

# بررسی و مقایسه ضریب بازیابی حاصل از شبیه‌سازی تزریق آب و گاز در یکی از مخازن شکافدار جنوب ایران

پژوهش نفت

سال هفدهم  
شماره ۲-۵۶  
صفحه ۹۴-۱۰۵، ۱۳۸۶

قربانعلی صبحی<sup>۱\*</sup>، ناصر علیزاده<sup>۲</sup>، مجتبی کیانی<sup>۳</sup> و غلامرضا بشیری<sup>۱</sup>

۱- پژوهشگاه صنعت نفت، مرکز مطالعات اکتشاف و تولید

۲- شرکت شلومبرجر

۳- دانشگاه صنعتی امیرکبیر

sobhiga@ripi.ir

## مقدمه

مشکل اصلی در بازیابی ثانویه از مخازن شکافدار، ناهمگنی شدید در این مخازن است که علت آن نحوه رسوب گذاری اولیه در حوضه رسوبی و متعاقباً تأثیر عواملی چون چین خوردگی، چین خوردگی مضاعف، وجود گسل‌ها و بالا آمدگی یا فرورفتگی لایه‌های رسوبی به مرور زمان تحت تأثیر نیروهای تکتونیکی می‌باشد. حضور لایه‌های با نفوذپذیری بالا، تأثیر عمده‌ای بر نحوه جریان سیالات در مخزن می‌گذارد. اگر مفهوم نحوه جریان سیالات در مخزن به درستی درک شود آنگاه در انتخاب روش بهینه بازیابی ثانویه در این مخازن با مشکل کمتری مواجه خواهیم بود. فاکتور دیگری که در این گونه مخازن مهم است نوع ترشدگی در آنها است. این فاکتور تأثیر عمده‌ای بر روی نمودارهای نفوذپذیری نسبی و فشار مؤین خواهد داشت. دو عامل بالا باعث پدید آمدن مکانیزم‌های خاص تولید در مخازن شکافدار می‌شوند. این مکانیزم‌ها باعث ایجاد تفاوت‌های اساسی در نحوه تولید این گونه مخازن و رفتار متفاوت مخزن در حین تولید می‌شود که از آن جمله می‌توان به دبی تولید بالا در آغاز برداشت و افت یکباره در

## چکیده

مقدار بسیاری از تولید نفت در کشورهای نفت‌خیز خاور میانه به‌خصوص ایران از مخازن شکافدار صورت می‌گیرد. اغلب این مخازن در ابتدای تولید با دبی بالا تولید می‌کنند ولی در ادامه، دبی تولید دچار افت شدیدی می‌شود و این امر ضریب بازیابی را در این گونه مخازن پایین می‌آورد. مسئله اصلی در این حالت مدیریت مناسب مخزن و اتخاذ تدابیری برای جلوگیری از افت بازیابی در این مخازن می‌باشد. این تحقیق، مطالعه شبیه‌سازی مخزن در یکی از مخازن شکافدار جنوب ایران برای به‌دست آوردن ضریب بازیابی بهینه صورت گرفته است. سناریوهای سه‌گانه تولید در حالت طبیعی، تزریق گاز و تزریق آب-اجرا و نتایج به‌دست آمده با هم مقایسه شده‌اند. نتایج حاصل نشان می‌دهد که تزریق آب در این مخزن، ضریب بازیابی بهتری را نسبت به تزریق گاز فراهم می‌کند. علاوه بر آن پیشنهادی لازم در مورد دیگر مخازن مشابه ارائه شده است.

واژه‌های کلیدی: مخازن شکافدار، شبیه‌سازی مخزن، ضریب بازیابی، مدل دینامیک مخزن، تزریق آب، تزریق گاز

### زمین‌شناسی مخزن M

ابعاد مخزن M در میدان مذکور، دارای ۳۷ کیلومتر طول و ۱۴/۸ کیلومتر عرض می‌باشد. مخزن M دارای پنج لایه است که با توجه به سطح تماس آب و نفت (در عمق ۲۶۸۰ متری زیر سطح دریا) فقط لایه‌های اول، دوم و سوم در ناحیه نفتی مخزن قرار می‌گیرند. قسمت عمده لایه‌های فوقانی از جنس سنگ‌های شکافدار آهکی و کربناته (با ارتفاع بلوک کوتاه) می‌باشد که قسمتی از شکاف‌ها و خلل و فرج موجود به دلیل پدیده دولومیت زایی ثانویه پر و مسدود شده است. سازند مد نظر همچنین شامل میان لایه‌هایی از ماسه سنگ و رگه‌هایی از شیل و تخییری‌ها (انیدریت) می‌باشد.

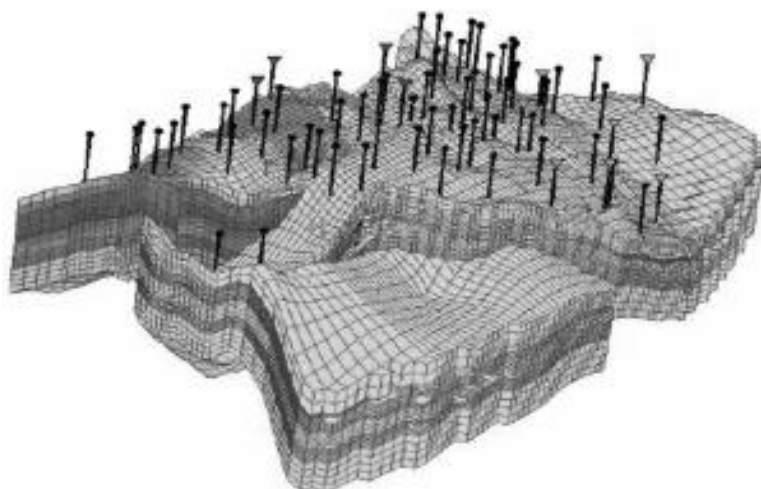
### مشخصات مخزنی M

مساحت مخزن ۵۴۳/۶ کیلومتر مربع، ستیغ مخزن در عمق ۲۲۵۶ متری زیر سطح دریا، سطح تماس اولیه آب و نفت در عمق ۲۶۸۰ متری زیر سطح دریا، میزان نفت درجا بیش از ۳/۵ میلیارد بشکه، لایه‌های تولیدی ۲، ۱ و ۳، ضخامت متوسط ستون نفتی مخزن ۱۳۶ متر، میانگین تخلخل ماتریکس تمام لایه‌ها ۱۰ درصد، میانگین دانسیته تمام لایه‌ها ۲/۶۵ gr/cm<sup>3</sup>، میانگین نفوذپذیری افقی تمام لایه‌ها ۱ میلی داریسی، میانگین نفوذپذیری افقی شکاف‌ها ۱۰۰۰ میلی داریسی، ترشوندگی سنگ مخزن متمایل به نفت تر<sup>۲</sup>

ادامه تولید از این مخازن اشاره کرد. از این رو اتخاذ یک روش مناسب برای تأمین انرژی مورد نیاز مخزن به منظور افزایش تولید، امری مهم است که باید با مطالعه دقیق و بررسی روش‌های مختلف ازدیاد برداشت که مناسب و سازگار با شرایط خاص مخازن شکافدار باشند، صورت پذیرد [۱-۳]. در این مطالعه روند افزایش بازیافت به وسیله روش تزریق گاز یا آب در یکی از مخازن شکافدار در جنوب ایران به کار گرفته شد. پروژه تزریق گاز و آب طی سناریوهای مختلف تعریف و شبیه‌سازی شد و با مقایسه نتایج حاصل از شبیه‌سازی (بدون ارزیابی اقتصادی و با در نظر گرفتن محدودیت‌های هر بسته نرم‌افزاری در مدل کردن همه عوامل مؤثر در فرایند تولید نفت)، بهترین روش که بیشترین تولید انباشتی نفت و بهترین ضریب بازیابی را داراست انتخاب، و در نهایت پیشنهادات لازم برای بهره‌برداری بهتر از مخازن مشابه ارائه شده است.

### معرفی میدان R

میدان R (شکل ۱) یکی از میادین جنوبی کشور می‌باشد که در فرورفتگی دزفول واقع شده است. تاکنون حدود ۳۰ حلقه چاه در این میدان حفاری شده است. سازندهای مخزنی در این میدان همانند اکثر میادین نفتی دیگر از گروه بنگستان (شامل سازندهای ایلام و سروک) و سازند آسماری می‌باشند. مهمترین مخزن این میدان مخزن M می‌باشد.



شکل ۱- تصویر سه بعدی از میدان R

۱- به علت محرمانه بودن اطلاعات میدان، داده‌های موجود به صورت مختصر درج شده است.  
Slight Oil Wet. 2

جدول ۱- ضخامت، تخلخل و نفوذپذیری ماتریکس در لایه‌های ۱ تا ۵ مخزن

۵	۴	۳	۲	۱	لایه
۷۰۰	۳۰۰	۳۰۰	۲۵۰	۲۵۰	ضخامت (ft)
۰/۰۷	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	تخلخل
۱	۱	۱	۱	۱	$k_x=k_y$ (md)
۱	۱	۱	۱	۱	$k_z$

جدول ۲- تخلخل و نفوذپذیری شکاف‌ها

۵	۴	۳	۲	۱	لایه
۱۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	۲۰۰۰	۲۰۰۰	$k_x=k_y$ (md)
۵	۵۰۰	۵۰۰	۲۰۰۰	۵۰۰	$k_z$

همچنین نتایج به دست آمده از آزمایش‌های ویژه مخزن (SCAL) را نیز می‌توان در جدول ۵ ملاحظه کرد.

برای آب مخزن در فشار مبنای ۵۰۰۰ Psi، ضریب حجمی ( $B_w$ ) ۱/۰۲۸، ضریب فشردگی آب ( $c_w$ )  $۳/۰۹۳ \times 10^{-5}$  و گرانیوی ۰/۲۳ cp، گزارش شده است. نفوذپذیری نسبی و فشار موئینگی آب مخزن نسبت به درصد اشباع آب در جدول ۶ آمده است.

جدول ۵- نتایج آنالیز ویژه نفت مخزن (SCAL)

$K_{rog}$	$K_{row}$	$S_o(\%)$
۰/۲۲۰	۰/۰۰	۰/۰۰
N/A	۰/۰۰۱	۰/۰۱
۰/۵۰	۰/۰۵	۰/۰۱۲
۰/۷۵	۰/۰۵	۰/۰۱۶
۱/۰۰	۰/۰۵	۰/۰۳۳
N/A	۰/۱۰	۰/۰۶۱
۱/۴۰۰	N/A	۰/۱۰
۲/۴۰۰	۰/۳۰	۰/۱۴۶
N/A	۰/۵۰	۰/۲۰
N/A	۰/۷۰	۰/۲۴۵
۳/۲۰۰	۰/۹۰	۰/۳۰

تانفت تراپی باشد که در جداول ۱ و ۲ میزان ضخامت، تخلخل و نفوذپذیری ماتریکس و شکاف‌ها نمایش داده شده است.

### مطالعه مهندسی مخزن M

فشار اولیه مخزن در عمق ۸۲۵۰ فوتی برابر ۳۴۵۸ psi، دمای مخزن در سطح تماس گاز و نفت ۲۱۲ °F، فشار نقطه حباب بین ۲۶۴۶ psig و ۶۰۱۴ psig،  $R_s$  بین ۰/۴۳ الی ۰/۷۶، میانگین GOR چاه‌های تولیدی در سال‌های اولیه تولید ۰/۷ Mscf/stb، دانسیته نفت ۰/۵۵ gr/cm<sup>3</sup> و API برابر ۳۰ گزارش شده است. همچنین مشخصات نفت مخزن و گاز خشک، در جداول ۳ و ۴ آمده است.

جدول ۳- مشخصات نفت مخزن

Vis.(cp)	$B_o$	$P_{bub}$ (psig)	$R_s$ (psig)
۵/۵۲	۱	۱۴/۷	۰
۱/۲۷	۱/۲۳۳	۲۶۴۶	۰/۴۳
۱/۱۱	۱/۳۸۱	۵۰۱۴	۰/۷۶
۱/۵۱	۱/۳۷۱	۶۰۱۴	N/A

جدول ۴- مشخصات گاز خشک مخزن

Vis.(cp)	$B_g$	P(psi)
۰/۰۱۳۸	۲۷/۷۱	۱۴/۷
۰/۰۲۶۲	۰/۶۹۴۵۷	۵۰۱۴

برای ماتریکس و یک گرید ۵ سلولی (لایه) برای شکاف‌ها در نظر گرفته شد تا برنامه شبیه‌ساز قادر به شناسایی شکافدار بودن مخزن باشد و در عین حال بتواند معادلات حرکت سیال را برای دو سیستم شکاف و ماتریکس حل و شبیه‌سازی کند. از آنجا که مخزن دارای سیستم شکستگی خوب و بالعکس ماتریکس‌ها از تخلخل پایینی برخوردارند (براساس تجزیه و تحلیل نتایج گزارش‌های چاه آزمایشی)، بنابراین جریان سیال مخزن از داخل شکستگی‌ها می‌باشد. لذا در مدل، مخزن به صورت dual porosity در نظر گرفته شد. طبق محاسبه اولیه، میزان نفت در جای این بلوک در حدود ۱۶۵ میلیون بشکه برآورد شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی این بلوک را می‌توان به کل مخزن تعمیم داد.

#### تعریف چاه‌ها در مدل

در کل، ۹ چاه تزریق و ۱۵ چاه تولیدی تحت گروه G در مدل تعریف شد که در هر کدام از سناریوهای تعریف شده بنا بر شرایط سناریو، تعدادی از چاه‌های تزریقی و تولیدی بسته "SHUT" می‌باشند. موقعیت تمام چاه‌های تعریف شده در شکل ۲ نشان داده شده است که در آن برای نمایش چاه‌های تولیدی نماد (O) و برای نمایش چاه‌های تزریقی نماد (\*) مورد استفاده قرار گرفته است ( $i = 1, 2, \dots, 15$  و  $j = 1, 2, \dots, 15$ ).

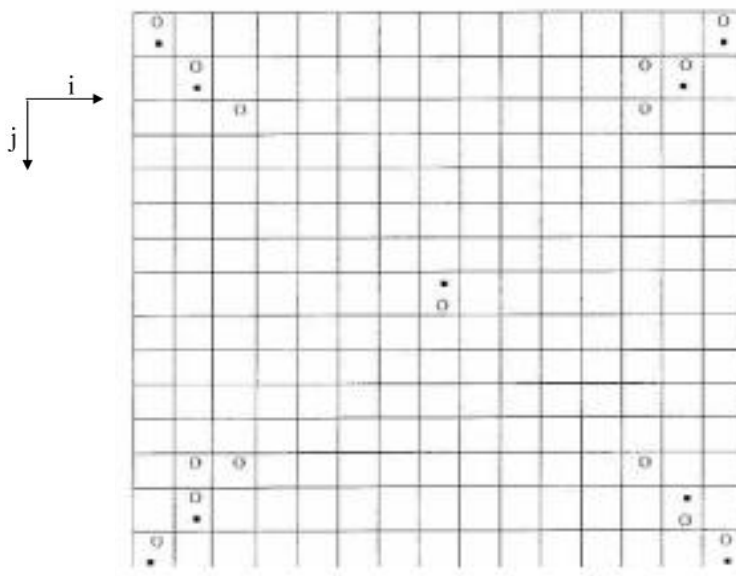
جدول ۶- اشباع آب، نفوذپذیری نسبی و نیروی موئنه آب مخزن

$P_c$ (psi)	$K_{rw}$	$S_w$ (%)
۴	۰/۰	۰/۳
۲/۹۵	۰/۰۲	۰/۵
۰/۸۵	۰/۲	۰/۷
۰/۰	۱	۱

در فشار مبنای ۳۹۰۰ psi، ضریب فشردگی ( $C_p$ ) برای سنگ‌های آهکی متراکم برابر  $۳۲۰۰ \times ۱۰^{-۵}$  و برای سنگ‌های آهکی سست برابر  $۲۲۰۰ \times ۱۰^{-۵}$  در نظر گرفته شده است.

#### نحوه مدل کردن و شبیه‌سازی مخزن

در ساخت مدل دینامیک مخزن از نرم‌افزار Eclipse100 با مشخصات 3dimensional, 3phase, fully implicit و black oil، استفاده شده است. برای شبیه‌سازی مخزن در میدان M، مخزن به بلوک‌های متعددی تقسیم‌بندی شد که از بین این بلوک‌ها یک بلوک با ابعاد  $۱۵ \times ۱۵ \times ۱۰$  سلول برای انجام عملیات شبیه‌سازی و انجام مطالعات مورد نظر انتخاب شد. چون این مخزن بر اساس نتایج مطالعات زمین‌شناسی و تجزیه و تحلیل آزمایش‌های چاه‌آزمایی یک مخزن شکافدار می‌باشد، لذا برای انجام فرایند شبیه‌سازی در جهت محور z، راستای عمقی یک گرید ۵ سلولی (لایه)



شکل ۲- موقعیت مکانی چاه‌های تعریف شده در مدل

- فشار مخزن (psi) FOR: ۱۴۰۰
- نسبت تولید گاز به نفت (Mscf/stb) FGOR: ۰/۸
- میزان برش آب (dimensionless) FWCT: ۰/۵۵

### تزریق آب و گاز بر اساس تئوری جابه‌جایی جبهه‌های و توازن مواد

در تزریق آب و تزریق گاز، تئوری با کلی و لورت به‌طور یکسان قابل کاربرد هستند ولی برای جریان عمودی گاز و نفت، صرف نظر کردن از تأثیر گرانش امکان‌پذیر نمی‌باشد. بنابراین معادلات گوناگون باید برای جریان جزئی گاز  $f_g$  بسته به اینکه تزریق در ناحیه نفتی (با فرض جریان افقی) یا در کلاهک گازی (با فرض جریان عمودی) انجام می‌شود، مورد استفاده قرار گیرند.

### تزریق گاز در ناحیه نفتی

در این مطالعه جریان جزئی گاز با استفاده از فرمول زیر قابل محاسبه است:

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \mu_g}{k_{rg} \mu_o}} \quad (1)$$

بنابراین نفت  $\Delta r$  بین زمان  $z$  (فشار مخزن =  $P_j$ ) و  $z+1$  (فشار

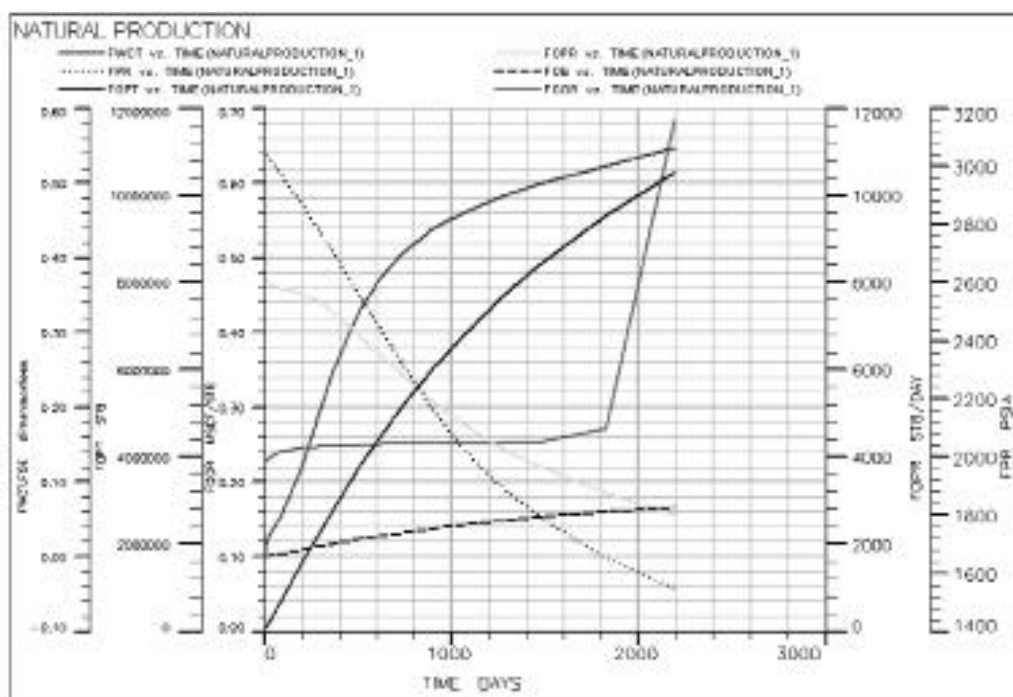
### پیش‌بینی عملکرد مخزن در اثر شبیه‌سازی تزریق گاز و تزریق آب

عملیات شبیه‌سازی مخزن در سه حالت، تخلیه در حالت طبیعی، تولید در اثر تزریق گاز و تولید در اثر تزریق آب انجام گرفت. در شبیه‌سازی تزریق آب و گاز سناریوهای متعددی تعریف و اجرا شد که از بین آنها نتایج مربوط به ۸ سناریو در تزریق گاز و ۸ سناریو در تزریق آب (الگوی تزریق مشابه با سناریوهای تزریق گاز) انتخاب و در شکل ۳ نمایش داده شده است. سناریوهای تزریق آب و تزریق گاز در دو قسمت جداگانه اجرا و بررسی شده و سپس بهترین سناریو از هر گروه معرفی و با یکدیگر مقایسه شدند. معمولاً برای سازگار کردن آب تزریقی که از آب دریا تأمین می‌شود با مخزن و سیال مخزن و همچنین به منظور جلوگیری از خوردگی تأسیسات، به آن مواد بازدارنده و مواد افزودنی اضافه می‌شود. در این تحقیق برای تزریق از گاز متان استفاده شده است.

پیش‌بینی نتایج تولید در حالت طبیعی توسط برنامه شبیه‌ساز تا سال ۲۰۱۱ در زیر آورده شده است:

- حجم کل نفت تولید شده FOPT (stb):  $1E+7$

- ضریب بازیابی FOE: ۷٪



شکل ۳- ضریب بازیافت، فشار مخزن، تولید انباشتی، برش آب، نسبت تولید گاز به نفت در حالت تولید طبیعی

سناریوهای تزریق گاز به این صورت عمل شد که در ابتدا با مطالعه عملیات تزریق گاز در چند میدان که در آنها به منظور ازدیاد برداشت از روش تزریق گاز استفاده شده بود، یک دبی تزریق اولیه با توجه به خصوصیات مخزنی و زمین‌شناسی مخزن، گرادیان فشار و عمق مخزن در لایه تزریقی، حد گرادیان ایجاد درزه و شکاف در مخزن و همچنین پتانسیل تأسیسات سطحی انتخاب شد. برای مشخص کردن دبی بهینه تزریق با تغییر پی‌درپی دبی و اجرای سناریو با هر کدام از این دبی‌ها، درجه حساسیت مخزن نسبت به افزایش و یا کاهش دبی سنجیده شد و بهترین دبی تزریق انتخاب شد که تزریق ۸ میلیون فوت مکعب گاز در روز برای هر چاه تزریقی به دست آمد. نتایج حاصل از اجرای سناریوهای هشت گانه تزریق گاز با نرخ تزریق هشت میلیون فوت مکعب در روز برای هر چاه در الگوهای مختلف برای پارامترهای مورد نظر برای تمام سناریوها به صورت یکجا و با هم در اشکال ۴ و ۵ نمایش داده شده است تا کار مقایسه بهتر صورت گیرد.

با مقایسه نتایج به دست آمده از اجرای سناریوهای تزریق گاز، مشخص شد که سناریوی سوم بهترین سناریو بوده و بهترین ضریب بازیابی را در بین سایر سناریوهای تعریف شده ارائه می‌کند. در سناریوی سوم، تزریق توسط یک چاه و تولید از چهار چاه تعریف شده در مدل صورت می‌گیرد، ضمن اینکه تزریق هم در ناحیه گازی و هم در مخزن صورت گرفته است. جدول ۷ خلاصه‌ای از پیش‌بینی عملکرد مخزن M تا سال ۲۰۱۱ در اثر تزریق گاز را نشان می‌دهد.

### پروژه تزریق آب

تمام سناریوهای تزریق آب از لحاظ الگوی تزریق مانند سناریوهای تزریق گاز طراحی شده است با این تفاوت که لایه‌های تزریق در قسمت تحتانی مخزن و عمدتاً در محل آبد مخزن<sup>۱</sup> تعریف شده‌اند.

برای به دست آوردن مناسب‌ترین دبی تزریق روزانه در سناریوهای تزریق آب، مشابه پروژه تزریق گاز با مطالعه عملیات تزریق آب در چند میدان که در آنها به منظور ازدیاد

مخزن  $(P_{j+1})$  با فرض اینکه هیچ گونه نفوذ آبی وجود ندارد می‌تواند به صورت رابطه (۲) بیان شود.

$$\Delta r = \frac{(1-r_j) \Delta \left( \frac{B_o}{B_G} - R_s \right) - (1+m) B_o \Delta (1/B_G)}{\frac{B_o}{B_G} - R_s + \bar{R} (1-I)} \quad (2)$$

که در آن:

$m$  = نسبت حجم کلاهک گازی اولیه به حجم ناحیه نفتی اولیه (برای تزریق به داخل ناحیه نفتی بدون کلاهک گازی) می‌باشد.

$I$  = جزء بخش تولید شده گاز است که دوباره تزریق شده است.  $\bar{R}$  = متوسط GOR بین زمان  $j$  و  $j+1$  می‌باشد.

اندیس  $B$  شرایط اولیه را نشان می‌دهد (فرض می‌شود مایع در ابتدا اشباع باشد).

از معادله (۲) می‌توانیم میزان و دبی تزریق مجدد را برای حفظ فشار کامل به دست آوریم. هنگامی که فشار ثابت می‌ماند صورت کسر معادله (۲) صفر است و از آنجا که بازیابی صفر نیست مخرج معادله نیز باید صفر باشد و معادله نامعین و مبهم می‌باشد. بنابراین:

$$I = \frac{B_o - R_s B_g + R B_g}{R B_g} = \frac{B_o + R_c B_g}{(R_s + R_c) B_g} \quad (3)$$

برای هر دو عملیات تزریق در کلاهک گازی و تزریق در ناحیه نفتی، اولین گام تهیه منحنی  $f_g(S_g)$  با فرض گرانروی‌ها در اشباع می‌باشد [۶ و ۹].

برای تخمین حرکت جزئی مناسب گاز در حین تزریق و رسیدن به یک پیشروی هماهنگ تزریق از معادله (۴) استفاده شده است [۱۰]:

$$v_c = (\rho_o - \rho_g) [K \cdot g \cdot \sin \alpha] / (\mu_o - \mu_g) \quad (4)$$

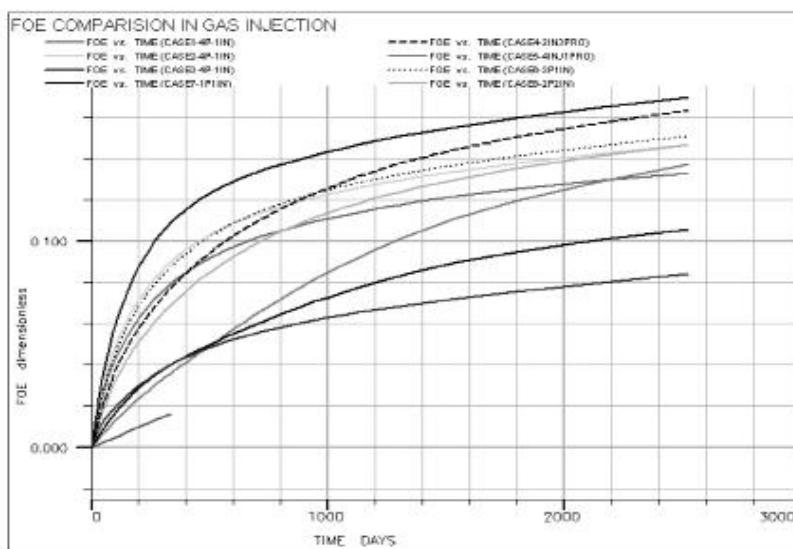
$v_c$ : حرکت جزئی گاز

با استفاده از سطح مقطع تزریق می‌توان دبی مناسب برای تزریق را اعمال کرد:

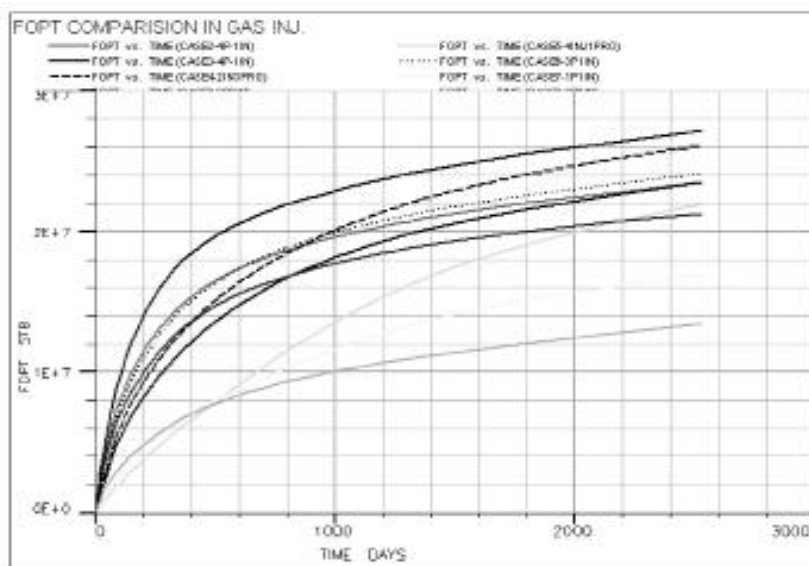
$$q = v_c \cdot A \quad (5)$$

### سناریوی تزریق گاز

برای به دست آوردن مناسب‌ترین دبی تزریق روزانه در



شکل ۴- ضریب بازیابی حاصل از اجرای سناریوهای تزریق گاز



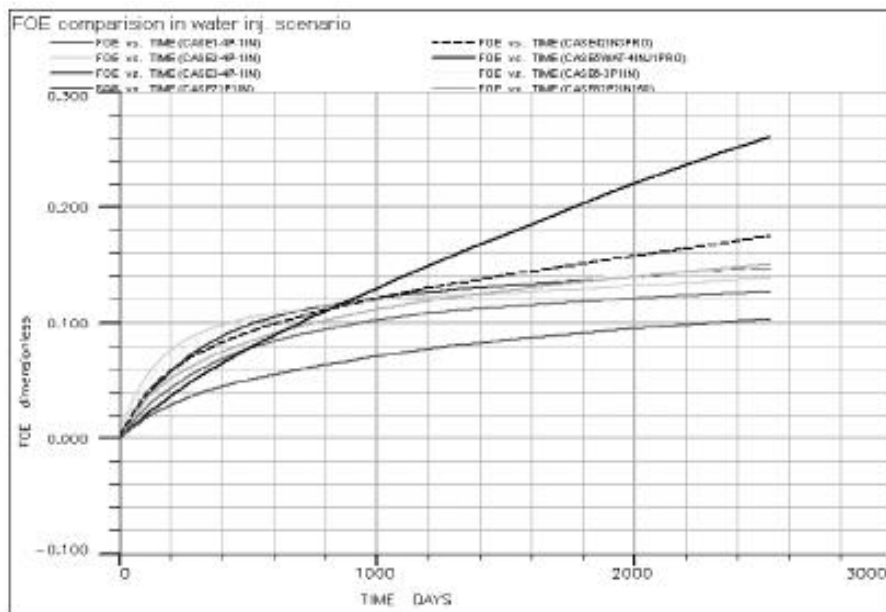
شکل ۵- میزان تولید انباشتی حاصل از اجرای سناریوهای تزریق گاز (stb)

جدول ۷- خلاصه‌ای از پیش‌بینی عملکرد مخزن M تا سال ۲۰۱۱ در اثر تزریق گاز

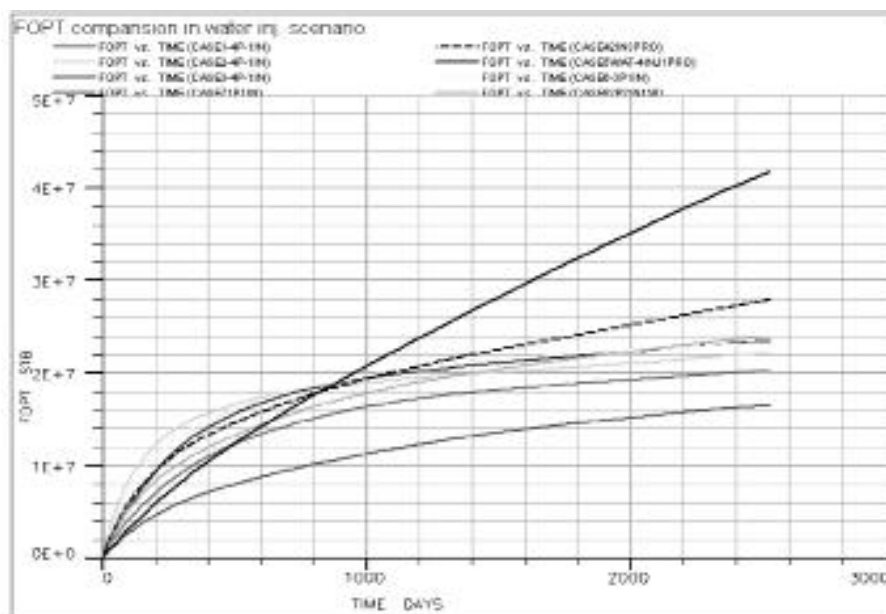
سناریو	نوع تزریق	تعداد چاه تولیدی تزریقی	تعداد چاه تولیدی	میزان تزریق (MMSCF)	FOE %	FOPT (stb)	FGOR (Mscf/Stb)	FPR (psi)	FWCT بدون بعد
۱	gas	۴	۱	۸	۱۳	۲/۱ E+۷	۵/۷	۸۰۰	۰/۶
۲	gas	۴	۱	۸	۱۴/۳	۲/۳ E+۷	۴/۷	۸۰۰	۰/۲۸
۳	gas	۴	۱	۸	۱۷	۲/۷ E+۷	۴	۹۰۰	۰/۱۶
۴	gas	۳	۲	۸	۱۶/۲	۲/۶ E+۷	۶/۶	۱۳۰۰	۰/۲۸
۵	gas	۱	۴	۸	۱۳/۸	۲/۲ E+۷	۶/۲	۱۵۰۰	۰/۴۶
۶	gas	۳	۱	۸	۱۵	۲/۴ E+۷	۴/۶	۷۹۰	۰/۴۶
۷	gas	۱	۱	۸	۱۰/۵	۱/۷ E+۷	۵/۶	۱۰۰۰	۰/۷۱
۸	gas	۲	۲	۸	۱۲/۵	۲/۳ E+۷	۸/۱	۷۹۰	۰/۳

تغییرات دبی سنجیده شد و سرانجام بهترین دبی تزریق به میزان ۱۲۰۰۰ بشکه در روز به دست آمد. تزریق آب با دبی روزانه ۱۲۰۰۰ بشکه استاندارد در روز به مخزن مشابه سناریوهای تزریق گاز انجام شد. نتایج حاصل از اجرا و شبیه‌سازی سناریوهای هشت گانه تزریق آب با نرخ تزریق ۱۲۰۰۰ STB/Day در شکل‌های ۶ و ۷ آمده است و همچنین خلاصه‌ای از پیش‌بینی عملکرد مخزن M تا سال ۲۰۱۱ در اثر تزریق آب در جدول ۸ درج شده است.

برداشت از روش تزریق آب استفاده شده بود [۱۴-۴]، ابتدا یک دبی تزریق اولیه با توجه به ویژگی‌های مخزنی و زمین‌شناسی مخزن و در نظر گرفتن گرادیان فشار و عمق مخزن در لایه تزریقی، حد گرادیان ایجاد درزه و شکاف در مخزن و همچنین با توجه به پتانسیل تأسیسات سطحی به کار گرفته شد. برای مشخص کردن دبی بهینه تزریق با تغییر پی‌درپی میزان تزریق و اجرای سناریو با هر کدام از این دبی‌ها درجه حساسیت مخزن نسبت به



شکل ۶- ضریب بازیابی حاصل از اجرای سناریوهای تزریق آب



شکل ۷- میزان تولید انباشتی حاصل از اجرای سناریوهای تزریق آب



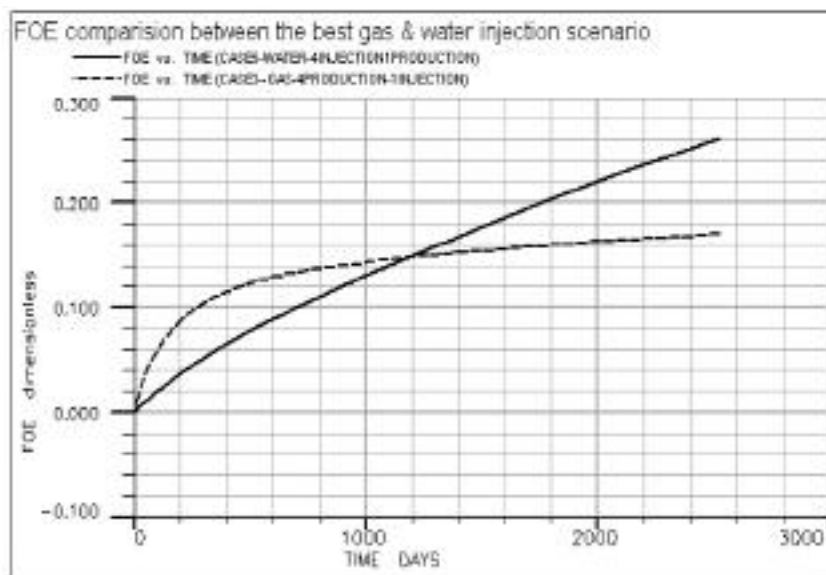
جدول ۸- خلاصه‌ای از پیش‌بینی عملکرد مخزن M تا سال ۲۰۱۱ در اثر تزریق آب

FWCT بدون بعد	FPR (psi)	FGOR (Mscf/Stb)	FOPT (stb)	FOE %	دبی تزریق (Mstb)	تولید گاز (Mscf)	تولید آب (Stb)	تعداد چاه		تولید
								تزریقی	تولیدی	
۰/۸۳	۱۰۰۰	۰/۸	۲ E+۷	۱۳	۱۲	۵,۶	۱,۲۴,۳	۱	۴	۱
۰/۷۸	۶۴۰	۰/۱۵	۲/۲ E+۷	۱۴	۱۲	۵,۶	۱,۲۴,۳	۱	۴	۲
۰/۸۲	۹۰۰	۰/۹	۲/۳۵ E+۷	۱۳/۵	۱۲	۵,۶	۱,۲۴,۳	۱	۴	۳
۰/۷۶	۱۵۰۰	۰/۲۲	۲/۸ E+۷	۱۷/۵	۱۲	۵,۶	۱,۲۴,۳	۲	۳	۴
۰/۷	۱۶۰۰	۰/۲۱	۴/۲ E+۷	۲۶	۱۲	۵	۲,۳	۴	۱	۵
۰/۸	۷۰۰	۱/۱۳	۲/۳ E+۷	۱۴/۵	۱۲	۵	۱,۲۴,۳	۱	۳	۶
۰/۸۲	۹۹۰	۱/۹	۱/۶ E+۷	۱۰	۱۲	۵,۶	۱,۲۴,۳	۱	۱	۷
۰/۸۳	۸۲۰	۰/۸	۲/۲ E+۷	۱۴/۷۵	۱۲	۵,۶	۱,۲	۲	۲	۸

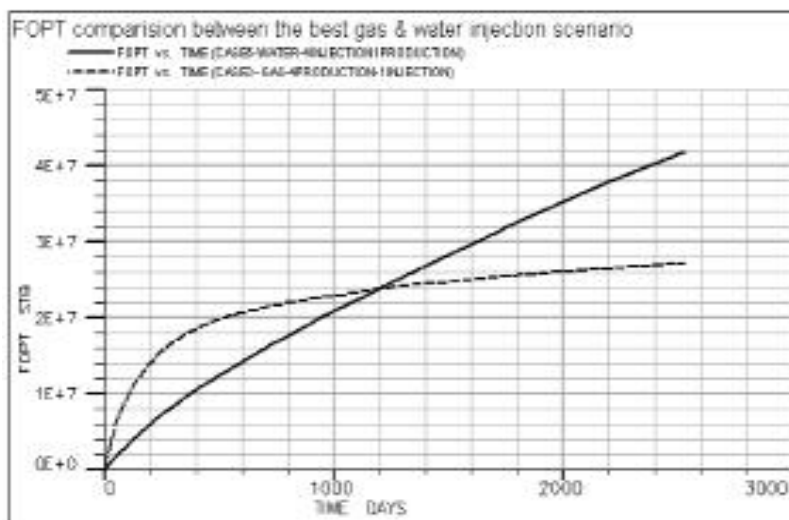
نظر گرفتن الگوی تزریق باشد، نتایج بهترین سناریوهای تزریق آب و تزریق گاز با هم مقایسه شده است. بهترین سناریوی تزریق گاز مربوط به الگوی تزریق از یک چاه و تولید از چهار چاه با نرخ تزریق ۸ میلیون فوت مکعب در روز و بهترین سناریوی تزریق آب مربوط به الگوی تزریق از چهار چاه و تولید از یک چاه با نرخ تزریق ۱۲۰۰۰ بشکه در روز می‌باشد. در شکل‌های ۸ تا ۱۱ نمودار خط چین، مربوط به بهترین سناریوی تزریق گاز و نمودار خط پر مربوط به بهترین سناریوی تزریق آب می‌باشد، نمایش داده شده است.

با مقایسه نتایج به دست آمده از اجرای سناریوهای تزریق آب، مشخص شد که سناریوی پنجم بهترین سناریو بوده و بهترین ضریب بازیابی را در بین سایر سناریوهای تعریف شده ارائه می‌کند. در این سناریو، به چهار چاه تزریق آب و از یک چاه تولید نفت تعریف شده است که توسط چاه‌های تزریقی، آب در سفره آبی تزریق می‌شود.

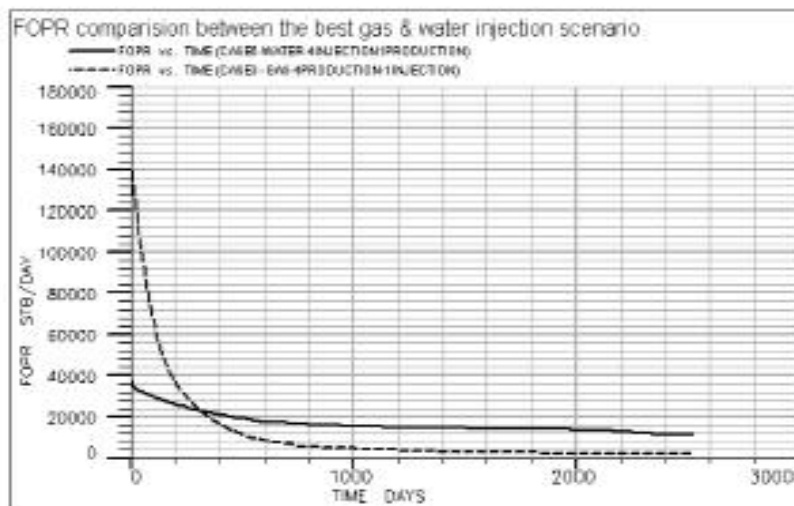
برای تعیین بهترین روش تزریق که بیشترین ضریب بازیابی و میزان تولید انباشتی و تولید روزانه و کمترین میزان نسبت گاز به نفت و برش آب و با حفظ فشار مخزن را ارائه دهد و صرفاً با توجه به نتایج شبیه‌سازی بدون در



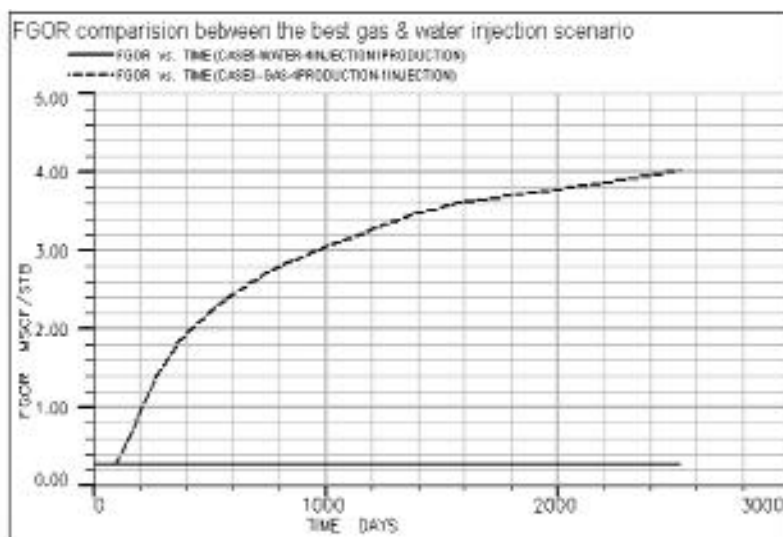
شکل ۸- مقایسه بهترین ضریب بازیابی حاصل از اجرای بهترین سناریوهای تزریق گاز و آب



شکل ۹- مقایسه میزان تولید انباشتی حاصل از اجرای بهترین سناریوهای تزریق گاز و آب (stb)



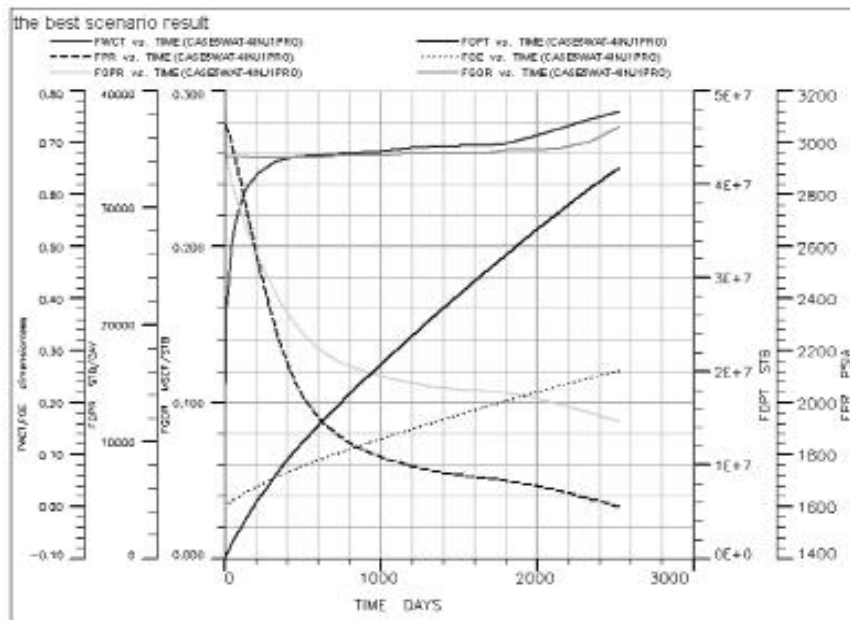
شکل ۱۰- مقایسه نرخ تولید روزانه حاصل از اجرای بهترین سناریوهای تزریق گاز و آب (Mstb/Day)



شکل ۱۱- مقایسه نسبت تولید گاز به نفت حاصل از اجرای بهترین سناریوهای تزریق گاز و آب (Mscf/stb)

را ارائه می‌دهد و به‌عنوان سناریوی برتر انتخاب می‌شود. خلاصه‌ای از نتایج حاصل از اجرای این سناریو در شکل ۱۲ آمده است.

از مقایسه بین نتایج حاصل از بهترین سناریوی تزریق آب و بهترین سناریوی تزریق گاز، مشخص می‌شود که سناریوی تزریق آب در مقایسه با سناریوی تزریق گاز نتایج بهتری



شکل ۱۲- نتایج حاصل در بهترین سناریوی انتخابی/سناریوی پنجم تزریق آب

را ارائه می‌کند. در کل ضریب جابجایی نفت توسط آب (displacement efficiency) بزرگتر از ضریب جابجایی نفت توسط گاز است. ۴- به علت تراوایی بالای سنگ مخزن، گاز سریعاً به چاه‌های تولیدی رسیده (پدیده gas break through) و نرخ GOR بالا می‌رود، علت پایین‌تر بودن میزان تولید انباشتی نفت در سناریوهای تزریق گاز نسبت به آب به همین دلیل است. ۵- یکی دیگر از دلایل پایین‌تر بودن میزان تولید انباشتی نفت در سناریوی تزریق گاز، افزایش بودن مخزن است که باعث می‌شود گاز به سمت لایه‌های بالاتر رفته و نفت لایه‌های پایین‌تر جاروب نشود!

### نتیجه‌گیری

۱- از مقایسه نتایج مشخص شد که در الگوی چهار چاه تولید در اطراف و یک چاه تزریق در وسط بلوک، پروژه تزریق گاز بهتر است در حالی که در الگوی چهار چاه تزریق و یک چاه تولید پروژه تزریق آب نتیجه بهتری را ارائه می‌کند. ۲- در مخزن M ضریب بازیابی FOE حاصل از تزریق آب بیشتر از گاز می‌باشد. ۳- سناریوی تزریق آب همچنین نتایج قابل قبولی از لحاظ تولید انباشتی نفت FOFT، نرخ فشار مخزن FPR و میزان نسبت گاز به نفت تولیدی FGOR و تولید روزانه FOPR

## منابع

- [1] McNaughton D.A. & Grab F.A., *Finding & evaluating petroleum accumulations in fractured reservoir rock*, 4<sup>th</sup> Ed., McGraw-Hill Inc., 1975.
- [2] Aguilera R., *Naturally fractured reservoirs*, 2<sup>nd</sup> Ed., McGraw-Hill Inc., 1995.
- [3] Van Golf Racht T.D., *Fundamentals of fractured reservoir engineering*, 1<sup>st</sup> Ed., Elsevier Scientific Publishing Company, 1982.
- [4] Gholipour A.M., *Pattern & structural position of productive fractures in the asmari reservoirs, south western Iran*, SPE/CIM, Canada, Calgary, 1994.
- [5] McQuillan H., *Fractured- controlled production from the Oligo– Miocene asmari formation in Gachsaran & BiBiHakimeh fields, southwest Iran carbonate petroleum reservoirs*, GSA, Vol. 85, No. 5, pp. 739-744, 1985.
- [6] Boerrigter P.M., Van de Leemput B.L.E.C., Pieters J., Wit K. & Yama J.G.J., *Fractured reservoir simulation case studies*, Koninklijke/Shell E and P Laboratorium, SPE-25615-MS and Middle East Oil Show, Bahrain, 1993.
- [7] Touami M. & Gribi A., *Field Case, Hassi Messaoud*, AAPG Hedberg Conference, Algiers, Algeria, 2003.
- [8] Gas processors Suppliers Association, *Engineering data book*, FPS Version, Vol. I,II, Sections 1-26, 12<sup>th</sup> Ed. 2004.
- [9] Willhite G.P., *Water flooding*, SPE Textbook Series, Vol. 3, ISBN: 978-1-55563-005-8, 1986.
- [10] Daltaban T.S., PEMEX Consultant/CORELAB: Noyola A., Trejo G., Toledo R., PEMEX, *An investigation into the technical feasibility of gas injection Into fractured CHUC reservoir in the gulf of Mexico*, Paper No. 74357 MS, SPE International petroleum conference and exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, 2002.
- [11] W.Lake L., L.Schmidt R. & B.Venuto P., *A niche for enhanced oil recovery in 1990's*, Schlumberger Oilfield Review, 1992.
- [12] Services and Product Softwares Group, *Reference manual of eclipse*, Schlumberger, 2004A.
- [۱۳] جاری م، "شبيه‌سازی تزریق گاز و آب در یک مخزن دریایی"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، بهار ۱۳۸۳.
- [14] Saidi A.M., *Twenty years of gas injection history into wellfractured haftkell field*, International petroleum conference, Mexico, Mexique, pp. 123-133, 1996.