ارزیابی و بهبود روش اختلاط تماس تعادلی در سامانه‌های گاز میعانی همراه با مطالعه‌های موردی از مخازن ایران

محمدهادی پرهام‌وند*+
تهران، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، دانشکده نفت و گاز

شهاب گرامی
تهران، شرکت ملی نفت ایران، پژوهشکده ازدیاد برداشت

محمدعلی عمادی
تهران، شرکت ملی نفت ایران، مدیریت پژوهش و فناوری

احسان مؤمنی
فارس، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، گروه مهندسی نفت

چکیده: اهمیت به‌دست آوردن نمونه‌های نماینده در مدیریت بهینه مخزن بر اهل فن پوشیده نیست. همیشه تلاش شده است که نمونه‌های نماینده با استفاده از روش‌های استاندارد در زمان‌های اولیه تولید به دست آیند. بر اساس نظریه‌های معتبر، عملیات نمونه‌گیری در مخازن گاز میعانی می‌بایست پیش از کاهش فشار بیشتر مخزن به زیر فشار نقطه شبنم اولیه انجام شود. زیرا تنها در این بازه محدود می‌توان نمونه‌های نماینده را به دست آورد. اما روش اختلاط تماس تعادلی (ECM) این ادعا را دارد که می‌تواند سیال اولیه درجا را از نمونه‌های غیر نماینده بدون محدودیت زمانی به دست آورد، بنابراین نظریه‌های معتبر را نقض می‌کند. این اختلاف عظیم بین استانداردهای حاکم بر نمونه‌گیری و روش ECM، باعث شد که در این پژوهش روش ECM در ۲ منظر بررسی و آزمایش و نتیجه‌های آن با روش بازترکیب مقایسه شود. مطالعه‌های موردی از مخازن گاز میعانی ایران و مدل‌های فرضی بر پایه داده‌های واقعی PVT، منظرهای مورد بررسی می‌باشند. برای شبیه‌سازی روش ECM از توصیف جزیی معادله حالت در یک فرایند پویا برای اولین بار استفاده شد. همچنین مدل‌هایی فرضی توسط شبیه‌ساز ترکیبی ساخته شدند و نمونه‌گیری در شرایط تخلیه انجام شد. سپس روش‌های ECM و بازترکیب روی نمونه‌های به دست آمده اجرا شدند. در پایان، نتیجه‌گیری شد که روش ECM در تمام مخازن گاز میعانی قابل اجرا نمی‌باشد و نیاز به اعمال تغییرهایی دارد. برای بهبود آن، روش ECM اصلاح شده ارایه شد و نتیجه گرفته شد که این روش در هر شرایطی قابل اجرا می‌باشد و از دقت بسیار بالایی برخوردار است و دقت آن با غنی شدن گاز میعانی روندی کاهشی دارد. همچنین روش ECM در دو میدان گاز میعانی از مرکز و جنوب ایران به عنوان مطالعه‌های موردی بررسی شد. با این بررسی میدانی در مخازن گاز میعانی ایران، دقت روش ECM براساس ویژگی‌های سنگ و سیال مخازن ایران وارسی و دقت بالای آن تأیید شد. در پایان مشخص شد که استانداردها و نظریه‌های فعلی نمونه‌گیری با روش ECM و ECM اصلاح شده نقض می‌شوند. با مقایسه نتیجه‌های به دست آمده از روش ECM و ECM اصلاح شده و بازترکیب دیده می‌شود که روش‌های ECM و ECM اصلاح شده بسیار دقیق‌تر از روش بازترکیب می‌باشند. بنابراین روش‌های دقیق اما بدون استفاده از ECM و ECM اصلاح شده بایستی جایگزین روش نادقیق اما مورد استفاده بازترکیب شوند.

*عهده دار مکاتبات +E-mail: m.h.parhamvand@gmail.com , m.parhamvand@srbiau.ac.ir

واژه‌های کلیدی: *روش اختلاط تماس تعادلی، روش بازترکیب، نمونه‌گیری، نمونه‌های نماینده و غیر نماینده، روش ECM اصلاح شده.*

KEY WORDS: *Equilibrium contact mixing method, Recombination method, Sampling, Non-representative and representative samples, Modified ECM method.*

مقدمه

هدف نمونه‌گیری از مخازن، جمع آوری نمونه‌ای نماینده از سیال موجود در مخزن در زمان نمونه‌گیری بود. یک نمونه غیرنماینده نمی‌توانست ویژگی‌های سیال موجود در مخزن را نشان دهد. زمانی‌که نمونه نماینده از مخزن به دست نیامده بود، عدم قطعیت چشمگیری در میزان هیدروکربن درجای اولیه وجود داشت. این عدم قطعیت باعث می‌شد که تأسیسات روی زمینی بیشتر از حد استاندارد طراحی شوند.

آماده سازی چاه قبل از نمونه‌گیری به طور معمول لازم و حیاتی بود. چاه آزمایی اولیه یا عملیات‌های عادی تولید اغلب باعث می‌شوند که سیال اطراف حفره چاه، ترکیبی متفاوت با سیال اولیه مخزن داشته باشد. هدف آماده سازی چاه زدودن این سیال غیرنماینده بود. آماده‌سازی چاه شامل تولید از چاه با نرخی است که باعث شود سیال تغییر کرده به درون حفره چاه حرکت کند و سیال تغییر نکرده از ناحیه‌های دوردست مخزن جایگزین آن شود. آماده سازی چاه زمانی‌که فشار سیال مخزن در شرایط حاکم بر مخزن در و یا نزدیک فشار اشباع می‌باشد، اهمیت ویژه‌ای داشت. زیرا در این هنگام تولید از مخزن باعث کاهش فشار به کمتر از فشار اشباع در نزدیکی دهانه چاه و در نتیجه تغییر ترکیب سیال جاری به دهانه چاه می‌شود[۱]. *McCain* و *Alexander* از شبیه‌سازی ترکیبی[(۱)] برای مطالعه آماده سازی چاه‌های گاز میعانی استفاده کردند. آن‌ها نتیجه گرفتند که نمونه‌های نماینده مخازن گازهای میعانی اشباع می‌توانند در مرحله اولیه تخلیه با نمونه‌گیری در نرخ‌های پایین (با کمترین افت فشار)، حتی زمانی‌که فشار جریانی ته چاهی پایین‌تر از نقطه شبنم اولیه است، به دست آیند. آن‌ها همچنین نشان دادند که نرخ‌های تولید باید پایدار شده باشند؛ این پایدارسازی می‌تواند از چند روز (مخازن با نفوذپذیری متعادل[(۲)]) تا چندین ماه (مخازن با نفوذپذیری پایین) زمان لازم داشته باشد [۲].

Standing هشدار داد که فشار نقطه شبنم نمونه گاز میعانی می‌تواند پایین‌تر، برابر یا بیشتر از نقطه شبنم اولیه باشد، بدون اینکه نمونه نماینده سیال اولیه مخزن باشد. به این دلیل که فشار نقطه شبنم تابع یکنواختی از GOR (نسبت گاز به نفت تولیدی) نمی‌باشد[۳]. *Danesh* با بررسی رفتار تشکیل میعانات یکی از مخازن گاز میعانی دریای شمال در دمای مخزن با نسبت GORهای گوناگون، نتیجه گرفت که روش بازترکیب روش مناسبی برای ساخت سیال اولیه نیست[۴]. بررسی دیگری در تهیه سیال اولیه مخازن گاز میعانی توسط *Chopra* و *Carter* انجام شده است[۵]. آن‌ها نظریه جریان پایای دو فازی را که توسط *O'Dell* و *Miller* ارایه شده بود[۶] و بعدها *Fussell* آن را اصلاح کرد [۷] اثبات کردند. این نظریه رفتار یک تک چاه را در سامانه‌های گاز میعانی زمانی‌که با کاهش فشار ته چاهی به زیر فشار اشباع سیال مخزن، ریزش میعان اتفاق می‌افتد، پیشگویی می‌کند. بر پایه مطالعه‌های آن‌ها نمونه گیری روی زمینی و بازترکیب میعان و گاز تولیدی با GOR تولیدی و یا آزمایشی، فقط تا زمانی که جریان پایا و قطره‌های میعان در نزدیکی چاه متحرک می‌باشند، می‌تواند سیال اولیه را بسازد. زمانی که فشار بیشتر مخزن به زیر فشار نقطه شبنم اولیه می‌افتد، بازترکیب نمی‌تواند ترکیب سیال اولیه مخزن را بسازد، زیرا اجزای سنگین، غیرمتحرک بوده و تولید نمی‌شوند. بنابراین زمان‌بندی، عامل مهمی در به دست آوردن نمونه‌ای نماینده از سیال اولیه مخزن است. روشن است که نمونه‌گیری در زمان‌های اولیه تولید بسیار عقلانی است و به‌محض اینکه تولید باعث ایجاد ناحیه دو فازی در اطراف چاه شود، به‌دست آوردن نمونه سیال اولیه مخزن به تقریب غیر ممکن است.

به دلیل عدم قطعیت و محدودیت‌های روش بازترکیب در تخمین سیال اولیه، *Reffstrup* و *Olzen* تغییر ترکیب در طول نمونه‌گیری روی زمینی در شرایط غیرایده آل را بررسی کردند [۸]. آن‌ها از شبیه سازی نفت سیاه اصلاح شده برای تولید از یک مخزن گاز میعانی کم مایه و دارای نفوذپذیری[(۳)] پایین و از یک مدل معادله حالت برای شبیه‌سازی ترکیب دوباره نمونه‌های

(۱) Compositional simulation

(۲) Moderate-permeability

(۳) Permeability

تفکیک‌گر استفاده کردند. در مطالعه این پژوهشگران فشار نقطه شبنم جریان چاه کمتر از فشار نقطه شبنم مخزن، ولی بیشتر از فشار ته چاهی می‌باشد. آن‌ها روشی برای محاسبه ترکیب سیال اولیه مخزن با انطباق فشار نقطه شبنم سیال اولیه مخزن توصیه کردند.

Fevang و *Whitson* روش *Reffstrup* و *Olzen* را برای انواع مخازن گاز میعانی به کمک شبیه‌سازی ترکیبی گسترش دادند. آن‌ها روشی آزمایشگاهی با عنوان اختلاط تماس تعادلی (ECM[1]) برای به‌دست آوردن سیال اولیه از نمونه‌های جمع آوری شده را توصیه نمودند. روش آن‌ها بر پایه اختلاط نمونه‌های تفکیک‌گر و به تعادل رساندن مخلوط به دست آمده در شرایط اولیه اشباع طی چند تماس می‌باشد[۹]. آن‌ها ادعا داشتند که این روش بدون محدودیت زمانی و در هر شرایطی قابل اجراست.

در این مطالعه، به دلیل اختلاف بین استانداردهای فعلی نمونه‌گیری که بر نظریه *Chopra* و *Carter* استوار می‌باشند و ادعاهای روش ECM، این روش ارزیابی شد. این ارزیابی روی دو میدان گاز میعانی ایران و مدل‌های فرضی از مخازن گاز میعانی غنی و کم مایه انجام شد. از طرف دیگر روش ECM برای اولین بار در حالت دینامیک با توصیف جزیی معادله حالت شبیه سازی شد. سرانجام این نتیجه به دست آمد که با وجود اینکه روش ECM در مطالعه‌های موردی دقیق بوده ولی در مدل‌های فرضی در شرایط تخلیه غیر قابل اجراست و نیاز به اصلاح دارد. بنابراین در این مطالعه، روش ECM با ارایه اصلاحیه تکمیل شد.

Fevang و *Whitson* در توضیح روش ECM پیشنهاد کرده بودند که ابتدا بایستی نمونه جریان چاه در دما و فشار فعلی مخزن به تعادل برده شود. سپس نفت تعادلی به تدریج به سلول PVT که دارای گاز تعادلی است تا زمانی‌که نقطه شبنم ترکیب به دست آمده برابر نقطه شبنم اولیه مخزن شود، تزریق شود. روش ECM پیشنهادی *Fevang* و *Whitson* دارای محدودیت فشاری می‌باشد. در این روش باید نقطه شبنم نمونه جریان چاه، بیشتر از فشار فعلی مخزن باشد تا فرایند به تعادل رسانی نمونه جریان چاه در دما و فشار فعلی مخزن ممکن شود. اما در شرایط تخلیه فشار نقطه شبنم نمونه جریان چاه اغلب به دلیل سبک شدن سیال تولیدی، کمتر از فشار فعلی مخزن است و نمونه جریان چاه تک فاز گاز می‌باشد. بنابراین استفاده از روش ECM در شرایط تخلیه ممکن نمی‌باشد. همچنین روش بازترکیب نیز فقط در شرایط اولیه تولید، سیال اولیه مخزن را به تقریب قابل قبول باز ساخت می‌کند و استفاده از آن در شرایط تخلیه ممکن نیست. درنتیجه روش ECM تغییر داده شد. ابتدا نمونه جریان چاه در دمای مخزن به حالت تعادل رسانده شد و نقطه شبنم برای نمونه جریان چاه به دست آمده و سپس میعان تعادلی به دست آمده را به گاز تعادلی به دست آمده در فشار اشباع نمونه جریان چاه تا رسیدن به ترکیبی با فشار اشباع سیال اولیه مخزن تزریق شد.

بنابراین در صورتی که در زمان اولیه تولید نمونه‌گیری از مخزن گاز میعانی انجام نشده باشد و نمونه‌های نماینده به دست نیامده باشند. با نمونه گیری در هر زمانی و با استفاده از نمونه‌های غیر نماینده با روش ECM اصلاح شده می‌توان سیال اولیه مخزن را به دست آورد. در این مقاله با بررسی و مقایسه روش‌های بازترکیب، ECM و ECM اصلاح شده در مثال‌های گوناگونی این نتیجه به دست می‌آید که به طور کلی روش ECM اصلاح شده بسیار دقیق‌تر از روش بازترکیب می‌باشند و این روش بر خلاف روش‌های بازترکیب و ECM ، بدون هیچ محدودیتی قابلیت باز ساخت سیال اولیه مخزن را دارد. بنابراین روش جدید ECM اصلاح شده بایستی جایگزین روش مورد استفاده ولی غلط بازترکیب شود.

روش اختلاط تماسی تعادلی (ECM)

مدلسازی مخزن مصنوعی

معرفی روش

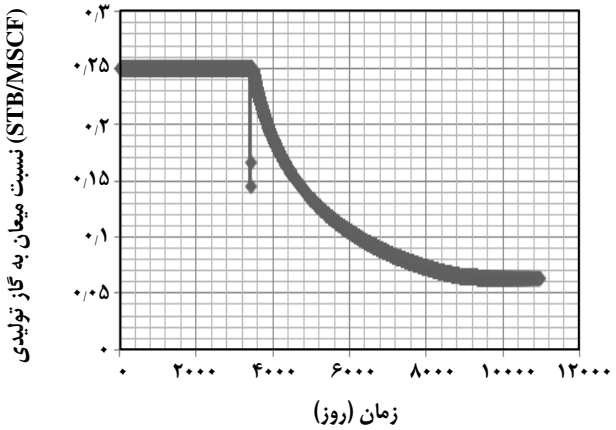
به دلیل ناشناختگی روش ECM در ابتدا این روش معرفی می‌شود. روش ECM در سامانه‌های گاز میعانی در ابتدا زیراشباع با عنوان «ECM2 اصلاح شده» *توسط Fevang* و *Whitson* ارایه شده است. شیوه انجام این روش در آزمایشگاه به این صورت است که نمونه جریان چاه به حالت تعادل در دما و فشار فعلی مخزن برده می‌شود. تمام نفت تعادلی به ظرف دیگری در فشار ثابت انتقال می‌یابد و گاز تعادلی در سلول PVT باقی می‌ماند. نفت تعادلی به تدریج به سلول PVT که دارای گاز تعادلی است تزریق می‌شود. پس از هر تزریق نقطه شبنم اندازه گیری می‌شود، زمانی‌که نقطه شبنم به نقطه شبنم اولیه مخزن رسید؛ سیال به‌دست آمده تقریب خوبی از ترکیب سیال اولیه مخزن خواهد بود [۹].

یک شبیه‌ساز ترکیبی برای ساخت مدلهای مصنوعی مخزن مورد استفاده قرار گرفت. سپس ویژگی‌های سیال‌های واقعی

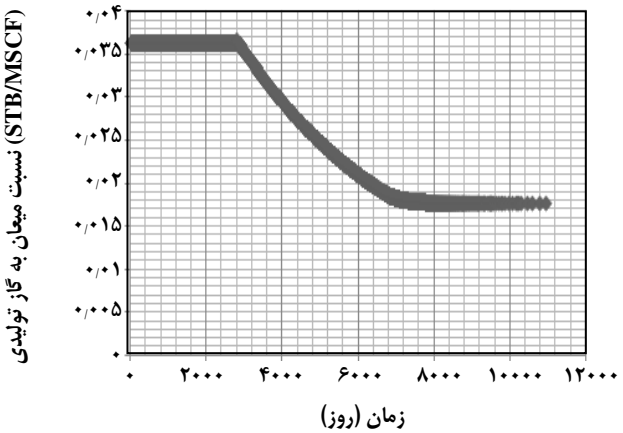
(۱) Equilibrium Contact Mixing

جدول ۱ـ ویژگی‌های مدل مصنوعی.

تخلخل	۰/۱۶
نفوذپذیری در جهت r	۲۰۲ md
نفوذپذیری در جهت z	۲۰/۲ md
تراکم پذیری سنگ مخزن	$۴/۰E^{-۶}$
اشباع آب همزاد	۰/۲۲
تعداد لایه ها در جهت r	۱۰ لایه با فاصله‌های لگاریتمی
تعداد لایه ها در جهت θ	یک لایه
تعداد لایه ها در جهت z	۱۵ لایه با اعماق ۲۰ یا ۳۰ فوت



شکل ۱ـ نسبت میعان به گاز تولیدی در مقابل زمان (سامانه‌ی گاز میعانی غنی).



شکل ۲ـ نسبت میعان به گاز تولیدی در مقابل زمان (سامانه گاز میعانی کم مایه).

مخازن گاز میعانی (چاه شماره ۷ از شرکت Good Oil [۱۱، ۱۰] به عنوان گاز میعانی غنی و یکی از مخازن گاز میعانی جنوب ایران به عنوان گاز میعانی کم مایه) به آن‌ها وارد می‌شوند. ویژگی‌های سیالات از توصیف معادله حالت (Peng- Robinson سه پارامتری اصلاح شده همراه با تصحیح گرانروی توسط رابطه Lohrenz-Bray-Clarck) به‌دست آمد. برخی از ویژگی‌های مهم این مدل‌ها در جدول ۱ نشان داده شده است. در این مقاله از تغییر ترکیب با عمق، چشم پوشی شده و مخزن برای جلوگیری از تأثیر ناهمگنی روی دقت روش ECM، همگن در نظر گرفته شده است.

سامانه گاز میعانی غنی

ناحیه تولیدی این مدل مخزن ۴۰۰ فوت می‌باشد. دما و فشار اولیه مخزن به ترتیب ۲۶۳°F و ۵۷۶۰psia می‌باشند. فشار اشباع سیال اولیه مخزن ۳۲۰۲ psia است. نمونه‌ها از تفکیک‌گر اولیه (T=120°F , P=800psia) جمع آوری می‌شوند.

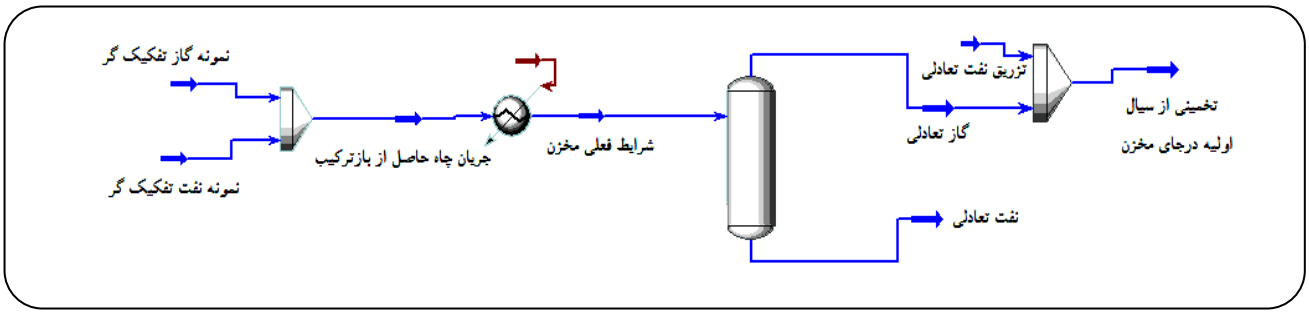
پس از تقریباً ۱۳۶۲ روز تولید با نرخ ثابت ۱۰ mmscf/day از این مخزن، فشار عمده مخزن به کمتر از فشار نقطه شبنم اولیه می‌رسد. در شکل ۱ این اتفاق با تغییر روند CGR در نمودار نسبت میعان به گاز تولیدی (CGR[۱]) در مقابل زمان، نشان داده شده است. بنابراین روش بازترکیب تنها می‌تواند تا زمانی‌که CGR ثابت است استفاده شود، ولی روش ECM در هر CGR ای قابل اجراست. نمونه-گیری در زمان‌های گوناگون از ۱ روز تا ۳۰ سال پس از شروع تولید اجرا شد. اهمیت به‌دست آوردن ترکیب سیال اولیه مخزن پس از مدت زمان طولانی، منجر به این شد که بررسی در شرایط تخلیه (سال ۳۰ام) انجام شود.

سامانه گاز میعانی کم مایه

ناحیه تولیدی این مدل مخزن ۴۰۰ فوت می‌باشد. دما و فشار اولیه مخزن به ترتیب ۲۲۰°F و ۳۵۰۰psia می‌باشند. فشار اشباع سیال اولیه مخزن توسط آزمایش انبساط ترکیب ثابت (CCE) ۲۶۲۱.۷۵ psia به دست آمده است. نمونه‌ها از تفکیک‌گر اولیه (T=120°F , P=800psia) جمع آوری می‌شوند.

پس از به تقریب ۲۸۰۰ روز تولید با نرخ ثابت ۱۰ mmscf/day از این مخزن، فشار عمده مخزن به کمتر از فشار نقطه شبنم‌اولیه می‌رسد. در شکل ۲ این اتفاق با تغییر روند CGR در نمودار نسبت میعان به گاز تولیدی در مقابل زمان، نشان داده شده است. بنابراین

(۱) Condensate Gas Ratio



شکل ۳ـ شبیه‌سازی دینامیک روش ECM با تأسیسات سطح الارضی.

روش بازترکیب تنها می‌تواند تا زمانی‌که CGR ثابت است استفاده شود، ولی روش ECM در هر CGRای قابل اجراست. نمونه گیری در زمان‌های گوناگون از ۱ روز تا ۳۰ سال پس از شروع تولید اجرا شد. اهمیت به‌دست آوردن ترکیب سیال اولیه مخزن پس از مدت زمان طولانی، منجر به این شد که بررسی در شرایط تخلیه (سال ۳۰ام) انجام شود.

مدلسازی روش ECM

به دلیل پیچیدگی روش ECM از دو شیوه برای مدل‌سازی دینامیک این روش برای اولین بار استفاده می‌شود:

۱) استفاده از تجهیزهای سطح الارضی (تفکیک‌گر و مخلوط کن) در یک نرم افزار پایین دستی همراه با چک کردن مداوم نقطه شبنم به کمک نرم افزار PVT (شکل ۳)؛

۲) تعریف کردن روش‌های اختلاط و ترکیب دوباره و انجام آزمایش تفکیک‌گر توسط توصیف جزیی معادله حالت و استفاده از حدس و خطا در وارسی مداوم نقطه شبنم سیال‌های به دست آمده تا رسیدن به نقطه شبنم اولیه

نتیجه‌های به‌دست آمده از هر دو شیوه عقلانی و نزدیک به هم می‌باشند. این تأییدی بر درستی شیوه‌های مدل‌سازی است. در این مقاله از شیوه دوم برای مدل‌سازی روش ECM استفاده شده است.

مطالعه‌های موردی

میدان «الف»

این میدان گاز میعانی با اندازه‌های تقریبی ۷.۵×۲۱.۷۵ کیلومتر در جنوب ایران واقع است. این میدان دارای سه لایه گوناگون و متشکل از دو مخزن می‌باشد. در این میدان تا به حال ۱۵ حلقه چاه حفاری شده است و چاه ۱۶ام در حال حفاری می‌باشد. این میدان دارای تولید تجمعی $1.924E^{+9}$ Mscf گاز و ۴۸.۹۰۴ MMbbl میعان‌ها است و نرخ تولید روزانه آن ۴۲۴.۰۹۵ MMscf/day می‌باشد. از این مقدار تولید، تولید روزانه از لایه اول از چاه‌های ۲، ۵، ۶، ۷، ۹، ۱۰، ۱۱، ۱۲ و ۱۳ و تولید روزانه لایه دوم از چاه‌های ۱، ۳ و ۴ و تولید روزانه لایه سوم از چاه ۵، ۹ و ۱۴ می‌باشد. چاه ۸ به علت تولید آب از مدار تولید خارج شده است و مشبک های چاه ۷ به دلیل افت فشار تحتانی و چاه ۵، ۶ و ۹ به دلیل تولید آب در لایه سوم مسدود شده‌اند و هم اکنون تولید این چاه ها از لایه اول و دوم می‌باشد. همچنین چاه شماره ۱۵ در لایه دوم و سوم تکمیل شده است.

در این مقاله داده های نمونه گیری اخیر مخزن (۲۰۱۱ میلادی) از چاه شماره ۷ که از لایه اول تولید می‌کند، مورد استفاده قرار گرفته است و همچنین داده های نمونه گیری اولیه از چاه شماره ۲ که در سال ۱۹۸۶ میلادی به دست آمده است، به عنوان نمونه سیال اولیه لایه اول استفاده شده است.

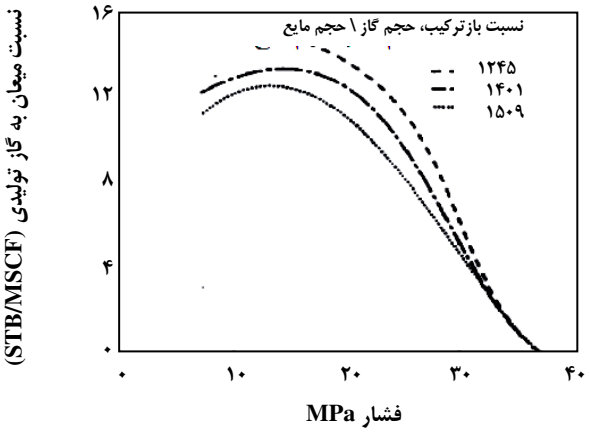
سطح تماس گاز/ آب در عمق ۱۰۴۸۲ فوتی زیر سطح دریا واقع شده است. فشار مخزن در عمق مبنای ۹۰۲۲ فوت زیر سطح دریا ۵۳۵۰ psia است. دمای مخزن ۲۰۸ °F می‌باشد. از نمونه گیری اولیه فشار نقطه شبنم ۳۸۷۵ psia در این دما به دست آمده است.

میدان «ب»

این میدان در سال ۱۹۵۸ میلادی در مرکز ایران کشف شده است. تولید از این میدان با حفر چاه شماره ۲ در سال ۱۹۵۹ میلادی آغاز شده است. ۹ حلقه چاه در این میدان از سال ۱۹۵۸ تا ۲۰۰۵ میلادی حفاری شده است. اما در حال حاضر فقط ۴ چاه (چاه‌های شماره ۲، ۳،۵ و۸) در حال تولید می‌باشند و چاه‌های دیگر متروک شده و یا خارج از ساختار می‌باشند. مقدار گاز و میعان تولیدی انباشت

جدول ۲ـ شرایط اخیر نمونه گیری از میادین مطالعات موردی.

میدان	الف	ب
فشار تفکیک‌گر اولیه	۸۰۰ psig	۳۰۰ psig
دمای تفکیک‌گر اولیه	۹۵ °F	۱۱۳ °F
نسبت گاز به نفت تولیدی	۵۱.۶۶۸ MSCF/day	۸۰۷۲ SCF/day
فشار فعلی مخزن	۳۰۹۰ psig	۳۰۰۰ psig



شکل ۴ـ جزء حجمی میعان سیال به دست آمده با استفاده از ترکیب دوباره در مقابل فشار.

تا سال ۲۰۰۶ میلادی به ترتیب $8.26\ E^{+7}$ Mscf و $2.33\ E^{+7}$ bbl می‌باشند. میزان گاز اولیه درجا $3.05E^{+11}ft^3$ تخمین زده شده است. این مخزن ۷ لایه دارد. لایه های ۱ و ۲ بسیار شکاف‌دار و لایه های ۳، ۴ و ۵ شکاف‌های کمتری دارند. لایه‌های ۶ و ۷ شک‌فدار نمی‌باشند. لایه های ۱ تا ۶ بیش از ۷۰٪ گاز درجای مخزن را دارا می باشند و لایه ۷ به تقریب با آب اشباع شده است. سطح تماس گاز/آب ۵۹۸۷.۵۳ فوت زیر سطح دریاست. دمای مخزن ۲۱۷ °F است. از نمونه گیری اولیه فشار نقطه شبنم ۵۵۶۱.۳۵ psia در این دما به دست آمده است. شرایط فعلی نمونه‌گیری (۲۰۱۱) در جدول ۲ برای هر دو میدان آمده است.

نتیجه‌ها و بحث

مخزن گاز میعانی کم مایه مصنوعی در ابتدا زیر اشباع

داده های واقعی PVT یکی از مخازن گاز میعانی جنوب ایران که از آزمایشگاه به دست آمده است به یک مدل فرضی مخزن با ویژگی‌هایی نزدیک به مخازن ایران وارد شد. هدف به دست آوردن سیال اولیه مخزن با نمونه گیری از تفکیک‌گر در شرایط تخلیه بود. بنابراین ۳۰امین سال تولید به عنوان شرایط تخلیه در نظر گرفته شد. در این زمان فشار فعلی مخزن ۱۵۰۰ psia بود که از فشار اشباع سیال اولیه مخزن بسیار پایین‌تر بود. برای تهیه سیال اولیه درجای مخزن از روش‌های ترکیب دوباره و ECM استفاده شد. همان‌گونه که بیان شد روش ترکیب دوباره روش مناسبی برای ساخت سیال اولیه مخزن نمی‌باشد و از علت‌های آن کوهانی بودن نمودار جزء حجمی میعان در مقابل فشار (شکل ۴) است، یعنی با استفاده از یک نسبت گاز به نفت در ترکیب دوباره یک نوع سیال در دو فشار متفاوت به دست می‌آید. بنابراین قطعیتی در سیال ساخته شده با روش ترکیب دوباره وجود ندارد [۱۲]. همچنین روش ترکیب دوباره تنها با استفاده از نمونه‌های نماینده شاید بتواند تخمینی از سیال اولیه را به دست آورد. اما به دلیل اینکه با نمونه گیری در شرایط تخلیه تنها نمونه‌هایی غیر نماینده به دست می‌آیند. استفاده از روش بازترکیب عقلانی نیست و خطای بسیاری دارد (جدول ۳). روش ECM به شیوه ای که توسط *Fevang* و *Whitson* ارایه شده بود، نیز قابل اجرا نبود (شکل ۵). زیرا این روش زمانی‌که نقطه شبنم نمونه جریان چاه بالاتر از فشار فعلی مخزن باشد قابل اجراست. ولی در زمان نمونه‌گیری در این مخزن فشار نقطه شبنم نمونه جریان چاه کمتر از فشار فعلی مخزن است. بنابراین تنها یک فاز (بخار) در فشار فعلی مخزن وجود دارد. این اتفاق باعث شد که روش ECM اصلاح شود. بر طبق این اصلاحیه، پیشنهاد می‌شود که به جای اینکه تفکیک جریان چاه در فشار فعلی مخزن انجام شود، به منظور جلوگیری از رخ دادن شرایط تک فازی بایستی این تفکیک در فشار نقطه شبنم جریان چاه انجام شود. سپس نفت تعادلی به گاز تعادلی تا رسیدن فشار اشباع سیال به دست آمده به نقطه شبنم سیال اولیه تزریق شود (شکل ۶). بنابراین با استفاده از روش ECM اصلاح شده (روش پیشنهادی در این مقاله) دیگر لازم نیست ابتدا فشار اشباع جریان چاه تولیدی وارسی شود تا بالاتر از فشار فعلی مخزن باشد و این روش دیگر در تمام شرایط فشاری و زمانی قابل اجراست. فلوچارت روش‌های ECM و ECM اصلاح شده در شکل‌های ۵ و ۶ نشان داده شده اند.

سیال اولیه مخزن، ترکیب‌های تخمین زده شده با روش‌های بازترکیب و ECM اصلاح شده پس از ۳۰ سال تولید در جدول شماره ۳ نشان داده شده‌اند. همان‌گونه که در این جدول دیده می‌شود، روش بازترکیب فقط جریان چاه به دست آمده را تخمین می‌زند و نمی‌تواند سیال اولیه مخزن را به دست آورد.

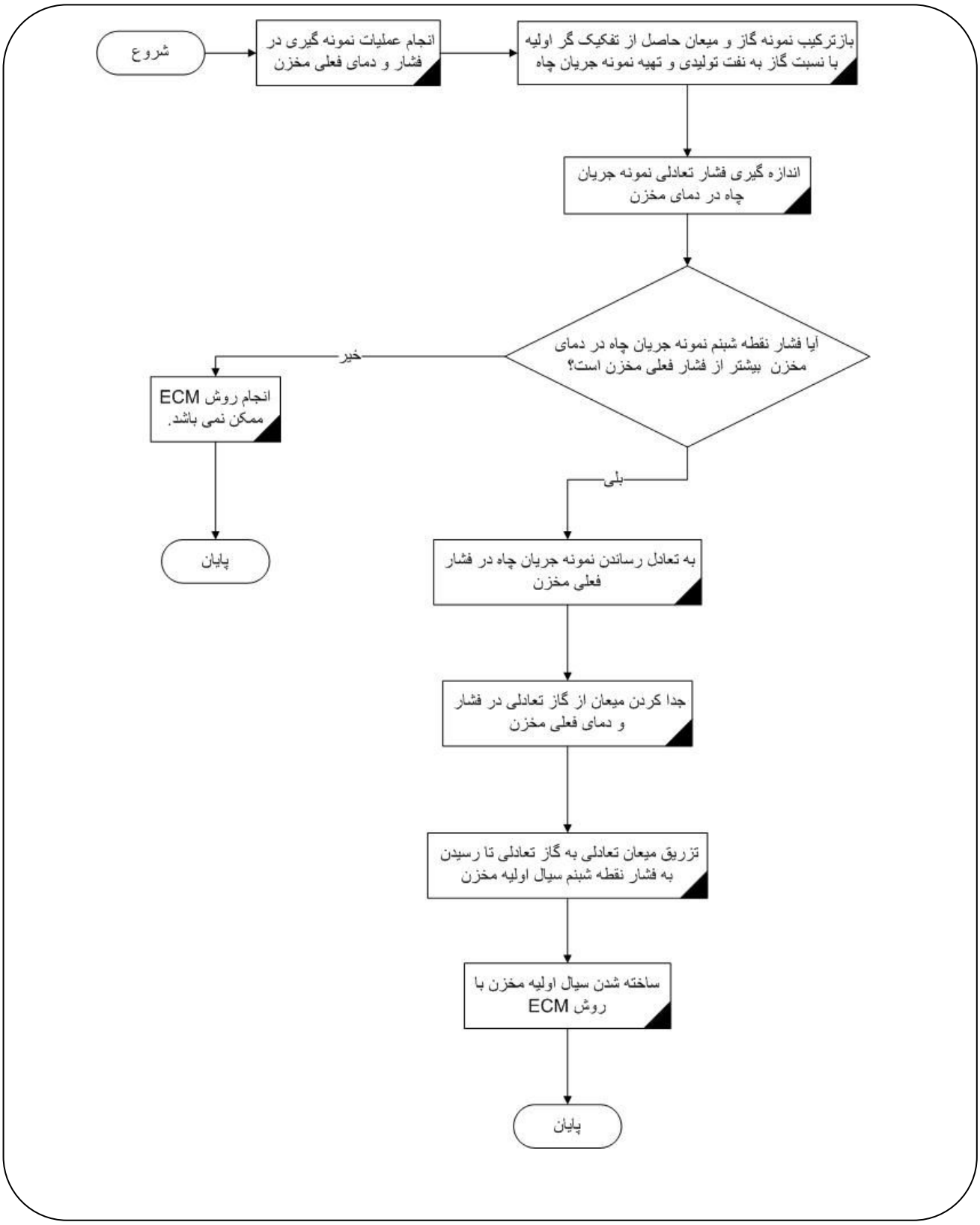
جدول ۳ـ نتیجه‌های روش ECM اصلاح شده در قیاس با ترکیب دوباره و ترکیب سیال اولیه پس از ۳۰ سال تولید از مخازن گاز میعانی کم مایه و غنی.

سیستم	گاز میعانی کم مایه			گاز میعانی غنی		
اجزاء	سیال اولیه (درصد مولی)	بازترکیب (درصد مولی)	ECM اصلاح شده (درصد مولی)	سیال اولیه (درصد مولی)	بازترکیب (درصد مولی)	ECM اصلاح شده (درصد مولی)
N2	۳٫۳۴۹	۳٫۴۰۰	۳٫۳۴۸	۰٫۱۳۰	۰٫۱۴۶	۰٫۱۲۹
H2S	۳٫۰۲۹	۳٫۰۳۳	۳٫۰۳۰			
CO2	۱٫۷۵۵	۱٫۷۷۱	۱٫۷۵۵	۰٫۱۸۰	۰٫۱۹۵	۰٫۱۸۱
C1	۸٫۷۶۴	۸۱٫۸۰۰	۸۰٫۷۶۶	۶۱٫۹۲۰	۶۸٫۵۰۵	۶۲٫۰۴۹
C2	۵٫۱۵۸	۵٫۱۸۲	۵٫۱۵۹	۱۴٫۰۸۰	۱۴٫۸۵۳	۱۴٫۱۷۷
C3	۱٫۹۰۷	۱٫۸۹۳	۱٫۹۰۷	۸٫۳۵۰	۸٫۲۴۹	۸٫۳۷۷
IC4	۰٫۴۰۹	۰٫۳۹۹	۰٫۴۰۹	۰٫۹۷۰	۰٫۸۸۶	۰٫۹۶۴
NC4	۰٫۶۹۹	۰٫۶۷۷	۰٫۶۹۸	۳٫۴۱۰	۲٫۹۹۹	۳٫۳۷۶
IC5	۰٫۲۸۰	۰٫۲۶۳	۰٫۲۷۹	۰٫۸۴۰	۰٫۶۶۰	۰٫۸۲۰
NC5	۰٫۲۸۰	۰٫۲۶۱	۰٫۲۷۹	۱٫۴۸۰	۱٫۱۹۹	۱٫۴۳۸
C6	۰٫۳۹۰	۰٫۳۳۹	۰٫۳۸۷	۱٫۷۹۰	۱٫۱۱۲	۱٫۷۱۰
C7+	۱٫۹۸۰	۰٫۹۸۱	۱٫۹۸۱	۶٫۸۵۰	۱٫۲۷۶	۶٫۷۸۱
مجموع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ویژگی‌های C7+	وزن مولکولی: ۱۳۶.۸۱۰ وزن مخصوص ۰٫۷۷۱			وزن مولکولی:۱۴۳ وزن مخصوص: ۰٫۷۹۰		

بنابراین این روش فقط در زمان‌های اولیه تولید که ترکیب جریان چاه تولیدی با ترکیب سیال موجود در مخزن یکسان است و تغییرهای فازی در اطراف چاه کم و میعان تشکیل شده قابل تولید است، مناسب می‌باشد، ولی با گذشت زمان از تولید این روش غیر قابل اتکاست. جدول ۴، میانگین درصد خطای مطلق هر روش را نشان می‌دهد. دقت بسیار کم روش بازترکیب و بسیار بالای روش ECM اصلاح شده در این جدول نمایان است.

مخزن گاز میعانی غنی مصنوعی در ابتدا زیر اشباع

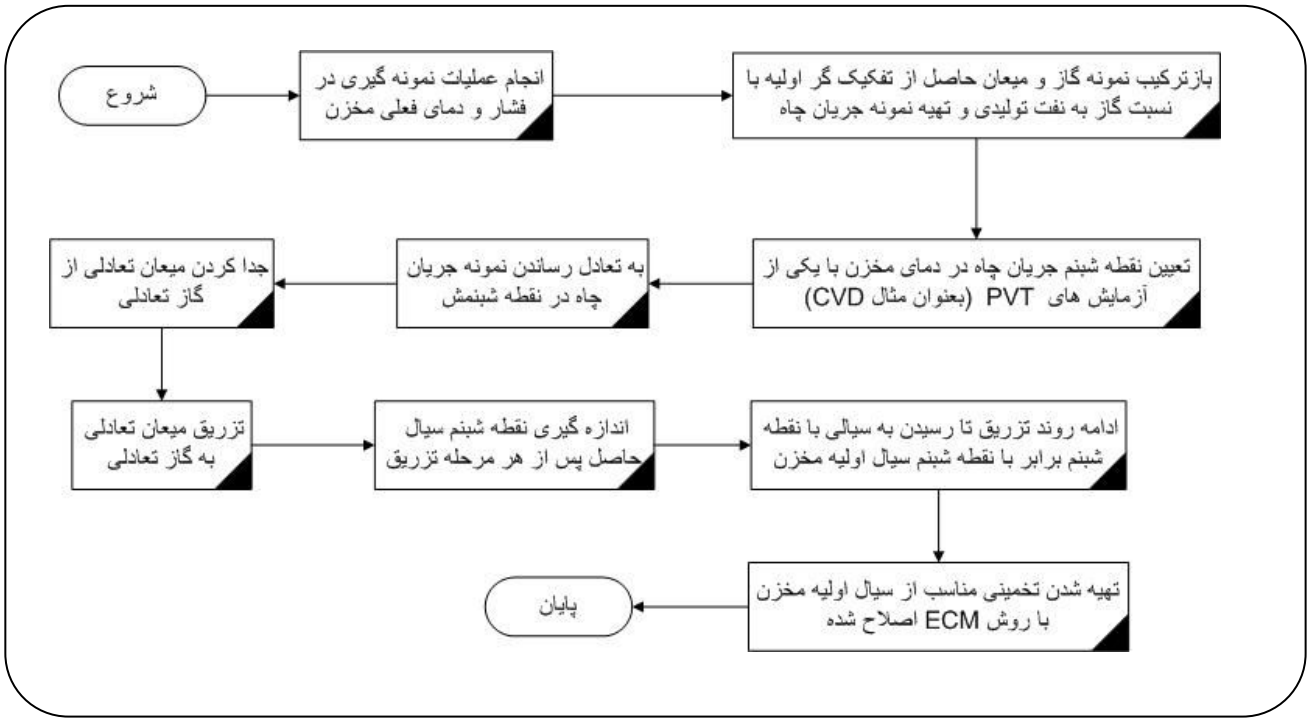
ویژگی‌های سیال چاه شماره ۷ شرکت Good Oil پس از وارسی آن با آزمایش CVD و تشکیل حداکثر ۱۷٫۵ درصد میعان به‌عنوان گاز میعانی غنی به مدل فرضی مخزن وارد شد. هدف وارسی روش ECM و یا ECM اصلاح شده در سامانه گاز میعانی غنی و مقایسه آن با سامانه گاز میعانی کم مایه بود. بنابراین نمونه‌های به دست آمده از تفکیک‌گر در۳۰امین سال تولید به عنوان شرایط تخلیه مورد استفاده قرار گرفتند. در این زمان فشار میانگین فعلی مخزن psia ۱۵۰۲ است که بسیار کمتر از فشار اشباع اولیه مخزن می‌باشد. باز هم در این سامانه، فشار اشباع جریان چاه حاصل کمتر فشار فعلی مخزن می‌باشد و درنتیجه اجرای روش ECM ممکن نمی‌باشد. بنابراین باز هم از روش ECM اصلاح شده (روش پیشنهادی ما) برای تهیه سیال اولیه مخزن استفاده می‌شود (شکل ۶).



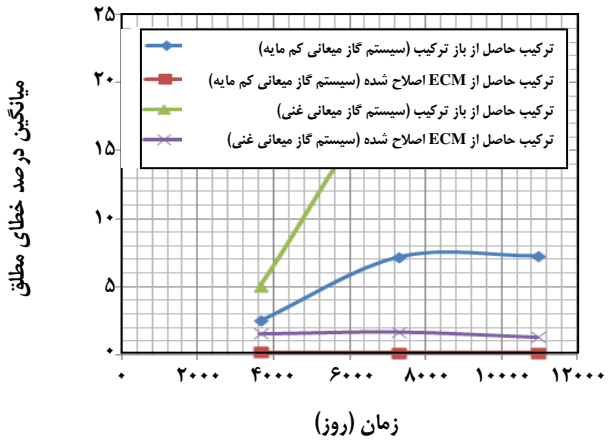
شکل ۵ـ نمودار جریانی روش ECM.

جدول۴ ـ درصد خطای روش‌های باز ترکیب و ECM اصلاح شده پس از ۳۰ سال تولید در سیستم‌های گاز میعانی کم مایه و غنی.

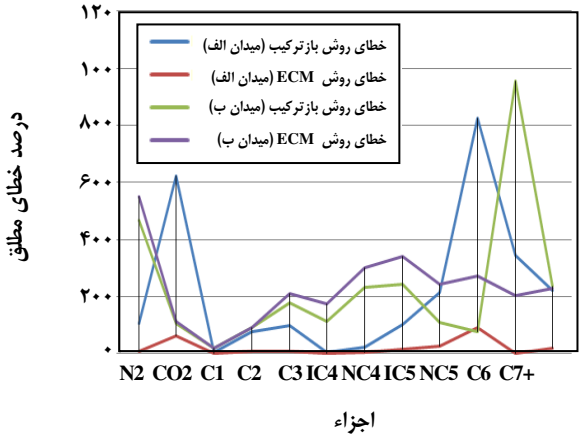
سیستم	گاز میعانی کم مایه		گاز میعانی غنی	
اجزاء	بازترکیب (درصد خطا)	ECM اصلاح شده (درصد خطا)	باز ترکیب (درصد خطا)	ECM اصلاح شده (درصد خطا)
N2	۱٫۵۲۶	۰٫۰۱۸	۱۲٫۱۰۸	۰٫۴۴۶
H2S	۰٫۱۴۲	۰٫۰۴۰		
CO2	۰٫۹۱۷	۰٫۰۲۳	۸٫۴۶۱	۰٫۶۰۶
C1	۱٫۲۸۳	۰٫۰۰۲	۱۰٫۶۳۵	۰٫۲۰۸
C2	۰٫۴۵۸	۰٫۰۲۷	۵٫۴۹۰	۰٫۶۸۹
C3	۰٫۷۲۹	۰٫۰۱۶	۱٫۲۰۶	۰٫۲۷۹
IC4	۲٫۳۳۷	۰٫۰۶۶	۸٫۶۸۰	۰٫۵۸۶
NC4	۳٫۱۷۵	۰٫۲۹۳	۱۲٫۰۵۳	۰٫۹۹۷
IC5	۵٫۹۱۴	۰٫۳۶۸	۲۱٫۴۶۵	۲٫۳۶۲
NC5	۶٫۹۵۴	۰٫۳۶۸	۲۴٫۳۹۹	۲٫۸۱۱
C6	۱۲٫۹۷۲	۰٫۷۷۴	۳۷٫۸۸۳	۴٫۴۶۴
C7+	۵۰٫۴۵۷	۰٫۰۴۰	۸۱٫۳۶۶	۱٫۰۰۴
درصد خطای مطلق میانگین	۷٫۲۳۹	۰٫۱۴۷	۲۰٫۳۴۱	۱٫۳۱۴



شکل ۶ ـ نمودار جریانی روش ECM اصلاح شده.



شکل ۷ـ تغییرهای روش‌های ساخت سیال اولیه با گذر زمان در سامانه‌های گاز میعانی غنی و کم مایه.



شکل ۸ ـ اهمیت روش ECM در میدان‌های ایران.

جدول ۳، سیال اولیه مخزن و سیال ساخته شده با روش‌های بازترکیب و ECM اصلاح شده را پس از ۳۰ سال تولید نشان می‌دهد. باز هم نمایان است که بازترکیب نمی‌تواند سیال اولیه مخزن را بسازد و فقط تخمینی از سیال جریان چاه را به دست می‌آورد. جدول ۴، میانگین درصد خطای مطلق هر روش را نشان می‌دهد. دقت بالای روش ECM اصلاح شده و بسیار کم ترکیب دوباره در این جدول نمایان است.

همچنین دقت روش‌های ECM اصلاح شده و ترکیب دوباره در هر دو سامانه گاز میعانی کم مایه و غنی با گذشت زمان از تولید مورد رسیدگی قرار گرفت. شکل ۷ نتیجه‌های به دست آمده را برای دهمین، بیستمین و سی امین سال تولید نشان می‌دهد. با توجه به این شکل روشن است که:

۱) دقت این روش‌ها در سامانه گاز میعانی کم مایه بیشتر از سامانه گاز میعانی غنی است.

۲) دقت روش بازترکیب با گذشت زمان به شدت کاهش می‌یابد، ولی دقت روش ECM اصلاح شده یکنواخت باقی می‌ماند.

۳) دقت روش ECM اصلاح شده به صورت چشمگیری بسیار بیشتر از روش بازترکیب است.

نتیجه‌های به دست آمده از مطالعه‌های میدانی

برای بررسی اعتبار روش ECM در میدان‌های ایران، اطلاعات نمونه‌های تفکیک‌گر اخیر دو میدان گاز میعانی ایران به مدل دینامیک ECM شبیه سازی شده وارد شد. در جدول ۵ سیال اولیه و ساخته شده این میادین با روش‌های ECM و ترکیب دوباره نشان داده شده‌اند. جدول ۶ دقت هر روش را در هر یک از میدان‌ها با محاسبه درصد خطای مطلق هر جزء و میانگین اجزاء نشان می‌دهد.

همان‌گونه که در جدول ۶ نمایان است، روش ECM بسیار دقیق‌تر از روش ترکیب دوباره می‌باشد. همچنین با مقایسه میانگین درصد خطای مطلق دیده می‌شود که دقت روش ECM در میدان «الف» بالاتر از میدان «ب» می‌باشد. شکل ۸ نشان می‌دهد که روش ECM بیشترین درصد خطای روش ترکیب دوباره را در میدان «الف» ۷۳٪ و در میدان «ب» ۷۵٪ کاهش داده است، این امر اهمیت استفاده از روش ECM را نشان می‌دهد.

کمتر بودن دقت روش ECM در میدان «ب» نسبت به انتظار ما (جدول ۶)، باعث شد که دقت این روش با نمودارهای فازی نیز در این میدان بررسی شود. شکل‌های ۹ و ۱۰ نمودار فازی سیال‌های اولیه و ساخته شده با روش‌های ترکیب دوباره و ECM را برای میادین «الف» و «ب» نشان می‌دهد. همان‌گونه که در شکل ۹ دیده می‌شود، نمودار فازی سیال ساخته شده با روش ECM در میدان «الف» به طور کامل بر نمودار فازی سیال اولیه منطبق است. اما در میدان «ب» این دو نمودار به طور کامل بر هم منطبق نیستند، ولی نسبت به نمودار فازی سیال ساخته شده با روش ترکیب دوباره ویژگی‌های فازی بسیار نزدیکتری به سیال اولیه دارد. این امر باعث شد که بررسی گسترده تری روی این میدان انجام شود. پس از بررسی جامع‌تر وجود حلقه‌ای نفتی[۱] در میدان تأیید شد.

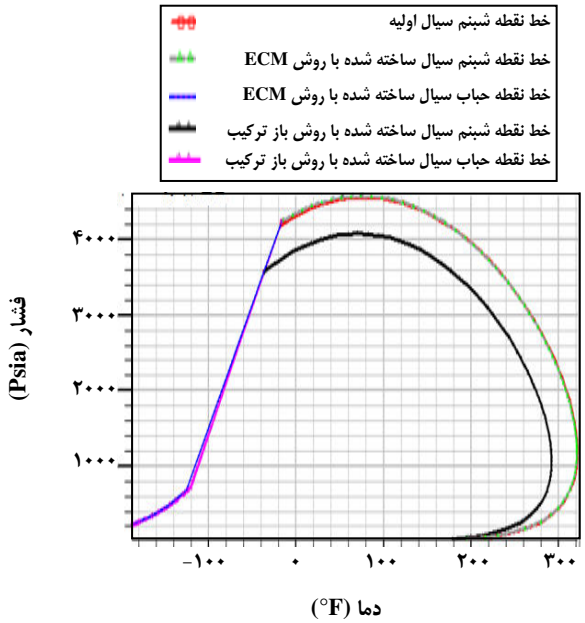
(۱) Oil Rim

جدول۵ ـ سیال‌های اولیه و ساخته شده با روش‌های ترکیب دوباره و ECM در مطالعه‌های موردی.

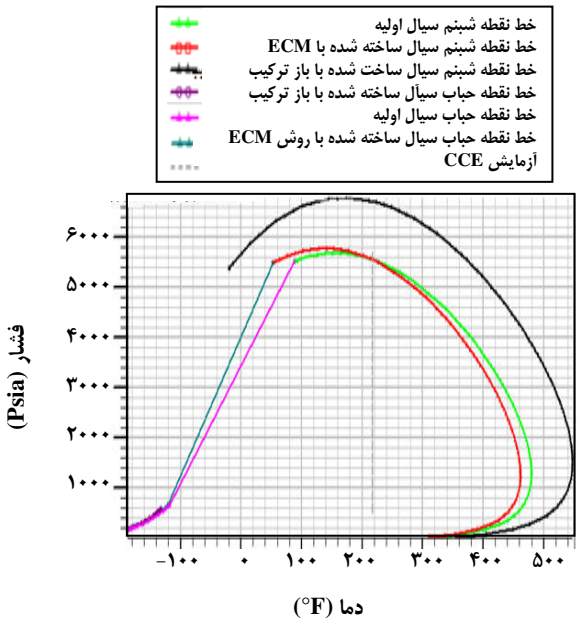
میدان	الف			ب		
اجزاء	سیال اولیه (درصد مولی)	بازترکیب (درصد مولی)	ECM اصلاح شده (درصد مولی)	سیال اولیه (درصد مولی)	بازترکیب (درصد مولی)	ECM اصلاح شده (درصد مولی)
N2	۴٫۶۸۰	۵٫۱۶۹	۵٫۱۲۳	۲٫۱۰۴	۳٫۰۹۱	۳٫۲۶۱
CO2	۰٫۳۴۶	۰٫۱۳۰	۰٫۱۳۰	۰٫۱۷۹	۰٫۱۹۸	۰٫۱۹۹
C1	۸۶٫۹۳۳	۸۷٫۳۴۳	۸۶٫۸۴۳	۸۲٫۱۷۴	۸۰٫۵۵۹	۸۳٫۶۹۵
C2	۳٫۶۵۴	۳٫۳۷۶	۳٫۳۷۸	۶٫۳۰۸	۵٫۷۳۲	۵٫۷۳۹
C3	۱٫۴۳۴	۱٫۲۹۲	۱٫۳۰۲	۳٫۴۳۸	۲٫۸۲۵	۲٫۷۱۸
IC4	۰٫۳۳۹	۰٫۳۴۱	۰٫۳۴۶	۰٫۵۳۶	۰٫۴۷۶	۰٫۴۴۳
NC4	۰٫۵۱۰	۰٫۵۲۱	۰٫۵۳۱	۱٫۳۰۹	۱٫۰۰۵	۰٫۹۱۵
IC5	۰٫۲۳۶	۰٫۲۶۰	۰٫۲۶۸	۰٫۴۳۹	۰٫۳۳۳	۰٫۲۸۹
NC5	۰٫۱۹۰	۰٫۲۳۰	۰٫۲۳۸	۰٫۴۵۴	۰٫۴۰۴	۰٫۳۴۴
C6	۰٫۲۰۳	۰٫۳۷۱	۰٫۳۹۲	۰٫۵۸۷	۰٫۵۴۱	۰٫۴۲۷
C7+	۱٫۴۷۵	۰٫۹۶۶	۱٫۴۴۹	۲٫۴۷۲	۴٫۸۳۶	۱٫۹۶۹
مجموع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ویژگی‌های C7+	وزن مولکولی: ۱۵۲٫۵۱۰ وزن مخصوص: ۰٫۷۹۳			وزن مولکولی: ۱۸۸٫۷۵۰ وزن مخصوص: ۰٫۸۶۷		

جدول۶ ـ درصد خطای روش‌های بازترکیب و ECM اصلاح شده پس از ۳۰ سال تولید در سیستم‌های گاز میعانی کم مایه و غنی.

میدان	الف		ب	
اجزاء	بازترکیب (درصد خطا)	ECM (درصد خطا)	بازترکیب (درصد خطا)	ECM (درصد خطا)
N2	۱۰٫۴۵۱	۰٫۹۴۷	۴۶٫۹۰۶	۵۴٫۹۸۱
CO2	۶۲٫۳۶۱	۶٫۲۴۸	۱۰٫۶۱۵	۱۱٫۳۹۱
C1	۰٫۴۷۲	۰٫۰۱۰	۱٫۹۶۵	۱٫۸۵۱
C2	۷٫۶۱۱	۰٫۷۵۷	۹٫۱۳۳	۹٫۰۲۸
C3	۹٫۸۸۱	۰٫۹۱۹	۱۷٫۸۳۳	۲۰٫۹۳۴
IC4	۰٫۴۷۲	۰٫۱۹۵	۱۱٫۱۹۶	۱۷٫۳۹۲
NC4	۲٫۱۴۳	۰٫۴۱۲	۲۳٫۲۲۴	۳۰٫۱۰۶
IC5	۱۰٫۳۶۴	۱٫۳۷۲	۲۴٫۱۴۸	۳۴٫۱۷۵
NC5	۲۱٫۲۶۳	۲٫۵۵۲	۱۱٫۰۱۵	۲۴٫۱۴۳
C6	۸۲٫۵۸۶	۹٫۲۹۵	۷٫۸۳۸	۲۷٫۲۲۸
C7+	۳۴٫۵۱۰	۰٫۱۷۷	۹۵٫۶۲۷	۲۰٫۳۳۲
درصد خطای مطلق میانگین	۲۲٫۰۱۰	۲٫۰۸۰	۲۳٫۵۹۱	۲۲٫۸۶۹



شکل ۹ـ ارزیابی روش‌های ساخت سیال مخزن با نمودار فازی در میدان الف.



شکل ۱۰ـ ارزیابی روش‌های ساخت سیال مخزن با نمودار فازی در میدان ب.

بنابراین کاهش دقت روش ECM به دلیل تولید نفت همراه با گاز از این میدان می‌باشد. با این وجود دقت بسیار بالاتر آن نسبت به روش سنتی بازترکیب باعث قابل اتکا شدن نتیجه‌های به دست آمده از روش ECM می‌شود.

نتیجه‌ها

با ارزیابی روش ECM در مخازن گاز میعانی نتیجه‌های زیر به‌دست آمد:

- برای اجرای روش ECM در هر شرایطی لازم است این روش اصلاح شود. بنابراین روش ECM اصلاح شده را با این تفاوت که جریان چاه در فشار اشباعش به جای فشار فعلی مخزن به تعادل برده شود، ارایه شد.
- روش ECM اصلاح شده دارای دقت یکنواختی است.
- دقت روش ECM اصلاح شده در مخازن گاز میعانی کم مایه بیشتر از مخازن گاز میعانی غنی است.
- بازترکیب نمونه‌های تفکیک‌گر زمانی‌که فشار بیشتر مخزن به زیر فشار اشباع اولیه افتاده است، فقط تخمینی غیر دقیق از ترکیب جریان چاه را به دست می‌دهد و این تخمین نباید به عنوان سیال درجای مخزن استفاده شود.
- روش‌های ECM و ECM اصلاح شده دقیق‌ترین روش‌ها در تهیه سیال اولیه درجا می‌باشند. بنابراین روش مورد استفاده ولی غلط بازترکیب بایستی جای خود را به روش‌های بی‌استفاده ولی دقیق ECM و ECM اصلاح شده دهد.
- وجود داشتن نفت در مخزن از دقت روش ECM می‌کاهد، ولی بر اساس رفتار فازی هنوز این روش دقت کافی را دارا می‌باشد.
- به دلیل اینکه روش‌های ECM و ECM اصلاح شده می‌توانند سیال اولیه مخزن را با دقت بسیار بالایی از نمونه‌های غیر نماینده بازسازی کنند، مؤسسات استاندارد صنعتی نظیر API بایستی استانداردهای فعلی نمونه گیری را تغییر دهند.

قدردانی

این مقاله برگرفته از پایان نامه کارشناسی ارشد از دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران می‌باشد.

تاریخ دریافت: ۱۳۹۱/۶/۲۵ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۲/۳/۱۳

مراجع

[1] American Petroleum Institute, "API Recommended Practice 44, Sampling Petroleum Reservoir Fluids", API Publishing Services, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005 (2003).

[2] McCain W.D.J., Alexander R.A., Sampling Gas-Condensate Wells, *SPE Reservoir Engineering*, **7**, p. 358 (1992).

[3] Standing M.B., "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", SPE Monograph Volume 20, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, USA (1977).

[4] Danesh A., "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Application in Reservoir Simulation, in: Evaluation of Reservoir Fluid Samples", Elsevier, Netherlands (2003).

[5] Chopra A.K., Carter R.D., Proof of the Two-Phase Steady-State Theory for Flow thorough Porous Media, *SPE Formation Evaluation Journal*, **1**, p. 603 (1986).

[6] O'Dell H.G., Miller R.N., Successfully Cycling a Low-Permeability High-Yield Gas Condensate Reservoir, *Journal of Petroleum Technology*, **19**, p. 41 (1967).

[7] Fussel D.D., Single Well Performance for Gas Condensate Reservoirs, *Journal of Petroleum Technology*, **25**, p. 860 (1973).

[8] Reffstrup J., Olsen H., "Evaluation of PVT Data from Low Permeability Gas Condensate Reservoirs, North Sea Oil and Gas Reservoirs – III", Kluwer Academic Press, pp. 289-296 (1994).

[9] Fevang Ø., Whitson C.H., Accurate Insitu Compositions in Petroleum Reservoirs, SPE European Petroleum Conference , London, U.K., October 25-27 (1994).

[10] Core Laboratories Good Oil Company Condensate Well No. 7 PVT Study, Core Laboratories, Houston.

[11] Whitson C.H., Brulé M.R., "Phase Behavior", SPE Monograph Series, Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas, USA (2000).

[۱۲] پرهام وند، محمدهادی؛ گرامی، شهاب؛ عمادی، محمدعلی؛ اعتبار سنجی روش اختلاط تماس تعادلی در ساخت سیال اولیه مخازن گاز میعانی، مجله پژوهش نفت، **۷۳**، ص ۹۵، (۱۳۹۲)