

# مطالعه رفتار فازی سیالات هیدروکربنی نزدیک بحرانی یکی از مخازن ایران

مهدی فصیح و حسن نادری  
مرکز مطالعات و اکتشاف و تولید، پژوهشگاه صنعت نفت

## چکیده

فازی سیال با روشهای معمول قابل پیش بینی نیست و همگرایی خطوط اشباع در آن نقطه، تغییرات سریع فازی را در هر دو ناحیه ایجاد می کند.

در این مقاله، سیالات یکی از مخازن دارای شرایط نزدیک بحرانی ایران، مورد مطالعه قرار گرفته است. روشهای آزمایشگاهی مناسب برای مطالعه P.V.T سیالات نزدیک نقطه بحرانی توسعه داده شد و عدم کارایی مدل های رایج، برای پیش بینی رفتار فازی آنها نشان داده شده است. نتایج به دست آمده در این پروژه استراتژی تولید مخزن را تغییر داده است.

سیالات هیدروکربنی شامل نفت و گاز در محدوده دمایی با فاصله مناسب از دمای بحرانی مخلوط، دارای شکلهای شناخته شده تغییر فازی در اثر افت فشار می باشند که با اندازه گیری فشار اشباع و مایعات تجمعی و یا باقیمانده، به روش های کلاسیک، فشار، حجم و درجه حرارت (P.V.T) قابل اندازه گیری و شناسایی بوده و خطوط اشباع در ناحیه دو فازی به اندازه کافی از همدیگر فاصله می گیرند. در مخازنی که دارای این نوع سیالات می باشند معادلات موازنه مواد، به خوبی و با دقت زیادی قابل به کارگیری است. زمانی که دمای مخزن در نزدیک نقطه بحرانی مخلوط قرار می گیرد، رفتار

## Phase Behavior Study of Near Critical Hydrocarbon Fluids of One Iranian Reservoir

M.Fasih and H.Naderi  
Research Institute of Petroleum Industry  
P.O.Box:18745-4163,Tehran,Iran

### ABSTRACT

The conventional phase behavior study of petroleum reservoir fluids are valid when the reservoir temperature is far enough from the critical condition in which the material balance equation can be applied correctly. When the temperature of the reservoir is in the vicinity of the critical temperature the classical methods can't determine the phase behavior of the mixture due to rapid phase change below the saturation pressure. A

small change in pressure will cause forming large amount of either liquid or gas phases. In this paper one of the Iran near critical reservoir fluid has been studied. A proper method for laboratory study of these fluids has been developed. Also the results show that the commercial software don't work properly on these fluids. Based on the results of this study the production strategy of the reservoir has been changed.

## مقدمه

کلاسیک، این مخزن با داشتن نسبت گاز به مایع تولیدی API برابر ۳۱۲۵ SCF/bbl و برابر ۴۲/۸ در محدوده مخازن نفتی قرار می‌گیرد، لذا مدیریت تولید از آن نیز با این فرض طراحی و به اجرا گذاشته شده بود. به منظور درک بهتر از عملکرد مخزن، مطالعه جامع بر روی سیالات آن مد نظر قرار گرفت. در مرحله اول از سیال مخزن که به دلیل شرایط خاص مخزن که می‌توانست در هر دو گروه نفت و گاز قرار گیرد، نمونه‌گیری ته‌چاهی و سرچاهی انجام گردید.

## نمونه‌گیری از سیالات

نمونه‌گیری از سیالات این مخزن ابتدا به صورت ته‌چاهی انجام گرفت و با تعداد ۳ عدد نمونه‌گیر راسکا با حجم ۶۰۰ CC از عمق ۴۳۳۵ متری، نمونه گرفته شد. فشار در این نقطه ۷۹۷۷ psi و دمای آن ۲۰۵ درجه فارنهایت گزارش شده است. انتقال نمونه‌ها به داخل سیلندرهای فشار بالا به روش گراوایته انجام گرفت. فشار جریان سرچاه ۴۵۰۰ psi و فشار بسته آن ۴۷۸۰ psi اندازه‌گیری شد. در ادامه برای تطبیق نتایج و آنالیز حساسیت، از سیال مخزن به صورت سرچاهی نیز نمونه‌گیری شد تا داده‌های به دست آمده از نمونه‌های ته‌چاهی مورد تایید قرار گیرد. در جدول ۲، مشخصات عمومی تفکیک کننده آورده شده است.

مخازن هیدروکربنی با توجه به دیاگرام فازی به پنج نوع مخازن نفت، نفت فرار، گاز کاندنیست، گاز تر و گاز خشک تقسیم می‌شوند که تعیین دقیق آن، منوط به نمونه‌گیری صحیح و انجام آزمایشهای دقیق P.V.T است. برای اظهار نظر سریع و با توجه به داده‌های میدانی، نشانگرهای مندرج در جدول ۱ مورد استفاده قرار می‌گیرد.

برای مخازن هیدروکربنی که در فاصله مناسبی از نقاط مرزی قرار دارند، پیش‌بینی رفتار فازی سیال آنها به روشهای کلاسیک امکان پذیر است. آزمایشهای طراحی شده به خوبی قادر به توصیف آن می‌باشند و محاسبات مخزن بر پایه معادلات موازنه مواد قابل انجام است. لیکن برای محدوده‌های مرزی بین نفت و گاز کاندنیست، یعنی در محدوده دمای بحرانی، سیال مخزن به دلیل اینکه فاصله خطوط همگرای دو فازی به همدیگر نزدیک می‌شوند و با افت جزئی فشار، تغییرات سریع در فاز سیال ایجاد می‌شود، روشهای کلاسیک پاسخگو نیست. در این تحقیق، سیالات یکی از مخازن که دارای شرایط نزدیک نقطه بحرانی است مورد مطالعه قرار گرفته است. نمونه‌گیری از این مخزن به دو روش ته‌چاهی و سرچاهی بر اساس دستورالعمل‌های توصیه شده API انجام شده است. بر اساس نشانگرهای فیلد و بر پایه تقسیم بندی

جدول ۱- دسته بندی عمومی مخازن هیدروکربنی

	Gas-Liquid Ratio (GLR)	API	رنگ	C <sub>7</sub> <sup>+</sup> mol%	Bo
مخازن نفت	< ۲۰۰۰	< ۳۵	تیره	> ۳۰	< ۲
نفت فرار	< ۳۳۰۰	> ۳۵	قهوه ای	> ۱۲/۵	> ۲
گاز کاندنیست	< ۵۰۰۰۰	> ۴۰	قهوه ای روشن	۱۲/۵ <	-
گاز تر	> ۵۰۰۰۰	> ۴۵	بی رنگ	-	-
گاز خشک	> ۱۰۰۰۰۰	-	-	-	-

جدول ۲- شرایط تفکیک کننده در عملیات نمونه گیری

اندازه کاهنده	۴۴/۶۴ اینچ
فشار تفکیک کننده	۶۷۵ پام
دمای تفکیک کننده	۴۱ درجه سانتیگراد
دبی گاز تولیدی	۲۱/۸ میلیون فوت مکعب (زمان)
دبی نفت تولیدی	۶۹۸۳ بشکه در روز
چگالی نسبی گاز	۰/۶۳۴۲
ضریب انحراف گاز	۱/۰۷۳
درجه API	۴۲/۸

است. سابقه مطالعه بر روی سیال این مخزن، توسط شرکت‌های خارجی بسیار محدود بوده و نتیجه گیری خاصی انجام نشده بود. در مجموع، ترکیب مجدد مایع و گازهای تفکیک کننده با نسبت های مختلف GLR انجام گرفت و برای هر حالت، فشار اشباع تعیین شد (جدول ۵). این روش مطالعه، معمولاً برای تاثیر گاز تزریقی در خواص اجزای میانی مخزن و آثار تورمی آن به کار گرفته می شود لذا طبیعی است که رفتار فازی و خواص سیال اولیه مخزن از آن به دست نیاید.

در جدول ۳، آنالیز سیالات تفکیک کننده آورده شده است. به دلیل در دسترس نبودن اطلاعات مهندسی مخزن، در زمان نمونه گیری و بعضاً مغایرت داده های موجود، ترکیبی از آنها پس از تجزیه و تحلیل مهندسی برای محاسبات ترکیب مجدد (Recombine) مورد استفاده قرار گرفت.

### مطالعه آزمایشگاهی

مشخصات سیال مخزن از مجموع نتایج حاصل از نمونه گیریهای ته چاهی و سر چاهی در جدول ۴ آورده شده

جدول ۳- مشخصات اجزای سیال تفکیک کننده

جزء	گاز تفکیک کننده	مایع تفکیک کننده
N <sub>2</sub>	۰/۴	
CO <sub>2</sub>	۱/۱۱	
CH <sub>4</sub>	۸۹/۳۴	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	۵/۷۶	۰/۴۳
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	۲/۱۸	۳/۷۸
Ic <sub>4</sub> h <sub>10</sub>	۰/۳۱	۲/۲۷
Nc <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	۰/۵۶	۷/۳۱
IC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	۰/۱۴	۵/۲۵
Nc <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	۰/۱۳	۶/۶۹
C <sub>6</sub> +	۰/۰۷	۷۴/۲۷

جدول ۴- مشخصات سیال مخزن

جزء	سیال چاه	جرم مولی	دانسیته
N <sub>2</sub>	۰/۳۴		
CO <sub>2</sub>	۰/۹۴		
CH <sub>4</sub>	۷۵/۸۷		
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	۴/۹۶		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	۲/۴۲		
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	۰/۶۱		
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	۱/۵۸		
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	۰/۹۱		
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	۱/۱۲		
C <sub>6</sub> +	۱۱/۲۵	۱۷۳/۷۲	۰/۸۶۷

در دو مقدار و به دست آوردن نقطه تقاطع دو منحنی طراحی شد که نقطه به دست آمده (دمای بحرانی) با دمای مخزن مقایسه شود. برای کنترل صحت نقطه تقاطع خطوط اشباع، مختصات به دست آمده در خط اشباع سوم باید صدق می کرد که عملاً پس از انجام آزمایشهای زیاد، دقت مورد نظر به دست نیامد.

برای به دست آوردن فشار اشباع دقیق، سیال در فشار و دمای مخزن قرار گرفت. در ابتدا به علت شرایط فیزیکی سلول، فاز سیال قابل تشخیص نبود. بلافاصله پس از افت فشار به مقدار ۲۵۰ پام، سطح مایع به میزان ۲۵٪ تشکیل شد و روند افزایش آن مشخص کرد که در ابتدا سیال در حالت گازی بوده است. با ادامه آزمایش، سطوح مایعات متشکله در فشارهای مختلف

به کارگیری نماد (bubble point pressure) در این مطالعه به خوبی نشان داد که میدان با فرض اولیه نفتی بودن آن مورد مطالعه قرار گرفته است.

طبق اصول طراحی شده برای مطالعه سیالات نفتی، تعیین فشار نقطه اشباع با تغییرات رفتار فشارسنج (نمایش انبساط سیال) در دو ناحیه بالا و پایین آن نقطه قابل انجام است. با توجه به فشار بالای مخزن و با توجه به اینکه در فشارهای بالا، خواص گاز و مایع به هم نزدیک می شود، این روش برای سیال این مخزن قابل استفاده نمی باشد (جدول ۵).

برای مطالعه رفتار فازی این سیال از Gas Condensate cell استفاده شد. به علت محدودیت دستگاه از نظر فشار، روش آزمایشگاهی بر اساس اندازه گیری پنج نقطه از خطوط اشباع

جدول ۵- نتایج به دست آمده از مطالعات در گذشته

Portion of GLR	Pb (psi)
۱/۵	۴۲۵۰
۲/۵	۵۱۲۰
۳/۵	۵۴۰۰
۴/۵	۵۷۶۰
۵/۵	۶۱۰۰

جدول ۶- آزمایش افت فشار با جرم ثابت (CCE)

تراکم پذیری $C_g 1 \cdot 10^{-6}$	درصد مایعات مشکله	حجم نسبی $V_r$	فشار psi
۹/۹۷۱		۰/۹۶۵۷	۸۰۱۳
۱۱/۱۸۰		۰/۹۷۳۶	۷۷۱۳
۱۳/۱۸۷		۰/۹۸۲۵	۷۴۱۳
۱۴/۹۱۸		۰/۹۹۲۹	۷۱۱۳
۱۶/۶۷۸	-	۱/۰۰۰۰	۶۹۳۳
۱۷/۳۳۴	۲۰/۱۵	۱/۰۰۹۷	۶۷۱۳
۲۰/۴۸۶	۲۴/۰۳	۱/۰۱۹۰	۶۵۱۳
۲۰/۷۳۰	۲۶/۳۹	۱/۰۲۹۸	۶۳۱۳
۲۳/۰۹۰	۲۸/۶۷	۱/۰۴۰۶	۶۱۱۳
۲۷/۶۲۰	۳۰/۶۹	۱/۰۵۸۶	۵۸۱۳
۳۱/۴۲۱	۳۲/۲۹	۱/۰۸۰۰	۵۵۱۳
۳۸/۶۲۴	۳۳/۳۹	۱/۱۰۴۲	۵۲۱۳
۴۶/۹۰۷	۳۴/۸۲	۱/۱۴۳۲	۴۸۱۳
۱۱۷/۶۷۲	۳۵/۵۰	۱/۱۹۲۸	۴۴۱۳
۲۷۷/۳۷۰	۳۷/۰۲	۱/۵۶۶۶	۲۹۱۳
۲۵۰/۸۲۴	۳۷/۱۰	۱/۸۲۵۰	۲۴۱۳
۹۰۱/۷۱۸	۳۶/۷۶	۲/۱۴۶۴	۲۰۱۳
۶۷۹۷/۰۰	۳۶/۵۱	۲/۴۰۱۸	۱۷۹۳
-	۳۶/۱۷	۳/۴۱۹۵	۱۲۵۳

تغییر در ترکیب سیال مخزن که می‌توانست نشانگر مشکلات جدی بعدی برای مخزن و چاه تولیدی از نظر آزاد شدن رسوبات ارگانیکی و انسداد مجاری در دهانه چاه و حتی سنگ مخزن باشد، نشان داده شد.

جدول ۷، مشخصات گاز های آزاد شده در مراحل مختلف آزمایش تخلیه با حجم ثابت را نشان می‌دهد.

اندازه‌گیری و حجم نسبی در آن محاسبه شد. در این مرحله، فرایند CCE (Constant Composition Expansion) تا فشار ترک مخزن انجام و منحنی های P-V و نیز Liquid drop out به طور کامل به دست آمد (جدول ۶).

در ادامه به منظور مطالعه تولید طبیعی از مخزن، فرایند CVD (Constant Volume Depletion) انجام شد و

## جدول ۷ - آزمایش افت فشار با حجم ثابت (CVD)

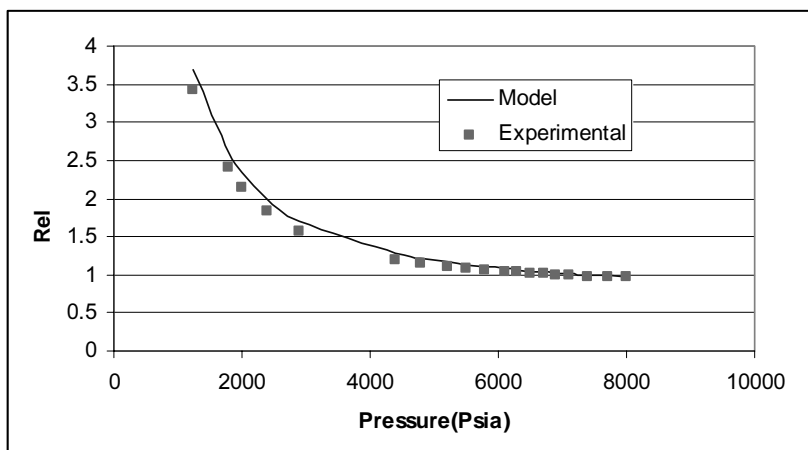
اجزا / فشار (psi)	۷۱۰۰	۶۴۱۳	۵۹۱۳	۵۴۱۳	۴۹۱۳	۴۲۱۳	۳۵۱۳	۲۶۱۳	۱۵۱۳	۵۱۳	atm
N2	۰/۳۴	۰/۳۳	۰/۳۳	۰/۳۳	۰/۳۲	۰/۳۱	۰/۱۰	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۱/۱۲
Co2	۰/۹۴	۱/۲۵	۰/۹۵	۲/۰۹	۱/۲۵	۱/۱۲	۱/۱۱	۱/۱۱	۱/۱۱	۱/۲۱	۰/۹۲
C1	۷۵/۸۷	۸۶/۵۳	۸۶/۰۲	۸۶/۱۸	۸۶/۸۵	۸۵/۸۶	۸۷/۲۶	۸۷/۴۷	۸۷/۶۲	۸۵/۷۶	۵۶/۶۶
C2	۴/۹۶	۵/۶۱	۵/۷۵	۶/۲۶	۵/۶۱	۵/۷۱	۵/۵۶	۵/۵۶	۵/۸۶	۶/۲۷	۱۳/۵۰
C3	۲/۴۲	۲/۸۷	۳/۰۷	۲/۲۹	۲/۸۰	۲/۸۳	۲/۵۶	۲/۵۸	۲/۶۷	۳/۲۵	۱۳/۱۱
IC4	۰/۶۱	۰/۷۵	۰/۹۶	۰/۶۳	۰/۵۰	۰/۵۵	۰/۴۸	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۵۵	۳/۱۷
NC4	۱/۵۸	۱/۰۶	۱/۳۴	۰/۶۳	۰/۹۳	۱/۱۷	۱/۰۰	۰/۹۷	۰/۹۲	۱/۰۹	۶/۶۵
IC5	۰/۹۱	۰/۲۵	۰/۲۹	۰/۲۱	۰/۲۵	۰/۴۶	۰/۳۷	۰/۳۵	۰/۲۵	۰/۳۱	۲/۰۲
NC5	۱/۱۲	۰/۲۵	۰/۲۹	۰/۲۱	۰/۱۹	۰/۵۲	۰/۴۲	۰/۲۹	۰/۲۷	۰/۳۳	۱/۸۵
C6+	۱۱/۲۵	۱/۱	۱/۰	۱/۲	۱/۳	۱/۴۷	۱/۱۴	۱/۱۱	۰/۷۴	۰/۶۳	۱/۰
Z factor	۰/۹۹	۰/۹۵	۰/۸۵	۰/۷۸	۰/۸۱	۰/۸۲	۰/۸۴	۰/۸۷	۰/۸۹	۰/۹۵	۱
درصد حجمی گازهای تخلیه شده به گاز اولیه	-	۳/۰۹	۶/۳۲	۹/۸۹	۱۳/۹۷	۱۹/۷	۲۷/۲۹	۴۲/۹	۵۹/۶۲	۷۴/۵۷	-
درصد مایع متشکله	-	۲۶/۱۹	۲۹/۰۱	۳۳/۶۴	۳۴/۳۲	۳۵/۴۱	۳۴/۳۲	۳۲/۳۸	۳۰/۴۴	۲۷/۹۹	-

آزمایشهای انجام شده با استفاده از نمونه‌های ترکیب مجدد (recombined sample)، بر اساس GLR حاصل از تفکیک کننده سر چاهی تکرار شد و نتایج به دست آمده تطابق بسیار خوبی را با آزمایش های حاصل از نمونه های ته چاهی ارایه کرد.

به منظور رسم دیاگرام فازی سیال در ۵ نقطه از دما، به ترتیب از ۵۰ تا ۲۵۰ درجه فارنهایت با فواصل ۵۰ درجه نقطه شبنم سیال اندازه گیری شد که نتایج آن، در جدول ۸ آورده شده است.

## جدول ۸- آزمایش نمودار P-T

دما (°C)	فشار نقطه شبنم (psi)
۵۰	۷۱۰۰
۱۰۰	۷۰۵۰
۱۵۰	۶۹۸۰
۲۰۰	۶۹۱۵
۲۵۰	۶۷۹۰

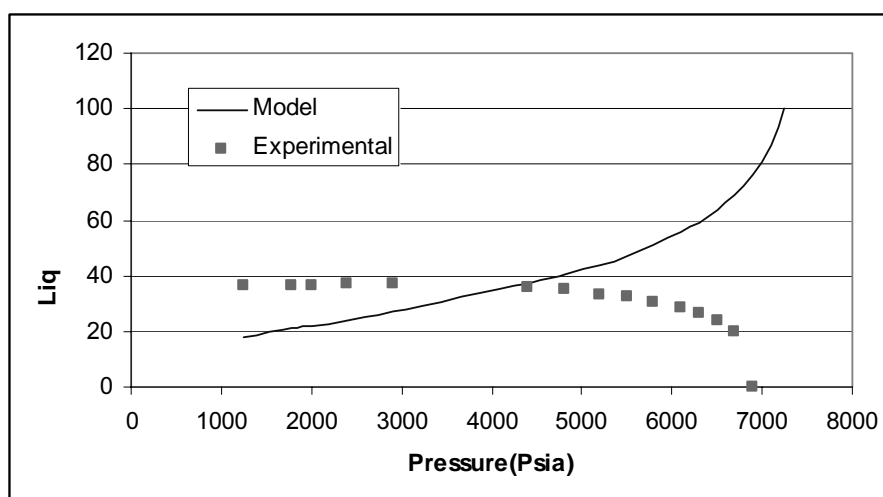


نمودار ۱- تغییرات حجم نسبی

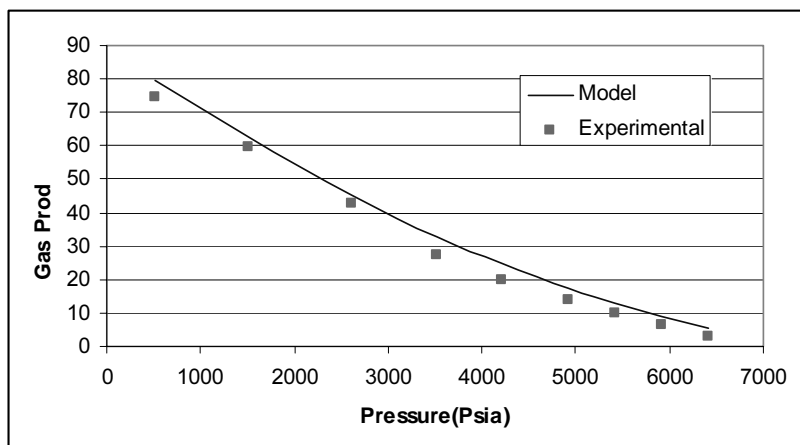
مشخصه‌های جزء سنگین با داده‌های حاصل، برای آزمایش جرم ثابت و نقاط اشباع مورد ارزیابی قرار گرفت. در این مرحله، نقاط اشباع و مقادیر حجم نسبی از آزمایش جرم ثابت با دقت مناسبی مورد همخوانی قرار گرفت ولی نرم افزار در تعیین شرایط فازی سیال، دچار خطای فاحش می‌شد، زیرا سیال به عنوان مایع با نقطه حباب تشخیص داده می‌شد و نقاط حاصل برای فشار اشباع، تماماً در فاز مایع قرار می‌گرفتند.

### استفاده از مدل کامپیوتری

برای به دست آوردن اطلاعات در سایر نقاط مورد نیاز، نرم افزار CMG-prop مورد استفاده قرار گرفت و نتایج به دست آمده کاملاً مغایر با نتایج تجربی بود. برای دستیابی به همخوانی مناسب با داده‌های آزمایشگاهی از کلیه خواص ذکر شده برای جزء سنگین سیال استفاده شد که در این حالت نرم افزار، قادر به برازش داده‌ها و به دست آوردن شرایط بهینه نبود. لذا داده‌های آزمایش حجم ثابت حذف شد و



نمودار ۲- میزان مایعات متشکله



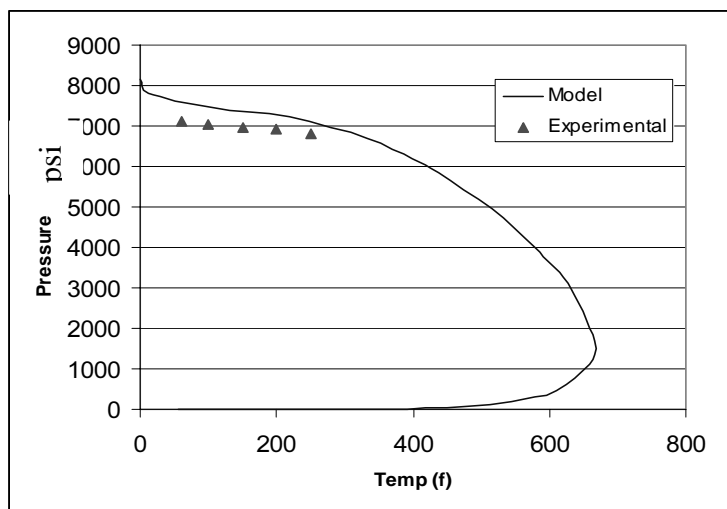
نمودار ۳- درصد گازهای آزاد شده

را نشان داده شده است، از همخوانی نسبتاً خوبی با داده های تجربی برخوردار است.

### نتایج و پیشنهادات

سیالات مرسوم مخازن هیدروکربنی در فاصله مناسب از نقطه بحرانی، دارای روشهای طراحی شده و دقیق آزمایشگاهی برای شبیه سازی فیزیکی فرایند تولید می باشند که ترکیب آنها به جز تاثیر گرادیان دمایی، بقیه موارد را تا حد زیادی پوشش

نرم افزارهمچنین در تعیین فشار و دمای بحرانی سیال نیز دچار اشکال می شد. در نمودار ۱ نمودار حجم نسبی برای فشارهای مختلف در آزمایش جرم ثابت را نشان می دهد. شکل ۲ میزان مایعات متشکله در آزمایش CCE و نمودار ۳ در صد گازهای آزاد شده نسبت به حجم اولیه سیال را در آزمایش CVD، نشان می دهد که با نتایج به دست آمده از مدل کامپیوتری مقایسه شده است. بالاخره در نمودار ۴ که تغییرات فشار - دما



نمودار ۴- نمودار P-T



$$Rel.Error = \frac{(ModelValue - Exp.Value)}{ModelValue} * 100$$

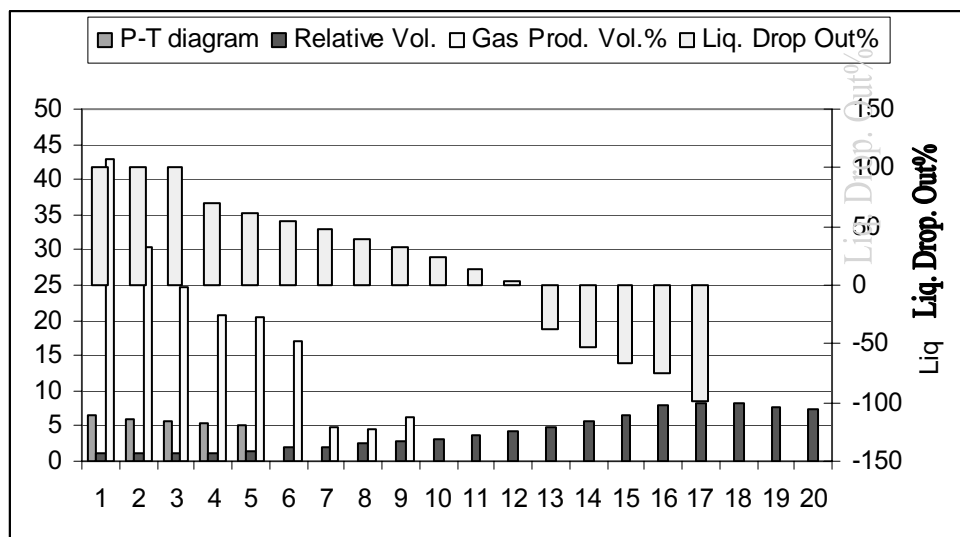
نمودار ۵ مقدار خطای نسبی را برای تمام مقادیر متغیرها نشان می‌دهد.

مقدار متوسط خطای مطلق داده‌های اندازه‌گیری شده بر اساس رابطه زیر محاسبه شد که در نمودار ۶ نشان داده شده است.

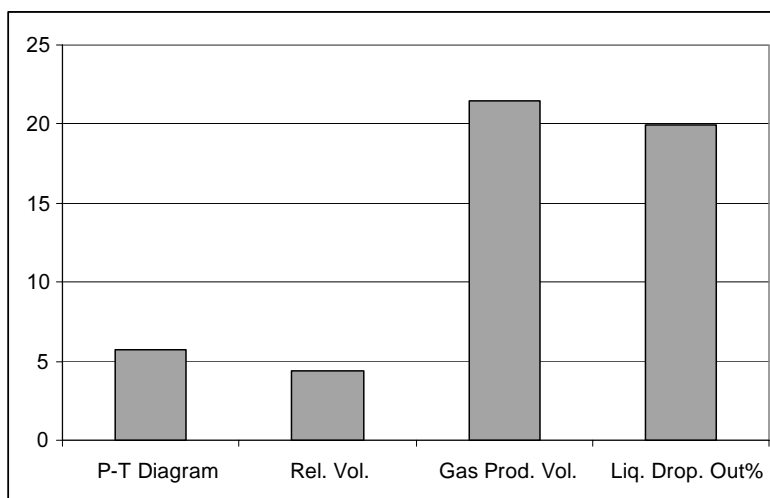
$$Avg. of Rel. Error = \frac{\sum_{i=1}^N ABS (Rel. Error)}{N}$$

اگرچه اکنون در صنعت مرسوم است که درصد ترکیب هیدروکربن به جای  $C_6+$  تا  $C_{12}+$  اندازه‌گیری شود. اما این حد نیز ممکن است کافی نباشد. رفتار میعانات به خصوصیات و مقدار کم هیدروکربن‌های سنگین حل شده در گاز حساسیت دارد. در این باره تحلیل ترکیباتی حداقل تا  $C_{20}$  ترجیح داده می‌شود. لازم به یاد آوری است که ترکیبات با حجم کم مایع یا حجم زیاد گاز منجر به پیش آمدن مشکلاتی در به دست آوردن دقیق اندازه‌گیری‌های PVT در سیستم میعانات گازی می‌شود.

می‌دهد و داده‌های به دست آمده آنها با اندکی تامل و بعضاً انجام تصحیحات لازم به راحتی در محاسبات مخزنی به کار گرفته می‌شود ولی در مورد سیالاتی که در حوالی نقطه بحرانی قرار دارند به علت اینکه خطوط همتراز حجمی در ناحیه دو فازی در نزدیک نقطه بحرانی، به هم نزدیک هستند، با تغییرات جزئی فشار، تغییرات سریعی در فازهای سیال پدید می‌آورد که برای حصول شرایط تعادلی نیاز به زمان نسبتاً طولانی دارند، بنابراین در محاسبه تعداد مولهای هر فاز برای به کارگیری معادله موازنه مواد دچار اشکال می‌شوند به علاوه خواص سیال نیز در فشارهای نزدیک به نقطه بحرانی، خیلی روشن نیست. بنابراین مطالعات آزمایشگاهی مرسوم، پاسخگوی این نوع مخازن نمی‌باشد. لذا برای مطالعه آزمایشگاهی این نوع سیالات، روش جدید اشاره شده توسعه داده شد و سیالات یکی از مخازن ایران با این روش مطالعه شد. نتایج حاصله نشان داد که مخزن مورد اشاره نفتی نبوده و از نوع گاز میعانی و نزدیک بحرانی می‌باشد. این مطلب بر روی هر دو نوع نمونه ته‌چاهی و سرچاهی بررسی و نتایج یکسانی را در برداشت. به منظور بررسی اختلاف بین مقادیر اندازه‌گیری شده و نتایج حاصل از مدل تابع، خطای نسبی را تعریف می‌کنیم.



نمودار ۵- نمودار خطای نسبی در نتایج آزمایشگاهی با مدل CMG



نمودار ۶- متوسط خطای مطلق نسبی

شده است و در بعضی موارد، نوع معادلات تغییر یافته است. ولی هیچکدام از روابط ارائه شده نتوانسته جواب قاطع به این موضوع بدهد. لذا پیشنهاد می شود:

۱- سیالات بحرانی حتما مطالعه آزمایشگاهی شود و به نتایج صرفا حاصل از مدل اکتفا نشود.

۲- تولید از مخازن هیدروکربنی که با توجه به داده‌های میدانی، Field data، نزدیک شرایط بحرانی تشخیص داده می‌شوند، متوقف و استراتژی تولید آن با پشتوانه انجام مطالعات و تحقیقات آزمایشگاهی معین شود.

۳- روشی نوین، برای مطالعه این سیالات طراحی شود که بخشی از آن در تحقیق حاضر ایجاد شده است.

۴- نرم افزارهای تجاری موجود قادر به پیش‌بینی رفتار فازی این سیالات نمی‌باشند، لذا توسعه مدل‌های مناسب می‌تواند در ادامه این پروژه انجام شود.

وجود مخازن با سیالات بحرانی و شبه بحرانی در مخازن با عمق بیشتر در محدوده مخازن گروه خامی و بنگستان در جنوب ایران مشهود است. در این مطالعه، سیال یکی از مخازن مورد بررسی قرار گرفت. لازم است قبل از بهره برداری از این مخزن به رفتار آن‌ها توجه شود تا در طول بهره برداری دچار مشکل اساسی نشوند.

زیرا اندازگیری مایع با حجم کم و فشار نقطه شبنم دارای درصد عدم اطمینان بالایی است. این مسئله به ویژه برای مایع با حجم میعانات بالا و به طور خاص در حالتی که شرایط نزدیک نقطه بحرانی است، بیشتر روی می‌دهد.

معادلات حالت متنوعی در دسترس هستند و انتخاب مدل مورد استفاده، بستگی به نوع سیال و شرایط مورد نظر دارد. برای مثال معادله SRK تصحیح شده، ممکن است برای سیالاتی چون نفتهای با فراریت کم و متوسط و گازهای رقیق دور از نقطه بحرانی مناسب باشد در حالی که معادله PR برای سیالات با فراریت بالا یا مایعات با محتوای میعانات گازی در نزدیکی نقطه بحرانی ترجیح داده شود. گاهی اوقات به بیش از یک مدل نیاز است، برای نمونه، معادله SRK تصحیح شده در مورد پیش‌بینی‌های دانسیته، عمدتا نتایج ضعیفی می‌دهد، بنابراین گاهی اوقات از معادلات دیگری برای محاسبه دانسیته استفاده می‌کنیم. معادله PR برای سیالات نزدیک بحرانی، دانسیته سیال را به خوبی پیش‌بینی نمی‌کند و لذا نتایج حاصل از مدل مناسب نمی‌باشد. این معادلات برای سیالات بحرانی باید اصلاح شوند که این امر نیاز به اندازه‌گیریهای آزمایشگاهی بیشتری دارد. این تصحیحات در شکلهای مختلف همچون اصلاح ضرایب دو تایی یا ضرایب معادله ارائه

**منابع**

- [1] "The properties of Petroleum fluids", D. Mc Cain.
- [2] "phase behavior of near- critical reservoir fluid mixture", T. Yang, W.D.Chen, T.M.Guo Fluid phase Equilibria 128 , 183-197(1998).
- [3] "Revised Gas-oil Ratio Criteria KEY Indicators of Reservoir fluid type", William D. Mc Cain Jr., Petroleum Engineer international, April 1994.
- [4] "Asystematic experimental study on the phase behavior of complex fluid mixtures up to near-critical region", Wei Yan, Lu-Kun Wang, Lan-Ying Yang, Tian-Min Guo, Fluid phase Equilibria 190,159-178(1998).
- [5] "Phase behaviour and properties of reservoir fluids", Danesh A, Tohidi B, Todd A C, Gozalpour F, Fonseca M, Reid A, Bell K, Malcolm K, Burgass R, and Al-Saleh I, Phase Behaviour and Properties of Reservoir Fluids,
- [6] "Thermodynamic modeling of near-critical solutions", John P. O'connell, Hongqin Liu, Fluid phase Equilibria 144 , 1-12(1998).

[۷] گزارش داخلی پروژه ۴۵۱۶۰۱۰۴ پژوهشگاه صنعت نفت