

مطالعه دقیق فرایند ترکیب مجدد نفت فرار در یکی از

میادین نفتی جنوب غربی ایران

محمود مویدی^{۱*}، مرضیه صالح زاده^۲، عرفان محققیان^۲

۱- تهران، شرکت ملی نفت ایران

۲- تهران، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، دانشکده مهندسی نفت

پیام‌نگار: fmoayyedi83@gmail.com

چکیده

نمونه‌گیری یکی از فرایندهای مهم در مهندسی نفت می‌باشد که به منظور تعیین خواص سیالات مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. کسب سیال نماینده مخزن در هر فرایند نمونه‌گیری از اهمیت فراوانی برخوردار است. در این مطالعه فرایند ترکیب مجدد یکی از سیالات هیدروکربنی در یکی از میادین نفتی ایران با توجه به شرایط خاص آزمایشگاهی در دما و فشار آزمایش و نیز شرایط فشاری ترکیب مجدد مورد مطالعه قرار گرفته و مراحل آزمایشگاهی آن به طور دقیق توضیح داده شده است. جهت ارزیابی نمونه ترکیب مجدد ساخته شده، فشار حباب نمونه سیال درون چاهی با نمونه فوق مقایسه شده که خطای حدود ۳/۲٪ بیانگر این می‌باشد که نمونه فوق می‌تواند به خوبی نماینده سیال مخزن باشد.

کلمات کلیدی: ترکیب مجدد، نمونه‌گیری درون چاهی، نمونه‌گیری سطحی، سیال نماینده مخزن

۱- مقدمه‌ای بر نمونه‌گیری و اهمیت آن

اصولاً نمونه‌گیری به منظور تعیین نوع و تخمین خواص سیالات مخزن و نیز تحلیل‌های شیمی نفت و آنالیز نفت خام، یکی از فعالیت‌های معمول و در عین حال بسیار پراهمیت در مهندسی نفت می‌باشد. یکی از مهم‌ترین مشخصه‌ها در هر نمونه‌گیری به منظور کسب سیال نماینده مخزن، زمان انجام نمونه‌گیری است که بهتر است این عمل در اوایل عمر مخزن و قبل از این که فشار مخزن به زیر فشار اشباع برسد، صورت پذیرد؛ زیرا در این شرایط احتمال وجود گاز آزاد در لایه نفتی کاهش می‌یابد و اخذ سیال نماینده مخزن امکان‌پذیر خواهد بود. در یک عملیات نمونه‌گیری علاوه بر

تلاش به منظور جلوگیری از دوفازی شدن سیال، باید میزان آلودگی سیال توسط مواد زائد عملیات حفاری و یا تکمیل چاه نیز به حداقل برسد [۱]. از سوی دیگر آماده‌سازی مناسب چاه قبل از نمونه‌گیری، از دیگر مواردی است که عدم رعایت آن می‌تواند منجر به عدم کسب سیال نماینده مخزن گردد. به طور معمول آماده‌سازی چاه شامل زمان دادن به چاه به منظور خروج سیالات حفاری، اسیدها و مواد استفاده شده در تحریک چاه، کنترل مداوم فشار درون چاهی برای حصول اطمینان از زیر شرایط اشباع بودن سیال مخزنی و نهایتاً اطمینان از ثابت شدن نسبت گاز به نفت تولیدی طی مدت معین قبل از نمونه‌گیری می‌باشد [۲]. هرچه زمان نمونه‌گیری به

نفت، نسبت گاز به نفت، اجزای متشکله نفت و گاز، مقدار گاز اسیدی موجود و دیگر خواص سیالات با استفاده از نفت درون چاهی اخذ شده در شرایط دما و فشار مخزن می‌باشد [۸].

نمونه‌های درون چاهی می‌توانند توسط دستگاه‌های مخصوص نمونه‌گیری اخذ شوند، که گاهی اوقات آنها را به اصطلاح، بمب‌های نمونه‌گیری^۲ می‌نامند. شیرهای موجود در بمب نمونه‌گیری ابتدا به منظور ورود سیال باز شده و سپس به صورت هیدرولیکی و یا الکتریکی بسته می‌شوند. روش دیگر استفاده از دستگاه‌هایی^۳ است که هر یک از آنها، دستگاه نمونه‌گیر جهت نمونه‌گیری سیال توسط کابل^۴ به عمق مورد نظر در مخزن فرستاده می‌شود. اصولاً نمونه‌گیری با کابل به سه روش صورت می‌گیرد. نمونه‌گیری در چاه‌های با تکمیل باز، در داخل یک پکر^۵ صورت می‌گیرد و دستگاه به صورت مکانیکی به سمت سازند هدایت می‌شود. در چاه‌هایی که به صورت بسته تکمیل شده باشند، محفظه نمونه روی کابل، با دستگاه روغن‌زنی از سر چاه به داخل لوله مغزی فرستاده می‌شود؛ که سپس به منظور نمونه‌گیری باز شده و نمونه‌گیری می‌کند. در روش سوم، محفظه‌های نمونه‌گیری بخشی از لوله ساق مته^۶ هستند که باز می‌شوند و نمونه‌های سیال ته چاه را اخذ می‌کنند. مزیت نمونه‌گیری با کابل این است که سیالات در همان شرایط مخزن و قبل از تولید، به صورت مستقیم گرفته می‌شوند. چالش‌های نمونه‌گیری با کابل شامل: رسیدن به نمونه‌های نماینده سیال مخزن، نگهداری سیال در شرایط مخزن و حجم کم نمونه می‌باشد. دو عامل آلودگی و عدم کنترل ته‌چاه، باعث می‌شوند که نمونه‌ها نماینده مناسبی از سیال مخزن نباشند. همچنین نگهداری نمونه پس از اخذ آن، چالش‌های مربوط به خود را دارد. به دلیل حجم کم نمونه‌ها در آزمون‌های ته‌چاهی، هر عدم کنترلی سبب تغییر دما و فشار و در نتیجه تغییر زیادی در ترکیبات خواهد شد، که در آن صورت، نمونه غیر قابل استفاده خواهد بود. لازم به ذکر است که مشکل کم بودن حجم در نمونه‌گیری‌های معمول درون چاهی، اخیراً توسط دستگاه‌های خاص^۷ حل شده است. همان گونه که بیان شد،

زمان پایان حفاری نزدیکتر باشد، امکان اخذ نمونه نماینده سیال مخزن بیشتر خواهد بود، زیرا در این شرایط افت فشاری که منجر به دوفازی شدن سیال می‌شود، رخ نداده است [۳ و ۴].

اخذ نمونه صحیح از سیال مخزن می‌تواند منجر به تحلیل‌های صحیح شده که این مهم در تصمیم‌گیری‌های بعدی در توسعه میدان و همچنین انجام سناریوهای متفاوت ازدیاد برداشت و نهایتاً شبیه‌سازی جامع میدان به منظور پیش‌بینی تولید از میدان، در آینده بسیار پراهمیت خواهد بود، زیرا تخمین صحیح از موارد ذکر شده می‌تواند تا حد زیادی عدم قطعیت‌ها را در توسعه میدان کاهش داده و هزینه‌های متفاوت را نیز بهینه سازد. نمونه‌های نماینده سیال مخزن، به دلایلی مثل، آنالیز خواص سیالات برای محاسبات مهندسی بعدی، تعیین ترکیبات موجود در مخزنی خاص برای پی بردن به مقدار اقتصادی سیال و آگاهی از وجود اجزایی خاص در سیال مخزن برای برنامه ریزی‌های بیشتر و برنامه‌های آینده حفاری نیز تهیه می‌شوند [۵].

۲- انواع روش‌های نمونه‌گیری

به طور معمول روش انجام نمونه‌گیری تحت تاثیر عوامل مختلفی همچون حجم سیال مورد نیاز، شرایط مخزنی، نوع سنگ و سیال مخزن، میزان تخلیه مخزن، طراحی تکمیل چاه، هزینه و نهایتاً چگونگی و میزان دسترسی به تجهیزات قرار دارد. به عنوان مثال نمونه‌گیری از سازندهای سخت^۱، فشارپایین و آسیب‌دیده با مشکلات فراوان تری نسبت به سازندهای معمول همراه می‌باشد. از سوی دیگر در مخازن با دمای بالا نیز مشکل تغییر فاز سیال در هنگام انتقال به سطح در اثر تغییر دما و فشار در بحث نمونه‌گیری مطرح خواهد بود. بر این اساس به منظور اخذ نمونه نماینده مخزن در شرایط مختلف، شیوه‌های متفاوت نمونه‌گیری مورد استفاده قرار می‌گیرند که عبارتند از نمونه‌گیری ته چاهی، نمونه‌گیری ترکیب مجدد سطحی و سرچاهی، نمونه‌گیری هنگام آزمایش.

الف) نمونه‌گیری ته چاهی

نمونه‌گیری ته چاهی به بیش از ۶۰ سال پیش، زمانی که اکثر متصدیان با طرح‌های نمونه‌گیری ته چاهی خود کار می‌کردند، باز می‌گردد [۶ و ۷]. هدف از انجام این شیوه تعیین خواص سیال، نوع

1. Tight

2. Sampling Bomb
3. Modular Dynamic Testing (MDT), Repeated Formation Testing (RFT)
4. Wireline
5. Packer
6. DST
7. MDT

نمونه‌گیری و آماده‌سازی چاه، به این دلیل اهمیت دارد که آزمون‌های آزمایشگاهی خواص سیالات بر مبنای ترکیب مجدد سیالات با همان نسبت‌های اندازه‌گیری شده و رسیدن به سیال نماینده مخزن، صورت می‌گیرد. مزایای این روش عبارتند از دسترسی به حجم‌های بیشتری از نمونه، اخذ نمونه‌های تمیزتر و نهایتاً فراهم شدن و امکان تثبیت شدت جریان ساعت‌ها قبل از نمونه‌گیری. همچنین این روش به سیستم هزینه برکابل نیازی ندارد. از جمله چالش‌های پیش روی این شیوه نمونه‌گیری می‌توان به ناپایداری شرایط تفکیک‌گر هنگام نمونه‌گیری، تغییرات در شیوه نمونه‌گیری، عدم قطعیت در شدت جریان، تردید در عملکرد تفکیک‌گر و مشکلاتی که در طول فرایند ترکیب مجدد رخ می‌دهد، اشاره کرد.

در مقایسه نمونه‌گیری سیال نفت فرار و سیال گاز میعانی، نکته‌ای که یکی از حساسیت‌های موجود در نمونه‌گیری درون‌چاهی سیالات نفت فرار، توجه دقیق به فشار و دمای نمونه‌گیری است. زیرا تغییرات کم در فشار و دمای نمونه‌گیری، منجر به تغییر زیاد در ترکیب سیالات مخزن خصوصاً در نزدیکی فشار اشباع می‌گردد. همچنین در نمونه‌گیری سطحی این نوع سیالات، افت فشار کم و اندازه‌گیری دقیق دبی نفت و گاز از موارد حیاتی برای دستیابی به نسبت گاز به نفت^۲ منطقی حاصل از ترکیب مجدد می‌باشد. از سوی دیگر در نمونه‌گیری سیالات گازمیعانی اصولاً، اخذ نمونه درون‌چاهی توصیه نمی‌شود. به این دلیل که در این نوع سیالات و مخصوصاً در مواردی که تفاوت فشار شبنم با فشار اولیه مخزن کم باشد؛ به دلیل وجود افت فشار در ناحیه نزدیک چاه و احتمال تجمع میعانات در این ناحیه، استفاده از بمب‌های نمونه‌گیر درون‌چاهی نمی‌تواند سیال نماینده مخزن را به سطح برساند؛ لذا در این نوع سیالات تنها در ابتدای عمر مخزن که فشار تمامی نواحی، بالای فشار شبنم می‌باشند، اخذ نمونه درون‌چاهی منطقی است. البته در سیالات نفت فرار نیز با افت فشار به زیر فشار حباب، ترکیبات سیال می‌تواند متفاوت شود و عملاً نمونه‌گیری درون‌چاهی چندان مناسب نباشد [۱۰]. اما در هر صورت، حساسیت این نوع سیالات به مراتب کمتر از گاز میعانی می‌باشد.

نکته دیگر این است که اخذ سیال نفت فرار در زیر فشار حباب، با نمونه‌گیری درون‌چاهی، گرچه سیال نماینده سیال اولیه مخزن را

نمونه‌گیری‌های دستگاه ساق مته^۱ نیز به عنوان بخشی از لوله ساق مته رانده می‌شوند و بخش کوچکی از این لوله هستند. البته نمونه‌گیری ساق مته کیفیت نمونه‌گیری‌های کابل را ندارد [۹].

در نمونه‌گیری درون‌چاهی، کنترل افت فشار (برای جلوگیری از دوفازی شدن سیال مخزن و حداقل‌سازی تولید ماسه) و تمیز بودن ناحیه اطراف چاه هنگام نمونه‌گیری، از اهمیت فراوانی برخوردار است. نکته قابل توجه این که به‌کارگیری این روش در مخازن گازمیعانی و مخازن نفتی با تولید آب زیاد، توصیه نمی‌شود؛ همچنین در مخازنی که فشار آنها به فشار حباب نزدیک است، نمونه‌گیری باید جهت جلوگیری از دوفازی شدن با سرعت کمتری انجام شود. بطور کلی اگر نمونه‌گیری به درستی انجام شده باشد، سیال اخذ شده تک فاز خواهد بود. از مزایای این روش می‌توان به جمع‌آوری سیال در شرایط مخزن و نیز تک فاز بودن آن اشاره کرد. چالش‌های پیش رو در این روش نمونه‌گیری شامل کم بودن حجم نمونه اخذ شده (معمولاً بین ۰/۲۵ تا ۴ لیتر)، انتخاب درست ناحیه نمونه‌گیری، تماس با مخزن، مرغوبیت سیال (حداقل آلودگی در سیال)، حفظ نمونه به صورت تک فاز و انتقال آن به سطح و آزمایشگاه بدون تغییر خواص سیال خواهند بود.

ب) نمونه‌گیری سطحی

اصولاً نمونه‌گیری‌های ته‌چاهی برای سیالات گازمیعانی و سیالات نفتی با تولید حجم قابل توجهی از آب، توصیه نمی‌شود. برای این نوع سیالات معمولاً نمونه‌گیری سطحی مورد توجه قرار می‌گیرد. نمونه‌گیری سطحی اغلب شامل اخذ نمونه سیال توسط تفکیک‌گر در دوفاز (مایع و گاز) می‌باشد که به منظور ترکیب مجدد مورد استفاده قرار می‌گیرند. نمونه سطحی می‌تواند از سرچاه، تفکیک‌گر، مخزن ذخیره و حتی از خطوط تولید گرفته شود، اما معمولاً تنها نمونه‌هایی نماینده سیال مخزن خواهند بود، که حاصل از ترکیب مجدد نمونه‌های نفت و گاز تفکیک‌گر در شرایط مناسب باشند [۱۰]. در این حالت در دوره آماده‌سازی چاه لازم است که افت فشار حداقل بوده، و دما و فشار تفکیک‌گر هم تا حد امکان ثابت باشد تا شدت جریان نمونه‌های نفت و گاز جمع‌آوری شده از تفکیک‌گر تحت جریان پایدار، ثابت باشد و در نتیجه آن، نسبت گاز به نفت ثابت بماند. اندازه‌گیری دقیق شدت جریان‌های نفت و گاز، در هنگام

2. Gas Oil Ratio (GOR)

1. Drill Steam Test (DST)

باشد این امکان وجود دارد که فشار جریانی ته چاهی^۳ کمتر از فشار اشباع سیال شود. در این صورت ممکن است گاز حل شده در نفت در نزدیکی دهانه چاه آزاد شود، که این خود باعث می‌شود این گاز قبل از این که بتواند در دهانه چاه و تفکیک‌گر به صورت عادی جریان یابد، به اشباع بحرانی خود رسیده و لذا نماینده مناسب سیال مخزن نباشد. بنابراین اگر شرایط تعادل پایدار در ناحیه نزدیک چاه برقرار باشد، نسبت گاز به نفت تولیدی معمولاً پایدار خواهد بود و تفکیک‌گر سر چاهی سیال مناسب جهت عملیات ترکیب مجدد را فراهم خواهد کرد. همچنین نمونه‌گیری در مخازن نفت اشباع نیز با مشکل تولید گاز کلاهدک گازی و یا گاز محلول در نفت آزاد شده، مواجه است که منجر به اخذ سیالی می‌شود که نمی‌تواند به راحتی نماینده مناسبی از سیال مخزن در ترکیب مجدد باشد.

اصولاً در ترکیب مجدد نمونه تفکیک‌گر سر چاهی، که با ترکیب گاز و نفت انجام می‌شود، هدف نهایی مطابقت مناسب نسبت گاز به نفت سیال ساخته شده با نسبت گاز به نفت اندازه‌گیری شده تفکیک‌گر و یا مطابقت با فشار اشباع سیال در دمای مخزن می‌باشد. تطابق داده‌های ترکیب مجدد با یکی از این مشخصه‌ها نمایانگر سیال نماینده مخزن است. هنگامی که فشار اشباع سیال مخزن مشخص باشد، ترجیح در این است که ترکیب مجدد به جای نسبت گاز به نفت بر اساس فشار اشباع انجام شود [۱۱ و ۱۲].

برای دستیابی به نسبت گاز به نفت نماینده سیال مخزن، دما و فشار نمونه‌گیری بایستی در حین نمونه‌گیری سیالات نفت و گاز به دقت ثبت گردد، زیرا هرگونه تغییر در این دو عامل، به طور مستقیم بر روی حجم ترکیبی نفت و گاز مؤثر بوده و عامل حاصل از سیال ترکیب مجدد نهایی، با سیال اولیه متفاوت خواهد بود. همچنین تعیین دقیق نسبت‌های ترکیب نفت و گاز را می‌توان به عنوان موضوعی که عدم رعایت آن سبب چالش در ترکیب مجدد می‌شود؛ به شمار آورد [۱۳]. یکی دیگر از نکاتی که باید مدنظر قرار گیرد این است که اگر سیال نفتی موجود (نفت تفکیک‌گر) برای ترکیب مجدد دارای حالت دوفازی (جامد- مایع) بوده و به اصطلاح آسفالتینی شده باشد؛ نمونه نهایی ترکیب مجدد شده، نمی‌تواند نماینده سیال مخزن باشد. این مهم در مورد گاز نیز در صورتی که میعانات آن در سیلندر مخصوص تجمع پیدا کرده باشد صادق است، که در این حالت جهت حذف میعانات و تکفازی نمودن آن، سیلندر محتوی گاز

ارائه نمی‌دهد، اما می‌تواند شرایط فعلی مخزن را تایید کند و حالت تکفازی سیال همچنان حفظ خواهد شد. اما در نمونه‌گیری درون چاهی گاز میعانی، اخذ سیال تکفاز در زیر فشار شبینم عملاً غیر ممکن خواهد بود، لذا در این شرایط باید با نمونه‌گیری سطحی و ترکیب مجدد به سیال تکفاز دست یافت.

ج) نمونه‌گیری در حین آزمایش

نمونه‌گیری به این شیوه، گرچه باعث صرفه‌جویی در زمان و هزینه‌ها می‌شود، اما نمونه بدست آمده در بسیاری اوقات از کیفیت مناسبی برخوردار نیست و نمی‌تواند نماینده مناسبی از سیال مخزنی باشد. استفاده از این روش، نسبت میعانات به گاز^۱ را افزایش داده و باعث به هم آمیخته شدن سیالات نیز می‌شود. به علاوه خطرات زیست محیطی نیز در این روش بیشتر از سایر شیوه‌های نمونه‌گیری است.

۳- ترکیب مجدد سیالات مخزنی و اهمیت آن

همان‌گونه که بیان شد، یکی از روش‌های نمونه‌گیری، انجام آن به شیوه سطحی است. مخصوصاً اگر حجم بیشتری از سیال، نسبت به موارد معمول در آزمون‌های خواص سیالات مورد نیاز باشد، این روش کاربرد فراوان‌تری خواهد داشت. به طور مثال هنگامی که تیم مهندسی نفت قصد انجام عملیات سیلابزنی و یا تزریق امتزاجی گاز در سیال مخزن را دارد، جهت انجام ارزیابی اولیه، آزمون‌های فوق باید در مقیاس آزمایشگاهی انجام شود؛ لازمه انجام چنین آزمون‌هایی با شرایط آزمایشگاهی مختلف، وجود حجم قابل توجهی از سیال نماینده مخزن بوده و اخذ چنین حجمی به روش نمونه‌گیری درون چاهی امکان‌پذیر نیست و نمونه‌گیری سطحی که علاوه بر تامین حجم مورد نیاز سیال، هزینه کمتر و عدم توقف در تولید را به دنبال دارد، مورد استفاده قرار می‌گیرد. مهمترین عاملی که باید در این نمونه‌گیری مدنظر قرار گیرد تهیه سیالی است که طی عملیات ترکیب مجدد بتواند با بیشترین دقت نماینده سیال معادل مخزن^۲ باشد. این مهم زمانی تحقق می‌یابد که سیال با نسبت گاز به نفت ثابت تولید کند و فاز همراه و فاز جامد همچون واکس و یا آسفالتین در آن نباشد.

در مخازن زیراشباع زمانی که نسبت گاز به نفت هنوز پایدار نشده

1. Condensate Gas Ratio (CGR)
2. Representative Fluid

3. BHP

نفت، برای اندازه‌گیری نسبت گاز به نفت در پیکنومتر خاص استفاده می‌شود.

برای اندازه‌گیری این ترم، فشار از حالت جریان تک‌فاز به شرایط استاندارد انداخته می‌شود. در این حالت سیال با نرخ تخلیه تقریباً ثابتی از پیکنومتر جریان می‌یابد تا گاز آن آزاد شود. در فشار استاندارد، حجم گاز و وزن نفت مرده اندازه‌گیری گردد. البته قبل از انجام این عملیات باید پیکنومتر خلاء شود و وزن آن در این حالت نیز اندازه‌گیری گردد. اندازه‌گیری وزن پیکنومتر زمانی که حاوی گاز و نفت در حالت تک فاز است و همچنین در حالی که حاوی نفت مرده است، نیز انجام می‌شود. با اندازه‌گیری چگالی نفت مرده، عملاً حجم نفت مرده (نفت شرایط متعارفی) تعیین می‌شود. گاز خروجی از نفت تفکیک‌گر برای آزمایش کروماتوگرافی و تعیین ترکیبات مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. لازم است دمایی که عملیات فوق در آن انجام می‌شود نیز ثبت گردد.

پس از انجام محاسبات فوق و با در اختیار داشتن ترکیب گاز تفکیک‌گر و نیز گاز حاصل از نفت تفکیک‌گر، محاسبات میزان حجم موردنیاز نفت، جهت ترکیب با گاز به منظور ایجاد سیال نماینده مخزن، طی مراحل زیر انجام می‌شود:

۱) برای تعیین حجم موجود در پیکنومتر (که در اندازه‌گیری فاکتور حجمی سازند به کار می‌رود) از اعداد اولیه و پایانی که پمپ نمایش می‌دهد، استفاده کرده و اختلاف آنها به عنوان حجم ورودی سیال نفتی به پیکنومتر در فشار تک فاز بیان می‌شود.

۲) پس از ایجاد سیال تک فاز در پیکنومتر، با استفاده از دستگاه اندازه‌گیری نسبت گاز به نفت و افت فشار متوالی، حجم گاز آزاد شده را ثبت کرده و نهایتاً زمانی که از خروج تمامی گازها اطمینان حاصل شد، گاز به کروماتوگرافی ارسال می‌شود.

۳) با در اختیار داشتن حجم، جرم و چگالی نفت مرده و نیز گاز خروجی پیکنومتر از مراحل قبل و همچنین انجام کروماتوگرافی برای گاز تفکیک‌گر (به منظور تعیین ترکیب درصد و جرم مولکولی و نیز چگالی ویژه^۲ گاز) بسیاری اطلاعات مورد نیاز بدست می‌آیند.

۴) برای محاسبه حجم گاز در شرایط استاندارد از رابطه زیر استفاده می‌شود. که در آن V1 حجم گاز آزاد شده از نفت تفکیک‌گر (میلی لیتر)، P1 فشار نهایی (میلی متر جیوه) و T1 نیز معادل دمای

را تا دمای خاصی توسط گرم کننده‌های مخصوص گرم می‌کنند. همچنین ترکیب مجدد سیالاتی که از تفکیک‌گر حاصل می‌شوند، در معرض عدم قطعیت‌های دیگری نیز قرار می‌گیرند و لذا می‌توان گفت کیفیت نمونه ترکیب مجدد شده حاصل از تفکیک‌گر، تابعی از طراحی و عملکرد تفکیک‌گر، اندازه‌گیری شدت جریان تولیدی و نیز شیوه نمونه‌گیری می‌باشد. اندازه‌گیری شدت جریان‌های تولیدی پایین (کمتر از ۱۰۰ بشکه در روز) اغلب با سختی همراه بوده و منجر به کاهش دقت اندازه‌گیری جمله نسبت گاز به نفت می‌شود [۱۴].

در حالت‌هایی که سیال مخزن فوق العاده زیر اشباع باشد، ممکن است فشار اشباع هدف، بسیار کمتر از فشار واقعی مخزن باشد؛ بنابراین نسبت گاز به نفت تفکیک‌گر می‌تواند نماینده بهتری برای بررسی تطابق با سیال ترکیب مجدد شده باشد. از سوی دیگر برای مخازن نفت اشباع، که در آن کلاهک گازی در تماس با سیال نفتی است، فشار اشباع نفت برابر با فشار فعلی مخزن است، لذا ممکن است فشار اشباع نماینده بهتری برای بررسی تطابق سیالات باشد.

محاسبات دقیقی به منظور تعیین حجم مورد نیاز از گاز و نفت تفکیک‌گر جهت ترکیب با هم و تولید سیال نماینده مخزن در دما و فشار مخزن باید انجام گیرد. در این بخش ابتدا این محاسبات به صورت دقیق ارائه شده و سپس نتایج مطالعه موردی بر روی یکی از سیالات نفتی در مخازن نفت فرار ایران ارائه خواهد شد.

۴- شیوه انجام محاسبات ترکیب مجدد

همان گونه که در بخش‌های قبل بیان شد، در صورتی که اخذ نمونه تک فاز ته‌چاهی از سیال مورد نظر امکان پذیر نباشد، نمونه‌های نفت و گاز سرچاهی حاصل از تفکیک‌گر به منظور ایجاد سیال نماینده مخزن با یکدیگر ترکیب می‌شوند. این ترکیب مجدد معمولاً با استفاده از فشار، دما و میزان نسبت گاز به نفت تفکیک‌گر و برخی داده‌های دیگر صورت می‌گیرد. لازم به ذکر است که برای کسب داده‌های دقیق، اطمینان از کالیبره بودن دستگاه‌ها ضروری است.

بدین منظور و برای انجام محاسبات ترکیب مجدد، ابتدا نفت تفکیک‌گر (که در این مرحله هنوز حاوی درصدی گاز است) به فشار تک‌فاز که عملیات ترکیب مجدد در آن فشار صورت خواهد گرفت، برده می‌شود و در همان فشار سیلندر حاوی نفت تکان^۱ داده می‌شود تا سیال یکنواخت گردد. سپس حدود ۴۰ میلی‌لیتر از این

2. Specific Gravity

1. Shake

= تصحیح شده نسبت گاز به نفت

$$\left[\frac{\text{میدان وزن ویژه گاز} \times \text{میدان } Z}{\text{آزمایشگاه وزن ویژه گاز} \times \text{آزمایشگاه } Z} \right]^{1/5} \times \text{نسبت گاز به نفت کل میدان} \quad (4)$$

در رابطه بالا، مقادیر پارامتر ضریب تراکم پذیری در شرایط میدانی و آزمایشگاهی با استفاده از داده‌های ترکیب درصد اجزاء در کروماتوگرافی گاز و آنالیز نفت خام و از طریق فرمول‌های لازم محاسبه می‌شوند. مقدار وزن ویژه میدان از داده‌های میدانی و وزن ویژه گاز در شرایط آزمایشگاهی نیز از داده‌های کروماتوگرافی گاز تفکیک‌گر و گاز در شرایط استاندارد بدست می‌آید. همچنین میزان خروجی نسبت گاز به نفت تولیدی سیال درون چاهی در دمای استاندارد که به اصطلاح نسبت گاز به نفت تولیدی سرد^۲ نامیده می‌شود، از آزمایش‌های خواص سیالات گرفته شده و جهت مطابقت مورد استفاده قرار می‌گیرد. با استفاده از مقدار وزن ویژه تصحیح شده گاز در مرحله قبل میزان چگالی کلی گاز (لیتر/گرم) به صورت زیر محاسبه می‌گردد:

$$1000 \times 0.001223 \times \text{کلی گاز وزن ویژه گاز} = \text{کلی گاز چگالی} \quad (5)$$

همان‌گونه که بیان شد، عدد 0.001223 معادل چگالی هوا در شرایط استاندارد بر حسب (مترمکعب/کیلوگرم) می‌باشد. نهایتاً جمله فاکتور حجمی سازند با تقسیم حجم اولیه سیال موجود در پیکومتر بخش بر حجم نهایی نفت در مرحله آخر (نفت مرده) بدست می‌آید:

$$\text{فاکتور حجمی سازند} = \frac{\text{(حجم فاز تکفاز نفت پیکنومتر)}}{\text{(مخزن ذخیره) حجم نفت مرده}} \quad (6)$$

آزمایش می‌باشد. عبارت‌های P2 و T2 نیز به ترتیب نشان‌دهنده فشار و دمای استاندارد (۷۶۰ میلیمتر جیوه و ۵۲۰ رانکین) می‌باشند.

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad (1)$$

در صورتی که همراه با سیستم گاز، میعاناتی تشکیل شود، بایستی اصلاحاتی در داده‌ها صورت گیرد. به این صورت که جرم میعانات در عدد ۲۳۰ ضرب می‌شود تا حجم میعانات بدست آید. بنابراین حجم کل گاز در شرایط استاندارد برابر با مجموع حجم میعانات و حجم محاسبه شده از رابطه بالا خواهد بود. همچنین وزن ویژه گاز نیز به دلیل حضور میعانات به صورت زیر تصحیح می‌شود که در آن ترم 0.001223 برابر با چگالی هوا در شرایط استاندارد می‌باشد.

= وزن ویژه گاز تصحیح شده

$$\text{((جرم معیان) + (حجم کل گاز) \times 0.001223 \times \text{وزن ویژه گاز})}$$

$$\text{(حجم معیان + حجم گاز)}$$

$$0.001223$$

(۲)

۵) در این مرحله نسبت گاز به نفت در نفت تفکیک‌گر از حاصل تفریق حجم گاز در شرایط استاندارد از حجم نفت مرده بخش بر حجم نفت مرده در شرایط استاندارد محاسبه می‌شود. از سوی دیگر برای تعیین نسبت گاز به نفت کل، میزان این جمله در بخش قبل که از فشار حالت تکفاز اولیه به فشار استاندارد بدست آمده، با همان جمله در نفت تفکیک‌گر که از داده‌های میدانی بوده و مربوط به شرایط فشاری تفکیک‌گر می‌باشد، جمع می‌گردد و به عنوان نسبت گاز به نفت کل میدان^۱ بیان می‌شود. به عبارت دیگر:

= نسبت گاز به نفت کل میدان

شرایط تفکیک‌گر نسبت گاز به نفت + شرایط استاندارد نسبت گاز به نفت

(۳)

سپس باید تصحیحاتی روی آن انجام گیرد [۱۳]. بر این اساس:

۶) سایر داده‌های لازم از قبیل تراکم پذیری در فشارهای مختلف و فاکتور حجمی سازند در فشار تک فاز و استاندارد، همچنین فشار و حجم سیلندری که عملیات ترکیب مجدد در آن انجام می‌شود، اندازه‌گیری شده و جهت محاسبات استفاده می‌شوند.

۷) در این حالت حجم گاز در حالت استاندارد برابر است با

$$V_{\text{شرایط استاندارد @ گاز}} =$$

$$\frac{P_2 = 14/7 \times P_1 \times V_1 \times (Z_1=1) \times (T_2 = 520)}{T_2 \times Z_2}$$

(۷)

۸) حجم گاز مورد نیاز در شرایط دمای آزمایش و فشار نهایی حالت تکفاز جهت ترکیب مجدد برابر است با

$$T = \text{آزمایشگاه @ گاز } V$$

$$T \times P \times \text{ترکیب مجدد} \times \text{آزمایشگاه دمای @ } Z \times \text{شرایط استاندارد @ گاز } V \times (P_2 = 14/4)$$

$$(Z_2=1) \times (14/7) + (P \text{ تکفاز ترکیب مجدد}) \times (520 = T_2)$$

(۸)

۹) حجم نفت در شرایط استاندارد برابر است با

$$V_{\text{شرایط استاندارد @ نفت}} = \frac{V_{\text{شرایط استاندارد @ نفت}}}{\left(\frac{CC}{CC}\right) \text{ نسبت گاز به سرد نفت}} \quad (9)$$

۱۰) نهایتاً حجم نفت مورد نیاز در شرایط تفکیک‌گر جهت استفاده

در ترکیب مجدد عبارت است با:

$$V_{\text{نفت تفکیک‌گر}} (cc) =$$

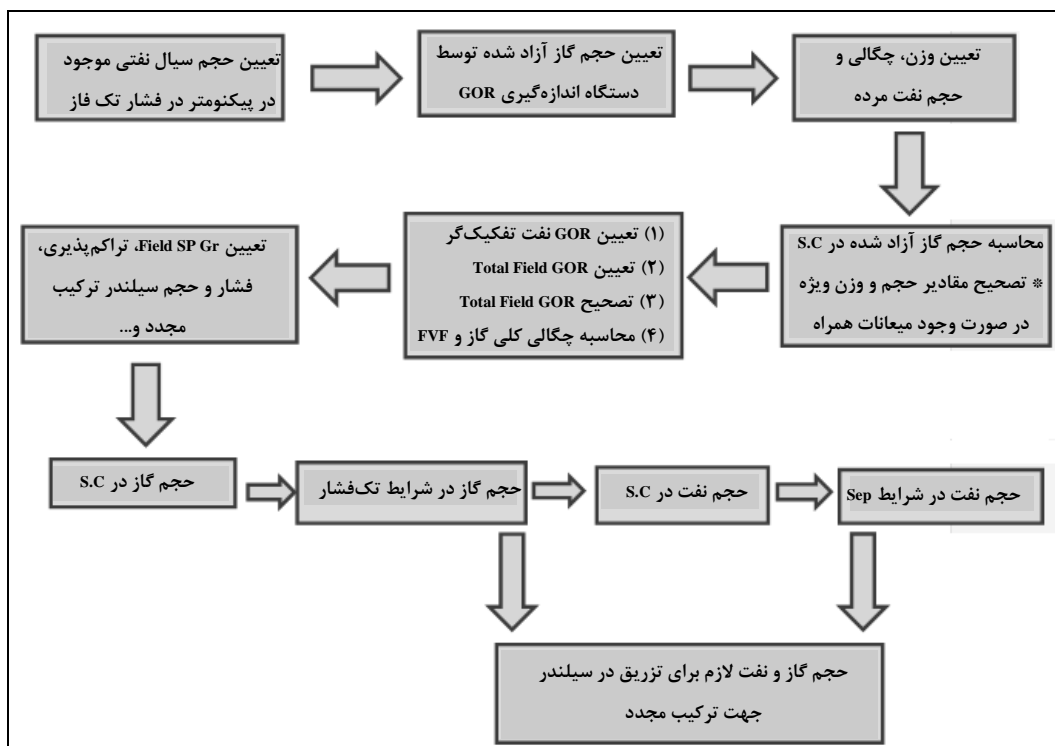
$$B_o \times V_{\text{شرایط استاندارد}} \times P \times \text{ترکیب مجدد} \times \text{نفت تفکیک‌گر} (cc)$$

(۱۰)

آلگوریتم کلی بالا بر طبق شکل (۱) قابل ارزیابی و بررسی قرار گرفته است.

۵- مطالعه موردی

سیالی که در این مطالعه به عنوان نمونه مورد استفاده قرار گرفته مربوط به لایه فلهلیان یکی از میداین جنوب غربی ایران بوده و دارای



شکل ۱- طرح اجمالی آلگوریتم کلی ترکیب مجدد سیال در آزمایشگاه جهت ایجاد سیال نماینده مخزن

حجم مورد نیاز نفت جهت ترکیب با گاز تفکیک‌گر به منظور تولید سیال نماینده مخزن، طی مراحل زیر انجام می‌شود:

(۱) حجم ورودی سیال نفتی به چگالی سنج در فشار تک‌فاز.

جدول ۱- حجم نمونه در شرایط تک‌فاز

اختلاف حجم (cc)	دمای پمپ (F)	مقدار خوانده شده نهایی ^۴ (cc)	مقدار خوانده شده اولیه ^۵ (cc)	فشار تک‌فاز ^۶ (psi)
۳۹/۹۱۹	۷۱/۲	۲۰۲/۰۶۴	۱۶۲/۱۴۵	۵۰۰۰

(۲) حجم گاز خارج شده از چگالی سنج تا رسیدن به فشار استاندارد.

جدول ۲- گاز آزاد شده در شرایط محیط

جرم میعان گازی (g)	دمای گاز (°F)	فشار گاز (psi)	حجم گاز (cc)
۰	۷۲۹	۱۲/۵۷	۱۰۱۲

(۳) وزن نفت مرده و چگالی آن

جدول ۳- وزن و چگالی نفت مرده

چگالی نفت باقی‌مانده (g/cc)	جرم نفت باقی‌مانده ^۷ (g)	جرم چگالی سنج (نفت) (g)	جرم چگالی سنج (نفت+گاز) (g)	جرم چگالی سنج تحت خلاء (g)
۰/۸۲۹۸	۳۱/۳۹۵	۶۲۹/۰۶۵	۶۳۰/۳۶۲	۵۹۷/۶۷

(۴) طبق جدول (۴) مقادیر V1 حجم گاز آزاد شده حاصل از نفت تفکیک‌گر (میلی لیتر)، P1 معادل فشار نهایی (میلیمتر جیوه) و T1 نیز معادل دمای آزمایش می‌باشد. فشار و دمای P2 و T2 نیز معادل فشار و دمای استاندارد (۵۲۰ رانکین) و (۷۶۰ میلیمتر جیوه) خواهند بود و بر این اساس خواهیم داشت:

نفت فرار با درجه سبکی^۱ ۳۲/۸۷ و دما و فشار مخزن به ترتیب برابر با ۸۵۵۰ پام و ۲۶۶ فارنهایت و فشار حباب ۲۲۴۱ پام می‌باشد. در این مطالعه، ترکیب نفت و گاز سیال تفکیک‌گر جهت محاسبه ترم تراکم پذیری گاز ارائه نشده و اطلاعات تراکم پذیری به صورت محاسبه شده فرض خواهد شد. همچنین فشار ۵۰۰۰ پام به عنوان فشار تکفازی برای انجام ترکیب مجدد در نظر گرفته شده است؛ لذا نفت تفکیک‌گر را به این فشار برده و گاز تفکیک‌گر را نیز تا دمای حدود ۶۰ درجه سلسیوس گرم کرده تا جریان گاز جهت ترکیب مجدد بهتر صورت گیرد. حجم سیلندر لازم برای ترکیب مجدد حدود ۹۹۰/۵۸۷۳ میلی‌لیتر است که گاز تفکیک‌گر وارد آن شده و فشار آن به ۹۵۷ پام رسانده می‌شود. دمای مجموعه سیلندر در این حالت حدود ۶۹/۶ فارنهایت بوده است. در فشار تفکیک‌گر حدود ۳۰۰ پام و دمای حدود ۱۱۹ فارنهایت، نفت تفکیک‌گر هنوز درصدی گاز در خود دارد؛ لذا به فشار استاندارد انداخته شده و نفت آن برای تعیین چگالی و گاز آن جهت تعیین ترکیبات به کروماتوگرافی می‌رود؛ مهم‌تر این که باید نسبت گاز به نفت سیال از فشار تفکیک‌گر به شرایط استاندارد نیز بدین ترتیب مورد محاسبه قرار گیرد.

یکی از نکات مهم در نمونه‌گیری سرچاهی با استفاده از تفکیک‌گرها، بررسی احتمال تشکیل آسفالتین در نمونه تفکیک‌گر به علت کاهش فشار می‌باشد که می‌تواند فرایند ترکیب مجدد را با مشکلاتی همراه سازد. آنالیز نفت خام مورد استفاده در این پژوهش نشان داد که میزان آسفالتین موجود در نفت^۲ این نمونه بسیار اندک بوده و حتی قابلیت اندازه‌گیری آن توسط دستگاه مخصوص اندازه‌گیری میزان آسفالتین^۳ نیز وجود نداشته است. با توجه به نکته فوق احتمال تشکیل آسفالتین در نمونه ترکیب مجدد کمتر نیز خواهد بود. اما این مسئله به عنوان یک چالش بایستی در بررسی فرایندهای ترکیب مجدد در نظر گرفته شود. اگر احتمال این پدیده وجود داشته باشد، نمونه‌گیری از تفکیک‌گر باید در بیشینه فشار ممکن صورت گیرد، تا بتوان در حدامکان از تشکیل آسفالتین در نمونه پیشگیری شود.

جهت تعیین نسبت گاز به نفت تفکیک‌گر، این نفت را در سیلندر تا فشار ۵۰۰۰ پام حرکت داده و حدود ۴۰ میلی‌لیتر از آن را در پیکنومتر خاص قرار داده و اندازه‌گیری می‌کنند. محاسبات میزان

4. Final Reading
5. Initial Reading
6. Single Phase Pressure
7. Residual Oil Mass

1. API
2. Asphaltene Content
3. IP143

نفت کل میدان نام گذاری می شود. شرایط تفکیک گر استفاده شده در این نمونه طبق جدول (۶) به شرایط تفکیک با کاهنده ۲۸/۶۴ همخوانی بیشتری دارد چرا که فشار تفکیک توسط این کاهنده حدود ۳۲۸ پام می باشد که تقریباً با فشار نمونه تفکیک گر سرچاهی نیز برابر می باشد.

جدول ۵- پارامترهای مورد نیاز جهت محاسبات ترکیب مجدد

۸۴۵/۰۷	حجم کل گاز در شرایط استاندارد (cc)
۳۱/۴	جرم نفت (g)
۳۷/۷۷۵۲۴	حجم نفت (cm ³)
۲۱/۳۷	نسبت گاز به نفت (vol/vol)
۱۱۹/۹۹	نسبت گاز به نفت (SCF/STB)
۳۸/۵۹	API
۱/۲۳۹۷	گرانی (ثقل) گاز تجمعی
۱/۵۱۶۲	چگالی گاز تجمعی (g/L)

به عبارت بهتر:

$$= \text{کل میدان نسبت گاز به نفت} \\ = \text{تفکیک گر نسبت گاز به نفت} + \text{مخزن ذخیره نسبت گاز به نفت} \\ = ۱۰۹۸ + ۱۱۹/۹۹ = ۱۲۱۷/۹۹ \frac{SCF}{STB}$$

همچنین مقادیر ترم Z در شرایط میدانی^۲ و آزمایشگاهی^۳ با استفاده از داده های ترکیب درصد اجزاء در کروماتوگرافی گاز و آنالیز نفت خام و با استفاده از فرمول های لازم محاسبه می شود. میزان وزن ویژه میدان از داده های میدانی حاصل از جدول (۶) اختیار می شود. میزان چگالی ویژه گاز در شرایط آزمایشگاهی نیز از داده های کروماتوگرافی برای گاز تفکیک گر و نیز گاز در شرایط اتمسفریک حاصل می شود. و نهایتاً اطلاعات طبق جدول (۷) ارائه شده است:

2. Field Z
3. LAB Z

$$\left(\frac{P_1 V_1}{T_1}\right) = \left(\frac{P_2 V_2}{T_2}\right)$$

$$V_2 = \frac{650.0567 * 1012.50 * 520}{532.9 * 760} = 845.07cc$$

جدول ۴- حجم، فشار و دمای سیستم

۶۵۰/۰۵۶۷	(mm Hg)P1
۱۰۱۲/۵۱	(cc)V1
۵۳۲/۹	(R)T1
۰	جرم میعان گازی (g)
۱/۲۳۹۷	وزن ویژه گاز
۷۶۰	(mm Hg)P2
۸۴۵/۰۷۳۷۱	(cc)V2
۵۲۰	(R)T2

در محاسبات بالا چون میعاناتی تشکیل نشده است لذا ترم اصلاح روابط برای اعمال میعانات در نظر گرفته نمی شود. (۵) در محاسبه نسبت گاز به نفت داریم:

= نسبت گاز به نفت

$$\left[\frac{V_{\text{شرایط استاندارد@نفت}}}{V_{\text{شرایط استاندارد@نفت}}} - V_{\text{شرایط استاندارد@کل گاز}} \right] \quad (۱۱)$$

سایر محاسبات نیز بر اساس آنچه در بخش قبل بیان شد، انجام می گیرد. جدول (۵) مقادیر محاسبه شده را که در محاسبه ترکیب مجدد مورد نیاز می باشند، ارائه می دهد.

نهایتاً ضریب حجمی سازند^۱ از تقسیم حجم اولیه سیال موجود در پیکنومتر بخش بر حجم نهایی نفت در مرحله آخر (حجم نفت مرده) به دست می آید و برابر با ۱/۰۵۶۸ (بشکه استاندارد/ بشکه) خواهد بود.

(۶) میزان نسبت گاز به نفت در بخش قبل که از فشار حالت تکفاز اولیه به مرحله آخر از فشار استاندارد به دست آمده است را با میزان تفکیک گر که از داده های میدانی بوده و مربوط به شرایط فشاری تفکیک گر می باشد جمع نموده و به عنوان نسبت گاز به

1. Formation Volume Factor

جدول ۶- شرایط فشاری، دمایی و نسبت گاز به نفت در کاهنده‌های سرچاهی

چوک 1/64 "	شدت جریان نفت (bbl/d)	شدت جریان گاز (MMSCF/d)	فشار سرچاهی (psi)	فشار جریانی چاه ^۱ (psi)	نسبت گاز به نفت (SCF/bbl)	وزن مخصوص گاز	دمای تفکیک‌گر (F)	فشار تفکیک‌گر (psi)
۱۶	۱۹۷۰	۱/۲	۴۲۹۰	۸۳۲۱	۱۰۶۶	۰/۸۱	۱۰۸	۱۶۵
۲۸	۴۳۷۰	۴/۸	۳۶۵۵	۸۰۶۹	۱۰۹۸	۰/۸۱	۱۵۱	۳۲۸
۴۰	۶۴۴۸	۷/۱	۲۷۲۲	۷۷۹۲	۱۱۰۱	۰/۸۱	۱۸۱	۵۱۸

جدول ۷- تراکم‌پذیری و جرم ویژه در شرایط آزمایشگاهی و میدانی

آزمایشگاه		میدان		
Z در اتمسفر	وزن مخصوص گاز (GC)-20 Lit	نسبت گاز به نفت کل (SCF/STB)	Z	وزن مخصوص گاز
۰/۹۹۶	۰/۷۷۹	۱۲۱۷/۹۹	۰/۹۹۶	۰/۸۱

پس از محاسبه میزان نسبت گاز به نفت کل میدان باید تصحیحاتی به شکل زیر روی آن انجام می‌گیرد.

$$(12) \quad \text{کل میدان نسبت گاز به نفت} \times \left[\frac{\text{میدان وزن مخصوص گاز} \times \text{میدان } Z}{\text{آزمایشگاه وزن مخصوص گاز} \times \text{آزمایشگاه } Z} \right]^{1/5}$$

$$\text{تصحیح شده (کل میدان نسبت گاز به نفت)} = [(0/996 \times 0/81) / (0/996 \times 0/779)]^{1/5} = 1241/988 \text{ SCF/STB}$$

میزان خروجی نسبت گاز به نفت سیال درون چاهی در دمای استاندارد که از آزمایش‌های خواص سیالات حاصل می‌شود، برابر ۱۰۹۲ (بشکه استاندارد/ فوت مکعب استاندارد) می‌باشد. همچنین در این شرایط فشار اشباع سرد (در دمای استاندارد) برابر با ۲۲۴۱ پام می‌باشد. جدول (۸) دیگر داده‌های مورد نیاز ترکیب مجدد را ارائه می‌دهد.

جدول ۸- داده‌های مورد نیاز ترکیب مجدد

Bo نفت تفکیک‌گر در ۵۰۰۰ psia تا اتمسفر	Z در ۵۰۰۰ psia و دمای آزمایشگاه	Z سیلندر در ۹۵۷ psia و دمای آزمایشگاه	فشار سیلندر برای ترکیب مجدد (psi)	دمای آزمایشگاه (F)
۱/۰۵۶۸	۰/۸۷۰۳	۰/۷۴۹۵	۹۵۷	۷۳/۴

با توجه به جدول (۸) حجم گاز در حالت استاندارد و شرایط دمایی آزمایش و فشار ۵۰۰۰ به صورت زیر قابل محاسبه است:

$$V_{\text{گاز@}} = [(V_{\text{سیلندر}} \times P_{\text{سیلندر}}) \times 520] / [(14/7 \times (460 + \text{آزمایشگاه دمای}) \times Z_{\text{@}})]$$

$$V_{\text{گاز@}} = [(990/5873 \times 957) \times 520] / [(14/7 \times (73/4 + 460) \times (74/95))] = 83881/47 \text{ cc}$$

$$V_{\text{گاز@}} = \frac{\{[(V_{\text{گاز@}} \times 14/7) \times Z_{\text{@}}] \times 5000 \text{ psi}\} \times (460 + \text{آزمایشگاه دمای})}{520 \times 5000}$$

$$V_{\text{گاز@}} = \frac{\{[(83881/47 \times 14/7) \times 0.8703] \times (460 + 73/4)\}}{(520 \times 5014/7)} = 219/51 \text{ cc}$$

همچنین حجم نفت شرایط استاندارد برابر است با:

$$V_{\text{نفت@}} = \frac{V_{\text{گاز@}}}{\left(\frac{CC}{CC}\right)_{\text{سردنسبت گاز به نفت}}} = \frac{83881/47}{194/49} = 431/281 \text{ cc}$$

حجم نفت در شرایط ترکیب مجدد نیز مطابق زیر برابر با ۴۴۵/۷۷ میلی لیتر خواهد بود.

$$V_{\text{نفت@}} = (Bo_{\text{@}} \times V_{\text{نفت@}}) = (1/0.568 \times 431/281) = 455/77 \text{ cc}$$

نهایتاً حجم کل سیال نفت و گاز جهت تزریق به سیلندر جهت انجام ترکیب مجدد به قرار زیر قابل محاسبه خواهد بود:

$$V_{\text{مجدد}} = 669/13 \text{ cc} = \text{دمای آزمایشگاه @ 5000 psi} + V_{\text{نفت@}} + V_{\text{گاز@}}$$

کل محاسبات بالا در جدول (۹) ارائه شده است که در آن حجم نفت و گاز مورد نیاز برای ترکیب مجدد محاسبه شده است.

جدول ۹- حجم مورد نیاز گاز و نفت جهت انجام فرایند ترکیب مجدد

۸۳۸۸۱/۴۷	حجم گاز در شرایط استاندارد
۲۱۹/۵۱	حجم گاز در دمای آزمایشگاه و ۵۰۰۰ psi
۴۳۱/۲۸۱	حجم نفت مخزن ذخیره (cc)
۴۴۹/۶۱۵	حجم نفت تفکیک‌گر (cc)
۶۶۹/۱۳	حجم کل نفت+گاز تفکیک‌گر ترکیب مجدد

انتظار داشت که سیال اولیه و سیال ترکیب مجدد نمودار فازی مشابهی داشته باشند. همچنین در این حالت فشار حباب حاصل از ترکیب مجدد با سیال درون چاهی نیز باید برابر باشد.

۶- نتیجه‌گیری

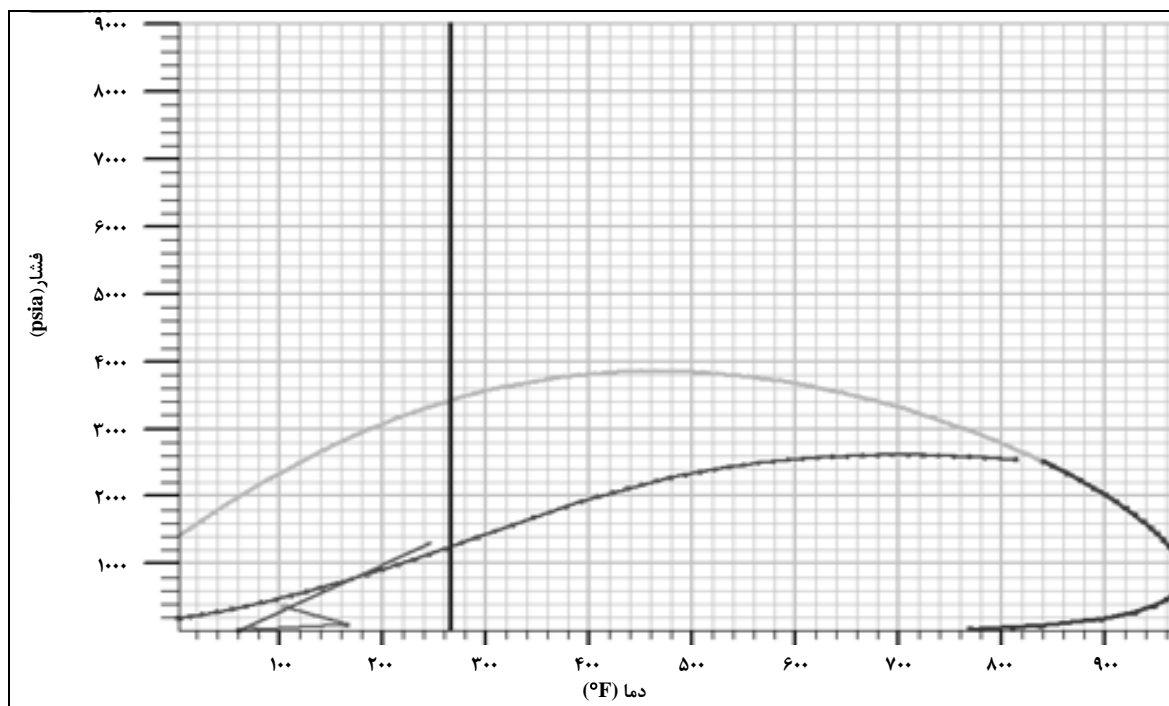
(۱) زمانی که حجم قابل توجهی از سیال مورد نیاز است، نمونه‌گیری سطحی کاربرد بیشتری خواهد داشت، زیرا گرفتن چنین حجمی توسط نمونه‌گیری ته چاهی امکان پذیر نیست.

(۲) مهمترین عامل در نمونه‌گیری سطحی، دستیابی به نمونه سیال نماینده مخزن است. در این شرایط هدف نهایی، مطابقت درست نسبت گاز به نفت سیال ترکیب مجدد شده با نسبت گاز به نفت اندازه‌گیری شده نمونه ته‌چاهی، یا انطباق فشار اشباع سیال در دمای مخزن است.

(۳) در این مطالعه موردی، فشار اشباع سیال ترکیب مجدد شده در حدود ۲۳۲۰/۶ پام اندازه‌گیری شده در حالی که فشار اشباع ته چاه ۲۲۴۱ پام است. خطای این محاسبات حدود ۳/۲٪ است، که می‌توان گفت سیال ترکیب مجدد شده نماینده خوبی از نمونه مخزن ته‌چاهی است.

پس از این که سیال ترکیب مجدد شده ساخته شد، مقدار فشار اشباع این سیال اندازه‌گیری و با فشار سیال مخزن مقایسه می‌شود. فشار اشباع سیال ترکیب مجدد شده و سیال مخزن به ترتیب در حدود ۲۳۲۰/۶ و ۲۲۴۱ پام می‌باشد. خطای این محاسبات حدوداً ۳/۲٪ است، در نتیجه می‌توان گفت که سیال ترکیب مجدد شده نماینده خوبی از سیال مخزن ته چاه است.

نهایتاً این که به طور معمول می‌توان نمودار فازی را با در اختیار داشتن ترکیب درصد سیالات درون چاهی و یا ترکیب مجدد رسم کرد. به دلیل این که مطالعه حاضر کاملاً واقعی است، ترکیب درصد سیالات درون چاهی طبق آزمایش‌های آنالیز نفت خام و نیز کروماتوگرافی گاز مشخص بوده و لذا نمودار فازی آن قابل رسم بوده است که در شکل (۲) قابل مشاهده می‌باشد، اما در مورد سیال ترکیب مجدد ساخته شده اطلاعات فوق در دسترس نبوده و لذا امکان رسم نمودار فازی آن جهت مقایسه با نمونه درون چاهی موجود نبوده است. اما به هر روی چنانچه فرایند ترکیب مجدد به درستی انجام شده باشد، ترکیب درصد محاسباتی سیال ترکیب مجدد باید با ترکیب درصد سیال درون چاهی اولیه یکی باشد و این امر یکی از فلسفه‌های ترکیب مجدد است. در این صورت می‌توان



شکل ۲- نمودار فازی سیال درون چاهی مورد مطالعه

- [1] Nagarajan, N. R., Honarpour, M. M., Sampath, K., "Reservoir-Fluid Sampling and Characterization—Key to Efficient Reservoir Management", JPT. 120-131, (August 2007).
- [2] Strong, J, Thomas, F. B., Bennion, D. B., "Reservoir Fluid Sampling and Recombination Techniques for Laboratory Experiments", 44th Annual technical meeting, Petroleum Society of CIM, (1993).
- [3] Dake, L. P., "The Practice of Reservoir Engineering", Elsevier Science B.V, 33, Amsterdam, Revised Edition, (2001).
- [4] Amyx, J. W., Bass, D. M., Whiting, R. L., "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill, New York City 360, First edition, (1960).
- [5] Johannes, B., Hemanta, S., Rodrigues, T., Bon, J., "Reservoir - Fluid Sampling Revisited- A Practical Perspective", SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 589– 596, (December 2007).
- [6] Reudelhuber, F. O., "Sampling Procedures for Oil Reservoir Fluids", JPT 9 (12): 15-18, SPE-816-G. DOI: 10.2118/816-G, (1957).
- [7] Fevang, O., "Accurate Insitu Compositions in Petroleum Reservoirs", European Petroleum Conference, SPE 28829, London, (1994).
- [8] Thomas, F. B., Shtepani, E., Imer, D., Bennion, D. B., "Representing Reservoir Oil Using Recombination Techniques", Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 46, No. 2, (February 2007).
- [9] Tarek, A., "Equation of State and PVT Analysis", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, First Edition, (2007).
- [10] Danesh, A., "PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids", Elsevier, Amsterdam, Third Edition, (2003).
- [11] Lawrence, J. J., Chorneyk, D. M., Smith, C. K., Nagarajan, N. R. (Retired), "Representative Reservoir Fluid Sampling: Challenges, Issues, and Solutions", International Petroleum Technology Conference, IPTC12401, Malaysia, (2008).
- [12] Hanstveit, J., Bergen, L., "PVT - Analysis EXPLORATION & PRODUCTION LABORATORY", STATOIL, (1984).
- [13] Kool, H., Azari, M., Soliman, M. Y., Proett, M. A., "Testing of Gas Condensate Reservoirs — Sampling, Test Design and Analysis", SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, SPE68668-MS, Indonesia, (2001).
- [14] Whitson, C. H., "Field Development & Technology Manual, Reservoir Technology PVT Analysis", NORISK HYDRO, (1998).