انتخاب مناسب ترین روش برای ازدیاد برداشت نفت مطالعه موردی: میدان نفتی ((مارون)) در کشور ایران

محمد ربیعی[۱]، سید سجاد روان سالار[۲*]، هادی رمضانپور[۳]، سید ساعد روان سالار[۴]، سید محمود محمدی چشمه گل[۵]

[۱] رئیس تامین و توزیع، شرکت ملی پخش فرآورده های نفتی ایران، منطقه هرمزگان
[۲] مهندسی نفت، گرایش حفاری و بهره برداری، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه، شاغل در شرکت ملی پخش فرآورده های نفتی ایران، منطقه هرمزگان
Ravansalar.sajad36@gmail.com
[۳] کارشناسی مهندسی مواد، دانشگاه آزاد اسلامی واحد شیراز، شاغل در پالایشگاه نفت بندرعباس
[۴] کارشناسی ارشد برق الکترونیک- ابزارهای میکرو نانو الکترونیک، دانشگاه غیرانتفاعی پاسارگاد شیراز
[۵] مهندسی کنترل- ابزار دقیق، دانشگاه جامع علمی کاربردی اراک، شاغل در شرکت ملی پخش فرآورده های نفتی ایران، منطقه هرمزگان

اطلاعات مقاله

تاریخچه مقاله:
تاریخ دریافت مقاله: ۱۴۰۳/۰۶/۱۲
تاریخ پذیرش مقاله: ۱۴۰۳/۰۷/۰۳
تاریخ انتشار مقاله: ۱۴۰۳/۰۷/۰۹

کلمات کلیدی:
ا ازدیاد برداشت نفت
مخزن نفت مارون
مخازن شکافدار
شرایط بهینه

چکیده

مخازن نفتی کشور ایران نیمه دوم عمر خود را سپری می کنند و مبحث ازدیاد برداشت نفت از جنبه های مختلف، حیاتی است. برای مخازنی با ضریب بازیابی بالا، حداقلی کردن اشباع نفت باقیمانده موضوعی مهم برای بسط دادن عمر مخزن است. همچنین برای مخازنی با ضریب بازیابی پایین، شتاب بخشیدن به نرخ تولید، بسیار حیاتی است. برای هرکدام از انواع مخازن، بایستی روش‌های ازدیاد برداشت متفاوتی در نظر گرفته شود و تمرکز در این مقاله به طور ویژه‌ای روی نوع شبکه (تراوایی و ترشوندگی)، ویسکوزیته آب و نفت، شرایط مرزی شبکه (جذب همسو یا متقابل) و IFT می باشد. طبق پیش بینی ها، مناسب ترین نوع سیال تزریقی که به عنوان سیال مناسب برای ازدیاد برداشت نفت استفاده می‌شود یک بازیابی شبکه موثر را نشان خواهد داد.

۱.مقدمه

همان طور که در مخازن نفتی می دانیم، اگر شبکه آب دوست باشد و آب به مقدار کافی در شبکه شکاف مخازن تامین شود، ((جذب موئینه)) بر بازیابی در مخازن شکاف‌دار حاکم است و خواص سنگ مخزن نظیر تراوایی شبکه، اندازه و شکل، ترشوندگی، ناهمگنی و شرایط مرزی، فرآیند را کنترل می‌کند. همچنین خواص آب جذبی، ویسکوزیته فازها و کشش بین سطحی (IFT) در نرخ بازیابی جذب موئینه، نقش مهمی ایفا می‌کنند. این خواص نرخ بازیابی و بازیابی نهایی و شرایط نامطلوب مانند نفت سنگین، شبکه نفت دوست، شرایط مرزی شبکه که دینامیک جابجایی نفت را محدود می‌کنند را تعیین می کند. در حقیقت، در صورتی که شرایط نامطلوب وجود داشته باشد، تزریق آب ممکن است بازیابی محدودی را نتیجه داده و برای غلبه بر این مشکلات باید روش های مختلفی به کار گرفته شود.

روش هایی به غیر از سیلاب زنی برای مخازن شکافدار طبیعی توسط اندیشمندان مختلف آزمایش شد که تزریق آب کربندار و محلول سورفکتانتی از رایج ترین نمونه ها هستند. همه این مطالعات محدود به مقیاس آزمایشگاهی بوده است. تنها مورد میدانی گزارش شده، تزریق محلول پلیمری، برای حداکثر کردن بازیابی نفت، تحقیقاتی با نام Powder River Basin در وایومینگ بود که نتیجه مشخصی در بر نداشت. دیگر مطالعات برای بررسی تاثیر سورفکتانت روی عملکرد بازیابی جذب موئینه به تشخیص مکانیزم های درگیر و افزایش بازیابی، زمانی که سورفکتانت (یا دیگر مواد شیمیایی کاهش دهنده IFT) به آب اضافه می‌شود می پردازند. در این مقاله، روش های EOR مختلف، مانند ازدیاد برداشت شیمیایی و تزریق آب داغ برای بازیابی نفت شبکه توسط جذب موئینه برای خواص مختلف شبکه ها در مخزن نفتی مارون آزمایش و بحث شد. سپس راحت ترین روش بر حسب نرخ بازیابی و بازیابی نهایی برای شرایط مرزی شبکه، ویسکوزیته نفت و ترشوندگی شبکه متفاوت تشخیص داده شد.

۲. مطالعات آزمایشگاهی

آزمایش‌ها بر روی دو نوع سنگ انجام شد (۱) ماسه سنگ و (۲) مغزه سنگ آهک دولومیتی. انواع مختلف نفت و فازهای آبی برای شرایط مرزی شبکه مختلف استفاده شد. آماده سازی نمونه و روش آزمایشگاهی که در ادامه توضیح داده شده است.

۱،۲. خواص سنگ- سیال و طریقه انجام آزمایش

نمونه های ماسه سنگ با ۳/۸۰ سانتی متر و ۲/۵۴ سانتی متر قطر و ۱۰ سانتی متر طول از بلوکی یکسان در آزمایشگاه نفت تهیه شدند. مقدار متوسط تخلخل و تراوایی نمونه ها ۲۰ % و ۵۰۰ میلی دارسی بود. هر نمونه تنها یک بار استفاده شد. این امر برای جلوگیری از هر گونه تغییر ممکن در ترشوندگی سنگ با توجه به فرآیند تمیز کردن مواد شیمیایی بود. نمونه کربناته با ۲/۵۴ سانتی متر قطر و ۵ سانتی متر طول از یک مغزه مخزن سنگ آهک دولومیتی پلاگ گیری شد. مقادیر تخلخل و تراوایی به ترتیب بین ۱۱-۲۵% و ۱ تا ۲۷۶ میلی دارسی متغیر است.

سه نوع نفت از این مخزن مورد استفاده قرار گرفت: (الف) نفت سفید، (ب) نفت خام نفت سبک و (ج) روغن موتور. خواص این موارد در جدول ۱ آورده شده است. محلول سورفکتانتی با مخلوط کردن سورفکتانتی غیر یونی (t-octylphenoxypoly ethoxyethanol) در ۱ و ۲/۵ درصد حجمی با ۳ درصد نمک NaCl تهیه شد. برای آماده سازی محلول پلیمر، دو غلظت مختلف پلیمر پلی آکریل آمید (۰/۱ و ۰/۲درصد وزنی) که منجر به دو ویسکوزیته ظاهری متفاوت می‌شد استفاده شد. آب داغ نیز به عنوان فاز آبی در برخی از آزمایشات استفاده شد. به آب نمک تا درجه حرارت مورد نظر در فر گرما داده و نمونه در لوله جذب پر شده با آب نمک از پیش گرم شده قرار داده شد. دو درجه حرارت به کار گرفته شد: ۴۰ و ۸۰ درجه سانتیگراد. بعضی از نمونه های ماسه سنگ بریا با استفاده از اپوکسی، بسته به شرایط مرزی، پوشش داده شدند و به مدت یک روز در دمای اتاق خشک شدند. سپس نمونه ها پوشش داده شده به طور کامل با نفت تحت خلاء به مدت ۲۴ ساعت اشباع شد. تمام نمونه ها تنها ۲۴ ساعت در معرض اشباع نفت قرار گرفتند تا اطمینان حاصل شود که هیچ تغییری در ترشوندگی با گذشت زمان زیاد صورت نمی‌گیرد. همچنین نمونه کربنات پوشش داده نمی شود و پس از فرآیند تمیز کردن و اندازه گیری‌های تخلخل- تراوایی، با نفت خام سبک اشباع و با قرار دادن آنها در لوله های جذب، در معرض جذب موئینه قرار گرفتند.

جدول ۱: خواص جریان مورد استفاده در آزمایش

PHASE	FLUID TYPE	DENSITY (g/cc)	VISCOSITY (cP)	IFT (dyne/cm) (Kerosene)	IFT (dyne/cm) (Crude Oil)	IFT (dyne/cm) (Engine Oil)
WATER	Brine	1	1.1	40	25	71
	Surfactant 1 vol %	1	1.1	11	11	15
	Surfactant 2.5 vol %	1	1.1	-	-	14
	Polymer (0.1 wt %)	1	18	-	17	23
	Polymer (0.2 wt %)	1	87	-	22	24
OIL	Kerosene	0.79	1.7			
	Crude Oil	0.81	5.6			
	Engine Oil	0.89	633			

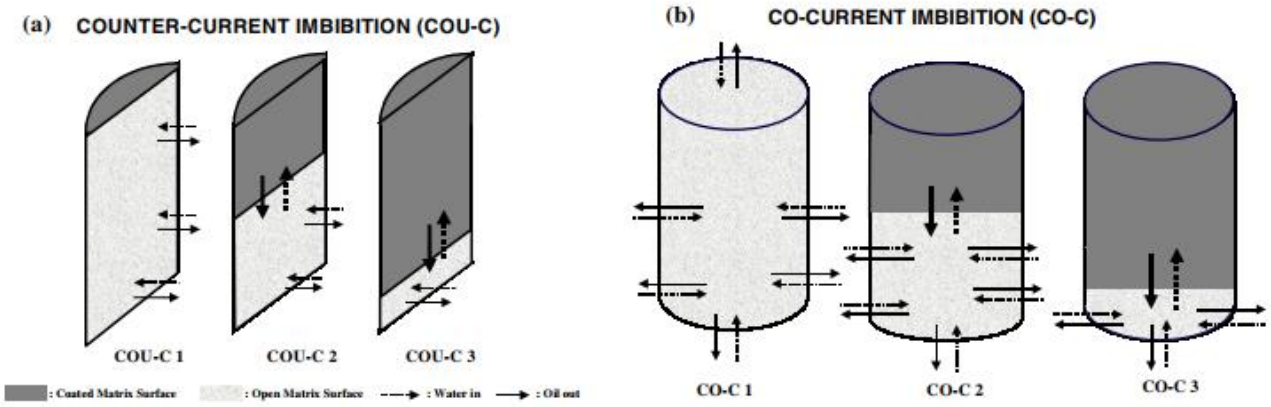
۲,۲. انجام فرآیند

دو نوع آزمایش تحت شرایط استاتیکی انجام شد: (الف) جذب موئینه همسو و (ب) جذب موئینه متقابل. نوع انتقال توسط شرایط مرزی که توسط فرآیند پوشش ایجاد شده تعیین می شود. شرایط مرزی مختلف به دست آمده توسط پوشش دادن نمونه در شکل ۱ قسمت a و b نشان داده می‌شود. پس از پوشش و اشباع نمونه ها با ۱۰۰ %نفت (بدون آب اولیه در سیستم)، آنها در سلول جذب پر شده با فاز آبی (آب شور، محلول پلیمری، محلول سورفکتانتی یا آب داغ از پیش گرم شده) غوطه ور شدند و در معرض جذب موئینه قرار گرفتند.

برای آزمایش های متقابل، نمونه مغزه استوانه ای، ۳/۸۰ سانتی متر قطر و ۱۰ سانتی متر طول دارد، به صورت عمودی بریده شده است و نیمه‌های نمونه استفاده شد. در تمام موارد، طرف بیرونی (قسمت منحنی)، قسمت‌های بالا و پایین (شکل 1-a) پوشش داده شدند. بنابراین، جذب متقابل از طریق سطح صاف نمونه نیمه استوانه ای(COU-C1) صورت می گیرد. دیگر شرایط مرزی متفاوت توسط پوشش ۵۰ % (COU-C2) و ۹۰ % (COU-C3) از سطح صاف با اپوکسی ایجاد شد. آزمایش های متقابل با استفاده از نمونه‌های استوانه ای انجام شد. CO-C1 در شکل 1-b نشان دهنده حالت غیر پوشش داده شده است. CO-C2 و CO-C3 مواردی هستند که به ترتیب ۵۰ % و ۹۰ % پوشش داده شده می‌شود. در تمام آزمایشات، نمونه همانطور که در شکل ۱ دیده می شوند قرار گرفتند و بخش پوشش داده شده در سلول جذب رو به بالا نگه داشته شد. بنابراین، فاز آبی از پایین نمونه پوشش داده شده جذب می‌شود و از درون نمونه با کمک نیروهای موئینه و برخلاف گراویتی بالا می رود و نفت را جابجا می‌کند.

شرایط مرزی شدید به کار گرفته شد تا توانایی تشخیص کامل تاثیر شرایط مرزی بر بهبود بازیابی مشخص شود. در واقع، شرط مرزی یکی از علل اصلی اشباع نفت باقی مانده بالا در شبکه که مستلزم کاربردهای دیگر ازدیاد برداشت است. در برخی از آزمایشات متقابل، مغزه با قطر ۲/۵۴ سانتی متر استفاده شد.

برای آزمایش‌های نمونه مغزه کربناته، تنها شرط مرزی نوع-CO C1استفاده شد. باید تاکید کرد که تمام نمونه‌ها، شامل این گروه از آزمایش‌ها، با نفت به صورت ۱۰۰% (بدونS_{wi}) اشباع شد. نتایج تجربی با عنوان بازیابی نفت (به عنوان %OOIP) برحسب زمان نشان داده شد. در این تجزیه و تحلیل‌ها، بازیابی نهایی و نرخ بازیابی به عنوان شاخص های عملکرد استفاده شد.



شکل ۱: شرایط مرزی متفاوت استفاده شده در آزمایشات a)جذب جریان متقابل b)جذب جریان CO

۳,۲. جذب جانبی در ماسه سنگ

نتایج حاصل از این آزمایش بر روی ماسه سنگ بریا برای سه نوع فاز آبی و سه نوع نفت ارزیابی خواهد شد.

محلول سورفکتانت به عنوان فاز آبی: منحنی بازیابی جذب برای جفت نفت سفید- شورآب و نفت سفید-محلول سورفکتانتی در شکل ۲ داده شده است.در تمام موارد، بازیابی نهایی جذب محلول سورفکتانتی این کمی بالاتر از جذب شورآب است. نرخ بازیابی موارد با IFT بالا تا حدودی برای شرط مرزی CO-C1 بالاتر است. این امر با مشاهدات قبلی سازگار است. با این حال، نرخ بازیابی به شدت توسط شرط مرزی کنترل می شود. برای شرط مرزی شدید (CO-C3)، نرخ بازیابی برای مورد IFT کم بسیار پایین تر است. همینطورچنین پروفایل های بازیابیی برای نمونه نفت خام به دست آمد (شکل ۳). برای شرایط مرزی از CO-C1 و ۲ تا از آزمایش های نفت خام، نرخ بازیابی و بازیابی نهایی برای موارد IFT پایین و بالا مشابه است. تفاوت های کوچک را می توان به تفاوت محلی ممکن در تراوایی ماسه سنگ نسبت داد هرچند که همه پلاگ ها از بلوک یکسان گرفته شده اند. علت بازیابی کندتر در شکل 2-c و 3-c را می‌توان از طریق گروه بدون بعد زیر که توسط Mattax و Kyte پیشنهاد شده توضیح داد:

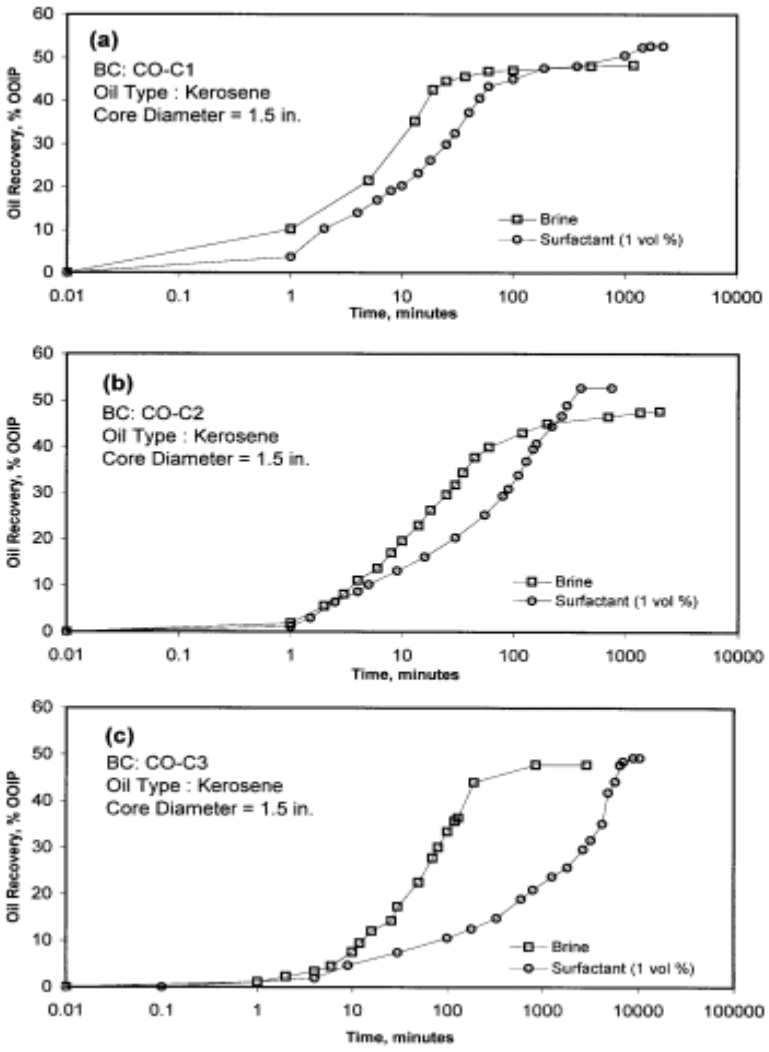
$$t_d = t\frac{\sigma}{\mu_w L^2}\sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

با توجه به این رابطه و همانطور که 2-a و b دیده می‌شود افزایش IFTبازیابی را سریع تر می‌کند. برای مورد نفت خام (شکل 3-a و b) تفاوت کاملا ناچیز است. این را می توان به تغییر نسبتا کوچک IFT با اضافه کردن سورفکتانت برای مورد نفت خام در مقایسه با مورد نفت سفید نسبت داد. هنگامی کهIFT پایین آورده شود، گرانش نیز روی بازیابی موثر می شود. تغییر در منحنی بازیابی با کاهش IFT را می توان از طریق عدد باند معکوس توضیح داد که به شرح زیر می‌باشد:

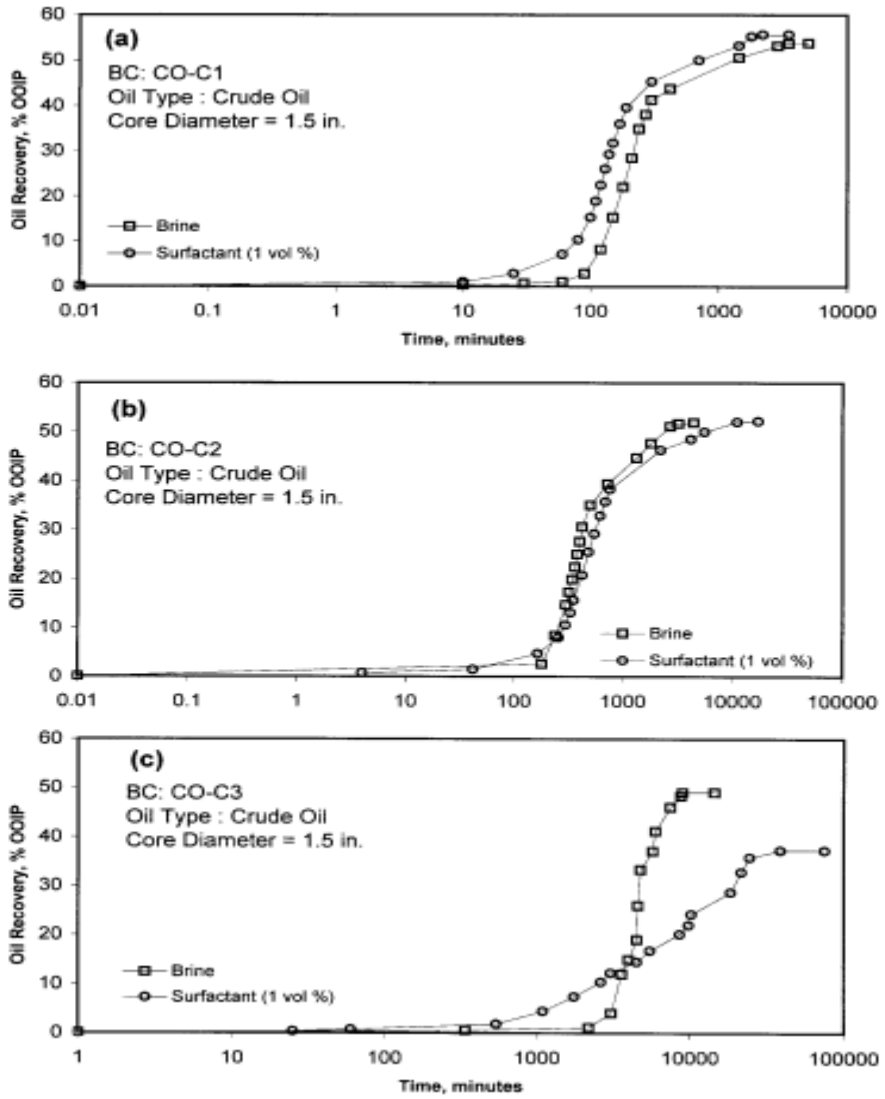
$$N_B^{-1} = c\frac{\sigma\sqrt{\frac{\phi}{k}}}{\Delta\rho g H}$$

هنگامی که IFT کاهش می‌یابد، نیروهای موئینگی رفته رفته کم می‌شوند و نیروهای گرانش شروع به غالب شدن می‌کنند. برای شرط مرزی نامطلوب (CO-C3)، با این حال، حرکت از آب در داخل مغزه (به سمت بالا در برابر گرانش) تنها توسط نیروهای موئینگی حاصل می‌شود. بنابراین، کاهش قابل توجهی در میزان بازیابی را می توان با IFT کاهش و در شکل 2-c و 3-c مشاهده کرد. مورد سوم، جذب نفت سنگین (روغن موتور) در نظر گرفته شد. اگرچه برداشت نهایی به مقدار کمی پایین تر به دست آمد، پروفایل بازیابی وقتی که شرط مرزی CO-C1 اعمال می شود برای نفت سنگین و نفت سبک یکسان است (شکل 4-a). نرخ جذب مورد IFT بالا (آب شور) بالاتر

از مورد IFT کم (۱ درصد حجمی سورفکتانت) است (شکل 4-b). با این حال بازیابی نهایی زمانی که سورفکتانت به فاز آبی اضافه شد دو برابر می‌شود (شکل 2-b و 3-b) این امر برای دو مورد نفت سبک مشاهده نشد. همچنین باید توجه کرد که افزایش غلظت سورفکتانت بعد از رسیدن غلظت سورفکتانت به ۲/۵ برابر باعث افزایش بازیابی نمی‌شود، زیرا IFT دیگر تغییر نمی‌کند بنابراین، غلظت بحرانی از سورفکتانت وجود دارد که بازیابی را بهینه می‌کند.



شکل ۲: منحنی های بازیابی جذب جریان جانبی برای انواع متفاوت شرایط مرزی

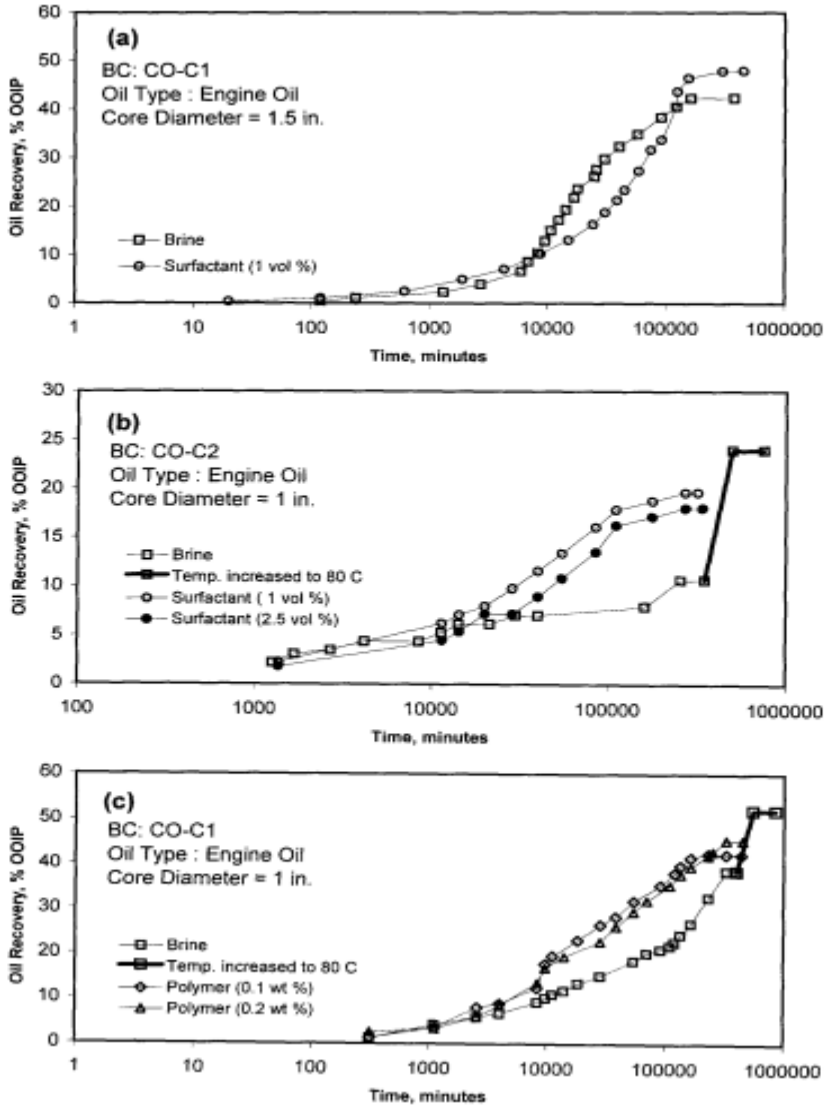


شکل ۳: منحنی های بازیابی جذب جریان جانبی برای انواع متفاوت شرایط مرزی

۴،۲. محلول پلیمری به عنوان فاز آبی

پلیمر پلی آکریل آمید به آب نمک در غلظت های مختلف اضافه و به عنوان فاز آبی استفاده شد. فقط نمونه‌های اشباع شده با نفت سنگین (روغن موتور) در معرض جذب محلول پلیمری قرار گرفتند. بازیابی نفت برحسب زمان برای دو محلول پلیمری و آب نمک در شکل 4-c رسم و مشاهده شد که هر دو نرخ بازیابی و بازیابی نهایی با اضافه کردن محلول پلیمری افزایش یافته است. دو اثر محلول پلیمری در بازیابی انتظار می رود. اولی افزایش ویسکوزیته فاز جابجا کننده (آبی) است و دومی کاهش IFT می‌باشد. زمانی که موارد نشان داده شده در شکل 4-c با آنهایی که در شکل 4-a وجود دارد مقایسه شود، می توان مشاهده کرد که افزودن سورفکتانت نرخ بازیابی را کندتر می‌کند. این امر با معادله ۱ مطابقت دارد. نرخ بازیابی برای محلول پلیمری بدلیل اثر افزایش ویسکوزیته فاز آبی بالاتر است. افزایش در بازیابی نهایی بعد از اضافه کردن مواد شیمیایی برای موارد سورفکتانت و پلیمر تقریبا یکسان است.

زمانی که شرط مرزی CO-C2 اعمال می‌شود، افزایش در نرخ بازیابی و بازیابی نهایی با معنی تر است (شکل 4-d). زمانی که موردهای سورفکتانت (شکل 4-b) و پلیمر (شکل 4-d) مقایسه می‌شود به آسانی می توان دید که مشارکت محلول پلیمری در نرخ بازیابی و بازیابی نهایی قابل توجه تر است.



شکل ۴: منحنی های بازیابی جذب جریان متقابل برای انواع متفاوت شرایط مرزی

۵,۲. آب داغ به عنوان فاز آبی

آب داغ به عنوان فاز آبی در طی آزمایش و یا پس از رسیدن به بازیابی نهایی فقط با آب نمک استفاده شد. برای آزمایش های ناهمسو، تنها نمونه‌های اشباع شده با روغن موتور در تماس با آب داغ قرار گرفتند. شکل. 4-b اثر عملکرد جذب آب داغ برای شرط مرزی CO-C2 را نشان می دهد. جذب با استفاده از آب نمک تنها ۱۱% از بازیابی OIIP را به همراه داشت در حالی که افزودن سورفکتانت به آب نمک بازیابی نهایی را تقریبا دو برابر کرد. پس از تکمیل جذب آب نمک، همان نمونه در تماس با آب از پیش گرم شده قرار گرفت. بازیابی اضافی ۱۲% در یک دوره کوتاه زمانی به دست آمد. انتظار می رود انبساط حرارتی ۶ تا ۷ % از بازیابی را در محدوده دمایی سبب شود. باقی بازیابی به دلیل تسریع جذب موئینه توسط کاهش ویسکوزیته است و به احتمال زیاد این مقدار از بخش بدون پوشش از نمونه بازیابی شده است. در واقع، اگر مقایسه‌ای بین دو مورد نشان داده شده در شکل 4-a و b انجام شود، اگر شرط مرزی CO-C1 اعمال شود بازیابی ۵۰% انتظار می‌رود. بازیابی نهایی به دست آمده توسط آب نمک + آب داغ نیمی از این مقدار (۲۵%) برای شرط مرزی CO-C2 بود. که نشان می دهد که تنها بخشی بدون پوشش از نمونه، حتی با اثر درجه حرارت اضافی در مورد نفت سنگین، به طور کامل تخلیه شده است.

همچنین شکل 4-c و d بازیابی‌های به دست آمده توسط محلول پلیمر و آب نمک همراه آب داغ مقایسه شد. در هر دو مورد، مقدار بازیابی اضافی با افزایش دمای آب به دست آمد. برای شرط مرزی CO-C1(شکل 4-c) بازیابی کل توسط آب نمک + آب داغ بیش

از بازیابی نهایی نفت به دست آمده با محلول پلیمری بود. برای شرط مرزی CO-C2 (شکل 4-d) بازیابی برای هر دو پلیمر و آب نمک + آب داغ تقریبا یکسان است. در نهایت، پروفال بازیابی آزمایش‌های آب داغ مداوم مقایسه شد (شکل 4-e). درجه حرارت آب نمک در ۴۰ درجه سانتیگراد به نرخ بازیابی و بازیابی نهایی کمکی نکرد، اما نرخ بازیابی و بازیابی نهایی هنگامی که آب نمک با درجه حرارت ۸۰ درجه سانتیگراد استفاده شد به طرز قابل توجهی افزایش یافت. قسمت صاف این منحنی (آب نمک در ۸۰ درجه سانتیگراد) است یه دلیل نوع شرط مرزی (CO-C2) است. پس از بازیابی نفت در بخش بدون پوشش شبکه، دوره‌ای بدون تولید وجود دارد تا زمانی که نفت در قسمت بالای شبکه (قسمت پوشش داده شده) شروع به ریزش می‌کند. اگر چه تولیدی بسیار سریع تر در مراحل اولیه تولید با توجه به انبساط حرارتی نفت مشاهده می شود، ولی بازیابی نهایی تقریبا یکسان است و زمان بازیابی کمتر از موردهای پلیمر (شکل 4-d) و سورفکتانت (شکل 4-b) است.

به طور خلاصه، برای شرط مرزی نامطلوب، شروع با آب نمک و ادامه دادن با آب داغ، پیاده سازی موثری برای پروژه نیست، حتی اگر بازیابی نهایی در پایان یکی باشد. شروع با دماهای بالاتر (۸۰ سانتی گراد) و ادامه دادن با همان منجر به بازیابی موثرتری می‌شود. این مشاهده با دیگر مطالعات در مقیاس آزمایشگاهی سازگار است.

۶,۲. جذب جانبی در کربناته‌ها

آزمایش های جذب موئینه با استفاده از همان نوع از سیال‌های آبی اما با نوع سنگ مختلف تکرار شد. پلاگ‌های سنگ آهک دولومیتی که از نمونه مغزه سازند نفتی گرفته شده تمیز و ۱۰۰% با نفت خام اشباع شد. سپس نمونه ها با استفاده از چهار نوع فاز آبی (آب نمک، سورفکتانت، پلیمر و آب داغ) در غلظت های مختلف در معرض جذب موئینه قرار گرفتند. نرخ آهسته بازیابی و مقدار کم بازیابی نهایی نفت (فقط ۵ %) توسط جذب آب نمک (شکل ۵) نشان می دهد ترشوندگی نمونه به شدت نفت دوست است. بهبود جذب موئینه در این نوع از مخازن چالش بزرگی است. اگرچه دیگر مکانیسم های انتقال ماتریس-شکاف مانند ریزش ثقلی و یا تخلیه فشار در بهبود موثر هستند ولی این فرآیندها آهسته می باشند. با استفاده از پشتیبانی بیشتر، جذب موئینه را می توان با کاهش IFT ، تغییر ترشوندگی و یا دیگر اثرات حرارتی افزایش داد. بنابراین، آزمایش جذب موئینه با استفاده از مواد شیمیایی افزودنی و اثر حرارتی انجام شد. منحنی ریکاوری بدست آمده برای مقایسه با نمونه آب نمک در شکل ۵ داده شده است. توجه داشته باشید که تراوایی در هر پلاگ به دلیل خاصیت ناهمگنی سازند تغییر می‌کند، حتی اگر پلاگ های بسیار نزدیک به هم برداشته و از قسمت شکاف دار مغزه صرف نظر کنیم. با توجه به این امر، پلاگ هایی برای این آزمایش‌ها با نوع یکسان سیال بکار گرفته شدند که تراوایی نزدیکی داشته باشند. به عنوان مثال، پلاگ در معرض جذب موئینگی آب دمای بالا ۴-۱ میلی دارسی تراوایی داشت. مقادیر تراوایی برای پلاگ‌های مورد استفاده برای آزمایش‌های سورفکتانت با دو غلظت مختلف ۲۴-۱۹ میلی دارسی بود. همچنین نمونه های استفاده شده برای پلیمر مقادیر تراوایی نزدیکی (۱۲۸-۱۵۵ میلی دارسی). بالاترین تراوایی برای آزمایش جذب آب نمک استفاده شد. این امر به ما اجازه می دهد تا مقایسه نتایج به صورت معنادارتری انجام دهیم. با وجود بالاترین تراوایی، کمترین بازیابی برای مورد آب نمک به دست آمد، همانطور که قبل ذکر شد. بالاترین نرخ‌های بازیابی برای آزمایش با درجه حرارت بالاتر بدست آمد، اگرچه آنها دارای کمترین مقدار تراوایی بودند. محلول‌های سورفکتانت بازیابی سریع تری از محلول پلیمری و آب نمک داشتند. اما بالاترین بازیابی نهایی با استفاده از محلول های پلیمری به دست آمد. بازیابی نهایی برای آزمایش‌های سورفکتانت و درجه حرارت بالا یکسان هستند. آزمایش در ۴۰ درجه سانتی‌گراد بازیابی کمی پایین تر از دیگر سیالات به همراه داشت ، اما با افزایش ۴۰ درجه سانتی گرادی، همان مقدار از بازیابی نفت به دست آمد. مواد اضافی (شیمیایی و حرارتی) منجر به دو برابر شدن برداشت نهایی (از ۵ تا ۱۰%) و سرعت بازیابی بسیار سریعتر می‌شود. بدیهی است مطلوب ترین روش تزریق آب داغ است، اما محلول پلیمر بازیابی کمی بالاتر به همراه داشت که به دلیل اثرات ترکیبی از افزایش ویسکوزیته آب و کاهش IFT است.

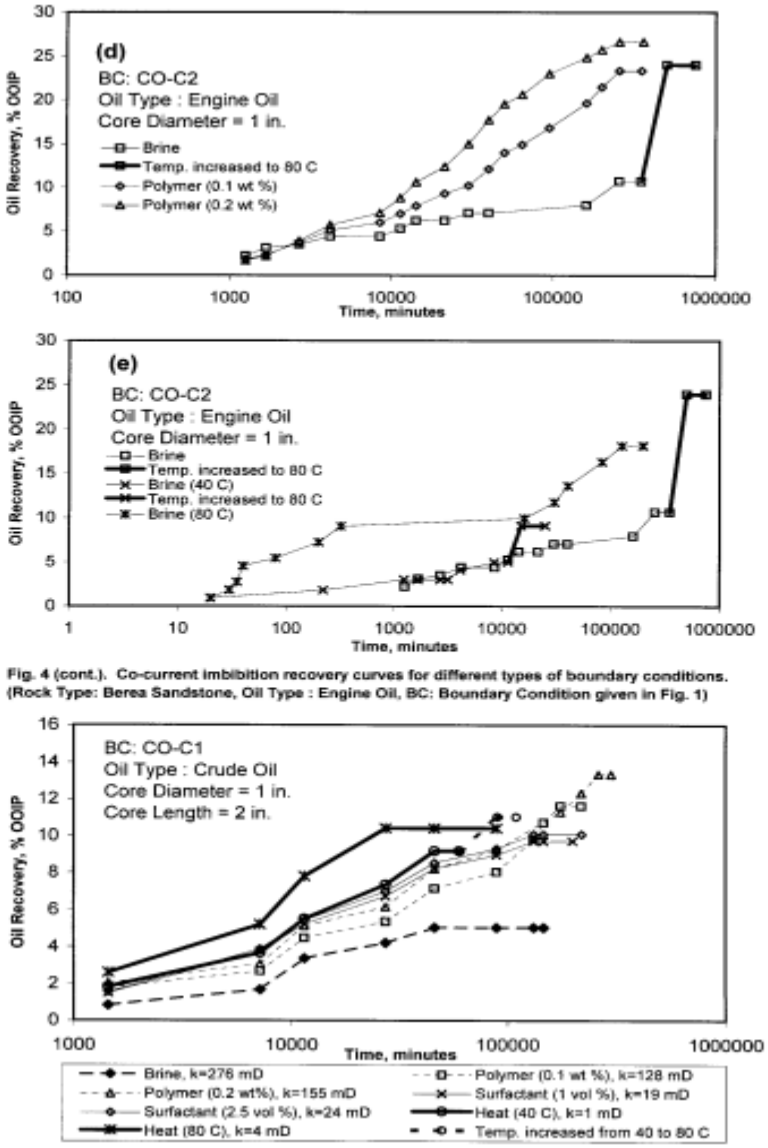
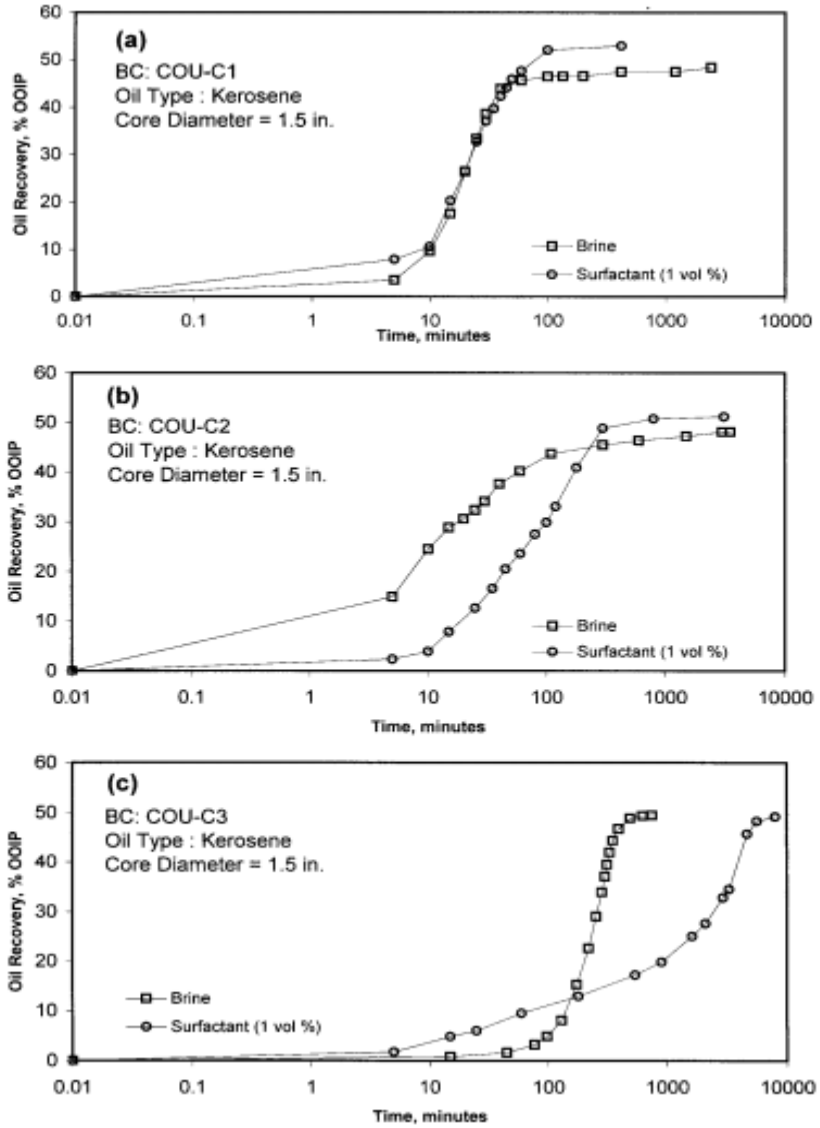


Fig. 4 (cont.). Co-current imbibition recovery curves for different types of boundary conditions. (Rock Type: Berea Sandstone, Oil Type : Engine Oil, BC: Boundary Condition given in Fig. 1)

شکل ۵: منحنی های بازیابی جذب جریان متقابل برای انواع متفاوت شرایط مرزی

۷،۲. جذب متقابل در ماسه سنگ

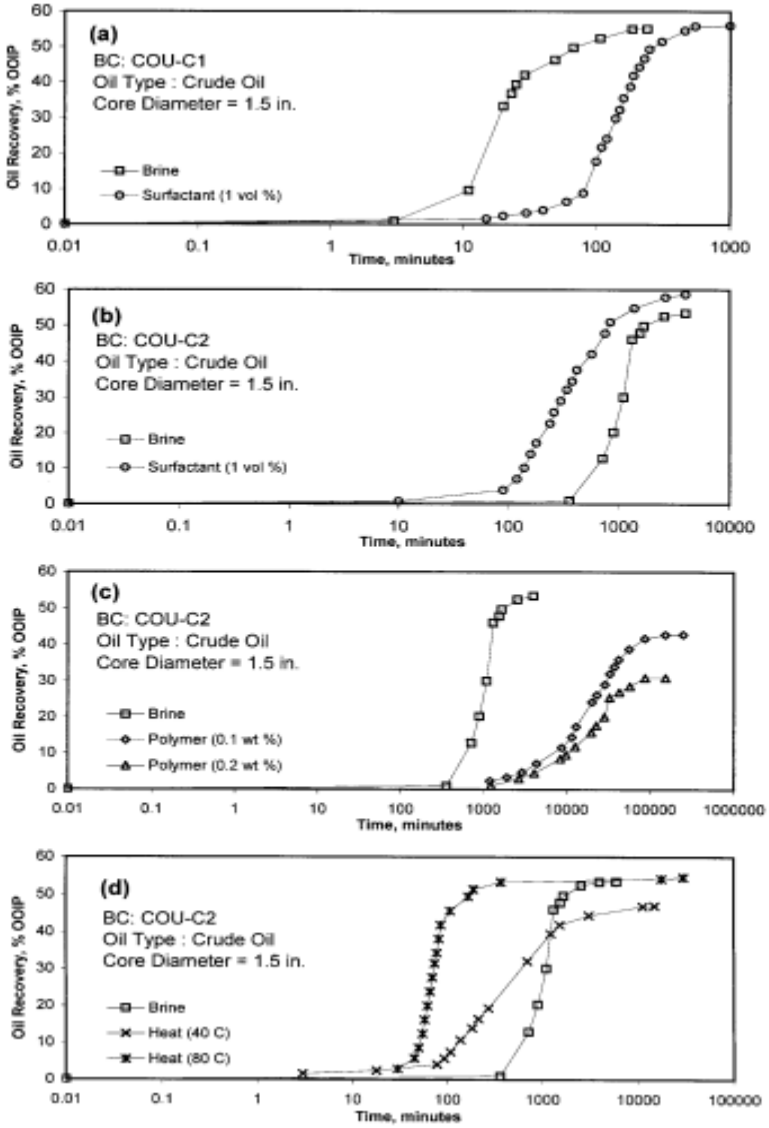
انتظار می رود که عملکرد بازیابی جذب به طور قابل توجهی تحت تاثیر نوع انتقال (و یا جهت) تعیین شده توسط شرایط مرزی ماتریس باشد. بنابراین، برخی از آزمایش ها برای جذب متقابل انجام شد. سه شرایط مرزی داده شده در شکل ۱ برای نمونه اشباع شده با نفت سفید و نفت خام استفاده شد. نتایج به دست آمده در شکل ۶ برای نمونه‌های اشباع شده با نفت سفید داده می‌شود. پروفایل بازیابی یادآور مواردی بود که برای مورد جانبی بدست آمد (شکل ۲). در تمام این آزمایشات افزودن سورفکتانت افزایش اندکی در بازیابی نهایی به همراه داشت اما نرخ بازیابی برای مورد IFT بالاتر (جذب آب نمک) بیشتر است. تفاوت در میزان بازیابی برای منحنی IFTبالا و پایین برای شرایط مرزی نامطلوب مشخص تر می‌باشد از این رو، برای شرایط مرزی نامطلوب، جذب سورفکتانت توصیه نمی‌شود.



شکل ۶: منحنی های بازیابی جذب جریان متقابل برای انواع متفاوت شرایط مرزی

در بازیابی نفت خام سبک ، منحنی بازیابی مورد انتظار، یعنی نرخ بازیابی بالاتر برای جذب آب نمک، همانطور که در شکل 7-a نشان داده شده است به دست آمد. زمانی که سورفکتانت اضافه می شود بازیابی نهایی کمی بالاتر است. با این حال، برای شرط مرزی C2-CO، مورد IFT کم بازیابی بسیار سریع تری به همراه داشت (شکل 7-b) که برخلاف همان نوع شرط مرزی (شکل 3-b) برای جریان جانبی است. زمانی که پلیمر به همان شرط مرزی اضافه شد، هیچ اثر مثبت مشاهده شد. در واقع، منجر به کاهش قابل توجه نرخ بازیابی و بازیابی بی نهایی شد. فراتر از آن، افزایش غلظت پلیمر روند را کندتر کرد. این امر را می توان به افزایش ویسکوزیته فاز آبی نسبت داد که باعث حرکت آهسته تر رو به بالا (در برابر گرانش) برای بازیابی نفت از قسمت پوشش داده شده ماتریس می شود.

در نهایت، آزمایشات با استفاده از آب داغ در دو دمای متفاوت ۴۰ و ۸۰ درجه سانتی گراد تکرار شدند. افزایش دمای فاز آبی نرخ بازیابی را بهبود بخشید، اما تغییر قابل ملاحظه ای در بازیابی نهایی حاصل نشد (شکلd-7). به طور خلاصه، مقایسه ۴ موردی که در شکل ۷ نشان داده شده است به ما می گوید که افزودن سورفکتانت و حرارت نرخ بازیابی را تسریع می کند اما افزایش قابل ملاحظه ای در بازیابی نهایی حاصل نمی شود. تزریق پلیمر به نرخ بازیابی و بازیابی نهایی، وقتی شرایط مرزی نامطلوب برای جریان متقابل وجود دارد، کمک نکرد.



شکل ۷: منحنی های بازیابی جذب جریان متقابل برای انواع متفاوت شرایط مرزی

۳. معیارهای انتخاب برای جریان EOR مناسب

معیارهای انتخای روش مناسب EOR از نظر الف) نرخ بازیابی و ب) بازیابی نهایی برای انواع مختلف نفت و خواص شبکه یعنی ترشوندگی و شرایط مرزی، بحث و خلاصه خواهند شد.

۱،۳. ماسه سنگ

برای بازیابی نفت سبک (کراسون و نفت خام) با استفاده از جذب موئین تحت شرایط مرزی مطلوب (CO-C1 وCO-C2)، افزودن سورفکتانت به نرخ بازیابی کمکی نکرد. بازیابی نهایی با استفاده از افزودن سورفکتانت اندکی بهبود یافت. با این حال، در مورد شرایط مرزی ناخواسته (CO-C3)، اثر منفی IFT پایین بر نرخ بازیابی آشکار بود. نرخ بازیابی به میزان قابل ملاحظه ای کاهش یافت اما بازیابی نهایی تغییری نکرد. بنابراین IFT پایین برای هر شرط مرزی ای توصیه نمی شود و افزایش اندک در بازیابی نهایی ایده تزریق مواد شیمیایی گران قیمت به صورت مداوم را حمایت نمی کند.

برای نفت سنگین، افزودن سورفکتانت افزایش قابل توجهی را در نرخ بازیابی و بازیابی نهایی برای شرایط مرزی نامطلوب می دهد (CO-C2). برای شرط مرزی مطلوب (CO-C1)، نرخ بازیابی آب نمک اندکی بالاتر بود اما بازیابی نهایی اندکی کمتر بود. تغییرات اندک در این شاخص های عملکرد، نشان می دهد که افزودن سورفکتانت اگر اقتصاد فرآیند برای شرایط مرزی مطلوب مطرح باشد، مطلوب نیست. برای بازیابی نفت سنگین تحت شرط مرزی مطلوب (CO-C1) و نامطلوب (CO-C2)، افزودن پلیمر به آب نمک ، بازیابی سریع تر و بازیابی نهایی بالاتری را نسبت به مورد سورفکتانت به ما می دهد. برای شرط مرزی نامطلوب، بازیابی نهایی حاصله توسط محلول پلیمری بیشتر از تزریق آب بوده است، اما

تزریق آب دما بالا (۸۰) موجب بازیابی سریع تری می شد. بنابراین، انتخاب روش مناسب به هزینه پروژه و نگرانی های مدیریتی آن بستگی دارد. در مورد نفت سنگین، نگرانی اصلی از نقطه نظر مدیریت طولانی مخزن، انتظار افزایش تولید نسبت به افزایش بازیابی نهایی می رود. به طور خلاصه، آب داغ اگر کاربردی اقتصادی را برای برنامه های بلند مدت را منعکس می کند، بیشتر توصیه می شود. همچنین، برای شرایط مرزی نامطلوب، شروع کردن با آب شور و ادامه دادن با آب داغ به علت بازیابی بسیار آهسته حتی با وجود بازیابی نهایی مشابه حاصل شده در پایان،یک راه موثر برای پیاده سازی نیست. برای این نوع از شرایط مرزی، محلول پلیمر نسبت به محلول سورفکتانت ارجحیت دارد. در بازیابی نفت خام سبک، پلیمر برای شرایط مرزی نامطلوب (COU-C2) جریان متقابل توصیه نمی شود چراکه نرخ بازیابی اهسته تر و بازیابی نهایی پایین تری دارد. تزریق آب داغ منجر به بازیابی بسیار سریع تری می شود. اگر هدف افزایش بازیابی نهایی باشد، هیچ روش اضافی توصیه نمی شود. اگر تمایل به نرخ تولید بیشتر باشد، آب داغ توصیه می شود.

۲,۳. کربنات ها

برای شبکه کربنات نفتی، بهبود جذب موئینگی یک موضوع حیاتی است. حتی برای مطلوب ترین شرایط مرزی (CO-C1)، بازیابی به کمی ۵ % بود و شتاب دهنده اضافی مورد نیاز بود. از نظر فنی، توصیه شده ترین روش ها، از بهترین به بدترین روش بر اساس نرخ بازیابی، آب داغ، سورفکتانت و پلیمر هستند. روش ها یک بازیابی دو برابر (از ۵ به ۱۰ %) را بدست آوردند که می تواند یک موفقیت برای یک مخزن چالشی با شکستگی های طبیعی به شمار آید. با وجود اینکه نرخ پلیمر کمتر است، به علت اثر ترکیبی IFT کاهش یافته و گرانروی فاز جایگزینی افزایش یافته، بالاترین بازیابی را بدست اورد. با در نظر گرفتن این حقیقت که برخی از بخش های بازیابی به علت انبساط حرارتی نفت در مورد تزریق آب داغ است، تزریق ترکیب آب داغ و مواد شیمیایی برای مدیریت موفق مخزن توصیه می شود. اما اقتصاد فرآیند نیز باید ارزیابی شود.

در این مقاله به دو موضوع پرداخته نشده است. این دو موضوع جذب مواد شیمیایی و تغییر ترشوندگی می باشد. برای تحلیل عملکرد بازیابی، اثر تغییر ترشوندگی ضروری است. اگرچه انتظار می رود که محدوده دمای اعمال شده در آزمایشات بر روی ترشوندگی تاثیری نداشته باشند، اما سورفکتانت ها بر روی ترشوندگی موثر هستند. شفاف سازی اثر تغییرات ترشوندگی بر روی بازیابی و جذب شیمیایی ، موضوعی برای مطالعات آتی می باشد.

انتخاب روش EOR مناسب از نقطه نظر فنی در بالا بحث شد. برای یک مدیریت موثر میدانی، این مشاهدات برای تصمیم گیری مفید هستند. اگر مقصود، تخلیه موثر یا به طور کامل نفت شبکه است، باید بازیابی نهایی را هدف قرار داد. میدان های با اندازه بزرگ نظیر مارون در ایران، با نرخ بازیابی بالا نمونه ای برای این موقعیت هستند. از طرف دیگر درصورتی که نیست افزایش نرخ تولید باشد، باید به جای بازیابی نهایی، بر روی نرخ بازیابی تمرکز شود. میادین با عامل بازیابی کم (نفت سنگین، کربنات ها) می توانند کاندیدهای خوبی برای این اقدام باشند. این دغدغه های مدیریتی، نوع سیال EOR مناسب را تعیین می کنند. بدیهی است که موضوع بعدی وارد کردن هزینه پروژه به تحلیل خواهد بود.

۴. بازده شبکه بازیابی نفت

در آنالیز بالا، نرخ بازیابی و بازیابی نهایی به عنوان شاخص عملکرد بازیابی، ستفاده شد. این مسئله اساسا بازده فرآیند را تعیین می کند. وقتی بازده فرآیند مطرح است، مثل مقدار نفت بازیابی شده در واحد هزینه، آنالیز بالا باید با در نظر گرفتن هزینه فرآیند انجام شود. روش تجربی (جذب موئینگی ساکن) دنبال شده، برای برآورد هزینه مناسب نیست، زیرا مقدار کل حرارت یا مواد شیمیایی تزریق شده را نمی توان فهمید. این به خاطر طیبیعت استاتیکی فرآیند است، اما تزریق مداومی از فازهای آبی وجود دارد. با دانستن نرخ تزریق و غلظت، ممکن است قادر به محاسبه هزینه فرآیند باشیم چراکه می تواند بگوید چه مقدار ماده شیمیایی برای تزریق لازم است تا به بازیابی نهایی برسیم. سپس، آنالیز اقتصادی پروژه می تواند اجرا شود. به این دلایل، در اینجا تنها برآورد کیفی هزینه ها فراهم می شود. آزمایشات مقیاس آزمایشگاهی دینامیکی فاز بعدی این تحقیق را برای ارزیابی کیفی هزینه (یا بازده فرآیند) را تشکیل خواهند داد. باویره و همکاران، یک آنالیز بازده با جزییات را برای تزریق مواد شیمیایی به نمونه های همگن (شکسته نشده) با ترکیب هزینه انجام دادند. آنها آزمایشات جابجایی را با در نظر گرفتن اثرات جذب و شوری آب انجام دادند و روش های مختلف تزریق مواد شیمیایی را برای انتخاب کارآمدترین روش به لحاظ هزینه، بررسی کردند. روشی مشابه برای سیستم های شکسته شده به صورتی که قبلا توضیح داده شده است، مناسب خواهد بود.

با توجه به اینکه در هر ۳ این موارد، نرخ تزریق یکسانی از تزریق آب، پلیمر، سورفکتانت و آب گرم اعمال شده است، برآورد هزینه می تواند استفاده شود. اگرچه ممکن است وضعیت زندگی واقعی را منعکس نکند، می تواند بینشی از هزینه های پروژه فراهم کند. این تنها آنالیزی است که می تواند با نتایج تجربی موجود انجام شود. هزینه 1bbl تولید آب گرم در دمای ۸۰ درجه سانتی گراد (فشار

اتمسفری) با فرض قیمت نفت 25$/bbl ، در حدود یک دلار است. هزینه سورفکتانت 1%vol و محلول پلیمری 0.1%wt خیلی بیشتر است.اما تزریق آب در مقایسه با تزریق ماده شیمیایی به CAPEX وOPEX بیشتری نیاز دارد. با این وجود، اگر آب به شکل آب داغ تزریق شود، انتظار می رود هزینه فرآیند تا حدودی کمتر از فرضی باشد که نرخ و دوره تزریق یکسان هستند، باشد. توجه داشته باشید که، از سوی دیگر، سریع ترین بازیابی بوسیله تزریق آب داغ حاصل شد و به عنوان یک نتیجه، تزریق آب داغ دوره تزریق کوتاه تری را نسبت به تزریق شیمیایی خواهد داشت. بنابراین، در نگاه اول، کاربردهای حراراتی، مطلوب ترین مشخصات فنی بازیابی را می دهند و همچنینی زمانی که بازده فرآیند مطرح است، می توانند مفید باشند.

آزمایشات انجام شده تحت شرایط پویا (جریان سیال در شکستگی) می توانند برای آنالیز کارآمد مفید باشند زیرا مقدار کل تزریق لازم برای دست یابی به بازیابی نهایی را فراهم می کنند. این نوع آزمایشات برای تعیین اثربخشی یا سیلاب زنی عملکرد بازیابی استفاده شده اند. جدا از این مطالعاتی که تنها بر تخمین عملکرد متمرکز شده اند، تعدادی مطالعه مقیاس آزمایشگاهی مربوط به بهینه سازی تزریق آب در مخازنی که به صورت طبیعی شکسته شده اند، نیز اخیرا گزارش شده اند. آزمایش های دینامیکی پایه مطالعه مدل سازی عددی خواهد بود زیرا اطلاعات ضروری و فرمولاسیون را در راستای دینامیک بازیابی، به ویژه انتقال شکستگی شبکه، فراهم می کند. با این حال، پارامترهای بسیار دیگری برای تخمین عملکرد دقیق و آنالیز اثربخشی از طریق مدل سازی عددی، نیاز است. تنها پارامترهای قابل اندازه گیری و قابل کنترل نرخ تزریق و غلظت ها هستند، اگر جریان پیوسته ای در فرآیند درگیر باشد. پارامترهای دیگری که به آسانی قابل اندازه گیری یا پیش بینی نیستند، شامل خواص شبکه و شکستگی می شوند. اندازه شبکه پارامتری مهم است که عملکرد جذب را (معادله ۱) در شرایط ساکن تحت تاثیر قرار می دهد. میانگین اندازه شبکه می تواند از طرق هسته ، تست خوب و آنالیز لگاریتمی خوب، تخمین زده شود. اندازه شبکه تخمین زده شده از طریق این ابزارها در طراحی استراتژی تزریق مفید خواهد بود، اما برای تعیین خصوصیات تنوع انتقال شکستگی شبکه مشکل سازتر است. (جریان عرضی یا موازی) که توسط شرایط مرزی شبکه کنترل شده است. این مسئله همچنین به تعیین خصوصیات ساختار شبکه شکستگی و اتصال آن نیاز دارد. همانطور که مشاهده شده است، تخمین عملکرد در سطح میدان نیازمند یک فعالیت شناسایی قابل توجه مخزن می باشد. داده های مورد استفاده برای مطالعات تخمین عملکرد از طریق این شیوه مشخصه سازی و شناسایی حتصل می شوند. با این حال، این داده ها براساس تخمین تصادفی پارامترها می باشند. شبیه سازی عددی سیستم های با تخلخل دوگانه، رایجترین ابزار برای تخمین عملکرد در مقیاس میدان هستند و نیازمند تعریف انتقال شبکه-شکستگی نیز می باشند. تخمین دقیق عملکرد به تعریف صحیح این انتقال بستگی دارد. تلاش های بسیاری برای شناسایی و فرمول بندی انتقال شکستگی شبکه آب در محیط متخلخل دارای شکستگی انجام شده است. هنگامی که اثرات شیمیایی و حرارتی در فرآیند تزریق دخیل می شوند، به علت مکانیسم های بازیابی متفاوت مانند اثرات جاذبه، انبساط حرارتی، انتشار مولکولی و سایر عوامل تاثیر گذار غیرمستقیم بر بازیابی مانند جذب و رفتار سیال غیرنیوتونی در محیط متخلخل، انتظار می رود که انتقال شبکه شکستگی متفاوت باشد.

مطالعات دینامیک در مقیاس آزمایشگاهی برای توصیف انتقال شبکه- شکستگی برای تزریق حرارتی و شیمی مفید می باشد. تعداد محدودی از مطالعات در این موضوع (شرایط جریان دینامیک) بدون تحلیل هزینه برای تزریق شیمیایی و حرارتی منتشر شده است. در میان آنها، باباغلی یک روش بهینه سازی و متعاقب آن تحلیل هزینه را با استفاده از شبیه ساز تخلخل یگانه و مطالعه آزمایشگاهی براساس نرخ تزریق بخار، فراهم کرده است. این مطالعات از هیچ تابع انتقال شبکه – شکستگی استفاده نکرده اند. مطالعه حاضر اجرا شده در شرایط ایستا قصد دارد که توصیفات و فرمول بندی انتقال شبکه- شکستگی را در زمانی که اثرات حرارتی و شیمیایی درگیر هستند، روشن تر سازد. در حقیقت، انتقال شبکه- شکستگی در طول تزریق شیمیایی (سورفکتانت و پلیمر) و حرارتی، باید قبل از هر تلاشی برای مطالعه کارایی آن، ابتدا شفاف سازی شود.

۵. نتایج

- ✓ در این مقاله، آنالیز گسترده و مقایسه عملکرد های بازیابی جذب موئینگی با آب شور، محلول های سورفکتانت و پلیمر و آب داغ برای نمونه های مختلف سنگ و شرایط مرزی شبکه فراهم شده است. سپس، معیارهای انتخای براساس نرخ بازیابی و بازیابی نهایی بحث شده است. در بازیابی نمونه های نفت سبک، تزریق شیمیایی به علت نرخ تولید آهسته تر توصیه نمی شود. با این حال، افزایش اندکی در بازیابی نهایی برای هر دو جذب محلول سورفکتانت و پلیمر مشاهده شد. آب داغ بازیابی سریع تری را بدست آورد اما بازیابی نهایی مشابه محلول های سیمیایی داشت. با این حال، برای بازیابی جذب نفت سنگین، محلول پلیمر و همچنین آب داغ بازیابی سریعتر

و بالاتری را نسبت به جذب محلول سورفکتانت به دست آوردند. انتخاب این روش ها به شدت به هزینه پروژه و دغدغه های مدیریتی بستگی دارد.

- ✓ برای کربنات های سرشار از نفت، آب داغ، سریع ترین بازیابی را به دست آورد. نرخ بازیابی حاصل شده با محلول های پلیمر و سورفکتانت سریعتر از آب شور بود. در همه موارد، بازیابی نهایی بدست آمده با آب شور دو برابر بود، اما بازیابی نهایی بدست آمده از محلول پلیمر اندکی بالاتر از سایر یالات ازدیاد برداشت بود.
- ✓ تحلیل هزینه ها یا کارایی فرآیند، نیازمند آزمایش های دینامیک (یا شبیه سازی عددی که به تابع انتقال شبکه شکستگی نیاز دارد) می باشد، بنابراین مقدار کل سیال EOR تزریق شده برای رسیدن به بازیابی نهایی شناخته شده است. این مطالعه بر وری توسعه یک تابع انتقال شبکه شکستگی برای مطالعات مدل سازی دینامیک فراتر توجه دارد. همچنین بدست آوردن غظت ها (برای مواد شیمیایی) و حرارت آب داغ که فرآیند را از نظر فنی و اقتصادی بهینه می کند، برای تحلیل بهینگی و کارایی ضروری می باشد.

منابع

1. Macaulay, R. C. et al.: "Design of a Steam Pilot in a Fractured Carbonate Reservoir – Qarn Alam Field, Oman," paper SPE 30300 presented at the 1995 SPE Int. Heavy Oil Symp., Calgary, Canada, 19-21.
2. Al-Shizawi, A., Denby, P. G. and Marsden, G.: "Heat-Front Monitoring in the Qarn Alam Thermal GOGD Pilot," paper SPE 37781 presented at the 1997 SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 15-18.
3. Briggs, P. J. et al.: "Development of Heavy-Oil Reservoirs," *JPT* (Feb. 1988) 206.
4. Bourbiaux, B.J. and Kalaydjian, F.J.: "Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media," paper SPE 18283 presented at the 1988 SPE Annual Tech. Conf. and Exh., Houston, TX, Oct. 2-5.
5. Rao, D. N.: "Wettability Effects in Thermal Recovery Operations," *SPERE&E* (Oct. 1999) **2**(5), 420.
6. Alveskog, P. L., Holt, T. and Torsaeter, O.: "The Effect of Surfactant Concentration on the Amott Wettability Index and Residual Oil Saturation," *J. of Petr. Sci. and Eng.*, **20** (1998), 247.
7. Baviere, M. et al.: "Improvement of the Efficiency/Cost Ratio of Chemical EOR Processes by Using Surfactants, Polymers, and
Alkalis in Combination," paper SPE 27821 presented at the 1994 SPE/DOE Ninth Symp. on Imp. Oil Rec., Tulsa, OK, April 17-20.