

## بررسی سناریوهای مختلف تزریق گاز در مخازن کربناته‌ی ایران

سعید صادق‌نژاد<sup>۱</sup> • دانشگاه تربیت مدرس

محسن منتظری\*<sup>۲</sup> • شرکت پتروسینا  
ساسان بابایی<sup>۱</sup> • شرکت راه‌اندازی و بهره‌برداری صنایع نفت

چکیده

### اطلاعات مقاله

\* دریافت:

۹۴/۶/۱۷

\* ارسال برای داوری:

۹۴/۶/۲۳

\* پذیرش:

۹۴/۷/۱۲

### واژگان کلیدی

مخازن کربناته‌ی ایران  
تزریق گاز  
ترکیبات امتزاجی و  
غیرامتزاجی  
نیترژن  
دی‌اکسید کربن  
بازدهی مخازن نفتی

تزریق گاز به مخازن نفتی از ضروری‌ترین عوامل در صیانت از ذخایر نفتی و یکی از راهبردهای تولید پایدار است. تزریق گاز کافی و به‌موقع، افزون بر بازیافت میلیاردها بشکه نفت به‌تله افتاده در مخزن، موجب حفظ جایگاه تولید کشورمان در اوپک شده و امکان ذخیره‌سازی مقادیر چشم‌گیری گاز برای نسل آینده را نیز فراهم خواهد کرد. در فرآیند تزریق گاز غنی اگر حداقل فشار امتزاجی کمتر از ۴۵۰۰ psi باشد از نظر اقتصادی استفاده از گاز مایع شده ارجحیت دارد. اگر عمق مخزن کم باشد یا سیال مخزن حاوی مقادیر کمی ترکیبات میانی باشد استفاده از گاز مایع‌شده مناسب به‌نظر می‌رسد. در طراحی یک فرآیند جابه‌جایی امتزاجی، نخستین اقدام، تعیین حداقل فشار امتزاج است. در نرم‌افزار PVTi با تزریق گازهای مختلف به سیال مخزن مشاهده شد که وضعیت امتزاج‌پذیری دی‌اکسید کربن تقریباً شبیه به اتان و وضعیت امتزاج‌پذیری نیترژن نیز تقریباً مانند متان است. هرچه سیال تزریقی به‌سمت ترکیبات اتان حرکت کرده و از متان جدا شود، در نفت مخزن امتزاج‌پذیرتر خواهد بود. همچنین با محاسبات نرم‌افزار اکلیپس ۳۰۰ مشاهده شد که با تزریق دی‌اکسید کربن امتزاجی نسبت به ترکیبات تزریقی غیرامتزاجی در بلندمدت، مخزن کارایی بهتری خواهد داشت. اما از دیدگاه بازدهی عملکرد و همچنین از لحاظ اقتصادی، در کوتاه‌مدت (و تا حدودی میان‌مدت) تزریق متان غیرامتزاجی بهترین گزینه خواهد بود. در این سناریو نتایج عملکرد مخزن با تزریق‌های مختلف در کوتاه‌مدت بسیار نزدیک به یکدیگر بود و نشان داد که با توجه به فراوانی منابع اتان در کشور، تزریق این گاز ارزان‌ترین روش خواهد بود.

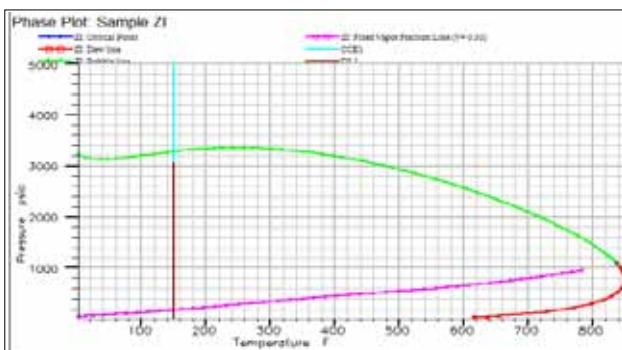
\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (mohsenmontazeri2000@gmail.com)

قابل توجهی از میداین دریایی بین کشورهای حوزه‌ی خلیج فارس مشترک است، اهمیت پژوهش، تولید و انتقال فن آوری در زمینه‌ی ازدیاد برداشت، بهینه‌سازی و افزایش تولید از این میداین بارزتر شده و ضروری است توجه درخوری به این دورنما مبذول گردد؛ چراکه ارزش افزوده‌ی آتی ذخایر نفت و گاز تولیدی بدون احتساب اعمال روش‌های ازدیاد برداشت، اکتشافات جدید منابع نفت و گاز و پشتیبانی صنعت از طریق فن آوری‌های جدید به طرز چشم‌گیری کاهش می‌یابد. اجرای طرح جامع ازدیاد برداشت نفت از مخازن نفتی دریایی به‌ویژه میداین مشترک، در راستای اهداف کلان صنعت نفت کشور در طول برنامه‌ی پنجم توسعه و در جهت نیل به افزایش سهم تولید، ارتقاء جایگاه صنعت نفت، گاز و پتروشیمی در سطح منطقه و جهان، افزایش استخراج نفت با اولویت میداین مشترک به‌میزان حداقل یک درصد، حفظ جایگاه دومی ایران در اوپک و افزایش قدرت چانه‌زنی کشور در سطح بین‌المللی و منطقه‌ای، از راهبردهای استراتژیک شرکت ملی نفت ایران است.

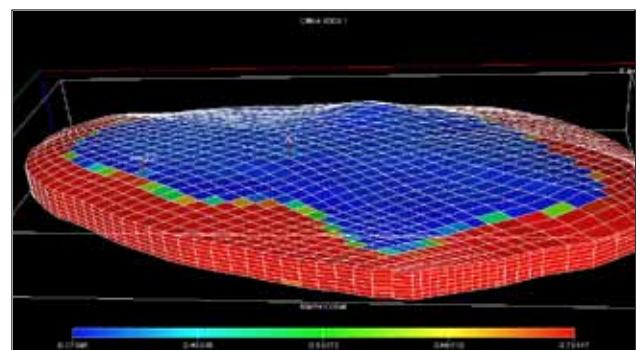
#### ۱- مشخصات عمومی سیال مخزن

پس از انجام آزمایش افزایش حجم با ترکیبات ثابت CCE<sup>۲</sup>، آزمایش

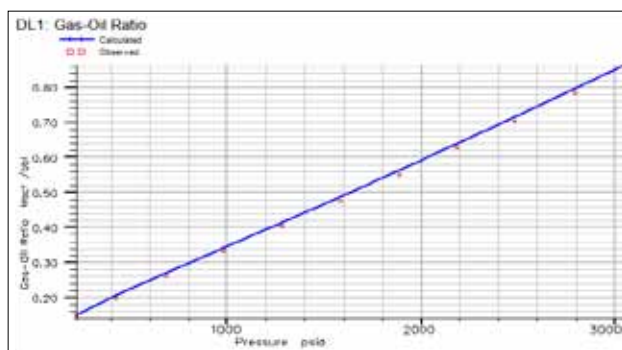
ایران بیش از ۱۰ درصد کل مخازن نفتی جهان و ۱۷ درصد کل مخازن گازی دنیا را داراست و بنابراین صنایع وابسته به نفت و گاز کشور در درجه اول اهمیت قرار دارند. صیانت از ذخایر نفت خام کشور به‌عنوان ثروت امروز و میراث آیندگان، از ضرورت‌های مهم و استراتژیک بخش انرژی و اقتصاد کلان مملکتی است که این مهم از طریق مدیریت یکپارچه‌ی مخازن با هدف حداکثرسازی سودآوری مخازن، بیشینه کردن بازافت آنها و حداقل کردن هزینه‌های تولید محقق خواهد شد. به کارگیری فن آوری‌های به‌روز و کارآمد جهانی و بهره‌مندی از نیروی انسانی متخصص و با تجربه به‌عنوان ظرفیت پژوهشی-دانشی کشور به‌منظور مقابله با چالش‌های موجود، زیرساخت اصلی مدیریت صیانتی و تقویت اقتصاد تولید هیدروکربن است. صنعت نفت و گاز به‌عنوان پر درآمدترین منبع اقتصادی کشور پتانسیل بالایی در تعریف و اجرای طرح‌های پژوهشی-کاربردی و تولید فن آوری دارد؛ در این میان مجموعه‌ی صنعت نفت دریایی کشور که شرکت نفت فلات قاره‌ی ایران متولی آن است، به‌دلیل شرایط خاص عملیاتی تولیدی، در بستر دریا پتانسیل قابل توجهی در حوزه‌ی پژوهش و فن آوری دارد. هرچند به‌دلیل شرایط سخت عملیات دریایی، این امر نیازمند فن آوری‌های برتر و پیچیده‌ای است. همچنین با توجه به اینکه تعداد



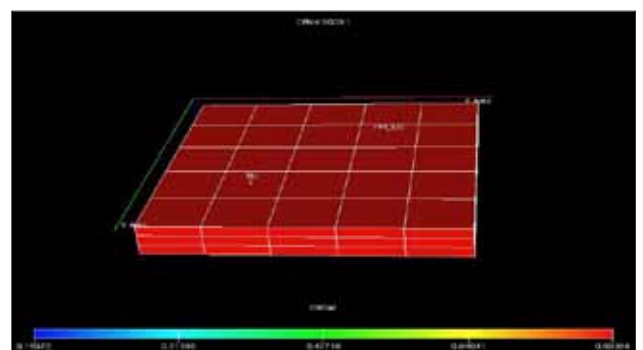
شکل ۳ | نمودار فازی سیال مخزن



شکل ۱ | مدل کامل مخزن در نرم‌افزار اکتیپس ۳۰۰



شکل ۴ | خواص گر انرژی گاز مخزن



شکل ۲ | مدل انتخاب شده‌ی مخزن



مخزن با معادلات حالت در نرم افزار PVTi، آزمایش های لازم روی سیال مخزن بررسی شده و نمودارهای مربوط به آزمایش حباب (جهت تعیین نقطه‌ی حباب سیال مخزن) همچنین آزمایش افزایش حجم با ترکیبات ثابت (برای تعیین نسبت حجمی سیال مخزن قبل از رسیدن به فشار حباب مخزن) و آزمایش آزادسازی متغیر (به منظور درک خواص سیال در ناحیه‌ی دو فازی سیال مخزن) از خروجی نرم افزار PVTi دریافت می شود.

### ۲-۱- متغیرهای سیال مخزن

کمینه‌ی فشار امتزاجی با تزریق سیالات مختلف در محاسبات نرم افزار PVTi تعیین شد که نتایج آن در جدول ۲ آمده است.

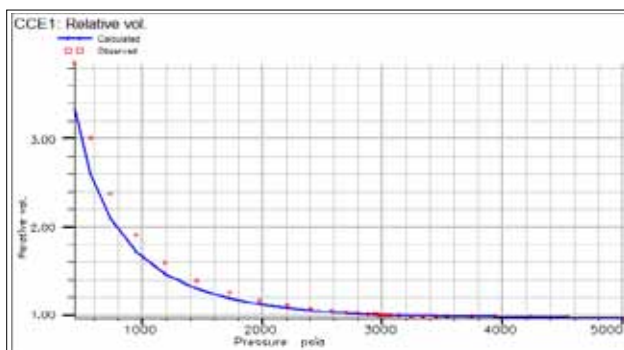
### ۳- محاسبات تزریق گازهای مختلف در نرم افزار اکلیپس ۳۰۰

تزریق در یکی از مخازن کربناته‌ی جنوب غربی ایران به ابعاد تقریبی ۲۸×۳۴ کیلومتر و ضخامت متوسط ۵۰۰ متر انجام می شود. مدلی از مخزن برای شبیه سازی به ابعاد ۲۵۰۰×۲۵۰۰ فوت و ضخامت ۳۰۰ فوت که متشکل از ۵×۳×۵ لایه است در بهترین نقطه‌ی مخزن انتخاب گردیده و یک چاه تولیدی و یک چاه تزریقی نیز برای آن در نظر گرفته شده است. چاه تولیدی از هر سه لایه تولید می کند و گاز از طریق چاه تزریقی در لایه‌ی زیرین تزریق

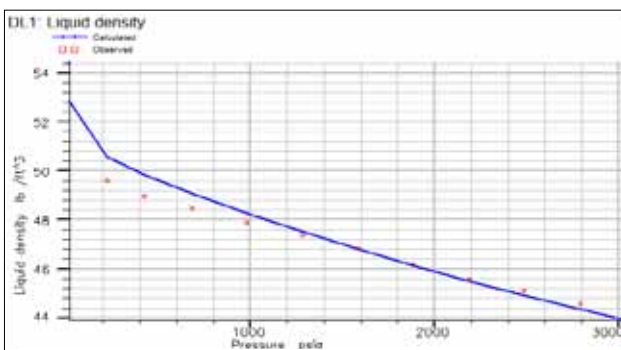
آزادسازی متغیر<sup>۴</sup>، آزمایش حباب<sup>۵</sup>، برطرف کردن خطای محاسبات آزمایشگاه با معادلات حالت به کار رفته در نرم افزار PVTi و قبل از استفاده از خروجی آن در نرم افزار اکلیپس ۳۰۰، دو آزمایش حداقل فشار امتزاج پذیری با تماس اولیه<sup>۶</sup> و حداقل فشار امتزاجی با تماس چندگانه<sup>۷</sup> نیز انجام می شود. این دو آزمایش به منظور بررسی حداقل فشار امتزاج پذیری این سیال به ترتیب در اولین تماس این سیال یا با چندین تماس آن در دمای مخزن انجام می شود. معادله‌ی حاکم بر محاسبات نرم افزار PVTi معادله‌ی معروف پنگ-رابینسون<sup>۸</sup> است و برای محاسبه‌ی گرانیوی در آزمایش آزادسازی متغیر از معادله‌ی لورنز-بری-گرانروی کلرک<sup>۹</sup> استفاده شده است. سیال مخزن از نوع نفت سیاه<sup>۱۰</sup> است که در نرم افزار PVTi باید به صورت ترکیبات سیال<sup>۱۱</sup> خروجی گرفته شود؛ چراکه در نرم افزار اکلیپس ۳۰۰ باید به روشی پس از گذشت زمان و استمرار تولید، از طریق گاز، خواص و ترکیبات سیال در مخزن تغییر یابد. دما و فشار اولیه‌ی مخزن به ترتیب ۱۵۰°F و ۴۰۰۰ psia است. نسبت حجمی نفت اشباع<sup>۱۲</sup> نیز معادل ۱/۴۶۵۶ محاسبه شده است. ترکیبات اولیه‌ی سیال مخزن در جدول ۱ ارائه شده است.

### ۲- محاسبه‌ی متغیرهای سیال مخزن

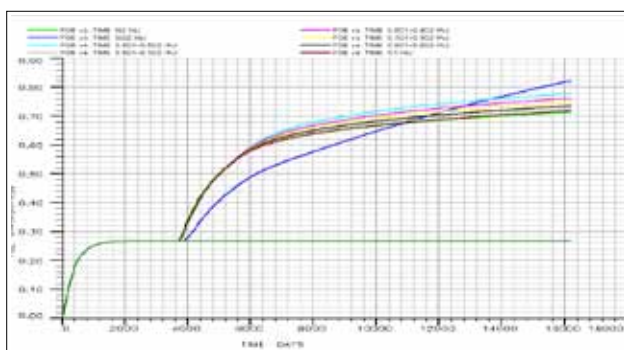
پس از برطرف کردن خطای خروجی های داده‌های آزمایشگاهی سیال



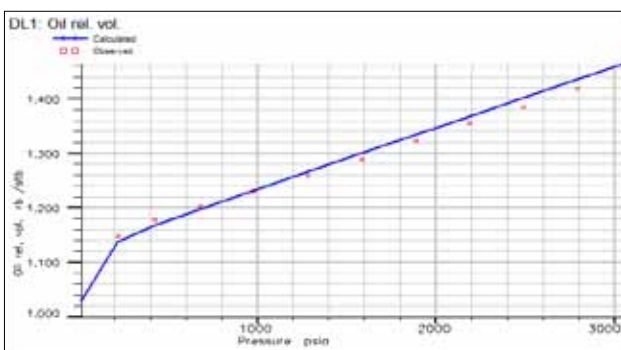
شکل ۷ | نسبت حجمی نفت به گاز مخزن قبل از رسیدن به فشار حباب



شکل ۵ | گرانیوی نفت مخزن



شکل ۸ | میزان بازدهی مخزن



شکل ۶ | نسبت حجمی نفت مخزن به شرایط استاندارد

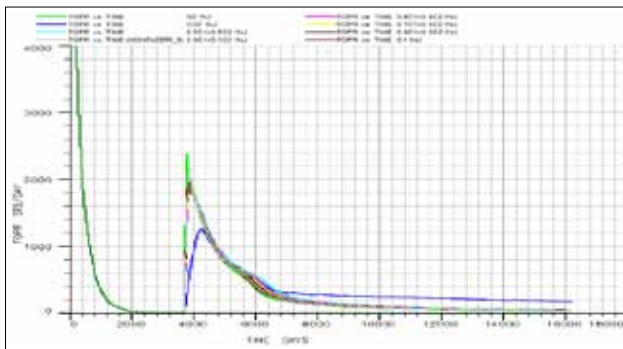
در کوتاه‌مدت و میان‌مدت تزریق ۵۰ درصد متان و ۵۰ درصد اتان با محاسبه‌ی نرم‌افزار اکلیپس ۳۰۰ بهترین گزینه محسوب می‌شود. البته این درصد ترکیبی، از ۵۰ درصد متان و ۵۰ درصد اتان آغاز شده و هر بار ۱۰ درصد به متان اضافه می‌شود تا در نهایت تنها متان خالص تزریق شده باشد که در تمامی نمودارهای مقایسه‌ی نوع ترکیبات تزریقی سیال‌گازی مشاهده می‌گردد.

شکل ۱۰- نشان می‌دهد که در این مخزن خاص اگر تا ۲۲ سال به هر دلیلی تزریق گاز انجام نشد می‌توان با تزریق دی‌اکسید کربن به جای متان عملکردی معادل تزریق متان پس از ۱۰ سال تولید را به دست آورد. نمودار مقایسه‌ای تغییرات فشار میدان نشان می‌دهد که در کوتاه‌مدت و میان‌مدت تزریق نیتروژن بهترین شرایط فشاری را برای مخزن به وجود می‌آورد. اما در بلندمدت نیتروژن نسبت به سایر گازهای تزریقی تغییر چندانی ندارد. جالب‌تر از همه تزریق دی‌اکسید کربن است که تقریباً در هیچ بازه‌ی زمانی سبب بهبود فشار مخزن نمی‌شود.

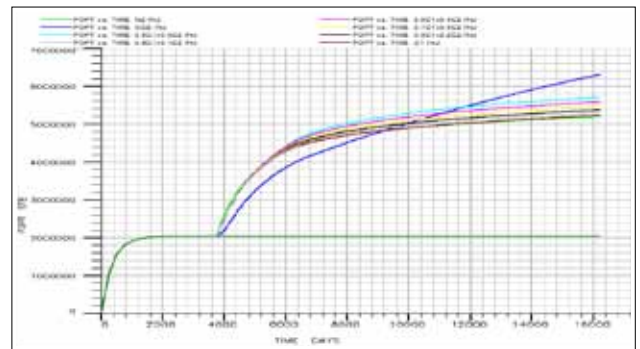
شکل‌های ۱۳، ۱۴ و ۱۵ نشان می‌دهند که تولید بسیار اندک گاز در زمانی است که گازی در مخزن تزریق نمی‌شود. این مطلب با اختلاف بسیار زیاد نمودار مربوطه از سایر نمودارها (نمودار سبز رنگ در پایین نمودارها) مشخص شده است. پس از آن نمودار تزریق با درصد اتان بیشتر

می‌شود. تولید به روش طبیعی انجام می‌شود، پس از آن تزریق گاز آغاز شده و تا پایان عمر مخزن ادامه می‌یابد. بازدهی مخزن در خروجی اکلیپس محاسبه شده است. در نمودارهای شکل‌های ۳ تا ۱۹ محاسبات نرم‌افزار اکلیپس ۳۰۰ بر مبنای معادلات پنگ-رابینسون با استفاده از داده‌های خواص سنگ و سیال مخزن مشاهده می‌شود. محاسباتی که گذشته و آینده‌ی مخزن را ترسیم و پیش‌بینی‌های لازم را ارائه می‌کند. از جمله‌ی این موارد می‌توان به تخمین بازدهی مخزن، مقدار تولید هر یک از سیالات مخزن، روند و کیفیت تولید و افت فشار میدان در بازه‌ی زمانی مشخص اشاره کرد. داده‌های ورودی شامل ابعاد مخزن، نوع سنگ مخزن، تعیین شکاف‌ها، گسل‌ها و لایه‌های متفاوت سازند مخزن، مشخصات سیال مخزن (که از خروجی نرم‌افزار PVTi استخراج می‌شود)، شرایط اولیه و مرزی مخزن، محدوده‌ی زمان تولید و تزریق و محل ایجاد چاه‌های تولیدی و تزریقی، مشخصات سنگ مخزن، روابط بین لایه‌های مخزن از لحاظ تراوایی، تخلخل لایه‌ها، فشار و دمای اولیه‌ی مخزن، عمق سیال مخزن و عمق چاه‌ها، چگونگی گریدبندی مخزن، مشخصات کامل چاه تولیدی و تزریقی و مبنای محاسبه‌ی نرم‌افزار اکلیپس با یکی از مدل‌های نقطه‌ی کرنر یا نقطه‌ی مرکز هر گرید است.

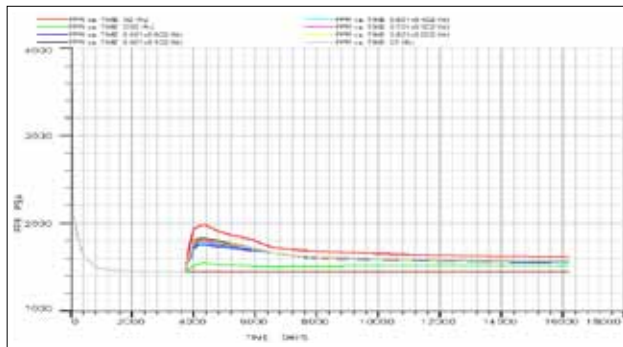
همان‌گونه که در شکل‌های ۸-۹ مشاهده می‌شود بازدهی تزریق دی‌اکسید کربن نسبت به سایر گازها در درازمدت بیشتر است. اما



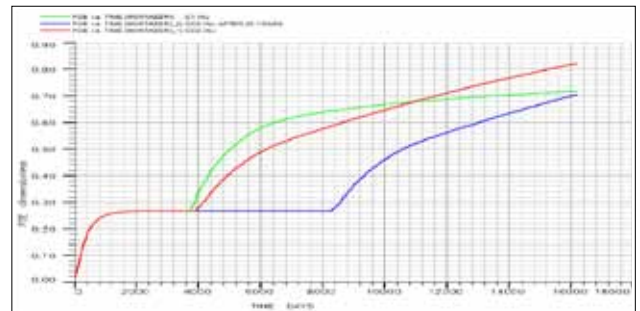
شکل ۱۱ | مقایسه‌ی نرخ تولید نفت میدان



شکل ۹ | تولید تجمعی نفت میدان



شکل ۱۲ | مقایسه‌ی تغییرات فشار میدان



شکل ۱۰ | مقایسه‌ی بازدهی تزریق مداوم متان با تزریق دی‌اکسید کربن هم‌زمان با متان و پس از ۲۲ سال تولید



نتایج، عملکرد مخزن نیز به همان نسبت و تقریباً با افزایشی برابر نرخ تزریق، بهبود یافته است. در واقع باید تزریق گاز در لایه‌های فعال مخزن که تراوایی زیادی دارند انجام شود تا آنکه این گاز تا حد امکان در عمق مخزن توزیع شده و با بالا رفتن گاز از عمق مخزن به سطح آن، سبب تماس بیشتر گاز با نفت مخزن شده و فرآیند امتزاج پذیری را تسریع کند یا در صورت غیرامتزاجی بودن گاز تزریقی موجب تثبیت فشار مخزن یا جلوگیری از افزایش افت فشار مخزن گردد. در فرآیند تزریق گاز امتزاج پذیر اگر تراوایی لایه‌ها یکسان باشد تفاوت چندانی بین تزریق در لایه‌های بالایی و پایانی مخزن وجود ندارد. در شکل-۱۹ در لایه‌ی میانی تراوایی بسیار کم است.

البته به مرور زمان و با افزایش نرخ تزریق، بازدهی مخزن با فاصله‌ی کمتری بهبود می‌یابد که در نرخ‌های بیشتر تغییری در عملکرد مخزن پدید نخواهد آمد. دلیل این موضوع ممکن است پدیده‌ی میان‌شکن باشد. از زمانی که دیگر افزایش تزریق تأثیری بر بازده تولید ندارد، تولید گاز تزریقی در چاه تولیدی معادل تزریق آن در چاه تزریقی خواهد بود. یعنی تولید گاز معادل تزریق گاز خواهد بود که فرآیندی بسیار چالش برانگیز است و باید به سرعت کنترل شود. در غیر این صورت چاه به جای تولید نفت، گاز تزریقی را تولید می‌کند و حتی مقادیر اندک گاز نیز سبب می‌شود جداسازی آن از نفت پرزحمت و هزینه‌بر بوده و هزینه‌ی عملیات نسبت به افزایش تولید، مقرون به صرفه نباشد.

قرار دارد و به همین ترتیب تا تزریق نیتروژن خالص (که بیشترین تولید را در چاه دارد) ادامه می‌یابد. آنچه مهم است اختلاف اندک نمودارها نسبت به یکدیگر می‌باشد.

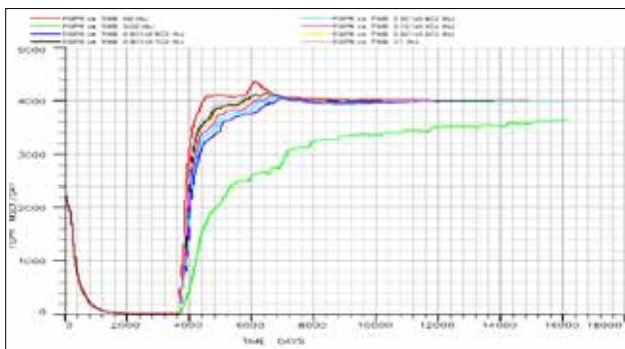
در شکل‌های ۱۶-۱۷ و ۱۷-۱۶ عملکرد دی‌اکسید کربن در این راستا بسیار مطلوب بوده؛ چراکه آب کمتری همراه نفت تولید شده است. اما عملکرد نیتروژن شبیه تولید گاز در بدترین حالت قرار دارد.

#### ۴- محاسبات اثر تزریق گاز در لایه‌های مختلف مخزن

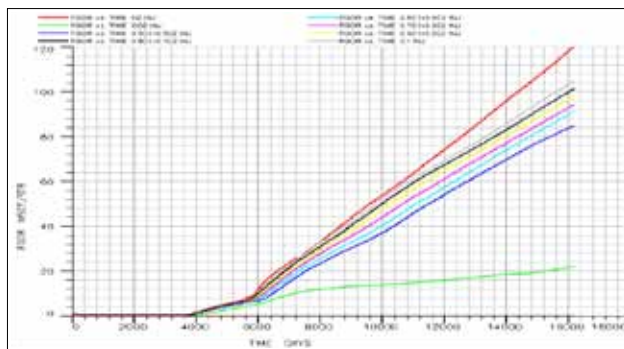
با توجه به تخلخل و تراوایی مجزا و شکاف‌ها و سایر عوامل در صورت تزریق گاز به هر لایه‌ی مخزن می‌توان نتایج مشخصی به دست آورد. تزریق گاز در لایه‌ی زیرین سبب رانش نفت مخزن به سمت بالا می‌شود. اگر گاز در لایه‌ی وسط تزریق شود در عرض مخزن و لایه‌ی بالایی انتشار می‌یابد و برای فرآیند امتزاجی مناسب‌تر است. با تزریق گاز به لایه‌ی بالایی، احتمال تولید خود گاز تزریقی در چاه تولیدی افزایش می‌یابد. شکل-۱۸ مقایسه‌ی تزریق گاز در این لایه‌ها را نشان می‌دهد.

#### ۵- برآورد بهره‌وری مخزن با تزریق گاز در نرخ‌های متفاوت

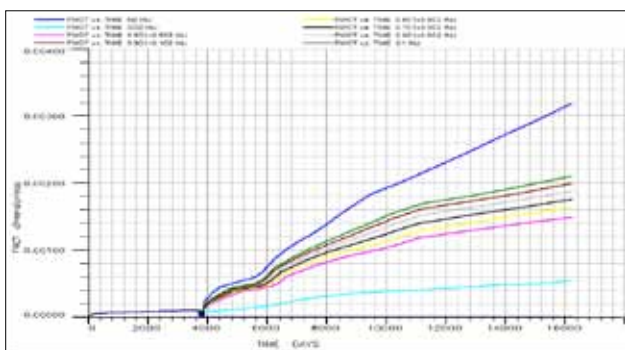
در این سناریو گاز با نرخ‌های متفاوتی به مخزن تزریق می‌شود که طبق



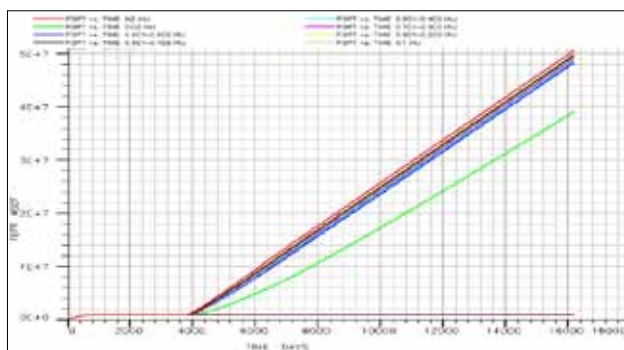
شکل ۱۵ | مقایسه‌ی نرخ تولید گاز میدان



شکل ۱۳ | مقایسه‌ی نسبت تولید گاز به نفت میدان



شکل ۱۶ | مقایسه‌ی روند تولید آب همراه



شکل ۱۴ | مقایسه‌ی تولید تجمعی گاز میدان

**نتیجه‌گیری**

با محاسبات نرم‌افزار PVTi اگر ۵۰ درصد از ترکیبات گاز تزریقی، اتان و ۵۰ درصد آن متان باشد سیال تزریقی در فشاری کمتر از فشار حباب مخزن امتزاج‌پذیر است. در نتیجه حضور بیش از ۵۰ درصد اتان در سیال تزریقی ضرورت ندارد. بر اساس محاسبات هرچه فشار مخزن بیشتر باشد می‌توان درصد اتان تزریقی را کاهش و درصد متان را افزایش داد. در این صورت گاز تزریقی امتزاج‌پذیر یا نیمه‌امتزاج‌پذیر خواهد بود و از لحاظ اقتصادی نیز بهترین عملکرد را خواهد داشت.

■ نیتروژن به‌عنوان گازی غیرهیدروکربنی در امتزاج‌پذیری خاصی مشابه متان دارد. اگر با فن‌آوری خاصی بتوان نیتروژن را از هوا استخراج نمود می‌توان از آن به‌جای متان استفاده کرد.

■ طبق محاسبات نرم‌افزار اکلیس ۳۰۰ در فرآیند تزریق گازهای مختلف با ترکیبات متنوعی از گازهای اتان، متان، دی‌اکسید کربن و نیتروژن در کوتاه‌مدت و میان‌مدت، ترکیب امتزاج‌پذیر ۵۰ درصد اتان و ۵۰ درصد متان بهترین بازدهی را دارد. اما در بلندمدت دی‌اکسید کربن که از لحاظ امتزاج‌پذیری معادل اتان است گزینه‌ی برتر خواهد بود. به‌دلیل نزدیکی نمودارها در کوتاه‌مدت (و تا حدودی میان‌مدت) تزریق متان خالص می‌تواند به‌عنوان تزریق غیرامتزاجی جایگزین سایر سناریوها گردد که با وجود بازدهی کمتر نسبت به سایر ترکیبات تزریقی می‌تواند عملکردی

نزدیک به آنها داشته باشد و بسیار مقرون به‌صرفه‌تر باشد. سپس جهت بهره‌وری مضاعف می‌توان در صورت لزوم از دی‌اکسید کربن برای تزریق استفاده کرد.

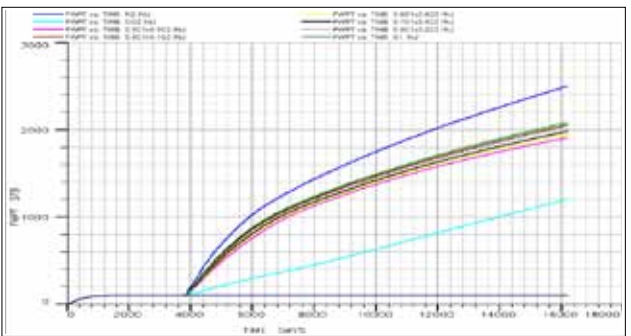
■ بر اساس محاسبات به‌جای استفاده‌ی بلندمدت از تزریق گاز هیدروکربنی، غیرامتزاجی، سبک و ارزان متان، می‌توان تولید طبیعی را تا میان‌مدت (دو برابر تولید طبیعی در فرآیند آغاز تزریق متان) ادامه داد و آنگاه از تزریق دی‌اکسید کربن به مخزن استفاده کرد. در مجموع به‌شرطی که در بلندمدت تولید ادامه یابد این دو سناریو در بلندمدت (مثلاً تا سه برابر زمان تولید) معادل یکدیگر خواهند بود.

■ در مخازن بزرگ که امکان تولید تا سال‌های طولانی وجود دارد تزریق دی‌اکسید کربن امتزاج‌پذیر، از اواسط عمر مخزن پیشنهاد می‌شود و در سایر موارد استفاده از متان تزریقی غیرامتزاجی بهترین گزینه خواهد بود.

■ با افزایش نرخ تزریق گاز عملکرد مخزن به‌همان نسبت افزایش می‌یابد. اما این افزایش بازدهی تا جایی که میان‌شکن اتفاق نیفتد، گاز تزریقی با همین نسبت در مخزن توزیع شده و به گسل‌ها، شکاف‌ها و نواحی خارج از گریدهای فعال مخزن نرسد ادامه خواهد یافت.

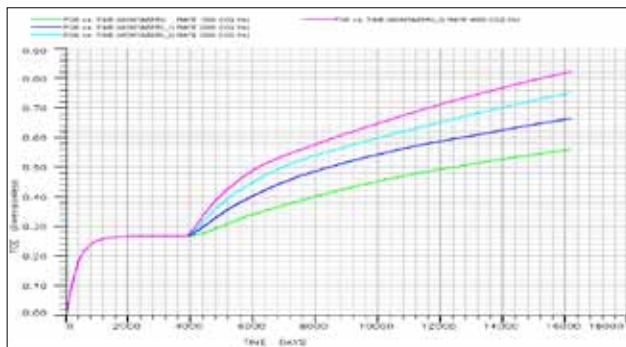
■ بهتر است تزریق گاز امتزاجی در لایه‌های فعال مخزن انجام شود تا گاز با تراوایی زیاد و در عمق مخزن توزیع گردد که با افزایش گاز در مخزن به‌سطح آن موجب تماس بیشتر با نفت مخزن شده و فرآیند امتزاج‌پذیری را تسریع کند.

■ اگر تراوایی لایه‌ها یکسان و فرآیند تزریق گاز امتزاج‌پذیر باشد تفاوت چندانی بین تزریق در لایه‌های بالایی و پایانی مخزن وجود ندارد. ■

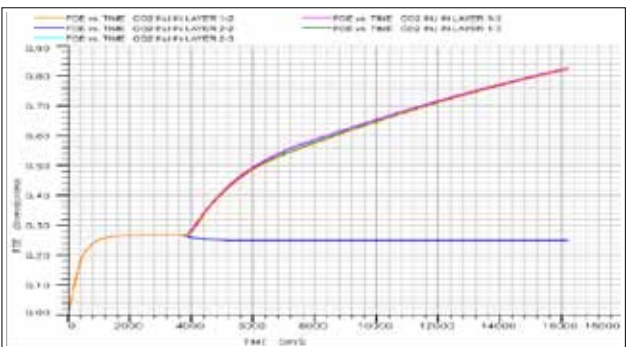


شکل ۱۷ | مقایسه‌ی تولید تجمعی آب میدان

۱   ترکیبات اولیه سیال مخزن						
C1	C3	C6	C10	C15	C20	هیدروکربن
0.5	0.03	0.07	0.2	0.15	0.05	مقدار



شکل ۱۸ | مقایسه‌ی بازده مخزن با نرخ‌های مختلف تزریق گاز



شکل ۱۹ | مقایسه‌ی بازده مخزن با تزریق گاز در لایه‌های مختلف



۲ ترکیبات اولیه سیال مخزن

0.5C2+0.5C1	0.45C2+0.55C1	0.4C2+0.6C1	0.3C2+0.7C1	0.2C2+0.8C1	
4893	5177	6048	9295	13933	FCM
3806	4180	5445	9143	9359	MCM
0.1C2+0.9C1	C1	0.55C2+0.45C1	0.6C2+0.4C1	0.65C2+0.35C1	
14677	6157	4512	3557	3222	FCM
12646	6906	3263	3056 (bp)	3056 (bp)	MCM
0.67C2+0.33C1	CO2	0.5C2+0.5N2	0.55C2+0.45N2	0.6C2+0.4N2	
3050	3056 (bp)	4940	5424	4769	FCM
3056 (bp)	3056 (bp)	4220	4381	3799	MCM
0.7C2+0.3N2	0.4C2+0.3C1+0.3N2	0.4C2+0.2C1+0.4N2	0.5C2+0.2C1+0.3N2	0.5C2+0.3C1+0.2N2	
3692	6526	6931	6526	6526	FCM
3056 (bp)	5850	6138	5850	5850	MCM

## پانویس‌ها

<sup>1</sup> sasan\_babaei@yahoo.com

<sup>2</sup> sadeghnejad@modares.ac.ir

<sup>3</sup> Constant Composition Expansion

<sup>4</sup> Differential- Liberation

<sup>5</sup> Bubble

<sup>6</sup> FCM

<sup>7</sup> MCM

<sup>8</sup> Peng-Robinson

<sup>9</sup> Lohrenz-Bray

<sup>10</sup> Black Oil

<sup>11</sup> Compositional

<sup>12</sup> B<sub>0</sub>

## منابع

- [8] Delfani, S., Morteza pour, A., Shdizade, S.A. 2008, Evaluation Of Miscible And Immiscible Gas Injection In One Of The Iranian Fields, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition And Conference.
- [9] Saidi, A.M., 1996, Twenty Years Of Gas Injection History Into Well Fractured Haft Kel Field (Iran), SPE Paper 35309, Presented AT SPE Meeting Held In Villahermosa, Mexico.
- [10] Kantzas, A., Chatzis, I., 1988, Enhanced Oil Recovery By Inter Gas Injection, SPE Paper 17379, Presented In Tulsa.
- [11] Donw, G., Walhate, P., 1998, Enhanced Oil Recovery.
- [12] Razzaghfavian, S., Masihi, M., 2009, Immiscible Gas Injection To Improve Recovery From An Iranian Naturally Fractured Reservoir, Enhanced Oil Recovery Iranian Chemical Engineering Journal.

- [۱] خراط، ریاض، اسداللهی، مسعود، نعمانی، مهران، ۱۳۸۷، ازدیاد برداشت نفت، انتشارات نهر دانش
- [۲] احمد، ت، سیلاوی، ر، ۱۳۸۶، مهندسی مخازن هیدروکربنی، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب
- [۳] علیمردان، م، شریفی، ا، تسلیمی، م، ۱۳۸۶، بررسی جنبه‌های مختلف تزریق گاز در میادین نفتی کشور، ششمین همایش ملی انرژی
- [۴] دشت بزرگی، ز، شیماء، ع، چالش‌های پیش روی مدیریت صیانتی مخازن شکاف دار، اولین کنگره ملی توسعه‌ی مخازن شکاف دار
- [۵] سجادیان، و، ا، مکانیزم‌های تولید مخازن کربناته‌ی شکاف دار (عوامل مؤثر در انحراف پیش‌بینی تولید)، اولین کنگره ملی توسعه‌ی مخازن شکاف دار
- [۶] طهماسبی، م، خواجوی، ع، شبیه‌سازی مخازن با استفاده از نرم‌افزار اکلپس، اکتشاف و تولید
- [۷] بهرننگ، م، مهرکی، م، ۱۳۸۹، بررسی اثربخشی تزریق گاز غیرامتزاجی بر افزایش بهره‌وری در یکی از مخازن دریایی ایران، نخستین همایش ملی فن‌آوری‌های نوین در صنایع نفت و گاز