

مطالعه و بررسی آزمایشگاهی اثر خواص نفت مخزن بر روی مقدار بازیافت نفت

پژوهش نفت

سال بیست و دوم
شماره ۷۱

صفحه ۱۳۸-۱۲۷، ۱۳۹۱

تاریخ دریافت مقاله: ۸۹/۵/۱۸

تاریخ پذیرش مقاله ۹۰/۷/۹

رضوان بهین

پژوهشکده مهندسی نفت پژوهشگاه صنعت نفت

behinr@ripi.ir

تأثیرگذار هستند. مطالعات و بررسی‌ها نشان می‌دهد که پارامترهای مهم نفت، مانند عدد اسیدی، چهار جزء اصلی آن (سارا) و همچنین کشش بین سطحی نفت و آب نمک مخزن، جهت مطالعه روند تولید و پیش‌بینی آن ضرورت دارد. نتایج به دست آمده از مطالعات برخی از مخازن کربناته مناطق نفت‌خیز جنوب همراه با بررسی عوامل تأثیرگذار دیگر می‌تواند به پیش‌بینی میزان تولید و تجزیه و تحلیل نتایج تزریق آب با هدف ازدیاد برداشت کمک نماید.

واژه‌های کلیدی: بازیافت نفت، کشش بین سطحی، عدد اسیدی، آسفالتین، پارامترهای سارا

مقدمه

درصد تولید نفت، مهم‌ترین مشخصه اقتصادی هر میدان نفتی محسوب می‌گردد و در طول تولید از اهمیتی ویژه برخوردار است. این پارامتر تحت تأثیر عواملی نظیر ترکیبات نفت و آب مخزن، درصد تخلخل، قابلیت عبوردهی و ترکیب مینرالوژی سنگ تشکیل دهنده سازند، توزیع فضای متخلخل و اندازه منافذ، درصد اشباع آب

چکیده

بازیافت نفت مخازن و ثمر بخشی پروژه‌های ازدیاد تولید، از جمله تزریق آب، تحت تأثیر گروهی از عوامل مانند ترکیبات نفت و آب مخزن، درصد تخلخل، قابلیت عبوردهی و ترکیب مینرالوژی سنگ تشکیل دهنده سازند، توزیع فضای متخلخل و اندازه منافذ، درصد اشباع آب و نفت می‌باشد که مهم‌ترین آنها ترکیبات نفت و آب مخزن و اثرات متقابل فیزیکی-شیمیایی آنها در طول تولید به حساب می‌آید. از این جهت بررسی تأثیر این عامل بر روی میزان تولید نفت از اهمیتی ویژه‌ای برخوردار است. در این تحقیق سعی گردید که میزان تولید سه نوع نفت از مخازن کربناته آسماری و بنگستان واقع در میداين شرکت ملی نفت خیز جنوب بر اثر تزریق آب در شرایط مخزن بازسازی شده بررسی و تأثیر پارامترهای مختلف و اجزای نفت بر روی میزان تولید، مشخص شود. نتایج حاصل بیان‌گر این است که میزان تولید نفت در اثر تزریق آب، بستگی به ترکیب شیمیایی نفت و اثرات متقابل آب و نفت دارد و غیر از مقدار آسفالتین موجود در نفت، تحت تأثیر مقدار اسیدهای کربوکسیلی آلی موجود در نفت خام نیز می‌باشد. همچنین نیروهای موجود بین سطوح آب و نفت، یعنی نیروهای جذب و دفع بر روی حجم آب تزریقی جهت تولید حداکثر نفت

اکسی و همکارانش پس از بررسی تأثیر اجزای نفت بر روی سطح سنگ مخزن، به این نتیجه رسیدند که نفت مخزن با درصد آسفالتین متوسط تا بالا (بین ۲ تا ۹٪)، می تواند یک لایه مقاوم تشکیل داده و تولید نفت را کاهش دهد [۱۰].

ترشتر و همکارانش نیز تأثیر خواص سیالات و ترشوندگی سنگ مخزن بر روی میزان تولید نفت را بررسی کردند [۱۱]. نتایج تحقیقات آنها نشان داد که تولید نرمال دکان خالص کمتر از نرمال دکانی می باشد که ترکیب آن با اضافه کردن افزودنی های اسیدی تغییر پیدا می کند. علت اصلی این مسأله، تغییر نیروهای بین سطوح آب و نفت می باشد.

یانگ و همکاران یک تحلیل آماری بر روی ۲۵ نوع نفت مخزن انجام داده و تأثیر خواص نفت را بر روی خواص ترشوندگی سنگ مخزن در سیستم نفت - آب - سنگ میکا مطالعه کردند [۱۲]. در این تحلیل آماری، ارتباط پارامترهای نفت همچون درجه سنگینی و یا چگالی API، عدد اسیدی و بازی، درصد اشباع، آسفالتین، رزین و آروماتیک ها بررسی شده است. این تحلیل آماری نشان می دهد که API نفت با درصد آسفالتین ارتباط معکوس دارد، ولی بین عدد اسیدی و عدد بازی با آسفالتین ارتباط مستقیم برقرار می باشد که این ارتباط در شکل های ۱ تا ۳ مشاهده می شود. همچنین نسبت عدد اسیدی و عدد بازی پارامتر مهمی جهت توصیف پدیده چسبندگی هنگام ارتباط متقابل نفت - آب و آب - سنگ می باشد. تحلیل آنها نشان داد که نفتی که نسبت عدد اسیدی و عدد بازی و همچنین درصد آسفالتین آن بالا باشد، سطح سنگ میکا را به وضعیت نفت تر شدن تغییر داده است.

باکلی و فن بر روی نفت خام ۴۰ حلقه چاه از مخازن آمریکا مطالعاتی انجام داده و نقش مقدار آسفالتین، عدد اسیدی و عدد بازی را در کاهش کشش بین سطحی با آب که یکی از عوامل مؤثر در جابجایی سیالات به حساب می آید، بررسی کرده اند [۱۳].

و نفت می باشد که مهم ترین آنها ترکیبات نفت و آب مخزن و تأثیر متقابل فیزیکی - شیمیایی آنها به حساب می آید. به گونه ای که سرعت جریان سیالات، فشار موئینه، پدیده ترشوندگی سنگ مخزن نسبت به نفت یا آب، کشش بین سطحی فازهای مختلف، تشکیل امولسیون، لخته شدن ذرات سنگین آسفالتین و رسوب آنها در محیط متخلخل طبیعی سنگ مخزن، شدیداً تحت تأثیر ترکیبات نفت و آب و تأثیر متقابل آنها می باشد [۱-۳]. اهمیت افزایش تولید نفت باعث شده که محققین به این موضوع دقت بیشتری داشته باشند.

تانگ و مورو اثر ترکیب شیمیایی آب بر روی تولید نفت و تأثیر متقابل آنها را بررسی کرده و نشان دادند که تولید نفت با کاهش درصد شوری آب نمک افزایش می یابد [۴-۶].

شارما و فیلکو نیز پس از مطالعات آزمایشگاهی به این نتیجه رسیدند که نتایج سیلاب زنی شدیداً بستگی به درصد شوری آب دارد و تولید نفت در شوری پایین افزایش می یابد. با این تفاوت که در مجاورت با نفت معدنی غیر قطبی این تأثیر مشاهده نمی شود. این نتیجه تأثیر خواص نفت در تولید را تأیید می کند [۷].

زانگ و همکارانش مطالعات آزمایشگاهی در خصوص تأثیر درصد شوری آب نمک بر روی میزان تولید نفت انجام داده اند. آنها تولید نفت مخزن را در اثر تزریق آب با شوری خیلی پایین و متوسط بررسی کرده و به نتایج مشابه (کاهش تولید با افزایش درصد شوری آب) دست یافتند [۸].

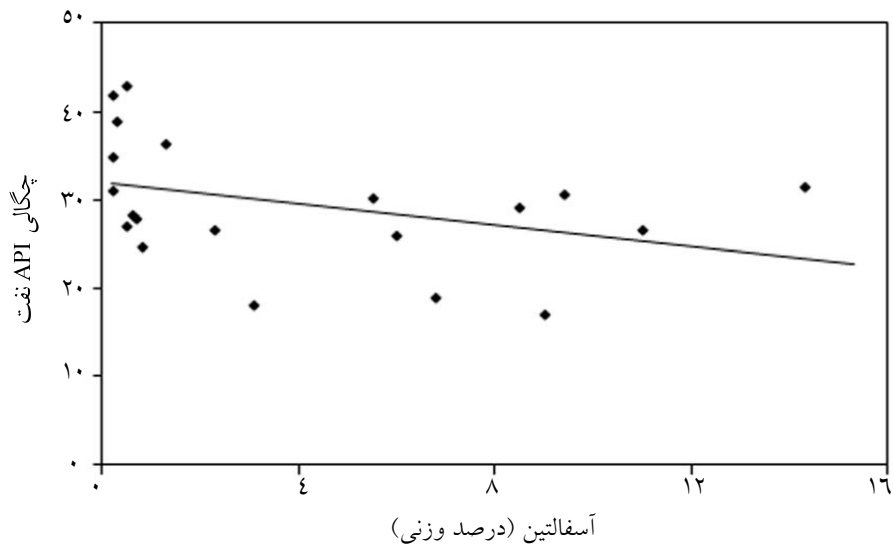
آب های قلیایی در تماس با نفت مخزن می تواند بر اثر فرآیند صابون سازی^۱ نفت را از سطح سنگ مخزن شسته و تولید را افزایش دهد. البته این فرآیند به نوع نفت نیز بستگی دارد.

به منظور بررسی تأثیر نوع نفت مخزن بر تولید، تی و همکارانش آزمایشات متعددی بر روی سیستم های متنوعی متشکل از نفت خام - آب - سنگ مخزن انجام داده و به این نتیجه رسیدند که هنگام افزودن آلکان (مثلاً نرمال دکان) به نفت خام، تولید نفت در سنگ آهک کاهش می یابد و جابه جایی مستقیم نفت خام با روغن معدنی، جذب آب را در محیط متخلخل تقریباً به طور کلی متوقف می کند [۹]. ایشان این رفتار را به تولید سطح نفت دوست قوی در سطح سنگ نسبت داده اند.

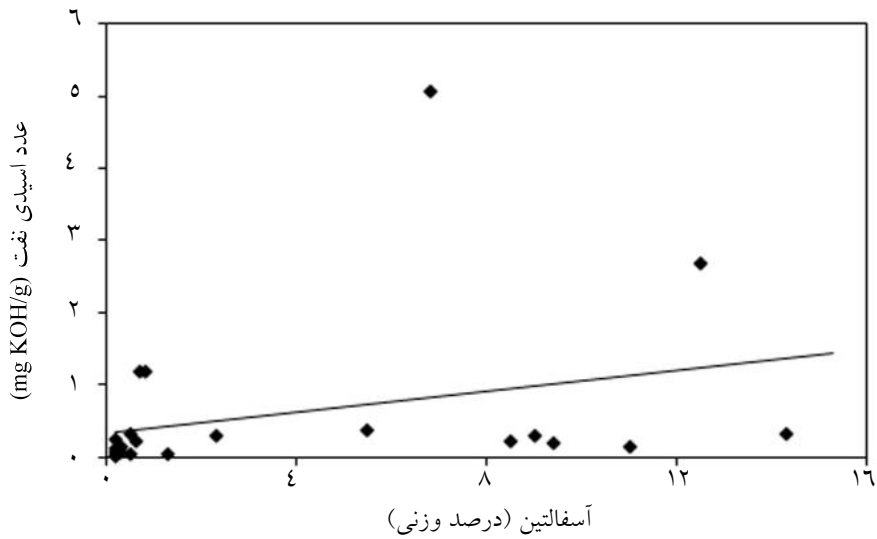
1. Saponification

2. API gravity

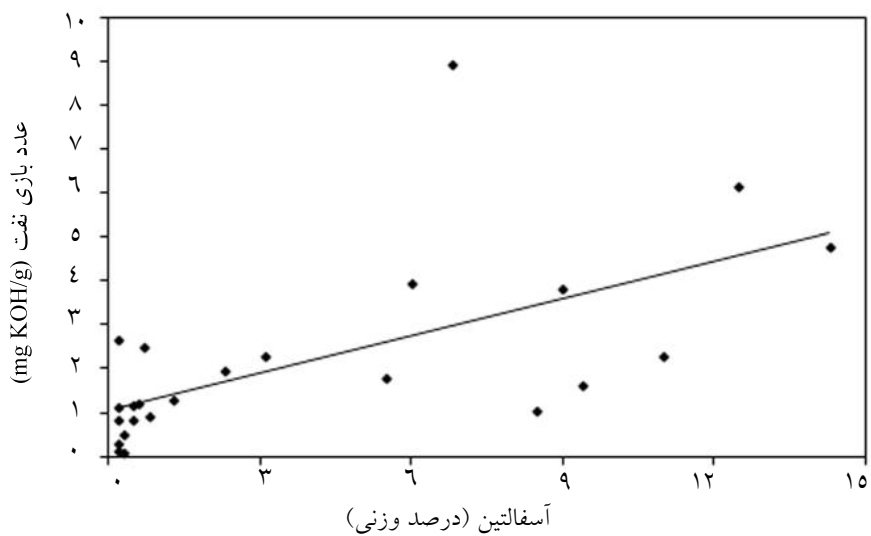
(این کمیت بدون بعد نشان دهنده سنگین و یا سبک بودن نفت نسبت به آب است. چگالی ای پی ای آب ۱۰ می باشد و این کمیت هر چه از ۱۰ بیشتر باشد نفت سبک تر می باشد.)



شکل ۱- ارتباط مقدار آسفالتین در نفت و چگالی نفت [۱۲]



شکل ۲- ارتباط بین مقدار آسفالتین در نفت و عدد اسیدی نفت [۱۲]



شکل ۳- ارتباط بین مقدار آسفالتین در نفت و عدد اسیدی نفت [۱۲]

درصد بالای آسفالتین در ترکیب نفت خام و شوری بالای آب مخزن و همچنین برخی از آنها دارای سفره آبی^۱ هستند. از آنجایی که ترکیب شیمیایی نفت مخزن نقش اساسی در تولید نفت ایفا می‌نماید و مخازن نفتی ایران کمتر مورد توجه پژوهشگران بوده، ضرورت دارد که تأثیر خواص و ترکیب شیمیایی نفت بر روی میزان تولید مخازن نفتی مورد مطالعه قرار گیرد.

در این تحقیق آزمایشگاهی، هدف اصلی مطالعه و بررسی تأثیر پارامترهای مختلف و اجزای نفت بر روی میزان تولید با به کارگیری مکانیزم تزریق آب در شرایط مخزن بازسازی شده می‌باشد. همچنین علت تفاوت میزان تولید دو نفت با درصد آسفالتین مشابه و افزایش تولید نفت با درصد آسفالتین بالا نسبت به نفت دیگر بررسی و شرح داده شده است. نتایج حاصل به همراه بررسی سایر عوامل تأثیرگذار، می‌تواند در پیش‌بینی میزان تولید بر اثر تزریق آب مؤثر باشد.

روش آزمایشات

جهت بررسی اثر ترکیب شیمیایی و خواص نفت مخزن بر روی تولید، پارامترهای مهم نفت مانند عدد اسیدی، مقدار چهار جزء مهم موجود در نفت (شامل اجزای اشباع، رزین، هیدروکربورهای آروماتیک و آسفالتین) گرانروی و کشش بین سطحی نفت و آب با استفاده از روش‌های استاندارد اندازه‌گیری شده است. عدد اسیدی نفت مخزن با روش UOP565، گرانروی با روش ASTM D445، مقدار درصد چهار جزء مهم نفت با تفکیک برش‌های هیدروکربوری و خالص‌سازی آسفالتین توسط روش IP143 اندازه‌گیری شده‌اند. کشش بین سطحی در دمای مخزن با استفاده از روش قطره‌ای اندازه‌گیری گردید.

محققین تاکید بر انجام مطالعات آزمایشگاهی مغزه‌های نفتی بر روی نمونه‌های بازسازی شده در شرایط مخزن دارند، چرا که به عقیده آنها پس از شستشو، ترشوندگی سنگ مخزن خنثی می‌شود [۱۵-۱۸].

نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که برای نفت خام چاه‌های مورد مطالعه، با افزایش مقدار آسفالتین، کشش بین سطحی نیز افزایش یافته است. همچنین با افزایش عدد اسیدی، کشش بین سطحی کاهش پیدا می‌کند، ولی برای نفتی با گرانروی خیلی بالا مقدار عدد اسیدی بی‌تأثیر بوده و کشش بین سطحی افزایش می‌یابد. همچنین با افزایش عدد بازی، نیروی دفع بین سطوح و در نتیجه کشش بین سطحی افزایش می‌یابد.

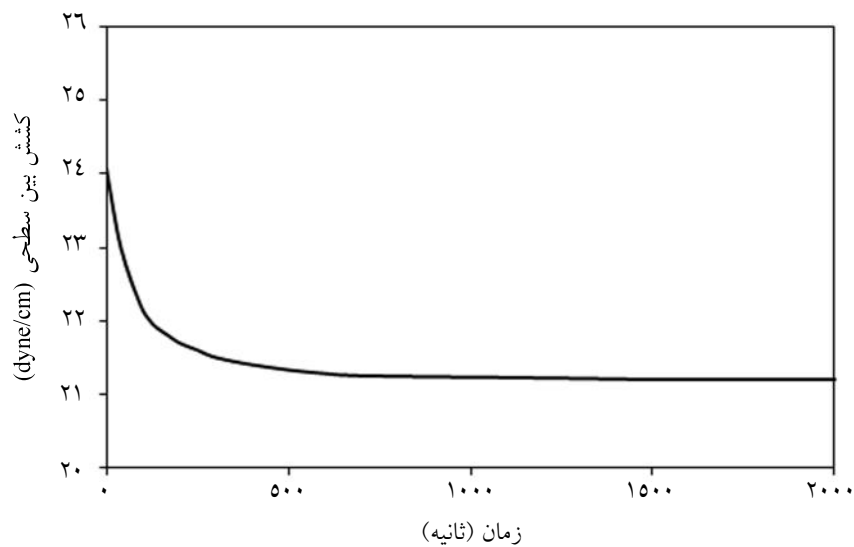
کشش بین سطحی نفت مخزن و آب به علت تغییر مساحت بین سطوح در اثر نفوذ اجزای نفت، دینامیک می‌باشد. جریبی تابع آن را نسبت زمان با معادله زیر نشان داده است:

$$\sigma = \sigma_{eq} + (\sigma_0 - \sigma_{eq}) * e^{-t/\tau} \quad (1)$$

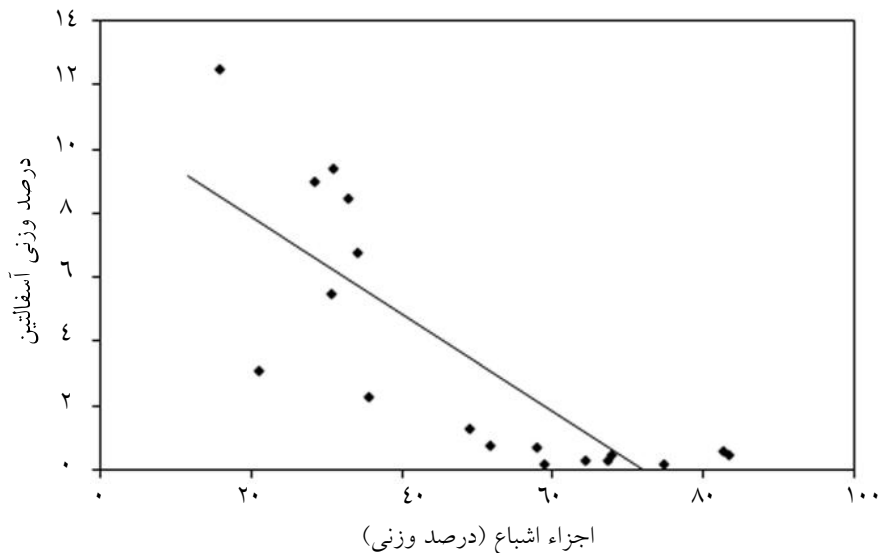
در رابطه بالا σ_{eq} : کشش بین سطحی تعادلی، σ_0 : کشش بین سطحی اولیه، t : زمان نهایی تعادل و τ : مدت زمان تا شروع تعادل می‌باشد [۱۴]. کاهش کشش بین سطحی در اثر جذب سطحی مواد فعال نفت خام مخزن، با منحنی شاخص تابع کشش بین سطحی و زمان توصیف می‌شود (شکل ۴).

از نظر باکلی و فن چگالی API نفت پارامتر مهمی در تعیین حلالیت آسفالتین می‌باشد، چرا که نفت با چگالی API پایین معمولاً آسفالتین زیادی دارد و درصد آروماتیک و رزین آن نیز بالا می‌باشد [۱۳]. همچنین باکلی و فن نشان دادند که درصد آسفالتین و درصد اجزای اشباع در نفت، عامل اصلی رسوب آسفالتین در سطح سنگ می‌باشد. بالا بودن درصد اجزای اشباع، شرایط رسوب آسفالتین بر روی سطح سنگ را فراهم می‌کند. این محیط برای آسفالتین، محیط ضعیف هیدروکربوری به حساب می‌آید. وجود حلال آسفالتین نفت، مانند رزین، تأثیر معکوسی دارد و شرایط پراکندگی آسفالتین در درون نفت را تأمین می‌کند. در این صورت، در سطح سنگ چسبندگی نفت ایجاد نمی‌شود. تحلیل آماری یانگ و همکارانش نشان داد که معمولاً نفت با درصد آسفالتین بالا، اجزای اشباع کمتری دارد (شکل ۵). دمای بالای محیط نیز در این مورد نقش اساسی داشته و افزایش دما باعث کاهش اندازه توده‌های آسفالتین می‌شود [۱۲].

به طور کلی تعداد قابل توجهی از مخازن نفتی ایران دارای



شکل ۴- نمودار شاخص کشش بین سطحی بر حسب زمان برای نفت خام [۲۴]



شکل ۵- ارتباط مقدار آسفالتین و درصد اجزای اشباع نفت [۱۲]

فشار جانبی بالا، مخازن آب و نفت، لوله‌های جریان سیالات، سیستم گرم‌کننده و فشار سنج با محدوده مختلف اندازه‌گیری، می‌باشد.

در این پژوهش، تعداد سه نمونه سنگ مخزن کربناته از مخازن ایران که دارای خواص پتروفیزیکی مشابه هستند، مورد استفاده قرار گرفته است. مشخصات نمونه‌های سنگ، آب نمک و نفت مخزن مورد استفاده در جداول ۱ و ۲ ارائه داده شده است. جهت ایجاد درصد اشباع آب اولیه، نفت مخزن در یک فشار ثابت به نمونه‌های موجود در مغزه نگهدار تزریق و پس از تثبیت درصد اشباع آب اولیه، عبوردهی سنگ مخزن نسبت به نفت اندازه‌گیری می‌شود.

فرآیند بازسازی نمونه در شرایط مخزن از سه مرحله تشکیل شده است: ۱- شستشوی سنگ مخزن جهت تمیز کردن آن از نفت و آب، ۲- برقرار کردن اشباع اولیه آب و نفت و ۳- برقراری تعادل جذب سیال به مدت کافی [۱۹-۲۳].

شستشوی نمونه‌ها با استفاده از حلال تولوئن به روش دین استارک، جهت تمیز کردن سنگ مخزن از سیالات اولیه موجود در فضای متخلخل انجام گرفته است [۱۵]. نمونه‌های سنگ مخزن مورد نظر که به صورت پلاگ تهیه شده، پس از شستشو و اندازه‌گیری خواص پتروفیزیکی، تحت فشار بالا در دستگاه اشباع‌کننده کاملاً با آب نمک اشباع گردیده است. این پژوهش نیاز به سیستم تزریق سیالات در دما و فشار مخزن دارد که مجهز به مغزه نگهدار با

جدول ۱- مشخصات نمونه‌های نفت و آب استفاده شده

شماره نمونه نفت و سنگ مخزن	درصد وزنی آسفالتین نفت	درصد وزنی اجزای نفت	درصد وزنی رزین نفت	درصد وزنی آروماتیک‌ها	عدد اسیدی نفت مخزن KOH mg/gr oil	گرانروی نفت در دمای مخزن (cP)	مقدار شوری آب نمک (g/lit)	کشش بین سطحی در مرز آب و نفت (dyne/cm)
۱ (بنگستان)	۱۱	۳۱/۴۴	۱۶/۲۸	۴۰/۷۸	۰/۳۴	۲۰	۲۰۰	۲۰
۲ (میدان اول از سازند آسماری)	۲/۹۴	۳۰/۹	۹/۰۶	۵۷	۰/۵۴	۳/۸	۲۰۰	۱۶/۵
۳ (میدان دوم از سازند آسماری)	۲/۵۳	۵۳/۷۶	۱۳/۶۸	۲۹/۲۷	۰/۱۳	۴	۲۶۰	۲۴

جدول ۲- مشخصات نمونه‌های سنگ استفاده شده و میزان تولید نفت

شماره نمونه‌های سنگ مخزن	درصد تخلخل سنگ مخزن	نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن (mD)	درصد اشباع آب اولیه سنگ مخزن	عبوردهی سنگ مخزن نسبت به نفت (mD)	درصد تولید نفت نسبت به نفت اولیه درجا
۱ (بنگستان)	۱۳/۸۰	۲/۲۲۶	۲۳	۰/۱۸۹	۵۸
۲ (آسماری)	۱۴/۹۹	۲/۲۰۴	۱۷	۰/۴۹۹	۷۶
۳ (آسماری)	۲۵/۲۵	۳/۴۷۶	۲۰	۰/۹۲۰	۵۰

نفت سازند بنگستان (نمونه نفت شماره ۱)

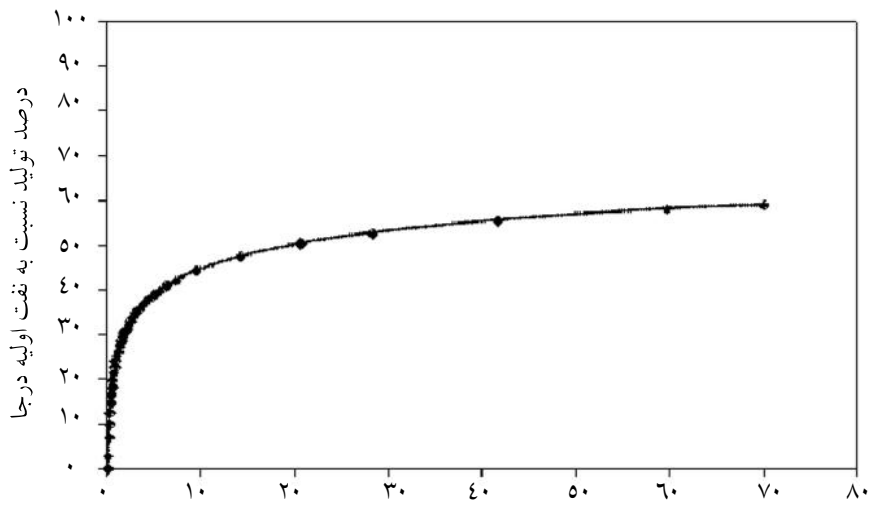
نمونه نفت سازند بنگستان دارای ۱۱٪ آسفالتین است که نفتی با درصد آسفالتین بالا محسوب می‌شود. معمولاً این گونه نفت‌ها هنگام تولید، جریان در لوله‌ها و همچنین حمل و نقل به پالایشگاه با تشکیل امولسیون‌های سخت (آب-نفت و یا نفت-آب) و یا رسوب آسفالتین مشکلات زیادی ایجاد کرده و هزینه‌های تولید و پالایش را بالا می‌برند. تجمع ذرات سنگین آسفالتین و تشکیل امولسیون، بستگی به ترکیب شیمیایی آب و نفت و همچنین دما دارد. با توجه به تغییرات دما، جریان نفت با درصد آسفالتین بالا در محیط متخلخل و هنگام حمل و نقل می‌تواند دو فرآیند با مکانیسم‌های کاملاً متفاوت باشد. مقدار اجزای اشباع، رزین و هیدروکربورهای آروماتیک این نفت به ترتیب ۳۱/۴۴٪، ۱۶/۲۸٪ و ۴۰/۷۸٪ و عدد اسیدی آن ۰/۳۴ می‌باشد. کشش بین سطحی نفت سازند بنگستان در مرز آب ۲۰ dyne/cm است. این نفت به سنگ سازند بنگستان (سنگ مخزن شماره ۱) تزریق و در نهایت ۵۸٪ از نفت اولیه درجا تولید شده است.

پس از نگه داشتن نمونه‌ها تحت فشار و دمای مخزن به مدت حدوداً یک ماه جهت بازسازی ترشوندگی، شرایط مغزه‌ها خیلی نزدیک به شرایط مخزن می‌شود. سپس جا به جایی نفت توسط تزریق آب انجام شده و در طول تزریق پارامترهای مهمی چون فشار، زمان و مقدار خروجی سیالات اندازه‌گیری می‌شود. تزریق تا زمانی ادامه می‌یابد که در تولید، برش آب^۱ به بیش از ۹۹٪ برسد.

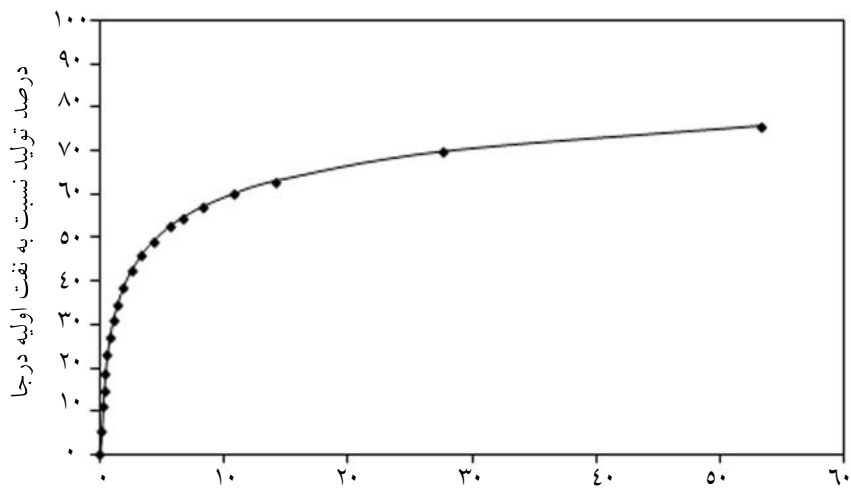
نتایج و بحث

نتایج مطالعات آزمایشگاهی، تأثیر نوع نفت بر روی تولید را نشان می‌دهد. ترکیب نفت مخزن، علت اصلی تفاوت در میزان تولید می‌باشد. سه نمونه نفت خام مخازن مهم مناطق نفت‌خیز جنوب که یکی از آنها مربوط به سازند بنگستان و دو نمونه دیگر مربوط به دو میدان نفتی از سازند آسماری می‌باشد، مورد مطالعه قرار گرفته‌اند. در جا به جایی نفت توسط آب، میزان تولید به مقدار آب تزریقی بستگی دارد که ارتباط بین آنها به صورت منحنی در شکل‌های ۶ تا ۸ نشان داده شده است. نتایج این پژوهش به طور خلاصه به شرح زیر می‌باشد:

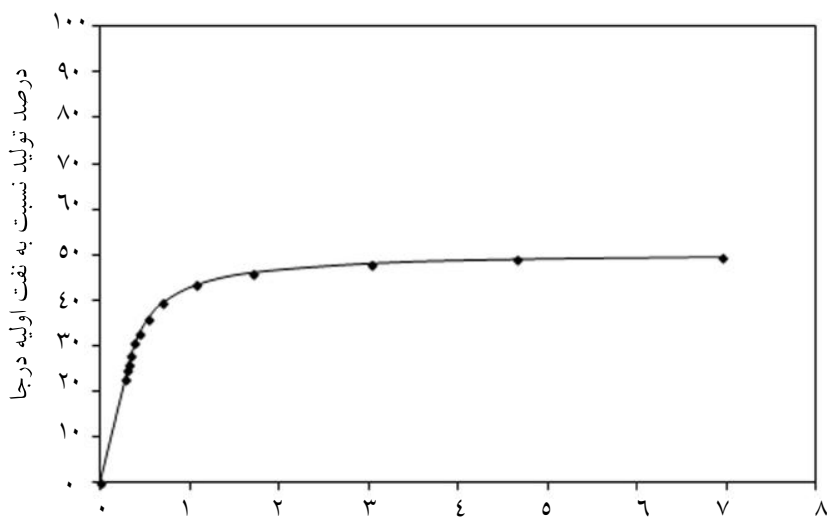
1. Water cut



شکل ۶- تولید نفت سازند بنگستان بر حسب مقدار آب تزریقی در سنگ مخزن شماره یک
ضریب میزان آب تزریقی به ازای حجم فضای متخلخل



شکل ۷- تولید نفت سازند آسماری (میدان اول سازند آسماری) بر حسب مقدار آب تزریقی در سنگ مخزن شماره دو
ضریب میزان آب تزریقی به ازای حجم فضای متخلخل



شکل ۸- تولید نفت سازند آسماری (میدان دوم سازند آسماری) بر حسب مقدار آب تزریقی در سنگ مخزن شماره سه
ضریب میزان آب تزریقی به ازای حجم فضای متخلخل

و همچنین دمای بالا، اندازه توده آسفالتین را کاهش داده و ثبات سیستم کولوئیدی آسفالتین را تأمین می‌کند. این محیط می‌تواند یک سیستم خوب برای پراکندگی آسفالتین باشد و از رسوب آن در سطح سنگ مخزن به مدت طولانی جلوگیری کند. در مقایسه با نفت سازند آسماری (میدان دوم آسماری) با اینکه مقدار آسفالتین نفت سازند بنگستان خیلی بیشتر از نفت سازند آسماری می‌باشد، به علت درصد بالای آروماتیک‌ها و رزین نفت بنگستان، عدد اسیدی این نفت از نفت سازند آسماری (نفت شماره ۳) ۲/۵ برابر بیشتر است.

کشش بین سطحی نفت سازند بنگستان (نفت شماره ۱) در مرز آب از نفت میدان اول سازند آسماری (نفت شماره ۲) بیشتر و از نفت میدان دوم سازند آسماری (نفت شماره ۳) کمتر است (جدول ۱). کشش بین سطحی به تدریج در اثر جذب سطحی^۲ مواد فعال سطحی نفت در محیط آب کاهش پیدا می‌کند. اما این کاهش تا غلظت میسل بحرانی^۳ یعنی تا تجمع مولکول‌های آسفالتین و تشکیل توده سفت آسفالتینی ادامه دارد. افزایش بعدی مقدار اجزای فعال آسفالتین نمی‌تواند منجر به تغییر کشش بین سطحی شود. در این شرایط در اثر برتری نیروهای مویینه، آسفالتین در محیط متخلخل رسوب کرده و تولید نفت به تدریج متوقف می‌شود. منحنی تولید نفت سازند بنگستان (شکل ۶) نشان می‌دهد که برای تولید ۵۰٪ از نفت اولیه، ۲۰ برابر حجم فضای متخلخل، آب به نمونه تزریق شده است و ۸٪ تولید بعدی با تزریق ۵۰ برابر حجم مذکور به دست آمده است. وجود اسیدهای کربوکسیلی در این نمونه نفت، مناسب بودن پارامترهای تست سارا^۴ و همچنین دمای بالا، شرایطی را فراهم نموده که آب بیشتری برای جابه‌جایی نفت مصرف شود و مدت زمان تولید طولانی گردد. اما آسفالتین زیاد در این نمونه به تدریج منجر به مسدود شدن فضای متخلخل می‌گردد. به همین دلیل، تولید نفت سازند بنگستان حداکثر ۵۸٪ می‌باشد.

نفت سازند آسماری (نمونه نفت شماره ۲ - میدان اول آسماری)

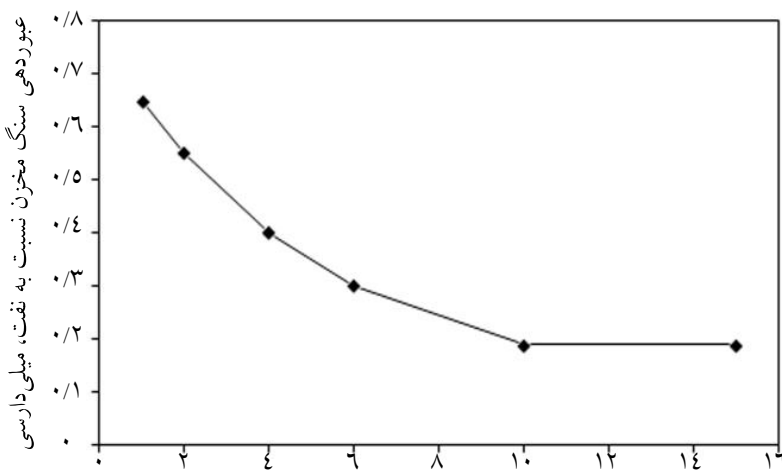
نمونه نفت سازند آسماری نفت آسفالتینی متوسط محسوب می‌شود که دارای ۲/۹۴٪ آسفالتین است. این نفت شرایط متفاوتی نسبت به دو نمونه دیگر نفتی دارد. به این ترتیب که هیدروکربورهای آروماتیک درصد قابل توجهی از نفت (۵۷٪) را تشکیل می‌دهد. همچنین درصد اجزای اشباع و رزین این نفت به ترتیب ۳۰/۹٪ و ۹/۰۶٪ و عدد اسیدی آن ۰/۵۴ می‌باشد. کشش بین سطحی در مرز آب ۱۶۷۵ dyne/cm است. این نفت به سنگ سازند شماره ۲ (سنگ مخزن آسماری) تزریق شده و حد اکثر تولید ۷۶٪ نفت اولیه در جا بوده است.

نفت سازند آسماری (نمونه نفت شماره ۳ - میدان دوم آسماری)

مقدار آسفالتین میدان دوم سازند آسماری (نفت شماره سه) ۲/۵۳٪ است که نفتی با درصد آسفالتین متوسط محسوب می‌شود. درصد اجزای اشباع، رزین و هیدروکربورهای آروماتیک این نفت به ترتیب ۵۳/۷۶٪، ۱۳/۶۸٪ و ۲۹/۲۷٪ و عدد اسیدی آن ۰/۱۳ می‌باشد. کشش بین سطحی این نفت در مرز آب ۲۴ dyne/cm است. این نفت به سنگ سازند آسماری (سنگ مخزن شماره ۳) تزریق شده و حد اکثر تولید ۵۰٪ نفت اولیه در جا بوده است. مقدار آسفالتین نفت دو میدان آسماری (نفت شماره ۲ و ۳) نزدیک به هم می‌باشد. اما عدد اسیدی نفت شماره ۳ تقریباً چهار برابر کمتر و کشش بین سطحی آن در مرز آب تقریباً ۱/۵ برابر بیشتر از نفت شماره ۲ می‌باشد.

از آنجایی که جریان نفت و آب در فضای متخلخل سنگ مخزن، تحت تاثیر خواص این سیالات و تعادل نیروهای مکانیکی و کولوئیدی بین سطوح آنها می‌باشد، بررسی پارامترهای مهم نفت جهت تعیین نقش این پارامترها در میزان تولید ضرورت دارد. با توجه به مقدار بالای آسفالتین نفت سازند بنگستان، در اثر رسوب نفت در سطح سنگ، به دلیل مسدود کردن محیط متخلخل، در ابتدا عبوردهی سنگ نسبت به نفت و نهایتاً تولید نفت کاهش پیدا می‌کند (شکل ۹). اما نتایج نشان می‌دهد که وجود درصد بالای آروماتیک‌ها و رزین نفت به عنوان نگهدارنده^۱ آسفالتین

1. Peptizer
2. Absorption
3. Critical Micelle Concentration (CMC)
4. SARA (Saturates - Aromatics - Resins - Asphaltene)



شکل ۹- کاهش عبوردهی سنگ مخزن بنگستان نسبت به نفت در اثر عبور نفت از فضای متخلخل سنگ

برتری نیروهای دفع نسبت به نیروهای جذب واندروالس بین سطوح آب و نفت می‌شود. در این شرایط، تولید نفت پس از تزریق اندکی حجم فضای متخلخل آب به سنگ، به مقدار نهایی خود می‌رسد. با توجه به شرایط بهتر سنگ مخزن دوم آسماری از نظر خواص فیزیکی نسبت به دو سنگ دیگر، میزان تولید نفت در این سنگ بیشتر از ۵۰٪ نبوده است (شکل ۸).

خواص پتروفیزیکی این سنگ در عبوردهی نسبت به نفت تاثیرگذار است. اما کاهش تولید نفت هنگام تزریق آب مبین نقش مهم خواص نفت و آب و همچنین نیروهای موجود بین سطوح این دو سیال می‌باشد.

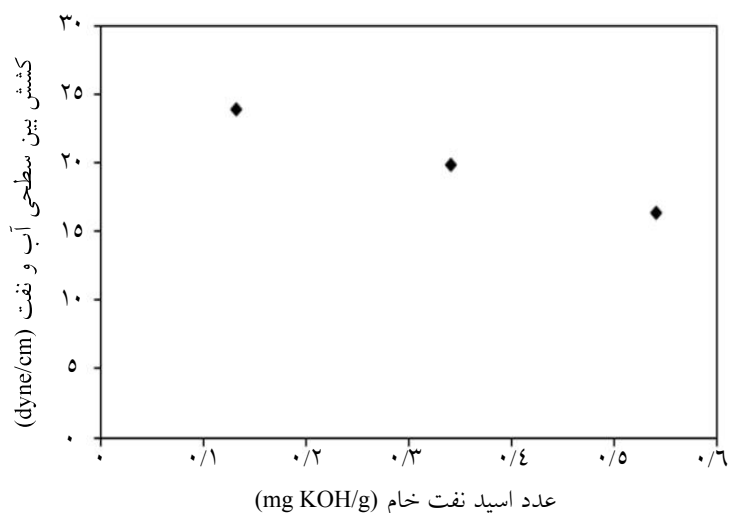
بررسی ارتباط عدد اسیدی با کشش بین سطحی و تولید نفت نمونه‌های آزمایش شده در این پژوهش، نشان می‌دهد که عدد اسیدی نفت خام نقش اساسی دارد. همان گونه که در شکل‌های ۱۰ و ۱۱ مشاهده می‌شود، این پارامتر به عنوان شاخص مقدار اسیدهای کربوکسیلی در کاهش کشش بین سطحی و افزایش میزان تولید نفت تاثیرگذار می‌باشد.

بنابراین پارامترهای مهم نفت مانند عدد اسیدی و درصد اجزای تشکیل دهنده آن (آسفالتین، اشباع، رزین و آروماتیک‌ها) بر روند و میزان تولید تاثیر بسزایی دارند.

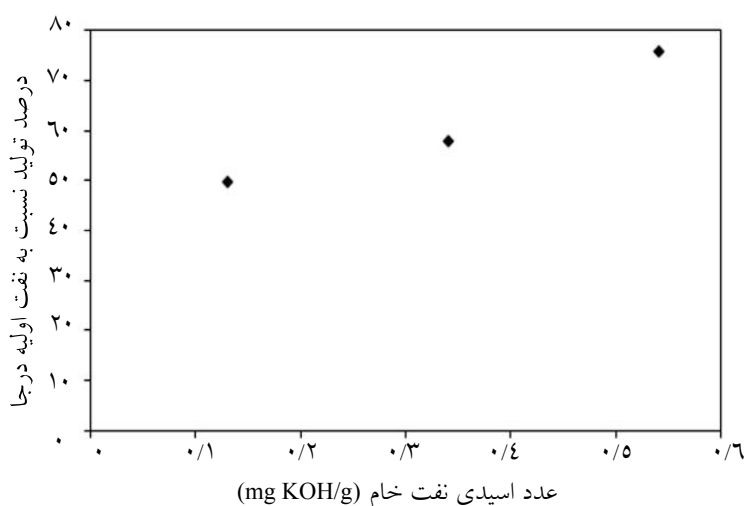
نتایج تزریق آب در سنگ مخزن میدان اول سازند آسماری نشان می‌دهد که مکانیسم تولید در این سنگ کاملاً متفاوت است. تاثیر درصد اجزای اشباع، آروماتیک‌ها و عدد اسیدی در تولید این نفت بیشتر نمایان می‌شود، به طوری که پایین بودن درصد اجزای اشباع نفت میدان اول سازند آسماری، رسوب آسفالتین در سطح سنگ و مسدود شدن منافذ را کاهش داده است. از طرفی بالا بودن آروماتیک‌ها و عدد اسیدی این نفت در کاهش سریع کشش بین سطحی در مرز آب تاثیرگذار می‌باشد. به همین دلیل برای تولید ۵۰٪ از نفت اولیه، کمتر از ۵ برابر حجم فضای متخلخل آب نیاز بوده است (شکل ۷). پس از تولید درصد بالای نفت، نیروهای موئینه تاثیر خود را بر روی جریان نفت نشان می‌دهد. ۲۶٪ تولید بعدی به تدریج با تزریق ۴۸ برابر حجم فضای متخلخل به دست آمده است.

مقدار آسفالتین نفت میدان دوم سازند آسماری کمتر از دو نمونه دیگر و در حد متوسط یعنی ۲/۵۳٪ است. بالا بودن درصد اجزای اشباع و همچنین درصد بالای شوری آب نمک، باعث شده تا کشش بین سطحی آن در مرز آب بیشتر از دو نفت دیگر باشد. در محیطی که درصد اجزای اشباع زیاد باشد، بین مولکول‌های غیر قطبی نیروهای پراکندگی لاندن^۱ قوی وجود دارد. در این شرایط آسفالتین سریعاً در محیط متخلخل موئینه سنگ مخزن رسوب می‌کند. از طرف دیگر پایین بودن عدد اسیدی نفت سازند میدان دوم آسماری و پایین بودن رزین و آروماتیک‌های آن منجر به

1. London Dispersion Forces



شکل ۱۰- ارتباط کشش بین سطحی آب و نفت و عدد اسیدی نفت خام



شکل ۱۱- تولید نفت بر حسب عدد اسیدی نفت خام

نتیجه‌گیری

۴- رسوب آسفالتین در محیط متخلخل سنگ مخزن بستگی به مقدار اجزای اشباع نفت دارد. بالا بودن درصد اجزای اشباع نفت، محیط نامطلوبی برای آسفالتین ایجاد نموده و شرایط را برای رسوب آسفالتین در سطح سنگ مخزن فراهم می‌کند.

۵- ترکیب شیمیایی و نیروهای موجود بین سطوح آب و نفت بر روی مقدار آب تزریقی برای درصد تولید نهایی نفت تأثیرگذار هستند. با افزایش شوری آب مخزن و کاهش عدد اسیدی نفت، نیروهای دفع بین سطوح برتری دارد، در نتیجه حجم کمتری آب مصرف خواهد شد.

۶- نتایج حاصل از مطالعات مخازن کربناته مناطق نفت‌خیز جنوب همراه با بررسی سایر عوامل تأثیرگذار، می‌تواند به پیش‌بینی میزان تولید بر اثر تزریق آب و تجزیه و تحلیل نتایج آن کمک کند.

از مطالعه و بررسی آزمایشگاهی تأثیر ترکیب نفت مخزن بر روی تولید، نتایج زیر به دست آمد:

۱- ترکیب شیمیایی نفت در مقدار تولید آن تأثیرگذار بوده و بیشترین تولید مربوط به نفت میدان اول از سازند آسماری (نفت شماره ۲) با عدد اسیدی بالاتر می‌باشد.

۲- مقدار آسفالتین موجود در نفت خام مخزن، نمی‌تواند توصیف‌کننده میزان تولید نفت باشد. در این تحقیق نفت سازند بنگستان (نفت شماره ۱) علی‌رغم درصد آسفالتین بالا به دلیل مقدار اسیدهای آلی، تولید بیشتری نسبت به نفت میدان دوم سازند آسماری (نفت شماره ۳) داشته است.

۳- نتایج به دست آمده نشان می‌دهد که ارتباط ضعیفی بین مقدار آسفالتین و عدد اسیدی نفت خام در موارد بررسی شده وجود دارد.

تشکر و قدردانی

پژوهشکده جهت پشتیبانی در انجام این تحقیق تشکر و قدردانی می نماید.

نویسنده این مقاله از واحد پژوهش مغزه های نفتی پژوهشکده مهندسی نفت و همچنین مدیریت آن

منابع

- [1] Buckley J.S., and Liu Y., "Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions", Presented at the 4th In.' Symp. On evaluation of Reservoir Wettability and its Effect on oil Recovery, Montpellier, France, pp. 11-13, Sept.1996.
- [2] Buckley J.S., Liu Y., Xie X., and Morrow N. R., "Asphaltenes and crude oil wetting – the effect of oil composition", SPE Journal, No. 2, pp. 107-119, June 1998.
- [3] Anderson W.G., "Wettability literature survey – Part1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability", JPT, pp.1125-1149, Oct.1986
- [4] Tang G.O. and Morrow N. R., "Salinity, temperature, oil composition and oil recovery by waterflooding", SPE Reservoir Engineering, pp. 269-276, Nov.1997.
- [5] Morrow N. R., Tang G.O., Valat M., and Xie X., "Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 20, pp. 267-276, 1998.
- [6] Tang, G.O. and Morrow N. R., "Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 24, pp. 99-111, 1999.
- [7] Sharma M.M. and Filoco P.R., "Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations", SPE Journal, Vol. 5, No. 3, pp. 293-300, Sept. 2000.
- [8] Zhang Y., Xie X., and Morrow N. R., "Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores", paper number: 109879, 2007
- [9] Tie H., Zhengxin T., Morrow N. R., *The effect of different crude oil/brine/rock combinations on wettability through spontaneous imbibitions*, SCA2003-02.
- [10] Xie X., Morrow N. R., and Buckley J.S., "Contact angle hysteresis and the stability of wetting changes induced by adsorption from crude oil", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 33, pp. 147-159, 2002.
- [11] Torsaeter O., Boe R., and Holt T., *An experimental study of the relationship between rock surface properties, wettability and oil production characteristics*, SCA9739.
- [12] Yang S. Y., Hirasaki G., Basu S., and Vaidya R., "Statistical analysis on parameters that affect wetting for the crude oil / brine / mica system", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 33, pp.203-215, 2002.
- [13] Buckley J.S., and Fan, T., *Crude oil/brine interfacial tensions*, SCA2005-01.
- [14] Jeribi M., Almir-Assad B., Langevin D., Henault I., and Argillier J.F., "Adsorption kinetics of asphaltenes at liquid interfaces", Journal Colloid Interface Science, Vol. 256, pp.268-272, 2002.
- [15] Anderson W.G., "Wettability literature survey – Part 5: The effects of wettability on relative permeability", JPT, pp. 1453-1468, Nov. 1987.
- [16] Stalheim S.O., Eidesmo T., and Rueslatten H., "Influence of wettability on water saturation modeling", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 24, pp. 243-253, 1999.

- [17] Morrow N. R., "Wettability and its effect on oil recovery", JPT, pp.1476-1484, Dec. 1990.
- [18] Craig F. F., "The reservoir engineering aspects of waterflooding", Monograph series, SPE, Richardson, TX 3, 1971.
- [19] Cuiec L. E., "Restoration of the natural state of core samples", SPE5634, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28-Oct.1, 1975.
- [20] Mungan N., "Relative permeability measurements using reservoir fluids", SPEJ, pp.398-402, Oct.1972.
- [21] Salathiel R.A., "Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks", JPT, pp.1216-24, Oct.1973.
- [22] Wendel D.J., Anderson W.G., Meyers J.D., "Restored-state core analysis for the Hutton reservoir", SPE 14298, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25, 1985.
- [23] Mungan N., "Certain wettability effects in laboratory waterfloods", JPT, pp.247-52, Feb.1966.
- [24] Voyutsky S., Colloid Chemistry, Mir publishers, Moskow, 1978.