

# تأثیر تغییرات ترکیب نفت و گاز در ارزیابی ذخایر هیدروکربوری

## مخازن اکتشافی - قسمت اول

[r.hosseini@niocexp.ir](mailto:r.hosseini@niocexp.ir)

رامین حسینی، مدیریت اکتشاف، اداره مهندسی نفت

[rashidi@aut.ac.ir](mailto:rashidi@aut.ac.ir)

دکتر فریبرز رشیدی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

کلمات کلیدی: تغییرات ترکیب سیال، نفوذ مولکولی، نفوذ گرمایی، سیالات بحرانی، شار جرمی

تعادل گراویته - شیمیایی

### چکیده:

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

ارزیابی و تشخیص صحیح تغییرات ترکیب نفت و گاز در مخازن هیدروکربوری اهمیت زیادی در تخمین مقادیر نفت در جا (OOIP) و گاز در جا (OGIP) دارد بطوریکه صرف نظر کردن از این پدیده یا پیش بینی 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<sup>۳</sup> که باعث تفکیک اجزای سبک و سنگین سیال از هم می‌شود به عنوان مثال ترکیبات بالای هپتان (C<sub>7+</sub>) به سمت پایین و ترکیبات سبک مثل متان به سمت بالای مخزن رانده می‌شوند [۳].

### مقدمه

تغییرات ترکیب نفت و گاز<sup>۱</sup> پدیده‌ای است که در بیشتر مخازن دنیا دیده شده است [۱]. این پدیده همانطوریکه از نامش پیداست به تغییرات مولی اجزاء 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 بوجود می‌آید که باعث تفاوت در خواص فیزیکی و ترمودینامیکی نفت یا گاز در مکان‌های مختلف مخزن می‌شود.

اطلاعات سیال مخزن هم از طریق نمونه‌گیری سر چاهی و هم ته چاهی<sup>۲</sup> و انجام آزمایشات PVT بدست می‌آید و معمولاً برای کل مخزن گزارش می‌شود. در صورتیکه در بسیاری از مخازن پدیده تغییرات ترکیب نفت و گاز با عمق وجود دارد.

۱- Compositional Grading

2- RFT/MDT- Bottom hole sampling

3-Pressure Diffusion

ایجاد انواع مختلف هیدروکربونهای نفتی در لایه های مخزن می شود [۷].

- تجزیه باکتریایی<sup>۴</sup> در جهت افقی و عمودی باعث ایجاد تغییراتی در میزان  $H_2S$  و  $API$  نفت می گردد [۷].

- مهاجرت نفت از سنگهای منشا مختلف در لایه های مختلف یک مخزن [۷].

عوامل بالا به همراه عوامل ناشناخته دیگر باعث تغییرات در درصد ترکیب سیال هم در راستای افقی و هم در راستای عمودی می گردند که مدلسازی ریاضی آنها بسیار پیچیده و غیر ممکن خواهد بود. از میان این عوامل تنها چهار عامل قابل مدلسازی ریاضی است و آن هم با فرض بر اینکه سیستم در حال تعادل کامل باشد یعنی برابند نیروهاییکه بر یک ذره وارد می شود صفر گردد یا به عبارتی شار جرمی تک تک اجزای سیال صفر باشد. این چهار عامل عبارتند از: نفوذ فشاری، نفوذ مولکولی، نفوذ گرمایی و کنواکسیون طبیعی. (نفوذ فشاری تفکیک پذیری اجزای سیال در اثر گرادیان فشار است که در جهت افقی بسیار ناچیز است و فقط در جهت عمودی خود را نشان می دهد که آن هم به سبب اختلاف فشار در ستون سیال در اثر نیروی جاذبه زمین می باشد).

با صرفه نظر کردن از جابجایی طبیعی دو مدل برای محاسبات تغییرات ترکیب نفت و گاز در جهت عمق وجود دارد: مدل همدمای و مدل های گرمایی. در مدل همدمای تغییرات ترکیب نفت و گاز از روی حل معادله تعادلی گراویته- شیمیایی (نفوذ مولکولی) محاسبه میشود. در مدل های گرمایی گرادیان دما در معادلات مربوطه منظور می شود. بدین ترتیب معادله تغییرات ترکیب نفت و گاز با در نظر گرفتن اثر گراویته، نفوذ مولکولی و نفوذ گرمایی بصورت فرم

- نفوذ گرمایی<sup>۱</sup> که واقع تمایل یک مخلوط در حال سکون به تفکیک شدن در اثر گرادیان دما می باشد و معمولا بر خلاف نیروی جاذبه، باعث رانده شدن اجزای سبک به قسمت های گرمتر (اعماق مخزن) و اجزای سنگین به نواحی سردتر (بالای مخزن) می شود [۴].

- نفوذ مولکولی<sup>۲</sup> که تمایل اجزای یک سیستم برای مخلوط شدن و یکنواخت شدن سیستم در اثر گرادیان های غلظت می باشد.

- جابجایی یا کنواکسیون حرارتی و طبیعی<sup>۳</sup> که در واقع حرکت توده سیال در اثر اختلاف در دانسیته در راستای افق می باشد. این پدیده باعث بوجود آمدن مخلوطهایی از سیال می شود که در بعضی حالات دارای درصد ترکیب ثابت و یا متغیر با مکان هستند و بیشتر در مخازن ترکدار و یا با نفوذ پذیری بالا بوجود می آید. گرادیان دما و نفوذ گرمایی در جهت افقی باعث بوجود آمدن اختلاف در دانسیته سیال در راستای افق می شود [۵]. جابجایی طبیعی در واقع شامل جابجایی یا کنواکسیون در اثر گرادیان دما (جابجایی حرارتی) و جابجایی در اثر گرادیان غلظت می باشد.

- مهاجرت و توزیع تعادلی هیدروکربنها هنوز کامل نشده باشد و زمان زیادی برای نفوذ و جابجایی هیدروکربنها برای برقراری تعادل ترمودینامیکی لازم باشد [۶].

- رسوب کردن آسفالتین در قسمت های پایینی مخزن در اثر عوامل مختلف ترمودینامیکی و در زمان مهاجرت نفت به مخزن باعث

4- Thermal Diffusion

2 - Molecular Diffiusion

۶- Thermal & Natural Convection

۱- Biodegradation

کاملتری در خواهد آمد که با فرضیاتی قابل حل خواهد بود.

به طور کلی سیالات بحرانی<sup>۱</sup> و نفت های سبک یا فرار بیشترین تغییرات ترکیب را با عمق خواهند داشت در صورتیکه نفت های سنگین و گازهای خشک دارای کمترین تغییرات ترکیب با عمق هستند. باید توجه داشت که در مخازن زیر اشباع<sup>۲</sup> تغییرات ترکیب نفت و گاز کمتر خواهد شد [۱].

### تغییرات درصد ترکیب - شار جرمی صفر<sup>۳</sup>

با صرفه نظر کردن از پدیده کنواکسیون، محاسبه تغییرات درصد ترکیب در جهت ارتفاع با این فرض صورت می گیرد که شار جرمی یا مولی تک تک اجزا در هر مکانی از سیستم صفر باشد. در نتیجه معادله کلی برای محاسبه تغییرات ترکیب نفت و گاز در به صورت زیر نوشته می شود:

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

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

که در آنها  $\mu_i$  پتانسیل شیمیایی،  $x_i$  درصد ترکیب،  $V_i$  حجم مولی جزئی،  $M_i$  جرم مولکولی،  $\rho$  دانسیته جرمی مخلوط،  $g$  شتاب جاذبه زمین و  $F_{Ti}$  فاکتور نفوذ گرمایی به حساب می آید که برای محاسبه شار جرمی ناشی از نفوذ گرمایی جزء  $i$  استفاده می شود. در محاسبات تغییرات ترکیب نفت و گاز سه مدل مهم زیر برای  $F_{Ti}$  معرفی می شود:

$$F_{Ti} = \frac{1}{M_m} \cdot (M_i H_m - M_m H_i) \quad (\text{Haase})$$

$$F_{Ti} = \frac{1}{V_m} \cdot (V_i H_m - V_m H_i) \quad (\text{Kempers})$$

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

در معادلات بالا  $H_m$  آنتالپی مخلوط،  $V_m$  حجم مولی مخلوط،  $\bar{V}$  حجم متوسط مخلوط،  $M_m$  جرم مولکولی مخلوط و  $\Delta U_i^*$  انرژی اکتیواسیون مولی جزئی<sup>۴</sup> برای جزء  $i$  در مخلوط هستند. معادله کلی محاسبه تغییرات ترکیب نفت و گاز در غیاب کنواکسیون با استفاده از فرضیاتی به صورت های زیر تبدیل می شود:

- سیستم دما ثابت،  $\nabla T = 0$ ، که منجر به تعادل گراویته- شیمیایی<sup>۵</sup> می شود. در این حالت قانون تفکیک پذیری گیس ملاک تعادل است و در نهایت رابطه زیر برای محاسبه فوگاسیته جزء  $i$  در عمق  $z$  بدست می آید:

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

- حالتی که گرادیان دمایی وجود داشته باشد ولی از اثر نفوذ گرمایی صرفه نظر شده باشد<sup>۶</sup> ( $F_{Ti} = 0, \nabla T \neq 0$ ). در این حالت معادله بصورت فرم زیر در می آید که با روشهای عددی می توان آنرا حل نمود:

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

در این حالت همچنین می توان از تابعیت دمایی  $S_i$  صرفه نظر 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:

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

### محاسبه تغییرات درصد ترکیب

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

۱- Partial Molar activation energy  
۲- Isothermal Gravity-Chemical Equilibrium  
۳- Passive Thermal Diffusion

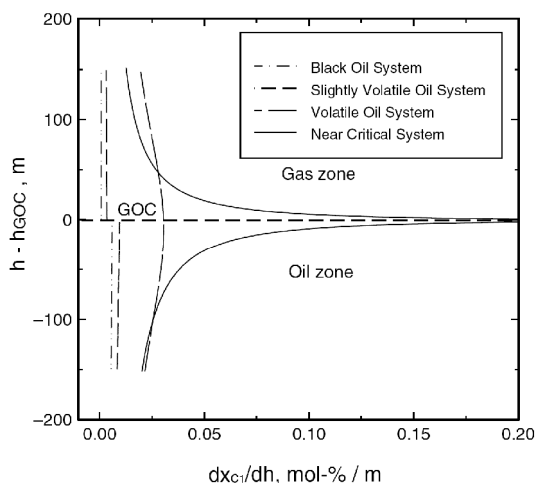
۴- Near Critical Fluids  
۵- Under saturated  
۶- Zero mass flux

ویسکوزیته (*Belery da 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 همدمای (*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 [7].

### نتایج

شکل (۱-۱) و (۲-۱) 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.



شکل ۱-۱: نمودار گرادیان درصد ترکیب متان در سیستم‌های مختلف سیال هیدروکربوری با استفاده از محاسبات *GCE* در دمای ثابت [4].

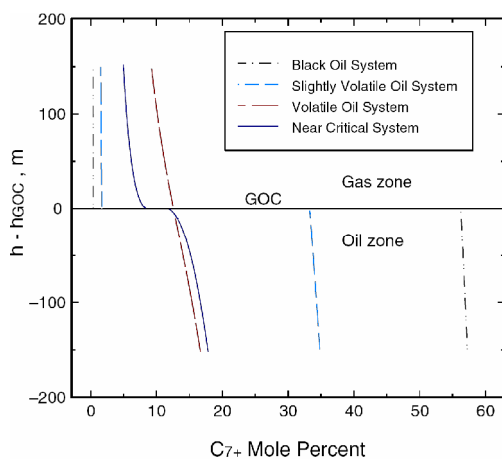
- عمق مینا  
- درصد ترکیب سیال در عمق مینا  
- فشار مخزن در عمق مینا  
- دما و گرادیان دما در عمق مینا و مخزن  
نتایج محاسبات تغییرات درصد ترکیب، شامل درصد ترکیب سیال و فشار مخزن در هر عمق دلخواه  $z$  حتی در آن سوی سطح تماس نفت و گاز (*GOC*) می‌باشد. محاسبات ترمودینامیکی تغییرات درصد ترکیب احتیاج به معادله حالت معتبری دارد که با اطلاعات *PVT* سیال که از طریق آزمایشات بدست می‌آید میزان شده باشد. این محاسبات در حالی معتبر است که سیال تک فازی 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<sup>۱</sup> در حالت همدمای

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 [5]. درصد ترکیب و بیشتر ویژگیهای فازی سیال کم و بیش بصورت خطی با عمق تغییر می‌کنند مگر در حالتیکه سیال در حالت بحرانی باشد.

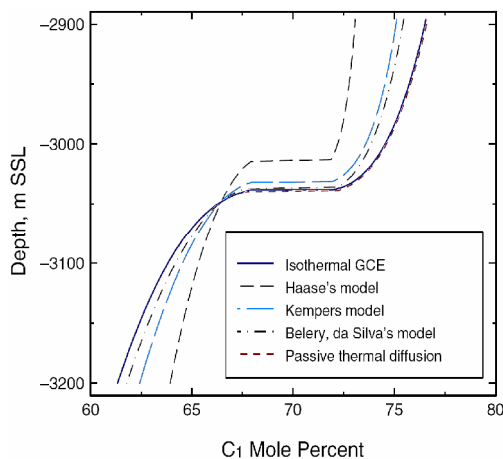
### محاسبات تغییرات درصد ترکیب در مدل تعادلی گراویته-شیمیایی-گرمایی

دو نوع مدل گرمایی برای محاسبه تغییرات درصد ترکیب در شرایط غیر همدمای وجود دارد. در مدل‌های ارائه شده، نفوذ گرمایی بر پایه روابط ترمودینامیکی (*Haase* و *Kempers*) و یا بر پایه



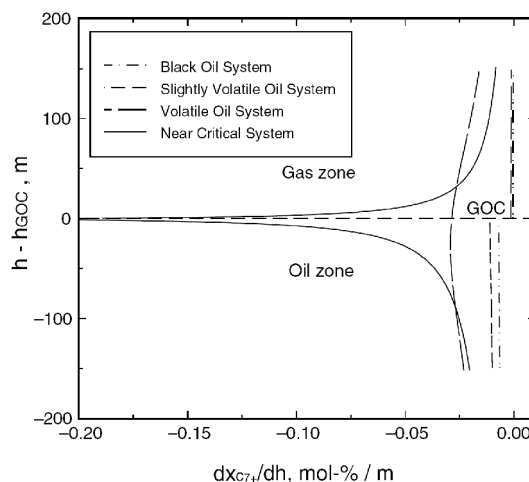
شکل ۱-۴: نمودار تغییرات درصد ترکیب  $C_{7+}$  نسبت به عمق در محاسبات مدل همدمای  $GCE$  [۴].

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 همدمای ( $GCE$ ) کمتر پیش‌بینی شده است. یعنی در واقع استفاده از مدل‌های گرمایی برای محاسبه تغییرات درصد ترکیب منجر به کاهش اثر نیروی گراویته خواهد شد.



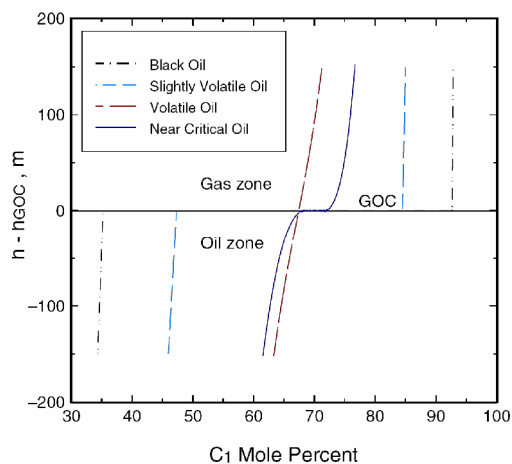
شکل ۱-۵: نمودار تغییرات درصد ترکیب متان در سیستم نفت نزدیک بحرانی  $NCO$ ، بر حسب مدل همدمای و مدل‌های مختلف حرارتی [۴].

. در این دو سیستم یک ناپیوستگی در گرادیان درصد ترکیب 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.

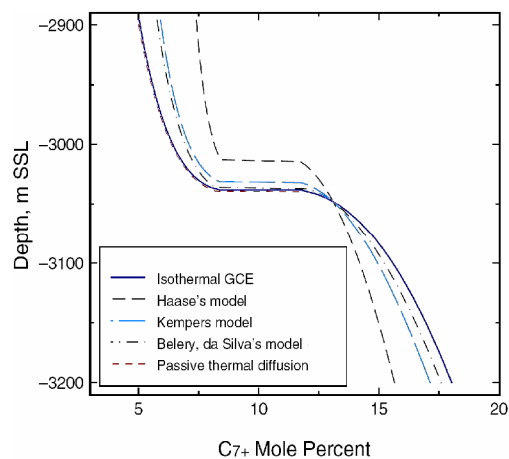


شکل ۱-۲: نمودار گرادیان درصد ترکیب  $C_{7+}$  در سیستم‌های مختلف سیال هیدروکربوری با استفاده از محاسبات  $GCE$  در دمای ثابت [۴].

شکل (۱-۳) و (۱-۴) تغییرات درصد ترکیب متان و  $C_{7+}$  نسبت به ارتفاع را برای سیستم‌های مختلف سیال در حالت  $GCE$  همدمای 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 بصورت تدریجی است.



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



شکل ۱-۶: نمودار تغییرات درصد ترکیب  $C_{7+}$  در سیستم نفت نزدیک بحرانی  $NCO$ ، بر حسب مدل همدمما 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 Convection 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.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.  
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.