

۱

اصول رفتار سیال مخزن

سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی در مخازن هیدروکربوری مخلوطی از چندین ترکیب آلی^۱ هستند. آنها در بازه گسترده‌ای از دما و فشار از خود رفتاری چندفازی نشان می‌دهند. این تجمعات هیدروکربنی معمولاً به حالت‌های گازی، مایع، جامد و یا مخلوط‌های گوناگونی از این حالات هستند.

این تنوع رفتار فازی همراه با خواص فیزیکی سنگ مخزن درجه سهولت نسبی را نشان می‌دهد که مشخص می‌کند کدامیک از سیال‌های گازی یا مایع می‌تواند جابه‌جا

1- Organic Components

شود و یا باید در جای خود باقی بماند. این خواص باعث تشکیل انواع متنوعی از مخازن هیدروکربنی همراه با رفتارهای پیچیده می‌شود. بسیاری اوقات، وظیفه مهندسان نفت مطالعه رفتار و خصوصیات یک مخزن هیدروکربوری و برنامه‌ریزی آینده توسعه و تولید آن برای بیشترین سوددهی است.

هدف این فصل بررسی و مرور اصول پایه رفتار فازی سیال مخزن و ارائه نحوه استفاده از دیاگرام های فازی^۱ در انواع مختلف مخازن و سیستم های هیدروکربنی موجود در آنهاست.

طبقه‌بندی مخازن و سیالات مخزنی

مخازن هیدروکربوری عموماً به مخازن نفتی^۲ و مخازن گازی^۳ دسته بندی می‌شوند. این طبقه‌بندی کلی، بسته به عوامل زیر، به زیر دسته‌های دیگری نیز تقسیم می‌شود:

- ترکیب مخلوط هیدروکربنی مخزن؛
- فشار و دمای اولیه مخزن؛
- فشار و دمای تولید در سطح؛

اهمیت کاربردی شرایطی که در آنها این فازها به وجود می‌آیند بسیار است. این شرایط به شکل ریاضی یا تجربی به راحتی به صورت انواع مختلف دیاگرام‌های معروف به فازی نمایش داده می‌شوند که یکی از آنها دیاگرام دما- فشار است.

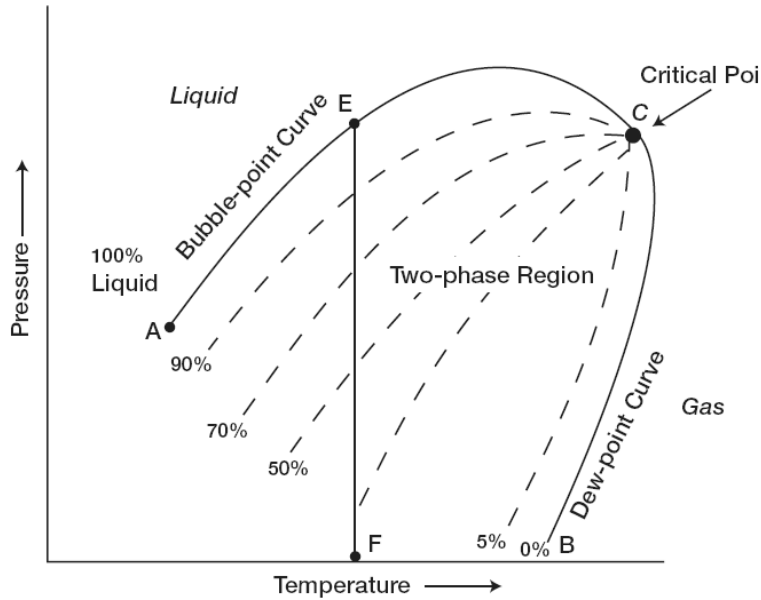
دیاگرام دما - فشار

شکل ۱-۱ دیاگرام دما - فشار یک سیستم چند جزئی^۴ با ترکیبی مشخص را نشان می‌دهد. هر سیستم هیدروکربنی دیاگرام فازی مخصوصی دارد اما کلاً شکل دیاگرام همه آنها همانند این شکل است.

-
- 1- Phase Diagrams
 - 2- Oil Reservoirs
 - 3- Gas Reservoirs
 - 4- Pressuro _Temperature Diagram

این دیاگرام های دما- فشار چند جزئی اصولاً در کارهای زیر به کار می روند:

- طبقه بندی مخازن؛
- طبقه بندی سیستم های هیدروکربنی با منشأ طبیعی؛
- نمایش رفتار فازی سیال مخزن؛



شکل ۱-۱: دیاگرام $p-T$ برای یک سیستم چند جزئی

برای درک کلی اهمیت دیاگرام های فشار - دما، نقاط کلیدی زیر باید روی آنها

شناسایی و تعریف شوند:

- حداکثر دمای دو فاز همزیست (T_{ct}) : این دما بالاترین دمایی است که بالاتر از آن، بدون توجه به فشار، فاز مایع نمی تواند تشکیل شود (نقطه E). فشار مرتبط به این نقطه فشار حداکثر دمای دو فاز همزیست (P_{ct}) نامیده می شود.

- حداکثر فشار دو فاز همزیست^۱ (P_{cb}): این فشار حداکثر فشاری است که بالاتر از آن فاز گاز، بدون توجه به دما، نمی‌تواند تشکیل شود (نقطه D). دمای این نقطه به دمای حداکثر فشار دو فاز همزیست (P_{cb}) معروف است.
 - نقطه بحرانی^۲: برای یک مخلوط چند جزئی حالتی از دما و فشار است که در آن همه خواص فازهای مایع و گاز با هم برابراند (نقطه C). در این نقطه فشار و دمای مربوطه فشار بحرانی (P_c) و دمای بحرانی (T_c) مخلوط نامیده می‌شوند.
 - پوش فازی^۳ (ناحیه دو فازی): ناحیه میان منحنی نقطه حباب و منحنی نقطه شبنم (خط BCA) است؛ جایی که نفت و گاز به صورت همزیست با هم در تعادل هستند.
 - خطوط کیفیت^۴: خطوط نقطه‌چین موجود در دیاگرام فازی کیفیت هستند. این خطوط شرایط دمایی و فشاری را برای حجم‌هایی برابر از سیالات مایع توصیف می‌کنند. خطوط کیفیت در نقاط بحرانی به هم می‌رسند (نقطه C).
 - منحنی نقطه حباب^۵ (خط BC): خطی است که ناحیه فاز مایع را از ناحیه دو فازی جدا می‌کند.
 - منحنی نقطه شبنم^۶ (خط AC): به صورت خط جدا کننده ناحیه فاز بخار از ناحیه دو فازی است.
- به طور کلی معمولاً مخازن بر اساس محل فشار اولیه مخزن (P_i) و دمای مخزن (T) روی دیاگرام دما - فشار سیال مخزن طبقه‌بندی می‌شوند.
- مخازن اساساً به دو گروه دسته بندی می‌شوند:
- مخازن نفتی: اگر دمای مخزن (T) کمتر از دمای بحرانی سیال مخزن (T_c) باشد، مخزن به عنوان یک مخزن نفتی طبقه‌بندی می‌شود.

1- Cricondenbar
 2- Critical Point
 3- Phase Envelope
 4- Quality Lines
 5- Bubble Point Curve
 6- Dew Point Curve

مخازن گازی: اگر دمای مخزن بیشتر از دمای بحرانی سیال هیدروکربنی باشد، مخزن یک مخزن گازی است.

مخازن نفتی

مخازن نفتی با توجه به فشار اولیه مخزن (p_i) به چندین زیر دسته تقسیم می‌شوند:

(۱) مخزن نفتی فوق اشباع^۱: اگر فشار اولیه مخزن (نقطه^۱) در شکل ۱-۱، بیشتر از فشار نقطه^۱ حباب (p_b) نفت مخزن باشد، مخزن یک مخزن نفتی فوق اشباع خواهد بود.

(۲) مخزن نفتی اشباع^۲: اگر فشار اولیه مخزن برابر با فشار نقطه^۲ حباب سیال مخزن باشد (نقطه^۲) در شکل ۱-۱، مخزن یک مخزن نفتی اشباع است.

(۳) مخزن کلاهک گازی^۳: اگر فشار اولیه مخزن زیر فشار نقطه^۳ حباب سیال مخزن باشد (نقطه^۳) در شکل ۱-۱ آن را مخزن کلاهک گازی یا مخزن دو فازی می‌نامند. در اینگونه مخازن فاز گاز (بخار) بالای فاز نفت است. خطوط کیفیت نسبت حجم کلاهک گازی به حجم نفت مخزن را نشان می‌دهند.

نفت‌های خام شامل دامنه گسترده‌ای از ترکیبات شیمیایی و خواص فیزیکی هستند و گروه‌بندی آنها در دسته‌هایی مرتبط مهم است. در مجموع نفت‌های خام به چندین زیر گروه تقسیم می‌شوند:

- نفت سیاه معمولی؛
- نفت خام کم انقباض؛
- نفت خام زیاد انقباض (نفت خام فرار)؛
- نفت خام نزدیک بحرانی.

1- Undersaturated Oil Reservoirs

2- Saturated Oil Reservoirs

3- Gas Cap Reservoirs

دسته‌بندی بالا اصولاً بر پایه خواص نفت خام است: خواص فیزیکی، ترکیب نفت^۱، نسبت گاز به نفت، شکل ظاهری و دیاگرام‌های فازی دما - فشار.

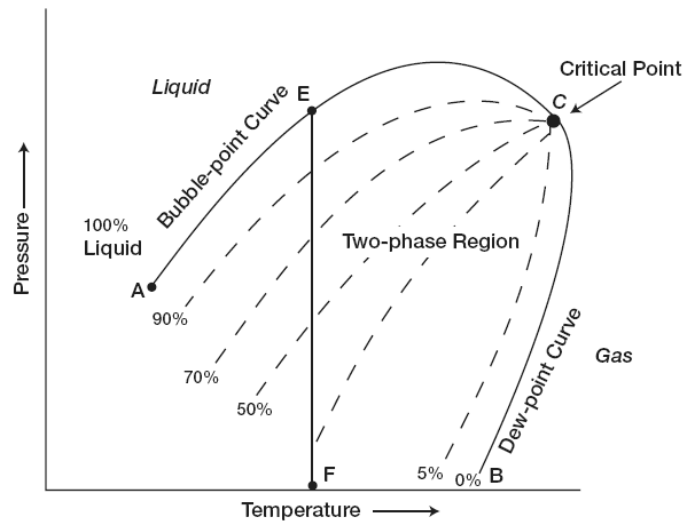
(۱) نفت سیاه معمولی^۲: یک دیاگرام نمونه دما - فشار برای نفت سیاه معمولی در شکل ۱-۲ نشان داده شده است. مشخصه دیاگرام فازی نفت سیاه خطوط کیفیت با فاصله تقریباً مساوی از همدیگر است. منحنی انقباض مایع^۳ (شکل ۱-۳) با دنبال کردن یک مسیر کاهش فشار (خط عمودی EF شکل ۱-۲) و رسم درصد حجم سیال مایع به صورت تابعی از فشار به دست آمده است. منحنی انقباض مایع تقریباً در همه جا، به جز در فشارهای بسیار پایین، یک خط راست است. در زمان تولید، معمولاً نسبت‌های گاز به نفت‌های سیاه معمولی ۲۰۰ تا $700\text{ scf}/\text{STB}$ است. سنگینی این نفت‌ها ۱۵ تا API ۴۵ و رنگ آنها در تانک ذخیره^۴ معمولاً قهوه‌ای تا سبز تیره است.

(۲) نفت کم انقباض^۵: دیاگرام فازی فشار - دما برای نفت کم انقباض در شکل ۱-۴ نشان داده شده است. مشخصه این دیاگرام خطوط کیفیتی در نزدیکی منحنی نقطه شبنم است. منحنی انقباض مایع شکل ۱-۵ فاصله خصوصیات انقباضی این دسته نفت‌های خام را نشان می‌دهد.

دیگر خواص مرتبط با این نوع نفت خام عبارت‌اند از:

- ضریب حجمی نفت کمتر از $1.2\text{ bbl}/\text{STB}$ ؛
- نسبت‌های گاز به نفت کمتر از $200\text{ scf}/\text{STB}$ ؛
- گراویتی نفت کمتر از API ۳۵؛
- رنگ سیاه و یا رنگ تیره؛
- برداشت زیاد سیال مایع در شرایط تفکیک کننده (نقطه G روی خط کیفیت ۸۵٪ در شکل ۱-۴).

-
- 1- Composition
 - 2- Ordinary Black Oil
 - 3- The Liquid Shrinkage Curve
 - 4- Stock Tank
 - 5- Low Shrinkage Oil



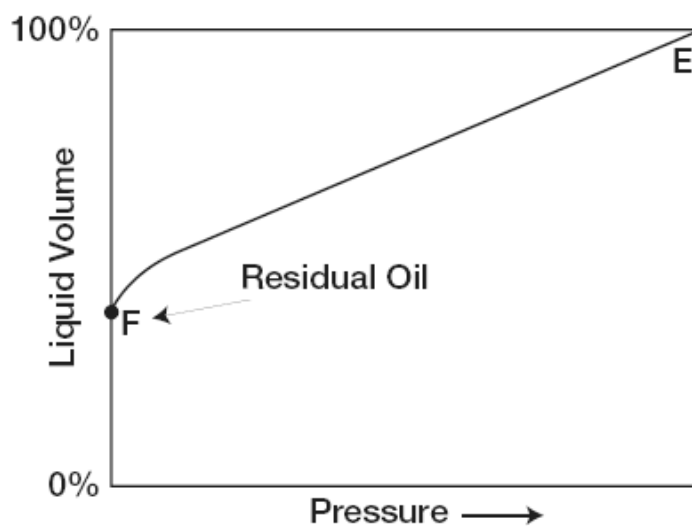
شکل ۱-۲: دیاگرام $p - T$ برای یک سیستم نفت سیاه معمولی

۳) نفت خام فرار: شکل ۱-۶ دیاگرام فازی یک نفت خام فرار با انقباض بالا را نشان می‌دهد. خطوط کیفیت نزدیک نقطه حباب به همدیگر نزدیک شده‌اند و در فشارهای کمتر فاصله آنها بیشتر می‌شود. مشخصه این نوع نفت خام معمولاً انقباض بالای سیال مایع بلافاصله در زیر نقطه حباب است (شکل ۱-۷). دیگر مشخصه‌های آن عبارت‌اند از:

- ضریب حجمی نفت کمتر از $2\text{ bbl}/\text{STB}$ ؛
- نسبت گاز به نفت $2000 - 3200\text{ scf}/\text{STB}$ ؛
- گراویتی $45 - 55^\circ\text{API}$ ؛
- تولید سیال مایع کم در شرایط تفکیک کننده (شکل ۱-۶ نقطه G)؛
- رنگ سبز تا نارنجی.

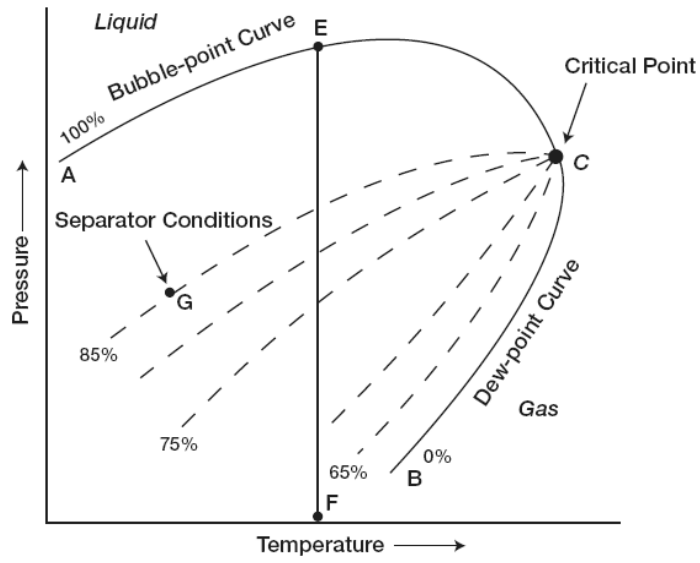
یکی دیگر از مشخصه‌های مخازن نفت فرار این است که درجه API مایع درون تانک ذخیره در اواخر عمر مخزن افزایش می‌یابد.

۴) نفت خام نزدیک بحرانی^۱: اگر دمای مخزن (T)، نزدیک به دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی (T_c) باشد (شکل ۸-۱)، مخلوط هیدروکربنی را یک نفت خام نزدیک بحرانی می‌دانند. چون همه خطوط کیفیت در نقطه بحرانی به هم می‌رسند، یک افت فشار همدماً^۲ (خط عمودی EF در شکل ۸-۱) می‌تواند نفت خام را از 100% حجم هیدروکربن در فضای متخلخل در نقطه حباب تا 55% یا کمتر در فشاری بین 10 تا 50 psi زیر نقطه حباب منقبض کند (شکل ۹-۱). نفت خام نزدیک بحرانی را با مقدار GOR بالا، بیشتر از $3000\text{scf}/\text{STB}$ ، همراه با ضریب حجمی نفت $2.0\text{bbl}/\text{STB}$ یا بالاتر می‌توان تشخیص داد. ترکیب نفت‌های نزدیک بحرانی معمولاً $12.5 - 20\text{mol}\%$ هپتان و بالاتر، $35\text{mol}\%$ یا بیشتر اتان تا هگزان و باقیمانده متان است.

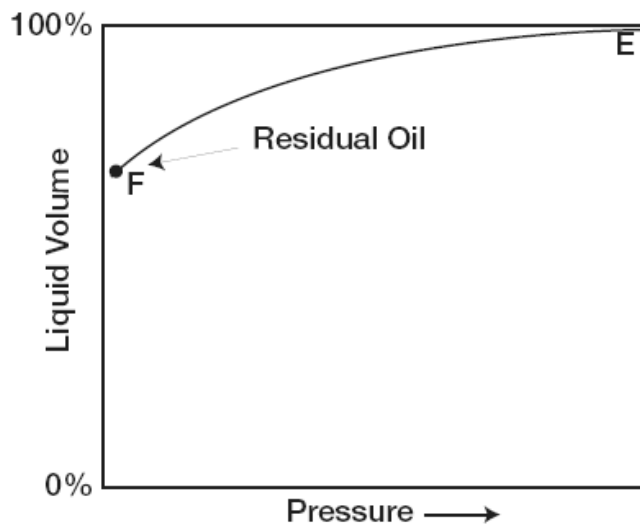


شکل ۳-۱: منحنی سیال مایع - انقباض برای یک نفت خام

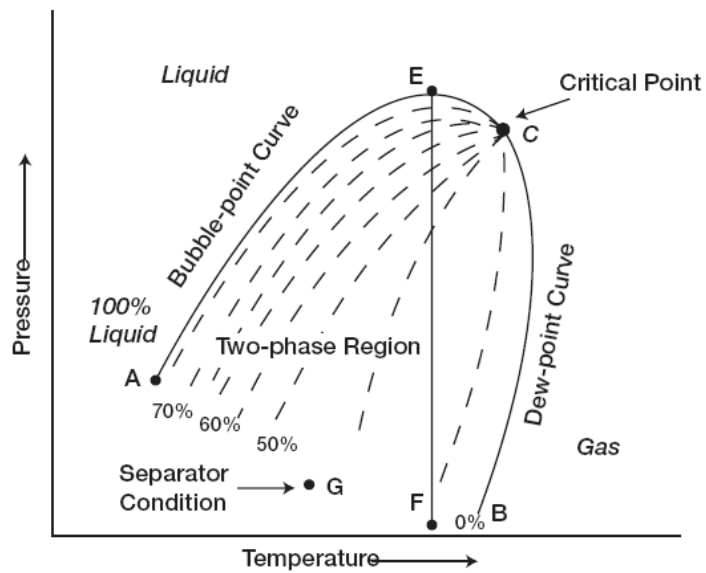
-
- 1- Near- Critical Crude Oil
 - 2- Isothermol



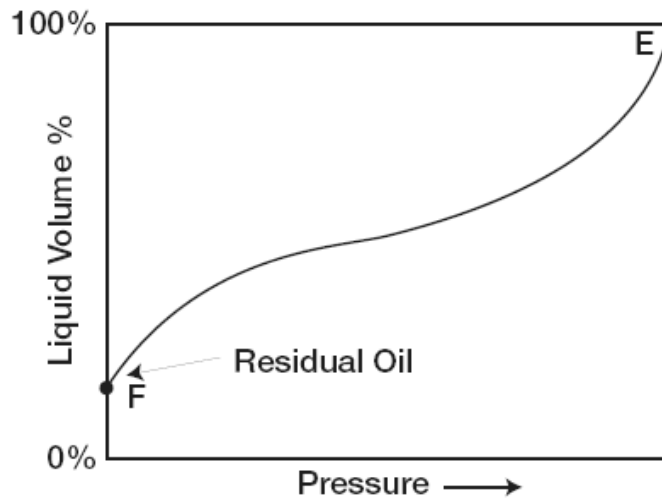
شکل ۱-۴: دیاگرام p-T برای یک نفت کم انقباض



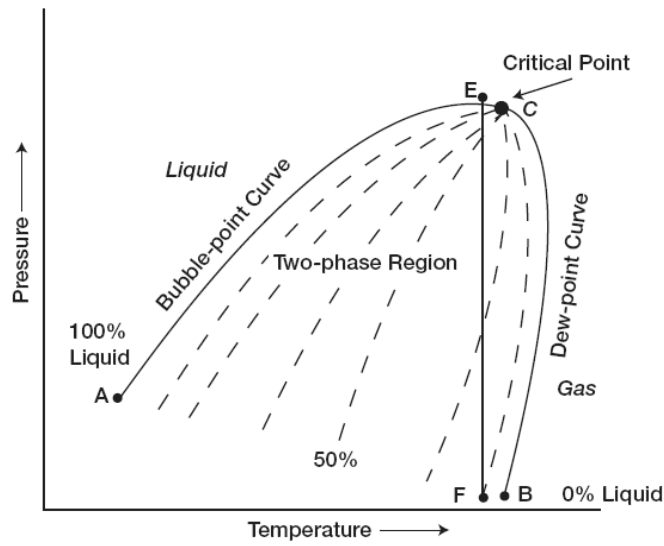
شکل ۱-۵: منحنی نفت- انقباض برای نفت کم انقباض



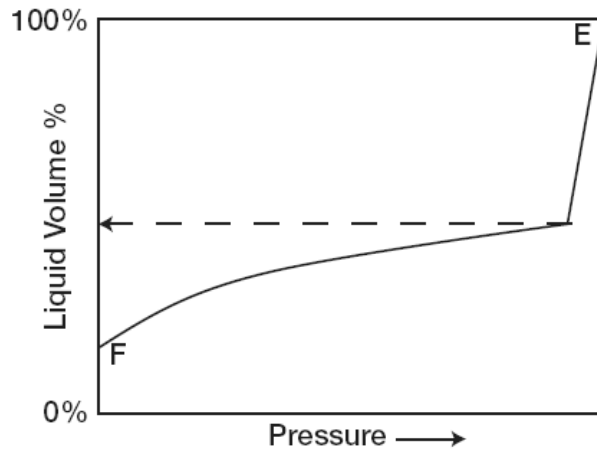
شکل ۱-۶: دیاگرام p-T برای یک نفت خام فرار



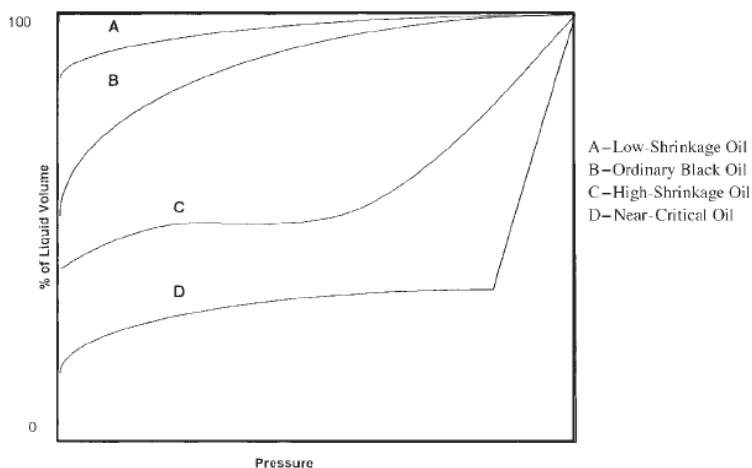
شکل ۱-۷: منحنی سیال مایع-انقباض برای نفت فرار



شکل ۸-۱: دیاگرام فازی شماتیک برای یک نفت خام نزدیک بحرانی



شکل ۹-۱: منحنی سیال مایع-انقباض برای نفت خام نزدیک بحرانی



شکل ۱۰-۱: منحنی‌های انقباض مایع برای سیستم‌های مختلف نفت

در شکل ۱۰-۱، منحنی‌های انقباض مایع انواع نفت با هم مقایسه شده‌اند.

مخازن گازی

به طور کلی، اگر دمای مخزن بالای دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی باشد، مخزن به عنوان گاز طبیعی طبقه‌بندی می‌شود. بر اساس دیاگرام‌های فازی و شرایط مخزنی، مخازن گاز طبیعی به چهار دسته زیر تقسیم می‌شوند:

- گاز میعانی برگشتی (معکوس)؛^۱
- گاز میعانی نزدیک بحرانی؛^۲
- گاز تر؛^۳
- گاز خشک؛^۴

مخزن گاز میعانی برگشتی: اگر دمای مخزن (T) بین دمای بحرانی (T_c) و حداکثر دمای دو فاز همزیست (T_{ct}) سیال مخزن باشد، مخزن را به عنوان یک مخزن

-
- 1- Retrograde Gas Condensate
 - 2- Near- Critical Gas Condensate
 - 3- Wet Gas
 - 4- Dry Gas

گاز میعانی برگشتی طبقه‌بندی می‌کنند. این دسته از مخازن گازی نوع بی‌همتایی از تجمع هیدروکربنی هستند که در آنها رفتار ترمودینامیکی خاص سیال مخزن فرایند توسعه و تخلیه مخزن را کنترل می‌کند. زمانی که فشار این مخلوط کاهش می‌یابد، به جای انبساط (اگر گاز باشد) یا تبخیر (اگر مایع باشد) قابل انتظار، سیال به جای مایع شدن تبخیر می‌شود.

شرط اولیه یک مخزن گازی برگشتی (معکوس) با نقطه^۱ (۱) روی دیاگرام فازی فشار-دما در شکل ۱-۱۱ نشان داده شده است. چون فشار مخزن بالای فشار نقطه^۱ شبنم بالایی^۱ است، سیستم هیدروکربنی به صورت یک فاز (فاز بخار) در مخزن تشکیل می‌شود. به خاطر تولید در دمای ثابت با افت فشار مخزن، از فشار اولیه (نقطه^۱) به فشار نقطه^۱ شبنم بالایی (نقطه^۲)، نیروی دافعه مولکول‌های اجزای سبک و سنگین باعث می‌شود که آنها از همدیگر دورتر و دورتر شوند. هم‌زمان، نیروی جاذبه مولکول‌های سنگین مؤثرتر و باعث می‌شود سیال شروع به میعان کند. این فرایند میعان معکوس^۲ همراه با کاهش فشار تا زمان رسیدن ریزش مایع^۳ به حداکثر خود در نقطه^۳ ادامه خواهد داشت. با کاهش بیشتر فشار مولکول‌های سنگین می‌توانند یک فرایند تبخیر نرمال را آغاز کنند. با این فرایند مولکول‌های گاز کمتری به سطح مایع برخورد می‌کنند و این باعث می‌شود که مولکول‌های بیشتری به جای این که وارد فاز مایع شوند، آن را ترک کنند. فرایند تبخیر تا زمانی که فشار مخزن به زیر فشار نقطه^۱ شبنم برسد ادامه دارد چون سیستم در زیر نقطه^۱ شبنم پایینی به شکل بخار است و همه مایعی که تشکیل شده باید تبخیر شود.

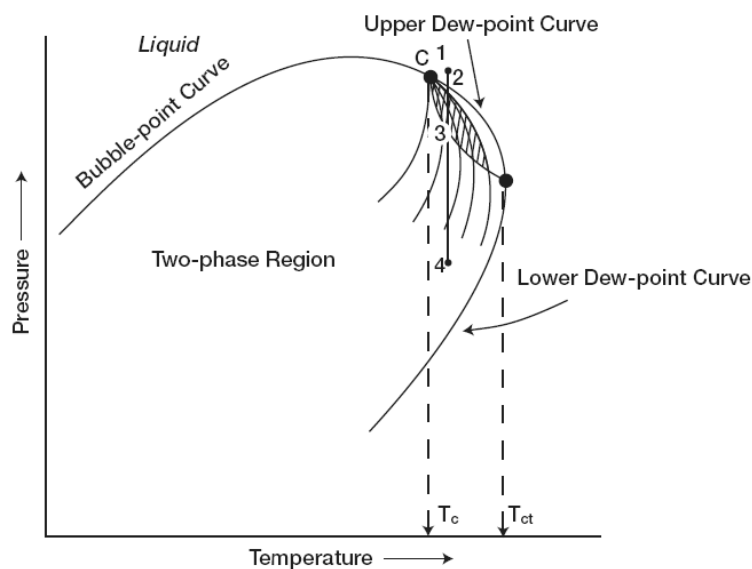
شکل ۱-۱۲ یک منحنی انقباض مایع را برای یک سیستم میعانی نشان می‌دهد که به آن معمولاً منحنی ریزش مایع گفته می‌شود. در بیشتر مخازن میعانات گازی، حجم سیال میعانی به ندرت بیشتر از ۱۵ - ۱۹ درصد حجم خلل و فرج است. این درصد اشباع مایع آن‌قدر نیست که مایع بتواند جریان یابد. البته باید توجه داشت که در

-
- 1- Upper Dew Point Pressure
 - 2- Retrograde Condensation Process
 - 3- Liquid Dropout

اطراف چاه به علت افت فشار بالا، ریزش کافی مایع باعث تشکیل جریان دو فازی گاز و مایعات گازی می شود.

خواص فیزیکی این دسته عبارت‌اند از:

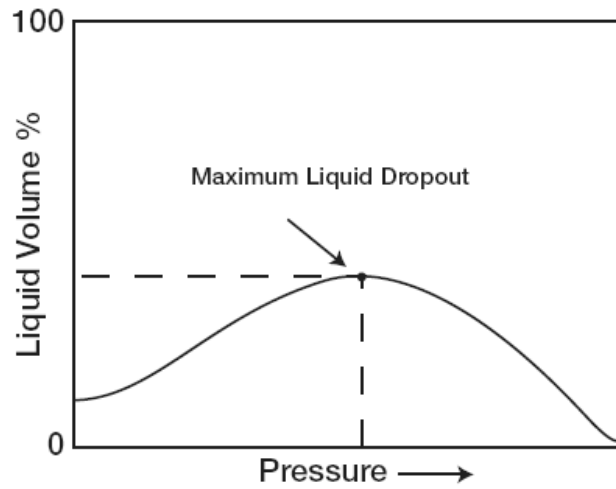
- نسبت گاز به نفت SCF/STB 8000-7000. به طور کلی نسبت گاز به نفت یک سیستم میعانی با توجه به ریزش مایع و کم شدن اجزای سنگین در فاز مایع با گذشت زمان افزایش می یابد.
- گراویتی میعانات گازی بالای $50^\circ API$.
- رنگ میعانات در تانک ذخیره معمولاً سفید شفاف و یا کمی رنگی است.



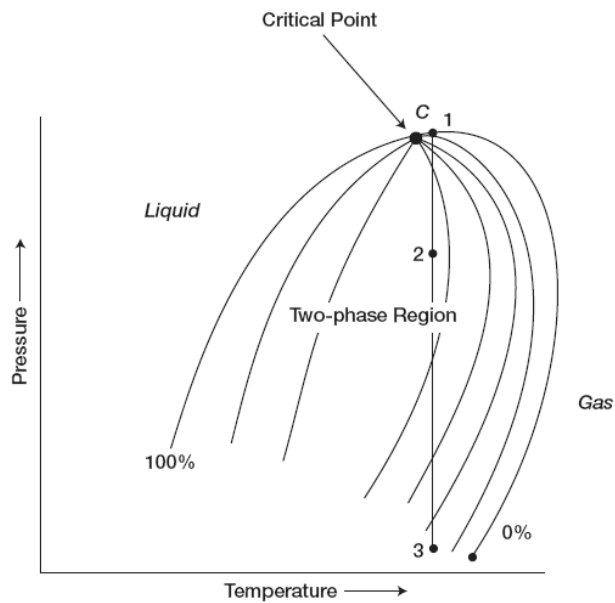
شکل ۱-۱۱: دیاگرام معرف یک سیستم برگشتی

در ترکیبات سیال مخزن یک خط نسبتاً تند و تیز نفت‌ها و میعانات گازی را از همدیگر جدا می‌کند. سیالات مخزنی که حاوی هپتان و ترکیبات سنگین‌تر در غلظت‌های بالاتر از 12.5 mol% نیستند تقریباً همیشه در مخزن در فاز مایع‌اند. غلظت هپتان و ترکیبات سنگین‌تر برخی نفت‌ها حدود 10 درصد است. این غلظت‌ها

در بعضی میعانات گازی به ندرت به حدود 15.5 درصد نیز می‌رسد ولی گراویتی‌های مایع بسیار بالایی در تانک ذخیره دارند.

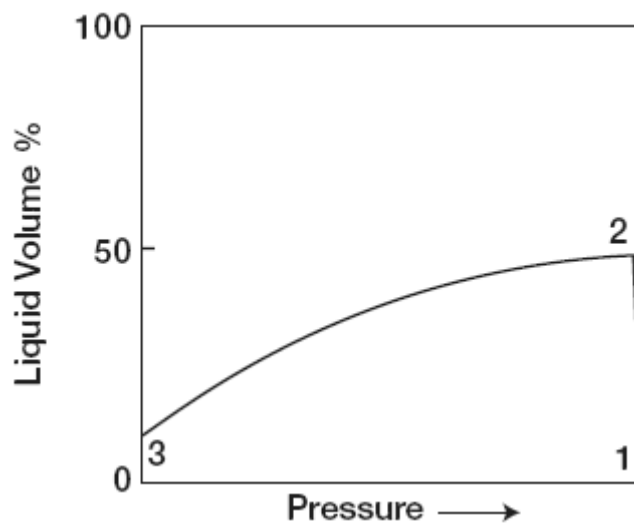


شکل ۱-۱۲: یک نمونه منحنی ریزش مایع



شکل ۱-۱۳: دیاگرام فازی برای یک مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی

مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی: اگر دمای مخزن نزدیک به دمای بحرانی باشد (شکل ۱۳-۱) مخلوط هیدروکربنی یک مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی است. رفتار حجمی این دسته از گازهای طبیعی با افت‌های ایزوترمال فشار توصیف می‌شود (شکل ۱۳-۱ در مسیر خط ۳-۱). چون همه خطوط کیفی در نقطه بحرانی به هم نزدیک می‌شوند، زمانی که فشار تا نقطه (۲) کاهش می‌یابد، مقداری سیال مایع به سرعت زیر نقطه شبنم تشکیل می‌شود (شکل ۱۴-۱). این رفتار را می‌توان با قطع سریع چندین خط کیفیت در نتیجه کاهش فشار ایزوترمال توجیه کرد. در نقطه‌ای که تشکیل سیال مایع متوقف می‌شود و مایع دوباره شروع به انقباض می‌کند، مخزن از ناحیه معکوس به ناحیه تبخیر نرمال وارد می‌شود.

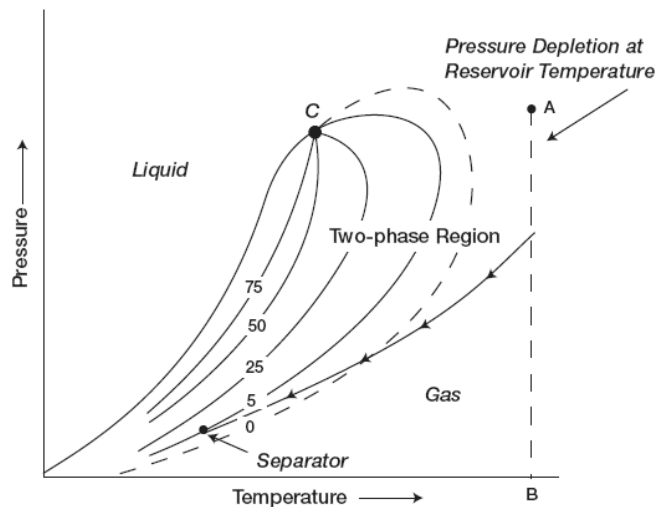


شکل ۱۴-۱: منحنی مایع-انقباض برای یک سیستم میعانات گازی نزدیک بحرانی

مخزن گاز تر: دیاگرام فازی یک مخزن گاز تر در شکل ۱۵-۱ نشان داده شده است. در اینجا دمای مخزن بالاتر از حداکثر دمای دو فاز همزیست است چون در طول مسیر $A-B$ با افت فشار ایزوترمال، سیال مخزن همواره در ناحیه فاز بخار باقی می‌ماند.

همراه با حرکت گاز تولیدی به سطح، دما و فشار گاز کاهش می‌یابد. اگر گاز وارد ناحیه دو فازی شود، به دلیل کاهش انرژی جنبشی مولکول‌های سنگین در نتیجه افت دما، فاز مایع از گاز خارج می‌شود و این دو در تفکیک‌کننده‌ها جدا می‌شوند. مخازن گاز تر را با خواص زیر می‌توان شناخت:

- نسبت گاز به نفت 60000-100000 scf / STB؛
- گراویته نفت تانک ذخیره بالای 60° API؛
- رنگ سفید شفاف مایعات گازی؛
- قرار داشتن شرایط تفکیک‌کننده‌ها، یعنی فشار و دمای تفکیک‌کننده، در ناحیه دو فازی.



شکل ۱-۱۵: دیاگرام فازی برای یک مخزن گاز تر

مخزن گاز خشک: در اینگونه مخازن همواره مخلوط هیدروکربنی، چه در مخزن و چه در تأسیسات روی زمین، به صورت گاز است. تنها سیال همراه با گاز در اینگونه مخازن آب است (شکل ۱-۱۶). معمولاً مخزنی که نسبت گاز به نفت بیشتر از 100,000 scf / STB دارد، مخزن گاز خشک در نظر گرفته می‌شود.

در اینگونه مخازن انرژی جنبشی مخلوط بسیار بالا و نیروهای جاذبه بین مولکولی بسیار ضعیف هستند و به این دلیل در شرایط دمایی و فشار تانک ذخیره هیچ مایعی مشاهده نمی‌شود.

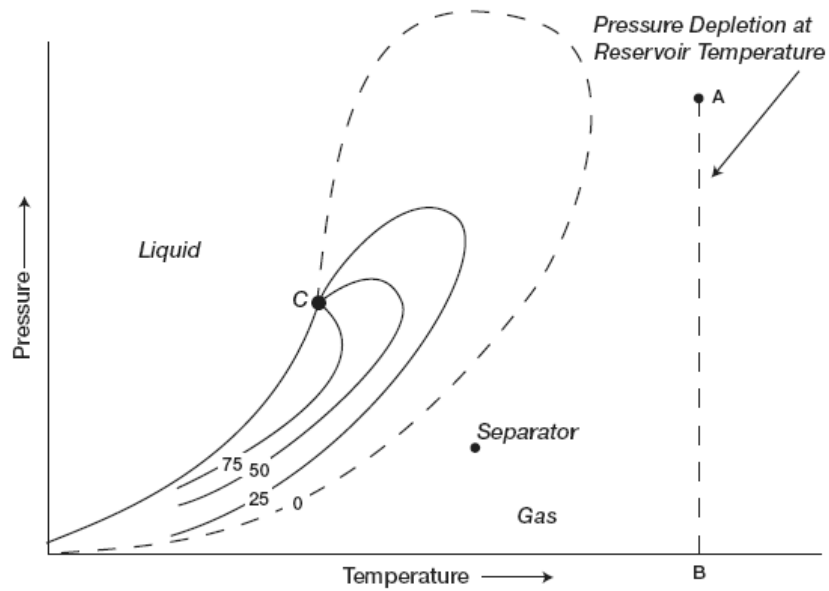
سیالات هیدروکربنی را همچنین می‌توان بر اساس ترکیبات اولیه سیستم طبقه‌بندی کرد. مک کین^۱ (۱۹۹۴) نشان داد که ترکیبات سنگین در مخلوط‌های هیدروکربنی بیشترین تأثیر را بر خصوصیات سیال می‌گذارند. دیاگرام سه‌تایی^۲ (شکل ۱-۱۷) سه ضلعی متساوی‌الاضلاع است که به راحتی می‌توان از آن برای نشان دادن تقریبی مرزهای ترکیباتی هیدروکربنی استفاده کرد. این مرزها انواع سیستم‌های هیدروکربنی را از هم جدا می‌کنند.

نتیجه بحث‌های قبلی این که مخلوط‌های هیدروکربنی بسته به شرایط مخزن و شرایط عملیاتی به دو حالت مایع و گاز وجود دارند. مفاهیم کیفی ارائه شده می‌توانند به توسعه آنالیزهای کمی بسیار کمک کنند. معادلات تجربی حالت معمولاً ابزاری کمی در توصیف و طبقه‌بندی سیستم هیدروکربنی‌اند. این معادلات حالت به دو عامل نیاز دارند:

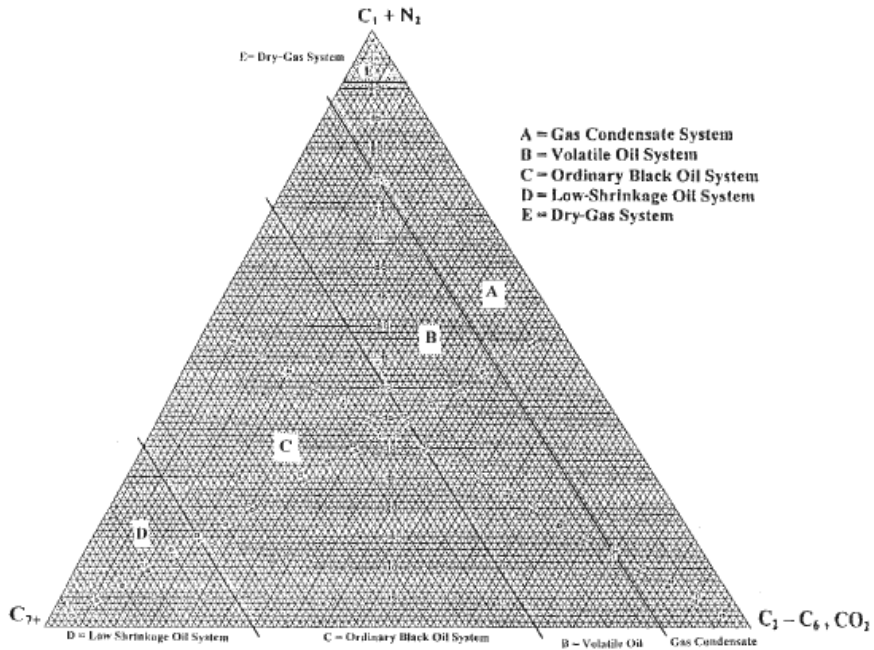
- آنالیز کامل ترکیبات سیستم هیدروکربنی؛
- توصیفات کامل خصوصیات فیزیکی و بحرانی هر یک از اجزای تشکیل دهنده هیدروکربن.
- بسیاری از خواص این اجزا (مواد خالص) در طول سال‌های متمادی اندازه‌گیری و تفسیر شده‌اند. این خواص اطلاعات مهم را برای محاسبه خواص ترمودینامیکی اجزای خالص و همچنین مخلوط آنها مهیا می‌کنند.

1- McCain

2- Ternery



شکل ۱-۱۶: دیاگرام فازی برای یک مخزن گاز خشک



شکل ۱-۱۷: ترکیبات انواع مختلف سیال مخزنی

جدول ۱-۱: خصوصیات فیزیکی تولید شده

Group	T_b (°R)	γ	K	M	T_c (°R)	P_c (psia)	ω	V_c (ft ³ /lb)	Group
C ₆	607	0.690	12.27	84	923	483	0.250	0.06395	C ₆
C ₇	658	0.727	11.96	96	985	453	0.280	0.06289	C ₇
C ₈	702	0.749	11.87	107	1,036	419	0.312	0.06264	C ₈
C ₉	748	0.768	11.82	121	1,085	383	0.348	0.06258	C ₉
C ₁₀	791	0.782	11.83	134	1,128	351	0.385	0.06273	C ₁₀
C ₁₁	829	0.793	11.85	147	1,166	325	0.419	0.06291	C ₁₁
C ₁₂	867	0.804	11.86	161	1,203	302	0.454	0.06306	C ₁₂
C ₁₃	901	0.815	11.85	175	1,236	286	0.484	0.06311	C ₁₃
C ₁₄	936	0.826	11.84	190	1,270	270	0.516	0.06316	C ₁₄
C ₁₅	971	0.836	11.84	206	1,304	255	0.550	0.06325	C ₁₅
C ₁₆	1,002	0.843	11.87	222	1,332	241	0.582	0.06342	C ₁₆
C ₁₇	1,032	0.851	11.87	237	1,360	230	0.613	0.06350	C ₁₇
C ₁₈	1,055	0.856	11.89	251	1,380	222	0.638	0.06362	C ₁₈
C ₁₉	1,077	0.861	11.91	263	1,400	214	0.662	0.06372	C ₁₉
C ₂₀	1,101	0.866	11.92	275	1,421	207	0.690	0.06384	C ₂₀
C ₂₁	1,124	0.871	11.94	291	1,442	200	0.717	0.06394	C ₂₁
C ₂₂	1,146	0.876	11.95	300	1,461	193	0.743	0.06402	C ₂₂
C ₂₃	1,167	0.881	11.95	312	1,480	188	0.768	0.06408	C ₂₃
C ₂₄	1,187	0.885	11.96	324	1,497	182	0.793	0.06417	C ₂₄
C ₂₅	1,207	0.888	11.99	337	1,515	177	0.819	0.06431	C ₂₅
C ₂₆	1,226	0.892	12.00	349	1,531	173	0.844	0.06438	C ₂₆
C ₂₇	1,244	0.896	12.00	360	1,547	169	0.868	0.06443	C ₂₇
C ₂₈	1,262	0.899	12.02	372	1,562	165	0.894	0.06454	C ₂₈
C ₂₉	1,277	0.902	12.03	382	1,574	161	0.915	0.06459	C ₂₉
C ₃₀	1,294	0.905	12.04	394	1,589	158	0.941	0.06468	C ₃₀
C ₃₁	1,310	0.909	12.04	404	1,603	143	0.897	0.06469	C ₃₁
C ₃₂	1,326	0.912	12.05	415	1,616	138	0.909	0.06475	C ₃₂
C ₃₃	1,341	0.915	12.05	426	1,629	134	0.921	0.06480	C ₃₃
C ₃₄	1,355	0.917	12.07	437	1,640	130	0.932	0.06489	C ₃₄
C ₃₅	1,368	0.920	12.07	445	1,651	127	0.942	0.06490	C ₃₅
C ₃₆	1,382	0.922	12.08	456	1,662	124	0.954	0.06499	C ₃₆
C ₃₇	1,394	0.925	12.08	464	1,673	121	0.964	0.06499	C ₃₇
C ₃₈	1,407	0.927	12.09	475	1,683	118	0.975	0.06506	C ₃₈
C ₃₉	1,419	0.929	12.10	484	1,693	115	0.985	0.06511	C ₃₉
C ₄₀	1,432	0.931	12.11	495	1,703	112	0.997	0.06517	C ₄₀
C ₄₁	1,442	0.933	12.11	502	1,712	110	1.006	0.06520	C ₄₁
C ₄₂	1,453	0.934	12.13	512	1,720	108	1.016	0.06529	C ₄₂
C ₄₃	1,464	0.936	12.13	521	1,729	105	1.026	0.06532	C ₄₃
C ₄₄	1,477	0.938	12.14	531	1,739	103	1.038	0.06538	C ₄₄
C ₄₅	1,487	0.940	12.14	539	1,747	101	1.048	0.06540	C ₄₅

جدول ۱-۲: خصوصیات فیزیکی برای اجزای خالص

Physical Constants														
Number	Compound	Formula	A.		B.		C.		D.		Critical constants			Number
			Molar mass (molecular weight)	Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	Freezing point, °F 14.696 psia	Refractive index, n _D 60 °F	Pressure, psia	Temperature, °F	Volume, ft ³ /lbm				
1	Methane	CH ₄	16.043	-258.73	(5000)*	-296.44*	1.00042*	665.4	-116.67	0.0988	1			
2	Ethane	C ₂ H ₆	30.070	-127.49	(800)*	-297.04*	1.20971*	708.5	89.92	0.0783	2			
3	Propane	C ₃ H ₈	44.097	-43.75	188.64	-305.73*	1.29480*	816.0	206.06	0.0727	3			
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.123	10.78	72.581	-255.28	1.3245*	527.9	274.46	0.0714	4			
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	31.08	51.706	-217.05	1.33586*	550.6	305.62	0.0703	5			
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	82.12	20.445	-255.82	1.35631	490.4	369.10	0.0679	6			
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	96.92	15.574	-201.51	1.35992	488.6	385.8	0.0675	7			
8	Heptane	C ₇ H ₁₆	72.150	49.10	36.69	2.17	1.342*	464.0	321.13	0.0673	8			
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	155.72	4.9597	-139.58	1.37708	436.9	453.6	0.0688	9			
10	2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	140.47	6.769	-244.62	1.37387	436.6	435.83	0.0682	10			
11	3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	145.89	6.103	—	1.37888	453.1	448.4	0.0682	11			
12	Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.177	121.52	9.859	-147.72	1.37126	446.8	420.13	0.0667	12			
13	2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.177	136.36	7.406	-199.38	1.37730	453.5	440.29	0.0665	13			
14	n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	209.16	1.620	-131.65	1.38989	398.8	512.7	0.0691	14			
15	2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	194.09	2.272	-180.89	1.38714	396.5	495.00	0.0673	15			
16	3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	197.33	2.131	—	1.39091	408.1	503.80	0.0646	16			
17	3-Ethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	200.25	2.013	-181.48	1.39566	419.3	513.39	0.0665	17			
18	2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	174.54	3.494	-190.86	1.38446	402.2	477.23	0.0685	18			
19	2,4-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	176.89	3.293	-182.63	1.38379	398.9	475.95	0.0686	19			
20	3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	186.81	2.774	-210.01	1.38564	427.2	505.87	0.0662	20			
21	Triptane	C ₇ H ₁₆	100.204	177.58	3.375	-12.81	1.39168	428.4	496.44	0.0636	21			
22	n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.231	258.21	0.53694	-70.18	1.39956	360.7	564.22	0.0690	22			
23	Diisobutyl	C ₈ H ₁₈	114.231	228.39	1.102	-132.11	1.39461	380.6	530.44	0.0678	23			
24	Isocotane	C ₈ H ₁₈	114.231	210.63	1.709	-161.27	1.38624	372.4	519.46	0.0656	24			
25	n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.258	303.47	0.17953	-64.28	1.40746	331.8	610.88	0.0684	25			
26	n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.285	345.48	0.06088	-21.36	1.41385	305.2	652.0	0.0679	26			
27	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.134	120.65	9.915	-136.91	1.40896	653.6	461.2	0.0594	27			
28	Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.161	161.25	4.503	-224.40	1.41210	548.9	489.35	0.0607	28			
29	Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.161	177.29	3.266	43.77	1.42862	590.8	536.6	0.0588	29			
30	Methylcyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.188	213.68	1.609	-195.87	1.42538	503.5	570.27	0.0600	30			
31	Ethene(Ethylene)	C ₂ H ₄	28.054	-154.73	(1400)*	-272.47*	(1.228)*	731.0	48.54	0.0746	31			
32	Propene(Propylene)	C ₃ H ₆	42.081	-53.84	227.7	-301.45*	1.3130*	668.6	197.17	0.0689	32			
33	1-Butene(Butylene)	C ₄ H ₈	56.108	20.79	62.10	-301.63*	1.3494*	583.5	295.48	0.0685	33			
34	cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	38.69	45.95	-218.06	1.3665*	812.1	324.37	0.0668	34			
35	trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	33.58	49.87	-157.96	1.3563*	587.4	311.86	0.0679	35			
36	Isobutene	C ₄ H ₈	56.108	19.59	63.02	-220.65	1.3512*	580.2	292.55	0.0682	36			
37	1-Pentene	C ₅ H ₁₀	70.134	85.93	19.12	-265.39	1.37426	511.8	376.93	0.0676	37			
38	1,2-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	51.53	36.53	-213.16	(653.)*	(340.)*	(0.065)*	38				
39	1,3-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	24.06	59.46	-164.02	1.3975*	827.5	305.	0.0654	39			
40	Isoprene	C ₅ H ₈	68.119	93.31	16.68	-230.73	1.42498	(558.)*	(412.)*	(0.065)*	40			
41	Acetylene	C ₂ H ₂	26.038	-120.49*	—	-114.5*	—	890.4	95.34	0.0695	41			
42	Benzene	C ₆ H ₆	78.114	176.18	3.225	41.95	1.50396	710.4	552.22	0.0531	42			
43	Toluene	C ₇ H ₈	92.141	231.13	1.033	-139.00	1.49942	595.5	605.57	0.0550	43			
44	Ethylbenzene	C ₈ H ₁₀	106.167	277.16	0.3716	-136.966	1.49826	523.0	651.29	0.0565	44			
45	o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	291.97	0.2643	-13.59	1.50767	541.6	674.92	0.0557	45			
46	m-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	282.41	0.3265	-54.18	1.49951	512.9	651.02	0.0567	46			
47	p-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	281.07	0.3424	55.83	1.49810	509.2	649.54	0.0570	47			
48	Styrene	C ₈ H ₈	104.152	293.25	0.2582	-23.10	1.54937	587.8	(703.)*	0.0534	48			
49	Isopropylbenzene	C ₉ H ₁₂	120.194	306.34	0.1884	-140.814	1.49372	465.4	676.3	0.0572	49			
50	Methyl alcohol	CH ₄ O	32.042	148.44	4.629	-143.79	1.33034	1174.	463.08	0.0590	50			
51	Ethyl alcohol	C ₂ H ₆ O	46.069	172.90	2.312	-173.4	1.36346	890.1	465.39	0.0581	51			
52	Carbon monoxide	CO	28.010	-312.68	—	-337.00*	1.00036*	507.5	-220.43	0.0532	52			
53	Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-109.257*	—	-69.83*	1.00048*	1071.	87.91	0.0344	53			
54	Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.08	-76.497	394.59	-121.88*	1.00060*	1300.	212.45	0.0461	54			
55	Sulfur dioxide	SO ₂	64.06	14.11	85.46	-103.86*	1.00062*	1143.	315.8	0.0305	55			
56	Ammonia	NH ₃	17.0305	-27.99	211.9	-107.88*	1.00036*	1646.	270.2	0.0681	56			
57	Air	N ₂ +O ₂	28.9625	-317.8	—	—	1.00028*	546.9	-221.31	0.0517	57			
58	Hydrogen	H ₂	2.0159	-422.955*	—	-435.26*	1.00013*	188.1	-389.9	0.0165	58			
59	Oxygen	O ₂	31.9988	-297.332*	—	-361.820*	1.00027*	731.4	-181.43	0.0367	59			
60	Nitrogen	N ₂	28.0134	-320.351*	—	-346.00*	1.00028*	493.1	-232.51	0.0510	60			
61	Chlorine	Cl ₂	70.906	-29.13	157.3	-149.73*	1.3878*	1157.	290.75	0.0280	61			
62	Water	H ₂ O	18.0153	212.000*	0.9501	32.00	1.33335	3198.8	705.16	0.04973	62			
63	Helium	He	4.0026	-452.09	—	—	1.00003*	32.99	-450.31	0.2300	63			
64	Hydrogen chloride	HCl	36.461	-121.27	906.71	-173.52*	1.00042*	1205.	124.77	0.0356	64			

ادامه جدول ۱-۲:

Physical Constants										*See the Table of Notes and References.		
Number	E. Density of liquid 14.696 psia, 60°F			F. Temperature coefficient of density, 1/°F	G. Acentric factor, ω	H. Compressibility factor of real gas, Z 14.696 psia, 60°F	I. Ideal gas 14.696 psia, 60°F			J. Specific Heat 60°F 14.696 psia Btu/(lbm·°F)		Number
	Relative density (specific gravity) 60°/60°F	lbm/gal.	gal./lb mole				Relative density (specific gravity) Air = 1	ft ³ gas/lbm	ft ³ gas/gal. liquid	C _p , Ideal gas	C _p , Liquid	
1	(0.3)	(2.5)	(6.4172)	—	0.0104	0.9980	0.5539	23.654	(59.135)	0.52669	—	1
2	0.35619*	2.9698*	10.126*	—	0.0979	0.9919	1.0382	12.620	37.476*	0.40782	0.97225	2
3	0.50699*	4.2268*	10.433*	-0.00162*	0.1522	0.9825	1.5226	8.6059	36.375*	0.38852	0.61996	3
4	0.56287*	4.6927*	12.386*	-0.00119*	0.1852	0.9711	2.0068	6.5291	30.639*	0.38669	0.57066	4
5	0.58401*	4.8690*	11.937*	-0.00106*	0.1995	0.9667	2.0068	6.5291	31.790*	0.39499	0.57272	5
6	0.62470	5.2082	13.853	-0.00090	0.2280	—	2.4912	5.2596	27.393	0.38440	0.53331	6
7	0.63112	5.2617	13.712	-0.00086	0.2514	—	2.4912	5.2596	27.674	0.38825	0.54363	7
8	0.59666*	4.9744*	14.504*	-0.00106*	0.1963	0.9582	2.4912	5.2596	26.163*	0.39038	0.55021	8
9	0.66383	5.5344	15.571	-0.00075	0.2994	—	2.9755	4.4035	24.371	0.38628	0.53327	9
10	0.65785	5.4846	15.713	-0.00076	0.2780	—	2.9755	4.4035	24.152	0.38526	0.52732	10
11	0.66901	5.5776	15.451	-0.00076	0.2732	—	2.9755	4.4035	24.561	0.37902	0.51876	11
12	0.65385	5.4512	15.809	-0.00076	0.2326	—	2.9755	4.4035	24.005	0.38231	0.51367	12
13	0.66631	5.5551	15.513	-0.00076	0.2469	—	2.9755	4.4035	24.462	0.37762	0.51308	13
14	0.68820	5.7376	17.464	-0.00068	0.3494	—	3.4598	3.7872	21.729	0.38447	0.52802	14
15	0.68310	5.6951	17.595	-0.00070	0.3298	—	3.4598	3.7872	21.568	0.38041	0.52199	15
16	0.69165	5.7664	17.377	-0.00070	0.3232	—	3.4598	3.7872	21.838	0.37882	0.51019	16
17	0.70276	5.8590	17.103	-0.00069	0.3105	—	3.4598	3.7872	22.189	0.38646	0.51410	17
18	0.67829	5.6550	17.720	-0.00070	0.2871	—	3.4598	3.7872	21.416	0.38594	0.51678	18
19	0.67733	5.6470	17.745	-0.00073	0.3026	—	3.4598	3.7872	21.386	0.39414	0.52440	19
20	0.69772	5.8170	17.226	-0.00067	0.2674	—	3.4598	3.7872	22.030	0.38306	0.50138	20
21	0.69457	5.7907	17.304	-0.00068	0.2503	—	3.4598	3.7872	21.930	0.37724	0.49920	21
22	0.70696	5.8940	19.381	-0.00064	0.3977	—	3.9441	3.3220	19.580	0.38331	0.52406	22
23	0.69793	5.8187	19.632	-0.00067	0.3564	—	3.9441	3.3220	19.330	0.37571	0.51130	23
24	0.69624	5.8046	19.679	-0.00065	0.3035	—	3.9441	3.3220	19.283	0.38222	0.48951	24
25	0.72187	6.0183	21.311	-0.00061	0.4445	—	4.4284	2.9588	17.807	0.38246	0.52244	25
26	0.73421	6.1212	23.245	-0.00057	0.4898	—	4.9127	2.6671	16.326	0.38179	0.52103	26
27	0.75050	6.2570	11.209	-0.00073	0.1950	—	2.4215	5.4110	33.856	0.27199	0.42182	27
28	0.75349	6.2819	13.397	-0.00069	0.2302	—	2.9059	4.5090	28.325	0.30100	0.44126	28
29	0.78347	6.5319	12.885	-0.00065	0.2096	—	2.9059	4.5090	29.452	0.28817	0.43584	29
30	0.77400	6.4529	15.216	-0.00062	0.2358	—	3.3902	3.8649	24.940	0.31700	0.44012	30
31	—	—	—	—	0.0865	0.9936	0.9686	13.527	—	0.35697	—	31
32	0.52095*	4.3432*	9.6889*	-0.00173*	0.1356	0.9844	1.4529	9.0179	39.167*	0.35714	0.57116	32
33	0.60107*	5.0112*	11.197*	-0.00112*	0.1941	0.9699	1.9373	6.7636	33.894*	0.35446	0.54533	33
34	0.62717*	5.2288*	10.731*	-0.00105*	0.2029	0.9685	1.9373	6.7636	35.366*	0.33754	0.52980	34
35	0.60996*	5.0853*	11.033*	-0.00106*	0.2128	0.9667	1.9373	6.7636	34.395*	0.35574	0.54215	35
36	0.60040*	5.0056*	11.209*	-0.00117*	0.1999	0.9700	1.9373	6.7636	33.856*	0.37690	0.54839	36
37	0.64571	5.3834	13.028	-0.00089	0.2333	—	2.4215	5.4110	29.129	0.36351	0.51782	37
38	0.65799*	5.4857*	9.8605*	-0.00101*	0.2540	(0.969)	1.8677	7.0156	38.485*	0.34347	0.54029	38
39	0.62723*	5.2293*	10.344*	-0.00110*	0.2007	(0.965)	1.8677	7.0156	36.687*	0.34120	0.53447	39
40	0.68615	5.7205	11.908	-0.00082	0.1568	—	2.3520	5.5710	31.869	0.35072	0.51933	40
41	(0.41796)	(3.4842)	(7.473)	—	0.1949	0.9930	0.8990	14.574	—	0.39754	—	41
42	0.88448	7.3740	10.593	-0.00067	0.2093	—	2.6971	4.8581	35.824	0.24296	0.40989	42
43	0.87190	7.2691	12.676	-0.00059	0.2633	—	3.1814	4.1184	29.937	0.26370	0.40095	43
44	0.87168	7.2673	14.609	-0.00056	0.3027	—	3.6657	3.5744	25.976	0.27792	0.41139	44
45	0.88467	7.3756	14.394	-0.00052	0.3942	—	3.6657	3.5744	26.363	0.28964	0.41620	45
46	0.86875	7.2429	14.658	-0.00053	0.3257	—	3.6657	3.5744	25.889	0.27427	0.40545	46
47	0.86578	7.2181	14.708	-0.00056	0.3216	—	3.6657	3.5744	25.800	0.27471	0.40255	47
48	0.91108	7.5958	13.712	-0.00053	(0.2412)	—	3.5961	3.6435	27.675	0.27110	0.41220	48
49	0.86634	7.2228	16.641	-0.00055	0.3260	—	4.1500	3.1573	22.804	0.29170	0.42053	49
50	0.79626	6.6385	4.8267	-0.00066	0.5649	—	1.1063	11.843	78.622	0.32316	0.59187	50
51	0.79399	6.6196	6.9595	-0.00058	0.6438	—	1.5906	8.2372	54.527	0.33222	0.56610	51
52	0.78939*	6.5812*	4.2561*	—	0.0484	0.9959	0.9671	13.548	89.163*	0.24847	—	52
53	0.81802*	6.8199*	6.4532*	-0.00583*	0.2667	0.9943	1.5196	8.6229	58.807*	0.19911	—	53
54	0.80144*	6.6817*	5.1005*	-0.00157*	0.0948	0.9846	1.1767	11.135	74.401*	0.23827	0.50418	54
55	1.3974*	11.650*	5.4987*	—	0.2548	0.9802	2.2118	5.9238	69.012*	0.14804	0.32460	55
56	0.81832*	5.1550*	3.3037*	—	0.2557	0.9877	0.5880	22.283	114.87*	0.49677	1.1209	56
57	0.87476*	7.2930*	3.9713*	—	—	1.0000	1.0000	13.103	95.557*	0.23988	—	57
58	0.071070*	0.59252*	3.4022*	—	-0.2202	1.0006	0.06960	188.25	111.54*	3.4038	—	58
59	1.1421*	9.5221*	3.3605*	—	0.0216	0.9992	1.1048	11.859	112.93*	0.21892	—	59
60	0.80940*	6.7481*	4.1513*	—	0.0372	0.9997	0.9672	13.546	91.413*	0.24828	—	60
61	1.4244*	11.875*	5.9710*	—	0.0878	(0.9875)	2.4482	5.3519	63.554*	0.11377	—	61
62	1.00000	8.33712	2.1609	-0.00009	0.3443	—	0.62202	21.065	175.62	0.44457	0.99974	62
63	0.12510*	1.0430*	3.8376*	—	—	1.0006	0.1382	94.814	98.891*	1.2404	—	63
64	0.85129*	7.0973*	5.1373*	-0.00300*	0.1259	0.9923	1.2589	10.408	73.869*	0.19086	—	64

مهمترین این خواص عبارت‌اند از:

- فشار بحرانی (p_c)؛
- دمای بحرانی (T_c)؛
- حجم بحرانی (V_c)؛
- ضریب تراکم‌پذیری بحرانی (Z_c)؛
- ضریب خروج^۱ از مرکز (ω)؛
- وزن مولکولی (M).

در جدول ۱-۲ این خواص برای تعدادی از اجزای هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی آمده‌اند.

کتز و فیروزآبادی^۲ تعدادی از خواص فیزیکی کلی اجزای نفتی برای C_6 تا C_{45} را ارائه کرده‌اند. این خواص شامل میانگین نقطه جوش، وزن مخصوص و وزن مولکولی است. آنها یک دسته از خواص حاصل از تحلیل خواص فیزیکی بیست و شش نوع میعانات گازی و سیستم های نفت خام را نمایش داده‌اند (جدول ۱-۲). در سال ۱۹۸۵ احمد^۳ خواص فیزیکی جدول کتز و فیروزآبادی را همراه با تعداد اتم های کربن هر جزء، با استفاده از یک مدل رگرسیون^۴، به صورت معادله نشان داد:

$$\theta = a_1 + a_2n + a_3n^2 + a_4n^3 + (a_5/n) \quad (1-1)$$

θ هر خاصیت فیزیکی؛

n تعداد اتم های کربن (۶، ۷، ۸، ...، ۴۵)؛

$a_1 - a_5$ ضرایب معادله (جدول ۱-۳).

-
- 1- Acentric Factor
 - 2- Katz and Firoozabadi
 - 3- Ahmed
 - 4- Regresion

جدول ۳-۱: ضرایب معادله (۱-۱)

θ	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
M	-131.11375	24.96156	-0.34079022	2.4941184×10^{-3}	468.32575
$T_c, ^\circ R$	915.53747	41.421337	-0.7586859	5.8675351×10^{-3}	-1.3028779×10^3
P_c, psia	275.56275	-12.522269	0.29926384	$-2.8452129 \times 10^{-3}$	1.7117226×10^{-3}
$T_b, ^\circ R$	434.38878	50.125279	-0.9097293	7.0280657×10^{-3}	-601.85651
T	-0.50862704	8.700211×10^{-2}	$-1.8484814 \times 10^{-3}$	1.4663890×10^{-5}	1.8518106
γ	0.86714949	3.4143408×10^{-3}	-2.839627×10^{-5}	2.4943308×10^{-8}	-1.1627984
$V_c, \text{ft}^3/\text{lb}$	5.223458×10^{-2}	$7.87091369 \times 10^{-4}$	$-1.9324432 \times 10^{-5}$	1.7547264×10^{-7}	4.4017952×10^{-2}

اجزای هیدروکربنی تعریف نشده

تقریباً همه سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی مقداری اجزای سنگین دارند که به خوبی تعریف نشده‌اند و به صورت یک جزء مشخص نیز در نظر گرفته نمی‌شوند. این اجزا اغلب به صورت توده‌ای در نظر گرفته و به عنوان یک جزء اضافه^۱، مثلاً C_{7+} ، شناخته می‌شوند.

شناخت کافی خصوصیات فیزیکی اجزای اضافه و دیگر اجزای هیدروکربنی تعریف نشده، در محاسبات رفتار فازی و مطالعات قابل اعتماد مدل‌های ترکیبی^۲ ضروری است. اغلب این اجزا آنالیز تقطیر یا آنالیز کروماتوگرافی می‌شوند. دیگر خواص فیزیکی مانند وزن مولکولی و وزن مخصوص نیز برای تمام جزء یا برای برش‌های متفاوتی از آن اندازه‌گیری می‌شوند.

برای استفاده از هر یک از مدل‌های پیش‌بینی خاصیت ترمودینامیکی، مثلاً معادله حالت برای پیش‌بینی رفتار فازی و حجمی مخلوط‌های هیدروکربنی پیچیده، باید ضریب خروج از مرکز و فشار و دمای بحرانی را برای اجزای تعریف شده یا تعریف نشده (اجزای سنگین) مخلوط به دست آورد. مسئله چگونگی مشخص کردن خواص بحرانی و فاکتورهای خروج از مرکز این اجزا از دیرباز در صنعت نفت وجود داشته

1- Plus Fraction

2- Compositional Model

است. ویتسون (۱۹۸۴) با معادله حالت تأثیر خصوصیات هپتان پلاس^۱ (C_{7+}) را بر پیش‌بینی رفتار حجمی مخلوط‌های هیدروکربنی به خوبی نمایش داده است. داوبرت و ریاضی (۱۹۸۷) یک معادله دو پارامتری ساده را برای پیش‌بینی خصوصیات فیزیکی اجزای خالص و مخلوط‌های هیدروکربنی تعریف نشده بسط داده‌اند. این رابطه تجربی بر اساس وزن مولکولی (M) و وزن مخصوص (γ) اجزای هیدروکربنی تعریف نشده بنا شده است:

$$\theta = a(M)^b \gamma^c \exp[d(M) + e\gamma + f(M)\gamma] \quad (2-1)$$

θ هر خاصیت فیزیکی؛

$a-f$ ضرایب ثابت برای هر خاصیت؛

γ وزن مخصوص جزء؛

M وزن مولکولی؛

T_c دمای بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

p_c فشار بحرانی، $psia$ ؛

T_b دمای نقطه جوش، $^{\circ}R$ ؛

V_c حجم بحرانی، ft^3/lb .

جدول ۴-۱: مقادیر ثابت معادله (۲-۱)

θ	a	b	c	d	e	f
$T_c, ^{\circ}R$	544.4	0.2998	1.0555	-1.3478×10^{-4}	-0.61641	0.0
$P_c, psia$	4.5203×10^4	-0.8063	1.6015	-1.8078×10^{-3}	-0.3084	0.0
$V_c, ft^3/lb$	1.206×10^{-2}	0.20378	-1.3036	-2.657×10^{-3}	0.5287	2.6012×10^{-3}
$T_b, ^{\circ}R$	6.77857	0.401673	-1.58262	3.77409×10^{-3}	2.984036	-4.25288×10^{-3}

ادمیستر (۱۹۵۸) رابطه‌ای را برای تخمین ضریب خروج از مرکز (ω) برای سیالات و اجزای هیدروکربنی خالص به دست آورده که در صنعت نفت بسیار

استفاده می‌شود. در این معادله پارامترهای دمای جوش، دمای بحرانی و فشار بحرانی باید مشخص باشند:

$$\omega = \frac{3[\log(p_c/14.70)]}{7[(T_c/T_b - 1)]} - 1 \quad (3-1)$$

ω ضریب خروج از مرکز؛

P_c فشار بحرانی، $psia$ ؛

T_c دمای بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

T_b دمای جوش نرمال، $^{\circ}R$.

اگر ضریب خروج از مرکز از رابطه‌ای دیگر به دست آمده باشد، از معادلهٔ ادمیستر می‌توان برای تخمین سه خاصیت دیگر استفاده کرد (به شرطی که دو خاصیت معین باشند).

ضریب تراکم‌پذیری بحرانی (z_c)، خاصیت دیگری است که اغلب در مدل‌های پیش‌بینی خاصیت ترمودینامیکی استفاده و به صورت ضریب تراکم‌پذیری هر جز در نقطهٔ بحرانی‌اش تعریف می‌شود. این خاصیت را می‌توان به راحتی با استفاده از معادلهٔ حالت گاز حقیقی در نقطهٔ بحرانی و با رابطهٔ زیر محاسبه کرد:

$$z_c = \frac{p_c V_c M}{RT_c} \quad (4-1)$$

R ثابت جهانی گازهای، $10.73 \text{ psi} - \text{ft}^3 / \text{lb} - \text{mol} \cdot ^{\circ}R$ ؛

V_c حجم بحرانی، ft^3 / lb ؛

M وزن مولکولی.

درستی معادلهٔ (۴-۱) به صحت مقادیر T_c ، p_c و V_c استفاده شده در تخمین تراکم‌پذیری بحرانی بستگی دارد. جدول ۱-۶ خلاصه‌ای از روش‌های تخمین ضریب تراکم‌پذیری بحرانی را نمایش می‌دهد.

جدول ۱-۵: روش‌های تخمین ضریب تراکم پذیری بحرانی

Method	Year	z_c	Equation No.
Haugen	1959	$z_c = 1/(1.28 \omega + 3.41)$	1-5
Reid, Prausnitz, and Sherwood	1977	$z_c = 0.291 - 0.080 \omega$	1-6
Salerno, et al.	1985	$z_c = 0.291 - 0.080 \omega - 0.016 \omega^2$	1-7
Nath	1985	$z_c = 0.2918 - 0.0928 \omega$	1-8

مثال ۱-۱

خواص بحرانی و ضریب خروج از مرکز هپتان پلاس (C_{7+}) با وزن مولکولی 150 و وزن مخصوص 0.87 را برآورد کنید.

جواب

مرحله اول: استفاده از معادله (۱-۲) برای تخمین T_c, p_c, V_c و T_b :

$$T_c = 544.2(150)^{0.2998} (0.78)^{1.0555} \exp[-1.3478 \times 10^{-4}(150) - 0.61641(0.78) + 0] = 1139.4^\circ R$$

$$p_c = 4.5203 \times 10^4 (150)^{-0.8063} (0.78)^{1.6015} \exp[-1.8078 \times 10^{-3}(150) - 0.3084(0.78) + 0]$$

$$= 320.3 \text{ psia}$$

$$V_c = 1.206 \times 10^{-2} (150)^{0.20378} (0.78)^{-1.3036} \exp[-2.657 \times 10^{-3}(150) + 0.5287(0.78) + 2.6012 \times 10^{-3}(150)(0.78)] = 0.06035 \text{ ft}^3 / \text{lb}$$

$$T_b = 6.77857(150)^{0.401673} (0.78)^{-1.58262} \exp[3.77409 \times 10^{-3}(150) + 2.984036(0.78) - 4.5288 \times 10^{-3}(150)(0.78)] = 825.26^\circ R$$

مرحله دوم: تخمین ضریب خروج از مرکز با استفاده از معادله ادمیستر (معادله

(۱-۳):

$$\omega = \frac{3[\log(320.3/14.70)]}{7[(1139.4/825.26 - 1)]} - 1 = 0.5067$$

مسائل

۱- جدول زیر فهرستی از تحلیل ترکیبات سیستم‌های مختلف هیدروکربنی به صورت mol% است.

Component	System #1	System #2	System #3	System #4
C ₁	68.00	25.07	60.00	12.15
C ₂	9.68	11.67	8.15	3.10
C ₃	5.34	9.36	4.85	2.51
C ₄	3.48	6.00	3.12	2.61
C ₅	1.78	3.98	1.41	2.78
C ₆	1.73	3.26	2.47	4.85
C ₇₊	9.99	40.66	20.00	72.00

این سیستم‌های هیدروکربنی را مشخص کنید.

۲- اگر وزن مولکولی یک جزء هیدروکربنی 190 و وزن مخصوص آن 0.8762 باشد، خواص این جزء را با محاسبه نقطه جوش، دمای بحرانی، فشار بحرانی و حجم بحرانی مشخص کنید. از رابطه ریاضی و داوبرت^۱ استفاده کنید.

۳- ضرایب خروج از مرکز و تراکم‌پذیری بحرانی جزء هیدروکربنی مسئله بالا را محاسبه کنید.

1- Riazi and Daubert

مراجع

1. Ahmed, T., "Composition Modeling of Tyler and Mission Canyon Formation Oils with CO₂ and Lean Gases," final report submitted to the Montana's on a New Track for Science (MONTTS) program (Montana National Science Foundation Grant Program), 1985.
2. Edmister, W. C., "Applied Hydrocarbon Thermodynamic, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State," *Petroleum Refiner*, April 1958, Vol. 37, pp. 173–179.
3. Haugen, O. A., Watson, K. M., and Ragatz R. A., *Chemical Process Principles*, 2nd ed. New York: Wiley, 1959, p. 577.
4. Katz, D. L. and Firoozabadi, A., "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-oil Systems Using Methane Interaction Coefficients," *JPT*, Nov. 1978, pp. 1649–1655.
5. McCain, W. D., "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior," *JPT*, September 1994, pp. 746–750.
6. Nath, J., "Acentric Factor and Critical Volumes for Normal Fluids," *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 1985, Vol. 21, No. 3, pp. 325–326.
7. Reid, R., Prausnitz, J. M., and Sherwood, T., *The Properties of Gases and Liquids*, 3rd ed., pp. 21. McGraw-Hill, 1977.
8. Riazi, M. R. and Daubert, T. E., "Characterization Parameters for Petroleum Fractions," *Ind. Eng. Chem. Res.*, 1987, Vol. 26, No. 24, pp. 755–759.
9. Salerno, S., et al., "Prediction of Vapor Pressures and Saturated Vol.," *Fluid Phase Equilibria*, June 10, 1985, Vol. 27, pp. 15–34.

