

مطالعه و بررسی نسبت حجمی سورفاکتانت به گاز نیتروژن در تزریق تناوبی محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن

مهدی محمدصالحی^۱، امید زیلایی پور^۲، محمدامین صفرزاده^۳، اقبال صحرائی^۴، علیرضا طباطبایی نژاد^۵

1- کارشناس ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری نفت، دانشگاه صنعتی سهند تبریز

2- کارشناس ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه

3- کارشناس ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری نفت، دانشگاه صنعتی سهند تبریز

4- دکتری مهندسی مخازن هیدروکربوری، استاد دانشگاه صنعتی سهند تبریز

5- دکتری مهندسی مخازن هیدروکربوری، استاد دانشگاه صنعتی سهند تبریز

مهدی محمدصالحی

چکیده

نیتروژن یکی از گازهایی است که هم در تزریق امتزاجی و هم غیر امتزاجی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی استفاده می شود. اما مشکلاتی همچون رورانندی، پدیده‌ی انگشتی شدن و ایجاد کانال در سازندهای ناهمگن، باعث ایجاد مشکلاتی در جابجایی نفت می کند که در نتیجه زمان میان شکنی گاز در چاه تولیدی کاهش می یابد. یکی از راه های کاهش این مشکلات، تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن می باشد. گاز نیتروژن در تماس محلول سورفاکتانت ایجاد فوم می کند. فوم ایجاد شده باعث افزایش ویسکوزیته‌ی گاز تزریقی می شود و در نتیجه گاز زمان بیشتری در تماس با نفت باقی می ماند و راندمان بازیافت افزایش می یابد. هدف ما در این مقاله بررسی اثر نسبت حجمی محلول سورفاکتانت به گاز تزریقی در عملیات تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن به صورت غیر امتزاجی در مدل شن فشرده تحت شرایط دما و فشار مورد نظر، بر میزان بازیافت در مرحله‌ی ثانویه‌ی ازدیاد برداشت می باشد، سپس نتایج به دست آمده را با روش های سیلابزنی آبی، سیلابزنی گازی و تزریق متناوب آب و گاز مقایسه شد. در این آزمایشات ابتدا به منظور کاهش میزان جذب سورفاکتانت و یا اقتصادی کردن مصرف آن در عملیات تزریق تناوبی محلول سورفاکتانت و گاز، به بهینه کردن غلظت آن در مدل شن فشرده پرداخته شد. سپس آزمایشات را در نسبت های حجمی 1:1، 2:1 و 3:1 انجام شد. نتایجی که در پایان به دست آمد نشان داد که نسبت 1:1 بیشترین برداشت نفت را دارد و روش تزریق تناوبی محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن دارای راندمان برداشت بیشتری نسبت به سیلابزنی آبی، گازی و تزریق تناوبی آب و گاز می باشد.

واژه های کلیدی: فوم، تزریق متناوبی محلول سورفاکتانت و نیتروژن، نسبت حجمی و مدل شن فشرده

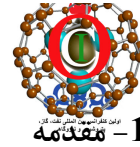
1- بوشهر دشتستان آپبخش، Email: mehdi.salehi83@gmail.com

2- خوزستان امیدیه بلوار نفت منازل سازمانی نفت پ 717، Email: o.zilaeipour@gmail.com

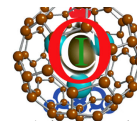
3- عضو هیئت علمی دانشگاه صنعتی سهند تبریز، Email: a_safarzadeh@sut.ac.ir

4- عضو هیئت علمی دانشگاه صنعتی سهند تبریز، Email: sahraei@sut.ac.ir

5- عضو هیئت علمی دانشگاه صنعتی سهند تبریز، Email: tabatabaei@sut.ac.ir



به فوم یکی از روش‌هایی است که باعث افزایش بازدهی جارویی (Sweep Efficiency) گاز تزریقی در مخازن نفتی می‌شود [3،4،5]. مفهوم فوم در روش‌های ازدیاد برداشت، اولین بار در سال 1958 توسط باند و هالبروک (Bond and Holbrook) مطرح شد. در واقع هدف این محققین مقایسه‌ی چگونگی تولید فوم و اثر آن بر روی گاز تزریقی به مخزن بود. این محققین بیان کردند روش‌های مختلفی جهت تولید فوم وجود دارد ولی آنها پیشنهاد کردند که بهتر است فوم درون مخزن تولید شود که بهتراست فوم در داخل مخزن تولید شود (تماس محلول سورفاکتانت و گاز باعث ایجاد فوم می‌شود). آنها همچنین در بررسی‌های خود به این نتیجه رسیدند که فوم دارای تحرک‌پذیری کمتری نسبت به گاز تزریقی می‌باشد. این مطلب نشان‌دهنده‌ی این است که فوم باعث افزایش ویسکوزیته‌ی گاز تزریقی می‌شود که در نهایت باعث افزایش راندمان جارویی گازهای تزریقی (که به صورت امتزاجی یا غیر امتزاجی) می‌شود [6]. در سال 1961 فرید (Fried) تعدادی آزمایش با استفاده از فوم برای جابجایی آب شور و یا نفت در محیط متخلخل انجام داد. فرید در ابتدا یک مخلوط حاوی آب و فوم در بیرون از محیط متخلخل درست کرد، سپس یک توده از آن را به درون محیط متخلخل تزریق کرد، سپس برای رانش این توده-ی فوم، از هوا به‌عنوان نیرو محرکه استفاده کرد (به‌طور پیوسته هوا را به دنبال تزریق کرد). فرید نشان داد که تحرک‌پذیری پایین فوم باعث کاهش نسبت گاز به نفت در مقایسه با روش‌های معمولی جابجایی می‌شود [7]. در سال 1980 چانگ و همکارانش (Chiang et al) به بررسی آزمایشگاهی اثر فوم بر روی رواندگی گازهای تزریقی در عملیات ازدیاد برداشت پرداختند. در این آزمایش‌ها، از یک مدل شن فشرده استفاده شده است، که در ابتدا به‌جای اینکه آن را با آب خالص اشباع کنند، با محلول سورفاکتانت اشباع کردند. این محققین مشاهده کردند که مقدار برداشت مایع و زمان میان‌شکنی گاز نیتروژن در مقایسه با تزریق گاز بدون فوم افزایش یافته است. بررسی‌ها نشان دادند که دلیل افزایش تولید و زمان میان‌شکنی، تولید کف در داخل محیط متخلخل است. همچنین آن‌ها یک‌بار دیگر این مدل شن فشرده را با نفت اشباع کرده در حالی که دارای اشباع آب اولیه می‌بود. سپس یک توده محلول سورفاکتانت به داخل آن تزریق کردند و سپس بعد از آن نیتروژن را به داخل آن تزریق کردند، نتایج به‌دست آمده نشان دادند که رواندگی گاز مثل حالت قبل کمتر از زمانی است که فقط تزریق گاز نیتروژن را داشته باشیم [8]. شوراچی و همکارانش (Al-shuraiqi et al) در سال 2003 به بررسی آزمایشگاهی تأثیر جابجایی تزریق متناوب آب و گاز تک‌تماسی و همچنین اثر نسبت تزریق آب به گاز و دبی تزریق پرداختند. آن‌ها آزمایش‌هایی با سه نسبت 1:1، 4:1 و 1:4 با دبی‌های مختلف انجام دادند و در پایان به این نتیجه رسیدند که باز یافت تابعی از نسبت تحرک و دبی تزریق است [9]. طباطبایی‌نژاد و همکارانش (T.Nezhad) در سال 2006 مطالعه‌ی آزمایشگاهی در مورد تزریق متناوب آب و گاز دی‌اکسید کربن به عنوان روش باز یافت ثانویه و ثالثیه پس از سیلاب‌زنی آب و تزریق گاز انجام دادند. آن‌ها به این نتیجه رسیدند که تزریق متناوب آب و گاز دی‌اکسید کربن با توجه به نتایج آزمایش‌ها مؤثرتر از سیلاب‌زنی آب و تزریق پیوسته گاز است. همچنین با توجه به بدست آمدن ضریب باز یافت یکسان نتیجه‌گیری کردند که تزریق متناوب آب و گاز دی‌اکسید کربن در مرحله باز یافت ثانویه به خاطر کمتر شدن مصرف سیال تزریقی و در نتیجه کاهش هزینه در مقایسه با کاربرد این فرآیند به-عنوان روش باز یافت ثالثیه مناسب‌تر است [10]. ویت و همکاران (Viet et al) در سال 2008 مطالعه‌ی آزمایشگاهی با هدف بررسی کارایی تزریق فوم همراه با دی‌اکسید کربن را آغاز کردند. گاز دی‌اکسید کربن یکی از گازهایی است که به‌طور گسترده در عملیات ازدیاد برداشت نفت از مخازن مورد استفاده قرار می‌گیرد. اما اغلب کارایی این گاز به دلیل تحرک‌پذیری بالای آن نسبت به سیالات مخزن پایین می‌آید و باعث ایجاد رواندگی و کانال در سازندهای ناهمگون می‌شود و در نتیجه زمان زمان میان‌شکنی آن کاهش می‌یابد. اما این محققین به بررسی روش‌های مختلف تزریق فوم برای کنترل تحرک‌پذیری بالای این گاز پرداختند. در پایان نتایجی که به دست آمد حاکی از آن بود که روش تزریق سورفاکتانت در گاز نسبت به سایر روش‌های تزریق فوم دارای مزایایی همچون: الف) مقدار برداشت نفت بیشتر؛ ب) تزریق پایین (هزینه‌ی عملیات پایین‌تر)؛ ج) کنترل تحرک-پذیری بیشتر گاز؛ د) جذب کمتر ماده‌ی فعال‌کننده‌ی سطحی [2]. در این مقاله ما به بررسی تغییرات نسبت حجمی در تزریق



تناوبی-محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن و مقایسه‌ی بازیافت نفت ناشی از این روش و روش‌های سیلاب‌زنی آبی، گازی و تزریق تناوبی آب و گاز پرداختیم.

2- شرح مواد و دستگاه‌های استفاده شده در آزمایشات

1-2- مواد مورد استفاده در آزمایشات

جهت انجام آزمایشات مواد زیر مورد استفاده قرار گرفت:

نفت خام (Crude Oil) مورد استفاده در تمام آزمایشات نفت مرده‌ی (Oil Dead) بنگستان است که دارای API^o 29 می‌باشد.

نیتروژن مورد استفاده درون کپسول‌هایی با فشار اولیه‌ی 100 bar بود اما فشار کاری در این آزمایشات 176 bar بود که جهت رساندن نیتروژن به این فشار، از انباشتگر (Accumulator) استفاده شده است. آب شور (Synthetic brine) جهت بدست آوردن اشباع آب اولیه در مدل شن فشرده از محلول کلرید سدیم با غلظت 100 گرم در یک لیتر آب معمولی استفاده شد.

سورفاکتانت (Surfactant) استفاده شده یک سورفاکتانت آنیونی به نام سدیم دودسیل سولفات (Sodium Dodecyl Sulfate (SDS)) است. این سورفاکتانت تا حدودی در آب محلول است (Surfactant Solution (S.S)).

سافرانین-اُ (Safranin-O) یک کاتیون رنگی است که با سدیم دودسیل سولفات واکنش می‌دهد و یک زوج بی‌بار (خنثی) را ایجاد می‌کند. در واقع هدف اصلی استفاده از این ماده، رنگی کردن محلول سدیم دودسیل سولفات (که یک محلول بی‌رنگ است) است تا بتوان غلظت آن‌را با دستگاه اسپکتروفتومتر اندازه گرفت. ماده‌ی دیگر مورد استفاده اتیل استات می‌باشد.

2-2- دستگاه‌های استفاده شده در آزمایشات

دستگاه اسپکتروفتومتر (Spectrophotometer): این دستگاه برای آنالیز غلظت عناصر موجود در محلول‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد. مبنای اندازه‌گیری عناصر عبور پرتو نور از محلول و جذب آن توسط محلول و اندازه‌گیری شدت پرتو پس از جذب می‌باشد، که با غلظت است.

مدل شن فشرده: در تمام آزمایشات از یک نگهدارنده‌ی مدل شن فشرده استفاده شده است که جنس آن‌ها از فولاد ضد زنگ 316 است. این نگهدارنده‌ها دارای قطر داخلی 5 سانتی‌متر و طول 15 سانتی‌متر طول می‌باشند. برای آماده‌سازی مدل شن فشرده، از سیلیس دانه‌ریز با مش 50 تا 270 استفاده شده است.

سیستم تزریق سیال: در طول آزمایشات برای جابجایی سیالات، درون بستر شنی از پمپی با متعلقات دستگاه کروماتوگرافی مایع (HPLC) با عملکرد دقیق استفاده شد. سیال عامل این پمپ آب مقطر دو بار تقطیر می‌باشد، این پمپ در طول آزمایشات آب را با دبی تزریق ثابت، از طریق لوله‌ها و اتصالات به قسمت زیرین انباشتگر سیال مورد نظر (آب‌نمک، محلول سورفاکتانت، نفت خام و یا نیتروژن) هدایت می‌کند. به این ترتیب سیال موجود در انباشتگر با دبی ثابت به داخل بستر شنی تزریق می‌شود.

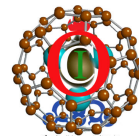
فشارسنج دیفرانسیلی (Pressure Differential Gauge): این وسیله برای اندازه‌گیری افت فشار دو طرف مدل شن فشرده و همچنین محاسبه‌ی تراوایی مطلق استفاده می‌شود.

شیر فشارشکن (Back Pressure Regulator): سیال خروجی از بستر شن فشرده با گذشتن از داخل شیر فشارشکن به سمت جداکننده حرکت می‌کند. در واقع هدف اصلی از بکارگیری این وسیله در سیستم، امکان انجام تست در فشار کاری مورد نظر در طول بستر شنی است.

انباشتگرها: این قسمت وظیفه‌ی تأمین فشار بالای سیال تزریقی و اتصال آن به چرخه‌ی تزریق را بر عهده دارد. آب

اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



ترریق شده به وسیله لوله ها و و اتصالات به زیر پیستون انباشتگرها منتقل می شود و تحت فشار پمپ، پیستون مورد نظر به سمت بالا حرکت می کند. با بالا رفتن پیستون سیال موجود در انباشتگر از طریق اتصالات به سمت بستر شن فشرده هدایت می شود.

حمام ترموستاتیک (Thermostatic Bath): محفظه ای نگهدارنده بستر شن جهت شبیه سازی شرایط مخزن درون یک حمام حرارتی قرار داده می شود.

3- فرآیند آزمایش ها

قبل از شروع آزمایشات لازم است ابتدا اقدام به آماده سازی بستر شن فشرده کنیم، سپس به اندازه گیری خواص آن می پردازیم. در این بخش کلیه ای این مراحل شرح داده شده است.

3-1- آماده سازی بستر شن فشرده

برای آماده سازی مدل شن فشرده، از سیلیس دانه ریز با مش 50 تا 270 استفاده شده است. مش بندی دانه های سیلیس با استفاده از دستگاه لرزاننده (Shaker) انجام شده است.

3-2- اندازه گیری تخلخل بستر شن

جهت اندازه گیری تخلخل ابتدا جرم شن فشرده (بعلاوه ی غلاف استیلی) در حالت خشک اندازه گیری می شود، سپس آن را با آب مقطر (با چگالی 1 گرم بر سی سی) اشباع کرده و دوباره جرم آن را اندازه می گیریم. اختلاف وزن این نمونه، قبل و بعد از اشباع، معادل وزن سیال جایگزین شده در فضاهای خالی مرتبط می باشد، که با در اختیار داشتن چگالی آب مقطر، حجم سیال جایگزین شده که معادل حجم فضاهای خالی است به دست می آید:

$$V_{fluid} = V_p = \frac{W_{fluid}}{\rho_{fluid}} = \frac{W_s - W_d}{\rho_{fluid}} \quad (1)$$

و در نهایت تخلخل بستر شن از رابطه ی زیر به دست می آید:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad (2)$$

که در روابط بالا: W_s : وزن مدل شن فشرده در حالت خشک، W_d : وزن مدل شن فشرده در حالت اشباع از آب، ρ_{fluid} : دانسیته ی آب، V_p : حجم فضاهای خالی، V_b : حجم کل مدل شن فشرده و ϕ : تخلخل مدل شن فشرده می باشد.

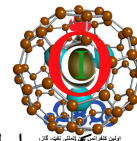
3-3- اندازه گیری تراوایی بستر شن فشرده

جهت اندازه گیری تراوایی مدل شن فشرده به این ترتیب عمل می کنیم که جریان سیالی که مدل شن فشرده صد درصد با آن اشباع شده است را تحت چند دبی مختلف در نمونه ی شن فشرده اعمال می کنیم. به ازای هر دبی جریان، اختلاف فشار مشخصی در دو طرف مدل شن فشرده به وجود می آید. نقاط بدست آمده در یک نمودار Q/A بر حسب $\Delta p/\mu L$ رسم می شوند. شیب حاصل از خطی سازی این نقاط برابر با شیب رابطه ی (در واقع همان تراوایی مطلق) خواهد بود.

$$\frac{Q}{A} = k \frac{\Delta p}{\mu.L} \quad (3)$$

اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



میانگین دبی جریان بر حسب Q : دبی جریان بر حسب Δp : افت فشار در طول بستر شنی بر حسب L : طول محیط متخلخل یا طول فیلتر شنی بر حسب cm . k : تراوایی فیلتر شنی بر حسب داریسی d, A : سطح مقطع بستر شن فشرده، μ : ویسکوزیته سیال تزریقی.

4-3- اشباع مدل شن فشرده از آب نمک

در پروژه های آزمایشگاهی به منظور شبیه سازی شرایط واقعی مخزن و به دست آوردن نتایج واقعی تر، باید بستر شنی را با آب نمک اشباع کنیم. همان طور که در مطالب قبل اشاره کردیم برای اندازه گیری تخلخل و تراوایی بستر شنی را صد درصد با آب مقطر اشباع کرده بودیم؛ بنابراین به منظور شبیه سازی شرایط مخزن مجدداً نمونه ی شنی را با آب نمک 100000 ppm اشباع می کنیم.

5-3- اشباع مدل شن فشرده از نفت خام

اکنون برای محاسبه ی اشباع آب اولیه (Irreducible Water) و آماده کردن مدل شن فشرده برای عملیات سیلاب زنی، باید آن را با نفت خام اشباع کنیم.

4- آزمایش ها

هدف از انجام این آزمایش ها، بررسی اثر نسبت محلول سورفاکتانت به گاز نیتروژن در فرآیند تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن به صورت غیر امتزاجی، در مدل شن فشرده تحت شرایط دما و فشار مورد نظر بر روی میزان بازیافت در مرحله ی ثانویه ی ازدیاد برداشت می باشد. در تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز، تشکیل فوم را خواهیم داشت که این فوم می تواند ویسکوزیته ی گاز تزریقی را افزایش دهد که نهایتاً منجر به افزایش راندمان میکروسکوپیک خواهد شد. اما همواره در تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز، مشکل جذب سورفاکتانت بر روی سطح سنگ وجود دارد. به دلیل قیمت بالای این ماده، همواره سعی می شود که از این ماده به صورت اقتصادی استفاده شود. بهینه کردن غلظت آن در هنگام تزریق، یکی از روش های اقتصادی کردن این ماده است. بنابراین در این مقاله قبل از بیان تست های تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز، به بهینه سازی میزان جذب سورفاکتانت بر روی مدل شن فشرده در حالت دینامیک می پردازیم. سپس در مرحله ی بعد به بهینه کردن نسبت تزریق محلول سورفاکتانت به گاز نیتروژن بر روی بازیافت در مرحله ی ثانویه می پردازیم و در پایان هم مقایسه ی بین روش تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز با روش های سیلاب زنی آب و گاز و تزریق متناوب آب و گاز خواهیم داشت.

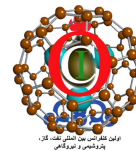
1-4- بهینه کردن غلظت سورفاکتانت

یکی از فاکتورهای بسیار مهم در عملیات تزریق تناوبی محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن، کاهش میزان جذب سورفاکتانت (سدیم دودسل سولفات) بر روی سطح سنگ می باشد. کاهش میزان جذب این ماده می تواند تا حد زیادی هزینه ی عملیات را کاهش دهد. جهت این امر، از شش غلظت مختلف ($100, 500, 1000, 2000, 3000, 4000$ ppm) محلول سورفاکتانت استفاده کردیم. سپس هر یک از این غلظت ها را به طور جداگانه به مدل شن فشرده تزریق کردیم. در زیر به طور خلاصه مراتب کار بیان شده است:

الف) اندازه گیری تخلخل، تراوایی و اشباع مدل شن فشرده از آب نمک. (جدول 1 محدوده ی تخلخل، تراوایی و PV تمام مدل های شنی به کار رفته جهت تعیین غلظت بهینه ی را نشان می دهد).

جدول 1: محدوده ی تخلخل، تراوایی و PV به کار رفته جهت تعیین غلظت بهینه سورفاکتانت

تخلخل	تراوایی	PV
-------	---------	----

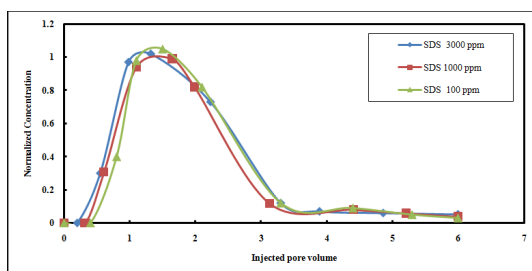


30-31(cc)	310-380(md)	29-31/
-----------	-------------	--------

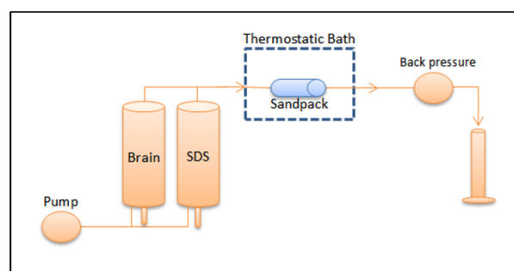
ب) تزریق 1 PV محلول SDS به مدل شن فشرده

ج) تزریق حدود 5 PV آب نمک به مدل شن فشرده

شکل 1 شماتیکی از تزریق محلول سورفاکتانت و آب شور را نشان می دهد. دلیل اینکه 5 PV آب تزریق کردیم، این است که در طول آزمایشات و در زمان های مختلف مشاهده شد که بعد از این حجم تزریقی، دیگر غلظت سورفاکتانت در آب خروجی از مدل شن فشرده ناچیز است (شکل 2). شکل 2 میزان غلظت نرمالایز (نسبت غلظت خروجی به غلظت اولیه) شده را نسبت به PV تزریقی برای چند غلظت مختلف را نشان می دهد.

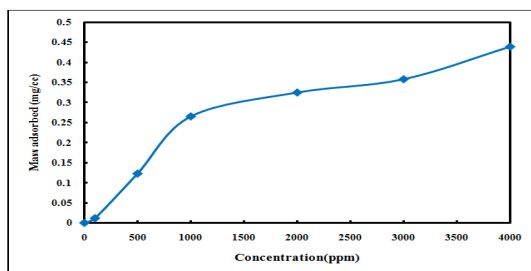


شکل 2: غلظت نرمالایز سورفاکتانت نسبت به حجم تزریقی

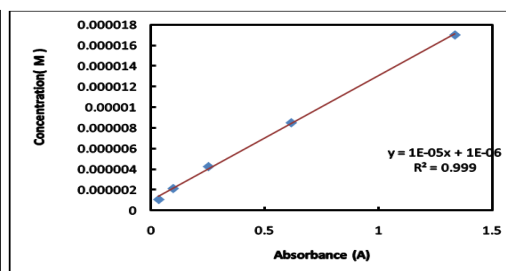


شکل 1: شماتیکی از تزریق محلول سورفاکتانت و آب شور

د) نمونه گیری از محلول سورفاکتانت خروجی از مدل شن فشرده در زمان های مختلف، جهت تعیین غلظت SDS. باید توجه داشت که تمام مراحل بیان شده در بالا را برای هر 6 غلظت مذکور به طور جداگانه باید انجام دهیم. SDS یک آنیون است که وقتی در آب حل می شود یک محلول بی رنگ را بوجود می آورد. یک روش نسبتاً سریع جهت تعیین غلظت SDS استفاده از دستگاه اسپکتروفتومتر است. جهت استفاده از این دستگاه باید محلول SDS رنگی باشد. برای رنگی کردن آن از سافرانین-1 استفاده می شود. سافرانین-1 یک یون کاتیون است که با سورفاکتانت واکنش می دهد و یک زوج بی بار تشکیل می دهد. جهت خارج کردن این زوج بی بار از اتیل استات که یک حلال آلی است استفاده می شود. جهت محاسبه غلظت SDS نیاز به یک نمودار استاندارد (نمودار کالیبره) می باشد که این نمودار در شکل 3 نمایش داده شده است. شکل 4 نشان دهنده میزان جذب سورفاکتانت بر روی سطح سلیکا (مدل شن فشرده) می باشد.



شکل 4: جذب همدمای SDS در دمای 71 درجه سانتی گراد



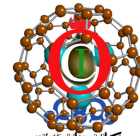
شکل 3: نمودار کالیبراسیون SDS

2-4- تعیین نسبت حجم بهینه محلول سورفاکتانت به گاز نیتروژن در تزریق متناوب آن ها

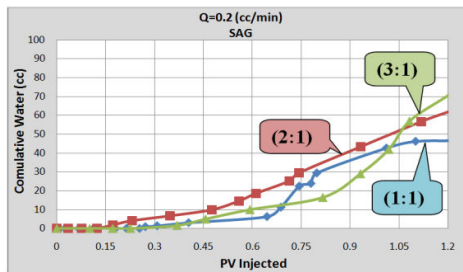
در این بخش جهت تعیین نسبت حجم بهینه محلول سورفاکتانت به گاز نیتروژن، سه آزمایش تزریق انجام گرفته است که مشخصات و شرایط انجام آزمایش ها و همچنین مقدار بازیافت نفت در جدول 2 ارائه شده است. این آزمایش ها مشتمل بر تزریق متناوب 1/2 PV محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن در مرحله بازیافت ثانویه می باشد. جدول 3 به ترتیب تعداد

اولین کنفرانس بین المللی نفت، گاز، پتروشیمی و نیروگاهی

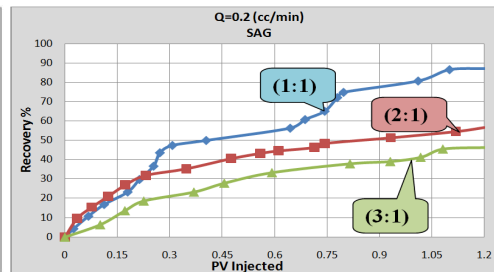
مرکز همایش های بین المللی هتل المپیک تهران



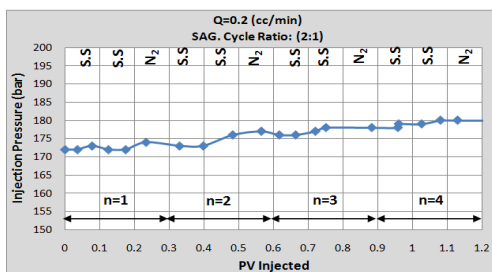
سیکل های تزریق و مقدار سیالات تزریقی در این سه آزمایش با نسبت های 1:1، 2:1 و 3:1 را نشان می دهند. تمام آزمایش ها در دمای 71 درجه سانتی گراد انجام شده است. نتایج حاصل از این سه آزمایش در شکل های 5 تا 9 به تصویر کشیده شده است.



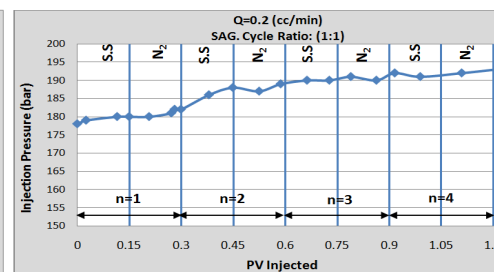
شکل 6: مقایسه ی آب تجمعی در نسبت های حجمی



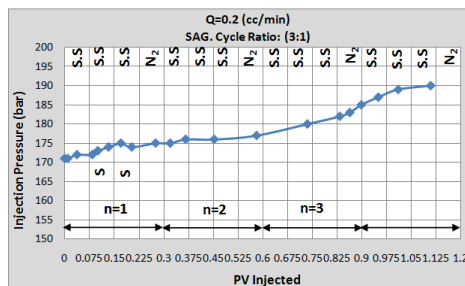
شکل 5: مقایسه ی بازیافت نفت در نسبت های حجمی



شکل 8: در نسبت حجمی (2:1)



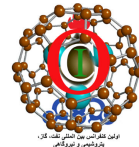
شکل 7: فشار تزریق بر حسب حجم فضاهای خالی در نسبت حجمی (1:1)



شکل 9: فشار تزریق بر حسب حجم فضاهای خالی تزریقی در نسبت حجمی (3:1)

جدول 2: شرایط و میزان بازیافت نفت در انجام آزمایش ها، جهت تعیین نسبت حجمی بهینه

Test	Volume Ratio	OOIN (cc)	Porosity (%)	Absolute Permeability (md)	Pressure (bar)	Recovery (%)
1	1:1	70	29	355	172	87
2	2:1	70	30	380	174	56
3	3:1	71	27	315	173	46

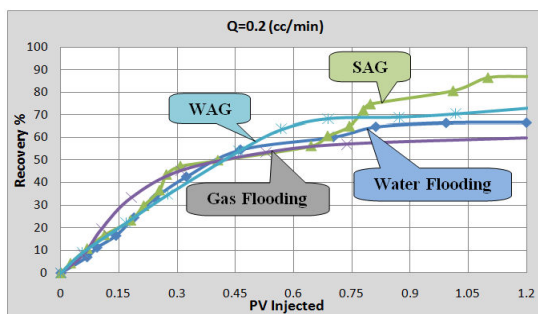


جدول 3: تعداد سیکل‌ها، ترتیب و مقدار سیالات تزریقی در نسبت‌های حجمی 1:1، 2:1 و 3:1

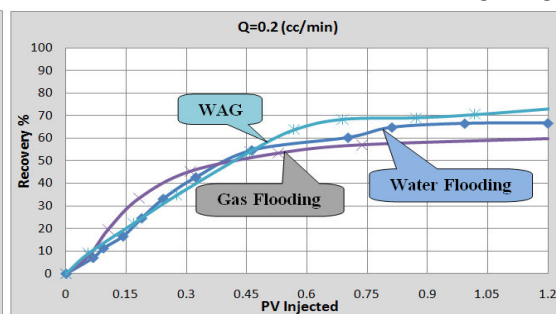
تعداد سیکل‌ها، ترتیب و مقدار سیالات تزریقی در نسبت حجمی 1:1															
Cycle 1				Cycle 2				Cycle 3				Cycle 4			
0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV		0.15 PV	
S.S		N ₂		S.S		N ₂		S.S		N ₂		S.S		N ₂	
تعداد سیکل‌ها، ترتیب و مقدار سیالات تزریقی در نسبت حجمی 2:1															
Cycle 1				Cycle 2				Cycle 3				Cycle 4			
0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV		0.1 PV	
S.S		S.S		N ₂		S.S		S.S		N ₂		S.S		S.S	
تعداد سیکل‌ها، ترتیب و مقدار سیالات تزریقی در نسبت حجمی 3:1															
Cycle 1				Cycle 2				Cycle 3				Cycle 4			
0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV		0.7 PV	
S.S		S.S		S.S		N ₂		S.S		S.S		S.S		N ₂	

3-4- مقایسه‌ی روش SAG با روش‌های سیلاب‌زنی گاز، سیلاب‌زنی آب و تزریق متناوب آب و گاز ((Water Alternating Gas (WAG))

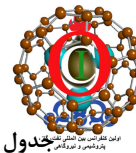
در این بخش به مقایسه‌ی روش SAG (در نسبت حجمی بهینه) با روش‌های سیلاب‌زنی آبی، سیلاب‌زنی گازی و WAG مرحله‌ی بازیافت ثانویه پرداخته شده است. جهت این امر ابتدا مقادیر برداشت نفت در سیلاب‌زنی آبی و سیلاب‌زنی گازی را در دبی 0/2 سی سی بر دقیقه و WAG را در دبی 0/2 سی سی بر دقیقه و نسبت حجمی بهینه 1:1 به دست می‌آوریم. آزمایش‌های مذکور در دمای 71 درجه‌ی سانتی‌گراد و فشار 176 bar انجام شده است. جدول 4 شرایط و نوع سیال و سیالات تزریقی در این آزمایش‌ها را نشان می‌دهد. نتایج حاصل از این تست‌ها در شکل 10 و مقایسه‌ی آنها با روش SAG در شکل 11 ارائه شده است.



شکل 11: مقایسه‌ی بازیافت نفت



شکل 10: بازیافت نفت نسبت به حجم تزریقی



Test	Process	Volume Ratio	Type of Injection Fluids		Recovery Stage	Absolute Permeability (md)	OOIN (cc)	Recovery (%)
1	Water Flooding	-	Water	-	Secondary	350	70	66
2	Gas Flooding	-	-	N ₂	Secondary	370	71	59
3	WAG	1:1	Water	N ₂	Secondary	330	70	70

5- بحث و بررسی نتایج

5-1- بهینه‌کردن غلظت سورفاکتانت

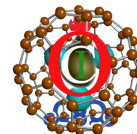
کاهش میزان جذب سورفاکتانت بر روی سطح سنگ در SAG یکی از اهداف ما جهت کاهش هزینه‌های جاری در اعمال روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشد. مقدار سورفاکتانت جذب شده برابر است با جرم SDS جذب شده بر حجم کل سنگ (gr/cm^3) می‌باشد. شکل 4 میزان جذب SDS بر روی مدل شن فشرده (که جنس آن از سیلیکا می‌باشد) را نشان می‌دهد. مطابق این شکل میزان جذب SDS بر روی سطح سنگ تا غلظت 1000 ppm روندی صعودی دارد و می‌توان گفت تا این غلظت اکثر SDS محلول در آب، جذب سنگ می‌شود. اما بعد از غلظت 1000 ppm شیب منحنی بسیار افت کرده است که نشان دهنده‌ی این واقعیت است که از این غلظت به بعد میزان جذب سورفاکتانت بر روی سنگ ناچیز می‌باشد. بنابراین جهت اینکه اطمینان حاصل شود علاوه بر سورفاکتانی که جذب سنگ شده، مقداری هم اضافی در محیط متخلخل وجود داشته تا بتواند در تماس با نیتروژن فوم تولید کند از غلظت 1500 ppm استفاده شد. پس در آزمایشات غلظت 1500 ppm را به عنوان غلظت بهینه انتخاب شد.

5-2- نسبت حجمی بهینه

همان‌طور که قبلاً بیان کردیم تمام آزمایشات با تزریق محلول سورفاکتانت شروع شده‌اند بنابراین باید در ابتدا شیب تمام نمودارها یکسان باشد ولی با توجه به شکل 5 تا حدودی عدم یکنواختی شیب وجود دارد که این مسئله می‌تواند ناشی از تراوایی‌های متفاوت مدل‌های شن فشرده باشد که برای انجام تست‌ها از آن‌ها استفاده شده است. کاهش شیب نمودارها بیانگر وقوع میان‌شکنی محلول سورفاکتانت است. با توجه به نمودار 6 اولین میان‌شکنی مربوط به آزمایش با نسبت حجمی 1:3 است و پس از آن به ترتیب میان‌شکن آزمایش‌های تزریق با نسبت 1:2 و 1:1 اتفاق افتاده است. زمان میان‌شکن رابطه‌ی مستقیمی با مقدار بازیافت نفت دارد. به عبارتی هرچه میان‌شکن دیرتر اتفاق بیافتد بازیافت نفت بیشتر خواهد بود. بنابراین در این مقایسه دلیل عمده‌ی کاهش بازیافت نفت افزایش نسبت تزریق محلول سورفاکتانت به گاز کاهش زمان میان‌شکن بوده است. با افزایش نسبت محلول سورفاکتانت به گاز، سهم گاز در سیال تزریقی کاهش یافته، که این عامل باعث پراکنده شدن فاز گاز در فاز مایع می‌شود و در نتیجه راندمان جاروبی میکروسکوپی کاهش می‌یابد. بنابراین با توجه به این مقایسه‌ها می‌توان گفت که نسبت حجمی 1:1 دارای راندمان برداشت بهتری نسبت به دیگر نسبت‌ها می‌باشد. شکل‌های 5 تا 7، فشار تزریقی بر حسب حجم فضاهای خالی را به ترتیب در نسه‌های حجمی 1:1، 2:1 و 3:1 را نشان می‌دهد. مطابق با این شکل‌ها، در هنگام تشکیل فوم فشار تزریق افزایش می‌یابد. افزایش فشار تزریق یکی از دلایل اصلی تشکیل فوم در محیط متخلخل است.

5-3- مقایسه‌ی SAG با سیلاب‌زنی آبی، سیلاب‌زنی گازی و WAG

اما در پایان مقایسه‌ی بین روش‌های SAG (در نسبت حجمی بهینه) با روش‌های سیلاب‌زنی آبی، گازی و WAG نشان داد که میزان برداشت نفت در روش SAG نسبت به سایر روش‌های مذکور بیشتر می‌باشد (شکل 11). دلیل اصلی این امر



کاهش ویسکوزیته ی گاز تزریقی در اثر به وجود آمدن فوم در محیط متخلخل می باشد که باعث شده گاز مدت زمان بیشتری در تماس با نفت باشد که نتیجه ی این عمل افزایش راندمان میکروسکوپی گاز تزریقی می باشد.

8- نتیجه گیری

قبل از عملیات تزریق تناوبی محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن جهت اقتصادی کردن غلظت سورفاکتانت تزریقی باید اقدام به بهینه کردن غلظت محلول تزریقی کرد. این امر سبب کاهش میزان جذب سورفاکتانت بر روی سنگ می شود و هزینه-ی عملیات را تا حدود زیادی کاهش می دهد.

با توجه به مشخصات سنگ و سیال مورد استفاده و شرایط دمایی و فشاری حاکم بر آزمایش ها، نسبت تزریق 1:1 بالاترین بازایافت نفت را نتیجه داده و با افزایش نسب تزریق، درصد بازایافت نفت کاهش پیدا کرده است. نتایج آزمایش نشان داد که میزان بازایافت نفت در تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن به نسبت حجم سیالات تزریقی بستگی دارد.

مطالعات آزمایشگاهی نشان داد که بازایافت نفت در روش تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن از روش های سیلاب زنی آبی، گازی و تزریق متناوب آب و گاز بیشتر است. طبق آزمایش های صورت گرفته میزان بازایافت نفت در تزریق متناوب محلول سورفاکتانت و گاز نیتروژن (در نسبت حجمی بهینه)، سیلاب زنی آبی، سیلاب زنی گازی و تزریق متناوب آب و گاز به ترتیب برابر با 87، 66، 59 و 70 درصد می باشد. با توجه به آزمایشات انجام شده با تولید فوم، فشار تزریق افزایش می یابد.

مراجع

- [1] Renkema, W.J. and Rossen, W.R., (2007), "Success of SAG Foam Processes in Heterogeneous Reservoirs," paper SPE 110408 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, CA.
- [2] Viet, Q.Le.; Nguyen, Quoc P.; Sanders, Aaron W., (2008), "A Novel Foam Concept with CO₂ Dissolved Surfactants" SPE 113370 Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A.
- [3] Hanssen, J.E., Holt, T., and Surguchev, L.M., (1994), Foam Processes: "An Assessment of Their Potential in North Sea Reservoirs Based on a Critical Evaluation of Current Field Experience". Paper SPE/DOE 27768.
- [4] Hoefner, M.L. et al., (1994), "CO₂ Foam: Results From Four Developmental Field Trials" paper SPE/DOE 27787 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa.
- [5] Aarra, M.G. et al., (1996), "A Foam Pilot Test Aimed at Reducing Gas Inflow in a Production Well at the Oseberg Field" *Petroleum Geoscience*.
- [6] Bond, D. C. and Holbrook, O. C., (1958), "Gas Drive Oil Recovery Process" U.S. Patent No. 2,866,507.
- [7] Fried, A. N.: "The Foam Drive Process for Increasing the Recovery of Oil" No. Report of Investigations 5866, USBM (1961).
- [8] Chiang, J. C., Sanyal, S. K., Castanier, L. M., Brighism, W. E., and Sufi, A., (1980) "Foam as a Mobility Control Agent in Steam Injection Processes" paper SPE 8912 presented at the 50th Annual California Regional Meeting, Los Angeles.
- [9] AL-Shuraiqi, H.S.; Muggeridge, A.H.; Grattoni, C.A., (2003), "Laboratory Investigation of First Contact Miscible Displacement: the Effect of WAG Ratio and Flow Rate" SPE 84894 Proceeding of the SPE International Improved Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [10] Nezhad, S. A. R. T.; Mojarrad, M. R. R.; Paitakhti, S. J.; Moghadas, J. S.; Farahmand, D. R., (2006), "Experimental Study on Applicability of Water-Alternating-Co₂ Injection in the Secondary and Tertiary Recovery" SPE 103988 presented at the First International Oil Conference and Exhibition in Cancun, Mexico.