**بررسی تاثیر پارامترهای متفاوت در فرآیند ازدیاد برداشت شیمیایی یک مخزن شکافدار با استفاده از نرم­افزار UTCHEM**

احسان خامه چی1\*، محمود اکبری2، امیر میرزایی3، جواد مهدوی کلاته نو4

1 دانشیار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

2 دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

3 دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

4 دانشجوی دکتری مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

khamehchi@aut.ac.ir \*

**چکیده**

امروزه به دلیل نیاز روز افزون صنعت به انرژی، یکی از اولویت­های صنعت نفت ازدیاد برداشت از مخازن نفتی می­باشد و یکی از روش­های متداول افزایش تولید از مخازن تزریق پلیمر می­باشد. تزریق پلیمر یکی از روش­های ازدیاد برداشت شیمیایی می­باشد که سالیان متعددی در میادین نفتی برای افزایش تولید نفت به کار گرفته شده­است. این روش شامل افزودن سیال پلیمری با وزن ملکولی بالا به آب بوده که باعث افزایش ویسکوزیته آب می­شود. افزایش ویسکوزیته آب باعث می­شود تا نسبت تحرک سیال تزریقی به سیال مخزن کاهش یابد. کاهش این نسبت که با نام نسبت تحرک شناسایی می­شود، باعث می­شود تا بازده جاروب عمودی و منطقه­ای افزایش­یابد و همینطور از پدیده انگشتی شدن و تولید سیال ناخواسته جلوگیری شود. در این پژوهش سعی بر آن است تا با شبیه سازی فرآیند تزریق پلیمر در یک مخزن شکافدار با تراوایی بسیار کم[[1]](#footnote-1) در ابعاد 500×500 فوت مربع و یک شبکه­ شکاف در مخزن به کمک نرم افزار UTCHEMبه بررسی پارامتر­های اثرگذار بر فرآیند تزریق پرداخته شود. از مهمترین پارامترهایی که در این پژوهش مورد بررسی قرار ­گرفته­اند می­توان به غلظت پلیمر در سیال تزریقی، دبی تزریقی سیال پلیمری، طراحی صحیح چاه تزریقی و همین­طور اثر شکاف­های موجود در مخزن بر فرآیند تزریق اشاره نمود. نتایج شبیه سازی بیانگر آن است که با طراحی صحیح چاه تزریقی میزان نفت بازیافتی نیز افزایش می­یابد.

**واژگان کلیدی:**

ازدیاد برداشت شیمیایی، مخازن شکافدار، تزریق پلیمر، نرم‌افزار UTCHEM

**1- مقدمه**

در دهه های اخیر به دلیل پیشرفت صنعت و تکنولوژی و از طرفی رشد روز افزون جمعیت، نیاز به تامین انرژی بیش از پیش احساس می­شود. با وجود رشد تکنولوژی مرتبط با انرژی­های تجدیدپذیر تامین انرژی از طریق سوخت­های فسیلی همچنان گزینه اول در کشور­ها و دولت­های مختلف می­باشد. همان­طور که از شواهد نیز پیداست تقاضای جهانی نفت هر ساله در حال افزایش می­باشد و کشور­های تولید کننده نفت باید توانایی تامین نیاز جامعه جهانی به نفت را داشته باشند[1]. از طرفی برای افزایش تولید نفت در جهت پاسخگویی به افزایش نیاز جوامع و صنعت، دو راهکار وجود دارد، راهکار اول کشف میادین جدید نفت و گاز و راهکار دوم افزایش تولید از مخازن کنونی. تولید از مخازن نفتی در ابتدا به کمک نیروی طبیعی خود مخزن صورت می­گیرد که به آن بازیافت اولیه نفت می­گویند[2]. پس از مدتی به علت کاهش فشار مخزن، سیال به صورت طبیعی تولید نخواهد شد و نیاز به تزریق آب و یا گاز برای افزایش فشار مخزن می­باشد. این مرحله بازیافت ثانویه نام دارد. پس از مراحل تولید اولیه و ثانویه تولید از مخزن توجیه اقتصادی نخواهد داشت، زیرا میزان تولید آب به شدت افزایش یافته و از طرفی مقدار گاز تولیدی همراه با نفت هم به مقدار زیادی افزایش می­یابد، به همین دلیل به تجهیزات سطحی بیشتر و بزرگتری برای جدا کردن آب و گاز از نفت نیاز است. در این حالت یا باید تولید را برای همیشه متوقف کرد و یا از روش­های دیگری برای تولید استفاده نمود. روش­های ازدیاد برداشت روش­هایی هستند که با تغییر خواص شیمیایی سنگ و سیال مخزن امکان ادامه تولید و همچنین افزایش تولید نفت را فراهم می­کنند[3].

به طور کلی، فرآیندهای ازدیاد برداشت در چهار گروه اصلی طبقه بندی می­شوند: روش های شیمیایی، حرارتی، تزریق اختلاط پذیر و میکروبی. ازدیاد برداشت شیمیایی یکی از تکنیک­های مهم ازدیاد برداشت است که در تعداد زیادی از میادین نفتی به کار گرفته شده است[4]. مطالعات مربوط به ازدیاد برداشت نشان می دهد که 11 درصد از پروژه­های ازدیاد برداشت در سراسر جهان به ازدیاد برداشت شیمیایی مربوط می­شود. بیش از 77 درصد از این روش­ها به صورت تزریق سیال پلیمری و 23 درصد نیز سیال پلیمری در ترکیب با سورفکتانت­ها[[2]](#footnote-2) هستند[5]. یکی از اولین انتخاب­ها برای افزایش بازیافت نفت، تزریق آب است که در آن آب در چاه تزریقی، تزریق می­شود تا نفت را به سمت چاه تولیدی سوق دهد. با این حال، نفت و آب مایعات غیرقابل اختلاط هستند، به این معنی که با هم مخلوط نمی­شوند. این بدان معنا است که نفت و آب نمی­توانند دیگری را تا حد زیادی در یک مخزن نفتی جابجا کنند. به دلیل ویسکوزیته کم آب و ناهمگنی زیاد در مخزن، پدیده انگشتی شدن رخ می­دهد و آب تزریق شده به چاه تولید می­رسد اما نفت همچنان در مخزن باقی می­ماند[6].

تزریق پلیمر به عنوان یکی از گزینه مناسب فرآیند ازدیاد برداشت در مخازن ماسه سنگی با نفوذپذیری کمتر از 100 میلی­دارسی در نظر گرفته می‌شود، به ویژه در مواردی که کمبود گاز، اجازه تزریق گاز (Gas flooding) را نمی­دهد. اگرچه تزریق پلیمر تا کنون به دفعات زیادی مورد استفاده قرار گرفته­است اما مشکلاتی مانند به­ دام افتادن سیال پلیمری در مخزن، مشکلات اقتصادی، تزریق پذیری ضعیف و همچنین در بعضی موارد ایجاد شکاف های ناخواسته، از چالش­های جدی این روش ازدیاد برداشت هستند. به دام افتان سیال پلیمری در مخزن با افزایش وزن مولکولی پلیمر، محتوای رس، کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن و کاهش بار آنیونی پلیمر افزایش می‌یابد. سه مکانیزم زیر به عنوان مکانیزم­های اصلی به دام افتادن سیال در مخزن شناخته شده­اند[7]:

1. جذب
2. به دام افتادن مکانیکی
3. به دام افتادن هیدرودینامیکی

هدف از تزریق پلیمر افزایش کارایی جاروب با بهبود تحرک سیال تزریقی است. هنگامی که آب به تنهایی (به عنوان سیال تزریق شده) به مخزن ناهمگن تزریق می­شود، پدیده انگشتی شدن رخ می­دهد و سیال تزریق شده به دلیل لایه های نفوذپذیر بالا، بسیار سریع­تر از نفت در محیط متخلخل حرکت می­کند. در پایان این فرآیند، سطح وسیعی از مخزن با آب در تماس نیست[8]. پای و ساندیفورد در سال 1964 دریافتند که افزودن مقادیر کمی از یک پلیمر محلول در آب می­تواند تحرک آب را کاهش دهد. در این حالت تحرک آب در مقایسه با نفت کاهش می­یابد و آب نفت را به صورت پیستون جاروب می­کند. اصل معادله باکلی-لورت تأثیر نسبت تحرک (M) را نشان می دهد. بر اساس رابطه (1) وقتی مقدار این پارامتر به کمتر از (M<1) کاهش می‌یابد، میانگین اشباع آب مقدار بیشتری دارد و بنابراین، مقدار نفت باقیمانده کاهش خواهد یافت[3].

(1)

معمولاً پلیمرهای محلول در آب به دو گروه مصنوعی و زیست پلیمری طبقه بندی می­شوند[9]. پلی آکریل آمید هیدرولیز شده، پلیمر مصنوعی محبوب در اکثر فرآیندهای تزریق پلیمر در مقیاس میدانی و آزمایشگاهی می­باشد. زانتان[[3]](#footnote-3) یک بایوپلیمر غیر یونی است که در بخش هایی از صنعت نفت از جمله تزریق پلیمر و گل حفاری مورد استفاده قرار گرفته­است[10]. تزریق پلیمر دارای چندین مزیت از جمله بهبود تحرک سیال تزریقی، افزایش راندمان جاروب عمودی و منطقه­ای، آب کمتر مورد نیاز در مقایسه با تزریق آب و هزینه کمتر در مقایسه با سایر تکنیک­های ازدیاد برداشت است[11].

فرآیند ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار در مقایسه با مخازن معمولی بسیار چالش برانگیز می­باشد. مقدار ناهمگنی در مخازن شکافدار نسبت به مخازن معمولی بسیار بیشتر بوده و تفاوت زیادی در مقادیر تخلخل و تراوایی بین این دو دسته از مخازن وجود دارد. معمولا میزان تروایی در مخازن شکافدار بسیار بیشتر از مخازن معمولی بوده، اما از طرفی تخلخل این دسته از مخازن در مقایسه با مخازن معمولی بسیار اندک می­باشد[12].

مخازن شکافدار به دو نوع مخزن شکافدار طبیعی یا القایی تقسیم می­شوند. علاوه بر این، مخازن شکافدار بر اساس تخلخل و تراوایی به چهار نوع مختلف طبقه­بندی می­شوند. مخازن نوع (الف) که تخلخل و تراوایی ماتریس کمی دارند و شکاف­های موجود هم ظرفیت ذخیره­سازی و هم مسیرهای جریان سیال را فراهم می­کنند. مخازن نوع (ب) که مانند نوع اول دارای تخلخل و تراوایی ماتریس پایینی هستند اما ماتریس مقداری ظرفیت ذخیره­سازی را فراهم می­کند و شکاف ها مسیرهای جریان سیال را فراهم می­کنند. مخازن نوع (ج) که ریز متخلخل نامیده می­شوند دارای تخلخل ماتریس بالا و تراوایی ماتریس کم هستند (مخزن شبیه سازی شده در این مقاله از مخازن نوع (ج) می باشد). ماتریس ظرفیت ذخیره سازی را فراهم می­کند و شکاف ها مسیرهای جریان سیال را فراهم می­کنند. مخازن نوع (د) که درشت متخلخل نامیده می­شوند دارای تخلخل و تراوایی ماتریس بالایی هستند. ماتریس هم ظرفیت ذخیره سازی و هم مسیرهای جریان سیال را فراهم می کند، در حالی که شکستگی ها فقط تراوایی را افزایش می­دهند[12].

به طور کلی می­توان به این صورت بیان نمود که مخازن با شکستگی های طبیعی از دو نوع محیط متخلخل تشکیل شده اند:

1. ماتریس که دارای تراوایی کم و تخلخل زیاد است
2. شبکه­های شکاف که حاوی محیط هایی با تراوایی بالا و تخلخل کم هستند

به طور کلی، پس از بازیافت اولیه در این مخازن، به دلیل جابجایی کم در ماتریس، مقدار زیادی نفت در مخزن محبوس می­ماند.

مخازن با شکاف­های طبیعی در بسیاری از محیط­های رسوبی از جمله کربنات­ها، شیل­ها و ماسه سنگ­ها یافت می­شوند. سه سنگ رسوبی نام برده به اندازه­ای در مخازن رایج هستند که به راحتی می­توان تصور کرد که همه سنگ­های رسوبی از کربنات­ها، شیل­ها و ماسه سنگ­ها تشکیل شده­اند[12].

**2- مخازن کربناته شکافدار**

درصد قابل توجهی از ذخایر نفت و گاز (بیش از 60 درصد از ذخایر نفت اثبات شده و 40 درصد از ذخایر گاز جهان) در مخازن کربناته شکافدار به دام افتاده­ اند. اگرچه افزایش تولید نفت و گاز از مخازن کربناته ممکن است تنها راه حل برای تامین نیاز فعلی انرژی نباشد، اما واضح است که این مخازن نقش مهمی را در آینده صنعت نفت ایفا خواهند کرد. مخازن کربناته نسبت به مخازن معمولی ماسه سنگی طیف وسیع­تری از تولید را نشان می­دهند. پربارترین و پایدارترین نرخ تولید، از مخازن کربناته حاصل می­شود. اما مخازن کربناته پتانسیل این را هم دارند که از نظر تولید هیدروکربن در نقطه مقابل قرار بگیرند. بسیاری از مخازن کربناته به هیچ وجه نفت و گاز تولید نمی­کنند مگر اینکه به طور القایی شکسته شوند. این مخازن، به دلیل پیچیدگی و ناهمگونی خود، از نظر پیش­بینی دقیق بازیافت، بسیار چالش برانگیز در نظر گرفته می­شوند. بیشتر مخازن کربناته به طور طبیعی شکسته می­شوند و حاوی شکستگی­هایی هستند که از نظر سایز و تعداد شکستگی­های موجود بسیار متغیر می­باشند. این شکستگی‌ها مسیرهای پیچیده‌ای را برای حرکت سیال ایجاد می‌کنند که بر خصوصیات مخزن و در نهایت عملکرد تولید و بازیافت کل تأثیر می‌گذارد[12].

روش تزریق آب می­تواند روشی موثر برای بهبود بازیافت نفت از مخازن شکافدار طبیعی آبدوست باشد، جایی که آشام خود به خودی آب تزریقی مکانیسم اصلی بازیافت است. با این حال، اکثر سنگ‌های کربناته ترشوندگی مخلوط و یا حالت نفت دوست دارند، که شرایط نامطلوبی برای آشام خود به خودی آب می­باشد. همانطور که اشاره شد، آشام خود به خودی تنها زمانی رخ می­دهد که منافذ ترجیحاً از نظر ترشوندگی آبدوست باشند. که در این صورت، آب به درون ماتریس سنگ جذب شده و نفت به داخل شکستگی­ها دفع می­شود، که می­تواند از طریق شکستگی­ها به سمت چاه تولیدی جابجا شود[13].

نتایج آزمایش‌های انجام‌شده توسط باباداگلی[[4]](#footnote-4) در سال 2001 نشان داد که می­توان شرایطی را فراهم نمود تا فرآیند آشام اجباری در بازیافت نفت سنگین افزایش یابد. او تزریق پلیمر، سورفکتانت و آب داغ را برای بازیابی نفت سنگین ماتریس، از طریق آشام اجباری، برای خواص مختلف ماتریس و روغن (با استفاده از ماسه سنگ‌های Berea آبدوست حاوی نفت­های سنگین و هسته‌های کربنات نفت دوست حاوی نفت­های سبک) انجام داد. نتایج نشان می‌دهد که هر سه روش (یعنی پلیمر، سورفکتانت و تزریق آب گرم) در مقایسه با تزریق آب، منجر به بازیافت بیشتر نفت از طریق آشام اجباری می‌شوند. علاوه بر این، تأثیر افزودنی‌های شیمیایی و دمای بالای آب در بازیافت نهایی بیشتر کاملا مشهود بود. در واقع تزریق مواد شیمیایی و به خصوص سورفکتانت با کاهش زاویه تماس و کشش بین سطحی کمک می­کند تا ترشوندگی مخازن از نفت دوست به آبدوست تغییر کند[13].

**3- شبیه سازی فرآیند ازدیاد برداشت**

نرم­افزار UTCHEM یک شبیه ساز سیلابزنی مواد شیمیایی است که توسط دانشگاه تگزاس آستین تولید شده است. این نرم افزار قادر است مکانیزم­های ازدیاد برداشت را در مخازن هیدروکربنی با دقت بالایی شبیه سازی کند. این نرم­افزار یک شبیه ساز سه بعدی است که قادر به مدل سازی تا حداکثر چهار فازی می­باشد، فاز آبی، فاز نفتی، فاز میکرو امولسیون، و فاز گازی. شبیه‌ ساز UTCHEM از معدود شبیه‌ سازهایی است که قادر است پیچیدگی‌های موجود در سیلاب‌زنی شیمیایی را با دقت قابل توجهی مدل‌سازی نماید و تاثیر تزریق عامل‌های شیمیایی بر بازیافت نفت را با استفاده از مدل‌های شیمیایی دقیق، شبیه ‌سازی نماید.

به طور کلی فرآیند ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار نسبت به مخازن بدون شکاف با چالش­های بسیاری روبرو است. در مخازن شکافدار به دلیل تراوایی بسیار بالای شکاف بیشتر تولید از ناحیه شکاف انجام می­پذیرد، با تزریق آب و یا سیال پلیمری در فرآیند از طریق چاه تزریقی بیشتر سیال تزریق شده به ناحیه شکاف راه یافته و سیال کمتری فرصت جاروب سیالات درون ماتریس را خواهد داشت[12] . در شکل-1 شبیه سازی تزریق سیال در فرآیند ازدیاد برداشت در شرایط کاملا یکسان توسط نرم افزار UTCHEM در دو مخزن با تخلخل، تراوایی و اندازه یکسان نشان داده شده است. همان­طور که از شکل-1 مشخص است به دلیل وجود شکاف در مخزن شکافدار درصد بازیافت نفت نسبت به مخزن بدون شکاف کمتر می­باشد که این خود نشان دهنده چالش برانگیز بودن ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار می­باشد.

شکل-1: مقایسه فرآیند ازدیاد برداشت در دو مخزن شکافدار و بدون شکاف توسط نرم افزار UTCHEM

**4-** **بحث و بررسی**

در این شبیه سازی ضخامت کلی مخزن برابر با ۳۰ فوت در نظر گرفته شده است. مخزن یک مخزن شکافدار بوده که شبکه شکاف با ضخامت ۰.۱ اینچ زیر بلوک ماتریس در نظر گرفته شده است. تراوایی و تخلخل ماتریس به ترتیب برابر با ۰.۱ میلی دارسی و ۵ درصد بوده که ​این مقادیر برای شبکه شکاف به ترتیب برابر با ۳۰۰۰ میلی دارسی و ۴۵ درصد درنظر گرفته شده است. برای آنکه اثر پارامترهای اثر گذار بر فرآیند ازدیاد برداشت و تزریق پلیمر بهتر دیده شود مقادیر غلظت پلیمرتزریقی با کمی اغراق و بزرگ­نمایی شبیه سازی شده­اند. زیرا در واقعیت و در پروژه­های میدانی غلظت پلیمر تزریقی بسیار کمتر از این مقادیر می‌باشد.

در دنباله به بحث راجع به پارامترهای بررسی شده در این پژوهش پرداخته می­شود.

**1-4- طراحی صحیح محل مشبک کاری**

یکی از مواردی که برای پر بازده بودن فرآیند ازدیاد برداشت باید بسیار به آن دقت شود، طراحی صحیح چاه تزریقی است. اگر چاه تزریقی در لایه­های با تراوایی زیاد و یا در محل شکاف­ها تکمیل شود به طوری که سیال تزریقی از طریق لایه­های تراوا و یا شبکه شکاف به سمت چاه تولیدی جریان یابد، بازده فرآیند ازدیاد برداشت کاهش خواهد یافت و میزان بازیافت نفت نسبت به طراحی و تکمیل صحیح کمتر خواهد بود. شکل-2 مقایسه درصد بازیافت نفت در فرآیند ازدیاد برداشت برای دو حالت تکمیل اصولی و صحیح و تکمیل غیراصولی که با استفاده از نرم افزار UTCHEM شبیه سازی شده است را نشان می­دهد. در این شبیه سازی به مدت 200 روز در دو حالت مختلف ولی در شرایط کاملا یکسان تزریق آب صورت گرفته و پس از گذشت 200 روز تزریق پلیمر با غلظت ثابت انجام گرفته است، همانطور که مشخص است، بازیافت نفت در حالتی که مشبک­کاری چاه تزریقی علاوه بر ماتریس در محل شکاف صورت گرفته باشد (حالت الف) نسبت به حالتی که مشبک کاری در محل ماتریس انجام گرفته باشد (حالت ب) کمتر می­باشد.

شکل-2: تاثیر طراحی صحیح محل مشبک کاری در چاه تزریقی بر میزان بازیافت نفت

**2-4-** **تولید آب**

یکی از چالش­های فرآیند ازدیاد برداشت، تولید آب تزریقی است که با مشکلات زیست محیطی و صرف هزینه­های زیاد نیز همراه است. بنابراین باید سعی کرد تا جای ممکن تولید آب را به حداقل رساند تا از هزینه­های اضافی نیز جلوگیری شود. از اثرات نامطلوب شکاف­ها بر فرآیند ازدیاد برداشت و تزریق آب یا سیالات پلیمری، باقی­ماندن بخشی از سیالات تزریقی درون شبکه شکاف می­باشد. این مشکل علاوه بر مخازن شکافدار در مخازن معمولی نیز قابل مشاهده می­باشد که به علت نیروهای موئینگی موجود، بخشی از سیال تزریق شده درون فضاهای متخلخل به دام می­افتد[7]. همانطور که در شکل-3 نیز مشاهده می­شود، پس از گذشت مدتی از پایان فاز اول، تولید آب از چاه تولیدی نیز شروع می­شود و از آنجایی که شبکه شکاف مسیر جریان آب به سمت چاه تولیدی را نیز تسهیل می­کند، تولید آب در حالتی که چاه تزریقی علاوه بر ماتریس در ناحیه شکاف تکمیل شده باشد بیشتر است. این روند افزایشی با تزریق پلیمر ادامه داشته و آبی که در فاز اول در بین شکستگی­ها و فضاهای متخلخل به دام افتاده­اند به علت نیروهای وارده از طرف سیال پلیمری شروع به حرکت کرده و خود را به چاه تولیدی می­رساند. حال اگر چاه تزریقی در ناحیه شکاف هم مشبک­کاری شده باشد حجم آب تزریقی به دام افتاده بیشتر شده و در نتیجه مقدار بیشتری آب از چاه تولیدی، تولید می­گردد.

شکل-3: مقایسه تولید آب در شرایطی که چاه تزریقی در محل شکاف(الف) و در محل ماتریس (ب) تکمیل شده باشد

**3-4- دبی تزریق سیال**

فرآیند تزریق می­تواند در مقادیر متفاوتی از دبی تزریق انجام شود اما نکته­ای که حائز اهمیت می­باشد این است که اگر فرآیند مشبک کاری چاه تزریقی علاوه بر ماتریس در ناحیه شکاف انجام شده باشد دبی تزریق سیال تاثیر چندانی بر روی درصد بازیافت نهایی نفت نخواهد داشت و تنها زمان دست­یابی به مقدار نهایی بازیافت را کاهش می­دهد. برای مثال اگر بیشترین مقدار بازیافت نفت 30 درصد باشد، با افزایش دبی تزریق نمی­توان این مقدار را افزایش داد. این از آن رو است که بیشتر مقدار سیال تزریقی از طریق شبکه شکاف به سمت چاه تولیدی جریان می­یابد و با گذشت زمان فرصت راندن بیشتر سیال به دام افتاده در فضای ماتریس به سمت چاه تولیدی را نخواهد داشت. شکل-4 درصد بازیافت نفت را در دبی­های مختلف تزریق پلیمر نشان می­دهد. همان­طور که در نمودار نیز مشخص می­باشد میزان بازیافت نهایی نفت در حدود 25 درصد می­باشد که این مقدار با تغییر دبی تزریق سیال تغییر نمی­کند. بر اساس این نمودار در حالتی که نرخ تزریق برابر با 200 فوت مکعب در روز بوده برای رسیدن به بازیافت 25 درصدی نفت به 1000 روز زمان نیاز می­باشد، در حالی که با افزایش دبی تزریق به 500 فوت مکعب در روز، می­توان پس از 600 روز به بازیافت 25 درصدی رسید. این نمودار نشان می­دهد که برای افزایش اندازه دبی تزریق یک مقدار بهینه می­توان درنظر گرفت که پس از آن با افزایش دبی کاهش چندانی در مدت زمان رسیدن به بازیافت نهایی رخ نمی­دهد. زیرا با افزایش دبی از 500 به 700 فوت مکعب میزان تغییرات نسبت به تغییر دبی از 200 به 500 فوت مکعب نیز کمتر می­باشد.

شکل-4 : تاثیر تغییرات نرخ تزریق در شرایطی که چاه تزریقی در محل شکاف تکمیل شده باشد

شکل-5 تغییرات درصد بازیافت نفت را بر اثر تغییر دبی تزریقی و غلظت ثابت پلیمر در حالتی نشان می­دهد که چاه تزریقی در ناحیه شکاف تکمیل نشده باشد و بازه مشبک­کاری در ناحیه شکاف قرار ندارد. بر خلاف حالت قبل در این حالت که مشبک­کاری چاه تزریقی درون ناحیه ماتریس انجام شده است دبی تزریق بر روی بیشترین مقدار بازیافت نفت نیز اثر­گذار خواهد بود زیرا سیال تزریقی از همان ابتدا به شبکه شکاف راه نمی­یابد و پس از گذشت مدتی با جاروب بخش زیادی از فضای ماتریس به شکاف راه یافته و تولید از شکاف صورت می­پذیرد و با افزایش دبی تزریق می­توان میزان بازیافت نهایی نفت را افزایش داد. در این حالت مانند حالت قبل می­توان یک مقدار دبی تزریق بهینه در نظر گرفت زیرا تغییرات مقدار بازیافت نهایی درحالتی که دبی تزریق از 200 به 500 فوت مکعب در روز تغییر می­کند بسیار بیشتر از حالتی است که دبی از 500 به 700 فوت مکعب در روز تغییر می­کند.

شکل-5 : تاثیر تغییرات نرخ تزریق در شرایطی که چاه تزریقی در محل ماتریس تکمیل شده باشد

**4-4- تغییرات غلظت پلیمر**

با افزایش غلظت پلیمر میزان بازیافت نهایی نفت افزایش می­یابد. در واقع با افزایش غلظت پلیمر میزان گرانروی سیال افزایش یافته و توانایی جاروب محیط متخلخل مخزن توسط سیال پلیمری افزایش پیدا می­کند و باعث می­شود نفت کمتری در محیط باقی بماند. در نتیجه میزان بازیافت نهایی نفت نیز افزایش می­یابد. بـا افزایـش غلظت محلول پلیمری می­توان بـه بازیافت بالاتری نیز رسید ولی نکته­ای که وجود دارد تزریق­پذیر بودن سیال تزریقی می­باشد. برای پمپاژ سیالی با غلظت های بالا به پمپی با توان بسیار بالا جهت تزریـق نیاز می­باشد که این نوع پمپ در دسترس نبوده و یا هزینه آن بسیار بالا است که از لحاظ اقتصادی مقرون بـه صرفه نخواهد بـود.

شکل-6 به مقایسه فرآیند ازدیاد برداشت در سه حالت می­پردازد که عبارتند از: الف- مخزن بدون شبکه شکاف، ب- مخزن شکافدار به طوری­که چاه تزریقی در ناحیه ماتریس تکمیل شده است و ج- مخزن شکافدار در شرایطی که چاه تزریقی نیز علاوه بر ماتریس در ناحیه شکاف تکمیل شده است. همان­طور که ملاحظه می­شود غلظت پلیمر در سیال تزریقی در حالتی که مخزن بدون شکاف باشد باعث افزایش بازده جاروبی و در نتیجه افزایش چشمگیر بازیافت نهایی نفت می­شود، در حالی که در مخزن شکافدار به دلیل وجود شبکه شکاف میزان بازیافت نهایی نفت نسبت به مخزن بدون شکاف بسیار کمتر می­باشد، با این حال با طراحی درست چاه تزریقی و عدم مشبک کاری در ناحیه شکاف می­توان میزان تولید را نیز افزایش داد.

شکل-6 : تاثیر شرایط مخزن و تکمیل اصولی چاه تزریقی در غلظت ثابت پلیمر در سیال تزریقی

شکل-7 تغییرات بازیافت نهایی نفت را در مخزن شکافدار که مشبک کاری چاه تزریقی فقط در ناحیه ماتریس صورت گرفته نشان می­دهد. بر اساس این نمودار با افزایش غلظت پلیمر از ppm 1000 به ppm 5000 در سیال تزریقی میزان بازیافت نفت افزایش می­یابد. البته این میزان افزایش ضریب بازیافت به دلیل وجود شبکه­های شکاف و اثرات منفی آن­ها بر فرآیند تزریق چندان چشمگیر نمی­باشد به همین دلیل برای افزایش غلظت پلیمر باید مسائل فنی و اقتصادی و مقرون به صرفه بودن فرآیند ازدیاد برداشت از مخازن شکافدار نیز در نظر گرفته شود و مقدار غلظت بهینه محاسبه و شناسایی گردد.

شکل-7 : تاثیر تغییرات غلظت پلیمر در شرایطی که چاه تزریقی در ماتریس تکمیل شده باشد

**5- نتیجه­گیری**

در این مقاله به وسیله نرم­افزار UTCHEM به شبیه سازی یک مخزن شکافدار با تراوایی کم پرداخته شد تا با استفاده از آن به بررسی پارامترهای تاثیر گذار در فرآیند ازدیاد برداشت مخزن شکافدار شبیه سازی شده پرداخته شود. نتایج حاصل از این پژوهش عبارت است از:

* به طور کلی در فرآیند ازدیاد برداشت، مقدار بازیافت نفت از مخازن شکافدار بسیار کمتر از مخازن بدون شکاف می­باشد.
* چگونگی طراحی و تکمیل چاه تزریقی بسیار حائز اهمیت بوده به طوری که با طراحی درست و اصولی چاه تزریقی می­توان بازده فرآیند ازدیاد برداشت و بازیافت نفت نهایی را افزایش داد.
* با مشبک کاری چاه تزریقی در ناحیه ماتریس می­توان میزان آب تولیدی را کاهش داد.
* با افزایش دبی تزریقی می­توان در مدت زمان کمتری به مقدار بازیافت نهایی دست یافت.
* به دلیل وجود شبکه شکاف در مخزن شکافدار مورد نظر، تغییرات غلظت پلیمر تاثیر چندانی بر مقدار بازیافت نهایی نفت ندارد.

**منابع**

[1] Khayet, M., Solar desalination by membrane distillation: Dispersion in energy consumption analysis and water production costs (a review). Desalination, 2013. 308: p. 89-101.

[2] Firozjaii, A.M. and S. Moradi, Sensitivity analysis and optimization of the effective parameters on ASP flooding compared to polymer flooding using CMG-STARS. Journal of Petroleum and Environmental Biotechnology, 2018. 9(361): p. 2.

[3] Lake, L.W., et al., Fundamentals of enhanced oil recovery. Vol. 1. 2014: Society of Petroleum Engineers Richardson, TX.

[4] Terry, R.E., Enhanced oil recovery. Encyclopedia of physical science and technology, 2001. 18: p. 503-518.

[5] Rellegadla, S., G. Prajapat, and A. Agrawal, Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria. Applied microbiology and biotechnology, 2017. 101(11): p. 4387-4402.

[6] Tang, G. and N.R. Morrow, Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding. SPE Reservoir Engineering, 1997. 12(04): p. 269-276.

[7] Guetni, I., et al., Transport of EOR polymer solutions in low permeability porous media: Impact of clay type and injection water composition. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020. 186: p. 106690.

[8] Almansour, A.O., et al., Efficiency of enhanced oil recovery using polymer-augmented low salinity flooding. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2017. 7(4): p. 1149-1158.

[9] Sheng, J.J., B. Leonhardt, and N. Azri, Status of polymer-flooding technology. Journal of Canadian petroleum technology, 2015. 54(02): p. 116-126.

[10] Seright, R.S., Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010. 13(04): p. 730-740.

[11] Abidin, A., T. Puspasari, and W. Nugroho, Polymers for enhanced oil recovery technology. Procedia Chemistry, 2012. 4: p. 11-16.

[12] Shah, B., M. Rajvanshi, and P. Sivasankar, A Review of Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoir. 2019.

[13] Jamaloei, B.Y., Chemical flooding in naturally fractured reservoirs: fundamental aspects and field-scale practices. Oil & Gas Science and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles, 2011. 66(6): p. 991-1004.

**Investigation of the effect of different parameters in the process of chemical EOR of a fractured reservoir using UTCHEM software  
Ehsan Khamehchi\*, 1, Mahmoud Akbari2, Amir Mirzayi3, Javad Mahdavi Kalatehno4**

1 Associate Professor, Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology

2Master student of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology

3Master student of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology

4 PhD student in Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology

\*khamehchi@aut.ac.ir

**Abstract**

Today, due to the growing need of the industry for energy, one of the priorities of the oil industry is to increase the production of oil reservoirs. one of the common methods to increase production from oil reservoirs is injecting polymer. Polymer injection is one of the chemical EOR methods that has been used in oil fields for many years to increase oil production. This method involves adding a high molecular weight polymer fluid to the water, which increases the viscosity of the water. Increasing the viscosity of water reduces the mobility ratio of the injected fluid to the reservoir fluid. Reducing this ratio, known as the mobility ratio, increases vertical and regional sweep efficiency, as well as preventing the phenomenon of fingering and unwanted fluid production. In this research it is tried to simulate the polymer injection process in a 500 × 500 square foot naturally fracture reservoir and a fracture network in the reservoir using UTCHEM software to investigate the parameters affecting The injection process is addressed. The most important parameters studied in this study are the concentration of polymer in the injection fluid, the injection rate of the polymeric fluid, the correct design of the injection well and the effect of fracture in the reservoir on the injection process. The simulation results show that if the design of injection well is done in correctly way, oil recovery increases.

**Keywords:**

Chemical EOR, Fractured reservoir, Polymer injection, UTCHEM software.

1. Tight fractured reservoir [↑](#footnote-ref-1)
2. Surfactant [↑](#footnote-ref-2)
3. Xantan [↑](#footnote-ref-3)
4. Babadagli [↑](#footnote-ref-4)