

# منافع ملی و سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز

نویسنده: شهاب فهیم دانش  
کارشناس مسائل استراتژیک

متکفل محاسبه منافع اقتصادی است. همچنین اگر مصلحت را معادل «منافع ملی در بلندمدت» فرض کنیم، تشخیص آن مستلزم محاسبه منافع اقتصادی در بلندمدت است. و از این‌رو از مطالعات اقتصادی بی‌نیاز نخواهد بود. بنابراین بررسی منافع ملی از دیدگاه اقتصادی در بلندمدت، لازم است، زیرا اگر مبنای تشخیص مصلحت هم نباشد به هر حال معیاری است که به کمک آن می‌توان هزینه‌های واقعی ناشی از اجرای سیاست‌های مبتنی بر تشخیص مصلحت را سنجید.

بنابر آنچه گفته شد «منافع ملی» مقوله‌ای مرگب است که شناخت آن مستلزم تشخیص ویژگی‌های اجزاء و دقت در چگونگی ارتباط آن اجزاء، با یکدیگر است. از این‌رو، دانشمندان علوم انسانی مانند اقتصاددانان، جامعه‌شناسان و صاحب‌نظران در زمینه علوم سیاسی و فرهنگ و ارتباطات هر یک بر پایه تخصص خود، گوشه‌ای از این اجزاء را روشن‌تر می‌کنند؛ هرچند در این کار مهم، بی‌نیاز از یاری صاحب‌نظران دیگر بویژه در علوم مهندسی نیستند. نتیجه بررسیها در هر يك از این حوزه‌ها، موجب افزایش آگاهی کارشناسان، مدیران و سیاست‌گذاران می‌شود. تنها در چنین فضایی است که تشخیص منافع و مصالح و ارزش‌های ملی امکان‌پذیر است. حتی اگر تشخیص برخی مصالح و ارزش‌ها ریشه در میانی ایدئولوژیک داشته باشد، شناخت «مصادیق» آنها تنها با تکیه بر آگاهی‌های رشدیافته در چنین فضای آکنده از تعامل اندیشمندان ممکن خواهد بود.

در ادامه این نوشتار، هرگاه از منافع ملی نام می‌بریم منظور منافع ملی اقتصادی اعم از کوتاه‌مدت، میان‌مدت و

«منافع ملی» شامل منافع نسل کنونی و نسل‌های آینده است. این اصطلاح مفهومی عام دارد که از قلمرو اقتصاد فراتر می‌رود و حوزه‌هایی چون سیاست و فرهنگ را دربرمی‌گیرد. در این مقاله بحث خود را به «منافع اقتصادی» محدود می‌کنیم. با شناختی دقیق از منافع اقتصادی بهتر می‌توان منافع ملی را در دیگر حوزه‌ها تشخیص داد و معیارهای انحراف از آن را تعریف کرد. با وجود این نباید فراموش کرد که منافع ملی را تنها هنگامی می‌توان مبنای سیاست‌های راهبردی قرار داد که منعکس‌کننده «برآیند» منافع ملی در همه حوزه‌ها باشد.

به کمک علم اقتصاد می‌توان منافع اقتصادی را در سطح کلان «محاسبه» کرد. این محاسبه، مبنای «تشخیص» منافع ملی است. بنابراین آنچه اقتصاددانان از دیدگاه کلان انجام می‌دهند «تشخیص مصلحت» به معنای متعارف آن نیست بلکه نگرشی اقتصادی به منافع ملی و محاسبه آن است زیرا «قیمت» و «هزینه‌ها» دورکن اساسی در مطالعات اقتصادی است؛ بی‌قیمت و هزینه هیچ «رفتاری» را در حوزه‌های گوناگون اقتصاد مانند تولید و مصرف و سرمایه‌گذاری نمی‌توان توضیح داد. برای کالاها یا خدماتی که قیمت ندارند، بازار نیز وجود ندارد و بی‌بازار نمی‌توان رفتار عاملان اقتصادی را در اقتصاد متعارف بررسی کرد.

هرگاه تشخیص مصلحت بر ملاحظات ایدئولوژیک و ارزشی مبتنی باشد از حوزه مطالعات اقتصادی بیرون است. با وجود این، اگر مصلحت را مترادف آمیزه‌ای از منافع اقتصادی و منافع سیاسی و منافع فرهنگی و امثال آن بدانیم، علم اقتصاد در تشخیص مصلحت سودمند است زیرا

کنند. بنابراین هر شرکت نفتی به دنبال بیشینه کردن سود از راه کاهش هر چه بیشتر هزینه‌ها است و از این رو می‌کوشد به هر شیوه مقتضی نفت خام را به «مناسب‌ترین» قیمت خریداری کند.<sup>۶</sup> به سخن دیگر، شرکت‌های نفتی در اصل، در اندیشه منافع «سهامداران» خود هستند؛ یعنی می‌کوشند بهای سهام خود را از راه افزایش سود بالا ببرند. اگر صادرکنندگان نفت به دنبال «منافع ملی» خود نیستند، آیا باید انتظار داشت که شرکت‌های نفتی بین‌المللی نیز در پی تأمین منافع سهامداران خود نباشند؟ علم اقتصاد به ما می‌آموزد بیش از آنکه از «چپاولگری» دیگران دم بزنیم، با نگرشی علمی به بررسی روشهای بهینه تأمین منافع ملی بپردازیم.

پاسخ دوم: برداشت ۵۵ میلیارد بشکه نفت و صدور بخش بزرگ آن به خارج، موجب شده است که کشور ما جایگاه ویژه‌ای در نظام اقتصاد بین‌الملل و روابط سیاسی بین‌المللی به دست آورد، زیرا کشورهای صنعتی پیشرفته نیازمند نفت و بنابراین نیازمند ما بوده‌اند و خواهند بود. از این رو باید کوشید که سهم ایران در بازار جهانی نفت افزایش یابد یا دست کم سهم کنونی حفظ شود. از این دیدگاه، صدور حجم عظیمی از سرمایه ملی نه تنها عیب نیست بلکه «اقتضای ملی» نیز هست. به نظر می‌رسد این پاسخ مورد تأیید سیاستگذاران در صنعت نفت کشور است. وزیر نفت می‌نویسد: «جمهوری اسلامی ایران، به‌عنوان دومین تولیدکننده نفت در مجموعه کشورهای عضو اوپک، می‌بایست حدود ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را طی ۲۰ سال آینده تأمین کند. از این رو لازم است در تنظیم سیاست‌های داخلی، اولویتی ویژه به توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت داده شود.»<sup>۷</sup>

پرسش این است که اگر ما «می‌بایست» با عرضه ثروت نسل‌های آینده، نیاز مبرم کشورهای پیشرفته صنعتی به نفت خام را در ۲۰ سال آینده پاسخ دهیم، آیا آنها نیز پذیرفته‌اند که نیاز مبرم کشور ما به نفت را، هنگامی که دیگر نفتی برای مصرف داخلی نداریم، برآورند آنهم با قیمتی در سطح قیمتهایی که ما سال‌ها به آنها عرضه کرده‌ایم؟ توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت به اندازه‌ای که بتوانیم ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را در ۲۰ سال آینده تأمین کنیم در واقع پاسخ به این پرسش است که صادرات ما چه اندازه باید باشد تا «منافع کشورهای پیشرفته صنعتی» تأمین شود. در حالی که پرسش اصلی باید این باشد که «منافع ملی» را یعنی منافع نسل کنونی و نسل‌های آینده را

بلندمدت است؛ یعنی منافع اقتصادی نسل کنونی و نسل‌های آینده. بررسی سیاست‌های «بهره‌برداری از منابع نفت و گاز» و آثاری که بر منافع ملی دارد،<sup>۸</sup> موضوع این نوشتار است.

برای تبیین نکاتی که گفته شد، به دو نمونه از سیاست‌گذاری‌های کلان در زمینه نفت به گونه فشرده اشاره می‌کنیم. به نظر می‌رسد که این سیاست‌گذاری‌ها، نمونه‌ای از مصلحت‌اندیشی‌هایی است که منافع ملی در آن به درستی دیده نشده است. این دو نمونه عبارت است از سیاست افزایش یا حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت و سیاست حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک. در ادامه، به نمونه سوم اشاره می‌کنیم که در واقع موضوع اصلی این نوشتار است، یعنی تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور از دیدگاه اقتصادی-سیاسی. نشان خواهیم داد که تأمین منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن نفتی با حفظ معیارهای اقتصادی، مستلزم تدوین الگوی عرضه بهینه از ذخایر گازی کشور است؛ بنابراین تا هنگامی که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق در مخازن نفتی را نمی‌دانیم، سیاست تشویق صدور گاز با منافع ملی همسو نیست.

## حفظ یا افزایش سهم ایران در بازار جهانی نفت<sup>۹</sup>

نفت در خاورمیانه برای نخستین بار در کشور ما تولید شد.<sup>۱۰</sup> از آن زمان تاکنون نزدیک به ۹۵ سال می‌گذرد. در این مدت، بیش از ۵۵ میلیارد بشکه نفت خام از میدانهای کشور به دست آمده<sup>۱۱</sup> که بیشتر برای رفع نیاز کشورهای پیشرفته صنعتی صادر شده است. نفت ماده‌ای است تجدیدنشدنی که متعلق به نسل کنونی و نسل‌های آینده است. بی‌گمان در آینده‌ای نه چندان دور، فرزندان ما ناگزیر خواهند بود نفت خام وارد کنند. پرسش این است که نسل کنونی چه پاسخی برای نسل‌های آینده دارد؟ دست کم از دو دیدگاه می‌توان به این پرسش پاسخ داد.

پاسخ نخست: اگر تاکنون حجم کلانی از ذخایر نفتی کشور برداشت شده است علت را باید در سلطه شرکت‌های بزرگ نفتی بر صنعت نفت کشور جستجو کرد زیرا شرکت‌های بین‌المللی نفتی، سالها این ثروت ملی را با ارزان‌ترین قیمت در اختیار داشتند.<sup>۱۲</sup> چنین پاسخی را نمی‌توان علمی دانست زیرا «شرکت‌های نفتی» پیش از اینکه انگلیسی یا آمریکایی یا فرانسوی باشند، شرکتند، یعنی باید در ضوابط و چارچوب‌های «بنگاه‌داری» کار

## حفظ و تقویت جایگاه ایران در اوپک

اوپک یا «سازمان کشورهای صادرکننده نفت»<sup>۹</sup> در سال ۱۹۶۰ به ابتکار ونزوئلا و کوشش‌های این کشور در متقاعد کردن ایران و عربستان و کویت و عراق به لزوم تشکیل این سازمان برای ایجاد تعادل و ثبات در بازار جهانی نفت<sup>۱۰</sup> تأسیس شد. از آغاز رقابتی سخت میان برخی اعضا، بویژه ایران و عربستان در سیاست‌گذاری‌های کلان از جمله مدیریت سازمان و تعیین قیمت و میزان عرضه پدید آمد. یکی از نخستین نگرانی‌های سیاست‌گذاران نفتی در دوران پیش از انقلاب این بود که در «مسابقه تولید» از عربستان عقب نمانند، اما هنگامی که برتری مطلق ذخایر عربستان در مقایسه با ذخایر ایران به اثبات رسید، حفظ «مقام دوم» در اوپک از دیدگاه تولید<sup>۱۱</sup> و صدور نفت خام، از اهداف اصلی سیاست‌گذاران شد که همچنان پابرجاست. برای نمونه، به سیاست‌گذاری‌های بخش امور بین‌الملل در وزارت نفت در این خصوص توجه می‌کنیم: «کشور ما در طول دو دهه گذشته... از جایگاه برابر خود با عربستان تا حد یک سوم آن کشور پایین آمده و اگر روند گذشته همچنان ادامه یابد بیم آن می‌رود که کشورهای نظیر کویت و امارات نیز در بخش صادرات از ما پیشی بگیرند و این در حالی است که ذخایر لازم در کشور... برای قرار گرفتن ما در جایگاه دوم تولید و صادرات در درون اوپک و حتی جهان که جایگاهی مناسب برای کشور ماست فراهم است»<sup>۱۲</sup>.

می‌بینیم بی‌اینکه منافع ملی به معنای اقتصادی آن درست بررسی شود، ملاحظاتی چون داشتن «جایگاهی برابر با عربستان» و «پیشی جستن» از کویت و امارات در صدور نفت و به دست آوردن «مقام دوم» در اوپک و «حتی در جهان» دلایلی برای افزایش تولید و توان تولید به‌شمار می‌آید. چگونه می‌توان میلیاردها دلار سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت تولید را تنها در چارچوب مقایسه کشورمان با امارات یا کویت، آنهم از نظر حجم صادرات، توجیه کرد؟ چه تناسبی میان اقتصاد ایران و اقتصاد این کشورها از دیدگاه جمعیتی، منابع طبیعی، ظرفیت‌های صنعتی و کشاورزی و نیروی انسانی وجود دارد که باید سیاستها در حساس‌ترین و مهم‌ترین بخش اقتصادی کشور، یعنی بخش نفت را در چارچوب رقابت با آنها تنظیم کنیم؟ بر پایه آمارهای موجود<sup>۱۳</sup>، حجم «ذخایر نفت»<sup>۱۴</sup> ایران، عربستان، عراق، امارات و کویت در پایان سال ۲۰۰۱ به ترتیب ۷/۸۹،

۸/۲۶۱، ۵/۱۱۲، ۷/۹۸ و ۵/۹۶ میلیارد بشکه بوده است.<sup>۱۵</sup> می‌بینیم که حجم ذخایر ایران از همه کشورهای باصطلاح «رقیب» ما در خلیج فارس کمتر است. بنابراین با فرض استمرار روند کنونی صادرات، کشور ما بسیار زودتر از عربستان و کویت و امارات و عراق به مرحله‌ای خواهد رسید که دیگر نفتی برای صدور نداشته باشد. از سوی دیگر، به دلایل گوناگون از جمله جمعیت و وسعت جغرافیایی، میزان مصرف نفت خام در ایران بسی بیش از آن کشورها است. شوربختانه آمارهای رسمی در مورد مصرف داخلی نفت خام در دسترس نیست، اما آمارهای BP نشان می‌دهد که مصرف نفت خام در سال ۲۰۰۱ میلادی در ایران روزانه ۱۳۱/۱ میلیون بشکه بوده است، در حالی که کویت و امارات در همان سال روزانه به ترتیب فقط ۲۰۶ و ۲۸۲ هزار بشکه نفت خام مصرف کرده‌اند.<sup>۱۶</sup> بنابراین به جای اینکه «بیم» آن را داشته باشیم که «کشورهایی نظیر کویت و امارات نیز در بخش صادرات نفت از ما پیشی بگیرند»، باید به درستی نگران آن باشیم که در آینده‌ای نه چندان دور ناگزیر شویم از همان کشورها نفت خام بخریم، بدین سبب که تولیدات ما پاسخگوی مصرف داخلی نخواهد بود و کویت و امارات با مصرفی کمتر از ما می‌توانند در صدی از نیازهای نفتی ما را در آینده تأمین کنند.<sup>۱۷</sup> پس، سیاست «حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک»، تناسب چندانی با واقعیات موجود ندارد و بنابراین به جای اینکه سیاست‌گذاری‌های کلان بخش نفت را در چارچوب «مسابقه صدور نفت خام در اوپک» تدوین کنیم و پیشی جستن از این و آن را هدف قرار دهیم،<sup>۱۸</sup> بهتر است با دقت کافی به این پرسش پاسخ دهیم که میزان بهینه صادرات نفت خام برای تأمین منافع ملی در بلندمدت چیست؟

## معیارهای سنجش منافع ملی در

### سیاست‌گذاری‌های نفت و گاز

در ارزیابی سیاست‌های اقتصادی، تشخیص منافع ملی به صورت مطلق ممکن نیست. تشخیص منافع ملی فرآیندی از اجمال به تبیین است و تابعی از شناخت و آگاهی و دانش ما در خلال زمان رشد می‌کند. از این رو، چه بسا از دیدگاه امروز، سیاست‌های دیروز بهترین سیاستها نباشد. برای نمونه، به قرار دادهای بیع متقابل اشاره می‌کنیم. تأمین منافع ملی در چارچوب قرار دادهای بیع متقابل منوط است به:

داریم، دیروز می داشتیم، بی گمان منافع ملی ما در بستن قرارداددهای بیع متقابل بهتر تأمین می‌شود.<sup>۲۳</sup> با وجود این، چنین مواردی را نمی‌توان از مصادیق تأمین نشدن منافع ملی دانست زیرا تأمین منافع ملی را در هر مقطع زمانی باید با معیار «سطح شناخت» در همان مقطع سنجید، ولی باید معیارهای روشنی نیز برای رعایت منافع ملی در هر مقطع زمانی تعریف کرد. بر سر هم می‌توان دستکم از سه معیار برای تأمین منافع ملی نام برد:

نخست: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که پیوسته سطح علمی و کیفیت اطلاعات موجود را بهبود بخشند تا بتوان منافع ملی و راهکارهای تأمین آن را بهتر «تشخیص» داد؟

دوم: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که «کارایی» نظام سیاستگذاری را در بهره‌برداری از اطلاعات موجود برای تأمین منافع ملی بیشینه کنند؟

سوم: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که فرایند سیاستگذاری‌های کلان را چنان تنظیم کنند که سیاستگذاران دور از منافع حزبی و جناحی و تنها با تکیه بر روش‌های علمی در پی تأمین منافع ملی باشند؟

اگر پاسخ به هر یک از سه پرسش بالا منفی باشد، بی‌گمان منافع ملی رعایت نشده است و نخواهد شد. پیش از اینکه به بررسی کوتاه این سه معیار در سنجش سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز بپردازیم، به شروط تأمین منافع ملی در قراردادهای بیع متقابل - شروط (الف) تا (ج) پیش گفته - در قالب سه معیار بالا اشاره می‌کنیم. شروط (الف) و (ب) و (پ) از مصادیق معیار نخست و ناظر به نهادهای آموزشی و پژوهشی است. شروط (ت) و (ث) و (ج) اشاره به نهادهای اجرایی و نظارتی دارد که مصادیقی از معیار دوم به‌شمار می‌آید. همان‌گونه که در ادامه این مباحث نشان خواهیم داد، توفیق این نهادها برای بالا بردن سطح «کارایی» نظام سیاستگذاری در بهره‌برداری از اطلاعات به‌منظور تأمین منافع ملی، تابعی از ساختار نظام مدیریتی صنعت نفت است. اگر نظام مدیریت بهره‌برداری از منابع نفت و گاز «کارشناس - محور» باشد، آن‌گاه کارشناسان آگاه و با تجربه‌ای مناسب در هر یک از گروه‌های زیر خواهند داشت: در گروه «مذاکره‌کنندگان» درباره مسائل اقتصادی و تجاری و حقوقی برای به دست آوردن بیشترین امتیازات در قراردادها؛ در گروه «ناظران» موازین تولید صیانتی از میدانها برای تأمین منافع نسل‌های آینده از سرمایه نفت؛ و در گروه «ناظران فنی - مالی» برای تشخیص انحراف عملکرد

(الف) شناخت جامع میدانهای نفت و گاز کشور و آگاهی از دانش فنی بازیافت که با ویژگیهای طبیعی مخازن کشور متناسب باشد.

ب) شناخت دقیق مسائل حقوقی مربوط به قراردادهای بیع متقابل و آشنایی کافی با انواع قراردادهای نفتی از زاویه نظری و همچنین ارزیابی و سنجش کارکرد این قراردادها در کشورهای گوناگون و سنجیدن آن با قراردادهای بیع متقابل.

پ) آشنایی کافی با بازارهای بین‌المللی نفت و شرکت‌های نفتی بین‌المللی و همچنین کارنامه این شرکت‌ها در کشورهای گوناگون و در بازارهای بین‌المللی در حوزه‌هایی مانند «فعالیت‌های بالادستی»<sup>۲۴</sup> و «فعالیت‌های پایین‌دستی»<sup>۲۵</sup> و «بازارهای سرمایه» و «پیشبرد دانش فنی در عملیات بالادستی و پایین‌دستی» و «مدیریت ریسک»<sup>۲۶</sup> بویژه در برابر تحولات بازارهای جهانی نفت و گاز.

ت) وجود «مذاکره‌کنندگان»<sup>۲۷</sup> ماهر و آشنا با «فنون مذاکره» و آگاه از مسائل جاری اقتصاد جهانی و بازارهای سرمایه و مسائل حقوقی قراردادها که توانایی لازم را برای «چانه‌زنی» با شرکت‌های بین‌المللی در گرفتن امتیازات داشته باشند.

ث) حضور مهندسان با تجربه و آگاه از مخازن نفتی کشور که بتوانند در مذاکرات فنی با شرکت‌های بین‌المللی گذشته از رعایت کامل موازین تولید صیانتی از میدانها، منافع ملی را هر چه بهتر تأمین کنند.

ج) وجود «ناظران فنی - مالی» متشکل از مهندسان تجربه‌دار و کارشناسان تحصیل کرده و با سابقه امور مالی که بتوانند از دیدگاه‌های فنی و مالی، نظارت بر حسن اجرای ضوابط و شرایط مندرج در قراردادهای بیع متقابل را بر عهده گیرند.

چ) رعایت اصل «حاکمیت ملی» در قراردادهای بیع متقابل به گونه‌ای که از دیدگاه حقوقی بتوان فعالیت شرکت‌های نفتی طرف قرارداد را زیر نظر داشت و چنانچه لازم آید، مجازات‌های متناسبی به علت رعایت نشدن موازین تولید صیانتی از میدانها اعمال کرد و در صورتی که منافع ملی ایجاب کند، بتوان قراردادهای بسته شده با آنها را فسخ کرد.<sup>۲۸</sup>

بنابراین اگر شناختی را که امروز از مخازن نفتی کشور و از اسلوب‌های حقوقی قراردادهای بیع متقابل یا از سیاست‌ها و کارکرد شرکت‌های خارجی طرف قرارداد



شرکت‌های خارجی از ضوابط مندرج در قرارداد بیع متقابل. در غیر این صورت، کارشناسان آگاه و با تجربه منزوی خواهند شد و منافع ملی به خطر خواهد افتاد. معیارهای اول و دوم در نهایت چیزی نیست جز کوشش برای بالا بردن سطح علمی و بهبود مجموعه اطلاعات و دانش موجود و ایجاد زمینه‌های مناسب برای افزایش کارایی در بهره‌برداری از این مجموعه اطلاعات. تحقق شرط کارایی مستلزم وجود فضای مناسب برای «تضارب آراء» و پشتیبانی مدیران ارشد صنعت نفت از کارشناسانی است که دیدگاه نقادی دارند. در ادامه، به بررسی اجمالی این نکات می‌پردازیم.<sup>۲۴</sup>

## ۱. جامع بودن اطلاعات

### و سیاستگذاری‌های بهینه

منافع ملی ایجاب می‌کند که در تدوین سیاست‌های کلان برای نفت و گاز از همه اطلاعات موجود بهره‌گیری شود. مجموعه اطلاعات موجود را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: اطلاعات مدون و نظریات کارشناسی. یکی از موانع اصلی در سیاستگذاری‌های بهینه در زمینه نفت و گاز در کشورهای در حال توسعه، «محرمانه» بودن بخش بزرگی از اطلاعات مدون است. شاید بتوان ادعا کرد که درصد بسیار بالایی از این اطلاعات با اصطلاح محرمانه، برای کسانی محرمانه است که گذشته از انگیزه کافی، توانایی علمی لازم را دارند که سیاست‌های مناسبی برای تأمین منافع ملی در بخش نفت و گاز طراحی کنند. بی‌گمان اینان همان پژوهشگران و دانشگاهیان و کارشناسان مستقل هستند. با محروم کردن ایشان از دسترسی به اطلاعات واقعی، هیچ نتیجه‌ای جز به خطر افتادن منافع ملی حاصل نخواهد شد. اطلاعات درست اما محبوس، یا اطلاعات منتشره اما نادرست، چیزی جز «فقر اطلاعات» نیست؛ و می‌دانیم که سیاستگذاری‌های مبتنی بر فقر اطلاعات منافع ملی را تأمین نخواهد کرد. اگر گفته شود که سیاستگذاری‌ها در نهایت با کسانی است که دسترسی به اطلاعات درست دارند، باید پاسخ داد که کنار گذاشتن بسیاری از اندیشمندان و کارشناسان دلسوز جامعه از همفکری در تدوین سیاست‌های بهینه در زمینه نفت و گاز، بی‌گمان همسو با تأمین منافع ملی نخواهد بود زیرا از توانمندیهای علمی موجود برای تشخیص منافع ملی و تأمین آن بهره‌گیری نشده است. آوردن نمونه‌ای در این

مورد روشن‌گر است. یکی از حقایق بسیار مهم و کلیدی در سیاستگذاری‌ها در بخش نفت این است که حجم «نفت درجا»<sup>۲۵</sup> در مخازن نفتی ما در خشکی و دریا بسیار عظیم است، اما ساختار طبیعی مخازن نفتی چنان است که تنها درصدی از آن را می‌توان استخراج کرد.<sup>۲۶</sup> بنابراین مهم‌ترین مسئله‌ای که منافع ملی را تهدید می‌کند این است که نتوانیم به اندازه‌ای که وضع طبیعی مخازن و روش‌های شناخته شده مهندسی برای بازیافت نفت اجازه می‌دهد از نفت درجا برداشت کنیم یا اینکه چنان روش‌هایی در استخراج نفت به کار گیریم که حجم چشمگیری از نفت درجا در مخازن، محبوس بماند. برای ارزیابی سیاست‌های بازیافت شاید اساسی‌ترین پرسش این باشد که مقدار نفت درجا در مخازن نفتی کشور و میزان «بازیافت نهایی» چیست. توجه به این نکته اهمیت بسیار دارد که مقدار نفت درجا در مخازن، قابل «محاسبه» است اما میزان «بازیافت نهایی» را تنها می‌توان با فرض استفاده از روش‌های شناخته شده مهندسی در بازیافت، «تخمین» زد.

از سال ۱۳۷۴ تاکنون، آمارهای رسمی درباره حجم «نفت درجا» منتشر نشده است. از سوی دیگر، با اینکه آمارهای رسمی درباره «بازیافت نهایی» در دست است اما اختلاف آمارهای غیررسمی - به ظاهر معتبر - با آنها بسیار چشمگیر است. دقت در مبنای تخمینی آمارهای مربوط به بازیافت نهایی بسیار مهم است زیرا نقش بزرگی در ارزیابی روش‌های بازیافت و ریسک‌های مربوط به آن و تدوین برنامه‌های تولید و توسعه میدانها دارد. بی‌آمارهای واقعی در مورد حجم نفت درجا نمی‌توان درباره روش‌های بهینه بازیافت برای صیانت از منابع نفتی مطالعات علمی داشت و سیاست‌های بهینه برپایه آن مطالعات تدوین کرد. بدین ترتیب، برنامه‌ریزی برای افزایش «ضریب بازیافت»<sup>۲۷</sup> با موانعی جدی روبرو می‌شود. در مباحث آینده خواهیم دید که افزایش ضریب بازیافت، یکی از مهم‌ترین ابزارهای تأمین منافع ملی در بهره‌برداری از مخازن نفتی است.

از دیگر مبنای تدوین سیاست‌های بهینه، بهره‌گیری از نظرات کارشناسی است. هرگاه دیده شود که کارشناسان نفت و گاز مشارکتی فعال در تجزیه و تحلیل مسائل و سیاست‌های نفتی دارند و با شور و اشتیاق برنامه‌ها و سیاست‌های رسمی دولت را در زمینه نفت و گاز نقد و بررسی می‌کنند و مسئولان و سیاستگذاران نیز پشتیبان چنین کارشناسان و مشوق آنان در ابراز نظرات انتقادی هستند، باید اطمینان داشت که تحولات نفت و گاز در

مناسب است. بازدهی روش‌های افزایش بازیافت یعنی «بازیافت دوم»<sup>۳۰</sup> و «بازیافت سوم»<sup>۳۱</sup> و در حالت کلی «بهبود بازیافت نفت»<sup>۳۲</sup> یا (IOR) و «بهره‌افزایی بازیافت نفت»<sup>۳۳</sup> یا (EOR) تابعی از عوامل گوناگون از جمله عوامل زیر است: طبیعت سنگ مخزن، فشار و نوع سیالات موجود در آن، وضع کنونی و گذشته مخزن، نوع سیالات قابل تزریق، زمان مناسب تزریق و ملاحظات اقتصادی از نظر هزینه و فایده با توجه به بهای کنونی و آینده نفت خام.<sup>۳۴</sup> گزارش‌های رسمی<sup>۳۵</sup> نشان می‌دهد که در آغاز سال ۱۳۸۱ «بازیافت‌های اول و دوم»<sup>۳۶</sup> در مناطق خشکی و دریایی بر سر هم ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه بوده است.

بر پایه آمارهای رسمی، بازیافت اول از مناطق خشکی و دریایی<sup>۳۷</sup> بر سر هم ۱۰۳/۹۴ میلیارد بشکه<sup>۳۸</sup> و بازیافت دوم روی هم ۲۸/۰۸ میلیارد بشکه<sup>۳۹</sup> است. چون آمارهای رسمی نفت در جای اولیه در دست نیست. نمی‌توان ضریب‌های بازیافت در مناطق خشکی و دریایی را محاسبه کرد؛ اما باید توجه داشت که رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه بدین معنی نیست که از امروز تا آینده قابل پیش‌بینی می‌توان ۱۳۲ میلیارد بشکه از ذخایر در جای نفت کشور را برداشت کرد.<sup>۴۰</sup> در تفسیر این رقم توجه به دو نکته زیر ضروری است.

نکته نخست - رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه دلالت بر بازیافت‌های اول و دوم و سوم<sup>۴۱</sup> دارد؛ یعنی با توجه به ساختار طبیعی مخازن و با به کار گرفتن روش‌های افزایش بازیافت می‌توان چنین حجمی از نفت در جای اولیه را استخراج کرد. بدیهی است چنین رقمی بر آوردی اولیه پیش نیست زیرا: نخست، اگر شناخت ما نسبت به ویژگی‌های مخازن نفت کشورمان افزایش یابد، بر آورد بازیافت‌های اول و دوم در جهت مثبت یا منفی تغییر خواهد کرد. دوم، اگر به هر علت امکان به کارگیری روش‌های افزایش بازیافت محدود شود، یا به هر علت دیگر امکانات بیستری برای کاربرد این روش‌ها فراهم شود، یعنی اوضاع و احوال اقتصادی و هزینه‌ها و قیمت‌ها ویژه بهای نفت خام تغییر کند، بر آوردهای اولیه افزایش بازیافت در جهت منفی یا مثبت تغییر خواهد کرد.

نکته دوم - رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه بیشترین مقداری است که با توجه به شناخت کنونی از مخازن و کاربرد روش‌های افزایش بازیافت می‌توان از «نفت در جای اولیه»<sup>۴۲</sup> برداشت کرد. بنابراین، باید نفتی را که تاکنون از همه میدانها برداشت شده است از این رقم کسر کرد تا «ذخیره نفت

خطا در شناخت و در سیاستگذاری گریزناپذیر است، ولی کشف خطا جز با نقادانی ممکن نیست. باید کارشناسانی باشند که حتی در مقدمات و کلیات تردید کنند و با نگرشی علمی، زوایای تاریک را در سیاستگذاری‌های مربوط به نفت و گاز روشن کنند و در نقد هر مسئله‌ای منافع ملی را شالوده‌سنجش قرار دهند تا حتی احتمال پیش آمدن خطاهای سهوی نیز به کمترین حد برسد. اگر تأمین منافع ملی در زمینه نفت و گاز میسر باشد همانا به سبب تلاش و مجادله و نقادانی کارشناسان با تجربه و آگاه خواهد بود. هرچند بی‌گمان کارشناسانی هم بوده‌اند که غیر از کشف حقیقت اغراض دیگر نیز داشته‌اند ولی باید انصاف داد که شمار کارشناسان صدیق و دلسوز که جز به منافع ملی نمی‌اندیشند بسی بیش از دیگران است. از این رو نباید کارشناسان با تجربه در صنعت نفت و گاز را به موافق و مخالف دسته‌بندی کرد و آراء و نظرات مخالفان را بی‌اعتبار و مغرضانه دانست؛ بویژه اینکه چنین روشی سرانجام «همه کارشناسان» را ناگزیر از سکوت می‌کند. بنابراین اگر کارشناسان نقاد از سوی مسئولان پشتیبانی نشوند یا به توصیه‌ها و نظراتشان بی‌توجهی شود یا مورد بی‌مهری قرار گیرند، باید نگران از دست رفتن منافع ملی بود.

## ۲. ارتقای سطح شناخت: شرط لازم برای

### سیاستگذاری‌های بهینه

تنها با سیاست‌هایی می‌توان منافع ملی را تأمین کرد که بر شناخت دقیق و جامع از وضع موجود و پیش‌بینی رضایت‌بخش تحولات آینده استوار باشد. پیشتر گفته شد که هر دریافت و شناخت می‌تواند با درجه‌ای از خطا همراه باشد. ارزیابی وضع گذشته برای کشف خطاها و آموختن از خطاهای گذشته و ریشه‌یابی علت آنها و تدبیر و نهادسازی برای جلوگیری از پیش آمدن دوباره آن خطاها، ضامن منافع ملی است. این نکته را در چارچوب مسئله بسیار مهم «تولید صیانتی از مخازن نفتی» توضیح می‌دهیم.

### تولید صیانتی از مخازن نفت کشور

بیشتر دیدیم که بخشی از هیدروکربور موجود در مخزن را که بواسطه «برداشت طبیعی»<sup>۴۸</sup> استحصال می‌شود «بازیافت اولیه»<sup>۴۹</sup> می‌گویند. یکی از هدفهای اصلی در به کارگیری روش‌های افزایش برداشت، تزریق سیالات

باقیمانده»<sup>۳۳</sup> یا ذخیره قابل استحصال باقیمانده به صورت‌های اولیه و ثانویه به دست آید.

کل تولیدات انباشتی نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی بر سرهم ۵۴/۳۶ میلیارد بشکه بوده است،<sup>۴۴</sup> بنابراین حجم نفت باقیمانده قابل استحصال به صورت بازافت‌های اولیه و ثانویه از مناطق خشکی و دریایی روی هم ۷۷/۶۶ میلیارد بشکه خواهد بود.<sup>۴۵</sup>

بنابر آنچه گفته شد، باید در بهره‌برداری از مخازن نفت کشور اولویت ویژه برای «افزایش ضریب بازافت» قائل شویم. اگر برای مثال بتوان ضریب بازافت<sup>۴۶</sup> را دو درصد افزایش داد، کمابیش ۹ میلیارد بشکه نفت اضافی قابل استحصال است.<sup>۴۷</sup> بنابراین اگر بهای نفت خام را در بلندمدت بشکه‌ای ۲۵ دلار فرض کنیم، تقریباً ۲۲۵ میلیارد دلار در آمد ناخالص اضافی نصیب نسل‌های آینده خواهد شد. با توجه به اینکه ضریب بازافت از مخازن نفت کشورمان در مقایسه با میانگین جهانی - یعنی تقریباً ۳۰ درصد - بسیار پایین است، ظرفیت افزایش ضریب بازافت بسیار بالا است.

یکی از پرسش‌های کلیدی که به کمک آن می‌توان چگونگی تأمین منافع ملی را در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری کشور ارزیابی کرد این است که شرایط لازم و کافی برای افزایش ضریب بازافت از مخازن نفت کشور چیست؟ در ادامه مقاله نشان خواهیم داد که شرایط لازم و کافی به ترتیب عبارت است از شناخت دقیق‌تر از مخازن و محاسبه دقیق میزان گاز مورد نیاز برای تزریق در میدانهای نفتی. از این جهت، معیار تشخیص منافع ملی در چارچوب مسئله بسیار مهم «تولید صیانتی از میدانهای نفتی کشور» این است که نخست، آیا بررسیهای همه‌جانبه درباره مخازن کشور صورت گرفته است؟ و دوم، آیا الگوی بهینه عرضه گاز طبیعی در ایران بررسی شده است؟

### ۳. بررسیهای جامع درباره مخازن: شرط

#### لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی

تولید صیانتی از میدانهای نفتی مستلزم بررسی رفتار تولیدی میدان در خلال زمان است. ارزیابی دقیق ویژگیهای طبیعی مخزن و رفتار مخازن مشابه<sup>۴۸</sup> در دیگر نقاط جهان، طراحی مدل‌های ریاضی مخزن برای «شبیه‌سازی»<sup>۴۹</sup> با هدف دستیابی به الگوی تولید بهینه، بهره‌گیری از این مدل‌ها برای پیش‌بینی و نیز برای تطبیق دادن تاریخچه

عملکرد مخزن با دلالت‌های مدل و بررسی واکنش مخزن به فرایند تولید در گذر زمان، از شرایط لازم در طراحی روش‌های مناسب برای بهبود ضریب بازافت است. بنابراین، مطالعه جامع مخازن هم‌زمان با شروع بهره‌برداری از آنها آغاز می‌شود و تا پایان عمر مخازن ادامه می‌یابد. بی‌مطالعه جامع و مستمر مخازن بی‌گمان موازین تولید صیانتی رعایت نخواهد شد و چه بسا میلیاردها بشکه نفت در جا، باروش‌های شناخته‌شده موجود، غیرقابل استحصال باقی خواهد ماند.

از خرداد ۱۲۸۷ شمسی (۲۶ مه ۱۹۰۸ میلادی) که با کشف میدان نفتی مسجد سلیمان تولید نفت را آغاز کردیم، بیش از ۹۵ سال می‌گذرد. بنابر این باید انتظار داشت که افزون بر بسیاری مطالعات جامع درباره مخازن نفت و گاز در کشورمان، بررسیهای گسترده‌ای نیز درباره مدل‌های ریاضی شبیه‌سازی و ارزیابی رفتار مخازن در طول زمان و همچنین واکنش آنها نسبت به روش‌های گوناگون مهندسی برای بهبود بازافت، به نتیجه رسیده باشد و آثار آنها در ازدیاد بازافت از میدانهای بزرگ نفتی کشور مطالعه شده باشد. با وجود مطالعات گذشته در این زمینه که پیشرفت‌هایی نیز به دنبال داشته است<sup>۵۰</sup> شوربختانه گزارش‌های موجود نشان می‌دهد که به مسئله‌ای چنین کلیدی و راهبردی در تأمین منافع ملی توجه کافی نشده است.

وزیر نفت در این باره چنین می‌نویسد: «متأسفانه طی سال‌های طولانی، به دلایلی متعدد، از جمله جنگ تحمیلی... هیچ مطالعه‌ای جدید با استانداردهای شناخته شده... برای به‌روز کردن مطالعات انجام شده قبلی، با توجه به اطلاعات جدید و نیز رشد فن‌آوری جهانی در بخش نفت، با هدف برداشت بهینه از این میدان‌ها، صورت نگرفته بود. لذا پرداختن به این مهم ضرورتی اجتناب‌ناپذیر می‌نمود که در نتیجه، مجموعاً مطالعه و تهیه طرح توسعه و افزایش بازافت نفت [برای] تقریباً ۶۰ میدان در دستور کار وزارت نفت قرار گرفت.»<sup>۵۱</sup> چنین تأخیری را در مسئله‌ای که با منافع ملی پیوند مستقیم دارد چگونه می‌توان توجیه کرد؟ چرا در میان «دلایل متعدد» فقط به «جنگ تحمیلی و محدودیت‌های تبعی ناشی از آن» اشاره می‌شود، جنگی که سال‌هاست به پایان رسیده است؟ با این همه، باید گفت که آغاز این مطالعات - هرچند با تأخیر بسیار - نویدبخش توجه به تولید صیانتی و بنابر این گامی مثبت در راه تأمین منافع ملی است.

حضور فعال نیروهای متخصص و کارشناسان دلسوز و

سوی دیگر، برنامه‌های آموزشی و پژوهشی دانشجویان اعزامی به خارج باید با نیازهای کشور همخوان باشد. از این رو باید تلاش شود که در سه‌های مربوط به «مخازن شکافدار» در دوره‌های کارشناسی ارشد و دکتری برای دانشجویان اعزامی به خارج به اندازه لازم و کافی گنجانده شود و در آموزش آنها از استنادی استفاده شود که به لحاظ نظری و عملی با این مخازن به‌خوبی آشنا هستند زیرا بیش از ۹۰ درصد ذخایر کشور در چنین مخازنی است.

توجه به «مطالعات میدانی»<sup>۵۵</sup> اهمیت بسیار دارد. دانش آموختگانی که از خارج برمی‌گردند باید معلومات نظری و عملی خویش را با ویژگی‌های مخازن کشور تطبیق دهند. از این رو لازم است چند سالی با راهنمایی استادان و مهندسان با تجربه به مطالعات میدانی بپردازند. با توجه به ضرورت امر و تأخیر زیادی که در مطالعات جامع مخازن شده بود، اجرای این مطالعات به شرکت‌های مشاوره‌ای ایرانی و خارجی سپرده شده است: «متأسفانه... هیچ‌گونه ظرفیت قابل ملاحظه مشاوره نفت در بخش بالادستی... در داخل کشور پانگرفته بود. برای تقویت این ظرفیت‌ها مقرر شد که مطالعات میدان‌های نفتی به مشارکت‌هایی از شرکت‌های ایرانی و شرکت‌های خارجی معتبر به صورت مشترکاً منفرداً و آگذار شود»<sup>۵۶</sup> و «حاصل این سیاست، تشکیل و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسی مشاوره برای مطالعات مخازن هیدروکربوری... است»<sup>۵۷</sup> پرسش این است که با کمبود نیروهای آگاه و تجربه ایرانی، چگونه می‌توان مطالعات جامع درباره مخازن را با منافع ملی همسو کرد؟

## کارشناسان ایرانی، شرکت‌های خارجی، مطالعات راهبردی مخازن و بیع متقابل

چنان‌که پیشتر گفته شد، افزایش ضریب بازیافت تابعی از ساختار و ویژگی‌های طبیعی مخازن، دانش فنی مناسب و بررسی‌های اقتصادی از دیدگاه «هزینه-فایده» است. از این رو آشنایی کامل با مخازن نفتی کشور و دقت در پیشینه برداشت از آنها، نقش مهمی در مدیریت مخازن برای افزایش ضریب بازیافت دارد. تولید صیانتی از مخازن به معنای پیشینه کردن استخراج نفت در هر مقطع زمانی نیست، بلکه روشی صیانتی است که بتواند کل برداشت از

آگاه و با تجربه شرط لازم برای ثمربخشی مطالعات درباره مخازن است. اکنون صنعت عظیم نفت و گاز ما دارای ۷۶ میدان فعال نفتی و گازی است، اما بار تولید بر دوش مخازنی است که در نیمه دوم عمر مفید خود هستند<sup>۵۸</sup> و از این رو نیازمند مراقبت‌های ویژه‌اند تا بتوان بازیافت نفت از آنها را افزایش داد. وابستگی اقتصاد ما به درآمدهای حاصل از صدور نفت به مرحله‌ای نگران‌کننده رسیده است و رشد سریع مصرف داخلی فرآورده‌های نفتی افق چندان روشنی برای صدور نفت خام در آینده ترسیم نمی‌کند. بدین سبب، باید انتظار داشت که هم‌اکنون صدها مهندس و کارشناس با تجربه و آگاه مسئولیت مراقبت از میدان‌های فرسوده نفتی و میدان‌های تازه را بر عهده داشته باشند تا بتوان امیدوار بود که با دست کم ۱۰ درصد افزایش ضریب بازیافت، حجم بیشتری از ذخایر نفت استحصال شود. به سخن دیگر، یکی از شاخص‌های رعایت منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن نفت، حضور گسترده کارشناسان و مهندسان با تجربه است. آیا چنین بوده است؟ وزیر نفت در این خصوص می‌گوید: «در تمام صنعت نفت کشور ۱۵۰ نفر مهندس نفت وجود ندارد. این مجموعه عظیم را نمی‌توان با ۱۵۰ نفر اداره کرد. کل استادان بالادستی صنعت نفت کشور نیز کمتر از ۷ نفر است»<sup>۵۹</sup> بی‌گمان کاستی‌های گذشته در توسعه نیروی انسانی در مهندسی نفت و پرورش کارشناسان زیر دست موجب شده است که منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن عظیم نفت به گونه شایسته تأمین نشود. به تازگی وزارت نفت دست به تلاشهایی در زمینه تربیت نیروی انسانی در امور مربوط به مخازن نفت زده است.<sup>۶۰</sup> این کوشش‌ها هنگامی ثمربخش است که استانداردهای علمی در برنامه‌ریزیهای آموزشی و پژوهشی در سطوح کارشناسی ارشد و دکتری با جدیت رعایت شود. رعایت نشدن استانداردهای علمی برای دوره‌های دکتری در داخل، خسارت‌های جبران‌ناپذیر به بار خواهد آورد. به حکم منطق، دوره‌های دکتری را باید هنگامی زاه‌اندازی کرد که ظرفیت و امکانات پژوهشی مناسب موجود باشد و استنادی که نوآوری‌هایی داشته‌اند به تعداد کافی و به صورت تمام وقت در دسترس باشند؛ و گرنه نخست باید به تربیت استادان توانا و آشنا با مرزهای دانش پرداخت و سپس به کمک آنان دوره‌های دکتری به راه انداخت. با این همه، اکنون که دوره‌های دکتری در مهندسی نفت، به رغم نبود پیش‌نیازها، راه‌اندازی شده است، باید با همه توان برای از میان بردن کمبودها برنامه‌ریزی کرد. از



مخزن را در خلال عمر مفید آن و با توجه به محدودیت‌های ناشی از ویژگی‌های طبیعی و وضع کنونی مخزن و همچنین ملاحظات اقتصادی مانند بهای نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش بازیافت را به بیشترین اندازه برساند. بنابراین، تولید صیانتی به معنای «بهینه‌سازی»<sup>۵۸</sup> تولید است.

برای آنچه گفته شد، فقط کارشناسانی می‌توانند بهترین راهبر را برای مدیریت مخازن و افزایش ضریب بازیافت طراحی کنند که تجربه لازم و آشنایی کافی با ویژگی‌های طبیعی و ساختار و رفتار مخازن نفتی کشور داشته باشند. بنابراین می‌توان گفت که کارشناسان آگاه و با تجربه ایرانی در مقایسه با کارشناسان خارجی مزیت مطلق دارند. شوربختانه توجه ناکافی به سرمایه‌گذاری در سال‌های گذشته برای بهبود دانش فنی در مهندسی نفت و مخازن موجب شده است که هم‌اکنون شمار کارشناسان ورزیده ایرانی بسیار اندک باشد. با این همه، نباید نتیجه گرفت که کمبودهای موجود را به آسانی می‌توان با کارشناسان و مشاوران خارجی جبران کرد. کارشناسان خارجی نه تنها با ساختار مخازن ما چندان آشنا نیستند بلکه به لحاظ نظری نیز اطلاعات کافی از این مخازن ندارند. جای تأسف است که در مواردی بیش از اندازه به کارشناسان یا شرکت‌های خارجی اعتماد می‌شود و به جای اینکه سوابق کارشناسی و تخصصی آنها بویژه در خصوص مخازن کشور ما ارزیابی شود، تنها «خارجی بودن» به معنای داشتن صلاحیت علمی و عملی گرفته می‌شود.

مطالعات جامع مربوط به «مخازن شکافدار»<sup>۵۹</sup> ایران به علت فرایندهای ویژه خود، مستلزم دو شرط زیر است: نخست، وجود «مدل ریاضی شبیه‌ساز»<sup>۶۰</sup> که بتوان به کمک آن همه فرایندهایی را که در این مخازن رخ می‌دهد به دقت بررسی کرد و واکنش مخزن را به روش‌های گوناگون بهتر کردن بازیافت محاسبه کرد؛ دوم، وجود افراد با تجربه که آشنایی کافی با این مسائل داشته باشند. پیشینه کار نشان می‌دهد که در هر مورد کمبودهای چشمگیر وجود دارد. با این همه «مهندسان مشاور خارجی دارای این خصوصیات نیستند زیرا نه تنها مدل‌های ریاضی آنان فاقد برخی از فرایندهای مهم و اساسی است که در مخازن شکافدار کشور ما وجود دارد بلکه تجربیات کاری آنان نیز در مورد مخازن ما رضایت‌بخش نیست.»<sup>۶۱</sup> حال که وزارت نفت تصمیم گرفته است از کارشناسان و شرکت‌های مشاور خارجی استفاده کند، برنامه‌ریزی برای به کار گرفتن

کارشناسان خارجی باید چنان باشد که مطالعه هیچ میدانی بویژه میدان‌های «فوق عظیم نفتی»<sup>۶۲</sup> درست در اختیار شرکت‌های خارجی قرار نگیرد و در همکاری‌های مشترک نیز مدیریت مطالعات چنان باشد که تصویب راهبرها در نهایت زیر نظر کارشناسان با تجربه ایرانی انجام شود.

چنان که گفته شد، افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی تنها مسئله‌ای فنی نیست، بلکه ارتباط مستقیم با الگوهای مدیریتی وزارت نفت دارد. هرگاه ساختارهای مدیریتی چنان باشد که به کارشناسان مخازن نفتی کشور ارزشی بسی بیش از کارشناسان خارجی داده شود، نظام مطالعات جامع مخازن کشور رشدی درون‌زا خواهد داشت و شرایط لازم برای افزایش ضریب بازیافت و تولید صیانتی از مخازن نفت فراهم خواهد شد. نتیجه اینکه واگذار کردن مطالعات میدان‌های نفتی به شرکت‌های ایرانی و شرکت‌های خارجی به صورت «مشترکاً-منفرداً»<sup>۶۳</sup> و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسی مشاور برای مطالعات مخازن هیدروکربوری<sup>۶۴</sup> هنگامی ثمربخش است که نکات یاد شده رعایت شود.

برای آنچه گفته شد، نکاتی درباره قراردادهای بیع متقابل و منافع ملی مطرح می‌کنیم. قراردادهای بیع متقابل برای توسعه میدان‌های نفتی و افزایش ضریب بازیافت معمولاً محدودیت زمانی (۷ تا ۱۰ سال) دارد. در چنین وضعی، شرکت‌های خارجی که تأمین‌کننده سرمایه‌اند، می‌خواهند چنان روش‌هایی برای بهره‌برداری از میدانها در پیش گیرند که در کوتاه‌ترین زمان به بیشترین بازیافت بینجامد، زیرا این شرکت‌ها بر پایه ضوابط بنگاهداری کار می‌کنند و از این رو تنها به دنبال تأمین رضایت «سهامداران» خود هستند نه تأمین منافع نسل کنونی و نسل‌های آینده کشور ما. با توجه به نکاتی که پیشتر درباره علل کاهش بازیافت از مخازن گفتیم،<sup>۶۵</sup> می‌توان به گونه ساده روش‌های افزایش بازیافت را به دو دسته کلی به شرح زیر تقسیم کرد:

○ «جابه‌جایی»<sup>۶۶</sup> اندک اما سریع؛

○ جابه‌جایی زیاد اما آهسته.

روش نخست دارای بازدهی سریع است، یعنی تنها در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت را از مخزن افزایش می‌دهد اما نه تنها استمرار ندارد بلکه می‌تواند باعث کاهش ضریب بازیافت نیز بشود؛ بنابراین مقدار نفت جابه‌جا شده در خلال عمر مفید مخزن کم خواهد بود. در روش دوم فرایند بازدهی کند است یعنی در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت از مخزن، در مقایسه با روش نخست، افزایش کمتری دارد ولی

اجرای آن را در چارچوب قراردادهای بیع متقابل به شرکت‌های خارجی واگذار کرد و با مدیریت تونابری چونگی اجرای نظارت کامل داشت. بنابراین، به جای آنکه تقصیر را متوجه رژیم حقوقی بیع متقابل و محدودیت‌های قانون اساسی کنیم باید بکشیم تا مطالعات جامع مخازن به گونه‌ای شایسته و درست به نتیجه‌نهایی برسد و نیز «بهادهای نظارتی» - که باید ناظر بر حسن اجرای قراردادهای بیع متقابل باشند - پیش از پیش نیرومند و منسجم شوند.

دوم - فرض کنید دادن پروانه بهره‌برداری یا مشارکت در تولید یعنی مالکیت شرکت‌های خارجی بر نفت موجود در مخازن نفتی کشور یا نفت تولید شده در سرچاه، به تأیید قانونی برسد؛ باز ساده‌اندیشی است اگر گمان کنیم که شرکت‌های خارجی همان روش‌های صیانتی را در کشور ما به کار خواهند بست که برای مثال در دریای شمال (انگلستان و نروژ) اجرا می‌شود. فضای سیاسی و امنیتی حاکم بر دریای شمال، یکسره با خلیج فارس متفاوت است. مقتضیات و پیشینه تحولات سیاسی و امنیتی در کشورهای حوزه خلیج فارس این نکته را به شرکت‌های نفتی بین‌المللی آموخته است که نمی‌توان در این منطقه «بلندمدت» اندیشید یا «بلندمدت» عمل کرد. بنابراین نتیجه می‌گیریم که شرط لازم برای همسو بودن قراردادهای بیع متقابل با منافع ملی این است که مهندسان آگاه و با تجربه کشور که در بخش‌های «حاکمیتی» وزارت نفت کار می‌کنند نظارت کامل و دقیق بر اجرای برنامه‌های تولید صیانتی در قراردادهای بیع متقابل داشته باشند.

## ۴. الگوی بهینه عرضه گاز: شرط کافی در

### تولید صیانتی از مخازن نفتی

با دیدن عنوان بالا این پرسش مطرح می‌شود که تولید صیانتی از مخازن نفتی چه ارتباطی با الگوی بهینه عرضه گاز دارد؟ به سخن دیگر، در آغاز چنین به نظر می‌رسد که بهره‌برداری از میدانهای نفت و گاز کشور دو مقوله متفاوت است و بنابراین هر یک را باید با توجه به ویژگیهای میدانها و وضع بازار، جداگانه مطالعه و الگوی بهینه عرضه هر یک را مستقل از دیگری طراحی کرد. در ادامه نشان خواهیم داد که با چنین جزئی‌نگری به مسئله‌ای بسیار مهم و راهبردی یعنی بهره‌برداری از منابع «هیدروکربوری»<sup>۷۰</sup> نمی‌توان منافع ملی را تأمین کرد. برای آشنایی با جزئی‌نگری در

این افزایش در میان‌مدت و بلندمدت پیوسته خواهد بود به گونه‌ای که در میان‌مدت از روش نخست پیشی می‌گیرد. به سخن دیگر، روش نخست تنها در کوتاه‌مدت ممکن است جذاب‌تر باشد در حالی که با روش دوم بهتر می‌توان منافع ملی را در بلندمدت تأمین کرد.<sup>۶۷</sup>

روش‌های بازیافت از نوع اول گزینه مناسبی برای شرکت‌های خارجی است زیرا اصل سرمایه و بهره و پاداش خود را در همان نخستین سالها دریافت می‌کنند، در حالی که روش‌های بازیافت از نوع دوم بیشتر تأمین‌کننده منافع ملی است زیرا حجم نفت اضافی به دست آمده در میان‌مدت و در طول عمر مفید مخزن بسی بیشتر است. این فرضیه را به سادگی نمی‌توان رد کرد که اگر مطالعه مخازن را به عهده آن دسته از شرکت‌های خارجی بگذاریم که در برخی موارد، خود یا همکارانشان نامزد عقد قراردادهای بیع متقابل برای همان میدانها هستند، آن‌گاه نتایج تحقیقات احتمالاً به نفع روش‌های بازیافت از نوع اول خواهد بود. هرگاه این دسته از شرکت‌های خارجی، روش‌های نوع دوم را توصیه کنند در واقع احتمال کامیابی خود و همکاران خود را از مشارکت در قراردادهای بیع متقابل کاهش داده‌اند، زیرا طولانی‌تر شدن زمان بازپرداخت، نتیجه‌ای جز افزایش بهره و پاداش یعنی گران‌تر شدن پروژه نخواهد داشت. بدین سبب، اصول «بنگاه‌داری» دلالت بر آن می‌کند که این شرکت‌ها با توصیه روش‌های نوع اول - و ارزان‌تر نشان دادن پروژه - فرصت‌های بهتری در بستن قراردادهای بیع متقابل به دست آورند. برخی پژوهشگران، کاستی‌های یادشده درباره قراردادهای بیع متقابل را به محدودیت‌های موجود در قانون اساسی مرتبط دانسته‌اند و چنین استدلال می‌کنند که قراردادهای «مشارکت در تولید»<sup>۶۸</sup> و «دادن پروانه بهره‌برداری»<sup>۶۹</sup> هماهنگی بیشتری با منافع ملی دارد زیرا شرکت‌های خارجی خود را در «نفت در جای مخزن» سهم می‌بینند و از این رو می‌کوشند با مطالعاتی جامع درباره مخازن و بهره‌گیری از آخرین پیشرفت‌های فنی، ضریب بازیافت را به بیشترین اندازه برسانند و بدین ترتیب نتیجه می‌گیرند که محدودیت‌های موجود در قانون اساسی موجب شده است که منافع شرکت‌های خارجی در بیع متقابل با منافع ملی ما همسو نباشد. این استدلال دست کم به دو دلیل مردود است.

نخست - اگر نتیجه مطالعات جامع درباره مخازن در دسترس باشد و روش‌های بهینه افزایش بازیافت برای تولید صیانتی از مخازن نفتی درست مطالعه شده باشد، می‌توان

تدوین الگوی بهینه عرضه گاز، به نکات زیر توجه می‌کنیم:  
 ○ کشور ما دارای دومین ذخایر بزرگ گاز طبیعی در جهان است.<sup>۷۱</sup>

○ سهم تولید گاز طبیعی در کشور ما در مقایسه با حجم عظیم ذخایر، بسیار اندک است.<sup>۷۲</sup>

○ سهم گاز طبیعی کشور ما در بازار صادرات جهانی گاز بسیار اندک است.<sup>۷۳</sup>

○ میدان پهناور پارس جنوبی<sup>۷۴</sup> بزرگ‌ترین میدان شناخته شده گاز در جهان، میان ایران و قطر مشترک است.

○ چند سالی است که قطر از این میدان مشترک بهره‌برداری می‌کند و دست به کوشش‌های گسترده برای تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG<sup>۷۵</sup> و صدور آن به ژاپن و کشورهای آسیای جنوب شرقی و دیگر نقاط زده است و همچنین برنامه‌های ضربتی برای توسعه صنعت LNG و صدور گاز دارد.

از نکاتی که گفته شد چنین بر می‌آید که باید بیشترین بهره‌برداری از میدانهای گازی کشور بویژه میدان مشترک پارس جنوبی را در اولویت قرار داد تا بتوان به هدفهای زیر رسید:

○ نشان دادن هر چه بیشتر گاز طبیعی به جای فرآورده‌های نفتی در بازارهای داخلی و در نتیجه، افزایش صدور نفت خام برای به دست آوردن درآمدهای ارزی بیشتر.

○ تولید فرآورده از گاز طبیعی GTL برای مصرف داخلی و صدور.<sup>۷۶</sup>

○ صدور ضربتی گاز به مقاصد نزدیک از راه خط لوله<sup>۷۷</sup> و مقاصد دور به صورت گاز طبیعی مایع شده LNG با کشتی.<sup>۷۸</sup> برای به دست آوردن درآمدهای ارزی بیشتر و جایگاهی متناسب با «شان ذخایر گازی کشوری» در بازار جهانی گاز.

تحقق یافتن اهداف بالا به شرطی تأمین کننده منافع ملی است که امکان تزریق گاز به مقدار زیاد به میدانهای نفتی وجود نداشته باشد،<sup>۷۹</sup> ولی وجود میدانهای نفتی در کشور ما با ذخیره هنگفتی از نفت در جا - که باز یافت ثانویه را می‌طلبد - فرصتی تاریخی پدید آورده است که بتوان حجم عظیمی از گاز کشور را به تزریق اختصاص داد. بدین سبب می‌گوییم که تولید صیانتی از میدانهای نفتی کشور را نمی‌توان بی‌بررسی الگوی جامع بهره‌برداری از مخازن گازی تنظیم کرد. تنظیم الگوی بهینه عرضه گاز شرط کافی در تولید صیانتی از مخازن نفتی است تا بتوان گاز مورد نیاز را برای

تزریق به میدانها تأمین کرد و سپس به ارزیابی برنامه‌های صدور گاز برای تأمین منافع ملی پرداخت.

مهندسان نفت<sup>۸۰</sup> معتقدند که بهترین روش برای افزایش بازیافت از مخازن نفت کشور که همسوا با منافع ملی است، تزریق گاز در حجم بسیار بالا به مخازن نفتی است، زیرا ساختار طبیعی مخازن نفتی ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان به بالاترین بازیافت رسید و گذشته از آن، گاز تزریق شده به میدانها برای نسل‌های آینده ذخیره‌سازی می‌شود. میدان عظیم پارس جنوبی که با قطر مشترک است، گاز مورد نیاز را برای تزریق به آسانی تأمین می‌کند. بنابراین، بر آورد حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی کشور، مهم‌ترین نکته در تدوین الگوی عرضه بهینه گاز طبیعی است. نخست باید حجم گاز مورد نیاز را برای تزریق بر آورد کرد، آن‌گاه می‌توان باقیمانده گاز تولید شده را به مصارف داخلی و صادرات اختصاص داد. اگر مقدار گاز تزریقی مورد نیاز را ندانیم چگونه می‌توان درباره طرجهایی چون صدور گاز از راه خط لوله به ترکیه و هند و پاکستان و کویت و امارات یا تولید LNG و صدور آن با کشتی به مقاصد دور مانند ژاپن و چین یا اروپا تصمیم گرفت؟ جزء نگری در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری بی‌گمان منافع نسل کنونی و نسل‌های آینده را به خطر می‌اندازد.

## ۵. حجم گاز مورد نیاز برای تزریق؛

### نگرانی‌ها و موانع

بنابر آنچه گفته شد، حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی رکن اساسی در تولید صیانتی از میدانهای نفتی است و در عین حال مهم‌ترین متغیر در بر آورد حجم بهینه صدور گاز. پرسش کلیدی این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق چقدر است؟ آمار رسمی در این باره موجود نیست، اما اظهار نظر غیررسمی برخی از مسئولان و سیاستگذاران نفتی کشور چنین است: «ما الان نمی‌دانیم تقاضای واقعی برای تزریق چقدر است. برای اولین بار در تاریخ این مطالعه می‌خواهد انجام شود. [بعد از انجام این مطالعات] معلوم می‌شود که تقاضا برای تزریق چقدر است. [برآوردهای موجود] برآوردهای غیردقیق است [زیرا] هنوز مطالعات جامع انجام نشده است.»<sup>۸۱</sup> و<sup>۸۲</sup> پرسش این است که علت تأخیر در مطالعات جامع درباره مخازن چه بوده است و این تأخیر چه آثاری بر منافع ملی داشته است و خواهد داشت؟

الف- مطالعاتی که پیش از انقلاب انجام شده است نشان می‌دهد که برای تولید صیانتی از میدانهای نفتی باید دست کم ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز در روز به میدانها تزریق شود.<sup>۸۳</sup> از پیروزی انقلاب اسلامی تاکنون کمابیش ۲۵ میلیارد بشکه نفت از ذخایر کشور برداشت شده است.<sup>۸۴</sup> بنابراین لازم است که حجم گاز تزریقی بسی بیش از رقم توصیه شده در آن زمان باشد.<sup>۸۵</sup>

ب- در سالهای پس از انقلاب، حجم گازی که به میدانها تزریق شده همواره کمتر از مقداری است که کارشناسان به گونه رسمی سفارش کرده‌اند. موارد زیر، شواهدی بر این مدعا است:

- بر پایه برنامه دوم توسعه (۱۳۷۸-۱۳۷۴)، می‌بایست در سال ۱۳۷۴ دست کم ۱۰۱ میلیون متر مکعب در روز و برای هر یک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ دست کم ۱۳۰ میلیون متر مکعب در روز گاز به میدانهای نفتی تزریق شود. برنامهریزی برای تزریق گاز در سال ۱۳۷۸ تغییر اساسی کرد که در ادامه مطلب بررسی خواهد شد. گازی که در این سالها تزریق شده برابر است با ۵۴/۶ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۴ و به ترتیب ۵۸/۴۸ و ۶۱/۲ و ۶۷/۴۹ و ۷۵/۶۷ میلیون متر مکعب در روز در سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸.

○ درصد کاهش عملکرد نسبت به اهداف مصوب در برنامه برای چهار سال نخست برنامه دوم کمابیش ۵۰ درصد بوده است؛ یعنی در حدود نیمی از اهداف تعیین شده در برنامه تزریق گاز تحقق نیافته است.

○ تزریق گاز در سال ۱۳۷۷ در حدود ۶۷/۵ میلیون متر مکعب در روز بوده است در حالی که بنا به گفته وزیر نفت باید دست کم ۲۷۰ میلیون متر مکعب بوده باشد: «در حال حاضر حدود ۷۰ میلیون متر مکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میدان نفتی مان داریم که حداقل باید (بر اساس برآوردهای موجود) نزدیک به ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز به آن اضافه شود.»<sup>۸۶</sup>

○ توصیه برنامه دوم توسعه برای گازی که باید به میدانهای نفتی تزریق شود ناگهان از ۱۳۰ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون متر مکعب در سال ۱۳۷۸ کاهش یافته است. شاید دلایل متعدد برای چنین تغییرات تند و ناگهانی در سیاستگذاریهای تزریق گاز وجود داشته باشد، اما به هر روی گویای این حقیقت است

که با مطالعات پیشین مبنی بر ضرورت تزریق گاز به میزان ۱۳۰ میلیون متر مکعب در روز برای هر یک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷۶ و ۱۳۷۷ چندان دقیق نبوده است، یا در عمل توجه چندانی به نتایج آن مطالعات نشده است. با این همه، نظر وزیر نفت در مورد تزریق دست کم ۲۷۰ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۸ با آنچه در برنامه سفارش شده است یا در عمل تزریق شده بسیار متفاوت است.

○ تغییر بسیار شدیدی که در سیاست تزریق گاز به میدانهای نفتی در سال آخر برنامه دوم روی داده است، در خلال برنامه سوم همچنان ادامه دارد. توصیه برنامه سوم برای تزریق در سال آخر برنامه (یعنی ۱۳۷ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۸۳) تقریباً با رقمی که ۸ سال پیش از آن توصیه شده قابل مقایسه است (۱۳۰ میلیون متر مکعب در روز برای سال ۱۳۷۵)، در حالی که در این فاصله برداشت از ذخایر نفتی کمابیش به ۱۰ میلیارد بشکه می‌رسد.

○ با اینکه اهداف برنامه سوم توسعه در مورد حجم گاز تزریقی به میدانهای نفتی به گونه‌ای بی سابقه کاهش یافته، گازی که به میدان نفتی تزریق شده هنوز ۱۱ درصد و ۱۶ درصد (برای سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰) کمتر از اهداف تعیین شده است.

ب- بر پایه آنچه گفته شد، تزریق گاز به اندازه کافی به میدانهای نفتی، در راستای منافع ملی است زیرا موجب می‌شود گذشته از باز یافت میلیاردها بشکه از نفت درجا، چندین تریلیون متر مکعب گاز برای نسل‌های آینده ذخیره‌سازی شود. پرسش کلیدی این است که چرا در خلال سال‌های گذشته همواره مقدار تزریق گاز کمتر از برنامه بوده است؟ در پاسخ می‌توان دست کم به دو فرضیه اشاره کرد:

#### فرضیه نخست - کمبود گاز برای تزریق

نخستین فرضیه این است که به رغم ضرورت تزریق برای تولید صیانتی، گاز به اندازه کافی برای تزریق در دسترس نبوده است. وزیر نفت چنین می‌نویسد: «از نظر ملی، کمبود گاز برای تزریق به میدانهای نفتی، ضایعاتی جبران‌ناپذیر را به همراه داشته و دارد.»<sup>۸۷</sup>

فرضیه دوم - اولویت دادن به صدور گاز در مقایسه با تزریق به مخازن نفتی

فرضیه دوم این است که صدور گاز در اولویت است.



شواهدی نیز در دست است که این فرضیه را تقویت می‌کند: برای نمونه، با اینکه مقدار گاز تزریقی در سال ۱۳۸۰ کمابیش ۱۵ میلیون متر مکعب در روز کمتر از مقدار توصیه شده در برنامه سوم بود<sup>۸۸</sup>، صدور گاز به ترکیه از آذر ۱۳۸۰ آغاز شد.

وزیر نفت درباره اهمیت صدور گاز چنین می‌نویسد: «صادرات گاز با خط لوله به کشورهای نزدیک و نیز صادرات به صورت GTL LNG و DME از دیگر زمینه‌هایی است که به جد در دستور کار وزارت نفت قرار دارد. بدیهی است که سرمایه‌گذاری‌های گسترده، راه نیل به این آرزوی بزرگ ملی را همواره خواهد ساخت.»<sup>۸۹</sup> به هر روی موانعی نیز در راه تزریق حجم بهینه گاز به میدانهای نفتی وجود دارد که شاید مهمترین آنها در نخستین نگاه، تأمین منابع مالی لازم برای اجرای این گونه طرح‌ها باشد. بیشتر دیدیم که ویژگیهای طبیعی مخازن نفتی کشور ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان بالاترین میزان جابه‌جایی نفت درجا را به دست آورد، اما این جابه‌جایی در زمانی بسیار طولانی<sup>۹۰</sup> روی می‌دهد که خارج از شرایط متعارف قراردادهای بیع متقابل است. بنابراین استفاده از سرمایه‌های خارجی به روش بیع متقابل برای اجرای طرح‌های تزریق گاز چندان ساده نیست. تأمین مالی طرح‌های تزریق گاز به مطالعاتی بسیار جدی نیاز دارد که شایسته است به موازات مطالعات جامع مخازن، با دقت فراوان انجام شود.<sup>۹۱</sup>

## ۶. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

نفت از منابع پایان‌پذیر انرژی است. برداشت از ذخایر نفتی چیزی جز کاهش مصرف نسل‌های آینده نیست. اگر امروز منافع نسل‌های آینده را در نظر نگیریم فردا متهم به سوءاستفاده از سرمایه‌های ملی خواهیم شد.<sup>۹۲</sup> نفت مقوله‌ای یکسره اقتصادی همچون صنعت و تجارت نیست که بتوان مسائل آن را در چارچوب نظریات متعارف اقتصادی و اقتصاد بنگاه‌ها و حسابداری شرکت‌ها حل کرد. اقتصاد نفت باید از دیدگاه «منافع ملی» یعنی منافع نسل کنونی و نسل‌های آینده بررسی شود. نفت و مسائل بین‌المللی آن از مقولات اقتصادی و سیاسی است، هر چند بی‌ملاحظات فنی، قابل درک نیست. سیاستگذاری‌های نفتی برای توسعه ظرفیت تولیدی مستلزم آگاهی از اوضاع و احوال بازار جهانی نفت، بازارهای بین‌المللی سرمایه برای جذب منابع مالی،

تحوّلات در ساختار شرکت‌های بزرگ نفتی، تحولات سیاسی در جهان و بویژه در منطقه خلیج فارس و جایگاه اوپک و نقش واقعی این سازمان در مدیریت بحران در بازارهای نفت است. سیاستگذاری‌های نفتی در سطح ملی باید با توجه به اوضاع و احوال بین‌المللی نفت و مبتنی بر شناخت دقیق ساختارهای اقتصادی، سیاسی، فرهنگی و تاریخی کشور باشد. تنظیم الگوهای جامع سیاستگذاری‌های نفتی برای تأمین منافع ملی، مستلزم همکاری طیف گسترده‌ای از کارشناسان و صاحب‌نظران در حوزه‌های گوناگون است. ضرورت توجه به منافع ملی در سیاستگذاری‌های نفتی ایجاب می‌کند که کارشناسان مستقل و دانشگاهیان آشنا به مسائل فنی و اقتصادی و سیاسی نفت با «نگاهی از بیرون»، نقشی برجسته در تنظیم سیاست‌های بهینه در زمینه نفت و گاز بازی کنند و با نقادی و مطرح ساختن احتمالات، بکوشند خطاهای ممکن در سیاستگذاری‌ها را کاهش دهند. «فقر اطلاعات» عامل اصلی توسعه‌نیافتگی پژوهش در اقتصاد نفت است. از این رو باید در مفهوم «اطلاعات محرمانه» به گونه‌ای اساسی تجدیدنظر و با انتشار گسترده آمارهای رسمی و شفاف‌سازی اطلاعات، انگیزه مطالعه و پژوهش را در کارشناسان و صاحب‌نظران کشور در دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی دوجندان کرد. مطالعات جامع مخازن، شرط لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی از ذخایر نفتی کشور است. در مقایسه با شرکت‌های مشاور خارجی، باید به نقش برجسته کارشناسان دلسوز و آگاه و با تجربه ایرانی در مطالعات مخازن توجه ویژه داشت. زیرا مطالعات جامع مخازن، از امور راهبردی است و از مصادیق «حاکمیتی» وزارت نفت به‌شمار می‌آید. شریک‌بخشی چنین مطالعاتی مستلزم افزایش سرمایه‌گذاری برای بالا بردن دانش فنی کارشناسان و مهندسان نفت و مخازن کشور و توسعه نیروی انسانی در این زمینه است. بهره‌برداری صیانتی از مخازن نفتی کشور، بی‌تنظیم الگوی جامع عرضه گاز، امکان‌پذیر نیست. بیشتر میدانهای نفتی ما وارد نیمه دوم عمر خود شده است و از این رو حفظ یا افزایش ضریب بازیافت از میلیاردها بشکه نفت درجا، نیازمند تزریق شدن گاز به اندازه کافی است. با تزریق گاز به میدانهای نفتی نه تنها ضریب بازیافت افزایش می‌یابد بلکه می‌توان چندین تریلیون متر مکعب گاز طبیعی از میدان عظیم پارس جنوبی - که میان ایران و قطر «مشترک» است - به میدانهای «مستقل» نفتی کشور انتقال

سیاستگذاری‌های اقتصادی، سخت به دلارهای نفتی وابسته است. منافع ملی در بلندمدت ایجاب می‌کند که با برنامه‌ریزی‌های علمی بکوشیم همزمان با بهره‌گیری از دلارهای نفتی برای از میان بردن تنگناهای ارزی، میزان وابستگی توسعه اقتصادی به صدور نفت خام را پیوسته کاهش دهیم و در عین حال نسل‌های آینده را از این درآمد ارزی محروم نکنیم.

هرچند امروز خود را در پیشگاه تاریخ سرفرازان نمی‌بینیم، زیرا گناهکار اصلی در وابسته کردن اقتصاد ملی به دلارهای نفتی را «گذشتگان» می‌دانیم، اما نباید فراموش کرد که هم‌اکنون در آستانه مرحله تازه‌ای هستیم که آن را وابستگی اقتصاد ملی به «دلارهای گازی» می‌نامیم. آیا نسل‌های آینده در شادی و سرور امروز ما برای «صدور گاز» سهم خواهند بود؟ چه بسا آیندگان، ما را چنان ارزیابی کنند که ما گذشتگان را ارزیابی می‌کنیم.

امروز ایران با یکی از پیچیده‌ترین مسائل اقتصادی روبه‌روست: رهایی از وابستگی به دلارهای نفتی و رسیدن به توسعه پایدار و درون‌زا. شالوده‌هر راه‌حل برای این مسئله، پرهیز از افزایش تزریق دلارهای نفتی به اقتصاد ملی است. بنابراین اگر در پی دستیابی به توسعه پایدار اقتصادی هستیم باید به جای صدور گاز و به کار انداختن «دلارهای گازی» برای جبران «کاهش دلارهای نفتی»، بکوشیم ذخایر گازی کشور را برای بهره‌برداری درست نسل‌های آینده حفظ کنیم.

ب- می‌دانیم که سال‌هاست قطر از ذخایر مشترک میدان پارس جنوبی بهره‌برداری می‌کند؛ از این‌رو هر سیاستی که دلالت بر کاهش تولید ما از این میدان عظیم داشته باشد با منافع ملی متباین است. با وجود این، فرصتی تاریخی پدید آمده است تا بتوان با تزریق گاز میدان پارس جنوبی به میدانهای نفتی، این ذخایر هنگفت را از «میدانی مشترک» به میدانهای مستقل در کشور منتقل کرد. اگر در این کار مهم سستی کنیم دیگران در بهره‌برداری از ذخایر این میدان سستی نخواهند کرد، زیرا زمینه بین‌المللی بسیار مناسبی نیز برای آن فراهم است.

گفتنی است که ذخایر باقیمانده نفت در جهان پاسخگوی نیازهای آینده کشورهای پیشرفته صنعتی نیست؛ پس بخش بزرگی از افزایش تقاضای جهانی برای نفت خام بویژه در این کشورها که به انرژی بیشتری نیاز دارند، به سوی گاز طبیعی تغییر جهت خواهد داد. منابع اصلی عرضه گاز در جهان شناخته شده است: روسیه،

داد و برای نسل‌های آینده ذخیره‌سازی کرد. مهمترین پرسش در زمینه تنظیم الگوی بهینه بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به میدانهای نفتی چقدر است؟ شواهد موجود گویای آن است که «آمارهای مربوط به حجم گاز مورد نیاز برای تزریق، صرفاً برآوردهای اولیه‌ای است که ممکن است چندان دقیق نباشد. از سوی دیگر، مطالعات جامع مخازن نیز هنوز به اتمام نرسیده است.»<sup>۹۳</sup>

بنابراین به نظر می‌رسد پیش از پایان گرفتن مطالعات جامع درباره مخازن و تا هنگامی که محاسبات نهایی درباره حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی روشن نشده و بررسی دقیق منافع نسل‌های آینده از ذخیره‌سازی چندین تریلیون متر مکعب گاز در میدانهای نفتی صورت نگرفته است، بستن قراردادهای صدور گاز از راه خط لوله و تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن با کشتی را باید تا جایی که امکان دارد به تعویق انداخت.<sup>۹۴</sup>

## ۷. پیشنهادهایی برای ادامه مطالعات

آنچه در این نوشتار آمده، تنها مقدمه‌ای است برای اینکه پژوهشگران علوم اقتصادی با برخی مفاهیم پایه در زمینه تنظیم سیاست‌های بهره‌برداری از منابع نفت و گاز آشنا شوند. برای ادامه یافتن تحقیقات، به دو نکته اشاره می‌شود که شایسته توجه ویژه است:

الف- «اقتصاد بی‌نفت» نظریه تازه‌ای نیست، هر چند در نخستین سال‌های پس از انقلاب اسلامی مباحث مربوط به این نظریه شدت گرفت. اقتصاد بی‌نفت، به معنای نادیده گرفتن ذخایر عظیم نفت و نقش مثبت آن در توسعه اقتصادی نیست، بلکه منظور این است که برنامه‌ریزی برای توسعه اقتصادی باید چنان باشد که فرایند توسعه، متکی به درآمدهای حاصل از صدور نفت نباشد. به سخن دیگر، ساختار اقتصاد ملی چنان نباشد که افزایش یا کاهش درآمدهای حاصل از صدور نفت خام، موجب رونق یا رکود اقتصادی شود. با گذری بر روند توسعه اقتصادی در گذشته، بویژه پس از افزایش شدید بهای نفت در سال ۱۹۷۴ میلادی، روشن می‌شود که وابستگی اقتصادی به دلارهای نفتی بیشتر شده است زیرا ضریب تأثیری که امروز کاهش دلارهای نفتی در اقتصاد ملی دارد بسی بیش از گذشته است. بنابراین ما وارث اقتصادی هستیم که به علت خطاهای گذشته در

ایران و قطر. قطر به لحاظ موقع سیاسی و حجم ذخایر و بویژه مشترک بودن ذخایرش با کشور ما آمادگی کامل دارد تا به این نیاز جهانی پاسخ دهد. تحولات سیاسی و نظامی در منطقه خلیج فارس نیز زمینه مناسبی برای تحقق یافتن این هدف فراهم کرده است. حضور نظامی آمریکا در منطقه، گذشته از اینکه تأمین کننده هدفهای این کشور در الگوی «نظام جهانی تازه» است، با منافع مصرف کنندگان بزرگ انرژی در اروپای باختری و ژاپن و چین نیز همسویی دارد. خلیج فارس بزرگترین منبع انرژی برای کشورهای صنعتی است و از همین رو از دیدگاه غرب حضور نظامی آمریکا در این منطقه شرط لازم برای تأمین امنیت عرضه انرژی در بلندمدت شمرده می شود. می دانیم که قطر طرح های بزرگ خود برای تولید «گاز طبیعی مایع شده LNG» و صدور آن آغاز کرده است. اگر تحولات سیاسی و نظامی در خلیج فارس به حضور محسوس تر آمریکا در عراق بینجامد، این فرضیه را به سادگی نمی توان رد کرد که فرصت های مناسبتری برای بازاریابی و صدور گاز قطر فراهم خواهد شد. بی گمان برداشت بیشتر از ذخایر «گنبد شمالی (North Dome)» در قطر که با میدان پارس جنوبی ما مشترک است، منافع ملی ما را تهدید می کند. بنا بر آنچه گفته شد، شرایط کنونی و روند تحولات سیاسی در منطقه ایجاب می کند که مطالعات و برنامه ریزی های جامع برای تزریق حجم عظیمی از گاز پارس جنوبی به میدانهای نفتی کشور در اولویت قرار گیرد؛ و گرنه به زودی ناگزیر خواهیم شد «مسابقه صادرات گاز» را با قطر آغاز کنیم؛ مسابقه ای که نتیجه آن چیزی جز عرضه شدن گاز طبیعی ارزان<sup>۱۵</sup> و تهی شدن مخازن کشور نیست. اگر سده بیستم، دوران نفت خام ارزان برای توسعه صنعتی غرب بود، سده بیست و یکم دوران گاز طبیعی ارزان برای استمرار توسعه کشورهای پیشرفته صنعتی خواهد بود. اگر چنین باشد، از تجربه های ۹۵ ساله در زمینه نفت چیزی نیاموخته ایم.

### پی نوشتها:

۱. اگر در این مقاله، توصیه ها و راهکارهای مناسبی در «مسائل فنی نفت» و «تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور» مطرح شده است از دکتر سعیدی آموخته ام. لذا از ایشان است؛ ولی مسئولیت کاستی ها و لغزش هایی که در آن یافت شود البته بر عهده نگارنده خواهد بود. باورقی های این مقاله مفصل است زیرا توضیحاتی درباره برخی

۱. مفاهیم پایه و اصطلاحاتی است که برای دانشجویان اقتصاد نفت نوشته ام. این مقاله در اسفند ماه ۱۳۸۱ نهایی شد.
۲. اولین اصل در سیاست های کلی نظام در بخش نفت عبارت است از «افزایش یا حداقل، حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت، با توجه به افزایش جهانی تقاضا برای نفت و گاز» - نفت و توسعه (۲)، گزارش اهم فعالیت های وزارت نفت ۱۳۷۶، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، ص ۵.
۳. اقدامات عملی برای اکتشاف نفت در کشورمان از سال ۱۲۸۰ شمسی (۲۶ ماه مه سال ۱۹۰۱ میلادی) با اعطای امتیاز نامه داری Darcy Concession آغاز شد. یادآوری می شود که ویلیام ناکس داری William Knox Darcy هیچ گاه به ایران نیامد، بلکه امتیاز نامه داری را مظفرالدین شاه و ماریوت A.W. Marriot نماینده داری امضا کردند. به موجب این امتیاز نامه اجازه تفحص، استخراج، آماده کردن، حمل و نقل و فروش گاز طبیعی و نفت خام، قیر و موم طبیعی و همچنین احداث خط لوله در تمام کشور به جز پنج ایالت شمالی، برای مدت ۶۰ سال به داری واگذار شد. در سال ۱۲۸۳ یا ۱۹۰۴ میلادی یکی از چاه های اکتشافی به نفت رسید، ولی بعد از ۳ ماه خشک شد. در سال ۱۲۸۷ (دوم ماه مه ۱۹۰۸) عملیات حفاری در مسجد سلیمان به نفت رسید و تجاری بودن تولید از این میدان تأیید شد. از این رو سال ۱۲۸۷ را می توان تاریخ تولد صنعت نفت در کشور نامید.
۴. کل تولید انباشتی نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی به ترتیب ۵۵/۴۹ و ۸۱/۴ میلیارد بشکه بوده است. (نفت و توسعه (۲)، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۶). با فرض ۵/۳ میلیون بشکه تولید روزانه در سال ۱۳۸۱، کل تولید نفت خام در سال ۱۳۸۱ حداقل حدود ۲/۱ میلیارد بشکه برآورد می شود. این آمار فقط مربوط به نفت خام است و میعانات را شامل نمی شود.
۵. کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش يك بشکه کوکاکولا می توانند چهار بشکه نفت خام بخرند (با فرض ۲۰ دلار برای هر بشکه نفت و حداقل ۵۰ سنت به طور متوسط برای هر لیتر کوکاکولا و یادآوری این نکته که هر بشکه نفت خام ۴۲ گالن آمریکایی یعنی تقریباً ۱۵۹ لیتر است)، با استدلالی مشابه می توان گفت که کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش يك بشکه آب معدنی می توانند دو بشکه نفت خام بخرند.
۶. شرکت های بزرگ نفتی از طریق «آژانس بین المللی انرژی» IEA سیاست های راهبردی مشترکی را بویژه در مورد «امنیت عرضه» تدوین می کنند. IEA در نوامبر ۱۹۷۴ در چارچوب سازمان همکاری های اقتصادی و توسعه OECD در پاریس تأسیس شد. اهداف اصلی IEA عبارت است از همکاری اعضا در ایجاد سیستم اطلاعاتی در مورد بازار بین المللی نفت، توزیع مناسب نفت بین اعضا در موقعیت های اضطراری و مطالعات مربوط به امنیت عرضه، قیمت و ذخیره سازی نفت. بنابراین، منظور از «مناسب ترین قیمت» حداقل قیمت نیست بلکه قیمتی است که «امنیت عرضه» را به خطر نیندازد.

tries.

۱۰. به مقاله «اوپک و منافع ملی» در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

۱۱. آمار تولیدات (تجاری) نفت در کشورمان از سال ۱۹۱۳ به بعد موجود است. متوسط تولید روزانه نفت خام در آن سال ۵ هزار بشکه بود. تولید نفت در عربستان با ۴/۸ هزار بشکه در روز در سال ۱۹۳۸ آغاز شد. در همان سال، تولید ایران روزانه ۲۱۴/۷ هزار بشکه بود. تا ۸ سال، یعنی تا سال ۱۹۴۵، تولیدات عربستان به آهستگی رشد کرد و به ۴/۵۸ هزار بشکه در روز رسید، اما از سال ۱۹۴۵ به بعد سریعاً افزایش یافت و در ۱۹۵۰ و در آستانه ملی شدن صنعت نفت ایران، به سطح تولیدات کشورمان نزدیک شد و از ۱۹۵۱ از آن پیشی گرفت که همچنان ادامه دارد.

۱۲. گزارش فنی - اقتصادی طرح‌های بیع متقابل وزارت نفت - معاونت امور بین‌الملل وزارت نفت، دی ماه ۱۳۷۷، صفحه ۲

۱۳. سالنامه آماری «انرژی جهانی» از انتشارات شرکت نفت British Petroleum: BP Statistical Review of World Energy, June 2002, p.4 با اینکه سالنامه آماری BP ادعا می‌کند این آمارها مربوط به «ذخایر اثبات شده» است، اما به نظر می‌رسد که این آمارها هماهنگی بیشتری با «ذخایر مورد انتظار» داشته باشند. برای آشنایی با تفاوت این واژه‌ها به پاورقی بعدی مراجعه کنید.

۱۴. آمارهای منتشره در مورد «ذخایر نفت» از مواردی است که به علت شفاف نبودن تعریف، ممکن است پژوهشگران اقتصاد نفت را به اشتباه بیندازد. از این رو، در این پاورقی به تعریف ذخایر می‌پردازیم و مفاهیم زیر را اجمالاً توضیح می‌دهیم: «نفت درجا»، «باز یافت نهایی»، «ذخایر اثبات شده»، «ذخایر قابل استحصال»، «ذخایر اثبات شده باقیمانده»، «ذخایر قابل استحصال باقیمانده»، «ذخایر محتمل»، «ذخایر ممکن»، «ذخایر مورد انتظار»، «ذخایر کل» و «ذخایر فرضی». چنانچه خواهیم دید، برخی از این اصطلاحات، مترادف اند. «نفت درجا» یا oil in place، نشان‌دهنده حجم نفت موجود در مخازن reservoirs است. آمار نفت درجا معمولاً به صورت «نفت در جای اولیه» اعلام می‌شود، یعنی حجم نفتی که در زمان کشف و قبل از بهره‌برداری از مخازن گزارش شده است. «باز یافت نهایی» یا ultimate recovery time به بخشی از سیال هیدروکربوری در مخزن اطلاق می‌شود که در طول عمر مخزن قابل تولید یا باز یافت است. قبل از بهره‌برداری از مخزن، حجم باز یافت نهایی را اصطلاحاً «ذخیره اثبات شده» یا proven (proved) reserve می‌گویند، یعنی ذخایری از هیدروکربورها که به کمک دانش فنی موجود و با توجه به وضعیت اقتصادی و قیمت‌ها و هزینه‌های فعلی قابل باز یافت است. بدیهی است بعد از شروع تولید، مقدار ذخیره اثبات شده مخزن معادل است با بخشی از باز یافت نهایی که هنوز تولید نشده است، از این رو بهتر است در این موارد به جای «ذخیره اثبات شده» از اصطلاح «ذخیره باقیمانده remaining reserve» یا ذخیره قابل استحصال باقیمانده استفاده کرد. در آمارهای رسمی معمولاً واژه «ذخیره» به همان مفهوم «باز یافت اولیه» یعنی ذخیره اولیه به کار می‌رود مگر آنکه ذخیره

یعنی موجب کاهش چشمگیر و مستمر تولید در میادینی نشود که هزینه تولید در آنها در مقایسه با خلیج فارس بالاتر است. برای توضیحات بیشتر در این مورد به مقاله «اوپک و منافع ملی» در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

۷. نفت و توسعه، پیشین، صفحه ۴.

۸. نکته دیگری که درباره «سیاست حفظ جایگاه کشور در بازار جهانی نفت» مطرح می‌شود «امکان‌پذیری» افزایش تولید از مخازن نفتی کشور برای پاسخگویی به تقاضای جهانی نفت در خلال ۲۰ سال آینده است. خوشبختانه آمارهای رسمی برای «گزینه‌های مختلف جهت تعیین اهداف بلندمدت تولید نفت کشور تا سال ۲۰۲۰» موجود است: «در محدودترین گزینه و برای اینکه کشور ما تنها سهم خود را در بازار جهانی نفت حفظ کند باید تولید کشور به حداقل ۵/۶ میلیون بشکه در روز افزایش یابد. چنین جهت‌گیری افزایشی با توجه به سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای حفظ ظرفیت موجود، ضرورت تحقق حجم عظیم سرمایه‌گذاری در بخش نفت را دیکته می‌کند». (همان منبع، صفحه ۱۹). گزینه‌های مختلف نشان می‌دهد که تولید نفت کشور از حداقل ۵/۶ میلیون بشکه در روز تا ۹/۹ میلیون بشکه در روز (حفظ سهم ۴۵ درصدی تولید با عربستان سعودی) در تغییر است. (همان منبع، صفحه ۱۹). با وجود این، گزارش‌های غیررسمی نشان می‌دهد که مخازن بزرگ کشور ما که نقش اصلی را در تولید ایفا می‌کند، وارد نیمه دوم عمر خود شده و بیش از نیمی از ذخایر قابل استحصال آنها برداشت شده است. در چنین وضعیتی، رسیدن به مرز ۵/۶ میلیون بشکه تولید روزانه غیرممکن است. ضمناً نباید فراموش کرد که یکی از فروض وزارت نفت در محاسبه گزینه‌های بالا این است که صادرات عربستان در سال ۲۰۲۰ روزانه بیش از ۲۰ میلیون بشکه خواهد بود (همان منبع، صفحه ۱۸ با استفاده از آمارهای DOE/ETA: Department of Energy Information Administration آمریکا). تحقق چنین امری محال است زیرا هم‌اکنون روزانه ۳/۵ میلیون بشکه برداشت از میدان «قوار Ghawar» که بزرگ‌ترین میدان نفتی عربستان و جهان است صرفاً به کمک تزریق روزانه ۵ میلیون بشکه آب امکان‌پذیر است (به دلیل کمبود گاز برای تزریق). البته در گذشته روزانه ۵ میلیون بشکه از این میدان برداشت می‌شد. چنین مشکلاتی در سال ۲۰۲۰ به مراتب شدیدتر است، وانگهی ذخایر عربستان در آن زمان تقریباً نصف خواهد شد، لذا چگونه می‌توان فرض صادرات بیش از ۲۰ میلیون بشکه در روز را پذیرفت؟ ضمناً نباید آمارها و پیش‌بینی‌های مراکز مطالعات انرژی در خارج از کشور را بدون دقت کارشناسی پذیرفت، زیرا یکی از اهداف برخی از این سازمان‌ها در انتشار پیش‌بینی‌های بی‌بایه این است که کشورهای در حال توسعه نفتی را به اشتباه بیندازند. برای توضیحات بیشتر درباره امکان افزایش تولید در عربستان و در برخی دیگر از کشورهای تولیدکننده نفت به مقالات دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

9. OPEC: Organization of Petroleum Exporting Coun-



باقیمانده یا «ذخیره قابل استحصال در زمان معین» تصریح شود.

۱۵. تردیدهای جدی در صحت آمار ذخایر نفت خام تولیدکنندگان بزرگ اوپک وجود دارد. کشورهای کویت، امارات، ایران، عراق و عربستان در خلال سال‌های ۱۹۸۴ تا ۱۹۸۸ آمار ذخایر خود را گاهی تا نزدیک به سه برابر افزایش دادند.

16. BP Statistical Review of World Energy, June 2002, p. 9.

به نظر می‌رسد که این آمارها چندان دقیق نیست. با توجه به ظرفیت پالایشگاه‌های کشور و حداکثر بهره‌برداری از آنها، می‌توان گفت مصرف نفت خام در داخل کشور به مراتب بیش از رقم عرضه شده است.

۱۷. این استدلال برای آن دسته از آمارهایی که نشان می‌دهند ذخایر نفت کشور ما کمی بالاتر از ذخایر نفت خام کویت و امارات است، نیز صادق است زیرا صادرات ما در خلال سال‌های گذشته همواره بیش از صادرات آنها بوده است، لذا بر اساس روند کنونی بسیار زودتر از آنها به مرحله‌ای خواهیم رسید که توانایی صدور نفت خام را نداشته باشیم و یا مجبور به واردات نفت خام شویم.

۱۸. در مقاله «اوپک و منافع ملی» (در همین ویژه‌نامه) این نکته را نشان داده‌ام که منافع ملی ما در این است که از اوپک خارج شویم.

۱۹. upstream operations فعالیت‌های بالادستی شامل اکتشاف و مطالعه مخازن و تولید (به معنای وسیع کلمه شامل افزایش بازیافت) و حمل نفت خام یا گاز به پالایشگاه می‌شود.

۲۰. downstream operations فعالیت‌های پایین‌دستی از آغاز پالایش نفت خام شروع می‌شود و مراحل مختلف پالایش و حمل فرآورده‌ها و توزیع و بازرگانی و فروش آن را دربر می‌گیرد.

12. negotiators.

۲۲. دکتر سعیدی موردی از عملکرد قرارداد بیع متقابل برای توسعه میدان درود را ذکر کرده است که اشاره بر عدم رعایت شایسته حاکمیت ملی دارد. به مقاله دوم ایشان در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

۲۳. وزیر نفت در مصاحبه با خیرنگار نشریه پلاتس Platts، درباره بهتر شدن قراردادهای بیع متقابل - یعنی تأمین منافع ملی به نحو شایسته‌تر - چنین می‌گوید: «در حال بررسی پیشنهاد ژاپنی‌ها در زمینه بهره‌برداری از مخزن جدید آزادگان هستیم... انتظار می‌رود در مرحله عقد قرارداد، بر اساس همان فرمول‌های اعمال شده در قراردادهای قبلی (بیع متقابل) عمل شود. این نوع قراردادها در طول ۳ سال گذشته، با اصلاحات جدیدی رویه‌رو و از نقاط قوت بیشتری برخوردار است». (مشعل، سال هفتم، شماره ۲۰۱، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۲).

۲۴. شرط (ج) یعنی رعایت اصل «حاکمیت ملی» در قراردادهای بیع متقابل، برآیند شروط (الف) تا (ج) است. ضمناً بررسی معیار سوم - یعنی نهادی ناظر بر فرآیند سیاستگذاری‌های کلان - از موضوع بحث این مقاله بیرون است.

۲۵. oil in place به باورقی شماره ۱۴ مراجعه شود.

۲۶. برای تبیین این نکته به ساختار مخازن و چگونگی جابه‌جایی نفت در آنها اشاره می‌کنیم. تخلیه مخزنی در اعماق زمین اساساً هیچ‌گونه مشابهنی با تخلیه متبعی از نفت خام در روی زمین ندارد. به بیان دیگر، حتی با حفر هزاران حلقه چاه نمی‌توان تا آخرین قطره نفت موجود در مخازن را استخراج کرد. توضیح این نکته، مستلزم تعریف مخازن است. مخازن نفتی را معمولاً می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: «تک تخلخلی» یعنی single porosity و «شکاف‌دار» یعنی fractured یا dual porosity. مخازن نفتی ایران عموماً از نوع شکاف‌دار است.

۲۷. recovery factor ضریب بازیافت عبارت است از نسبت «بازیافت نهایی» به «کل نفت درجا».

۲۸. natural depletion برداشت طبیعی همان «جابه‌جایی نفت oil displacement» از منافذ سنگ مخزن به سوی «چاه تولیدی» یا producing well است که معمولاً به علت سازوکارهای مختلف صورت می‌گیرد.

29. primary recovery.

30. secondary recovery.

31. tertiary recovery.

32. improved oil recovery (IOR)

33. enhanced oil recovery (EOR)

۳۴. برای تبیین روش‌های بازیافت دوم و سوم و IOR و EOR، نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که یکی از اهداف اصلی این روش‌ها، افزایش فشار مخزن به وسیله سیالی مناسب برای جابه‌جایی نفت درجا از تخلخل‌های موجود در سنگ مخزن است. بنابراین در تعیین بهترین روش بازیافت باید به عواملی توجه داشت که در میزان بازیافت نفت از مخزن مؤثرند.

۳۵. نفت و توسعه (۲)، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۸۰-۱۳۷۶، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، شه‌ریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۳۶. برداشت طبیعی یا بازیافت اولیه را تعریف کردیم. برای توضیح روش‌های بازیافت دوم و سوم و EOR و IOR فرض کنید ضریب بازیافت اولیه از مخزنی ۲۰ درصد است یعنی در وضعیت کنونی ۸۰ درصد نفت درجا در مخزن محبوس و نیز قابل استحصال باقی خواهد ماند. یکی از مسائل مهمی که مهندسی نفت با آن رویه‌رو هستند چگونگی برداشت از این حجم عظیم نفت باقیمانده در مخازن است. با استفاده از روش‌های شناخته شده مهندسی باید سعی کرد درصد دیگری از نفت باقیمانده استحصال شود. این روش‌ها را اصطلاحاً «بازیافت دوم secondary recovery» و «بازیافت سوم tertiary recovery» می‌گویند. مجموع بازیافت‌ها اصطلاحاً «بازیافت نهایی ultimate recovery» نامیده می‌شود، یعنی بخشی از کل نفت درجا در مخزن که در طول عمر تولیدی مخزن قابل تولید است. نکته مهم این است که میزان «بازیافت نهایی» قابل محاسبه نیست، بلکه با استفاده از روش‌های مهندسی و آماری (نظریه

- احتمالات) فقط می توان آن را تخمین زد.
۳۷. «مناطق دریایی» را اصطلاحاً «فلات قاره» نیز می گویند. «فلات قاره» ترجمه Continental Shelf یا Continental Plateau (فرانسه) است که ظاهر کلمات مطلقاً مفهوم «مناطق دریایی» را نمی رساند. در اصطلاح حقوقی منظور از فلات قاره زمین هموار و مرتفع کف دریا در مجاورت ساحل است که معمولاً تا عمق ۲۰۰ متری گسترش دارد. چون عمق خلیج فارس عموماً بیش از ۲۰۰ متر نیست، تمام آن را اصطلاحاً «فلات قاره» می نامند. به جای فلات «ژرفاشیب» را هم در مواردی به کار برده اند. امروزه واژه «مناطق دریایی» بیشتر رایج است.
۳۸. ۹۲/۷۶ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۱/۱۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، نفت و توسعه (۲). وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.
۳۹. ۲۱/۴۰ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۶/۶۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع، صفحه ۸۱.
۴۰. یادآوری می شود که رقم ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه فقط مربوط به بازیافت های اولیه و ثانویه نفت خام در مناطق خشکی و دریایی است و مایعات و میعانات به دست آمده در مناطق خشکی و دریایی را شامل نمی شود.
۴۱. بعد از این، هر جا از «بازیافت دوم» نام می بریم، منظور بازیافت های دوم و سوم است
24. original oil in place  
43. remaining reserves
۴۴. ۴۹/۵۵ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۴/۸۱ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحه ۸۱.
۴۵. ۶۴/۶۱ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۳/۰۵ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع صفحه ۸۱.
- برخی آمارهای غیر رسمی نشان می دهد که حجم نفت باقیمانده قابل استحصال از مناطق خشکی (اولیه و ثانویه) کمتر از ۵۰ میلیارد بشکه است.
۴۶. متأسفانه وزارت نفت آمار رسمی برای ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی و دریایی منتشر نکرده است. با تکیه بر آمارهای غیر رسمی می توان گفت که ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی به ترتیب حدود ۲۱ درصد و ۵ درصد است یعنی جمعاً ۲۶ درصد و ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق دریایی به ترتیب ۱۲ درصد و ۶ درصد یعنی جمعاً حدود ۱۸ درصد است.
۴۷. بر اساس این فرض که مقدار نفت در جا حدود ۴۵۰ میلیارد بشکه است.
۴۸. یعنی مخازنی که ساختارهای طبیعی مشابه با مخازن ما دارند.
49. simulation.
۵۰. به مقالات دکتر سعیدی در همین ویژه نامه مراجعه شود.
۵۱. نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحه ۱۱.
۵۲. آمارهای غیر رسمی نشان می دهند که حدود ۹۰ درصد ذخایر نفتی کشور در میدانهای واقع در مناطق نفت خیز جنوب قرار دارد، اما حدود ۸۰ درصد ذخایر این مناطق فقط در ۸ میدان عظیم نفتی است. بیش از ۸۰ درصد کل تولیدات مناطق نفت خیز جنوب نیز از همین میدان تأمین می شود.
۵۳. «سخنرانی وزیر نفت در دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران»، به نقل از روزنامه رسالت، یکشنبه ۱۴ مرداد ۱۳۸۰، صفحه ۴. همچنین نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحه ۵۶.
۵۴. در سال ۱۳۸۰ رشته مهندسی نفت در سطح دکتری با همکاری دانشگاه صنعتی شریف و پژوهشگاه و دانشگاه صنعت نفت با پذیرش ۴ دانشجو در مخازن هیدرو کربوری و یک دانشجو در اکتشاف و یک دانشجو در حفاری تأسیس شد. جمعاً ۱۱۸ دانشجو در مقطع کارشناسی ارشد در خلال سال های ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ در رشته های مخازن هیدرو کربوری، زمین شناسی نفت، مهندسی زیر دریا و حفاری به خارج اعزام شده اند.
55. field studies.
۵۶. نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحه ۲۰۶.
۵۷. همان، صفحه ۲۰۷.
۵۸. این بهینه سازی در زمان و با توجه به محدودیت های ناشی از خصوصیات طبیعی مخزن و قیود فنی و اقتصادی انجام می شود، لذا تحت شمول «بهینه سازی پویا dynamic optimization» قرار می گیرد.
۵۹. dual Porosity یا fractured.
60. mathematical simulation model.
۶۱. نقل قول از دکتر سعیدی. ضمناً ارزیابی ایشان از نتایج به دست آمده از چهار مطالعه انجام شده توسط شرکت های مشاوره ای خارجی داخلی درباره مخازن کشور، تأییدی بر این نکته است.
62. super giant oil fields.
۶۳. نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحه ۲۰۶.
۶۴. همان، صفحه ۲۰۷.
۶۵. به پاورقی های شماره ۱ و ۲ و ۳ مراجعه کنید.
۶۶. displacement منظور از «جابه جایی نفت» این است که نفت موجود در منافذ سنگ مخزن به سوی شکاف ها و نهایتاً به سوی چاه تولیدی «جابه جا» شود.
۶۷. این مسئله بویژه با توجه به خصوصیات طبیعی مخازن نفتی کشور مانع حائز اهمیت فراوان است.
68. production sharing contracts.
۶۹. licensing، مانند رژیم های حقوقی حاکم در بهره برداری از مخازن نفتی دریای شمال (انگلستان و نروژ). این رژیم حقوقی، مشابه قراردادهای اعطای امتیاز concession است.
۷۰. hydrocarbures به زبان فرانسه و hydrocarbon به زبان انگلیسی، به ترکیبات بسیار متنوع شیمیایی عناصر هیدروژن و کربن اطلاق می شود. در کلی ترین حالت، این ترکیبات به صورت های مایع یا گاز هستند که به ترتیب «نفت خام crude oil» و «گاز طبیعی nat-

۸۱. این پاسخ، مبتنی بر مطالبی است که برخی از مسئولان وزارت نفت در جلسه مورخ ۱۳۸۱/۱۱/۸ مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی مطرح کردند.
۸۲. برای ملاحظه فهرستی از مطالعات مخازن نفتی و گازی (۲۹ میدان) و نام شرکت‌های مهندسی مشاور به نفت و توسعه، پیشین، صفحه ۹۸ مراجعه شود.
۸۳. به مقالات دکتر سعیدی در همین شماره مراجعه شود.
۸۴. سالنامه آماری لوپک، سال ۲۰۰۰ میلادی، صفحه ۴۵، جدول شماره ۳۸.
۸۵. بر فرض صحت محاسبه ۲۵۰ میلیون متر مکعب تزریق روزانه گاز قبل از انقلاب.
۸۶. گزارش آقای زنگنه وزیر نفت درباره لایحه بودجه سال ۱۳۷۸ به مجلس شورای اسلامی - نشست دوم مورخ ۱۳۷۷/۱۰/۲۲ به نقل از مجله مجلس و پژوهش، شماره ۲۷، اردیبهشت و خرداد ۱۳۷۸، صفحه ۲۲۵.
۸۷. نفت و توسعه (۲)، پیشین، صفحات ۷ و ۸.
۸۸. ۷۵ میلیون متر مکعب در مقابل ۹۰ میلیون متر مکعب.
۸۹. مقاله وزیر نفت در مجله مشعل، شماره ۲۰۵، سال هفتم، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۵.
۹۰. برای نشان دادن مدت زمان لازم برای ظهور آثار مثبت تزریق گاز در باز یافت نهایی از میدانهای نفتی، به اظهارات وزیر نفت اشاره می‌کنیم: «از جمله مهمترین این طرح‌ها، طرح تزریق گاز به میزان حدود ۶۰ میلیون متر مکعب در روز به میدان عظیم نفتی آغاچاری است که کمترین اثر آن، افزایش باز یافت به میزان حدود ۲/۲ میلیارد بشکه در طول حدود ۳۰ سال پس از شروع تزریق خواهد بود.» (نفت و توسعه (۲)، پیشین صفحه ۸).
۹۱. نکاتی که دکتر سعیدی مبنی بر صرفه‌جویی‌های حاصل از عدم نیاز به حفر صدها حلقه چاه برای افزایش باز یافت، به شرط تزریق گاز به مقدار کافی، مطرح کرده‌اند قابل توجه است. به مقاله ایشان تحت عنوان «برنامهریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران» در همین ویژه نامه مراجعه شود.
۹۲. نزدیک به ۹۵ سال از عمر صنعت نفت کشور مامی گذرد. بر اساس آمارهای رسمی، تاکنون تقریباً ۵۵ میلیارد بشکه از ذخایر نفت کشور برداشت شده است (باورقی شماره ۱). مقدار نفت تولید شده در خلال ۲۴ سال گذشته یعنی از انقلاب اسلامی تاکنون، قابل مقایسه با حجم تولیدات در طول ۷۱ سال قبل از انقلاب بوده است. (۲۵ میلیارد بشکه در مقابل ۳۰ میلیارد بشکه، سالنامه آماری لوپک، جدول شماره ۳۸، سال ۲۰۰۰ میلادی، صفحه ۴۵) افزایش جمعیت، توسعه شهرنشینی، رشد اقتصادی و وابستگی روزافزون اقتصاد به درآمدهای حاصل از صادرات نفت، دلایل اصلی رشد تولید نفت خام بوده است.
۹۳. به باورقی شماره ۱ مراجعه شود.
۹۴. متأسفانه در عمل چنین نبوده است. برای مثال به دو نمونه اشاره
- «نامیده می‌شوند. هیدروکربور به حالت تقریباً جامد نیز ural gas وجود دارد که به آن «نفت خام بسیار سنگین very heavy crude» می‌گویند. oil.
۷۱. ذخایر گاز کشور در آغاز سال ۱۳۸۱ جمعاً ۲۶/۵۷ تریلیون متر مکعب بر آورده شده است که به ترتیب ۱۲/۷۳ تریلیون متر مکعب و ۱۳/۸۴ تریلیون متر مکعب در مناطق خشکی و دریایی است.
۷۲. تولید گاز غنی از میدانهای گازی در سال ۱۳۸۰ بالغ بر ۳۴/۱۷۲ میلیون متر مکعب در روز MCM بوده است. گاز خروجی از میدانهای نفتی یا کلاهک‌های گازی یا میدانهای مستقل گازی را اصطلاحاً «گاز غنی» می‌گویند. گاز غنی بعد از بالایش به «گاز سبک» تبدیل می‌شود.
۷۳. به موجب قرارداد صدور گاز به ترکیه که در سال ۱۳۷۵ امضاء رسید قرار است حجم سالیانه گاز تحویلی از ۳ میلیارد متر مکعب آغاز شود و پس از ۴ سال به ۷ میلیارد متر مکعب و سپس سالیانه به حداکثر ۱۰ میلیارد متر مکعب برسد. صدور گاز به ترکیه از ۱۹ آذر ۱۳۸۰ آغاز شد.
۷۴. میدان گاز پارس جنوبی با وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربع که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن در آبهای کشور ما و ۶۰۰۰ کیلومتر مربع آن در آب‌های قطر واقع است، در فاصله ۱۰۰ کیلومتری جنوب غربی بندر علویه در خلیج فارس و روی خط مرزی مشترک با قطر قرار دارد. پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان گازی جهان است. ذخیره بخش مربوط به ایران تقریباً ۱۴/۱۳ تریلیون متر مکعب یعنی ۷ درصد کل ذخایر گاز جهان و بالغ بر ۶/۳۸ درصد ذخایر گاز کشور است. (نفت و توسعه (۲) صفحات ۱۰۸ و ۱۰۹). البته در صحت این آمار تردید وجود دارد، زیرا ۱۴/۱۳ تریلیون متر مکعب بالغ بر ۵/۴۹ درصد ذخایر کشور است نه ۶/۳۸ درصد.
75. liquefied natural gas.
۷۶. تولید فرآورده از گاز طبیعی را به اصطلاح GTL یا liq-to-gas می‌گویند.
۷۷. مانند صدور گاز طبیعی به ترکیه. همچنین «چهار پروژه در ارتباط با صدور گاز طبیعی با خط لوله به کشورهای هند، پاکستان، کویت و امارات می‌باشد که مطالعات و مذاکرات لازم در مورد آنان شروع و در مورد هند و امارات توافق‌های اولیه حاصل شده است.» (همان، صفحه ۱۱۵)
۷۸. برای آشنایی با طرح‌های LNG، به کتاب نفت و توسعه (۲)، صفحه ۱۱۵ مراجعه شود.
۷۹. مانند وضع کشور قطر که راهی جز صدور گاز طبیعی آن هم ترجیحاً به صورت LNG ندارد.
۸۰. برای اثبات اولویت تزریق گاز به مخازن نفتی و نیز آشنایی با ساختار و خصوصیات مخازن نفتی کشور به مقالات دکتر سعیدی در همین شماره ویژه مقاله «برنامهریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران» مراجعه شود.

می‌شود در سال ۱۳۸۰ تا سقف ۷/۴ میلیارد دلار به صورت بیع متقابل به شرح زیر استفاده نماید:

الف- طرح توسعه استفاده از گاز طبیعی در صنایع، شهرها و مناطق روستایی (به فاصله پنج کیلومتر از خطوط انتقال).

ب- طرح بهینه‌سازی مصرف انرژی.

ج- طرح جایگزینی سوخت خودرو با گاز طبیعی.

د- طرح تولید فرآورده‌های نفتی از گاز طبیعی.

هـ- طرح ایجاد تأسیسات مایع‌سازی و صدور گاز طبیعی.

منبع: قانون بودجه سال ۱۳۸۰ کل کشور، مصوب مجلس شورای اسلامی، قسمت اول، صفحه ۶۱، تبصره ۲۹، بند (ی). ضمناً یادآوری می‌شود که گزارش‌های وزارت نفت به مجلس شورای اسلامی نشان می‌دهد که برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای این طرح‌ها بیش از ۶/۸ میلیارد دلار بوده است. از این رقم، مبلغ ۵ میلیارد دلار مربوط به تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن بوده است. مجلس شورای اسلامی، رقم ۶/۸ میلیارد دلار را به ۷/۴ میلیارد دلار کاهش داد.

۹۵. در بسیاری موارد گاز طبیعی و نفت خام جان‌نشین یکدیگرند، لذا کاهش قیمت گاز طبیعی مانعی برای افزایش قیمت نفت خام است.

می‌کنیم: در لایحه بودجه سال ۱۳۸۲ اجازه بهره‌برداری روزانه ۱۰۰ میلیون متر مکعب گاز از میدان پارس جنوبی عمدتاً برای تولید «گاز طبیعی مایع شده (LNG)» و صدور آن به تصویب رسیده است. در تبصره ۲۱ بند (ر) [انتقال از تبصره ۱۲] لایحه بودجه ۱۳۸۲ کل کشور مصوب ۱۳۸۱/۱۱/۷ مجلس شورای اسلامی ارسال به شورای نگهبان چنین آمده است: «در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی... شرکت ملی نفت ایران مکلف است نسبت به توسعه میدان پارس جنوبی تا سقف تولید اضافی یکصد میلیون متر مکعب گاز در روز و مایع‌سازی و احداث پالایشگاه مایعات گازی برای مصارف داخلی و صادرات اقدام کند و بازپرداخت تعهدات ایجاد شده را از محل محصولات تولیدی این طرح‌ها یا موارد مذکور در بند (الف) ماده (۱۲۰) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران انجام دهد.» در قانون بودجه سال ۱۳۸۰ مصوب مجلس شورای اسلامی، اجازه داده شده است که سرمایه‌گذاری تا سقف ۷/۴ میلیارد دلار به صورت بیع متقابل عمدتاً برای تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن و تولید فرآورده از گاز طبیعی (GTL) انجام شود. «در اجرای ماده ۸۵ قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی به وزارت نفت اجازه داده

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی  
پرتال جامع علوم انسانی