the MILP model, which can be used to maximize the NPV of crude oil for the selected time horizons.

JEL Classification: C61

Keywords: Crude oil supply chain, Oilfields development, Mathematical optimization, Robust possibilistic programming, Uncertainty

1. Corresponding Author