

مقاله پژوهشی

بررسی روش‌های ازدیاد برداشت در یکی از چاه‌های میدان نفتی «کوه ریگ»، با ایجاد یک مدل مخزن مصنوعی

صابر صفار^{۱*}؛ محمد الیاس خدانشناس^۱

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ایران

دریافت مقاله: ۱۴۰۲/۸/۲۶ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۵/۰۹

شناسه دیجیتال (DOI): 10.22107/jpg.2024.425727.1218

چکیده

با آغاز تولید نفت یک مخزن، با گذشت زمان برداشت از آن دشوارتر می‌شود؛ زیرا افزون بر افت فشار، در بیشتر موارد محرک‌های طبیعی تولید نسبتاً ضعیف هستند و در نهایت مجموع نفت تولیدی، کمتر از حجم ذخیره قابل برداشت خواهد بود. به علاوه افزایش طول عمر تولید از مخازن همواره از دغدغه‌های اصلی صنعت نفت در جهان به شمار می‌رود و دارندگان این ذخایر می‌کوشند تا با به‌کارگیری روش‌های مختلف با هزینه کمتر و کارایی بالاتر، از منابع خود بهره‌جویند و مقدار بیشتری از نفت مخازن را به تولید برسانند تا از این طریق درآمد و سود حاصله از مخازن خود را افزایش دهند. بیشتر مخازن ایران نیز در نیمه دوم عمر خود هستند و تولید از آنها با چنین چالش‌هایی روبه‌روست. بنابراین به نظر می‌رسد که با توجه به ضرورت موضوع، به منظور جلوگیری از هدر رفت منابع و استحصال حداکثری از مخازن، نباید به برداشت معمولی (اولیه و ثانویه) اکتفا کرد. زیرا بخش عمده‌ای از هیدروکربن‌های مخزن در صورت برداشت معمولی غیرقابل استحصال محسوب می‌شوند. در جهت رفع مشکل می‌توان از راهکارهای موثری موسوم به روش‌های ازدیاد برداشت نفت یاری جست. این روش‌ها می‌توانند با ایجاد تغییر در خواص سنگ و سیال مخزن باعث افزایش ضریب بازیافت نهایی و عمر تولیدی مخزن شوند. بدین منظور در پژوهش حاضر میزان تاثیر روش‌های مختلف ازدیاد برداشت در یکی از چاه‌های موجود در یکی از میادین کشور به نام «کوه ریگ» مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد سناریوی تزریق بخار، می‌تواند مناسب‌ترین روش جهت اجرا در میدان مورد مطالعه می‌باشد. البته برای فاز عملیاتی نیاز است تا پارامترهای بیشتری مورد بررسی قرار گیرد. این تحقیق صرفاً به مقایسه روش‌های ازدیاد برداشت پرداخته است تا نشان دهد در قدم اول تعیین روش مناسب ازدیاد برداشت از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

واژگان کلیدی

ازدیاد برداشت، اکلیپس، ضریب بازیافت، تزریق سیال، بازده ماکروسکوپی، میکروسکوپی

۱. مقدمه

که معادل ۳/۵ درصد از تولید جهانی نفت خام بوده است و پیش‌بینی می‌شود؛ طبق برنامه ریزی‌های جهانی تا سال ۲۰۳۰ این رقم به ۱۰ تا ۲۰ درصد بیشتر از حد کنونی آن برسد. [۱].

به همین منظور این پژوهش، به بررسی و مدل‌سازی یکی از مخازن جنوب غرب کشور به نام «کوه ریگ» پرداخته است؛ تا بهترین روش ازدیاد برداشت را که می‌توان در این مخزن بکارگرفت را شناسایی و معرفی نماید. برای رسیدن به این مهم، هر یک از روش‌های متداول در ازدیاد برداشت، توسط یک مدل مخزن مصنوعی شبیه‌سازی شده است و از نظر

امروزه در زمینه حل مشکل افزایش بازیافت نفت از مخازن، اقدامات شایان توجه و فعالیت‌های موثری در دنیا صورت گرفته که به طور عمده شامل: بکارگیری روش‌هایی به منظور تزریق یک سیال به همراه برخی افزایش‌ها بواسطه یک چاه به داخل مخزن می‌باشد که بطور کلی مجموعه این روش‌ها و فرآیندها، ذیل تکنیک‌ها و شیوه‌های ازدیاد برداشت نفت دسته بندی می‌شوند. براساس آمارهای موجود در پایان سال ۲۰۱۰ حدود ۳ میلیون بشکه از ۸۵ میلیون بشکه نفت تولیدی روزانه در جهان، به کمک روش‌های ازدیاد برداشت تولید شده

برای تزریق امتزاجی گاز و از فشار ۵۰۰ Psi برای تزریق غیر امتزاجی گاز استفاده کردند که اولین تحقیق ترکیبی کاربرد گاز امتزاجی و غیرامتزاجی در زمینه تزریق متناوب به شمار می‌رفت [۶]. در سال ۱۹۹۳، مرساده^{۱۳} و همکاران اولین گروهی بودند که تولید متولپید^{۱۴} (بیوسورفکتانت^{۱۵} تشکیل شده از مواد پسماند روغنی) از پساب روغن زیتون را گزارش کردند [۷]. در سال ۱۹۹۵، هارتمینک^{۱۶} و همکاران جهت طراحی آزمایشگاهی تزریق بخار را در میدان قرن علم در عمان استفاده کردند که با کاهش میزان اثر گرانش نفت سنگین نتایج بهتری را از لحاظ کارآمدی نسبت به تلاش کودره^{۱۷} و همکاران به ثبت رساند [۶]. در سال ۲۰۰۹، محمدی و صادقی برای دستیابی به معادلات نهایی فشار و اشباع مخزن، فرایند تزریق ترکیبی آب و گاز غیر امتزاجی در مخازن نفتی را شبیه‌سازی کردند. آنها برای درک صحیح تفاوت تزریق ترکیبی، ابتدا فرایندهای تزریق آب و نیز تزریق گاز را جداگانه بررسی کردند؛ نتایج حاصله با شبیه‌سازی صورت گرفته توسط نرم افزار سی ام جی^{۱۸} مقایسه گردید. نتایج این تحقیق، بازدهی بالاتر بازیافت نفت در فرایند تزریق ترکیبی در مقایسه با سیلابزنی و تزریق گاز را نشان می‌داد. [۸] در سال ۲۰۱۰، درویش‌نژاد و همکاران روش‌های مختلف تزریق متناوب آب و گاز در یکی از مخازن شرکت ملی نفت ایران را به کمک اکلیپس^{۱۰}، مورد بررسی قرار دادند. نتایج به دست آمده نشان داد که با توجه به درستی طراحی و انتخاب پارامترهای موثر بر تزریق متناوب آب و گاز، ضریب بهره‌دهی و تولید در این روش می‌تواند به مراتب بیشتر از تزریق جداگانه آب و گاز باشد. [۹] در سال ۲۰۱۱، ماهشویاری^{۱۹} و همکاران به بررسی و شبیه‌سازی تکنیک‌های بهبود بازیابی نفت با پنج سناریوی بهبود از جمله: سیلابزنی با سورفکتانت، سیلابزنی با آلکالین-سورفکتانت، سیلابزنی با پلیمر، سیلابزنی با سورفکتانت-پلیمر و سیلابزنی با آلکالین-

مجموع نفت تولیدی، میانگین تولید روزانه نفت و بازده ماکروسکوپی و میکروسکوپی مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

آغاز بکارگیری ازدیاد برداشت مخازن، در سال ۱۹۰۷، با طراحی و اجرای اولین عملیات تزریق آب در میدان برادفورد^۱ انجام شد. اما برای اولین بار در ابعاد وسیع صنعتی در سال ۱۹۳۰، توسط شرکت خلیج نفت در میدان نفتی کرن‌ریور^۲ در کالیفرنیا ایالات متحده آمریکا صورت گرفت [۲]. در سال ۱۹۳۰، شرکت غرب تگزاس روش تزریق گاز را در ایالات متحده آمریکا بکار گرفت و اولین گازی که جهت تزریق به مخزن بکار گرفته شد، گاز طبیعی بود [۳]. در سال ۱۹۴۹، سوشی^۳ پس از پژوهشی در بازدهی چند میدان آمریکا عنوان کرد که تزریق غیرامتزاجی (هیدروفراکتانت) متناوب آب و گاز^۴ نسبت به تزریق غیرامتزاجی گاز دارای بازدهی و تولید بیشتری است [۴]. در سال ۱۹۷۷، نایت^۵ و رودی^۶ مطالعات آزمایشگاهی ازدیاد برداشت نفت را آغاز کردند. آنها در آزمایش‌های خود از محلول پلیمری با غلظت‌های گوناگون استفاده نمودند و دو نمونه نفت سنگین را بررسی کردند. نسبت پویایی^۷ در ابتدا برای آب و نفت در حدود ۳۰ گزارش شد. در حالی که پس از تزریق پلیمر، مقدار این نسبت برای دو نمونه نفت به ترتیب ۰/۳۴ و ۳/۲ گزارش شد. نتایج بازیافت نفت نیز بیانگر افزایش بازیافت بین ۱۹ تا ۳۱ بود [۵]. در سال ۱۹۸۴، دورکن^۸ و همکارانش پایلوت تزریق چرخه ای بخار را در منطقه کلد لیک^۹ طراحی کردند. این بار بخار در فشاری بالاتر از فشار مخزن تزریق شد و ضریب برداشت در حدود ۶/۳ درصد افزایش یافت. در سال ۱۹۸۵، چی‌پریکی^{۱۰} و همکاران پایلوت تزریق بخار را در میدان نفتی والکوپا^{۱۱} در ایتالیا برای آغاز استفاده از فرایند سیلابزنی آب و بخار آب داغ طراحی کردند [۵]. در سال ۱۹۸۶، راولو و کلکرنی^{۱۲} در تحقیقات خود درباره فرایند تزریق متناوب از فشار ۲۵۰۰ Psi

¹¹ Valcopa

¹² Rao and Kulkarni

¹³ Merced

¹⁴ Meta lipid

¹⁵ Biosurfactant

¹⁶ Heart mink

¹⁷ Kodreh

¹⁸ CMG

¹⁹ Maheshwari

¹ Bradford

² Kern River

³ sushi

⁴ WAG

⁵ Knight

⁶ Rhudy

⁷ Mobility Ratio

⁸ Dur ken

⁹ Cold Lake

¹⁰ Chee priky

برای ازدیاد برداشت نفت در یکی از مخازن ایران انجام پرداختند. نتایج نشان داد که در تزریق پلیمر با غلظت ۱۰۰ قسمت در میلیون^{۲۴} و شوری کم در مرحله ثالثیه، افزایش بازیابی نفت در مقایسه با تزریق پیوسته شوری کم ۲/۲۷٪، مناسب جهت اجرا در مخزن بود. [۱۲] در سال ۲۰۲۱، خلیلی و همکاران به امکان‌سنجی عملیات سیلابزنی پلیمر در مخازن نفتی ایران را بررسی کردند. نتایج نشان داد از ویژگی‌های یک پلیمر مناسب برای سیلاب زنی عبارتند از: نفوذپذیری زیاد، اثرگذاری به هنگام اختلاط با آب سازند، مقاومت در برابر تخریب میکروبی، جذب کم در فضای متخلخل سنگ‌ها [۱۵]. در سال ۲۰۲۱، مجیدزاده و خرسند موقر به تعیین و شبیه‌سازی دینامیکی مناسب‌ترین روش ازدیاد برداشت بر روی یک مدل مخزنی پرداختند. نتایج نشان داد که با افزایش سال تزریق و تغییر پارامتر کنترلی تولید، روش تزریق گاز غیر امتزاجی میزان ارزش خالص کنونی^{۲۵} بیشتری از روش پایه آبی^{۲۶} داشت [۱۳].

این تحقیق با هدف ارائه بهترین روش افزایش ضریب بازیافت در میدان نفتی موسوم به «کوه ریگ»، با ایجاد یک مدل مخزن مصنوعی در محیط نرم‌افزار اکلیپس صورت گرفته است که شرایط تولیدی در میدان را پس از بکارگیری و مدلسازی هریک از تکنیک‌های ازدیاد برداشت، در طول بازه‌ی زمانی مشخص شبیه‌سازی، پیش‌بینی کرده است و سپس با مقایسه‌ی تولید میانگین روزانه و بازده میکروسکوپی و ماکروسکوپی هر یک از روش‌های ازدیاد برداشتی در بازه‌ی تولیدی مربوطه آنها، به بررسی نتایج جهت ارائه راهکار مناسب برای اعمال در میدان مورد مطالعه پرداخته شده است.

۲- توصیف مدل مورد مطالعه

۲-۱- معرفی مدل میدان

به منظور مقایسه عملکرد فرآیندهای مختلف ازدیاد برداشت یک مدل مصنوعی بکارگرفته شده است. جهت ساخت این مدل مصنوعی که در شبیه‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد، از خواص پتروفیزیکی یکی از میدان‌های نفتی جنوب غرب ایران به نام «کوه‌ریگ» استفاده شده است. این میدان خود در

سورفکتانت-پلیمر برای یکی از ناحیه‌های میدان نوره پرداختند. نتایج به افزایش نفت با انتقال فشار سطحی در مخزن از روش آلکالین-سورفکتانت-پلیمر بهترین پاسخ را نشان داد. [۱۰] در سال ۲۰۱۲، کن و کبیر^{۲۰} روشی مبتنی بر الگوریتم‌های بهینه‌سازی را جهت محاسبه پیوستگی بین چاه‌های یک مخزن مورد استفاده قرار دادند و عملیات تزریق امتزاجی دی‌اکسید کربن را بهینه‌سازی نمودند. در سال ۲۰۱۳، سیمجو^{۲۱} و همکاران نیز گزارش دادند؛ کاهش طول زنجیره کربن آلکان‌ها موجب کاهش پایداری فوم می‌شود [۱۵]. در سال ۲۰۱۸، آلفارگه^{۲۲} و همکاران از طریق ادغام روش‌های شبیه‌سازی عددی و توسعه شبکه محلی، به بررسی توانایی گازهای مخلوط (کربن دی‌اکسید، گازهای غنی و سبک) در افزایش بازیابی نفت در مخازن شیلی پرداختند. نتایج نشان داد که جریان انتشار از مکانیزم‌های اصلی در این مخازن بوده و گازهای سبک^{۲۳} و غنی نسبت به کربن دی‌اکسید، در افزایش بازیابی نفت عملکرد بهتری داشتند. [۹] در سال ۲۰۱۹، حاتمی و رحیمی به شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت بر روی یکی از مخازن نفتی ایران به کمک نرم‌افزار اکلیپس پرداختند؛ آنها شش سناریوی تزریق آب، تزریق فعال‌کننده سطحی (سورفکتانت)، تزریق پلیمر، تزریق آلکالین-سورفکتانت، تزریق آلکالین-پلیمر و تزریق همزمان آلکالین-سورفکتانت-پلیمر را شبیه‌سازی کردند. نتایج کار آنها نشان داد که روش تزریق آلکالین-سورفکتانت-پلیمر با ازدیاد برداشت حدود ۲۰ درصد مناسب‌ترین تکنیک جهت اعمال در مخزن بود. [۱۰] در سال ۲۰۲۰، برانتسون و همکاران به شبیه‌سازی انجام فرآیند تزریق و تولید با تزریق گاز و اعمال این روش در میدان ایگل فورد پرداختند. آنها از مدل‌های تک‌چاهی و چندچاهی با شکاف‌های هیدرولیک برای مطالعات حساسیت‌سنجی مطالعات شبیه‌سازی استفاده کردند. نتایج کار آنها به ارائه‌ی فاکتورهای ازدیاد برداشت بهینه در طول فرآیند ازدیاد برداشت گاز ناپیوسته در مخازن اشاره می‌کرد و ازدیاد برداشت میدانی در دامنه‌ای ۱۰٪ از پیش‌بینی‌های شبیه‌سازی بود. [۱۱] در سال ۲۰۲۱، کوچکزایی و همکاران به بررسی اثر تزریق آب با شوری کم و تزریق محلول پلیمر

²⁴ 100 ppm

²⁵ Net Present Value

²⁶ Water Base

²⁰ Ken and Kabir

²¹ Simjoo

²² Alfarge

²³ Lean

مدل چیدمان چاه‌ها، در اکثر روش‌های ازدیاد برداشتی توصیه می‌شود. علت انتخاب ۲ چاه به جای ۵ چاه، افزایش سرعت شبیه‌سازی و کاهش پیچیدگی مدل و نیز قابل تعمیم بودن نتایج این مدل، برای پنج چاه می‌باشد. جهت تزریق آب و گاز به مدل از سیالات مخزن استفاده شده است و در بخش تزریق بخار نیز، آب با دمای ۴۳۳ درجه فارنهایت مبنای کار قرار گرفته است (با توجه به محدودیت‌های عملیاتی و اقتصادی سایر روش‌های حرارتی، انتخاب این روش مرقون به صرفه و کارآمدترین گزینه محسوب می‌گردد). شناسه‌ها و ویژگی‌های مدل مخزن مصنوعی مورد مطالعه به مطابق جداول (۱) و (۲) و شکل (۲) می‌باشند. خواص پلیمر مورد استفاده در مدل‌سازی در جدول (۳)، خواص آلکالین در جدول (۴) و خواص مواد فعال کننده سطحی در جداول (۵) و (۶) و (۷) نمایش داده شده‌اند:

جدول ۱. ابعاد و گرید بندی مخزن

کمیت	جهت x	جهت y	جهت z
طول کلی راسنا (ft)	۲۰۰۰	۲۰۰۰	۹۶
تعداد گریدها در راسنا	۲۰	۲۰	۶
طول گریدها	۱۰۰	۱۰۰	۱۶

۳- شبیه‌سازی به کمک نرم افزار

پس از مدل‌سازی خواص مخزن به کمک نرم‌افزار مناسب، تغییرات خواص مخزن و میزان تولید هریک از روش‌ها توسط نرم‌افزار پیش بینی شد تا در راستای کسب اطلاعات لازم جهت تصمیم‌گیری و انتخاب بهترین راهکار مدنظر قرار گیرد. از آنجا که مخزن دارای خواص هموزن (همگن) است؛ برای بلوک‌های تعریف شده در یک لایه، این خواص یکسان در نظر گرفته شده است. در این مطالعه، اکلیپس ۲۰۱۷ جهت انجام شبیه‌سازی فرآیندها به کمک مدل نفت سیاه بکار گرفته شده است. همچنین جهت ادغام و ترسیم نمودارها، از اکسل استفاده شده است.

مجاورت دو میدان نفتی دیگر به نام‌های «شوروم» و «دودرو» واقع شده و خود نیز با سه سازند داریان، سروک و کزدمی در ارتباط است (البته ذخایر اثبات شده هیدروکربن آن تنها منسوب به داریان می‌باشد).

۲-۲- موقعیت جغرافیایی

میدان کوه‌ریگ در کنار «شوروم» و «دودرو» جزو میادین سه‌گانه زاگرس مرکزی می‌باشد. این میدان که در استان یزد واقع شده؛ در حد فاصل ۱۸۰ کیلومتری جنوب غربی اصفهان و ۹۰ کیلومتری شمال میدان نفتی گچساران در ارتفاعات زاگرس (۲۶۰۰-۲۰۰۰ متر بالای سطح دریا) و در شمال غربی شهر شیراز قرار گرفته است. تصویر ماهواره‌ای کوه‌ریگ در شکل (۱) با نام «RIG» نشان داده شده است.



شکل ۱. تصویر ماهواره‌ای میدان کوه ریگ

۲-۳- خواص پتروفیزیکی و فرضیات شبیه‌سازی

به ازای ۲۴۰۰ گرید (تعداد کل گریدها) شبیه‌سازی در بازه زمانی ۱۰۰۰۰ روز (معادل ۱۰۰۰ گام زمانی ۱۰ روزه) توسط یک چاه تولیدی در مرکز مدل به مختصات گریدبندی (۱۰،۱۰) و یک چاه تزریقی (۲۰۰ بشکه در روز) در گوشه‌ی مدل به مختصات (۱،۱)، هر دو به قطر ۱ فوت و مشبک‌کاری شده در هر ۶ لایه صورت گرفته است. مدل قرارگیری چاه‌ها، برگرفته از مدل پنج نقطه‌ای^{۲۷} است که به عنوان بهینه‌ترین

²⁷ Five Spot

نام لایه	ضخامت (فوت)	تخلخل	تراوایی $X (mD)$	تراوایی $Y (mD)$	تراوایی $Z (mD)$
لایه ۱	۱۶	۰/۱۸۵۳	۳۰۰	۱۵۰	۱۰
لایه ۲	۱۶	۰/۱۶۲۳	۱۰۰	۳۰۰	۱۰
لایه ۳	۱۶	۰/۳۰	۲۰۰	۱۵۰	۲۰
لایه ۴	۱۶	۰/۱۶۶۲	۵۰۰	۳۰۰	۳۰
لایه ۵	۱۶	۰/۱۷۷۶	۱۰۰	۲۰۰	۲۰
لایه ۶	۱۶	۰/۰۳۲	۱۰۰	۱۰۰	۱۰

شکل ۲. داده‌های تخلخل و تراوایی

جدول ۲. سایر خواص سنگ و سیال مخزن

دما (فارنهایت)	فشار (psi)	عمق (ft)	دانسیتة نفت (lb/ft ³)	دانسیتة گاز (lb/ft ³)	دانسیتة آب (lb/ft ³)	نسبت گاز به نفت محلول (scf/STB)
۱۱۸	۴۰۰۰	۴۰۰۰	۵۲	۰/۰۴۴	۶۴	۰/۳
اشباع نفت	اشباع آب	اشباع گاز	تراکم پذیری سنگ	گرانروی نفت (cp)	WOC (ft)	کلاهدگازی
۰/۶۱	۰/۳۵	۰/۰۴	۳۵-۶	۰/۹۶	۴۰۹۶	ندارد

جدول ۳. خواص پلیمر

بیشترین مقدار جذب پلیمر	ضریب جذب	چگالی جرمی (kg/cm ³)	فاکتور مقاومت باقی مانده	درصد فضای منافذ بسته شده
۰/۰۰۰۰۵	۱	۲۵۰۰	۱/۷	۰/۱۶
پارامتر اختلاط	غلظت شوری (kg/cm ³)	غلظت پلیمر (kg/cm ³)	نرخ برش	هدف تزریق
۱	۰	۱/۷	۰/۰۰۰۰۰۳۴۳	تغییر تراوایی نسبی

۰	۰/۵
۲۰	۵/۰

جدول ۴. تغییر کشش سطحی آلكالین بر اساس غلظت

کشش سطحی آب و نفت	غلظت آلكالین (kg/cm ³)
۱/۰	۰/۰
۰/۸	۲/۰
۰/۷	۵/۰
۰/۵	۷/۰
۱۰/۰	۰/۱

جدول ۶. کشش سطحی آب/نفت در مقابل غلظت ماده فعال کننده

کشش سطحی آب-نفت (N/m)	غلظت فعال کننده (kg/cm ³)
۰/۹	۰/۰
۰/۰۰۰۰۱	۱/۰
۰/۰۰۰۰۰۰۱	۲۰/۰

جدول ۷. توابع اشباع زدایی مویبندی ماده فعال کننده

تابع امتزاج پذیری	عدد مویبندی (log10)
۰/۰	-۲۰
۰/۵	-۱۰

جدول ۵. تابع ویسکوزیته محلول ماده فعال کننده

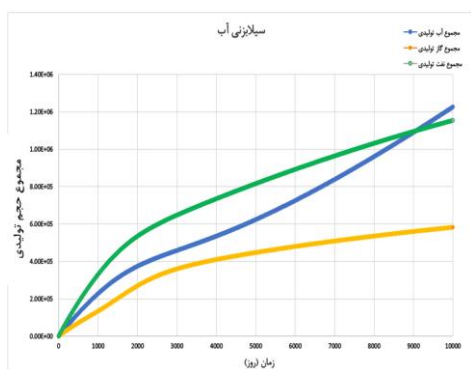
ویسکوزیته آب (cp)	غلظت فعال کننده (kg/cm ³)
-------------------	---------------------------------------

۱/۰	-۴
۱/۰	۱۰

تولید طبیعی

در ابتدا تولید طبیعی از مخزن را در حالتی که هیچگونه روش ازدیاد برداشتی جهت افزایش تولید و بهبود ضریب بازیافت مخزن صورت نگرفته باشد؛ بررسی شده است. مطابق شکل (۳)، همانطور که در نمودار، میزان مجموع نفت تولیدی چاه مشاهده می‌گردد، مقادیر این نمودار که مجموع دبی تولیدی نفت در هر زمان را نشان می‌دهد؛ بیان می‌کند که تولید از چاه رفته رفته رو به افول می‌رود و به حدی کاهش می‌یابد که دبی تولیدی پس از حدود ۳۲۰۰ روز، به صفر خواهد رسید. میزان مجموع نفت تولیدی از مدل در نهایت به حدود ۹۲۰۰۰۰ بشکه می‌رسد. به علاوه در این حالت تولید آب نهایی با حدود $STB730000$ و گاز تولیدی $MMSCF$ ۲۸۰۰ سهم قابل توجهی از تولید چاه را شامل شده که مطلوب است؛ جهت کاهش تولید سیالات آب و گاز و نیز افزایش دبی نفت تولیدی و جلوگیری از افت فشار سریع در مخزن مذکور، از روش ازدیاد برداشت مناسب، بهره گرفته شود.

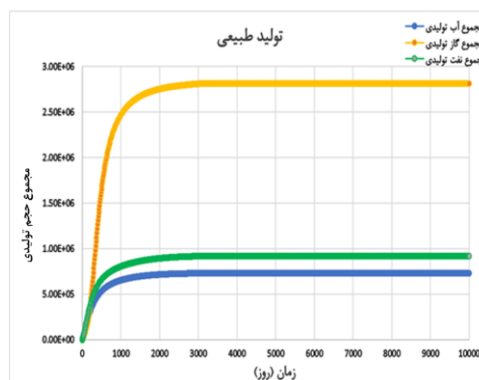
می‌یابد و این روند تا حدود روز ۵۰۰۰ شبیه‌سازی ادامه می‌یابد و سیال تزریقی، نفت را به سمت چاه هدایت کرده و تولید نفت افزایش یافته است و به تبع آن، تولید آب از چاه کاهش یافته است. اما از این بازه تا انتها شیب تولید آب روند افزایشی (صعودی) را طی می‌کند و حجم و درصد آب تولیدی از چاه افزایش می‌یابد و آب تزریق شده نمی‌تواند حجم بیشتری از نفت باقیمانده را به سمت چاه تولیدی حرکت دهد و سیال تزریقی توسط چاه، تولید می‌گردد. بکارگیری این روش در پایان بازه زمانی شبیه‌سازی مقدار مجموع ۱۲۰۰۰۰۰ بشکه نفت (۳درصد بیشتر از تولید طبیعی) را نشان می‌دهد.



شکل ۴. نمودارهای تولیدی در سیلابزنی آب

تزریق گاز

با توجه به نمودار مجموع تولید نفت و آب و گاز در شکل (۵) مشخص می‌شود، تولید از مخزن پس از ۲۰۰۰ روز به شدت کاهش یافته و پس از روز ۶۰۰۰ بازه شبیه‌سازی، میزان تولید به دبی ۲۰ بشکه در روز می‌رسد و مشاهده می‌گردد که بکارگیری تزریق گاز، باعث افزایش مقدار قابل توجه تولید نفت نمی‌شود، این مسئله نشان می‌دهد این روش برای بکارگیری مخزن مناسب و کارآمد نمی‌باشد. با توجه به نتایج برآمده از مدلسازی مخزن مذکور، ۶۴۰۰۰۰ بشکه نفت حاصل تولید به کمک این روش می‌باشد (۲درصد کاهش نسبت به تولید طبیعی).

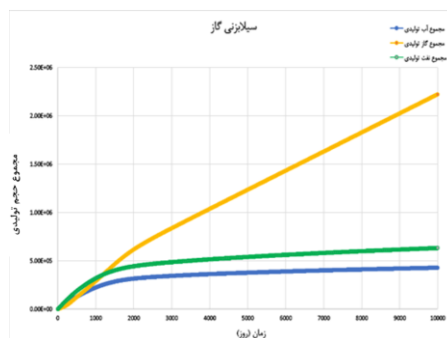


شکل ۳. نمودارهای حالت تولید طبیعی

تزریق آب (سیلابزنی آب)

با مشاهده نمودارهای تولید تجمعی در شکل (۴) می‌توان پی برد تا روز ۱۱۰۰ شیب نمودارها تقریباً خطی و صعودی است و ناحیه اطراف چاه تولیدی متاثر از سیال تزریقی نمی‌باشد. بنابراین همانطور که در نمودار مشهود است، تولید نفت با ادامه روند تزریق آب افزایشی است و نمودار صعودی باقی می‌ماند. ولی از حدود روز ۱۱۰۰ ام آب تزریقی خود را به چاه رسانده است. اما مشاهده می‌گردد که شیب نمودار کاهش

تولید نفت داشته باشد، منجر به تولید آب از مدل مصنوعی شده؛ به طوری که دبی آب تولیدی حدود چند صد برابر دبی نفت تولیدی است. نکته حائز اهمیت بعدی، خطی بودن هر نمودار بوده که بیانگر دبی ثابت چاه تولیدی می‌باشد. نفت تولیدی تجمعی در این روش معادل با ۶۲۰۰ بشکه نفت (۹ درصد کاهش نسبت به تولید طبیعی) می‌باشد که ضریب بازیافت مخزن کمتر از یک درصد ارزیابی می‌شود.



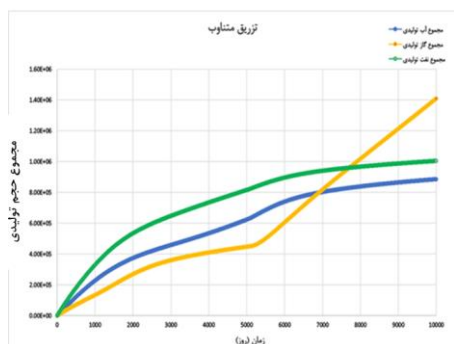
شکل ۵. نمودارهای تولیدی در سیلابزنی گاز

تزریق متناوب آب و گاز

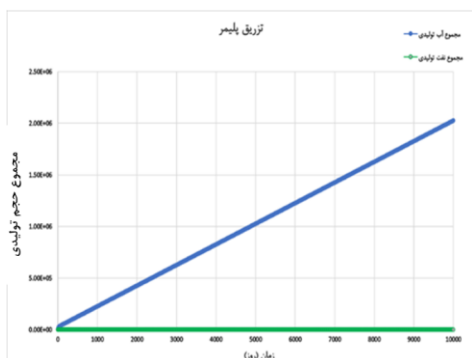
در میان حالات مختلف ترکیب تزریق امتزاجی، در این مدل‌سازی به حالتی که در ابتدا تزریق آب (۵۰۰۰ روز نخست) و سپس تزریق گاز (۵۰۰۰ روز انتهایی) صورت پذیرد؛ پرداخته می‌شود. نتایج مشتق شده از نمودار سیالات تولیدی مخزن شکل (۶) گویای آن است که مجموع گاز تولیدی تا روز ۵۰۰۰ ام برابر با ۴۴۰ MMSCF بوده، این درحالیست که روند افزایشی در ۵۰۰۰ روز بعدی در حدود ۹۶۰ MMSCF می‌باشد که معادل بخش قابل توجهی از تولید چاه می‌باشد. آنچه از نمودار استنتاج می‌شود، بیشتر بودن نرخ نفت تولیدی در طول تزریق سیال آبی نسبت به زمان تزریق سیال گاز می‌باشد. از نمودار دبی نفت تولیدی چاه می‌توان دریافت؛ پس از افت شدید نرخ تولید هیدروکربن نفتی از مدل، نمودار مربوطه در بازه زمانی ۳۰۰۰ تا ۵۰۰۰ با نرخ تقریباً ثابت و بین ۸۰ الی ۹۵ بشکه در روز در حال تولید است. این روند پس از آغاز تزریق گاز، ابتدا موقتاً بهبود یافته؛ اما پس از آن دچار افت میزان تولید نفت (همزمان با افزایش تولید گاز) می‌گردد؛ به طوری که در بازه زمانی ۸۰۰۰ تا ۱۰۰۰۰ روز نرخ نفت تولیدی از چاه، تقریباً تنها ۲۰ بشکه در روز می‌باشد. بنابراین در پایان پنج هزارمین روز، مجموع تولید از مخزن معادل ۸۲۰۰۰۰ STB می‌باشد و در ۵۰۰۰ روز بعدی ۱۸۰۰۰۰ STB به این مقدار افزوده می‌گردد و در مجموع تولید از چاه به ۱۰۰۰۰۰ STB می‌رسد (۱ درصد بالاتر از تولید طبیعی).

تزریق پلیمر

با مقایسه دو نمودار مجموع نفت تولیدی و مجموع آب تولیدی چاه شکل (۷) مشخص می‌شود؛ تزریق پلیمر بیشتر از اینکه



شکل ۶. نمودارهای تولیدی در تزریق متناوب آب و گاز



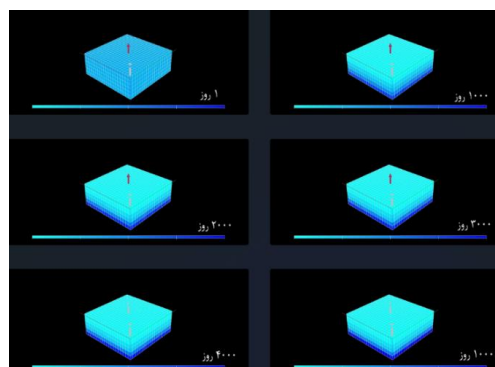
شکل ۷. نمودارهای تولیدی در سیلابزنی پلیمری

تزریق فعال کننده سطحی و آلکالین

در این بخش از شبیه‌سازی به حالتی از تزریق پرداخته شده است که از سه جزء پلیمر آلکالین و فعال‌کننده سطحی استفاده گردد. نتایج تکنیک استفاده از افزایشها به همراه پلیمر، در نمودار شکل (۸) قابل ملاحظه است. باتوجه به نمودارهای شکل (۸)، میزان تولید نفت نهایی به حدود ۶۰۰۰۰ بشکه در زمان پایان اجرای فرآیند تزریق می‌رسد (۹ درصد کاهش نسبت به تولید طبیعی).

۱-۴- تولید طبیعی

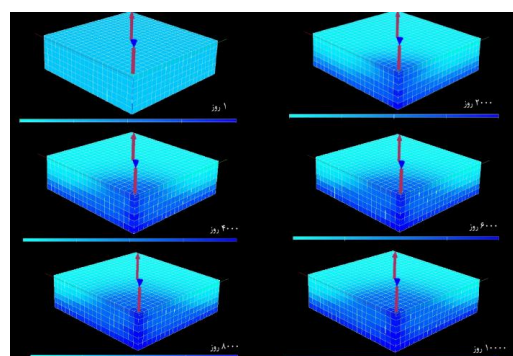
با مشاهده اشباع آب، مطابق شکل (۱۰) در مدل و تغییرات آن نسبت به حالت پیش از آغاز تولید مشخص می‌شود که اشباع آب نسبت به حالت اولیه در لایه‌های فوقانی کاهش یافته است؛ در حالی که لایه‌های تحتانی دچار افزایش اشباع آب شده‌اند.



شکل ۱۰. تغییرات اشباع آب در مدل تولید طبیعی (با گذشت زمان از ابتدای دوره ی شبیه‌سازی)

۲-۴- تزریق آب

پس از تزریق آب به مدل، مطابق شکل (۱۱)، مشاهده شد که تزریق سیال افت فشار مخزن را کاهش داده و به تثبیت فشار کمک می‌کند. از سوی دیگر، اما سیال تزریقی پس از مدتی خود را به چاه تولیدی رسانده و افزایش برش آب^{۲۸} می‌تواند اثر منفی روی تولید نفت داشته باشد.

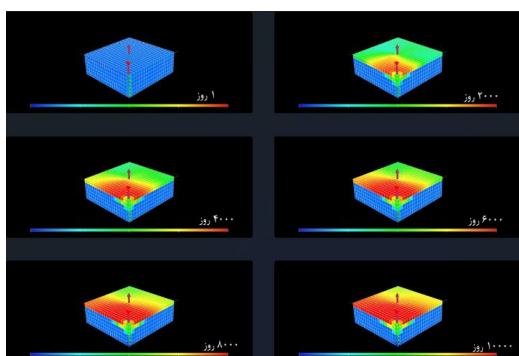


شکل ۱۱. تغییرات اشباع آب در مدل تزریق آب

۳-۴- تزریق گاز

هنگام تزریق گاز به مدل مشاهده شد که این سیال نقش

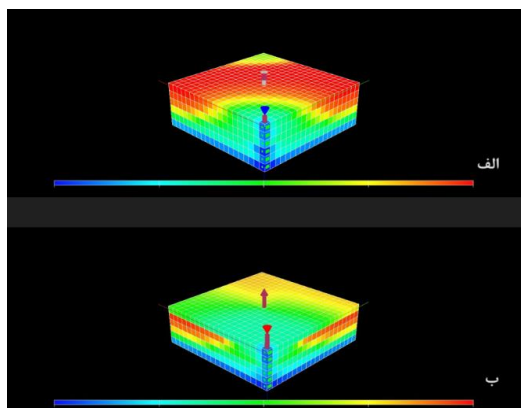
مهمی در حفظ فشار مخزن ایفا کرده است؛ اما مطابق شکل (۱۱)، نتوانسته در لایه های زیرین به خوبی انتشار یابد تا هیدروکربن لایه‌های مختلف مخزن را به خوبی جا به جا کند. بعلاوه نسبت گاز به نفت بالای تولیدی نیز معضل محسوب می‌شود.



شکل ۱۱. تغییرات اشباع گاز در مدل تزریق گاز

۴-۴- تزریق متناوب

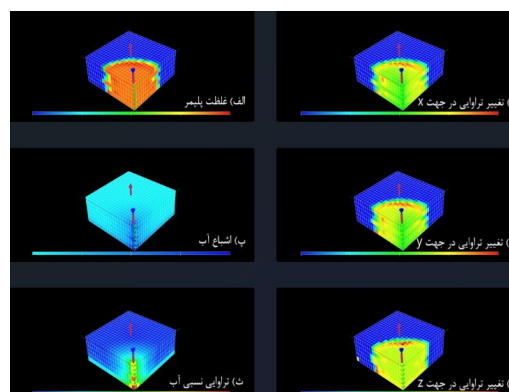
این روش در مدل در دو حالت خاص و انتخابی مورد آزمایش قرار گرفت؛ حالت اول: ابتدا تزریق گاز، سپس تزریق آب و حالت دوم: ابتدا تزریق آب، سپس تزریق گاز. نتایج حاکی از آن بود که تزریق در حالتی که نیمه اول طول دوره شبیه سازی تزریق فاز آب و در نیمه دوم آن، تزریق گاز صورت گیرد؛ توانسته است میزان نفت بیشتری را استخراج کند و ضریب بازیافت افزایش یافته است (شکل (۱۲)).



شکل ۱۲. اشباع نهایی نفت در مدل تزریق متناوب (الف: حالت اول و ب: حالت دوم)

۴-۵- تزریق پلیمر

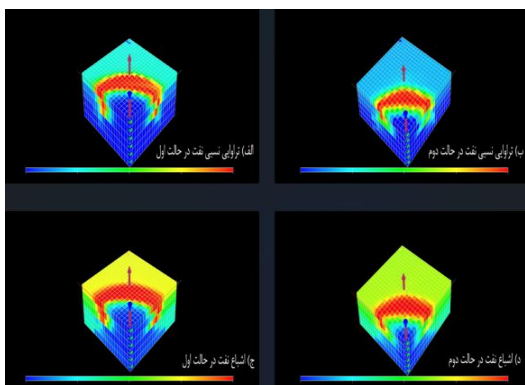
پس از شبیه‌سازی تزریق در مدل، کاهش تولید پیش‌بینی شده که نشان از تاثیر منفی پلیمر، به دلیل انتخاب نادرست آن و یا عدم هماهنگی آن با خواص سنگ و سیال مخزن است. مطابق شکل (۱۳) قابل مشاهده است که تراوایی آب در نواحی تحت نفوذ و تاثیر پلیمر افزایش یافته است و در نتیجه تولید آب رخ داده و اشباع آن کاهش یافته است.



شکل ۱۳. مدل‌های تغییر تراوایی در جهت X و Y و Z (ب، ت و ج) و غلظت پلیمر، اشباع آب، تراوایی نسبی (الف، پ و ث) در مخزن.

۴-۷- تزریق فعال کننده سطحی

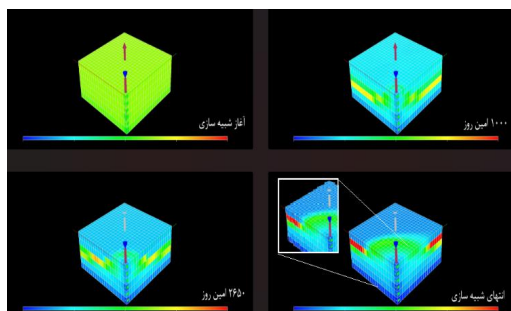
پس از اعمال این روش در مدل مشاهده شد که تزریق قلیا-سورفکتانت-پلیمر، نقش پررنگ‌تری در افزایش تولید (بین سایر تزریق‌های حاوی پلیمر) ایفا می‌کند. در شکل (۱۵) تاثیر این امر بر پارامترهایی همچون: تراوایی نسبی و اشباع نفت قابل مشاهده است.



شکل ۱۵. تراوایی (دو مدل الف و ب) و اشباع (دو مدل ج و د) نفت در پایان فرآیند.

۴-۸- تزریق بخار

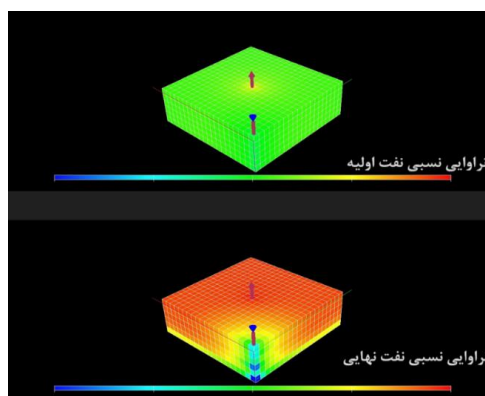
مزیت اصلی این روش پس از بکارگیری در مدل، توانایی جاروب کنندگی بالا در مخزن و تخلیه قابل توجه سیال نفتی در زمان کوتاه‌تر نسبت به سایر روش‌ها می‌باشد (شکل (۱۶)). در این میان دو کمیتی که باید تحت کنترل قرار گیرند: فشار (به دلیل نرخ تولیدی بالا از چاه سریع افت می‌کند) و نیز دبی تولید آب از مخزن (به دلیل تزریق سیال آبی) می‌باشند.



شکل ۱۶. تغییرات اشباع نفت در تزریق بخار

۴-۶- تزریق آکالین

مطابق شکل (۱۴) در مدل شبیه‌سازی شده‌ی آکالین، تاثیر انتخاب نادرست آن و یا ترکیب نامناسب آکالین با پلیمر، باعث تغییر تراوایی نسبی نفت شده تا تولید نفت به شدت کاهش یافته و با ایجاد خاصیت نفتدوستی در سنگ مخزن، افزایش شدید دبی آب تولیدی مشاهده شود.

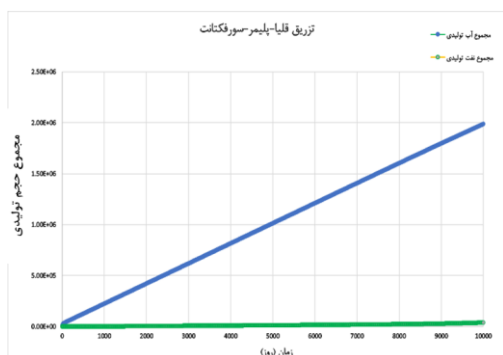


شکل ۱۴. تغییرات تراوایی نسبی نفت در مدل آکالین-پلیمر

۹-۴- نتیجه گیری نهایی (انتخاب بهترین طرح جهت اجرا)

از آنجا که در این پژوهش مبنای گزینش بهترین روش، سه معیار: ظرفیت تولید نهایی، میانگین دبی تولید نفت در بازه‌ی تولیدی و بازدهی مخزن و گریدها (میکروسکوپی و ماکروسکوپی) می‌باشد؛ به نظر می‌رسد با توجه به نتایج بدست آمده از داده‌های شبیه‌سازی و به کمک جدول (۸)، تزریق بخار با ضریب بازیافت نفت قابل توجه ۹ درصد، دبی متوسط ۳۲۰/۷۵ بشکه در روز، بازده نفوذ و جابه‌جایی هیدروکربن یکنواخت و مطلوب در سراسر مخزن و همچنین تولید آب کمتر، مناسب‌ترین تکنیک نسبت به سایر روش‌های ارائه شده در پژوهش، می‌باشد؛ بنابراین جهت ازدیاد برداشت

از مدل می‌توان از روش تزریق بخار به مخزن سود جست.



شکل ۸. نمودارهای تولیدی در تزریق ترکیبی پلیمر، آلکالین و مواد فعال کننده سطحی

جدول ۸. قیاس معیارهای تولید هر یک از روش‌ها.

پارامتر / نام روش	مجموع دبی تولیدی نفت (STB)	میزان ضریب بازیافت نفت (درصد)	مجموع آب یا گاز تولیدی (MSCF یا STB)	مدت زمان تولید از چاه (روز)	میانگین دبی تولید نفت در بازه تولیدی	وضعیت بازده (میکروسکوپی و ماکروسکوپی)
تولید طبیعی	۹۲۰۰۰۰	۹	۷۳۰۰۰۰ (آب) ۲۸۰۰۰۰ (گاز)	۳۲۰۰	۲۸۷/۵۰	غیر یکنواخت، نامطلوب
تزریق آب	۱۱۶۰۰۰۰	۱۲	۱۲۴۰۰۰۰ (آب)	۱۰۰۰۰	۱۱۶	غیر یکنواخت، متوسط
تزریق گاز	۶۴۰۰۰۰	۷	۲۲۰۰۰ (گاز)	۱۰۰۰۰	۶۴	غیر یکنواخت، نامطلوب
تزریق متناوب	۱۰۰۰۰۰۰	۱۰	۱۴۰۰۰۰ (گاز) ۹۰۰۰۰۰ (آب)	۱۰۰۰۰	۱۰۰	غیر یکنواخت، نامطلوب
تزریق پلیمر	۶۲۰۰	کمتر از ۱	۱۰۰۰۰۰۰ (آب)	۱۰۰۰۰	۰/۶۲	غیر یکنواخت، نامطلوب
تزریق پلیمر، آلکالین و فعال کننده سطحی	۶۰۰۰۰	کمتر از ۱	۲۰۰۰۰۰۰ (آب)	۱۰۰۰۰	۶	غیر یکنواخت، نامطلوب
تزریق بخار	۸۵۰۰۰۰	۹	۱۳۵۰۰۰ (آب)	۲۶۵۰	۳۲۰/۷۵	تقریباً یکنواخت، مطلوب

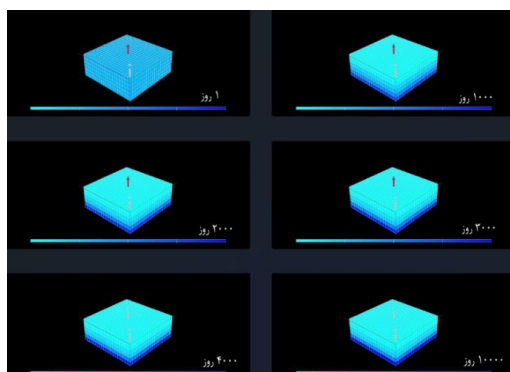
روش بازیافت حرارتی

در مدل‌سازی بخار آب داغ (روش سیلاب‌زنی بخار) به نمودارهای مجموع آب تولیدی چاه و مجموع نفت تولیدی از چاه شکل (۹) پرداخته می‌شود. با مشاهده دو نمودار می‌توان متوجه دبی بسیار بالای تولید در ۱۰۰۰ روز اول فرایند شد. تا آنجا که حدود STB ۷۲۰۰۰۰ نفت و STB ۱۴۰۰۰۰۰ از حجم آب مخزن تنها در همین بازه تولید می‌شود. اما همزمان

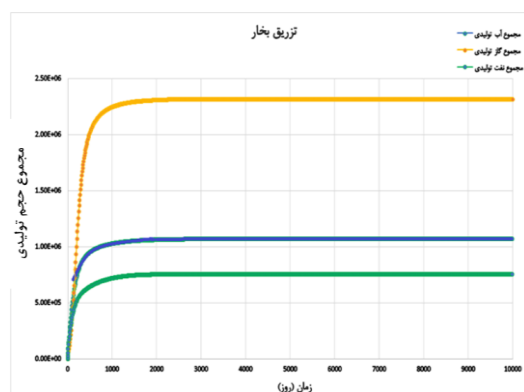
با افت شدید فشار، دبی تولیدی چاه نیز به شدت کاهش یافته و تأثیر این مسئله مهم روی نمودارها نیز مشهود است تا اینکه در روز ۲۶۵۰ چاه دیگر قادر به تولید مقادیر بیشتری از مخزن نمی‌باشد و در این حد فاصله ۱۶۵۰ روز حدود ۴۰۰۰۰ بشکه نفت و ۴۰۰۰۰۰ بشکه آب نیز به مجموع تولید افزوده می‌گردد. در نهایت تولید مجموع نفت از این روش نزدیک به ۷۶۰۰۰۰ بشکه می‌باشد (تقریباً همان درصد بازیافت تولید

(طبیعی).

اثر منفی روی تولید نفت داشته باشد.



شکل ۱۰. تغییرات اشباع آب در مدل تولید طبیعی (با گذشت زمان از ابتدای دوره ی شبیه‌سازی)



شکل ۹. نمودارهای تولیدی در سیلابزنی بخار

۴- نتیجه گیری

در این پژوهش میزان تاثیر روش های مختلف ازدیاد برداشت در یکی از چاه های موجود در یکی از میداین کشور به نام «کوه ریگ» مورد بررسی قرار گرفت.

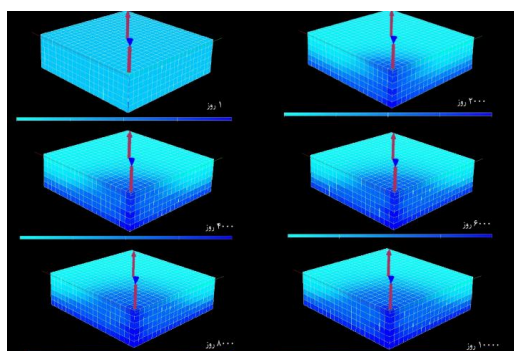
بکارگیری روش‌های تزریق آب، گاز، متناوب آب و گاز، سیلابزنی پلیمری، آلکالین و سورفکتانت (فعال کننده سطحی) و نیز تزریق بخار، به کمک نرم افزار اکلیپس در مدل مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که استفاده از برخی از این روش‌ها نسبت به تولید طبیعی از میدان مورد مطالعه، می‌توانند مزیت‌های فنی و اقتصادی قابل توجهی را به ارمغان آورند. در این بخش بر اساس نتایج خروجی به مزایا و معایب تولید به روش‌های اعمال شده روی مدل پرداخته می‌شود.

۴-۱- تولید طبیعی

با مشاهده اشباع آب، مطابق شکل (۱۰) در مدل و تغییرات آن نسبت به حالت پیش از آغاز تولید مشخص می‌شود که اشباع آب نسبت به حالت اولیه در لایه‌های فوقانی کاهش یافته است؛ در حالی که لایه‌های تحتانی دچار افزایش اشباع آب شده‌اند.

۴-۲- تزریق آب

پس از تزریق آب به مدل، مطابق شکل (۱۱)، مشاهده شد که تزریق سیال افت فشار مخزن را کاهش داده و به تثبیت فشار کمک می‌کند. از سوی دیگر، اما سیال تزریقی پس از مدتی خود را به چاه تولیدی رسانده و افزایش برش آب^{۲۹} می‌تواند



شکل ۱۰. تغییرات اشباع آب در مدل تزریق آب

۴-۳- تزریق گاز

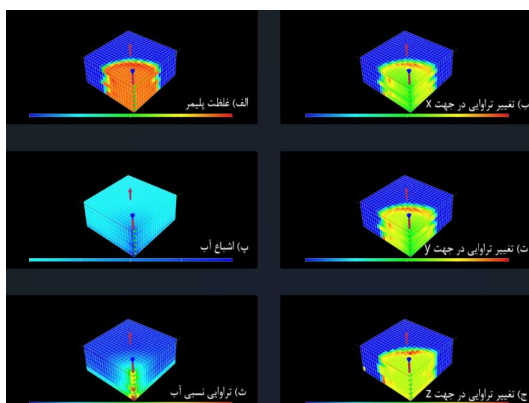
هنگام تزریق گاز به مدل مشاهده شد که این سیال نقش مهمی در حفظ فشار مخزن ایفا کرده است؛ اما مطابق شکل (۱۱)، نتوانسته در لایه های زیرین به خوبی انتشار یابد تا هیدروکربن لایه‌های مختلف مخزن را به خوبی جا به جا کند. بعلاوه نسبت گاز به نفت بالای تولیدی نیز معضل محسوب می‌شود.

۴-۴- تزریق متناوب

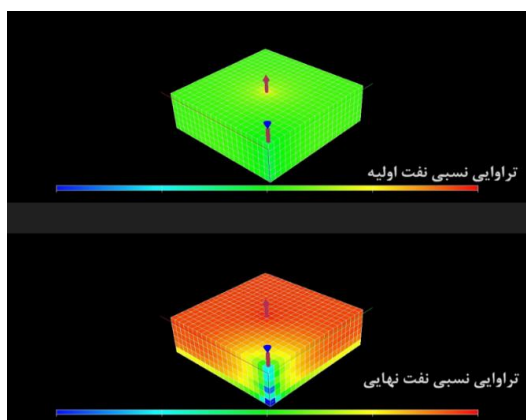
این روش در مدل در دو حالت خاص و انتخابی مورد آزمایش قرار گرفت؛ حالت اول: ابتدا تزریق گاز، سپس تزریق آب و حالت دوم: ابتدا تزریق آب، سپس تزریق گاز. نتایج حاکی از آن بود که تزریق در حالتی که نیمه اول طول دوره شبیه

²⁹ Water Cut

کاهش یافته و با ایجاد خاصیت نفتدوستی در سنگ مخزن، افزایش شدید دبی آب تولیدی مشاهده شود.



شکل ۱۳. مدل‌های تغییر تراوایی در جهت X و Y و Z (ب، ت و ج) و غلظت پلیمر، اشباع آب، تراوایی نسبی (الف، پ و ث) در مخزن.



شکل ۱۴. تغییرات تراوایی نسبی نفت در مدل آلکالین-پلیمر

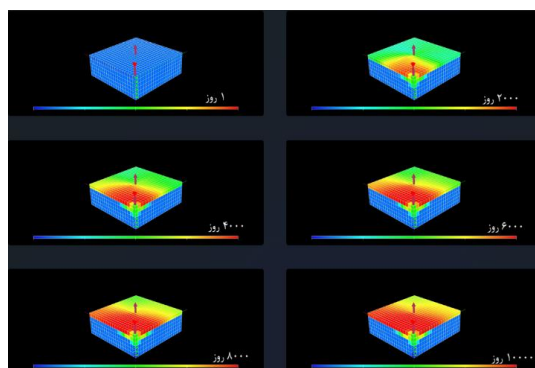
۴-۷- تزریق فعال کننده سطحی

پس از اعمال این روش در مدل مشاهده شد که تزریق قلیا-سورفکتانت-پلیمر، نقش پررنگ‌تری در افزایش تولید (بین سایر تزریق‌های حاوی پلیمر) ایفا می‌کند. در شکل (۱۵) تاثیر این امر بر پارامترهایی همچون: تراوایی نسبی و اشباع نفت قابل مشاهده است.

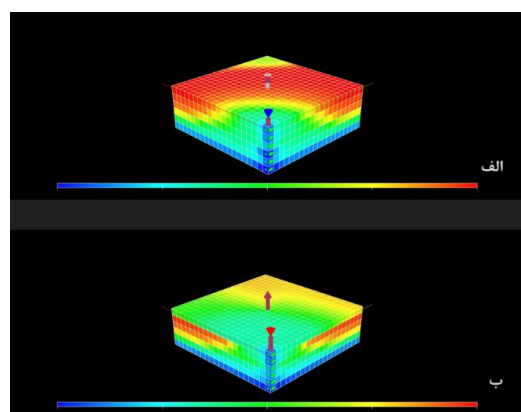
۴-۸- تزریق بخار

مزیت اصلی این روش پس از بکارگیری در مدل، توانایی جاروب‌کنندگی بالا در مخزن و تخلیه قابل توجه سیال نفتی

سازی تزریق فاز آب و در نیمه دوم آن، تزریق گاز صورت گیرد؛ توانسته است میزان نفت بیشتری را استخراج کند و ضریب بازیافت افزایش یافته است (مطابق شکل (۱۲)).



شکل ۱۱. تغییرات اشباع گاز در مدل تزریق گاز



شکل ۱۲. اشباع نهایی نفت در مدل تزریق متناوب (الف: حالت اول و ب: حالت دوم)

۴-۵- تزریق پلیمر

پس از شبیه‌سازی تزریق در مدل، کاهش تولید پیش‌بینی شده که نشان از تاثیر منفی پلیمر، به دلیل انتخاب نادرست آن و یا عدم هماهنگی آن با خواص سنگ و سیال مخزن است. مطابق شکل (۱۳) قابل مشاهده است که تراوایی آب در نواحی تحت نفوذ و تاثیر پلیمر افزایش یافته است و در نتیجه تولید آب رخ داده و اشباع آن کاهش یافته است.

۴-۶- تزریق آلکالین

مطابق شکل (۱۴) در مدل شبیه‌سازی شده‌ی آلکالین، تاثیر انتخاب نادرست آن و یا ترکیب نامناسب آلکالین با پلیمر، باعث تغییر تراوایی نسبی نفت شده تا تولید نفت به شدت

تولید آب کمتر، مناسب‌ترین تکنیک نسبت به سایر روش‌های ارائه شده در پژوهش، می‌باشد؛ بنابراین جهت ازدیاد برداشت از مدل می‌توان از روش تزریق بخار به مخزن سود جست.

مراجع

[۱] رحمان میری، اکبر دهقان. (۱۳۹۱) ماهنامه اکتشاف و تولید، شماره ۹۸

[2] Ahmed, T., & McKinney, P. (2012). Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Gulf Professional Publishing

[3] Gas Injection for Enhanced Oil Recovery: A Review - Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 94-95, Pages 123-154

[۴] درویش نژاد محمدجواد، زرگر قاسم، جنت رستمی افشین، امام زاده سیدابوالقاسم. مطالعه و ارزیابی عملکرد تزریق متناوب آب و گاز (WAG) در یکی از مخازن نفتی شکاف دار غرب ایران.

[5] Khalili, Y., Hashemizadeh, A., & Yasemi, S. (2022). Study on the Efficiency of Different Polymers Used in Polymer Injection (Flooding) Operations in Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil Reservoirs. Baspareh, 12(1), 14-24.

[۶] رضوی، سید محمد حسین، شاه مردان، محمد محسن، نظری، نوروزی، محمود. (۲۰۲۱). مطالعه آزمایشگاهی اثر نوع ماده سورفاکتانت بر پایداری و تحرک فوم با رویکرد ازدیاد برداشت نفت. نشریه مهندسی مکانیک امیرکبیر، ۵۳ (شماره ۱)، ۳۳۹-۳۵۶.

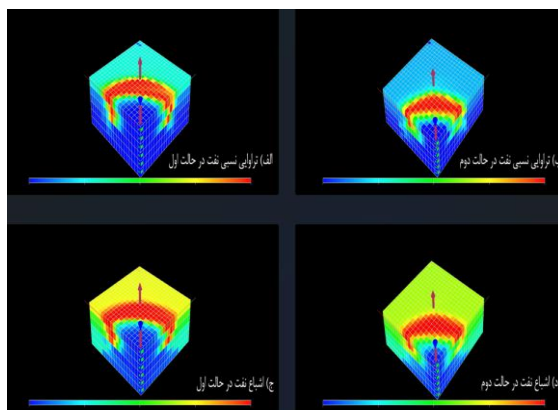
[7] A. M. Mohammadi, M. T. Sadeghi, (2009). Mathematical Modeling of Enhanced Oil Recovery Using Immiscible Water Alternating Gas (IWAG) Process, Iranian Chemical Engineering Journal, 8(43), 130. magiran.com/p683533

[8] Maheshwari, Y. K. (2011). A comparative simulation study of chemical EOR methodologies (alkaline, surfactant and/or polymer) applied to Norne Field E-segment (Master's thesis, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk).

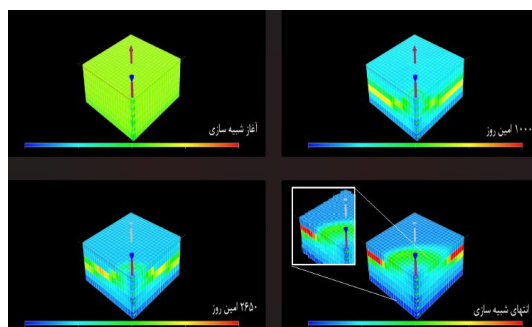
[9] Alfarge, D., Wei, M., & Bai, B. (2018). Numerical simulation study on miscible EOR techniques for improving oil recovery in shale oil reservoirs. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 8, 901-916

[۱۰] حاتمی پویا، رحیمی مجتبی. شبیه‌سازی روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی و انتخاب روش مناسب برای یکی از مخازن نفتی ایران. ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز. ۱۳۹۸؛ ۱۳۹۸

در زمان کوتاه‌تر نسبت به سایر روش‌ها می‌باشد (شکل (۱۶)). در این میان دو کمیتی که باید تحت کنترل قرار گیرند: فشار (به دلیل نرخ تولیدی بالا از چاه سریع افت می‌کند) و نیز دبی تولید آب از مخزن (به دلیل تزریق سیال آبی) می‌باشند.



شکل ۱۵. تراوایی (دو مدل الف و ب) و اشباع (دو مدل ج و د) نفت در پایان فرآیند.



شکل ۱۶. تغییرات اشباع نفت در تزریق بخار

۹-۴- نتیجه گیری نهایی (انتخاب بهترین طرح جهت اجرا)

از آنجا که در این پژوهش مبنای گزینش بهترین روش، سه معیار: ظرفیت تولید نهایی، میانگین دبی تولید نفت در بازه‌ی تولیدی و بازدهی مخزن و گریدها (میکروسکوپی و ماکروسکوپی) می‌باشد؛ به نظر می‌رسد با توجه به نتایج بدست آمده از داده‌های شبیه‌سازی و به کمک جدول (۸)، تزریق بخار با ضریب بازیافت نفت قابل توجه ۹ درصد، دبی متوسط ۳۲۰/۷۵ بشکه در روز، بازده نفوذ و جابه‌جایی هیدروکربن یکنواخت و مطلوب در سراسر مخزن و همچنین

(۱۷۱): ۴۹-۵۵

[11] Brantson, E. T., Ju, B., Appau, P. O., Akwensi, P. H., Peprah, G. A., Liu, N., ... & Borsah, A. A. (2020). Development of hybrid low salinity water polymer flooding numerical reservoir simulator and smart proxy model for chemical enhanced oil recovery (CEOR). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 187, 106751

[۱۲] کوچکزائی، طباطبائی نژاد، خدایانه. (۲۰۲۱). شبیه‌سازی فرایند ازدیاد برداشت نفت توسط سیلاب زنی پلیمر: بررسی اثر شوری آب بر جابه‌جایی محلول پلیمری در یک مخزن ماسه‌سنگی با تخلخل و تراوایی بالا. *نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران*. ۳۳۷-۳۴۷، (۳)۴۰.

[۱۳] مجیدزاده، ساجد، خرسند. (۲۰۲۱). بررسی مطالعاتی امکان‌سنجی روش‌های ازدیاد برداشت آب/گاز پایه در یکی از مخازن بنگستانی میادین نفتی جنوب کشور. *علوم و فنون سازندگی*، ۲(۳)، ۶۱-۷۶.