

# تزریق گاز به میادین نفتی لازمه تحقق تولید صیانتی

کد موضوعی: ۳۱۰

شماره مسلسل: ۱۵۲۸۰

بهمن ماه ۱۳۹۵

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی  
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

## به نام خدا

### فهرست مطالب

|         |                                                                                 |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------|
| ۱.....  | چکیده                                                                           |
| ۱.....  | مقدمه                                                                           |
| ۳.....  | ۱. مروری بر روش‌های ازدیاد برداشت                                               |
| ۴.....  | ۲. جایگاه تزریق گاز در کشورهای منطقه                                            |
| ۴.....  | الف) امارات متحده عربی                                                          |
| ۵.....  | ب) الجزایر                                                                      |
| ۶.....  | ج) جمهوری آذربایجان                                                             |
| ۷.....  | د) عمان                                                                         |
| ۸.....  | هـ) جمهوری اسلامی ایران                                                         |
| ۹.....  | ۳. پروژه‌های تزریق گاز در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب و تأثیرات آن بر ضریب بازیافت |
| ۱۱..... | ۴. میزان گاز تخصیصی برای تزریق                                                  |
| ۱۲..... | ۵. منابع تأمین گاز برای تزریق در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب                       |
| ۱۳..... | ۶. شاخص نسبت تزریق به تولید                                                     |
| ۱۴..... | ۷. میزان گاز مورد نیاز برای تزریق در سال‌های آتی و برآورد برنامه ششم توسعه      |
| ۱۶..... | جمع‌بندی                                                                        |
| ۱۸..... | منابع و مآخذ                                                                    |



## تزریق گاز به میادین نفتی لازمه تحقق تولید صیانتی

### چکیده

یکی از روش‌های رایج برای افزایش ضریب بازیافت در مخازن نفتی و تحقق تولید صیانتی در آنها، تزریق گاز طبیعی است. در ایران نیز در تعدادی از مخازن نفتی، تزریق گاز طبیعی صورت می‌گیرد که تقریباً تمامی این میادین در محدوده عملیاتی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب قرار دارند. لازم به ذکر است که تقریباً کل گاز تزریقی به مخازن در زمان مورد نیاز قابل استحصال بوده و برخلاف دیگر روش‌های سیال تزریقی، یک هزینه‌کرد به‌شمار نمی‌رود، بلکه مخازن نفتی همانند مخازن ذخیره گاز نیز عمل می‌کنند. لذا به‌لحاظ اقتصادی تزریق گازهای هیدروکربوری برای کشور و نسل‌های آتی بسیار مهم است.

مطالعات صورت گرفته در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب ثابت می‌کند که تزریق گاز به موقع و طبق برنامه، موجب افزایش ضریب بازیافت نفت در این مخازن به میزان ۹/۱۵ درصد خواهد شد که معادل افزایش ۱۶/۳ میلیارد بشکه نفت به ذخایر قابل برداشت است. بر این اساس باید ضمن احداث تأسیسات مورد نیاز، گاز کافی طبق برنامه برای تزریق تأمین شود.

بررسی مستندات برنامه ششم توسعه نشان می‌دهد که میزان گاز طبیعی در نظر گرفته شده برای تزریق، کمتر از نیاز واقعی بوده و ارقام در نظر گرفته شده پاسخگوی نیاز واقعی تزریق نیست. در صورت عدم تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق و ادامه روند کنونی برآورد می‌شود، ۲/۳ الی ۲/۷ میلیارد بشکه نفت خام در مخزن به دام افتاده و این میزان نفت دیگر قابل استحصال نخواهد بود که با احتساب هر بشکه به ارزش ۵۰ دلار، ۱۱۵ الی ۱۳۵ میلیارد دلار ثروت از دسترس خارج می‌شود. بر این اساس باید تأمین گاز برای تزریق در مخازن نفتی، در صدر اولویت‌های تخصیص گاز قرار گرفته و نیاز واقعی تزریق گاز، در برنامه ششم توسعه در نظر گرفته شود.

### مقدمه

بیشترین میزان تولید نفت کشور در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب صورت می‌گیرد که در حال حاضر تولید این شرکت حدود ۳ میلیون بشکه در روز (بیش از ۷۵ درصد کل تولید نفت کشور) است. عمده مخازن بزرگ و قدیمی کشور در محدوده عملیاتی این شرکت جای می‌گیرند که در نیمه دوم عمر خود به‌سر می‌برند؛ برای جلوگیری از افت تولید و تخلیه حداکثری این مخازن، تزریق گاز طبیعی

صورت می‌گیرد. تقریباً تمامی پروژه‌های تزریق گاز طبیعی، مربوط به شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است.

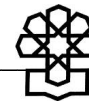
تزریق گاز در برخی مخازن کشور پس از مشاهده افت تولید و با هدف افزایش فشار مخزن و به تبع آن افزایش ضریب بازیافت برای تحقق استحصال حداکثری از ذخایر نفتی، در دهه ۵۰ شمسی مطرح شد. در سال ۱۳۵۵ پس از انجام مطالعات لازم، عملیات تزریق گاز در مخزن آسماری هفتگل به‌عنوان اولین پروژه تزریق گاز کشور آغاز شد. دومین پروژه تزریق گاز در تیرماه ۱۳۵۶ در مخزن آسماری گچساران راه‌اندازی شد. در این دو پروژه به‌علت نبود زیرساخت‌های مناسب برای جمع‌آوری گازهای همراه و همچنین عدم توسعه مخازن مستقل گازی، گاز گنبدی (کلاهدک گازی در ارتباط با ستون نفتی) دو مخزن نفتی دیگر به‌عنوان منبع تأمین گاز (البته به‌صورت موقت) انتخاب شد که این کار، هرزرفت نفت در این مخازن و کاهش ذخایر آنها را به دنبال داشت.

اولین پروژه تزریق گاز پس از پیروزی انقلاب اسلامی، در آذرماه سال ۱۳۶۳، در میدان لب سفید اجرا شد. پس از آن پروژه‌های تزریق گاز به‌ترتیب در میادین مارون (سال ۱۳۶۸)، کرنج (سال ۱۳۷۱)، بی‌بی حکیمه (سال ۱۳۷۴)، پارسی (سال ۱۳۷۸)، کوپال (سال ۱۳۸۰)، بازگردانی گاز پازنان (سال ۱۳۸۲)، تزریق امتزاجی گاز رامشیر (سال ۱۳۸۳)، آغاجاری (سال ۱۳۸۸) و نرگسی (سال ۱۳۹۱) راه‌اندازی شد.

هم‌اکنون نیز عملیات اجرایی پروژه‌های تزریق گاز میادین پرنج و قلعه نار در حال انجام است. علاوه بر آن، به‌منظور افزایش، تکمیل یا بهبود شرایط تزریق، پروژه‌هایی برای احداث کارخانه‌های جدید تزریق گاز در برخی از این مخازن در حال اجراست. همچنین برای میادین رگ سفید و نفت سفید نیز برنامه تزریق مصوب شده است.

در این گزارش ضمن بررسی میزان گاز تزریقی در میادین فوق‌الذکر، حجم گاز مورد نیاز برای تزریق در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و میزان افزایش ضریب بازیافت حاصل از تزریق گاز طبق برنامه، ارائه می‌شود. علاوه بر آن با مقایسه حجم گاز تزریقی مورد نیاز و حجم گاز تزریق شده، تأثیرات منفی ناشی از عدم تزریق گاز مطابق برنامه ارائه شده، اعلام می‌شود. در نهایت نیز به بررسی برنامه تزریق گاز در برنامه ششم توسعه می‌پردازیم.

لازم به‌ذکر است در چند سال اخیر عدم تأمین گاز تزریقی مورد نیاز و در برخی موارد قطع آن به‌ویژه در ماه‌های سرد سال، پروژه‌های تزریق گاز را با چالشی بزرگ روبرو ساخته است.



## ۱. مروری بر روش‌های ازدیاد برداشت

در آغاز تولید از مخزن، فشار نسبتاً بالای آن باعث می‌شود که نفت بدون اعمال نیروی خارجی و به‌طور طبیعی به سر چاه جریان یابد و به واحدهای بهره‌برداری هدایت شود. به عبارت دیگر در این مرحله، تولید با انرژی خود مخزن صورت می‌گیرد. با ادامه تولید، فشار مخزن به تدریج کاهش می‌یابد و پس از یک دوره معین که ممکن است چند دهه هم طول بکشد، فشار مخزن به اندازه‌ای کاهش می‌یابد که از آن پس امکان تولید نفت به‌طور طبیعی میسر نخواهد بود. حجم نفت تولید شده در این دوره را ذخیره اولیه مخزن و مجموعه مکانیسم‌های تولید آن را روش اولیه برداشت می‌نامند. شایان ذکر است در این مرحله از روش‌های کمکی فراآوری مصنوعی در چاه‌ها همانند پمپ‌های درون چاهی و یا فراآوری با گاز<sup>۱</sup> نیز استفاده می‌شود.

برای ادامه تولید از مخزنی که ذخیره اولیه آن تمام شده و یا رو به اتمام است، می‌بایست روش‌های ثانویه برداشت را که با هدف تثبیت یا ترمیم فشار مخزن اعمال می‌شوند، به کار بست. براساس تعاریف موجود، روش‌های ازدیاد برداشت ثانویه به روش‌هایی اطلاق می‌شود که در آنها با تزریق سیال (گاز یا آب) فشار مخزن تثبیت شده و یا افزایش می‌یابد؛ به‌طوری که بتوان تولید مجدد نفت از چاه‌ها را برقرار نمود. تزریق سیال در دوره ثانویه برداشت تا زمانی ادامه می‌یابد که ضخامت ستون نفت به اندازه‌ای کاهش یابد که سیال تزریقی اصطلاحاً میان‌شکن<sup>۲</sup> شده و از چاه‌های تولیدی نفت، گاز یا آب، در حد غیراقتصادی تولید شود. در این صورت ادامه تولید از طریق تزریق سیال ممکن نخواهد بود و ادامه تولید از مخزن نیازمند استفاده از روش‌های ثالثیه است. نیروهای به کار گرفته شده در روش‌های ثانویه ماهیت فیزیکی داشته و در راستای افزایش فیزیکی نیروی طبیعی مخزن به کار گرفته می‌شود. حجم نفت تولید شده در این دوره را ذخیره ثانویه مخزن می‌نامند.

روش‌های ثالثیه به روش‌هایی گفته می‌شود که قابلیت تحرک<sup>۳</sup> نفتی که در مخزن (معمولاً پس از اعمال روش‌های ثانویه) باقی مانده است را افزایش دهد؛ به‌طوری که بتواند به سمت حفره چاه حرکت کند. مثلاً در روش‌های حرارتی که از روش‌های عمده ازدیاد برداشت ثالثیه در نفت‌های فوق سنگین هستند، با کاهش گرانیروی (ویسکوزیته) نفت، قابلیت تحرک آن افزایش می‌یابد.

---

1. Gas Lifting  
2. Break Through  
3. Mobility

## ۲. جایگاه تزریق گاز در کشورهای منطقه

همان‌طور که عنوان شد یکی از روش‌های رایج برای تثبیت یا افزایش فشار در مخازن نفتی، تزریق گاز طبیعی است. وضعیت کشورهای نفت‌خیز نشان می‌دهد که این کشورها نیز برای افزایش ضریب بازیافت و تحقق تولید صیانتی، به مخازن نفتی گاز طبیعی تزریق می‌کنند. در این قسمت وضعیت تزریق گاز در جمهوری اسلامی ایران و چهار کشور دیگر مورد بررسی قرار می‌گیرد.

### الف) امارات متحده عربی

کشور امارات متحده عربی پس از افزایش حجم تولید نفت خود و رساندن آن به ۲/۹ میلیون بشکه در روز، جهت بالا بردن طول عمر مخازن خود تصمیم به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت گرفت. وظیفه پیاده‌سازی این روش‌ها بر روی منابع موجود برعهده شرکت ملی نفت ابوظبی<sup>۱</sup> (ADNOC) است. استفاده از این روش‌ها، ضمن افزایش ضریب بازیافت، موجب دو برابر شدن ذخایر اثبات شده در دهه گذشته در ابوظبی شده است.<sup>۲</sup>

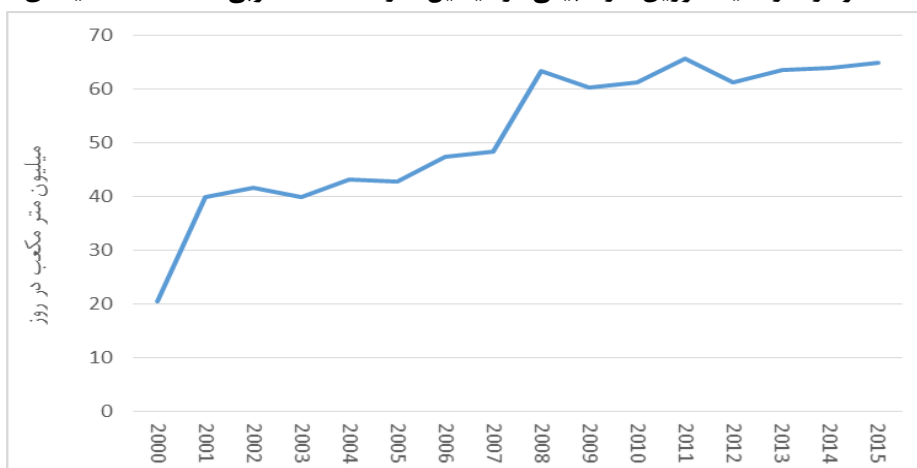
عمده روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت مورد استفاده در میادین نفتی امارات عبارتند از:

۱. تزریق آب،

۲. تزریق گاز طبیعی.

روند تزریق گاز به میادین نفتی امارات از سال ۲۰۰۰ در نمودار زیر نشان داده شده است.

نمودار ۱. وضعیت تزریق گاز طبیعی در میادین امارات متحده عربی (۲۰۰۰-۲۰۱۵ میلادی)



Source: EIA

1. Abu Dhabi National Oil Company

2. EIA; United Arab Emirates International Energy Data and Analysis, 2015



## ب) الجزایر

عمده روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت مورد استفاده در میادین نفتی الجزایر عبارتند از:

۱. تزریق آب،

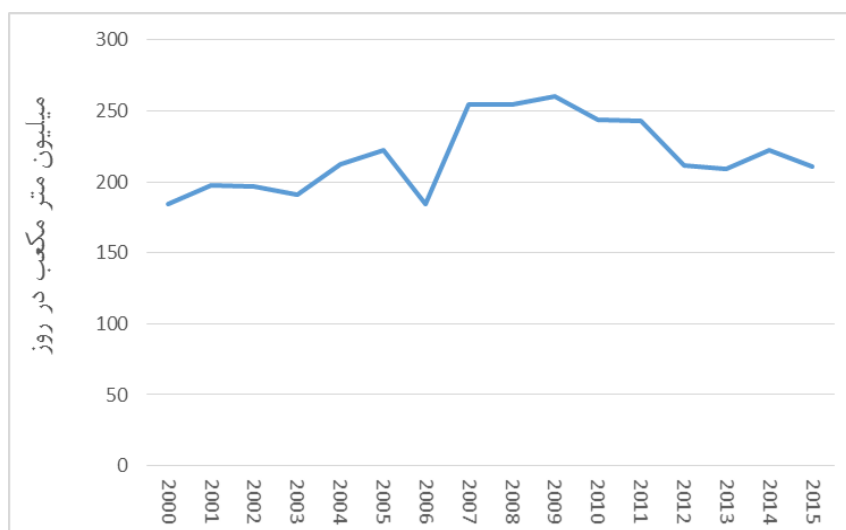
۲. تزریق گاز طبیعی.

بیشترین سهم در روش‌های ازدیاد برداشت در میادین نفت و گاز الجزایر مربوط به تزریق گاز است. میزان تزریق گاز در میادین نفت و گاز الجزایر به‌طور قابل توجهی بیشتر از کشورهای منطقه بوده و باعث شده است که بعد از آمریکا در رتبه دوم جهان قرار گیرد.

قسمت اعظم تزریق گاز برای حفظ فشار میدان «حاسی الرمل»<sup>۱</sup> و جلوگیری از تبدیل میعانات به گاز است. به‌عنوان مثال در زمان اوج تولید گاز این میدان (۲۵۲ میلیون مترمکعب گاز روزانه)، حدود ۷۰ درصد از گاز تولیدی (۱۶۴ میلیون مترمکعب روزانه) دوباره در میدان تزریق شد.<sup>۲</sup>

در سال ۲۰۱۴ میلادی، ۴۳ درصد از گاز تولیدی در این کشور برای ازدیاد برداشت میادین نفت و گاز استفاده شد. این مقدار با میزان گاز مصرفی داخل کشور الجزایر برابری می‌کند. روند تزریق گاز به میادین نفتی الجزایر از سال ۲۰۰۰ در نمودار زیر نشان داده شده است.

نمودار ۲. وضعیت تزریق گاز طبیعی به میادین کشور الجزایر (۲۰۱۵-۲۰۰۰ میلادی)



Source: EIA

همان‌طور که در نمودار مشخص شده، میانگین تزریق گاز در الجزایر در این دوره زمانی حدود ۲۲۵ میلیون مترمکعب روزانه است و میزان تزریق گاز در دهه اخیر تقریباً ثابت مانده و به میزان کمی کاهش یافته است.

1. Hassi R'Mel.

2. Aissaoui, A.; Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies, OXFORD Institute, 2016.

### ج) جمهوری آذربایجان

عمده روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت در میادین نفتی آذربایجان عبارتند از:

۱. تزریق آب،

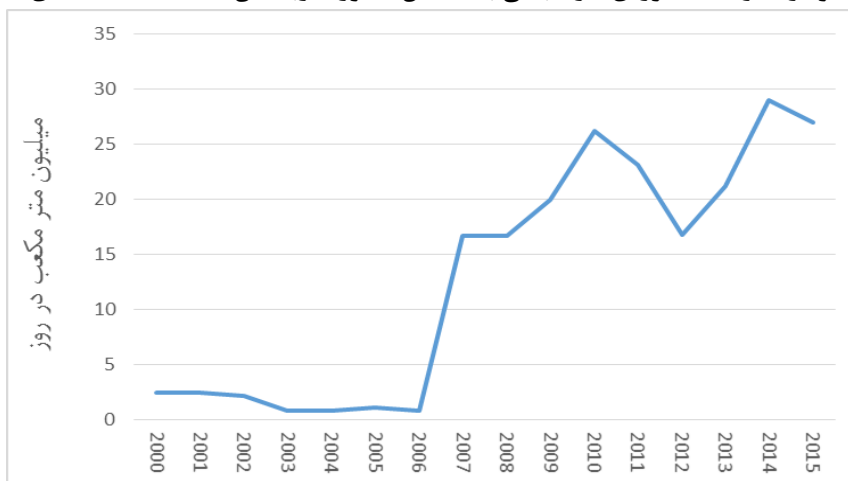
۲. تزریق گاز طبیعی.

متداول‌ترین روش افزایش ضریب بازیافت نفت در آذربایجان، تزریق گاز به میادین نفتی است.

مقادیر قابل توجهی از گازهای همراه میادین ACG و Guneshli برای تزریق استفاده می‌شود.<sup>۱</sup> علاوه بر این، کشور آذربایجان در فصل‌هایی که میزان تقاضای گاز در منطقه کم است، اقدام به خرید گاز روسیه یا ایران می‌کند. سپس این حجم گاز را برای تزریق به میادین نفتی خود به منظور افزایش ضریب بازیافت استفاده می‌کند. همچنین بخشی از آن را در دو مخزن زیرزمینی گاز، ذخیره کرده تا تعادل مصرف حفظ شود. هنگامی که تقاضای گاز در شمال ایران در زمستان افزایش می‌یابد، آذربایجان می‌تواند این نیاز را پوشش دهد.<sup>۲</sup>

میزان تزریق گاز به میادین نفتی آذربایجان از سال ۲۰۰۰ تا به حال در نمودار زیر نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است، میزان تزریق گاز از سال ۲۰۰۶ افزایش چشمگیری داشته است. این افزایش به علت توسعه میدان عظیم گازی شاه دنیز است.

نمودار ۳. وضعیت تزریق گاز طبیعی به میادین کشور آذربایجان (۲۰۱۵-۲۰۰۰ میلادی)



Source: EIA

1. Rzaeva, G.; The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe: Challenges and Perspectives, OXFORD Institute, 2015.

2. EIA; Country Analysis Brief: Azerbaijan, U.S. Energy Information Administration, 2016.





پیش‌بینی‌ها حاکی از آن است که با توسعه فاز دوم میدان گازی شاه دنیز، سهم تزریق گاز دوباره افزایش محسوسی خواهد داشت.

#### د) عمان

در سال ۲۰۰۰ میلادی، تولید سالیانه نفت عمان به بالاترین مقدار خود (۹۷۲ هزار بشکه در روز) رسید؛ اما بعد از آن روند تولید کاهش پیدا کرد تا اینکه در سال ۲۰۰۷ به ۷۱۵ هزار بشکه در روز رسید. از سال ۲۰۰۷ کشور عمان برای افزایش میزان تولید نفت خود به استفاده از روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت روی آورد. عمان توانست با استفاده از این روش‌ها، تولید نفت خود را به همان مقدار سال ۲۰۰۰ میلادی برساند و در سال ۲۰۱۵ به تولید ۱ میلیون بشکه نفت در روز دست یابد. دولت عمان قصد دارد با کمک روش‌های افزایش بازیافت نفت، این روند افزایش تولید را تا ۵ سال آینده حفظ کند.<sup>۱</sup>

عمده روش‌های افزایش ضریب بازیافت نفت مورد استفاده در میادین نفتی عمان عبارتند از:

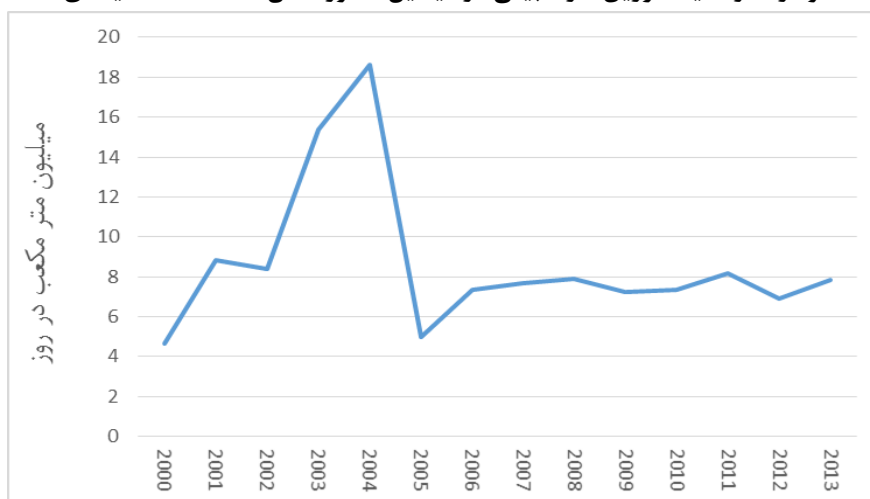
۱. تزریق پلیمر،

۲. تزریق گاز امتزاجی،

۳. تزریق بخار.

روند تزریق گاز در عمان از سال ۲۰۰۰ میلادی در نمودار زیر آمده است.

نمودار ۴. وضعیت تزریق گاز طبیعی در میادین کشور عمان (۲۰۱۵-۲۰۰۰ میلادی)



Source: EIA

1. EIA; Country Analysis Brief: Oman, U.S. Energy Information Administration, 2016.

## هـ) جمهوری اسلامی ایران

در ایران نیز همانند سایر کشورها، عمده روش‌های به‌کارگیری شده برای ازدیاد برداشت، تزریق آب و گاز است. بر این اساس پروژه‌های تزریق گاز در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان و پروژه‌های تزریق آب در شرکت نفت فلات قاره در حال اجراست. در جدول زیر به‌طور خلاصه مقدار تزریق گاز، عملیات بازگردانی گاز و تزریق آب به میادین نفتی در سال‌های ۱۳۹۱، ۱۳۹۲ و ۱۳۹۳ ارائه شده است.

جدول ۱. مقدار گاز و آب تزریق شده به میادین نفتی در سال‌های ۱۳۹۱، ۱۳۹۲ و ۱۳۹۳

| مناطق نفتی                  | واحد                  | سیال تزریقی | مقدار تزریق |        |       |
|-----------------------------|-----------------------|-------------|-------------|--------|-------|
|                             |                       |             | ۱۳۹۱        | ۱۳۹۲   | ۱۳۹۳  |
| شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب | میلیون مترمکعب در روز | گاز         | ۷۷/۶۵       | ۸۱/۹۳  | ۷۲/۱۷ |
| شرکت نفت فلات قاره          | میلیون مترمکعب در روز | گاز         | ۰/۰۴        | ۰      | ۰     |
|                             | میلیون بشکه در سال    | آب          | ۱۳۰/۶۳      | ۱۲۵/۸۸ | ۲۹۵/۹ |
| جمع کل گاز تزریقی           | میلیون مترمکعب در روز | گاز         | ۷۷/۶۹       | ۸۱/۹۳  | ۷۲/۱۷ |

مأخذ: وزارت نفت، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری. ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۳.

همان‌طور که در جدول فوق مشاهده می‌شود در سال ۱۳۹۳، تزریق گاز به میادین نفتی نسبت به سال قبل کاهش یافته به‌طوری‌که مقدار آن با رشد کاهشی ۱۱/۹۱ درصدی روبرو بوده است. مصرف گاز به‌خصوص در ماه‌های سرد سال در بخش خانگی، سهم تزریق را از گاز تولیدی کشور، با تنگنا مواجه ساخته است و همچنین افزایش سهم گاز در سبد مصرف نیروگاه‌های کشور، در اغلب ماه‌های زمستان، به‌علت کمبود گاز، عملیات تزریق را متوقف کرده بود. این در حالی است که تزریق آب در میدان‌های شرکت نفت فلات قاره در سال ۱۳۹۳ با افزایش بسیار چشمگیری نسبت به سال ۱۳۹۲ (بیش از ۱۷۰ میلیون بشکه در روز) همراه بوده است و حدود ۱۳۵ درصد افزایش یافته است.

تزریق گاز در میادین نفتی مناطق نفت‌خیز جنوب شامل میادین نفتی آغاچاری، مارون، گچساران، کرنج، پارسی، رامشیر (تزریق امتزاجی)، بی‌بی حکیمه، هفتگل، لب سفید، کوپال، نرگسی و همچنین میدان دارخوین از شرکت نفت و گاز اروندان است. لازم به توضیح است که در سالیان گذشته به میدان درود از شرکت نفت فلات قاره تزریق گاز به میزان ناچیز نیز صورت می‌گرفته که در سال‌های ۱۳۹۲ و ۱۳۹۳ همان میزان نیز قطع شده است. شایان ذکر است که عملیات بازگردانی گاز در میدان نفتی پازنان در جهت جلوگیری از هزرفرت نفت همچون سال‌های گذشته در سال ۱۳۹۳ نیز ادامه داشته است.



تزریق آب در میادین شرکت نفت فلات قاره شامل میادین نفتی سلمان (تزریق همزمان آب و فرازآوری با گاز)، سیری C (سیوند)، سیری D (دنا)، سیری E (اسفند) و بلال است. در جدول زیر مقدار تزریق گاز، عملیات بازگردانی گاز و تزریق آب به میادین نفتی به تفکیک در سال ۱۳۹۳ ارائه شده است.<sup>۱</sup>

جدول ۲. تزریق گاز، عملیات بازگردانی و تزریق آب به میادین نفتی به تفکیک میدان در سال ۱۳۹۳

| میدان نفتی                           | مقدار گاز (میلیون مترمکعب در روز)<br>مقدار آب (میلیون بشکه در سال) |
|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| آغاچاری (تزریق گاز)                  | ۱۶/۴۱                                                              |
| هفتگل (تزریق گاز)                    | ۰/۲۵                                                               |
| لب سفید (تزریق گاز)                  | ۰/۰۲                                                               |
| مارون (تزریق گاز)                    | ۱۵/۱۲                                                              |
| گچساران (تزریق گاز)                  | ۱۵/۳۱                                                              |
| بی‌بی حکیمه (تزریق گاز)              | ۳/۷۸                                                               |
| کوپال (تزریق گاز)                    | ۲/۰۱                                                               |
| کرنج (تزریق گاز)                     | ۵/۶۱                                                               |
| رامشیر (تزریق گاز)                   | ۰/۱۳                                                               |
| پارسی (تزریق گاز)                    | ۲/۱۲                                                               |
| پازنان (بازگردانی گاز)               | ۵/۱۰                                                               |
| نرگسی (تزریق گاز)                    | ۰/۱۱                                                               |
| دارخوین (تزریق گاز)                  | ۶/۲۰                                                               |
| میادین شرکت نفت فلات قاره (تزریق آب) | ۲۹۵/۹                                                              |

مأخذ: همان.

همان‌گونه که مشاهده می‌شود تقریباً تمام تزریق گاز طبیعی، مربوط به میادین شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است. بنابراین در بخش بعدی این موضوع بیشتر مورد بررسی قرار می‌گیرد.

### ۳. پروژه‌های تزریق گاز در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب و تأثیرات آن بر ضریب بازیافت

طراحی و اجرای برخی از پروژه‌های تزریق گاز در مناطق نفت‌خیز جنوب، پیش از انقلاب و براساس مطالعات انجام شده توسط شرکت‌های معتبر بین‌المللی نظیر McCord صورت گرفته است. شرکت‌های مذکور با مطالعه طیف وسیعی از روش‌های ازدیاد برداشت، روش تزریق گازهای هیدروکربوری را جهت حفظ یا افزایش فشار ستون نفت در مخازن کربناته ایران، مطمئن‌ترین،

۱. وزارت نفت، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری، ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۳.

اقتصادی‌ترین و پربازده‌ترین روش ازدیاد برداشت دانسته‌اند. نتایج مطالعات صورت گرفته توسط متخصصان کشورمان نیز صحت مطالعات شرکت‌های مذکور را تأیید نموده و تزریق گاز را به‌عنوان مؤثرترین گزینه ازدیاد برداشت و جلوگیری از هزروزی نفت در بسیاری از میادین مناطق نفت‌خیز جنوب معرفی کرده‌اند. بر همین مبنا دامنه پروژه‌های تزریق گاز به‌تدریج به سمت مخازن جدیدتر کشیده شده است، به‌گونه‌ای که درحال حاضر یازده پروژه تزریق گاز در مناطق نفت‌خیز جنوب فعال است.

لازم به‌ذکر است که تقریباً کل گاز تزریقی به مخازن، در زمان مورد نیاز قابل استحصال است و برخلاف دیگر روش‌های سیال تزریقی یک هزینه‌کرد به‌شمار نمی‌رود، بلکه مخازن نفتی همانند مخازن ذخیره گاز نیز عمل می‌کنند. لذا به‌لحاظ اقتصادی تزریق گازهای هیدروکربوری برای کشور و نسل‌های آتی بسیار مهم است.

همان‌طور که پیشتر عنوان شد تاکنون در مناطق نفت‌خیز جنوب یازده پروژه تزریق گاز طبیعی در میادین آغاچاری، بی‌بی حکیمه، پارسی، رامشیر، کرنج، کوپال، گچساران، لب سفید، مارون، نرگسی و هفتگل طراحی و اجرا شده است. برخی از این پروژه‌ها با هدف تثبیت فشار ستون نفت و برخی دیگر با هدف فشارافزایی ستون نفت عملیاتی شده‌اند.

براساس آمار ذخایر شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب تا پایان سال ۱۳۹۳ مجموع ذخیره بازیافت نهایی (اولیه + ثانویه) تمام مخازن تحت تزریق گاز طبیعی در مناطق نفت‌خیز جنوب، ۵۹/۶ میلیارد بشکه است که از این میزان ۴۳/۲ میلیارد بشکه ذخیره اولیه و ۱۶/۳ میلیارد بشکه به‌عنوان ذخیره ثانویه منظور شده است.

نمودار ۵. ذخایر اولیه و ثانویه میادین تحت تزریق گاز طبیعی در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب





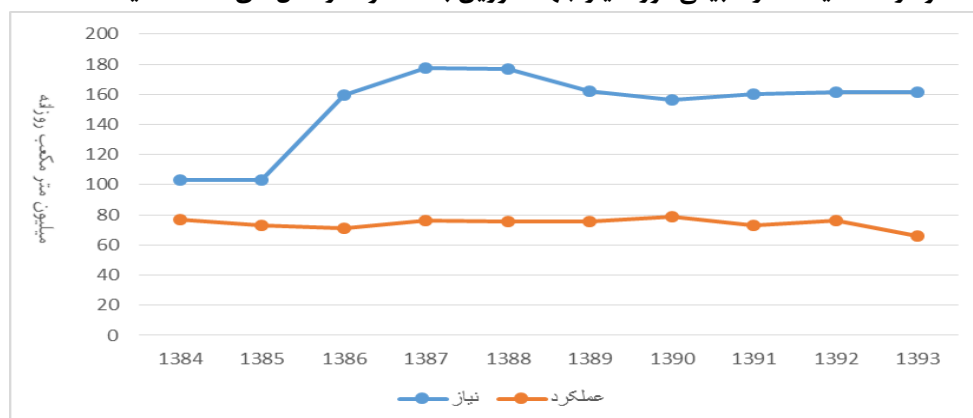
بر این اساس در صورت تأمین گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق،  $۱۶/۳$  میلیارد بشکه به مجموع ذخایر قابل برداشت اضافه می‌شود که معادل با افزایش ضریب بازیافت به میزان ۹/۱۵ درصد در این مخازن است.

در بخش‌های بعد میزان گاز طبیعی مورد نیاز برای تحقق این افزایش ضریب بازیافت به دقت عنوان می‌شود.

#### ۴. میزان گاز تخصیصی برای تزریق

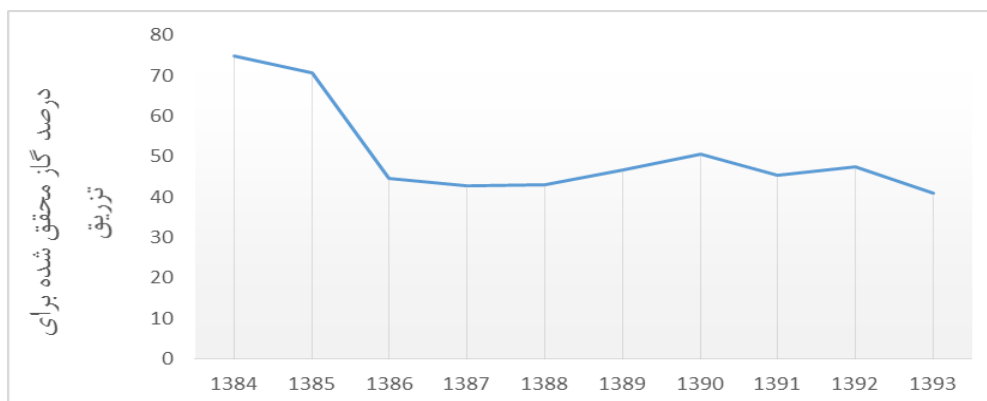
بررسی میزان گاز طبیعی تزریق شده در مخازن تحت تزریق نشان می‌دهد که هیچگاه گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق به میزان مورد نیاز تأمین نشده است. نمودار زیر میزان گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب و متوسط گاز تزریق شده در روز را طی سال‌های اخیر نشان می‌دهد.

نمودار ۶. مقایسه گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق با عملکرد در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۳



همان‌طور که مشخص است، طی سال‌های اخیر این فاصله به دلیل افزایش نیاز به تزریق، افزایش یافته است؛ به گونه‌ای که از حدود ۱۶۰ میلیون مترمکعب در روز گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق کمتر از ۸۰ میلیون مترمکعب به طور متوسط تأمین شده است. نمودار زیر درصد تحقق گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق را در سال‌های اخیر نشان می‌دهد.

نمودار ۷. درصد تحقق گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق در میادین شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب



همان‌طور که مشاهده می‌شود در سال‌های اخیر، حدود ۴۰ درصد گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق در مخازن نفتی کشور تأمین شده است.

#### ۵. منابع تأمین گاز برای تزریق در مخازن مناطق نفت‌خیز جنوب

گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق در مخازن شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب از داخل و خارج محدوده عملیاتی این شرکت تأمین می‌شود.

منابع گاز طبیعی داخلی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب از سه محل تأمین می‌شود:

الف) گازهای همراه نفت تولیدی میادین،

ب) گازهای گنبدی تعدادی از میادین نفتی،

ج) میادین مستقل گازی.

منابع گاز طبیعی خارج از شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب نیز از دو محل تأمین می‌شود:

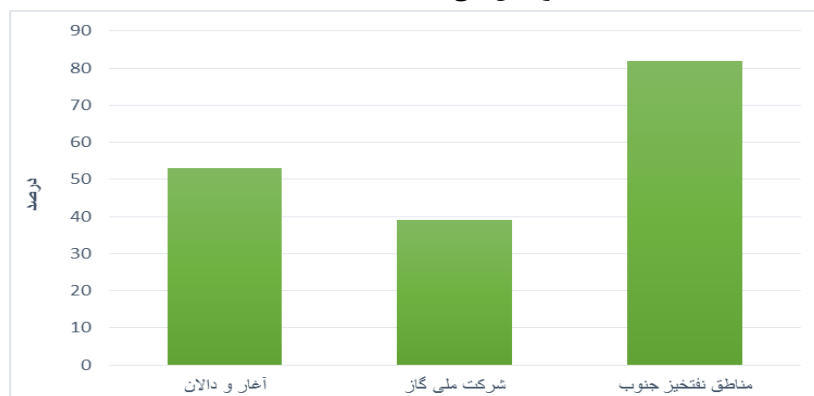
الف) میادین گازی آغار و دالان،

ب) خط لوله پنجم سراسری و سایر منابع شرکت ملی گاز ایران.

همان‌طور که در قسمت قبل عنوان شد، گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق به‌طور کامل تأمین نمی‌شود که این کمبود مربوط به تمامی منابع تأمین‌کننده گاز طبیعی است. نمودار زیر به تفکیک میزان تحقق تأمین گاز طبیعی در هریک از منابع تأمین‌کننده را در سال‌های ۱۳۹۰ الی ۱۳۹۲ نشان می‌دهد.



نمودار ۸. میزان تحقق گاز طبیعی جهت تزریق به تفکیک منابع تأمین‌کننده  
در سال‌های ۱۳۹۰ لغایت ۱۳۹۲



همان‌طور که مشاهده می‌شود، پایین‌ترین میزان تحقق در تأمین گاز طبیعی، مربوط به شرکت ملی گاز است.

۶. شاخص نسبت تزریق به تولید

یکی از شاخص‌های مهم برای ارزیابی عملکرد پروژه‌های تزریق گاز، شاخص نسبت تزریق به تولید است. این شاخص حاصل تقسیم حجم انباشتی گاز مورد نیاز به حجم ذخایر نفت تولیدی است. مطابق آنچه از ابتدا برنامه‌ریزی شده است، متوسط حجم گاز مورد نیاز برای تولید ۱ بشکه (اولیه + ثانویه) در پروژه‌های تزریق گاز مناطق نفت‌خیز جنوب در حدود ۷۶ مترمکعب استاندارد است. با وجود این محاسبات نشان می‌دهد که تاکنون به‌طور متوسط برای تولید ۱ بشکه نفت تنها حدود ۴۶ مترمکعب استاندارد گاز تزریق شده است. این به معنای عقب‌ماندگی ۲۱۸ میلیارد مترمکعب استاندارد تزریق گاز و متعاقب آن عقب‌ماندگی تولید انباشتی به میزان ۱/۳ میلیارد بشکه نفت ثانویه در بازه اجرای پروژه‌های تزریق گاز است. شایان ذکر است که برای جبران این عقب‌ماندگی لازم است که در سال‌های آتی به‌طور متوسط حجمی معادل ۱۰۲ مترمکعب استاندارد گاز برای تولید هر بشکه نفت تزریق شود. برنامه‌ریزی مدون برای رعایت نسبت تولید و تزریق جهت حفظ هم‌نوایی رشد این دو پارامتر از اهمیت خاصی برخوردار است. براساس برنامه‌ریزی‌های موجود می‌بایست به‌ازای تزریق هر میلیون فوت مکعب گاز، حجمی معادل ۳۷۴ بشکه نفت از مجموع ذخایر اولیه و ثانویه مخازن تحت تزریق گاز تولید شود، اما به دلیل عدم وجود گاز کافی جهت تزریق، نسبت تزریق به تولید مورد نیاز در پروژه‌های تزریق گاز به ناچار رعایت نشده و به‌ازای تزریق هریک میلیون فوت مکعب گاز، ۶۱۷ بشکه نفت ثانویه تولید شده است. پیشی گرفتن تولید نفت بر تزریق گاز باعث خواهد شد که در سال‌های آتی به‌ازای تزریق ۱ میلیون فوت مکعب گاز، تنها ۲۷۸ بشکه نفت تولید شود.

به عبارت دیگر با ادامه روند کنونی تزریق گاز و تولید نفت، به میزان ۲/۳ الی ۲/۷ میلیارد بشکه هرزروی نفت خواهیم داشت و این میزان نفت دیگر قابل استحصال نخواهد بود که با احتساب نفت به ارزش ۵۰ دلار، معادل از دست دادن ۱۱۵ الی ۱۳۵ میلیارد دلار است.

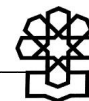
همچنین می‌توان در صورت عدم تأمین گاز مورد نیاز، برای تحقق تولید صیانتی و جلوگیری از هرزرفت نفت، تولید متناسب با تزریق کاهش یابد. بر این اساس و با توجه به میزان گاز تزریقی در عمل، باید به میزان ۲۱۵ الی ۲۵۱ هزار بشکه در روز تولید نفت کاهش یابد که با احتساب ارزش هر بشکه نفت معادل ۵۰ دلار، حدود ۴ الی ۴/۵ میلیارد دلار درآمد کشور در سال کاهش می‌یابد. البته شایان ذکر است که عدم اختصاص گاز به میزان مورد نیاز برای تزریق، موجب طولانی شدن مدت زمان لازم برای تداوم تزریق و مستهلک شدن تأسیسات موجود می‌شود. بدیهی است در این صورت برای تداوم تزریق، احداث تأسیسات جدید مورد نیاز خواهد بود.

در کنار موارد فوق باید به این نکته نیز توجه کرد که با ادامه تولید از مخازن، به تدریج سهم تولید ثانویه از مجموع تولید اولیه و ثانویه افزایش می‌یابد. بررسی‌ها نشان می‌دهد که میزان سهم تولید ثانویه از مجموع تولید اولیه و ثانویه در مخازن تحت تزریق در سال ۱۳۹۳، برابر با ۴۹/۶ درصد بوده است که این میزان با گذشت زمان به سرعت افزایش یافته و تا سال ۱۴۱۲ به ۷۲/۵ درصد می‌رسد. براساس تمام مواردی که عنوان شد، اختصاص گاز به مخازن نفتی به میزان مورد نیاز برای تزریق، باید در صدر اولویت‌ها قرار گیرد.

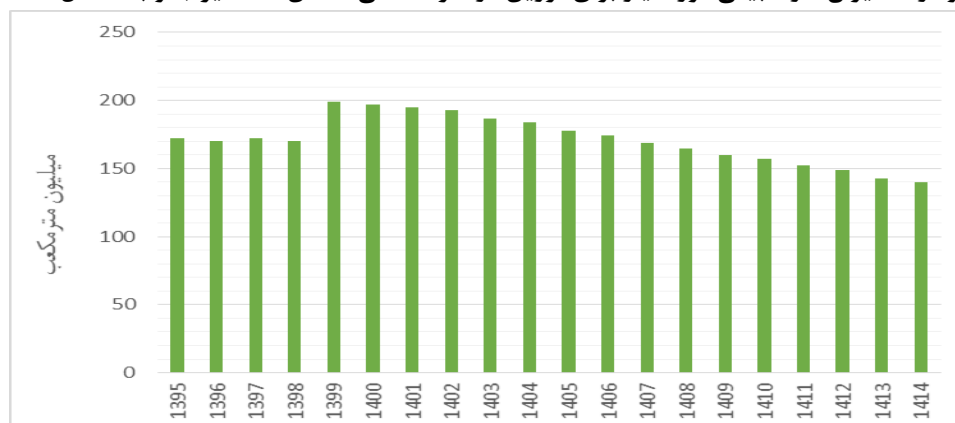
#### ۷. میزان گاز مورد نیاز برای تزریق در سال‌های آتی و برآورد برنامه ششم توسعه

با توجه به میزان تزریق صورت گرفته تاکنون و برای تحقق تولید نفت به میزان فعلی از مخازن تحت تزریق گاز، لازم است گاز مورد نیاز برای سال‌های آتی تأمین شود. طبق مطالعات انجام شده در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، میزان گاز طبیعی مورد نیاز در سال ۱۳۹۵، به میزان ۱۷۲ میلیون مترمکعب در روز است که در سال ۱۳۹۹، به نقطه اوج خود یعنی ۱۹۹ میلیون مترمکعب در روز می‌رسد و سپس روند نزولی پیدا کرده و در سال ۱۴۱۴ تا ۱۴۰ میلیون مترمکعب کاهش می‌یابد. شایان ذکر است که این موضوع در برنامه ششم دیده نشده است و اعداد در نظر گرفته شده کمتر از این میزان است. نمودار زیر میزان گاز مورد نیاز جهت تزریق در مخازن تا سال ۱۴۱۴ را نشان می‌دهد.





نمودار ۹. میزان گاز طبیعی مورد نیاز برای تزریق در شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب تا سال ۱۴۱۴



بر این اساس برای تحقق تولید صیانتی از مخازن نفتی و جلوگیری از هزرفت نفت باید گاز مورد نیاز طبق نیاز برآورد شده، در صدر اولویت‌های وزارت نفت جهت تأمین قرار گیرد؛ به‌خصوص این موضوع باید در برنامه ششم توسعه رعایت شود. اما بررسی مستندات و مصوبات برنامه ششم توسعه نشان می‌دهد که دولت در راستای برنامه‌ریزی برای مازاد گاز غنی تولیدی در طول برنامه، صادرات گاز را به‌جای تزریق در اولویت قرار داده است. جدول زیر اعداد مربوط به گاز غنی تولیدی و میزان صادرات و تزریق گاز در طول برنامه را نشان می‌دهد:

جدول ۳. پیش‌بینی ارقام مربوط به برخی شاخص‌های برنامه ششم توسعه

| ردیف | هدف کمی          |        | وضعیت در پایان سال | پیش‌بینی سال | سال‌های برنامه ششم |      |       |       |      |
|------|------------------|--------|--------------------|--------------|--------------------|------|-------|-------|------|
|      | عنوان            | واحد   |                    |              | ۱۳۹۵               | ۱۳۹۶ | ۱۳۹۷  | ۱۳۹۸  | ۱۳۹۹ |
| ۱    | گاز غنی تولیدی   | م.م.م* | ۶۸۰                | ۷۴۶          | ۸۶۹                | ۱۰۰۰ | ۱۰۹۵  | ۱۱۸۰  | ۱۲۸۷ |
| ۲    | صادرات گاز طبیعی | م.م.م  | ۲۶/۶               | ۲۶/۸         | ۲۷/۷               | ۹۳/۹ | ۱۵۲/۸ | ۱۸۷/۲ | ۲۲۵  |
| ۳    | تزریق گاز        | م.م.م  | ۷۲/۲               | ۸۰           | ۱۲۵                | ۱۲۵  | ۱۴۰   | ۱۵۰   | ۱۵۰  |

مأخذ: سازمان برنامه و بودجه. مستندات برنامه ششم توسعه.

\* میلیون مترمکعب در روز.

همان‌طور که مشاهده می‌شود میزان افزایش تولید گاز غنی در طول برنامه ۵۴۱ میلیون مترمکعب روزانه است که از این میزان حدود ۱۹۸ میلیون مترمکعب روزانه برای افزایش صادرات و ۷۰ میلیون مترمکعب روزانه برای افزایش تزریق در نظر گرفته شده است.

#### جدول ۴. مقایسه میزان گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق در طول برنامه با برآورد برنامه ششم توسعه

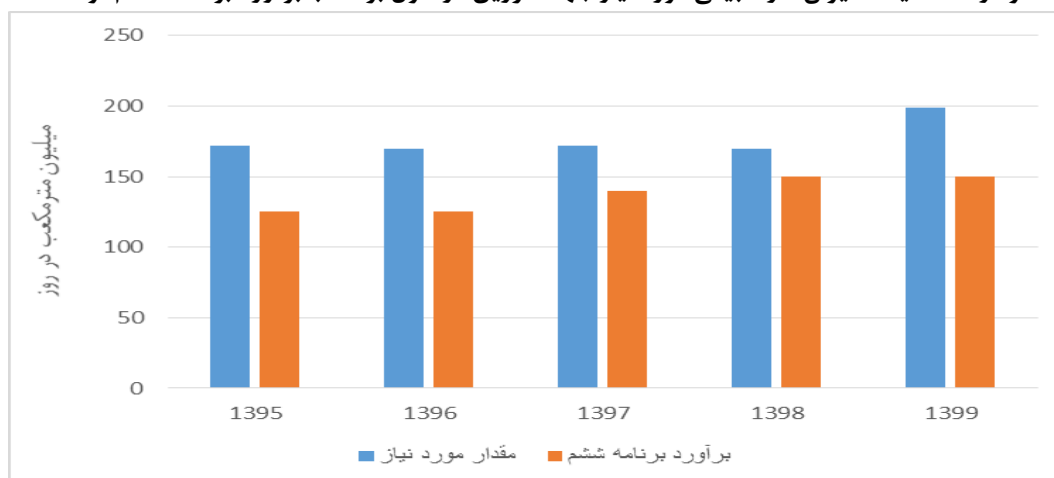
(میلیون مترمکعب در روز)

| ردیف | عنوان                              | ۱۳۹۵ | ۱۳۹۶ | ۱۳۹۷ | ۱۳۹۸ | ۱۳۹۹ |
|------|------------------------------------|------|------|------|------|------|
| ۱    | گاز مورد نیاز برای تزریق           | ۱۷۲  | ۱۷۰  | ۱۷۲  | ۱۷۰  | ۱۹۹  |
| ۲    | میزان برآورد برنامه ششم برای تزریق | ۱۲۵  | ۱۲۵  | ۱۴۰  | ۱۵۰  | ۱۵۰  |

مأخذ: همان.

نمودار زیر نیز به مقایسه برنامه ششم برای تزریق و میزان گاز مورد نیاز در عمل می‌پردازد.

#### نمودار ۱۰. مقایسه میزان گاز طبیعی مورد نیاز جهت تزریق در طول برنامه با برآورد برنامه ششم توسعه



همان‌طور که مشخص است تخصیص مناسب گاز برای تزریق از محل افزایش تولید گاز در طول برنامه صورت نگرفته است و حتی در صورت تحقق برنامه، نیاز واقعی مخازن تأمین نشده است.

#### جمع‌بندی

در راستای افزایش فشار مخزن و تحقق تولید صیانتی، ۱۱ مخزن نفتی واقع در مناطق نفت‌خیز جنوب تحت تزریق گاز هستند. برخی از این پروژه‌ها با هدف تثبیت فشار و برخی دیگر با هدف فشارافزایی عملیاتی شده‌اند. لازم به ذکر است که تقریباً کل گاز تزریقی به مخازن در زمان مورد نیاز قابل استحصال است و برخلاف دیگر روش‌های سیال تزریقی یک هزینه‌کرد به‌شمار نمی‌رود، بلکه مخازن نفتی همانند مخازن ذخیره گاز نیز عمل می‌کنند. لذا به‌لحاظ اقتصادی تزریق گازهای هیدروکربوری برای کشور و نسل‌های آتی بسیار مهم است.



در صورت تأمین گاز مورد نیاز برای تزریق، ۱۶/۳ میلیارد بشکه به مجموع ذخایر قابل برداشت اضافه می‌شود که معادل با افزایش ضریب بازیافت به میزان ۹/۱۵ درصد در این مخازن است.

بررسی میزان گاز تزریق شده در مخازن تحت تزریق نشان می‌دهد که هیچگاه گاز مورد نیاز برای تزریق به میزان مورد نیاز تأمین نشده است. طی سال‌های اخیر از حدود ۱۶۰ میلیون مترمکعب در روز گاز مورد نیاز برای تزریق کمتر از ۸۰ میلیون مترمکعب به‌طور متوسط تأمین شده است؛ یعنی تحقق ۵۰ درصدی.

با ادامه روند کنونی تزریق گاز و تولید نفت، به میزان ۲/۳ الی ۲/۷ میلیارد بشکه هرزروی نفت خواهیم داشت و این میزان نفت دیگر قابل استحصال نخواهد بود که با احتساب نفت به ارزش ۵۰ دلار، معادل از دست دادن ۱۱۵ الی ۱۳۵ میلیارد دلار است.

همچنین می‌توان در صورت عدم تأمین گاز مورد نیاز، برای تحقق تولید صیانتی و جلوگیری از هرزرفت نفت، تولید متناسب با تزریق کاهش یابد. بر این اساس و با توجه به میزان گاز تزریقی در عمل، باید به میزان ۲۱۵ الی ۲۵۱ هزار بشکه تولید نفت کاهش یابد که با احتساب ارزش هر بشکه نفت معادل ۵۰ دلار، حدود ۴ الی ۴/۵ میلیارد دلار درآمد کشور در سال کاهش می‌یابد. شایان ذکر است که عدم اختصاص گاز به میزان مورد نیاز جهت تزریق، موجب طولانی شدن مدت زمان لازم برای تداوم تزریق و مستهلک شدن تأسیسات موجود می‌شود. بدیهی است در این صورت جهت تداوم تزریق، احداث تأسیسات جدید مورد نیاز خواهد بود.

براساس موارد فوق و در راستای تحقق تولید صیانتی از میادین نفتی، پیشنهاد می‌شود که تخصیص گاز مورد نیاز برای تزریق در صدر اولویت‌ها قرار گرفته و سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای احداث تأسیسات جدید برای افزایش حجم تزریق گاز به سرعت صورت گیرد.

بررسی برنامه ششم توسعه نشان می‌دهد که تخصیص مناسب گاز برای تزریق از محل افزایش تولید گاز در طول برنامه، صورت نگرفته و حتی در صورت تحقق برنامه، نیاز واقعی مخازن تأمین نشده است؛ از طرف دیگر ظرفیت در نظر گرفته شده برای صادرات گاز به میزان ۲۰۰ میلیون مترمکعب افزایش یافته است که تحقق این حجم صادرات در طول ۵ سال واقع‌بینانه نیست.

لذا پیشنهاد می‌شود مابه‌التفاوت گاز مورد نیاز برای تزریق با میزان برآوردی در برنامه ششم از محل صادرات گاز در نظر گرفته در برنامه تأمین شود.

## منابع و مأخذ

۱. وزارت نفت، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری، ترازنامه هیدروکربوری کشور، ۱۳۹۳.
۲. گزارش بررسی وضعیت تزریق گاز در مناطق نفت‌خیز جنوب، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ۱۳۹۴.
3. EIA; *United Arab Emirates International energy data and analysis*, 2015.
4. EIA; *Country Analysis Brief: Oman*, U.S. Energy Information Administration, 2016.
5. EIA; *Country Analysis Brief: Azerbaijan*, U.S. Energy Information Administration, 2016.
6. Aissaoui, A.; *Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies*, OXFORD Institute, 2016.
7. Rzaeva, G.; *The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe: Challenges and Perspectives*, OXFORD Institute, 2015.
8. Matsumoto, T.; *Course of Renewal for ADCO Concession Expiring in 2014*, 2014.



مرکز پژوهش‌ها  
مجلس شورای اسلامی

شماره مسلسل: ۱۵۲۸۰

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: تزریق گاز به میادین نفتی لازمه تحقق تولید صیانتی

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: امیرحسین تیبانیان

همکار: محمدرضا رهبری

ناظران علمی: فرید دهقانی، فریدون اسعدی

متقاضی: معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی

ویراستار تخصصی: محمدحسن معادی رودسری



واژه‌های کلیدی: —

تاریخ انتشار: ۱۳۹۵/۱۱/۱۲