

بررسی امتزاجی بودن فرآیند تزریق گاز از طریق تعیین حداقل فشار امتزاجی^۱ در یکی از میادین فراساحلی ایران

علی واعظیان^{۲*}، قاسم زرگر، محمد صادق آیت‌اللهی، امیر حسین حقیقی، دانشگاه آزاد علوم و تحقیقات تهران

چکیده

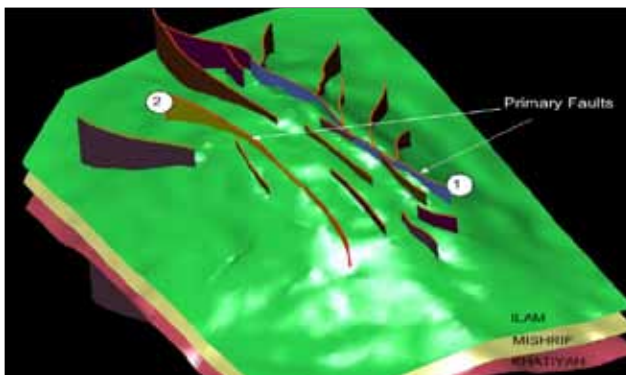
یکی از نکات کلیدی در تزریق گاز که باید قبل از آغاز عملیات تعیین شود امتزاجی یا غیرامتزاجی بودن تزریق است. در این تحقیق امتزاجی بودن فرآیند تزریق گاز در یکی از میادین فراساحلی ایران بررسی شده است. در این راستا ابتدا سیال دو ناحیه این میدان توسط نرم‌افزار PVTi شبیه‌سازی شده و با طراحی آزمایش لوله‌قلمی برای چهار گاز مختلف حداقل فشار امتزاجی محاسبه شده است. جهت حصول اطمینان از صادق بودن این فشارها در مدل ترکیبی مخزن نیز مدلی ترکیبی از این آزمایش ساخته شده و مقادیر حاصل از مدل با نتایج PVTi مقایسه شده است. در نهایت با توجه به فشار شکست سازند حاصل از آزمایش‌های نشتی و حداقل فشار امتزاجی چهار گاز، این نتیجه حاصل می‌شود که در این میدان امکان تزریق گاز به صورت امتزاجی تنها برای دی‌اکسید کربن آن هم در قسمت شرقی میدان وجود دارد.

واژگان کلیدی: شبیه‌سازی، مدل ترکیبی، فشار شکست سازند، تزریق گاز

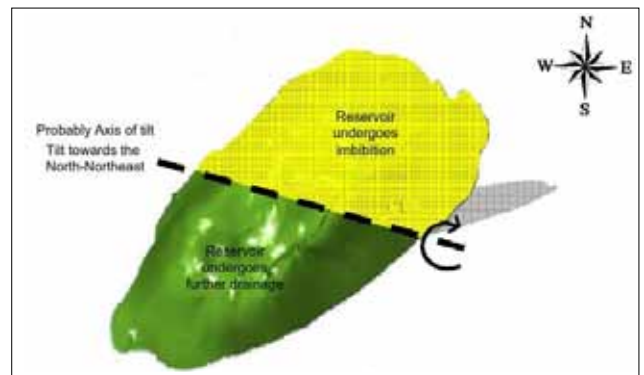
مقدمه

امکان را به وجود می‌آورند که قبل از اجرای واقعی برنامه روی یک مخزن، با سناریوهای مختلف عملکرد آینده مخزن بررسی شده و جهت انتخاب شرایط بهینه، نتایج را با یکدیگر مقایسه گردند. تزریق گاز طبیعی در مخازن یکی از متداول‌ترین روش‌های ازدیاد برداشت ثانویه به‌شمار می‌آید. برای محقق ساختن این امر بازده جابجایی تا حد زیادی به حداقل فشار امتزاجی وابسته است. فشاری است که در کمتر از آن، سیال تزریقی قابل امتزاج با نفت مخزن نیست را حداقل فشار امتزاجی گویند [۱]. در این تحقیق با طراحی آزمایش لوله‌قلمی^۵ در نرم‌افزار PVTi و ساخت مدل ترکیبی آن در نرم‌افزار Eclipse300 مقادیر حداقل فشار امتزاجی به دست آمده و با حداکثر فشار تزریق که بر اساس فشار شکست سازند حاصل می‌شود مقایسه گردید تا امتزاجی یا غیرامتزاجی بودن تزریق مشخص شود.

آغاز تولید نفت اکثر میادین نفتی در اثر نیروی طبیعی مخزن است. اما به مرور زمان فشار مخزن کاهش یافته و برای تأمین فشار و استمرار تولید باید از روش‌های ازدیاد برداشت ثانویه استفاده کرد. در نهایت اگر نفت باقیمانده به وسیله تأمین فشار مخزن نیز قابل برداشت نباشد با تغییر خواص مخزن از طریق روش‌های خاص (ازدیاد برداشت ثالثیه)، نفت جامانده در مخزن به حداقل خواهد رسید [۵ و ۳]. در همه روش‌های تولید از مخزن، اقتصادی بودن روش در اولویت قرار دارد. شبیه‌سازی‌های مخزن، در پیش‌بینی مقدار تولید روزانه نفت، مقدار نفت قابل برداشت و همچنین نحوه به کارگیری بهینه امکانات و برآورد یک طرح خاص روی مخزن نقشی اساسی بر عهده دارند. با وجودی که مخزن تنها یک دوره مفید چند ساله دارد اما شبیه‌سازها این



شکل ۲ | گسل‌های موجود در میدان



شکل ۱ | مکانیزم‌های تولید از میدان

* نویسنده‌عهددار مکاتبات (nastoooh1039@yahoo.com)



۱- موقعیت و تاریخچه میدان

بیشترین مقدار نفت خام میدانی که برای این آزمایش در نظر گرفته شده از لایه سروک (میشریف) تولید می شود. اگرچه میدان مورد اشاره در لایه ایلام که بالاتر از سروک قرار گرفته مخزن گازی کوچکی دارد اما در مجموع این میدان که با ابعاد 5×17 کیلومتر در در آبهای خلیج فارس واقع شده به عنوان میدانی نفتی شناخته می شود. نخستین تولید میدان پس از توسعه و در سال ۱۹۹۹ آغاز شد. در شکل ۱- نمایی کلی از مخزن و مکانیزم های تولید آن نشان داده شده است.

۲- بررسی مخزن از دیدگاه گسل های موجود

بر اساس داده های لرزه نگاری این مخزن دارای گسل های متعددی است که البته همه آنها به طور کامل ارتباط فشاری و سیالی را قطع نمی کنند. اما یکی از این گسل ها که در شکل ۲- با عدد ۱ مشخص شده، با توجه به نوع و موقعیت آن باعث شده از دیدگاه خواص سیالی، دو ناحیه مختلف شرقی و غربی - جنوبی در مخزن ایجاد گردد. از این رو سیال در دو ناحیه از مخزن در نظر گرفته شده که به ترتیب سیال ناحیه شرقی و سیال ناحیه غربی - جنوبی هستند.

۳- شبیه سازی سیالات

همان طور که پیش تر عنوان شد در ابتدا سیال در دو ناحیه توسط نرم افزار PVTi شبیه سازی می شود.

۳-۱- سیال ناحیه شرقی

نتایج ترکیب سیال این ناحیه که با آنالیز و آزمایش مشخص شده در جدول ۱- ارائه گردیده است. نمونه گرفته شده از این ناحیه در آزمایش های دیگری از جمله تعیین فشار اشباع، آزمایش های تبخیر مرحله ای^۶، مطالعه گرانی و آزمایش های دستگاه تفکیک کننده^۷ نیز استفاده شد که نتایج این آزمایش ها در شبیه سازی سیال مورد استفاده قرار گرفت. بعضی از نتایج در جدول ۲- ارائه شده است. پس از وارد کردن درصد اجزای سیال و نتایج آزمایش ها در مدل نرم افزار، نوبت به شبیه سازی می رسد. با توجه به زیاد بودن اجزای این

۱ | اجزای تشکیل دهنده سیال ناحیه شرقی

سیال ناحیه شرقی لایه میشریف	
ترکیبات	درصد مولی در سیال تک فاز
N2	۶۵/۰
Co2	۱/۷۷
C1	۴۵/۷۷
C2	۶/۸۵
C3	۵/۴۷
iC4	۱/۴۹
nC4	۳/۹۰
iC5	۱/۶۱
nC4	۱/۸۴
C6	۲/۹۱
C7	۳/۶۱
C8	۳/۶۷
C9	۳/۰۰
C10	۲/۵۳
C11	۲/۰۰
C12	۱/۷۷
C13	۱/۶۱
C14	۱/۴۶
C15	۱/۳۴
C16	۱/۰۴
C17	۰/۸۳
C18	۰/۵۴
C19	۰/۳۵
C20+	۴/۶۹
Total	۱۰۰

۲ | نتایج آزمایشگاهی نمونه نفت شرقی

تعیین فشار اشباع	آزمایش دستگاه تفکیک کننده
Pb @ 228°F=3843 psia	$GOR_{\text{separation test}} = 1012 \text{ cft/bbl}$ @ 15 psi & 68 °F $B_{\text{oseparation test}} = 603/1 \text{ rbbl/stb}$

۳ | نتایج گروه بندی نمونه نفت شرقی

اجزا	درصد مولی
N2-C1	۴۶/۵۳
CO2-C2	۸/۶۲
C3	۴/۵۸
C4	۳/۵۴
C5	۵/۴۷
C6	۲/۹۱
C7+	۲۸/۴۴

است. پس از گروه‌بندی باید متغیرهای تطابق تعیین شده و به وسیله اطلاعات حاصل از آزمایش‌ها تطابق انجام گردد. برای ایجاد مدل سیال باید یک مدل از معادلات حالت موجود در شبیه‌ساز انتخاب شده و تطابق به وسیله آن انجام شود. در این نمونه معادله حالت انتخاب شده Peng-Robinson است که نسبت به سایر مدل‌ها تطابق بهتری با داده‌های آزمایشگاهی دارد. برای گرانروی نیز از مدل Lohrenz-bray-clark که تطابق خوبی دارد استفاده شده است. در شکل‌های ۳- تا ۵ نتایج تطابق برای نمونه نفت ناحیه شرقی نشان داده شده است.

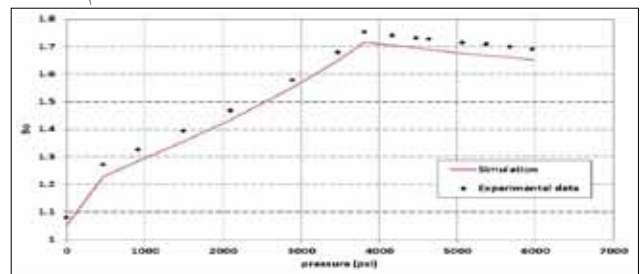
سیال ناحیه شرقی لایه میشریف	
ترکیبات	درصد مولی در سیال تک فاز
N2	۰/۲۹
Co2	۲/۲۸
C1	۴۲/۸۵
C2	۶/۵۵
C3	۵/۱۸
iC4	۱/۴۴
nC4	۲/۸۴
iC5	۱/۴۹
nC4	۱/۷۴
C6	۳/۰۹
C7	۴/۲۶
C8	۴/۵۸
C9	۳/۶۵
C10	۳/۰۸
C11	۲/۳۵
C12	۲/۰۸
C13	۱/۸۵
C14	۱/۲۸
C15	۰/۷۹
C16	۰/۶۴
C17	۰/۵۲
C18	۰/۰۵
C19	۰/۴۴
C20+	۶/۲۳
Total	۱۰۰

سیالات، شبیه‌سازی سیال و تطابق آن با آزمایش‌ها دشوار خواهد بود. همچنین با توجه به اینکه در شبیه‌سازی مخزن باید معادلات جریان در هر شبکه برای تمامی اجزا انجام شود، زیاد بودن تعداد اجزا باعث کندی سرعت شبیه‌سازی و ایجاد مشکل در حل معادلات می‌گردد. یک راه برای فائق آمدن بر این مشکل روش گروه‌بندی^۱ است.

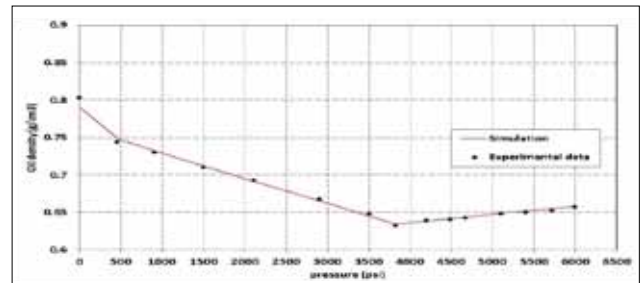
این روش بر پایه یکسان بودن وزن مولکولی استوار است؛ به گونه‌ای که اجزایی با وزن مولکولی مشابه به دلیل دارا بودن خواص مشابه در یک گروه قرار می‌گیرند.

بنابراین اجزائی مانند C4 و nC4 با هم گروه‌بندی می‌شوند. این کار در مورد بقیه اجزا که ایزومر دارند نیز انجام می‌گردد. شایان ذکر است که این مسأله در مورد اجزای غیرهیدروکربنی صادق نیست. به عنوان مثال N2 معمولاً با C1 و نیز CO2 با C2 گروه‌بندی می‌شوند.

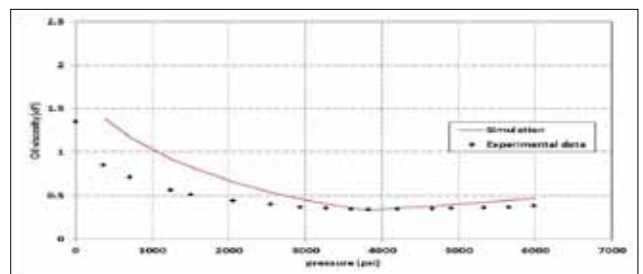
پس از گروه‌بندی اجزا، باید خواص سیال بررسی شود تا در صورت مشاهده تغییرات زیاد نسبت به حالت اولیه، روش گروه‌بندی اصلاح گردد. با توجه به توضیحات گروه‌بندی، نمونه نفت ناحیه شرقی در جدول ۳ ارائه شده است. در این جدول وزن مولی C6 و C7+ به ترتیب برابر ۸۶/۱۷۸ و ۲۲۰/۲۷۸ گرم بر مول



شکل ۳ | نتایج تطابق ضریب حجمی سیال



شکل ۴ | نتایج تطابق چگالی نمونه نفت شرقی



شکل ۵ | نتایج تطابق گرانروی نمونه نفت شرقی



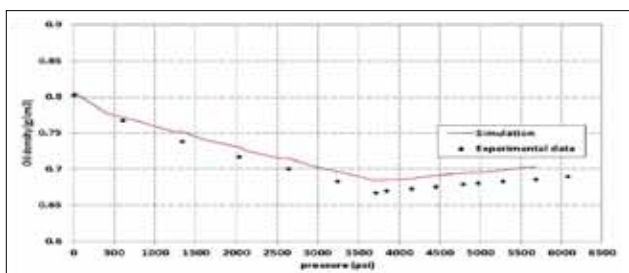
۲-۳- سیال ناحیه غربی - جنوبی

تمام روندی که در قسمت قبل در خصوص سیال ناحیه شرقی انجام شد باید برای سیال ناحیه غربی - جنوبی نیز انجام گردد. با آنالیز و آزمایش سیال حاصل از این قسمت، ترکیب آن مشخص گردید که نتایج آن در جدول ۴ ارائه شده است.

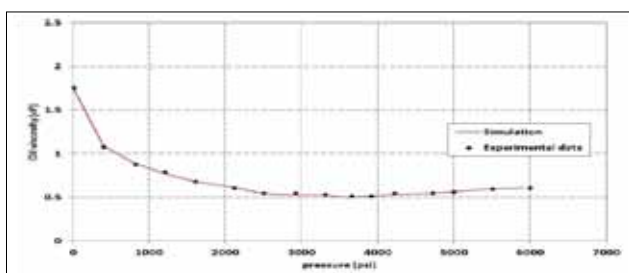
نمونه گرفته شده از این ناحیه در آزمایش های دیگری از جمله تعیین فشار اشباع، آزمایش های تبخیر مرحله ای، مطالعه گرانیروی و آزمایش های دستگاه تفکیک کننده نیز استفاده شد که نتایج این آزمایش ها در شبیه سازی سیال مورد استفاده قرار گرفت. بعضی از نتایج در جدول ۵ ارائه شده است. پس از وارد کردن درصد اجزای سیال و نتایج آزمایش ها در مدل نرم افزار، نوبت به شبیه سازی می رسد. باز هم با توجه به زیاد بودن اجزای این سیالات، شبیه سازی سیال و تطابق آن با آزمایش ها دشوار خواهد بود. همچنین با توجه به اینکه در شبیه سازی مخزن باید معادلات جریان در

هر شبکه برای تمامی اجزا انجام شود، زیاد بودن تعداد اجزا باعث کندی سرعت شبیه سازی و ایجاد مشکل در حل معادلات می گردد. بنابراین بار دیگر برای فائق آمدن بر این مشکل از روش گروه بندی استفاده می شود. پس از گروه بندی اجزا، باید خواص سیال بررسی شود تا در صورت مشاهده تغییرات زیاد نسبت به حالت اولیه، روش گروه بندی اصلاح گردد. در این نمونه، گروه C7+ به گروه های بیشتری تقسیم شده اند. با توجه به این توضیحات، گروه بندی نمونه نفت ناحیه غربی - جنوبی در جدول ۶ ارائه شده است.

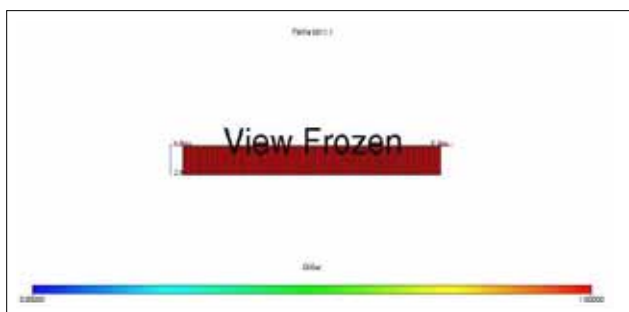
شبهه به کاری که روی نمونه نفت ناحیه شرقی انجام شد در اینجا نیز پس از گروه بندی باید متغیرهای تطابق تعیین شده و به وسیله اطلاعات حاصل از آزمایش ها تطابق انجام گردد. باز هم برای ایجاد مدل سیال باید یک مدل از معادلات حالت انتخاب شده و تطابق توسط آن انجام گردد. در این نمونه هم معادله حالت انتخاب شده Peng-Robinson است که نسبت به سایر مدل ها با داده های آزمایشگاهی تطابق بهتری دارد. برای گرانیروی نیز مدل Lohrenz-bray-clark اصلاح شده که تطابق خوبی دارد استفاده می شود. در



شکل ۵ | نتایج تطابق چگالی نمونه نفت غربی-جنوبی



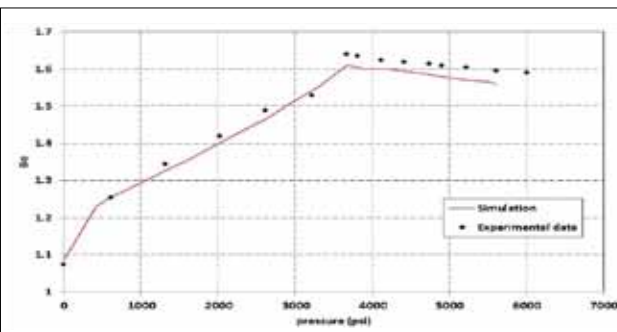
شکل ۶ | نتایج تطابق گرانیروی نمونه نفت غربی-جنوبی



شکل ۷ | طراحی لوله قلمی در شبیه ساز Eclips

۵ نتایج آزمایشگاهی نمونه نفت غربی - جنوبی	
تعیین فشار اشباع	آزمایش دستگاه تفکیک کننده
Pb @ 234°F=3669 psia	GOR _{separation test} = 872 cft/bbl @ 15 psi & 60°F B _{oseparation test} = 1/511 rbbl/stb

۶ نتایج گروه بندی نمونه نفت غربی-جنوبی	
درصد مولی	اجزا
۴۳/۱۴	N2-C1
۸/۸۳	CO2-C2
۹/۴۶	C3-C4
۶/۳۲	C5- C6
۱۷/۹۲	C7 to C11 117g/mol
۷/۶۶	C12 to C18 189g/mol
۶/۶۷	C19+ 489g/mol



شکل ۸ | نتایج تطابق ضریب حجمی سیال نمونه نفت غربی-جنوبی

شکل های ۶- تا ۸ نتایج تطابق برای نمونه نفت ناحیه غربی- جنوبی ارائه شده است.

۵- شبیه سازی مدل ترکیبی آزمایش لوله قلمی در نرم افزار Eclipse به منظور حصول اطمینان از مقادیر MMP حاصل از PVTi در مدل

همان طور که پیش تر عنوان شد جهت اطمینان از اینکه مدل ترکیبی نیز بتواند همان مقادیر MMP که از طراحی آزمایش لوله قلمی در نرم افزار PVTi حاصل شد را تولید کند، مدل ترکیبی آزمایش لوله قلمی در نرم افزار Eclipse طراحی شده و هر کدام از این گاز ها در فشارهای مختلف تزریق می شوند. در این آزمایش لوله ای با مشخصات جدول ۸- طراحی می گردد. در هر آزمایش یک گاز در فشارهای مختلف با نرخ ثابت تزریق شده و ضریب بازیافت آن در تزریق ۱/۲ برابر حجم خالی^۹ اندازه گیری می شود. سپس از نمودار ضریب بازیافت بر حسب فشار، مقدار حداقل فشار امتزاجی محاسبه می شود. حداقل فشار امتزاجی فشاری است که بعد از آن شیب نمودار ضریب بازیافت کاهش می یابد. به عبارت دیگر پس از این فشار با افزایش فشار تزریق، مقدار ضریب بازیافت کمتر تغییر کرده یا ثابت می ماند.

۵-۱- نفت ناحیه شرقی

این گروه آزمایش ها در دمای ۲۲۸ F^۰ انجام می شود. هر یک از گازها در هشت فشار تزریق مختلف به لوله تزریق می گردند. نمودارهای ضریب بازیافت بر حسب فشار تزریق در شکل ۱۰- ارائه شده اند.

همان گونه که از نمودارها مشخص است مقدار کمینه فشار امتزاجی از تقاطع دو خط راست که با فشارهای زیاد و کم مماس است به دست می آید. این گروه آزمایش ها در دمای ۲۳۴ F^۰ انجام می شود. هر یک از گازها در هشت فشار تزریق مختلف به لوله تزریق می گردند. نمودارهای ضریب بازیافت بر حسب فشار تزریق در شکل ۱۱- ارائه شده اند.

در اینجا نیز همان گونه که از نمودارها مشخص است مقدار کمینه فشار امتزاجی از تقاطع دو خط راست که با فشارهای زیاد و کم مماس است به دست می آید.

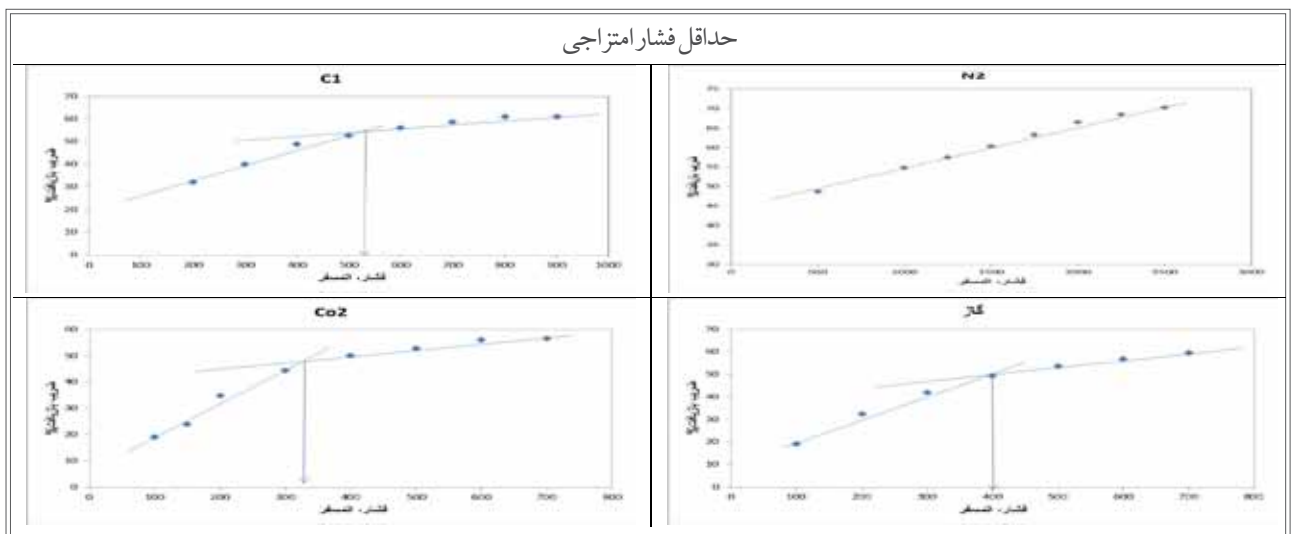
نتایج شبیه ساز Eclipse300 اختلاف کمی با نتایج حاصل از PVTi

۴- شبیه سازی آزمایش لوله قلمی در نرم افزار PVTi به منظور به دست آوردن حداقل فشار امتزاجی (MMP)

همان طور که پیش تر عنوان شد با تکمیل مدل سیال در نرم افزار PVTi می توان آزمایش هایی نیز در آن طراحی و نتایج آنرا مشاهده کرد. آزمایش لوله قلمی از جمله این آزمایش هاست که جهت تعیین حداقل فشار تزریق امتزاجی استفاده می شود. در این قسمت گازهای متان، نیتروژن، دی اکسید کربن و گاز لایه گازی به عنوان گازهای تزریقی انتخاب شده و آزمایش لوله قلمی در محیط نرم افزار PVTi برای دو نمونه نفت موجود طراحی شد. این نرم افزار با توجه به مدل سیال نفتی و گاز تزریقی و معادلات موجود، آزمایش را شبیه سازی کرده و نتایج حداقل فشار امتزاجی را به عنوان خروجی ارائه می دهد. نتایج حاصل از این شبیه ساز در جدول ۷- ارائه شده است.

سیال تزریقی	حداقل فشار امتزاجی نفت (ناحیه شرقی-اتمسفر)	حداقل فشار امتزاجی نفت (ناحیه غربی-جنوبی-اتمسفر)
N ₂	<1000	<1000
CO ₂	309/11	642/53
C ₁	645/27	867/28
گاز لایه گازی	411/35	602/31

طول (cm)	ارتفاع (cm)	تخلخل (%)	تراوایی (md)
1000	1	10	2000



۱۰ نتایج آزمایش لوله قلمی جهت تعیین حداقل فشار امتزاجی در نمونه نفت شرقی



با توجه به آزمایش‌های نشستی^{۱۱} انجام شده و روابط تجربی به دست آمده از چاه نگاری لایه‌ها این نتیجه حاصل شد که گرادیان فشار شکست سازند این میدان حدود ۰/۷ پام بر فوت است.

با توجه به اینکه در اثر فشار شکست سازند به میزان ۶۵۴۵ پام، عمق تزریق حدود ۹۳۵۰/۳۹ است پس فشار تزریق باید کمتر از این مقدار باشد.

نتیجه‌گیری

با توجه به حداکثر فشار تزریق (۶۵۴۵ پام) و فشار زیاد مورد نیاز برای امتزاج چهار گاز مطالعه شده و اینکه فشار زیاد موجب شکست سازند خواهد شد در نتیجه تزریق باید در فشاری کمتر از فشار شکست سازند انجام گردد. در این فشارها که کمتر از حداقل فشار امتزاجی هستند فرآیند به شکل غیرامتزاجی خواهد بود و امتزاج‌پذیری تنها می‌تواند برای تزریق گاز دی‌اکسید کربن آن هم در قسمت شرقی میدان که حداقل فشار امتزاجی حدود ۴۶۰۰ پام است صورت گیرد. ■

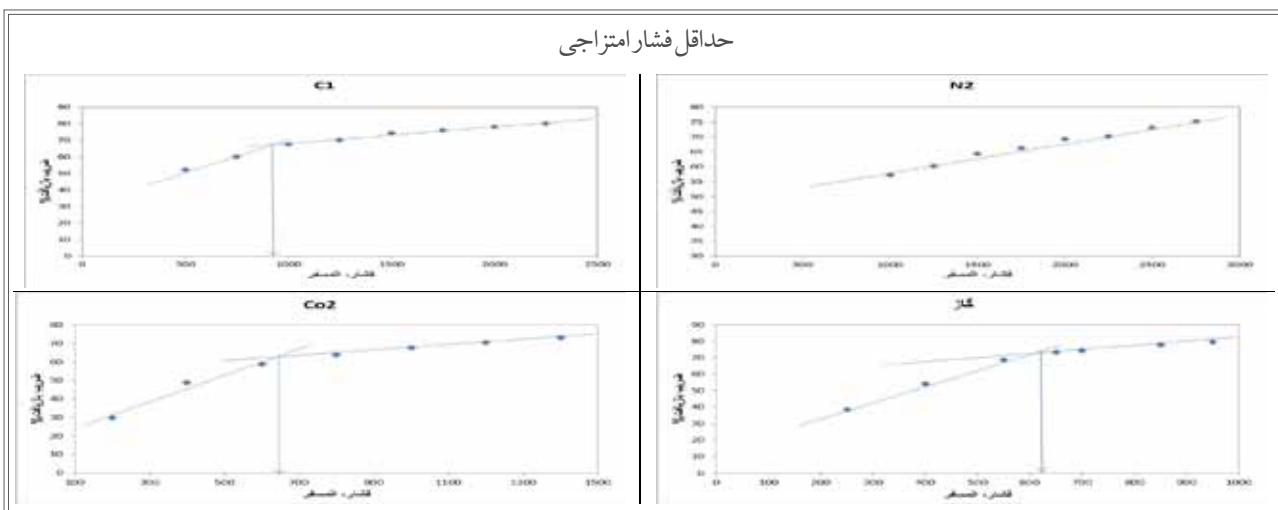
داشته و آنرا تأیید می‌کند. حال باید فشار واقعی تزریق (فشار شکست سازند) بررسی شود.

۶- فشار شکست سازند

برای محاسبه فشار تزریق در مخزن، میزان فشار شکست سازند (بیشترین فشاری که می‌توان تزریق را انجام داد) یکی از متغیرهای محدود کننده به حساب می‌آید. برای محاسبه فشار شکست روابطی تجربی وجود دارد که این روابط از متغیرهای چاه‌نگاری استفاده می‌کنند. همچنین با انجام برخی آزمایش‌ها می‌توان فشار شکست سازند را محاسبه کرد. البته روابط محاسبه سرانگشتی مانند رابطه ۱- نیز وجود دارند که بدون داشتن اطلاعات کافی برای تخمین فشار تزریق می‌توان از آنها استفاده کرد. گرادیان فشاری سازند در این رابطه از ۰/۵ تا ۰/۷ پام بر فوت در نظر گرفته شده است.

(۱) عمق $\times 0.7 \sim 0.5 <$ فشار تزریق

که در آن فشار بر حسب پام و عمق بر حسب فوت است.



شکل ۱۱ | نتایج آزمایش لوله‌قلمی جهت تعیین حداقل فشار امتزاجی در نمونه نفت غربی-جنوبی

پانویس‌ها

¹gh-zargar@yahoo.com

²msayat@gmail.com

³haghighaty@yahoo.com

⁴slim tube

⁵MMP

⁶differential liberation

⁷separation test

⁸gouroping

⁹pore volume

¹⁰leak of test

منابع

- [1] Behnam A., Dowdenw. & Kunzman J., "Miscible Fluid Displacement-Prediction of Miscibility", SPE 1484-G, Published In Petroleum Transactions, AIME, Volume 219, 1960, Pages 229-237. 1960.
- [2] Elsharkaway A.M., Suez M. & Christiansen R.L., "Measuring Minimum Miscibility Pressure Slim-Tube or Rising-Bubble Method", SPE 24114, SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 22-24 April 1992.

- [3] Green D.W. & Willihite G.P., "Enhanced Oil Recovery", SPE Textbook, Richardson, Texas, 1998.
- [4] Holm W. & Virgil A.J., "Effect of Oil Composition On Miscibility Type Displacement by CO₂", SPE 8814-PA, SPE Journal, Volume 22, Number 1, Pages 87-98, 1982.
- [5] Nasir F.M. & Amiruddin N.A., "Miscible CO₂ Injection; Sensitivity To Fluid Properties", Paper SPE 115314, Presentation At 2008 SPE ASIA.