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

مقایسه سناریوی تولید طبیعی و SAGD در یکی از مخازن نفت سنگین ایران با توجه به نتایج شبیه سازی 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

منابع عظیمی از نفت سنگین و ماسه های قیری در نقاط مختلف جهان از جمله ایران موجود می باشد. بهره برداری از این منابع عظیم به علت گرانروی بالای نفت، با روشهای حرارتی ازدیاد برداشت نفت انجام می شود.در حال حاضر تزریق بخار یکی از موفق ترین روش های به کار رفته است. منابع عظیمی از نفت سنگین و ماسه های قیری در نقاط مختلف جهان از جمله ایران موجود می باشد.هدف کلی از فرآیندهای حرارتی، کاهش گرانروی نفت و سرانجام افزایش بهره برداری می باشد. با افزایش دمای سیال مخزن، گرانروی نفت کاهش می یابد. نفت در اثر فشار حاصل از بخارهای موجود، به سمت چاههای تولید حرکت می کند. از جمله روشهای نوین ازدیاد برداشت، فرآیند تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی (SAGD) می باشد.این روش با فعال کردن مکانیسم ریزش ثقلی و روان کردن نفت و تحت الشعاع قرار دادن مناطق دست نخورده مخزن نسبت به روشهای معمول تزریق بخار موجب کاهش درصد نفت باقی مانده و افزایش تولید از مخزن می گردد.در این مطالعه ، شبیه سازی فرآیند تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی در یکی از مخازن شکافدار جنوب غرب ایران انجام و با تولید طبیعی مورد آنالیز و مقایسه قرار گرفت.

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

---

[۱] کارشناسی ارشد مهندسی نفت ،دانشگاه علوم وتحقیقات فارس
[۲] دکتری مهندسی شیمی،عضو هیئت علمی دانشگاه صنعت نفت،دانشیار
[۳] دکتری مهندسی شیمی،عضو هیئت علمی دانشگاه علوم وتحقیقات فارس،استادیار

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

از مهمترین راه‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفت، استفاده از روش‌های حرارتی است. نفت سنگین و ماسه های قیری منابع مهم انرژی هستند که در بسیاری از کشورهای تولید کننده نفت موجودند. با کاهش منابع نفت سبک و کمتر شدن احتمال یافتن مخازن جدید نظرها به سوی نفت سنگین معطوف شده است. این منابع در تأمین انرژی آینده نقشی به سزا ایفا خواهند کرد. بزرگترین منابع نفت سنگین (با API بین ۱۰ تا ۲۰ درجه و قابل حرکت در شرایط مخزن) در ایالات متحده، ونزوئلا، کانادا و روسیه واقع شده اند[۱]. منابع مهمی هم در خاورمیانه در کشورهای ایران، عراق، سوریه، ترکیه، عربستان و کویت واقع شده است[۲]. در ایران چندین میدان نفت سنگین مانند کوه موند، زاغه، فردوس، پایدار و ... کشف شده اند که دارای میلیاردها بشکه ذخائر نفت می باشند. بعلت فراوانی و سادگی تولید نفت سبک تاکنون این میادین چندان مورد توجه نبوده اند ولی با افت تولید نفت سبک و نیاز روز افزون به نفت این منابع اهمیت قابل توجهی پیدا خواهند کرد. آنچه تولید نفت سنگین را دشوار و میزان بازیافت را کم می کند در درجه اول گرانروی بالای آن است. بنابراین روشهای تولید از این منابع برای کاهش گرانروی متمرکز شده است و به طور کلی مؤثرترین روش، روشهای حرارتی تشخیص داده شده اند و سایر روشها اثر کمتری بر روی کاهش گرانروی دارند[۳]. از میان روشهای حرارتی، تزریق بخار، بیشترین کاربرد را داشته است زیرا بخار عامل انتقال حرارت فوق العاده خوبی است و مکانیسم های متعدی را در مخزن برای تولید نفت اعمال می کند. از این رو به طور مثال در ایالات متحده ۸۰٪ کل تولید نفت بوسیله روشهای ازدیاد برداشت در دهه ۸۰ مربوط به تزریق بخار بوده است[۴].

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.

www.SID.ir

Archive of SID

شکل ۱موقعیت جغرافیایی چاه

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 همتراز ۱۰۰۰ 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- مقایسه سناریوی تولید طبیعی و SAGD

دو سناریوی مختلف تولید طبیعی و SAGD را در دو مدل Conventional و Fracture با هم مقایسه کردیم که نتایج آن در جدول ۱ و نمودارهای ۲ الی ۵ آورده شده است .لازم به ذکر است که در سناریوی تولید طبیعی چاه ها افقی هستند.

۱-۱ تحلیل نمودارها

۱) نمودار تولید آب : مشاهده می کنید که برای سناریوی تواید طبیعی تولید آب خیلی کم و در حد صفر است و این آبی که تولید می شود آب مربوط به خود مخزن (Connate Water) می باشد و چون مخزن آب دوست است ، آب موجود به دیواره مخزن می چسبد و آب خیلی کمی تولید می شود.ولی در فرآیند SAGD تولید آب خیلی زیاد است که این آب آبی است که از Condense شدن بخار تزریقی حاصل شده است که زمان میان شکن شدن آب برای مدل Conventional سریع تر از مدل Fracture است همچنین تولید آب برای مدل Conventional بیشتر از مدل Fracture است که دلایل آن هم قبلا توضیح داده شده است.

۲) نمودار SOR : برای تولید طبیعی که تزریقی بخار وجود ندارد نمودار بخار تولیدی روی صفر قرار دارد.همچنین در فرآیند SAGD برای مدل Conventional میزان بخار به نفت تولیدی بیشتر از مدل Fracture است.

۳) نمودار دبی تولید نفت : همانگونه که مشاهده می کنید در هر دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD برای مدل های شکافدار دبی آغازین تولید نفت خیلی بالاست و نفت با دبی زیادی شروع به تولید می کند.تا جایی که در سناریوی تولید

www.SID.ir

Archive of SID

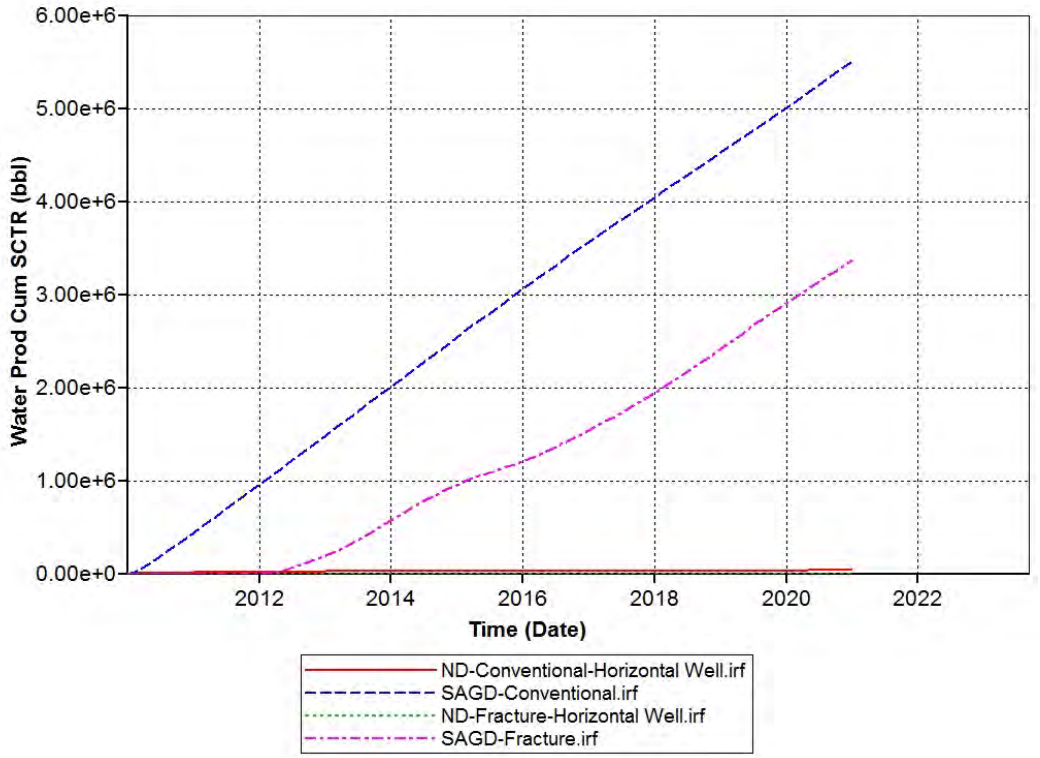
طبیعی برای مدل شکافدار دبی تولیدی آغازین بیشتر از مدل Conventional در سناریوی SAGD است که این از خصوصیت مخازن شکافدار است.

همچنین دبی تولیدی برای مدل شکافدار با گذشت زمان کاهش پیدا می کند ولی برای مدل Conventional دبی تولیدی ابتدا پایین است اما بعد از اینکه مخزن تحت تأثیر بخار تزریقی قرار گرفت مقداری افزایش می یابد.

۴) نمودار کل نفت تولیدی : در نهایت مشاهده می کنید که میزان نفت تولیدی برای سناریوی SAGD برای هر دو مدل Conventional و Fracture بیشتر از سناریوی تولید طبیعی است.

جدول ۱: مقایسه دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD در مخازن Conventional و Fracture

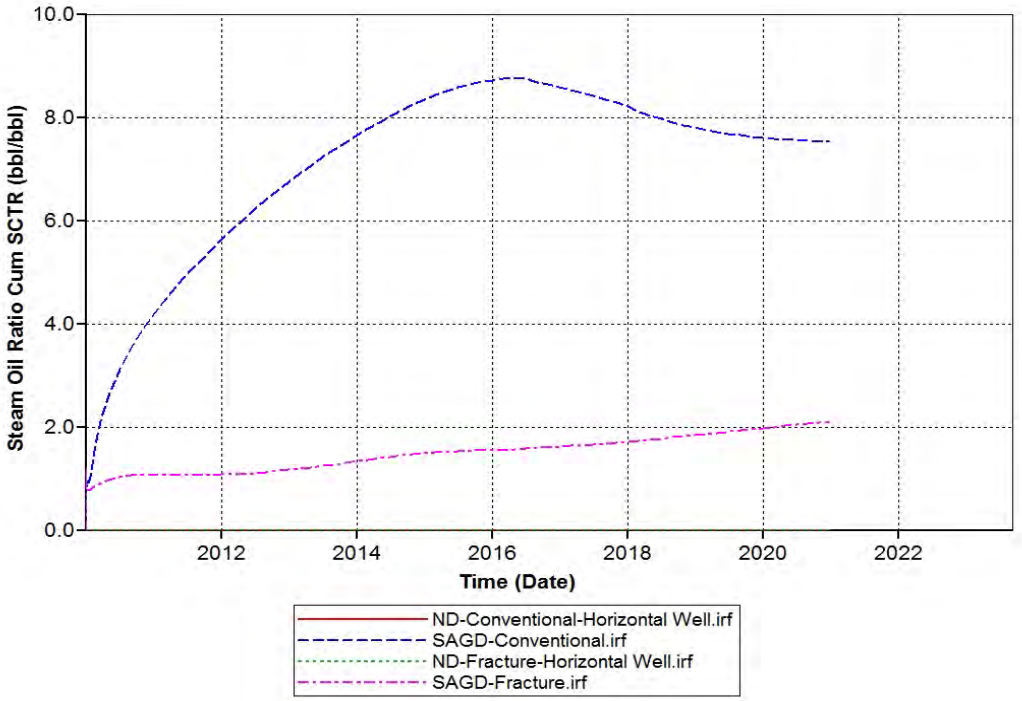
Np (bbl)	Scenario	Reservoir Of Type	NO.
796164	SAGD	Conventional	1
138863	Natural Depletion	Conventional	2
2/86E6	SAGD	Fracture	3
211953	Natural Depletion	Fracture	4



شکل ۲ مقایسه میزان آب تولیدی در دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD در مخازن Conventional و Fracture

www.SID.ir

Archive of SID

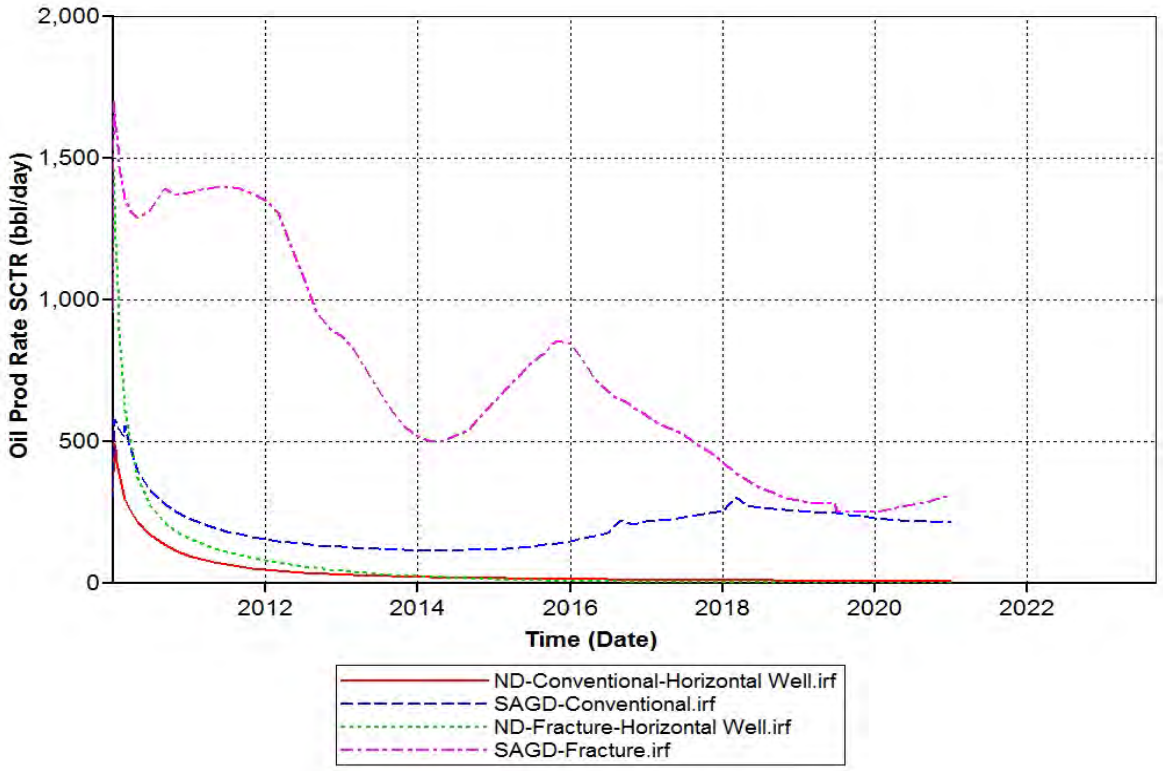


شکل ۳ : مقایسه نسبت بخار به نفت تولیدی در دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD در مخازن Conventional و Fracture

www.Reservoir

www.SID.ir

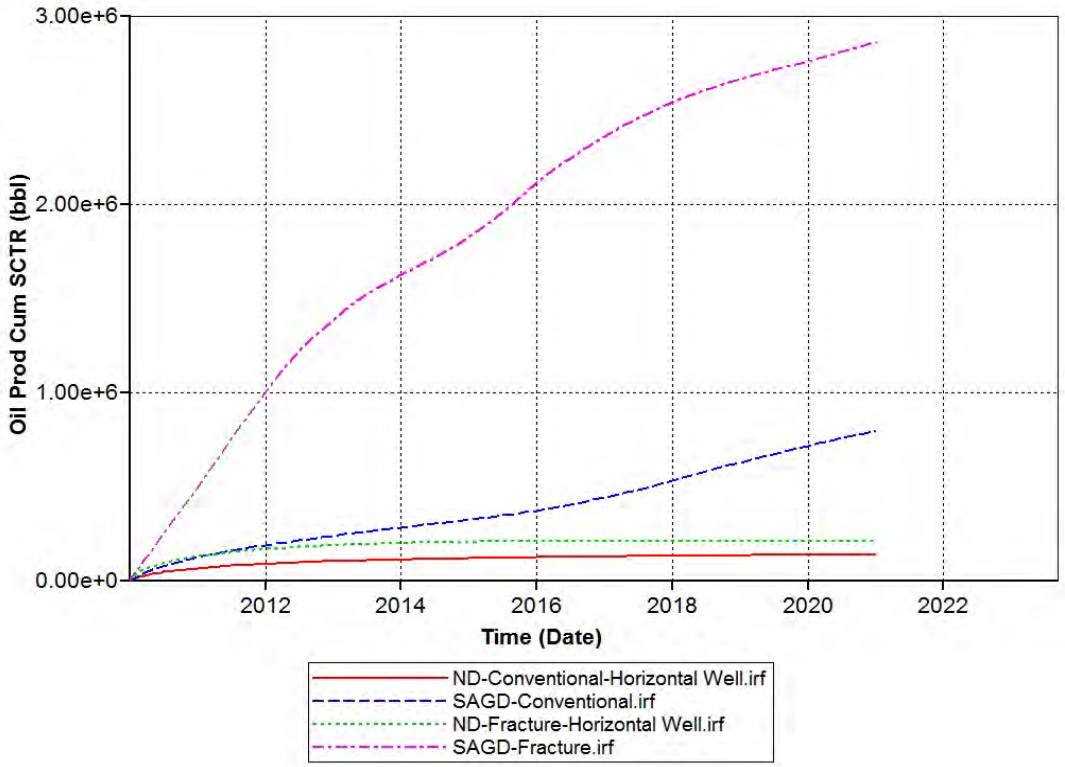
Archive of SID



شکل ۴مقایسه میزان دبی تولیدی نفت در دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD در مخازن Conventional و Fracture

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۵ مقایسه میزان کل نفت تولیدی در دو سناریوی تولید طبیعی و SAGD در مخازن Conventional و Fracture

۴- نتیجه گیری

۱) برای سناریوی تواید طبیعی تولید آب خیلی کم و در حد صفر است ولی در فرآیند SAGD تولید آب خیلی زیاد است که این آب آبی است که از Condense شدن بخار تزریقی حاصل شده است که زمان میان شکن شدن آب برای مدل Conventional سریع تر از مدل Fracture است همچنین تولید آب برای مدل Conventional بیشتر از مدل Fracture است.

۲) برای تولید طبیعی که تزریقی بخار وجود ندارد نمودار بخار تولیدی روی صفر قرار دارد.همچنین در فرآیند SAGD برای مدل Conventional میزان بخار به نفت تولیدی بیشتر از مدل Fracture است.

۳) میزان نفت تولیدی یرای سناریوی SAGD برای هر دو مدل Conventional و Fracture بیشتر از سناریوی تولید طبیعی است.

مراجع

[1] Ender Okandan. (1984). Heavy Crude Oil Recovery , NATO Asi Series E, Applied Sciences, No. 76, Martinus Nijhoff Pub.
[2] S.M. Farouq Ali. (1974). " Current Status of Steam Injection as A Heavy Oil Recovery Method ", JCPT 74-01-05, Journal of Canadian Petroleum Technology, Montreal.
[3] Al-Qabandi, S., Al-shatti, Y., Gopalakrishnan, P., Kuwait Oil Company. (1995). "Commercial Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam Stimulation in Kuwait.", SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada, spe 30288.

www.SID.ir

Archive of SID

[4] DR . K.C Hong, "Steamflooding , Reservoir management, Thermal Enhanced Oil Recovery" , Penwell publishing company ,Tulsa ,1994.

www.Reservoir.ir

www.SID.ir