



مطالعه آزمایشگاهی تغییر تراوایی نسبی در تزریق دی اکسید کربن به همراه تصحیح مدل کوری

سید حامد بلوری^۱، دانشگاه شهید باهنر کرماناشراق قودجانی^۲، دانشگاه صنعتی شریف

چکیده

سیانت از مخازن نفتی نیازمند بهینه‌سازی تولید و استفاده صحیح از روش‌های ازدیادبرداشت است. یکی از روش‌های مرسوم ازدیاد برداشت که امروزه بیشترین کاربرد را در صنعت نفت دارد، استفاده از گاز دی اکسید کربن است. در طی سالیان گذشته، به دلیل مشکلات زیست‌محیطی ناشی از انتشار گاز دی اکسید کربن و همچنین تأثیرات مثبت این گاز بر پارامترهای مختلف نفت در فرآیندهای ازدیاد برداشت، استفاده از این گاز در صنعت نفت رشد چشمگیری داشته است. استفاده از این روش، قبل از پیاده‌سازی آن در میداین نفتی، نیازمند پیش‌بینی عملکرد مخزن است. در حال حاضر، مهمترین ابزار پیش‌بینی رفتار مخزن، نرم‌افزارهای شبیه‌سازی است. با این وجود، صحت نتایج حاصل از شبیه‌سازی به صحت داده‌های ورودی به آن وابسته است. در جریان‌های چندفازی، مهمترین پارامتر تأثیرگذار بر جریان، تراوایی نسبی فازهاست که همواره مشکلاتی در تعیین منحنی‌های آن وجود داشته است. معمولاً در شبیه‌سازها از رابطه کوری، به دلیل سادگی آن و به منظور تعریف تراوایی نسبی فازها استفاده می‌گردد. اما این رابطه، منحنی تراوایی نسبی فاز غیرترکننده را به اشتباه با تقعر روبه بالا نشان می‌دهد.

در این پژوهش، با انجام آزمایشات ناپایای تراوایی نسبی، اثر تزریق دی اکسید کربن بر تراوایی نسبی بررسی شد. نتایج نشان می‌دهد که دی اکسید کربن با کاهش کشش سطحی و گرانروی نفت، موجب افزایش تراوایی نسبی نفت می‌شود. همچنین، رابطه کوری با حفظ سادگی، اصلاح گردید تا شکل واقعی تراوایی نسبی فاز غیرترکننده، حفظ شود. این رابطه، انعطاف‌پذیری مناسبی دارد و به راحتی داده‌های آزمایشگاهی را برازش می‌کند.

واژگان کلیدی: تراوایی نسبی، جریان دو فازی، تزریق دی اکسید کربن، تزریق نیتروژن، رابطه کوری

مقدمه

تزریق دی اکسید کربن با تأثیر بر پارامترهای مختلف جریان، موجب افزایش بازیافت نفت می‌گردد. از جمله اثرات دی اکسید کربن می‌توان به کاهش کشش سطحی، کاهش گرانروی نفت و انبساط نفت در اثر حل شدن دی اکسید کربن، اشاره کرد. این اثرات بر تراوایی نسبی دو فازی نیز تأثیرگذار بوده و اشباع باقیمانده را کاهش می‌دهد. [۱] برخی از این تأثیرات به صورت مستقل توسط محققان بررسی شده است.

لورت^۱ در آزمایش‌های خود بر روی محیط‌های متخلخل دانه‌جدا، نشان داد هنگامی که کشش سطحی به یک‌هفتم مقدار اولیه کاهش یابد، تراوایی نسبی هر دو فاز آب و نفت به میزان ۲۰ تا ۳۰ درصد افزایش خواهد داشت. [۲] بیشترین تأثیر، در مقادیر بسیار کم کشش سطحی انتظار می‌رود. نتایجی که توسط تلاش^۲ ارائه شده، نشان می‌دهد که با کاهش کشش سطحی، تراوایی‌های نسبی هر دو فاز افزایش یافته است، به علاوه اینکه، در منحنی‌های تراوایی نسبی، پدیده هیستریزس کاهش می‌یابد. [۳] در سال ۱۹۸۰، باردون^۳ و

همکاران، مطالعاتی را بر روی مایع (نرمال هپتان) - گاز (متان) انجام دادند. بررسی‌های این افراد نشان می‌دهد که اشباع باقیمانده و تراوایی‌های نسبی به شدت از سوی کشش سطحی، مخصوصاً در مقادیر کمتر از 10^{-2} mN/m تأثیرپذیر می‌باشند. [۴] لفر دوپیری^۴ مطالعاتی را بر روی اثر گرانروی بر تراوایی نسبی در نمونه‌های تفلونی انجام داده و دریافت که با افزایش گرانروی، تراوایی نسبی کاهش می‌یابد. وی همچنین، مشاهده کرد که منحنی‌های تراوایی نسبی هنگامی که فاز ترکننده توسط فاز غیرترکننده (تخلیه) جابه‌جا شود، تحت تأثیر نسبت گرانروی‌ها قرار می‌گیرد و نیز نشان داد که با افزایش نسبت گرانروی، نقطه‌ی انتهایی در منحنی تراوایی نسبی فاز ترکننده، افزایش و در منحنی فاز غیرترکننده، کاهش می‌یابد. [۵] مک کارفی^۵ بیان می‌کند که در سیستم‌هایی با ترشوندگی قوی، نفوذپذیری‌های نسبی تخلیه و آشام مستقل از نیروهای ویسکوز هستند. او دریافت اگرچه ممکن است تراوایی‌های نسبی یک فاز نسبت به گرانروی آن فاز تغییر کند، اما نسبت تراوایی‌ها مستقل از گرانروی است. [۶]

*نویسندهٔ عهده‌دار مکاتبات (e.ghoodjani@gmail.com)

۱- روش کار

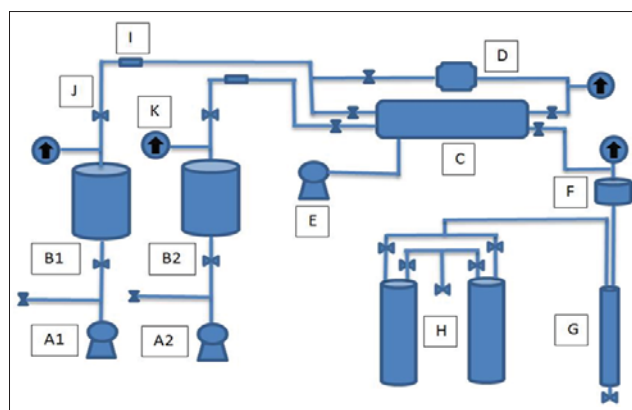
به منظور مشخص کردن اثر دی اکسید کربن بر تراوایی نسبی، به مقایسه آن با تراوایی نسبی نفت - نیتروژن می پردازیم؛ علت انتخاب نیتروژن، بی اثر بودن و عدم حلالیت آن در نفت است. جهت انجام آزمایش های تزریق گاز، دستگاه سیلاب زنی مغزه استفاده گردید که در شکل ۱- به طور شماتیک نشان داده شده است. عبارات اختصاری شکل، در جدول ۱- شرح داده شده است.

قبل از انجام آزمایش های تزریق گاز، مغزه مراحل مختلفی را طی می کند. ابتدا مغزه باید شست و شو شود که این عمل توسط دستگاه ساکسوله^۶ انجام می شود. مغزه به مدت ۲ روز توسط تولوئن شست و شو داده می شود. تولوئن، آلودگی های نفتی درون مغزه را در خود حل می کند. سپس، مغزه به مدت یک روز توسط متانول شسته می شود. متانول می تواند نمک را در خود حل کند و آن را از مغزه خارج سازد. اگر بعد از شست و شو با تولوئن، از متانول استفاده نشود، کریستال های نمک در مغزه می تواند تراوایی و تخلخل را تغییر دهد. جهت اندازه گیری تخلخل، وزن مغزه در حالت خشک اندازه گیری می شود. هوای درون مغزه به وسیله پمپ خلاء در مدت چند ساعت تخلیه می شود. سپس، مغزه تحت فشار، توسط آب نمک با چگالی مشخص، اشباع می گردد. از اختلاف وزن مغزه ی اشباع شده و مغزه ی خشک، تخلخل مغزه محاسبه می گردد.

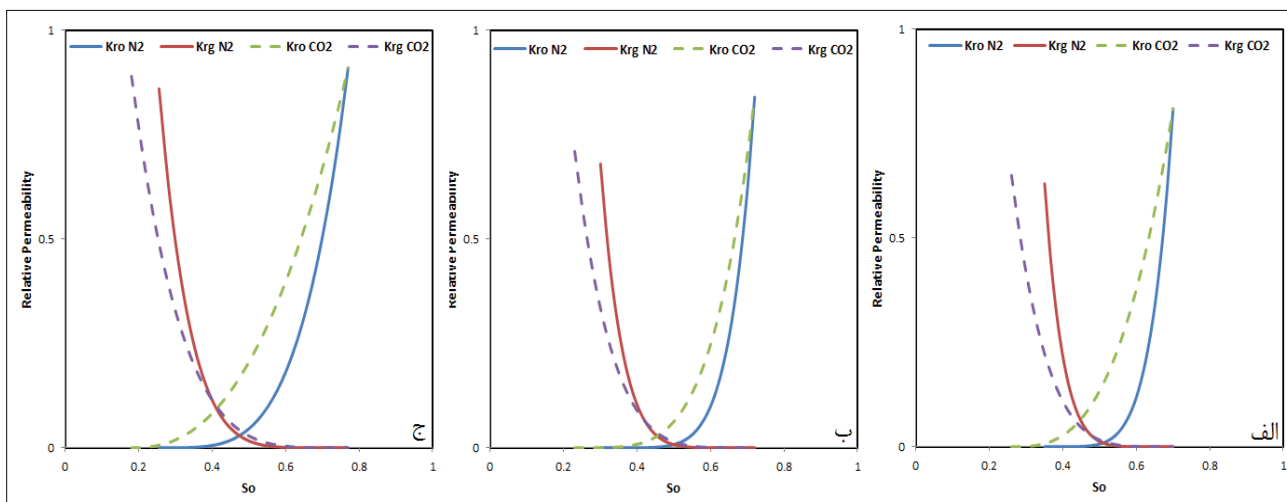
برای اندازه گیری تراوایی مطلق، مغزه به حالت افقی قرار داده شده و ورودی مغزه نگهدار، به محفظه ی تزریق سیال که با آب نمک پر شده، وصل می شود. در ابتدا، آب با نرخ پایینی تزریق می گردد تا به حالت پایدار برسد و تغییرات فشار آن زیاد نباشد. دستگاه تعیین اختلاف فشار^۷ جهت مشخص کردن مقدار فشار در دو طرف مغزه به کار برده می شود. این آزمایش به ازای چندین نرخ تزریق متفاوت انجام می گیرد و میزان اختلاف فشار در هر حالت اندازه گیری

بخش های مختلف دستگاه سیلاب زنی مغزه

A1 و A2	پمپ های تزریق HPLC
B1 و B2	محفظه های تزریق و نگهداری سیال
C	محفظه نگهداری مغزه
D	دستگاه اندازه گیری اختلاف فشار (DP)
E	پمپ اعمال فشار بر روی مغزه
F	رگولاتور اعمال فشار انتهایی
G	جداکننده سیستم گاز-مایع
H	دستگاه تعیین کننده مقدار گاز
I	شیرهای یک طرفه
J	شیرهای باز و بسته کردن مسیر لوله ها
K	فشارسنج



بخش های مختلف دستگاه سیلاب زنی مغزه



۲ | مقایسه تراوایی نسبی در تزریق دی اکسید کربن و نیتروژن (الف) مغزه C3 (ب) مغزه C1 (ج) مغزه S1

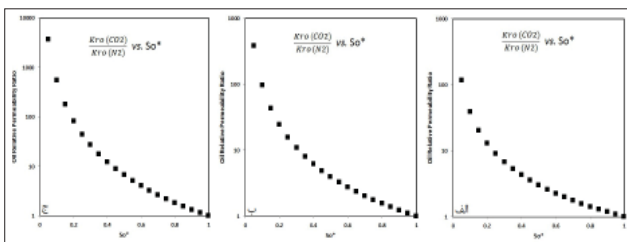


آزمایش‌ها در زیر فشار ۱۳/۱۰ مگاپاسکال (۱۹۰۰ پوند بر اینچ مربع) انجام می‌شوند.

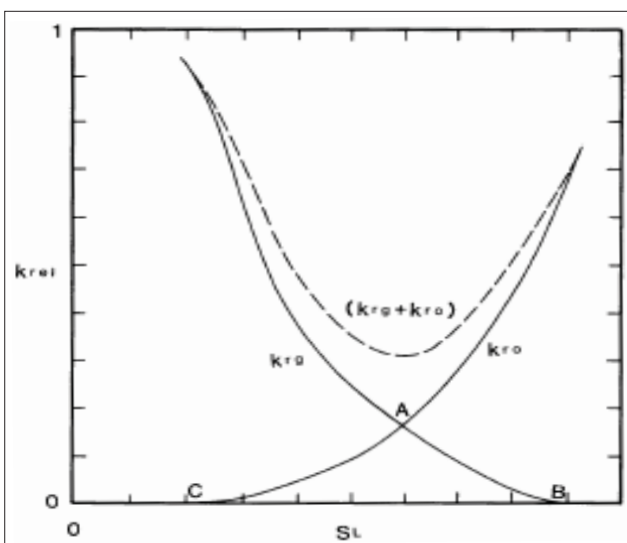
۳- نتایج و بحث

در این قسمت، به مقایسه و آنالیز نتایج حاصل از آزمایش‌های تزریق گاز پرداخته می‌شود. تمام آزمایش‌ها، در دمای ۴۶ درجه سانتی‌گراد (۱۱۵ درجه فارنهایت) و فشار بالاسری ۲۰/۶۸ مگاپاسکال (۳۰۰۰ پوند بر اینچ مربع) انجام گرفته است. هدف از انجام آزمایش‌ها، بررسی اثرات تزریق دی‌اکسید کربن بر تراوایی نسبی دوفازی است. بر روی هر مغزه، یک آزمایش تزریق نیتروژن و یک آزمایش تزریق دی‌اکسید کربن در شرایط یکسان دما و فشار انجام گرفته است. دلیل انتخاب نیتروژن برای مقایسه با دی‌اکسید کربن، بی‌اثر بودن این گاز، حلالیت کم آن در نفت و تأثیر ناچیز آن بر پارامترهای موثر بر تراوایی نسبی دوفازی است.

۳-۱- مقایسه تراوایی نسبی نفت در تزریق دی‌اکسید کربن و نیتروژن
برای مقایسه تراوایی نسبی نفت، رابطه کوری^۹ مورد استفاده قرار گرفت.



۳ | نسبت تراوایی نسبی نفت در تزریق دی‌اکسید کربن به تراوایی نسبی نفت در تزریق نیتروژن (الف) مغزه C3 (ب) مغزه C1 (ج) مغزه S1



۴ | شکل کلی منحنی‌های تراوایی نسبی

می‌شود. بنابراین، با استفاده از قانون دارسی و با معین بودن تمام پارامترهای آن، می‌توان مقدار تراوایی مطلق سیستم را محاسبه کرد. قبل از انجام آزمایش تزریق گاز، مغزه باید با نفت، اشباع شود و اشباع آب به اشباع آب همزاد کاهش یابد. به وسیله تزریق نفت، اشباع آب در مغزه کاهش می‌یابد. تزریق نفت تا زمانی که تولید آب متوقف گردد، ادامه می‌یابد و اشباع آب همزاد اندازه‌گیری می‌گردد. همچنین، با اندازه‌گیری اختلاف فشار دو سر مغزه، تراوایی نفت در اشباع آب همزاد اندازه‌گیری می‌شود.

پس از اشباع مغزه با نفت و رساندن اشباع آب به اشباع آب همزاد، تزریق گاز آغاز می‌گردد. تزریق بادبی ۰/۰۵ میلی‌لیتر بر دقیقه آغاز می‌شود و ۴ برابر حجم حفرات، گاز به مغزه تزریق می‌شود. نکته حائز اهمیت در تزریق گاز، پایین بودن دبی تزریق است تا از هر گونه تشکیل جبهه ناپایدار و انگشتی شدن جریان و خروج زود هنگام گاز جلوگیری شود. گاز و نفت تولید شده، از انتهای مغزه در یک جداساز جدا می‌شوند. حجم نفت و گاز تولید شده و اختلاف فشار ابتدا و انتهای مغزه در طی آزمایش بر حسب زمان اندازه‌گیری می‌شوند. برای رسیدن به اشباع باقیمانده نفت، علاوه بر تزریق چهار برابر حجم حفرات، ۲۴ ساعت با دبی دو یا چهار برابر، آزمایش ادامه می‌یابد تا پس از آن، تولید نفت متوقف گردد. روش به کار گرفته شده برای محاسبات تراوایی نسبی، روش غیر پایای جونز و روزل^۸ است که در مرجع [۷] شرح داده شده است.

۲- خصوصیات سنگ و سیال

در این پژوهش، دو مغزه کربناته و یک مغزه ماسه‌سنگ استفاده شده است. طول مغزه‌های گرفته شده از میدان در حدود ۸ تا ۱۵ سانتی‌متر است. سنگ مخزن میدان بسیار ناهمگن بوده به طوری که رگه‌های مواد معدنی رنگی در آن‌ها مشاهده می‌شود. خصوصیات هر دو نوع سنگ کربناته و ماسه‌سنگی در جدول ۲- خلاصه شده است.

نفت گرفته شده از میدان، از لحاظ دانسیته، سبک است و دارای درجه API برابر با ۴۳/۲۲ می‌باشد. خصوصیات سیال در شرایط مخزن در جدول ۳- نشان داده شده است. با توجه به اینکه در آزمایش‌های تراوایی نسبی، فازها باید در شرایط غیرامتراجی باشند،

۲ | خصوصیات مغزه‌های مورد استفاده در آزمایش‌ها

Type	Name	D (cm)	L (cm)	K (md)	ϕ (%)
Sandstone	S1	۳/۸۱	۱۵/۸۵	۴۷/۲	۱۵/۳
Carbonate	C1	۳/۸۱	۱۴/۹	۰/۸۵	۱۰/۷۶
Carbonate	C3	۳/۸۱	۸/۵	۰/۲۹	۱۵/۴

نفت قرار می گیرد.

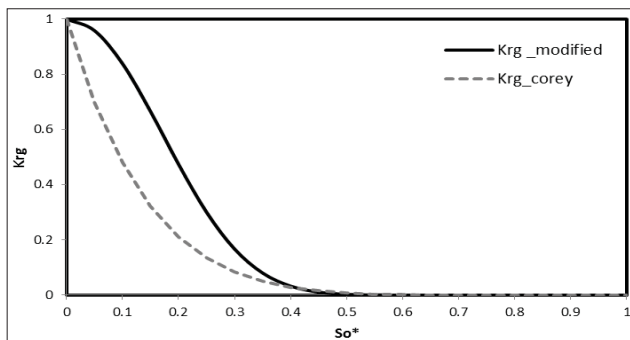
- با افزایش فشار، نفت منبسط شده، از توانایی خارج کردن سیال از حفرات برخوردار است. این فرایند، نوعی از فرایند تخلیه به حساب می آید. همچنین، با افزایش حجم نفت در حفرات، نفت، اشباع بیشتری را به خود اختصاص می دهد و تراوایی نسبی نفت افزایش می یابد. [۸]

۳-۱-۲- کاهش گرانروی نفت

با حل شدن دی اکسید کربن در نفت، گرانروی نفت به طور چشمگیری کاهش می یابد. هرچه نفت سنگین تر باشد، کاهش گرانروی در اثر حل شدن دی اکسید کربن نیز بیشتر است. همچنین، کاهش گرانروی نفت، به فشار اشباع نفت بسیار وابسته است و هر چه فشار اشباع نفت بالاتر باشد، کاهش گرانروی هم بیشتر خواهد بود. [۹] کاهش گرانروی نفت، بر روی تراوایی نسبی نفت و گاز اثر گذار است. از جمله اثرات آن، کاهش میزان اشباع نفت باقیمانده است که موجب افزایش باز یافت نهایی می گردد. اشباع نفت باقیمانده، یکی از نقاط کلیدی نمودار تراوایی نسبی است که تحت تأثیر کاهش گرانروی، کاهش می یابد. همچنین، کاهش گرانروی نفت، موجب افزایش تراوایی نسبی هر دو فاز می گردد، اما بر نسبت تراوایی نفت به گاز بی اثر است. [۵]

۳-۱-۳- کاهش کشش سطحی

یکی از اثرات دی اکسید کربن بر نفت، کاهش کشش سطحی است که در اثر حل شدن آن در نفت حاصل می شود. کاهش کشش سطحی در اثر حل شدن دی اکسید کربن در نفت، تأثیر چشمگیری بر اشباع نقاط انتهایی و شکل منحنی های تراوایی نسبی دارد. با کاهش کشش سطحی، انرژی کمتری در سطح تماس دو سیال مصرف می شود. از لحاظ تئوری، با کاهش کشش سطحی به سمت صفر، تراوایی نسبی هر فاز به مقدار اشباع آن فاز میل می کند. به عبارت دیگر، نمودار تراوایی نسبی به خط صاف با شیب یک تبدیل می شود.



شکل ۵ | مقایسه مدل کوری و مدل اصلاح شده

علت استفاده از رابطه کوری، ناکافی بودن نقاط به دست آمده از روش های ناپایاست. رابطه کوری می تواند با پوشش تمام بازه اشباع، شرایط را برای مقایسه تراوایی نسبی دوفازی در دو حالت تزریق نیتروژن و تزریق دی اکسید کربن، فراهم آورد. معادلات کوری به صورت زیر تعریف می گردند:

$$So^* = \frac{So - Sor}{1 - Swi - Sor} \quad (1)$$

$$Kro = Kro^o \cdot (So^*)^{No} \quad (2)$$

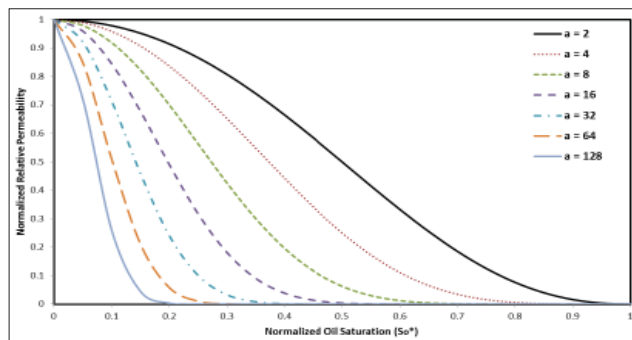
$$Krg = Krg^o \cdot (1 - So^*)^{Ng} \quad (3)$$

شکل ۲- مقایسه تراوایی نسبی در تزریق نیتروژن و دی اکسید کربن را نشان می دهد. همان گونه که از مقایسه تراوایی نسبی نفت مشخص است، تراوایی نسبی نفت در تزریق دی اکسید کربن نسبت به تراوایی نسبی نفت در تزریق نیتروژن افزایش چشمگیری داشته است. علت افزایش تراوایی نفت، تأثیر دی اکسید کربن بر خواص نفت و سنگ است. این اثرات به نوبه خود منحنی های تراوایی نسبی نفت و گاز را تغییر می دهند. به طور کلی، اثرات تزریق دی اکسید کربن عبارتند از: [۸]

- انبساط نفت در اثر حل شدن دی اکسید کربن در نفت
- کاهش گرانروی نفت
- کاهش کشش سطحی بین سیالات مخزن
- تغییر در خصوصیات سنگ مخزن

۳-۱-۱- انبساط نفت

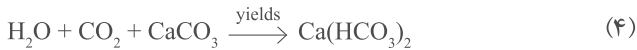
در اثر تماس دی اکسید کربن با نفت، مقداری از این گاز در نفت حل شده و موجب افزایش حجم نفت می گردد. میزان حلالیت دی اکسید کربن در نفت و افزایش حجم حاصل از آن، بستگی به دما، فشار و ترکیب نفت دارد. انبساط نفت از دو جنبه اهمیت دارد: - اشباع نفت باقیمانده با ضریب انبساط نفت به وسیله دی اکسید کربن رابطه معکوس دارد. بنابراین، با کاهش اشباع نفت باقیمانده، یکی از نقاط انتهایی منحنی تراوایی نسبی نفت، تحت تأثیر انبساط



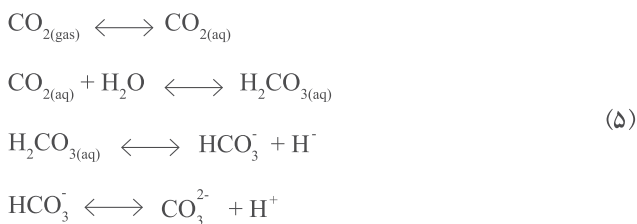
شکل ۶ | اثر پارامتر a بر تراوایی نسبی فاز غیر ترکننده



برداشت نفت نشان می‌دهد که در برخی موارد، تزریق دی‌اکسید کربن قابلیت تزریق را کاهش می‌دهد، ولی در بعضی دیگر، مانند مخازن کربناته، تراوایی اطراف چاه‌های تزریقی را افزایش می‌دهد. در یک سیستم کربناته، واکنشی به صورت زیر اتفاق می‌افتد:



در حالت کلی، دی‌اکسید کربن در آب حل شده و اسید کربنیک ضعیف ایجاد می‌کند و به دنبال آن، بنا بر واکنش‌های زیر، به و شکسته می‌شود: [۱۱]



برای تعیین میزان اثر دی‌اکسید کربن بر تخلخل و تراوایی مطلق، این پارامترها قبل و بعد از تزریق دی‌اکسید کربن اندازه‌گیری شدند. میزان تغییرات بسیار اندک بود که انتظار می‌رود علت آن، عدم تماس مستقیم دی‌اکسید کربن با آب غیرقابل کاهش در مغزه، دبی کم تزریق و عدم حرکت آب درون مغزه باشد. بنابراین، تغییری در خصوصیات سنگ ایجاد نشده و تغییر تراوایی نسبی نیز ناشی از این عامل نیست.

۲-۳- نسبت تراوایی نسبی نفت در تزریق دی‌اکسید کربن به تراوایی نسبی نفت در تزریق نیتروژن

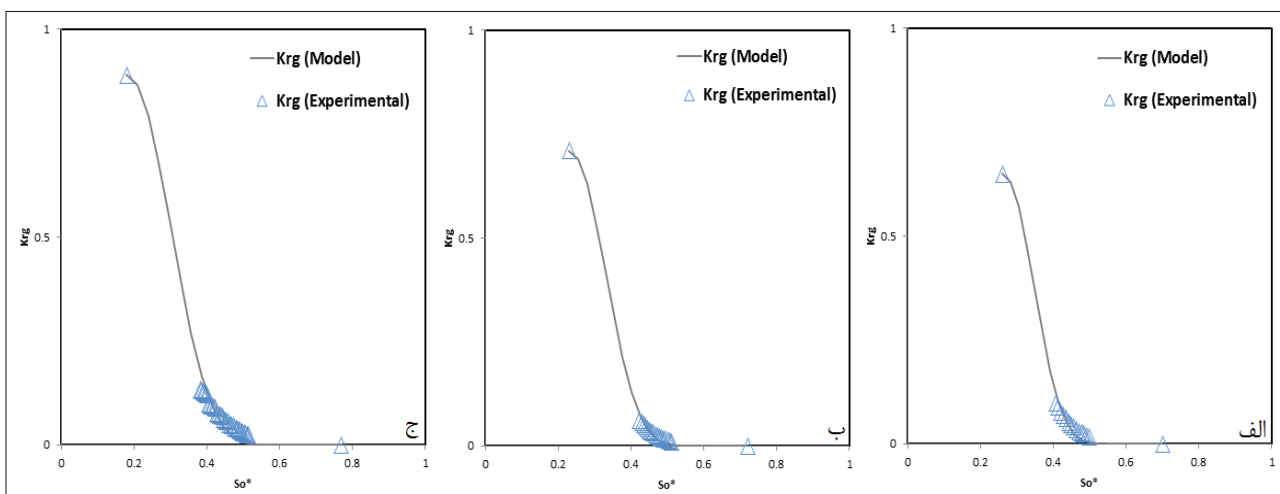
به منظور بررسی اثر تزریق دی‌اکسید کربن بر تراوایی نسبی دوفازی در اشباع‌های مختلف، از نسبت تراوایی نسبی دوفازی هنگام تزریق

این شرایط، جریان، به صورت تک‌فازی عمل می‌کند و امکان به دام افتادن سیالات در گلوگاه‌ها وجود ندارد. به همین علت، تراوایی نسبی نفت، هنگام تزریق دی‌اکسید کربن (که موجب کاهش کشش سطحی می‌شود) به خط صاف نزدیک می‌شود و در واقع، نسبت به تراوایی نسبی نفت در تزریق نیتروژن، افزایش می‌یابد. [۱۰]

۳-۱-۴- تغییر در خصوصیات سنگ مخزن

یکی از تفاوت‌های سنگ‌های کربناته با ماسه‌سنگ، سرعت واکنش‌های سطحی بسیار بالا در آن‌هاست که در اغلب موارد، باعث ایجاد الگوهای حل‌شدگی بسیار غیریکنواخت می‌گردد و کانال‌های بزرگ جریان به نام کرم‌خوردگی^{۱۱} ایجاد می‌کند. در جبهه‌ی پیشرو دی‌اکسید کربن، جایی که دی‌اکسید کربن در آب حل شده است، مواد معدنی مانند کلسیت ممکن است به آسانی حل گردند و منجر به افزایش تراوایی و تخلخل در طول کانال جریان شوند. این پدیده، باعث افزایش سرعت جریان و انحلال می‌گردد و ممکن است کرم‌خوردگی ایجاد کند. بسیاری از پروژه‌های ازدیاد

خواص سیال و شرایط مخزن	
Reservoir Pressure, Mpa (psi)	۱۱/۰۳ (۱۶۰۰)
Reservoir Temperature, C (F)	۴۶/۱۱ (۱۱۵)
Oil Viscosity (cP)	۱/۵
API	۳۳/۲۲
MMP for CO ₂ , Mpa (psi)	۱۳/۱ (۱۹۰۰)
MMP for N ₂ , Mpa (psi)	> ۲۷/۶ (> ۴۰۰۰)



شکل ۷ | انطباق مدل ارائه شده با داده‌های آزمایشگاهی

تراوایی فاز گاز پس از نقطه A به سرعت افزایش می‌یابد و با نزدیک شدن به اشباع باقیمانده مایع، با شیب کم به یک نزدیک می‌شود و نهایتاً به شکل "S" شبیه می‌شود. کاهش شیب تراوایی نسبی گاز هنگام نزدیک شدن به اشباع مایع باقیمانده بدان معناست که بخشی از حفرات به هم متصل در عبوردهی این فاز در محیط متخلخل شرکت نمی‌کنند. همچنین شکل ۴- نشان می‌دهد، مادامی که اشباع گاز به مقدار بحرانی خود (نقطه B) نرسیده باشد، تراوایی نسبی آن در مقدار صفر باقی می‌ماند. فاز گاز تا رسیدن به اشباع بحرانی حرکت نمی‌کند اما این گاز غیرمتحرک مانعی در مسیر جریان نفت بوده و تراوایی آن را کاهش می‌دهد. [۱۲]

رابطه کوری برای محاسبه تراوایی نسبی، به دلیل سادگی، بیشترین کاربرد را برای محاسبه تراوایی نسبی دارد. اما یکی از مشکلات این رابطه، رسم نمودار تراوایی نسبی فاز غیرترکننده (برای مثال فاز گاز در سیستم نفت-گاز) است. همان‌طور که توضیح داده شد، نمودار تراوایی نسبی گاز باید "S" شکل باشد، در حالی که رابطه کوری برای هر دو فاز نفت و گاز، نمودار با تقعر به سمت بالا را ارائه می‌دهد که خود، عامل ایجاد خطا در محاسبات شبیه‌سازی، در اشباع‌های متوسط و زیاد گاز است.

در این قسمت، سعی شده است که در عین حفظ سادگی، رابطه‌ای برای تراوایی نسبی فاز غیرترکننده ارائه شود که شکل "S" را که شکل صحیح نمودار فاز غیرترکننده است، به وجود آورد. همچنین، این رابطه باید بتواند انعطاف‌پذیری مناسبی جهت ایجاد یا برازش منحنی تراوایی نسبی داشته باشد. رابطه کوری برای فاز ترکننده مناسب بوده و نیاز به تصحیح ندارد. رابطه ارائه شده برای فاز غیرترکننده به صورت زیر است:

$$Krg = Krg^0 \cdot (1 - S_o^*)^{(a.S_o^*)} \quad (6)$$

در این رابطه، a، پارامتر تنظیم تراوایی نسبی فاز غیرترکننده است که با توجه به داده‌های تراوایی نسبی، تنظیم می‌شود. شکل ۵، اثر پارامتر a را بر تراوایی نسبی فاز غیرترکننده نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشخص است، با تغییر پارامتر a، رابطه ارائه شده، انعطاف‌پذیری مناسبی خواهد داشت.

شکل ۶- نمودار تراوایی نسبی محاسبه شده به وسیله رابطه کوری و رابطه تصحیح شده فاز گاز در آزمایش اول را نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل نشان داده شده، تفاوت مدل اصلاح شده و مدل کوری، در اشباع‌های پایین فاز ترکننده نمایان تر می‌شود. هنگامی که نمودار تراوایی نسبی فاز گاز باید شکل "S" به خود بگیرد، مدل کوری، نموداری با تقعر به سمت بالا ارائه می‌کند که

دی‌اکسید کربن به تراوایی نسبی دوفازی هنگام تزریق نیتروژن استفاده می‌گردد. نسبت تراوایی نسبی از تقسیم تراوایی نسبی هنگام تزریق دی‌اکسید کربن به تراوایی نسبی هنگام تزریق نیتروژن به دست می‌آید.

همان‌گونه که از شکل ۳- مشخص است، دی‌اکسید کربن موجب افزایش شدید تراوایی نسبی نفت در اشباع‌های کوچک نفت می‌گردد. علت این پدیده، حرکت مشکل نفت در اشباع‌های پایین است. در حالی که نیتروژن در اشباع کوچک نفت، مانعی برای حرکت نفت می‌باشد، دی‌اکسید کربن با کاهش گرانروی نفت و متورم کردن نفت، تراوایی نسبی نفت را افزایش و اشباع باقیمانده‌ی نفت را کاهش می‌دهد.

در اشباع‌های بزرگ نفت، هنگامی که تماس نفت درون مغزه با دی‌اکسید کربن محدود است، تراوایی نسبی نفت روندی مشابه تراوایی نسبی نفت هنگام تزریق نیتروژن دارد و هر دو گاز، تنها، اثر افزایش فشار و جابجایی نفت را ایفا می‌کنند.

۳-۳- مقایسه تراوایی نسبی دی‌اکسید کربن و نیتروژن

باتوجه به شکل ۲-، تراوایی نسبی دی‌اکسید کربن و نیتروژن در آغاز تزریق برابر است اما با نزدیک شدن به اشباع باقیمانده نفت در تزریق نیتروژن، تراوایی نسبی نیتروژن مقدار بیشتری نسبت به تراوایی دی‌اکسید کربن دارد. بالاتر بودن تراوایی نسبی نیتروژن در این بازه، به علت توقف زود هنگام حرکت نفت در تزریق نیتروژن است که شرایط حرکت تک فاز نیتروژن را فراهم می‌کند. اما در همین بازه از اشباع، دی‌اکسید کربن قادر به جابجایی نفت است و به علت جریان دوفازی، تراوایی نسبی کمتری نسبت به نیتروژن دارد. با نزدیک شدن به اشباع باقیمانده نفت در تزریق دی‌اکسید کربن، مقدار تراوایی نسبی دی‌اکسید کربن در نقطه انتهایی، کمی بیش از تراوایی نسبی نیتروژن در نقطه انتهایی آن می‌شود که ناشی از اشباع کمتر نفت باقیمانده و فضای بیشتر جهت حرکت می‌باشد.

۴- تصحیح رابطه کوری برای فاز غیر ترکننده

شکل کلی منحنی‌های تراوایی نسبی نفت و گاز، در شکل ۴- نشان داده شده است. منحنی مربوط به فاز نفت به سمت بالا مقعر است در حالی که منحنی فاز گاز روندی شبیه "S" به نمایش می‌گذارد. روند منحنی‌های تراوایی نسبی در شکل ۴- نشان می‌دهد که به ازای کاهش کوچکی در اشباع نفت، تراوایی نسبی این فاز به طور قابل توجهی افت می‌کند. این کاهش سریع، حاکی از اشغال منافذ بزرگ یا مسیرهای جریان از سوی فاز گاز می‌باشد. همچنین،



یکسانی دارند. با نزدیک شدن به اشباع باقیمانده نفت در تزریق نیتروژن، تراوایی نسبی نیتروژن به علت نزدیک شدن به جریان تک فاز، به سرعت افزایش می یابد. اما در تزریق دی اکسید کربن، اشباع باقیمانده کمتر است و تراوایی نسبی دی اکسید کربن در اثر جریان دو فاز، دیرتر به مقدار بیشینه می رسد.

- اشباع باقیمانده نفت در آزمایش های تزریق دی اکسید کربن، پایین تر از آزمایش های تزریق نیتروژن است. دی اکسید کربن با کاهش گرانی، انبساط نفت و ایجاد فشار درون حفرات کوچک، نقشی اساسی در حرکت نفت و کاهش اشباع باقیمانده ایفا می کند، زیرا حرکت نفت در حفره های کوچک در نزدیکی اشباع باقیمانده بسیار مشکل است.

- با توجه به روند نامناسب رابطه کوری برای تراوایی نسبی فاز غیر ترکننده، با حفظ سادگی، رابطه اصلاح گردید تا شکل واقعی تراوایی نسبی فاز ترکننده که به شکل "S" می باشد را نشان دهد. این رابطه، قابلیت انعطاف پذیری مناسبی دارد و به راحتی داده های آزمایشگاهی را برازش می کند.

با شکل واقعی آن تفاوت دارد. در حالی که مدل اصلاح شده، شکل صحیح آن را نشان می دهد. در اشباع های بالای فاز ترکننده، هر دو مدل تقریباً بر یکدیگر منطبق می شوند. شکل ۷- انطباق مدل ارائه شده را با داده های آزمایشگاهی نشان می دهد. مشخص است که مدل ارائه شده، توان برازش داده های آزمایشگاهی را داراست. از این رو، استفاده از آن به جای معادله ی کوری (که روند تراوایی نسبی فاز گاز را نادرست نشان می دهد)، توصیه می گردد.

نتیجه گیری

- مقایسه تراوایی نسبی نفت در تزریق دی اکسید کربن نسبت به تزریق نیتروژن، نشان داد که تراوایی نسبی نفت افزایش می یابد که این افزایش، ناشی از کاهش کشش سطحی میان نفت و گاز، کاهش گرانروی نفت و انبساط نفت می باشد. تغییری در خصوصیات سنگ در اثر تزریق دی اکسید کربن دیده نشد.

- مقایسه تراوایی نسبی دی اکسید کربن و نیتروژن نشان می دهد که تراوایی نسبی دی اکسید کربن و نیتروژن در ابتدای تزریق، مقدار

پانویس ها

¹ Leverett

² Talash

³ Bardon

⁴ Lefebvre du Prey

⁵ McCaffery

⁶ Soxhelt

⁷ Differential Pressure

⁸ Jones and Roszelle

⁹ Corey

¹⁰ worm hole

منابع

- [1]. Bon, J. Sarma, H.K. "A technical evaluation of a CO₂ flood for EOR benefits in the cooper basin, South Australia", 2004, SPE 88451
- [2]. Leverett, M. C.: "Capillary Behavior In Porous Solid" Trans. AIME, (1941) 142, 152.
- [3]. Talash, A.W., " Experimental and Calculated Relative Permeability Data for Systems Containing Tension Additives", SPE 5810-MS, 1976.
- [4]. Bardon, C. and Longeron, D.: Influence of very low IFT on relative permeability, SPE 7609, 1980.
- [5]. Lefebvre du Prey, E.J., "Factors Affecting Liquid-Liquid Relative Permeabilities of a Consolidated Porous Media", J. Pet. Tech., 39-47, 1973.
- [6]. McCaffery, F. G., The Effect of Wettability on Relative Permeability and Imbibition in Porous Media, Ph.D. thesis, University of Calgary, Alberta, Canada, 1973
- [7]. Jones, S. C. and Roszelle, W. O., "Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments", J. Pet. Technol., 5, 807, 1978.
- [8]. SIMON, R. and GRAUE, D.J. ., "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity Behavior of CO₂ - Crude Oil System". JPT January 1965, p.102-106.
- [9]. KOKAL, S.L. and SAYEGH, S.G., Phase behaviour and physical properties of CO₂-saturated heavy oil and its constitutive fractions: Experimental data and correlations; Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 9, 4, 289-302, 1993.
- [10]. McDougall, S. R. Salina, P. A. and Sorbie, K. S. "The Effect of Interfacial Tension Upon Gas-Oil Relative Permeability Measurements: Interpretation Using Pore-Scale Models". SPE 38920.
- [11]. Crawford, H.R., Neill, G.H., Bocy, B.J. and Crawford, P.B., "Carbon Dioxide, A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation". JPT, March 1963, p. 237-242.
- [12]. Honarpour M., Koederitz L.F, and Herbert Harvey A., "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press, Inc. Boca Raton, Florida, p. 48-50, 1986.