

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک
گروه مهندسی نفت و ژئوفیزیک

تاثیر نانو ذرات بر فرمولاسیون بهینه در تزریق ASP در مخازن کربناته

احسان شهبازی

اساتید راهنما:

دکتر علی مرادزاده

دکتر مسعود ریاضی

پایان نامه ارشد جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد مهندسی-نفت

بهمن ۱۳۹۵

پاسکذا رکسانی، ستم که سراغ از تولد من بستند. از یکی زاده می‌شوم و از دیگری جاودانه. اسادی که سپیدی را بر تنه سیاه زندگیم محاشث
ومادری که تار مویی از او پای من سیاه‌نماید.

تقدیم به

مقدس‌ترین واژه مادر لغت نامه دلم، مادر مهربانم که زندگیم را دیون مهر و عطفوت آن می‌دانم
پدر، مهربانی شفق، برادر و حامی.

همسرم که نشانه لطف الهی در زندگی من است

برادران و خواهرم هم‌راهن همگینگی و پشتوانه‌های زندگیم.

امروز، سستی ام به امید شاست و فردا کلید باغ به‌ستم رضای شما

ره آوردی کران سنگ تر از این ارزان نداشتیم تا به خاک پستان نثار کنیم، باشد که حاصل تلاشیم نسیم کوزه غبار حسکتیان را بزوداید.

بوسه بردستان پر مهرتان

شکر و قدردانی

بر خود لازم می‌دانم تا مراتب سپاس را از بزرگوارانی به جا آورم که اگر دست یاریکشان نبود، هرگز این پایان نامه به انجام نمی‌رسید.

از استاد گرانقدرم جناب آقای دکتر مرادزاده و همچنین استاد عالی قدرم جناب آقای دکتر ریاضی که زحمات راهنمایی این پایان نامه را

بر عهده داشتند و همواره پاسخگوی سوالات من بودند، کمال سپاس و قدردانی را دارم.

از شرکت دانش بنیان طرح و اندیشه پتروآزما جهت در اختیار قرار دادن و تهیه سنگ و شرکت نفت مناطق نفت خیز جنوب برای

در اختیار قرار دادن نفت خام کمال قدردانی و شکر را دارم.

در نهایت، از راهنمایی‌ها و زحمات بی‌دریغ دوستان به خصوص جناب مهندس صابر خاندوزی و اساتید که به هر طریق یاری‌گر بنده تحسیر

بودند کمال شکر را دارم.

تعهد نامه

اینجانب احسان شهبازی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه با عنوان " تاثیر نانو ذرات بر فرمولاسیون بهینه در تزریق ASP در مخازن کربناته " تحت راهنمایی اساتید گرامی جناب آقایان دکتر علی مرادزاده و دکتر مسعود ریاضی متعهد می شوم.

- تحقیقات این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارایه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام "دانشگاه صنعتی شاهرود" و یا "Shahrood, University of Technology" به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته و یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاقی انسانی رعایت شده است.

بهمن ۱۳۹۵

احسان شهبازی

مالکیت نتایج و حق نشر

کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزار و تجهیزات ساخته شده) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.

استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

چکیده

با توجه به کاهش ذخایر نفت از یک سو و بالا رفتن سن مخازن از سوی دیگر توجه به روش‌های ازدیاد برداشت ضروری به نظر می‌رسد. روش‌های ازدیاد برداشت نوع اول و دوم اثر خاصی روی اینگونه از مخازن ندارند و می‌توان با بهره‌گیری از روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی میزان تولید نفت را بهبود بخشید. از روش‌های مناسب ازدیاد برداشت که امروزه مورد توجه قرار گرفته است، روش سیلابزنی با آلکالین-سورفکتنت- پلیمر (ASP) می‌باشد که می‌تواند اثر چشمگیری بر روی تولید نفت داشته باشد. از طرف دیگر بخشی از مخازن نفتی، به ویژه مخازن نفت کشورمان شکافدار می‌باشند که نفت باقیمانده‌ی زیادی دارند. لذا مخازن شکافدار می‌توانند کاندیدای مناسبی جهت استفاده از روش تزریق ASP برای ازدیاد برداشت باشند. هدف از انجام این پایان‌نامه تهیه فرمولاسیون مناسب در تزریق ASP در مخازن کربناته آهکی با استفاده از روش‌های آزمایشگاهی است. دو نوع مغزه با تراوایی بالا و پایین مورد استفاده قرار گرفت که به ترتیب مربوط به مغزه‌های تهیه شده از رخنمون منطقه بابا کوهی در استان فارس و یک مخزن در جنوب ایران می‌باشند. نفت خام از مخزنی واقع در جنوب ایران تهیه شد. TDS آب مخزن در حدود ppm 40000 انتخاب شد که یون‌های غالب آن سدیم، کلرید و سولفات بودند. برای ساخت AS از CTAB، نانو ذرات اکسید تیتانیوم (TiO_2) به عنوان مواد فعال سطحی و برای آلکالین نیز از NaHCO_3 استفاده شد. با انجام آزمایشات متعدد و به دست آوردن غلظت‌های مناسب این مواد و با ترکیب غلظت‌های مناسب این مواد در نهایت AS مناسب تولید شد. مغزه‌ها با استفاده پمپ خلأ و دسی کاتور با آب سازند اشباع و با استفاده از دستگاه سیلابزنی مغزه دوباره تحت سیلاب زنی با نفت قرار گرفته تا زمانی که آبی از مغزه تولید نشود. پس از سپری شدن 40 روز برای کهنگی در دمای 60 درجه سانتیگراد و فشار 2000 پوند بر اینچ مربع این مغزه آماده آزمایش‌های آشام، با استفاده از آموت سل در دمای مخزن و با بکارگیری آب سازند به همراه ترکیبات AS شده‌اند. به طور کل تست‌های آشام در سه دمای 25، 40 و 60 درجه‌ی سانتیگراد انجام شدند. برای یافتن فرمولاسیون مناسب AS، ابتدا ترکیبات آن به تنهایی و سپس ترکیب ساخته شده در شوری و دمای ثابت مورد آزمایش قرار گرفته‌اند. سپس این ترکیبات دوباره در شوری ثابت و در دماهای متفاوت با استفاده از فرآیند آشام مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند و در آخر نیز اثر نانو ذرات بر فرمولاسیون مناسب AS بررسی و ارزیابی گردید. با توجه به آزمایش‌های انجام شده می‌توان نتیجه گرفت که افزایش دما موجب افزایش تولید هم در زمان استفاده از آب مخزن تصحیح شده و هم در زمان آلکالین-سورفکتنت می‌گردد، استفاده از نانو ذرات بدون حضور یون‌های دیگر سبب تولید قابل قبولی از نفت می‌گردد، استفاده

از آلکالین-سورفکتنت در مقایسه با استفاده مجزا از سورفکتنت سبب افزایش بازیافت و نرخ تولید در تولید ثانویه می‌شود و همچنین فورمولاسیون تصحیح شده‌ی آلکالین-سورفکتنت در تولید نفت به عنوان یک روش بازیافت ثالثیه نیز موفق بود.

واژگان کلیدی: مخازن کربناته نفتی، ازدیاد برداشت شیمیایی، پلیمر، سورفکتنت، آلکالین، شوری، دما، بازیافت نفت

فهرست مطالب

۱.	فصل اول کلیات تحقیق و مروری بر مطالعات گذشته.....	۱
۱-۱	مقدمه	۲
۲-۱	بیان مسئله	۳
۳-۱	مروری بر تحقیقات گذشته	۴
۱-۳-۱	مطالعه تاریخچه کاربرد ASP	۴
۲-۳-۱	تاریخچه استفاده از ASP در آزمایشات میدان نفتی و کاربردهای آن	۸
۸	ا. آزمایش میدان نفتی داکینگ برای ASP در ناحیه SA-Zhong-Xi	۸
۹	ب. آزمایش ASP میدان نفتی داکینگ در Xing-5-Zhong (X5-Z)	۹
۹	ت. تست آزمایشی ASP در Xing- Er-Xi (X2-X)	۹
۹	ث. بزرگترین کاربرد ASP در میدان نفتی داکینگ (X2-Z)	۹
۱۰	ج. تست آزمایشی ASP در میدان نفتی داکینگ	۱۰
۱۰	ح. پایلوت ASP شنگلی گوند	۱۰
۱۱	خ. آزمایش ASP شنگلی گادوا	۱۱
۱۱	د. آزمون ASP کارامای	۱۱
۱۲	ذ. آزمایشات ASP جیلین هونگانگ	۱۲
۱۲	ر. پایلوت ASP ژونگیان هوژانگی	۱۲
۱۳	ز. پایلوت ASP یومن لاجونامیا	۱۳
۴-۱	ضرورت تحقیق	۱۴
۵-۱	هدف مطالعه - روش تحقیق	۱۴
۶-۱	روش ها و ابزار تجزیه و تحلیل داده ها	۱۵
۷-۱	ساختار پایان نامه	۱۵
۱۷	فصل دوم اصول و مفاهیم بنیادی.....	۱۷
۱-۲	مقدمه	۱۸
۲-۲	مخازن کربناته شکافدار	۱۸
۱-۲-۲	مکانیزمهای تولیدی در مخازن شکافدار	۲۰
۲-۲-۲	ترشوندگی مخازن کربناته	۲۰
۳-۲	ازدیاد برداشت	۲۱
۱-۳-۲	ازدیاد برداشت شیمیایی	۲۲
۲۳	ا. سیلابزنی با پلیمر	۲۳

۲۴	ب. سیلابزنی با سورفکتانت
۲۷	ت. سیلابزنی با آلکالین
۳۰	ث. سیلابزنی با ASP
۳۴	ج. بهینه سازی طراحی طرحهای تزریق ASP
۳۶	ح. مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده در پروژهای میدانی ASP
۴۳	۴-۲- پدیده ی آشام
۴۵	۴-۲-۱- پدیده ی آشام خود به خودی
۴۶	۴-۲-۲- آشام یا اشباع مجدد
۴۶	۴-۲-۳- پدیده ی کهنگی
۴۷	۵-۲- تجهیزات آزمایشگاهی
۴۷	۵-۲-۱- دستگاههای شستشوی مغزه
۴۷	أ. دستگاه سوکسله
۴۸	۵-۲-۲- دستگاه اندازه گیری کشش سطحی و کشش بین سطحی
۴۹	۵-۲-۳- دستگاه آزمایشگاهی سیلابزنی مغزه
۵۰	۵-۲-۴- آموت سل
۵۳	۳. فصل سوم طراحی آزمایش
۵۴	۳-۱- مقدمه
۵۴	۳-۲- فرضیات آزمایش
۵۴	۳-۳- آماده سازی مغزه
۵۶	۳-۴- شستشوی مغزه
۵۶	۳-۵- اشباع مغزه با سیالات مخزن
۶۰	۳-۶- آماده سازی فرآیند آشام خودبه خود
۶۲	۳-۶-۱- مرحله ی اول
۶۲	۳-۶-۲- مرحله ی دوم
۶۳	أ. تستهای تغییر ترشوندگی
۶۳	ب. تستهای آشام و مشخص نمودن غلظت مناسب
۶۳	۳-۶-۳- مرحله ی سوم
۶۴	۳-۶-۴- مرحله ی چهارم
۶۵	۴. فصل چهارم ارائه نتایج حاصل از تاثیر سورفکتانت و آلکالین بر بازیابی نفت و تحلیل آنها

۶۶	۱-۴- مقدمه
۶۶	۲-۴- مرحله‌ی اول
۶۷	۳-۴- مرحله‌ی دوم
۶۷	۱-۳-۴- تست‌های تغییر ترشوندگی
۷۸	۲-۳-۴- مرحله‌ی اول مناسب‌سازی غلظت آلکالین-سورفکتنت
۷۸	ا. بررسی اثر هر یک از ترکیبات سورفکتنت و آلکالین روی بازیافت نفت
۹۵	۵. فصل پنجم ارائه نتایج حاصل از تاثیر ترکیبی آلکالین-سورفکتنت و نانو ذرات و تحلیل آنها.....
۹۶	۱-۵- مقدمه
۹۶	۲-۵- بررسی اثر ترکیب فرمولاسیون AS روی بازیافت نفت
۱۰۱	۳-۵- مرحله سوم بررسی اثر تغییرات دما بر روی فرمولاسیون آلکالین-سورفکتنت در بازیافت نفت
۱۰۴	۴-۵- مرحله‌ی چهارم بررسی اثر نانو ذرات بر روی فرمولاسیون مناسب AS در بازیافت نفت
۱۱۱	۶. فصل ششم نتیجه گیری و پیشنهادات.....
۱۱۲	۱-۶- نتیجه‌گیری
۱۱۴	۲-۶- پیشنهادات
۱۱۵	منابع و مآخذ.....
۱۲۰	پیوست الف.....

فهرست اشکال

- شکل ۲-۱ ساختار مولکول سورفکتانت (Zhou et al., 1993) ۲۵
- شکل ۲-۲ اثرات شیب غلظت قلیایی و ماده فعال در سطح بر بازیافت نفت (Sheng, 2010) ۳۶
- شکل ۲-۳ غلظتهای قلیایی تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng, 2010) ۳۹
- شکل ۲-۴ غلظتهای ماده سطحی فعال تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng, 2010) ۳۹
- شکل ۲-۵ غلظت های پلیمر تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng, 2010) ۴۰
- شکل ۲-۶ حجم های مطلق تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng, 2010) ۴۰
- شکل ۲-۷ قلیایی تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng, 2010) ۴۱
- شکل ۲-۸ ماده فعال سطحی تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng, 2010) ۴۲
- شکل ۲-۹ پلیمر تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng, 2010) ۴۲
- شکل ۲-۱۰ اجزای دستگاه شست و شوی مغزه Soxhlet برای شستن نمونه پلاگ (عادل زاده، ۱۳۸۷) ۴۸
- شکل ۲-۱۱ دستگاه اندازه گیری کشش سطحی و زاویه تماس (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز) ۴۹
- شکل ۲-۱۲ نمایی از دستگاه سیلابزنی مغزه (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز) ۵۰
- شکل ۲-۱۳ نمایی از یک آموت سل (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز) ۵۱
- شکل ۳-۱ مغزه مورد بررسی در آزمایشات ۵۵
- شکل ۳-۲ شماتیک اشباع مغزه ۵۷
- شکل ۳-۳ استوانه مدرج حاوی آب و نفت خروجی ۵۹
- شکل ۳-۴ اندازه گیری میزان اشباع سیالات مغزه ۶۰
- شکل ۴-۱ تصاویر مربوط به مقاطع نازک پس از فرارگیری در محلولها ۶۹
- شکل ۴-۲ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۲۵ °C با آب سازند ۷۱
- شکل ۴-۳ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۲۵ °C با آب سازند ۷۲
- شکل ۴-۴ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند ۷۳
- شکل ۴-۵ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند ۷۴
- شکل ۴-۶ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند (رخنمون باباکوهی) ۷۵
- شکل ۴-۷ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند (رخنمون باباکوهی) ۷۶
- شکل ۴-۸ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند (رخنمون باباکوهی C#22 و یکی از میادین جنوبی ایران C#10) ۷۷
- شکل ۴-۹ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با استفاده از سورفکتانتها ۷۹
- شکل ۴-۱۰ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با استفاده از سورفکتانتها ۸۰
- شکل ۴-۱۱ مغزه درون سل حاوی سورفکتانت ۱۰۰ ppm ۸۱
- شکل ۴-۱۲ مقایسه نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه و ثالثیه نفت، مغزه C#11 در آموت سل در دمای ۶۰ °C ۸۲
- شکل ۴-۱۳ مقایسه نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه و ثالثیه نفت، مغزه C#12 در آموت سل در دمای ۶۰ °C ۸۳
- شکل ۴-۱۴ مربوط به الگوی میکرومدل ۸۴
- شکل ۴-۱۵ تولید نفت در میکرومدل توسط سورفکتانت ۸۵
- شکل ۴-۱۶ نمودار ضریب بازیافت نفت اصلی و رقیق شده در آموت سل در دمای ۶۰ °C با استفاده از سورفکتانت ۸۷
- شکل ۴-۱۷ مقایسه نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با استفاده از سورفکتانتها ۸۹
- شکل ۴-۱۸ تست پایداری امولسیون، سورفکتانت ۱۰۰ ppm ۹۰
- شکل ۴-۱۹ تست پایداری امولسیون، سورفکتانت ۳۰۰ ppm ۹۰
- شکل ۴-۲۰ تست پایداری امولسیون، سورفکتانت ۵۰۰ ppm (از روز اول (a) تا روز یازدهم (k)) ۹۱

- شکل ۴-۲۱ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از آلکالینها ۹۲
- شکل ۴-۲۲ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از آلکالینها ۹۳
- شکل ۵-۱ نمودار تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از ترکیب ۹۷
- شکل ۵-۲ مقایسه نمودار ضریب بازیافت ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از ترکیب AS ۹۸
- شکل ۵-۳ نمودار میزان تولید ثالثیه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از ترکیب AS ۹۹
- شکل ۵-۴ نمودار ضریب بازیافت تولید ثالثیه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از غلظت مناسب AS ۱۰۰
- شکل ۵-۵ نمودار میزان تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 40°C با استفاده از AS ۱۰۲
- شکل ۵-۶ نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 40°C و 60°C با استفاده از AS ۱۰۳
- شکل ۵-۷ بررسی پایداری نانو ذرات (پایه آب سازندی) در دمای 60°C درجه سانتیگراد در زمانهای پس از تشکیل محلول a) پانزده دقیقه ابتدایی، b) پانزده دقیقه میانی، c) پانزده دقیقه پایانی) ۱۰۵
- شکل ۵-۸ بررسی پایداری نانو ذرات (پایه آب دیونایز) در دمای 60°C درجه سانتیگراد در زمانهای پس از تشکیل محلول ۱۰۰
- و 200ppm a) ده روز ابتدایی، b) ده روز میانی، c) ده روز پایانی) ۱۰۶
- شکل ۵-۹ نمودار میزان تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از $\text{AS} + \text{TiO}_2$ (آب دیونایز) ۱۰۷
- شکل ۵-۱۰ نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از $\text{AS} + \text{TiO}_2$ (آب دیونایز) ۱۰۸
- شکل ۵-۱۱ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در سناریو های مختلف تولید با استفاده از AS ۱۰۹

فهرست جدول‌ها

- جدول ۱-۲ مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng , 2010) ۳۸
- جدول ۲-۲ ارجاع یا راهنمای موارد میدان های نفتی فهرست شده در جدول ۱-۲ (Sheng , 2010) ۳۸
- جدول ۱-۳ ترکیب آب سازند ۵۶
- جدول ۲-۳ خصوصیات سیال مورد آزمایش ۵۸
- جدول ۳-۳ اطلاعات مغزه ۶۰
- جدول ۱-۴ اطلاعات مقاطع نازک ۶۷
- جدول ۲-۴ غربالگری اولیه نوع سیال مورد استفاده ۶۸
- جدول ۳-۴ مربوط به غلظت های مرحله اول ۷۰
- جدول ۴-۴ تغییر ترشوندگی محلول آب سازندی ۷۰
- جدول ۵-۴ غلظت و مقدار تغییر ترشوندگی سورفکتنت و آکالین استفاده شده در آزمایش ۷۹
- جدول ۶-۴ درصد وزنی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نمونه های نفت خام ۸۶

فصل اول

کلیات تحقیق و مروری بر مطالعات گذشته

به طور کلی مخازن شکافدار ۲۰٪ نفت دنیا را دارا می‌باشند و این در حالی است که بیش از ۶۰٪ نفت‌های باقیمانده‌ی دنیا در مخازن شکافدار وجود دارند (کیانی نژاد، ۱۳۸۹). با روند روزافزون افزایش جهانی تقاضای نفت، ضروری به نظر می‌رسد که از این گونه مخازن به صورتی بهتر و با بازدهی بیشتری بهره‌برداری گردد. این در حالی است که موفقیت‌های نسبتاً کمی در زمینه‌ی افزایش میزان برداشت از این گونه مخازن پیچیده صورت گرفته است و این مخازن نیازمند اعمال روش‌هایی نوین در ازدیاد برداشت هستند. پس از فرآیندهای ثانویه‌ی تولید نفت، همانند سیلابزنی با آب، مقادیر نفت بسیار زیادی به عنوان نفت باقیمانده در مخزن باقی می‌ماند. میزان این نفت باقیمانده، به خصوص در مخازن شکافدار بسیار بیشتر می‌باشد. این امر سبب می‌شود تا مقادیر نفت بسیار زیادی درون ماتریکس سنگ مخزن باقی بمانند و توسط آب جابه‌جا نشود. از این رو، فرآیندهای نوین ازدیاد برداشت به منظور افزایش تولید ضروری می‌باشند.

به طور کلی، سه نیروی گرانش^۱، نیروی گرانشی^۲ و نیروی موئینه^۳ بر چگونگی حرکت سیال در محیط متخلخل و در نتیجه میزان برداشت نفت تأثیر دارند. نیروهای موئینه از طریق دو عدد بدون بعد موئینگی و پیوستگی به ترتیب به نیروهای گرانش و گرانشی مرتبط می‌شوند. برای عدد موئینه‌ی کمتر از 10^{-3} و همچنین عدد پیوستگی کوچکتر از ۱۰، نیروهای موئینه غالب خواهند بود. عدد بدون بعد مهم دیگر در حرکت سیال درون محیط متخلخل، نسبت تحرک^۴ می‌باشد. نسبت تحرک کوچکتر یا مساوی با یک، بیانگر جابه‌جایی پایدار و مطلوب می‌باشد. بنابراین جهت افزایش ضریب بازیافت^۵ از مخازن، می‌بایست اعداد بدون بعد موئینه و پیوستگی را افزایش و نسبت تحرک پذیری را کاهش داد (خراط ر، ۱۳۸۷).

با توجه به افزایش روزافزون نیاز به تولید نفت در سراسر دنیا و همچنین افزایش علاقه تولیدکنندگان و مهندسين نفت به تولید از مخازن نفت، روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی از مخازن به کانون توجه متخصصین تبدیل شده است. سیلابزنی با پلیمر^۶ یکی از روش‌های مرسوم در ازدیاد برداشت نفت مخازن نفتی است. این فرآیند با کاهش نسبت تحرک میزان برداشت را بهبود می‌دهد. مکانیزم‌های جابه‌جایی در

¹ Viscous force

² Gravitational force

³ Capillary force

⁴ Mobility ratio

⁵ Recovery factor

⁶ Polymer flooding

سیلابزنی با پلیمر نیز از موارد مورد توجه در این فرآیند ازدیاد برداشت شیمیایی^۱ است. همچنین سیلابزنی با سورفکتنت^۲ نیز یکی از روش‌های مرسوم و کاربردی در ازدیاد برداشت نفت مخازن است که با کاهش کشش بین‌سطحی^۳ بر بازدهی برداشت نفت اثر می‌گذارد. عوامل مختلفی بر بازدهی تولید از فرآیند سیلابزنی با فعال سطحی اثر می‌گذارند که نیازمند مطالعه و بررسی دقیق می‌باشند. به علت هزینه‌های بالای تزریق سورفکتنت، سیلابزنی با آلکالین‌ها که دارای هزینه‌ی کمتری هستند، در مخازن نفت حاوی میزان بالای اسید پیشنهاد شده است. آلکالین‌ها با واکنش با اسیدهای نفتی، ایجاد سورفکتنت درجا^۴ می‌کنند که با کاهش کشش بین‌سطحی و افزایش عدد موینه باعث افزایش برداشت نفت نسبت به سیلابزنی با آب می‌شوند. از آنجا که هر یک از سیلابزنی‌های ذکر شده حداکثر باعث تغییر یکی از اعداد مؤثر در ازدیاد برداشت می‌شوند، استفاده از سیلابزنی با آلکالین- سورفکتنت- پلیمر^۵ (ASP) که باعث تغییر هر دو عدد موینه و نسبت تحرک‌پذیری می‌شود، مورد توجه واقع شده است. این روش نوین ازدیاد برداشت شیمیایی، با بهبود اکثر پارامترهای مهم در ازدیاد برداشت باعث افزایش چشمگیر برداشت نفت می‌شود.

۱-۲- بیان مسئله

با توجه به مصرف روزافزون انرژی در جهان و کاهش اکتشاف منابع جدید و افزایش تقاضا در سال‌های اخیر، تولید بهینه این منابع با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت نفت را ضروری می‌کند.

روش‌های شیمیایی که یکی از روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشند، خود به دو گروه کنترل پویایی^۶ و مواد فعال در سطح^۷ تقسیم می‌شوند که این مواد در برخی فرآیندها برای برقراری یک نسبت پویایی مطلوب برای بهبود میزان روبش حجمی^۸ و برخی دیگر از آن‌ها برای کاهش کشش بین‌سطحی برای بهبود جابه‌جایی میکروسکوپی استفاده می‌شود. یکی از روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی سیلابزنی با استفاده از آلکالین- آلکالین- سورفکتنت- پلیمر (ASP) می‌باشد. این روش نوین ازدیاد برداشت به علت گرانبوی بالای سیال

¹ Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)

² Surfactant Flooding

³ Interfacial Tension

⁴ In Situ Surfactant

⁵ Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP)

⁶ Mobility Ratio

⁷ Surfactants

⁸ Volumetric Sweepout

تزریقی و کاهش شدید کشش بین سطحی به کمک سورفکتانت و آلکالین هم اثری شگرف بر افزایش برداشت نفت گذاشته و هم هزینه‌ی کمتری را به صورت نسبی متوجه تولیدکنندگان نفت می‌کند. از این رو بررسی و مطالعه بیشتر در این مورد از اهمیت زیادی برخوردار است.

۱-۳- مروری بر تحقیقات گذشته

۱-۳-۱- مطالعه تاریخچه کاربرد ASP

اولین بار کاربرد مواد قلیایی در ازدیاد برداشت توسط آتکینسون^۱ در سال ۱۹۲۷ به ثبت رسید. با این وجود حتی قبل از انتشار نظریه او، اسکویینز^۲ در سال ۱۹۱۷ گفته بود که اضافه کردن مواد قلیایی به آب باعث بهتر جابه‌جا شدن نفت خواهد شد. افراد دیگری هم راجع به استفاده از نمک‌هایی مثل کربنات سدیم، سیلیکات سدیم (Bernard, 1967) و یا محلول‌هایی از هیدروکسیدهای سدیم و پتاسیم توضیح داده بودند. سابکو^۳ در سال ۱۹۴۲ استفاده از عوامل امولسیون‌کننده در محلول‌های آبی برای تزریق به مخازن نفت سنگین یا قیر را ثبت نمود (Alotaibi, 2009). علیرغم تصدیق زود هنگام این مطلب که تزریق مواد قلیایی باعث افزایش برداشت نفت می‌شود، میزان موفقیت آن در کاربردهای عملی ثبت نشده بود. اولین امتحان عملی این فرایند در سال ۱۹۲۵ بود که محلول کربنات سدیم به مخزن برد فورد^۴ تزریق گردید (Yildiz and Morrow, 1996). نتایج ناامیدکننده بود و هیچ‌گاه جزئیات آن منتشر نشد.

در سال ۱۹۲۷ یورن و فهمی^۵ به این نتیجه رسیدند که رابطه مشخصی بین نیروهای کشش بین سطحی نفت و سیال سیلابزنی با درصد بازیافت در فرایند سیلابزنی وجود دارد (Tang and Morrow, 1997). بدین ترتیب که راندمان سیلابزنی با کاهش نیروی کشش بین سطحی افزایش می‌یابد. در همان سال الگویی توسط آتکینسون ارائه گردید که پیش‌بینی شد که محلول آب و صابون یا محلول‌های آبی دیگر کشش بین سطحی نفت و سیال سیلابزنی را کاهش می‌دهند (McGuire et al., 2005) و باعث افزایش بازیافت نفت می‌گردند. قبل از این مطالعات گزارش شده بود که محلول‌های قلیایی در عملیات سیلابزنی باعث بازیافت نفت بیشتری

¹ Atkinson

² Squins

³ Subkaw

⁴ Brad ford

⁵ Uren and Fahmy

می‌گردد و ناتینگ^۱ ادعا کرده بود که واکنش‌های سطوح تماس جامد - مایع باعث افزایش تولید نفت می‌شود. در سال ۱۹۳۱ محلول آب و صابون به مغزه ماسه‌سنگ‌های میدین برد فورد و ونانگو^۲ تزریق شد و نتیجه قطعی به دست نیامد (Morrow et al, 1998) و به مطالعات بعدی موكول شد. در سال ۱۹۵۲، پرستون و کالهن^۳ انتقال مواد کاهنده کشش سطحی را با استفاده از روش‌های کروماتوگرافی مورد بحث قراردادند (Pu et al, 2008). در سال ۱۹۵۴، اودجا^۴ و همکارانش موفق شدند رابطه بین نفت پسماند در مغزه با نسبت کشش سطحی به افت فشار را در عملیات سیلابزنی مدل نمایند. مطالعات دیگری نیز براساس تزریق محلول کاهنده کشش بین‌سطحی در حلال‌های آلی (Bernard, 1967) استفاده از میکرومولسیون‌های حاوی مواد کاهنده کشش بین‌سطحی (Olson and Gogarty, 1962) و روش‌های دیگر انجام شد (Bagci and Turksoy, 2001). نتایج حاصل از این مطالعات حاکی از آن است که ضرورتاً دو مفهوم مختلف جهت استفاده از مواد کاهنده کشش بین‌سطحی در ازدیاد برداشت از مخازن نفتی متصور است. اولین مفهوم آن است که محلولی که دارای غلظت پایینی از سورفکتانت می‌باشد، تزریق می‌شود. مواد کاهنده کشش بین‌سطحی در آب یا نفت حل می‌شوند و در حالت تعادل با توده سورفکتانت که مایسل^۵ نامیده می‌شود، شناخته می‌گردند (Zhang and Morrow, 2006). درصد بالایی از حجم متخلخل (حدود ۱۵ تا ۶۰ درصد) از محلول به منظور کاهش نیروی کشش بین‌سطحی نفت و آب به درون مخزن تزریق می‌شود که باعث افزایش میزان استحصال نفت می‌گردد. اشباع نفت پسماند در مخزن پس از عبور حجم زیادی از محلول به سمت صفر میل خواهد کرد. در روش دیگر درصد کمی از حجم متخلخل (حدود ۳ تا ۲۰ درصد) از یک محلول کاهنده کشش سطحی با غلظت بالاتر در مخزن تزریق می‌گردد. در غلظت بالاتر مایسل تبدیل به یک محلول کاهنده کشش بین‌سطحی در پلیمر و برعکس می‌گردد. در حال حاضر مطالعات آزمایشگاهی در مورد انتخاب روش بهینه جهت تزریق مواد کاهنده کشش بین‌سطحی در مخازن با هدف افزایش ضریب استحصال نفت در حال انجام است.

¹ Nutting

² Venango

³ Preston and Calhoun

⁴ Ojeda

⁵ Micelle

آستد و همکاران^۱ در سال ۱۹۹۸ آزمایشات آشام را در سنگ‌های نفت دوست و کم تراوا (۱-۲ میلی داری) در حضور و عدم حضور مواد فعال سطحی انجام دادند (Patil et al, 2008). ماده فعال سطحی استفاده شده توسط آنها، فعال سطحی کاتیونی^۲ با غلظت ۱ درصد وزنی بود. نتایج نشان‌دهنده‌ی افزایش ناگهانی تولید نفت در حالت حضور ماده‌ی فعال سطحی بود. آزمایشات انجام شده بر روی مخزن سن آندرس^۳ توسط چن و همکاران^۴ نشان داد که تولید نفت با تزریق محلول رقیق یک ماده‌ی فعال سطحی غیریونی بیشتر از حالت تزریق آب نمک است (Okasha, 2009).

باباداگلی^۵ در سال ۲۰۰۱ دبی موینگی آشام^۶ مواد فعال سطحی، پلیمر و آب داغ را در نفت‌های سبک و سنگین در مغزه با هم مقایسه کرد. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که دبی تولید نفت توسط پدیده‌ی آشام آب داغ از دیگر حالات بیشتر بود. اما افزودن اندکی مواد فعال سطحی، دبی و میزان تولید نفت را بصورت چشمگیری افزایش می‌دهد. همچنین آزمایشاتی جهت بررسی اثر مواد فعال سطحی و آب داغ در تولید نفت سنگین از مخازن کربناته شکافدار نیز انجام شد. نتایج بیانگر میزان تولید بیشتر نفت در حالت ترکیب مواد فعال سطحی و آب داغ بود (webb, 2008).

هیراساکی و ژانگ^۷ در سال ۲۰۰۴ محلول‌هایی از مواد مختلف فعال سطحی را جهت تولید نفت بر روی مغزه‌های دولومیتی مورد آزمایش قرار دادند. در تحقیق ایشان، از مواد فعال سطحی به منظور کاهش کشش سطحی بین سیالات تزریقی و نفت استفاده شد (Soraya et al., 2009). نتایج نشان‌دهنده‌ی وابستگی میزان نفت تولید شده به غلظت و نوع ماده‌ی فعال سطحی می‌باشد.

دانگ و همکاران^۸ در سال ۲۰۰۷ میکرومدلی را جهت بررسی مکانیسم‌های جابه‌جایی حین فرآیند تزریق محلول‌های قلیایی مورد استفاده قرار دادند (Alotaibi et al., 2010b). ایشان نتیجه گرفتند که دو مکانیسم عمده در طی این فرآیند نقش دارند.

¹ Austad et al

² Dodecyl – Trimethyl- Ammonium Bromide

³ San Andreas

⁴ Chen et al.

⁵ Babadagli

⁶ Imbibition

⁷ Hirasaki and Zhang

⁸ Dong

آدام و همکاران^۱ در سال ۲۰۰۸ مشاهده کردند که ASP در هر شرایطی ممکن است نتایج موفقی در بر نداشته باشد. عواملی مانند شوری آب، میزان اسیدی بودن نفت و مواردی دیگر می‌توانند روی عملکرد آن تاثیرگذار باشند. ایشان با بررسی متوجه شدند زمانی که شوری آب کمتر از ۱۲۰۰۰۰ PPM و ذرات نامحلول جامد کمتر از ۶۶۰۰ PPM باشد، ASP در شرایط بهینه قرار دارد (Rivet, 2009).

دوآشون لی و همکاران^۲ در سال ۲۰۰۹ با بررسی تزریق ASP به مدت ۱۵ سال روی میدان نفتی داکینگ^۳ متوجه شدند که حدود ۱۹/۴٪ تا ۲۵٪ از نفت درجا اولیه را جابه‌جا کرده است که در این میان میزان جذب ASP حدود ۰/۶ میلی‌گرم بر متر مربع^۴ بوده است. آن‌ها با جایگزینی بیوسورفکتانت به جای سورفکتانت که میزان جذب آن حدود ۰/۳۰٪ بوده به میزان ۰/۱۵٪ میزان جذب را کاهش دهند. نام تجاری این محلول ORS-41 است. هر چند بیوسورفکتانت بسیار گران قیمت هستند (Lager et al., 2008).

ولینگتون و ریچاردسن^۵ محلولی بسیار مؤثر حاصل از مخلوط چندین فعال سطحی آنیونی و کاتیونی را جهت استفاده در فرآیندهای جابه‌جایی نفت ارائه کردند. آن‌ها مشاهده کردند که با استفاده از محلولی با غلظت تنها ۰/۴ درصد حجمی از این مخلوط فعال سطحی، تمامی نفت‌های اولیه و باقیمانده‌ی درون بسته‌ی شنی شیلی، از محیط متخلخل خارج و تولید گردید (Alotaibi et al., 2010a).

راهوا کومار و همکارانش^۶ در سال ۲۰۱۰ با انجام فرآیند سیلابزنی با آب روی یک مغزه اشباع شده با نفت مشاهده کردند که زمانی که حدود ۰/۳ حجم فضای خالی^۷ (PV) آب تزریق کردند، تولید آب شروع شد و پس از تزریق PV ۳ حدود ۰/۶۱ نفت اولیه تولید شد (Alotaibi et al., 2009). پس از انجام این آزمایش با تزریق ASP با درصد ترکیب (۰/۴٪ سورفکتانت، ۱/۵٪ آلکالین و ۰/۴۸٪ پلیمر) پس از تزریق حدود ۱ PV نزدیک به ۹۸٪ نفت اولیه تولید شد، درحالی‌که افت فشار ۲ Psi/ft بوجود آمده که وابسته به میزان ویسکوزیته پلیمر است.

¹ Adam et al.

² Daoshan Li

³ Daqing

⁴ mg/m²

⁵ Wellington and Richardson

⁶ Rahul Kumar et al.

⁷ Pour volume

استول و همکاران^۱ در آزمایشگاه در سال ۲۰۱۱ با استفاده از روش سعی و خطا به یک فرمول ASP دست یافتند که پس از انجام آزمایش‌های متعدد برای استفاده در میدان با مشکلات بسیاری همراه بود، از قبیل وزن مولکولی بالا که پس از انجام تغییراتی برای میدان سند استون پی دی او^۲ تقریباً مناسب شد. در نهایت پس از تزریق در میدان تا حدود ۲۵ درصد تولید بیشتر بدست آوردند (Ashraf et al., 2010). سال بعد با انجام آزمایش‌هایی روی نمونه‌های کربناته که با مشکلاتی همراه بود، توانستند به ترکیب نسبی شیمیایی متناسب با آن دست یابند.

۱-۳-۲- تاریخچه استفاده از ASP در آزمایشات میدان نفتی و کاربردهای آن

این بخش آزمایش میدانی و نمونه‌های کاربردی را نشان می‌دهد. این نمونه‌ها به دقت انتخاب شده‌اند، به طوری که هر فرد می‌تواند مشاهدات منحصر به فردی را ارائه کند. با استفاده از این مثال‌ها، ما روش‌های به کار رفته، نکات یادگیری شده و مشاهدات انجام شده را به طور خلاصه ارائه می‌کنیم.

ا. آزمایش میدان نفتی داکینگ برای ASP در ناحیه SA-Zhong-Xi

جریان سیلابزنی با آب در ژوئن ۱۹۹۳ آغاز شده است و در ۲۳ سپتامبر ۱۹۹۴ پایان یافت و پس از آن جریان ASP به مقدار $PV \ 0/327$ و سپس سیلابزنی آب و پلیمر به مقدار $PV \ 0/273$ اجرا شد. ویسکوزیته محلول ASP معادل ۱۶ میلی پاسکال ثانیه بود. در طی تزریق آب، بازیافت نفت قبل از تزریق ASP، $31/63$ ٪ از لایه SII₁₋₃ بوده است (Sheng, 2010). واکنش به تزریق ASP در نوامبر ۱۹۹۴ مشاهده شده است. میانگین تولید آب در کل آزمایش از $82/7$ ٪ به $59/7$ ٪ کاهش یافته است و تولید روزانه نفت از 37 متر مکعب به $91/5$ متر مکعب افزایش یافته است. تزریق آب از $1/75$ متر مکعب به حدود $1/421$ متر مکعب تثبیت شده است و سپس به $1/19$ متر مکعب کاهش یافته است. در کل پس از تزریق یک جرم تزریق کننده ASP، مقاومت جریان بالا می‌رود و تزریق آب کاهش می‌یابد. پیش‌بینی شبیه ساز نشان می‌دهد که حدود 20 ٪ از عامل بازیافت نفت در سیلابزنی جریان آب بوده است. عملکرد اولیه مطابق با پیش‌بینی شبیه‌ساز است.

¹ W.M.Stoll

² Sandstone PDO

ب. آزمایش ASP میدان نفتی داکینگ در Xing-5-Zhong (X5-Z)

تزریق ASP برای این آزمایش در ژانویه ۱۹۹۵ آغاز شد و واکنش آن (حدود ۰/۰۸ PV) در ۳۰ مارس همان سال مشاهده شد. تولید یا کاهش آب در ناحیه آزمایش از ۰/۹۶٪ به ۰/۸۰٪ رسید. مسئله‌ی امولسیون در این آزمایش مشخص است. در یک نمونه چاه ویسکوزیته امولسیون ۴۰ میلی پاسکال ثانیه بود که تقریباً دو برابر ویسکوزیته سیال غیرامولسیونی است. مشاهده شده است که امولسیون‌ها موجب بهبود بازیافت و سرعت تولید نفت شده اند (Sheng, 2010).

ت. تست آزمایشی ASP در Xing- Er-Xi (X2-X)

پس از تزریق ASP معادل ۰/۰۹۷ PV واکنش آن در چاه شماره ۲۲ مشاهده شد. از ۹ چاه تولید کننده، تولید نفت از ۲۴ تن به ۱۳۴ تن افزایش یافته است و تولید آب از ۰/۹۸٪ به ۰/۸۰٪ کاهش یافته است. چاه X-2-2-S1 که در الگوهای چاه تحت عنوان S1 نشان داده شده، در فوریه ۱۹۹۸ پمپ کردن سیال تزریقی را پس از تزریق ۰/۳۶۷۸ PV متوقف می‌کند. زیرا این مساله دارای مشکل مقیاس‌بندی است. اگرچه امولسیون پس از تزریق مقادیر ۰/۳۴۵، ۰/۳۴ و ۰/۲۶۴ PV مشاهده می‌شود، ولی به بهبود بازیافت یا سرعت تولید نفت کمک می‌کند (Sheng, 2010).

ث. بزرگترین کاربرد ASP در میدان نفتی داکینگ (X2-Z)

شاید این بزرگترین پروژه ASP در سرتاسر جهان باشد. سیلابزنی با آب در اکتبر ۱۹۹۸ آغاز شده است و در مارس ۲۰۰۰ با تزریق ۰/۲۰۰۲ PV پایان یافته است. سپس جریان پلیمر پیش سیلابزنی^۱ در آوریل ۲۰۰۰ آغاز و در آوریل ۲۰۰۱ پایان یافته است (۰/۱۲۸ PV). در کل مراحل تست میانگین غلظت پلیمر ۱۵۳۸ میلی‌گرم بر لیتر با ویسکوزیته ۴۰/۹ میلی پاسکال ثانیه بوده است. تزریق بخش اصلی ASP در اول می ۲۰۰۱ آغاز شده است. در نوامبر ۲۰۰۴، ۰/۳۵۴ PV تزریق شده است. میانگین غلظت‌های تزریق قلیایی، ماده فعال سطح و پلیمر به ترتیب ۱/۰۲، ۰/۲۰۱ و ۱۴۰۷ میلی‌گرم بر لیتر بوده است. ویسکوزیته نمونه سر چاه ۳۰/۲ میلی پاسکال ثانیه می‌باشد و کشش بین سطحی بین سیستم ASP و نفت خام کمتر از ۱۰^{-۲} می‌باشد (Sheng, 2010). دومین بخش ASP در دسامبر ۲۰۰۴ آغاز شده است.

^۱ Preflush

ج. تست آزمایشی ASPF^۱ در میدان نفتی داکینگ

پس از فرآیند WAG^۲ و قبل از ASPF منطقه آزمایش با آب سیلابزنی شد. در طول چند ماه ۰/۰۶۷ PV از آب تزریق گردید. پس از اتمام سیلابزنی، تولید آب ۹۴/۲٪ و ضریب بازیافت ۵۸/۵۰٪ بود. از سال ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۲ تزریق ASP ادامه یافت. با گذشت زمان، تزریق گاز متوقف شد. زیرا فشار وارده بر پمپ تزریق بالا بود. چون فشار مخزن همیشه بالا بوده به طوری که قادر بود به چاه‌های دیگر نفوذ کند، تزریق گاز باید قطع می‌شد (Sheng, 2010). بنابراین نسبت گاز به مایع تزریق شده (۰/۳۴ : ۱) بود که از مقدار طراحی شده کمتر بود.

ح. پایلوت ASP شنگلی گوند^۳

در این آزمایش، میدان فوق از سال ۱۹۸۷ تا ۱۹۹۲ با آلکالین، سورفکتانت و پلیمر سیلابزنی شد. قبل از انجام آزمون ASP در کل ۵/۰۶ PV آب تزریق گردید. تولید آب ۹۸/۴٪ و فاکتور بازیابی نفت برابر ۵۴/۴٪ بود. تزریق ASP در اول آگوست ۱۹۹۲ آغاز و در ۲۴ ژوئن ۱۹۹۳ پایان یافت. در کل ۰/۵۹۲ PV از ASP تزریق گردید. در کل طرح اصلی تزریق اجرا گردید. به جز این که در سیلابزنی اصلی ASP غلظت کربنات سدیم ۱/۱٪ کاهش یافت و در مرحله بعد بدلیل به اتمام رسیدن آن، با OP جایگزین شد. به علاوه ۰/۰۴۵ PV از مقدار طراحی شده برای ASP بیشتر تزریق شد. گرانیوی سیالات تزریق شده در بالای چاه در هر چهار مرحله تزریق به ترتیب برابر با ۷/۰، ۸۶/۱۶، ۴۷/۵ و ۶/۱۶ میلی پاسکال ثانیه بود. پس از جولای ۱۹۹۳ آب دوباره تزریق شد. در جولای ۱۹۹۴ تولید آب به مقدار آن قبل از انجام آزمایش ASP بازگشت و غلظت مواد شیمیایی آب تولید شده بسیار پایین بود. سپس آزمایش متوقف شد. وقتی که ۰/۴۹ PV از سیال تزریق شد، تولید آب در منطقه مورد آزمایش به کمتر از ۷۴/۲٪ رسید (Sheng, 2010). آخرین افزایش در بازیافت برابر ۱۳/۴٪ میزان نفت اولیه‌ی درجا بود.

¹ Alkaline Surfactant Polymer Flooding

² Water Alternative Gas

³ Shengli Gudong

خ. آزمایش ASP سنگلی گادوا

پیش سیلابزنی پلیمر در ماه می سال ۱۹۹۷ آغاز شد و بعد با پمپاژ گل سنگین^۱ ASP در ماه می ۱۹۹۸ پیگیری شد. آزمایش در نوامبر ۲۰۰۱ به پایان رسید. به دنبال آزمایش سیلابزنی، بعد از تزریق ۰/۰۳ PV گل سنگین ASP، چاه‌های تولیدی شروع به استفاده از تزریق شیمیایی کردند. تولید آب از ۹۴/۷٪ به ۸۴/۵٪ کاهش یافت و میزان تولید نفت از ۸۲ به ۱۹۴ تن در روز افزایش یافت. برآورد نفت بازیابی شده از این آزمایش ۱۵/۵٪ بود (Sheng, 2010).

د. آزمون ASP کارامای^۲

پلیمر با پیش سیلابزنی آب سازند تهیه شده با NaCl از ۱۸ آگوست ۱۹۹۵ تا ۲۱ ژوئیه سال ۱۹۹۶ پس از حدود ۳۵ سال از سیلابزنی تزریق شده بود (Sheng, 2010). این روند ۳۳۸ روز به طول انجامید. تزریق ASP در تاریخ ۲۲ ژوئیه سال ۱۹۹۶ آغاز شد و در ۱۲ ژوئن سال ۱۹۹۷ به پایان رسید. به طور کل ۳۱۹ روز به طول انجامید. در مدت ۱۷۴ روزه از ۱۳ ماه ژوئن ۱۹۹۷ تا ۴ دسامبر ۱۹۹۷ گل سنگین پلیمر تزریق شده بود. یک درایو آب، که پس از فرآیندهای تزریق مواد شیمیایی انجام شده بود، در حدود نیم سال دیگر زمان برد و آزمایش در اواسط سال ۱۹۹۸ به پایان رسید. در پایان پیش سیلابزنی، عامل^۳ بازیابی نفت در منطقه آزمایش ۴۹/۶۵٪ با تولید آب ۹۹٪ و عامل بازیابی نفت ۵۰/۱۴٪ با تولید آب ۹۹٪ در چاه مرکزی بود. یک بازیابی افزایشی پس از تزریق PV ۰/۰۴۳ از گل سنگین ASP مشاهده شده است. در تزریق PV ۰/۲۰۲، نرخ تولید نفت به ۱/۲۷ تن در روز، که ۶/۳۵ مرتبه قبل از تزریق ASP است و تولید آب از ۹۹٪ تا ۸۴٪ کاهش یافته است. عامل بازیابی نفت با^۴ OOIP ۲۴٪ برای کل آزمایش و ۲۵٪ برای چاه مرکزی افزایش یافته است. امولسیون^۵ شدید در مایعات تولید شده مشاهده می‌شود و با مشکلاتی در شکستن امولسیون مواجه شده است.

¹ To pump a quantity of heavy mud into the drill pipe: slug

² Karamay

³ Factor

⁴ Original oil in place

⁵ Emulsions

د. آزمایشات ASP جیلین هونگانگ^۱

طرح تزریق برای این آزمایش برابر با 0.25% Alkaline1 + 0.5% Alkaline 2 + 0.15% Polymer + 0.06% Surfactant بود. پایلوت^۲ در اکتبر سال ۱۹۹۷ آغاز و در ژوئن سال ۱۹۹۹ به علت شکستگی لوله جداری چاه^۳ متوقف شد. این آزمایش در اکتبر سال ۱۹۹۹ از سر گرفته شد و تزریق شیمیایی در ژوئن سال ۲۰۰۰ پایان یافت. فقط چاه‌های قرار گرفته در سمت‌های شمالی و جنوبی چاه تزریقی شماره ۱۲۵ به تزریق شیمیایی پاسخ دادند (جریان آب کاهش و جریان نفت افزایش یافت). چرا که جریان اصلی تزریق آب در جهت شرقی و غربی طوری جهت‌گیری شده که چاه‌های موجود در این جهت قبل از تزریق ASP، به خوبی به وسیله جریان شدید آب شسته شدند. تزریق ASP، راندمان جارویی^۴ را در سمت‌های شمال و جنوب افزایش داد. بنابراین، چاه‌های قرار گرفته در این دو سمت به تزریق ASP پاسخ دادند (Sheng, 2010). غلظت سورفکتانت^۵ (ماده فعال سطحی) پایین بود (۰/۰۶٪) و نفت خام عدد اسیدی پایینی داشت. مکانیزم اصلی در این پایلوت احتمالاً افزایش راندمان جارویی بوسیله تزریق پلیمر می‌باشد.

ر. پایلوت ASP ژونگیان هوژانگجی^۶

تست پایلوت در ۲۴ ژانویه سال ۲۰۰۰ آغاز و در ۲۰ مارس سال ۲۰۰۱ پایان یافت. نرخ تولید نفت از ۱۰/۵ تا ۲۰/۱ تن در روز افزایش و نرخ تولید آب^۷ از ۹۷/۲ به ۹۰/۹٪ کاهش یافت. تا قبل از ۲۰ دسامبر سال ۲۰۰۱، تولید افزایشی نفت برابر با ۶۲۰۸ مترمکعب بود. تا این زمان (تولید از مخزن که به مدت ۲۰ ماه ادامه داشت) برخی چاه‌ها کماکان تحت تاثیر از تزریق شیمیایی از نظر اقتصادی دارای تولیدی مقرون به صرفه داشتند (Sheng, 2010).

¹ Jilin Honggang

² Pilot

³ Casing

⁴ Sweep Efficiency

⁵ Surfactant

⁶ Zhongyuan Huzhuangji

⁷ Water Cut

ز. پایلوت ASP یومن لاجونامیا^۱

در این تست پایلوت انجام گرفته در میدان لاجونامیا، واقع در استان گنگسو^۲ در کشور چین، لایه هدف L₁ بود. این تست مستلزم استفاده از ۱ چاه تزریقی (H184) و ۴ چاه تولیدی (406, 930, F185, and G185) بود که یک الگوی ۵ نقطه‌ای را تشکیل می‌دهد. فاصله متوسط چاه میان تزریق کننده و تولید کننده برابر با ۷۰ متر بود (Sheng, 2010). محتوای خاک رس ۱۱/۶٪ بود که شامل مونتوریلونیت^۳ بود.

طرح واقعی تزریق

بر اساس این طرح ابتدا کلسیم کلرید محلول در آب به مخزن تزریق شد. سپس ترکیبی از کلسیم کلرید و آلکالین (در اینجا از سدیم کربنات استفاده شده بود) تزریق گردید. در مرحله‌ی انتهایی ترکیبی از سورفکتانت، الکل و پلیمر تزریق گردید که اطلاعات آن در زیر آمده است:

- KCl preflush: 3427 m³ (0.24 PV معادل), 4% KCl
- KCl and alkaline preflush: 3971 m³ (0.28 PV معادل), 2% KCl + 4% Na₂CO₃
- Micellar/polymer flooding: 4807 m³ (0.33 PV معادل), 5% YPS-3A (local-surfactant) + 3% n-butanol (محلول) + 0.4% K₂CO₃

در انتهای راندن پلیمر حجم تزریق انباشته شده‌ی ۰/۳۳ PV (۴۸۰۷ متر مکعب)، شامل تزریق سورفکتانت چاه‌های تولیدی شروع به دادن پاسخ نمودند. تولید آب از ۹۹٪ قبل از تست به ۸۷٪ رسید و نرخ جریان نفت در بیشترین مقدار جریان، از ۰/۲ تا ۱/۹ تن در روز افزایش یافت. به هر حال، این روند فقط به مدت ۹۰ روز ادامه یافت. در این پایلوت، ویسکوزیته‌های محلول میسیلار و محلول پلیمر به ترتیب برابر با ۱۵/۷ و ۱۴ میلی پاسکال ثانیه بودند؛ یعنی در حدود دو برابر ویسکوزیته نفت. وجود یک نسبت تحرک خوب احتمالاً می‌تواند دلیل اصلی برای پاسخ مثبت باشد.

بازیافت افزایشی نفت از این تست پایلوت برابر با ۱/۸۲٪ بود. بر اساس قیمت نفت در آن زمان، نسبت سرمایه به بازگشت سرمایه برابر با ۱:۱۰ بود. هزینه ازدیاد برداشت شیمیایی، ۶۷/۶٪ هزینه کلی بود. خود

¹ Yumen Laojunmiao

² Gangsu

³ montomorillonite

تست پایلوت اقتصادی نبود. از این آزمایش پایلوت نتیجه‌گیری شد که سورفکتانت YPS-3A برای کاربرد در این میدان عملی و موجه نبوده است.

۱-۴- ضرورت تحقیق

به یقین سیالاتی وجود دارند که خصوصیات لازم برای تولید راندمان مناسب را در جابه‌جایی میکروسکوپی^۱ و ماکروسکوپی^۲ دارا می‌باشند، اما مشکل کاربردشان هزینه بالای آنهاست. بنابراین مقدار و قیمت واحد سیالات عوامل اصلی طراحی یک فرآیند ازدیاد برداشت نفت هستند. با استفاده از سیالی با هزینه کمتر و راندمان بالاتر می‌توان بسیاری از مشکلات در تولید را کاست. با توجه به روند رو به افزایش نیاز جهانی به نفت و پاسخگو نبودن منابع موجود به دلیل تجدید ناپذیر بودن و همچنین بازدهی کم و هزینه بر بودن روش‌های کنونی در استخراج و تولید، نیاز به روش‌های نوین که موجب استحصال بیشتر و کاهش هزینه هاست، از ضرورت این تحقیق می‌باشد. در این پایان‌نامه پایه سیالات مورد استفاده آب هوشمند است که با حضور ترکیباتی به مانند سورفکتانت و آلکالین می‌توان یک فرمول مناسب بدست آورد که با کمترین هزینه، بیشترین برداشت را نمود.

۱-۵- هدف مطالعه - روش تحقیق

هدف مطالعه حاضر طراحی فرمولاسیون مناسب در تزریق ASP در مخازن کربناته با هدف کاهش میزان نفت باقی مانده در مخزن و افزایش بازدهی روش‌های سیلاب زنی شیمیایی (Chemical Flooding) و همچنین کاهش هزینه‌های تولید است.

در این پایان‌نامه مکانیزم‌ها و رفتارهای حاصل از سیالات سورفکتانت، آلکالین و آلکالین-سورفکتانت ذکر شده و مورد مشاهده و بررسی قرار می‌گیرند و در نهایت نقش آن‌ها در افزایش برداشت نفت بررسی می‌شود. با توجه به بازدهی‌های مختلفی که از سیلاب‌زنی این مواد شیمیایی (آلکالین‌ها و سورفکتانت‌ها) بدست می‌آید، می‌توان با ترکیب چند گروه مختلف از آن‌ها، اقدام به تهیه فرمولاسیون مناسب با توجه به شرایط مخازن نمود. از جنبه‌های مجهول این روش انتخاب نوع و میزان غلظت این مواد شیمیایی می‌باشد.

¹ Microscopic Displacement

² Macroscopic Displacement

بازدهی تولیدی نفت را می‌توان با استفاده از نتایج بدست آمده از آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی انجام شده به وسیله آموت سل^۱ روی مغزه‌های مورد مطالعه مشخص نمود. و در نهایت پس از تهیه فرمولاسیون مناسب آلکالین-سورفکتنت، تاثیر تغییرات دما و نیز حضور نانو ذرات، هر کدام به صورت جداگانه توسط آزمایش‌های آشام خودبه‌خودی مورد بررسی و ارزیابی قرار می‌گیرد.

۱-۶- روش‌ها و ابزار تجزیه و تحلیل داده‌ها

- مغزه‌های مربوط به مخازن کربناته (۲۰ عدد)
- دستگاه اندازه‌گیری کشش سطحی و زاویه تماس (غربالگری اولیه نوع سیال)
- نرم افزار ایمیج جی^۲
- دستگاه آشام سیالات به مغزه در آزمایشگاه، آموت سل

۱-۷- ساختار پایان نامه

با توجه به مطالب ذکر شده و اهداف تحقیق، ساختار این گزارش به شرح زیر تنظیم گردیده است. در فصل اول، مقدمه و کلیات تحقیق و مروری بر مطالعات گذشته آورده شده است. در فصل دوم، مفاهیم بنیادی از قبیل مخازن شکافدار، ازدیاد برداشت شیمیایی، پدیده آشام و تجهیزات آزمایشگاهی به تفکیک مباحث ارائه شده است. در فصل سوم، آشنایی با طراحی آزمایش و اهداف آن‌ها، فرضیات آزمایش، آماده سازی مغزه‌ها، شستشوی مغزه و اشباع مغزه با سیالات مخزن، انجام فرآیند آشام خود به خود و مراحل انجام آزمایشات بیان شده است. فصل چهارم، مربوط به ارائه نتایج حاصل از تاثیر سورفکتنت و آلکالین بر بازیابی نفت و تحلیل آنها می‌باشد که شامل انتخاب اجزای تشکیل دهنده آب سازندی و نتایج آزمایشات حاصل از مناسب سازی فرمولاسیون ASP در دما و شوری ثابت می‌باشد. فصل پنجم مربوط به ارائه نتایج حاصل از تاثیر ترکیبی آلکالین-سورفکتنت و نانو ذرات و تاثیر دما و تحلیل آنها می‌باشد. در فصل پایانی نیز

¹ Amott cell

² Image J

نتیجه‌گیری حاصل از این تحقیق و پیشنهاداتی جهت پیشبرد هر چه بهتر موضوعات مطرح شده در مطالعات آتی بیان گردیده است.

فصل دوم

اصول و مفاهیم بنیادی

۱-۲- مقدمه

در این فصل در ابتدا در مورد مخازن کربناته‌ی شکافدار بحث می‌گردد. سپس روش‌های ازدیاد برداشت به اختصار توضیح داده می‌شود. در ادامه روش تزریق آکالین، سورفکتانت و پلیمر و پدیده‌ی آشام خودبخودی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. در نهایت تجهیزات آزمایشگاهی مورد استفاده به تفسیر شرح داده می‌شوند.

مخازن شکافدار، منابع مهم نفت و گاز می‌باشند. با در نظر گرفتن میزان نفت درجا در مخازن کربناته علاوه بر مخازن ماسه‌سنگی مربوط به دوره‌ی زمین شناسی دوره‌ی پالئوزوئیک، با تقریب بسیار خوبی می‌توان گفت که نزدیک نیمی از ذخایر نفت دنیا در مخازنی جا گرفته است که احتمال وجود شکاف و تأثیر آن بر جریان سیال، دور از ذهن نیست. آماریو و اسپربری در تگزاس، سیپو-آلبیون در میشیگان، محدوده‌ی سانتاماریا در کالیفرنیا در ایالات متحده‌ی آمریکا، سنگ آهک آسماری در ایران و عراق و مارا-لا-پاز در ونزوئلا از گونه‌های مختلف مخازن شکافدار می‌باشند (Van Golf, 1982).

۲-۲- مخازن کربناته شکافدار

مخازن شکافدار طبیعی در محیط‌های رسوبی متنوعی دیده می‌شوند (Tareq, 2011). این محیط‌های

رسوبی عبارتند از:

- کربنات‌ها
- شیل‌ها
- ماسه‌سنگ‌ها

در مخازن موجود هر سه مدل سنگ‌های رسوبی ذکر شده در بالا بسیار معمول هستند. به طوری که می‌توان این‌گونه تصور کرد که همه‌ی سنگ‌های رسوبی از کربنات‌ها، شیل‌ها و ماسه‌سنگ‌ها تشکیل شده‌اند. در این پایان‌نامه روی مغزه‌ای که بیشتر شبیه به کربنات‌ها می‌باشد، آزمایش‌ها انجام شده است. لذا فقط به بررسی این نوع می‌پردازیم.

مخازن کربناته

سنگ‌های کربناته به طور عمده از کانی‌هایی شامل یون کربنات (CO_3^{2-}) تشکیل شده‌اند که به علت ته‌نشست بیولوژیکی و یا شیمیایی و تغییرات فیزیکی همچون تحمل فشار لایه‌های روباره^۱ و فشرده شدن رسوبات فرآیند سنگ‌شدگی آن‌ها شکل گرفته است. از سوی دیگر خاصیت الاستیسیته این سنگ‌ها رفتار شکننده بودن را از خود نشان می‌دهد که تحت تاثیر تنش در آن‌ها کرنش‌هایی با گسیختگی عمدتاً بدون جابه‌جایی و به صورت درجا رخ می‌دهد که همین مهم مخازن کربناته را عمدتاً با ویژگی شکافدار بودن در مباحث علمی تداعی می‌کند.

میزان بازیافت نفت در مخازنی که دارای شکستگی می‌باشند، وابسته به رفتار جریانی در شکاف‌ها و میزان آشام خودبه‌خودی در بلوک‌های خمیره می‌باشد. در واقع آنچه بر این مکانیزم تاثیرگذار می‌باشد، وابسته به پارامترهایی است که بر میزان تبادل سیال بین شکاف و خمیره تاثیر گذار خواهند بود.

اغلب سازندهای حاوی نفت در دنیا به علت ویژگی‌هایی همچون جنس سازند (کربناته بودن) و تنش‌های تکتونیکی و زمین ساختی در ادوارهای گذشته زمین‌شناسی، قرار گرفتن و یا انحلال به علت نوع و ترکیب آب سازندی دچار شکستگی‌هایی با فراوانی‌های ابعادی متفاوت می‌شوند که وجود این شکستگی‌ها معادلات جریانی را نسبت به حالت عدم وجود شکستگی‌ها متفاوت می‌کند. چرا که به علت اینکه تراوایی شکاف نسبت به خمیره بالاتر می‌باشد، تبادل بین خمیره و شکاف سیالات تزریقی به مخازن نفتی را جهت انجام فرآیندهای ازدیاد برداشتی دچار چالش خواهد نمود که بر میزان نفت بازیافتی از مخازن شکافدار تاثیرگذار خواهند بود.

پارامترهایی که در تزریق آب در مخازن تاثیر گذار هستند، علاوه بر هندسه و ناهمگنی مخزن از لحاظ وجود و یا عدم وجود شکاف شامل نوع ترشوندگی سنگ مخزن، ترکیب آب تزریقی و شرایط ترمودینامیکی حاکم بر آن می‌باشد. به دست آوردن اطلاعات در رابطه با کنترل این پارامترها در هنگام انجام آن‌ها می‌تواند انجام فرآیند تزریق آب را به عنوان یک فرآیند ازدیاد برداشتی به سمت افزایش میزان نفت بازیافتی سوق دهد.

¹ Overburden Pressure

۲-۲-۱- مکانیزم‌های تولیدی در مخازن شکافدار

ریزش ثقلی به عنوان یکی از مکانیزم‌های تولیدی در مخازن شکافدار، نقش مهمی در تولید از بلوک‌های خمیره‌ای که ارتفاع مناسب و تراوایی کم دارند، ایفا می‌کند. در مخازن شکافدار، حضور شکاف‌های عمودی باعث می‌شود که سطح تماس گاز-نفت و آب-نفت در شکاف‌ها، جلوتر از سطح تماس در خمیره پیش روند (Van Golf-Racht, 1982).

اختلاف دانستیه بین سیال‌ها در شکاف و خمیره و بالا آمدن سطح تماس سیال‌ها یک عامل پیش‌راننده برای تولید سیال از درون خمیره می‌باشد. اگر فشار زیر اشباع قرار گیرد، گاز آزاد شده تمایل دارد یک کلاهدک گازی علاوه بر کلاهدک گازی اولیه شکل دهد (Romm, 1972). انبساط ناحیه‌ی گازی باعث احاطه بلوک‌های خمیره توسط گاز می‌شود. اختلاف فشار بین گاز موجود در شکاف و نفت موجود در خمیره، عامل تعیین‌کننده در تولید نفت از خمیره می‌شود که این فرآیند توسط نیروهای موینگی بین دو فاز کنترل می‌شود (Firoozabadi and Hauge, 1989) پدیده‌ای بسیار مهم که در حین ریزش ثقلی ممکن است رخ دهد، باز-آشام تولید شده از خمیره به درون بلوک خمیره پایین‌تر می‌باشد که به فرآیند بلوک-به-بلوک نیز شناخته می‌شود. میزان باز-آشام نفت تأثیر بسیار زیادی بر بازدهی نهایی فرآیند ریزش ثقلی دارد.

۲-۲-۲- ترشوندگی مخازن کربناته

مخازن نفت از نظر جنس سنگ مخزن به دو دسته مخازن کربناته و ماسه‌سنگی تقسیم‌بندی می‌شوند. مخازن کربناته از جهات مختلفی با مخازن ماسه‌سنگی متفاوت می‌باشد. بر خلاف ماسه‌سنگ‌ها، سنگ‌های کربناته معمولاً شکافدار بوده و نفوذ پذیری کمی دارند. عموماً کربناته‌ها تمایل نفت‌تری بیشتری نسبت به ماسه‌سنگ‌ها دارند. اگر چه سنگ‌های کربناته عاری از اجزای فعال سطحی مانند ماسه‌سنگ‌ها به طور طبیعی آب‌تر می‌باشند. اما به دلیل رسوب مواد سطحی موجود در نفت بر روی سطح سنگ معمولاً ویژگی ترشوندگی آن‌ها به نفت‌دوست تغییر می‌دهد. در کل انرژی پیوندی بین اجزای قطبی نفت و کربناته‌ها بالاتر از میزانی است که در ماسه‌سنگ‌ها مشاهده شده است.

در مخازن شکافدار، آب تزریق شده با عبور از شکاف‌های موجود در مخزن و کنارگذر نفت در بلوک‌های خمیره به چاه تولیدی می‌رسد. در این‌گونه مخازن برداشت نفت به آشام خودبه‌خودی^۱ آب در بلوک‌های

^۱ Spontaneous imbibition

خمیره و خارج کردن نفت از شکافها بستگی دارد. در صورتی که سنگ مخزن آب تر باشد، آب به صورت خودبه‌خودی جذب بلوک‌های خمیره شده و نفت را به سمت شکافها هدایت می‌کند. اگر چه این روش برای مخازن نفت تر به دلیل فشار مویینگی^۱ منفی و عدم جذب آب به درون بلوک‌های خمیره چندان مؤثر نمی‌باشد. عوامل متعددی نظیر نفوذپذیری، میزان اشباع سیالات، ترشوندگی، ناهمگنی، دما و ویژگی‌های سیالات مخزن از جمله چگالی، ویسکوزیته و چسبندگی بین‌سطحی بر فرآیند آشام مؤثر می‌باشند.

فشار مویینگی نیرو محرکه‌ی فرآیند آشام خودبه‌خودی می‌باشد و ترشوندگی یکی از مهمترین پارامترهای مؤثر بر آن می‌باشد. با تغییر ترشوندگی مخزن به وضعیت آب‌تری فشار مویینگی بیش‌تر افزایش یافته که به موجب آن فرآیند آشام خودبه‌خودی افزایش و میزان برداشت نفت بهبود می‌یابد.

پایداری لایه‌های آب در فصل مشترک نفت-آب و سنگ عامل مهمی در تعیین خواص ترشوندگی سنگ مخزن می‌باشند. pH آب همزاد^۲ در مخازن کربناته به طور معمول اندکی بازی و در حدود ۸ است. کربوکسیلیک موجود در نفت خام به عنوان مواد فعال سطحی^۳ در سطح عمل می‌کند. مقدار این مواد در نفت خام با عدد اسیدی^۴ بیان می‌شود. این عدد براساس تیتراسیون نفت خام با هیدروکسید پتاسیم تعیین می‌شود. به طور معمول آب همزاد تعادلی اولیه دارای غلظت بالایی از کلسیم و مقدار ناچیزی از یون‌های مؤثر بر سطح با بار منفی است. در نتیجه سطح کربناته دارای بار مثبت شده و فیلم آب بین سنگ و نفت تحت تأثیر فشار منفصل‌کننده منفی، ناپایدار خواهد شد. نفت با سطح کربناته تماس می‌یابد و مواد کربوکسیلیک موجود در نفت به سطح سنگ چسبیده و به موجب آن سطح سنگ نفت‌تر می‌گردد.

۳-۲- ازدیاد برداشت

ازدیاد برداشت اصطلاحی عمومی است که فرآیند استخراج نفت را از فرآیند اولیه بهره‌برداری^۵ نفت متمایز می‌کند. تزریق غیرامتزاجی گاز^۶ و آب به مخازن دو روش متداول هستند که معمولاً برداشت ثانویه^۷ نامیده می‌شوند (در صورتی که گاز یا آب از فرآیند بهره‌برداری اولیه به چاه تزریق شده باشد، این عمل برای

¹ Capillary pressure

² Connate water

³ Surface Active Agents (surfactant)

⁴ Acid Number

⁵ Primary production process

⁶ Immiscible gas injection

⁷ Secondary recovery

حفظ فشار مخزن بوده است). هر تکنیک دیگری که برای اضافه کردن بهره‌برداری بعد از برداشت ثانویه انجام گیرد، برداشت ثالثیه^۱ خواهد بود. به عنوان یک تخمین، بازیافت از ذخایر نفت خام کشور ممکن است دو برابر شود، در صورتی که فقط ۱۰ درصد نفت استخراج نشده به وسیله بعضی از روش‌های ازدیاد برداشت استخراج شود (Moritis, 1996).

برخی مواقع بیش از دو سوم نفت در مخزن باقی می‌ماند که روش‌های اولیه و ثانویه قادر به تولید آن نمی‌باشند و یا از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نمی‌باشد. اما اگر با روشی بتوان نفت داخل مخزن را تولید نمود که ارزش اقتصادی داشته باشد، چاه ترک نمی‌شود. با پیشرفت‌هایی که در زمینه مهندسی نفت صورت گرفته و با مدل‌سازی عددی مخزن و بررسی علمی عملکرد دینامیک مخزن هم اکنون ریسک استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت کاهش یافته و به مرور درصد استفاده از این روش‌ها برای تولید نفت در جهان افزایش می‌یابد (خراط، ۱۳۸۷).

برداشت ثالثیه که در واقع همان روش‌های ازدیاد برداشت می‌باشند را می‌توان به طور کلی در دسته‌های زیر تقسیم بندی نمود:

- روش‌های امتزاجی
- روش‌های حرارتی
- روش‌های شیمیایی
- سایر روش‌های جدید

۲-۳-۱- ازدیاد برداشت شیمیایی

روش‌های به کار گرفته شده در این فرآیند روش‌هایی هستند که با استفاده از تزریق برخی مواد شیمیایی مقدار نفت بیشتری از مخزن تولید می‌کنند. سیلابزنی آلکالین-سورفکتنت-پلیمر ترکیبی از سیلابزنی آلکالین، سیلابزنی سورفکتنت و سیلابزنی پلیمر است. در نتیجه مکانیسم‌های جایگزین آن ترکیبی از تکنیک این فرآیندهاست. تئوری هر کدام از این فرآیندها و بعضی از ترکیبات آن‌ها عبارتند از: سیلابزنی

¹ Tertiary recovery

پلیمر، سیلابزنی سورفکتنت، سیلابزنی سورفکتنت-پلیمر، سیلابزنی آلکالین، سیلابزنی آلکالین-پلیمر و سیلابزنی آلکالین-سورفکتنت (Willhite, 1988). در زیر به بررسی برخی از موارد فوق می‌پردازیم:

أ. سیلابزنی با پلیمر

تزریق رانشی پلیمر یکی از راه‌های بهینه‌سازی بازیافت سیلابزنی می‌باشد که در آن به کمک انواعی از پلیمرهای درشت مولکول دارای جرم مولکولی بالای محلول آب از طریق افزایش ویسکوزیته‌ی سیال تزریقی و کاهش تراوایی جزیی سنگ نسبت به فاز تزریق‌شونده در ناحیه‌ی مورد هجوم سیال نسبت تحرک را بهبود می‌بخشند. کاهش نسبی تحرک موجب بالا رفتن راندمان جارویی سطحی و حجمی^۱ شده و همچنین موجب بهبود و یکنواخت شدن پروفایل حرکتی در سیال تزریقی می‌گردد. چنانچه نسبت تحرک آب و نفت نامناسب باشد، به دلیل پدیده‌ی انگشتی شدن، راندمان جارویی سطح به وسیله‌ی سیال تزریقی پایین می‌آید (Torsaeter, 1984)

روش‌های تزریق مواد شیمیایی به علت گران بودن مواد تزریقی معمولاً برای مخازن کوچک مناسب هستند. در هنگام استفاده از پلیمرها باید توجه داشت که این مواد باعث بسته شدن کامل تراوایی سنگ مخزن نشوند. به علت گرانی پلیمرها تزریق این مواد به صورت چرخه‌ای از آب خالص و آب دارای پلیمر و به صورت توده‌ای صورت می‌گیرد که برای تامین فشار و حرکت این توده از تزریق آب کمک می‌گیرند. به علت حساس بودن پلیمرها از لحاظ پایداری شیمیایی، کاربرد پلیمر در شرایط دمایی کم تر از ۱۰۰ درجه سانتیگراد است (Cuiec et al., 1994).

کیفیت آب موجود در سازند در تزریق اثر مهمی دارد. زیرا یون‌های نمکی موجود در آب سازند قابلیت‌های مواد شیمیایی را تغییر می‌دهند. پلیمرها در شکاف‌ها از دست می‌روند. مخازن ایران عمدتاً کربناته شکافدار هستند و دمای آن‌ها اغلب بالا است. در نتیجه روش‌های شیمیایی در مخازن ایران کارایی چندانی ندارد. نکته‌ی دیگر این است که مخازن ایران دارای تراوایی پایین و وسعت زیاد هستند که در نتیجه نیاز به مواد شیمیایی زیادی دارند که این عامل به نوبه‌ی خود از عوامل مهم محدودکننده‌ی استفاده از مواد شیمیایی محسوب می‌شود. همچنین دمای بالای مخزن موجب از دست رفتن خواص پلیمر می‌شود. بنابراین انتخاب روش ازدیاد برداشت مستلزم مطالعات و امکان‌سنجی‌های دقیق اقتصادی و فنی است.

¹ Areal and volumetric sweep efficiency

معمولاً هدف از تزریق پلیمر بالا بردن ویسکوزیته‌ی آب و در نتیجه پایین آمدن نسبت تحرک آب و نفت می‌باشد. از تاثیرهای مهم پلیمر یکی کم کردن میزان آب لازم برای رسیدن به بازیافت نهایی است و دیگری بالا بردن بازدهی حجمی یا بازدهی جارویی است. کاربرد پلیمر در برخی از محیط‌ها و شرایط عملیاتی دچار اشکال می‌شود که عبارتند از (Zhang et al., 1996):

- شیمیایی: وجود نمک باعث از دست رفتن مقاومت پلیمر می‌شود.
- مکانیکی: فشار زیاد که باعث شکستگی پلیمرها و از دست رفتن خاصیت آنها می‌شود.
- حرارتی: استفاده از پلیمرها در مخازنی که حرارت بالا دارند راندمان پایینی دارد.
- میکروبی
- اکسیژن
- زمان

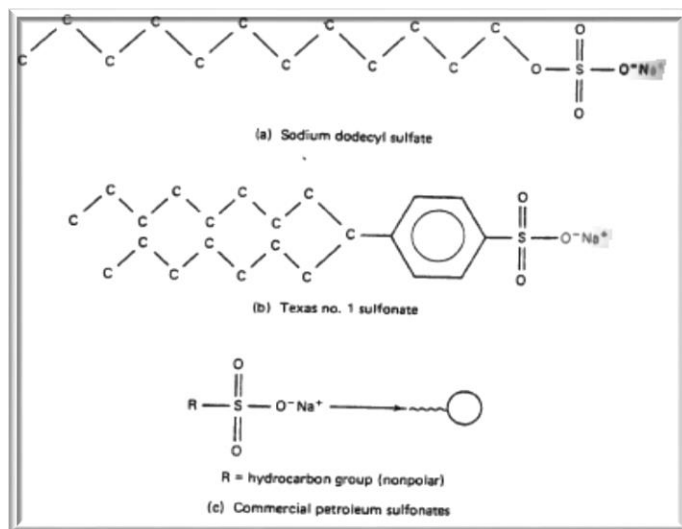
در محیط متخلخل واکنش سنگ و زنجیره‌های مولکولی بزرگ پلیمر اتفاق می‌افتد که پدیده‌ی جذب شیمیایی باعث هدر رفتن پلیمر و به دام افتادن فیزیکی پلیمرها می‌شود. میزان جذب پلیمرها در سنگ تابعی از ماهیت محیط متخلخل، خواص پلیمر و غلظت محلول پلیمر و معمولاً میانگین آن ۱۰ تا ۲۰۰ میلی‌گرم پلیمر در هر گرم سنگ است. روش تزریق پلیمر برای مخازنی که در آنها راندمان روبش مهم است، توصیه می‌شود. به خصوص مخازن ناهمگونی که دمای آنها از ۱۲۰ درجه سانتیگراد تجاوز نکند و نفتی با گرانروی ۲۰ تا ۲۰۰ سانتی پواز داشته باشند (Moor and Slobod, 1975).

ب. سیلابزنی با سورفکتنت

سیلابزنی با سورفکتنت یکی از روش‌های موثر در ازدیاد برداشت به شمار می‌رود. پس از یک دوره‌ی طولانی تزریق آب مقداری نفت در مخزن به دلیل نیروی موئینه برجا می‌ماند. برای به جریان انداختن نفت از عامل‌های سورفکتنت استفاده می‌شود که این عامل‌ها منجر به کاهش کشش بین‌سطحی بین نفت و آب می‌شوند در نتیجه قطرات نفت به جای مانده حرکت می‌کنند (Stoll and Shureqi, 2011). تجمع این قطرات منجر به افزایش اشباع نفت در یک منطقه می‌شود. این جبهه‌ی نفتی شروع به حرکت می‌کند و نفت‌های باقیمانده را به حرکت در می‌آورد. در نهایت نفت باقیمانده‌ی نهایی از طریق کشش بین سطحی سورفکتنت و نفت تعیین می‌شود (Parsons and Chaney, 1966).

✓ ساختار سورفکتنت

سر گروه‌های هیدروفیلیک و یک دم لیپوفیلیک با همدیگر شامل یک مولکول سورفکتنت هستند. سر این مولکول مربوط به گروه‌های حل‌کننده مانند لیپوفیلیک‌ها و هیدروفیلیک‌ها در سیستم‌های آبی هستند و دم متعلق به این گروه‌ها در آب است. همانطور که در شکل ۱-۲ مشاهده می‌شود، ساختار مربوط به چند سورفکتانت نشان داده شده است. همه‌ی مولکول به عنوان یک آمفیفیل شناخته می‌شود که گویای طبیعت دوگانه‌ی آن است که به سورفکتنت این امکان را می‌دهد که در سطح بین فاز آبی و آلی قرار گیرد و کشش بین‌سطحی را کاهش دهد (Zhou et al., 1993). شکل زیر ساختار مولکولی سورفکتنت را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۲ ساختار مولکول سورفکتنت (Zhou et al., 1993)

✓ انواع سورفکتنت‌ها

در طی سیلابزنی با پلیمر از برخی از مواد زیر استفاده می‌شود:

- سورفکتنت‌های آنیونی
- سورفکتنت‌های غیر یونی
- حل‌کننده‌ها
- عامل‌های کیلیت
- حلال‌های دوگانه
- سورفکتنت‌های هیدروفوب بزرگ

- هیدروفوبها

سورفکتنتها به انواع ویژه‌ای از دید طبیعت یونی تقسیم‌بندی می‌شوند. این انواع آنیونی، غیر یونی، کاتیونی و آمفوتریک هستند (Kumar, 2010). توضیح هر گروه در زیر آمده است.

آنیونی:

بار روی سر مولکولها می‌تواند منفی، مثبت و یا خنثی باشد. سورفکتنتهای آنیونی را می‌توان از طریق بار روی سر آنها شناسایی کرد. این نوع از مواد شیمیایی یک سری ویژگی‌ها مانند پایداری، کاهش IFT¹ و جذب اندک دارند.

کاتیونی:

سورفکتنتهای کاتیونی بار مثبت دارند و افزودن آنها به عملیات سیلابزنی با پلیمر منجر به افزایش کارایی این عملیات می‌شود که دلیل آن تغییر ترشوندگی است.

غیر یونی:

به دلیل بار خنثی روی سر این گروه از سورفکتنتها به آنها غیر یونی گفته می‌شود. برای آنالیز پایداری نمک از سورفکتنتهای غیر یونی به طور گسترده استفاده می‌شود.

آمفوتریکها:

گروه آمفوتریکها شامل دو یا چند زیر گروه می‌شوند. ترکیب این گونه از سورفکتنتها مجموعی از آنیونیها، کاتیونیها و غیره است (Morrow et al., 1994).

✓ کشش بین سطحی

کشش بین سطحی پایین بین نفت خام و آب برای یک عملیات ازدیاد برداشت موفق بسیار مهم است. به طور کلی اصلی‌ترین نیازمندی عملیات آلكالین/سورفکتنت، هدف قرار دادن کشش بین سطحی‌های بسیار پایین است (Adam et al., 2010). به این منظور سورفکتنتهای مناسب باید انتخاب شوند و کارایی آنها

¹ Interfacial tension

باید در حالت با غلظت پایین و شرایط اقتصادی ارزیابی شود. از سوی دیگر نگاه داشتن IFT پایین در طی فرآیند جابه‌جایی یک چالش جدی است. چون امکان وقوع اثرات جذب سطحی و رقیق‌شدگی وجود دارد.

ت. سیلابزنی با آلکالین

سیلابزنی با آلکالین یک روش ازدیاد برداشت است که در آن آلکالین مانند سدیم هیدروکسید^۱ و سدیم اورتوسیلیکات^۲ یا سدیم کربنات به آب تزریقی افزوده می‌شود. ماده‌ی آلکالینی با برخی اجزای نفت واکنش شیمیایی ایجاد می‌کند و درون مخزن مورد نظر تولید سورفکتنت می‌کند. در نهایت این سورفکتنت-های تولید شده نقش اساسی را در افزایش برداشت نفت ایفا خواهند کرد. به این صورت که این مواد کشش بین‌سطحی میان نفت و آب را کاهش خواهند داد. عامل‌های آلکالینی منجر به جابه‌جایی نفت خام و همچنین افزایش pH سیلابزنی می‌شوند. واکنش شیمیایی میان آلکالین و اجزای اسیدی در نفت خام تولید سورفکتنت‌های درجا می‌کند. سپس نفت خام به وسیله‌ی ترکیب متحرک می‌شود و این ترکیب منجر به حذف نفت از فضای متخلخل درون مخزن می‌شود. به طور معمول سیلابزنی با آلکالین در مخازنی به انجام رسیده است که حاوی نفت خام‌هایی با اسیدیت‌ی بالا بوده‌اند (Babadagli, 1996a).

این فرآیند را می‌توان از طریق افزودن سورفکتنت‌ها و پلیمرها بهبود بخشید که به آن فرآیند ازدیاد برداشت ASP گفته می‌شود و از روش سیلابزنی با پلیمر کم هزینه‌تر است.

روش ازدیاد برداشت شیمیایی در شرایط محدودی به طور اقتصادی در دسترس است، برای مثال خصوصیات مخزن، عمق، شوری و pH. هزینه‌ی بالای مواد شیمیایی و مطالعات تعیین خصوصیات مخزن باید کاهش داده شود تا بتوان از این روش به طور گسترده استفاده کرد.

از سوی دیگر سیلابزنی با آلکالین برای مخازن کربناته پیشنهاد نمی‌شود. به دلیل این که کلسیم در این مخازن فراوان است و ترکیب آلکالین و یون‌های کلسیم منجر به تولید هیدروکسید می‌شود که به سازند آسیب وارد می‌کند. مزیت اصلی آلکالین در کاهش کشش سطحی و کاهش جذب آنیون‌های سورفکتنت

¹ Sodium hydroxide

² Sodium orthosilicate

است. این مساله هزینه‌ها را کاهش می‌دهد و روش ASP را به یک روش ازدیاد برداشت هوشمند¹ تبدیل می‌کند (Babadagli, 1997).

مدل آلكالین را می‌توان به وسیله‌ی مدل‌سازی ریاضی برنامه‌ریزی کرد و آن را بهینه کرد تا اطمینان حاصل شود که فرآیند سیلابزنی به طور موثر انجام شود. سیلابزنی با آلكالین یک فرآیند پیچیده است که در آن کاهش کشش سطحی مکانیزم اصلی نیست. با توجه به خواص سنگ و نفت خام، امولسیفیه شدن و تغییر آب‌دوستی از عوامل اصلی در تولید نفت از مخزن‌های کربناته است.

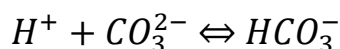
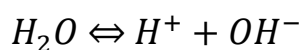
✓ کاربرد سیلابزنی با آلكالین (۴ مکانیزم):

- امولسیفیه شدن و جاروب کردن که در آن آلكالین نفت را جاروب می‌کند.
- تغییر ترشوندگی (نفت-تر به آب تر)
- تغییر ترشوندگی (آب تر به نفت-تر)
- امولسیفیه شدن و جاروب کردن که در آن حرکت نفت امولسیفیه شده منجر به بهبود کارایی جاروبی می‌شود.

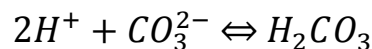
آلكالین درست از طریق برخی عوامل مانند قیمت، در دسترس بودن، pH، دما، خواص معدنی مخزن مورد نظر و همچنین ترکیب آب انتخاب می‌شود (Hamon and Vidal, 1986).

✓ واکنش‌های آبی

واکنش‌های بافری می‌توانند به وسیله‌ی واکنش‌های شیمیایی نشان داده شوند. یک مثال کلی از واکنش‌های شیمیایی که در سیلابزنی با آلكالین رخ می‌دهد، محلول‌های کربناتی و بیوکربناتی بافری است.

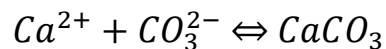


¹ Smart EOR

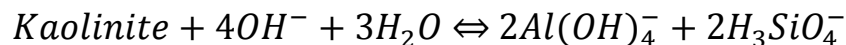


✓ واکنش‌های تجزیه و ته‌نشینی

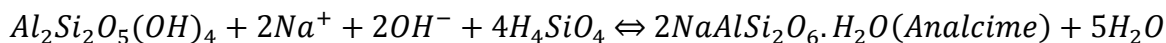
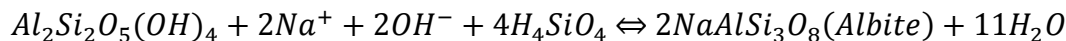
واکنش‌های تجزیه و ته‌نشینی شامل یکی از مهم‌ترین واکنش‌های شیمیایی در عملیات سیلابزنی با آکالین است. نمک غیرقابل حل در سازند با یون‌هایی مانند کلسیم و منیزیم به عنوان نتیجه‌ی تبادل یونی از سطح سنگ یک مثال واکنش‌های تجزیه و ته‌نشینی است. این گونه واکنش‌ها می‌توانند منجر به از دست دادن آکالین در طی بازه‌ی زمانی شوند.



به عنوان مثال کائولینیت $Al_2Si_2O_5(OH)_4$ در بیشتر مخازن ماسه‌سنگی یافت می‌شود. تجزیه‌ی آن در pH های بالا می‌تواند منجر به تولید فازهای آبی شود، مانند:



یا تجزیه کائولینیت می‌تواند منجر به ته‌نشین شدن آلبیت یا آنالسیم شود.



✓ خواص سنگ

هرچند تأثیرات سنگ بر فرآیند بازیافت واضح نیست، اما خواص سنگ می‌تواند عامل مهمی در تزریق قلیاها باشد. واکنش سنگ مخزن با مواد تزریقی ممکن است باعث تغییرات مطلوب ترشوندگی سنگ گردد. یون‌های موجود در آب همزاد می‌توانند باعث رسوب مواد قلیایی به صورت هیدروکسیدهای نامحلول گردند. اگر

میزان انیدرید یا ژئیس سنگ ناچیز نباشد، باعث رسوب هیدروکسید کلسیم و بی‌خاصیت شدن توده تزریقی هیدروکسید سدیم خواهد شد. رس‌ها با قابلیت بالایشان در تعویض یون‌ها نیز مقدار هیدروکسید سدیم را با تعویض یون هیدروژن با سدیم کاهش می‌دهند.

سنگ‌های آهکی و دولومیتی با آلکالین‌ها واکنش ندارند و واکنش‌های اجزای موجود در ماسه‌سنگ هم آن‌قدر کند است که مشکلی پدید نمی‌آورد. میزان واکنش آلکالین با سنگ مخزن با انجام مراحل در قسمت طراحی آزمایشگاهی قابل محاسبه است (Bourbiaux and Kalaydjian, 1988).

بعضی از مبانی اساسی که در انتخاب مخزن مورد نظر باید لحاظ شوند عبارتند از:

۱- مخزن باید قابلیت تزریق آب را دارا باشد. اضافه کردن مواد قلیایی میزان نفت بازیافتی را بالاتر از تزریق آب (به تنهایی) خواهد برد.

۲- نباید ترک‌های گسترده در مخزن موجود باشد. زیرا مواد قلیایی عوامل منحرف کننده^۱ نبوده و برای این هدف قابل استفاده نیستند (Li et al., 2009).

ث. سیلابزنی با ASP

یکی از روش‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین حاوی شیل، سیلابزنی با آلکالین - سورفکتنت - پلیمر می‌باشد. در این روش غلظت کم سورفکتنت موجود در ASP باعث کاهش کشش بین سطحی نفت سنگین و سیال تزریقی می‌شود. همچنین سورفکتنت در جای حاصل از واکنش خنثی شدن اسیدهای آلی نفت سنگین با آلکالین تزریقی باعث کاهش مضاعف کشش سطحی و آزادسازی بیشتر نفت به دام افتاده می‌شود. در این روش پلیمر به منظور افزایش گرانروی سیال و همچنین حداقل نموده پدیده انگشتی شدن و بهبود تحرک پذیری استفاده می‌شود.

✓ تاثیرات قلیایی و سورفکتنت در سیستم های ASP

این که در صورت وجود قلیایی میزان جذب سورفکتنت کم می‌شود یک اصل پذیرفته شده است. وقتی که غلظت آلکالین خیلی زیاد می‌شود، موجب افزایش قدرت یونی شده و ورود یونهای با بار مخالف از لایه نفوذ

¹ Diverting agent

به لایه جذب تسهیل می‌شود. دافعه الکتریسیته ساکن بین سطح سنگ و سورفکتانت کم می‌شود و این جذب شدن سورفکتانت به سطح سنگ را آسان تر کرده و موجب افزایش جذب می‌شود. چن مشاهده کرده که با افزایش غلظت سورفکتانت آنیونی، گرانروی سیستم ASP کاهش می‌یابد (Babadagli et al., 1999).

✓ تاثیر پلیمر در سیستم های ASP

پلیمر به وضوح برهم‌کنش بین نفت و آلکالین را هنگامی که غلظت قلیایی بالاست، کم می‌کند. وجود پلیمر در سیستم ASP جذب شدن سورفکتانت را کم می‌کند. این نتیجه منجر به رقابت بین سایت‌های جذب پلیمر و سورفکتانت می‌شود. همچنین مولکول‌های بزرگ پلیمر مانع اشغال بعضی از جایگاه‌های با بار مثبت توسط سورفکتانت‌های آنیونی شده و بنابراین موجب کاهش جذب سورفکتانت می‌شوند. در هر حال پلیمر تاثیر بارزی در مصرف قلیایی ندارد (Amott, 1959).

✓ اثر قلیایی

هنگامی که غلظت قلیایی در یک سیستم ASP زیاد می‌شود، هیدرولیز HPAM افزایش می‌یابد. سپس COO⁻ (بار منفی) افزایش می‌یابد. سپس دافعه الکتروستاتیکی با سورفکتانت آنیونی افزایش می‌یابد و حلالیت سورفکتانت در آب کاهش می‌یابد. با افزایش بیشتر غلظت قلیایی، IFT بیشتر می‌شود که می‌تواند به کاهش سازگاری سیستم سیال بیانجامد (Handy, 1960).

✓ همکاری مخلوط سورفکتانت‌ها

بعضی از مخلوط‌های سورفکتانت نسبت به سورفکتانت تنها بهتر رفتار می‌کنند که این قضیه را همکاری مثبت (سازنده) مخلوط سورفکتانت‌ها می‌نامند. اگرچه پدیده همکاری شناخته شده و به کار گرفته می‌شد، اما تا سال ۱۹۸۰ توصیف کمی برهم‌کنش سورفکتانت‌ها مشخص نشده بود. براساس تئوری تنظیم، می‌توان همکاری بین دو سورفکتانت و همچنین نسبتی را که دو سورفکتانت باید مخلوط شوند تا بهترین همکاری روی دهد را پیش بینی نمود. تاکنون تئوری تنظیم فقط در مورد دو سورفکتانت خالص به کار برده شده است (DeFour, 1984).

✓ عوامل موثر بر قابلیت ترشوندگی

عوامل موثر بر قابلیت ترشوندگی که در این بخش توضیح داده شده است، شامل اثر پلیمری و اثر ASP است.

✓ تاثیر ASP بر ترشوندگی

تعدادی از محققین گزارش کرده اند که محلول‌های قلیایی مواد فعال در سطح می‌توانند ویژگی قابلیت ترشوندگی سنگ را تغییر دهند و آن را از ترشوندگی نفت به ترشوندگی با آب برسانند (Chauveteau and Zaitoun, 1981). به هر حال گزارشاتی وجود دارد که نشان می‌دهد محلول‌های ASP زاویه تماس را افزایش می‌دهند.

✓ مکانیسم‌های جابجایی در ASP

مکانیسم‌های جابه‌جایی در سیلابزنی ASP وقتی که سورفکتنت با آلکالین، نفت خام و آب تشکیل شده مخلوط می‌شود، امولسیون سازی رخ می‌دهد. مکانیسم‌های مهم امولسیون‌سازی قلیایی و تولید صابون به علت عکس‌العمل آن نسبت به نفت خام می‌باشد. سورفکتنت امولسیون‌ها را از طریق IFT کاهش یافته به وجود می‌آورد، مقاومت لایه میانی را افزایش می‌دهد و در لایه میانی شارژ تولید می‌کند. مهم‌تر این که سورفکتنت اضافه شده مقدار شوری پایین IFT را به علت وجود هم‌کوشی با صابون تولید شده در محل اصلی خود بیشتر می‌شود. پلیمر گرانیروی آب را افزایش می‌دهد. گرانیروی بیرونی بالاتر می‌تواند توزیع قطرات را که باعث احتمال انعقاد کمتر می‌شود را کاهش دهد. سپس پایداری امولسیون افزایش می‌یابد و پایداری بهبود می‌یابد (Ghedan and Poetmann, 1990).

مکانیسم‌های جابه‌جایی در ASP در قسمت زیر خلاصه می‌شود:

- بازدهی حرکت میکروسکوپی بهبود یافته به علت حرکت پلیمری (ویسکوز).
- بازدهی حرکت میکروسکوپی بهبود یافته و بازدهی جابه‌جایی در نتیجه ویژگی ویسکوالاستیک. نفت به دام افتاده بیرون کشیده شده است و جذب لایه‌های نفتی از روی دیواره‌های محیط متخلخل بیرون به علت گرادیان سرعت بالا کاهش می‌یابد.
- امولسیون‌سازی، سرگردانی، به دام انداختن قطرات کوچک نفت به علت اثرات سورفکتنت و آلکالین (Briggs et al, 1992).

- از طریق امولسیون‌ها بازدهی حرکتی بهبود یافته.

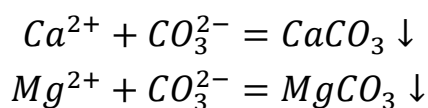
✓ رسوب و مسائل اسکالینگ^۱

در فرآیند سیلابزنی قلیایی، آلكالین با سنگ مخزن واکنش نشان می‌دهد که منجر به حل شدن بعضی از مواد سنگی می‌شود. سیال سیلابزنی مواد حل شده را به چاه‌های تولیدی منتقل می‌کند. ترکیب سیال تولید شده از لایه‌های مختلف، کاهش فشار، از بین رفتن گاز حل شده و کاهش دما منجر به رسوب یا ته‌نشینی و قرار گرفتن این رسوبات در لوله‌ها، لوله‌کشی‌های سطحی، پمپ‌ها و غیره می‌شود. این رسوبات منجر به گرفتگی شدید لوله‌ها، مجاری و در نتیجه شکستن میله‌های پمپ نیز می‌شوند. شکست عملیات به طور متعدد در چاه‌های تولیدی پروژه‌های شیمیایی میدان نفتی داکینگ مشاهده شده است. علاوه بر مواد سنگی حل شده، واکنش آلكالین‌ها با عناصر دو ظرفیتی مثل کلسیم و منیزیم منجر به شکل‌گیری رسوبات می‌شود (Carcoana, 1992). عناصر دو ظرفیتی از ترکیب با آب شور باقی مانده و فرآیند تبادل یون‌ها به وجود می‌آیند.

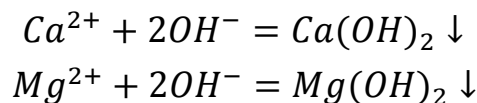
اگرچه ترکیبات آب در میدان‌های مختلف یا لایه‌های مختلف یک میدان با هم فرق دارند ولی ترکیب اصلی شامل کاتیون‌های ($Na^+, K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, F^{3+}$) و آنیون‌های ($Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-}, CO_3^{2-}$) می‌باشد. $NaCl$ و Na_2CO_3 از ترکیبات اصلی (بیش از ۹۰٪) در شکل‌گیری آب می‌باشند. عناصر دو ظرفیتی عمدتاً Ca^{2+} , Mg^{2+} در بازه ۲۰ تا ۲۰۰۰ میلی‌گرم بر لیتر هستند. معمولاً بیشتر از Ca^{2+} بر شکل‌گیری آب است، اما در آب دریا بیشتر است. بنابراین یون‌های اصلی که منجر به اسکالینگ می‌شوند، $CO_3^{2-} Ca^{2+}$ می‌باشند. زمانی که محلول آلكالین در فرآیند تزریق شود، غلظت‌های OH^- , CO_3^{2-} , SiO_3^{2-} افزایش می‌یابند. افزایش در OH^- ناشی از محلول قلیایی تزریق شده می‌باشد. افزایش در CO_3^{2-} حاصل HCO_3^- در CO_3^{2-} می‌باشد. SiO_3^{2-} حاصل واکنش بین آلكالین تزریق شده و شکل‌گیری مواد معدنی است. آلكالین غلیظ، مواد معدنی حاوی خاک رس را در خود حل می‌کند و به بار الکتریکی سطح سنگ و ریزساختارهای آن آسیب می‌زند و نهایتاً منجر به پراکندگی و جابه‌جایی مواد معدنی رسی می‌شود. اگر آب دریا تزریق شود، SO_4^{2-} افزایش می‌یابد. Ca^{2+}, Mg^{2+} حاصل شکل‌گیری آب سبب تبادل کاتیون و واکنش‌های بین محلول تزریق شده و مواد معدنی سنگ می‌باشند. گاهی اوقات یک عنصر Al^{3+} وجود دارد (Babadagli, 1996b). اسکالینگ‌های غیر ارگانیک متعدد به صورت زیر وجود دارد:

Carbonate Scales:

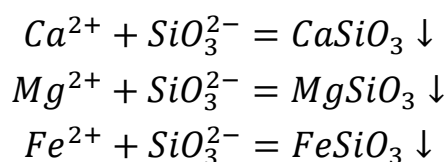
^۱ Scaling



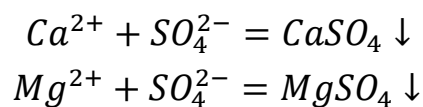
Hydroxyl Scales:



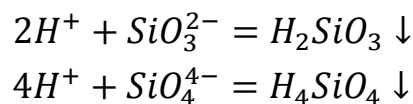
Silicate Scales:



Sulfate Scales:



Silicic Scales:



ج. بهینه‌سازی طراحی^۱ طرح‌های تزریق^۲ ASP

این بخش دو مثال را ارائه می‌کند تا تاثیر غلظت (چگالی) شیمیایی را بر بازیافت نفت نشان دهد. در این مثال‌ها نفت دارای عدد اسیدی ۰/۳ میلی گرم KOH/g است و مغزه‌ها از نوع ماسه‌سنگی با نفوذپذیری ۱۱۰۰ تا ۱۳۰۰ میلی داری هستند. فرمول ASP عبارت است از :

^۱ Design optimization

^۲ Injection schemes

1.2% Na₂CO₃ +0.2% KPS +1200ppm HPAM

✓ تاثیر شیب‌های غلظت یا تراکم آلکالین و سورفکتانت

طرح‌های تزریق زیر آزمایش و بررسی شده‌اند:

طرح ۱: ASP0.6PV

طرح ۲: شیب غلظت آلکالین % (1.4 → 1.2 → 1.0)

طرح ۳: شیب غلظت آلکالین % (1.0 → 1.2 → 1.4)

طرح ۴: شیب غلظت سورفکتانت % (0.3 → 0.2 → 0.1)

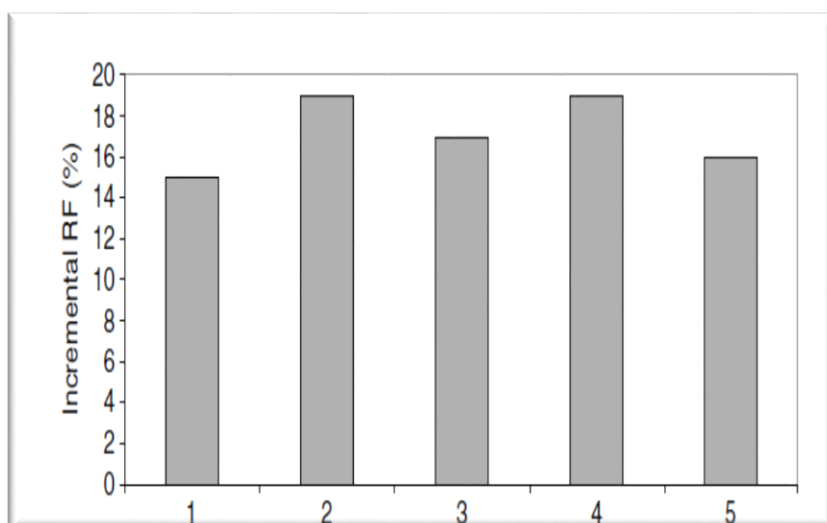
طرح ۵: شیب غلظت سورفکتانت % (0.1 → 0.2 → 0.3)

برای همه این موارد، کل مقدار هر ماده شیمیایی برابر است. نتایج جریان مغزه در شکل ۲-۳ نشان داده شده است. مشاهده می‌شود که عوامل بازیافت نفت برای سیلابزنی در آب در طرح‌های ۲ و ۴ بیشتر از طرح ۱ است. شیب‌های غلظت آلکالین و ماده فعال که هم بالا و هم پایین هستند، می‌توانند بر اثرات منفی حاصل از جابجایی رقیق‌سازی، مصرف قلیایی و جذب سطحی ماده فعال غلبه کنند.

✓ تزریق کمتر ماده فعال در سطح

چون قلیایی برای کاهش کشش بین سطحی با نفت خام^۱ برخورد می‌کند، ما می‌توانیم یک جرم تزریق-کننده را در AP قبل از جرم ASP قرار دهیم و مقدار ماده فعال در سطح ASP را کاهش دهیم. به این دلیل سه طرح گفته شده بعدی آزمایش شده‌اند.

¹ Crude oil



شکل ۲-۲ اثرات شیب غلظت قلیایی و ماده فعال در سطح بر بازیافت نفت (Sheng , 2010)

مقدار مواد شیمیایی به کار رفته و تزریق شده در پروژه‌های میدان نفتی ASP

طرح ۱: یک قسمت جرم تزریق کننده واحد از ASP به مقدار PV ۰/۶

طرح ۲: 0.3 PV AP+0.3 PV ASP

طرح ۳: 0.4 PV AP+0.2 PV ASP

در این سه طرح مقادیر آلکالین یا پلیمر یکسان است. فقط سورفکتانت تزریق شده به تدریج کاهش یافته است. در این طرح‌ها مشاهده می‌شود که عوامل صعودی بازیافت نفت در جریان آب تقریباً برابر هستند. چون ماده سطحی کمتری در طرح‌های ۲ و ۳ تزریق شده است، طرح‌های ۲ و ۳ از نظر اقتصادی بهتر از طرح ۱ می‌باشند.

ح. مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده در پروژه‌های میدانی ASP

از سال ۱۹۹۰ تا اوایل سال ۲۰۰۰، تقریباً همه آزمایش‌های اولیه میدان و برنامه‌های آن در چین اجرا شدند. جدول ۱-۲ مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده در پروژه‌های ASP را از سال ۱۹۹۲ تا ۲۰۰۴ نشان می‌دهد. اسامی میدان‌ها و منابع آن‌ها در جدول ۲-۲ ارائه شده است. برای اکثر پروژه‌های ASP، پلیمر قبل و بعد از قسمت تزریق فاز ASP تزریق شده‌اند تا این امر موجب کنترل‌های بعدی و کنترل تجهیزات و

جابه‌جایی آن‌ها شود. غلظت‌های تزریق آلكالین، سورفکتنت و پلیمر در قسمت جرم تزریق‌کننده‌های ASP به ترتیب در شکل‌های ۲-۴ تا ۲-۶ نشان داده شده‌اند. میانگین غلظت تزریق آلكالین، ماده فعال سطح و پلیمر به ترتیب عبارت است از: ۱/۲۸٪، ۰/۲۸٪ و ۰/۱۵٪. برای جریان میسلی یا پروژیه‌های پلیمر میسلی در سال ۱۹۸۰، غلظت ماده سطحی تزریق شده بیشتر از چند درصد بوده است. در این پروژیه‌های آلكالین-سورفکتنت-پلیمر، غلظت‌های سورفکتنت یک درجه کمتر بوده است. عوامل متعددی به این کاهش کمک کرده است. اگرچه بعضی از این عوامل جدید نیستند، ولی در میدان نفتی اثبات شده‌اند که:

- ۱- آلكالین‌ها می‌توانند جذب ماده سطحی را به طور اساسی کاهش دهند.
- ۲- آلكالین‌ها با نفت خام واکنش نشان می‌دهند تا ماده سطحی آزمایشگاهی (صابون) تولید شود.
- ۳- مواد سطحی مدرن و فعال بهبود یافته‌اند.
- ۴- اثر متقابل آلكالین، سورفکتنت و پلیمر منجر به کاهش ماده فعال شده است. ولی موجب بازیافت نفت صعودی می‌شود.

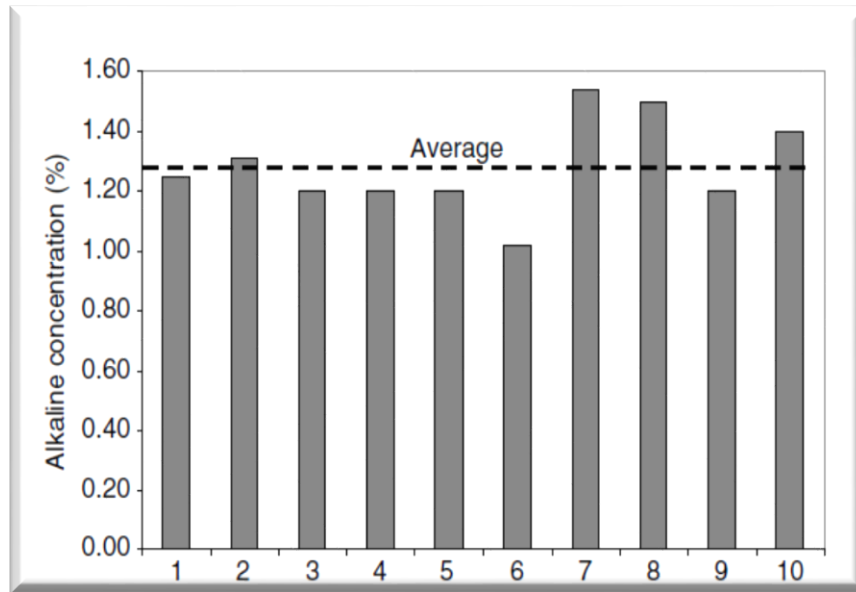
بر اساس این غلظت‌های شیمیایی، حجم‌های مطلق تزریق در شکل ۲-۷ نشان داده شده است. میانگین حجم تزریق PV ۴۱/۸٪ بوده است. طرح‌های تزریق می‌توانند با استفاده از غلظت‌های درجه‌بندی شده پلیمری بهینه‌سازی شود. حساسیت شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که بازیافت نفت عمدتاً وابسته به مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده است (Keijzer and deVries, 1990).

جدول ۱-۲ مقادیر مواد شیمیایی تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng , 2010)

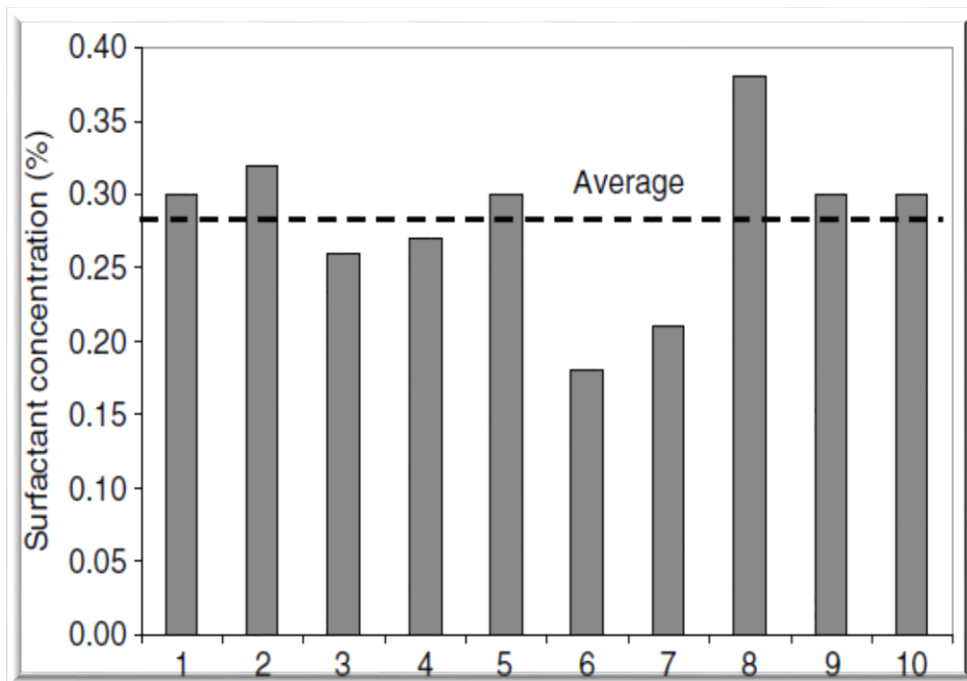
Case No.	Preslug		ASP Slug			Post-slug		Total Injection, PV(%)×Concentration(%)			
	PV(%)	P(%)	PV(%)	A(%)	S(%)	P(%)	PV(%)	P(%)	A	S	P
1			32	1.25	0.3	0.12	28.3	0.06	40	9.6	5.54
2			37	1.31	0.32	0.14	30.8	0.11	48.47	11.84	8.57
3	3.75	0.15	45.1	1.2	0.26	0.22			54.12	11.73	10.44
4			48	1.2	0.27	0.18	20	0.08	57.6	12.96	10.24
5			55.2	1.2	0.3	0.12			66.24	16.56	6.62
6	3.75	0.15	45.4	1.02	0.18	0.14	20	0.08	46.31	8.17	8.56
7	4	0.14	50	1.54	0.21	0.18	20	0.14	77	10.5	12.36
8	5	0.1	40	1.50	0.38	0.09	10	0.05	60	15.20	4.6
9	9.7	0.2	30.9	1.20	0.3	0.17	5	0.15	37.08	9.27	8.07
10			34	1.40	0.3	0.13	15	0.1	47.6	10.2	5.92
Avg	5.24	0.15	41.8	1.28	0.28	0.15	18.6	0.1	53.44	11.53	8.08

جدول ۲-۲ ارجاع یا راهنمای موارد میدان های نفتی فهرست شده در جدول ۱-۲ (Sheng , 2010)

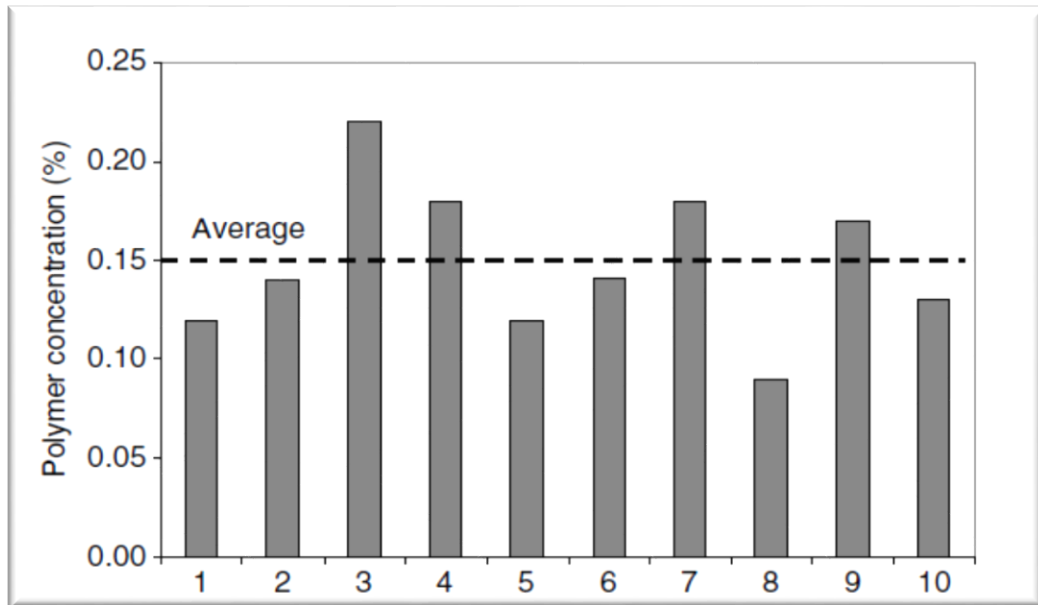
Case No.	Field	References
1	Sa-Zhong-Xi, Daqing	Wang et al. (1997c); Gao et al. (1996); Li et al. (1999b)
2	Xing-5, Daqing	Wang et al. (1997c); Han (2001); Wang et al. (2006b)
3	Xing-2-Xi, Daqing	Wang et al. (1998a)
4	Bei-1-Xi, Daqing	Wang et al. (1999b)
5	Dei-2-Dong, Daqing	Wang et al. (2001a); Zhao et al. (2005a)
6	Xing-2-Zhong, Daqing	Li et al. (2003); Wang et al. (2006b)
7	Bei-2-Dong, Daqing	Wan et al. (2006)
8	Gudong, Shengli	Song et al. (1995); Wang et al. (1997b); Qu et al. (1998)
9	Gudao, Shengli	Yang et al. (2002c); Cao et al. (2002); Chang et al. (2006)
10	Er-Zhong-Bei, Karamy	Gu et al. (1998); Delshad et al. (1998); Qiao et al. (2000); Han (2001); Chang et al. (2006)



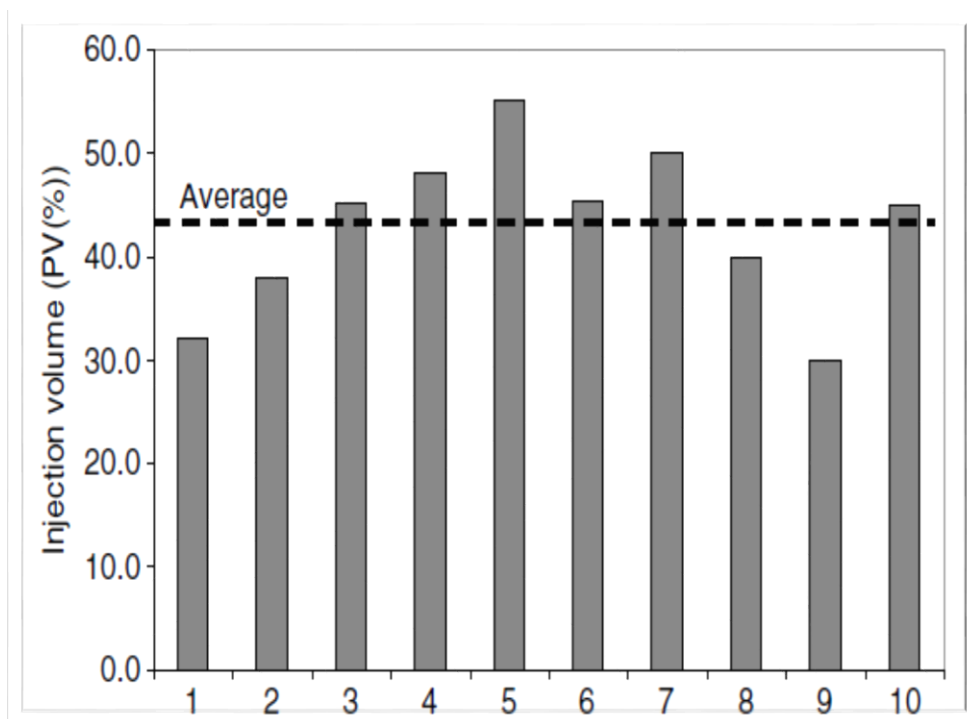
شکل ۳-۲ غلظت‌های قلیایی تزریق شده در پروژه‌های ASP (Sheng , 2010)



شکل ۴-۲ غلظت‌های ماده سطحی فعال تزریق شده در پروژه‌های ASP (Sheng , 2010)



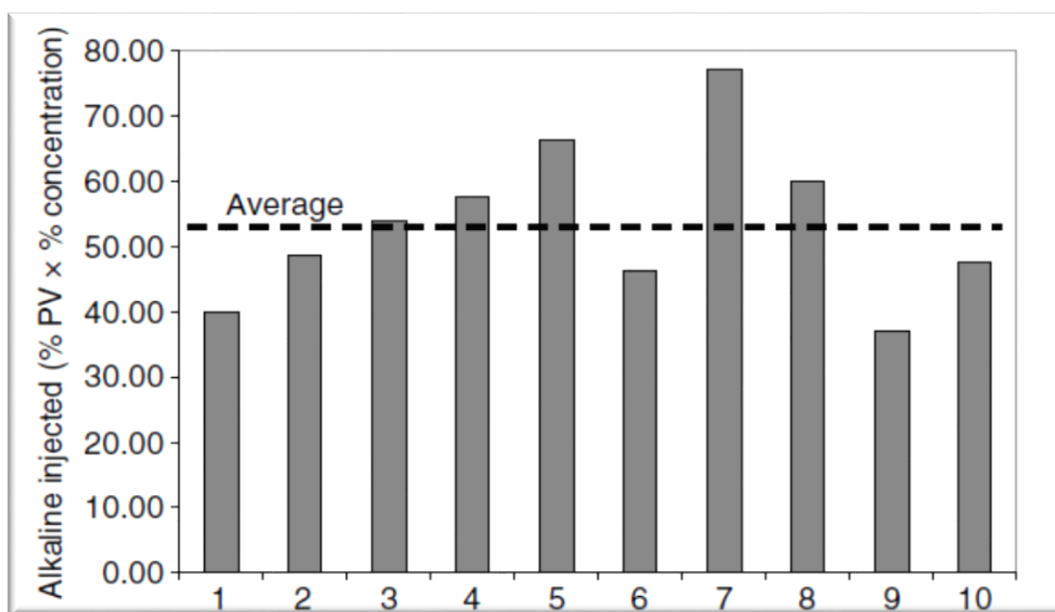
شکل ۲-۵ غلظت های پلیمر تزریق شده در پروژه های ASP (Sheng , 2010)



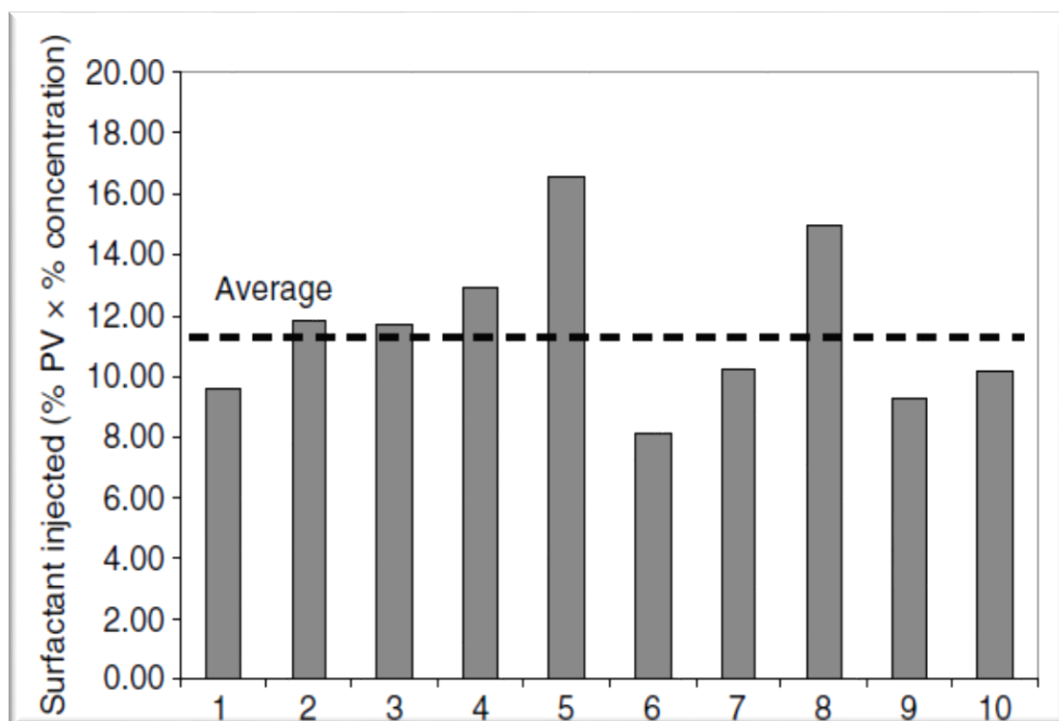
شکل ۲-۶ حجم های مطلق تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng , 2010)

شکل ۲-۷ تا ۲-۹ نشان می‌دهد که کل مقادیر آلکالین، سورفکتانت و پلیمر تزریق شده چقدر است. میانگین‌های مربوط به آن‌ها به ترتیب ۵۳/۴۴، ۱۱/۵۳ و ۸/۰۸ می‌باشد. واحد آن‌ها حاصلضرب حجم تزریق به درصد PV و غلظت (چگالی) به درصد است. این داده‌های میدانی به عنوان منبع یا راهنما برای سایر پروژه‌های میدان نفتی قابل استفاده است.

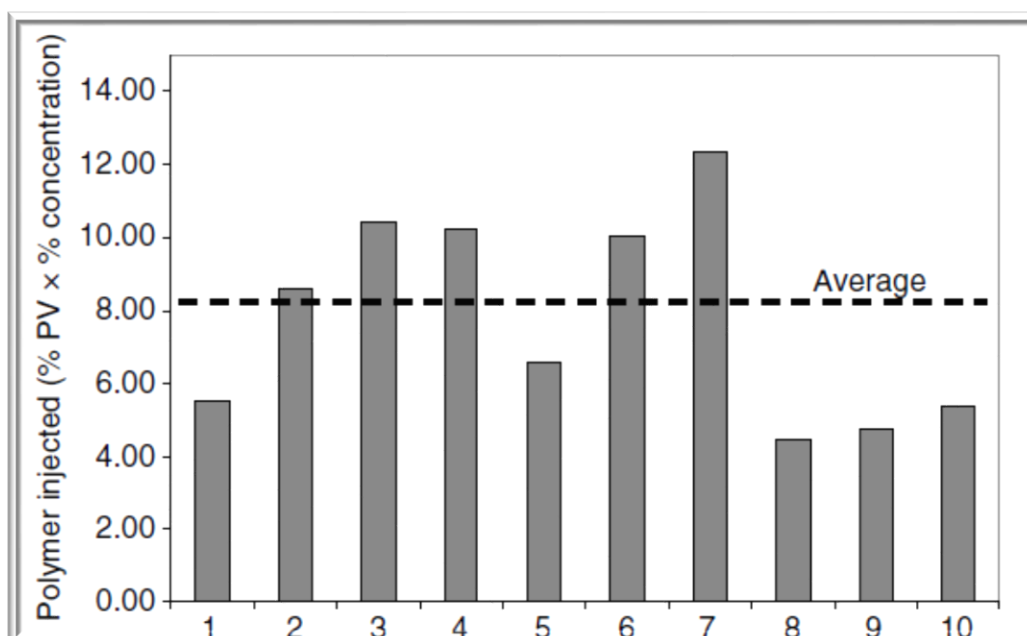
چانگ و همکارانش هزینه‌های مواد شیمیایی را به صورت زیر بیان کرده‌اند: عوامل قلیایی ۰/۱۲، مواد فعال سطحی ۲/۲ و پلیمر HPAM ۱/۰۳. وقتی این قیمت‌های مواد شیمیایی به کار روند، نسبت هزینه شیمیایی قلیایی، ماده فعال سطحی و پلیمر ۱:۴:۱،۳ است. هزینه ماده فعال سطحی بیش از نیمی از کل هزینه را تشکیل می‌دهد.



شکل ۲-۷ قلیایی تزریق شده در پروژه‌های میدان ASP (Sheng, 2010)



شکل ۸-۲ ماده فعال سطحی تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng , 2010)



شکل ۹-۲ پلیمر تزریق شده در پروژه های میدان ASP (Sheng , 2010)

۲-۴- پدیده‌ی آشام

جابه‌جایی فاز غیرتر موجود در منافذ به وسیله فاز تر فرآیند آشام نامیده می‌شود. اگر این جابه‌جایی به تنهایی به وسیله نیروی‌های موینه صورت پذیرد، فرآیند را آشام موینگی می‌گویند. آشام نرخ انتقال جرم بین خمیره و شکاف سنگ را بیان می‌کند. بنابراین فهم فرآیند آشام و پارامترهایی موثر بر روی این فرآیند ضروری به نظر می‌رسد. زمانی که محیط متخلخل که حاوی سیال غیر ترکنده (نفت) در تماس با سیال دومی که خاصیت ترشوندگی بیشتر نسبت به جامد دارد (آب) قرار گیرد، فرآیند آشام صورت می‌پذیرد.

در اغلب مخازن شکافدار با تراوایی پایین، بخش اعظم نفت به دام افتاده در خمیره بوده و تنها مقدار اندکی سیال ترشونده در شبکه شکافها قرار می‌گیرد. تولید اولیه نفت از این گونه مخازن معمولاً از نفت موجود در شکافها و نفت به تله افتاده در خمیره که نزدیک به شکاف باشند، صورت می‌پذیرد. تلاش جهت بازیابی نفت قابل ملاحظه ذخیره شده در بلوک‌های مخزن به روش بازیافت ثانویه امکان پذیر نمی‌باشد، زیرا سیال تزریقی از طریق شبکه شکاف کانال زده و اکثر نفت در خمیره به جای می‌ماند.

پدیده آشام به عنوان یک جایگزین جهت استراتژی‌های ازدیاد برداشت نفت از مخازن شکافدار با استفاده از مکانیزم جابه‌جایی نفت به وسیله آب مطرح می‌باشد. کارایی این روش به چندین پارامتر از قبیل اندازه بلوک‌های خمیره، تخلخل، تراوایی سنگ، گرانیوی سیالات، کشش سطحی و مهم‌تر از همه ترشوندگی سنگ وابسته است (Schechter et al., 1994). بنابراین مخازن شکافدار به واسطه شکافهای طبیعی موجود در آن سطح وسیعی جهت تماس آب با محیط متخلخل را ایجاد می‌کند. بنابراین آشام که تابع سطح تماس بین فاز نفوذ کننده و خمیره می‌باشد، به عنوان بهترین مکانیزم جهت بازیافت نفت در این گونه مخازن می‌باشد. مطالعات آزمایشگاهی فراوانی بر روی فرآیند آشام توسط محققان انجام شده است. به دلیل اهمیت فراوان این مکانیزم در بازیافت نفت از مخازن شکافدار آب دوست، مخصوصاً در مخازن گچی تگزاس آمریکا و دریای شمال، شمار مطالعات انجام شده بر روی این مکانیزم بسیار زیاد است. بیشتر مطالعات صورت گرفته در صدد توصیف درصد بازدهی نفت به وسیله پدیده آشام در مخازن شکافدار و بررسی اثر پارامترهای مختلف از جمله شکل خمیره، ترشوندگی و کشش سطحی بین سیالات بوده است. اگرچه بسیاری از جنبه‌های این فرآیند به وسیله مدل‌های پیوسته و تخمینی در طول دهه‌های گذشته صورت گرفته است، ولی فهم فیزیکی این فرآیند در مقیاس منافذ به آزمایشات بیشتر و مدل‌سازی‌های دقیق‌تر نیازمند می‌باشد (Schechter et al., 1991).

به طور کلی جریان آشام را از لحاظ جهت حرکت فاز ترشندی و فاز ترشندی را می‌توان به دو دسته جریان همسو و جریان غیر همسو تقسیم‌بندی کرد. در جریان غیر همسو جهت حرکت فاز ترشندی مخالف

جهت حرکت فاز ترنشدنی می‌باشد. در حالی که اگر جهت حرکت سیال جابه‌جا کننده با فاز جابه‌جاشدنی یکسان باشد، مکانیزم جابه‌جایی را آشام همسو^۱ می‌گویند. برای فهم بهتر مکانیزم آشام غیرهمسو^۲ اگر بلوکی از ماتریکس سنگ مخزن را در نظر بگیریم که تمام وجود این بلوک به جز یک سطح به کمک اپوکسی غیر تراوا شده و بلوک از نفت اشباع شده است. حال اگر آب در تماس با سنگ قرار گیرد، با فرض آن که سنگ آب‌دوست باشد، ورود و خروج نفت تنها از سطح تراوا صورت می‌پذیرد. بنابراین مکانیزم آشام غیر همسو عامل تولید نفت از بلوک ماتریکس سنگ مخزن می‌باشد (Al-Lawati and Saleh, 1996).

ریزش ثقلی^۳ به عنوان یکی از مکانیزم‌های تولیدی در مخازن شکافدار، نقش مهمی در تولید از بلوک‌های خمیره که ارتفاع مناسب و تراوایی کم دارند، ایفا می‌کند. در مخازن شکافدار، حضور شکاف‌های عمودی باعث می‌شود که سطح تماس گاز-نفت و آب-نفت در شکاف‌ها، جلوتر از سطح تماس در خمیره پیش روند (Kazemi et al., 1992).

اختلاف دانستیه بین سیال‌ها در شکاف و خمیره و بالا آمدن سطح تماس سیال‌ها یک عامل پیشراننده برای تولید سیال از درون خمیره می‌باشند. اگر فشار زیر اشباع قرار گیرد، گاز آزاد شده تمایل دارد یک کلاهک گازی علاوه بر کلاهک گازی اولیه شکل دهد. انبساط ناحیه‌ی گازی باعث می‌شود بلوک‌های خمیره توسط گاز احاطه شوند که اختلاف فشار بین گاز موجود در شکاف و نفت موجود در خمیره، عامل تعیین کننده در تولید نفت از خمیره می‌شود که این فرآیند، توسط نیروهای موینگی بین دو فاز کنترل می‌شود. پدیده‌ای بسیار مهم که در حین ریزش ثقلی ممکن است رخ دهد، باز-آشام تولید شده از خمیره به درون بلوک خمیره پایین‌تر می‌باشد که به فرآیند بلوک به بلوک نیز شناخته می‌شود. میزان باز-آشام نفت تأثیر بسیار زیادی بر بازدهی نهایی فرآیند ریزش ثقلی دارد.

جابه‌جایی توسط آب، یکی دیگر از مکانیزم‌های تولید نفت از مخازن شکافدار می‌باشد. تزریق آب به طور گسترده برای بهبود بازیابی نهایی مخازن شکافدار مورد استفاده قرار می‌گیرد. در دسترس بودن منابع فراوان آب، به خصوص در میدان‌های غیرساحلی، تزریق آب را یکی از روش‌های معمول برای بهبود بازیابی نهایی کرده است. آشام نامی است که به پدیده‌ی وارد شده فاز ترکنده (آب در سنگ‌های آب دوست) به درون سنگ تحت نیروهای موینگی اطلاق می‌شود (Rapoport, 1955). این تعریف نشان می‌دهد که مهم‌ترین عاملی که بر پدیده‌ی آشام تأثیر گذار است، خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن است. در تحقیق رئیس و سیل

¹ Co-current Imbibition

² Counter-current Imbibition

³ Gravity Segregation

در سال ۱۹۹۳ سعی شده است که رابطه بین ترشوندگی و فرآیند اشام و عوامل تأثیر گذار در کنش بین این دو پدیده، بررسی شود و استفاده از آب به منظور بهبود تولید از مخازن شکافدار با ترشوندگی غیر آب دوست، با دقت بیشتری مورد توجه قرار گیرد (Reis and Cil, 1993).

سرعت حرکت جبهه‌ی آب در شبکه‌ی شکاف مخزن شکافدار نیز موضوعی بسیار مهم است که شرایط مرزی ویژه‌ای را بر فرآیند آشام تحمیل می‌کند. مکانیزم جابه‌جایی و بازده ناشی از آن در شرایطی که خمیره کاملاً توسط آب احاطه شده باشد با حالتی که در آن تنها از سطح زیرین با آب در تماس باشد متفاوت خواهد بود. در کل، فرآیند آشام به دو صورت هم‌جهت و خلاف جهت رخ می‌دهد. در جریان هم‌جهت، آب و نفت در یک جهت حرکت کرده، آب نفت را به بیرون از خمیره هدایت می‌کند. در جریان خلاف جهت، آب و نفت در خلاف جهت هم حرکت کرده و نفت از همان سطحی که آب به درون خمیره وارد می‌شود، خارج می‌شود. این فرآیند در مقیاس آزمایشگاهی با احاطه کردن یک مغزه توسط آب و اندازه‌گیری بازیابی نهایی نفت با گذر زمان قابل مطالعه و بررسی می‌باشد. البته لازم به ذکر است تراوایی نسبی سیالات، در هر یک از این فرآیندها متفاوت بوده و فی‌المثل نمی‌توان از تراوایی نسبی فرآیند آشام هم جهت به منظور شبیه‌سازی فرآیند اشام خلاف جهت استفاده کرد (Perkins and Collins, 1960).

آشام در خلاف جهت معمولاً تنها مکانیزم جابه‌جایی ممکن در شرایطی است که تمام خمیره کاملاً توسط آب در شکاف‌ها احاطه شده است. انتقال‌دهندگی زیاد شبکه‌ی شکاف‌ها در مخازن شکافدار به راحتی فرآیند آشام در خلاف جهت را به مکانیزم غالب تولید نفت در نواحی اشغال شده توسط آب تبدیل می‌کند.

۲-۴-۱- پدیده‌ی آشام خود به خودی

امروزه پذیرفته شده است که خلل و فرج سنگ‌های مخزن در ابتدا به وسیله‌ی آب اشباع شده‌اند و پس از مهاجرت نفت از سنگ مادر به سنگ مخزن، نفت با جابه‌جا کردن آب اولیه خلل و فرج سنگ مخزن آن‌ها را اشغال نموده است. به همین دلیل در هنگام اکتشاف مخازن نفتی خلل و فرج آن‌ها توسط نفت و آب همزاد اشغال شده است (Brandner and Slotboom, 1975).

تاریخچه اشباع سیالات بر منحنی‌های نفوذپذیری نسبی تأثیر گذار می‌باشد. چنانچه نمونه‌ی سنگ از ابتدا به وسیله‌ی فاز ترکننده (آب) اشباع شده باشد و در حین آزمایش با جریان دادن فاز غیرترکننده (نفت) به درون نمونه‌ی سنگ اشباع فاز ترکننده در جهت منحنی کاهش داده شود، فرآیند ریزش با تخلیه اتفاق

افتاده است. به عبارت دیگر در فرآیند تخلیه فاز ترکننده به وسیله‌ی فاز غیرترکننده جابه‌جا می‌شود و در حین انجام این فرآیند اشباع فاز ترکننده کاهش و اشباع فاز غیرترکننده افزایش پیدا می‌کند. در آزمایشگاه‌ها هدف از انجام آزمایش ریزش بررسی فرآیند جابه‌جایی آب موجود در خلل و فرج سنگ مخزن توسط نفتی که به این سنگ‌ها مهاجرت نموده است، می‌باشد. در این آزمایش ابتدا نمونه‌ی سنگ را از آب اشباع کرده و سپس در چندین مرحله با جریان دادن نفت از درون نمونه‌ی سنگ عمل جابجایی آب توسط نفت انجام می‌شود. این آزمایش پس از رسیدن اشباع آب نمونه‌ی سنگ به مقدار اشباع آب باقیمانده یا اشباع آب همزاد خاتمه می‌یابد. در بسیاری از مواقع و به منظور بررسی فرآیند تخلیه مخزن به وسیله‌ی گاز در ادامه‌ی فرآیند ریزش نفتی که با جابه‌جا کردن آب درون نمونه‌ی سنگ قرار گرفته است، تحت رانش گاز قرار داده می‌شود (Lefebvre, 1978).

۲-۴-۲- آشام یا اشباع مجدد

اگر پس از پایان فرآیند ریزش به وسیله‌ی جریان دادن فاز ترکننده به درون نمونه‌ی سنگ اشباع فاز غیرترکننده کاهش داده شود، فرآیند آشام اتفاق خواهد افتاد. در فرآیند آشام فاز غیرترکننده به وسیله‌ی فاز ترکننده جابه‌جا می‌شود و در حین انجام این فرآیند اشباع فاز غیر ترکننده کاهش و اشباع فاز ترکننده افزایش خواهد یافت (Reis, 1992).

در آزمایشگاه‌ها یکی از اهداف انجام فرآیند آشام کسب اطلاعات و داده‌های نفوذپذیری نسبی مورد نیاز برای بررسی مکانیزم رانش نفت به وسیله‌ی نیروی محرکه‌ی آب در مخازن نفتی یا روش بازیابی نفت به وسیله‌ی سیلابزنی آب می‌باشد.

۲-۴-۳- پدیده‌ی کهنگی^۱

این پدیده به روندی اطلاق می‌شود که در طی آن مغزه‌های تهیه شده از مخزن که با نمونه‌های سیالات آن اشباع شده را برای مدت زمان خاصی در شرایط اولیه‌ی مخزن نگهداری می‌کنند. دلیل این امر آن است که نتایج آزمایش‌هایی که بر روی این نمونه‌ها انجام می‌گیرد با شرایط اصلی مخزن مورد نظر مطابقت داشته باشد.

^۱ Aging

۲-۵- تجهیزات آزمایشگاهی

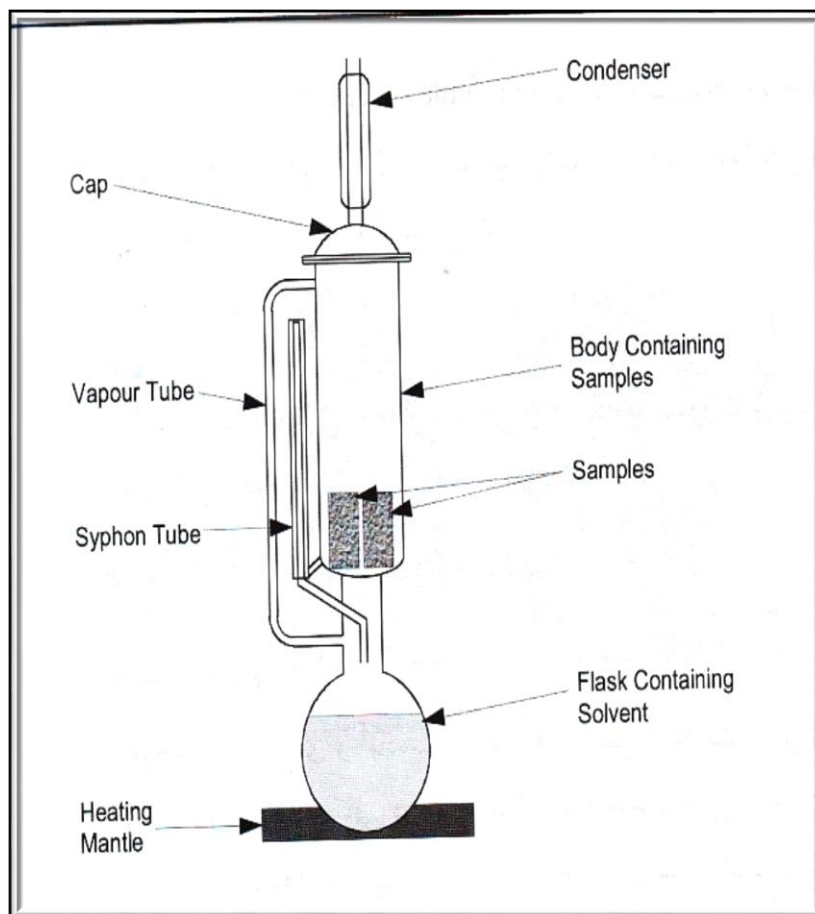
۲-۵-۱- دستگاه‌های شستشوی مغزه

اولین و مشکل‌ترین مرحله در بازسازی و آماده سازی نمونه‌ها شستن آن‌ها است. به طوری که تمامی مواد از سطح سنگ پاک شوند. شست‌وشوی مغزه زمانی موفقیت‌آمیز است که نمونه‌ها به شدت آب‌دوست شوند. امروزه شست و شوی نمونه‌ها جهت بازسازی آن‌ها با استفاده از دستگاه‌های Soxhlet (شست و شوی نمونه‌ی پلاگ) و dean-stark (شست و شوی نمونه‌ی کامل مغزه) با تزریق مواد حلال به داخل نمونه‌ها صورت می‌گیرد (انتخاب حلال بستگی به نفت خام، آلاینده‌های گل حفاری و سطح کانی‌ها دارد). معمولاً تزریق حلال تولوئن به داخل نمونه‌ها ظرف مدت یک هفته صورت می‌گیرد تا سنگ عاری از رسوبات شود.

أ. دستگاه سوکسله^۱

در این روش که به طور معمول برای تمیز کاری نمونه‌ها مورد استفاده قرار می‌گیرد، نمونه‌ها را در یک حلال تمیز به طور پیوسته غوطه‌ور می‌سازند و سیالات منافذ را از طریق تبخیر / نفوذ بر طرف می‌نمایند. دستگاه سوکسله از یک اجاق حرارت زا و یک فلاسک (شامل حلال) تشکیل شده است که فلاسک در زیر بدنه که حاوی نمونه هاست قرار می‌گیرد. شکل ۲-۱۰ اجزای دستگاه شست و شوی برای شستن نمونه‌ی پلاگ را نشان می‌دهد.

^۱ soxhlet



شکل ۲-۱۰ اجزای دستگاه شست و شوی مغزه soxhlet برای شستن نمونه پلاگ (عادل زاده، ۱۳۸۷)

به حلال نباید اجازه داده شود که به طور مستقیم روی نمونه ها بچکد. زیرا این امر موجب ایجاد فرسایش در نمونه ها می شود. اگر استخراج حلال خنک مورد نیاز باشد، یک میعان کننده ی اضافی نیز می تواند نصب شود (عادل زاده، ۱۳۸۷).

۲-۵-۲- دستگاه اندازه گیری کشش سطحی و کشش بین سطحی

این دستگاه به منظور اندازه گیری کشش بین سطحی و زاویه تماس مورد استفاده قرار می گیرد (شکل ۲-۱۲). برای انجام آزمایش با این دستگاه ابتدا نمونه در آکواریوم پر از محلول مورد نظر قرار می گیرد. سپس به وسیله ی لوله ی تزریق سیال بر روی سطح نمونه قرار داده می شود. سپس به وسیله دوربین از قطره ی چسبیده بر روی نمونه عکسبرداری صورت می گیرد.



شکل ۱-۲ دستگاه اندازه گیری کشش سطحی و زاویه تماس (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز)

۲-۵-۳- دستگاه آزمایشگاهی سیلابزنی مغزه^۱

این دستگاه شامل پمپ تامین کننده فشار تزریق، مخازن نگهداری آب و نفت، محفظه نگهدارنده نمونه سنگ، پیستون و سنسورهای اندازه گیری فشار و دما می باشد. در شکل ۲-۱۲ نمایی از دستگاه سیلابزنی مغزه مشاهده می شود. به منظور انجام آزمایش با این دستگاه، ابتدا نمونه درون محفظه نگهدارنده مغزه قرار داده می شود. سپس سیال مورد نظر موجود در انباره^۲ به وسیله پمپ به سمت مغزه فرستاده می شود تا مغزه اشباع از سیال مورد نظر گردد.

¹ Coreflood Apparatus

² Accumulator



شکل ۲-۱۲ نمایشی از دستگاه سیلابزنی مغزه (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز)

۲-۵-۴- آموت سل^۱

از این وسیله جهت آزمایش های آشام سیالات و بررسی چگونگی آن انجام می‌پذیرد که در این گزارش از آن بطور پیوسته استفاده می‌شود. شکل ۲-۱۳ نمایشی از یک آموت سل می‌باشد. برای انجام آزمایش با این دستگاه مغزه‌های کهنه شده در محفظه‌ی شیشه‌ای قرار داده می‌شود. سپس بوسیله‌ی چوب پنبه و

^۱ Amott Cell

چسب قسمت زیرین آن نشت‌بندی می‌گردد. در نهایت سیال مورد نظر از قسمت بالایی به درون محفظه فرستاده می‌شود. از آن پس در مدت زمان معین میزان تولید نفت بوسیله‌ی لوله‌ی مدرج ثبت می‌گردد.



شکل ۲-۱۳ نمایی از یک آموت سل (آزمایشگاه ازدیاد برداشت دانشگاه شیراز)

فصل سوم

طراحی آزمایش

به منظور بررسی بهتر تولید نفت با استفاده از ASP در مخازن شکافدار از فرآیند آشام خودبه‌خودی می‌توان بهره گرفت، زیرا این روش نسبت به روش سیلابزنی دارای سرعت پایین‌تری در تولید نفت بوده و امکان تحلیل دقیق‌تر داده‌ها را مهیا می‌کند. از طرفی دیگر هرچند روش آشام دارای کاستی‌هایی می‌باشد اما دسترسی آسان‌تر و کم‌هزینه‌تر بودن آن نسبت به روش سیلابزنی، از مزایای دیگر این روش می‌باشد. یکی از عوامل مهم در انتخاب ASP جنس مخزن است. زیرا سنگ‌های کربناته از کلسیم و منیزیم تشکیل شده‌اند و پلیمر بر این سنگ‌ها تقریباً بی‌تاثیر است. در سنگ‌های کربناته از پلیمر استفاده نمی‌شود، چون پلیمرها در شکاف‌ها از دست می‌روند. از طرفی مخازن ایران عمدتاً کربناته شکافدار هستند و دمای آن‌ها اغلب بالا است، باعث از بین رفتن پلیمر می‌گردد. البته لازم به ذکر است که دلیل اصلی عدم استفاده از پلیمر فرآیند آشام بود که پلیمر بر آن تاثیری ندارد و تنها مزیت‌های پلیمر در هنگام سیلابزنی قابل استفاده است. در این فصل در مورد آماده‌سازی مغزه‌ها، اعمال شرایط مخزن به مغزه‌ها، آماده‌سازی فرآیند آشام خودبخودی و چگونگی تحلیل داده‌ها توضیح داده شده است.

۳-۲- فرضیات آزمایش

برای طراحی آزمایش آشام خودبخودی باید نکاتی را در نظر داشت تا نتایج حاصل از آن با حداقل خطاهای احتمالی همراه باشد، برای این کار باید ابتدا فرضیاتی در نظر گرفته شود:

- ✓ یکسان بودن مغزه‌های مورد استفاده در طول تمام آزمایشات
- ✓ یکسان بودن خصوصیات نفت مورد استفاده در کل آزمایشات
- ✓ یکسان بودن خصوصیات آب سازندی تهیه شده
- ✓ ثابت نگه داشتن دمای آزمایش‌ها

۳-۳- آماده‌سازی مغزه

تهیه مغزه‌های یکسان برای تمام تست‌های آشام از مخازن نفت تقریباً دارای هزینه زیاد و امکان تهیه آن‌ها بسیار بسیار دشوار می‌باشد. با توجه به این مسائل استفاده از مغزه‌های تهیه شده از رخنمون^۱ سازندها نسبت به مغزه تهیه شده از مخازن نفت در اولویت قرار می‌گیرند.

¹ Outcrop

در آزمایشات از دو نمونه مغزه استفاده گردید. نمونه اول به تعداد ۲ عدد، مربوط به یکی از میادین جنوبی کشور، که لیتولوژی آن دولومیت خالص می باشد. به دلیل دشواری در تهیه تعداد بیشتر از مغزه نمونه اول، در ادامه آزمایشات، نمونه‌ها به تعداد ۱۵ عدد از رخنمون‌های منطقه باباکوهی واقع در اطراف شیراز تهیه شد که لیتولوژی غالب آن دولومیت می باشد. در واقع، ماهیت این سنگ‌ها همانند سنگ‌های کربناته دولومیتی است که سبب می گردد نتایج حاصل از آزمایش برای مخزن نیز بسط داده شود.

با توجه به اجزای تشکیل دهنده مغزه، طبق تقسیمات طاروق در سال ۱۳۹۰ می توان آن را در گروه مخازن کربناته دسته بندی کرد.

برای آماده سازی مغزه‌ها (شکل ۳-۱)، ابتدا مغزه‌هایی استوانه‌ای شکل با قطر ۱/۵ اینچ و با ارتفاع ۷ سانتیمتر برش داده شد که انتخاب این ابعاد به دو عامل زیر بستگی دارد:

- ✓ با توجه به قطر مغزه گیر^۱ قطر مغزه ۱/۵ اینچ انتخاب گردیده است.
- ✓ معیار مناسب برای انتخاب طول مغزه با توجه به زمان بر بودن فرآیند آشام، با کاهش طول آن به حدود ۷ سانتیمتر فرصت کافی به آن داده می شود تا در مدت ۳۰ روز به نقطه پایانی آزمایش برسد.



شکل ۳-۱ مغزه مورد بررسی در آزمایشات

¹ Core holder

۳-۴- شستشوی مغزه

ابتدا مغزه مورد نظر را با استفاده از تولوئن مورد شستشو قرار داده تا تمیز گردد. زیرا اغلب مغزه‌ها حاوی بقایای سیالاتی از قبیل سیالات حفاری هستند. برای این مرحله حدود یک روز زمان صرف می‌شود. در این آزمایش مغزه مورد نظر با PV(Pore volume) ۵ تولوئن شستشو می‌شود. سپس بعد از شستشوی مغزه، نمونه را درون آون در دمای 100°C قرار داده تا نمونه کاملاً خشک گردد. بعد از انجام این مراحل این مغزه آماده استفاده در آزمایش می‌گردد.

۳-۵- اشباع مغزه با سیالات مخزن

برای بررسی مغزه در شرایط مخزن ابتدا باید آن را با آب سازند اشباع نموده و سپس با نفت مجدداً اشباع کرده تا آبی تولید نشود که با این کار اثر آب غیر قابل کاهش^۱ SWr در مغزه اعمال شده و مقدار نفت موجود در آن میزان اشباع اولیه نفت S_{oi} می‌باشد. می‌توان به جای آب سازند با انحلال چند گروه نمک‌ها، آب سازند را در آزمایشگاه با شوری‌های مورد نیاز تهیه کرد. از مزیت این روش محدود نبودن آزمایش به شوری خاص و امکان بیشتر برای بررسی اثر شوری در آزمایشات می‌باشد که البته این روش دارای مشکلاتی از قبیل تولید رسوب خصوصاً در شوری‌های بالای ۱۰۰,۰۰۰ ppm می‌باشد. در این آزمایش با شوری ثابت کار می‌شود. ترکیبات آب سازند مذکور در جدول زیر ارائه شده است:

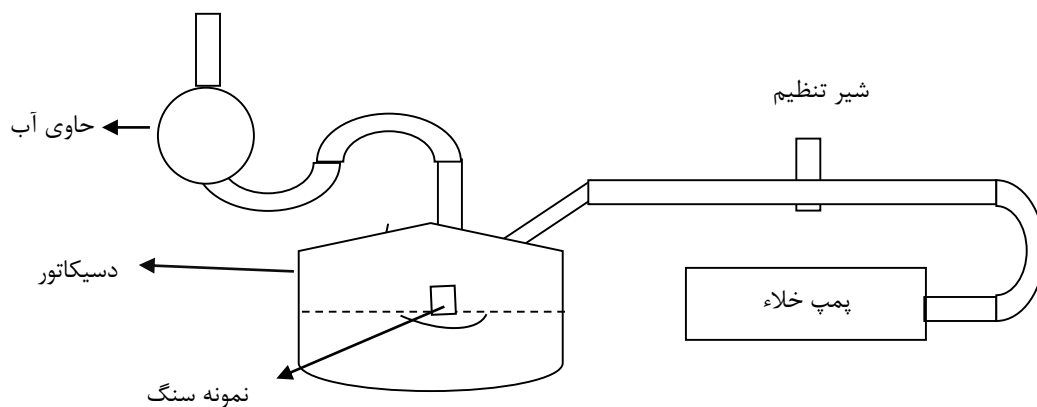
جدول ۳-۱ ترکیب آب سازند

SO ₄	Cl	HCO ₃	Sr	Ca	K	Na	Fe
۵۴۵۰	۲۷۱۶۷	۶۷	۲/۳	۳۷۲	۳۷۲	۱۷۵۰۰	۰/۰۰۵

پس از ساخت آب سازند، می‌توان از آن برای اشباع مغزه استفاده نمود و پارامترهایی از مغزه از قبیل تخلخل و تراوایی را بدست آورد که نحوه اشباع آن و محاسبه این پارامترها بطور مفصل توضیح داده شده است :

¹ Irreducible water

برای انجام این هدف، مغزه در درون دستگاه سیلابزنی مغزه^۱ قرار می‌گیرد و سپس شیر بالای آن بسته شده و رابط بین مغزه‌گیر^۲ و پمپ مکش باز می‌گردد و پمپ روشن می‌گردد تا خلا نسبی ایجاد شود. بعد از سپری شدن ۳۰ دقیقه ابتدا شیر پمپ مکش بسته شده و سپس پمپ خاموش می‌گردد. بعد از انجام این مراحل یک خلا نسبی در سیستم ایجاد گردید، سپس شیر بالای آن که با مقداری از آب سازند در ارتباط است، باز می‌شود. با باز شدن این شیر اجازه ورود آب به مغزه داده می‌شود. توجه گردد که شیر دوم مغزه‌گیر در این زمان بسته است.



شکل ۲-۳ شماتیک اشباع مغزه

بعد از ثابت ماندن آب در استوانه مدرج می‌توان میزان آبی که وارد مغزه مورد نظر شده است را تعیین کرد که حجم فضای خالی^۳ را به صورت تخمین نشان می‌دهد (شکل ۳-۳). سپس بدون باز کردن شیر دوم مغزه‌گیر آب مخزن دوباره با دبی متفاوت به درون مخزن تزریق می‌شود. با استفاده از این کار بعضی از فضای خالی مغزه که تا کنون با آب اشغال شده‌اند دوباره آب وارد آن‌ها می‌شود. با استفاده از چند دبی متفاوت و با در اختیار داشتن سایر مشخصات سنگ و با در اختیار داشتن رابطه داری، تراوایی قابل محاسبه می‌باشد. برای محاسبه در یک نمودار میزان دبی‌های مورد نظر را بر اساس اختلاف فشار مغزه‌گیر مشخص نموده و بهترین خط رسم می‌گردد. با

¹ Core flood

² Core holder

³ Pore volume

داشتن اطلاعات از قبیل طول مغزه و ویسکوزیته آب که اعدادی ثابت هستند، شیب خط رسم شده را پیدا کرده و سپس می توان تراوایی مغزه را حساب کرد. میزان تراوایی محاسبه شده برابر با ۲۴ میلی داریسی است.

در ادامه ی کار مغزه را از درون مغزه گیر خارج کرده و وزن کرده، اختلاف وزن بین حالت اولیه و حالت بعد از اشباع با آب سازند، مقدار دقیق حجم فضای خالی را می دهد که برابر با ۱۴/۴۴ میلی لیتر است و حجم کل مغزه^۱ (با توجه به ابعاد آن ۱/۵ اینچ در ۷ سانتیمتر است و شکل استوانه ای دارد) برابر با ۷۹/۷۶ میلی لیتر است.

بنابر تعریف تخلخل که برابر با حجم فضای خالی تقسیم بر حجم فضای کل است :

$$14/44 \div 79/76 = 18/1\%$$

مقدار تخلخل و تراوایی بدست آمده که نمونه با آب سازند اشباع شده است.

اکنون مغزه آماده اشباع با نفت می باشد. نفت استفاده شده با مشخصات جدول زیر استفاده می شود:

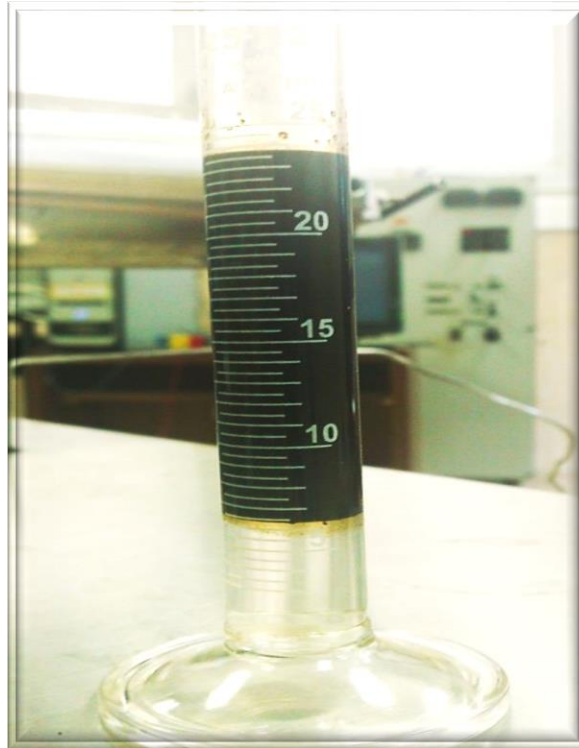
جدول ۲-۳ خصوصیات سیال مورد آزمایش

ویسکوزیته نفت (۳۰°C)	API	میزان TDS آب (ppm)
۸۵ سانتی پواز	۲۵	۳۸۹۰۰

در این مرحله برای اشباع با نفت، مغزه را در درون مغزه گیر قرار داده و فرآیند سیلابزنی با نفت آغاز می شود. نفت را با دبی ۰/۱ میلی لیتر در دقیقه به درون مغزه تزریق کرده، اگر آب تولید نشود در این مرحله نفت از طرف دیگر به مغزه تزریق خواهد شد تا از اثرات انتهایی^۲ جلوگیری شود و سپس با دبی ۰/۲ میلی لیتر در دقیقه این کار دوباره تکرار می شود تا اگر قطرات آبی در میان فضاهای خالی به دام افتاده باشند، تولید گردند (شکل ۳-۳).

¹ Bulk volume

² End effects



شکل ۳-۳ استوانه مدرج حاوی آب و نفت خروجی

در این شرایط به راحتی می‌توان مقدار اشباع آب باقیمانده SW_r و اشباع اولیه نفت So_i را تعیین کرد. برای این کار باید مقدار کل آب تزریق شده به مغزه (۱۴/۴۴ میلی لیتر) را از مقدار آب تولید شده بعد از تزریق نفت (۱۰/۸۳ میلی لیتر) را کم کرد. سپس با تقسیم مقدار حجم آب به دام افتاده در مغزه (۳/۶۱ میلی لیتر) به حجم فضای خالی مغزه می‌توان مقدار اشباع آب غیرقابل کاهش یافتنی را محاسبه کرد که $SW_r = 25\%$ است. همچنین مقدار نفت تجمع پیدا کرده در مغزه برابر با بیشترین مقدار آب تولیدی از مغزه در هنگام تزریق نفت است. اشباع اولیه نفت برابر با $So_i = 75\%$ است (شکل ۳-۴).



شکل ۳-۴ اندازه‌گیری میزان اشباع سیالات مغزه

سپس این مغزه را جهت انجام فرآیند کهنگی با دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد و فشار ۲۰۰۰ پام^۱ در حدود ۴۰ روز قرار داده و بعد از آن آماده آزمایش آشام می‌شود.

جدول زیر خلاصه ای از اطلاعات محاسبه شده در طول مراحل فوق را نشان می‌دهد:

جدول ۳-۳ اطلاعات مغزه

اشباع اولیه نفت (%)	اشباع آب غیر قابل کاهش (%)	تخلخل (%)	تراوایی (میلی داریسی)
۷۵	۲۵	۱۸/۱	۲۴

۳-۶- آماده‌سازی فرآیند آشام خودبه‌خود

برای ادامه آزمایشات پس از آماده‌سازی کامل مغزه مورد نظر، ابتدا مغزه مورد نظر را در درون آموت سل که با سیال مورد نظر (سیالی که جهت ازدیاد برداشت استفاده می‌گردد) جهت تولید نفت پر شده است قرار داده و تولید نفت به مدت ۳۰ روز بررسی می‌گردد.

¹ Psia

جهت داشتن مبنایی برای بررسی آزمایشات بعدی، ابتدا تست‌های آشام با آب سازند مخزن و در دمای 25°C انجام می‌شود. سپس با طراحی آزمایشات مختلف به بررسی غلظت مناسب AS پرداخته می‌شود.

قبل از توضیح شروع مراحل آزمایش، برای تحلیل داده‌ها میزان تولید نفت بر حسب زمان تولید در نمودار کارترین رسم می‌شود. پس از این مرحله میزان تولید نفت، بر حسب میلی‌لیتر روی نمودار با زمان بر حسب دقیقه رسم می‌شود. لازم به ذکر است که برای داشتن دیدی بهتر نسبت به روند آزمایشات باید از اعداد بدون بعد برای میزان بازیافت نفت و همچنین برای زمان تولید باید استفاده کرد، سپس آن‌ها را در نمودار نیمه لگاریتمی^۱ که در محور Y میزان بازیافت را بصورت کارترین و به دلیل بزرگ بودن اعداد زمان بدون بعد، آن‌ها به صورت لگاریتمی در محور X نمایش داده می‌شوند. برای بدون بعد کردن بازیافت نفت میزان نفت تولید شده در آموت سل را به مقدار اولیه نفت موجود در مغزه تقسیم نموده و آن را با نماد ضریب بازیافت (f) در نمودارها نشان می‌دهند. از رابطه (۱-۳) برای بدون بعد کردن زمان استفاده می‌شود (Mattax and Kyte, 1962).

زمان بدون بعد را در نمودارها با نماد T_d نمایش می‌دهند.

$$T_d = t \frac{\delta * \sqrt{\frac{K}{\Phi}}}{\mu_o * L^2} \quad \text{رابطه ۱-۳}$$

که در آن t زمان آشام بر حسب دقیقه، δ کشش سطحی بر حسب mN/m ، K تراوایی مطلق بر حسب md (میلی داریسی)، Φ تخلخل، μ_o ویسکوزیته نفت بر حسب cp و L طول مغزه بر حسب cm .

در رابطه فوق با در اختیار داشتن تمام پارامترها و زمان بر حسب دقیقه و طول مغزه بر حسب سانتیمتر، تنها مورد مجهول δ ، کشش سطحی^۲ می‌باشد که آن را می‌توان در آزمایشگاه برای هر سیالی که برای تولید نفت، که درون آموت سل قرار می‌گیرد اندازه‌گیری کرد. در این آزمایش، روش به کاربرده برای اندازه‌گیری کشش بین سطحی قطره آویزان^۳ می‌باشد. دستگاه مورد استفاده جهت اندازه‌گیری کشش سطحی $DSA100$ ساخت شرکت

¹ Semi log

² IFT

³ Pendant drop

KRUSS می باشد. در این دستگاه، با محاسبه شکل قطره و با حل شکلی از معادله لاپلاس تنش بین سطحی محاسبه می شود. شکل ۲-۱۲ دستگاه اندازه گیری کشش بین سطحی IFT-۷۰۰ را در فصل دوم نشان می دهد. قابل ذکر است که چون در این فرآیند سرعت عملکرد در ابتدای تست آشام زیاد می باشد، برای دو روز اول آزمایش در زمان های با فواصل کمتر میزان تولید را یادداشت نموده و پس از سپری شدن زمان بیشتر سرعت تولید کاهش یافته و تولید هم به مراتب کمتر می شود و آزمایش را که معمولاً تا سی روز ادامه دارد، در روزهای پایانی در فواصل بیشتر زمانی تولید یادداشت می گردد.

۳-۶-۱- مرحله ی اول

در این مرحله، هدف انتخاب اجزای تشکیل دهنده آب سازند و شوری آب سازند می باشد. کیفیت آب موجود در سازند اثر مهمی دارد زیرا یون های نمکی موجود در آب سازند قابلیت های مواد شیمیایی را تغییر می دهند. در این مرحله براساس مطالعات کتابخانه ای و انجام تست های زاویه تماس بر روی اجزای تاثیر گذار تشکیل دهنده آب سازندی، اجزا را انتخاب و آب سازندی ساخته می شود. با توجه به تاثیر مناسب یون های سولفات در سنگ های کربناته سعی بر آن شد که غلظت این یون در آب سازندی زیاد گردد و همچنین با توجه به درصد یونش کم یون های بی کربنات در مقایسه با یون های کربنات سعی بر آن شد که جایگزین آن گردد تا واکنش ها به مقدار قابل توجهی با سطح سنگ کاهش یابد.

۳-۶-۲- مرحله ی دوم

این مرحله از آزمایش در شوری و دمای ثابت با هدف یافتن غلظت مناسب برای ساخت AS است، که در تهیه فرمولاسیون از دو نوع سورفکتنت (CTAB و نانو ذره اکسید تیتانیوم) و یک نوع آلکالین با مشخصات زیر استفاده می شود:

✓ **سورفکتنت** : دو نوع ترکیب سورفکتنت که نوع اول کاتیونی و ساخت شرکت Merck Group با نام تجاری CTAB با خلوص ۹۹٪ و در نوع سورفکتنت دوم علاوه بر CTAB از علاوه بر CTAB از نانو ذره با نام اکسید تیتانیوم (TiO₂) استفاده شده که میانگین طول اجزا آن ۲۰ نانومتر و میزان خلوص حدود ۹۹٪ است.

✓ **آلکالین** : NaHCO₃ ساخت شرکت Merck Group

أ. تست‌های تغییر ترشوندگی

در این مرحله قبل از شروع انجام آزمایشات آشام بر روی مغزه های اصلی، کلیه مراحل زیر که استفاده شده است: بر روی مقاطع نازک از قبل آماده شده آزمایش می‌گردد تا تاثیر هریک از محلول‌های ساخته شده در دما و شوری ثابت از دیدگاه بررسی میزان تغییر زاویه یا به عبارتی قدرت هریک از محلول‌ها در تغییر ترشوندگی از نفت دوستی به آب دوستی ارزیابی گردد. قابل ذکر است کلیه مراحل آماده سازی مقطع‌های نازک همانند آماده‌سازی مغزه‌ها که پیش‌تر در فصل ۳ توضیح داده شد، می‌باشد با این تفاوت که اشباع نفت نیز توسط پمپ خلاء صورت می‌گیرد.

ب. تست‌های آشام و مشخص نمودن غلظت مناسب

برای شروع آزمایشات در این مرحله از آب سازند با مشخصات جدول ۳-۱ و دما ۶۰ درجه سانتیگراد برای تولید نفت در آموت سل استفاده می‌شود و نتایج را یادداشت نموده و با بدون بعد کردن اعداد از آن به عنوان معیاری برای رسیدن به غلظت مناسب کمک گرفته می‌شود.

در قدم بعد اینکار را با ترکیب آب سازند فوق با میزان معینی آلکالین در دمای ۶۰°C انجام داده و نتایج ثبت می‌گردد، تا اثر آلکالین به تنهایی روی تولید نفت مورد ارزیابی قرار گیرد. سپس این کار برای سورفکتنت موجود در همین شوری و دما تکرار می‌شود.

با بهره گیری از مطالعات مربوط به بهینه‌سازی در فصل دوم و میزان اثرگذاری هر یک از ترکیبات فوق بر روی میزان تغییر ترشوندگی و میزان تولید، AS با غلظت مناسب تهیه می‌گردد. سپس عملکرد AS در تولید نفت در بازیافت ثانویه و ثالثیه آزمایش می‌گردد و نتایج مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد.

نکته قابل توجه این است که در تمامی مراحل فوق باید کشش سطحی اندازه گیری شود تا بتوان نمودارهای بدون بعد آن‌ها را رسم نمود.

۳-۶-۳- مرحله سوم

این مرحله همانند مرحله دوم است، با این تفاوت که هدف در این مرحله بررسی اثر تغییرات دما روی مناسب‌سازی فرمولاسیون AS می‌باشد. آزمایش آشام این مرحله با ترکیب آب سازند با مشخصات جدول ۳-۱ و

غلظت مناسب آلکالین و سورفکتانت و ساخت محلول بهینه AS، در دمای ۴۰°C انجام می‌شود. طبق روند سابق با ترسیم نمودارهای بدون بعد به بررسی اثر تغییر دما در دو دمای ۴۰ و ۶۰ درجه سانتی‌گراد پرداخته می‌شود.

۳-۶-۴- مرحله‌ی چهارم

در این مرحله پس از بررسی نتایج مناسب‌سازی AS از نظر غلظت و دما و رسیدن به یک فرمولاسیون مناسب AS، تاثیر نانو ذرات بر فرمولاسیون مناسب بررسی می‌گردد.

فصل چهارم

ارائه نتایج حاصل از تاثیر سورفکتنت و آلکالین بر بازیابی نفت و

تحلیل آنها

۴-۱- مقدمه

در این فصل با انتخاب اجزای تشکیل دهنده آب سازند و غربالگری اولیه نوع سیال با غلظت‌های متفاوت انتخابی آلکالین و سورفکتانت (تست های تغییر ترشوندگی) و نیز در ادامه با انجام تست‌های آشام بر روی غلظت‌های انتخابی، به بررسی آزمایشگاهی فرمولاسیون AS و مناسب سازی پرداخته می‌شود.

برای بدون بعد کردن بازیافت نفت، میزان نفت تولید شده در آموت سل به مقدار اولیه نفت موجود در مغزه تقسیم می‌گردد و با نماد ضریب بازیافت (٪) در نمودارها نشان داده می‌شود. از رابطه متکس و کایت^۱ برای بدون بعد کردن زمان استفاده می‌شود. زمان بدون بعد در نمودارها با نماد T_d نمایش داده می‌شود. چون در محاسبه T_d به میزان کشش بین سطحی احتیاج است و با توجه به امکانات موجود این مساله ممکن نبود، در نتیجه از پارامترهای بدون بعد استفاده نشد.

قابل ذکر است که چون در این فرآیند سرعت عملکرد در ابتدای تست آشام زیاد می‌باشد، دو روز اول آزمایش در فواصل زمانی کمتر میزان تولید گزارش می‌گردد. با گذشت زمان سرعت تولید کاهش می‌یابد که این مساله سبب گزارش کمتر میزان تولید در روزهای پایانی تولید ۳۰ روز می‌گردد.

۴-۲- مرحله ی اول

در این مرحله، هدف انتخاب اجزای تشکیل دهنده آب سازند می باشد. کیفیت آب موجود در سازند اثر مهمی دارد زیرا یون های نمکی موجود در آب سازند قابلیت های مواد شیمیایی را تغییر می دهند. در این مرحله براساس مطالعات کتابخانه‌ای و انجام تست های زاویه تماس بر روی اجزای تاثیر گذار تشکیل دهنده آب سازندی، اجزا را انتخاب و آب سازندی ساخته شد (جدول ۴-۲). با توجه به تاثیر مناسب یون‌های سولفات در سنگ‌های کربناته سعی بر آن شد که غلظت این یون در آب سازندی زیاد گردد. علت این مساله در واقع قرار گرفتن یون‌های سولفات بر روی لایه دوگانه^۲ است. در واقع همانطور که مشخص است، سطح سنگ‌های کربناته در محیط‌های خنثی دارای بار مثبت است که با حضور یون‌های سولفات این یون‌ها جذب سطح سنگ گردیدند و در نهایت عاملی شد که یون‌های با بار مثبت توانایی بیشتر برای جذب شدن به سطح سنگ و کندن عامل‌های اسیدی نفت داشته باشند. با در کنار هم قرار گرفتن تمامی این عوامل،

¹ Mattax and Kyte

² Double Layer

یون‌های سولفات در حضور دیگر یون‌های دیگر توانایی تغییر ترشوندگی سطوح سنگ‌های کربناته از نفت دوست به آب دوست را پیدا کردند. همچنین با توجه به درصد یونش کم یون‌های بی‌کربنات در مقایسه با یون‌های کربنات سعی بر آن شد که جایگزین یون‌های کربنات گردد تا واکنش‌ها به مقدار قابل توجهی با سطح سنگ کاهش یابد.

۴-۳- مرحله‌ی دوم

این مرحله از آزمایش در شوری و دمای ثابت با هدف یافتن غلظت مناسب برای ساخت AS است.

۴-۳-۱- تست‌های تغییر ترشوندگی

برای بررسی اثر گذاری هر یک از محلول‌های طراحی شده، قبل از انجام تست‌های اصلی آشام بر روی مغزه ها، تست‌های بررسی تغییرات زاویه از نفت دوستی به آب دوستی و نیز بررسی کمی تولید نفت روی مقاطع نازک^۱ آماده شده از قبل (جدول ۴-۱) انجام شده و نتایج ثبت و ارزیابی می‌شوند.

جدول ۴-۱ اطلاعات مقاطع نازک

عرض (cm)	طول (cm)
۳/۷۹	۰/۳۹

هر نمونه سنگ پس از اندازه‌گیری زاویه تماس اولیه توسط دستگاه DSA100 شرکت KRUSS آلمانی که در شکل ۲-۱۲ نمایش داده شده است، در معرض محلول‌های سورفکتنت، آلکالین با غلظت‌های متفاوت و آب سازندی در دمای ۶۰ درجه‌ی سانتیگراد به مدت ۱۴ روز قرار داده شد و میزان تولید نفت به صورت

¹ Thin Sections

نسبی مورد بررسی قرار گرفت. تغییرات زاویه تماس توسط تصاویر خروجی از دستگاه DSA100 توسط نرم افزار ایمیج جی آنالیز شده و نتایج به صورت عدد زاویه تماس گزارش شده است (جدول ۲-۴).

جدول ۲-۴ غربالگری اولیه نوع سیال مورد استفاده

نوع محلول	شماره مقطع نازک	زاویه تماس اولیه	زاویه تماس نهایی	درصد تغییر زاویه تماس
Brine	۱	۱۴۳	۷۱	۵۰/۳
Surfactant 100 ppm	۸	۱۲۰	۳۴	۷۱/۷
Surfactant 300 ppm	۲	۱۴۰	۳۲	۷۷/۱
Surfactant 500 ppm	۳	۱۳۵	۳۰	۷۷/۸
Alkaline 300 ppm	۴	۱۲۸	۵۸	۵۴/۷
Alkaline 1000 ppm	۶	۱۱۷	۵۳	۵۴/۷
Sur 500 ppm + Al 1000 ppm	۵	۱۲۷	۴۳	۶۶/۱

تمامی محلول‌ها از نظر کمی تولید نفت داشتند، البته ۳ غلظت سورفکتانت بیشتر از سایر محلول‌ها تولید داشت و نیز تغییر زاویه آن‌ها بیشتر بود (جدول ۲-۴). در نتیجه نوع مواد انتخاب شده در جهت تغییر ترشوندگی درست بوده و با اطمینان خاطر می‌توان تست‌های آشام را انجام داد. در انتخاب غلظت‌های سورفکتانت، به دلیل یکسان بودن بازه تغییر زاویه در ۳ غلظت، تست آشام هر ۳ غلظت (۱۰۰ ppm، ۳۰۰ و ۵۰۰ ppm) و ۲ غلظت آلكالین (۵۰۰ ppm، ۱۰۰۰ ppm) نیز برای بررسی تاثیر pH و میزان تولید در مرحله اول انجام خواهد شد، قابل ذکر می‌باشد در انتخاب غلظت‌های آلكالین در تست‌های غربالگری

اولیه، تست غلظت ۷۰۰ ppm نیز انجام گرفت اما تفاوتی با غلظت ۳۰۰ ppm نداشت و نیز محلول غلظت ۱۲۰۰ ppm نیز ساخته شد که در دمای ۶۰ درجه سانتیگراد ناپایدار و رسوب نمود، پس ۲ غلظت ۳۰۰ و ۱۰۰۰ انتخاب گردید. پایه تمام محلول‌ها، آب سازندی با مشخصات جدول ۳-۱ بوده است.

تصاویر زیر مربوط به مقاطع نازک پس از ۱۴ روز مجاورت با محلول‌های سورفکتنت، آلکالین و آب سازندی می‌باشد که تولید نفت در تمامی نمونه‌ها مشهود می‌باشد. در واقع در نمونه‌های دارای تولید در محلول لخته‌های نفت به راحتی قابل مشاهده است.



شکل ۴-۱ تصاویر مربوط به مقاطع نازک پس از قرارگیری در محلول‌ها

غلظت‌های انتخابی در مرحله اول تست‌های آشام مشخص گردید. در (جدول ۳-۴) نوع محلول به همراه غلظت آورده شده است.

جدول ۳-۴ مربوط به غلظت‌های مرحله اول

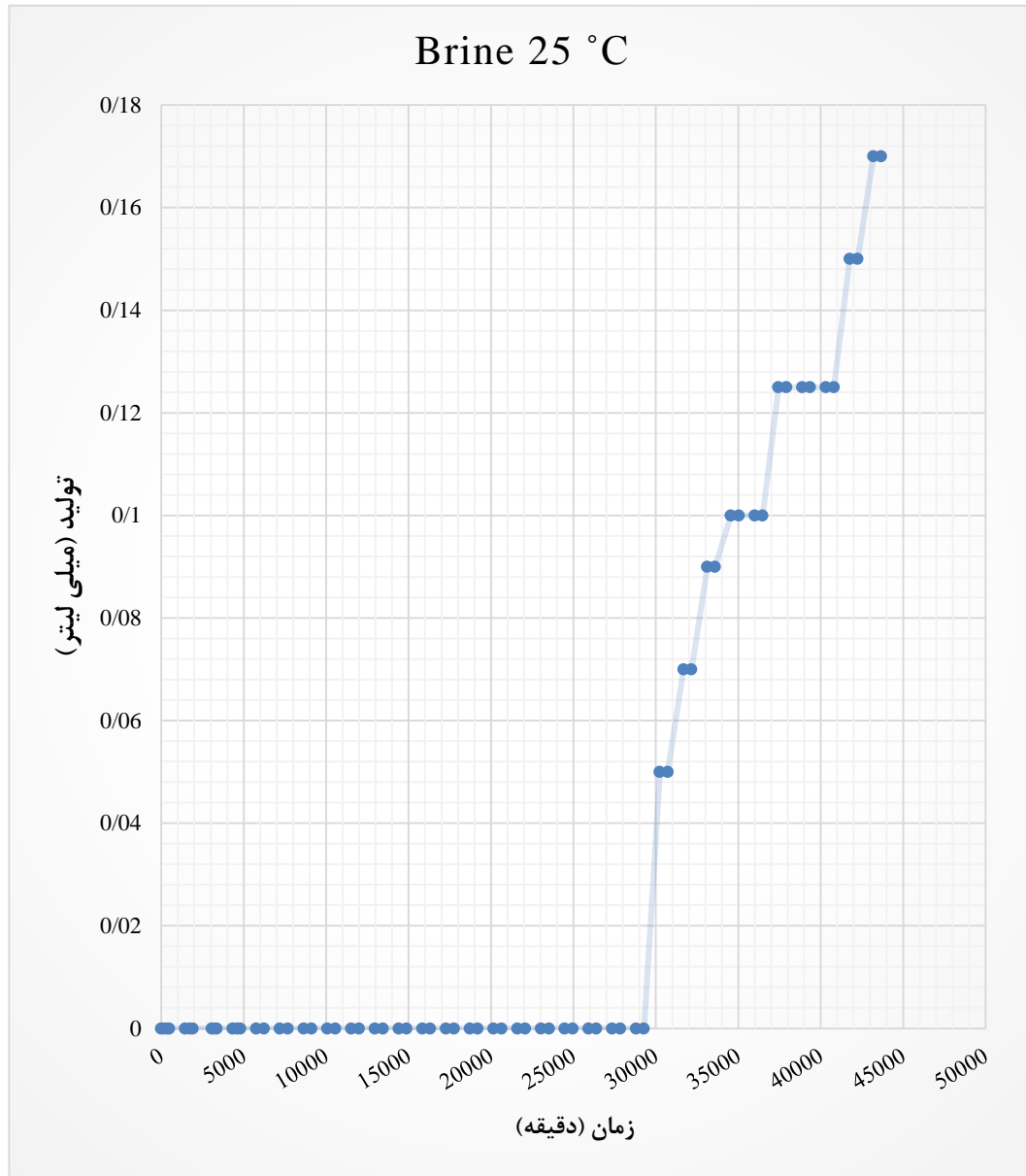
سورفکتانت			آلکالین		ماده
۱۰۰	۳۰۰	۵۰۰	۳۰۰	۱۰۰۰	غلظت (ppm)

جهت داشتن مبنایی برای بررسی آزمایشات بعدی ابتدا با آب سازند مخزن و در دمای 25°C آزمایش آشام با استفاده از آموت سل انجام شد.

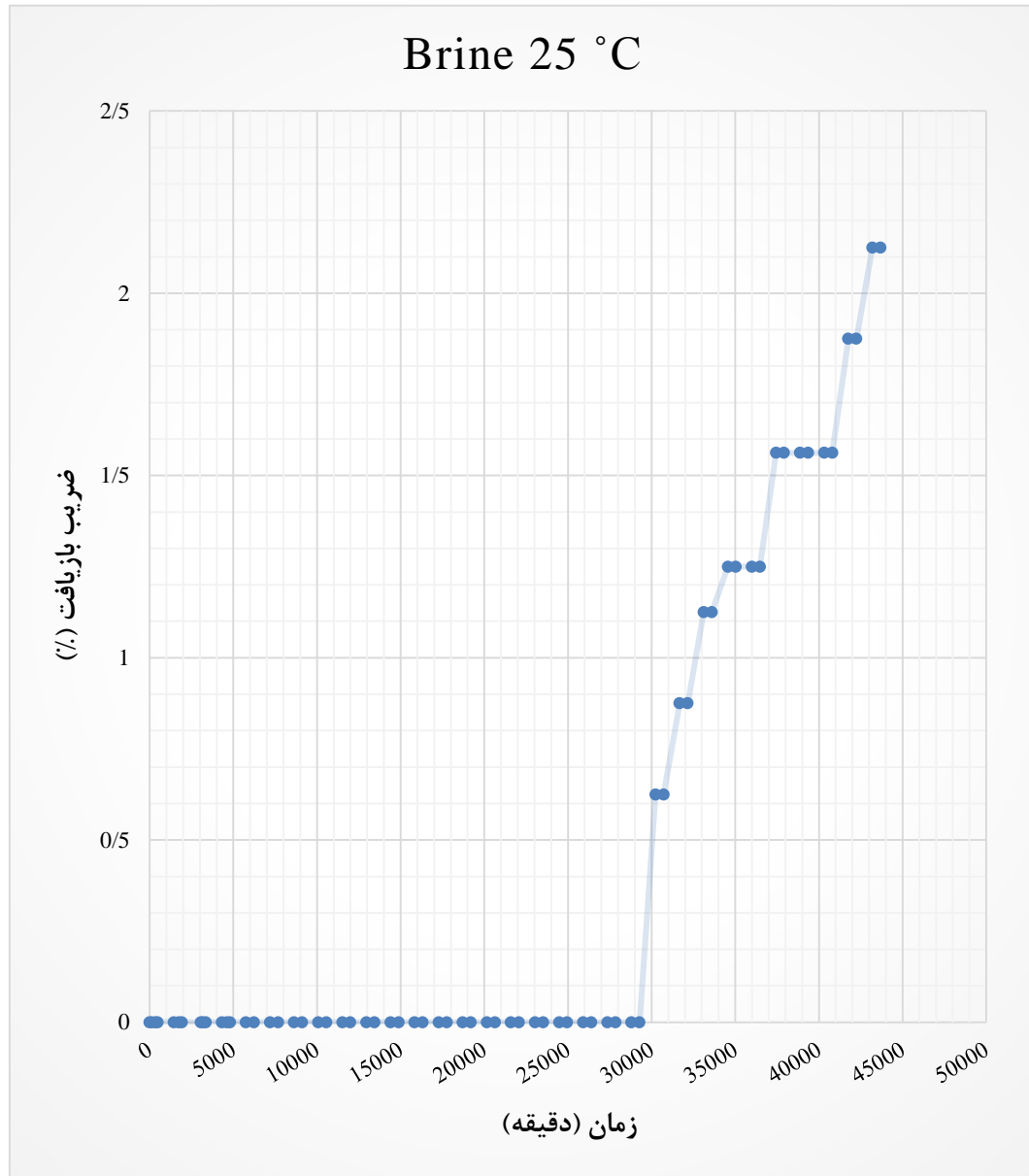
جدول ۴-۴ تغییر ترشوندگی محلول آب سازندی

زاویه‌ی تماس	
اولیه	نهایی
143°	71°

پس از ثبت نتایج، نمودار تولید و ضریب بازیافت بر حسب زمان آن رسم شده است و در شکل‌های ۴-۲ و ۴-۳ آمده است.



شکل ۲-۴ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۲۵ °C با آب سازند

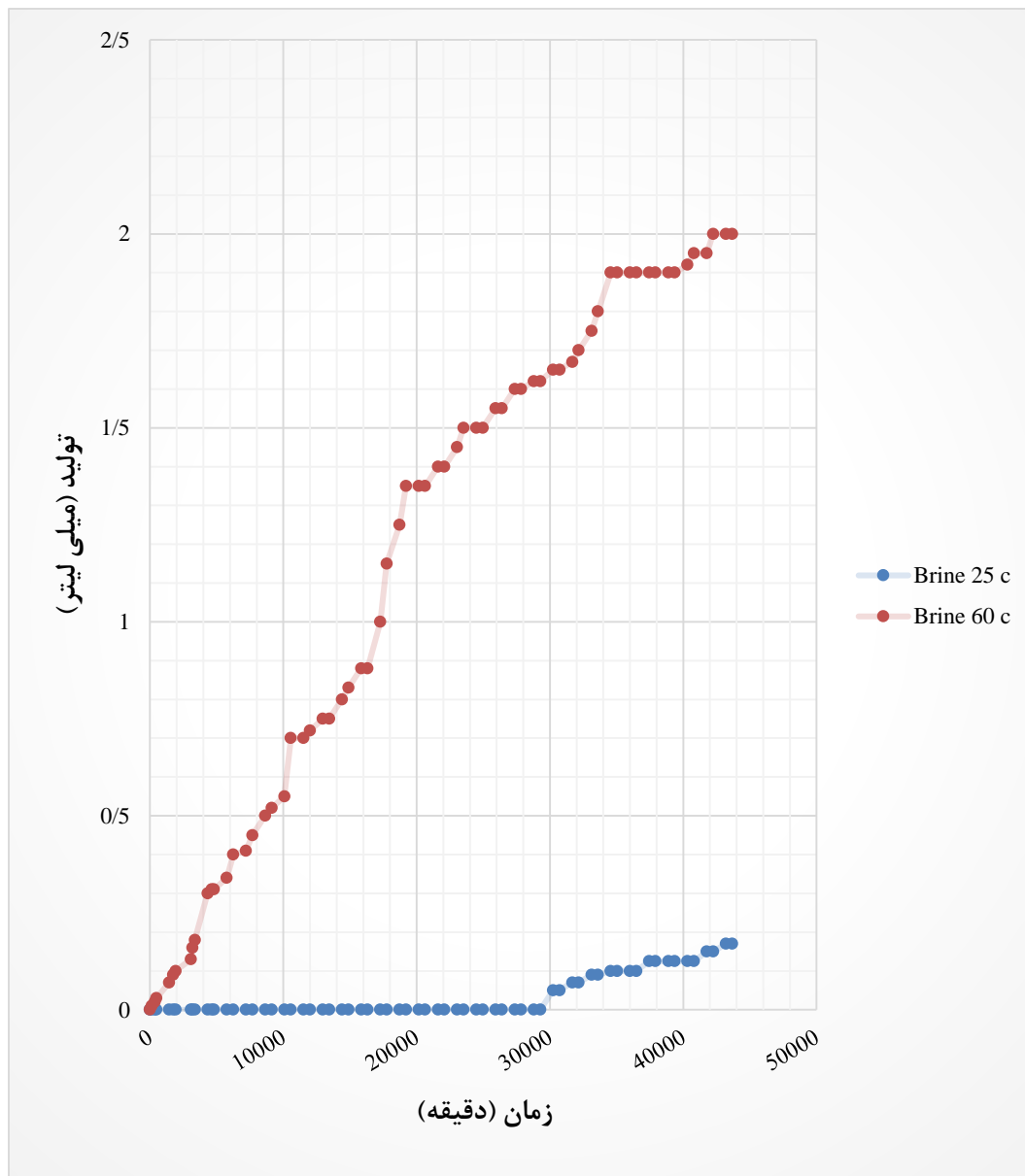


شکل ۳-۴ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۲۵ °C با آب سازند

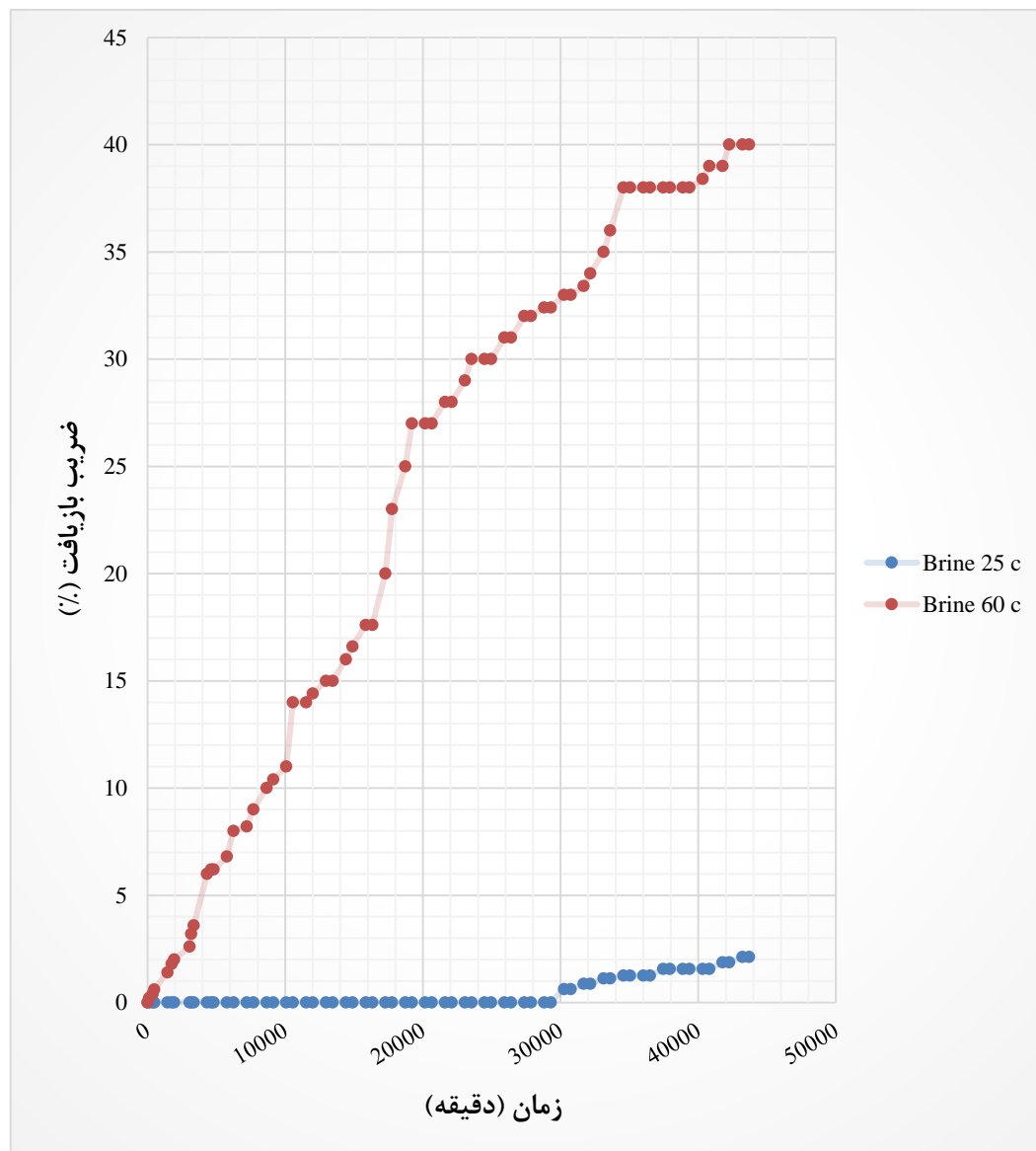
همان طور که مشاهده می شود در این نمودارها ضریب بازیافت پایین به راحتی مشهود است. در واقع با توجه به اشکال می توان نتیجه گیری نمود که تغییر ترشوندگی در دمای پایین به کندی اتفاق می افتد به همین دلیل هم تولید در زمان دیری آغاز می شود و هم آن که میزان ضریب بازیافت نفت نیز عدد کوچکی خواهد

بود. با دراختیار داشتن این نمودار می‌توان آن را به عنوان معیاری برای مقایسه سایر شکل‌ها و در راستای مناسب سازی فرمولاسیون در برابر تغییرات غلظت و تغییرات دما از آن بهره برد.

برای تصحیح عملکرد آشام در دماهای بالاتر و داشتن دید بهتری از آزمایش فوق، این آزمایش در دمای ۶۰ درجه‌ی سانتیگراد تکرار شد که نتایج آن در شکل‌های ۴-۴ و ۴-۵ آورده شده‌اند.



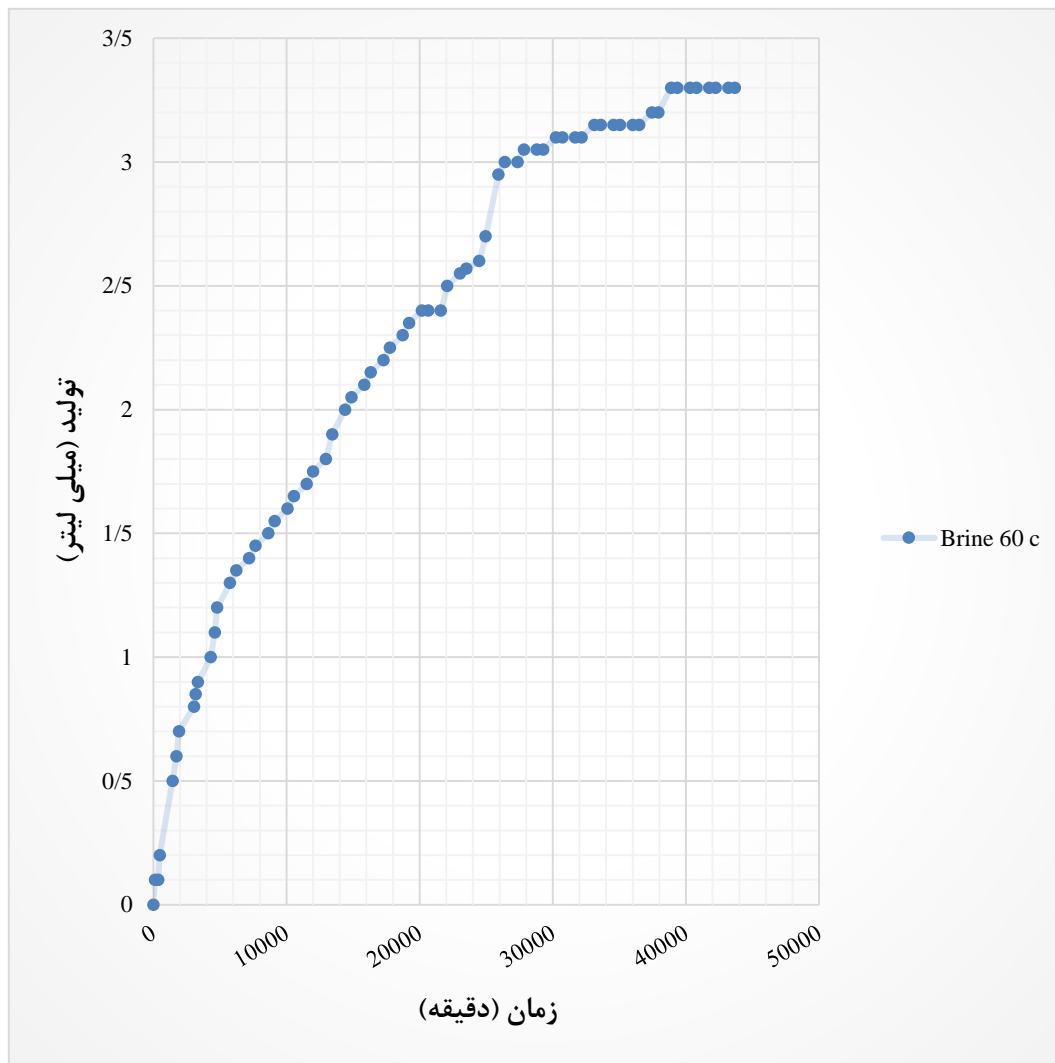
شکل ۴-۴ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با آب سازند



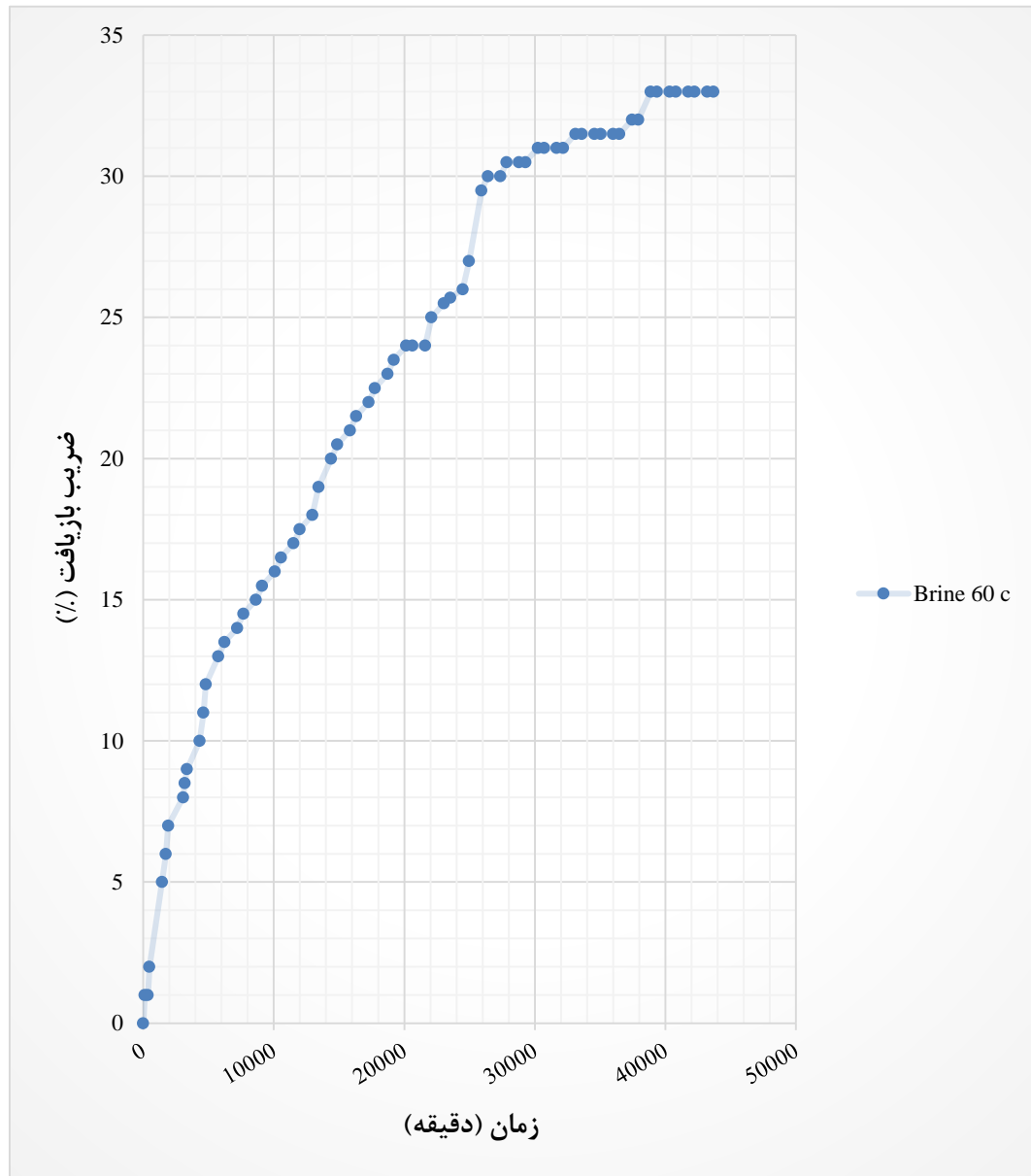
شکل ۴-۵ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند

با بررسی مجدد آزمایش قبل (تولید نفت در حضور آب سازندی)، در دمای بالاتر مشاهده می‌شود که به سبب بالا بودن واکنش‌پذیری نمک‌ها از طریق افزایش ضریب فعالیت آن‌ها در دمای بالا موجب تولید بیشتر نفت می‌شود. در واقع افزایش واکنش‌پذیری سبب تغییر زودتر و بیشتر ترشوندگی می‌گردد. همانطور که در شکل (۴-۵) مشاهده می‌شود در دمای محیط پس از سپری شدن مدت زمان طولانی با سرعت بسیار کم تولید از منافذ بزرگ شروع شده است. اما در دمای مخزن تولید آسان از منافذ درشت با سرعت بالا در نخستین زمان‌ها آغاز گردیده و در ادامه قابلیت تولید بیشتر از منافذ ریزتر می‌باشد تا جایی که در دمای مخزن می‌توان از منافذی تولید نفت داشت که در دمای آزمایشگاه چنین امکانی وجود ندارد.

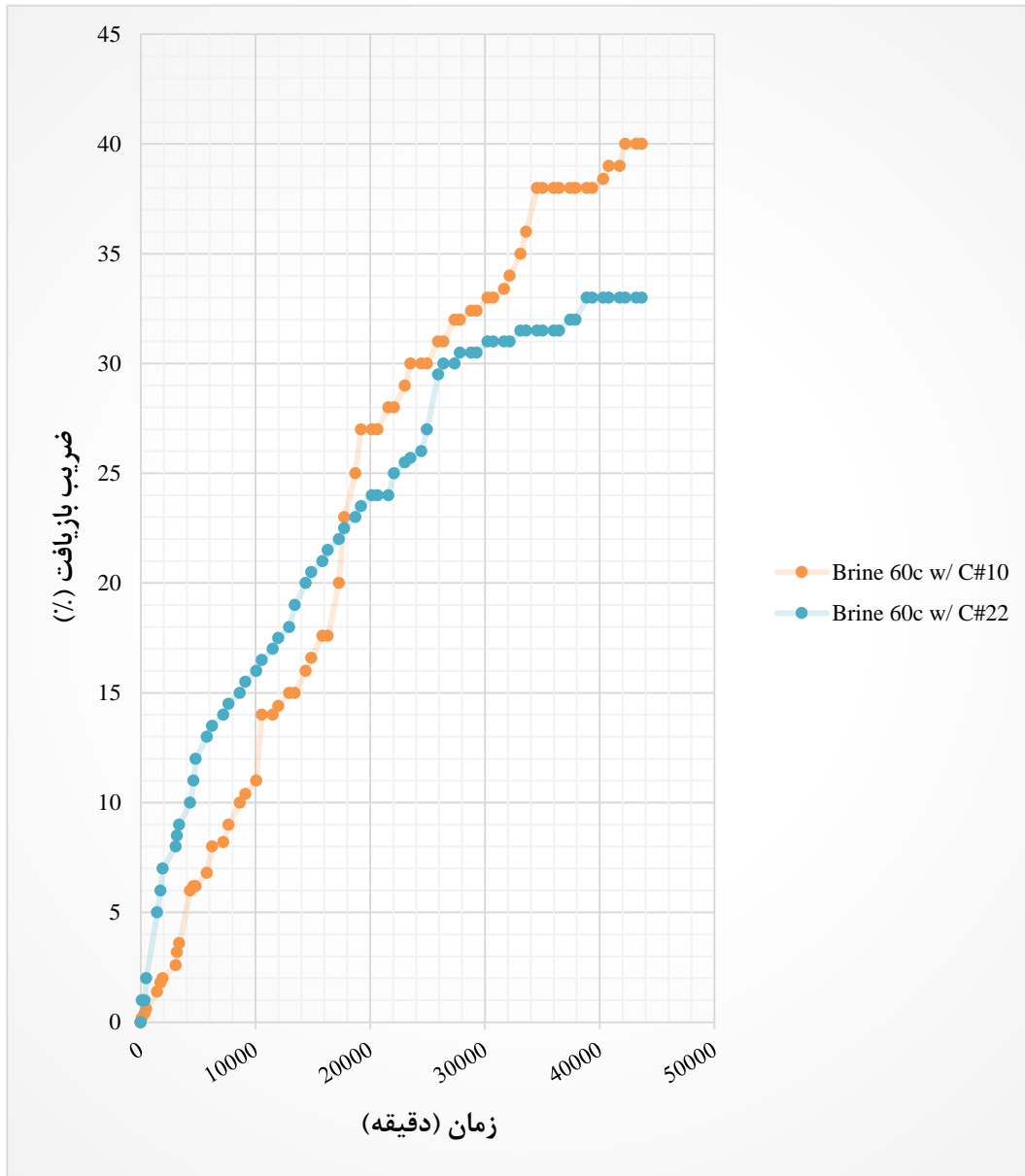
دو مغزه استفاده شده در تست آشام با آب سازند مخزن، مربوط به یکی از میداین جنوبی ایران می‌باشد. اما به دلیل محدودیت در تامین مغزه، از مغزه‌های مربوط به رخنمون باباکوهی فارس استفاده گردید که جنس سنگ و تخلخل آن‌ها همانند ۲ مغزه مربوط به یکی از میداین جنوبی ایران می‌باشد و تنها تفاوت آن‌ها در تراوایی می‌باشد. به همین علت دوباره تست آشام را با محلول جابه‌جا کننده آب سازندی مخزن در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد بر روی مغزه تهیه شده از رخنمون باباکوهی (شکل ۴-۶ و ۴-۷) تکرار کرده و به عنوان معیار برای مقایسه سایر نمودارها استفاده می‌گردد.



شکل ۴-۶ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با آب سازند (رخنمون باباکوهی)



شکل ۴-۷ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند (رخنمون باباکوهی)



شکل ۴-۸ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با آب سازند (رخمون باباکوهی C#22 و یکی از میادین جنوبی ایران C#10)

قابل ذکر می‌باشد در تولید به روش آشام خودبه خودی عامل کنترل کننده نیروی موئینگی می باشد با افزایش نیروی موئینگی میزان تولید افزایش می یابد، در مقایسه تولید نفت در دو مغزه متفاوت که از نظر لیتولوژی هر دو دولومیت خالص و تخلخل هر دو یکسان می باشد و تفاوت آنها در میزان تراوایی می باشد،

(تراوایی رخنمون باباکوهی ۲۴ میلی داری و تراوایی مغزه یکی از میادین جنوبی ایران ۱۰ میلی داری) علت تولید بیشتر مغزه یکی از میادین جنوبی ایران تراوایی پایین آن نسبت به رخنمون بابا کوهی می باشد (شکل ۴-۸). تراوایی بالا نشان دهنده بزرگتر بودن حفرات مغزه می باشد با بزرگتر بودن حفرات میزان فشار موئینگی کاهش می یابد که علت اصلی کاهش تولید رخنمون بابا کوهی نسبت به مغزه یکی از میادین جنوبی ایران می باشد.

۴-۳-۲- مرحله‌ی اول مناسب‌سازی غلظت آلکالین-سورفکتنت

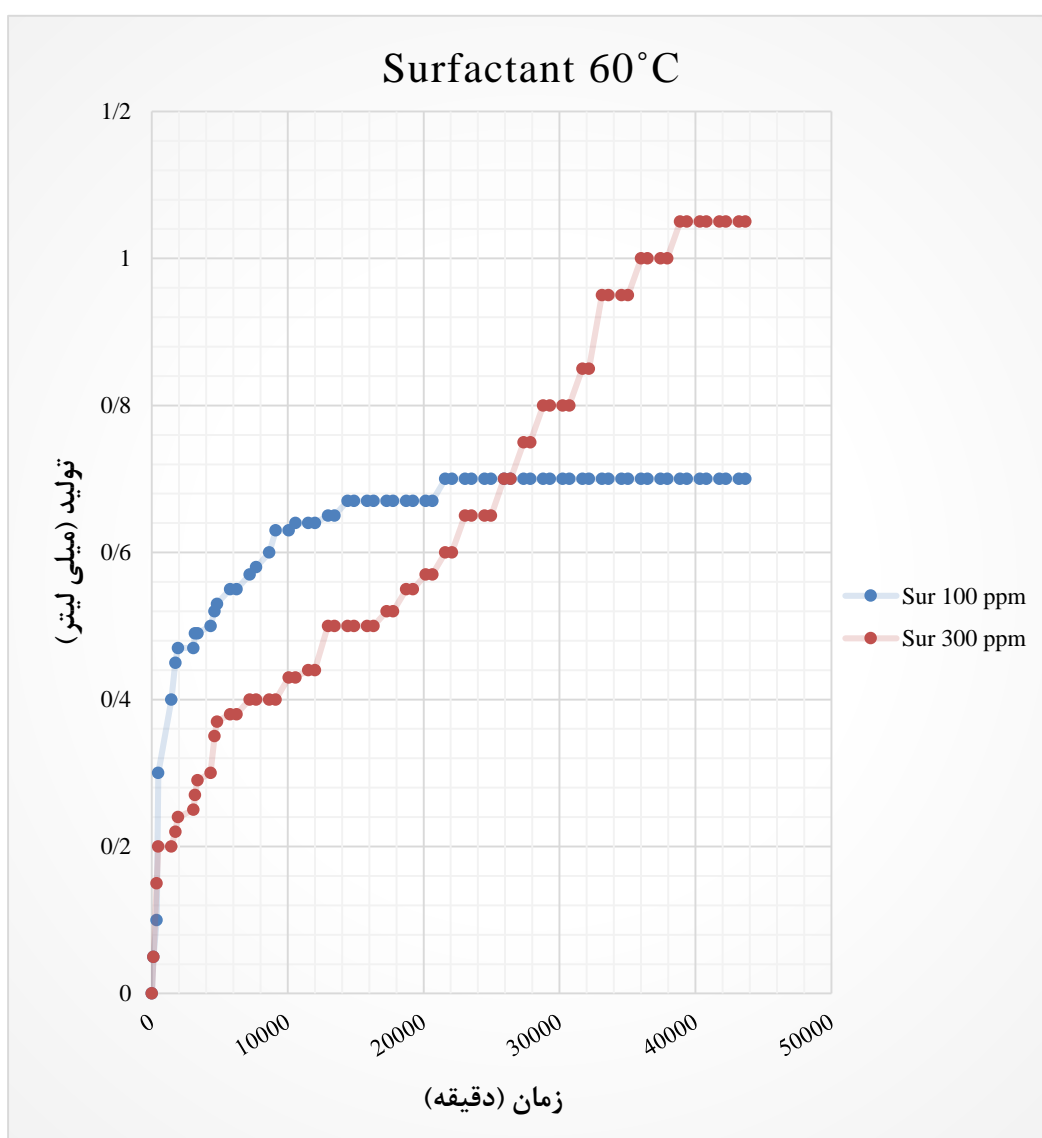
برای نزدیک کردن شرایط آزمایش به شرایط واقعی مخزن ادامه آزمایش‌ها در دمای مخزن مورد نظر یعنی ۶۰ درجه سانتی‌گراد انجام شد. لذا برای رسیدن به این منظور آموت سل را در درون آون قرار داده و تمام مراحل کار مانند آزمایش قبلی صورت می‌گیرد. تنها تفاوت آن‌ها مربوط به مرحله آشام خودبه‌خودی به بعد می‌باشد. در این مرحله آب سازند که دارای شوری ثابتی (جدول ۳-۱) است، فقط با تغییر در میزان ترکیبات و نوع آلکالین و سورفکتنت استفاده شده آزمایش‌ها انجام می‌شود.

أ. بررسی اثر هر یک از ترکیبات سورفکتنت و آلکالین روی بازیافت نفت

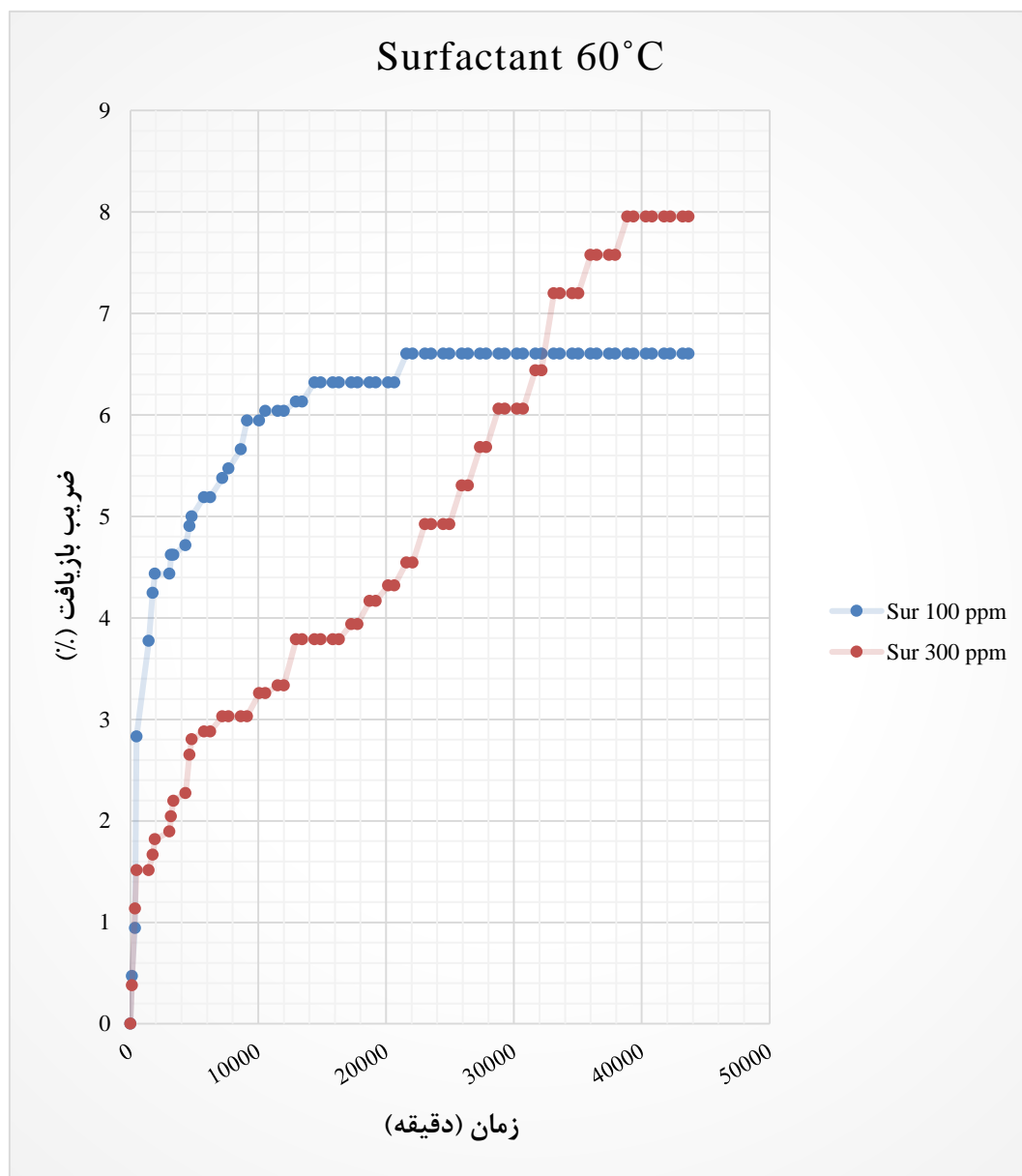
برای بررسی اثر موارد ذکر شده، آن‌ها را با غلظت معینی با آب مخزن ترکیب کرده و میزان قدرت هریک در تغییر ترشوندگی را توسط تست‌های زاویه تماس اندازه‌گیری کرده و سپس فرآیند آشام را انجام می‌دهیم و نتایج را یادداشت و نمودار آن‌ها را رسم می‌کنیم. در جدول ۴-۵ غلظت و تغییر ترشوندگی آن‌ها ذکر شده است. همچنین نمودارهای تولید نفت و ضریب بازیافت نفت با استفاده از غلظت‌های مختلف سورفکتنت‌ها در شکل‌های ۴-۹ و ۴-۱۰ آمده است.

جدول ۴-۵ غلظت و مقدار تغییر ترشوندگی سورفکتنت و آلکالین استفاده شده در آزمایش

آلکالین		سورفکتنت (کاتیونی)			نوع ماده
NAHCO ₃		CTAB با خلوص ۹۹٪			نام ماده
۳۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰	۳۰۰	۵۰۰	غلظت (ppm)
۱۲۸	۱۳۰	۱۲۰	۱۴۰	۱۳۵	زاویه‌ی تماس اولیه
۵۸	۵۳	۳۴	۳۲	۳۰	زاویه‌ی تماس نهایی



شکل ۴-۹ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای ۶۰ °C با استفاده از سورفکتنت‌ها



شکل ۴-۱۰ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با استفاده از سورفکتنت‌ها

همانطور که از نتایج ثبت شده (شکل ۴-۱۰) مشخص می‌باشد، بیشترین تولید در غلظت‌های مختلف سورفکتنت در بازه زمانی ۲ روز اول با سرعت بالا می‌باشد که علت آن کاهش سریع کشش بین‌سطحی می‌باشد. سرعت بالای تولید در بازه زمانی کم می‌تواند نقطه قوتی برای AS مناسب باشد. بر اساس مشاهدات

در حین تولید سورفکتنت‌ها، پس از تولید اولیه که با سرعت بالا صورت گرفت، کم کم شاهد کاهش و توقف تولید بوده و بر روی مغزه‌ها آثار نقطه نقطه‌ای شدن مشاهده گردید. مشاهدات به صورت عکس در شکل زیر آورده شده است.



شکل ۴-۱۱ مغزه درون سل حاوی سورفکتنت ۱۰۰ ppm

در پی بررسی علت توقف تولید در هر دو محلول سورفکتنت، فرضیاتی بیان گردید که به صورت جداگانه هر کدام از فرضیات بررسی و نتایج نهایی ثبت گردید.

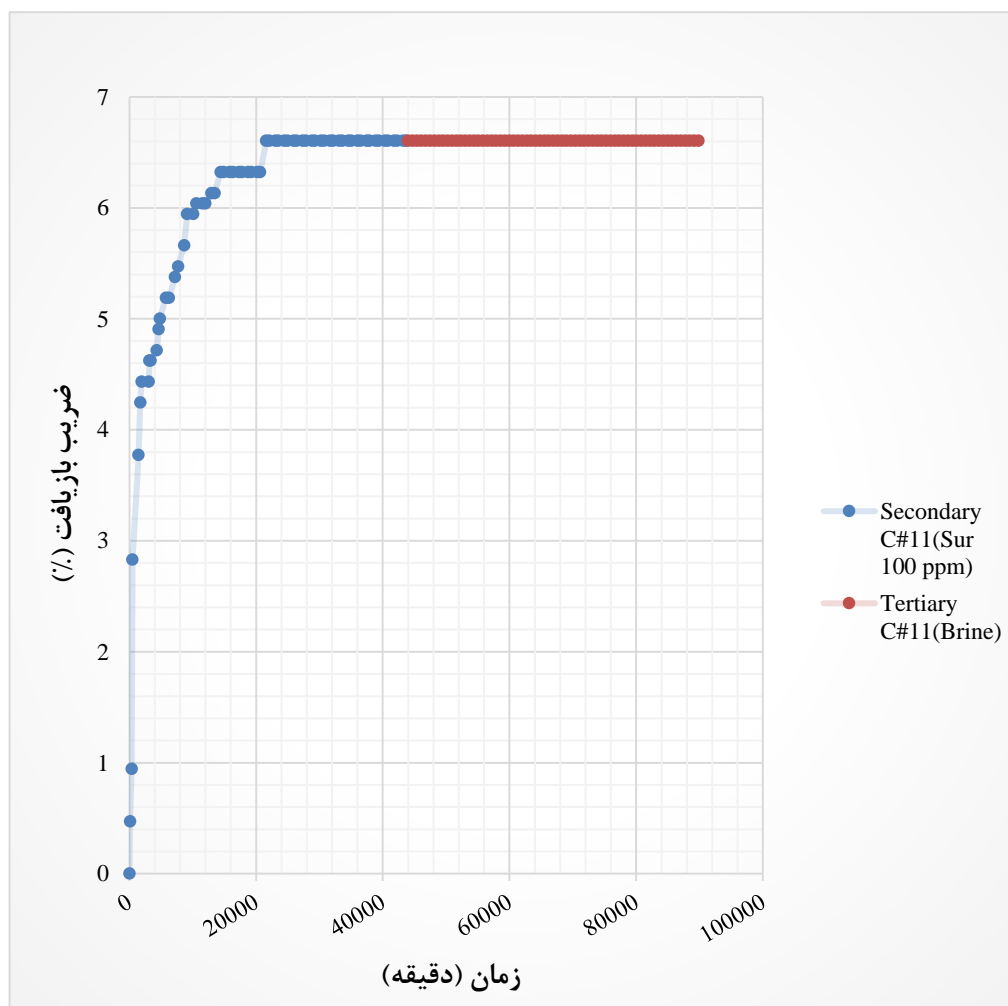
فرضیات:

۱. مصرف سریع سورفکتنت و از بین رفتن آن
۲. سرعت بالای تولید و ایجاد پدیده قطع تولید^۱
۳. ناپایدار شدن آسفالتین و رسوب آن و مسدود کردن حفرات

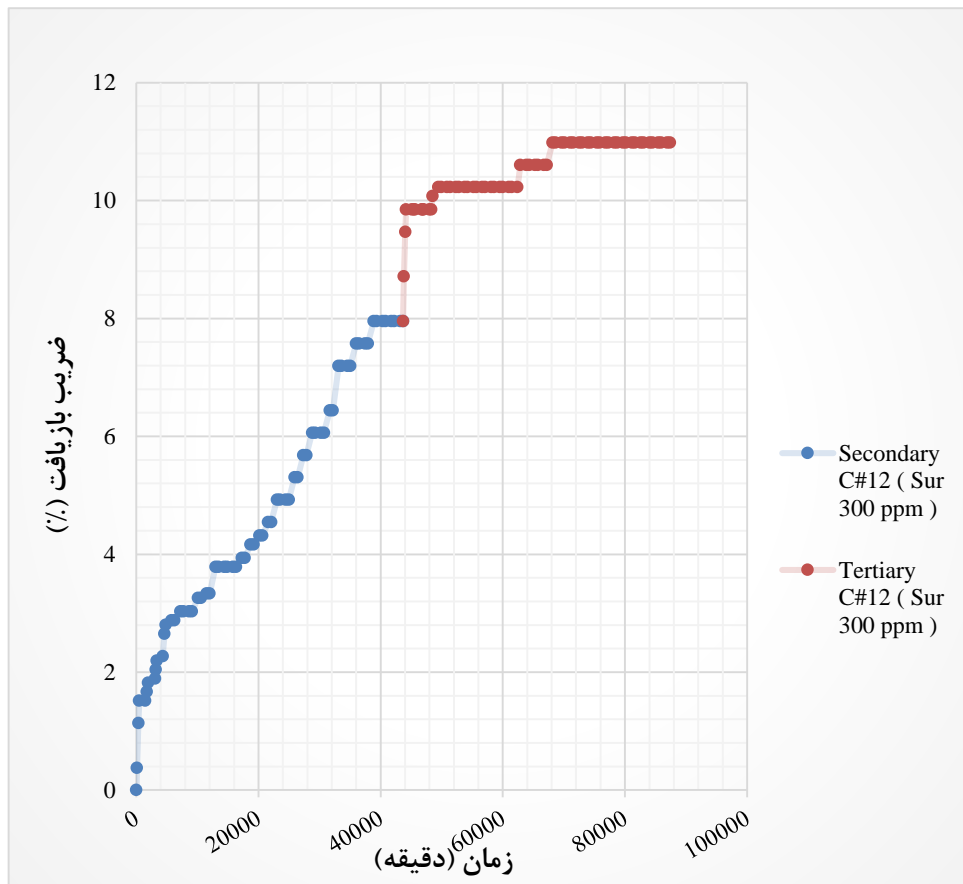
در بررسی هر سه فرضیه آزمایشاتی طراحی گردید که به شرح در زیر آورده شده است:

^۱ Snapoff

فرضیه شماره ۱: در پی بررسی این فرضیه، آزمایش بررسی تولید ثالثیه برای هر کدام از مغزه ها طراحی گردید که اگر علت توقف تولید، مصرف سورفکتنت و کمبود آن باشد در تولید ثالثیه باید این عدم تولید جبران گردد، در این راستا مغزه شماره C#11 که درون محلول سورفکتنت با غلظت ۱۰۰ ppm و مغزه شماره C#12 که درون محلول سورفکتنت ۳۰۰ ppm قرار داشتند را پس از بررسی ۳۰ روزه تولید از سل آشام بیرون آورده و مغزه شماره C#11 را درون محلول آب سازند و مغزه شماره C#12 را دوباره در همان محلول خود یعنی سورفکتنت ۳۰۰ ppm قرار داده شد و تولید آشام آنها به مدت ۳۰ روز بررسی و نتایج ثبت گردید. در شکل های ۴-۱۲ و ۴-۱۳ مقایسه ای از ضرایب بازیافت تولید ثانویه و ثالثیه نفت از مغزه های شماره ۱۱ و ۱۲ آمده است.



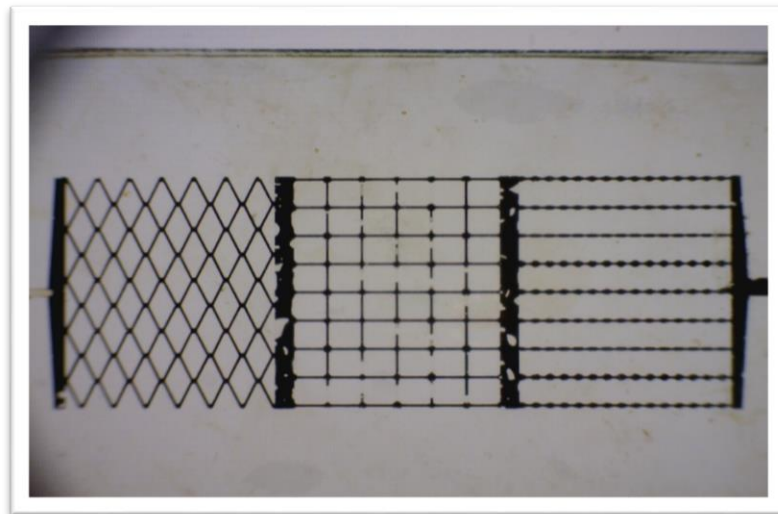
شکل ۴-۱۲ مقایسه نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه و ثالثیه نفت، مغزه C#11 در آموت سل در دمای ۶۰°C



شکل ۴-۱۳ مقایسه نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه و ثالثیه نفت، مغزه C#12 در آموت سل در دمای 60°C

از نتایج ثبت شده در رابطه با فرضیه اول، تست ثالثیه تولید با آب سازندی (شکل ۴-۱۲) نشان می‌دهد برخلاف اینکه در تست تولید ثانویه با آب سازندی بازیافت ۳۳ درصدی داشت در تولید ثالثیه تولیدی نداشت که نشان دهنده این می‌باشد که تولید با سورفکتنت مشکلی به وجود آورده که آب سازندی قادر به تولید ثالثیه نمی‌باشد. در تست دوم مربوط به فرضیه اول، تولید دوباره نفت توسط سورفکتنت ۳۰۰ ppm هر چند میزان بازیافت پایین می‌باشد (شکل ۴-۱۳) اما نشان دهنده این می‌باشد که یکی از عوامل توقف تولید می‌تواند مصرف سورفکتنت و کمبود آن باشد، پس فرضیه اول صحیح می‌باشد. دو فرضیه بعدی را نیز مورد بررسی قرار خواهند گرفت تا عوامل بازدارنده مشخص گردد.

فرضیه شماره ۲: برای بررسی فرضیه اینکه آیا به دلیل سرعت بالای تولید در روزهای ابتدایی، پدیده قطع تولید رخ داده است یا خیر و باعث به دام افتادن نفت تولیدی درون سنگ گردیده، آزمایش میکرومدلی (شکل ۴-۱۴) طراحی گردید و مکانیزم های اتفاق افتاده در حین تولید بررسی و نتایج ثبت گردید.



شکل ۴-۱۴ مربوط به الگوی میکرومدل

در تست میکرومدل طراحی شده اثر آب همزاد اعمال و اتفاقاتی که در حین تولید نفت توسط محلول سورفکتنت با غلظت ۱۰۰ ppm در میکرومدل می افتاد توسط دوربین ثبت گردید، تصاویر آورده شده در شکل ۴-۱۵ مربوط به یک الگو می باشد اما نتایج در هر سه الگو (سایر الگوها در پیوست الف آورده شده است) مشابه بود و اثری از پدیده Snapoff نبود.



شکل ۴-۱۵ تولید نفت در میکرومدل توسط سورفکتنت

فرضیه شماره ۳: پس از رد فرضیه قبل و با توجه به مشاهده آثار پلاگ شدگی بر روی مغزه، فرضیه سوم یعنی ناپایدار شدن آسفالتین و رسوب آن قوت گرفت برای اثبات این موضوع دو آزمایش طراحی گردید :

۱- انجام تست آشام با نفت سنتزی که فاقد آسفالتین می باشد.

۲- انجام تست آشام با نفت رقیق شده که آسفالتین آن پایدار شده است.

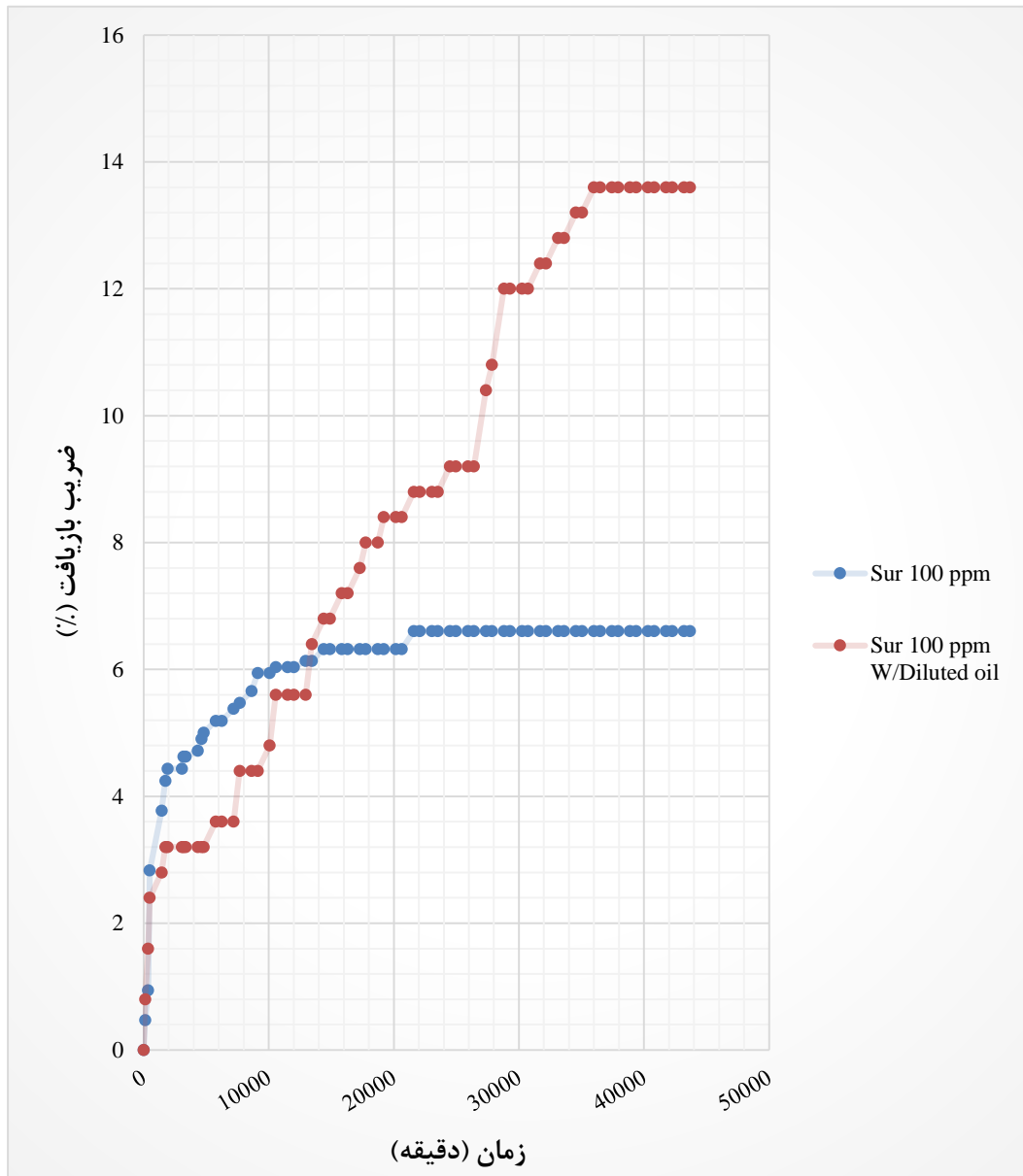
نفت استفاده شده در اشباع مغزه و کهنگی، مربوط به یکی از میادین نفتی کشور می باشد که درصد آسفالتین آن در جدول زیر آورده شده است. البته در اینجا تنها از یکی از این نمونه نفتها برای انجام آزمایشها استفاده شد.

جدول ۴-۶ درصد وزنی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نمونه‌های نفت خام

مخزن	درصد ترکیبات آسفالتینی
ایلام	۱۲/۱۸
سروک لایه ۴	۷/۴۴
سروک لایه ۶	۶/۶
سروک لایه ۶	۱۰/۴۶

همانطور که در جدول ۴-۶ مشاهده می‌گردد درصد آسفالتین نفت استفاده شده بالا می‌باشد. در تست اول جهت اثبات حضور آسفالتین ناپایدار و رسوب آن، آزمایشی بدین صورت طراحی گردید که مغزه آماده شده از قبل توسط نرمال هپتان که فاقد آسفالتین می‌باشد اشباع گردید و تست ۳۰ روزه آشام آن بررسی گردید و متأسفانه به دلیل فرار بودن و بخار شدن نرمال هپتان تست ناموفق بود.

پس از ناموفق بودن تست اول فرضیه ۳، در انجام تست دوم برای اثبات فرضیه رسوب آسفالتین، نفت توسط تولوئن که باعث پایداری و مانع رسوب آسفالتین می‌گردد بترتیب به نسبت ۸۰ به ۲۰ رقیق سازی گردید سپس یکی از مغزه‌هایی که از قبل با نفت اصلی اشباع گردیده و مدت زمان ۴۰ روزه کهنگی آن به پایان رسیده دوباره توسط نفت پایدار شده اشباع و نفت جدید جایگزین نفت قدیم گردید. مغزه ذکر شده جهت بررسی میزان تولید درون سل آشام حاوی سورفکتنت ppm ۱۰۰ در دمای ۶۰°C قرار داده شد و آشام خودبخودی آن به مدت ۳۰ روز بررسی و نتایج ثبت گردید (شکل ۴-۱۶).



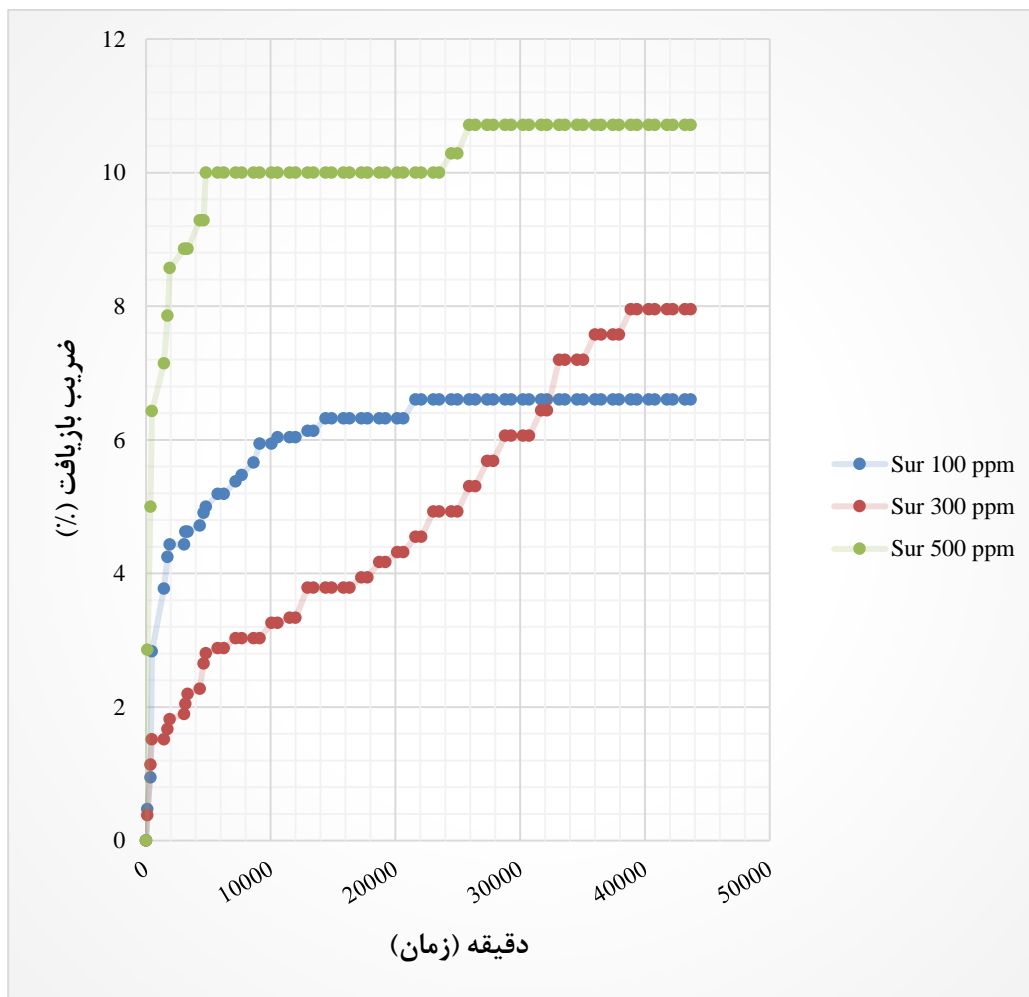
شکل ۴-۱۶ نمودار ضریب بازیافت نفت اصلی و رقیق شده در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از سورفکتنت

در بررسی نتایج (شکل ۴-۱۶) با پایدار کردن آسفالتین افزایش ۲ برابری بازیابی بدست آمده است که تاثیر حضور آسفالتین و ناپایدار بودن آن کاملاً مشهود می باشد.

از انجام تمامی آزمایشات در راستای علت توقف تولید توسط سورفکتنت، می توان به این نتیجه رسید که به دلیل وجود درصد بالای آسفالتین در نفت، پس از استفاده از سورفکتنت و تولید با سرعت بالا در ۲ روز

ابتدایی با افزایش تشکیل امولسیون نفت در آب، سطح تماس آب و نفت افزایش می یابد، در نتیجه امکان تماس سورفکتنت و آسفالتین افزایش یافته هم سبب مصرف سریع و کمبود سورفکتنت می شود و هم آسفالتین موجود در نفت ناپایدار گردیده و رسوب می کند و سبب مسدود شدن حفرات و کاهش تراوایی می گردد. پس علت توقف تولید هم مصرف سورفکتنت و هم رسوب آسفالتین می باشد، البته این پایان راه نیست راه کار مناسب جهت برطرف نمودن این مشکل در نفت های اسیدی، استفاده از آلکالین در کنار سورفکتنت می باشد. واکنش شیمیایی میان آلکالین و اجزای اسیدی در نفت خام می تواند هم مانع ناپایداری آسفالتین و هم سبب تولید سورفکتنت هایی در محل شود. سپس نفت خام به وسیله ی ترکیب متحرک می شود و این ترکیب منجر به حذف نفت از فضای متخلخل می شود.

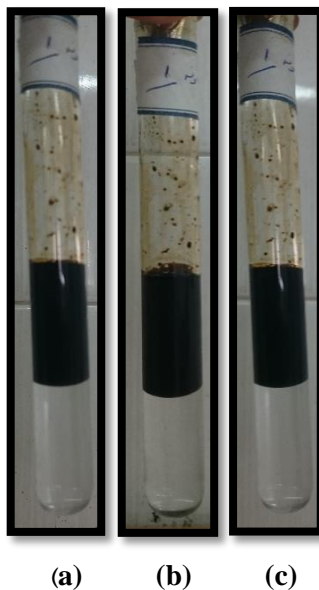
پس از بررسی علل توقف تولید توسط سورفکتنت با دو غلظت متفاوت که یکی از دلایل، مصرف سورفکتنت و کمبود آن بوده است، جهت یافتن غلظت مناسب سورفکتنت، تست آشام سورفکتنت را با غلظت بالاتر، ۵۰۰ ppm نیز در دمای °C ۶۰ به مدت ۳۰ روز بررسی و نتایج ثبت گردید. در شکل ۴-۱۷ مقایسه ای از ضریب بازیافت نفت با استفاده از سورفکتنت ها با سه غلظت متفاوت آمده است.



شکل ۴-۱۷ مقایسه نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از سورفکتنت‌ها

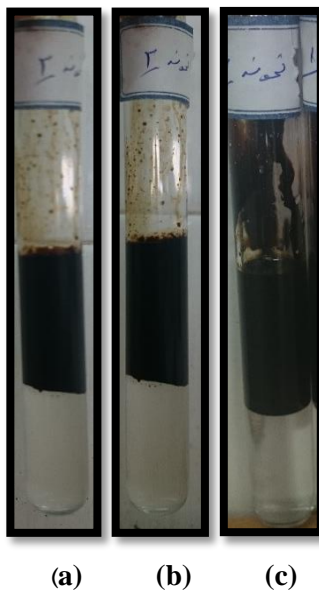
با توجه به نتایج ثبت شده (شکل ۴-۱۷) سورفکتنت با غلظت ۵۰۰ ppm عملکرد بهتری نسبت به دو غلظت دیگر از خود نشان داده است با این وجود برای بررسی استفاده مناسب از مواد کاهش دهنده کشش سطحی، تست‌های پایداری امولسیون نیز انجام و نتایج ثبت گردید. این آزمایشات مشخص می کند که کدام محلول در کدام غلظت می‌تواند مناسب باشند بنابراین غلظت مناسب بدست خواهد آمد. از طرفی در آزمایشات آشام، باید امولسیون تشکیل شده از بین برود تا نفت خالص تولید شود. بنابراین پایداری امولسیون نیز از اهمیت ویژه ای برخوردار است. برای آزمایش انتخاب شده ۱۰ سی سی از هر کدام از غلظت های سورفکتنت و ۱۰ سی سی از نفت خام در یک پیپت ریخته شد و برای جلوگیری از تبخیر، سر آن را با

فویل پیچیده و چسب زده شد. هر کدام از پیپت ها در دمای 60°C در آون گذاشته شدند و به مدت ۲۰ روز تشکیل امولسیون و پایداری آن بررسی و نتایج به صورت عکس ثبت گردید (شکل های ۱۸-۴ و ۱۹-۴).



شکل ۱۸-۴ تست پایداری امولسیون، سورفکتنت ۱۰۰ ppm

(a-بعد از ۷ روز، b-بعد از ۱۵ روز، c- بعد از ۲۰ روز)

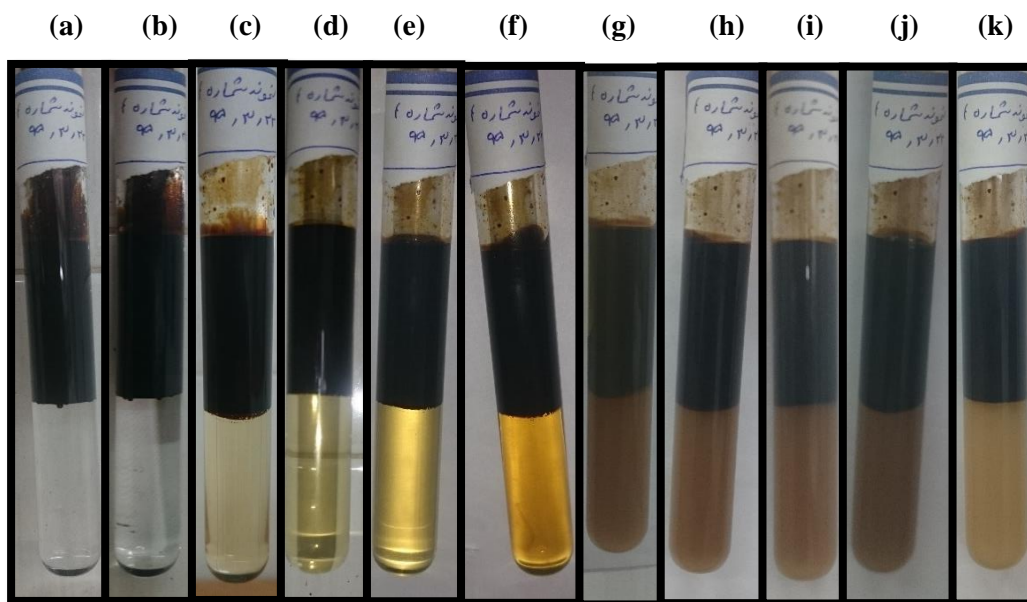


شکل ۱۹-۴ تست پایداری امولسیون، سورفکتنت ۳۰۰ ppm

(a-بعد از ۷ روز، b-بعد از ۱۵ روز، c- بعد از ۲۰ روز)

در بررسی رفتار فازی و پایداری امولسیون در تست لوله شماره ۱ (سورفکتنت ppm ۱۰۰) و تست لوله شماره ۲ (سورفکتنت ppm ۳۰۰)، امولسیون در مدت زمان ۲۰ روز تشکیل نگردید و فاز نفت و محلول سورفکتنت به صورت دو فاز جدا از هم قرار گرفتند.

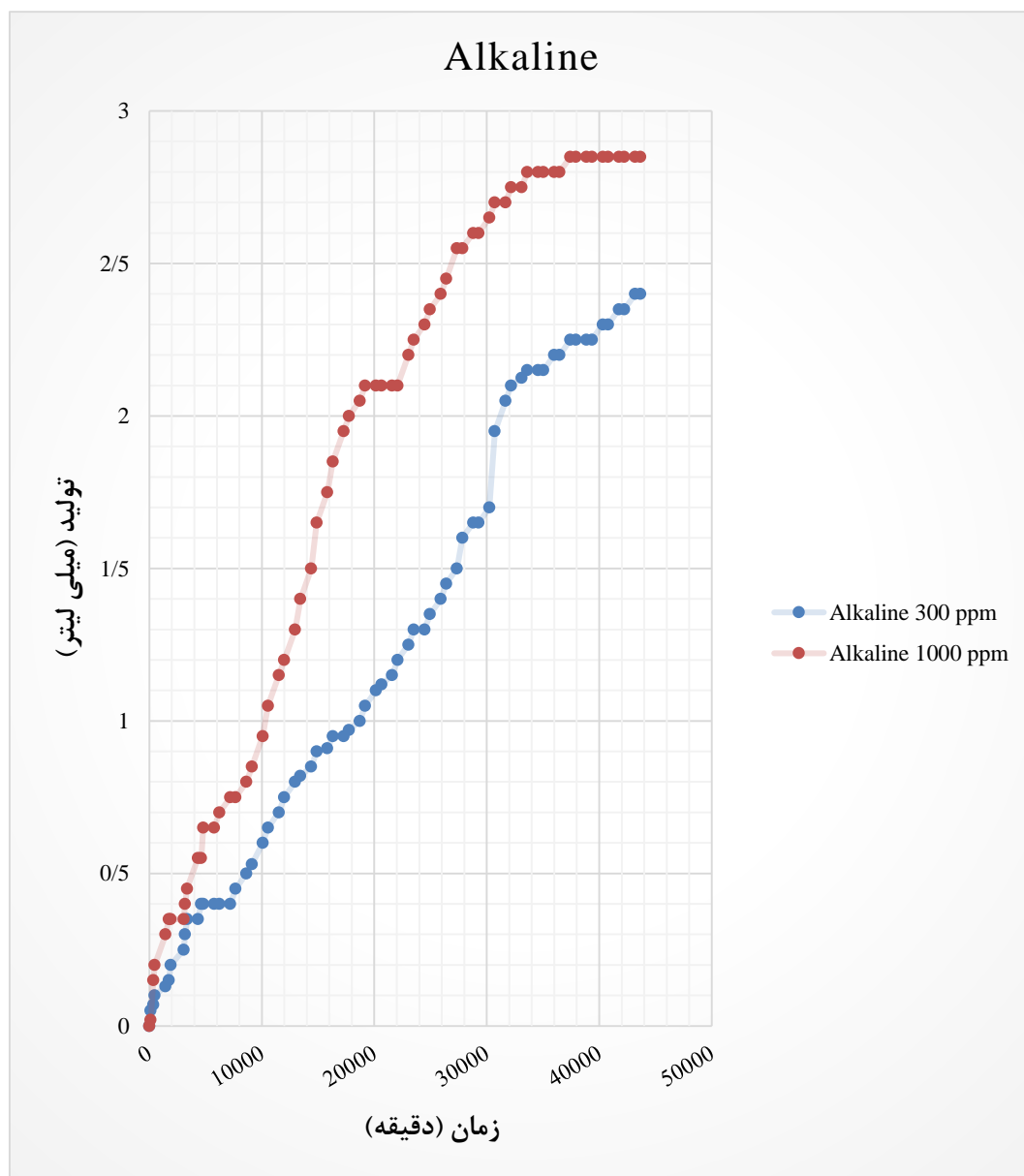
در بررسی رفتار فازی نفت و محلول سورفکتنت ppm ۵۰۰ (شکل ۴-۲۰) در مجاورت یکدیگر، از روز سوم تشکیل امولسیون آغاز و در روز دهم به ماکزیمم غلظت خود رسید و از روز یازدهم شروع به روشن شدن رنگ امولسیون گردید و تا روز بیستم دو فاز کاملاً از یکدیگر جدا گردیدند و این نشان دهنده از بین رفتن امولسیون و تولید خالص نفت می باشد که در تولید به روش آشام حائز اهمیت می باشد. در تست رفتار فازی سه غلظت سورفکتنت، فقط در غلظت ppm ۵۰۰ امولسیون تشکیل شد و پایدار هم نبود که نتیجه بسیار خوب جهت انتخاب این غلظت به عنوان غلظت مناسب می باشد.



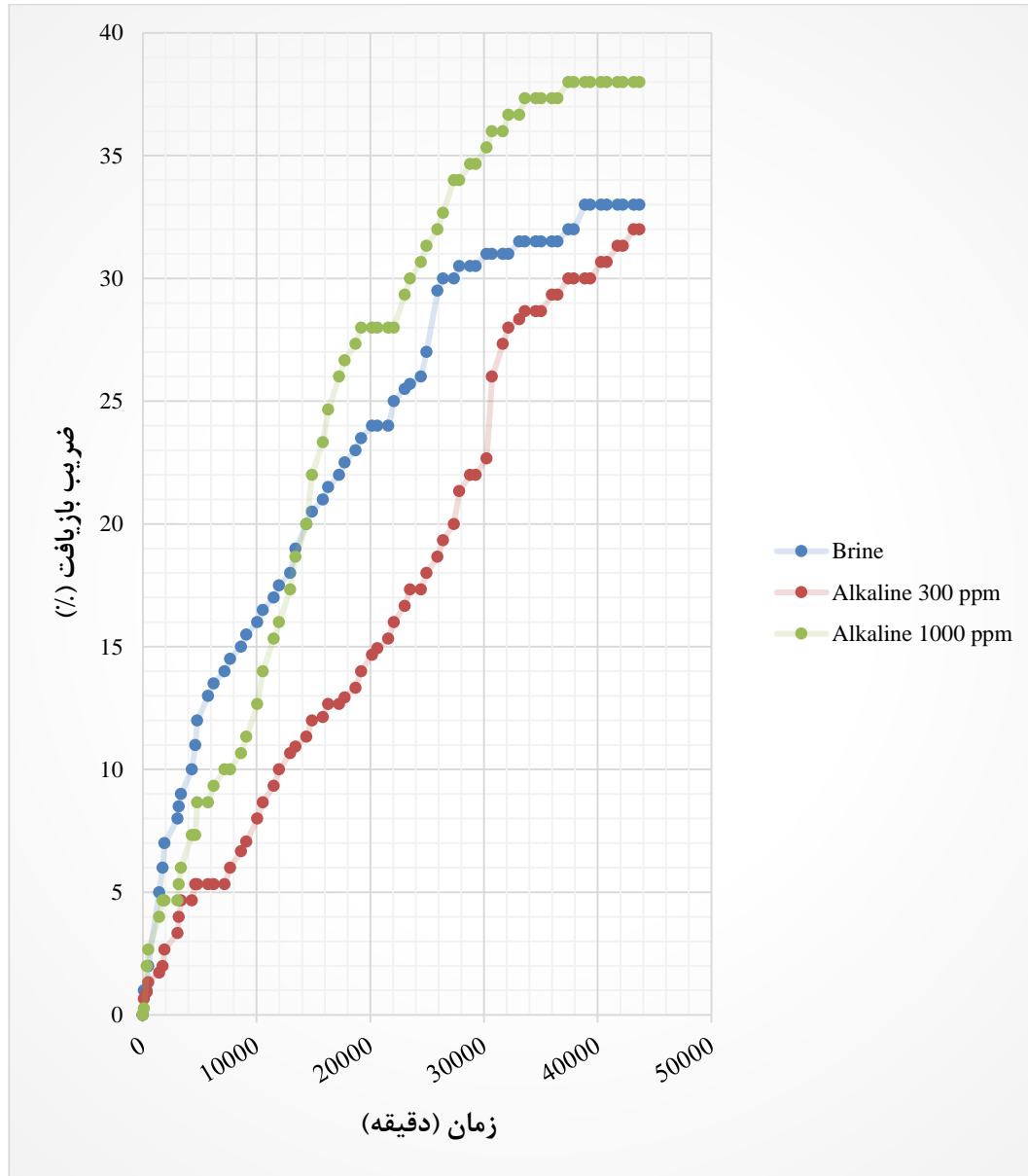
شکل ۴-۲۰ تست پایداری امولسیون، سورفکتنت ppm ۵۰۰ (از روز اول (a) تا روز یازدهم (k))

آلکالین‌ها با اجزای اسیدی نفت و آسفالتین واکنش می دهند و سبب تولید سورفکتنت درجا می شوند، سورفکتنت درجا تولید شده باعث کاهش کشش سطحی و نیز عامل تغییر ترشوندگی می باشد. شکل های

۲۱-۴ و ۲۲-۴ به ترتیب نمودارهای تولید و ضریب بازیافت نفت را با استفاده از آلکالین در دو غلظت نشان می‌دهند.



شکل ۲۱-۴ نمودار میزان تولید نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از آلکالین‌ها



شکل ۴-۲۲ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از آلکالین‌ها

همانطور که در شکل ۴-۲۴ مشاهده می‌شود، در نتیجه استفاده از دو غلظت ۳۰۰ ppm و ۱۰۰۰ ppm از آلکالین‌ها، در ابتدای کار نمودار بازیابی هر دو غلظت زیر نمودار آب سازندی و میزان تولید هر دو غلظت کمتر از آب سازندی می باشد که علت آن کاهش سریع کشش سطحی (IFT) و در نتیجه کاهش نیروی

موئین می‌باشد که در نتیجه سبب کاهش تولید نسبت به آب سازندی می‌گردد، اما در مدت زمان کمی در غلظت ۱۰۰۰ ppm نمودار از نمودار آب سازندی عبور کرده و میزان تولید نسبت به آب سازندی افزایش پیدا کرده است ولی هم چنان میزان بازیابی، تولید غلظت ۳۰۰ ppm کمتر از آب سازندی می‌باشد و کم کم در نقاط پایانی به آب سازندی می‌رسد و اگر مدت زمان بررسی تولید، ادامه داده می‌شد از آب سازندی عبور می‌کرد، این رفتار به این دلیل می‌باشد که غلظت آکالین ۱۰۰۰ ppm بیشتر از ۳۰۰ ppm می‌باشد در نتیجه قدرت و سرعت تغییر ترشوندگی از نفت دوستی به آب دوستی افزایش یافته و سبب رشد سریع تولید غلظت ۱۰۰۰ ppm نسبت به ۳۰۰ ppm می‌گردد. اما غلظت ۱۰۰۰ ppm، بازیافت و سرعت تولید بیشتری دارد. غلظت ۱۰۰۰ ppm عملکرد بهتری داشته و غلظت مناسب آکالین محسوب می‌گردد.

با توجه به نتایج بدست آمده و مشخص گردیدن غلظت‌های مناسب سورفکتنت و آکالین، اثر ترکیبی آکالین-سورفکتنت و بررسی اثر ترکیبی آنها در دمای متفاوت و در حضور نانو ذرات در فصل بعد بررسی خواهد گردید.

فصل پنجم

ارائه نتایج حاصل از تاثیر ترکیبی آلكالين-سورفكتنت و نانو

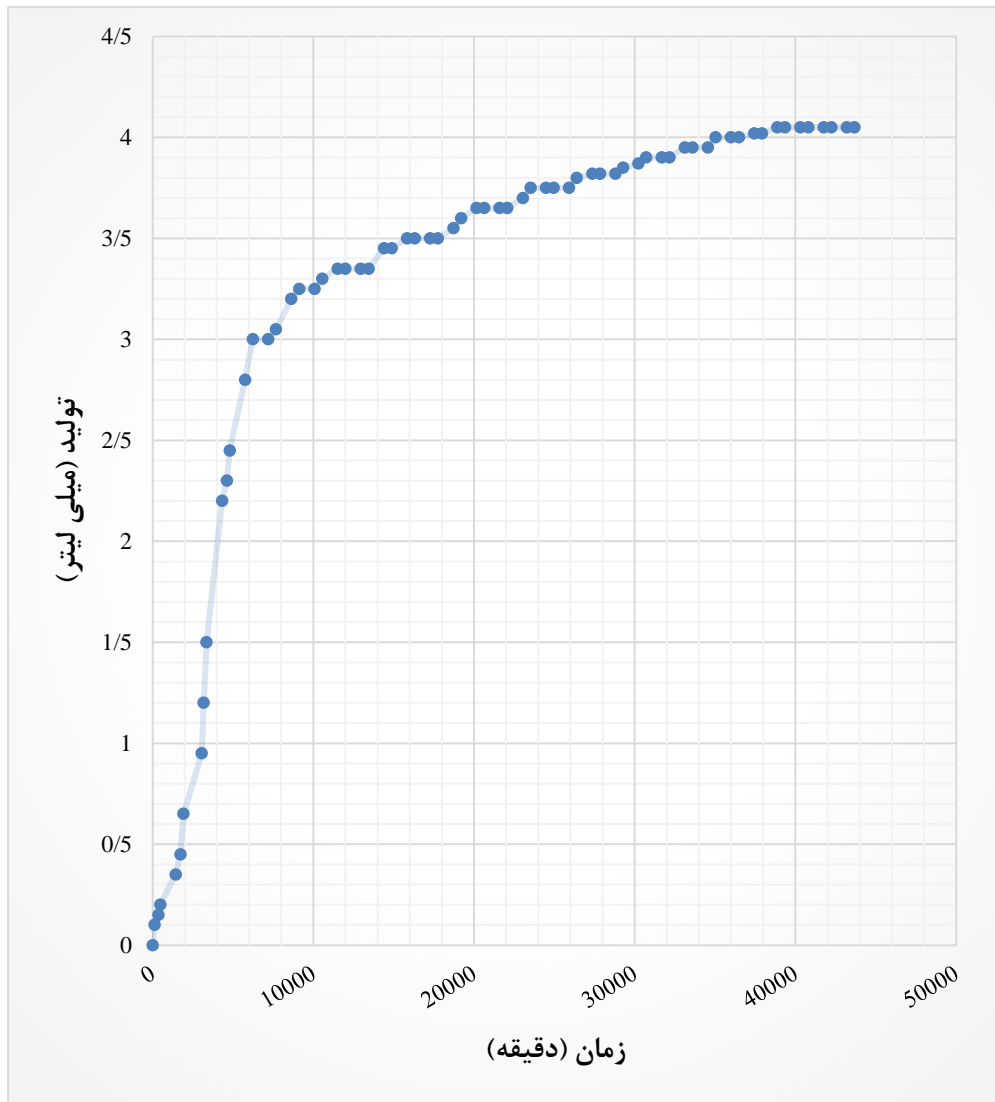
ذرات و تحليل آنها

۵-۱- مقدمه

پس از انتخاب اجزای تشکیل دهنده آب سازند و تعیین غلظت مناسب آلکالین و سورفکتنت در فصل پیش، در این فصل اثرات ترکیبی سورفکتنت-آلکالین و فرمولاسیون مناسب AS و عوامل موثر بر آن از قبیل دمای مخزن و تاثیر حضور نانو ذرات در افزایش تولید نفت و بازیابی آن بررسی خواهد گردید.

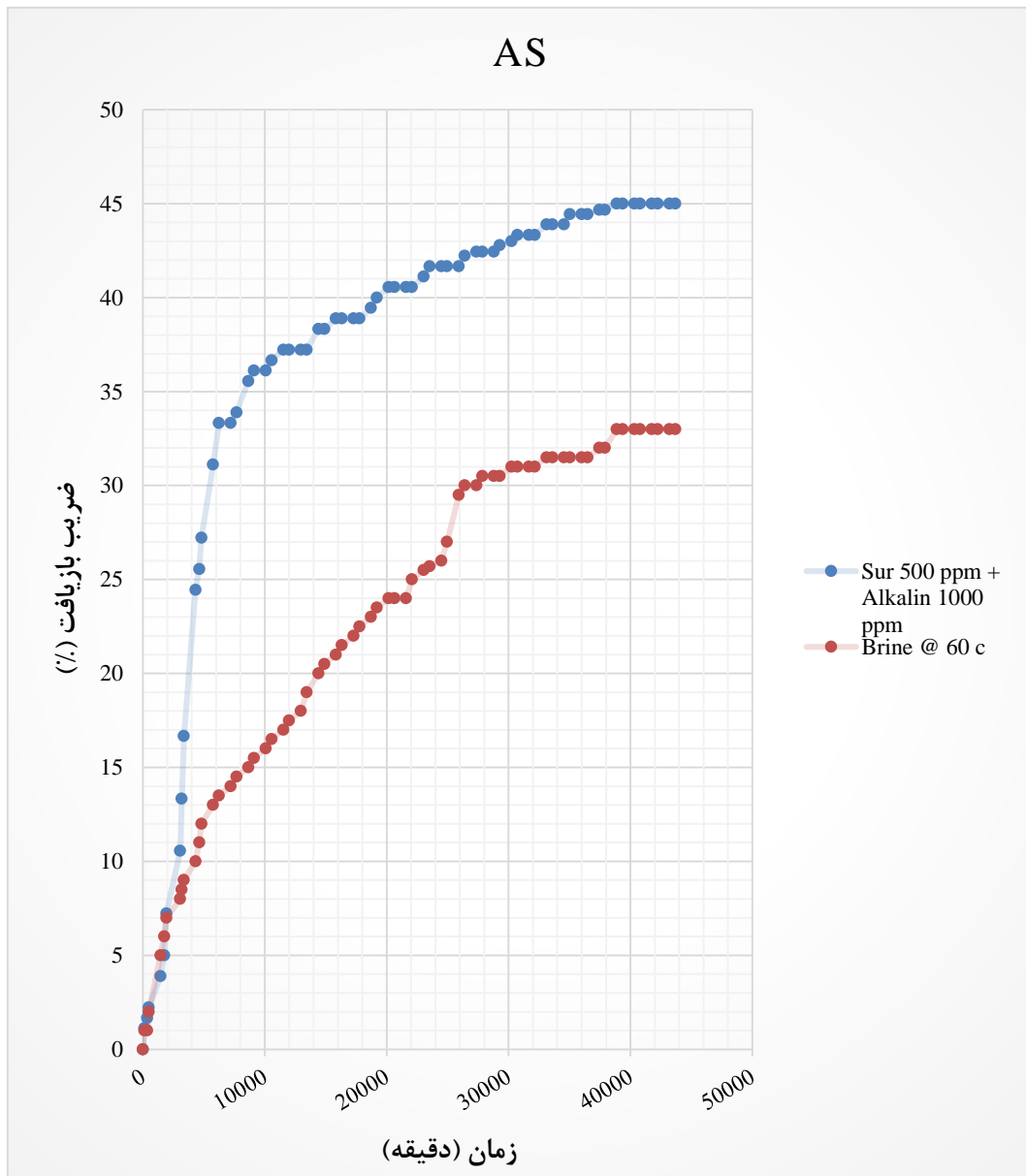
۵-۲- بررسی اثر ترکیب فرمولاسیون AS روی بازیافت نفت

برای بررسی اثر موارد ذکر شده، آنها را با غلظت مناسب ترکیب کرده (سورفکتنت ppm ۵۰۰ و آلکالین ppm ۱۰۰۰) و AS بدست آمده را با آب سازند ذکر شده ترکیب نموده و سپس تولید ثانویه و ثالثیه به وسیله محلول مناسب AS را در فرآیند آشام، بررسی و نتایج را یادداشت و نمودارهای آن در شکل‌های ۵-۱ تا ۵-۴ رسم شده‌اند.

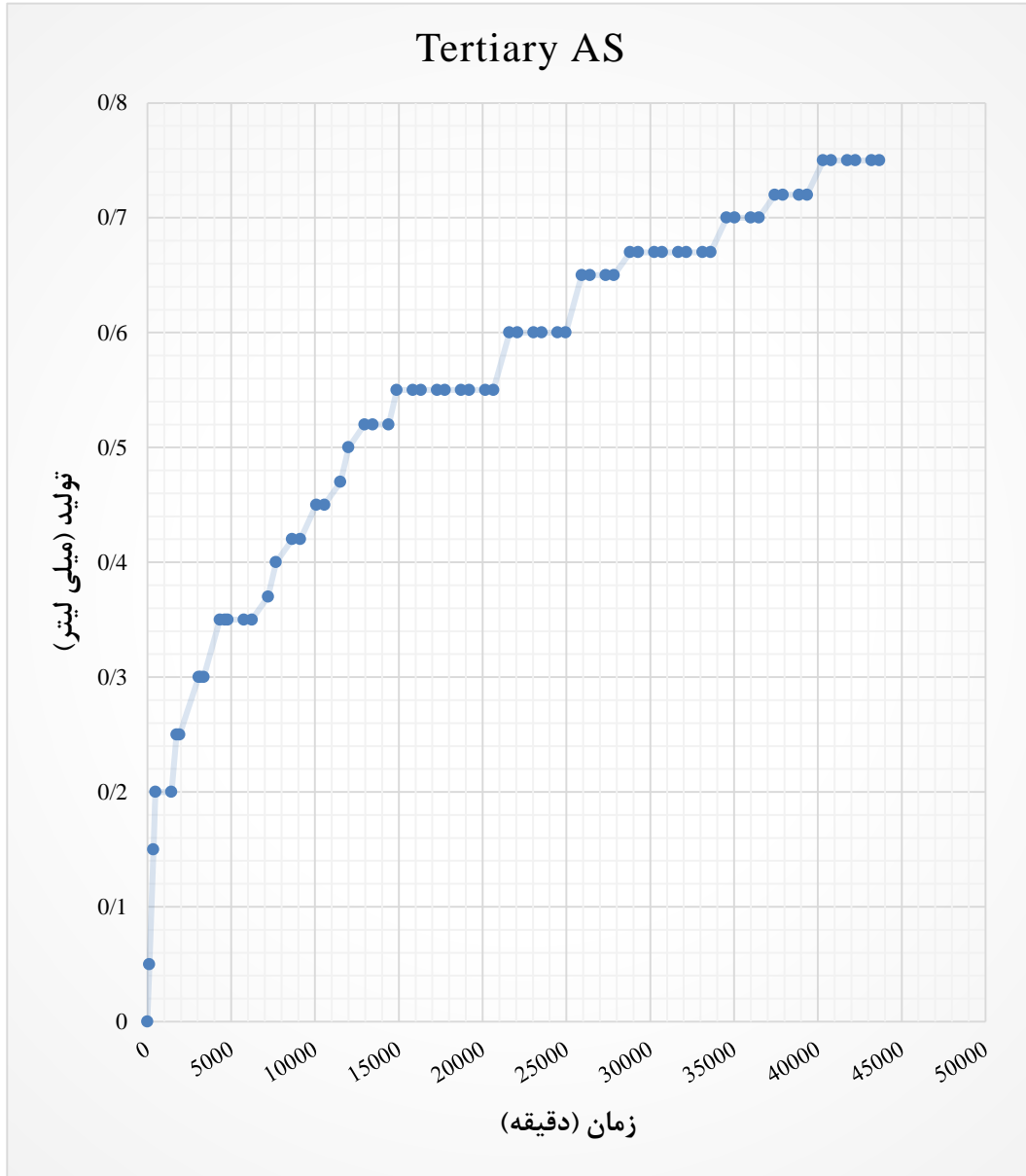


شکل ۵-۱ نمودار تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از ترکیب

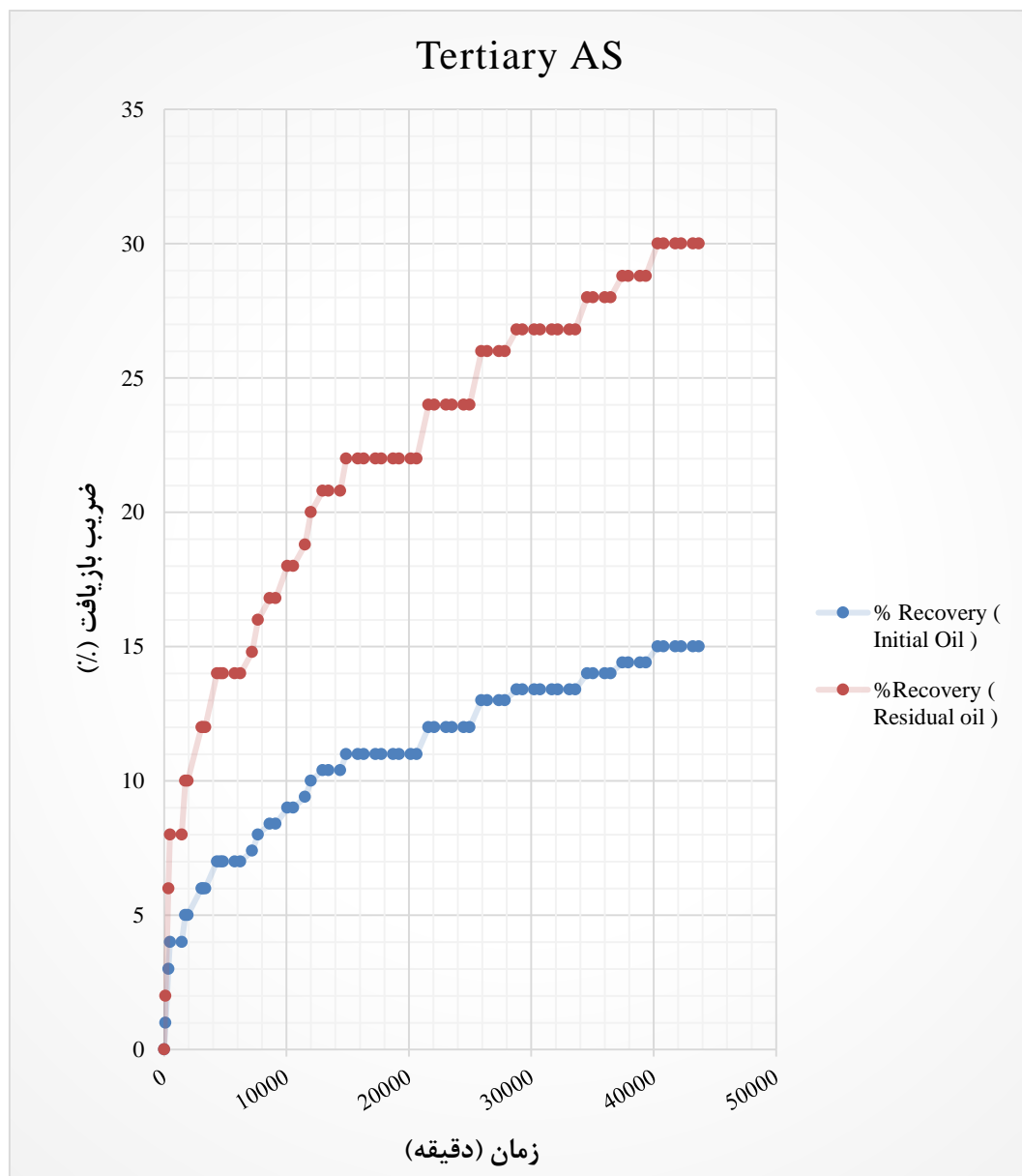
(SURFACTANT 500 PPM + ALKALIN 1000 PPM) AS



شکل ۲-۵ مقایسه نمودار ضرب بازيافت ثانويه نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با استفاده از ترکیب AS



شکل ۳-۵ نمودار میزان تولید ثالثیه نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با استفاده از ترکیب AS



شکل ۴-۵ نمودار ضریب بازیافت تولید ثالثیه نفت در آموت سل در دمای °C ۶۰ با استفاده از غلظت مناسب AS

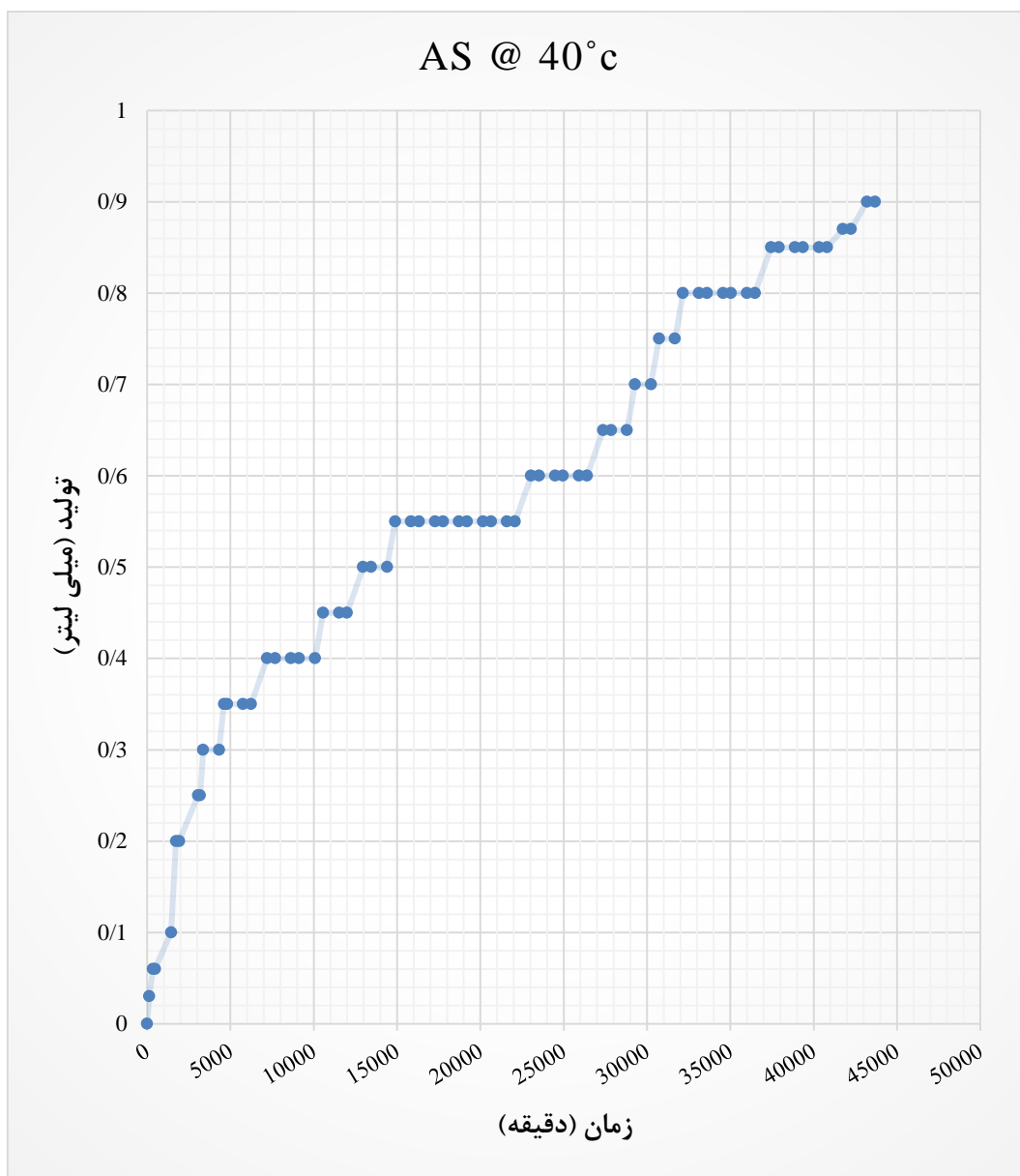
با توجه به شکل ۲-۵ می‌توان دریافت که AS ساخته شده با غلظت‌های مناسب، دارای بازده قابل قبول‌تری نسبت به آب سازند در تولید ثانویه می‌باشد و بازیافت ۴۵ درصدی نتیجه آن بود. همچنین در بررسی تولید ثالثیه به روش آشام توسط AS، این تست بر روی مغزه‌ای زده شد که قبلاً تولید ثانویه آن توسط آب سازندی به میزان ۳۳ درصد تولید نفت داشت و دیگر آب سازندی قادر به تولید بیشتر نبود، اما AS نتیجه‌ی

قابل قبولی از خود به جای گذاشت و با تولید دوباره و بازیافت ۱۵ درصدی نسبت به نفت اولیه موجود در مغزه و بازیافت ۳۰ درصدی نسبت به نفت باقی مانده (شکل ۵-۴) در مغزه مواجه گردید که این نشان دهنده قدرت این محلول در تولید از منافذی می باشد که تولید از آن‌ها دشوار می باشد. از دیگر ویژگی های بارز AS ساخته شده، سرعت بالای تولید آن می باشد. به طوری که ۷۳ درصد از میزان کل تولید در ۵ روز ابتدایی رخ می دهد. با توجه به اینکه این تست بر روی یک مغزه ۷ سانتیمتری صورت گرفته است حال اگر این موضوع در مقیاس میدانی به طور مثال بر روی یک لایه تولیدی ۷۰ متری لحاظ گردد در مدت زمان بسیار کوتاه نسبت به تولید در حالت عادی به بیشترین بازده می توان رسید. این موضوع زمانی اهمیت دارد که مدت زمان تولید، اهمیت داشته باشد. به طور مثال در استخراج از میادین مشترک که زمان از اهمیت زیادی برخوردار می باشد. البته باید این مساله نیز ذکر گردد که استفاده از مواد شیمیایی، فواید ازدیاد برداشت و قیمت جهانی نفت همه باید مقایسه گردند و در یک حالت کلی نتیجه گیری صورت گیرد.

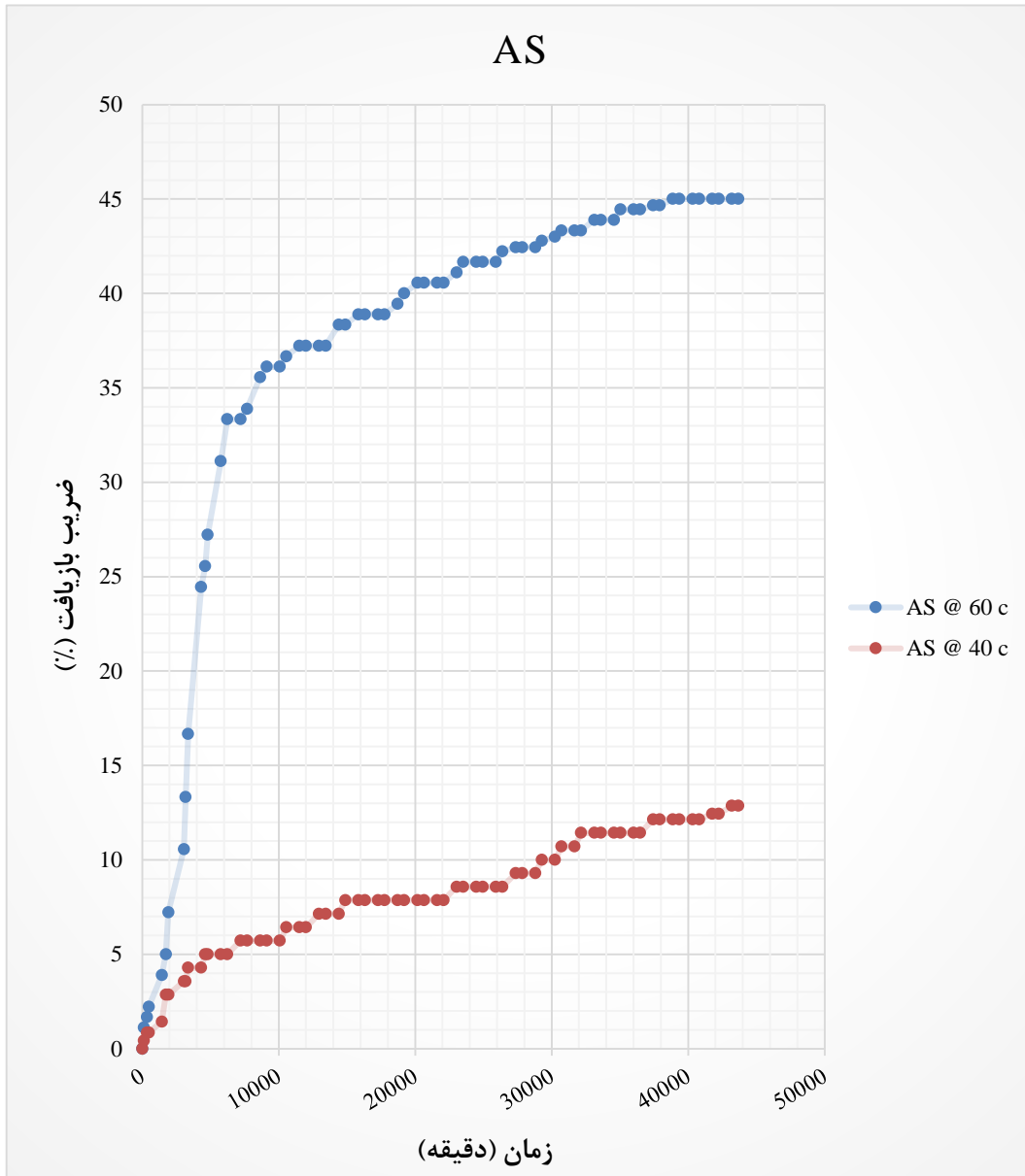
۵-۳- مرحله سوم بررسی اثر تغییرات دما بر روی فرمولاسیون آلکالین-سورفکتنت در بازیافت

نفت

برای بررسی این هدف، ابتدا با داشتن اطلاعاتی از AS ساخته شده در شرایط دمایی آموت سل تغییرات دمایی ایجاد کرده و نتیجه تولید نفت را برحسب زمان یادداشت کرده و در پایان به بررسی آنها پرداخته می شود. دامنه تغییرات دمایی آن که بر آموت سل اعمال می کند، در دو دمای 60°C و 40°C می باشد. البته برای هر دمای خاص درجه حرارت آن ثابت بوده است. البته امکان تغییر دما بیشتر نیز وجود داشت، اما در این مطالعه تنها تغییرات دما و تاثیر آن بر نمودار ضریب بازیافت مورد نظر بوده است. شکل های ۵-۵ و ۵-۶ به ترتیب نمودارهای میزان تولید ثانویه و ضریب بازیافت نفت را در دمای 40°C درجه سانتی گراد با استفاده از AS ترکیبی نشان می دهند.



شکل ۵-۵ نمودار میزان تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای ۴۰°C با استفاده از AS



شكل ۶-۵ نمودار ضريب بازياقت توليد ثانويه نفت در آموت سل در دماي ۴۰°C و ۶۰°C با استفاده از AS

با بررسی نمودارهای فوق (شكل ۶-۵) می توان به این نتیجه رسید که افزایش دما باعث تولید بیشتر نفت شده است. دما از یک طرف با کاهش کشش بین سطحی سبب جلوگیری فرآیند آشام خود به خودی می گردد. البته میزان این کاهش کم است. از طرف دیگر، با افزایش دما به سبب بالا بودن واکنش پذیری

نمک‌ها از طریق افزایش ضریب فعالیت آن‌ها، با تغییر ترشوندگی موجب تولید بیشتر نفت می‌گردد. افزایش دما همچنین در محلول نگه‌داشتن آب سازند و جلوگیری از تشکیل رسوب نقش مهمی ایفا می‌کند.

۵-۴- مرحله‌ی چهارم بررسی اثر نانوذرات بر روی فرمولاسیون مناسب AS در بازیافت نفت

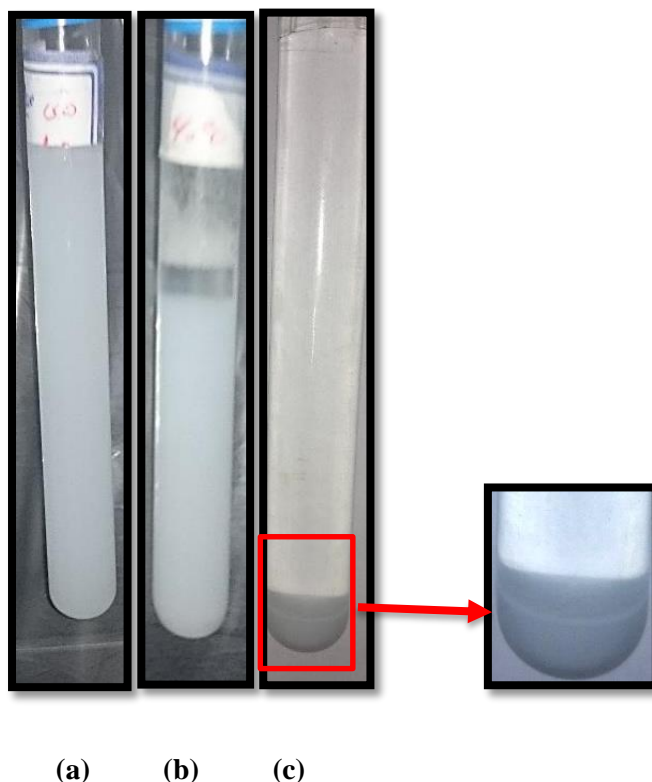
در این مرحله پس از به دست آوردن فرمولاسیون مناسب AS، به بررسی اثر نانو ذره تیتانیوم (TiO_2) بر عملکرد AS پرداخته شد. جهت ساخت محلول AS به همراه نانو ذره، دو محلول جدا با غلظت مناسب AS (سورفکتانت ۵۰۰ ppm و آلكالین ۱۰۰۰ ppm) با دو غلظت ۱۰۰ ppm و ۲۰۰ ppm نانو ذره ساخته شد. پایداری هر دو محلول هم در دمای محیط و هم در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد بررسی گردید که در کمتر از ۳۰ دقیقه ناپایدار و ذرات نمک موجود در محلول و هم خود ذرات نانو ناپایدار شده و رسوب کردند. جهت پایدار نمودن نانو ذره در محلول از ۳ روش استفاده می‌گردد:

۱. استفاده از دستگاه التراسونیک

۲. استفاده از سورفکتانت

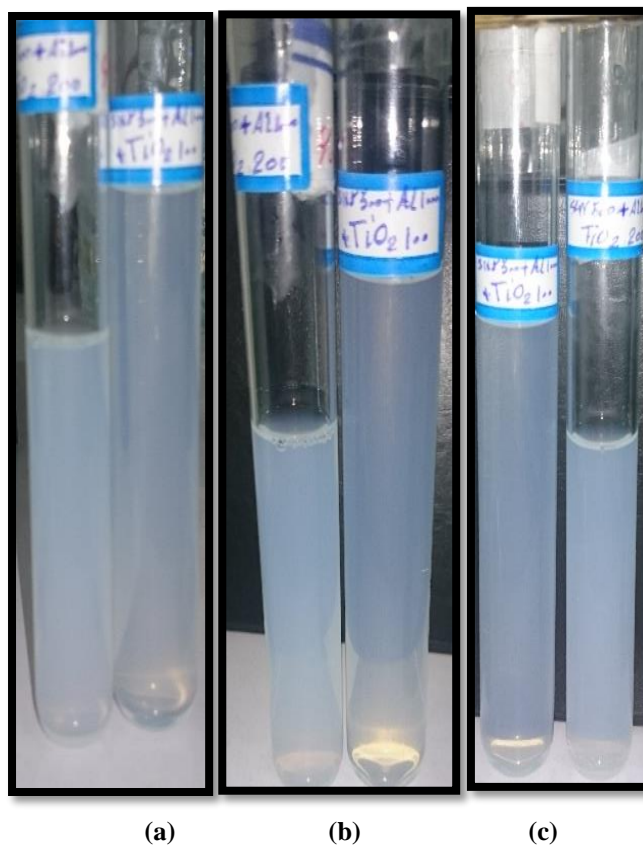
۳. افزایش pH محلول

از هر ۳ روش به تنهایی و هر ۳ با هم، جهت معلق نگه داشتن و پایدار نمودن نانو ذره در محلول استفاده گردید که متأسفانه پایدار نگردید. این نتیجه حاصل شد که حضور یون‌های نمکی در محلول سبب چسبیده شدن ذرات معلق نانو ذرات و کلوخه شدن آن‌ها می‌گردد و باعث رسوب و ناپایداری می‌گردد. نتایج به صورت عکس در شکل ۵-۷ آورده شده است. می‌توان گفت پایدار نمودن نانو ذرات در محلول‌ها با پایه نمکی که یون‌های نمکی با غلظت بالا حضور دارند، بسیار دشوار و غیر عملیاتی می‌باشد.



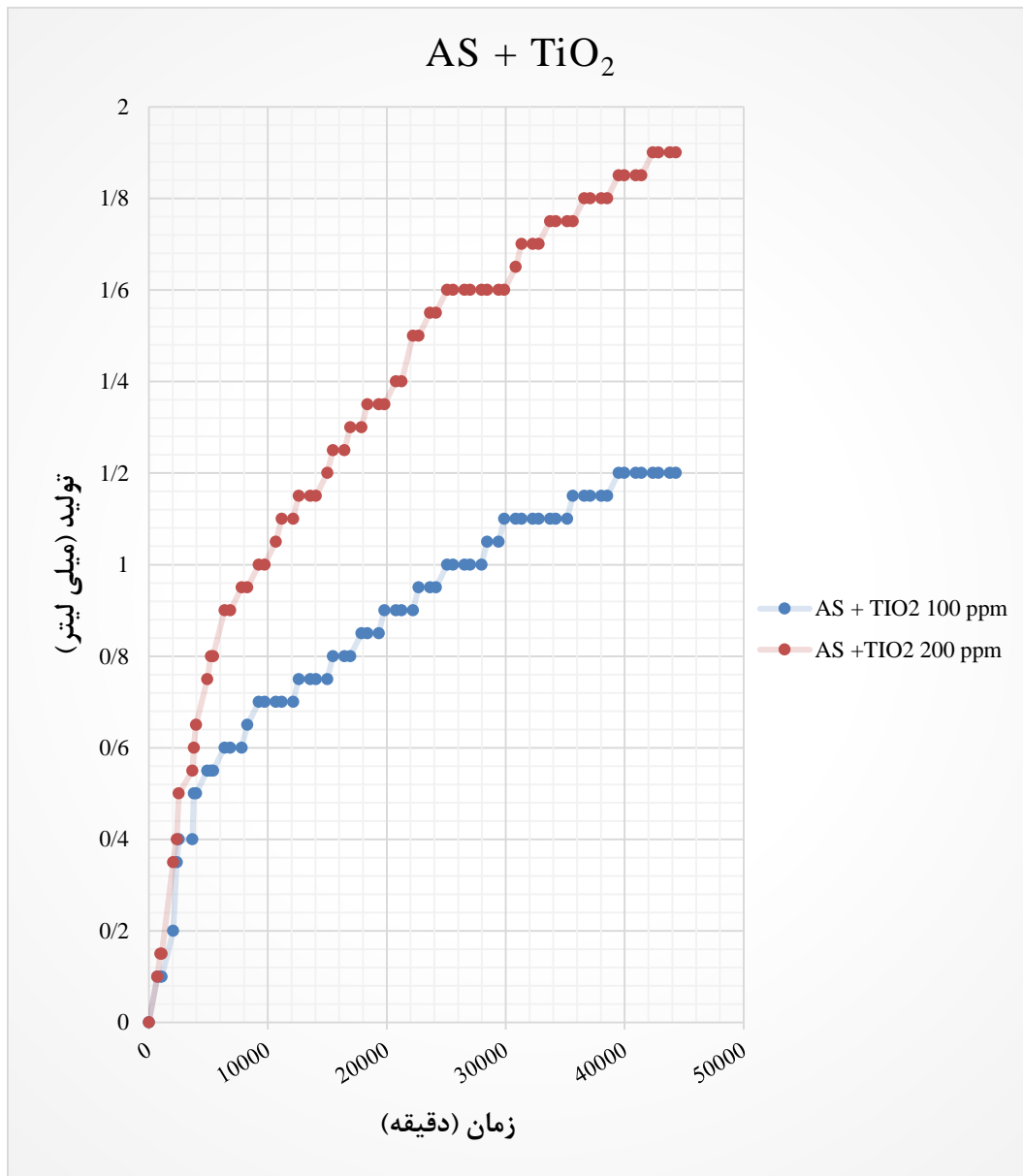
شکل ۷-۵ بررسی پایداری نانو ذرات (پایه آب سازندی) در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد در زمان‌های پس از تشکیل محلول (a) پانزده دقیقه ابتدایی، b پانزده دقیقه میانی، c پانزده دقیقه پایانی)

جهت اثبات این مسئله، برای ساخت محلول AS به جای استفاده از آب سازندی به عنوان پایه محلولی از آب دیونایز (آبی که فاقد هیچ گونه یون می‌باشد) استفاده گردید و ذرات نانو با دو غلظت متفاوت ۱۰۰ ppm و ۲۰۰ ppm در آنها معلق گردید و پایداری آن‌ها هم در دمای محیط و هم در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد بررسی گردید که هر دو محلول در مدت زمان ۳۰ روز پایدار بودند که نتایج به صورت عکس ثبت گردید (شکل ۵-۸). پس از بررسی پایداری محلول، تست ۳۰ روز تولید به روش آشام آن‌ها بررسی و نتایج ثبت گردید.

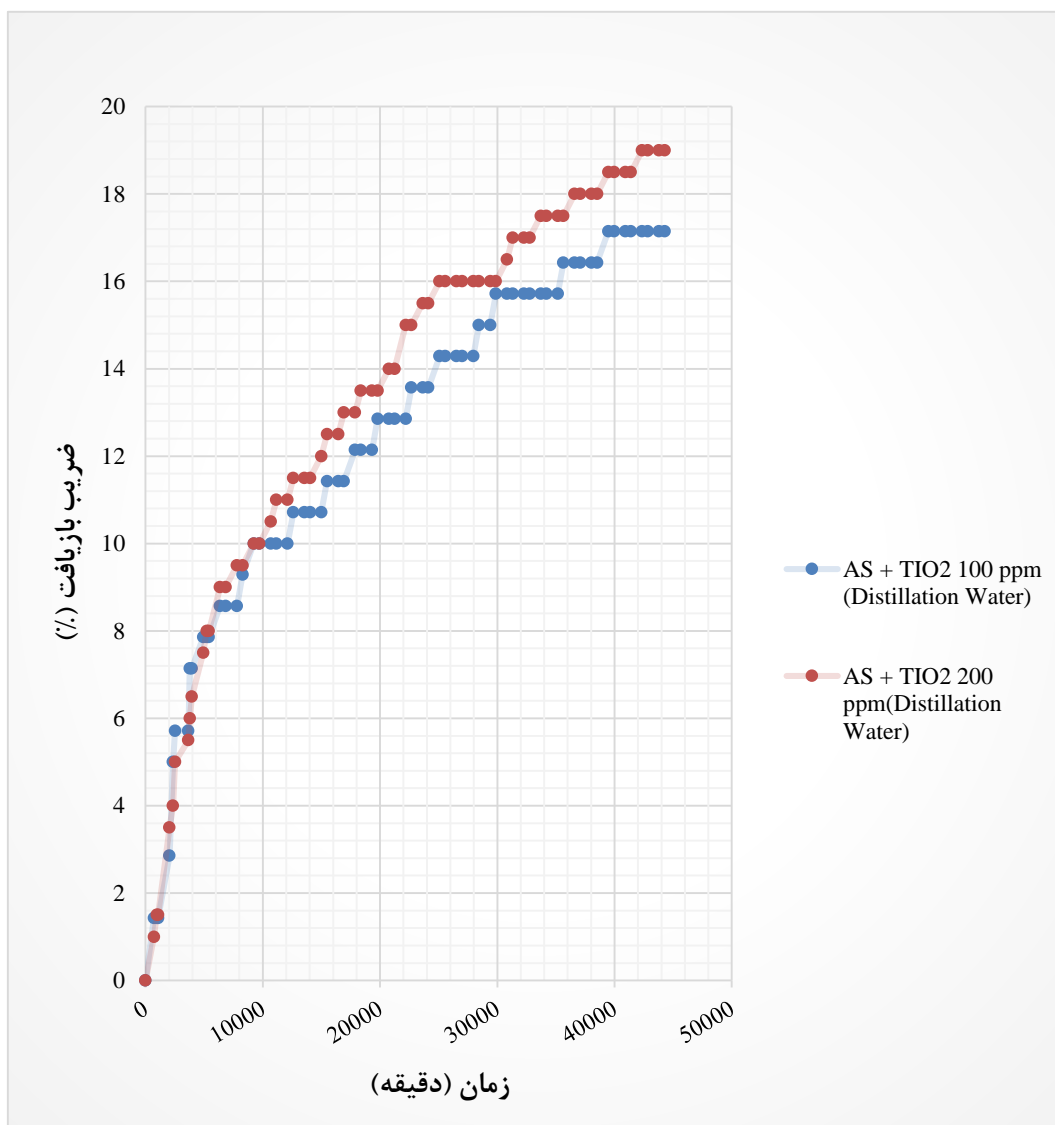


شکل ۸-۵ بررسی پایداری نانو ذرات (پایه آب دیونایز) در دمای ۶۰ درجه سانتی‌گراد در زمان‌های پس از تشکیل محلول ۲۰۰ و ۱۰۰ ppm (a) روز ابتدایی، b) ده روز میانی، c) ده روز پایانی)

همانطور که در شکل ۸-۵ مشاهده می‌شود، بر خلاف حالت قبل (شکل ۷-۵) ترکیب نانوذرات در آب دیونایز یک محلول پایدار را ایجاد نموده است. با توجه به این پایداری از آن برای تست‌های بعدی استفاده گردید که نمودارهای تولید و ضریب بازیافت آن به ترتیب در شکل‌های ۹-۵ و ۱۰-۵ مشاهده می‌گردد.



شکل ۹-۵ نمودار میزان تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای ۶۰°C با استفاده از AS + TiO₂ (آب دیونایز)



شکل ۵-۱۰ نمودار ضریب بازیافت تولید ثانویه نفت در آموت سل در دمای 60°C با استفاده از $\text{AS} + \text{TiO}_2$ (آب دیونایز)

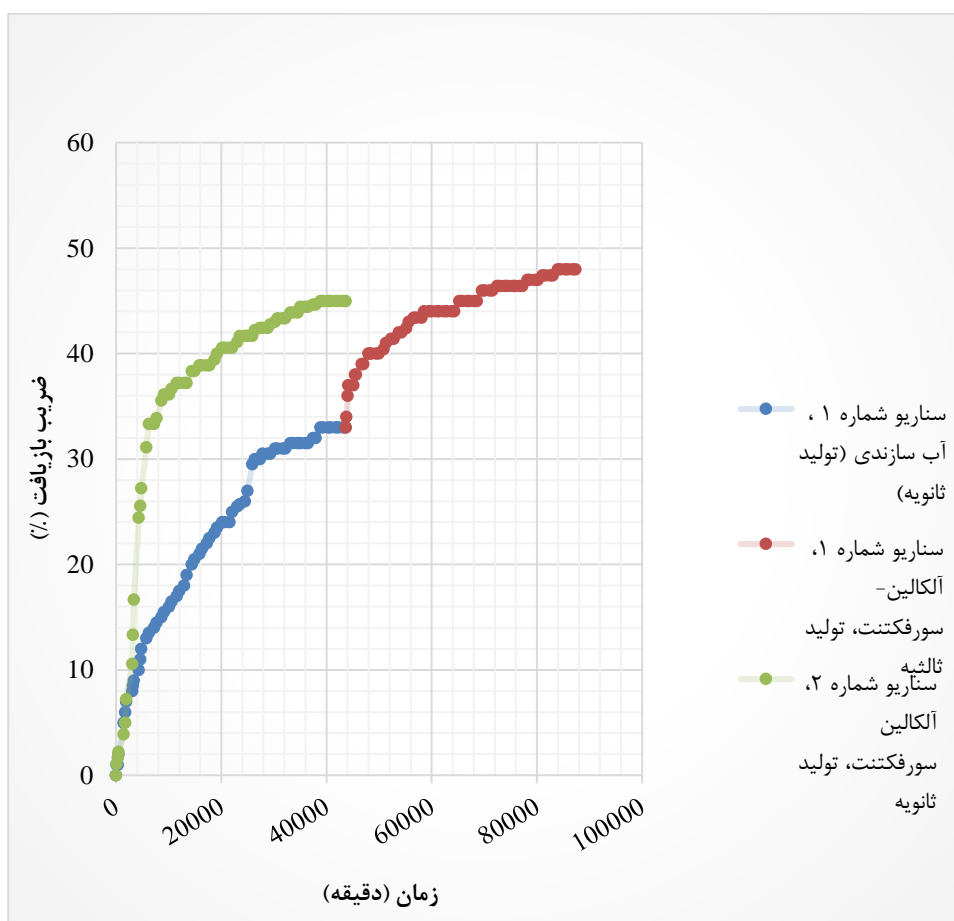
از مقایسه دو نمودار در شکل‌های ۵-۹ و ۵-۱۰ می‌توان به این نتیجه رسید که افزایش غلظت نانو ذره در زمانی که از آب دیونایز استفاده شده است سبب افزایش تغییر ترشوندگی و در نتیجه تولید گشته است.

پس از بدست آوردن فرمولاسیون مناسب AS و بررسی تاثیر دما و نانو ذرات بر روی آن، در استفاده از این فرمولاسیون در مقیاس میدانی ۲ سناریو، با توجه به شرایط اقتصادی و قیمت جهانی بازار نفت پیش رو می‌باشد:

۱- اگر قیمت نفت در بازار جهانی بالا و صرفه اقتصادی داشته باشد، همانطور که در آزمایش‌ها مشخص گردید، آب سازندی تهیه شده به میزان ۳۳ درصد بازیافت ایجاد می‌کند (شکل ۵-۲). در این شرایط می‌توان در تولید ثانویه از آب سازندی استفاده کرد و پس از آن از AS در جهت تولید ثالثیه استفاده کرد. قابل ذکر اینکه بیشتر مخازن ایران تحت سیلابزنی با آب می‌باشند.

۲- اگر قیمت نفت در بازار جهانی پایین باشد و استفاده از آب سازندی در تولید ثانویه و پس از آن استفاده از AS در تولید ثالثیه، صرفه اقتصادی وجود نداشته باشد در این صورت در یک مرحله، جهت تولید ثانویه از فرمولاسیون مناسب AS استفاده می‌گردد.

موارد فوق در شکل ۵-۱۱ نشان داده شده است.



شکل ۵-۱۱ نمودار ضریب بازیافت نفت در آموت سل در سناریو های مختلف تولید با استفاده از AS

فصل ششم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

۶-۱- نتیجه گیری

با انجام آزمایشات متعدد بر روی مغزه‌هایی مشابه، با سیالی تقریباً یکسان نتایج زیر حاصل گشت :

- در فرآیند آشام، دمای بالا سبب افزایش واکنش‌پذیری نمک‌ها از طریق افزایش ضریب فعالیت آن‌ها می‌گردد که موجب تولید بیشتر نفت می‌شود. این افزایش تولید در تست‌های آب سازندی در دو دمای متفاوت ۲۵ و ۶۰ درجه سانتی‌گراد و همچنین در تست‌های آلکالین-سورفکتنت در دو دمای ۴۰ و ۶۰ درجه سانتی‌گراد دیده شد.
- در تولید به روش آشام خودبه‌خودی، عامل کنترل‌کننده تولید نیروی موینگی می‌باشد. با افزایش نیروی موینگی میزان تولید افزایش می‌یابد. تفاوت در میزان تراوایی نمونه‌های استفاده شده (نمونه یکی از میادین جنوبی کشور با تراوایی ۱۰ میلی داری و نمونه باباکوهی با تراوایی ۲۴ میلی داری) نشان داد که نمونه با تراوایی پایین می‌تواند سبب افزایش نیروی موینگی و در نتیجه سبب افزایش میزان تولید گردد.
- در آزمایش مربوط به نفت با محتوای آسفالتین ۶ تا ۱۳ درصد مشاهده گردید که پس از استفاده از سورفکتنت با افزایش تشکیل امولسیون نفت در آب، سطح تماس آب و نفت افزایش می‌یابد. در نتیجه امکان تماس سورفکتنت و آسفالتین افزایش یافته که هم سبب مصرف سریع و کمبود سورفکتنت و هم آسفالتین موجود در نفت ناپایدار شده و رسوب می‌کند که باعث کاهش یا توقف تولید می‌گردد. اما در زمانی که نفت حاوی آسفالتین کمتری باشد، سورفکتنت کمتری صرف واکنش با آن خواهد شد و در نتیجه تولید بیشتری مشاهده شده است.
- در این مطالعه مشاهده شد یکی از راهکارهای مناسب جهت افزایش بازیافت توسط سورفکتنت در نفت‌های حاوی درصد بالای آسفالتین (۶ الی ۱۳ درصد)، استفاده از آلکالین در کنار سورفکتنت می‌باشد. واکنش شیمیایی میان آلکالین و اجزای اسیدی در نفت خام می‌تواند هم مانع ناپایداری آسفالتین و هم سبب تولید سورفکتنت درجا شود.
- مقایسه‌ی تست‌های آب نمک با حضور (تست شماره ۳) یا عدم حضور سورفکتنت (تست شماره ۴) نشان داد که سرعت تولید خود به خودی نفت به واسطه‌ی مکانیزم آشام در تست با حضور سورفکتنت بیشتر است. در این مورد لازم به ذکر است اگرچه سورفکتنت باعث کاهش کشش بین سطحی می‌تواند شود، اما به دلیل نفت دوست بودن شرایط اولیه‌ی سنگ به نظر می‌رسد که

سورفکتنت در کنار یون SO_4^{2-} سرعت تغییر ترشوندگی را به سمت آب دوستی افزایش داده است. از این رو در تمام تست‌ها مشاهده شد که سرعت اولیه‌ی تولید نفت در آب نمکی که سورفکتنت دارد بیشتر است.

- نتایج آزمایشگاهی نشان دادند که افزایش غلظت آلکالین در محلول آبی از ۳۰۰ ppm به ۱۰۰۰ ppm باعث کاهش سرعت تولید در بازه‌ی زمانی اولیه‌ی تست‌ها می‌گردد، در کل اما باعث افزایش میزان تولید می‌شود که می‌تواند به دلیل واکنش با اجزای اسیدی نفت و آسفالتین باشد که سبب تولید سورفکتنت می‌گردد که کاهش کشش بین سطحی باعث کاهش سرعت در زمان‌های اولیه و تغییر ترشوندگی باعث افزایش تولید نفت می‌شود.
- بر اساس نتایج آزمایشگاهی، مناسب‌ترین راه جهت افزایش بازیافت با سورفکتنت‌ها استفاده از آلکالین در کنار آن می‌باشد. آلکالین‌ها با اجزای اسیدی نفت و آسفالتین واکنش می‌دهند و سبب تولید سورفکتنت درجا می‌شوند. سورفکتنت درجا تولید شده می‌تواند باعث کاهش کشش بین سطحی و نیز عامل تغییر ترشوندگی شود.
- در بررسی تاثیر نانو ذرات بر فرمولاسیون مناسب AS، حضور یون‌های نمکی (۳۸۹۰۰ ppm) در محلول سبب چسبیده شدن ذرات معلق نانو و کلوخه‌ای شدن آن‌ها می‌گردد. می‌توان گفت پایداری نانو ذرات در حضور یون‌های نمکی با غلظت بالا، کاری بسیار دشوار و غیر عملیاتی است.
- AS ساخته شده با غلظت‌های مناسب، دارای بازده قابل قبول تری نسبت به آب سازند با ترکیبات مناسب در تولید ثانویه و در تولید از منافذی که آب سازندی قادر به بازیافت از آن نیست می‌باشد (شکل ۵-۲). همچنین در بررسی تولید ثالثیه به روش آشام توسط AS، نتیجه قابل قبولی از خود به جای گذاشت و با تولید دوباره و بازیافت ۱۵ درصدی نسبت به نفت اولیه موجود در مغزه و بازیافت ۳۰ درصدی نسبت به نفت باقی مانده در مغزه مواجه گردید که این نشان دهنده قدرت این محلول در تولید از منافذی می‌باشد که تولید از آن‌ها دشوار می‌باشد (شکل ۵-۴).
- از دیگر ویژگی‌های بارز AS ساخته شده، سرعت بالای تولید نفت می‌باشد. به طوری که ۷۳ درصد از میزان کل تولید در ۵ روز ابتدایی رخ داده است. حال اگر این موضوع در مقیاس میدانی لحاظ گردد، استفاده از آلکالین-سورفکتنت می‌تواند از لحاظ اقتصادی بسیار مقرون به صرفه باشد.

۶-۲- پیشنهادات

می‌توان برای ادامه و تکمیل مطالعه حاضر، موارد زیر را مورد مطالعه قرار داد:

- در این مطالعه از نمونه های مخازن کربناته استفاده شده که جهت کامل شدن مطالعه، می‌توان اثر تغییر جنس نمونه را مورد بررسی قرار داد مانند: ماسه سنگ، آهک و گچ.
- نفت مورد استفاده با ویسکوزیته ۱۵ سانتی پوز بوده پیشنهاد می‌گردد در مطالعات بعدی از ویسکوزیته‌های بیشتر و یا کمتر از این حد استفاده گردد.
- در مطالعه حاضر از NaHCO_3 به عنوان عامل آلكالینی استفاده شده است در مطالعات بعدی می‌توان ترکیب چند آلكالین را بررسی نمود.
- تست‌های انجام شده جهت بررسی تولید در این تحقیق به صورت آشام خودبخودی انجام گرفته است، پیشنهاد می‌گردد همین کار در حالت آشام اجباری صورت گیرد.
- مطالعات برآورد اقتصادی جهت مقایسه‌ی فرآیندهای آشام با فرمولاسیون مناسب آلكالین-سورفکتانت انجام شود.
- در استفاده از نانو مواد در حضور نمک ابتدا تست‌های پایداری انجام گیرد و پس از اطمینان از پایداری تست‌های آشام تکرار گردد.

منابع و مآخذ

- خراط، ر. (۱۳۸۷)، ازدیاد برداشت نفت، تهران: نشر دانش
- طارق، ا. (۱۳۹۰)، کتاب جامع مهندسی مخازن، ترجمه صادق قاسمی - محمدحسین دانشفر، تهران: موسسه فرهنگی هنری جهان عادل زاده، م.ر. (۱۳۸۷)، خواص سنگ های مخازن نفت و گاز، تهران: زره نوین
- کیانی نژاد، ا. (۱۳۸۹) بررسی آزمایشگاهی بازدهی فرآیند تزریق مواد فعال سطحی در مخازن شکافدار با استفاده از مدل پنج نقطه ای در سیستم میکرومدل. پایان نامه کارشناسی ارشد گرایش مهندسی مخازن هیدروکربوری. دانشکده مهندسی شیمی و نفت. دانشگاه صنعتی شریف
- ون گولف، ر. (۱۳۸۹)، مبانی مهندسی مخازن شکافدار، ترجمه سید مرتضی سادات نوریه، تهران: آبیژ
- Al-Lawati, S., & Saleh, S. (1996). Oil recovery in fractured oil reservoirs by low IFT imbibition process. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Alotaibi, M. B., & Nasr-El-Din, H. A. (2009,). Chemistry of injection water and its impact on oil recovery in carbonate and clastics formations. In *SPE international symposium on oilfield chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
- Alotaibi, M. B., Azmy, R., & Nasr-El-Din, H. A. (2010). A comprehensive EOR study using low salinity water in sandstone reservoirs. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Alotaibi, M. B., Azmy, R., & Nasr-El-Din, H. A. (2010). Wettability challenges in carbonate reservoirs. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Alotaibi, M. B., Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2011). Wettability studies using low-salinity water in sandstone reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 713-725.
- Amott, E. (1959). Observations relating to the wettability of porous rock.
- Ashraf, A., Hadia, N., Torsaeter, O., & Tweheyo, M. T. (2010). Laboratory investigation of low salinity waterflooding as secondary recovery process: effect of wettability. In *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Babadagli, T., & Ershaghi, I. (1992). Imbibition assisted two-phase flow in natural fractures. In *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- Babadagli, T., Al-Bemani, A., & Boukadi, F. (1999). Analysis of capillary imbibition recovery considering the simultaneous effects of gravity, low IFT, and boundary conditions. In *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Babadagli, T. (1996). Heavy-oil recovery from matrix during thermal applications in naturally fractured reservoirs. *In Situ*, 20(3), 221-249.
- Babadagli, T. (1996). Temperature effect on heavy-oil recovery by imbibition in fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3), 197-208.
- Babadagli, T. (1997). Scaling of Capillary Imbibition under Static Thermal and Dynamic Fracture Flow Conditions, "paper SPE 39027 presented at the 1997 SPE Latin Amer. and Carib. In *Petr. Eng. Conf. and Exh., Rio de Janeiro, Brazil, Aug.*

- Bagci, S., Kok, M. V., & Turksoy, U. (2001). Effect of brine composition on oil recovery by waterflooding. *Petroleum science and technology*, 19(3-4), 359-372.
- Bernard, G. G. (1967). Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays. In *SPE California Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- Blair, P. M. (1964). Calculation of oil displacement by countercurrent water imbibition. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 4(03), 195-202.
- Bourbiaux, B. J., & Kalaydjian, F. J. (1990). Experimental study of cocurrent and countercurrent flows in natural porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 5(03), 361-368.
- Brandner, C. F., & Slotboom, R. A. (1975). Vertical immiscible displacement experiments in a non-homogeneous flow cell. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 14(01).
- Briggs, P. J., Beck, D. L., Black, C. J. J., & Bissell, R. (1992). Heavy oil from fractured carbonate reservoirs. *SPE reservoir engineering*, 7(02), 173-179.
- Carcoana, A. (1992). Applied enhanced oil recovery.
- Chauveteau, G., & Zaitoun, A. (1981). Basic rheological behavior of xanthan polysaccharide solutions in porous media: Effect of pore size and polymer concentration. In *Proceedings of the First European Symposium on Enhanced Oil Recovery, Bournemouth, England, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX* (pp. 197-212).
- Cuiec, L., Bourbiaux, B., & Kalaydjian, F. (1994). Oil recovery by imbibition in low-permeability chalk. *SPE Formation Evaluation (Society of Petroleum Engineers);(United States)*, 9(3).
- DeFour, M. A. (1981). *The influence of viscosity, gravity and interfacial tension on isothermal and non-isothermal vertical oil-water exchange in a porous medium*.
- Firoozabadi, A., & Hauge, J. (1990). Capillary Pressure in Fractured Porous Media (includes associated papers 21892 and 22212). *Journal of Petroleum Technology*, 42(06), 784-791.
- Flaaten, Adam K., et al. "Alkaline/surfactant/polymer chemical flooding without the need for soft water." *SPE Journal* 15.01 (2010): 184-196.
- Ghedan, S. G., & Poetmann, F. H. (1990). Oil recovery from fractured reservoirs through imbibition by water and polymer flooding. In *SPE/DOE 7th Symp. on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, April* (pp. 22-25).
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced oil recovery*. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Hamon, G., & Vidal, J. (1986). Scaling-up the capillary imbibition process from laboratory experiments on homogeneous and heterogeneous samples. In *European Petroleum Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Handy, L. L. (1960). Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data. *Trans. AIME*, 219, 75-80.

- Hite, J. R., Avasthi, S. M., & Bondor, P. L. (2005). Planning Successful EOR Projects. *Journal of Petroleum Technology*, 57(03), 28-29.
- Iffly, R., Rousselet, D. C., & Vermeulen, J. L. (1972). Fundamental study of imbibition in fissured oil fields. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Society of Petroleum Engineers.
- Kazemi, H., Gilman, J. R., & Elsharkawy, A. M. (1992). Analytical and Numerical Solution of Oil Recovery From Fractured Reservoirs With Empirical Transfer Functions (includes associated papers 25528 and 25818). *SPE Reservoir Engineering*, 7(02), 219-227.
- Keijzer, P. P. M., & De Vries, A. S. (1993). Imbibition of surfactant solutions. *SPE Advanced Technology Series*, 1(02), 110-113.
- Kumar, R., & Mohanty, K. K. (2010). ASP flooding of viscous oils. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). Low Salinity Oil Recovery- An Experimental Investigation1. *Petrophysics*, 49(01).
- Li, D., Shi, M. Y., Wang, D., & Li, Z. (2009). Chromatographic separation of chemicals in alkaline surfactant polymer flooding in reservoir rocks in the Daqing oil field. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
- Morrow, N. R., Ma, S., Zhou, X., & Zhang, X. (1994). Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements. In *Annual Technical Meeting*. Petroleum Society of Canada.
- Mattax, C. C., & Kyte, J. R. (1962). Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2(02), 177-184.
- McGuire, P. L., Chatham, J. R., Paskvan, F. K., Sommer, D. M., & Carini, F. H. (2005). Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope. In *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- Moore, T. F., & Slobod, R. L. (1956). The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water. *Producers Monthly*, 20(10), 20-30.
- Moritis, G. (1996). New technology, improved economics boost EOR hopes. *Oil and Gas Journal*, 94(16).
- Moritis, G. (1990). CO sub 2 and HC injection lead EOR production increase. *Oil and Gas Journal;(USA)*, 88(17).
- Morrow, N. R., Tang, G. Q., Valat, M., & Xie, X. (1998). Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 20(3), 267-276.
- Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42(12), 1-476.
- Okasha, T. M., & Alshiwaish, A. (2009). Effect of brine salinity on interfacial tension in Arab-D carbonate reservoir, Saudi Arabia. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Parsons, R. W., & Chaney, P. R. (1966). Imbibition model studies on water-wet carbonate rocks. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 6(01), 26-34.

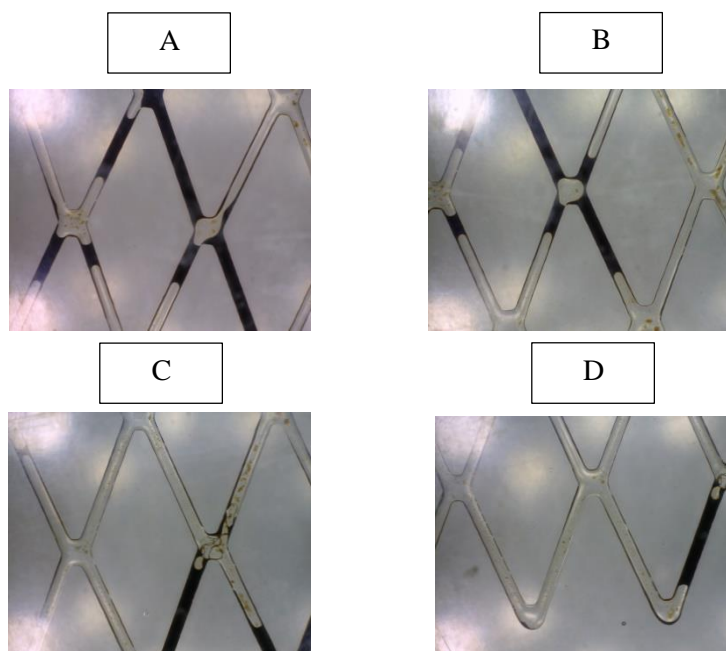
- Patil, S. B., Dandekar, A. Y., Patil, S., & Khataniar, S. (2008). Low salinity brine injection for EOR on Alaska North Slope (ANS). In *International Petroleum Technology Conference*. International Petroleum Technology Conference.
- Perkins Jr, F. M., & Collins, R. E. (1960). Scaling laws for laboratory flow models of oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 12(08), 69-71.
- Prey, D., & Lefebvre, E. (1978). Gravity and capillarity effects on imbibition in porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 18(03), 195-206.
- Pu, H., Xie, X., Yin, P., & Morrow, N. R. (2008). Application of coalbed methane water to oil recovery from Tensleep Sandstone by low salinity waterflooding. In *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Rapoport, L. A. (1955). Scaling laws for use in design and operation of water-oil flow models.
- Reis, J. C. (1992). An analysis of oil expulsion mechanisms from matrix blocks during steam injection in naturally fractured reservoirs. *In Situ;(United States)*, 16(1).
- Reis, J. C., & Cil, M. (1993). A model for oil expulsion by counter-current water imbibition in rocks: one-dimensional geometry. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 10(2), 97-107.
- Rivet, S. M. (2009). *Coreflooding oil displacements with low salinity brine*.
- Romm, E. S. (1972). Fluid flow in fractured rocks (in Russian), Nedra, Moscow, 1966. *English translation, WR Blake, Bartlesville, Okla.*
- Sheng, J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.
- Schechter, D. S., Denqen, Z., & Orr Jr, F. M. (1991). Capillary imbibition and gravity segregation in low IFT systems. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Schechter, D. S., Zhou, D., & Orr, F. M. (1994). Low IFT drainage and imbibition. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 11(4), 283-300.
- Shouxiang, M., Morrow, N. R., & Zhang, X. (1997). Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 18(3), 165-178.
- Soraya, B., Malick, C., Philippe, C., Bertin, H. J., & Hamon, G. (2009). Oil recovery by low-salinity brine injection: Laboratory results on outcrop and reservoir cores. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Stoll, M., Al-Harthy, S. A. A., Van Wunnik, J., & Faber, M. J. (2011). Alkaline-surfactant-polymer Flood—From the Laboratory to the Field. In *IOR 2011-16th European Symposium on Improved Oil Recovery*.
- Tang, G. Q., & Morrow, N. R. (1997). Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding. *SPE Reservoir Engineering*, 12(04), 269-276.
- Torsæter, O., & Silseth, J. K. (1985). The effects of sample shape and boundary conditions on capillary imbibition. In *North Sea Chalk Symp., Stavanger*.
- Torsaeter, O. (1984). An experimental study of water imbibition in chalk from the Ekofisk field. In *SPE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- van Golf-Racht, T. D. (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering* (Vol. 12). Elsevier.

- Webb, K., Lager, A., & Black, C. (2008). Comparison of high/low salinity water/oil relative permeability. In *International symposium of the society of core analysts, Abu Dhabi, UAE* (Vol. 29).
- Willhite, G. P. (1986). Waterflooding, volume 3 of SPE Textbook Series. *Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX*.
- Yildiz, H. O., & Morrow, N. R. (1996). Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding. *Journal of Petroleum science and Engineering*, 14(3), 159-168.
- Zhang, X., Morrow, N. R., & Ma, S. (1996). Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition. *SPE Reservoir Engineering*, 11(04), 280-285.
- Zhang, Y., & Morrow, N. R. (2006). Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude-oil/sandstone combinations. In *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
- Zhou, X. M., Torsaeter, O., Xie, X., & Morrow, N. R. (1995). The effect of crude-oil aging time and temperature on the rate of water imbibition and long-term recovery by imbibition. *SPE Formation Evaluation*, 10(04), 259-266.

پیوست الف

در این پیوست الگوهای جریان‌ی که در میکرومدل در حین تزریق مورد بررسی قرار گرفته‌اند آورده شده است.

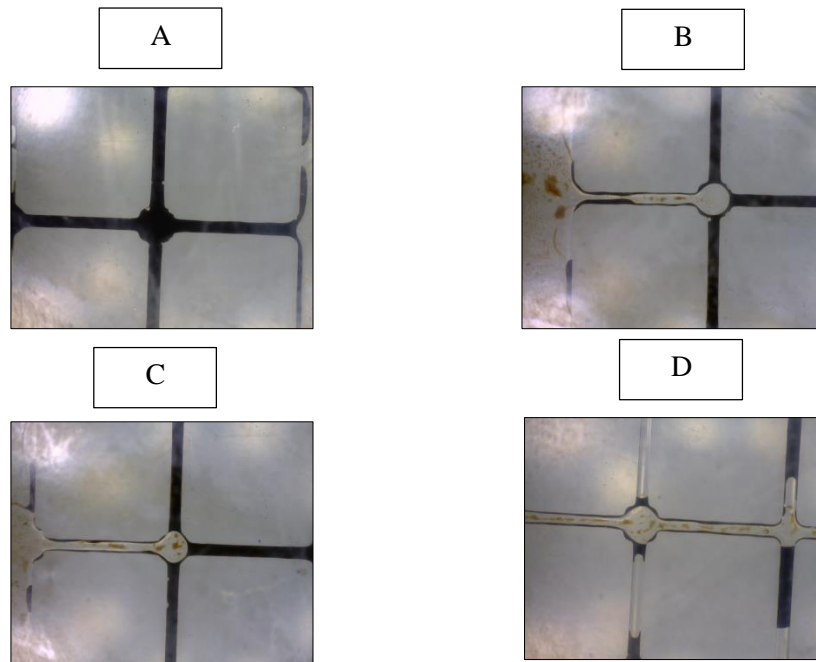
الگوی شماره‌ی ۱



الف-۱: الگوی جریان‌ی شماره ۱

A- آغاز جابجایی نفت توسط سیال جابجاکننده (سورفکتنت با غلظت ۱۰۰ ppm)، B- ادامه تولید نفت از حفرات و گلوگاه‌ها توسط سیال جابجاکننده، C- ادامه تولید نفت از حفرات و گلوگاه‌ها توسط سیال جابجاکننده، D- تولید کامل نفت از حفرات و گلوگاه‌ها توسط سیال جابجاکننده بدون به دام افتادگی نفت

الگوی شماره ۲



الف-۲: الگوی جریان شماره ۲

A- آغاز جابجایی نفت توسط سیال جابجاکننده (سورفکتنت با غلظت ۱۰۰ ppm)، B- ادامه تولید نفت از حفرات و گلوگاهها توسط سیال جابجاکننده، C- ادامه تولید نفت از حفرات و گلوگاهها توسط سیال جابجاکننده، D- تولید کامل نفت از حفرات و گلوگاهها توسط سیال جابجاکننده بدون به دام افتادگی نفت

Abstract

Nowadays, both reduction in oil resources and efficiencies of reservoirs caused a need for Enhanced Oil Recovery methods. Primary and secondary methods approximately have no effect on these kinds of reservoirs. Consequently, tertiary recovery like CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) seems to be the only practical approach to improve oil recovery. One of the CEOR methods to tackle these problems is ASP flooding which can be really helpful in some types of reservoirs. It should be noted that a large number of reservoirs are carbonates which have a great deal of trapped oil. Therefore, these reservoirs could be a good candidate to be employed for this method. The main goal of this thesis is finding a proper formulation of ASP in a typical limestone carbonate by means of experimental methods. Two kinds of core samples with high and low permeability were used in these experiments which the high permeable and low permeable rocks were prepared from the outcrop of Babakoochi in Fars Province and a reservoir in south of Iran, respectively. The crude oil was prepared from a reservoir in south of Iran. The brine TDS was around 40000 ppm which the dominant ions were Na^+ , Cl^- and SO_4^{2-} . In relation to a proper formulation of Alkaline-Surfactant (AS), a combination of CTAB and a nanoparticle (TiO_2) as surface active agent and NaHCO_3 alkaline were used. In order to gain the proper formulation of AS and concentration of its components, a number of diverse experimental tests were conducted. Vacuum pump was used to saturate the cores with brine and at last they were flooded by core flood apparatus to reach the connate water saturation and initial oil saturation. After this process, core samples were prepared for imbibition process in 40 days of aging process in a sealed pressure vessel at 60 °C and 2000 psia. Totally, imbibition tests were conducted at three different temperatures (25, 40 and 60 °C). To obtain the adequate AS formulation, at first step the mixtures lonely were examined. At next steps, mixtures at constant salinity and temperature were tested. Again, the testing process continued at constant salinity and different temperatures. At last, nanoparticle effect was analyzed. In conclusion, it was observed that temperature increase promotes production growth as we only use modified brine or a typical AS combination. Nanoparticle without different ions usage can cause an acceptable oil production, AS in comparison with solely surfactant usage can increase recovery factor and oil production rate in secondary recovery and AS modified formulation also was succeed in oil production as the tertiary recovery.

Keywords: Carbonated Oil Reservoirs, Chemical Enhanced Oil Recovery, Polymer, Surfactant, Alkaline, Salinity, Temperature and Oil Recovery



Shahrood University of Technology

Faculty of Mining, petroleum and Geophysics Engineering

**The effect of nanoparticles on the optimal formulation of ASP injection
in carbonate reservoirs**

Ehsan Shahbazi

Supervisors:

Dr. Ali Moradzadeh

Dr. Masoud Riazi

Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of
Master of Science (M.Sc.) in Petroleum Engineering - Drilling

January 2017