

SID



سرویس های ویژه



سرویس ترجمه تخصصی



کارگاه های آموزشی



بلاگ مرکز اطلاعات علمی



عضویت در خبرنامه



فیلم های آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی جهاد دانشگاهی



مباحث پیشرفته یادگیری عمیق؛
شبکه های توجه گرافی
(Graph Attention Networks)



کارگاه آنلاین آموزش استفاده از
وب آو ساینس



کارگاه آنلاین مقاله روزمره انگلیسی

مطالعه فرآیند های تزریق گاز ، تزریق آب و تزریق متناوب آب و گاز در یکی از مخازن شکافدار غرب ایران

طالب اسفندیاری^۱ ، دکتر ریاض خراط^۲ ، دکتر مسعود آقاجانی^۲ ، دکتر محمد حسین غضنفری^۴

^۱دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران ، دانشکده مهندسی نفت

Taleb.Esfandiyari@gmail.com

چکیده

در مرحله تولید طبیعی از مخازن نفتی تنها حدود ۵ تا ۳۰ درصد از نفت درجای مخزن با انرژی طبیعی مخزن قابل استحصال است باقیمانده نفت مخزن توسط روش های تزریق آب ، تزریق گاز ، تزریق پلیمر ، برداشت میکروبی، احتراق درجا و... قابل برداشت می باشند . در تزریق گاز به علت دانسیته پائین، گاز میل دارد به سمت بالا حرکت کند بنابراین راندمان جارویی (sweep efficiency) پائینی خواهد داشت. در روش تزریق آب اگر آب فاز تر کننده نباشد (nonwetting phase) ، قسمت زیادی از نفت درون مخزن که لابلای سنگ ها قرار گرفته است، قابل برداشت نخواهد بود. این معایب محققان را به فکر ارائه یک شیوه جدید انداخت که به روش WAG (water – Alternating - Gas) معروف است .

روش WAG شیوه نوینی در ازدیاد برداشت از مخازن نفت می باشد. در این روش تزریق آب و گاز بصورت متناوب صورت می گیرد. در این مقاله قصد داریم با استفاده از شبیه سازی توسط نرم افزار Eclipse به مقایسه چهار سناریو تخلیه طبیعی ، تزریق گاز ، تزریق آب و تزریق متناوب آب و گاز برای یکی از مخازن شکافدار غرب ایران بپردازیم تا بهترین سناریو تزریق برای مخزن مورد نظر مشخص گردد. نتایج حاصله نشان می دهد که با توجه به شرایط مخزن از جمله شکافدار بودن و ترشوندگی مختلط آن تزریق آب دارای بازدهی بیشتری نسبت به تزریق متناوب آب و گاز و تزریق متناوب آب و گاز بازدهی بیشتری نسبت به تزریق گاز دارد.

واژه های کلیدی: ازدیاد برداشت نفت ، شبیه سازی ، تزریق متناوب آب و گاز ، تزریق آب ، تزریق گاز

- ۱- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات تهران.
- ۲- دانشیار ، مهندسی شیمی ، عضو هیئت علمی دانشگاه صنعت نفت.
- ۳- استادیار ، مهندسی شیمی ، عضو هیئت علمی دانشگاه صنعت نفت.
- ۴- استادیار ، مهندسی مخازن هیدروکربوری ، عضو هیئت علمی دانشگاه صنعتی شریف.

۱- مقدمه :

یکی از روشهای جدید ازدیاد برداشت نفت، تزریق متناوب آب و گاز می باشد. مزیت استفاده از این روش نسبت به تزریق گاز تنها در مخزن این است که میزان نفت باقیمانده در مخزن بعد از فرآیند تزریق متناوب آب و گاز کمتر از میزان نفت باقیمانده در مخزن پس از فرایند تزریق گاز است (۱). زیرا با توجه به نزدیک تر بودن خواص گرانیوی آب و نفت نسبت به گاز و نفت، جبهه ی اشباع به صورت پایدارتری در تزریق آب حرکت می کند و در سطح گسترده تری می تواند نفت را به سمت چاه های تولیدی جاروب کند. لذا میزان اشباع نفت در نواحی سه فاز ایجاد شده کاهش خواهد یافت. همچنین فرایند تزریق متناوب آب و گاز کارایی لازم برای افزایش بازده جابجائی میکروسکوپی را دارا می باشد (۲). در سال ۲۰۰۹، درویش نژاد و همکاران به بررسی شبیه سازی روشهای مختلف WAG در یک سکتور مدل با مدل ۴ و ۵ نقطه ای در یکی از میادین نفتی ایران پرداختند.

جهت شبیه سازی تزریق متناوب آب و گاز مدل ۳ بعدی و استاتیک میدان X در نرم افزار Flogrid طراحی گردید. مدل از نوع تخلخل دوگانه و اطلاعات مدل اعم از تخلخل، تراوایی مطلق و نسبی، اشباع سیالات و همچنین خواص سیالات مخزن به عنوان داده های ورودی به نرم افزار Eclipse100 به عنوان شبیه سازی مورد استفاده قرار گرفتند (۳).

در سال ۲۰۰۸ Shi, Banchar and Bone به بررسی دوره تزریق ۲۰ ساله تزریق امتزاجی wag در میدان kuparuk پرداختند. این میدان در شمال آلاسکا و در سال ۱۹۶۹ کشف و تولید از آن در سال ۱۹۸۱ آغاز گردید. در سال ۱۹۸۴، سه سال پس از آغاز تولید، تزریق آب به هدف حفظ فشار و افزایش برداشت از میدان آغاز گردید. با کاهش قیمت فروش گاز، مدیریت گاز در اولویت قرار گرفت و برای حفظ فشار مخزن و جلوگیری از افت بیشتر فشار تصمیم به تزریق گاز تولیدی مخزن گردید. اما انگشتی شدن گاز و افزایش GOR انجام پروژه را محدود و سپس متوقف گردانید. برای رفع این مشکل و افزایش بازدهی تزریق در سال ۱۹۸۵ تزریق غیر امتزاجی WAG پیشنهاد و عملیاتی گردید. در ادامه کار تزریق امتزاجی WAG در سال ۱۹۸۸ در مقیاس کوچک آغاز گردید. بدلیل موفقیت آمیز بودن پروژه تزریق امتزاجی در سال ۱۹۹۳ تزریق امتزاجی گسترش و اکنون در تمامی میدان به عنوان روش ازدیاد برداشت مناسب انجام می پذیرد. نتایج بررسی این میدان نشان می دهد که پروژه تزریق این میدان بعد از ۲۰ سال با تزریق 10^{12} ft³ گاز و تولید نفت به مقدار ۱۲۰ mmstb بهبود پیدا کرده و موفقیت آمیز بوده است. بطوری که این پروژه ابتدا در لایه های فوقانی مخزن پیشنهاد اما بعد از مدتی در لایه های تحتانی نیز انجام پذیرفت (۴). در سال ۲۰۱۲ Haifeng Jiang و همکاران به بررسی اثر نوع گاز تزریقی روی فرآیند تزریق متناوب آب و گاز پرداختند که به نتایج زیر دست یافتند :

در یک مطالعه جدید تزریق مخلوط CO₂ و O₂ مورد بررسی قرار گرفت. در این مطالعه نتایج زیر به دست آمد:

- مقدار کمترین فشار امتزاجی برای CO₂ خالص کمتر از زمانی است که CO₂ با O₂ مخلوط شده است.
- هر چه درصد O₂ در مخلوط CO₂ و O₂ بیشتر شود مقدار کمترین فشار امتزاجی بیشتر می شود
- عملکرد تزریق متناوب آب و گاز زمانی که از CO₂ خالص استفاده می شود بیشتر از زمانی است که از مخلوط CO₂ و O₂ استفاده میشود. زیرا با افزایش مقدار O₂ در مخلوط CO₂ و O₂ زمان میان شکن زودتر می شود (۵).

در این مقاله قصد داریم با استفاده از شبیه سازی توسط نرم افزار Eclipse به بررسی چهار سناریو تخلیه طبیعی، تزریق گاز، تزریق آب و تزریق متناوب آب و گاز برای مخزن مورد نظر بپردازیم و نتایج حاصله را با هم مقایسه کرده تا بهترین سناریو ازدیاد برداشت برای مخزن با چنین شرایطی مشخص گردد.

2- شبیه سازی مخزن

۱-۲- خصوصیات مدل

به منظور ساخت مدل سه بعدی مخزن توسط نرم افزار FloGrid یک شبکه گریدبندی از مخزن با استفاده از داده های زمین شناسی طراحی گردید. در این شبکه مخزن در جهت طولی و عرضی به ترتیب به ۳۴ و ۳۸ گرید تقسیم شد. با توجه به تنوع جنس سنگ، در جهت عمودی ۷ گرید برای مخزن تعریف گردید. برای گرید بندی مخزن از روش Corner Point استفاده شد که نسبت به روش Block Center دارای دقت بیش تری می باشد. شواهد زمین شناسی و اطلاعات مربوط به حفاری چاهها نشان دهنده وجود شکستگی در سنگ مخزن بوده لذا مدل تخلخل

دوگانه برای شبیه‌سازی مخزن مورد استفاده قرار گرفت. اطلاعات مربوط به گریبندی مخزن در جدول ۱ آورده شده است. سپس اطلاعات استاتیک مخزن شامل تخلخل، تراوایی مطلق و NTG با استفاده از مدل زمین‌شناسی مخزن و تکنیک‌های Up Scaling برای کلیه گریدها محاسبه گردید. نرخ تولید مخزن ۶۰۰۰ STB/day بوده و درصد بازیافت ۲۲/۲۶ درصد می‌باشد. حد نسبت گاز به نفت (GOR)، Scf/Stb، ۸۵۰ و برش آب (Water cut)، ۵۰ درصد در نظر گرفته شد علت انتخاب ۵۰ درصد این است که در حال حاضر امکانات فرآورش ۵۰ درصد Water cut وجود دارد برای اعمال فرآیند EOR بر روی این میدان که به شرایط اشباع نفت باقیمانده رسیده می‌بایست میزان برش آب تا حد امکان بالا رود. در مدل (Sector) انتخاب شده سه چاه تولیدی با اسامی P01، P02، P03 وجود دارد، در کل ۵ چاه دیگر که ۲ تا تزریقی و ۳ چاه دیگر تولیدی هستند حفر شدند. با توجه به اینکه در این ناحیه از مخزن در ماتریکس Sor برابر با ۰/۳۴ و شکاف‌ها تقریباً دارای درصد اشباع یکسان هستند یعنی کاملاً از نفت پر شده اند سه چاه تولیدی دیگر حفر شد تا بتوان برداشت بیشتری از نفت باقیمانده در این ناحیه داشت که در واقع کاملاً هم در شرق مخزن می‌باشند نمودار فازی سیال مخزن در شکل ۱ و خصوصیات سنگ مخزن شامل درصد اشباع آب، تخلخل، NTG در جدول ۲ آورده شده است.

۲-۲- خصوصیات سیال مخزن

۱-۲-۱- ضریب حجمی سازند و نسبت گاز به نفت و گراویته گاز و ویسکوزیته سیال مخزن

در نمودارهای ۲ الی ۶ خصوصیات ذکر شده بصورت تابعی از فشار آورده شده است.

۳- نتایج

۱-۳- تخلیه طبیعی

تولید طبیعی از مدل مورد نظر برای سه حالت ۳، ۴ و ۶ چاهی مورد بررسی قرار گرفت که نتایج در جدول ۳ و نمودارهای ۷ الی ۱۰ آمده است. نرخ تولید مخزن ۶۰۰۰ STB/day می‌باشد.

نرخ تولید در حالت تخلیه طبیعی و حد نسبت گاز به نفت (GOR)، ۸۵۰ Scf/Stb و برش آب (Water cut)، ۵۰ درصد در نظر گرفته شد علت انتخاب ۵۰ درصد این است که در حال حاضر امکانات فرآورش ۵۰ درصد Water cut وجود دارد برای اعمال فرآیند EOR بر روی این میدان که به شرایط اشباع نفت باقیمانده رسیده می‌بایست میزان برش آب تا حد امکان بالا رود. در مدل (Sector) انتخاب شده سه چاه تولیدی با اسامی P01، P02، P03 وجود دارد، در کل ۵ چاه دیگر که ۲ تا تزریقی و ۳ چاه دیگر تولیدی هستند حفر شدند. با توجه به اینکه در این ناحیه از مخزن در ماتریکس Sor برابر با ۰/۳۴ و شکافها تقریباً دارای درصد اشباع یکسان هستند یعنی کاملاً از نفت پر شده اند سه چاه تولیدی دیگر حفر شد تا بتوان برداشت بیشتری از نفت باقیمانده در این ناحیه داشت که در واقع کاملاً هم در شرق مخزن می‌باشند.

۲-۳- سناریوی تزریق گاز

در تزریق گاز سه سناریوی مختلف بررسی شد. بدین صورت که گاز با سه دبی مختلف به مخزن تزریق گردید هر بار نرخ تزریق گاز تغییر یافته تا نرخ بهینه تزریق به دست آید. که نتایج آن‌ها در جداول ۴ به همراه مشخصات تزریق و نمودارهای ۱۱ الی ۱۴ آمده است. طبق ای جدول و نمودارها با افزایش میزان تزریق گاز ضریب بازیافت بیشتر میشود. پس بهترین سناریو، سناریوی شماره ۳ می‌باشد

۳-۳- تزریق آب

در این بخش سناریو تزریق آب با دبی‌های مختلفی بر روی مدل انتخاب شده از میدان اجرا شد. با توجه به دانسیته بالای شکاف‌ها در مخزن انتظار می‌رفت نتایج تزریق آب در مقایسه با تزریق گاز بهتر باشد چراکه چاه‌ها دیرتر به علت گازی شدن بسته می‌شوند. با توجه به جدول ۵ و نمودارهای ۱۵ تا ۱۸ این امر کاملاً مشهود است.

۴-۳- سناریو تزریق متناوب آب و گاز (WAG)

برای فرآیند تزریق متناوب آب و گاز چهار سیکل مختلف تزریق را مورد بررسی قرار دادیم تا بهینه‌ترین سیکل تزریق مشخص گردد. سپس فرآیند تزریق متناوب آب و گاز با این سیکل تزریق بهینه با سناریوهای تخلیه طبیعی و تزریق آب و گاز مورد مقایسه قرار گرفت. که نتایج آن در جدول ۶ و نمودارهای ۱۹ الی ۲۲ آمده است.

همانگونه که مشخص است سیکل تزریقی ۱۰ ماه گاز، ۶ ماه آب بهینه‌ترین سیکل برای مدل مورد نظر است.

۳-۵- مقایسه سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت در مدل مورد نظر

حال در پایان سناریوهای مختلف را با هم مقایسه می کنیم تا بهترین سناریو با توجه به وضعیت مخزن مشخص شود که نتایج به دست آمده در جدول ۷ و نمودارهای ۲۳ الی ۲۶ آورده شده است. همانگونه که مشخص است سناریو تزریق آب بهترین سناریو ازدیاد برداشت برای مخزن با چنین شرایطی می باشد.

۴- بحث و بررسی

(۱) روش تزریق متناوب آب و گاز نسبت به روش تزریق گاز تنها، حدود ده درصد ضریب بازیافت نفت را افزایش می دهد. مخصوصاً در شرایطی که منابع گاز محدود می باشد تزریق متناوب آب و گاز می تواند انتخاب مناسب تری نسبت به تزریق گاز باشد.

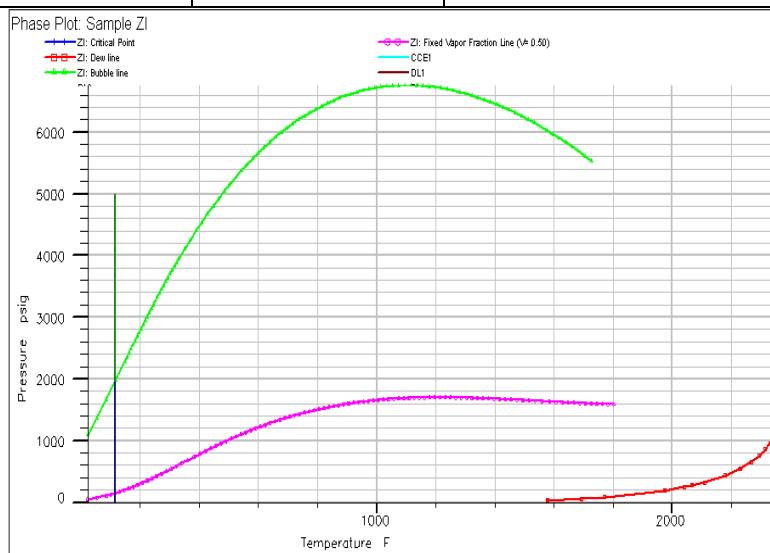
(۲) با توجه به شکافدار بودن مخزن مورد مطالعه و ترشوندگی مختلط آن، سناریو تزریق آب دارای بازدهی بیشتری نسبت به سناریو های تزریق گاز و تزریق متناوب آب و گاز بوده و بهترین سناریو ازدیاد برداشت برای این مخزن می باشد.

منابع

۱. Asoudeh, Ali, "Simulation of CO₂ Injection in a Synthetic Fractured Reservoir by Eclipse Software and Studying the Effect of Fracture Parameters by Implying Sensitivity Analysis", Petroleum University of Technology, January 2008
۲. Haifeng Jiang, Lily Nuryaningsih, and Hertanto Adidharma : " The Study of Timing of Cyclic Injections in Miscible CO₂ WAG" SPE 153792 , Western Regional Meeting held in Bakersfield, California, USA, 19–23 March 2012.
3. darvish nejad M.J., Zargar G., "Study of Various Water Alternating Gas Injection Methodes in 4- and 5-SPOT Injection Pattern in an Iranian Fractured Reservoir," presentation at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference held in Port of Spain, Trinidad, 27–30 June 2010.
4. Wen Shi, Jeff Corwith " Kupaeruk MWAG Project After 20 Years" Paper Spe 113933, presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma U.S.A., 19–23 April 2008
۵. Haifeng Jiang, EORI, Lily Nuryaningsih, Hertanto Adidharma : "The Influence of O₂ Contamination on MMP and Core Flood Performance in Miscible and Immiscible CO₂ WAG" SPE 154252, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012.

جدول ۱ - اطلاعات مربوط به سکتور مدل ساخته شده مخزن

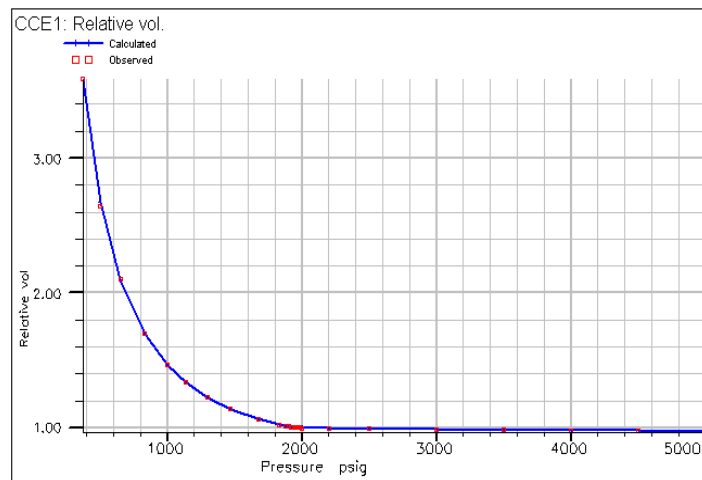
porous medium Type of	Fractured	X grid block size,ft	2180
Number of cell in X-direction (N _x)	38	Y grid block size,ft	1130
Number of cell in Y-direction (N _y)	34	Z grid block size,ft	116
(N _z) Number of cell in Z-direction	7	Matrix porosity,%	7
Number of cell	9044	Fracture permeability, md	5800
Dual porosity matrix-fracture coupling,1/ft ²	0.6	Effective matrix block height for gravity drainage ,ft	20



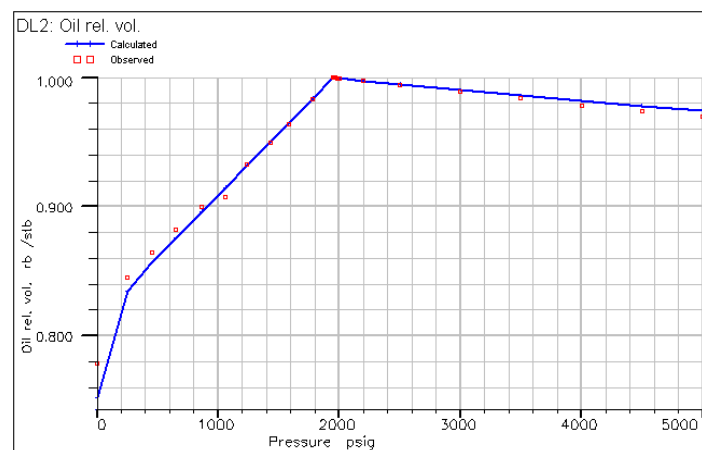
شکل ۱- نمودار فازی میدان X

جدول ۲- متوسط خصوصیات سنگ مخزن

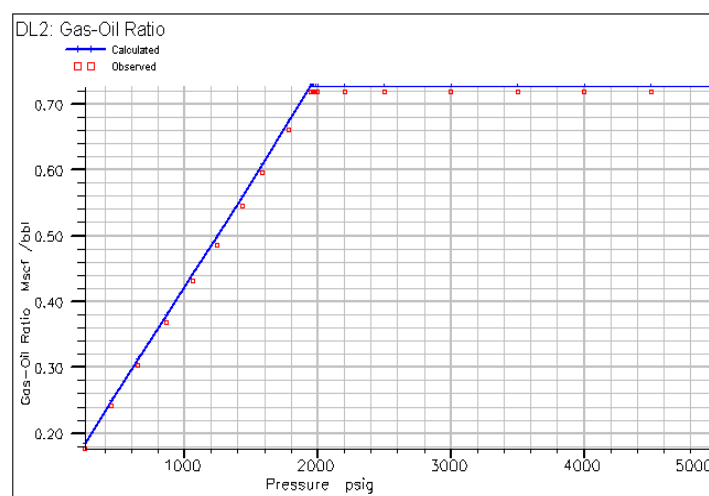
Zone	Oil Zone				Ave.Permeability, md
	Φ _i %	Sw %	NTG	Bo rb/stb	
A	13.77	21.63	0.915	1.34	0.1126
B	3.6	55.06	10.94	1.34	0.1498



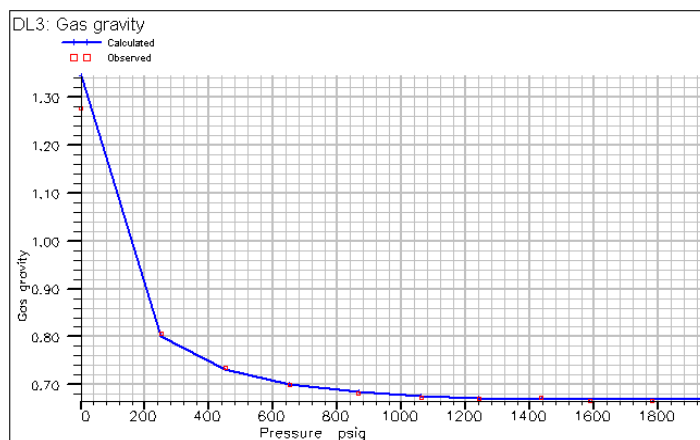
شکل ۲- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش CCE



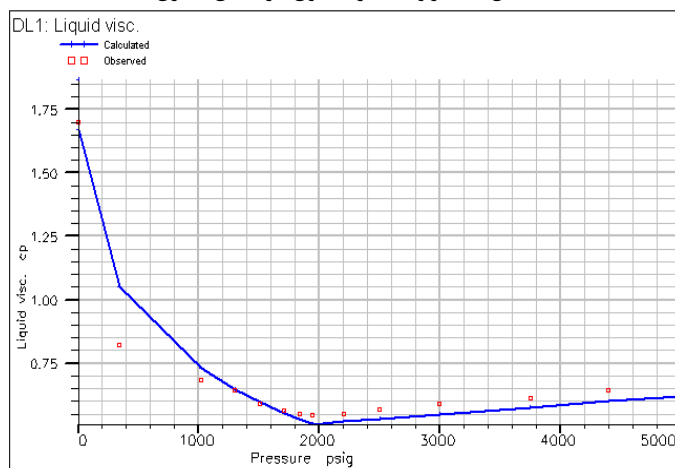
شکل ۳- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش DL



شکل ۴- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش DL



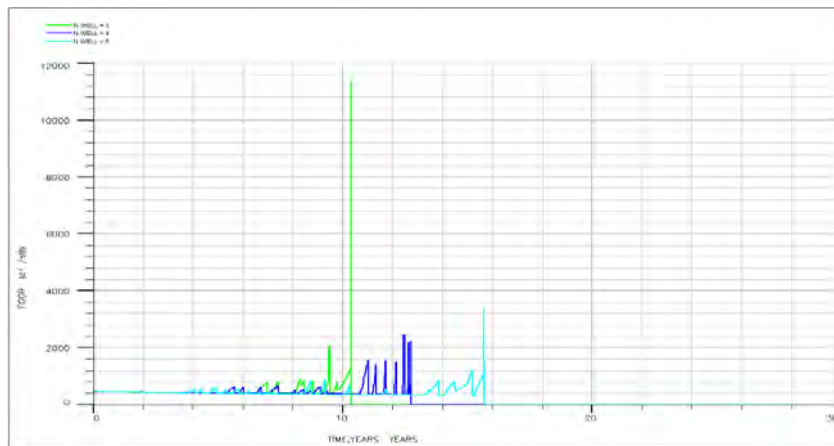
شکل ۵- گراویته گاز محلول در سیال مخزن



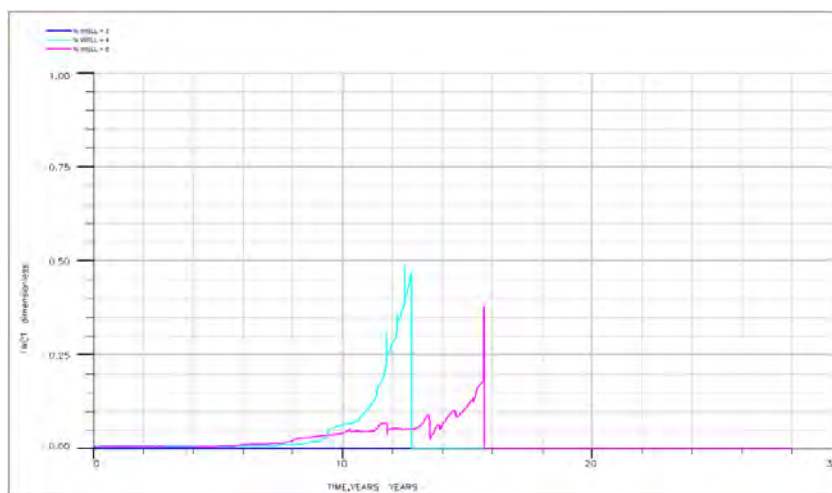
شکل ۶- گرانیوی سیال مخزن

جدول ۳- تأثیر تعداد چاه ها بر سناریو تخلیه طبیعی

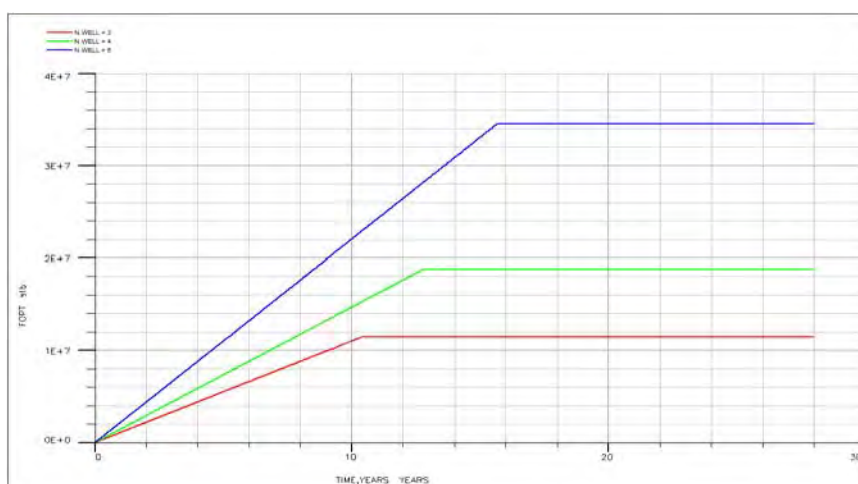
Np (MMSTB)	%RF	Sor	No.Well	NO
11.411385	7.3497742	0.51062995	3	1
18.758643	12.082037	0.47821888	4	2
34.566528	22.263633	0.41415209	6	4



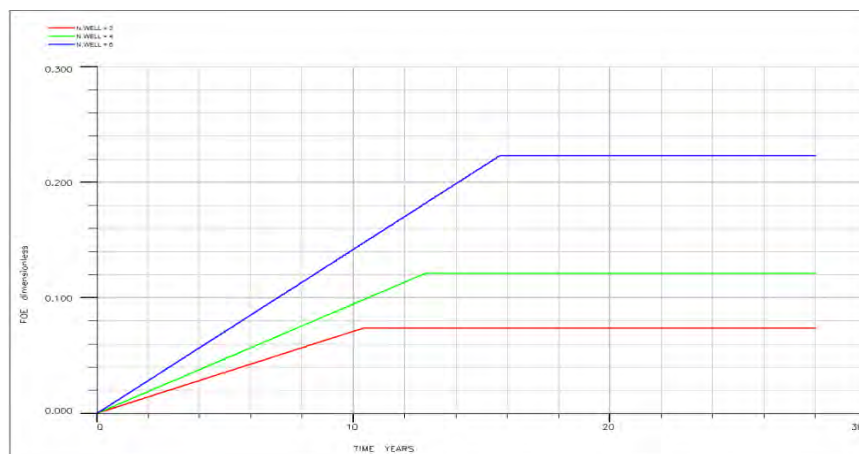
شکل ۷- میزان GOR در اثر تخلیه طبیعی برای تعداد چاه های تزریقی مختلف تا سال ۲۰۴۰



شکل ۸- میزان Water Cut در اثر تخلیه طبیعی برای تعداد چاه های تزریقی مختلف تا سال ۲۰۴۰



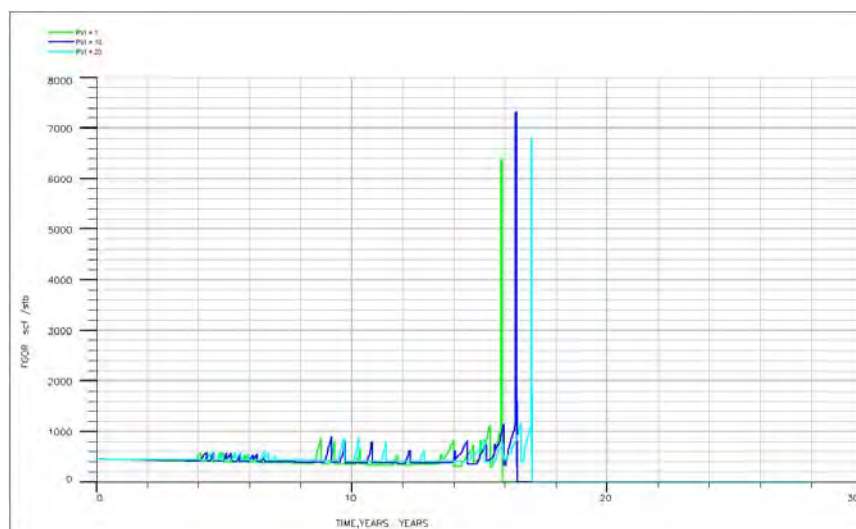
شکل ۹- میزان نفت تولیدی در اثر تخلیه طبیعی برای تعداد چاه های تزریقی مختلف تا سال ۲۰۴۰



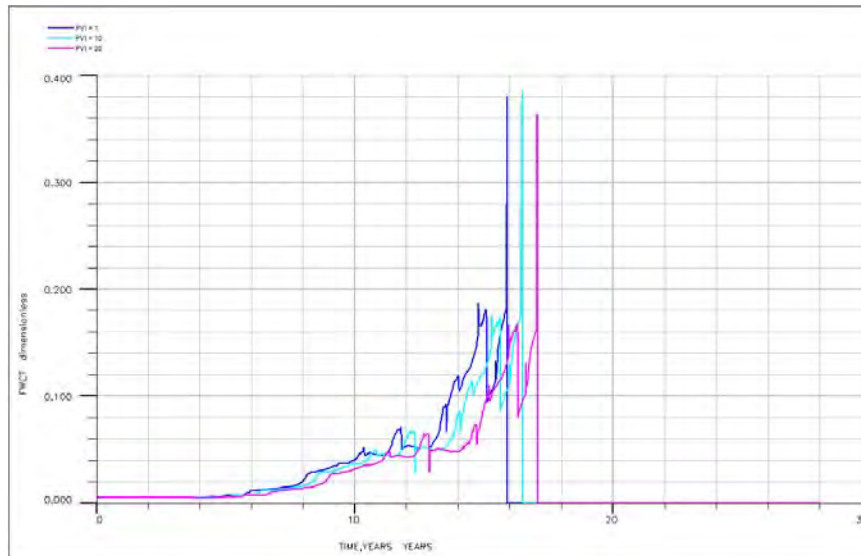
شکل ۱۰- میزان بازیافت نفت در اثر تخلیه طبیعی برای تعداد چاه های تزریقی مختلف تا سال ۲۰۴۰

جدول ۴- سناریو تزریق گاز با دبی های تزریق مختلف

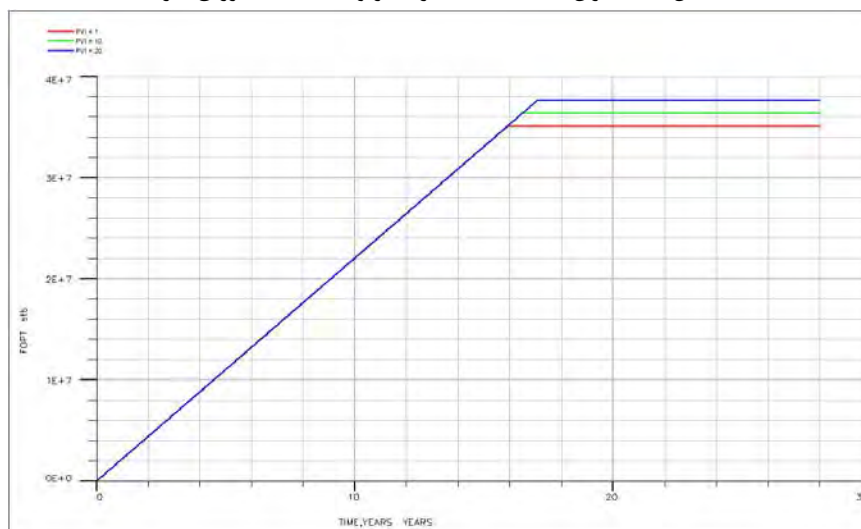
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qg (ft ³ /day)	(pv)inj	NO
35.095951	22.604635	0.41299185	180850.97	1	1
36.366326	23.422852	0.41743666	1808509.6	10	2
37.686384	24.273078	0.42140633	3617019.3	20	3



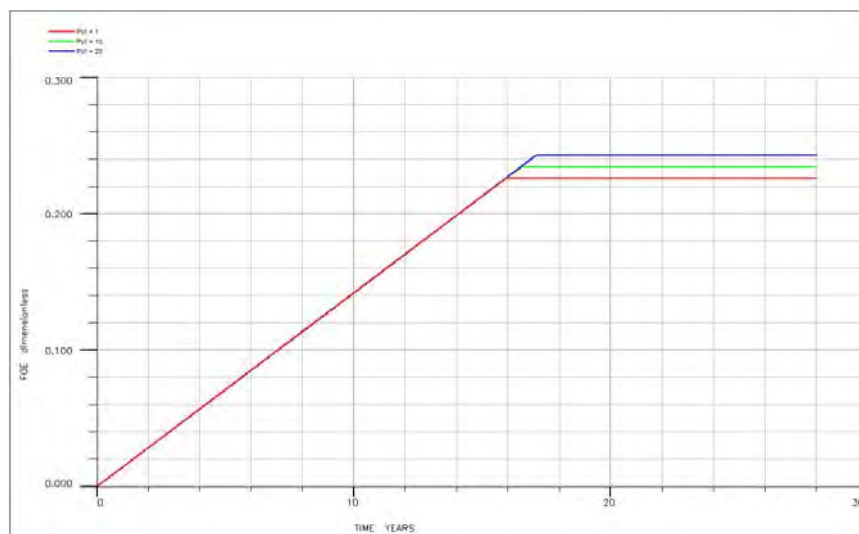
شکل ۱۱- میزان GOR در سناریوهای مختلف تزریق گاز



شکل ۱۲- میزان Water Cut در سناریوهای مختلف تزریق گاز



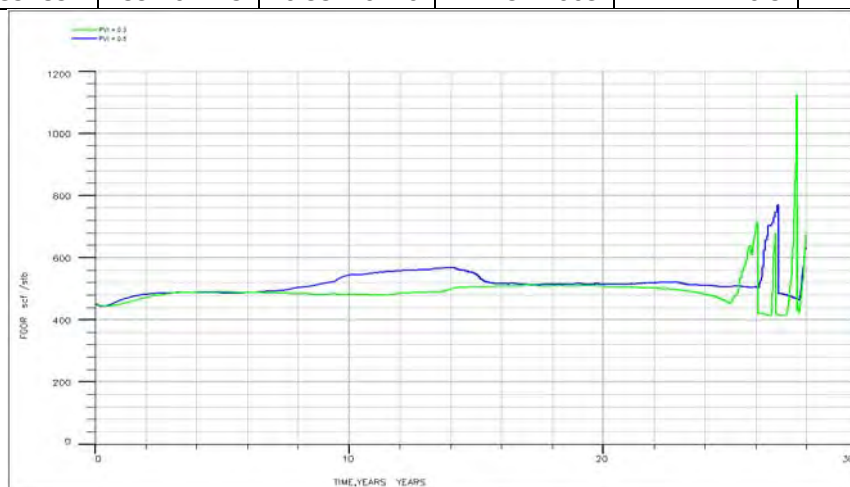
شکل ۱۳- میزان نفت تولیدی در سناریوهای مختلف تزریق گاز



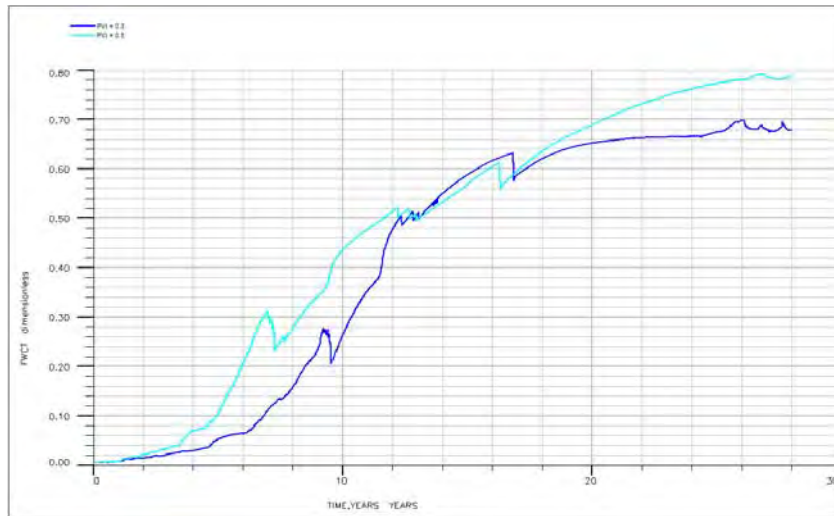
شکل ۱۴- میزان ضریب بازیافت نفت در سناریوهای مختلف تزریق گاز

جدول ۵- نتایج تزریق آب

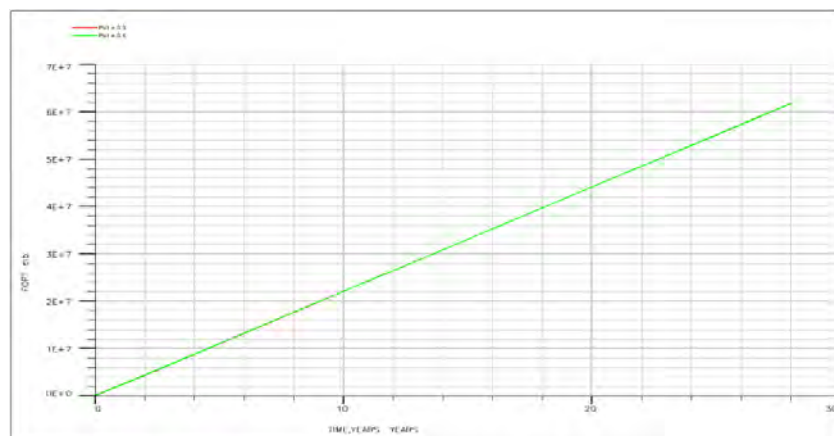
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qw (bbl/day)	(pv)inj	NO
61.752857	38.521707	0.34886885	13528.597	0.3	1
61.852857	39.461425	0.33710226	22547.663	0.5	2



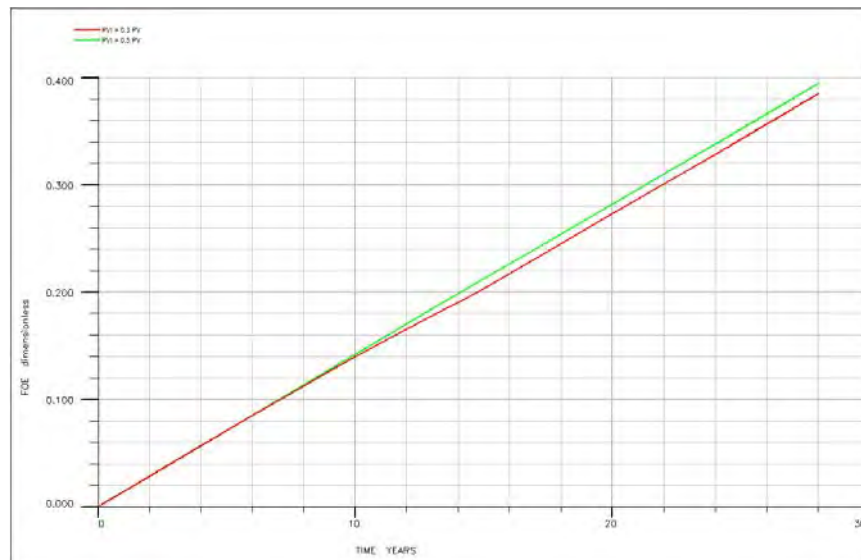
شکل ۱۵- میزان GOR تولیدی در سناریوهای تزریق آب



شکل ۱۶- میزان Water cut در سناریوهای تزریق آب



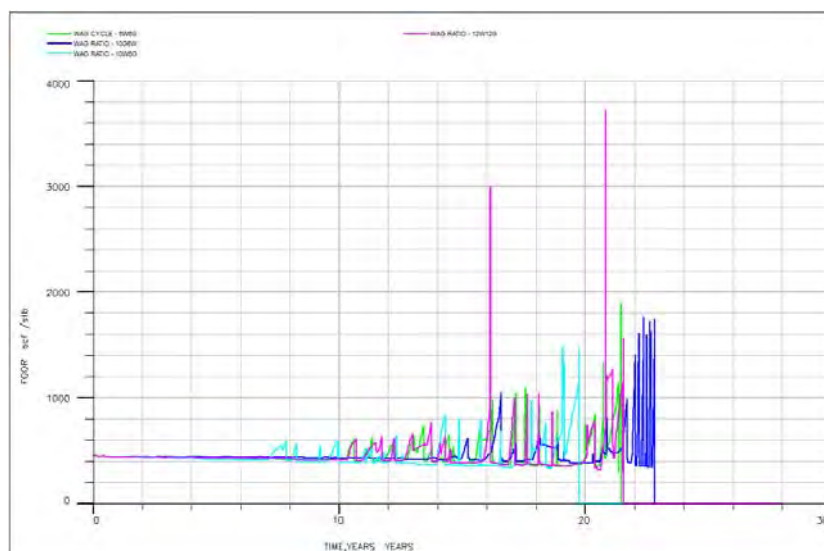
شکل ۱۷- میزان کل نفت تولیدی در سناریوهای تزریق آب



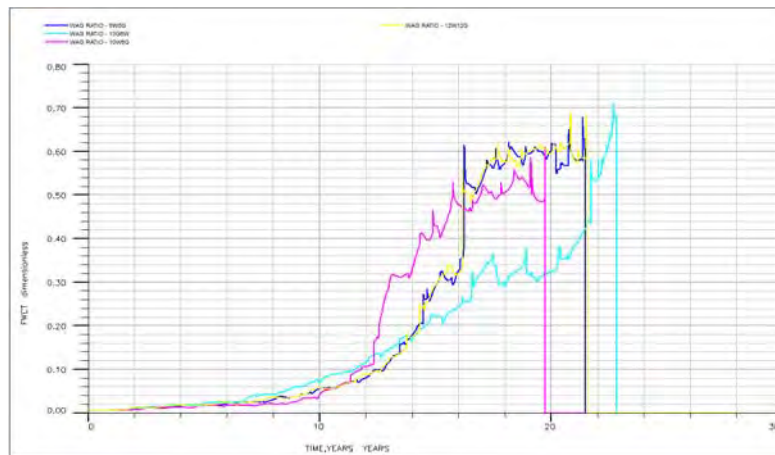
شکل ۱۸- ضریب بازیافت در سناریوهای تزریق آب

جدول ۶- اثر سیکل تزریقی WAG در PVI=0.5 در سناریو تزریق متناوب آب و گاز

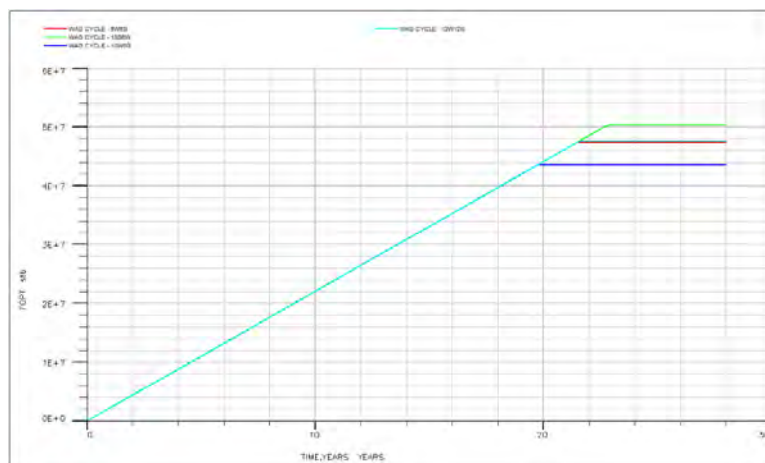
Np (MMSTB)	%RF	Sor	WAG cycle	NO
47.343546	30.493075	0.37509865	۶ ماه آب، ۶ ماه گاز	1
50.305751	32.400966	0.37054533	۱۰ ماه گاز، ۶ ماه آب	2
43.559668	28.055939	0.38775826	۱۰ ماه آب ، ۶ ماه گاز	3
47.558903	30.631781	0.37408015	۱۲ ماه آب ، ۱۲ ماه گاز	4



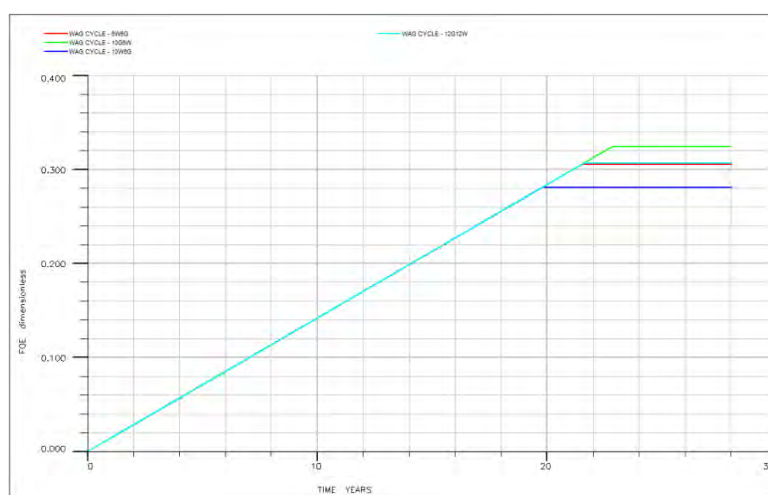
شکل ۱۹- اثر سیکل تزریقی WAG بر میزان GOR در سناریو تزریق متناوب آب و گاز



شکل ۲۰- اثر سیکل تزریقی WAG بر میزان water cut در سناریو تزریق متناوب آب و گاز



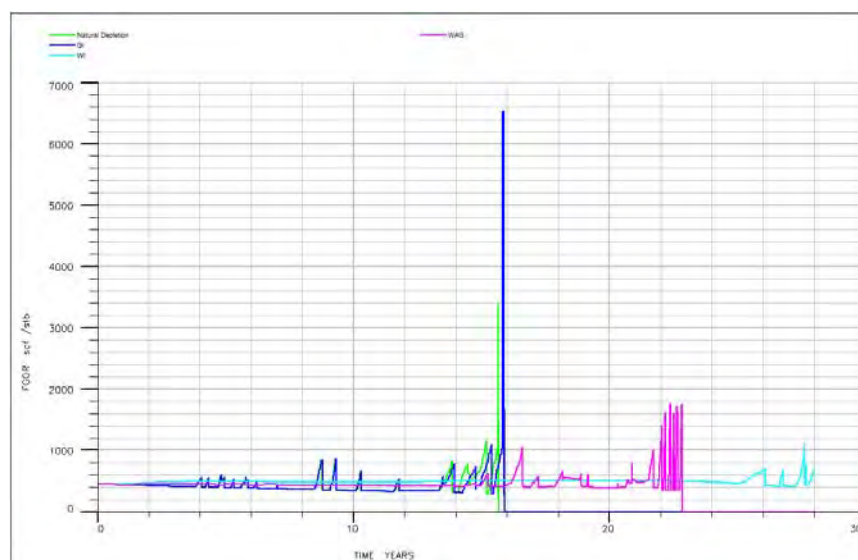
شکل ۲۱- اثر سیکل تزریقی WAG بر میزان نفت تولیدی در سناریو تزریق متناوب آب و گاز



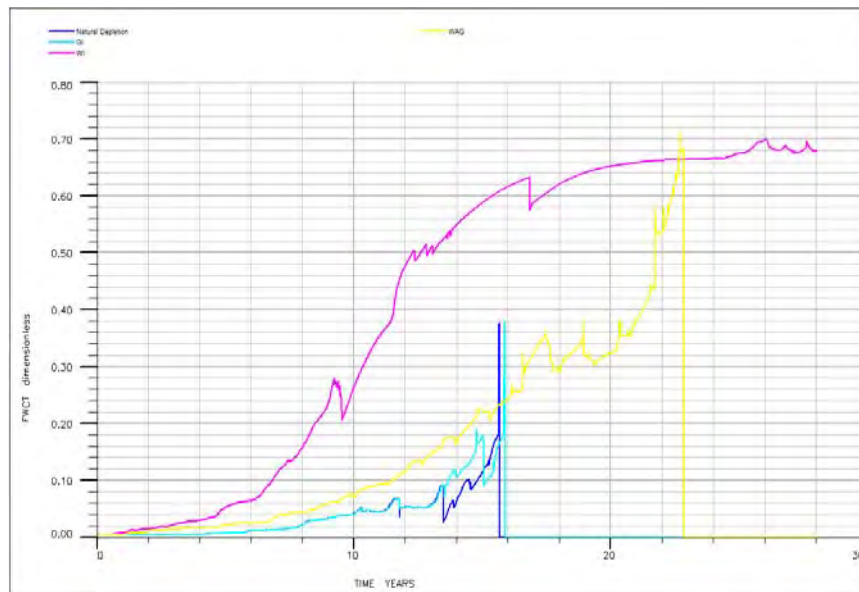
شکل ۲۲- اثر سیکل تزریقی WAG بر میزان بازیافت نفت در سناریو تزریق متناوب آب و گاز

جدول ۷- مقایسه سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت برای مدل مورد نظر

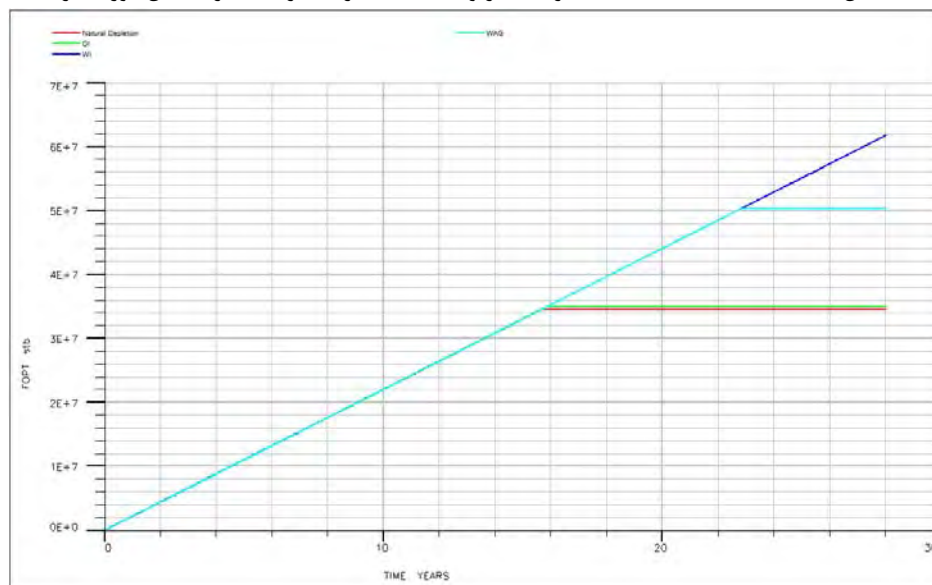
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qw (bbl/day)	Qg (ft ³ /day)	NO
34.566528	22.263633	0.4141520 9	0	0	تخلیه طبیعی
35.056766	22.579382	0.4123911 9	0	90425.48 3	تزریق گاز
61.852857	39.461425	0.3371022 6	22547.66 3	0	تزریق آب
50.305751	32.400966	0.3705453 3	10736.98 2	30141.82 7	تزریق متناوب آب و گاز



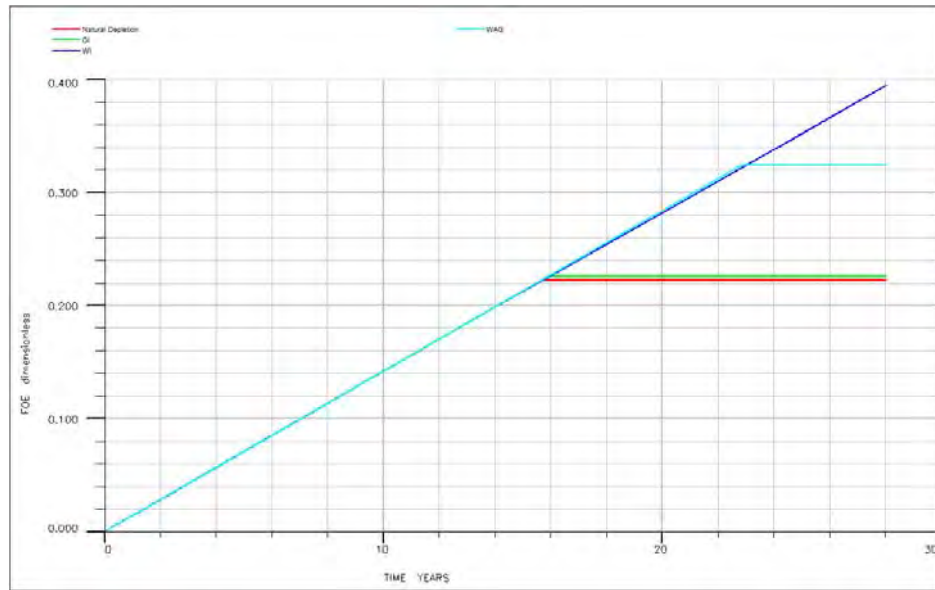
شکل ۲۳- مقایسه GOR برای سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت برای مدل مورد نظر



شکل ۲۴- مقایسه water cut برای سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت برای مدل مورد نظر



شکل ۲۵- مقایسه نفت تولیدی برای سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت برای مدل مورد نظر



شکل ۲۶- مقایسه میزان بازیافت برای سناریوهای مختلف ازدیاد برداشت برای مدل مورد نظر

SID



سرویس های
ویژه



سرویس ترجمه
تخصصی



کارگاه های
آموزشی



بلاگ
مرکز اطلاعات علمی



عضویت در
خبرنامه



فیلم های
آموزشی

کارگاه های آموزشی مرکز اطلاعات علمی جهاد دانشگاهی



مباحث پیشرفته یادگیری عمیق؛
شبکه های توجه گرافی
(Graph Attention Networks)



کارگاه آنلاین آموزش استفاده از
وب آوساینس



کارگاه آنلاین مقاله روزمره انگلیسی