

تزریق دی اکسید کربن CO₂

«بخش دوم»

(توده های) CO₂ همراه با آب هر دو روشهای ضعیفی بوده و تنها ۲۵٪ پتانسیل نفتی را قابل استحصال می سازد.

۲- در تمام موارد، تفکیک گرانشی بین CO₂ و آب قبل از اینکه مخلوط این دو سیال حتی نیمی از سنگ مخزن را جارو کرده باشد، به طور کامل صورت گرفته است. موفقیت برداشت با هریک از پروسه های CO₂، تابعی از میزان و نرخ تفکیک گرانشی CO₂ بوده است. (Warner, 1977)

کاربرد جالب تزریق مداوم CO₂، فرآیند پایدار گرانشی است. این فرآیند برای بسترهای بسیار پرشیب، که جابجایی به سمت پایین دارد قابل اعمال است، CO₂ یک کلاهدک گازی در حال انبساط تشکیل می دهد که نفت را به پایین و به سمت چاههای تولیدی سرازیر می کند.

جابجایی به سمت پایین CO₂ به منظور بهره گیری از نیروهای گرانشی جهت ثبات جابجایی و افزایش جاروی CO₂ مطرح شده است. انتظار می رود این فرآیند حتی زمانی که امتزاج حاصل نشده، موفقیت آمیز باشد. (Perry, 1977)

طرح پروژه

حجم CO₂ مورد نیاز جهت سریعترین جریان، با استفاده از تجربیات گذشته پروژههای تزریق گاز تخمین زده شده بود. این جریانهای اولیه، جابجایی غیرامتزاجی و یا سیلابزنی کرناته بودند، بنابراین تجزیه قبلی برای پروژه های جابجایی امتزاجی آتی بسیار کم استفاده بودند.

نیازهای پروژه های امتزاجی، از نتایج تستهای آزمایشگاهی و بر مبنای مدل‌های فیزیکی تخمین زده شده بودند (و اکنون نیز تا حدی این عمل صورت می گیرد.)

منظور از یک مدل فیزیکی، شناخت بخشی از مخزن با خصوصیات تا حد امکان نزدیک به مخزن است.

محیط متخلخل، دما، فشار، خصوصیات سیال و اشباع اولیه سیال همه در مدل، بسیار نزدیک به مقادیر واقعی در مخزن، نسخه برداری شده اند.

جریان ممکن است افقی، شعاعی، بخشی از یک الگو و یا به اشکال مطلوب دیگر باشد. بعضاً تدارکاتی به منظور مشاهده عینی و تحلیل جریانهای

در شماره پیش خواندیم که از چندین سال پیش، تزریق دی اکسید کربن برای ازدیاد برداشت مورد توجه جدی قرار گرفته است و طی آن مباحث فنی از قبیل معیار اعمال تزریق دی اکسید کربن، رفتار فازی و امتزاج پذیری و مطالب از این دست بررسی قرار گرفت بخش دوم مطلب را در این شماره می خوانید.

مکانیسم های جابجایی

قدم اساسی در یک پروژه تزریق CO₂ موفق، رسیدن به یک ناحیه ای است که CO₂ و نفت مخزن، مخلوط شده و تشکیل یک سیال جدید می دهد که بسیار راحت تر از نفت اولیه مخزن جابجا می گردد. هرچند به همان اندازه روش به کار گرفته شده برای راندن این نفت منبسط شده به چاه تولیدی، اساسی است. حداقل چهار روش تزریق آب و CO₂ برای مکانیسم های جابجایی پیشنهاد گردیده است:

- ۱- تزریق مداوم و پیوسته CO₂ در تمام طول عمر پروژه
 - ۲- تزریق حجم (توده های) دی اکسید کربن همراه با آب
 - ۳- تزریق حجم (توده های) متوالی دی اکسید کربن و آب
 - ۴- تزریق همزمان دی اکسید کربن و آب
- تجربیات کافی میدان برای ارزیابی چنین پروسه هایی دردست نیست، اما نتایج حاصل از این چهار مورد را به تنهایی مقایسه می کنیم. یک مقایسه بر مبنای یک شبیه ساز مخزن چهار جزئی، امتزاجی و پارامتر اختلاطی صورت گرفت.
- این مطالعه، بازیافت نفت باقیمانده بعد سیلابزنی یک مخزن ماسه سنگی توسط تزریق CO₂ را شبیه سازی کرده است. مطالعه منجر به نتایج زیر شده است:

- ۱- تزریق همزمان آب و دی اکسید کربن ثابت شده است که بهترین پروسه از چهار پروسه برداشت نفت بوده و تقریباً ۵۰ درصد پتانسیل نفت موجود را قابل استحصال می سازد. تزریق متوالی توده های CO₂ و آب بعد از روش فوق الذکر، بهترین روش بوده است. تزریق مستقیم CO₂ و همچنین حجم

تولیدی انجام پذیرفته است.

مدل های فیزیکی مخزن این مزیت را دارند که اجراهای (Runs) متعددی تحت شرایط مختلف به منظور بررسی اثرات فشار، توالی سیالات تزریقی، نمونه چاه، فاصله چاه و دیگر پارامترهای طراحی که می تواند ارزیابی و شمارش شود، قابل انجام است.

نتایج تستهای آزمایشگاهی کاملاً مفید بوده و به طور کل نشان دهنده اثر نسبی هریک از متغیرهای فرآیند است.

تستهای آزمایشگاهی برای تعیین شرایط لازم برای امتزاج بین نفت مخزن و CO₂ تولیدی ضروری است.

اگر چه پیوستگی های دو سوپی (فرمولهایی) برای پیش بینی امتزاج پذیری، توسعه داده شده است اما چنین روابطی (فرمولهایی) احتمالاً برای استفاده در یک مخزن خاص، به اندازه کافی دقیق نیست.

مشکل عمده مدل‌های فیزیکی آنست که آنها جوابهای کمی و قابل اطمینان نمی دهد.

مدل، تنها نشانگر خود در آزمایشگاه است و نه مخزن در میدان.

بسیاری از شرایط مخزن (زمان، گراوبیتی، سطح، ضخامت، همگنی، شیمی و غیره) قابل کیی سازی در آزمایشگاه نبوده و مقیاس بندی نیز مناسب نیست.

این، بدان معنی نیست که مدل‌های فیزیکی باید کنار گذاشته شوند، تنها نتایج باید با دقت تفسیر شده و همراه با شبیه سازی عددی مخزن جدیدتر، مورد پردازش قرار گیرد.

مدلهای عددی متعددی برای پیش بینی رفتار و حرکت سیال در مخزن ساخته شده است.

اگر چه بسیاری از مدلها بسیار بفرنج هستند، اما اصلاحاتی در حال انجام است.

با آزمایشات عدیده، مدلها در آینده قابل اطمینان تر خواهند بود.

نتایج محاسبات عددی تنها زمانی می تواند به اندازه کافی خوب باشد که داده های ورودی قابل اطمینان باشند.

در استفاده از مدل‌های فیزیکی، تمام پارامترهای مخزن را نمی توان در نظر گرفت. این ضعف تا حد قابل ملاحظه ای با استفاده از History Matching قابل جبران خواهد بود. اگر شبیه سازی عددی با تاریخچه همخوانی نداشت، ابعاد و اندازه متغیرها برای حصول به همخوانی تاریخی بیشتر باید تغییر و تنظیم یابد.

همیشه این قطعیت وجود ندارد که متغیرهایی صحیح به طوری تنظیم شده باشند که با شرایط واقعی مخزن همخوان باشند.

تجربه اخیر در میدان واقعی تگزاس غربی درجه پیشگویی نتایج میدان توسط شبیه سازی عددی را به ما نشان می دهد.

مخزن (North Cross Devonian) در میدان Crossett که در سال ۱۹۴۴ کشف شده، تا سال ۱۹۶۴ با برداشت اولیه (Primery Rcovery) تولید کرد و آنگاه تا سال ۱۹۷۲ از طریق نگهداری فشار با تزریق گاز تولید می کرد.

در همان زمان تزریق CO₂ شروع شد. زمانی که خط لوله پروژه SACROC در نزدیکی این میدان انجام شد، یک منبع CO₂ در اختیار قرار گرفت. (Pontiu a Than 1977).

در سال ۱۹۷۰ نوعی موافقت نامه اجاره بین Canton Reef Carries, Shell (گرداننده خطوط لوله SACROC) بسته شده که تا سقف ۲۰ MMSCFPD از ظرفیت آن سیستم برای انتقال CO₂ به North Cross در دسترس قرار داده شود. در یک اقدام سعی شد از شبیه ساز مخزن امتزاجی Shell برای تعریف یک طرح جریان ایتیم استفاده گردد.

«همخوانی تاریخی» برای عملکرد تولیدی گذشته میدان انجام شد، و

پیش بینی های پروژه برای چند الگوی تزریقی و سیاستهای اجرایی، انجام و مورد مقایسه قرار گرفتند.

یک الگوی نه نقطه ای وارونه به عنوان ایتیم تعیین شد.

در ابتدا، تصمیم گرفته شد که دو عدد از چاهها به چاههای تزریقی CO₂ تبدیل شود و دو چاه دیگر نیز بعد از چهارسال به همین منوال به چاههای تزریقی تبدیل شوند.

طرحی که در نظر گرفته شده بود، تزریق مداوم CO₂ و احیاء مجدد آن بوده است. تزریق CO₂ از ۱۹۷۲ شروع شد و تا ۱۹۷۷ ادامه پیدا کرد. اگر چه جریان دی اکسید کربن واحد North Cross با آن ترتیبی که مدل شبیه سازی مخزن اولیه پیش بینی کرده بود، پیش نرفت، اما این پروسه جواب خوب و ترغیب کننده ای داده بود.

سطح تولید، در چاههای مورد نظر افزایش یافت و حداقل نفوذ CO₂ نشان دهنده این مطلب بود که CO₂ به طور موثری نفت را جابجا می کند. تزریق پذیری اولیه به طور قابل ملاحظه ای از پیش بینی های مطالعات شبیه سازی کمتر بوده است. یعنی مقدار CO₂ که قرار بود از طریق دو چاه تزریق شود، در عمل شش چاه را برای تزریق به خدمت گرفت. (Pontius and thau 1977)

منابع دی اکسید کربن

برنامه ریزی برای یک پروژه امتزاجی دی اکسید کربن بدون در نظر گرفتن یک عامل حیاتی - منبع تأمین دی اکسید کربن - عمر زیادی نخواهد داشت.

گاز باید در حجم مورد نیاز برای یک مصرف دراز مدت تا حد ۲۰ سال یا در برخی موارد بیش از آن قابل دسترس باشد.

گاز باید نسبتاً خالص باشد، به دلیل آنکه بعضی گازها، نظیر متان، فشار لازمه امتزاج را افزایش می دهد، در حالی که گاز دیگری نظیر H₂S (سولفید تیدروژن)، خطرناک، بدبو و آلاینده محیط زیست است.

منبع گاز باید دائمی باشد اگر در تزریق CO₂ برای مدت قابل ملاحظه ای وقفه حاصل شود، توده امتزاجی ممکن است رو به زوال گذاشته و موفقیت پروژه را با اختلال روبرو کند.

اگر در ارتباط با منابع پروسه های تولیدی ناپیوسته باشد، همیشه احتمال وقفه وجود دارد.

شرایط پیش بینی نشده نظیر آتش سوزی، حمله و تغییرات وضعیت بازار ممکن است به توقف موقت یا دائمی پروژه بینجامد.

به عبارت دیگر باید دقت داشت در عقد قرارداد، متحمل قبول CO₂ بیش از آنچه مورد نیاز است نشویم.

تعیین حجم و زمانهای واقعی تحویل گاز به پروژه به دلیل فقدان تجربه در پروژه های تزریق در ابعاد یک میدان در یک محدوده طولانی زمانی بسیار مشکل است.

عامل ناشناخته دیگر حجم دی اکسید کربنی است که باید احیاء شود.

اگر دی اکسید کربن از منافذ نفوذپذیر وارد چاه تولیدی گردد، این گاز باید فرآورش شده و CO₂ دوباره تزریق شود.

بنابراین نفوذ CO₂ به چاههای تولیدی ممکن است از میزان حجم CO₂ مورد نیاز تحت قرارداد بکاهد و اگر به طور غیر معمول خیلی این میزان زیاد باشد به توقف طرح بینجامد.

این مورد و دیگر عوامل، هشدار خوبی است برای اینکه اپراتور بر منبع CO₂ از نزدیک کنترل داشته باشد.

در اکتشافات نفت و گاز، بیشتر رسوبات طبیعی شناخته شده دی اکسید کربن پیدا شده است. چاههای نسبتاً کمی برای اکتشاف CO₂ حفاری شده است. اگر چه چاههای بیشتری در این ارتباط در آینده حفر خواهد شد.

بدلیل اکتشافات تصادفی، بیشتر چاههای CO₂ در همان حوضه های زمین شناسی که نفت و گاز تولید می شوند، یافت شده اند. حوضه های تولیدکننده نفت Wyoming, Utah, Colorado و New Mexico بزرگترین مخازن شناخته شده CO₂ در ایالات متحده را دارا هستند.

میادین گاز طبیعی در حوضه های رسوبی Delaware و Val Verde در جنوب غربی تگزاس، مقادیر قابل ملاحظه ای CO₂ را در خود دارند، که در واحدهای فراورش گاز قابل استحصال است.

قسمت عمده این CO₂ قبلاً برای تغذیه خطوط لوله تزریق SAC-ROC در نظر گرفته شد و نیز منابع دیگری جدا از رسوبات طبیعی، برای تأمین گاز CO₂ تزریقی مورد بررسی قرار گرفت.

گاز دودکش نیروگاههای بزرگ برق با سوخت فسیلی اغلب به عنوان یکی از منابع محتمل یاد می شود. نیروگاههای برق فعلی، حجم زیادی از گازهای زائد تولید می کنند، بسیاری دیگر از این نیروگاهها در آینده نزدیک ساخته خواهند شد. بسیاری از این نیروگاهها نزدیک منابع زغال سنگ و در نتیجه در

نزدیک میادین تولیدی نفت ساخته خواهند شد. متأسفانه، گاز دودکش، آنقدرها هم که وهله اول به نظر می رسد، جذاب نیست.

مقدار CO₂ گاز دودکش خیلی زیاد نیست و معمولاً در محدوده ۲۰-۶٪ دی اکسید کربن است.

ترکیب واقعی دود یک نیروگاه برق سوخت فسیلی به قرار زیر است: (گاز و آب با درصد مولی داده شده اند.)

دی اکسید کربن ۱۶/۵ درصد

نیترژن ۶۴/۶ درصد

اکسیژن ۵/۶ درصد و آب ۱۳/۳ درصد (Pullman Kellogg, 1977)

زمانی که هزینه تصفیه، به دیگر هزینه ها افزوده می شود، ممکن است بعضاً به بالا رفتن بسیار زیاد قیمت دی اکسید کربن بینجامد.

گاز خروجی از کارخانجات تولیدی آمونیاک، عمدتاً CO₂ بوده و این منبع محتمل تر از سایر منابع غیرطبیعی CO₂ است.

مطالعات اخیر بیانگر این مطلب است که یک پروژه تزریق CO₂ در آینده

از این منبع در جنوب لوئیزیانا استفاده خواهد کرد و مزایای این انتخاب به قرار زیر است:

۱- نزدیکی و مجاورت قابل توجه دود تصفیه شده و میادین نفتی

۲- خروجی های چند گاز CO₂ در یک محدوده صنعتی، تمایل به خوشه ای شدن دارند.

۳- مقدار دی اکسید کربن از هر منبع، مشخص و معلوم خواهد بود.

۴- به دلیل خلوص ۹۸ درصدی دی اکسید کربن در گازهای خروجی کارخانجات آمونیاک سازی، دیگر نیازی به انجام تصفیه این دود نیست. (Pullman Kello 1977)

نتیجه

مزایای عمده و اصلی تزریق امتزاجی CO₂، در زیر خلاصه شده است:

۱- متورم کردن نفت و کاهش ویسکوزیته

۲- تشکیل امتزاج با نفت از طریق استخراج و (بیرون آوری)، بخارسازی و انتقال کروماتوگرافیک

۳- به عنوان Solution-gas drive عمل می کند حتی اگر امتزاج کامل صورت نگرفته باشد.

۴- جبهه امتزاجی، اگر از بین برود، خود به تنهایی توسط پروسه Lean gas، دوباره تولید خواهد شد.

۵- برخلاف LPG، دی اکسید کربن با نفت هایی که از جزءهای

C₂-C₄ تهی شده اند، توانایی امتزاج دارد.

۶- دی اکسید کربن در آب بسیار قابل حل بوده و باعث تورم و کمی اسیدی شدن آب می گردد.

۷- در بسیاری از مخازن، امتزاج می تواند در فشارهای بالاتر از 1500 Psi حاصل شود.

۸- دی اکسید کربن یک گاز بی خطر و غیرقابل انفجار است که در صورت نفوذ حتی مقادیر بسیار زیاد داخل اتمسفر، اثرات بدو مخرب زیست محیطی به دنبال نخواهد داشت.

۹- ممکن است به صورت یک گاز زائد (خروجی کارخانجات صنعتی و پالایشگاههای تصفیه) یا از مخازن شامل CO₂ در دسترس باشد.

دی اکسید کربن، برای بسیاری از مخازن فشار جابجایی امتزاجی پایین و موثری را فراهم می کند. با مقدار کاهش یافته اشباع نفت تا حدود ۵٪ حجم فضای خالی، در نواحی تماس یافته، جابجایی بسیار خوبی را داریم. در برخی شرایط مخزن، دانسیته دی اکسید کربن به نفت خام نزدیک است و به سمت آب میل می کند.

این مهم به طور قابل ملاحظه ای از غلبه شرایط گرانشی می کاهد. در فشارهای بالا، دی اکسید کربن از متان ویسکوزتر است به عنوان مثال: در دمای 100F و فشار 1000 Psi، چگالی دی اکسید کربن و متان در یک سطح و حدود 0.015CP است. اما در 2000Psi ویسکوزیته متان همچنان نزدیک به 0.015CP ولی ویسکوزیته دی اکسید کربن 0.07CP است.

در 5000Psi ویسکوزیته متان حدود 0.027CP و ویسکوزیته دی اکسید کربن حدود 0.11CP است. برخی معایب تزریق CO₂ به عنوان یک روش ازدیاد برداشت در زیر خلاصه شده است:

۱- قابلیت انحلال دی اکسید کربن در آب، ممکن است باعث افزایش حجم دی اکسید کربن مورد نیاز برای امتزاج با نفت شود. اما این عیب ممکن است به طور جزئی یا کلی با حجم رو به افزایش آب اشباع از CO₂، برطرف شود.

۲- ویسکوزیته پایین CO₂ آزاد، در فشار پایین مخزن، نفوذ زود هنگام CO₂ به چاه تولیدی را شدت بخشیده و از اثر جاروبی می کاهد. تولید حجم های زیاد گازهای دقیق شده نیازمند تسهیلات بازپروری و پاک سازی گران قیمت است.

۳- بعد از حصول امتزاج، ویسکوزیته نفت حاصل از نفت مخزن کمتر می گردد و باعث بروز پدیده انگشتی و نفوذ زودرس می گردد.

۴- برای کاهش اثر انگشتی، تزریق توده های آب اغلب ضروری است.

۵- ترکیب دی اکسید کربن و آب منجر به تولید اسید کربنیک می گردد که ماده ای بسیار خورنده است.

۶- تزریق متناوب حجم (توده های) آب و دی اکسید کربن به سیستم تزریق دوگانه ای نیاز دارد که باعث افزایش هزینه و پیچیدگی

سیستم می گردد.

۷- حجم بسیار زیادی CO₂ مورد نیاز است، ممکن است برای تولید یک بشکه نفت (Stock Tank oil) معادل ۱۰-۵ MCF گاز مورد نیاز باشد.

۸- دی اکسید کربن معمولاً در محل دسترس نیست و نیازمند خطوط لوله انتقال طولانی است. تجربه نشان داده است که خطوط لوله CO₂ بیش از خطوط لوله گاز طبیعی در معرض صدمه قرار دارند، بنابراین ممکن است تاخیرهای گران قیمتی که ممکن است بعضاً موجب عدم موفقیت تکنیکی طرح شود، را باعث شود.

تجربه میدان نشان داده است که نرخ اولیه تزریق، ممکن است بسیار کمتر از میزان پیش بینی شده باشد. دلیل این امر خیلی واضح نیست اما، می تواند مربوط به افزایش حجم آب درزی در اثر جذب CO₂ باشد.

با احتمال بیشتر، این امر می تواند به دلیل افزایش ویسکوزیته نفت مخزن در اثر تخلیه اجزاء سبکتر نفت مخزن توسط جبهه CO₂، که قبل از حصول امتزاج به جلو پیش رفته است، باشد.

گزارش ها حاکی است در پروژه های متعددی، پیشرفت جبهه امتزاجی به کاهش میزان و نرخ تزریق انجامیده است.

معمولاً این مسأله زمانی که جبهه ۱۰۰-۵۰ فوت از چاه تزریقی فاصله دارد، رخ می دهد.

ممکن است کاهش تزریق پذیری، چاههای تزریقی بیشتری را برای حفظ نرخ قراردادی یا مورد نظر تزریق CO₂ نیاز داشته باشد.

اگر چه پذیرش و قبول چنین مشکلی، نارضایتی به دنبال دارد، اما به تازگی مشخص شده است که این مقاومت رو به افزایش در برابر جریان به رزین یا رسوب آسفالتین در مخازن مربوط می شود. در همان حالی که در اکسیدکربن، هیدروکربن های سبکتر را از نفت مخزن جدا می کند، جبهه پیش رونده، نفت سنگین تر را پشت سر می گذارد.

مشکل زمانی حاصل می شود که مواد آسفالتین مانند در نفت، دیگر در نفت جدا شده (نفت سبک جدا شده توسط دی اکسید کربن) قابل حل نیست.

این مسأله منجر به تشکیل رسوب شده و با ایجاد یک توده یا اثر " brush-pile " باعث بسته شدن شیرهای کوچک جریان می شود.

ادامه دارد

