بررسی اقتصادی ترانزیت نفت حوزه خزر به بازارهای جهانی

(خط لوله، جاده و ریل)
فرصت ها و چالش‌های فراروی ایران

محمدرضا فرزانگان

اشاره

کشورهای حاشیه خزر در دهه ۹۰ میلادی با دو پدیده روبه رو شدند:

۱- فروپاشی اتحاد جماهیر شوروی و کسب استقلال

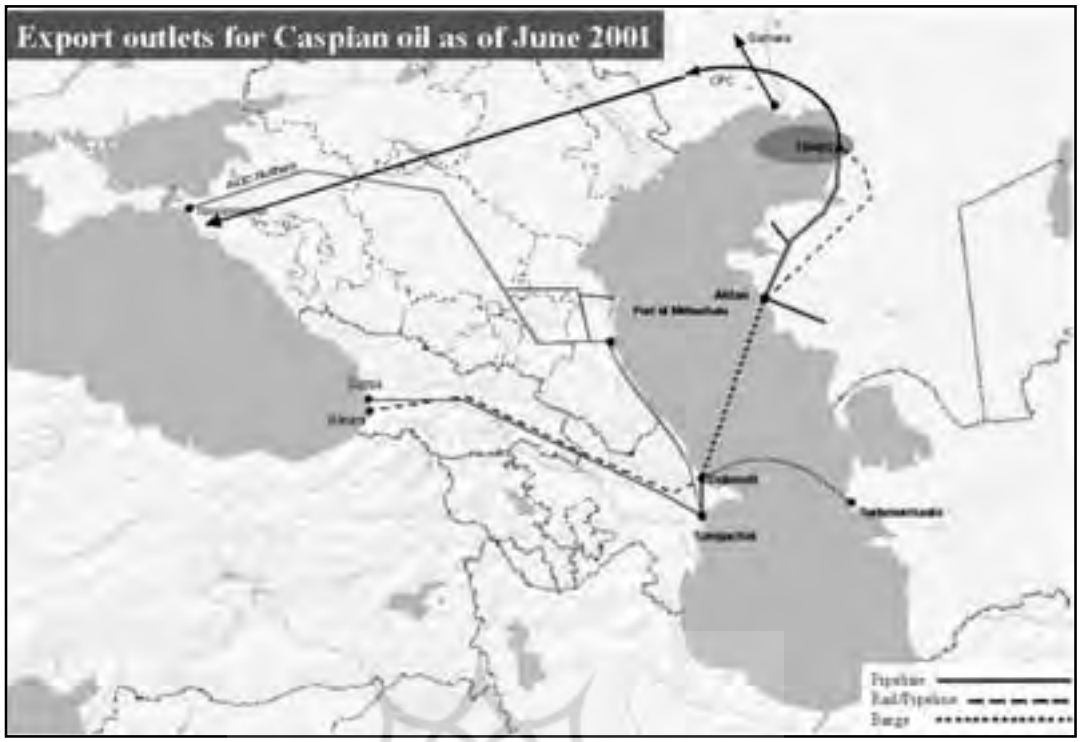
۲- کشف ذخایر نفت و گاز عظیم در این کشورها

این دو مساله از یک سو سبب می‌شد که کشورهای حوزه خزر به عنوان یکی از کانون‌های انرژی جهان محسوب و از سوی دیگر به دلیل‌نابرخورداری‌از تجربه کافی در ارایه دیپلماسی مستقل، با انبوهی از مشکلات مواجه‌شوند .نبود بخش خصوصی قوی و اقتصاد ضعیف سبب شد که در مدت کوتاهی‌اغلب‌این کشورها به محلی برای استقرار شرکت‌های چند ملیتی نفتی نظیر BP,SHELL و سایر کارتل‌های نفتی بدل‌شوند. این کشورها عمدتا به دو حوزه کشاورزی و ذخایر نفت وابسته هستند، در این میان ارزش افزوده ناشی از استخراج ذخایر انرژی به مراتب بیشتر است. مشکل اساسی این کشورها به جز روسیه و ایران؛ عدم دسترسی به راه‌های مراسلاتی مناسب جهت رساندن این ذخایر انرژی به بازارهای مصرف است.

ترانزیت نفت وفرآورده‌های ناشی از آن از طرف بخش دولتی ایران (وزارت نفت) در قالب طرح سوآپ و از طرف بخش خصوصی با استفاده از شبکه حمل و نقل انجام می‌شود. گرچه این حرکت کند و کم شتاب است، اما گزارش‌حاضر قصد دارد جغرافیای اقتصادی مسیرهای ترانزیتی نفت‌خام و فرآورده‌های آن رابه دلیل اهمیت ترانزیت مواد نفتی و رقابت سنگینی که در این زمینه بین کشورهای مختلف برای کسب امتیاز مسیرهای ترانزیت به بازارهای مصرف وجود دارد؛ مورد بررسی قرار دهد.

در بخش نخست این نوشتار به بررسی اقتصاد خطوط لوله نفت در منطقه خزر و در بخش دوم به بررسی بندرهای نفتی حوزه خزر و ارزیابی موردی هزینه های ترانزیت نفت‌خام از بندر ترکمن باشی به حوزه خلیج فارس می‌پردازیم.

کلمات کلیدی: ترانزیت نفت - طرح سوآپ اقتصاد - حوزه خزر



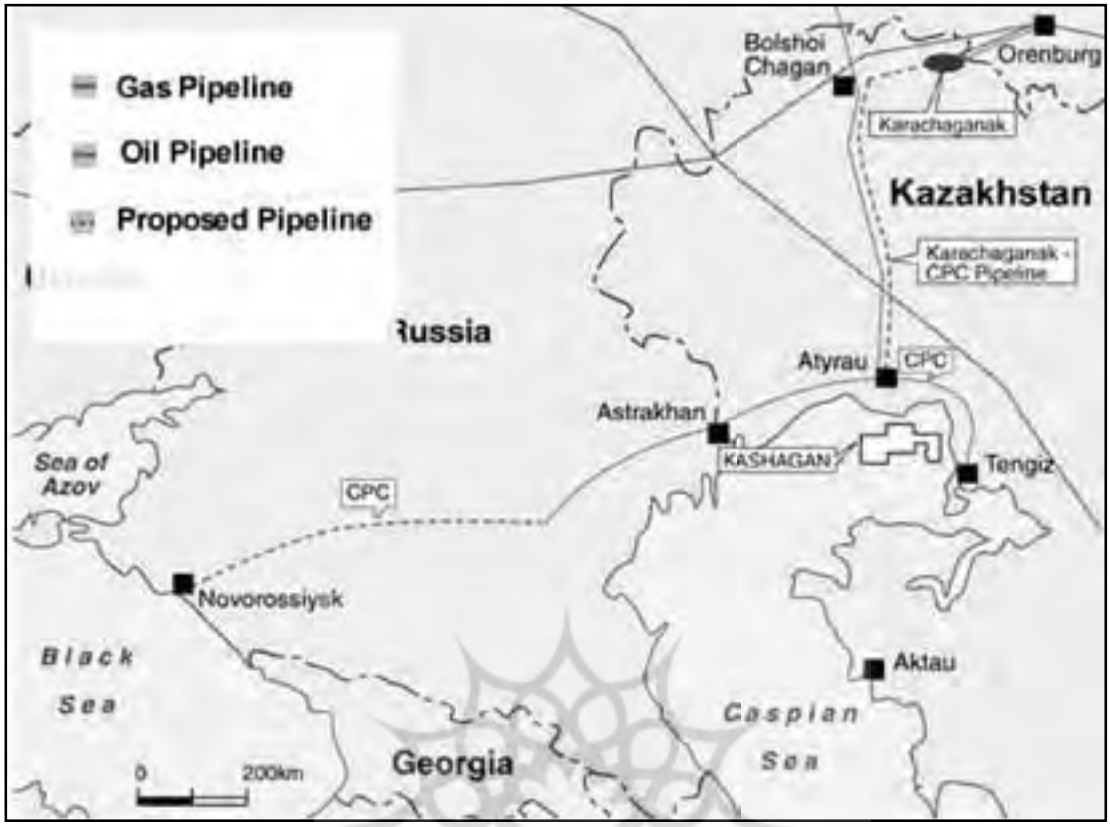
مقدمه

از ابتدای اکتشاف نفت در خاورمیانه (ایران- ۱۹۰۸) تا به امروز، این ماده به عنوان کالایی راهبردی، بیشترین تأثیر را در توسعه اقتصادی، سیاسی و اجتماعی کشورهای منطقه داشته است. کارشناسان اموربین‌الملل، اما از یک سو به دلیل موقعیت راهبردی خاورمیانه و از سوی دیگر به علت موقعیت خاص آسیای مرکزی و قفقاز که مسیر تجاری غرب به شرق است، این منطقه را در یک بیضی استراتژیک انرژی قرار داده‌اند که اغلب موجبات درگیری قدرت‌های بزرگ در عرصه منازعات خطرناک و مشکلات حل نشده و بروز جدال‌ها قومی - مذهبی نشأت گرفته از گذشته‌های دور را فراهم می‌آورد. گرچه ذخایر زیاد، هزینه‌های تولید نفت با کمتر از ۲ دلار در بشکه، بازارهای رو به رشد مصرف نفت در خاوردور، هزینه‌های حمل و نقل ارزان و راه‌های آبی مناسب، منطقه خلیج فارس را به عنوان مهم ترین عرضه کننده انرژی در دهه آتی معرفی می‌کند، اما وجود تهدیدهایی در مورد موازنه انرژی جهان تحرک و انگیزه فراوان فعالیت‌های نفتی در سایر نقاط از جمله خزر را توجیه می‌کند. به‌طور کلی شرکت‌های بین‌المللی نفتی برای رشد منافع خود و به دست آوردن منابع نفتی جدید که کنترل بر تولید را در اختیار آنها قرار می‌دهد،سرمایه‌گذاری‌های زیادی را در سایر نقاط نفت‌خیز جهان همانند خزر انجام می‌دهند.

در بسیاری از گزارش‌های کارشناسی، به منطقه خزر به عنوان دریای شمال دیگری نگریسته می‌شود. گرچه آمار و ارقام موجود در زمینه تولید و هزینه از این شباهت حمایت می‌کنند، ولی نباید فراموش کرد که نفت دریای‌شمال به آسانی قابل حمل به بازارهای جهانی بوده و اکتشاف نفت در این دریا (به لحاظ کاهش بهینه هزینه‌ها) با بازدهی فراوان، موفقیت آمیز ارزیابی می‌شود.

خطوط لوله نفت خزر

مشکل اساسی کشورهای حوزه خزر، عدم دسترسی آنها به آب‌های آزاد است. در گذشته، تنهاراه انتقال، خط لوله روسیه بود. ولی با فروپاشی شوروی، مسأله حادی در انتقال این منابع به وجود آمد و شرایط خاص ژئوپلیتیکی منطقه با اهداف متضاد سیاسی و تجاری، انتخاب مسیر برتر را با مشکل مواجه ساخت. کشورهای نفت‌خیز منطقه نسبت به عبور خطوط لوله از سرزمینشان رفتار دوگانه‌ای را در پیش گرفته‌اند. از یک سو عبور خط لوله، موقعیت آنها را در منطقه برتری می‌بخشید، و با حمایت غرب ثبات نسبی برای آنها به دنبال می‌آورد. به‌علاوه دریافت حق‌تعرفه و ترانزیت از نفتی که در این خطوط جریان دارد، برای آنها درآمدزا است. از سوی دیگر، راهیابی نفت خزر به بازارهای جهانی در تقابل و رقابت با



نفت صادراتی خود آنهامی‌تواند موقعیت انحصاریشان را در بازار جهانی انرژی به چالش بکشد.

به‌طور کلی آنچه در مورد پروژه‌های خطوط لوله اهمیت دارد، عبارتند از:

۱- اقتصادی بودن و توجیه هزینه‌های حمل تا بازارهای مصرفی؛

۲- امنیت مسیر عبور خطوط لوله انتقال نفت‌خام خزر به بازارهای مصرف خارج از منطقه؛

مسیرهایی در چهار جهت اصلی گسترش یافته‌اند که به بررسی آنها می‌پردازیم:

باکو - نوروسیسک

باکو - سوپسا

باکو - جیهان

تنگیز - نوروسیسک (CPC)

مشخصات خطوط لوله نفت (عملیاتی و غیر عملیاتی) در پیوست یک ذکر شده است.

۱- پروژه خط لوله باکو - نوروسیسک

این خط لوله به طول ۱۵۰۰ کیلومتر و با ظرفیت اولیه ۱۰۰ هزار بشکه در روز (قابل گسترش تا ۳۵۰ هزار بشکه در روز از طریق افزایش ایستگاه‌های پمپاژ در طول مسیر خط لوله) از مبدا میدان‌های نفتی باکو آغاز و با گذر از جمهوری خودمختار چچن به بندر نوروسیسک روسیه در کنار دریای سیاه منتهی می‌شود.

این خط لوله توسط کنسرسیوم AIOC[۲] (که در حال توسعه حوزه نفتی آذری، چراغ و گونشلی است) تأمین مالی می‌شود. با این که تنها برای تعمیر قسمت آذری این خط لوله به ۵۰ میلیون دلار نیاز است؛ تعرفه اعلام شده جهت ترانزیت از این مسیر ۲/۱۲ دلار برای هر بشکه نفت است[۳].یکی از مهمترین معایب استفاده از این خط لوله، مخلوط شدن نفت سبک و مرغوب آذربایجان (با درجه API ۳۵) با نفت سنگین اورال سیبری در طول مسیر است که درنهایت به نام نفت مخلوط روسیه REBCO[۴] به فروش می‌رسد.

همچنین یکی دیگر از مشکلات این مسیر، عبور این خط لوله از جمهوری بی ثبات چچن است، که هر از چند گاهی هدف حملات تروریستی واقع می‌شود. برای اجتناب از این مسیر نا امن، ترانس نفت روسیه به دنبال ساخت یک مسیر میان بر خط لوله است که از طریق ماهاچ کالای[۵] جمهوری داغستان عبور خواهد کرد. در

صورت ساخت این خط لوله که هزینه سرمایه‌گذاری آن ۱/۲ تا ۱/۵ میلیارد دلار برآوردمی‌شود؛ ظرفیت مسیر باکو - نوروسیسک به ۶۰۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید. تعرفه اعلام شده برای این مسیر پیشنهادی روسیه ۲/۷۰ دلار برای هر بشکه نفت خواهد بود.[۶]

به منظور امکان‌سنجی اقتصاد خط لوله باکو- داغستان- نوروسیسک را در ۳سناریوی متفاوت و با توجه به مفروضات اولیه محاسبه می‌کنیم:

۱- نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

۲- حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی[۷](آنالیز حساسیت)؛

۳- تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود؛

در سناریوی نخست با لحاظ سرمایه اولیه ۱۲۰۰ میلیون دلاری و تعرفه ۲ دلار در هر بشکه، ارزش خالص فعلی طرح (NPV) معادل ۲۸۶/۷۲ میلیون دلار با نرخ بازدهی داخلی (IRR) معادل ۱۳/۷ درصد به دست آمد. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۱۴ سال است.

در سناریوی دوم، حداقل تعرفه قابل قبول اقتصادی، ۱/۶۰ دلار برای هر بشکه نفت است که با لحاظ آن، NPV=۱۶/۷۹ میلیون دلار (MUSD) و IRR=٪۱۰/۲ به دست می‌آید. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۲۲ سال است.[۸]

در سناریوی سوم، با لحاظ نرخ تعرفه ۲/۷۰ دلار در هر بشکه، NPV=۵۸۱/۹۵ MUSD و IRR=٪۱۶/۲ به دست می‌آید. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۱۱ سال است.[۹]

۲- پروژه خط لوله باکو - سوپسا

این مسیر دومین خط لوله عملیاتی نفت خام اولیه حوزه‌های آذری - چراغ - گونشلی آذربایجان به بازارهای جهانی است. طول این خط لوله (باکو- تفلیس - سوپسا) ۹۲۵ کیلومتر و ظرفیت اولیه آن ۱۰۰ هزار بشکه در روز است که با احداث ایستگاه‌های پمپاژ بیشتر، تا ۲۰۰ هزار بشکه در روز قابل افزایش است. تعرفه عبور نفت خام از این مسیر ۱/۹۸ دلار در هر بشکه اعلام شده است. البته گرجستان، تعرفه‌های معادل ۰/۱۷ دلار در هر بشکه دریافت می‌کند. این تعرفه پایین، به خاطر آن است که هزینه ساخت خط لوله از مسیر گرجستان که حدود ۳۱۵ میلیون دلار برآورد شده، قبلا توسط کنسرسیوم AIOC تامین مالی شده است.

به هرحال، به منظور بررسی اقتصاد این خط لوله و با عنایت به این موضوع که صادرات نفت خام اولیه[۱۰] آذربایجان به مقصد بازارهای دریای سیاه و مدیترانه (عبور از تنگه بوسفور) از آوریل ۱۹۹۷ آغاز شده است، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه آن بر اساس برآورد EIA، ۶۰۰ میلیون دلار (بدون افزایش ظرفیت) و ظرفیت آن ۱۴۵ هزار بشکه در روز در نظر گرفته می‌شود. در این مورد، استهلاک لحاظ نشده و هزینه‌های جاری خط لوله را با توجه به آماده بودن و در دسترس بودن شبکه خط لوله اصلی آن، معادل ۱ درصد از سرمایه‌گذاری اولیه در نظر گرفته‌ایم. همچنین تعرفه اعلام شده ۱/۹۸ دلار در هر بشکه در نظر گرفته می‌شود.

به منظور امکان‌سنجی، اقتصاد این خط لوله را در۳ سناریوی زیر بررسی می‌کنیم:

۱- نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

۲- حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی (آنالیز حساسیت)؛

۳- تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با لحاظ سرمایه‌گذاری اولیه ۶۰۰ میلیون دلاری و مفروضات اولیه، NPV=-۱۵۴MUSD و IRR=٪۵/۳ به دست می‌آید. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه فراتر از طول عمر پروژه خواهد بود.

در سناریوی دوم، با انجام آنالیز حساسیت، حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی ۳ دلار در هر بشکه است که با لحاظ آن در مدل NPV=۹/۰۹MUSD و IRR=٪۱۰/۳ خواهد شد. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۲۲ سال است.

در سناریوی سوم و با وارد کردن نرخ تعرفه اعلام شده ۱/۹۸ دلار در هر بشکه NPV= -۱۵۷/۲۶ MUSD و IRR=٪ ۵/۱ به دست خواهد آمد.

البته یادآوری این نکته ضروری به نظر می‌رسد که، علی‌رغم آنکه در برخی حالات تعرفه اسمی‌اعلام شده ممکن است توجیه اقتصادی نداشته باشد (برای کشورهای مسیر ترانزیت) ولی باید به منافع جانبی خط لوله، سودهای بالادستی و پایین‌دستی، اشتغال‌زایی، درآمدهای بندری و غیره نیز توجه داشت. در این امکان‌سنجی به واسطه فقدان اطلاعات شفاف در زمینه‌های مذکور در حوزه دریای خزر، تنها منبع درآمد عبور خطوط لوله از کشورهای مسیر را، تعرفه دریافتی فرض کردیم که در واقع سهم اصلی را در درآمدهای خطوط لوله به خود اختصاص می‌دهد.

۳- پروژه خط لوله تنگیز قزاقستان- نوروسیسک روسیه (CPC)

کنسرسیوم خط لوله خزر مسئولیت ساخت خط لوله نفتی از مبدا حوزه نفتی تنگیز قزاقستان به مقصد بندر روسی نوروسیسک در کنار دریای سیاه از طریق شبکه خط لوله روسیه را بر عهده دارد. این کنسرسیوم از خط لوله موجود بین تنگیز - آستاراخان[۱۱] روسیه استفاده می‌کند. طول این مسیر در شکل‌نهایی به ۱۴۴۰ کیلومتر خواهد رسید. طراحی این مسیر در ۲ فاز انجام شده است:

فاز اول این پروژه با هزینه‌ای بالغ بر ۲/۱ میلیارد دلار، قابلیت صادرات نفت خام حوزه تنگیز را تا سقف ۵۶۰ هزار بشکه در روز فراهم می‌آورد. در نوامبر ۲۰۰۱، شرکت شورون تگزاکو و دیگر شرکایش در پروژه CPC پایان فاز اول این پروژه را جشن گرفتند. اولین تانکر نفتی در ترمینال CPC نوروسیسک در اکتبر ۲۰۰۱ بارگیری شد. ناوگان دولتی سوکمفلوت[۱۲] که یکی از بزرگترین خطوط کشتیرانی روسیه است، بارگیری محموله‌های پروژه مذکور را در نوروسیسک بر عهده دارد. این خط کشتیرانی مالک ۳۰ فروند کشتی مختلف با تناژ کلی ۲/۸۲ میلیون تن، سهمی۳۰ درصدی در ناوگان دریایی روسیه دارد.[۱۳] میانگین طول عمر ناوگان دریایی این شرکت ۹ سال است که در نوع خود یکی از جوان‌ترین ناوگان‌های منطقه‌ای است.

همچنین شرکت شورون تگزاکو که ۱۵ درصد در پروژه CPC سهم دارد، دومین شرکت نفتی بزرگ آمریکا و پنجمین شرکت نفتی بزرگ در سطح جهان است (بر اساس ارزش بازار سرمایه) و بیشتر از ۵۳ هزار نفر از کارکنانش در حدود ۱۸۰ کشور جهان فعالیت دارند.فاز دوم پروژه که انتظار می‌رود تا سال ۲۰۱۴-۲۰۱۲ تکمیل شود، شامل افزایش ظرفیت خط لوله به ۱۳۵۰هزار بشکه در روز است. برآورد فعلی از سرمایه‌گذاری این فاز، ۱/۹ میلیارد دلار است. تعرفه تخمینی اعلام شده برای این خط لوله از مبدا تنگیز به مقصد نوروسیسک ۳/۳۰ دلار در هر بشکه است.[۱۴] میزان تعرفه از نوروسیسک و عبور از تنگه بوسفور بین ۲/۸۰ تا ۳/۴۰ دلار در بشکه برآورد شده است که درنهایت هزینه کلی صادرات نفت خام تنگیز به بازارهای شرقی مدیترانه را به ۷-۶ دلار در هر بشکه می‌رساند.[۱۵]

به منظور امکان سنجی خط لوله، اقتصاد این پروژه را با در نظر گرفتن مفروضات اولیه و اوج ظرفیت آن در سناریوهای زیر محاسبه می کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی (آنالیز حساسیت)؛

تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه و سرمایه گذاری اولیه ۴ هزار میلیون دلار MUSD NPV=-۵۰۶/۴۱ و IRR=٪۷/۸ به دست می‌آید.

در سناریوی دوم، حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی برای این‌مسیر ۲/۴۰ دلار است که NPV=۱۰۰/۹۴MUSD و IRR=٪۱۰/۴ را به دست خواهد داد. مدت زمان برگشت سرمایه در این سناریو ۲۲ سال است.

در سناریوی سوم، با لحاظ کردن نرخ تعرفه اعلام شده برای مسیر تنگیز - نوروسیسک ۳/۳۰ دلار در بشکه، MUSD ۱۴۶۷/۴۸ =NPV و ٪۱۵/۵ =IRR به دست‌خواهدآمد. مدت زمان برگشت سرمایه در این سناریو ۱۲ سال است.[۱۶]

سهامداران اصلی این پروژه عبارتند از:

فدراسیون روسیه (۲۴ درصد)، جمهوری قزاقستان (۱۹ درصد)، عمان(۷ درصد)، شرکت خط لوله خزر شورون(۱۵ درصد)، لوکارکو(۱۲/۵ درصد)، رزنفت/شل (۷/۵ درصد)، موبیل(۱/۷۵ درصد)، آجیپ (۷/۸ درصد) بی جی (۲ درصد)، سرمایه‌گذاری مشترک خط لوله قزاقستان (۱/۷۵ درصد)، و اوریکس(۱/۷۵درصد)[۱۷]

لازم به ذکر است که مقدار محدودی از نفت‌خام حوزه تنگیز از طریق راه آهن به دریای سیاه منتقل می‌شود. این روش صادرات از زمان تکمیل فاز ۱ تقریبا حذف شده است.

۴- پروژه خط لوله باکو - تفلیس - جیهان

این خط لوله پیشنهادی از مبدا باکو آغاز و با عبور از کوه‌های شرقی ترکیه به سمت بندر مدیترانه‌ای جیهان این کشور منتهی می‌شود. طول تقریبی این خط لوله بین ۱۷۰۰-۱۵۰۰ کیلومتر برآورد شده است و ظرفیت آن نیز حدود ۱ میلیون بشکه در روز تخمین زده می‌شود. همچنین سرمایه گذاری اولیه این پروژه بین۲/۷ تا ۴ میلیارد دلار برآورد شده است.[۱۸]

قرار است این پروژه از شبکه خط لوله موجود در جنوب شرقی ترکیه و امکانات ترمینال نفتی جیهان در ساحل جنوبی ترکیه استفاده کند. انتظار می‌رود تا سال

۲۰۰۵ جریان نفت از باکو در این خط لوله جاری شده و این مسیر حالت عملیاتی به خود بگیرد. تعرفه عبور نفت از این خط لوله ۲/۵۸ دلار در هر بشکه اعلام شده بود ولی این رقم با توجه به هزینه‌های افزایش یافته برای این مسیر، دیگر قابل قبول نیست و کارشناسان بر این باورند که رقمی بین ۳ تا ۴ دلار در بشکه واقع‌بینانه‌تر خواهد بود.[۱۹]

به منظور امکان‌سنجی این پروژه، اقتصاد خط لوله باکو - جیهان را در ۳ سناریوی زیر محاسبه می‌کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه ؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی(آنالیز حساسیت)؛

تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با توجه به مفروضات اولیه و لحاظ سرمایه‌گذاری اولیه ۳ میلیارد دلاری و تعرفه ۲ دلار در بشکه، NPV=-۴۰۷/۹۳ MUSD و IRR=٪ ۷/۶ به دست می‌آید. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه فراتر از عمر پروژه است.

در سناریوی دوم، حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی ۲/۴۰ دلار در بشکه می‌باشد و NPV=۴۱/۹۶ MUSD و IRR=٪۱۰/۲ به دست می‌آید. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۲۲ سال است.

در سناریوی سوم، با لحاظ تعرفه اعلام شده ۳/۵ دلار در بشکه، NPV = ۱۲۷۹/۱۶ MUSD و IRR = ٪۱۶/۴ خواهد بود. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۱۱ سال می‌باشد.[۲۰]

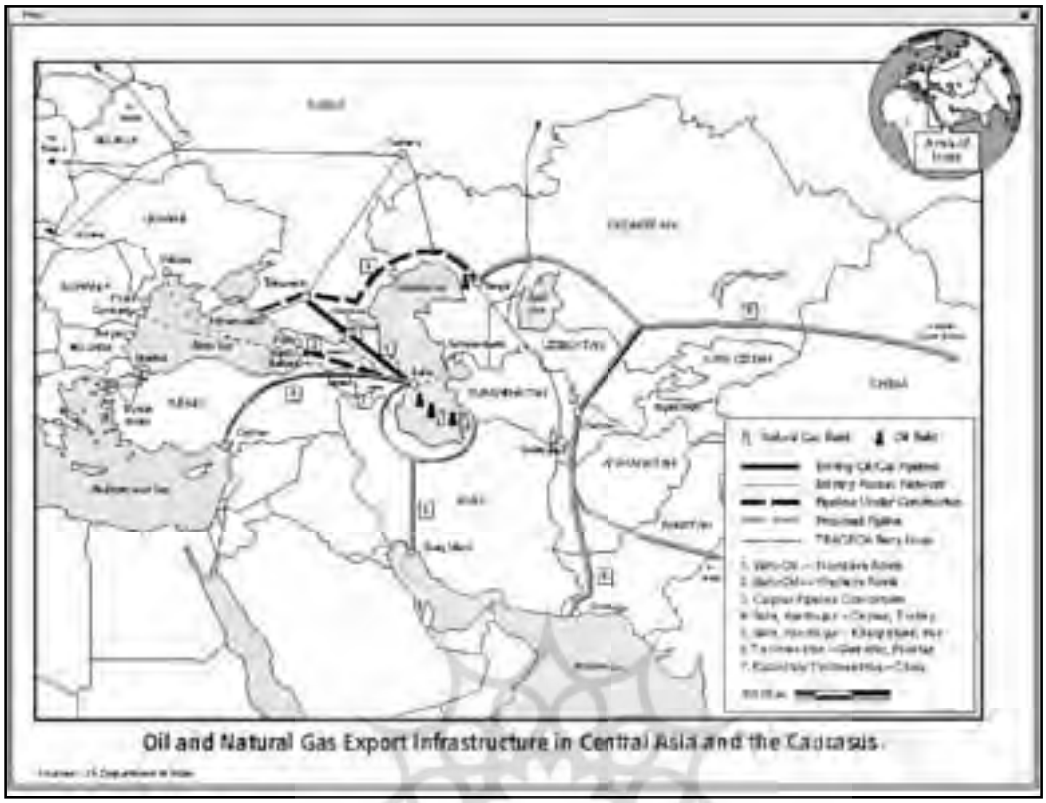
سهامداران فعلی پروژه باکو - جیهان به شرح زیر هستند:

سوکار(۵۰ درصد)، سوکار - طرف سوم[۲۱] (۲۰ درصد)، بی پی (۲۵/۴۱درصد)، دلتا هس[۲۲]، ایتوچی[۲۳]، دوون، استات اویل[۲۴] ، تی‌پی ا او[۲۵] و یونوکال[۲۶] در مجموع (۴/۶ درصد)

مسیر شرقی

پروژه خط لوله قزاقستان - چین

شرکت ملی نفت چین[۲۷] پیشنهاد ساخت خط لوله‌ای به‌طول بیش از ۳ هزار کیلومتر از حوزه‌های نفتی اوزن و آکتوبی مونایی واقع در غرب قزاقستان به شرق چین ارائه کرد. این خط لوله به‌طرز مناسبی از گذر از سرزمین‌های کم ثبات قرقیزستان، تاجیکستان و ازبکستان اجتناب خواهد کرد. رشد فعلی تقاضای چین برای نفت‌خام حدود ۸ درصد در سال برآورد می‌شود[۲۸] که در شهرهای



ساحل شرقی این کشور از بیشترین میزان مصرف انرژی برخوردارند. بنابراین نگاه استراتژیک به این پروژه بیشتر از توجیه اقتصادی آن برای شرکت ملی نفت چین و دولت این کشور، اهمیت دارد؛ بدیهی است در این حالت سودآوری پروژه برای چین، چندان مورد توجه نباشد.

ظرفیت برآوردی این خط لوله بین ۸۰۰ -۴۰۰هزار بشکه در روز است. برآورد می‌شود که حوزه‌های نفتی زیر نظر CNPC واقع در غرب قزاقستان از تولیدی معادل ۲۵۰ هزار بشکه در روز برخوردار باشد، بنابراین منظور تأمین ظرفیت انتظاری این خط لوله باید منابع دیگر را جست و جو کرد. این منابع به احتمال زیاد از دیگر حوزه‌های نفتی قزاقستان و سیبری غربی تأمین خواهد شد.

به منظور امکان‌سنجی پروژه، ۳ سناریوی زیر را با توجه به مفروضات اولیه بررسی می‌کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی (آنالیز حساسیت)؛

تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با در نظر گرفتن ظرفیت ۷۰۰ هزار بشکه در روز و سرمایه‌گذاری اولیه ۳/۵ میلیارد دلاری و تعرفه ۲ دلار در بشکه -۱۵۲۵/۶۶MUSD =NPV و ۱٪=IRR به دست خواهد آمد.

در سناریوی دوم، حداقل تعرفه قابل قبول برای این مسیر ۴ دلار در بشکه است. NPV=۴۸/۹۶MUSD و ۱۰/۲٪=IRR حاصل خواهد شد. در این سناریو زمان بازگشت سرمایه ۲۲ سال است.

به واسطه آنکه تاکنون تعرفه رسمی برای این مسیر اعلام نشده است، امکان‌سنجی در این سناریو میسر نیست.[۲۹]

مسیرهای جنوبی

۱- خط لوله نفت آسیای مرکزی[۳۰]

این خط لوله از مبدا قزاقستان آغاز شده و با عبور از ترکمنستان و افغانستان به ترمینال در حال ساخت نفتی گوادر پاکستان در ساحل جنوبی این کشور خواهد رسید. طول این مسیر پیشنهادی ۱۶۷۰ کیلومتر است که ۷۰۰ کیلومتر آن از افغانستان خواهد گذشت. سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز برای عبور ۱ میلیون بشکه نفت در روز که از طریق حوزه‌های نفتی ترکمنستان و ازبکستان در ناحیه آمودریا به همراه حوزه های مرکزی قزاقستان تامین خواهد شد، حدود ۲/۵ میلیارد دلار برآورد شده است.

تعرفه اعلام شده تخمینی برای خط لوله از ترکمنستان تا پاکستان ۴/۸۶ دلار در هر بشکه است. با این حال به واسطه وضعیت خاص افغانستان و نبود ثبات لازم، تاکنون این پروژه آغاز نشده است.

به‌منظور امکان‌سنجی این پروژه، اقتصاد این مسیر را با توجه به مفروضات اولیه و سناریوهای زیر محاسبه می‌کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی(آنالیز حساسیت)؛

تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با لحاظ کردن تعرفه ۲ دلار در بشکه، NPV=۳۴/۹۷MUSD و IRR=٪۱۰/۲ به دست خواهد آمد. در این سناریو مدت بازگشت سرمایه ۲۲ سال می‌باشد.

در سناریوی دوم، حداقل نرخ تعرفه قابل قبول برای این پروژه،۲ دلار در بشکه خواهد بود که نتایجی مشابه سناریوی اول دارد.

در سناریوی سوم، با لحاظ تعرفه پیشنهادی ۴/۸۶ دلار در بشکه، NPV=۳۲۵۱/۶۹MUSD و IRR=٪۲۶/۸ به دست می‌آید. در این سناریو مدت بازگشت سرمایه ۷ سال است.[۳۱]

۲- پروژه خط لوله قزاقستان- ترکمنستان - ایران[۳۲]

پیشنهاد شده‌است که خط لوله سراسری از مبدأ قزاقستان و از طریق ترکمنستان به سمت سواحل جنوبی ایران در خلیج فارس احداث شود. ظرفیت برآوردی این خط لوله ۱میلیون بشکه در روز است و سرمایه گذاری اولیه مورد نیاز تخمینی با در نظر گرفتن زیرساختار موجود بخش ایرانی آن، ۱/۲ میلیارد دلار برآورد شده است.تاکنون تعرفه رسمی‌یا برآوردی برای این مسیر اعلام نشده است.

به منظور امکان سنجی این پروژه، با در نظر گرفتن مفروضات اولیه، اقتصاد این خط لوله را در سناریوهای زیر بررسی می کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی (آنالیز حساسیت)؛

در سناریوی نخست، با در نظر گرفتن سرمایه‌گذاری اولیه ۱/۲ میلیارد دلاری و تعرفه ۲ دلار در بشکه، NPV=۱۱۸۶/۵۰MUSD و IRR=٪۲۳/۴ به دست

می‌آید. در این سناریو، مدت بازگشت سرمایه ۷ سال است.

در سناریوی دوم، حداقل نرخ تعرفه قابل قبول برای این پروژه ۰/۹۵ دلار در هر بشکه به دست می‌آید . در این حالت NPV=۵/۵۴ MUSD و IRR=٪۱۰/۱ است. در این سناریو، مدت بازگشت سرمایه ۲۲ سال خواهد بود.[۳۳]

۳- پروژه خط لوله نکا - تهران

جمهوری اسلامی ایران به واسطه موقعیت منحصر به فرد جغرافیایی خود در منطقه خزر، تنها کشوری است که قابلیت انجام معاملات معاوضه[۳۴] نفت خام را با کشورهای حوزه آسیای مرکزی و دریای خزر دارد و امکان دسترسی کشورهای نفت خیز این حوزه را به آب‌های گرم خلیج

سناریوی اول

نام مسیر	ظرفیت (بشکه در روز)	سرمایه‌گذاری اولیه (میلیون دلار)	تعرفه	خالص ارزش فعلی (میلیون دلار)	نرخ بازدهی داخلی (درصد)	دوره بازگشت سرمایه (سال)
تنگا ـ تهران	۳۷۰۰۰۰	۴۰۰	۲	۴۷۷/۹۸	۲۵/۷	۷
KTI	۱۰۰۰۰۰۰	۱,۲۰۰	۲	۱۱۸۶/۵۰	۲۳/۴	۷
BAKU-NOVOROSISK	۶۰۰۰۰۰	۱۲۰۰	۲	۲۸۶/۷۲	۱۳/۷	۱۴
KTA	۱۰۰۰۰۰۰	۲۵۰۰	۲	۳۴/۹۷	۱۰/۲	۲۲
CPC	۱۳۵۰۰۰۰	۴۰۰۰	۲	-۵۰۶/۴۱	۷/۸	—
BTC	۱۰۰۰۰۰۰	۳۰۰۰	۲	۴۰۷/۹۳	۷/۶	—
Baku-supsa	۱۴۵۰۰۰	۶۰۰	۲	-۱۵۴	۵/۳	—
قزاقستان ـ چین	۷۰۰۰۰۰	۳۵۰۰	۲	-۱۵۲۵/۶۶	۱	—

سناریوی دوم

نام مسیر	ظرفیت (بشکه در روز)	سرمایه‌گذاری اولیه (میلیون دلار)	تعرفه در هر بشکه (دلار)	خالص ارزش فعلی (میلیون دلار)	نرخ بازدهی داخلی (درصد)	دوره بازگشت سرمایه (سال)
تنگا ـ تهران	۳۷۰۰۰۰	۴۰۰	۰/۸۶	۳۰/۵۷	۱۰/۱	۲۲
KTI	۱۰۰۰۰۰۰	۱۲۰۰	۰/۹۵	۵/۵۴	۱۰/۱	۲۲
BAKU-NOVOROSISK	۶۰۰۰۰۰	۱۲۰۰	۱/۶۰	۱۶/۷۹	۱۰/۲	۲۲
KTA	۱۰۰۰۰۰۰	۲۵۰۰	۲	۳۴/۹۷	۱۰/۲	۲۲
CPC	۱۳۵۰۰۰۰	۴۰۰۰	۲/۴۰	۱۰۰/۹۴	۱۰/۴	۲۲
BTC	۱۰۰۰۰۰۰	۳۰۰۰	۲/۴۰	۴۱/۹۶	۱۰/۲	۲۲
BAKU-SUPSA	۱۴۵۰۰۰	۶۰۰	۳	۹/۰۹	۱۰/۳	۲۲
قزاقستان ـ چین	۷۰۰۰۰۰	۳۵۰۰	۴	۴/۹۶	۱۰/۲	۲۲

سناریوی سوم

نام مسیر	ظرفیت (بشکه در روز)	سرمایه‌گذاری اولیه (میلیون دلار)	تعرفه در هر بشکه (دلار)	خالص ارزش فعلی (میلیون دلار)	نرخ بازدهی داخلی (درصد)	دوره بازگشت سرمایه (سال)
تنگا ـ تهران	۳۷۰۰۰۰	۴۰۰	۳	۸۹۴/۱۳	۳۶/۲	۵
KTA	۱۰۰۰۰۰۰	۲۵۰۰	۴/۸۶	۳۲۵۱/۶۹	۲۸/۸	۷
BAKU-NOVOROSISK	۶۰۰۰۰۰	۱۲۰۰	۲/۷	۷۵۹/۱۰	۱۹/۱	۹
BTC	۱۰۰۰۰۰۰	۳۰۰۰	۷/۵	۱۲۷۹/۱۶	۱۶/۴	۱۱
CPC	۱۳۵۰۰۰۰	۴۰۰۰	۳/۳	۱۴۶۷/۶۸	۱۵/۵	۱۲
BAKU-SUPSA	۱۴۵۰۰۰	۶۰۰	۱/۹۸	-۱۵۷/۲۶	۵/۱	—

فارس و بازارهای آسیایی و بین‌المللی فراهم می‌سازد. از طرفی بخش عمده تقاضای انرژی ایران در نواحی شمالی کشور و دور از منابع اصلی عرضه انرژی قرار دارند، همچنین پالایشگاه‌های شمالی کشور ظرفیت جذب نفت‌خام تا حدود ۶۵۰ هزار بشکه در روز را دارند.[۳۵] بدین جهت انتقال نفت‌خام کشورهای حوزه خزر و استفاده به منظور پوشش نیاز مصرفی شمال کشور، فواید دو جانبه‌ای برای ایران و کشورهای حوزه خزر دارد.

در حال حاضر حجم محدودی از نفت خام از مبدأ کشورهای قزاقستان و ترکمنستان به بندر شمالی ایران در نکا ارسال می‌شود. این بندر اصلی‌ترین بندر ترانزیتی نفتی ایران در شمال محسوب می‌شود. براساس آمارهای سالانه سازمان بنادر و کشتیرانی، تناژ تخلیه مواد نفتی در سال ۱۳۸۰ در این بندر بالغ بر ۳۱۰/۱۰۲ تن بوده و بندر نوشهر با تناژ تخلیه ۱۰۸/۰۶۵ تن در مقام دوم قرار دارد.

این در حالی است که بندر انزلی که پتانسیل‌های بالایی برای سوآپ نفت‌خام آذربایجان دارد تا سال ۱۳۷۹ نفت این کشور را از اسکله‌های ۱ و ۵ به دو روش سوآپ و حمل یکسره به بازارهای جهانی ارسال می‌کرد. در روش سوآپ از این بندر، کشتی‌های نفتکش با تناژ حدود ۵ هزار تن در اسکله شماره ۱ بندر پهلو می‌گرفتند و از طریق لوله‌ای که از این اسکله به انبار شرکت نفت ایران در رشت احداث شده است، نفت‌خام تخلیه و به لوله‌ها پمپاژ و آنگاه جهت مصرف در پالایشگاه‌های شمالی کشور ارسال و معادل نفت‌خام دریافتی از آذربایجان در ترمینال‌های نفتی جنوبی کشور تحویل می‌شد. در حالت حمل یکسره، کشتی‌های نفتکش با پهلوگیری در اسکله شماره ۵ (و در حال حاضر شماره ۱۰) اقدام به تخلیه مواد نفتی در تانکرهای نفتکش مستقر در زیر دوش‌های نفتی تعبیه شده توسط شرکت ایران مارین سرویس کردند. آنگاه بعد از تکمیل تخلیه، کامیون‌ها از بندر خارج و به مقصد ترکیه حرکت می‌کردند.[۳۶]

با این حال مدت ۲ سال است که جریان ترانزیت نفت خام از بندر انزلی قطع شده است. در مورد قطع ترانزیت به شکل حمل یکسره می‌توان به بسته شدن مرز ترکیه در پایان سال ۱۳۷۸ به‌دلیل صدور مجوزهای بی‌رویه پیله‌وری برای ترانزیت سوخت و هجوم افراد ناآشنا با مقوله ترانزیت سوخت[۳۷] و دیگر مسائل سیاسی بین دو کشور اشاره کرد. در حالت ترانزیت به‌صورت سوآپ از آذربایجان می‌توان به فشارهای سیاسی آمریکا در جهت ایزوله کردن مسیر ایران توجه کرد.

به‌منظور انتقال نفت‌خام تخلیه شده در نکا به پالایشگاه تهران، خط لوله ای به ظرفیت ۳۷۰ هزار بشکه در روز از نکا به تهران پیشنهاد شده است. در سال ۱۳۸۰ فاز اول این پروژه با ظرفیت انتقال روزانه ۵۰ هزار بشکه به انجام رسید. در این فاز خط لوله ۱۶ اینچی‌نکا به ساری به طول ۴ کیلومتر احداث و به تلمبه خانه‌های موجود در نکا و ساری متصل شد.

فاز دوم طرح با ایجاد ظرفیت انتقال متوسط ۱۱۵ هزار بشکه نفت در روز با احداث خط لوله ۳۲ اینچی ساری- ورسک به طول ۱۱۰ کیلومتر و احداث تلمبه‌خانه‌های آن در انتهای‌سال ۱۳۸۱ و اصلاحات پالایشی آن نیز در انتهای خرداد ۸۲ به اتمام رسید. بهره‌برداری از فاز ۲ این طرح، ظرفیت انتقال آن را به ۳۲۰ هزار بشکه در روز می‌رساند. بخشی از اصلاحات پالایشگاه‌های تهران و تبریز نیز از مراحل اجرایی فاز ۲ این طرح هستند.

فاز ۳ این طرح برای رساندن ظرفیت انتقال به ۳۷۰ هزار بشکه در روز با تکمیل خط لوله ۳۲ اینچ تا پالایشگاه‌ری است. برآورد می‌شود خط لوله نکا - تهران در سال ۱۳۸۳ به بهره‌برداری برسد. پیش‌بینی افزایش ظرفیت انتقال نفت‌خام در این طرح تا ۵۰۰ هزار بشکه در روز با افزایش قدرت پمپاژ تلمبه خانه‌ها و ظرفیت آنها دور از دسترس نیست. تاکنون از سوی مقامات وزارت نفت ایران تعرفه‌های متعددی برای این مسیر اعلام شده است.

به‌منظور امکان سنجی این پروژه، اقتصاد این خط لوله را در ۳ سناریوی زیر محاسبه می‌کنیم:

نرخ تعرفه یکسان ۲ دلار در هر بشکه؛

حداقل نرخ تعرفه قابل قبول اقتصادی (آنالیز حساسیت)؛

تعرفه اعلام شده توسط منابع موجود.

در سناریوی نخست، با توجه به مفروضات اولیه و تعرفه یکسان ۲ دلار در بشکه، NPV=۴۷۷/۹۸ MUSD و IRR=٪۲۵/۷ محاسبه می‌شود. مدت بازگشت سرمایه در این سناریو ۷ سال است.

درسناریوی‌دوم،حداقل‌نرخ‌تعرفه‌قابل‌قبول‌اقتصادی‌برای این‌مسیر۰/۸۶دلار و NPV=۳۵۷MUSDو IRR=٪۱۰/۱ خواهدبود.مدت بازگشت سرمایه در این سناریو ۲۲ سال است.

درسناریوی‌سوم،بالحاظ‌تعرفه۳دلاردربشکه

NPV=۸۹۴/۱۳MUSD و IRR=٪۳۶/۲ خواهد بود. مدت بازگشت سرمایه در این سناریو ۵ سال است.[۳۸]

بنادر نفتی حوزه خزر و آنالیز موردی ترانزیت نفت از مسیرهای جاده‌ای و ریلی ایران

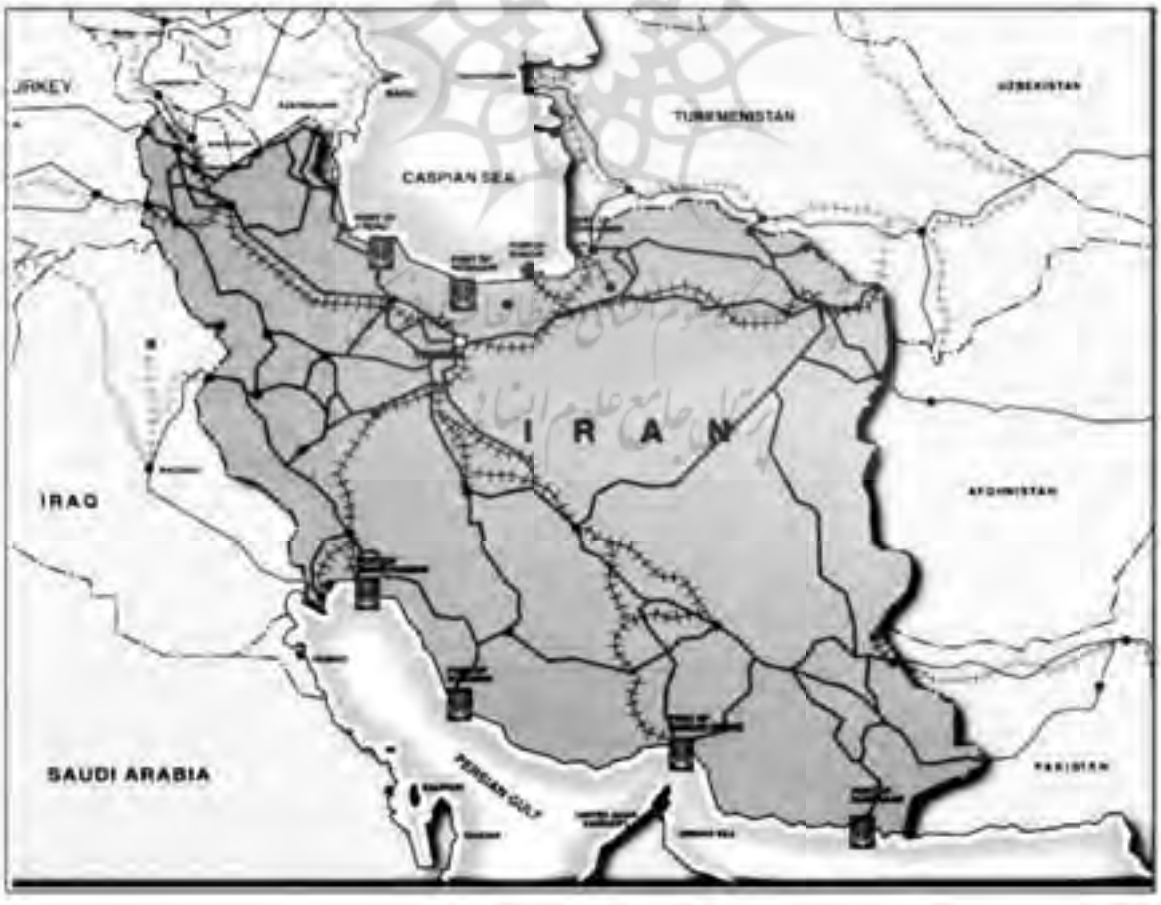
در ارتباط با بحث ترانزیت نفت‌خام و سوآپ، چهار بندر عمده نفتی در ایران، آذربایجان، ترکمنستان و قزاقستان وجود دارند که به تشریح اجمالی برخی ویژگی‌های آنها در این بخش اشاره می‌شود:

بندر نکا در ایران

این بندر جمعا دارای ۵ پست اسکله است که ۳ پست آن به شرکت ملی نفت اختصاص داشته و ۲ پست دیگر در اختیار IMICO کشتی‌سازی صدرا قرار دارد. این بندر کهنهایتا وظیفه تحویل‌گیری ۳۷۰ هزار بشکه نفت‌خام صادراتی کشورهای ترکمنستان و قزاقستان را بر عهده دارد، باید توسعه بیشتری یافته، کانال ورودی و بستر آن لایروبی شده و به تجهیزات جمع‌آوری آلودگی نفتی مجهز شود. در شکل زیر بنادر اصلی ایران را ملاحظه می‌کنید.

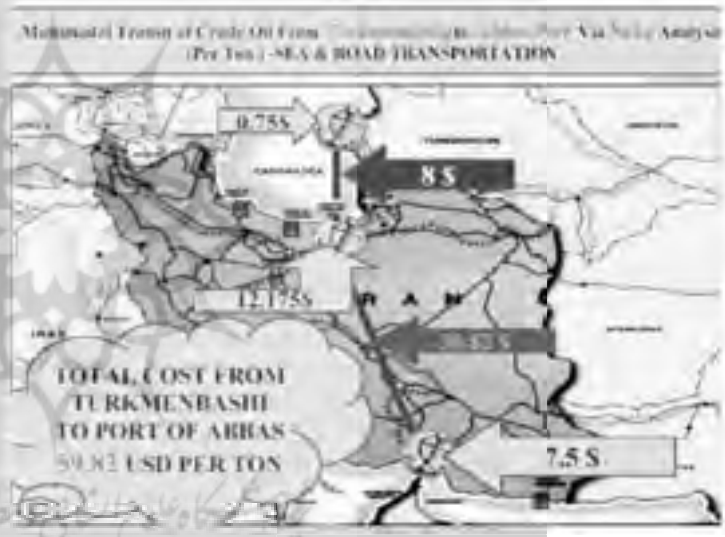
جدول مربوطه (جدول‌صفحه ۱۵) وضعیت بندر نکا را در زمینه سوآپ نفت حوزه خزر در سال‌های اخیر به نمایش می‌گذارد. همان‌گونه‌که ملاحظه می‌شود، روند مثبتی در مقایسه سال (۱۰ ماهه) ۱۳۸۱ با سال ۸۰ به میزان ۱۴۳ درصد (نفت‌خام) وجود دارد. از طرف دیگر شرکت نفتی لوک اویل، مذاکراتی را در جهت عقد قرارداد بلند مدت سوآپ نفت‌خام به میزان ۱ میلیون تن در سال با شرکت NIOC انجام داده است. این شرکت فعالیت سوآپ نفت‌خام خود را با ایران از مارچ ۲۰۰۳ شروع کرد. البته این شرکت در نوامبر ۲۰۰۲ یک محموله ۳۰ هزار تنی نفت‌خام به نکا ارسال کرده بود که در زمینه نقطه‌ریزش مشکلاتی داشت و اکنون مرتفع شده است.

از دیگر بنادر ایرانی در حاشیه خزر که می‌توانند در آینده نقش فعال‌تری در ترانزیت این ماده ایفا کنند، می‌توان به بندر امیرآباد و انزلی اشاره کرد. پیش‌بینی شده که در بندر امیرآباد، ۳ پست اسکله دولفین به همراه مخازنی که قابلیت اتصال به شبکه سراسری راه‌آهن را دارند، جهت ترانزیت نفت‌خام احداث شود.

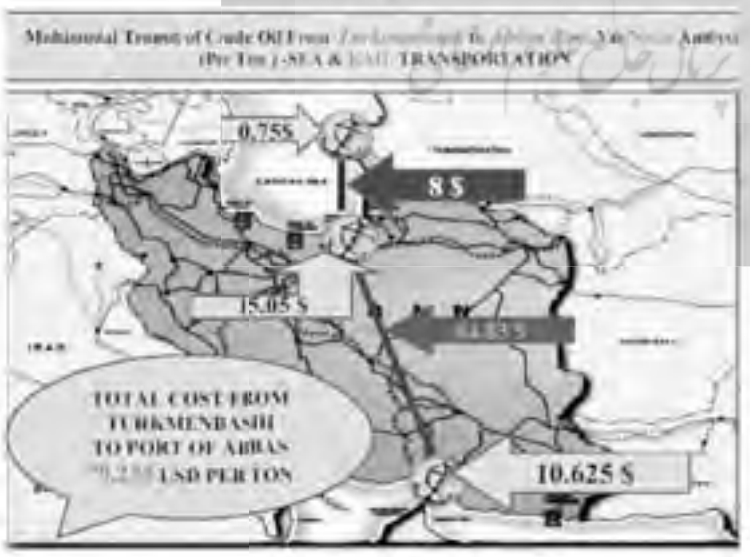


اسلاید ۱

اسلاید ۲



اسلاید ۳



سال	محموله	تعدادکشتی ها	تناژ	توضیحات
۲۰۰۰	نفت خام	۱۳۱	۵۹۵۶۱۶	
۲۰۰۰	بنزین	۱	۲۸۲۳	
۲۰۰۰	مازوت	۱	۱۵۵۳	
۲۰۰۰	نفت صنعتی	۳۶	۷۲۱۹۱	به ترکیه
۲۰۰۱	نفت خام	۶۱	۲۸۱۵۲۶	
۲۰۰۱	نفت صنعتی	۶	۱۷۲۰۵	
۲۰۰۱	نفت گاز	۲	۷۲۳۵	ازترکمنستان به افغانستان
۲۰۰۲ (۱۳۸۱)	نفت خام	۱۷۳	۶۸۳۲۲۵	
۲۰۰۲	نفت صنعتی	۲	۶۰۱۲	
۲۰۰۲	نفت گاز	۲	۵۹۷۵	

Source: Neka Port Administration

بندر آکتائو در قزاقستان

این بندر با عمق ۹ متر در فاصله ۸۵۰ کیلومتری بندرنکا قرار دارد و هر سفر رفت و برگشت کشتی نفتکش از آکتائو به نکا و برعکس ۷ روز طول می‌کشد. ضمنا در محوطه بندر تعداد ۲۲ مخزن ذخیره نفت هر یک به ظرفیت ۵ هزار مترمکعب وجود دارد. این بندر دارای ۴ پست اسکله نفتی است.

بندر چلی‌کن در ترکمنستان

این بندر با عمق ۶/۸ متر در ۴۰۰ کیلومتری شمال بندر نکا قرار دارد . مدت سفر کشتی‌های حامل نفت‌خام و یا فرآورده‌های ترکمنستان به نکا جمعا ۵ روز طول می‌کشد که از این مدت ۷ ساعت در چلی کن و ۷ ساعت در نکا برای بارگیری و تخلیه صرف می‌شود.

بندر نفتی دوبندی در آذربایجان

این بندر با عمق ۱۲ متر و در ۵۳۰ کیلومتری بندر نکا قرار دارد و اگر قرار باشد نفت خام آذربایجان توسط کشتی به نکا حمل شود مدت زمان رفت و برگشت حدود ۵ روز و زمان هر بار تخلیه و بارگیری حدود ۷ ساعت خواهد بود. این بندر با در اختیار داشتن ۲۸ مخزن ذخیره نفت قادر به نگهداری و ذخیره ۱/۷ میلیون تن نفت و از این نظر در بین کشورهای منطقه خزر منحصر به فرد است. علاوه بر این بندر دوبندی از ۸ پست اسکله نفتی برخوردار است.

آنالیز ترانزیت جاده‌ای و ریلی نفت‌خام ترکمنستان به خلیج فارس

در این قسمت به منظور اینکه تصویری از هزینه‌های مرتبط با حمل و نقل ریلی و جاده‌ای نفت‌خام از مسیر ایران به دست دهیم، اطلاعات دریافتی از شرکت‌های ترانزیت کننده نفتی در داخل کشور نظیر: آرادسیر شرق، مارین سرویس (غیررسمی)، بندر نوشهر، شرکت نیکو (با واسطه)، راه آهن جمهوری اسلامی، سازمان حمل و نقل و پایانه‌های کشور و همچنین در بخش هزینه‌های بندری در ترکمن باشی و حمل دریایی تا بنادر ایران را با اطلاعات شرکت .ALGRATRANS LTD تلفیق و هزینه حمل یک تن نفت‌خام را در ۳ مسیر زیر را برآورد کرده‌ایم:

ترکمن‌باشی - انزلی - بندر امام؛

ترکمن‌باشی - نکا - بندرعباس (جاده)؛

ترکمن‌باشی - نکا - بندر عباس (ریل)؛

با توجه به اینکه در طول ۴-۳ سال گذشته ترانزیت سوختی از انزلی نداشته‌ایم، ارقام منظور شده در این مسیر برآوردی و برگرفته ازآمار دفاتر شرکت‌های ترانزیتی با سابقه در این مسیر، است.

۱- کل‌هزینه‌های برآوردی (شامل: هزینه‌های بندری ترکمن باشی، هزینه کرایه حمل دریایی تا انزلی، هزینه‌های بندری و گمرکی در انزلی، هزینه حمل جاده‌ای تا بندر امام و هزینه بندری در بندر امام) حدود ۶۴ دلار در هر تن یا ۸/۷۰ دلار در هر بشکه است.

۲- بر اساس استعلام به عمل آمده از شرکت‌های فعال در این مسیر، هزینه‌های برآوردی حمل یک تن نفت از بندر ترکمن باشی تا نکا و از نکا به صورت حمل جاده‌ای تا بندر عباس کلا معادل ۵۹/۸۲دلار یا ۱۶/ ۸ دلار در بشکه است.

۳- طول خط راه آهن از بندر نکا تا بندر عباس حدود ۱۵۵۳ کیلومتر است. در این مسیر با استفاده از حمل ریلی، هزینه ترانزیت یک تن نفت تا بندر عباس حدود ۷۹ دلار یا ۱۰/۷۷ دلار در بشکه خواهد بود. در این قسمت براساس تعرفه‌های راه‌آهن، هزینه حمل ریلی داخل کشور برای ۱ تن نفت معادل ۴۴ دلار است که البته شرکت راه‌آهن بر اساس میزان تناژ در سال، تخفیف‌هایی نیز در نظر می‌گیرد. مثلا، اگر شرکتی حدود ۲۰ هزار تا ۲۵ هزار تن در سال نفت ترانزیت کند از تخفیف ۹ درصد در کرایه و اگر بین ۱۵۰ تا ۱۶۵ هزار تن سالانه حمل کند از ۲۹درصد تخفیف بین ۱۵۰ تا ۱۶۵ هزار تن سالانه حمل کند از ۲۹ درصد تخفیف، بهره‌مند خواهد شد.

جمع بندی و نتیجه‌گیری

برآورد می‌شود تا سال ۲۰۱۰، سهم ایران از بازار نفت خزر بین ۳۰۰ تا ۴۰۰ هزار بشکه در روز باشد. با فرض آنکه در حال حاضر حدود ۱۰۰ هزار بشکه در روز (حدود ۱۳۳۳۴ تن) یا به عبارتی سالانه حدود ۳۶ میلیون بشکه یا ۴/۸۰۰ میلیون تن سوآپ نفت خام داشته باشیم، تا ظرفیت ۴۰۰ هزار بشکه در روز یا ۱۴۶ میلیون بشکه در سال (۲۰ میلیون تن) فاصله زیادی داریم.

با عنایت به رقابت شدیدی که در زمینه گرفتن سهم از بازار نفت خزر وجود دارد،به منظور جذب سهم مناسب از بازرگانی حمل و نقل محمولات نفتی خزر با چالش‌هایی مواجه هستیم :

۱- بر اساس اطلاعات واصله، هزینه‌های بندری برای یک محموله ۷-۵ هزار تنی در بنادر ترکمنستان، آکتائو و باکو به ترتیب به ازای هر تن ۰/۷۵، ۲ و ۰/۷ دلار است. این در حالی است که مطابق تحقیقات به عمل آمد، هزینه‌های بندری، حقوق، عوارض گمرکی و سایر موارد در بنادر انزلی و نکا به ترتیب در حدود ۲۰ و ۱۲ دلار در تن است که در مقایسه با بنادر حوزه خزر غیررقابتی است.

هزینه‌های بالای حمل و نقل ریلی، امکان استفاده بهینه از این روش مدرن و با صرفه اقتصادی را برای ترانزیت کنندگان خصوصی سوخت از آسیای میانه سلب کرده است. تحقیقات به عمل آمده حاکی از آن است که حمل ونقل هر تن نفت‌خام از طریق ریل از بندر نکا تا بندرعباس هزینه‌ای بیش از ۴۰ دلار را به ترانزیت کنندگان تحمیل می‌کند. این در حالی است که نرخ حمل جاده‌ای برای این مسیر، تنی ۳۰ دلار برآورد می‌شود (کرایه حمل + تن/کیلومتر پایانه‌ها) . همان طور که ملاحظه می‌شود، نرخ‌های بالای راه‌آهن، ترانزیت کنندگان را به استفاده از ناوگان جاده‌ای که خطرات زیست‌محیطی، انسانی و قاچاق کالا را افزایش می‌دهد، سوق داده است.

پیشنهادهایی برای جذب سهم پیش بینی شده از نفت خزر

- ظرفیت‌سازی برای پذیرش کشتی‌های نفتی به میزان ۱۸ میلیون تن؛
- ایجاد مخازن جهت دپوی نفت در بنادر شمالی؛
- لاینر نمودن قطار در مسیرهای امیرآباد- بندرعباس و امیرآباد - بندر امام خمینی؛
- تعدیل تعرفه‌های حوزه بندر،گمرک، پاسانه ها، ریلی و ...؛
- تشویق سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی نسبت به سرمایه‌گذاری در زمینه تجهیزات و تاسیسات زیربنایی برای ترانزیت سوخت؛
- تلاش در جهت ایجاد اتحادیه بنادر کشورهای مسیر انتقال نفت به منظور رونق و توسعه ترانزیت نفت خام در مسیر کریدور شمال - جنوب؛
- حمایت های دولت جمهوری اسلامی ایران از طریق گسترش نقش بخش خصوصی کشور در ترانزیت سوخت، ارائه وام های کم بهره برای تجهیز بنادر، ایجاد صندوق اعتبار جهت حمایت از ترانزیت‌کنندگان سوخت در کریدور شمال- جنوب و به‌طور کلی ایجاد تسهیلات ویژه برای ترانزیت کنندگان مواد نفتی حوزه خزر (حتی در صورتی که برای مدت زمانی منفعت اقتصادی نصیب کشور نشود، به عبارتی دیگر تا قبل از نقطه سر به سر به صرفه) صلاح کشور خواهد بود تا به این وسیله سهم مناسب را از بازار نفت این حوزه به خود اختصاص دهد و تبدیل به یک بازیگر فعال و استراتژیک در حوزه‌های اقتصادی و سیاسی منطقه خزر و آسیای مرکزی شود.

پیوست یک
پروژه های خطوط لوله خزر

نام پروژه	مسیر	ظرفیت	طول	سرمایه گذاری	وضعیت
MEP ABOC	باکو ـ قفلیس ـ جیهان	۱میلیون بشکه در روز	۱۰۷۳ مایل	حدود ۳ میلیارد دلار	تاریخ تقریبی جریان نفت در لوله ۲۰۰۵ است.
ABOC فعلی (زیردریایی مسیر غربی)	باکو ـ سوپسا	۱۱۵ هزار بشکه در روز، در سال ۲۰۰۴ به ۲۱۰ هزار بشکه رسید	۴۱۵ مایل	۳۰۰ میلیون دلار	عملیات از سال ۹۹ آغاز شد
ABOC فعلی (زیردریایی مسیر شمالی)	باکو ـ چچن ـ نوروسیسک	۱۰۰ هزار بشکه در روز، قابل افزایش تا ۳۰۰ هزار بشکه در روز	۸۹۵ مایل (۴۰۱ مایل در چچن)	بیش از ظرفیت ۳۱۰ هزار بشکه، ۶۰۰ میلیون دلار	عملیات از اواخر ۹۷ شروع شد
ABOC فعلی زیردریایی مسیر میانی و شمالی	باکو ـ داغستان ـ نوروسیسک	۱۲۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۰۵ به ۳۶ هزار بشکه می‌رسد	۲۰۱ مایل	۱۵۰ میلیون دلار	در سال ۲۰۰۰ تکمیل شد.
ترانزیت سمت	ترانو ـ سنغدار(روسیه)	۲۱۰ هزار بشکه در روز، قابل افزایش تا ۳۱۰ هزار بشکه در روز	۴۳۲ مایل	افزایش ظرفیت سکو بیش ۳۷۵ میلیون دلار	به روز آزمایی از ۹۹ آغاز شد.
CPC	تنگیز ـ نوروسیسک	از ۴۶۰ هزار بشکه ـ اوج حجم ۱/۴۶۰ میلیون	۹۳۰ مایل	۲/۵ میلیارد برای فاز ۱ و ۱/۲ میلیارد دلار برای تکمیل پروژه	فاز ۲ در اکتبر ۲۰۰۱ عملیاتی شدن تهایی در سال ۲۰۱۵ برآورد شده است
ترانزیت ـ آذربایجان	باکو ـ تفلیس	۴۰۰-۲۰۰ هزار بشکه در روز	N/A	۲۰۰ میلیون دلار	توسط توتال پیشنهاد شد.
سوآپ نفت	تنگا ـ تهران	۱۷۵ هزار بشکه در روز قابل افزایش به ۳۶۰ هزار بشکه در روز	۲۰۵ مایل	۵۰۰-۴۰۰ میلیون دلار	فاز نهایی در سال ۱۳۸۳ به بهره برداری خواهد رسید
قزاقستان ـ چین	آکتوبینسک ـ ریچینگ	۴۰۰ تا ۸۰۰ هزار بشکه در روز	۱۰۰۰ مایل	۳ تا ۳/۵ میلیارد دلار	به رابطه هزینه بالا و عدم وجود نفت کافی در آینده نزدیک مضور نیست
KTI	قزاقستان ـ ترکمنستان ـ ایران	۱میلیون بشکه در روز	۹۳۰ مایل	۱/۲ میلیارد دلار	نامشخص
خط لوله جنوبی	قزاقستان به ترکمنستان و افغانستان	۱ میلیون بشکه در روز	۱۰۱۵ مایل	۲/۵ میلیارد دلار	MOU
دلوره ـ چین	اکتائو ـ باکو ـ جیحان	۳۷۰ مایل تا باکو	N/A	۶-۴ میلیارد دلار (تاجیکستان)	مشکلات زیست محیطی

منبع: اداره انرژی امریکا ۲۰۰۲

پیوست دو
فروض مدل هزینه - فایده خطوط لوله

۱- این تحقیق تنها به هزینه - فایده تجاری مسیرهای مختلف خط لوله می‌پردازد که از تحلیل مالی متمایز است. به همین جهت در بخش مربوطه به هزینه‌های طرح؛ هزینه مالی (پرداخت بهره سرمایه‌گذاری و کارمزد) وجود نخواهد داشت. همچنین در این تحقیق به هزینه- فایده اجتماعی[۳۹] طرح نیز نمی‌پردازیم.

۲- در استفاده از آمار و ارقام موجود در مورد ذخائر، تولید و مصرف نفت در منطقه خزر، جانب احتیاط را رعایت کرده و این از آن جهت است که بحث ارائه آمار و ارقام درزمینه فوق بیشتر جنبه سیاسی پیدا کرده است. از این رو بیشتر سعی شده است که به آمار و ارقام منتشره توسط شرکت‌های نفتی فعال در منطقه (مانند: شورون،بی پی...) و مراکز تحقیقاتی موجود (پترولیوم آرگوس.... estor,WoodMac,Petrolume Finance ,IIES,IEA Caspian,Inv) جهت محاسبات اتکا کنیم.

۳- خطوط لوله نفت خزر در طول عمر خود هرگز با حداکثر ظرفیت فعال نبوده است. در سال‌های ابتدایی به خاطر عدم وجود نفت در حداکثر ظرفیت و در سال‌های انتهایی طرح به واسطه استهلاک، میزان عبور نفت کمتر از ظرفیت مورد نظر در طرحهای توجیهی بوده است.

در اینجا فرض شده است که خطوط لوله به طور یکنواخت در کل عمر پروژه با ۷۰ درصد ظرفیت، فعالیت می‌کند.

۴- درآمد خطوط لوله از محل تعرفه‌ها[۴۰] تأمین می‌شود. در ادبیات اقتصاد نفت، منظور از تعرفه؛ مبلغی است که بابت استفاده از خطوط لوله به صاحبان آن (کشورهای مسیر و کنسرسیوم‌های احداث خطوط لوله) پرداخت می‌شود. بنابراین میزان تعرفه وضع شده بستگی به وضعیت سیاسی مسیر مورد نظر، شدت رقابت بین کشورها برای عبور خطوط لوله و چانه زنی‌ها در مذاکرات با شرکت‌های نفتی و... دارد.

در این تحقیق در رابطه با لحاظ کردن تعرفه، ۳ سناریو را در نظر می‌گیریم:

۴-۱- احتساب نرخ تعرفه یکسان برای مسیرهای مورد

بررسی؛

۴-۲- حداقل نرخ تعرفه قابل قبول (آنالیز حساسیت[۴۱])؛

۴-۳- استفاده از نرخ‌های اعلام شده توسط منابع موجود؛

۵- هزینه‌های خطوط لوله را به ۳ دسته تقسیم می‌کنیم:

۵-۱- هزینه‌های سرمایه‌ای (CAPEX)[۴۲]:

این هزینه‌ها برای طراحی؛ احداث خطوط لوله و تجهیزات است.

۵-۲- هزینه‌های جاری یا عملیاتی(OPEX)[۴۳]:

این هزینه‌ها به همراه بهره‌برداری از پروژه محاسبه می‌شود.

۵-۳- هزینه‌های کشور میزبان[۴۴]:

که شامل مالیات‌ها می‌شود.

در صنعت نفت معمولا هزینه‌های جاری را درصدی از CAPEX در نظر می‌گیرند. این درصد بین ۲ تا ۴ است؛ در این تحقیق هزینه‌های جاری را ۴ درصد capex در نظر می‌گیریم.

برای محاسبه هزینه جاری هر بشکه نیز OPEX سالانه محاسبه شده را بر(۷۰ درصد ظرفیت خط لوله × تعداد روز کاری ۳۴۰) تقسیم می‌کنیم.

۶- در زمینه مالیات‌ها ؛ نرخ استاندارد ۳۵ درصد[۴۵] است. البته نرخ‌های مالیاتی بستگی به شدت رقابت در منطقه و مذاکرات خصوصی دولت‌ها و شرکت‌های نفتی و کنسرسیوم‌ها دارد. با این حال با توجه به نرخ استاندارد و با عنایت به رقابت بالای موجود در منطقه که انگیزه مضاعف برای کاهش نرخهای مالیاتی است، در این تحقیق نرخ مالیاتی یکسان ۲۰ درصد را برای مسیرهای مورد بررسی، اعمال می‌کنیم.

۷- فعالیت خطوط لوله برای ۳۴۰ روز کاری در سال در نظر گرفته شده است.

۸- نرخ تنزیل؛[۴۶] انعکاسی از هزینه فرصت سرمایه[۴۷] و ریسک مرتبط با طرح است که در پروژه‌های احداث خطوط لوله در منطقه خزر حدود ۱۲-۱۰ درصد است. این نرخ در بخش اکتشاف و تولید نفت در خزر به واسطه مخاطرات بیشتر ۱۹ درصد در نظر گرفته می‌شود.در این تحقیق ؛ نرخ تنزیل ۱۰ درصد در نظر گرفته شده است.

۹- سرمایه‌گذاری اولیه طی ۳ سال به ترتیب ۲۵ درصد، ۵۰ درصد و ۲۵ درصد انجام خواهد شد.

۱۰- جهت انجام محاسبات:

۱۰-۱- برای محاسبه درآمد حاصل از خطوط لوله (تعرفه‌ها) میزان تعرفه را در (سناریوهای مختلف) ۷۰ درصد ظرفیت خطوط لوله و با احتساب ۳۴۰ روز کاری ضرب می‌کنیم.

۱۰-۲- جهت محاسبات OPEX سالانه نیز ۴ درصد CAPEX را محاسبه می‌کنیم.

۱۰-۳- جهت محاسبه استهلاک، کل سرمایه‌گذاری اولیه را بر ۲۱ سال تقسیم می‌کنیم.

۱۰-۴- کل هزینه‌ها = استهلاک + هزینه‌های جاری

۱۰-۵- درآمد خالص قبل از مالیات = کل هزینه‌ها- درآمد

۱۰-۶- درآمد مالیاتی= نرخ مالیاتی(۲۰٪) × درآمد خالص قبل از مالیات[۴۸]

۱۰-۷- خالص جریان نقدینگی= خالص درآمدبعداز مالیات + استهلاک

۱۰-۸- خالص جریان نقدینگی تنزیل شده = خالص جریان نقدینگی × عامل تنزیل

پیوست سه

اصطلاحات عمومی در ارزیابی اقتصادی پروژه[۴۹]

قیمت حسابداری (Accounting Price):

اصطلاحی است که غالبا مترادف با قیمت سایه به کار می‌رود . واژه قیمت حسابداری برای مثال، نمایانگر ارزش اقتصادی‌نهاده‌ها و ستاده‌ها و نه ارزش مالی و بازاری آنهاست.

نرخ بهره حسابداری (Accounting rate of interest):

از این نرخ تنزیل برای تبدیل ارزش‌های آتی فایده‌ها و هزینه‌ها به ارزش کنونی آنها استفاده می‌شود، این ارزش‌های آتی بر حسب یک واحد شمارش برگزیده بیان شده‌اند، اگر مصرف واحد شمارش باشد (روش یونیدو)، نرخ بهره حسابداری، کاهش ارزش مصرف در خلال زمان، یعنی نرخ بهره مصرف است. اگر سرمایه‌گذاری واحد شمارش باشد (روش لیتل میریس)، نرخ بهره حسابداری، کاهش ارزش سرمایه‌گذاری در خلال زمان یعنی بهره‌وری‌نهایی سرمایه است که بیشتر به عنوان هزینه فرصت سرمایه شناخته می‌شود.

فایده (Benefit):

معمولا به ستاده‌ای از یک طرح که وارد بازار شده اشاره می‌کند، در مورد طرح هایی مانند: بیمارستان‌ها و مدارس به خدمات اصلی ارائه شده به وسیله طرح اشاره دارد، سایر فایده‌ها، مانند: صرفه‌جویی‌های ارزی آموزش کارگر، ایجاد اشتغال و توزیع درآمد، عموما به عنوان پیامدهای خارجی در نظر گرفته می‌شود و در برآورد ارزش اقتصادی با آنها به طور جداگانه سر و کار داریم.

تحلیل هزینه - فایده (Cost-Benefit Analysis):

نسبت فایده‌ها به هزینه‌ها؛ این نسبت را باید با استفاده از ارزش‌های کنونی فایده‌ها و هزینه‌ها، که در یک نرخ بهره حسابداری مناسب تنزیل شده باشد، محاسبه کرد. برای پذیرش طرح، این نسبت باید حداقل برابر یک باشد . ممکن است نسبت‌های فایده - هزینه ناسازگار به دست آید، زیرا این نسبت‌ها به روش‌های گوناگون محاسبه می‌شوند که عبارتند از:

الف) ارزش کنونی تمام جریان نقدی وارده بخش بر ارزش کنونی تمامی جریان نقدینگی صادره (سالانه)؛

ب) ارزش کنونی فایده های ناخالص در هر سال، بخش بر ارزش کنونی هزینه‌های سالانه، شامل سرمایه گذاری‌ها؛

پ) ارزش کنونی فایده‌های خالص عملیات در سال، بخش بر ارزش کنونی هزینه‌های سرمایه‌گذاری.

نقطه سر به سر (Break even point):

طبعا نقطه‌ای است بر حسب حجم فروش، به گونه‌ای که پس از آن، درآمد از هزینه‌های متغیر به اضافه هزینه‌های ثابت فزونی می‌گیرد. پس از نقطه سر به سر، هر واحد اضافی که فروخته می‌شود، سود ایجاد می‌کند (توجه کنید که این مفهوم، مفهومی مالی و نه اقتصادی است). پیش از آن که سود اقتصادی پدید آید سود باید هزینه فرصت سرمایه را نیز تامین کند.

نسبت برونو (Bruno Ratio):

به عنوان هزینه داخلی صرفه‌جویی، یک واحد ارز نیز خوانده می‌شود و عبارت است از: نسبت هزینه منابع داخلی (برای مثال کار، مواد، سرمایه) مورد استفاده در یک طرح به ارز صرفه جوئی شده،اگر منابع داخلی به پول محلی و ارز به دلاربیان شود، نسبت برونو کمتر از نرخ ارز (سایه)کاملا پذیرفتنی به نظر می‌رسد. اگر هم منابع داخلی و هم ارز، با واحد پولی یکسانی بیان شوند، نسبت برابر یک نقطه توقف اسمی است . نسبت‌ها بیش از ۱ یا بزرگ‌تر از نرخ ارز بدین نکته اشاره می‌کنند که برای دوام طرح نیازمند حمایت هستیم. این نسبت غالبا به عنوان مقیاسی یک‌ساله محاسبه می‌شود، و نا مناسب‌تر از نرخ بازدهی داخلی اقتصادی است.

سرمایه (Capital):

منابعی که فایده‌های آنها در خلال زمان به دست می‌آید. سرمایه با سرمایه‌گذاری ارتباط داشته و متضاد با مصرف است.

سرمایه را می‌توان تقسیم کرد. گاه سرمایه به گونه‌ای گسترده‌تر تعریف شده تا سرمایه انسانی را نیز در بر می‌گیرد، برای مثال فایده‌های آموزشی که در خلال زمان به دست می‌آید.

ارزش کنونی خالص (NPV):

ارزش کنونی خالص یک طرح به هنگامی که همه هزینه‌ها با نرخ بهره حسابداری به ارزش کنونی تنزیل شده باشند. این ارزش می‌تواند مثبت و منفی باشد، اما برای پذیرش طرح باید صفر یا مثبت باشد.

نرخ بازدهی داخلی (IRR):

نرخ بازدهی داخلی طرح، نرخ تنزیلی است که اگر در مورد جریان فایده‌ها و هزینه‌های منعکس شده در جریان نقدینگی یک طرح به کار گرفته شود، ارزش کنونی خالص برابر صفر ایجاد می‌کند.

نرخ تنزیل (Discount Rate) :

نرخ بهره‌ای است که با آن ارزش‌های آتی به ارزش‌های کنونی تنزیل می‌شود. معمولا فرض می‌شود که این نرخ برابر با هزینه فرصت سرمایه است.

استهلاک (Depriciation):

تخصیص هزینه یک دارایی در خلال زمان .این کار برای تخمین هزینه‌های تولید ضروری است، اما چون نرخ‌های استهلاک معمولا از پیش به وسیله مقامات قانونی یا نیازهای حسابداری تعیین می‌شود، میزان استهلاک اغلب پیوند محدودی با نرخ واقعی استفاده یا هزینه جایگزینی دارد.

جریان نقدینگی تنزیل شده (D.C.F)[۵۰]:

گونه‌ای از تحلیل بر اساس تنزیل جریان نقدینگی به ارزش کنونی به وسیله یک نرخ تنزیل معین است. این روش به تحلیلگر اجازه می‌دهد تا واقعیت را در نظر بگیرد که یک دلار فایده‌ای که در یک سال دیگر دریافت می‌شود، ارزشی برابر با یک دلار هزینه‌ای که اکنون متحمل شده‌ایم ندارد. از آنجا که الگوی فایده‌ها و هزینه‌های طرح‌ها در طی زمان تغییر زیادی پیدا می‌کند، جریان نقدینگی تنزیل شده و یک پایه مشترک فایده- هزینه ایجاد می‌کند که برای مقایسه لازم است.

پی نوشت:

۱- دریافت محموله از شمال و تحویل مقدار مشابه در جنوب

2- Azerbaijan International Oil Consortium including: Unocal, Statoil, Amoco, Exxon, Ramco, Pennzoil, Socar, TPAO, Lukoil, Itochu

3 -Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler،"THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petrolume Services Group, March 2000

4-Russian Export Blend Crude Oil

5-Makhachkala

6-Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler, "THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petrolume Services Group, March 2000

۷-حداقل نرخ قابل قبول اقتصادی، نرخی است که با توجه به نرخ تنزیل ۱۰٪ مفروض کشورهای مسیر ترانزیت می‌توانند تعرفه‌های خود را تا آن میزان کاهش دهند که پروژه حداقل سودآوری خود را حفظ نماید. در واقع قدرت انعطاف پذیری کشورهای مسیر را در جهت کاهش تعرفه‌های ترانزیت نشان می‌دهد.

۸- جهت آگاهی از مفروضات محاسبه به پیوست ۲ مراجعه شود .

9- Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler،"THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petroleum Services Group, March 2000

۱۰- نفت اولیه یا earlyoil اصطلاحی است که برای نفت‌های مکشوفه قدیم که تحت شرایط فعلی اکتشاف قابل بهره برداری هستند و قرار بوده توسط کنسرسیوم AIOC تا سال ۲۰۰۰ استخراج شوند، به کار می‌رود.

11. Astrakhan

12. Sovocomflot Vessels

13.www.Chevrontexaco.com/press releases

14. Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler،"THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petroleum Services Group, March 2000

15. Ibid.

۱۶-مفروضات محاسبات مذکور در بخش ضمیمه ۲ذکر شده است.

17- www.Chevrontexaco.com/press releases

18- Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler,"THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petroleum Services Group, March 2000

19- Email Communication with Julia Nanay ,Director of Petrolume Finanac Co.(Based in Washington, D.C.

۲۰-جهت آگاهی از مفروضات محاسبه به پیوست ۲ مراجعه شود .

21- Third party

22- Delta Hes

23- Itouchi

24- StatOil

25- TPAO

26- Unocal

27- CNPC

28- Tim Shingler, Chris Collacott, Robyn Fowler," THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petrolume Services Group, March 2000

29- Central Asia Oil Pipelien/KTA

30- Tim Shingler,Chris Collacott, Robyn Fowler,"THE CASPIAN REGION-A REVIEW OF THE GEOLOGY AND RESERVES",Arthur Anderson Petrolume Services Group, March 2000

۳۱- جهت آگاهی از مفروضات محاسبه به پیوست ۲ مراجعه شود .

KTI -۳۲

۳۳- جهت آگاهی از مفروضات محاسبه به پیوست ۲ مراجعه شود

Swap -۳۴

۳۵- پالایشگاه‌های تهران (۲۲۰ هزار بشکه در روز) ، اصفهان (۲۰۰هزار) ، تبریز (۱۱۰ هزار) ،کرمانشاه (۲۵ هزار) و اراک (۱۵۰ هزار)

۳۶-بر اساس مشاهدات نگارنده از تاسیسات بندری و دریایی منطقه ویژه بندر انزلی در زمستان ۱۳۸۰

۳۷- مصاحبه باشرکت‌های ترانزیت کننده نفتی نظیر : محور طلایی، فربال، آرادسیر شرق و...

۳۸- جهت آگاهی از مفروضات محاسبه به پیوست ۲ مراجعه شود.

39- Social Cost-Benefit

40- Tariffs

41- Sensitive Analysis

42- Capital Expenditure

43- Operation Expenditure

44- Host Country Expenditure

۴۵-رجوع شود به امکان سنجی‌های صورت گرفته توسط سازمان تراسیکا برای ترمینال‌های نفتی حوزه خزر (www.traceca.org)

46- Discount Rate

47- opportunity Cost

48- Gross Income/Profit

۴۹-هانسن، جان. راهنمای ارزیابی عملی طرح و تحلیل هزینه فایده اجتماعی در کشورهای در حال توسعه. سازمان صنایع ملی ایران.۱۳۶۹صص ۱۹۳-۱۶۰

50- Discounted Cash Slow