

٩٣١١٤



دانشگاه رازی

دانشکده فنی و مهندسی

گروه مهندسی شیمی

پایان نامه جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد مهندسی شیمی
گرایش طراحی فرآیند

عنوان پایان نامه

مدل سازی و بهینه سازی فرآیند نمک زدایی نفت خام واقع در جزیره خارک

استاد راهنما:

دکتر جمشید بهین

نگارش: مختار آقاجری

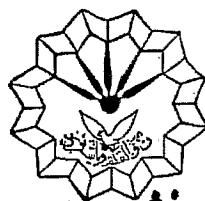
مهرماه ۱۳۸۶

گروه مهندسی شیمی
دانشکده فنی و مهندسی
دانشگاه رازی

۱۳۸۷ / ۱۱ / ۱۸

۹۳۱۱۹

کلیه حقوق مادی مرتب بر نتایج مطالعات، ابتکارات و
نوآوری های ناشی از تحقیق موضوع این پایان نامه
متعلق به دانشگاه رازی است.



دانشگاه رازی

دانشکده فنی مهندسی

گروه مهندسی شیمی

پایان نامه جهت اخذ درجه کارشناسی ارشد رشته ی مهندسی شیمی

گرایش طراحی فرآیند

دانشجو: مختار آقاجری

تحت عنوان

مدل سازی و بهینه سازی فرآیند نمک زدایی نفت خام واقع در جزیره خارگ

در تاریخ ۸۶/۷/۲۳ توسط هیأت داوران زیر بررسی و با درجه علمی به تصویب نهایی رسید.

| | | | | |
|-------|----------|-----------------|---------------------|-----------------------------|
| امضاء | استادیار | با مرتبه ی علمی | دکتر جمشید بهین | ۱- استاد راهنمای پایان نامه |
| امضاء | استادیار | با مرتبه ی علمی | دکتر غلامرضا مرادی | ۲- استاد داور داخل گروه |
| امضاء | استادیار | با مرتبه ی علمی | دکتر عبدالرضا مقدسی | ۳- استاد داور خارج از گروه |

سپاسگزاری

در اینجا بر خود لازم می‌دانم که از کلیه افرادی که به نحوی مرا در انجام این پایان‌نامه یاری رساندند تشکر و قدردانی نمایم. به خصوص استاد گرامی، جناب آقای دکتر جمشید بهین که با کمک‌های بیدریغ و مشفقانه خود مرا در انجام این پایان‌نامه همراهی کردند؛ دوست عزیزم جناب آقای مهندس کامران حسن‌زاده و سایر دوستانی که در طول انجام این پایان‌نامه همراه و راهنمای من بوده‌اند.

تقدیم به معلم عشق و ایمان، مادرم

به یاد آموزگار علم و هنر، پدرم

چکیده

در بخش اول این تحقیق به بررسی تاثیر دما و شدت میدان الکتریکی (شرایط عملیاتی) روی بازده نمک‌زدهای الکتروستاتیکی کارخانه‌های ابودر، فروزان و درود ۱، واقع در شرکت نفت فلات قاره ایران (جزیره خارک) پرداخته می‌شود. تحقیقات بر روی نمک‌زدهای الکتروستاتیکی در مقیاس صنعتی به ابعاد ۲۷/۳ متر و ۲/۸۵ متر و نفت میدان‌های نفتی ابودر، فروزان و درود ۱ که بترتیب مشتمل بر ۳۰، ۳۲ و ۳۵ چاه و به فاصله ۶۰، ۷۰ و ۸۵ مایلی از جزیره خارک قرار دارند، انجام شده است. محدوده تغییرات دما ۱۶۵ تا ۲۶۰ درجه فارنهایت، ولتاژ میدان ۱/۶ تا ۴/۲ کیلوولت و فرکانس ۵۴ تا ۷۰ هرتز اعمال گردید. نتایج نشان می‌دهد که دمای عملیاتی مناسب برای بازده بالای نمک‌زدهای هر سه کارخانه، بین ۱۹۰ تا ۲۲۵ درجه فارنهایت، ولتاژ بهینه بین ۲/۹ تا ۳/۹ کیلوولت و فرکانس میدان الکتریکی بین ۵۷ تا ۶۲ هرتز می‌باشد. ولتاژ بحرانی برای نمک‌زدهای کارخانه ابودر، فروزان و درود ۱ بترتیب ۳/۹، ۴/۱ و ۳/۸ کیلوولت پیش‌بینی شدند و فرکانس بحرانی نیز برای این سه نمک زدا بترتیب ۶۳، ۶۶ و ۶۲ هرتز پیش‌بینی شدند. همچنین تاثیر دیمولسیفایر تزریقی و pH آب همراه نفت نیز بر نمونه‌های امولسیون، در آزمایشگاه بررسی شدند که محدوده مناسب آنها برای سه نوع نفت بترتیب ۲۵-۲۰ میلی‌گرم بر لیتر و ۱۲-۱۰ تعیین شدند.

در بخش دوم این تحقیق به مطالعه رفتار نفت خام و آب در یک جداکننده (نمک‌زدای سنتی) نفت-آب بدون میدان الکتریکی در مقیاس پیلوت بصورت استوانه‌ای با طول ۵/۲ متر و قطر ۱/۲ متر می‌باشد (یک هشتم مقیاس جداکننده واقعی) پرداخته شده است. نفت مورد استفاده نفت خام کارخانه درود ۱ بوده و تابع توزیع زمان اقامت سیال که با تزریق ردیاب رادیو اکتیو ^{131}I بدست آمده است. آزمایشات در سه سطح مختلف آب در مخزن ۰/۵ متر، ۰/۷ متر و ۰/۹ متر انجام شده است. برای تشریح رفتار سیال از دو مدل پراکندگی محوری با حجم مُرده و مخازن یکسان سری با حجم مُرده استفاده شده است. مقایسه نتایج این مدل‌ها با اطلاعات آزمایشی بدست آمده، انطباق خوبی را نشان می‌دهد. هر دو مدل حجم مُرده داخل مخزن را ثابت و بیشتر از حجم فعال مخزن نشان دادند. هنگامی که سطح آب در مخزن ۰/۵ متر است، بیشتر حجم مُرده در فاز نفت بوده و با افزایش سطح آب در مخزن، حجم مُرده در فاز آب بیشتر از حجم مُرده در فاز نفت می‌شود. عدد پراکندگی برای فاز آب با افزایش سطح آب کاهش و برای فاز نفت افزایش می‌یابد. تعداد مخازن سری یکسان برای فاز نفت ۹ و برای فاز آب ۸ بدست آمد. دیده می‌شود در سطوح میانی آب در مخزن بدلیل کمی انحراف رفتار هر دو فاز از رفتار پلاگ، نمک زدا بالاترین کارایی خود را دارد.

واژه های کلیدی: امولسیون آب-نفت، میدان الکتروستاتیکی، جداسازی، بازده نمک زدا، مدل مخازن پشت

سر هم، مدل پراکندگی محوری

فهرست مطالب

| صفحه | عنوان |
|------|---|
| ۱ | فصل اول: نمک‌زدایی از نفت خام |
| ۲ | ۱-۱- مقدمه |
| ۳ | ۲-۱- منشأ تشکیل نفت و بهره‌برداری از آن |
| ۵ | ۳-۱- چگونگی تشکیل و شکست امولسیون |
| ۱۱ | ۴-۱- تئوری نمک‌زدایی |
| ۱۸ | ۱-۴-۲- روش مکانیکی |
| ۱۹ | ۱-۴-۳- روش شیمیایی |
| ۲۰ | ۱-۴-۴- روش ته‌نشینی |
| ۲۲ | ۱-۴-۵- روش الکتریکی |
| ۳۲ | ۱-۴-۶- روش ترکیبی |
| ۳۴ | ۵-۱- انواع نمک‌زداهای غیرسنتی |
| ۳۸ | ۶-۱- فرآیند کلی پالایش نفت خام در کارخانه های پالایش نفت جزیره خارک |
| ۴۱ | ۱-۶-۱- فرآیند نمک‌زدایی کارخانه ابوذر |
| ۴۴ | فصل دوم: منحنی های توزیع زمان اقامت سیال |
| ۴۵ | ۱-۲- مقدمه |
| ۴۶ | ۲-۲- توزیع زمان اقامت |
| ۴۸ | ۲-۳- مدل جریان در مخازن (راکتورها) |
| ۵۰ | ۲-۳-۱- جریان پلاگ ایده‌آل |
| ۵۰ | ۲-۳-۲- جریان با اختلاط کامل ایده‌آل |
| ۵۱ | ۲-۳-۳- جریان با پراکندگی محوری |
| ۵۲ | ۲-۳-۴- مدل مخازن یکسان به صورت سری |
| ۵۴ | ۲-۴- معیارهای انتخاب ردیاب |
| ۵۴ | ۲-۴-۱- ردیاب رادیواکتیو |
| ۵۷ | ۲-۵- اندازه‌گیری منحنی توزیع زمان اقامت سیال |
| ۵۹ | ۲-۶- مدل‌های ارائه شده برای مخزن نمک‌زدای سنتی نفت خام |
| ۶۲ | ۲-۶-۱- مدل پراکندگی محوری با حجم مرده |
| ۶۳ | ۲-۶-۲- مدل مخازن یکسان سری با حجم مرده |
| ۶۷ | فصل سوم: بحث و نتیجه گیری |
| ۶۸ | ۳-۱- بهینه‌سازی شرایط عملیاتی نمک‌زدا |
| ۶۸ | ۳-۱-۱- تأثیر دما |
| ۷۵ | ۳-۱-۲- تأثیر میدان الکتریکی |
| ۸۴ | ۳-۲- بررسی پایداری امولسیون های آب-نفت خام موجود در جزیره خارک |

| | |
|-----|---|
| ۸۴ | ۱-۲-۳- تاثیر مواد تزریقی دیمولسیفایر |
| ۸۶ | ۲-۲-۳- تاثیر pH آب همراه نفت |
| ۸۸ | ۳-۲-۳- تاثیر آسفالتن و رزین‌ها |
| ۸۹ | ۳-۳- پارامترهای مدل‌های ارائه شده |
| ۹۰ | ۱-۲-۳- پارامترهای مدل پراکندگی محوری با حجم مرده |
| ۹۳ | ۲-۲-۳- پارامترهای مدل مخازن یکسان سری با حجم مرده |
| ۹۵ | ۴-۳- بررسی تاثیر سطح آب بر کارکرد نمک زدا |
| ۹۷ | نتیجه گیری |
| ۱۰۰ | مراجع |

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱: مهاجرت نفت از سنگ منشا به نفت‌گیر در یک حوضه رسوبی ۴
- شکل ۲-۱: منحنی تولید نفت از یک مخزن نفتی ماسه‌ای ۴
- شکل ۳-۱: چگونگی شکست امولسیون ۶
- شکل ۴-۱: نمایی سه بعدی از ملکول آسفالتن ۷
- شکل ۵-۱: چگونگی تشکیل فیلم در سطح مشترک آب-نفت ۸
- شکل ۶-۱: انواع آسفالتن‌ها (واحد اندازه‌گیری اعداد بر حسب A° می‌باشد) ۹
- شکل ۷-۱: خیس شدن و زاویه تماس ۱۰
- شکل ۸-۱: تأثیر زاویه خیس‌شدگی بر پایداری امولسیون ۱۱
- شکل ۹-۱: نمک زدای سنتی ابتدایی ۱۳
- شکل ۱۰-۱: چگونگی تاثیر تزریق دیمولسیفایر روی لایه امولسیون ۱۹
- شکل ۱۱-۱: تجمع و نشست قطرات آب هنگام قرار گرفتن در معرض میدان الکتریکی ۲۳
- شکل ۱۲-۱: نمایی از نیروهای اعمالی در میدان الکتریکی ۲۴
- شکل ۱۳-۱: چگونگی تغییر شکل قطرات آب در میدان الکتریکی ۲۶
- شکل ۱۴-۱: نمایی از میدان ترکیبی ۳۰
- شکل ۱۵-۱: نمایی از روش ترکیبی در یک نمک زدای غیرسنتی ۳۳
- شکل ۱۶-۱: نمایی از سیستم کنترل نمک‌زدای غیرسنتی ۳۴
- شکل ۱۷-۱: نمای داخلی یک نمک زدای سه شبکه‌ای ۳۵
- شکل ۱۸-۱: نمایی از یک نمک زدای تری ولت ۳۶
- شکل ۱۹-۱: نمودار فرآیندی کارخانه ابودر ۴۰
- شکل ۲۰-۱: نمایی از نمک زدای موجود در کارخانه ابودر ۴۲
- شکل ۲۱-۱: سیستم میدان الکتریکی متناوب یک نمک‌زدا ۴۲
- شکل ۱-۲: چگونگی تغییرات ردیاب در راکتور پلاگ ۵۰
- شکل ۲-۲: تغییرات غلظت در جریان با اختلاط کامل ۵۱
- شکل ۳-۲: منحنی‌های توزیع زمان اقامت بدون بُعد برای راکتور پلاگ با پراکندگی محوری ۵۲
- شکل ۴-۲: تغییرات منحنی توزیع زمان اقامت در مخازن یکسان سری ۵۳
- شکل ۵-۲: رفتار منحنی توزیع زمان اقامت برای سیستم مخازن یکسان سری با افزایش N ۵۳
- شکل ۶-۲: نمایی از تزریق و اندازه‌گیری ردیاب ۵۸
- شکل ۷-۲: تصویر شماتیک پایلوت مورد آزمایش و محل تزریق و آشکارسازی ردیاب ۶۰
- شکل ۸-۲: منحنی $E(t)$ حاصل از آشکارسازی ردیاب خروجی برای فاز نفت ۶۱
- شکل ۹-۲: منحنی $E(t)$ حاصل از آشکارسازی ردیاب خروجی برای فاز آب ۶۱
- شکل ۱۰-۲: مدل پراکندگی محوری با حجم مرده برای تفسیر منحنی‌های توزیع زمان اقامت سیال ۶۲
- شکل ۱۱-۲: مدل مخازن یکسان سری با حجم مرده برای تفسیر منحنی‌های توزیع زمان اقامت ۶۳

- شکل ۲-۱۲: رآکتور اختلاط کامل با حجم مُرده.
- شکل ۲-۱۳: رآکتور اختلاط کامل با حجم مُرده، سری با رآکتور پلاگ
- شکل ۳-۱: تغییر ویسکوزیته نفت صادراتی با دما
- شکل ۳-۲: تغییرات چگالی فازهای آبی و آلی با دما (کارخانه ابوذر)
- شکل ۳-۳: تغییرات چگالی فازهای آبی و آلی با دما (کارخانه فروزان)
- شکل ۳-۴: تغییرات چگالی فازهای آبی و آلی با دما (کارخانه درود ۱)
- شکل ۳-۵: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب دمای عملیاتی (کارخانه ابوذر)
- شکل ۳-۶: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب دمای عملیاتی (کارخانه فروزان)
- شکل ۳-۷: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب دمای عملیاتی (کارخانه درود ۱)
- شکل ۳-۸: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب فرکانس میدان الکتریکی (ابوذر)
- شکل ۳-۹: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب فرکانس میدان الکتریکی (فروزان)
- شکل ۳-۱۰: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب فرکانس میدان الکتریکی (درود ۱)
- شکل ۳-۱۱: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب ولتاژ میدان الکتریکی ابوذر
- شکل ۳-۱۲: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب ولتاژ میدان الکتریکی فروزان
- شکل ۳-۱۳: تغییرات بازده نمکی و بازده BS & W بر حسب ولتاژ میدان الکتریکی درود ۱
- شکل ۳-۱۴: تغییرات کشش سطحی امولسیون‌ها با افزایش غلظت دیمولسیفایر
- شکل ۳-۱۵: مقدار درصد آب جدا شده از امولسیون‌ها با افزایش غلظت دیمولسیفایر
- شکل ۳-۱۶: تغییرات کشش سطحی امولسیون‌ها با افزایش pH آب همراه نفت
- شکل ۳-۱۷: درصد آب جدا شده از امولسیون‌ها بر اثر افزایش pH آب همراه نفت
- شکل ۳-۱۸: درصد آب جدا شده از امولسیون‌های تحت بررسی
- شکل ۳-۱۹: مقایسه مدل پراکندگی محوری با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۵ متر)
- شکل ۳-۲۰: مقایسه مدل پراکندگی محوری با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۷ متر)
- شکل ۳-۲۱: مقایسه مدل پراکندگی محوری با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۹ متر)
- شکل ۳-۲۲: مقایسه مدل مخازن سری یکسان با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۵ متر)
- شکل ۳-۲۳: مقایسه مدل مخازن سری یکسان با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۷ متر)
- شکل ۳-۲۴: مقایسه مدل مخازن سری یکسان با حجم مُرده با نتایج تجربی (سطح آب مخزن ۰/۹ متر)
- شکل ۳-۲۵: تغییرات بازده نمک زدا با افزایش سطح آب در نمک زدا

فهرست جدول ها

| | |
|----|---|
| ۱۲ | جدول ۱-۱: چگونگی پراکنده یا پخشی بودن فازها |
| ۴۱ | جدول ۲-۱: درصد مولی مواد تشکیل دهنده نفت های موجود در جزیره |
| ۴۳ | جدول ۳-۱: مشخصات الکتریکی دستگاه های نمک زدا |
| ۴۹ | جدول ۱-۲: انواع گوناگون مدل ها به همراه پارامترهای آنها |
| ۵۶ | جدول ۲-۲: مواد ردیاب رادیواکتیو رایج در صنعت |
| ۵۹ | جدول ۳-۲: شدت جریان های ورودی و خروجی نمک زدا ی پایلوت |
| ۶۸ | جدول ۱-۳: میانگین مشخصات نفت های کارخانه |
| ۷۲ | جدول ۲-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در دماهای متفاوت نمک زدا ی ابوذر |
| ۷۳ | جدول ۳-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در دماهای متفاوت نمک زدا ی فروزان |
| ۷۴ | جدول ۴-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در دماهای متفاوت نمک زدا ی درود ۱ |
| ۷۶ | جدول ۵-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در فرکانس های متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (ابوذر) |
| ۷۶ | جدول ۶-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در فرکانس های متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (فروزان) |
| ۷۷ | جدول ۷-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در فرکانس های متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (درود ۱) |
| ۸۰ | جدول ۸-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در ولتاژهای متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (ابوذر) |
| ۸۰ | جدول ۹-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در ولتاژهای متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (فروزان) |
| ۸۱ | جدول ۱۰-۳: نتایج آزمایشات انجام شده در ولتاژهای متفاوت میدان الکتریکی نمک زدا (درود ۱) |
| ۹۰ | جدول ۱۱-۳: تغییرات واریانس زمان متوسط اقامت واقعی و ظاهری فازها با تغییر سطح آب در مخزن |
| ۹۱ | جدول ۱۲-۳: پارامترهای مدل پاراکندگی با حجم مرده برای هر فاز |
| ۹۴ | جدول ۱۳-۳: پارامترهای مدل مخازن یکسان سری با حجم مرده برای هر فاز |
| ۹۶ | جدول ۱۴-۳: تغییرات بازده های نمکی و BS&W نمک زدا با افزایش سطح آب در مخزن |

فصل اول

نمک‌زدایی از نفت خام

گرچه افزایش قیمت جهانی نفت موجب رشد فزاینده درآمدهای ارزی کشورهای نفت خیز خاور میانه شده است، ولی وابستگی بیش از حد به درآمدهای نفتی، اقتصاد این کشورها را در برابر شوک‌های جهانی با تهدید جدی روبرو کرده است. کارشناسان اقتصادی بر این باورند که برخی از کشورهای نفت خیز خاور میانه در سرمایه‌گذاری درآمدهای حاصل از فروش نفت، بسیار موفق‌تر از بقیه کشورهای همسایه عمل کرده‌اند. کشور ما از نظر اقتصادی کاملاً وابسته به نفت می‌باشد و افزایش و کاهش قیمت آن در رشد اقتصاد مملکت بسیار تاثیرگذار و قیمت نفت خام صادراتی نیز وابسته به کیفیت آن می‌باشد. بعنوان مثال هر پی. پی. ام افزایش آب و رسوبات نمکی موجود در نفت حدود ۰.۸۵ تا ۱.۳ دلار کاهش قیمت را در بر خواهد داشت. بنابراین انجام تحقیقات جهت خالص‌سازی و افزایش کیفیت نفت خام لازم و ضروری است. دو پارامتر برای مشخص کردن کیفیت نفت وجود دارند. یکی سبکی و سنگینی نفت خام که وابسته به مقدار پارافین، آسفالتن و دیگر هیدروکربن‌های موجود در آن بوده و با واحد استاندارد آمریکایی API نمایش داده می‌شود و زیاد و کم بودن آن نشان دهنده سبکی و سنگینی نفت می‌باشد. پارامتر دیگر درصد رسوبات نمکی و آب همراه نفت است که با پارامتر BS&W^۱ مشخص می‌شود. مشکلات وجود آب نمک و رسوبات ذر نفت را می‌توان به چند دسته تقسیم کرد:

- ناکار آمدی نفت در تولید محصولات بعدی و همچنین صادرات نامناسب

- آب موجود در نفت بدلیل داشتن نمک‌های محلول در خود، خوردگی شدید ایجاد کرده، باعث سوراخ شده‌گی و کاهش کارآیی دستگاه‌ها در دراز مدت می‌شود. بعنوان مثال در یک پالایشگاه باعث سوراخ شدن قسمت‌های داخلی برج‌های تقطیر شده که تعمیر آنها متضمن تحمل مخارج سنگین است.

- ماندن رسوبات و املاح بر سطح داخلی دستگاه‌ها، باعث گرفتگی و ازدیاد افت فشار شده و کار آنها را مختل می‌کند. لوله‌ها و دستگاه‌های گرم‌کننده را مسدود نموده و سبب بالا رفتن درجه حرارت، فشار و ایجاد شکاف و ترک روی آنها می‌شود.

- چنانچه آب از نفت جدا نشود، علاوه بر زیان‌های مذکور، قسمتی از حجم مخازن و لوله‌های نفت را اشغال کرده و در نتیجه از میزان نفت ارسالی کاسته می‌شود. حمل و نقل آب و رسوباتی که بی ارزش‌اند، مخارجی معادل انتقال نفت را بهمراه خواهند داشت. به طور کلی وجود آب و رسوبات نمکی علاوه بر اینکه تأثیر مستقیم روی قیمت نفت صادراتی دارد هزینه انتقال را نیز افزایش می‌دهند و همچنین وجود آنها باعث

^۱. Bottom of Sediment and Water

ایجاد خوردگی، انسداد و افت فشار در مسیر انتقال و همچنین افزایش هزینه‌های تعمیر و نگهداری می‌شوند [۵-۱].

دسته‌بندی دیگری که برای نفت خام در نظر می‌گیرند بر اساس درصد ترکیبات سولفور موجود در نفت از جمله گاز سولفید هیدروژن^۱ است. در صورتی که غلظت این ترکیبات در نفت از ۴۰ پی.پی.ام بیشتر شود به این نفت شور^۲ گفته شده و در غیر این صورت به آن نفت شیرین^۳ گویند. لازم به ذکر است که نفت مناسب برای صادرات و یا تبدیل به سایر فرآورده‌های نفتی باید تا آنجا که ممکن است شیرین و دارای BS&W و نمک پایین باشد [۳].

در این فصل ضمن بررسی رفتار ناخالصی‌های تولید شده همراه نفت خام از مخازن نفتی، به بررسی پارامترهای مختلف مؤثر بر جداسازی این ناخالصی‌ها و انواع روش‌ها و دستگاه‌های جداکننده آن‌ها از نفت پرداخته شده است.

۱-۲- منشأ تشکیل نفت و بهره‌برداری از آن

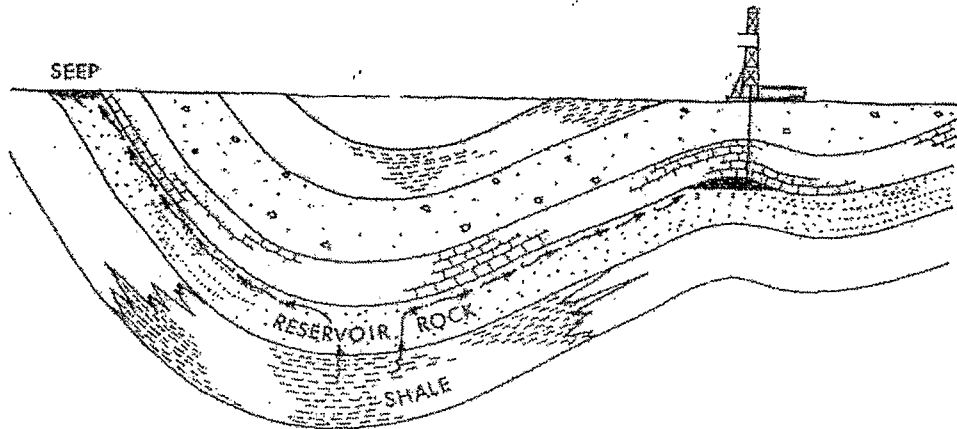
منشأ اصلی تشکیل نفت، مواد آلی دفن شده در داخل سنگهای رسوبی می‌باشد. که بیشتر سنگهای رسوبی در محیط آبی کم عمق و ساحلی ته‌نشین شده‌اند. دو سنگ رسوبی سیاه رنگ غنی از مواد آلی شیل و زغال سنگ هستند. زغال سنگها ماده‌ای گیاهی هستند که به وسیله درجه حرارت و فشار بالا تغییر شکل پیدا می‌کنند. شیل متداولترین سنگ رسوبی و سیاه رنگ می‌باشد و بدلیل فراوانی‌شان منبع بسیار خوبی برای تشکیل نفت می‌باشند [۲۱]. مهمترین عامل تشکیل نفت خام از مواد آلی در سنگهای رسوبی، درجه حرارت می‌باشد. کمترین دمای لازم برای تشکیل نفت خام در حوضه رسوبی ۱۲۰ درجه فارنهایت (۵۰ درجه سانتیگراد) می‌باشد. این دما بوسیله مدفون شدن رسوبات غنی از مواد آلی در داخل زمین ایجاد می‌شود. زمان نیز یک عامل مهم در تشکیل نفت می‌باشد. رسوبات قدیمی‌تر، دمای کمتری برای تولید نفت نیاز دارند و نفتهای سنگین (غلیظ) با درجه API کم در دمای پایین‌تر تشکیل می‌شوند [۱]. نوع ماده آلی در سنگ مادر تعیین‌کننده نوع مخزن (نفتی یا گازی) می‌باشد. مواد آلی گیاهی منشأ گاز طبیعی می‌باشند و مواد آلی غیر گیاهی، نفت خام تولید می‌کنند. نفت تشکیل شده در اثر تراکم شدن از فضاهاى خالی سنگ مادر خارج می‌شود. تولید یک مایع (نفت خام) از یک جامد (مواد آلی) باعث افزایش غیرعادی در حجم سنگ شده باعث شکستن سنگ مادر می‌شود. هیدروکربن‌ها از داخل شکافهای ایجاد شده به بالای مخزن مهاجرت می‌کنند. اگر در داخل مخزن نفت گیر مناسبی وجود نداشته باشد. نفت به سطح زمین رسیده و به صورت

1. Hydrogen Sulfide

2. Sure Oil

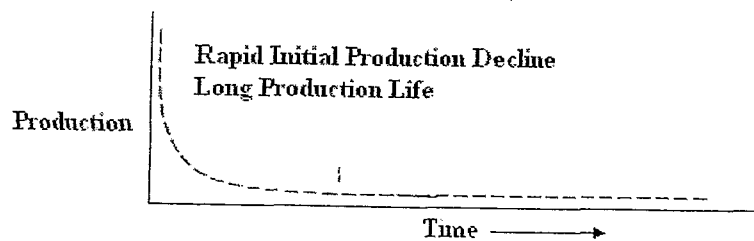
3. Sweet Oil

چشمه نفتی خارج می‌گردد. اگر یک نقطه مرتفع مانند گنبد یا تاقلیس در داخل سنگ مخزن موجود باشد. نفت در داخل نفتگیر تجمع می‌یابد. چنانچه در شکل (۱-۱) قابل رویت است.



شکل ۱-۱: مهاجرت نفت از سنگ منشا به نفت‌گیر در یک حوضه رسوبی [۱]

البته نفت در ابتدا با استفاده از اختلاف فشار سر و ته چاه و همچنین نیروی برشی^۱ دیواره مخزن استخراج می‌شود ولی پس از سپری شدن مدت زمانی، به طور طبیعی استخراج نمی‌شود و نیاز به تزریق سیال کمکی برای استخراج بیشتر آن وجود دارد.



شکل ۱-۲: منحنی تولید نفت از یک مخزن نفتی ماسه‌ای

مشاهده می‌شود پس از مدتی سرعت برداشت از مخازن ثابت می‌ماند و لزوم استفاده از مواد تزریقی را گوش زد می‌کند. در نهایت آنچه باید یاد آور شد آن است که حدود ۲۰ درصد از ظرفیت مخزن به طور طبیعی برداشت می‌شود و بقیه ظرفیت آن با استفاده از تزریق انجام می‌شود که استفاده از مواد تزریقی، امولسیون نفت و آب تشکیل شده را پیچیده می‌کند. بطور مثال در بعضی از مناطق نفت خیز از گازهایی مانند دی اکسید کربن نیز به منظور تزریق استفاده می‌شود. استفاده از سیالات گازی جهت بازیافت نفت، نسبت گاز به نفت^۲ محصول را بالا می‌برد که باعث تشکیل نمک کریستالی در نفت استخراج شده می‌شود. در

^۱. Shear Energy

^۲. Gas Oil Ratio

مخازن زیر دریایی بدلیل وجود آب، این ماده تزریقی معمولاً آب می باشد [۳]. برای ازدیاد و بازیافت نچاههای نفت جزیره خارک از آب به عنوان ماده تزریقی استفاده می شود.

۱-۳- چگونگی تشکیل و شکست امولسیون

در زمان تولید و انتقال نفت، آب تولید شده همراه نفت به دلیل وجود انرژی مخلوط کننده^۱، فاز آب در نفت پخش شده و یا برعکس فاز نفت در آب پخش می شود. در صورتی که فاز آبی پخش شود آن را (W/O) و برعکس آن را (O/W) می نامند [۴]. از آنجا که این دو فاز به طور ذاتی در هم حل نشده و معلق می مانند، تشکیل امولسیون می دهند. برای یک میدان نفتی، هر دو نوع امولسیون آب در نفت و نفت در آب وجود خواهند داشت.

در ۵۰ سال اخیر مطالعات زیادی در مورد امولسیون انجام شده است و به درک بهتر این سیستم های پیچیده منجر شده است ولی همچنان سوالات حل نشده زیادی در مورد امولسیون ها وجود دارد. امولسیون آب در نفت شامل مخلوط های پیچیده از مواد آلی و غیر آلی است. ترکیباتی در آب و نفت وجود دارد که آنها را عوامل امولسیون کننده گویند. آن عوامل مواد با سطوح فعال^۲ هستند که باعث حفظ ثبات و یکپارچگی امولسیون می شوند و نیز شامل، آسفالتن ها^۳ (مواد قیری)، رزین ها^۴، فنول ها، اسیدهای آلی، نسک های فلزی، لجن^۵، خاک رس^۶، واکس و بسیاری مواد دیگرند [۵]. پیچیدگی های امولسیون های آب-نفت غالباً از ترکیب نفت با مولکولهای فعال سطحی ناشی می شوند. برای شکست این امولسیون ها باید شناخت کافی از آنها داشت. وجود امولسیون های آب در نفت و برعکس آن در صنایع نفت زیان آور هستند و موجب خوردگی شدید در دستگاهها و گرفتگی آنها و ازدیاد فشار، بالا رفتن دما و... و در نتیجه تعطیلی و تعمیر آنها متضمن مخارج سنگین می گردد. عوامل مؤثر بر پایداری امولسیون آب در نفت را می توان اینگونه بر شمرد [۶-۱۰]:

- اندازه قطرات آب پخش شده در فاز نفت، که هرچه اندازه قطرات بیشتر باشد، ناپایداری امولسیون کمتر می شود.

- عمر امولسیون یعنی مدت زمانی که انرژی آزاد سطحی آن به حداقل می رسد و جداسازی بطور خود به خودی صورت می گیرد.

- ویسکوزیته نفت

- اختلاف چگالی بین دو فاز

1. Mixing Energy

2. Surface active metals

3. Asphaltene

4. Resins

5. Silt

6. Clay

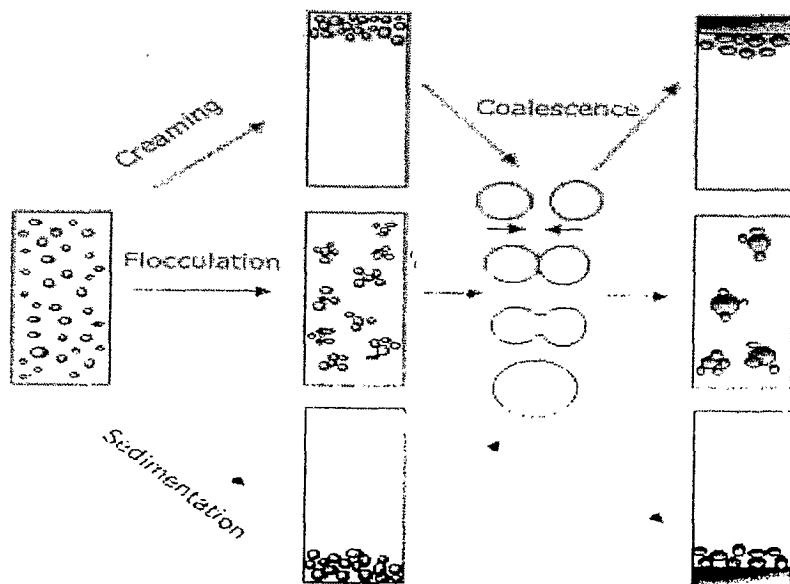
- در صد آب و مشخصات آب موجود همراه نفت

- کشش سطحی دو فاز

- آسفالتین، پارافین، رزین‌ها و دیگر جامدات نامحلول در نفت

جداسازی فازهای امولسیون در سه مرحله صورت می‌گیرد. مرحله اول کف کردن^۱ که در اثر ناپایداری شدن فاز پخش‌شده حاصل می‌شود. دومین مرحله لخته‌سازی^۲ که در آن قطره‌های فاز پخش‌شده رشد می‌کنند و در نهایت نشست^۳ و ته‌نشین شدن قطرات بزرگ فاز پخش‌شده (قطرات آب) و جدایی آب از نفت اتفاق می‌افتد. مرحله کف کردن زمانی رخ می‌دهد که شرایط فیزیکی برای رشد قطرات فاز پخش‌شده آماده باشد (زمان تماس دو فاز نقش اصلی را در این مرحله دارد). مرحله لخته شدن اعمال نیروهای شیمیایی و فیزیکی باعث ترکیب قطرات فاز پخش‌شده می‌شوند. این نیروها می‌توانند بوسیله مواد شیمیایی، حرارت، فشار و یا میدان الکتروستاتیکی حاصل شوند. در مرحله آخر ته‌نشین شدن قطرات رشد یافته فاز پخش‌شده (غلبه نیروی وزن قطرات بر نیروی درگ) که تابعی از جریان سیال داخل مخزن فرآیند می‌باشد، اتفاق می‌افتد [۱۱]. در شکل (۱-۳) به وضوح، سه مرحله کف کردن، لخته شدن و ته‌نشینی که در شکست امولسیون اتفاق می‌افتد، نشان

داده شده است.



شکل ۱-۳: چگونگی شکست امولسیون [۱۱]

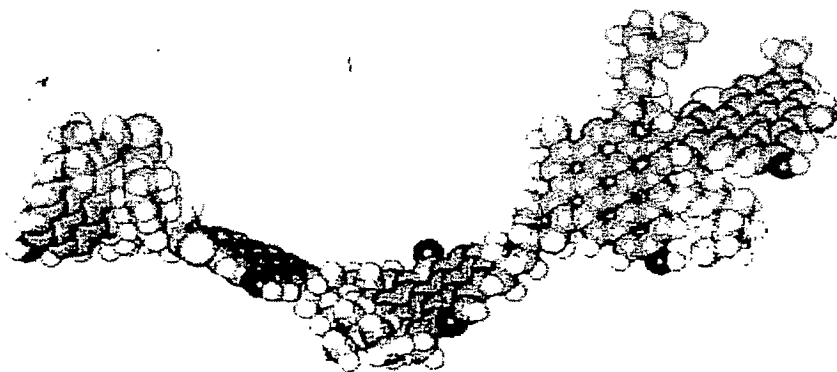
وجود آسفالتین‌ها و رزین‌ها و مواد نامحلول در سطح امولسیون باعث سخت شدن این سطح می‌گردد و مرحله کف کردن و در نتیجه لخته‌سازی را سخت می‌کنند. به همین دلیل از مواد شیمیایی و حرارت و در

1. Creaming
2. Flocculation
3. Sedimentation

بعضی مواقع فشار برای سریعتر شدن این دو مرحله برای ناپایداری و شکست امولسیون استفاده می‌شود. استفاده از تمامی مواد فوق ذکر (مواد شیمیایی، حرارت و فشار) به منظور سرعت بخشیدن به بهم پیوستگی قطرات آب (فاز پخش) و سنگین تر شدن آنها و مرحله نهایی نشت و جداسازی صورت می‌گیرد. در اینجا به بررسی عوامل عمده‌ای که بر پایداری امولسیون موثر می‌باشند پرداخته شده است.

- آسفالتن‌ها و رزین‌ها: واژه آسفالتن برای اولین بار در سال ۱۸۳۷ برای موادی قیرگونه که در شرق فرانسه و پرو یافت شد، توسط بوسینگالت^۱ مورد استفاده قرار گرفت. او این اسم را از واژه آسفالت که از باقیمانده نفت تقطیر شده و همچنین خواص شبیه آن یعنی حلال در سقز و نا محلول در الکل می‌باشد، گرفته است. فهم صحیح رفتار حلال‌پذیری آسفالتن می‌تواند در تولید، انتقال و پالایش مواد نفتی بسیار مفید باشد. آسفالتن‌ها ترکیبی از مواد و ترکیبات سنگین نفت خام می‌باشند که بر اساس رنگ و دمای ذوب قابل تشخیص هستند. به طور کلی آسفالتن‌ها ترکیبات نفتی غیر فرار و قطبی غیر محلول در آلکان‌های نرمال (مانند پنتان و هپتان) می‌باشند.

در آسفالتن‌ها ترکیبات قطبی مانند کربونیل، کربوکسیلیک اسید و آمید وجود دارند. آسفالتن‌ها به صورت حلقه‌های آرماتیک با زنجیره‌های کوتاه متصل به موادی مانند سولفور، اکسیژن و نیتروژن و گاهی فلزاتی مانند نیکل و وانادیم در نفت‌های خام وجود دارند [۱۲]. شکل (۱-۴) نمایی از ملکول آسفالتن را نشان می‌دهد. در این شکل سایر مواد غیر هیدروکربنی متصل به آسفالتن با رنگ مشکی نشان داده شده‌اند.



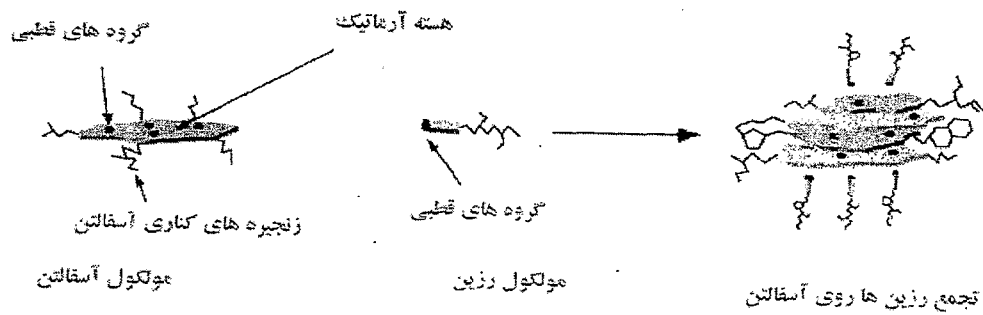
شکل ۱-۴: نمایی سه بعدی از ملکول آسفالتن [۱۲]

رزین‌ها مواد غیر آلی بسیار ریز فعال سطحی هستند که معمولاً همراه با آسفالتن‌ها در نفت خام وجود دارند. پیچیدگی‌های امولسیون‌های نفتی از ترکیب نفت به علت وجود مولکول‌های فعال سطحی در نفت

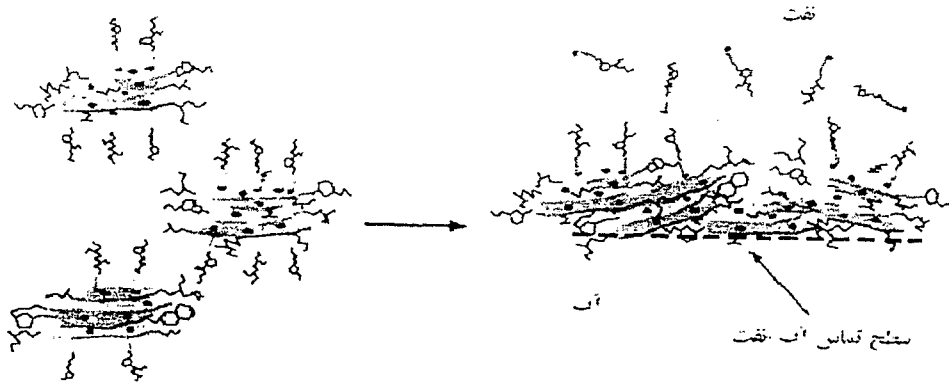
^۱. Bossingault

خام ناشی می‌شوند. به طور مثال اسیدهای چرب با وزن مولکولی پایین، اسیدهای نفتی، آسفالتن‌ها، رزین‌ها و پارافین‌ها به عنوان مولکول‌های فعال سطحی می‌توانند در تعامل و بازچینی در سطوح مشترک آب-نفت داخل شده، تشکیل فیلم حایل دهند. مولکول‌های فعال سطحی و جامدات غیرآلی موجود در نفت خام (آسفالتن‌ها و رزین‌ها) بین سطح مشترک آب-نفت یک پوسته راکد، چسبناک محکم و قوی تولید می‌کنند که در برابر به هم پیوستگی قطرات مایع (آب) ایستادگی و مقاومت می‌کنند [۱۳].

رزین‌ها و مواد غیرآلی موجود در نفت با تشکیل پیوندهای قطبی با شاخه‌های کناری آسفالتن‌ها (شکل ۵-۱) چسبناکی آسفالتن‌ها را بالا برده و با نشست بر روی سطح نفت و آب در امولسیون، این سطح را سخت و محکم می‌کنند و تشکیل این لایه باعث می‌شود که جداسازی دو فاز آب و نفت سخت‌تر گردد. در مورد امولسیون‌های نفت خام و هنگامی که آسفالتن پوسته را روی سطح مشترک آب-نفت شکل می‌دهد، نازک شدن فیلم‌های امولسیون خیلی پیچیده می‌شوند. فیلم‌ها ضخیم و بی‌قاعده هستند. ذرات جامد در فیلم به دام می‌افتند و فرآیند نازک شدن را متوقف می‌کنند [۱۴]. شکل (۵-۱) چگونگی تشکیل فیلم توسط آسفالتن را روی سطح آب و نفت در یک امولسیون را نشان می‌دهد.



الف: پیوستن رزین‌ها و آسفالتن‌ها



ب: نشست گروه‌های آسفالتن رزین روی سطح

شکل ۵-۱: چگونگی تشکیل فیلم در سطح مشترک آب-نفت [۱۴]

شاخک‌های آسفالتن با رزین‌های موجود در نفت تشکیل گروه‌های قطبی را می‌دهند که این گروه‌ها باعث تحکیم پیوند بین آسفالتن‌ها می‌شوند و چنانچه از نشست آسفالتن‌ها بر روی سطح تماس آب و نفت