

بررسی سناریوهای تزریق فوم برای کنترل نسبت گاز به نفت در مخازن کربناته با ناهمگنی تراوایی: شبیه‌سازی فرآیند در یک بخش از مخزن نفتی

محمد علی شجاعی پور^۱، فریبرز رشیدی^{۲*}، بهرام دبیر^۲ و مهدی امیرسرداری^۳

۱- دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۳- دانشکده علوم زمین، دانشگاه خوارزمی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۲/۱۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۳/۲۲

چکیده

در این مطالعه از فوم برای بهبود وضعیت چاه‌های تولیدی مخازن ناهمگن که دارای مقادیر بالای نسبت گاز به نفت (GOR) هستند استفاده شده است. به همین منظور یک مطالعه شبیه‌سازی عددی طراحی شده به گونه‌ای که در آن فوم از طریق سوراخ‌هایی (Perforations) که مقادیر زیادی گاز تولید می‌کنند تزریق می‌شود تا مسیر تولید گاز را مسدود کرده و موجب شود نفت بیشتری از مابقی سوراخ‌های چاه به طور همزمان تولید گردد. بدین منظور سه مدل پایه، شبیه‌سازی شده به گونه‌ای که در اولی حجم زیادی از گاز تزریقی از سوراخ‌های فوقانی چاه تولیدی، در دومی از سوراخ‌های میانی و در سومی از سوراخ‌های تحتانی آن، تولید می‌گردد. سپس در هر کدام از این سه مدل، دبی تزریق فوم و سناریوهای بهبود وضعیت بهینه شده است. نتایج نشان می‌دهند که محل ورود گاز به چاه تولیدی که وابسته به ناهمگنی مخزن است نقش بسیار مهمی در انتخاب بهترین سناریو و پارامترهای بهینه دارد. این امر منجر به ارائه دستورالعملی برای بهبود وضعیت چاه‌های تولیدی با نسبت گاز به نفت بالا شد. در پایان به منظور اعتبارسنجی این دستورالعمل، یک بخش (Sector) واقعی از یک مخزن کربناته ناهمگن واقع در جنوب کشور که نسبت گاز به نفت بالایی دارد شبیه‌سازی شده و براساس این دستورالعمل پارامترهای تزریق فوم اعم از دبی تزریق فوم، سناریوهای بهبود وضعیت، توالی تزریق فوم/تولید نفت و عمق نصب پکر، بهینه شده است که این امر موجب کاهش ۶۰ درصدی نسبت گاز به نفت گردید.

کلمات کلیدی: تزریق فوم، کانالیزه شدن گاز، روراندگی گاز، نسبت گاز به نفت، مخزن کربناته ناهمگن

*مسئول مکاتبات

rashidi@aut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2021.4425.3001)

مقدمه

تزریق گاز یکی از روش‌های متداول در افزایش بازیافت نفت می‌باشد. اما به دلیل تفاوت در تحرک و چگالی نفت و گاز، ممکن است مشکلاتی نظیر کانالیزه شدن گاز^۱ و رورانگی گاز^۲ رخ دهد که منجر به کاهش بازدهی جارویی و افزایش میزان گاز تولیدی گردد. به طور کلی، سه عامل اصلی افزایش تولید گاز در چاه تولیدی عبارتند از: الف) مخروطی شدن گاز^۳، ب) هلالی شدن گاز^۴ و ج) کانالیزه شدن گاز^۱. این موارد پدیده‌هایی هستند که در اکثر مخازن رخ می‌دهند و اثرات مخربی بر تولید نفت دارند. بنابراین، هدف اصلی به حداقل رساندن میزان گاز تولیدی است^[۲]. تاکنون نیز روش‌هایی نظیر تزریق ژل پلیمر و یا فوم برای کاهش میزان گاز تولیدی گزارش شده است^[۳ و ۴]. طبق مطالعات انجام گرفته فوم از طریق کنترل نسبت تحرک گاز به نفت می‌تواند مانع از رخداد پدیده کانالیزه شدن گاز گردد و حجم بیشتری از نفت را به سمت چاه تولیدی جاروب کرده و در نتیجه موجب افزایش بازیافت نفت و کاهش نسبت گاز به نفت^۵ در چاه‌های تولیدی شود. علاوه بر این، تزریق فوم در چاه‌های تولیدی با میزان گاز بالا می‌تواند با مسدود کردن کانال‌های گاز موجب تولید بیشتر نفت گردد^[۵-۷]. بنابراین، می‌توان فوم را هم در چاه تزریقی و هم در چاه تولیدی تزریق کرد که انتخاب هر کدام از آن‌ها به نوع مشکل و نیز هدف از تزریق فوم وابسته است^[۸]. میزان اثر بخشی تزریق فوم به قرارگیری دقیق فوم در محل مورد نظر بستگی دارد. فوم‌های قوی، راکد و کم تحرک برای کنترل GOR در چاه‌های تولیدی مناسب هستند. این در حالی است که فوم‌های ضعیف و متحرک برای کنترل تحرک گاز و جاروب کردن بهتر نفت در چاه‌های تزریقی مناسب‌تر می‌باشند^[۹]. یکی از اصول لازم برای بهینه‌سازی پارامترهای مؤثر بر رفتار فوم در محیط

متخلخل انجام تست‌های آزمایشگاهی و شبیه‌سازی است^[۱۰]. پارامترهایی که در این امر باید بهینه شوند عبارتند از: الف) غلظت و ترکیب شیمیایی ماده فعال کننده سطحی^۶، ب) حجم و زمان تزریق فوم و ج) فاصله زمانی تزریق فوم^[۱۱].

بررسی‌های آزمایشگاهی تزریق فوم در مخازن حوزه دریای شمال نشان داد که تزریق فوم موجب کاهش ۵۰ درصدی مقدار GOR در چاه تولیدی می‌گردد^[۱۲-۱۴]. نتایج تجربی نشان داد که اگرچه تزریق فوم غیرفشرده تأثیر مستمر بر کاهش GOR ندارد و باید هر چند وقت یکبار تزریق صورت پذیرد، اما تأثیر قابل توجهی بر فاکتور کاهش تحرک^۷ تا اشباع ۳۵٪ نفت دارد^[۱۵]. نتایج شبیه‌سازی نیز نشان داد که پایداری فوم تأثیر چشمگیری بر بازیافت نفت دارد و این پایداری به غلظت ماده فعال کننده سطحی وابسته است به طوری که غلظت کم این ماده، سبب ایجاد فوم پایدارتر می‌شود^[۱۶].

امروزه نیتروژن یک گاز متداول در تزریق فوم است^[۱۷] زیرا فوم تشکیل شده از نیتروژن ذاتاً پایدارتر از فوم تشکیل شده از دی اکسید کربن در فضای متخلخل است^[۱۸]. اسکاگ و همکاران چندین کاربرد فوم را در مخزن دریای شمال بررسی کردند. آن‌ها دریافتند که اگرچه تشکیل فوم با تزریق همزمان محلول ماده فعال کننده سطحی و گاز^۸، از تزریق متناوب ماده فعال کننده سطحی و گاز دشوارتر است اما فوم پایداری ایجاد می‌کند^[۱۲]. والنسیا و همکاران روش جدیدی را در تولید فوم ارائه کردند که طی آن فوم از تزریق محلول ماده فعال کننده سطحی پراکنده در فاز گاز تشکیل می‌شود که به آن فوم پراکنده^۹

1. Gas Channeling
2. Gas Overriding
3. Gas Conning
4. Gas Cusping
5. Gas Oil Ratio (GOR)
6. Surfactant
7. Mobility Reduction Factor
8. Surfactant Alternating Gas
9. Disperse Foam

از تجهیزات این فناوری نشان داده شده است [۲۴]. تزریق گاز در یک مخزن نفتی ناهمگن کربناته واقع در جنوب کشور سبب شده است تا GOR در چند حلقه چاه تولیدی افزایش یابد. در این مطالعه برای رفع این مشکل، فوم از طریق سوراخ‌هایی^۵ از چاه تولیدی که مقادیر زیادی گاز تولید می‌کنند به نواحی اطراف چاه تزریق می‌شود تا مسیر گاز را مسدود کرده و باعث تولید بیشتر نفت گردد. به این ترتیب، فرآیندهای تزریق سیال و تولید نفت به طور همزمان با به‌کارگیری روش پیشنهادی شرکت شلمبرژر انجام می‌پذیرد. بسته به محل ورود گاز به چاه تولیدی دبی تزریق فوم و روش‌های مختلف بهبود وضعیت مورد آنالیز حساسیت قرار گرفته و بهینه می‌شوند. در ادامه، پارامترهای تزریق فوم اعم از توالی تزریق فوم/تولید نفت و عمق نصب پکر بهینه می‌گردند.

روش کار

به منظور بررسی اثر تزریق فوم بر کاهش GOR چاه‌های تولیدی و سپس ارائه یک دستورالعمل سه مدل پایه حاوی یک چاه تزریق گاز و یک چاه تولیدی توسط نرم‌افزار CMG-STARS شبیه‌سازی شده است [۲۵] که این سه مدل به شرح زیر است. لازم به ذکر است که خصوصیات سنگ و سیال این سه مدل مشابه با یک بخش^۶ واقعی مخزن می‌باشد و صرفاً از نظر توزیع تراوایی افقی تفاوت دارند.

• در مدل اول، تراوایی افقی به گونه‌ای توزیع شده است که حجم زیادی از گاز تزریق شده از سوراخ‌های فوقانی چاه تولیدی تولید می‌گردد درحالی‌که در سایر قسمت‌های مدل تراوایی افقی ثابت و برابر در نظر گرفته شده است (رورانگی گاز).

نیز می‌گویند. این روش هم از تزریق متناوب و هم از تزریق همزمان محلول ماده فعال کننده سطحی و گاز مقرون به صرفه‌تر است. نتایج چندین آزمایش تزریق فوم به مغزه نشان داد که این روش جدید می‌تواند باعث کاهش احتباس ماده فعال کننده سطحی و افزایش تولید نفت شود و این بدان معنی است که نه تنها فوم با پایداری بسیار طولانی تری تولید می‌شود بلکه این فوم می‌تواند مسیر گاز را مسدود کرده و بازدهی جاروبی گاز تزریقی را افزایش دهد [۱۹ و ۲۰].

متأسفانه مطالعات اندکی در مورد تشکیل فوم در مخازن ناهمگن وجود دارد، به همین دلیل سازوکارهای تشکیل آن در محیط‌های متخلخل ناهمگن مشخص نیست [۲۱]. ناهمگنی مخزن تأثیر نامطلوبی بر فرآیند تزریق گاز دارد مانند میان‌شکن شدن و یا کانالیزه شدن گاز که این امر منجر به بازیافت کم نفت و GOR بالا خواهد شد و در نهایت مشکلات زیادی در پی خواهد داشت. [۲۲]. تام و همکاران یک مطالعه شبیه‌سازی بر روی فرآیند تزریق متناوب آب و گاز^۱ و نیز فرآیند تزریق متناوب ماده فعال کننده سطحی و گاز در دو مدل مخزن یکی با ناهمگنی زیاد و دیگری با ناهمگنی کم و با استفاده از ضریب دایکسترا-پارسون^۲ انجام دادند. نتایج نشان داد که زمان میان‌شکن شدن گاز و پایداری فوم تا حد زیادی به ناهمگنی مخزن بستگی دارد. همچنین با افزایش ناهمگنی مخزن ضریب بازیافت نیز در روش تزریق متناوب ماده فعال کننده سطحی و گاز در مقایسه با تزریق متناوب آب و گاز افزایش می‌یابد [۲۳].

در سال ۲۰۱۷ شرکت شلمبرژر^۳ برای اولین بار در مخزنی در شمال کویت از یک فناوری نوین برای تکمیل چاه استفاده کرد. در این روش، تولید نفت و تزریق آب به طور همزمان توسط فناوری پمپ‌های درون‌چاهی الکتریکی^۴ و با استفاده از دو لوله مغزی متحدالمرکز انجام می‌شود. از آنجایی که برای تزریق آب، دیگر نیازی به حفر چاه جداگانه‌ای نیست این روش مقرون به صرفه‌تر است. در شکل ۱ نمایشی

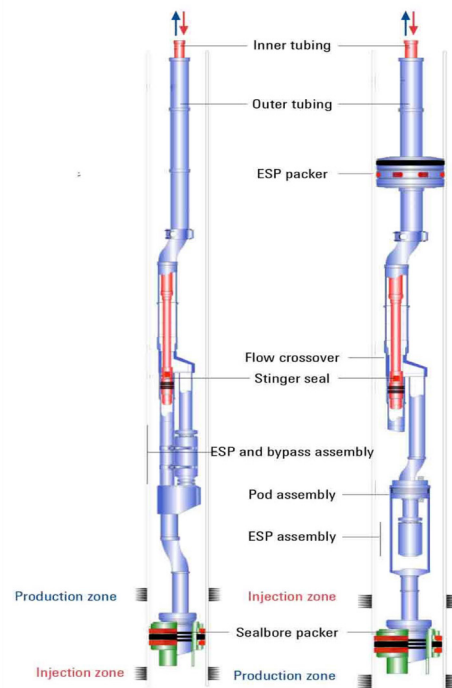
1. Water Alternating Gas
2. Dykstra-Parsons
3. Schlumberger Company
4. Electric Submersible Pump
5. Perforations
6. Sector

لازم به ذکر است که برای مطالعه دقیق ناهمگنی مخزن ابعاد هر سلول^۱ در جهت Z بسیار ریز در نظر گرفته شده است. در ابتدا برای هر سه مدل فوق‌الذکر دبی تزریق فوم بهینه می‌گردد. سپس، چهار سناریو با هم مقایسه شده و آنالیز حساسیت بر روی GOR انجام می‌شود. این چهار سناریو به شرح زیر است:

- در سناریوی اول با استفاده از روش به‌کارگرفته شده توسط شرکت شلمبرژر فوم از طریق سوراخ‌های چاه تولیدی که مقادیر زیادی گاز تولید می‌کنند تزریق می‌گردد در حالیکه به طور همزمان نفت از سایر سوراخ‌های همان چاه در حال تولید است (تزریق فوم/تولید نفت به صورت همزمان).

- در سناریوی دوم در زمان تزریق فوم به سوراخ‌هایی از چاه تولیدی که میزان GOR آن‌ها زیاد است تولید نفت متوقف می‌شود. پس از مدتی تزریق فوم خاتمه یافته و تولید نفت از تمام طول آن چاه صورت می‌پذیرد (تزریق فوم/تولید نفت به صورت چرخه‌ای).
- سناریوی سوم انسداد سیمانی سوراخ‌هایی از چاه تولیدی است که حجم زیادی گاز تولید می‌کنند.
- در سناریوی چهارم هیچ‌گونه عملیاتی بر روی چاه تولیدی انجام نمی‌پذیرد.

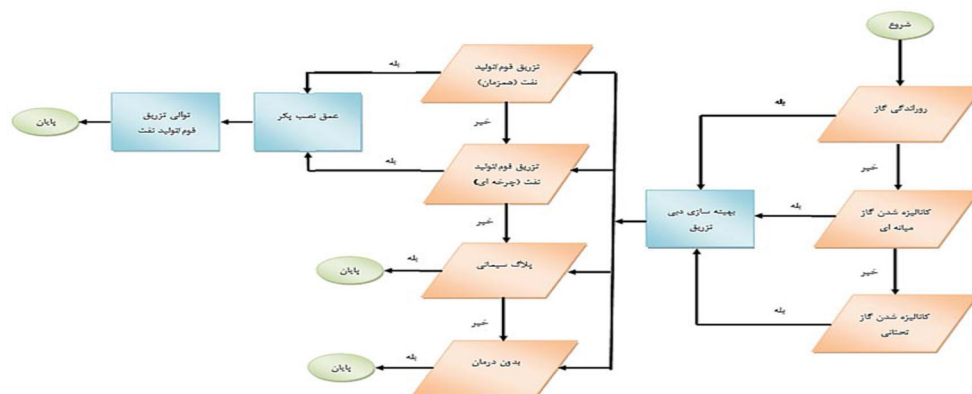
در ادامه اگر سناریوی اول و یا دوم انتخاب شوند، سایر پارامترهای تزریق فوم اعم از توالی تزریق فوم/تولید نفت و عمق نصب پکر مورد آنالیز حساسیت قرار خواهند گرفت. همانطور که در **شکل ۲** نشان داده شده روندنمای این مطالعه به شرح زیر است:



شکل ۱ فناوری نوین تکمیل چاه توسط شرکت شلمبرژر [۲۴]

- در مدل دوم، تراوایی افقی به گونه‌ای توزیع شده است که حجم زیادی از گاز تزریقی از سوراخ‌های میانی چاه تولیدی تولید می‌گردد در حالیکه در سایر قسمت‌های مدل تراوایی افقی ثابت و برابر در نظر گرفته شده است (کانالیزه شدن گاز - میانه‌ای).

- در مدل سوم، تراوایی افقی به گونه‌ای توزیع شده است که حجم زیادی از گاز تزریق شده از سوراخ‌های تحتانی چاه تولیدی تولید می‌گردد در حالیکه در سایر قسمت‌های مدل تراوایی افقی ثابت و برابر در نظر گرفته شده است (کانالیزه شدن گاز - تحتانی).



شکل ۲ روندنمای مطالعه

1. Cell
2. Cyclic

نرخ افت فشار در فرآیند تولید، تزریق گاز از سال ۲۰۰۹ پیشنهاد و اجرا گردید. اگرچه تزریق گاز تأثیر خوبی بر تولید نفت و نرخ افت فشار داشت اما میان‌شکنی زود هنگام گاز باعث افزایش بی‌رویه GOR در تعدادی از چاه‌های تولیدی شد. خصوصیات سنگ و سیال مخزن در **جدول ۲** بیان شده است.

جدول ۲ خصوصیات سنگ و سیال مخزن

۳۹	API
۲۷۷	نسبت گاز به نفت در فشار اولیه [m ³ /m ³]
۳۳۳۹۱۳۰۹/۶	فشار نقطه حباب [Pa]
۰/۸۸	اشباع نفت
۰/۱۲	اشباع آب
۰/۱	Kv/Kh
۲۲۰	ضخامت مخزن [m]
۰/۰۰۰۰۰۴	تراکم پذیری سنگ [psi ⁻¹]

تابع هدف

در این مطالعه از دو تابع هدف استفاده شده است. در قسمت اول، تابع هدف ارزش فعلی خالص متناظر با دبی‌های مختلف تزریق فوم می‌باشد. ارزش فعلی خالص به شرح زیر تعریف می‌شود [۲۶]:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t} - R_0 \quad (1)$$

N مدت زمان تولید، t تعداد دوره‌های زمانی و i نرخ بهره است که ۱۰٪ در نظر گرفته می‌شود. R₀ سرمایه‌گذاری اولیه که مربوط به هزینه نصب تأسیسات سطحی و هزینه‌های مربوط به چاه است. R_t نیز برای هر دوره زمانی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$R_t = \text{درآمد} - \text{هزینه} \quad (2)$$

درآمد عبارت است از درآمد حاصل از تولید نفت در سال t ام در حالیکه هزینه برابر است با [۲۷]:

$$+ \text{هزینه ماده فعال کننده سطح} = \text{هزینه} + \text{هزینه عملیات و خدمات} \quad (3)$$

$$\times \text{دبی تزریق} = \text{هزینه ماده فعال کننده سطح} + \text{قیمت ماده فعال کننده سطح} \quad (4)$$

در قسمت دوم، تابع هدف میزان GOR در آنالیزهای

در پایان یک بخش واقعی از مخزنی ناهمگن واقع در جنوب کشور که میزان GOR در یک حلقه چاه آن به مقدار بسیار زیادی افزایش یافته، شبیه‌سازی و با استفاده از دستورالعمل ارائه شده، بهبود می‌یابد. بازه پارامترهای تزریق فوم جهت آنالیز حساسیت به شرح زیر است:

• دبی تزریق فوم: ۱۰۰۰ تا ۶۰۰۰ STBD معادل ۱۵۹ تا ۹۵۴ m³/day

• سناریوها: تزریق فوم/تولید نفت به صورت همزمان، تزریق فوم/تولید نفت به صورت چرخه‌ای، انسداد سیمانی، فاقد هرگونه عملیات

• عمق نصب پکر (فاصله از بالای مخزن) [m]: ۱۱، ۱۳، ۱۵، ۱۷، ۱۸

• توالی تزریق فوم (مدت زمان تزریق h ۲۴ است): یک روز در میان، هر ۲ روز یکبار، هر ۵ روز یکبار، هر ۱۰ روز یکبار، هر ۱۵ روز یکبار، هر ۲۰ روز یکبار، هر ۲۵ روز یکبار، هر ۳۰ روز یکبار

لازم به ذکر است که فشار تزریق فوم ۶۲۰۵۲ kPa و کسر مولی آب و ماده فعال کننده سطحی به ترتیب ۰/۹۹۹۵۸ و ۰/۰۰۰۴۲ می‌باشد. مدل فوم استفاده شده در شبیه‌سازی و نیز پارامترهای جذب فوم در **جدول ۱** بیان شده است.

جدول ۱ مدل و پارامترهای جذب فوم

مدل فوم	پارامترهای جذب فوم
FMMOB ۱۰۰	ADSCOMP 'SURFACT'
FMSURF ۰/۰۰۰۰۵	WATER
FMCAP ۰/۰۰۰۰۲	ADMAXT ۱/۰۸۸
FMOIL ۱	ADSLANG *TEMP
EPSURF ۱	۸۵ ۱۳۰×۱۰ ^۴ ۰ ۲/۴×۱۰ ^۴
EPCAP ۰	۱۲۱ ۱۲۹×۱۰ ^۴ ۰ ۲/۴×۱۰ ^۴
EPOIL ۰	

ویژگی‌های مخزن مورد مطالعه

یک مخزن نفتی کربناته ناهمگن واقع در جنوب کشور با پتانسیل بالای نفت درجا، فشار و دمای اولیه به ترتیب ۸×۱۰^۸ Pa، ۶/۳×۱۰^۷ Pa و ۴۱۸/۷ K به عنوان مطالعه موردی انتخاب شده است. تولید از این مخزن در سال ۲۰۰۸ آغاز شد. با توجه به

سناریوهای بهبود وضعیت

شکل ۴ اثر هر کدام از سناریوهای فوق‌الذکر را در کاهش GOR نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که فوم با دبی بهینه STBD ۲۶۹۶ تزریق شده است.

همانطور که در شکل ۴ نشان داده شده است تزریق همزمان فوم/تولید نفت توسط لوله‌های مغزی داخلی/خارجی (شکل ۱-ب) بهترین سناریو برای کاهش سطح GOR تا ۶۲٪ می‌باشد درحالی‌که سایر سناریوها به این میزان کارآمد نیستند به طوری که انسداد سوراخ‌های فوقانی چاه که مقدار زیادی گاز تولید می‌کنند موجب کاهش ۳۸٪ و تزریق چرخه‌ای فوم/تولید نفت موجب کاهش ۲۰٪ GOR می‌شود.

کانالیزه شدن گاز- میان‌های

در این قسمت، مدل شبیه‌سازی شده همانند قسمت قبلی است با این تفاوت که تراوایی افقی به گونه‌ای توزیع شده است که مقادیر زیادی از گاز تزریق شده از سوراخ‌های میانی چاه تولیدی تولید می‌گردد.

بهینه‌سازی دبی تزریق فوم

حساسیت دیگر پارامترهای تزریق فوم اعم از سناریوی بهبود وضعیت، توالی تزریق فوم/تولید نفت و عمق نصب پکر می‌باشد.

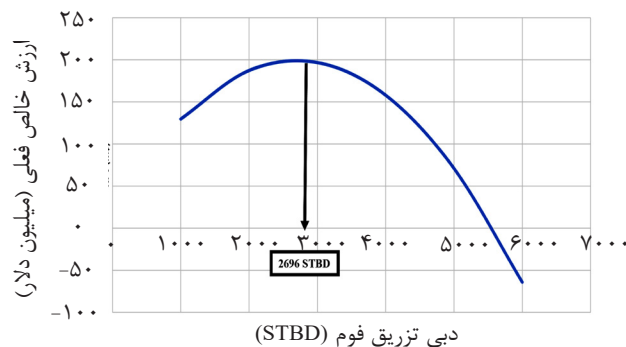
نتایج و بحث

روراندگی گاز

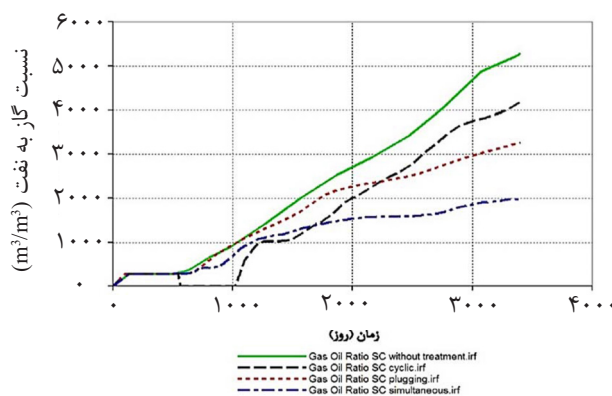
مدل شبیه‌سازی شده از نظر خواص سنگ و سیال مشابه با بخش واقعی مخزن می‌باشد و صرفاً از نظر تراوایی با آن متفاوت است.

بهینه‌سازی دبی تزریق فوم

اصولاً با افزایش دبی تزریق فوم GOR کاهش می‌یابد. از طرفی براساس معادلات ۱ تا ۴ با افزایش دبی تزریق فوم هزینه‌ها نیز افزایش خواهد یافت و باعث کاهش R_p می‌شود. بنابراین با محاسبه ارزش فعلی خالص برای مقادیر مختلف دبی در طی ۱۰ سال دبی تزریق فوم بهینه می‌شود. همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده است دبی بهینه در بازه ۱۰۰۰ تا ۶۰۰۰ STBD که متناظر با حداکثر مقدار منحنی ارزش فعلی خالص می‌باشد برابر با ۲۶۹۶ STBD معادل $۴۲۸/۶ \text{ m}^3/\text{day}$ است.



شکل ۳ بهینه‌سازی دبی تزریق فوم در حالت روراندگی گاز



شکل ۴ مقایسه سناریوها در حالت روراندگی گاز

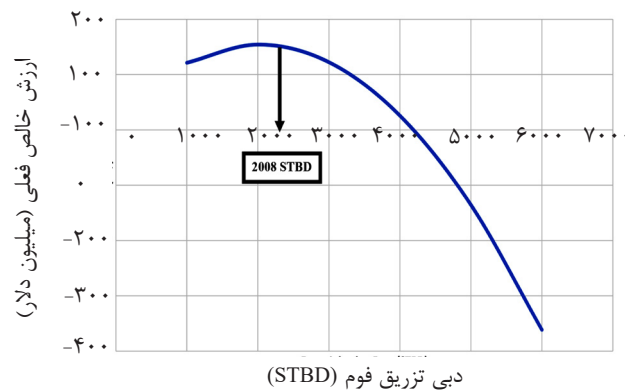
بهینه STBD ۲۰۰۸ تزریق شده است.

گاز به دلیل دانسیته کم خود به بخش‌های بالایی مخزن نیز صعود می‌کند. همین امر موجب می‌شود که اجرای سناریوهای مختلف تأثیر چشمگیری بر کاهش GOR نداشته باشند. همانطور که در **شکل ۶** نشان داده شده است سناریوی انسداد سوراخ‌های میانی چاه که مقدار زیادی گاز تولید می‌کنند موجب کاهش ۵ درصدی و سناریوی تزریق چرخه‌ای فوم/تولید نفت موجب کاهش ۱۲/۵٪ GOR در چاه تولیدی می‌شود. حال با توجه به هزینه‌های این دو روش اعم از هزینه‌های مربوط به تهیه ماده فعال کننده سطحی، عملیات و سرویس، اگر شرط بهینه بودن یک روش را کاهش ۲۰٪ GOR در نظر بگیریم، سناریوی تزریق چرخه‌ای فوم/تولید نفت و نیز انسداد سوراخ‌های میانی چاه تأثیر چندانی بر کاهش GOR ندارند و سناریوهای بهینه‌ای برای این مدل به حساب نمی‌آیند.

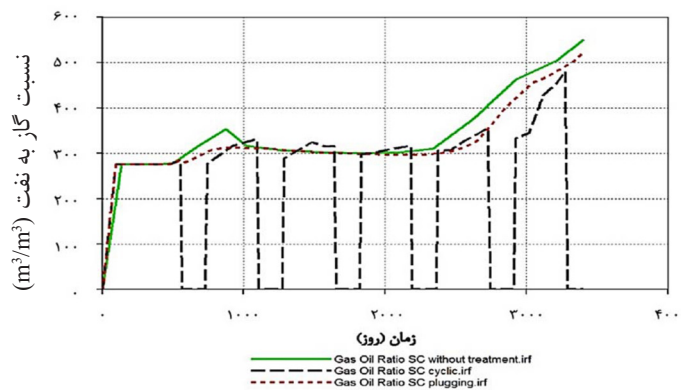
فوم با دبی‌های مختلف در محدوده ۱۰۰۰ تا ۶۰۰۰ STBD به مدل شبیه‌سازی شده تزریق شد تا مسیر گاز در نواحی اطراف چاه تولیدی را مسدود کند. ارزش فعلی خالص برای دبی‌های تزریق فوم در مدت ۱۰ سال محاسبه می‌شود. لذا دبی اقتصادی مطلوب مربوط به بالاترین میزان NPV در **شکل ۵** می‌باشد که برابر با ۲۰۰۸ STBD معادل m^3/day ۳۱۹/۲ است.

سناریوهای بهبود وضعیت

به دلیل وجود لایه‌هایی با تراوایی زیاد در میانه مخزن، حجم زیادی از گاز تزریق شده از طریق سوراخ‌های میانی تولید می‌شود. لازم به ذکر است که در این حالت سناریوی همزمانی تزریق فوم/تولید نفت نادیده گرفته شده است زیرا به دلیل به‌کارگیری روش پیشنهادی شرکت شلمبرژر نیمی از طول چاه تولیدی باید بسته شود که طبیعتاً منطقی نیست. بنابراین سه سناریو برای یافتن یک سناریوی کارآمد جهت کاهش GOR مورد آنالیز حساسیت قرار گرفته است. لازم به ذکر است که فوم نیز با دبی



شکل ۵ بهینه‌سازی دبی تزریق فوم در حالت کانالیزه شدن گاز- میانه‌ای



شکل ۶ مقایسه سناریوها در حالت کانالیزه شدن گاز- میانه‌ای

کانالیزه شدن گاز- تحتانی

مدل شبیه‌سازی شده در این مرحله نیز از نظر خواص سیال و سنگ مخزن مشابه با بخش واقعی مخزن می‌باشد و فقط از نظر توزیع تراوایی افقی با آن متفاوت است.

بهینه‌سازی دبی تزریق فوم

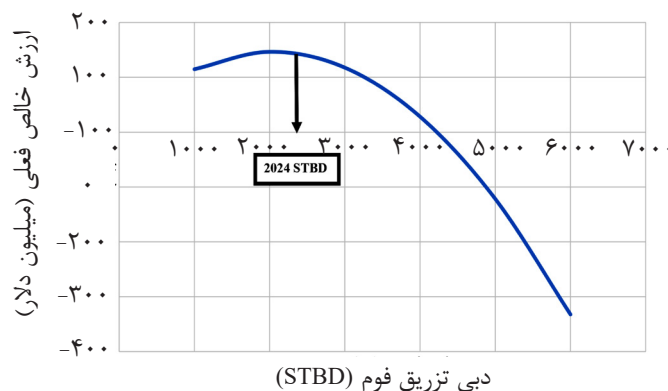
همانطور که در شکل ۷ نشان داده شده است محاسبه ارزش فعلی خالص برای دبی‌های مختلف تزریق فوم در بازه ۱۰۰۰ تا ۶۰۰۰ STBD و در مدت زمان ۱۰ سال نشان می‌دهد که دبی بهینه STBD ۲۰۲۴ معادل $321/8 \text{ m}^3/\text{day}$ است.

سناریوهای بهبود وضعیت

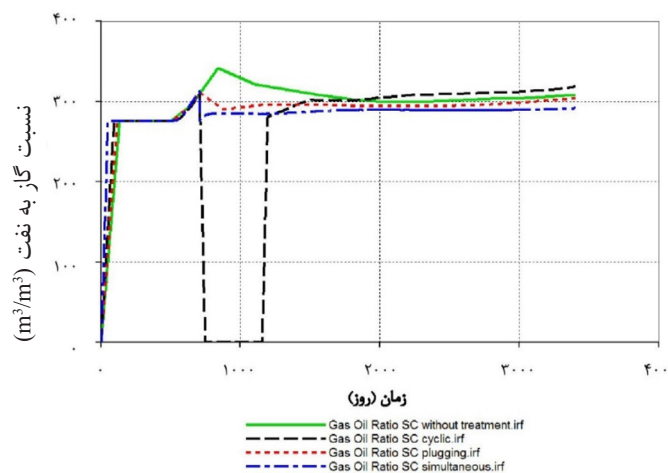
شکل ۸ آنالیز حساسیت GOR برای سناریوهای

مختلف را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که فوم با دبی بهینه STBD ۲۰۲۴ توسط لوله‌های مغزی داخلی/خارجی (شکل ۱-الف) تزریق شده است.

گاز تزریقی در ابتدا به لایه‌های پایینی مدل شبیه‌سازی شده که تراوایی زیادی دارند وارد شده و بخشی از آن تولید می‌شود اما بخش دیگری از آن به دلیل کم بودن میزان دانسیته گاز به لایه‌های بالایی مدل صعود می‌کند. لذا همانطور که در شکل ۸ قابل مشاهده است و برخلاف مدل‌های قسمت قبل، اختلاف چشمگیری بین R_s و GOR وجود ندارد. بنابراین سناریوهای همزمانی و چرخه‌ای تزریق فوم/تولید نفت و نیز انسداد سوراخ‌های تحتانی چاه تأثیر چندانی بر کاهش GOR ندارند.



شکل ۷ بهینه‌سازی دبی تزریق فوم در حالت کانالیزه شدن گاز- تحتانی



شکل ۸ مقایسه سناریوها در حالت کانالیزه شدن گاز- تحتانی

مدل واقعی مخزن

در این مرحله یک بخش واقعی از مخزن که GOR آن بسیار زیاد است شبیه‌سازی شد که شامل یک چاه تزریق گاز و یک چاه تزریق فوم/تولید نفت می‌باشد. فاصله بین دو چاه ۱۵۰۰ m و دبی تولید نفت $2384/8 \text{ m}^3/\text{day}$ است. خصوصیات سنگ و سیال مدل شبیه‌سازی شده با مدل واقعی مورد نظر در مخزن یکسان است. تراوایی و تخلخل مدل، از داده‌های مغزه و لاگ مدل مورد مطالعه به دست آمده است. تراوایی نسبی و اشباع سیالات نیز مشابه با مدل واقعی مخزن می‌باشد. فشار اولیه مخزن 63000 kPa در نظر گرفته شد و از آنجا که فشار نقطه حباب سیال مخزن $33391/3 \text{ kPa}$ است لذا شبیه‌سازی در محدوده فشاری 63000 تا 41368 kPa انجام پذیرفت. همچنین، تعداد سلول‌ها در جهات x, y, z به ترتیب $11 \times 11 \times 409$ و ابعاد آن‌ها $1 \text{ m} \times 132/5 \text{ m} \times 132/5 \text{ m}$ می‌باشد. با توجه به نتایج شبیه‌سازی، در اثر تزریق گاز در مخزن پدیده روراندگی گاز رخ داده است. حال تلاش می‌شود تا به وسیله دستورات عمل معرفی شده این مشکل تا حد امکان تقلیل یابد.

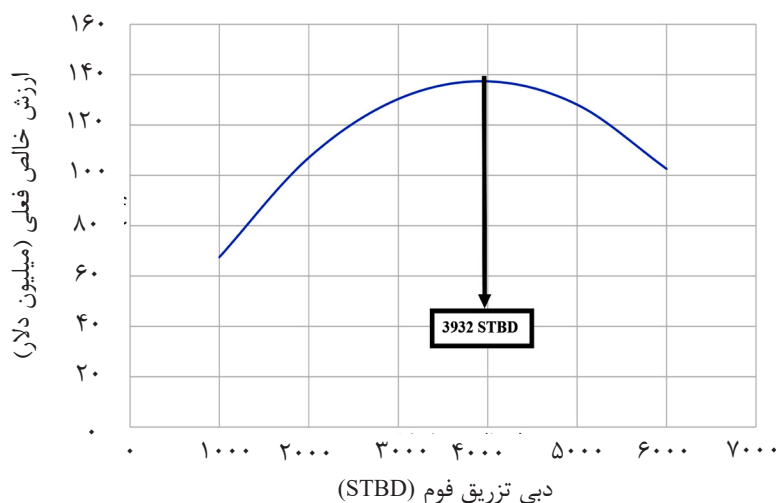
بهینه‌سازی دبی تزریق فوم

فرآیند تزریق فوم با دبی‌های مختلف در بازه ۱۰۰۰

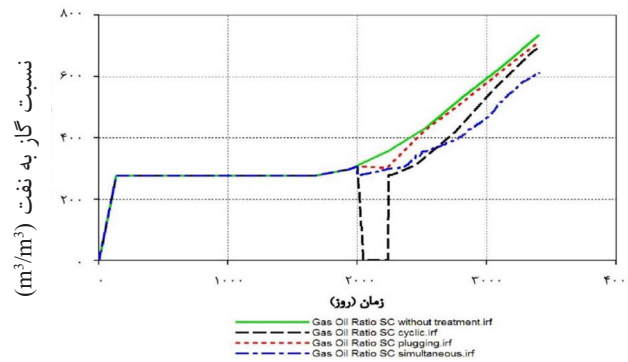
تا 6000 STBD بر روی مدل شبیه‌سازی صورت گرفت و ارزش فعلی خالص مربوط به هر دبی تا پایان ۱۰ سال محاسبه شد. همانطور که در شکل ۹ نشان داده شده است دبی بهینه مربوط به حداکثر میزان NPV می‌باشد که برابر با 3932 STBD معادل $625/1 \text{ m}^3/\text{day}$ می‌باشد.

سناریوهای بهبود وضعیت

چهار سناریو از جمله تزریق فوم/تولید نفت به طور همزمان، تزریق فوم/تولید نفت به طور چرخه‌ای، انسداد سیمانی سوراخ‌های فوقانی و حالت فاقد عملیات بهبود با یکدیگر مقایسه شده‌اند. مطابق شکل ۱۰ تزریق فوم/تولید نفت به طور همزمان به ناحیه رورانده شده گاز با دبی تزریقی بهینه شده 3932 STBD موجب کاهش حدوداً 20% ، تزریق فوم/تولید نفت به طور چرخه‌ای موجب کاهش $5/5$ درصدی و انسداد سیمانی سوراخ‌های فوقانی موجب کاهش 3% GOR شده است. حال اگر شرط بهینه بودن یک روش را کاهش 20% GOR در نظر بگیریم، سناریوی تزریق همزمان فوم/تولید نفت یک سناریوی بهینه برای این مدل از بخش واقعی مخزن می‌باشد که این مهر تاییدی بر نتایج به دست آمده در قسمت‌های قبل می‌باشد.



شکل ۹ بهینه‌سازی دبی تزریق فوم در مدل واقعی مخزن



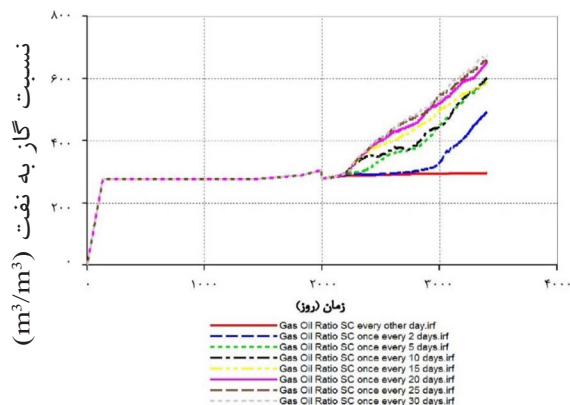
شکل ۱۰ مقایسه سناریوها در مدل واقعی مخزن

نشان داده شده است کمترین مقدار GOR مربوط به نصب پکر در عمق ۱۷ m از بالای مخزن می‌باشد.

آنالیز حساسیت توالی تزریق فوم/تولید نفت

پس از گذشت ۲۰۰۰ روز از شروع تزریق گاز به مدل شبیه‌سازی شده گاز به سوراخ‌های بالایی چاه تولیدی می‌رسد. در این مرحله فرآیند تزریق فوم آغاز می‌گردد؛ بدین صورت که در مقاطعی فوم به چاه تولیدی تزریق می‌شود و این در حالی است که تولید نفت به طور پیوسته و مداوم در حال انجام است.

در این مرحله میزان GOR برای توالی‌های مختلف تزریق فوم با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همانطور که در شکل ۱۲ نشان داده شده است توالی یک روز در میان تزریق فوم به مدت ۲۴ ساعت/تولید مداوم نفت، حداقل میزان GOR را داراست و باعث کاهش $GOR \approx 60\%$ می‌شود.



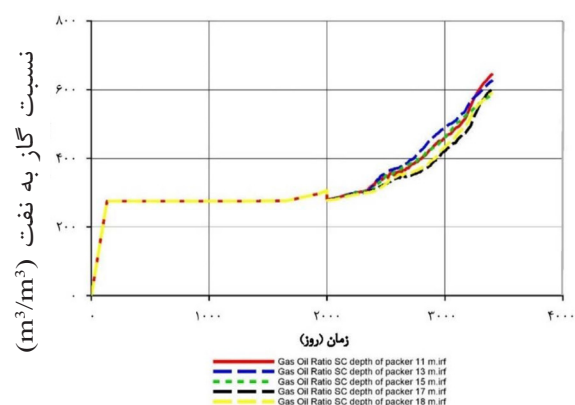
شکل ۱۲ آنالیز حساسیت GOR در توالی‌های تزریق فوم/تولید نفت

لازم به ذکر است که هر چه مخزن مورد مطالعه دارای ناپیوستگی‌های زیادی در تراوایی باشد و به عبارتی، از حالت‌های ایده‌آل مطرح شده در قسمت‌های قبل فاصله بگیرد، میزان اثر بخشی تزریق فوم در کاهش GOR نیز کاهش می‌یابد.

حال با توجه به انتخاب سناریوی بهینه بناست تا با انجام آنالیزهای حساسیت میزان GOR در چاه تولیدی حتی‌المقدور کاهش یابد.

آنالیز حساسیت عمق نصب پکر

پس از تزریق گاز به مدل شبیه‌سازی شده مشاهده شد که حداکثر مقدار گاز تولیدی مربوط به قسمت‌های بالای مخزن می‌باشد. به عبارت دیگر، پدیده روراندگی گاز رخ داده است. بنابراین برای یافتن عمق مطلوب جهت نصب پکر در چاه تولیدی آنالیز حساسیت بر روی GOR در اعماق ۱۱، ۱۳، ۱۵، ۱۷ و ۱۸ m از بالای مخزن انجام شد. همانطور که در شکل ۱۱



شکل ۱۱ آنالیز حساسیت GOR در عمق‌های مختلف نصب پکر

نتایج نشان می‌دهد که محل ورود گاز به چاه تولیدی که به ناهمگنی مخزن بستگی دارد نقش مهمی در انتخاب بهترین سناریوی بهبود دارد. بدین ترتیب که در صورت وقوع پدیده رورانندی گاز تزریق فوم/تولید نفت به طور همزمان به سوراخ‌های بالایی چاه تولیدی بهترین سناریو است. درحالی‌که در صورت وقوع پدیده کانالیزه‌شدن گاز از میانه و یا انتهای چاه تولیدی نه سناریوهای چرخه‌ای و همزمان تزریق فوم/تولید نفت و نه حتی انسداد سوراخ‌های تحتانی چاه تأثیر بسزایی در کاهش GOR ندارند.

در پایان، نتایج شبیه‌سازی مدل واقعی مخزن حاکی از رخداد پدیده رورانندی گاز است. لذا، بهبود میزان GOR در این مدل براساس دستورالعمل معرفی شده و نیز آنالیز حساسیت پارامترهای تزریق فوم نشان داد که تزریق یک روز در میان فوم به مدت ۲۴ ساعت/تولید مداوم نفت به سوراخ‌های بالایی چاه تولیدی با دبی تزریق $625/1 \text{ m}^3/\text{day}$ و نصب پکر در عمق ۱۷ m از بالای مخزن بهینه‌ترین شرایطی است که منجر به کاهش ۶۰٪ GOR می‌شود.

به طور کلی براساس نتایج فوق پارامترهای بهینه تزریق فوم در مدل واقعی مخزن به شرح زیر است:

- دبی تزریق فوم: STBD ۳۹۳۲ معادل $625/1 \text{ m}^3/\text{day}$
- سناریو: تزریق فوم/تولید نفت به صورت همزمان
- عمق نصب پکر: ۱۷ m از بالای مخزن
- توالی تزریق فوم/تولید نفت: تزریق فوم به صورت یک روز در میان به مدت ۲۴ h به همراه تولید مداوم نفت

نتیجه‌گیری

در این مطالعه تلاش شده است تا روشی برای بهبود وضعیت چاه‌های تولیدی با مقادیر زیاد GOR در مخازن نفت ناهمگن ارائه شود. برای این منظور، سه مدل شبیه‌سازی شده است بدین صورت که فوم از طریق سوراخ‌هایی که مقادیر زیادی گاز تولید می‌کنند به نواحی اطراف چاه تولیدی تزریق می‌شود تا مسیر گاز را مسدود کرده و در نتیجه GOR را کاهش داده و اجازه دهد نفت بیشتری از بقیه سوراخ‌ها تولید شود.

مراجع

- [1]. Skauge A, Aarra M, Ormehaug P, Solbakken J, Mogensen K, Masalmeh S (2019) Preparations for foam gas shut off in carbonate reservoirs, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference Society of Petroleum Engineers.
- [2]. Al-Dhafeeri A M, Nasr-El-Din H A, Al-Mubarak H K, Al-Ghamdi J (2008) Gas shutoff treatment in carbonate reservoir for oil wells in Saudi Arabia, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, USA.
- [3]. Alizadeh S M S, Alizadeh N, Maini B B (2007) A full-field simulation study of the effect of foam injection on recovery factor of an Iranian oil reservoir, International Petroleum Technology Conference, Dubai.
- [4]. Andarcia L, Perez-Perez A, Alvarez J M (2002) Experimental and field results on the use of heavy crude injection to control gas production in light/medium crude wells, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma.
- [5]. Bao Y (2013) Field test of carbon dioxide gas channeling foam plugging, Applied Mechanics and Materials, 316: 769-772.
- [6]. Liu X, Wang F, Zhang Z, Xin W, Zhou W, Zhonglian H, Haijing W, Defu Z, Guo L, Hairong F (2010) Acid-resistant foamer used to control gas breakthrough for CO₂ drive reservoir, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Australia.
- [7]. Wassmuth F R, Hodgins L A, Schramm L L, Kutay S M (2001) Screening and coreflood testing of gel foams to control excessive gas production in oil wells, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 4, 03: 187-194.
- [8]. Turta A T, Singhal A K (2002) Field foam applications in enhanced oil recovery projects: screening and design aspects, Journal of Canadian Petroleum Technology, 41: 10.
- [9]. Skauge A, Solbakken J, Ormehaug P A, Aarra M G (2020) Foam generation, propagation and stability in porous medium, Transport in Porous Media, 131, 1: 5-21.
- [10]. Al-Mossawy M I, Demiral B, Raja D A (2011) Foam dynamics in porous media and its applications in

- enhanced oil recovery: review, International Journal of Research and Revised in Applied Sciences, 7(4): 351-359.
- [11]. Mosesyan A A, Simakov Y A (2013) Complex modeling and efficiency evaluation of free gas breakthrough isolation efficiency with foaming systems in conditions of oil rim drainage at Caspian sea shelf, SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, Russia.
- [12]. Arra M G, Skauge A, Martinsen H A (2002) FAWAG: A breakthrough for eor in the north sea, SPE Annual Technical Conference And Exhibition, Texas.
- [13]. Arra M G, Skauge A, Sognesand S, Stenhaus M (1996) A foam pilot test aimed at reducing gas inflow in a production well at the Oseberg Field, Petroleum Geoscience, 2, 2: 125-132.
- [14]. Skauge A, Arra M G, Surguchev L, Martinsen H A, Rasmussen L (2002) Foam-assisted WAG: experience from the Snorre field, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma.
- [15]. Chabert M, Nabzar L, Cuenca A, Beunat V, Chevallier E (2015) Improved mobility reduction of non dense gas foam in presence of high residual oil saturation, IOR 2015-18th European Symposium on improved oil recovery, European Association of Geoscientists and Engineers, cp-445-00033.
- [16]. Groenenboom J, Kechut N I, Mar-Or A (2017) Foam-assisted WAG: injection strategies to optimize performance, SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Indonesia.
- [17]. Li S, Wang Q, Li Z (2020) Stability and flow properties of oil-based foam generated by CO₂, SPE Journal, 25, 01: 416-431.
- [18]. Solbakken J (2015) Experimental studies of N₂-and CO₂-foam properties in relation to enhanced oil recovery applications, PhD dissertation. University of Bergen, Norway.
- [19]. Ocampo A, Restrepo A, Lopera S H, Mejia J M (2018) Creation of insitu EOR foams by the injection of surfactant in gas dispersions-lab confirmation and field application, SPE Improved Oil Recovery Conference, Oklahoma.
- [20]. Valencia J D, Ocampo A, Mejia J M (2018) Development and validation of a new model for in situ foam generation using foamer droplets injection, Transport in Porous Media, 131: 251-268.
- [21]. Shabib-Asl A, Ayoub M A, Alta'ee A F, Saaid I B M, Valentim P P J (2014) Comprehensive review of foam application during foam assisted water alternating gas (FAWAG) method. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 8, 17: 1896-1904.
- [22]. Carpenter C (2018) Integrated CO₂-foam pilot in a heterogeneous carbonate field, Journal of Petroleum Technology, 70, 07: 72-74.
- [23]. Tham S L (2015) A simulation study of enhanced oil recovery using carbon dioxide foam in heterogeneous reservoirs, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas.
- [24]. Schlumberger (2018) Simultaneously producing oil and injecting water saves KOC at least USD 4 million, <https://www.slb.com/resource-library/case-study/al/esp-sip-koc-kuwait-cs>.
- [25]. Ltd CMG (2015) CMG-STARs User's Guide.
- [26]. Jiang J, Rui Z, Hazlett R, Lu J (2019) An integrated technical-economic model for evaluating CO₂ enhanced oil recovery development, Applied Energy, 247: 190-211.
- [27]. Sibaweihi N, Awotunde A A, Sultan A S, Al-Yousef H Y (2015) Sensitivity studies and stochastic optimization of CO₂ foam flooding, Computational Geosciences, 19, 1: 31-47.

Investigation of Foam Injection Scenarios to Control the Gas Oil Ratio in Carbonate Reservoirs with Permeability Heterogeneity: Simulation of the Process in an Oil Reservoir Sector

Mohammadali Shojaiepour¹, Fariborz Rashidi^{2*}, Bahram Dabir² and Mahdi Amirsardari³

1. Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Department of Chemical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

3. Faculty of Earth Sciences, Kharazmi University, Tehran, Iran

rashidi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2021.4425.3001

Received: March/03/2021

Accepted: June/12/2021

Introduction

Gas injection is one of the common methods of increasing oil recovery. Due to differences in mobility and density of oil and gas and also due to the reservoir heterogeneity, several problems may occur, e.g. gas channeling and gas overriding which lead to poor areal sweep efficiency, unfavorable mobility ratios and large amounts of produced gas. To find a solution for the excessive GOR problem, several treatment methods such as gel polymer and foam have been reported [1]. Foam as a treatment agent for mobility control can increase oil recovery by trapping gas and causes larger amounts of oil to be pushed from the injection well toward the production well. It can also be used in a production well with high GOR in order to block gas channels (gas shut off) and let much more oil be produced [2]. Thus, depending on the type of the problem, foam can be injected in either an injection well or a production well [3].

An innovative technical method was implemented in north Kuwait by Schlumberger company. In this method, oil production and water injection were done simultaneously by ESP technology with dual concentric tubing completion. Since there is no need to drill a separate well for water injection, it is a cost-efficient approach, as demonstrated in Figure 1 [4].

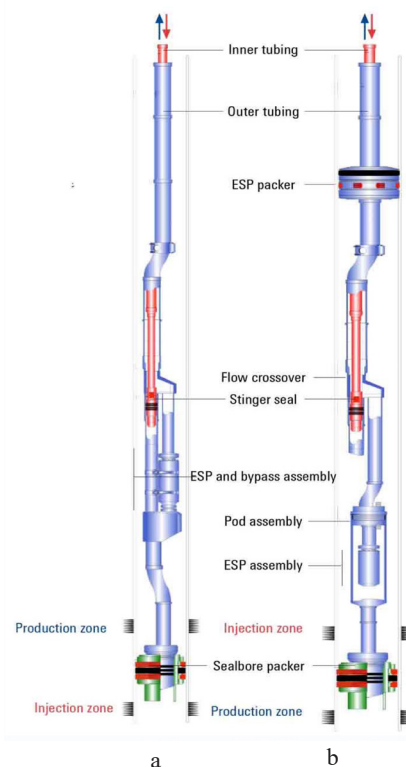


Fig. 1 Schematic view of well completion proposed by Schlumberger [4].

Materials and Methods

To investigate the effect of foam, as a treatment agent, on reducing GOR in production wells and present a treatment protocol, three synthetic base case models, containing a gas injection well and a production well are simulated. All three models are as follows:

In the first model, the horizontal permeability anisotropy is distributed such that large amounts of injected gas are produced from the upper part (upper perforations) of the production well, while in other parts of the model, the horizontal permeability is considered constant and equal (gas overriding).

In the second model, the horizontal permeability anisotropy is distributed such that large amounts of injected gas are produced from the middle part (middle perforations) of the production well, while in other parts of the model, the horizontal permeability is considered constant and equal (gas channeling-midriding).

In the third model, the horizontal permeability anisotropy is distributed such that large amounts of injected gas are produced from the lower part (lower perforations) of the production well, while in other parts of the model, the horizontal permeability is considered constant and equal (gas channeling-underriding).

Due to the accurate study of sector heterogeneity, the grid dimensions in z direction are considered fine.

In the first step, the rate of foam injection is optimized.

Then, the GOR of four scenarios have been sensitivity analyzed. These four scenarios are as follows:

- In the first scenario, foam is injected through the perforations of the production well, which produce large amounts of gas, while oil is produced from the other perforations of the production well simultaneously (simultaneous foam injection/oil production) via the method proposed by Schlumberger.
- In the second scenario, at the time of foam injection through the high GOR perforations of the production well, oil production is shut. After a while, foam injection is terminated and oil production starts from the full length of the production well (cyclic foam injection/oil production).
- The third scenario is plugging the perforations of the production well that produce a high amount of gas.
- In the fourth scenario, no treatment was performed on the production well.

In the following, if the first and second scenarios are selected as a treatment method, other parameters of foam injection, e.g. foam injection sequence and depth of packer set are sensitivity analyzed.

Results and Discussion

Gas Overriding

Treatment Modes

In the first base case model large volume of injected

gas is produced through the upper perforations of the production well. Four treatment scenarios are performed with the optimized foam injection rate. Figure 2 demonstrates the effect of each scenario on reducing GOR.

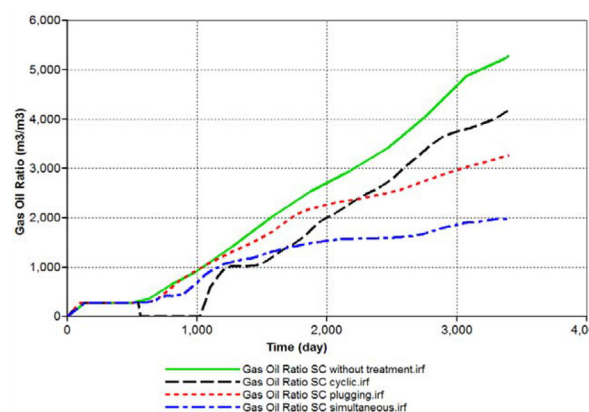


Fig. 2 Comparison of the effect of treatment modes on GOR reduction in the case of gas overriding.

As illustrated in Figure 2, simultaneous foam injection/oil production by inner/outer tubing (Figure 1-b) is the best treatment scenario in reducing GOR level by up to 62%, while the other scenarios are not as efficient as this scenario.

Gas Channeling-Midriding

Treatment Modes

Due to the presence of high permeability layers in the middle of the reservoir, the large volume of injected gas is produced through the middle perforations. It should be noted that in this case, a simultaneous foam injection/oil production scenario should be disregarded because half of the production well length should be shut due to the completion proposed by Schlumberger, which is not reasonable. Therefore, three scenarios are compared to find an efficient scenario for GOR reduction with an optimized foam injection. The GOR sensitivity analyses are shown in Figure 3.

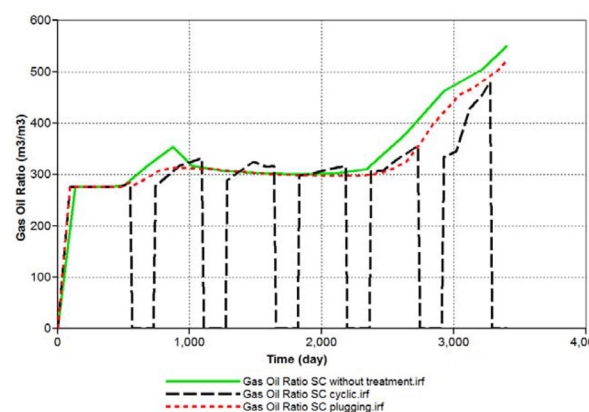


Fig. 3 Comparison of the effect of treatment modes on GOR reduction in the case of gas channeling-midriding.

Due to low density of gas, it ascends to the upper parts of the reservoir. As shown in Figure 3, the scenario of plugging the middle perforations of the well that produce large amounts of gas reduces GOR by 5%, and the scenario of cyclic foam injection/oil production reduces the GOR in the production well by 12.5%. Now, if we consider the condition for the optimality of a method to be a 20% reduction in GOR, neither cyclic foam injection/oil production scenario nor plugging of the middle perforations causes any GOR reduction.

Gas Channeling-Underriding Treatment Modes

In this section, according to the gas entry to the lower perforations of production wells, four scenarios with an optimized foam injection rate are performed. Figure 4 shows the GOR sensitivity analysis for different scenarios.

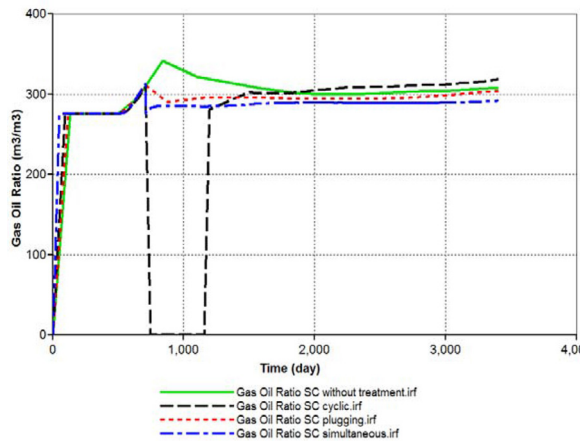


Fig. 4 Comparison of the effect of treatment modes on GOR reduction in the case of gas channeling-underriding.

A part of the injected gas is first moving through the lower perforations of the simulated model, which have a high permeability, and is produced. The other part of the injected gas ascends to the upper layers of the model due to its low density. As illustrated in Figure 4,

there is no significant difference between GOR and R_{S_2} . Therefore, simultaneous and cyclic scenarios of foam injection/oil production as well as plugging of the lower perforations of the production well have little effect on reducing GOR.

Conclusions

In this study, an attempt is made to present a protocol for treatment of production wells with large amounts of GOR by foam injection in heterogeneous carbonate oil reservoirs. For this purpose, three synthetic sectors are simulated, whereas foam is injected to all of them through the perforations that produce high amounts of gas to block the gas path. It thereby reduces GOR and allows much more oil to be produced from the rest of the perforations.

It is concluded that the location of gas entry to the producing well, which depends on reservoir heterogeneity plays a dominant role in the selection of the best treatment scenario. Finally, simulation results of a real specific sector of the reservoir indicated that gas overriding has occurred. Following the protocol results in the reduction of GOR by 60%.

References

1. Alizadeh S M S, Alizadeh N, Maini B B (2007) A full-field simulation study of the effect of foam injection on recovery factor of an Iranian oil reservoir, International Petroleum Technology Conference, Dubai.
2. Bao Y (2013) Field test of carbon dioxide gas channeling foam plugging, Applied Mechanics and Materials, 316- 317: 769-772.
3. Turta A T Singhal A K (2002) Field foam applications in enhanced oil recovery projects: screening and design aspects, Journal of Canadian Petroleum Technology, 41: 10.
4. Schlumberger (2018) Simultaneously producing oil and injecting water saves KOC at least USD 4 million, <https://www.slb.com/resource-library/case-study/al/esp-sip-koc-kuwait-cs>.