

مطالعه و بررسی اثرات متقابل اجزای مختلف سیستم « نفت - آب - سنگ » در فرآیند تزریق آب در سنگ مخزن بنگستان و آسماری

تاریخ دریافت مقاله: ۸۹/۵/۱۸ ؛ تاریخ پذیرش مقاله: ۹۰/۷/۹

پژوهش نفت

سال بیست و یکم
شماره ۶۸
صفحه ۹۸-۱۰۹، ۱۳۹۰

رضوان بهین*، محمد رضا اصفهانی

پژوهشکده مهندسی نفت پژوهشگاه صنعت نفت

Behinr@ripi.ir

واژه‌های کلیدی: تولید نفت، کشش بین سطحی، تزریق آب، آسفالتین، DLVO Theory، سیستم «نفت- آب- سنگ»، سیستم کلوئیدی

چکیده

جابجایی توسط سفره آبی یکی از مکانیزم‌های تولید نفت در مخازن جهان و در برخی از مخازن نفتی ایران می‌باشد. در این مکانیزم پارامترهای متعددی بر روند تولید تأثیرگذار هستند که مهم‌ترین آنها ترکیب شیمیایی نفت و آب موجود در فضای متخلخل سنگ مخزن و اثرات متقابل سیالات و سنگ است. از این جهت بررسی نتایج تزریق آب در سیستم «نفت- آب- سنگ» حائز اهمیت است. میزان تولید نفت بر اثر تزریق آب، به‌علت گوناگونی ترکیب نفت و آب و در نتیجه نیروهای تأثیرگذار بر روی جابجایی، در سیستم‌های مختلف «نفت- آب- سنگ» می‌تواند خیلی متفاوت باشد. در مطالعات صورت گرفته بر روی سنگ مخزن سازندهای آسماری و بنگستان، تزریق آب در سیستم‌های متفاوت سیالات و سنگ بررسی و نتایج آن با لحاظ کردن نیروهای مکانیکی و کلوئیدی، براساس تئوری DLVO شرح داده شده است. نتایج حاصل از مطالعات سیستم‌های مختلف «نفت- آب- سنگ» نشان می‌دهد که میزان تولید نفت بستگی به تأثیر متقابل بین سنگ و سیالات دارد و برتری نیروهای مختلف از جمله نیروهای کلوئیدی، موئینه، گرانشی، کشش بین سطحی بین سنگ و دو سیال آب و نفت تحت تاثیر شرایط موجود سیستم «نفت- آب- سنگ» می‌باشد.

مقدمه

بررسی و مطالعه روند تولید نفت در مخازن کربناته به‌دلیل ناهمگونی سنگ‌های کربناته از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. جابجایی نفت توسط آب می‌تواند از طریق سفره آبی فعال^۱ و یا تزریق آب در مرز آب و نفت صورت گیرد. روند جابجایی نفت توسط آب به‌علت عدم تجانس^۲ و پیچیدگی ساختمان^۳ سنگ مخزن می‌تواند خیلی متفاوت باشد. تولید نفت هنگام جابجایی توسط آب به عواملی همچون ترشوندگی سنگ مخزن، ساختار فضای متخلخل، ضریب نسبت منافذ، سرعت جریان، کشش بین سطحی آب و نفت، درصد اشباع و توزیع سیالات، دما و نسبت گرانشی نفت و آب بستگی دارد.

از این رو، بررسی نیروهای تأثیرگذار بر روی نتایج تزریق آب در سیستم «نفت - آب - سنگ» ضرورت دارد. نتایج آزمایشات نشان می‌دهد که میزان تولید نفت در سنگ‌های

1- Active Aquifer
2- Heterogeneity
3- Structure complexity

کشش بین سطحی را کاهش دهند. برخی از مواد مانند نمک‌ها، الکترولیت‌های غیر آلی و قلیایی‌ها، مواد غیرفعال سطحی هستند و کشش بین سطحی را افزایش می‌دهند. بعضی از مواد نیز خنثی بوده و افزایش غلظت آنها در محلول (مانند حل شدن مواد قندی داخل آب) هیچ تغییری در کشش بین سطحی ایجاد نمی‌کند. کشش بین سطحی بستگی به ترکیب شیمیایی سیالات و قطبیت آنها دارد.

به عقیده برخی محققین همچون باکلی، نرمان مورو، شارما و تانگ، ترکیب شیمیایی نفت و آب موجود در محیط متخلخل سنگ مخزن و تأثیر متقابل آنها یعنی تعادل نیروهای جذب و اندروالس^۵ و دفع الکترواستاتیکی^۶ بین مولکول‌های این سیالات و پایداری سیستم کلئیدی (DLVO theory) مهم‌ترین عامل تأثیرگذار بر روی میزان تولید نفت می‌باشد [۱۴-۱۷]. براساس تئوری DLVO که به نام چهار دانشمند دریاگین، لاندائو، وروی و اوربیک (Derjaguin, Landau, Verwey, Overbeek) نامیده شده، در محیط مایع بین سطوح باردار سیالات مختلف، نیروهای جذب و اندروالس و نیروهای دفع الکترواستاتیکی فعال بوده و تعیین کننده پراکندگی مواد قطبی و پایداری سیستم‌های کلئیدی می‌باشند. با در نظر گرفتن نیروهای جذب و دفع، برای نیروی بین دو سطح و یا دو مولکول درون مایع می‌توان نوشت:

$$W(D) = W(D)_A + W(D)_R \quad (1)$$

در این رابطه $W(D)_R$: انرژی دفع بین سطحی به وجود آمده در اثر دفع الکتریکی و $W(D)_A$: انرژی جذب بین سطحی ناشی از اثر نیروهای جذب و اندروالس می‌باشد.

در سیستم نفت - آب - سنگ نیروهای جذب و دفع الکترواستاتیکی بین سطوح نفت- آب و آب- سنگ، شرایط پایداری و یا گسیختگی فیلم آب را در سطح سنگ تعیین می‌کنند. نیروهای جذب می‌توانند باعث ناپایداری فیلم نازک آب شده و شرایط رسوب مواد فعال سطحی و آسفالتین نفت را در سطح سنگ مخزن فراهم کنند.

آب - ترا^۱ و نفت - ترا^۲ در شرایط مشابه، یکسان نیست، و علت آن عدم توزیع یکسان سیالات در محیط متخلخل در نتیجه خاصیت ترشوندگی می‌باشد. تغییر خاصیت ترشوندگی از آب - تر به سوی نفت - تر مقدار نفت باقی‌مانده^۳ را افزایش و اشباع میان روی^۴ آب را کاهش می‌دهد، در نتیجه تولید نفت کاهش می‌یابد [۱-۱۱]. اندرسون نشان می‌دهد که در سیستم آب- تر قوی و جابجایی نسبت گرانروی متوسط، درصد زیادی از نفت اولیه قبل از اشباع میانروی تولید می‌شود. بعد از میانروی آب، نسبت تولید آب/نفت سریعاً افزایش یافته و فرآیند جابجایی با تولید اندک نفت به پایان می‌رسد [۲]. اگر سنگ مخزن نفت- تر قوی باشد، حجم بیشتری از نفت پس از اشباع میانروی تولید می‌شود. همچنین برای تولید یکسان در سیستم "نفت - تر" به تزریق آب بیشتری نسبت به سیستم آب-تر، نیاز است.

شوریقی و همکارانش پس از انجام آزمایشات جابجایی نفت پارافینی توسط آب با نسبت گرانروی مختلف، نشان داده‌اند که میزان تولید آب و نفت شدیداً تحت تأثیر نسبت گرانروی و سرعت جریان می‌باشد. البته، ایشان تأکید می‌کنند که به منظور پیش‌بینی تولید، بررسی تأثیر عوامل دیگر بر روی جابجایی نفت توسط آب ضرورت دارد [۱۲].

نتایج تحقیقات کامات و همکارانش نشان می‌دهد که معمولاً سنگ‌های کربناته ضریب نسبت منافذ بالایی دارند. به همین دلیل در این سنگ‌ها مقدار نفت باقی‌مانده زیاد بوده و هنگام تزریق آب، فشار تزریق تغییرات زیادی دارد [۱۳]. آنها معتقد هستند که با افزایش اختلاف فشار و همچنین با کاهش کشش بین سطحی، می‌توان تولید نفت را در سنگ‌های کربناته افزایش داد.

کشش بین سطحی به‌عنوان یکی از پارامترهای مهم و تأثیرگذار بر روی جابجایی یک سیال توسط سیال دیگر شناخته می‌شود و کاهش این پارامتر در برخی از روش‌های ازدیاد برداشت نفت، هدف اصلی محسوب می‌شود. به دلیل وجود مواد قطبی در نفت خام، کشش بین سطحی آن در مرز هر آب نمکی کمتر از همان آب در مرز نفت غیر قطبی می‌باشد. بعضی از مواد مانند اسیدهای آلی، الکل‌ها و آمین‌ها که مواد فعال سطحی نامیده می‌شوند، می‌توانند

1. Hydrophil

2- Hydrophob

3- Residual oil saturation

4. Breakthrough

5. Van der Waals attractive forces

6. Electrostatic repulsion

ایفا می‌کنند، مشخص گردیده است.

روش آزمایشات

در این پژوهش، به منظور اندازه‌گیری خواص نفت، کشش بین سطحی، بازسازی خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن و فرایند جابجایی نفت توسط آب از روش‌های استاندارد آزمایشگاهی آنالیز مغزه‌های نفتی استفاده شده است.

بررسی و مطالعه تأثیر ارتباط متقابل "آب-نفت-سنگ" در فرآیند تزریق آب و میزان تولید نفت در سه نوع سیستم انجام گرفته است. نمونه‌های سنگ مخزن که به صورت پلاگ‌های استوانه‌ای به قطر یک و نیم اینچ تهیه شده‌اند، پس از شستشو و اندازه‌گیری خواص پتروفیزیکی، در دستگاه اشباع کننده قرار داده شده و با آب نمک اشباع گردیده است. در عملیات شستشو به روش دین استارک از حلال‌هایی چون تولوئن و متانول جهت تمیز کردن سنگ مخزن از سیالات اولیه موجود در فضای متخلخل استفاده می‌شود [۲۳].

در سیستم اول، تزریق آب پس از ایجاد اشباع آب اولیه توسط نفت مخزن و بازسازی ترشوندگی سنگ، در شرایط دما و فشار مخزن انجام گرفته است.

در سیستم دوم، پس از ایجاد اشباع آب اولیه توسط نفت مخزن و بازسازی ترشوندگی سنگ در شرایط مخزن، سیال میانی و سپس نفت مصنوعی در دمای محیط تزریق شده است. لازم به ذکر است که نسبت گرانیوی سیالات در شرایط محیط با نسبت گرانیوی در شرایط مخزن برابر است.

در سیستم سوم، نمونه‌های سنگ مخزن توسط کروسین به اشباع آب اولیه رسیده و سپس تولید کروسین در اثر تزریق آب مورد بررسی قرار گرفته است.

سنگ مخزن

در این تحقیقات از سه سنگ کربناته مخازن مهم مناطق نفت‌خیز جنوب استفاده شده است که سنگ B مربوط به سازند بنگستان و دو سنگ A و C متعلق به دو میدان نفتی از سازند آسماری می‌باشد. مشخصات پتروفیزیکی این سنگ‌ها در جدول ۱ آمده است. سنگ‌های کربناته مناطق نفت‌خیز ایران معمولاً نزدیک به نفت-تر و یا کاملاً نفت-تر هستند و به علت پایین بودن درصد تخلخل و عبوردهی، جذب خودبخود در آنها ضعیف می‌باشد.

همچنین برعکس، اگر نیروی لایه الکتریکی مضاعف نیروی دفع باشد، نسبت به نیروهای جذب واندر والس و موئینه برتری داشته و فیلم آب پایدار می‌ماند.

همچنین بیشتر تحقیقات نشان‌دهنده تأثیر ترکیب شیمیایی آب بر روی میزان تولید نفت و افزایش تولید نفت در اثر کاهش درصد شوری آب مخزن در صورت یکسان بودن شرایط دیگر جابجایی می‌باشد. اگر به جای نفت مخزن، نفت پالایش شده و غیر قطبی استفاده شود، تغییرات درصد شوری آب هیچ تأثیری در میزان تولید نفت نخواهد داشت. آزمایشات نشان می‌دهد که اگر سطح سنگ مخزن در اثر صد در صد اشباع کردن آن با نفت، در مجاورت نفت مخزن قرار گیرد، این تأثیر مشاهده نخواهد شد [۱۴ - ۲۰].

ترکیب شیمیایی نفت مخزن نسبت به آب مخزن از گوناگونی بیشتری برخوردار است. این گوناگونی اثر خود را در سیستم‌های مختلف نفت - آب - سنگ هنگام جابجایی نفت توسط آب نشان می‌دهد، به گونه‌ای که نیروهای بین سطحی آب و نفت و اثر آنها بر روی تولید در سیستم‌های مختلف متفاوت می‌باشد. ترکیب نفت در مجاورت با سطح سنگ می‌تواند تأثیرگذار بوده و اجزای سنگین آن همچون آسفالتین، خاصیت ترشوندگی سنگ را تغییر دهد. مشخص شده که معمولاً سطح سنگ کوارتر به اجزای بازی و سطح سنگ کربناته به اجزای اسیدی نفت تمایلی بیشتری دارند [۲۱ - ۲۲].

همچنین اجزای ترکیب نفت می‌تواند در تشکیل امولسیون آب-نفت هنگام قرار گرفتن در مجاورت با آب و یا رسوب آسفالتین نقش داشته و بر روی میزان تولید تأثیر گذار باشد [۲۱ - ۲۳].

بنابراین میزان تولید نفت بر اثر تزریق آب، در سیستم‌های "نفت - آب - سنگ" که شرایط جابجایی مختلفی دارند می‌تواند خیلی متفاوت باشد. در این پژوهش در سه نوع سیستم متفاوت شبیه‌سازی شده با استفاده از تجهیزات آزمایشگاهی، نفت خام و سنگ مخازن ایران، تولید نفت در اثر فرآیند تزریق آب بررسی شد و نقش نیروهای مکانیکی و کلئیدی که در اثر متقابل نفت - آب - سنگ به وجود آمده و در روند تولید نفت هنگام تزریق آب نقش

سیستم سیلاب‌زنی

در این پژوهش از سیستم تزریق سیالات در دما و فشار مخزن استفاده شده است که مجهز به دستگاه مغزه نگهدار، مخازن آب و نفت، سیستم گرم کننده و سیستم اندازه‌گیری فشار با محدوده‌های مختلف می‌باشد.

سیالات

مشخصات سیالات مورد استفاده در این پژوهش در جدول ۱ نشان داده شده است. نفت مخزن جهت بازسازی ترشوندگی، دکالین به‌عنوان سیال میانی و کروسین در سیستم ۳ به‌عنوان نفت جابجایی شده مورد استفاده قرار گرفته است. جهت اشباع اولیه آب، از آب نمک NaCl با شوری ۲۰۰ mg/g استفاده شده است.

کشش بین سطحی در دمای مخزن و آزمایشگاه با روش قطره‌ای اندازه‌گیری شده است. گرانیوی نفت با روش ASTM D445 تعیین گردیده است.

بازسازی ترشوندگی

جهت بازسازی خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن، نمونه‌های پلاگ پس از شستشو به‌طور کامل در دستگاه اشباع کننده تحت فشار با آب نمک اشباع می‌شوند. پس از تزریق آب نمک در دستگاه مغزه نگهدار و مطمئن شدن از اشباع کامل نمونه‌ها، به‌منظور ایجاد اشباع آب اولیه، نفت مخزن به نمونه سنگ تزریق شده و در شرایط دما و فشار

نزدیک به یک ماه نگه داشته می‌شود. این فرآیند باعث می‌شود یون‌های نفت و آب در مجاورت سطح سنگ به تعادل رسیده و ترشوندگی طبیعی سنگ مخزن ایجاد گردد [۲۴-۲۶].

برطرف‌سازی مشکلات رسوب آسفالتین هنگام آزمایش

به‌دلیل درصد بالای آسفالتین نفت، گاهی اوقات آزمایشات سیلاب‌زنی با مشکلاتی مواجه می‌گردد. جهت برطرف کردن این مشکلات از سوی نرمان مورو روشی پیشنهاد شده است که در آن پس از بازسازی ترشوندگی سنگ مخزن، دکالین به‌عنوان سیال میانی تزریق می‌شود. دکالین بین نفت مخزن و نفت سفید نقش بافر را ایفا کرده و از رسوب آسفالتین نفت مخزن هنگام تزریق نفت سفید جلوگیری می‌نماید. در اثر تزریق دکالین، جابجایی و تخلیه نفت خام در فضای متخلخل سنگ صورت می‌گیرد و فیلم تشکیل شده از مواد قطبی نفت در سطح سنگ باقی می‌ماند. این روش به‌عنوان برطرف کننده مشکلات حین آزمایش با نفت مخزن با آسفالتین بالا، از سوی محققین پذیرفته شده است. با توجه به حفظ نسبت گرانیوی سیالات در شرایط محیط نسبت به شرایط مخزن، نفت مصنوعی پس از دکالین به نمونه‌ها تزریق می‌گردد [۹، ۱۲، ۲۵ و ۲۷]. در این پژوهش در سیستم ۲ از روش پیشنهادی استفاده شده است.

جدول ۱- مشخصات نمونه‌های سنگ و نفت، شرایط آزمایشات و میزان تولید نفت

درصد تولید نسبت به نفت اولیه درجا	نسبت گرانیوی (نفت / آب)	گرانیوی نفت تولیدی cP	کشش بین سطحی آب و نفت تولیدی dyne/cm	شرایط آزمایش			سیستم	در صد تخلخل	نفوذپذیری مطلق mD	سنگ مخزن
				نفت تولید شده	سیال میانی	سیال تزریقی جهت اشباع اولیه آب				
۴۹	۷/۳۱	۴	۲۴	نفت خام	-	نفت خام	۱	۲۵/۲۵	۳/۴۷۶	سنگ مخزن آسماری (سنگ A)
۵۷	۰/۸۱	۱/۴	۳۲	کروسین	دکالین	نفت خام	۲			
۵۰	۱	۱/۴	۲۸	کروسین	-	کروسین	۳	۱۱/۷۴	۰/۴۴۵	سنگ مخزن بنگستان (سنگ B)
۷۱	۱	۱/۴	۲۸	کروسین	دکالین	نفت خام	۲			
۷۶	۷/۱	۳/۸۲	۱۶/۵	نفت خام	-	نفت خام	۱	۱۴/۹۹	۲/۴۰۴	سنگ مخزن آسماری (سنگ C)
۶۳	۱	۱/۴	۲۸	کروسین	-	کروسین	۳			

نتایج و بحث

در مطالعات صورت گرفته با هدف تعیین تأثیر متقابل "نفت-آب-سنگ" و نیروهای تأثیرگذار بر روی میزان و روند تولید نفت، سیستم‌های شبیه‌سازی شده مورد بررسی قرار گرفته است.

نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که رفتار تزریق آب و میزان تولید نفت به ترکیب سیالات و پدیده‌های سطحی که در مرز سنگ و سیالات رخ می‌دهد، بستگی دارد و در سیستم‌های مختلف متفاوت می‌باشد. میزان تولید نفت در اثر تزریق آب در سه سیستم و در دو حالت جابجایی بررسی شده است:

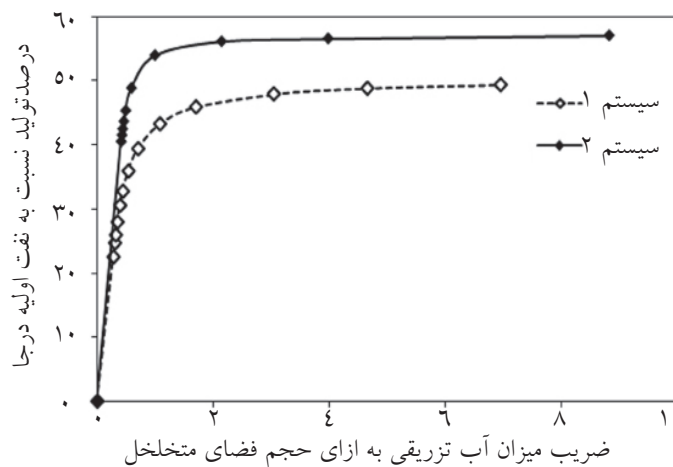
سیستم ۱ و ۳- جابجایی نفت (نفت خام و کروسین) توسط آب، پس از تزریق و ایجاد اشباع آب اولیه.

سیستم ۲- جابجایی کروسین پس از سیال میانی توسط آب.

تزریق آب در سنگ مخزن A (آسماری)

در این نمونه تأثیر متقابل سنگ مخزن و دو سیال و میزان تولید نفت در دو حالت مطالعه شده است: ۱- بازسازی ترشوندگی پس از تزریق نفت خام و ایجاد اشباع آب اولیه و سپس تولید نفت در اثر تزریق آب در دمای مخزن (سیستم ۱)، ۲- تزریق کروسین به سنگ پس از تزریق نفت خام جهت بازسازی ترشوندگی تحت دما و فشار مخزن و تزریق سیال میانی با حفظ نسبت گرانیوی شرایط

مخزن (سیستم ۲). مطابق جدول ۱ میزان تولید نفت در آزمایشات انجام شده در حالت ۱ و ۲ بر روی سنگ مخزن A به ترتیب ۴۹٪ و ۵۷٪ بوده است. همان‌گونه که در شکل ۱ مشاهده می‌شود، کشش بین سطحی در سیستم ۲ (32 dyne/cm) بیشتر از سیستم ۱ (24 dyne/cm) می‌باشد. (شکل ۱). در سیستم ۱ نفت خام پس از ورود به فضای متخلخل طبیعی سنگ اشباع شده با آب مخزن، به تدریج در منافذ موئینه رسوب کرده و توسط سنگ کربناته که از انرژی سطحی بالا و سطح مخصوص و زبری^۱ زیادی برخوردار است، جذب می‌شود. بنابراین در جابجایی نفت توسط آب، سیال جابجا کننده، یعنی آب به نیروی کندن^۲ بیشتری جهت جدا کردن نفت از سطح سنگ نیاز دارد. در سیستم ۲ منافذ و خمیدگی‌های سنگ با فیلم نازک آب و نفت مخزن پوشانده شده است. در جابجایی نفت (در این مورد کروسین)، آب نفت را از سطح یک سیال دیگر، یعنی از سطح سیال میانی جدا می‌کند. نیروهای جذب بین سطوح کروسین و سیال میانی ضعیف‌تر از نیروهای جذب بین آب و سیال میانی می‌باشد، در این صورت آب به نیروی کمتری جهت جدا کردن نفت نیاز دارد. بنابراین در جابجایی نفت از سطح سیال میانی (سیستم ۲) علاوه بر نیروهای کشش بین سطحی آب و نفت، نیروهای بین سطوح آب و سیال میانی نیز در تولید نفت نقش دارند.



شکل ۱- تولید نفت سنگ مخزن آسماری A برحسب مقدار آب تزریقی در جابجایی نفت خام (سیستم ۱) و کروسین پس از سیال میانی (سیستم ۲)

تزریق آب در سنگ مخزن B (بنگستان)

در این سنگ مخزن تولید کروسین توسط تزریق آب در دو حالت بررسی شده است. ابتدا کروسین جهت ایجاد اشباع آب اولیه به نمونه تزریق شده و سپس با آب جابجا گردیده است (سیستم ۳). در حالت دو، کروسین پس از بازسازی سنگ مخزن از نظر ترشوندگی در دمای مخزن و تزریق سیال میانی به سنگ، تزریق شده و سپس در اثر تزریق آب تولید شده است (سیستم ۲). همان‌گونه که در جدول ۱ آمده، میزان تولید نفت در دو حالت فوق برای سنگ مخزن بنگستان به ترتیب ۵۰ و ۷۱٪ بوده است. با اینکه در این دو سیستم، کشش بین سطحی آب و نفت و همچنین نسبت گرانیوی یکسان می‌باشد، علل افزایش تولید کروسین پس از سیال میانی توسط تزریق آب، مانند سنگ مخزن آسماری A در سنگ مخزن بنگستان نیز نمایان می‌شود. هنگام جابجایی نفت توسط آب در سنگ مخزن بنگستان، نیروهای کشش بین سطحی آب و نفت و گرانیوی بی‌تأثیر بوده و تفاوت چشمگیر در میزان تولید نفت در دو سیستم را می‌توان به تفاوت سطوح سنگ مخزن و سیال میانی که نفت از آنها جدا شده و همچنین اختلاف انرژی سطحی آنها مرتبط کرد (شکل ۲).

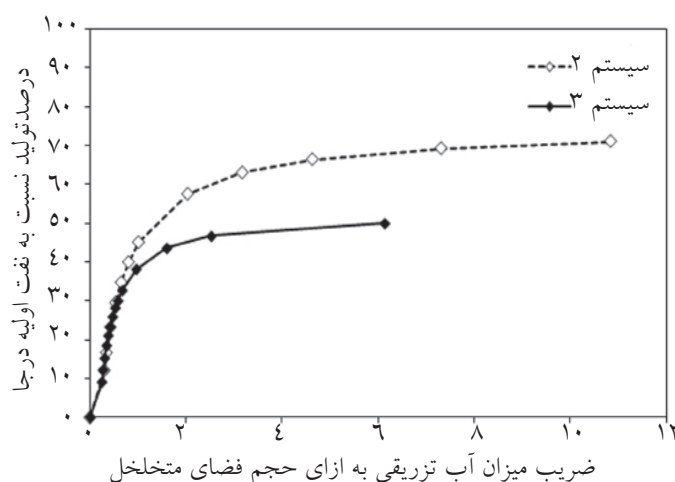
تزریق آب در سنگ مخزن C (آسماری)

در این سنگ مخزن میزان تولید نفت خام مخزن و کروسین در اثر تزریق آب در دو حالت مختلف بررسی شده است. در حالت اول جابجایی نفت مخزن پس از بازسازی ترشوندگی

سنگ مخزن (سیستم ۱) و در حالت دوم جابجایی کروسین در سنگ بازسازی نشده صورت گرفته است (سیستم ۳). مطابق جدول ۱، میزان تولید نفت در حالت اول ۷۶٪ و در حالت دوم ۶۳٪ بوده است. در هر دو حالت نفت پس از آب جهت ایجاد اشباع آب اولیه به سنگ مخزن تزریق شده است. کشش بین سطحی آب و نفت خام مخزن $16/5 \text{ dyne/cm}$ و بین سطوح آب و کروسین 28 dyne/cm می‌باشد. هنگامی که نفت مخزن با هدف ایجاد اشباع آب اولیه وارد منافذ اشباع شده با آب می‌شود، به دلیل وجود رزین‌ها و آروماتیک‌ها در نفت مخزن، پراکندگی کلوئیدی پایدار به وجود می‌آید. نفت خام مخزن دارای مواد سطحی فعال است که می‌تواند کشش بین سطحی را در مرز آب کاهش دهد. به همین دلیل هنگام جابجایی نفت خام مخزن توسط آب، نیروهای جذب بین سطوح آنها قوی‌تر از نیروهای دفع می‌باشند.

این نیروها بر حرکت نفت مخزن هنگام تزریق آب اثر مثبت می‌گذارد و نفت به مدت طولانی همراه آب تولید می‌شود.

در سیستم ۳ هنگامی که کروسین به فضای متخلخل اشباع شده با آب وارد می‌شود، به قطرات ریز تقسیم شده و در منافذ موئینه به تله می‌افتد. علت این مسأله، قوی بودن نیروهای جذب بین ملکولی و اندروالاس آب نسبت به کروسین و ضعیف بودن نیروهای جذب بین ملکول‌های آب و کروسین به دلیل پایین بودن قطبیت کروسین می‌باشد.



شکل ۲- تولید نفت سنگ مخزن بنگستان B برحسب مقدار آب تزریقی در جابجایی کروسین بدون سیال میانی (سیستم ۳) و پس از سیال میانی (سیستم ۲)

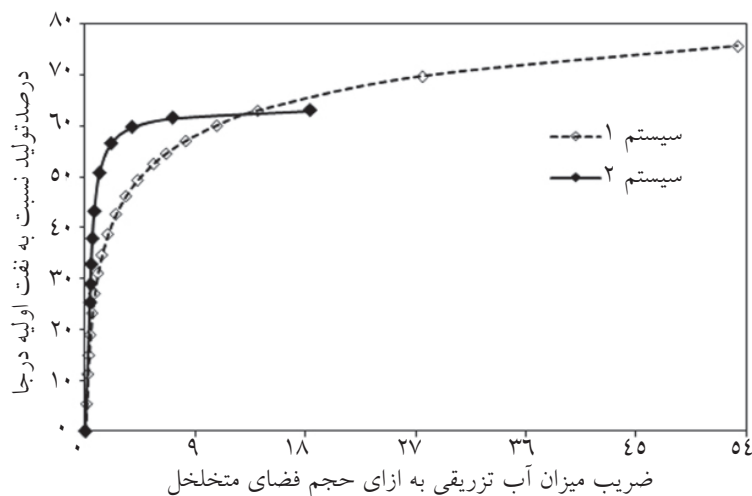
تزریق ۵ برابر حجم فضای متخلخل به دست آمده است. هنگام جابجایی نفت توسط تزریق آب در این سنگ، نیروهای جذب منجر به کاهش سریع کشش بین سطوح آب و نفت شده و در نتیجه با تزریق اندکی آب، بیشتر حجم نفت تولید شده است. مطابق شکل ۴، جهت تولید ۲۶٪ بعدی از حجم نفت، ۴۸ برابر حجم فضای متخلخل آب مصرف شده است.

سیستم ۲- در این سیستم پس از تزریق نفت مخزن جهت ایجاد اشباع آب اولیه و بازسازی ترشوندگی سنگ مخزن، سیال میانی قبل از کروسین با هدف برطرف سازی رسوب آسفالتین تزریق شده است. جابجایی کروسین توسط تزریق آب در سنگ مخزن آسماری A و بنگستان B انجام گرفته و میزان تولید به ترتیب ۵۷٪ و ۷۱٪ بوده است. در این دو سنگ نسبت گرانیوی نزدیک است و کشش بین سطحی آب و کروسین در جابجایی سنگ مخزن بنگستان کمتر می باشد (جدول ۲). در سنگ آسماری جهت تولید نیمی از حجم نفت کمتر از یک برابر حجم فضای متخلخل آب مصرف شده است، در صورتی که جهت تولید ۵۰٪ از نفت در سیستم ۱ در این سنگ، ۷ برابر حجم فضای متخلخل، آب مصرف شده بود. در سنگ بنگستان B، ۵۰٪ اولیه نفت با تزریق ۱/۵ برابر حجم فضای متخلخل آب حاصل شده و نهایتاً با تزریق ۱۰/۸ برابر حجم ۷۱٪ نفت تولید شده که در شکل ۵ به خوبی قابل مشاهده است.

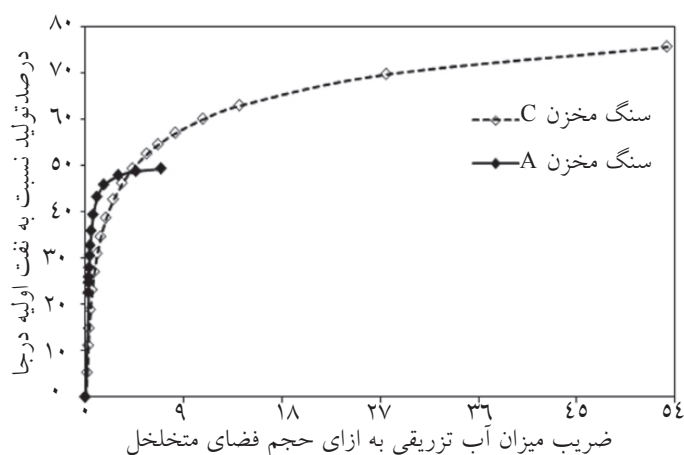
در این حالت نیروی دفع بین دو سطح آب و کروسین وجود دارد و کشش بین سطحی زیاد است. بنابراین در سنگ مخزن آسماری میزان تولید نفت هنگام تزریق آب تحت تأثیر نیروهای کشش بین سطحی می باشد و در جابجایی با کشش بین سطحی کمتر، تولید نفت بیشتر است (شکل ۳).

بررسی نتایج تزریق آب در سیستم های مختلف

سیستم ۱- جابجایی نفت خام در اثر تزریق آب در دو سنگ مخزن آسماری A و C انجام شده است. تولید نفت در پایان تزریق آب به ترتیب ۴۹٪ و ۷۶٪ بوده است. از پارامترهای جابجایی موجود در جدول ۲ مشخص می شود که بالاتر بودن عبوردهی و درصد تخلخل سنگ مخزن آسماری A نسبت به سنگ مخزن آسماری C، در میزان تولید نفت این سنگ تأثیری نداشته است. نزدیک بودن نسبت گرانیوی و اختلاف کشش بین سطحی در دو جابجایی نشان می دهد که نیروهای بین سطوح آب و نفت خام مخزن، در میزان تولید نفت هنگام تزریق آب نقش اساسی داشته است. حجم آب تزریقی جهت تولید نفت نهایی نیز در دو سنگ آسماری اختلاف زیادی دارد. در سنگ آسماری A فرآیند تزریق آب با تزریق ۷ برابر حجم فضای متخلخل پایان یافته و حداکثر ۴۹٪ نفت تولید شده است. در سنگ آسماری C، ۵۰٪ اولیه از نفت با



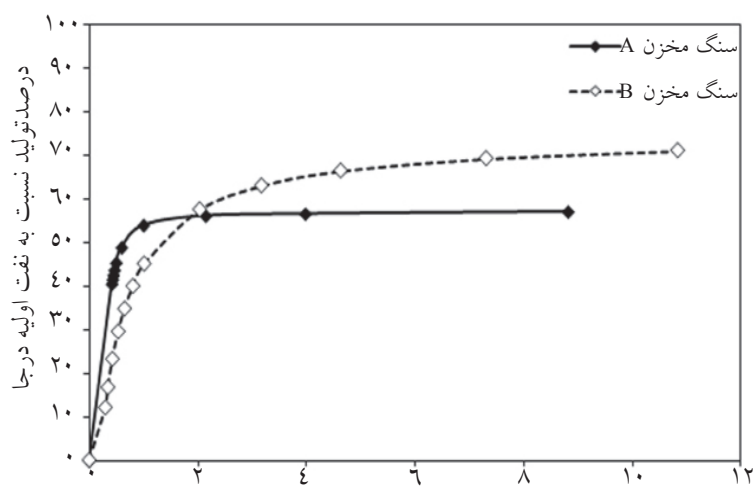
شکل ۳- تولید نفت سنگ مخزن آسماری C بر حسب مقدار آب تزریقی در جابجایی نفت خام (سیستم ۱) و کروسین (سیستم ۲)



شکل ۴- تولید نفت در جابجایی نفت خام (سیستم ۱) در سنگ مخزن آسماری A و C بر حسب مقدار آب تزریقی

جدول ۲- حجم آب تزریقی و میزان تولید نفت در ۳ سیستم مختلف

سیستم	سنگ	نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن، mD	در صد تخلخل سنگ مخزن %	کشش بین سطحی آب و نفت تولیدی dyne/cm	نسبت گرانی (نفت/آب)	درصد تولید نفت نسبت به نفت اولیه در جا	ضریب میزان آب تزریقی جهت تولید نفت نهایی به ازای حجم فضای متخلخل	ضریب میزان آب تزریقی جهت تولید ۵۰٪ نفت به ازای حجم فضای متخلخل
۱	آسماری A	۳/۴۷۶	۲۵/۲۵	۲۴	۷/۳۱	۴۹	-	۷
	آسماری C	۲/۴۰۴	۱۴/۹۹	۱۶/۵	۷/۱	۷۶	۵	۵۳
۲	آسماری A	۳/۴۷۶	۲۵/۲۵	۳۲	۰/۸۱	۵۷	۰/۷	۸/۸
	بنگستان B	۰/۴۴۵	۱۱/۷۴	۲۸	۱	۷۱	۱/۵	۱۰/۸
۳	بنگستان B	۰/۴۴۵	۱۱/۷۴	۲۸	۱	۵۰	۶	۶
	آسماری C	۲/۴۰۴	۱۴/۹۹	۲۸	۱	۶۳	۱	۱۸



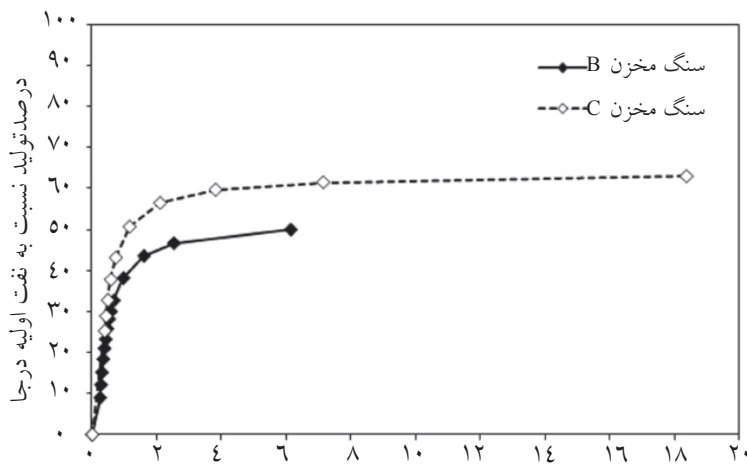
شکل ۵- تولید نفت در جابجایی کروسین پس از سیال میانی (سیستم ۲) در سنگ مخزن آسماری A و بنگستان B بر حسب مقدار آب تزریقی

آسماری C جهت تولید همین مقدار نفت ۱ برابر حجم مذکور آب تزریق شده است. نهایتاً در سنگ آسماری C با تزریق آب به میزان ۱۸ برابر حجم فضای متخلخل، ۶۳٪ نفت تولید شده است (شکل ۶). بالا بودن درصد تخلخل و نفوذپذیری سنگ آسماری C، کمک می‌کند ابتدا کروسین از منافذ درشت تولید شود و تولید ۱۳٪ باقی‌مانده با تزریق حدوداً ۱۷ برابر حجم فضای متخلخل آب انجام می‌گیرد. در این حالت نیروهای موئینه تأثیر خود را نشان می‌دهد. در این دو سنگ می‌توان گفت که میزان تولید نفت بیشتر تحت تأثیر نیروهای موئینه بوده است.

پس از بررسی نتایج تزریق آب در سیستم‌های متفاوت جابجایی، می‌توان نتیجه‌گیری کرد که تأثیر متقابل نسبت گرانیوی و میزان تولید نفت روند مشخصی ندارد (شکل ۷).

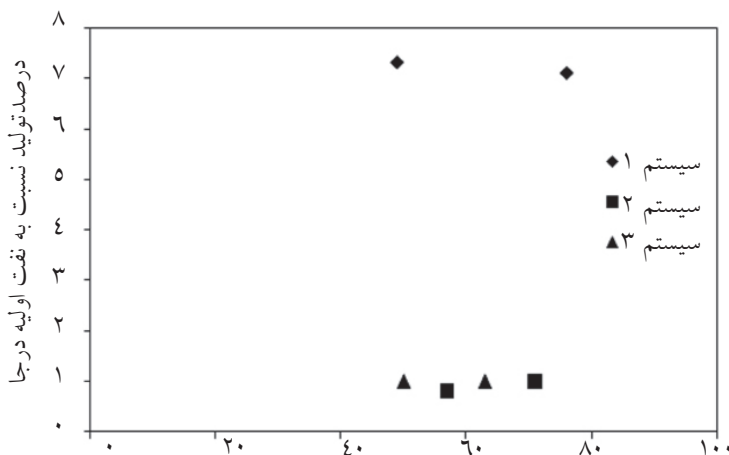
بالا بودن درصد تخلخل و نفوذپذیری سنگ آسماری A نسبت به سنگ بنگستان B و همچنین سهولت جدا شدن نفت از سطح سیال میانی، تأثیر خود را تا ۵۰٪ تولید نفت نشان می‌دهد. حتی در سنگ A برای تولید ۵۰٪ نفت، آب کمتری نسبت به سنگ بنگستان B تزریق شده است اما در نهایت حجم آب تزریقی در دو سنگ خیلی نزدیک است که دلیل آن به حضور سیال میانی برمی‌گردد.

سیستم ۳ - جابجایی کروسین توسط تزریق آب در سنگ مخزن بنگستان B و آسماری C انجام شده است که مطابق جدول ۲، در سیستم بررسی شده برای این دو سنگ، کشش بین سطحی و نسبت گرانیوی یکسان می‌باشد. در سنگ بنگستان B برای تولید ۵۰٪ نفت که مقدار تولید نهایی نیز می‌باشد، ۶ برابر حجم فضای متخلخل و در سنگ



ضریب میزان آب تزریقی به ازای حجم فضای متخلخل

شکل ۶- تولید نفت در جابجایی کروسین (سیستم ۳) در سنگ مخزن بنگستان B و آسماری C بر حسب مقدار آب تزریقی



ضریب میزان آب تزریقی به ازای حجم فضای متخلخل

شکل ۷- ارتباط تولید نفت و نسبت گرانیوی نفت و آب

نتیجه‌گیری

نتایج تحقیقات صورت گرفته نقش مؤثری در شناخت و ارزیابی اثرات متقابل سنگ و دو سیال نفت و آب و همچنین نیروهای تأثیرگذار بر روی جابجایی نفت در اثر تزریق آب ایفا می‌نماید.

- در نتیجه تحقیقاتی که در سیستم‌های مختلف متشکل از «نفت- آب- سنگ» صورت گرفت، مشخص شد که در میزان تولید نفت، پدیده‌های سطحی که در مرز دو سیال و سنگ هنگام تأثیر متقابل رخ می‌دهد، نقش مهمی دارد - نتایج این تحقیقات نشان داد که در جابجایی نفت توسط آب از سطوح متفاوت با نسبت گرانی و کشش بین سطحی یکسان، میزان تولید نفت و حجم آب تزریقی تحت تأثیر انرژی سطحی و تأثیر متقابل ملکولی سطوح می‌باشد (سیستم ۲ و ۳ در سنگ مخزن بنگستان).

- در جابجایی نفت خام و کروسین، نیروهای بین سطحی آب و نفت در میزان تولید تأثیرگذار هستند. تولید نفت در کشش بین سطحی کمتر افزایش می‌یابد. (سنگ مخزن آسماری C). در دو جابجایی نفت مخزن نیز نتیجه مشابه به دست آمده است (سیستم ۱ سنگ مخزن آسماری A و C).

- بررسی مقدار آب تزریقی و میزان تولید نفت نشان می‌دهد که بیشترین اختلاف هنگام جابجایی نفت مخزن به وجود می‌آید. این نتیجه بیانگر آن است که ترکیب نفت

خام، کشش بین سطحی موجود در مرز آب و نفت مخزن، نیروهای جذب و دفع الکترواستاتیکی بین ملکول‌های این سیالات و پایداری سیستم کلئیدی مهم‌ترین عوامل تولید نفت می‌باشند.

- بررسی نتایج تزریق آب در سیستم‌های متفاوت جابجایی نشان می‌دهد که تأثیر متقابل نسبت گرانی و میزان تولید نفت روند مشخصی ندارد.

- در صورت شرایط مشابه جابجایی نفت توسط آب در دو سنگ مخزن متفاوت، نیروهای مؤینه بر روی میزان تولید نفت تأثیرگذار هستند. در سنگ مخزنی با درصد تخلخل و نفوذپذیری کمتر، این تأثیرات بیشتر نمایان می‌شود (سیستم ۳ سنگ B و C).

- هنگام جابجایی نفت توسط تزریق آب، میزان تولید نفت و همچنین برتری نیروهای مختلف از جمله نیروهای کلئیدی، مؤینه و کشش بین سطحی دو سیال، تحت تأثیر شرایط موجود سیستم «نفت- آب- سنگ» می‌باشد.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از کارکنان واحد پژوهش مغزه‌های نفتی و گازی پژوهشکده مهندسی نفت به دلیل انجام آزمایشات این تحقیقات تشکر و قدردانی می‌نمایند.

منابع

- [1] Anderson W.G., "Wettability literature survey – Part 5: The effects of wettability on relative permeability", JPT, pp.1453-1468, Nov. 1987.
- [2] Anderson W.G., "Wettability literature survey – Part 6: The effects of wettability on waterflooding", JPT, pp.1605-1622, Dec.1987.
- [3] Norman R. Morrow, "Wettability and its effect on oil recovery", JPT, pp.1476-1484, Dec. 1990.
- [4] Craig F.F., "The reservoir engineering aspects of waterflooding. Monograph series", SPE, Richardson, TX 3, 1971.
- [5] Jadhunandan P.P. & Norman R. Morrow, "Effect of wettability on waterflood recovery for crude oil-brine- rock systems", SPE, pp. 40-46, Feb.1995.
- [6] Zhou X. & Norman R. Morrow, "Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time, and oil recovery by spontaneous imbibitions and waterflooding", SPE, pp.199-207, June, 2000.
- [7] Watson W.W. & Boukadi F., "Effect of surface area and pore size distribution on oil recovery at breakthrough, oil recovery at floodout, residual oil saturation and wettability", SCA 9007.
- [8] Tong Z., Xie X., Norman R. Morrow, "Scaling of viscosity ratio for oil recovery by imbibitions from mixed-wet rocks", SCA2001-21.
- [9] Tie H., & Norman R. Morrow, "Oil recovery by spontaneous imbibitions before and after wettability alteration of three carbonate rocks by a moderately asphaltic crude oil", SCA2005-11.
- [10] Norman R. Morrow, Lim, H.T. & Ward, J.S., "Effect of crude oil induced wettability changes on oil recovery", SPE Formation Evaluation, pp.89-103, Feb.1986.
- [11] Tie H., & Norman R. Morrow, "Low-flood-rate residual saturations in carbonate rocks", SPE10470, 2005 International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar.
- [12] Al-Shurairi H.S., Grattoni C.A. & Muggeridge A.H., "Numerical and experimental investigation into the effect of viscosity and injection rate on relative permeability and oil recovery", SCA2005-40.
- [13] Kamath J. , Meyer R.F. & Nakagawa F.M., "Understanding waterflood residual oil saturation of four carbonate rock types", SPE71505, presented at the 2001 SPE annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 30- Oct.3.
- [14] Buckley, J.S. & Norman R. Morrow., "Characterization of crude oil wetting behavior by adhesion tests", SPE/DOE 20263, April 1990.
- [15] Norman R. Morrow, Tang G.O. & Xie X., "Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 20, pp.267-276, 1998.
- [16] Tang G.O. & Norman R. Morrow., "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 24, pp.99-111, 1999.
- [17] Sharma M.M. & Filoco P.R., "Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations", SPE Journal, Vol.5, No.3, pp.293-300, Sept.2000.
- [18] Yildiz H.O., Valat M. & Morrow N.R., "Effect of brine composition on recovery of an Alaskan crude oil by wa-

terflooding” J. Can. Pet. Technology, pp.26-31, no.38, 1999.

[19] Tang G.O. & Norman R. Morrow., “*Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding*”, SPE Reservoir Engineering, pp.269-276, Nov.1997.

[20] Zhang Y., Xie X. & Norman R. Morrow., “*Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores*”, paper number: SPE 109849, 2007.

[21] Buckley J.S. & Liu Y., “*Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions*”, Presented at the 4th Int. Symp. On evaluation of Reservoir Wettability and its Effect on oil Recovery, Montpellier, France, pp. 11-13, Sept.1996.

[22] Buckley J.S., Liu Y., Xie X. & Norman R. Morrow, “*Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition*”, SPE Journal, No.2, pp. 107-119, June 1998.

[23] Anderson W.G., “*Wettability literature survey – Part1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability*”, JPT, pp.1125-1149, Oct.1986.

[24] Cuiec L.E., “*Restoration of the natural state of core samples*”, SPE 5634 presented at the 1975 SPE annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28- Oct.1.

[25] Mungan N., “*Certain wettability effects in laboratory waterfloods*”, JPT, pp.247-252, Feb.1966.

[26] Tong, Z. & Norman R. Morrow., “*Crude oil composition and the stability of mixed wettability in sandstones*” CA2002-31.

[27] Tie H., Zhengxin T. & Norman R. Morrow, “*The effect of different crude oil/brine/rock combinations on wettability through spontaneous imbibitions*”, SCA2003-02.