

بررسی اثر دما و پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی چگالی جذب سورفکتانت تریتون ایکس-۱۰۰ در سنگ‌های کربناته

عبدالرحمن مغانی رحیمی^{۱*}، ابوذر صادقی^۲ و علی کعبی فلاحیه اصل^۳

۱- گروه نفت، دانشگاه صنعت نفت، آبادان، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه شیراز، ایران

۳- دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه سهند تبریز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۱۱/۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۷/۱

چکیده

امروزه به دلیل افت فشار مخازن نفتی، انرژی طبیعی مخزن قادر به تولید نفت باقی مانده نمی‌باشد. از این رو متخصصان صنعت نفت همواره به فکر روشی برای تخلیه نفت باقی مانده در مخزن هستند. تزریق شیمیایی در دهه‌های اخیر کاربرد فراوانی در ازدیاد برداشت نفت داشته است. اما این روش همواره با محدودیت‌هایی همراه بوده است. هدر رفتن سورفکتانت و پلیمر در طی عملیات تزریق در مخازن به عنوان مهم‌ترین مسأله در امکان‌پذیر بودن عملیات تزریق مواد شیمیایی محسوب می‌شود. تلاش‌های بسیاری برای کاهش جذب سورفکتانت جهت اقتصادی بودن اینگونه عملیات صورت گرفته است. اضافه کردن پلیمر به مواد شیمیایی تزریقی به دلیل کنترل بهتر ضریب تحرک‌پذیری آب - نفت و همچنین، تأثیر بر میزان جذب سورفکتانت به طرق مختلف به عنوان کاربردی ترین روش، مورد استفاده قرار گرفته است. در این مطالعه تأثیر دما بر روی جذب سورفکتانت شیمیایی تریتون ایکس-۱۰۰ مورد بررسی قرار گرفته است. به علاوه، تأثیر پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی جذب این سورفکتانت نیز مورد ارزیابی قرار گرفته است. نتایج این مطالعه نشان داد که تأثیر افزایش دما بر روی کاهش جذب سورفکتانت مثبت بوده و با افزایش دما میزان جذب سورفکتانت کاهش پیدا می‌کند. با افزودن پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر محلول سورفکتانت، چگالی جذب به مقدار قابل توجهی کاهش یافت.

کلمات کلیدی: تزریق شیمیایی، جذب سورفکتانت، پلی اکریل آمید، تریتون ایکس-۱۰۰، دما.

مقدمه

استفاده از سورفکتانت تنها به عنوان مواد فعال سطحی یکی از روش های نوین ازدیاد برداشت نفت از طریق تغییر ترشوندگی سنگ مخزن کربناته از حالت نفت دوست به آب دوست می باشد. این مواد با توانایی قرارگیری در فصل مشترک آب - نفت و یا نفت - سنگ از طریق مکانیسم های مختلف کاهش نیروی کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی به جابه جایی نفت به تله افتاده و متعاقباً ازدیاد برداشت نفت کمک می کند [۱].

مواد فعال سطحی که جهت ازدیاد برداشت نفت در صنعت نفت مورد استفاده قرار می گیرند، بیشتر منشاء شیمیایی دارند؛ اما بعضاً مشاهده شده است که از مواد فعال سطحی که منشاء طبیعی دارند نیز برای ازدیاد برداشت نفت استفاده شده است.

از محدودیت های استفاده از مواد فعال سطحی، بالا بودن هزینه آنها و حجم زیاد مورد نیاز آنها برای تزریق در مخازن می باشد. از این رو باید میزان جذب آنها بر روی سطح حفرات موجود در فضای متخلخل مخازن، به اندازه ای باشد که از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه باشد. از طرف دیگر در صورت جذب نشدن این مواد بر روی سطح حفرات، بازدهی آنها جهت کاهش نیروی کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی، کاهش پیدا خواهد کرد.

لذا انتخاب مواد باید به گونه ای باشد که هم از لحاظ اقتصادی قابل استفاده باشد و هم کارایی کافی داشته باشد.

قربانیان و همکاران به بررسی تأثیر مواد فعال سطحی بر روی ترشوندگی سطح سنگ، کشش بین سطحی آب و نفت و ازدیاد برداشت نفت پرداختند. آنها در مطالعه خود از ماده فعال سطحی تریتون ایکس-۱۰۰^۱ و CTAB و محلول آلکالین استفاده کردند. نتایج حاصل شده حاکی از آن است که ماده فعال سطحی CTAB تأثیر بیشتری بر تغییر ترشوندگی از نفت دوستی به آب دوستی دارد و ماده

فعال سطحی تریتون ایکس-۱۰۰ در کاهش نیروی کشش بین سطحی تأثیر بیشتری داشت. علاوه بر این، ازدیاد برداشت نفت با افزودن محلول آلکالین به ماده فعال سطحی ها افزایش پیدا می کرد [۲]. ویکتور و لیمان تأثیر دما را بر روی جذب ماده ی فعال سطحی سولفانیت و یک ماده فعال سطحی نانویونیک در فضای متخلخل با روش های استاتیکی و دینامیکی بررسی کردند. آزمایش ها در بازه دمایی ۲۵-۹۵ °C انجام گرفتند. نتایج به دست آمده حاکی از آن بود که در دماهای بالا، انحلال کانی ها باعث رسوب ماده فعال سطحی سولفانیت می شد و استفاده از این ماده فعال سطحی به عنوان افزودنی شیمیایی نیازمند استفاده از یک ماده فعال سطحی دیگر نیز می باشد. همچنین، آنها دریافتند که در دماهای پایین تر با افزایش دما، جذب ماده فعال سطحی نانویونیک کاهش می یابد و در دماهای بالاتر با افزایش دما، میزان جذب افزایش می یابد [۳].

ژانگ و همکاران، تأثیر دما را بر روی جذب دو ماده فعال سطحی آنیونیک و نانویونیک بر روی سنگ کربناته بررسی کردند. آنها مطالعه خود را در بازه دمایی ۲۵-۱۰۵ °C انجام دادند. نتیجه آنها به این صورت بود که با افزایش دما چگالی جذب ماده فعال سطحی نانویونیک کاهش و چگالی جذب ماده فعال سطحی نانویونیک افزایش می یافت [۴].

سمیری و گلستان تأثیر دما و الکل را بر روی جذب ماده فعال سطحی تریتون ایکس-۱۰۰ بر روی ژل سیلیکا بررسی کردند. آنها برای این کار از سه دمای مختلف ۳۰۸، ۳۱۸ و ۳۲۸ K استفاده کردند. نتایج آنها نشان داد که با افزایش دما میزان جذب این ماده فعال سطحی بر روی ژل سیلیکا کاهش می یابد. [۵].

مازن و همکاران جذب ماده فعال سطحی های SDS و تریتون ایکس-۱۰۰ را به صورت جداگانه و مخلوط بر روی شیل و ماسه سنگ مورد بررسی قرار دادند.

1. TritomX-100

نتایج مطالعه آنها بدین صورت بود که افزودن آلکالین به ماده فعال سطحی‌ها باعث کاهش شدید نیروی کشش بین سطحی شد و تأثیر هر دو نوع ماده فعال سطحی بر روی تغییر ترشوندگی از نفت دوست به آب دوست، مثبت بود [۹].

در چند دهه اخیر تزریق مواد شیمیایی به صورت گسترده در ازدیاد برداشت از مخازن مورد استفاده قرار گرفته است که هدف آن افزایش ضریب جابه‌جایی حجمی در مخازن ناهمگن و کاهش نفت اشباع باقی‌مانده می‌باشد [۱۰]. عملیات تزریق مواد شیمیایی در چندین کشور به‌کار برده شده و بازدهی آن از جهات اجرایی و اقتصادی مورد بررسی قرار گرفته و موفقیت آمیز ارزیابی شده است.

تزریق سورفکتانت و پلیمر یکی از مهم‌ترین عملیات تزریق مواد شیمیایی به‌خصوص در مخازن با شوری آب بالا است که استفاده از آلکالین به دلیل ایجاد رسوب با آب نمک موجود در سازند پیشنهاد نمی‌شود. در این روش، از سورفکتانت برای کاهش کشش سطحی آب و نفت و تغییر خواص ترشوندگی سنگ استفاده می‌شود و از پلیمر جهت کاهش نسبت حرکت‌پذیری آب و نفت استفاده می‌گردد. از آنجا که سورفکتانت می‌تواند با رشته‌های پلیمری اتصال برقرار کند، ترکیب سورفکتانت و پلیمر می‌تواند خواص و عملکرد متفاوتی نسبت به استفاده جداگانه هر کدام داشته باشد [۱۱ و ۱۲].

احمد و همکاران میزان جذب سورفکتانت کاتیونی C12 بر روی کانی‌های کربناته را مورد ارزیابی قرار دادند. آنها عملکرد جذب این سورفکتانت را در سازندهای کربناته بررسی کردند و بیان کردند که میزان جذب این سورفکتانت به فاکتورهایی مانند pH محلول، ترکیب الکترولیت آب سازندی و نوع کانی‌های موجود در سازند کربناته بستگی دارد. میزان جذب این سورفکتانت بر روی کلسیت در pH پایین، بسیار کم بوده و برابر با $0/5 \text{ mg/m}^2$ است. اما اگر سازند کربناته دارای سیلیکا یا رس باشد، میزان جذب سورفکتانت افزایش پیدا می‌کند [۱۳].

آنها از روش اندازه‌گیری کشش سطحی به بررسی میزان جذب این دو ماده فعال سطحی بر روی شیل و ماسه پرداختند. نتیجه آنها به این صورت بود که میزان جذب ماده فعال سطحی تریتون ایکس-۱۰۰ بر روی شیل بسیار بیشتر از میزان جذب آن بر روی ماسه سنگ بود [۶].

کریمی و همکاران، تأثیر نانوسیال را بر روی تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته مورد بررسی قرار دادند. آنها در مطالعه خود از نانوسیال زیرکونیوم اکسید به همراه ماده فعال سطحی نانیونیک استفاده کردند. نتایج مطالعه آنها نشان داد که این نانوسیال به همراه ماده فعال سطحی نانیونیک توانایی تغییر دادن ترشوندگی سطح سنگ کربناته را از حالت نفت دوستی شدید به آب دوستی شدید دارد [۱۷].

دهقان و همکاران، تأثیر ترکیب ماده فعال سطحی، پلیمر و آلکالین (ASP) را بر روی ازدیاد برداشت نفت سنگین اسیدی با استفاده از مطالعات آزمایشگاهی بررسی کردند. آنها تأثیر شوری، دما و فشار را بر روی فاکتور بازیافت نفت بررسی کردند و به این نتیجه رسیدند که در دما و شوری‌های بالا حدود ۱۵ درصد وزنی، ماده فعال سطحی آنیونیک قادر به جابه‌جایی بهتر نفت در مغزه ماسه سنگی می‌باشد. به‌علاوه، افزودن سدیم متابوریت به ماده فعال سطحی آنیونیک باعث کاهش شدید نیروی کشش بین سطحی آب-نفت و افزایش تولید می‌شود [۸].

دهقان و همکاران، به بررسی تأثیر یک ماده فعال سطحی پایه سولفانیتی و دو ماده فعال سطحی پایه سولفاتی بر روی کاهش نیروی کشش بین سطحی و تغییر ترشوندگی در دما و شوری بالا پرداختند. سدیم متابوریت به عنوان آلکالین برای ترکیب با ماده فعال سطحی‌ها مورد استفاده قرار گرفت. برای ارزیابی ترشوندگی از تست‌های زاویه تماس و آموت استفاده شد و برای اندازه‌گیری نیروی کشش بین سطحی از روش قطره چرخان استفاده گردید.

است که تزریق مواد شیمیایی شامل پلیمر و آلکالین که پس از سیلاب زنی صورت می‌گیرد می‌تواند میزان بازیابی نفت را ۱۳ تا ۲۰٪ افزایش دهد. که در مقایسه با تزریق پلیمر به تنهایی و در شرایط مشابه به میزان چشمگیری بیشتر خواهد بود [۱۵]. جذب و حفظ پلیمرها و سورفکتانت‌ها توسط سنگ مخزن در عملیات تزریق مواد به عنوان عامل مؤثر در موفقیت آمیز بودن ازدیاد برداشت از مخازن شناخته می‌شود زیرا که با کاهش مواد افزاینده و همچنین، کاهش گرانیوی باعث پایین آمدن نهایی بازیابی نفت می‌شود. به همین جهت، جذب سطحی نشان‌دهنده هدر رفتن عنصر فعال شیمیایی از محلول و در نهایت، کاهش کلی حجم تزریقی خواهد بود. بازدهی عملیات تزریق مواد شیمیایی می‌تواند تحت تأثیر جنبه‌های اجرایی و به خصوص جنبه اقتصادی قرار بگیرد. از این رو، هرچه میزان جذب پلیمر و سورفکتانت کمتر باشد، مقدار ماده شیمیایی تزریقی و همچنین، هزینه نهایی کمتر خواهد بود [۱۶-۱۸]. در جدول ۱، میادین و مخازنی که به منظور ازدیاد برداشت نفت در آنها از تزریق مواد شیمیایی، پلیمر و آلکالین استفاده شده است، آورده شده‌اند.

جینکسون وانگ و همکاران به بررسی جذب سورفکتانت شیمیایی در مخازن کربناته در تزریق سورفکتانت-پلیمر پرداختند. آنها مطالعات خود را در سه مرحله انجام دادند: تزریق سورفکتانت به تنهایی، تزریق پلیمر بعد از تزریق سورفکتانت و تزریق همزمان پلیمر و سورفکتانت به صورت ترکیبی [۱۴]. آنها در این مطالعه از سورفکتانت بتایین^۱ که از نوع آمفوتریک می‌باشد و پلیمر سولفونات پلی اکریل آمید هیدرولیز شده استفاده کردند. آنها نتایج خود را به این صورت بیان کردند که در تزریق سورفکتانت در مرحله اول میانگین جذب آن بر سطح سنگ ۰/۱۶۳ میلی گرم بر گرم سنگ و در مرحله دوم که بعد از سورفکتانت، پلیمر تزریق شد میانگین جذب آن ۰/۰۷۹ میلی گرم بر گرم سنگ و در مرحله سوم که تزریق سورفکتانت و پلیمر به صورت مخلوط انجام شد، میانگین جذب برابر ۰/۰۸۳ mg/g می‌باشد.

فنگ و همکاران بیان کردند که اضافه کردن پلیمر به محلول سورفکتانت میزان کاهش کشش سطحی بین آب و نفت را تسریع می‌کند. آزمایش‌های سیلاب‌زنی سندپک در مطالعات آنها نشان داده

جدول ۱ میادین نفتی مختلف در دنیا که تحت تزریق مواد شیمیایی به منظور ازدیاد برداشت نفت قرار گرفته‌اند [۱۹].

میدان نفتی	مخزن	سال تزریق	نوع ماده تزریقی	نتیجه
چاتورنارد (فرانسه)	بخش ماسه سنگی چاتورنارد	۱۹۷۷	آب و پلیمر	بازیافت ۱۴۰۰۰۰ هزار بشکه نفت
چاتورنارد (فرانسه)	بخش ماسه سنگی چاتورنارد	۱۹۸۰	مواد کاهش‌دهنده کشش سطحی	بازیافت ۱۲۰۰۰۰ هزار بشکه نفت
میدان نفتی داکینگ چین	X5-Z	۱۹۹۵	ASP	کاهش تولید آب از ۹۶٪ به ۸۰٪
میدان نفتی داکینگ چین	X2-X	۱۹۹۸	ASP	کاهش تولید آب از ۹۸٪ به ۸۰٪
میدان مرمول عمان	-	۲۰۱۲	پلیمر و ماده ی فعال سطحی نانویونیک	تولید بیش از ۱۲ میلیون بشکه

شمالی، سازند گدوان در استان خوزستان تهیه شده است. شکل ۱ مغزه ی مورد نظر را همراه با حالت پودر شده نشان می دهد. جدول ۲ مشخصات مغزه ی مورد استفاده را نشان می دهد.

فاز آبی

فاز آبی مورد استفاده در این مطالعه محلول آب مقطر با سدیم کلرید می باشد. این محلول در غلظت ۱۸۰۰۰۰ ppm ساخته شد.

سورفکتانت تریتون ایکس - ۱۰۰

تریتون ایکس ۱۰۰ یک سورفکتانت نانیونیک می باشد که دارای یک زنجیره آب دوست اکسید پلی اتیلن (به طور متوسط دارای ۹/۵ واحد اتیلن اکسید) و یک زنجیره آروماتیکی آب گریز می باشد. خصوصیات کلی این ماده در جدول ۳ آورده شده است. شکل ۲ نیز ظرف حاوی این ماده و ساختار مولکولی آن را نشان می دهد.

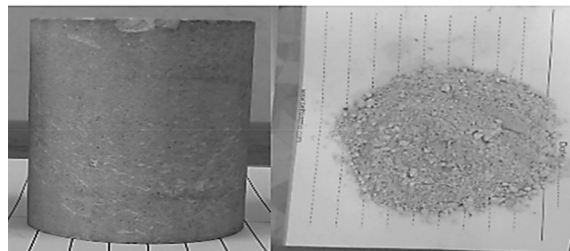
در افزایش بازیابی نفت از مخازن کربناته، سورفکتانت پتانسیل بالایی در عملیات تزریق مواد شیمیایی دارد چرا که سورفکتانتها قادرند کشش سطحی بین آب و نفت را کاهش داده و ترشوندگی را در جهت آب دوست بودن سنگ تغییر دهند. اهداف ویژه این مطالعه به شرح زیر می باشد:

- بررسی میزان جذب سورفکتانت تریتون ایکس -۱۰۰ بر روی سنگ کربناته در غلظت های مختلف این سورفکتانت
- بررسی تأثیر پلیمر اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی میزان جذب سورفکتانت تریتون ایکس -۱۰۰ در غلظت بحرانی
- بررسی تأثیر دما بر روی میزان جذب ماده فعال سطحی مورد نظر:

روش تحقیق

مغزه کربناته

مغزه مورد استفاده در آزمایشات از میدان آزادگان



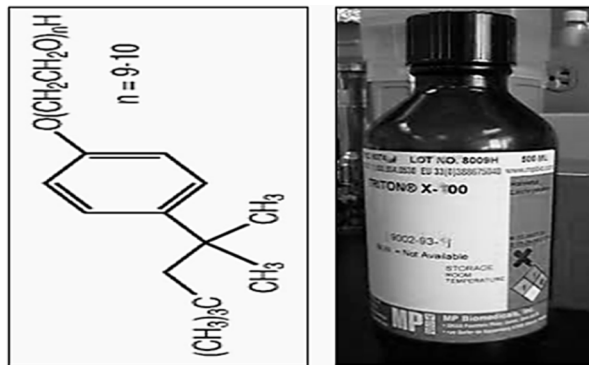
شکل ۱ مغزه کربناته و پودر شده آن

جدول ۲ مشخصات مغزه مورد استفاده

جنس	تخلخل (%)	حجم فضای خالی (cm ³)	تراوایی مطلق (md)	تراوایی گازی (md)	قطر (cm)	طول (cm)
انیدریت+دولومیت	۱۱/۹۱	۹/۵	۲/۴۳	۵/۶	۳/۶۷	۷/۵۴

جدول ۳ مشخصات فیزیکی و شیمیایی ماده فعال سطحی مورد استفاده

$C_{14}H_{22}O(C_2H_4O)_n (n = 9-10)$	فرمول شیمیایی
۶۴۷ g/gmol	جرم مولکولی
سیال ویسکوز و بدون رنگ	حالت فیزیکی
۰.۷/۱ g/cm ³	دانسیته
۶ °C	دمای ذوب
کمتر از ۱ mmHg	فشار بخار
۲۵۱ °C	دمای اشتعال



شکل ۲ ساختار شیمیایی و ظرف حاوی ماده ی فعال سطحی

باری خنثی ایجاد می کنند. جدول ۴ و شکل ۳ به ترتیب خصوصیات و شکل این ماده را نشان می دهد.

پلی اکریل آمید نانیونیک^۱

پلی اکریل آمید نانیونیک پس از حل شدن در آب، دارای هیچ بار الکتریکی نیست و محلولی با خاصیت

جدول ۴ مشخصات پلیمر مورد استفاده

نام	Partially hydrolyzed polyacrilamide
حالت فیزیکی	پودر گرانول سفید
قابلیت انحلال	محلول در آب
وزن مولکولی (میلیون دالتون)	۱۵-۲۵
ناخالصی غیر قابل حل	$> 0.1\%$
درجه ی هیدرولیز	۲۰-۳۰
زمان انحلال (min)	کمتر از ۶۰
فرمول شیمیایی	$[-(\text{CH}_2\text{CH}(\text{CONH}_2)-)]_n$
نوع	نانیونیک
منومرهای آزاد	0.05% حداکثر



شکل ۳ پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده

آزمایش‌ها، ۳ g از پودر سنگ مورد نظر در یک بشر قرار داده شد و ۶۰ g از محلول سورفکتانت و آب نمک در غلظت ۱۸۰۰۰۰ ppm به آن اضافه شد. ۱۱ آزمایش در غلظت‌های ۵۰ تا ۱۰۰۰ ppm از سورفکتانت مورد نظر انجام شد. مدت ۲۴ h برای هر کدام از تست‌ها زمان داده شد و بعد از آن که در مدت ۱۲ h محلول مورد نظر به تعادل رسید، مقداری از آن برداشته شد و چگالی جذب به کمک دستگاه اسپکتروفوتومتر و معادله زیر اندازه‌گیری شد.

$$\tau = ((C_i - C_e) \times M_s / (M_c)) \times 10^{-3} \quad (1)$$

در این معادله τ برابر با چگالی جذب و بر حسب C_i mg/g، و C_e به ترتیب غلظت اولیه و غلظت تعادلی بر حسب ppm، M_s جرم محلول و M_c جرم پودر سنگ بر حسب g می‌باشد.

شکل ۴ (الف) داده‌های مربوط به این آزمایش را در دمای 80°C نشان می‌دهد. همان‌طور که از این شکل پیداست، با افزایش غلظت سورفکتانت، چگالی جذب نیز افزایش پیدا می‌کند. روند افزایش تا حدود غلظت ۵۰۰ ppm شدیداً صعودی است اما بعد از آن تقریباً ثابت می‌شود. چگالی جذب در این دما نهایتاً به ۴/۰۰۸ mg/g می‌رسد.

آزمایش‌های قبل با همان غلظت‌ها در دمای 90°C تکرار شدند و نتایج آنها در شکل ۴ (ب) آورده شده است. افزایش ۱۰ درجه‌ای دما سبب شده است که چگالی جذب اندکی کاهش یابد. همان‌طور که داده‌ها نشان می‌دهند، مقدار غلظت سورفکتانت باقی‌مانده در محلول افزایش یافته است. مقدار چگالی جذب در این دما به ۳/۸۶ mg/g کاهش یافته است. آزمایش‌ها در دمای 100°C و در غلظت‌های اولیه تکرار شدند. مقدار غلظت باقی‌مانده سورفکتانت در ظرف مورد آزمایش نسبت به دمای 90°C ، در همه موارد اندکی بیشتر بود و این بدان معناست که افزایش ۱۰ درجه‌ای دما توانسته است چگالی جذب را کاهش دهد. داده‌های حاصل از آزمایش در شکل ۴ (ج) آورده شده است. چگالی جذب در این دما نهایتاً به ۳/۶۵ mg/g کاهش یافته است.

مراحل انجام کار به صورت زیر می‌باشد:

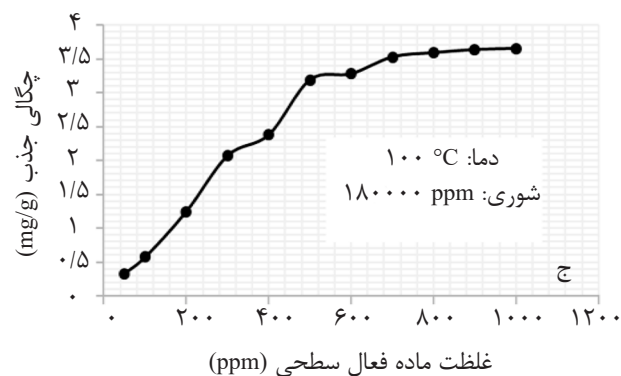
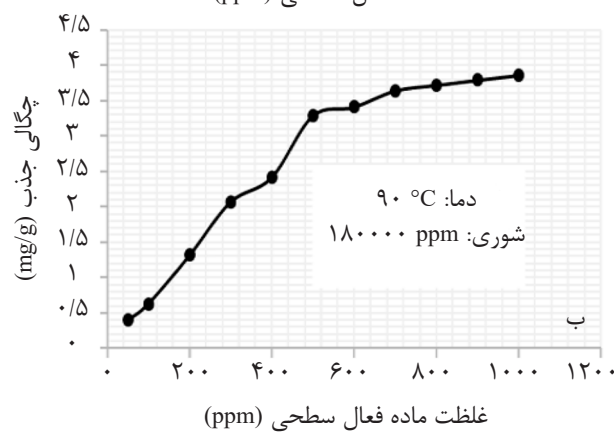
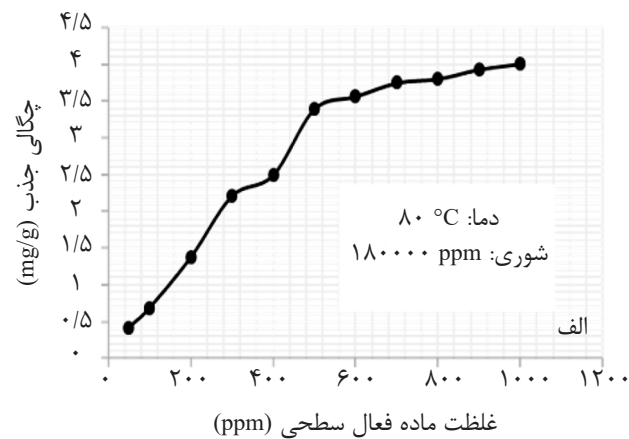
- شست و شوی مغزه با سوکسله و ترکیب سیال‌های تولوئن و متانول
- خشک کردن مغزه با آون و پودر کردن آن به وسیله آسیاب کن
- تهیه غلظت‌های مختلف ماده فعال سطحی تریتون (غلظت ۵۰ تا ۱۰۰۰ ppm) و پلیمر (۲۵۰ تا ۲۵۰۰ ppm) با محلول آب نمک در غلظت ۱۸۰۰۰۰ ppm
- جدا کردن ۳ g پودر سنگ و مخلوط کردن آن با ۶۰ g محلول ماده فعال سطحی و پلیمر
- انجام آزمایش جذب در غلظت‌های مختلف ماده فعال سطحی در دماهای مختلف
- اندازه‌گیری CMC محلول‌های ماده فعال سطحی و پلیمر به کمک روش‌های هدایت سنجی و pH
- تهیه غلظت CMC و تکرار آزمایش در دماهای ۸۰، ۹۰ و 100°C
- اضافه کردن پلی اکریل آمید به محلول ماده فعال سطحی در غلظت CMC و تکرار آزمایش‌ها در چهار دمای مختلف و شوری ۱۸۰۰۰۰ ppm
- ارزیابی نتایج و نمودارها و بیان نتایج کلی و پیشنهادات

بحث و نتایج

ابتدا میزان جذب سورفکتانت در غلظت نمک ppm ۱۸۰۰۰۰ و دماهای مختلف مورد بررسی قرار خواهد گرفت. سپس، غلظت بحرانی محلول‌های ساخته شده با استفاده از سورفکتانت تریتون ایکس-۱۰۰ و پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده محاسبه می‌شود و با اضافه کردن پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده در غلظت بحرانی با سورفکتانت، میزان جذب در دماهای مختلف و در غلظت نمک ppm ۱۸۰۰۰۰ محاسبه می‌شود.

ارزیابی تأثیر دما بر روی جذب ماده فعال سطحی

تأثیر دما بر روی جذب سورفکتانت، با انجام آزمایش در دماهای ۸۰، ۹۰ و 100°C مورد ارزیابی قرار گرفت و نتایج آن در شکل ۴ نشان داده شده است. در این



شکل ۴ چگالی جذب سورفکتانت تریتون ایکس-۱۰۰ در مقابل غلظت آن در شوری ۱۸۰۰۰۰ ppm و دماهای مختلف: (الف) ۸۰ °C (ب) ۹۰ °C (ج) ۱۰۰ °C

آنها بسیار ریز می‌باشد و به راحتی می‌توانند بر روی ذرات پودر سنگ نشسته و جذب آن شوند. بعد از غلظت بحرانی به خاطر اینکه ذرات حالت کلئیدی و لخته شدن را دارند دیگر قادر به جذب شدن بر روی ذرات ریز پودر سنگ را نخواهند داشت.

غلظت بحرانی ماده ی فعال سطحی تریتون ایکس ۱۰۰ و پلیمر پلی آکریل آمید هیدرولیز شده

برای به دست آوردن غلظت بحرانی ماده فعال سطحی و پلیمر مورد استفاده در این مطالعه از

در شکل‌های ۴ (الف)-(ج) چگالی جذب ماده فعال سطحی با افزایش غلظت ماده فعال سطحی افزایش می‌یابد، ولی روند افزایش آن یکنواخت نیست و تقریباً تا اندکی بعد از غلظت بحرانی (CMC) روند افزایش جذب با شیب تند صورت می‌گیرد و بعد از آن، نمودار تقریباً افقی شده و با شیب بسیار کند افزایش پیدا می‌کند. این تغییر روند می‌تواند به این علت باشد که تا قبل از غلظت بحرانی، ذرات ماده فعال سطحی حالت کلئیدی ندارند و اندازه

از ۲/۷ به ۲/۰۲ mg/g کاهش دهد. جدول ۵ و شکل ۵ داده‌ها و نتایج حاصل از این آزمایش‌ها را نشان می‌دهد.

نتیجه‌گیری

• تأثیر دما بر روی چگالی جذب سورفکتانت و پلیمر معکوس می‌باشد به گونه‌ای که با افزایش دما میزان جذب سورفکتانت و پلیمر کاهش پیدا کرد. در این مطالعه تست‌ها در دماهای ۸۰، ۹۰، و ۱۰۰ °C انجام شد. نتایج حاصل به گونه‌ای بود که در دمای ۱۰۰ °C چگالی جذب حداکثر بود.

• برای بهینه‌سازی آزمایش‌ها، غلظت بحرانی سورفکتانت و پلیمر مورد استفاده با استفاده از روش pH و هدایت سنجی مشخص گردید که به ترتیب برابر با ۴۵۰ و ۱۳۰۰ ppm بود. یک بار دیگر با استفاده از این غلظت‌ها، میزان چگالی جذب مورد ارزیابی قرار گرفت که در دمای ۱۰۰ °C بیشترین کاهش چگالی جذب وجود داشت.

• تأثیر پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی جذب سورفکتانت مورد آزمایش قرار گرفت. این پلیمر در غلظت ۱۳۰۰ ppm تهیه گردید و به محلول سورفکتانت اضافه شد. نتایج آزمایش‌ها مشخص کرد که پلی اکریل آمید هیدرولیز شده تأثیر مثبت بر روی کاهش جذب سورفکتانت دارد.

• در مقایسه با مطالعات قبلی که تأثیر دما را بر روی ماده فعال سطحی نانیونیک بررسی کرده‌اند، این مطالعه نیز نتایج اکثر آنها را تصدیق می‌کند به گونه‌ای که با افزایش دما، میزان جذب اینگونه ماده فعال سطحی‌ها و به ویژه ماده فعال سطحی تریتون ایکس-۱۰۰ کاهش می‌یابد.

روش‌های pH سنجی و هدایت‌سنجی استفاده شد. در این روش‌ها، ابتدا pH و هدایت الکتریکی غلظت‌های مختلفی از ماده فعال سطحی و پلیمر اندازه‌گیری و در برابر غلظت‌ها بر روی یک نمودار رسم شد. داده‌های رسم شده روی نمودار دارای دو روند مختلف بودند که با رسم دو خط برازش منحنی از آنها و به دست آوردن محل تقاطع آنها و در نهایت، رسم اتصال خطی از این نقطه بر روی محور افقی، غلظت بحرانی محلول‌ها به دست آورده شد. غلظت بحرانی ماده فعال سطحی و پلیمر مذکور به ترتیب برابر با ۴۵۰ و ۱۳۰۰ ppm اندازه‌گیری شد.

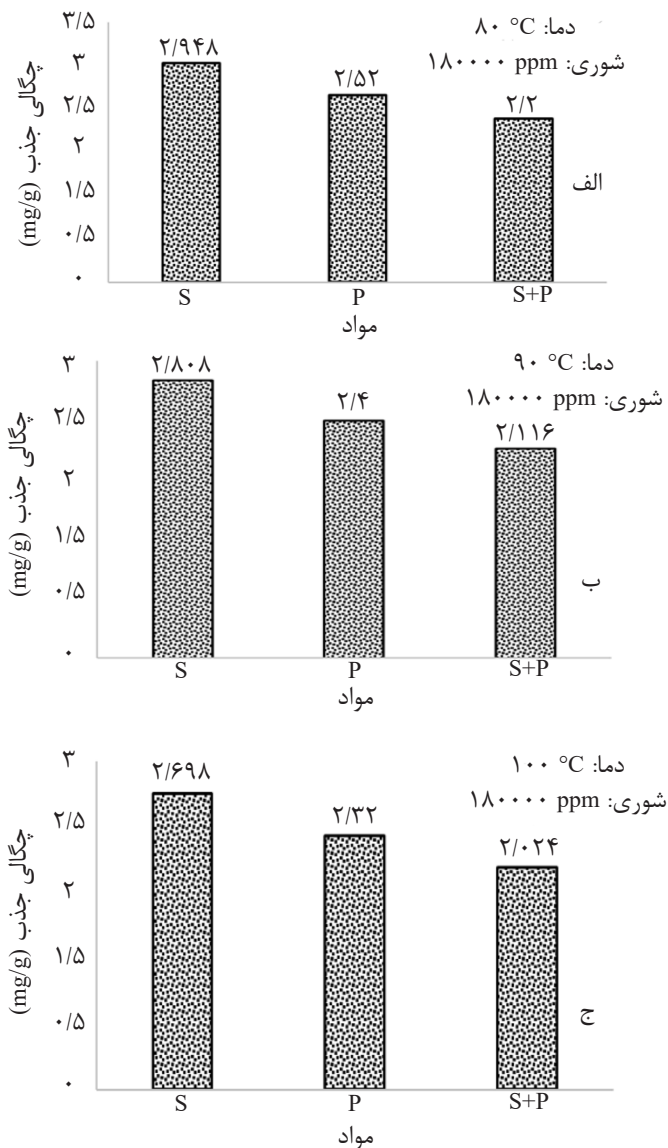
بررسی تأثیر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی کاهش

جذب سورفکتانت

برای ارزیابی تأثیر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده بر روی جذب سورفکتانت تریتون ایکس ۱۰۰، غلظت ۱۳۰۰ ppm از این پلیمر به محلول سورفکتانت تهیه شده با غلظت ۴۵۰ ppm اضافه شد و محلولی با غلظت ۸۷۵ ppm از ترکیب ماده فعال سطحی و پلیمر تهیه شد. ترکیب حاصل به مدت ۲۴ h بر روی همزن مغناطیسی در دمای ۹۰ °C قرار داده شده و بعد از آن به مدت ۱۲ h وقت داده شد تا به تعادل برسد. بعد از اینکه محلول به تعادل رسید، مقداری از آن برای اندازه‌گیری غلظت سورفکتانت برداشته شد. با کمک دستگاه اسپکتروفوتومتر، غلظت ماده فعال سطحی و پلیمر اندازه‌گیری شد. جداول و نمودارهای زیر نتایج حاصل از این آزمایش‌ها را نشان می‌دهد. همان‌طور که از داده‌ها پیدا است، ترکیب پلیمر و سورفکتانت توانسته است مقدار جذب سورفکتانت بر روی پودر سنگ را کاهش داده و چگالی جذب را در دمای ۸۰ °C از ۲/۹۵ به ۲/۲، در دمای ۹۰ °C از ۲/۸ به ۲/۱، و در دمای ۱۰۰ °C

جدول ۵ مقادیر اولیه و باقی مانده ماده فعال سطحی/پلیمر در دماهای ۸۰، ۹۰، ۱۰۰ °C و شوری ۱۸۰۰۰۰ ppm

شماره آزمایش	۱	۲	۳
ماده استفاده شده	Surfactant	Polymer	Surfactant+Polymer
مقدار اولیه ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm)	۴۵۰	۱۳۰۰	۸۷۵
مقدار باقی مانده ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@80°C)	۳۰۲/۶	۱۱۷۴	۷۶۵
چگالی جذب ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@80°C)	۲/۹۴۸	۲/۵۲	۲/۲
مقدار باقی مانده ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@90°C)	۳۰۹/۶	۱۱۸۰	۷۶۹/۲
چگالی جذب ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@90°C)	۲/۸۰۸	۲/۴	۲/۱۱۶
مقدار باقی مانده ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@100°C)	۳۱۵/۱	۱۱۸۴	۷۷۳/۸
چگالی جذب ماده فعال سطحی/پلیمر (ppm@100°C)	۲/۶۹۸	۲/۳۲	۲/۰۲۴



شکل ۵ تأثیر پلیمر پلی آکریل آمید بر روی جذب ماده فعال سطحی در دماهای مختلف

منابع

- [1] Kalnaes Per Einar. Thesis-An EOR Evaluation of Surfactant Flooding in the Norne E-Segment based on Applied Reservoir Simulation. June 2010.
- [۲] قربانیان الف.، رحیمی م.، بررسی آزمایشگاهی تزریق آکالین-ماده فعال سطحی و اثر آن بر کشش سطحی و ترشوندگی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد خمینی شهر - ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره، ۱۳۹۷، ۱۵۹.
- [3]. Ziegler V. M. and Handy L. L., "Effect of temperature on surfactant adsorption in porous media," Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 21, Issue 02, April 1981.
- [4]. Zhong X. and Pu H., "Static adsorption of surfactants on bakken rock surfaces in high temperature," High Salinity Conditions, SPE International Conference on Oilfield Chemistry, Galveston, Texas, USA, 8-9 April 2019.
- [5]. Samiry B. and Golestan S., "Adsorption of Triton X-100 on silica gel: effects of temperature and alcohols," Cent. Eur. J. Chem. Vol. 8, No. 2, pp. 361-369. 2010.
- [6]. Muherei M. A., Junin R. and Bin A. B., "Merdhah Adsorption of sodium dodecyl sulfate, Triton X100 and their mixtures to shale and sandstone: A comparative study," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 67, Issue 3-4, pp. 149-154, 2009.
- [7]. Karimi A., Fakhroueian. Z, Bahramian A. R., Pour Khiabani N., Babae Darabad J., Azin R. and Arya Sh., "Wettability alteration in carbonates using zirconium oxide nanofluids," EOR implications, Energy & Fuels, Vol. 26, No. 2, pp. 1028-1036, 2012.
- [8]. Dehghan A. and Jadaly A., "Acidic heavy oil recovery using a new formulated surfactant accompanying alkali-polymer in high salinity brines", Journal of Surfactants and Detergents, Vol 20, No. 3, pp. 725-733, 2017.
- [9]. Dehghan A. A., Masihi M. and Ayatollahi Sh., "Interfacial tension and wettability change phenomena during alkali-surfactant interactions with acidic heavy crude oil," Energy and Fuels, Vol. 29, No. 2, pp. 649-658, 2015.
- [۱۰] کرمی س.، "مروری بر ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربنی به روش تزریق پلیمر"، دومین کنفرانس بین‌المللی دستاوردهای نوین پژوهشی در شیمی و مهندسی شیمی، ۱۳۹۲.
- [11]. Wu E. X., Han M., Zahrani B. and Gue C. L., "Effect of surfactant-polymer interaction on the interfacial properties for chemical EOR in carbonate reservoirs", Paper SPE 172706 Presented at the SPE Middle East Oil & Gas, 2015.
- [12]. Sheng James J., "Modern chemical enhanced oil recovery (theory and practice)," Elsevier Inc, USA. 2011.
- [13]. Cui L., Ma K., Abdala A. A., Lu J., Tanakov I. M., Biswal S. L. and Hirasaki G. J., "Adoption of a switchable cationic surfactant on natural carbonate minerals" Society of Petroleum Engineers Source SPE Journal, Vol. 20, Issue 01, Publication Date February 2014.
- [14]. Wang J., Han M., Fuseni A. B. and Cao D., "Surfactant adsorption in surfactant-polymer flooding for carbonate reservoirs", Society of Petroleum Engineers, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 8-11 March, Manama, Bahrain, 2015.
- [15]. Feng A., G. Zhang, Ge J., Jiang P., Pei H., Zhang J. and Li R., "Study of surfactant-polymer flooding in heavy oil reservoirs," Society of Petroleum Engineers. 2012.

[۱۶]. دینداری ب.، "بررسی جذب سورفکتانت سدیم دودسیل سولفات بر روی سنگ در جهت تغییر ترشوندگی آن"، دومین همایش و نمایشگاه ملی و تجهیزات و مواد آزمایشگاهی صنعت نفت ایران، دانشگاه تهران، ۱۳۹۵.

[17] Green D. W and Willhite G. P., "Enhanced oil recovery," SPE Text-book Series, Vol. 6, Society of Petroleum Engineers, Richardson Texas, 1998.

[۱۸]. وفایی م.، جمشیدی شفق م.، جراحیان خ.، قرشی س. س. و داوودی ع. الف.، "بررسی آزمایشگاهی تأثیر مواد فعال سطحی بر روی تغییر ترشوندگی سنگ‌های کربناته" مجله پژوهش نفت، دوره ۲۵، شماره ۸۴، از صفحه ۲۳ تا صفحه ۳۶، ۱۳۹۲.

[19] James J. Sheng, "Enhanced oil recovery, theory and practice," Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2010.



Petroleum Research

Petroleum Research, 2019(December-January), Vol. 29, No. 108, 36-38

DOI: 10.22078/pr.2019.3621.2652

Investigation of Temperature and Hydrolyzed Polyacrylamide Polymer on Adsorption Density of the Triton X-100 Surfactant in Carbonate Rocks

Abdolrahman Moghani Rahimi*¹, Aboozar Sadeghi² and Ali Kaabi Fallahiyeasi³

1. Petroleum Department, Petroleum University of Technology (PUT), Abadan, Iran

2. School of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Shiraz University, Iran

3. Sahand University of Technology, Chemical Engineering Faculty, Tabriz, Iran

r.moghani@put.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3621.2652

Received: January/26/2019

Accepted: September/23/2019

INTRODUCTION

Surface active agents used for EOR processes in the petroleum industry are mostly of chemical origin, but it has been occasionally observed that surface active agents of natural origin have also been used [1, 2].

One of the limitations of using surfactants is their high cost and high volume required for injections into the reservoirs [3]. Therefore, their adsorption rate on the surface pores in the porous media should be economically viable. On the other hand, if these materials are not absorbed, their efficiency will be reduced to change the surface wettability [4].

Therefore, the choice of materials must be such that it is both economically viable and efficient.

MATERIALS

In this study, materials which are used are as follows:

Core plug: Carbonate core (Lithology: Dolomite + Anhydrite)

Liquid phase: Distilled water+ NaCl (Salinity: 180000 ppm)

Surface active agent: TritonX-100

Polymer: Hydrolyzed Polyacrylamide

EXPERIMENTAL PROCEDURE

At the first, the mentioned core plug was cleaned by Soxhlet and cleaning fluid toluene and methanol. Then, the cleaned plug was dried and crushed. preparing different concentration of TritonX-100 (50-1000 ppm) and Hydrolyzed Poly

acrylamide (250-2500 ppm) solution is the next step. The next stage is separating 3 g of rock powder and mixing it with 60 g of surfactant at different temperatures. After that, adsorption experiments at different concentrations of surfactant at different temperatures was made. The pH and conductivity measurement methods were used to measuring CMC of surfactant and polymer and the experiments repeated at 80, 90 and 100 centigrade degree. Adding polyacrylamide to the surfactant solution at CMC

concentration and repeating experiments at four different temperatures and salinity 180000 ppm is the final step.

RESULTS AND DISCUSSION

Table 1 and Figure 1 indicate the results of nine experiments at different temperatures. As observed, the adsorption density decreases by increasing temperature, and addition of polymer to the surfactant causes that the adsorption density is reduced.

Table 1: Adsorption density of Surfactant, polymer and surfactant+polymer at 80, 90 and 100 °C.

Exp.No	1	2	3
Used Material	Surfactant	Polymer	Surfactant+Polymer
(Initial surfactant/Polymer (ppm	450	1300	875
Residual Surfactant/Polymer (ppm) @ 80 °C	302.6	1174	765
Adsorption Density of Surfactant/ Polymer(mg/gr) @ 80 °C	2.948	2.52	2.2
Residual Surfactant/Polymer (ppm) @90 °C	309.6	1180	769.2
Adsorption Density of Surfactant/ Polymer(mg/gr) @ 90 °C	2.808	2.4	2.116
Residual Surfactant/Polymer (ppm) @100 °C	315.1	1184	733.8
Adsorption Density of Surfactant/ Polymer(mg/gr) @ 100 °C	2.698	2.32	2.024

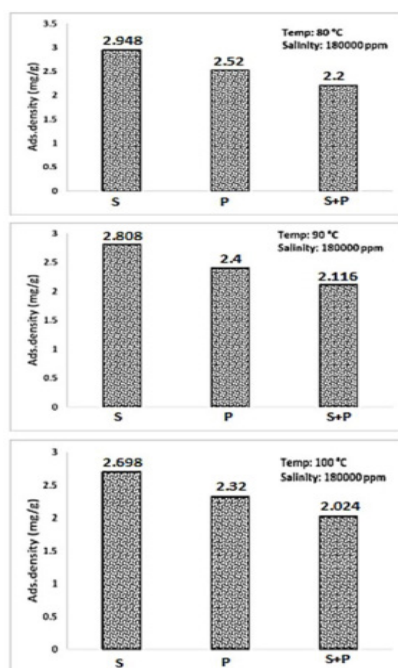


Figure 1: Effect of Hydrolyzed Polyacrylamide on Tritonx-100 adsorption at different temperatures.

CONCLUSIONS

1: The effect of temperature on the adsorption density is reversed such that as the temperature increases, the adsorption density of polymer and surfactant decreases.

2: The results of the experiments showed that the hydrolyzed polyacrylamide had a positive effect on the reduction of the surfactant adsorption.

REFERENCES

- [1] Kalnaes Per Einar. Thesis-An EOR Evaluation of Surfactant Flooding in the Norne E-Segment based on Applied Reservoir Simulation. June 2010.
- [2]. Wu E.X., Han M., Zahrani B. and Gue C. L., "*Effect of surfactant-polymer interaction on the interfacial properties for chemical EOR in carbonate reservoirs*", Paper SPE 172706 presented at the SPE Middle East Oil & Gas, 2015.
- [3]. Sheng James J., "*Modern chemical enhanced oil recovery (theory and practice)*," Elsevier Inc, USA. 2011.
- [4] Green D. W and Willhite G. P., "*Enhanced oil recovery*", SPE Text-book Series, Vol. 6, Society of Petroleum Engineers, Richardson Texas, 1998.