



امکان سنجی روش‌های متداول ازدیاد برداشت در میدان مشترک گاز میعانی پارس جنوبی

مهدي شايي نژاد، مهدي باقري پور، مریم خرم، واحد ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، مدیریت مهندسی نفت و گاز، شرکت نفت و گاز پارس

چکیده

مخازن گاز میعانی به واسطه رفتار فازی متفاوتی که از خود نشان می‌دهند، به مطالعات گسترده و ویژه‌ای نیاز دارند. در این گونه مخازن، با افت فشار مخزن بر اثر تولید، اجزای سنگین موجود در گاز جدا شده و اطراف دهانه چاه به شکل مایع تجمع پیدا می‌کنند. تجمع میعانات در اطراف چاه، باعث کاهش شدید تراوایی گاز و بالطبع کاهش تولید گاز خواهد شد. علاوه بر این، بخش اعظمی از میعانات گازی با ارزش، درون مخزن حبس می‌شوند. تثبیت فشار از مهم‌ترین روش‌هایی است که تاکنون برای کاهش تشکیل میعانات درون مخزن استفاده شده است. گاز تولیدی از مخزن، نیتروژن، دی‌اکسید کربن و متان از پرکاربردترین گازهای استفاده شده در تزریق به میادین گاز میعانی هستند که هر کدام مزایا و معایب خود را دارند. میدان پارس جنوبی قسمتی از بزرگ‌ترین میدان گاز میعانی جهان است که با برداشتی که در چند سال اخیر از این میدان صورت گرفته، فشار مخزن به نزدیک فشار نقطه شبنم رسیده است و بررسی سناریوهای مختلف تثبیت فشار در این میدان اهمیت به‌سزائی دارد. با توجه به این مسئله که میدان پارس جنوبی با قطر مشترک است، برای حفظ منافع ملی، استفاده از روش‌های تثبیت فشار از حساسیت‌های خاص خود را دارد که نیازمند مطالعه‌ای جامع و دقیق است. در این مقاله به بررسی روش‌های تثبیت فشار به کار رفته در میادین میعانات گازی مشابه در کشورهای دیگر پرداخته می‌شود و پیشنهاد اولیه‌ای در باره انتخاب روش مناسب‌تر برای اجرا روی میدان پارس جنوبی ارائه می‌دهد.

واژه‌های کلیدی | مخازن گاز میعانی، بازگردانی گاز، تزریق نیتروژن، تزریق دی‌اکسید کربن، مدیریت مخزن

مقدمه

از دقت نتایج آزمایشگاهی کم می‌کند. شبیه‌سازی عددی مدل آزمایشگاهی می‌تواند به بالا بردن دقت فرآیند بازگردانی گاز و انتخاب بهترین شرایط تثبیت فشار کمک کند. میدان بزرگ گازی پارس جنوبی در خلیج فارس، پتانسیل‌های زیادی در زمینه تحقیق و پژوهش دارد که می‌توان به روش‌های مختلف ازدیاد برداشت از این مخزن اشاره کرد. با توجه به حجم عظیم برداشت گاز از این مخزن، پیش‌بینی می‌شود در آینده نزدیک، فشار مخزن به زیر فشار نقطه شبنم برسد و در نتیجه مقدار قابل توجهی از میعانات گازی، درون مخزن تشکیل شود که از دیدگاه اقتصادی بسیار حائز اهمیت است. در این مطالعه برخی از روش‌های مختلف جلوگیری از تشکیل میعانات یا تولید میعانات تشکیل شده در مخزن ارائه شده که عبارت است از:

(الف) بازگردانی گاز تولیدی به مخزن

(ب) تزریق گازهای نیتروژن و دی‌اکسید کربن

(ج) تغییر خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن

(د) مدیریت مخزن

قابل ذکر است استفاده از هر کدام از روش‌های بالا در میدان پارس جنوبی نیازمند پژوهش و مطالعات بسیار دقیق است.

در این پژوهش به مطالعه و بررسی روش‌های مختلف، برای افزایش برداشت گاز و میعانات گازی از مخازن گاز میعانی پرداخته شده است و در پایان، راهکارهای موثر در ارتباط با ازدیاد تولید گاز و میعانات گازی در میدان پارس جنوبی ارائه می‌گردد.

مطالعه مخازن گاز میعانی از موارد چالش برانگیز در رشته مهندسی نفت است. به طور معمول تولید از این میادین بدون تثبیت فشار، باعث برداشت مقدار زیادی گاز در صنعت، همراه با مقدار نسبتاً کمی از میعانات گازی می‌شود. با کاهش فشار مخزن و رسیدن آن به فشار نقطه شبنم تولید طبیعی از مخزن معمولاً به افزایش اشباع مایعات در محیط متخلخل منجر می‌شود و درصد ترکیبات سنگین در گاز تولیدی با گذر زمان کاهش می‌یابد تا اینکه فشار مخزن به فشار Retrograde برسد [۱]. در این نقطه، درصد ترکیبات سنگین به مقدار کمی افزایش می‌یابد. بنابراین، تولید میعانات با گذر زمان کاهش می‌یابد. با توجه به ارزش اقتصادی میعانات گازی روش‌های متفاوتی برای حل این مشکل به کار گرفته شده است که از آن جمله می‌توان به ایجاد شکاف هیدرولیکی، تثبیت فشار به وسیله بازگردانی گاز به مخزن و همچنین تزریق گازهای مختلف مانند دی‌اکسید کربن، نیتروژن و غیره به اطراف دهانه چاه نام برد. از مهم‌ترین پارامترهایی که باید در مدیریت پروژه‌های بازگردانی گاز به آنها توجه شود، عبارتند از نرخ تزریق گاز، ترکیب گاز تزریق‌شده، زمان شروع و پایان پروژه تزریق با توجه به شرایط اقتصادی روز [۲].

مطالعات آزمایشگاهی فرآیند بازگردانی گاز بیشتر برای پیش‌بینی عملکرد آن باید استفاده شود. آنالیز کامل بر خواص سنگ و سیال قبل از آزمایش، برای کم کردن خطا و نزدیک کردن آزمایش به شرایط مخزن ضروری است. مطالعات آزمایشگاهی زمان‌گیر و پرهزینه‌اند و همچنین ناهمگنی بسیار در مقیاس مخزن

مدت زمان تزریق، تولید میعانات گازی افزایش می‌یابد. با شبیه‌سازی‌ها و با در نظر داشتن پارامترهای فوق، بهترین سناریو تولید با بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز تولیدی به مخزن در طول ۲۰ سال حاصل شده است (شکل‌های ۱ و ۲). در پایان این پروژه پیشنهادی برآورد اقتصادی شده است. در این برآورد همه حالات مختلف بررسی شده است. با این برآورد اقتصادی و با فرض کردن قیمت‌های روز، بهینه‌ترین حالت فوق در مخزن TAGS بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز در ۱۵ سال و در مخزن TAGI بازگرداندن ۱۰۰ درصد گاز در ۲۰ سال گزارش شده است.

۱-۲- تزریق گازهای نیتروژن و دی‌اکسید کربن

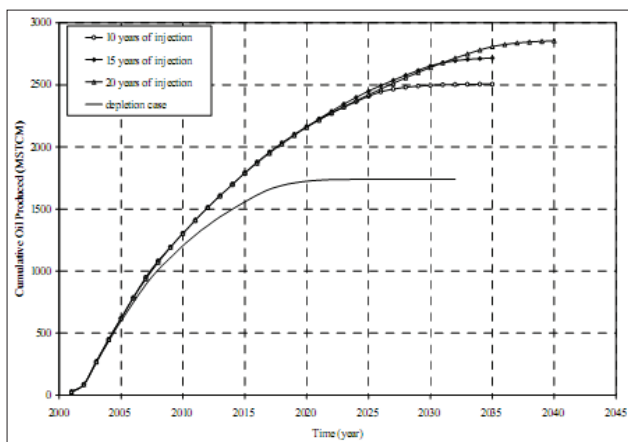
تزریق گازهای مختلف، از جمله نیتروژن و دی‌اکسید کربن به مخازن گاز میعانی از روش‌های متداول تثبیت فشار است. همچنین به دلیل امتزاج‌پذیری گاز دی‌اکسید کربن با سیال مخزن، تزریق این گاز جابه‌جایی و تولید میعانات گازی در محیط متخلخل را در پی دارد. در این بخش نمونه‌هایی از تزریق این گازها به مخازن گاز میعانی بررسی می‌شود. امکان تزریق گاز برای جلوگیری از کاهش گاز تولیدی بر اثر انسداد میعانات گازی در اطراف دهانه چاه در یکی از مخازن گاز میعانی شکافدار ایران از طریق شبیه‌سازی بررسی شده است [۴]. مشخص شده است که مخزن مطالعه شده در این تحقیق، با توجه به دما و فشار آن در محدوده معکوس میعانی قرار دارد. بنابراین تشکیل میعانات گازی در اطراف دهانه چاه احتمال می‌رود. در این تحقیق بازگردانی گاز در بهبود بازیافت میعانات گازی و جلوگیری از کاهش تراوایی مطالعه شده است. در این راستا پس از تعیین مقدار گاز در جای مخزن با نمودار فشار-ضریب تراکم‌پذیری، مقدار ضریب بازیافت و مقدار تولید میعانات گازی در پنج سناریو متفاوت بررسی شده است: تولید طبیعی، تزریق متان، تزریق گاز CO₂، تزریق نیتروژن و تزریق گاز تفکیک‌گرها. در این پژوهش از نرم‌افزار شبیه‌سازی مخازن (Eclipse300) برای مدل‌سازی مخزن و از نرم‌افزار PVTi برای مدل‌سازی سیالات درون مخزن استفاده شده است. فرآیند تزریق از سال ۲۰۱۰ تا ۲۰۳۰ به مدت ۲۰ سال و با استفاده از ۲ چاه تزریقی پیش‌بینی شده است. نتایج به دست آمده از این تحقیق عبارتند از:

۱. تزریق متان با توجه به مقدار گاز و میعانات گازی کم، بدترین سناریو

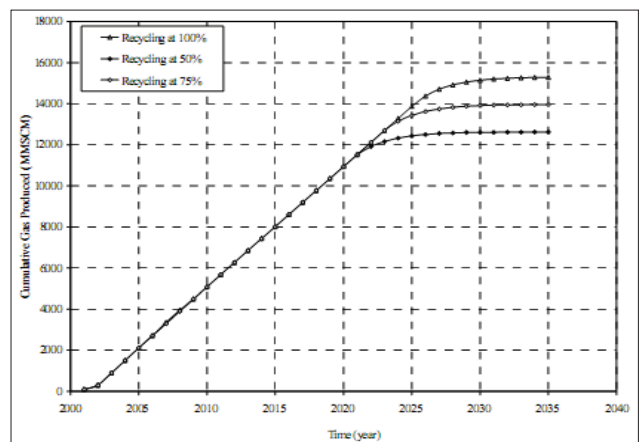
۱-۱- روش‌های ازدیاد برداشت در مخازن گاز میعانی

۱-۱-۱ بازگردانی گاز تولیدی به مخزن

در این روش میعانات گازی از گاز تولیدی مخزن، جدا و گاز خشک به مخزن بازگردانده می‌شود که افزایش تولید میعانات گازی را در پی دارد. از مزایای این فرآیند می‌توان به تأخیر جزئی و کاهش احتمال انسداد میعانات اشاره کرد. این فرآیند به میزان گاز خشک تزریق شده به مخزن وابسته است. علاوه بر پارامترهای مخزن، استراتژی تولید، شروع فرآیند تزریق، چاه‌های موجود و تسهیلات سرچاهی از دیگر پارامترهای موثر هستند. در این زمینه تحقیقات زیادی در مخازن گاز میعانی جهان صورت گرفته است که از جمله می‌توان به نمونه زیر اشاره کرد: میدان گاز میعانی Toulal در الجزایر که از دو مخزن مجزای TAGS و TAGI تشکیل شده، به منزله مطالعه موردی برای مقایسه روش‌های تولید طبیعی و بازگردانی گاز از طریق شبیه‌سازی استفاده شده است [۳]. برای مقایسه بهتر این روش‌ها برآورد اقتصادی نیز شده است. اکنون در این میدان در مخزن TAGS یک چاه و در مخزن TAGI سه چاه در چرخه تولید قرار دارند. بنابراین این میدان به طور کامل توسعه پیدا نکرده است. فرآیندی از طریق شبیه‌سازی برای توسعه این میدان پیشنهاد داده شده است. معیارهای این فرآیند، بهینه‌سازی تعداد چاه‌های این میدان با فاصله ۱۰۰۰ متر و با توجه به تولید پایای (Plateau) بیشتر، افت فشار کمتر و ضریب بازیافت بیشتر بوده است. پس از شبیه‌سازی‌های گوناگون، تعداد بهینه چاه‌های مخزن TAGS برابر ۵ و مخزن TAGI برابر ۴ حلقه چاه بدست آمده است. همچنین دبی تولید بهینه ۴۰ MSTCM/D در هر چاه تعیین شده است. مشخص شده که با گذشت زمان، افت فشار در میدان زیاد شده و مایع در اطراف دهانه چاه تشکیل می‌شود. بنابراین فرآیند بازگردانی گاز در این دو مخزن پیشنهاد شده است. در این فرآیند تعداد چاه‌های تولیدی همان ۹ حلقه و تعداد ۴ حلقه چاه تزریقی (برای هر مخزن دو حلقه) در نظر گرفته شده است. سپس چندین سناریو تولید مطالعه شده‌اند که عبارتند از تولید با بازگردانی گاز با دبی‌های متفاوت (۵۰، ۷۵ و ۱۰۰ درصد گاز) و با مدت زمان‌های متفاوت (۱۰، ۱۵ و ۲۰ سال). تولید تجمعی گاز، تولید تجمعی میعانات گازی و فشار مخزن از جمله پارامترهایی هستند که برای هر شبیه‌سازی بررسی شده‌اند. با افزایش دبی تزریق گاز و همچنین افزایش



شکل ۲ | تولید میعانات گازی در زمان‌های متفاوت تزریق در مخزن TAGS



شکل ۱ | تولید تجمعی گاز در تزریق‌های متفاوت برای مخزن TAGS



مواد فعال کننده سطحی ترشوندگی سنگ مخزن را تغییر می دهند. در این زمینه پژوهش های وسیعی شده که به نمونه ای از آن اشاره می شود:

در این پژوهش، مطالعه آزمایشگاهی و شبیه سازی اثر مواد شیمیایی بر افزایش بهره دهی چاه های شکافدار هیدرولیکی در مخزن گاز میعانی بیان شده است [6]. بدین منظور سیال هیدروکربنی مخزن به صورت مصنوعی ساخته و مواد شیمیایی لازم برای تغییر ترشوندگی به حالت خنثی در سنگ مخزن با دستگاه Core Flood به مغزه تزریق می شود. مواد شیمیایی استفاده شده در این روش ترکیبی از ماده فعال کننده سطحی و پروپیلن گلیکول و ایزوپروپانول است. قابل ذکر است، آماده سازی مغزه به نحوی صورت گرفت که نشان دهنده مغزه از چاه شکافدار هیدرولیکی باشد. مغزه در فشار و دمای مخزن قرار گرفته و همچنین درصد اشباع آب باقیمانده در مغزه حدود ۲۰ درصد نگه داشته شده است. با حضور سیال دو فاز، تراوایی نسبی گاز اندازه گیری شد که نشان داد تراوایی نسبی به میزان ۹۰ درصد کاهش یافته است. برای بهبود حرکت سیال دوفازی در سنگ مخزن PV ۴۰، مواد شیمیایی در فشار ۱۵۰۰ psi و دمای ۲۷۹ درجه فارنهایت به مغزه مورد نظر، تزریق و مشاهده شد تراوایی نسبی گاز به میزان ۱/۵ تا ۲/۵ برابر شده است. همچنین با استفاده از داده های آزمایشگاهی و نرم افزار CMG تزریق مواد شیمیایی در مقیاس میدانی شبیه سازی شد و نتایج آن نشان داد تولید گاز پس از استفاده از مواد شیمیایی به میزان ۱/۵ برابر بهبود یافته است و همچنین در استفاده از مواد شیمیایی برای تغییر ترشوندگی و بهبود Fracture Conductivity در مخازن گاز میعانی پتانسیل بسیار زیادی دارد (شکل های ۴ و ۵).

۲- مدیریت مخزن

نقش مدیریت مخزن در تولید بهینه از هر میدان هیدروکربوری نقشی غیر قابل انکار است و این موضوع در تولید از میادین بزرگی همچون پارس جنوبی اهمیت بسیار زیادی دارد. هر چند وجه اشتراکی این میدان، محدودیت هایی برای تولید بهینه از مخزن در پی داشته است. قابل ذکر است در مخازن میعانی گاز می شود برداشت از مخزن به نحوی صورت پذیرد که توزیع فشار در نقاط مختلف مخزن به صورت یکنواخت باشد.

تزریقی بوده است؛ زیرا متان با ترکیبات گاز مخزن، ترکیب و موجب تشکیل مایع در مخزن می شود.

۲. دبی تولید میعانات گازی در سناریو تزریق گاز تفکیک گر ها اگر چه در شانزده سال اول بالا بوده اما پس از آن با افت شدیدی روبه رو است.

۳. در سناریو تزریق نیتروژن تولید میعانات گازی، ثابت و از حالت تزریق گاز تفکیک گر های بیشتر است.

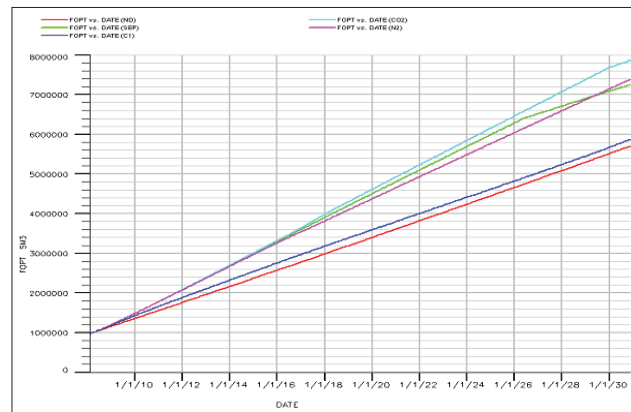
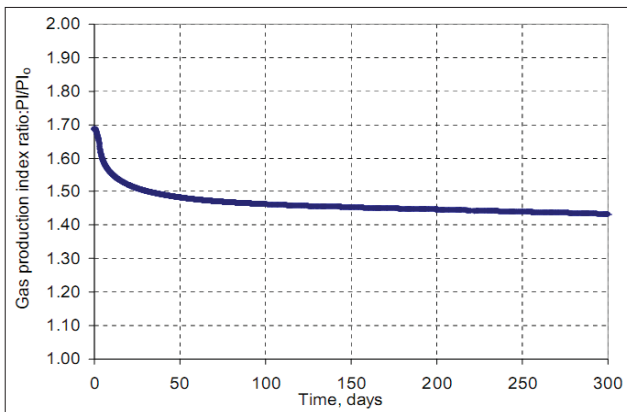
۴. تزریق CO₂ بهترین سناریوست و بیشترین تولید گاز و میعانات گازی را دارد، زیرا با میعانات گازی امتزاج پذیر است و موجب کاهش اشباع باقیمانده میعانات می شود.

این نتایج در شکل ۳ نشان داده شده است.

در مطالعه دیگری تزریق گازهای نیتروژن و دی اکسید کربن در میدان Kvitebjorn در نروژ بررسی شده [5]. فشار مخزن فوق ۷۷۰ بار و دمای آن ۱۵۰ سانتی گراد و فشار شبنم ۴۸۰ بار است. نتایج این پژوهش نشان می دهد، تولید میعانات گازی با تزریق گاز نیتروژن به مراتب کمتر از متان و گاز تولیدی است که این امر به دلیل تغییر نمودار فازی و بالا بردن فشار شبنم به میزان ۷۵۶ بار شده که میعانات در مخزن تشکیل می دهد. دلیل دیگر، کنترل دشوار گاز نیتروژن تولیدی است. تزریق گاز متان نیز تولید میعانات گازی کمتری نسبت به گاز تولیدی به دلایل ذکر شده در بالا را دارد و همچنین گاز متان کافی در دسترس نیست. حتی با افزایش تولید میعانات گازی، تزریق گاز از نظر اقتصادی به صرفه نیست که این امر به دلیل تاخیر در فروش گاز تزریقی است. علاوه بر اقتصادی نبودن پروژه تزریق گاز، عوامل دیگری مانند عدم قطعیت در افزایش میعانات گازی، دسترسی نداشتن به منبع گاز تزریقی، محدودیت فضا و وزن در سکو در راستای نصب کمپرسور برای تزریق علاوه بر کمپرسور موجود و غیره، پروژه تزریق گاز را تحت تاثیر قرار داده است. بنابراین بهترین گزینه برای میدان kvitebjorn، بازگردانی گاز تولیدی به داخل مخزن است.

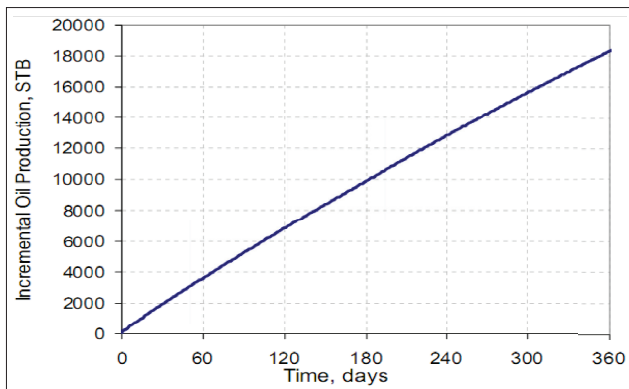
۱-۳- تغییر خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن

تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از نفت دوست به حالت خنثی، اشباع باقیمانده مایع را کاهش و در نتیجه تراوایی نسبی گاز را افزایش می دهد که این خود در مخازن گاز میعانی برای تولید میعانات مطلوب است. استفاده از مواد شیمیایی مانند

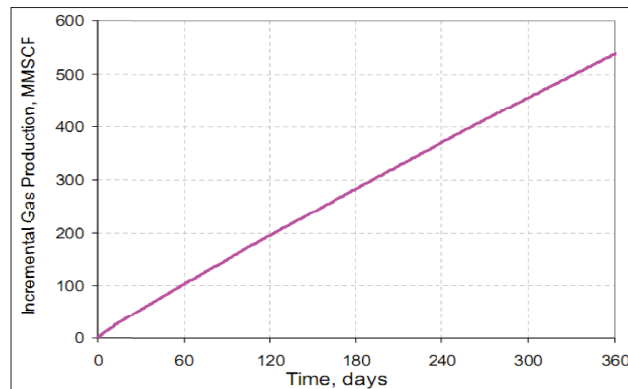


شکل ۴ | ضریب افزایش گاز تولیدی نسبت به زمان با استفاده از مواد شیمیایی

شکل ۳ | تولید تجمعی میعانات گازی در حالت متفاوت تزریق



۶ میزان افزایش نفت تولیدی پس از تغییر ترشوندگی



۵ میزان افزایش گاز تولیدی پس از تغییر ترشوندگی

روش توصیه نمی‌شود. یکی از عوامل مهم و تأثیرگذار در تزریق گازهای نیتروژن و دی‌اکسید کربن فراوانی و در دسترس بودن منابع آن است که با توجه به تأسیس کارخانه‌های مختلف در منطقه ویژه اقتصادی پارس جنوبی تهیه این گازها مخصوصاً دی‌اکسید کربن به راحتی امکان پذیر است. نکته دیگری که در رابطه با تزریق دی‌اکسید کربن باید در نظر گرفت این است که کاهش این گازها کمک بسیار بزرگی به محیط زیست خواهد کرد؛ زیرا دی‌اکسید کربن یکی از گازهای مضر گلخانه‌ای محسوب می‌شود، اما در این روش مطالعات دقیق آزمایشگاهی و آنالیز سنگ و سیال و تزریق دی‌اکسید کربن در محیط آزمایشگاهی و همچنین مطالعات شبیه‌سازی برای بخش‌های مختلف میدان پارس جنوبی ضروری است. مدیریت مخزن نیز نقش به‌سزایی در جلوگیری از تشکیل میعانات گازی در داخل مخزن دارد که از جمله می‌توان به توزیع یکنواخت چاه‌ها در میدان گاز میعانی برای جلوگیری از افت فشار در یک ناحیه مخزن و همچنین استفاده از کمپرسور برای پایین آوردن فشار سر چاهی در جلوگیری از افت فشار بیشتر در چاه اشاره کرد.

نمونه دیگری از راهکارهای پیشنهاد شده، استفاده از کمپرسور برای پایین آوردن فشار سر چاهی است. برای مثال مطالعه موردی استفاده از کمپرسور در یکی از میدان‌ها در دریای شمال نشان داد، کمپرسور قادر خواهد بود فشار سر چاه را به ۴۰ بار کاهش دهد و حتی با استفاده از یک کمپرسور دیگر آن را به ۱۵ بار رسانده و ضریب تولید گاز را از ۵۵ درصد به ۷۰ درصد افزایش دهد [۷]. مهم‌ترین محدودیت‌ها برای استفاده از کمپرسور وزن و نبود فضای کافی بر سکو، ایمنی، هزینه و بازدهی کمپرسور است.

نتیجه‌گیری

با توجه به نیاز روزافزون و وابستگی کشور به تولید گاز از میدان پارس جنوبی و همچنین مشترک بودن این میدان با قطر، کاربرد بازگردانی گاز تولیدی به مخزن توجیه اقتصادی ندارد. با توجه به اینکه موضوعی مبنی بر تشکیل میعانات گازی به میزان قابل توجه در میدان پارس جنوبی گزارش نشده است و به دلیل استفاده از مواد شیمیایی برای تغییر ترشوندگی سنگ مخزن پس از تشکیل میعانات، اکنون استفاده از این

منابع

- [1] H. Adel, Sonatrach, D. Tiab, U of Oklahoma, and T. Zhu, U of Alaska Fairbanks, "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'Mel South Field, Algeria", SPE 104040 Presented at Mexico, 2006
- [2] S.R. Shadizadeh, Petroleum University of Technology, and D. Rashtchian and S. Moradi, Sharif U of Technology, "Simulation of Experimental Gas-Recycling Experiments in Fractured Gas/Condensate Reservoirs" SPE 99647 Presented at Alberta, Canada, 2006
- [3] Elhadi Beleifa, Sonatrach Inc, Djebbar Tiab, U of Oklahoma, Adel Dehane, PED, Sarfraz Jokhio, U of Oklahoma, "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in Toul Field Algeria, A Case Study" SPE 80899 Presented at Oklahoma city, 2003
- [4] B. Moradi and J. Tangsirifard, Iranian Central Fields Company, M.R. Rasaei and A. Momeni Maklavani, University of Tehran, "Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in an Iranian Fractured Gas/Condensate Reservoir", SPE 132840 Presented at Trinidad, 2010
- [5] Saifullah Talukdar, Janikke Rasmussen, Kjell Erik Wennberg and Linda Storetvedt Lien, StatoilHydro ASA, "Reservoir Management challenges and Improved Recovery Activities on Kvitebjorn HPHT Gas Condensate Reservoir", SPE 121976 Presented at Netherlands, 2009
- [6] Vishal Bang, the University of Texas at Austin, Chengwu Yuan, Gary A. Pope, Mukul M. Sharma, Jimmie R. Baran, Jr, 3M; John D. Skildum, 3M and Harold C. Linnemeyer, the University of Texas at Austin, "Improving Productivity of Hydraulically Fractured Gas Condensate Wells by Chemical Treatment", SPE 19599 Presented at Texas, USA, 2008
- [7] Azhar Al-Kindi, PDO and Robert Langedijk, PDO, "Development Modeling of the Saih Nihayda Gas-Condensate Field", SPE 75523 Presented at Alberta, Canada, 2002