

۳- خواص فیزیکی و شیمیایی و منشأ هیدروکربن‌ها

روش بهره برداری در مهندسی تولید و مهندسی مخزن به خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن‌های موجود در یک مخزن بستگی دارد. در این بخش از کتاب، خواص فیزیکی، شیمیایی و منشأ گازهای غیرهیدروکربنی، گازهای هیدروکربنی و نفت‌های خام مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۳-۱ گازهای زیرسطحی (Subsurface Gases)

در صنعت نفت، گاز طبیعی به مخلوط گازهای هیدروکربنی زیرسطحی گفته می‌شود که معمولاً دارای مقادیر متفاوتی از گازهای غیرهیدروکربنی هستند.

۳-۱-۱ گازهای غیرهیدروکربنی (Non-hydrocarbon Gases)

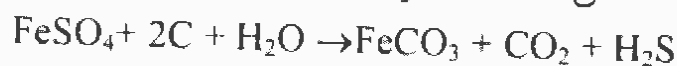
گازهای غیرهیدروکربنی مهم در صنعت نفت CO_2 و H_2S هستند. این گازها ممکن است به صورت آلی یا غیر آلی تشکیل شوند. منشأ غیرآلی معمولاً با فرآیندهای زمین‌گرمایی و آتشفشانی همراه است.

دو راه مهم برای تولید CO_2 وجود دارد. اولین راه، تشکیل CO_2 از اکسیداسیون مواد آلی است. اکسیداسیون مواد آلی می‌تواند در اثر نفوذ آب‌های زیرزمینی، تجزیه باکتریایی و یا ترکیبی از هر دو باشد. این فرآیندها می‌توانند در مراحل اولیه، از تجزیه شدن مواد آلی قبل از تبدیل آنها به هیدروکربن و یا در مراحل بعدی در طی تجزیه نفت صورت گیرند. در دومین راه، CO_2 ممکن است بعد از دفن، در اثر آزاد شدن اکسیژن از مواد آلی بوجود آید. این فرآیند مقدم بر تولید نفت و گاز است.

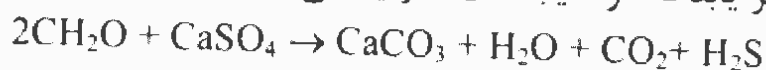
دومین گاز غیر هیدروکربنی مهم H_2S است. H_2S یک گاز مضر است که به واسطه خاصیت خوردندگی‌اش، برای ابزارهای حفاری و تولید ایجاد مشکل می‌کند. ترش یا شیرین بودن گاز، بستگی به مقدار H_2S در آنها دارد. H_2S مانند CO_2 می‌تواند از چندین روش آلی تشکیل شود. به سه روش در اینجا مختصراً اشاره می‌شود. روش اول حاصل از عمل باکتری‌های احیا کننده سولفات‌ها بر روی سولفات‌های فلزی است که می‌تواند در حضور ترکیبات کربنی و آب، کربنات فلزی به همراه گاز CO_2 و H_2S تولید کند:



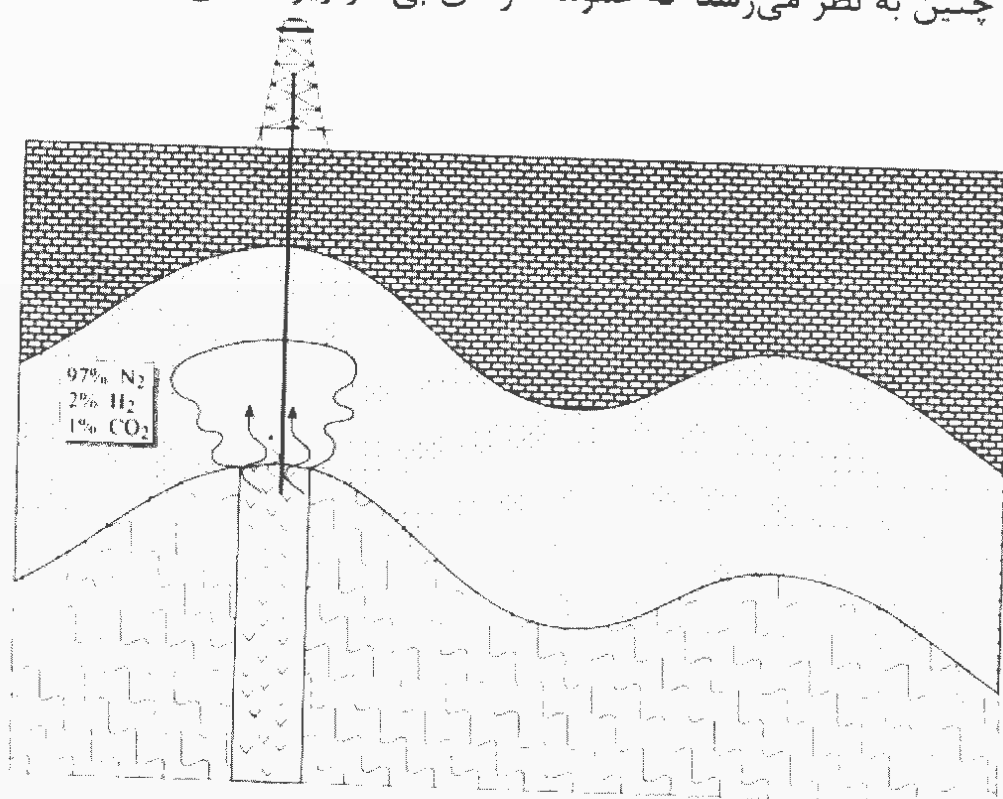
این فرآیند می‌تواند در آب‌های راکد یا لب‌شور فاقد اکسیژن صورت گیرد. معمولاً ترکیبات فلزی در این فرآیند سولفات آهن است که کربنات آهن تولید می‌کند:



روش دوم، تشکیل H_2S در اثر تبدیل انیدریت است. گاز ترش غنی از H_2S عموماً در حوضه‌های هیدروکربنی دارای تبخیری‌های فراوان تشکیل می‌شود. در اثر حضور مواد آلی، انیدریت ممکن است به کلسیت تغییر یابد که در نتیجه H_2S تولید می‌شود:



در روش سوم، H_2S ممکن است در طول بلوغ حرارتی نفت خام با سولفور بالا ایجاد شود. از دیگر گازهای غیرهیدروکربنی می‌توان گازهای بی‌اثر شامل He ، Ar ، Kr ، Ra و N را نام برد. این گازها اغلب به مقدار جزئی در چاه‌های حفاری با گازهای هیدروکربنی و نفت خام یافت می‌شوند. با وجود این، گاهی اوقات به صورت استثنایی، مقادیر متناهی گاز نیتروژن با گازهای هیدروکربنی مشاهده می‌شود. در پاره‌ای اوقات، تجمع گازهای بی‌اثر به صورت مستقل در مخازن صورت می‌گیرد. برای مثال در یک چاه حفاری شده در غرب کانادا گازهای بی‌اثر در یک لایه سیلتستونی، که بر روی یک توده آتشفشانی مدفون شده است، تجمع یافته‌اند (شکل ۳-۱). همراه این گازهای بی‌اثر هیچ‌گونه هیدروکربنی وجود ندارد و شامل ۹۷٪ نیتروژن، ۲٪ هلیوم و ۱٪ دی‌اکسید کربن است. نبود هیدروکربن و وجود توده آتشفشانی در زیر مخزن، کاملاً اشاره بر این موضوع دارد که این گازها دارای منشأ غیر آلی هستند و از پی‌سنگ‌ها نشأت گرفته‌اند. چنین به نظر می‌رسد که عموماً گازهای بی‌اثر زیرسطحی، دارای منشأ غیر آلی‌اند.



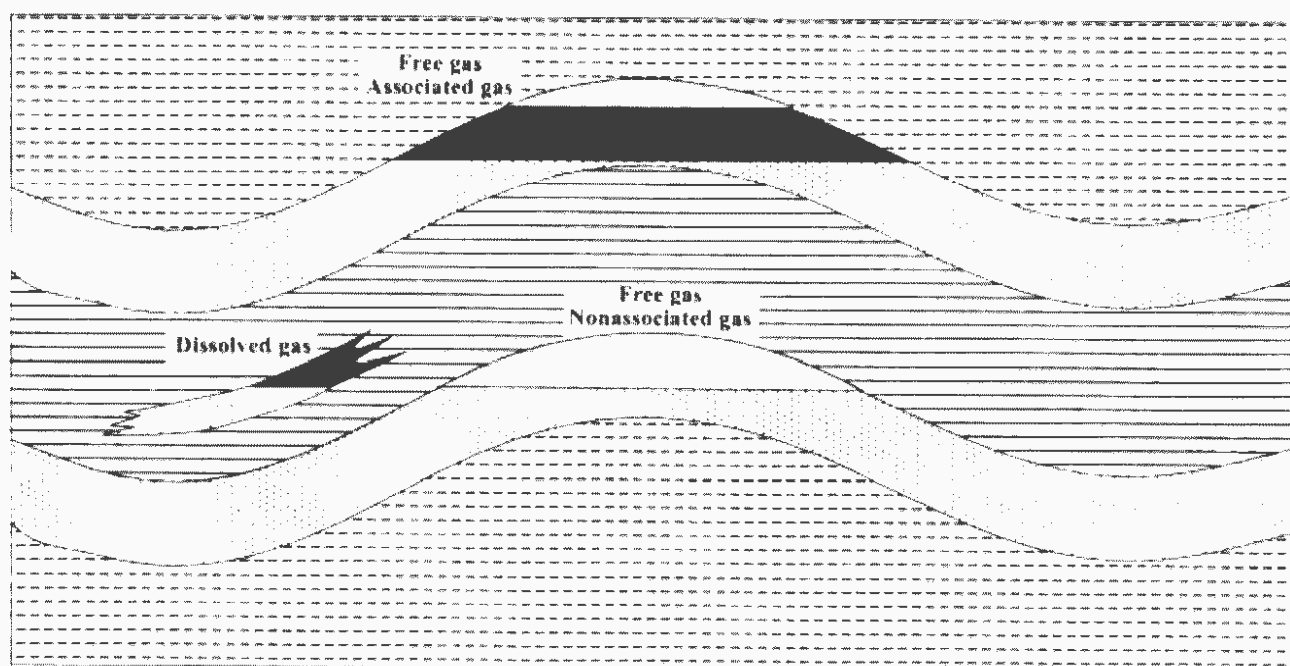
شکل ۳-۱ - تجمع نیتروژن در مخزنی در غرب کانادا که بر روی یک توده آتشفشانی قرار دارد

۳-۱-۲ گازهای هیدروکربنی (Hydrocarbon Gases)

در ابتدای این بخش تعریف چند واژه ضروری به نظر می‌رسد:

- گاز آزاد (free gas): یک گاز هیدروکربنی است که هم در مخزن و هم بعد از استخراج به صورت فاز گازی باقی (gaseous phase) می‌ماند.
- گاز محلول (dissolved gas): گاز طبیعی حل شده در نفت خام یک مخزن می‌باشد. هنگام بهره برداری نفت از یک مخزن اغلب در اثر کاهش فشار، گاز محلول از نفت جدا شده و به صورت گاز آزاد در می‌آید.
- گاز همراه (associated gas): گاز طبیعی است که به صورت کلاهک گازی (gas cap) در بالای ستون نفت خام یک مخزن قرار دارد.
- گاز غیرهمراه (non-associated gas): گاز طبیعی درون یک مخزن است که فاقد نفت خام است.

شکل ۳-۲ تقسیم بندی گازها از نظر چگونگی قرارگیری را نشان می‌دهد.



شکل ۳-۲ - تقسیم بندی گازها از نظر وضعیت حضور در مخازن

گازهای طبیعی همچنین بر اساس ترکیب هیدروکربنی‌شان طبقه‌بندی می‌شوند. متان (CH_4) سبک‌ترین ترکیب هیدروکربنی بوده و تشکیل دهنده اغلب گازهای طبیعی می‌باشد. گاز خشک (dry gas) غالباً فقط از متان تشکیل شده است. گاز تر (wet gas) علاوه بر متان از ترکیبات هیدروکربنی گازی سنگین تری از قبیل اتان، پروپان و بوتان تشکیل شده است. بسیاری از هیدروکربنها که در مخزن به صورت فاز گازی هستند، در سطح به علت تغییر در

دما و فشار ممکن است به صورت مایع درآیند و برعکس ممکن است بعضی از هیدروکربن‌ها که در مخزن به صورت فاز مایع هستند، در سطح به فاز گازی تغییر حالت دهند.

NGL، LPG و LNG واژه‌هایی هستند که بیانگر انواع مختلف مایعات هیدروکربنی حاصل از گازهای طبیعی می‌باشند. NGL (Natural Gas Liquid) یا مایع گازی طبیعی، مایع هیدروکربنی جدا شده در جریان تولید گاز است که شامل نفت میعانی (condensate) می‌شود و عمدتاً دارای ترکیب پنتانی است. LPG (Liquefied Petroleum Gas) یا گاز نفتی مایع شده از هیدروکربن‌های گازی سنگین‌تر، نظیر پروپان و بوتان است که تحت تأثیر فشار به صورت مایع درآورده شده است. LNG (Liquefied Natural Gas) یا گاز طبیعی مایع شده که غالباً از متان تشکیل شده است و تحت تأثیر فشار به صورت مایع درآورده شده که برای حمل و نقل و نگهداری مناسب است.

۳-۱-۳ چگونگی زایش گازهای هیدروکربنی

بعضی از گازهای هیدروکربنی ممکن است به صورت غیرآلی تولید شوند. مقادیر بسیار جزئی از گازهای هیدروکربنی در فعالیت‌های آتشفشانی و زمین‌گرمایی وجود دارد. اما اکثر گازهای هیدروکربنی از تغییر شکل مواد آلی تولید می‌شوند. یک گروه از آنها گاز مرداب (marsh gas) نامیده می‌شود که به طور بیولوژیکی در اثر تجزیه باکتریایی مواد آلی تشکیل می‌شود. این عمل فقط در سطح یا در نزدیک سطح اتفاق می‌افتد.

با وجود این، در اعماق بیشتر زمین، عمدتاً گازهای طبیعی از تغییر شکل حرارتی مواد آلی حاصل می‌شوند. سبک‌ترین گاز هیدروکربنی، متان است. این گاز ساختمان مولکولی تتراهدری (tetrahedral) ساده‌ای دارد. در ضمن حفر چاه‌ها، اثراتی از گاز متان عموماً به شکل گاز شیل (shale gas) یا گاز زمینه (background gas) ثبت می‌شود. با این وجود حضور آن همیشه نشانگر وجود مخزن هیدروکربنی اقتصادی نیست. متان اولین ساختمان مولکولی هیدروکربن سری پارافین‌هاست که دارای فرمول پایه C_nH_{2n+2} می‌باشد. دیگر گازهای هیدروکربنی این سری اتان، پروپان و بوتان و گاهی پنتان است. بر خلاف متان، اعضای سنگین‌تر سری‌های گازی پارافین معمولاً از فرآیندهای بیولوژیکی حاصل نمی‌شوند. آنها به طور عمده از بلوغ حرارتی (thermal maturation) مواد آلی بوجود می‌آیند. این مولکول‌های سنگین در حین حفاری چاه به وسیله یابنده‌های گازی (gas detector) ثبت می‌شوند. وجود آنها در طی حفاری غالباً دلالت بر نزدیکی به سنگ منشأ یا مخزن هیدروکربنی دارد.

۳-۱-۴ خواص هیدروکربن‌های گازی

خواص هیدروکربن‌های گازی وقتی که پارامترهای فشار، حجم و درجه حرارت (PVT) می‌توانند به صورت ساده به هم مرتبط شوند، نسبتاً ساده می‌شود. این قانون به صورت زیر است:

$$PV = nRT \quad \text{قانون گاز ایده آل}$$

P = فشار مطلق (psi)

V = حجم (پای مکعب)

n = تعداد مولکول‌های گاز

T = درجه حرارت مطلق

R = ثابت کلی گاز

این معادله، که به معادله حالت معروف است، برای گاز ایده‌آل (ideal gas) می‌باشد که نیروهای جاذبه و دافعه بین مولکول‌ها در نظر گرفته نمی‌شود و مولکول‌ها وقتی با هم برخورد می‌کنند انرژی‌شان ثابت نگه داشته می‌شود.

معادله بالا درجایی که فشار کم و ثابت فرض شود، با ارزش می‌باشد. ولی در مخازن هیدروکربنی واقعی که درجه حرارت و فشار بالاست، رفتار گازها از قانون گاز ایده‌آل منحرف می‌شود. در چنین حالتی رفتار این گازهای حقیقی (real gas)، با فاکتور تراکم‌پذیری (compressibility factor) یا فاکتور Z ، تصحیح می‌شود:

$$PV = ZnRT \quad \text{قانون گاز حقیقی}$$

فاکتور Z به ترکیب گاز، فشار و درجه حرارت وابسته است. همچنان که فشار به صفر نزدیک می‌شود تأثیر متقابل مولکولی کم شده و رفتار گاز به گاز ایده‌آل نزدیک شده و Z به ۱ نزدیک می‌شود. فاکتور Z یا در آزمایشگاه به صورت تجربی تعیین می‌شود و یا به صورت محاسباتی با استفاده از چارت‌های مخصوص به دست می‌آید.

۳-۱-۴-۱ ارتباط بین حجم گازهای زیرسطحی و سطحی

کاربرد مهم قانون گاز حقیقی، برای محاسبه حجم گاز زیرسطحی در شرایط سطحی است. چرا که خرید و فروش گاز بر حسب حجم آن در شرایط استاندارد (standard conditions)، در درجه حرارت (T_{sc}) و فشار استاندارد (P_{sc}) محاسبه می‌شود. برای پی بردن به تغییرات حجمی گاز از شرایط فشار و درجه حرارت مخزن به فشار و درجه حرارت استاندارد در سطح زمین از فاکتور انبساط گازی (Expansion factor, E) می‌توان استفاده کرد:

$E =$ حجم گاز در شرایط مخزن / حجم گاز در شرایط استاندارد

مقدار E می‌تواند برای گاز یک مخزن با فشار (P) و درجه حرارت (T) نیز به صورت زیر محاسبه شود:

$$E = \frac{1}{Z} \cdot \frac{T_{sc}}{T} \cdot \frac{P}{P_{sc}}$$

ارزش E بنا به فشار و درجه حرارت مخزن می‌تواند بسیار متغیر باشد، ولی به صورت معمول مقدار آن ۲۰۰ می‌باشد. به عبارت دیگر، گاز وقتی از شرایط زیرسطحی به شرایط سطحی آورده می‌شود حجم آن ۲۰۰ برابر می‌شود. مقدار واقعی این فاکتور به ترکیب گاز و درجه حرارت و فشار مخزن مربوط می‌باشد. شرایط استاندارد درجه حرارت و فشار معمولاً ۶۰ درجه فارنهایت و یک اتمسفر (۱۴.۷psi) می‌باشد، اما ممکن است از مکانی به مکان دیگر و بین قراردادهای فروش گاز، متفاوت باشد.

۳-۴-۱-۲ چگالی و گرانی گاز

چگالی گاز (ρ_g) می‌تواند در هر فشار و درجه حرارتی برای قانون گاز حقیقی محاسبه شود:

$$\rho_g = \frac{MP}{ZRT}$$

که در آن M وزن مولکولی گاز می‌باشد.

چگالی گاز در شرایط مخزن برای محاسبه شیب فشار گاز مفید است.

موقعی که جریان سیال در مخزن بررسی می‌شود تخمین گرانی نیز لازم است. زمانی که درجه حرارت و فشار گاز افزایش می‌یابد، گرانی با حرکت کمتر مولکول‌ها با هم و تصادف آزادانه بیشتر آنها، افزایش می‌یابد. گرانی بر حسب پواز (Poise) یا سانتی‌پواز (یکصدم پواز) اندازه گیری می‌شود. یک سانتی‌پواز گرانی آب در دمای ۲۰°C است. دامنه تغییرات گرانی گاز در مخزن ۰/۰۱ تا ۰/۰۵ سانتی‌پواز می‌باشد. در مقایسه گرانی آب ۱ تا ۰/۵ سانتی‌پواز است.

اندازه‌گیری گرانی گاز در فشار و درجه حرارت مخزن، یک روش پیچیده است و اغلب به صورت تقریبی به کار می‌رود.

۳-۲ نفت خام (Crude Oil)

نفت خام، مخلوطی طبیعی از هیدروکربن‌های مایع است که هم در مخازن زیرزمینی و هم در سطح، بعد از گذر از تفکیک‌کننده‌های مختلف به صورت مایع باقی می‌ماند. خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن برای مهندسين مخزن و تولید بسیار مهم است زیرا خواص فیزیکی و

شیمیایی هیدروکربن، بر روی حرکت سیالات درون مخزن و مقدار واقعی تولید هیدروکربن تأثیر خواهد گذاشت.

۱-۲-۳ منشأ نفت (Origin of the Oil)

به طور کلی دو تئوری مختلف در مورد منشأ نفت وجود دارد که عبارتند از منشأ غیر آلی (inorganic origin) و منشأ آلی (organic origin).

۱-۱-۲-۳ منشأ غیر آلی نفت

طرفداران منشأ غیر آلی نفت، معتقدند که هیدروکربنها در دما و فشار بالای قسمت‌های عمیق پوسته زمین و یا حتی گوشته تشکیل شده‌اند و سپس به طرف قسمت‌های کم عمق پوسته مهاجرت کرده‌اند. وجود متان در اتمسفر بعضی از سیارات و همچنین وجود هیدروکربن در شهاب‌سنگ‌ها (متئوریت‌ها) پایه اصلی این نظریه است. بر طبق نظر یکی از طرفداران نظریه غیر آلی، آب، کربن، سولفور و آهن در اعماق پوسته و گوشته وجود دارند. در دمای بالا آب می‌تواند به H و O شکسته شود. H تولید شده می‌تواند در دمای بالا با کربن واکنش انجام داده و در نتیجه هیدروکربنها را بوجود آورد. سپس هیدروکربن‌های تولید شده می‌توانند از طریق شکستگی‌های عمیق به سمت بالا مهاجرت نمایند.

خروج متان از مجاری آتشفشان‌های فعال و همچنین همراهی میادین نفتی عظیم با کمربندهای آتشفشانی (نظیر کشورهای اندونزی، مکزیک و زاگرس ایران) ممکن است از منشأ غیر آلی نفت حمایت نماید. بر طبق نظریه توماس گولد (Thomas Gold) بعد از تشکیل زمین از گازها، متان به مقدار فراوان در داخل زمین به دام افتاده و به مرور از آن خارج می‌شود. مقدار این خروج حدود 10^6 - 10^7 تن در هر سال می‌باشد. بنابراین همراهی متان با فعالیت‌های آتشفشانی می‌تواند ناشی از این پدیده باشد و ارتباطی با منشأ غیر آلی نفت در زیر زمین نداشته باشد. در عین حال وقتی که مواد آتشفشانی در حال بالا آمدن هستند می‌توانند با رسوبات غنی از مواد آلی پوسته مخلوط شده و متان را جذب و در سطح رها نمایند. همراهی میدان‌های نفتی با کمربندهای آتشفشانی می‌تواند چنین پاسخ داده شود که در واقع کمربندهای آتشفشانی، معمولاً در نواحی با فازهای فشاری بالا در نواحی فرورانش (subduction) شکل گرفته‌اند. بدین معنی که در این نواحی عموماً چین خوردگی حاصل می‌شود. همان‌طور که بعداً توضیح داده خواهد شد چین‌ها مهم‌ترین تله‌های نفتی هستند.

وجود نفت در اذخال‌های سنگ‌های آذرین عامل دیگر حمایت از منشأ غیر آلی نفت است. این پدیده می‌تواند صرفاً ناشی از آلوده شدن ماگما با رسوبات حاوی مواد آلی در طی حرکت رو به بالای ماگما باشد و ربطی به منشأ غیر آلی نفت نداشته باشد.

۳-۱-۲ منشأ آلی نفت

طرفداران منشأ آلی نفت معتقدند که هیدروکربن از مواد آلی بوجود می‌آید. تا دهه ۱۹۳۰ نظریه آنها فقط بر اساس شباهت‌هایی بود که بین هیدروکربن‌ها و مواد آلی وجود داشت. این شباهت‌ها به قرار زیر است:

- ترکیب هیدروکربن بسیار شبیه ترکیب پروتئین‌ها و چربی‌ها و اسیدهای چرب است.
- مهمترین قسمت چرخه کربن در طبیعت، در گیاهان و جانوران قرار دارد.
- همراهی هیدروکربن‌ها با سنگ‌های رسوبی و تجمعات فسیلی آنها.

از سال ۱۹۳۰ به بعد با توسعه علوم و تکنولوژی، مدارک مستندی در حمایت از منشأ آلی نفت بدست آمد. بکارگیری ایزوتوپ‌های پایدار، تأیید کننده اصلی این تئوری است. میزان ایزوتوپ پایدار کربن سیزده ($\delta^{13}\text{C}$) در نفت خام حدود ۳۶- تا ۲۲- است. این مقدار بسیار نزدیک به میزان آن در گیاهان و جانوران است (برای موجودات دریایی به طور متوسط ۲۳- می‌باشد). میزان $\delta^{13}\text{C}$ در سنگ‌های کربناته بسیار زیاد است (۴+ تا ۴-) و برای کربن‌های حاصل از سنگهای ماگمایی حدود (۲۰- تا ۲-) می‌باشد. این موضوع ثابت می‌کند که منشأ هیدروکربن‌ها باید از موجودات باشد.

حضور هیدروکربن‌ها در فواصل زغال‌سنگی (نظیر حوضه کوپر در استرالیا)، حضور پورفیرین در نفت‌ها که ترکیبش خیلی شبیه به هموگلوبین است از مدارک دیگری‌اند که منشأ آلی نفت را تأیید می‌کنند.

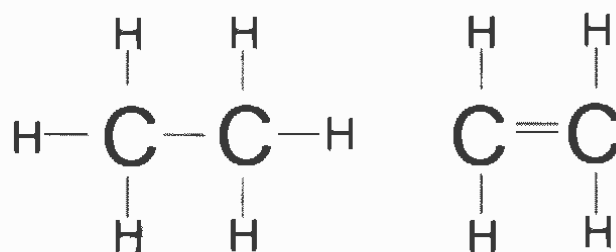
حضور هیدروکربن در بدن و بافت بعضی موجودات نیز تأییدی بر منشأ آلی نفت است. مثال‌های زیر انواعی از آنهاست:

- درخت Euphorbia نوعی شیره از خود ترشح می‌کند که ترکیبش بسیار شبیه هیدروکربن‌ها است.
- در قسمت شمالی مکزیک بعضی از دانه‌های لوبیا حدود ۴۰٪ مواد روغنی دارند که به منظور روغن‌های روان کننده مورد استفاده قرار می‌گیرند.
- جلبکهای آبهای شیرین Botryococcus دارای روغن، چربی و هیدروکربن‌های مایع‌اند.
- در داخل سلول دیاتومیت و بعضی از انواع فرامینیفرها قطرات ریز نفت وجود دارد.

۳-۲-۲ انواع عمده نفت خام

نفت خام عمدتاً شامل هیدروژن (H) و کربن (C) است، ولی علاوه بر آن، مقادیر کمی N, S, O و مقادیر بسیار کمتری فلزات غیر معمول، مانند وانادیوم (V) و نیکل (N) می‌باشد. اگر چه ترکیب نفت خام نسبتاً ساده است اما تعداد ترکیبات هیدروکربنی که در نفت ممکن است موجود باشد، بسیار زیاد است.

عموماً چهار گروه ترکیبات عمده در نفت خام وجود دارند که شامل پارافین‌ها، نفتن‌ها، آروماتیک‌ها و رزین‌ها - آسفالتین‌ها می‌باشند. رزین‌ها و آسفالتین‌ها، هیدروکربن خالص نیستند و دارای عناصر دیگری علاوه بر H و C می‌باشند. پارافین‌ها، نفتن‌ها و آروماتیک‌ها، هیدروکربن‌های واقعی هستند. در مجموع پارافین‌ها و نفتن‌ها هیدروکربن‌های اشباع شده هستند، به طوریکه هیدروژن کافی برای اشباع کردن ظرفیت الکترونی اتم‌های کربن دارند. هیدروکربن‌های آروماتیک از نظر هیدروژن غیر اشباع هستند. در شکل ۳-۳، تفاوت بین هیدروکربن‌های اشباع و غیر اشباع را می‌توان مشاهده کرد. بطور مثال اتان که یک هیدروکربن اشباع شده است، دارای ۲ اتم کربن و ۶ اتم هیدروژن است، در صورتی که اتیلن که غیر اشباع می‌باشد، مانند اتان ۲ اتم کربن دارد ولی فقط دارای ۴ اتم هیدروژن است.

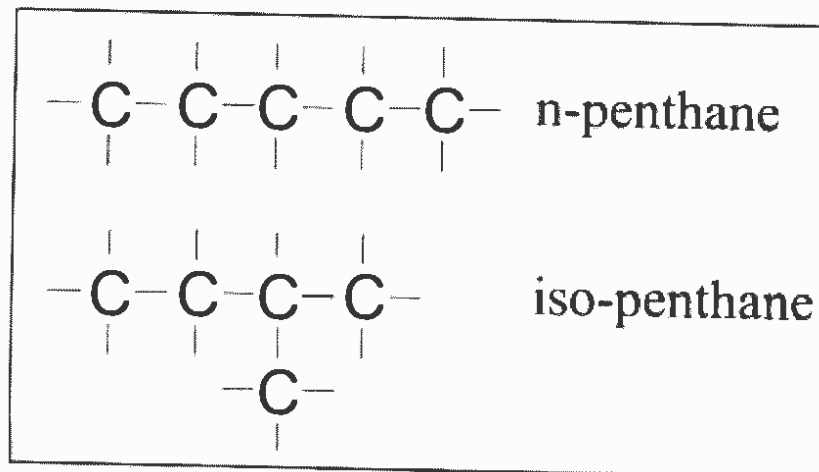


شکل ۳-۳ - تفاوت بین هیدروکربن‌های اشباع (چپ) و غیر اشباع (راست)

۳-۲-۲-۱ پارافین‌ها (Paraffins)

اولین نوع عمده نفت خام، پارافین‌ها هستند که آلکینز (alkanes) نیز نامیده می‌شوند. فرمول کلی پارافین‌ها C_nH_{2n+2} می‌باشد. ساده‌ترین و سبک‌ترین مولکول سری پارافین‌ها، متان با فرمول CH_4 است. پارافین‌های با کمتر از پنج اتم کربن، در فشار و حرارت عادی به شکل گازی هستند. علاوه بر متان، دیگر پارافین‌های گازی عبارتند از اتان، پروپان و بوتان. برای سادگی اینها گاهی اوقات C_1 تا C_4 نیز نامیده می‌شوند. از C_5 تا C_{15} پارافین‌ها در فشار عادی مایع هستند. هیدروکربن‌های با بیشتر از ۱۵ اتم کربن (C_{15})، به شدت گرانبه و ویسکوز هستند و حالت واکس‌های جامد را به خود می‌گیرند. انواع پارافین‌ها تا C_{40} و بالاتر از آن مشاهده شده‌اند.

دو نوع اساسی از مولکولهای پارافینی وجود دارد که هر دوی آنها دارای ترکیب یکسانی هستند و در طول یک سری با افزایش یک اتم کربن و دو اتم هیدروژن پدید می‌آیند. یک سری از آنها شامل مولکول با زنجیره مستقیم یا عادی بوده (n-paraffin) و دیگری مولکول‌های با زنجیره شاخه‌دار است که ایزوپارافین (iso-paraffin) نامیده می‌شوند. در شکل ۳-۴، نوع نرمال یا ان-پنتان (n-Pentane) و نوع شاخه‌ای آن یا ایزو-پنتان را می‌توان دید. در نفت‌های خام، انواع نرمال پارافین‌ها از نوع شاخه‌دار معمول‌تر می‌باشند. اگرچه از نظر شیمیایی این دو کاملاً یکسان‌اند، ولی شکل ساختمانی آنها بر روی ویژگی‌های فیزیکی تأثیر می‌گذارد. برای مثال، پارافین‌های نرمال با زنجیره مستقیم، نقطه جوش بالاتری نسبت به ایزوپارافین‌های شاخه‌دار معادل خود دارند.



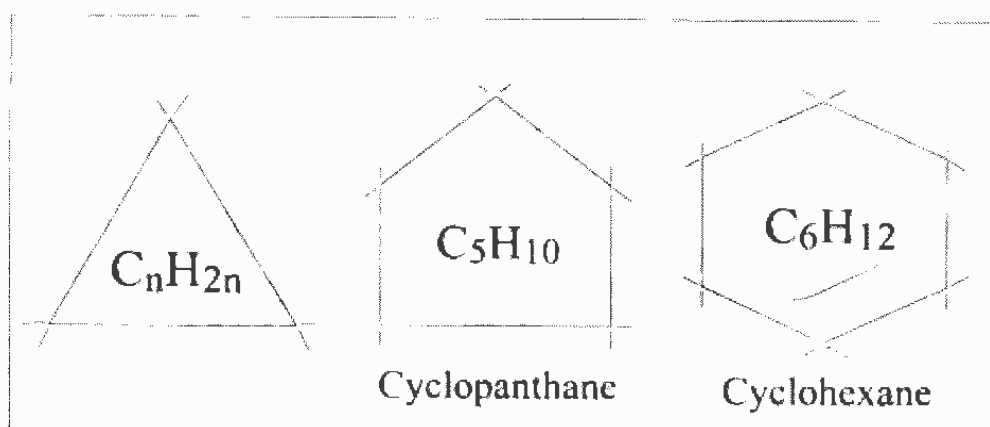
شکل ۳-۴ - شکل پنتان نرمال یا ان-پنتان (n-Pentane) و پنتان شاخه‌ای یا ایزو-پنتان

پارافین‌ها تشکیل دهنده اصلی هیدروکربن‌های گازی هستند. آنها همچنین در نفت سفید (kerosene oils) و گازولین (gasoline) که بیش از ۳۰٪ نفت خام را تشکیل می‌دهند، فراوانند.

۲-۲-۲-۳ نفتن‌ها (Naphthenes)

دومین هیدروکربن عمده در نفت خام، نفتن‌ها هستند که گاهی اوقات سیکلوآلکینز (cycloalkanes) نیز نامیده می‌شوند. فرمول عمومی نفتن‌ها C_nH_{2n} است. مانند پارافین‌ها، نفتن‌ها نیز هیدروکربن‌های اشباع شده هستند، ولی نفتن‌ها دارای ساختمان مولکولی حلقوی بسته می‌باشند. نفتن‌ها از حداقل ۳ تا بیش از ۳۰ اتم کربن را در حلقه‌هایشان قرار داده‌اند. سیکلوپنتان (C_5H_{10}) با یک حلقه پنج اتم کربنی و سیکلوهگزان (C_6H_{12}) با یک حلقه شش اتم کربنی، نفتن‌های متداول در نفت‌های خام هستند (شکل ۳-۵).

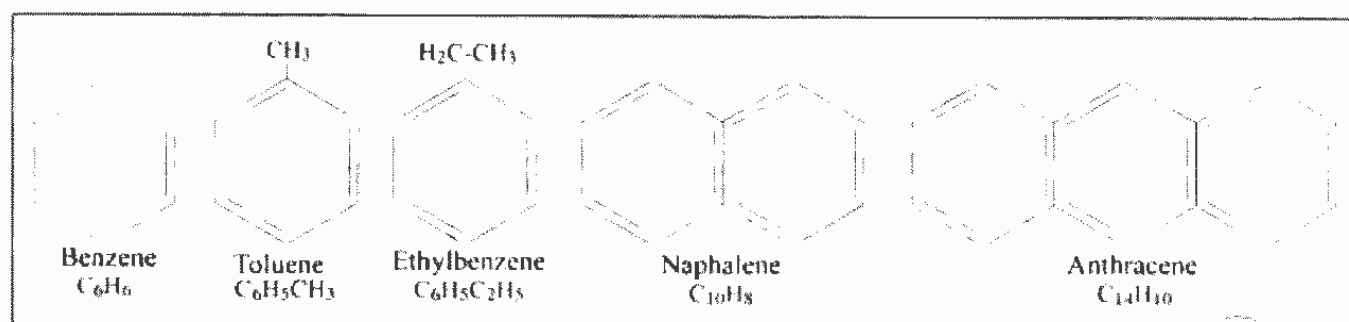
بیشتر نفت‌های خام، مقادیر مشابهی از نفتن‌ها و پارافین‌ها را دارا هستند. مجموعاً هیدروکربن‌های اشباع شده ۶۰٪ اغلب نفت‌های خام را تشکیل می‌دهند.



شکل ۳-۵ - ساختمان شیمیایی نفتن‌های متداول در نفت‌های خام که شامل سیکلوپنتان و سیکلوهگزان است

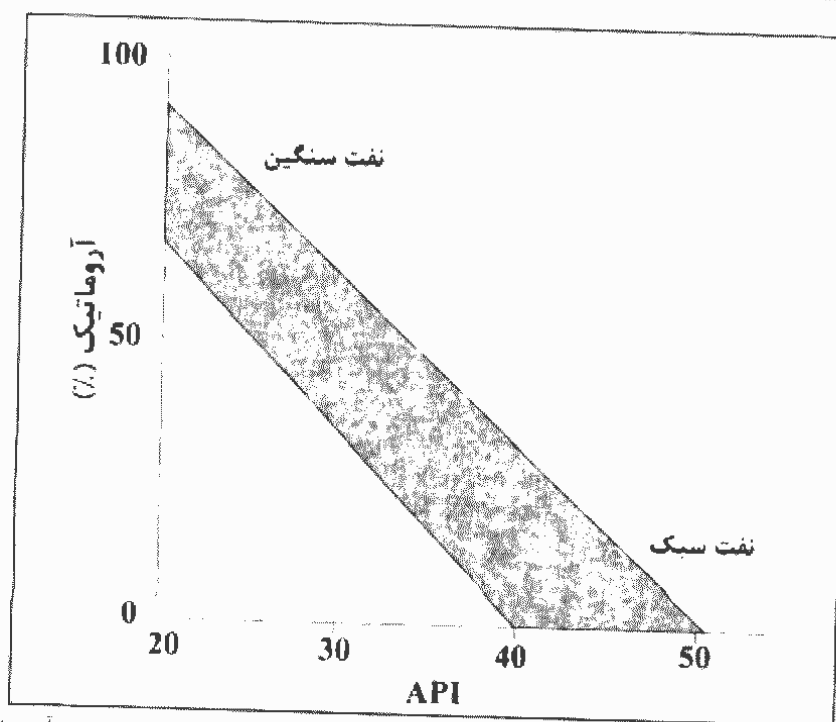
۳-۲-۲-۳ آروماتیک‌ها (Aromatics)

سومین گروه اصلی ترکیبات هیدروکربنی موجود در نفت‌های خام، آروماتیک‌ها هستند. برخلاف نفتن‌ها و پارافین‌ها، آروماتیک‌ها نسبت به هیدروژن غیر اشباع هستند. ساختمان آنها بر پایه یک حلقه شش اتم کربنی است که با توجه به ساده‌ترین عضو این خانواده یعنی بنزن (C_6H_6) (شکل ۳-۶)، حلقه بنزنی نامیده می‌شود. در بنزن، تنها اتم اتصال یافته به حلقه کربن، هیدروژن است. گروه عمده آروماتیک‌ها از جانشین شدن مولکول‌های پارافینی به جای اتم هیدروژن در حلقه بنزنی بدست می‌آیند. این سری‌ها شامل تولوئن $C_6H_5-CH_3$ و اتیل بنزن $C_6H_5C_2H_5$ ، نافالن $C_{10}H_8$ و آنتراسن $C_{14}H_{10}$ می‌باشند (شکل ۳-۶).



شکل ۳-۶ - مثال‌هایی از چند سری آروماتیک که با بنزن C_6H_6 شروع شده است

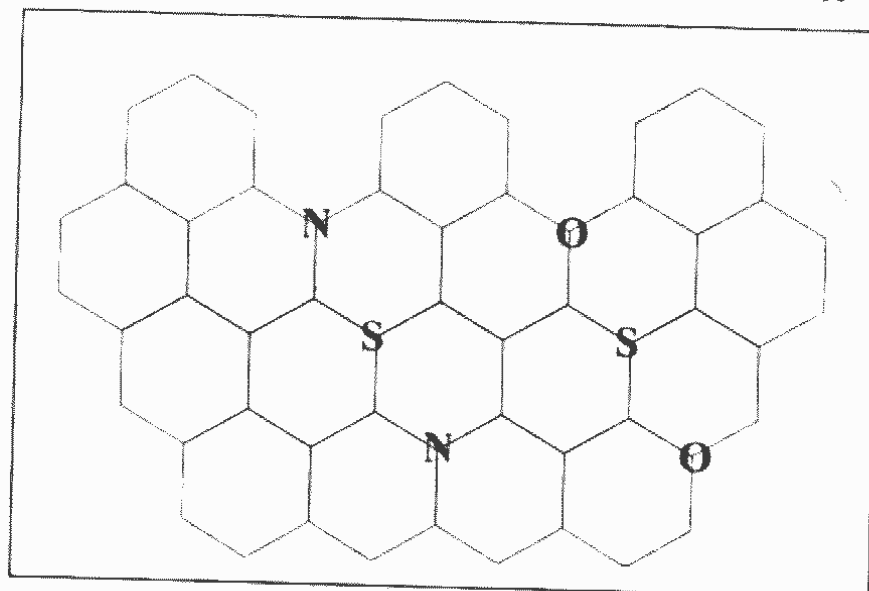
هیدروکربن‌های آروماتیک در فشار و حرارت عادی مایع هستند. آنها در نفت سبک نسبتاً به مقدار کمتری وجود دارند، ولی در نفت‌های سنگین فراوانند (شکل ۳-۷). تولوئن معمولی‌ترین آروماتیک‌ها در نفت‌های خام می‌باشد. دیگر آروماتیک‌های مهم گزیلن و بنزن می‌باشند.



شکل ۳-۷ - ارتباط بین هیدروکربن‌های آروماتیک و درجه API نفت خام. هیدروکربن‌های آروماتیک در نفت‌های سنگین فراوان‌ترند

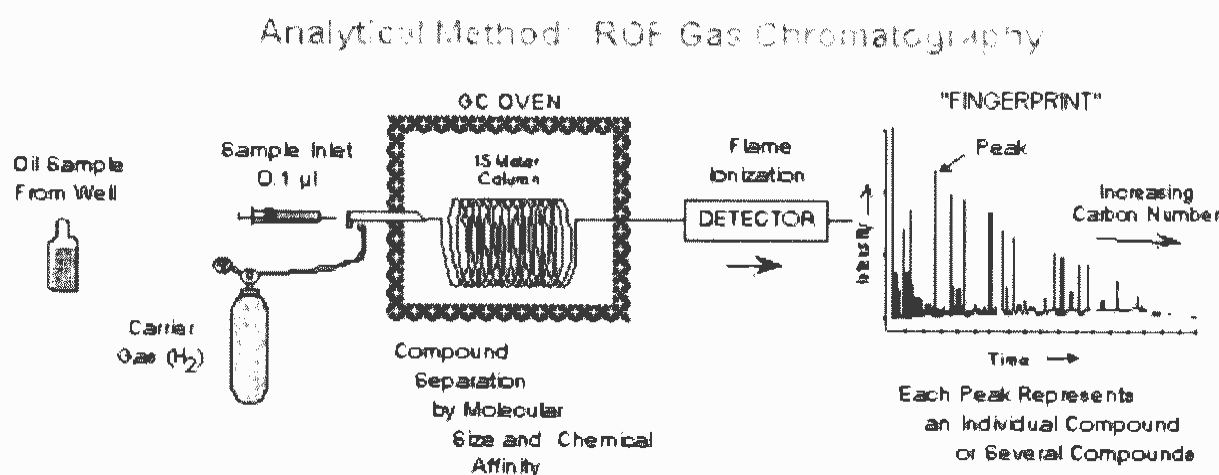
۳-۲-۴ - رزین‌ها - آسفالتین‌ها (Resins & Asphaltines)

چهارمین گروه مهم ترکیبات نفت‌های خام، رزین‌ها و آسفالتین‌ها می‌باشند. رزین‌ها و آسفالتین‌ها ترکیبات پیچیده‌ای هستند. این هیدروکربن‌های ناخالص، اغلب به ترکیبات NSO معروفند زیرا حاوی اتم‌های N، S، O می‌باشند که بعضی از آن‌ها جانشین کربن حلقه آروماتیک‌ها می‌شوند (شکل ۳-۸). ترکیبات NSO بالاترین وزن مولکولی را دارند و سنگین‌ترین اجزای تشکیل دهنده نفت‌های خام می‌باشند. عموماً رزین و آسفالتین همراه با نفت خام‌های آروماتیک سنگین یافت می‌شوند.



شکل ۳-۸ - مثالی از ساختمان یک رزین-آسفالتین

برای تشخیص ترکیب نفت می‌توان از کروماتوگراف گاز (gas chromatograph) استفاده کرد. شکل ۳-۹ منحنی حاصل از یک کروماتوگراف گاز را نشان می‌دهد. در این آزمایش نفت در یک حلال حل شده و سپس در یک وسیله خاص به نمونه حرارت داده می‌شود. چون نقطه جوش ترکیبات مختلف نفتی موجود در نمونه مختلف است، ابتدا نفت‌های با درجه جوش پایین و سپس با درجه جوش بالا بخار می‌شوند. پدیده بخار شدن هر ترکیب به صورت پیک‌های مشخص در روی منحنی ظاهر می‌شود. هر پیک با توجه به درجه حرارتش بیانگر یک ترکیب خاص هیدروکربنی است.

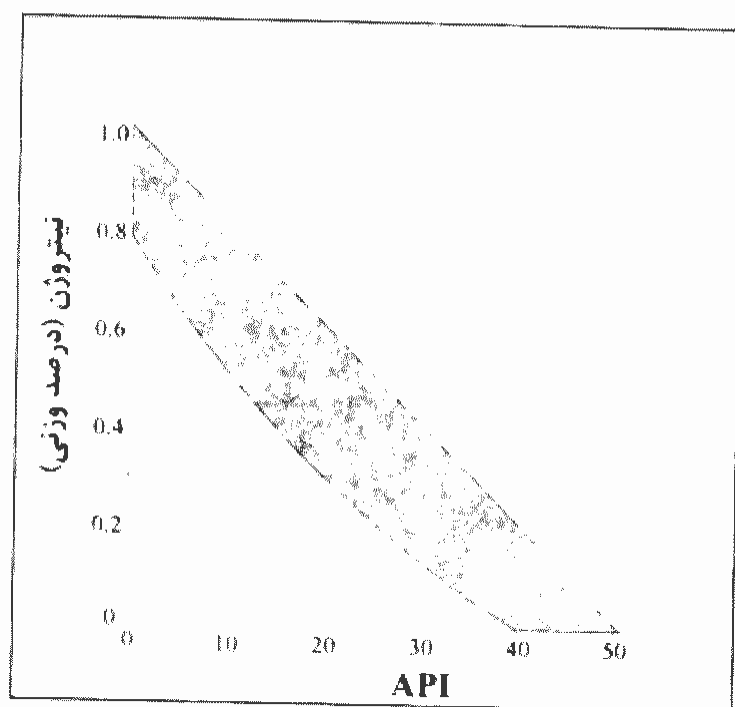


شکل ۳-۹ تصویر شماتیک از یک کروماتوگراف گاز و منحنی حاصل از آن

۳-۲-۳ عناصر فرعی در نفت خام

نفت‌های خام همچنین حاوی عناصری نظیر گوگرد، اکسیژن و نیتروژن نیز می‌باشند. گوگرد سومین عنصر فراوان در نفت خام پس از C و H است که به طور متوسط حدود ۰/۶۵٪ وزنی را تشکیل می‌دهد. گوگرد می‌تواند به شکل گوگرد آزاد (S)، H_2S و انواع متنوع ترکیبات آلی گوگرددار در نفت‌های خام یافت شود. نفت‌های خامی که کمتر از ۱٪ گوگرد دارند به نفت‌های کم‌گوگرد و آن‌هایی که بیشتر از ۱٪ گوگرد دارند به نفت‌های پرگوگرد معروفند.

محتوای اکسیژن اغلب نفت‌های خام حدود ۰/۵٪ وزنی است. اکسیژن عمدتاً در ترکیبات آلی که شامل اسیدها و الکل‌هاست دیده می‌شود. اسیدها به خصوص در نفت‌های جوان و نابالغ فراوان هستند. برخی از این ترکیبات معرف بسیار خوبی، جهت شناسایی نوع موجودات زنده وجود آورنده نفت‌های خام هستند.



تقریباً تمام نفت‌های خام مقادیر کمی نیترژن بین ۰/۱ تا ۰/۹ درصد دارند. نیترژن در ترکیبات NSO نفت‌های سنگین اغلب فراوان می‌باشد و مقدار آن در ترکیبات سبکتر کاهش می‌یابد (شکل ۳-۱۰).

شکل ۳-۱۰ - ارتباط بین مقدار نیترژن و درجه API نفت خام. در نفت‌های سنگین میزان نیترژن بیشتر است

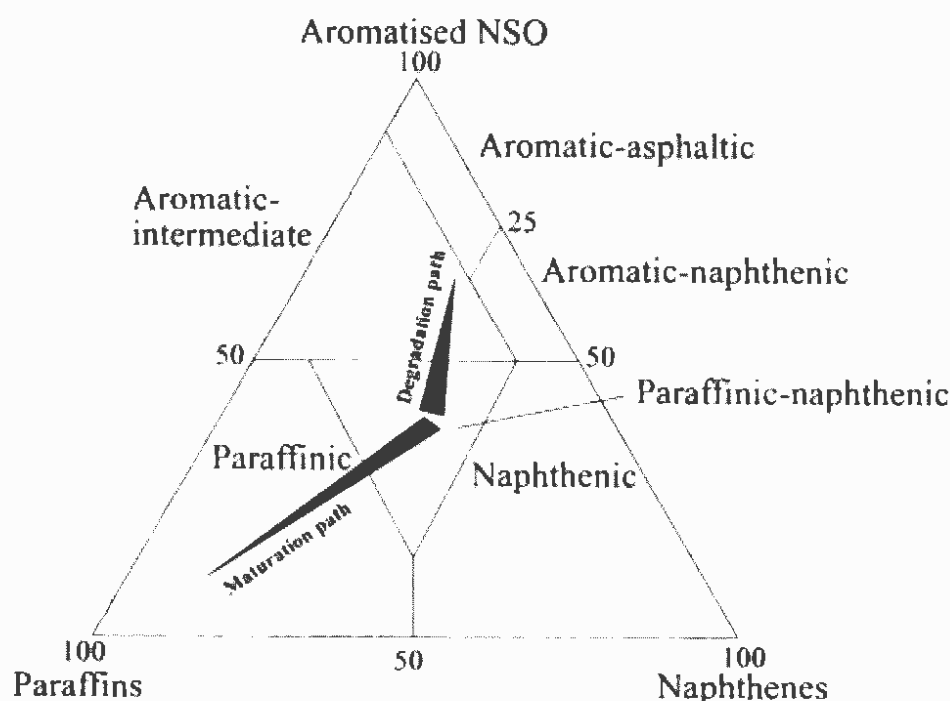
نفت‌های خام همچنین شامل مقادیر کمتری ترکیبات آلی-فلزی (organo-metallic) هستند که مهمترین آن‌ها وانادیوم و نیکل می‌باشد. غلظت این عناصر در محدوده‌ای بین کمتر از یک تا بیش از ۱۲۰۰ ppm قرار دارد.

۳-۲-۴ تقسیم بندی نفت‌های خام

نمودارهای متنوعی برای طبقه‌بندی نفت‌های خام پیشنهاد شده است. شکل ۳-۱۱ دیاگرام مثلی ارائه شده توسط تیسوت و ولته برای طبقه‌بندی نفت‌های خام را نشان می‌دهد. این نمودار بر پایه فراوانی پارافین‌ها، نفتن‌ها و آروماتیک‌ها با ترکیبات NSO می‌باشد. این طبقه‌بندی عموماً بر دیگر طبقه‌بندی‌ها ترجیح داده می‌شود، زیرا علاوه بر اینکه می‌تواند برای تفکیک نفت‌های خام بکار رود، مسیر دگرسانی نفت به وسیله بلوغ حرارتی و یا تجزیه باکتریایی را نیز نشان می‌دهد.

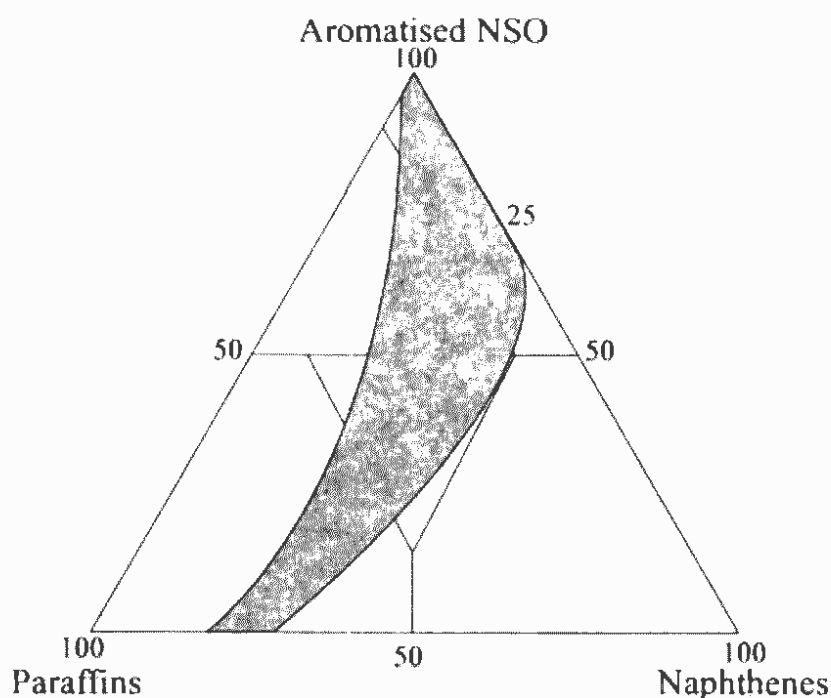
نفت‌های پارافینی عموماً "سبک هستند، اگرچه آن‌ها اغلب مومی (waxy) و گرانبه (viscous) می‌باشند. محتوای گوگرد آن‌ها معمولاً کم بوده و نفت‌های بالغی محسوب می‌شوند. مثال نفت پارافینی، نفت خام پالئوزوئیک امریکا، قطب شمال و نفت ترشیری آفریقای غربی، لیبی و اندونزی است. نفت‌های پارافینی-نفتنی که بخش میانی نمودار را اشغال می‌کنند، معمولاً دارای چگالی متوسط بوده، حاوی نفت گرانبه با مقدار گوگرد پایین هستند. مثال‌های این نوع نفت دونین، کرتاسه و ترشیری شمال و غرب آفریقا است. نفت‌های آروماتیک-حدواسط (aromatic-intermediate)، نسبتاً سنگین بوده و حاوی گوگرد زیادی می‌باشند. مثال‌های این

نوع نفت در حوضه زاگرس ایران، نفت پرموکرپونیر تگزاس غربی و برخی از چاه‌های ونزویلا و کالیفرنیا یافت می‌شود.



شکل ۳-۱۱ - دیاگرام مثلثی برای طبقه بندی نفت‌های خام

عمده نفت‌های خام دنیا از نوع پارافینی- نفتنی یا آروماتیک-حدواسط هستند. نفت‌های نفتنی خیلی نادر می‌باشند (شکل ۳-۱۲). با توجه به ذخایر نفت خام موجود، نوع آروماتیک-حدواسط مهمترین آن‌هاست که ذخایر عظیم کرتاسه و ژوراسیک خاورمیانه را شامل می‌شود.



شکل ۳-۱۲ - در این تصویر، منطقه خاکستری بیانگر ترکیب عمده نفت‌های خام دنیا می‌باشد

تعداد گونه‌های هیدروکربن در نفت خام می‌تواند بسیار متنوع باشد. عمل پالایش نفت خام در پالایشگاه نیز به منظور تفکیک بخش‌های مختلف هیدروکربنی است که موارد استفاده مختلف دارند. اساس کار پالایشگاه، در واقع تقطیر یا تفکیک مواد هیدروکربنی با استفاده از حرارت است. حرارت سبب می‌شود که اجزای هیدروکربنی جوشیده و تبدیل به بخار شوند. به واسطه این امر می‌توان بخش‌های مختلف هیدروکربنی را که نقطه جوش متفاوت دارند از یکدیگر تفکیک نمود. با افزایش وزن مولکولی هیدروکربن و لذا افزایش چگالی و گرانشی، درجه حرارت جوش آن افزایش می‌یابد. تقطیر نفت خام، نشان می‌دهد که حدود ۷۰ الی ۸۰ درصد آن‌ها از هیدروکربن‌های سنگین‌تر از C_{10} تشکیل شده‌اند. در طی تقطیر نفت خام مواد هیدروکربنی زیر به ترتیب حاصل می‌گردند:

- گازولین و نفتا (gasoline & naphta)، همراه با بنزن و دیگر نفت‌های فرار (مواد هیدروکربنی با تعداد اتم کربن ۴ تا ۱۰).
 - نفت چراغ (kerosene) (با تعداد اتم کربن ۱۱ تا ۱۳).
 - نفت گاز (gas oil) سبک (با تعداد اتم کربن ۱۴ تا ۱۸).
 - گازوئیل سنگین (heavy gas oil) و نفت‌هایی که در مصارف گرمایی خانه‌ها استفاده می‌شوند (با تعداد اتم کربن‌های ۱۹ تا ۲۵).
 - روغن‌های روان کننده (lubricating oil) (با تعداد اتم کربن ۲۶ تا ۴۰).
 - مواد باقیمانده و نفت‌های سوختی سنگین (با تعداد اتم کربن بیش از ۴۰).
- ارزش یک نفت خام، بستگی به مقدار درصد هر کدام از بخش‌های فوق دارد و هر چه نفت سبک‌تر باشد دارای ارزش بیشتری است.
- شکل ۳-۱۳ فراوانی مواد هیدروکربنی فوق را در انواع نفت خام نشان می‌دهد.

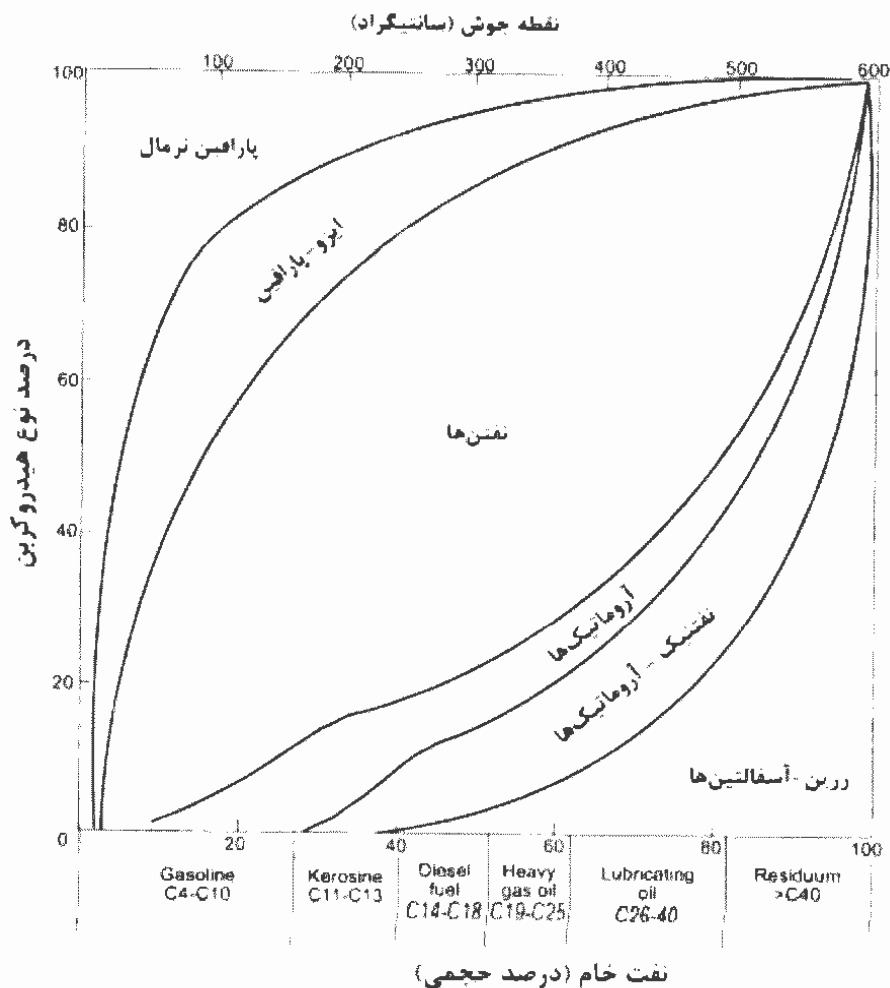
۳-۲-۵ خواص فیزیکی نفت خام

خواص فیزیکی نفت خام، توسط ساختمان شیمیایی آن کنترل می‌شود.

۳-۲-۵-۱ رنگ

نفت به رنگ‌های مختلف از جمله زرد، سبز، قهوه‌ای، قهوه‌ای تیره و یا سیاه دیده می‌شود. نفت‌های پارافینی معمولاً دارای رنگ روشن تا قهوه‌ای در نور عبوری و به رنگ سبز در نور انعکاسی‌اند. نفت‌های آسفالتیک غالباً قهوه‌ای تا سیاه هستند که به عنوان نفت سیاه (black oil) شناخته می‌شوند.

هیدروکربنها وقتی در معرض تابش اشعه ماوراءبنفش قرار گیرند تحریک می‌شوند و از خود خاصیت فلورسانس نشان می‌دهند. رنگ فلورسانس ساطع شده با نوع نفت تغییر می‌کند.



شکل ۲-۱۳ - ترکیب شیمیایی نفت خام

۲-۵-۲-۳ گرانروی (Viscosity)

ویسکوزیته (viscosity) یا گرانروی، اصطکاک درونی یک سیال است که در مقابل جریان یافتن آن سیال مقاومت می‌کند. گرانروی پارامتر مهمی است که برای پیش‌بینی جریان سیال در مخزن و در سطح نیاز است. گرانروی نفت به دانسیته یا تعداد اتم‌های کربن و همچنین به گازهای حل شده در آن بستگی دارد. هر چه تعداد اتم‌های کربن نفت زیادتر شود، گرانروی آن بالاتر می‌رود و هر چه میزان گاز حل شده در نفت بیشتر شود گرانروی آن کمتر می‌شود. گرانروی نفت، دامنه بسیار وسیعی دارد و به طور معمول بین 0.2 تا 50 سانتی پوآز است. بعضی از نفت‌های خام با گرانروی بسیار بالا قادر نیستند که در خطوط لوله پمپاژ شوند (مثل نفت خام Boscan در ونزوئلا). نفت خام در سطح زمین گرانروی بالاتری نسبت به وقتی که در زیرزمین است نشان می‌دهد.

برخلاف گازها، گرانروی مایع با افزایش حرارت، کاهش می‌یابد به صورتی که مولکول‌ها بیشتر به صورت مجزا حرکت می‌کنند و اصطکاک درونی‌شان کاهش می‌یابد. مثل گازها، گرانروی نفت با افزایش فشار تا رسیدن به نقطه جوش، افزایش می‌یابد. زیر نقطه جوش، موقعی که گاز محلول آزاد می‌شود، گرانروی نفت افزایش می‌یابد چون گاز از نفت جدا می‌شود.

۳-۲-۵-۳ نقطه ریزش (Pour Point)

نقطه ریزش یک راهنمای خوب برای تعیین گرانروی است. نقطه ریزش یک نفت کمترین دمایی است که نفت می‌تواند تحت شرایط استاندارد جریان پیدا کند. نقطه ریزش برای نفت خام با محتویات واکسی پارافینیک بالا در حدود 40°C است. نقطه ریزش برای نفت‌های سبک خاورمیانه و آفریقا به 26°C هم می‌رسد که پمپاژ آن را حتی در شرایط سرد قطبی نیز امکان پذیر می‌کند. نفت‌های خام با نقطه ریزش بالا به علت محتوی واکس زیاد ظاهری درخشانده دارند. این نوع نفت‌ها ممکن است محتوی واکس خود را در طی مهاجرت رسوب دهند و به تدریج سبک‌تر شوند.

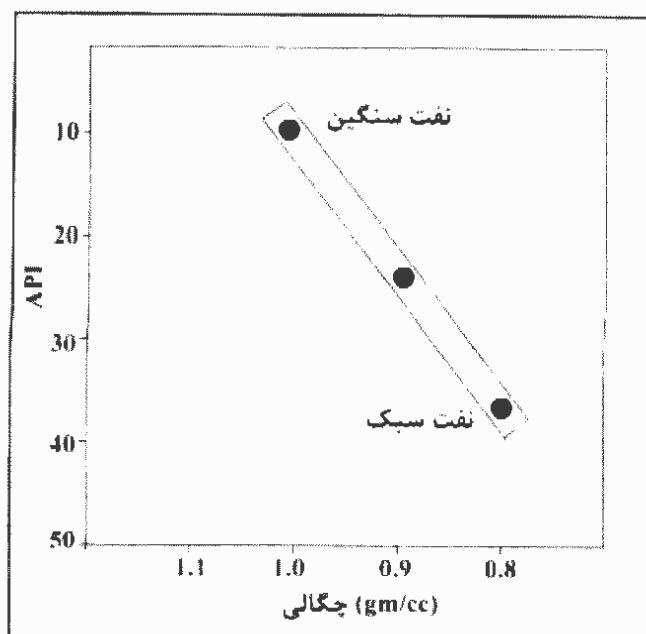
۳-۲-۵-۴ چگالی (Density)

چگالی نفت در سطح، به وسیله قرار دادن نمونه در یک تنگ استوانه‌ای با استفاده از یک هیدرومتر اندازه گرفته می‌شود. چگالی نفت معمولاً در واحد API که به وسیله موسسه نفت امریکا (American Petroleum Institute) تعریف شده بیان می‌گردد:

$$API^{\circ} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity at } 60^{\circ}\text{F}} - 131.5$$

API نمونه نفت خام تحت تأثیر درجه حرارت است، چون انبساط حرارتی مایعات هیدروکربنی، به خصوص برای بیشتر نفت‌های فرار مهم می‌باشد. بنابراین ثبت درجه حرارت در نمونه‌ای که اندازه گرفته می‌شود، مهم است.

این نکته قابل توجه است که درجه API نسبت معکوس با چگالی دارد. نفت‌های سبک درجه API بالا تا حدود ۴۰ را دارند که معادل با وزن مخصوص ۰/۸۳ است، در حالی که نفت‌های سنگین دارای API پایین می‌باشند (شکل ۳-۱۴). معمولاً نفت‌های سنگین، نفت‌هایی می‌باشند که دارای API کمتر از ۲۵ هستند که معادل با وزن مخصوص ۰/۹ است. وقتی که درجه API نفت به ۱۰ درجه برسد، دارای وزن مخصوص یک است که همان چگالی آب شیرین می‌باشد. بنابراین نفت سنگین‌تر از ۱۰ درجه API، چگالتر از آب است، هر چند که



شکل ۳-۱۴ - ارتباط بین چگالی و درجه API نفت

اغلب نفت‌ها از آب سبک‌ترند. تغییرات چگالی نفت در رابطه با عمق و سن بعداً مورد بحث قرار خواهد گرفت. به طور کلی، نفت‌های با API بیشتر از ۳۰ درجه به عنوان نفت سبک، با API ۳۰ تا ۲۲ درجه به عنوان نفت متوسط و با API کمتر از ۲۲ درجه به عنوان نفت سنگین در نظر گرفته می‌شوند. بهترین نفت‌ها دارای API در حدود ۳۷ درجه هستند که در خاورمیانه، آپالاچین، آلبرتا، لیبی و دریای شمال یافت می‌شوند. نفت خام‌های خیلی سبک در الجزایر،

استرالیا و اندونزی وجود دارند. نفت‌های خام سنگین در کالیفرنیا، مکزیک و ونزوئلا یافت می‌شوند. برخی نفت‌های خام، نظیر نفت سنگین و خیلی سنگین (heavy and ultra heavy) کوه موند ایران و میوسن کالیفرنیا دارای درجه API کمتر از ۸ درجه می‌باشند و بنابراین باید برای بهره برداری رقیق شوند.

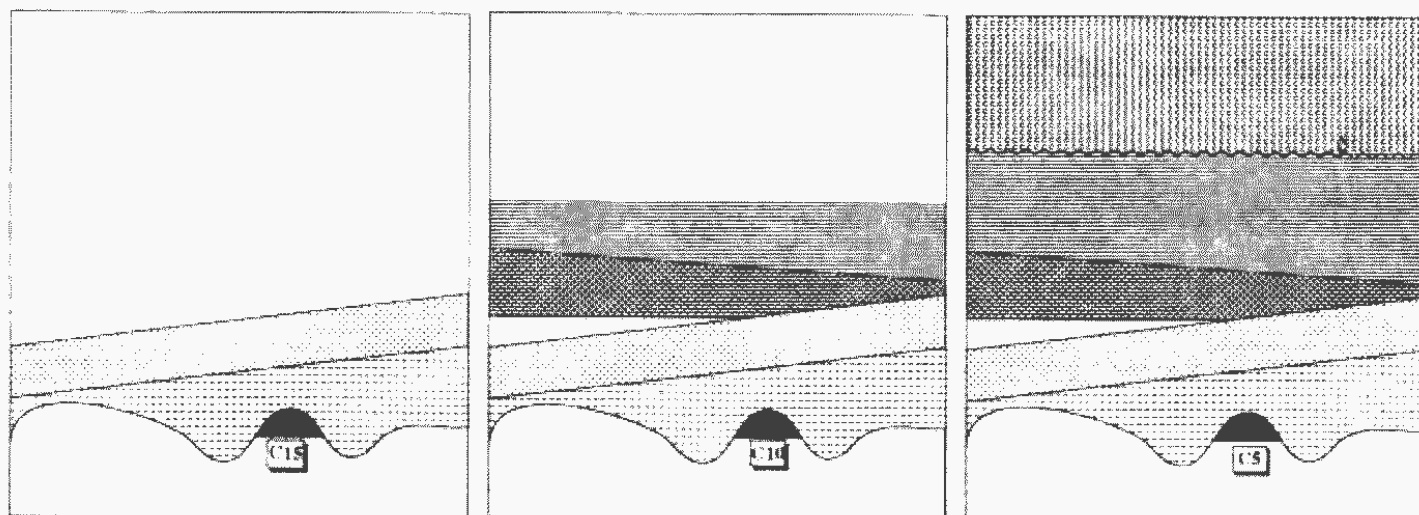
نفت خام لزوماً فقط هیدروکربن مایعی که ممکن است از یک مخزن زیرزمینی تولید شود، نیست. غالباً همراه با تولید گاز طبیعی، یک هیدروکربن سبک و روشن با API بالا بدست می‌آید که نفت میعانی (condensate) نامیده می‌شود. نفت میعانی، شامل گازهای هیدروکربنی سنگین است که در شرایط فشار و دمای مخزن به صورت فاز گازی وجود دارند. وقتی که این گازها به سطح می‌رسند میعان یافته و به شکل فاز مایع در می‌آیند و به همین دلیل آن‌را نفت میعانی می‌نامند. تولید نفت میعانی از برخی مخازن گاز طبیعی می‌تواند قابل توجه باشد و حتی مقدار آن به چندین صد بشکه در روز برسد.

۳-۲-۵ قابلیت تراکم پذیری نفت (Compressibility)

قابلیت تراکم پذیری نفت، بستگی به مقدار گاز حل شده در آن دارد. تراکم پذیری نفت در حدود 10×10^{-6} psi⁻¹ می‌باشد و برای آب و گاز به ترتیب 4×10^{-6} و 500×10^{-6} است. نفت‌های با قابلیت تراکم کم که مقدار گاز محلول کمی دارند، در هنگام تولید فشار آن‌ها به زودی پایین می‌آید. اگر انبساط نفت، تنها عامل رانش نفت از مخزن به چاه باشد، تولید در سطح احتمالاً به کمتر از ۵٪ نفت اولیه خواهد رسید.

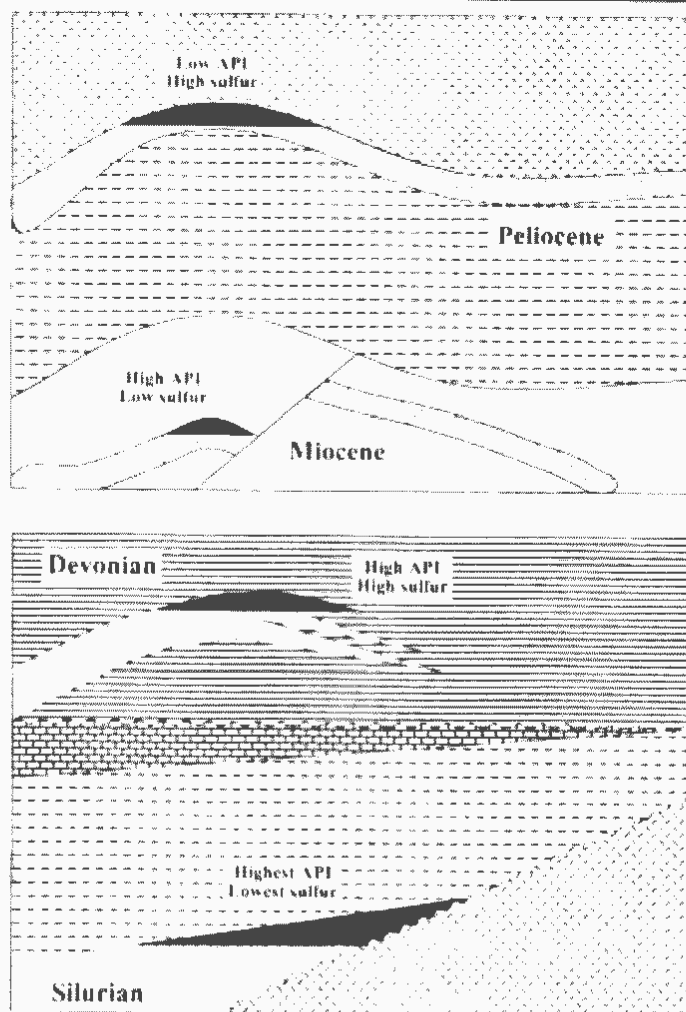
۳-۲-۶ دگرسانی نفت (Alteration of Oil)

نفت خام ممکن است با افزایش حرارت و فعالیت‌های باکتریایی دگرسان شود. دیاگرام مثلی پیشنهاد شده توسط تیسوت و ولته علاوه بر طبقه بندی نفت‌های خام، می‌تواند مسیر دگرسانی آن را در طی بلوغ حرارتی (thermal maturation) و یا تجزیه باکتریایی (bacterial degradation) نشان دهد. دگرسانی نفت‌های خام بوسیله بلوغ حرارتی با افزایش عمق تدفین و زمان رخ می‌دهد. اجزای سنگین‌تر نفت‌های خام در اثر فرآیند شکست مولکولی (cracking)، سبک‌تر و پارافینی‌تر می‌شوند (شکل ۳-۱۵). در اثر این فرآیند محتوای گازی نفت افزایش و محتوای گوگرد آن کاهش می‌یابد. نهایتاً با افزایش عمق و حرارت، نفت‌های خام ممکن است تخریب شده و به گاز و باقیمانده غیر قابل حل (کربن باقی مانده) تبدیل شوند.



شکل ۳-۱۵ - دگرسانی حرارتی هیدروکربن با افزایش عمق تدفین

نفت‌های خام را می‌توان از نظر سن و عمق تدفین تقسیم‌بندی نمود. در این تقسیم‌بندی، نفت‌ها به چهار گروه کم عمق جوان، عمیق جوان، کم عمق قدیمی و عمیق قدیمی تقسیم می‌شوند (شکل ۳-۱۶). نفت‌های کم عمق جوان معمولاً سنگین و گرانبه هستند. آنها معمولاً دارای گوگرد زیاد و پارافین نسبتاً کم و غنی از آروماتیک‌ها هستند. از طرف دیگر، نفت‌های عمیق جوان دارای گرانبه کم و API بالاتری اند. آنها پارافینی و حاوی گوگرد کمی هستند. نفت‌های کم عمق قدیمی به علت بلوغ شان از نظر چگالی، گرانبه و محتوای پارافین، قابل مقایسه با نفت‌های عمیق جوان می‌باشند. با این وجود آنها مانند نفت‌های کم عمق جوان ممکن است محتوای گوگرد نسبتاً بالایی داشته باشند. نفت‌های عمیق قدیمی نسبتاً کمترین گرانبه، چگالی و محتوای گوگرد را دارند (شکل ۳-۱۶).

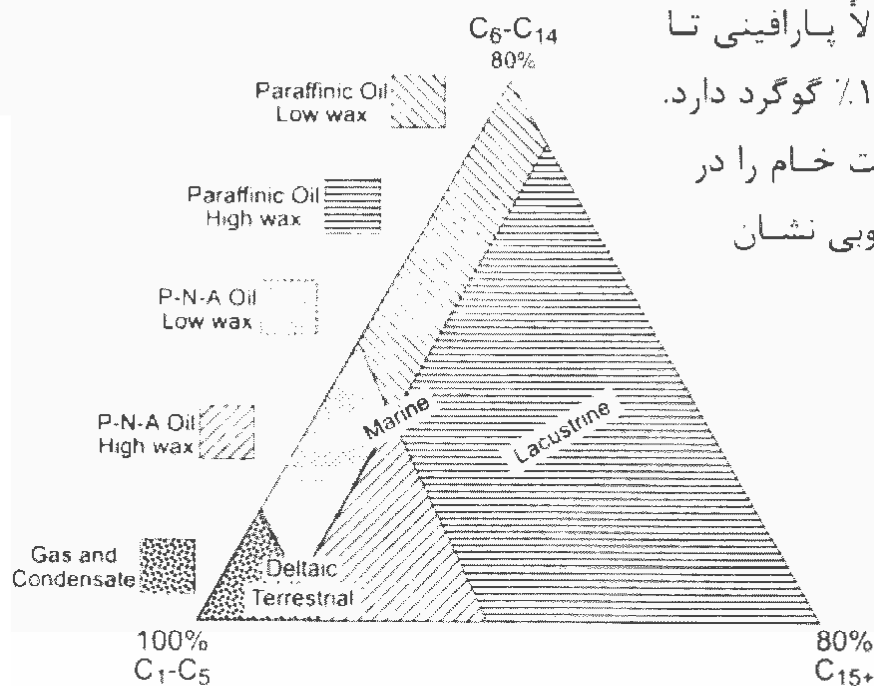


شکل ۱۶-۳ - انواع نفت خام و ویژگی آن‌ها بر اساس سن و عمق تدفین

به هر حال این ویژگی‌ها بسیار کلی هستند و در اثر فرایندهای زمین‌شناسی می‌تواند تغییرات زیادی در انواع نفت خام حاصل شود. در این خصوص تغییرات نفت نه تنها به عمق و سن بستگی دارد، بلکه نوع سنگ منشأ نیز مهم است. نفت تولید شده از رسوبات احيایی دریایی معمولاً نفت نوع آروماتیک-حدواسط با محتوی گوگرد بالا است. در حالی که نفت

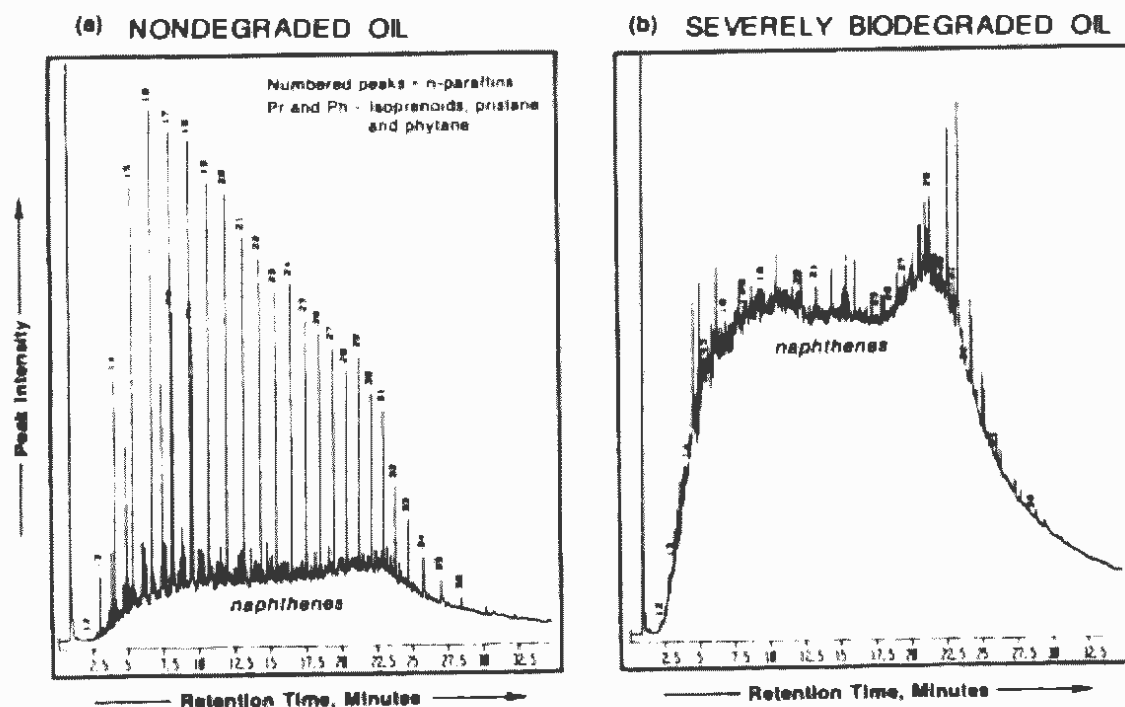
رسوبات دلتایی یا ساحلی معمولاً پارافینی تا پارافینی-نفتنی است و کمتر از ۱٪ گوگرد دارد.

شکل ۱۷-۳ تغییرات انواع نفت خام را در رابطه با محیط‌های مختلف رسوبی نشان می‌دهد.



شکل ۱۷-۳ - رابطه بین محیط رسوبی با نوع نفت خام حاصل از آن

علاوه بر بلوغ حرارتی، نفت ممکن است بوسیله تجزیه باکتریایی دگرسان شود. تجزیه باکتریایی سبب سنگین‌تر شدن و گرانروی بیشتر نفت می‌شود. جریان آب‌های زیرزمینی معمولاً سبب تجزیه نفت می‌شود، زیرا جریان آب با خود ترکیبات سبک‌تر و فرارتر نفت را می‌شوید که به این پدیده، آبشویی (water washing) گفته می‌شود. در مجموع، نفت در سطح و اعماق خیلی کم به علت فعالیت باکتریایی، سنگین‌تر و گرانروتر است. شکل ۳-۱۸ تجزیه دو نمونه مختلف توسط کروماتوگراف گاز (gas chromatograph) را نشان می‌دهد. همان گونه که در شکل دیده می‌شود، گراف نفت به شدت تجزیه شده (b) فاقد پیک و دارای زمینه ضخیمی است، در صورتی که نفت تجزیه نشده دارای پیک‌های مشخص و فاقد زمینه ضخیم است.



شکل ۳-۱۸ - تأثیر تجزیه بیولوژیکی بر روی نفت خام

جریان آب‌های زیرزمینی و فعالیت باکتریایی باعث تشکیل نفت سنگین و نهشته‌های ماسه قیری (tar sand) می‌شود. در غرب کانادا، ماسه‌های قیری کرتاسه از نوع آروماتیک-آسفالتیک غنی از گوگرد هستند که به طور تخمینی حدود ۳ تریلیون بشکه ذخیره در جای نفت (oil in place) آن‌ها می‌باشد. نفت‌های موجود در این ماسه‌ها در محیط‌های دلتایی یا آبرفتی ته‌نشین شده‌اند.

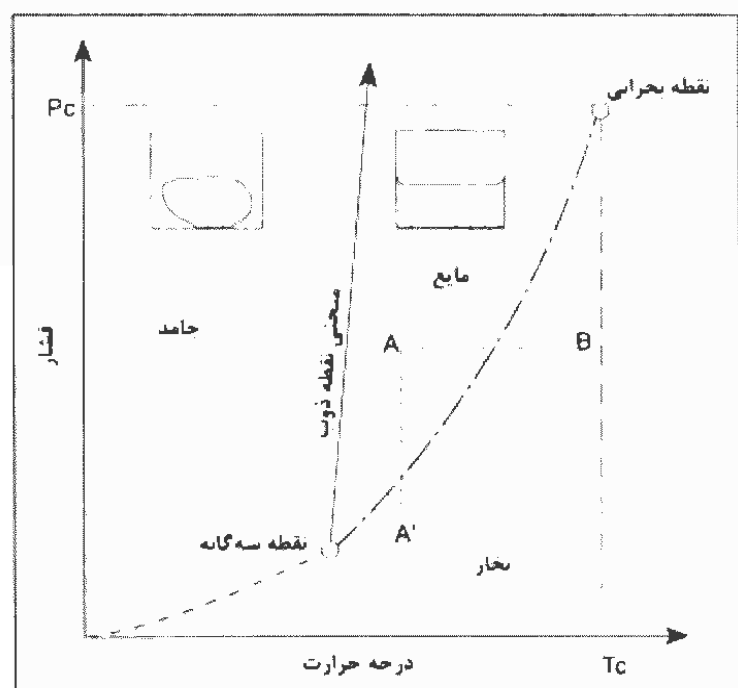
منشأ ماسه‌های قیری هنوز مورد بحث است. سؤال این است که آیا این نفت نابالغ است یا اینکه نفت بالغی بوده که بعداً تجزیه شده است. طرفداران منشأ نابالغ، اعتقاد دارند که ترکیب شیمیایی نفت نشانگر عدم تحمل بلوغ حرارتی است. از طرف دیگر، طرفداران تئوری تجزیه، اعتقاد دارند که ماسه‌های قیری در اثر تجزیه نفت سبک در مخزن حاصل آمده است.

۳-۲-۷ رفتار فازی هیدروکربنها

درک کیفی ارتباط بین دما (T)، فشار (P) و حجم (V) در مورد یک ترکیب می‌تواند پایه‌ای قوی برای درک رفتار فازی ترکیبات پیچیده نفتی باشد. این ارتباط به راحتی در آزمایشگاه با اندازه‌گیری تغییرات فشار و حجم ترکیب در دمای ثابت به دست می‌آید.

فاز در تعریف، یعنی ناحیه‌ای مجزا و همگن از نظر خواص فیزیکی که از نواحی دیگر به وسیله مرزهای مشخص جدا می‌شود. برای مثال یک لیوان آب با مقداری یخ، یک تشکیل دهنده (آب) دارد که دارای سه فاز مایع (liquid)، جامد (solid) و گاز (gas) است. در صنعت نفت دو فاز مایع (آب و نفت) و گاز بسیار اهمیت دارند و فاز جامد از اهمیت کمتری برخوردار است. در شرایط دما و فشار متفاوت، فازهای هیدروکربنی تغییر می‌کنند. پیش‌گویی تغییرات فازی با تغییرات درجه حرارت و فشار در مخزن از اهمیت زیادی برخوردار می‌باشد. سه فاکتور فشار، حجم و درجه حرارت (PVT) کنترل کننده نوع فاز می‌باشند. ساده‌ترین راه فهمیدن این ارتباط، آن است که یک تشکیل دهنده ساده مثل آب را در نظر بگیریم و رفتار آن را در تغییرات فشار و درجه حرارت بررسی کنیم. شکل ۳-۱۹ مرزهای فازی بین حالت‌های جامد، مایع و گاز (بخار) را نشان می‌دهد. اگر نقطه A را نقطه شروع بگیریم، که مایع (آب) در آنجا وجود دارد، با افزایش دما به نقطه جوش نزدیک می‌شود تا اینکه منحنی نقطه جوش (bubble point curve) را قطع می‌کند. در این نقطه آب به جوش می‌آید و به بخار (گاز) تبدیل می‌شود. اگر از نقطه B که فاز گازی وجود دارد شروع کنیم، در صورت کاهش درجه حرارت به

منحنی نقطه شبنم (dew point curve) نزدیک می‌شود و موقعی که به نقطه شبنم رسید، از فاز گازی به فاز مایع تبدیل می‌شود. برای یک تشکیل دهنده ساده، منحنی نقطه جوش و منحنی نقطه شبنم بر هم منطبق می‌باشند و به صورت منحنی فشار بخار، نشان داده می‌شود. البته مرز فازی بین فازهای مایع و جامد، منحنی نقطه ذوب (melting point curve) می‌باشد.

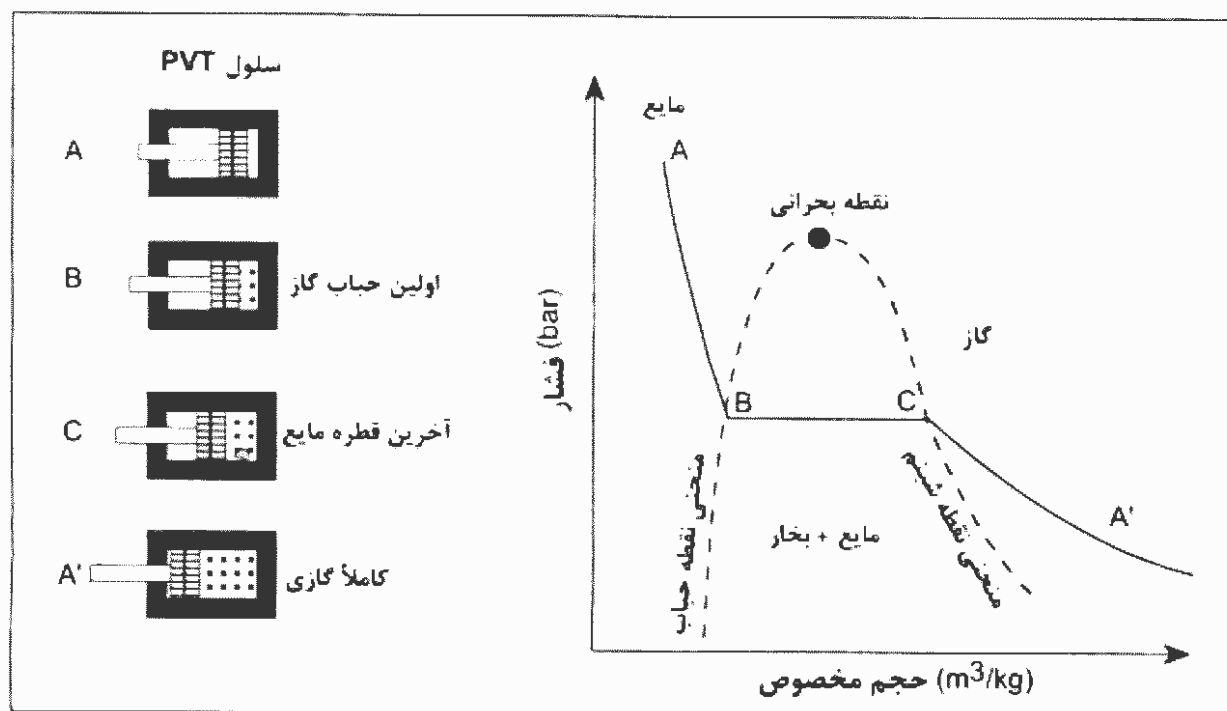


شکل ۳-۱۹ - دیاگرام فازی فشار - درجه حرارت

در نقطه سه‌گانه (triple point)، هر سه فاز باهم وجود دارند و این نقطه برای مواد خالص، خواص غیرعادی دارد. در نقطه بحرانی (critical point) که درجه حرارت (T_c) و فشار (P_c) بحرانی وجود دارد، تشخیص بین فازهای مایع و گازی غیر ممکن است. در نقطه بحرانی گاز متراکم شده، چگالی مشابه مایع دارد و به صورت مایع با درجه حرارت بالا، ظاهر می‌شود. به خاطر افزایش فشار و نیروهای جاذبه بین مولکولی، مولکول‌ها با هم حرکت می‌کنند که باعث افزایش چگالی می‌شود (موقعی که گاز به مایع تبدیل می‌شود) اما افزایش درجه حرارت، همان افزایش انرژی سینتیک مولکول‌ها است و باعث می‌شود مولکول‌ها به صورت مجزا حرکت کنند، بنابراین باعث کاهش چگالی می‌شود (موقعی که مایع به گاز تبدیل می‌شود). در نقطه بحرانی، فازها غیرقابل تشخیص می‌شوند و آن‌سوی نقطه بحرانی فقط یک حالت وجود دارد و معمولاً به صورت سیال فوق بحرانی نامیده می‌شود.

در هنگام بهره‌برداری از مخازن هیدروکربنی، در صورت عدم کاهش درجه حرارت، که بدان تخلیه ایزوترمال اطلاق می‌شود، کاهش فشار در مقابل دمای ثابت فرض می‌شود. از این رو حرکت بر روی نمودار فشار-درجه حرارت، از نقطه A به A' است.

در اینجا با استفاده از یک تشکیل دهنده هیدروکربنی، مثل اتان، پارامترهای دیگر حجم را بررسی می‌کنیم. برای این منظور از دیاگرام فشار در مقابل حجم مخصوص استفاده می‌شود. فرآیند توصیف شده به صورت فیزیکی به وسیله قراردادن نمونه مایع در داخل سلول بسته (سلول PVT) انجام می‌شود و سپس با عقب کشیدن پیستون سلول، فشار نمونه کاهش یافته و حجم محتوی نمونه افزایش می‌یابد (شکل ۳-۲۰).



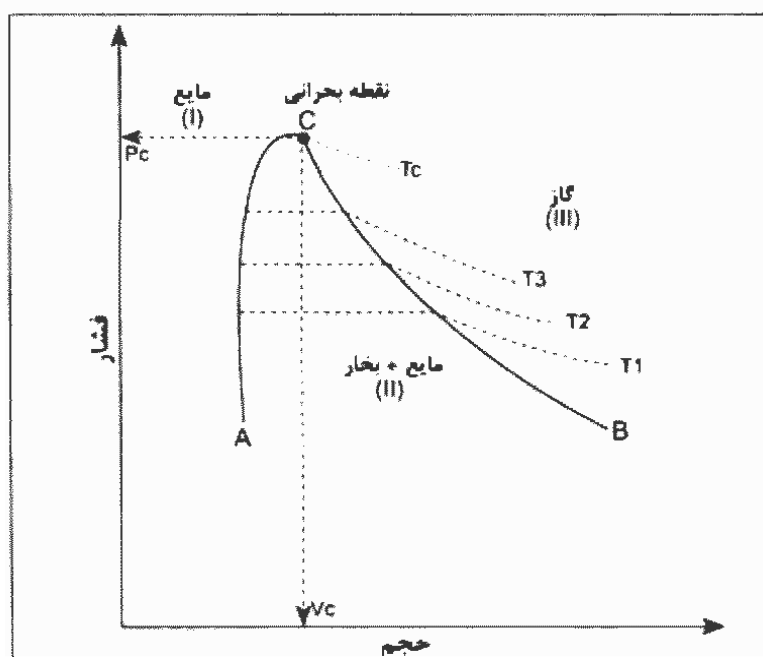
شکل ۳-۲۰ - فشار در مقابل حجم مخصوص

با شروع، در شرایط A با اتان در فاز مایع و فرض تخلیه ایزوترمال، فشار کاهش می‌یابد به طوری که حجم مخصوص به خاطر حرکت بیشتر مولکول‌های مجزا، افزایش می‌یابد. ارتباط بین فشار و حجم، به وسیله اتان مایع تراکم‌پذیر در نظر گرفته می‌شود (شکل ۳-۲۰). به محض رسیدن به نقطه حباب (در نقطه B)، اولین حباب اتان به صورت گاز، آزاد می‌شود. از نقطه B تا C، مایع و گاز با هم در سلول وجود دارند و فشار ثابت نگه داشته می‌شود، به صورتی که حالت مایع به گاز تغییر می‌کند. سیستم به صورت نامحدودی تا آخرین قطره مایع تا رسیدن به نقطه شبنم (نقطه C)، قابل تراکم می‌باشد. حالا اگر آزمایش برعکس شود، شروع از A و افزایش فشار داشته باشیم، اولین قطره اتان مایع در نقطه C، نقطه شبنم گاز، ظاهر می‌شود. به خاطر بیاوریم که از میان این فرایندها شرایط هم دمایی حفظ شده است.

۳-۲-۷-۱ رفتار فازی انواع سیالات مخزن

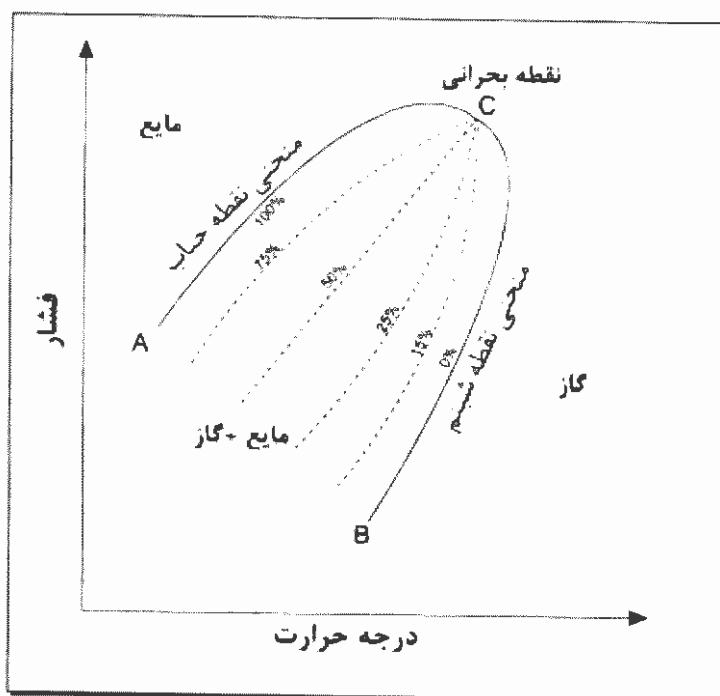
در یک نمودار فشار - حجم (P-V) می‌توان نواحی زیر را مشخص نمود (شکل ۳-۲۱). ناحیه I بیانگر خواص مایع متراکم است. منحنی AC یا منحنی نقطه حباب (bubble point curve)، مکان هندسی نقاطی از فشار و حجم است که در آنجا اولین حباب‌های گاز تشکیل می‌شود. ناحیه II منطقه دو فازی (two phase region) است. منحنی BC یا منحنی نقطه شبنم (dew point curve)، مکان هندسی نقاطی از فشار و حجم است که در آن‌ها اولین قطرات مایع تشکیل شده است را توصیف می‌کند. ناحیه III بیانگر خواص گاز است. دو منحنی نقطه شبنم و نقطه حباب در نقطه C یا نقطه

بحرانی (critical point) به هم می‌رسند. فشار، دما و حجم بحرانی به ترتیب با P_c ، T_c و V_c نشان داده شده‌اند. در نقطه بحرانی، فازهای مایع و گاز را نمی‌توان از یکدیگر تشخیص داد زیرا خواص آن‌ها مشابه است.



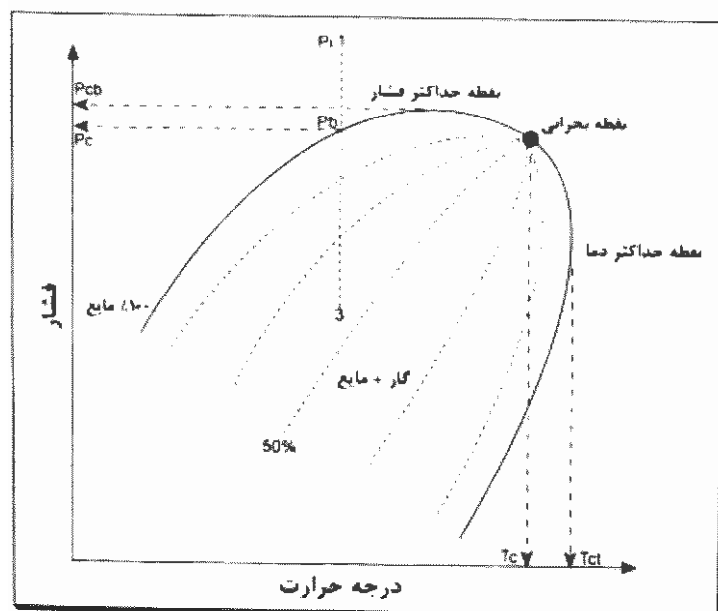
شکل ۳-۲۱ - نواحی مختلف در یک نمودار فشار - حجم (P-V)

اگر فشار نقطه حباب و فشار نقطه شبنم موجود روی نمودار $P-V$ برای ایزوترم‌های مختلف، به عنوان تابعی از دما رسم شود، یک نمودار فشار-دما ($P-T$) بدست می‌آید (شکل ۳-۲۲). خطوط خط چین داخل منحنی خطوط کیفیت نام دارند و بیانگر شرایط دما و فشار در حجم‌های مساوی مایع است. توجه کنید که همگرایی خطوط کیفیت در نقطه بحرانی است. منحنی نقطه حباب، (منحنی AC) به عنوان خط جدا کننده منطقه فاز مایع از منطقه دو فازی است. منحنی نقطه شبنم، (منحنی BC) به عنوان خط جدا کننده منطقه فاز گاز از منطقه دو فازی است. منحنی نقطه حباب و منحنی نقطه شبنم به ترتیب 100% و 0% مایع را نشان می‌دهند.



شکل ۳-۲۲ - بخش‌های مختلف در یک نمودار فشار - دما

رفتار فازی سیستم‌های هیدروکربنی چند جزئی، در محدوده مایع-گاز، بسیار شبیه به



سیستم‌های دو تایی است. شکل ۳-

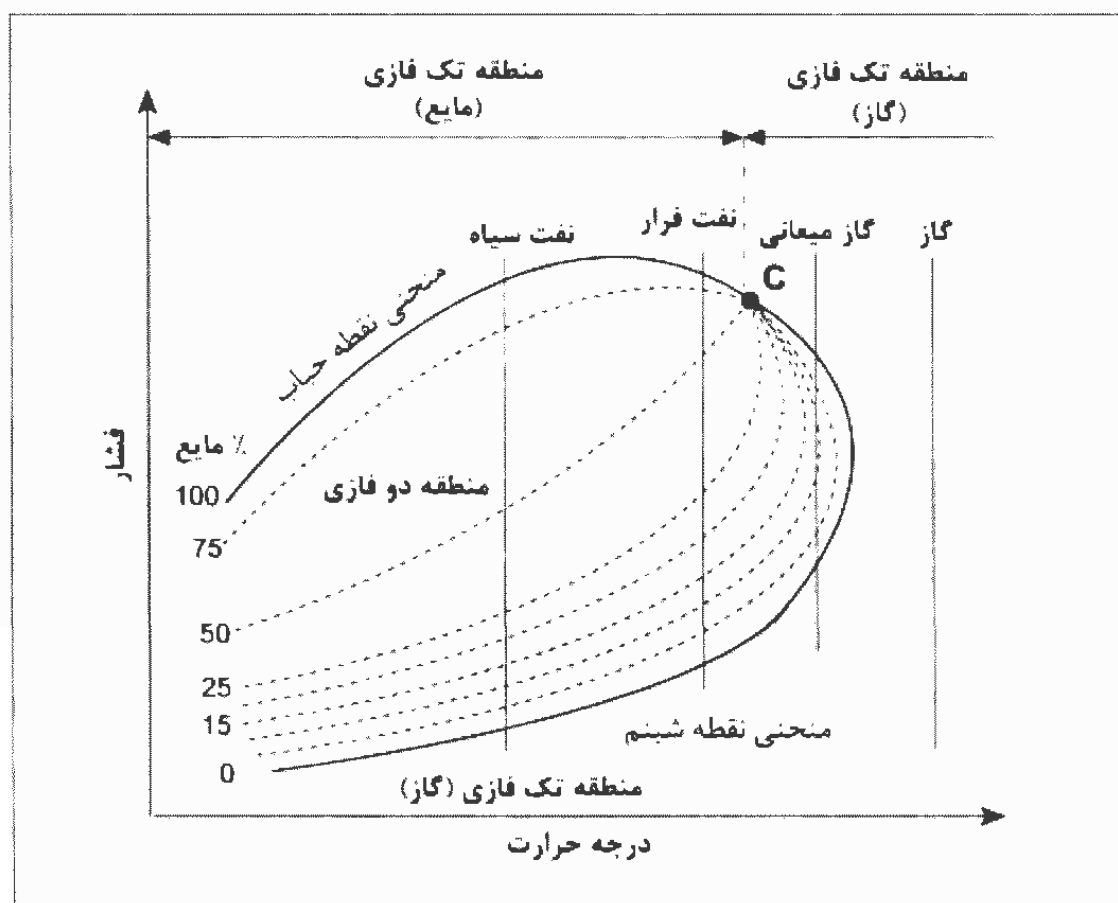
۲۳ نمودار فشار-دمای یک سیستم چند جزئی را نشان می‌دهد. اگر چه سیستم‌های هیدروکربنی مختلف، نمودارهای فازی متفاوتی دارند، ولی نمای عمومی آن‌ها مشابه است.

شکل ۳-۲۳ - نمودار فشار-دمای یک سیستم چند جزئی

نمودارهای P-T چند جزئی کاربردهای متعددی دارند از جمله: تقسیم بندی مخازن، تقسیم بندی سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی موجود و توصیف رفتار فازی سیال مخزن. نقاط اصلی در روی نمودارهای P-T به شرح زیر است:

نقطه حداکثر دما (cricondentherm, T_{cl})، بیشترین دمایی است که بالاتر از آن، با هر فشاری، مایع نمی‌تواند تشکیل شود. فشار متناظر به آن، فشار نقطه حداکثر دما (P_{cl}) نامیده میشود. نقطه حداکثر فشار (cricondenbar, P_{cb})، بیشترین فشاری است که بالاتر از آن، هیچ گازی بدون توجه به دما نمی‌تواند تشکیل شود. دمای متناظر به آن، دمای نقطه حداکثر فشار (T_{cb}) نامیده می‌شود. نقطه بحرانی (critical point, C)، که برای یک مخلوط چند جزئی به فشار و دمایی که در آن تمامی مشخصات فازهای گاز و مایع مساوی است، اطلاق می‌شود.

شکل ۳-۲۴ به توصیف فاز دیاگرام‌های انواع اصلی سیالات مخازن، کمک می‌کند که برای پیش‌گویی رفتار سیالات در طول تولید، استفاده می‌شود. باید توجه شود که مقیاس محورها، برای هر نوع سیال متفاوت می‌باشد.

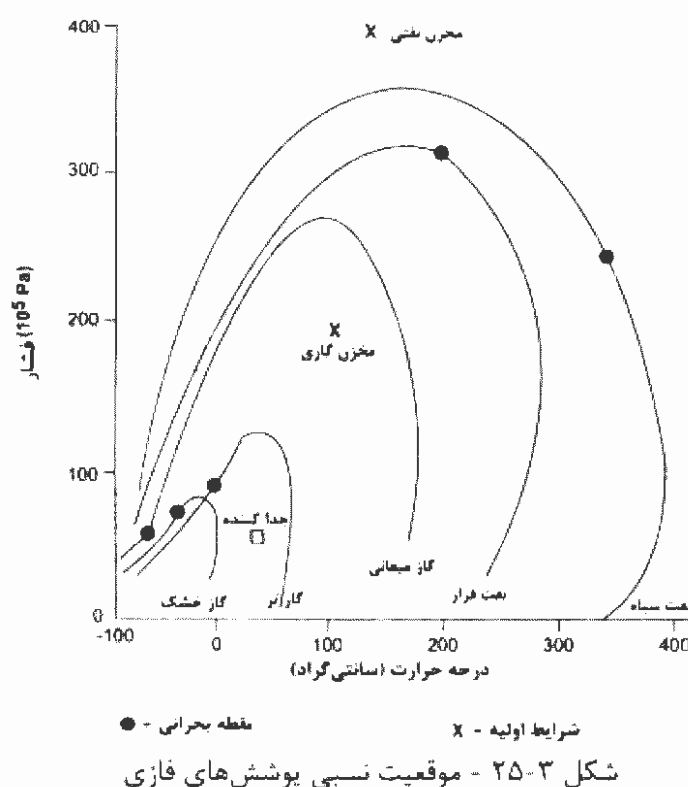


شکل ۳-۲۴ - پوشش‌های فازی فشار- درجه حرارت برای انواع هیدروکربن‌های اصلی

چهار خط قائم در دیاگرام، تخلیه ایزوترمال را برای انواع اصلی هیدروکربن‌ها نشان می‌دهد؛ گاز (ترکیبی از گاز خشک و گاز مرطوب)، گاز میعانی، نفت فرار و نفت سیاه. نقطه شروع یا شرایط اولیه درجه حرارت و فشار با پوشش دوفازی برای هر نوع سیال نسبتاً متفاوت می‌باشد.

۳-۲-۱-۱-۱ گاز خشک

شرایط اولیه برای گاز خشک، خارج از پوشش دوفازی و در سمت راست نقطه بحرانی وجود دارد که وجود سیال اولیه را به صورت فازگازی منفرد تأیید می‌کند (شکل ۳-۲۵). از زمانی که دمای اولیه بیشتر از دمای ماکزیمم پوشش دوفازی می‌شود (درجه حرارتی که در آن دو فاز بخار و مایع با هم وجود دارند که به طور تیپیک برای گاز خشک کمتر از صفر درجه سانتیگراد می‌باشد) درجه حرارت و فشار مخزن، هرگز به داخل ناحیه دوفازی فرو نمی‌افتد. بعلاوه درجه حرارت و فشار دستگاه جداکننده (separator) در سطح، در خارج پوشش دوفازی وجود دارد و هیچ مایعی در طول جدایش تشکیل نمی‌شود. این موضوع پیش‌بینی تولید سیالات را در طول توسعه، خیلی ساده می‌کند و در قراردادهای فروش گاز می‌توان با اطمینان توافق کرد که ترکیب سیالات در طول عمر میدان در مورد گاز خشک ثابت باقی خواهد ماند.



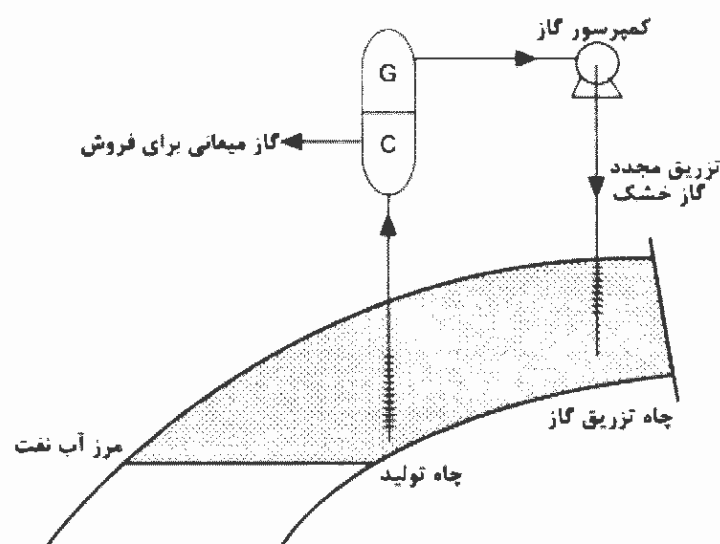
۳-۲-۱-۲-۲ گاز مرطوب

در مقایسه با گاز خشک، گاز مرطوب، جدایش بیشتری بین تشکیل‌دهنده‌های C_2-C_6 دارد و از این‌رو، فازپوششی آن به سمت پایین و راست حرکت میکند (شکل ۳-۲۵). وقتی شرایط مخزن

خارج از پوشش دوفازی باقی می ماند، ترکیب سیالات مخزنی ثابت مانده و فاز گازی حفظ می شود، ولی شرایط دستگاه جداکننده در داخل پوشش دوفازی می باشد. چنانچه نقطه شبنم قطع شود، تشکیل دهنده های سنگین تر، در دستگاه تفکیک کننده، به مایع متراکم می شوند. درصد حجمی دقیق مایعاتی که متراکم می شوند بستگی به شرایط دستگاه تفکیک کننده و فضای خطوط هم فرار برای مخلوط دارد (خطوط درصدی مایعات ثابت که روی دیاگرام نشان داده می شود). این تشکیل دهنده های سنگین، در انتهای بازه تفکیک نفت، سبک می شوند و با قیمت خوبی به فروش می رسند.

۳-۲-۷-۱-۳ گاز میعانی

درجه حرارت یک گاز میعانی، بین درجه حرارت بحرانی و درجه حرارت ماکزیمی است که در آن دو فاز مایع و بخار، با هم وجود دارند (cricondotherm). بنابراین سیال در شرایط اولیه به صورت گاز در مخزن وجود دارند، اما در شرایط تخلیه، فشار مخزن به خط نقطه شبنم می رسد که در این نقطه به مایعات میعانی تبدیل می شوند. در چنین حالتی درصد حجمی سیالات کم شده و به صورت فاز غیرمتحرک به تله می افتند و باقی می ماند. زمانی این مایعات برای تولید با ارزش می شوند که یک محرک وجود داشته باشد تا فشار مخزن را در بالای نقطه شبنم نگه دارد. این دلیلی برای به چرخه درآوردن گاز در این نوع مخازن است (شکل ۳-۲۶).



شکل ۳-۲۶ - فرایندهای دوباره به چرخه درآوردن گاز

در جداکننده های سطحی، گاز خشک از تشکیل دهنده های سنگین تر جدا شده و سپس متراکم می شود و دوباره برای نگهداری فشار در بالای نقطه شبنم، به داخل مخزن تزریق می شود.

۳-۲-۷-۱-۴ نفت فرار و نفت سیاه

برای هر دو نفت فرار و نفت سیاه درجه حرارت اولیه مخزن، زیر نقطه بحرانی است و بنابر این سیال، به حالت مایع در مخزن می‌باشد (شکل ۳-۲۵). چنانچه فشار پایین بیفتد، عاقبت به نقطه جوش می‌رسد و گاز از مایع جدا می‌شود. ترکیب این گاز بیشتر مخلوطی از تشکیل‌دهنده‌های فرار خواهد بود. در هر دو نفت فرار و نفت سیاه، در دستگاه جداکننده، که شرایط فشار و درجه حرارت آن در داخل پوشش دو فازي است، گاز جدا خواهد شد. یک نفت فرار به طور وسیعی از تشکیل دهنده‌های سبکتر و متوسط، که به آسانی تبخیر می‌شوند، متشکل شده که با افتادن فشار به زیر نقطه جوش، مقدار نسبی مایع به گاز در مخلوط دوفاز به طور وسیعی کاهش می‌یابد. در فشار زیر نقطه جوش، گاز در مخزن جدا می‌شود و بعضی از این گازهای آزاد شده به طرف چاه‌های تولید جریان می‌یابند و مقداری که در مخزن باقی می‌مانند به طرف قله ساختمانی، برای تشکیل کلاhek گازی ثانویه، مهاجرت می‌کنند. نفت‌های سیاه یک نوع معمولی از سیالات مخزن هستند و تقریباً مانند نفت‌های فرار رفتار می‌کنند.

نفت‌های فرار، نفت‌های با انقباض بالا شناخته می‌شوند، چون نسبتاً مقدار زیادتری گاز با آن‌ها در مخزن یا دستگاه جداکننده آزاد می‌شود و نسبتاً مقدار کمتری نفت پایدار در مقایسه با نفت‌های سیاه به دست می‌آید. لذا نفت‌های سیاه، نفت‌های با درصد انقباض کمتر نامیده می‌شوند.