مطالعهٔ شبیه‌سازی عملکرد تزریق گاز و آب در شاخص مخزن ایلام (میدان جفیر) و مقایسهٔ آن با تولید طبیعی

محمد بیگی[1]*، زهرا عرب ابوسعدی[2]

۱ ایران، مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، گروه مهندسی شیمی

نویسنده مسئول

ایمیل: ambeygi@yahoo.com

۲ ایران، مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان

ایمیل: zarababoosadi@yahoo.com

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۲/۳ **تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۴/۱۳**

چکیده

از آنجایی که هنوز تقاضا برای نفت خام در بازارهای بین‌المللی در سطح بالایی می‌باشد که پیش‌بینی می‌گردد تا چند دههٔ دیگر نیز شرایط به همین‌گونه باشد، لذا افزایش تولید از مخازن هیدروکربوری می‌تواند نقش مؤثری در ثبات آیندهٔ انرژی جهان داشته باشد. هم‌اکنون مناسب‌ترین روش ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربوری در کشور ایران (عدم افزایش میزان هزینه برای تولید هر بشکه نفت) استفاده و به‌کارگیری آب و گاز می‌باشد، زیرا این دو سیال به‌میزان کافی و نسبتاً با صرف هزینهٔ کم قابل‌دسترسی جهت به‌کارگیری در مخازن می‌باشند.

در این مقاله تزریق جداگانه و متناوب آب و گاز به‌عنوان روش ازدیاد برداشت برای مخزن ایلام (میدان جفیر) در مقیاس محدود[1] با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌ساز اکلیپس ۱۰۰، مورد بررسی قرار گرفته است. هدف از این پروژه ارزیابی سناریوهای مختلف تولید شامل تولید طبیعی، تزریق آب، تزریق گاز و تزریق متناوب آب و گاز است، تا در نهایت بهترین سناریوی تولیدی انتخاب گردد. در نهایت مشخص گردید بهترین سناریوی تولید برای سازند ایلام در این میدان، تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی می‌باشد.

1. Sector

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت، تزریق تناوبی آب و گاز، تزریق آب، تزریق گاز، نرم‌افزار اکلیپس ۱۰۰، شبیه‌سازی مخزن

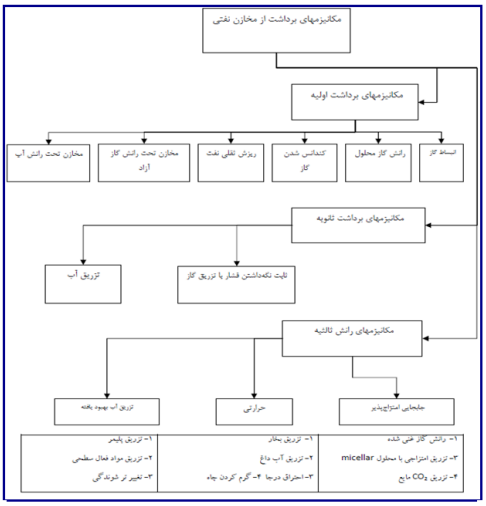
۱- مقدمه

سهم عمده‌ای از انرژی جهان را سوخت‌های فسیلی تجدیدناپذیر تشکیل داده‌اند. به همین خاطر امروزه کارشناسان می‌کوشند تا بازده تولید از مخازن نفتی را بهبود بخشند. تولید نفت از مخازن نفتی در حالت کلی در سه مرحله به‌صورت برداشت اولیه، برداشت ثانویه و برداشت ثالثیه انجام می‌گیرد. روش‌های اولیهٔ برداشت نفت عبارت‌اند از:

- مکانیسم انرژی گاز محلول در نفت[1]
- مکانیسم ریزش ثقلی[2]
- مکانیسم انبساط کلاهک گازی[3]
- مکانیسم انرژی آبده[4]
- مکانیسم تراکم[5]

تنها ۸ تا ۳۰ درصد نفت موجود در مخازن استخراج می‌شود. روش‌های مرحلهٔ دوم و سوم استخراج نفت تحت نام کلی «ازدیاد برداشت نفت» شناخته می‌شود [۱]. بنابراین دارندگان این ذخایر می‌کوشند تا با روش‌های جدیدتر، کم‌هزینه‌تر و با کارایی بالاتر، از منابع خود بهرهٔ بیشتری بجویند. در شکل ۱ مراحل مختلف تولید از مخازن نفتی نشان داده شده است.

1. Solution Gas Drive
2. Gravity Drainage
3. Gas cap Expansion
4. Natural Water Influx
5. Compaction



شکل ۱- مراحل تولید از مخازن نفتی

تزریق آب و گاز از روش‌های مرسوم، اقتصادی و مؤثر در مخازن می‌باشد و امروزه به‌عنوان فرایند آغازین بهبود برداشت نفت پذیرفته شده است [۲].

پروژه‌های تزریق آب اگر با مطالعات کافی همراه باشند کاملاً موفقیت‌آمیز خواهند بود، در غیر این صورت خسارت فراوانی به مخازن نفتی وارد خواهند کرد.

یکی دیگر از روش‌های متداول جهت بازیافت بیشتر، تزریق گاز به مخزن می‌باشد. تزریق گاز روشی است که توسط اکثر متخصصان و مهندسان مخزن به‌عنوان بهترین روش ازدیاد برداشت در مخازن کربناته پیشنهاد شده است، ولی در عمل ملاحظات خاصی دارد که در صورت رعایت‌نشدن بازده مطلوب حاصل نمی‌گردد.

در دو روش ذکرشده جریان سیال تزریقی ترجیح می‌دهد که از نواحی با نفوذپذیری بیشتر عبور کند؛ در نتیجه در نواحی با نفوذپذیری کم سیال جریان ندارد و یا جریان بسیار کند است. به‌عبارت دیگر، نواحی نفوذپذیرتر به‌عنوان کانال‌هایی برای انتقال مستقیم سیال تزریقی، از چاه تزریق به چاه تولید عمل می‌کنند. بنابراین مشکل اصلی، میان‌شکن[1] زودهنگام فاز تزریقی می‌باشد. به‌علاوه آب معمولاً در قسمت فوقانی جریان نمی‌یابد و قسمتی از نفت در مخزن باقی می‌ماند. از سوی دیگر، گاز به‌دلیل چگالی کمتر، در نقاط فوقانی مخزن جریان دارد، اما راندمان جاروبی گاز از آب کمتر می‌باشد.

در نتیجه محققان با تلفیق دو روش تزریق آب و تزریق گاز، علاوه بر به‌کارگیری محاسن روش‌های مذکور، معایب آن‌ها را نیز کاهش داده‌اند و این روش را تزریق متناوب آب و گاز و یا اختصاراً WAG[2] نامیده‌اند. در این روش با تزریق پی‌درپی یا هم‌زمان تودهٔ آب و گاز، یک ترکیب همگن در حفره‌ها شکل می‌گیرد. به‌علت اثرات نفوذپذیری نسبی، این ترکیب به‌صورت یک سیال با تحرک کم عمل می‌کند و علاوه بر کم‌کردن حجم گاز، راندمان جابه‌جایی افزایش می‌یابد و در عین حال، احتمال وقوع پدیدهٔ انگشتی‌شدن را می‌کاهد. در حقیقت، ازدیاد برداشت به‌روش WAG (غیرامتزاجی) مانند جابه‌جاشدن سیال درون یک سیلندر به‌وسیلهٔ یک پیستون نشت‌کننده است.

ناهمگنی مخزن، خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن، شرایط حل‌شوندگی در تزریق امتزاجی، مقدار گاز به‌تله‌افتاده، تکنیک تزریق و مشخصات تزریق (مثل توالی چرخه‌ها، حجم تودهٔ سیال تزریق، نسبت گاز به آب تزریقی، دبی و تعداد سیکل‌های تزریق) عوامل اصلی مؤثر بر تزریق WAG می‌باشند. در این مقاله به مطالعه و تشریح روش تزریق گاز، آب و تزریق WAG پرداخته شده است و این سه سناریو با هم مقایسه می‌شوند.

۲- عمر تولیدی مخزن

از روش‌های متداول مطالعات مهندسی مخازن[3] تهیهٔ منحنی‌های افت تولید می‌باشد. با توجه به این منحنی‌ها می‌توان گفت که عمر تولیدی مخزن برحسب زمان به سه دورهٔ عمده تقسیم می‌شود که در واقع پایان هر دوره، شروع دورهٔ بعدی می‌باشد. این تقسیم‌بندی در شکل ۲ و ۳ نمایش داده شده است.

۱- دورهٔ توسعه یا افزایش دبی

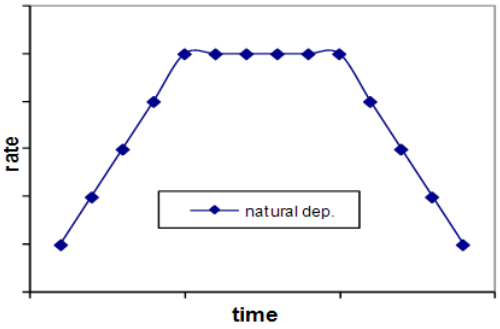
۲- دورهٔ تثبیت دبی

۳- دورهٔ کاهش دبی

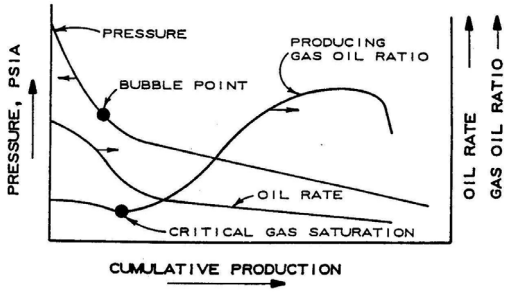
به‌استثنای مخازنی که فشار بالایی داشته و خیلی زیر اشباع می‌باشند و مخازنی که معمولاً آبده قوی دارند سال‌های آغازین عمرِ تمام مخازن به‌وسیلهٔ مکانیسم انرژی گاز محلول کنترل می‌شود.

1. Breakthrough

2. Water Alternating Gas
3. Decline Curve Analysis



شکل ۲- دوره‌های عمر تولیدی مخزن



شکل ۳- فشار و دبی نفت و نسبت گاز به نفت تولیدی

۲-۱- دورهٔ توسعه یا افزایش دبی

دورهٔ اول عمر مخزن با بهره‌برداری از اولین چاه شروع شده و با زدن چاه‌های بعدی سطحی از مخزن که تحت شناسایی قرار می‌گیرد، بیشتر شده و به‌تبع آن تولید از مخزن نیز بیشتر می‌شود. در چنین شرایطی چون فشار مخزن بالا عمل می‌کند، یعنی در چنین مخزنی هنوز اثر افت فشار احساس نشده است و مخزن به‌صورت یک محیط نامحدود[1] عمل می‌کند.

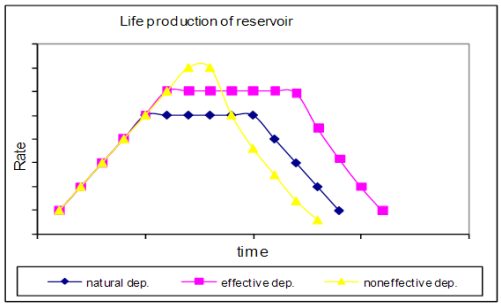
۲-۲- دورهٔ تثبیت دبی

پس از اتمام دورهٔ توسعهٔ مخزن، مرحلهٔ دوم عمر مخزن شروع می‌شود. در این دوره مخزن به‌طور کلی با یک سقف ثابت تحت تخلیه قرار می‌گیرد. در این زمان استراتژی تولید بسیار مهم است؛ یعنی نوع نگرش به تولید از مخزن در طول زمان این دوره تأثیرگذار است. اگر به نفت فقط به‌عنوان یک کالای تجاری نگریسته شود و هدف نهایی فقط سود اقتصادی کوتاه‌مدت باشد، در این صورت در یک مدت‌زمان کم، مقدار زیادی از مخزن تولید می‌شود، در این حالت سود اقتصادی کوتاه‌مدت عاید می‌گردد، ولی در عوض باعث ازبین‌رفتن بخش عظیمی از نفت در جای اولیه در مخزن می‌شود. این نوع نگرش را تولید غیرصیانتی می‌گویند. ولی اگر به مخزن به‌عنوان یک سرمایهٔ عظیم ملی توجه شود، در آن صورت باید تمام روش‌های مساعد فنی و مهندسی به کار گرفته شود، تا مدت‌زمان این مرحله از عمر مخزن افزایش یابد. یکی از بهترین روش‌های این مقوله، روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. در واقع با به‌کارگیری روش‌های ازدیاد برداشت در کنار مدیریت صحیح تولید از مخزن، می‌توان به‌مقدار زیادی ضریب بازیابی مخزن را افزایش داد. اوج هنر مهندسی مخازن در مرحلهٔ دوم عمر مخزن خلاصه می‌شود که توانایی در افزایش مدت‌زمان این مرحله می‌باشد.

۲-۳- دورهٔ کاهش دبی

در علم مهندسی نفت، دورهٔ کاهش دبی به دوره‌ای گفته می‌شود که امکان تثبیت دبی از طریق حفاری چاه‌های اضافی مقدور نباشد و مخزن دستخوش افت تولید نسبت به زمان گردد. به‌عبارت دیگر، مخزن دورهٔ توسعهٔ کامل و دورهٔ تثبیت خود را، هرچند کوتاه، پشت سر گذاشته باشد. اکثر مخازن نفتی دارای انرژی طبیعی اولیه برای استخراج نفت می‌باشند. با شروع بهره‌برداری مداوم از مخزن، سیال موجود در آن کم شده و در نتیجه از ارتفاع ستون هیدروکربوری و انرژی طبیعی مخزن کاسته می‌شود [۷].

کاهش ستون هیدروکربوری عمده‌ترین دلیل کاهش دبی تولیدی چاه‌ها در این دوره می‌باشد، زیرا این امر موجب هجوم آب و یا هجوم گاز در چاه‌ها می‌شود. زمان شروع دورهٔ کاهش بستگی به چگونگی دورهٔ توسعه و تثبیت و پارامترهای مخزن از جمله ارتفاع ستون هیدروکربوری، مکانیسم‌های فعال و غالب و همچنین خصوصیات سنگ و مخزن دارد. مبنای روش منحنی‌های افت تولید، اضمحلال انرژی درونی مخزن است. اکثر مخازن نفتی ایران در مرحلهٔ دوم از عمر تولیدی خود به سر می‌برند لذا پرداختن به روش‌های ازدیاد برداشت در کنار عملیات اکتشافی برای مخازن جدید، امری اجتناب‌ناپذیر می‌باشد. در شکل ۴ تفاوت عمر تولیدی مخازنی با روش برداشت طبیعی، صیانتی و غیرصیانتی قابل‌مشاهده می‌باشد.



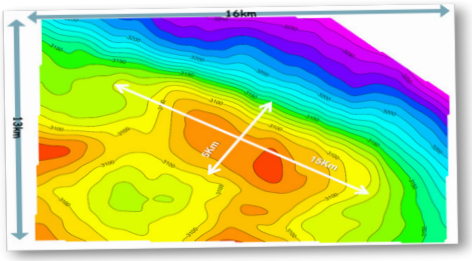
شکل ۴- دوره‌های عمر تولیدی مخزن تحت روش‌های متفاوت برداشت

1. Infinite Acting

۳- زمین‌شناسی میدان

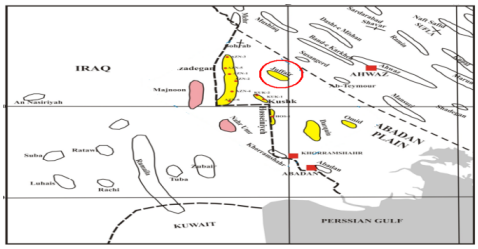
میدان جفیر با روند ساختاری شمال غربی-جنوب شرقی در بخش شمالی ناحیهٔ دشت آبادان در جنوب غرب ایران و در استان خوزستان قرار دارد و ۵۹ کیلومتر در جهت شمال غربی با خرمشهر فاصله دارد که موقعیت آن در شکل ۵ مشخص شده است. این میدان در بین میادین نفتی آب تیمور، سوسنگرد، دارخوین، امید، آزادگان و گوشک در ایران و میادین مجنون، نهر عمر و زبید در عراق قرار دارد. اکتشافات میدان جفیر در سال ۵۷۹۱ میلادی توسط شرکت دیمنکس و به‌وسیلهٔ مطالعات لرزه‌ای صورت گرفت و مشخص شد که طاقدیس جفیر یک ساختمان با شیب ملایم می‌باشد. ازاین‌رو، حفاری اولین چاه جفیر JR-1 در حاشیهٔ خط‌الرأس طاقدیس فوق‌الذکر در ۹۲ سپتامبر ۵۷۹۱ شروع شد و در ۲۲ فوریهٔ ۶۷۹۱ به عمق ۶۸۹۳۱ فوتی (۲۶۲۴ متری) رسید. اهداف اولیهٔ اکتشافی، ماسه‌سنگ اهواز و سازندهای ایلام و سروک و فهلیان، و اهداف ثانویهٔ اکتشافی سازندهای آسماری، جهرم، تیارات، تاربور و گدوان بوده‌اند. در هر حال به‌دلایل ذیل، لایه‌های مختلف در سازندهای ایلام، سروک، گژدمی و گدوان حاوی نفت و گاز شناخته شدند:

- وجود آثار نفت و گاز
- تفسیر نمودارهای پتروفیزیکی
- وفور اینتروال ماسه‌سنگ گدوان



شکل ۵- نمایی از موقعیت میدان

میدان موردنظر با ابعاد ۵*۵۱ کیلومتر در شکل ۶ نشان داده شده است.



شکل ۶- نمایی از ساختار و ابعاد میدان

دشت آبادان زون ساختمانی است که در انتهای جنوب غربی ایران قرار دارد. حد شمال و شمال شرقی آن جبههٔ چین‌های با روند زاگرس است. تداوم شمالی این خط وارد مرز عراق می‌شود. حد جنوبی دشت آبادان به خلیج‌فارس و عراق، و حد غربی آن نیز به مرز عراق محدود است. روند طاقدیس‌های دشت آبادان از روند طاقدیس‌های زاگرس پیروی نمی‌کند. طاقدیس‌های این ناحیه زیرسطحی بوده و امتداد شمالی‌جنوبی دارند. خواص ساختمانی دشت آبادان قابل تعمیم و تطبیق با ساختمان طاقدیس‌های صفحهٔ عربی (از جمله جنوب عراق، کویت، شمال خلیج‌فارس و شمال شرقی شبه‌جزیرهٔ عربستان) می‌باشد. طاقدیس‌های شمالی‌جنوبی در عربستان، کویت و عراق ساختمان‌هایی با منشأ رشدی[1] هستند که به گسله‌های پی‌سنگ نسبت داده شده‌اند.

سازند ایلام از پکستون خاکستری به‌صورت جزئی دولومیتی‌شده، متخلخل، گچی تا دانه‌ای همراه با خرده‌های فسیل، فرامینیفرهای بنتونیک کوچک و فرامینیفرهای پلانکتونیک تشکیل شده است. به‌سمت پایین این سازند، به مادستون متراکم (سفت) و تا حدودی بلورین تبدیل می‌شود. در قسمت بالایی، سازند از میان‌لایه‌های وکستون-پکستون و شیل خاکستری سبز تشکیل شده است. ایلام مخزن اصلی در ساختمان مخزن است. تغییرات قائم لیتولوژی در این سازند چشمگیر است و این تغییرات توزیع سیال را کنترل می‌کند. سازند ایلام ۸۱۱ متر در چاه JR-3 ضخامت دارد و ضخامت آن به ۶۲۱ متر در چاه JRNW-1 افزایش می‌یابد. سازند گورپی با ناپیوستگی بر روی سازند ایلام قرار می‌گیرد. این ناپیوستگی بر اساس مطالعات دانسیتهٔ شیل استنتاج شده است؛ تغییر شدید در محیط رسوبی به‌دنبال نهشته‌شدن سازند گورپی نیز وجود ناپیوستگی را تصدیق می‌کند. سازند ایلام دارای گونهٔ روتالیا شبح‌های پلانکتونیک (اولیگوستجنیدوار)، جلبک، رودیست، قطعات نرم‌تنان و بیوکلست‌های اکینوئید است. سازند ایلام در محیط نرتیک درونی، همراه با جریان‌های ادواری قوی برای خارج‌کردن زمینهٔ گل‌آهکی (میکرایت) ازپیش‌تشکیل‌شده، نهشته شده است که احتمالاً زمان آن برای سانتونین است.

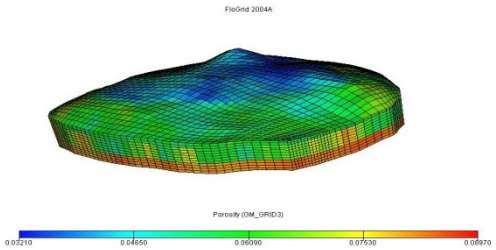
۴- سناریوهای مختلف تولید

شبیه‌سازی مخزن برای تعیین مدیریت مخزن، و استراتژی تولید برای بهینه‌سازی بازیافت نفت مورد استفاده قرار می‌گیرد. برای شبیه‌سازی مخزن، ماژول اکلیپس ۱۰۰ (مدل نفت سیاه) در نرم‌افزار ژئوکوست مورد استفاده قرار گرفت.

1. drape over

بعد از الحاق‌کردن نقشهٔ کانتور دیجیتایزشده (نقشهٔ دیجیتالی) (عمق، تخلخل و نفوذپذیری) به ماژول فلوگرید در نرم‌افزار ژئوکوست، مدل زمین‌شناسی که دارای خصوصیات استاتیکی و اولیه می‌باشد خلق شد.

در حین ساخته‌شدن مدل استاتیکی، شاخص‌بندی و توصیف مخزن نیز انجام و اطلاعات توصیف مخزن با اطلاعات زمین‌شناسی ادغام شد و مدل دینامیکی ایجاد گردید [۳]. در شکل ۷ و ۸ انواع گریدبندی مخزن مشاهده می‌گردد.



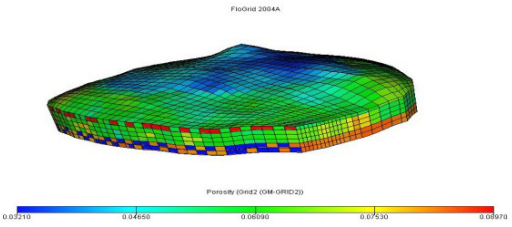
شکل ۷- گریدبندی اولیهٔ دانه‌ریز (Fine Grid)

این مدل شامل ۸۴۶۸۱ گرید می‌باشد.

Nx (تعداد گریدها در جهت x) = ۳۷

Ny (تعداد گریدها در جهت y) = ۴۲

Nz (تعداد گریدها در جهت z) = ۱۲



شکل ۸- گریدبندی ثانویهٔ دانه‌درشت (Coarse Grid)

این مدل شامل ۶۱۲۰ گرید می‌باشد.

Nx (تعداد گریدها در جهت x) = ۳۰

Ny (تعداد گریدها در جهت y) = ۳۴

Nz (تعداد گریدها در جهت z) = ۶

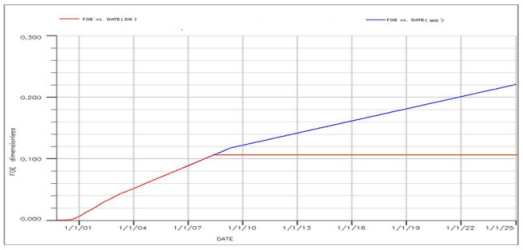
بعد از آن، مراحل مربوط به تطابق تاریخچه انجام گرفت. در نهایت، پس از به‌دست‌آمدن مدل اصلی می‌توان از آن جهتِ پیش‌بینی وضعیت مخزن در آینده تحت سناریوهای تعریف‌شدهٔ ذیل استفاده نمود. لازم به ذکر است در شرایط اولیه این مخزن به‌صورت فوق‌اشباع می‌باشد [۴].

۴-۱- سناریوی تولید طبیعی

ابتدا روی مخزن سناریوی هیچ کاری[1] بررسی شد که در این سناریو تغییر دبی داده نشد و هیچ‌گونه کار اضافه‌ای[2] هم انجام نگرفت و با همان شرایط قبلی، تولید به‌میزان ۱۰۰هزار بشکه در روز ادامه یافت. سایر محدودیت‌های اقتصادی برای بسته‌شدن چاه‌ها شامل حداکثر میزان گاز همراه نفت تولیدی به‌مقدار ۱.۲MSCF/STB و حداکثر آب نفوذی[3] به‌میزان ۰/۰۵ درصد در کلیهٔ سناریوها لحاظ گردید، همچنین الگوهای مختلف چاه در مدل شاخص مخزن بررسی شد که مناسب‌ترین الگوی چاه‌های تولیدی و تزریقی با خصوصیات این مخزن، الگوی پنج‌نقطه‌ای می‌باشد که دارای چهار چاه تولیدی و یک چاه تزریقی است که بیشترین درصد بازیابی و به‌مقدار ۳۵درصد را داراست و به‌عنوان الگوی برگزیده در تمامی سناریوها اجرا گردید. در شکل ۹ و ۱۰ مقایسهٔ دو سناریوی هیچ کاری و کار اضافه را می‌بینید. در شکل ۹ منحنی مربوط به سناریوی هیچ کاری و منحنی مربوط به سناریوی کار اضافه در تاریخ بین ۱ ژانویهٔ ۲۰۰۷ تا ۱ ژانویهٔ ۲۰۱۰ تا دبی تولیدی ۶۰۰۰STB/DAY بر روی یکدیگر منطبق هستند اما بعد از آن به‌دلیل افت فشار در سناریوی هیچ کاری، مقدار دبی تولیدی صفر می‌گردد و چاه بسته می‌شود اما میزان دبی تولیدی در سناریوی کار اضافه گرچه با کاهش مواجه بوده اما بر روی 3200 STB/DAY ثابت می‌ماند. همچنین در شکل ۱۰ منحنی دو سناریو تا درصد بازیابی ۰.۱۰۵ بر روی هم منطبق هستند، ولی بعد از آن منحنی سناریوی هیچ کاری به‌دلیل افت فشار مخزن در همین مقدار ثابت می‌ماند اما منحنی سناریوی کار اضافه شیب افزایشی خود را حفظ می‌نماید.

شکل ۹- نمودار مقایسهٔ دبی تولید سناریوهای Do noting و Workover

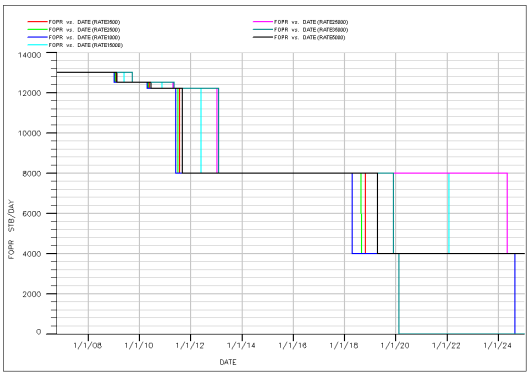
1. Do nothing
2. Workover
3. Water Cut



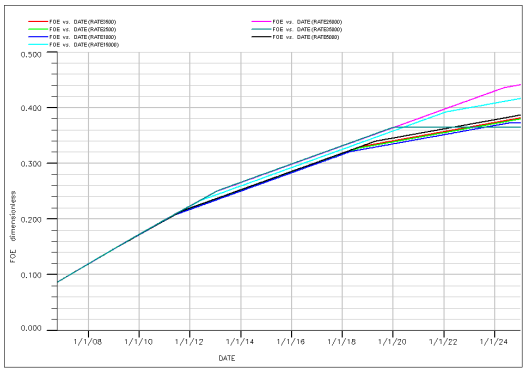
شکل ۱۰- نمودار مقایسهٔ درصد بازیابی سناریوهای Workover و Do noting

۲-۴- سناریوی تزریق گاز

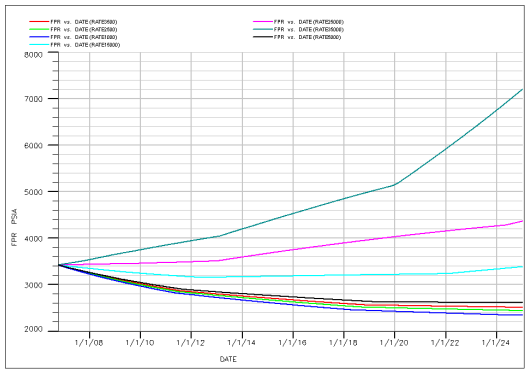
در این سناریو، تزریق گاز به کلاهک گازی و تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی انجام می‌گیرد. بهترین حالت برای تزریق گاز این است که اشباع گاز در ستون نفتی مخزن صفر باشد [۸]. این حالت زمانی اتفاق می‌افتد که فشار مخزن بیشتر از فشار حباب باشد. میزان تولید همان ۱۰۰هزار بشکه در روز می‌باشد. در شکل ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۱۵ مقایسهٔ پارامترهای مختلف در اثر تغییرات دبی تزریق در سناریوی تزریق گاز به کلاهک گازی و تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی را می‌بینید. در شکل ۱۱ و ۱۲ در مقایسهٔ دبی‌های تزریق مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با دبی تولیدی و درصد بازیابی در سناریوی تزریق گاز به کلاهک گازی مشاهده می‌شود که منحنی مربوط به دبی تزریقی ۲۵۰۰۰STB/DAY با توجه به مساحت زیر منحنی، بیشترین میزان دبی تولیدی و درصد بازیابی را به ما نشان می‌دهد و در شکل ۱۳ در مقایسهٔ دبی‌های تزریق مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با افت فشار مخزن، مشاهده می‌شود که در دبی تزریق ۳۵۰۰۰STB/DAY کمترین میزان افت فشار را در مخزن خواهیم داشت. در شکل ۱۴ و ۱۵ در مقایسهٔ دبی‌های تزریق مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با دبی تولیدی و درصد بازیابی در سناریوی تزریق گاز به کلاهک نفتی مشاهده می‌شود که منحنی مربوط به دبی تزریقی ۳۰۰۰۰STB/DAY با توجه به مساحت زیر منحنی، بیشترین میزان دبی تولیدی و درصد بازیابی را به ما نشان می‌دهد و از دبی‌های بیشتر به‌دلیل پدیدهٔ میان‌شکن فاز تزریقی در چاه‌های تولیدی، چاه‌های تولیدی بسته می‌شوند و ضریب بازیافت را کاهش می‌دهد.



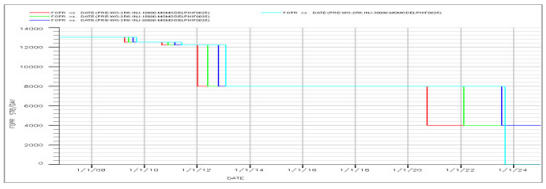
شکل۱۱- نمودار مقایسهٔ دبی تولید در اثر تغییرات دبی تزریق در تزریق گاز به کلاهک گازی



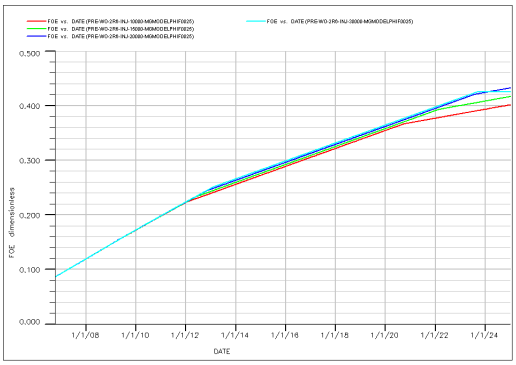
شکل ۱۲- نمودار مقایسهٔ درصد بازیابی در اثر تغییرات دبی تزریق در تزریق گاز به کلاهک گازی



شکل ۱۳- نمودار مقایسهٔ افت فشار مخزن در اثر تغییرات دبی تزریق در تزریق گاز به کلاهک گازی



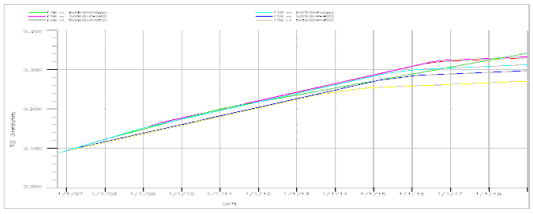
شکل ۱۴- نمودار مقایسهٔ دبی تولید در اثر تغییرات دبی تزریق در تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی



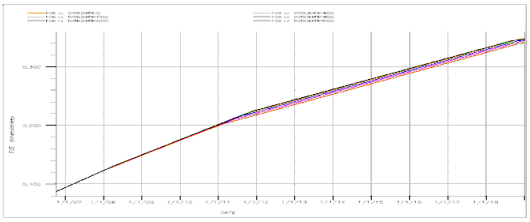
شکل ۱۵- نمودار مقایسهٔ درصد بازیابی در اثر تغییرات دبی تزریق در تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی

۴-۳- سناریوی تزریق آب

در این سناریو، آب به‌صورت سیلابزنی در ستون نفتی تزریق می‌شود و جهت یکسان‌بودن شرایط، سقف تولید نیز همچنان ۱۰۰هزار بشکه در روز تثبیت شده است. در شکل ۱۶ در مقایسهٔ فشارهای ته‌چاهی مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با درصد بازیابی دیده می‌شود که بیشترین درصد بازیابی در فشارهای ته‌چاهی حدود ۳۵۰۰psi می‌باشد و با افزایش فشار ته‌چاهی بیش از ۳۵۰۰psi، به‌مرور پدیدهٔ میان‌شکن آب روی می‌دهد و چاه تولیدی بسته می‌شود. در شکل ۱۷ در مقایسهٔ دبی‌های تزریق مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با درصد بازیابی قابل‌مشاهده است که با افزایش ریت تزریق تا ۴۰۰۰STB/DAY بدون بسته‌شدن چاه‌ها، درصد بازیابی افزایش می‌یابد اما در ریت‌های بیش از آن به‌دلیل پدیدهٔ میان‌شکن فاز تزریق در چاه‌های تولیدی، چاه‌های تولیدی زودتر آبی شده و بسته می‌شوند و ضریب بازیافت را کاهش می‌دهد [۶].



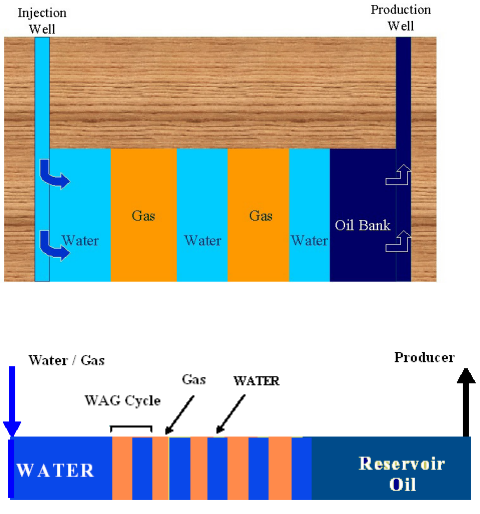
شکل ۱۶- مقایسهٔ درصد بازیابی در اثر کنترل فشار ته‌چاهی



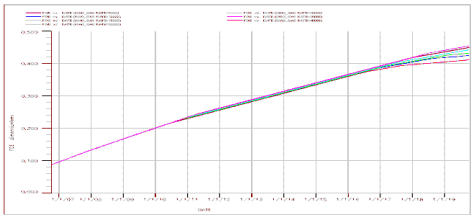
شکل ۱۷- مقایسهٔ درصد بازیابی در اثر تغییرات دبی تزریق

۴-۴- سناریوی تزریق متناوب آب و گاز غیرامتزاجی

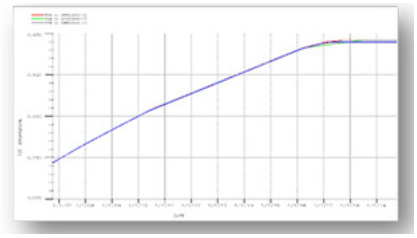
در این سناریو به همان بخش مخزن که در سناریوهای قبل بررسی شد، همانند شکل ۱۸، آب و گاز به‌صورت متناوب تزریق می‌شود [۵] و همچنان سقف تولید ۱۰۰هزار بشکه در روز تثبیت شده است. به‌خاطر اینکه مقادیر بازیافت دبی‌های مختلف تزریق آب به هم نزدیک می‌باشند در مطالعهٔ فرایند تزریق متناوب آب و گاز، دبی آب ۴۰۰۰STB/DAY در نظر گرفته می‌شود و اثر دبی‌های مختلف تزریق گاز، اثر نسبت تزریق و اثر کاهش سیکل تناوب تزریق آب و گاز بر عملیات WAG مورد بررسی قرار می‌گیرد. در شکل ۱۹ در مقایسهٔ دبی‌های تزریق مختلف با یکدیگر در مقایسهٔ نهایی با درصد بازیابی مشاهده می‌شود که با افزایش دبی تزریق گاز در WAG تا ۳۵۰۰۰STB/DAY، درصد بازیابی افزایش می‌یابد و بیش از آن میان‌شکن گاز روی می‌دهد. البته جهت اخذ تصمیم نهایی باید میزان افزایش دبی تزریق گاز از نظر اقتصادی نیز بررسی شود، خصوصاً که در دبی‌های بالا و نزدیک به بحرانی افزایش درصد بازیابی به‌نسبت افزایش دبی شدت کمتری می‌یابد. در شکل ۲۰ تزریق WAG با دبی آب ۴۰۰۰STB/DAY و گاز ۳۵۰۰۰STB/DAY با سه نسبت آب به گاز، ۱ به ۱، ۱ به ۳ و ۱ به ۷ مشاهده می‌شود که با توجه به مساحت زیر منحنی نسبت ۱ به ۱، بهینه است. در شکل ۲۱ اثر کاهش سیکل تناوب تزریق آب و گاز در روش WAG بررسی گردیده است که مشاهده می‌شود با کاهش سیکل، درصد بازیابی اندکی بهبود می‌یابد به‌طوری که در سیکل ۲۷۰روزه بازیابی۰/۴۳۷ و در سیکل ۳۰روزه بازیابی ۰/۴۳۹ می‌باشد. به‌دلیل کمی اثر سیکل در بهبود بازیابی، باید پیش از استفاده از سیکل کوتاه‌تر بررسی اقتصادی انجام شود.



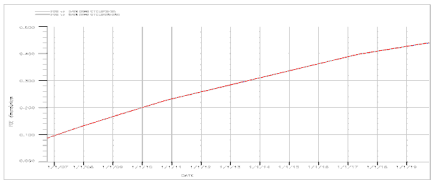
شکل ۱۸- نمای شماتیک روش تزریق متناوب آب و گاز



شکل ۱۹- اثر افزایش دبی تزریق گاز در روش WAG



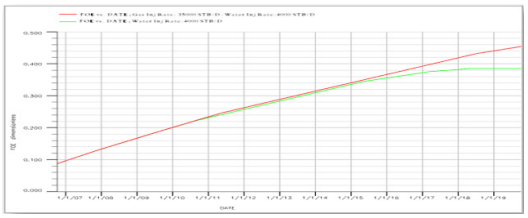
شکل ۲۰- اثر نسبت تزریق آب به گاز در فرایند WAG



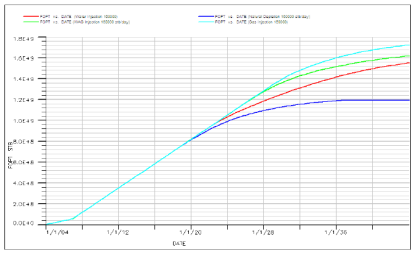
شکل ۲۱- اثر کاهش سیکل تناوب تزریق آب و گاز در روش WAG

۵-۴-مقایسهٔ بهترین سناریوهای مختلف تولید با یکدیگر

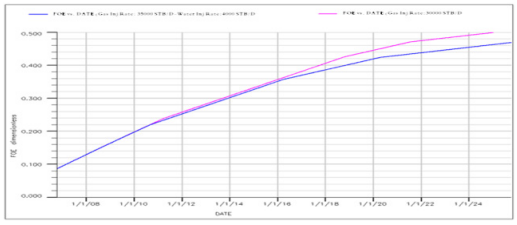
همان‌گونه که در شکل ۲۲ مشاهده می‌گردد، با مقایسهٔ بهترین حالت تزریق متناوب آب و گاز با بهترین حالت تزریق آب، مشاهده می‌شود که تزریق متناوب آب و گاز باعث افزایش ۶/۹ درصد در بازیابی مخزن در الگوی اول شده است. حال بهترین سناریوی مربوط به تزریق گاز با بهترین سناریوی مربوط به تزریق متناوب آب و گاز در شکل ۲۳ مقایسه می‌شود که نشان می‌دهد درصد بازیابی تزریق گاز ۳درصد بیشتر از تزریق متناوب آب و گاز است و همان‌طور که در شکل ۲۴ مشاهده می‌گردد در مقایسهٔ نفت تولیدی تجمعی در سناریوهای مختلف تولید با حفظ سقف تولید ۱۰۰MBBL/D در شبیه‌سازی مدل کل مخزن، بیشترین تولید مربوط به سناریوی تزریق گاز است.



شکل۲۲- مقایسهٔ بهترین حالت تزریق آب با تزریق WAG



شکل ۲۳- مقایسهٔ بهترین حالت تزریق گاز (در لایهٔ نفتی) با تزریق WAG



شکل ۲۴- نفت تولیدی تجمعی در سناریوهای مختلف

۵- نتیجه‌گیری

۱- روش تولید طبیعی در شرایط یکسان ضریب برداشت کمتری نسبت به روش‌های ازدیاد برداشت دارد.

۲- روش تزریق گاز در لایهٔ نفتی در شرایط یکسان ضریب برداشت بیشتری نسبت به تزریق گاز در کلاهک گازی دارد.

۳- روش تزریق متناوب آب و گاز در شرایط یکسان ضریب برداشت بیشتری نسبت به تزریق آب دارا است.

۴- روش تزریق متناوب آب و گاز در شرایط یکسان ضریب برداشت کمتری نسبت به تزریق گاز دارا است، که این به‌خاطر وجود تخلخل ثانویه در مخزن می‌باشد.

۵- با توجه به پیچیده‌شدن تراوایی نسبی در فرایند تزریق تناوبی آب و گاز، تزریق گاز ارجحیت بیشتری دارد. بنابراین بهترین سناریوی تولید برای سازند ایلام در این میدان، تزریق گاز در ناحیهٔ نفتی می‌باشد.

۶- مراجع

[1] Craft, B.C., Hawkins, M.F., And Terry, R.E., Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Ed, Englewood Cliffs, Nj: Prentice-Hall, 1991.

[2] Dake, L.P, Fundamental Of Reservoir Engineering, Amsterdam: Elsevier, 1978.

[3] Chong, E.E., "Development Of A 2-D Black-Oil Reservoir Simulator Using A Unique Grid_Block System", Texas A&M University, 2004.

[4] Furati, K.M., "Effects Of Relative Permeability History Dependence On Two- Phase Flow In Porous Media", Department Of Mathematical Sciences, King Fahd University Of Petroleum And Minerals, Saudi Arabia, 1997.

[5] Kulkarani, M., And Rao, N., "Experimental Investigation Of Miscible And Immiscible Water-Alternating- Gas (Wag) Process Performance", The Craft And Hawkins Department Of Petroleum Engineering, Louisiana State University, 3516 Ceba Bldg, United State, 2005.

[6] Carlson, F.M., And Francis, M., "Simulation Of Relative Permeability Hystersis To The Non wetting Phase", SPE 10157, 1981.

[7] Carconna, Aurel N., "Enhanced Oil Recovery In Romania", Presented At The 1982 SPE/Doe Joint Symposium On Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Ok, Apr.4-7, /Doe Paper SPE 10699, 1981.

[8] Colonna, J., Brissaud, F., And Millet, J.L., "Evolution Of Capillarity And Relative Permeability Hysteresis", SPE J Trans, 1972.

Sector Model Simulation of Water and Gas Injection Performance of Ilam Oil Reservoir (JOFIER Oilfield) in Compare with Natural Depletion

Mohammad Beigi[1*], Zahra Arab Aboosaadei[2]
1- Islamic Azad University, Marvdasht, Iran
Email: ambeygi@yahoo.com
2- Islamic Azad University, Marvdasht, Iran
Email: zarababoosadi@yahoo.com

Abstract

In this study, a brief description of modeling process to reach the proposed scenarios, main results, conclusions and recommendations will be presented. WAG as an EOR method is being considered for Ilam reservoir, an onshore oilfield located in south- west Iran.
The reservoir is one with high amount of H2S and asphaltene. The only drive mechanism is Solution gas drive and it has no active aquifer, so although it had good flow potential. By using new reservoir management techniques and enhanced oil recovery in order to pressure maintenance, one can extract a lot more oil.
The scope of this project was to evaluate the impact of surface facilities, reserves and recovery factor by:

- Natural deletion
- Water injection
- Gas injection
- Water alternating gas

There are several wells in model and, if needed, it was possible to change function of production well to injector.
Sector model was run for different scenarios and realizations and the best EOR method was selected by considering the reservoir rock and fluid data and different injecting fluid composition and different injection pressure. After thorough studies and technical evaluations it was found that Gas injection was the best scenario, allowing longer plateau compared to Natural depletion and other scenarios.

KEYWORDS:
ILAM Formation; Enhanced Oil Recovery; Water Alternating Gas Injection; Water Injection; Gas Injection; Software Eclipse100; Reservoir Simulation.