



مروری بر مکانیزم‌های افزایش بازیافت نفت توسط تزریق آب کربناته

پویان بخشی • دانشکده نفت اهواز - دانشگاه صنعت نفت

مهدی زلفی^۱، ریاض خراط^۲ • مرکز تحقیقات نفت تهران - دانشگاه صنعت نفت

چکیده

تزریق گاز CO_2 در مخازن نفتی برای ازدیاد برداشت با چالش‌هایی مانند در دسترس نبودن گاز CO_2 و راندمان روبش پایین آن مواجه است که زمینه را برای ظهور روش‌های دیگری برای بهبود مشکلات ذکر شده فراهم می‌کند. یکی از این روش‌های ازدیاد برداشت، تزریق آب کربناته (غنی شده از CO_2) می‌باشد. در این روش، CO_2 به جای تزریق شدن مستقیم در مخزن، به صورت محلول در آب تزریق می‌شود. با این روش، برخی مشکلات تزریق CO_2 از قبیل تفکیک گرانشی و راندمان روبش ضعیف، بهبود می‌یابد. همچنین در چارچوب ذخیره‌سازی CO_2 ، تزریق آب کربناته می‌تواند عملکرد مناسب‌تری داشته باشد؛ چراکه با تزریق CO_2 به صورت محلول، خطر نشست این گاز از مخزن به حداقل می‌رسد. در این تحقیق به بررسی روش تزریق آب کربناته به منظور ازدیاد برداشت نفت پرداخته می‌شود. در تزریق آب کربناته، آب پس از حل شدن مقادیر قابل توجهی CO_2 در آن، به درون مخزن تزریق می‌شود. در هنگام تماس این محلول با نفت، CO_2 به دلیل حلالیت بیشتری که در نفت نسبت به حلالیتش در آب دارد، از فاز آبی به فاز نفتی انتقال می‌یابد. پارامترهای مؤثر در عملکرد روش تزریق آب کربناته مانند حلالیت CO_2 در آب و نفت، تغییرات چگالی و گرانشی، تغییرات pH و کشش بین‌سطحی بیان می‌شود. سپس مکانیزم‌های افزایش بازیافت نفت توسط روش تزریق آب کربناته مورد بررسی قرار می‌گیرد.

اطلاعات مقاله

* دریافت:

۹۴/۷/۸

* پذیرش:

۹۴/۱۰/۵

* ارسال برای چاپ:

۹۴/۱۰/۱۵

واژگان کلیدی

ازدیاد برداشت
 CO_2
آب کربناته
مکانیزم
بازیافت نفت

مقدمه

ایجاد چالش‌های اقتصادی و فنی می‌گردد. از این رو نیاز به روشی است که در آن، تحرک‌پذیری CO_2 کنترل شده و بازیافت نفت با کمک CO_2 افزایش یابد.

در روش تزریق آب کربناته، CO_2 در آب حل شده و سپس برای سیلاب زنی استفاده می‌شود. از آنجایی که حلالیت CO_2 در نفت چندین برابر حلالیت آن در آب است، CO_2 از آب به درون نفت نفوذ می‌کند. انتقال CO_2 از فاز آبی به فاز نفتی باعث تورم نفت، کاهش گرانشی آن و متعاقباً افزایش بازیافت نفت می‌شود. همچنین کاهش کشش بین سطحی آب و نفت و تغییر ترشوندگی سنگ حین تماس نفت و سنگ با آب کربناته نیز در افزایش بازیافت نفت مؤثر می‌باشند.

در این مقاله به مکانیزم‌های افزایش بازیافت نفت توسط تزریق آب کربناته و همچنین پارامترهای مؤثر بر آن پرداخته می‌شود. همچنین عواملی مانند حلالیت CO_2 در آب و نفت، تغییرات چگالی و گرانشی، تغییرات کشش بین سطحی و pH بیان می‌گردد.

۱- تأثیر CO_2 بر خواص آب و نفت

۱-۱- حلالیت CO_2 در آب و نفت

میزان حل شدن گاز CO_2 در آب، تابعی از دما، فشار و شوری آب

تزریق گاز یکی از روش‌های اصلی ازدیاد برداشت است که با تزریق گازهایی چون CO_2 ، N_2 و گازهای هیدروکربوری به صورت امتزاجی و یا غیرامتزاجی باعث افزایش ضریب بازیافت نفت از مخزن می‌گردد. با وجود اهمیت انکارناپذیر فرایندهای ازدیاد برداشت در صنعت نفت، قیمت کنونی نفت در بازارهای جهانی، امکان‌پذیری اقتصادی این فرایندها را با مشکل مواجه نموده است. در شرایط پیش‌رو، استفاده از فرایندهای ازدیاد برداشتی که دارای جنبه‌هایی فراتر از بازیافت نفت، همچون اهداف زیست‌محیطی باشند، می‌تواند سبب جذابیت بیشتر این فرایندها گردد. تزریق گاز CO_2 در مخازن نفتی از طرفی روشی مطلوب برای ازدیاد برداشت نفت بوده و از طرفی، منجر به ذخیره شدن گاز گلخانه‌ای CO_2 در اعماق زمین می‌شود و بنابراین اهداف زیست‌محیطی را نیز برآورده می‌کند. نسبت به گازهای دیگر که برای ازدیاد برداشت استفاده می‌شوند، CO_2 دارای حلالیت بالایی است که باعث تسهیل امتزاج آن با آب و نفت مخزن می‌شود. بدین ترتیب، این گاز گزینه‌ی مطلوبی برای ازدیاد برداشت نفت به‌شمار می‌رود. اما تزریق CO_2 به شکل گاز به دلیل گرانشی و چگالی کم در مقایسه با نفت و در نتیجه، تحرک‌پذیری بالا، معمولاً راندمان روبش ضعیفی دارد. مشکلاتی از قبیل در دسترس نبودن منابع گاز CO_2 و راندمان روبش پایین باعث

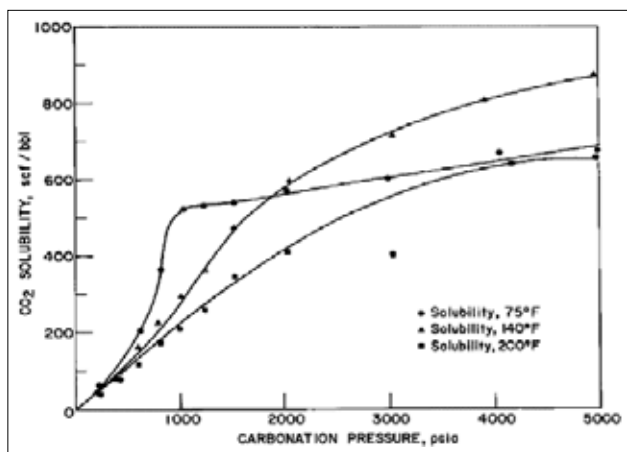
*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (mmzallaghi@gmail.com)

می‌یابد. همچنین هر چه نفت سبک‌تر باشد (درجه‌ی API بیشتری داشته باشد)، انحلال CO_2 در آن بیشتر خواهد بود [۶].

از دیگر پارامترهای مؤثر بر حلالیت CO_2 در نفت، فشار میعان CO_2 است. گزارش شده که در دماهای پایین‌تر از دمای بحرانی CO_2 $87.91^\circ F$ ، وقتی فشار اشباع نفت و CO_2 از فشار میعان CO_2 در آن دما بالاتر رود، تنها مقدار بسیار کمی CO_2 در نفت قابل حل است. دلیل این موضوع تغییر حالت CO_2 از گاز به مایع در فشارهای کمتر از فشار میعان و انحلال‌پذیری ناچیز CO_2 مایع در نفت است (شکل ۱) [۷].

در دمای $75^\circ F$ ، فشار میعان CO_2 برابر با 905 پام (با استفاده از معادله حالت SRK ۳ پارامتری) می‌باشد. با توجه به منحنی $75^\circ F$ در شکل ۱-۱، می‌توان ملاحظه کرد که در چنین فشاری، شیب نمودار حلالیت نسبت به فشار اشباع شدیداً کاهش می‌یابد و بنابراین در این شرایط، افزایش فشار، تأثیر چندانی بر انحلال CO_2 در نفت نخواهد داشت.

مورد دیگری که ممکن است بر حلالیت CO_2 در نفت تأثیر بگذارد، گذراندن فشار اشباع نفت و CO_2 از حدود مشخصی است. در مواردی مشاهده شده که افزایش فشار اشباع از حدود 3000 الی 3500 پام، باعث وارونه شدن روند معمول تغییرات انحلال CO_2 با دما می‌شود؛ به عبارتی در فشارهایی در آن حدود، بالاتر بودن دما سبب حلالیت بیشتر CO_2 در نفت می‌شود. در فشارهای بالا، مایعی که دمای پایین‌تری دارد چگال‌تر بوده و مولکول‌های آن به‌صورت فشرده‌تری در کنار هم قرار می‌گیرند؛ در نتیجه، فضای کمتری برای ورود مولکول‌های گاز باقی می‌گذارند. می‌توان گفت که در فشارهای بالا حلالیت گاز در مایع ممکن است با افزایش دما، افزایش یابد؛ چرا که چگالی مایع با زیاد شدن دما کم می‌شود [۸].



حلالیت CO_2 در نفت ویلمینگتون ($API 17^\circ$) در دماهای $75^\circ F$ ، $140^\circ F$ و $200^\circ F$ [۷]

است و عموماً با افزایش دما و فشار، افزایش و با افزایش شوری آب به میزان چشم‌گیری کاهش می‌یابد. نتایج مطالعات نشان می‌دهد که در فشارهای بالا، رابطه‌ی عمومی‌ای که حلالیت CO_2 در آب با دما دارد، برعکس می‌شود. همچنین گزارش شده است که با افزایش دما، اثر غلظت نمک‌های محلول در آب بر روی انحلال‌پذیری CO_2 کاهش می‌یابد. بالا بردن فشار سیستم باعث تشدید اثر میزان نمک محلول در آب بر روی انحلال‌پذیری CO_2 در آب می‌شود [۱].

حلالیت یک گاز در یک مایع را می‌توان با استفاده از قانون هنری با استفاده از معادله ۱- محاسبه کرد.

$$S = k_H P \quad (1)$$

در معادله فوق، S میزان حلالیت گاز در مایع، P فشار جزئی گاز خارج از محلول و k_H ثابت قانون هنری است که به حل‌شونده، حلال و دما بستگی دارد [۲]. حلالیت CO_2 گازی در آب، بر اساس قانون هنری، متناسب با فشار بخار گاز است. اما در محدوده مایع بودن CO_2 ، حلالیتش در آب نسبتاً مستقل از فشار است، چرا که حجم مولی جزئی CO_2 مایع تابعیت ضعیفی از فشار دارد [۳].

همچنین از طرفی، حل شدن CO_2 در آب، واکنش‌های شیمیایی زیر را در پی دارد:



محاسبه‌ی میزان کل حلالیت CO_2 در آب و همچنین غلظت تک‌تک گونه‌های شیمیایی حاصل از واکنش‌های بالا ($CO_2(aq)$ ، $H_2CO_3(aq)$ ، $HCO_3^-(aq)$ و $CO_3^{2-}(aq)$)، که به آن‌ها گونه‌های کربنات^۱ گویند، نیازمند اصلاح محاسبات ساده‌ی قانون هنری برای به حساب آوردن تأثیر این واکنش‌ها بر میزان حلالیت گاز است [۱]. همچنین حضور بخار آب باعث کاهش فشار جزئی CO_2 حاضر در فضای فوقانی شده و به کاهش غلظت CO_2 محلول در آب می‌انجامد. این پدیده در دماهای بالا (بالاتر از $30^\circ C$) برجسته‌تر بوده، زیرا در این شرایط فشار بخار آب بیشتر است. فشار بخار آب تأثیر قابل توجهی بر حلالیت CO_2 در آب دارد و چشم‌پوشی از آن باعث برآورد بیش از حد حلالیت می‌شود. در نتیجه باید فشار بخار آب را، مخصوصاً در دماهای بالا و فشارهای پایین، در محاسبات وارد نمود [۴]. یکی از مدل‌های معتبر برای محاسبه‌ی حلالیت CO_2 در آب و شوراب، مدل هو و همکاران^۲ است [۵].

میزان حل‌شوندگی CO_2 در نفت، مؤثرترین پارامتر در تزریق CO_2 است. این پارامتر تابعی از فشار اشباع، دما و درجه‌ی API نفت می‌باشد. حلالیت CO_2 معمولاً با افزایش فشار، افزایش و با افزایش دما، کاهش



با این حال، این افزایش چگالی را می‌توان به افزایش فشار سیستم نسبت داد [۱۲].

در دماهای بالای T_{C,CO_2} ، در یک فشار معین، نفت اشباع شده با CO_2 چگالی کمتری از نفت بدون CO_2 دارد [۷]. این امر می‌تواند به دلیل تورم نفت با CO_2 و متعاقباً افزایش حجم آن نسبت به نفت بدون CO_2 باشد (شکل ۳).

فشار میعان CO_2 ، پارامتر مؤثر دیگری بر چگالی نفت سنگین اشباع با CO_2 است (شکل ۳). در دمای پایین T_{C,CO_2} ، نمودار با CO_2 محلول، نمودار بدون CO_2 را در حدود فشار میعان CO_2 در $75^\circ F$ قطع می‌کند. از این نقطه به بعد، چگالی نفت حاوی CO_2 بیشتر از نفت بدون CO_2 می‌گردد. علت این امر به این موضوع نسبت داده می‌شود که در این نقطه، CO_2 شروع به تغییر فاز می‌کند و چگالی فاز بخار و مایع، بیش تر از فاز گاز می‌باشد [۷].

گرانروی نفت اشباع شده با CO_2 ، تابعی از دما، فشار، غلظت CO_2 محلول و گرانروی نفت بدون CO_2 است. با اشباع شدن نفت خام با CO_2 ، کاهش بزرگی در گرانروی آن روی می‌دهد. برای نفت خام با گرانروی بیش تر، اشباع شدن با CO_2 باعث کاهش گرانروی بزرگ تری می‌شود. بنابراین کاهش گرانروی برای نفت‌های متوسط و سنگین، بزرگ تر و مهم تر است و برای نفت‌های سبک، به آن میزان بزرگ نمی‌باشد [۱۲].

پارامتر دیگری که روی کاهش گرانروی نفت با CO_2 تأثیر می‌گذارد، فشار میعان CO_2 است. در حالتی که CO_2 در شرایط زیر بحرانی^۲ قرار دارد، بالا بردن فشار اشباع مخلوط نفت و CO_2 به میزان اندکی باعث افزایش گرانروی آن می‌گردد که این امر به تراکم پذیری نفت نسبت داده می‌شود [۱۳].

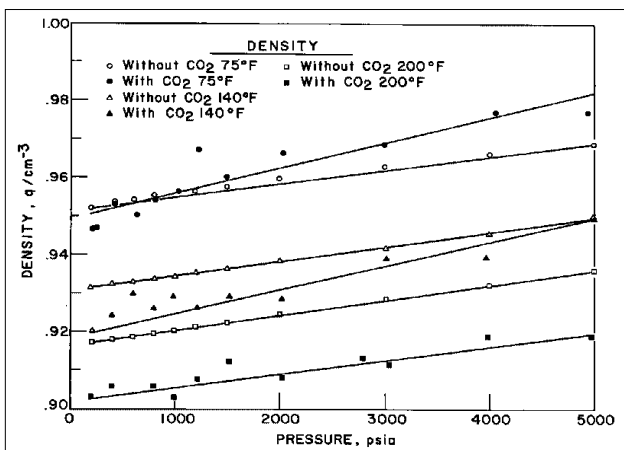
دیگر پارامتر تأثیرگذار بر حلالیت CO_2 ، حضور گاز محلول در نفت است. گزارش شده که با بالا رفتن نقطه حباب طبیعی نفت خام، حلالیت CO_2 در آن به شدت کاهش می‌یابد [۹].

۲-۱- تغییرات چگالی و گرانروی با حلالیت CO_2 در آب و نفت

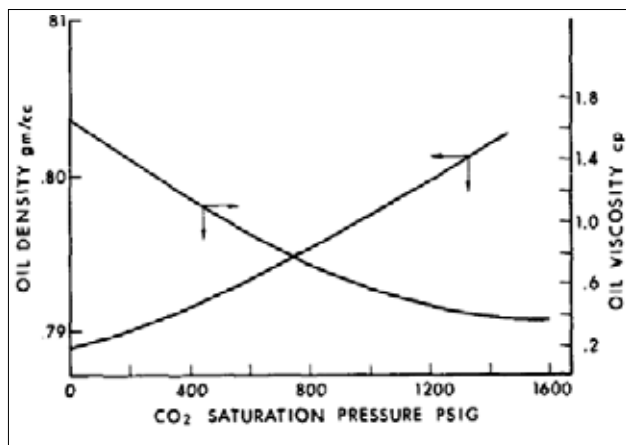
در مورد چگالی محلول آبی CO_2 گزارش شده که در دمای معین، چگالی این محلول از چگالی آب خالص بالاتر است. چگالی این محلول‌ها که می‌تواند تا میزان ۲-۳ درصد بالاتر از چگالی آب باشد، رابطه‌ای تقریباً خطی با کسر مولی CO_2 در محلول دارد. با این وجود، به دلیل اینکه افزایش شوری آب می‌تواند سبب افزایش چگالی آن تا حدود ۲۰ درصد شود، تأثیرات CO_2 روی چگالی آب در برابر اثر شوری گاهی نادیده گرفته می‌شود [۱۰].

در مورد گرانروی محلول آبی CO_2 ، نشان داده شده است که در دما و فشار معین، افزایش غلظت CO_2 در آب سبب افزایش گرانروی آن می‌شود. گزارش شده که گرانروی محلول آبی اشباع از CO_2 (الف) برای مقادیر معین فشار و کسر جرمی NaCl، با افزایش دما کاهش یافته، (ب) نسبتاً مستقل از فشار است و (ج) با افزایش کسر جرمی NaCl افزایش می‌یابد. همچنین، در دماهای بالا، مولکول‌های CO_2 اثر کمی روی گرانروی محلول دارند [۱۱].

در مورد چگالی مخلوط نفت و CO_2 ، آن‌طور که از داده‌های آزمایشگاهی برمی‌آید، بسته به دما، فشار و نوع نفت، حضور CO_2 ممکن است چگالی نفت را افزایش یا کاهش دهد [۹]. یکی از ویژگی‌های CO_2 که روی بازیافت نفت تأثیرگذار است، قابلیت آن در افزایش چگالی نفت است. همان‌گونه که در شکل ۲-۲ مشاهده می‌کنید، با اشباع شدن نفت با CO_2 ، چگالی نفت افزایش می‌یابد.



شکل ۲ | چگالی نفت ویلیمنگتون ($API 17^\circ$) در دماهای $75^\circ F$ ، $140^\circ F$ و $200^\circ F$ [۷]



شکل ۳ | نفت تانک ذخیره‌ی Mead-Strawn اشباع شده با CO_2 در دمای $135^\circ F$ [۱۲]

۳-۱- تغییرات pH

همان‌طور که در معادلات ۲- مشاهده کردید، حل شدن CO₂ در آب، تشکیل اسید کربنیک را در پی دارد و تجزیه‌ی این اسید منجر به کاهش pH آب می‌شود. pH آب اشباع از CO₂ با فشار کاهش و با دما افزایش می‌یابد. این روند، روند حلالیت CO₂ در آب را بازتاب می‌دهد. گزارش شده که pH آب کربناته با افزایش فشار، ابتدا به تندی کاهش می‌یابد، ولی در فشارهای بالا خیلی آهسته‌تر کاهش پیدا می‌کند. برای هر دما، pH آب کربناته را می‌توان به‌عنوان تابعی خطی از کسر مولی CO₂ بیان کرد:

$$\text{pH} = A[-\log_{10}(x)] + B \quad (4)$$

در اینجا x کسر مولی CO₂ در آب کربناته می‌باشد و A و B به صورت تجربی بدست می‌آیند [۱۴].

همچنین بر اساس تعادل‌های شیمیایی آورده شده در معادلات ۲، ۳ و ۵ مدلی برای پیش‌بینی pH آب کربناته گزارش شده که در معادلات ۶- ارائه شده است.



$$\text{pH} = -\frac{1}{2} \log_{10} \left[\left(\frac{K_1^0 b_{\text{CO}_2(\text{aq})} \gamma_{\text{CO}_2(\text{aq})} F_p}{m^0} \right) + K_w^0 \right] \quad (6)$$

در معادلات ۶-، K_w⁰ ثابت تعادل استاندارد تجزیه‌ی آب، K₁⁰ ثابت تعادل استاندارد اولین واکنش تجزیه‌ی اسید کربنیک b مولالیت، V_{CO₂(aq)} ضریب اکتیویته‌ی CO₂ در مولالیت و دمای مورد نظر و در یک فشار مرجع، F_p یک تصحیح پوینتینگ^۴ که وابستگی اکتیویته به فشار در دما و ترکیب ثابت را بیان می‌کند، و در نهایت، m⁰ = 1 mol/kg مولالیت‌ی استاندارد می‌باشد. دخالت دادن K_w⁰ در محاسبات تضمین می‌کند که این مدل حتی برای محلول‌های تحت اشباع، رفتار درستی

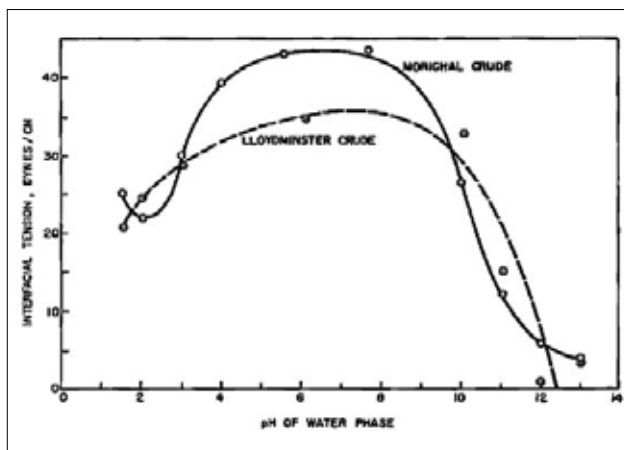
را پیش‌بینی کند [۱۴].

۴-۱- تغییرات کشش بین سطحی و حلالیت CO₂

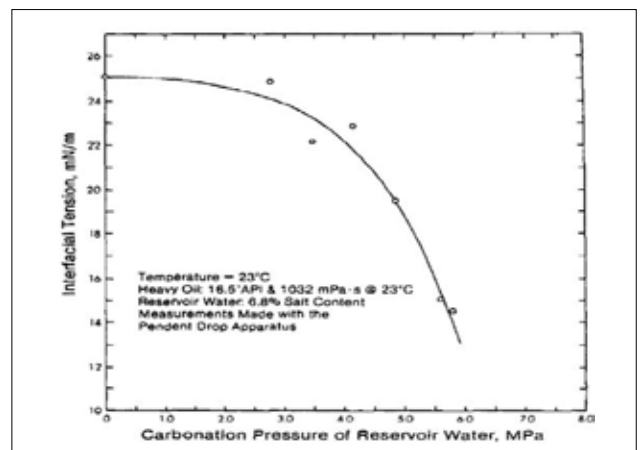
بر اساس بررسی‌های انجام شده، کشش بین سطحی (IFT) سیستم‌های هیدروکربن و آب/شوراب نسبت به دما و غلظت نمک محلول در آب حساس است، ولی وابستگی ضعیفی به فشار و نوع نمک دارد. نتایج آزمایشگاهی نشان داده‌اند که IFT سیستم‌های نرمال آلکان و آب/شوراب با افزایش فشار، اندکی افزایش می‌یابد که این روند تقریباً خطی است. حضور نمک در فاز آبی نیز IFT را افزایش می‌دهد، در حالی که این افزایش، به نوع نمک حساس نیست. همچنین مشاهده شده است که افزایش دما، IFT سیستم‌های آلکان و آب را کاهش می‌دهد؛ این رابطه نیز رابطه‌ای خطی است [۱۵].

روخاس و فاروق علی^۶ (۱۹۸۸) [۱۶] دریافتند که IFT بین نفت سنگین آبرفندی^۷ و شوراب کربناته (اشباع شده با CO₂)، با افزایش فشار اشباع CO₂ در شوراب، به‌طور ملایمی کاهش می‌یابد (شکل ۴).

یانگ و همکاران^۸ (۲۰۰۵) [۱۵] گزارش دادند که در شرایط دما و فشاری یکسان، IFT ها برای سیستم نفت خام-شوراب مخزن - CO₂ عموماً پایین‌تر از سیستم نفت خام-شوراب مخزن هستند. شایان ذکر است که برای سیستم نفت خام-شوراب مخزن - CO₂، شوراب مخزن و CO₂ از پیش به تعادل درآورده شده بودند تا فرایند ازدیاد برداشت با CO₂ که در آن CO₂ برای رسیدن به نفت مخزن باید از مانعی از شوراب مخزن عبور کند، طراحی شود. IFT تعادلی سیستم نفت خام-شوراب مخزن - CO₂ با افزایش فشار کاهش می‌یابد؛ امری که می‌توان آن را به افزایش حلالیت CO₂ در هر دو فاز نفت خام و شوراب مخزن با افزایش فشار نسبت داد. نتایج آزمایشگاهی همچنین نشان دادند که در



شکل ۵ | IFT های نفت خام‌های لویدمینستر و موربچال به عنوان تابعی از pH [۱۷]



شکل ۴ | تاثیر CO₂ بر IFT بین نفت سنگین و آب مخزن از میدان آبرفندی، ناحیه‌ی لویدمینستر [۱۶]

مقیاس خلل و فرج می‌گردد. این امر می‌تواند توزیع مجدد سیالات و در نتیجه بازیافت نفت را در پی داشته باشد [۹، ۱۸].

نکته‌ی قابل تأمل اینجاست که در صورتی که در شرایط دما و فشار مخزن، نفت با CO₂ امتزاج‌پذیر باشد، آب کربناته می‌تواند تورم نفت قابل توجهی را همچون تزریق مستقیم CO₂ ایجاد نماید، با وجود اینکه تنها کسری از محتوی سیال تزریقی را CO₂ تشکیل می‌دهد [۱۹].

ضریب تورم به عنوان تابعی خطی از حلالیت CO₂ در نفت و همچنین تابعی از اندازه‌ی مولکول‌های نفت بیان شده است. با توجه به آنچه که پیش‌تر درباره‌ی بیشتر بودن حلالیت CO₂ در نفت سبک‌تر نسبت به سنگین‌تر ذکر شد، می‌توان گفت که نفت سنگین‌تر بیش از نفت سبک‌تر متورم می‌شود. در نتیجه، تورم نفت را می‌توان به‌عنوان مکانیزم غالب برای نفت‌های سبک در نظر گرفت [۹].

۲-۲- کاهش گران‌روی نفت

در پی تماس آب کربناته با نفت، CO₂ از فاز آبی به فاز نفت منتقل می‌شود و طبق آنچه که پیش‌تر گفته شد، کاهش گران‌روی نفت را به همراه دارد که سبب بهبود نسبت تحرک می‌گردد. از آنجا که انحلال CO₂ باعث کاهش گران‌روی بزرگ‌تری برای نفت با گران‌روی بیش‌تر می‌شود، می‌توان کاهش گران‌روی نفت را مکانیزم اصلی برای نفت‌های سنگین‌تر و با گران‌روی بیش‌تر دانست [۹].

۲-۳- کاهش IFT بین نفت و آب

عدد موئینگی بدین صورت تعریف می‌گردد:

$$N_c = \frac{\gamma \mu}{\sigma \cos \theta} \quad (7)$$

که در آن μ و γ به ترتیب گران‌روی و سرعت جریان در منافذ سیال جابه‌جا کننده و σ و θ به ترتیب IFT و زاویه تماس بین دو فاز جابه‌جا کننده و جابه‌جا شونده می‌باشند [۲۰]. اگر عدد موئینگی از مقدار خاصی (بسته به نوع سنگ و غیره) عبور کند، S_{or} به میزان قابل توجهی کاهش یافته و در نتیجه، بازیافت نهایی بهبود خواهد یافت. CO₂ محلول در آب نمی‌تواند IFT بین آب و نفت را تا جایی کاهش دهد که عدد موئینگی از آن مقدار خاص بالاتر برود؛ با این حال می‌تواند سبب تشکیل درجاتی امولسیون‌های شوراب در نفت بشود و متعاقباً ازدیاد برداشت نفت را در پی داشته باشد [۱۶].

۲-۴- تغییر ترشوندگی

آقای ریاضی (۲۰۱۱) [۹] بر اساس تست‌های میکرومدل انجام شده

شرایط دمایی پایین‌تر از، IFT تعادلی بین نفت خام و شوراب اشباع شده با CO₂ در فشارهای بالاتر از فشار میعان CO₂ تقریباً ثابت می‌ماند. کاهش حلالیت CO₂ به سبب تغییر فاز از گاز به مایع را می‌توان دلیل مدعی ذکر شده دانست. گذشته از این، گزارش شده که افزایش دما نیز سبب کاهش IFT تعادلی سیستم نفت خام- شوراب مخزن- CO₂ می‌شود. به سبب کاهش حلالیت CO₂ در هر دو فاز با افزایش دما، در ابتدا اتفاقی متناقض به نظر می‌رسد، ولی با در نظر گرفتن اینکه تأثیر افزایش دما بر کاهش IFT تعادلی در مقایسه با اثر حلالیت CO₂ چیره بوده است، این امر توجیه‌پذیر می‌گردد.

تأثیر CO₂ بر IFT بین آب و نفت را می‌توان به تغییر pH آب در اثر حلالیت CO₂ در آن ربط داد. همانگونه که در شکل ۵- مشاهده می‌گردد، IFT در مقادیر pH پایین و بالا، پایین است.

روخاس و فاروق علی (۱۹۸۸) [۱۶] ترکیبات نیتروژنی دارای بار مثبتی را که از واکنش میان اسید کربنیک و بازهای نیتروژنی نفت سنگین آبرفلدی به وجود می‌آیند، عامل تشکیل سورفکتنت‌هایی دانستند که در سطح تماس نفت و آب متمرکز شده و کاهش IFT را رقم می‌زنند.

۲-۲- مکانیزم‌های تولید نفت با آب کربناته

مکانیزم‌هایی که برای ازدیاد برداشت با آب کربناته توسط پژوهشگران مختلف معرفی شده‌اند، به شرح زیر است:

۲-۱- تورم نفت

تزریق آب کربناته به سبب انتشار CO₂ از فاز آب به فاز نفت، باعث تورم نفت می‌شود. تورم نفت از این جهات باعث افزایش تولید نفت می‌گردد:

- مقدار نفت باقیمانده در مخزن رابطه‌ای معکوس با ضریب تورم دارد و متعاقباً هر چه این ضریب بزرگ‌تر باشد، نفت کمتری در مخزن به جا گذاشته می‌شود. ضریب تورم به این صورت تعریف می‌شود: نسبت حجم نفت با CO₂ محلول به حجم نفت، در دما و فشار معین.
- تورم و به هم آمیختگی قطرات به دام افتاده‌ی نفت مترادف با زیاد شدن اشباع آن (So) می‌باشد؛ امری که منجر به بالا رفتن تراوایی نسبی فاز نفت (kro) و متعاقباً، کاهش نسبت تحرک می‌شود. فرایندی که در نهایت بهبود راندمان روبش را در پی دارد.

- در مقیاس خلل و فرج، تورم نفت بر مسیر جریان تأثیر می‌گذارد؛ به عبارتی تورم باعث مسدود شدن برخی منافذ در محیط متخلخل شده و به‌طور جزئی یا کلی منجر به انحرافات جریان و تغییر سرعت موضعی در

حجم‌های زیاد CO_2 در حال انبساط متحرک، در مخازن نوعی در نظر گرفته شده برای EOR، غیر واقعی به نظر می‌رسد. تراوایی نسبی اندازه‌گیری شده برای یک فاز گاز خارج شده از حالت محلول، در محدوده‌ی اشباع گاز بین ۱۰ الی ۳۰ درصد، در حدود 10^{-5} تا 10^{-3} می‌باشد؛ در نتیجه در شرایط مخزن، یک فاز گاز خارج شده از حالت محلول تحرک ناچیزی دارد. زوئو و بنسون^{۱۵} (۲۰۱۳) [۲۲] بر اساس نتایج آزمایش‌های خود، فرایند بازیافت مازاد نفت توسط این مکانیزم را بدین صورت برآورد کردند: وقتی از درون آب فوق‌اشباع شده خارج می‌شود، تراوایی نسبی آب به شدت کاهش می‌یابد و با افزایش اشباع گاز، کمتر از ۰/۱ باقی می‌ماند. حباب‌های گاز از حالت محلول خارج شده‌ی پراکنده و بی‌تحرک، می‌توانند به‌عنوان یک عامل کند سازنده‌ی جریان^{۱۶} (مانند پلیمر یا فوم) در محیط متخلخل مورد استفاده قرار گیرند. در حالی که جریان همچنان برقرار باشد، این فاز گاز پراکنده می‌تواند سیال جابه‌جا کننده را مجبور به انحراف از مسیرهای جریان برقرار شده، به بخش‌های دست‌نخورده‌ی مخزن بکند؛ در نتیجه به‌طور مؤثر باعث روبش نفت از مناطقی از مخزن که پیش از این غیر قابل دسترسی بود، بشود.

نتیجه‌گیری

در روش تزریق آب کربناته به منظور ازدیاد برداشت، CO_2 در آب حل شده و به مخزن تزریق می‌گردد. با تزریق آب کربناته به مخزن و قرار گرفتن در مجاورت نفت، CO_2 از فاز آبی به فاز نفتی انتقال می‌یابد.

میزان حل شدن CO_2 در آب تابعی از دما، فشار و شوری آب است. عموماً با افزایش دما، حلالیت کاهش و با افزایش فشار، حلالیت زیاد می‌شود. همچنین افزایش شوری باعث کاهش حلالیت می‌گردد. مزیت دیگر آب کربناته، حلالیت بیشتر گاز CO_2 در آب نسبت به گازهای دیگر (مانند N_2 یا گازهای هیدروکربوری) است. حلالیت CO_2 باعث تغییر خواص فیزیکی آب و کشش بین سطحی آب و نفت می‌شود.

مکانیزم‌های پیشنهادی برای روش ازدیاد برداشت به روش آب کربناته شامل تورم نفت، کاهش گرانروی نفت، کاهش کشش بین سطحی نفت و آب، تغییر ترشوندگی و تخلیه با فشار گاز می‌باشد. روش تزریق آب کربناته در مقایسه با تزریق CO_2 به صورت گاز، بهتر نفت مخزن را جاروب می‌نماید. همچنین در روش CWI نیاز به گاز CO_2 کمتری نسبت به روش‌های تزریق سیلاب‌زنی با گاز دی‌اکسید کربن است. ■

گزارش کرد که سطح میکرومدل در هنگام تزریق آب کربناته نسبت به هنگام سیلاب‌زنی عادی، آب دوست‌تر بود. همچنین آب کربناته در مقایسه با آب، میل بیشتری به تر کردن سطح محیط متخلخل از خود نشان داد. اینگونه گمان می‌رود که کاهش pH آب در اثر حلالیت CO_2 در آن، می‌تواند روی بارهای الکتریکی سطوح رابط آب-جامد تأثیر بگذارد و متعاقباً خصوصیات ترشوندگی سطح را تغییر دهد. تمایل یک سنگ برای داشتن سطحی با بار مثبت یا منفی که ترشوندگی آن را تحت شعاع قرار می‌دهد، به وسیله‌ی pH می‌تواند تغییر یابد؛ به بیان دیگر، در pH‌های متفاوت، سطح سنگ می‌تواند تمایلات ترشوندگی متفاوتی داشته باشد.

آزمایش‌های اندازه‌گیری زاویه‌ی تماس اینگونه نشان دادند که در مقایسه با یک سیستم بدون CO_2 ، CO_2 محلول باعث آب‌دوست‌تر شدن اسلاید کوارتز می‌شود. هر چند که نتایج به دست آمده برای میکا برعکس نتایج کوارتز بود؛ یعنی CO_2 محلول، آب‌دوستی سطح میکا را کاهش داد. در مورد کوارتز این فرض مطرح می‌شود که با بالا رفتن فشار اشباع CO_2 و کاهش pH به زیر مقداری خاص، سطح دارای بار مثبت می‌شود و پس از آن، آب‌دوست‌تر می‌گردد؛ یعنی زاویه تماس آن کاهش می‌یابد [۹].

۲-۵- بازیافت به وسیله‌ی تخلیه با فشار گاز^{۱۱}

آزادسازی درجاتی CO_2 به وسیله‌ی کاهش فشار پس از تزریق آب کربناته می‌تواند فرایندی برای بازیافت مازاد نفت باشد [۹]. این فرایند گاز زدایی^{۱۱} (خروج گاز از حالت محلول^{۱۳})، فرایندی غیر تعادلی است که به کمک فوق‌اشباع کردن فاز آبی از CO_2 صورت می‌پذیرد [۲۱]. همانگونه که اشاره شد، کاهش فشار است که این شرایط فوق‌اشباع شدن را میسر می‌سازد. با بررسی تست‌های میکرومدل انجام شده، ریاضی (۲۰۱۱) [۹] اینگونه اظهار داشت که مقدار قابل توجه CO_2 که در حین تزریق آب کربناته در نفت و آب حل شده است، می‌تواند یک منبع انرژی برای بازیافت مازاد نفت فراهم کند و همچنین باعث توزیع مجدد قابل توجه سیالات در درون مخزن شود.

علیزاده و همکاران (۲۰۱۱) [۲۱] گزارش دادند که افزایش تدریجی افت فشار منجر به رها شدن گاز CO_2 از درون فاز آبی شده و یک رانش گاز داخلی را در پی دارد؛ متعاقب این امر، جریان سه‌فازی در محیط متخلخل ایجاد می‌شود و لخته‌های نفت^{۱۴} متحرک می‌گردند؛ در نتیجه، S_{or} کاهش می‌یابد. با این وجود، پایین بودن فشار در آزمایش‌های علیزاده و همکاران (زیر ۱۸۰ پام) و متعاقباً



پانویس‌ها

- | | |
|------------------------------|--------------------------|
| 1. Carbonate species | 9. Swelling |
| 2. Hou et al. | 10. Pore flow velocity |
| 3. Subcritical | 11. Blow-down recovery |
| 4. Poynting | 12. Degassing |
| 5. Interfacial tension (IFT) | 13. Gas exsolution |
| 6. Rojas and Farouq Ali | 14. Oil ganglia |
| 7. Aberfeldy | 15. Zuo and Benson |
| 8. Yang et al. | 16. Flow retarding agent |

منابع

- [1] Al-Anezi, K., et al., Parameters affecting the solubility of carbon dioxide in seawater at the conditions encountered in MSF desalination plants. *Desalination*, 2008. 222(1): p. 548571-.
- [2] Mitchell, M.J., Mathematical modelling of carbon dioxide dissolution and reaction processes. 2012, University of Nottingham.
- [3] Toews, K.L., et al., pH-defining equilibrium between water and supercritical CO₂. Influence on SFE of organics and metal chelates. *Analytical Chemistry*, 1995. 67(22): p. 4040-4043.
- [4] McMahon, A.J. and K. Blakley. The Controversy of CO₂ Solubility in Water. in *CORROSION 98*. 1998. NACE International.
- [5] Hou, S.-X., G.C. Maitland, and J.M. Trusler, Measurement and modeling of the phase behavior of the (carbon dioxide+ water) mixture at temperatures from 298.15 K to 448.15 K. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2013. 73: p. 8796-.
- [6] Emera, M. and H. Sarma, A genetic algorithm-based model to predict CO₂-oil physical properties for dead and live oil. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008. 47(2): p. 5261-.
- [7] Miller, J. and R. Jones. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation; SPE/DOE 9789. in *Symposium on Enhanced Oil Recovery*, Oklahoma. 1981.
- [8] Chung, F., R. Jones, and T. Burchfield. Recovery of Viscous Oil Under High Pressure by CO₂ Displacement: A Laboratory Study. in *International Meeting on Petroleum Engineering*. 1988. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Riazi, M., Pore scale mechanisms of carbonated water injection in oil reservoirs. 2011, Heriot-Watt University.
- [10] Garcia, J.E., Density of aqueous solutions of CO₂. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2001.
- [11] Bando, S., et al., Viscosity of aqueous NaCl solutions with dissolved CO₂ at (30 to 60) C and (10 to 20) MPa. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2004. 49(5): p. 13281332-.
- [12] Holm, L. and V. Josendal, Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. *Journal of petroleum Technology*, 1974. 26(12): p. 14271438-.
- [13] DeRuiter, R., L. Nash, and M. Singletary, Solubility and displacement behavior of a viscous crude with CO₂ and hydrocarbon gases. *SPE Reservoir Engineering*, 1994. 9(02): p. 101106-.
- [14] Peng, C., et al., The pH of CO₂-saturated water at temperatures between 308K and 423K at pressures up to 15MPa. *The Journal of Supercritical Fluids*, 2013. 82: p. 129137-.
- [15] Yang, D., P. Tontiwachwuthikul, and Y. Gu, Interfacial tensions of the crude oil+ reservoir brine+ CO₂ systems at pressures up to 31 MPa and temperatures of 27 C and 58 C. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 2005. 50(4): p. 12421249-.
- [16] Rojas, G. and S. Ali, Dynamics of Subcritical CO₂/Brine Floods for Heavy-Oil Recovery. *SPE Reservoir Engineering*, 1988. 3(01): p. 3544-.
- [17] Ali, S., et al., Recovery of Lloydminster and Morichal crudes by caustic, acid and emulsion floods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1979. 18(01).
- [18] Dong, Y., et al. An experimental investigation of carbonated water flooding. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2011. Society of Petroleum Engineers.
- [19] Kechut, N.I., M. Jamiolahmady, and M. Sohrabi, Numerical simulation of experimental carbonated water injection (CWI) for improved oil recovery and CO₂ storage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011. 77(1): p. 111-120.
- [20] Sheng, J., *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. 2010: Gulf Professional Publishing.
- [21] Alizadeh, A., M. Ioannidis, and M. Piri. CO₂-saturated brine flooding: an effective process for mobilization and recovery of waterflood residual oil. in *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Austin, Texas, USA. 2011.
- [22] Zuo, L. and S.M. Benson, Exsolution enhanced oil recovery with concurrent CO₂ sequestration. *Energy Procedia*, 2013. 37: p. 69576963-.