



## چکیده:

نفت سیال قابل تجزیه‌ای است که بخشی از آن در معرض تخریب قرار می‌گیرد یا این که وارد اتمسفر می‌شود. از لحظه‌ای که نفت خام از بیتومن سنگ مادر جدامی گردد تغییراتی در ترکیب آن آغاز می‌شود و طی مراحل مهاجرت و انباشته شدن آن ادامه می‌یابد و فرایندها و عواملی ترکیب نفت را تغییر می‌دهند. عواملی که قبل از به تله افتادن ترکیب نفت را دگرگون می‌سازند عبارتند از ویژگی‌های سنگ مادر، مهاجرت اولیه و مهاجرت ثانویه. فشار و دما عوامل اساسی ایجاد تغییر در ترکیب نفت در مدت انباشته شدن آن هستند و شرایط را برای وقوع فرایندهای تحولی (Alteration) فراهم می‌کنند. فرایندهای ثانویه‌ای که ترکیب نفت را بعد از به تله افتادن تحت تاثیر قرار می‌دهند بلوغ حرارتی (Thermal Maturation)، تجزیه (Degradation) فیزیکی و بیولوژیکی، جدایش جاذبه‌ای (Gravity Segregation)، جدایش - مهاجرت از پوش سنگ (Dysmigration) و جدایش آسفالتن (Deasphalting) می‌باشند. این فرایندهای تحولی، می‌توانند درجه "API" نفت و نسبت گاز به نفت را افزایش دهند، اما در کل درجه "API" را کاهش می‌دهند.

برای درک طبیعت و توزیع نشانه‌های نفتی و برای انجام مطالعات تطابق نفت - نفت و نفت - سنگ مادر آگاهی از شرایط و مکانیزم‌های تجزیه، لازم است. در راستای درک فرایندهای تجزیه کننده نفت پیشرفت‌های زیادی به دست آمده ولی کافی نیست و با مطالعاتی که هنوز بر روی بخش‌های کمتر شناخته شده ماکرومولکولی و قطبی نفت در حال انجام است، پیشرفت‌های بیشتری مورد انتظار است. امروزه شیمی مولکولی به صورت ابزار سودمندی در آمده است که با بکارگیری آن می‌توان تجزیه آلی ابتدایی را تشخیص داد، جدایش جاذبه‌ای را شناسایی کرد و پیرو بیتومن و آسفالتن جدا شده از نفت را از یکدیگر مشخص کرد، در حالی که آنالیزهای کلی (Bulk) برای این کارها دقیق نیستند.

در نظر گرفته می‌شود. هر چه نفت زمان طولانی تری در طبیعت بماند ترکیب شیمیایی اولیه آن بر اثر فرایندهای فیزیکی، شیمیایی و یازیستی بیشتر در معرض تحول یا تجزیه قرار می‌گیرد. این فرایندها عبارتند از: افزایش یا کاهش عمق دفن شدگی (تغییر دما)، جابه جاشدن توسط آب‌های جوی و فعالیت‌های باکتریایی. معمولاً تخریب کامل یک توده نفتی بر اثر فرسایش صورت می‌گیرد. نفت مخلوط پیچیده‌ای از سیال‌های

در مخزن اتفاق می‌افتد. معمولاً به نفت و گازی که در آغاز وارد نفتگیر می‌شود «نرمال» اطلاق می‌شود. منظور یک توده نفتی است که ترکیب آن به نوع خاصی از کروژن وابستگی دارد و در سطح مولکولی در ترکیب شیمیایی آن نشانه‌های اندکی از تحول دیده می‌شود. درجه "API" چنین نفتی ۲۵ الی ۴۰ است در حالی که نسبت گاز به نفت (GOR) آن ۱۰۰ تا ۲۰۰ متر مکعب در هر متر مکعب (۵۰۰ الی ۱۰۰۰ فوت مکعب) در بشکه است. چنین نفتی به عنوان نفت حفظ شده

# حفظ شدن ، تجزیه & تخریب نفت در مخازن

قسمت اول

Preservation  
Degradation  
And  
Destruction  
Of  
The Trapped



ترجمه: محمد کسایی نجفی  
وحد پزوهش ژئوشیمی پترو هوشگاه صنعت نفت

## مقدمه

نفت مخلوط قابل تجزیه‌ای از نفت و گاز است که به سختی حفظ می‌شود. بر اثر متلاشی شدن مقادیر نامشخصی از آن و یا در اثر فرار به اتمسفر تجزیه می‌شود. از لحظه‌ای که نفت از بیتومن سنگ مادر جدامی شود ترکیب آن طی مراحل فرایندهای مهاجرت و تجمع، دستخوش تغییرات می‌گردد. به استثنای تغییراتی که بر اثر فشار و دما در ترکیب یک مخلوط در طول مرحله مهاجرت به وجود می‌آید، اغلب فرایندهای تجزیه و تخریب کننده،



بررسی و ابزارهای خاصی که برای شناسایی تجزیه مورد استفاده قرار می گیرند مورد تاکید قرار دهند.

### حفظ شدن یا تخریب نفت

این فرض که هر انباشتگی نفتی به طور قطع حفظ خواهد شد زیاد درست به نظر نمی رسد، زیرا نفت مخلوطی از ترکیباتی است که در حالت تعادل نیستند. به نظر می رسد که طی زمان زمین شناسی این مخلوط دستخوش تغییرات فیزیکی و شیمیایی قابل توجهی قرار گیرد. هر چه زمان طولانی تر باشد احتمال وقوع این تغییرات بیشتر است. در اینجا محاسبه نفت حفظ شده، به ضابطه بکار برده شده بستگی دارد. اگر نفت در مدتی طولانی تحت تاثیر فرایندهای تحول کننده قرار گیرد کیفیت آن پایین می آید و در هنگام ارزیابی دورنمای نفتی بکار بردن واژه «نفت حفظ شده» (preserved petroleum) برای سیالی که از نظر اقتصادی مورد نظر بوده و واژه مناسبی است. اما بررسی سیستم های نفتی بدون در نظر گرفتن مسایل اقتصادی انجام می گیرد. یعنی مطالعه و بررسی نفت انباشته شده صرف نظر از ارزش اقتصادی آن و به علت اطلاعاتی که به دست می دهد ارزشمند است. بنابراین، واژه «نفت حفظ شده» مترادف واژه «نفت نرمال» (normal oil) است که تعریف این واژه خود مشکل می باشد. نفت های نرمال بر حسب ترکیب سنگ مادر متفاوت هستند. نسبت گاز به نفت نیز به همین دلیل تفاوت دارد. از نقطه نظر مولکولی این نفت هرگز به طور کامل حفظ نخواهد شد و نرمال نخواهد ماند، زیرا به طور پیوسته در آن تغییرات جزئی به وجود می آید. در سطح مولکولی

انباشته شده ترکیبات قطبی کاهش می یابند، زیرا این ترکیبات به سختی به ماتریکس سنگ مادر و هم در مطالعات آزمایشگاهی مشاهده و گزارش شده است (بسه Lemman و Connan et al., 1991 مراجعه شود).

در حین مهاجرت، ترکیب مولکولی نفت نسبت به پارامترهای کلی آن کمتر تحت تاثیر قرار می گیرد، گرچه مطالعات قبلی نشان داده است که مولکول های مختلف در طول مهاجرت در سیستم نفتی ممکن است زمان بازداری (Retention time) متفاوتی از خود نشان دهند. (بسه Seifert and Moldowan, 1981 و Zhao - An and Philp, 1987 مراجعه شود). به طور کلی در نفت های مهاجرت کرده نشانه های زیستی (Biomarkers) اولیه سنگ مادر به حد کافی محفوظ می ماند و برای انجام مطالعات تطابق سنگ مادر با نفت قابل استفاده هستند مگر این که: ۱- نفت مورد مطالعه مخلوطی از نفت های بیشتر از یک سنگ مادر باشد، ۲- نفت در حال مهاجرت با نشانه های زیستی یک ماده آلی غیربالغ (از نظر حرارتی) آلوده شده باشد، ۳- نفت تحت تاثیر یک فرایند تحولی ثانویه مانند تحول آلی قرار گیرد.

بنابراین، بر حسب روش آنالیز بکار برده شده، حفظ شدن یا تجزیه نفت را می توان با استفاده از پارامترهای مختلف فیزیکی یا شیمیایی، یا کلی یا مولکولی نشان داد. در زمان تجزیه، در بعضی از این پارامترها تغییراتی به وجود می آید. در این محث فرایندهای اساسی را که بعد از به تله افتادن نفت می توانند ترکیب آن را تغییر دهند مورد

مایع و گازی است که به طور عمده از ترکیبات آلی تشکیل شده اند. نسبت این سیال ها ممکن است به شرایط "PVT" مخزن بستگی داشته باشد. این سیال ها توسط خواص کلی از قبیل "API"، درصد سولفور، نسبت گاز به نفت (GOR) و گراندروی توصیف می شوند. گرچه این خواص کلی برای تعبیر و تفسیر مخازن کم عمق ارزش محدودی دارند، ولی مطمئناً در مورد سیال هایی که در اعماق بیشتر قرار دارند رهنمودهایی را فراهم می کنند. به عنوان نمونه، درجه "API" یک سری نفت مطالعه شده با افزایش عمق دفن شدگی افزایش نشان می دهد، اما ترکیب نفت به پدیده های پیچیده ای بستگی دارد که نمی توان به سادگی با استفاده از پارامترهای کلی (فیزیکی یا شیمیایی) به طور صحیح تغییرات نامحسوس ترکیب شیمیایی نفت را در زمانی که نفت مراحل مختلف تجزیه را طی می کند، توصیف کرد.

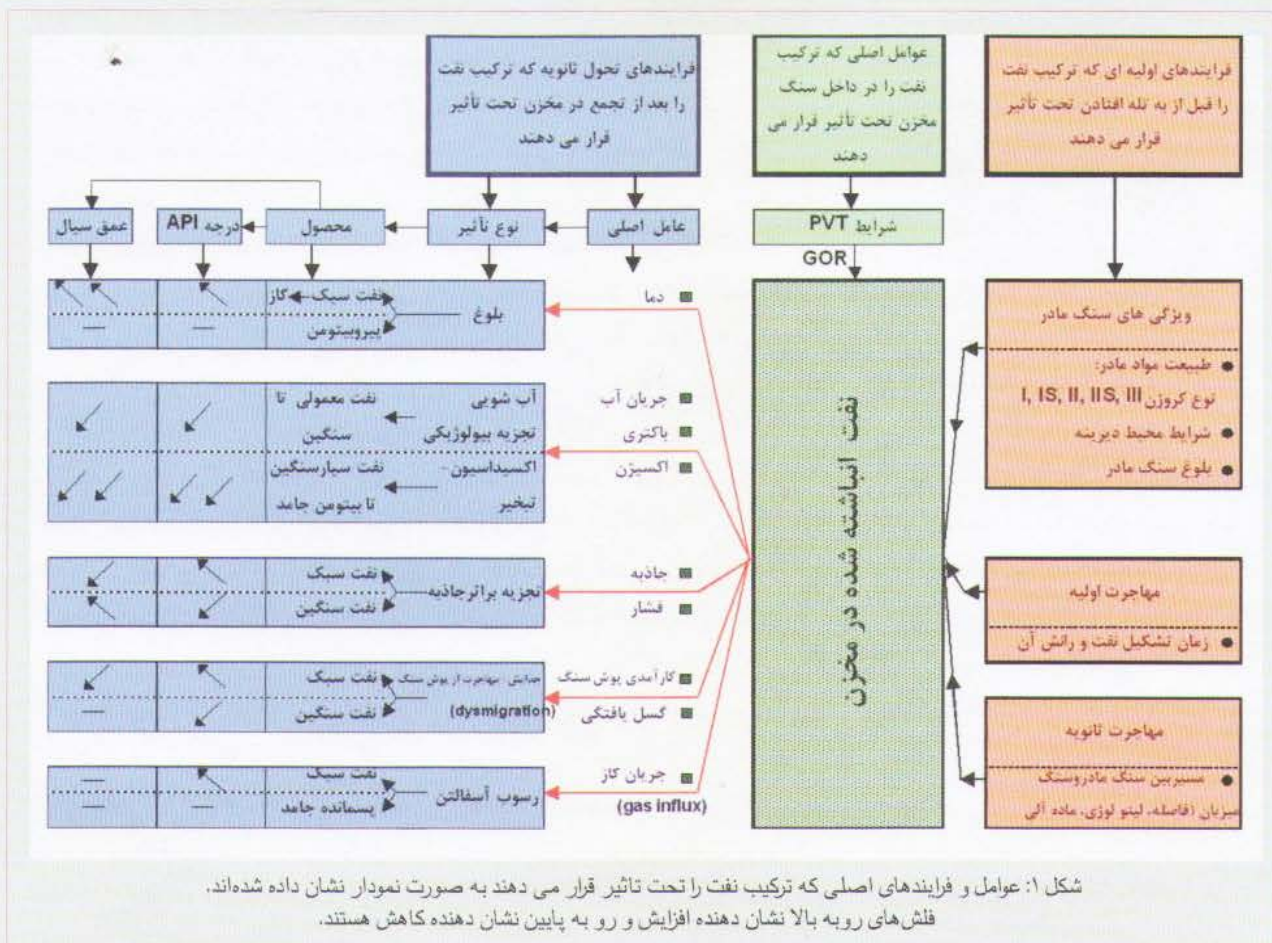
به طور کلی نفت داخل مخزن و بیتومن سنگ مادر از نظر ترکیب شیمیایی باهم شباهت های زیادی دارند. هر دو هیدروکربور از هیدروکربن (شامل آروماتیک های نفتی و گروه های آلی - سولفوری) و ترکیبات قطبی (ترکیبات غنی از اتم های نیتروژن، سولفور و اکسیژن)، تشکیل شده اند. ترکیبات قطبی به دو گروه آسفالتن ها (بخش ماکرومولکولی غیر قابل حل در آلکان های سبک) و رزین ها (دارای انحلال پذیری بیشتر و خیلی قطبی) تقسیم شده اند. اختلافات اساسی بین نفت انباشته شده و بیتومن در زمان مهاجرت اولیه (رانش) و مهاجرت ثانویه پدید می آید. به عنوان مثال، در نفت های



کاهش می یابند) نسبت گاز به نفت (GOR) را در زمان انباشته شدن تحت تاثیر قرار می دهند. در غیر این صورت شرایط لازم را برای دینوئوس فرایندهای تحول ثانویه فراهم می کنند. انواع تحول ثانویه که ترکیب نفت را بعد از انباشته شدن در نفتگیر تحت تاثیر قرار می دهند، در ارتباط با چهار فرایند مورد بحث قرار گرفته اند (شکل ۱). این فرایندها بلوغ حرارتی، تجزیه فیزیکی و بیولوژیکی، جدایش جاذبه ای، جدایش - رسوب از پوش سنگ (Dysmigration) و رسوب آسفالتن هستند. این فرایندها بر حسب عوامل اصلی که باعث وقوع آنها می شوند، محصولی که از آنها به دست می آید و بر حسب درجه "API" و تغییرات نسبی عمق سیال مورد بحث قرار گرفته اند.

ترکیب نفت تا حدی به طبیعت مواد آلی مادر و شرایط محیط دیرینه ای که در آن رسوب می کنند، بستگی دارد. به طوری که هر یک از دو عامل مذکور به انواع متفاوتی از کروژن منتهی می شود که در زمان کاتانز رفتار متفاوتی از خود نشان می دهند. به علاوه عوامل دیگری (زمین شناسی، فیزیکی و شیمیایی) طی زمان مهاجرت اولیه و ثانویه ترکیب نفت را تحت تاثیر قرار می دهند. این سه عامل اولیه، ترکیب نفت را قبل از ورود به نفتگیر تحت تاثیر قرار می دهند. عوامل اصلی که ترکیب نفت را در داخل سنگ مخزن تحت تاثیر قرار می دهند فشار و دما هستند. هر دو عامل فشار و دما (که با افزایش و یا کاهش عمق دفن شدگی افزایش و یا

حالت هایی مشاهده شده است که در آنها نشانه های زیستی تجزیه شده ولی در حالت های دیگری حفظ شده اند. کار یک بررسی کننده تعیین طبیعت و وسعت تجزیه نفت است به طوری که بتواند تطابق نفت - سنگ مادر بهتری انجام بدهد و تاریخ تجمع نفت در سیستم نفتی را به نحو صحیح تری بازسازی نماید. عوامل اصلی که قبل از زمان تجمع نفت، هم زمان با آن و بعد از آن ترکیب نفت را تحت تاثیر قرار می دهند در شکل ۱ نشان داده شده اند (Blanc and Connan, 1993 مراجعه شود). عوامل اولیه ای که قبل از انباشته شدن، ترکیب نفت را تحت تاثیر قرار می دهند، ویژگی های سنگ مادر و شرایط مهاجرت اولیه و مهاجرت ثانویه است.





(۱۶۰ درجه) یافت شوند، همخوانی دارد. اما وجود سیال‌های مایع در سنگ‌های داغ و عمیق را می‌توان به تاثیر فشار بالا در بازدارندگی بلوغ ماده آلی و یا وجود فشار غیرعادی (Overpressure) در داخل مخزن نیز نسبت داد (به- Domine, 1991 - Price, 1982 - Goffe and Villey, 1984 - Connan et al., 1991 و Blanc and Connan 1992a رجوع شود). لازم به یادآوری است که گرچه وقوع این فرایند تجزیه نفت که طی آن در نهایت متان و پیرویتومن تولید می‌شود بر اساس مطالعات گوناگون در سیستم‌های مختلف مورد قبول قرار گرفته است، ولی این مسئله بر پایه مطالعات سینتیکی (Mango, 1991) و ترمودینامیک 1991. Horsfield, et al. مورد سوال و بحث قرار گرفته است.

### آبشویی، تجزیه آلی و اکسیداسیون - تبخیر

Water Washing - Biodegradation and Oxidation-Evaporation

تجزیه آلی نفت در حقیقت اکسیداسیون میکروبی نفت خام است که معمولاً در اعماق کم، جایی که نفت با جریان آب‌های زیرزمینی در تماس است، رخ می‌دهد در حالی که واژه «آب‌شویی» (Water Washing) برای جداسدن ترکیبات دارا‌ی قابلیت انحلال بیشتر در آب بکاربرده می‌شود. گرچه این دو پدیده با یکدیگر ارتباط ندارند ولی در بسیاری از موارد به‌طور همزمان اتفاق می‌افتند، زیرا برای وقوع هر دو فرایند، نفت بایستی در تماس با آب‌های جوی قرار گیرد. امروزه در حالتی که این فرایندها، بسیار وسیع و یا حتی فعال در سطحی معمولی بوده‌اند را می‌توان با

پیرویتومن است (به، Evans et al., 1971, Bailey et al., 1974 و Rogers et al., 1974 مراجعه شود). پیرویتومن‌ها ساختارهای شدیداً تهی از هیدروژن هستند که اندکس هیدروژن آنها (HI) بسیار پایین (در حدود Tmax, 80 mgHC/gTOC) بالا (حدود ۴۶۰ درجه سانتی‌گراد) و انعکاس ویترنیت (%Ro) آنها ۱/۵ تا ۲/۵ است (Connan, 1991). فقدان هیدروژن و عدم انحلال‌پذیری آنها در CHCl<sub>4</sub> ویژگی‌هایی هستند که تشخیص آنها را از مواد شبه آسفالتینی که بر اثر فرایند دیگری ایجاد می‌شوند (مانند تزریقی که موجب رسوب طبیعی آسفالتن می‌گردد) امکان‌پذیر می‌سازند.

بالاترین دمایی که در آن مولکول‌های نفت قبل از شکسته شدن تحمل می‌کنند توسط Horsfield et al., 1991 بررسی شده است. گاهی ارزش میانگین ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد گزارش شده است. اما از مطالعات منطقه‌ای محدوده‌های دمای ۹۳ تا ۱۰۴ درجه سانتی‌گراد در غرب کانادا، ۱۳۸ درجه در حوضه "Powder" ۱۵۰ درجه در دلتای نیجر و نروژ، ۱۵۸ درجه در ایتالیا و تا حد ۱۷۵ الی ۲۰۴ درجه نیز در کالیفرنیا به دست آمده است. مطالعات پیرولیزی در سیستم بسته (Closed System Pyrolysis) و مدل‌سازی سینتیکی (Horsfield et al., 1991) نشان داده که آغاز تشکیل گاز از یک نمونه نفتی از بخش نروژی گرابن مرکزی دریای شمال ممکن است در درجه دمای ۱۶۰ الی ۱۹۰ درجه سانتی‌گراد بوده باشد. این نتایج با این مشاهده که هیدروکربورهای مایع ممکن است در حوضه‌های داغ

علی‌رغم این که تاثیر تحولی این فرایندها به خوبی مشخص شده است، گاهی به این دلیل که از تاثیر فرایندهای مختلف محصولات مشابهی به دست می‌آید، شناسایی فرایند متحول‌کننده مشکل می‌باشد.

### بلوغ حرارتی (Thermal Maturation)

بلوغ حرارتی نفت (یا شکسته شدن مولکول‌های نفت) فرایندی است که گاهی به دلیل افزایش دما بر اثر افزایش عمق دفن شدگی توده نفتی اتفاق می‌افتد. در نتیجه، واکنش‌های مربوط به شکسته شدن مولکول‌های نفت موجب تشکیل هیدروکربورهای سبک، تهی شدن از نشانه‌های زیستی پلی‌سیکلی، افزایش "GOR" کاهش ضریب جاذبه ویژه (افزایش "API") و افزایش سولفور می‌گردند. ترکیب نفت رانده شده از سنگ مادری که بلوغ حرارتی زیادی را تحمل کرده نیز دچار چنین تغییراتی می‌شود. در نتیجه، گاهی تشخیص نفت‌هایی که مولکول‌هایشان بر اثر حرارت شکسته و از نفت‌هایی با "API" بالا که از سنگ مادر رانده شده‌اند مشکل است. اما بلوغ حرارتی نفت در مخزن باعث انجام واکنش‌های تفکیک‌کننده می‌شود که منجر به تشکیل هیدروکربورهای گازی و سبک و همچنین موجب پدیدار شدن یک پسمانده جامد سیاه‌رنگ می‌گردد. این ماده پسمانده سیاه‌رنگ که گاهی پیرویتومن (Pyrobitumen) نامیده می‌شود، شاخصی است که برای تشخیص شکست حرارتی مولکول‌های نفت اولیه بکاربرده می‌شود. نمونه مشهوری که این پدیده را نشان می‌دهد ریف "Rainbow" در کشور کانادا است که در آن گاز و نفت دارای "API" بالا با



اکسیدی- احیایی آب‌های فعال مجاور توده نفتی و مواد غذایی موجود در آب نیز بستگی دارد. هنگامی که مواد غذایی (نیترژن و فسفر) تمام می‌شوند تجزیه آلی ترجیحاً از آروماتیک‌ها آغاز می‌شود و آلکان‌ها دست‌نخورده باقی می‌مانند. در شرایط مطلوب‌تر (در محیط غنی از اکسیژن و مواد غذایی) هر دوی آلکان‌ها و آروماتیک‌ها به‌طور هم‌زمان مورد حمله قرار می‌گیرند (به Fedorak et al., 1983 مراجعه شود). مطالعات نشان داده‌اند که تجزیه آلکان‌ها در شرایط بی‌هوازی توسط یک سری باکتری احیاکننده سولفور امکان‌پذیر است (بـ Zo Bel, 1983 - Aeckersberg et al., 1991 - Connan and Orgeval, 1976 - Bailey et al., 1973 مراجعه شود). اما این نوع تجزیه آلی به‌طور کلی تأثیر محدودی را بر خواص نفت دارد.

یک شکل شدید تجزیه بر اثر تبخیر و اکسیداسیون نفت در سطح زمین صورت می‌گیرد (شکل ۱). در این فرایند معمولاً نفت از حالت خیلی سنگین به بیتومن تبدیل می‌شود (به Connan, 1988 مراجعه شود). در صورتی که اکسیداسیون و فرسایش ادامه پیدا کنند، تمامی بقایای حوزه نفتی جا به جا و یا نابود خواهند شد.

### جدایش بر اثر نیروی جاذبه (Gravity Segregation)

علی‌رغم این که با افزایش عمق در جه "API" نفت بایستی مرتباً افزایش یابد، در برخی از مخازن عکس این وضعیت مشاهده شده است (به Price, 1980 - Evans et al., 1971 و Ungerer et al., 1984 مراجعه شود).

صورت می‌گیرد و تغییراتی را که این فرایند در خواص فیزیکی و شیمیایی نفت خام به وجود می‌آورد، توسط "Connan, 1984" مورد بررسی قرار گرفته است. به‌طور کلی تجزیه آلی هم پارامترهای فیزیکی و هم پارامترهای شیمیایی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. تجزیه آلی موجب کاهش نسبت گاز به نفت، هیدروکربورهای سبک و درجه "API" می‌گردد. در حالی که این فرایند موجب افزایش گرانیوی، فعالیت اپتیکی و مقدار هترواتم‌ها (به‌ویژه سولفور) می‌گردد. این پدیده به دلیل به مصرف رسیدن مولکول‌های خاصی توسط باکتری‌های هوازی صورت می‌گیرد و موجب کاهش ترکیبات اکسیدی می‌گردد (به نظر می‌رسد که مورد اخیر نهایتاً توسط باکتری‌های بی‌هوازی مورد حمله قرار گیرد).

به دلیل تهی شدن از آلکان‌ها و آروماتیک‌ها غلظت ترکیبات قطبی به‌طور نسبی افزایش می‌یابد که این امر دلیل اصلی تحت تأثیر قرار گرفتن ترکیب کلی بخش نفتی توسط تجزیه آلی است.

تأثیرات تجزیه آلی در سطح مولکولی نیز مورد بررسی قرار گرفته و گزارش شده‌اند. از مشاهدات سطح الارضی و همچنین از بررسی‌های آزمایشگاهی اطلاعاتی در مورد مراحل مختلفی که طی آنها آلکان‌ها و آروماتیک‌ها از نفت جدامی شوند، به دست آمده است. از میان هیدروکربورهای اشباع به‌طور مثال نخست آلکان‌ها مصرف می‌شوند و بعد از آن به ترتیب ایزوپروپنیل‌ها، استران‌های عادی، دیاستران‌ها، هوپان‌ها و تئوهوپان‌ها مصرف می‌شوند. مصرف هیدروکربور توسط باکتری به شرایط

استفاده از روش‌های ژئوشیمی نفت، از یکدیگر تشخیص داد.

فرایند آب‌شویی به تنهایی به خوبی به صورت مستند گزارش نشده است، زیرا معمولاً تجزیه باکتریایی تأثیرات آن را تحت الشعاع قرار می‌دهد. بر اساس مطالعات انحلال‌پذیری هیدروکربن‌ها، مدل‌سازی‌های آزمایشگاهی و نمونه‌های طبیعی نشان داده شده است که آب‌شویی به‌طور خاص بر هیدروکربورهای دارای نقطه جوش پایین موثر است که این امر موجب کاهش "API" می‌گردد.

آروماتیک‌ها (به خصوص بنزن و تولوئن) انحلال‌پذیرترین ترکیبات هستند. پس از اینها آلکان‌های سبک و نفتن‌ها هستند (به Palmer, 1984 - Connan, 1984, Lafargue and Barker, 1988 رجوع شود). اما باید به یاد داشت که غلظت بنزن، تولوئن و زایلن به سنگ‌مادر نیز بستگی دارد. بر اساس کارهای تجربی تغییرات مولکولی حاصل از آب‌شویی، منفک از تجزیه آلی پیشنهاد شده‌اند. این تأثیرات عبارتند از: ۱- کاهش مقدار آروماتیک‌ها و آلکان‌های نرمال و در عین حال عدم تحول نفتن‌ها ۲- جدا شدن «بخشی» آروماتیک‌های C15 به بعد و تحت تأثیر قرار گرفتن آلکان‌های C15 به بعد ۳- کاهش آروماتیک‌های سولفوردار (به‌ویژه دی‌بنزوتیوفن) در عین حال بدون تغییر باقی ماندن بخش اشباع C15 تا C20 (به Lafargue and Barder, 1988 مراجعه شود). اخیراً استفاده از فنول‌ها به عنوان شاخص حساسی برای بررسی آب‌شویی پیشنهاد شده است (Toppolo et al., 1991).

شرایطی که در آن تجزیه آلی



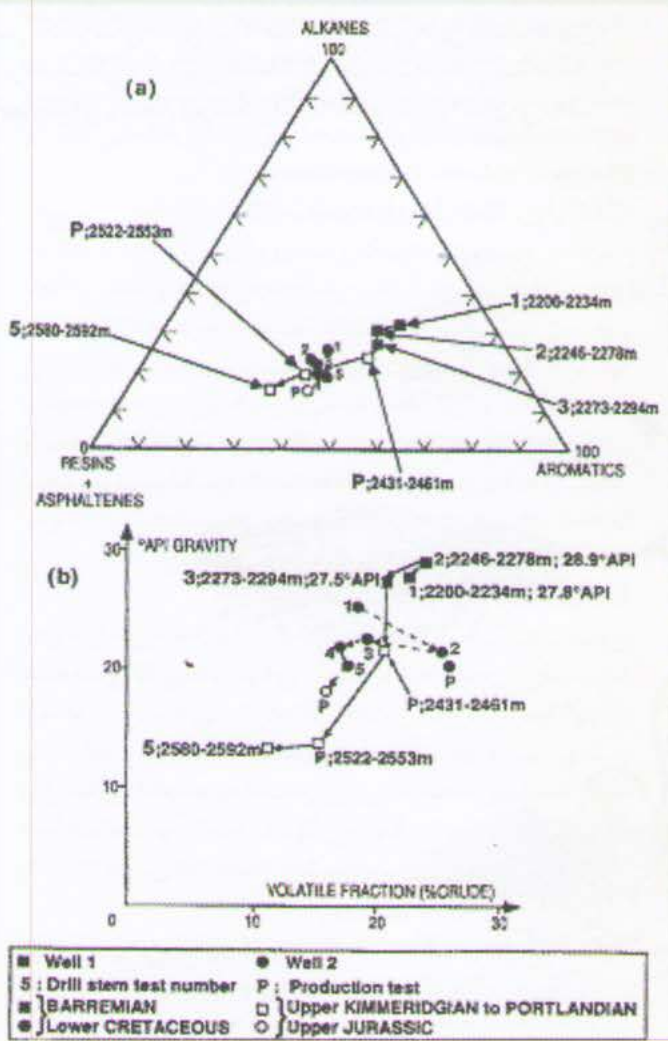
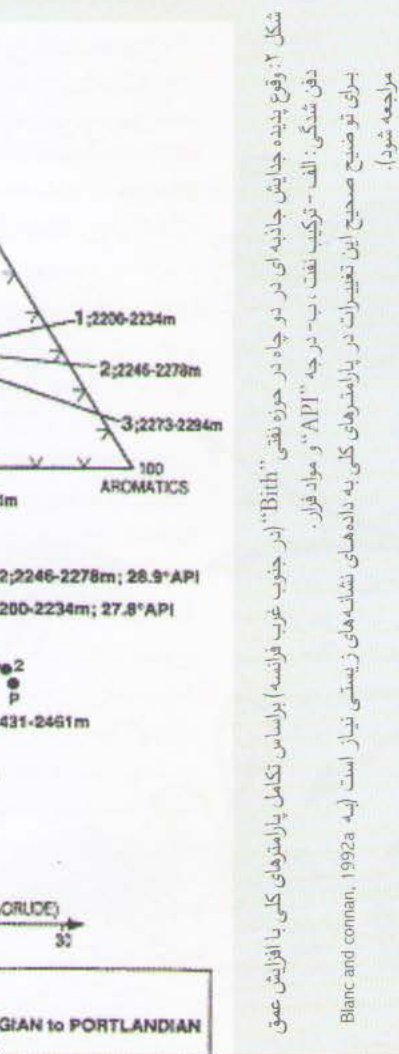
در حوضه "Aquitaine" (شکل ۲) را روشن می‌سازد. از دو چاه حفر شده در مخازن کیمیرین - پورتلندین (ژوراسیک بالایی) و باریمین (کرتاسه پایینی) یک سری نمونه نفت به صورت عمودی از بالا تا پایین و شش نمونه آنها از چاه اول گرفته شد که سه نمونه آن از آزمایش ساق مته (Drill-Stem Test) در باریمین (مربع‌های توپر در شکل ۲) و دو نمونه نفتی تولیدی و یک نمونه از آزمایش ساق مته در ژوراسیک بالایی (مربع‌های توخالی) است. علی‌رغم این که نسبت آلکان‌ها و آروماتیک‌ها ثابت بود، با افزایش در ترکیبات قطعی (رزین و

این وضعیت معکوس را نمی‌توان به بلوغ حرارتی نفت یا سنگ‌مادر نسبت داد. این پدیده به خوبی شناخته نشده است و در مورد آن می‌توان دو توضیح را مطرح کرد: ۱- ممکن است جدایش بر اثر نیروی جاذبه صورت گیرد به طوری که در آن نفت بر اثر یک فرایند جاذبه‌ای ساده با افزایش عمق سنگین‌تر می‌شود (افزایش مولکول‌ها درشت به طرف ته‌ستون نفت) ۲- یک پدیده جاذبه‌ای معکوس صورت می‌گیرد که بر اثر آن در بخش‌های بالایی مخزن فشار کمتر و مقدار گاز بیشتر از پایین مخزن می‌باشد. پیش از این "Silverman, 1965" پدیده مشابهی را تحت عنوان "Retrograde Condensation"

بود (به Tissot, 1988 نیز مراجعه شود) که در آن در اثر کاهش فشار یک فاز مایع از یک سیستم تک‌فاز گازی جدامی شود. در صورتی می‌توان کاهش درجه "API" در برابر عمق در یک ستون نفتی ادامه‌دار را به فرایند جدایش جاذبه‌ای نسبت داد که دلایل دیگر به نحو قاطعی رد شده باشند. برای مثال، در حوضه‌های نفتی که در اعماق زیاد دفن شده‌اند قبل از رسیدن به چنین نتیجه‌ای باید عدم وقوع تجزیه آلی را بررسی نمود و نشان داد که تاثیر متقابل نفت و آب‌های باکتری‌دار پوشش‌دهنده با افزایش عمق زیاد نمی‌شوند.

اگر کلیه خواص مولکولی نفت معمولی و سنگین مانند هم باشد، بایست تغییرات در ترکیب به طرف پایین ستون نفت و سنگین شدن تدریجی نفت بر اثر جدایش جاذبه‌ای انجام گیرد.

بحث جدایش جاذبه‌ای می‌تواند علت افزایش جاذبه مخصوص (کاهش درجه "API") در حوضه نفتی "Vic Bilh"



شماره ۲۱ - از بهشت ۱۳۸۲