Archive of SID

شبیه سازی فرایند تزریق دی اکسید کربن به عنوان یک روش ازدیاد برداشت و بررسی پارامترهای مهم

احمدعلی ناسوتی[۱]، سعید جمشیدی[۲]، عبدالمجید اسدی[۱]
دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات[۱]
دانشگاه صنعتی شریف [۲]

چکیده

امروزه گسترش نیاز روز افزون به نفت در جهان کشورها را بر آن داشته که از ذخایر نفتی خود حداکثر استفاده را بنمایند لذا سعی می شود بواسطه تولید در طول عمر یک مخزن حداکثر میزان تولید نفت از آن استحصال شود، در این پروژه افزایش بازیافت مخزن فهلیان یکی از میادین جنوب غربی ایران با استفاده از روشهای ازدیاد برداشت (تزریق گازهای غنی، دی اکسید کربن، متان، نیتروژن، ترکیب نیتروژن و دی اکسید کربن، گاز سبک ، تزریق همزمان و متناوب آب و گاز و تزریق آب) مورد بررسی قرار گرفته است. (مخزن فوق زیر اشباع بوده و فاقد کلاهک گازی فعال اولیه و آبده قوی می باشد). در این تحقیق آنالیز حساسیت سنجی بر روی نسبت K_V/K_H ، نرخ گاز تزریقی، بازه تکمیل چاه تزریقی و الگوی تزریق چاه ها برای تعیین پارامترهای موثر در شبیه سازی و به دست آوردن بهترین سناریو جهت ازدیاد برداشت انجام شده است. نتایج به دست آمده حاکی از این بوده که در فرایند تزریق امتزاجی بالاترین بازیافت حاصل خواهد شد که این امر به دلیل حل شدن گاز در نفت ، کاهش گرانروی ، انبساط نفت، کاهش کشش سطحی بین نفت و سنگ مخزن بوده که باعث حرکت نفت در داخل شبکه حفرات خواهدشد. در فرایند همزمان و متناوب تزریق آب و گاز علاوه بر کاهش هزینه های سرمایه ای، با کاهش قابلیت تحرک پذیری و ایجاد جبهه حرکت پایدار، سطح تماس سیال تزریقی و نفت افزایش می یابد و بازده جاروبی اعم از میکروسکوپیک و ماکروسکوپیک افزایش یافته و زمان رسیدن سیال تزریقی به چاه های تولیدی نیز به تاخیر خواهد افتاد.

در پایان به بررسی پارامترهای اقتصادی پراخته شده است و نشان داده شده که اگر چه تزریق امتزاجی گاز غنی ضریب بازیافت نهایی نفت را ۱/۸۳٪ بیشتر از روش تزریق امتزاجی گاز دی اکسید کربن افزایش می دهد ولی از لحاظ پارمترهای اقتصادی این روش توجیه اقتصادی نداشته و دارای ارزش خالص فعلی و نرخ بازده داخلی کمتری نسبت به تزریق دی اکسید کربن می باشد.

مجموعه مقالات سومین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
تهران، ۲۹ خرداد ماه ۱۳۹۳ مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا
تلفن: ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱ www.Reservoir.ir

www.SID.ir

Archive of SID

کلمات کلیدی :

ازدیاد برداشت، مدل شبیه ساز ترکیبی، الگوی تزریق ، الگوی مشبک کاری، لوله قلمی، تزریق امتزاجی، تزریق غیرامتزاجی، محدودیت اقتصادی، نرخ بازده داخلی، ارزسش خالص فعلی

۱- مقدمه

نفت به عنوان منبع اصلی تامین انرژی ویک فاکتور کلیدی ادامه توسعه اقتصادی جهان مورد توجهمی باشد. برداشت نفت عموماً شامل سه مرحله است : اولیه،ثانویه، ثالثیه.

تولید اولیه،اولین مرحله تولید است که به دلیل انرژی اولیه خود مخزن،سیال مخزن جابجا می شود. مرحله دوم معمولا بعد از پایان تولید طبیعی، شروع می شود. فرایندهای متداول که در برداشت ثانویه برای تثبیت فشار انجام می گردند شامل سیلابزنی و تزریق گاز است. با توجه به اینکه بعد از بازیافت اولیه و ثانویه، همچنان مقادیر زیادی نفت بازیافت نشده در مخازن باقی می ماند، تلاش زیادی در مورد بازیافت ثالثیه و یا روش های ازدیاد برداشت وجود داشته است که به وسیله آن می توان میزان بازیافت نهایی مخزن را به ۳۰ الی ۶۰ درصد نفت درجای اولیه افزایش داد. یکی از مهمترین و اساسی ترین روشهای ازدیاد برداشت نفت که از لحاظ تجاری نیز بسیار موفق بوده است، تزریق گاز است. در فرایند تزریق گاز از گازهایی نظیر هوا، گاز طبیعی، نیتروژن و یا دی اکسید کربن استفاده می کنند که در اثر انبساط در مخزن نفت موجود به سمت چاه تولیدی حرکت می کند. همچنین برخی از گازها در اثر انحلال در نفت موجب کاهش گرانروی آن شده و دبی جریان نفت را بهبود می بخشند.

استفاده از گاز دی اکسید کربن یکی از پرطرفدارترین روش های ازدیاد برداشت به شمار می‌رود. کاربرد این گاز در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت از دو جنبه دارای اهمیت می باشد، اول اینکه CO_2 توانایی بازیافت مقادیر قابل توجه نفت را دارد، دوم به لحاظ مسائل زیست محیطی، تزریق این گاز مزایای زیادی را به همراه دارد. انتشار گازهای گلخانهای در اتمسفر رفته رفته به یک مشکل اساسی در سراسر دنیا تبدیل شده است. تعداد زیادی از کشورهای صنعتی دنیا با در نظر گرفتن پیمانکیوتوشروع به کاهش حجم انتشار گاز CO_2 و سایر گازهای گلخانه‌ای(متان(CH_4) ، دی‌اکسید سولفور(SO_2)، اکسید نیتروژن (N_2O)) به اتمسفر کرده‌اند.انتشار این گازها که به گازهای گلخانه ای شهرت دارند، علت اصلی گرم شدن کره زمین می‌باشد که به دنبال آن مشکلات زیاد دیگری نیز به وجود خواهد آمد. آلودگی هوا و همین طور باران های اسیدی از دیگر مشکلاتی است که انتشار اینگونه گازها به همراه دارند. یکی از روش های کاهش گرم شدن زمین جداسازی گاز دی‌اکسیدکربن از خطوط جریان کارخانجات صنعتی و ذخیره‌سازی آن در مخازن زیرزمینی می‌باشد.به طور کلی تزریق گاز CO_2 به درون ساختمان های زیرزمینی به منظور ذخیره-سازی این گاز یکی از روش‌های موجود برای کاهش حجم این گاز در اتمسفر می‌باشد. در این بین گنبدهای نمکی، مخازن نفت و گاز تخلیه شده و همچنین لایه های زغال سنگی غیر قابل استخراج از ساختمان های اساسی موجود برای ذخیره‌سازی گاز CO_2می‌باشند. بر اساس پیش‌بینی‌های موجود ظرفیت این ساختارها برای ذخیره‌سازی گازدی‌اکسیدکربن نزدیک به ۳/۶ تریلیون تن می‌باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

تعیین دقیق و درست خصوصیات سیال مخزن، یکی از عوامل بسیار مهم در مطالعات شبیه سازی مخزن است چون در فرایند تزریق گاز برهمکنش زیادی بین سیالات وجود دارد لذا تعیین خصوصیات سیال بطور دقیق بسیار حائز اهمیت است. آزمایشات PVTشامل آزمایش های آزای تفاضلی، انبساط ترکیب ثابتو فشار اشباع در دمای مخزن و همچنین آزمایش تفکیک گر چندگانهمی باشد. معادله حالت سه پارامتری پنگ رابینسون (PR) جهت پیش بینی رفتار نمونه سیال مخزن انتخاب شده و از LBC (Lohrance- Bray- Clark) نیز بعنوان رابطه تجربی گرانروی استفاده شده است. در مرحله بعدی با تغییر برخی از پارمترهای معادله حالت سه پارمتری PR سعی در تنظیم آن شده است سپس معادله حالت تنظیم شده و پارامترها می توانند جهت شبیه سازی رفتار فازی در شرایط مختلف به مدل ترکیبی اکلیپس منتقل شود کهاین اطلاعات با سایر داده های SCALبه عنوان داده های ورودی نرم افزار اکلیپس استفاده می شوند. بعد از آن حداقل فشار امتزاج پذیری به وسیله شبیه سازی لوله قلمی نرم افزار اکلیپس مشخص گردید. پس از انجام شبیه سازی اولیه آنالیز حساسیت سنجی بر روی نسبت K_V/K_H، نرخ گاز تزریقی، بازه تکمیل چاه تزریقی و الگوی تزریق چاه ها برای تعیین پارامترهای موثر در شبیه سازی و به دست آوردن بهترین سناریو جهت ازدیاد برداشت انجام شده است.در این پروژه افزایش بازیافت مخزن فهلیان یکی از میادین جنوب غربی ایران با استفاده از روشهای ازدیاد برداشت (تزریق گازهای غنی، دی اکسید کربن، متان، نیتروژن، ترکیب نیتروژن و دی اکسید کربن، گاز سبک، تزریق همزمان و متناوب آب و گاز و تزریق آب) مورد بررسی قرار گرفته است.

۲- مشخصات مخزن

این میدان نفتی در ۴۰ کیلومتری شمال شهر آبادان قرار داشته که وجود نفت در سال۱۳۴۳با حفر اولین چاه در این میدان به اثبات رسیده است.این میدان دارای سه مخزن نفتی ایلام (Ilam)، سروک (Sarvak) و فهلیان (Fahliyan) می باشد.

میزان نفت درجای این میدان بالغ بر پنج میلیارد بشکه برآورد شده است (نفت درجای مخازن فهلیان، سروک و ایلام به ترتیب حدوداً برابر ۳ ، ۱/۵ و ۰/۵ میلیارد بشکه می باشد) ، که نزدیک به ۱/۳ میلیارد بشکه نفت خام آن قابل استحصال است (ضریب بازیافت معادل ۲۶ ٪می باشد).سازندهای ایلام و سروک تقریباً کم عمق بوده (حدود ۳۲۰۰- ۲۷۰۰متر) و حاوی نفت با درجه API بین ۲۲ الی ۲۷ (نفت سنگین) می باشند. سازند فهلیان نیز در عمق ۴۲۰۰ تا ۴۵۰۰ متری قرار داشته ، جنس سنگ این مخزن کربناته بوده و دارای نفت سبک با درجه API ۳۹ می باشد.

۱-۱-مشخصات عمومی میدان

درصد اشباع آب، تخلخل موثر و تراوایی مطلق مخزن فهلیان در جدول ۱، مشخصاتسیالدر جدول ۲، مشخصاتآب اینلایهنیز در جدول ۳ و اطلاعات اولیه مخزنی در جدول ۴نشان داده شده است.

جدول۱مشخصاتلایهی فهلیان

تراوایی (K_X) (md)	تراوایی (K_Y) (md)	تراوایی (K_Z) (md)	K_V/K_H (کسر)	ضخامت لایه (متر)	تخلخل موثر (نسبت)	اشباع آب (٪)
۱۲/۳	۱۲/۳	۷/۳۸	۰/۶	۵۷۹	٪۸	۰/۵۱

www.SID.ir

Archive of SID

جدول۲ مشخصاتسیاللایهی فهلیان

گرانیوی نفت (API°)	گرانروی در فشار حباب (CP)	گاز محلول در نفت (scf/stb)	گاز به نفت تولیدی (scf/stb)	فشار نقطه حباب(Psi)	ضریب حجمیسازند نفت (Rb/STB)	میزان گوگرد (٪ مولی)
۴۴-۴۰	۰/۲۵۶	۲۱۱۵	۱۵۶۰	۴۲۸۵psi @ ۲۹۰°F	۱/۶۹۸	۰/۴۲

جدول۳مشخصاتآبسازندی

دانسیته آب(lb/ft^3)	گرانروی(CP)	شوری آب (ppm)	ضریب تراکم پذیری (Psi^{-1})	ضریب حجمی B_w(rb/STB)
۷۰/۷۸	۰/۴۵	۱۸۰۰۰۰	۲/۴۱* ۱۰$^{-۶}$	۱/۰۷

جدول۴ اطلاعات اولیه مخزنی

گرادیان نفت (psi/ft)	فشار اولیه مخزن (psia)	دمای مخزن(°F)	سطح تماس آب و نفت(mss)	سطح تماس گاز و نفت (mss)
۰/۲۵۸	۹۱۶۳psi @۴۳۰۰mTVDSS	۲۹۰	۴۴۲۰	فاقد کلاهک گازی

۱-۲- شرح مدل

سکتور مورد مطالعه به طول تقریبی ۵/۴ کیلومتر و عرض تقریبی ۷/۹ کیلومتر و با ارتفاع ۵۴۰ متر (۱۸ لایه) انتخاب شده است. مخزن در شرایط فوق اشباع قرار دارد و فاقد گنبد گازی بوده؛ همچنین این سکتور شامل ۷ حلقه چاه تولیدی می باشد. خصوصیات این سکتور در جدول ۵ آورده شده است.

جدول۵ خصوصیات سکتور مورد مطالعه

پارامتر	مقدار / مقادیر	پارامتر	مقدار / مقادیر
تعداد سلول ها x,y,z	۱۱،۲۷،۱۸	اندازه هر سلول dx,dy,dz(ft)	۱۰۰، ۹۸۶، ۱۰۰۷
ابعاد سکتور ft	۱۸۰۰ ×۱۱۰۷۷×۲۶۶۲۲	ابعاد سکتور km * km *km	۲۳/۰۳
تعداد سلول ها	۵۳۴۶	میانگین NTG	٪۳۹
سطح تماس اولیه نفت و آبmss	۴۴۲۰	سطح تماس اولیه نفت و گازmss	فاقد کلاهک گازی
تعداد فازهای موجود	۲ (آب، نفت)	تعداد و نوع چاهها	۷ – تولیدی
کلاهک گازی	ندارد	آبده	ندارد
فشار در عمق مبنا Psia	۹۱۶۳	عمق مبنا mTVDSS	۴۳۰۰

www.SID.ir

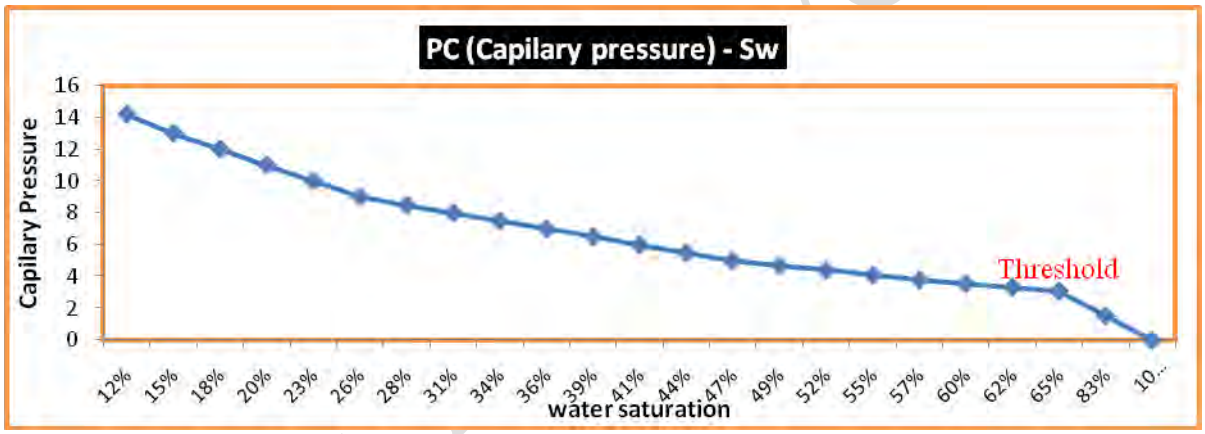
Archive of SID

نفت درجای سکتور (MMSTB)	۱۲۶۰	RF سناریو تخلیه طبیعی	٪۱۴/۴

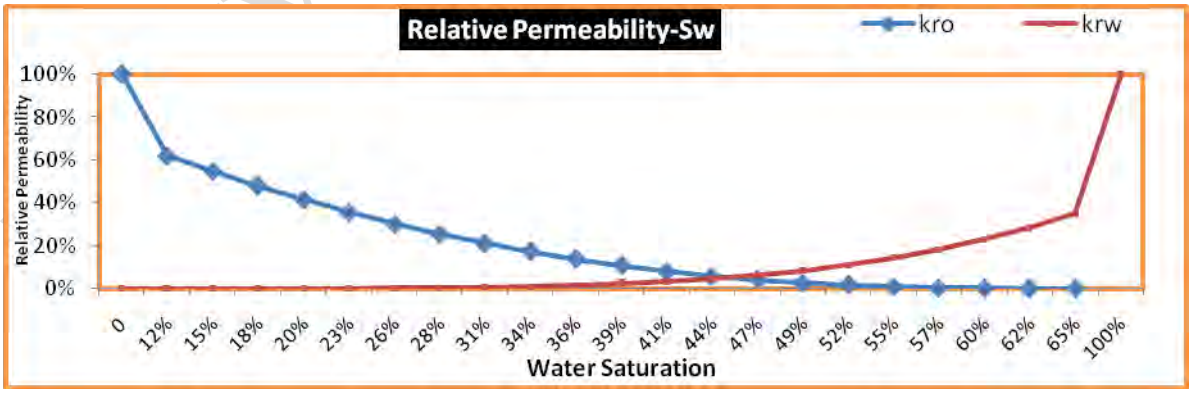
۱-۳- خواص سنگ/سیال سکتور

فشار مویینه آب و نفت بر حسب اشباع آب، تراوایی نسبی آب ونفت بر حسب اشباع آب و تراوایی نسبی نفت و گاز بر حسب اشباع گاز در شکل های ۱ تا ۳ نشان داده شده است.

(شکل ۱): فشار مویینه آب و نفت بر حسب اشباع آب



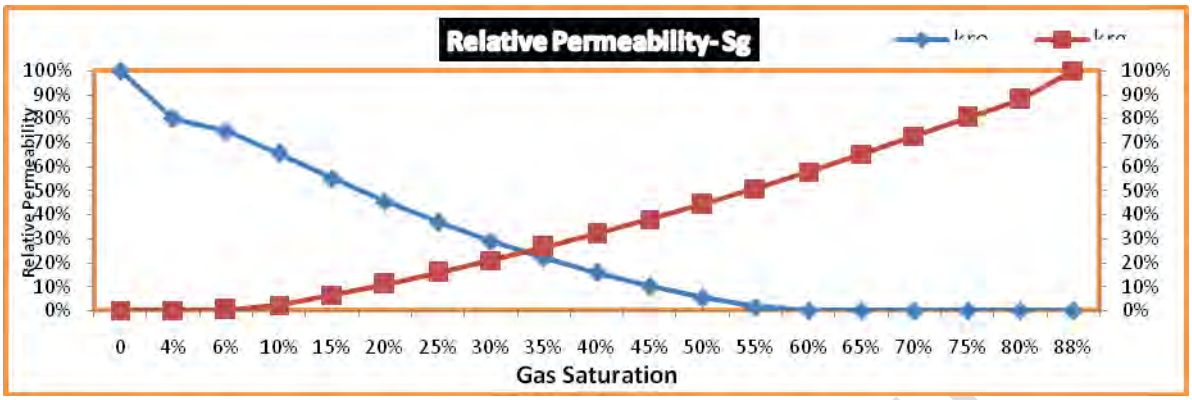
(شکل ۲): تراوایی نسبی آب ونفت بر حسب اشباع آب



www.SID.ir

Archive of SID

(شکل ۳): تراوایی نسبی نفت و گاز بر حسب اشباع گاز



۱-۴- مطالعه موردی مدل سکتور واقعی مخزن

لایه ها از بالا به پایین شماره گذاری شده اند و ۷ چاه تولیدی در مدل تعریف شده است همچنین تعداد ۱۸ لایه در راستای محور z تعریف شده است. (بین لایه های ۵ تا ۹ barrier می باشد) در این پروژه ۸ فرآیند تزریق گاز امتزاجی و تزریق گاز غیرامتزاجی انواع گازها با نرخ های تزریق متفاوت، دو فرایند تزریق متناوب آب و گاز و تزریق همزمان آب و گاز و یک فرایند تزریق آب بر روی یکی از مخازن جنوب غربی ایران شبیه سازی شده است و سناریوهای مختلف جهت بدست آوردن سناریو بهینه اعمال شده است. دو الگوی متفاوت Inline وFive Spot Reverseبرای چاه های تزریقی و تولیدی انتخاب شده اند، تزریق در چهار نرخ ۲۰، ۲۵، ۳۰ و ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز انجام شده تا نرخ بهینه تزریق برای هر یک از سناریوها بدست آید.به دلیل آنکه الگوهای متفاوت با شرایط متفاوت در نظر گرفته شده است، ابتدا سناریوی کاهش فشار طبیعی مخزن مورد اجرا قرار گرفت تا رفتار تولیدی مخزن مورد مطالعه قرار گیرد و از این مدل بتوان به عنوان مبنا و مقایسه برای اعمال هر یک از سناریوها استفاده کرد. ماکزیمم بازیافت نفت در این سناریو پس از ۳۰ سال تولید از این مخزن حدود ۱۸۱ میلیون بشکه استاندارد نفت می باشد (ضریب بازیافت معادل ۱۴/۴٪).توضیح اینکه در تمامی سناریوها پس از ۱۱ سال از تولید طبیعی مخزن، به مدت ۱۹ سال سیال تزریق شده است.

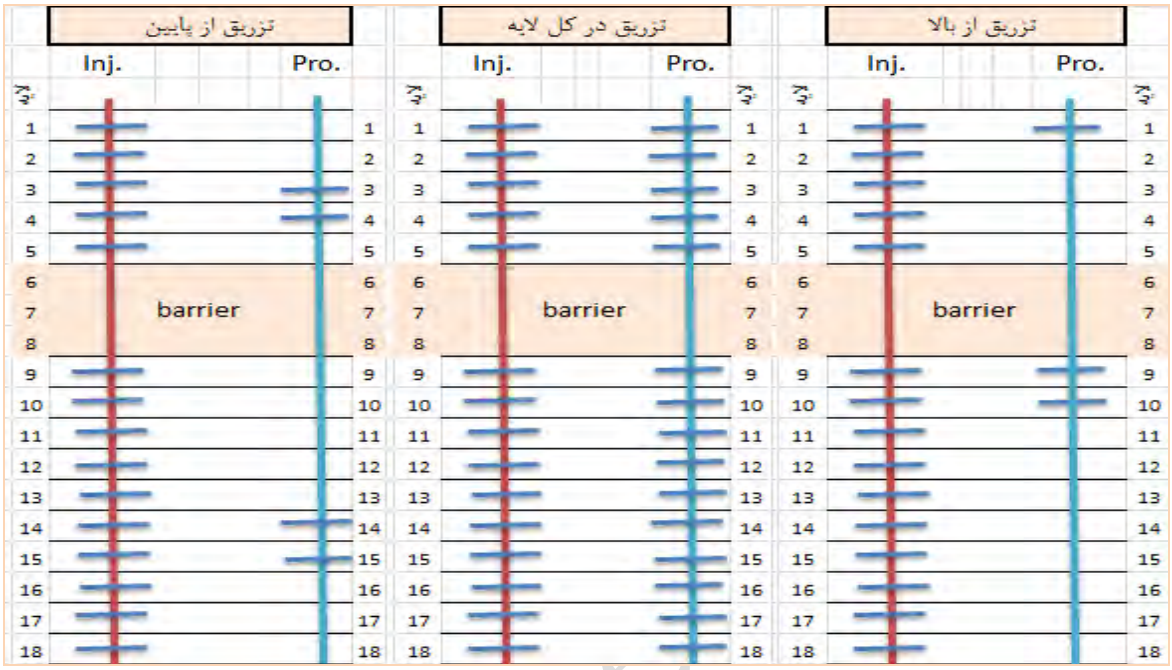
۱-۴-۱- بررسی تاثیر الگوهای تکمیل چاه تزریقی بر عملکرد بازیافت

به منظور انتخاب بهترین لایه ها برای مشبک کاری چاههای تزریقی، سه الگوی مختلف برای تکمیل در سه چاه تزریقی بررسی شده است (شکل ۴). محدودیت هایی نیز برای هفت (۷) چاه تولیدی (حداکثر نرخ برش آب ۶۵٪، حدکثر نسبت گاز به نفت تولیدیMSCF/STB ۳ و حداقل نرخ تولیدی نفت ۷۰۰ بشکه در روز) در نظر گرفته شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

(شکل ۴): الگوی تکمیل چاه های تزریقی



بهترین الگوی تکمیل چاه الگویی است که به برش جزئی آب و نسبت گاز به نفت پایین تر، فشار مخزن بیشتر و نهایتاً بازیافت نهایی بالاتری منجر شود. هر چه میانگین فشار مخزن در طول فرایند تزریق سیال بالاتر باشد باعث می شود احتمال یک جابجایی امتزاجی را در فرایند تزریق گاز دی اکسید کربن بالا برد، همچنین برش جزئی آب و نسبت گاز به نفت پایین و فشار مخزن بالا نیز کمک به ادامه فرایند تزریق برای مدت زمان بیشتر و با کیفیتی بالاتر می کند. توضیح اینکه در تزریق سیالات آب و گاز دی اکسید کربن به دلیل نسبت تحرک بالا ($\lambda=\frac{K}{\mu}$)،تفاوت چگالی و گرانروی سیال تزریقی و نفت مخزن،پدیده انگشتی شدن زودرس و کاهش تماس سیال تزریقی با نفت مخزن رخ داده که این پدیده کاهش بازدهی ماکروسکوپیک مخزن را بدنبال دارد. بازدهیجاروبی افقی نیز بستگی به تحرک پذیری (نسبت تحرک پذیری دو فازجابجا کننده به جابجا شونده) و عدد موئینگی دارد که برای فراهم آوردن بازدهیجاروبی افقی بالا، بایستی نسبت تحرک پذیری مناسب و عدد موئینگی($Nca=\frac{\text{Viscous Force}}{\text{Capilary Force}}=\frac{v\mu}{\sigma}$) بالایی را در محیط متخلخل بوجود آورد.بازدهیجاروبی عمودی نیز بستگی به نسبت نیروهای گرانروی به گرانشی (ثقل) دارد

$$(=(\frac{v\mu o}{kg\Delta\rho})\,(\frac{L}{h})\frac{Rv}{g})$$

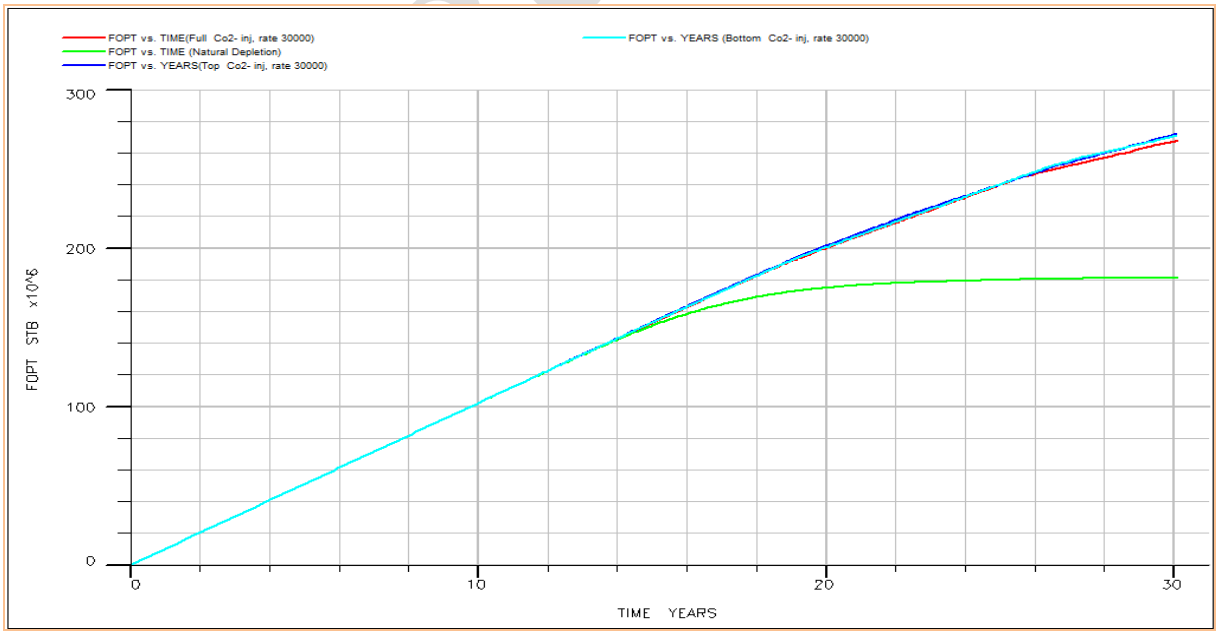
www.SID.ir

Archive of SID

مطابق با معادلات بالا پدیده جدایش ثقلی (Gravity Segregation) در صورت اختلاف دانسیته بالا رخ می دهد و از آنجا که در این پروژه تزریق گاز دی اکسید کربن در نفت بصورت امتزاجی بوده است، دانسیته گاز و نفت بهم نزدیک می باشد که این مورد باعث کمرنگ شدن پدیدهGas Overridingخواهد شد، ارتفاع ستون نفتی نیز در جدایش ثقلی موثر است از آنجا که لایه های این میدان توسط یک لایه با تراوایی بسیار کم از هم جدا شده ضخامت کم هر دو بخش نیز مانع به وجود آمدن پدیده جدایش ثقلی می شود.

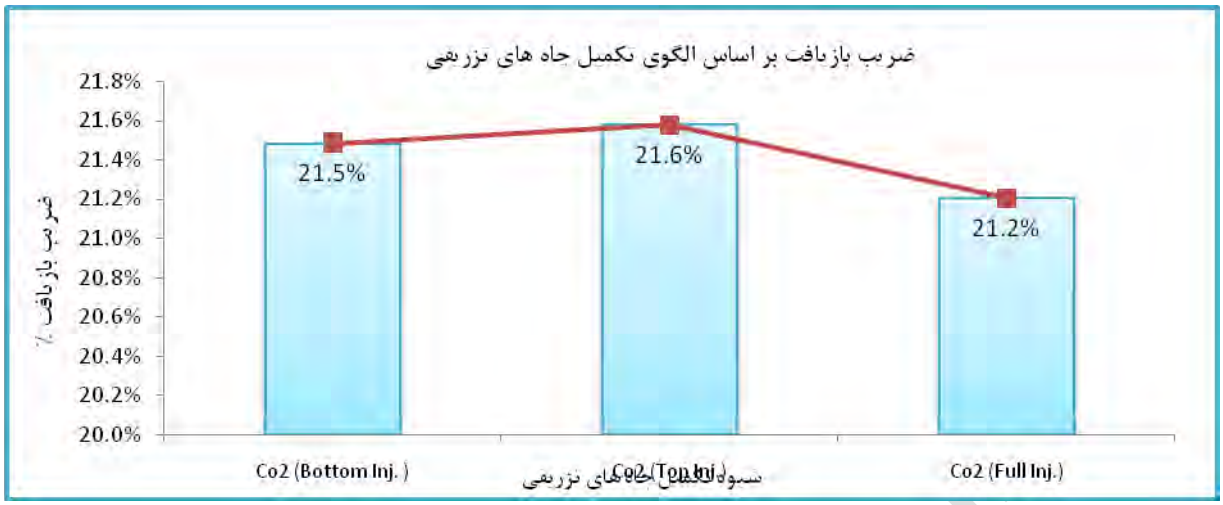
عامل دیگر موثر تراوایی عمودی است که در این میدان نسبتاً پایین و تقریباً برابر ۷/۴ میلی دارسی می باشد. نهایتاً نتیجه گیری می شود این سکتور از میدان به دلیل داشتن تراوایی عمودی نسبتاً پایین، اعداد نزدیک گراویتی دو سیال تزریق شونده و نفت و لایه با ضخامت تقریباً متوسط پدیده جدایش ثقلی در آن کمتر اتفاق افتاده و الگوی تکمیل چاه و تزریق از بالا، پایین و سرتاسر مخزن نتایج مشابهی خواهد داد.

(شکل ۵): تولید تجمعی نفت در سه سناریو تزریق دی اکسید کربن (الگوهای تکمیل چاه تزریقی) و یک سناریو تخلیه طبیعی مخزن



www.SID.ir

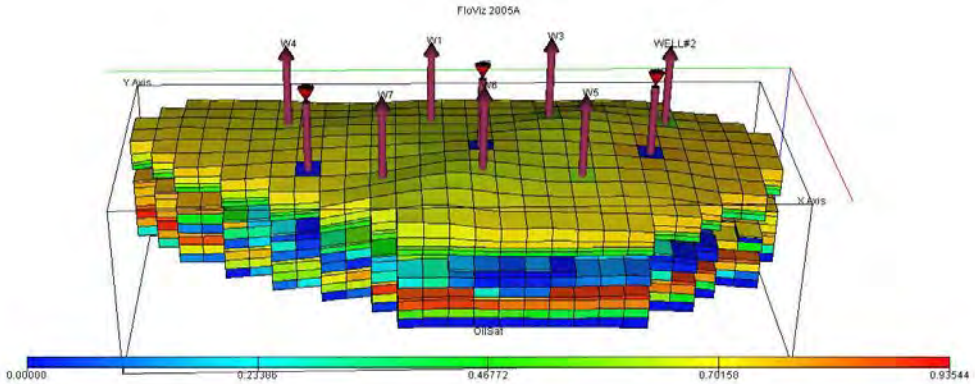
Archive of SID



۱-۴-۲- بررسی تاثیر الگوهای تزریق

الگوی تزریق و فضای اطراف چاها، تاثیر مهم و قابل توجهی بر بازدهی جاروبی مخزن دارد. کنترل بهتر جبهه حرکت، فضای اطراف چاه ها (با افزایش نسبت چاه تزریقی به تولیدیفشار متوسط مخزن تثبیت می شود یا افزایش می یابد)، انگشتی شدن زودرس گاز در چاه های تولیدی به دلیل نزدیکی به چاه های تزریقی و در مجموع ضریب بازیافت بالاتر از عوامل موثر در طراحی الگوی تزریق می باشد.در این پروژه،دوالگویReverseFive Spot (فاصله تقریباً ۱۳۳۰ متر) و Inline Pattern(فاصله تقریباً ۹۸۹ متر) (شکل۶) جهت تزریق گاز در نظرگرفته شده، که در الگوی اول سه (۳) چاه تزریقی و در الگوی دوم هفت (۷) چاه تزریقی انتخاب شده اند.

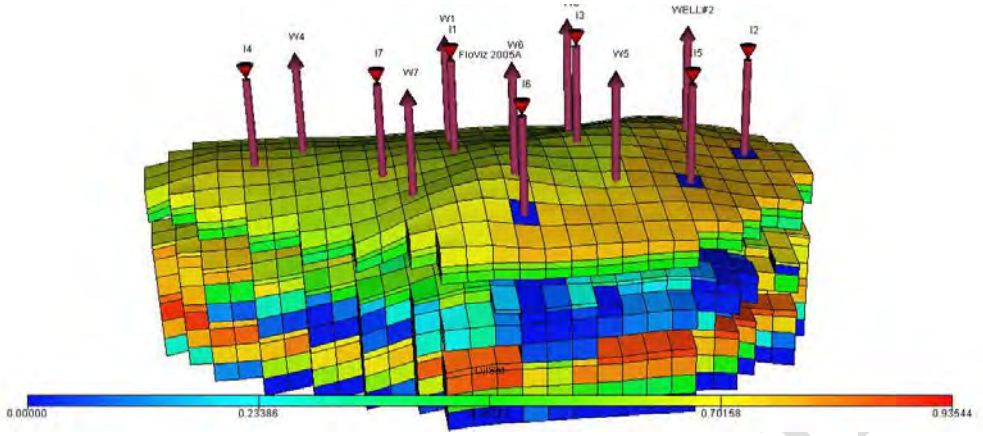
(شکل ۶): الگوی تزریق Reverse Five Spot (a)و Inline Pattern(b)



www.SID.ir

Archive of SID

(**a**)



(**b**)

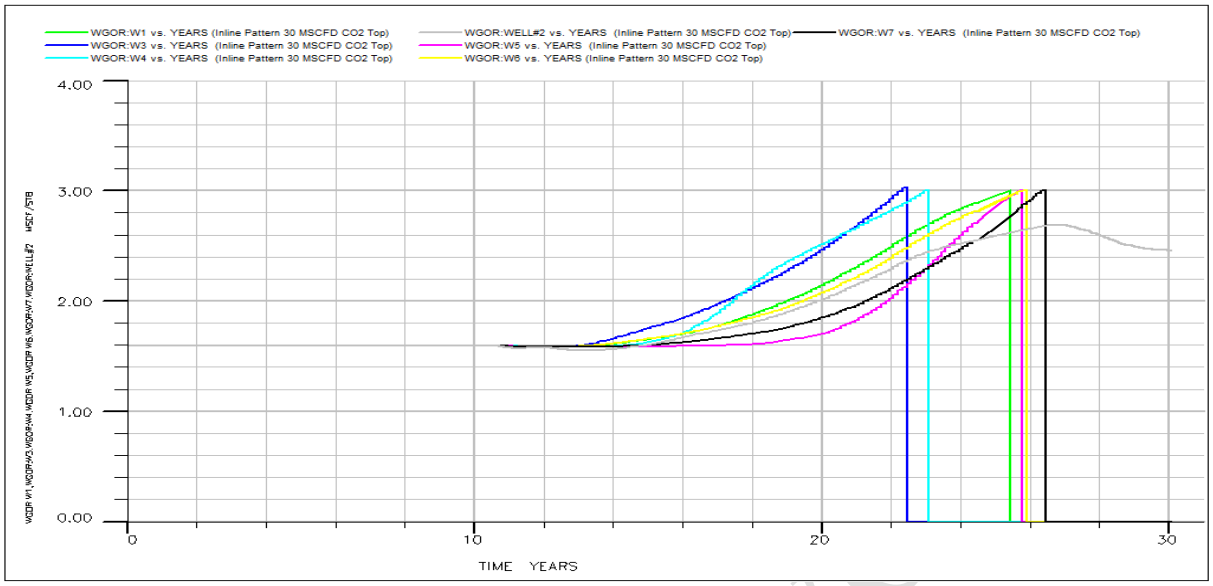
تولید تجمعی در الگوی معکوس پنج نقطه ای برابر ۲۷۲ میلیون بشکه (ضریب بازیافت معادل ۲۱/۵٪) و در الگوی Inlineبرابر ۲۴۴ میلیون بشکه (ضریب بازیافت معادل ۱۹/۳٪)می باشد. نسبت گاز به نفت در الگوی Inlineبه مراتب بیشتر از الگوی معکوس پنج نقطه ای بوده است. همانگونه که در شکل ۷ نشان داده شده در الگوی خطی از ۷ چاه تولیدی ۶ چاه به دلیل محدودیت نسبت گاز به نفت چاه های تولیدی (MSCF/ STB ۳) بسته می شوند که در الگوی معکوس پنج نقطه ای تنها سه چاه تا انتهای تولید سی (۳۰) ساله بسته می شوند.

نتیجتاً می توان گفت اگر چه با افزایش نسبت چاه تزریقی به تولیدیفشار متوسط مخزن تثبیت شده و تا حدی افزایش یافته است ولی پدیده انگشتی شدن زودرس گاز در چاه های تولیدی به دلیل نزدیکی به چاه های تزریقی اتفاق افتاده که این امر سبب کاهش ضریب بازیافت در الگوی تزریق Inlineشده است.

(شکل ۷): نسبت گاز به نفت ۷ حلقه چاه در الگوی تزریق Inline Pattern(تزریق دی اکسید کربن)

www.SID.ir

Archive of SID



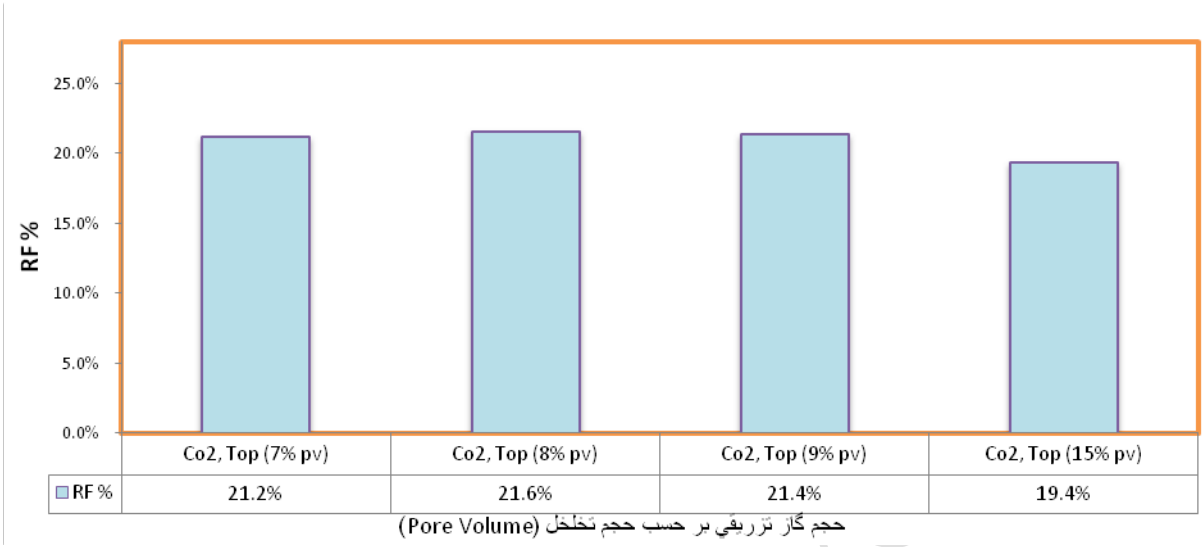
۱-۴-۳-اندازه و حجم گاز تزریقی

اندازه و حجم گاز تزریقی بیان کننده مقدار تجمعی گاز تزریقی در فرایند تزریق است. این مقدار به صورتدرصد حجم هیدروکربن و فضای خالی مخزن(%HCPV) بیان می شود. انتخاب بهینه این پارامتر در طراحی فرایند تزریق (مخصوصاً تزریق امتزاجی) مهم و اساسی می باشد. بازده نهایی و تولید وابسته به حجم گاز تزریقی می باشد. اما به طور کلی افزایش آن موجب افزایش ضریب بازیافت نهایی نمی شود. علاوه بر مسائلی مانند میان شکنی گاز، شرایط اقتصادی پروژه (قیمت نفت و گاز تزریقی، مدت زمان رسیدن به بازدهی و تولید) نیز بر مقدار بهینه حجم گاز تزریقی اثر خواهد گذاشت. بنابراین می توان نتیجه گرفت که مقدار نهایی گاز تزریقی بعد از شروع پروژه و هنگامی که اطلاعات بیشتری در مورد قیمت نفت و گاز تزریقی و شرایط بهره برداری در آینده مشخص شد، محاسبه می شود. در این پروژه گاز تزریقی در نسبت های ۷ ،۸ ، ۹ و ۱۵ درصد حجم تخلخل به مخزن تزریق شده است. تولید تجمعی نفت در تزریق گاز دی اکسید کربن به میزان ۸ درصد حجم تخلخل، بالاترین مقدار را داشته و در نسبت های بالاتر گاز تزریقی، به دلیل رسیدن گاز تزریقی به چاههای تولیدی در اثر پدیده انگشتی شدن و میان شکنی گاز، نسبت گاز به نفت در چاه های تولیدی بالا می رود که نتیجتاً به علت محدودیت نسبت گاز به نفت چاه های تولیدی (۳MSCF/STB) چاه ها زودتر بسته خواهند شد.

www.SID.ir

Archive of SID

(شکل ۸): مقایسه ضریب بازیافت در نسبت هایتزریق برابر با ۷، ۸، ۹ و ۱۵ درصد حجم تخلخل



۱-۴-۴-انواع مختلف سیالات جهت تزریق به مخزن

در این قسمت سناریو های مختلف برای تولید ۳۰ سال از مخزن طراحی و اجرا گردیده و نتایج به صورت تفکیکی آورده شده است. در این مدل تزریق با گازهای مختلف از جمله متان، دی اکسید کربن، نیتروژن، گازسبک (Lean Gas)، گاز سنگین (Rich Gas)، ترکیب نیتروژن و دی اکسید کربن و با نرخ های تزریق متفاوت (۲۰، ۲۵ ، ۳۰ و ۳۵ میلیون فوت مکعب در روز) انجام شده است. جهت مقایسه با تزریق گاز، سناریوهای تزریق آب با نرخ های متفاوت (۳، ۵ ، ۷ و ۱۰ هزار بشکه در روز) ، تزریق همزمان آب و گازSWAG(نرخ تزریق آب ۵ هزار بشکه در روز و نرخ تزریق روزانه گاز ۱۵ میلیون فوت مکعب) و تزریق متناوب آب و گاز WAG (نرخ تزریق آب ۱۰ هزار بشکه در روز و نرخ تزریق روزانه گاز ۳۰ میلیون فوت مکعب) نیز اجرا و نتایج بررسی گردید. در این مخزن حد مجاز تولید برش جزئی آب ۰/۶۵ می باشد زیرا تاسیسات سرچاهی مخزن امکان جداسازی نفت و آب تا این میزان را دارند. همچنین حد مجاز نسبت گاز به نفت تولیدی۳ MSCF/STB می باشد چرا که تأسیسات سرچاهی این مخزن توانایی فرآورش گاز تا این میزان را دارند. مدل دینامیک به شکلی طراحی شده که اگر نسبت گاز به نفت تولیدی میدان از نسبت تعیین شده بیشتر شود، کلیه مشبک های چاه بسته خواهند شد.

۱-۴-۴-۱- تعیین حداقل فشار امتزاجی

۱-۴-۴-۱-۱- امتزاج‌پذیری در اولین تماس (First Contact Miscibility)

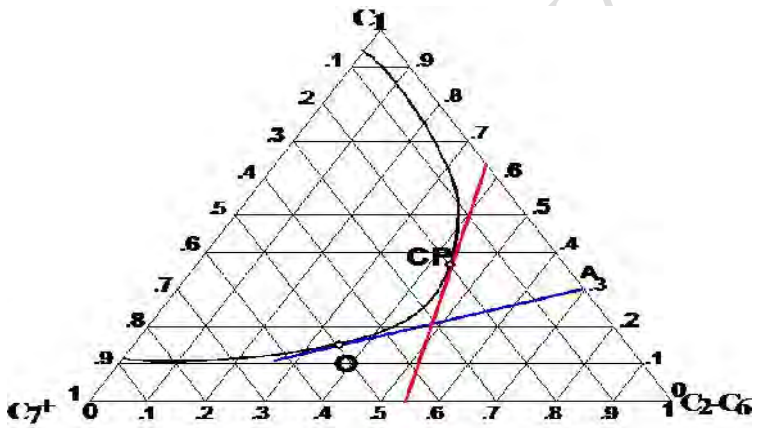
www.SID.ir

Archive of SID

اگر در ترکیب گاز تزریقی مقدار عناصر میانی زیادی وجود داشته باشد، در اولین تماس بین گاز و نفت، خط عملیات با ناحیه دو فازی برخورد نکند، این مکانیزم تماس را امتزاج در اولین تماس گویند. ولی اگر این خط اتصال دو ترکیب طوری باشد که فقط در یک ناحیه دوفازی برخورد کرده باشد، به آن مقدار از امتزاج، حداقل غنی‌پذیری امتزاجی MME (Min Miscibility Enrichment) و به آن فشار، حداقل فشار امتزاجی (Min Miscibility Pressure) گویند.

باید توجه داشت که افزایش فشار در مخزن باعث تجمع ناحیه دو فازی می‌شود، بدین معنی که اگر فرایند به صورت نیمه امتزاجی (Near Miscibility) انجام شود با افزایش این فرایند به صورت کاملاً امتزاجی انجام می‌گیرد. تعیین مقدار MMP و MME در فرایندهای تزریق امتزاجی از اهمیت بالایی برخوردار است.[4]

(شکل ۹):نمودار مثلثی فرایند اولین تماس امتزاجی



۱-۴-۴-۱-۲- امتزاج ترمودینامیکی MCM (Multi-Contact Miscibility):

اگر در ابتدای تزریق ترکیب نفت و گاز در طرف Tie Line بحرانی واقع شوند، این نوع مکانیزم جابه‌جایی را امتزاج گویند. در واقع در ابتدا نوعی امتزاج جزئی صورت می‌گیرد، ولی به مرور زمان طی تماس‌های متعدد به سمت امتزاج کامل پیش رفته و بازیابی را افزایش می‌دهد.فرایند امتزاج ترمودینامیکی با دو نوع مکانیزم انجام می‌شود، نوع فعالیت هرکدام از این مکانیزم‌ها تابع ترکیب گاز تزریقی و نفت در جای می‌باشد. این دو نوع مکانیزم عبارتند از:

- مکانیزم رانش تبخیری
- مکانیزم رانش معیانی

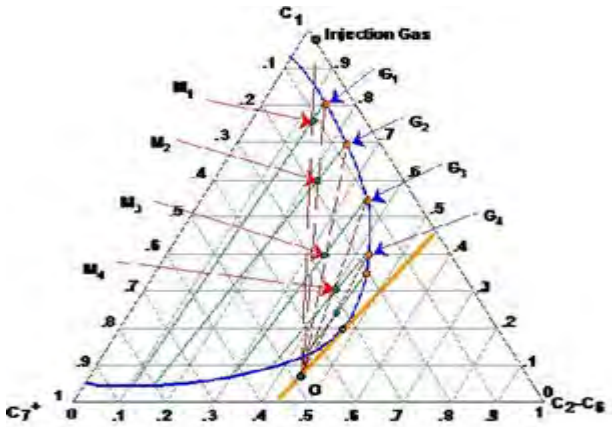
مکانیزم رانش تبخیری (Vaporizing Gas Drive)

www.SID.ir

Archive of SID

اگر گاز تزریقی دارای اجزا سبک فراوانی باشد، در ضمن برخورد با نفت باعث تبخیر اجزای میانی نفت و خود گاز نیز به مرور سنگین‌تر شده تا اینکه در قسمت جلوی خود به حالت جابه‌جایی امتزاجی می‌رسد(شکل ۱۰)

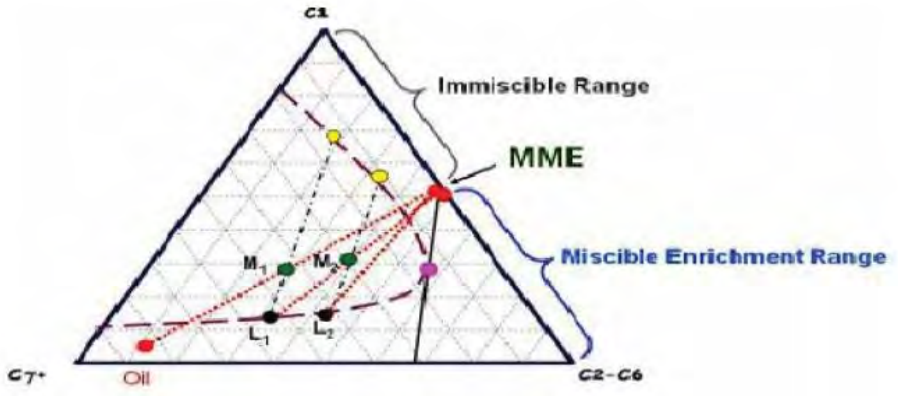
(شکل ۱۰) : مکانیزم رانش گاز تبخیری در تزریق امتزاجی



مکانیزم رانیش معیانی (Condensing Gas Drive)

اگر گاز تزریقی دارای ترکیبات میانی مناسبی باشد، (گاز غنی) آنگاه در ضمن تزریق، روی ترکیب نفت اثر گذاشته و از همان نقطه انتهایی جبهه، جابه‌جایی امتزاجی صورت می‌گیرد. این امتزاج در طول سنگ کامل‌تر می‌شود.(شکل ۱۱). برخلاف مکانیسم تبخیر در این مکانیسم ترکیب درصد نفت ثابت نبوده و مداوم در حال تغییر است. در عوض ترکیب درصد گاز تزریقی ثابت فرض می‌شود.

(شکل **۱۱**) :مکانیزم رانش معیانی در تزریق امتزاجی



www.SID.ir

Archive of SID

تحت شرایط مناسب در مخزن از نظر دما، فشار و ترکیب نفت، گاز CO_2 می‌تواند با نفت ممزوج شود و همراه هم تشکیل یک فاز دهند. در نتیجه حجم نفت افزایش پیدا کرده، کشش سطحی کاهش پیدا می‌کند و حرکت نفت بهبود پیدا می‌کند و در نهایت نفت بیشتری بازیافت می‌شود. معمولا گاز CO_2 با نفت در برخورد اول ممزوج نمی‌شوند و فرآیند امتزاج‌پذیری در اکثر موارد از نوع امتزاج‌پذیری در برخورد اول نیست. این فرآیند زمانی به وقوعمی‌پیوندد که با ترکیب و اختلاط گاز CO_2 در نفت با هر نسبتی، در نهایت یک فاز تشکیل شود .در اثر برخورد مداوم نفت و گاز امتزاج‌پذیری صورت می‌گیرد. ترکیبات سبک موجود در نفت به صورت بخار وارد فاز گاز می شوند و ترکیبات سنگین موجود در گاز مایع شده و وارد نفت می شوندو در نهایت طی چند برخورد امتزاج‌پذیری اتفاق می‌افتد. در این صورت فرآیند را امتزاج‌پذیری در برخورد چندگانهمی نامند. در حقیقت این فرآیند همزمان با حرکت CO_2 در مخزن با تغییر در ترکیب دو فاز توسعه می‌یابد.بنابراین CO_2 می‌تواند به عنوان یک عامل تزریقی موثر باشد، چراکه امکان تزریق آن در هر دو حالت وجود دارد. هر چند به طور معمول فشار مخزن آنقدر بالا نیست که شاهد امتزاج‌پذیری در برخورد اولیه باشیم، اما تجربه نشان داده است که امتزاج‌پذیری در برخورد چندگانهدر نهایت در مخزن اتفاق می‌افتد و می‌تواند سبب افزایش بازیافت نفت شود.جهت مشخص کردن حداقل فشار امتزاجی از شبیه سازی به وسیله مدل لوله قلمی (slim tube) استفاده شده است. جهت انجام این کار مدل لوله قلمی در نرم افزار اکلیپس ۳۰۰ شبیه سازی شده و سپس با اعمال پارامترهای مورد نیاز نتایج مورد نظر بدست آمده است. جهت بررسی نتایج، با استفاده از نرم افزار(PVTiFirst Contact Misibility و Multiple Contact Misibility) فشارهای امتزاجی در اولین تماس امتزاجی و امتزاج ترمودینامیکی (مکانیزم رانش تبخیری و مکانیزم رانش معیانی) نیز محاسبه شده است.(در جدول۶ خصوصیات مدل لوله قلمیآمده است.)

جدول۶ خصوصیات مدل لوله قلمی

خصوصیات	مقدار

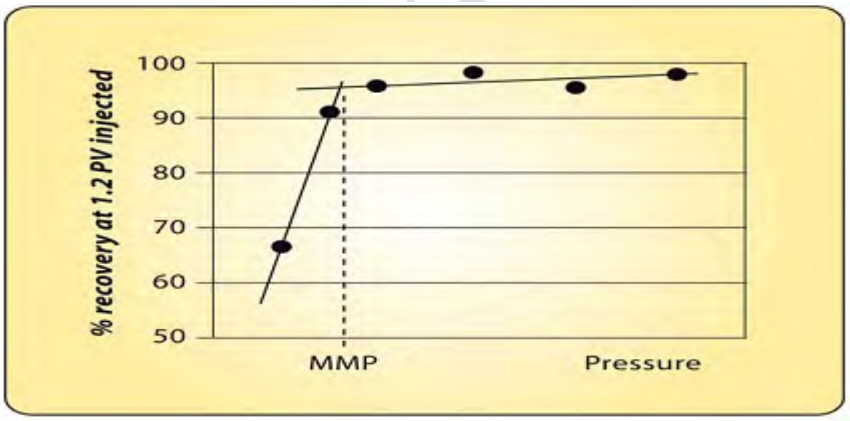
www.SID.ir

Archive of SID

حجم فضای خالی (PV)	۱۰۰ cm^3
تخلخل	٪۱۰
تراوایی	۲۰۰۰ میلی دارسی
فشار اولیه مخزن	۹۲۰۰ Psi (۶۲۶ bar)
دمای اولیه مخزن	۱۴۵ °C
حداکثر نرخ تزریق	۱۰ rcm^3/hr
مدت زمان تزریق	۱۲ ساعت

در این شبیه سازی ابتدا لوله باریک از نفت اشباع شده و دمای آن برابر با دمای مخزن قرار داده می شود. در گام بعدی گاز تزریقی در فشار ثابت در لوله تزریق می شود. ثابت نگه داشتن فشار تزریق در این مرحله از اهمیت فراوانی برخوردار است.درصد بازیافت نفت محاسبه می گردد. این عمل در فشار های مختلف تزریق تکرار شده و نتایج ثبت می گردد. با رسم نموداری مشابه نمودار شکل۱۲ می توان حداقل فشار امتزاج را بدست آورد. [7,8]

(شکل ۱۲): نمونه نمودار میزان بازیافت نفت از لوله قلمی در فشار های مختلف



در شکل ۱۳ و جدول ۷ نتایج فشار امتزاجی به دست آمده در سناریو های تزریق گازهای مختلف با استفاده از شبیه سازی لوله قلمی و نرم افزار PVTiبا هم مقایسه شده اند.

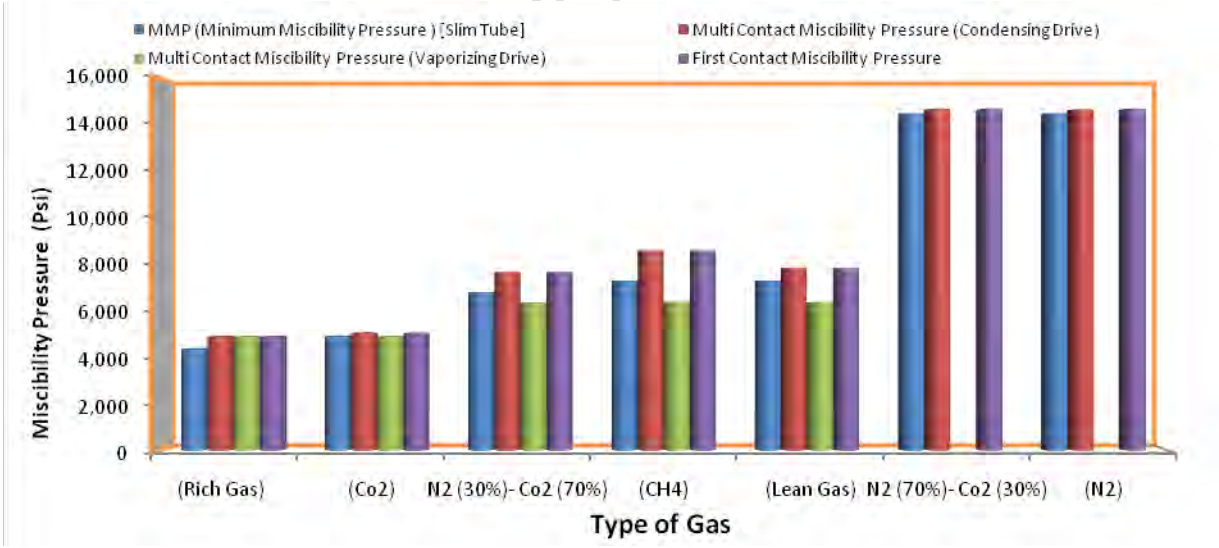
www.SID.ir

Archive of SID

جدول۷ مقایسه فشار امتزاجی در سناریو های تزریق گازهای مختلف با استفاده از شبیه سازی لوله قلمی و استفاده از نرام افزار PVTI

Comparision	(Rich Gas)	(Co2)	N2 (30%)- Co2 (70%)	(CH4)	(Lean Gas)	N2 (70%)- Co2 (30%)	(N2)
MMP (Minimum Miscibility Pressure) [Slim Tube]	4,350	4,900	6,800	7,300	7,300	14,500	14,500
Multi Contact Miscibility Pressure (Condensing Drive)	4,886	5,038	7,678	8,604	7,848	14,692	14,670
Multi Contact Miscibility Pressure (Vaporizing Drive)	4,886	4,886	6,341	6,370	6,363		
First Contact Miscibility Pressure	4,886	5,030	7,678	8,604	7,848	14,695	14,694

(شکل ۱۳): مقایسه فشار امتزاجی در سناریو های تزریق گازهای مختلف با استفاده از شبیه سازی لوله قلمی و نرم افزارPVTI



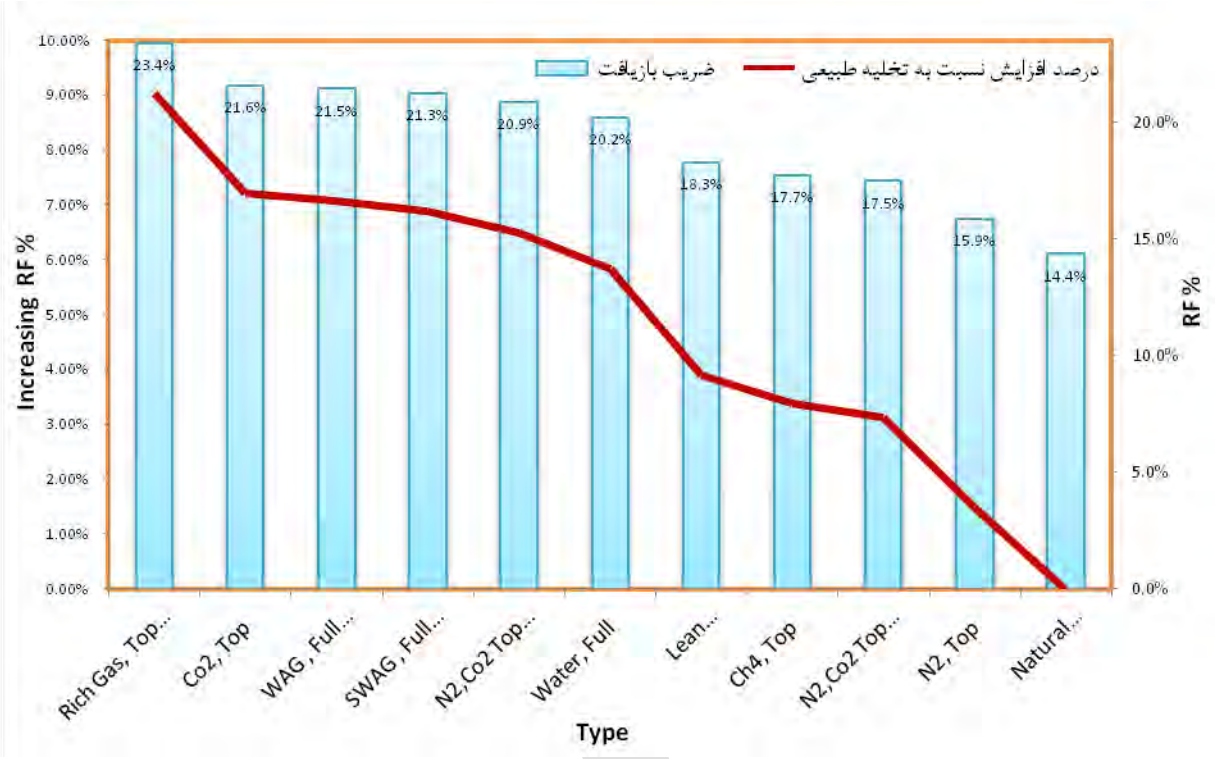
۱-۴-۴-۲- مقایسه تزریق سیالات مختلف با نرخ بهینه تزریق

در این قسمت به بررسی و مقایسه تزریق سیالات مختلف جهت تعیین بهترین سناریو پرداخته شده است.در نمودار ۱۴ ضریب بازیافتنفت در تزریق سیالات مختلف مقایسه شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

(شکل ۱۴): مقایسه ضریب بازیافت نفت سناریوهای تزریق سیالات مختلف در نرخ های بهینه



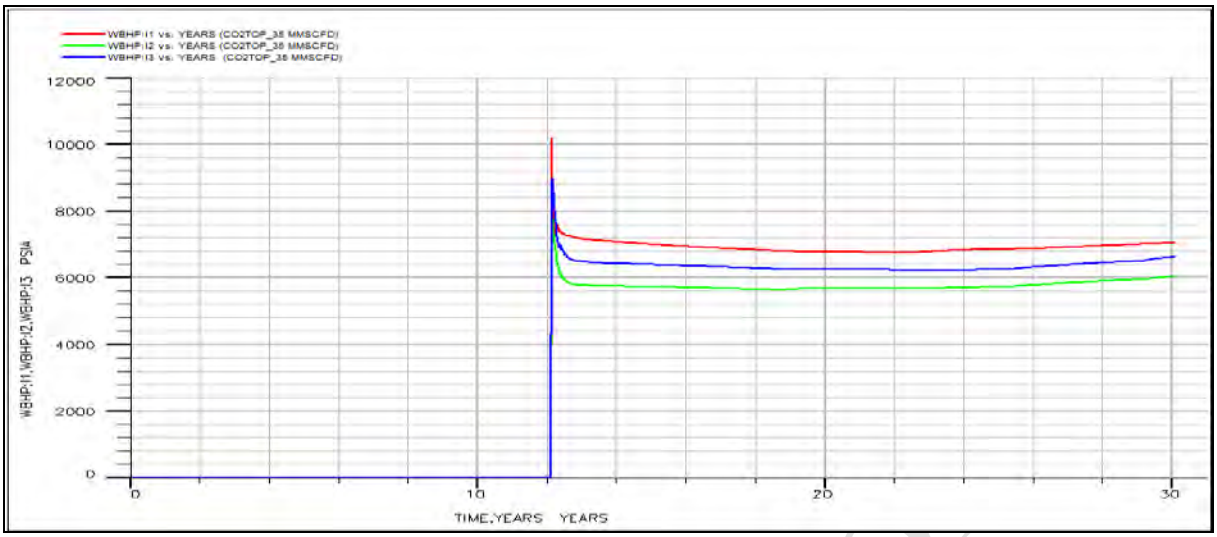
با توجه به نمودار بالا و بررسی نتایج مشخص گردید بیشترین میزان تولید به ترتیب مربوط به تزریق امتزاجی گازهای غنی، تزریق امتزاجی دی اکسید کربن،تزریق غیر امتزاجی متناوب و همزمان گاز دی اکسید کربن و آب، تزریق امتزاجی ترکیب گاز نیتروژن و دی اکسید کربن با نسبت (30% N_2& 70% CO_2)، تزریق آب ، تزریق غیر امتزاجی گاز سبک با ترکیب (90% CH4, 5% C2H6 & 5% CO_2)،تزریق غیر امتزاجی گاز متان، تزریق غیر امتزاجی ترکیب گاز نیتروژن و دی اکسید کربن با نسبت (70% N_2& 30% CO_2)و تزریق ازت می باشد.

توضیح اینکه حداقل فشار امتزاجی به دست آمده برای گاز غنی ۴۹۰۰ پام بوده و بر اساس نمودار ۱۵ (فشار ته چاهی در چاههای تزریقی گاز) می توان نتیجه گرفت که فشار تزریقی در تمام دوره تزریق از فشار امتزاجی بیشتر بوده و تزریق این گاز به مخزن کاملاً بصورت امتزاجی بوده است.

(شکل ۱۵): فشار ته چاهی در سه (۳) چاه های تزریقی

www.SID.ir

Archive of SID



بنظر می رسد دلیل اصلی، نزدیک بودن خصوصیات سیال مخزن با گاز غنی و امتزاج پذیری می باشد که این امر سبب افزایش تولید شده است، در همین راستا با توجه به میزان نسبت گاز به نفت تولیدی که گواهی بر نتایج ذکر شده است به ترتیب تزریق گازهای غنی، تزریق متناوب آب و گاز ، دی اکسید کربن و ترکیب امتزاجی گاز نیتروژن و دی اکسید کربن با نسبت (30% N_2& 70% CO_2) کمترین میزان را دارا می باشند.

۱-۴-۵-ارزیابی اقتصادی و مطالعات امکان سنجی

معیارهای اقتصادی

تصمیم‌گیری دقیق تجاری، نیازمند دقت در اندازه‌گیری مقادیر با هدف سرمایه‌گذاری بهینه و استفاده از فرصت‌های مالی است. هر سازمان معیارهای اقتصادی مربوط به خود را دارد که با معیارهای الگو مقایسه می‌شوند تا بهترین و مفیدترین استراتژی را برای خود برگزینند.

ارزش خالص فعلی (NPV)

در این روش، ابتدا تمامی درآمدها و هزینه‌ها (گردش نقدی) در آینده با یک نرخ تنزیل مناسب به معدل درآمدها در زمان شروع پروژه تبدیل می‌شوند و سپس سرمایه اولیه موردنیاز از آن کسر می‌شود. عدد به‌دست آمده به عنوان شاخص ارزش خالص فعلی دارایی در مقایسه‌ها شناخته می‌شود. رابطه زیر برای این منظور ارائه شده است. ارزش خالص فعلی با نرخ سود مورد انتظار، بیشینه مقداری است که برای خرید یک پروژه در زمان حال پرداخت شود. ارزش خالص فعلی، نماینده بازگشت سرمایه پیش‌بینی شده در کمینه زمان می‌باشد که در شرایط اولیه قابل قبول می‌باشد.

ارزش فعلی سرمایه‌گذاری‌های اولیه-ارزش خالص فعلی گردش آتی وجوه نقد = ارزش خالص فعلی

www.SID.ir

Archive of SID

$$NVP = \Sigma^{N}_{1-1} Pi - I$$

NPV: شاخص ارزش خالص فعلی

Pi: معادل فنی درآمد خالص در دوره i ام (ماه i ام یا سال i ام)

I: میزان سرمایه‌گذاری در زمان حال

N: تعداد دوره (ماه یا سال) عمر مفید پروژه در رابطه بالا مقدار Pi به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$Pi = Fi/(1+K)^{ni}$$

که در آن:

Fi: درآمد خالص کسب شده در دوره i ام

K: حداقل نرخ بهره مورد انتظار

n: زمان (تعداد دوره زمانی از زمان حال) کسب درآمد i ام هستند. به این ترتیب رابطه‌های بالا را می‌توان به‌صورت زیر نوشت:

$$NPV = 1\frac{Fi}{(1+K)ni} - I)$$

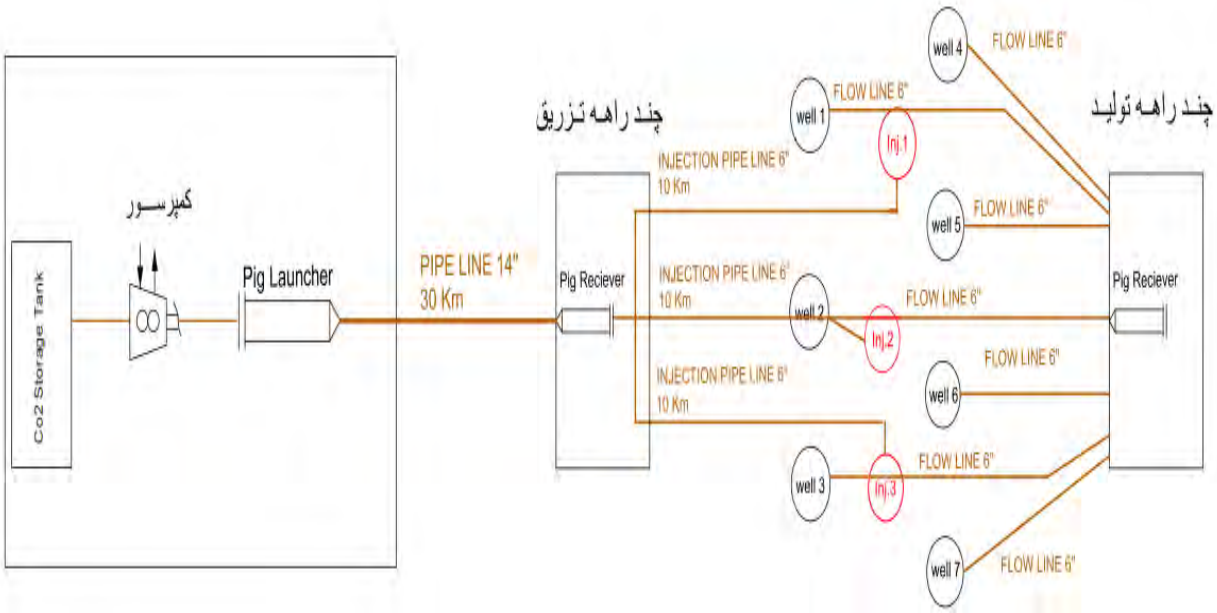
در این روش ارزیابی، هنگامی سرمایه‌گذاری در یک پروژه مورد قبول واقع خواهد شد که مقدار ارزش خالص فعلی دارایی برای یک طرح، عدد مثبتی باشد که طرح فوق قابل قبول و سودآور شناخته می‌شود و اگر مقدار ارزش خالص فعلی دارایی عدد منفی باشد، آن طرح غیرقابل قبول و زیان‌آور است. به عبارت دیگر حداقل نرخ سود پروژه برابر با حداقل بهره مورد انتظار می‌باشد.در این بخش امکان سنجی اقتصادی تزریق گاز دی اکسید کربن در نرخ های ۲۰، ۲۵، ۳۰ و ۳۵ میلیون فوت مکعب بررسی شده و با تزریق گاز غنی در نرخ ۲۵ میلیون فوت مکعب نیز مقایسه شده است. شکل ۱۶ شماتیک تسهیلات مورد نیاز جهت تزریق گاز را نشان می دهد.

www.Reservoir.ir
www.SID.ir

Archive of SID

(شکل ۱۶): شماتیک تسهیلات مورد نیاز جهت تزریق

گاز



فرضیات کلیدی مدل

مدت زمان اجرای پروژه :

دوره ساخت ۵ سال (از سال ۲۰۲۸ تا ۲۰۳۲)

مدت زمان بهره برداری :

دوره بهره برداری ۱۹ سال پس از تولید با مکانیزم تخلیه طبیعی طی مدت ۱۱ سال

تعداد چاهای تزریقی :۳ حلقه

خط لوله جهت انتقال گاز به چندراهه (Manifold) (۳۰ کیلومتر طول و قطر خارجی "۱۴)

خط لوله هر چاه از چندراهه به سرچاه های تزریقی (۱۰ کیلومتر طول و قطر خارجی "۶)

انواع هزینه های سرمایه ای و عملیاتی:

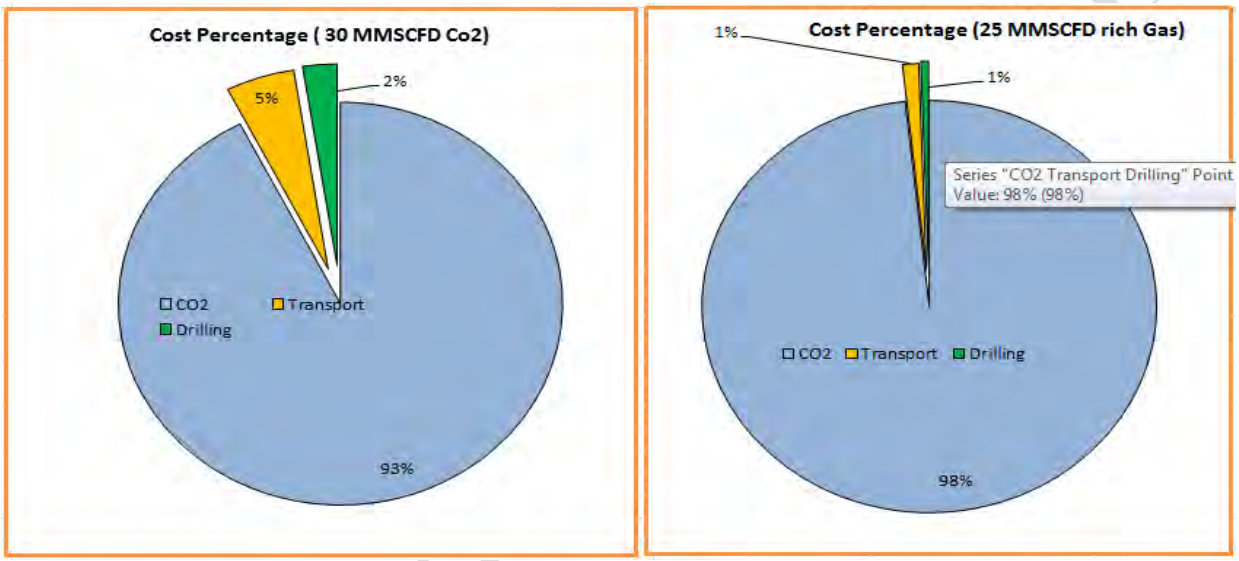
- هزینه های انتقال (Transport Cost) شامل هزینه های تجهیزات، نیروی انسانی، جاده دسترسی (ROW)، هزینه های جانبی، تسهیلات سرچاهی، سیستم نظارت، کنترل و جمع آوری داده ها (SCADA) و هزینه های عملیات و نگهداری

www.SID.ir

Archive of SID

- هزینه های حفاری چاه های تزریقی شامل هزینه مطالعات، حفاری چاه ها، تجهیزات جهت تزریق گاز، هزینه های مواد مصرفی و هزینه های عملیاتی (OPEX) که به هزینه های عملیاتی تحت الارض، سطح الارض و هزینه های عملیاتی ثابت تقسیم بندی می شوند.
- هزینه تامین گاز دی اکسید کربن و Rich Gas

(شکل ۱۷): درصد انواع هزینه های مختلف جهت اجرای طرح



در مدل سازی حاضر تورم ۲٪ در نظر گرفته شده است. تورم در محاسبات بر روی قیمت فراورده ها و هزینه های عملیاتی و سرمایه گذاری اعمال شده است،نرخ تنزیل جهت محاسبه ارزش خالص فعلی در پنج سناریو برابر با ۱۲٪در نظر گرفته شده است. (توضیح اینکه ارزش خالص فعلی در سناریو مبنا در نرخ های تنزیل برابر با ۰ ،۵ ،۱۰ ،۱۲ ،۷ و ۱۵٪محاسبه شده است).

قیمت فراورده ها

برای این میدان دو فرآورده نفت و گاز در نظر گرفته شده است. قیمت نفت بر مبنای نفت ژاپن آورده شده است. قیمت گاز نیز بر حسب گاز صادراتی ایران (۶۰٪صادرات به ترکیه و ۴۰٪ صادرات به پاکستان) در نظر گرفته شده است.

مقایسه شاخص های اقتصادی سناریوهای مختلف :

در جدول ۸ شاخص های اقتصادی(ارزش خالص فعلی در نرخ تنزیل ۱۲٪و نرخ بازده داخلی IRR) سناریوهای مختلف با هم مقایسه شده، همچنین در شکل ۱۸ نیز ارزش خالص فعلی در هر پنج سناریو در نرخ های تنزیل ۰،۵ ، ۷ ، ۱۰،۱۲ ، ۱۵ و ۲۰٪ محاسبه شده است.

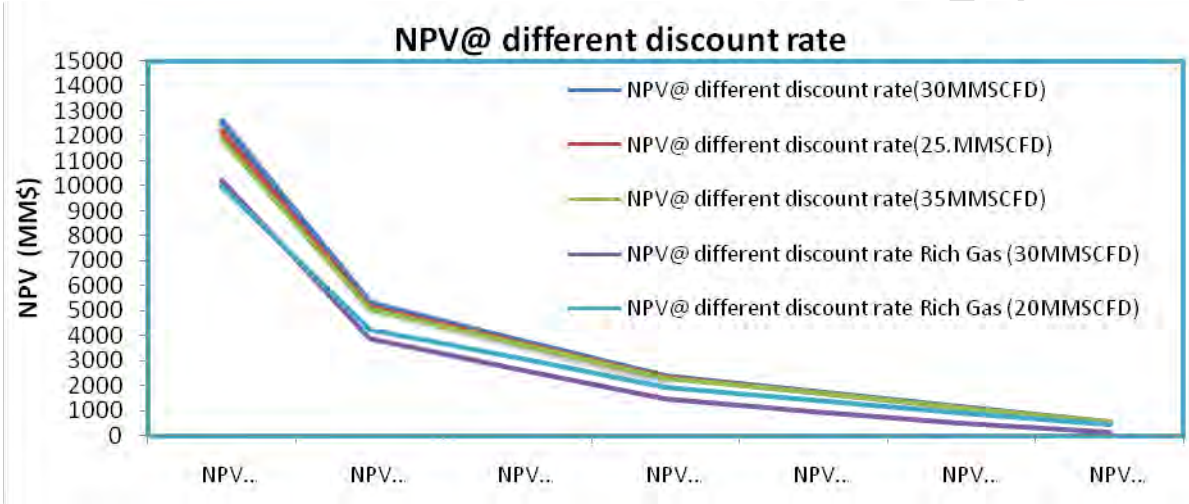
www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۸ مقایسه ارزش خالص فعلی در نرخ تنزیل ۱۲٪و نرخ بازده داخلی (IRR)

Scenario	IRR (internal rate of return) %	NPV (Net Present Value @ Discount Rate 12%) MM$
Co2 Top Inj. Rate 20 MMSCFD	۴۲/۶%	۱۴۴۶
Co2 Top Inj. Rate 25 MMSCFD	۴۳%	۱۷۱۵
Co2 Top Inj. Rate 30 MMSCFD	۴۳%	۱۷۸۲
Co2 Top Inj. Rate 35 MMSCFD	۴۲/۴%	۱۷۱۲
Rich Gas Top Inj. Rate25 MMSCFD	۲۳/۸%	۹۸۲

(شکل ۱۸): ارزش خالص فعلی به دست آمده در نرخ های تنزیل مختلف



۲- نتیجه گیری

- الگوی مشبک کاری عامل مهمی در فرایند تزریق می باشد که می تواند در فرایند بازیافت نفت بسیار موثر واقع شود، در این پروژه به دلیل داشتن تراوایی عمودی نسبتاً پایین وهمچنین اختلاف اندک گراویتی سیال تزریق شونده و نفت (دانسیته گاز و نفت) و بعلاوه ضخامت تقریباً متوسط لایه پدیده جدایش ثقلی در آن کمتر اتفاق افتاده و الگوی تکمیل چاه نتایج تقریباً یکسانی را نشان می دهد.
- دو الگوی معکوس پنج نقطه ای و In line در این پروژه بررسی شد که در الگوی In line اگر چه با افزایش نسبت چاه تزریقی نسبت به الگوی معکوس پنج نقطه ای،فشار متوسط مخزن تثبیت شده و تا حدی افزایش یافته است ولی پدیده انگشتی شدن گاز در چاه های تولیدی به دلیل نزدیکی به چاه های تزریقی زودتر اتفاق افتاده که این امر سبب کاهش ضریب بازیافت در الگوی فوق شده و افزایش

www.SID.ir

Archive of SID

چاههای تزریقی در این الگو تنها سبب افزایش سرعت تولید می شود که در این راستا موجب افزایش هزینه ها نیز گشته و عملاً تاثیر چشم گیری برافزایش بازدهی تولید ندارد.

- نرخ جریان تزریق می تواند بر بازیافت نفت تاثیر گذار باشد به همین دلیل برای سناریوهای مختلف نرخهای تزریق متفاوتی اجرا و در نهایت نرخ تزریق بهینه برای هر سناریو به دست آمد. نرخ بهینه تزریق گازهای غنی، دی اکسیدکربن ، ترکیب دی اکسید کربن و نیتروژن با نسبت (70% Co_2, 30% N_2) ، گاز سبک باترکیب (90% C_1, 5% Co_2 ، 5٪C_2)، گاز متان، ترکیب دی اکسید کربن و نیتروژن با نسبت (30% Co_2, 70% N_2) و گاز نیتروژن به ترتیب برابر با 25MMSCFD، 30MMSCFD، 25MMSCFD، 20MMSCFD، 20MMSCFD، 20MMSCFD و 20MMSCFD می باشد.
- بازدهی و تولید بالا در روش WAG , SWAG (علیرغم تزریق به صورت غیر امتزاجی) به دلیل بالا بودن جابجایی جاروبی اعم از میکروسکوپیک و ماکروسکوپیک نسبت به تزریق گاز بصورت غیر امتزاجی می باشد. لازم به ذکر است که این روش می تواند موجب کاهش هزینه گاز مصرفی و افزایش سودآوری طرح شود.
- نزدیک به دو سوم نفت درجای اولیه، پس از برداشت اولیه و ثانویه در مخزن باقی خواهد ماند که یکی از دلایل آن نیروی موئینگی بوده که از جریان نفت در محیط متخلخل مخزن علی الخصوص در حفره های بزرگ جلوگیری می کند. اگر کشش سطحی کاهش یافته و به سمت صفر میل کند نیروی موئینگی می تواند به پایین ترین مقدار خود برسد. پس در هنگام تزریق گاز به مخزن بهترین گزینه امتزاج پذیری بوده تا سبب از بین رفتن کشش سطحی شده و بر نیروی موئینه غلبه کند و همچنین در نهایت ضریب بازیافت را افزایش دهد.
- علت عدم امتزاج پذیری گاز دی اکسید کربن در فرایند تزریق همزمان و متناوب دی اکسید کربن وآب (WAG & SWAG)، کم شدن تزریق پذیری گاز دی اکسید کربن در مخزن به دلیل قابلیت انحلال گاز دی اکسید کربن در آب می باشد (این مورد با افزایش فشار نیز بیشتر می شود.)، در هنگام تزریق این گاز غلظت بی کربنات ها در آب افزایش یافته که این امر باعث رسوب در اطراف چاه تزریقی شده و بر برداشت نفت تاثیر منفی خواهد گذاشت (به دلیل کاهش تزریق پذیری چاه به علت رسوب آسفالتینفشار مخزنکاهش یافته که حتی در برخی از موارد می تواند به از دست رفتن امتزاج پذیری منجر شود) در صورتی که نفوذپذیری عمودی کم و لایه ضخیم باشد تزریق پذیری نیز کمتر خواهد شد.

www.SID.ir

Archive of SID

- تزریق امتزاجی به دلیل حل شدن گاز در نفت ، کاهش گرانروی و انبساط نفت ، باعث حرکت نفت به سمت چاه های تولیدی می شود. این فرایند با کاهش کشش سطحی بین نفت و سنگ مخزن باعث حرکت نفت در داخل شبکه حفرات میشود. این امر در حالی است که در تزریق امتزاجی علاوه بر تغییر خواص نفت (کاهش ویسکوزیته) سیال تزریقی سبب تثبیت فشار مخزن نیز می گردد.
- با بررسی نتایج مشخص گردید بیشترین میزان تولید به ترتیب مربوط به تزریق امتزاجی گازهای غنی (به دلیل نزدیک بودن خصوصیات سیال مخزن با گاز سنگین) ، دی اکسیدکربن و تزریق متناوب و همزمان آب و گاز دی اکسیدکربن به صورت غیر امتزاجی، تزریق امتزاجی ترکیب دی اکسید کربن و نیتروژن با نسبت (70% Co_2, 30% N_2) ، تزریق آب، تزریق غیر امتزاجیگاز سبک باترکیب (5% Co_2, 90% C_1، 5% C_2)، تزریق غیر امتزاجی گاز متان، تزریق غیر امتزاجی ترکیب دی اکسید کربن و نیتروژن با نسبت (30% Co_2, 70% N_2) و تزریق غیر امتزاجی گاز نیتروژن می باشد.
- با توجه به نتایج بدست آمده بهترین گازها برای تزریق گاز غنی ، دی اکسید کربن و ترکیب دی اکسید کربن و نیتروژن با نسبت (70% Co_2, 30% N_2)می باشد که با توجه به منابع کثیر دی اکسید کربن در کشور تزریق دی اکسید کربن به مخزن می تواند باعث جلوگیری از آلودگی های شدید زیست محیطی گردد مضافاً باعث افزایش بازیافت نفت در میدان نیز می گردد. توضیح اینکه علاوه بر عوامل توجیه فنی بالا، محاسبات اقتصادی نیز برای مقایسه سناریو ها انجام شده که بر اساس آنالیز اقتصادی، تزریق گاز غنی علیرغم بازیافت بالاتر نسبت به تزریق گاز دی اکسیدکربن دارای نرخ بازده داخلی و ارزش خالص فعلی پایین تری می باشد که باتوجه به این مورد این طرح از لحاظ اقتصادی توصیه نمی شود.
- دراثر انحلال دی اکسید کربن در آباسید کربنیکتشکیل شده که باعث ایجاد خوردگی در تاسیسات می شود و در بعضی موارد به دلیل تشکیل رسوبات ریز (Scale Precipitation) خطوط لوله تزریقیغیر قابل استفاده میشود، افزایش دما نیز باعث افزایش خورندگی می گردد بنابراین در هنگام تزریق گاز دی اکسیدکربن بایستی به دمای مخزن نیز توجه شود که پس از مدتی سبب به تاخیر افتادن فرایند تولید نشود.

۳. پیشنهاد ها

www.SID.ir

Archive of SID

- جهت تعیین بهترین روش ازدیاد برداشت در این مخزن می توان از روشهای تزریق شیمیایی (پلیمر، سورفکتنت، آلکالین) نیز استفاده کرد تا در نهایت با مقایسه روشهای مختلف بهترین روش با بهترین بازیافت، کمترین هزینه سرمایه گذاری و بالاترین پارامترهای اقتصادی تعیین شود.
- پیشنهاد می گردد در موارد خاص از جمله هزینه بالا و عدم دسترسی کافی به گاز تزریقی، روش تزریقWAG به صورت Tapering که در آن حجم اسلاگ های گاز به تناوب کاهش پیدا می کنند ، مورد مطالعه قرار گرفته و اثر آن بر بازدهی جابجایی ازدیاد برداشت بررسی گردد.
- برای دسترسی به شرایط بهینه تولید نفت در شرایط تزریق گاز باید پدیده انحلال دی اکسید کربن در آباسید کربنیک که باعث ایجاد خوردگی در تاسیسات شده و در بعضی موارد رسوبات ریز (Scale Precipitation)در خطوط لوله تزریقی تشکیل می دهد بررسی شود همچنین بایستی شرایط تشکیل رسوب آسفالتین در اثر تزریق نیز مورد مطالعه قرار گیرد.

منابع و ماخذ

1. Buckley, S.E.a.L., M.C., Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Trans., AIME, 146, 1942: p. 107-116.
2. Welge, H.J., A Simplified Method for Compufing Oil Recoveries byGas or Water Drive. Trans. AIME, 195, 1952: p. 91-98.
3. Jackson, D.D., Exxon Co.; Andrews, G.L., Shell Oil Co.; Claridge, E.L., U. of Houston, Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO2 Flooding. Society of Petroleum Engineers, Conference Paper 143-۰۳MS, 1985.
4. Wagner O.R. and Leach, R.O., Effect of Interfacial Tension on Displacement Efficiency. Paper SPE 1564 presented at the SPE Annual Meefing, Dallas, TX, October 2-5, 1966.

www.SID.ir

Archive of SID

5. Cronquist, C., Carbon Dioxide DynamicDisplacement With Light Reservoir Oils۴th Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa, USA, Aug. 1978: p. 18-23.

6. Patton, J.T., Sigmund, P., Evans, B., Ghose, B. and Weinbrandt, D., Design of a CO2 Stimulation Process for Heavy Oil Reservoirs. SPE 8897 presented at the SPE/AIMECalifornia Regional Meeting, Pasadena, CA, April 9-11, 1980.

7. Chase, C.J.a.T.M.R., Numerical Simulation of CO2 Flood Performance. SPE 10514 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, New Orleans, January 31-February 3, 1984.

8. Alston, R.B.a.H., H.K., An Evaluation of the CO2 Huff 'n' Puff Field Tests in Texas. SPE 15502 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibifion, New Orleans, LA, October 5-8, 1986.

9. Huang E.T.S. and Holm, L.W., Effect of WAG Injecfion and Rock Wettability on Oil Recovery During CO2 Flooding. SPE 1549 ۱presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibifion, New Orieans, LA, October 5-8, 1986.

10. Raimondi P. and Torcaso, M.A., Distribution of the Oil Phase Obtained Upon Imbibifion of Water. SPEJ, March 1964: p. 49-55.

11. Lin E.C and Huang, E.T.S., The Effect of Rock Wettability on Water Blocking During Miscible Displacement. Paper SPE 17375 presented at the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, April17-20, 1988.

12. Zick, A.A., A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases. Paper SPE 15493 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orieans, LA, October 5-8, 1986.

www.Reservoir.ir

www.SID.ir

Archive of SID

Simulation of CO_2 Flooding as an EOR Method and Investigation of Major Parameters

[1]Ahmad Ali Nasouti1, [2]Saeid Jamshidi, [1]Abdol MajidAsadi
[1]Islamic Azad University Science & Research Branch
[2]Sharif University of Technology

Abstract

In Today's world, increasing need for energy resources encourages oil-rich countries to enhance their oil reservoirs production. In this regard, due to oil production from a reservoir in its whole life, it is better to attempt extracting the maximum oil production. In this project, enhanced oil recovery from Fahliyan reservoir, which is one of the southwest reservoirs of Iran is investigated through gas injection like CO_2, CH_4, N_2,lean gas, rich gas and Water Alternating Gas.
In this research, in order to obtain the optimum enhanced scenario and determine efficient parameters for simulation, sensitivity analysis on $K_v/K_{h,,}$ gas injection rate, completion interval for injection wells and well pattern injection have been studied. Acquired results prove that in the process of miscible injection, the maximum recovery could be acquired,the main reasons of this high recovery are solution of gas in oil, reduction in viscosity, oil expansion, surface tension decrease between oil & rock leading to move oil in porous media. In case of Water Alternating Gas injection, the main advantages of this method not only would be reduction in CAPEX but also by decreasing oil mobility and appearing stable front wave, surface tension between injected fluid and oil have improved and then sweep recovery including microscopic and macroscopic have increased. As a result, the time reaching injected fluid to producer wells would be postponed.
Eventually, in this research economic parameters have been studied and illustrated that, however; miscible rich gas injection have increased ultimate oil recovery by 1.83% in contrast with Co_2 miscible injection method, the former method have not been considered as a feasible method in terms of economic parameters and so showed lower Net Present Value & Internal Rate of Return value in comparison with CO_2 injection method.

Key Word:

Enhance oil recovery, compositional simulation model, perforation pattern, injection well pattern, miscible & immiscible injection, net present value, internal rate of return, economic limitations, slim tube model.

www.Reservoir.ir

www.SID.ir