Archive of SID

مجموعه مقالات سومین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
تهران، ۲۹ خرداد ماه ۱۳۹۳ مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا
تلفن: ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱ www.Reservoir.ir

(بررسی روش شیمیایی تغییر ترشوندگی سنگ مخزن گاز میعانی به گاز دوستی به منظور ازدیاد برداشت از این نوع مخازن)

ایمان نوروزی[۱۲]، مهدی بابایی کورش شیردل[۳]

دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه kourosh_shirdel@yahoo.com

چکیده

در یک مطالعه نظری جدید، لی و فیروز آبادی نشان دادند که اگر ترشوندگی محیط متخلخل را بتوان از ترشوندگی مطلوب مایع به ترشوندگی مطلوب گاز تغییر داد، آنگاه می توان بهره دهی چاه در مخازن گاز میعانی را افزایش داد. در این مقاله، ما نتایجی را ارائه می نماییم که ترشوندگی محیط متخلخل واقعا از ترشوندگی مطلوب مایع به ترشوندگی مطلوب گاز تغییر یافته است. در مقالات مربوط به نفت خام، اغلب فرض بر این است که زاویه تماس در میان فاز مایع θ برایسیستم های گاز- مایع در سنگ ها ماسه سنگبر با صفر درجه است. همانطور که در ادامه خواهید دید، با اینکه θ همیشه کوچک است، اما همیشه نمی تواند صفر باشد. در آزمایشات آزمایشگاهی، لی و فیروزآبادی ترشوندگی محیط متخلخل را به ترشوندگی مطلوب گاز با استفاده از دو ماده شیمیاییFC754 و FC722 تغییر دادند. نتایج نشان می دهند که در لوله مویین شیشه ای θ را می توان از حدود ۵۰ به $^{\circ}$۹۰و از $^{\circ}$۰ به ۶۰ از طریق ماسه سنگ سیستم های آب- هوا و دکان طبیعی- هوا، به ترتیب، تغییر داد.

کلمات کلیدی:ترشوندگی،گازدوستی،فشار موئینگی،گاز میعانی

۱و۲و۳- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه

www.SID.ir

Archive of SID

۱. مقدمه

در یک کار نظری، نفوذپذیری های نسبی مایع و گاز را در سیستم های ماسه سنگی گاز میعانی در یک شبکه ساده مدل سازی شده است. نتایج حاکی بر این می باشند که هنگامی که ترشوندگی محیط متخلخل از ترشوندگی شدید غیرگاز به ترشوندگی مطلوب گاز یا ترشوندگی متوسط گاز تغییر یابند، افزایش قابل توجهی در بهره دهی چاه بوجود می آید. افزایش در بهره دهی چاه گاز مخازن گاز میعانی، انگیزه اصلی ما برای تغییر ترشوندگی محیط متخلخل به ترشوندگی مطلوب گاز می باشد.

مخازن گاز میعانی خاص، افت شدیدی را در بهره دهی چاه گاز درهنگامی که فشار مخزن به زیر نقطه شبنم برسد، تجربه می کنند. مثال ها شامل مخازن گاز میعانی غنی بسیاری می باشند که دارای نفوذپذیری کمتر از ۱۰۰ md می باشند. به نظر می رسد که در این مخازن نیروهای ویسکوز به تنهایی نمی توانند بهره دهی چاه گاز را افزایش دهند. یک پیشنهاد، برطرف سازی مایع اطراف دهانه چاه از طریق اثرات رفتار فاز از میان CO_2 و تزریق پروپان است. هر دوی این موارد در میدان با موفقیت کمی مورد آزمایش قرار گرفتند؛ اثر تزریق سیال اطراف دهانه چاه برای برطرف سازی مایع میعانی موقتی است.

تغییر ترشوندگی یک روش بسیار مهم برایافزایش بهره دهی چاه گاز است. در صورتیکه بتوان ترشوندگی منطقه دهانه چاه را به ترشوندگی گاز تغییر داد، گاز می تواند بصورت موثری در محیط متخلخل جریان یابد. تا کنون به جز مراجع آورده شده اشخاص دیگری بر روی این موضوع کار نکرده اند به همین دلیل این تنها روش موجود ماسه سنگی این تغییر ترشوندگی به سمت گاز دوستی مخازن گاز میعانی می باشد[1].

۲. مرور مقالات مرتبط

در اوایل سال ۱۹۴۱، باکلی و لورت به اهمیت ترشوندگی در عملکرد غرقه سازی آب پی بردند[2]. سپس، بسیاری از مولفان اثر ترشوندگی بر فشار مویینگی، نفوذپذیری نسبی، اشباع آب اولیه، اشباع نفت باقیمانده، بازیابی نفت، خواص الکتریکی سنگ مخزن، ذخایر، و تحریک چاه را مورد مطالعه قرار دادند. در سال ۱۹۵۹، وانگر و لیچ گزارش دادند که بهبود بازدهی جابجایی نفت از طریق تنظیم ترشوندگی در طی غرقه سازی آب امکان پذیر می باشد[3]. در سال ۱۹۶۷، فرانینگ و لیچ یک آزمایش میدانی در مخازن کلیرفورک و گالوپ برای بهبود بازیابی نفت از طریق تغییر ترشوندگی را گزارش دادند. پس از آن، کاماث غرقه سازی شویندگی ترشوندگی را بازبینی و بررسی نمود. او اشاره کرده است که بدست آوردن یک نتیجه قطعی در مورد موفقیت غرقه سازی های شوینده از داده های موجود در نوشتجات سخت می باشد[4]. پنی و همکاران، تکنیکی را برای بهبود تحریک چاه با تغییر ترشوندگی برای سیستم های گاز- آب- سنگ معرفی نموده اند. آنها سورفاکتانت را به سیال تزریقی اضافه نمودند. این امر منجر به نتایج چشمگیری شد؛ تولید بعد از پاکیزه سازی بعد از شکستگی در چاه های گاز معمولا ۲ تا ۳ ماسه سنگبر بیشتر از متوسط های میدان یا چاه های افست عمل آوری شده با تکنیک های مرسوم بود. پنی و همکاران معتقد بودند که افزایش تولید به علت تغییر ترشوندگی بوده است. با اینحال، آنها ثابت نکردند که ترشوندگی تغییر یافته است[5].

اخیرا، واردلا و مک کلار گزارش داده اند که تنها ۱۱٪ آب حجم منفذی (PV) در نمونه های دولومیت دونین با قیر جذب شده است. تست جذب آب بصورت عمودی در یک نمونه استوانه ای خشک (اشباع شده با هوا) انجام شد. بر اساس آزمایشات جذب، آنها اشاره کردند که بسیاری از مخازن گاز در کوهپایه های غربی آلبرتا کوه های راکی تا حدودی آب را از دست داده اند و ترشوندگی

www.SID.ir

Archive of SID

آنها به شرایط آب دوست ضعیف یا نفت دوست شدید به علت ته نشین های قیر در منافذ تبدیل شده اند. نتایج جذب آب واردلا و مک کلار نشان داده اند که فرضیه نادرست برای خواص ترشوندگی مخازن گاز می تواند منجر به تخمین کم ذخایر هیدروکربنی شود[6].

تمام مطالعات بیان شده فوق، در سیستم های نفت- آب- سنگ بجای سیستم های گاز- مایع- سنگ (سیستم های گاز -نفت یا گاز- آب -سنگ) انجام شدند. برای سیستم های گاز – مایع در سنگ مخزن، اغلب فرض بر این است که زاویه تماس θ، صفر درجه است (زاویه تماس از طریق فاز مایع بعدی اندازه گیری می شود). درحالیکه زاویه تماس برای سیستم های گاز – مایع می تواند کوچک باشد، اما نمی تواند صفر باشد. هنگامیکه مقدار کمی از مایع درون لوله موئین قرار داده شود و در موقعیت عمودی نگه داشته شود، مایع جریان نمی یابد. تجزیه و تحلیل این آزمایش ساده با استفاده از معادله زیر:

$$h_l = \frac{2\sigma}{\Delta\rho g r}(\cos\theta_R - \cos\theta_A)$$ معادله(۱)

نشان می دهد که زاویه تماس صفر نمی باشد. معادله ۱ از توازن بین نیروهای گرانشی و مویینگی بدست آمده است. نمادها عبارتند از: h_l ارتفاع مایع در لوله مویین استوانه ای شعاع r، θ_R زاویه تماس پسروی و θ_A زاویه تماس پیشروی، $\Delta\rho$ اختلاف چگالی بین فاز مایع و فاز گاز، و σ کشش سطحی. همچنین نشانه هایی وجود دارد که در محیط متخلخل، زاویه تماس در سیستم های گاز- مایع نمی تواند صفر باشد؛ آن مرتبه درجات مختلف ترشوندگی گاز یا بیشتر می باشد اما نه بطور متوسط.

در این مقاله، ما نتایج کار لی و فیروزآبادی برای تغییر ترشوندگی به ترشوندگی مطلوب گاز با اشباع آب اولیه یا بدون آن را مطالعه و اثر آن بر ویژگی های جذب مایع (نفت و آب) در محیط های متخلخل ماسه سنگ را ارائه نموده ایم.

۳. تئوری

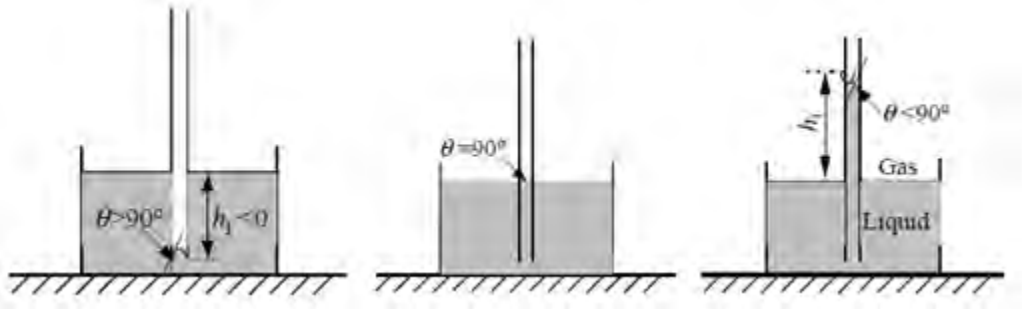
تغییر ترشوندگی به ترشوندگی مطلوب گاز در سنگ ها در متون نفت مطرح نشده اند. شکل ۱ را در نظر بگیرید. هنگامی که زاویه تماس $\theta < 90^\circ$ در لوله مویین استوانه ای بطور عمودی واقع در مایع افزایش خواهد یافت، همانطور که در شکل a۱ نشان داده شده است. اگر $\theta = 90^\circ$ افزایش مایع وجود نخواهد داشت، و سطح مشترک گاز-نفت مسطح خواهد بود (یعنی، $P_c=0$، شکل b۱ را مشاهده کنید). هنگامیکه $\theta > 90$، سطح مایع در لوله مویینگی استوانه ای همانطور که در شکل c۱ نشان داده شده است، پایین می آید. صعود و نزول سطح مایع بدست می آید با:

$$h_l = \frac{2\sigma\cos\theta}{\Delta\rho g r}$$ معادله(۲)

معادله ۲ را می توان برای ماسه سنگ برآورد θ در لوله موئین بکار برد، هنگامی که σ ،h_ρ ،$\Delta\rho$ ، و r معلوم باشند.

www.SID.ir

Archive of SID



(c) گازدوست θ>90 (b) گاز دوستی متوسط θ=90 (a) مایع دوستی قوی θ<90

شکل۱: افزایش سطح مایع و یا سقوط در یک لوله مویین در شرایط مختلف ترشوندگی

با توجه به معادله ۲، برای یک سیستم گاز- مایع، می توان ترشوندگی مطلوب مایع را در هنگامی که $\theta < 90^{\circ}$، و ترشوندگی مطلوب گاز را در هنگامی که $\theta > ۹۰$ را تعریف نمود. با اینحال، این تعریف مربوط به هندسه سوبسترا می باشد. بیایید یک لوله مویین با یک سطح مقطع مثلث متساوی الاضلاع را در نظر بگیریم. سطح مشترک گاز-مایع برای این هندسه در هنگامی که $\theta= 60^{\circ}$، مسطح خواهد بود (فانگ و همکاران). بنابراین، می توان ترشوندگی مطلوب مایع را در هنگامی که $\theta < 60^{\circ}$ و ترشوندگی مطلوب گاز را در هنگامیکه $\theta > 60$ تعریف نمود. برای یک لوله مویین سطح مقطع مربعی، سطح مشترک گاز - مایع مسطح خواهد بود، هنگامیکه $\theta = 45^{\circ}$، که ترشوندگی مطلوب مایع برای$\theta < 45$ و ترشوندگی گاز مطلوب برای$\theta > 45$ را نتیجه می دهد. هنگامی که لوله مویین سطوح مشترک مثلث انحنادار و سطوح دیواره زبر فرض شود، سایر پیچیدگی ها بوجود می آیند بطوریکه زاویه تماس برخی از معانی خود را از دست می دهد. زاویه تماس برای سیستم گاز-مایع-سنگ به علت هندسه پیچیده و زبری سطح می تواند دارای یک تعریف کیفی باشد. دراینجا یک تعریف ساده از عبارت برای فشار مویین اتخاذ شده است[7].

$$P_c = \frac{\sigma \cos \theta_P}{\sqrt{\frac{k}{\phi}}}$$ معادله (۳)

که k و ϕ به ترتیب، نفوذپذیری و تخلخل جزئی می باشند، θ_p شبه زاویه تماس است. می توان فشار مویین ورودی را اندازه گیری نمود (یعنی، فشار مویین آستانه)، و بنابراین می توان θp از معادله ۳ را بدست آورد، هنگامی که ϕ، k و σ موجود باشند. زاویه تماس محاسبه شده از معادله ۳ ممکن است دارای همان معانی فیزیکی به عنوان زاویه تماس در معادله ۲ نباشد. به منظور تاکید بر تفاوت، زاویه تماس در معادله ۳ را با θp نشان می دهیم، و آن را شبه زاویه تماس می نامیم.

۴. تجربیات آزمایشگاهی

در کار آزمایشی لی و فیروزآبادی، آب شور، آب مقطر، و دکان طبیعی به عنوان فاز مایع، هوا به عنوان فاز گاز،و لوله مویین شیشه ای و ماسه سنگ (از رخنمون کانزاس) به عنوان سوبسترا مورد استفاده قرار گرفتند. دو نوع ماده شیمیایی برای تغییر ترشوندگی سوبستراها بکار برده شدند. آزمایش ها در دمای اتاق حدود $۲۰^{\circ}C$ انجام شدند.

www.SID.ir

Archive of SID

سیالات: دکان طبیعی به عنوان فاز نفت مورد استفاده قرار گرفت؛ وزن مخصوص و ویسکوزیته آن به ترتیب ۰/۹۵، ۰/۷۳ cp در ۲۰°C می باشد. کشش سطحی دکان هوای معمولی ۲۳/۴ dynes/cm در ۲۰°C است. آب شور ۱/۰ درصد NaCl (wt) به عنوان فاز مایع در آزمایشات ماسه سنگ مورد استفاده قرار گرفت؛ وزن مخصوص و ویسکوزیته آن ۱/۰۱ cp و ۱/۰ در ۲۰°C می باشند. آب مقطر به عنوان فاز آب برای آزمایش ها در لوله مویین مورد استفاده قرار گرفت، کشش سطحی آب مقطر- هوا ۷۲/۷ dynes/cm در ۲۰°C است.

لوله مویین و استوانه ای: به منظور مطالعه تغییر ترشوندگی به ترشوندگی مطلوب گاز ، لی و فیروزآبادی از دو سوبسترای مختلف استفاده کردند: (۱) لوله مویین، و (۲) سنگ (ماسه سنگ). لوله مویین شیشه ای از فیشر علمی مورد استفاده در کار آنها دارای قطر ۰/۲۳ mm است؛ قطر با تقسیم حجم کل بر طول لوله اندازه گیری شد. لوله های شیشه ای با الکل تمیز شدند. بعد از تمیزسازی با استفاده از آب مقطر شسته شدند و سپس با دمیدن هوای با فشار بالا خشک شدند.

مواد شیمیایی: در آزمایش مورد نظر، دو ماده شیمیایی با نام های تجاری، FC754 و FC722، برای تغییر ترشوندگی مورد استفاده قرار گرفت: ۱) FC754 (ارزان قیمت) و ۲) FC722 (گران تر). FC754 یک سورفکتانت کاتیونی و محلول در آب است. وزن مخصوص آن (در ۲۵°C) ۱/۱۵ است. FC722 یک پلیمر با وزن مولکولی حدود ۱۰۰۰۰۰ است، این ماده نه در آب و نه محلول در نفت است.FC722 می تواند در یک حلال نوع فلوئوروکربن در محدوده دمای گسترده حل شود؛ وزن مخصوص حلال حدود ۱/۷ در ۲۵°C است.

۵. روش

مواد شیمیایی FC754 و FC722 در آب حل شدند و حلال در غلظت های مختلف، به ترتیب در لوله مویین شیشه ای و ماسه سنگ، جا افتاده شدند.

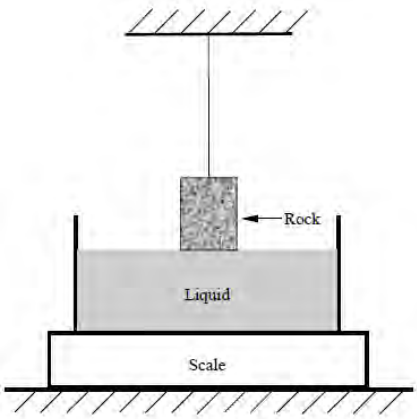
دوره جا افتادگی بستگی به دما دارد و می تواند از چندین دقیقه تا چندین ساعت متغیر باشد. بعد از اشباع با محلول شیمیایی، لوله مویین، ماسه سنگ حدود نیم ساعت تهی شد و سپس به منظور برطرف سازی مواد شیمیایی مایع اضافی خشک شد. به میزان خیلی کمی (غیرقابل اندازه گیری) در سوبسترا به عنوان لایه جذب سطحی درنگ شد؛ در نتیجه جذب سطحی، انرژی سطح کاهش می باشد و سطح جامد ترشوندگی مطلوب گاز را ارائه می دهد.

پیش از تغییر ترشوندگی، ارتفاع موئینه مایع (هر دو آب و هوا) در لوله و جذب آب و نفت در نمونه ماسه سنگ اشباع شده با هوا را اندازه گیری شدند. همان اندازه گیری را بعد از تغییر ترشوندگی تکرار می شود، و تست های زهکشی گرانشی گاز-نفت را روی نمونه های ماسه سنگ با تغییر ترشوندگی و بدون آن انجام می شود. بعد از تغییر ترشوندگی، فشار مویین ورودی نفت و آب در نمونه های ماسه سنگ اشباع شده با هوا را به منظور نشان دادن ترشوندگی مطلوب گاز اندازه گیری شد.

در زیر، روشی برای انجام اشباع آب اولیه شرح داده شده است. اول، ماسه سنگ با آب شور اشباع شد و اشباع آب اولیه از طریق جابجایی هوای مرطوب انجام شد. اشباع آب اولیه از طریق وزن مستقیم تعیین شد. جابجایی هوا تنها بعد از اینکه اشباع آب اولیه مورد نظر انجام شد، متوقف می شود. با ادامه این کار، نمونه با محلول FC722 در حضور اشباع آب اولیه، اشباع شد. برای اجتناب از تولید آب، توجه صورت می گرفت. سپس، تست های جذب با استفاده از دستگاه نشان داده شده در شکل ۲ انجام شدند.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۲: روش تماس سطحی فوری برای اندازه گیری آشام مایع در سنگ اشباع شده با هوا

برای اندازه گیری نفوذپذیری نسبی فاز گاز قبل و بعد از تغییر ترشوندگی، نمونه استوانه ای نخست با نفت (دکان طبیعی) اشباع شد. نفوذپذیری مطلق نمونه اندازه گیری شد. سپس جابجایی هوا در نمونه بدون عمل آوری ماده شیمیایی در جهت عمودی در دمای اتاق با فشار همه جانبه ۵۰۰ psi انجام شد. هوا قبل از ورود به نمونه استوانه ای از میان نفت عبور می کرد و فشار آن در دهانه در ۳/۰ psi حفظ می شد درحالیکه خروجی در معرض جو بود. بازیابی نفت، اشباع نفت باقیمانده، مقدار نقطه پایانی نفوذپذیری نسبی فاز گاز اندازه گیری شدند. نفوذپذیری نسبی نفت در اشباع های نفت پایین نیز محاسبه شد. بعد از جابجایی هوا بدون عمل آوری ماده شیمیایی، نمونه استوانه ای تمیز و خشک شد و از طریق محلول ۲wt٪ FC722 عمل آوری شد. بعد از اینکار، محلول شیمیایی از نمونه حذف شد و نمونه با نفت اشباع شد. جابجایی هوا مجددا انجام شد. سپس بازیابی نفت، اشباع نفت باقیمانده، و نفوذپذیری نسبی فاز گاز اندازه گیری شدند.

۶. نتایج

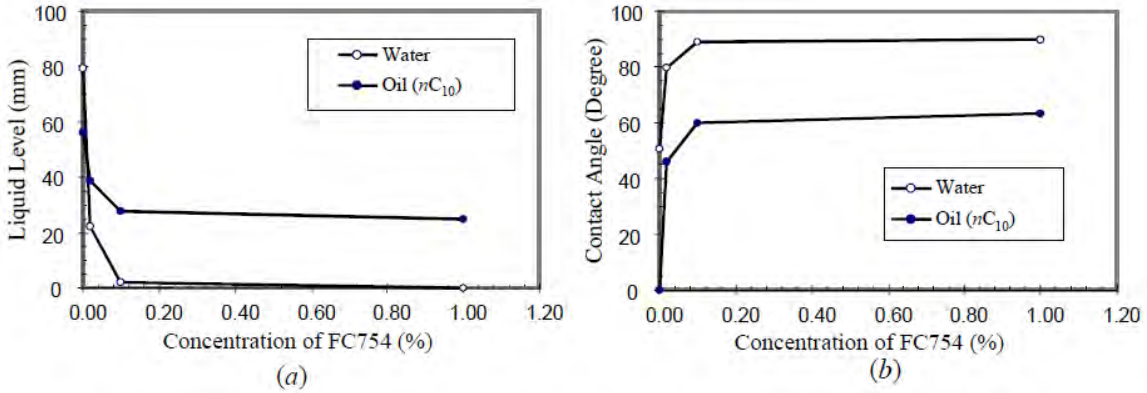
لی و فیروزآبادی تست های مختلفی را در یک لوله مویین و همچنین در نمونه های ماسه سنگ انجام دادند. در ادامه، نتایج آزمایشات آنها را شرح داده شده است.

تست های لوله مویین: شکل a۳، افزایش مایع در ماسه سنگ بر غلظت FC754 (از فرایند عمل آوری) را برای هر دو سیستم گاز– نفت و گاز – آب نشان می دهد؛ خیز مایع در لوله مویین با افزایش غلظت، کاهش می یابد و سپس در هنگامی که غلظت به حدود wt ٪۰/۲ رسید، ثابت می ماند. کاهش در خیز مایع به علت تغییر ترشوندگی خیلی بیشتر از نفت مشخص شده است. زاویه تماس را می توان با استفاده از معادله ۲ محاسبه نمود. شکل ۲، زاویه تماس محاسبه شده در ماسه سنگ بر غلظت برای سیستم های گاز-نفت و گاز - آب را ترسیم نموده است. توجه داشته باشید که زاویه تماس قبل از عمل آوری برایسیستم گاز – آب حدود ۵۰ و برای سیستم دکان طبیعی– هوا صفر است. این شکل نشان می دهد که زاویه تماس با افزایش غلظت، افزایش می یابد؛ زاویه تماس سیستم های گاز- آب تا حدود °۹۰ در غلظت حدود ۰/۱ درصد افزایش می یابد. این امر حاکی بر این است که ترشوندگی سیستم گاز- آب – شیشه به ترشوندگی گاز متوسط از طریق FC754 تغییر یافته است. زاویه تماس گازوئیل تا حدود °۶۰ در

www.SID.ir

Archive of SID

غلظت ۰/۱ درصد افزایش می یابد. تغییر ترشوندگی در سیستم گاز-آب از طریق FC754 مشخص تر از سیستم گاز- نفت می باشد.

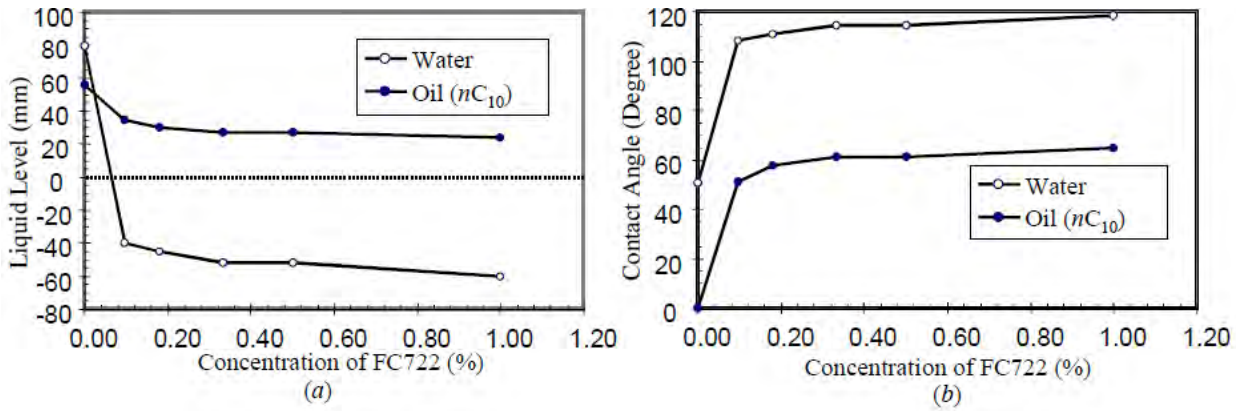


شکل ۳ : سطح مایع و زاویه تماس در مقابل غلظت FC754

اثر غلظت FC722 بر سطح مایع در شکل a۴ برای هر دو سیستم گاز- نفت و گاز – آب نشان داده شده است؛ سطح مایع در لوله مویین با افزایش غلظت، کاهش یافته است. اثر غلظت ماده شیمیایی بر سطح مایع در هنگامی که غلظت بالاتر از حدود ۰/۱ درصد است، کاهش می یابد. مشاهده قابل توجه در این شکل، سقوط سطح آب به مقادیر منفی در لوله مویین است، که تغییر ترشوندگی را بجای کاهش کشش سطحی ثابت می نماید. بطور قطعی از معادله ۲ تعیین می شود که ارتفاع مایع در لوله مویین دایره ای شکل نشان داده شده در شکل ۱، نمی تواند با کاهش کشش سطحی، منفی شود. از آنجا که FC722 در آب و در نفت حل پذیر نمی باشد، کشش سطحی به احتمال زیاد در آزمایش تحت تاثیر قرار نمی گیرد. تنها راه برای داشتن افت سطح مایع، تغییر ترشوندگی از ترشوندگی مطلوب مایع ($\theta < 90^{\circ}$) به ترشوندگی مطلوب گاز ($\theta > 90^{\circ}$) می باشد. شکل b۴ زاویه تماس محاسبه شده درماسه سنگ بر غلظت FC722 را برای هر دو سیستم گاز-نفت و گاز – آب نشان می دهد؛ زاویه تماس با استفاده از معادله ۲ محاسبه شده است. این شکل نشان می دهد که زوایای تماس گاز-نفت و گاز-آب در لوله مویین با افزایش غلظت، افزایش می یابد. زوایای تماس گاز –آب و گاز – نفت در غلظت ۱ درصد، به ترتیب، تا حدود ۱۱۸ و $^{\circ}$۶۰ افزایش می یابند. تغییر ترشوندگی در سیستم گاز – آب توسط FC722 خیلی بزرگتر از تغییر ترشوندگی در سیستم گاز – نفت است.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۴: سطح مایع و زاویه تماس در مقابل غلظت FC722

تست های جذب ماسه سنگ:لی و فیروزآبادی هر دو جذب نفت و جذب آب در نمونه ماسه سنگ اشباع شده با هوا را اندازه گیری کردند. اندازه گیری ها قبل و بعد از عمل آوری ماده شیمیایی با محلول های FC754 و FC722،و با اشباع آب اولیه یا بدون آن انجام شدند.

شکل ۵، بازیابی گاز از طریق جذب خودبخودی آب و نفت در ماسه سنگ اشباع شده با هوا قبل و بعد از عمل آوری را ترسیم می نماید. بازیابی گاز با بخشی از GOIP نشان داده می شود. توجه داشته باشید که اشباع گاز باقیمانده نسبت به نفت، مشابه با اشباع گاز باقیمانده نسبت به آب برای ماسه سنگ عمل آوری نشده نمی باشد؛ اشباع گاز باقیمانده حدود ۳۸٪، و آب حدود ۴۴٪ است (شکل ۵ را مشاهده نمایید). اشباع نفت باقیمانده ماسه سنگ از جذب آب، حدود ۴۵ درصد است. خواص نمونه های سنگ (ماسه سنگ) مورد استفاده در اینجا نیز همان حدود می باشد. بنابراین، عامل اصلی که بر بازیابی گاز از طریق جذب مایع خودبخودی تاثیر می گذارد، ترشوندگی است. متون مرتبطی درباره اثر ترشوندگی بر بازیابی از ماسه سنگ در سیستم های گاز- مایع وجود ندارد. بازیابی نفت در سیستم های نفت- آب- سنگ ممکن است در هنگامی که ترشوندگی از ترشوندگی نفت به ترشوندگی آب در یک محیط متخلخل بطور یکنواخت، تر تغییر می یابد، افزایش یابد همانطور که توسط اندرسون بطور خلاصه بیان شده است. سایر نتایج آزمایشگاهی برای سنگ ها با ترشوندگی ناهمگن نشان می دهند که بازیابی نفت در سنگ های مخزن آبدوست ضعیف، گاهی بیشتر از بازیابی نفت در سنگ های به شدت آبدوست می باشد. بر اساس انالیز فوق، یک توضیح ممکن برای اشباع گاز باقیمانده پایین تر برای نفت این است که ترشوندگی نفت در سیستم های گاز- نفت- ماسه سنگ (GOB) قویتر از ترشوندگی آب در سیستم های گاز-آب- ماسه سنگ (GWB) می باشد. به نظر می رسد که این فرضیه با اندازه گیری های زاویه تماس در سیستم های گاز- نفت و گاز – آب با لوله های مویین قبلا معرفی شده سازگار باشد. نتایج نشان می دهد که زاویه تماس از طریق فاز مایع در سیستم های گاز – نفت کمتر از سیستم های گاز- آب است.

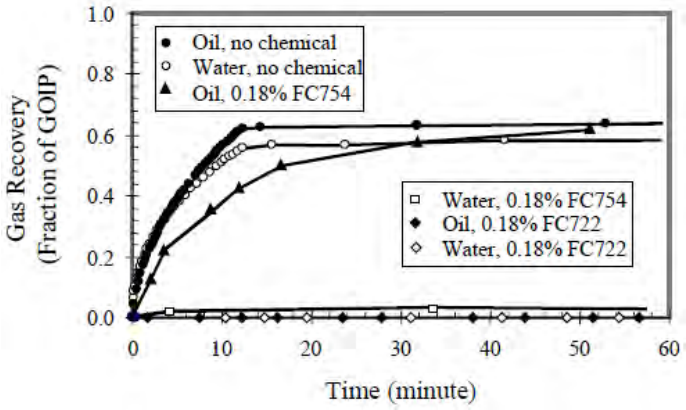
بازیابی گاز از طریق جذب آب در ماسه سنگ عمل آوری شده توسط FC754، خیلی کمتر از بازیابی گاز در ماسه سنگ بدون عمل آوری ماده شیمیایی است (شکل ۵ را مشاهده نمایید). جذب خودبخودی مرتبط با ترشوندگی است؛ بازیابی گاز از طریق جذب آب خودبخودی از ترشوندگی مایع به ترشوندگی مطلوب گاز کاهش می یابد. بنابراین شکل ۵ نشان می دهد که ترشوندگی سیستم GWB از ترشوندگی شدید مایع به ترشوندگی گاز تا حدی متوسط از طریق محلول FC754 تغییر یافته است. بازیابی گاز از طریق جذب نفت خودبخودی در ماسه سنگ هنگام عمل آوری با محلول FC754 نیز کمتر از آن بدون عمل آوری برای

www.SID.ir

Archive of SID

یک سیستم GOB است، که نشان دهنده این است که ترشوندگی سیستم گاز- نفت- سنگ (ماسه سنگ) به ترشوندگی مایع کمتر بعد از عمل آوری با محلول تغییر یافته است. همانند لوله شیشه ای، تغییر ترشوندگی با FC754 در یک سیستم GWB مشخص تر از آن در یک سیستم GOB است.

نه نفت و نه آب در ماسه سنگ در هنگام عمل آوری با محلول FC722، به علت تغییر ترشوندگی، جذب نمی شوند. از شکل ۵ می توان مشاهده نمود که ترشوندگی در هر دو سیستم GOB و GWB از ترشوندگی شدید مایع به ترشوندگی متوسط یا ترشوندگی مطلوب گاز با FC722 تغییر یافته است. بزودی ثابت خواهد شد که ترشوندگی به ترشوندگی مطلوب گاز از طریق اندازه گیری فشار مویین ورودی تغییر یافته است. از نتایج نشان داده شده در شکل ۵ می توان مشاهده نمود که FC722 برایتغییر ترشوندگی در سیستم های گاز – مایع ماسه سنگ موثرتر است.

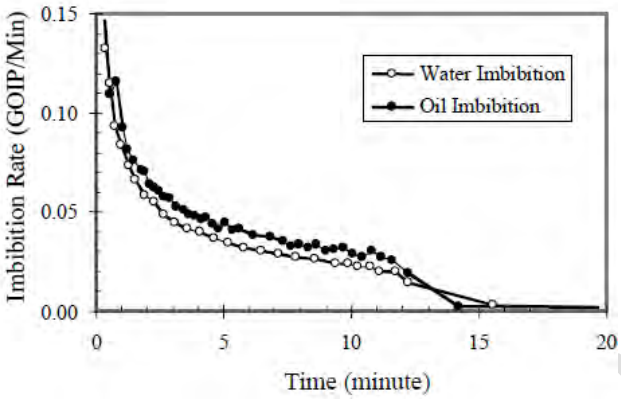


شکل ۵ : بازیابی گاز توسط آشام آب و نفت در ماسه سنگ اشباع با هوا با و بدون مواد شیمیایی

نرخ جذب نفت خودبخودی برای هر دوی نفت و آب و سیستم های گاز- نفت و گاز- آب در شکل ۶ در واحدهای GOIP در هر دقیقه نشان داده شده است. از این شکل می توان مشاهده نمود که نرخ جذب نفت خودبخودی تا حدودی بالاتر از نرخ جذب آب در ماسه سنگ است. فرایند نشان داده شده در شکل ۶ می تواند به علت ترشوندگی مایع قویتر در سیستم های GOB نسبت به سیستم های GWB باشد.

www.SID.ir

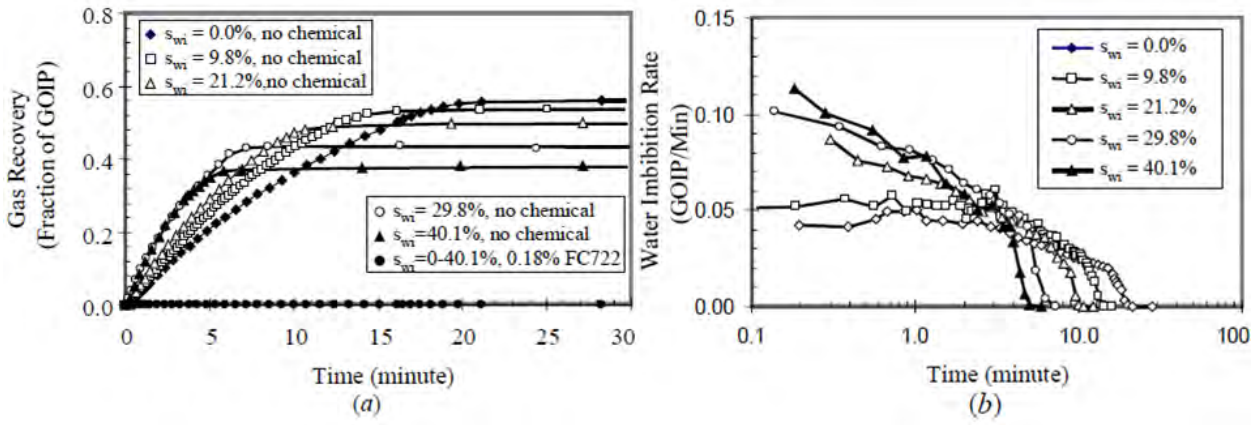
Archive of SID



شکل ۶: نرخ آشام نفت و آب ماسه سنگ اشباع با هوا بدون مواد شیمیایی

نتایج آزمایشگاهی در شکل a۷ نشان می دهند که هیچ جذب آبی در ماسه سنگ بعد از تغییر ترشوندگی از طریق FC722 با اشباع آب اولیه متغیر از ۰ تا ۴۰/۱ درصد وجود ندارد. فرایند جذب بعداز تقریبا ۲۰ دقیقه کامل شد. هنگامی که زمان تست را به حدود ۱۰۰۰ دقیقه توسعه داده می شود، همان نتایج جذب بدست آیند. شکل a۷ نشان می دهد که FC722 می تواند ترشوندگی سنگ در حضور اشباع آب اولیه در سیستم های گاز – آب را تغییر دهد.

بازیابی گاز از طریق جذب آب با افزایش اشباع آب اولیه افزایش می یابد، همانطور که در شکل a۷ نشان داده شده است. اثر اشباع آب اولیه بر نرخ های جذب نیز بررسی شده است. شکل b۷ نشان می دهد که نرخ جذب با افزایش اشباع آب اولیه در مرحله اولیه جذب افزایش می یابد..



شکل ۷ : اثر اشباع آب اولیه بر آشام آب در ماسه سنگ اشباع با هوا با و بدون درمان با FC722

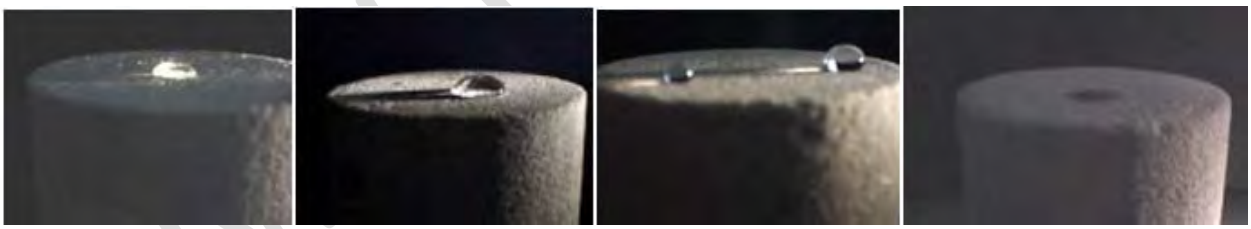
۷. ترشوندگی گاز مطلوب

www.SID.ir

Archive of SID

جذب صفر نفت یا آب در نمونه اشباع شده با هوا بعد از تغییر ترشوندگی نشان داده شده در شکل ۵ برای ماسه سنگ، میزان تغییر ترشوندگی را مشخص نمی سازد. یک تست دقیق تر، اندازه گیری فشار مویین ورودی است. هر گونه فشار مثبتی روی ورودی مایع نمونه با هوا اشباع شده، درجه ترشوندگی مطلوب گاز یک نمونه عمل آوری شده را برقرار می سازد. فشارهای مویین ورودی برای سیستم های GOB و GWB بعد از عمل آوری نمونه ماسه سنگ با محلول FC722 wt ۲,۰٪ اندازه گیری شدند. تخلخل و نفوذپذیری این نمونه به ترتیب ۱۹/۵٪ و md ۶۱۶/۷ بود. فشار مویین ورودی بعد از عمل آوری ماده شیمیایی در سیستم GWB اندازه گیری شد؛ که حدود cm ۳۵ ستون آب است. شبه زاویه تماس محاسبه شده با استفاده از معادله ۳، حدود ۹۵ درجه است. فشار مویین ورودی در سیستم GOB حدود ۱۲cm ستون نفت است. شبه زاویه تماس محاسبه شده با استفاده از معادله ۳، حدود ۹۳ درجه است.

همچنین آنها تغییر ترشوندگی را از طریق قطره آب یا نفت روی یک نمونه استوانه ای اشباع شده با هوا بررسی کردند. شکل ۸، سرنوشت قطره آب روی سطح نمونه ماسه سنگ اشباع شده با هوا قبل و بعد از عمل آوری را نشان می دهد. شکل a۸ نشان می دهد که قطره آب به محض اینکه روی نمونه ماسه سنگ (نمونه شماره ۱) قبل از عمل آوری با ماده شیمیایی قرار داده شد درون سنگ جذب شد. قطره نفت نیز جذب شد. از سوی دیگر، هنگامی که قطره آب روی ماسه سنگ اشباع شد با هوا قرار داده شد که متحمل تغییر ترشوندگی با محلول FC722 wt ٪۲,۰ شده بود، قطره شکلی را گرفت که سازگار با ترشوندگی خود بود. شکل b۸ نشا ن می دهد که قطره آب یک زاویه تماس حدود ۱۲۵ درجه را شکل می دهد که نشان دهنده ترشوندگی شدید مطلوب گاز می باشد. هنگامی که قطره آب روی ماسه سنگ عمل آوری شده با محلول FC722 wt٪۰,۱۸ قرار داده شد،زاویه تماس حدود ۱۲۰ درجه است (شکل c۸ را مشاهده نمایید). همانطور که انتظار می رود، ماسه سنگ عمل آوری شده، هیچ آبی را جذب نمی نماید. شکل d۸، یک قطره نفت روی یک ماسه سنگ اشباع شده با هوا (نمونه شماره ۲) عمل آوری شده با محلول FC722 wt ٪۲ را نشان می دهد؛ نفت دورن سنگ جذب نمی شود. این شکل نشان می دهد که زاویه تماس در میان فاز نفت کمتر از سیستم گاز – آب – سنگ است؛ زوایه تماس اندازه گیری شده در میان فاز نفت حدود ۶۰ درجه است.



(a) آب (بدون درمان شیمیایی) (b) آب با ۲درصد Fc722 و θ=125 (c) آب با 0/18 درصد Fc722 و θ=120 (d) نفت با ۲ درصد Fc722 و θ=60

شکل ۸ : قطرات مایع در سطح ماسه سنگ اشباع با هوا قبل و بعد از درمان با FC722

۸. نتیجه گیری

۱-ترشوندگی سیستم های گاز- آب- سنگ را می توان از ترشوندگی قوی آب به ترشوندگی متوسط گاز با FC754 تغییر داد و از ترشوندگی قوی آب به ترشوندگی مطلوب گاز با FC722 تغییر داد.

www.SID.ir

Archive of SID

۲-ترشوندگی سیستم های گاز- نفت- سنگ را می توان از ترشوندگی قوی نفت به ترشوندگی نفت کمتر با FC754 تغییر داد و می توان آن را از ترشوندگی قوی نفت به ترشوندگی مطلوب گاز با FC722 تغییر داد.

۳-بازیابی نفت و نفوذپذیری نسبی فاز گاز در سیستم های گاز- نفت را می توان از طریق عمل آوری FC722 به علت تغییر ترشوندگی، افزایش داد.

۴- FC722 از لحاظ گرمایی پایدار است و به نظر می رسد که بطور مداوم ترشوندگی را تغییر دهد.

منابع

[1] Li, K., and Firoozabadi, A.: "Modeling Gas-Condensate Relative Permeabilities and the Effect of Wettability Change to Gas Wetness," to be published in SPEJ, 2000.
[2] Buckley, S. E. and Leverett, M. C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Petroleum Transactions, AIME (1942), **146**, 187-196.
[3] Wagner, O. R. and Leach, R. O.: "Improving Oil Displacement Efficiency by Wettability Adjustment," paper SPE 1101-G, presented at the 1958 Annual Meeting, Houston, Texas, Oct. 5-8.
[4] Froning, H. R. and Leach, R. O.: "Determination of Chemical Requirements and Applicability of Wettability Alteration Flooding," paper SPE 1563, presented at the 1966 Annual Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Texas, Oct. 2-5.
[5] Penny, G. S., Soliman, M. W., and Briscoe, J. E.: "Enhanced Load Water-Recovery Technique Improves Stimulation Results," paper SPE 12149, presented at the 1983 Annual Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Francisco, CA, Oct. 5-8.
[6] Wardlaw, N.C. and McKellar, M.: "Wettability and Connate Water Saturation in Hydrocarbon Reservoirs with Bitumen Deposits," J. of Petroleum Science and Engineering (1998), **20**, 141-146.
[7] Fang, F., and Firoozabadi, A., Abbaszadeh, M, and Radke, C.: "A Phenomenological Network Model of Critical Condensate Saturation," paper SPE 36716, presented at the 1996 Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 6-9.

www.SID.ir