

مطالعه آزمایشگاهی اثر شوری آب و ترشوندگی اولیه بر میزان برداشت نفت

محمد محبوبی فولادی^۱، بهزاد رستمی^{۱*} و پیمان پورافشاری^۲

۱. انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه تهران، ایران

۲. دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه سلطان قابوس، مسقط، عمان

تاریخ دریافت:

تاریخ پذیرش:

چکیده

سیلاب شورآب رقیق در بسیاری از تست‌های آزمایشگاهی و میدانی موجب ازدیاد برداشت ثانویه و ثالثیه نفت شده است. گستردگی واکنش‌ها و فعل و انفعالات در این نوع سیلاب‌زنی، محققان را به بررسی و یافتن سازو کارهای اصلی و حاکم در این فرآیند سوق داده است. برای توصیف برهم‌کنش‌ها، مکانیزم‌های متعددی بیان شده که از آن جمله می‌توان به مهاجرت ذرات ریز، افزایش PH، تبادل چند یونی و انبساط لایه‌دوگانه الکتریکی اشاره کرد، اما هیچ‌کدام به دلیل پیچیدگی در برهم‌کنش سنگ/سیال به‌عنوان یک مکانیزم جامع مورد قبول واقع نشده‌اند. تاکنون آنچه که بیشتر در تحقیقات گذشته عنوان شده است، ایجاد حالت ترشوندگی مساعدتر با تزریق شورآب رقیق می‌باشد. در این مطالعه آزمایشگاهی که بر روی مغزه‌های فشرده ماسه‌ای انجام شده است، اثرات شوری آب، پیرسازی نفت در مغزه و ذرات ریز موجود در نمونه بر روی میزان برداشت نفت، نقاط انتهایی تراوایی نسبی آب در مقادیر متفاوت شوری آب و همچنین تغییر ترشوندگی سنگ مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که در تزریق شورآب رقیق، بدون حضور کانی رسی و یون‌های دوظرفیتی و با تزریق آب نمک سدیم کلرید، برداشت ثالثیه نفت افزایش می‌یابد و البته این افزایش برای نمونه تحت استراحت واقع شده بیشتر بود. همچنین تغییر ترشوندگی به سمت آب‌دوستی بیشتر با استفاده از داده‌های سیلاب‌زنی مورد بررسی قرار گرفت.

کلمات کلیدی: سیلاب‌زنی، شورآب رقیق، ترشوندگی، تراوایی نسبی، مهاجرت ذرات ریز، ازدیاد برداشت

مقدمه

نظیر تزریق گاز و ازدیاد برداشت شیمیایی، به‌عنوان مهم‌ترین و کاربردی‌ترین روش برای حفظ فشار مخزن بعد از کاهش فشار اولیه و همچنین روبش نفت به سمت چاه‌های تولیدی شناخته شده است [۱].

فرآیند سیلاب‌زنی با آب دردهه‌های متمادی، حتی بعد از توسعه روش‌های دیگر ازدیاد برداشت

در برداشت را با تولید سورفکتانت و کاهش کشش بین سطحی سبب شود. لاگر و همکاران^۵ مکانیزم تبادل چندیونی^۶ در حضور کاتیون‌های چند ظرفیتی را عامل اصلی ازدیاد برداشت در شرایط کم‌شور دانسته و همچنین در سال ۲۰۰۷، کائولینیت را عامل اساسی این مکانیزم مطرح کردند [۹]. لایتلم و همکاران عنوان کردند که میزان کاتیون‌ها در شورآب غلیظ برای غربال بارهای منفی سطح مشترک آب/نفت و سطوح رس کافی است که سبب کاهش نیروهای دافعه الکترواستاتیکی می‌شود [۱۰]. پتانسیل زتای^۷ سطح کانی کاهش خواهد یافت، بنابراین آب با شوری بالا پتانسیل الکتریکی منفی در سطح لغزشی را می‌کاهد. توانایی کاتیون‌ها برای غربال بارهای منفی سطح با تزریق شورآب رقیق به مخزن کاهش خواهد یافت. نتیجه، افزایش نیروهای دافعه بین سطح رس و سطح مشترک آب/نفت خواهد بود و موجب انبساط لایه دوگانه الکتریکی^۸ خواهد شد که تابعی از پتانسیل زتای سطح نیز می‌باشد [۱۱]. در این شوری نفت از سطح جدا خواهد شد چرا که نیروهای دافعه بین سطح کانی و فاز نفت بیشتر از نیروی پیوندی برای کمپلکس‌های آلی- فلزی می‌گردد [۱۲]. اما سیسوخو^۹ و همکاران آزمایش سیلاب شورآب رقیق را بدون حضور کاتیون‌های دوظرفیتی ترتیب دادند که نتیجه آن افزایش برداشت نفت بود [۱۳]. این نتیجه همچنین توسط محققین دیگر نیز گزارش شد [۱۴]. سیسوخو و همکاران همچنین نشان دادند که حضور و میزان کاتیون‌های دوظرفیتی، پارامترهای موثر در بهینه‌سازی افزایش بازیافت نفت در تزریق شورآب رقیق نیستند.

در مطالعات انجام شده برای بهبود بازده سیلاب‌زنی با آب مشاهده شده است که میزان شوری آب و همچنین ترکیب آب تزریقی می‌تواند برضریب بازیافت نفت تاثیر به‌سزایی داشته باشد و از آنجا که مقدار قابل توجهی از مخازن ایران در نیمه دوم عمر خود می‌باشند و با سیر نزولی در تولید نفت همراه شده‌اند، استفاده از روشی مناسب که بتواند بهترین تاثیر را با توجه به امکانات موجود در افزایش برداشت و کاهش میزان نفت باقی‌مانده و ایجاد ترشوندگی مطلوب و بهینه داشته باشد، بسیار ضروری به نظر می‌رسد. مطالعات انجام شده به‌طور جامع اثرات شوری آب روی ترشوندگی، تراوایی نسبی، فشار موینگی و اشباع نفت باقی‌مانده را بررسی نموده‌اند و اگرچه این تاثیرات به نظر جدا از مکانیزم مهاجرت ذرات ریز هستند، اما ممکن است به‌طور همزمان با مهاجرت ذرات ریز رخ دهند [۳ و ۲]. مهاجرت ذرات و کاهش تراوایی ناشی از آن، در آزمایش‌های سیلاب‌زنی مغزه، در نتیجه کاهش شوری آب، افزایش سرعت جریان و یا تغییر در PH و دمای آب اتفاق می‌افتد که می‌توان به‌عنوان یک روش عملی برای برقراری کنترل پویایی^۱ به واسطه ذرات مهاجرت یافته القایی در فاز آبی به آن نگریست [۵ و ۴]. تانگ و مورو^۲ [۶] در دانشگاه وایومینگ^۳ با انجام آزمایشات مختلف روی نمونه‌های ماسه‌سنگی به این نتیجه رسیدند که حضور رس، اشباع آب اولیه و نفت خام که حاوی ترکیبات قطبی می‌باشد، سه شرط لازم برای افزایش برداشت نفت توسط سیلاب‌زنی با آب کم شور می‌باشند. مک‌گویر^۴ و همکاران مشاهده نمودند که تاثیر شورآب رقیق مرتبط با نوع آلکالین سیلاب‌زنی است [۷]. اگر سطح PH به بالای ۹ درون مخزن نفتی برود، فرآیند سیلاب‌زنی معادل سیلاب آلکالین خواهد بود. مقادیر زیاد PH واکنش اجزای اسیدی نفت خام را فعال می‌کند، لذا سبب ایجاد سورفکتانت خواهد شد [۸]. مک‌گویر و همکاران بیان داشتند که PH بالا می‌تواند افزایش

1. Mobility
2. Tang & Morrow
3. Wyoming
4. McGuire
5. Lager et al.
6. Multiple Ion Exchange (MIE)
7. Zeta Potential
8. Double Layer Expansion (DLE)
9. Cissokho

تجهیزات آزمایشگاهی و روش انجام

نفت خام

نفت خام مورد استفاده از یکی از مخازن جنوب ایران تامین شده است. همچنین نفت خام از کاغذ صافی $2/5 \mu\text{m}$ با استفاده از پمپ خلا برای حذف ذرات جامد احتمالی عبور داده شد. خواص نفت در جدول (۲) آورده شده است.

فاز آب

از آب سازندی برای اشباع اولیه مغزه استفاده شده جدول (۳) و سپس تزریق شورآب به مغزه حاوی نفت، توسط آب نمک سدیم کلرید انجام گرفت. این آب نمک ساختگی توسط حل شدن مقادیر وزنی معینی از نمک سدیم کلرید در آب مقطر حاصل می شود.

همچنین آستاد و همکاران^۱ لیستی از حالات تاثیر آب کم شور را با توجه به کار انجام شده توسط گروه تحقیقاتی مورو و محققان شرکت نفت بریتانیا^۲ به صورت خلاصه زیر ارائه کردند که در جدول (۱) می آید [۱۵].

در این تحقیق سعی شده است تا اثر تزریق آب با شوری های مختلف به دو نمونه فشرده از دانه های ماسه ای که حاوی ذرات ریز نیز هستند در دو حالت تحت پیرسازی^۳ و بدون پیرسازی بررسی شود و میزان بازیابی نفت در دو حالت ثانویه و ثالثیه در این دو نمونه مقایسه گردند. در آزمایشات از دو مغزه مصنوعی و پنج نمونه شورآب تزریقی با نمک سدیم کلرید استفاده شده است.

جدول ۱ شرایط مورد نیاز برای اثرگذاری فرآیند تزریق شورآب رقیق (آستاد و همکاران، ۲۰۱۰) [۱۵].

پارامتر	شرایط لازم
محیط متخلخل	ماسه سنگ: اثر سیلاب کم شور در مخازن کربناته خالص سندیت نیافته، اما پو و همکارانش اثر شورآب رقیق را در مخازن ماسه سنگی حاوی کریستال های دولومیت مشاهده کردند. حضور رس الزامی است (کانولینیت؟).
نفت	باید شامل اجزای قطبی باشد (مانند اسیدها و بازها).
آب سازند	باید حاوی کاتیون های دو ظرفیتی باشد. حضور آب اولیه که بهره وری نیز به آن وابسته است.
آب تزریقی	شوری معمول بین ۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰ است، اما اثرات آن تا شوری ۵۰۰۰ ppm نیز مشاهده شده است.
آب تولیدی	PH آب خروجی معمولاً در حدود ۳-۱ واحد در زمان تزریق آب با شوری کم در سیستم های غیر بافیری، افزایش می یابد. این مساله ثابت نشده است که اثر آب کم شور حتماً باید با افزایش در PH دیده شود. در بعضی موارد، تولید ذرات ریز به ثبت رسیده است.
تراوایی	معمولاً افزایش در اختلاف فشار حین سیلاب شورآب رقیق رخ می دهد که می تواند ناشی از مهاجرت ذرات ریز یا تشکیل امولسیون آب/نفت باشد. گاهی اوقات تغییری در داده های نقطه انتهایی بین سیلاب زنی آب با شوری زیاد و کم وجود ندارد.
دما	به نظر می رسد که حدی برای دما که اثرات تزریق شورآب رقیق دیده شود، وجود ندارد.

جدول ۲ ویژگی های نفت استفاده شده.

چگالی (gr/ml)	ویسکوزیته (cp)	فشار آزمایش (psi)	دمای آزمایش (°C)	عدد بازی	عدد اسیدی	محتوای آسفالتن %
۰/۸۵	۷	۱۴/۷	۲۵	۲/۵	۱/۱	۴

1. Austad et al
2. British Petroleum
3. Aging

جدول ۳ ترکیب یونی آب‌سازندی استفاده شده.

یون‌ها	Na	Ca	Mg	Cl	HCO ₃	SO ₄	TDS (ppm) ^۱
غلظت (mg/l)	۶۵۰۰۰	۱۲۴۱۶	۱۹۹۷	۱۲۸۷۵۴	۳۱/۷	۳۹	۲۱۲۰۰۰

ویژگی‌های یکسان بوده و خواص پتروفیزیکی مشابه داشته باشند. در ابتدای امر، دانه‌های ماسه پس از شستشو درون یک غلاف لاستیکی^۴ قرار داده و فشرده می‌شوند. سپس نمونه درون مغز هنگه‌دار قرار گرفته و فشار جانبی ۸۰۰ psi بر طرفین غلاف لاستیکی اعمال می‌شود. پس از اطمینان از عدم نشستی از جوانب مغزه نگه‌دار، با استفاده از پمپ خلا، مغزه خلا می‌شود. سپس مغزه توسط آب سازندی اشباع شده و در این مرحله تخلخل و تراوایی اولیه نیز محاسبه می‌گردد. سپس نمونه با دبی پایین تحت تزریق نفت قرار می‌گیرد تا به اشباع آب باقی‌مانده^۵ برسد و پس از آن نمونه اول به مدت ۲۴ hr در شرایط فشار اتمسفری و دمای محیط در تماس با نفت قرار گرفته و نمونه دوم به مدت ۱۰ روز در فشار اتمسفری و تحت دمای ۸۰ °C در کوره تحت پیرسازی قرار می‌گیرد.

در نهایت شورآب‌های تهیه شده و موجود در سل انتقال^۶ با درجات شوری متفاوت به ترتیب از شوری زیاد تا شوری‌های کم با استفاده از پمپ تزریقی و با دبی ۱ cc/min به درون مغزه تزریق می‌شوند. به اولین تزریق به مغز اشباع از نفت در اشباع باقی‌مانده آب، برداشت در حالت ثانویه گفته که در انتهای این برداشت فشار پایا شده و دیگر تولیدی نخواهد بود و تزریق‌های بعد از تزریق شورآب اولیه، همگی برداشت در حالت ثالثیه نفت را نشان می‌دهند که می‌تواند از میزان نفت باقی‌مانده^۷ در حالت ثانویه بکااهد. در این مرحله نیز هر کدام از تزریق‌ها، بعد از پایایی فشار و اتمام تولید هر یک از این مراحل به شورآب بعدی منتقل می‌شود.

در آزمایش‌ها از پنج شوری متفاوت استفاده شده است که در جدول (۴) آمده است. همه آب‌نمک‌های موجود از فیلترهای کاغذی ۲/۵ μm برای فیلتر نمودن ذرات و مواد جامد احتمالی حل نشده در محلول عبور داده شده‌اند و این کار با خلا کردن توسط پمپ خلا انجام شد که هرگونه گاز حل شده در آب نمک‌ها را نیز از بین می‌برد.

دانه‌های ماسه‌ای و مغزه‌ها

از ماسه سنگ‌های غیر مستحکم^۲ یکی از مخازن ایران که با مشکل مهاجرت ذرات و آسیب سازند درگیر است، در این تست‌ها پس از شستشو با تولوئن و متانول به صورت دانه بندی شده استفاده گردید. مقادیر اندازه‌های مختلف ماسه‌ها پس از الک کردن با مش‌های مختلف به دست آمد که در جدول (۵) به صورت درصد وزنی برای هر مش قابل مشاهده است. حضور حدود ۰/۵٪ ذرات ریز از جنس خود دانه‌های ماسه‌ای (کوارتز) نشانگر در نظر گرفتن این عامل موثر در تحقیقات پیشین می‌اشد. همچنین جدول (۶) ویژگی‌های دو نمونه حاصل از فشرده‌سازی دانه‌های ماسه‌ای که مورد آزمایش قرار می‌گیرند را نشان می‌دهد. با استفاده از دستگاه هاون آگات، سایز دانه‌های ماسه‌ای با انجام عمل سایش توسط آسیای گلوله آگات به ۷۵ μm رسانده شد. سپس با استفاده از ریفل^۳ نمونه را تقسیم کرده و یک مقدار تصادفی برای آزمایش XRD گرفته شد. مطابق شکل (۱) همان‌طور که مشاهده می‌شود اکثریت ترکیب ماسه سنگ را کوارتز (SiO₂) تشکیل می‌دهد.

روش انجام آزمایش

با توجه به این که یکی از اهداف این آزمایش‌ها، مقایسه نتایج حاصل از این دو نمونه است، بنابراین سعی شد تا حد ممکن نمونه‌ها، دارای

1. Total Dissolved Solid
2. Unconsolidated Sandstone
3. Rifle
4. Sleeve
5. Swi
6. Transfer Vessel
7. Sor

جدول ۴ ترکیب سدیم کلرید استفاده شده.

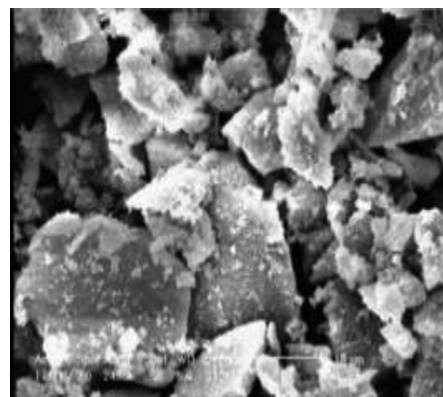
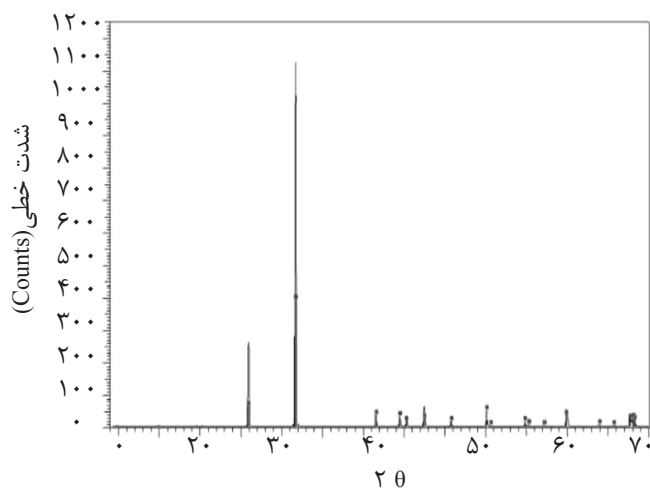
نمک	HSW(g/l)	g/l MSW)	LSW1 g/l	g/l LSW ^۲	g/l LSW ^۳	DIW g/l
NaCl	۴۰	۱۰	۴	۲	۰/۵	۰
یونها	(HSB (mole/l)	(MSB (mole/l)	(LSB1 (mole/l)	(LSB2 (mole/l)	(LSB3 (mole/l)	(DIW (mole/l)
Na	۰/۶۸۵	۰/۱۷	۰/۰۶۸	۰/۰۳۴	۰/۰۰۸۵	۰
Cl	۰/۶۸۵	۰/۱۷	۰/۰۶۸	۰/۰۳۴	۰/۰۰۸۵	۰
(TDS(PPM	۴۰۰۰۰	۱۰۰۰۰	۴۰۰۰	۲۰۰۰	۵۰۰	۰
قدرت یونی	۰/۶۸۵	۰/۱۷	۰/۰۶۸	۰/۰۳۴	۰/۰۰۸۵	۰

جدول ۵ میزان درصد وزنی دانه‌های ماسه‌ای در مش‌های مختلف

اندازه مش	زیر ۷۰	۷۰-۱۰۰	۱۰۰-۱۵۰	۱۵۰-۲۰۰	۲۰۰-۴۰۰	بالای ۴۰۰
درصد وزنی %	۸۳	۱۱	۲/۵	۱/۵	۱/۵	۰/۵

جدول ۶ هندسه و خواص پتروفیزیکی نمونه‌ها.

اشباع اولیه آب (%)	تراوایی (md)	تخلخل (%)	حجم منفذی (cm ³)	قطر (cm)	طول (cm)	نوع سیلاب	مغزه
۰/۲۹	۵۰۰۰ ± ۱۰۰	۰/۳۵	۶۴/۳	۳/۸	۱۶/۳	دو فاز	نمونه ۱
۰/۲۵	۵۰۰۰ ± ۱۰۰	۰/۳۷	۶۸	۳/۸	۱۶/۳	دو فاز	نمونه ۲



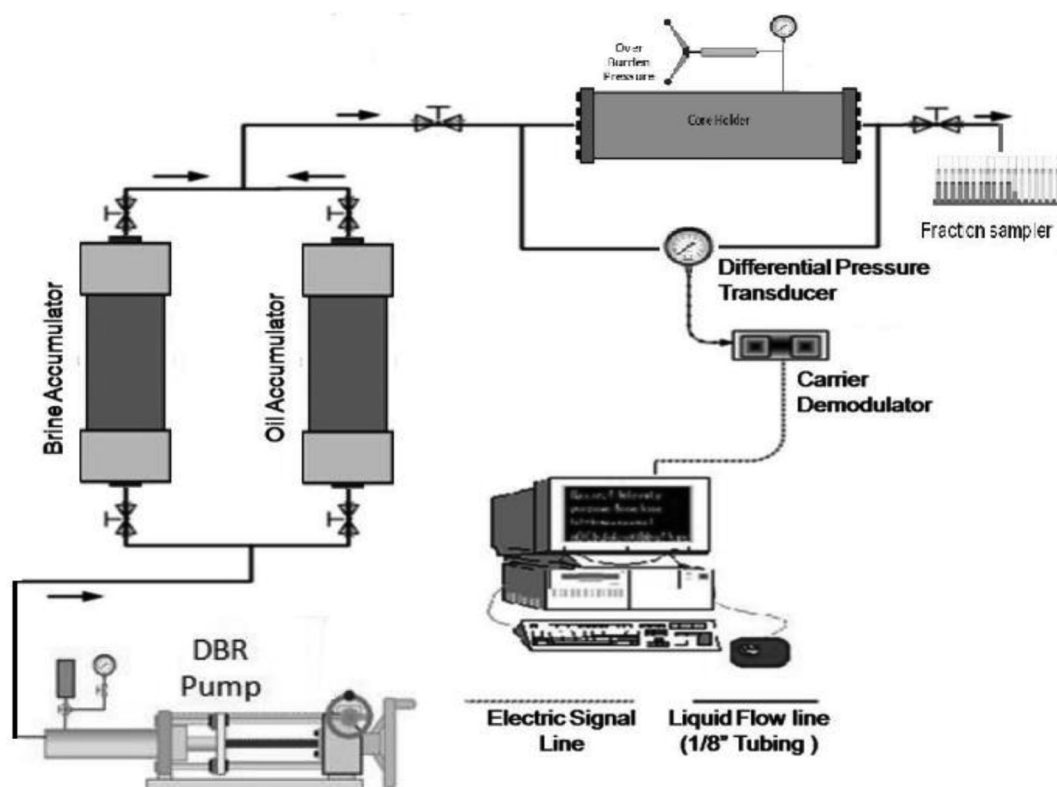
شکل ۱ (راست) نمودار حاصل از آنالیز XRD نمونه ماسه‌سنگی چپ) نمایی از ذرات ریز با بزرگ‌نمایی ۲۵۰۰ برابر

بحث و نتایج

براساس آنچه که پیش‌تر نیز بیان شد با توجه به اینکه خواص فیزیکی دو مغزه از جمله تخلخل و تراوایی مشابه هم می‌باشند مقایسه نتایج حاصل از این آزمایش‌ها بسیار راه‌گشا خواهد بود.

همچنین با استفاده از داده‌های فشاری در سیلاب‌زنی، نمودارهای تراوایی نسبی فازهای آب و نفت نیز قابل رسم بوده و ما از نقاط پایانی تراوایی نسبی^۱ در جهت تحلیل نتایج بهره خواهیم برد. در این بخش نمونه‌هایی از سیال خروجی مغزه بعد از هر حجم تزریق جهت آنالیز برداشته می‌شود. شکل (۲) به‌صورت شماتیک تجهیزات آزمایشگاهی سیلاب‌زنی را نشان می‌دهد.

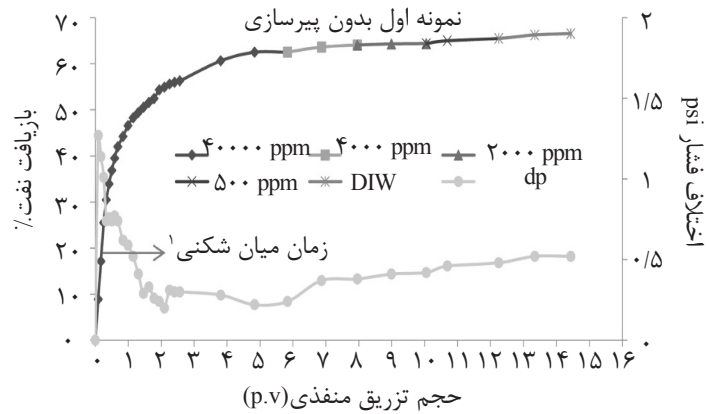
1. End Point Relative Permeability



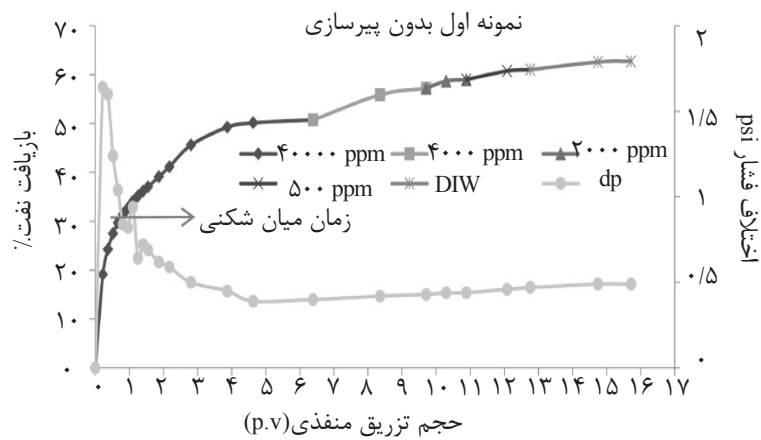
شکل ۲. نمایی شماتیک از تجهیزات آزمایشگاهی استفاده شده.

در این نمونه در حدود ۱۲٪ بود که عدد قابل ملاحظه‌ایست. همان‌طور که از نمودارها در شکل (۴) نیز پیداست، تغییرات فشاری در این نمونه پس از سیلاب‌زنی‌های رقیق بسیار اندک بوده و در انتها به مقدار ۰/۵ psi می‌رسد. نکته حایز اهمیت دیگر، کمتر بودن میزان بازیابی در زمان میان شکنی برای مغزه دوم نسبت به مغزه اول است که در تحلیل‌ها موثر است. شکل (۵) مقادیر برداشت در این دو نمونه را پس از سیلاب‌زنی‌های با شور آب‌های غلیظ و رقیق به صورت مقایسه‌ای نشان می‌دهد. بازیافت اولیه و نهایی نفت در نمونه اول بیشتر بوده و ازدیاد برداشت ثالثیه در نمونه دوم بسیار بیشتر از دیگری است. جدول (۷) مقادیر تراوایی نسبی انتهایی در هر سیلاب را نشان می‌دهد. کاهش مقادیر این نقاط در نمونه اول محسوس بوده و از مقدار ۰/۲۵ در سیلاب اول به تدریج کاهش یافته و به مقدار ۰/۱۳۵ در طول تزریق آب مقطر می‌رسد.

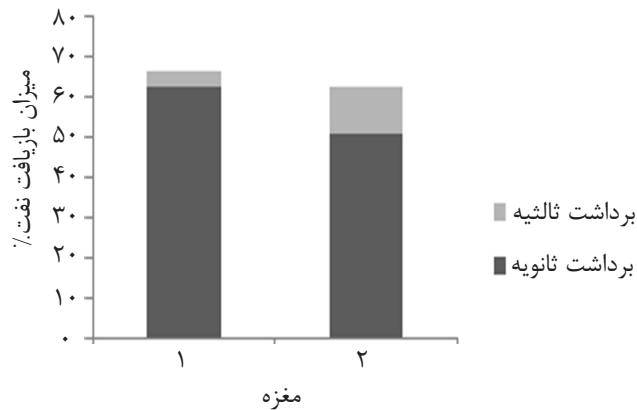
در سیلاب مغزه اول که تنها تحت پیرسازی یک روزه قرار گرفته، همان‌طور که در شکل (۳) قابل مشاهده است، میزان برداشت پس از تزریق شور آب غلیظ حدود ۶۲٪ بوده و تزریق شور آب‌های رقیق افزایش برداشتی در حدود ۴٪ را ثبت کردند که مقدار قابل توجهی نمی‌باشد. در این نمونه تغییرات فشاری در برداشت ثانویه دارای رفتار فشاری کلاسیک بوده، اما پس از اولین تزریق آب نمک رقیق این رفتار متغیر بوده و روندی افزایشی را تا به انتها طی می‌کند. همچنین مشاهده اندکی تیرگی در خروجی مغزه برای حجم‌های منفذی پایانی نیز مویید مهاجرت اندک ذرات در مغزه می‌باشد. سیلاب‌زنی نمونه دوم که بعد از پیرسازی ده روزه صورت گرفت، نتایج جالبی از برداشت نفت در تزریق شور آب‌ها نشان داد. سیلاب شور آب با درصد بالا، میزان تولید نفت اولیه در حدود ۵۰٪ را نشان داد، در حالی که افزایش برداشت پس از تزریق شور آب‌های رقیق



شکل ۳ سیلاب زنی متوالی آب با درجات شوری متفاوت به نمونه اول.



شکل ۴ سیلاب زنی متوالی آب با درجات شوری متفاوت به نمونه دوم.



شکل ۵ میزان برداشت نفت پس از سیلاب ثانویه و ثالثیه در نمونه‌ها.

جدول ۷ تغییرات نقاط انتهایی تراوایی نسبی آب در سیلاب زنی متوالی.

نقاط انتهایی تراوایی نسبی آب					
شورآب/ نمونه	HSB	LSB1	LSB2	LSB3	DIW
۱	۰/۲۵۰	۰/۱۸۵	۰/۱۶۷	۰/۱۴۶	۰/۱۳۵
۲	۰/۱۷۶	۰/۱۶۴	۰/۱۶۰	۰/۱۵۰	۰/۱۴۴

سبب افزایش در نفوذپذیری گردد، اما در نهایت با بستن دهانه منافذ، موجب کاهش محسوسی در تراوایی می‌شود [۱۸].

پس با توجه به این نکته و تغییر در میزان اختلاف فشار می‌توان دریافت که در نمونه اول با توجه به آب‌دوستی بیشتر سنگ شاهد حرکت ذرات و در نتیجه کاهش مقادیر انتهایی تراوایی نسبی هستیم که می‌تواند نشانگر اثرگذاری عمده این مکانیزم در افزایش بازیابی ثالثیه باشد. اما در نمونه دوم با توجه به ترشوندگی خنثی یا نزدیک به ترشوندگی نفت‌دوست مغزه، مکانیزم مهاجرت ذرات نیز کاهش یافته و نمی‌توان از آن به‌عنوان مکانیزم اصلی نام برد. هرچند کنده شدن ذرات به همراه نفت با توجه به کاهش تراوایی نسبی آب در اشباع‌های بیشتر آن، می‌تواند تغییر ترشوندگی به سمت ترشوندگی آب‌دوست را نمایان سازد. بنابراین، سازوکارهای شیمیایی بیان شده در پیشینه پژوهش، تغییر ترشوندگی و حرکت ذرات به میزان اندک، هر سه می‌توانند در این بازیابی بالای نفت موثر باشند. همچنین کاهش کشش سطحی آب/نفت با افزایش دما و کاهش شوری می‌تواند دلیل دیگری بر این امر باشد.

نتیجه‌گیری

با توجه به یافته‌های آزمایش‌های انجام شده می‌توان نتایج زیر را بیان نمود:

۱- علی‌رغم برخی مشاهدات محققین پیشین مبنی بر عدم بازیافت ثالثیه در تزریق آب کم‌شور و تاکید بر حضور رس برای مشاهده افزایش تولید نفت، بدون کانی موثر کاتولینیت، این مهم در بازیابی ثالثیه به‌دست آمد.

۲- تاثیر عمیق ترشوندگی اولیه بر میزان برداشت ثانویه با آب شور و برداشت ثالثیه با شور آب رقیق مشاهده شد و طی آن به‌ترتیب، برداشت ثانویه در

همچنین این روند کاهشی به‌صورت ناچیزی در مغزه دوم نیز قابل مشاهده است که نشان از تاثیر تزریق شورآب رقیق در هر دو نمونه بر تراوایی نسبی آب دارد.

بحث و تحلیل نتایج

براساس آنچه که در ویژگی‌های نفت استفاده شده آمده است، مقدار عدد بازی ۲/۵ و عدد اسیدی ۱/۱، به‌ترتیب با روش ASTM و استانداردهای D-2896 و D-974 به‌دست آمد که درصد بالای قطبیت نفت را نشان می‌دهد. برای نفت خام با عدد اسیدی بالا و عدد بازی پایین، شرایط ترشوندگی نسبت به حالت با عدد اسیدی کم و عدد بازی بالا متفاوت است. اجزای بازی نفت می‌توانند بر روی سیلیس با بار منفی هنگامی که نفت عدد اسیدی پایین و عدد بازی بالا دارد نیز بدون نیاز به واسطه کاتیونی بچسبند و سنگ را به سمت آب‌گریزی سوق دهند. با توجه به این ویژگی و زمان استراحت ۱۰ روزه تحت دما، بیرون آمدن سنگ از حالت آب‌دوستی برای ما آشکار می‌گردد. همچنین کمتر بودن میزان اشباع اولیه آب و بازیابی نفت در زمان میان‌شکنی برای نمونه دوم این موضوع را تایید می‌کند. بنابراین با توجه به این ویژگی‌ها و یافته‌های قبلی، بیشتر بودن میزان برداشت ثانویه نفت در نمونه اول کاملاً منطقی است. همچنین موک^۱ برای جریان دو فازی ذرات ریز را آب‌دوست دانسته و مهاجرت و تجمع آنها درون فاز آبی را سبب کاهش در تراوایی نسبت به آب عنوان کرد [۱۶]. تست‌های انجام شده توسط سارکار و شارما^۲ نشان داد که کاهش تراوایی در حضور نفت باقی‌مانده نسبت به حالت تک فاز آب کمتر بوده و این کاهش در حالت سنگ نفت‌دوست در حضور نفت باقی‌مانده تقریباً ناچیز است [۱۷]. این نتایج به ما نشان می‌دهد که جدایش ذرات از سطح آب‌دوست سنگ رخ می‌دهد که در حالت دو فازی در درک واکنش‌ها کمک‌کننده است. کنده‌شدن ذرات ریز اگرچه در ابتدا ممکن است

1. Sarkar & Sharma

2. Muecke

علائم و نشانه‌ها

LSB: آب با شوری پایین
HSB: آب با شوری زیاد
DIW: آب دیونیزه شده
XRD: پراش پرتو ایکس
Aging: استراحت یا پیرسازی
TDS: کل جامد حل شده
PPM: مقدار در میلیون

نمونه آب‌تر و برداشت ثالثیه در نمونه مورد استراحت واقع شده، بیشتر بود.

۳- اثر بخشی شوری پایین آب تزریقی بر ایجاد حساسیت در سنگ و به تبع آن تغییر در ترشوندگی و گرادیان فشاری و همچنین ازدیاد برداشت نفت، بدون حضور کاتیون‌های چند ظرفیتی، مشاهده گردید.

مراجع

- [1]. Green D. W. and Willhite G. P., "Enhanced Oil Recovery," SPE Textbook Series Vol. 6, Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX, USA, 1998.
- [2]. Li Y., "Oil recovery by low salinity water injection into a reservoir: A new study of tertiary oil recovery mechanism," Transport in Porous Media, Vol. 90, pp. 333-362, 2011.
- [3]. Kozaki C., "Efficiency of low salinity polymer flooding in sandstone cores," M.S. Thesis, the University of Texas at Austin, 2012.
- [4]. Romero M. I., Gamage P., Jiang H., Chopping C., and Thyne T., "Study of low salinity waterflooding for single and two phase experiments in Berea sandstone cores," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 110, pp. 149-154, 2013.
- [5]. Bedrikovetsky P., Siqueira F. D., Furtado C. A. and Souza A. L. S., "Modified particle detachment model for colloidal transport in porous media," Transport in Porous Media. Vol 86, No. 2, 353-383, 2011.
- [6]. Tang G. and Morrow N. R., "Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery," Journal of Pet. Science and Eng. Vol. 24, PP. 99-111, 1999.
- [7]. McGuire P. L., Chatham J. R., Paskvan F. K., Sommer D. M., and Carini F. H., "Low-Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope," Paper SPE 93903, 2005.
- [8]. Boussour S., Cissokho M., Cordier P., Bertin H., and Hamon G., "Oil Recovery by Low Salinity Brine Injection: Laboratory Results on Outcrop and Reservoir Cores," SPE 124277, 2009.
- [9]. Lager A., Webb K. J., Black C. J. J., Singleton M., and Sorbie K. S., "Low Salinity Oil Recovery—An Experimental Investigation," paper presented at the International Symposium of the Society of Core Analysis in Trondheim, Norway, 2006.
- [10]. Ligthelm D. J., Gronsveld J., Hofman J. P., Brussee N. J., Marcelis F., and van der Linde H. A., "Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition," SPE 119835, 2009.
- [11]. Habibi A., Ahmadi M., Pourafshary P., Ayatollahi Sh., "Fines Migration Control in Sandstone Formation by Improvement of Silica Surface Zeta Potential by Nanoparticle Coating," Journal of Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2010.

- [12]. RezaeiDoust A., "Low Salinity Waterflooding in Sandstone Reservoirs," Phd thesis, university of Stavanger, Norway, 2011.
- [13]. Cissokho M., Boussour S., Cordier P., Bertin H. and Hamon G., "Low salinity oil recovery on clayey sandstone: experimental study," presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, Noordwijk aan Zee, Netherland, 2009.
- [14]. Zhang Y., Xie X., and Morrow N.R., "Waterflood Performance by Injection of Brine with Different Salinity for Reservoir Cores," presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, Paper SPE 109849, 2007.
- [15]. Austad T., RezaeiDoust A., Puntervold T., "Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs," SPE 129767, 2010.
- [16]. Muecke T.W., "Formation fines and factors controlling their movement in porous media," J. Pet. Technol. Vol. 31, No. 2, PP. 144-150, 1979.
- [17]. Sarkar A.K., Sharma, M.M., "Fines Migration in Two-Phase Flow," Journal of Petroleum Technology, 42 (5), 646-652, 1990.
- [18]. Zeinijahromi A., and Bedrikovetsky P., "Physics Mechanisms of enhanced recovery by fines migration assisted waterflooding (laboratory study)," SPE 165190, 2013.