الزامات مدیریت بهینه گازهای مشعل

**محمدرضا شکوهی[[1]](#footnote-1)، مسلم مرادی[[2]](#footnote-2)**

[moslem.moradi2@gmail.com](mailto:moslem.moradi2@gmail.com)

**فهرست**

[چکیده 2](#_Toc453084240)

[مقدمه 3](#_Toc453084241)

[1. روش‌های جایگزین سوزاندن گازهای مشعل: 4](#_Toc453084242)

[2. روند تولید گازهای مشعل در میادین نفتی ایران: 7](#_Toc453084243)

[2.1. روند تولید گاز مشعل به تفکیک مناطق نفتی 7](#_Toc453084244)

[2.2. تاریخچه تولید گاز مشعل در بازه زمانی یک دهه 9](#_Toc453084245)

[3. راهکارهای پیشنهادی مدیریت صحیح گازهای مشعل 10](#_Toc453084246)

[4. الزامات قانونی و رگولاتوری: 11](#_Toc453084247)

[5. نتیجه گیری: 12](#_Toc453084248)

[6. مراجع: 13](#_Toc453084249)

# **چکیده**

تولید گاز به همراه نفت یکی از موارد شایع در میادین نفتی است که در مخازن با نفت سبک، رایج‌تر از مخازن با نفت سنگین است. در متن ابلاغیه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی به دو مورد زیر تاکید شده است. در مقدمه این سیاست‌ها بر اقتصاد عدالت‌بنیان و در بندهای 14 و 15 ابلاغیه این سیاست‌های کلی با تاکید بر افزایش ذخایر هیدروکربوری و هم‌چنین افزایش زنجیره ارزش افزوده، بر برداشت صیانتی از منابع هیدروکربوری تاکید شده است. در دنیای امروز اهمیت انرژی بر همگان روشن بوده و بنگاه‌های اقتصادی سعی در بهینه‌سازی و حداکثر‌سازی سود خود از انرژی دارند. از آن‌جایی که شرکت ملی نفت با توجه به ماهیت بنگاه‌داری و حداکثر‌سازی سود خود از یک سو و از جنبه دیگر ماهیت ملی بودن، حفظ منافع ملی-نسلی و حداکثرسازی منافع سهامداران، باید عمل صحیح در این راستا را انجام دهد. به جهت حداکثرسازی سود باید به بهینه‌سازی زنجیره ارزش افزوده توجه و از جهت حفظ منافع ملی و نسلی باید به امر جلوگیری از هدر رفتن و سوزاندن این گازها توجه اهم حاصل شود. از این حیث به دو جهت منافع ملی مورد صدمه واقع می‌شود: نخست هدررفتن مقادیر با‌ ارزش گاز و دوم آلودگی محیط زیست. حداکثرسازی سود و ارزش افزوده در مورد این گازها، مبتنی بر شناخت روش‌های جایگزین سوزاندن گاز تولیدی است. در این پژوهش بر مبنای الزامات اقتصاد مقاومتی در این حوزه، ابتدا منابع تولید این گازها را بیان می‌نماییم و سپس به موارد مصرفی و جایگزین این گازها اشاره کرده، در پایان به میزان و روند تولید این گازها در میادین نفتی کشور پرداخته و با در نظر گرفتن منافع اقتصادی و مسائل فنی میادین، پیشنهادهایی ارائه خواهدگردید.

# **مقدمه**

با توجه به سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی تحول در شیوه مدیریت گازهای مشعل و جایگزینی روش بهینه که متضمن اجرای این سیاست‌ها باشد از اهمیت زیادی برخوردار است. به منظور شناخت منابع تولیدی ابتدا لازم است تا علت و منابع حضور این گازها در نفت تولیدی مورد بررسی قرار گیرد. منابع مختلفی برای گاز تولیدی از چاه وجود دارد که به اختصار توضیح داده می‌شوند.

گاز محلول[[3]](#footnote-3) در نفت یکی از مکانیزم‌های رانش تولیدی نفت مخزن است که از طریق جدایش گاز از نفت خام و سپس انبساط آن گاز محلول در اثر کاهش فشار مخزن می‌باشد. هنگامی که فشار مخزن به کمتر از فشار حباب برسد، حباب‌های گاز از نفت جدا شده و در اثر انبساط این حباب‌ها، رانش نفت خام از خلل و فرج سنگ به سمت چاه تولیدی اتفاق می‌افتد. این گاز آزاده شده از نفت می‌تواند توسط مکانیزم جدایش به بالای ستون نفتی مهاجرت کرده و یا اینکه با نفت تولید شود. درصد بازیافت[[4]](#footnote-4) از این طریق بین 5 تا 30% می‌تواند باشد. [1] در برخی مخازن نیز بخش فوقانی مخزن شامل یک کلاهک گازی می‌باشد که گاز بصورت جدا از نفت وجود دارد. این مورد نیز یکی از مکانیزم‌های رانشی تولید از مخزن است. بدلیل قابلیت انبساط زیاد کلاهک گازی، افت فشار مخازنی که با این مکانیزم رانش تولید می‌کنند، بسیار کند است. به طور معمول درصد بازیافت نفت مخازن با رانش کلاهک گازی بین 20 تا 40% برآورد شده است. [1] دو حالت برای گازی که از مخزن نفتی تولید می -گردد وجود دارد:

الف- گاز تولیدی در شرایط مخزن به حالت فاز گاز وجود داشته باشد، که طبق موارد مذکور، از دو حالت گاز حل شده درون نفت و/یا کلاهک گازی تشکیل شده است.

ب- براساس قوانین حاکم بر سیالات کاهش فشار موجب جدا شدن ترکیبات گازی از نفت خواهد شد و از آن جایی که در طول جریان نفت از درون مخزن و سپس از درون لوله مغزی چاه افت فشار محسوسی وجود دارد، بنابراین میزانی از گاز تولیدی مربوط جدایش فاز گاز از فاز نفت در طول تولید از چاه می‌باشد.

گازهایی که در میادین نفتی سوزانده می‌شوند، شامل حداقل یکی از مکانیزم‌های گاز تولیدی از مخازن نفتی بوده و لذا اطلاق واژه گازهای همراه که برای گازهایی که سوزانده می‌شوند بکار می‌رود، واژه جامعی نبوده و فقط مشمول یک مورد از مکانیزم های تولیدی گاز از مخازن نفتی است. لذا زین پس، واژه گازهای مشعل را برای این نوع گازها بکار می‌بریم.

# **1. روش‌های جایگزین سوزاندن گازهای مشعل:**

میزان گازهای تولیدی کشور در سال 91 که سوزانده شده‌اند، برابر 25 میلیون‌متر‌مکعب روزانه معادل حدود 65 میلیون بشکه نفت در یک سال است. [2] و لذا مدیریت صحیح و بهینه گازهای مشعل یک امر اهم در صنعت نفت کشور محسوب می‌گردد. به منظور جایگزین بهترین روش سوزاندن این گازها لازم است تا روش‎‌های جایگزینی که برای گازهای مشعل وجود دارد، شناسایی شوند. از مهم‌ترین مشکلات سوزاندن این گازها مربوط به آلودگی‌های زیست محیطی بوده که در این نوشتار سعی بر توضیح آن را نداریم و در مطالعات مربوط به آقای فارینا در موسسه انرژی GE بدان پرداخته شده است. [3]

بطور کلی گزینه‌های جایگزین سوزاندن گازهای مشعل، شامل روش‌های ذیل می‌توانند باشد. در این بخش متذکر می‌شویم که محدودیت تقسیم بندی هرکدام از جایگزین‌ها به بهینه‌سازی اقتصادی و مطالعات امکان‌سنجی اقتصادی وابسته است.

* + **کاربرد اول:** در مقیاس‌های تولید پایین گازهای مشعل، اگرچه ممکن است که در یک نگاه اول به سوزاندن این گازها، با توجیه غیر اقتصادی بودن تاکید گردد، اما با نگاهی دقیق‌تر می‌توان به روش‌های بهینه و جایگزین ذیل رسید:
* استفاده حذف گازهای اسیدی همچون H2 S و CO2.
* استفاده به‌منظور دی هیدراسیون[[5]](#footnote-5): کنترل هیدرات‌های تشکیل شده در خطوط لوله گاز.
* دفع نیتروژن: این راه‌کار همیشه مورد نیاز نیست و وابسته به ترکیب گاز می‌باشد و در صورتی که نیاز باشد با توجه به دو نوع تکنولوژی برودتی و تکنولوژی غشای نفوذپذیر گاز این عمل انجام می‌پذیرد. [4]
* مایعات گاز طبیعی: مایعات گاز طبیعی را در مقیاس کوچک و بزرگ تولید گاز، می‌توان بکار گرفت. عموماً مایعات گاز طبیعی از طریق کنترل دما و فشار حاصل می‌شوند. این مایعات جزء با ارزش‌ترین محصولات نفتی بوده که خوراک واحدهای پتروشیمی گردیده و یا برای صادرات استفاده می‌شوند.
  + **کاربرد دوم:** مصارف سوختی؛ بعنوان [[6]](#footnote-6)CNG/LNG[[7]](#footnote-7) برای مصرف توسط خودروها یا مصارف شهری.

یکی از روش‌های جایگزین برای سوزاندن این گازها خالص سازی و سپس فشرده‌سازی برای مصرف‌ خودروها است. با توجه به اینکه ترکیب درصد گازهای مشعل متفاوت بوده، لذا این روش می‌تواند یکی از بهترین روش‌های جایگزین، بدلیل متغیر بودن کمیت و کیفیت این نوع گازها باشد. این سوخت‌ها نسبت به سایر سوخت‌ها آلودگی کمتری ایجاد کرده و ارزان‌تر هستند. همچنین با توجه به اینکه گازهای مشعل در مناطق متفاوت وجود داشته و متمرکز نیستند جایگزینی این روش به جای سوزاندن را بیشتر تقویت می‌کند. حتی در صورتی که گاز خروجی از چاه‌های نفت، غنی[[8]](#footnote-8) باشد می‌توان ابتدا ترکیبات غنی را بعنوان NGL [[9]](#footnote-9)جدا کرده و سپس گاز باقیمانده را برای فشرده سازی بعنوان CNG استفاده کرد. [5] و [6] پالایش و استفاده بعنوان مصارف سوخت شهری نیز از راهکارهایی برای جلوگیری از هدررفت و آلودگی محیط است.

* + **کاربرد سوم:** تولید انرژی الکتریسیته

در سراسر دنیا استفاده از گاز برای تولید برق امری رایج است. در یک نیروگاه برق گاز را یا بعنوان خورک نیروگاه استفاده می‌نمایند که در این صورت نیروگاه را نیروگاه گازی می‌نامند و یا گاز را بعنوان سوخت برای تولید بخار مصرف می‌کنند که در این صورت نیروگاه را نیروگاه بخاری می‌نامند. عرصه دیگری از نیروگاه‌ها تحت عنوان نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به تولید برق می‌پردازند که از دو مکانیزم نیروگاه گازی و بخاری بطوری سری برای افزایش راندمان بهره می‌برند. استفاده از این گازهای مشعل جهت تولید برق عموماً وابسته به تولید گاز مشعل قابل توجه از میدان نفتی و اقتصاد مقیاس گاز می‌باشد. و البته استفاده از این گازها در نیروگاه‌های تولید برق با مقیاس کوچک نیز ممکن می‌باشد اما بایستی برای هر منطقه امکان‌سنجی اقتصادی وابسته به همان میدان در برابر روش‌های جایگزین بررسی گردد. به عنوان مثال ممکن است در مناطق دریایی برای تولید برق در سکوهای نفتی ترجیه بر استفاده از این گازها جهت تولید برق در سکوی نفتی و یا تأمین انرژی برق دکل‌های حفاری چاه‌های مجاور باشد تا اینکه این گاز را برای مناطق و کاربردهای دیگر از طریق خطوط لوله و ... ارسال کرد. به هرحال در استفاده از این گازهای مشعل جهت تولید برق باید به ویژگی‌های اقتصاد مقیاس، انعطاف پذیری سوخت یا خوراک ورودی و هم چنین مطالعات امکان‌سنجی اقتصاد طرح نیروگاه‌های برق توجه نمود. [7] و [8]

* + **کاربرد چهارم:** مشتقات شیمیایی و پتروشیمیایی

ترکیبات تشکیل دهنده گاز مشعل بطور کلی از سه جزء تشکیل شده است:1) متان 2) NGL 3) ناخالصی‌ها.

عموماً میزان نسبی هر جز هیدروکربن نسبت معکوس با اندازه مولکول‌های آن جزء دارد بطور مثال متان کوچک‌ترین هیدروکربن است و نسبتاً از بقیه بیشتر است. به همین منوال اتان و پروپان و بوتان و .... میزان کمتری را در گاز طبیعی و گاز مشعل دارد. سایر ناخالصی‌ها همچون کربن دی اکسید، هیدروژن سولفید، نیتروژن، هلیم و غیره هرکدام ممکن است در گاز مشعل وجود داشته باشد.

هرکدام از ترکیبات را می‌توان بعنوان خوراک برای تولید محصول متناسب بکار برد. جدول زیر موارد استفاده برخی اجزاء را نشان می‌دهد.

جدول 1- موارد استفاده ترکیبات گازی [9]

|  |  |
| --- | --- |
| نوع استفاده | ترکیب |
| خوراک برای تولید کودهای نیتروژن مبنا مانند آمونیوم/ تولید متانول/ اسید استیک/فرمالدهید/ دی متیل اتر و .... | متان (C1) |
| تولید اتیلن و مشتقات آن مانند اتیلن گلایکول و ... | اتان (C2) |
| سردسازی/ تولید پروپیلن/ مصارف مسکونی و .... | پروپان (C3) |
| گرمایش / استفاده بعنوان LPG /تولید پلی بوتیلن پلاستیک/  پلی بوتادین/ در فرآیندهای پالایشگاهی | نرمال بوتان (n-C4)  ایزوبوتان (iso-C4) |
| درتولید بنزین با بهبود بخشیدن این ترکیبات و ... | پنتان (C5) و بالاتر |

اهم موارد استفاده از گاز مشعل جهت تولید محصولات دیگر در جدول فوق ذکر گردید. عموم محصولات اولیه مذکور جهت صنایع پرکاربرد دیگر بعنوان خوراک یا سوخت بکار می‌روند و لذا می‌توان ارزش افزوده بسیار زیادی را برای هرکدام ایجاد کرد. لازم به ذکر است امروزه چرخه ارزش افزوده بیشتری در مراحل پایین دستی ایجاد شده که اغلب از محصولات بیان شده تولید می‌شوند. از مزایای این واحدهای تولیدی پتروشیمیایی امکان‌پذیری احداث این واحدها برای مقادیر کم تولید گاز مشعل است. در واقع برای مواردی که گاز مشعل به میزان زیاد جهت مصارف تولید برق و ... تولید نمی‌گردد احداث این کارخانجات به لحاظ اقتصادی به صرفه تر خواهد بود. بنابراین از مصارف گازهای مشعل استفاده به عنوان خوراک یا سوخت جهت تولید محصولات پتروشیمی و شیمیایی می‌باشد که درجهت ایجاد زنجیره ارزش افزوده بیشتری است.

* + **کاربرد پنجم:** بازگردانی[[10]](#footnote-10) گازهای مشعل جهت بهبود/ ازدیاد برداشت مخازن نفتی

تزریق گاز بصورت امتزاجی[[11]](#footnote-11)/. غیر امتزاجی[[12]](#footnote-12) از مهم‌ترین روش‌های ازدیاد/ بهبود برداشت نفت است. تزریق غیر امتزاجی جهت حفظ و یا افزایش فشار مخزن و ترزیق امتزاجی عموماً با هدف کاهش ویسکوزیته و دانسیته نفت مخزن از طریق تورم[[13]](#footnote-13) نفت صورت می‌پذیرد. در تزریق گاز با هدف بهبود برداشت باید سه نکته کلی را به منظور بالا بردن ضریب بازیافت در نظر داشت: نخست نرخ تزریق، دوم: مدت زمان تزریق وسوم حجم تجمعی تزریق. و قبل از تزریق گاز باید مشخصات و پارامترهای مخزنی هرچه دقیق‌تر بررسی، تا به افزایش ضریب بازیافت منجر گردد. در اهمیت این نکته همین کافی است که درصورتی که پارامترها و ویژگی‌های مخزن به درستی شناسایی نشود ممکن است منجر به کاهش ضریب بازیافت گردد. از آن جایی که افزایش قابل توجه ضریب بازیافت مخازن نفتی مشروط بر تزریق حجم قابل توجهی گاز است درصورتی که تولید گاز مشعل یک میدان کم باشد می‌توان گازهای مشعل سایر میادین در فواصل نزدیک را جمع آوری کرده و برای بهبود ضریب بازیافت در یک میدان به کار برد. به عنوان مثال تزریق 200 میلیون متر مکعب در هر روز به مدت 15 سال سبب تولید 15 میلیارد بشکه نفت اضافی خواهد شد اگر 75 مترمکعب گاز جایگزین یک بشکه نفت گردد که مطالعات دقیق نیازمند انجام مطالعات مخزن و سایر الزمات مطالعاتی است. [10]

علاوه بر روش‌های جایگزین بیان شده، روش‌های کمتر مرسوم دیگری نیز وجود دارد که البته وابسته به مناطق مختلف متغیر خواهد بود.

# **2. روند تولید گازهای مشعل در میادین نفتی ایران:**

## **2.1. روند تولید گاز مشعل به تفکیک مناطق نفتی**

به استناد ترازنامه هیدرو کربوری در سال ١٣٩١، در بازه زمانی سال‌های ١٣٨٦ تا پایان ١٣٩١ نزدیک به ٨١ میلیارد متر مکعب گاز تولیدی از میادین کشور سوزانده شده است. در سال 1386 میزان گازهای مشعل حدود 40 میلیون متر مکعب در روز بوده است که در پایان سال 1391 این رقم به 25 میلیون متر مکعب در روز رسیده است. دلایل کاهش این گازهای مشعل را می‌توان در دو مورد خلاصه کرد: 1) جمع آوری و جلوگیری از سوزاندن گازها. 2) کاهش میزان گاز تولیدی از میادین نفتی؛ با توجه به افت فشار مخازن در طول عمر یک مخزن طبیعی است که تولید گاز کاهش یابد چرا که بیش تر گاز در اوایل عمر مخزن از نفت جدا می‌شود و با گذشت زمان میزان جدایش گاز از نفت کاهش می‌یابد. جدول زیر میزان گازهای مشعل را به تفکیک مناطق نفتی ایران در بازه زمانی سال‌های 1391-1386 نشان می‌دهد. ارقام جدول ذیل بر حسب میلیون متر مکعب روزانه در جدول ارائه می‌گردد.

جدول 2- میزان گازهای مشعل به تفکیک مناطق نفت ایران (واحدها بر حسب میلیون متر مکعب روزانه می‌باشند)[11]

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| شرکت عملیاتی | سال | 1386 | 1387 | 1388 | 1389 | 1390 | 1391 | |
| مناطق نفت خیز جنوب (میلیون متر مکعب روزانه) | | 13/14 | 89/13 | 38/15 | 73/12 | 68/12 | 6/5 |
| نفت مناطق مرکزی (میلیون متر مکعب روزانه) | | 34/3 | 15/4 | 81/3 | 1/4 | 98/3 | 83/1 |
| فلات قاره (میلیون متر مکعب روزانه) | | 53/19 | 62/18 | 54/18 | 47/19 | 35/20 | 35/16 |
| بهره‌برداری نفت وگاز اروندان (میلیون متر مکعب روزانه) | | 54/2 | 66/3 | 83/3 | 94/0 | 46/0 | 45/1 |
| مجموع گاز مشعل در روز (میلیون متر مکعب روزانه) | | 54/39 | 32/40 | 56/41 | 24/37 | 47/37 | 23/25 |
| معادل نفت خام در سال (میلیون بشکه) | | 89/101 | 9/104 | 1/107 | 96/95 | 56/96 | 02/65 |

آن چه از جدول فوق بر می‌آید نشان‌دهنده این است که شرکت نفت فلات قاره که در حوزه دریایی خلیج فارس فعالیت عمده دارد، بیش‌ترین سهم را در سوزاندن این گازهای تولیدی دارد و لذا برنامه‌ریزی و مدیریت صحیح این گازهای دارای ارزش باید در اولویت‌های شرکت نفت فلات قاره قرار گیرد. پس از آن شرکت نفت مناطق نفت خیز جنوب بیش‌ترین سهم را در سوزاندن این گازها دارد. جدول ذیل میزان درصد گازهای سوزانده شده توسط شرکت‌های مختلف را در سال‌های مختلف نشان می‌دهد.

جدول 3- سهم شرکت‌های نفتی از سوزاندن گازها بر حسب درصد

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| شرکت عملیاتی | سال | 1386 | 1387 | 1388 | 1389 | 1390 | 1391 | |
| مناطق نفت خیز جنوب (درصد) | | 7/36 | 4/34 | 37 | 18/34 | 84/33 | 19/22 |
| نفت مناطق مرکزی (درصد) | | 4/8 | 2/10 | 16/9 | 11 | 62/10 | 25/7 |
| فلات قاره (درصد) | | 3/49 | 1/46 | 61/44 | 28/52 | 31/54 | 81/64 |
| بهره‌برداری نفت وگاز اروندان (درصد) | | 4/6 | 07/9 | 21/9 | 6/2 | 22/1 | 74/5 |
| معادل نفت خام در سال (میلیون بشکه) | | 89/101 | 9/104 | 1/107 | 96/95 | 56/96 | 02/65 |

باتوجه به سهم تولید بیش‌تر شرکت‌های نفت فلات قاره و مناطق نفت‌خیز جنوب از نفت تولیدی کشور انتظار بیش‌تری برای تولید گازهای مشعل از میادین تحت مدیریت این شرکت‌ها وجود دارد. هم چنین توجه به این نکته ملزم است که بدلیل فعالیت شرکت نفت فلات قاره در مناطق دریایی، جمع آوری و جایگزینی روش‌های دیگر سوزاندن گازهای مشعل در این حوزه نسبت به سایر مناطق از دشواری بیشتری برخوردار باشد.

## **2.2. تاریخچه تولید گاز مشعل در بازه زمانی یک دهه**

نگاهی عمیق‌تر به تاریخچه گازهای مشعل در کشور نیز اهمیت قابل توجه‌ای به این مقوله می‌دهد. جدول ذیل میزان گازهای سوزانده شده و میزان نفت معادل آن در مجموع میادین نفتی کشور در بازه زمانی ده ساله بوده که با نگاهی دقیق‌تر به میزان معادل نفت می‌توان دریافت که چه حجم عظیمی از منابع هیدروکربوری هدر داده شده است.

جدول 4- روند تولید گازهای مشعل ایران در سال‌های اخیر [11]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| سال | میزان گاز مشعل (میلیون متر مکعب در روز) | معادل نفت خام (میلیون بشکه در سال) |
| 1381 | 5/31 | 17/81 |
| 1382 | 08/38 | 13/98 |
| 1383 | 88/34 | 13/90 |
| 1384 | 21/38 | 46/98 |
| 1385 | 96/38 | 40/100 |
| 1386 | 53/39 | 86/101 |
| 1387 | 32/40 | 19/104 |
| 1388 | 56/41 | 39/107 |
| 1389 | 24/37 | 96/95 |
| 1390 | 46/37 | 53/96 |
| 1391 | 23/25 | 02/65 |

با توجه به مقدمه سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی و هم‌چنین بندهای 14 و 15 و با نگاهی به ارقام جداول فوق الذکر، لزوم توجه بیشتر به مدیریت صحیح گازهای مشعل و حفظ منافع ملی علاوه بر حداکثرسازی سود پدیدار می‌گردد. شاید میزان گاز سوزانده شده نتواند میزان خسارت وارده به منافع ملی را نشان دهد، لکن حجم معادل نفت آن به روشنی برای همگان قابل تفسیر است. لذا با تمرکز بیشتر بر روش‌های جایگزین و حفظ منافع ملی و اصول اقتصادی منطبق بر سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی راه‌کارهایی در بخش بعدی برای مدیریت بهینه گازهای مشعل ارائه می‌گردد.

# **3. راهکارهای پیشنهادی مدیریت صحیح گازهای مشعل**

مدیریت صحیح این گازهای تولیدی مستلزم اقدامات قانون گذاری و رگولاتوری، مطالعات اقتصادی و مطالعات فنی می‌باشد. که در این پژوهش چکیده مطالعات اقتصادی و فنی تشریح گردید. اقدامات قانون گذاری در سال‌های اخیر موجب سردرگمی نسبت به نحوه مدیریت این گازها شده است. تا جایی که در قانون اصلاح قانون نفت 90 این اختیار به وزارت نفت داده شده است تا قیمت این گازها را یک سوم گازهای تولیدی از میادین گازی با مشوق‌هایی به مناقصه بخش خصوصی بگذارد، در حالیکه در اصلاحیه بعدی قانون نفت این نکته حذف شده است. با این وجود در این گزارش مطالعات فنی و اقتصادی بهینه گازهای مشعل بررسی و پیشنهادات ذیل به تشریح ارائه گردید:

* + در میادین دریایی که نرخ تولید گاز کم می‌باشد توصیه می‌شود که گاز تولیدی جهت تولید برق در مقیاس کوچک برای خود سکوها و میادین همجوار و یا برای مناطق و جزایر نزدیک بکار گرفته شود.
  + در مناطق دریایی که گاز تولیدی قابل توجه است؛ پیشنهاد این است که گاز مشعل تولیدی میدان و میادین نزدیک با در نظر گرفتن مسائل فنی مخزن و مطالعه دقیق ویژگی‌های مخزن جهت تزریق و بهبود/ ازدیاد برداشت استفاده گردد.
  + در مناطق خشکی که گاز مشعل تولید نرخ کمی دارد پیشنهاد بهینه استفاده از این گازها تولید برق برای مصرف در واحدهای نفتی همچون واحد بهره برداری، واحد نمک زدایی، واحد تقویت فشار و یا برای تأمین انرژی الکتریکی دکل‌های حفاری مجاور یا برای مصرف مسکونی مناطق نزدیک می‌باشد.
  + در مناطق خشکی که گاز مشعل تولیدی قابل توجه بوده پیشنهاد بهینه اول استفاده از این گازها برای احداث واحدهای صنعتی پتروشیمی می‌باشد. در اولویت دوم استفاده از این گازها به جهت تولید برق و در اولویت سوم استفاده از این گازها برای سوخت‌ها اعم از سوخت مسکونی یا خودروها از طریق CNG/LPG پیشنهاد می‌گردد. پیشنهاد مصرف برای واحدهای پتروشیمی با غنی‌تر شدن گاز[[14]](#footnote-14) تولیدی اهمیت دوچندانی را پیدا می‌کند. و هم چنین پیشنهاد تولید انرژی الکتریکی و مصرف به عنوان سوخت با افزایش اجزاء سبک گاز تولیدی تقویت می‌گردد.

# **4. الزامات قانونی و رگولاتوری:**

الزامات قانونی گازهای همراه در سال‌های اخیر تغییرات زیادی داشته که باعث عدم رغبت بخش‌های خصوصی شده است. در قانون بودجه سال 90 (بند "ر " از ماده‌ واحده) صراحتاً بیان گردیده که شرکت ملی نفت می‌تواند گازهای هدر سوز فلرها را با برگزاری مزایده با قیمت پایه‌ یک‌سوم گاز نیروگاهی، در اختیار متقاضیان قرار داده و درآمدهای حاصل از آن را در پروژه‌های زیست‌محیطی هزینه کند. این قانون برای اجرای سه سال اهمیت داشته که متاسفانه در سال 93 این قانون ملغی گردید.

در ماده 12 قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی به وزارت خانه‌ها و خصوصاً وزارت نفت و نیرو این مجوزه داده است که سالانه تا سقف یکصد میلیارد دلار به صورت ارزی و تا سقف پانصد هزار میلیارد ریال بصورت ریالی با شرایط ذیل این ماده با اولویت بخش خصوصی اقدام به انعقاد قرارداد نماید. بند الف ماده 12 این قانون صراحتاً به سرمایه گذاری برای جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه تاکید نموده است. این ماده راهکار مناسبی به دولت پیشنهاد نموده تا از محل سرمایه گذاری‌های با اولویت بخش خصوصی، در مورد گازهای همراه تصمیم گیری نماید.

بنابراین از جهت الزامات و موانع قانونی، دولت می‌تواند در واگذاری گازهای مشعل به بخش‌های غیر دولتی تصمیم اتخاذ نماید. اما آنچه از مشکلات که پیش روی انعقاد قرارداد واگذاری گازهای مشعل است مربوط به قیمت گذاری بوده که سابقاً تشریح گردید در قانون بودجه سال 90 تسهیلات مناسب تصویب شده بود که در سال 93 این تسهیلات حذف گردید.

# **5. نتیجه گیری:**

در این پژوهش سعی گردید تا باتوجه به کمیت و کیفیت گازهای مشعل تولیدی از میادین نفتی به دنبال راهکارهای جایگزین با در نظر گرفتن حداکثری سازی سود و توجه به حفظ حقوق و منافع ملی طبق سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی باشیم. در گزارش فوق به بررسی الزامات قانونی، اقتصادی و فنی گازهای مشعل پرداخته و راهکارهای جایگزین ارائه گردید. بررسی دقیق مسائل فنی و اقتصادی و ارائه راه‌کار مناسب منوط به بررسی موردی کیفیت و کمیت گازهای مشعل می‌باشد. هرگونه سیاست‌گذاری در مسئله گازهای مشعل باید مشروط بر حداکثری سازی سود و حفظ منافع ملی باشد. لذا با در نظر گرفتن سیاست‌های کلی اقتصاد مقاومتی مبنی بر افزایش ذخایر راهبردی و ایجاد زنجیره ارزش افزوده در معیت برداشت صیانتی هرگونه تصمیم فروش و یا استفاده این گازها در زنجیره ارزش افزوده توسط شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه مستلزم توجه به کمیت، کیفیت و شرایط جغرافیایی منطقه گاز تولیدی مورد نظر می‌باشد.

# **6. مراجع:**

[1] tarek, A. (2010). Reservoir Engineering Handbook/ fourth edition.

[2] ترازنامه هیدروکربوری سال 1391. (1393). موسسه مطالعات بین المللی انرژی.

[3] Farina, M. F. (2011). Flare Gas Reduction/Recent global trends and policy considerations. GE energy.

[4] Maung T. et al. (2012).Economics of Using Flared vs. Conventional Natural Gas to Produce Nitrogen Fertilizer: A Feasibility Analysis. Agribusiness & Applied Economics 699.

[5] A. Kutepova et al. (2011). Associated gas utilization in Russia: the issues and prospects. annual report.

[6] فتح آبادی ه. آ. (1392). مديريت گازهاي مشعل در صنايع نفت و گاز. ماهنامه علمى- ترويجى اكتشاف و توليد نفت و گاز

[7] S. Y. Sinaki et al. Study on flare gas recovery (FGR) to minimize wastes and economical benefits

[8] K. Willnow. (2013). Energy Efficient Solutions for Thermal Power Plants. Energy Efficiency Technologies;ANNEX III. Technical Report

[9] wocken A. et al. (2013). End use technology study; An assessment of alternative uses for associated gas. the international center for applied energy technology.

[10] عمادیم., قبادی. ع. (1393). راهبردهای بهبود برداشت از میادین نفت و گاز ایران. انتشار توسط مدیریت توسعه منابع انسانی شرکت ملی نفت ایران.

[11] ترازنامه هیدروکربوری سال 1391. (1393). موسسه مطالعات بین المللی انرژی.

1. عضو هیات علمی گروه مدیریت و اقتصاد نفت و گاز دانشکده نفت تهران، دانشگاه صنعت نفت [↑](#footnote-ref-1)
2. کارشناسی ارشد مدیریت مخازن هیدروکربوری، دانشکده نفت تهران، دانشگاه صنعت نفت [↑](#footnote-ref-2)
3. Associated gas [↑](#footnote-ref-3)
4. Recovery factor [↑](#footnote-ref-4)
5. dehydration [↑](#footnote-ref-5)
6. Compressed natural gas [↑](#footnote-ref-6)
7. Liquefied natural gas [↑](#footnote-ref-7)
8. Rich gas [↑](#footnote-ref-8)
9. Natural gas liquid [↑](#footnote-ref-9)
10. recycle [↑](#footnote-ref-10)
11. Miscible injection [↑](#footnote-ref-11)
12. Immiscible injection [↑](#footnote-ref-12)
13. swelling [↑](#footnote-ref-13)
14. Rich gas [↑](#footnote-ref-14)