Archive of SID

مجموعه مقالات سومین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
تهران، ۲۹ خرداد ماه ۱۳۹۳ مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا
تلفن: ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱ www.Reservoir.ir

شبیه سازی اثر دمای تزریق بر روی فرایند SAGD در یکی از مخازن نفت سنگین ایران با نرم افزار CMG

اکبر زارعی[۱]،سید حسام نجیبی[۲]،بیژن هنرور[۳]
دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات،گروه نفت، فارس، ایران
Zareiakbar67@gmail.com

چکیده

در این مطالعه ، شبیه سازی فرآیند تزریق بخار همراه با ریزش ثقلیدر یکی از مخازن شکافدار جنوب غرب ایران انجام و مورد آنالیز و مقایسه قرار گرفت. نفت این مخزن از نوع سنگین با درجه API 7 می باشد.یکی از عوامل موثر در فرآیند تزریق SAGDدمای تزریق می باشد که مورد ارزیابی قرار گرفته اند.همچنین این پارامتر ، جهت تعیین اختلاف در مخازن شکافدار و همگن با هم مورد مقایسه قرار گرفتکه در نهایت رفتار مخزن(تولید نفت،کل آب تولیدی،دبی تولید نفت و نسبت بخار به نفت تولیدی) در هر یک از روشها تحت بررسی قرار گرفته است.در نهایت شرایط بهینه تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی محاسبه و از لحاظ فنی بدست آمده است

کلمات کلیدی:ازدیاد برداشت، شبیه سازی، مخازن شکافدار، تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی (SAGD)

[۱] کارشناسیارشدمخازنهیدروکربوری
[۲] دکتری شیمی،دانشیار
[۳] دکتری شیمی، استادیار

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

روند تولید جهانی نفت نشان می‌دهد تولید طبیعی از مخازن توسط انرژی اولیه مخزن به شدت رو به کاهش است. در واقع امروزه نیاز به روش ازدیاد برداشت نفت بیش از گذشته احساس می‌شود. این مسأله در مورد مخازن نفت سنگین که اصولا کاربرد روش‌های معمولی در آن‌ها مؤثر نمی‌باشد، بیشتر اهـمیت می‌یابد. تعاریف متفاوتی برای نفت سبک و سنگین و مرزبندی آن‌ها وجود دارد که با توجه به مکان قرارگرفتن منبع نفتی، متغیر است. انجمن نفت آمریکا یک تعریف پذیرفته شده برای نوع نفت بر اساس چگالی آن ارائه کرده است[1] بر اساس این تعریف، نفت سنگین به نفتی اطلاق می‌شود که چگالی آن بین ۹۲۰ تا ۱۰۰۰ کیلوگرم بر متر مکعب (API ۲۲-۱۰) باشد و نفت سبک به نفتی گفته می‌شود که API آن بزرگتر از ۲۲ باشد. همچنین نفت فوق سنگین به نفتی گفته می‌شود که چگالی آن بیشتر از ۱۰۰۰ کیلوگرم بر متر مکعب باشد. به عبارت دیگر نفت سنگین و فوق سنگین با گرانروی بالا و درجهAPI پایین شناخته می‌شوند. گرانروی نفت سنگین معمولاً بین ۱۰۰ تا ۱۰۰۰۰cp می‌باشد. قیر طبیعی معمولاً با چگالی بیشتر از ۱۰۰۰۰cp شناخته می‌شود. در حال حاضر، کل منابع نفتی جهان بین ۹ تا ۱۳ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود که از این میزان ۳۰ درصد نفت سبک، ۱۵ درصد نفت سنگین، ۲۵ درصد نفت فوق سنگین و ۳ درصد قیر طبیعی و شن‌های حاوی نفت می‌باشد[2]. مقدار کلی منابع نفت سنگین و قیر طبیعی در جـهان حدود یک تریلیون متر مکـعب نفـت درجا تخمین زده می‌شود که شش برابر نفت معمولی جهان است[2] .

عمده این ذخایر در کشورهای کانادا ، ونزوئلا و آمریکا واقع شده است[3]. مقادیر دیگری نفت سنگین نیز در کشورهای برزیل، مکزیک، چین و خاورمیانه وجود دارد. طبق آخرین بررسی، ایران دارای بیش از ۱۲۵ میلیارد بشکه ذخیره اثبات شده نفت می‌باشد که در حدود ۴/۱ میلیون بشکه در روز تولید می‌کنند. همچنین عمر متوسط مخازن نفتی ایران نیز بیش از ۹۰ سال گزارش شده است[3] .

مخازن کشف شده و احتمالی نفت سنگین در ایران اغلب در جنوب (میدان کوه موند) و جنوب‌غربی (میدان پایدار) کشور واقع شده‌اند. این مخازن شکافدار هستند و سنگ مخزن آن‌ها بیشتر ماسه‌سنگ‌های آهکی و سنگ‌های رسی هستند. براساس مطالعاتی که تاکنون صورت گرفته است میزان ذخایر نفت سنگین درجای ایران ۸۵/۷۷ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود[3] .با توجه به فراوانی منابع نفت سنگین در ایران، لزوم بررسی و تحقیق در مورد روش‌های ازدیاد برداشت مناسب اجتناب ناپذیر می‌باشد. منابع نفت سنگین به علت وجود گرانروی بالا و درصد بالای ترکیبات آسفالتین و رزین باعث بروز مشکلاتی در مراحل استخراج، انتقال و فراوری نفت سنگین می‌شود و برداشت اولیه در تعداد کمی از مخازن نفت سنگین و قیر که دارای شرایط بهتری هستند، حداکثر به ۶ درصد نفت درجا می‌رسد[3] .

بنابراین کاربرد روش‌های ازدیاد برداشت در این نوع مخازن اهمیت بسیار زیادی پیدا می‌کند.روش‌های حرارتی از موثرترین و بهترین روش‌های ازدیاد برداشت در این نوع مخازن می‌باشد که به صورت‌های مختلف اعم از تزریق بخار آب، تزریق آب داغ، روش تحریک دوره ای با بخار آب، احتراق درجا و غیره انجام می‌شود.تاسال۱۹۹۳میزاناستخراجنفتدردنیابهکمکتزریقبخاردر حدود۷۰۰۰۰۰بشکهدرروزوامروزهبهحدودیکمیلیونبشکهدرروزمی‌رسد[4].

اصولا در روش تزریق با بخار نیاز به دو چاه هم زمان یکی برای تزریق بخار و دیگری برای تولید داریم. در این فرآیند از یک چاه عمودی، بخار آب به درون مخزن تزریق می‌شود. گرانروی نفت در تماس با بخار داغ کاهش یافته و به سمت چاه دیگری که در فاصله مناسبی از چاه اول قرار دارد حرکت می‌نماید. منطقه‌ای که توسط بخار آب در این فرآیند جاروب می‌شود بیشتر

www.SID.ir

Archive of SID

از فرآیند تحریک گردشی با بخار می‌باشد و معمولا تا ۵۰ درصد از نفت اولیه موجود در مخزن با استفاده از این روش استخراج می‌شود[5].

۲- خلاصه ای از خصوصیات میدان مورد مطالعه

میدان x در سال ۱۹۳۱ با نمود یک مخزن گازی کشف شد اما در نتیجه مطالعات مرتب و منظم اکتشافی در سال ۱۹۸۴ اولین چاه اکتشافی نفت سنگین در این میدان حفر گردید.میدان x بعنوان اولین میدان نفت سنگین ایران در جنوب شرقی بندر بوشهر در حاشیه خلیج فارس قرار گرفته است که دارای وسعت در سطح ۱۶×۹۰ کیلومتر می باشد که جهت جغرافیایی میدان از شمال غرب به جنوب شرق امتداد دارد. شکل (۱) موقعیت میدان x را نشان می دهد.

شکل۱موقعیت جغرافیایی میدان

نتایج اولین چاه اکتشافی تائید شده وجود نفت سنگین در دو مخزن مجزا را بیان می کند یکی در سازند جهرم مربوط به دوره زمین شناسی ایوسن و دیگری در سازند سروک مربوط به دوره زمین شناسی کرتاسه. میدان نفت سنگین x از یک سری طاقدیسهای متقارن تشکیل شده است که ابعاد آن بین خطوط همتراز۱۰۰۰ متر درجهرم تا ۲۰۰۰ متر در سروک وسعت دارد. بیرون زدگی‌های این میدان از سازندهای بختیاری، آغاجاری، میشان، گچساران تشکیل شده است. بالاترین نقطه سرسازند جهرم حدود ۳۲۹ متر از سطح دریا ارتفاع دارد .حفاری هفت چاه در این میدان به پایان رسیده است بجز MD-1 باقی چاهها در سازند سروک حفاری شده‌اند و عمیق‌ترین چاهMD-5 بوده که عمق آن ۵۰۵۵m می‌باشد.

۳- سناریوی *SAGD*

در این سناریوی اثر پارامتردمای تزریق را برای دو مدل مخزن Conventional و Fracture مورد بررسی قرار می دهیم تا عوامل تأثیر گذار بر این فرآیند و میزان تأثیر آن ها مشخص گردد.همچنین قصد داریم در حین بررسی این پارامتربهینه ترین میزان را که برای مدل مورد نظر بهترین جواب دهی را داشته باشد نیز مشخص کنیم.

www.SID.ir

Archive of SID

۱-۳اثر دمای تزریق

برای مشاهده اثر تغییر دمای تزریق در دو مدل Conventional و Fracture چهار دمای تزریق مختلف را مورد بررسی قرار دادیم که نتایج آن برای مخزن Conventional در جدول ۱ و نمودارهای ۲ الی۵ و برای مخزن در جدول ۲ و نمودارهای ۶ الی ۹ آورده شده است. همچنین از فشار تزریق psi۱۵۰۰ استفاده کردیم.همانگونه که مشاهده می کنید برای هر دو مدل Conventional و Fracture با افزایش دمای تزریق میزان تولید نفت هم بیشتر شده است اما نتیجه مهمی که حاصل شد این است که برای مدل Conventional این افزایش تولید تا دمای ۴۵۰ در جه فارنهایت ادامه داشته است و از آن به بعد با افزایش دمای سیال تزریقی میزان تولید نفت رو به کاهش گذاشته است.که این می تواند به دلیل تبخیر زیاد نفتی است که با بخار تزریقی در تماس است.زیرا همانگونه که می دانید یکی از مکانیسم های تولید نفت در زمان تزریق بخار ، مکانیسم Vaporization و condensation است. حال اگر دمای بخار تزریقی و در نتیجه دمای مخزن آنقدر بالا باشد که مکانیسم Vaporizationقوی تر از condensation باشد میزان نفتی که تبخیر می شود کمتر از میزان نفتی است که میعان می شود که این باعث کاهش میزان نفت تولیدی می گردد.اما برای مدلFracture بر خلاف مدل Conventional در دمای ۶۵۰ درجه فارنهایت بیشترین تولید نفت وجود داشته است که این می تواند به دلیل پخش شدن بهتر بخار در مدل شکافدار در مقایسه با مدل همگن به دلیل وجود شکاف ها باشد.ولی در کل تغییر در دمای بخار تزریقی تأثیر چندانی بر فرآیند SAGD ندارد و در همه دماهایی که بخار تزریق شده است تقریباً میزان آب تولیدی ، بخار تولیدی و نفت تولیدی با هم برابر هستند و تغییر چندانی نکرده اند و با توجه به اینکه با افزایش دمای بخار تزریقی هزینه های عملیات و میزان آسیب رسیدن به تجهیزات بیشتر می شود باید محاسبات اقتصادی انجام شود تا مشخص گردد آیا افزایش دما با توجه به میزان افزایش نفت تولیدی مقرون به صرفه است یا خیر. در نهایت دمای بهینه برای بخار تزریقی برای مدل Conventional ،۴۵۰ درجه فارنهایت و برای مدل Fracture، ۶۵۰ درجه فارنهایت است.

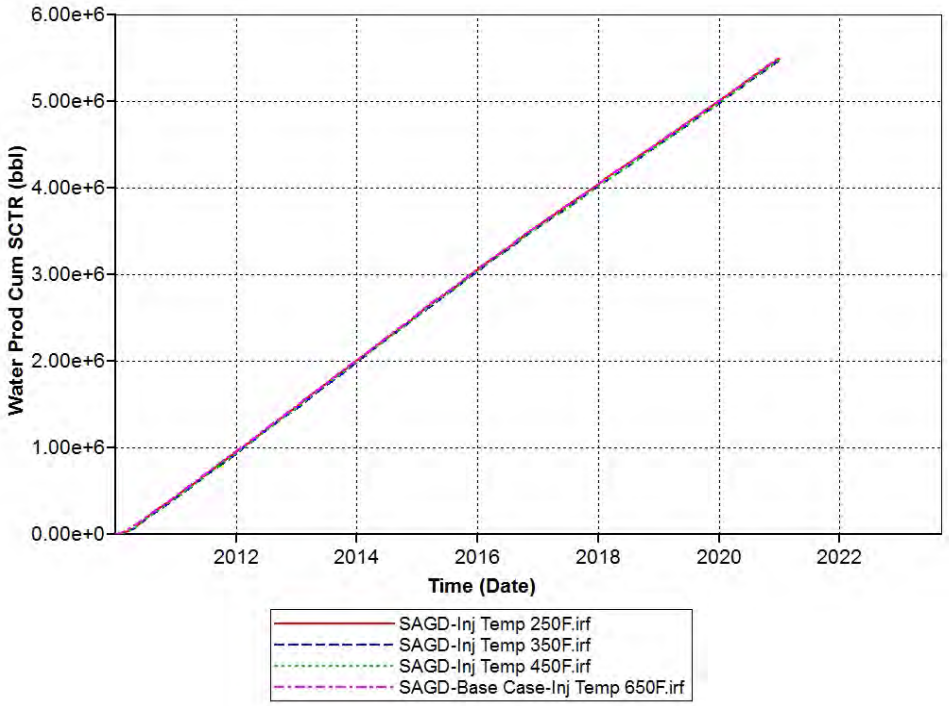
۱-۱-۳ مدل Conventional

جدول ۱ : اثر دمای تزریق در مدل Conventional برای سناریوی SAGD

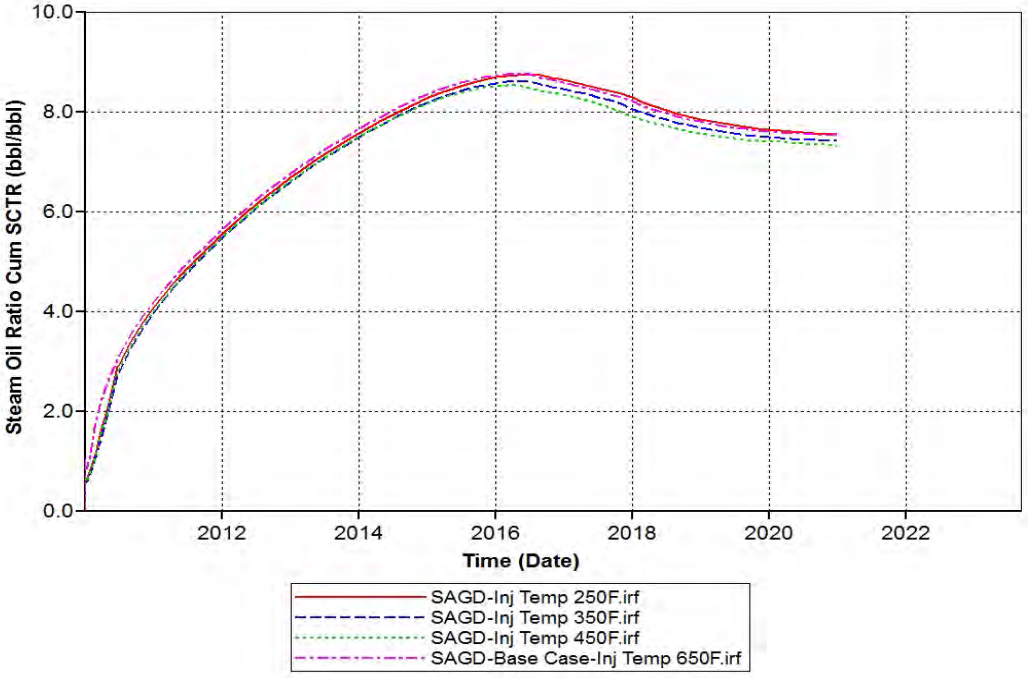
NO.	InjectionTemperature (F)	Np (bbl)
1	250	792793
2	350	804545
3	450	816460
4	650	796164

www.SID.ir

Archive of SID



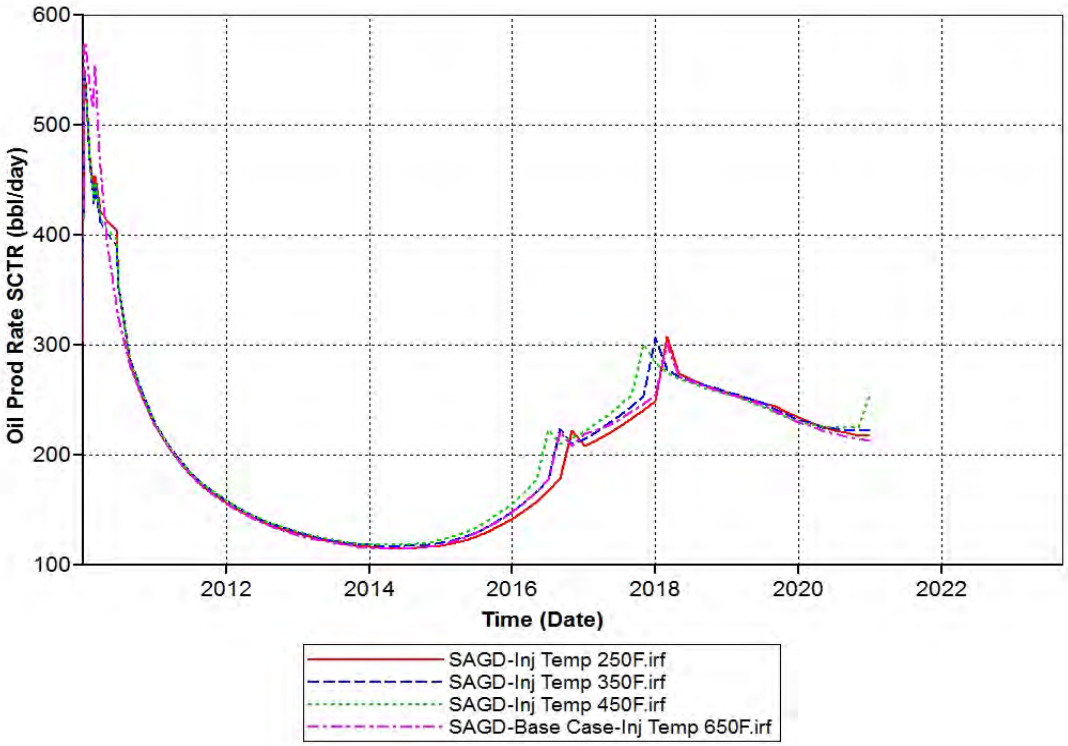
شکل ۲ : اثر دمای تزریق بر کل آب تولیدی در مدل Conventional برای سناریوی SAGD



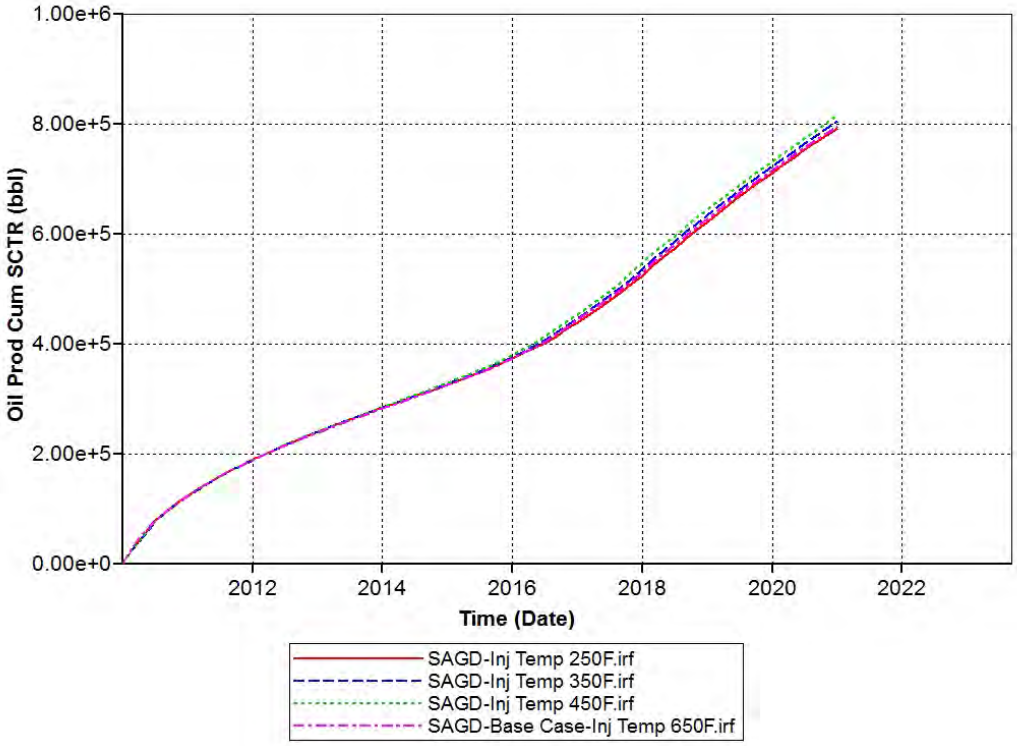
شکل ۳ : اثر دمای تزریق بر نسبت بخار به نفت تولیدی در مدل Conventional برای سناریوی SAGD

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۴ : اثر دمای تزریق بر دبی نفت تولیدی در مدل Conventional برای سناریوی SAGD



www.SID.ir

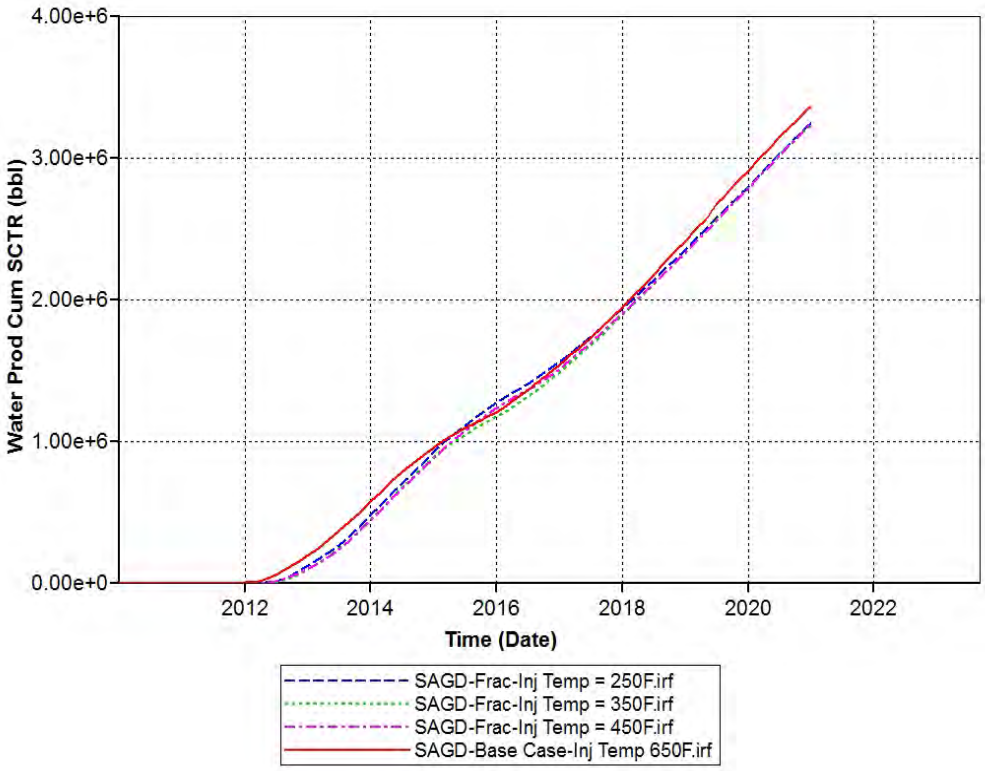
Archive of SID

شکل ۵ : اثر دمای تزریق بر کل نفت تولیدی در مدل Conventional برای سناریوی SAGD

۲-۱-۳ مدل Fracture

جدول ۲: اثر دمای تزریق در مدل Fracture برای سناریوی SAGD

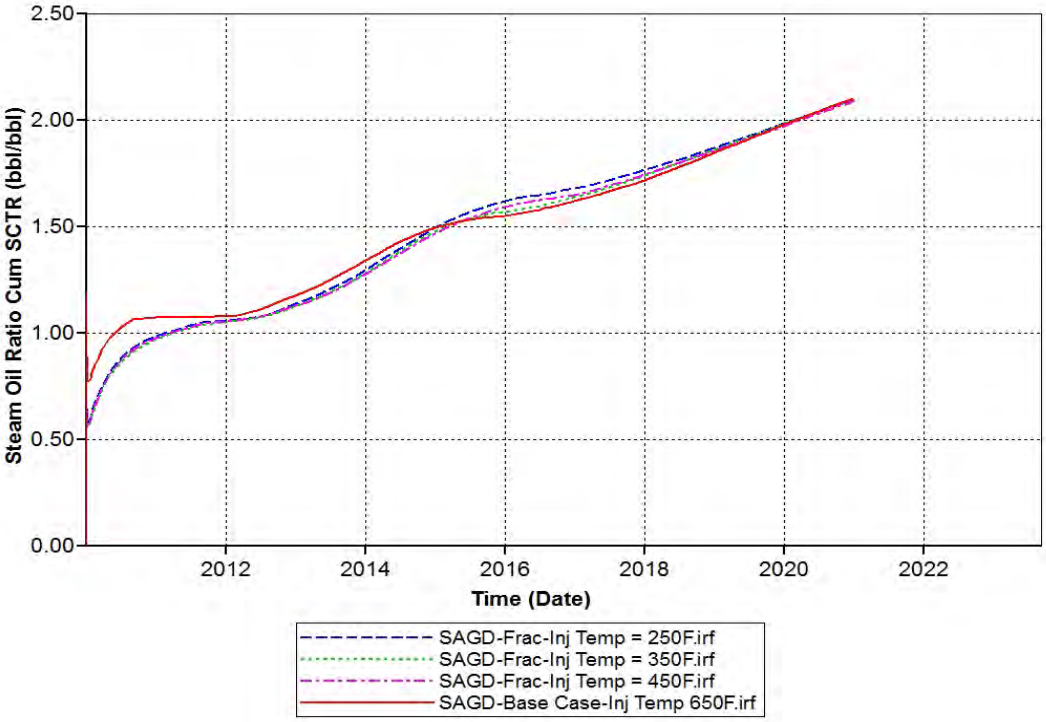
NO.	InjectionTemperature (F)	Np (bbl)
1	250	2/79E6
2	350	2/78E6
3	450	2/79E6
4	650	2/86E6



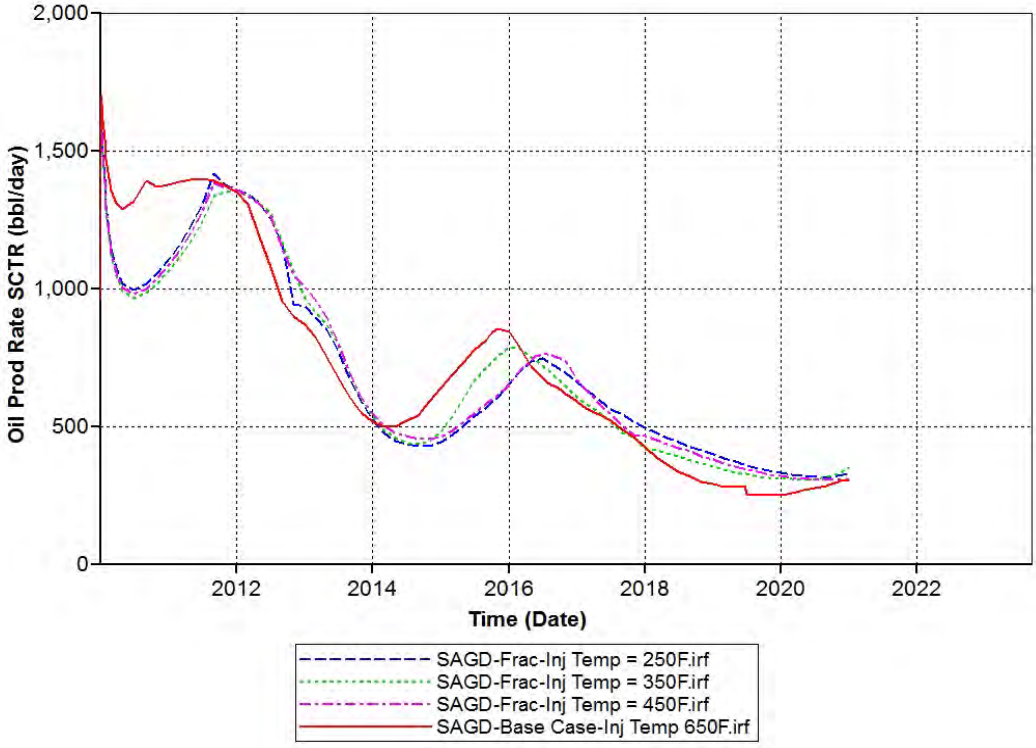
شکل ۶ : اثر دمای تزریق بر کل آب تولیدی در مدلFracture برای سناریوی SAGD

www.SID.ir

Archive of SID



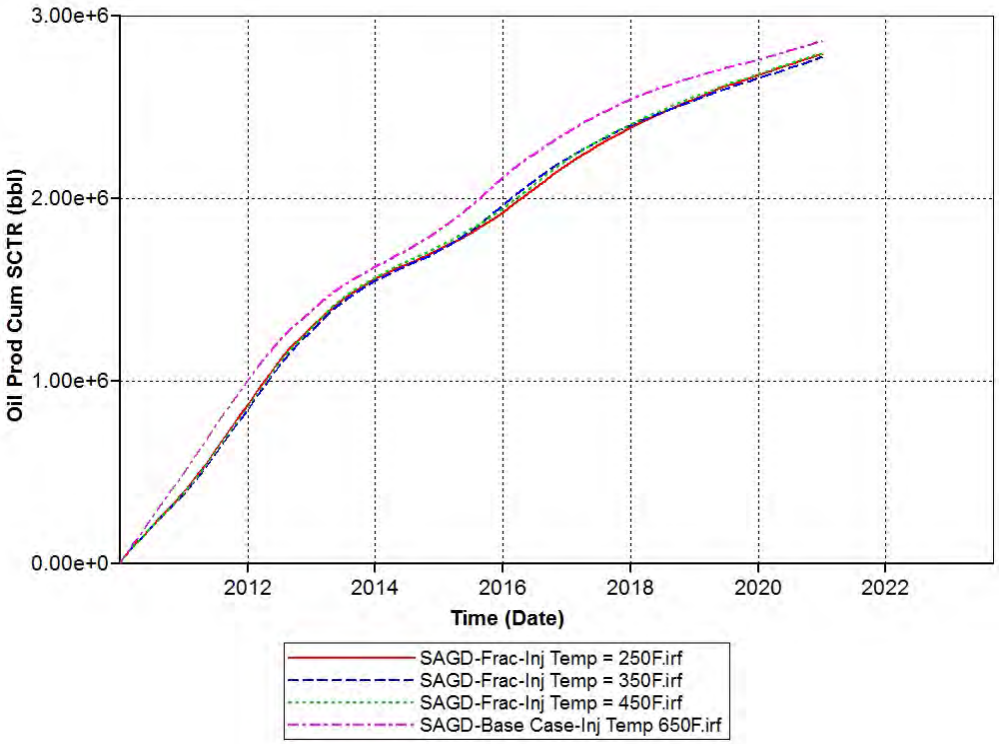
شکل ۷ : اثر دمای تزریق بر نسبت بخار به نفت تولیدی در مدل Fracture برای سناریوی SAGD



www.SID.ir

Archive of SID

شکل ۸ : اثر دمای تزریق بر دبی نفت تولیدی در مدلFracture برای سناریوی SAGD



شکل ۹ : اثر دمای تزریق بر کل نفت تولیدی در مدلFracture برای سناریوی SAGD

۴- نتیجه گیری

۱)برای هر دو مدل Conventional و Fracture با افزایش دمای تزریق میزان تولید نفت هم بیشتر شده است .

۲) برای مدل Conventional افزایش تولید تا دمای ۴۵۰ در جه فارنهایت ادامه داشته است و از آن به بعد با افزایش دمای سیال تزریقی میزان تولید نفت رو به کاهش گذاشته استکه این می تواند به دلیل تبخیر زیاد نفتی است که با بخار تزریقی در تماس است.

۳)اما برای مدلFracture بر خلاف مدل Conventional در دمای ۶۵۰ درجه فارنهایت بیشترین تولید نفت وجود داشته است که این می تواند به دلیل پخش شدن بهتر بخار در مدل شکافدار در مقایسه با مدل همگن به دلیل وجود شکاف ها باشد

۴)در کل تغییر در دمای بخار تزریقی تأثیر چندانی بر فرآیند SAGD ندارد و در همه دماهایی که بخار تزریق شده است تقریباً میزان آب تولیدی ، بخار تولیدی و نفت تولیدی با هم برابر هستند و تغییر چندانی نکرده اند و با توجه به اینکه با افزایش دمای بخار تزریقی هزینه های عملیات و میزان آسیب رسیدن به تجهیزات بیشتر می شود باید محاسبات اقتصادی انجام شود تا مشخص گردد آیا افزایش دما با توجه به میزان افزایش نفت تولیدی مقرون به صرفه است یا خیر.

www.SID.ir

Archive of SID

مراجع

[1] دکتر محمدرضا ریاضی، "مهندسی مخازن نفت و گاز"، چاپ اول، تهران، موسسه انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، سال ۱۳۷۴

[2]. Taber, J. J., Martin, F. B. and Seright, R. S., EOR Screening Criteria Revisited- Part I "Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects", Soc. Pet. Eng. J., 2, p. 196 (1996).

[3]. Van Poolen, H. K., and Assoc., Inc." Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". Tulsa: PennWell, Co. 1980.

[4]. Farouq Ali. SM.: "Steam Injection," Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. Interstate Oil Compact Commission, OklahomaCity (Sept. 1974) Chap. 4.

[5]. McNeil, J.S. and Moss. J.T.: "Oil Recovery by In-Situ Combustion." Pet. Eng. (July 1958) B-29-B-42.

www.reservior.ir

www.SID.ir