مدلسازی صحیح مکانیسم تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب با شوری کم با استفاده از شبیه ساز اکلیپس

محسن نجفی[1*]، سید جمال شیخ ذکریایی[2]و ناصر اخلاقی اولقی[3]

۱- کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه

۲- دانشیار پترولوژی دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات تهران

۳- استادیار گروه مهندسی نفت دانشگاه آزاد اسلامی،واحد امیدیه

چکیده

در این مقاله مدلسازی صحیح مکانیسم تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب با شوری کم با استفاده از شبیه ساز اکلیپس بررسی شد. بیشتر مخازن در دوره های انتهایی تولید خود هستند و هنوز درصد بالایی از نفت در مخازن موجود است؛ از این رو لزوم یافتن راهی که بتوان تولید نفت را از این مخازن افزایش دادبیش از پیش حس می شود. از این رو باید از روش های ازدیاد برداشت استفاده نمود. یکی از روش های ازدیاد برداشت ثالثیه می تواند تزریق آب با شوری کم باشد. در این پروژه روش تزریق آب با شوری کم با هدف افزایش بازیافت نفت بررسی می شود. برای نیل به این هدف از شبیه ساز اکلیپس استفاده میشود. مدل سیال نفت سنگین برای مخزن نفتی مدلسازی شده ؛ سپس تزریق آب با شوری های متفاوت (شوری کم) شبیه سازی میشود. شوری های مد نظر شوری بالا با غلظت PPM ۴۵۰۰۰ و شوری های کم به ترتیب با غلظت های PPM۲۴۰۰۰ ، ۸۰۰۰ و می باشند. تزریق آب با شوری های متفاوت موجب افزایش ضریب بازیافت نفت می شود.نتایج نشان می دهد که تزریق آب با شوری PPM ۸۰۰۰ می باشد که ضریب بازیافت نفت از مخزن از ۳۸ درصد به ۵۰ درصد افزایش یابد.

واژگان کلیدی: شوری کم،ازدیاد برداشت نفت، اکلیپس،شبیه سازی،تزریق آب.

مقدمه

جریان نفت در محیط متخلخل به نیروهای مویینگی، ثقلی و ویسکوزیته بستگی دارد.در مورد مخازن کربناته شکافدار، جابجایی نفت به وسیله ی آب بوسیله آشام خودبخودی به داخل ماتریس نفتی صورت می پذیرد. کارآیی عملیات سیلابزنی در این نوع مخازن، به وسیله ی میزان آشام آب به داخل بلوکهای ماتریسی تعیین می گردد که وابسته به نیروهای موئینگی یا به عبارت بهتر شرایط ترشوندگی محیط متخلخل است. ثابت شده است که چندین متغیر مانندPH، ترکیب آلی قطبی نفت خام، ترکیب آب نمک و دما برای تعیین شرایط ترشوندگی مهم می باشند. سنگ کربناته در حالت طبیعی آب دوست می باشد در حالیکه در اغلب موارد دیده شده که مخازن کربناته نفتی در محدوده نفت دوست یا خنثی قرار دارند. این موضوع به دلیل جذب‌سطحی اسیدهای چرب بر روی سطح سنگ در حضور فیلم آبی است.

استرند و همکارانش درسا 2003 ، استفاده از یون سولفات به عنوان کاتالیزور در فرآیند تغییر ترشوندگی به وسیله ی مواد فعال کنندهٔ سطحی کاتیونی مؤثر بوده است .پس از آن ، آزمایشات انجام شده به وسیله ی ژانگ و همکارانش در سال۲۰۰۵، نشان داد که یون سولفات قادر است به تنهایی و بدون حضور مواد فعال سطحی گران قیمت، ترشوندگی سنگهای کربناته را بهبود بخشد.

استرند و همکارانش نیز در سال۲۰۰۵، برای به دست آوردن مکانیزم آشام خودبخودی آب دریا در سنگهای چالکی نفت تر ، به بررسی اثر یونهای مؤثر روی پتانسیل سطح موجود در این فرآیند پرداختند. بر اساس این مکانیزم، دراثرجذب یونهای سولفات،بار منفی سطح افزایش یافته و موجب افزایش جذب یون کلسیم بر روی سطح سنگ می گردد. درنتیجه جداشدن مواد کربوکسیلیک از سطح در پی واکنش با یون Ca^{2+} و تشکیل کمپلکس با این یونها، تسهیل می‌یابد. کمپلکس های جدا شده به علت وجود انرژی جنبشی که در محیط است، درون محیط متخلخل به حرکت در می آیند.الحرشی و همکاران (۲۰۱۲) چندین آزمایش را با استفاده از مغزه های کربناته گوناگون، تحت فرآیند سیلابزنی شوری کم انجام دادند.اهداف این مطالعه بررسی افزایش بازیافت نفت با استفاده از فرآیند سیلابزنی شوری کم (LSF) در مخازن کربناته و همچنین مطالعه ی عوامل موثر در ازدیاد برداشت نفت در این روش بود.در پژوهش آن ها مغزه های کربناته تحت دمای ۷۰ درجه سانتیگراد مورد آزمایش قرار گرفت.(الحرشی و همکاران ۲۰۱۲) که افزایش ۱۶ تا ۲۱ درصدی را برای بازیافت نفت در اثر سیلابزنی شوری کم و آشام خودبخودی نشان دادند.در این مطالعه مدلسازی صحیح مکانیسم تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب با شوری کم با استفاده از شبیه ساز اکلیپس بررسی شده است .تجربیات میدانی و موارد شبیه سازی شده نشان می دهد که سیلابزنی شوری کم می تواند به عنوان یک روش بازیابی ثانویه یا ثالثیه با توجه به پتانسیل بالای IOR مورد توجه قرار گیرد.برای مثال ، سیلابزنی شوری کم می تواند به طور نسبی پتانسیلIOR بالایی داشته باشد .آزمایش های آزمایشگاهی اخیر نشان می دهد که ازدیاد برداشت نهایی با این روشِ IOR می تواند تا ۴۰ درصد افزایش پیدا کند. برخی از روش های سیلابزنی دیگر مانند تزریق آب همراه با سورفکتانت می تواند برای محیط زیست مضر باشد و طبق مقررات برخی کشور ها استفاده از این روش ها ممنوع است. اما روش تزریق آب با شوری کم برای محیط زیست بی خطر است.مکانیسم هایی که برای سیلابزنی شوری کم مطرح شده اند، هنوز به طور کامل درک نشده اند.هزینه های تولید آب با شوری کم می تواند بسیار متفاوت باشد. چالش اصلی در استفاده از آب با شوری کم ؛ در دسترس بودن منبعی بزرگ از آب و همچنین پایداری این منبع است. لذا با توجه به نزدیکی مخازن نفتی جنوب غربی کشور به خلیج فارس می توانیم به در دسترس بودن این منبع پایدار امیدوار باشیم.

بیان مساله

باتوجه به نزدیک شدن به پایان مرحله تولید طبیعی عمده مخازن دنیا (از جمله مخازن نفتی جنوب غربی ایران)،

ضرورت بررسی و اجرای روشهای ازدیاد برداشت، بیش از پیش احساس می گردد. در دو دهۀ گذشته، سیلابزنی شوری کم به عنوان روشی مؤثر برای ازدیاد برداشت معرفی شده است که مبنای آن بهینه سازی شوری و غلظت یونهای آب تزریقی است. با توجه به پیچیدگی شرایط یک مخزن در مناطق مختلف آن، استفاده از آب با شوری کم برای ایجاد یک حرکت پیستونی یکنواخت درون مخزن به منظور ازدیاد برداشت نفت بسیار مفید است .همیشه حرکت سیال از درون شکاف ها و ترک های موجود در یک مخزن نسبت به مسیرهای دیگر به وسیله ی سیال تزریقی در ارجحیت است.به همین دلیل برای جلوگیری از این عمل و کنترل بهتر حرکت سیال تزریقی در درون مخزن به ترتیب این شکاف ها باید از بزرگ به کوچک مورد توجه قرار گیرند و حرکت سیال در درون آنها کنترل گردد .این کار باعث می شود که در فرآیندهای ازدیاد برداشت نفت سطح بیشتری از مخزن در تماس با سیال تزریقی قرار گیرد و بازدهی جاروبی این فرآیند افزایش پیدا کند. هدف، شبیه سازی مکانیسم تغییر ترشوندگی در طول ارزیابی پتانسیل آب با شوری کم به منظور افزایش بازیابی نفت از مخازن کربناته است. در مجموع ۴ فاکتور ، نرخ تولید نفت ،ضریب بازیافت نفت ،تولید تجمعی نفت و برش آب تولیدی در دوحالت تخلیه طبیعی و تزریق آب با شوری های متفاوت در آینده ی مخزن با استفاده از نرم افزار اکلیپس مورد بررسی قرار گرفت .علاوه بر این برای اولین بار در پروژه های مشابه در ایران، با استفاده از نرم افزار ادونسگت قیمت نفت در افقِ بررسی شده با دقت بالایی با بکارگیری تئوری موجی الیوت و نظریه ی اعداد و سطوح فیبوناچی مورد پیش بینی واقع شد تا یکی از فاکتور های مهم در ترازنامه های صنعت نفت که قیمت نفت خام تولیدی است را در آینده محاسبه کرده و با مقایسه ی آن در برابر قیمت تولید نفت در حالت تخلیه ی طبیعی ،نگاه نسبتاً روشنی نسبت به جنبه ی اقتصادی طرح داشته باشیم.

روش تحقیق

شبیه سازی فرآیند تزریق آب با شوری کم

این پروژه به منظور شبیه سازی فرآیند تزریق سیلابزنی شوری کم به منظور ازدیاد برداشت نفت از یک مخزن نفت کربناته گچساران استفاده می شود. چون تزریق آب نمک رقیق به میدان از نظر عملیاتی شبیه به سیلابزنی آب می باشد و مانند روش های ازدیاد برداشت شیمیایی به مواد افزودنی گران نیاز ندارد، در دهه های اخیر توجه زیادی به این روش به عنوان روشی برای ازدیاد برداشت نفت شده است. برای این منظور به وسیله ی نرم افزار شبیه ساز اکلیپس شبیه سازی صورت می پذیرد. بدین منظور در آغاز مدل سیال نفت مخزن از طریق ماژول شبیه ساز سیال مخزن PVTiشبیه سازی می گردد که در این فرآیند با وارد کردن خواص سیال مخزن به وسیله ی معادله حالت مدل سیال مخزن ایجاد می شود. سپس یک مدل مخزن برای شبیه سازی تزریق آب با استفاده از مدل سیال نفت مورد ارزیابی قرار می گیرد. در اینجا با ساخت مدل مخزن، رفتار مخزن در زمان تزریق آب و آب نمک رقیق مورد ارزیابی قرار گرفت.

شبیه سازی مدل سیال مخزن

شبیه سازی سیال مخزنی به وسیله ی نرم افزار PVTi صورت گرفته است. به این منظور ابتدا گزارش خواص سیال مخزن در آزمایشگاه PVT با استفاده از نمونه سیال مخزن تهیه گردیده و داده ها در نرم افزار وارد می شود. سپس داده های آزمایشگاهی با استفاده از معادله حالت رگرسیون می شود. برای رگرسیون نمودن، متغیرهای معادله حالت مانند دمای بحرانی و فشار یا متغیر امگا را تنظیم می نماییم تا داده های آزمایشگاهی و نمودار بدست آمده از معادله حالت انطباق پیدا کند.دمای مخزن ۱۴۰درجه فارنهایت و معادله پینگ رابینسون سه متغیری برای رگرسیون مدل سیال استفاده شده است. دلیل استفاده از این معادله حالت در فرآیند رگرسیون این است که معادله حالت پینگ رابینسون انطباق بهتری نشان داده است و معمولا این معادله حالت برای نفت های ایران نتایج بهتری می دهد. بعد از تنظیم معادله حالت (پینگ رابینسون ۳ متغیری) با تنظیم متغیرهای معادله حالت، داده های آزمایشگاهی را با معادله حالت رگرسیون می کنیم. وقتی به انطباق قابل قبولی رسیدیم از مدل سیال برای استفاده در شبیه سازی با استفاده از نرم افزار اکلیپس خروجی می گیریم. خروجی مورد نظر برای نرم افزار اکلیپس ۱۰۰ می باشد.برای رگرسیون متغیرهای فشار بحرانی، دمای بحرانی، امگا A و امگاB تغییر داده شده اند تا داده های آزمایشگاهی با معادله حالت منطبق شوند. فشار نقطه حباب در آزمایشگاه۱۰۱۰Psi و مقدار محاسبه شده به وسیله ی نرم افزار۱۰۰۰ Psi می باشد. در شکل زیر نمودار فازی مدل سیال مشاهده می گردد که نشانگر سنگین بودن نفت مخزن است.

تست CCT (Constant Composition Expansion Test)

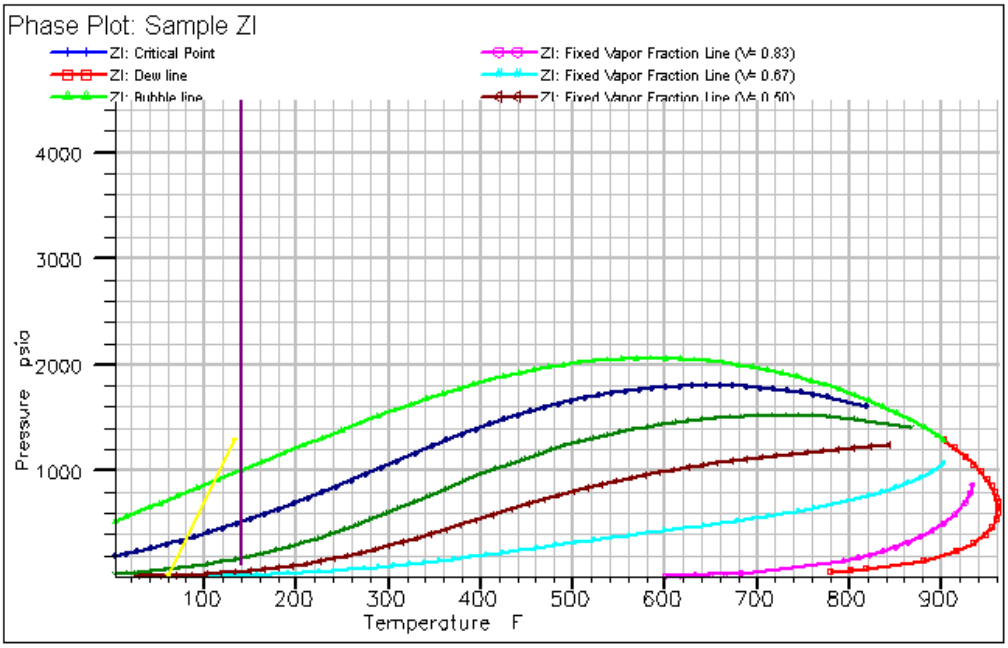
نمونه ای از سیال مخزنی در سلول آزمایشگاهی در دمای مخزن، قرار داده می گیرد. فشار سیستم برابر یا بیشتر از فشار اولیه مخزن تنظیم می شود.

با افزایش حجم سلول، در فشار کاهش ایجاد می شود. در هر مرحله فشار و حجم کلی سلول اندازه گیری می شود.می توان اطلاعات دیگری از قبیل حجم فاز مایع، دانسیته فاز گاز و نفت، ویسکوزیته و تراکم پذیری هر فاز را هم در حین انجام آزمایش ثبت کرد.

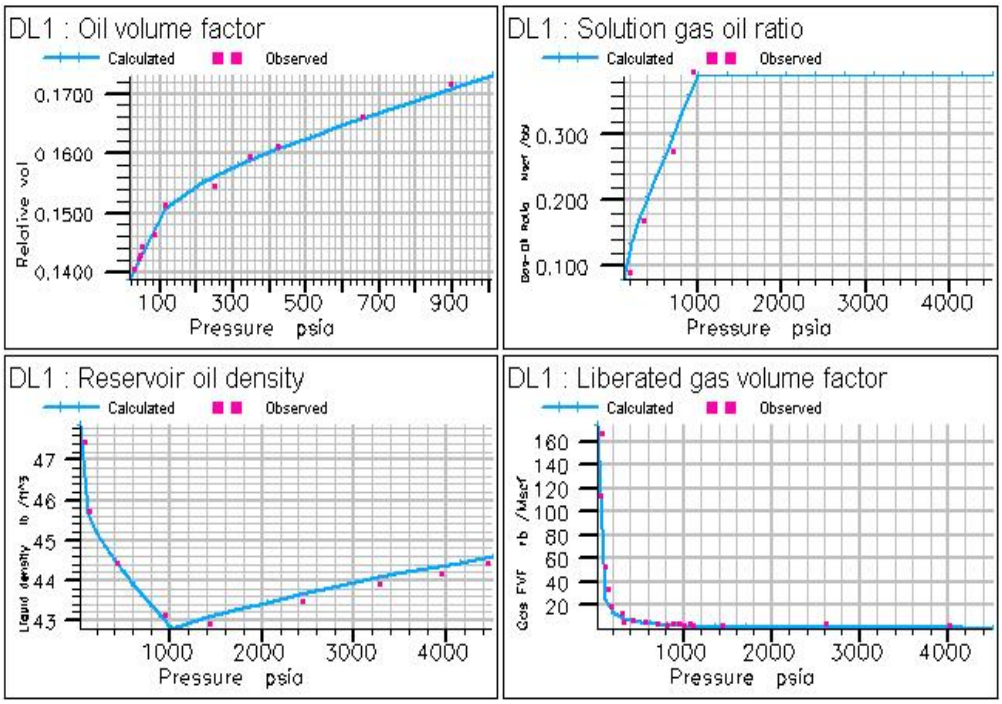
تست *DL*(Differntial Liberation Tests)

معمولا این آزمایش روی سیال نفت سیاه برای مدلسازی شرایط موجود در مخزن صورت می گیرد. یک نمونه سیال مخزنی در سلول موجود در آزمایشگاه در دمای مخزن قرار داده می‌گیرد. فشار نمونه موجود، فشار نقطه حباب تنظیم می شود. با افزایش حجم سلول، فشار کاهش می یابد. گازهای ایجاد شده در فشار ثابت با کاهش حجم سلول خارج می گردند. گاز خروجی جمع آوری شده و مقدارگراویتی مخصوص آن اندازه گیری می شود. این فرآیند تا رسیدن به فشار اتمسفری در چندین مرحله ادامه می یابد. با تقسیم حجم مایع در هر فشار بر حجم مایع باقیمانده، ضریب حجمی نفت بدست می‌آید. تراکم پذیری فاز گاز، دانسیته فاز گاز و ضریب حجمی گاز نیز اندازه گیری می شوند.کل حجم گاز خروجی در طول آزمایش، میزان گاز محلول در نفت در نقطه اشباع را نمایش می دهد. نسبت

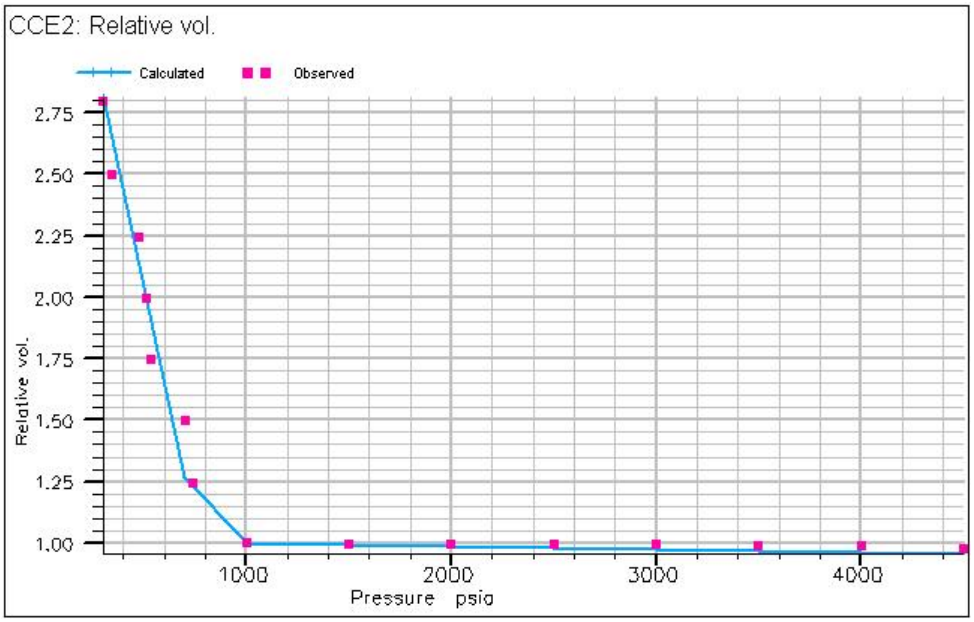
گاز محلول به نفت در نقطه اشباع با تقسیم حجم کل گاز به حجم نفت باقیمانده بدست می‌آید. در فشار های کمتر از فشار نقطه اشباع، حجم گاز به حجم نفت باقیمانده با کم کردن میزان گاز خروجی تا فشار مورد نظر از کل گاز خروجی و تقسیم عدد حاصل به حجم نفت باقیمانده بدست می آید. در شکل های زیر نمودارهای رگرسیون شده نشان داده شده است. نمودار های رگرسیون شده به وسیله ی تست انبساط ترکیب ثابت و آزاد سازی جزئی انجام شده است.



شکل ۱ - دیاگرام فازی سیال مخزن در نرم افزار



شکل ۲ - نمودار های رگرسیون شده

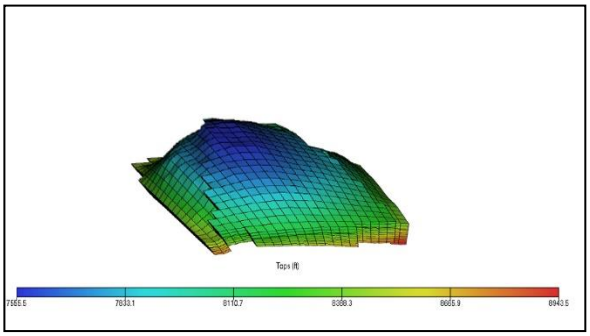


شکل ۳ – نمودار رگرسیون شده حجم نسبی

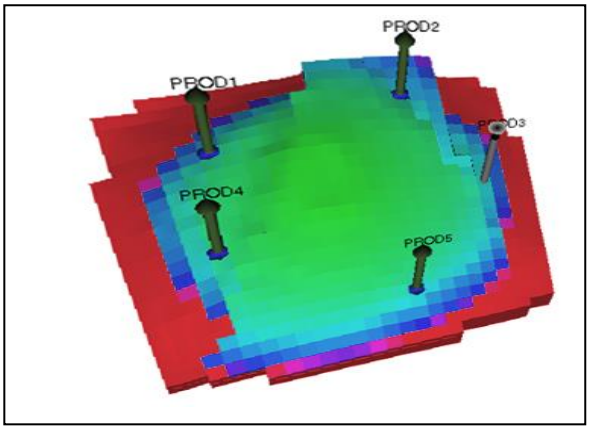
همچنین در شکل ۳ رگرسیون شده مدل سیال برای حجم نسبی نشان داده شده است. پس از رگرسیون کردن و مدلسازی سیال مخزن، از سیال مخزن برای استفاده در شبیه ساز اکلیپس خروجی گرفته شده است.بطور کلی هدف از رگرسیون معادله حالت به وسیله ی داده آزمایشگاهی تنظیم متغیرهای معادله حالت برای شبیه سازی بهتر سیال مخزن،برای همان مخزن مورد استفاده در شبیه سازی می باشد.

مدل شبیه سازی مخزن

تصویر مدل مخزن مورد مطالعه در شکل ۴ نشان داده شده است. کمترین فاصله ازسطح زمین تا لایه اول مخزن برابر۷۵۵۵ فوت بوده و در عمیق ترین بخش مخزن ۸۹۴۳ فوتی زیر زمین می باشد. مدل مخزن شامل ۵ چاه تولیدی می باشد که در بخش بالایی مخزن تکمیل شده اند. آرایش و موقعیت چاه ها در مدل مخزن در شکل ۵ نشان داده شده است.



شکل ۴– شماتیک مدل مخزن



شکل۵- موقعیت و شماتیک چاه های مدل مخزن

مدل مورد استفاده سیال مخزن، مدل نفت سیاه می باشد که سه فاز آب-گاز و نفت برای آن تعریف شده است که مخزن تحت اشباع بوده و مقداری گاز در نفت حل شده است. دانسیته فازهای مختلف سیال مخزن به شرح (جدول۱) می باشد، همچنین تراکم پذیری سنگ مخزن در فشاری مبنای ۴۱۰۰ Psi برابر با ۰,۰۰۰۰۴۸ psi می باشد.

جدول ۱ - دانسیته فازهای درون مدل

Phase	Oil	Water	Gas
Density	52	64	0.044

مدل تخلخل دوگانه برای شبیه سازی مخازن شکافدار استفاده می شود. در این مدل کل فضای خالی مخزن به دو قسمت تخلخل اولیه و تخلخل ثانویه تقسیم می شود، به عبارتی کل حجم مخزن به دو سیستم مختلف تقسیم می گردد. تخلخل اولیه شامل فضاهای خالی موجود در ماتریس که همان تخلخل بین دانه ای است ، می باشد. تخلخل ثانویه شامل شکاف ها ، شیار ها و حفره های بزرگ است.در این نوع مدل چاه همیشه با شکاف ارتباط دارد. معادلات جریان هم برای محیط ماتریس و هم برای محیط شکاف نوشته می شود.این دو معادله به وسیله ی ضریبی که نشان دهنده تقابل بین ماتریس و شکاف می باشد با هم ارتباط دارند. فاکتور تقابل بین ماتریس و شکاف که به شکل و اندازه بلاک ها بستگی دارد می تواند بر اساس مدل های وارن و روت یا مدل کاظمی انتخاب شود. نرم افزار جهت محاسبه شکل مخزن نیاز به اندازه بلوک های شبکه در سه جهت X ، Y و Z دارد. اندازه بلوک های شبکه ماتریس متغیر بوده و بستگی به فاصله بین دو شکاف متوالی و جهت گیری شکاف ها دارد. محیط شکاف دارای حجم ذخیره کمی بوده ، اما نقش اصلی در حرکت سیال در داخل مخزن را دارا می باشد. در مقابل ماتریس دارای حجم ذخیره بالا بوده ولی نقش بسیار کمی در حرکت سیال دارد.بلوک شبکه عبارت است از تقسیم بندی مخزن در هر کدام از جهات X ،Y و Z که به هر کدام از تقسیمات حاصل یک بلوک گفته می شود.مشخصات کلی مدل مخزن از جمله خصوصیات سنگ مخزن و گرید بندی به شرح زیر می باشد.

جدول۲ - مشخصات گرید و سنگ مدل مخزن

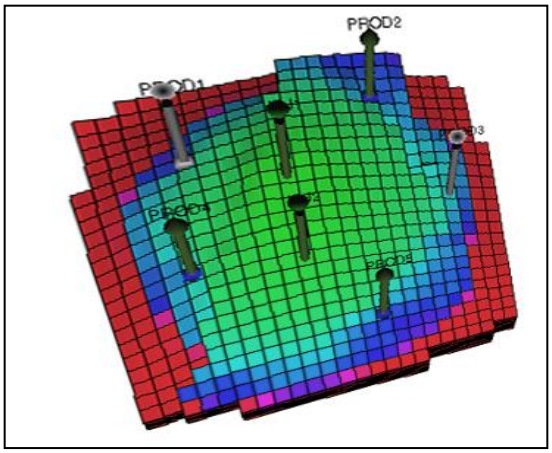
Parameters	Min	Max
Grid size in the direction of the axis X	ft۲۵۸	ft۳۸۹
Grid size in the direction of the axis Y	ft۳۶۵	ft۳۹۷
Grid size in the direction of the axis Z	ft۰/۱	ft۵۴/۵
Average Porosity	%۳	%۲۱
Average Permeability in the direction of the axis X	md ۰/۰۵	532 md
Average Permeability in the direction of the axis Y	0.05 md	532 md
Average Permeability in the direction of the axis Z	0.03 md	14.6 md

فشار اولیه مخزن در عمق مبنای ۸۵۰۰ فوتی برابر ۴۱۰۰ Psi می باشد. سطح تماس آب–نفت۸۴۰۰فوتی قرار دارد. همچنین یک آبران مدل فتکویچ در عمق ۸۴۰۰ فوتی با مخزن در ارتباط می باشد.وجود آبران به عنوان یکی از منابع تأمین کننده انرژی مخزن حائز اهمیت می باشد.آبران می تواند به دو طریق در مدل در نظر گرفته شود، یکی با اضافه کردن بلوک هایی که تنها شامل آب می شود و دیگری از طریق استفاده از مدل های تحلیلی آبران، روش نخست زمانی مفید است که ابعاد آبران کاملاً مشخص باشد و بتوان با تعداد کمی گرید اضافی آبران را وارد مدل کرد. زمانی که مخزن دارای آبران بزرگ و یا نامحدود باشد ، نمی توان از این روش استفاده کرد چون بلوک های اضافی باعث افزایش زمان اجرا می شود. در این حالت روش دوم نسبت به روش اول از کاربرد بیشتری برخوردار است و می توان مقدار آب ورودی به داخل مخزن را محاسبه کرد. مدلهای تحلیلی کارتر–تریسی و فتکویچ دو مدل اصلی آبران هستند که استفاده فراوانی در نرم افزار های شبیه سازی مخزن را دارند. هر دو مدل می توانند آب ورودی به مخزن را با دقت خوبی از لحاظ مهندسی محاسبه کنند.در این قسمت مدل در نظر گرفته شده مدل فتکوویچ می باشد. در این مدل ورود آب از آبران به مخزن همانند ورود نفت از مخزن به چاه فرض می شود. این روش ساده ترین روش حل تحلیلی آبران می باشد و دارای جواب های قابل قبولی است. در این روش نیاز به ورود متغیرهای آبران می باشد و برای هر اندازه ای از آبران بجز آبران نامحدود استفاده می شود. مکانیسم تولید اولیه مخزن رانش آبران می باشد. مشخصات آبران مخزن به شرح زیر است.

جدول ۳ – مشخصات آبران مدل

Parameters	Amount
Water Drive	Fetkovich
Depth (ft)	8400
Volume of Water influx (stb)	$10*10^{8}$
Compressibility of water influx (1/psi)	$10*10^{-4}$
Productivity index of water influx (stb/day/psi)	45

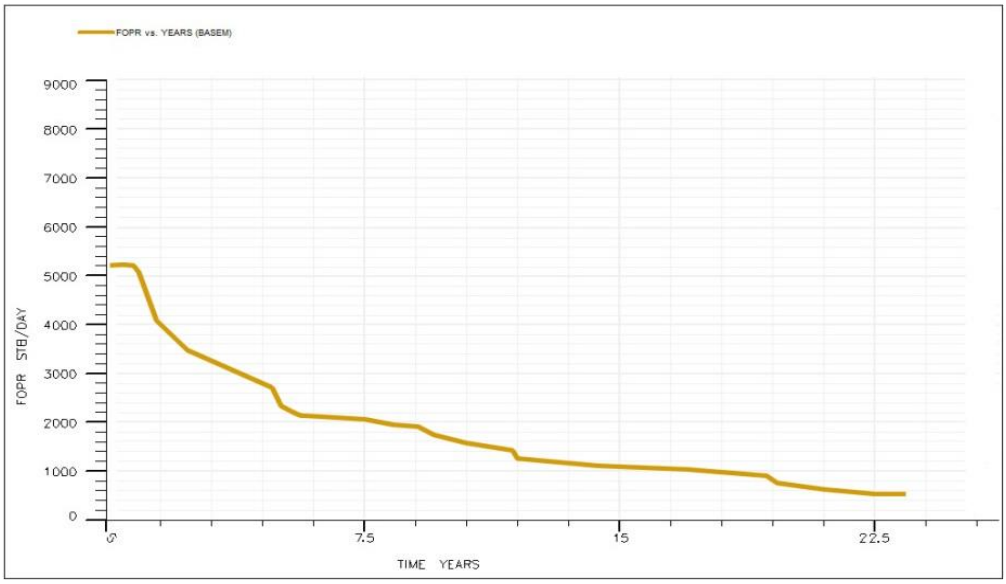
برای تزریق آب دو چاه تزریقی که موقعیت و آرایش آنها در شماتیک شکل زیر نشان داده شده است حفاری گردید. سعی شده است فاصله چاه های تزریقی از چاه تولیدی حفظ گردد تا از میانشکن شدن سریع سیال تزریقی در چاه تولیدی جلوگیری شود. میانشکن شدن سیال تزریقی در چاه تولیدی منجر به کاهش بازده فرآیند جاروبی در مخزن می گردد.



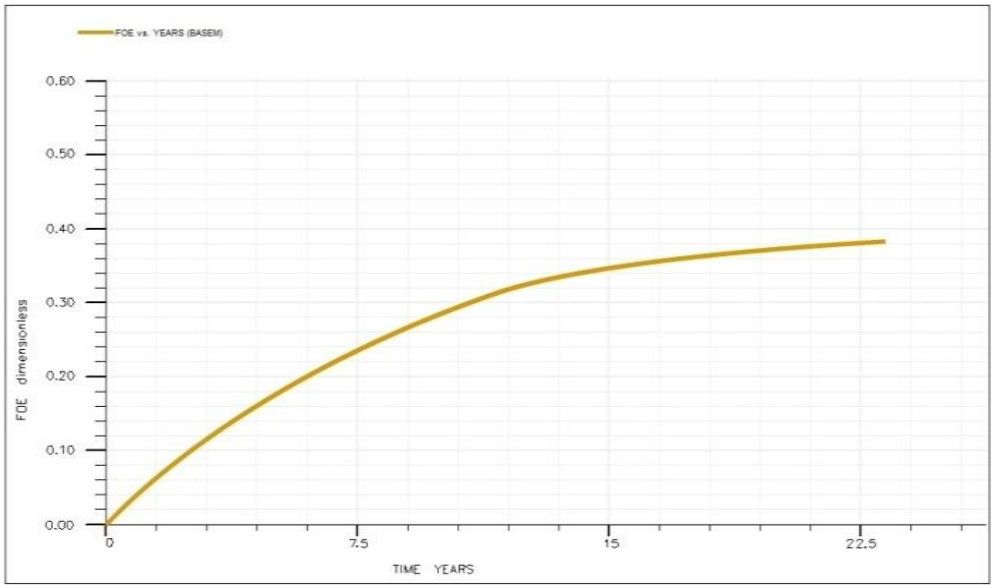
شکل۶ – طرحی از موقعیت چاه های تولیدی و تزریقی

بحث و نتایج

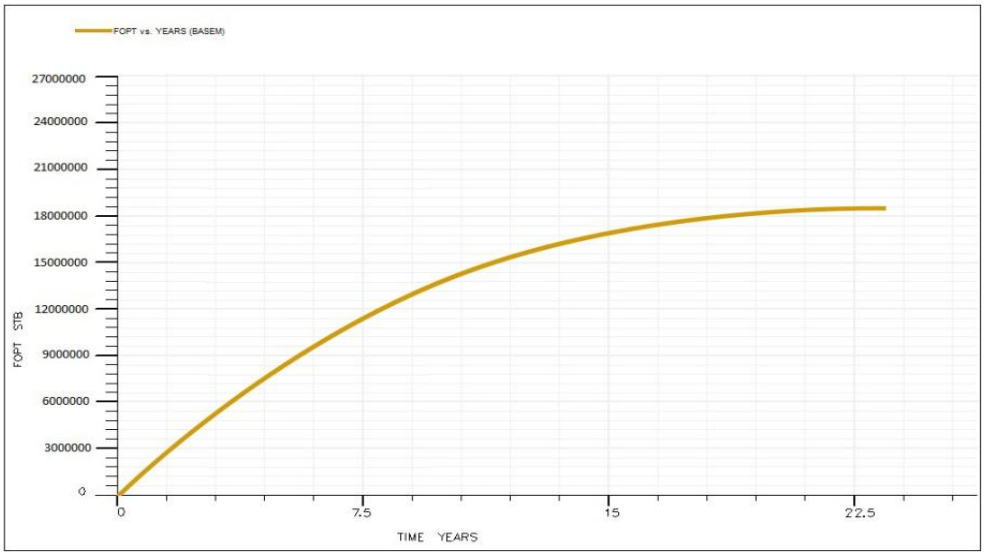
سناریوی تخلیه طبیعی مخزن تحت انرژی طبیعی خود مخزن که به وسیله ی پنج چاه تولیدی حفاری شده بود شبیه سازی گردید. در نمودار شکل زیر نرخ تولید نفت در سناریوی تخلیه طبیعی از ۵۲۰۰ بشکه در روز به ۵۸۰ بشکه در روز رسیده است. ضریب بازیافت نفت در سناریوی تخلیه طبیعی این مخزن برابر۳۸ درصد است. در این مخزن نفتی بعد از گذشت۲۲,۵ سال حجم زیادی از منابع نفتی در مخزن باقی خواهد ماند. تولید تجمعی نفت از مخزن در سناریوی تخلیه طبیعی طبق نمودار ۱ تقریباً برابر۱۸,۵ میلیون بشکه می‌باشد. برش آب تولیدی در نمودار زیر نشان داده شده است که در بیشترین حالت به ۴۵ درصد می رسد.



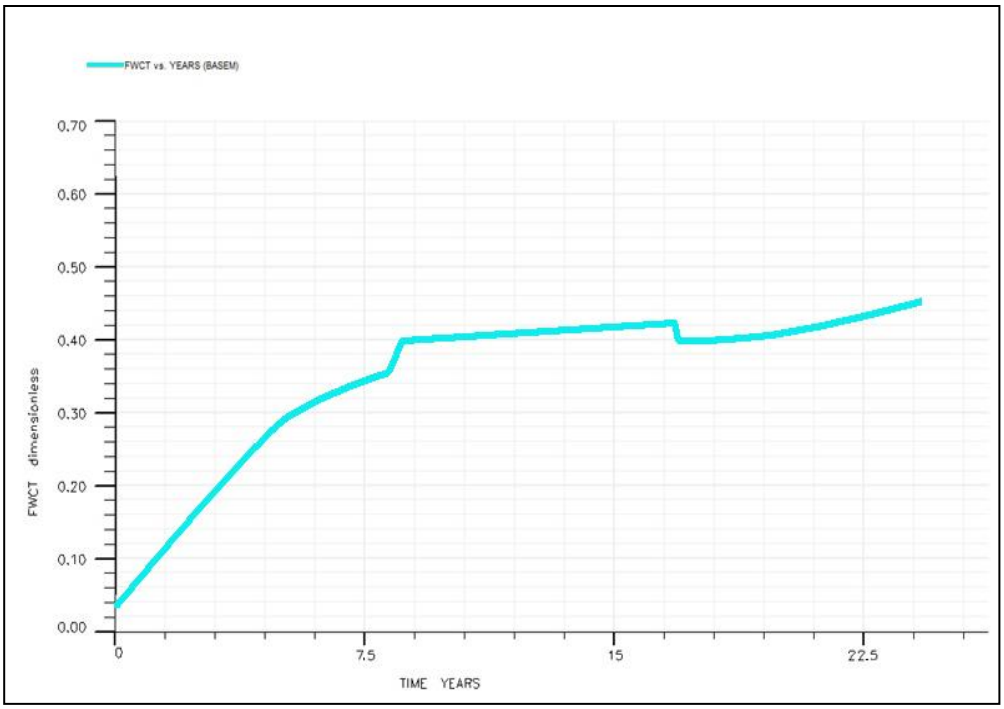
شکل ۷ – نمودار نرخ تولید در سناریوی تخلیه طبیعی



شکل۸ – ضریب بازیافت نفت در سناریوی تخلیه طبیعی



شکل۹ - نمودار تولید تجمعی نفت در سناریوی تخلیه طبیعی



شکل۱۰- برش آب تولیدی طی تخلیه طبیعی

سناریوی تزریق آب با شوری های متفاوت

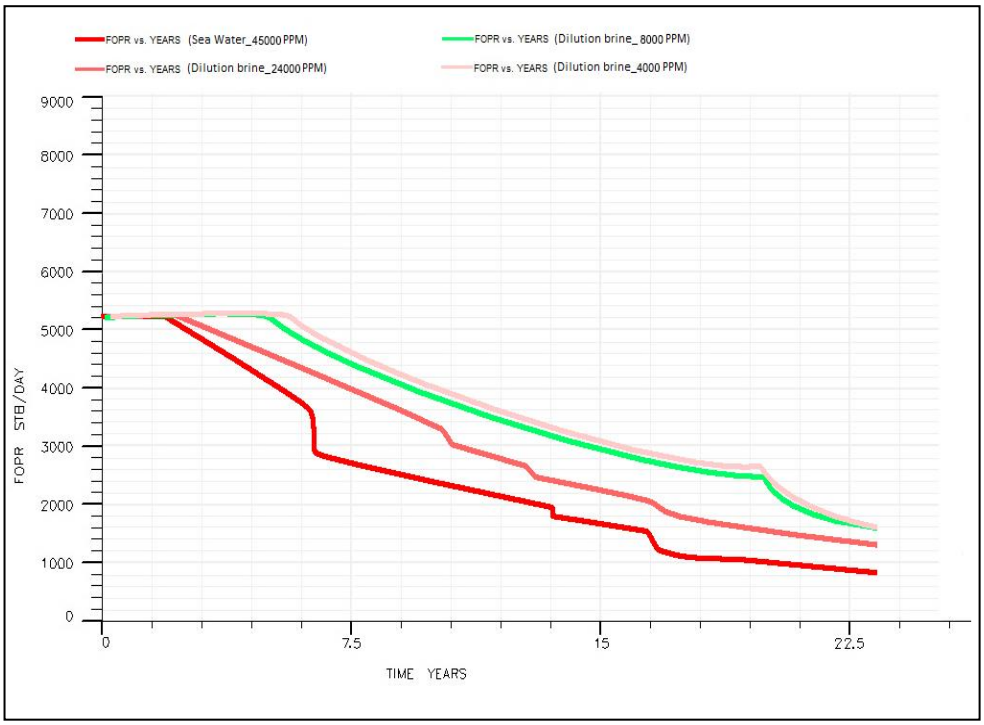
سناریوی تخلیه طبیعی مخزن که به وسیله ی پنج چاه تولیدی حفاری شده است ،مدلسازی گردید ؛بعد از آن به دلیل اینکه درصد زیادی از منابع در مخزن باقی خواهد ماند با ارزیابی تزریق آب با شوری های متفاوت بررسی ادامه یافت. در این سناریو آب با غلظت های PPM ۴۵۰۰۰، ۲۴۰۰۰، ۸۰۰۰ و ۴۰۰۰ در مخزن نفتی تزریق شده است.

بررسی نرخ تولید نفت از مخزن

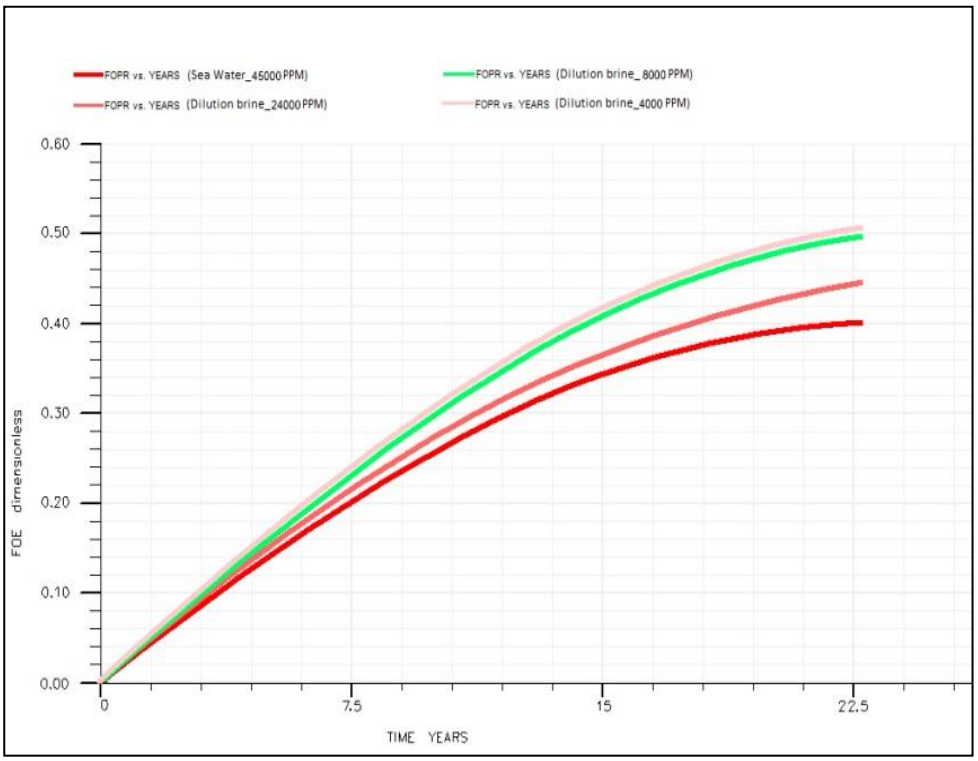
در نمودار شکل ۱۱ نرخ تولید نفت در مقابل زمان برای شوری های آب تزریقی گوناگون نشان داده شده است. برای غلظت تزریقی PPM ۴۵۰۰۰ نرخ تولید نفت به ۸۰۰ بشکه، برای غلظت تزریقی PPM ۲۴۰۰۰ به ۱۳۰۰ بشکه در روز و برای تزریق PPM ۸۰۰۰ به ۱۶۰۰ بشکه در روز و برای تزریق PPM ۴۰۰۰ نرخ تولید به ۱۷۰۰ بشکه در روز رسید. بر اساس شکل ۱۱ استنباط می شود که با تزریق آب در مخزن نرخ تولید نفت افزایش می یابد. با توجه به شکل هرچه شوری آب تزریقی کاهش پیدا کند نرخ تولید نفت از مخزن نفتی افزایش می یابد. مطالعات آزمایشگاهی و تست های میدانی بیانگر این است که تزریق آب نمک رقیق (درجه شوری کم) تا غلظت PPM ۴۰۰۰ زمان اقتصادی بودن تولید از میادینی که تحت سیلابزنی هستند را بالا می برد؛ زیرا تزریق آب نمک رقیق به میدان از نظر عملیاتی شبیه به سیلابزنی آب می باشد و مانند روش های شیمیایی به مواد افزودنی گران نیاز نیست. البته با توجه به شکل دیده می شود که کاهش غلظت شوری آب نیز یک حد بحرانی دارد و با کاستن شوری و عبور از حد بحرانی تأثیر زیادی بر روی تولید نفت ایجاد نمی شود. حد بحرانی در این بخش PPM ۸۰۰۰ مشخص شده است. باتوجه به توضیحاتی که پیشتر داده شده است، آب نمک با دو بخش مثبت و منفی همراه می باشد. اکثر مخازن نفتی نیز به دلیل وجود ترکیباتی (آسفالتین و...) باردار هستند. با تزریق آب نمک باردار به مخزن بارهای مثبت تمایل به جذب بارهای ناهمنام دارند و به همین خاطر یون های با بار منفی آب نمک تمایل به جذب یون های با بار مثبت نفت را دارند. در ادامه در اثر پدیده ی جذب، رسوبی در مخزن ایجاد می شود. این رسوب در دهانه خلل و فرج قرار گرفته و باعث انسداد گلوگاه ها می گردد. به دنبال آن تراوایی نفت کم می شود و نفت کمتری تولید می گردد. لذا اگر بتوانیم شوری آب نمک تزریقی را کمتر کنیم یعنی یون های باردار را کمتر کرده ایم. پس رسوب کمتری در مخزن تشکیل می گردد و در ادامه نفت راحت تر درون مخزن حرکت می کند و تولید نفت نیز بالا می رود.

بررسی ضریب بازیافت نفت

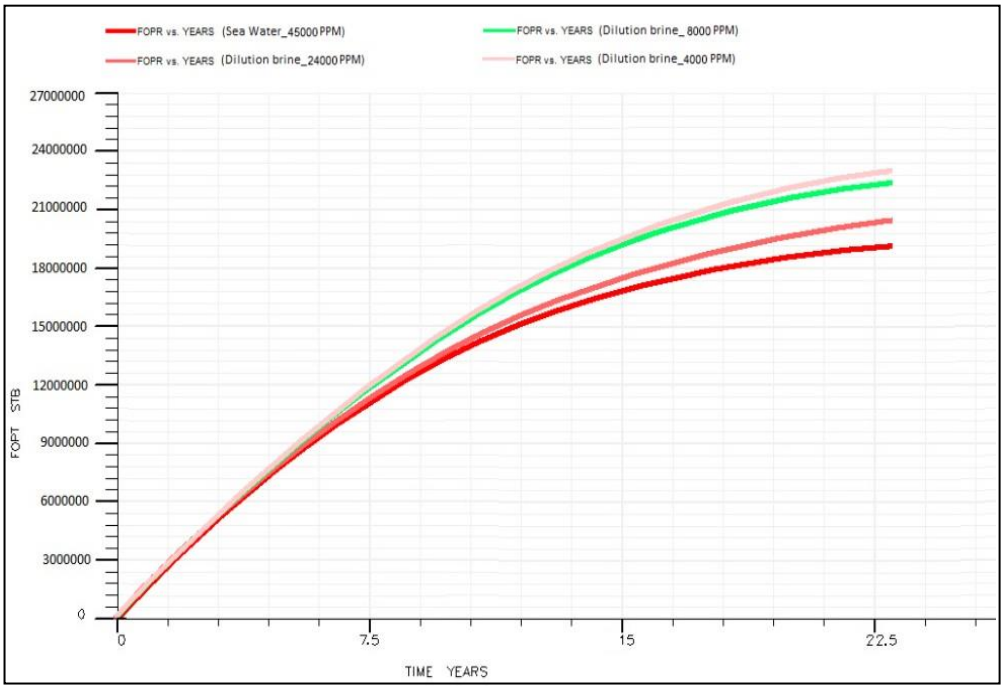
در سناریوی تخلیه طبیعی درصد برداشت نفت از مخزن برابر۳۸ درصد بود. در این مخزن نفتی بعد از گذشت ۲۲,۵سال حجم بسیار زیادی از منابع نفتی در مخزن باقی خواهد ماند. پس به دنبال روشی برای ازدیاد برداشت از مخزن باید باشیم. عموما در کارهای مدلسازی متغیر شوری آب مخزن جدی گرفته نمی شود. پس از کاهش شوری آب تزریقی ؛بازده نفت تولیدی برای تزریق آب نمک رقیق بیشتر از تزریق آب دریا بود. در شوری آب دریا میانگین شوری آب خلیج فارس (در حدود PPM ۴۵۰۰۰) در نظر گرفته شده است که با کاهش شوری به نصف (PPM۲۴۰۰۰)، میزان بازیافت در حدود ۴ درصد افزایش را نشان داد.



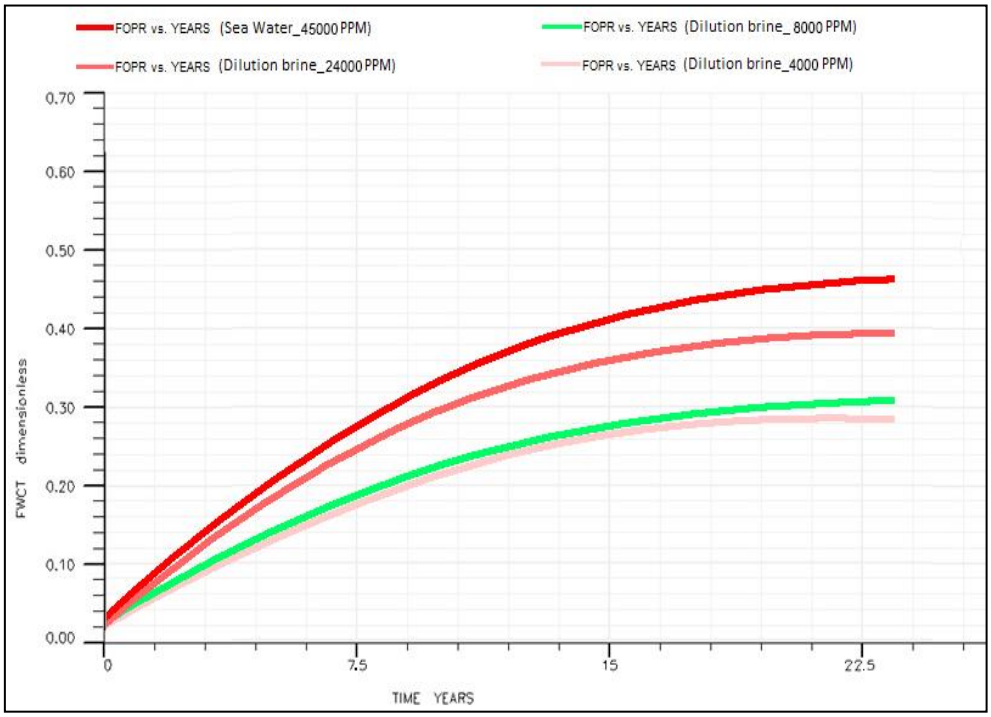
شکل ۱۱- نمودار نرخ تولید در سناریوی تزریق آب با شوری های متفاوت



شکل ۱۲ - ضریب بازیافت نفت در سناریوی تزریق آب با شوری های متفاوت



شکل ۱۳ - نمودار تولید تجمعی نفت در سناریوی تزریق آب با شوری های متفاوت



شکل۱۴- برش آب تولیدی در سناریوی تزریق آب با شوری های متفاوت

باکاهش شوری آب تزریقی به ۸۰۰۰ PPM ، نسبت به حالت قبل ، میزان بازیافت ۶ درصد افزایش یافت. با کاهش شوری آب به ۴۰۰۰PPM افزایش قابل ملاحظه ای نسبت به حالت تزریق آب با ۸۰۰۰ PPM مشاهده نگردید. لذا مقدار بهینه غلظت نمک آب تزریقی به مخزن ۸۰۰۰PPM برآورد شد.

بررسی تولید تجمعی نفت

هرچه تولید نفت از مخزن بیشتر شود بالطبع تولید تجمعی نفت نیز افزایش خواهد یافت. با توجه به شکل ۱۳ تولید تجمعی نفت از مخزن در بهینه ترین شرایط یعنی تزریق آب با شوری کم و با غلظت ۸۰۰۰۰PPM، ۲۲,۵ میلیون بشکه می باشد. البته با توجه به شکل ۱۳ با کاهش در میزان شوری آب، تولید تجمعی نیز افزایش می یابد.

بررسی برش آب تولیدی

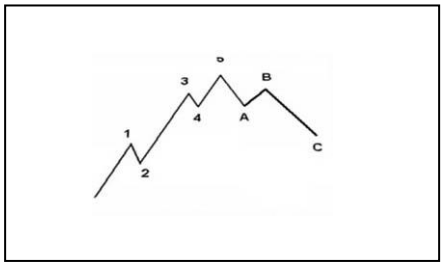
با توجه به شکل ۱۴ با کاهش در شوری آب میزان آب تولیدی کم می شود. این به این معنی است که با تزریق آب در مخزن و کاهش تولید آب ،نفت بیشتری استخراج می شود.از طرفی تزریق با شوری کمتر تولید آب را در چاه های تولیدی کاهش می دهد که این عامل نیز از لحاظ اقتصادی بسیار قابل توجه است. با توجه به این که ابتدا مخازن نفتی سرشار از آب بوده اند و در ابتدا خاصیت آب دوستی از خود نشان می دادند و در پی مهاجرت نفت از سنگ منشأ به سنگ مخزن و ماندن نفت در سالیان متوالی در سنگ مخزن ، با رسوب ترکیبات نفتی بر روی سنگ، مخزن با تغییر در ترشوندگی همراه شده است؛ لذا اگر با تزریق آب بتوانیم ترکیبات نفتی را از روی سطح سنگ جابجا کنیم یعنی توانسته ایم ماهیت سنگ مخزن را از نفت دوستی به آب دوستی تغییر دهیم و این امر کمک شایانی در استخراج بیشتر نفت می‌کند چون با تغییر ترشوندگی به سمت آب دوستی، آب در حفرات ریز انباشت می کند و به تله می افتد و به دنبال آن تولید نفت افزایش می یابد. تغییر تر شوندگی سنگ مخزن از نفت-تری به آب- تری سبب می شود که آب تزریقی به دلیل از بین رفتن سد موئینگی، توانایی مکش خود به خودی به درون ماتریس و تخلیه نفت را بدست آورد. در این شرایط ، علاوه بر این که نیروی موئینگی عاملی مقاوم در مقابل نفوذ آب به ماتریس سنگ نیست ، بلکه خود به علت تغییر ترشوندگی سنگ، به عنوان نیروی کمکی عمل می کند و باعث خروج نفت می شود. لذا می‌توان نتیجه گرفت که کاهش تولید آب به دلیل تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به حالت آب دوستی است.

تئوری موجی الیوت

نظریه امواج الیوت را رالف نلسون الیوتدر نیمه نخست قرن بیستم ارائه کرد. این نظریه رفتار روند را در قالب چند الگوی مجزای قابل شناسایی و تکرار شونده بررسی می‌کند.

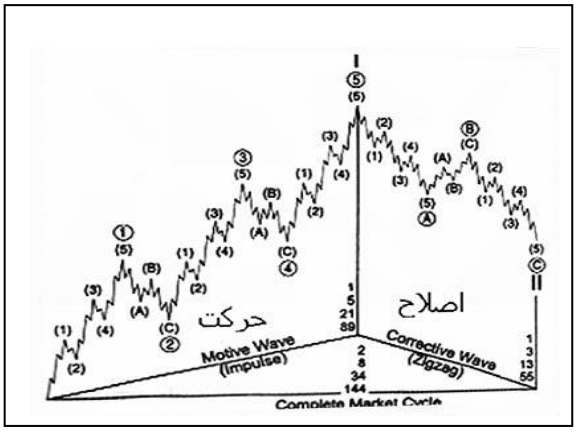
در دهه ۴۰ و ۵۰ در حالی که همه تحلیلگران بر این اعتقاد بودند که شاخص داوجونزبه هیچ وجه توان شکستن سقفی را که در سال ۱۹۲۹ تشکیل داده بود ندارد، الیوت به کمک نبوغ بالایی که داشت شرکت‌ها و صنایع مرتبط با شاخص داوجونز را بررسی و اعلام کرد که بازار حرکت‌ها و موج‌های شدید افزایشی را در پیش‌رو دارد. اکنون شاهدیم که نه تنها آن پیش‌بینی آقای الیوت

بلکه اکثر حوادث و حرکت‌هایی که او از قبل هشدار داده بود، به وقوع پیوست.سال‌ها قبل از آقای الیوت، آقای داوجونز که امروز یکی از مهم‌ترین شاخص‌های بازار آمریکا را با نام ایشان می‌شناسند، نظریه‌ای بسیار مهم که امروز از بدیهیات حرکت بازار به شمار می‌رود مطرح کرد.مهم‌ترین بخش نظریه داو می‌گوید: حرکت بازار از نقطه الف به نقطه ب هیچ گاه به صورت مستقیم نخواهد بود. همیشه حرکت بازار به صورت موجی بوده و در صورتی که بازار بخواهد از نقطه‌ای به نقطه دیگر حرکت کند، این حرکت به صورت موج‌های بلند هم جهت روند و موج‌های کوتاه‌تر خلاف جهت روند خواهد بود. نظریه الیوت در حقیقت تحلیل داو از موج‌های حرکتی را کامل کرد. از نظر آقای الیوت موج‌ها دو دسته هستند. موج‌های جنبشی (هم جهت روند) و موج‌های اصلاحی (خلاف جهت روند)موج‌های جنبشی ساختار پنج تایی و موج‌های اصلاحی ساختار سه تایی دارند. به این معنی که حرکت بازار همیشه از پنج موج به هم پیوسته هم جهت روند که آنها را از عدد ۱ تا ۵ شماره‌گذاری می‌کنیم و سه موج به هم پیوسته خلاف جهت روند که از a تا c نام‌گذاری می‌شوند، تشکیل شده است.

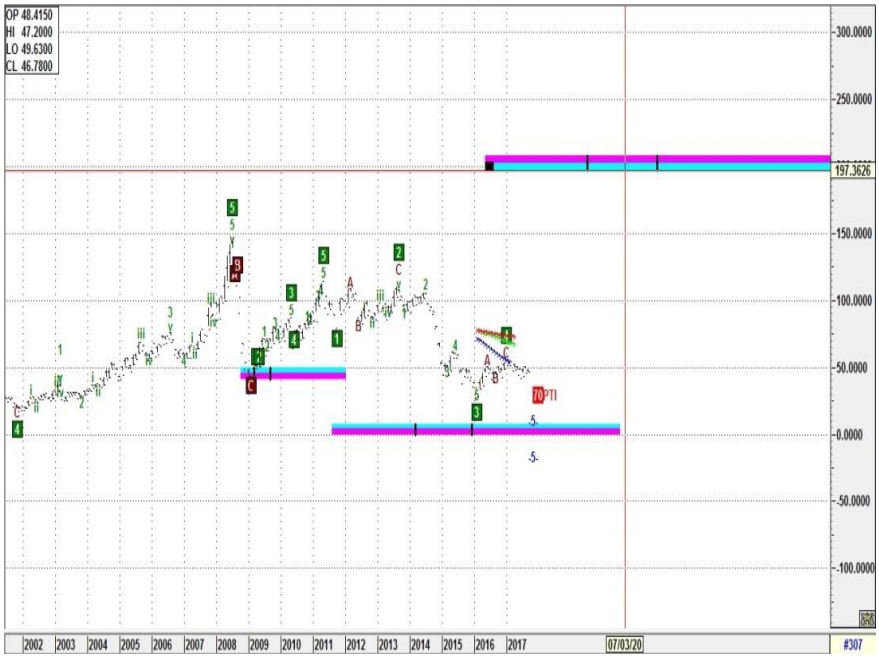


شکل ۱۵ - یک چرخه کامل از هشت موج ایجاد شده الیوتی

همان‌طور که در شکل مشخص است یک چرخه (سیکل) کامل از هشت موج تشکیل شده است. در موج‌های جنبشی موج‌های ۱، ۳و ۵ (هم جهت روند) موج‌های بلندتر و قوی‌تر و موج‌های ۲ و ۴ (خلاف جهت روند) کوتاه‌تر و از قدرت کمتری برخوردارند. به همین ترتیب در سه موج اصلاحی موجa و c موج‌های بلندتر و موج b موج کوتاه‌تر و ضعیف‌تر خواهد بود. اگر زاویه دید خود را تغییر دهیم متوجه می‌شویم که موج‌های کوچک‌تر نظیر موج ۱ و ۲ نیز از نظریه الیوت تبعیت کرده و به تنهایی یک سیکل حرکتی هشت تایی را تشکیل می‌دهند؛ یعنی خود موج ۱ از پنج ریز موج و موج ۲ از سه ریز موج تشکیل شده است.از دید دیگر، پنج موج جنبشی اولیه ما می‌توانند یک موج ۱ از یک سیکل بزرگ‌تر باشند. پس با توجه به تئوری الیوت تمامی حرکت‌های کوچک و بزرگ بازار مانند شکل زیر از موج‌های حرکتی ۵ تایی و ۳ تایی تشکیل شده است. در نمودار (شکل ۱۷) نوسانات قیمت جهانی نفت به دلار را از سال ۲۰۰۲ مشاهده می کنید.ما توانستیم قیمت نفت را از امروز تا سال ۲۰۲۰ پیش بینی کنیم.نمودار نشان می دهد که قیمت نفت در اواخر زمستان ۲۰۱۸ به حدود ۱۰ دلار هم خواهد رسید در حالیکه در سال ۲۰۲۰ قیمت نفت به بشکه ای ۲۰۰ دلار هم می رسد.این تحلیل با استفاده از نرم افزار Advanced Get و موج شماری الیوتی و ابزاری تحت عنوان MOB که به وسیله ی شرکت Esignal ساخته شده است صورت گرفت.



شکل ۱۶ - زیرموج های تشکیل شده در حرکات جنبشی و اصلاحی امواج الیوت



شکل ۱۷ – نمودار جهانی نفت

در مقابل حجم نفت تولیدی در مدت این سه سال برآورد شد و درآمد حاصل از فروش نفت در حالت تخلیه طبیعی و تزریق شوری کم (8000 ppm) بدست آمد.در حالت تخلیه ی طبیعی درآمد پروژه ناشی از فروش نفت خام برای مدت این سه سال چیزی حدود ۲۸۳,۵ میلیون دلار برآورد شد،این درحالیست که درآمد حاصل از فروش نفت خام برای همین مدت زمان اما در حالت تزریق آب با شوری 8000 ppm چیزی حدود ۴۰۹,۵ میلیون دلار بود که نشان از صرفه ی اقتصادی طرح دارد.

نتیجه‌گیری

در این مقاله مدلسازی صحیح مکانیسم تغییر ترشوندگی در فرآیند تزریق آب با شوری کم با استفاده از شبیه ساز اکلیپسبررسی شد. در نهایت نتایج زیر از نمودارها بدست آمده است:

– در مدل سازی های انجام شده ؛تزریق آب نمک رقیق تولید نفت از مخزن را ۶–۱۰ درصد بیشتر از تولید نفت در حالت تزریق آب با شوری بالا ، گزارش می کند.

– در شرایط تزریق آب، ضریب بازیافت نفت در حالت آب با شوری بالا حدود ۱۱,۵ درصد بالاتر از حالت تخلیه طبیعی مخزن نشان داده شده است.

– نرخ تولید نفت از مخزن با توجه به کاهش در شوری آب تزریقی بیشتر شده است.

– درصورتی که شوری آب تزریقی را پایین آوریم، آب کمتری تولید می شود.

منابع

-**Austad, T., Strand, S., Madland, M.,V., Puntervold, T., and Korsnes, R.I., (2008)**, "Seawater in Chalk:An EOR and Compaction Fluid", SPE-118431-PA 2008, SPEResEval&Eng pp 648–654.

ChuckKossack,SchlumbergerAdvisor,Denver.Colorado, (2012), "ECLIPSE Black Oil Simulator – Advanced Options:Low Salinity Water Flooding", Schlumberger Private.

-**Fattahi, A.,Universiti Teknologi Malaysia, (November 2014)**, "low salinity waterflooding in sandstone – a review", International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering.

-**Geoffrey Thyne, SPE, PubuduGamage,(2011)** ," Evaluation Of The Effect Of Low Salinity Waterflooding For 26 Fields In Wyoming", SPE 147410-MS, Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.

-**Hiorth, A., Cathles, L., and Madland, M., (2010)** , "The Impact of Pore Water Chemistry on Carbonate Surface Charge and Oil Wettability", Transport Porous Media pp 1–21.

-**Jadhunandan, P.P.,(1990)** , "Effects of Brine Composition, Crude Oil and Aging Conditions on Wettability and Oil Recovery", PhD dissertation, New Mexico Institute of Mining and Technology, Socorro, New Mexico.

-**K. Skrettingland, Statoil; T. Holt, SPE, Sintef Petroleum Research; and M.T. Tweheyo ,(2011)** ," Snorre Low Salinity Water Injection Coreflooding Experiments and Single-Well Field Pilot", Volume 14.

-**RezaeiDoust, A., Puntervold, T., Strand, S., and Austad, T., (2009)** ," Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms", Energy Fuels pp 4479–4485.

-**Ruidiaz, E.M., Winter, A.,Trevisan, O.V., (2017),** "Oil recovery and wettability alteration in carbonates due to carbonate water injection",Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.

-**Zhang, P., Tweheyo, M.T., and Austad, T. ,(2007),** "Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca*P*2+*P*, Mg*P*2+*P* and SO*R*4*RP*2-*P*. Colloids Surf", pp 199–208.

Exploring the possibility ofaccurately model in wettability alteration mechanism for LSW process via Eclipse simulator

Mohsen Najafi[1], Seyed Jamal Sheykh Zakariyaee[2], Naser Akhlaghi Olghi[3]

1-,Islamic Azad University,Omidiyeh Branch, Petroleum Engineering Depatrtment , Omidiyeh,

2- Petroleum Engineering Depatrtment ,Islamic Azad University,Science And Research Branch,Oil and Gas Faculty

3- Petroleum Engineering Depatrtment Islamic Azad University,Omidiyeh Branch,

Abstract:

In this paper, the proper modeling of the wettability modification mechanism in the process of water injection with low salinity was investigated using the eclyps simulator. Most reservoirs are in their late stages of production, and still a high percentage of oil is available in reservoirs; hence the need to find a way to increase oil production from these reservoirs is more and more felt. Hence, the methods of harvesting should be used. One of the ways of treating withdrawal can be low intake of water with salinity. In this project, the method of water injection with low salinity is investigated with the aim of increasing the recycling of oil. To achieve this goal, the Ellips simulator is used. The heavy oil fluid model is modeled for oil reservoir; then water injection is simulated with different salinity (low salinity). Salines are considered to be high salinity with a concentration of 45000 PPM and low salinity, with concentrations of 24000 PPM, 8000, respectively. Water injection with different salinity increases the recovery rate of oil. The results show that water injection with salinity of PPM is 8000, with an oil recovery rate of 38% to 50%.

Keywords: low salinity, oil extraction, eclypes, simulation, water injection,