

ارزیابی و مقایسه روشهای مختلف ازدیاد برداشت در یکی از مخازن نفتی شکافدار ایران

امیر شاهوران فرد^۱، بابک مرادی^{۲*}

۱- تهران، دانشگاه صنعت نفت

۲- تهران، شرکت نفت مناطق مرکزی

پیام‌نگار: b.moradi@icofc.ir

چکیده

به طور کلی مخازن شکافدار به عنوان مخازنی با عمر کوتاه، شدت جریان تولید بالا و ضریب بازیافت نهایی پایین شناخته می‌شوند. تزریق های امتزاجی و غیرامتزاجی به عنوان روش های ازدیاد برداشت در مخازن شکافدار، به دلیل ساختار ناهمگون این نوع مخازن، مشکلات خاص خود را دارد. نفت و سیال تزریقی تمایل بیشتری به تولید از طریق شبکه شکافها دارند و نفت موجود در بلوکهای ماتریس به راحتی جابجا نمی‌شود. این ویژگی در مخازن شکافدار ممکن است باعث بروز پدیده انگشتی شدن^۱ و یا پدیده حرکت جداگانه سیال تزریقی از سیال مخزن^۲، به دلیل تفاوت در چگالی آنها، شود.

انتخاب تکنیک صحیح ازدیاد برداشت در دستیابی به یک بازیافت بالا تاثیر حیاتی دارد. از تزریق آب و یا گاز با ترکیب های مختلف، می‌توان به عنوان یک روش ازدیاد برداشت در یک مخزن شکافدار استفاده کرد. به دلیل پیچیدگی های تکنیکی و همچنین نیازمندی های مالی در راه اندازی پروژه های تزریق گاز یا آب، این گونه پروژه ها قبل از هرگونه عملیاتی شدن، نیاز به ارزیابی کامل دارند.

میدان مورد مطالعه در این مقاله، یک مخزن شکافدار کربناته است که در غرب ایران واقع شده است. در این مقاله، یک مدل ۱۰ جزئی از سیال مخزن جهت شبیه سازی رفتار سیال مخزن ساخته شد. با استفاده از شبیه ساز لوله قلمی، حداقل فشار امتزاجی برای تزریق نیتروژن، دی اکسید کربن، متان تعیین گردید. دبی تزریق و تولید بهینه برای هر سناریو بدست آمد. در بخش پایانی این مطالعه، سناریوهای مختلف درباره شدت جریان تزریق بهینه هر کدام با یکدیگر مقایسه شدند. در نهایت الگوی تکمیل چاه به عنوان یکی از پارامترهای مهم که بازیافت نهایی را تحت تاثیر قرار می‌دهد، تشخیص داده شد.

کلمات کلیدی: ازدیاد برداشت، تزریق امتزاجی، تزریق غیرامتزاجی، حداقل فشار امتزاجی، شدت جریان تزریق

۱- مقدمه

بطور طبیعی شکافدار و دارای تراوایی کم در ماتریس می‌باشد، ولی در عین حال خواص مخزنی مطلوبتری در مقایسه با سازند "آ" دارد. این دو سازند توسط یک لایه شیلی از هم جدا شده‌اند. تاکنون تنها از سازند "س" در مقیاس تجاری، تولید صورت گرفته است. مخزن "د"

میدان نفتی مورد مطالعه در غرب ایران واقع شده که شامل دو سازند "س" و "آ" می‌باشد. سازند "س" در این میدان غالباً کربناته،

1. Fingering
2. Gas Override

۲- روش و شیوه مطالعه

در این تحقیق، با استفاده از ماژول PVTi نرم افزار شبیه سازی ECLIPSE، معادله حالت ۳ پارامتری پنگ-رابینسون جهت تعیین خصوصیات نمونه سیال مخزن تنظیم شده و یک مدل یک بعدی لوله قلمی از طریق شبیه سازی ترکیبی E300 جهت تعیین کمترین فشار امتزاجی برای تزریق گازهای نیتروژن، دی اکسید کربن و متان تعریف شده است. همچنین حداقل غلظت امتزاجی نیز برای متان توسط مدل لوله قلمی محاسبه گردید. مدل لوله قلمی به تعداد مختلفی از گریدها تقسیم شده تا اثر اندازه گریدها بر نتایج شبیه سازی بررسی شود. با شبیه سازی ترکیبی مدل سه بعدی سکتور مخزن، تأثیر برخی پارامترها نظیر الگوی مشبک کاری و دبی تزریق ارزیابی گردید. عملکرد بازیافت برای تزریق گازهای دی اکسید کربن، ازت، متان، متان غنی شده و آب با استفاده از شبیه سازی ترکیبی مقایسه شدند.

۲-۱ تعیین خصوصیات نمونه نفت مخزن توسط نرم افزار PVTi

تعیین دقیق و درست خصوصیات سیال مخزن، یکی از عوامل بسیار مهم در مطالعات شبیه سازی مخزن است. چون در فرایند تزریق گاز، بر هم کنش زیادی بین سیالات وجود دارد، لذا تعیین خصوصیات سیال بطور دقیق بسیار حائز اهمیت است [۶]. سیال این مخزن بعنوان یک نفت سبک و با درجه API حدود ۳۹ شناخته می شود.

یک معادله حالت برای تعیین خصوصیات سیال با استفاده از داده های PVT آزمایشگاهی توسعه داده شد. این آزمایشها شامل آزمایشهای آزادی تفاضلی^۲ و انبساط ترکیب ثابت^۳ داده شده در دمای مخزن و همچنین آزمایش تفکیک گر چندگانه است. معادله حالت ۳ پارامتری پنگ-رابینسون جهت پیش بینی رفتار نمونه سیال ارائه شده مخزن، انتخاب شد.

از LBC^۴ بعنوان رابطه تجربی گرانیوی استفاده شد.

۲-۲ تفکیک اجزای سنگین^۵ گروه بندی و تنظیم معادله حالت

توصیف نامناسب هیدروکربنهای سنگین، دقت پیش بینی خواص PVT را کاهش می دهد، لذا ترکیبات سنگین به ویژه در زمانیکه

بسیار کم تراوا و متراکم است. تخلخل و تراوایی ماتریس به ترتیب حدود ۴٪ و ۳ میلی داری است. شبکه ای از شکاف ها در مخزن گسترده شده است. البته در واقع این شکاف ها از نوع سیستم های ریز شکاف^۱ می باشند زیرا تراوایی در آنها تنها حدود ۱۱ میلی داری است. ولی از آنجایی که شبکه شکافها بخوبی در مخزن گسترده شده است، مسیر غالب برای جریان سیال در مخزن به شمار می آید. خواص مخزنی در جدول (۱) نشان داده شده اند.

جدول ۱- ویژگی های کلی مخزن مورد مطالعه

تخلخل (ماتریس)	۴٪
تخلخل (شکاف)	۰/۰۰۲۵٪
تراوایی (ماتریس)	۳md
تراوایی (شکاف)	۱۰ md
اشباع آب	۴۷٪
فشار نقطه حباب	۵۰۹۹ Psia
فشار مخزن در زمان شروع تزریق	۶۳۰۰ Psia
دمای مخزن	۲۴۷ °F
چگالی نفت	۳۹ API

تزریق گاز در مخازن نفتی شکافدار، مشکل ویژه ای در تولید نفت ایجاد می کند. نفت تمایل دارد تا از شبکه شکافها تولید شود و نفت واقع شده در بلوکهای ماتریس به راحتی جابجا نمی شوند [۱]. هدف اصلی از این مطالعه، مقایسه عملکرد بازیافت نفت در سناریوهای مختلف تزریق در یک مخزن شکافدار است. از گازهای نیتروژن، دی اکسید کربن، متان، متان غنی شده و آب بعنوان سیال های تزریقی استفاده شده است. به منظور در دست داشتن مقایسه ای صحیح، کلیه سناریوها می بایست در شرایط عملیاتی یکسان صورت پذیرند. یعنی می بایستی در الگوی تکمیل چاه یکسان، با در نظر گرفتن محدودیت های تزریق و تولید از چاه و محدودیت های اقتصادی میدان انجام گیرند. تأثیر الگوی تکمیل چاه و شدت جریان تزریق بر عملکرد بازیافت بررسی شده است.

2. DL
3. CCE
4. Lohrens – Bray – Clark
5. Splitting

1. Micro Fracture

به منظور سرعت بخشیدن به شبیه سازی ترکیبی، می توان اجزای با وزن مولکولی مشابه را در یک گروه قرار داد [۹]. عموماً ۴ تا ۱۰ جزء می تواند جهت توصیف رفتار فازی کافی باشد. در نهایت در این مطالعه، ۱۰ جزء برای مدل سیال در نظر گرفته شد. نتایج گروه بندی در جدول (۴) به چشم می خورد.

جدول ۴- ترکیب سیال مخزن پس از فرآیند گروه بندی

سیال مخزن	گروه بندی
۱/۷۶	N2
۶/۶۴	H2S
۵/۹۱	CO2
۴۴/۱۶	C1
۹/۲۶	C2
۷/۷۵	C3-C4
۵/۲۷	C5-C6
۹/۵۳۳۴	C7-14
۶/۳۳۹۸	C14-25
۳/۳۷۶۸	C25+

در مرحله بعدی، با تغییر برخی از پارامترهای معادله حالت ۳ پارامتری PR، سعی در تنظیم آن شده است. همانگونه که در شکل‌های (۱) و (۲) مشاهده می کنید، داده های آزمایشگاهی و نتایج محاسبه شده توسط معادله حالت، بخوبی بر یکدیگر منطبق می شوند. بنابراین معادله حالت تنظیم شده و پارامترها می توانند جهت شبیه سازی رفتار فازی در شرایط مختلف به مدل ترکیبی ECLIPSE منتقل شوند.

۲-۳ شبیه سازی لوله قلمی

شبیه ساز ترکیبی یک بعدی لوله قلمی برای تعیین مقدار کمترین فشار امتزاجی (MMP) گازهای ازت، دی اکسیدکربن و متان با سیال مخزن بکار برده شد. کمترین غلظت امتزاجی نیز فقط برای متان در فشار ثابت ۵۳۰۰ Psia (فشار میانگین مخزن در حین تزریق) و دمای ثابت ۲۴۷F (دمای مخزن) محاسبه گردید. مدل یک بعدی لوله قلمی با ۱۰۰ متر طول ساخته شد تا از وجود امتزاج توسعه یافته در مخزن مطمئن شویم. از روش حل فولیمپ استفاده شد و به منظور فعال

مقدار آنها در مقایسه با سایرین زیاد باشد، می بایست تفکیک و جدا سازی گردند [۳]. این مخزن، همانطور که در جدول (۲) می بینید، شامل ۱۹/۲۵٪ سیال C₇₊ است. جزء C₇₊ مطابق جدول (۳) به سه گروه تفکیک گردید.

جدول ۲- ترکیب سیال مخزن مورد مطالعه

ترکیب	درصد مولی %
N2	۱/۷۶۰
CO2	۵/۹۱۰
H2S	۶/۶۴۰
C1	۴۴/۱۶۰
C2	۹/۲۶۰
C3	۴/۵۲۰
IC4	۰/۹۱۰
NC4	۲/۳۲۰
IC5	۱/۱۵۰
NC5	۱/۴۷۰
C6	۲/۶۵۰
C7+	۱۹/۲۵
Sp.Gr = ۰/۸۸۶ MW = ۲۲۵	

جدول ۳- ترکیب سیال مخزن پس از فرآیند شکستن

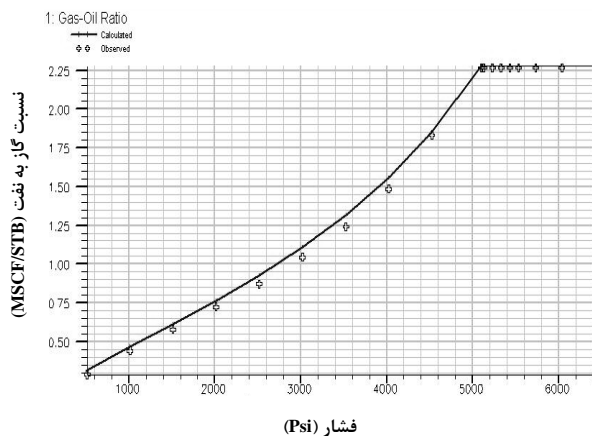
ترکیبات	% ZI	وزن مولی	وزن مخصوص
N2	۱/۷۶	-	-
H2S	۶/۶۴	-	-
CO2	۵/۹۱	-	-
C1	۴۴/۱۶	-	-
C2	۹/۲۶	-	-
C3	۴/۵۲	-	-
IC4	۰/۹۱	-	-
NC4	۲/۳۲	-	-
IC5	۱/۱۵	-	-
NC5	۱/۴۷	-	-
C6	۲/۶۵	-	-
C7+	۹/۵۳۳۴	۱۳۱/۳۸	۰/۷۸۵۱۴
C14+	۶/۳۳۹۸	۲۴۱/۲۲	۰/۸۷۶۵
C25+	۳/۳۷۶۸	۴۵۸/۸۵	۰/۹۸۰۷۱

سکتوری و همچنین مقدار بازیافت نهایی، در مقایسه با تعداد بلوکهای شبکه بسیار حساس است (پراکنش عددی) [۴]. تعداد بلوکهای شبکه می تواند از راههای زیر، شبیه سازی را متأثر سازد:

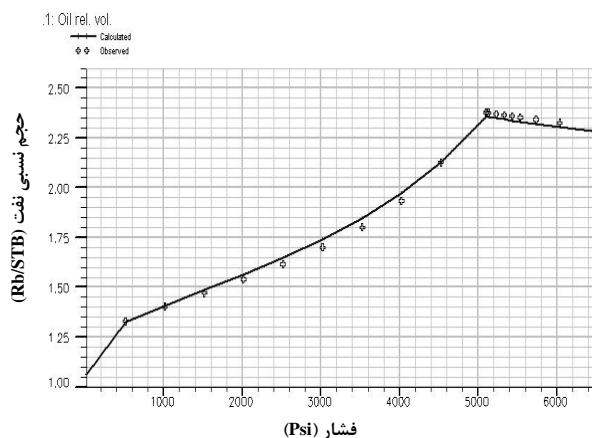
۱. از طریق فاصله ای که بر روی آن محاسبات Flash انجام می شود.

۲. از طریق خطای برشی (کوتاه سازی) که توسط تقریب مشتقات در روش اختلاف محدود که برای معادلات موازنه جرمی استفاده می شود، ایجاد گردد.

برای یافتن حداقل فشار امتزاجی برای ترکیب گازی، شبیه سازیهای لوله قلمی متعددی در شرایط فشاری مختلف اجرا شد. شبیه سازیها برای هر فشار جابجایی توسط مدلهایی با تعداد درجات ۲۰۰، ۴۰۰ و ۶۰۰ انجام شد تا تاثیر پراکنش عددی از نتایج، حذف شود. سپس نمودار ضریب بازیافت در مقابل (تعداد درجات $N=1/\sqrt{N}$) برای هر فشار جابجایی رسم گردید. پس از آن ضریب بازیافت برای مدلهای مختلف به تعداد بی نهایت از درجات برون یابی شد. در نهایت نمودار ضریب بازیافت برون یابی شده در مقابل فشار جابجایی رسم شد تا نقطه شکستن بازیافت برای تعیین مقدار حداقل فشار امتزاج مشخص شود. بعنوان مثال برای تعیین میزان حداقل فشار امتزاجی CO_2 ، شبیه سازیهای مختلفی در فشارهای متفاوت توسط مدلهایی با ۲۰۰، ۴۰۰ و ۶۰۰ بلوک اجرا شدند. نتایج در جدول (۵) نشان داده شده اند. پس از آن، نمودار ضریب بازیافت برای تعداد بی نهایت از درجات در مقابل فشار رسم شد تا مقدار MMP در مورد تزریق CO_2 بدست آید. همانگونه که در شکل (۳) می بینید، مقدار MMP برای تزریق CO_2 حدود ۳۷۶۵ Psi است. روش مشابهی نیز برای نیتروژن و متان بکار برده شد. مقدار آنها به ترتیب ۶۳۲۶ Psi و ۶۲۷۳ Psi محاسبه گردید. از همین روش نیز می توان برای پیش بینی حداقل غلظت امتزاجی برای یک نوع گاز مخصوص در یک دما و فشار خاص استفاده کرد. ولی به جای اینکه شبیه سازیها در فشارهای متفاوت صورت پذیرند می بایست در غلظتهای متفاوت اجرا شوند. مقدار MME متان در فشار ثابت ۵۳۰۰ Psi و دمای ثابت ۲۴۷°F، در حدود ۲۷/۳٪ بدست آمد. این بدان معنی است که متان باید حداقل به مقدار ۲۷/۳٪ از اجزاء میانی ($C_2 - C_5$) غنی گردد تا امتزاج پذیری با سیال مخزن انجام شود.



شکل ۱- داده های آزمایشگاهی و محاسبه شده نسبت گاز - نفت



شکل ۲- داده های آزمایشگاهی و محاسبه شده ضریب حجمی سازند نفت

کردن وابستگی تراوایی نسبی و فشار موئینگی به کشش سطحی، کلید واژه Miscible بکار برده شده است. برای برخورداری از فشار جابجایی ثابت در مدل لوله قلمی در حین تزریق گاز، اختلاف فشار اندکی ما بین چاه تزریقی و چاه تولیدی در نظر گرفته شد و همچنین تزریق گاز در شدت جریان ثابت مخزن انجام شد. چاه تزریقی در اولین گرید مدل و چاه تولیدی در آخرین گرید مدل قرار داده شد تا با فشار ته چاهی ثابت، تولید صورت گیرد. روش استاندارد و معمول در متوقف کردن جابجایی در شبیه سازی لوله قلمی، استفاده از مقدار گاز تزریق شده است. اغلب، جابجایی پس از تزریق سیال به اندازه ۱/۲ برابر حجم فضای خالی، متوقف می شود [۳]. رفتار جابجایی سیال ها در مدل

جدول ۵- ضریب بازیافت در فشارهای جابجایی مختلف با استفاده

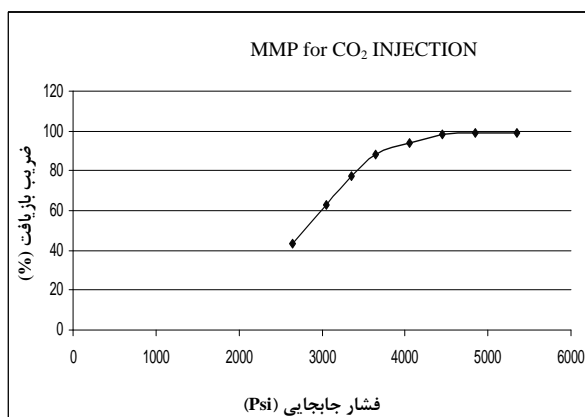
از مدل‌هایی با ۲۰۰، ۴۰۰، ۶۰۰ و بی نهایت گرید در زمان

تزریق PV۱/۲

ضریب بازیافت (بی نهایت گرید)	ضریب بازیافت (۶۰۰ گرید)	ضریب بازیافت (۴۰۰ گرید)	ضریب بازیافت (۲۰۰ گرید)	فشار (Psia)
۴۳/۱۱	۳۴/۵۲	۳۲/۸	۲۸/۲۲	۲۶۵۰
۶۳/۲۳	۵۵/۹۸	۵۱/۳۹	۴۹/۲۴	۳۰۵۰
۷۷/۶۷	۶۸/۷	۶۶/۱	۶۱/۸۵	۳۳۵۰
۸۸/۱۶	۷۹/۰۱	۷۵/۷۹	۷۱/۷۴۶	۳۶۵۰
۹۳/۹۴	۸۶/۳۶	۸۴/۲۶	۸۰/۶۲	۴۰۵۰
۹۸/۲۶	۹۲/۶۳	۹۰/۹۹	۸۸/۳۳	۴۴۵۰
۹۹/۱۷	۹۵/۱۸۵	۹۴/۵۹	۹۲/۳۸	۴۸۵۰
۹۹/۳۹	۹۷/۶۳۳	۹۷/۰۴	۹۶/۲۵	۵۳۵۰

۶ چاه در این مدل سکتوری حفاری شده است. سه چاه (I1, I2, I3) بعنوان تزریق کننده در شیب بالایی سکتور و مابقی (P1, P2, P3) بعنوان چاه تولیدی در شیب پائینی مدل واقع شده اند. اشباع نفت در تمام لایه های نزدیک چاههای تزریقی در ابتدای فرایند تزریق تا حدودی، بالا است. اما نزدیک چاههای تولیدی، اشباع نفت در لایه های ۳، ۴ و ۵ بیشتر است. اشباع آب در لایه های ۶ و ۷ بسیار زیاد است و ممکن است باعث شود برش آب در چاههای تولیدی افزایش یابد. سیستم شکافها در ابتدای زمان تولید، کاملاً با نفت اشباع شده است. از آنجائیکه مخزن، آبدوست است، در حین تولید، نفت از ماتریس به شکاف بسیار آسانتر جریان می یابد. به منظور تعیین لایه هایی که می توانند کاندیدای بهتری برای چاههای تزریقی و تولید باشند، تراوایی لایه های مختلف بررسی شدند. تراوایی ماتریس و شکاف در هر گرید در هر سه جهت x ، y و z یکسان است. ولی در گریدهای مختلف، تفاوت قابل ملاحظه ای بین آنها وجود دارد. لایه های ۳، ۴ و ۵ در قیاس با سایر لایه ها دارای تراوایی بیشتری می باشند. بنابراین، این لایه ها می توانند به عنوان لایه های تولیدی به خوبی عمل کنند.

در مخازن شکافدار، ماتریسها شبکه شکاف را تغذیه می کنند و نفت از طریق شبکه شکاف به سمت چاه تولیدی جریان می یابد. بنابراین زمانیکه تراوایی بلوکهای ماتریس بیشتر باشد، آنها می توانند شبکه شکاف را بهتر تغذیه کنند و در نتیجه بازیافت زیادتر خواهد شد. همچنین تراوایی سیستم شکافها نیز بر عملکرد بازیافت، تأثیر بسزایی دارد. شبکه شکافها توسط سیستم ماتریسها تغذیه می شود و خود چاهها را تغذیه می کند [۸].

شکل ۳- ضریب بازیافت برحسب فشار برای تزریق CO₂

۳-۱ بررسی تاثیر الگوهای مختلف تکمیل چاه بر عملکرد

بازیافت

به منظور انتخاب بهترین لایه ها برای مشبک کاری شدن، شش الگوی مختلف برای تکمیل چاه بررسی شدند که در شکل (۴) به نمایش در آمده اند. در تمامی سناریوها متان به عنوان گاز تزریقی انتخاب شد. به عنوان محدودیت های چاه، فشار ته چاه برای چاههای تزریقی ۲۵۰۰ Psi و حداقل فشار ته چاهی برای چاههای تولیدی ۹۵٪ و حداقل تعیین شد. برای هر چاه تولیدی، محدودیت برش آب ۱٪ و حداقل

۳-۲ مطالعه موردی مدل سکتور واقعی مخزن

هدف اصلی این مطالعه، ارزیابی و مقایسه سناریوهای مختلف تزریق بعنوان روشهای ازدیاد برداشت از این مخزن است. به منظور در دست داشتن یک مبنای مقایسه ای صحیح، تمام موارد می بایست در شرایط عملیاتی مشابه انجام شوند.

ابتدا یک سکتور از مدل جامع میدان استخراج شد و تمامی مطالعات بر روی آن انجام گرفت. سازند "س" در این میدان به ۷ لایه تقسیم بندی شد. لایه ها از بالا به پائین شماره گذاری شده اند.

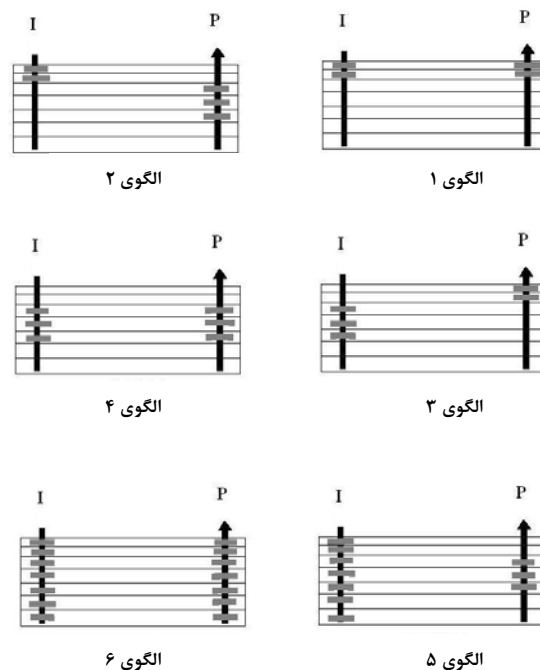
شود. هرچه میانگین فشار مخزن در طول فرایند تولید بالاتر باشد احتمال داشتن یک جابجایی امتزاجی بیشتر است. این معیارها (برش آب و نسبت گاز به نفت پایین تر و فشار میانگین مخزن بالاتر) باعث می شوند که فرایند تزریق برای مدت بیشتر و با کیفیتی بالاتر ادامه پیدا کند.

تمام فرایندهای تزریق باید در زمان تزریق 1/2PV گاز تزریقی بر روی مدل سکتوری انجام شوند. برش آب و نسبت گاز به نفت بالا برای چاههای تولیدی مهمترین دلیل توقف در تولید هستند. نتایج شبیه سازی نشان می دهند که کمترین برش آب و نسبت گاز به نفت در الگوی 5 بدست آمده است. همچنین بالاترین فشارمیانگین مخزن نیز متعلق به این الگو می باشد. بنابراین الگوی 5 به عنوان الگوی تکمیل چاه بر روی مدل سکتوری انتخاب شد و تمام سناریوهای تزریق سیالات مختلف در مدل سکتوری با استفاده از این الگوی تکمیل چاه تهیه شد. یعنی الگویی که در آن چاههای تزریقی در تمام لایه ها و چاههای تولیدی، تنها در لایه های 3 و 4 مشبک شده اند.

۲-۳ تعیین شدت جریان بهینه تزریق در هر سناریوی سیلاب زنی

همانطور که پیشترهم گفته شد برای در دست داشتن یک مقایسه منطقی بین سناریوهای سیلاب زنی مختلف، آنها بایستی در شرایط یکسان اجرا شوند. برای چاههای تزریقی، تولیدی و مخزن یک سری محدودیت های اقتصادی و فنی وجود دارد. در جدول (۷) این محدودیت ها ذکر شده اند. فشار مخزن در آغاز تزریق 6300 Psi بوده است. فشار تزریق در چاههای تزریقی برای تمام سناریوها 6500 Psi در نظر گرفته شد. فشار ته چاهی برای تمامی چاههای تولیدی 3500 Psi و حداکثر شدت جریان تولید برای هر چاه 3500 STB/D تعیین گردید. همانطور که در بخش قبل بحث شد الگوی 5 (در این الگو، در چاههای تزریقی تمام لایه ها و در چاههای تولیدی، تنها لایه های 3 و 4 مشبک شده اند) به عنوان الگوی تکمیل چاه انتخاب شد. تنها پارامتر قابل تغییر در تمام سناریوها شدت جریان تزریق بود. برای هر سناریو چندین فرایند شبیه سازی به وسیله نرم افزار شبیه ساز Eclipse300 انجام شد تا بهترین شدت جریان تزریق برای آن سناریو تعیین شود. در شدت جریان بهینه تزریق، مدل سکتوری بهترین عملکرد باز یافت را دارد. سپس تمامی سناریوها در شدت جریان تزریق بهینه شان با هم مقایسه شدند.

شدت جریان تولید 30 STB/D مشخص گردید. جدول (۶) نتایج شبیه سازی رفتار مدل سکتوری را برای الگوهای مختلف تکمیل چاه در زمان تزریق 1/2PV گاز تزریقی نشان می دهد.



شکل ۴- الگوهای مختلف تکمیل چاه

جدول ۶- رفتار مدل سکتوری برای الگوهای مختلف مشبک کاری در زمان تزریق 1/2PV

حداکثر شدت جریان تولید نفت برای هر چاه	3500
نسبت گاز به نفت در میدان	750
حداکثر فشار ته چاهی برای چاههای تزریقی	7056
حداکثر برش آب برای میدان	95
حداکثر برش آب برای چاه	95
حداقل شدت جریان تولید نفت برای هر چاه	30

بهترین الگوی تکمیل چاه الگویی است که به برش آب و نسبت گاز به نفت پایین تر و به میانگین فشار مخزن و باز یافت نهایی بالاتری منجر

جدول ۷- محدودیت های فنی و اقتصادی چاه ها و میدان

مورد	لايه های مشبك كاری شده در چاههای تزریقی	لايه های مشبك كاری شده در چاههای تولیدی	نسبت گاز به نفت (Mscf/stb)	ماكسیمم برش آب	فشارمخزن (Psia)	تولید نفت كل (STB ۱۰ ^۸ *)
۱	۱,۲	۱,۲	۵۱	۰/۳۵	۶۳۳۰	۲/۲۸
۲	۱,۲	۳,۴,۵	۴۹	۰/۳۲	۶۳۶۰	۲/۴۵
۳	۳,۴,۵	۱,۲	۶۰	۰/۶۰	۶۱۷۵	۲/۴۵
۴	۳,۴,۵	۳,۴,۵	۶۷	۰/۶۳	۶۱۹۰	۲/۷۳
۵	۱,۲,۳,۴,۵,۶,۷	۳,۴,۵	۴۸	۰/۳۱	۶۴۰۰	۲/۴۵
۶	۱,۲,۳,۴,۵,۶,۷	۱,۲,۳,۴,۵,۶,۷	۴۸	۰/۴۱	۶۳۲۵	۲/۴

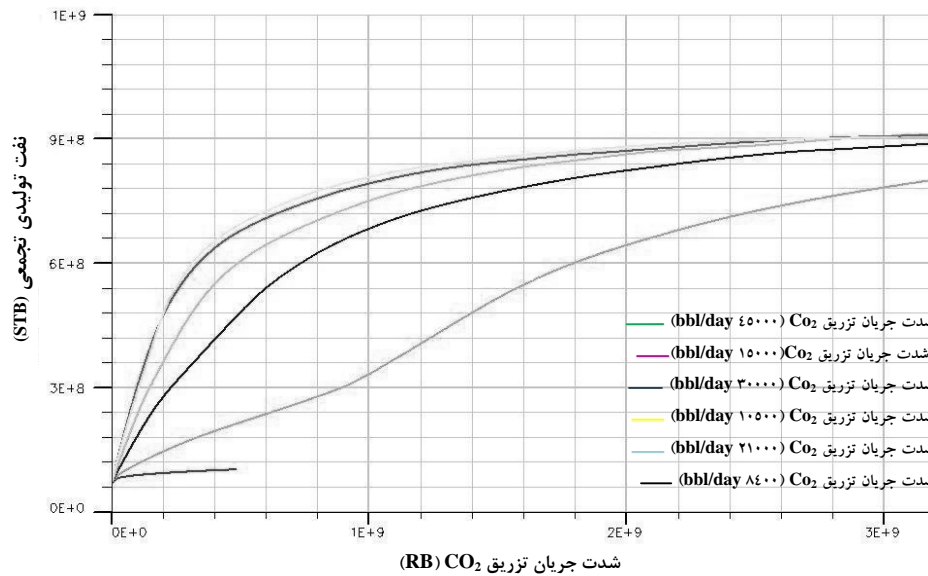
می شود گاز تزریقی بسیار سریع درون سیستم شکاف حرکت می کند و تقریباً بدون اینکه با نفت درون بلوک های ماتریس ارتباط برقرار کند از چاه های تولیدی تولید می شود (این اتفاق می تواند به عنوان پدیده انگشتی شدن در مخازن شکافدار تلقی شود). در این مورد، گاز تزریقی فقط درون شکاف ها جریان می یابد و همانطور که در شکل (۶) نشان داده شده در زمان های اولیه پس از شروع تزریق، نسبت گاز به نفت به شدت افزایش می یابد. تمام چاههای تولیدی بعد از چندی به دلیل کاهش شدت جریان تولید نفت به کمتر از ۳۰ STB/D، بسته خواهند شد. با کاهش شدت جریان تزریق گاز از ۴۵۰۰۰ rbbl/d تا ۱۰۵۰۰ rbbl/d، مقدار بازیافت نهایی افزایش یافت. اما در حالت تزریق با شدت جریان ۸۴۰۰ rbbl/d، به نظر می رسد که تاثیر نیروهای ثقیلی بر تاثیر نیروهای گرانشی برتری یافته است. این مسئله باعث می شود که حرکت سیال از حالت پیستونی خارج شده و به دلیل تفاوت در چگالی نفت و گاز، توده گاز تزریقی به بالای مخزن حرکت کند. در این مورد نیز نسبت گاز به نفت به شدت افزایش یافت و شدت جریان تولید چاه های تولیدی به زیر ۳۰ STB/D رسید. بنابراین پایدارترین جابجایی سیال با بهترین بازیافت در حالتی که CO₂ با شدت جریان ۱۰۵۰۰ rbbl/d تزریق گردید بدست آمد.

روش مشابهی برای تعیین شدت جریان بهینه تزریق در بقیه سناریوها بکار گرفته شد. شدت جریان بهینه تزریق برای سناریوهای تزریق نیتروژن، متان، متان غنی شده و آب حدود ۱۲۳۰۰، ۱۲۰۰۰، ۱۲۰۰۰ rbbl/d بدست آمد.

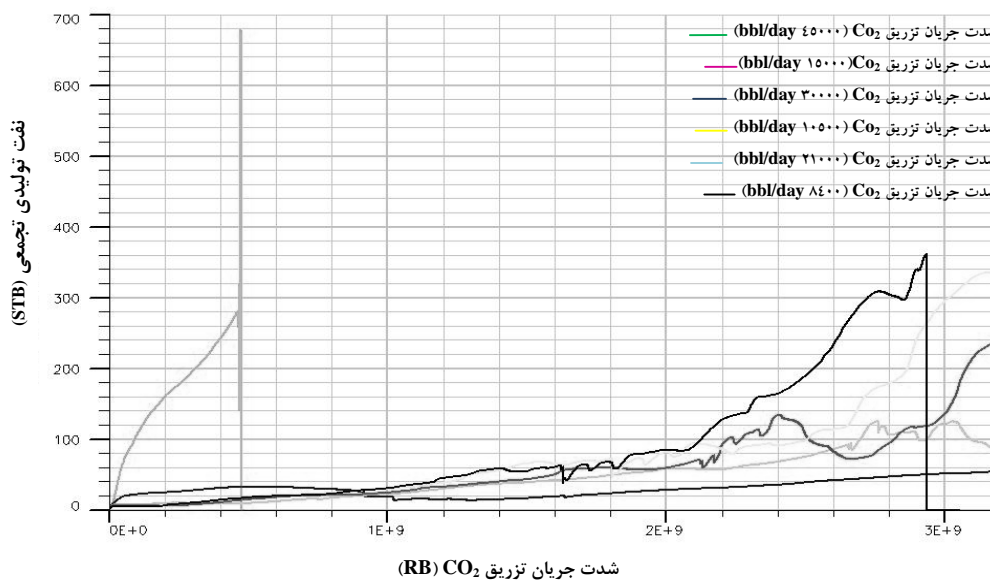
تزریق CO₂ به عنوان اولین سناریوی تزریق گاز بررسی شد. CO₂ با شدت جریان های ۱۰۵۰۰، ۱۵۰۰۰، ۲۱۰۰۰، ۳۰۰۰۰، ۴۵۰۰۰ rbbl/d به مدل سکتوری تزریق شد. در شکل (۵) کل نفت تولیدی به ازای مقدار گاز تزریقی نشان داده شده است. همان طور که در این شکل نشان داده شده است با کاهش شدت جریان تزریق از ۴۵۰۰۰ rbbl/d به ۱۰۵۰۰ rbbl/d بازیافت نفت افزایش می یابد اما با کاهش شدت جریان تزریق به ۸۴۰۰ rbbl/d، بازیافت نهایی، اندکی کاهش می یابد.

هنگامی که CO₂ به درون مدل سکتوری تزریق شد، گاز تزریقی از طریق شبکه شکاف ها پخش شد و با کمک فرایندهای نفوذ مولکولی و ریزش ثقیلی به درون بلوک های ماتریس مجاور نفوذ کرد. وقتی که جریان دو فازی در شکاف ها به وجود می آید نقش فشار موپینگی نیز افزایش می یابد. در مورد دو فاز نفت و گاز (در فرایند تزریق گاز) فشار موپینگی نفت و گاز در مقابل جریان یافتن نفت از درون بلوک های ماتریس به شکاف ها مقاومت می کند. بنابراین هنگام تزریق گاز، نیروهای موپینگی باعث کاهش بازیافت نهایی می شوند [۲].

در شدت جریان های تزریق بالا نیروهای گرانشی از نیروهای ثقیلی قوی تر می شوند و جبهه جابجایی، سریع تر پخش می شود. در این حالت سیال تزریقی فرصت کافی برای داشتن تماس با نفت درون ماتریس نخواهد داشت بنابراین مقدار زیادی از نفت موجود در بلوکهای ماتریس در همان جا باقی می ماند [۷]. همانطور که در شکل (۵) دیده می شود در حالتی که CO₂ با شدت جریان ۴۵۰۰۰ rbbl/d تزریق



شکل ۵- نفت تولیدی کل برحسب شدت جریان تزریق CO₂



شکل ۶- نسبت گاز به نفت برحسب شدت جریان تزریق CO₂

از آنجایی که مخزن مورد مطالعه آبدوست است، تنها در سناریوی سیلاب زنی آب، مکانیزم آشام بسیار موثر بود. در تمامی سناریوهای تزریق گاز، مکانیزم تولید سیال، ریزش^۱ بود.

در سناریوهای تزریق گاز مهمترین مکانیزم های تولید، ریزش ثقلی و

۳-۳ مقایسه بازایافت سناریوهای تزریق مختلف در شدت جریان بهینه تزریق آنها

نوع فرایند جابجایی سیال در هر سناریو در جدول (۸) نشان داده شده است. تزریق CO₂ و متان غنی شده فرآیندهایی امتزاجی بودند، زیرا میانگین فشار مخزن در این سناریوها از حداقل فشار امتزاج بیشتر بود.

1. Drainage

تزریق آب، ضریب بازیافت حدود ۲۹٪ بوده در حالیکه این مقدار برای نیتروژن و متان به ترتیب ۱۷/۸ و ۱۸٪ بوده است. در جدول (۹) ضریب بازیافت برای سناریوهای مختلف با در نظر گرفتن محدودیت نسبت گاز به نفت نشان داده شده است. با در نظر گرفتن محدودیت نسبت گاز به نفت در سناریوهای مختلف، بالاترین ضریب بازیافت در سیلاب زنی آب بدست آمد. در سناریوی سیلاب زنی آب، در طول تولید، نسبت گاز به نفت از حد آن پایین تر باقی ماند و تولید به دلیل رسیدن برش آب به محدودیت ۹۵٪ متوقف شد. ضریب بازیافت در سناریوهای تزریق گاز امتزاجی، در مقایسه با ضریب بازیافت در سناریوهای تزریق غیرامتزاجی گاز، بالاتر بود. بنابراین با در نظر گرفتن ضریب بازیافت قابل ملاحظه در سناریوی سیلاب زنی آب و همچنین سرمایه گذاری کمتری که برای انجام آن مورد نیاز است، به نظر می رسد بهترین سناریوی تزریق برای بهره برداری از مخزن مورد مطالعه، تزریق آب باشد.

جدول ۹- مقایسه ضریب بازیافت در سناریوهای مختلف در شدت جریان تزریق بهینه آنها

ضریب بازیافت با در نظر گرفتن محدودیت نسبت گاز به نفت % (۴/۳ Mscf/STB)	ضریب بازیافت در پایان تزریق %	پایان تزریق	سناریو
۲۸/۳۹	۵۷/۲	۱/۲ تزریق حجم فضای خالی	تزریق CO ₂
۹/۴۱	۱۷/۸۱	۱/۲ تزریق حجم فضای خالی	تزریق N ₂
۹/۴۰	۱۸/۳۵	۱/۲ تزریق حجم فضای خالی	تزریق متان
۲۵/۳۱	۵۱/۲۵	۱/۲ تزریق حجم فضای خالی	تزریق متان غنی شده
۲۹/۰۵	۲۹/۰۵	۰/۷۵ تزریق حجم فضای خالی	سیلاب زنی آب

انبساط نفت بوده است. اما از آنجا که مخزن مورد مطالعه یک مخزن آبدوست است در سناریوی تزریق آب، علاوه بر ریزش ثقلی و انبساط نفت، فرایند آشام نیز یک مکانیزم مهم در تولید بوده است. در حقیقت سنگ ماتریس یک فشار مویینگی مثبت آب - نفت دارد. هنگامی که آب وارد فضای شکاف ها می شود به وسیله نیروهای مویینگی به درون سیستم ماتریس جاری می شود و نفت را جابجا می کند [۵]. در سناریوهای تزریق گاز، نفت، فاز ترکنده است و تمایل دارد که درون شبکه ماتریس باقی بماند. این، بدان معنی است که فشار مویینگی نفت-گاز، در بلوک های ماتریس درمقابل جریان نفت از سیستم ماتریس به سیستم شکاف ها مقاومت می کند. بنابراین فشار مویینگی (نفت-گاز)، بازیافت نهایی را پایین می آورد.

جدول ۸- شرایط جابجایی در سناریوهای مختلف

سناریو	مکانیزم جابجایی	فرآیند جابجایی	میانگین فشار مخزن (Psia)	حداقل فشار امتزاجی (Psia)
تزریق CO ₂	ریزش	امتزاجی	۵۴۰۰	۳۷۶۵/۴
تزریق N ₂	ریزش	غیرامتزاجی	۵۳۰۰	۶۳۲۵/۹۶
تزریق متان	ریزش	غیرامتزاجی	۵۳۰۰	۶۲۷۲/۹
تزریق متان غنی شده	ریزش	امتزاجی	۵۳۵۰	۵۳۰۰
سیلاب زنی آب	آشام	غیرامتزاجی	۵۸۵۰	-

همانطور که در جدول (۹) قابل مشاهده است بدون در نظر گرفتن محدودیت نسبت گاز به نفت، بیشترین ضریب بازیافت در فرایند های امتزاجی بدست آمده است. حدود ۵۷٪ برای سناریوی تزریق CO₂ و ۵۱٪ برای سناریوی تزریق متان غنی شده در مقایسه، فرایندهای غیرامتزاجی (تزریق نیتروژن، متان و آب)، به دلیل گرانی بالاتری که آب نسبت به گازها دارد، نسبت تحرک^۱ در مقایسه با فرایند های تزریق گاز کمتر بود. از طرف دیگر طبیعت سنگ مخزن (آبدوست) باعث شد فرایند آشام به افزایش تولید کمک کند. بنابراین، بالاترین ضریب بازیافت در سناریوی سیلاب زنی آب بدست آمد. در سناریوی

1. Mobility Ratio

۴- نتایج

با توجه به بررسیهای انجام شده در این مطالعه نتایج زیر بدست آمده اند:

- الگوی مشبک کردن و شدت جریان تزریق، عوامل مهمی هستند که می توانند در فرایند تزریق بر بازیافت تولید بسیار موثر باشند.
- بهترین بازیافت تولید از مدل سکتوری در حالتی بدست آمد که در چاههای تزریقی تمام لایه ها و در چاههای تولیدی تنها لایه های ۳، ۴ و ۵ مشبک شده اند.
- شدت جریان تزریق بهینه برای هر سناریو تعیین شد. شدت جریان تزریق بهینه برای سناریوهای تزریق CO_2 ، N_2 ، متان، متان غنی شده و آب به ترتیب ۱۰۵۰۰، ۱۲۳۰۰، ۱۲۰۰۰، ۱۲۰۰۰ و ۱۸۰۰۰ بدست آمد.
- از آنجایی که فشار میانگین مخزن در سناریوهای تزریق CO_2 و متان غنی شده بیشتر از حداقل فشار امتزاج بوده است جابجایی در این سناریوها به صورت امتزاجی صورت گرفت. اما در سناریوهای تزریق N_2 ، متان و آب، جابجایی به صورت غیر امتزاجی است.
- در تمام سناریوها حضور سیستم شکاف ها باعث شد سیال تزریق شده و همچنین نفت از شبکه شکاف ها عبور کند و نفت موجود در بلوک های ماتریس به راحتی جابجا نشود.
- با در نظر گرفتن محدودیت نسبت گاز به نفت، بهترین عملکرد بازیافت از مخزن مورد مطالعه در سناریوی تزریق آب بدست آمد.
- با در نظر گرفتن ضریب بازیافت قابل ملاحظه در سناریوی سیلاب زنی آب و همچنین سرمایه گذاری کمتری که برای انجام آن مورد نیاز است، به نظر می رسد بهترین سناریوی تزریق برای بهره برداری از مخزن مورد مطالعه تزریق آب باشد.

۵- تشکر و قدردانی

این مقاله با حمایت و پشتیبانی شرکت ملی نفت ایران انجام شده است. مؤلفین، از شرکت نفت مناطق مرکزی بالاحص واحد پژوهش و توسعه تشکر و قدردانی می نمایند.

۶- فهرست اصطلاحات

- API = American petroleum institute
 d = day
 FULIMP = fully implicit pressure
 GOR = gas/oil ratio (نسبت گاز به نفت)
 MME = minimum enrichment level (حداقل درجه تغلیظ)
 MMP = minimum miscibility pressure, psi (حداقل فشار امتزاج)
 PV = Pore Volume (حجم خالی)
 r = reservoir condition (شرایط مخزن)
 S = standard condition (شرایط استاندارد)

مراجع

- [1] Aguilera, R.: "Naturally Fractured Reservoirs", Golf Petroleum Publishing Co., (1980).
- [2] Kazemi, H. "Naturally Fractured Reservoirs", Lecture, Third International Forum on Reservoir Simulation, Baden, Austria, 53P, (1990).
- [3] Schlumberger: "An Introduction to PVT Analysis and Compositional Simulation", (2007).
- [4] Stalkup, F.I., Jr.: "Miscible Displacement", SPE Monograph Series, (1984).
- [5] Thomas, L.K., Dixon, T.N. and Pierson, R.G.: "Fractured Reservoir Simulation", SPEJ, PP.42-54, (Feb. 1983).
- [6] Thomas, S. "Miscible and Immiscible Gas Injection for Oil Recovery", AMIChemE, Perel Canada LTD, (June 2006).
- [7] Thompson, J, and Muga, N.: "A Laboratory Study of Gravity Drainage in Fractured System under Miscible Condition", SPEJ, 247-254, (June, 1969).
- [8] Warren, J.E. and Root, P. J.: "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs", SOC. Pet. Eng. J, Vol 9 (Sept 1963).
- [9] Zick, A. A.: "A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases", paper SPE 15493 presented at the (1986) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA., 5-8 Oct