منافع ملی و سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز[1]

دکتر مسعود درخشان

۱. منافع ملی و مصالح ملی

«منافع ملی» شاملِ منافع نسل فعلی و نسلهای آینده است. این واژه مفهومی عام دارد که از قلمرو اقتصاد فراتر می‌رود و حوزه‌هایی چون سیاست و فرهنگ را در بر می‌گیرد. در این مقاله بحث خود را به «منافع اقتصادی» محدود می‌کنیم زیرا که نقش کلیدی دارد. با شناختی دقیق از منافع اقتصادی بهتر می‌توان منافع ملی را در سایر حوزه‌ها تشخیص داد و معیارهای انحراف از آن را تعریف کرد. با وجود این نباید فراموش کرد که منافع ملی را فقط موقعی می‌توان مبنای سیاستهای راهبردی قرار داد که منعکس کننده «برآیندِ» منافع ملی در همه حوزه‌ها باشد.

---

۱. اگر در این مقاله، توصیه‌ها و راهکارهای مناسبی در «مسائل فنی نفت» و «تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور» مطرح شده است از دکتر سعیدی آموخته‌ام، لذا از ایشان است؛ ولی مسئولیت کاستیها و لغزشهایی که در آن یافت شود البته بر عهده نگارنده خواهد بود. پاورقیهای این مقاله مفصل است زیرا توضیحاتی درباره برخی مفاهیم پایه و اصطلاحاتی است که برای دانشجویان اقتصاد نفت نوشته‌ام. این مقاله در اسفند ماه ۱۳۸۱ نهایی شد.

به کمک علم اقتصاد می‌توان منافع اقتصادی را در سطح کلان «محاسبه» کرد. این محاسبه، مبنای «تشخیصِ» 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 «هزینه» دو رکن اساسی در مطالعات اقتصادی است؛ بدون قیمت و هزینه هیچ «رفتاری» را در حوزه‌های مختلفِ اقتصاد مانند تولید و مصرف و سرمایه‌گذاری نمی‌توان توضیح داد. برای کالاها یا خدماتی که قیمت ندارند، بازار نیز وجود ندارد و بدون بازار نمی‌توان رفتار عاملان اقتصادی را در اقتصاد متعارف بررسی کرد.

هرگاه تشخیص مصلحت بر ملاحظات ایدئولوژی و ارزشی مبتنی باشد از حوزهٔ مطالعات اقتصادی خارج است. با وجود این اگر مصلحت را مترادفِ ترکیبی از منافع اقتصادی و منافع سیاسی و منافع فرهنگی و امثال آن بدانیم، علم اقتصاد در تشخیص مصلحت سودمند است زیرا متکفلِ محاسبه منافع اقتصادی است. همچنین اگر مصلحت را معادل «منافع ملی در بلندمدت» فرض کنیم تشخیصِ آن مستلزم محاسبه منافع اقتصادی در بلندمدت است، لذا از مطالعات اقتصادی بی‌نیاز نخواهد بود. بنابراین مطالعهٔ منافع ملی از دیدگاه اقتصادی در بلندمدت امری ضروری است، زیرا اگر مبنای تشخیص مصلحت هم نباشد به هر حال معیاری است که به کمک آن می‌توان هزینه‌های واقعیِ ناشی از اجرای سیاستهای مبتنی بر تشخیص مصلحت را سنجید.

بنابر آنچه گفته شد «منافع ملی» مقوله‌ای مرکب است که شناخت آن مستلزم تشخیص خصوصیات اجزاء و دقت در کیفیت ارتباط آن اجزاء با یکدیگر است. از این رو، دانشمندان علوم انسانی مانند اقتصاددانان، جامعه‌شناسان و صاحب‌نظران علوم سیاسی و فرهنگ و ارتباطات هریک با توجه به تخصصِ خود، گوشه‌ای از این اجزاء را روشن‌تر می‌کنند، هرچند در این امر مهم بی‌نیاز از صاحب‌نظرانِ دیگر به ویژه در علوم مهندسی نیستند. نتایج مطالعات در هر یک از این حوزه‌ها، موجب ارتقای سطح آگاهی کارشناسان، مدیران و سیاستگذاران می‌شود. فقط در چنین فضایی است که تشخیص منافع و مصالح و ارزشهای ملی امکان‌پذیر است. حتی اگر تشخیص برخی مصالح و ارزش‌ها ریشه در مبانی

ایدئولوژیک داشته باشد، شناخت «مصادیقِ» آنها صرفاً با تکیه بر آگاهیهای رشدیافته در چنین فضای تعاملِ اندیشمندان ممکن خواهد بود.

در ادامه این مقاله، هرگاه از منافع ملی نام می‌بریم منظور منافع ملیِ اقتصادی اعم از کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت است؛ یعنی منافع اقتصادی نسل فعلی و نسلهای آینده. بررسی سیاستهای «بهره‌برداری از منابع نفت و گاز» از دیدگاهِ تأثیری که بر منافع ملی دارد، موضوع این مقاله است.

اکنون برای تبیین نکاتی که گفته شد به دو نمونه از سیاستگذاریهای کلانِ نفت به طور خلاصه اشاره می‌کنیم. به نظر می‌رسد که این سیاستگذاریها، نمونه‌ای از مصلحت اندیشی‌هایی است که منافع ملی در آن به دقت ملاحظه نشده است. این دو نمونه عبارتند از سیاست افزایش یا حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت و سیاست حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک. در ادامه این مقاله به نمونه سومی اشاره می‌کنیم که در واقع موضوع اصلی این مقاله است، یعنی تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور از دیدگاه اقتصادی ـ 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؛ لذا مادامی که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق در مخازن نفتی را نمی‌دانیم، سیاست تشویق صادرات گاز با منافع ملی همسو نیست.

۱-۱. حفظ و یا افزایش سهم ایران در بازار جهانی نفت[1]

به خوبی می‌دانیم که نفت در خاورمیانه برای اولین بار در کشور ما تولید شد[2]. از آن زمان تاکنون نزدیک به ۹۵ سال می‌گذرد. در خلال این مدت، بیش از ۵۵ میلیارد بشکه نفت خام

---

۱. اولین اصل در سیاستهای کلی نظام در بخش نفت عبارت است از «افزایش یا حداقل، حفظ سهم ایران در بازار جهانی نفت، با توجه به‌افزایش جهانی تقاضا برای نفت و گاز». *نفت و توسعه (۲)، گزارش اهم فعالیتهای وزارت نفت ۸۰-۱۳۷۶*، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۵.

۲. اقدامات عملی برای اکتشاف نفت در کشورمان از سال ۱۲۸۰ شمسی (۲۶ ماه مه سال ۱۹۰۱ میلادی) با اعطای امتیازنامه دارسی D´Arcy Concession آغاز شد. یادآوری می‌شود که ویلیام ناکس دارسی William Knox ←

از میادین کشور تولید شده[1] که بیشتر برای رفع نیاز کشورهای پیشرفته صنعتی به خارج از کشور صادر شده است. نفت ماده‌ای است تجدیدناپذیر که متعلق به نسل فعلی و نسلهای آینده است. بدیهی است در آینده‌ای نه چندان دور، فرزندان ما مجبور خواهند بود که نفت خام وارد کنند. سؤال این است که نسل فعلی چه پاسخی برای نسلهای آینده دارد؟

حداقل از دو دیدگاه می‌توان به این سؤال پاسخ داد.

پاسخ اول ـ اگر تاکنون حجم عظیمی از ذخایر نفتی کشور برداشت شده است علت را باید در تسلط شرکتهای بزرگ نفتی بر صنعت نفت کشور جستجو کرد زیرا شرکتهای بین‌المللی نفتی، سالیان سال این ثروت ملی را با ارزان‌ترین قیمت در اختیار داشتند[2]. چنین

D´Arcy هیچ گاه به ایران نیامد، بلکه امتیازنامه دارسی را مظفرالدین شاه و ماریوت A. W. Marriot نماینده دارسی امضا کردند. به موجب این امتیازنامه 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 بجز پنج ایالت شمالی، برای مدت ٦٠ سال به دارسی واگذار شد. در سال۱۲۸۳ یا ۱۹۰٤ میلادی یکی از چاههای اکتشافی به نفت رسید، ولی بعد از ۳ ماه خشک شد. در سال ۱۲۸۷ (دوم ماه مه ۱۹۰۸) عملیات حفاری در مسجدسلیمان به نفت رسید و تجاری بودن تولید از این میدان تأیید شد. از این رو سال ۱۲۸۷ را می‌توان تاریخ تولد صنعت نفت در کشور نامید. در ١٤ آوریل ۱۹۰۹ شرکت نفت انگلیس و ایران Anglo – Persian Oil Co. تأسیس شد و سهام دارسی را خرید و نامبرده عضو هیأت مدیره آن شرکت شد. بعداً نام این شرکت، به Anglo – Iranian Oil Co. تغییر یافت. دارسی در سال ۱۹۱۷ درگذشت. در آن سال، تولید نفت کشورمان به ۱۹ هزار بشکه در روز یعنی حدود ۹۵۰ هزار تن در سال رسیده بود. تولید انباشتی تا آن سال، یعنی در خلال سالهای ۱۹۱۳ تا ۱۹۱۷، جمعاً بیش از ۱۹/۷ میلیون بشکه معادل دو میلیون و ششصد هزار تن بوده است، (آمار مربوط به تولیدات : *سالنامه آماری اوپک OPEC Annual Statistical Bulletin* سال ۲۰۰۰، جدول شماره ۳۸، صفحه ٤٥). بعد از ملی شدن نفت در ۲۹ اسفند ۱۳۲۹ یا ۱۹۵۰ میلادی، شرکت نفت انگلیس و ایران در سال ۱۹٥٤ به « شرکت نفت بریتانیا » یا British Petroleum تغییر نام یافت که علامت اختصاری آن BP است. معروف است که در گذشته، در مواردی BP را « بنزین پارس » نلقی می کردند!

۱. کل تولید انباشتیِ نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی به ترتیب ٤۹/٥٥ و ٤/۸۱ میلیارد بشکه بوده است. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸٦.) با فرضِ ۳/٥ میلیون بشکه تولید روزانه در سال ۱۳۸۱، کل تولید نفت خام در سال ۱۳۸۱ حداقل حدود ۱/۲ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. این آمار فقط مربوط به نفت خام است و میعانات را شامل نمی‌شود. توضیحات مربوط به میعانات در پاورقی شماره٤ در صفحه ۳٥ مندرج است.

۲. کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش یک بشکه کوکاکولا می‌توانند چهار بشکه نفت خام بخرند (با فرض ۲۰ دلار برای هر بشکه نفت و حداقل ٥۰ سنت به طور متوسط برای هر لیتر کوکاکولا و یادآوری این نکته که هر بشکه نفت ←

پاسخی را نمی‌توان علمی دانست زیرا «شرکتهای نفتی» قبل از اینکه انگلیسی یا امریکایی یا فرانسوی باشند، شرکت‌اند، یعنی باید در ضوابط و چارچوبهای «بنگاه‌داری» فعالیت کنند. بنابراین هر شرکت نفتی به دنبال حداکثر کردن سود از طریق حداقل کردن هزینه است، لذا می‌کوشند به هر نحو مقتضی نفت خام را به «مناسب‌ترین» قیمت خریداری کنند[1]. به بیان دیگر، شرکتهای نفتی علی‌القاعده به فکر منافع «سهامداران» خود هستند، یعنی می‌کوشند قیمت سهام خود را از طریق افزایش سود تقویت کنند. اگر صادرکنندگان نفت به دنبال «منافع ملی» خود نیستند آیا باید انتظار داشت که شرکتهای نفتی بین‌المللی نیز در پی تأمین منافع سهامدارانِ خود نباشند؟ علم اقتصاد به ما می‌آموزد به جای اینکه از «چپاولگری» دیگران صحبت کنیم، با نگرشی علمی به بررسی روشهای بهینهٔ تأمین منافع ملی بپردازیم.

پاسخ دوم ـ برداشت از سرمایه ملی به میزانِ ۵۵ میلیارد بشکه و صدور سهم عمده آن به خارج از کشور، موجب شده است که کشور ما جایگاه ویژه‌ای در نظام اقتصاد بین‌الملل و روابط سیاسی بین‌المللی کسب کند، زیرا کشورهای صنعتیِ پیشرفته محتاج نفت‌اند و لذا نیازمند ما بوده و خواهند بود. از این رو باید کوشید که سهم کشورمان را در بازار جهانی نفت افزایش دهیم یا دست کم سهم فعلی را حفظ کنیم. بنابراین از این دیدگاه، صدور حجم عظیمی از سرمایه ملی به خارج از کشور نه تنها عیب نیست بلکه «افتخار ملی» نیز هست.

خام ۴۲ گالن امریکایی یعنی تقریباً ۱۵۹ لیتر است). با استدلالی مشابه می‌توان گفت که کشورهای پیشرفته صنعتی با فروش یک بشکه آب معدنی می‌توانند دو بشکه نفت خام بخرند.

۱. شرکتهای بزرگ نفتی از طریق «آژانس بین‌المللی انرژی» International Energy Agency یا IEA، سیاستهای راهبردی مشترکی را به ویژه در مورد «امنیت عرضه» تدوین می‌کنند. IEA در نوامبر ۱۹۷۴ در چارچوب سازمان همکاریهای اقتصادی و توسعه OECD در پاریس تأسیس شد. اهداف اصلی IEA عبارت است از همکاری اعضاء در ایجاد سیستم اطلاعاتی در مورد بازار بین‌المللی نفت، توزیع مناسب نفت بین اعضاء در موقعیتهای اضطراری و مطالعات مربوط به امنیت عرضه، قیمت و ذخیره‌سازی نفت. بنابراین، منظور از «مناسب‌ترین قیمت» حداقل قیمت نیست بلکه قیمتی است که «امنیت عرضه» را به خطر نیندازد، 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 ویژه نامه مراجعه شود.

به نظر می‌رسد این پاسخ مورد تأیید مسئولان و سیاستگذاران صنعت نفت کشور است. وزیر نفت چنین می‌نویسد: «جمهوری اسلامی ایران، به عنوان دومین تولید کننده 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».[۱]

سؤال این است که اگر ما «می‌بایست» با عرضه ثروت نسلهای آینده، نیاز مبرم کشورهای پیشرفته صنعتی به نفت خام را طی ۲۰ سال آینده پاسخ دهیم، آیا آنها نیز پذیرفته‌اند که نیاز مبرم کشور ما را به نفت، هنگامی که دیگر نفتی برای مصرف داخلی نداریم، تأمین کنند آن هم با قیمتی در سطح قیمتهایی که ما سالها به آنها عرضه کرده‌ایم؟

توسعه سرمایه‌گذاری در بخش نفت به میزانی که بتوانیم ۱۲ درصد از کل افزایش تقاضای جهانی نفت را طی ۲۰ سال آینده تأمین کنیم در واقع پاسخ به این سؤال است که صادرات ما چقدر باید باشد تا «منافع کشورهای پیشرفته صنعتی» تأمین شود؟ در حالی که سوال اصلی باید این باشد که « منافع ملی» را یعنی منافع نسل فعلی و نسلهای آینده را با چه حجمی از صادرات می‌توان تأمین کرد؟[۲]

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ٤.

۲. 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 ٦/٥ 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 ٦/٥ میلیون بشکه در روز تا ۹/۹ میلیون بشکه در روز (حفظ سهم ٤٥ 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 می‌کنند، وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند و بیش از نیمی از ذخایر قابل استحصال آنها برداشت شده است. در چنین وضعیتی، رسیدن به مرز ٦/٥ میلیون بشکه تولید روزانه غیر ممکن است. ضمناً نباید فراموش کرد که یکی از فروض وزارت نفت در محاسبه گزینه‌های بالا این است که صادرات ←

۲-۱. حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک

اوپک یا «سازمان کشورهای صادرکننده نفت»[1] 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[2] تأسیس شد. از بدو تأسیس، رقابت شدیدی بین برخی اعضاء به ویژه ایران و عربستان در سیاستگذاریهای کلان از جمله مدیریت سازمان و تعیین قیمت و میزان عرضه به وجود آمد. یکی از نگرانیهای اولیه سیاستگذاران نفتی در دوران قبل از انقلاب این بود که در «مسابقه تولید» از عربستان عقب نمانند، اما وقتی برتری مطلق ذخایر عربستان در مقایسه با کشور ما به اثبات رسید، حفظ «مقام دوم» در اوپک از دیدگاه تولید[3] و صدور نفت خام، از اهداف اصلی سیاستگذاران

عربستان در سال ۲۰۲۰ روزانه بیش از ۲۰ میلیون بشکه خواهد بود (همان منبع صفحه ۱۸ با استفاده از آمارهای DOE / EIA: Department of Energy / 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 تا 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 بی پایه این است که کشورهای در حال توسعهٔ 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.

1. OPEC: Organization of Petroleum Exporting Countries

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

۳. 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 ۱/٤ هزار بشکه در روز در سال ۱۹۳۸ آغاز شد. در همان سال، تولید ایران روزانه ۲۱٤/۷ هزار بشکه بود. تا ۸ سال، یعنی تا سال ۱۹٤۵، تولیدات عربستان به آهستگی رشد کرد و به ۵۸/٤ هزار بشکه در روز رسید، اما از سال ۱۹٤۵ 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. این تحولات را می‌توان در جدول زیر ملاحظه کرد. یادآوری می‌شود که تولیدات نفت کشورمان بعد از ملی شدن نفت و در پی تحریمهای نفتی در سال ۱۹۵۲به شدت کاهش یافت. ضمناً سالهای ۱۹۷۳ و ۱۹۷٤ مصادف با افزایش شدید قیمت نفت (اولین شوک نفتی) و سال ۱۹۷۹ مصادف با انقلاب اسلامی ایران بود. تولیدات عربستان در سال ۱۹۸۱ و در پی انقلاب ←

شد که همچنان ادامه دارد. برای نمونه، به سیاستگذاریهای امور بین‌الملل 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 کشورهایی 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 وصادرات در درون اوپک و حتی جهان که جایگاهی مناسب برای کشور ماست فراهم است»[1]. ملاحظه می‌شود بدون اینکه منافع ملی به معنای اقتصادی آن به دقت بررسی شود، ملاحظاتی چون «جایگاهی برابر با عربستان» و «پیشی جستن» از کشورهای کویت و امارات در صادرات نفت و احراز «مقام دوم» در اوپک و «حتی در جهان» دلایلی برای افزایش تولید و ظرفیت تولید محسوب می‌شوند.

چگونه می‌توان میلیاردها دلار سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت تولید را صرفاً در چارچوب مقایسه کشورمان با امارات یا کویت آن هم به لحاظ حجم صادرات، توجیه

اسلامی و کاهش شدید تولید نفت در کشورمان، به بیش از ۹/۸ میلیون بشکه در روز رسید که بالاترین میزان تولید این کشور تاکنون بوده است.

مقایسه سوابق تاریخی تولیدات نفت خام ایران و عربستان (هزار بشکه روزانه)

سال	۱۹۱۳	۱۹۳۸	۱۹٤٥	۱۹٥۰	۱۹٥۱	۱۹٥۲	۱۹٥٤	۱۹٦۰
ایران	٥	۲۱٤/۷	۳٥۷/٦	٦٦٤/۳	۳٤۹/٦	۲۷/٦	٦۱/٤	۱۰٦۷/۷
عربستان	ـــ	۱/٤	٥۸/٤	٥٤٦/۷	۷٦۱/٥	۸۲٤/۸	۹٦۱/۸	۱۳۱۳/٥

سال	۱۹۷۳	۱۹۷٤	۱۹۷۸	۱۹۷۹	۱۹۸۱	۱۹۸٦	۱۹۹۰	۲۰۰۰
ایران	٥۸٦۰/۹	٦۰۲۱/٦	٥۲٤۱/۷	۳۱٦۷/۹	۱٥٦٥/۰	۲۰۳۷/۱	۳۱۳۲/۳	۳٦٦۱/۳
عربستان	۷٥۹٦/۲	۸٤۷۹/۷	۸۳۰۱/۱	۹٥۳۲/٦	۹۸۰۸/۰	٤۷۸٤/۲	٦٤۱۲/٥	۸۰۹٤/٥

منبع: براساس آمارهای موجود در *سالنامه آماری اوپک* ـ سال ۲۰۰۰ ـ صفحات ٤٥ و ٥۱ ـ جدول شماره ۳۸. آمار مربوط به تولیدات عربستان شامل تولید از ناحیه بی‌طرف Neutral Zone نیز می شود.

۱. *گزارش فنی ـ اقتصادی طرحهای بیع متقابل وزارت نفت* ـ معاونت امور بین‌الملل وزارت نفت، دی ماه ۱۳۷۷، صفحه ۲.

کرد؟ اساساً چه تناسبی بین اقتصاد کشور ما با اقتصاد این کشورها از دیدگاه جمعیتی، منابع طبیعی، ظرفیتهای صنعتی و کشاورزی و نیروی انسانی وجود دارد که باید سیاستگذاری در حساس‌ترین و مهم‌ترین بخش اقتصادی کشورمان، یعنی نفت را در چارچوب رقابت با آنها تدوین کنیم؟

بر طبق آمارهای موجود[1]، حجم «ذخایر نفت»[2] در پایان سال ۲۰۰۱ برای کشورهای ایران، عربستان، عراق، امارات و کویت به ترتیب بدین شرح است: ۸۹/۷، ۲۶۱/۸، ۱۱۲/۵،

---

۱. *سالنامه آماری انرژی جهانی*» از انتشارات شرکت نفت BP

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.

۲. 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»، «بازیافت 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، مترادف‌اند.

«نفت درجا» یا Oil in Place، نشان دهنده حجم نفت موجود در مخازن Reservoirs است. آمار نفت در جا معمولاً به صورت **«نفت درجای اولیه»** اعلام می‌شود، یعنی حجم نفتی که در زمان کشف و قبل از بهره‌برداری از مخازن گزارش شده است. بدیهی است در خلال زمان شناخت دقیق‌تری از مخازن به دست می‌آید، لذا آمار نفت درجا تغییر می‌کند؛ اما باید توجه داشت که درتجدیدنظرها نیز معمولاً حجم نفت درجای اولیه ذکر می‌شود. یادآوری می‌کنیم آنچه در مخزن وجود دارد **«سیال درجا»** یا Fluid in Place است که شامل مواد هیدروکربوری Hydrocarbons یا Hydrocarbures (به لغت فرانسه) و سیالهای همراه آن مانند آب، گازهای بی‌اثر Inert Gases یعنی گازهایی که از نظر شیمیایی تأثیری بر محیط خود ندارد و گازهای اسیدی Acid Gases می‌شود. سیالهای هیدروکربوری شامل هیدروکربورهای مایع Liquid Hydrocarbons و هیدروکربورهای گازی Gaseous Hydrocarbons می‌شود. آمارهای غیررسمی نشان می‌دهند که حجم نفت درجا در مناطق خشکی و دریایی کشور ما حدود ۴۵۰ میلیارد بشکه است. یادآوری می‌شود که معمولاً اصطلاح «نفت خام» را برای «نفت درجا» به کار نمی‌برند، یعنی به جای «نفت خام درجا» باید از اصطلاح «نفت درجا» استفاده کرد.

«بازیافت نهایی» یا Ultimate Recovery به بخشی از سیال هیدروکربوری در مخزن اطلاق می‌شود که در طول عمر مخزن قابل تولید یا بازیافت است. قبل از بهره‌برداری از مخزن، حجم بازیافت نهایی را اصطلاحاً **«ذخیره**

←

۹۸/۷ و ۹٦/۵ میلیارد بشکه.[1] ملاحظه می‌شود که حجم ذخایر ایران از تمام کشورهای به اصطلاح «رقیب» ما در خلیج فارس کمتر است. بنابراین با فرض استمرار روند کنونیِ

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 بازیافت است. بدیهی است بعد از شروع تولید، مقدار ذخیره اثبات شدهٔ مخزن معادل است با بخشی از بازیافت 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 «بازیافت اولیه» یعنی **ذخیره اولیه** به کار می‌رود مگر آنکه ذخیره باقیمانده یا **«ذخیره قابل استحصال در زمان معین»** تصریح شود.

نظر به اینکه برخی گزارشهای ارائه شده درباره ذخایر معمولاً پژوهشگران را به اشتباه می‌اندازد، لازم است به دو اصطلاح دیگر نیز اشاره کنیم: **«ذخایر محتمل»** یا Probable Reserves و **«ذخایر ممکن»** یا Possible Reserves. ذخایر محتمل دلالت بر حجمی از نفت درجا می‌کند که با فرض استفاده از روشهای شناخته شدهٔ موجود برای **بهبود بازیافت** یعنی Improved Recovery Techniques (به معنای روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه که بعداً توضیح داده می‌شود) قابل استحصال است. ذخایر ممکن، ذخایری است که صحت وجود آنها هنوز به کمک «آزمونهای تولید» Production Tests تأیید نشده است، اما داده‌ها و اطلاعاتی که تاکنون جمع‌آوری شده مؤید فرضیه وجود و قابلیت استخراج نفت خام است. مجموع ذخایر اثبات شده و محتمل را اصطلاحاً **«ذخایر مورد انتظار»** یا Expected Reserves می‌گویند. مجموع ذخایر مورد انتظار و ذخایر ممکن اصطلاحاً **«ذخایر کل»** Total Reserves نام دارد. سرانجام باید از **ذخایر فرضی** یا Hypothetical Reserves نام برد که صرفاً «حدسهایی» است (Conjectures) مبتنی بر اطلاعات به دست آمده در مراحل نخستین اکتشاف که «می‌تواند» بر وجود ذخایر هیدروکربوری دلالت کند.

۱. تردیدهای جدی در صحت آمار ذخایر نفت خام تولیدکنندگان بزرگ اوپک وجود دارد. کشورهای کویت، امارات، ایران، عراق و عربستان در خلال سالهای ۱۹۸٤ تا ۱۹۸۸ آمار ذخایر خود را گاهی تا نزدیک به سه برابر افزایش دادند. کویت در سال ۱۹۸٤ آمار ذخایر نفت خود را تجدید نظر کرد و آن را از ٦۷ میلیارد بشکه به ۹۲/۷ میلیارد بشکه افزایش داد. بعد از کویت، نوبت ایران و امارات و عراق بود که در سال ۱۹۸٦ آمار ذخایر نفت خود را به ترتیب از ۵۹ میلیارد بشکه به ۹۲/۸ میلیارد و از ۳۲/۹ میلیارد بشکه به ۹۷/۲ میلیارد و از ٦۵ میلیارد بشکه به ۷۲ میلیارد افزایش دادند. سپس نوبت عربستان رسید که در سال ۱۹۸۸ ذخایر خود را از ۱٦۹/۵ میلیارد بشکه به ۲۵٤/۹ میلیارد رساند. ضمناً عراق در سال ۱۹۸۷ مجدداً در ذخایر نفت خود تجدید نظر کرد و آن را از ۷۲ میلیارد بشکه به ۱۰۰ میلیارد افزایش داد. جدول زیر، این تجدید نظرها را نشان می‌دهد.

←

صادرات، کشور ما بسیار زودتر از عربستان و کویت و امارات و عراق به مرحله‌ای می‌رسد که دیگر نفتی برای صادرات نخواهد داشت. از طرف دیگر، به دلایل مختلف از جمله جمعیت و وسعت جغرافیایی، میزان مصرف نفت خام در کشور ما به مراتب بیش از آن کشورهاست.متأسفانه آمار رسمی برای مصرف داخلی نفت خام در کشور در دسترس نیست، اما آمارهای BP نشان می‌دهد که مصرف نفت خام در سال ۲۰۰۱ میلادی در ایران روزانه ۱/۱۳۱ میلیون بشکه بوده است در حالی که کویت وامارات در همان سال روزانه به ترتیب فقط ۲۰۶ و ۲۸۲ هزار بشکه نفت خام مصرف کرده‌اند[1]. 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 نگرانِ آن باشیم که در آینده‌ای نه چندان دور مجبور خواهیم بود از همان کشورها نفت خام بخریم به دلیل اینکه تولیدات ما جوابگوی مصرف داخلی نخواهد بود زیرا کویت و امارات با مصرفی کمتر از ما قادرند درصدی از نیازهای نفتی ما را در آینده تأمین کنند[2].

تجدیدنظر در آمار ذخایر نفت در کشورهای عضو اوپک (میلیارد بشکه)

سال	۱۹۸۳	۱۹۸٤	۱۹۸۵	۱۹۸٦	۱۹۸۷	۱۹۸۸
کویت	٦۷	۹۲/۷	۹۲/٤	۹٤/٥	۹٤/٥	۹٤/٥
ونزوئلا	۲٥/۸	۲۸/۰	٥٤/٤	٥٥/٥	٥۸/۱	٥۸/٥
ایران	٥٥/۲	٥۸/۸	٥۹/۰	۹۲/۸	۹۲/۸	۹۲/۸
امارات	۳۲/۳	۳۲/٤	۳۲/۹	۹۷/۲	۹۸/۱	۹۸/۱
عراق	٦٥	٦٥	٦٥	۷۲	۱۰۰	۱۰۰
عربستان	۱٦۸/۸	۱۷۱/۷	۱۷۱/٥	۱٦۹/۷	۱٦۹/٥	۲٥٤/۹

منبع: با استفاده از *سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰، صفحه ۹، جدول ۹.

یادآوری می‌شود که قطر تنها کشوری در حوزه خلیج فارس بود که آمار ذخایر خود را تجدیدنظر نکرد. بجز ونزوئلا، کشورهای دیگر یعنی الجزایر و لیبی و نیجریه و اندونزی نیز در آمار ذخایر خود تجدیدنظر نکردند.

1. *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.

۲. 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

←

بنا بر آنچه گفته شد سیاستِ «حفظ و تقویت جایگاه کشورمان در اوپک»، تناسب چندانی با واقعیاتِ موجود ندارد، لذا به جای اینکه سیاستگذاریهای کلانِ بخش نفت را در چارچوب «مسابقه صدور نفت خام در اوپک» تدوین کنیم و پیشی جستن از این و آن را هدف خود قرار دهیم[1]، بهتر است با دقت کافی به این سؤال پاسخ دهیم که میزان بهینهٔ صادرات نفت خام برای تأمین منافع ملی در بلندمدت چیست؟

۲. 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 ماست که معمولاً در خلال زمان رشد می‌کند. از این جهت، چه بسا از دیدگاه امروز سیاستهای دیروز بهینه نباشد. برای نمونه، به قراردادهای بیع متقابل اشاره می‌کنیم.

تأمین منافع ملی در قراردادهای بیع متقابل مستلزم اجتماع شروط زیر است:

الف) شناختی جامع از میادین نفت و گاز کشور و آگاهی از دانش فنیِ بازیافت که با خصوصیات طبیعی مخازن کشورمان متناسب باشد.

ب) شناختی دقیق از مسائل حقوقیِ قراردادهای بیع متقابل و آشنایی کافی با انواع قراردادهای نفتی به لحاظ نظری و همچنین ارزیابی و سنجش عملکرد این قراردادها در کشورهای مختلف و مقایسه آن با قراردادهای بیع متقابل.

ج) آشنایی کافی با بازارهای بین‌المللی نفت و شرکتهای نفتی بین‌المللی و همچنین عملکرد این شرکتها در کشورهای مختلف و در بازارهای بین‌المللی درحوزه‌هایی مانند «فعالیتهای

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. یادآوری می‌شود که کویت از سال ۱۹٤٦ و امارات از سال ۱۹٦۲ تولید و صادرات نفت خام را آغاز کردند. (*سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰، صفحات ٤۷ و ۵۲).

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

بالادستی»[۱] و «فعالیتهای پایین‌دستی»[۲] و «بازارهای سرمایه» و «پیشبرد دانش فنی در عملیات بالادستی و پایین‌دستی» و «مدیریت ریسک» به ویژه در مواجهه با تحولاتِ بازارهای جهانی نفت و گاز.

د) وجود «مذاکره کنندگان»[۳] ماهر و آشنا با «فنونِ مذاکره» و مطلع از مسائل جاریِ اقتصاد جهانی و بازارهای سرمایه و مسائل حقوقی قراردادها که توانایی لازم را برای «چانه‌زنی» با شرکتهای بین‌المللی برای کسب حداکثر امتیازات داشته باشند.

هـ) حضور مهندسان با تجربه و آگاه به مخازن نفتی کشور که بتوانند در مذاکرات فنی با شرکتهای بین‌المللی علاوه بر رعایت کامل موازینِ تولید صیانتی از میادین، منافع ملی را به نحو شایسته‌ای تأمین کنند.

و) وجود «ناظران فنی ـ مالی» متشکل از مهندسان با تجربه و کارشناسان تحصیلکرده و باسابقهٔ امور مالی که بتوانند از دیدگاههای فنی و مالی، نظارت بر حسن اجرای ضوابط و شرایط مندرج در قراردادهای بیع متقابل را برعهده بگیرند.

ز) رعایت اصل «حاکمیت ملی» در قراردادهای بیع متقابل به نحوی که از دیدگاه حقوقی بتوان فعالیت شرکتهای نفتیِ طرف قرارداد را تحت نظر داشت و عنداللزوم مجازاتهای متناسبی را برای عدم رعایت موازین تولید صیانتی از میادین اعمال کرد و در صورتی که منافع ملی ایجاب کند بتوان قراردادهای منعقده با آنها را فسخ کرد[۴].

بنابراین اگر شناختی را که امروز از مخازن نفتی کشور و از اسلوبهای حقوقیِ قراردادهای بیع متقابل و یا از سیاستها و عملکردِ شرکتهای خارجیِ طرف قرارداد داریم،

---

۱. Upstream Operations ـ 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.

۲. Downstream Operations ـ فعالیتهای پایین‌دستی از آغاز پالایش نفت خام شروع می‌شود و مراحل مختلف پالایش و حمل فراورده‌ها و توزیع و بازاریابی و فروش آن را در بر می‌گیرد.

3. Negotiators

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

دیروز می‌داشتیم قطعاً منافع ملی ما در عقد قراردادهای بیع متقابل بهتر تأمین می‌شد[1]. با وجود این، چنین مواردی را نمی‌توان از مصادیق عدم تأمین منافع ملی دانست زیرا تأمین منافع ملی را در هر مقطعِ زمانی باید با معیار «سطح شناخت» در همان مقطع سنجید، لیکن باید معیارهای روشنی را در رعایت منافع ملی در هر مقطع زمانی تعریف کرد.

در حالت کلی می‌توان حداقل از سه معیار برای تأمین منافع ملی به شرح زیر نام برد:

معیار اول: آیا نهادهای مناسبی وجود دارند که سطح علمی و کیفیت اطلاعات موجود را مرتباً ارتقاء دهند تا بتوان منافع ملی و راهکارهای تأمین آن را بهتر «تشخیص» داد؟

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

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

اگر پاسخ به هریک از سه سؤال بالامنفی باشد، قطعاً منافع ملی رعایت نشده است و نخواهد شد. قبل از اینکه به بررسی اجمالی این سه معیار در سنجش سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز بپردازیم، به شروطِ تأمین منافع ملی در قراردادهای بیع متقابل ـ شروط (الف) تا (ز) سابق الذکر ـ در قالب سه معیار بالا اشاره می‌کنیم.

شروط (الف) و (ب) و (ج) از مصادیق معیار اول است و دلالت بر نهادهای آموزشی و پژوهشی می‌کنند. شروط (د) و (هـ) و (ز) اشاره به نهادهای اجرایی و نظارتی دارد که مصادیقی از معیار دوم محسوب می‌شود. همان گونه که در ادامه این مباحث نشان خواهیم داد، توفیق این نهادها برای ارتقای سطح «کارایی» نظام سیاستگذاری در بهره‌برداری از

---

۱. وزیر نفت در مصاحبه با خبرنگار نشریه پلاتس Platts، درباره بهتر شدن قراردادهای بیع متقابل ـ یعنی تأمین منافع ملی به نحو شایسته‌تر ـ 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 رو به رو و از نقاط قوت بیشتری برخوردار است». (*مشعل*، سال هفتم، شماره ۲۰۱، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۲).

اطلاعات به منظور تأمین منافع ملی، تابعی از ساختار نظام مدیریتی صنعت نفت است. اگر نظام مدیریتِ بهره‌برداری از منابع نفت و گاز «کارشناس ـ محور» باشد، آن گاه کارشناسان آگاه و با تجربه جایگاه مناسبی در هر یک از گروههای زیر خواهند داشت: در گروه «مذاکره‌کنندگان» مسائل اقتصادی و تجاری و حقوقی برای تأمین حداکثر امتیازات در قراردادهایعنی شرط (د)، در گروه «ناظران» موازین تولید صیانتی از میادین برای تأمین منافع نسلهای آینده از سرمایه نفت یعنی شرط (هـ) و در گروه «ناظران فنی ـ مالی» برای تشخیص انحراف عملکرد شرکتهای خارجی از ضوابط مندرج در قرارداد بیع متقابل یعنی شرط (و). در غیر این صورت، کارشناسان آگاه و با تجربه منزوی خواهند شد و منافع ملی قطعاً به خطر خواهد افتاد.

بنابراین ملاحظه می‌شود که معیارهای اول و دوم در نهایت چیزی نیست جز کوشش برای ارتقای سطح علمی و بهبود مجموعه اطلاعات و دانش موجود و ایجاد زمینه‌های مناسب برای افزایش کارآیی در بهره‌برداری از این مجموعه اطلاعات. تحقق شرط کارآیی مستلزم وجود فضای مناسب برای «تضارب آراء» و حمایت مدیران ارشد صنعت نفت از کارشناسانی است که دیدگاه نقادی دارند. در ادامه، به بررسی اجمالی این نکات می‌پردازیم[1].

۱-۲. جامعیت اطلاعات و سیاستگذاریهای بهینه

منافع ملی ایجاب می‌کند که در تدوین سیاستهای کلان برای نفت و گاز از تمام اطلاعات موجود استفاده شود. مجموعه اطلاعات موجود را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: اطلاعات مدون و نظریات کارشناسی.

یکی از موانع اصلی در سیاستگذاریهای بهینه برای نفت و گاز در کشورهای در حال توسعه، «محرمانه» بودن حجم عظیمی از اطلاعاتِ مدون است. شاید بتوان ادعا کرد که

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

درصد بسیار بالایی از این اطلاعاتِ به اصطلاح محرمانه، برای کسانی محرمانه است که علاوه بر انگیزه کافی، توانایی علمی لازم را دارند تا بتوانند سیاستهای مناسبی را برای تأمین منافع ملی در بخش نفت و گاز طراحی کنند. بدیهی است این افراد همان پژوهشگران و اعضای هیئت علمی دانشگاهها و کارشناسان مستقل هستند. با محروم کردن ایشان از دسترسی به اطلاعات واقعیِ نفت و گاز، هیچ نتیجه‌ای جز به خطر افتادن منافع ملی حاصل نخواهد شد. اطلاعات صحیح اما محبوس، یا اطلاعات منتشره اما غیرصحیح، چیزی جز «فقر اطلاعات» نیست؛ و می‌دانیم سیاستگذاریهای مبتنی بر فقر اطلاعات منافع ملی راتأمین نخواهد کرد. اگر گفته شود که تدوین سیاستگذاریها در نهایت با کسانی است که دسترسی به اطلاعات صحیح دارند، باید پاسخ داد که حذف درصد بالایی از اندیشمندان و کارشناسان دلسوز جامعه از همفکری در تدوین سیاستهای بهینهٔ نفت و گاز قطعاً همسو با تأمین منافع ملی نخواهد بود زیرا از ظرفیتهای علمی موجود برای تشخیص منافع ملی و تأمین آن استفاده نشده است.

ذکر مثالی در این مورد روشنگر است. یکی از حقایق بسیار مهم و کلیدی در سیاستگذاریهای بخش نفت این است که حجم «نفت درجا»[1] در مخازن نفتی ما در مناطق خشکی و دریایی بسیار عظیم است، اما ساختار طبیعی مخازن نفتی چنان است که فقط درصدی از آن را می‌توان استخراج کرد.[2] بنابراین مهم‌ترین مسئله‌ای که منافع ملی را تهدید

---

۱. Oil in Place ـ به پاورقی شماره ۲ صفحه ۲۱ مراجعه شود.

۲. برای تبیین این نکته به ساختار مخازن و چگونگی جابه‌جایی نفت درآنها اشاره می‌کنیم. تخلیه مخزنی در اعماق زمین اساساً هیچ‌گونه مشابهتی با تخلیه منبعی 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. سیالاتِ موجود در مخازن Fluid in Place شامل گاز، نفت و آب در منافذ کوچکِ درون سنگها قرار دارند. این فضاها و منافذ کوچک به صورت «سوراخ‌ها و تخلخلهای ریز» Pores یا شکاف‌ها و ترک‌ها Fractures هستند. اندازه این منافذِ ریز برای سنگهایی که «نفوذپذیری» Permeability بالایی دارند (به پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲ مراجعه شود)، تقریباً ۱۰ میکرون یعنی یک ـ هزارم سانتیمتر است. در عموم مخازنِ سنگ آهکی کشور ما این رقم تقریباً به یک ←

می‌کند این است که نتوانیم به میزانی که وضعیت طبیعی مخازن و روشهای شناخته شدهٔ مهندسی برای بازیافت نفت اجازه می‌دهد از نفتِ درجا برداشت کنیم و یا اینکه از چنان روشهایی در استخراج نفت استفاده کنیم که حجم قابل ملاحظه‌ای از نفتِ درجا در مخازن، محبوس بماند. برای ارزیابی سیاستهای بازیافت شاید اساسی‌ترین سؤال این باشد که میزان نفت درجا در مخازن نفتی کشور و میزان «بازیافت نهایی» چیست؟ توجه به این نکته حائز اهمیت فراوان است که میزان نفت درجا در مخازن، قابل «محاسبه» است اما میزان «بازیافت‌نهایی» را صرفاً می‌توان با فرض استفاده از روشهای شناخته شدهٔ مهندسی در بازیافت، «تخمین» زد.

از سال ۱۳۷٤ تاکنون، آمار رسمی در بارهٔ حجم «نفت درجا» منتشر نشده است. از طرف دیگر، با اینکه آمارهای رسمی درباره «بازیافت نهایی» موجود است اما اختلاف آمارهای غیررسمی ـ اما علی‌الظاهر معتبر ـ با آنها بسیار قابل ملاحظه است. دقت در مبانیِ تخمینِ آمارهای مربوط به بازیافت نهایی بسیار مهم است زیرا نقش مهمی در ارزیابی روشهای بازیافت و ریسکهای مربوط به آن و تدوین برنامه‌های تولید و توسعه میادین دارد. بدون آمار واقعیِ حجم نفت درجا نمی‌توان درباره روشهای بهینه بازیافت برای صیانت از منابع نفتی مطالعات علمی داشت و سیاستهای بهینه‌ای را مبتنی بر آن مطالعات تدوین کرد.

میکرون کاهش می‌یابد. در مخازن شکاف‌دار، ممکن است منافذ بزرگ‌تری نیز وجود داشته باشد که اصطلاحاً به آن Vugs و Caves می‌گویند. نفتِ درجا در همین منافذِ ریز جای گرفته است.

فشار سیال موجود در منافذ را اصطلاحاً «فشار منفذ» Pore Pressure می‌نامند و فشار مخزن از آن ناشی می‌شود. تحقیق درباره شکل تخلخل و خصوصیات ریاضی و هندسی آن از مسائل اصلی مهندسی نفت است. حجم منافذ یا حجم تخلخل Pore Volume تناسب مستقیمی با حجم نفتِ درجا دارد. اگر حجم تخلخل را به کلِ حجم سنگ مخزن Rock Volume تقسیم کنیم معیاری برای اندازه‌گیری «تخلخل» یا Porosity به دست می‌آید.

نفتی را که بدون تزریق سیالات (مانند آب و گاز)، استخراج می‌شود اصطلاحاً «برداشت طبیعی» Natural Depletion یا «بازیافت اولیه» Primary Depletion یا Natural Recovery می‌نامند. به موازات استمرار تولید از میدان، فشار مخزن کم می‌شود و ممکن است این امر موجب کاهش بازیافت از میدان شود.

بنابراین سنگ مخازن را می‌توان به دو دسته تقسیم کرد: سنگهای متخلخل Porous و سنگهای «فشرده» Dense. سنگ مخزنی را که دارای «نفوذپذیری» Permeability کمتر از ۰/۱ دارسی باشد، اصطلاحاً فشرده می‌نامند. برای تعریف دارسی به پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲ مراجعه شود.

بدین ترتیب، برنامه‌ریزی برای افزایش «ضریب بازیافت»[1] باموانعی جدی مواجه می‌شود. در مباحث آینده خواهیم دید که افزایش ضریب بازیافت، یکی از مهم‌ترین ابزارهای تأمین منافع ملی در بهره‌برداری از مخازن نفتی است.

یکی دیگر از مبانی تدوین سیاستهای بهینه، استفاده از نظریات کارشناسی است. هرگاه مشاهده 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 مسائل نفت و گاز نقد و بررسی می‌کنند و مسئولان و سیاستگذاران نیز چنین کارشناسانی را حمایت کرده و مشوق آنان در تولید نظریات انتقادی هستند، باید اطمینان داشت که تحولات نفت و گاز در مسیری صحیح قرار دارد.

خطا در شناخت و در سیاستگذاریها اجتناب‌ناپذیر است، لیکن کشف خطا جز با نقّادی ممکن نیست. باید کارشناسانی باشند که حتی در مقدمات و کلیات تردید کنند و با نگرشی علمی، زوایای تاریک را در سیاستگذاریهای نفت و گاز روشن کنند و در نقد هر مسئله‌ای منافع ملی را مبنای سنجش قرار دهند تا حتی احتمال وقوع خطاهای سهوی نیز به حداقل برسد. اگر تأمین منافع ملی در نفت و گاز میسر باشد همانا به سبب مجاهده و مجادله و نقادی کارشناسان با تجربه و آگاه خواهد بود و نیز تصدیق می‌کنیم که کارشناسانی هم بوده‌اند که غیر از کشف حقیقت غرض دیگر هم داشته‌اند ولی باید انصاف داد که کارشناسان والامقام که جز به تأمین منافع ملی نمی‌اندیشند بر سایرین غلبه دارند، لذا نباید کارشناسان با تجربهٔ صنعت نفت و گاز را به موافقین و مخالفین دسته‌بندی کرد و آراء و نظریات مخالفین را بی‌اعتبار دانست خاصه اینکه چنین روشی در نهایت «همه کارشناسان» را بالاجبار به سکوت می‌کشاند. بنابراین اگر کارشناسان نقّاد مورد حمایت مسئولان قرار

---

۱. Recovery Factor ـ ضریب بازیافت عبارت است از نسبت «بازیافت نهایی» به «کل نفت درجا». به بیان دیگر، درصدی از نفت در جای اولیه را که با روشهای بازیافت اولیه و ثانویه و ثالثیه (پاورقیهای شماره ۱ صفحه ۳۱ و شماره ۱ صفحه۳۲ و شماره ۲ صفحه ۳۳) می‌توان استخراج کرد، ضرایب بازیافت می‌نامند. آمار رسمی برای ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشورمان موجود نیست. برای توضیحات بیشتر به پاورقی شماره ۳ صفحه ۳۷ مراجعه شود.

نگیرند و یا اینکه به توصیه‌ها و نظریات آنها بی‌توجهی شود و یا حتی مورد بی‌مهری قرار گیرند، باید نگران از دست رفتن منافع ملی بود.

۲-۲. ارتقای سطح شناخت: شرط لازم برای سیاستگذاریهای بهینه

فقط با سیاستهایی می‌توان منافع ملی را تأمین کرد که بر شناخت دقیق و جامع از وضع موجود و پیش‌بینی رضایت بخشی از تحولات آینده مبتنی باشند. به این نکته نیز اشاره کردیم که هر شناختی همواره با درجه‌ای از خطا توأم است. ارزیابی وضعیت گذشته برای کشف خطاها و آموختن از خطاهای گذشته و ریشه‌یابی علت آنها و تدبیر و نهادسازی برای اجتناب از وقوع مجدد آن خطاها، ضامن منافع ملی است. این نکته را در قالب مسئله بسیار مهمِ «تولید صیانتی از مخازن نفتی» توضیح می‌دهیم.

الف- تولید صیانتی از مخازن نفتی کشور

در مباحث گذشته دیدیم که بخشی از هیدروکربور موجود در مخزن را که بواسطه «برداشت طبیعی»[1] استحصال می‌شود اصطلاحاً «بازیافت اولیه»[2] می گویند.

یکی از اهداف اصلی در به کار گیری روشهای ازدیاد برداشت، استفاده از تزریق سیالات مناسب است. بازدهیِ روشهای ازدیاد بازیافت «یعنی بازیافت ثانویه»[3] و «بازیافت ثالثیه»[4] و در حالت کلی «بهبود بازیافت نفت»[5] یا (IOR) و «بهره‌افزایی بازیافت نفت»[6] یا

---

۱. 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 ساز و کارهای مختلف صورت می گیرد. اختلاف فشار درون مخزن و بدنهٔ چاه تولیدی موجب می‌شود که نفتِ حاصل، به سوی چاه تولیدی جریان یابد و بر اثر فشار طبیعی و از طریق «چاه‌جاری» Flowing Well و یا پمپ از طریق «چاهِ تلمبه‌ای» Pumping Well و یا وسایل دیگر Gas Lift به سطح زمین هدایت شود. وضعیت مخزن مثلاً از نظر فشار و درصد اشباع سیالات، تعیین می‌کند که چه مقدار سیال از سنگ مخزن یا «بلوکهای ماتریسی» Matrix Blocks جابه‌جا می‌شود و قابل استخراج است.

2. Primary Recovery
3. Secondary Recovery
4. Tertiary Recovery
5. Improved Oil Recovery (IOR)
6. Enhanced Oil Recovery (EOR)

(EOR) تابعی از عوامل مختلف از جمله عوامل زیر است: طبیعت سنگ مخزن، فشار و نوع سیالات موجود در آن، موقعیت فعلی و گذشته مخزن، نوع سیالات قابل تزریق، زمان مناسب تزریق و ملاحظات اقتصادی از نظر هزینه و فایده با توجه به قیمت جاری و قیمت آتی نفت خام[1].

۱. برای تبیین روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه و IOR و EOR، نخست به این نکته اشاره می‌کنیم که یکی از اهداف اصلی این روشها، افزایش فشار مخزن به وسیلهٔ سیالی مناسب برای جابه‌جایی نفتِ درجا از تخلخلهای موجود در سنگ مخزن است. بنابراین در تعیین بهترین روشِ بازیافت باید به عواملی توجه داشت که در میزان بازیافت نفت از مخزن مؤثرند.

در پاورقی شماره ۲ در صفحه ۲۸ دیدیم که حجم تخلخل در سنگ مخزن تناسب مستقیمی با حجم «نفت درجا» Oil in Place دارد. این نسبت، تابعی از «خصوصیات سنگ مخزن» Rock Characteristics است. می‌دانیم حرکت هیدروکربور در درون سنگ مخزن انجام می‌شود. مخازن می‌توانند بسیار بزرگ باشند، مانند میدان «قوار» Ghawar در عربستان که بزرگ‌ترین میدان نفتی جهان به طول ۲۵۰ کیلومتر و عرض ۱۰ کیلومتر است. خصوصیات بخشهای مختلف سنگ مخزن ممکن است با یکدیگر متفاوت باشد که می‌تواند در میزان تولید، یعنی «دبی» از مخزن مؤثر باشد. «دبی» Debie به فرانسه همان Rate یعنی میزان به انگلیسی است که برحسب بشکه یا مترمکعب در روز بیان می‌شود. سنگهای مخازن عموماً رسوبی Sedimentary Rocks هستند هر چند در مواردی سنگهای غیررسوبی Basement Rocks نیز حاوی منابع هیدروکربوری قابل ملاحظه‌ای است (نمونه‌هایی از این نوع مخازن را می‌توان در چین، ونزوئلا، ویتنام و برخی نقاط دیگر یافت).

اکنون به معرفی برخی عوامل مؤثر در بازیافت نفت می‌پردازیم.

الف - نفوذپذیری یا «تراوایی» Permeability سنگ مخزن:

قابلیت «نفوذ» سیال در سنگ یعنی نفوذپذیری یا تراوایی، میزان و قدرت عبور سیال در سنگ مخزن را نشان می‌دهد. این خصوصیت تابعی از نحوه ارتباط و اندازهٔ «گلوگاه» Throat منافذ در سنگ مخزن است. هر منفذ شامل یک «بدن» Body و یک «گلوگاه» است. گلوگاهها، نفوذپذیری را کنترل می‌کنند. سیال باید از منافذ سنگ مخزن عبور کند، لذا میزان تراوایی معیار بسیار مهمی در بررسی رفتار تولیدی مخزن و تعیین روشهای بهینهٔ بازیافت محسوب می‌شود. کاهش تراوایی موجب کاهش «دبی» یعنی «میزان تولید» از مخزن است. آب موجب کاهش تراوایی است زیرا اگر در واحد زمان، نفت و آب بخواهند همزمان از منافذ عبور کنند میزان تراوایی سنگ مخزن بین این سیالها تقسیم می‌شود. این ویژگی را اولین بار هانری دارسی Henry D'Arcy کشف کرد. از این رو، واحد اندازه‌گیری تراوایی به «دارسی» معروف است. در عمل معمولاً از «میلی دارسی» Milli-darcy استفاده می‌شود. سنگی به طول یک سانتیمتر و سطح مقطع یک سانتیمتر مربع دارای یک دارسی تراوایی است اگر مایعی به گرانروی یک «سانتی‌پواز» Centi-Poise بتواند با اختلاف فشار یک آتمسفر بین ورودی و خروجی آن در هر ثانیه از یک سانتیمتر مکعبِ آن عبور کند. واحد دارسی در سیستمهای علمی بر اساس سانتیمتر مربع بیان می‌شود.[8] ۱۰ دارسی معادل یک سانتیمتر مربع

←

گزارشهای رسمی[1] نشان می‌دهد که در ابتدای سال ۱۳۸۱ «بازیافتهای اولیه و ثانویه»[2] در مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه بوده است. برای جزئیات بیشتر به جدول شماره ۱ مراجعه می‌کنیم.

است. هانری دارسی را نباید با ویلیام ناکس دارسی William Knox D'Arcy اشتباه کرد که در سال ۱۹۰۱ میلادی، امتیازنامه معروف به دارسی را از مظفرالدین شاه قاجار گرفت.

ب - «فشار موئینگی» Capillary Pressure:

منافذ و شکافهای بسیار ریز موجود در سنگ مخزن همانند لوله‌های موئینه عمل می‌کنند به نحوی که باعث نگهداری نفت در آنها می‌شوند. به موازات استخراج نفت و کاهش فشار مخزن و افزایش فشار موئینگی، حرکت نفت در منافذ و تخلخل‌ها مرتباً مشکل‌تر می‌شود، لذا درصد قابل ملاحظه‌ای از نفت، درون منافذ سنگ مخزن محبوس خواهد شد.

ج - «تر شوندگی» یا Wettability:

«تر شوندگی» اصطلاحی است که به «پتانسیل شیمیایی» Chemical Potential موجود بین رابطهٔ سیال با «سطوح داخلی» تخلخلهای سنگ مخزن اطلاق می‌شود. اگر آب با آن سطوح در تماس باشد، اصطلاحاً سنگ مخزن را «آب - تر» یا «آب - دوست» Water Wet می‌نامند. در مواردی که نفت با آن سطوح در تماس باشد اصطلاحاً می‌گویند که سنگ مخزن «نفت - تر» یا «نفت - دوست» Oil Wet است. تزریق آب در مخازن نفت - دوست نتیجه مثبتی ندارد، در حالی که گاز در هر وضعیت، نفت موجود در خلل و فرجها را به نحو مؤثرتری در مقایسه با آب جابه‌جا می‌کند. برای توضیحات بیشتر به مقاله سوم دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

د - «گرانروی» Viscosity و گاز محلول در نفت:

«گرانروی» و میزان «گاز محلول در نفت» یا Dissolved Gas یا گاز همراه یعنی Associated Gas، نقش بسیار مهمی در «دبی» یا Rate یعنی میزان تولید از مخزن دارند. ملاحظه می‌شود که گرانروی از خصوصیات سیال موجود در مخزن است. با وجود این، به موازات استمرار تولید و کاهش فشار مخزن درصدی از گاز محلول در نفت خارج می‌شود، لذا حجم نفت موجود در مخزن کاهش می‌یابد که در کاهش میزان بازیافت نیز مؤثر است.

هـ - سابقه تاریخی تولید:

سابقه تاریخی تولید نقش بسیار مهمی در انتخاب روش بهینهٔ بازیافت و در نتیجه در میزان بازیافت نهایی از مخزن دارد. به بیان دیگر، آنچه در گذشته انجام داده‌ایم نقش بسیار مهمی در بازیافت نفت در آینده خواهد داشت.

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

۲. برداشت طبیعی یا بازیافت اولیه را در پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۱ تعریف کردیم. برای توضیح روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه و IOR و EOR فرض کنید ضریب بازیافت اولیه از مخزنی ۲۰ درصد است یعنی در وضعیت کنونی ۸۰ درصد نفت درجا در مخزن محبوس و غیرقابل استحصال باقی خواهد ماند. یکی از مسائل مهمی که مهندسین نفت با آن روبه‌رو هستند چگونگی برداشت از این حجم عظیم نفت باقیمانده در مخازن است. با استفاده از روشهای شناخته

←

جدول شماره ۱- ذخایر هیدروکربوری مایع (نفت + میعانات) (میلیارد بشکه)

مناطق	نوع ذخیره	بازیافت اولیه	بازیافت ثانویه	جمع	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۰	قابل استحصال در ابتدای سال ۱۳۸۱
مناطق خشکی	نفت	۹۲/۷۶	۲۱/٤۰	۱۱٤/۱٦	٤۹/۵۵	٦٤/٦۱
	میعانات	٦/۵٦		٦/۵٦	۰/۹۹	۵/۵۷
	جمع	۹۹/۳۲	۲۱/٤۰	۱۲۰/۷۲	۵۰/۵٤	۷۰/۱۸
مناطق دریایی	نفت	۱۱/۱۸	٦/٦۸	۱۷/۸٦	٤/۸۱	۱۳/۰۵
	میعانات	۱۵/۸۳	—	۱۵/۸۳	ناچیز	۱۵/۸۳
	جمع	۲۷/۰۱	٦/٦۸	۳۳/٦۹	٤/۸۱	۲۸/۸۸
جمع کل		۱۲٦/۳۳	۲۸/۰۸	۱۵٤/٤۱	۵۵/۳۵	۹۹/۰٦

منبع: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

شدهٔ مهندسی باید سعی کرد درصد دیگری از نفت باقیمانده استحصال شود. این روش‌ها را اصطلاحاً «بازیافت ثانویه» Secondary Recovery و «بازیافت ثالثیه» Tertiary Recovery می‌گویند. مجموع بازیافتهای اولیه و ثانویه و ثالثیه اصطلاحاً «بازیافت نهایی» Ultimate Recovery نامیده می‌شود، یعنی بخشی از کل نفتِ 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 می‌توان آن را تخمین زد.

روشهای بازیافت ثانویه و ثالثیه را نمی‌توان به دقت از یکدیگر جدا کرد، اما در حالت کلی می‌توان گفت که بازیافت ثانویه شامل افزایش تعداد حلقه چاههای حفر شده، حفاریهای افقی و مایل، بهبود تجهیزات روی زمینی برای استخراج بیشتر نفت از مخازن، تزریق آب، تزریق گاز، تزریق آب و گاز و نظایر آن است. با این همه می‌توان گفت آنچه عموماً از بازیافت ثانویه درک می‌شود، بخشی از تولید مخزن در طول عمر تولیدی آن است که تحت تأثیر فرآیند تزریق آب یا گاز حاصل می‌شود.

بعد از اجرای روشهای بازیافت ثانویه، اگر وضعیت مخزن و ملاحظات اقتصادی اجازه دهد می‌توان با استفاده از روشهای دیگر، میزان بازیافت را افزایش داد. این روشها عبارتند از تزریق «آب توان یافته» Enhanced Water Injection یعنی تزریق آب به همراه مواد شیمیایی مانند بی‌کربنات سدیم و پلیمرهای محلول در آب، تزریق گاز ازت، تزریق گاز کربنیک، روشهای حرارتی Thermal Methods، یعنی ایجاد احتراق در داخل چاه به‌منظور تولید بخار و حرارت برای افزایش فشار و تسهیل در «راندن» نفت، تزریق «حلالهای قابل امتزاج» Miscible Solvents به درون مخزن و روشهای میکربی Microbial Methods که با استفاده از میکرب بهائی نفت سنگین را به اجزاء کوچکتری تبدیل و قابل بهره‌برداری می‌کند. استفاده از روشهای بازیافت ثالثیه معمولاً همراه با ریسک است، لذا کاربرد این روشها مستلزم شناخت دقیق از ساختار و خصوصیات مخزن است که از عکس‌العمل مخزن به روشهای بازیافت ثانویه حاصل می‌شود. به روشهای بازیافت ثانویه اصطلاحاً روشهای «بهبود بازیافت نفت» یا IOR یعنی Improved Oil Recovery می‌گویند و به روشهای ثالثیه اصطلاحاً «بهره‌افزایی بازیافت نفت» یا EOR یعنی Enhanced Oil Recovery اطلاق می‌شود، هر چند این تفکیک چندان دقیق نیست.

در جدول شماره ۱ ملاحظه می‌شود که آمار رسمیِ بازیافت اولیه از مناطق خشکی و دریایی[۱] جمعاً ۱۰۳/۹٤ میلیارد بشکه[۲] و بازیافت ثانویه از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ۲۸/۰۸ میلیارد بشکه[۳] است. چون آمار رسمی نفتِ در جای اولیه موجود نیست، نمی‌توان ضرایب 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 آیندهٔ قابل پیش‌بینی می‌توان ۱۳۲ میلیارد بشکه از ذخایر درجایِ نفت کشور را برداشت کرد.[٤] در تفسیر این رقم توجه به دو نکته زیر ضروری است.

---

۱. «مناطق دریایی» را اصطلاحاً «فلات قاره» نیز می‌گویند. «فلات قاره» ترجمه Continental Shelf یا Continental Plateau (فرانسه) است که ظاهر کلمات مطلقاً مفهوم «مناطق دریایی» را نمی‌رساند. 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» می‌نامند. به جای فلات قاره، «ژرفاشیب» را هم در مواردی به کار برده‌اند. امروزه واژه «مناطق دریایی» بیشتر رایج است.

۲. ۹۲/۷٦ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۱/۱۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، *نفت و توسعه (۲)*. وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۳. ۲۱/٤۰ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ٦/٦۸ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع، صفحه ۸۱.

٤. یادآوری می‌شود که رقم ۱۳۲/۰۲ میلیارد بشکه فقط مربوط به بازیافتهای اولیه و ثانویهٔ نفت خام در مناطق خشکی و دریایی است و مایعات و میعانات به دست آمده در مناطق خشکی و دریایی را شامل نمی‌شود. در اینجا به تعریف اجمالی مایعات و میعانات می‌پردازیم.

میعان یعنی به مایع تبدیل شدن یا به مایع تبدیل کردن Condense، که عکسِ عمل تبخیر است. گازهای هیدروکربوری - یعنی ترکیبی از هیدروژن و کربن - را که در فشار و حرارت سنگ مخزن به حالت گاز و در فشار و حرارت متعارفِ سطح زمین به حالت مایع است، اصطلاحاً «میعانات» Condensate یا «کندانسه» می‌گویند. کندانسه یا میعانات از بوتان Butane، پروپان Propane، پنتان Pentane و کمی اتان Ethane و متان Methane تشکیل شده است. کندانسه، هیدروکربوری بی‌بو و بی‌رنگ مانند آب مقطر است که سبک‌ترین و گران‌ترین نفت محسوب می‌شود.

«مایعات گازی» Gas Liquids یا «مایعات گاز طبیعی» Natural Gas Liquids یا NGL معمولاً همراه با تولید گاز طبیعی حاصل می‌شود، یعنی گازهای سبک‌تر در اثر تغییر دما و فشار به مایع تبدیل می‌شود. مایعات گاز طبیعی به وسیله دستگاههای «جداساز» یا Separators در میادین و یا در پالایشگاههای گاز Gas Processing Plants از گاز طبیعی جدا می‌شود. مایعات گاز طبیعی را نباید با «گاز طبیعی مایع شده» یا Liquefied Natural Gas (LNG) اشتباه کرد. LNG همان گاز طبیعی است که عمدتاً از متان تشکیل شده و در منهای ۲٦۰ درجه

←

نکته اول ـ رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه دلالت بر بازیافتهای اولیه و ثانویه و ثالثیه[1] دارد، یعنی با توجه به ساختار طبیعی مخازن و با استفاده از روشهای افزایش بازیافت می‌توان چنین حجمی از نفت درجای اولیه را استخراج کرد. بدیهی است چنین رقمی برآوردِ اولیه‌ای بیش نیست زیرا:

اولاً اگر شناخت ما نسبت به خصوصیات مخازن نفتی کشورمان افزایش یابد، برآورد بازیافتهای اولیه و ثانویه در جهت مثبت یا منفی تغییر خواهد کرد.

ثانیاً اگر به هر دلیلی امکان به کارگیری روشهای افزایش بازیافت محدود شود، یا به هر دلیل دیگری امکانات بیشتری برای کاربرد این روش‌ها فراهم شود، یعنی اوضاع و احوال اقتصادی و هزینه‌ها و قیمت به ویژه قیمت نفت خام تغییر کند، برآوردهای اولیه افزایش بازیافت در جهت منفی یا مثبت تغییر خواهد کرد.

نکته دوم ـ رقم ۱۳۲ میلیارد بشکه حداکثرِ میزانی است که با توجه به شناخت کنونی از مخازن و کاربرد روشهای ازدیاد بازیافت می‌توان از «نفت در جای اولیه»[2] برداشت کرد. بنابراین، باید نفتی را که تاکنون از کلیه میادین برداشت شده است از این رقم کسر کرد تا «ذخیرهٔ نفت باقیمانده»[3] یا ذخیرهٔ قابل استحصال باقیمانده به صورتهای اولیه و ثانویه به دست آید.

فارنهایت یا ۱۶۱ درجه سانتیگراد به مایع تبدیل می‌شود و حجم آن به یک ـ ششصدم اولیه کاهش می‌یابد، لذا به وسیله کشتی‌های مخصوص قابل حمل و نقل است.

در آمارهای رسمیِ مربوط به ذخایر هیدروکربوری مایع، معمولاً مجموع نفت خام و میعانات و مایعات گازی NGL گزارش می‌شود. با وجود این، ملاحظه می‌شود که در جدول شماره ۱ میعانات اعم از میعانات نفتی و مایعات گازی است. در مواردی نیز مایعات گازی را اعم از میعانات می‌دانند، مانند *سالنامه آماری انرژی جهانی* از انتشارات شرکت نفت BP، که مجموع نفت خام و مایعات گاز طبیعی یعنی NGL را گزارش می‌دهد که شامل میعانات نیز هست. *سالنامه آماری اوپک* نیز NGL یا مایعات گازی را اعم از میعانات می‌داند. به هر صورت، مایعات گازی و میعانات خصوصیات تقریباً مشترکی دارند.

۱. بعد از این، هر جا از «بازیافت ثانویه» نام می‌بریم، منظور بازیافتهای ثانویه و ثالثیه است.

2. Original Oil in Place
3. Remaining Reserves

چنانکه در جدول شماره ۱ ملاحظه می‌شود کل تولیدات انباشتی نفت خام تا پایان سال ۱۳۸۰ از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ٥٤/٣٦ میلیارد بشکه بوده است،[1] لذا حجم نفت باقیماندهٔ قابل استحصال به صورت بازیافتهای اولیه و ثانویه از مناطق خشکی و دریایی جمعاً ٧٧/٦٦ میلیارد بشکه خواهد بود.[2]

بنابر آنچه گفته شد، باید در بهره‌برداری از مخازن نفتی کشور اولویت ویژه‌ای برای «افزایش ضریب بازیافت» قائل شویم. اگر بتوان ضریب بازیافت[3] را مثلاً دو درصد افزایش

---

۱. ٤٩/٥٥ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ٤/٨١ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۱.

۲. ٦٤/٦١ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و ۱۳/۰٥ میلیارد بشکه از مناطق دریایی، همان منبع صفحه ۸۱. برخی آمارهای غیررسمی نشان می‌دهد که حجم نفت باقیماندهٔ قابل استحصال از مناطق خشکی (اولیه و ثانویه) کمتر از ٥٠ میلیارد بشکه است.

۳. متأسفانه وزارت نفت آمار رسمی برای ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی و دریایی منتشر نکرده است. با تکیه بر آمارهای غیررسمی می‌توان گفت که ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق خشکی به ترتیب حدود ۲۱ درصد و ٥ درصد است یعنی جمعاً ۲٦ درصد و ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه در مناطق دریایی به ترتیب ۱۲ درصد و ٦ درصد یعنی جمعاً حدود ۱۸ درصد است. در تفسیر آمارهای منتشره در مورد ضریب بازیافت، باید حتماً به این نکته توجه داشت که آیا رقم ارائه شده مربوط به ضریب بازیافت اولیه است یا بازیافتهای ثانویه و ثالثیه را نیز شامل می‌شود. همچنین، باید متوسط ضریب بازیافت برای کل میادین کشور را از ضریب بازیافت برای میدانی خاص تفکیک کرد. مثلاً اگر فرض کنیم متوسط ضرایب بازیافت اولیه و ثانویه از مخازن واقع در مناطق خشکی ۲٦ درصد است، نمی‌توان چنین استنتاج کرد که به علت عدم دسترسی به دانش فنی، ۷٤ درصد از نفت درجا در هر یک از مخازن کشور قابل استحصال نیست.

پژوهشگران اقتصاد نفت باید بیشتر به ضرایب بازیافت در هر یک از میادین نفتی توجه داشته باشند. مثلاً میدان «لالی» شاید یکی از بدترین مخازن کشور باشد که ضریب بازیافت آن کمتر از ۱۰ درصد است در حالی که ضریب بازیافت اولیه میدان اهواز - آسماری و یا میدان منصوری حداقل ٤۰ درصد و ضریب بازیافت اولیه و ثانویه آن میدانها به شرط تزریق گاز ٦٥ درصد است. در مورد میادین دریایی نیز باید به طیف گسترده ضرایب بازیافت توجه داشت. مثلاً ضرایب بازیافت اولیه میادین رشادت و رسالت (رخش و رستم سابق) حدود ۱۰ تا ۱۲ درصد است در حالی که برداشت طبیعی یعنی بازیافت اولیه از میدان سلمان تقریباً ٤٥ درصد است و به شرط تزریق گاز به ٦۰ درصد نیز می‌رسد. به‌همین ترتیب می‌توان گفت که ضریب بازیافت طبیعی از میدان درود ۳۰ درصد است که با استفاده از روشهای مناسب بازیافت ثانویه به ٦۰ درصد نیز قابل افزایش است. حتی تفکیک ضرایب بازیافت در لایه‌های مختلف برخی از مخازن (مانند لایه‌های ماسه‌ای و لایه‌های آهکی یا کربناته مخزن اهواز ـ آسماری) نیز ضروری است. می‌دانیم ←

داد، تقریباً ۹میلیارد بشکه نفت اضافی قابل استحصال است[1]. بنابراین اگر قیمت نفت خام را در بلندمدت بشکه‌ای ۲۵دلار فرض کنیم، تقریباً ۲۲۵میلیارد دلار درآمد ناخالصِ اضافی نصیب نسلهای آینده خواهد شد. با توجه به اینکه ضریب بازیافت از مخازن نفتی کشورمان در مقایسه با میانگین جهانی - یعنی تقریباً ۳۰ درصد - بسیار پایین است، ظرفیت افزایش ضریب بازیافت بسیار بالا است.

یکی از سؤالات 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 بازیافت از مخازن نفتی کشور چیست؟ در ادامه این مقاله نشان خواهیم داد که شرایط لازم و کافی به ترتیب عبارتند از شناخت دقیق‌تری از مخازن و محاسبه دقیق میزانِ گاز مورد نیاز برای تزریق در میادین نفتی. از این جهت، معیار تشخیص منافع ملی در چارچوب مسئله بسیار مهمِ «تولید صیانتی از میادین نفتی کشور» این است که اولاً آیا مطالعات جامعی درباره مخازن کشور صورت گرفته است؟ و ثانیاً آیا الگوی بهینه عرضه گاز طبیعی در کشورمان مطالعه شده است؟

۳. مطالعات جامع مخازن: شرط لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی

تولید صیانتی از میادین نفتی مستلزم مطالعهٔ رفتار تولیدیِ میدان درخلال زمان است. ارزیابی دقیق از خصوصیاتِ طبیعی مخزن و بررسی رفتار مخازنِ مشابه[2] در سایر نقاط جهان، طراحی مدلهای ریاضیِ مخزن برای «شبیه‌سازی»[3] جهت دستیابی به الگوی تولید بهینه،

ضریب بازیافت از مخازن ماسه‌ای معمولاً بیش از مخازن آهکی است. یادآوری می‌کنیم که بیشتر مخازن نفتی کشورمان از نوع مخازن سنگ‌آهکی است. نکته دیگری که درباره ضرایب بازیافت نباید فراموش کرد این است که ضرایب بازیافت برای مناطق خشکی و یا مناطق دریایی باید «میانگین وزنیِ» ضرایب بازیافتِ هر یک از میادین باشند نه «میانگین حسابی».

۱. بر اساس این فرض که مقدار نفت درجا حدود ٤٥٠ میلیارد بشکه است.

۲. یعنی مخازنی که ساختارهای طبیعیِ مشابه با مخازن ما دارند.

3. Simulation

استفاده از این مدلها برای پیش‌بینی و نیز برای تطبیق دادن تاریخچهٔ عملکرد مخزن با دلالتهای مدل وبررسی عکس‌العمل مخزن نسبت به فرآیند تولید در خلال زمان، از شرایط لازم برای طراحی روشهای مناسب جهت بهبود ضریب بازیافت است. بنابراین، مطالعه جامع مخازن همزمان با شروع بهره‌برداری از آنها آغاز می‌شود و تا پایان عمر مخازن ادامه می‌یابد. بدون مطالعهٔ جامع و مستمر مخازن قطعاً موازین تولید صیانتی رعایت نخواهد شد و چه بسا میلیاردها بشکه نفتِ در جا، با روشهای شناخته شده موجود، غیرقابل استحصال باقی خواهد ماند.

از خرداد ۱۲۸۷ شمسی مطابق با ۲۶ ماه مه ۱۹۰۸ میلادی که با کشف میدان نفتی مسجدسلیمان تولید نفت را در خاورمیانه آغاز کردیم، بیش از ۹۵ سال می‌گذرد. بنابراین باید انتظار داشت که علاوه بر حجم عظیمی از مطالعات جامع درباره مخازن نفت و گاز در کشورمان، تحقیقات وسیعی نیز درباره مدلهای ریاضیِ شبیه‌سازی و ارزیابی رفتار مخازن در طول زمان و همچنین واکنش آنها نسبت به روشهای مختلف مهندسی برای بهبود بازیافت، به نتیجه رسیده باشد و ثمرات آنها در ازدیاد بازیافت از میادین عظیم نفتی کشور مطالعه شده باشد. علی‌رغم مطالعات گذشته در این خصوص که پیشرفتهایی نیز به دنبال داشته است[1] متأسفانه گزارشهای موجود نشان می‌دهند که به مسئله‌ای چنین کلیدی و راهبردی در تأمین منافع ملی توجه کافی نشده است.

وزیر نفت در این باره چنین می‌نویسد: «متأسفانه طی سالهایی طولانی، به دلایلی متعدد، از جمله جنگ تحمیلی ... هیچ مطالعه‌ای جدید با استانداردهای شناخته شده ... برای به روز کردن مطالعات انجام شدهٔ 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

۱. به مقالات دکتر سعیدی در همین ویژه‌نامه مراجعه شود.

طرح توسعه و افزایش بازیافت نفت [برای] تقریباً ۶۰ میدان در دستور کار وزارت نفت قرار گرفت.»[1]

چنین تأخیری را در مسئله‌ای که مستقیماً با منافع ملی مرتبط است چگونه می‌توان توجیه کرد؟ وزیر نفت این امر را ناشی از «دلایل متعددی» می‌داند، اما متأسفانه فقط به «جنگ تحمیلی و محدودیتهای تبعی ناشی از آن» اشاره می‌شود، هرچند می‌دانیم که سالهاست جنگ تحمیلی به پایان رسیده است. با وجود این باید گفت که شروع این مطالعات - هرچند با تأخیر بسیار زیاد - نوید بخشِ توجه به تولید صیانتی است، لذا گامی مثبت در تأمین منافع ملی محسوب می‌شود.

حضور فعالِ نیروهای متخصص و کارشناسان دلسوز و آگاه و باتجربه شرط لازم برای ثمربخشی مطالعات 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 عمرِ مفید خود هستند[2] و لذا نیازمند مراقبتهای ویژه‌اند تا بتوان بازیافت نفت از آنها را افزایش داد. وابستگی

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۱.

۲. آمارهای غیررسمی نشان می‌دهد که حدود ۹۰ درصد ذخایر نفتی کشور در میادین 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 تولیداتِ مناطق نفت خیز جنوب نیز از همین ۸ میدان تأمین می‌شود. این میادین به شرح زیر است: (توضیح اینکه اعداد داخل پرانتز، سال کشف مخزن را نشان می‌دهند. همچنین اصطلاحات آسماری و بنگستان را در ادامه این پاورقی توضیح داده‌ایم.) اهواز (آسماری ۱۳۳۷)، گچساران (آسماری ۱۳۱۶ + بنگستان ۱۳۴۰)، مارون (آسماری ۱۳۴۲)، آغاجاری (آسماری ۱۳۱۵+بنگستان ۱۳۳۶)، کرنج (آسماری ۱۳۴۲)، رگ سفید (آسماری ۱۳۴۳+بنگستان ۱۳۴۳) بی‌بی‌حکیمه (آسماری ۱۳۴۰+بنگستان ۱۳۴۰)، کوپال (آسماری ۱۳۴۴+بنگستان ۱۳۴۴). ملاحظه می‌شود که از این میدانهای عظیم و فوق عظیم سالهاست که برداشت می‌شود، لذا حجم قابل ملاحظه‌ای از ذخایر نهایی آنها تخلیه شده است. یادآوری می‌شود که میدانهای عظیم نفتی Giant Oil Fields، میدانهایی است که ذخایر نهایی آنها بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه باشد. میدانهایی که ذخایر نهایی آنها بیش از ۱۰ میلیارد بشکه است، میدانهای فوق عظیم یا Super Giant Fields نام دارند، مانند میادین اهواز، مارون و گچساران در کشور ما و میدان «قوار» Ghawar در عربستان که بزرگ‌ترین میدانِ شناخته شدهٔ نفتی است و میادین «بورگان» Burgan در کویت، کرکوک در عراق و «بولیوار کستال» Bolivar Costal در ونزوئلا.

برای تبیین اصطلاحات «آسماری و بنگستان» باید نخست اصطلاح «سازند» یا Formation را تعریف کنیم. سازنده به مجموعه‌ای از سنگهای مخزن اطلاق می‌شود که کم و بیش خصوصیات یکسانی داشته باشند به گونه‌ای که ←

اقتصاد ما به درآمدهای حاصل از صادرات نفت به وضعیتی بسیار نگران‌کننده رسیده است و رشد سریع مصرف داخلیِ فرآورده‌های نفتی افق چندان روشنی را برای صادرات نفت خام در آینده ترسیم نمی‌کند. بدین سبب، باید انتظار داشت که هم‌اکنون صدها مهندس و کارشناس با تجربه و آگاه نفتی مسئولیت مراقبت از میدانهای فرسوده نفتی و میدانهای جدید را برعهده داشته باشند تا بتوان امیدوار بود که با حداقل ۱۰ درصد افزایش در ضریب بازیافت، حجم بیشتری از ذخایر عظیم نفت استحصال شود. به بیان دیگر، یکی از شاخصهای رعایت منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن نفتی، حضور گسترده کارشناسان و مهندسان با تجربهٔ نفت است. آیا چنین بوده است؟

وزیر نفت دراین 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 بالادستیِ صنعت نفت کشور نیز کمتر از ۷ نفر است»[1]. کاستیهای گذشته در توسعه نیروی انسانی در مهندسی نفت و فقدان توجه کافی به پرورش کارشناسان آگاه به مخازن نفتیِ کشور، قطعاً موجب شده است که منافع ملی در تولید صیانتی از مخازن عظیم نفتی به نحو شایسته‌ای تأمین نشود.

بتوان آن مجموعه را یک «واحد» نامید، که اصطلاحاً به آن «لایه» Layer نیز می‌گویند. این سازندها در اعماق زمین قرار دارند. تشخیص این سازندها و به ویژه حد فوقانی سازند یا Formation Top از مسائل اساسی زمین‌شناسان است. نام این سازندها معمولاً نام محلی است که این سازند از زیرزمین به سطح زمین می‌رسد. مثلاً «سازند بنگستان» به علت توسعه این سازند در کوه بنگستان، چنین نام‌گذاری شده است؛ همین‌طور سازند آسماری. سازند بنگستان با ضخامت ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ متر که قدمت آن به ۷۰ تا ۹۰ میلیون سال قبل می‌رسد در سرتاسر حوزه زاگرس توسعه دارد. این سازند که از طبقات آهکی یا شنی تشکیل شده است در خوزستان و بخشهایی از لرستان در زیرزمین قرار دارد. سازند آسماری که عمدتاً دارای لایه‌های آهکی متخلخل است به ۲۰ تا ۳۰ میلیون سال قبل برمی‌گردد. این سازند در ناحیه زاگرس توسعه یافته است و در خوزستان بیشتر در زیرزمین قرار دارد. از نظر علمی، لایه‌های بنگستان در دوران Upper Cretaceous (کرتاسه) ایجاد شده است که شامل مقاطع Stages زیر می‌شود: Maestrichtain, Senonian, Turonian. مطالعات مخازن با توجه به لایه‌های مختلفِ سازندها انجام می‌شود.

۱. «سخنرانی وزیر نفت در دانشکده اقتصاد دانشگاه تهران»، به نقل از روزنامه رسالت، یکشنبه ۱۴ مرداد ۱۳۸۰، صفحه ۴. همچنین *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۵۶.

اخیراً وزارت نفت کوششهایی را در تربیت نیروی انسانی در امور مربوط به مخازن نفتی کشور آغاز کرده است.[1] این کوششها موقعی ثمربخش است که استانداردهای علمی در برنامه‌ریزیهای آموزشی و پژوهشی در سطوح فوق لیسانس و دکتری با جدیت رعایت شود. این امر برای دوره‌های دکتری در داخل کشور اهمیت ویژه‌ای دارد. عدم رعایت استانداردهای علمی برای دوره‌های دکتری در داخل خسارات جبران‌ناپذیری به همراه خواهد داشت. منطقاً دوره‌های دکتری را باید هنگامی راه‌اندازی کرد که ظرفیت و امکانات پژوهشی در سطح رضایت‌بخشی موجود باشد و استادانی که در مرز دانش هستند و نوآوریهایی داشته‌اند به تعداد کافی و به صورت تمام‌وقت در دسترس باشند؛ در غیر اینصورت نخست باید به ترتیب استادان توانا و آشنا با مرزهای دانش پرداخت و سپس به کمک آنان دوره‌های دکتری را تأسیس کرد. با اینهمه اکنون که دوره‌های دکتری در مهندسی نفت، علی‌رغم فقدان پیش‌نیازها، راه‌اندازی شده است باید با تمام توان جهت رفع کمبودها برنامه‌ریزی کرد.

از طرف دیگر برنامه‌های آموزشی و پژوهشی دانشجویان اعزامی به خارج از کشور باید با نیازهای کشورمان منطبق باشد. از این رو باید سعی شود دروس مربوط به «مخازن شکافدار» در دوره‌های فوق لیسانس و دکتری برای دانشجویان اعزامی به خارج از کشور به میزان لازم و کافی گنجانده شود و در تدریس آنها از استادانی استفاده شود که به لحاظ نظری و عملی با این مخازن به خوبی آشنا هستند زیرا بیش از ۹۰ درصد ذخایر کشور در چنین مخازنی است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱. در سال ۱۳۸۰ رشته مهندسی نفت در سطح دکتری با همکاری دانشگاه صنعتی شریف و پژوهشگاه و دانشگاه صنعت نفت با پذیرش ٤ دانشجو در مخازن هیدروکربوری و یک دانشجو در اکتشاف و یک دانشجو در حفاری تأسیس شد. (به صفحه ٦٠ کتاب *نفت و توسعه (۲)* از انتشارات وزارت نفت ، شهریور ۱۳۸۱ مراجعه شود). جمعاً ۱۱۸ دانشجو در مقطع کارشناسی ارشد در خلال سالهای ۱۳۷۸ و ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰ در رشته‌های مخازن هیدروکربوری، زمین‌شناسی نفت، مهندسی زیردریا و حفاری به خارج از کشور اعزام شده‌اند. (همان منبع صفحه ۵۹).

توجه به «مطالعات میدانی»[1] حائز اهمیت بسیار است. دانش آموختگان فوق لیسانس و دکتری که از خارج بر می‌گردند باید معلومات نظری و عملی خویش را که در خارج از کشور کسب کرده‌اند با خصوصیات مخازن کشور تطبیق دهند. از این رو لازم است چند سالی را با راهنمایی استادان و مهندسان باتجربه به مطالعات میدانی بپردازند تا توان و آمادگی لازم را برای شروع فعالیت در میادین کشور کسب کنند.

با توجه به ضرورت و تأخیر زیادی که در مطالعات جامع مخازن شده بود، اجرای این مطالعات به شرکتهای مشاوره‌ای ایرانی و خارجی سپرده شده است. وزارت نفت در این باره چنین می‌نویسد: «متأسفانه ... هیچ‌گونه ظرفیت قابل ملاحظه مشاوره نفت در بخش بالادستی ... در داخل کشور پا نگرفته بود. برای تقویت این ظرفیتها مقرر شد که مطالعات میدانهای نفتی به مشارکتهایی از شرکتهای ایرانی و شرکتهای خارجی معتبر به صورت مشترکاً ـ منفرداً واگذار شود»[2] و «حاصل این سیاست، تشکیل و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسیِ مشاوره برای مطالعات مخازن هیدروکربوری ... است.»[3] سؤال این است که با کمبود نیروهای آگاه و با تجربه ایرانی، چگونه می‌توان مطالعات جامع مخازن را با منافع ملی همسو کرد؟

۱-۳. کارشناسان ایرانی، شرکتهای خارجی، مطالعات راهبردی مخازن و بیع متقابل

در مباحث گذشته دیدیم که افزایش ضریب بازیافت تابعی از ساختار و خصوصیات طبیعی مخازن، دانش فنی مناسب و بررسیهای اقتصادی از دیدگاه «هزینه ـ فایده» است. از این رو آشنایی کامل با مخازن نفتی کشور و دقت در سوابق تاریخیِ تولید از آنها، نقش مهمی در مدیریت مخازن برای افزایش ضریب بازیافت دارد. تولید صیانتی از مخازن به معنای حداکثرسازی میزان استخراج نفت در هر مقطع زمانی نیست بلکه روشی صیانتی است که

1. Field Studies

۲. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۲۰۶.

۳. همان منبع، صفحه ۲۰۷.

بتواند مجموع کل تولید از مخزن را در خلال عمر مفید آن و با توجه به محدودیتهای ناشی از خصوصیات طبیعی و وضعیت فعلی مخزن، همچنین ملاحظات اقتصادی مانند قیمت نفت خام و هزینه‌های مربوط به افزایش بازیافت حداکثر کند، لذا تولید صیانتی به معنای «بهینه‌سازی»[1] تولید است.

بنا بر آنچه گفته شد فقط کارشناسانی می‌توانند بهترین راهبرد را برای مدیریت مخازن و افزایش ضریب بازیافت طراحی کنند که آشنایی و تجربه لازم و کافی را با خصوصیات طبیعی و ساختار و رفتار مخازن نفتی کشور داشته باشند. بنابراین می‌توان گفت که کارشناسان مطلع و با تجربهٔ ایرانی در مقایسه با کارشناسان خارجی مزیت مطلق دارند. متأسفانه عدم توجه به سرمایه‌گذاری به میزان لازم و کافی در سالهای گذشته برای ارتقاء دانش فنی در مهندسی نفت و مخازن موجب شده است که هم‌اکنون تعداد کارشناسان مطلع و با تجربه ایرانی بسیار اندک باشد. با اینهمه نباید نتیجه گرفت که کمبودهای موجود را به سهولت می‌توان با کارشناسان و شرکتهای مشاوره‌ای 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. متأسفانه برخی از سیاستگذاران و مسئولان صنعت نفت کشور بیش از اندازه به کارشناسان خارجی یا به شرکت‌های مشاوره‌ای خارجی اعتماد می‌کنند و به جای اینکه سوابق کارشناسی و تخصصی آنان را در مخازن کشور ما ارزیابی کنند، صرفاً «خارجی بودن» را دلیل کافی برای صلاحیت‌های علمی و عملی می‌دانند.

مطالعات جامع مخازنِ «شکافدار[2]» ایران به علت فرآیندهای خاص خود، مستلزم دو شرط زیر است: اولاً وجود «مدل ریاضیِ شبیه‌ساز[3]» که بتوان به کمک آن کلیه فرآیندهایی را که در این مخازن به وقوع می‌پیوندد به دقت بررسی کرد و عکس‌العمل مخزن را نسبت

---

۱. این بهینه‌سازی در زمان و با توجه به محدودیتهای ناشی از خصوصیات طبیعی مخزن و قیود فنی و اقتصادی انجام می‌شود، لذا تحت شمولِ «بهینه‌سازی پویا» Dynamic Optimization قرار می‌گیرد.

۲. Fractured یا Dual Porosity. برای توضیحات مربوط به این مخازن به پاورقی شماره ۲ صفحه ۲۸ مراجعه کنید.

3. Mathematical Simulation Model

به روشهای مختلفِ بهبودِ بازیافت محاسبه کرد. ثانیاً وجود افراد باتجربه که آشنایی کافی با این مسائل داشته باشند. سوابق کار نشان می‌دهد که در هر دو مورد کمبودهای بسیار جدی وجود دارد. با وجود این «مهندسان مشاور خارجی دارای این خصوصیات نیستند «زیرا نه تنها مدلهای ریاضی آنان فاقد برخی از فرآیندهای مهم و اساسی است که در مخازن شکاف‌دار کشور ما وجود دارد بلکه تجربیات کاری آنان نیز در مورد مخازن ما رضایت‌بخش نیست.»[۱]

در وضعیت فعلی که وزارت نفت تصمیم گرفته است از کارشناسان و شرکتهای مشاوره‌ای خارجی استفاده کند، برنامه‌ریزی برای استفاده از کارشناسان خارجی باید چنان باشد که مطالعه هیچ میدانی به ویژه میادین «فوق عظیم نفتی»[۲] مستقلاً در اختیار شرکتهای خارجی قرار نگیرد و در همکاریهای مشترک نیز مدیریت مطالعات چنان باشد که تصویب راهبردها درنهایت تحت نظر کارشناسان با تجربه ایرانی انجام شود.

چنانکه گفته شد افزایش ضریب بازیافت از مخازن نفتی صرفاً مسئله‌ای فنی نیست، بلکه ارتباط مستقیمی با الگوهای مدیریتی وزارت نفت دارد. هرگاه ساختارهای مدیریتی چنان باشد که به کارشناسان خبره و با تجربهٔ مخازن نفتی کشور ارزشی به مراتب بیش از کارشناسان خارجی داده شود، نظام مطالعات جامعِ مخازن کشور رشدی درون‌زا خواهد داشت و لذا شرایط لازم برای افزایش ضریب بازیافت و تولید صیانتی از مخازن نفتی فراهم خواهد شد. حاصل اینکه واگذار کردنِ مطالعات میدانهای نفتی به شرکتهای ایرانی و شرکتهای خارجی به صورت «مشترکاً ـ منفرداً»[۳] و سازماندهی بیش از ۲۸ شرکت مهندسی مشاور برای مطالعات مخازن هیدروکربوری[۴] هنگامی ثمربخش است که ملاحظات سابق‌الذکر رعایت شود.

---

۱. نقل قول از دکتر سعیدی - ضمناً ارزیابی ایشان از نتایج به دست آمده از چهار مطالعه انجام شده توسط شرکتهای «مشاوره‌ای خارجی - داخلی» درباره مخازن کشور، مؤیدی بر این نکته است.

2. Super Giant Oil Fields

۳. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۲۰۶.

۴. همان منبع، صفحه ۲۰۷.

با استفاده از مباحث بالا، نکاتی را در عملکرد قراردادهای بیع متقابل در تأمین منافع ملی مطرح می‌کنیم. قراردادهای بیع متقابل برای توسعه میادین نفتی و افزایش ضریب بازیافت معمولاً با محدودیت مدت قرارداد (۷ تا ۱۰ سال) مواجه است. در چنین وضعیتی، تمایل شرکتهای خارجی که تأمین کننده سرمایه‌اند، این است که از چنان روشهایی برای بهره‌برداری از میادین استفاده کنند که در حداقلِ زمان حداکثرِ بازیافت را نتیجه دهد، زیرا این شرکتها علی‌القاعده برطبق ضوابط بنگاه‌داری عمل می‌کنند و لذا صرفاً به دنبال تأمین رضایت «سهامداران» خود هستند نه تأمین منافع نسل فعلی و نسلهای آینده کشور ما.

با توجه به نکاتی که قبلاً درباره علل کاهش بازیافت از مخازن گفتیم،[1] می‌توان به طور ساده روشهای افزایش بازیافت را به دو دسته کلی به شرح زیر تقسیم کرد:

- «جابه‌جاییِ[2]» کمِ نفت اما سریع،
- جابه‌جاییِ زیادِ نفت اما آهسته.

روش اول 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؛ لذا میزان نفت جابه‌جا شده در خلال عمر مفید مخزن کم خواهد بود. در روش دوم فرآیند بازدهی کند است یعنی در کوتاه‌مدت میزان بازیافت نفت از مخزن، در مقایسه با روش اول، افزایش کمتری دارد لیکن این افزایش در میان‌مدت و بلندمدت استمرار خواهد داشت به نحوی که در میان‌مدت از روش اول پیشی می‌گیرد. به بیان دیگر، روش اول تنها در کوتاه‌مدت ممکن است جذاب‌تر باشد در حالی که با روش دوم بهتر می‌توان منافع ملی را در بلندمدت تأمین کرد.[3]

---

۱. به پاورقی شماره ۱ در صفحه ۳۲ و پاورقی شماره ۲ در صحفه ۳۳ و پاورقی شماره ۳ در صفحه ۳۷ مراجعه کنید.

۲. Displacement - منظور از واژه «جابه‌جایی نفت» این است که نفت موجود در منافذ سنگ مخزن به سوی شکاف‌ها و نهایتاً به سوی چاه تولیدی «جابه‌جا» شود.

۳. این مسئله به ویژه با توجه به خصوصیات طبیعی مخازن نفتی کشورمان حائز اهمیت فراوان است. می‌دانیم که سنگ مخازن نفتی کشور عموماً از نوع آهکی یا کربناته و «شکافدار» یعنی Fractured است. از مهم‌ترین «سازوکارهای رانش» Drive Mechanism در این گونه مخازن، «ریزش ثقلی» Gravity Drainage است. در این سازوکار، ←

روشهای بازیافت از نوع اول گزینه مناسبی برای شرکتهای خارجی است زیرا اصلِ سرمایه و بهره و پاداش خود را در همان سالهای نخستینِ قرارداد بیع متقابل دریافت می‌کنند، در حالی که روشهای بازیافت از نوع دوم تأمین کنندهٔ منافع ملی است زیرا حجم نفت اضافیِ به دست آمده در میان‌مدت و در طول عمر مفید مخزن به مراتب بیشتر است.

این فرضیه را به سادگی نمی‌توان رد کرد که اگر مطالعه مخازن را برعهده آن دسته از شرکتهای خارجی بگذاریم که در برخی موارد، خود یا همکارانشان کاندیدای عقد قراردادهای بیع متقابل برای همان میادین هستند، آن گاه نتایج تحقیقات احتمالاً به نفع روشهای بازیافتِ 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 شدنِ زمان باز پرداخت نتیجه‌ای جز افزایش بهره و پاداش یعنی گران‌تر شدنِ پروژه نخواهد داشت. بدین سبب، اصول «بنگاه‌داری» دلالت بر آن می‌کند که این شرکتها با توصیه روشهای نوع اول - و لذا ارزانتر نشان دادن پروژه - فرصتهای بهتری را در عقد قراردادهای بیع متقابل به دست آورند.

برخی پژوهشگران، کاستیهای سابق الذکر درباره قراردادهای بیع متقابل را به محدودیتهای موجود در قانون اساسی مرتبط دانسته‌اند و چنین استدلال می‌کنند که قرار

گاز موجود در مخزن باعث جابه‌جایی نفتِ درون منافذِ سنگ مخزن می‌شود. نکته مهم این است که ثمربخشی این سازوکار تابعی از نفوذ پذیری Permeability سنگ مخزن (پاورقی شماره ۱ صفحه ۳۲) و اختلاف بین وزن مخصوص نفت و وزن مخصوص گاز و یا آب و خصوصیات موئینگی سنگ مخزن Capillary Pressure (ادامه پاورقی شماره ۱ در صفحه ۳۳) است. هرگاه میزان تولید، یعنی دبی تولید افزایش یابد، بازدهی این سازوکار کمتر می‌شود زیرا «فرصت» کافی به نفتِ خارج شده از منافذِ ریزسنگ مخزن داده نمی‌شود که مسیر طولانیِ رسیدن به محل تولید را طی کند. برعکس، هرگاه تولید از مخزن متوقف شود یا با دبی کمتر انجام شود، نفت خارج شده از منافذ سنگ مخزن موجب افزایش ستون نفتی در مخزن می‌شود. کاهش چشمگیر تولید از مخزن آغاجاری (در دوران جنگ تحمیلی) و سپس تولید با دبی کم، موجب افزایش قابل ملاحظه بازیافت از این میدان شده است. ملاحظه می‌شود که «چگونگی» استخراج نفت نقش مؤثری در تولید صیانتی از مخازن دارد.

دادهای «مشارکت در تولید»[1] و «اعطای پروانه بهره برداری»[2] هماهنگی بیشتری با تأمین منافع ملی دارد زیرا شرکتهای خارجی خود را در «نفت درجای مخزن» سهیم می‌بینند و لذا می‌کوشند با مطالعاتی جامع در مخازن و استفاده از آخرین پیشرفتهای فنی، ضریب بازیافت را به حداکثر برسانند. 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. حداقل به دو دلیل این استدلال مردود است.

دلیل اول - اگر مطالعات جامع مخازن در دسترس باشد و روشهای بهینهٔ افزایش بازیافت برای تولید صیانتی از مخازن نفتی به دقت مطالعه شده باشد، می‌توان اجرای آن را درچارچوب قراردادهای بیع متقابل به شرکتهای خارجی واگذار کرد و با مدیریتی توانا بر نحوه اجراء نظارت کامل داشت. بنابر این، به جای آنکه تقصیر را متوجه رژیم حقوقی بیع متقابل و محدودیتهای قانون اساسی کنیم باید بکوشیم تا اولاً مطالعات جامع مخازن به نحو شایسته و صحیحی به نتیجه نهایی برسد و ثانیاً «نهادهای نظارتی» - که باید ناظر بر حسن اجرای قراردادهای بیع متقابل باشد - بیش از پیش قوی‌تر و منسجم‌تر شوند.

دلیل دوم - فرض کنید اعطای پروانه بهره‌برداری یا مشارکت در تولید یعنی مالکیت شرکتهای خارجی بر نفتِ موجود در مخازن نفتی کشور یا نفت تولید شده در سر چاه، به تأیید قانون اساسی برسد. با وجود این، ساده‌اندیشی است اگر گمان کنیم شرکتهای خارجی از همان روشهای صیانتی در کشور ما استفاده خواهند کرد که مثلاً در دریای شمال (انگلستان و نروژ) اجراء می‌شود. فضای سیاسی و امنیتیِ حاکم بر دریای شمال، اساساً با خلیج فارس متفاوت است. مقتضیات و سوابقِ 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 و 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 تجربهٔ

---

1. Production Sharing Contracts

۲. Licensing، مانند رژیمهای حقوقی حاکم در بهره‌برداری از مخازن نفتی دریای شمال (انگلستان و نروژ). این رژیم حقوقی، مشابه قراردادهای اعطای امتیاز Concession است.

کشور که در بخشهای «حاکمیتیِ» وزارت نفت شاغل هستند، نظارت کامل و دقیقی بر اجرای برنامه‌های تولید صیانتی در قراردادهای بیع متقابل داشته باشند.

٤. الگوی بهینه عرضه گاز: شرط کافی در تولید صیانتی از مخازن نفتی

با ملاحظه عنوان بالا این سؤال مطرح می‌شود که تولید صیانتی از مخازن نفتی چه ارتباطی با الگوی بهینه عرضه گاز دارد؟ به بیان دیگر، در نگاه اول به نظر می‌رسد که بهره‌برداری از میادین نفت و گاز کشور دو مقوله متفاوت‌اند و لذا هر یک را باید با توجه به خصوصیات میادین و وضعیت بازار، جداگانه مطالعه و الگوی بهینه عرضهٔ هر یک را مستقل از دیگری طراحی کرد. در ادامه نشان خواهیم داد که با چنین جزء نگری به مسئله‌ای بسیار مهم و راهبردی یعنی بهره‌برداری از منابع «هیدرو کربوری[1]» نمی‌توان منافع ملی را تأمین کرد. برای آشنایی با جزء نگری در تدوین الگوی بهینه عرضه گاز، به بحث زیر توجه می کنیم:

- کشور ما دارای دومین ذخایر بزرگ گاز طبیعی در جهان است.[2]

---

۱. Hydrocarbures به لغت فرانسه و Hydrocarbon به لغت انگلیسی، به ترکیبات بسیار متنوع شیمیاییِ عناصر هیدروژن و کربن اطلاق می‌شود. در کلی‌ترین حالت، این ترکیبات به صورتهای مایع یا گاز هستند که به ترتیب «نفت خام» Crude Oil و «گاز طبیعی» Natural Gas نامیده می‌شوند. هیدروکربور به حالت تقریباً جامد نیز وجود دارد که به آن «نفت خام بسیار سنگین» Very Heavy Crude Oil می‌گویند.

۲. ذخایر گاز کشور در آغاز سال ۱۳۸۱ جمعاً ۲۶/۵۷ تریلیون متر مکعب برآورده شده است که به ترتیب ۱۲/۷۳ تریلیون متر مکعب و ۱۳/۸٤ تریلیون متر مکعب در مناطق خشکی و دریایی است. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۸۳). با استفاده از آمار شرکت نفت BP، *BP Statistical Review of World Energy* ـ ژوئن ۲۰۰۲، می‌توان گفت که ذخایر گاز طبیعی کشور ما بیش از مجموع ذخایر گاز طبیعی در ایالت متحده امریکا یعنی ۵/۰۲ تریلیون متر مکعب (TCM)، ذخایر گاز طبیعی در کانادا یعنی ۱/٦۹ TCM، ذخایر موجود در قاره اروپا (به استثنای روسیه) یعنی ٤/۸٦ TCM، ذخایر موجود در قاره آفریقا یعنی ۱۱/۱۸ TCM و ذخایر چین یعنی ۱/۳۷ TCM است (بر اساس آمار ذخایر در پایان سال ۲۰۰۱ میلادی). ذخایر روسیه در پایان سال ۲۰۰۱ میلادی ٤۷/۵۷ TCM گزارش شده است. ملاحظه می‌شود که بعد از روسیه، هیچ کشوری یا منطقه‌ای و حتی هیچ قاره‌ای از نظر حجم ذخایر گاز طبیعی، قابل رقابت با کشور ما نیست. بر اساس همین نشریه، قطر با ذخایری بالغ بر ۱٤/٤۰ TCM در ردیف سوم قراردارد.

• سهم تولید گاز طبیعی در کشور ما در مقایسه با حجم عظیم ذخایر، بسیار اندک است.[۱]

• سهم گاز طبیعی کشور ما در بازار صادرات جهانی گاز بسیار نازل است.[۲]

• میدان عظیم پارس جنوبی[۳]، بزرگترین میدان شناخته شده گاز در جهان، با کشور قطر مشترک است.

• چند سالی است که قطر از این میدان مشترک بهره‌برداری می‌کند و کوششهای وسیعی را در تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG[٤] و صدور آن به ژاپن و کشورهای آسیای

---

۱. تولید گاز غنی از میادین گازی در سال ۱۳۸۰ بالغ بر ۱۷۲/۳٤ میلیون متر مکعب در روز MCM بوده است. گاز خروجی از میادین نفتی و یا کلاهکهای گازی و یا میادین مستقل گازی را اصطلاحاً «گاز غنی» می‌گویند. گاز غنی بعد از پالایش به «گاز سبک» تبدیل می‌شود. تولید کل گاز غنی در همان سال یعنی تولید از میادین گازی به علاوه گاز همراه (۸۸/۲۲ MCM) به علاوه گاز کلاهک (۵۱/۲۲ MCM) برابر است با ۳۱۱/۷۸ MCM. (*نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹۵.) گاز کلاهک Gas Cap به معنای تجمع گاز در قسمت بالایی مخزن (روی نفت) یعنی در بالاترین قسمت طاقدیس و نه به صورت محلول در نفت بلکه به صورت گاز مستقل است. اگر صرفاً تولید گاز از میادین گازی را مبنای مقایسه با سایر کشورها قرار دهیم، بر اساس آمار BP (همان منبع بالا) می‌توان گفت که سهم تولید گاز در کشور ما در مقایسه با تولید جهانی گاز فقط ۲/۵ درصد است.

۲. به موجب قرارداد صدور گاز به ترکیه که در سال ۱۳۷۵ به امضاء رسید قرار است حجم سالیانه گاز تحویلی از ۳ میلیارد متر مکعب آغاز شود و پس از ٤ 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. *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۳٤.

۳. «میدان گاز پارس جنوبی با وسعت ۹۷۰۰ کیلومتر مربع که ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن در آبهای کشور ما و ٦۰۰۰ کیلومتر مربع آن در آبهای قطر واقع است، در فاصله ۱۰۰ کیلومتری جنوب غربی بندر عسلویه در خلیج فارس و بر روی خط مرزی مشترک با قطر قراردارد. پارس جنوبی بزرگترین میدان گازی جهان است. ذخیره بخش مربوط به ایران تقریباً ۱۳/۱٤ تریلیون متر مکعب یعنی ۷ درصد کل ذخایر گاز جهان و بالغ بر ۳۸/٦ در صد ذخایر گاز کشور است.» (*نفت و توسعه (۲)* صفحات۱۰۸ و ۱۰۹). البته در صحت این آمار تردید وجود دارد، زیرا ۱۳/۱٤ تریلیون متر مکعب بالغ بر ٤۹/۵ درصد ذخایر کشور است نه ۳۸/٦ درصد. با وجود این، با فرض صحت این آمار می‌توان گفت ذخیره بخش مربوط به ایران در میدان پارس جنوبی بیش از کل ذخایر گاز طبیعی ایالات متحده آمریکا بعلاوه ذخایر کانادا بعلاوه ذخایر کل قاره اروپا (به استثنای روسیه) بعلاوه ذخایر گاز طبیعی چین است. (همان منبع قبلی BP، ژوئن ۲۰۰۲).

4. Liquefied Natural Gas

جنوب شرقی و سایر نقاط آغاز کرده است و همچنین برنامه‌ریزیهای ضربتی برای توسعه صنعت LNG و صدور گاز دارد.

از نکاتی که گفته شد این نتیجه را می‌گیرند که باید حداکثر بهره‌برداری از میادین گازی کشور به ویژه میدان مشترک پارس جنوبی را در اولویت قرارداد تا بتوان به اهداف زیر رسید:

- جایگزین کردن هر چه بیشتر گاز طبیعی به جای فرآورده‌های نفتی در بازارهای داخلی و لذا افزایش بیشتر صادرات نفت خام برای کسب درآمدهای ارزی بیشتر.
- تولید فرآورده از گاز طبیعی GTL برای مصرف داخلی و صادرات.[1]
- صدور ضربتی گاز به مقاصد نزدیک از طریق خط لوله[2] و مقاصد دور به صورت گاز طبیعی مایع شده LNG از طریق حمل با کشتی[3] برای کسب درآمدهای ارزی بیشتر و کسب جایگاهی مناسب با «شأن ذخایر گازی کشوری» در بازار جهانی گاز.

---

۱. تولید فرآورده از گاز طبیعی را به اصطلاح GTL یا Gas to Liquid می‌گویند. «مطالعات امکان سنجی اولین پروژه با شرکت شل Shell رو به اتمام است و دومین پروژه با شرکت استات اویل STATOIL مراحل تکمیلی و نهایی کردن فن‌آوری را می‌گذراند». (*نفت و توسعه(۲)*، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۱۱۵).

۲. 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 درمورد هند و امارات توافقهای اولیه حاصل شده است». (همان منبع صفحه ۱۱۵).

۳. برای آشنایی با طرحهای LNG، مطالب زیر را عیناً از کتاب *نفت و توسعه (۲)*، صفحه ۱۱۵ نقل می‌کنیم:

«چهار طرح مجزای LNG به شرح زیر در حال مطالعه اقتصادی و انجام مهندسی پایه است:

Iran LNG: مطالعات اقتصادی رو به پایان و گزارش نهایی در دست تهیه است.

Pars LNG: مطالعات اقتصادی تا پایان تیرماه ۱۳۸۱ به پایان خواهد رسید و انجام مهندسی اصولی بلافاصله پس از انجام مطالعات اقتصادی است.

Persian LNG: در این پروژه، شرکاء خود مسئول برداشت و بازاریابی LNG نیز می‌باشند. پیش بینی می‌شود این پروژه تا مهرماه ۱۳۸۱ آماده انعقاد قرارداد گردد.

NIOC LNG: مستقیماً توسط شرکت ملی نفت ایران در حال اجراء است و کار خرید لیسانس و انعقاد قراردادهای مهندسی پایه پایان یافته و فعالیتهای مهندسی شروع شده است.»

تحقق اهداف بالا به شرطی تأمین‌کننده منافع ملی است که امکان تزریق حجم عظیمی از گاز به میادین نفتی وجود نداشته باشد[۱]، لیکن وجود میادین نفتی در کشور ما با حجم عظیمی از نفتِ درجا - که باز یافت ثانویه را می طلبد - فرصتی تاریخی به وجود آورده است که بتوان حجم عظیمی از گاز کشور را به تزریق اختصاص داد. بدین سبب می‌گوییم که تولید صیانتی از میادین نفتی کشور را نمی‌توان بدون مطالعهٔ الگوی جامع بهره‌برداری از مخازن گازی تدوین کرد. تدوین الگوی بهینه عرضه گاز شرط کافی در تولید صیانتی از مخازن نفتی است تا بتوان گاز مورد نیاز را برای تزریق به میادین نفتی تأمین کرد و سپس به ارزیابی برنامه‌های صدور گاز برای تأمین منافع ملی پرداخت.

مهندسان نفت[۲] معتقدند که بهترین روش برای افزایش بازیافت از مخازن نفت کشور که همسو با منافع ملی نیز هست، تزریق گاز در حجم بسیار بالا به مخازن نفتی است، زیرا اولاً ساختار طبیعی مخازن نفتی ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان به بالاترین بازیافت رسید و ثانیاً گاز تزریق شده به میادین نفتی برای نسلهای آینده ذخیره سازی می‌شود. میدان عظیم پارس جنوبی که با قطر مشترک است، گاز مورد نیاز را برای تزریق به سهولت تأمین می‌کند.

بنابراین، محاسبه 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 محاسبه کرد، آن گاه می‌توان مابقیِ گاز تولید شده را به مصارف داخلی و صادرات اختصاص داد. اگر میزان گاز تزریقیِ مورد نیاز را ندانیم چگونه می‌توان درباره طرحهایی چون صدور گاز از طریق خط لوله به ترکیه و هند و پاکستان و کویت و امارات یا تولید LNG و صدور آن توسط کشتی به مقاصد دور مانند ژاپن و چین یا اروپا تصمیم گرفت؟

---

۱. مانند وضعیت کشور قطر که راهی جز صدور گاز طبیعی آن هم ترجیحاً به صورت LNG ندارد.

۲. 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 به ویژه مقاله «برنامه‌ریزی استراتژیک برای مدیریت مخازن نفت و گاز ایران» مراجعه شود.

جزءنگری در بهره‌برداری از منابع هیدروکربوری قطعاً منافع نسل فعلی 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 میادین نفتی است و در عین حال مهمترین متغیر در محاسبهٔ حجم بهینهٔ صدور گاز به شمار می‌رود. پرسش کلیدی این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق چقدر است؟ متأسفانه 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».[۱و۲] سؤال این است که علت تأخیر در مطالعات جامع مخازن چه بوده است و این امر چه آثاری بر منافع ملی داشته و خواهد داشت؟

۵-۱ نگرانیها و موانع

الف- مطالعاتی که قبل از انقلاب انجام شده است نشان می‌دهد که برای تولید صیانتی از میادین نفتی باید دست کم ۲۵۰ میلیون متر مکعب گاز در روز به میادین نفتی تزریق شود.[۳] از انقلاب اسلامی تاکنون تقریباً ۲۵ میلیارد بشکه نفت از ذخایر کشور برداشت شده است[۴]،

---

۱. این پاسخ، مبتنی بر مطالبی است که برخی از مسئولان وزارت نفت در جلسه مورخ ۱۳۸۱/۱۱/۸ در مرکز پژوهشهای مجلس شورای اسلامی مطرح کردند.

۲. برای ملاحظه فهرستی از مطالعات مخازن نفتی و گازی (۲۹ میدان) و نام شرکتهای مهندسی مشاور به صفحه ۹۸ کتاب *نفت و توسعه (۲)* انتشارات وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱ مراجعه شود.

۳. به مقالات دکتر سعیدی در همین شماره مراجعه شود.

۴. *سالنامه آماری اوپک*، سال ۲۰۰۰ میلادی، صفحه ۴۵، جدول شماره ۳۸.

لذا ضروری است که حجم گاز تزریقی به مراتب بیش از رقم توصیه شده در آن زمان باشد.[۱]

ب- در سالهای بعد از انقلاب، حجم گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده همواره کمتر از میزانی است که کارشناسان رسماً توصیه کرده‌اند. موارد زیر، شواهدی براین مدعاست.

اولاً - برطبق برنامه دوم توسعه (۱۳۷۸-۱۳۷٤)، می‌بایست در سال ۱۳۷٤ دست کم ۱۰۱ میلیون مترمکعب در روز و برای هریک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷٦ و ۱۳۷۷ دست کم ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز گاز به میادین نفتی تزریق شود. برنامه‌ریزی برای تزریق گاز در سال ۱۳۷۸ تغییر اساسی کرد که در ادامه بررسی خواهد شد. گازی که عملاً در این سالها تزریق شد برابر است با ٥٤/٦ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷٤ و به ترتیب ٥۸/٤۸ و ٦۱/۲ و ٦۷/٤۹ و ٦۷/۷٥ میلیون مترمکعب در روز در سالهای ۱۳۷٥ و ۱۳۷٦ و ۱۳۷۷ و ۱۳۷۸. برنامه تزریق گاز و عملکرد آن را طی برنامه دوم توسعه می‌توان در جدول شماره ۲ ملاحظه کرد.

از بررسی این جدول چند نکته به شرح زیر به دست می‌آید:

• درصد کاهش عملکرد نسبت به اهداف مصوب در برنامه برای چهار سال اول برنامه دوم تقریباً ٥۰ درصد بوده است، یعنی کم و بیش نیمی از اهداف تعیین شده در برنامه تزریق گاز به تحقق نرسیده است.

• تزریق گاز در سال ۱۳۷۷ تقریباً ٦۷/٥ میلیون متر مکعب در روز بوده است در حالی که بنا به اظهار وزیر نفت باید دست کم ۲۷۰ میلیون متر مکعب باشد: «در حال حاضر حدود ۷۰ میلیون متر مکعب (شاید کمتر) تزریق گاز به میادین نفتی‌مان داریم که حداقل باید (بر اساس برآوردهای موجود) نزدیک به ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز به آن اضافه شود.»[۲]

---

۱. بر فرض صحت محاسبه ۲٥۰ میلیون متر مکعب تزریق روزانه گاز قبل از انقلاب.

۲. 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 ۲۲٥.

جدول شماره ۲- گاز تزریقی به میادین نفتی در برنامه دوم و عملکرد برنامه (میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۷٤	۱۳۷۵	۱۳۷٦	۱۳۷۷	۱۳۷۸
برنامه	۱۰۱/۱[1]	۱۳۰/۷[3]	۱۳۰/۷[5]	۱۳۰/۷[7]	۷۰[10]
عملکرد	۵٤/٦[2]	۵۸/٤۸[4]	٦۱/۲[6]	٦۷/٤۹[8]	(٦۷/۷۵)[9]
درصد کاهش عملکرد نسبت به هدف برنامه	-٪٤٦	-٪۵۵	-٪۵۳	-٪٤۸	ناچیز

منابع:

۱ و ۲: *گزارش اقتصادی سال ۱۳۷۵*، جلد دوم، معاونت امور اقتصادی و هماهنگی دفتر اقتصاد کلان، سازمان برنامه و بودجه، بهمن ۱۳۷٦، صفحه ۱۱۸، جدول شماره ۱.

۳ و ٤ و ۵ و ٦ و ۷: *گزارش اقتصادی سال ۱۳۷٦*، جلد دوم، معاونت امور اقتصادی و هماهنگی، دفتر اقتصاد کلان، سازمان برنامه و بودجه، فروردین ۱۳۷۸، صفحه ۷٦، جدول شماره ۱.

۸ و ۹: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹٦.

۱۰: سند برنامه سوم توسعه، بخش انرژی، سازمان برنامه و بودجه، جدول شماره ۱، هدفهای کمی بخش نفت، سال ۱۳۷۹، صفحه ۲۷.

ضمناً باید توجه داشت که آمارهای رسمی سازمان برنامه نشان می‌دهد که گاز تزریق شده به میادین نفتی در سال ۱۳۷٦، روزانه ٦۱/۲ میلیون مترمکعب بوده است (مأخذ شماره ٦ جدول شماره ۲)، در حالی که براساس آمارهای رسمی وزارت نفت، این رقم ٦٤/۳ میلیون متر مکعب است (*نفت و توسعه (۲)*، شهریور ۱۳۸۱، صفحه ۹٦). اختلاف این دو رقم، بیش از یک میلیارد مترمکعب در سال است که با توجه به میزان تزریق، یعنی تقریباً ٦۰ میلیون مترمکعب در روز، کاملاً قابل توجه است.

• توصیه برنامه دوم توسعه برای گازی که باید به میادین نفتی تزریق شود ناگهان از ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۸ کاهش یافته است. شاید دلایل متعددی برای چنین تغییراتِ شدید و ناگهانی در سیاستگذاریهای تزریق گاز وجود داشته باشد، اما به هر حال کاشف از این حقیقت است که یا مطالعات قبلی مبنی بر ضرورت تزریق گاز به میزان ۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز برای هریک از سالهای ۱۳۷۵ و ۱۳۷٦ و ۱۳۷۷ چندان دقیق نبوده است، یا اینکه در عمل توجه چندانی به نتایج آن مطالعات نشده است. با اینهمه، نظر وزیر نفت مبنی بر تزریقِ دست کم ۲۷۰ میلیون

متر مکعب در روز در سال ۱۳۷۸ با آنچه در برنامه توصیه شده است و یا عملاً تزریق شده کاملاً متفاوت است.

ثانیاً - توصیه برنامه سوم توسعه (۱۳۸۳-۱۳۷۹) برای تزریق گاز به میادین نفتی و آنچه عملاً انجام شده به شرح زیر است:

جدول شماره۳- مقادیر گازتزریقی به میادین‌نفتی در برنامه سوم و عملکرد برنامه (میلیون مترمکعب در روز)

سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳
برنامه	۸۰	۹۰	۹۰	۱۱۲	۱۳۷
عملکرد	۷۱/۱٤	۷۵/٤۰	—	—	—
درصد کاهش عملکرد نسبت به هدف برنامه	-٪۱۱	-٪۱٦	—	—	—

منابع:

● آمارهای مربوط به مقادیر گاز تزریقی در برنامه سوم از منابع زیر است: *سند برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی*، بخش انرژی، جدول ۱، هدفهای کمّی بخش نفت، انتشارات سازمان برنامه،سال ۱۳۷۹، صفحه ۲۷. همچنین نگاه کنید به *اهداف کمی بخشهای اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی در برنامه سوم توسعه (بخشهای مصوب)*، انتشارات سازمان برنامه، جدول شماره ۳، هدفهای کمّی بخش، سال ۱۳۸۰، صفحه ۳.

● آمارهای مربوط به عملکرد از این منبع اخذ شده است: *نفت و توسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور۱۳۸۱، صفحه ۹٦.

از بررسی جدول شماره ۳ چند نکته به شرح زیر به دست می‌آید:

● تغییر بسیار شدیدی که در سیاست تزریق گاز به میادین نفتی در سال آخر برنامه دوم روی داده است (کاهش تزریق از ۱۳۰/۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۷ به ۷۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۸)، در خلال برنامه سوم همچنان ادامه دارد. توصیه برنامه سوم برای تزریق در سال آخر برنامه (یعنی ۱۳۷ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۳) تقریباً با رقمی که ۸ سال قبل از آن توصیه شده قابل مقایسه است (۱۳۰ میلیون مترمکعب در روز برای سال ۱۳۷۵)، در حالی که در این فاصله برداشت از ذخایر نفتی تقریباً ۱۰ میلیارد بشکه خواهد بود.

● با اینکه اهداف برنامه سوم توسعه برای حجم گاز تزریقی به میادین نفتی به نحو بی‌سابقه‌ای کاهش یافته است، گازی که عملاً به میادین نفتی تزریق شده هنوز به میزان ۱۱ درصد و ۱۶ درصد (برای سالهای ۱۳۷۹ و ۱۳۸۰) کمتر از اهداف تعیین شده است.

ج- بنابر آنچه گفته شد، تزریق گاز به میزان کافی به میادین نفتی تأمین کننده منافع ملی است زیرا که موجب می‌شود علاوه بر بازیافتِ میلیاردها بشکه از نفتِ درجا، چندین تریلیون متر مکعب گاز برای استفادهٔ نسلهای آینده ذخیره‌سازی شود. سؤال کلیدی این است که چرا در خلال سالهای گذشته همواره میزان تزریق گاز کمتر از برنامه بوده است؟ در پاسخ می‌توان دست کم به دو فرضیه اشاره کرد:

فرضیه اول ـ کمبود گاز برای تزریق

اولین فرضیه این است که علی‌رغم ضرورت تزریق برای تولید صیانتی، متأسفانه گاز به میزان 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»[1].

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

فرضیه دوم این است که صدور گاز در اولویت قرار دارد. شواهدی در دست است که این فرضیه را تقویت می‌کند. مثلاً با اینکه میزان تزریق گاز در سال ۱۳۸۰ تقریباً ۱۵ میلیون متر مکعب در روز کمتر از میزان توصیه شده در برنامه سوم بود[2]، صدور گاز به ترکیه از آذرماه ۱۳۸۰ آغاز شد.

وزیر نفت درباره اهمیت صدور گاز چنین می‌نویسد: «صادرات گاز با خط لوله به کشورهای نزدیک و نیز صادرات به صورت LNG، GTL و DME از دیگر زمینه‌هایی

---

۱. *نفت و توسعه (۲)*، انتشارات وزارت نفت، شهریور ۱۳۸۱، صفحات ۷ و ۸.

۲. ۷۵ میلیون متر مکعب در مقابل ۹۰ میلیون متر مکعب، جدول شماره ۳.

است که به جد در دستور کار وزارت نفت قرار دارد. بدیهی است که سرمایه‌گذاریهای گسترده، راه نیل به این آرزوی بزرگ ملی را هموار خواهد ساخت»[1].

به هر حال موانعی نیز در راه تزریق حجم بهینهٔ گاز به میادین نفتی وجود دارد که شاید مهمترین آن در نگاه اول، تأمین منابع مالی لازم برای اجرای این گونه طرحهاست. در مباحث گذشته دیدیم که خصوصیات طبیعی مخازن نفتی کشور ما چنان است که با تزریق گاز می‌توان بالاترین میزانِ جابه‌جایی نفتِ درجا را به دست آورد، اما این جابه‌جایی در زمانی بسیار طولانی[2] اتفاق می‌افتد که خارج از شرایط متعارف قراردادهای بیع متقابل است، لذا استفاده از سرمایه‌های خارجی به روش بیع متقابل برای اجرای طرحهای تزریق

---

۱. «نفت و توسعه ـ قسمت آخر» مقاله وزیر نفت در مجله *مشعل*، شماره ۲۰۵، سال هفتم، نیمه دوم خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۵. مفاهیم LNG و GTL در پاورقیهای قبلی توضیح داده شد(LNG در پاورقی شماره ٤ صفحات ۳۵ و ۳٦ و پاورقی شماره ۳ صفحه ۵۱ و GTL در پاورقی شماره ۱ صفحه۵۱). در اینجا به توضیح DME می‌پردازیم. DME یا Dimethyl Ether با فرمول CH3OCH3 فرآورده‌ای است با خصوصیاتی بسیار نزدیک به گازوئیل که می‌توان آن را از گاز طبیعی به دست آورد. تکنولوژی تهیه DME از گاز طبیعی هنوز در مراحل تکوین است و به مرحله تولید تجاری نرسیده است. احتمالاً در سالهای آتی که قیمت فرآورده‌ها رشد قابل ملاحظه‌ای داشته باشد، تولید DME از نظر اقتصادی باصرفه خواهد بود. البته اگر قیمت گاز طبیعی را بسیار نازل فرض کنیم ممکن است تولید DME در آیندهٔ نزدیک اقتصادی باشد. با توجه به ارزش حرارتی بسیار بالای DME در مقابل گازوئیل‌های معمولی، کاربرد DME در موتورهای دیزلیِ قدیمی ممکن است با مسائلی رو به رو شود.

با وجود این، به نظر می‌رسد که سرمایه‌گذاری در زمینه گاز طبیعی مایع شده و تولید فرآورده از گاز جزء اولویتهای سیاستگذاری در بخش هیدروکربوری کشور باشد: «در همه زمینه‌های یاد شده (DME, GTL, LNG) بر اساس تفاهم با شرکتهای معتبر جهانی، مطالعات توجیه فنی ـ اقتصادی طرحها در جریان است. در زمینه LNG سه مطالعه مجزا با سه کنسرسیوم بین‌المللی و در زمینه GTL دو مطالعه با دو مجموعه معتبر بین‌المللی و در زمینه DME نیز یک مطالعه با یک مجموعه بین‌المللی، درجریان است». (*نفت وتوسعه (۲)*، وزارت نفت، شهریور۱۳۸۱، صفحه ۱۰).

۲. برای نشان دادن مدت زمان لازم برای ظهور آثار مثبت تزریق گاز در بازیافت نهایی از میادین نفتی، به اظهارات وزیر نفت اشاره می‌کنیم: «از جمله مهمترین این طرحها، طرح تزریق گاز به میزان حدود ٦۰ میلیون متر مکعب در روز به میدان عظیم نفتی آغاجاری است که کمترین اثر آن، افزایش بازیافت به میزان حدود ۲/۲ میلیارد بشکه در طول حدود ۳۰ سال پس از شروع تزریق خواهد بود». (نفت و *توسعه (۲)*، انتشارات وزارت نفت ، شهریور۱۳۸۱، صفحه۸).

گاز چندان ساده نیست. بنابراین تأمین مالی طرحهای تزریق گاز به مطالعاتی بسیار جدی نیاز دارد که شایسته است به موازات مطالعات جامع مخازن، با دقت فراوان انجام شود.[۱]

۶. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

نفت از منابع پایان‌پذیر انرژی است. برداشت از ذخایر نفتی چیزی جز کاهش مصرفِ نسلهای آینده نیست. اگر امروز منافع نسلهای آینده را در نظر نگیریم فردا متهم به سوء استفاده از سرمایه‌های ملی خواهیم شد[۲]. نفت مقوله‌ای صرفاً اقتصادی همچون صنعت و تجارت نیست که بتوان مسائل آن را در چارچوب نظریات متعارف اقتصادی و اقتصادِ بنگاهها و حسابداری شرکتها حل و فصل کرد. اقتصاد نفت باید از دیدگاهِ «منافع ملی» یعنی منافع نسل فعلی و نسلهای آینده بررسی شود.

نفت و مسائل بین‌المللی آن ماهیتاً از مقولات اقتصادی و سیاسی است، هرچند بدون ملاحظات فنی اساساً قابل درک نیست. سیاستگذاریهای نفتی برای توسعهٔ ظرفیت تولیدی مستلزم آگاهی از اوضاع و احوال بازار جهانی نفت، بازارهای بین‌المللی سرمایه برای جذب منابع مالی، تحولات در ساختار شرکتهای بزرگ نفتی، تحولات سیاسی در جهان و به ویژه در منطقهٔ خلیج فارس و جایگاه اوپک و نقش واقعی این سازمان در مدیریت بحران در

---

۱. نکاتی که دکتر سعیدی مبنی بر صرفه‌جویی‌های حاصل از عدم نیاز به حفر صدها حلقه چاه برای افزایش بازیافت، 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 ویژه‌نامه مراجعه شود.

۲. نزدیک به ۹۵ سال از عمر صنعت نفت کشور ما می‌گذرد. بر اساس آمارهای رسمی، تا کنون تقریباً ۵۵ میلیارد بشکه از ذخایر نفت کشور برداشت شده است (پاورقی شماره ۱، صفحه ۱۶). مقدار نفت تولید شده در خلال ۲۴ سال گذشته یعنی از انقلاب اسلامی تا کنون، قابل مقایسه با حجم تولیدات در طول ۷۱ سال قبل از انقلاب بوده است. (۲۵ میلیارد بشکه در مقابل ۳۰ میلیارد بشکه، *سالنامه آماری اوپک*، جدول شماره ۳۸، سال ۲۰۰۰ میلادی، صفحه ۴۵). افزایش جمعیت، توسعه شهرنشینی، رشد اقتصادی و وابستگی روزافزونِ اقتصاد به درآمدهای حاصل از صادرات نفت، دلایل اصلی رشد تولید نفت خام است، لیکن این دلایل مانع از آن نخواهد بود که نسلهای آینده ما را متهم نکنند که منافع آنان را در این ثروت ملی به نحو شایسته رعایت نکرده‌ایم. از این رو، امروزه رعایت منافع نسلهای آینده در سیاستگذاریهای نفتی به مراتب ضروری‌تر و حساس‌تر از گذشته است.

بازارهای نفت است. سیاستگذاریهای نفتی در سطح ملی باید با توجه به اوضاع و احوال بین‌المللیِ نفت و مبتنی بر شناخت دقیق از ساختارهای اقتصادی، سیاسی، فرهنگی و تاریخی کشور باشد.

تدوین الگوهای جامع سیاستگذاریهای نفتی برای تأمین منافع ملی، مستلزم همکاری طیف وسیعی از کارشناسان و صاحب‌نظران در حوزه‌های مختلف است. ضرورت توجه به منافع ملی در سیاستگذاریهای نفتی ایجاب می‌کند که کارشناسانِ مستقل و دانشگاهیانِ آشنا به مسائل فنی و اقتصادی وسیاسیِ نفت با «نگاهی از بیرون»، نقش برجستهٔ خود را در تدوین سیاستهای بهینه نفت و گاز ایفا کنند و با نقّادی و ابداع احتمالات، بکوشند خطایِ ممکن در سیاستگذاریها را کاهش دهند.

«فقر اطلاعات» عامل اصلی توسعه نیافتگیِ پژوهش در اقتصاد نفت است. از این‌رو باید در مفهوم «اطلاعاتِ محرمانه» تجدید نظر اساسی کرد و با توسعه و انتشار گسترده آمارهای رسمی و شفاف‌سازی اطلاعات، انگیزهٔ مطالعه و پژوهش را در کارشناسان و صاحب‌نظران کشور در دانشگاهها و مراکز پژوهشی دوچندان کرد.

مطالعات جامع مخازن، شرط لازم برای تأمین منافع ملی در تولید صیانتی از ذخایر نفتی کشور است. در مقایسه با شرکتهای مشاوره‌ای خارجی، باید به نقش برجستهٔ کارشناسان دلسوز و آگاه و با تجربه ایرانی در مطالعات مخازن توجه ویژه‌ای داشت زیرا مطالعات جامع مخازن، از امور راهبردی است و از مصادیق «حاکمیتی» وزارت نفت محسوب می‌شود. ثمربخشی چنین مطالعاتی مستلزم افزایش سرمایه‌گذاری در ارتقاء دانش فنیِ کارشناسان و مهندسان نفت و مخازن کشور و توسعه نیروی انسانی در این زمینه است.

بهره‌برداری صیانتی از مخازن نفتی کشور بدون تدوین الگوی جامع عرضه گاز امکان‌پذیر نیست. اکثر میادین عظیم نفتی ما وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند، لذا حفظ یا افزایش ضریب بازیافت از میلیاردها بشکه نفتِ درجا به تزریق گاز به میزان کافی نیاز دارد. با تزریق گاز به میادین نفتی نه تنها ضریب بازیافت افزایش می‌یابد بلکه می‌توان چندین

تریلیون متر مکعب گاز طبیعی را از میدان عظیم پارس جنوبی ـ که با قطر «مشترک» است ـ به میادین «مستقل» نفتی کشور انتقال داد و برای نسلهای آینده ذخیره‌سازی کرد.

مهمترین سؤالی که نقش کلیدی در تدوین الگوی بهینه بهره‌برداری از ذخایر هیدروکربوری کشور دارد این است که حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به میادین نفتی چقدر است؟ شواهد موجود نشان می‌دهند 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.[1]»

بنابراین به نظر می‌رسد تا قبل از اتمام مطالعات جامع مخازن و تا زمانی که محاسبات نهایی در باره حجم گاز مورد نیاز برای تزریق به مخازن نفتی روشن نشده است و تا قبل از اینکه بررسی دقیقِ منافع نسلهای آینده از ذخیره‌سازی چندین تریلیون متر مکعب گاز در میادین نفتی صورت نگرفته است، انعقاد قراردادهای صدور گاز از طریق خط لوله و تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن از طریق کشتی را باید حتی‌المقدور به تعویق انداخت.[2]

---

۱. به پاورقی شماره ۱، صفحه ۵۳ مراجعه شود.

۲. متأسفانه در عمل چنین نبوده است. برای مثال به دو نمونه اشاره 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 ارسالی 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 ایجادشده 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 ۴/۷ 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 می‌شود در سال ۱۳۸۰ تا سقف ۴/۷ 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).

←

۷. پیشنهادهایی برای ادامه مطالعات

آنچه در قسمتهای قبلی این مقاله گفته شد، صرفاً مقدمه‌ای است برای اینکه پژوهشگران علوم اقتصادی با برخی مفاهیم پایه در حفظ منافع ملی در تدوین سیاستهای بهره‌برداری از منابع نفت و گاز آشنا شوند. برای ادامه این تحقیقات، به دو موضوع اشاره می‌کنیم که مطالعه آنها از اولویت ویژه‌ای برخوردار است.

الف - می‌دانیم «اقتصاد بدون نفت» نظریه جدیدی نیست هرچند در سالهای نخستین انقلاب اسلامی مباحث مربوط به این نظریه شدت گرفت. اقتصاد بدون نفت، به معنای نادیده گرفتن ذخایر عظیم نفت و نقشِ مثبت آن برای توسعه اقتصادی نیست، بلکه منظور این است که برنامه‌ریزی برای توسعه اقتصادی باید چنان باشد که فرآیند توسعه، بر درآمدهای حاصل از صدور نفت متکی نباشد. به بیان دیگر، ساختار اقتصاد ملی چنان نباشد که افزایش یا کاهشِ درآمدهای حاصل از صدور نفت خام، موجب رونق یا رکود اقتصادی شود.

مروری بر روند توسعه اقتصادی در گذشته، به ویژه بعد از افزایش شدید قیمت نفت در سال ۱۹۷٤ میلادی، نشان می‌دهد که وابستگی اقتصاد ما به دلارهای نفتی شدت گرفته است زیرا ضریبِ تأثیری که امروز کاهش دلارهای نفتی در اقتصاد ملی دارد به مراتب بیش از گذشته است. بنابراین ما وارث اقتصادی هستیم که به دلیل اشتباههای گذشته در سیاستگذاریهای اقتصادی، وابستگی شدیدی به دلارهای نفتی دارد. منافع ملی در بلند مدت

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 ٦١، 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 ۸/٦ میلیارد دلار بوده است. از این رقم، مبلغ ٥ میلیارد دلار مربوط به تولید گاز طبیعی مایع شده (LNG) و صدور آن بوده است. مجلس شورای اسلامی، رقم ۸/٦ میلیارد دلار را به ٤/۷ میلیارد دلار کاهش داد.

ایجاب می‌کند که با برنامه‌ریزیهای علمی بکوشیم تا همزمان با استفاده از دلارهای نفتی برای رفع تنگناهای ارزی، میزان وابستگیِ توسعه اقتصادی را به صدور نفت خام مرتباً کاهش دهیم و در عین حال نسلهای آینده را از چنین درآمدهای ارزی محروم نکنیم.

متأسفانه امروز خود را در پیشگاه تاریخ سرافکنده نمی‌بینیم، زیرا مقصر اصلی در وابستگیِ اقتصاد ملی به دلارهای نفتی را «گذشتگان» می‌دانیم. اما نباید فراموش کرد که هم‌اکنون در آستانه مرحله جدیدی هستیم که آن را وابستگی اقتصاد ملی به «دلارهای گازی» می‌نامیم. آیا نسلهای آینده در شادی و سرور امروز ما برای «صدور گاز» سهیم خواهند بود؟ احتمالاً آیندگان ما را چنان ارزیابی خواهند کرد که ما گذشتگان را ارزیابی کرده‌ایم.

هم‌اکنون کشور ما با یکی از مشکل‌ترین مسائل اقتصادی روبه‌روست: رفعِ وابستگی به دلارهای نفتی و رسیدن به اقتصادی که ظرفیتِ توسعهٔ پایدار و درون‌زا دارد. مبنای هر راه حلی برای این مسئله، پرهیز از افزایش تزریق دلارهای نفتی به اقتصاد ملی است. بنابراین اگر واقعاً در پی تحقق توسعه پایدار اقتصادی هستیم باید به جای صدور گاز و استفاده از «دلارهای گازی» برای جبرانِ «کاهش دلارهای نفتی»، بکوشیم تا ذخایر گازی کشور را برای بهره‌برداری صحیح نسلهای آینده حفظ کنیم.

ب - می‌دانیم که سالهاست قطر از ذخایر مشترکِ میدان پارس جنوبی بهره‌برداری می‌کند، لذا هر سیاستی که دلالت بر کاهش تولید ما از این میدان عظیم داشته باشد با منافع ملی متباین است. با وجود این، فرصتی تاریخی ایجاد شده است تا بتوان با تزریق گازِ میدان پارس جنوبی به میادین نفتی، این ذخایر عظیم را از «میدانی مشترک» به میادین مستقل در داخل کشور منتقل کرد. اگر ما در این امر مهم سستی کنیم دیگران در بهره‌برداری از ذخایر این میدان سستی نخواهند کرد، زیرا زمینهٔ بین‌المللی بسیار مناسبی نیز برای آن فراهم است.

برای تبیین این نکته نخست اشاره می‌کنیم که ذخایر باقیماندهٔ نفت در جهان جوابگوی نیازهای آتی کشورهای پیشرفته صنعتی نیست، لذا سهم عمده‌ای از افزایش تقاضای جهانی

برای نفت خام به ویژه در این کشورها که به انرژی بیشتری نیاز دارند، به سمت گاز طبیعی تغییر جهت خواهد داد. منابع اصلی عرضه گاز در جهان کاملاً شناخته شده است: روسیه، ایران و قطر. قطر به لحاظ موقعیت ویژه سیاسی و حجم ذخایر و مخصوصاً 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 را برای تحقق این هدف فراهم کرده است. حضور نظامی آمریکا در منطقه علاوه بر اینکه تأمین کننده اهداف این کشور در الگوی «نظام نوین جهانی» است، با منافع مصرف‌کنندگان بزرگ انرژی در اروپای غربی و ژاپن و چین نیز همسویی دارد. خلیج فارس بزرگترین منبع انرژی برای کشورهای صنعتی است، لذا از دیدگاه غرب حضور نظامی آمریکا در این منطقه شرط لازم برای تأمین امنیت عرضه انرژی در بلند مدت محسوب می‌شود.

می‌دانیم که قطر طرحهای عظیم خود را برای تولید «گاز طبیعی مایع شده» LNG و صدور آن آغاز کرده است و در پی توسعه آن است. اگر تحولات سیاسی و نظامی در خلیج فارس منجر به حضور محسوس‌تر امریکا در کشور عراق شود، آن‌گاه این فرضیه را به سادگی نمی‌توان رد کرد که فرصتهای مناسبتری برای بازاریابی و صادرات گاز قطر ایجاد خواهد شد. برداشت بیشتر از ذخایر «گنبد شمالی[1]» در قطر که با میدان پارس جنوبی ما مشترک است، قطعاً منافع ملی ما را تهدید می‌کند.

بنابر آنچه گفته شد، وضعیت فعلی و روند تحولات سیاسی در منطقه ایجاب می‌کند که مطالعات و برنامه‌ریزیهای جامع برای تزریق حجم عظیمی گاز از پارس جنوبی به میادین نفتی کشور در اولویت قرار گیرد. در غیر اینصورت به زودی مجبور خواهیم شد «مسابقه صادرات گاز» را با قطر آغاز کنیم، مسابقه‌ای که نتیجه آن چیزی جز گاز طبیعی ارزان[2] و تخلیه مخازن کشور نیست. اگر قرن بیستم، قرنِ نفت خامِ ارزان برای توسعهٔ صنعتی غرب

---

1. North Dome

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

بود، قرن بیست و یکم دوران گاز طبیعی ارزان برای استمرار توسعهٔ کشورهای پیشرفته صنعتی خواهد بود. اگر چنین باشد، از تجربیات ۹۵ سالهٔ نفت چیزی نیاموخته‌ایم.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی