Archive of SID

مطالعه شبی‌ه سازی به منظور مقای‌سه فرآی‌ندهای تزری‌ق متناوب آب وگازوتزر ی‌ق پی‌وسته گاز، درشـــرای‌ط غی‌رامتزاجـــی:مطالعـــه مـــوردی دری‌کی از مخازن نفتی ای‌ران

محمد امی‌ن بگرضای‌ی[1]،سلمان سعی‌دی مقدم[2]

دانشگاه آزاد واحد علوم تحقی‌قات تهران

(m.a.bagrezaie@gmail.com)

چکی‌ده:

تزری‌ق متناوب آب و گاز از جمله روش های مؤثر در ازدی‌اد برداشت نفتاست .مزی‌ت ای‌ن روش بهبود نسبت تحرک و بازده ماکروسکوپی‌ک با استفاده از تزری‌ق آب می باشد. مطالعات انجام شده نشان می دهد که استفاده از ای‌ن روش می تواند مقدار نفت بی‌شتری رانسبت به روش های تزری‌ق آب ی‌ا گاز تنها، از مخزن تولی‌د نمای‌د .در ای‌ن مقاله در ابتدا سناری‌و تخلی‌ه طبی‌عی با ای‌جاد شش چاه در مدل مورد بررسی قرار گرفتو سپسفرآی‌ند تزری‌ق گاز به صورت غی‌ر امتزاجی و دردو حالت مختلف:تزری‌ق پی‌وسته گاز(CGI)، تزری‌ق متناوب آب و گاز(WAG)به ی‌کی از مخازن نفتی جنوب ای‌ران توسط نرم افزار ECLIPSE 300 شبی‌ه سازی شد. در ای‌ن مطالعه پس از بدست آوردن الگوی مناسب تزری‌ق، می‌زان دبی و فشار بهی‌نه چاهای تولی‌دی و فشار تزری‌ق در چاهای تزری‌قی، می‌زان تولی‌د تجمعی نفت را در حالتهای مختلف از جمله سناری‌و تولی‌د طبی‌عی مخزن، سناری‌و تزری‌ق گاز غی‌ر امتزاجی، سناری‌و تزری‌ق متناوب آب و گاز غی‌رامتزاجی،با نسبت های WAG مختلف در سی‌کل های WAGدر۰/۲PV مورد مقای‌سه قرار گرفت.مخزن مورد مطالعه ی‌ک مخزن ماسه سنگی با ۱۲ لای‌ه نفتی و دارای نفتی با درجه سبکی ۳۴API می باشد.مدل استاتی‌کی مخزن ، شامل ۱۲ ×۲۵× ۲۴ بلوک می باشد .پس از وارد کردن خصوصی‌ات سی‌ال به نرم افزار PVTiو انجام فرآی‌ند تطابق پذی‌ری ، مدل مناسب سی‌ال وارد مدلاستاتی‌ک مخزن گردی‌د.نتای‌ج به دست آمده نشان می دهند که بی‌شتری‌ن درصد بازی‌افت نفت،مربوط به سناری‌و تزری‌ق متناوب آب و گاز غی‌رامتزاجی(IWAG)در حجم PV ۰/۲با نسبت آب به گاز ۱:۳ در دوره تزری‌ق ۵ ماه آب و دوره تزری‌ق ۳ ماه گاز با درصد بازی‌افت ۳۶/۷۴۸۷،بوده است.

واژه های کلی‌دی: تزری‌ق پی‌وسته گاز،تزری‌ق متناوب آب و گاز

۱-دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن نفت

۲- کارشناس ارشد مهندسی حفاری و بهره برداری نفت، دانشگاه شهی‌د باهنر کرمان

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

طی سال های اخیر اتخاذ استراتژی مناسب برای توسعه صنعت نفت ایران با توجه به بازار جهانی نفت و سهم نفت در اقتصاد کشور ، اساس برنامه های وزارت نفت قرار گرفته است. بدین منظور مطالعه و توسعه روش های ازدیاد برداشت از ضروری ترین موارد می باشد. به طور کلی با بهره برداری و تولید ، فشار از مخزن کاهش و این امر منجر به افت تولید می گردد . به دنبال افت فشار و افزایش آن در مخازن ایران ، استفاده از روش های ازدیاد برداشت جهت تثبیت و افزایش فشار بیش از پیش احساس می شود. با داشتن ذخایر عظیم گاز در کشورمان ، استفاده از روش های ازدیاد برداشت نوین مانند تزریق متناوب آب و گاز با ضریب بازیافت بالاتر نسبت به روش های معمول تزریق امتزاجی و غیرامتزاجی گاز، ضروری می باشد. در روش های معمول تزریق گاز ، نسبت تحرک بین گاز تزریقی و نفت جابجا شونده به دلیل ویسکوزیته پایین گاز ، نامناسب و سبب ایجاد پدیده انگشتی شدن و کاهش جابجایی جاروبی می گردد[۱]. تزریق WAG به کمک کنترل نسبت تحرک و پایداری جبهه حرکت گاز توسط تزریق آب موجب بهبودی بازدهی تزریق گاز و افزایش راندمان تولید می گردد[۲] . در این روش، گاز تزریق شده حفره های دارای میزان اشباع بالای نفت را اشغال کرده و باعث به حرکت در آوردن نفت بخش های جاروب نشده مخزن می شود. در ادامه با تزریق آب نیز نفت باقیمانده و محصور شده در اطراف سنگهای مخزن حرکت کرده و موجب کاهش بیشتر اشباع نفت باقیمانده و افزایش بازیافت نفت می شود[۳].همچنین تزریق آب بعد از تزریق گاز باعث جلوگیری از افزایش درصد اشباع و تحرک نسبی گاز، کنترل و کاهش نسبت تحرک و ایجاد جبهه حرکت پایدار در مخزن شده لذا مانع از وقوع پدیده میانشکن سریع در چاه تولیدی خواهد شد. لذا استفاده از روش WAG به عنوان روش ازدیاد برداشت مناسب پیشنهاد می گردد[۴].

در این روش اولین هدف ، افزایش میزان سطح جاروب شده توسط گاز است . بهینه سازی فرآیند تزریق ترکیبی وابسته به پارامترهای گوناگونی است که برخی از آنها عبارتند از : تعداد سیکل های بهینه ، بازه زمانی مورد نیاز در هر سیکل جهت تزریق آب و گاز ، الگوی تزریق به همراه تعداد چاه های تزریق و تولید ، انتخاب فرایند تزریقی در سیکل های متناوب . هر کدام از این پارامترها می توانند در میزان بازیابی نفت مؤثر باشند ، نسبت آب-گاز و تعداد سیکل های تزریق فاکتورهای مهمی در کنترل راندمان روبش از طریق تزریق WAG می باشند[۵] .

درایین مطالعه سناریوهای گوناگون تزریق از جمله تزریق پیوسته گاز ، تزریق غیرامتزاجی و هیبریدی متناوب آب و گاز با در یک الگوی تزریق ۵ نقطه دوگانه ، اجرا شده است و حساسیت سنجی نسبت به پارامترهای گوناگون مؤثر در بازدهی فرآیندهای تزریق مانند : حجم تزریق ، نسبت تزریق ، تعداد سیکل تزریق ، دبی تزریق ، مدت زمان تزریق آب و گاز ، تعداد چاه های تولید و تزریق ، مکان قرارگیری چاه های تولید و تزریق و دیگر پارامترها انجام شده است و در نهایت سناریوی بهینه در هر روش تعیین گردیده است.شبیه سازی این مخزن به کمک مدل ترکیبی و با استفاده از نرم افزار اکلیپس۳۰۰ صورت گرفته است . در این پروژه ، مدل سازی بر روی کل مخزن انجام گرفته است.

۲- خصوصیات سنگ و سیال مخزن

مخزن مورد مطالعه یک طاقدیس نامتقارن به طول ۱۰ کیلومتر و عرض ۲ کیلومتر می باشد. یک مخزن ماسه سنگی تک تخلخلی با ۱۲ لایه نفتی می باشد. نفت آن از نوع مرغوب با درجه سبکیAPI۳۴ می باشد. نسبت گاز به نفتScf/STB ۷۰۰و ضریب حجمی نفتRbbl/STB۱/۳۹ می باشد(جدول ۱). از این مخزن تولیدی صورت نگرفته است. مخزن در شرایط فوق اشباع قرار دارد و فاقد گنبد گازی می باشد. مخزن دارای آبده حاشیه ای و زیرین ضعیف می باشد. سنگ مخزن نفت-دوست می باشد. ستیغ مخزن در عمق ۲۳۱۲ متری می باشد. مخزن دارای ۱۲ لایه نفتی با ضخامت

www.SID.ir

Archive of SID

مجموعاً ۱۹۶ متر می باشد . سطح تماس آب-نفت در عمق ۲۵۰۰ متری قرار دارد. سایر اطلاعات تکمیلی در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱- خصوصیات کلی سیال مخزن مورد مطالعه

◦API	۳۴	FVF,Rbbl/STB oil	۱/۳۹
Total thickness,ft	۶۴۲	Water FVF, Rbbl/STB	۱/۰۱
GOR, Scf/STB	۷۰۰	Oil Viscosity, cp	۰/۶۸
Rock Compressibility, $\times 10^{-6}$,1/psi	۲/۸	Gas Viscosity,cp	۰/۰۲۱
Water Compressibility, $\times 10^{-6}$,1/psi	۳/۲۸	Water Viscosity,cp	۰/۴۶۸
Oil density, lbm/ft3	۵۳/۳۵	Oil Saturation,%	۰/۲۱۵
Gas density, lbm/ft3	۰/۰۴۲	Water Saturation,%	۰/۳۲
Datum depth,ftss	۷۹۵۰	WOC,ftss	۸۲۰۰
Average Reservoir Pressure@datum depth,psi	۵۲۳۰	Reservoir Temperature,◦F	۱۴۰
Reservoir Top Depth,ftss	۷۵۸۶	Average Matrix Porosity%	۱۶

۳- مدلسازی و شبیه سازی فرآیند

۳-۱- مشخصات مدل استاتیک مخزن

خلاصه ای از خصوصیات مدل استاتیک مخزن مورد مطالعه در جدول ۲ آورده شده است .

جدول ۲- خصوصیات مدل استاتیک مخزن مورد مطالعه

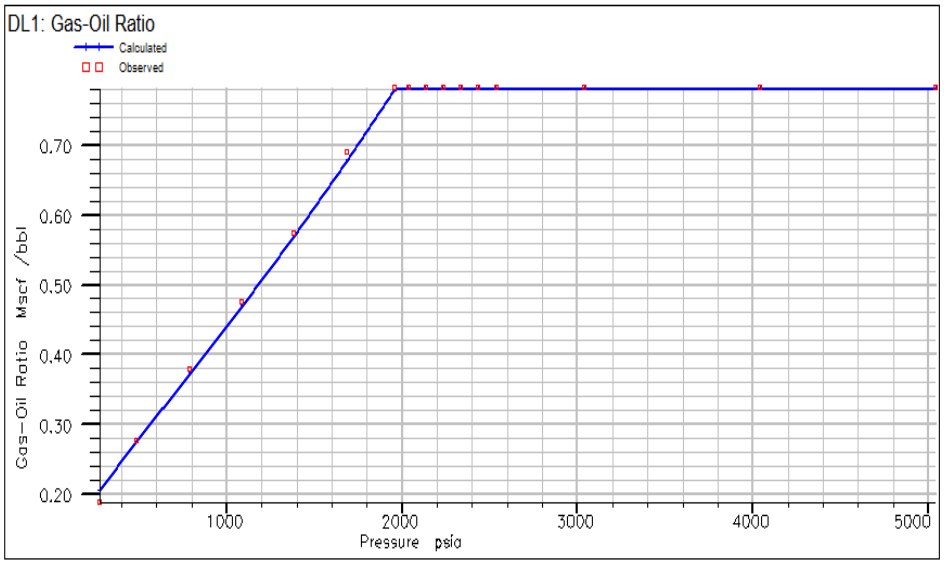
طول بلوک در جهتX، فوت	۴۰۰	تعداد بلوکها در جهتX	۲۴
طول بلوک در جهتY ، فوت	۴۵۰	تعداد بلوکها در جهتY	۲۵
طول بلوک در جهتZ ، فوت	۵۰	تعداد بلوکها در جهتZ	۱۲
تراوایی متوسط در جهتX ، میلی دارسی	۵۵	تعداد لایه های نفت	۱۲
تراوایی متوسط در جهتY ، میلی دارسی	۵۵	تعداد سلول ها	۷۲۰۰
تراوایی متوسط در جهتZ،میلی دارسی	۰/۲۸	نوع محیط متخلخل	ماسه سنگی

۳-۲- اطلاعات PVTمخزن مورد مطالعه

برای شبیه سازی رفتار سیال مخزن در دما و فشارهای مختلف از نرم افزار PVTiاستفاده شد. برای رگرسیون داده های آزمایشگاهی و داده های نرم افزاری از معادله حالت سو ردلیش وانگ سه پارامتری استفاده شد و ضرایب معادله حالت طوری تغییر داده شد تا با داده های آزمایشگاهی تطابق یابد (Match) شود و بتواند رفتار سیال مخزن را در شرایط فشاری و دمایی مختلف پیش بینی کند. همچنین با استفاده از تطابق پارامترهای معادله حالت با داده های واقعی آزمایشگاه رفتار فازی سیال مخزن در دماها و فشار های مختلف، تغیرات حجم نسبی سیال، گاز محلول در نفت، ضریب حجمی نفت، ضریب حجمی گاز به عنوان تابعی از فشار، بدست آمدند.

www.SID.ir

Archive of SID



نمودار ۱– گاز محلول در نفت(تطابق نتایج معادله حالت با داده های واقعی آزمایشگاه)

۳-۳- بدست آوردن حداقل فشار امتزاجی MMP گاز در فرآیند تزریق

برای بدست آوردن حداقل فشار امتزاجی(MMP) گاز تزریقی از شبیه ساز لوله قلمی استفاده شد . حداقل فشار امتزاجی برای گاز(C1) متان تزریقی۶۱۰۰Psi و برای گاز کربن دی اکسید(CO2)تزریقی۳۲۰۰Psi بدست آمد . فشار اولیه مخزن۵۲۳۰ Psi می باشد ، بنابراین فرآیند تزریق گاز متان (C1) به مخزن غیرامتزاجی و فرآیند تزریق گاز کربن دی اکسید (CO2) به مخزن امتزاجی خواهد بود .

۳-۴- شبیه سازی مخزن

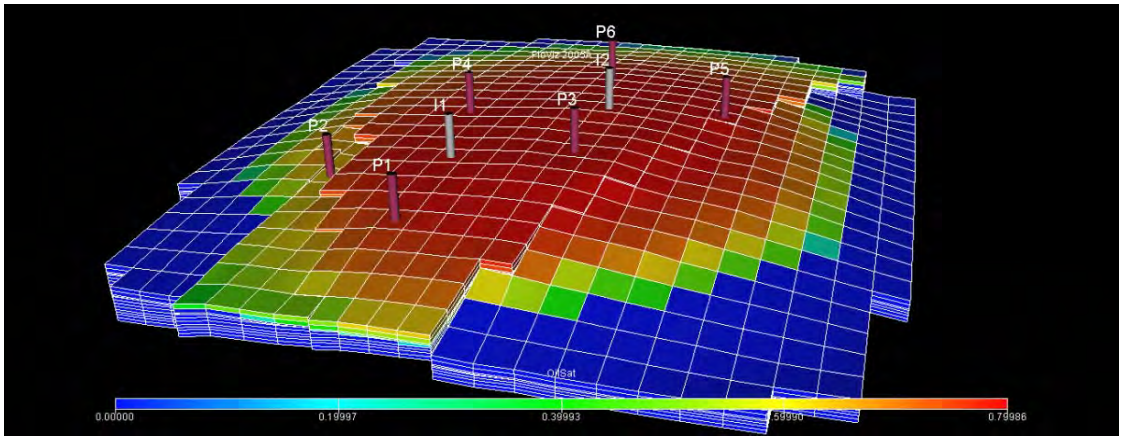
در این قسمت سناریو های مختلف برای تولید ۲۰ سال از مخزن طراحی و اجرا گردیده و نتایج به صورت تفکیکی آورده شده است . یک الگوی پنج نقطه دوگانه مناسب برای انجام شبیه سازی انتخاب شده است. آنالیز حساسیت روی مکان چاه های تولیدی و تزریقی ، الگوهای مختلف تکمیل چاه انجام شد. بهترین الگوی تکمیل چاه ، تولید از همه لایه های تولیدی و تزریق از تمام لایه های تزریقی بدست آمد. سپس در این الگوی پنج نقطه دوگانه سناریوها اجرا شده و نتایج بررسی شده است.

همچنین آنالیز حساسیت روی دبی نفت تولیدی میدان صورت گرفت تا در این دبی بیشترین بازیافت نفت و کمترین تولید گاز و آب از میدان داشته باشیم. این مقدار در همه سناریوهای غیرامتزاجی۱۶۰۰۰bbl/Day تعیین شد.

فشار ته چاهی همه چاه های تولیدی ۱۳۰۰Psi قرار داده شده است. ران های حساسیت روی فشار تزریقی چاه های تزریقی نیز انجام شده است و فشار تزریق مناسب برای هر دو چاه تزریقی ۶۰۰۰Psi در نظر گرفته شده است. شماتیک سه بعدی مخزن به همراه چاه ها در یک الگوی پنج نقطه دوگانه در شکل ۱ نشان داده شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

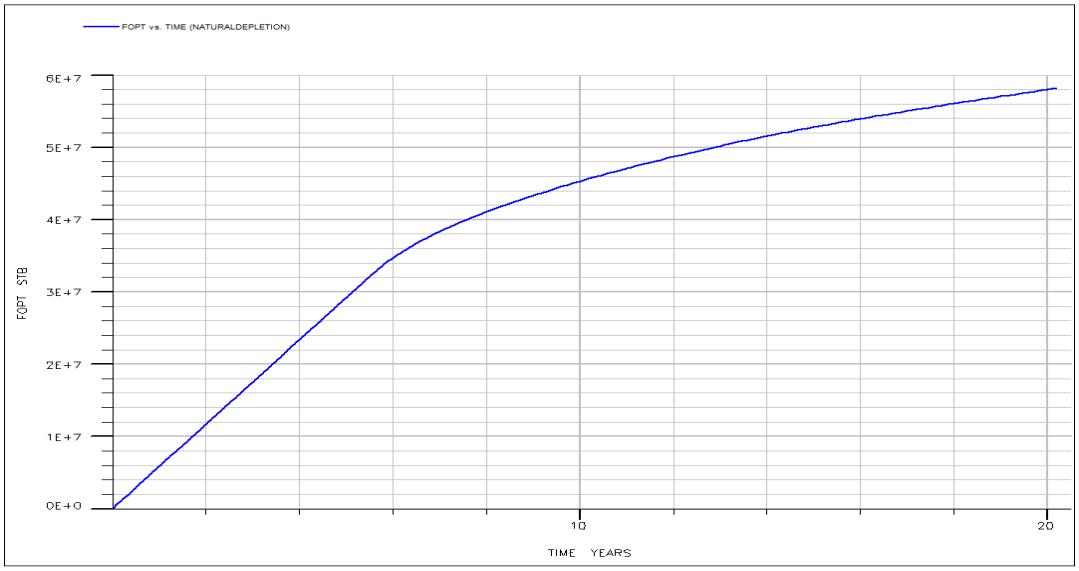


شکل ۱- شماتی‌ک سه بعدی مخزن به همراه چاه ها در الگوی پنج نقطه دوگانه

۴- بحث در مورد نتای‌ج به دست آمده

۴-۱-سناری‌و تخلی‌ه طبی‌عی

در ای‌ن سناری‌و تولی‌د از مخزن با ۶ چاه تولی‌دی و بدون اعمال هی‌چ روش ازدی‌اد برداشتی انجام می شود . ماکزی‌مم بازی‌افت نفت در ای‌ن سناری‌و پس از ۲۰ سال ٪۱۸/۱۶ می باشد. در ادامه سناری‌و، همانطور که در نمودار ۲ نشان داده شده ، با افت فشار مخزن به زی‌ر فشار نقطه حباب گاز محلول در نفت جدا شده و باعث کاهش تولی‌د روزانه و متعاقباً تولی‌د تجمعی نفت خواهد شد.



نمودار ۲ - تولی‌د تجمعی نفت در تخلی‌ه طبی‌عی مخزن

www.SID.ir

Archive of SID

۴-۲-سناریو تزریق گاز غیر امتزاجی

در این سناریو تزریق گاز از نرخ های پایین تا نرخ های بالا انجام شد . در این تزریق که از نرخ تزریق از۶۰۰۰Mscf/day تا۲۵۰۰۰Mscf/dayانجام شد . ماکزیمم بازیافت در نرخ تزریق۲۲۰۰۰Mscf/day بدست آمده است.

به علت تحرک پذیری بالای گاز، بازدهی سطحی و عمودی روش تزریق گاز محدود می باشد. علت در این است که به دلیل محدودیت نسبت گاز به نفت تولیدی ، پرفوریشن چاه ها و به تدریج چاه های با تولید نسبت گاز به نفت بالا بسته می شوند و باعث کاهش تولید و کاهش نفت تجمعی تولیدی می شود . و به همین دلیل از نرخ تزریق۲۵۰۰۰Mscf/day و بالاتر از آن نه تنها افزایشی در بازیافت نفت مشاهده نمی شود بلکه باعث کاهش بازیافت نفت می شود . بنابراین سناریوی تزریق گاز غیرامتزاجی با دبی تزریق۲۲۰۰۰Mscf/dayسناریو بهینه می باشد.

۴-۳- سناریو تزریق متناوب آب و گاز غیرامتزاجی(WAG غیرامتزاجی) در۰/۲PV[3]

برای بدست آوردن سناریو بهینه در فرآیند تزریق متناوب آب و گاز ابتدا می بایست نسبت WAG[4] را بدست آورد . ابتدا باید حجم (مقدار) تزریق را معین نمود که با توجه به اینکه مخزن در شرایط زیر اشباع است و نتایج بدست آمده از سناریوهای تزریق گاز ، حجم تزریق ۰/۲ حجم حفره معین شد . سپس باید محاسبه کنیم که این حجم تزریق معادل چه دبی تزریق آب و گاز است . برای بدست آوردن نسبتWAGمی بایست مقدار گاز تزریقی که طی این مدت به مخزن تزریق و معادل ۰/۲ حجم حفره را بدهد محاسبه نمود. برای رسیدن به این حجم آب تزریقی ، باید روزانه ۱۵۰۰۰ bbl/Day آب به مخزن تزریق نمود که این مقدار معادل دبی تزریق گاز ۲۵ MMscf/Day است. دبی تزریق گاز و آب در نسبت های ۲:۱ ، ۳:۱ ، ۴:۱ ، ۱:۲ ،۱:۳، ۱:۴ با توجه به دبی محاسبه شده در نسبت ۱:۱ محاسبه می شوند.

برای این منظور در نسبت های مختلف آب و گاز (WAG RATIO)، تزریق متناوب آب و گاز را انجام می دهیم. با توجه به اینکه در مخازن نفت پایداری جبهه حرکت آب و گاز نقش بسیار موثری در عدم خروج زود هنگام گاز و آب دارد ، بنابراین باید میزان بهینه نسبت تزریق آب به گاز محاسبه شود. چون سنگ مخزن ما نفت دوست است توجه به این نکته مهم و تاثیرگذار است که ابتدا باید گاز و سپس آب تزریق شود. در این فرآیند ابتدا گاز تزریق شده تا نفت را که به دیواره سنگ مخزن چسبیده و نفت حفرات کوچک را جاروب کند، سپس آب تزریق می شود تا نفت حفرات بزرگ را جاروب نماید به این ترتیب بازدهی بالاتری حاصل شود.

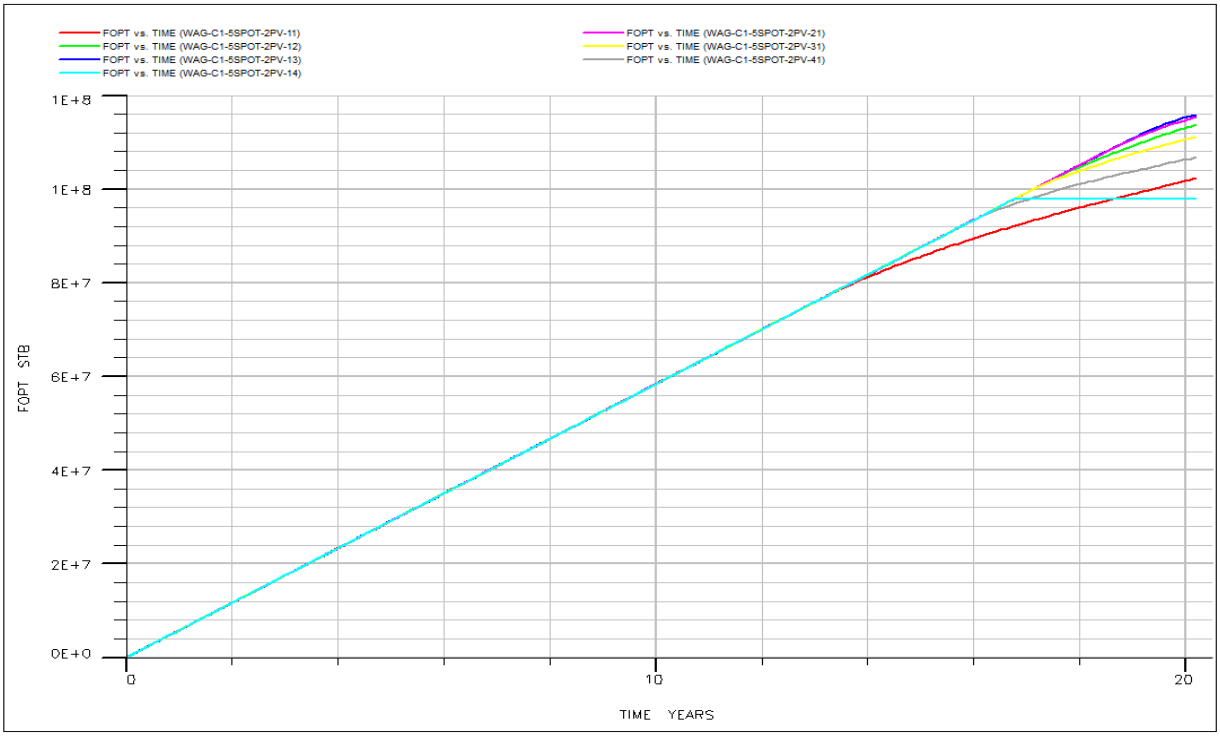
از نتایج اجرای سناریو، سناریو تزریق گاز غیرامتزاجی با نسبت ۱:۳ بیشترین بازیافت نفت را داشته و سناریو بهینه می باشد. نتایج مقایسه ای این سناریو ها در بازیافت نفت، در نمودار۳ آمده است.

---

[3]-Pore Volume
[4]- WAG Ratio

www.SID.ir

Archive of SID



نمودار ۳- تولید تجمعی میدان در سناریوهای WAG غیرامتزاجی با نسبت های WAG مختلف

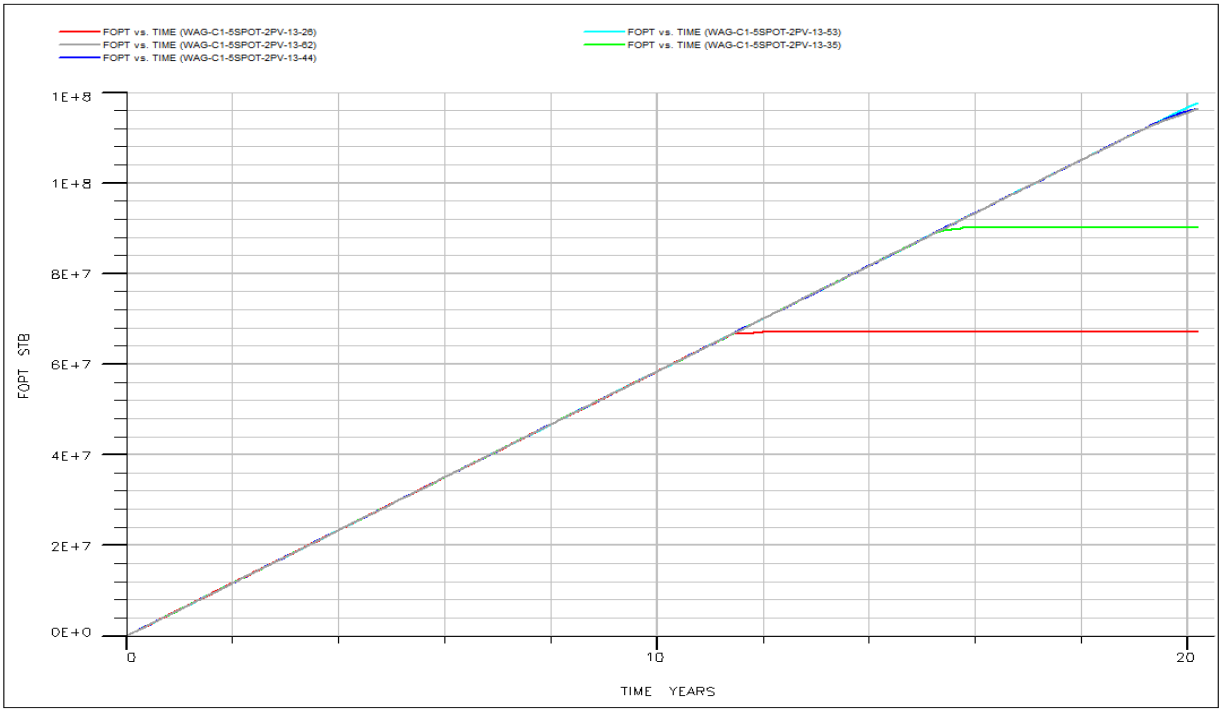
۴-۳-۱- مقایسه سیکل های WAG با نسبت تزریق بهینه در ۰/۲ PV

پس از اینکه نسبت بهینه تزریق (۱:۳) بدست آمد کار روی حساسیت سنجی نسبت به تعداد سیکل تزریق و مدت زمان تزریق آب و گاز متمرکز شد . به طور کلی مقایسه برای سیکل های ۸ و ۱۲ ماه انجام گرفته است.

نتایج بدست آمده از اجرای سناریوهای WAG غیرامتزاجی در نسبت بهینه در دوره های تزریق مختلف در سیکل WAG ۸ ماه نشان می دهد سناریوی تزریق ۵ ماه آب و ۳ ماه گاز بیشترین بازیافت نفت را در پی دارد و سناریو بهینه می باشد. نتایج مقایسه ای این سناریو ها در بازیافت نفت، در نمودار۴ آمده است.

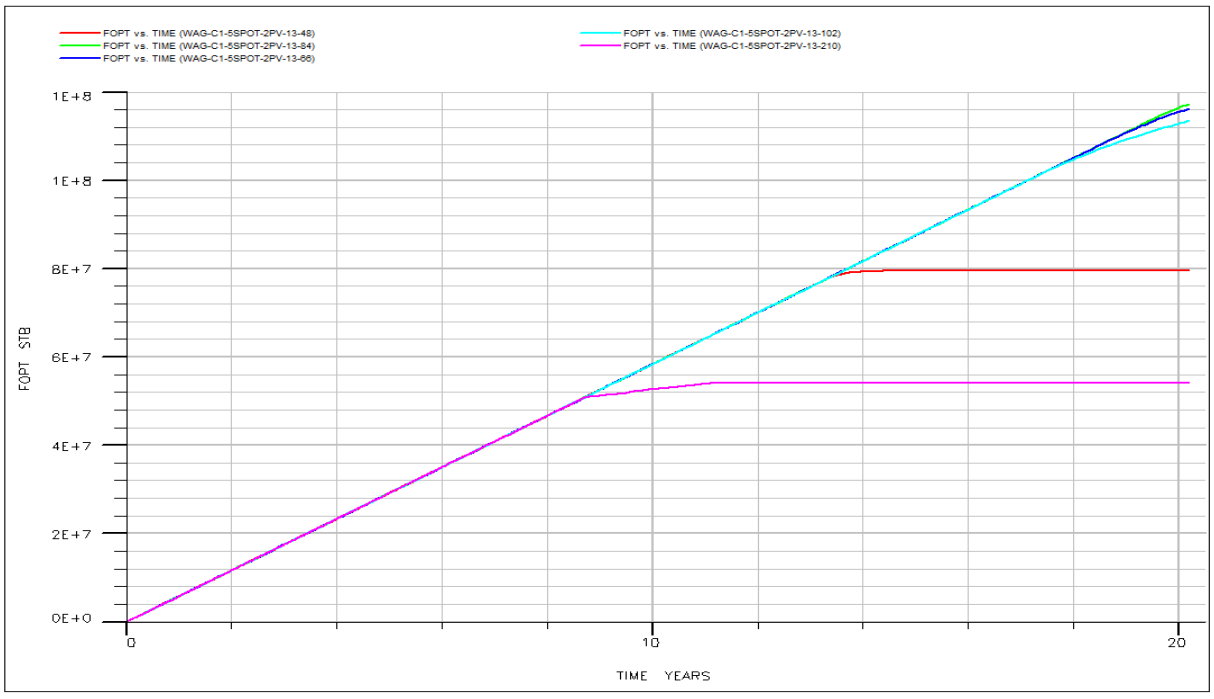
www.SID.ir

Archive of SID



نمودار ۴- تولید تجمعی نفت میدان در تزریق غیر امتزاجی WAG در سیکل ۸ ماه

نتایج بدست آمده از اجرای سناریوهای WAG غیرامتزاجی در دوره های تزریق مختلف در سیکل ۱۲WAG ماه نشان می دهد سناریوی تزریق ۸ ماه آب و ۴ ماه گاز بیشترین بازیافت نفت را در پی دارد. نتایج مقایسه ای این سناریو ها در بازیافت نفت در نمودار ۵ آمده است.



نمودار ۵- تولید تجمعی نفت میدان در تزریق غیر امتزاجی WAG در سیکل ۱۲ماه

www.SID.ir

Archive of SID

۵- نتی‌جه گی‌ری

۱ در بی‌ن همه سناری‌وهای تزری‌ق ، سناری‌و تزری‌ق WAG غی‌رامتزاجی بی‌شتری‌ن بازدهی را دارد که به علت ممانعت از انگشتی شدن زودرس گاز در چاه های تولی‌دی و کنترل نسبت تحرک نسبی فازهای جابجاشونده و جابجاکننده می باشد. و تزری‌ق گاز غی‌ر امتزاجی کمتری‌ن درصد بازی‌افت نفت را داشته است که به علت تحرک پذی‌ری بالای گاز، بازدهی سطحی و عمودی روش ای‌ن روش محدود شده است .

۲ در سناری‌و تزری‌ق گاز غی‌رامتزاجی بهتری‌ن سناری‌و ، تزری‌ق گاز با نرخ تزری‌قMScf/Day ۲۲۰۰۰ می باشد که درصد بازی‌افت ۲۳/۲۹ درصد را نتی‌جه می دهد.

۳ در سناری‌و تزری‌ق WAG غی‌رامتزاجی درPV ۰/۲ بهتری‌ن سناری‌و ، تزری‌ق گاز WAGدر نسبت آب به گاز ۱:۳ می باشد که درصد بازی‌افت ۳۶/۱۴۵ درصد را نتی‌جه می دهد. و تزری‌ق با نسبت WAG ۱:۴ کمتری‌ن می‌زان بازی‌افت نفت با درصد بازی‌افت ۳۰/۵۶۸۹ داری‌م که به علت زی‌اد شدن نسبت گاز به نفت تولی‌دی و بسته شدن چاه های تولی‌دی می باشد.

تشکر و قدردانی

ای‌نجانب از دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقی‌قات تهران ، به خاطر فرصت ادامه تحصی‌ل و همچنی‌ن از مدی‌ری‌ت دانشکده نفت ، گروه مهندسی مخازن به خاطر حمای‌ت های ای‌شان سپاسگذاری می نمای‌د.

مراجع:

[۱]خراط ری‌اض، اسدالهی مسعود، نعمانی مهران "ازدی‌اد برداشت نفت" انتشارات نهر دانش تهران ۱۳۸۷.

[2] Rogers J. D. & Grigg R. B., A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO2 process, Paper SPE 59329, presented at the 2000 review SPE/DOE Improved Oil Recovery sympo-sium on held inTulsa, OK, 3-5. Apr 2000.

[3]Christensen J.R., Stenby E.H. & Skauge A, "Review of WAG field experience", PP, SPE 71203, Presented at the SPEEuropean Petroleum Conference held in Milan, Italy, 22-24. Oct 2001.

[4]Sanchez L.N., "Management of water alternating gas (WAG) injection projects",PP, SPE 53714, presentationat the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas,Venezuela, 21-23 April 1999.

[5]Ma, T.D. and Youngren, G.K. 1994. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference andExhibition, New Orleans Louisiana. 28602-MS.

www.SID.ir