

بررسی پارامترهای موثر بر انعقاد قطرات آب در نفت خام توسط منعقد کننده الکترواستاتیکی

بهنام براتی^۱، سیدنظام الدین اشرفی زاده^{۱*} و مهدی محمدی^۲

۱- آزمایشگاه تحقیقاتی فرآیندهای پیشرفته جداسازی، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه علم و صنعت ایران

۲- پژوهشکده توسعه فناوری‌های پالایش و فرآورش نفت خام، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۳/۱۰/۳۰ تاریخ پذیرش: ۹۴/۳/۲۳

چکیده

در این تحقیق، شکست امولسیون‌های نفتی با استفاده از اعمال میدان الکتریکی جریان AC در یک سل آزمایشگاهی مورد بررسی قرار گرفت. تأثیر پارامترهای میدان الکتریکی، دما، غلظت سورفکتانت، شوری فاز آب و درصد حجمی آب موجود در امولسیون نفت خام پایدار غرب بر روی بازده جداسازی بررسی شده است. برای این منظور، امولسیون ۲۰٪ حجمی آب در نفت خام ساخته شد. برای کاهش تأثیر حضور آسفالتن و رزین موجود در نفت خام از محلول ۳۰٪ وزنی SDS در آب استفاده گردید. نتایج نشان داد با افزایش میدان الکتریکی از صفر تا ۶ kV/cm، در دمای ۲۲ °C بازده جداسازی امولسیون تا ۶۲٪ و در دمای ۴۴ °C تا ۸۶٪ افزایش پیدا کرد. افزایش دما تا ۵۳ °C باعث افزایش بازده جداسازی امولسیون تا حدود ۹۲٪ تحت میدان ۶ kV/cm شد و دما بیشتر از ۵۳ °C موجب کاهش بازده جداسازی گردید. افزایش غلظت ماده فعال سطحی از صفر تا ۲/۳٪ حجمی در امولسیون تحت میدان ۶ kV/cm و دمای ۲۸ °C، بازده جداسازی را تا ۷۵٪ افزایش داد و افزایش بیشتر ماده فعال سطحی، باعث کاهش بازدهی شد. افزایش شوری آب در امولسیون نفت خام پایدار غرب موجب کاهش بازده جداسازی گردید. از طرفی، افزایش درصد حجمی آب موجود در امولسیون از ۱۰٪ تا ۳۰٪، بازده جداسازی را از ۳۰٪ تا ۸۴٪ افزایش داد.

کلمات کلیدی: شکست امولسیون، جداسازی الکترواستاتیکی، امولسیون آب در نفت، انعقاد، نفت خام

مقدمه

حوزه، نحوه استخراج و به‌ویژه استفاده از روش تزریق آب به‌منظور ازدیاد برداشت نفت بستگی دارد [۲]. حدود ۸۰٪ از نفت خام بهره‌برداری شده در سرتاسر جهان به شکل امولسیون است. همچنین امولسیون‌های نفتی ممکن است در مراحل مختلف تولید و پالایش نفت خام به وجود آیند [۳]. بیشتر امولسیون‌های تشکیل‌شده در صنعت نفت از نوع امولسیون آب در نفت است [۴].

نفت خام مخلوط پیچیده‌ای است که همواره مقداری آب، همراه آن وجود دارد و باعث به وجود آمدن مشکلات متعددی در فرآیند تولید و پالایش نفت می‌شود [۱]. میزان آب همراه نفت خام، بسته به نحوه استقرار فازها درون مخزن، موقعیت جغرافیایی

شیمیایی، تنظیم pH، تهنشینی ثقلی، سانتریفیوژ، فیلتراسیون، روش‌های گرمایی، جداسازی غشایی و جداسازی الکترواستاتیکی است [۶].

استفاده از ولتاژهای بالا یکی از مهم‌ترین روش‌ها برای جداسازی امولسیون‌های نفتی است. این روش عموماً بر پایه این تئوری استوار است که قطرات دارای بار هستند و با اعمال یک میدان الکتریکی، قطرات به سرعت حرکت کرده و پس از برخورد با یکدیگر، انعقاد می‌یابند. میدان الکتریکی همچنین باعث اغتشاش در فیلم ثابت بین سطحی با مولکول‌های قطبی می‌شود و از این طریق موجب ضعیف شدن فیلم ثابت و افزایش انعقاد می‌گردد [۳].

عموماً انعقاد الکترواستاتیکی شامل سه مرحله است:

- ۱- حرکت قطرات و نزدیک شدن قطرات به یکدیگر در اثر نیروهای الکترواستاتیکی
 - ۲- نازک شدن فیلم مایع بین قطرات
 - ۳- از بین رفتن فیلم بین قطرات و انعقاد قطرات
- تأثیر میدان الکتریکی بر روی مرحله اول انعقاد است که باعث افزایش حرکت قطرات توسط نیروهای الکترواستاتیکی می‌شود [۸].

مواد و روش‌ها

نفت پایدار غرب با ویسکوزیته 140 cP در دمای 25°C برای ساخت امولسیون استفاده شد. در جدول ۱ مشخصات شیمیایی و فیزیکی این نفت خام مشاهده می‌شود. آب مقطر به‌عنوان فاز آبی امولسیون مورد استفاده قرار گرفت. از ماده فعال سطحی SDS ساخت شرکت مرک به‌عنوان عامل ناپایدار کننده امولسیون استفاده شد. برای ایجاد شوری در فاز آبی از نمک سدیم کلراید استفاده شد. سل طراحی و ساخته‌شده، یک نوع منعقد کننده آزمایشگاهی است که از سه استوانه شیشه‌ای تودرتو ساخته شده است. شیشه داخلی دارای قطر 1 cm و ارتفاع 34 cm است که امولسیون درون این محفظه قرار می‌گیرد.

آب همراه نفت خام معمولاً به دو صورت آب آزاد و آب امولسیون شده درون نفت خام وجود دارد. معمولاً در مراحل اولیه جداسازی، در یک تانک ثقلی با زمان اقامت طولانی، قطرات بزرگ‌تر جدا می‌شوند. سرعت تهنشینی ثقلی، توسط سرعت حدی سقوط قطرات کنترل می‌شود که توسط رابطه استوکس بیان می‌گردد [۲]. آب امولسیون شده در نفت خام نه تنها هیچ کاربرد و ارزش اقتصادی ندارد، بلکه باعث مشکلات جدی در واحدهای بالادستی و پایین‌دستی مرتبط با نفت می‌شود. علاوه بر بزرگ‌تر شدن تجهیزات و مصرف انرژی بیشتر برای انتقال سیال و تبادل حرارت آن، مشکل عمده وجود امولسیون آب در نفت، غلظت بسیار زیاد نمک‌های محلول در آب است. نمک‌های مزبور علاوه بر ایجاد گرفتگی در تجهیزات در اثر تغییرات دمایی، می‌تواند ترکیبات بسیار خورنده‌ای تولید نماید [۵]. این ترکیبات باعث خوردگی در خطوط لوله، پمپ‌ها و سایر تجهیزات می‌شود. افزایش ویسکوزیته سیستم‌های امولسیونی به علت وجود قطرات پراکنده آب، کاهش فعالیت کاتالیست‌ها توسط آب موجود در نفت و افزایش هزینه‌ها به دلیل انتقال آب غیرقابل استفاده و اضافی، از جمله مشکلاتی است که لزوم شکست این امولسیون‌ها را توجیه می‌کند [۶]. بعضی از عوامل فیزیکی که باعث ناپایداری امولسیون می‌شوند شامل گرمی شدن، تهنشینی، لختگی و انعقاد است. گرمی شدن و تهنشینی زمانی اتفاق می‌افتد که بین فاز پیوسته و پراکنده اختلاف دانسیته وجود داشته باشد و می‌توانند توسط لخته‌سازی تقویت شود. برای انعقاد قطرات، لازم است ضخامت لایه فیلم بین قطرات نازک شده و به مقدار بحرانی برسد [۷]. حضور امولسیون در عملیات بازیابی نفت، به‌طور کلی نامطلوب است. از آنجایی که هم از نظر انجام فرآیند و هم از نظر کیفیت محصول، وجود امولسیون نامطلوب است، شکستن آن برای صنعت نفت بسیار مهم است. روش‌های مختلفی برای شکستن امولسیون‌ها وجود دارد که شامل اضمحلال

جدول ۱ مشخصات شیمیایی و فیزیکی نفت خام پایدار غرب.

مشخصات	واحد	مقدار	روش آزمایش
اشباع شده	wt %	۳۴/۲۲	SARA
آروماتیک	wt %	۳۸/۸۲	SARA
رزین	wt %	۱۹/۹۶	SARA
آسفالتین	wt %	۶/۵۸	SARA
دمای ظاهر شدن واکس	°F	۱۲۲	Viscosity
مقدار واکس	wt %	۳/۵۶	BP-237

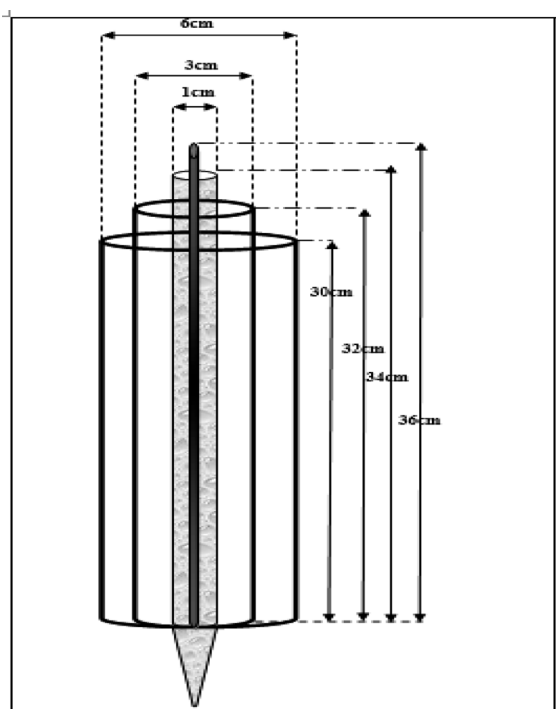
سل جداسازی ریخته شده و میدان الکتریکی مورد نظر به مدت ۱۰ min اعمال گردید.

تصویر میکروسکوپی گرفته شده از امولسیون فوق با استفاده از میکروسکوپ نوری مدل BIO2T ساخت شرکت بل ایتالیا در شکل ۲ نشان داده شده است. برای تنظیم شوری فاز آب، ابتدا محلول آب نمک با غلظت‌های مشخص تهیه گردید و سپس امولسیون آب در نفت ساخته شد. پس از ساخت امولسیون، مقادیر مورد نظر از محلول ۳۰٪ وزنی SDS در آب، به امولسیون حاصل اضافه شد و به مدت ۱ دقیقه توسط همزن مغناطیسی هم زده شد تا به طور کامل درون امولسیون حل شود. برای تنظیم دما نیز پس از ریختن امولسیون درون سل، با استفاده از حمام آب اطراف سل و کنترل کننده دما، دمای آزمایش روی مقدار مورد نظر ثابت گردید. مقدار آبی که از امولسیون جداسازی شد، به عنوان مبنایی برای عملکرد منعقد کننده و تاثیرگذاری پارامترها در نظر گرفته شد. هر چقدر آب جدا شده بیشتر باشد، عملکرد منعقد کننده بهتر و پارامتر مورد نظر تاثیر بیشتری بر جداسازی داشته است. شکل ۳ تصویر آب جداسازی شده را نشان می‌دهد. همان طور که مشخص است آب به طور کامل از نفت جدا شده و هیچ گونه نفتی همراه آب نیست. بازده جداسازی برحسب درصد حجمی آب جداسازی شده توسط، معادله ۱ محاسبه شده است.

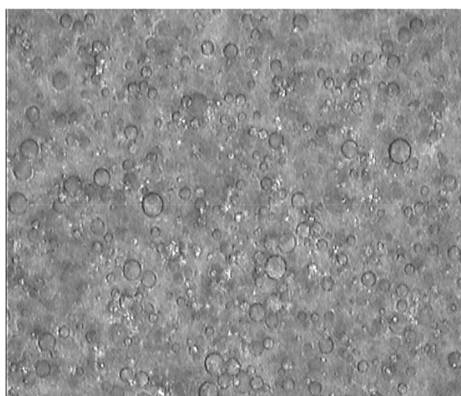
$$(1) \quad 100 \times (\text{مقدار آب جدا شده} / \text{مقدار آب اولیه})$$

بازده جداسازی =

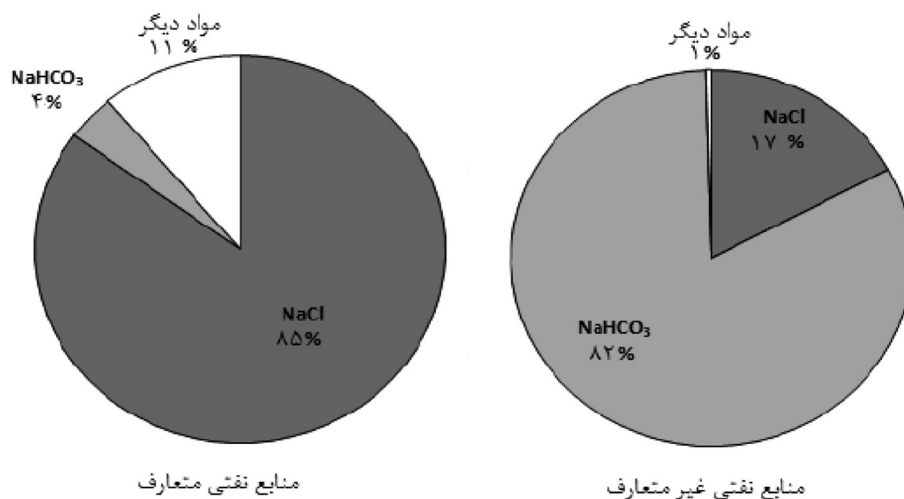
یک الکتروود میله‌ای از جنس مس به قطر ۴ mm و ارتفاع ۳۶ cm درون محفظه امولسیون قرار گرفته است که سر ولتاژ بالای منبع به این میله متصل شده است. محفظه میانی از جنس شیشه، به قطر ۳ cm و ارتفاع ۳۴ cm حاوی الکتروولیت ۵۰۰۰۰ ppm آب نمک است که سر ولتاژ پایین منبع درون آن قرار گرفته است. محفظه شیشه‌ای بیرونی به قطر ۶ cm و ارتفاع ۳۲ cm به عنوان حمام آب گرم استفاده شده است. این حمام به منظور کنترل دما مورد استفاده قرار گرفته است. آب موجود درون جداره بیرونی از یک حمام آب گرم که با استفاده از یک کنترل کننده، دمای آن کنترل می‌شود، با استفاده از یک پمپ به درون جداره بیرونی پمپ شده و از بالای سل تخلیه می‌شود تا دمای آب را ثابت نگه دارد. شماتیک سل آزمایشگاهی در شکل ۱ نشان داده شده است. برای اعمال میدان الکتریکی از یک منبع تغذیه ولتاژ بالای جریان AC استفاده شد. این منبع قابلیت تغییر ولتاژ از صفر تا ۲۰ kV را دارا می‌باشد. برای ساخت امولسیون آب در نفت، آب مقطر یک بار تقطیر شده به نسبت ۱ به ۴ با نفت خام مخلوط شده است. سپس با استفاده از هموژنایزر، مخلوط فوق با دور ۶۰۰۰ rpm به مدت ۳ دقیقه، هم زده شد تا آب به صورت قطرات ریز درون نفت پراکنده شود. پس مقادیر مورد نظر از SDS به امولسیون حاصل اضافه می‌شود. برای حل شدن کامل SDS درون امولسیون، امولسیون فوق به مدت ۱ دقیقه با همزن مغناطیسی هم زده شد و سپس امولسیون حاصل برای جداسازی و بررسی شکست به داخل



شکل ۱ شماتیک سل آزمایشگاهی طراحی شده.



شکل ۲ تصویر میکروسکوپی امولسیون آب در نفت با دور ۶۰۰۰ rpm.



شکل ۳ امولسیون آب و نفت پس از جداسازی.

نتایج و بحث نتایج

در آزمایش‌ها، قدرت میدان الکتریکی، دما، درصد وزنی عامل ناپایدارکننده، شوری آب و درصد آب موجود در امولسیون به‌عنوان متغیر و آب جدا شده به‌عنوان تابع در نظر گرفته شد. همچنین تمامی آزمایش‌ها ۲ الی ۳ بار تکرار شده و نتایج بیان شده میانگین نتایج مزبور است. حداکثر خطای به‌دست آمده نسبت به مقادیر میانگین حدود ۴/۲٪ است. لازم به ذکر است که در تمامی آزمایش‌ها، با هر میزان اختلافی نسبت به میانگین، نحوه روند تاثیر متغیرها یکسان بوده است.

تأثیر میدان الکتریکی

تأثیر قدرت میدان الکتریکی اعمال شده در دو دمای ۲۲ °C و ۴۸ °C و میزان ۳/۸٪ حجمی از ماده فعال سطحی (SDS)، در شوری ۲۵۰۰۰ ppm بر روی شکست امولسیون ۲۰٪ حجمی نفت‌خام پایدار غرب بررسی شد. تأثیر قدرت میدان الکتریکی بر راندمان جداسازی در دو دمای متفاوت در شکل ۴ مشاهده می‌شود. میدان الکتریکی موجب پلاریزه شدن قطرات شده و با ایجاد یک نیروی جاذبه بین قطرات، باعث حرکت، برخورد و انعقاد آن‌ها می‌شود. نیروی القا شده بر روی قطرات به‌شدت میدان الکتریکی اعمال شده، بستگی دارد؛ بنابراین شدت میدان الکتریکی می‌تواند یکی از مهم‌ترین پارامترهای تأثیرگذار در تجمیع الکتریکی قطرات

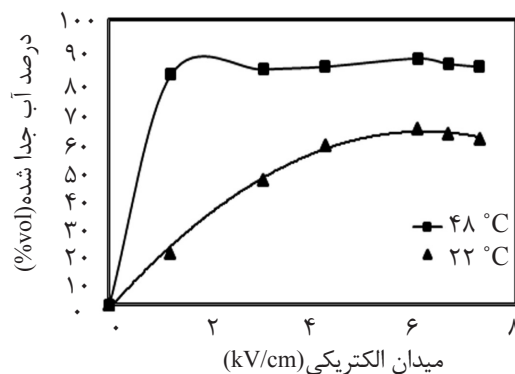
باشد. میدان الکتریکی قوی‌تر، سرعت بالاتری را در قطرات به وجود می‌آورد. واضح است که با افزایش شدت میدان الکتریکی، روند تجمیع قطرات تسریع می‌شود.

همان‌گونه که در شکل ۴ نشان داده شده، با افزایش میدان الکتریکی از صفر تا ۶ kV/cm در دمای ۲۲ °C، میزان جداسازی آب موجود در نفت‌خام پایدار غرب از صفر تا ۶۲٪ افزایش پیدا کرده و در میدان الکتریکی ۶ kV/cm به حداکثر میزان جداسازی در حدود ۶۲٪ رسید.

پیامدهای اصلی قرار گرفتن قطرات تحت تأثیر میدان الکتریکی، شامل تغییر شکل قطرات و برهم‌کنش بین قطرات نزدیک به هم است که هر دو اثر ناشی از پلاریزاسیون قطرات می‌باشد. تحت چنین نیرویی، افزایش قدرت میدان باعث رسیدن قطرات به نقطه تغییر شکل بحرانی محور خود و ناپایداری و شکست قطرات می‌شود [۹].

تیلور یک رابطه برای تغییر شکل قطرات تحت میدان الکتریکی به‌دست آورد [۹] و بیان کرد که تغییر شکل قطره در یک میدان با پدیده نامتقارن شدن آن مشخص می‌شود. مقدار تغییر شکل و عدم تقارن قطره از رابطه ۲ تعیین می‌شود:

$$e^2 = \frac{9\varepsilon_{oil}rE^2}{16\pi\lambda} \quad (2)$$



شکل ۴ تاثیر میدان الکتریکی بر راندمان جداسازی (غلظت SDS ۳/۸٪ و شوری ۲۵۰۰۰ ppm).

قطرات به نقطه تغییر شکل بحرانی رسیده‌اند و افزایش بیشتر قدرت میدان، باعث کاهش بازده جداسازی شده است. همچنین شکل ۴ نشان می‌دهد که تاثیر افزایش میدان الکتریکی بر بازده جداسازی در دماهای پایین‌تر بیشتر بوده و شیب تغییرات در دماهای پایین‌تر بیشتر از دماهای بالاتر است.

تأثیر دما

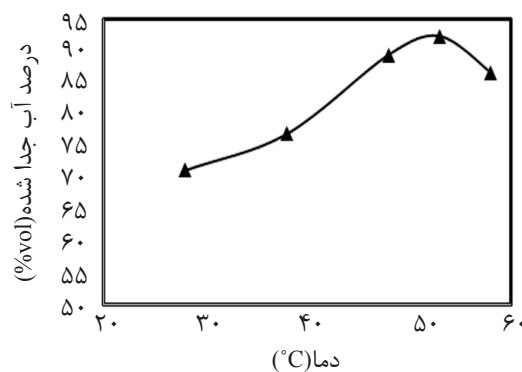
بررسی تأثیر دما بر روی راندمان جداسازی، در شرایط ثبات میدان الکتریکی، شوری و درصد حجمی ماده فعال سطحی انجام شد. در شکل ۵ تأثیر دما بر راندمان جداسازی رسم شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، با افزایش دما ابتدا راندمان جداسازی افزایش یافته، ولی در دماهای بالاتر از 53°C امولسیون پایدارتر شده و راندمان جداسازی کاهش می‌یابد. ویسکوزیته فاز پیوسته از جمله پارامترهایی است که بر پایداری امولسیون تأثیرگذار است. هرچه ویسکوزیته فاز پیوسته کمتر باشد، امولسیون پایدارتر می‌شود [۷].

با افزایش دما، ویسکوزیته فاز پیوسته کاهش و حرکت براونی قطرات افزایش می‌یابد. لذا در دماهای پایین‌تر از 53°C راندمان و سرعت انعقاد قطرات با افزایش دما افزایش می‌یابد. پس از این دما، پدیده‌های دیگری مانند حرکت کنوکسیونی قطرات، باعث خنثی شدن اثرات ویسکوزیته می‌شود.

تحت چنین اثری، قطره به نقطه تغییر شکل بحرانی محور خود می‌رسد که باعث ناپایداری و شکستن قطره می‌شود. نسبت تغییر شکل بحرانی قطره، به‌عنوان نسبت بین طول بحرانی (حالتی که قطره کشیده شده است) و قطر اصلی قطره تعریف می‌شود. تیلور [۹] مقدار این نسبت را معادل $1/9$ به‌دست آورده است.

موسوی چوبه و همکاران [۱۰ و ۱۱] اثر کشش سطحی را با استفاده از چند نوع ماده فعال سطحی تحت میدان الکتریکی بر روی شکست قطرات و تشکیل قطرات ثانویه بررسی نمودند. آنها بیان کردند که با افزایش قدرت میدان الکتریکی بیشتر از یک مقدار خاص، شکست قطرات شروع شده و قطرات ثانویه تشکیل شده است. آنها همچنین بیان نمودند که شدت میدان الکتریکی و کشش سطحی، عوامل اصلی و مؤثر در تشکیل قطرات ثانویه هستند که در واقع باعث شکست و تشکیل مجدد امولسیون می‌گردند. با توجه به نمودارهای شکل ۴، در میدان الکتریکی حدود 6 kV/cm ، قطرات به نقطه تغییر شکل بحرانی رسیده‌اند. افزایش قدرت میدان بیش از این مقدار، موجب شکست قطرات شده و بازده جداسازی را تا حدی کاهش می‌دهد.

در دمای 48°C با افزایش میدان الکتریکی بازده جداسازی افزایش پیدا کرده و در میدان حدود 6 kV/cm ، بازده جداسازی به حداکثر میزان خود یعنی 86% رسیده است. در واقع در میدان 6 kV/cm ،



شکل ۵ تغییرات درصد حجمی آب جدا شده با دما. (غلظت SDS: ۲/۸٪، شوری: ۲۵۰۰۰ ppm و $E=6\text{ kV/cm}$)

سطحی تبدیل می‌شود؛ بنابراین، کشش بین سطحی آب و نفت، در تجمیع قطرات مؤثر است. هنگامی که دو قطره به یکدیگر نزدیک می‌شوند، فشار در فضای بین آنها بالا رفته و موجب تغییر شکل قطرات می‌گردد که میزان این تغییر شکل، توسط کشش بین سطحی کنترل می‌شود [۲]. شکل ۷ اثر شوری آب را بر روی کشش بین سطحی آب و نفت خام پایدار غرب نشان می‌دهد. در بیان دلیل تغییر پایداری امولسیون با شوری باید گفت که "موازنه آب دوستی-آب‌گریزی" مؤثر ماده فعال سطحی نه تنها به ساختمان ماده فعال سطحی، بلکه به دما، نوع نفت و شوری محیط نیز بستگی دارد. تغییر این پارامترها به سورفکتانت اجازه می‌دهد که تغییر خاصیت داده و از حلالیت در فاز نفتی به حلالیت در فاز آبی تغییر نماید [۱۳].

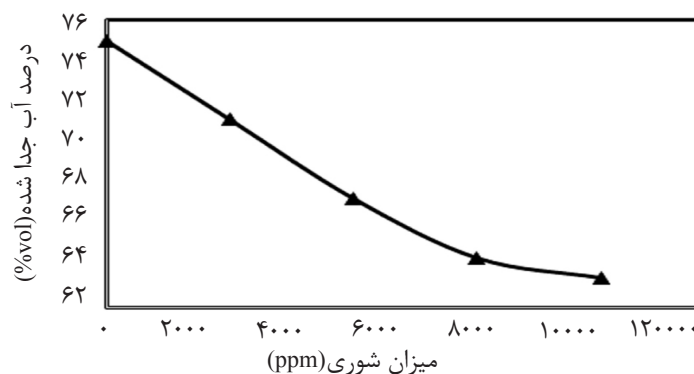
هرچه میزان شوری آب بالاتر باشد، قسمت آب دوست ماده فعال سطحی تمایل بیشتری به آب داشته و پس از این که غلظت نمک در آب از یک حد بالاتر رفت، ماده فعال سطحی کاملاً در آب حل می‌شود؛ بنابراین، افزایش شوری باعث افزایش تجمع ماده فعال سطحی در سطح شده و موجب می‌گردد که ماده فعال سطحی در غلظت پایین به نقطه بحرانی برسد؛ بنابراین، همان‌طور که از نمودار مشخص است، افزایش شوری باعث کاهش کشش سطحی می‌شود. همچنین شوری آب باعث تجمع بیشتر SDS در سطح و موجب رسیدن به نقطه بحرانی شده و بازده جداسازی آب کاهش می‌یابد. روند مزبور در شکل ۶ مشخص است.

در این دماها به علت پروفیل دمایی که بین مرکز ظرف و جداره‌های آن وجود دارد، یک حرکت کنوکسیون سریع در امولسیون به وجود می‌آید و لذا با افزایش این حرکت، تنش برشی افزایش یافته و باعث پراکندگی مجدد قطرات می‌شود. حسینی و شهاوی [۱۲] وجود یک دمای بهینه را گزارش داده‌اند که با افزایش بیشتر دما، بازده جداسازی کاهش می‌یابد. آنها بیان کردند که افزایش دما بیشتر از مقدار بهینه در واقع برخوردهای موثر را کاهش داده و موجب کاهش بازده جداسازی می‌شود.

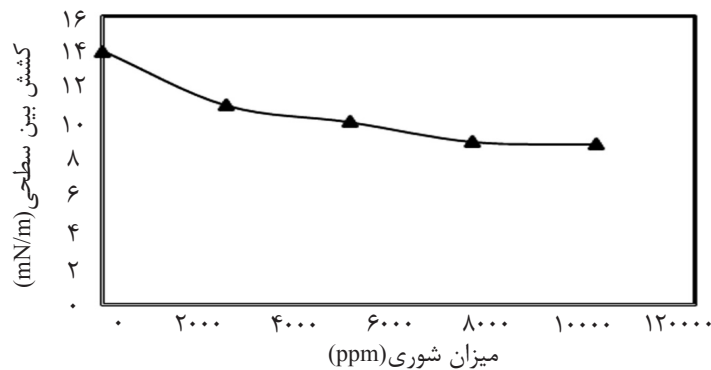
نکته قابل توجه این است که افزایش دما باید با افزایش فشار همراه باشد تا از بخار شدن مواد فرار نفتی جلوگیری نماید و بنابراین، مساله به‌عنوان یک خطا در آزمایش‌ها وجود خواهد داشت. البته با توجه به محدودیت افزایش دما تا حدود 60°C و سنگین بودن نفت خام استفاده شده و کم بودن میزان فراریت آن، می‌توان از این خطا صرف‌نظر کرد.

تأثیر شوری فاز آبی

تأثیر شوری آب در شرایط ثبات قدرت میدان الکتریکی، دما و درصد حجمی ماده فعال سطحی بر ناپایداری امولسیون بررسی شد. نمودار درصد حجمی آب جدا شده بر حسب شوری آب در شکل ۶ نشان داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود با افزایش شوری، راندمان جداسازی کاهش می‌یابد. کشش سطحی، تعیین‌کننده شکل قطرات آب در نفت است. طی فرآیند تجمیع قطرات، بخشی از انرژی قطرات به انرژی



شکل ۶ نمودار تغییرات درصد حجمی آب جدا شده با شوری فاز آبی در (دما: 28°C ، غلظت SDS: $2/8\%$ و $E=6\text{ kV/cm}$).



شکل ۷ اثر شوری بر کشش بین سطحی آب و نفت.

تأثیر درصد حجمی آب

میزان آب موجود در امولسیون آب در نفت، یکی از پارامترهای مؤثر بر بازده امولسیون زدایی و ناپایداری امولسیون است. تشکیل امولسیون‌های بسیار پایدار، نه تنها بستگی به میزان آسفالتن و رزین، بلکه به میزان آب موجود در نفت نیز بستگی دارد. با افزایش میزان آب، امولسیون قدری ناپایدارتر شده و بازده جداسازی نیز افزایش پیدا می‌یابد [۱۴]. همچنین نیروی جاذبه دوقطبی وابستگی شدیدی به اندازه قطرات و فاصله بین قطرات دارد؛ بنابراین، در یک امولسیون همگن با اندازه قطرات یکسان، فاصله بین قطرات متناسب با معکوس کسر حجمی آب پراکنده است.

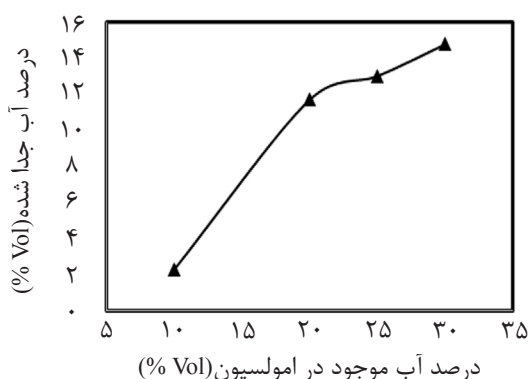
همان‌طور که از شکل ۸ مشخص است، با افزایش درصد حجمی آب موجود در امولسیون از ۱۰٪ به ۳۰٪ بازده جداسازی از ۳۰٪ به ۸۴٪ افزایش پیدا کرده است. برای اکثر امولسیون‌ها انتظار می‌رود که اثر جاذبه دوقطبی با افزایش مقدار آب، افزایش یابد. چون فاصله بین قطرات با افزایش مقدار آب کاهش پیدا می‌کند، سهم اثر جاذبه دوقطبی بر انعقاد الکترواستاتیکی افزایش می‌یابد [۱۵]. بنابراین، همان‌طور که از شکل ۸ مشخص است، با افزایش درصد حجمی آب، بازده جداسازی الکترواستاتیکی افزایش پیدا می‌کند.

تأثیر درصد وزنی عامل ناپایدارکننده

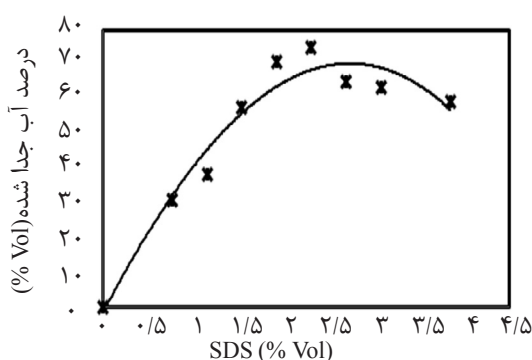
تأثیر درصد وزنی عامل ناپایدارکننده در وضعیت ثبات میدان الکتریکی، دما و شوری فاز آبی مطالعه شد.

حضور برخی مواد فعال سطحی نظیر آسفالتن‌ها و رزین‌ها در نفت خام به‌خوبی شناخته‌شده است. عموماً این امولسیفایرهای طبیعی، کشش بین سطحی آب و نفت را کاهش می‌دهند و موجب خرد شدن بیشتر قطرات آب و پایداری بیشتر امولسیون می‌شوند. در شکل ۹ تغییرات درصد حجمی آب جدا شده برحسب افزایش درصد وزنی عامل ناپایدارکننده مشاهده می‌شود.

با افزایش ماده امولسیون‌شکن به امولسیون، ضخامت فیلم پایدارکننده امولسیون کاهش می‌یابد. در صورتی که اگر محیط عاری از امولسیون‌شکن باشد، با توجه به پایداری امولسیون، ضخامت این فیلم ثابت خواهد بود. تأثیر امولسیون‌شکن‌ها به این دلیل است که مواد مزبور جذب فیلم بین سطحی شده و جایگزین مواد امولسیون‌کننده می‌شوند. این پدیده باعث ضعیف شدن فیلم و کاهش عمر آن می‌شود. با افزایش غلظت امولسیون‌شکن در امولسیون، عمر فیلم پایدارکننده کاهش می‌یابد، چرا که ماده امولسیون‌شکن جایگزین ماده فعال سطحی موجود در سطح شده و پایداری آن را کاهش می‌دهد. در مورد هر امولسیون‌شکنی، پس از یک غلظت مشخص، نیمه عمر فیلم تقریباً ثابت باقی می‌ماند. این غلظت، غلظت بحرانی نام داشته و غلظتی است که ماده امولسیون‌شکن کل سطح را پوشانده و امکان جایگزینی بیشتر ندارد و در واقع سطح از ماده امولسیون‌شکن اشباع شده است [۱۶].



شکل ۸ نمودار تغییرات درصد حجمی آب جدا شده با درصد حجمی آب (دما: ۲۸ °C، شوری ۲۵۰۰۰ ppm، غلظت SDS: ۲/۸ Vol % و E=۶ kV/cm).



شکل ۹ نمودار تغییرات آب جدا شده برحسب درصد وزنی عامل ناپایدارکننده (دما: ۲۸ °C، شوری ۰ ppm و E=۶ kV/cm).

در واقع غلظتی که در آن ماده فعال سطحی، کل سطح را پوشانده و افزایش بیشتر آن باعث امولسیون کنندگی می‌شود را غلظت بحرانی ماده فعال سطحی می‌نامند. همان‌طور که از نمودار شکل ۹ مشخص است افزایش غلظت SDS بیشتر از ۲/۳٪ حجمی باعث کاهش بازده جداسازی شده و حداکثر میزان جداسازی در غلظت ۲/۳٪ حجمی به وقوع پیوسته است؛ بنابراین می‌توان گفت که در این غلظت از SDS، نقطه اشباع سطح و غلظت بحرانی ماده SDS فرا رسیده و افزایش بیشتر ماده فعال سطحی موجب کاهش بازده و امولسیون شونده می‌گردد شده است.

نتیجه‌گیری

نتایج حاصل از این پژوهش عبارتند از:

- با افزایش قدرت میدان الکتریکی، بازده جداسازی آب از امولسیون آب در نفت افزایش پیدا کرده است.

زمانی که غلظت ماده فعال سطحی افزایش می‌یابد، این ماده در سطح قرار گرفته و جایگزین آسفالتن و رزین موجود در سطح می‌شود. با افزایش بیشتر SDS، مساحت بیشتری از سطح پوشانده شده و اثر آسفالتن و رزین کاهش می‌یابد. همان‌طور که از نمودار شکل ۹ مشخص است، افزایش مقدار SDS از صفر تا ۲/۳٪ حجمی در دمای ۲۸ °C و میدان ۶ kV/cm، باعث افزایش میزان جداسازی از صفر تا مقدار ۷۵٪ شده است. نتایج نشان می‌دهد که افزایش مقدار SDS باعث کاهش اثر آسفالتن و رزین موجود در نفت خام شده است. با افزایش بیشتر مقدار SDS، سطح کاملاً از این ماده پوشیده شده و سطح از این ماده اشباع شده است. لذا همان‌طور که قبلاً اشاره شد، عامل فعال سطحی ممکن است در غلظت‌های پایین خاصیت امولسیون شکن داشته باشد، در حالی که در غلظت‌های بالا خاصیت امولسیون کنندگی از خود نشان دهد.

درجه، از این خطا صرف نظر شده است.

- افزایش مقدار آب موجود در امولسیون به دلیل کاهش فاصله بین قطرات و افزایش نیروهای بین مولکولی، موجب ناپایداری بیشتر امولسیون و افزایش بازده جداسازی آب شده است.
- افزایش ماده امولسیون شکن بیش از یک حد معین باعث اشباع شدن سطح از این ماده شده و موجب امولسیون شونده مجدد و کاهش بازده جداسازی شده است.

تشکر و قدردانی

از شورای پژوهشی دانشگاه علم و صنعت ایران به خاطر حمایت مالی این پروژه قدردانی می شود. از تمامی همکاران آزمایشگاه تحقیقاتی فرآیندهای پیشرفته جداسازی که در انجام این تحقیقات مساعدت نموده اند، کمال تشکر و امتنان را داریم.

در عین حال، افزایش بیشتر میدان الکتریکی از یک حد بحرانی، موجب تغییر روند و کاهش جداسازی شده است. همچنین اثر افزایش میدان الکتریکی در دماهای پایین تر بر بازده جداسازی بیشتر بوده و شیب تغییرات در دماهای پایین تر، بیشتر از دماهای بالا است.

- تغییرات دما وجود یک دمای حدی را در 53°C نشان می دهد که افزایش دما بیشتر از این مقدار باعث کاهش جداسازی شده است.

- افزایش شوری فاز آب از طریق کاهش کشش بین سطحی آب و نفت، بازده جداسازی را کاهش داده است.

- ثابت بودن فشار در تمام آزمایش ها به دلیل احتمال تبخیر مواد فرار به عنوان یک خطا وجود دارد که با توجه به سنگین بودن نفت خام مورد استفاده و همچنین افزایش محدود دما تا 60°C

مراجع

- [1]. G. Ye, LÜ X., Peng F., Han P. and Shen X., "Pretreatment of crude oil by ultrasonic-electric united desalting and dewatering," Chinese Journal of Chemical Engineering 1, Vol. 6, No. pp 564-569, 2008.
- [۲]. محمدی م، "شبیسه سازی تجمیع الکتریکی قطرات آب در نفت"، رساله دکترا، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۹۲.
- [3]. Kokal S., "Crude-oil emulsions: a state-of-the-art review," Journal of Society of Petroleum Engineers, Vol. 20, No. 1, pp. 5-13, 2005.
- [4]. Xia L., Lu S. and Cao G., "Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins," Journal of Colloid and Interface Science, Vol. 271, No. 2, pp. 504-506, 2004.
- [۵]. حسن رعیت طاری ک، "پیش بینی ترمودینامیکی پایداری امولسیون قطرات با قطبیت بالا در محلول ها با نگرش خاص به امولسیون آب در نفت"، رساله دکترا، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۹۱.
- [6]. Eow J. S. and Ghadiri M., "Electrostatic enhancement of coalescence of water droplets in oil, a review of the technology," Chemical Engineering Journal, Vol. 85, (2-3) pp. 357-368, 2002.
- [7]. Kundu P., Agrawal A., Mateen H. and Mishra I. M., "Stability of oil-in-water macro-emulsion with anionic surfactant: effect of electrolytes and temperature," Journal of Chemical Engineering Science, Vol. 102, No. 0, pp. 176-180, 2013.

- [8]. Byoung K., Moon Y., Sung J. H., Yang T. H., Kim S. M. and Duk J., "Demulsification of water-in-crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator," *Journal of Separation Science and Technology*, Vol. 37, No. 6, pp. 1307-1320, 2002.
- [9]. Taylor Spencer E., "Investigations into the electrical and coalescence behaviour of water-in-crude oil emulsions in high voltage gradients," *Journal of Colloids and Surfaces*, Vol. 29, No. 1, pp. 29-51, 1988.
- [10]. Mousavichoubeh M., Ghadiri M. and Shariaty-Niassar M., "Electro-coalescence of an aqueous droplet at an oil-water interface," *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, Vol. 50, pp. 338-344, 2001.
- [11]. Mousavichoubeh M., Shariaty-Niassar M. and Ghadiri M., "The effect of interfacial tension on secondary drop formation in electro-coalescence of water droplets in oil," *Chemical Engineering Science*, Vol. 66, pp. 5330-5337, 2011.
- [12]. Hosseini M. and Shahavi M. H., "Electrostatic enhancement of coalescence of oil droplets (in nanometer scale) in water emulsion," *Chinese Journal of Chemical Engineering*, Vol. 20, No. 4, pp. 654-658, 2012.
- [۱۳]. شاهبندری قوچانی ا.، "بررسی تجربی روش‌های ناپایدارسازی امولسیون‌های نفت در آب"، پایان‌نامه کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه علم و صنعت ایران، ۱۳۸۷.
- [14]. Al-Sabagh A. M., Kandile N. G. and El-Ghazawy R. A., "Synthesis and evaluation of some new demulsifiers based on bisphenols for treating water-in-crude oil emulsions," *Egyptian Journal of Petroleum*, Vol. 20, No. 2, pp. 67-77, 2011.
- [15]. Less S. and Vilagines R., "The electrocoalescers technology: advances, strengths and limitations for crude oil separation," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 81, No. 0, pp. 57-63, 2012.
- [16]. Rios G. and Pazos C., "Destabilization of cutting oil emulsion using inorganic salts as coagulant," *Journal of Colloids and Surfaces*, Vol. 138, pp. 383-389, 1998.