

## بررسی و ارائه راهکار تامین مالی پروژه های توسعه و نگهداشت تولید صنعت نفت

محمد فندرسکی

### چکیده:

پروژه‌های توسعه و نگهداشت تولید نقش محوری در توسعه صنعت نفت و زنجیره آن دارد. با توجه به چرخه حیات مخازن کشور و سرعت رقبا در برداشت از میادین مشترک، سرمایه‌گذاری کافی برای تولید مستمر و صیانتی ضروری است. در صورتی که سرمایه‌گذاری در صنعت نفت متناسب با نیاز مخازن کشور نباشد، تولید نفت کشور با روند کاهشی روبرو خواهد بود.

به صورت عمومی در شرایطی که صرفاً منابع مالی گران‌قیمت و کوتاه‌مدت برای اجرای پروژه در دسترس باشد، استفاده از مدل توسعه پلکانی (Ongoing Development) توصیه می‌شود. در صنعت نفت به دلایل فنی (شناخت تدریجی مخزن) و مدیریت ریسک، توسعه میادین نفتی با مدل پلکانی صورت می‌گیرد. توسعه پلکانی موجب می‌شود تولید نفت از میدان متوقف بر تکمیل پروژه نباشد، به عبارت دیگر بخشی از هزینه‌های پروژه از محل نفت تولیدی همان میدان تأمین شود. نحوه به کارگیری مدل توسعه پلکانی، تعیین‌کننده میزان نقش عواید در تأمین مالی همان میدان است. لازم به ذکر است، مقصود بازپرداخت مطالبات از محل عواید نیست، بلکه نقش مستقیم عواید در تأمین مالی مراحل از فاز توسعه است.

بر اساس مدل قراردادهای نفتی ایران (IPC) مدت فاز توسعه، سقف بازپرداخت و زمان پرداخت اول، متغیرهایی هستند که نقش عواید میدان در تأمین مالی پروژه را کنترل می‌کنند. در مقابل، بازپرداخت زود هنگام مطالبات طرف قرارداد IPC می‌تواند انگیزه شرکت توسعه‌دهنده برای تولید صیانتی و سرمایه‌گذاری مناسب را کاهش دهد و نگاه کوتاه‌مدت بر مخزن حاکم کند.

برای حفظ انگیزه بلندمدت پیمانکار (تولید صیانتی) و حل مشکل تأمین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت پیشنهاد می‌شود صندوق سرمایه‌گذاری نفت (نهادهی حاکمیتی) ایجاد شود. صندوق مذکور مجاز باشد در هر قرارداد با تخصیص بخشی از عواید محقق نشده متناسب با نیاز پروژه به عنوان نهاد تأمین مالی مشارکت نماید. مشارکت صندوق در کنار پیمانکار موجب می‌شود نقش عواید میدان در تأمین مالی حداکثر شود. ارزیابی‌ها نشان می‌دهد با ورود صندوق سرمایه‌گذاری نفت، در برخی از پروژه‌های بالادستی صنعت نفت بیش از ۵۰ درصد<sup>۱</sup> از مخارج سرمایه‌ای (CAPEX) از محل عواید میدان در فاز توسعه قابل تأمین است.

صندوق سرمایه‌گذاری نفت در کوتاه‌مدت می‌تواند از دو طریق در تأمین مالی پروژه‌های بالادستی صنعت نفت ایفای نقش نماید:

- حداکثر سازی نقش عواید میدان در تأمین مالی پروژه با استفاده از روش توسعه پلکانی

<sup>۱</sup> در موارد معدودی سهم عواید به ۸۰ درصد از مخارج سرمایه‌ای می‌رسد.

- خروج سرمایه‌های کوتاه‌مدت جذب‌شده در پروژه (مهم‌ترین مانع در جذب سرمایه داخلی در پروژه‌های بالادستی طولانی بودن زمان پروژه و گرایش عمومی مردم و نهادهای پولی و مالی کشور به سرمایه‌گذاری کوتاه‌مدت است)

با توجه به سرمایه‌گذاری منابع صندوق در پروژه‌ها، در بلندمدت صندوق از جریان نقدی مناسبی برخوردار خواهد بود که می‌تواند نیازهای سرمایه‌گذاری پایدار صنعت نفت کشور را تأمین کند. درواقع صندوق سرمایه‌گذاری نفت پاسخی است به نیازهای مالی صنعت نفت بر پایه منابع زیرزمینی و بدون وابستگی به بودجه دولت و منابع صندوق توسعه. لازم به ذکر است ورود صندوق مذکور به پروژه به دلیل مشارکت در سود، سهم حاکمیت از نفت میدان را افزایش می‌دهد.

### مقدمه

دستیابی به اهداف تولید نفت در برنامه‌های توسعه با شکست مواجه شده است، زیرا سرمایه‌گذاری کافی در صنعت نفت محقق نشده است. در حال حاضر سرمایه‌گذاری در بالادست صنعت نفت شامل اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری از میادین نفت و گاز، از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. رویه‌های جاری سرمایه‌گذاری با موانعی روبروست که موجب شده است صنعت نفت با چالش افت تولید نفت مواجه باشد. از سویی دیگر به دلیل فقدان سرمایه‌گذاری در میدان‌های مشترک، کشور با عقب‌ماندگی بزرگی در توسعه و تولید مواجه است. حتی در میادین مستقل، عملکرد سرمایه‌گذاری به گونه‌ای بوده است که با هرزوری ذخایر و تولید غیر صیانتی روبرو هستیم.

طراحی سازوکاری برای تأمین مالی پایدار پروژه‌های نگهداشت تولید و توسعه میادین می‌تواند مزیت بالقوه کشور در دارا بودن ذخایر عظیم نفت و گاز را بالفعل نماید. در این پژوهش با بررسی مفهوم توسعه پلکانی به ارائه پیشنهادهایی در خصوص سازوکار تأمین مالی پرداخته شده است.

در فصل اول ضرورت سرمایه‌گذاری در میادین مشترک و میادین بالغ کشور بررسی می‌شود و با ترسیم آینده صنعت نفت در صورت فقدان سرمایه‌گذاری برای تبیین اهمیت آن تلاش می‌شود. فصل دوم پژوهش حاضر به بررسی رویه‌های جاری سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز کشور و موانع پیش روی آن اختصاص می‌یابد. در فصل سوم مفهوم توسعه پلکانی و نقش عواید در تأمین مالی بخشی از هزینه‌های پروژه‌های بالادستی ارائه و موانع به کارگیری حداکثری این مدل توسعه در ایران بررسی می‌شود. در فصل چهارم صندوق سرمایه‌گذاری صنعت نفت معرفی می‌شود که می‌تواند ناسازگاری‌های قراردادی را برای استفاده حداکثری از عواید در تأمین مالی مرتفع نماید. در این فصل به سازوکار سرمایه‌گذاری و توانمندی‌های صندوق در بلندمدت نیز پرداخته می‌شود.

## ۱. ضرورت سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز ایران

### ۱-۱- آشنایی اجمالی با بخش بالادستی صنعت نفت و گاز

عملیات بالادستی نفت و گاز در قانون اصلاح قانون نفت مصوب ۱۳۹۰ این‌گونه تعریف می‌شود:

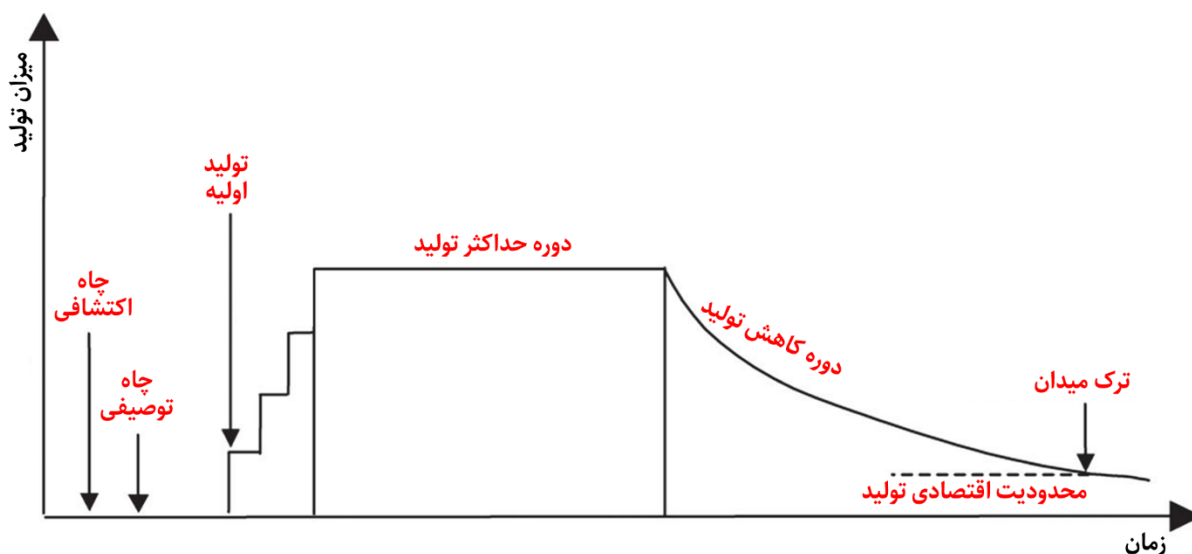
“کلیه مطالعات، فعالیت‌ها و اقدامات مربوط به اکتشاف، حفاری، استخراج، بهره‌برداری و صیانت از منابع نفتی، انتقال، ذخیره‌سازی و صادرات آن مانند پی‌جویی، نقشه‌برداری، زمین‌شناسی، ژئوفیزیک، ژئوشیمی، حفر و خدمات فنی چاه‌ها، تزریق گاز، آب، هوا یا هر فعالیتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری از منابع نفتی گردد و نیز احداث و توسعه تأسیسات و صنایع وابسته، تحدید حدود، حفاظت و حراست آن‌ها برای عملیات تولید و قابل‌عرضه کردن نفت در حد جداسازی اولیه، صادرات، استفاده یا عرضه برای عملیات پایین‌دستی را شامل شود.”

با کشف میادین نفت و گاز، مجموعه فعالیت‌هایی برای تولید از آن لازم است. در ابتدا با حفر چاه‌های توصیفی، اطلاعات بیش‌تری از نفت یا گاز درون مخزن کسب می‌شود. مدل‌سازی اولیه مخزن در طراحی برنامه توسعه مورد استفاده قرار می‌گیرد. کمیت و کیفیت داده‌ها در طراحی برنامه توسعه نقش کلیدی دارد. بعد از شناخت اولیه میدان، فاز توسعه آغاز می‌شود. در فاز توسعه با حفر چاه‌ها و تأمین و نصب تأسیسات سطح الارضی امکان تولید نفت از میدان فراهم می‌شود. فاز توسعه به‌طور عمومی ۳ تا ۵ سال طول می‌کشد. اصطلاحاً به میدان‌هایی که به تولید نرسیده‌اند میدان/مخزن توسعه‌نیافته (Green Field) گفته می‌شود.

بعد از شروع تولید از میدان با افت فشار درون مخزن، تولید به‌تدریج کاهش می‌یابد. برای حفظ تولید می‌بایست چاه‌های جدید حفر شود، چاه‌های قبلی تعمیر شود و با به‌کارگیری روش‌های IOR, EOR برای برداشت صیانتی از میدان اقدام شود. اصطلاحاً به میدان‌هایی که در این وضعیت قرار دارند، میدان/مخزن در حال بهره‌برداری (Brown Field) گفته می‌شود.

دوران افت تولید میدان ۱۵ تا ۳۰ سال به طول می‌انجامد. به‌تدریج میزان تولید به‌لندازه‌ای کاهش می‌یابد که امکان تولید اقتصادی از میدان ممکن نیست. در این زمان تولید متوقف می‌شود و تأسیسات سطح الارضی جمع‌آوری می‌شود.

تصویر ۱ چرخه حیات یک میدان را به صورت ساده نمایش می‌دهد. سرمایه‌گذاری در میدان‌های نفت و گاز عمدتاً در دو مرحله انجام می‌شود؛ یک‌بار در ابتدای عمر میدان (فاز توسعه) و بار دیگر در ابتدای دوره کاهش



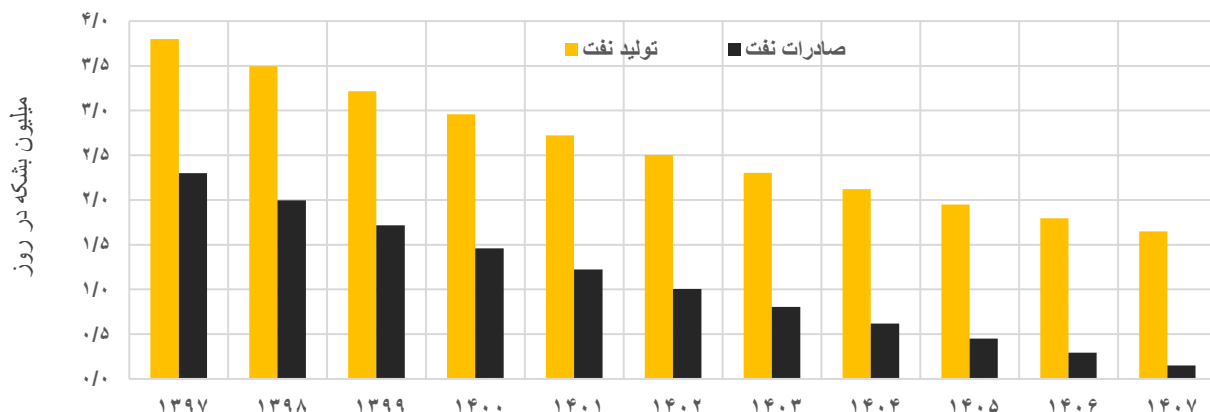
شکل ۱: چرخه حیات یک میدان نفتی/گازی

تولید. اغلب میدان‌های کشور در یکی از دو وضعیت مذکور قرار دارند. دسته‌ای از میادین چند دهه قبل کشف شده‌اند و سال‌ها در انتظار سرمایه‌گذاری هستند. دسته‌ای دیگر از میادین بعد از سال‌ها تولید، با کاهش تولید مواجه هستند.

## ۱-۲- سرمایه‌گذاری لازمه حفظ تولید نفت و گاز

با تولید نفت از مخزن، فشار مخزن کاهش می‌یابد. کاهش فشار مخزن باعث می‌شود، سرعت حرکت نفت از مخزن به سمت چاه تولیدی کاهش یابد. حفر چاه‌های جدید، استفاده از روش‌های چاه محور و مخزن محور برای حفظ نرخ تولید لازم است. بیش از نیمی از ذخایر قابل استحصال کشور در میدان‌هایی قرار دارد که با افت تولید جدی مواجه‌اند. سرمایه‌گذاری در این دسته از میادین برای استمرار تولید حیاتی است.

برای درک اهمیت سرمایه‌گذاری در بخش بالادستی صنعت نفت، فرض می‌کنیم در یک دهه آینده سرمایه‌گذاری در صنعت نفت متوقف شود. میانگین نرخ افت تولید ۸ درصد در سال و میزان مصرف داخلی نفت خام ۱.۵



میلیون بشکه در روز است. با این فروش، روند تولید و صادرات نفت خام در شرایط غیرتحریمی در نمودار ۱ ارائه شده است. همان طور که در این نمودار مشخص است، میزان صادرات نفت خام بعد از سال ۱۴۰۲ زیر یک میلیون بشکه نفت خام در روز خواهد رسید. اصرار بر مصرف درآمدهای نفتی در بودجه دولت و پرهیز از سرمایه گذاری در صنعت نفت، خطایی راهبردی است که می تواند تبعاتی تا اندازه تحریم فروش نفت برای کشور در پی داشته باشد. با فرض عدم سرمایه گذاری، میزان تولید نفت در یک دهه آینده به اندازه ای افت خواهد کرد که نفتی برای صادرات نخواهیم داشت.

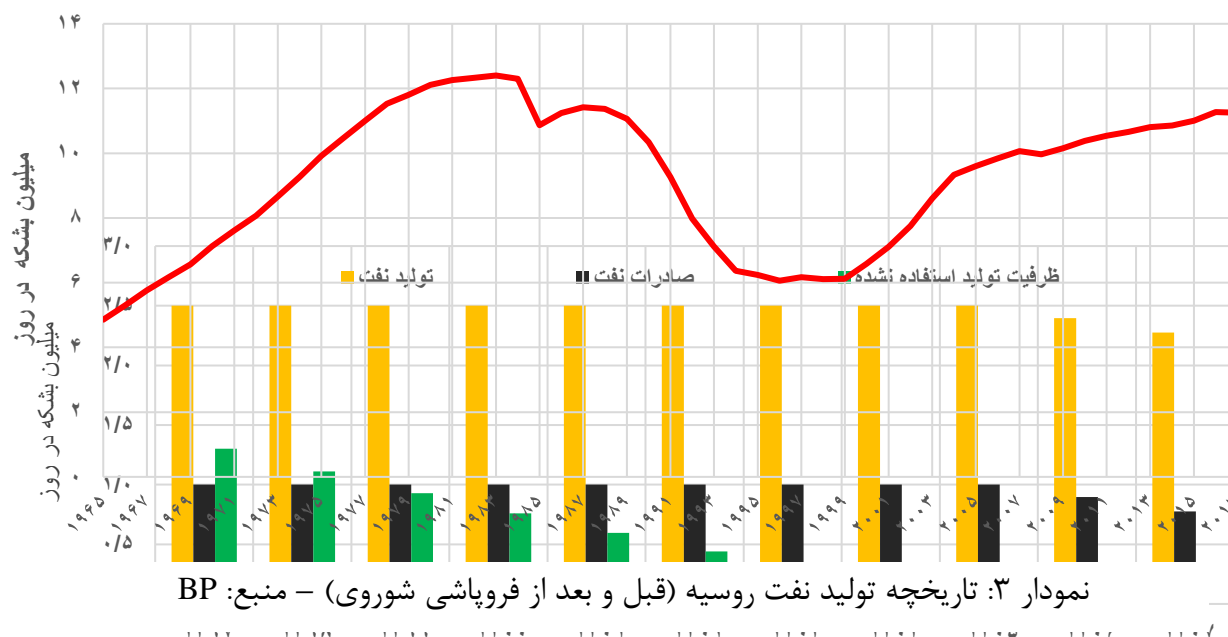
حال اثر تحریم را در تحلیل روند صادرات نفت خام وارد می کنیم. با تحریم فروش نفت ایران، اگر چاه هایی که بیش ترین افت تولید دارند موضوع برنامه کاهش تولید تکلیفی باشند، میانگین نرخ افت تولید ۵ درصد در سال برآورد می شود. فرض می کنیم امکان صادرات یک میلیون بشکه نفت خام در روز وجود داشته باشد. در این صورت همان طور که در نمودار ۲ مشخص است، ظرفیت تولید استفاده نشده نفت کشور در ۷ سال به صفر می رسد و بعد از آن صادرات نفت کمتر از یک میلیون بشکه در روز خواهد بود.

نمودار ۱: پیش بینی روند تولید و صادرات نفت در شرایط غیر تحریم

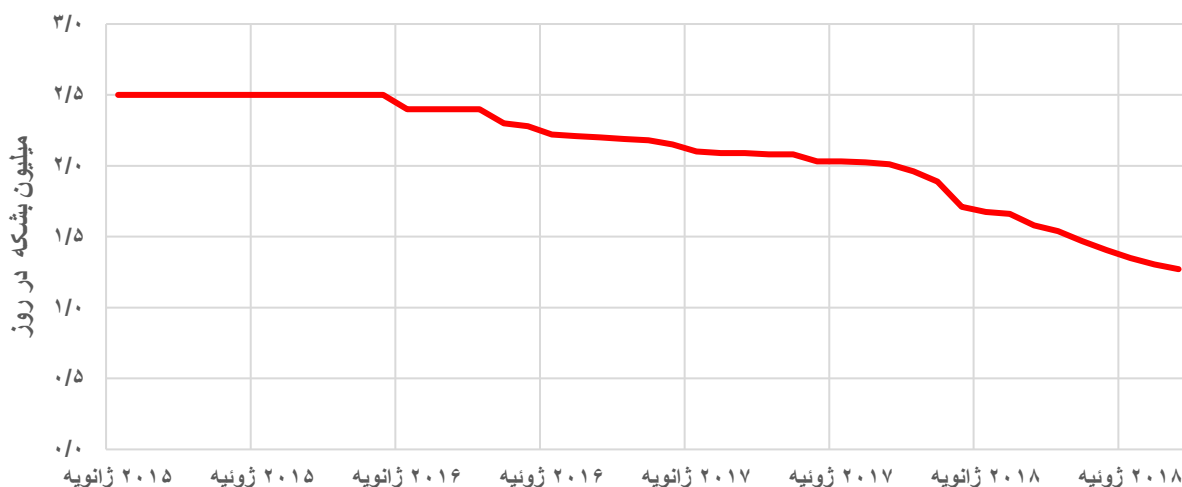
سرمایه‌گذاری در صنعت نفت لازمه حفظ تولید نفت و محقق ساختن درآمدهای نفتی است. بی‌توجهی به این مهم می‌تواند تولید نفت کشور را به خطر بیاندازد. تجربه کاهش شدید تولید نفت در روسیه و ونزوئلا نیز مؤید نقش مهم سرمایه‌گذاری در حفظ تولید است. در اواخر حیات سیاسی شوروی و اوایل تشکیل روسیه به دلیل مشکلات سیاسی و اقتصادی، سرمایه‌گذاری در صنعت نفت متوقف شد. این موضوع سبب شد در طی یک دهه

نمودار ۲: پیش‌بینی روند تولید، صادرات و ظرفیت تولید نفت در شرایط تحریم

(۱۹۸۵ تا ۱۹۹۵) میزان تولید نفت از ۱۲ میلیون بشکه در روز به ۶ میلیون بشکه در روز کاهش یابد (نمودار ۳).



کشور ونزوئلا در سال‌های اخیر با تجربه مشابهی مواجه بوده است. ونزوئلا که با دخالت‌های آمریکا و تحریم فروش نفت با چالش‌های سیاسی و اقتصادی درگیر شده است، در سال‌های اخیر نتوانسته است در میدان‌های نفتی خود سرمایه‌گذاری مناسب انجام دهد. همان‌طور که در نمودار ۴ مشخص است، تولید نفت ونزوئلا در طول ۳ سال از ۲.۵ میلیون بشکه در روز به ۱.۲ میلیون بشکه در روز رسیده است.



نمودار ۴: روند کاهشی تولید نفت ونزوئلا در سال‌های اخیر - منبع: EIA



### ۱-۳- دفاع از منافع ملی در میادین مشترک

بر اساس اطلاعات موجود، ایران ۲۸ میدان مشترک نفتی و گازی با کشورهای همسایه خلیج فارس دارد. از این تعداد ۱۸ میدان نفتی، چهار میدان گازی و شش میدان دارای ذخایر نفت و گاز است. میادین نفتی و گازی مشترک ایران در خشکی و دریا واقع شده است. از ۲۸ میدان مشترک، ۱۵ میدان در آب‌های خلیج فارس و ۱۳ میدان در خشکی قرار گرفته‌اند. این میادین در مرز مشترک ایران و کشورهای کویت، قطر، امارات متحده عربی، عربستان سعودی، عراق و ترکمنستان قرار دارند.

عراق با ۱۲ میدان مشترک در رأس همسایگان مشترک هیدروکربوری ایران قرار دارد که از جمله این میادین می‌توان به میدان نفت شهر، میدان دهلران، میدان پلیدار غرب، میدان نفتی آذر، میدان نفتی آزادگان و میدان نفتی یادآوران اشاره کرد. پس از آن امارات با ۷ میدان، عربستان سعودی با چهار میدان، قطر با دو میدان و کشورهای عمان، کویت و ترکمنستان هر یک با یک میدان قرار گرفته‌اند.

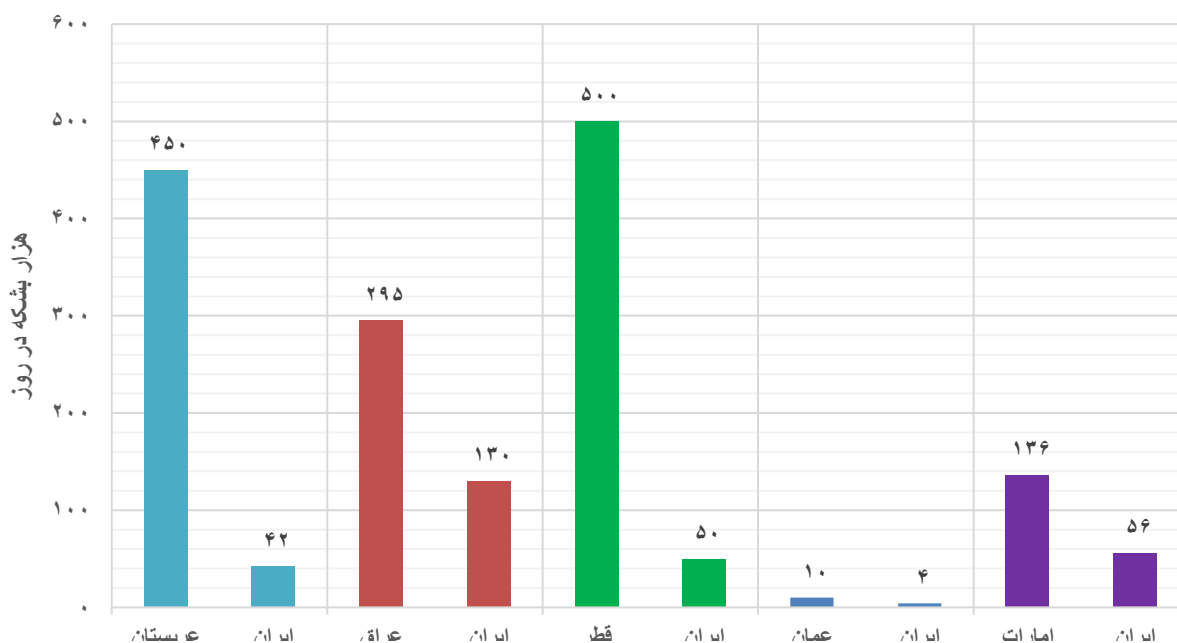
بررسی وضعیت برخی از مهم‌ترین میادین مشترک کشور با همسایگان نشان می‌دهد:

- در حالی که عربستان روزانه ۴۵۰ هزار بشکه منابع هیدروکربوری از مجموع چهار میدان مشترک برداشت می‌کند، برداشت ایران فقط ۴۲ هزار بشکه در روز است.
- عراق روزانه ۲۹۵ هزار بشکه نفت خام از میادین مشترک برداشت می‌کند، حال آنکه برداشت ایران روزانه ۱۳۰ هزار بشکه بیشتر نیست.
- ایران روزانه ۵۰ هزار بشکه نفت خام از لایه نفتی پارس جنوبی برداشت می‌کند، در حالی که طرف قطری روزانه ۵۰۰ هزار بشکه نفت استخراج می‌کند.
- تا انتهای ۲۰۱۴ میلادی، تولید تجمعی گاز ایران از میدان گازی پارس جنوبی حدود ۷۱۰ میلیارد مترمکعب بود. در همین فاصله، کشور قطر بیش از ۱.۲۱۰ میلیارد مترمکعب گاز از این منبع مشترک برداشت کرد.
- در میدان هنگام، مشترک با کشور عمان، در حالی که ایران ۴ هزار بشکه در روز نفت تولید می‌کند، همسایه عمانی روزانه ۱۰ هزار بشکه تولید می‌کند.

- در میادین مشترک با امارات، طرف مقابل ۱۳۶ هزار بشکه و ایران تنها ۵۶ هزار بشکه تولید نفت داشته است.
- میدان گازی آرش، مشترک بین ایران با کویت و عربستان به دلیل مناقشات مرزی مورد بهره‌برداری قرار نگرفته است.

اطلاعات مربوط به تولید نفت ایران و همسایگان از میدان‌های مشترک نفتی در نمودار ۵ ارائه شده است. بر اساس این اطلاعات در مجموع میدان‌های مشترک، کشور روزانه ۱.۱۰۹ میلیون بشکه کمتر از رقبای خود تولید می‌کند. با احتساب نفت ۶۰ دلاری، بیش از ۲۴ میلیارد دلار در سال ضرر ناشی از عدم سرمایه‌گذاری در میدان‌های مشترک است.

با توجه به سرعت کشور عراق در توسعه میادین مشترک، انتظار می‌رود در آینده شاهد اختلاف بیش‌تری در تولید از میدان‌های مشترک با این کشور باشیم. با در نظر گرفتن میعانات و گاز طبیعی میدان‌های گازی مشترک، ضرر ناشی از عدم سرمایه‌گذاری افزایش خواهد یافت.



نمودار ۵: تولید نفت خام ایران و همسایگان از میادین مشترک



## پنجمین همایش سالانه اقتصاد مقاومتی



#### ۱-۴- نقش سرمایه‌گذاری در تولید صیانتی

تولید صیانت شده از منابع نفت و گاز در بند ۷ ماده ۱ قانون اصلاح قانون نفت مصوب سال ۱۳۹۰ این گونه تعریف شده است:

"کلیه عملیاتی که منجر به برداشت بهینه و حداکثری ارزش اقتصادی تولید از منابع نفتی کشور در طول عمر منابع مذکور می‌شود و باعث جلوگیری از اتلاف ذخایر در چرخه تولید نفت بر اساس سیاست‌های مصوب می‌گردد."

تولید صیانتی ناظر به تخصیص بهینه ذخایر بین زمان‌های مختلف و نیز ممانعت از هزروزی ذخایر است. از منظر فنی تولید صیانتی یعنی برداشت از مخازن نفتی تحمیلی نباشد بلکه مطابق با توان تولید مخزن باشد. در صورتی که بخواهیم از مخازن نفتی بیش از توان آن تولید کنیم لازم است با سرمایه‌گذاری به نحوی مکانیزم های تولیدی را تقویت نماییم. میانگین ضریب بازیافت در مخازن نفتی کشور ۲۴.۵ درصد است. به عبارت دیگر اگر ۱۰۰ واحد نفت در زیر زمین وجود داشته باشد، ۲۴.۵ واحد از آن قابل استخراج است و مابقی در زیر زمین می‌ماند. بخشی از ذخایر باقیمانده در زیر زمین با سرمایه‌گذاری قابل استحصال می‌شود. اجرای پروژه‌های ازدیاد برداشت مانند تزریق گاز می‌تواند ۴ تا ۱۰ درصد ضریب بازیافت میادین نفتی را افزایش دهد، اما زمان و میزان سرمایه‌گذاری در موفقیت پروژه‌های ازدیاد برداشت نفت اهمیت بسزایی دارد.

سرمایه‌گذاری حتی در فاز مطالعات جامع مخزن و انتخاب سناریو تولید مؤثر است. سناریوهای مختلف تولید نفت و گاز، مقادیر متفاوتی از ضریب بازیافت در پی دارند. به عنوان مثال سناریو الف که منجر به ۳۵ درصد ضریب بازیافت می‌شود در برابر سناریو ب که منجر به ۳۲ درصد ضریب بازیافت می‌شود کنار گذاشته می‌شود، زیرا شرکت‌های داخلی در ارزیابی سناریوهای مختلف تولید با محدودیت جدی در تأمین مالی روبرو هستند. در صورتی که منابع مالی مورد نیاز سناریو بهینه تولیدی تأمین شود با فناوری و دانش موجود در کشور می‌توان ضریب بازیافت مخازن نفتی کشور را ارتقا داد. لازم به ذکر است در صورتی که ضریب بازیافت مخازن نفتی کشور یک درصد افزایش یابد بیش از ۴۰۰ میلیارد دلار درآمدهای جدید در پی خواهد داشت.

از سویی دیگر لازم به ذکر است رفتارها و عملکرد ما در قبال مخزن غیرقابل بازگشت خواهد بود. در صورتی که سرمایه‌گذاری در زمان مناسب انجام نشود، دست یافتن به سطح بهینه قبلی غیرممکن خواهد بود، زیرا بخشی از

نفت درون مخزن حبس می‌شود. برآوردها نشان می‌دهد تنها در شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب حدود ۷۰۰ هزار بشکه در روز، نفت غیر صیانتی تولید می‌شود.

## ۲. بررسی رویه‌های جاری سرمایه‌گذاری در صنعت نفت و گاز ایران

### ۲-۱- سرمایه‌گذاری از طریق شرکت ملی نفت ایران

#### ۲-۱-۱- رابطه بودجه‌ای دولت و شرکت ملی نفت ایران

در سال‌های اخیر، دولت بر اساس برنامه بودجه ۱۴.۵ درصد از صادرات نفت خام و میعانات گازی و ۱۴.۵ درصد از فروش داخلی را به شرکت ملی نفت ایران اختصاص داده است. این منابع صرف هزینه‌های جاری (شامل حقوق و دستمزد)، استمرار تولید از میدان‌های در حال تولید و در صورت کفایت سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نگهداشت تولید می‌شود.

در سال‌های گذشته سهم شرکت ملی نفت بین ۵ تا ۱۲ میلیارد دلار در نوسان بوده است. در سال ۹۶ شرکت ملی نفت، ۱۰۰ میلیارد دلار ارزش‌افزوده خلق کرده است، که ۱۰ میلیارد دلار از آن نصیب شرکت ملی نفت شده است. در بودجه سال ۹۷، سهم شرکت ملی نفت ۵.۸ میلیارد دلار است. پیش‌بینی می‌شود در سال ۹۸ سهم شرکت ملی نفت کمتر از ۵ میلیارد دلار محقق شود.

هزینه‌های جاری (حقوق و دستمزد و...) و هزینه‌های لازم برای استمرار تولید از میادین نفت و گاز کشور ۳ میلیارد دلار برآورد می‌شود. از سویی دیگر بدهی‌های انباشته شرکت ملی نفت بیش از ۴۰ میلیارد دلار اعلام شده است. با توجه به هزینه‌ها و بدهی شرکت ملی نفت، تحقق اهداف سرمایه‌گذاری در پروژه‌های نگهداشت تولید بسیار بعید است.

میزان سرمایه‌گذاری دولت از محل درآمدهای نفتی در صنعت نفت و گاز ناکافی و نامتناسب با نیازهای صنعت نفت است. از طرفی همین مقدار سرمایه‌گذاری به شکل ناکارآمد و در قالب بودجه سالانه شرکت ملی نفت انجام می‌شود.

جدول ۱: مشارکت دولت در تأمین مالی پروژه‌های بالادستی

نام کشور	نرخ مشارکت دولت (درصد)
----------	------------------------

چین	۵۰
الجزایر	۵۰
نروژ	۳۰ تا ۵۰
آنگولا	۲۵
مالزی	۲۵
عراق	۲۵
ویتنام	۱۵

تخصیص بودجه به شرکت‌های ملی در حوزه صنعت نفت و گاز سال‌هاست در دنیا منسوخ شده است. تجربه‌های بین‌المللی نشان می‌دهد دولت‌ها با تفکیک وظایف تجاری و حاکمیتی، از طریق سهامداری در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و یا سهامداری در شرکت‌های ملی سرمایه‌گذاری می‌کنند. تنظیم روابط دولت و شرکت ملی در هر میدان از طریق قرارداد نفتی صورت می‌پذیرد. عملکرد

شرکت ملی در هر میدان، تعیین‌کننده میزان سود و یا زیان است. جدول ۱ سرمایه‌گذاری برخی از دولت‌ها از محل درآمدهای نفتی در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز را نشان می‌دهد. این روش از سرمایه‌گذاری به دلیل کسب بازدهی ناشی از سرمایه‌گذاری، سهم دولت از نفت میدان را افزایش می‌دهد.

### ۲-۱-۲- اجازه دولت به شرکت ملی نفت برای ایجاد بدهی

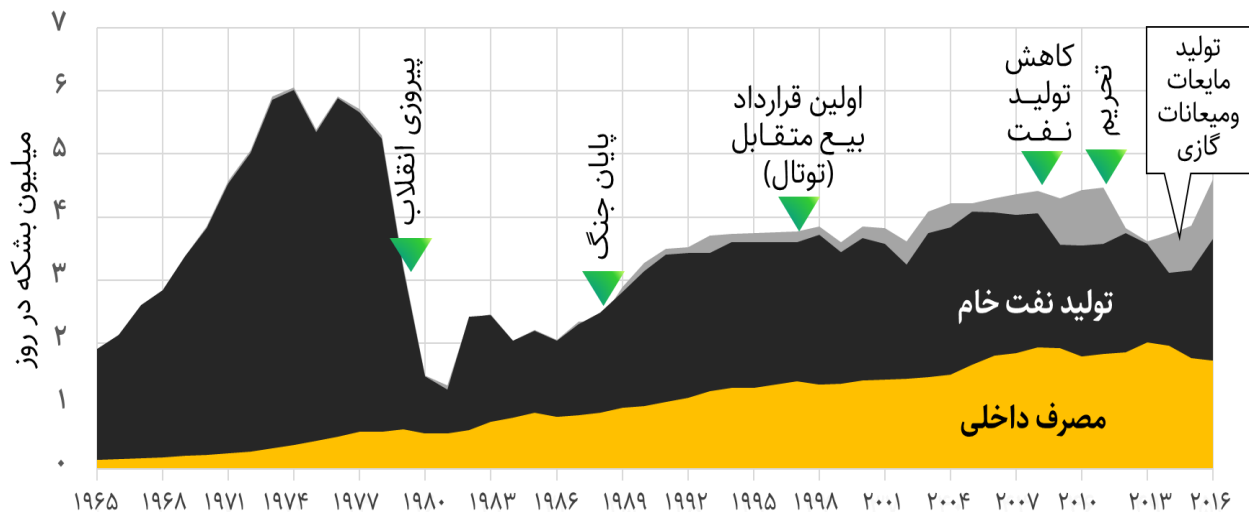
شرکت ملی نفت به دو طریق می‌تواند با ایجاد بدهی به تأمین مالی پروژه‌های توسعه‌ای بپردازد:

- بدهی مستقیم: هر ساله در برنامه بودجه دولت، شرکت ملی نفت مجاز به ایجاد بدهی تا سقف مشخصی است. شرکت ملی نفت با استفاده از انتشار اوراق مشارکت ارزی و ریالی و اوراق صکوک اسلامی و دریافت وام‌های داخلی و خارجی از جمله دریافت وام ارزی از بانک مرکزی، بدهی ایجاد می‌کند. در مقابل بدهی ایجادشده، شرکت ملی نفت ملزم است از محل منابع داخلی (سهم ۱۴.۵ درصد) بازپرداخت اصل و سود را ضمانت نماید.
- بدهی غیرمستقیم: به دلیل ممنوعیت اختصاص منابع ارزی صندوق توسعه ملی به شرکت‌های دولتی، شرکت ملی نفت از دریافت مستقیم منابع صندوق توسعه محروم شد. با این حال پیمانکاران طرف قرارداد با شرکت ملی نفت، توانستند با ضمانت شرکت ملی نفت از تسهیلات صندوق توسعه ملی استفاده کنند. گرچه در ظاهر شرکت ملی نفت به پیمانکاران بدهکار است اما در عمل پیمانکاران با دریافت تسهیلات و انجام تعهدات قراردادی، پرداخت اقساط را به عهده شرکت ملی نفت گذاشته‌اند.

درواقع شرکت ملی نفت می‌بایست با ایجاد بدهی و تأمین مالی پروژه‌های توسعه میادین نفت و گاز (از جمله توسعه میدان نفتی آزادگان، توسعه فازهای گازی پارس جنوبی و ...) موجبات افزایش تولید نفت و میعانات گازی کشور را فراهم می‌کرد. با توجه به آن که ۱۴.۵ درصد از افزایش تولید در بودجه سال‌های آتی به شرکت ملی نفت

اختصاص می‌یافت، بازپرداخت بدهی از محل منابع داخلی ممکن به نظر می‌رسید؛ اما در عمل اتفاقات به گونه‌ای دیگر رقم خورد. در ادامه به بررسی دلایل ناکارآمدی این رویه می‌پردازیم:

اولاً؛ همان‌طور که در بخش قبلی ذکر شد، منابع داخلی شرکت ملی نفت با توجه به تغییرات قیمت نفت و میزان فروش در نوسان است و بخش عمده آن صرف هزینه‌های جاری می‌شود. بخش اندکی از منابع مذکور برای اجرای پروژه‌های نگهداشت تولید میداین نفت و گاز کشور اختصاص می‌یابد و در نتیجه کشور از سال‌های گذشته با افت تولید نفت خام در میداین در حال تولید مواجه شده است. (نمودار ۶). به عبارت دیگر منابع داخلی شرکت ملی نفت نتوانست مانع از افت تولید شود. در نهایت شرکت ملی نفت با ایجاد بدهی به حفظ تولید نفت خام و میعانات گازی دست یافت، در حالی که انتظار می‌رفت ایجاد بدهی منجر به افزایش سطح تولید نفت خام و میعانات گازی شود. با ثابت ماندن ظرفیت تولید نفت و میعانات گازی، افزایش میزان بدهی‌های شرکت ملی نفت منجر به افزایش درآمد آن شرکت نشد و بازپرداخت بدهی با چالش جدی مواجه شد. برای درک بهتر، در نظر بگیرید امسال تولید نفت خام ۴ میلیون بشکه در روز باشد، شرکت ملی نفت با ایجاد بدهی به اندازه یک میلیارد دلار تولید را برای سال آینده در سطح فعلی حفظ می‌نماید. با ثابت ماندن تولید، سمت درآمد شرکت ملی نفت در ترازنامه افزایش نخواهد داشت در حالی که سمت بدهی ترازنامه در حال افزایش است.



نمودار ۶: تاریخچه تولید و صادرات نفت خام، مایعات و میعانات گازی کشور (منبع: BP, OPEC)

ثانیا؛ منابعی که شرکت ملی نفت از طریق ایجاد بدهی مستقیم تحصیل می‌نماید با محوریت پروژه‌ای خاص نیست که این موضوع موجب انحراف در تخصیص منابع حاصل از آن می‌شود.

طبق آخرین گزارش صندوق توسعه ملی از ابتدای تأسیس صندوق تا انتهای شهریورماه ۱۳۹۷، سهم طرح‌های بالادستی نفت و گاز از طرح‌های اعلام وصول شده معادل مبلغ ۱۶.۸ میلیارد دلار، مربوط به ۱۱ فقره طرح است که برای تمام آن‌ها مسدودی صادر شده است. طرح‌های دارای مسدودی، مجموعاً به میزان معادل ۱۲.۴ میلیارد دلار موفق به گشایش اعتبار شده‌اند که بابت آن‌ها معادل مبلغ ۸.۳ میلیارد دلار پرداخت شده است. صندوق توسعه ملی معتقد است به دلیل بازپرداخت نشدن تعهدات سابق شرکت ملی نفت و ارجاعات بیش‌ازحد در حوزه‌های مختلف به صندوق، امکان ارائه تسهیلات جدید به صنعت نفت و گاز ممکن نیست. بنابراین در حال حاضر ایجاد بدهی مستقیم تنها راه شرکت ملی نفت است. از طرفی ایجاد بدهی مستقیم با حجم انباشته‌ای از بدهی‌ها و وضعیت ترازنامه شرکت ملی نفت با چالش جدی مواجه هست.



## ۲-۲- سرمایه‌گذاری از طریق مدل‌های قراردادی

استفاده از سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی (FDI) در قالب قراردادهای نفتی مهم‌ترین مسیر سرمایه‌گذاری در میدان‌های نفت و گاز کشور است. در سال‌های اخیر مدل جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC) معرفی شد. در این مدل قراردادی شرکت ملی نفت به نمایندگی از حاکمیت به‌عنوان طرف اول قرارداد (کارفرما) و شرکت‌های خارجی و داخلی به‌عنوان طرف دوم قرارداد (پیمانکار) متعهد می‌شوند. پیمانکار با تأمین هزینه‌های موردنیاز برای توسعه و تولید میدان نفتی در طول ۲۰ سال، مستحق دریافت تمامی هزینه‌ها به همراه بهره بانکی و همچنین دستمزد (Fee) و سایر هزینه‌های جانبی از محل حداکثر ۵۰ درصد تولید میدان می‌شود.

در شرایط تحریم شاهد خروج شرکت‌های نفتی خارجی باوجود قراردادهای نفتی فعال و ترک مذاکره قراردادهای در شرف انعقاد از سوی شرکت‌های نفتی خارجی هستیم. بنابراین رویه جاری به‌شدت تضعیف شده است. با ناامیدی وزارت نفت از به‌کارگیری شرکت‌های خارجی، انعقاد قرارداد با شرکت‌های تأیید صلاحیت شده داخلی اکتشاف و تولید در دستور کار قرار گرفت.

شرکت‌های داخلی که در ابتدای راه قرار دارند، از توان مالی لازم برای توسعه میادین نفت و گاز کشور برخوردار نیستند. با توجه به وضعیت ترازنامه شرکت‌های داخلی، جذب منابع مالی داخلی و خارجی با مشکلات جدی مواجه است. از طرفی به دلیل هزینه‌های ارزی پروژه‌های بالادستی، صرفاً جذب منابع ریالی مسئله را به‌طور کامل حل نمی‌کند. بخش کوچکی از هزینه‌های توسعه یک میدان ریالی است. مشارکت مردم (جذب ریال) در این محدوده می‌تواند با روش‌های تأمین مالی خارج از ترازنامه (مانند فاکتورینگ و صندوق پروژه) صورت بپذیرد. افزایش نقش ریال در پروژه‌های بالادستی از دو طریق ممکن است:

- راه اول؛ حمایت بانک مرکزی در تبدیل ریال به ارزهای قابل‌پذیرش در بازار خرید تجهیزات و خدمات نفتی است. تحقق این حمایت در شرایط تحریم خارج از توان بانک مرکزی است.
- راه دوم؛ توسعه ساخت داخل به همراه زنجیره تأمین مواد اولیه است که می‌تواند نقش ریال در تأمین مالی را ارتقا دهد، اما نیازمند برنامه‌ریزی و حمایت‌های بلندمدت است و انتظار کسب نتایج در کوتاه‌مدت دور از انتظار است.

در شرایط غیر تحریمی، جذب سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در صورت توانمندی نظام حکمرانی کشور می‌تواند منجر به توسعه میادین نفت و گاز کشور با استفاده از فناوری‌های روز شود. تلاش برای جذب سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی و مشارکت شرکت‌های بین‌المللی شرقی و غربی، بزرگ و متوسط اقدامی شایسته در توسعه میادین نفت و گاز کشور است. با این حال وابستگی کامل توسعه میادین نفت و گاز کشور به سرمایه‌گذاری خارجی اقدامی ناپسند است. سرمایه‌گذاری خارجی متغیری خارج از کنترل حاکمیت است؛ بنابراین اتخاذ رویکرد برون‌گرا در سرمایه‌گذاری برای توسعه میادین موجب وابستگی کشور به اراده شرکت‌های بین‌المللی خواهد شد. در کنار متغیرهای سیاسی، تحولات حوزه انرژی نیز بر اهمیت موضوع می‌افزاید. رشد فرصت‌های رقیب سرمایه‌گذاری مانند انرژی‌های تجدیدپذیر در اروپا و چین و نفت شیل در آمریکا، موجب می‌شود کشورهایی که عمده جریان سرمایه‌گذاری را در دست دارند، نیازی بیش‌ازپیش به سرمایه داشته باشند. این موضوع در سال‌های آتی موجب سخت‌تر شدن جذب سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در توسعه میادین نفت خواهد شد.

### ۳. نقش عواید در تأمین مالی پروژه‌های توسعه و نگهداشت تولید

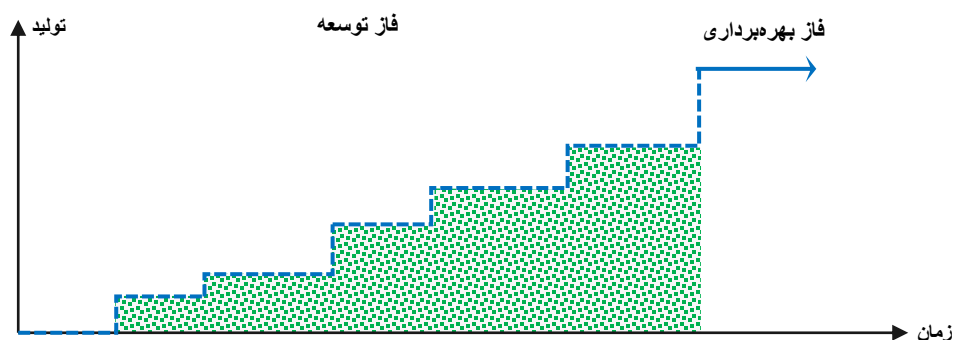
#### ۳-۱- مدل توسعه پلکانی

بعد از کشف یک میدان نفتی با استفاده از چاه‌های اکتشافی و توصیفی اطلاعاتی در مورد میزان نفت درون مخزن، ویژگی‌های سازند و سیال و... به دست می‌آید. بر اساس اطلاعات به‌دست‌آمده برنامه توسعه میدان طراحی می‌شود. در این مرحله شناخت از مخزن با عدم قطعیت‌های بزرگی مواجه است و ریسک در حد بالایی قرار دارد. فرض کنید در فاز توسعه نیاز به حفر ۱۰ حلقه چاه وجود دارد. این گونه نیست که با به خدمت گرفتن ۱۰ دکل حفاری، در یک مرحله ۱۰ حلقه چاه حفر شود، بلکه مبتنی بر توسعه پلکانی (Ongoing Development) با شکست فاز توسعه به چند بخش عملیات حفاری و نصب تاسیسات سطح‌الارضی صورت می‌گیرد. توسعه پلکانی مزایایی در پی دارد از جمله:

- دسترسی به اطلاعات دینامیکی مخزن که تنها با تولید از میدان و گذشت زمان امکان‌پذیر است،
- بازنگری و اصلاح برنامه توسعه و اجرای هر مرحله با تحلیل و ارزیابی اطلاعات کسب‌شده از مرحله قبل،
- کاهش ریسک‌های فنی مخزن با افزایش اطلاعات،

- امکان تولید نفت در هر مرحله از فاز توسعه و تأمین مالی مرحله بعد، در صورتی که واحد بهره‌برداری و نمک‌زدایی برای تولید نفت مهیا باشد. البته این موضوع با چالش‌هایی روبروست که در این پژوهش به آن پرداخته شده است.

نحوه به‌کارگیری مدل توسعه پلکانی، تعیین‌کننده سطح به‌کارگیری عواید در تأمین مالی همان میدان است. لازم به ذکر است، مقصود بازپرداخت مطالبات از محل عواید نیست، بلکه نقش مستقیم عواید در تأمین مالی مراحلی از فاز توسعه است. تعداد شکست ایجادشده در فاز توسعه و زمان‌بندی اجرای هر فاز از جمله عوامل تعیین‌کننده اندازه نقش عواید است. در صورت استفاده حداکثری از مفهوم توسعه پلکانی (شکل ۲)، عواید فاز توسعه در برخی از پروژه‌ها ۴۰ تا ۸۰ درصد از مخارج سرمایه‌ای (CAPEX) را پوشش می‌دهد.

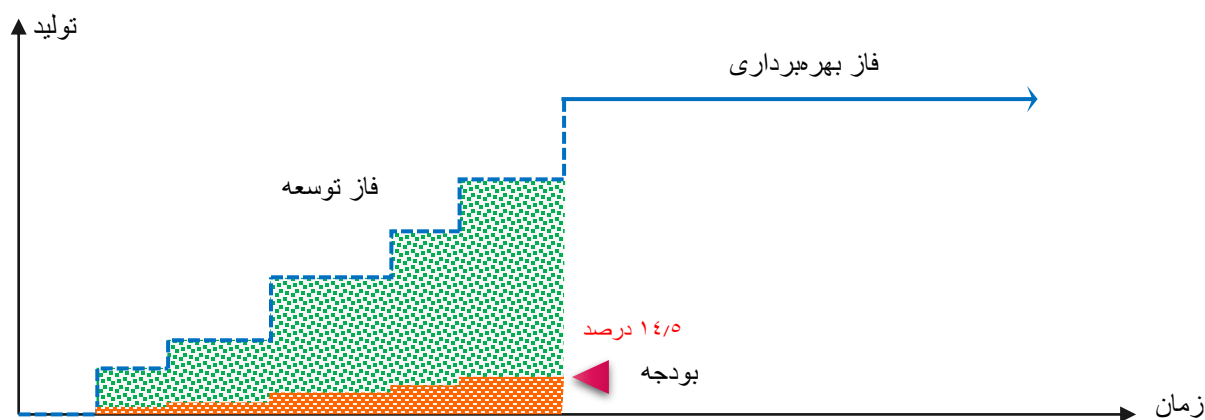


شکل ۲: پرو فایل مفهومی توسعه پلکانی باهدف حداکثر سازی نقش عواید در تأمین مالی

یکی دیگر از عوامل مؤثر بر میزان نقش عواید، وضعیت فعلی میدان از منظر دسترسی به تأسیسات سطح الارضی است. در صورتی که تأسیسات سطح الارضی موردنیاز برای تولیدی کردن چاه‌های حفرشده در دسترس نباشد، نقش عواید در تأمین مالی کاهش می‌یابد. در میادین دریایی به دلیل هزینه‌های بالای عملیات و تفاوت در مدیریت پروژه نقش عواید به شدت کاهش می‌یابد. به‌کارگیری عواید در تأمین مالی با چالش‌هایی همراه است که در بخش بعد به آن می‌پردازیم.

### ۳-۳- چالش‌های تأمین مالی از عواید میدان

در هر دو رویه جاری صنعت نفت قیودی وجود دارد که نقش عواید در تأمین مالی را می‌کاهد. ابتدا حالتی را در نظر می‌گیریم که شرکت ملی نفت به‌طور مستقیم اقدام به توسعه میدان نماید. در این صورت ۱۴.۵ درصد از عواید میدان به‌صورت ماهانه به‌عنوان بودجه نصیب شرکت ملی نفت می‌شود. اولاً، این شیوه تخصیص بین عواید و پروژه ارتباط برقرار نمی‌کند و منجر به انحراف منابع می‌شود. به دلیل مجموعه‌ای از بدهی‌های انباشتی و طرح‌های فوری شرکت ملی نفت، انتظار تخصیص عواید به پروژه هدف دور از انتظار است. عملکرد شرکت ملی نفت در توزیع منابع بین شرکت‌های تابعه مؤید این موضوع است. ثانیاً، از مجموع عوایدی که در فاز توسعه محقق می‌شود و می‌تواند در تأمین مالی همان پروژه استفاده شود، تنها ۱۴.۵ درصد به پروژه تخصیص می‌یابد (شکل ۲). این قید نحوه اجرای توسعه پلکانی توسط شرکت ملی نفت را به چالش می‌کشد. در این شرایط شرکت ملی نفت عمده اهدافی که از توسعه پلکانی انتظار دارد، شناخت تدریجی مخزن و کاهش ریسک‌های فنی



شکل ۳: سهم شرکت ملی نفت از عواید در فاز توسعه

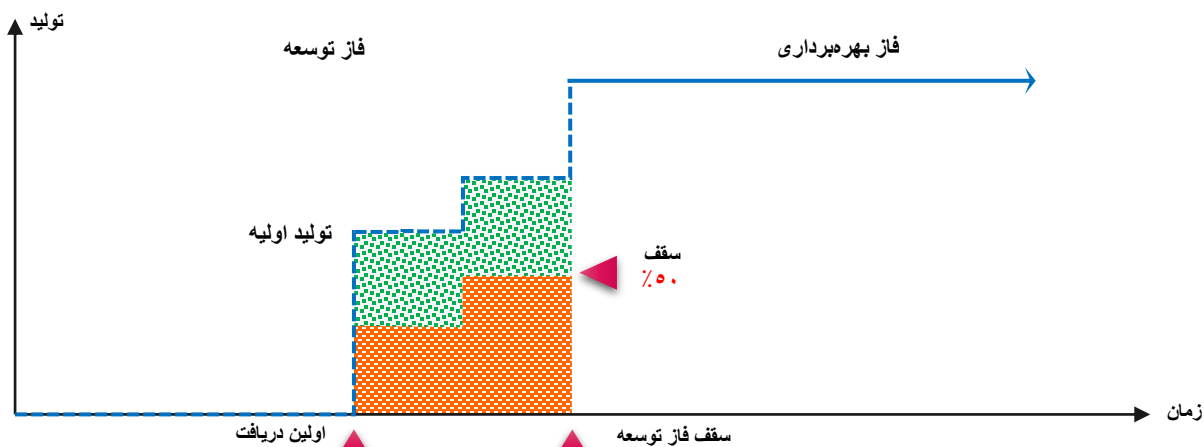
پروژه است.

تغییر رابطه بودجه‌ای به قراردادی، پیش‌نیاز حل مشکل تأمین مالی شرکت ملی نفت است. یکسان‌سازی رویه توسعه میادین کشور، پروژه محور بودن و مسدود شدن امکان انحراف منابع، مقایسه پذیر شدن عملکرد شرکت ملی نفت با سایر شرکت‌های داخلی و خارجی و افزایش کارآمدی شرکت ملی نفت از جمله مزایای رابطه قراردادی است.

همان طور که در فصل دوم این پژوهش تشریح شد، مهم ترین رویه سرمایه گذاری در توسعه میادین کشور، سرمایه گذاری از طریق عقد قراردادهای نفتی با شرکت های خارجی و داخلی است. در این رویه، تنظیم روابط حاکمیت و شرکت های نفتی در قرارداد از اهمیت ویژه ای برخوردار است. هم جهت ساختن منافع شرکت های نفتی با منافع اجتماعی (تولید صیانتی) و طراحی مکانیزم های خودکنترلی در قراردادهای نفتی، از پیچیدگی های یک قرارداد محسوب می شود.

در قرارداد نفتی ایران (IPC) منافع پیمانکار به صورت بلندمدت به تولید میدان گره خورده است. برای حفظ نگاه بلندمدت پیمانکار، وزارت نفت از ابزار مدیریت بازپرداخت هزینه ها استفاده می کند. بازپرداخت زودهنگام مطالبات پیمانکار، روابط بین پیمانکار و کارفرما را دستخوش تغییراتی می کند و موجب می شود نگاه پیمانکار به میدان کوتاه مدت شود. در این صورت در اواخر دوره قرارداد، ابزارهای قراردادی کارایی خود را برای اعمال حکمرانی از دست می دهد و میدان در زمانی که با افت تولید مواجه است از جانب پیمانکار رها می شود.

مدت فاز توسعه، سقف بازپرداخت و زمان پرداخت اول، قیود محدودکننده دریافتی پیمانکار در فاز توسعه هستند. تولید اولیه با موافقت شرکت ملی نفت تعیین می شود و پرداختی ها به پیمانکار بعد از تولید اولیه آغاز می شود. پروفایل تولید در این شرایط شبیه به شکل ۳ می شود. پیمانکار می تواند بخشی از عواید فاز توسعه (قسمت نارنجی رنگ) را در تأمین مالی به کار گیرد. درواقع قیود مورداستفاده در قرارداد نقش عواید را در تأمین مالی پروژه محدود کرده است.



شکل ۴: سهم پیمانکار از عواید فاز توسعه در قراردادهای IPC

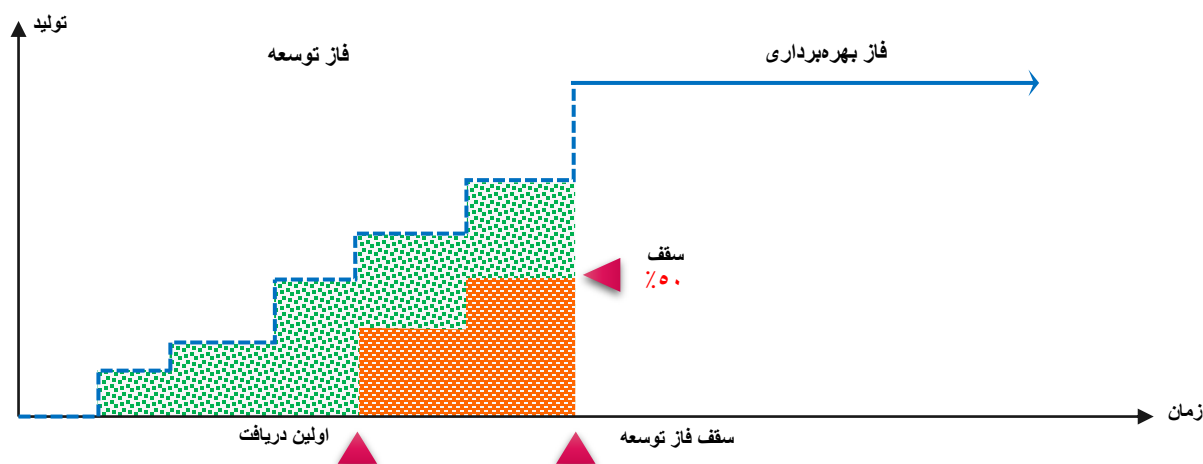
در فصل بعدی به ارائه راهکاری می‌پردازیم که ضمن حفظ نگاه بلندمدت پیمانکار در میدان، امکان استفاده از عواید فاز توسعه در تأمین مالی و حل مشکل تأمین مالی پروژه‌های بالادستی را در پی دارد.

## ۴. صندوق سرمایه‌گذاری نفت، راهکار تأمین مالی پایدار

### ۴-۱- منابع و سازوکار سرمایه‌گذاری صندوق

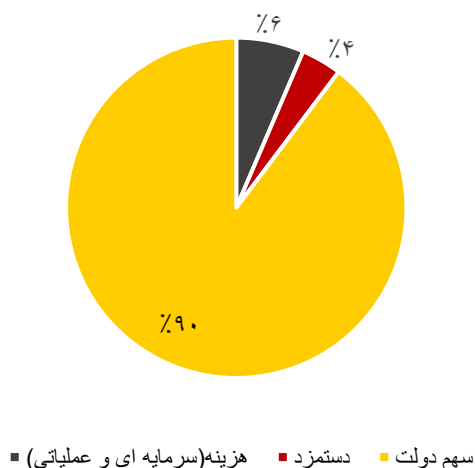
در فصل قبل به موانع و چالش‌های استفاده حداکثری از عواید در تأمین مالی پرداخته شد. همان‌طور که اشاره شد، شرکت ملی نفت با دو چالش تخصیص پروژه‌های منابع و سهم نامتناسب ۱۴.۵ درصد مواجه است. از طرفی مشاهده شد که حفظ نگاه بلندمدت پیمانکار در قراردادهای نفتی، حداکثر سازی نقش عواید فاز توسعه در تأمین مالی را با چالش مواجه می‌کند.

ایجاد صندوق سرمایه‌گذاری صنعت نفت به‌عنوان نهادی حاکمیتی با مشارکت در قراردادهای نفتی می‌تواند موانع موجود را برطرف نماید. صندوق و شرکت/شرکت‌های عملیاتی با تشکیل کنسرسیوم، به‌عنوان پیمانکار در قرارداد IPC وارد می‌شوند. صندوق در نقش نهاد تأمین مالی و شرکت عملیاتی در نقش اپراتور در کنسرسیوم به ایفای نقش می‌پردازند. مطابق شکل ۵، حاکمیت می‌تواند با اعمال قیود قرارداد، دریافتی پیمانکار را در فاز توسعه (قسمت نارنجی‌رنگ) محدود نماید، اما از سویی دیگر مابقی عواید در فاز توسعه (ناحیه سبزرنگ) را در اختیار صندوق سرمایه‌گذاری قرار دهد تا به نمایندگی از حاکمیت در همان میدان سرمایه‌گذاری نماید.



شکل ۵: حداکثر سازی نقش عواید فاز توسعه در تأمین مالی با مشارکت صندوق سرمایه‌گذاری صنعت نفت

مشارکت صندوق از محل تولید هر مرحله برای مخارج سرمایه‌ای مرحله بعد صورت می‌گیرد، در نتیجه ریسک مدیریت‌شده‌ای را متحمل می‌شود. توزیع ریسک به‌گونه‌ای است که به صندوق اجازه می‌دهد بدون نگرانی از اهمال کاری اپراتور، بیش از اپراتور در کنسرسیوم سهامدار باشد. عمده ریسک بر عهده اپراتور خواهد بود، بنابراین



حداکثر توان خود را برای کسب نتیجه به کار می‌گیرد.

در نظام مالی قرارداد IPC هزینه‌ها در مدت ۵ تا ۷ سال به کنسرسیوم طرف قرارداد بازپرداخت می‌شود. کنسرسیوم علاوه بر دریافت هزینه‌ها، مبلغی به‌عنوان دستمزد دریافت می‌کند. مجموع هزینه و دستمزد در طول قرارداد به کنسرسیوم پرداخت خواهد شد. هریک از اعضای کنسرسیوم بر مبنای سهم خود در کنسرسیوم از دریافتی‌ها سهم خواهند داشت. شرکت اپراتور سهمی مزاد به‌عنوان حق اپراتور دریافت می‌کند. سهم دولت، هزینه و دستمزد از مجموع درآمدهای یک میدان نفتی کشور منطبق با مدل قراردادی IPC بدون مشارکت صندوق در نمودار ۷ ارائه شده است.

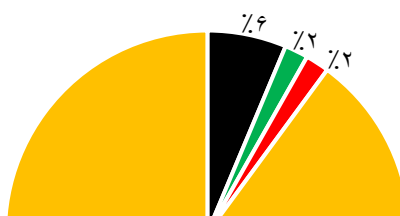
نمودار ۷: تقسیم درآمدهای حاصل از میدان نفتی بین ذینفعان بدون مشارکت صندوق

با مشارکت صندوق در تأمین مالی، بخشی از دستمزد نصیب صندوق می‌شود. با فرض مشارکت ۵۰ درصدی صندوق در تأمین مالی پروژه، درآمد همان میدان بر اساس نمودار ۸ بین ذینفعان تقسیم می‌شود.

این مشارکت دو نتیجه مهم در پی دارد:

- در مجموع سهم حاکمیت از نفت میدان افزایش خواهد یافت. در میدان مورد مطالعه سهم حاکمیت از ۹۰ درصد به ۹۲ درصد درآمدهای میدان افزایش می‌یابد.
- صندوق از محل دستمزد ایجاد می‌شود و رشد خواهد کرد. به عبارت دیگر ایجاد صندوق، موجب کاهش سهم دولت نمی‌شود و دولت در هر شرایطی سهم خود از نفت میدان را دریافت خواهد کرد.

استفاده از عواید در فاز توسعه در معدودی از پروژه‌ها به میزان بالاتر از ۵۰ درصد ممکن است. این پروژه‌ها فرصت ایجاد و رشد صندوق سرمایه‌گذاری را فراهم می‌کنند. در صورتی که صندوق در چند پروژه از محل عواید فاز توسعه سرمایه‌گذاری نماید، در آینده جریان نقدی مناسبی خواهد داشت. صندوق بعد از طی دوران گذار به بلوغ خود خواهد رسید و می‌تواند به صورت پایدار به نیازهای سرمایه‌گذاری میداین نفت و گاز کشور پاسخ دهد.



نمودار ۸: تقسیم درآمدهای حاصل از میدان نفتی بین ذینفعان با مشارکت صندوق

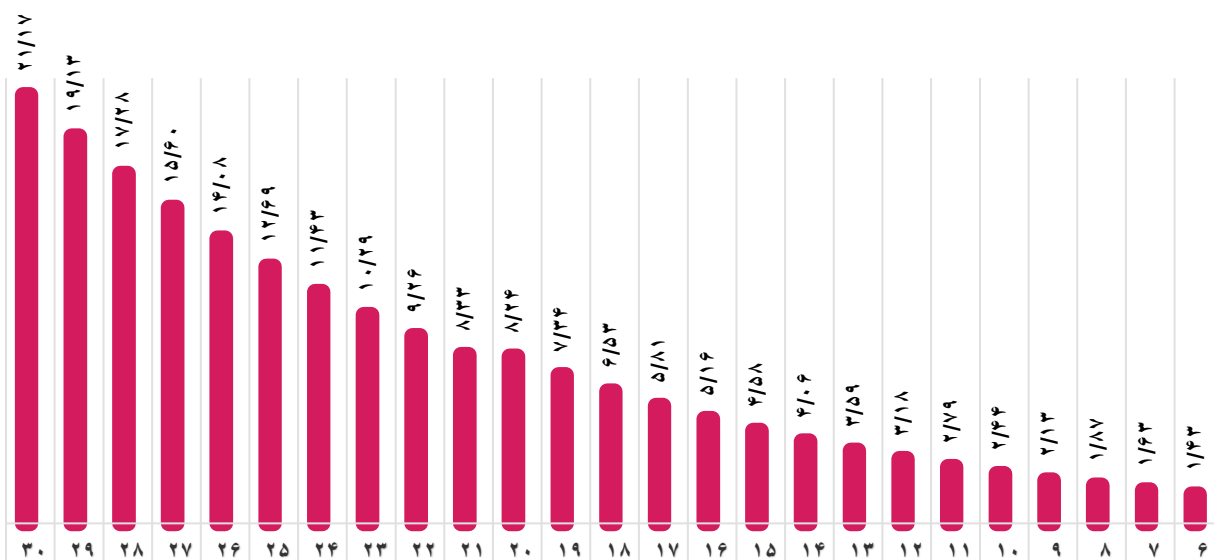


سهم دولت    دستمزد سهم صندوق    دستمزد سهم اپراتور    هزینه (سرمایه‌ای و عملیاتی)



## ۴-۲- برآورد توان سرمایه‌گذاری صندوق

در صورتی که صندوق سالانه ۲ میلیارد دلار برای مدت ۵ سال با سازوکار ارائه‌شده در بخش قبل سرمایه‌گذاری نماید، از سال ششم به درآمد خواهد رسید. با فرض آن که درآمدهای آتی را مجدداً در پروژه‌های بالادستی صنعت نفت و گاز سرمایه‌گذاری نماید، توان مالی صندوق برای سرمایه‌گذاری در سال‌های آینده در نمودار ۹ ارائه‌شده است.



نمودار ۹: برآورد توان تأمین مالی صندوق در بلندمدت (میلیارد دلار)