

چالش‌های مطالعه ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار با کلاهک گازی حجیم اولیه و ارائه راهکارها با رویکرد غربالگری پیشرفته

محمد پروازدوانی، شیما ابراهیم زاده، شهاب گرامی*

پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

sgerami@gmail.com

چکیده

یکی از مشکلات جاری مخازن شکافدار خصوصاً با کلاهک گازی حجیم، تولید نفت با نسبت گاز به نفت بالا و محبوس بودن نفت در ماتریس می‌باشد. عدم درک صحیح از شبکه توزیع شکاف و اثرگذاری آن می‌تواند منجر به چالش‌های زیادی در عملکرد روش‌های ازدیاد برداشت این دسته مخازن گردد.

در این مطالعه بر آن شدیم تا با تقسیم بندی مخازن شکافدار به دو بخش آبروفته^۱ و گاز روفته^۲، به بررسی اثر هندسه شبکه شکاف بر عملکرد روش‌های ازدیاد برداشتی و تعیین میزان بهینه نفت باقی مانده در ماتریس بپردازیم. بر این اساس در ابتدا انجام غربالگری اولیه روش‌های ناکارآمد آب و گاز پایه حذف گردیدند و در ادامه بر اساس مدل‌سازی مفهومی به بررسی پارامترهای تاثیرگذار در شبیه سازی روش‌های ازدیاد برداشت پرداخته شد. همچنین از الگوریتم نوین تصمیم‌گیری چند معیاری فازی برای انتخاب مناطق پایلوت ازدیاد برداشتی استفاده گردید. سپس بر اساس نتایج مدل‌سازی مفهومی، به شبیه‌سازی سناریوهای ازدیاد برداشت آب و گاز پایه در هر یک از پایلوت‌های منتخب با رویکرد غربالگری پیشرفته و انتخاب روش بهینه اهتمام ورزیده شد.

بر اساس نتایج بدست آمده، یکی از چالش‌های مهم تعیین مدل سیال ترکیبی معتبر برای هر دو ناحیه نزدیک سطح تماس گاز/نفت و عمق مبنای نفتی می‌باشد تا بتوان گرادیان تغییرات فشار اشباع سیال نفتی را در گستره عمقی مخزن تعیین کرد. این چالش توسط روش مدل‌سازی سیال دوگانه حل گردید. چالش مهم دیگر نحوه تلفیق داده‌های استاتیکی جهت تعیین منطقه پایلوت بر اساس داده‌های تولیدی و عملیاتی می‌باشد که با استفاده از الگوریتم نوین تصمیم‌گیری چند معیاری فازی مرتفع گردید. نتایج مدل‌سازی مفهومی می‌بیان می‌دارد که تزریق دی اکسید کربن روش برتر فنی می‌باشد. در حالیکه نتایج مدل پایلوت میدانی روش نیتروژن را بدلیل فعال‌سازی هرچه بیشتر مکانیسم ریزش ثقلی و نیز هزینه کمتر روش برتر فنی-اقتصادی عنوان می‌نماید. همچنین روش تزریق آب کم شور با نسبت رقت ۱۰۰ برابر روش بهینه تزریق آب پایه معرفی گردیده است. با توجه به نتایج مدل‌سازی میدانی می‌ن در مخزن مورد مطالعه با رانش گازی کلاهک حجیم، تنها در بخش‌های با توسعه شکاف کمتر می‌توان توقع افزایش برداشت

¹ Water invaded zone (WIZ)

² Gas Invaded Zone (GIZ)

بالای روش های آب پایه و گاز پایه را داشت و سایر مناطق می توانند کاندیدای روش های ارتقا برداشتی از جمله تعمیرات چاه در اثر نسبت گاز به نفت بالا باشند.

واژگان کلیدی

ازدیاد برداشت پایه آبی و گازی، مخازن کربناته شکافدار، کلاهدک گازی حجیم، چالش و راهکار، آب کم شور، تزریق نیتروژن، پایلوت میدانی

مقدمه:

با وجود پژوهش های متعدد در زمینه ازدیاد برداشت متاسفانه مقدار کمی از تولید مخازن شکافدار کربناته مربوط به اعمال روش های ازدیاد برداشت آب و یا گاز پایه می باشد [۱ و ۲]. همچنین با وجود اعمال روش های بهبود تولید از قبیل حفاری چاه های افقی و یا شکاف هیدرولیکی چند مرحله ای همچنان ضریب بازیافت مخازن شکافدار پایین و در بازه ۱۰ الی ۵ درصدی می باشد [۳]. روش های بسیاری جهت افزایش برداشت در این مخازن مورد بحث و بررسی قرار گرفته اند ولی تعداد کمی از آنها وارد فاز عملیات میدانی شده اند. تشخیص و یافتن کاربردی ترین روش ازدیاد برداشت با توجه به ویژگی های خاص این دسته از مخازن بسیار مهم است. ماتریس بسیار فشرده و هدایت پذیری بالای شکاف های طبیعی دو پارامتر اساسی این مخازن می باشند که می توانند سبب بروز مشکلاتی در اعمال روش های ازدیاد برداشت شوند. نحوه توزیع شبکه شکاف نیز به پیچیدگی اثرگذاری روش های ازدیاد برداشت می افزاید. این مخازن بر اساس پژوهش های نلسون^۳ به چهار دسته تقسیم می شوند [۴]. مخازن دسته دوم که دارای ماتریس با تراوایی پایین هستند، معمولاً در سنگ های شکننده مانند دولومیت و سنگ آهک که در مخازن ایران مرسوم هستند دیده می شوند. در این دسته مخازن شکاف عمده مجرای تولید بوده و شناسایی مکانیسم های جریان سیال از طریق شکاف اهمیت بسیار بالایی دارد [۵]. در سال های اخیر مطالعات گسترده ای جهت بررسی روش های ازدیاد برداشت در مخازن فشرده انجام شده است [۶]. این مطالعات شامل آزمایش های تجربی، شبیه سازی و آزمایش های پایلوت می باشند. همچنین مکانیسم های گوناگونی برای هر روش در آزمایشگاه یا مطالعات شبیه سازی گزارش شده است. با وجود برتری و قابلیت اجرایی بیشتر برای بعضی روش ها نسبت به سایرین، کماکان موانعی وجود دارند که به بررسی بیشتر نیازمند هستند. همچنین بین مطالعات در مقیاس میکرو (آزمایشگاهی) و پژوهش های در مقیاس ماکرو (آزمایش های پایلوت) فاصله عمیقی وجود دارد. انجام مطالعات به منظور ادغام تمامی نتایج حاصل شده از تست های آزمایشگاهی، شبیه سازی و آزمایش های پایلوت برای ایجاد درکی صحیح جهت کاربرد روش مورد نظر در مخازن فشرده با خواص پیچیده ضروری می باشد. یکی دیگر از چالش های عمده در اجرای روش های ازدیاد برداشت این دسته مخازن، انتخاب منطقه پایلوت می باشد. در واقع باید منطقه ای به عنوان پایلوت انتخاب شود که دارای دو ویژگی باشد. ویژگی اول امکان تسری نتایج حاصل از اجرای پایلوت به کل میدان است. به عبارتی دیگر باید از جهت پارامترهای استاتیکی مثل تراوایی و دینامیکی مثل رفتار فشاری ناحیه پایلوت به گونه ای انتخاب شود که رفتاری شبیه کل میدان داشته باشد طوری که بازخورد منطقه پایلوت را بتوان به قسمت عمده ای از میدان نسبت داد و با ریسک پایین روش مذکور را در دیگر نقاط میدان اجرا کرد. ویژگی دوم، ناحیه پایلوت باید در جایی واقع شود که تولید از چاه های خارج از پایلوت اثری روی نتایج پایلوت نداشته باشد به نحوی که بتوان داده های درستی از پایلوت بدست آورد. از طرفی در صورت ایجاد مشکل در اجرای پایلوت مشکلی در سطح وسیع برای دیگر نقاط میدان و تولید آن به وجود نیاید که بدین طریق ریسک اجرای پایلوت و تبعات آن کاهش پیدا خواهد کرد [۷]. یکی دیگر از رویکردهای مخزنی انتخاب منطقه پایلوت، توجه به برخی پارامترهای مهم بر اساس تاریخچه تولید مخزن و تقسیم آن به نواحی مختلف می باشد. بر این اساس نواحی پر تکرار به عنوان نماینده مخزنی انتخاب می گردد [۸، ۹].

³ Nelson

در ازدیاد برداشت پایه آبی هدف اصلی افزایش جاروب حجمی مخزن می باشد که در صورت عدم فعالسازی صحیح مکانیسم های میکروسکوپی امکان گذردهی سریع آب از طریق شکاف و بهره دهی پایین آن وجود دارد. لذا بطور معمول از فرایند تزریق آب به صورت تناوبی که در آن نفوذ آب به منافذ بزرگ سنگ در حین تزریق و آشام در منافذ ریز در دوره بستن چاه و توقف تزریق می باشد، استفاده می گردد. یکی از چالش های اصلی تزریق آب در مخازن فشرده بحث تزریق پذیری می باشد [۱۰]. نتایج کلی شبیه سازی های انجام شده در مخازن فشرده شکافدار نشان می دهد راندمان عملیات تزریق آب در تولید نفت پایین تر از تزریق گاز می باشد [۱۱]. با این حال در اغلب مطالعات انجام شده از برهم کنش سیال تزریقی و سنگ مخزن صرف نظر شده است [۱۲]. نتایج به دست آمده حاکی از افزایش تنها ۲ الی ۳ درصدی ضریب بازیافت در فرایند تزریق آب در هر دو حالت تزریق جریان و تناوبی نسبت به تولید طبیعی مخزن بوده که نشان دهنده پتانسیل محدود استفاده از این روش جهت افزایش برداشت نفت از مخازن فشرده شکافدار با سنگ مخزن نفت دوست (مانند مخازن جنوبی ایران در فروافتادگی دزفول) می باشد. در مقیاس پایلوت نیز نتایج پایلوت میدانی تزریق آب در یک چاه تزریقی آب و چندین چاه تولیدی سازند باکن^۴ شمالی در آمریکا نشان می دهد که در سه ماهه اول، نرخ تزریق آب ۱۷۰۰ بشکه در روز و سپس به دلیل میان شکنی آب در یک چاه تولیدی نزدیک به هزار بشکه در روز کاهش پیدا کرد. چاه تولیدی نزدیک در فاصله ۸۸۰ فوتی قرار داشته که پس از میان شکنی آب در آن، نرخ تولید آب به شدت افزایش یافت. با این حال افزایشی در نرخ تولیدی نفت مشاهده نگردید و در نهایت، تزریق آب با توجه به وقوع میان شکنی آن متوقف گردید [۱۳]. به تازگی مطالعات زیادی بر روی تاثیر سیلاب زنی با آب کم شور جهت بازیافت نفت صورت گرفته است. بر اساس این مطالعات، بیشترین میزان بازیافت نفت با یک درصد بهینه شوری آب تزریقی به میدان حاصل می شود. تغییر ترشوندگی و تنش بین سطحی مهم ترین نقش مثبت استفاده از آب کم شور در ازدیاد برداشت نفت می باشند. با این حال مکانیسم اساسی که باعث تغییر ترشوندگی می شود همچنان در حال بررسی و بحث برانگیز است. انبساط دو لایه ای و تبادل یونی چند جزئی عواملی هستند که با اضافه شدن نمک به آب باعث تغییر ترشوندگی می شوند [۱۴]. روش های پایه آبی شیمیایی نیز به سه دسته اصلی شامل سورفکتانت، پلیمر و آلکالین تقسیم می گردند. در مقایسه با دو روش تزریق پلیمر و آلکالین، تزریق سورفکتانت بیشترین پتانسیل بازیافت نفت از این گونه مخازن را دارد. از آنجا که این گونه مخازن مشخصاً دارای ترشوندگی متوسط تا نفت دوست می باشند، پیوستگی موجود در نوع سنگ این مخازن مانع از حالت تهاجمی فاز آبی در ماتریس و جابه جایی نفت می شود. به همین دلیل توانایی سورفکتانت در تغییر ترشوندگی و افزایش جذب و نفوذ آب منجر به افزایش بازیافت نفت می شود. همچنین، تاکنون مطالعه خاصی درباره کارآمدی تزریق پلیمر و آلکالین در مخازن فشرده صورت نگرفته است. دلیل آن تزریق پذیری پایین و مشکلات ناشی از آن در آزمایش های پایلوت می باشد به طوری که تزریق پلیمر سبب انسداد حفرات بسیار کوچک می شود. یکی از دلایل احتمالی عدم انجام تحقیق در زمینه تزریق آلکالین به مخازن فشرده به عدم سازگاری مناسب بین مواد شیمیایی و پیچیدگی ترکیبات معدنی این مخازن باز می گردد.

پروژه های تزریق گازهای هیدروکربوری هنگام در دسترس بودن گاز گزینه مناسبی جهت ازدیاد برداشت محسوب می شوند. بسته به نوع ترکیب گاز، گازهای هیدروکربنی به گاز سبک/خشک و گاز تر/غنی تقسیم می شود. منبع تامین گاز خشک معمولاً از مخازن گازی دیگر می باشد در حالیکه گاز همراه یا گاز کلاهدک گازی خود میدان معمولاً حاوی گاز غنی می باشد. گاز خشک معمولاً شامل متان و اندک ترکیبات میعانی بوده ولی گاز غنی علاوه بر متان شامل ترکیبات سنگین تر بیشتری از قبیل پروپان، بوتان می باشد. در مقایسه با دی اکسید کربن، گازهای هیدروکربنی جهت تزریق به مخزن قابلیت دسترسی بیشتری دارند.

مکانیسم های اصلی تزریق غیر امتزاجی گاز در مخازن متعارف شامل حفظ فشار مخزن، جابجایی نفت توسط گاز و ریزش ثقلی می باشد.

در فرایند تزریق امتزاجی نیز سه فرایند اصلی امتزاج گاز و نفت به صورت زیر می باشد:

- تبخیر اجزای سبک نفت و ترکیب با گاز (تزریق گاز خشک)،

^۴ Bakken

- میعان اجزای گاز و ترکیب با نفت (تزریق گاز غنی)
- مکانیزم ترکیبی تبخیر/میعان.

تمامی مکانیزم‌های یاد شده تاثیر قابل توجهی در کاهش تنش بین سطحی گاز/نفت داشته که سبب افزایش راندمان جابجایی میکروسکوپی نفت می‌شود. با این حال برای مخازن شکافدار، نتایج بسیاری از مطالعات انجام شده حاکی از تفاوت مکانیزم‌های مربوطه با مخازن غیر شکافدار دارد. در این مخازن عمده گاز تزریقی به سرعت از طریق شکاف‌ها جریان یافته و در نتیجه گاز نمی‌تواند به شکل مؤثری به درون ماتریس سنگ نفوذ کرده و سبب جابجایی نفت و تورم آن گردد. بنابراین مکانیزم غالب حفظ فشار مخزن است. با این حال، نتایج مطالعات نشان می‌دهد که به دلیل وجود منافذ بسیار ریز و در ابعاد نانومتری در این مخازن خواص تزریق‌پذیری گاز بسیار متفاوت از مخازن با تراوایی بالاتر می‌باشد.

در مطالعه‌ای آزمایشگاهی که به منظور مقایسه راندمان تزریق گازهای مختلف دی‌اکسیدکربن، نیتروژن و گاز طبیعی حاوی متان و بوتان بر روی مغزه‌های سازند باکن میانی انجام شد که نتایج نشان داد راندمان گاز دی‌اکسیدکربن در حدود ۹۰ درصد به عنوان تقریباً بیشترین بازافت روش‌های گاز پایه ازدیادبرداشت بوده است. در مطالعه‌ی دیگر از گاز دی‌اکسیدکربن برای بررسی پتانسیل ازدیاد برداشت و پارامترهای روش هاف/ پاف روی سه نمونه مغزه از میداین برنت^۵، ایگل فورد^۶ و مارکوس استفاده شد [۱۵]. نتایج نشان داد که ضریب بازافت با افزایش فشار از ۱۰۰۰ به ۳۰۰۰ پام که فشاری نزدیک به فشار شرایط شبه امتزاجی است به طور چشمگیری افزایش یافت. همچنین، با افزایش زمان ماند، بازافت نفت به میزان بسیار قابل توجهی افزایش داشته است. مقدار تولید با افزایش تعداد سیکل‌های تزریق نیز افزایش داشت گرچه میزان آن برای سنگ‌های مورد آزمایش متفاوت از یکدیگر بود. در مجموع تزریق دی‌اکسیدکربن روشی مناسب در مقیاس آزمایشگاه همراه با نتایج امیدوار کننده برای تولید از مخازن فشرده شکافدار ارزیابی شد.

در مقیاس میدانی نیز، پروژه تزریق گاز هیدروکربوری به سازند باکن، ساسکاچوان^۷-کانادا از طریق یک چاه افقی مرکزی (در راستای شرقی-غربی میدان) و ۹ چاه افقی تولیدی در اطراف آن و عمود بر قسمت افقی چاه تزریقی (در جهت شمالی-جنوبی میدان) انجام گردید. این پروژه پایلوت در منطقه‌ای با وسعت تقریبی ۱۲۸۰ acre انجام شده است. در چاه‌های مورد استفاده، در مرحله قبل شکاف هیدرولیکی چند مرحله‌ای انجام شده است. فاصله چاه تزریقی تا شکاف‌های مصنوعی ایجاد شده در هر یک از چاه‌های تولیدی تقریباً برابر بوده است. میزان تخلخل و تراوایی سنگ در منطقه مورد آزمایش به ترتیب ۱۰-۹ درصد و ۰/۱-۰/۱ میلی‌داریسی بوده که تا حدود زیادی مشابه با خواص سنگ مخازن جنوبی ایران و نیز در این مطالعه می‌باشد. نتایج نشان می‌دهد که نه تنها نسبت به عملیات سیلاب‌زنی با آب، فرایند تزریق گاز نیاز به سرمایه‌گذاری کمتری داشته و ریسک آسیب به سازند توسط سیال تزریقی نیز تقریباً وجود ندارد، بلکه میزان بازافت حاصله نیز قابل توجه بوده است [۱۶].

تزریق نیتروژن با هدف اثرگذاری تثبیت و تقویت فشار اولیه مخازن همواره به عنوان یک گزینه اقتصادی مطرح بوده است [۱۷]. پیشینه تزریق نیتروژن در مخازن فشرده شکافدار در میانه سال ۱۹۶۰ در میدان دونیان^۸ برمی‌گردد. این روند با ادامه اجرای فرایندهای ازدیادبرداشت پایه گازی در دهه ۷۰ الی ۸۰ میلادی اوج گرفت. مطلب مهم دیگر روند افزایشی اجرای موفقیت آمیز طرح‌های تزریق نیتروژن در مقایسه با تزریق گازهای هیدروکربوری می‌باشد. تزریق نیتروژن به صورت‌های گوناگون تزریق پیوسته تا تزریق متناوب آب و گاز در حال انجام بوده است [۱۸]. یکی از مزایای مهم تزریق نیتروژن امکان کاهش اجزا سبک نفت و در نتیجه افزایش دانسیته نفت می‌باشد. این مسئله منجر به افزایش تفاوت دانسیته نفت و گاز و فعال تر شدن مکانسم جدایش ثقلی خواهد شد. از فواید کاربرد نیتروژن جهت ازدیاد برداشت می‌توان به هزینه پایین، فرایند ساده تولید و غیر خورنده بودن آن اشاره نمود. همچنین دسترسی به آن برای استفاده در یک میدان نفتی در مقایسه با دی‌اکسیدکربن آسان تر می‌باشد.

⁵ Brent

⁶ Egel Ford

⁷ Saskatchewan

⁸ Devonian

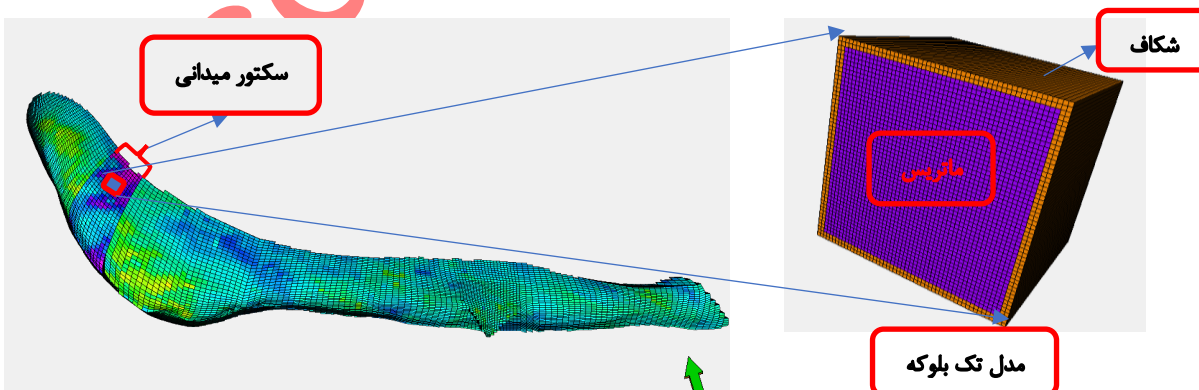
در این مقاله قصد داریم تا اثر بخشی روش‌های ازدیادبرداشت پایه آبی و گازی مناسب را مورد بررسی قرار دهیم. بر این اساس نتایج مکانیسم شناختی مدل تک بلوکه مورد استفاده قرار گرفته است تا بتوان به بررسی دقیق‌تر اثرگذاری روش‌های کاندیدا در مقیاس بلوک میدانی بپردازیم. می‌توانیم در ادامه برای بررسی عملکرد روش‌های کاندیدا در پایلوت‌های میدانی منتخب، از مدل برشی استفاده گردید. برای این موضوع از شبیه‌سازی ترکیبی استفاده شده است تا بتوان غلظت اجزا نفتی و گازی را دنبال و بررسی دقیق‌تر نمود. بر این اساس می‌توان به تشخیص بهتر عملکرد مکانیسم‌های پایه ازدیادبرداشت و سهم هر یک در پایلوت‌های میدانی پرداخت. از جنبه‌های بارز این تحقیق می‌توان به استفاده از داده‌های کمی مدل تک بلوکه در شبیه‌سازی پایلوت میدانی و نیز شبیه‌سازی پایلوت بر اساس مدل ترکیبی سیال در نزدیکی سطح تماس گاز و نفت اولیه با لحاظ نمودن گرادیان تغییرات فشار اشباع اشاره نمود که تا کنون در منابع پیشین اشاره‌ای به آن نشده است.

روش تحقیق و فرضیات:

در این مقاله از شبیه‌ساز اکلپس برای مدل‌سازی جریان سیال استفاده گردیده است که دارای فرضیات ذیل می‌باشد:

- شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت پایه آبی بر اساس مدل نفت سیاه و بدون در نظر گرفتن واکنش‌های ژئوشیمیایی احتمالی می‌باشد که با توجه به نوع آب تزریقی و نیز عدم وجود رس‌های تورمی قابل قبول است.
- شبیه‌سازی روش‌های ازدیادبرداشت پایه گازی بر اساس مدل نفت ترکیبی بوده است و از گرادیان دما برای آغازسازی شبیه‌ساز ترکیبی صرف نظر شده است. این فرض با توجه به نوع مخزن شکافدار با دانسیته شکاف بالا قابل قبول می‌باشد.
- مقادیر پایه هر یک از پارامترهای روش‌های ازدیادبرداشت از مدل مفهومی استخراج گردیده است و در شبیه‌سازی میدانی استفاده شده است.
- با توجه به طولانی بودن پدیده آشام در مخازن شکافدار با ماتریس کم تراوا از منحنی‌های آشام صرف نظر شده است و منحنی‌های تخلیه به عنوان پیشران اصلی شبیه‌سازی جریان سیال حاصل از ازدیادبرداشت در نظر گرفته شده‌اند.

در این مقاله از دو دسته شبیه‌سازی استفاده شده است. دسته اول مدل مفهومی که در آن شبیه‌سازی مفهومی روش‌های ازدیادبرداشت در یک بلوک از مخزن شکافدار در ناحیه آب روفته و گاز روفته انجام شده است. دسته دوم مدل بخشی میدانی است که پارامترهای لازم شبیه‌سازی آن از خروجی مدل مفهومی استخراج شده است. شکل ۱ موقعیت مکانی نسبی هر دو مدل شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. همچنین شکل ۲ مراحل ذکر شده در روش تحقیق را نشان می‌دهد که بر اساس آن تعاریف لازم در ادامه بیان شده است.



شکل ۱. موقعیت نسبی مدل‌های شبیه‌سازی استفاده شده در مطالعه ازدیادبرداشت

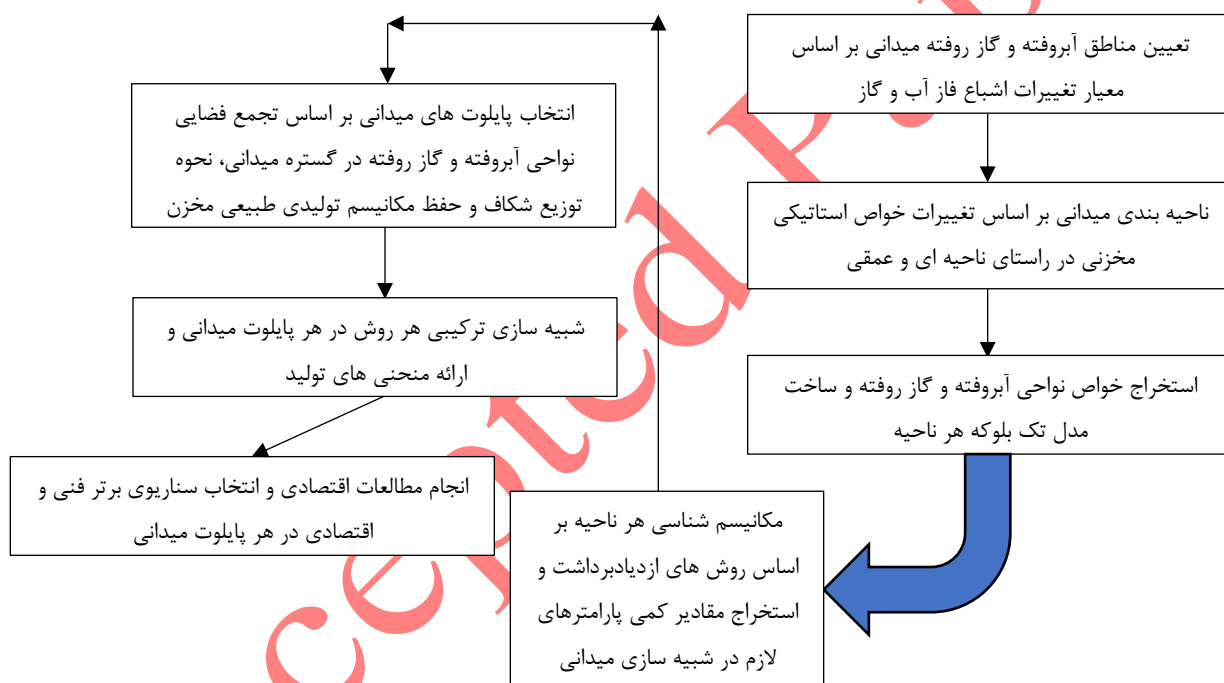
ناحیه بندی مخرنی

برای اعمال مطالعات تک بلوکه مفهومی و پایلوت میدانی لازم است ابتدا نواحی آبروفته و گاز روفته بیان گردد. این نواحی بر اساس تغییرات اشباع آب و گاز و مبتنی بر معیار حد آستانه ۰/۰۱ (رابطه ۱ و ۲) تعریف می گردد.

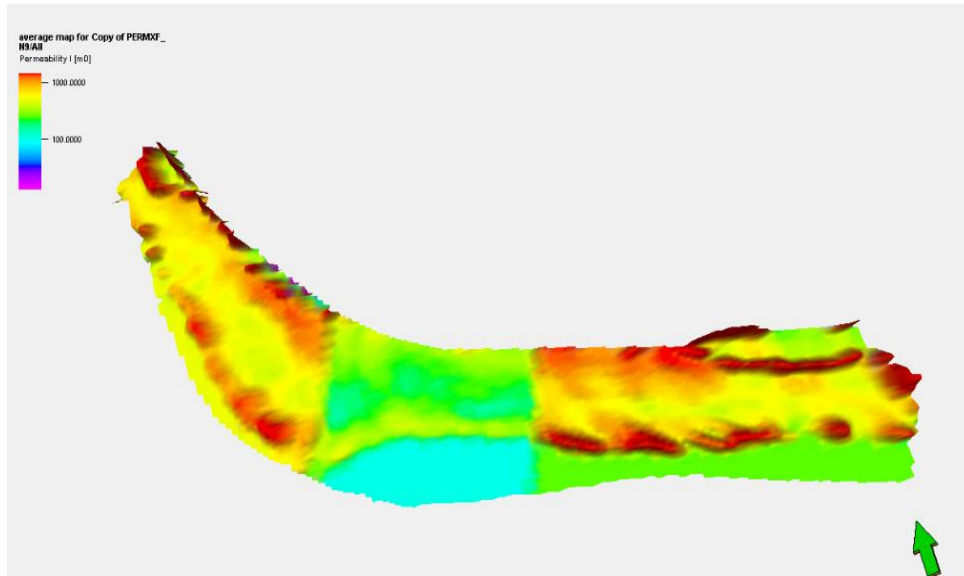
$$\text{Water Invaded Zone (WIZ) = where (SWAT@2021 - SWAT@1965) > 0.01} \quad (1)$$

$$\text{Gas Invaded Zone (GIZ) = where (SGAS@2021 - SGAS@1965) > 0.01} \quad (2)$$

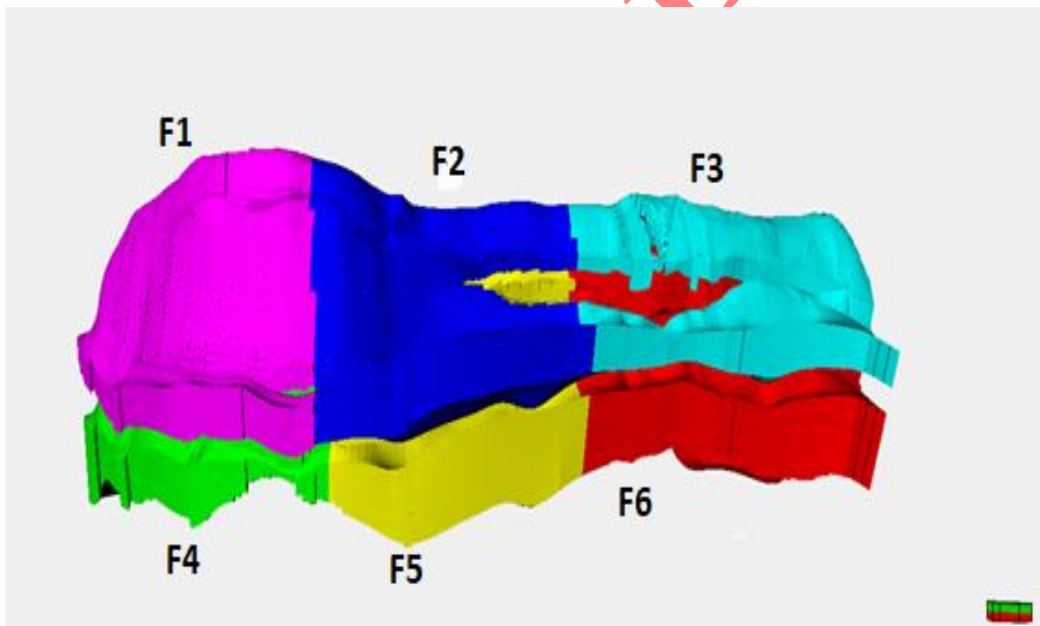
در ادامه برای تعیین خواص مدل تک بلوکه می بایست ناحیه بندی آن ها در گستره مناطق آبروفته و گاز روفته انجام گیرد. این تقسیم بندی بر اساس معیارهای توزیع شکاف (شکل ۳) و نیز تغییرات عمقی خواص مخزنی در ۶ ناحیه انجام گشته است. ناحیه ی یک شامل مناطقی از مخزن می باشد که کیفیت شکاف بهتری دارند و ناحیه غیر متراکم نامیده می شوند. این ناحیه بر اساس معیار نفت درجا نیز ناحیه غالب میدان می باشد که در مدل مفهومی مورد ارزیابی قرار گرفته است.



شکل ۲. مراحل روش تحقیق در مطالعه ازدیادبرداشت موردی



الف.



ب.

شکل ۳- الف) نقشه میانگین (*average map*) برای پارامتر تراوایی شکاف در جهت X در مدل نهایی تطابق تاریخچه، ب) ناحیه‌بندی شکاف با توجه به خواص شکاف در قسمت‌های مختلف میدان

مدل تک بلوکه

برای ساخت مدل تک‌بلوکه از نرم‌افزار تجاری اکلپس استفاده شده است. مدل ارائه شده تک‌تخلخل بوده که با خصوصیات ماتریس ساخته شد و اطراف آن را سلول‌های با تخلخل و تراوایی بالا و نیز حجم فضای حفره بسیار بالا احاطه کرده‌اند (شکل ۱). دلیل استفاده از حجم بالای حفره در سلول‌های شکاف، افزایش پایداری حل معادلات است. در مدل دو ناحیه تعادلی مجزا برای ماتریس و شکاف

لحاظ گردیده است که امکان تعریف آب در شکاف و نفت در ماتریس را فراهم می‌کند. در مدل ماتریس، به طور کامل در آب غوطه‌ور است و بدین ترتیب فرایندهای آشام و تخلیه ثقلی انجام می‌پذیرد. برای مدل‌سازی جابه‌جایی ثقلی در ماتریس، اختلاف فشاری اضافی در بالا و پایین ماتریس ایجاد می‌گردد و افزایش تولید نفت به ازای چنین اختلاف فشاری به دست می‌آید. هدف اصلی از این شبیه‌سازی تعیین مقدار دقیق بازیافت با استفاده از این روش نیست زیرا داده‌های آزمایشگاهی مربوط به روش‌های کانیدها برای این مخزن در دسترس نیستند. هدف اصلی شناسایی رفتار و بازه احتمالی مقدار بازیافت با استفاده از روش‌های تزریق آب و گاز پایه است.

جدول ۱ متوسط خواص مخزنی استاتیک و دینامیک را برای ناحیه ۱ آبروفته و گاز روفته نشان می‌دهد.

جدول ۱- مشخصات مدل مفهومی ناحیه یک آبروفته و گاز روفته

پارامتر	مقدار در ناحیه آبروفته	مقدار در ناحیه گاز روفته
تخلخل ماتریس (درصد)	۸/۴۷	۹/۳
تخلخل شکاف (درصد)	۰/۸۱	۰/۸۸
تراوایی افقی ماتریس (میلی داریسی)	۰/۲۶۸	۰/۳۴
تراوایی عمودی ماتریس (میلی داریسی)	۰/۱۳۴	۰/۷۲۱
تراوایی افقی شکاف (میلی داریسی)	۸۷۰/۹	۹۳۹
تراوایی عمودی شکاف (میلی داریسی)	۴۶۳/۴	۵۳۹
ارتفاع ماتریس (فوت)	۳۰	۳۵
طول مدل (فوت)	۳۲	۳۷
عرض مدل (فوت)	۳۲	۳۷
دمای مخزن (فاز نهایی)	۱۸۵	۱۸۵
تعداد سلول های ماتریس در راستای عمودی	۶۴	۷۴
تعداد سلول های ماتریس در راستای طول	۶۴	۷۴
تعداد سلول های ماتریس در راستای عرض	۱	۱
فشار (انتهای تاریخچه)، پام	۳۳۴۶	۳۳۴۶
اشباع نفت (انتهای تاریخچه)	۰/۵۲۵	۰/۵۲۵

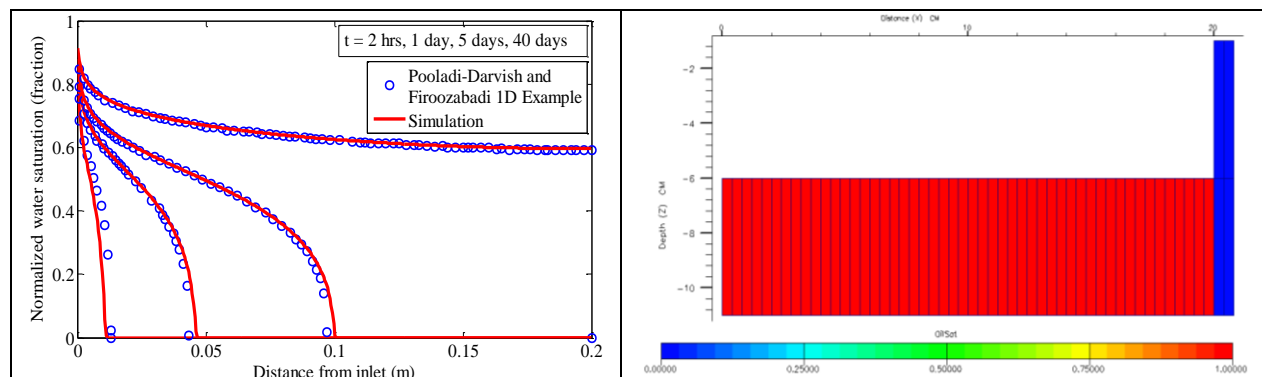
اعتبارسنجی مدل تک‌بلوک نفت سیاه

از آنجایی که نمودارهای فشار مویبگی نفت و آب مخزن مورد مطالعه رفتار ترشوندگی ترکیبی متمایل به نفت دوست را نشان می‌دهند، هر دو فرایند آشام خودبه‌خودی و آشام اجباری ممکن است در مخزن اتفاق بیفتند. فرایند آشام اجباری می‌تواند با تزریق سیال به درون ماتریس و یا به دلیل تخلیه ثقلی انجام گیرد. مدل ساخته شده باید قادر به مدل‌سازی دقیق هر دو فرایند آشام خودبه‌خودی و اجباری ناشی از تخلیه ثقلی باشد. برای این منظور ابتدا فرایند آشام خودبه‌خودی با یکی از مثال‌های موجود در مقالات معتبر مقایسه می‌گردد و سپس فرایند تخلیه ثقلی برای مثالی با داده‌های نزدیک به داده‌های محل مورد مطالعه در مخزن، توسط روابط تحلیلی ساده موجود در منابع علمی اعتبارسنجی می‌گردد. تمامی اعتبارسنجی‌ها با مدل یک بعدی انجام شده است که با توجه به عدم وابستگی پدیده‌های مذکور به این موضوع قابل پذیرش است.

اعتبارسنجی آشام خودبخودی غیر همسو

از مدل یک بعدی شکل ۴- راست برای اعتبارسنجی استفاده شده است. نتایج شبیه‌سازی شده پروفایل اشباع آب در مدل یک بعدی (شکل ۴- چپ) بر حسب فاصله از سطح سنگ در زمان‌های ۲ ساعت، ۱ روز، ۵ روز و ۴۰ روز نمایش داده شده است. همان‌طور که

از این شکل پیداست داده‌های شبیه‌سازی شده با استفاده از نرم‌افزار اکلیپس و داده‌های گزارش شده در مقاله از تطابق بسیار خوبی برخوردار هستند.



شکل ۴- راست: نمای جانبی مدل یک بعدی مورد استفاده در اعتبارسنجی آشام خودبه خودی غیر همسو، چپ) مقایسه پروفایل اشباع آب محاسبه شده توسط مدل تک‌بلوک و مرجع [۱۹]

اعتبارسنجی ریزش ثقلی

فرایند تخلیه ثقلی از مهمترین مکانیسم‌های تولید نفت در ناحیه آب‌روفته است؛ چرا که تفاوت قابل توجهی در مقدار چگالی آب شور بالا آمده در شکاف‌ها و چگالی نفت زنده موجود در ماتریس وجود دارد. برای محک زدن توانایی مدل ساخته شده در شبیه‌سازی فرایند تخلیه ثقلی، از روابط تقریبی تحلیلی دی دوناتو^۹ استفاده شده است [۲۰]. در این مقاله روابط به دو صورت یکی اثر ثقلی- غالب^{۱۰} و موئینه-غالب^{۱۱} (نیروهای موئینه منفی) و دیگری تنها اثر ثقلی که بدون در نظر گرفتن نیروهای موئینه می‌باشد، بیان می‌شود. بنابراین بهترین تطابق نتایج مدل تک بلوک مطالعه موردهی با نتایج حاصل از معادله توامان نیروی موئینه-غالب و ثقلی (رابطه ۳) است.

$$R = R_{\infty} \left\{ 1 - \exp \left[- \left((1/n_o)t_{Dg} + (r-1)t_{Dc} \right) \right] \right\} \quad (3)$$

که در آن:

$$t_{Dg} = \frac{k k_{romax} (\rho_w - \rho_o) t}{\phi \mu_o H} \quad (4)$$

$$t_{Dc} = \frac{k k_{romax} p_{ct} \gamma t}{\phi \mu_o H^2} \quad (5)$$

$$r = \frac{h_m}{h_m - H} \quad (6)$$

در این معادلات H فاصله بین ارتفاع آستانه و ارتفاع ماتریس، R_{∞} بازیافت نهایی، n_o توان معادله کوری برای فاز نفت، r پارامتر محاسبه شده توسط معادله ۶، h_m ارتفاع ماتریس، p_{ct} فشار موئینگی آستانه، μ_o گرانیوی نفت، k تراوایی، k_{romax} تراوایی نسبی نفت

⁹ Di Donato

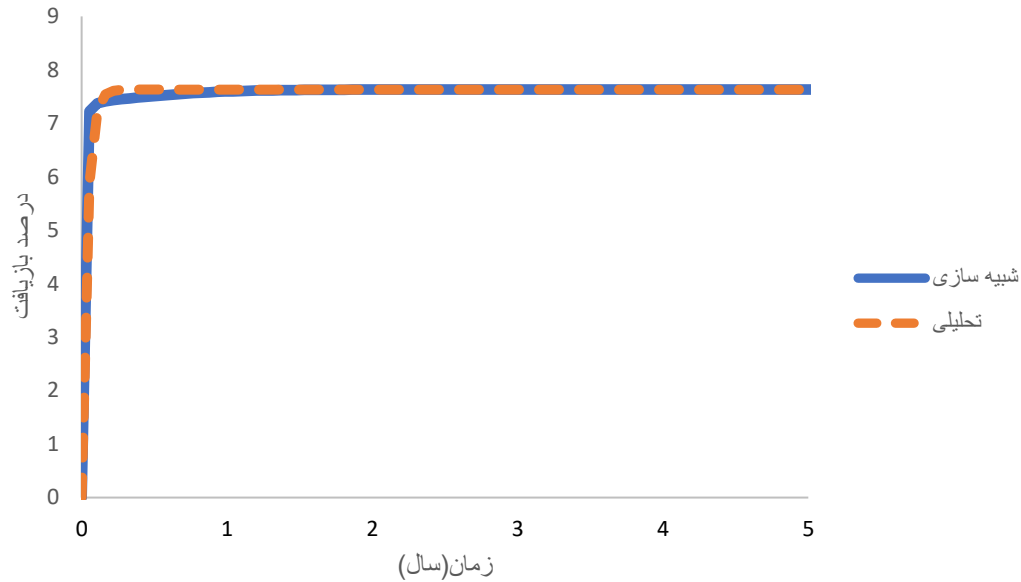
¹⁰ Gravity-dominated

¹¹ Capillary-dominated

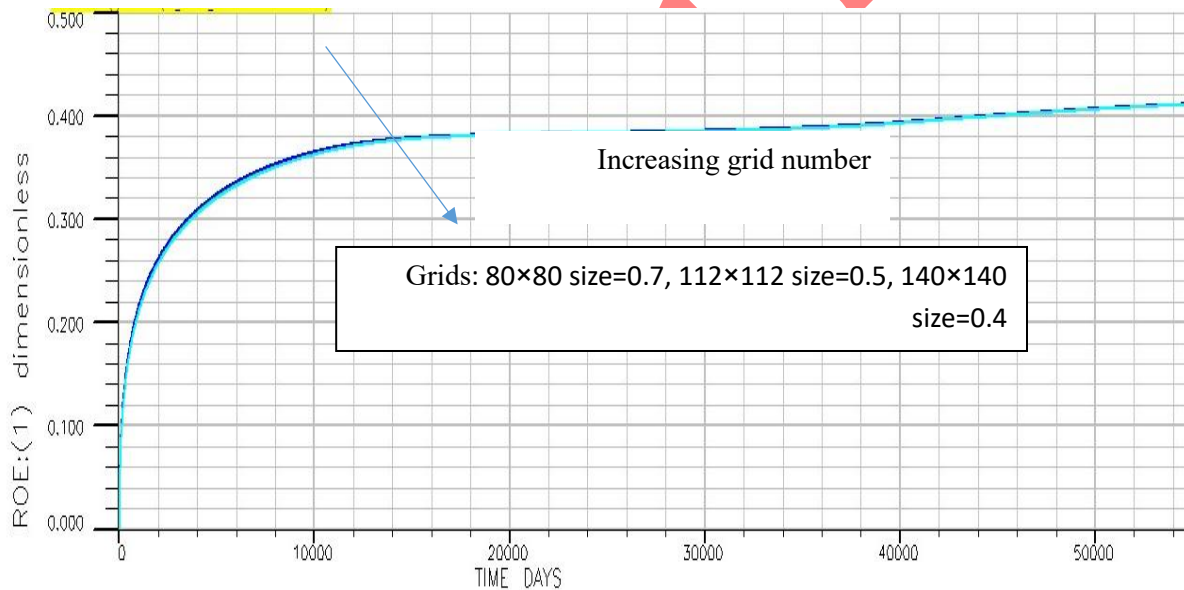
بیشینه، Y توان معادله ϕ تخلخل، و p چگالی است. نتایج شبیه‌سازی توسط نرم‌افزار و مدل تحلیلی در شکل ۵ با یکدیگر مقایسه گردیده‌اند و تطابق قابل‌قبولی را ارائه می‌دهند. بر اساس نتایج حاصل می‌توان، نسبت به توانایی مدل تک‌بلوک ساخته شده با نرم‌افزار اکلیپس جهت مدل‌سازی پدیده آشام خودبخودی و تخلیه ثقلی در شرایط فعلی مخزن و همچنین سایر روش‌های ازدیاد برداشت، اطمینان حاصل نمود.

از آنجایی که در مدل طول‌گردها در تمامی بخش‌ها برابر 0.5 فوت در نظر گرفته شده است به جهت حساسیت سنجی، طول‌گردها و تعداد آنها را تغییر دادیم و همانطور که در شکل ۶ پیداست هر سه نمودار برروری یکدیگر افتاده‌اند بنابراین، طول‌گرید 0.5 فوت در هر جهت می‌تواند دقت کافی برای مثال مورد نظر را فراهم نماید.

Accepted Paper



شکل ۵- مقایسه نمودار درصد بازیافت نفت ناشی از تخلیه ثقلی محاسبه شده با استفاده از مدل تحلیلی و شبیه‌ساز برای مدل یک بعدی

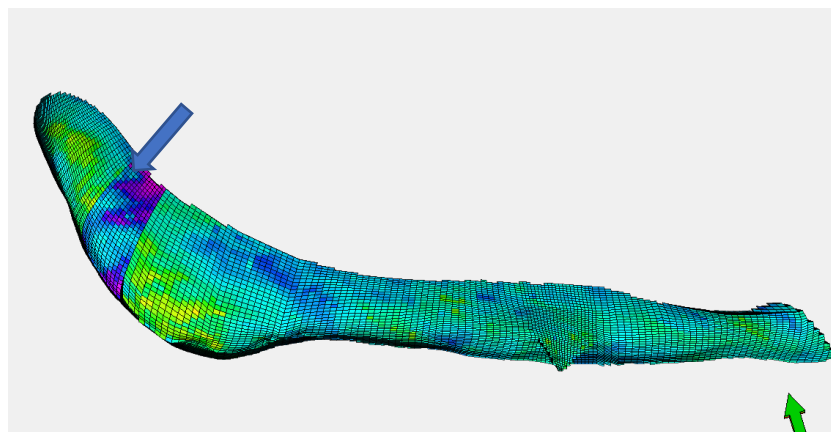


شکل ۶- حساسیت‌سنجی نمودار بازیافت نسبت به تعداد سلول‌ها بر حسب زمان

در ادامه بر اساس مدل معتبر و نیز گرید بندی شده سه بعدی (شکل ۱) به بررسی مکانیسم‌های موثر در شبیه‌سازی جریان سیال پرداخته شده است.

مدل عددی پایلوت میدانی

شکل ۷ موقعیت مدل پایلوت به عنوان سکتور غالب میدان از لحاظ نفت درجا را نشان می‌دهد. قابل توجه است که تمامی مدل‌ها با شبیه‌ساز ترکیبی E300 و به صورت تخلخل دو گانه اجرا شده اند.



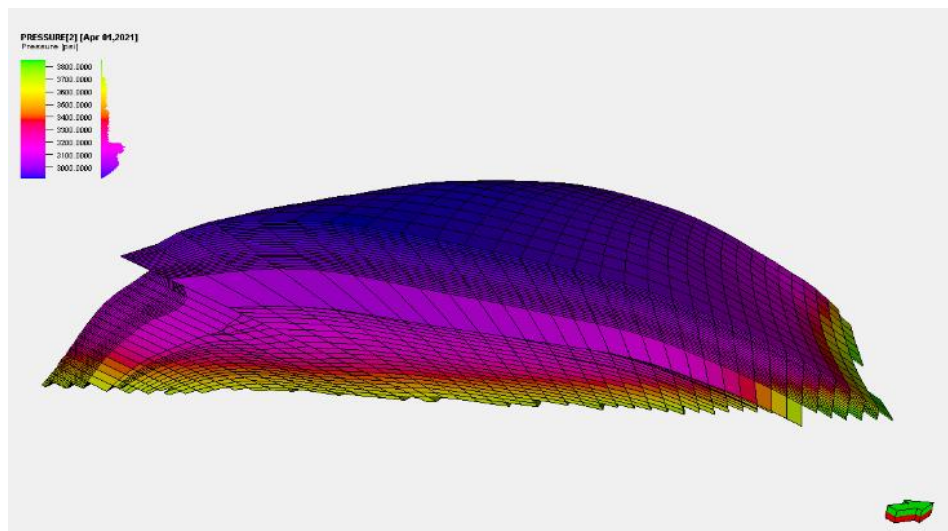
شکل ۷- موقعیت پایلوت میدانی

مدل پایلوت دارای ابعاد ۱۲ گرید در راستای X و ۵۱ گرید در راستای Y و ۶۵ گرید در راستای Z در مجموع شامل تعداد کل ۳۹۷۸۰ گرید می‌باشد. خواص متوسط مدل به شرح جدول ۲ می‌باشد.

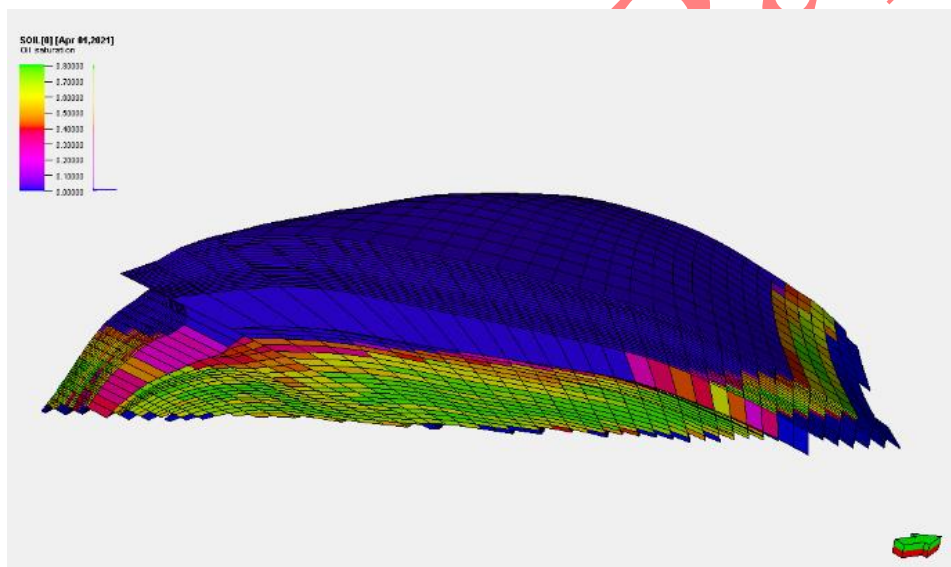
جدول ۲- خواص مخزنی متوسط پایلوت

مقدار	پارامتر
۰/۰۷۷	تخلخل متوسط ماتریس (درصد)
۰/۰۰۸	تخلخل متوسط شکاف (درصد)
۰/۴۳	تراوایی افقی متوسط ماتریس (میلی دارسی)
۰/۲۱	تراوایی عمودی متوسط ماتریس (میلی دارسی)
۹۲۳	تراوایی افقی متوسط شکاف (میلی دارسی)
۳۷۱	تراوایی عمودی متوسط شکاف (میلی دارسی)
۳۸	ارتفاع متوسط ماتریس (فوت)
۱۲۰۰۰	اندازه ی تقریبی مدل در راستای X (فوت)
۲۱۰۰۰	اندازه ی تقریبی مدل در راستای Y (فوت)
۱۸۵	دمای مخزن (فارنهایت)

شکل ۴ الف و ب به ترتیب مقدار فشار اولیه و اشباع نفت ماتریس در این مدل را در آغاز مدل سازی نشان می‌دهد که متوسط مقدار فشار اولیه برابر با ۳۲۳۴ psi می‌باشد.



الف.



ب.

شکل ۴- الف: نقشه ی سه بعدی فشار اولیه ، ب: نقشه ی سه بعدی اشباع نفت اولیه پایلوت در آغاز شبیه سازی

تعریف آبدۀ از نوع Carter Tracy بوده است که تخلخل ۰/۱۵، تراوایی ۵۰ میلی داری، شعاع خارجی ۳۰۰۰ فوت و ضخامت ۱۳۰۰ فوت می باشد. میزان نفت و گاز درجا به ترتیب ۱۲۱۹ MMSTB و ۳۸۵۵ MMSCF می باشد.

نتایج و بحث:

مدل تک بلوکه

در ابتدا نتایج شبیه سازی عددی مدل تک بلوکه مفهومی در ناحیه غالب شماره ۱ میدان و بر اساس توابع اشباع نمونه سنگ غالب ارائه شده است. برای بررسی نقش نیروهای مختلف به صورت کمی با استفاده از ابزار شبیه سازی، ۳ سناریو تعریف گردیده است (جدول

جدول ۳- سناریوهای منتخب مطابق نیروهای موثر بخش آبرفته

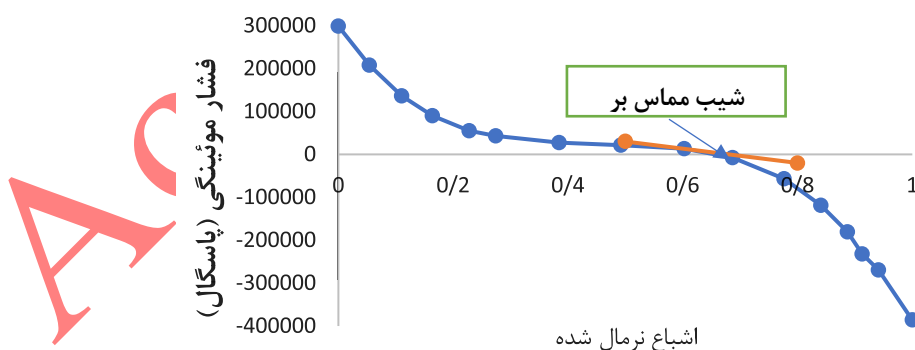
نیروهای موئینه منفی (مقاوم در برابر بازیافت نفت)	نیروهای موئینه مثبت (کمک کننده به بازیافت نفت)	نیروهای گرانشی (نیروی لازم برای آشام اجباری)	نیروهای فعال سناریو
√	√	√	۱
√	√	×	۲
√	×	√	۳

در سناریو شماره ۱ که در واقع سناریوی واقعی و اصلی جریان سیال در میدان است همه نیروها در مدل لحاظ می گردند. آشام خودبخودی و اجباری (تخلیه ثقلی) فعال و باعث تولید نفت ماتریس می شوند. برای سنجیدن نحوه تعامل نیروهای ثقلی به عنوان نیروی پیشران و نیروهای موئینه منفی به عنوان نیروی مقاوم در برابر تولید، از روابط تجربی و پارامتر بدون بعد R مطابق فرمول ذیل در سیستم های با ترشوندگی ترکیبی تعریف شده، استفاده می گردد (۷).

$$R = \frac{1}{S^*(1 - S_{wi} - S_{or})} \frac{\Delta \rho g L}{2\sigma J'} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (7)$$

در این رابطه S^* ، نقطه تقاطع نمودار موئینگی برحسب اشباع نرمال $\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}}$ (نقطه فشار موئینگی برابر صفر)، J' قدر مطلق گرادیان نمودار فشار موئینگی برحسب اشباع نرمال بی بعد در نقطه $L, P_c=0$ طول بلوک برحسب متر، σ کشش میان رویه آب و نفت برحسب نیوتن بر متر، K عبوردهی بلوک برحسب مترمربع، ϕ تخلخل و $\Delta \rho$ ، اختلاف دانسیته آب و نفت برحسب کیلوگرم بر متر مکعب است. اگر $R > 1$ باشد نشان دهنده اهمیت بالای نیروهای گرانشی و قابل چشم پوشی بودن نیروهای موئینه منفی و $R < 1$ نشان دهنده غیر قابل چشم پوشی بودن نیروهای موئینه منفی می باشد. پارامتر R نسبت نیروهای گراویته به نیروهای موئینه در محیط متخلخل دارای ترشوندگی ترکیبی می باشد.

مقدار J' جهت محاسبه مقدار R از قدر مطلق گرادیان نمودار فشار موئینگی برحسب اشباع نرمال (در نقطه $P_c=0$) مربوط به نوع سنگ غالب مطابق شکل ۷ محاسبه می گردد. در جدول ۴ پارامتر R و داده های مورد نیاز جهت محاسبه آورده شده است.

شکل ۷- تعیین پارامتر J' در رابطه ۷ بر اساس منحنی فشار موئینگی نمونه سنگ غالبجدول ۴- محاسبه پارامتر R جهت تعیین مکانیسم غالب ناحیه غالب

S^*	$L(m)$	$\Delta \rho \left(\frac{kg}{m^3}\right)$	J'	$\sigma \left(\frac{N}{m}\right)$	$K(m^2)$	ϕ	R	مکانیزم
۰/۶۴	۹/۱۴۴	۲۶۸/۱	۰/۵۶۳	۰/۰۳	$۱/۳۲ \times ۱۰^{-۱۶}$	۰/۰۸۴۷	۰/۱۵۲	Capillary & Gravity

مقدار پارامتر بی بعد R برابر با ۰/۱۵۲ و کوچکتر از یک می باشد. پس نیروهای مویینه و گراویته هر دو در بازیافت نفت ماتریس موثرند. از مقایسه میزان بازیافت در این سناریوها با یکدیگر می توان به درک بهتری از نحوه اثرگذاری نیروها و پدیده ها بر تولید نفت رسید. در سناریوی دوم، از طریق تغییر جهت مدل از Z به Y نقش نیروی ثقلی حذف می شود بنابراین قطعا آشام اجباری نخواهیم داشت و تنها آشام خودبخودی اتفاق می افتد. نتایج شبیه سازی سهم ریزش ثقلی را مشخص می نماید. در صورت حذف نیروی گرانشی بازیافت به وسیله مکانیزم آشام خودبخودی از میزان ۴۱/۰۵ در سناریوی ۱ به ۳۸/۲۱٪ در سناریوی ۲ می رسد (شکل ۸- الف). این میزان کاهش تقریبی ۲/۸۴٪ نشان دهنده اهمیت بالای نیروهای مویینه و سهم ریزش ثقلی می باشد.



شکل ۸- راست: میزان بازیافت سناریوی ۱ و ۲ و تعیین سهم ریزش ثقلی، چپ: میزان بازیافت سناریوی ۱ و ۳ و تعیین سهم آشام خودبخودی (نیروی مویینه مثبت)

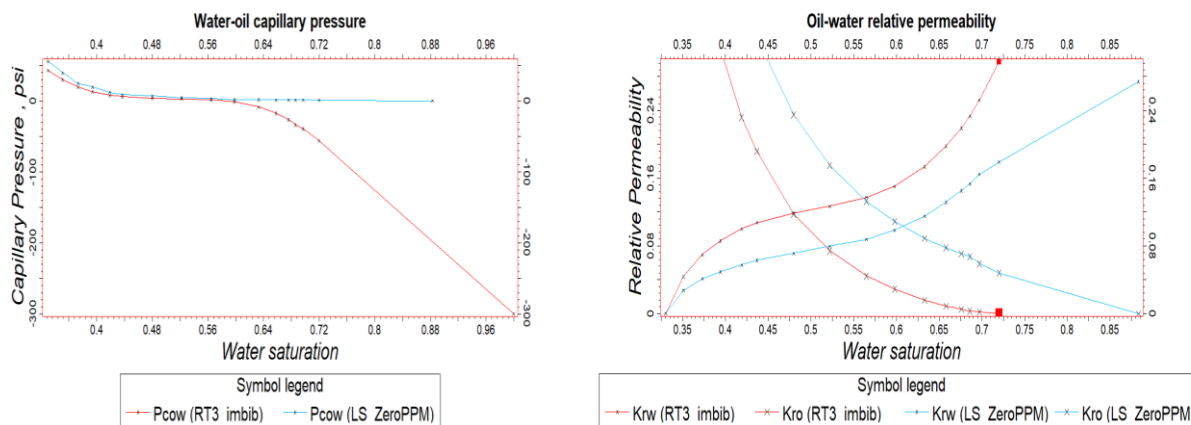
هر چقدر انحنای منحنی بازیافت سناریو ۳ در شکل ۸- چپ بیشتر گردد نشان دهنده اهمیت بیشتر نیروهای مویینه مثبت است. حذف نیروهای مویینه مثبت تنها در زمان های اولیه بر روی بازیافت تاثیر گذار می باشد و با گذشت زمان تاثیر نیروی مویینه منفی و گرانشی بیشتر شده و بازیافت نهایی برای سناریوهای ۱ و ۳ تقریباً یکسان می شود. پس از شناسایی حداکثر بازیافت مدل مفهومی و نیز نسبت نیروهای موثر در مدل مفهومی، در ادامه به بررسی اثرگذاری هر یک از روش های ازدیاد برداشت آب و گاز پایه کاندیدا در مدل مفهومی ناحیه یک غالب میدان پرداخته شده است.

روش های آب پایه:

سه روش آب پایه تزریق آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته بر اساس غربالگری اولیه در ناحیه غالب میدان در نظر گرفته شده است. در تمامی این روش ها، دو گونه متفاوت تولید در شرایط ثانویه و ثالثیه در نظر گرفته شده است که تفاوت آن ها در زمان شروع اشباع شکاف با سیال ازدیاد برداشتی (آب کم شور، سورفکتانت و آب کربناته) است. در شرایط ثانویه در همان زمان اول شکاف از سیال ازدیاد برداشتی پر شده و فرایند تغییر بازیافت بررسی می گردد در صورتی که در حالت ثالثیه پس از مدت زمان مشخصی از تولید ماتریس که در تماس با آب سازندی در شکاف بوده است، این عمل انجام می شود.

آب کم شور:

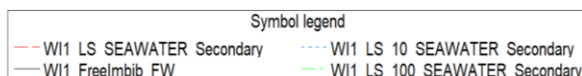
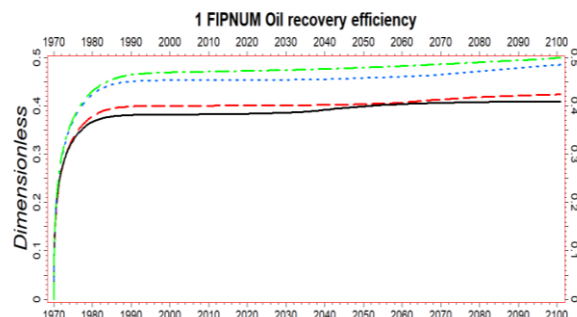
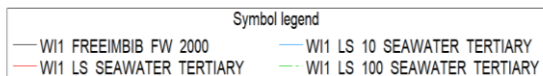
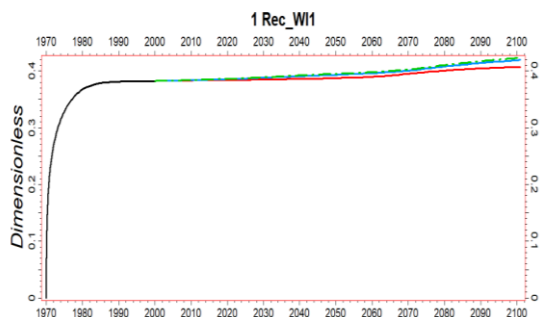
برای مدل سازی اثر آب کم شور بر بازیافت نفت لازم است دو دسته نمودار تراوایی نسبی و فشار مویینه مربوط به حد بالا و پایین شوری موجود باشند. برای حد بالای شوری از داده های نمونه سنگ غالب میدان استفاده شده است. شکل ۹ مقایسه منحنی های اشباع آب کم شور و شوری بالا را نشان می دهد.



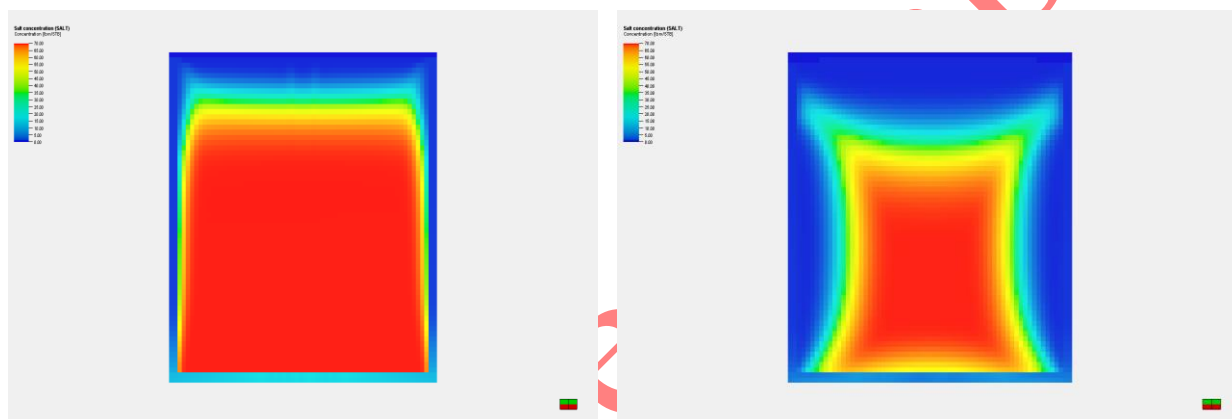
شکل ۹- راست: نمودارهای تراوایی نسبی، چپ: منحنی‌های فشار موینگی آب و نفت دسته سنگ نوع ۳ (غالب) برای حالت‌های حد شوری بالا و پایین

همانطور که در شکل ۱۰-راست شکل مشاهده می‌شود، طی مدت ۱۳۰ سال میزان بازیافت آشام خودبخودی (منحنی سیاه رنگ) به حدود ۴۰/۹۵ درصد در زمان نهایی رسیده است که با نتیجه سناریو ۱ شکل ۸ همخوان است. برای تزریق آب صد برابر رقیق شده آب دریا بازیافت نهایی به حدود ۴۹/۹۹٪ و طی مدت ۵ سال حدود ۳۷٪ و نسبت به آشام معمولی پس از ۵ سال ۵٪ افزایش برداشت حاصل شده است. البته با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می‌یابد. با توجه به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و همچنین دشواری و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن ماتریس توسط آب کم شور در مخزن، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. حتی در صورت مبنا قرار دادن ۵ سال که خود زمان زیادی از لحاظ شرایط عملیاتی می‌باشد، میزان افزایش بازیافت متوسط ۴/۵ درصد می‌باشد که نسبت به میزان افزایش بازیافت لازم جهت اجرا در میدان بسیار کم می‌باشد.

در شرایط ثالثیه بعد از زمان ۳۰ سال از تولید طبیعی بلوک ماتریس، شبیه‌سازی تزریق آب کم شور مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل ماتریس با آب سازند، اطراف آن با آب کم شور با غلظت‌های مختلف برای مدت ۷۰ سال احاطه می‌گردد. در شکل ۱۰-چپ نتایج شبیه‌سازی های ثالثیه نشان داده شده است. همانطور که در این شکل مشاهده می‌گردد برای تزریق آب صد برابر رقیق شده تا حدود ۳۰ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸ درصد به ۴۲/۳ درصد می‌رسد. به علت قابل توجه بودن نیروی گرانش در مقایسه با نیروی موینگی، میزان افزایش بازیافت بسیار آهسته می‌باشد. طی فرایند بالا، پدیده آشام غیر همسو بوده و اختلاف دانسیته نه چندان زیاد نفت و آب و همچنین تراوایی عمودی پایین ماتریس نیز به کندی عملیات کمک می‌کند. بنابراین، رسیدن جبهه نفت به بالای ماتریس زمان بر است. شوری آب در محیط ماتریس بر اساس هجوم آب کم شور (شرایط ثانویه و ثالثیه) از شکاف به ماتریس در زمان پایانی به ترتیب در شکل ۱۱- راست و چپ نشان داده شده است.



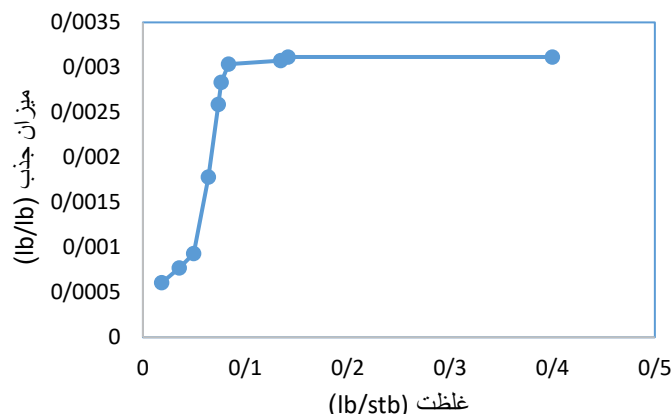
شکل ۱۰- میزان بازیافت حاصل از تزریق آب کم شور راست: ثانویه، چپ: ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی



شکل ۱۱- میزان شوری آب در تزریق آب کم شور بهینه (۱۰۰ برابر رقیق) راست: ثانویه، چپ: ثالثیه در انتهای تزریق

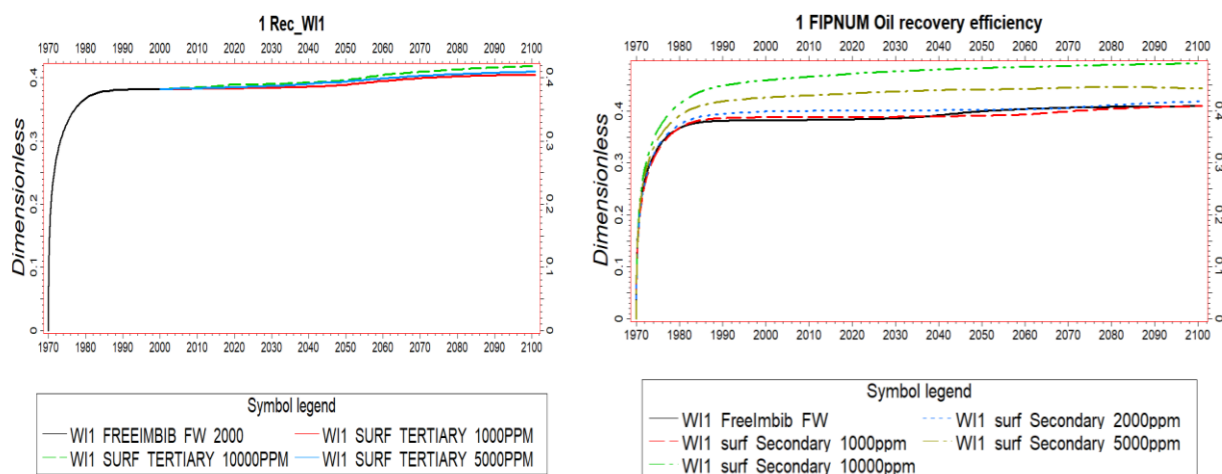
سورفکتانت:

یکی از مهمترین دسته داده‌هایی که برای مدل سازی تغییر ترشوندگی با سورفکتانت ها لازم است در دسترس باشد، داده‌های جذب سورفکتانت بر روی سطح سنگ است. در این مقاله، داده‌های استفاده شده از مطالعات گذشته مربوط به سنگ های کربناته استفاده شده است (شکل ۱۲). میزان جذب در حالت استاتیک بیشینه می‌باشد و میزان یادشده در حالت دینامیک معمولاً تا ده برابر کاهش می‌یابد، لذا در مطالعات شبیه‌سازی از داده‌های ده برابر کاهش یافته استفاده گردید.

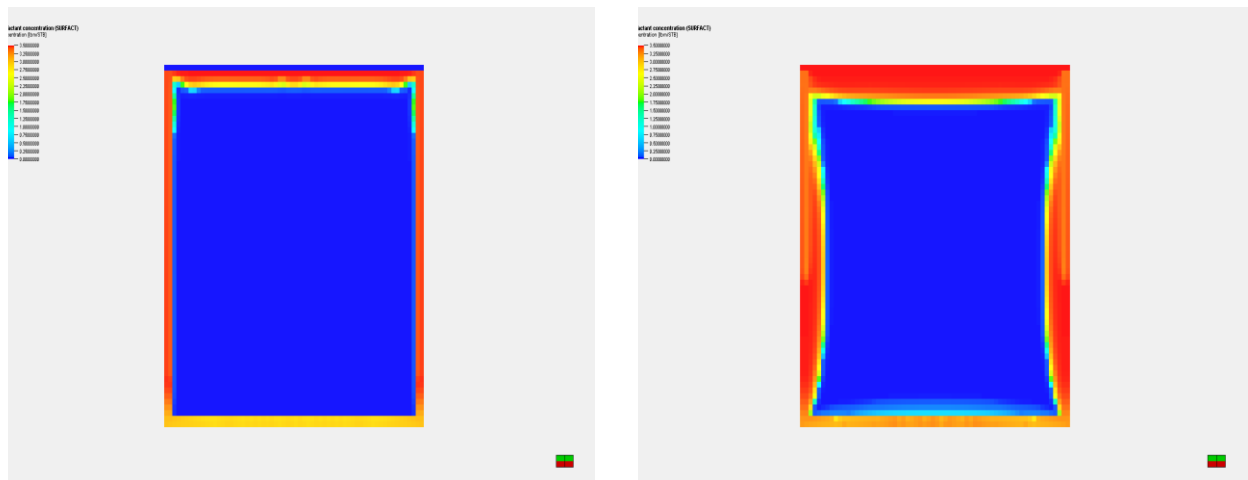


شکل ۱۲- نمودار جذب استاتیک در روش سورفکتانت-مدل تک بلوکه [۲۱]

در شبیه‌سازی، بیشینه و کمینه غلظت سورفکتانت تزریقی به ترتیب ۱۰۰۰۰ و ۱۰۰۰ قدم در نظر گرفته شد. در شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت به صورت ثانویه به مدت ۱۳۰ سال اجازه داده شد تا فرآیند آشام صورت پذیرد. در انتها بازیافت و رفتار بلوک با حالت مینا (آشام معمولی با آب سازند) مقایسه گردیدند. لازم به ذکر است سورفکتانت نیز مانند آب کم شور اثر خود را در تغییر ترشوندگی می‌گذارد. نمودار فشار مویبگی آشام مینا برای سورفکتانت در مدل از نمودار مربوطه به آب دریا در حالت تزریق آب کم شور که در بخش تزریق آب کم شور شرح داده شد، استفاده شده است (شکل ۹-چپ). همانطور که در شکل ۱۳-راست مشاهده می‌شود در حالت بیشینه غلظت ۱۰۰۰۰ قدم تا سال ۲۱۰۰ میلادی به میزان ۹/۱۶٪ افزایش بازیافت نفت حاصل شده است. با توجه به سرعت بسیار پایین پدیده آشام، میزان بازیافت اشاره شده با افزایش زمان، افزایش می‌یابد. نظر به غیر عملیاتی بودن زمان بالا و عدم اطمینان از زمان احاطه شدن ماتریس توسط سورفکتانت در مخزن طی زمان بالا، رسیدن به بازیافت یاد شده در شرایط عملیاتی ممکن نمی‌باشد. در مرحله بعد، تزریق سورفکتانت به صورت ثالثیه به منظور شبیه‌سازی تزریق سورفکتانت در ناحیه آب‌روفته مخزن مطالعه گردید. در این مرحله پس از آشام کامل ماتریس با آب سازند، اطراف آن با سورفکتانت برای مدت ۱۰۰ سال احاطه می‌گردد. همانطور که در شکل ۱۳-چپ مشاهده می‌گردد تنها در غلظت تزریقی ۱۰۰۰۰ قدم، تا حدود ۱۸ سال افزایش بازیافت صفر بوده و پس از آن با روندی بسیار کند از ۳۹/۱۸ درصد به ۴۱/۸۶ درصد می‌رسد. در مابقی غلظت‌ها افزایش بازیافت کمتر بوده است. غلظت سورفکتانت در محیط ماتریس بر اساس هجوم آن (شرایط ثانویه و ثالثیه) از شکاف به ماتریس در زمان پایانی به ترتیب در شکل ۱۴-راست و چپ نشان داده شده است.



شکل ۱۳- میزان بازیافت حاصل از تزریق سورفکتانت راست: ثانویه، چپ: ثالثیه و مقایسه آن با آشام آب سازندی



شکل ۱۴- میزان غلظت سورفکتانت در تزریق با غلظت بهینه (۱۰۰۰۰ قدم) راست: ثانویه، چپ: ثالثیه در انتهای تزریق

آب کربناته:

در شبیه‌ساز اکلیپس حلالیت دی‌اکسیدکربن در آب به صورت ورودی توسط استفاده کننده شبیه‌ساز و یا از رابطه چانگ^{۱۲} محاسبه می‌گردد [۲۲]. در مدل مبنای حاضر میزان دی‌اکسیدکربن حل شده در آب برابر ۰/۱۷ MSCf/STB در فشار ۴۰۱۶ پام و دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت می‌باشد که مطابقت مناسبی با اعداد گزارش شده در منابع علمی دارا می‌باشد. حلالیت دی‌اکسیدکربن در نفت نیز از مدل رفتار فازی تطابق یافته ترکیبی میدان محاسبه می‌گردد. ضرایب نفوذ میان فازهای گاز-نفت، نفت-گاز، فاز نفت مطابق جدول ۵ می‌باشد.

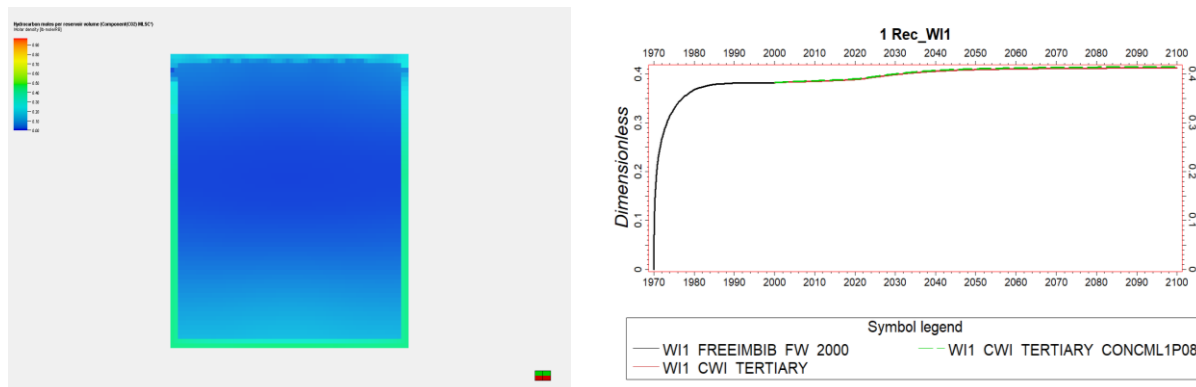
جدول ۵- ضریب نفوذ اجزا سیال در فاز نفت و گاز

ماده	ضریب نفوذ در گاز (ft ² /day)	ضریب نفوذ در نفت (ft ² /day)
H ₂ S	۰/۰۰۰۰۵۵۶۹	۰/۰۰۰۰۴۶۵۹
CO ₂	۰/۰۰۰۰۰۳۸۴۶	۰/۰۰۰۰۰۱۲۸۶
C ₁	۰/۰۰۰۰۰۹۵۶۸	۰/۰۰۰۰۰۸۵۷۹
C ₂	۰/۰۰۰۰۰۶۵۸	۰/۰۰۰۰۰۴۶۶۳
C ₃	۰/۰۰۰۰۰۳۵۶	۰/۰۰۰۰۰۴۵۵۸
C ₄	۰/۰۰۰۰۰۳۳۶۸	۰/۰۰۰۰۰۴۴۳۵
C ₅₊	۰/۰۰۰۰۰۲۵۸۴	۰/۰۰۰۰۰۴۵۰۲
C ₉₊	۰/۰۰۰۰۰۴۴۲۶	۰/۰۰۰۰۰۳۸۶۵۸۶
C ₁₇₊	۰/۰۰۰۰۰۱۶۳۸۵	۰/۰۰۰۰۰۱۸۳۷۲۱
C ₃₁₊	۰/۰۰۱۰۲۷۴۸	۰/۰۰۰۰۰۸۲۲۴۳۳

در شبیه‌سازی ثانویه، میزان بازیافت پس از ۱۳۰ سال در غلظت‌های ۰/۱۷، ۰/۱۷۸۵، ۰/۱۸۳۶ و ۰/۱۸۷ هزار فوت مکعب در بشکه دی‌اکسیدکربن با حالت مبنای آشام خودبخودی آب سازندی تفاوت چندانی ندارد. در تزریق ثالثیه نیز نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد

^{۱۲} Chang

که در غلظت‌های ۰/۱۷ و ۰/۱۸۷ هزارفوت مکعب در شبکه دی‌اکسیدکربن میزان بازیافت در هر دو حالت به ۴۱/۴۶٪ می‌رسد (شکل ۱۵-راست). تغییرات میزان غلظت آب کربناته در انتهای تزریق در شکل ۱۵-چپ نشان داده شده است.



شکل ۱۳- راست: میزان بازیافت حاصل از تزریق ثالثیه آب کربناته، چپ: میزان غلظت آب کربناته در در انتهای تزریق ثالثیه

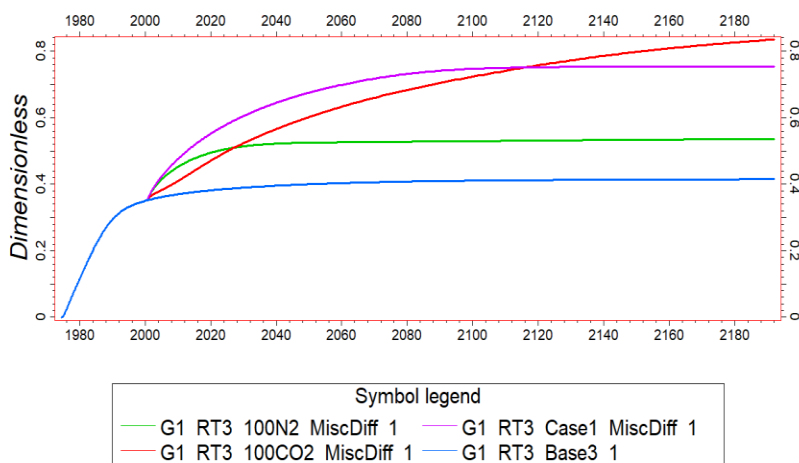
همانگونه که پیش‌تر اشاره شد، هدف از مطالعه انجام شده نتیجه‌گیری کمی نبوده و بیشتر شناخت مکانیزم، پارامترهای موثر و در آخر برآورد تقریبی میزان بازیافت و زمان مربوطه می‌باشد. از روش‌های تزریق ثانویه برای شناخت بهتر مکانیزم و حساسیت سنجی پارامترهای مطرح استفاده گردید و جهت اثربخشی روش ازدیاد برداشت مورد نظر روش‌های تزریق ثالثیه مبنای قضاوت قرار گرفت. نتایج حاصل از تزریق روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در ناحیه غالب میدان در جدول ۶ آورده شده است.

جدول ۶- خلاصه نتایج بازیافت نفت ماتریس در اثر روش‌های مختلف ازدیاد برداشت آب پایه در مدل مفهومی

روش تزریق	زمان شروع تولید (با توجه به معیار طول زمان طی شده پس از سال ۲۰۰۰ در تغییر بازیافت)	افزایش ضریب بازیافت نفت پس از ۱۰۰ سال نسبت به آشام آب سازندی (٪)
آب کم‌شور	پس از ۵۶ سال	۲/۴۸
آب کم‌شور ۱۰ برابر رقیق شده	پس از ۳۲ سال	۳/۶۹
آب کم‌شور ۱۰۰ برابر رقیق شده	پس از ۳۰ سال	۴/۰۸
سورفکتانت	پس از ۱۸ سال	۳/۶۳
آب کربناته	پس از ۲۰ سال	۳/۲۳

روش‌های گاز پایه:

در ادامه نتایج شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت تزریق دی‌اکسیدکربن، گاز هیدروکربنی (گاز تزریقی فعلی) و گاز نیتروژن در مدل تک بلوکه ارائه شده است. شکل ۱۴ مقایسه نتایج شبیه‌سازی روش‌های مختلف ازدیاد برداشت پایه گازی ناحیه غالب را نشان می‌دهد. نتایج رقومی آن نیز در جدول ۷ آورده شده است.

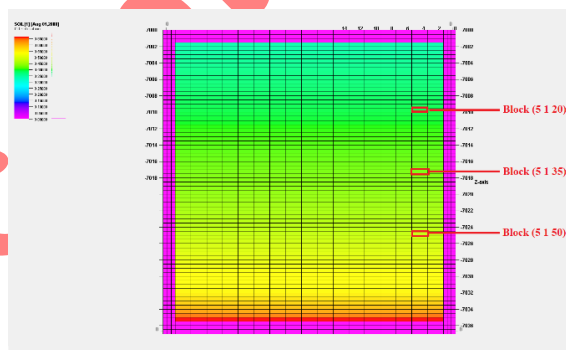


شکل ۱۴- تغییرات بازیافت نفت ماتریس نسبت به زمان در اثر تزریق گاز های مختلف مدل تک بلوکه

جدول ۷- خلاصه نتایج تغییرات بازیافت نفت در اثر تزریق گاز های مختلف مدل تک بلوکه

افزایش ضریب بازیافت نفت نسبت به گاز تعادلی (درصد)	ضریب بازیافت نهایی نفت (درصد)	روش تزریق
----	۴۱/۴۹	گاز تعادلی
۱۲/۰۹	۵۳/۵۸	نیتروژن خالص
۳۳/۹۴	۷۵/۴۳	گاز هیدروکربنی
۴۲	۸۳/۴۹	دی اکسید کربن خالص

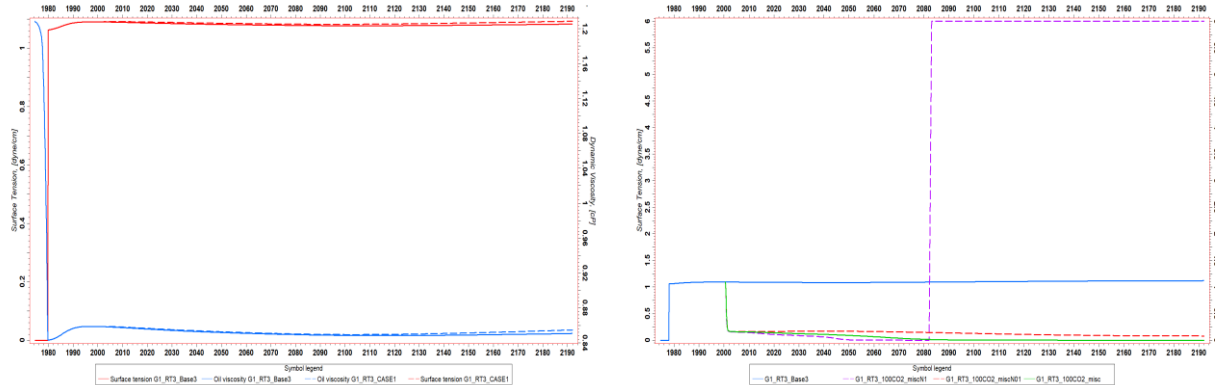
برای درک بهتر مکانیزم های حاکم در عملکرد روش های گاز پایه، تغییرات خواص سیال از جمله تنش میان رویه، ویسکوزیته و دانسیته در سلول های مشخص شده بررسی خواهد شد (شکل ۱۵).



شکل ۱۵-چینش سلول های شاخص در نقشه توزیع اشباع اولیه نفت در ماتریس و شکاف در زمان شروع ازدیاد برداشت گاز پایه

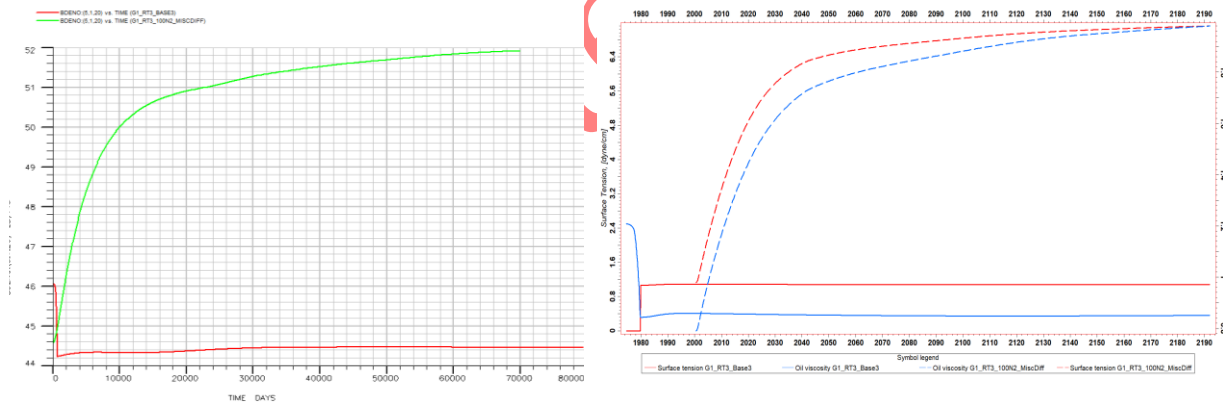
نتایج بررسی های انجام شده نشان می دهد که با تزریق گاز دی اکسید کربن، این گاز به مقدار زیادی در نفت حل شده و باعث کاهش گرانیوی نفت می شود. از طرفی به دلیل وجود پدیده تبخیر مشخصات دو سیال نفت و گاز بهم نزدیک شده و تنش میان رویه تا حد زیادی کاهش می یابد (شکل ۱۶- راست). این کاهش در مقابل روند منحنی گاز تعادلی نشان دهنده عدم فعال شدن عمده مکانیسم کاهش تنش میان رویه در گاز تعادلی می باشد. همچنین تغییرات ضریب N در معادله افت تنش میان رویه [۲۳] در شرایط امتزاجی و اثر آن بر روی نتایج شبیه سازی تزریق دی اکسید کربن، در کنار مقدار پیش فرض 0.25 ، مقادیر 1 و 0.1 نیز در شبیه سازی در نظر گرفته شد. در مقادیر N برابر 1 یا نزدیک به آن، مقدار پارامتر درون یاب نمودار تراوایی نسبی کوچک شده و منحنی نفت به شرایط امتزاجی و نمودار ضربدیری نزدیک می شود. در صورتیکه کاهش N به مقادیر کوچک و نزدیک به صفر باعث نزدیکی نمودار تراوایی

نسبی نفت به شرایط غیر امتزاجی می‌شود. به منظور بررسی اثر تزریق گاز هیدروکربنی بر بازیافت نفت، ترکیب گاز تزریقی فعلی به مخزن به عنوان گاز تزریقی پایه انتخاب شد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که به دلیل نزدیکی ترکیب گاز تزریقی فعلی و گاز تعادلی، میزان حل شدن و انتقال جرم در این شرایط بسیار ناچیز است. در نتیجه تاثیر قابل توجهی بر روی گرانیوی نفت و تنش میان‌رویه ندارد و در نهایت تفاوت زیادی در بازیافت نهایی این دو گاز دیده نمی‌شود (شکل ۱۶-چپ).



شکل ۱۶- تغییرات تنش میان‌رویه در راست: تزریق گاز تعادلی و دی‌اکسیدکربن، چپ: گاز تعادلی و گاز پایه در سلول (5 I 50)

نتایج متناظر تغییرات تنش میان رویه و نیز دانسیته نفت در شرایط تزریق گاز نیتروژن در شکل ۱۷ نشان داده شده است. نکته قابل توجه افزایش دانسیته نفت است که در شکل ۱۷-چپ مشهود است و دلیل اصلی آن انتقال جرم اجزا سبک نفت به گاز و در نتیجه منجر به عریان شدن نفت از اجزا سبک و سنگینی آن می‌گردد.



شکل ۱۷- راست: تغییرات تنش میان‌رویه، چپ: دانسیته سیالات در تزریق گاز تعادلی و نیتروژن در سلول (5 I 50)

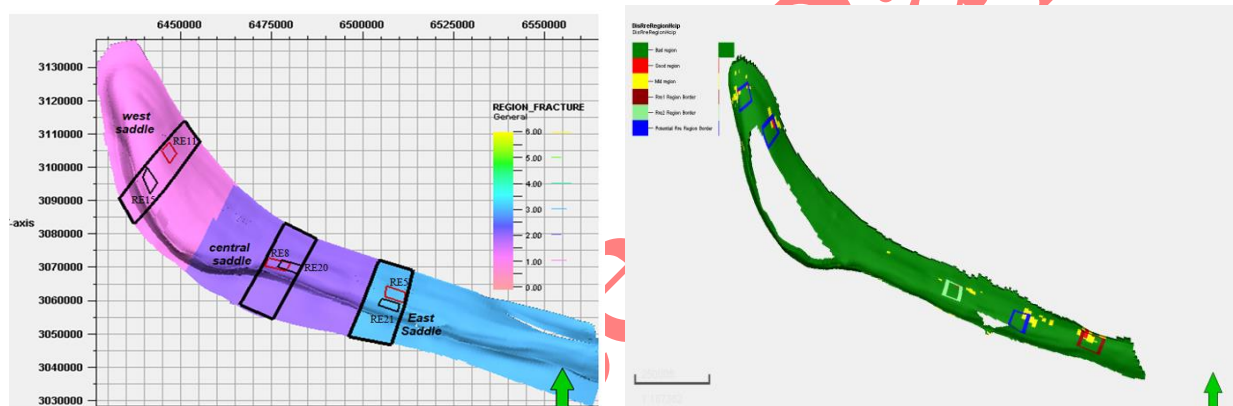
با در نظر گرفتن مجموع مکانیسم‌های ریزش گرانشی، تبخیر، انتقال جزئی ترکیب و کاهش تنش میان رویه، میزان بازیافت نفت در شرایطی که گاز اشباع کننده شکاف ترکیبی از گاز تزریقی فعلی و تعادلی و یا نزدیک به آن باشد میزان بازیافت نفت نسبت به تزریق گاز نیتروژن موثرتر می‌باشد ولی اگر گاز اشباع کننده شکاف دی‌اکسیدکربن باشد، بازیافت نفت به شدت افزایش می‌یابد. مقایسه نتایج بازیافت روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در مدل تک بلوکه نشان می‌دهد تزریق دی‌اکسیدکربن بازیافت نفت بیشتری نسبت به بقیه روش‌ها ایجاد می‌کند و تولید نیز در این روش بسیار سریع‌تر از روش‌های تزریق گازهای تعادلی و غیر تعادلی است و در مدت زمان کوتاه‌تری میزان نفت بیشتری تولید می‌شود. هرچند، نتایج شبیه‌سازی مدل تک بلوکه به تنهایی نمی‌تواند به عنوان معیار مناسبی جهت مقایسه روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در نظر گرفته شود و نیاز است تمامی این روش‌ها در مدل پایلوت مورد بررسی قرار گیرند.

مدل پایلوت

در این بخش نتایج شبیه‌سازی عددی مقیاس میدان برای روش‌های ازدیادبرداشت کاندیدا ارائه شده است. این نتایج در سه بخش عنوان شده است، اول انتخاب مناطق پایلوت، دومی ساخت مدل سیال ترکیبی سازگار با رفتار نسبت گاز به نفت تولیدی میدان و سومی نیز نتایج شبیه‌سازی عددی هر یک از روش‌های ازدیادبرداشت کاندیدا.

انتخاب پایلوت‌های میدانی

یکی از چالش‌های اصلی انتخاب پایلوت میدانی می‌باشد که بر اساس توزیع فضایی مناطق پایلوت ارائه شده توسط نرم افزار EOR S&D (شکل ۱۸-راست) و نیز تلفیق آن با ناحیه‌بندی شکل ۳-چپ انجام شده است. در این بخش از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره فازی بر اساس شاخص‌های فاصله تا چاه‌های تولیدی، فاصله تا واحد بهره برداری و نزدیکی داده‌های استاتیکی هر پایلوت به متوسط هر ناحیه مخزنی شکل ۳-چپ استفاده شده است. با توجه به نیاز شبیه‌سازی تمامی گریدهای در راستای عمق، ۳ منطقه پایلوت میدانی بر اساس ۶ منطقه پایلوت رتبه‌بندی شده EOR S&D و نیز توزیع شکاف به عنوان شاخص اصلی شکل ۳-چپ، تعیین شده است (شکل ۱۸-چپ).

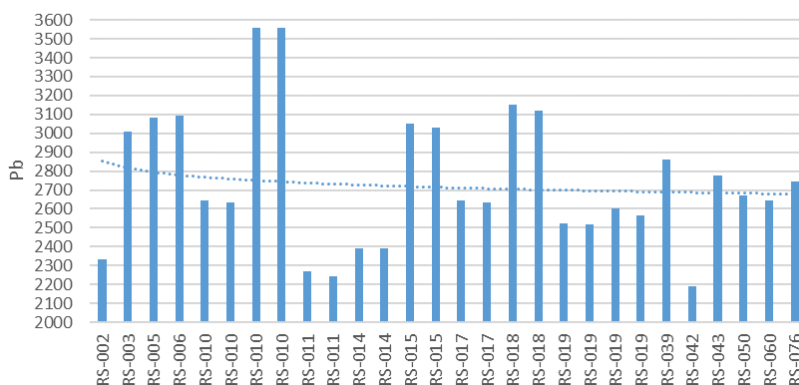


شکل ۱۸- راست: مناطق پایلوت نرم افزار EOR S&D، چپ: سه پایلوت میدانی برگرفته از پایلوت‌های معرف انتخابی در نواحی شرقی، مرکزی و غربی (مستطیل‌های بزرگ مشکی رنگ)

شبیه‌سازی سیال ترکیبی

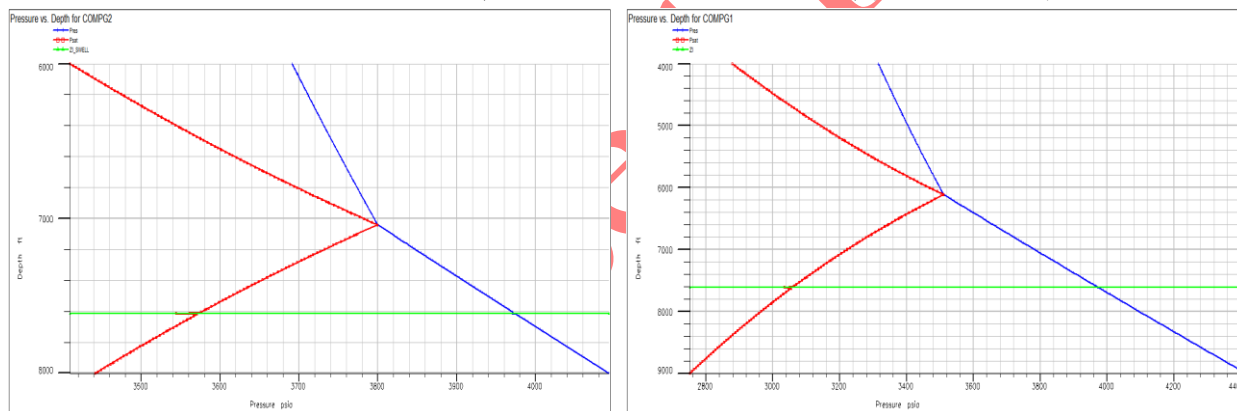
چالش مهم دیگر در قسمت شبیه‌سازی سیال می‌باشد که بر اساس بتوان شبیه‌سازی ترکیبی معتبری به همراه داشت. دلیل اصلی این چالش گرادیان فشار اشباع بالا در گستره ستون نفتی می‌باشد که با توجه به ماهیت شکافدار بودن مخزن و نیز همرفتی سیال توجیه اولیه‌ای ندارد. یکی از دلایل توجیهی برای تغییرات فشار اشباع سیال از ۲۲۰۰ پام تا ۳۵۰۰ پام تغییرات اجزا نفتی در گستره ستون نفتی از نزدیکی سطح تماس گاز و نفت اولیه (۷۰۰۰ فوت) تا نزدیکی عمق مبنای اولیه مخزن (۷۶۰۰ فوت) می‌باشد (شکل ۱۹). لازم بذکر است که داده‌های فشار استاتیک چاه گازی مشاهده ای نیز فشار ۳۸۰۰ پام در سطح تماس گاز و نفت را به همراه داشته است.

Saturation Pressure at 185 F



شکل ۱۹- مقادیر فشار اشباع نمونه‌های مختلف موجود در دمای ۱۸۵ درجه فارنهایت

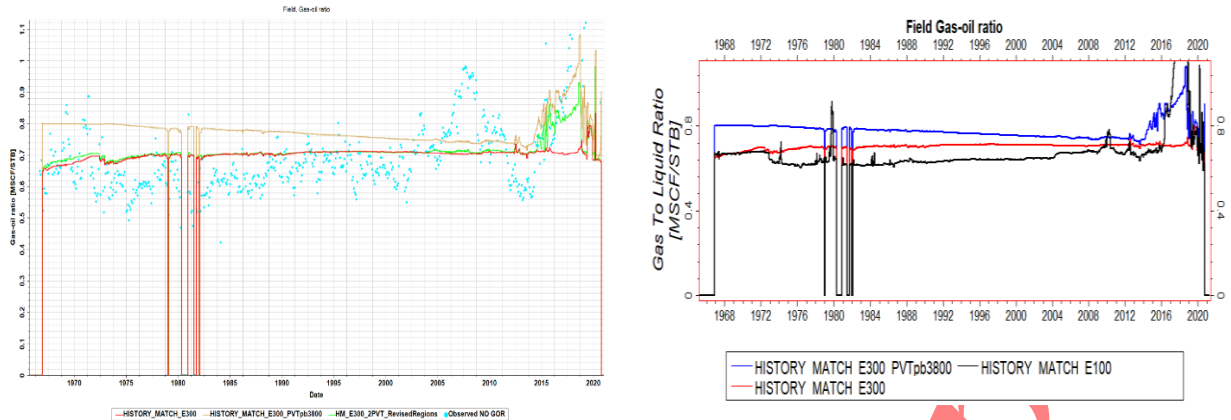
دو روش برای لحاظ تغییرات فشار اشباع در مدل سیال ترکیبی پیشنهاد می‌گردد. اولی استفاده از مدل‌سازی گرادیان اجزا نفتی و دیگری متورم سازی سیال نفتی با گاز همراه. روش اول به دلیل عدم تطابق فشار اشباع گاز در سطح تماس نفت و گاز (حدود ۳۵۰۰ پام) با فشار استاتیک چاه گازی (۳۸۰۰ پام) در مقایسه با نتیجه متناظر روش دوم کنار گذاشته شد (شکل ۲۰).



شکل ۲۰- ساخت مدل سیال ترکیبی بر اساس روش راست: مدل‌سازی گرادیان اجزا نفتی، چپ: متورم سازی سیال نفتی با گاز همراه

در صورت ترکیب ۱۳ درصد مولی گاز همراه با نمونه نفت، فشار اشباع حدود ۳۸۰۰ پام حاصل می‌شود. براین اساس مدل سیال ترکیبی تهیه گردید و در شبیه‌سازی ترکیبی مخزن استفاده شد. در شکل ۲۱- راست نتایج شبیه‌سازی میدانی مربوط به این مدل سیال با مدل نفت سیاه و مدل ترکیبی تهیه شده بدون در نظرگیری فشار اشباع در سطح تماس گاز و نفت (۳۸۰۰ پام) مقایسه شده است. به جز در سال‌های ۲۰۱۷ و ۲۰۱۶، مربوط به چند چاه خاص، میزان گاز به نفت تولیدی در حدود ۸۰۰ فوت مکعب استاندارد به ازای هر بشکه می‌باشد که این نتیجه با داده‌های تولیدی نفت و گاز واقعی میدان تا قبل از افزایش نسبت گاز به نفت در تناقض است (شکل ۲۱- چپ در سال‌های ۱۹۶۵ تا ۲۰۱۳ میلادی). برای رفع این مشکل از ایده دو مدل سیال استفاده گردید که در آن به فاصله ۱۰۰ متری زیر سطح تماس گاز و نفت مدل سیال متورم یا سیال با نسبت گاز به نفت بالا (۸۰۰ فوت مکعب استاندارد به ازای هر بشکه) اعمال می‌گردد و باقی ستون نفتی با مدل سیال مرسوم و غیر متورم با نسبت گاز به نفت پایین‌تر (۶۴۰ فوت مکعب استاندارد به ازای هر بشکه) مدل گردیده است. همانطور که در شکل ۲۱- چپ مشاهده می‌گردد نتیجه شبیه‌سازی عددی با روش

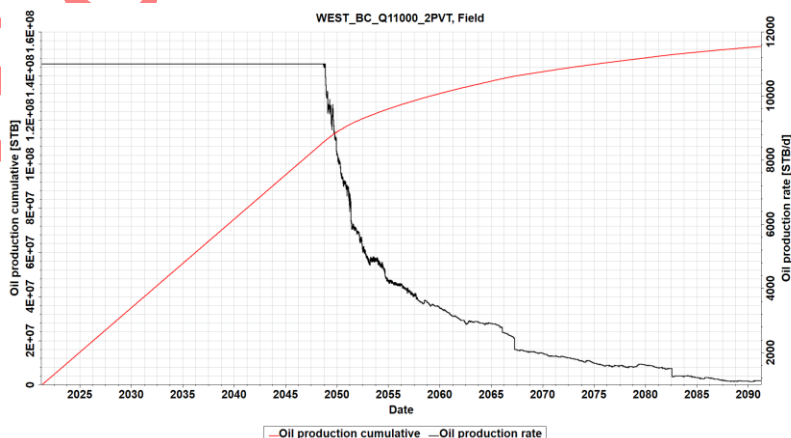
مدل سازی دو سیال نتایج منطقی تر و سازگارتری با داده‌های واقعی گاز به نفت تولیدی به همراه داشته است. بر این اساس در شبیه‌سازی میدانی روش‌های ازدیادبرداشت کاندیدا در پایلوت‌های میدانی از مدل سیال دوگانه استفاده شده است.



شکل ۲۱- مقایسه نتایج شبیه‌سازی مقایس میدانی GOR در سناریوهای مدل های راست: سیال یگانه متورم (منحنی قرمز رنگ) و چپ: مدل سیال دوگانه متورم و غیر متورم (منحنی سبز رنگ) با داده‌های GOR مشاهده ای

سناریوهای ازدیادبرداشت مقیاس پایلوت میدانی

در ابتدا یادآور می‌شود که هر یک از پایلوت‌های غربی، مرکزی و شرقی میدانی دربرگیرنده ی مقطعی از گستره ناحیه ای میدان و نیز دربرگیرنده کامل گستره عمقی می‌باشند. همچنین شیب موجود در زمین‌شناسی منطقه در این مدل‌ها به خوبی قابل رویت است پس می‌توان این پایلوت‌ها را معرف مناسبی برای میدان دانست. در پایلوت غربی به عنوان پایلوت غالب از لحاظ نفت درجا و نیز قابلیت استفاده از داده‌های ناحیه غالب مدل مفهومی، سناریوی تولید طبیعی با ۱۸ چاه موجود و دبی ۱۱۰۰۰ بشکه در روز طی ۷۰ سال اجرا شده است. شرایط اولیه فشار و اشباع سیالات مطابق با انتهای تطابق تاریخچه در سال ۲۰۲۱ قرار داده شده است. میزان تولید تجمعی نفت تا سال ۲۰۹۰ در سناریوی تولید طبیعی مطابق شکل ۲۱، ۱۵۳/۰۱۴ میلیون بشکه می‌باشد و بازده تولید نفت در این سناریو ۱۲/۵ درصد می‌باشد. در سناریوهای ازدیادبرداشت، تزریق از سال ۲۰۴۸ در انتهای دوره زمانی تثبیت تولید طبیعی پایه شروع شده است. بنابراین برای سناریوهای ازدیادبرداشت، ۱۷ سال ابتدایی تولید پایلوت به صورت تخلیه طبیعی بوده است. با توجه به داده‌های استخراج شده روش‌های کاندیدا ازدیادبرداشت در مدل تک بلوکه، گازهای دی‌اکسیدکربن، هیدروکربوری و نیتروژن به عنوان کاندیدا تزریق عنوان شده اند.



شکل ۲۱: دبی روزانه تولید و میزان تولید تجمعی نفت در سناریوی تولید طبیعی با چاه‌های موجود و دبی هدف ۱۱۰۰۰ بشکه در

روش‌های گاز پایه:

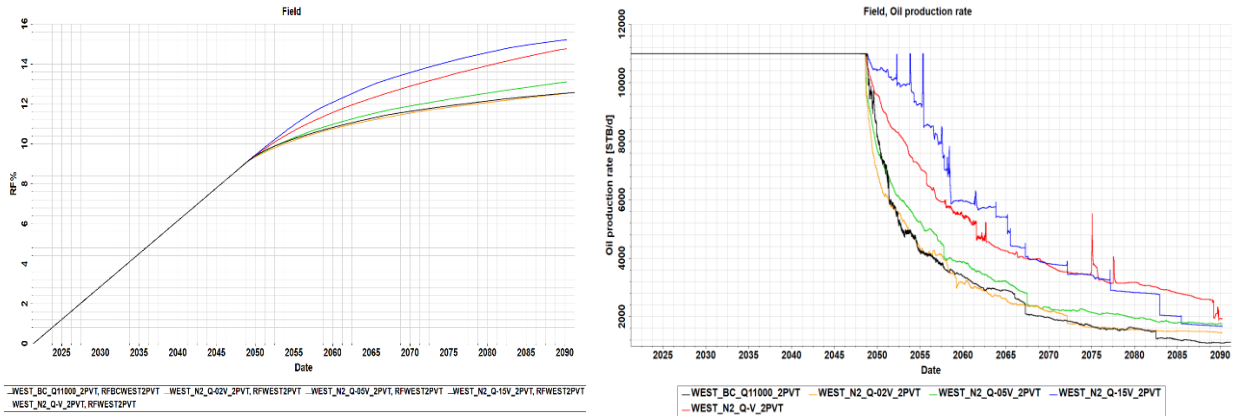
برای انجام حساسیت سنجی روی میزان سیال تزریقی، نسبت حجم تزریق به تولید برابر با اعداد $0/2$ ، $10/5$ و $1/5$ در سناریوهای مختلف در نظر گرفته شد. در این سناریوها تولید از ۱۸ چاه موجود و تزریق گاز از دو چاه تزریقی، از سال ۲۰۴۸ یعنی انتهای Plateau در تولید طبیعی، انجام می‌شود. در سناریوهای تزریق گاز، آغازسازی مدل شبیه‌سازی تزریق گاز به روش Enumeration با لحاظ کردن میزان فشار نفت همچنین اشباع آب و گاز در سال ۲۰۴۸ و همچنین پارامترهای XMF و YMF که جزء مولی سیال مخزن در حالت مایع و گاز می‌باشند، خروجی گرفته شده از اجرای سناریوی پایه، به عنوان شرایط اولیه، در ماتریس و شکاف، انجام گرفته است. محدودیت تزریق بر اساس نسبت گاز به نفت SCF/STBD ۵۰۰۰ و نسبت آب به نفت ۴۰ درصد بوده است. همچنین حداقل فشار ته چاهی تولیدی برابر با ۲۹۰۰ پام و حداکثر فشار چاه تزریقی ۴۰۱۶ پام برابر با فشار اولیه تعیین شده است. شکل ۲۲ میزان دبی روزانه و درصد بازده تولیدی را برای سناریوهای تزریق گاز دی‌اکسیدکربن با Voidage های متفاوت در مقایسه با تولید طبیعی نشان می‌دهد. نمودار مشکی مربوط به سناریوی پایه یا تولید طبیعی می‌باشد، همچنین رنگهای نارنجی و سبز به ترتیب نشان دهنده ی نتایج مربوط به سناریوهایی با نسبت تزریق به تولید $0/2$ و $0/5$ می‌باشند در حالی که نسبت تزریق به تولید برابر با ۱ با رنگ قرمز و $1/5$ با رنگ آبی مشخص شده است. به دلیل بزرگی گنبد گازی و قدرت توزیع شکاف در پایلوت میدانی و همچنین افزایش سریع اشباع گاز دی‌اکسیدکربن به دلیل چگالی این گاز، حرکت آن از طریق شبکه ی شکاف به سمت چاه‌های تولیدی به نسبت سریع بوده و نهایتاً با رسیدن به میزان محدودیت GOR اقتصادی چاه‌های تولیدی بسته می‌شوند.

در سناریوی تزریق دی‌اکسیدکربن افزایش میزان حجم تزریق تا نسبت تزریق به تولید برابر اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و پس از آن با افزایش نسبت تزریق به دلیل زودتر گازی شدن چاه‌ها، و رسیدن آن‌ها به میزان محدودیت GOR و بسته شدنشان، کاهش تولید را خواهیم داشت. بنابراین سناریوی تزریق گاز دی‌اکسیدکربن با نسبت تزریق به تولید برابر با یک بیشترین بازده تولید نفت برابر با $14/4$ درصد را سبب می‌شود که حدود ۲ درصد نسبت به سناریوی تولید طبیعی افزایش داشته است.



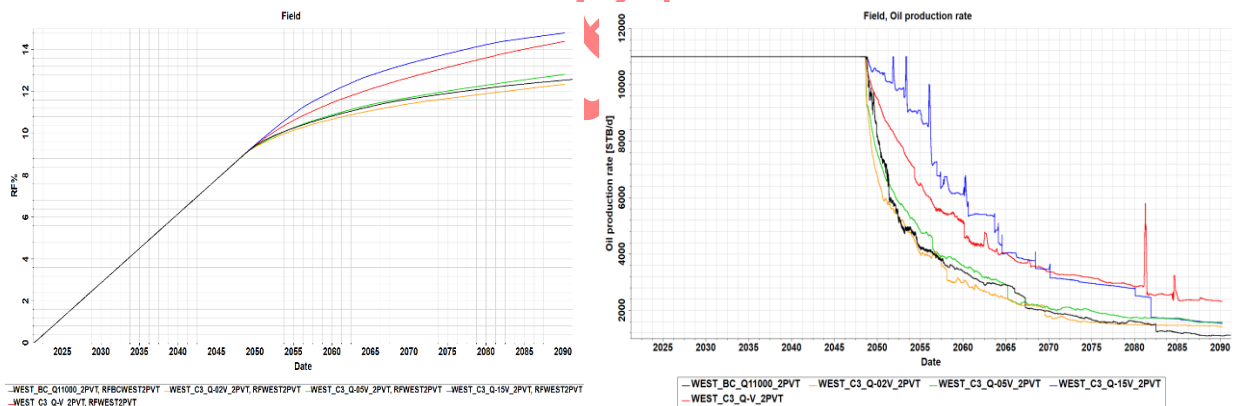
شکل ۲۲- راست: دبی، چپ: درصد بازده تولید نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز دی‌اکسیدکربن برای نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت ۱، $0/5$ ، $1/5$ و $0/2$ در مقایسه با تولید طبیعی

شکل ۲۳ و شکل ۲۴ نتایج متناظر با روش‌های تزریق نیتروژن و گاز هیدروکربوری را نشان می‌دهد.



شکل ۲۳- راست: دبی، چپ: درصد بازده تولید نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز نیتروژن برای نسبتهای تزریق به تولید متفاوت ۱، ۱/۵، ۰/۵ و ۰/۲ در مقایسه با تولید طبیعی

در سناریوهای تزریق گاز نیتروژن نیز مانند دی اکسید کربن، افزایش میزان حجم تزریق اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و سناریوی تزریق گاز نیتروژن با نسبت تزریق به تولید برابر با ۱/۵ بیشترین بازده تولید نفت برابر با ۱۵/۲ درصد را سبب می‌شود که افزایش ۲/۷ درصدی نسبت به سناریوی تولید طبیعی داشته است و در رده بالاتری نسبت به دی اکسید کربن و گاز هیدروکربوری قرار می‌گیرد. علت چنین مسئله‌ای فعال تر شدن مکانیسم ریزش ثقلی به دلیل سنگین تر شدن نفت و در نتیجه بیشتر شدن تفاوت دانسیته نفت و گاز می‌باشد. در حالیکه مکانیسم کاهش تنش میان رویه دی اکسید کربن در مقابل افزایش ریزش ثقلی نیتروژن در مقیاس میدانی اثرگذاری کمتری داشته است. این موضوع بر خلاف نتیجه مدل تک بلوکه می‌باشد که علت اصلی آن اثرات تزریق از طریق شبکه شکاف می‌باشد که اجازه فعال تر شدن بیشتر مکانیسم کاهش تنش میان رویه را در مقابل ریزش ثقلی نمی‌دهد.



شکل ۲۴- راست: دبی، چپ: درصد بازده تولید نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز غنی شده با پروپان برای نسبتهای تزریق به تولید متفاوت ۱، ۱/۵، ۰/۵ و ۰/۲ در مقایسه با تولید طبیعی

در سناریوهای تزریق گاز غنی شده با پروپان نیز افزایش میزان حجم تزریق اثر مطلوبی بر تولید نفت دارد و سناریوی تزریق گاز غنی شده با پروپان با نسبت تزریق به تولید برابر با ۱/۵ همانند نیتروژن بیشترین بازده تولید نفت برابر با ۱۴/۸ درصد را سبب می‌شود که افزایش ۲/۳ درصدی نسبت به سناریوی تولید طبیعی داشته است.

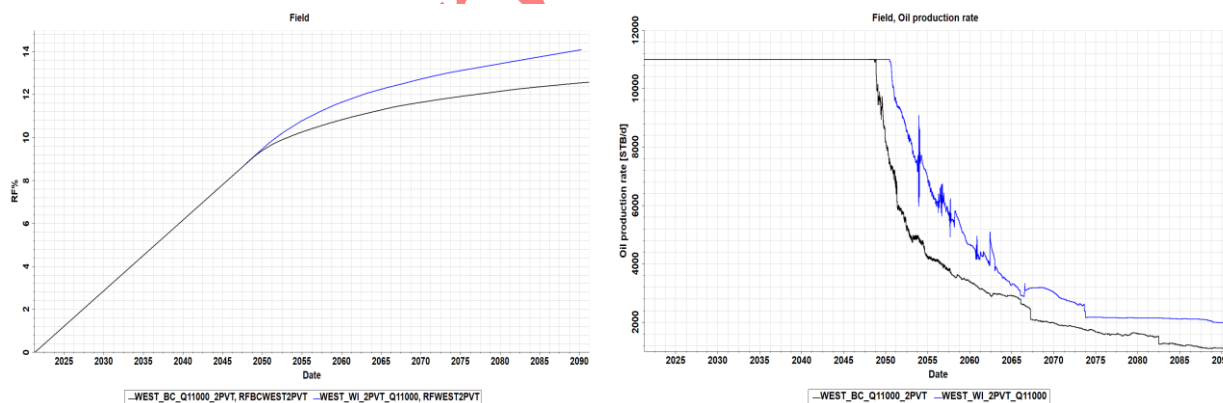
نتایج حاصل از شبیه‌سازی سناریوهای مختلف تزریق گاز در پایلوت میدانی با نسبت‌های تزریق به تولید متفاوت و از سال ۲۰۴۸ در ادامه ی فرایند تولید طبیعی از سال ۲۰۲۱ تا ۲۰۴۸، در جدول ۸ قابل مقایسه می‌باشد.

جدول ۸- نتایج شبیه‌سازی در سناریوهای بهینه ی تزریق گاز پایلوت غربی تا سال ۲۰۹۰

سناریوهای تزریق گاز در مدل غربی	تولید تجمعی نفت (میلیون بشکه)	بازیافت نفت (درصد)
سناریوی پایه تولید طبیعی	153/014	12/5
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 0.2	157/648	12/93
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 0.5	162/928	13/36
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 1	175/633	14/41
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 1.5	169/911	13/93
تزریق گاز N ₂ و Voidage 0.2	152/902	12/54
تزریق گاز N ₂ و Voidage 0.5	159/877	13/11
تزریق گاز N ₂ و Voidage 1	180/111	14/77
تزریق گاز N ₂ و Voidage 1.5	185/641	15/23
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 0.2	150/628	12/35
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 0.5	156/302	12/82
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 1	175/504	14/39
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 1.5	180/429	14/80

روش‌های آب پایه:

تزریق آب توسط طراحی دو چاه افقی در ناحیه آبرده‌ی مدل و تولید از ۱۸ چاه موجود در این مدل، شبیه‌سازی و اجرا گردید. شکل ۲۵ میزان دبی روزانه ی نفت تولیدی و بازده آن را در سناریوی تزریق آب با حجم جایگزین برابر با نفت تولیدی در مقایسه با سناریوی تولید طبیعی نشان می‌دهد. تولید تجمعی نفت در انتهای شبیه‌سازی یعنی سال ۲۰۹۰ از میزان ۱۵۳/۰۱۴ میلیون بشکه در سناریوی تولید طبیعی به میزان ۱۷۱/۷ میلیون بشکه در سناریوی تزریق آب افزایش یافته است. میزان بازدهی نفت نیز در سناریوی تزریق آب به ۱۴/۰۸ درصد رسیده است که حدود ۲ درصد نسبت به سناریوی تولید طبیعی زیاد شده است.



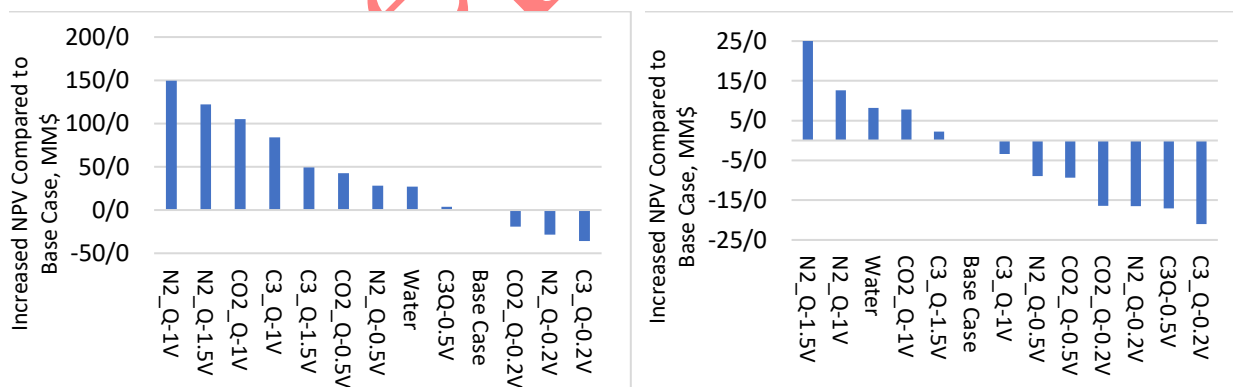
شکل ۲۴- راست: دبی، چپ: درصد بازده تولید نفت در سناریوی تزریق آب برای نسبت تزریق به تولید ۱ در مقایسه با تولید طبیعی

شکل ۲۵- راست نیز میزان افزایش درآمد تجمعی هر سناریوی ازدیادبرداشت نسبت به سناریوی پایه را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است سناریو تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق به تولید ۱/۵ به عنوان روش بهینه فنی اقتصادی مشخص گردیده است. با توجه به اهمیت نحوه توزیع شکاف و نیز وجود بخش‌هایی از مخزن که توسعه شکاف کمتری دارند (پایلوت مرکزی)، نتایج متناظر سناریوهای ازدیادبرداشت در جدول ۹ نشان داده شده است. بهینه‌ترین حالت فنی روش تزریق گاز مربوط به سناریو تزریق گاز غنی

پروپان با نسبت حجم تزریق ۱/۵ می‌باشد و حدود ۱۳ درصد میزان بازده تولید را نسبت به سناریوی تولید طبیعی افزایش داده است. و بازده تولید نفت را در این مدل به ۲۴/۱ درصد رسانده است. دلیل اصلی این افزایش، اثر فعال شدن مکانیسم‌های ازدیادبرداستی تزریق گاز از جمله کاهش تنش میان رویه در این پایلوت می‌باشد. همچنین وجود شبکه ی شکاف ضعیف باعث عملکرد بهتر جاروب حجمی‌روش‌های گاز پایه شده است. مطالعات اقتصادی با توجه به هزینه بالای تامین گاز غنی از پروپان، روش تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق ۱/۵ را به عنوان روش برتر فنی-اقتصادی عنوان می‌نماید (شکل ۲۵-چپ).

جدول ۹- نتایج شبیه‌سازی در سناریوهای تزریق گاز و آب تا سال ۲۰۹۰ در پایلوت مرکزی

سناریوهای تزریق گاز در مدل غربی	تولید تجمعی نفت (میلیون بشکه)	بازیافت نفت (درصد)
سناریوی پایه تولید طبیعی	53/83	11/1
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 0.2	49/87	10/28
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 0.5	64/089	13/21
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 1	103/87	21/41
تزریق گاز CO ₂ و Voidage 1.5	91/89	18/94
تزریق گاز N ₂ و Voidage 0.2	48/66	10/03
تزریق گاز N ₂ و Voidage 0.5	60/05	12/38
تزریق گاز N ₂ و Voidage 1	112/96	23/29
تزریق گاز N ₂ و Voidage 1.5	104/22	21/49
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 0.2	47/88	9/8
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 0.5	55/85	11/5
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 1	106/7	22
تزریق گاز غنی شده با C ₃ و Voidage 1.5	116/9	24/1
تزریق آب و Voidage 1	۷۱/۹۴	۱۴/۸۳



شکل ۲۵-مقدار تجمعی ارزش خالص کنونی سناریوهای ازدیاد برداشت در راست: پایلوت غربی با توسعه شکاف قوی، چپ: پایلوت مرکزی میدان با توسعه شکاف ضعیف تر

نتیجه‌گیری و پیشنهادها:

بر اساس شبیه‌سازی عددی روش‌های ازدیاد برداشت در مقیاس پایلوت میدانی و استفاده از پارامترهای بدست آمده از مدل تک بلوکه، نتایج ذیل از غربال‌گری پیشرفته حاصل شده است:

- یکی از روش‌های کارآمد در بررسی روش‌های ازدیاد برداشت تقسیم‌بندی مخازن شکاف‌دار به دو بخش آبروفته و گاز روفته به عنوان ناحیه بین سطح تماس اولیه و جدید آب/نفت و گاز/نفت می‌باشد تا بتوان به بررسی هندسه شبکه شکاف بر عملکرد روش‌های ازدیاد برداشتی و نیز تعیین میزان بهینه نفت باقی مانده در ماتریس دست یافت.
- یکی از چالش‌های اصلی در شبیه‌سازی ازدیاد برداشت میدانی، انتخاب پایلوت‌های میدانی می‌باشد که در این مطالعه بر اساس توزیع فضایی مناطق پایلوت ارائه شده توسط نرم افزار EOR S&D و تلفیق آن با ناحیه‌بندی مدل تک بلوکه و بر اساس توزیع شکاف انجام شده است. در این بخش از روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره فازی بر اساس شاخص‌های فاصله تا چاه‌های تولیدی، فاصله تا واحد بهره‌برداری و نزدیکی داده‌های استاتیکی هر پایلوت به متوسط هر ناحیه مخزنی استفاده شده است.
- دیگر چالش مهم در شبیه‌سازی ازدیاد برداشت مخازن شکاف‌دار با کلاهدک گازی حجیم اولیه، تعیین مدل سیال ترکیبی معتبر برای هر دو ناحیه نزدیک سطح تماس گاز/نفت و عمق مبنای نفتی می‌باشد تا بتوان گرادیان تغییرات فشار اشباع سیال نفتی به درستی در گستره عمقی مخزن تعیین گردد که با ارائه روش مدل‌سازی سیال دوگانه تا حدود زیادی در این مطالعه حل گردید.
- روش برتر فنی در ازدیاد برداشت این مطالعه در مناطق با توسعه شکاف قوی‌تر، تزریق نیتروژن به دلیل فعال‌سازی مکانیسم انتقال جرمی اجزا سبک نفتی به گاز و افزایش دانسیته آن می‌باشد که در اثر آن مکانیسم جدایش ثقلی فعال‌تر می‌گردد. از سوی دیگر در مناطق با توسعه شکاف ضعیف‌تر، سناریو تزریق گاز غنی پروپان با نسبت حجم تزریق ۱/۵ به دلیل فعال شدن مکانیسم‌های ازدیاد برداشتی تزریق گاز از جمله کاهش تنش میان رویه روش برتر فنی می‌باشد.
- نتایج مطالعات اقتصادی نشان می‌دهد که به دلیل هزینه بالای تامین گاز غنی از پروپان، روش تزریق نیتروژن با نسبت حجم تزریق ۱/۵ را به عنوان روش برتر فنی-اقتصادی در هر دو بخش با توسعه شکاف متفاوت مخزنی می‌توان عنوان نمود.
- از مقایسه عددی میزان بازیافت روش‌های ازدیاد برداشت می‌توان دریافت که در مخازن با رانش گازی کلاهدک حجیم، تنها در بخش‌های با توسعه شکاف کمتر می‌توان توقع افزایش برداشت بالای روش‌های آب پایه و گاز پایه را به همراه داشت و سایر مناطق با توجه به میزان بازده کمتر روش‌های ازدیاد برداشت، می‌توانند کاندیدای روش‌های ارتقا برداشتی از جمله تعمیرات چاه در اثر نسبت گاز به نفت بالا باشند.

منابع:

1. Manrique, E. J., Muci, V. E., & Gurfinkel, M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667-686. <https://doi.org/10.2118/100063-PA>
2. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010, April). EOR: current status and opportunities. In *SPE Improved Oil Recovery Conference?* (pp. SPE-130113). SPE. <https://doi.org/10.2118/130113-MS>
3. Mogensen, K., & Masalmeh, S. (2020). A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107889. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107889>
4. Nelson, R. A. (1985). *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs* (Vol. 1). Gulf Professional Publishing.
5. Allan, J., & Sun, S. Q. (2003, October). Controls on recovery factor in fractured reservoirs: lessons learned from 100 fractured fields. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-84590). SPE. <https://doi.org/10.2118/84590-MS>

6. Moreno, J. E., Gурpinar, O., & Liu, Y. (2015, August). A Holistic Approach to EOR Screening in Dual-Porosity Naturally Fractured Reservoirs. In SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference (p. D011S003R004). SPE. <https://doi.org/10.2118/174577-MS>

۷. محمد پروازدوانی*، سید مهدیا مطهری، حسن گلقدشتی، طراحی پایلوت ازدیاد برداشت- چالش‌ها و راهکارها ماهنامه اکتشاف و تولید نفت و گاز، پیاپی ۱۴۷ (مهر ۱۳۹۶)، magiran.com/p1749611

8. Motahhari, S. M., Rafizadeh, M., Pishvaie, S. M. R., & Ahmadi, M. (2021). An integrated Shannon Entropy and reference ideal method for the selection of enhanced oil recovery pilot areas based on an unsupervised machine learning algorithm. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 76, 82. <https://doi.org/10.2516/ogst/2021061>
9. Teletzke, G. F., Wattenbarger, R. C., & Wilkinson, J. R. (2010). Enhanced oil recovery pilot testing best practices. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13(01), 143-154. <https://doi.org/10.2118/118055-PA>
10. Sheng, J. J. (2017). Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 654-665. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022>
11. Cao, A., Stephenson, T., Jobling, R., & Baker, R. (2014). Re-Fracturing and Water Flooding Western Canada Tight Oil Reservoir Horizontal Wells. *GeoConvention*.
12. Parvazdavani, M., Movaghar, M. R. K., & Dehghani, S. A. M. (2022). Low salinity water flooding: Evaluating the effect of salinity on oil and water relative permeability curves using coupling of DLVO and geochemical reactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110677. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110677>
13. Todd, H. B., & Evans, J. G. (2016, May). Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation. In *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium* (pp. SPE-180270). SPE. <https://doi.org/10.2118/180270-MS>
14. Parvazdavani, M., & Khorsand Movaghar, M. R. (2023). Prediction of electrostatic properties of reservoir rock in low salinity water injection into carbonate reservoirs. *Scientific Reports*, 13(1), 8782.
15. Wang, X., Luo, P., Er, V., & Huang, S. (2010, October). Assessment of CO₂ flooding potential for Bakken formation, Saskatchewan. In *SPE Canada Unconventional Resources Conference?* (pp. SPE-137728). SPE. <https://doi.org/10.2118/137728-MS>
16. Gamadi, T.D. Sheng, J.J. Soliman, M.Y. Menouar, H. Watson, M.C. Emadibaladehi, H. (2014) An Experimental Study of Cyclic CO₂ Injection to Improve Shale Oil Recovery, SPE-169142-MS. <https://doi.org/10.2118/137728-MS>
17. Vicencio, O. A. (2007). Nitrogen injection into naturally fractured reservoirs. The University of Texas at Austin.
18. Manrique, E. J., Muci, V. E., & Gurfinkel, M. E. (2007). EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(06), 667-686. <https://doi.org/10.2118/100063-PA>
19. Pooladi-Darvish, M., & Firoozabadi, A. (2000). Cocurrent and countercurrent imbibition in a water-wet matrix block. *Spe Journal*, 5(01), 3-11. <https://doi.org/10.2118/38443-PA>
20. Di Donato, G., Tavassoli, Z., & Blunt, M. J. (2006). Analytical and numerical analysis of oil recovery by gravity drainage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54(1-2), 55-69. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.08.002>
21. Salehi, M. (2009). Enhancing the spontaneous imbibition process in naturally fractured reservoirs through wettability alteration using surfactants: mechanistic study and feasibility of using biosurfactants produced from agriculture waste streams (Doctoral dissertation, University of Kansas).
22. Chang, Y. B., Coats, B. K., & Nolen, J. S. (1996, March). A compositional model for CO₂ floods including CO₂ solubility in water. In *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference* (pp. SPE-35164). SPE. <https://doi.org/10.2118/35164-MS>
23. Schlumberger, Miscibility and surface tension effects chapter, technical manual of eclipse, P.193, 2018.1

The challenges of designing enhanced oil recovery methods in large gas cap fractured reservoirs and their solutions by the approach of advanced screening

Mohammad Parvazdavani* ; Shima Ebrahimzadeh; Shahab Gerami

Abstract

One of the current challenges in fractured reservoirs, especially those with a large gas cap, is the production of oil with a high gas-to-oil ratio, coupled with the entrapment of oil in the matrix. The lack of a correct understanding of the fracture distribution network and its impact on the performance of enhanced oil recovery methods can pose numerous challenges in designing these methods.

This study aims to investigate the effect of fracture geometry and its network on the performance of enhanced oil recovery methods, as well as to determine the optimal amount of oil remaining in the matrix, by classifying fractured reservoirs into water and gas-invaded regions. Initially, inefficient water and gas-based enhanced oil recovery methods were eliminated based on preliminary screening. Subsequently, the study investigated the influenced parameters in the field-scale simulation of enhanced oil recovery methods using conceptual modeling. Additionally, a new algorithm for fuzzy multi-criteria decision-making was employed to rank and select pilot areas. Consequently, the field-scale simulation of enhanced oil recovery methods was conducted in pilot areas using an advanced screening approach.

The results reveal that one of the most significant challenges in numerical simulation in fractured reservoirs with an initial large gas cap is determining a representative PVT model for both areas near the gas/oil contact and the interval of the oil datum. To address this challenge, a two-fluid PVT model was used. Another challenge involves the integration of static data with production and operational data for pilot area selection, considering reservoir properties. This challenge was addressed using a new fuzzy multi-criteria decision-making algorithm. Conceptual modeling results show that carbon dioxide injection is the top-ranked method technically. However, field-scale results of the pilot model demonstrate that nitrogen flooding is the best techno-economic method. The primary reason is the higher rate of the gravity drainage mechanism and the lower cost of nitrogen compared to other candidate gases. Additionally, low salinity water flooding with a dilution ratio of 100 is the most effective water-based enhanced oil recovery method. Nevertheless, field-scale simulation results indicate that in reservoirs with a large gas cap, the efficiency of water or gas-based enhanced oil recovery methods is evident only in sectors with growing fracture networks. Conversely, in areas with a poor fracture network, other improved recovery methods such as workover of high gas-to-oil ratio wells can be promising candidates.

Key words: water and gas base enhanced of recovery, carbonate fractured reservoirs, large gas caps, challenges and solutions, low-saline water flooding, nitrogen flooding, pilot areas