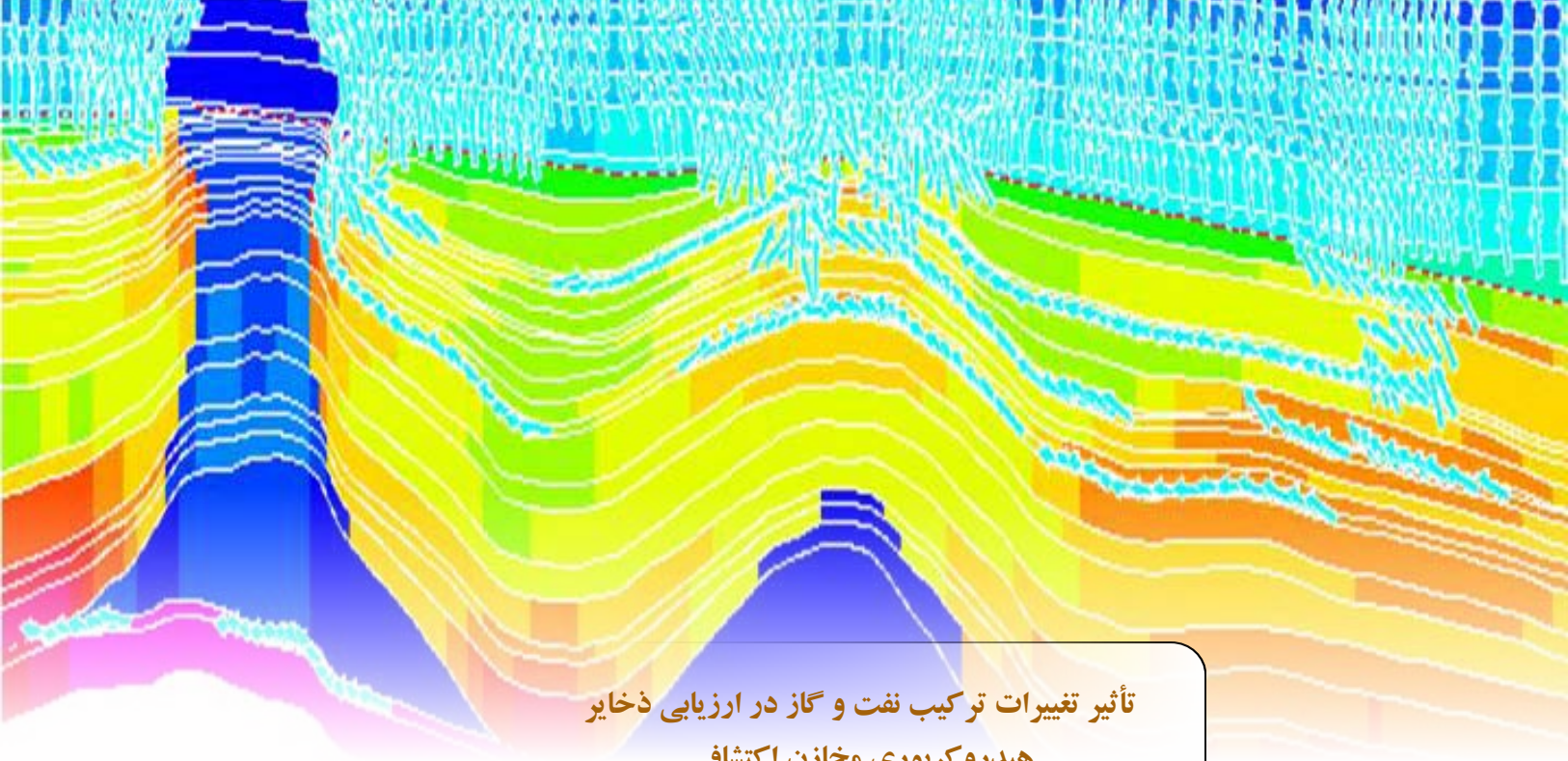


تأثیر تغییرات ترکیب نفت و گاز در ارزیابی ذخایر هیدروکربوری مخازن اکتشافی

رامین حسینی[1]، دکتر فریبرز رشیدی[2]

قسمت اول

چکیده:

تغییرات درصد ترکیب سیال مخزن در جهت افقی و عمودی پدیده‌ای است که در مخازن هیدروکربوری دیده می‌شود. در این مقاله به معرفی و بررسی عوامل مؤثر بر این پدیده پرداخته شده است.

کلمات کلیدی:

تغییرات ترکیب سیال، نفوذ مولکولی، نفوذ گرمایی، سیالات بحرانی، شار جرمی، تعادل گراویته- شیمیایی

مقدمه

تغییرات ترکیب نفت و گاز (Compositional Grading) پدیده‌ای است که در بیشتر مخازن دنیا دیده شده است[۱].

این پدیده به تغییرات مولی اجزای نفت و گاز در مخازن در جهت عمودی با عمق و در بعضی موارد در جهت افقی اشاره می‌کند. این پدیده تحت اثر عوامل مختلف و مکانسیم‌های خاصی به‌وجود می‌آید که باعث تفاوت در خواص فیزیکی و ترمودینامیکی نفت یا گاز در مکان‌های مختلف مخزن می‌شود.

اطلاعات سیال مخزن هم از طریق نمونه‌گیری سرچاهی و هم ته‌چاهی (FT/MDT-Bottom hole sampling) و انجام آزمایشات PVT به‌دست می‌آید و معمولاً برای کل مخزن گزارش می‌شود. در صورتی‌که در بسیاری از مخازن پدیده تغییرات ترکیب نفت و گاز با عمق وجود دارد. ارزیابی و تشخیص صحیح تغییرات ترکیب نفت و گاز در مخازن هیدروکربوری اهمیت زیادی در تخمین مقادیر نفت درجا و گاز درجا دارد به‌طوری‌که صرف‌نظرکردن از این پدیده یا پیش‌بینی ناصحیح آن موجب تخمین نادرست مقادیر هیدروکربن اولیه و پیش‌بینی‌های تولید در مخازن می‌شود[۲].

مهمترین عواملی که باعث تغییرات ترکیب در راستای عمودی و افقی در مخازن هیدروکربوری می‌شوند عبارتند از:

- نیروی جاذبه زمین(Pressure Diffusion)که باعث تفکیک اجزای سبک و سنگین سیال از هم می‌شود. به‌عنوان مثال ترکیبات بالای هپتان به سمت پایین و ترکیبات سبک مثل متان به سمت بالای مخزن رانده می‌شوند[۳].
- نفوذ گرمایی(Thermal Diffusion) که در واقع تمایل یک مخلوط در حال سکون به تفکیک‌شدن در اثر گرادیان دما می‌باشد و معمولاً برخلاف نیروی جاذبه، باعث رانده‌شدن اجزای سبک به قسمت‌های گرمتر (اعماق مخزن) و اجزای سنگین به نواحی سردتر (بالای مخزن) می‌شود[۴].
- نفوذ مولکولی(Molecular Diffiusion)که تمایل اجزای یک سیستم برای مخلوط‌شدن و یکنواخت‌شدن سیستم در اثر گرادیان‌های غلظت می‌باشد.
- جابجایی یا کنواکسیون حرارتی و طبیعی(Thermal & Natural Convection) که در واقع حرکت توده سیال در اثر اختلاف در دانسیته در راستای افق می‌باشد. این پدیده باعث به‌وجودآمدن مخلوط‌هایی از سیال می‌شود که در بعضی حالات دارای درصد ترکیب ثابت

۱- مدیریت اکتشاف، اداره مهندسی نفت
۲- دانشگاه صنعتی امیرکبیر

و یا متغیر با مکان هستند و بیشتر در مخازن ترک‌دار و یا با نفوذپذیری بالا به‌وجودمی‌آید. گرادیان دما و نفوذ گرمایی در جهت افقی باعث به‌وجودآمدن اختلاف در دانسیته سیال در راستای افق می‌شود[۵].

جابجایی طبیعی درواقع شامل جابجایی یا کنوکسیون در اثر گرادیان دما (جابجایی حرارتی) و جابجایی در اثر گرادیان غلظت می‌باشد.

- در حالتی که مهاجرت و توزیع تعادلی هیدروکربن‌ها، هنوز کامل نشده و زمان زیادی برای نفوذ و جابجایی هیدروکربن‌ها برای برقراری تعادل ترمودینامیکی لازم باشد[۶].
- رسوب آسفالتین در قسمت‌های پایینی مخزن در اثر عوامل مختلف ترمودینامیکی و در زمان مهاجرت نفت به مخزن باعث ایجاد انواع مختلف هیدروکربون‌های نفتی در لایه‌های مخزن می‌شود[۷].
- تجزیه باکتریایی در جهت افقی و عمودی باعث ایجاد تغییراتی در مقدار H_2S و API نفت می‌گردد[۷].
- مهاجرت نفت از سنگ‌های منشاء مختلف در لایه‌های مختلف یک مخزن[۷].

عوامل بالا به‌همراه عوامل ناشناخته دیگر باعث تغییرات در درصد ترکیب سیال هم در راستای افقی و هم در راستای عمودی می‌گردند که مدل‌سازی ریاضی آنها بسیار پیچیده و غیرممکن خواهد بود. از میان این عوامل تنها چهار عامل قابل مدل‌سازی ریاضی است و آن هم با فرض اینکه سیستم در حال تعادل کامل باشد. یعنی برآیند نیروهایی‌که بر یک ذره وارد می‌شود صفر گردد یا به عبارتی شار جرمی تک‌تک اجزای سیال صفر باشد.

این چهار عامل عبارتند از: نفوذ فشاری، نفوذ مولکولی، نفوذ گرمایی و کنواکسیون طبیعی.

(نفوذ فشاری تفکیک‌پذیری اجزای سیال در اثر گرادیان فشار است که در جهت افقی بسیار ناچیز است و فقط در جهت عمودی خود را نشان می‌دهد که آن هم به سبب اختلاف فشار در ستون سیال در اثر نیروی جاذبه زمین می‌باشد).

صرف نظر از جابجایی طبیعی دو مدل برای محاسبات تغییرات ترکیب نفت و گاز در جهت عمق وجود دارد: مدل هم‌دما و مدل‌های گرمایی.

در مدل هم‌دما تغییرات ترکیب نفت و گاز از روی حل معادله تعادلی‌گراویته- شیمیایی (نفوذ مولکولی) محاسبه می‌شود. در مدل‌های گرمایی گرادیان دما در معادلات مربوطه منظور می‌گردد. بدین ترتیب معادله تغییرات ترکیب نفت و گاز با درنظرگرفتن اثر گراویته، نفوذ مولکولی و نفوذ گرمایی به‌صورت فرم کامل‌تری در خواهد آمد که با فرضیاتی قابل حل خواهد بود.

به‌طور کلی سیالات بحرانی (Near Critical Fluids) و نفت‌های سبک یا فرار بیشترین تغییرات ترکیب را با عمق خواهند داشت در صورتی‌که نفت‌های سنگین و گازهای خشک دارای کمترین تغییرات ترکیب با عمق هستند. باید توجه داشت که در مخازن زیر اشباع(Under saturated) تغییرات ترکیب نفت و گاز کمتر خواهد شد[۱].

تغییرات درصد ترکیب - شار جرمی صفر (Zero Mass Flux)

با صرف‌نظرکردن از پدیده کنواکسیون، محاسبه تغییرات درصد ترکیب در جهت ارتفاع با این فرض صورت می‌گیرد که شار جرمی یا مولی تک تک اجزاء در هر مکانی از سیستم صفر باشد. در نتیجه معادله کلی برای محاسبه تغییرات ترکیب نفت و گاز به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$\sum_{k=1}^{n-1}\left(\frac{\partial \mu_i}{\partial x_k}\right)_{p,T,x_{j\neq k}} \nabla x_k = F_{Gi} - F_{Ti}\frac{\nabla T}{T}$$

$$F_{Gi} = (M_i - V_i)g$$

که μ_i پتانسیل شیمیایی، X_iدرصد ترکیب، V_i حجم مولی جزئی، M_i جرم مولکولی، ρ دانسیته جرمی مخلوط، g شتاب جاذبه زمین و F_{Ti} «فاکتورنفوذگرمایی» به حساب می‌آید که برای محاسبه شار جرمی ناشی از نفوذ گرمایی، جزء i استفاده می‌شود. در محاسبات تغییرات ترکیب نفت و گاز سه مدل مهم زیر برای F_{Ti} معرفی می‌گردد:

$$F_{Ti} = \frac{1}{M_m}.(M_i H_m - M_m H_i) \qquad (Haase)$$

$$F_{Ti} = \frac{1}{V_m}.(V_i H_m - V_m H_i) \qquad (Kempers)$$

$$F_{Ti} = -\frac{1}{2\bar{V}}.(V_i \Delta U_m^* - V_m \Delta U_i^*) \qquad (Belery-da\ Silva)$$

در معادلات بالا H_m آنتالپی مخلوط، V_m حجم مولی مخلوط، $\bar{V}$ حجم متوسط مخلوط، M_m جرم مولکولی مخلوط و ΔU_i^*، انرژی اکتیواسیون مولی جزئی (Partial Molar activation energy) برای جزء i در مخلوط هستند.

معادله کلی محاسبه تغییرات ترکیب نفت و گاز در غیاب کنواکسیون با استفاده از فرضیاتی به صورت‌های زیر تبدیل می‌شود:

- سیستم دما ثابت، $\nabla T = 0$، که منجر به تعادل گراویته-شیمیایی(Isothermal Gravity-Chemical Equilibrium) می‌شود. در این حالت قانون تفکیک‌پذیری گیبس ملاک تعادل است و در نهایت رابطه زیر برای محاسبه فوگاسیته جزء i در عمق z به‌دست می‌آید:

$$f_i(h) = f_i(h^0)\exp\left(-\frac{M_i g(h-h^0)}{RT}\right)$$

- حالتی که گرادیان دمایی وجود داشته باشد ولی از اثر نفوذ گرمایی صرف‌نظر شده باشد(Passive Thermal Diffusion). $(F_{Ti} = 0, \nabla T \neq 0)$ در این حالت معادله به‌صورت زیر در می‌آید که با روش‌های عددی می‌توان آن‌را حل کرد:

$$\nabla \mu_i = M_i.g - S_i \nabla T$$

در این حالت همچنین می‌توان از تابعیت دمایی S_i صرف‌نظر نمود. با توجه به اینکه با داشتن گرادیان دما $(\nabla T = dT/dh)$ و شرایط نقطه مبنا (T_0, P_0) ، دما در هر مکانی قابل محاسبه است، خواهیم داشت:

$$f_i(h) = f_i(h^0)\exp\left(-\frac{M_i g(h-h^0) + S_i.(dT/dh)}{RT}\right)$$

محاسبه تغییرات درصد ترکیب

برای محاسبات تغییرات درصد ترکیب به اطلاعات زیر در حکم شرایط نقطه مبنا احتیاج است:

- عمق مبنا؛
- درصد ترکیب سیال در عمق مبنا؛
- فشار مخزن در عمق مبنا و
- دما و گرادیان دما در عمق مبنا و مخزن.

نتایج محاسبات تغییرات درصد ترکیب، شامل درصد ترکیب سیال و فشار مخزن در هر عمق دلخواه z حتی در آن سوی سطح تماس نفت و گاز (GOC) می‌باشد. محاسبات ترمودینامیکی

تغییرات درصد ترکیب، احتیاج به معادله حالت معتبری دارد که با اطلاعات PVT سیال که از طریق آزمایشات به‌دست می‌آید میزان شده باشد. این محاسبات در حالی معتبر است که سیال تک‌فازی باشد. با توجه به اینکه در نزدیکی سطح تماس نفت و گاز سیستم حالت دو فازی به خود می‌گیرد با استفاده از محاسبات مخصوص می‌توان محدوده سطح تماس نفت و گاز را تعیین کرد.

محاسبات تغییرات درصد ترکیب در مدل تعادلی گراویته-شیمیایی (Isothermal GCE) در حالت هم‌دما

در نتایج این محاسبات افزایش درصد مولی گروه عناصر بالای هپتان (C_{7+}) و افزایش فشار نقطه شبنم گاز نسبت به افزایش عمق و کاهش درصد مولی متان، کاهش نسبت گاز به نفت و کاهش فشار نقطه حباب نفت را با افزایش ارتفاع خواهیم داشت[۵]. درصد ترکیب و بیشتر ویژگی‌های فازی سیال کم و بیش به‌صورت خطی با عمق تغییر می‌کنند مگر در حالتی‌که سیال در حالت بحرانی باشد.

محاسبات تغییرات درصد ترکیب در مدل تعادلی گراویته-شیمیایی-گرمایی

دو نوع مدل گرمایی برای محاسبه تغییرات درصد ترکیب در شرایط غیرهم‌دما وجود دارد. در مدل‌های ارائه‌شده، نفوذ گرمایی بر پایه روابط ترمودینامیکی(Haase و Kempers) و یا بر پایه ویسکوزیته (Beleryda Silva) سیال بیان می‌گردد.
نتایج محاسبات گویای این مطلب است که پیش‌بینی تغییرات درصد ترکیب با استفاده از مدلهای گرمایی ارائه شده نسبت به مدل تعادلی هم‌دما (GCE)کاهش یافته است.

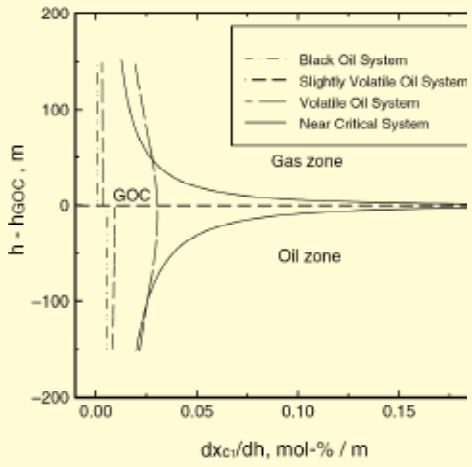
اگر شرایط به گونه‌ای باشد که اثر نفوذ گرمایی بیشتر از اثر نیروی گراویته شود، آنگاه پیش‌بینی تغییرات درصد ترکیب برعکس می‌شود. یعنی غلظت اجزای سبک نفت در پایین مخزن و غلظت اجزای سنگین نفت در بالای مخزن بیشتر می‌گردد. در این حالت سیال در مخزن پایدار نیست و ممکن است شرایطی فراهم شود که منجر به کنواکسیون سیال گردد [۷].

نتایج

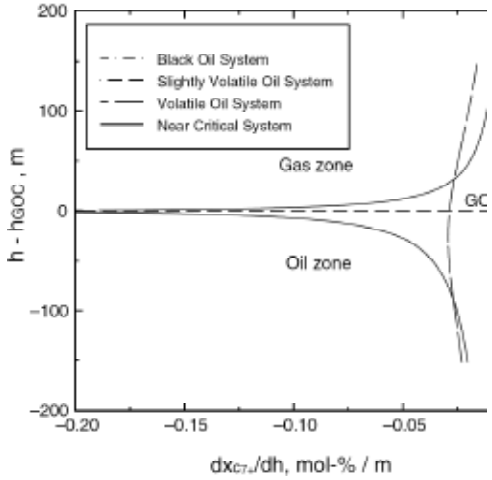
شکل (۱-۱) و (۱-۲) نمودار گرادیان درصد ترکیب متان و C_{7+} نسبت به ارتفاع را برای سیستم‌های مختلف سیال نشان می‌دهند، همان‌طوری‌که دیده می‌شود بیشترین تغییرات درصد ترکیب در ناحیه سطح تماس گاز و نفت برای سیستم‌های مختلف سیال رخ می‌دهد و بیشترین گرادیان درصد ترکیب در این ناحیه برای سیال نزدیک بحرانی رخ می‌دهد. سیستم‌های نفت سنگین و نفت سبک دارای کمترین گرادیان درصد ترکیب در ناحیه نفتی و گازی هستند و این گرادیان تقریباً ثابت است.
در این دو سیستم یک ناپیوستگی در گرادیان درصد ترکیبی در سطح تماس گاز و نفت دیده می‌شود. این ناپیوستگی به علت تغییر آنی فاز در سطح تماس گاز و نفت در این دو سیستم است.

شکل (۱-۳) و (۱-۴) تغییرات درصد ترکیب متان و C_{7+} نسبت به ارتفاع را برای سیستم‌های مختلف سیال در حالت GCE هم‌دما نشان می‌دهند. هیچ ناپیوستگی در سیستم نفت بحرانی دیده نمی‌شود زیرا در ناحیه (GOC) سیال در حالت بحرانی و زیر اشباع است و تغییر فاز در این مکان به صورت تدریجی است.

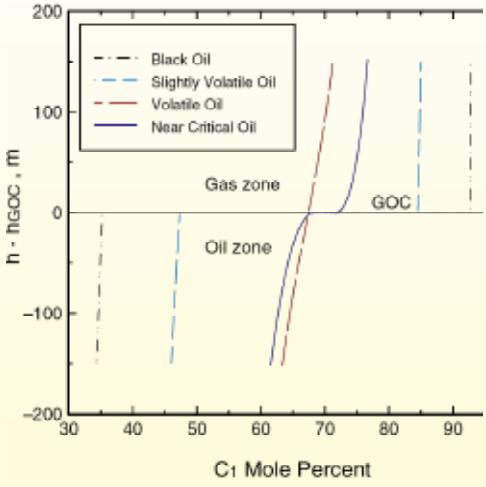
شکل ۱-۱: نمودار گرادیان درصد ترکیب متان در سیستم‌های مختلف سیال هیدروکربوری با استفاده از محاسبات GCE در دمای ثابت [۴].



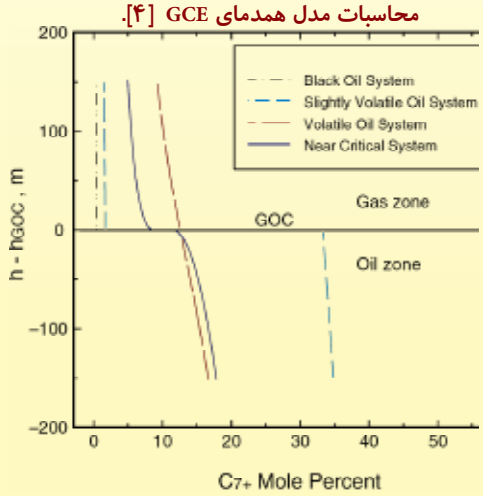
شکل ۱-۲: نمودار گرادیان درصد ترکیب C_7+ در سیستم‌های مختلف سیال هیدروکربوری با استفاده از محاسبات GCE در دمای ثابت [۴].



شکل ۱-۳: نمودار تغییرات درصد ترکیب متان نسبت به عمق در محاسبات مدل هم‌دمای GCE [۴].

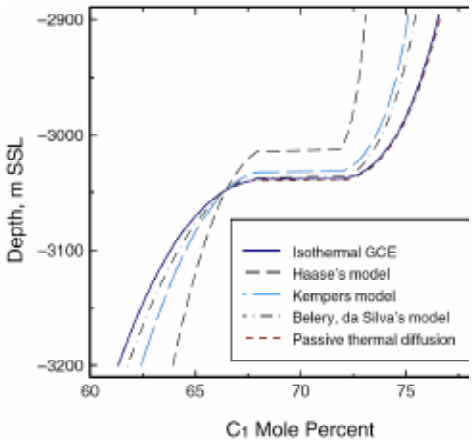


شکل ۱-۴: نمودار تغییرات درصد ترکیب C_{7+} نسبت به عمق در محاسبات مدل همدمای GCE [۴].

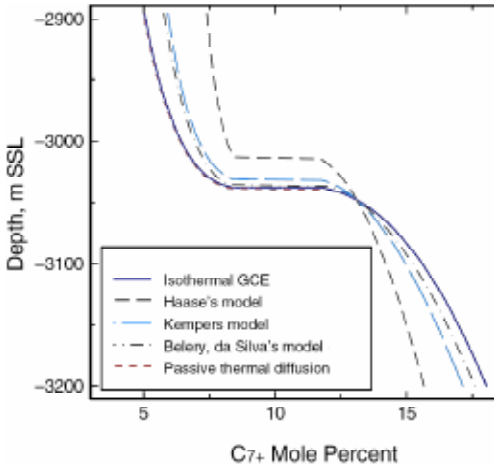


شکل (۱-۵) و (۱-۶) تغییرات درصد ترکیب متان و C_{7+} را بر حسب عمق به ازای مدلهای گرمایی مختلف و مدل همدمای GCE، برای سیستم نفت نزدیک بحرانی نشان می‌دهد. در تمامی مدلهای گرمایی، دامنه تغییرات درصد ترکیب نسبت به مدل تعادلی همدما (GCE) کمتر پیش‌بینی شده است. یعنی در واقع استفاده از مدلهای گرمایی برای محاسبه تغییرات درصد ترکیب منجر به کاهش اثر نیروی گراویته خواهد شد.

شکل ۱-۵: نمودار تغییرات درصد ترکیب متان در سیستم نفت نزدیک بحرانی NCO ، برحسب مدل همدما و مدلهای مختلف حرارتی [۴].



شکل ۱-۶: نمودار تغییرات درصد ترکیب C_{7+} در سیستم نفت نزدیک بحرانی NCO، بر حسب مدل هم‌دما و مدل‌های مختلف حرارتی [۴].



مراجع

1- Firoozabadi, A.: «Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs,» Mc Graw Hill, 1999.

2- Ghorayeb, K. and Firoozabadi, A.: «Modeling Multicomponent Diffusion and Convection in Porous Media,» SPE Journal (June 2000) 158-171

3- Ghorayeb, K. and Firoozabadi, A.: «Numerical Study of Natural Convecrion and Diffusion in Fractured Porous Media,» SPE Journal (March 2000) 12-20.

4- Høier, L. and Whitson, C.H.: «Compositional Grading- Theory and Practice,» SPE Journal (December 2001) 525-535

5- Whitson, C.H. and Belery, P.: «Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs,» paper SPE 28000

6- Schulte, A.M.: «Compositional Variations within a Hydrocarbon Column due to Gravity,» paper SPE 9235.

7- Montel, F. and Gouel, P.L.: «Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column,» paper SPE 14410.