

مروری بر پدیده‌ی چگالش معکوس و روش‌های پیش‌بینی آن در ترکیبات هیدروکربنی

صفورا کریمی^۱، فاطمه بی باک^۲

^۱استادیار دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی جندی شاپور؛ s.karimi@jsu.ac.ir

^۲فارغ التحصیل کارشناسی دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی جندی شاپور؛ fatemehbibak@gmail.com

چکیده

امروزه درصد قابل توجهی از منابع گازی جهان را گاز حاصل از مخازن چگالیده‌ی گازی به خود اختصاص داده است. یکی از ویژگی‌های خاص سیال این گونه مخازن، وقوع پدیده چگالش معکوس در آن است که به تشکیل میعان‌ات گازی در فشار کمتر از نقطه شبنم اطلاق می‌شود. بروز این پدیده ضمن اتلاف مقادیر قابل توجهی از میعان‌ات درون مخزن باعث کاهش بهره‌دهی چاه‌های تولیدی می‌گردد. علاوه بر آن پدیده چگالش معکوس که ناشی از رفتار جریان‌ی و رفتار فازی مخزن چگالیده‌ی گازی است در طراحی بهینه خطوط لوله جریان‌ی، ظروف تفکیک و تأسیسات فرآوری در پایین دست میدان، تأثیر به‌سزایی دارد. از این رو پیش‌بینی صحیح رفتار سیال در دامنه وسیعی از شرایط ترمودینامیکی که این سیالات از درون مخزن تا خط لوله با آن مواجه هستند یکی از موضوعاتی است که در مطالعات مهندسی این گونه سیالات مورد توجه جدی قرار گرفته است. در این کار ابتدا به معرفی پدیده چگالش معکوس و بیان ویژگی‌های این ناحیه پرداخته شده است. سپس روش‌هایی که تاکنون به منظور پیش‌بینی آن ارائه شده است معرفی و هر یک به اختصار شرح داده شده است. در نهایت نتایج حاصل از این مطالعات مورد تحلیل و ارزیابی قرار گرفته‌اند.

کلمات کلیدی

مخازن چگالیده گازی، نسبت چگالیده به گاز، رفتار فازی، دیاگرام فازی

Review of Retrograde Condensation Phenomena and Its Prediction Methods in Hydrocarbons

Safoora Karimi, Fatemeh Bibak

Department of Chemical Engineering, Jundi-Shapur University of Technology, Dezful, Iran

ABSTRACT

Today, a significant percentage of the world's gas reserves are allocated to the gas, which is produced by the gas condensate reservoirs. One of the particular features of fluid in such reservoirs is the occurrence of the phenomenon known as the retrograde condensation, which is defined to the formation of the gas condensates at a pressure lower than the dew point. This phenomenon in spite of wasting significant amounts of condensates in the reservoir also causes the reducing of the yield production wells. In addition, the phenomenon of the retrograde condensation resulting from the flow and fuzzy approach of gas condensate reservoir has a significant influence in the process of optimum design of flow pipelines, processing facilities and downstream of the separating installations. Thus, the accurate prediction of fluid behavior in a wide range of thermodynamic conditions which the fluid deal with that from into the reservoir through pipelines, is One of the topics that in the engineering studies of such fluids is a serious concern. In this study, first the phenomenon of the retrograde condensation and characteristics of this area is introduced. Then methods that have been proposed to predict this phenomenon will be introduced and each will be described briefly. Finally, the results of these studies have been analyzed and evaluated.

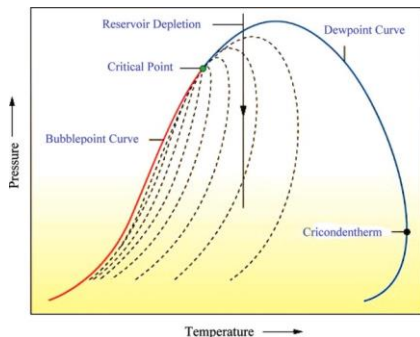
KEYWORDS

Condensate Gas Reservoir, Condensate to Gas Ratio, Phase Behavior, Phase diagram

^۱ نویسنده مسئول: صفورا کریمی، نشانی: دزفول، دانشگاه صنعتی جندی شاپور، دانشکده مهندسی شیمی، نامبر: ۰۶۴۱۶۲۶۰۹۹۳

۱- مقدمه

این تراکم هم‌دما به علت کاهش فشار به زیر فشار نقطه‌ی شبنم مخلوط‌های هیدروکربنی اصل رخ می‌دهد که به آن چگالش معکوس گویند [۵].

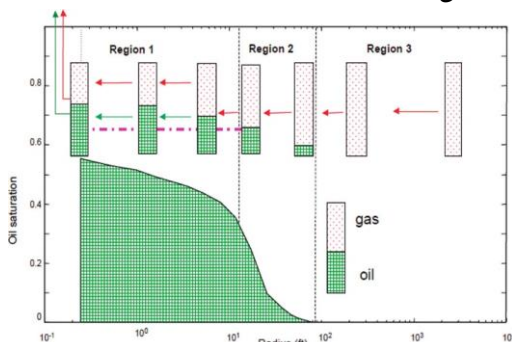


شکل (۱): نمونه‌ای از ناحیه‌ی دو فازی چگالش گازی

تا زمانی که مخلوط دارای نفوذپذیری پایینی نسبت به مایع است و هم چنین نسبت ویسکوزیته‌ی گاز در مخزن گاز چگالنده نسبتاً بالا باشد بخش اصلی مایه متراکم در مخزن، غیرقابل بازیابی بوده و به عنوان چگالش از دست رفته طرح می‌شود. چگالش از دست رفته اهمیت بسیاری در مهندسی مخازن گاز دارد، چرا که مایع متراکم شده هیدروکربن‌های اصلی سنگین و متوسطی است که در مخزن محبوس شده‌اند و دارای ارزش اقتصادی بالایی می‌باشند [۶].

۱-۲- انواع رژیم‌های جریان

در سال ۱۹۹۵ افواگ [۷]، [۸] سه رژیم مختلف جریان در مخلوط هیدروکربن جاری ارائه کرد که اطلاعات خوبی برای پیش‌بینی دقیق مخزن گاز می‌عانی ارائه می‌دهد. در شکل (۲) این سه رژیم به صورت شماتیک نشان داده شده‌اند.



شکل (۲): سه ناحیه‌ی رفتار چگالنده و جریان گاز در یک نمونه

مخزن چگالش گازی

ناحیه ۳ که ناحیه تک فاز می‌باشد مربوط به ترکیبات در فاصله دور از چاه می‌باشد که دارای فشاری بالاتر از فشار نقطه‌ی شبنم هستند بنابراین فقط یک فاز گاز در این ناحیه وجود دارد. ناحیه ۲ ناحیه‌ای است که فشار مخزن زیر فشار نقطه‌ی شبنم می‌باشد. در این مورد

تبخیر و چگالش، پدیده‌های انتقال فاز رایجی در مخازن گاز هستند. اصطلاح چگالش معکوس زمانی به کار می‌رود که بخواهیم رفتار یک مخلوط دوتایی را در طی یک فرآیند فشرده‌سازی به صورت هم‌دما در بالای دمای بحرانی مخلوط (ترکیب) توصیف کنیم. این اصطلاح اولین بار در سال ۱۸۹۲ توسط کوئن [۱] به کار برده شد. در طول آزمایشی که بر پایه‌ی تئوری واندورالس بنا شده بود، کوئن مشاهده کرد که یک مخلوط دوتایی در دمایی بالاتر از دمای بحرانی مخلوط پس از تبخیر مایع با کاهش فشار به مایع تبدیل می‌شود. در شیمی آلی، رفتار هیدروکربن‌ها در مخزن گاز (در دمای ثابت) برای انتقال به فاز مایع با عنوان چگالش شناخته می‌شود. عکس پدیده‌ی چگالش با عنوان چگالش معکوس شناخته می‌شود که طی آن گازهای متراکم تحت شرایط دمای ثابت با کاهش فشار، به جای آن که افزایش حجم یابند یا بخار شوند به مایع تبدیل می‌شوند.

چگالش معکوس دارای عملکرد مهمی در بهبود بازیابی نفت و گاز و صنعت جداسازی ترکیبات شیمیایی می‌باشد. به عنوان مثال در طول تولید مخازن گاز میعانی، زمانی که فشار به زیر نقطه‌ی شبنم کاهش می‌یابد، افت میعانات در نزدیکی چاه‌های تولیدی انباشته می‌شود. از آن جایی که فاز مایع عمدتاً شامل اجزای متوسط ارزشمندی است، ضروری است که با اقداماتی مانع از دست رفتن آنها در مخزن شویم. به منظور ایجاد تصمیم‌گیری مناسب در مورد این مشکل، ضروری است که به نمودار فازی تجربی دقیقی از مخزن چگالش گاز دست یابیم [۲].

با توجه به اهمیت این موضوع تا کنون مطالعات گسترده‌ای در زمینه رفتار فازی ترکیبات گاز میعانی صورت گرفته و نتایج حاصل از مدل‌های مختلف مورد بررسی قرار گرفته است [۳]، [۴]. از این رو در مقاله حاصل روش‌هایی که تا کنون ارائه شده سعی شده است تقسیم‌بندی شده و به معرفی پرداخته شده است تا بدین ترتیب بتوانیم نتایج حاصله را مورد تحلیل، ارزیابی و مقایسه قرار دهیم. به طور کلی روش‌های پیش‌بینی ارائه شده در مقاله به چهار دسته‌ی کلی روش‌های آزمایشگاهی، روابط تجربی، استفاده از معادلات حالت و مدل‌سازی عددی تقسیم‌بندی و مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

۲- مخازن چگالش معکوس گازی

در شکل (۱) نمونه بارز نمودار فازی $P-T$ برای مخازن چگالش گازی نشان داده شده است. این نمودار دارای دمای بحرانی است که پایین‌تر از دمای مخزن می‌باشد. با بهره برداری از مخزن، فشار آن از مقدار اولیه تا مقدار چاه بهره‌برداری در قسمت تاسیسات روی زمین کاهش می‌یابد که نتیجه‌ی آن چگالش گاز و تولید فاز مایع می‌باشد.

درون یک سلول آزمایشگاهی با حجم ثابت، به نسبت گاز به گاز چگالیده (GOR) مخزن که هنگام نمونه‌گیری به دست آمده است مخلوط می‌شوند، سپس مقداری از این سیال حاصل به داخل سلول PVT مخصوص که در مقابل فشار و دمای بالا مقاوم است منتقل می‌گردد و پس از آن فشار سلول را به فشار اولیه و دمای آن را به دمای ثابت مخزن می‌رسانند. به تدریج فشار داخل سلول را کم می‌کنند. این کم کردن فشار و خارج نمودن گاز در فشار ثابت، بعد از به تعادل رسیدن تا فشارهای پایین ادامه دارد. تا رسیدن فشار سلول به فشار نقطه‌ی شبنم مایعی در داخل سلول مشاهده نمی‌شود ولی بعد از آن با کم شدن فشار، به تدریج گاز چگالیده در پایین سلول جمع می‌شود. به تدریج حجم گاز چگالیده داخل سلول زیاد می‌شود و درصد حجم گاز چگالیده در فشار تبخیر مجدد به حداکثر می‌رسد. پایین‌تر از تبخیر مجدد چگالیده‌ی درون سلول دوباره تبخیر می‌شود ولی در مخازن واقعی گاز میعانی معمولاً فشار مخزن قبل از فشار ترک مخزن به مرحله‌ی تبخیر دوباره نمی‌رسد. در نهایت از آنالیز گاز خشک و گاز چگالیده به وسیله‌ی دستگاه گاز کارماتوگرافی و با دانستن GOR و CGR، آنالیز و ترکیب اولیه‌ی گاز تر مخزن (سیال مخزن) تعیین می‌شود.

۲-۳- آزمایش انبساط مرحله‌ای با ترکیب ثابت گاز (CCE)

در آزمایش CCE چون گازی از سلول آزمایش خارج نمی‌شود، ترکیب (آنالیز) سیال ثابت می‌ماند. در این آزمایش نحوه‌ی آماده نمونه‌ی سیال مشابه آزمایش CVD می‌باشد. آزمایش در دمای ثابت مخزن انجام می‌شود اما حجم سلول بزرگ‌تر از حجم سلول مورد استفاده برای آزمایش CVD می‌باشد. در آزمایش CCE فشار نقطه‌ی شبنم در دمای مخزن اندازه‌گیری می‌شود و همچنین حجم رسوب گاز چگالیده در پایین سلول در اثر کاهش فشار قابل رؤیت و اندازه‌گیری می‌باشد. دیاگرام فازی سیال مخزن نیز با اندازه‌گیری فشار شبنم در چند دمای دیگر غیر از دمای مخزن قابل رسم است. آزمایش CCE در واقع مطالعه‌ی PVT در حالت تبخیر آبی است [۱۲].

۴- تعیین CGR به کمک روابط تجربی

تاکنون چندین رابطه‌ی تجربی برای پیش‌بینی CGR با استفاده از داده‌های دمای مخزن، فشار مخزن و وزن مخصوص سیال ارائه شده است که در این بخش به معرفی این روابط می‌پردازیم.

۱-۴- رابطه‌ی چو

چو و همکارانش [۱۳] یک رابطه‌ی تجربی را برای تخمین حداکثر حجم CGR چگالش معکوس گاز مخازن توسعه دادند که این رابطه به صورت زیر می‌باشد.

$$(\%) \text{HCPV} = a + by + c \ln(T) \quad (1)$$

تولیدات مایع چگالیده در مخزن مشاهده می‌شود. فاز متراکم به علت مقدار کم اشباعیت نمی‌تواند جاری شود در نتیجه فاز جاری در این ناحیه فقط از یک فاز گاز ترکیب شده است. در این ناحیه جریان گاز به دلیل کاهش فشار در طول فرآیند تولید، اجزای سنگین را از دست می‌دهد. در ناحیه نزدیک چاه که در ناحیه ۱ نشان داده شده است فشار مخزن به مقدار قابل توجهی پایین‌تر از فشار نقطه‌ی شبنم می‌باشد. در این ناحیه حرکت فاز گاز به علت حضور فاز مایع چگالیده به طور قابل ملاحظه‌ای پایین باقی می‌ماند. [۹].

۲-۲- نسبت چگالیده به گاز (CGR)

نسبت چگالیده به گاز نقش مهمی در تعیین مقدار ذخایر گاز و مایع، طراحی تاسیسات فرآیند سطحی، ویژگی‌های مخزن و مدل‌سازی مخازن چگالش‌گازی دارد. این نسبت در مخزن گاز میعانی به عوامل مختلفی مانند گراندروزی، ترکیب گاز، دما و فشار بستگی دارد که با استفاده از جزئیات دقیق تست‌های ترکیب و در صورت وجود تجهیزات آزمایشگاهی دقیق و نمونه‌های در دسترس مقدار آن پیش‌بینی می‌شود. علاوه بر آن مطالعات PVT برای توسعه‌ی روابط تجربی CGR، معادله حالت و مدل‌های عددی به علت وجود تعداد زیاد پارامترها و پیچیدگی آزمایش‌ها برای دستیابی به CGR رایج است. بیان این نکته حائز اهمیت است که استفاده از روش‌های تئوری و آزمایشگاهی مانند معادلات حالت و مدل‌های هوشمند برای پیش‌بینی ویژگی‌های ترمودینامیکی اطراف نقطه‌ی بحرانی با دقت بالا، مشکل می‌باشد [۱۱]. در ادامه تلاش شده است تا به طور مختصر روش‌های اندازه‌گیری CGR را شرح دهیم.

۳- تعیین CGR به روش آزمایشگاهی

برای اندازه‌گیری CGR دو روش آزمایشگاهی به نام‌های برداشت در حجم ثابت (CVD) و انبساط مرحله‌ای با ترکیب ثابت (CCE) وجود دارد.

۱-۳- آزمایش برداشت در حجم ثابت (CVD)

آزمایش CVD یک شبیه‌سازی آزمایشگاهی است که رفتار و تولید مخزن گاز میعانی را به طور کامل شبیه‌سازی می‌کند. همان‌گونه که از نام این روش پیداست در حجم ثابت انجام می‌گیرد از این رو نتایج CVD برای مخازن گاز میعانی با حجم ثابت مانند حالتی که حجم هیدروکربن‌های داخل خلل و فرج سنگ مخزن با کاهش فشار تغییر عمده نکنند مناسب می‌باشد و برای مخازن گاز میعانی با رانش آب فعال و یا مهاجرت گاز از مخزن مناسب نمی‌باشد. آزمایش CVD در واقع مطالعه‌ی دما/فشار/حجم (PVT) در فرآیند تبخیر یک مرحله‌ای است.

روش انجام این آزمایش بدین گونه است که نمونه‌های چگالش‌گازی (میعانات) و گاز خشک حاصل از سر چاه در دمای ثابت مخزن و

ضریب حجمی نفت

روابط استندینگ [۱۶] و واسکویز و بیگر [۱۷] بدون نیاز به تصحیح با میانگین خطای مطلق 4% صلاحیت لازم برای استفاده را دارند. رابطه‌ی استندینگ اصلاح شده به صورت رابطه‌ی (۷) می‌باشد.

$$B_o = A_1 + A_2 \cdot \left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_{gsc}}{\gamma_{osc}}} + A_3 (T - 460) \right)^{A_4} \quad (7)$$

این رابطه نشان می‌دهد که مقدار B_o به طور مستقیم تحت تأثیر میزان دقت R_s به کار برده شده، قرار نمی‌گیرد.

کسر حجمی تراکم گاز

رابطه پیشنهادی توسط درنچاک و ابو-کاسم [۱۸] در محاسبه کسر حجمی تراکم گاز دارای خطای قابل قبولی می‌باشد. این رابطه به صورت زیر می‌باشد:

$$B_g = \frac{5.04 \times z \times T}{P} \quad (8)$$

در این رابطه z ضریب تراکم‌پذیری گاز می‌باشد که با استفاده از ویژگی‌های شبه بحرانی ساتون محاسبه می‌شود.

$$P_{pc} = A_1 + A_2 \cdot \gamma_{gs} + A_3 \cdot \gamma_{gs}^2 \quad (9)$$

$$T_{pc} = B_1 + B_2 \cdot \gamma_{gs} + B_3 \cdot \gamma_{gs}^2 \quad (10)$$

میانگین خطای مطلق برای B_g در این روش معادل 3.8% برای چگالی‌دهی گازی و 1.56% برای نفت سبک می‌باشد.

۴-۳- روابط اشباع منطقه‌ای

نتایج حاصل از مشاهدات بیان‌گر آن است که منطقه روی میزان چگالی‌دهی گازی تأثیرگذار است. به عنوان مثال روابط اشباع برای دو ناحیه دریای شمال و آلبرتا ارائه و مقایسه شده است [۱۹].

$$CGR_{sat} (NorthSea) = f \{ a \cdot P_{dew} + b P_{dew}^2 \} \quad (11)$$

$$CGR_{sat} (Alberta) = f \{ a \cdot P_{dew} + b \cdot P_{dew} \cdot T + c \cdot P_{dew}^2 \} \quad (12)$$

اگر روش اشباع حوزه‌ی مورد نظر را نتوانیم استخراج کنیم استفاده از مدل سراسری به عنوان آخرین راهکار در نظر گرفته می‌شود. این مدل در بسیاری موارد به عنوان بهترین مدل غیرمرتبط می‌تواند در یک مفهوم غیر آماری استفاده شود.

$$CGR_{sat} (Global) = f \{ a \cdot P_{dew} \cdot T \} \quad (13)$$

در شکل (۳) روابط مختلف در دو دمای مختلف مقایسه شده‌اند. لازم به ذکر است که به دلیل آن که رابطه‌ی ارائه شده برای دریای شمال فاقد ترم دمایی است بنابراین نمودار آن به صورت یک خط می‌باشد.

تمامی علایم اختصاری در فهرست علایم تعریف شده‌اند. رابطه‌ی (۱) در دمای $180 - 314^\circ F$ ، فشار $4600 - 6700 \text{ psia}$ و جزء مولی $0.031 - 0.10 C_7$ بهترین عملکرد را دارد.

۴-۲- روش نفت سیاه اصلاح شده (MBO)

نخستین بار در سال ۱۹۷۳ اسپوواک و دیکسون [۱۳] روش نفت سیاه اصلاح شده را معرفی کردند. چندین نویسنده تاکنون قابلیت اجرای شیوه‌ی MBO را برای مدل‌سازی چگالی‌دهی گازی و مخازن نفت سبک نشان داده‌اند و در ادامه مجموعه‌ی جدید روابط MBO PVT را توسعه دادند. برای تولید پایگاه داده‌های منحنی‌های MBO از روش ویتسون و تورپ [۱۴] در سال ۱۹۸۳ استفاده شده است. در ادامه‌ی روند بررسی بانی و همکارانش [۱۵] ۲۰۰۶ نشان دادند که دو روش ویتسون، تورپ و کوتس یک هم خوانی عالی با شبیه‌سازی ترکیبی دارد.

چهار تابع مورد نیاز برای شبیه‌سازی MBO شامل نسبت محلول گاز به نفت (R_s)، نسبت نفت به گاز (R_v)، ضریب حجمی نفت (B_o) و ضریب حجمی گاز (B_g) می‌باشد.

نسبت محلول گاز به نفت

بررسی‌های صورت گرفته نشان می‌دهد که رابطه‌ای که توسط استندینگ [۱۶]، واسکویز و بیگر [۱۷] پیشنهاد شده‌اند، پس از اصلاح ثوابت بهترین نتیجه را خواهند داد. رابطه‌ی اصلاح شده‌ی استندینگ به صورت معادله‌ی (۲) و (۳) می‌باشد؛ رابطه‌ی واسکویز و بیگر شکلی به صورت معادلات (۴) و (۵) دارند.

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{A_1} + A_2 \right) 10^X \right]^{A_3} \quad (2)$$

$$X = A_4 \times API - A_5 (T - 460) \quad (3)$$

$$R_s = A_1 \times \gamma_{gs} \times P^{A_2} \times \exp \left[\frac{A_3 \times API}{T} \right] \quad (4)$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (5)$$

نسبت نفت - گاز

رابطه‌ی ارائه شده برای نسبت نفت - گاز به صورت زیر می‌باشد.

$$R_v = \frac{A_1 P_{gsc} (A_2 P^2 + A_3 P + A_4)}{P_s} \cdot \exp \left[\frac{A_5 \cdot CGR T_{sc}}{\rho_{osc} T \cdot P_{sc}} \right] \quad (6)$$

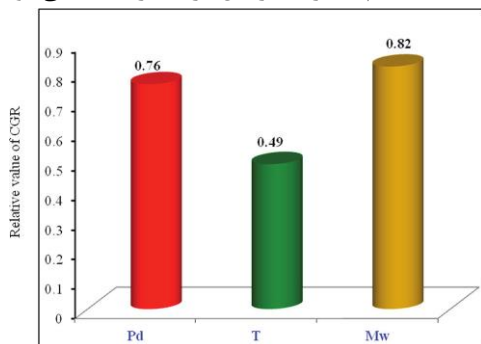
میانگین خطای مطلق استفاده از این روش 10.4% با انحراف استاندارد 0.0308 برای چگالی‌دهی گازی و 15.0% با انحراف استاندارد 0.1271% برای نفت سبک می‌باشد [۱۵].

کمپلکس، معادلات حالت، قوانین مخلوطسازی و قوانین ترکیبسازی قابل استفاده است.

۵-۲- استفاده از مشارکت گروهی معادلات حالت (GC-EOS)
در مطالعه اسپینوزا و همکارانش [۲۳] پدیده چگالش معکوس با استفاده از مشارکت گروهی معادلات حالت مورد بررسی قرار گرفته است. مبنای GC-EOS، تابع تقسیم تعمیم یافته‌ی واندروالس می باشد که با اصل ترکیب محلی ادغام شده است. تابع باقی مانده‌ی هلمهولتز به دو ترم جذب و حجم آزاد تقسیم می شود. ترم حجم آزاد توسط یک رابطه برای کرات سخت به دست آمده و ترم جذب، شکلی از رابطه‌ی NRTL وابسته به چگالی گرفته می شود [۲۴]. این روش عملکرد مناسبی در پیش بینی رفتار پدیده‌ی چگالش در مخلوط‌های دوتایی سیالات نزدیک بحرانی با اجزای متعلق به گروه همگن می باشد. در مطالعات مربوط به مجموعه‌ی همگن، اعضای مجموعه‌ی همگن بر اساس قطر کرات سخت تعیین می گردد.

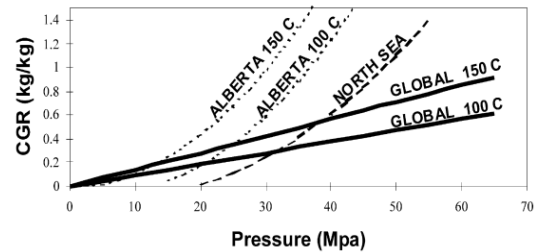
۶- تعیین CGR به روش شبکه عصبی مصنوعی

به طور کلی تئوری شبکه‌های عصبی مصنوعی (ANN) برای پاسخگویی به مسائل غیر خطی و پیچیده که مدل سازی ریاضی آنها کاری دشوار تصور می شود، طراحی شده است. هدف مدل ANN آن است که ارتباطی بین مجموعه‌ی داده‌های ورودی و مجموعه‌ی الگوهای خروجی در فرآیند برقرار کند. زنده بودی و همکاران [۲۵] در مطالعه خود از این تئوری با هدف پیش بینی مقدار نسبت چگالیده به گاز (CGR) استفاده کرده است. آنها در واقع در مطالعه خود مدل شبکه عصبی مصنوعی را با مدل بهینه سازی ذرات تجمعی تحت عنوان روش PSO-ANN ادغام کردند. یکی از عوامل بسیار موثر در این مدل تلفیقی انتخاب متغیرهای ورودی می باشد. آنها نشان دادند که P_{dew} ، M_w مخلوط و T بهترین ورودی‌های این روش می باشند. نتایج حاصل از آنالیز حساسیت در شکل (۴) ارائه شده است که به وضوح نشان می دهد که وزن مولکولی مخلوط مهم ترین متغیر موثر بر CGR است و افزایش در وزن مولکولی، دمای مخزن و یا فشار نقطه‌ی شبنم منجر به افزایش در مقدار CGR می شود.



شکل (۴): اثر بخشی عوامل مستقل روی CGR

داده‌های ورودی در این روش به دو روش CCE و CVD تعیین



شکل (۳): منطقه‌ی پیش بینی CGR اشباع (اینگلند ۲۰۰۲)

همانطور که در شکل نشان داده شده است تفاوت بین نتایج دریای شمال و آلبرتا کاملا واضح است از این رو استفاده از مدل پیش بینی CGR اشباع سراسری منجر به خطای پیش بینی قابل توجهی خواهد شد. در واقع رابطه‌ی سراسری یک ابزار پیش بینی آماري ساده می باشد.

۵- تعیین CGR به روش تحلیلی

۱-۵- تئوری قوانین اختلاط محلول منسجم

در این روش از قوانین اختلاط برای محاسبه‌ی ویژگی‌های ترمودینامیکی استفاده شده که منجر به یک معادله‌ی حالت می شود. در اینجا به عنوان نمونه محاسبات مربوط به معادله حالت پنگ رابینسون ارائه شده است. محاسبات سایر معادلات مانند SRK مشابه این معادله می باشد [۲۰]، [۲۱]. به منظور استفاده از قوانین اختلاط محلول منسجم معادله حالت پنگ رابینسون به فرم زیر نوشته می شود [۲۲]:

$$z = \frac{A}{v} - \frac{RT + C - 2\left(\frac{AC}{RT}\right)^2}{(v-b)\left(v - b + \left(\frac{b}{v}\right)(v-b)\right)} \quad (14)$$

که A و C به صورت زیر تعریف می شوند:

$$A = a_c (1+k)^2 \quad (15)$$

$$C = a_c k^2 / RT_c \quad (16)$$

این فرم از معادله حالت وجود سه ثابت مستقل (A, C, b) را نشان می دهد. این پارامترها بر اساس تئوری محلول منسجم واندروالس به صورت زیر می باشد.

$$A_{ij} = (1 - k_{ij}) b_{ij} (a_{ii} a_{jj} / b_{ii} b_{jj})^{1/2} \quad (17)$$

$$b_{ij} = (1 - l_{ij}) (b_{ii}^{1/3} + b_{jj}^{1/3})^3 / 8 \quad (18)$$

$$C_{ij} = (1 - m_{ij}) (C_{ii}^{1/3} + C_{jj}^{1/3})^3 / 8 \quad (19)$$

این تکنیک زمان کامپیوتری مورد نیاز را کاهش می دهد و بر پیچیدگی حل چندین معادله به صورت همزمان غلبه می کند. تکنیک حاضر برای تعداد متنوعی از مخلوط‌های سیال مخزن

می‌گردد.

۷- نتیجه‌گیری

با توجه به اهمیت پدیده چگالش معکوس در بهره‌برداری از چاه‌های نفت و لزوم مطالعه دقیق‌تر این پدیده، در مقاله حاضر به معرفی روش‌های مختلف ارائه شده جهت پیش‌بینی مقدار نسبت چگالیده به گاز یا همان CGR پرداخته شد. با توجه به اینکه مقایسه روش‌های موجود، ما را در آگاهی هر چه بیشتر از مزیت‌ها و معایب هر کدام، یاری می‌رساند و می‌تواند در اصلاح روش‌های موجود و ایجاد راهکاری نو، مفید واقع گردد، در این بخش به بررسی مزایا، معایب، محدودیت‌ها و نتایج حاصل از هر کدام از این روش‌ها پرداخته خواهد شد.

بررسی روش‌های آزمایشگاهی نشان می‌دهد که آزمایش CVD بسیار وقت‌گیر و پرهزینه است ولی اگر GOR و آنالیز سیال مخزن و نحوه‌ی انجام آزمایش دقیق و صحیح باشد نتایج بسیار مهم و قابل استفاده‌ای از آن حاصل می‌شود. به کمک آزمایش CVD می‌توان مشخص کرد که مخزن گاز تر و یا مخزن گاز میعانی است و اگر گاز میعانی باشد مقدار میعانات رسوب کرده چقدر می‌باشد و ضمناً فشار تبخیر مجدد در مخزن را نشان می‌دهد. آزمایش CVD یک شبیه‌سازی آزمایشگاهی کامل رفتار و تولید مخزن گاز میعانی است. از آزمایش CVD، مقدار ضریب انحراف گاز خروجی، ضریب انحراف دو فازی گاز داخل سلول (مخزن)، گرانیوی گاز خروجی، آنالیز و ترکیب گاز خروجی، آنالیز سیال دو فازی داخل سلول در فشارهای تولید به دست می‌آید و هم چنین از نتایج CVD ضریب برداشت گاز چگالیده مخزن را می‌توان تعیین نمود.

باید توجه داشت که آزمایش CVD در حجم ثابت صورت می‌گیرد لذا از نتایج آن در مخزن گاز میعانی با حجم ثابت می‌توان استفاده کرد؛ یعنی برای حالتی که حجم هیدروکربن‌های داخل خلل و فرج سنگ مخزن با کاهش فشار تغییر عمده نکند. لذا نتایج، قابل به کارگیری در مخازن گاز میعانی با رانش آب فعال و یا مهاجرت گاز از مخزن نمی‌باشد. در مقابل آزمایش CCE را داریم که در آن ترکیب سیال ثابت باقی می‌ماند و به کمک آن فشار تبخیر مجدد، گرانیوی، ضریب انحراف و انبساط فاز گاز، دانسیته‌ی فاز گاز و مایع، ترکیب و آنالیز گاز و مایع و GOR در دمای مخزن و فشارهای مختلف تعیین می‌شود.

روابط تجربی ارائه شده عبارت‌اند از رابطه‌ی چو، روش نفت سیاه اصلاح شده و روابط CGR اشباع منطقه‌ای. اگر چه رابطه چو هم‌خوانی خوبی با داده‌های آزمایشگاهی دارد اما در استفاده از آن محدودیت دما، فشار و ترکیب وجود دارد.

در رابطه CGR اشباع منطقه‌ای سعی شده است که تأثیر مناطق زمین‌شناسی روی میزان چگالیده‌ی اشباع نیز در نظر گرفته شود. برای توسعه مدل منطقه‌ای خاص به داده‌های کافی از منطقه اکتشاف

نیاز داریم که امکان فراهم آوردن آن برای تمامی مناطق وجود ندارد از این رو مدل سراسری ارائه شد که دارای خطای پیش‌بینی قابل توجهی است. به همین دلیل توصیه می‌شود که از مدل سراسری همواره به عنوان آخرین راهکار استفاده شود.

در ادامه دو روش اختلاط محلول منسجم و مشارکت گروهی معادلات حالت معرفی شدند که در آنها از روابط ترمودینامیکی جهت پیش‌بینی CGR استفاده شده است. به همین دلیل از این روش‌ها زمانی می‌توان استفاده کرد که ویژگی‌های مخلوط به خوبی شناخته شده باشد و در استفاده از آنها برای ترکیبات جدید با محدودیت مواجه هستیم. این روش‌ها به جزئیات و داده‌هایی نیاز دارند که ترکیب مخلوط را مشخص می‌کند. به دست آوردن چنین معادله‌ای پرهزینه و زمان‌بر است. علاوه بر آن امکان استفاده از آن در محدوده‌ی وسیعی از ترکیبات، دما و فشار با دقت بالا وجود ندارد. در مقابل این روش‌ها برای تعداد متنوعی از مخلوط‌های سیال مخزن، قوانین اختلاط و قوانین ترکیب‌سازی قابل استفاده است.

برخی محدودیت‌های ذاتی مدل‌های ارائه در محاسبه دقیق CGR و همچنین پیشرفت تکنولوژی، محققان را به سمت استفاده از روش‌های جدیدتر مانند شبکه‌ی هوش مصنوعی سوق داد. مطالعات صورت گرفته نشان می‌دهد که در صورت استفاده از داده‌های ورودی مناسب و دقیق، نتایج این روش هم‌خوانی قابل قبولی با نتایج آزمایشگاهی دارد.

فهرست علائم

A_1, A_2, A_3, A_4, A_5	ثوابت تجربی
API	گرانش نفت
B_1, B_2, B_3	ثوابت تجربی
a, b, c	ثوابت مربوط به ویژگی‌های مواد
k	ضریب برهم‌کنش
l	فاصله‌ی بین مراکز مولکولی
m	تابعی از ضریب بی‌مرکزی
HCPV	درصد حجمی خلل و فرج هیدروکربن اشغال شده توسط مایع
p	فشار
R	ثابت جهانی گازها
T	دمای مخزن
V	حجم
v	حجم مولی
y	درصد مولی C_{7+} در سیال مخزن
z	فاکتور تراکم پذیری گاز

<i>s</i>	اشباع		علائم یونانی
<i>sat</i>	اشباع	γ	جاذبه‌ی ویژه
<i>sep</i>	جداسازی	ρ	دانسیته
<i>osc</i>	نفت در شرایط جداسازی		زیرنویس
	استاندارد	<i>asc</i>	مقدار مطلق در شرایط استاندارد
<i>pc</i>	خاصیت نقصانی	<i>c</i>	خاصیت بحرانی
<i>i, j</i>	جزء	<i>dew</i>	نقطه‌ی شبنم
		<i>g</i>	گاز
		<i>gsc</i>	مقدار نسبی در شرایط استاندارد

El-Banbi, A. H., Schlumberger, K. A., Fattah, M. H., [۱۵]
New Modified Black-Oil Correlation for Gas
Condensate and Volatile Oil Fluids, Society of
Petroleum Engineers, Society of Petroleum
Engineers, SPE 102240, 24-27, (2006).

Standing, M. B., *A Pressure-Volume-Temperature* [۱۶]
Correlation for Mixture of California Oils and
Gases, Drilling and Production Practice, API 275-
287, (1957).

Vasques, M., Beggs, H. D., *Correlation for Fluid* [۱۷]
Physical Property Prediction, JPT 32(6), 968-970,
(1980).

Drunchuck, P. M., Abou-Kassem, J. H., *Calculation* [۱۸]
of Z Factors For Natural Gases Using Equations of
State, Journal of Canadian Petroleum Technology,
14, 34-36, (1975)

England, W. A., *Empirical correlations to predict* [۱۹]
gas/gas condensate phase behaviour in sedimentary
basins, Organic Geochemistry, 33, 665-673, (2002).

Mansoori, G.A., *Mixing Rules for Cubic Equations* [۲۰]
of State, Symposium on Equations of State, ACS
Symposium Series 300, 314-330, (1986).

Kwak, T. Y., Mansoori, G.A., *Van der Waals Mixing* [۲۱]
Rules for Cubic Equations of State, Chem Eng Sci,
41,5, 1303-1309, (1987).

Mansoori, G.A., Savidge, J. L., *Predicting* [۲۲]
Retrograde Phenomena and Miscibility Using
Equation of State, Society of Petroleum Engineers,
SPE 19809, 383-398, (1989).

Espinosa, S., Raeissi, S., Brignole, E. A., Peters, C. [۲۳]
J., *Prediction of double retrograde vaporization:*
transition in binary mixtures of near critical fluids
with components of homologous series, Supercritical
Fluids, 32, 63-71, (2004).

Skjold, S., Joergensen., *Group contribution equation* [۲۴]
of state (GC-EOS): a predictive method for phase
equilibrium computations over wide ranges of
temperature and pressures up to 30 MPa, Ind. Eng.
Chem. Res, 27 (1), 110-118, (1988).

Zendehboudi, S., Ahmadi, M. A., James, L., Chatzis, [۲۵]
I., *Prediction of Condensate-to-Gas Ratio for*
Retrograde Gas Condensate Reservoirs Using
Artificial Neural Network with Particle Swarm
Optimization, Energy & Fuels, 26, 3432-3447,
(2012)

۸- مراجع

Katz, D. L., Kurata, F., *Industrial and Engineering* [۱]
Chemistry, 32, 817-827, (1940).

Kamari, E., Shadizadeh, S. R., *An Experimental* [۲]
Phase Diagram of a Gas Condensate Reservoir,
Petroleum Science and Technology, 30, 2114-2121,
(2012).

Donald, L. K., Kurata, F., *Retrograde condensation.* [۳]
Ind. Eng. Chem, 32, 817-827, (1940).

Park, S. J., Kwak, T. Y., Mansoori, G. A., *Statistical* [۴]
mechanical description of supercritical fluid
extraction and retrograde condensation, Int. J.
Thermophys, 8, 449-471, (1987).

Fasesan, S. O., Olukink, O. O., Adewumi O. O., [۵]
Characteristics of Gas Condensate, Pet. Sci.
Technol, 21 (1-2), 81-90, (2003).

Li, Y., Li, B., Hu, Y., Jiao, Y., Zhu, W., Xiao, X., [۶]
Niu, Y., *Water Production Analysis and Reservoir*
Simulation of the Jilake Gas Condensate Field, Pet.
Explor. Dev, 37 (1), 89-93, (2010).

Fevang, O., *Gas Condensate Flow Behaviour and* [۷]
Sampling. PhD Thesis, University of Trondheim,
(1995).

Hosein, R., Dawe, R., *Characterization of Trinidad* [۸]
Gas Condensates, Pet. Sci. Technol, 29 (8),
817-823, (2011).

Leemput, L. E. C., Bertram, D. A., Bentley, M. R., [۹]
Gelling, R., *Full-Field Reservoir Modeling of*
Central Oman Gas-Condensate Fields. SPE
Reservoir Eng, 11(4), 252-259, (1996).

Moses, P. L.; Donohoe, C. W.; *Gas Condensate* [۱۰]
Reservoirs (Chapter 39), SPE Handbook, (1962).

Pedersen, K. S.; Fredenslund, A.; Thomassen, P.; [۱۱]
Properties of Oils and Natural Gases, Gulf
Publishing Company Houston, (1989).

Cho, S. J., Civan, F., Starling, K. E., *A Correlation* [۱۲]
TO Predict Maximum Condensation for Retrograde
Condensation Fluids and Its Use in Pressure-
Depletion Calculations, Society of Petroleum
Engineers, SPE 14268, 22-25, (1985).

Spivak, A., Dixoin, T. N., *Simulation of Gas* [۱۳]
Condensate Reservoirs, Society of Petroleum
Engineers, SPE 4271, 10-12, (1973).

Whitson, C. H., Torp, S. B., *Evaluation of* [۱۴]
Condensate-Volume Depletion Data, Journal of
Petroleum Technology, JPT 35, 610-620, (1983).