

تأثیر تغییرات ترکیب نفت و گاز در ارزیابی ذخایر هیدروکربوری

مخازن اکتشافی (قسمت دوم و پایانی)

◀ رامین حسینی^۱، دکتر فریبرز رشیدی^۲

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

مخازن و تزریق گاز، آنچه مد نظر است میزان تولید نفت و گاز در آینده و ضریب بازیافت از مخازن است که همان‌طوری که خواهیم دید تابعی از ترکیب سیال و تغییرات آن خواهد بود. اگرچه منظور کردن تغییرات ترکیب سیال و نسبت دادن خصوصیات آن در هر لایه یا هر واحد در شبیه‌سازی مخازن مستلزم صرف زمان زیادی است، در ادامه خواهیم دید که با یک متوسط‌گیری ساده می‌توان ترکیب معادل سیال مخزن را به دست آورد و با منظور کردن آن برای تمامی لایه‌های مخزن به نتایج مشابهی نسبت به حالت واقعی رسید. این روش متوسط‌گیری بر مبنای تغییر خصوصیات سیال با عمق است.

در قسمت اول این مقاله پدیده تغییرات ترکیب نفت و گاز در مخازن هیدروکربوری و عوامل مؤثر بر آن به طور کامل بررسی شد. در این قسمت تأثیر این پدیده بر نتایج حاصل از ارزیابی مخازن، شبیه‌سازی تولید و تزریق گاز امتزاجی مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

تغییر تدریجی سیال از فاز گاز به فاز نفت در یک مخزن دوفازی بحرانی و یا تغییر در خواص هیدروکربوری و فیزیکی سیال با عمق در یک لایه نفتی یا گازی، می‌تواند اثر زیادی در تخمین مقادیر هیدروکربور اولیه، نسبت به حالتی که از تغییرات خواص سیال صرف‌نظر شود، داشته باشد [۱]. در بحث شبیه‌سازی

۱. شرکت ملی نفت ایران
 ۲. دانشگاه صنعتی امیرکبیر

جدول ۱- مشخصات نمونه سیال در عمق ۴۶۴۰ متری.

Reference Fluid Composition, 4640 m MSL			
Component	Mol %	Molecular Weight	Specific
N ₂	0.20		
CO ₂	6.02		
C ₁	67.24		
C ₂	9.58		
C ₃	4.39		
i-C ₄	0.75		
n-C ₄	1.41		
i-C ₅	0.50		
n-C ₅	0.55		
C ₆	0.78		
C ₇	1.42	90.73	0.7
C ₈	1.63	102.66	0.7
C ₉	1.00	116.79	0.7
C ₁₀₊	4.53	245.96	0.8
C ₇₊	8.58	178.00	0.8

جدول ۲- ویژگیهای سنگ و سیال مخزن.

Reservoir and Rock Properties	
Absolute Horizontal permeability, md	5 - 200
Top geologic unit, md	5
Middle geologic unit, md	50
Bottom geologic unit, md	200
Vertical/Horizontal permeability ratio	0.1
Porosity, %	15
Reservoir Height, m (20 units, 25 m each)	500
Rock Compressibility, bar ⁻¹	4.00E-5
Irreducible Water Saturation, %	26
Initial Reservoir Pressure, bar at 4750	494.68
Initial Reservoir Temperature, °C	163
Initial Gas-Oil Contact, m	4750
Critical Gas Saturation, %	2.0
Critical Oil Saturation, %	22.7
Residual Oil Saturation, %	21.5

۲- روش کار

۱-۲- شبیه سازی تولید

۱-۱-۲- مشخصات سیال

مخزن انتخاب شده برای شبیه سازی تولید، یک مخزن دو فازی است که در ناحیه گازی دارای گاز میعانی و در ناحیه نفتی دارای نفت فرار می باشد. این مخزن یکی از مخازن نفتی دریای شمال است که سیال از عمق ۴۶۴۰ متری از سطح دریا از آن نمونه گیری شده است. فشار اولیه مخزن در این عمق ۴۹۰ بار و دما ۱۶۳ درجه سانتیگراد گزارش شده است. آنالیز نمونه سیال مقادیر C₇₊ و GOR را در حدود ۸/۶٪ مول و ۶۱۷۶ SCF/STB در دمای ۱۶۳ درجه سانتیگراد نشان می دهد. آنالیز ترکیبی نمونه در جدول (۱) آمده است [۲].

۲-۱-۲- مشخصات مخزن

مشخصات کلی مخزن و نمونه سیال در جدول (۲) آمده است. ارتفاع مخزن مورد نظر در حدود ۵۰۰ متر است که از لحاظ زمین شناسی به ۳ واحد تقسیم بندی شده است. میانگین نفوذپذیری نسبی در هر واحد برابر ۵، ۵۰ و ۲۰۰ میلی دارسی (به ترتیب واحد بالایی، وسطی و پایینی مخزن) می باشد. واحد بالایی و پایینی هر کدام به ۷ لایه تقسیم بندی شده اند. واحد وسطی شامل ۶ لایه است. ارتفاع هر لایه ۲۵ متر در نظر گرفته شده است [۲].

۳-۱-۲- میزان کردن معادله حالت و محاسبه تغییرات ترکیب سیال

در این مرحله از کار ابتدا با استفاده از نتایج تست های آزمایشگاهی CCE^۱، DV^۲ و SP^۳ معادله حالت میزان (Tune) شد. سپس تغییرات ترکیب سیال توسط مدل همدمای GCE محاسبه گردید. دلیل انتخاب این مدل همانطوری که در قسمت

اول مقاله ذکر شد، آن است که این مدل در بسیاری از مخازن به خوبی روند تغییرات ترکیب درصد را پیش بینی می کند. لایه ۵۰۰ متری مخزن به ۲۰ لایه کوچکتر تقسیم گردید و در هر زیر لایه ترکیب سیال همراه با فشار مخزن و فشار اشباع آن محاسبه شد [۴].

۲-۱-۲- شبیه سازی

پس از به دست آوردن ترکیب سیال در اعماق مختلف مخزن، تولید نفت و گاز از لایه نفتی و لایه گازی آن با استفاده از نرم افزار CMG در سه حالت مختلف شبیه سازی شد. به طوریکه هر کدام از لایه های مذکور در حکم یک مخزن نفتی و گازی مستقل در نظر گرفته شد.

حالت اول: حالتی که ترکیب سیال مخزن در کل مخزن، ثابت در نظر گرفته شود. ترکیب سیال در این حالت ترکیب سیالی است که از طریق نمونه گیری سر چاهی یا ته چاهی بدست آمده باشد.

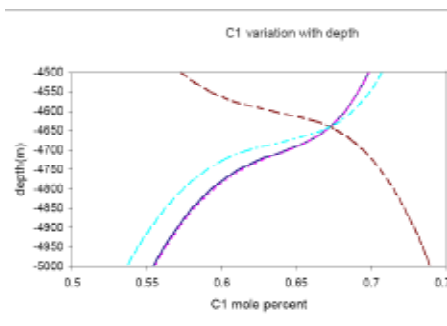
حالت دوم: حالتی که تغییرات ترکیب اجزای سیال در مخزن با استفاده از نرم افزار محاسبه شده باشد و برای هر لایه از مخزن یک ترکیب خاص در نظر گرفته شود.

حالت سوم: حالتی که یک ترکیب معادل برای کل سیال مخزن در نظر گرفته شود.

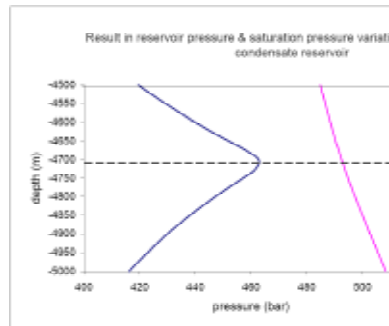
نتایج به دست آمده در شکل های (۱) تا (۱۰) آمده است [۴].

مخزن دارای سطح تماس گاز و نفت زیر اشباع است و درجه زیر اشباع بودن آن به ۳۱ bar می رسد. فشار مخزن تقریباً در تمامی مخزن به صورت خطی تغییر می کند حال آنکه منحنی فشار اشباع سیال شامل دو قسمت است: قسمت بالای ناحیه GOC مربوط به فشار نقطه شبنم گاز و قسمت پایین آن مربوط

شکل ۲- نمودار تغییرات ترکیب متان با عمق بر حسب مدل های مختلف.



شکل ۱- نمودار تغییرات فشار مخزن و فشار اشباع سیال با عمق.



به فشار نقطه حباب نفت می‌باشد. خمیدگی منحنی در ناحیه GOC به علت زیر اشباع بودن سیال در این ناحیه است. در ناحیه GOC سیال در حالت بحرانی قرار دارد. سیال در بالای مخزن گاز است. هرچه بر عمق افزوده شود بر دانسیته گاز افزوده می‌شود. با افزایش عمق، گاز چگالتز شده و در ناحیه انتقالی به تدریج تغییر فاز صورت می‌گیرد و پس از آن سیال خواص مایع به خود می‌گیرد. منحنی فشار نقطه شبنم و فشار نقطه حباب نسبت به سطح تماس گاز و نفت تقریباً قرینه هم هستند.

شکل (۲) تغییرات ترکیب متان با عمق را به ازای مدل‌های مختلف حرارتی در مخزن نشان می‌دهد. شکل (۳) و (۴) تغییرات GOR، جزء C_7+ و دانسیته سیال را با عمق نشان می‌دهد [۴].

شکل‌های (۵)، (۶) و (۷) مقدار هیدروکربور اولیه مخزن نفت فرار و گاز میعانی را به ازای ترکیب سیال در عمق‌های مختلف نشان می‌دهد. همچنین مقادیر نفت و گاز درجا برای حالتی که تغییرات ترکیب سیال در مخزن در نظر گرفته شود (C.G.)، مشخص شده است.

از روی این شکل‌ها می‌توان استنباط کرد که بسته به اینکه در شبیه‌سازی مخازن از ترکیب سیال در چه عمقی استفاده شود، تخمین میزان نفت و گاز اولیه در مخازن نسبت به حالت واقعی بیشتر یا کمتر خواهد بود. طبیعی است که اگر سیال در عمق‌های بالاتر نمونه‌گیری شده باشد مقدار گاز بیشتر و نفت کمتری تخمین زده می‌شود و در صورتی که سیال از اعماق پایین‌تر گاز کمتری محاسبه خواهد شد.

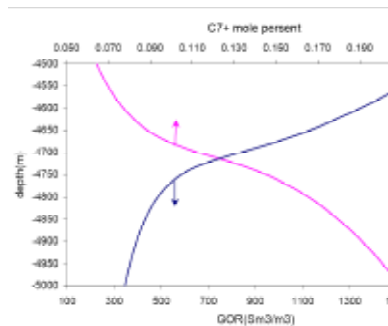
یکی از اهداف شبیه‌سازی مخازن پیش‌بینی تولید از مخزن در سال‌های آینده است. تغییرات ترکیب سیال اثر بسیار زیادی روی تولید نفت و گاز از مخزن در درازمدت دارد. اهمیت پدیده تغییرات ترکیب سیال با عمق در شکل‌های (۸)، (۹) و (۱۰) به خوبی نمایان است. در این شکل‌ها پیش‌بینی تولید از مخزن نفت فرار و مخزن گاز میعانی به ازای ترکیب‌های مختلف سیال صورت گرفته است. نمودار تولید واقعی از مخزن براساس تغییرات ترکیب سیال با عمق با رنگ سیاه رسم شده است.

۲-۲- شبیه‌سازی تزریق گاز

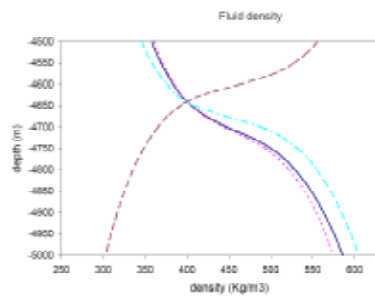
در ادامه اثر تغییرات ترکیب نفت در بحث تزریق گاز امتزاجی بررسی می‌شود. در این مخازن چون MMP با عمق تغییر می‌کند ممکن است در بعضی از جاهای مخزن گاز و نفت قابل امتزاج باشند و در بعضی جاها نباشند [۳].

برای این منظور از اطلاعات سیال یکی از مخازن اکتشافی جدید ایران استفاده شده است. نمونه نفت این مخزن از عمق ۱۲۸۱۷ فوتی از سطح زمین گرفته شده است. فشار اولیه مخزن در این عمق ۱۱۹۰۰ Psi و دما ۲۸۳ درجه فارنهایت گزارش شده است. آزمایشات PVT نشان داده است که فشار اشباع سیال ۵۰۰۳ Psi می‌باشد. یعنی در ابتدای کار مخزن فوق اشباع است. نتایج آزمایشات نشان می‌دهد که با توجه به نسبت گاز به نفت ۲۸۹۶ SCF/STB و فشار اشباع ۵۰۰۳ Psi، نمونه سیال فوق از نوع نفت فرار است و بلافاصله با کاهش فشار مخزن به زیر نقطه اشباع نفت، حجم زیادی گاز آزاد می‌شود. فرض می‌کنیم که مخزن به طور طبیعی تا نزدیکی فشار اشباع نفت، تولید کرده باشد. در این حالت چون هیچ گازی از نفت در مخزن جدا نشده است می‌توان فرض کرد که تغییرات ترکیب نفت با عمق روند

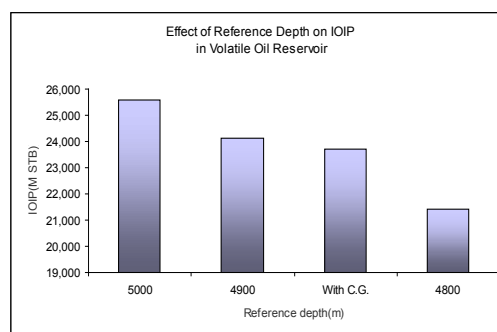
شکل ۳- نمودار تغییرات نسبت گاز به نفت و ترکیب C_7+ با عمق.



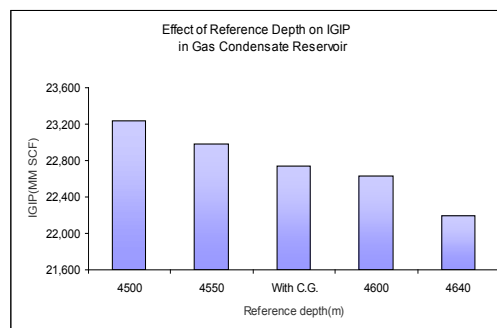
شکل ۴- نمودار تغییرات دانسیته سیال با عمق به ازای مدل‌های مختلف



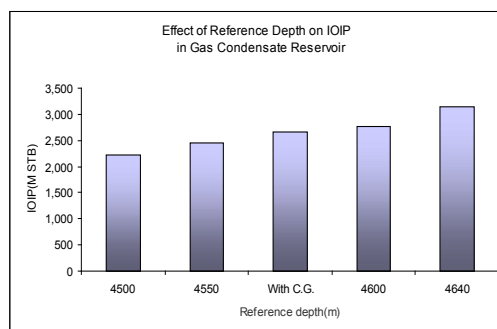
شکل ۵- تاثیر عمق نمونه‌گیری در میزان نفت درجا در مخزن نفت فرار.



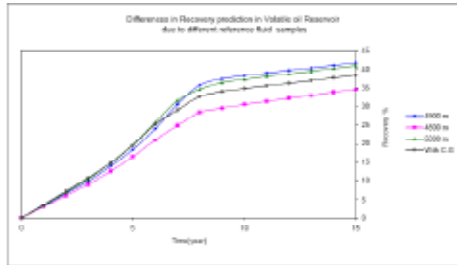
شکل ۶- تاثیر عمق نمونه‌گیری در میزان گاز درجا در مخزن گاز میعانی



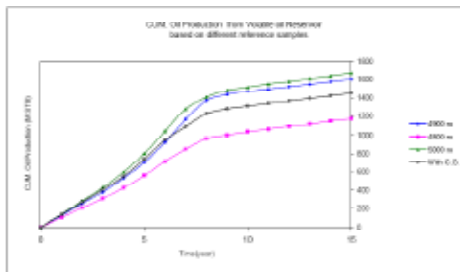
شکل ۷- تاثیر عمق نمونه‌گیری در میزان نفت میعانی درجا در مخزن گاز میعانی



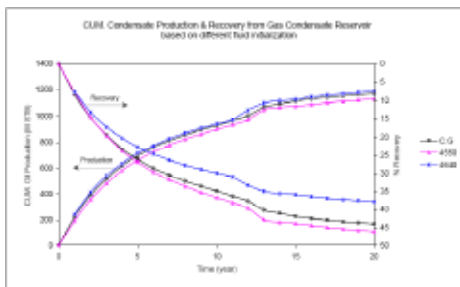
شکل ۸- تفاوت در پیش‌بینی ضریب برداشت از مخزن نفت فرار بر حسب ترکیب سیال در عمقهای مختلف.



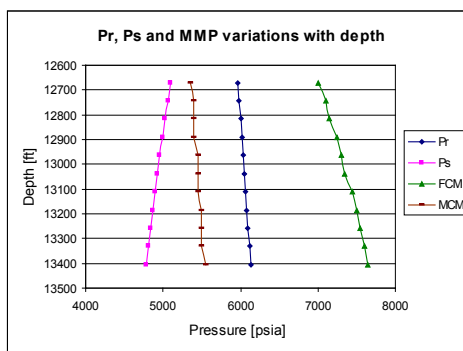
شکل ۹- نمودار تولید نفت انباشتی در مخزن نفت فرار بر حسب ترکیب سیال در عمقهای مختلف.



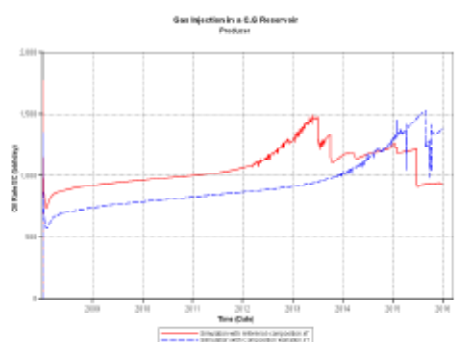
شکل ۱۰- تفاوت در تخمین میزان تولید نفت میعانی انباشتی و ضریب برداشت از مخزن گاز میعانی بر حسب ترکیب سیال در عمقهای مختلف.



شکل ۱۱- تغییرات فشار مخزن، فشار اشباع سیال و کمترین فشار امتزاجی نفت با عمق



شکل ۱۲- مقایسه میزان نفت تولیدی بعد از ۸ سال در حالت‌های اول و دوم شبیه‌سازی تزریق گاز



اولیه خود را حفظ کرده است. مخزن مورد مطالعه به صورت یک لایه نفتی به ضخامت ۷۳۵ فوت (۲۲۵ متر) می‌باشد که این لایه به ۱۰ قسمت تقسیم شده و برای هر کدام ترکیب نفت همان عمق محاسبه شده است. با توجه به اینکه کمترین فشار امتزاجی گاز تزریقی با نفت با ترکیب نقطه مینا در حالت FCM و MCM به ترتیب ۷۱۵۰ psi و ۵۴۰۰ psi می‌باشند، حداقل فشار تزریق گاز برای چاه تزریقی ۶۵۰۰ Psi انتخاب شد. لازم به ذکر است که مخزن مورد نظر در تمام زمان شبیه‌سازی در حالت فوق اشباع بوده است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی تزریق گاز در این مخزن در شکل‌های (۱۱) تا (۱۳) آمده است. با توجه به نتایج حاصل شده اختلاف زیادی بین میزان نفت و گاز تولیدی روزانه و انباشتی وجود دارد که این اختلاف در مقیاس واقعی مخزن بسیار چشمگیر می‌شود و نمی‌توان رفتار آینده مخزن مورد نظر را به درستی پیش‌بینی کرد.

۲-۳- تعیین عمق بهینه

در شبیه‌سازی یک مخزن در اندازه واقعی و توزیع گسترده اطلاعات زمین‌شناسی، خواص پتروفیزیکی و غیره، محاسبه تغییرات ترکیب سیال و استفاده از آن در هر لایه امری بسیار دشوار و زمان بر خواهد بود و ممکن است در حین شبیه‌سازی باعث بروز خطاهای نرم‌افزاری و سخت‌افزاری گردد. از این رو لازم است یک ترکیب معادل ثابت برای کل مخزن محاسبه شود. برای این منظور ابتدا با استفاده از منحنی‌های تغییرات خصوصیات سیال با عمق (دانسیته، درصد مولی و فشار اشباع)، عمق بهینه محاسبه می‌گردد و سپس ترکیب سیال در این عمق به عنوان ترکیب معادل سیال در مخزن با استفاده از نرم‌افزار تعیین می‌شود. نتایج نشان داده است که ترکیبی که براساس تغییرات دانسیته سیال محاسبه می‌شود بسیار نزدیک به ترکیب معادل سیال است. عمق بهینه که ترکیب معادل سیال در آن عمق محاسبه می‌شود از فرمول زیر به دست می‌آید [۴]:

$$h_{optimum} = \frac{\int_{h_0}^h h(c) dc}{h - h_0} \quad (1)$$

که در آن $h(c)$ تابع تعریف‌شده برای تعیین عمق با تغییرات دانسیته سیال است. نتایج حاصل از شبیه‌سازی مخازن قبلی با استفاده از ترکیب معادل سیال، ترکیب ثابت سیال در عمق‌های مختلف و با استفاده از تغییرات ترکیب سیال در شکل‌های (۱۴) تا (۱۸) آمده است.

۳- نتایج

مهمترین تأثیر تغییرات ترکیب سیال با عمق در شبیه‌سازی مخازن، در تخمین میزان مقادیر نفت و گاز درجا و پیش‌بینی‌های تولید نفت و گاز از مخازن است. تغییرات ترکیب سیال پدیده‌ای است که اگر از آن صرفه‌نظر شود، تخمین میزان نفت و گاز درجا در مخازن و پیش‌بینی‌های تولید از آن نسبت به حالت طبیعی تفاوت‌های زیادی خواهد داشت و برنامه‌ریزی‌های انجام شده برای مدیریت مخازن در آینده دقیق نخواهد بود. پدیده تغییرات ترکیب سیال با عمق در مخازن نفتی اثر

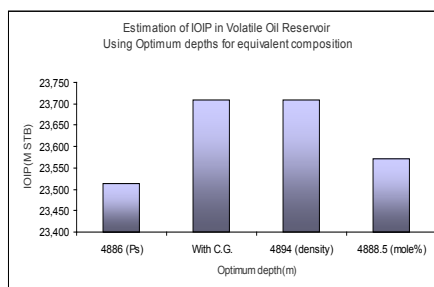
شکل ۱۸- مقایسه میزان تولید نفت بعد از ۸ سال در ۳ حالت شبیه‌سازی تزریق گاز



شکل ۱۳- مقایسه GOR تولیدی بعد از ۸ سال در حالت‌های اول و دوم شبیه‌سازی تزریق گاز

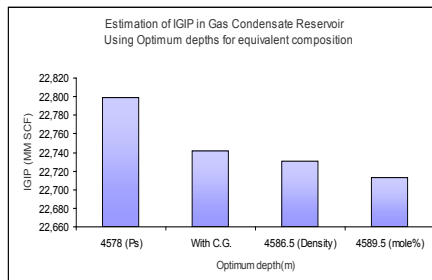


شکل ۱۴- تعیین مقادیر نفت درجا در مخزن نفت فرار براساس عمق‌های بهینه و حالت واقعی



بسیار زیادی روی نتایج حاصل از شبیه‌سازی تزریق گاز امتزاجی دارد. به‌عنوان مثال در این پژوهش تغییرات متان با عمق در حدود کمتر از ۴ درصد مولی است ولی همین مقدار ناچیز تاثیر زیادی در پیش‌بینی میزان GOR تولیدی، نفت تولیدی و ضریب بازیافت دارد. همچنین استفاده از یک ترکیب برای نفت، که معادل تمام ترکیب نفت مخزن باشد می‌تواند میزان خطا در نتایج به‌دست‌آمده را به حداقل برساند.

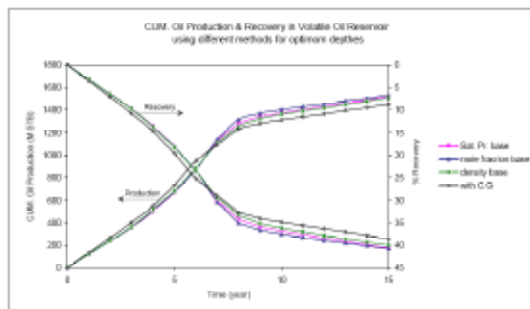
شکل ۱۵- تعیین مقدار گاز درجا در مخزن گاز معانی بر اساس عمق‌های بهینه و حالت واقعی



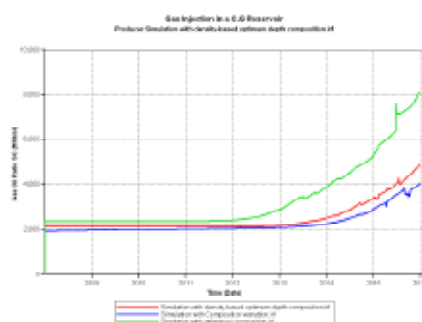
پیشنهادات

این پژوهش با در نظر گرفتن مدل حرارتی GCE برای به‌دست‌آوردن ترکیب نفت در عمق‌های مختلف انجام شده است. پیشنهاد می‌شود ادامه این کار برای مخزنی انجام شود که حداقل دارای دو ترکیب نفت در دو عمق مختلف باشد تا بتوان با استفاده از مدل‌های گرمایی مختلف، ترکیب نفت در هر عمق را با استفاده از عمق دیگری محاسبه کرد و به این ترتیب روند تغییرات ترکیب نفت را به‌دست آورد که در این حالت بسیار به حالت واقعی مخزن نزدیکتر خواهد بود.

شکل ۱۶- نمودار تولید نفت انباشتی در مخزن نفت فرار به همراه تعیین ضریب برداشت از مخزن بر حسب ترکیب‌های معادل سیال.



شکل ۱۷- مقایسه نمودارهای GOR بعد از ۸ سال در ۳ حالت شبیه‌سازی تزریق گاز



مراجع

- «Compositional Grading - Theory and Practice» SPE Paper Number 63085-MS
- «Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs» SPE Paper Number 63087-MS
- «Miscible Gas Injection in Undersaturated Gas-Oil Systems» SPE Paper Number 90379-MS
- بررسی تغییرات ترکیب نفت و گاز در مخازن هیدروکربوری. رامین حسینی - دکتر فریبرز رشیدی. پاییز ۱۳۸۳. پروژه کارشناسی ارشد. دانشکده مهندسی شیمی. دانشگاه صنعتی امیرکبیر.