



بررسی آثار فرآیند تزریق آب بر بازیافت مخازن گاز-میعانی دارای آبد

احسان خاچه‌چی^{۱*}، حامد بنجلی‌زاده^۲، هادی شهیدی، محمود موندی^۳، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

از جمله مسائل مربوط به مخازن گاز-میعانی معضل تشکیل میعانات در مخزن است که منجر به کاهش ضریب بازیافت میعانات می‌شود. جهت پیش‌گیری از این مشکل باید به شیوه‌ای فشار مخزن را بالا نگه داشت. در این نوشتار تزریق آب به عنوان یک روش حفظ فشار مخزن توسط شیب‌ساز سه‌بعدی مورد بررسی قرار گرفته است. در این روش پس از گذشت یک سال از تولید، آب در مرز مخزن و آبدی که نسبتاً ضعیف است تزریق می‌شود. تزریق آب تا زمانی که بر نرخ جریان تولید میعانات تأثیرگذار باشد ادامه می‌یابد و پس از آن تزریق متوقف شده و مخزن تا زمان ترک به تولید طبیعی^۲ خود ادامه می‌دهد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی نشان می‌دهد فرآیند تزریق آب منجر به کاهش افت فشار مخزن شده و این امر موجب می‌گردد تا تشکیل میعانات در مخزن مدت زمان قابل ملاحظه‌ای به تعویق بیفتد. هم‌چنین در این حالت میزان اشباع میعانات تشکیل شده در مخزن نیز کمتر از حالت تولید طبیعی است که این امر سبب می‌شود ضریب بازیافت میعانات گازی در سطح به میزان ۴/۱ درصد افزایش یابد. لذا این نکته مهم که مخازن گاز-میعانی دارای آبد، به دلیل حفظ فشار ناشی از آبد نسبت به مخازن گاز-میعانی حجمی ضریب بازیافت میعانات بیشتری دارند نیز اثبات می‌شود. هم‌چنین ضریب بازیافت گاز در اثر حفظ فشار ناشی از تزریق آب از ۶۵/۳ درصد برای تولید طبیعی به ۷۲/۲ درصد برای سناریوی تزریق آب افزایش یافته است. این امر نشان می‌دهد که پدیده به تله افتادن گاز در مناطق مورد هجوم آبد تأثیر زیادی بر تولید گاز ندارد.

واژگان کلیدی مخازن گاز-میعانی، تزریق آب، حفظ فشار، تشکیل میعانات، به تله افتادن گاز

مقدمه

باشد؛ چراکه با این روش مقدار زیادی از میعانات در مخزن باقی می‌ماند که با توجه به ارزش اقتصادی میعانات گازی این امر معضل بزرگی محسوب می‌شود. از طرف دیگر هر چه گاز غنی‌تر باشد این مشکل حادث‌تر است و ضریب بازیافت میعانات کمتر خواهد بود. به همین دلیل این نوع مخازن گزینه‌های مناسبی برای انجام روش‌های بهبود بازیافت^۳ به حساب می‌آیند [۲].

روش‌های مطرح برای افزایش بازیافت میعانات به طور معمول شامل روش‌هایی است که با حفظ فشار مخزن سبب تأخیر تشکیل میعانات در مخزن شده و یا به طور کامل از این امر جلوگیری کنند. روش‌های معمول حفظ فشار شامل بازگردانی گاز^۴، تزریق گازهای غیر هیدروکربوری مانند نیتروژن و دی‌اکسید کربن و هم‌چنین تزریق آب است.

روش معمول برای افزایش بازیافت میعانات، بازگردانی گاز تولیدی به مخزن می‌باشد که ممکن است از لحاظ اقتصادی چندان جذاب نباشد. علت این امر نیز اعمال نرخ تنزیل^۵ بر مقدار گاز فروخته شده

با گسترش فن آوری و لزوم استفاده از ذخایر هیدروکربوری، توسعه بهینه این ذخایر بیش از پیش اهمیت یافته است. بر اساس آمارهای جهانی، در قرن حاضر مخازن گازی روزبه‌روز بیشتر مورد توجه قرار می‌گیرند. در این میان دسته مهمی از مخازن گازی با نام مخازن گاز-میعانی شناخته می‌شوند که به خاطر رفتار ترمودینامیکی خاصشان در هنگام تولید (و به تبع آن افت فشار ایجاد شده) در مقایسه با مخازن نفتی و مخازن گاز خشک به برنامه‌ریزی و مدیریت دقیق‌تری جهت بهره‌برداری و تولید بهینه نیاز دارند. یکی از مشکلات مهم در توسعه مخازن گاز-میعانی، عدم دست‌یابی به ضریب بازیافت مناسبی برای میعانات تولیدی به دلیل تشکیل و تجمع آن در مخزن (در زیر فشار نقطه شبنم) می‌باشد [۱]. مخازن گاز-میعانی معمولاً در شرایط تخلیه طبیعی تولید می‌کنند. تخلیه طبیعی روشی مؤثر برای تولید هیدروکربور گازی است، اما این روش در تولید میعانات گازی می‌تواند بسیار ناکارآمد

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات

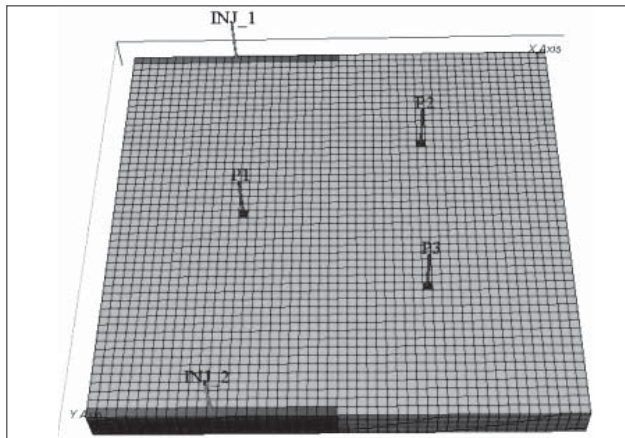
۱- توصیف مدل

برای شبیه‌سازی رفتار یک مخزن گاز- میعانی یک شبیه‌ساز ترکیبی^۷ مورد نیاز است. برای این منظور در این مطالعه از ماژول E300 نرم‌افزار اکلیس^۸ استفاده شده است. این ماژول قادر به شبیه‌سازی ترکیبی رفتار سیال در مخزن می‌باشد.

برای انجام شبیه‌سازی‌ها از یک مدل مصنوعی همگن با ۱۰×۵۰×۵۰ بلوک استفاده شده است. مساحت مخزن ۵۰۰۰ft×۵۰۰۰ft و ضخامت آن ۱۰۰ft می‌باشد. خواص کلی سنگ مخزن و شرایط اولیه مخزن در جدول ۱- آمده است.

برای مشاهده اثر تشکیل میعانات در نزدیکی چاه‌های تولیدی، با استفاده از LGR^۹ بلوک‌هایی که چاه‌های تولیدی در آن قرار گرفته‌اند ریزتر می‌شود. به این ترتیب افت فشار در اطراف چاه‌ها بهتر مدل شده و تغییرات اشباع میعانات بهتر رؤیت خواهد شد. با افزایش تعداد بلوک‌های موجود در LGR زمان اجرای شبیه‌سازی به شدت افزایش می‌یابد. با در نظر گرفتن این موضوع تعداد تقسیمات جهت انجام LGR در جهات x و y را زیاد در نظر نگرفته (در هر جهت ۵ قسمت) و به همراه آن در حل معادلات بهره‌دهی از روش GPP^{۱۰} کمک گرفته می‌شود. این کار سبب می‌شود تا ضمن کوتاه شدن زمان اجرا، شبیه‌سازی‌ها نیز از دقت کافی برخوردار باشند.

مدل ساخته شده دارای سه چاه تولیدی مشابه است که در تمام لایه‌ها تکمیل شده‌اند. این مدل از دو طرف با آبده نسبتاً ضعیفی در تماس است. شکل ۱- مدل ساخته شده، محل قرار گرفتن چاه‌های تولیدی و تزریقی و محل تماس آبده با مخزن را نشان می‌دهد. قسمت‌های مشخص شده با رنگ تیره‌تر در این شکل محل تماس



شکل ۱ | مدل سه‌بعدی ساخته شده برای شبیه‌سازی

است که در صورت بازگردانی، فروش گاز به تأخیر خواهد افتاد [۳]. از سوی دیگر ضریب بازیافت مخازن گازی دارای آبده، معمولاً کمتر از ضریب بازیافت مخازن گازی حجمی^۶ است [۴]. این امر سبب شده تزریق آب به عنوان روشی برای حفظ فشار در مخازن گاز- میعانی به طور گسترده‌ای مورد استفاده قرار نگیرد [۳]. اما در سال‌های اخیر محققان متعددی فرایند تزریق آب در مخازن گاز- میعانی را مورد مطالعه قرار داده‌اند [۵-۷]. آنان اغلب به جنبه‌های تئوری این فرآیند پرداخته‌اند. در این مقاله فرآیند تزریق آب در مرز یک مخزن گاز- میعانی با یک آبده نسبتاً ضعیف و جنبه‌های مختلف آن مورد بررسی قرار گرفته است.

جدول ۱ | خواص سنگ و مشخصات اولیه مخزن

پارامتر	مقدار
تراوایی افقی (میلی‌داریسی)	۳۰
تراوایی عمودی (میلی‌داریسی)	۳
تخلخل (درصد)	۲۰
ضریب تراکم‌پذیری سنگ (psi^{-1})	4×10^{-6}
اشباع اولیه آب (درصد)	۵
فشار اولیه مخزن (psia)	۵۰۰۰
دمای مخزن (فارنهایت)	۲۲۰
ضریب تراکم‌پذیری آب (psi^{-1})	2.04×10^{-6}

جدول ۲ | خواص سیال

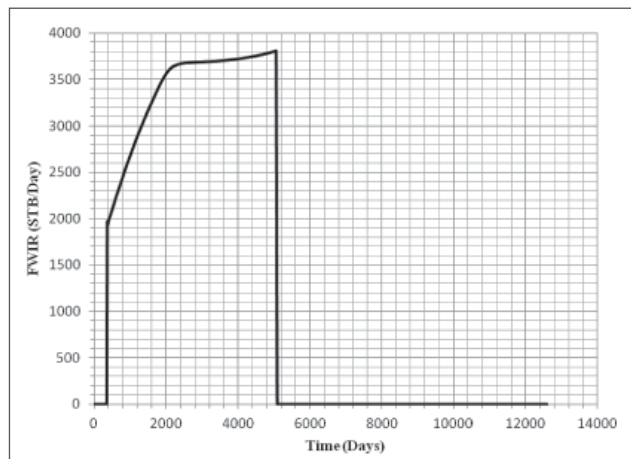
پارامتر	مقدار
دما (فارنهایت)	۲۲۰
نسبت میعانات به گاز (بشکه/میلیون فوت مکعب)	۸۸/۶
حداکثر اشباع میعانات (درصد)	۲۴/۶۶
فشار شبنم (psia)	۳۴۱۶/۴۶۸

جدول ۳ | ترکیب درصد گاز

جزء	ترکیب مولی (درصد)
C1	۷۳
C4	۲۰
C7	۳
C10	۲
C14	۲



زیر فشار نقطه شبنم افت می‌کند که این امر باعث تشکیل میعانات در مخزن می‌شود. با تشکیل میعانات در مخزن، مقدار میعانات تولیدی در سطح به شدت کاهش می‌یابد. چراکه اجزاء سنگین‌تر در مخزن تبدیل به مایع شده و گاز تولیدی سبک‌تر (رقیق‌تر) خواهد شد. در سناریوی دوم، دو چاه تزریقی به مدل اضافه می‌شود. مکان چاه‌های تولیدی تغییر نکرده و شرایط کنترل آنها مثل سناریوی اول می‌باشد. مکان چاه‌های تزریقی در شکل ۲ مشخص شده‌اند. دو چاه تزریقی پس از گذشت یک سال از تولید در نزدیکی مرز مخزنی که آبدار دارد حفر شده‌اند و با فشار ته‌چاهی ثابت برابر با ۵۵۰۰ psia آب به مخزن تزریق می‌کنند. فرآیند تزریق آب، مقداری از افت فشار مخزن را جبران می‌کند. نمودار نرخ تزریق آب بر حسب زمان در شکل ۳ نشان داده شده است. تزریق آب تا ۵۰۰۰ روز ادامه می‌یابد. از آنجا که از این زمان به بعد نرخ جریان



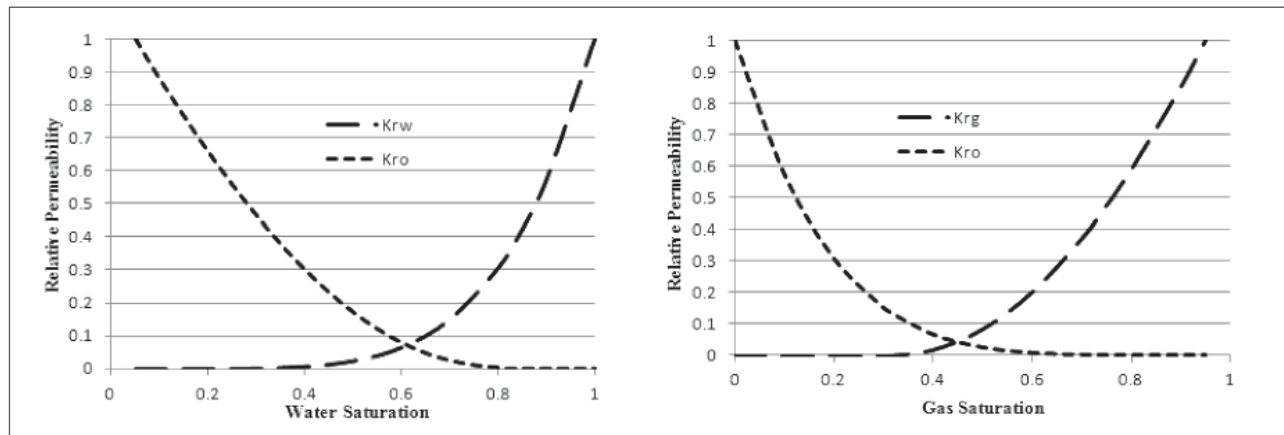
شکل ۳ | نرخ تزریق آب به مخزن بر حسب زمان

آبدار با مخزن است. سیال به کار رفته سیالی نسبتاً غنی^{۱۱} است که نسبت میعانات به گاز^{۱۲} آن $\frac{STBO}{MMSCF}$ ۸۸/۶ می‌باشد. برخی از خواص این سیال در جدول ۲- و ترکیب اجزاء آن در جدول ۳- آورده شده است. هم‌چنین نمودارهای تروایی نسبی به کار رفته در این مطالعه در شکل ۲- رسم شده‌اند.

۲- سناریوهای مختلف تولیدی

در این مطالعه دو سناریوی مختلف تولید، حاصل از انرژی مخزن و نیز با استفاده از توان اضافه شده به مخزن در اثر تزریق آب بررسی شده است.

در سناریوی نخست، سه چاه تولیدی با نرخ جریان ثابت ۵۰۰۰ Mscfd شروع به تولید می‌کنند و هیچ‌گونه آبی به مخزن تزریق نمی‌شود. حداقل فشار ته‌چاهی چاه‌های تولیدی ۱۵۰۰ psia در نظر گرفته شده است. به این ترتیب چاه‌ها تا زمانی که فشار ته‌چاهی آنها به ۱۵۰۰ psia نرسیده با همین نرخ جریان ثابت، گاز تولید می‌کنند. به مرور زمان فشار مخزن در اثر تولید کم شده و پس از گذشت مدت زمانی مشخص فشار ته‌چاهی چاه‌های تولیدی به ۱۵۰۰ psia افت می‌کند. از این زمان به بعد چاه با فشار ته‌چاهی ثابت به تولید ادامه می‌دهد. حد اقتصادی نرخ جریان تولید گاز ۵۰۰ Mscfd در نظر گرفته شده است. هم‌چنین میزان برش آب^{۱۳} مجاز برای هر چاه ۰/۵ می‌باشد. به موازات تولید و با افت فشار در مرز مخزن، آب از آبدار وارد مخزن شده و مقداری از افت فشار را جبران می‌کند. اما قدرت آبدار کافی نبوده و پس از مدتی فشار در نزدیکی چاه‌های تولیدی به



شکل ۴ | تروایی نسبی برای فازهای نفت/آب و نفت/گاز

این موضوع در شکل-۴ نمودارهای فشار مخزن برای دو سناریوی مختلف رسم شده‌اند. در سناریوی حالت طبیعی تولید، مخزن پس از ۷۳۲۰ روز از آغاز تولید به حد اقتصادی و زمان ترک می‌رسد. ولی سناریوی تزریق آب به دلیل حفظ فشار ناشی از تزریق آب، دیرتر به حد اقتصادی تولید می‌رسد و زمان ترک مخزن ۱۲۲۹۰ روز پس از آغاز تولید خواهد بود. لازم به ذکر است که در دو سناریوی مدنظر برش آب برای هیچ‌یک از چاه‌ها از حد مجاز بیشتر نشده است. با توجه به نمودارهای شکل-۴ مشخص می‌شود که در سناریوی تزریق آب افت فشار مخزن کمتر از حالت تخلیه طبیعی می‌باشد. برای بررسی دقیق‌تر اثر فشار بر تولید میعانات گازی ضروری است که فشارهای ته چاهی چاه‌های تولیدی بررسی شوند.

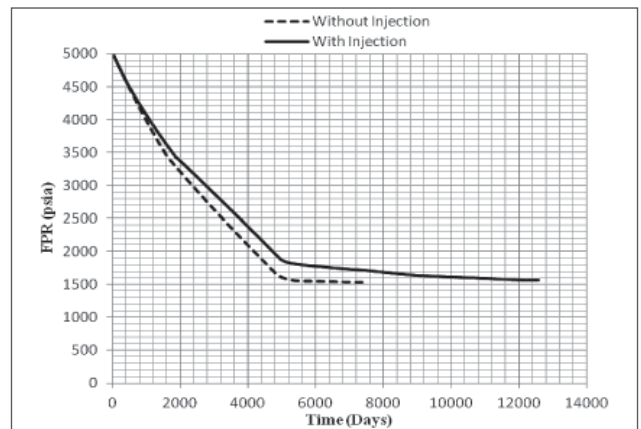
به عنوان نمونه در شکل-۵ نمودار فشار ته چاهی چاه-PI برای دو سناریوی مدنظر رسم شده است. محل اولین شکستگی در دو نمودار شکل-۵ نشانگر زمان رسیدن به فشار نقطه شبنم می‌باشد (فشار نقطه شبنم ۳۴۱۶ psia است). زمان بسته شدن این چاه در دو سناریو به دلیل رسیدن به حد اقتصادی در این شکل به وضوح مشخص است. در سناریوی تزریق آب، فشار ته چاهی در حدود ۲۴۰ روز دیرتر به فشار نقطه شبنم خواهد رسید (روندی مشابه با سایر چاه‌های تولیدی). لذا در سناریوی تزریق آب، میعانات گازی دیرتر در مخزن تشکیل خواهند شد. این موضوع در نمودار اشباع میعانات در مخزن برای دو سناریوی مدنظر به وضوح دیده می‌شود (شکل-۶).

از آنجاکه در سناریوی تزریق آب فشار مخزن بیش از تولید طبیعی است (شکل-۴)، اشباع میعانات گازی در داخل مخزن در

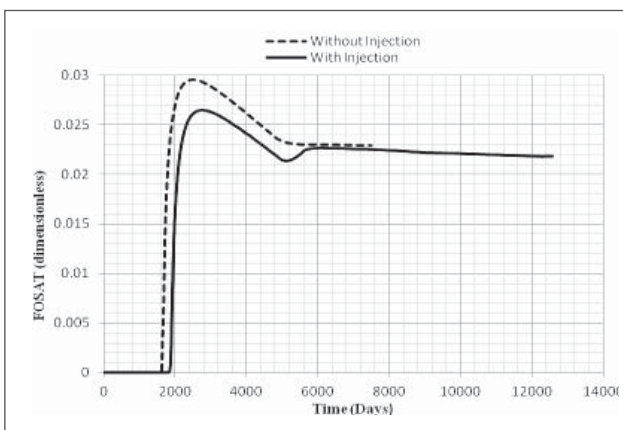
تولید میعانات به شدت کاهش یافته و تزریق آب تأثیر چندانی بر آن نخواهد داشت، تزریق آب متوقف می‌شود. این امر از برونزد^{۱۴} زود هنگام آب در چاه‌های تولیدی نیز جلوگیری می‌کند. در ادامه نتایج حاصل و تفاوت‌های موجود در نتایج دو سناریو بررسی خواهد شد.

۳- نتایج و بحث

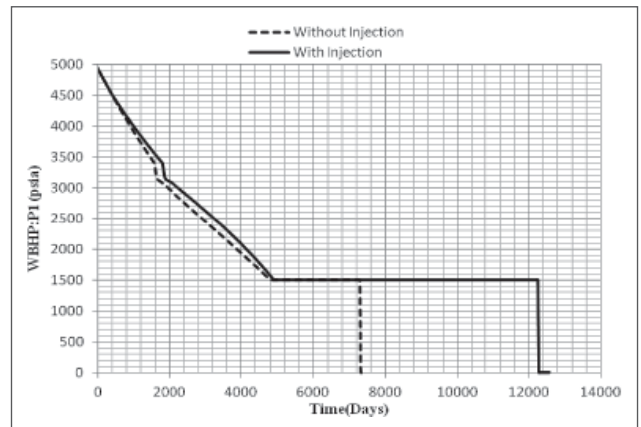
عواملی که در این قسمت برای دو سناریوی مختلف مبنای مقایسه قرار خواهند گرفت عبارتند از: نرخ تولید میعانات (FOPR)^{۱۵}، نرخ تولید گاز (FGPR)^{۱۶}، تولید تجمعی میعانات (FOPT)^{۱۷}، تولید تجمعی گاز (FGPT)^{۱۸} و اشباع میعانات در مخزن (FOSAT)^{۱۹}. تزریق آب در مرز مخزنی که آبدار دارد به منظور جبران افت فشار مخزن انجام می‌شود. بنابراین انتظار داریم در سناریوی تزریق آب افت فشار مخزن کمتر از حالت تخلیه طبیعی باشد. برای بررسی



شکل ۴ | فشار مخزن برای دو سناریوی مدنظر



شکل ۶ | اشباع میعانات در مخزن برای دو سناریوی مدنظر



شکل ۵ | فشار ته چاهی چاه-PI برای دو سناریوی مدنظر



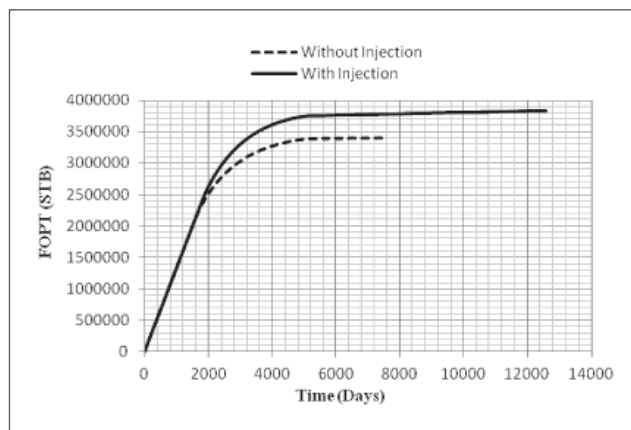
تولید طبیعی زودتر به حد اقتصادی رسیده و مخزن به زمان ترک خود می‌رسد. اما سناریوی تزریق آب به دلیل حفظ فشار، دیرتر به حد اقتصادی تولید گاز می‌رسد و به همین دلیل زمان ترک مخزن در این سناریو بیشتر خواهد بود. تولید تجمعی گاز برای سناریوی تزریق آب، $8/07$ MMMscf بیشتر از سناریوی تولید طبیعی است. در جدول ۴- ضریب بازیافت گاز و میعانات گازی، هم‌چنین زمان رسیدن به حد اقتصادی برای دو سناریوی مدنظر نشان داده شده است.

نکته حائز اهمیت اینکه در مخازن گازی که آبدار دارند مقداری گاز در نواحی مورد هجوم آبدار به تله می‌افتد. همین پدیده در مخازن گازی که تحت تزریق آب قرار دارند نیز اتفاق می‌افتد. مخزن مورد مطالعه در این شبیه‌سازی دارای آبدار نسبتاً ضعیفی بوده و لذا در حالت تولید طبیعی مقداری از گاز در نواحی مورد هجوم آبدار به تله می‌افتد. در اثر تزریق نیز مقدار بیشتری گاز به تله خواهد افتاد، اما با توجه به نمودار تولید تجمعی گاز (شکل-۹) این مقدار به اندازه‌ای نیست که تولید تجمعی گاز در سناریوی تزریق آب کمتر از تولید طبیعی شود.

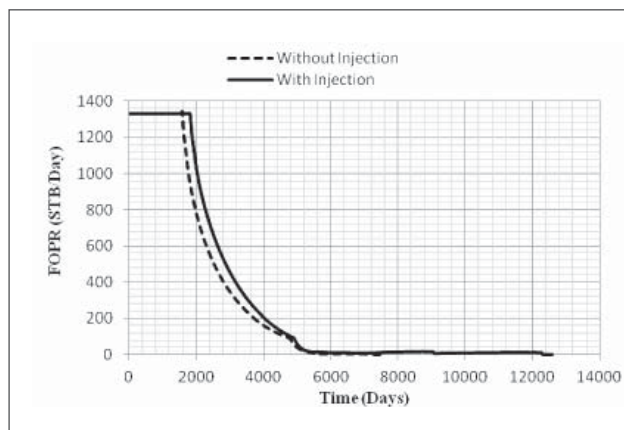
همان‌طور که مشاهده می‌شود تولید تجمعی گاز نیز در اثر حفظ فشار افزایش قابل توجهی داشته؛ به طوری که ضریب بازیافت گاز از $65/3$ درصد به $72/2$ درصد افزایش یافته است. بنابراین پدیده به تله

سناریوی تزریق آب کمتر خواهد بود. هم‌چنین با توجه به آنکه در این سناریو میعانات دیرتر در مخزن تشکیل می‌شود، نرخ تولید میعانات گازی در سطح مدت زمان بیشتری ثابت خواهد ماند. این امر در نمودار نرخ تولید میعانات که در شکل-۷ رسم گردیده نیز دیده می‌شود. با توجه به این شکل ملاحظه می‌شود که نرخ تولید میعانات بعد از تشکیل در داخل مخزن، در هر زمان خاص، برای سناریوی تزریق آب بیش از سناریوی تولید طبیعی می‌باشد. بنابراین طبیعی است که تولید تجمعی میعانات در سناریوی تزریق آب بیشتر باشد. شکل-۸ که نمودار تولید تجمعی میعانات برای دو سناریو را نشان می‌دهد، نمایانگر این موضوع است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود در زمان‌های اولیه تولید تجمعی میعانات برای دو سناریو با هم برابر است. اما این مقدار در زمان پایان شبیه‌سازی برای سناریوی تزریق آب حدود 427 MSTB بیش از تولید طبیعی می‌باشد، که با توجه به ارزش میعانات گازی مقدار قابل توجهی است. در شکل-۹ نمودارهای تولید تجمعی گاز و نرخ جریان تولید گاز رسم شده‌اند.

در سناریوی تزریق آب، تولید گاز با نرخ ثابت، 105 روز بیشتر از سناریوی تولید طبیعی است. این امر به دلیل کاهش کمتر فشار مخزن در سناریوی تزریق آب می‌باشد (شکل-۴). تولید گاز در سناریوی



شکل ۸ | تولید تجمعی میعانات گازی برای دو سناریوی مدنظر



شکل ۷ | نرخ تولید میعانات گازی برای دو سناریوی مدنظر

ضریب بازیافت گاز (درصد)	ضریب بازیافت میعانات گازی (درصد)	زمان ترک مخزن (روز)	سناریوی تولید طبیعی
۶۵/۳	۳۲/۶	۷۳۲۰	سناریوی تولید طبیعی
۷۲/۲	۳۶/۷	۱۲۲۹۰	سناریوی تزریق آب

جدول ۴ | ضریب بازیافت و زمان ترک مخزن برای دو سناریوی مدنظر

افتادن گاز^{۲۰} چندان تأثیر گذار نیست.

هزینه‌های مختلف و قیمت فروش میعانات گازی و گاز تولیدی می‌باشد.

افزایش تولید گاز و میعانات گازی برای سناریوی تزریق آب نسبت به سناریوی تولید طبیعی قابل توجه است. اما برای بررسی دقیق‌تر ضروری است ارزیابی اقتصادی انجام شود. برای نمونه می‌توان ارزش خالص فعلی^{۲۱} دو سناریو را با هم مقایسه کرد که این امر نیازمند داشتن اطلاعات دقیق از

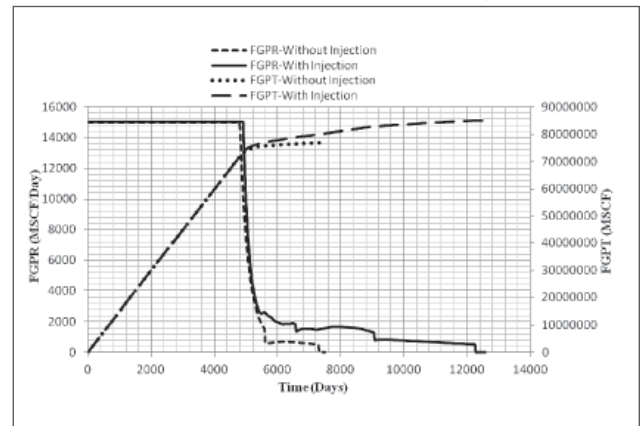
نتیجه‌گیری

■ با تزریق آب در مرز مخزن و آبدۀ آن، قسمتی از افت فشار مخزن در اثر تولید جبران شده و در نتیجه تشکیل میعانات در مخزن به تعویق افتاده و مقدار میعانات تشکیل شده نیز کاهش می‌یابد. هم‌چنین مدت زمان برداشت گاز از مخزن نیز بیشتر خواهد بود.

■ تزریق آب منجر به تولید گاز و هم‌چنین میعانات گازی بیشتری از مخزن خواهد شد.

■ تولید بیشتر گاز در سناریوی تزریق آب نسبت به سناریوی تولید طبیعی نشانگر این امر است که پدیده به تله افتادن گاز توسط آب چندان مؤثر نیست.

■ میزان افزایش بازیافت میعانات گازی و گاز تولیدی در سناریوی تزریق آب قابل ملاحظه است. اما برای انجام بررسی‌های دقیق‌تر نیاز به ارزیابی اقتصادی این موضوع می‌باشد.



شکل ۹ | تولید تجمعی گاز و نرخ تولید گاز برای دو سناریوی مدنظر

پانویس‌ها

- | | | |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| 1. khamehchi@aut.ac.ir | 8. Eclipse | 15. Field Oil Production Rate |
| 2. Natural Depletion | 9. Local Grid Refinement | 16. Field Gas Production Rate |
| 3. IOR | 10. Generalized Pseudo Pressure | 17. Field Oil Production Total |
| 4. Gas Recycling | 11. Rich | 18. Field Gas Production Total |
| 5. Discount Rate | 12. Condensate Gas Ratio (CGR) | 19. Field Oil Saturation |
| 6. Volumetric Reservoir | 13. water cut | 20. gas trapping |
| 7. Compositional Simulator | 14. breakthrough | 21. Net Present Value (NPV) |

منابع

- [1] Cruz Lopez, J.A., "Gas Injection as a Method for Improved Recovery in Gas-Condensate Reservoirs with Active Support", SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 1-3 February 2000
- [2] Fishlock, T.P. and Probert, C.J. "Waterflooding of Gas-Condensate Reservoirs", SPERE, 245-251, Nov. 1996
- [3] El-Banbi A.H., Aly, A.M., Lee, W.J. and McCain, W.D., "Investigation of Waterflooding and Gas Cycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir", SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000
- [4] Craft, B.C. and Hawkins M.F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Louisiana state university, copyright 1991
- [5] Matthews, J.D., Hawes, R.I., Hawkyard, I.R., and Fishlock, T.P. "Feasibility Studies of Waterflooding Gas-Condensate Reservoirs", JPT, August 1988, 1049-1056
- [6] Cason, L.D., Jr. "Waterflooding Increases Gas Recovery", JPT, 1102-1106, Oct. 1989
- [7] Gomez, S.R. "Under the Right Conditions Waterflooding Will Benefit Some Gas Reservoirs", World Oil, 71-82, April 1983