بسمه تعالی

بخش مهندسی شیمی

طرح پیشنهادی پایان نامه کارشناسی ارشد

موضوع: استفاده از مواد فعال در سطح برای جلوگیری از پدیده انسداد میعانی

استاد راهنما : دکتر محمد رضا رحیم پور

دانشجو: غزاله حقیقت جو

شماره دانشجویی : ۸۷۵۰۶۸

الف)این طرح تحقیق در کمیته تحصیلات تکمیلی بخش مورخ .....مطرح و مورد موافقت قرار گرفت/نگرفت.

امضا رئیس بخش.....

ب)این طرح تحقیق در شورای تحصیلات تکمیلی دانشکده مورخ ..... .مطرح و مورد موافقت قرار گرفت/نگرفت.

امضا سرپرست تحصیلات تکمیلی دانشکده.....

فهرست مطالب

مقدمه	۲
مخازن گاز میعانی	۲
پدیده انسداد میعانی	۵
بررسی تراوایی نسبی	۶
پیشینه تحقیق	۷
هدف از انجام تحقیق	۳۶
مراحل انجام تحقیق	۳۶
برنامه زمان بندی	۳۶
مراجع	۳۷

۱- مقدمه

یکی از مشکلات اساسی که جهان با آن روبرو است مسئله تامین انرژی می باشد.ازجمله منابع ارزان و موثر انرژی ، که امروزه اهمیت زیادی را به خود اختصاص داده است گاز طبیعی است .این سوخت پاکترین سوخت فسیلی محسوب می شود ومنابع موجود آن برای حداقل تا ۶۰ سال آینده کافی می باشد نرخ تقاضا در جهان برای این محصول دائما در حال افزایش است. گاز به عنوان سوخت در کشور ما جایگاه بسیار مهمی دارد.لذا تلاش برای افزایش برداشت این ماده ی ارزشمند از مخازن گازی و گاز میعانی مورد توجه زیادی است.تنها اتکای به توان طبیعی مخزن برای این کار عملی نیست ، بنابراین راه های مصنوعی تحریک چاه تولید را باید مورد توجه قرار داد.

تخمین های کنونی گویای این مطلب است که تاسال ۲۰۰۵ ، ٪۵۰ منابع تولید گاز کشف شده است بسیاری از منابع گاز طبیعی موجود در شرایط مخازن گاز میعانی قراردارند. در این مخازن طی برداشت با افت فشار مخزن به زیر نقطه شبنم میعانات گازی از فاز گاز خارج شده و به فرم یک مانع در نزدیک چاه برداشت در می آیند که این پدیده باعث کاهش قابل توجهی در برداشت گاز می گردد. با عبور اشباع میعانات گازی در مخزن ،اشباع بحرانی میعانات نیز به سمت چاه برداشت به راه می افتند. روشهای متعددی برای بازگرداندن تولید گاز بعد از انباشتگی میعانات پیشنهاد شده است. تزریق گاز، تزریق آب و گاز (WAG)از این روشها است. روش تزریق حلال هم می تواند باعث افزایش تولید نیز گردد.

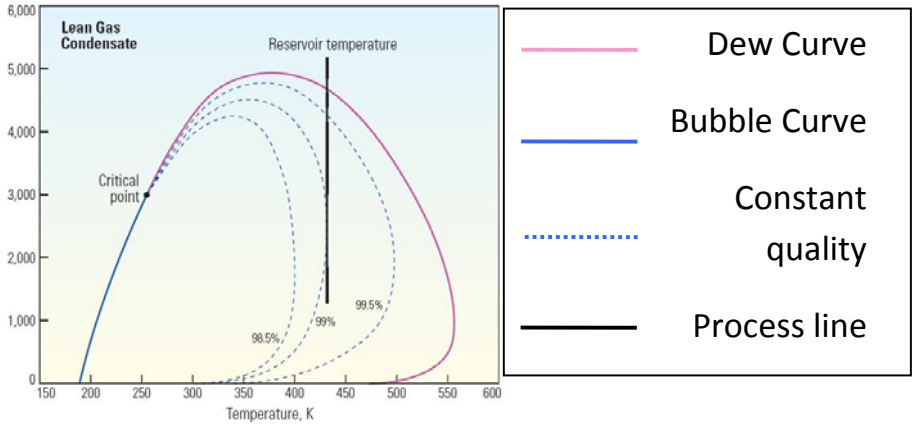
تمام روش های بیان شده دارای محدودیت های هستند (تکنیکی یا اقتصادی) و همچنین برای بازده کوتاه زمانی موثر می باشند . اما استفاده از مواد فعال در سطح روشی است برای جلوگیری از پدیده انسداد میعانی که پایداری و بازده زمانی موثر زیادتری دارد.

۲- مخازن گاز میعانی :

مخازن هیدروکربنی در قالب ۲ گروه کلی تقسیم بندی می شوند.یکی مخازن نفتی است و دیگری مخازن گازی.

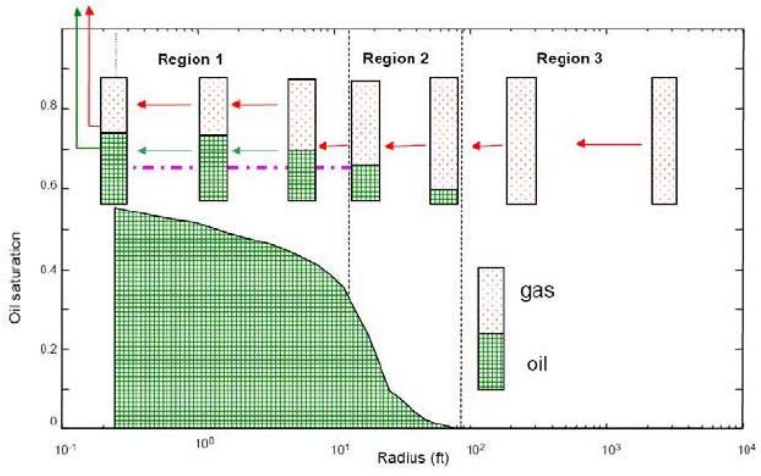
مخازن گاز میعانی جزئی از مخازن گازی است که رفتار خاصی را از نظر فازی از خود نشان می دهد.این رفتار فازی خاص را پدیده ی مایع شدن معکوس (Retrograde Condensation) می نامند.

شکل ۱ گویای این رفتار است.



شکل۱ : منحنی P-T نمونه ای از گاز میعانی

با توجه به این رفتار با افت فشار مخزن، گاز در ناحیه ی اطراف چاه به مایع تبدیل می شود.این رفتار به خودی خود بد نیست،با این حال به دلیل اتفاق افتادن در مخزن رفتار جریانی ویژه ای را برای گاز حرکت کننده به سوی چاه برداشت ایجاد می کند. شکل ۲ بیان گر نتیجه ی پدیده ی میعان معکوس است.



شکل ۲ : منحنی اشباع میعانات گازی بر حسب فاصله از چاه برداشت

این نتیجه همان عامل مورد توجه در مخازن گاز میعانی است که بر تولید گاز به شدت تاثیر می گذارد.

میادین گاز میعانی به ۳ ناحیه قابل تقسیم هستند که ۲ ناحیه ی آن زمانی پدید می آید که فشار ته چاهی پایین تر از فشار شبنم شود . نواحی به قرار زیراند :

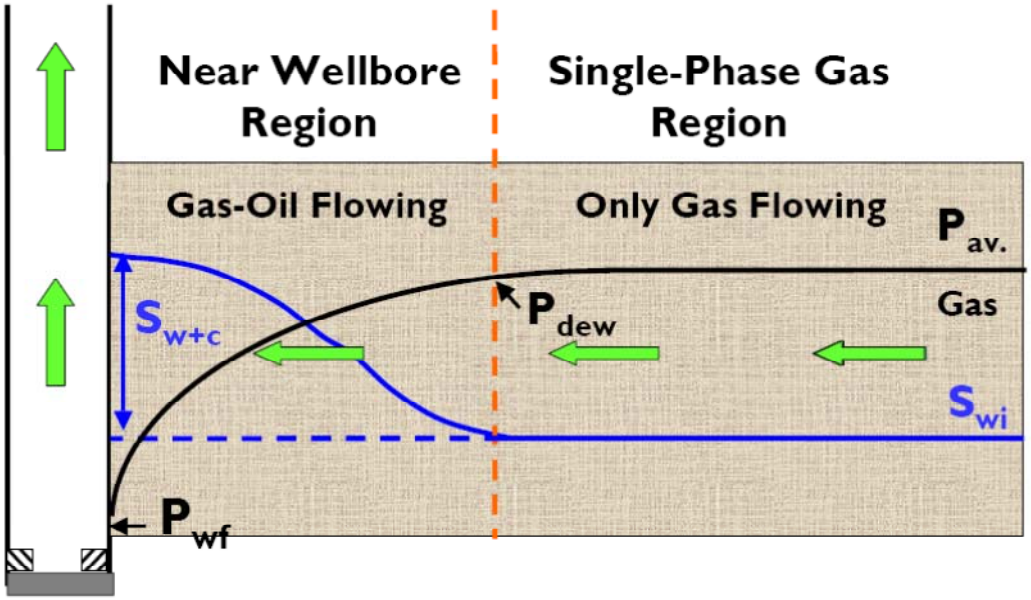
ناحیه ی ۱: ناحیه ی نزدیک چاه برداشت است که جریان پایایی از گاز و میعانات گازی وجود دارد.اشباع میعانات بالاتر یا مساوی اشباع بحرانی است.

ناحیه ی ۲: تنها جریان گاز داریم،فشار مخزن کمی از فشار شبنم پایین تر است.اشباع میعانات کم می باشد و کشش بین سطحی گاز و میعانات کم است ،لذا جریان گاز زیاد خواهد بود.

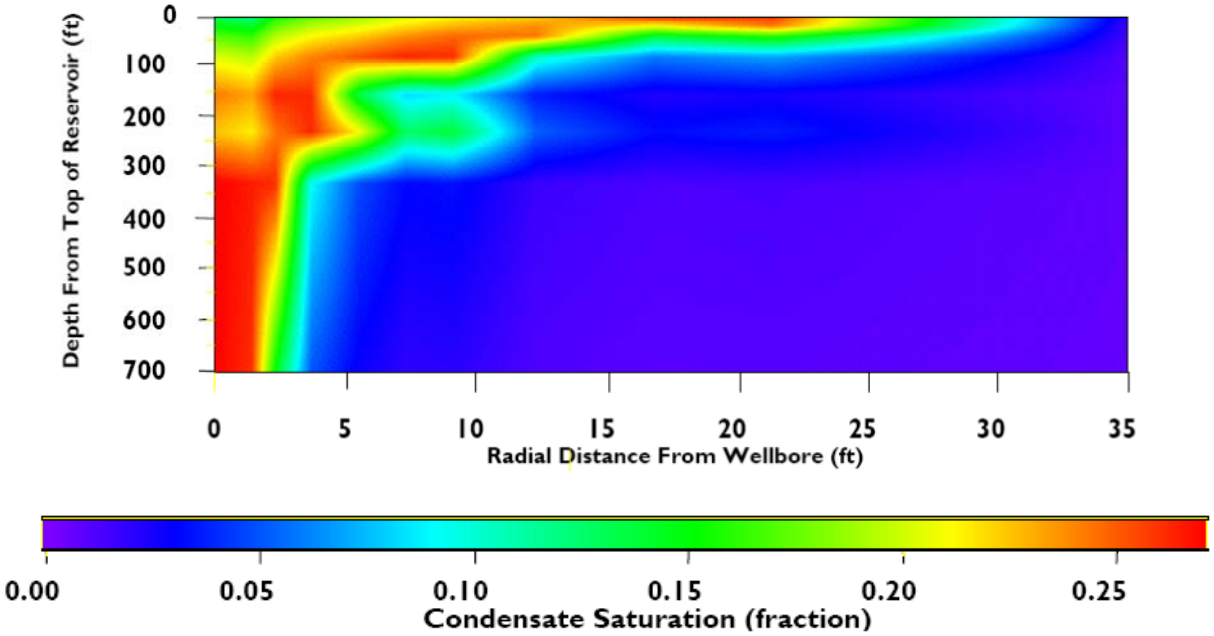
ناحیه ی ۳ : دورترین شعاع را شامل است.گاز جریان کمی دارد.شرایط تک فازی است.فشار متوسط مخزن هم بالای نقطه ی شبنم است.

میعانات تولیدی در ناحیه ی ۳ شروع به حرکت می کنند و در کنار گاز قرار می گیرند و به دلیل اینکه قسمتی از فضای خالی را اشغال کرده اند و همچنین حضور فاز اضافی مقاومت مازادی را به سیستم تحمیل می کنند،عبور گاز را دچار مشکل می کند و تولید گاز را بسیار می کاهد.این همان پدیده ی انسداد میعانی (Condensate blocking) است.

Schematic of Condensate Banking Problem



Calculated Near-Wellbore Condensate Saturation



۳- پدیده ی انسداد میعانی:

در حین بهره وری از چاههای گاز-میعانی، بعد از اینکه فشار در نزدیک چاه تولید به زیر نقطه شبنم سیال هیدروکربنی کاهش یابد، افت عمده ای در تولید اتفاق می افتد. بعضی از این مخازن گازی همچنین انباشتگی آبی در نزدیک چاه دارند که به انسداد میعانی نیز می افزایند. انسداد میعانی باعث کاهش ۵۰ تا ۸۰٪ بهره وری چاه می شود. به عنوان مثال بهره وری میدان آرون در شمال سوماترا در اندونزی در حدود بعد از ۱۰ سال تولید به طور چشمگیری کاهش پیدا کرده است. شرکت شورون از افت تولید برای تعدادی از چاه های گاز میعانی دریای شمال خبر داد (آیالاسومایاجولا و همکاران ۲۰۰۵).از جمله منابع بزرگ گاز میعانی دیگری که کاهش قابل توجه تولید را ناشی از انباشتگی میعانی گزارش نموده اند میدان Shtokmanovskoye از دریای برنت روسیه است،میدان Karachganak از قزاقستان است ،میدان شمالی قطر که همان میدان پارس جنوبی ایران است و میدان Cupiagua در کلمبیا می باشد.(الیوت و همکاران ۱۹۹۸). دریک میدانی افت تولید اولیه به صورت عکس عمل می کند بدین صورت که تولید چاه بصورت متوسط کاهش پیدا می کند این در موقعی است که فشار به زیر نقطه شبنم کاهش پیدا کند این کاهش تولید ادامه می یابد تا زمانی که فشار در همه نقاط به زیر نقطه شبنم کاهش پیدا کند سپس تولید چاه افزایش پیدا می کند(اندرسن و همکاران ۲۰۰۶). این بدلیل آن است که گاز که به سمت دهانه چاه حرکت می کند دارای میعانات گازی کمی می باشد و این باعث می شود که اشباع میعانات را تا حدود ۵۵٪ کاهش دهد و همچنین باعث افزایش بهره وری چاه شود. بارنیوم و همکارانش در سال ۱۹۹۵ مشاهده کردند که با کاهش نفوذ پذیری نسبی بهره وری چاه کاهش پیدا می کند و این بدان معنی است که هرگاه حاصلضرب kh کمتر از ۱۰۰۰ میلی دارسی در فوت باشد این اتفاق خواهد افتاد .برای مخازن گاز میعانی فقیرتر پدیده ی انسداد میعانی می تواند به اندازه ی مخازن غنی مخرب باشد.به طوری که افیدیک و همکاران (۱۹۹۴) و بوم و همکاران (۱۹۹۶) نشان دادند که برای مخازن فقیر میعانات زیادی می تواند در مخزن جمع شود بعد از اینکه حجم زیادی گاز از فضای خالی مخزن عبور کرده باشد.

۴- بررسی تراوایی نسبی :

یکی از فاکتورهای تاثیر گذار بر روی تولید چاههای گاز میعانی نفوذ پذیری نسبی گاز یا نفوذ پذیری نسبی مایع می باشد. گراویر و همکارانش در سال ۱۹۸۶ مطالعاتی بر روی اندازه گیری نفوذ پذیری نسبی در شرایط مخزن انجام دادند و نتیجه گرفتند که نفوذ پذیری نسبی گاز با افزایش اشباعیت میعانات کاهش پیدا می کند.این مطالعات نتوانست سبب ایجاد یک رابطه بین اشباع بحرانی میعانات و خواص سنگ شود. و همچنین مطالعاتی که توسط ماکرود در سال ۱۹۸۹ انجام شد نشان داد که گراف نفوذپذیری نسبی برای مدل میعانات گازی شبیه

به گراف سیستم های گاز و نفت می باشد. چن و همکارانش در سال ۱۹۹۹ نفوذ پذیری نسبی را برای دو نوع گاز دریای شمال اندازه گیری کردند که چن خواص سنگ و خواص سیال و اشباعیت بحرانی میعانات را بررسی کرد. چن از مخلوط سیالهای مخازن گاز میعانی شمال نیز در این مطالعه استفاده کرد و نتایج حاصله بدین صورت است که اشباعیت بحرانی میعانات و نفوذ پذیری نسبی نسبت به جریان سیال و کشش بین سطحی حساس می باشد. نظر چن و همکاران این است که کشش بین سطحی زیاد دلیل کاهش نفوذ پذیری میعانات با افزایش اشباعیت میعانات است. اخیرا مطالعات متعددی توسط کابل و همکارانش در سال ۲۰۰۳ ، Du و همکارانش در سال ۲۰۰۰ و ال انازی و همکارانش در سال ۲۰۰۳ برای اندازه گیری نفوذ پذیری نسبی با استفاده از روش شبه فشار (Pseudo pressure) انجام گرفته است. در این روش مخلوط گازی که بالاتر از فشار نقطه شبنم است در یکنواخت کننده ی فشار اولیه Flash می شود وهنگام ورود به مغزه یک جریان دو فازی ایجاد می شود .این فرآیند مانند فرآیندی است که در اطراف چاه اتفاق می افتد بدین صورت که این جریان دو فازی باعث می شود که نفوذ پذیری نسبی کاهش پیدا کند چون میعانات خلل و خرج سنگ را پرکرده اند که این مانعی بر سر راه عبور جریان گاز است.

کومار و همکاران (۲۰۰۶) نفوذ پذیری نسبی گاز و مایع را برای ماسه سنگ وسنگ کربناتی روی بازه ی بزرگی از شرایط و نوع سیال بررسی نمودند.دامنه ی عدد موئینگی مورد استفاده بین $۱۰^{-۶}$ و $۱۰^{-۴}$ بود. نویسندگان تراوایی نسبی را تابعی از عدد موئینگی و نسبت تراوایی های نسبی در نظر گرفتند. آنها اثر جریان غیر دارسی را در نظر نگرفتند. در حالی که در شرایط دبی بالا که برای رسیدن به عدد موئینگی بالا لازم است،عامل موثری است. یک نکته ی قابل توجه این است که نسبت تراوایی نسبی گاز و مایع که به عنوان یک متغیر مستقل است،از نظر کوپرا و کارتر (۱۹۸۶) در شرایط پایا تابعی از خواص سیال است.این نسبت با تست های استاندارد پی وی تی قابل اندازه گیری است. نکته ی دیگر اینکه در تحقیقات جدید تراوایی نسبی گاز دیگر زیاد تابع اشباع میعانات نیست مادامی که تابعیت تراوایی نسبی با نسبت تراوایی های نسبی ثابت بماند.

۵- پیشینه تحقیق

۵-۱ مقدمه

از آنجایی که کاهش در تولید چاه اصولا در رابطه با کاهش نفوذپذیری نسبی گاز است، تلاشهای بسیاری برای اندازه گیری و مدل سازی نفوذپذیری نسبی سیالات گاز میعانی صورت گرفته است. در ابتدا، مطالعات در فشار و دمای پایین انجام گرفت (هام و ایلرتس ۱۹۶۷) بعد از آن مطالعات در شرایط مخزن با سیالات ساختگی بود

(هندرسون و همکاران ۲۰۰۰ ؛ کومار و همکاران ۲۰۰۶ ؛ آیالاسومایاجولا و همکاران ۲۰۰۳ ؛ بنگ و همکاران ۲۰۰۶) و با سیالات مخزن (ناگاراجان و همکاران ۲۰۰۴ ؛ موت و همکاران ۲۰۰۰) بررسی پارامتر های گوناگون مانند کشش سطحی (هندرسون و همکاران ۲۰۰۰)، جریان های بالا (کومار و همکاران ۲۰۰۶ ؛ آیالاسومایاجولا و همکاران ۲۰۰۳ ؛ بنگ و همکاران ۲۰۰۶ ؛ ناگاراجان و همکاران ۲۰۰۴ ؛ موت و همکاران ۲۰۰۰)، اثر غیر دارسی (کومار و همکاران ۲۰۰۶ ؛ ناگاراجان و همکاران ۲۰۰۴)، بررسی ترکیبات سیال (موت و همکاران ۲۰۰۰) و نوع سنگ (موت و همکاران ۲۰۰۰) رسیدگی شده اند.

لی و فیروزآبادی (۲۰۰۰) پیشنهاد افزایش تولید چاه گاز میعانی با تغییر قابلیت ترشوندگی از حالت مایع دوستی شدید به حالت گاز دوستی را ارائه داده اند. آنها آشام آب و نفت را روی ماسه سنگ تحت عمل شیمیایی قرار گرفته Berea در دمای اتاق اندازه گیری کرده اند. تنگ و فیروزآبادی (۲۰۰۰، ۲۰۰۲) تاثیر عملیات شیمیایی روی نفوذپذیریهای نسبی آب و نفت ماسه سنگ Berea را اندازه گیری کرده اند. در این مطالعات از مواد شیمیایی در آب به عنوان محلول شیمیایی استفاده شده است. اما آنها از سیالات گاز میعانی در شرایط مخزن استفاده نکرده اند.

کومار (۲۰۰۶) چندین ماده فعال در سطح فلوئوری در شرایط مخزن را بررسی کرد و پیشرفتهای عمده ای در نفوذپذیریهای نسبی گاز و مایع بعد از عملیات شیمیایی در هر دو ماسه سنگ Berea و مخزن، ایجاد کرد. نفوذپذیریهای نسبی گاز و مایع در $145^{\circ}F$، $250^{\circ}F$ و $275^{\circ}F$ با استفاده از سیالات گاز میعانی مختلف با ضریب دو افزایش یافت.

بنگ (۲۰۰۷) ، بنگ و همکاران (۲۰۰۸) از ماده ای فلوئوری که از 3M فراهم شده بود در مخلوطی از حلال ۲-پروپیلن گلایکول (PG) / ایزوپروپانول (IPA) برای برطرف کردن آسیب حاصل از انسداد میعانات یا آب در فشار هیدرولیکی در شرایط مخزن، استفاده کردند. عملیات شیمیایی، رسانندگی چند فازی فشار هیدرولیکی را با ضریب تقریبا دو افزایش می دهد.

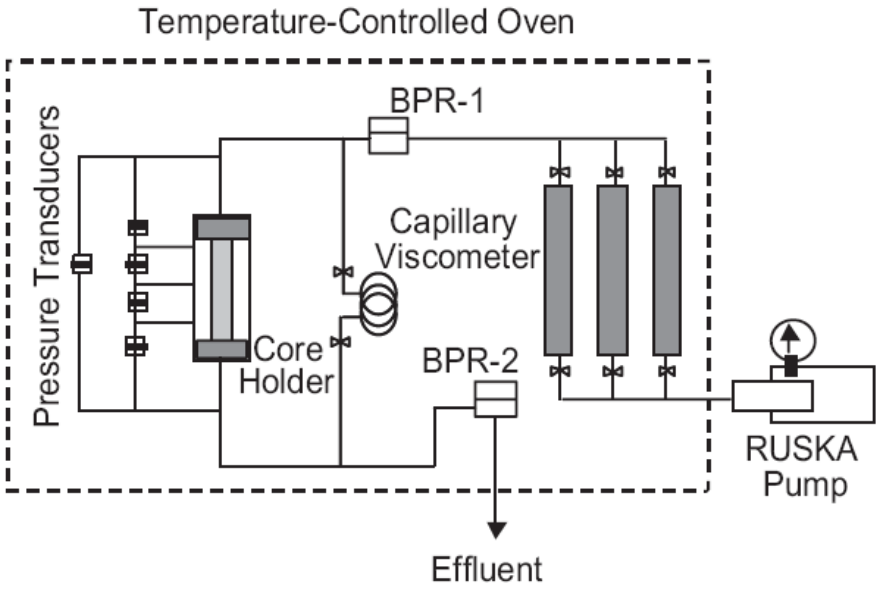
۵-۲ مقالات مربوط به مطالعات تجربی

۵-۲-۱ Bang V. et al. 2010

در این مقاله از یک ماده فعال در سطح فلوئوری و پلیمری که غیر یونی است، در مخلوطی از حلالهای ارگانیک استفاده شده، برای جلوگیری از پدیده انسداد میعانی . در آزمایشات از هر دو ماسه سنگ روی سطح بیرونی و مغزه مخزن استفاده شده است تا بتوان تاثیر انسداد میعانی را روی نفوذپذیری نسبی گاز بررسی کرد.

این عملیات شیمیایی قابلیت ترشوندگی ماسه سنگ را از آب دوستی یا نفت دوستی به حالت خنثی تغییر و نفوذپذیری نسبی سنگ را با استفاده از ماده فعال در سطح افزایش می دهد، که مشاهده شده نفوذپذیری نسبی بعد از این عملیات شیمیایی دو برابر می گردد، بنابراین بهره وری چاههای گاز-میعانی افزایش می یابد. تغییر ترشوندگی توسط شاخص ترشوندگی (USBM)، از مغزه ای که مورد عملیات شیمیایی قرار گرفته است، اندازه گیری می شود.

طرحی کلی از دستگاه آزمایشگاهی، که برای اندازه گیری نفوذپذیری نسبی گاز-میعانی در شرایط پایدار استفاده شده ، در شکل ۳ نشان داده شده است.



شکل۳: شماتیکی از دستگاه عبور جریان از مغزه

یک پمپ با جا به جایی مثبت برای تزریق سیال با دبی ثابت استفاده شده است. یک مغزه گیر و انباشتگرهای فشار بالا و دو تنظیم کننده فشار متقابل برای کنترل فشار ورودی (BPR-1) و فشار خروجی (BPR-2)، که همگی در یک کوره کنترل دما قرار دارند، در نظر گرفته شده.

مغزه در یک لایه از نوار تفلون و سپس فویل آلومینیوم و تیوب عایق حرارتی تفلونی پیچیده شده. فویل آلومینیومی و تیوب عایق حرارتی تفلونی از نفوذ گازها و واکنش بین سیالات با لاستیک مفصل جلوگیری می کنند.

نفوذپذیری گاز تک فازی را برای هر مغزه بصورت خشک با استفاده از متان یا نیتروژن اندازه گیری می کنند. سپس اشباع آب اولیه را برقرار می سازند و نفوذپذیری نسبی گاز در اشباع آب اولیه مورد اندازه گیری قرار می گیرد. از روش فلاش دینامیکی (که همچنین با نام "روش شبه پایدار" در مقالات نیز آورده شده) برای اندازه گیری نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات در حالت پایدار استفاده شده است. تنظیم کننده فشار متقابل ورودی در فشاری بالاتر از فشار نقطه شبنم سیال و تنظیم کننده فشار متقابل خروجی در فشاری پایین تر از فشار نقطه شبنم سیال، مطابق با فشار جریان ته چاه، تنظیم شده اند. بنابراین، مخلوط گازی تک فاز با عبور از تنظیم کننده فشار متقابل ورودی به دو فاز (گاز و مایع) تفکیک می گردد. این روش فلاش دینامیک بسیار شبیه فرایند انباشتگی میعاناتی است که در محدوده چاه تولید اتفاق می افتد. تزریق مخلوط تا جایی ادامه دارد که حالت پایدار به یک جریان مشخص برسد و افت فشار اندازه گیری می گردد. سپس جریان افزایش میابد و اندازه گیری ها در هر جریان تکرار می شود. سپس۲۰ PV تا ۴۰ PV از محلول شیمیایی تزریق می شود. بمدت ۱۵ ساعت به مغزه و محلول شیمیایی در تماس با آن فرصت داده می شود تا برهم کنش انجام گیرد و گاز میعانی مجددا از مغزه عبور داده می شود تا تاثیر محلول شیمیایی بررسی شود.

اندازه گیری ها در حالت پایا قبل و بعد از عملیات شیمیایی انجام می شود تا بهبود در نفوذپذیری نسبی گاز و مایع (نفت) بررسی گردد.

از پنج مخلوط سیال ساختگی بعنوان مخلوط گاز-میعانی برای شرایط مختلف مخزن در آزمایش استفاده شده است. ترکیبات مخلوط گازی در جدول ۱ آورده شده است.

جدول ۱ : ترکیبات مخلوط گازی

Component	Fluid 1 (Mol%)	Fluid 2 (Mol%)	Fluid 3 (Mol%)	Fluid 4 (Mol%)	Fluid 5 (Mol%)
Methane	89	89	93	95	83
Propane	0	5	0	1	0
n-Butane	5	0	4	0	4
n-Heptane	2.5	2.5	0	1.25	7.2
n-Decane	2.5	2.5	2	1.25	4
n-Dodecane	0	0	0	0	1.8
n-Pentadecane	1	1	1	1.5	0

سیالات ساختگی طوری طراحی شده اند تا با خواص سیال مخزنی مانند فشار نقطه شبنم، تشکیل میعانات، نسبت فشار/ حجم/ دما (PVT) و کشش سطحی گاز/ نفت مطابقت داشته باشند. نسبت PVT بصورت زیر تعریف می گردد :

$$\text{PVT Ratio} = \frac{V_g \mu_g}{V_o \mu_o}$$

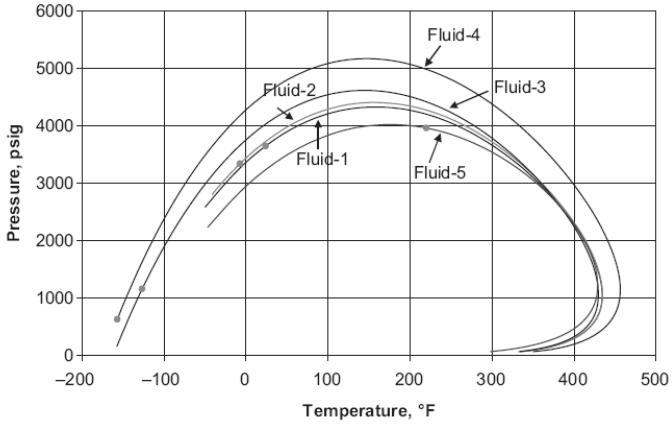
خواص سیال با استفاده از معادله حالت پنگ رابینسون (PREOS) با تصحیح حجمی پنلوکس (Peneloux volume corrections) محاسبه می گردد.

جدول ۲ خواص سیال را در شرایط آزمایش ارائه می دهد.

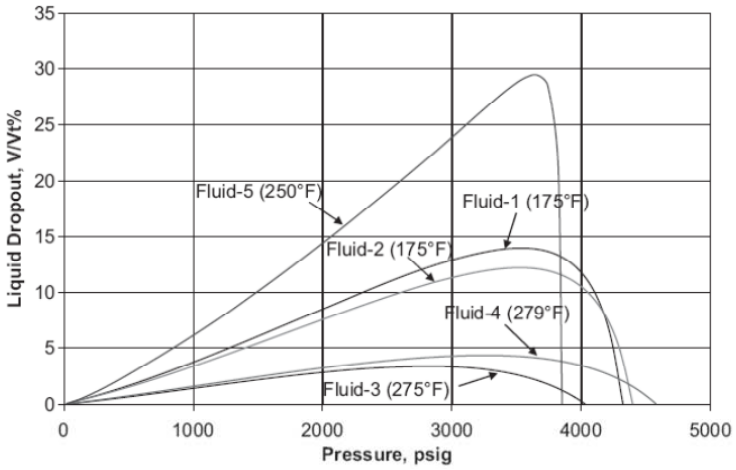
جدول ۲: خواص مخلوط گازهای ساختگی در شرایط آزمایشگاهی

	Fluid 1		Fluid 2	Fluid 3	Fluid 4	Fluid 5
Temperature (°F)	175		175	275	279	250
Dew point pressure (psig)	4,321		4,398	4,029	4,578	3,851
Core pressure (psig)	1,950	460	420	1,500	1,500	1,500
Liquid dropout (V/Vt, %)	8.18	1.47	1.23	2.13	2.18	10.11
Gas viscosity (cp)	0.017	0.013	0.013	0.016	0.016	0.016
Oil viscosity (cp)	0.196	0.377	0.408	0.262	0.311	0.165
IFT (dyne/cm)	3.1	12.13	12.89	5.17	5.52	4.47

نمودارهای رفتار فازی (phase envelopes) و نمودارهای میعانات تولیدی (Liquid-dropout) بترتیب در شکل های ۴و۵ نشان داده شده اند.



شکل ۴ : رفتار فازی مخلوطهای گازی



شکل ۵: نمودار میعانات تولیدی مخلوطهای سیال ساختگی

مهمترین خواصی که ماده فعال در سطح احتیاج دارد برای یک عملیات شیمیایی موفق به این صورت می باشد:

باید اثر متقابل قوی بین مولکول ماده فعال در سطح و ماده معدنی روی سطح سنگ ایجاد گردد که برای پایداری و مدت زمان عملیات شیمیایی لازم است.

ماده فعال در سطح باید قادر باشد هم آب و هم نفت را دفع کند و سطح سنگ را خنثی گرداند.

ماده فعال در سطح باید در دماهای بالا پایدار باشد چون بیشتر مخازن گازی و گاز-میعانی در دماهای محدوده F ۱۵۰° تا ۳۵۰°F می باشند.

ماده فعال در سطح نباید باعث تشکیل واکنش های ناخواسته که ایجاد رسوب، امولسیون، انسداد، یا پدیده های معکوس دیگر میکنند، شود.
ماده فعال در سطح باید بتواند در محلولهای غیر آبی بخصوص حلال ارگانیک محلول باشد.

در این کار از یک ماده فعال در سطح فلوئوری پلیمری غیر یونی که از 3M فراهم شده تحت نام تجاری FC4430، استفاده شده است.

ساختار کلی شیمیایی ماده فعال در سطح فلوئوری پلیمری غیر یونی بدین صورت است:

$$R_f - \left(OCH_2CHR'\right)_x - OH$$
$$R' = H, CH_3, C_2H_5 \ldots$$

ماده فعال در سطح شامل یک دنباله فلوئوروآلکیل (fluoroalkyl tail) (R_f) و گروه ابتدایی آلکیلن اکساید (Alkylene oxide head group) است. گروه فلوئوروآلکیل در ماده فعال در سطح، نقش دفع آب و نفت را ایفا می کند. گروه ابتدایی شامل واحدهای تکرار شونده پلورونیک است که شامل اتیلن اکساید و پروپیلن اکساید انتهایی در گروههای ابتدایی هیدروکسیل است.

آلکیلن اکسایدها در مولکول، با ماسه سنگ پیوند هیدروژنی بین واحدهای آلکیلن اکساید و هیدراتهای سیلانول (hydrated silanols) روی سطح ماسه سنگ ایجاد می کنند. طبیعت پلیمری مولکول در تماسهای متعدد با سطح سنگ، عملیات با دوامی را نتیجه می دهد.

اثر متقابل بین این نوع از مولکول و سنگ بعلت جذب سطحی است که تا اندازه ای توسط نقطه ابری شدن (cloud point) ماده کنترل می گردد.

این نوع اثر متقابل، بر محدودیتهایی که در استفاده از آلکوکسی سایلن ها (alkoxysilanes) که توسط دیگران انجام شده و با سطح سنگ پیوند کووالانسی تشکیل می دهند، غلبه می کند. واکنش پذیری آلکوکسی سایلن ها با دما، آب و میزان شوری، سرعت می گیرد. زمانیکه هیدرولیز و واکنش های میعان گازی شروع می شود به سختی می توان آنها را تحت شرایط مخزن کنترل کرد. در این صورت اجزاء بصورت بی قاعده در می آیند و نه تنها با سطح زیرین بلکه با یکدیگر نیز واکنش می دهند. بنابراین، وقتی آلکوکسی سایلن ها تحت شرایط مخزن قرار می گیرند در حین عملیات شیمیایی، دستخوش هیدرولیز و خود میعانی می شوند که باعث ایجاد آسیب در سنگ و کاهش نفوذپذیری می گردد.

انتخاب مخلوط حلال مناسب از مهمترین قسمت عملیات شیمیایی است. مهمترین خصوصیت مورد نیاز برای حلال برای انتقال ماده فعال در سطح به سنگ به این گونه می باشد:

- ماده فعال در سطح باید در شرایط مخزن در حلال قابل حل باشد.
- محلول شیمیایی (ماده فعال در سطح + حلال) باید بطور کامل با آب نمک مخزن در دمای مخزن، امتزاج پذیر باشد. حلالیت ماده فعال در سطح در حلال با افزایش غلظت آب و دما، کاهش می یابد و نهایتا به نقطه ابری نزدیک می گردد. این خصوصیت ماده فعال در سطح غیر یونی است.
- محلول شیمیایی باید بتواند نمک موجود در آب نمک مازاد را در خود حل کند.

حلالها براساس رفتار فازی محلول شیمیایی با آب نمک مخزن در دمای مخزن جدا می شوند. نتایج نشان می دهد که مخلوطهایی از گلایکول مانند ۲-بوتوکسی اتانول (2-butoxyethanol) یا پروپیلن گلایکول (propylene glycol) و یک الکل مانند اتانول یا ایزوپروپانول برای حل کردن آب نمک و یا میعانات نزدیک چاه بسیار موثرند. این مخلوط از حلال، بسیار مقبول تر از دیگر حلالها (مانند متانول)، می باشد با توجه به ماده، محیط و نقطه فراریت.

در حالت پایدار، نسبت نفوذپذیری نسبی گاز و نفت اگر اثر غیر دارسی جریان در نظر گرفته نشود بصورت تابعی از نسبت PVT بیان می شود.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{f_g \mu_g}{f_o \mu_o} = \frac{V_g \mu_g}{V_o \mu_o}$$

که V_o و V_g بترتیب حجم گاز و مایع هستند و از اندازه گیری های انبساطی با ترکیب ثابت سیال که بصورت تابعی از حجم کلی هیدروکربن تعریف می شوند، تعیین می گردند. بنابراین، نسبت نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در یک فشار داده شده مغزه ثابت است و تنها توسط خواص سیال تعیین می گردد.

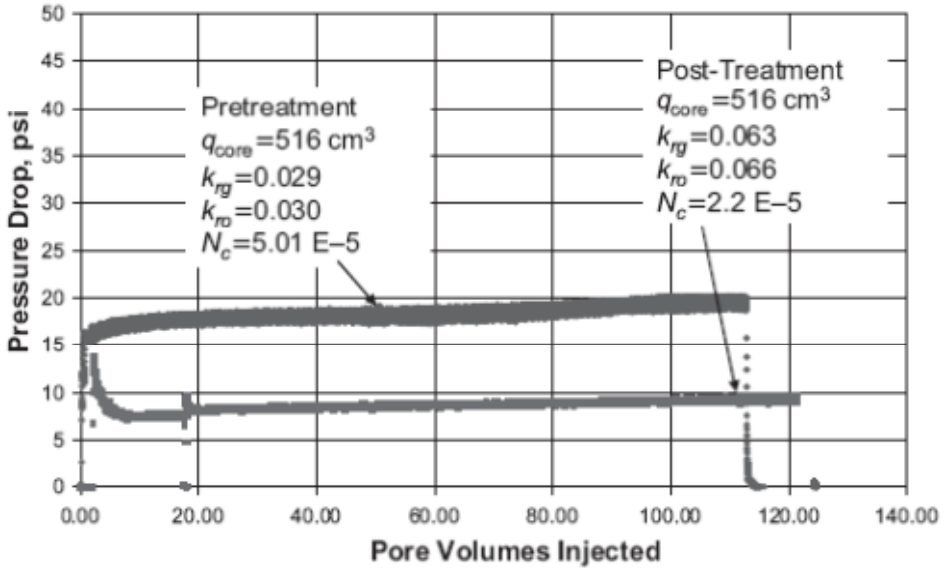
افراد مختلف نشان داده اند که نفوذپذیری نسبی گاز و مایع در حالت پایدار می تواند به تناسب داده شده در معادله بالا مرتبط گردد.

در داده های موجود در این مقاله، اثر غیر دارسی سیال در نظر گرفته نشده است، بنابراین نسبت نفوذپذیری نسبی گاز و نفت در یک فشار داده شده مغزه تنها توسط خواص سیال کنترل می شود و قبل و بعد از عملیات یکسان خواهد بود. پس، پیشرفت در نفوذپذیری نسبی هر دو فاز بواسطه عملیات یکسان خواهد بود.

در این مقاله ضریب پیشرفت بصورت نسبت نفوذپذیری نسبی گاز بعد از عملیات شیمیایی به نفوذپذیری نسبی گازی که تحت عملیات شیمیایی قرار نگرفته است، محاسبه می شود.

در اینجا آزمایشات روی ماسه سنگ Berea در محدوده دمایی ۱۷۵ ° F تا ۳۲۲ ° F انجام می گیرد.

شکل ۶ افت فشار جریان گاز میعانی دوفازی را قبل و بعد از عملیات شیمیایی در ۲۰۰۰ psig و ۱۷۵ ° F (آزمایش ۶۳) مقایسه می کند.



شکل ۶ : افت فشار قبل و بعد از عملیات شیمیایی در ۱۷۵ °F برای ماسه سنگ Berea

عملیات شیمیایی، افت فشار جریان دوفازی در حالت پایدار را تقریبا با ضریب دوکاهش می دهد، که دلالت بر این دارد که نفوذپذیری های نسبی گاز و مایع با ضریب یکسان بعد از عملیات افزایش می یابند.

جدول ۳ تاثیرات عملیات شیمیایی روی مغزه ماسه سنگ Berea را تحت شرایط مختلف مانند اشباعیت آب، دما و میزان شوری آب نمک خلاصه می کند.

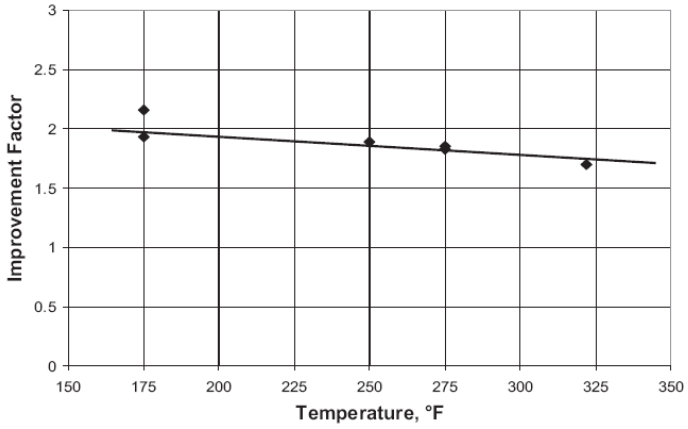
جدول ۳ : پیشرفت در نفوذپذیری نسبی در ماسه سنگ Berea

	Exp-53	Exp-63	Exp-81	Exp-82	Exp-W8	Exp-W14	Exp-W21	Exp-W24
k_g (md)	162	210	269	226	213	124	198	172
S_{wi} (%)	19	19	19	19	26	26	30	26
Salinity	73,000	73,000	73,000	73,000	78,000	78,000	180,000	78,000
Temp (°F)	175	175	175	175	275	275	322	275
Preflush	–	–	–	–	–	–	PG-IPA	–
Surfactant (wt%)	2	2	1	0.1	2	2	2	2
Solvents	EGMBE/ Ethanol	EGMBE/ Ethanol	EGMBE/ Ethanol	EGMBE/ Ethanol	DPGME/ Ethanol	EGMBE/ Ethanol	PG/IPA	PG/IPA
K_{rg} before treatment	0.045	0.029	0.057	0.071	0.071	0.118	0.062	0.077
K_{rg} after treatment	0.087	0.063	0.135	0.154	0.122	0.218	0.107	0.141
K_{rg}/K_{ro} ratio	0.95	0.95	2.3	2.3	2.9	2.7	0.8	2.85
Improvement factor	1.93	2.16	2.36	2.18	1.7	1.85	1.7	1.83

جدول ۳ حلالهای مختلف را برای انتقال ماده فعال در سطح به سنگ تحت شرایط مختلف، ارائه داده است. مخلوطهایی از ۲-بوتوکسی اتانول (EGMBE) / اتانول و پروپیلن گلایکول / ایزوپروپانول (PG/IPA) نتایج بهتری را در مقایسه با دیگر حلالها می دهند. مشاهده نمونه پخش شده در حین عملیات نشان می دهد که محلول شیمیایی که از این حلالها تشکیل شده اند، آب نمک و مایعات را بطور موثر از مغزه جابه جا می کنند.

تناسب بهینه استفاده از حلالها در محلولهای شیمیایی توسط بررسی های رفتار فازی تعیین می گردد و تحت شرایط آزمایش در محدوده های کوچک تغییر می کند.

شکل ۷ تاثیر دما را روی ضریب پیشرفت نشان می دهد.



شکل ۷ : تاثیر دما روی پیشرفت نفوذپذیری نسبی گاز بواسطه عملیات شیمیایی

این نتایج نشان می دهد که عملیات شیمیایی نفوذپذیری نسبی گاز و مایع را تقریبا با ضریب دو در محدوده وسیعی از دما و اشباعیت آب بهبود می بخشد. که نتیجه بسیار مهمی بشمار می رود، زیرا بیشتر مخازن گازی یا گاز میعانی دماهایی در محدوده $150^{\circ}F$ تا $350^{\circ}F$ دارند که پایداری ماده فعال در سطح در این دماها نکته مهمی است که نتایج پایداری این عملیات شیمیایی را تائید می کنند.

بعضی از مخازن گازی یا گاز میعانی اشباعیت آب بالایی دارند و آب نمک آنها میزان شوری بالایی دارد؛ مورد عمل شیمیایی قرار دادن چنین مخازنی به خاطر مشکلاتی مانند رسوب ماده فعال در سطح یا نمک، بسیار پیچیده است. برای مورد عمل شیمیایی قرار دادن سنگ با اشباعیت بالای آب و میزان شوری بالا، باید سنگ را با یک جریان سریع از حلال قبل از عملیات شیمیایی شست. حلالها با آب نمک ممتزج می شوند و جانشین آنها در سنگ می گردند یا اشباعیت آب را در سنگ کاهش می دهند و سنگ را آماده عملیات شیمیایی می کنند.

نتایج (آزمایش W21) در جدول ۳ برای اشباعیت بالای آب و میزان شوری بالای آب نمک آورده شده که نشان می دهد عملیات شیمیایی نیز برای این مورد موثر است.

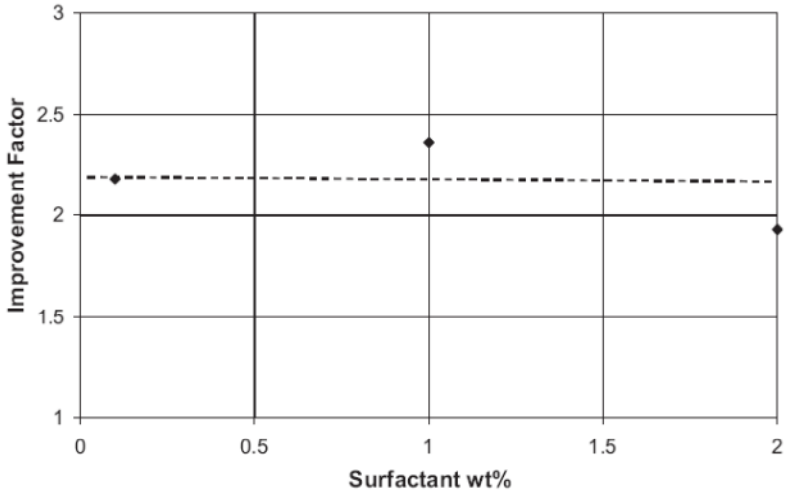
جدول ۴ عملیات شیمیایی انجام شده روی مغزه مخازن مختلف را با محدوده وسیعی از نفوذپذیری بطور خلاصه ارائه می دهد. ضریب پیشرفت از ۱/۵۵ تا ۲/۱ تغییر می کند.

جدول ۴ : پیشرفت در نفوذپذیری نسبی روی مغزه های مخازن ماسه سنگ

	Reservoir B	Reservoir A			
	Exp-52	Exp-55	Exp-57		Exp-68
k_g (md, before treatment)	40.5	1,222	58 [$k_g(S_{wi})$]		39 [$k_g(S_{wi})$]
k_g (md, after treatment)	41	1,201	71		42.30
S_{wi} (%)	26	19	22		12
Salinity	78,000	73,000	73,000		73,000
Temp (°F)	275	175	175		175
Surfactant (wt%)	2	2	2		2
Solvents	DPGME/IPA	EGMBE/ Ethanol	EGMBE/Ethanol		EGMBE/ Ethanol
K_{rg} before treatment	0.08	0.04	0.067	0.102	0.063
K_{rg} after treatment	0.121	0.061	0.118	0.209	0.11
PVT ratio	2.7	0.95	0.95	2.37	2.03
Improvement factor	1.50	1.53	1.75	2.05	1.75

قیمت ماده فعال در سطح فلوئوردار بخش عمده قیمت کلی عملیات شیمیایی را در بر می گیرد، بنابراین تاثیر غلظت ماده فعال در سطح روی تاثیرپذیری عملیات شیمیایی با کاهش غلظت آن بررسی شده است.

غلظت ماده فعال در سطح در محلول شیمیایی از ۰/۱ تا ۲ در صد جرمی تغییر می کند، در حالیکه دیگر متغیرها مانند دما، فشار مغزه، نوع سنگ، اشباعیت آب، میزان شوری آب نمک، نسبت PVT ، عدد موئینگی و حلال ثابت بمانند. شکل ۸ تاثیر غلظت ماده فعال در سطح را روی پیشرفت نفوذپذیری نسبی بعد از عملیات شیمیایی نشان می دهد.

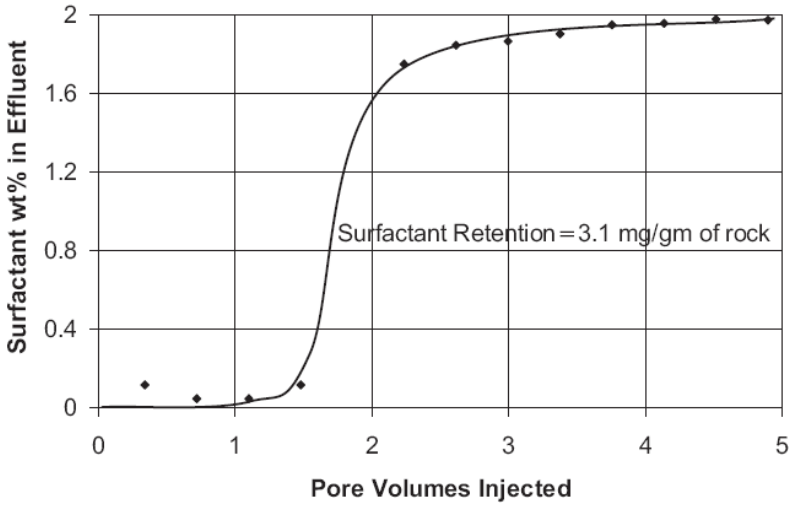


شکل ۸: تاثیر غلظت ماده فعال در سطح روی پیشرفت نفوذ پذیری نسبی گاز

نتایج نشان می دهد که در رنج وسیعی از غلظت ماده فعال در سطح ضریب پیشرفت دو برابر یا بیشتر می شود، بیشترین پیشرفت ۲/۳۶ با ۱ درصد وزنی غلظت ماده فعال در سطح آزمایش شده است. آزمایش برای ۰/۱ و ۱ و ۲ درصد وزنی اندازه گیری شده نتیجه بسیار مهمی که بدست می آید این است که پیشرفتهای یکسانی با غلظتهای کم ماده فعال در سطح بدست آمده است.

جذب غلظت ماده فعال در سطح روی سنگ برای مدت زمان و پایداری عملیات شیمیایی اهمیت دارد. هر چه جذب غلظت ماده فعال در سطح روی سنگ بیشتر باشد، انتظار می رود عملیات شیمیایی طولانی تر شود. جذب همدما برای این ماده فعال در سطح مشخص نشده است ، اما بطور کلی، جذب این مواد زیر غلظت مشخصی از آن که غلظت میسل بحرانی (Critical Micelle Concentration or CMC) ماده فعال در سطح نیز نامیده می شود، کاهش می یابد. جذب ماده فعال در سطح همچنین به دما، غلظت حلال، خصوصیات سطح جزء مورد عمل و دیگر متغیر ها وابسته است.

شکل ۹ نمودار غلظت ماده فعال در سطح را در نمونه جریان خروجی حین یک عملیات شیمیایی روی مغزه Berea، در $175\ ^\circ F$ با محلول شیمیایی حاوی ۲ درصد از ماده فعال در سطح، را نشان می دهد.



شکل ۹ : نمودارغلظت ماده فعال در سطح در جریان خروجی هنگام عملیات شیمیایی سنگ Berea در ۱۷۵°F

با تغییر غلظت ماده فعال در سطح، مقدار تزریق نیز متفاوت می شود به این گونه که اگر غلظت ماده فعال در سطح کم باشد مقدار تزریق باید بیشتر شود. مثلا PV ۹ برای تزریق ۱ درصد وزنی استفاده می شود در صورتیکهPV ۲۵ برای ۰/۱درصد وزنی بکار می رود تا به حداکثر جذب برسند.