

## تبیین شاخص‌های مدل مالی؛ همسو با سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی در الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)

محمدرضا مقدم\*، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران ■ محمدرضا شکوهی<sup>۱</sup>، مسلم مرادی<sup>۲</sup> دانشگاه صنعت نفت

### چکیده

بررسی تاریخی قراردادهای نفتی ایران و کشورهای مشابه دیگر مثل عراق که رژیم مالی قرارداد آن بر اساس حق الزحمه به‌زای هر بشکه تولید نفت بوده، می‌تواند راه حل‌های مناسبی برای اعمال شاخص‌های مطلوب مدل مالی بر اساس منافع ملی و اسناد بالادستی کشور بیابد. قراردادهای نفتی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین سازوکارهای توسعه‌ی صنعت بالادستی از اهمیتی خاص برخوردارند. با نگاهی به سیاست‌های کلی کشور، وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان شرکتهای ملی و سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی (اصول ۱۴ و ۱۵) درمی‌یابیم که برخی از مهم‌ترین اولویت‌های بالادستی صنعت نفت کشور، برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت از میادین (عملیات بهبود / ازدیاد برداشت) است. پژوهش پیش‌رو به تبیین نحوه‌ی تعیین حق الزحمه برای پیمانکار جهت اعمال در الگوی جدید قراردادهای نفتی پرداخته؛ به نوعی که مشخصه‌سازی آن در جهت اعمال خودکارآمد اهدافی مانند برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت خواهد بود. همان‌گونه که در اقتصاد کلان به‌دنبال سیستم‌ها و ضوابط خودکارآمد بوده، در قراردادهای نفتی نیز باید تا حد امکان بتوان سیستم خودکارآمد جهت تحقق اهداف و منافع کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت طرفین قرارداد وضع نمود. همچنین در عین اینکه قرارداد باید برای پیمانکار انگیزه‌های اجرایی داشته باشد، اهداف ملی توسعه‌ی میادین نفت و گاز به‌ویژه برداشت صیانتی و افزایش ضریب بازیافت به‌صورت مطلوب نیز محقق شود. مطابق الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC) مبنای پرداخت حق الزحمه‌ی پیمانکار منوط به تولید به‌زای هر بشکه نفت اضافی از خط پایه‌ی تخلیه تعیین شده است. بنابراین از آنجا که انگیزه‌ی اقتصادی پیمانکار علاوه بر بازپرداخت هزینه‌ها، تنها در حق الزحمه‌ی عایدی نهفته است، باید قرارداد مطلوب منافع بلندمدت کشور را به عایدی پیمانکار وابسته کرد که این پیشنهاد می‌تواند خود را در مدل مالی قرارداد نشان دهد. نتایج مطالعات قراردادهای نفتی و اصول مهندسی مخازن نشان می‌دهد که باید مبنای پرداخت حق الزحمه را به سه دسته‌ی حق الزحمه به‌زای تخلیه‌ی طبیعی با اعمال نرخ بهینه‌ی برداشت، حق الزحمه به‌زای تخلیه‌ی ثانویه جهت رعایت الزام برداشت صیانتی و حق الزحمه به‌زای تخلیه‌ی ثالثیه جهت ازدیاد برداشت و افزایش ضریب بازیافت مخزن تقسیم کرد که بر حسب پیچیدگی اجرای هر یک از روش‌ها، ضریب و مقدار حق الزحمه‌ی پرداختی تغییر خواهد کرد. هدف اصلی این مقاله به نوعی پیوند ریسک مخزن با مدل مالی است.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده:

۹۶/۰۵/۳۰

تاریخ ارسال به داور:

۹۶/۰۶/۱۳

تاریخ پذیرش داور:

۹۶/۰۸/۲۸

### واژگان کلیدی:

الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران، اقتصاد مقاومتی، رژیم مالی، تولید صیانتی، پیوند ریسک مخزن با مدل مالی

### مقدمه

با گذشت بیش از یک قرن از پیدایش صنعت نفت کشور، چالش دستیابی به مدل مطلوبی از قراردادهای نفتی موجب شده سیستم‌های قراردادی مختلف مثل امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی در صنعت نفت کشور اجرا گردد و اکنون هم پس از الگوی قراردادی بیع متقابل<sup>۳</sup>، به‌عنوان مدلی از سیستم خدماتی<sup>۴</sup>، مدل جدیدی از سیستم خدمات تحت عنوان الگوی جدید قراردادهای نفتی ارائه شده است. مهم‌ترین نواقص فنی-مهندسی مدل‌ها و سیستم‌های قراردادی پیشین صنعت نفت کشور را می‌توان عدم توجه به مواردی از قبیل تولید صیانتی، افزایش ذخایر هیدروکربنی قابل برداشت و انتقال دانش و فن آوری نام برد؛ اگرچه مشکلات فنی دیگری نیز در خلال قراردادها رخ داده است. بنابراین انتظار می‌رود هرگونه مدل پیشنهادی جدید، ضعف‌های مدل‌های پیشین را رفع نماید.

پس از انقلاب اسلامی مفاهیمی مثل صیانت از مخازن، حقوق و منافع بین‌نسلی، افزایش مقدار ذخایر هیدروکربنی، دانش فنی بومی، استفاده از توان داخلی و ... در ارتباط با بخش بالادستی صنعت نفت کشور مطرح شده و با توجه به اهمیت راهبردی این مسائل در آینده‌ی کشور،

بلاغه‌ی سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی این مفاهیم را جزء اهداف و استراتژی‌های کشور معین کرده است. در مقدمه این اصول کلی، نیل به اقتصاد متکی به دانش و فن آوری، عدالت‌بنیان، درون‌زا و برون‌گرا، پویا و پیشرو را به‌عنوان زمینه‌های ایجاد الگوی الهام بخش نظام اقتصادی اسلام معرفی می‌کند.

بندهای ۱۴ و ۱۵ از این سیاست‌ها، افزایش ظرفیت تولید نفت و گاز کشور جهت اثرگذاری در بازار جهانی نفت و گاز و تأکید بر حفظ و توسعه‌ی ظرفیت‌های تولید نفت و گاز، به‌ویژه در میادین مشترک را بیان کرده است. در بند ۱۵ همچنین به افزایش ارزش افزوده از طریق تکمیل زنجیره‌ی ارزش صنعت نفت و گاز، توسعه‌ی تولید کالاهای دارای بازدهی بهینه بر اساس شاخص شدت مصرف انرژی و افزایش صادرات برق، محصولات پتروشیمی و فرآورده‌های نفتی با تأکید بر برداشت صیانتی از منابع اشاره شده است. از منظر مسائل فنی می‌توان دریافت که بر اساس الزام این سیاست‌ها، هرگونه قرارداد پیشنهادی باید متضمن تولید صیانتی، ازدیاد برداشت، ذخایر قابل برداشت و متعاقباً افزایش ظرفیت تولید، استفاده از حداکثر توان داخلی<sup>۵</sup> و حفظ حقوق منابع بین‌نسلی

با گذشت بیش از یک قرن از پیدایش صنعت نفت کشور، چالش دستیابی به مدل مطلوبی از قراردادهای نفتی موجب شده سیستم‌های قراردادی مختلف مثل امتیازی، مشارکت در تولید و خدماتی در صنعت نفت کشور اجرا گردد و اکنون هم پس از الگوی قراردادی بیع متقابل<sup>۳</sup>، به‌عنوان مدلی از سیستم خدماتی<sup>۴</sup>، مدل جدیدی از سیستم خدمات تحت عنوان الگوی جدید قراردادهای نفتی ارائه شده است. مهم‌ترین نواقص فنی-مهندسی مدل‌ها و سیستم‌های قراردادی پیشین صنعت نفت کشور را می‌توان عدم توجه به مواردی از قبیل تولید صیانتی، افزایش ذخایر هیدروکربنی قابل برداشت و انتقال دانش و فن آوری نام برد؛ اگرچه مشکلات فنی دیگری نیز در خلال قراردادها رخ داده است. بنابراین انتظار می‌رود هرگونه مدل پیشنهادی جدید، ضعف‌های مدل‌های پیشین را رفع نماید.

پس از انقلاب اسلامی مفاهیمی مثل صیانت از مخازن، حقوق و منافع بین‌نسلی، افزایش مقدار ذخایر هیدروکربنی، دانش فنی بومی، استفاده از توان داخلی و ... در ارتباط با بخش بالادستی صنعت نفت کشور مطرح شده و با توجه به اهمیت راهبردی این مسائل در آینده‌ی کشور،

\*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (mr\_moghaddam@yahoo.com)

■ انتقال و ارتقاء دانش فنی و مدیریتی در توسعه و بهره‌برداری یکپارچه از میادین نفت و گاز

اما چگونه می‌توان قراردادی در جهت منافع بلندمدت کشور و سیاست‌های اقتصاد مقاومتی تنظیم کرد که متضمن حل چالش‌های مذکور باشد؟ هرگونه سیستم خودکارآمد، باید در عایدی و مدل مالی پیمانکار بروز یابد تا در جهت انگیزه‌ی پیمانکار باشد. در ادامه ویژگی و متغیرهای مدل مالی مطلوب الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران جهت اجرای سیاست‌های اقتصاد مقاومتی پیشنهاد خواهند شد. علت ضعف مدل‌های پیشنهادی ناشی از در نظر گرفتن عایدی پیمانکار تنها بر اساس تولید بوده و هرگونه تغییر منفی یا مثبت شرایط مخزن ناشی از عملکرد پیمانکار را نادیده می‌گیرند. بنابراین شاخص‌های بیان شده‌ی این پژوهش معطوف به پیشنهادهایی برای اجرای خودکار سیاست‌های اقتصاد مقاومتی از نگاه کارفرما به‌عنوان نماینده‌ی منافع ملت است.

## ۲- رویکرد سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی در بالادست نفت

در غالب قراردادهای رایج دنیا، حفظ منافع ملی در جریان عملیات تولید به‌صراحت بیان می‌گردد. اما نکته‌ی قابل توجه اینست که منافع ملی در جریان عملیات بهره‌برداری و تولید به چه معناست؟ برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت دو مقوله‌ی اساسی است که باید در خلال بهره‌برداری مورد توجه قرار گیرند و با توجه به بلندمدت بودن طراحی الگوی جدید قراردادهای نفتی، این دو مقوله چند برابر حائز اهمیت خواهند بود. با نگاهی ژرف بر اساس اصول مهندسی مخزن، مفاهیم ازدیاد برداشت و همچنین تولید صیانتی (بند ۱۵ سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی) را می‌توان چنین تشریح کرد.

### ۲-۱- تبیین مفهوم برداشت صیانتی

برداشت صیانتی به‌معنای حفظ تعادل مخزن در طول عمر آنست تا بتوان بدون تغییری در شرایط اولیه‌ی مخزن کل نفت قابل برداشت اولیه را از میدان تولید کرد؛ در عین اینکه به مسأله‌ی حداکثرسازی سود نیز توجه داشت. بنابراین برداشت صیانتی الزاماً مترادف با ازدیاد برداشت نهایی نبوده و مترادف با حفظ شرایط اولیه‌ی مخزن جهت برداشت طبیعی همان مقدار قابل برداشت هیدروکربن اولیه‌ی مخزن است. منظور از تعادل مخزن، تعادل سنگ و سیال و همچنین تعادل زمین‌شناسی حجمی مخزن است. بنابراین بر اساس مفاهیم و اصول مهندسی مخزن می‌توان دو بعد تزریق سیال و نگهداشت فشار و همچنین نرخ بهینه‌ی تولید را معرفی کرد.

باشد. اگرچه سیستم‌های قراردادی پیشین نیز بر این مسائل تأکید داشته‌اند اما در تحقق اهداف فوق با مشکلات عدیده‌ای روبرو شدند. شاید بتوان مهم‌ترین دلیل عدم موفقیت را نبود سیستم خودکارآمد در قراردادهای نفتی پیشین دانست و بنابراین هرگونه قرارداد پیشنهادی باید بر اساس تدوین و اجرای سیستم خودکارآمد باشد. به‌عبارتی باید جهت‌گیری به سویی باشد که قرارداد به‌طور خودکارآمد روی ریل توسعه‌ی بلندمدت در راستای سیاست‌های کلان کشور و اقتصاد مقاومتی قرار گیرد.

ویژگی اصلی که قراردادهای جدید نفتی را از قراردادهای بیع متقابل متمایز می‌کند، انعام یا پاداش به‌ازای هر بشکه نفت است که در قرارداد جدید به حق الزحمه ترجمه شده است. البته تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم شامل هزینه‌های مهندسی و تمامی هزینه‌های بهره‌برداری شامل مبالغی که طبق قرارداد برای عملیات بهره‌برداری هزینه می‌شود و تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای غیرمستقیم مانند هزینه‌های بیمه، مالیات و نظایر آن و به‌طور کلی هر هزینه‌ای که مستقیم یا غیرمستقیم مربوط به اجرای قرارداد باشد از محل حداکثر ۵۰ درصد نفت تولیدی از میدان پرداخت خواهد شد. از این‌رو "فنی" را نمی‌توان حق‌الزحمه به‌معنای مصطلح آن ترجمه کرد. به موجب بند ۵-۳: پذیرش حق‌الزحمه... با هدف ایجاد انگیزه در طرف دوم قرارداد برای به‌کارگیری روش‌های بهینه و فن‌آوری‌های نوین و پیشرفته در اکتشاف، توسعه و بهره‌برداری است. استفاده از "فنی" در ایران برای نخستین بار در قرارداد کنسرسیوم مصوب ۶ آبان ۱۳۳۳ (بعد از کودتای ۲۸ مرداد) مطرح شده است. در مطالعه و تحلیل پیش‌رو بر مبنای بررسی‌ها و تجربیات، سعی شده به‌نوعی مهم‌ترین اهداف بلندمدت شامل برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت به حق‌الزحمه‌ی دریافتی پیمانکار مطابق الگوی جدید قراردادهای نفتی (IPC) مرتبط شود تا علاوه بر تحقق صد درصدی این اهداف، برای پیمانکار انگیزه‌ای جهت اجرای طرح‌های پرهزینه به‌وجود آید.

### ۱- همسوسازی اهداف بلندمدت ملی با قرارداد نفتی

با نگاهی به سیاست‌های کلان کشور و افق‌های طرح‌ریزی شده می‌توان ویژگی‌های فنی مطلوب یک قرارداد نفتی را تحقق اهداف زیر دانست:

- رعایت اصول حاکمیت و مالکیت بر مخزن در جریان عملیات توسعه و بهره‌برداری مطابق قوانین بالادستی کشور
- حفظ حقوق و منافع ملی در جریان عملیات نفتی اعم از استفاده از روش‌های صحیح توسعه و بهره‌برداری
- توجه به الزامات اقتصاد مقاومتی شامل برداشت صیانتی و افزایش ذخایر قابل برداشت نفت و گاز
- انتقال فن‌آوری و توجه به استفاده از حداکثر توان داخلی

## ۲-۱-۱- بعد اول صیانت از مخزن

طبق اصول مهندسی مخزن اگر در اثر تخلیه، فشار<sup>۷</sup> مخزن افت کند و سیالی به مقدار لازم برای حفظ فشار جایگزین نشود با توجه به شرایط سنگ و زمین‌شناسی نفت، پدیده‌ی فشردگی مخزن<sup>۸</sup> رخ خواهد داد. این پدیده باعث کاهش قطر حفرات<sup>۹</sup> و خلل و فرج شده و در کرنش حجمی<sup>۱۰</sup> مخزن قابل توجه خواهد بود. در نتیجه فشار مؤئینگی<sup>۱۱</sup> افزایش خواهد یافت و موجب می‌شود که مقداری از نفت مخزن که قبلاً قابل تولید بوده از طریق روش‌های معمول از دسترس تولید خارج گردد. جهت جلوگیری از فشردگی مخزن و رعایت صیانت از آن، باید تا حد امکان از کاهش فشار مخزن جلوگیری به عمل آید تا فضای خالی برای فشردگی ایجاد نشود. این امر الزام می‌کند که جهت حفظ فشار مخزن و در نتیجه کاهش مقدار کرنش<sup>۱۲</sup> از همان ابتدای تولید، عملیات بهبود برداشت انجام گردد. به عبارتی صیانت از مخزن به‌طور نسبی و ضمنی حفظ خواهد شد اگر و تنها اگر جهت حفظ فشار مخزن از همان ابتدای تولید عملیات تزریق انجام شد و بنابراین مفهوم صیانت در این بخش از رویکرد، معطوف به حفظ شرایط تعادلی ناشی از تزریق است.

## ۲-۱-۲- بعد دوم تولید صیانتی

جلوگیری از کاهش ضریب بازیافت ناشی از برداشت ناصحیح است. مقدار برداشت از میداین نفت و گاز باید به‌نحوی باشد که حقوق نسل‌های فعلی و آتی حفظ گردد. صیانت از مخزن را می‌توان با عملیات فنی که تشریح شد حفظ کرد. اما چگونه می‌توان حقوق و منافع ملی را تضمین نمود؟ این امر مستلزم تعیین نرخ بهینه‌ی برداشت از مخزن است که نرخ بهینه، با توجه به حداکثرسازی سود اقتصادی، سهم نسل‌های آینده از نفت و نرخ تولید طبیعی مخزن (که با توجه به سرعت طبیعی سیال در مخزن و شرایط مرزی مخزن محاسبه می‌شود) به دست می‌آید. به عبارتی صیانت از حقوق و منافع بین‌نسلی به‌طور نسبی و ضمنی حفظ خواهد شد اگر و تنها اگر نرخ برداشت بهینه‌ی مخزن<sup>۱۳</sup> تعیین شده و تولید بر آن اساس صورت گیرد. باید جهت افزایش تولید از میداین، این مسأله را به‌طور نسبی لحاظ کرد؛ چنانچه با توجه به عایدی، پیمانکار در برداشت بیشتر، تولید را افزایش خواهد داد. در واقع یک تناقض مستقیم بین صیانت از مخزن و حق‌الزحمه‌ی<sup>۱۴</sup> پیمانکار ناشی از افزایش تولید طبیعی وجود دارد.

## ۲-۲- تبیین مفهوم مکانیزم‌ها و روش‌های ازدیاد برداشت

این الزام در چارچوب اجرای عملیات ازدیاد برداشت انجام خواهد شد؛ چنانکه تولید و تخلیه‌ی مخزن در سه مرحله‌ی تخلیه‌ی اولیه<sup>۱۵</sup>،

تخلیه‌ی ثانویه<sup>۱۶</sup> و تخلیه‌ی ثالثیه<sup>۱۷</sup> اتفاق می‌افتد.

خاطر نشان می‌شود تخلیه‌ی اولیه شامل تولید طبیعی از مخزن و/یا تولید توسط پمپ<sup>۱۸</sup>/فراز‌آوری با گاز<sup>۱۹</sup> انجام می‌شود. تولید طبیعی توسط حفر چاه‌های جدید تولیدی<sup>۲۰</sup>، عملیات تحریک چاه اعم از اسیدزنی یا شکاف هیدرولیکی و غیره است. اغلب میداین ایران به دلیل وجود شرایط مخزنی خوب می‌توانند برای چند دهه تولید طبیعی مناسبی داشته باشند. برخی میداین‌ها مانند میدان اهواز می‌توانند بدون هیچ‌گونه عملیات بهبود/ازدیاد برداشت، چند دهه به تولید طبیعی خود ادامه دهند.

تولید و تخلیه‌ی ثانویه‌ی مخزن عبارت است از مقدار نفتی که توسط روش‌های تزریق آب یا گاز غیرامتزاجی تولید می‌گردد. در تخلیه‌ی ثانویه، نفت‌های غیرقابل برداشت تولید نمی‌شوند، بلکه شرایط تولید نفت‌های قابل برداشت محقق می‌شود که مهم‌ترین شرط آن، فشار مخزن است. تخلیه‌ی ثالثیه نیز به تولید نفت ناشی از عملیات ازدیاد برداشت به روش‌های تزریق مواد شیمیایی، گرمایی، امتزاجی و غیرامتزاجی گاز و همچنین روش‌های زیستی اطلاق می‌گردد.

عملیات بهبود برداشت نیز به تمام عملیاتی اطلاق می‌شود که موجب بهبود فرآیند برداشت نفت از مخزن می‌گردد. عملیات ازدیاد برداشت (EOR) به عملیاتی اطلاق می‌شود که موجب قابل برداشت شدن نفت غیرقابل برداشت می‌گردد که توسط روش‌های معمولی قابل برداشت نبوده است. این عملیات شامل موارد زیر است:

- روش‌های تزریق مواد شیمیایی؛ تزریق آلکالین، پلیمر، سورفکتانت و ...
- روش‌های گرمایی؛ بخار آب، احتراق و ...
- روش‌های امتزاجی و غیرامتزاجی گاز؛ تزریق گازهای هیدروکربنی، تزریق دی‌اکسید کربن و ...

■ روش‌های زیستی شامل انواع مواد سازگار با محیط زیست البته در نگاهی دیگر نیز ازدیاد برداشت را به دو دسته‌ی کلی روش‌های حرارتی و غیرحرارتی تقسیم می‌کنند که خارج از بیان این پژوهش است. طبق تعاریف SPE<sup>۲۱</sup>، عملیات ازدیاد برداشت جزئی از عملیات بهبود برداشت لحاظ می‌شود. اما در تعاریف صنعتی عموماً این دو عملیات را از یکدیگر تفکیک می‌کنند و تفاوت این دو را در اثری می‌دانند که هر عملیات روی مخزن برجای می‌گذارد. عموماً عملیات بهبود برداشت مترادف با تخلیه‌ی اولیه و عملیات ازدیاد برداشت مطابق تعریف انجمن مهندسی نفت شامل تخلیه‌ی ثانویه و ثالثیه در نظر گرفته می‌شود.

چالش مورد نظر در این بخش آنست که هزینه‌ی سرمایه‌ای و عملیاتی برای فعالیت‌های تخلیه‌ی اولیه کمتر از تخلیه‌ی ثانویه و بسیار کمتر از هزینه‌ی تخلیه‌ی ثالثیه مخزن است. بنابراین اگر عایدی پیمانکار تنها بر اساس تولید باشد، پیمانکاران تا جایی که امکان داشته باشد تمایل به

تخلیه و تولید اولیه و طبیعی دارند و فقط در صورتی که بسیار ضروری باشد تخلیه و تولید ثانویه را انجام می‌دهند. در نهایت اگر تولید از مخزن به روش‌های اولیه و ثانویه مقدور نباشد مجبور به برداشت باروش‌های ثالثیه خواهند شد که نسبت به تولید اولیه و حتی ثانویه هزینه‌های سرمایه‌ای بسیار بیشتری دارد. طبیعی است که وقتی مدل مالی قرارداد بر اساس تولید باشد، پیمانکار برای افزایش تولید، کم‌هزینه‌ترین اقدام را عمل خواهد کرد؛ حتی در صورتی که این فعالیت مغایر با اصول صیانتی و افزایش مقدار ذخیره‌ی قابل برداشت باشد.

### ۳- الگوی جدید قراردادهای نفتی ایران (IPC)

در این الگو، بازه‌ی زمانی ۲۰ تا حداکثر ۲۵ سال برای دوره‌ی توسعه و بهره‌برداری بوده و مبنای عایدی پیمانکار آنست که علاوه بر اینکه تمامی هزینه‌های او اعم از هزینه‌های سرمایه‌ای مستقیم، غیرمستقیم و عملیاتی مطابق توافق به وی بازپرداخت می‌گردد، حق الزحمه‌ای نیز به‌ازای تولید هر بشکه اضافی نفت از خط پایه‌ی تخلیه<sup>۲۲</sup> بر مبنای پروفایل تولیدی و تخلیه‌ی مخزن در زمان انعقاد قرارداد و با توافق طرفین تعیین خواهد گردید. خط پایه‌ی تخلیه مبنای بازپرداخت تمامی هزینه‌ها و حق الزحمه بوده و بازپرداخت‌ها و حق الزحمه حداکثر از محل ۵۰ درصد افزایش تولید نسبت به خط پایه‌ی تخلیه انجام خواهد شد. بنابراین با توجه به مسائل فوق و بر مبنای مصوبه‌ی هیأت محترم دولت در مرداد ماه ۱۳۹۵ با عنوان "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز"، بررسی‌های زیر جهت اعمال مکانیزم خودکارآمد برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت صورت می‌پذیرد.

### ۳-۱- حق الزحمه‌ی قرارداد<sup>۲۳</sup>

با توجه به عوامل مؤثر طرح‌ریزی شده برای تعیین پاداش پیمانکار به‌نظر می‌رسد الزامات و سیاست‌های وضعی کشور را می‌توان به‌نحوی در پاداش عایدی پیمانکار اعمال کرد که هم اهداف کلان و بلندمدت ملی تحقق یابد و هم پیمانکار انگیزه‌ی کافی برای اجرای این سیاست‌ها داشته باشد. به‌نوعی می‌توان این عوامل مؤثر را از اقدامات حاکمیتی در نسل جدید قرارداد نفتی ایران تلقی کرد. پس از توافق بر مقدار حق الزحمه‌ی مبنای هر قرارداد، تأثیر متغیرهایی مثل تغییرات قیمت نفت و شاخص سودآوری پروژه<sup>۲۴</sup> نیز در حق الزحمه‌ی پرداختی به پیمانکار تعدیل می‌شود.

در طراحی مدل مالی قرارداد، حق الزحمه متناسب با شاخص سودآوری پروژه خواهد بود. این شاخص که یکی از شناخته‌شده‌ترین عوامل سودآوری پروژه در قراردادهای بالادستی است نسبت کل

دریافتی‌ها به پرداختی‌های پیمانکار در هر دوره‌ی زمانی مشخص از قرارداد تعریف می‌شود و نشان‌دهنده‌ی سودآوری پروژه در مقاطع و دوره‌های مختلف قرارداد خواهد بود. این عامل که طی دوره‌ی اجرای قرارداد، در حال افزایش است به‌معنای افزایش دریافتی‌ها نسبت به پرداختی‌های پیمانکار است. به‌عبارت دیگر سودآوری پروژه در طول دوره‌ی قرارداد افزایش یافته و باید حق الزحمه‌ی پرداختی به پیمانکار متناسب با این افزایش تعدیل گردد تا ضمن جلوگیری از پرداخت سود بادآورده به پیمانکار، انگیزه‌ی کافی برای وی ایجاد گردد. از آنجا که حق الزحمه به‌عنوان پاداش پیمانکار در ازای تحمل ریسک، سرمایه‌گذاری، انتقال فن‌آوری، دانش فنی و سایر تعهدات قراردادی است باید متناسب با سودآوری پروژه شناور باشد. بنابراین در قرارداد جدید نفتی ایران، حق الزحمه متناسب با سودآوری پروژه شناور و در بازه‌های مختلف متفاوت خواهد بود.

### ۳-۲- تحقق ابعاد مختلف برداشت صیانتی در الگوی جدید قراردادهای نفتی

از آنجا که مبنای عایدی شرکت پیمانکار حق الزحمه به‌ازای هر بشکه نفت تولیدی در نظر گرفته شده شرکت پیمانکار در تلاش خواهد بود تا از طریق حداکثرسازی تولید در بازه‌ی زمانی اجرای قرارداد، سود خود را بیشینه کند. البته طبیعی است که الزام بنگاهی اقتصادی مانند شرکت بین‌المللی نفتی حداکثرسازی سود خود خواهد بود. باید توجه داشت تا زمانی که مبنای عایدات پیمانکار، منافع کوتاه‌مدت طرفین (شرکت ملی نفت<sup>۲۵</sup> ایران به‌عنوان کارفرما و شرکت بین‌المللی نفتی به‌عنوان پیمانکار) طرح‌ریزی می‌شود به‌سختی می‌توان به اهداف بلندمدت توسعه‌ی میدانی اعم از ازدیاد برداشت و صیانت از مخازن دست یافت.

از آنجا که در الگوی جدید قراردادهای نفتی شرکت پیمانکار برای مدت ۲۰ سال در توسعه و بهره‌برداری از میدان حضور خواهد داشت خود را ملزم به رعایت جلوگیری از دست رفتن بخشی از نفت مخزن قابل برداشت نخواهد کرد؛ چرا که طول عمر اغلب میدانی از طول دوره‌ی مورد بهره‌برداری پیمانکار در الگوی جدید قراردادهای نفتی بیشتر است و بنابراین برای بازه‌ی زمانی پس از دوره‌ی قرارداد در بهره‌برداری از میدان حضور ندارد. بنابراین از لحاظ اقتصادی انگیزه‌ای برای تحقق برداشت صیانتی از مخزن برای او در این الگوی قراردادی دیده نشده است. البته اگر مدت زمان قرارداد کل طول عمر میدان قرار گیرد مسأله‌ی برداشت صیانتی نیز به‌طور کامل رعایت نخواهد شد؛ چراکه شرکت پیمانکار تا جایی صیانتی عمل خواهد کرد که برای پیمانکار ارزش اقتصادی قابل توجهی داشته باشد. در صورتی که ممکن است شرایط

عدم درگیری منافع اقتصادی پیمانکار در راستای تحقق اهداف برداشت صیانتی است. البته تنها یک حالت وجود دارد که پیمانکار در این جهت اقدامات مؤثری را در اولویت قرار دهد؛ یعنی در شرایط نظارت عالی‌ی شرکت ملی نفت به‌عنوان کارفرما. اگرچه به‌طور طبیعی پیمانکار تنها در پی کاهش هزینه‌ها و افزایش سودآوری خود حتی در شرایط برداشت غیرصیانتی خواهد بود.

### ۳-۳- تحقق ازدیاد برداشت در الگوی جدید قراردادهای نفتی

با توجه به مبنای عایدات اعطا شده در بازه‌ی زمانی قرارداد به پیمانکار، به‌طور طبیعی عملیات ازدیاد برداشت روش‌های ثالثیه برای میدین بکر<sup>۳۰</sup> کمتر انتظار می‌رود و اگر این به‌طور طبیعی عملیات برای میدین قهوه‌ای نیاز شود، به مقداری انجام می‌شود که سطح تولید تا پایان دوره‌ی قرارداد حفظ گردد.

همان‌طور که پیش‌تر مطرح شد هزینه‌ی سرمایه‌ی و عملیاتی برداشت ثالثیه بسیار بیشتر از برداشت ثانویه و اولیه است. تأکید می‌شود که عملیات ازدیاد برداشت ثالثیه<sup>۳۱</sup> برای برداشت نفتی از مخزن است که عدم توانایی تولید آن به‌دلیل غیر از فشار دینامیکی مخزن باشد. یعنی آن بخش قابل توجهی از نفت که حتی اگر فشار دینامیکی بسیار زیادی نیز به آن اعمال شود قابل تولید نخواهد بود؛ چراکه اساساً موضوع فشار دینامیک برای آن بخش موضوعیت اصلی ندارد، بلکه مشکلاتی مثل زیاد بودن فشار موئینگی باعث شده نفت قابل تولید نباشد. این مقدار نفت که تنها با عملیات برداشت ثالثیه قابل تولید خواهد بود با کاهش گلوگاه‌های حفرات و/یا افزایش کشش سطحی<sup>۳۲</sup>، افزایش می‌یابد که فشار موئینگی افزایش خواهد یافت و با افزایش آن مقدار نفت کمتری قابل برداشت خواهد بود.

از سوی دیگر چون پیمانکار تنها به‌دنبال حداکثرسازی سود خود است در مدت زمان توسعه و بهره‌برداری ۲۰ ساله نیازی به آن بخشی از نفت که با عملیات برداشت ثالثیه قابل برداشت است نخواهد داشت و بنابراین به‌طور طبیعی تمایلی هم به اجرای این پروژه‌ها نخواهد داشت. فقط یک حالت وجود دارد که پیمانکار در این دوره عملیات ازدیاد برداشت ثالثیه انجام دهد و آن هم برای میدینی خواهد بود که در طول توسعه مشکل ازدیاد برداشت ثالثیه داشته باشند که این مشکل در سال‌های پایانی عمر مخزن خود را نشان می‌دهد. در صورتی که بهترین زمان برای پیشینه کردن ضریب بازیافت نهایی از مخزن، ابتدای عمر آنست. در واقع باید مقداری نفت برای تولید طبیعی اولیه و ثانویه در طول بازه‌ی قرارداد وجود نداشته باشد تا پیمانکار اقدامات عملیاتی تولید ثالثیه را اجرا کند. به‌عبارتی چون

بهینه‌ی اقتصادی پیمانکار متضمن صیانت از مخزن نباشد. اساساً برای هر نوع قراردادی که مدل مالی آن بر اساس منافع کوتاه‌مدت باشد طول دوره‌ی قرارداد نمی‌تواند متضمن صیانت از مخزن باشد. مگر اینکه صیانت برای چرخه‌ی کامل عمر مخزن تعریف شود. راه حل این ضعف درگیر کردن عایدی پیمانکار به‌جای عملکرد کوتاه‌مدت (مقدار تولید) بر اساس عملکرد سناریوهای اجرایی پیمانکار است که روی مخزن اثرات منفی یا مثبت دارند. به‌عبارتی پیمانکار بر اساس عملیاتی که در جهت اهداف بلندمدت صیانتی اجرا می‌کند عایدی دریافت می‌کند. باید توجه داشت اگر مثلاً مخزن فشرده<sup>۳۶</sup> شود نمی‌توان هیچ عملیاتی جهت بهبود آن و بازگشت به شرایط قبل انجام داد.

پیش‌تر بیان شد که حالت بهینه‌ی صیانت از مخزن حفظ فشار آن از همان ابتدای تولید است. طبیعتاً پیمانکار از همان ابتدای تولید، به امر صیانت از مخزن مشغول نخواهد شد اما ممکن است در برخی مخازن برای تولید نفت، در آخرین سال‌های دوره‌ی قرارداد، عملیات ازدیاد برداشت را انجام دهد که این فعالیت جهت حفظ سطح تولید خواهد بود و نه صیانت از آن برای کل عمر میدان.

عملیات بهبود برداشت شامل فرازآوری (توسط گاز یا پمپ)، عملیات بازتکمیل (شامل مشبک‌کاری‌ها و ...) و تحریک‌چاه<sup>۳۷</sup> (اسیدزنی یا ایجاد شکاف هیدرولیکی) برای بهبود شرایط تولید در طول عمر قرارداد به‌نحو احسن انجام خواهد شد که این بدان دلیل است که عملیات مذکور در جهت تولید بیشتر و بازده کوتاه‌مدت و مقطعی هستند. اما نکته‌ی اساسی اینست که هزینه‌ی اجرای این عملیات در مقابل هزینه‌های ناشی از عملیات تخلیه‌ی ثانویه و تخلیه‌ی ثالثیه بسیار ناچیز است. همین مسأله موجب می‌شود رویکرد پیمانکار تولید طبیعی مخزن باشد و صیانت از مخزن به خطر بیافتد.

عملیات ازدیاد برداشت ثانویه جهت حفظ فشار مخزن<sup>۳۸</sup> (تزریق آب و/یا گاز) تا حدی انجام خواهد شد که تولید اقتصادی برای حداکثرسازی سود پیمانکار (از جهت به‌دست آوردن حق‌الزحمه به‌ازای هر بشکه‌ی بیشتر) حاصل شود. در صورتی که مطلوب رویکرد بلندمدت و صیانتی عدم فشار مخزن است تا هم تولید حفظ گردد و هم بخشی از مخزن تخلیه نشود؛ چراکه اگر قسمتی از مخزن خالی<sup>۳۹</sup> شود آن بخش در معرض فشردگی قرار خواهد گرفت و در نتیجه بخشی از نفت که تاکنون با فشار دینامیکی قابل تولید بوده برای تولید نیازمند روش‌های ازدیاد برداشت ثالثیه خواهد بود. باید توجه داشت که حتی با اجرای ازدیاد برداشت ثالثیه باز هم مقداری که به‌دلیل فشردگی و افزایش فشار موئینگی از دسترس تولید خارج شده به‌طور کامل بازیافت نخواهد شد. دلیل اصلی عدم تحقق برداشت صیانتی در یک ساختار خودکارآمد،

اساس ارائه شده پیمانکار بر اساس اضافه تولید از میدان حق الزحمه‌ی مشخصی را دریافت می‌کند که این پاداش برای شرایط متغیر اقتصادی و توسعه‌ی میدان و ریسک هر مخزن مختلف است. در پرداخت این حق الزحمه علاوه بر مقدار تولیدی، محدودیت نرخ بهینه‌ی برداشت نیز اعمال می‌گردد تا بعد از اول برداشت صیانتی یعنی نرخ بهینه‌ی تولید از هر چاه و مجموع تولید میدان به نحوی مطلوب تحقق یابد. یا می‌توان برای مقدار انحراف و تخلف از نرخ تولید غیر بهینه، جریمه‌ی مازاد نرخ بهینه‌ی برداشت وضع کرد که این جریمه هم روی حق الزحمه‌ی تولید اولیه اثری مستقیم دارد.

#### ۲-۴- حق الزحمه‌ی پیمانکار ناشی از برداشت صیانتی و اجرای روش‌های تخلیه‌ی ثانویه‌ی مخزن

پیش‌تر مطرح گردید که مفهوم برداشت صیانتی در دو بُعد نرخ بهینه‌ی تولید و تزریق نهفته است. نرخ بهینه‌ی تولید را می‌توان به حق الزحمه به‌ازای هر بشکه تولید طبیعی وابسته کرد. اما بُعد تزریقی برداشت صیانتی را باید به حق الزحمه‌ی تولید نفت به روش تخلیه‌ی ثانویه وابسته نمود؛ همان‌گونه که تزریق آب/گاز جهت حفظ فشار مخزن لازمه‌ی تولید صیانتی است. در ابتدا و در ایده‌آل‌ترین حالت، نباید فشار کاهش یابد؛ چراکه موجب مشکلات تولیدی و از دست رفتن بخشی از نفت قابل تولید توسط روش‌های معمول تولید خواهد شد که جلوگیری از این پدیده مستلزم عملیات بهبود برداشت جهت حفظ فشار مخزن و تولید مقدار قابل برداشت اولیه است. بنابراین شاخصی برای صیانت از مخزن تعریف می‌کنیم تا اگر سناریوی توسعه‌ای و تولیدی پیمانکار اثری منفی بر مخزن داشته باشد از سود وی کاسته شود و برعکس. برای این منظور می‌توان افزایش مساحت زیر سطح منحنی پلاتو ناشی از عملیات تزریق آب/گاز که منجر به صیانت از مخزن می‌شود را مبنا قرار داد و با توجه به افزایش مساحت، دریافتی پیمانکار را افزایش داد. به عبارت بهتر باید پیمانکار مشوق مالی داشته باشد تا عملیات تزریق آب/گاز را به صورت بهینه انجام داده و در ازای آن حق الزحمه‌ی بیشتری نسبت به تولید طبیعی دریافت کند.

#### ۳-۴- عایدی پیمانکار ناشی از ازدیاد برداشت و اجرای روش‌های ثالثیه‌ی مخزن

جهت افزایش مقدار ذخیره‌ی قابل برداشت، باید پیمانکار عایدی قابل توجهی داشته باشد تا به‌طور خودکار در این راستا عمل کند. همان‌گونه که پیش‌تر بیان شد هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی اجرای پروژه‌های ثالثیه‌ی تولید بسیار بیشتر از عملیات برای تولید اولیه و ثانویه

بازه‌ی قراردادی ۲۰ ساله است پیمانکار به‌طور طبیعی در این جهت عمل خواهد کرد تا تمام نفتی که از طریق روش‌های غیر ثالثیه قابل تولید است و سرمایه‌ی کمتر و بازگشت سرمایه‌ی بیشتری دارد را تولید کند. اما اگر پیمانکار هرگونه عملیات ازدیاد برداشت ثانویه و به‌ویژه ثالثیه را اجرا کند به دلیل دیر بازده بودن این پروژه‌ها نمی‌تواند در دوره‌ی قرارداد از همه‌ی آن نفتی که قابل برداشت کرده استفاده زیادی ببرد. در نتیجه به‌طور کامل و مطلوب به دنبال اجرای این فعالیت‌ها نخواهد رفت.

اگر پیمانکار ملزم به اجرای این پروژه‌ها شود در بهترین و بهینه‌ترین حالت، این عملیات احتمال اجرایی شدن ندارد. زیرا به‌طور طبیعی منافع پیمانکار درگیر انجام این پروژه‌ها نشده و او تمایل دارد هزینه‌ی این عملیات را برای توسعه‌ی میدان دیگری سرمایه‌گذاری کند یا آنرا برای فعالیت‌های منجر به تولید طبیعی که بازگشت سرمایه‌ی بیشتری دارند هزینه نماید. در صورتی که بهینه‌ترین زمان برای عملیات ثالثیه‌ی ازدیاد برداشت همان ابتدای عمر مخزن خواهد بود که هنوز شرایط سنگ و سیال مخزن دستخوش تغییرات مکانیکی ناشی از تولید نشده است.

دلیل عدم تحقق مطلوب اهداف ازدیاد برداشت نیز عدم وابستگی مستقیم منافع و عایدی پیمانکار با اجرای روش‌های ازدیاد برداشت است. از آنجا که هزینه به‌ازای هر بشکه نفت ازدیاد برداشت در برابر هزینه به‌ازای هر بشکه تولید طبیعی بسیار بیشتر است. پیمانکار ترجیح می‌دهد تا حد امکان تولید طبیعی داشته باشد و جهت اجرای چنین عملیاتی تنها با درخواست‌های کارفرما گام بردارد. خاطر نشان می‌شود مهم‌ترین مسأله در یک قرارداد نفتی بلندمدت تدوین خودکار آمد بودن شرایط و ضوابط قرارداد است تا علاوه بر کاهش دعاوی و مشاجرات، طرفین قرارداد و به‌ویژه پیمانکار تلاش حداکثری خود را جهت تحقق اهداف مورد نظر کارفرما انجام دهد.

#### ۴- وابسته‌سازی برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت به پرداخت حق الزحمه در الگوی جدید قراردادهای نفتی

به نظر می‌رسد در عین لزوم جذابیت اقتصادی پروژه برای پیمانکار، ضروری است سود و عایدی او بر اساس منافع بلندمدت طرفین قرارداد تنظیم گردد. برای پایه‌گذاری سیستم خودکار آمد جهت تحقق اهداف تولید، برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت، رژیم مالی قرارداد باید سه شاخص را در نظر گرفت:

#### ۱-۴- حق الزحمه به‌ازای هر بشکه تولید اضافی تخلیه‌ی طبیعی مخزن به‌همراه اعمال پاداش/جریمه‌ی تحقق و انحراف از نرخ بهینه‌ی برداشت

چنانکه در رژیم مالی مصوبه‌ی هیأت دولت عایدی پیمانکار بر این

است. بنابراین جهت ایجاد انگیزه برای پیمانکار باید عایدی طرف مقابل به اجرای این گونه طرح‌ها وابسته باشد. در اینجا به افزایش حق الزحمه‌ی پیمانکار که در الگوی جدید قراردادهای نفتی برای این عملیات در نظر گرفته شده نیز توجه گردیده و پیشنهاد حاضر برای کمی‌سازی مدل پیشرفته‌تر از آنست.

مهم‌ترین دلیل عدم اجرای پروژه‌های ازدیاد برداشت، عدم منفعت پیمانکار از آنها به دلیل عدم انتفاع از تولید ناشی از اجرای این عملیات است. چرا که ممکن است مقدار نفت قابل برداشت افزوده شده اثر خود را در طول دوره‌ی قرارداد در تولید نشان نداده یا کم نشان دهد و به همین علت پیمانکاران رغبت کمی خواهند داشت. جهت افزایش مقدار ذخیره‌ی قابل برداشت و اجرای روش‌های ثالثیه می‌توان متغیری مانند ضریب بازیافت<sup>۳۳</sup> یا افزایش مساحت زیر پلاتو ناشی از اجرای عملیات ثالثیه را مبنا قرارداد و به مقداری که ضریب بازیافت یا سطح زیر پلاتو ناشی از برداشت ثالثیه توسط پیمانکار افزایش می‌یابد عایدی وی نیز بیشتر شود. البته در اینجا باید شرکت ملی نفت ریسک بسیار کم ناشی از نتایج سناریوی ازدیاد برداشت را بپذیرد.

مثلاً پیمانکار در طول دوره‌ی قرارداد عملیات ازدیاد برداشت برای تخلیه‌ی ثالثیه را انجام می‌دهد. اما به دلیل آنکه ممکن است نتایج این عملیات در طول دوره‌ی قرارداد روی تولید اثر نگذارد، باید کارفرما برای ایجاد رغبت در پیمانکار برای اجرای این پروژه‌ها درصدی از کمترین احتمال افزایش ذخیره‌ی قابل برداشت که توسط آزمایشگاه‌ها و شبیه‌سازها<sup>۳۴</sup> قابل محاسبه و پیش‌بینی است را به صورت ضریبی به عایدی پیمانکار اضافه کند. از آنجا که اغلب میدان‌های ایران پتانسیل بسیار خوبی دارند این ریسک ناچیز خواهد بود.

خاطر نشان می‌شود در این پیشنهاد عایدی پیمانکار بر اساس نتایج عملکرد سناریوهای توسعه‌ای بلندمدت پیمانکار که در مخزن بر جای می‌گذارد خواهد بود و نه تنها نتایج کوتاه‌مدت یا حق الزحمه به‌ازای بشکه‌ی تولید اضافی<sup>۳۵</sup>. ضمن اینکه افزایش مقدار ذخیره که رویکرد بلندمدت داشته و در طولانی مدت خود را نشان می‌دهد به صورت کوتاه‌مدت در قالب ضریبی از عایدی به‌ازای هر بشکه به پیمانکار پرداخت می‌شود.

مدل‌سازی مالی قرارداد بر اساس این پیشنهاد منجر به آن خواهد شد که پیمانکار تمام فن‌آوری‌های روز دنیا را به کار گیرد تا بتواند عایدی خود را افزایش دهد و از طرفی چون بیشترین سود پیمانکار در فن‌آوری‌های جدید و ازدیاد برداشت ثالثیه نهفته است او می‌کوشد تا بهترین روش‌های بهبود/ازدیاد برداشت را اجرا کند و حتی بستر انتقال فن‌آوری در حوزه‌ی ازدیاد برداشت به‌طور طبیعی به‌وجود

خواهد آمد.

در این مدل پیشنهادی عایدی پیمانکار علاوه بر نتایج کوتاه‌مدت که همان تولید است به اثرات بلندمدت سناریوهای توسعه‌ای پیمانکار نیز وابسته شده است. شکل ۱- نشان‌دهنده‌ی خلاصه‌ی شاخص‌های پیشنهادی همسو با سیاست‌های اقتصاد مقاومتی در قالب عایدی پیمانکار بر اساس رژیم مالی قرارداد است. در واقع با استفاده از رژیم مالی زیر می‌توان در جهت اهداف حفظ سطح تولید در کوتاه‌مدت، صیانت از مخزن و برداشت از آن و همچنین افزایش مقدار ذخیره‌ی قابل برداشت گام برداشت.

صورت ریاضی مدل ساخته شده طبق رابطه‌ی ۱- خواهد بود:

$$fee = fee(\text{production} - bbl) + fee(\text{secondary} / \text{Optimal}) + fee(\text{tertiary} / \text{EOR})$$

(رابطه‌ی ۱-)

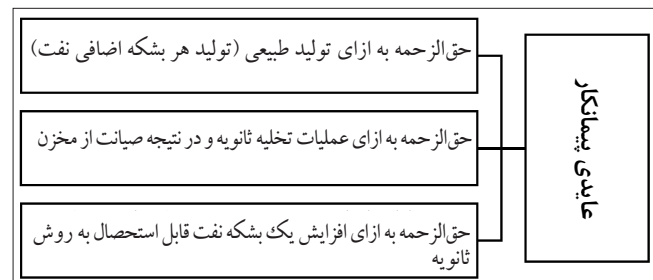
شاخص نخست جهت تولید هر بشکه نفت با اعمال مقدار اضافی تحقق نرخ بهینه‌ی تولید (یا جریمه‌ی مقدار انحراف از نرخ بهینه‌ی برداشت) عاید پیمانکار می‌شود که در الگوی جدید قراردادهای نفتی بخش مقدار تولید مبنا قرار گرفته و شاخص‌های دوم و سوم به‌نوعی در بردارنده‌ی اثرات مثبت یا منفی عملیات پیمانکار در مخزن، عاید وی خواهد شد و حتی ممکن است اجرای چنین طرح‌هایی در دوره‌ی حضور پیمانکار نیز اثر مطلوب خود را نشان ندهد.

جهت اجرای یک مدل مالی خودکار آمد در جهت اهداف کوتاه‌مدت و بلندمدت باید حق الزحمه به‌ازای افزایش یک بشکه نفت ناشی از روش ثالثیه بیشتر از حق الزحمه‌ی شاخص دوم و به‌همین ترتیب شاخص اول در نظر گرفته و بهینه‌سازی شود. لازم به ذکر است که با بررسی‌ها فنی و مهندسی شبیه‌سازی و آزمایشگاهی می‌توان نتایج سناریوهای اجرایی در مخزن را پیش‌بینی کرد و با گذشت زمان و به‌دست آمدن داده‌های مخزنی جدید قابل اصلاح خواهند بود.

لازم به ذکر است که سود ناشی از اجرای شاخص دوم و سوم در مقابل اثر مثبتی که در مخزن بر جای می‌گذارد در بلندمدت چندان قابل توجه خواهد بود که حتی در صورت بالابودن حق الزحمه‌ی این شاخص‌ها، کارفرما ریسک ناچیزی را متقبل شده است. به‌دست آوردن این شاخص‌ها را می‌توان با مرجع قرارداد یکی از روش‌های اندازه‌گیری آنها در مهندسی مخازن محقق کرد. با در نظر گرفتن شاخص‌های مطلوب مدل مالی، ریسک‌های اقتصادی، بازار، فنی و غیره را نیز می‌توان در این مدل‌سازی دخیل نمود و تمامی اینها را به نوعی پیوند ریسک مخزن با مدل مالی قرارداد تعبیر کرد.

## جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

اساساً هدف شرکت‌های بین‌المللی نفتی تنها حداکثرسازی سود اقتصادی است که این مسأله در پاداش آنها نهفته است. از سوی دیگر شرکت ملی نفت علاوه بر بهینه‌سازی اقتصادی موظف به توجه به منافع ملی و بلندمدت است. بنابراین برای اعمال حاکمیت در قرارداد نفتی جهت اجرای خودکار و گام نهادن در جهت اهداف شرکت ملی نفت باید سیاست‌های خود را به نوعی در رژیم مالی قرارداد تأثیر دهد. شیوه تعیین حق‌الزحمه‌ی متناسب با الگوی جدید قراردادهای نفتی به گونه‌ای است که ابتدا ملزومات برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت به تفکیک معرفی شده و سپس برای هر یک از نیازها، حق‌الزحمه‌ی جداگانه ارائه می‌شود. بدیهی است هزینه کردن برای تولید طبیعی با تخلیه‌ی ثانویه و ثالثیه مخزن بسیار متفاوت است و بنابراین باید انگیزه‌ی پیمانکار به نحوی در اجرای این روش‌ها تعیبه شود تا برای پیمانکار توجیه اقتصادی داشته باشد. به عبارت بهتر ابتدا مبانی و مفاهیم کلی



شکل ۱ | خلاصه‌ی شاخص‌های پیشنهادی مدل مالی مطلوب

برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت ارائه شده تا شمای کلی نحوه‌ی تحقق اهداف روشن گردد و سپس برای هر یک از مکانیزم‌های برداشت اولیه، ثانویه و ثالثیه حق‌الزحمه تعریف شود تا به عنوان ساختار خودکارآمد در مدل مالی الگوی جدید قراردادهای نفتی قابل اعمال باشد.

در این پژوهش بر اساس اهداف کوتاه‌مدت و بلندمدت شرکت ملی نفت و همچنین سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی، شاخص‌های رژیم مالی مطلوب که بتواند به طور خودکارآمد متضمن برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت باشد ارائه گردید و بر همین اساس عایدی پیمانکار ناشی از سه حق‌الزحمه‌ی تولید طبیعی با اعمال پاداش یا جریمه‌ی اجرا یا انحراف از نرخ بهینه‌ی برداشت، افزایش پلاتو ناشی از عملیات تخلیه‌ی ثانویه جهت تحقق برداشت صیانتی و عایدی متأثر از افزایش سطح زیر منحنی پلاتو ناشی از عملیات ازدیاد برداشت و اجرای روش‌های ثالثیه، بر مبنای مطالعات قراردادهای نفتی و اصول مهندسی مخزن مشخص گردید. انتظار می‌رود با تغییر مدل مالی الگوی جدید قراردادهای نفتی در متون تنظیمی با شرکت‌های اکتشاف و تولید، علاوه بر ایجاد انگیزه در پیمانکاران برای اجرای طرح‌های پر هزینه، تحقق اهداف برداشت صیانتی و ازدیاد برداشت به وقوع بپیوندد و به عبارت دیگر پیوند ریسک مخزن با مدل مالی قرارداد در تعادل قرار گیرد. امری که حتی در سطح بین‌المللی نیز کمتر بدان توجه شده و نیازمند پژوهش‌های میان‌رشته‌ای بیشتر در این زمینه است. ■

## پانویس‌ها

- |                                |                                      |                               |
|--------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Shokouhi@put.ac.ir          | 13. MER: Maximum Efficient Rate      | 25. International oil company |
| 2. moslem.moradi2@gmail.com    | 14. Fee                              | 26. Compaction                |
| 3. Buy back                    | 15. Primary depletion                | 27. Well stimulation          |
| 4. Service contract            | 16. Secondary depletion              | 28. Pressure maintenance      |
| 5. Local content               | 17. Tertiary depletion               | 29. Depletion                 |
| 6. Maximum efficient rate(MER) | 18. Pump lifting                     | 30. Green field               |
| 7. Pressure                    | 19. Gas lift                         | 31. Tertiary depletion        |
| 8. Reservoir compaction        | 20. Infill drilling                  | 32. Surface tension           |
| 9. Pore throat                 | 21. Society of petroleum engineering | 33. Recovery factor           |
| 10. Volumetric strain          | 22. Depletion Base Line              | 34. Simulator                 |
| 11. Capillary pressure         | 23. Fee per barrel                   | 35. Fee per barrel            |
| 12. strain                     | 24. R-Index or R-Factor              |                               |

## منابع

- [۱] درخشان، مسعود، "منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز" فصل‌نامه‌ی پژوهش و مجلس شماره‌ی ۳۴- سال نهم (۱۳۸۱)، صص ۶۵-۱۳
- [۲] درخشان، مسعود، "ویژگی‌های مطلوب قراردادهای نفتی: رویکرد اقتصادی-تاریخی به عملکرد قراردادهای نفتی ایران" فصل‌نامه‌ی علمی-پژوهشی اقتصاد انرژی ایران شماره‌ی ۹، سال سوم (۱۳۹۲)، صص ۵۳-۱۱۳
- [۳] درخشان، مسعود، "قراردادهای نفتی از منظر تولید صیانتی و ازدیاد برداشت: رویکرد اقتصاد مقاومتی" دوفصل‌نامه‌ی علمی-پژوهشی مطالعات اقتصاد اسلامی شماره‌ی دوم، سال ششم (۱۳۹۳)، صص ۷-۵۲
- [۴] درخشان، مسعود و تکلیف، عاطفه "انتقال و توسعه‌ی فن‌آوری در بخش بالادستی صنعت نفت ایران، ملاحظات در مفاهیم، الزامات، چالش‌ها و راهکارها"، پژوهش‌نامه‌ی اقتصاد انرژی ایران شماره‌ی ۱۴- سال چهارم (۱۳۹۴)، صص ۳۳-۸۴
- [۵] هیأت وزیران، مصوبه‌ی هیأت دولت، "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز"، مرداد ماه ۱۳۹۵
- [6] Tarek, A., "Reservoir engineering handbook, Edition 8, 2010.
- [7] Saidi, A., "Reservoir engineering of fractured reservoirs", Volume I, 1987
- [8] Saidi, A., "Reservoir engineering of fractured reservoirs", Volume II, 1987.