

افزایش ضریب بازیافت نفت با تزریق غیرامتزاجی گازهای CO₂ و H₂S در مخزن نفتی اهواز

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۲/۱۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۳/۲۱

کد مقاله: ۸۱۸۴۷

فرشید جمالی نسب^۱

چکیده

هدف از انجام این پژوهش افزایش ضریب بازیافت نفت با تزریق غیرامتزاجی گازهای CO₂ و H₂S در مخزن نفتی اهواز که مورد مطالعه و بررسی قرار گرفت. بدین منظور مطالعه‌ای در خصوص شبیه‌سازی ترکیبی با نرم افزار Eclipse300 از مجموعه ی Geoquest و با هدف انتخاب حجم بهینه‌ی اسلاگ تزریقی، طول چرخه‌ی بهینه و همچنین انتخاب ترکیب گاز تزریقی به منظور افزایش بازیافت مخزن پیشنهاد شد. جهت شبیه‌سازی رفتار سیال مخزن، معادله‌ی حالت پنگ - رابینسون سه متغیری با نتایج آزمایش‌های استاندارد تنظیم گردید. نتایج نشان داد که با تزریق H₂S به دلیل تشکیل فاز مایع غیر آبی ثانویه، مؤثرتر از تزریق گاز CO₂ بوده و نگهداشت بهتر فشار میدان، منجر به افزایش بیشتر نفت تولیدی می‌شود. استفاده از چاه‌های تزریقی افقی گاز CO₂ و H₂S موجب افزایش بازیافت میدان خواهد شد. مهمترین عامل تأثیرگذار بر بازدهی تزریق گاز در این مدل شکافدار، دبی تزریق گاز بوده و بهترین سناریوی تزریق گاز H₂S نیز حالتی است که تزریق با دبی بهینه 12500 MMscf/d صورت پذیرد. در این حالت نسبت تزریق به تولید میدان 750 MMscf/d می باشد و تزریق از یک چاه و تولید از چهار چاه اطراف آن انجام می شود هم چنین تولید از تمام ستون مخزن و تزریق گاز نیز در دو ناحیه گازی و نفتی انجام می گردد.

واژگان کلیدی: ضریب بازیافت نفت، تزریق غیرامتزاجی گاز، مخزن نفتی

۱- گروه مهندسی شیمی، واحد گچساران، دانشگاه آزاد اسلامی، گچساران، ایران

۱- مقدمه

نفت و گازی که در درون مخازن قرار دارند تا حدی که انرژی آن‌ها اجازه‌ی بالا آمدن را به آن‌ها می‌دهد به سطح می‌آیند برای اینکه این انرژی چه در زمانی که نفت با انرژی ذاتی خود بالا می‌آید چه بعد آن، تقویت شود و نفت به راحتی به سطح زمین برسد [۱]. نیاز به استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت ثانویه و ثالثیه به منظور افزایش تولید و بازیابی است. در طول ۴۰ سال اخیر، تنوع روش‌های ازدیاد برداشت گسترش یافته و این روش‌ها به طور عمده در مخازن بلوغ یافته و همچنین مخازن تخلیه شده استفاده می‌شوند [۲]. مخازن شکافدار حدود ۶۰٪ از ذخایر باقیمانده نفت دنیا را در خود جای داده‌اند که این بیانگر اهمیت بالای اینگونه مخازن است از مخازن شکافدار شناخته شده دنیا می‌توان به مخازن نواحی خاورمیانه، دریای شمال و آمریکا اشاره کرد [۳]. در ایران نیز بخش اعظمی از ذخایر نفتی جنوب غرب کشور، در مخازن کربناته شکافدار نهفته است. از طرف دیگر یکی از روش‌های مرسوم برای حفظ فشار در مخازن شکاف دار و افزایش بازیافت نفت، تزریق گاز است [۴]. در واقع حدود نیمی از پروژه‌های تزریق گاز در جهان در مخازن شکافدار انجام می‌گردد. معمولاً در مخازن شکافدار مکانیزم عمده تولید، ریزش ثقلی است و در بیشتر موارد نقش نفوذ مولکولی ناچیز است. در شرایطی که تراوایی ماتریس کم، اندازه ماتریس بلوک‌ها کوچک و فشار موئینگی زیاد باشد، مکانیزم ریزش ثقلی عمدتاً اهمیت خود را از دست می‌دهد و تأثیر جابه جایی همرفتی نیز ناچیز خواهد بود [۵]. در این صورت مکانیزم عمده تولید نفت تحت کنترل پدیده نفوذ مولکولی است و در صورتی که مساحت موجود برای نفوذ مولکولی زیاد باشد، این مکانیزم مؤثرتر عمل خواهد کرد. در واقع، نفوذ مولکولی زمان یکه تراوایی ماتریس پایین و تعداد شکاف‌ها بسیار بالا باشد. مکانیزم تولید غالب خواهد بود [۶].

۲- روش تحقیق

۲-۱- خصوصیات کلی مخزن

مخزن نفتی مورد مطالعه واقع در اهواز قرار دارد. وجود هیدروکربور در سازند آسماری این میدان به اثبات رسیده است. در این تحقیق از خواص سنگ یکی از لایه‌های این میدان استفاده می‌شود. بر اساس اطلاعات نمونه سنگ مخزن آنالیز چاه آزمایشی، این مخزن شکافدار بوده و دارای سیستم شکاف قوی و ماتریس با نفوذ پذیری و تخلخل نسبتاً کم می‌باشد. تخلخل و نفوذ پذیری ماتریس به ترتیب در بازه ۸ تا ۱۳ درصد و ۰/۲۵ md تا ۳/۵ md تغییر می‌کند. تاریخچه تولید مخزن نشان می‌دهد که پس از چند سال تولید از این مخزن دبی آن کاهش زیادی داشته و این کاهش در تمامی چاه‌های مخزن محسوس بوده است. بنابراین نمی‌تواند یک مشکل ناحیه‌ای بوده یا مربوط به تخریب سازند باشد. از این رو روشن است که برای افزایش و بهینه‌سازی بازیافت نفت در این مخزن، به بررسی فرآیندهای مختلف ازدیاد برداشت نیاز است. با توجه به این که در حال حاضر در این مخزن، تزریق غیر امتزاجی گاز در حال اجرا است، بنابراین چگونگی عملکرد و میزان تأثیر این فرآیند بر بازیافت نفت، شبیه سازی و بررسی شده است.

الف- داده‌های اولیه مدل: معمولاً اولین مرحله در شبیه سازی مخزن، جمع آوری داده‌های مورد نیاز برای ساختن

مدل مخزن است. شرایط اولیه مخزن مورد مطالعه به قرار ذیل است:

- دمای اولیه مخزن: ۱۸۰ درجه فارنهایت
- فشار اولیه مخزن: ۴۵۶۰ psia در عمق مبنا
- ستیج مخزن: ۷۰۰۰ فوت زیر سطح دریا

ب- خواص سنگ مخزن: با توجه به داده‌های آزمایشگاهی و مطالعات انجام شده، برای هر بلوک، نفوذ پذیری عمودی

مطلق نصف نفوذ پذیری افقی و تخلخل شکاف نیز ۰/۱۵ درصد تعریف گردید. در مدل مورد مطالعه، نفوذ پذیری افقی و عمودی شکاف به ترتیب معادل ۲۰۰ و ۱۰ میلی داری در نظر گرفته شد. از آن جا که برای سیستم ترک خوردگی و چگونگی توزیع آن در مخزن، اطلاعات کافی موجود نبود، بنابراین بر اساس شبیه سازی‌های گذشته، فاصله بین شکاف‌ها در جهت افقی ۲۰ فوت و در جهت عمودی ۹ فوت تعریف گردید.

ج- خواص سیال مخزن: اطلاعات مربوط به خواص سیال که مورد نیاز شبیه سازی است، بر اساس داده‌ها و

آزمایش‌های PVT تهیه می‌شوند. به طور کلی در شرایط اولیه، مخزن زیر اشباع و فشار نقطه حباب نفت مخزن نیز ۳۳۵۰ psia است. در شرایط استاندارد، میانگین نسبت گاز به نفت حدود ۱۰/۴۱ Mscf / stb و چگالی ویژه نیز ۰/۷۱۷ گزارش شده است. سیال مخزن دارای ۹ جزء و C_7^+ با درصد مولی ۲۵/۷۲ و وزن مولکولی ۲۴۹ می‌باشد. معادله حالت با داده‌های آزمایشگاهی مربوط به آزمایش انبساط با ترکیب ثابت و هم چنین آزمایش انبساط مرحله‌ای مطابقت داده شد. این مهم به وسیله نرم افزار PVTi انجام گرفته و خصوصیات و رفتار سیال مخزن با معادله حالت Peng - Robinson اصلاح گردید [۷] و با دقت قابل قبولی مدل سازی شد. در نهایت رفتار سیال مخزن با مدل ترکیبی، مدل سازی شده و به مدل مخزن وارد گردید. لازم به ذکر است که در این مدل

سازی، برای به دست آوردن تطابق مناسب بین نتایج آزمایشگاهی و محاسباتی، از پارامترهایی نظیر دمای بحرانی، فشار بحرانی، ضرایب تأثیر متقابل بین اجزا و ضریب تصحیح حجم استفاده شده است.

جدول (۱): مشخصات کلی شکاف در مول مورد مطالعه

مقدار	واحد	ویژگی
۲۰۰	md	نفوذ پذیری افقی
۲۰	ft	فاصله افقی بین شکافها
۱۰	md	نفوذ پذیری عمودی
۹	ft	فاصله عمودی بین شکافها
۰/۱۵	%	تخلخل

جدول (۲): مشخصات کلی مدل مورد مطالعه

مقدار	واحد	ویژگی
۴۶۵۰	Psi	فشار اولیه مخزن
۱۸۰	°F	دمای مخزن
۱۱	%	تخلخل
۲	md	نفوذ پذیری افقی ماتریس
۱	md	نفوذ پذیری عمودی ماتریس
۳۳۵۰	psi	فشار در نقطه حباب
۷۰۰۰	Ft ss	ستبغ مخزن
۰/۳۳	Ft	شعاع چاه

د- شرایط عملیاتی: در مدل ترکیبی مورد مطالعه، ۵ چاه تعریف شد که با توجه به سناریوی مورد نظر، می‌توان هر کدام از آن‌ها را به عنوان چاه تولیدی یا تزریقی در نظر گرفت. به این معنی که محل قرار گرفتن چاهها مشخص بوده ولی نوع آن (تولیدی یا تزریقی) بسته به نوع فرآیند تغییر می‌کند. همه چاهها عمودی محدودیت‌های اقتصادی تعریف شده برای همه چاهها در تمام سناریوها به قرار ذیل است. در صورت رسیدن به این محدودیت‌ها، نرم افزار به صورت خودکار و به روش مقتضی، به رفع مشکل اقدام می‌نماید.

- حداقل فشار ته چاهی: ۲۰۰۰ psia
- حداکثر نسبت گاز به نفت: ۲۵۰۰ scf/stb
- حداکثر برش آبی: ۳۰ درصد
- حداقل دبی تولید هر چاه: ۱۰۰ stb/d
- فرآیند تخلیه طبیعی

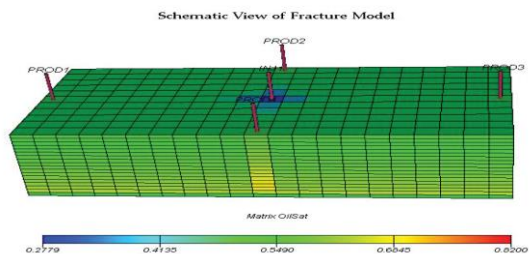
برای تخمین میزان برداشت اولیه از مخزن، محدودیت‌های ذکر شده اعمال می‌شوند. اعمال این محدودیت‌ها به منظور کنترل عوامل مختلف است. بازیافت نهایی نفت در این حالت ۲۸/۹۲ درصد می‌باشد. در این سناریو پس از مدتی، تولید اولیه نفت (۲۰۰۰۰ STB/D) افت شدیدی پیدا می‌کند. این افت که در تمامی چاهها دیده می‌شود، نشان دهنده نیاز به بهینه سازی برداشت نفت در این مل شکاف دار است.

ه- اجرای شبیه‌سازی روی سکتور مدل با کمک نرم‌افزار Eclipse 300: اکلپس یا ECLIPSE، یکی از نرم‌افزارهای رشته مهندسی نفت و شبیه‌ساز مخزنی همه منظوره، کاملاً ضمنی، سه فاز، و سه بعدی است که به زبان فورترن ۷۷ نوشته شده است [۸]. شبیه‌ساز اکلپس معمولاً به صورت یک پکیج، همراه با سایر نرم‌افزارهای مکمل آن ارائه می‌شود. شبیه‌ساز اکلپس معمولاً در دو نسخه اکلپس ۱۰۰ و اکلپس ۳۰۰ ارائه می‌شود که به ترتیب برای شبیه‌سازی به روش نفت سیاه و ترکیبی قابل استفاده هستند [۹]. در شبیه‌سازهای ترکیبی، مانند اکلپس ۳۰۰، هر یک از فازهای نفت و گاز می‌توانند ترکیب خاص خود را داشته باشند و هر جزء (متان، اتان، پروپان، و ...) به‌طور مستقل در محاسبات جریان دخالت دارد. این نوع شبیه‌سازها به ویژه برای مدل‌سازی سیالاتی در نزدیکی نقطه بحرانی مؤثر هستند؛ جایی که تغییرات فشار و دما باعث تغییرات بسیار متفاوتی در رفتار جریان می‌شود. در این‌گونه شبیه‌سازها فرض می‌شود که خواص سیالات در هر فشار، دما، و ترکیبی به وسیله یک معادله حالت قابل تعریف است. شبیه‌سازهای ترکیبی می‌توانند در شبیه‌سازی مخازن گاز میعانی و تزریق گاز امتزاجی با موفقیت مورد استفاده قرار گیرند.

لذا در این پژوهش از یک سکتور مدل سه بعدی به عنوان بخشی از مدل کل میدان که دارای انطباق تاریخچه است برای انجام سناریوهای تزریقی پایلوت انتخاب شد (شکل (۱)). مدل دارای ۸۱ گرید در جهت X، ۲۱ گرید در جهت Y و ۱۰ گرید در جهت Z برای ماتریس و همین مقدار گرید بلوک برای شبکه‌ی شکاف است. طول و عرض هر گرید بلوک ۱۰۰ فوت و ارتفاع آن ۷۵ فوت است. به منظور بررسی بهتر رفتار حرکت سیال در نقاط نزدیک به چاه از LGR استفاده شد. محل چاه تزریقی در مرکزی‌ترین گرید و چاه‌های تولیدی به صورت تقریبی در وسط فاصله‌ی بین چاه تزریقی تا آخرین گرید در هر گوشه از مدل انتخاب گردیده است. مختصات محل چاه‌های میدان در جدول (۳) ارائه شده است.

جدول (۳): محل قرارگیری چاه‌ها در محل

شماره‌ی گرید چاه در محور X	شماره‌ی گرید چاه در محور Y	نوع چاه
۴۱	۶	تزریقی
۲۱	۹	تولیدی SW
۶۱	۹	تولیدی SE
۲۱	۳	تولیدی NW
۶۱	۳	تولیدی NE



شکل (۱): نمای کلی مدل مصنوعی مورد مطالعه

جدول (۴): ترکیب اولیه سیال مخزن

درصد مولی	جزء
۰/۶	H ₂ S
۰/۹۴	CO ₂
۳۷/۳۸	C ₁
۸/۳۴	C ₂
۵/۴۸	C ₃
۱/۹۴	IC ₄
۴/۸۹	NC ₄
۱/۴۴	IC ₅
۱/۱۲	NC ₅
۳۷/۸۷	C ₆₊
۱۹۹	C ₆₊ M _w
۰/۸۱۸۱	C ₆₊ S _G

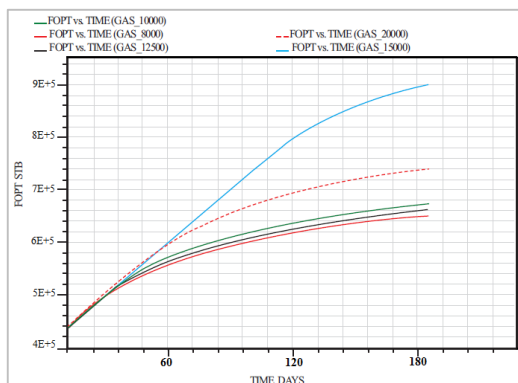
منحنی‌های تراوایی نسبی تهیه شده از مغزه‌های میدان نشان می‌دهد که سنگ مخزن نسبت به نفت تر شونده‌ی جزئی تا متوسط دارد. به علاوه با توجه به وجود سه نوع سنگ متمایز در مخزن، در مدل‌سازی میدان سه دسته منحنی تراوایی نسبی و فشار موینگی به کار رفته است. همچنین با توجه به نقش تعیین‌کننده‌ی پدیده‌ی Hysteresis در عملیات تزریق WAG این حالت در فرضیات شبیه‌سازی لحاظ شده است. اطلاعات مورد استفاده در سکتور مدل برداشت شده از مدل کل میدان که دارای انطباق تاریخچه‌ی فشار، برش آب و نسبت گاز به نفت است در جدول (۴) ارائه شده است.

۳- نتایج و بحث

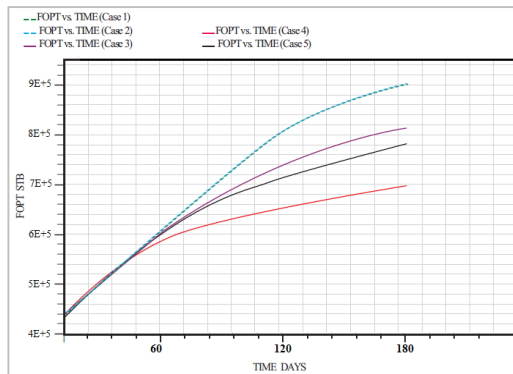
۳-۱- تزریق پیوسته‌ی گاز

۳-۲- استفاده از چاه‌های عمودی

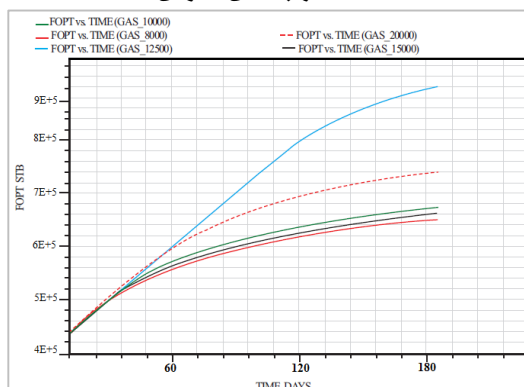
به منظور تعیین ضریب بازیافت حاصل از تزریق پیوسته‌ی گاز، گازهای CO₂ و H₂S، به مخزن تزریق شده و حجم نفت تولیدی و ضریب بازیافت هر سناریو ثبت گردید. در مرحله اول برای به دست آوردن دبی بهینه تزریق گاز، سناریوهای مختلفی با تغییر دبی ابتدایی اجرا شد و حساسیت بازدهی مخزن به افزایش یا کاهش نرخ ابتدایی دبی مورد بررسی قرار گرفت. شکل (۲) تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز CO₂ با دبی‌های مختلف را نشان می‌دهد. همان‌طوری که از شکل (۲) مشاهده می‌شود بیشترین تولید انباشتی نفت با تزریق گاز CO₂ با دبی ۱۵ MMscf/d در زمان ۱۸۰ روز حاصل شد که ۹۰۰۰۰۰ stb/d حاصل شد. پس از اجراهای متعدد، دبی بهینه تزریق گاز CO₂ معادل ۱۵ MMscf/d به دست آمد.



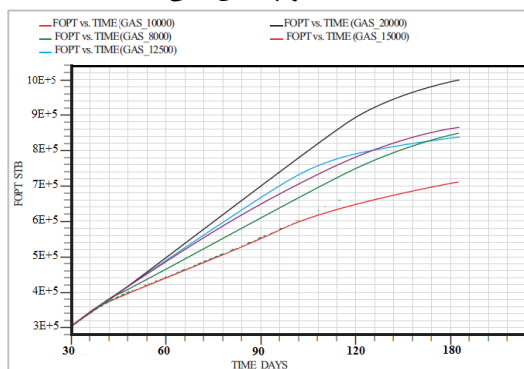
شکل (۲): تولید انباشتی نفت با تزریق گاز CO₂ با دبی‌های مختلف در چاه‌های عمودی



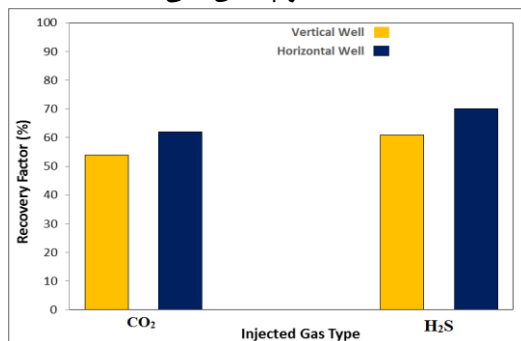
شکل (۳): تولید انباشتی نفت با تزریق گاز H₂S با دبی‌های مختلف در چاه‌های عمودی



شکل (۴): تولید انباشتی نفت با تزریق گاز CO₂ با دبی‌های مختلف در چاه‌های افقی



شکل (۵): تولید انباشتی نفت با تزریق گاز H₂S با دبی‌های مختلف در چاه‌های افقی



شکل (۶): مقایسه ضرایب بازیافت مربوط به استفاده از تزریق گازهای CO₂ و H₂S در چاه‌های افقی و عمودی

شکل (۳) تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز H₂S با دبی‌های مختلف را نشان می‌دهد. همانطوری که از شکل (۳) مشاهده می‌شود بیشترین تولید انباشتی نفت با تزریق گاز H₂S با دبی ۸۰۰۰ MMscf/d در زمان ۱۸۰ روز حاصل شد که ۹۲۰۰۰۰ stb/d حاصل شد. پس از اجراهای متعدد، دبی بهینه تزریق گاز H₂S معادل ۸۰۰۰ MMscf/d به دست آمد.

– استفاده از چاه‌های افقی

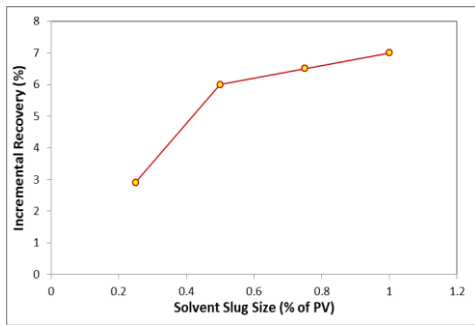
به منظور بررسی تأثیر نوع تکمیل چاه‌های تزریقی بر نتایج مطالعه، سناریوهای بالا با فرض در نظر گرفتن چاه‌های افقی در عمیق‌ترین لایه تکرار شد. نتایج شبیه‌سازی نشان‌دهنده تولید انباشتی نفت است. از دلایل این افزایش تولید انباشتی نفت، افزایش سطح تماس چاه با مخزن و در نتیجه امکان جابجایی مؤثرتر نفت توسط گاز تزریقی در حرکت به سمت بالاست. شکل (۴) تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز CO₂ با دبی‌های مختلف در چاه‌های افقی را نشان می‌دهد. همانطوری که از شکل (۴) مشاهده می‌شود بیشترین تولید انباشتی نفت با تزریق گاز CO₂ با دبی ۲۰۰۰۰ MMscf/d در زمان ۱۸۰ روز حاصل شد که ۶۴۰۰۰۰۰ stb/d حاصل شد. پس از اجراهای متعدد، دبی بهینه تزریق گاز CO₂ معادل ۲۰۰۰۰ MMscf/d به دست آمد.

شکل (۵) تولید انباشتی نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز H₂S با دبی‌های مختلف را در چاه‌های افقی نشان می‌دهد. همانطوری که از شکل (۵) مشاهده می‌شود بیشترین تولید انباشتی نفت با تزریق گاز H₂S با دبی ۱۲۵۰۰ MMscf/d در زمان ۱۸۰ روز حاصل شد که ۱۰۰۰۰۰۰ stb/d حاصل شد. پس از اجراهای متعدد، دبی بهینه تزریق گاز H₂S معادل ۱۲۵۰۰ MMscf/d به دست آمد.

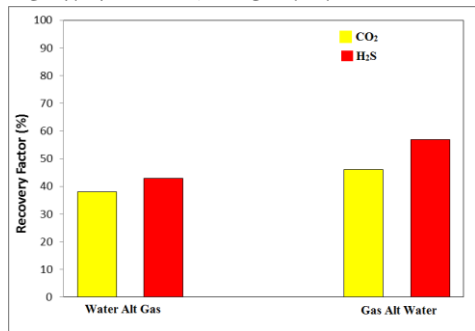
مقایسه ضرایب بازیافت مربوط به استفاده از تزریق گازهای CO₂ و H₂S متفاوت در تزریق پیوسته‌ی گاز در شکل (۶) آورده شده است.

۳-۲- تزریق متناوب گاز و آب

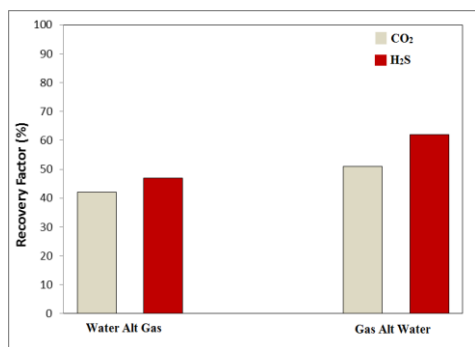
برای سناریوی تزریق مداوم گاز، تزریق متناوب گاز و آب با حجم اسلاگ ۰/۵ درصد از حجم فضای خالی در هر سیکل با نسبت ۱:۱ شبیه‌سازی شد. نسبت تناوب بهینه در تزریق CO₂ و H₂S برای هر مخزن تابع تر شونده‌ی سنگ است که برای سنگ‌های آب دوست برابر با ۱:۱ و برای سنگ‌های نفت دوست برابر با ۱:۰ (تزریق پیوسته) می‌باشد. همچنین، به دلیل مشابه، افزایش نسبت WAG تأثیری منفی بر میزان بازیافت، خواهد داشت.



شکل (۷): تأثیر افزایش حجم اسلاگ گاز تزریقی



شکل (۸): تأثیر نوع گاز و انتخاب سیال تزریقی در سیکل ۴ ماهه بر درصد بازیافت نفت



شکل (۹): تأثیر نوع گاز و انتخاب سیال تزریقی در سیکل ۶ ماهه بر درصد بازیافت نفت

شکل (۹) تأثیر نوع گاز و انتخاب سیال تزریقی در سیکل ۶ ماهه بر درصد بازیافت نفت را نشان می‌دهد. نتایج نشان می‌دهد که تزریق با سیکل‌های ۶ ماهه و آغاز تزریق با فاز گاز منجر به بیشترین ضریب بازیافت می‌شود. همچنین با توجه به شکل آغاز تزریق با گاز H₂S منجر به بیشترین مقدار بازیافت نفت به میزان ۶۲٪ می‌گردد. آنالیز حساسیت‌سنجی روی نوع گاز تزریقی نیز انجام شد که نتیجه‌ی آن برتری گاز H₂S را نسبت به گاز CO₂ انتخابی تأیید کرد.

- تأثیر Hysteresis بر ضریب بازیافت

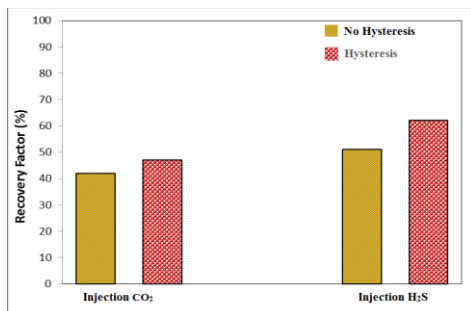
شکل (۱۰) مقایسه‌ی تأثیر در نظر گرفتن و در نظر نگرفتن Hysteresis بر میزان ضریب بازیافت را نشان می‌دهد. در نظر گرفتن اثر Hysteresis بر تراوایی نسبی در شبیه‌سازی فرآیند WAG منجر به افزایش ضریب بازیافت خواهد شد. برای اعمال شرایط بالا و مشاهده‌ی نتایج، در سناریوی قبلی، اثرات Hysteresis از مدل حذف شد و ضریب بازیافت در دو حالت مقایسه گردید. نتایج نشان می‌دهد طبق نتیجه‌ی مطالعه‌ی مورد اشاره، در نظر گرفتن Hysteresis منجر به افزایش ضریب بازیافت خواهد شد.

- بررسی حجم اسلاگ گاز تزریقی

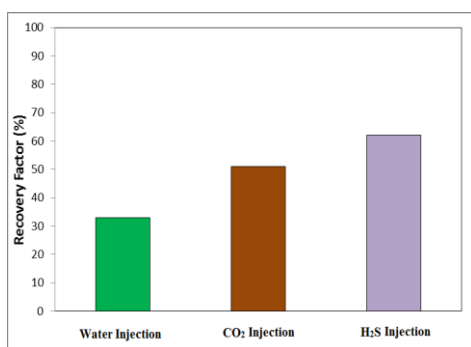
در این بخش نسبت WAG ثابت فرض شد و حجم اسلاگ‌های تزریقی تغییر یافت. نتایج تغییر حجم اسلاگ گاز تزریقی در شکل (۷) ارائه شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود افزایش حجم گاز تزریقی در هر سیکل تا ۰/۵ درصد حجم فضای خالی مخزن، سبب افزایش ۶ درصدی ضریب بازیافت (نسبت به تخلیه‌ی طبیعی) می‌شود. اما افزایش یک درصدی حجم اسلاگ تزریقی، تنها منجر به افزایش یک درصدی ضریب بازیافت نسبت به حالت قبل می‌شود. از آنجا که مقدار کمتر گاز تزریقی یکی از انگزده‌های عملیات تزریق متناوب آب-گاز است، حجم اسلاگ ۰/۵ درصد فضای خالی به عنوان حجم بهینه در هر سیکل تزریق انتخاب گردید.

- انتخاب طول بهینه‌ی سیکل تزریق

علاوه بر حجم اسلاگ تزریقی، آنالیز حساسیت طول چرخه‌های تزریق نیز انجام شد و چرخه‌هایی با طول ۲، ۴ و ۶ ماه بررسی گردید. همچنین با توجه به نتایج حاصل از تزریق پیوسته‌ی گاز، CO₂ و H₂S به عنوان گاز تزریقی در نظر گرفته شد. با توجه به این که نرخ تزریق گاز ثابت فرض شده بود در سیکل‌های ۴ و ۶ ماهه به ترتیب ۰/۵ و یک درصد حجم فضای خالی به مخزن گاز تزریق می‌شد. همچنین نرخ تزریق معادل آب برای دست‌یابی به حجم تعیین شده محاسبه و اعمال گردید و به منظور مشاهده‌ی تأثیر نوع سیال تزریقی در سیکل نخست بر بازیافت و بررسی جابجایی نفت و تغییرات اشباع نفت باقیمانده، هر کدام از سناریوها در دو حالت آغاز تزریق با گاز و آغاز تزریق با آب اجرا شد. نتایج نشان می‌دهد که تزریق با سیکل‌های ۶ ماهه و آغاز تزریق با فاز گاز منجر به بیشترین ضریب بازیافت می‌شود. این نتایج در شکل (۸) با یکدیگر مقایسه شده‌اند. همچنین نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که با توجه به ترشوندگی جزئی سنگ مخزن نسبت به نفت، تزریق به روش WAG نسبت به تزریق پیوسته‌ی گاز منجر به ضریب بازیافت کمتری خواهد شد.



شکل (۱۰): مقایسه‌ی تأثیر در نظر گرفتن و در نظر نگرفتن Hysteresis بر میزان ضریب بازیافت



شکل (۱۱): ضریب بازیافت حاصل از تزریق آب در مقایسه با ضرایب بازیافت حاصل از تزریق گاز CO₂ و H₂S

– تزریق آب

شکل (۱۱) ضریب بازیافت حاصل از تزریق آب در مقایسه با ضرایب بازیافت حاصل از تزریق گاز CO₂ و H₂S را نشان می‌دهد. اگرچه تزریق آب در سنگ مخازن نفت دوست و شکافدار به ندرت انجام می‌شود اما در این مطالعه به منظور مقایسه و بررسی تغییرات ضریب بازیافت، یک سناریوی تزریق آب نیز طراحی و اجرا گردید. همان‌گونه که انتظار می‌رفت، به دلیل عدم توانایی آب در افزایش فشار مخزن و جابجایی مؤثر نفت درون ماتریس، ضریب بازیافت این سناریو بسیار کم است. بیشترین میزان بازیافت نفت مربوط به تزریق گاز H₂S با ۶۲٪ بدست آمد.

۴ – نتیجه‌گیری

(۱) با تزریق H₂S به دلیل تشکیل فاز مایع غیر آبی ثانویه، مؤثرتر از تزریق گاز CO₂ بوده و نگهداشت بهتر فشار میدان، منجر به افزایش بیشتر نفت تولیدی می‌شود.
 (۲) استفاده از چاه‌های تزریقی افقی گاز CO₂ و H₂S موجب افزایش بازیافت میدان خواهد شد. حضور پدیده‌ی Hysteresis در نمودارهای تراوایی نسبی تأثیر مثبتی بر افزایش ضریب بازیافت عملیات تزریق WAG دارد.
 (۳) در مقایسه‌ی تزریق به روش WAG با تزریق آب و تزریق پیوسته‌ی گاز، تزریق پیوسته‌ی گاز (تزریق گاز H₂S با ۶۲٪ بازیافت نهایی بیشتری داشت. ضمن اینکه گاز تزریقی بیشتری نیز نیاز است.

(۴) مهم‌ترین عامل تأثیرگذار بر بازدهی تزریق گاز در این مدل شکافدار، دبی تزریق گاز بوده و بهترین سناریوی تزریق گاز H₂S نیز حالتی است که تزریق با دبی بهینه ۱۲۵۰۰ MMscf/d صورت پذیرد. در این حالت نسبت تزریق به تولید میدان ۷۵۰ MMscf/d می‌باشد و تزریق از یک چاه و تولید از چهار چاه اطراف آن انجام می‌شود هم‌چنین تولید از تمام ستون مخزن و تزریق گاز نیز در دو ناحیه‌ی گازی و نفتی انجام می‌گردد.

منابع

- [1] R. Nelson. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Professional Publishing, pp. 44-69.
- [2] Hoteit H. and Firoozabadi A. (2009). Numerical modeling of diffusion in fractured media for gas-injection and recycling schemes,” SPE Journal, Vol. 14, pp. 323-337.
- [3] Al-Mudhafar J., Watheq Rao, Dandina K. and Al-Maliki A. (2017). Gas-assisted gravity drainage GAGD process for enhanced oil recovery: a comprehensive review and field applications, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition.
- [4] Hoteit H. (2013). Modeling diffusion and gas-oil mass transfer in fractured reservoirs,” Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 105, pp. 1-17.
- [5] Ertekin T., King G., and Schwere F, 1986. Dynamic gas slippage: a unique dual mechanism approach to the flow of gas in light formations, SPE paper, 43:20-45.
- [6] Al-Mudhafar J., Watheq Rao, Dandina K. and Al-Maliki A. (2017). Gas-assisted gravity drainage GAGD process for enhanced oil recovery: a comprehensive review and field applications, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition.
- [7] Ayala, L. F, 2005. Compositional modeling of naturally fractured reservoirs in multi-mechanistic flow domains, PhD dissertation, Penn. State.U., University Park, Pennsylvania.
- [8] Darken L.S. 1948. Diffusion, mobility and their interaction through free energy binary metallic systems.
- [9] Ertekin T., King G., and Schwere F, 1986. Dynamic gas slippage: a unique dual mechanism approach to the flow of gas in light formations, SPE paper, 43:20-45.

