بررسی و بهینه سازی روش SAGD در یکی از مخازن نفت سنگین ایران

امین صادقی[1] ، حمید دریس[2]

1- ناظر عملیات شرکت ملی حفاری ایران petroleum.amin.sadeghi@gmail.com

2- مشاور معاون وزیر نفت در نظارت بر منابع هیدروکربوری

خلاصه

امروزه کاهش ذخایر نفت خام معمولی منجر به توسعه روش‌های مختلف به منظور افزایش بازیابی نفت برای نفت سنگین شده است. مشخص شده است که تنها درصد پایین نفت سنگین با روش های EOR فعلی قابل بازیافت است، مانند تزریق آب، روش های شیمیایی، بازیافت حرارتی و غیره. به منظور افزایش ضریب بازیافت در مخزن نفت سنگین، ویسکوزیته نفت سنگین باید با گرم کردن آن کاهش یابد. یکی از روش های جدید و موثر بازیابی حرارتی، فرآیند (SAGD) است. SAGD مکانیزمی برای بازیابی مخازن نفت سنگین است. در این مکانیزم دو چاه افقی داریم که چاه بالایی برای تزریق بخار داغ به مخزن و چاه پایینی برای تولید نفت گرم شده استفاده می شود. هنگامی که نفت سنگین توسط بخار تزریق شده گرم می شود، نفت گرم شده تحت اثر نیروی گرانش، به چاه تولید کننده تخلیه می شود و به سطح پمپ می شود. تحقیقات متعددی توسط تیمی از دانشمندان بر روی SAGD انجام شد که موفقیت این مکانیسم را نشان می دهد. در این مطالعه اثرات مخزن و متغیرهای عملیاتی مانند نفوذپذیری، نسبت نفوذپذیری عمودی به افقی، ظرفیت حرارتی سنگ، هدایت حرارتی، تلفات حرارتی، کیفیت بخار و سرعت تزریق بخار، فاصله عمودی چاه، طول جفت چاه و دوره پیش گرمایش بر روی عملکرد SAGD مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان داد که با افزایش دوره پیش گرمایش، میزان تولید نفت افزایش می یابد. با افزایش سرعت تزریق بخار، تولید نفت کاهش می‌یابد، همچنین کیفیت بخار تأثیر مهمی بر ضریب بازیافت دارد و همچنین با افزایش ظرفیت حرارتی سنگ، تولید نفت کاهش می‌یابد.

کلمات کلیدی: نفت سنگین، بازیافت نهایی، روش های گرمایی، EOR، SAGD

مقدمه

1–روش های بازیافت نفت سنگین

بازیافت اولیه به بخشی از تولید از مخازن نفت اطلاق می گردد که با استفاده از انرژی طبیعی مخزن صورت می گیرد. در بازیافت اولیه هیدروکربون ها بر اثر مکانیسم های انبساط سیال، جابه‌جایی سیال و ریزش ثقلی به سمت چاه های تولیدی رانده می شوند.پس از تولید و بهره برداری اولیه مخزن و افت فشار ناشی از تولید با بکارگیری برخی از متدهای بازیافت نفت مانند تزریق آب یا گاز، سعی در تقویت و حفظ فشار مخزن نموده که به این دسته از مکانیسم ها عملیات بازیافت ثانویه اطلاق می شود[1]. به هر مکانیسمی که منجر به افزایش بازیافت نفت گردد، روشهای ازدیاد برداشت نفت اطلاق می‌گردد. در یک طبقه‌بندی کلی می‌توان مکانیسم های ازدیاد برداشت نفت را به شرح زیرطبقه بندی نمود[2]:

۱- روش‌های تزریق گاز شامل تزریق امتزاجی و غیر امتزاجی گاز

۲- روش‌های حرارتی

۳- روش‌های شیمیایی

4-سایر روش‌های نوین

بنابراین به عنوان یک جمع بندی کلی می توان بیان نمود که استفاده از روشهای حرارتی به خوبی می تواند در کاهش گرانروی کمک شایانی نماید [3] .

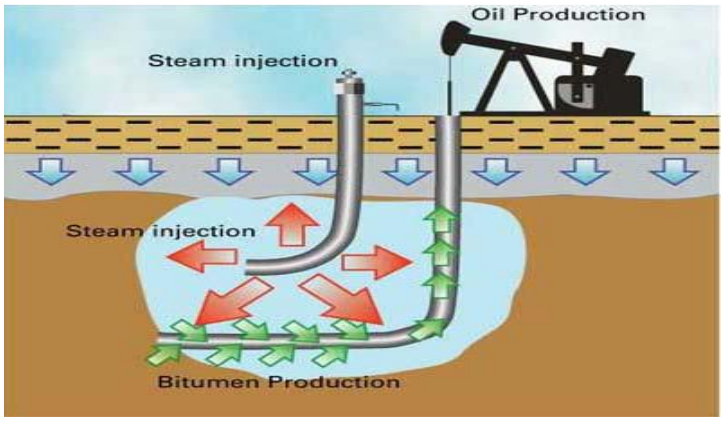
2– روش های حرارتی

در این فرآیند با استفاده از حرارت و کاهش گرانروی نفت به استخراج و بازیافت نفت اقدام می شود.معمولترین فرآیندهای بازیافت حرارتی شامل تزریق بـــخار*و احـتراق درجا† می باشند. تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی‡نیز روشی حرارتی برای استخراج نفت سنگین است که در سالهای ۱۹۷۷-۷۸توسط باتلرو همکارانش ابداع گردیده است. روش SAGD نسبت به دیگر روش‌های حرارتی بویژه روش سیلابزنی بخار برتری بیشتری دارد. وجود مکانیسم ریزش ثقلی در فرایند SAGD به جابجایی پایدار و بازیافت حداکثری نفت منجر می گردد. علاوه بر این در این فرایند نفت گرم شده در طول فرایند داغ باقی مانده و به راحتی تولید می گردد.در حالی که در روش های متداول سیلابزنی بخار، نفتی که از جریان بخار عبور می کند سرد شده و به سختی به سمت چاه تولیدی هدایت می شود.

3– فرآیند تزریق بخار همراه با ریزش ثقلی(SAGD):

در این روش از دو چاه افقی موازی و با عمق های مختلف که در ناحیه نفتی تکمیل می گردند استفاده می شود. چاه بالایی به منظور تزریق بخار و چاه پایینی به عنوان چاه تولیدی به کار گرفته می شود.در این فرایندسازند بین دو چاه افقی با بخار حرارت داده می شود تا بیتومن و یا نفت سنگین موجود در آن پویا شود و تحت تاثیر نیروی گرانش به سمت پایین حرکت کند و در نتیجه در چاه تولیدی برداشت شود (شکل 2-5). این دو چاه در ابتدا از طریق فرایند پیش گرمادهی و به منظور برقراری ارتباط حرارتی بین دو چاه حرارت داده می شوند. زمانیکه ارتباط حرارتی بین دو چاه حرارت برقرار گردید یک محفظه بخار§ در اطراف چاهها شکل گرفته وبه صورت عمودی به سمت بالای چاه تزریقی به درون مخزن گسترش می یابد. با گسترش محفظه بخار، نفت سنگین متورم شده و ضمن کاهش گرانروی همراه بخار آب چگالش یافته توسط نیروی رانش ثقلی از طرفین محفظه بخار به طرف چاه افقی تولیدی ریزش می کنند[4]

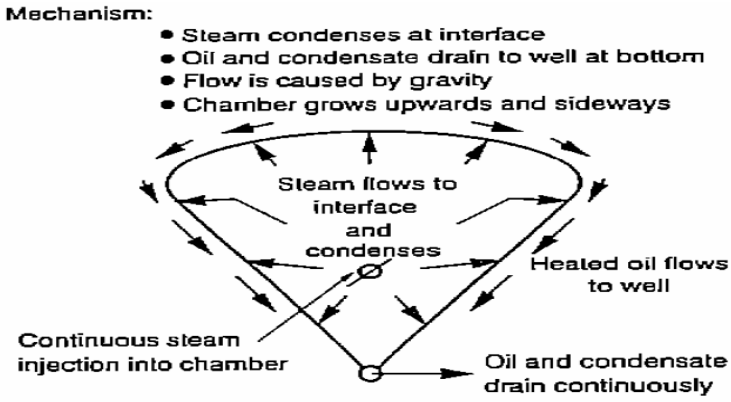
*- Steam Injection
†- In-Situ Combustion
‡- SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)
§ steam chamber



شکل 2- 1- شماتیک فرایندSAGD. [7]

4– اصول روش SAGD

ریزش ثقلی با بخار SAGD یکی از قابل اعتمادترین متدهای بازیافت در مخازن نفت سنگین می‌باشد. در مکانیسم SAGD، از یک جفت چاه افقی تولیدی و تزریقی بخار بهره گیری می شود.نفت مخزن در تماس با بخار تزریق شده گرم شده وتحت تاثیر نیروی گرانش ثقلی به سمت پایین و چاه تولیدی ریزش می نماید.هدف اصلی از ابداع SAGD، تزریق مداوم بخار و جابه‌جایی مداوم بخار آب چگالش یافته همراه با نفت گرم و متورم شده به سمت چاه تولیدی است. مفهوم این روش در شکل 2-6 نشان داده شده است.



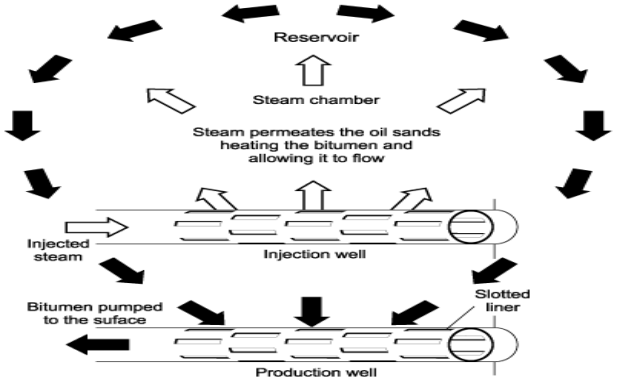
شکل 2- 2- مکانیسم روشSAGD[4]

مکانیسم های اصلی درفرایند SAGD عبارتند از:1-میعان شدن بخاردر سطح مشترک 2-ریزش نقت به چاه زیرین با نیروهای گرانشی 3-رشد ناحیه بخاربه سمت بالا و طرفین [2]. موفقیت فرایند مذکور کاملا به موقعیت جفت چاه افقی حفاری شده متکی و وابسته می باشد. جفت چاه تزریق و تولید به کار گرفته شده در فرایندSAGD باید افقی و کاملا موازی یکدیگر باشند. در این فرایند رشد محفظه بخار به طور قابل ملاحظه ای بر ریزش ثقلی نفت به سمت چاه افقی تولیدی تاثیرگذار می باشد [5] همان گونه که اشاره شد با آغاز عملیات SAGD یک ناحیه اشباع از بخار با دمایی برابر دمای بخار تزریقی بخار پیرامون فضای اشباع شده جریان می یابد و سپس مایع می شود.رسانش حرارتی گرمای بخار را به فضای اطراف منتقل می کند و رانش ثقلی آب میعان شده از بخار را به همراه نفت گرم شده به سوی چاه تولیدی زیرین می فرستد وپس از جریان و تولید نفت ناحیه اشباع از بخار به بالا و طرفین گسترش می یابد [6] . یکی از مزایای روشSAGD این است

که گسترش محفظه بخار ایجاد شده باعث ایجاد ریزش از منطقه بزرگی از مخزن میشود .مزیت دیگر این روش این است که در روش SAGD نفت حرارت داده شده ضمن جاری شدن بطرف چاه تولیدی حرارت خود را حفظ نموده و گرم باقی می ماند؛ در حالیکه در تزریق بخار معمولی نفتی که از محفظه بخار جاروب میشود، خنک شده و به سختی بسمت چاه تولیدی حرکت میکند.یکی از مشکلات اساسی روش تزریق بخار معمولی تمایل بخار برای عبور از بالای منطقه نفتی و میان شکنی در چاه تولیدی است لذا یکی از اساسی ترین مزایای روش SAGD بر طرف نمودن مشکلات ناشی از تمایل بخار برای عبور از بالای مخزن است.علاوه بر این مطابق با نتایج حاصل از تحقیقات به عمل آمده در زمینه امکان عملی بودن فرایند SAGD می توان اشاره نمود که به دلیل برقراری ارتباط حرارتی چاه های تولیدی و تزریقی به وسیله تحریک بخار و پیش گرمادهی از ورود آب یه همراه نفت تولیدی جلوگیری به عمل می آید که این امر از مزایای بیشمار بکارگیری این فرایند می باشد [6].

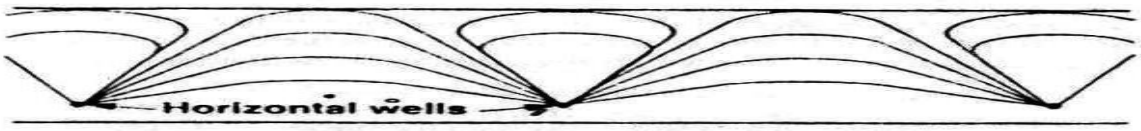
فرایندSAGD، روشی است که توسط آن بطور مداوم بخار را تزریق نموده و بخار آب چگالش یافته ایجاد شده همراه با نفت گرم شده جابجا می گردد. مفهوم این روش در شکل 2-7 نشان داده شده است. همان گونه که اشاره شد بخار در پایین مخزن تزریق شده و تمایل به حرکت به سمت بالا دارد. از طرف دیگر بخار آب چگالش یافته همراه با نفت گرم شده تمایل به حرکت به سمت پایین مخزن را دارند. با جابجا شدن این مایعات، فضای خالی ایجاد شده توسط بخار پر می‌شود[7].

در فرایند تزریق بخار با ریزش ثقلی در برخی موارد بجای چاه افقی تزریقی از چاه عمودی به عنوان چاه تزریقی استفاده میشود(برای چاههای افقی تولیدی طولانی از چندین چاه عمودی استفاده میگردد). [6]



شکل 2- 3- چاه های تزریقی و تولیدی درSAGD [7]

در روش تزریق بخار با ریزش ثقلی، با توجه به اهمیت راستای عمودی مسلما در سال های ابتدایی تولید گسترش محفظه بخار در جهت بالا نسبت به اطراف بیشتر می باشد، اما در نهایت، گسترش عمودی به بالای مخزن متوقف و گسترش جانبی نقش بارزتری می یابد. شکل 2-8 نحوه توزیع گسترش محفظه های بخار را در خلال فرایند ترزیق بخار با ریزش ثقلی نشان می دهد.

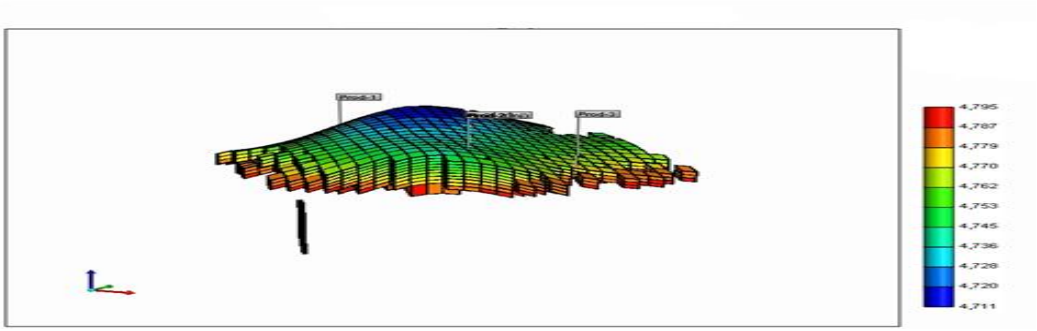


شکل 2- 4- توزیع گسترش محفظه بخار[4]

1-3- توصیف میدان

- **خواص سنگ**

ابعاد مدل استفاده شده در راستای x و yبه ترتیب24000و 20000 فوت و در راستای z، 300 فوت می‌باشد. فاصله سطح زمین تا بالای مخزن 9700 فوت بوده ودمای آن 200º F و فشار مرجع آن درپایین مخزن (10000 فوت) برابر 4850 پام می‌باشد.. نمایی از مدل میدان به صورت زیر می‌باشد. (شکل 3-1)



شکل 3- 1- نمایی ازمدل میدان

سنگ میدان دارای تخلخل 6٪ تا 30٪، اشباع نفت اولیه20٪ تا 80٪ می‌باشد. (جدول 3-1).

جدول 3- 1- خواصع مدل میدن

ردیف	پارامتر	مقدار
1	تعداد گریدها در راستای X	40
2	تعداد گریدها در راستای Y	30
3	تعداد گریدها در راستای Z	15
4	متوسط طول گریدها در راستای X	600
5	متوسط طول گریدها در راستای Y	667
6	متوسط طول گریدها در راستای Z	20
7	تخلخل	10% تا ٪40
8	ضریب تراکم پذیری سنگ	6E-6
9	ظرفیت گرمایی سنگ (Btu/cuft. ºF)	22
10	هدایت گرمایی ماتریس (Btu/Day .ft .ºF)	29
11	اشباع اولیه نفت (%)	15 تا 70
12	تراوایی ماتریس (md)	6 تا 550
13	حجم نفت درجای مدل	300 میلیون بشکه

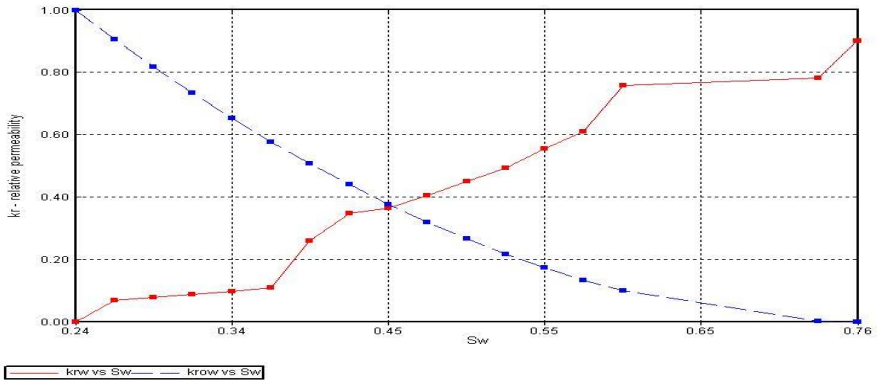
از آنجایی که در نرم‌افزار CMG-STAR سه مقدار هدایت گرمایی برای نفت، آب و سنگ مخزن باید وارد شود و از طرفی دیگر آزمایشات حرارتی در مورد این نمونه ها در دست نبوده است لذا از مقادیر پیش فرض زیر استفاده شده است.

مقادیر این پارامترها در جدول 3-2 آمده است.

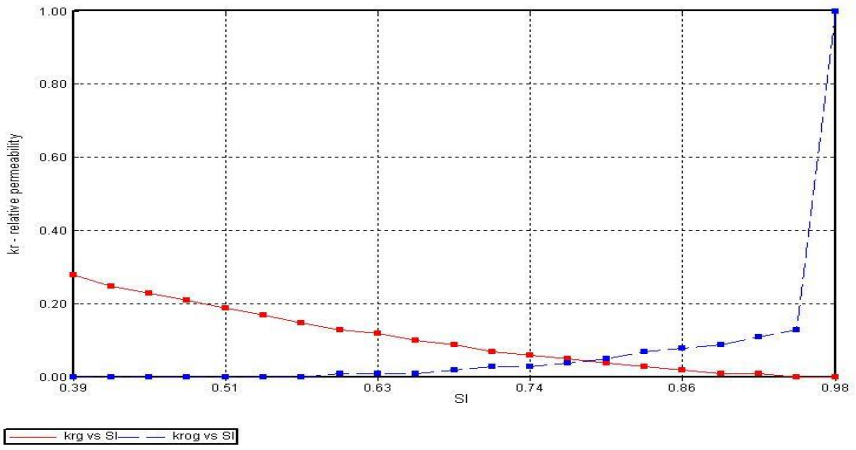
جدول 3- 2- خواص حرارتی مدل

پارامتر	واحد	مقدار
ظرفیت گرمایی سنگ مخزن	(Btu/cuft.°F)	20
هدایت گرمایی سنگ مخزن	(Btu/Day.ft.°F)	30
هدایت گرمایی آب سازند	(Btu/Day.ft.°F)	30
هدایت گرمایی نفتسازند	(Btu/Day.ft.°F)	30

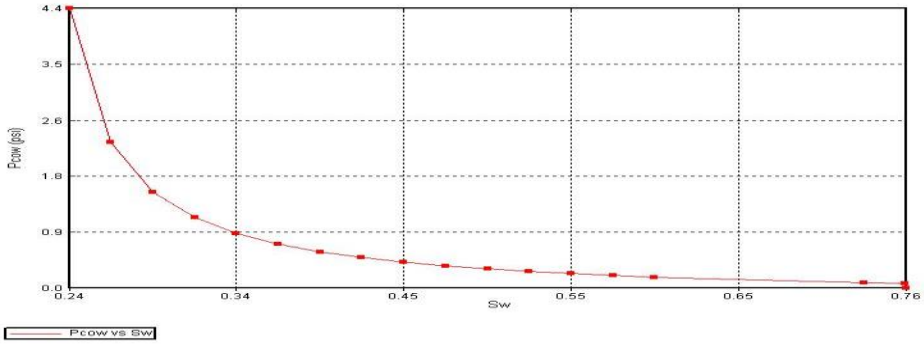
مدت زمان پیش گرمادهی برای این پروسه 4 ماه انتخاب شده که در آن دمای کنترلی 500 ^{o} F و ضریب انتقال حرارت نسبی آن 300000 Btu / Day. ^{o} F می‌باشد. خواص سنگ و سیال مدل شامل نمودارهای تراوایی نسبی نفت و آب، تراوایی نسبی گاز و مایع (آب و نفت) و فشار مویینگی نفت و آب به ترتیب در نمودارهای 3-1تا 3-4 آمده است. این مدل دارای سنگی آب-دوست می‌باشد.



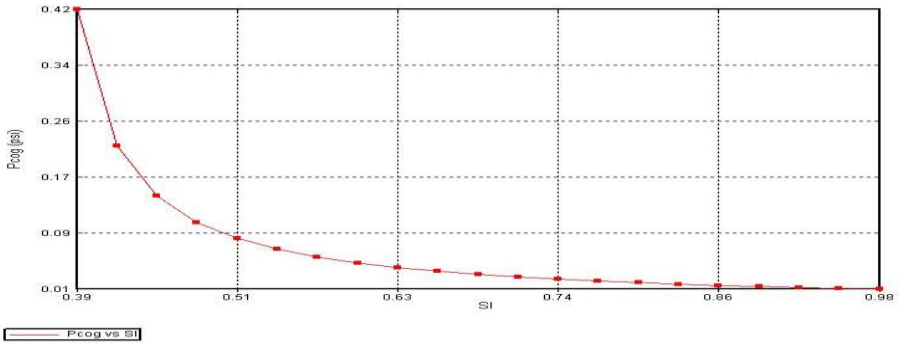
نمودار 3- 1- تراوایی نسبی نفت وآب



نمودار 3- 2- تراوایی نسبی گازومایع برحسب اشباع فازمایع



نمودار 3- 3- فشارمویینگی نفت وآب



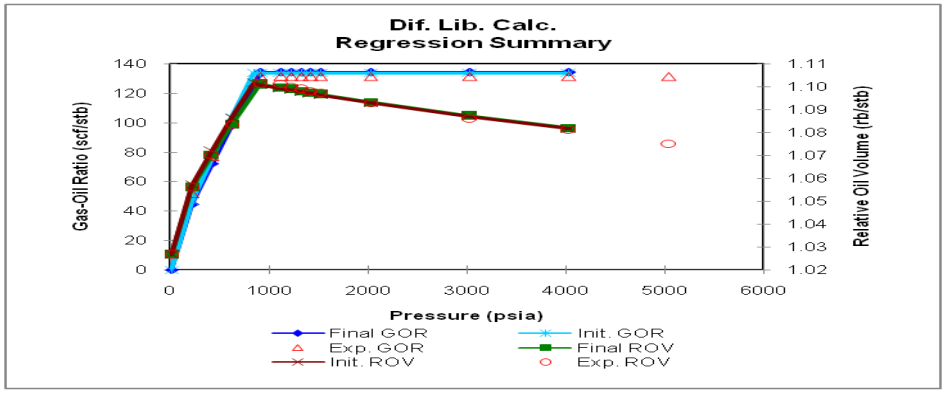
نمودار 3- 4- فشارمویینگی نفت وگاز

- **خواص سیال**

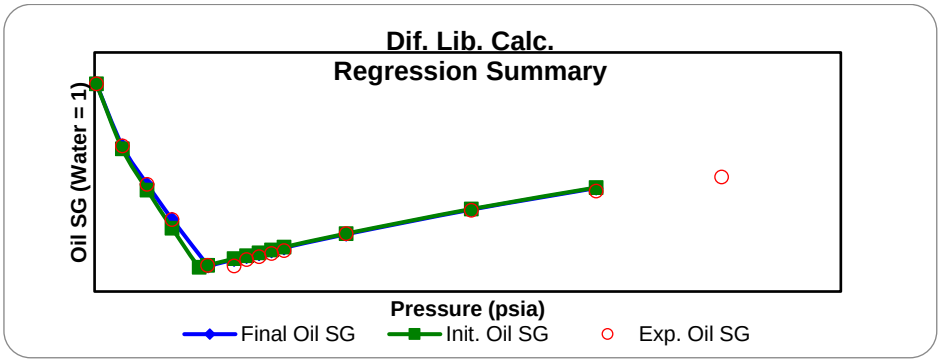
جدول 3- 3- خواص عمومی سیال میدان

ردیف	پارامتر	مقدار
1	فشار نقطه حباب	1000
2	گرانروی نفت (فشار اشباع و دمای مخزن)	20 سانتی پویز
3	گرانروی نفت (فشار اتمسفر و دمای مخزن)	55 سانتی پویز
4	گرانروی نفت (فشار اتمسفر-دمای 660 F)	7/3 سانتی پویز
5	RS در فشار حباب	140SCF/STB
6	Bo در فشار حباب	1/2 BBL/STB
7	دانسیته نفت در فشار حباب	55 Ib/ft3

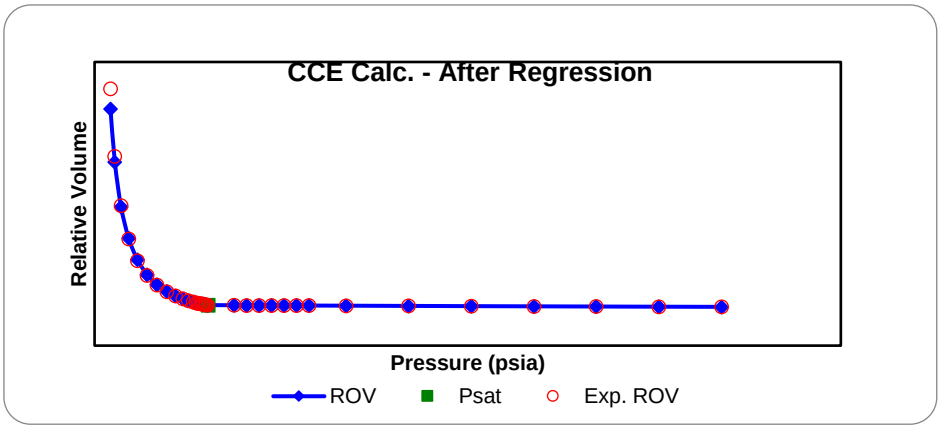
سیال مخزن شامل دو ترکیبDead oil و Solution gasمی‌باشد که به همراه آب یک ترکیب سه فازی را در مخزن تشکیل می‌دهند. از رابطه Peng – Robinson (1978) به عنوان معادله حالت و نیز از رابطه Modified Pederson (1978) جهت محاسبه گرانروی در نرم‌افزار Winprop استفاده شده است. در نمودارهای زیر تست آزمایشات PVT به همراه انطباق صورت گرفته در آن نشان داده می‌شود.



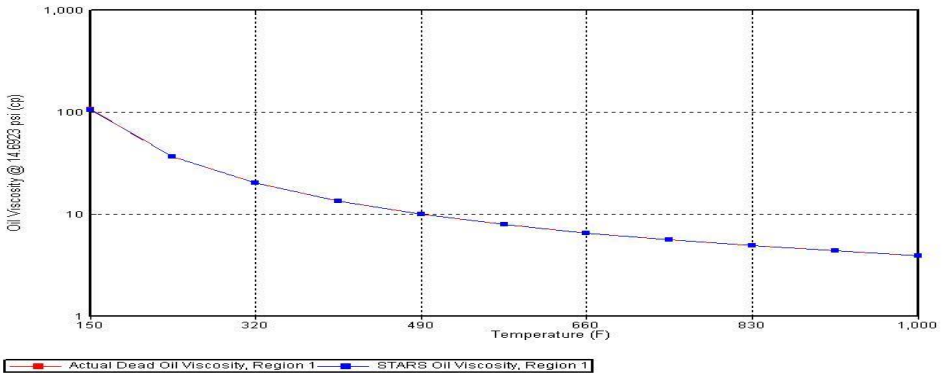
نمودار 3- 5- تغییرات نسبت گازمحلول به نفت با فشار



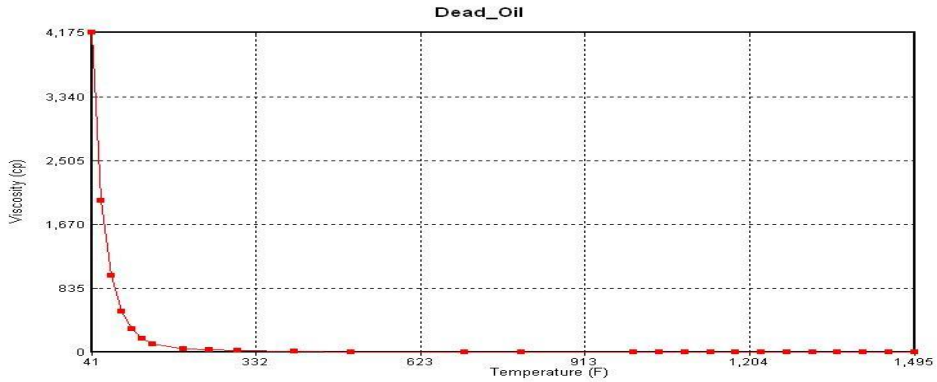
نمودار 3- 6- وزن مخصوص نفت با فشار



نمودار 3- 7- نمودارحجم نسبی نفت با فشار



نمودار 3- 8- نمودارتغییرات گرانروی نفت با دمادرفشارا تمسفر



نمودار 3- 9- نمودارتغییرات گرانروی نفت با دما درفشار اشباع

- **خواص عملیاتی**

در حالت پایه شعاع چاه افقی تزریق و تولید 0/5 فوت و به فاصله عمودی 16 فوت از هم قرار گرفته که طول چاه‌ها 7000 فوت می‌باشد. بخار آب در فشار 300 پام ، کیفیت بخار 50٪ و دمای 600ºF به مخزن تزریق می‌شود. فشار چاه تولیدی نیز 15 پام پایین‌تر از فشار مرجع انتخاب شده و محل تکمیل چاه تولیدی کمی بالاتر از کف مخزن قرار داشته تا هدرروی حرارت به حداقل برسد(جدول 3-4).

جدول 3- 4- خواص جفت چاه تزریق و تولید

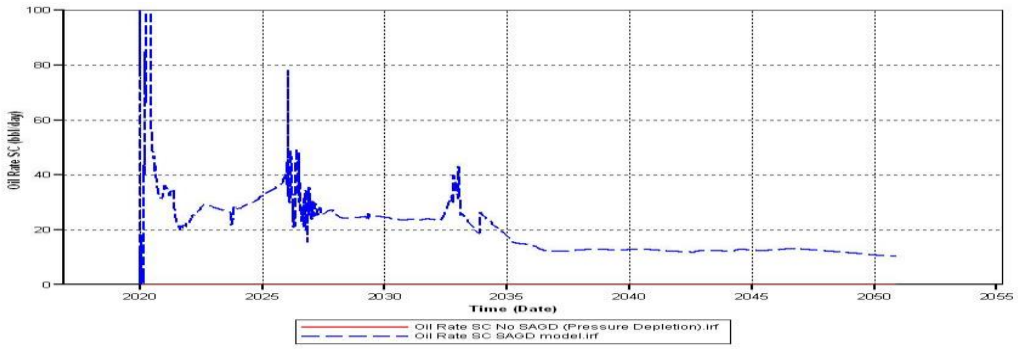
چاه	فشار ته چاه (Psi)	دبی تزریق (STB/Day)	دمای بخار (ºF)	کیفیت بخار (%)	فاصله عمودی چاه‌ها (ft)	طول چاه (ft)
تزریق	230	550	600	95	16	7000
تولید	220	-	-	-		7000

قبل از بررسی اثر پارامترها بر عملکرد SAGD ، این فرآیند را با تولید طبیعی ناشی از افت فشار در چاه تولیدی مقایسه می‌کنیم.

2-3- مقایسه روش SAGD با تولید طبیعی

❖ میزان تولید

همانطور که در نمودار 3-10 مشاهده می‌شود پس از اتمام دوره تخلیه طبیعی (سال 2020) تولید میدان به حدود صفر کاهش یافته است. در روش SAGD به دلیل کاهش گرانروی نفت در اثر تزریق بخار و نیز وجود مکانیسم کمکی ریزش ثقلی تولید مناسبی را نتیجه می‌دهد. تولید تجمعی نفت در روش SAGD پس از اتمام دوره تخلیه طبیعی برابر 247000بشکه خواهد بود.



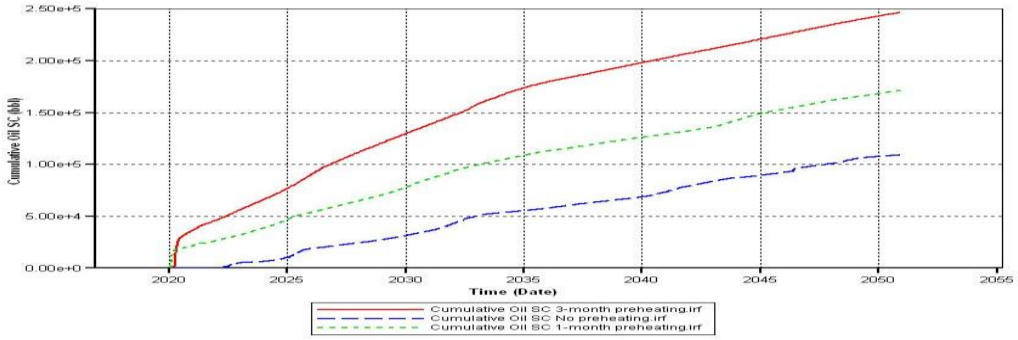
نمودار 3- 10- مقایسه دبی تولیدنفت روش SAGDوتولیدطبیعی

❖ نسبت تجمعی بخار به نفت

گرچه تولید نفت در روش SAGD نسبت به روش تولید طبیعی بالاتر می‌باشد ولی در نهایت SOR آن به عدد 25 می‌رسد که از لحاظ اقتصادی پروژه را دچار مشکل می‌کند (باید مقادیر هزینه و سود برآورد شده تا به صرفه بودن آن مشخص شود). تولید تجمعی آب در روش SAGD 7/50 میلیون بشکه می‌باشد که می‌تواند به دلیل حجم بالا در مرحله جداسازی نفت از امولسیون آب و نفت نیز مشکل ایجاد کند.

میزان تولید تجمعی

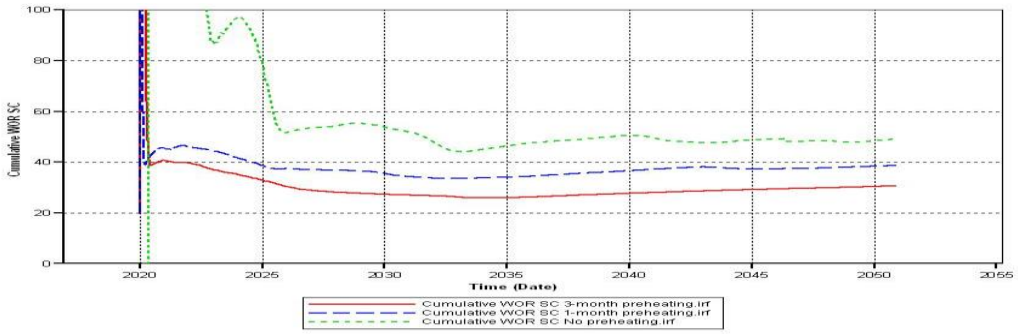
در نمودار 3-11 می‌توان به اهمیت دوره Start-Up در عملیات SAGD پی برد گرمادهی اولیه نقش بسزایی را در تولید نفت میدان و ایجاد محفظه مناسب بخار درون مخزن می نماید و بطوریکه استفاده از این روش سبب افزایش تولید حدود 2 برابری نفت میدان می گردد. ضمنا با وجود مصرف بخار بیشتر در دوره های پیش گرمادهی نسبت بخار به نفت تزریقی کمتر می باشد.



نمودار 3- 11- اثردوره های پیش گرمادهی برتولید تجمعی نفت

نسبت تجمعی بخار به نفت

نمودار3-12 میزان WOR تجمعی را برای سه حالت مذکور نشان میدهد. همانطور که مشاهده می شود با وجود مصرف میزان بخار بیشتر در روش های پیش گرمادهی اما در انتهای دوره تولید این نسبت برای این روش ها کمتر از روش تزریق بخار بدون پیش گرمادهی می باشد.

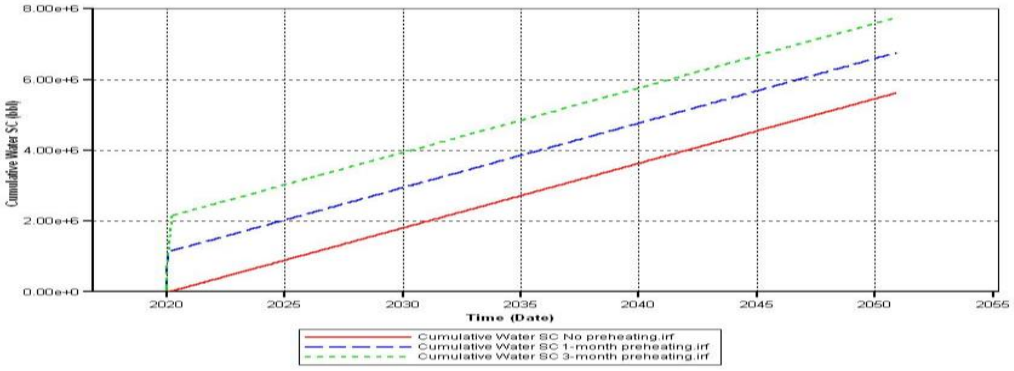


نمودار 3- 12- اثردوره های پیش گرمادهی بر نسبت تجمعی بخار به نفت

تولید آب

تولید تجمعی آب در دو حالت 2 و 4 ماه پیش گرمادهی به ترتیب برابر 7 و 8 میلیون بشکه می‌باشد ولی در حالت بدون پیش گرمادهی 6 میلیون بشکه تولید آب خواهیم داشت که به دلیل تزریق‌پذیری کم آن در سالهای ابتدایی تولید می‌باشد.

(نمودار 3-13)



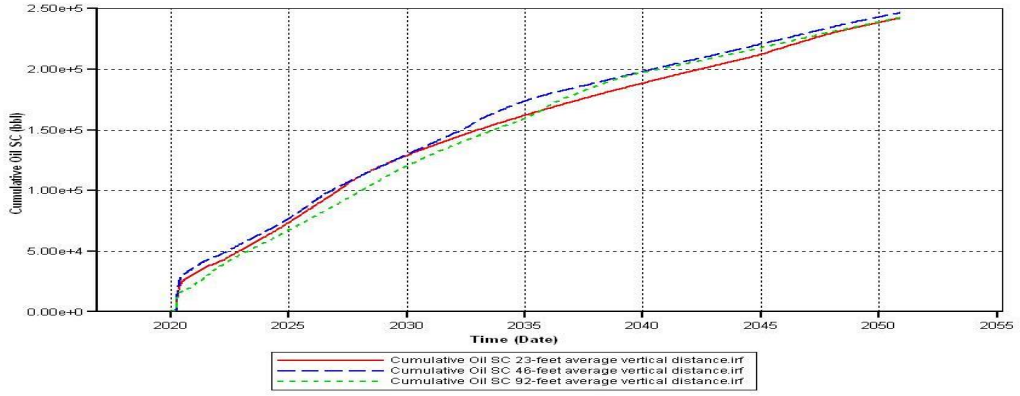
نمودار 3- 13- تولید تجمعی بخار تزریق شده در حالات مختلف

2-3-3- فاصله عمودی چاه تزریق و تولید

جهت بررسی اثر فاصله جفت چاه تزریق و تولید سه مقدار 20، 40 و 90 فوت در نظر گرفته شده است.

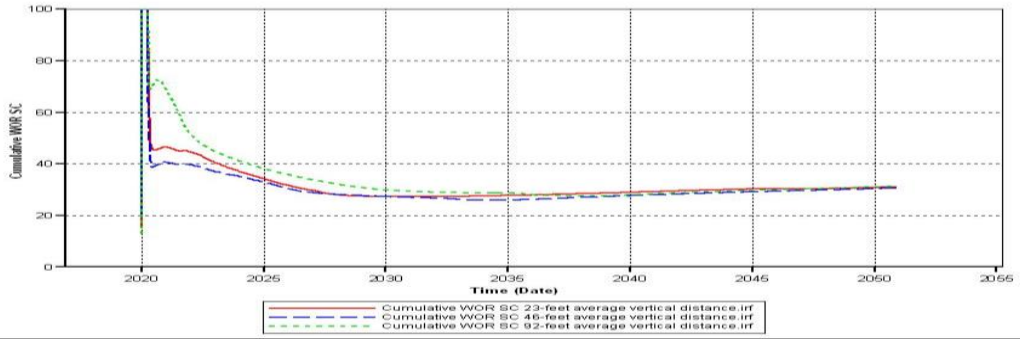
❖ **میزان تولید تجمعی**

در حالت 90 فوت به دلیل بیشتر بودن فاصله دو چاه و بالاتر بوده میزان نفت درجا در فاصله بین دو چاه، تولید نفت اولیه بیشتر خواهد بوداما با گذر زمان تولید تجمعی هر سه سناریو تقریبا با یکدیگر برابر می گردد (نمودار 3-14). بهینه ترین حالت موجود در این سه سناریو فاصله 40 فوتی میان دو چاه است که تولید بیشتری نفت را نتیجه خواهد داد.



نمودار 3- 14- اثر فاصله عمودی جفت چاه بر تولید تجمعی نفت

❖ **نسبت تجمعی بخار به نفت**

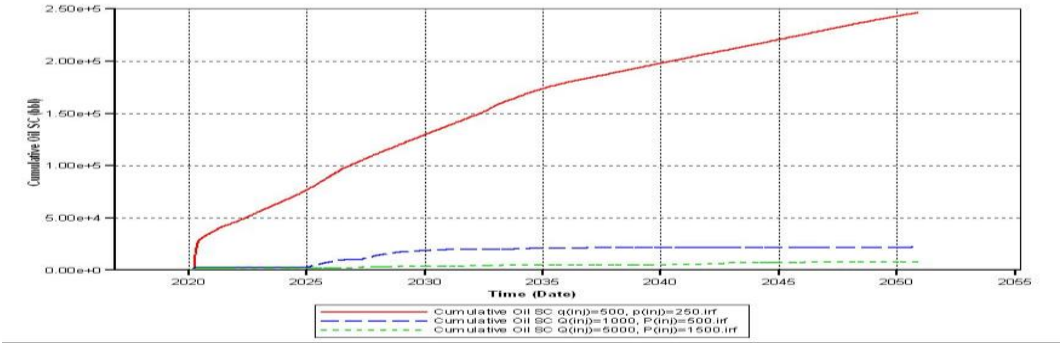


نمودار 3- 15- اثر فاصله عمودی جفت چاه بر نسبت تجمعی بخار به نفت

3-3-3- دبی تزریق

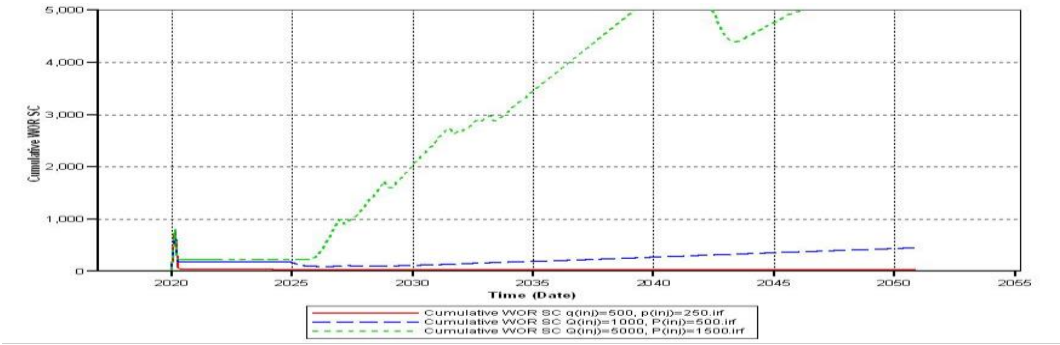
برای بررسی اثر دبی‌های تزریق کم، متوسط و زیاد بر عملکرد SAGD به ترتیب سه دبی تزریق 500، 1000 و 5000STB/DAY را بررسی کردیم.

❖ **میزان تولید تجمعی**



نمودار 3- 16- اثر دبی تزریق برتولید تجمعی نفت

با افزایش دبی و فشار تزریق نسبت آب به نفت تولیدی به صورت نمایی افزایش یافته و تنها هزینه تولید نفت را افزایش خواهد داد. (نمودار 3-17)

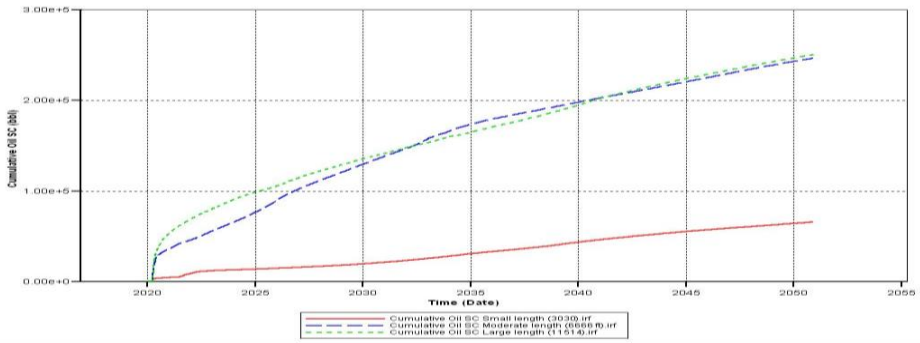


نمودار 3- 17- اثر دبی تزریق بر نسبت تجمعی بخار به نفت

4-3-3- طول جفت چاه

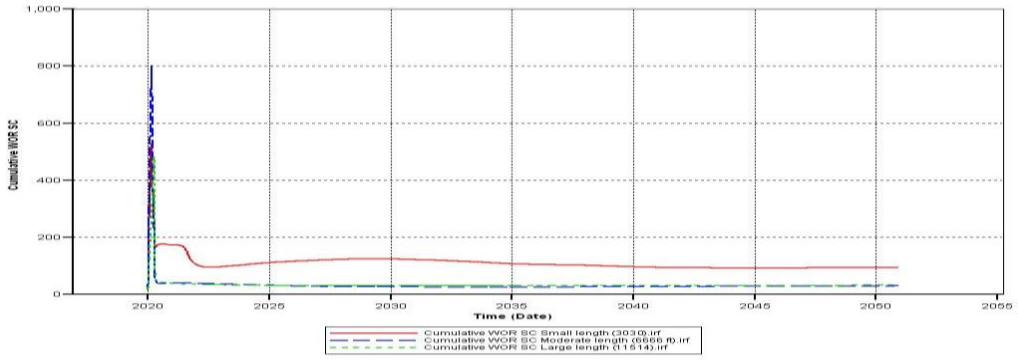
اثر سه حالت طول جفت چاه کم، متوسط و زیاد (3030، 7000 و 11500 فوت) را بر عملکرد SAGD مورد بررسی قرار دادیم.

❖ **میزان تولید تجمعی**



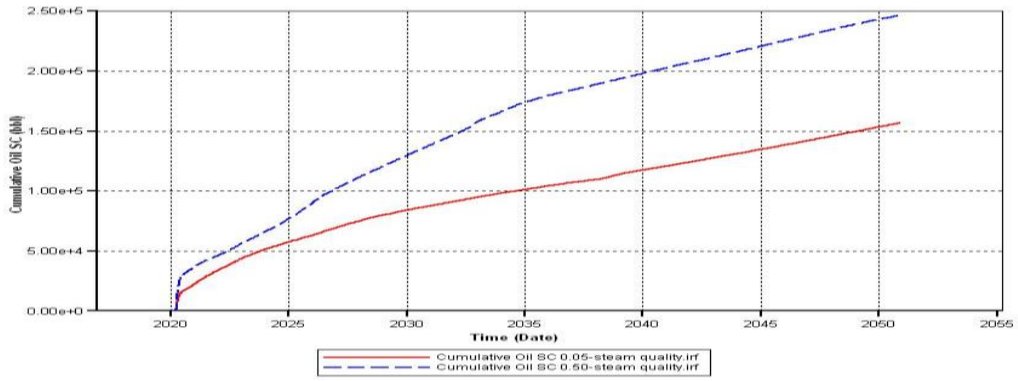
نمودار 3- 18- نفت تولیدی به ازای طول های مختلف جفت چاهها

نسبت تجمعی بخار به نفت



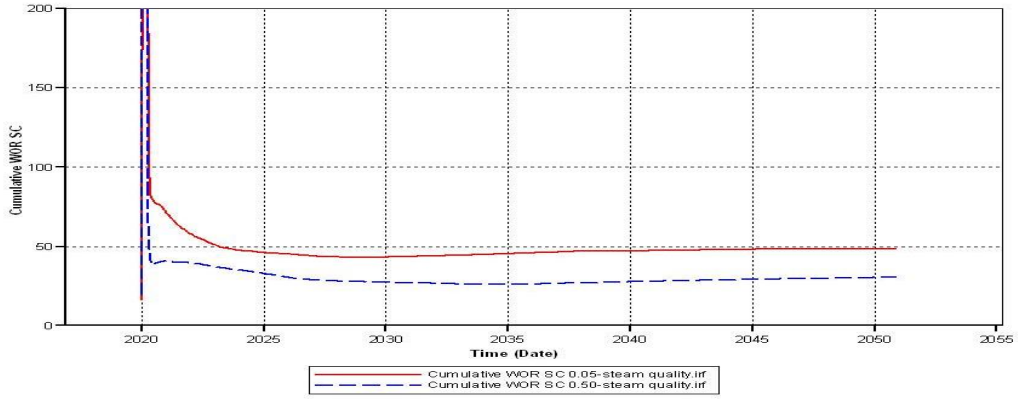
نمودار 3- 19- نسبت تجمعی بخار به نفت به ازای طول های چاه

❖ **میزان تولید تجمعی**



نمودار 3- 20- اثرکیفیت بخارتزریقی بر نفت تولیدی

❖ **نسبت تجمعی بخار به نفت**



نمودار 3- 21- اثرکیفیت بخار تزریقی بر نسبت تجمعی بخار به نفت

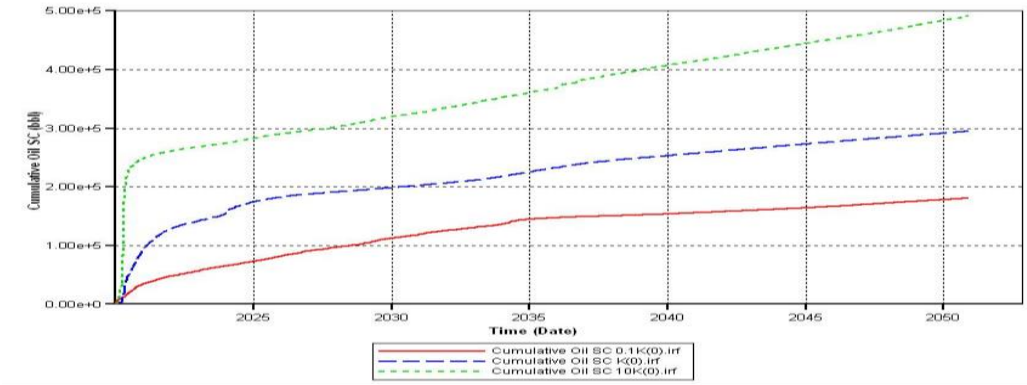
4-3- پارامترهای مخزنی

پارامترهای مخزنی بررسی شده در این بخش تراوایی ماتریس، نسبت K_h / K_v ، ظرفیت حرارتی سنگ، هدایت گرمایی و هدرروی حرارت می‌باشد.

1-4-3- تراوایی ماتریس

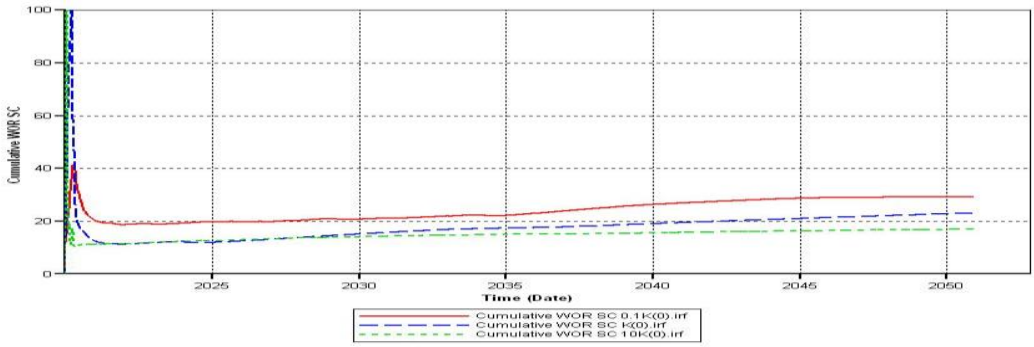
در این بخش سه تراوایی ماتریس در حالت اولیه، 0.1 حالت اولیه و 10 برابر حالت جهت بررسی عملکرد SAGDانتخاب شده است.

❖ **میزان تولید تجمعی نفت**



نمودار 3- 22- اثر تراوایی ماتریس بردبی نفت تولیدی

❖ **نسبت تجمعی بخار به نفت**

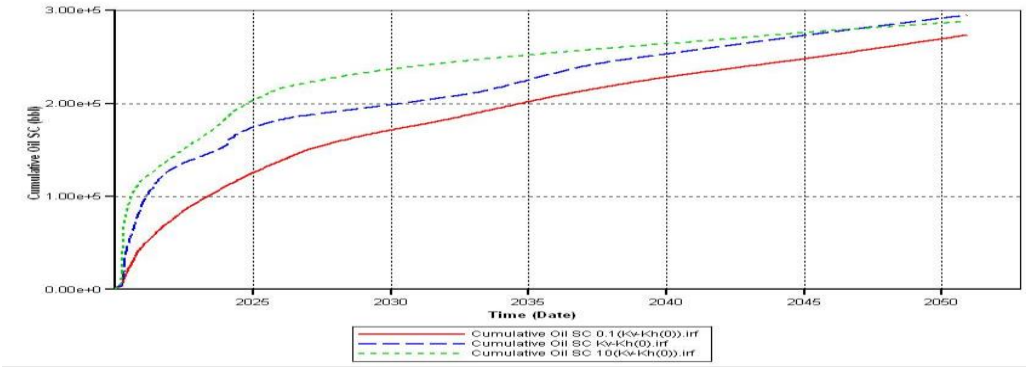


نمودار 3- 23- اثر تراوایی ماتریس برنسبت تجمعی بخار به نفت

2-4-3- نسبت تراوایی افقی به عمودی

جهت بررسی اثر کاهش تراوایی عمودی بر عملکرد SAGD سه نسبت K_h/K_v اولیه میدان، 0.1 میزان اولیه و 10 برابر آن مورد بررسی قرار گرفته است.

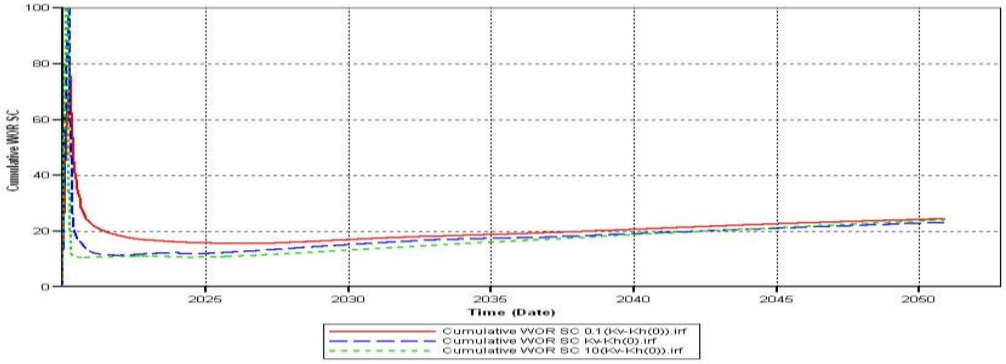
❖ **میزان تولیدتجمعی نفت**



نمودار 3- 24- اثر نسبت K h/K v بر تولید نفت

❖ **نسبت تجمعی بخار به نفت**

رفتاری مشابه نیز در مورد نسبت آب به نفت تولیدی مشاهده می شود. (نمودار 3-25)

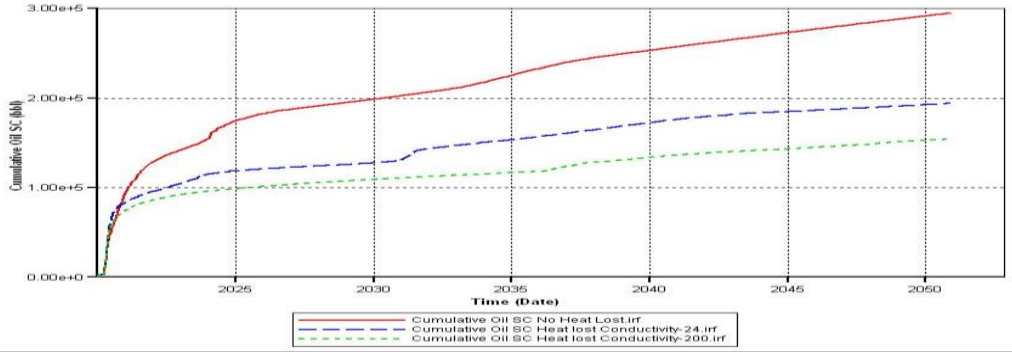


نمودار 3- 25- اثرنسبتK h/K v بر نسبت تجمعی بخار به نفت

3-4-3- هدرروی حرارت

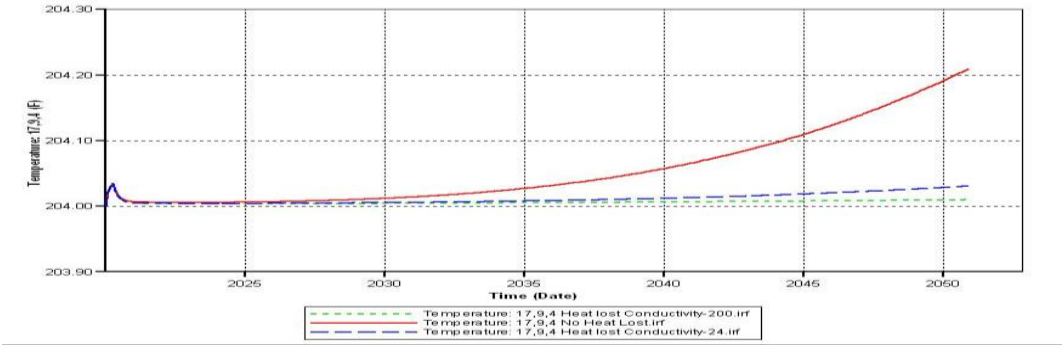
در اینجا 3 حالت عدم وجود حرارت به لایه‌های بالا و پایین مخزن، هدرروی حرارت در سطح متوسط (Btu/ft^3*F 24) و هدرروی بسیار شدید حرارت ($24Btu/ft^3*F0$) در این قسمت بررسی می‌شوند.

❖ **میزان تولید تجمعی نفت**



نمودار 3- 26- اثرهدر روی حرارت بر تولید تجمعی نفت

❖ **دمای بلوک نزدیک به چاه:**



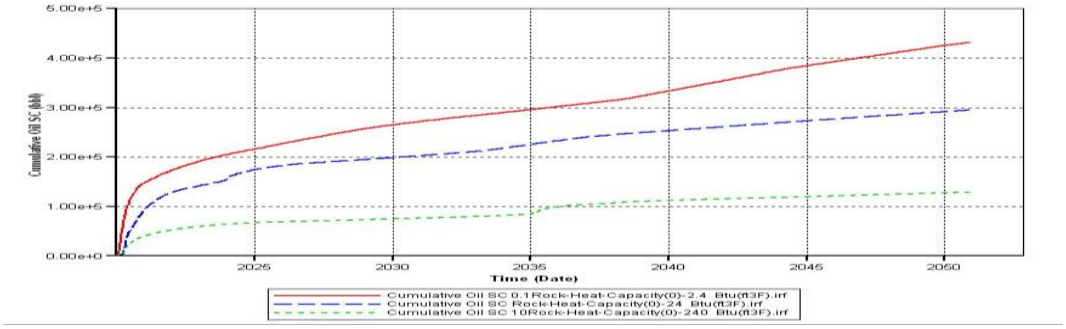
نمودار 3- 27- اثر هدر روی حرارت بر دمای یکی از بلوک های اطراف چاه ها

4-4-3- ظرفیت حرارتی سنگ

جهت بررسی اثر نگهداری حرارت بخار تزریقی توسط سنگ ماتریس بر عملکرد SAGD سه حالت ظرفیت حرارتی 2.4 ، 24 و 240Btu/cuft.°Fرا برای بررسی انتخاب کردیم.

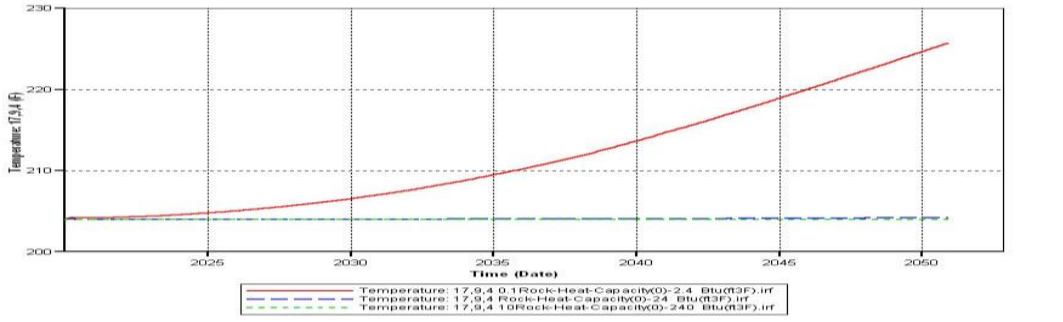
❖ **میزان تولید تجمعی نفت**

با افزایش مقدار ظرفیت حرارتی سنگ تولید نفت کاهش می‌یابد که به دلیل صرف حرارت بیشتر در گرم کردن سنگ می‌باشد(نمودار 3-28)



نمودار 3- 28- اثرظرفیت حرارتی سنگ بر تولید تجمعی نفت

❖ **دمای بلوک مجاور چاه**

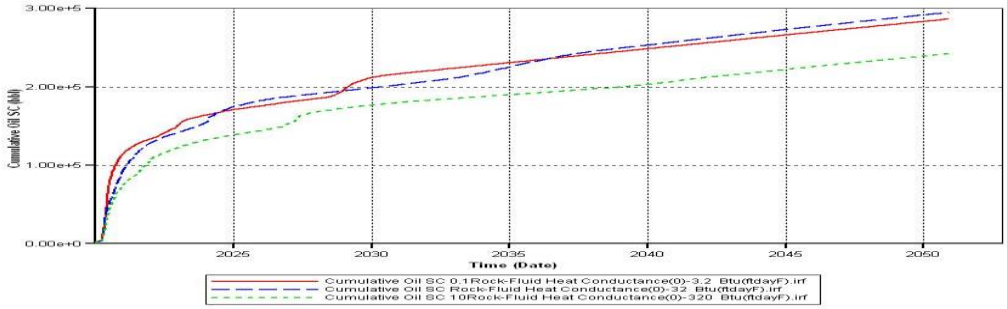


نمودار 3- 29- اثرظرفیت حرارتی بر دمای بلوک

5-4-3- هدایت گرمایی

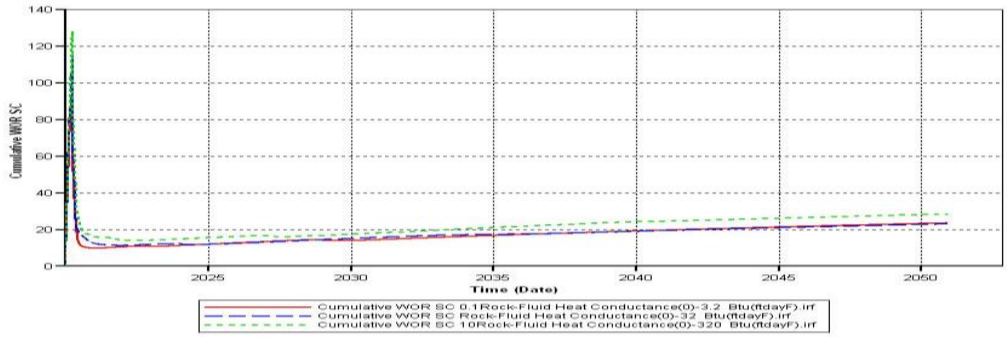
برای بررسی اثر هدایت گرمایی سازند بر عملکرد SAGD سه مدل با هدایت گرمایی 3.2، 32 و 320Btu/Day.ft.°F انتخاب شده‌اند.

❖ **میزان تولید تجمعی نفت**



نمودار 3- 30- اثرهدایت حرارتی سازند برتولید نفت

نسبت تجمعی بخار به نفت



نمودار 3- 31- اثر هدایت حرارتی سازند بر نسبت تجمعی بخار به نفت

4-1-نتیجه گیری

پارامترهای عملیاتی بررسی شده در این بخش شامل دوره پیش گرمادهی، فاصله عمودی جفت چاه، دبی و فشار تزریق، طول جفت چاه وکیفیت بخار تزریقی بوده که در این بین دوره پیش گرمادهی، دبی و فشار تزریق، طول جفت چاه و کیفیت بخار بیشترین تاثیر را بر عملکرد SAGD در مدل نشان می‌دهند.

1. پارامترهای مخزنی بررسی شده در این بخش شامل تراوایی ماتریس، نسبتKh/Kv، ظرفیت حرارتی سنگ، هدایت گرمایی و هدرروی حرارت بوده که دراین بین تراوایی ماتریس، هدرروی حرارت و ظرفیت حرارتی سنگ بیشترین تاثیر را برعملکردSAGD در مدل دارند.
2. استفاده ازروشSAGD باعث شد بعد از تخلیه اولیه میدان بتوان حدود250 هزار بشکه نفت را به این روش تولید نمود.

3. گرمادهی اولیه نقش بسزایی را درتولید نفت میدان و ایجاد محفظه مناسب بخار درون مخزن می نماید و بطوریکه استفاده از این روش سبب افزایش تولید حدود 2 برابری نفت میدان می گردد. ضمنا با وجود مصرف بخار بیشتر در دوره های پیش گرمادهی نسبت بخار به نفت تزریقی کمتر می‌باشد.
4. درحالتی که فاصله جفت چاه بیشترین حالت خود را داشت به دلیل بیشتر بودن فاصله دو چاه و بالاتر بوده میزان نفت درجا در فاصله بین دو چاه، تولید نفت اولیه بیشترخواهد بود اما با گذرز مان تولید تجمعی هر سه سناریو تقریبا با یکدیگر برابرمی گردد. بهینه ترین حالت موجود در این سه سناریو فاصله 40فوتی میان دو چاه است که تولید بیشتری را نتیجه خواهد داد.
5. با افزایش میزان تزریق بخار و همچنین فشار تزریق نه تنها میزان تولید نفت افزایش نیافته بلکه باکاهش چشمگیری نیز مواجه شده است. با افزایش دبی و فشار تزریق نسبت آب به نفت تولیدی به صورت نمایی افزایش یافته و تنها هزینه تولید نفت را افزایش خواهد داد.
6. کیفیت‌های بالاتر بخار به دلیل گرمای نهان بیشتر دمای مخزن را بیشتر بالا برده به طوری که این اختلاف دما مقداری برگرانروی و اشباع نفت باقی مانده درون ماتریس اثر می‌گذارد و منجر به افزایش دبی تولید می‌شود.
7. میزان نفت تجمعی تولید شده ازمیدان با افزایش تراوایی به شدت افزایش و با کاهش تراوایی کاهش خواهد یافت. این افزایش به گونه ای است که تقریبا با10برابرشدن تراوایی تولید نفت میدان تا70 درصدافزایش خواهد یافت.
8. کاهش نسبت تراوایی عمودی به تراوایی افقی به0.1 میزان اولیه سبب کاهش حدود10 درصدی تولید نفت می گردد که قابل انتظار می باشد. نکته جالب توجه مربوط به افزایش 10 برابری این نسبت می باشد. در این حالت در سالهای اولیه که توسعه محفظه بخار بسیار حائز اهمیت می باشد نقش تراوایی عمودی بسیار زیاد است لذا تولید تجمعی نفت درنسبت بالاتر KhIKv بالاتر می‌باشد. با گذر زمان و گسترش محفظه بخار نقش تراوایی افقی بیشتر می گردد.
9. میزان تولید تجمعی نفت با افزایش هدرروی حرارت به طور محسوسی کاهش می یابد تا آنجاکه با افزایش10برابری هدرروی حرارت میزان تولید نفت تا 30درصد کاهش می یابد.
10. با افزایش مقدار ظرفیت حرارتی سنگ تولید نفت کاهش می‌یابد که به دلیل صرف حرارت بیشتر در گرم کردن سنگ می‌باشد.
11. در مدل با هدایت حرارتی کمتر حرارت کمتری به بلوک های مجاور هدایت می‌شود لذا حرارت بلوک‌های اطراف چاه تزریق و تولید بیشتر از حالات با هدایت گرمایی بیشتر می‌باشد که در آنها حرارت بیشتر در کل مخزن توسعه یافته و بلوک‌های اطراف چاه‌ها حرارت کمتری دارند در نتیجه تولید بیشتری را در حالت هدایت گرمایی کمتر شاهدیم.

2-4-پیشنهادات

1. می توان اثر پارامترهای عملیاتی و مخزنی مهم دیگری مانند موقعیت قرارگیری چاه ها، افقی یا عمودی بودن چاهها، چگالی نفت، قطر جفت چاه، تغییرات درصد اشباع نفت، ضخامت مخزن، فشار موییننگی را می توان بر عملکرد SAGD بررسی کرد و نتایج را با دیگر مکانیسم های حرارتی مانند تزریق بخار یا سیلاب زنی بخار و یا احتراق درجا مقایسه نمود.
2. در یک بررسی جامع می توان عملکرد SAGD را در مخازن شکافدار مورد بررسی قرار داد و اثر خواص عملیاتی و مخزنی مورد مطالعه در مخازن شکافدار را بررسی نمود.

مراجع

1. Craft, B.C, Hawkins, M.F l., 1991., “Applied Petroleum Reservoir Engineering”, (second edition), Prentice Hal
2. خراط، ریاض، اسدالهی، مسعود، نعمانی، مهران، "ازدیاد برداشت نفت"، انتشارات نهر دانش، ۱۳۸۷
3. Burger, J., Souriaux, P., Combarnous, M., 1985, Thermal Methods of Oil recovery. Gulf Publishing Co, Houston. Editions Technip
4. Setayesh ZANDI, 2011.” Numerical modeling of geomechanical effects of steam injection in SAGD heavy oil recover”,
5. Akin, S. 2004.” Mathematical Modeling of Steam Assisted Gravity Drainage” SPE86963, California, U.S.A., 16-18
6. HashemiKiyasari, Hani 2010, Simulation of the SAGD Process in Heavy Oil Production, A Thesis Submitted for the Degree of Master of Science Degree in Petroleum Engineering
7. Butler, RM.1998.Thermal Recovery of Oil and Bitumen: GravDrain’s Blackbook.