

مقایسه فرآیندهای تزریق متناوب آب و گاز و تزریق همزمان آب و گاز در یکی از مخازن شکافدار غرب ایران

طالب اسفندیاری^۱، دکتر ریاض خراط^۲، دکتر مسعود آقاجانی^۳، دکتر محمد حسین غضنفری^۴

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

Taleb.Esfandiyari@gmail.com

چکیده

روش های مختلفی به منظور افزایش ضریب بازیافت از مخزن و بهبود تولید آن به کار می رود. اولین روش هایی که برای بازیافت بیشتر نفت از مخازن به ذهن می رسد، سیلاب زنی آب یا تزریق گاز است. مشکل اصلی این دو فرایند، بروز پدیده ی میان شکن زود هنگام است. از طرفی، بازدهی جارویی توسط گاز (مگر این که جابجایی به وسیله ی گاز با تفکیک ثقلی قابل توجهی همراه باشد) به مراتب از بازدهی جارویی توسط آب، کمتر است. این معایب، محققان را به فکر ارائه روش تزریق ترکیبی آب و گاز انداخته است.

روش های تزریق متناوب و همزمان آب و گاز از روش های مناسب در این زمینه هستند. در این روش ها، توده های آب و گاز به طور متوالی و همزمان به درون مخزن تزریق می شوند. در این مقاله قصد داریم با استفاده از شبیه سازی توسط نرم افزار Eclipse، دو روش تزریق متناوب و همزمان آب و گاز را برای یکی از مخازن غرب ایران مورد مقایسه قرار دهیم و بهترین سناریو تزریق را برای مخزن مورد نظر به دست آوریم. نتایج به دست آمده نشان دهنده این است که سناریو تزریق همزمان آب و گاز دارای بازدهی بیشتری نسبت به سناریو تزریق متناوب آب و گاز است.

واژه های کلیدی: ازدیاد برداشت نفت، مخازن شکافدار، شبیه سازی، تزریق متناوب آب و گاز (WAG)، تزریق

همزمان آب و گاز (SWAG)

- 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.

همایش ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری، علوم و صنایع مرتبط www.reservoir.ir

۱- مقدمه :

اخیرا بررسیهای متعددی روی چگونگی برداشت هر چه بیشتر نفت از مخازن انجام شده است. مکانیسم های تولیدی، نظیر روش تولید اولیه، ثانویه و ثالثیه به منظور افزایش تولید مقدار نفت قابل استحصال به کار می روند. با توجه به مراحل تولید از مخزن روش های مختلفی برای به دست آوردن نفت بیشتر از مخزن انتخاب می شود که این روش ها باید از لحاظ اقتصادی نیز به صرفه باشند (۱). معمولا روشهای ازدیاد برداشت با توجه به نوع فرآیند و مواد مختلفی که در این فرآیند استفاده می شود بسیار پر هزینه هستند. به عنوان مثال فرآیندهای تزریق آب و گاز به عنوان دو روش تولید ثانویه محسوب می شود که بسته به نوع سیال مخزن و همچنین مکانیسم حاکم بر مخزن نمی توانند برای تمام مخازن موثر باشد (۲).

از روشهای برداشت ثالثیه فرآیند تزریق متناوب و همزمان آب و گاز (WAG (Water-Alternating-Gas است که از سال ۱۹۵۰ رواج پیدا کرد. این روش ها در مخازنی که تولید از آن به صورت طبیعی انجام گرفته و در ادامه مکانیسم های برداشت ثانویه از قبل سیلاب زنی با آب در آن انجام گرفته است کاربرد دارند. که هدف اصلی افزایش تولید نفت می باشد. این روش ها مزیت های هر دو روش تزریق فرآیند آب و گاز را به تنهایی دارند. فاکتورهای متعددی از لحاظ اقتصادی و اجرایی و همچنین موارد دیگری از قبیل شکل هندسی مخزن و خواص سنگ و سیال و هزینه های عملیاتی موجب شده است که این نوع فرآیندها به وجود آیند.

در سال ۲۰۱۲ Haifeng Jiang و همکاران به بررسی نسبت تزریق فرآیند WAG پرداختند که نتایج زیر حاصل شد :

محاسبه نسبت WAG بهینه و استفاده از آن یکی از پارامترهای مهم طراحی بوده که بر روی شرایط عملیاتی و اقتصادی پروژه اثر زیاد دارد. پیش بینی و مطالعه تزریق گاز بصورت خالص، پیشنهاد می دهد که نسبت WAG بعد از افزایش مقدار تولید گاز بهینه (GOR) می تواند افزایش پیدا کند. کاهش نسبت WAG باعث افزایش کنترل نسبت تحرک و ایجاد پروفایل گاز تولیدی ثابت می گردد. نسبت WAG بهینه تحت تأثیر نوع ترشوندگی سنگ قرار دارد. نسبت WAG بالا در فرآیند بازدهی نفت در مخازن آبدوست بیشترین تأثیر را داشته و باعث کاهش مقدار نفت باقی مانده می گردد [۳].

در سال ۲۰۱۱ S. Mobeen Fatemi به بررسی اثر ترشوندگی روی فرآیند WAG پرداختند که به نتایج زیر دست یافتند ک

- در تزریق آب بازیافت در زمانی که سنگ ترشوندگی مختلط دارد بیشتر از زمانی است که سنگ آب دوست است..

- در تزریق گاز بازیافت در زمانی که سنگ آب دوست است بیشتر از زمانی است که سنگ ترشوندگی مختلط دارد.

- بازیافت فرآیند تزریق متناوب آب و گاز نسبت به تزریق آب و گاز برای هر دو سنگ آب دوست و سنگ با ترشوندگی مختلط بیشتر است.

- در فرآیند تزریق متناوب آب و گاز برای سنگ آب دوست سیکل تزریق آب پارامتر مهمی است و برای سنگ با ترشوندگی مختلط سیکل تزریق گاز پارامتر مهمی است.

- در تزریق آب ، گاز و تزریق متناوب آب و گاز نوع ترشوندگی پارامتر بسیار مهمی است [۴].

در سال ۲۰۱۲ S.M. Ghaderi در بررسی های خود در مورد CO₂ به نتایج زیر دست یافتند :

برای کاهش اثر انگشتی شدن، تزریق توده های آب، اغلب ضروری است. نکته ای که قابل ذکر است این است که CO₂ چون دارای ویسکوزیته بسیار پایین است همانگونه که در بالا نیز گفته شد پدیده انگشتی شدن در زمان استفاده از این گاز خیلی سریع اتفاق می افتد. به همین خاطر باید مقدار آب تزریقی نسبت به CO₂ زیاد باشد تا این پدیده دیرتر اتفاق بیافتد. این موضوع برای مخازن شکافدار از اهمیت بیشتری برخوردار است. اما در مخازن معمولی و مخازنی که دارای تراوایی خیلی پایین هستند ویسکوزیته پایین CO₂ میتواند به فرآیند کمک کند [۵].

در سال ۲۰۰۰، Quale et al اولین پروژه تزریق SWAG بعنوان یک روش EOR در میدان SIRI در دریای شمال را گزارش نمودند (شکل ۱) این مخزن دارای ضخامت ۲۵m، ماسه سنگ (sand stone) و دارای تخلخل خوب و تراوایی نسبتاً خوب می باشد. این میدان با ۵ چاه تولیدی و ۲ چاه تزریق SWAG توسعه پیدا نمود (یک چاه افقی و یک چاه عمودی).

این پروژه در ابتدا جهت تزریق معمولی WAG بعنوان یک روش EOR طراحی گردید. به دلیل کمبود منابع گاز (عدم تولید گاز همراه زیاد)، احتیاج به حفظ فشار مخزن، تزریق SWAG مورد بررسی و مناسب ارزیابی گردید. SWAG در ژانویه ۱۹۹۹ عملیاتی و ابزار سرچاهی آن طوری

طراحی گردید که از (back flow) برگشت سیال تزریقی جلوگیری می کند. فازهای تزریقی ترکیبی از گاز تولید و آب و گاهاً آب دریا (در صورت نیاز) به میزان BWPD ۵۰۰۰-۲۵۰۰۰ و ۷-۱۴MSCF/D به ترتیب برای آب و گاز می باشند

در سال ۲۰۰۲، Stensen and Berge به بررسی قابلیت تزریق پذیری مخزن در تزریق SWAG پرداختند. آنها مطالعات خود را در میدان siri در دریای شمال که از سال که از سال ۱۹۹۹ تزریق SWAG آغاز و تا سال ۲۰۰۲ ادامه یافت، انجام دادند. آنها دریافتند که تزریق پذیری در SWAG رابطه مستقیمی با دبی سیال تزریقی دارد. افزایش وزن ستون چاه برای این نوع تزریق نسبت به تزریق WAG باعث افزایش قدرت تزریق پذیری در فشار جریان سر چاه ثابت میگردد. آنها بیان داشتند که قدرت تزریق پذیری وابسته به نسبت آب به گاز در پایین تر از فشار شکست سازند دارد. همچنین تزریق پذیری ممکن است بدلیل تراوایی دوفازی نزدیک چاه و بسته شدن شکاف ها بدلیل دبی بالای گاز در فشار بالاتر از فشار شکست سازند کاهش پیدا کند

در این مقاله قصد داریم با استفاده از شبیه سازی توسط نرم افزار Eclipse، دو روش تزریق متناوب و همزمان آب و گاز را برای یکی از مخازن غرب ایران مورد مقایسه قرار دهیم و روش بهینه را برای مخزن مورد نظر مشخص کنیم.

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 چاه ها نشان دهنده وجود شکستگی در سنگ مخزن بوده لذا مدل تخلخل دوگانه برای شبیه سازی مخزن مورد استفاده قرار گرفت. اطلاعات مربوط به گریدبندی مخزن در جدول ۱ آورده شده است. سپس اطلاعات استاتیک مخزن شامل تخلخل، تراوایی مطلق و NTG با استفاده از مدل زمین شناسی مخزن و تکنیک های Up Scaling برای کلیه گریدها محاسبه گردید. نرخ تولید مخزن STB/day ۶۰۰۰ بوده و درصد بازیافت ۲۲/۲۶ درصد می باشد. و 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 می بایست 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 می باشند

نمودار فازی سیال مخزن در شکل ۲ و خصوصیات سنگ مخزن شامل درصد اشباع آب، تخلخل، NTG در جدول ۲ آورده شده است.

۲-۲- خصوصیات سیال مخزن

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

در نمودارهای ۳ الی ۷ خصوصیات ذکر شده بصورت تابعی از فشار آورده شده است.

۳- نتایج

۱-۳- فرآیند WAG

فرایند تزریق متناوب آب و گاز را در پنج نسبت تزریق مختلف مورد بررسی قرار دادیم. قابل ذکر است که منظور از نسبت تزریق WAG نسبت آب به گاز تزریقی می باشد. که نتایج حاصله در جدول ۳ و نمودارهای ۸ الی ۱۱ آمده است.

۲-۳- تزریق همزمان آب و گاز (SWAG)

در روش تزریق همزمان آب و گاز کنترل تحرک پذیری بهتر صورت می‌گیرد و این نکته در مخازن شکافدار یکی از مهمترین عوامل تاثیر گذار بر نتایج می باشد. در تزریق همزمان آب و گاز فقط میزان نسبت گاز به آب اهمیت می یابد و نسبت زمانی (Cycle) مطرح نیست چرا که تزریق همزمان صورت می پذیرد.

برای بررسی این سناریو حجم تزریقی سیال را ۰,۵ برابر حجم فضای خالی در نظر گرفتیم. سپس چهار نسبت مختلف را با هم مقایسه کردیم که نتایج این سناریو در جدول ۴ و نمودارهای ۱۲ الی ۱۵ آمده است. همانگونه که مشخص است نسبت تزریق ۱:۲ در بین نسبت های مختلف تزریق برای سکتور مورد نظر مناسب می باشد.

۳-۳ مقایسه تزریق متناوب و همزمان آب و گاز :

در این قسمت قصد داریم نتایج دو سناریو تزریق متناوب و همزمان آب و گاز را جهت دسترسی به سناریو بهینه مورد مقایسه قرار دهیم. قابل ذکر است که مقایسه را برای نسبت تزریق ۱:۲ و مقدار Pore Volume تزریقی نیم انجام دادیم. همانگونه که مشخص است سناریو تزریق همزمان آب و گاز نسبت به سناریو تزریق متناوب آب و گاز عملکرد بهتری دارد. که نتایج در جدول ۵ و نمودارهای ۱۶ الی ۱۹ آمده است

۴- بحث و بررسی

(۱) همانگونه که از نتایج مشخص می باشد سناریو تزریق همزمان آب و گاز دارای میزان نسبت آب به گاز و برش آب بیشتری نسبت به تزریق متناوب آب و گاز است.

(۲) همانگونه که از نتایج مشخص می باشد سناریو تزریق همزمان آب و گاز دارای حدود سه درصد بازدهی بیشتر نسبت به سناریو تزریق متناوب آب و گاز می باشد.

منابع

۱. H. Shahverdi, M. Sohrabi : "Three-Phase Relative Permeability and Hysteresis Model for Simulation of Water Alternating Gas (WAG) Injection" SPE 152218, Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012.

۲. Dengen Zhou, Meisong Yan, and Wm. Marc Calvin, Chevron : "Optimization of a Mature CO2 Flood—From Continuous Injection to WAG" SPE 154181, Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012

۳. 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

۴. S. Mobeen Fatemi, Mehran Sohrabi, Mahmoud Jamiolahmady, and Graeme Robertson : "Experimental Investigation of Near-Miscible Water-Alternating-Gas (WAG) Injection Performance in Water-wet and Mixed-wet Systems" SPE 145191, Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition held in Aberdeen, UK, 6–8 September 2011.

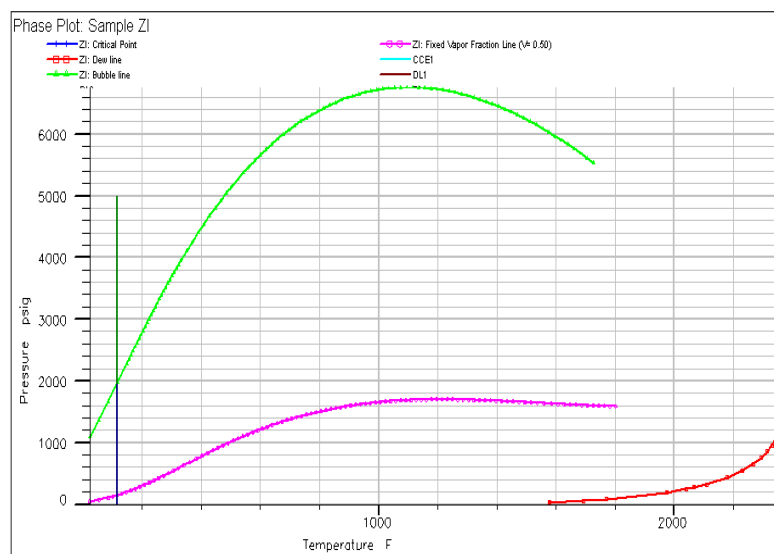
۵. S.M. Ghaderi, C.R. Clarkson, S. Chen, D. Kaviani : "Evaluation of Recovery Performance of Miscible Displacement and WAG Process in Tight Oil Formations" SPE 152084 , 2012



شکل 1- میدان SIRI در دریای شمال [۵]

جدول ۱ - اطلاعات مربوط به سکتور مدل ساخته شده مخزن

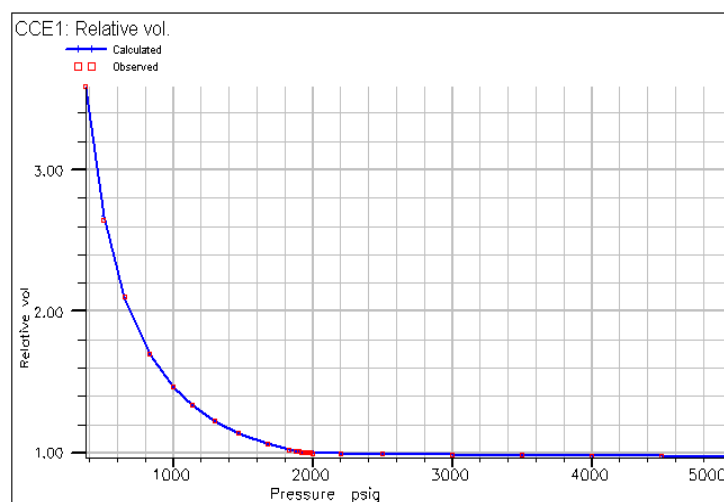
porous medium Type of	Fractured	X grid block size,ft	2180
(N _x) Number of cell in X-direction	38	Y grid block size,ft	1130
Number of cell in Y-direction (N _y)	34	Z grid block size,ft	116
(N _z) Number of cell in Z-direction	7	Matrix porosity,%	7
Number of cell	9044	Fracture permeability, md	5800
Dual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



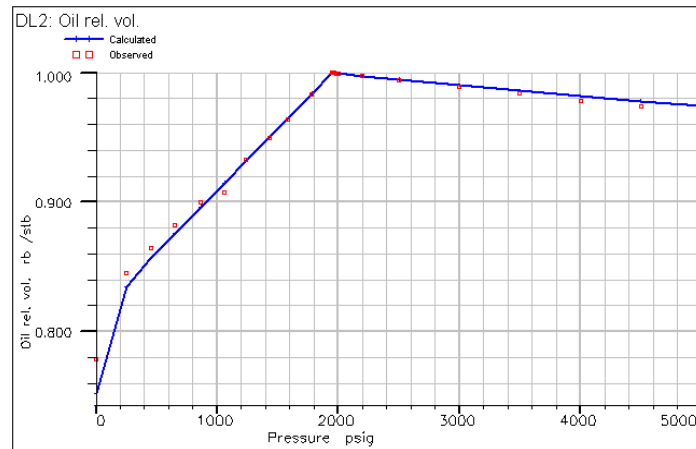
شکل ۲- نمودار فازی میدان X

جدول ۲- متوسط خصوصیات سنگ مخزن

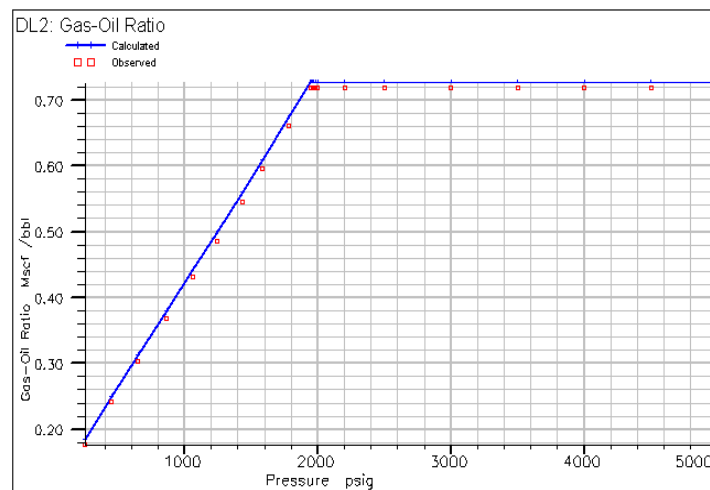
Zone	Oil Zone				Ave. Permeability, md
	Φ_i %	Sw %	NTG	Bo rb/stb	
A	13.77	21.63	0.915	1.34	0.1126
B	3.6	55.06	10.94	1.34	0.1498



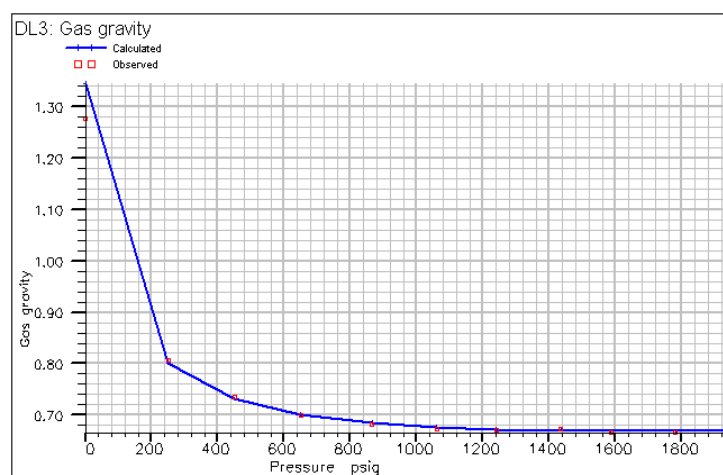
شکل ۳- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش CCE



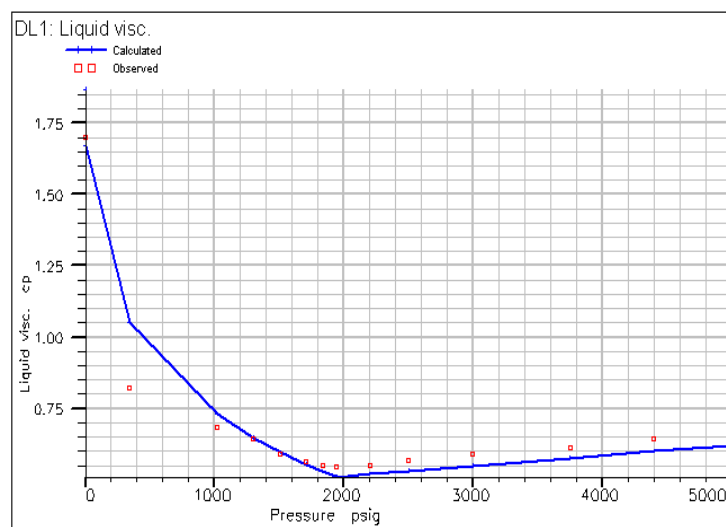
شکل ۴- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش DL



شکل ۵- ضریب حجمی نفت سازند در آزمایش DL



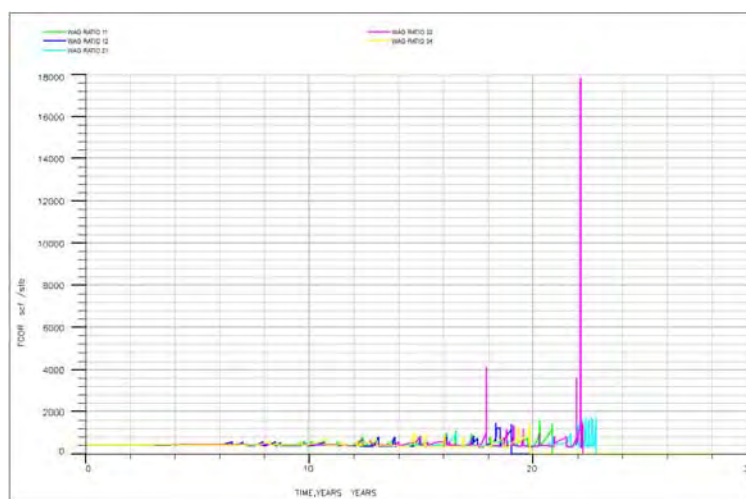
شکل ۶- گراویته گاز محلول در سیال مخزن



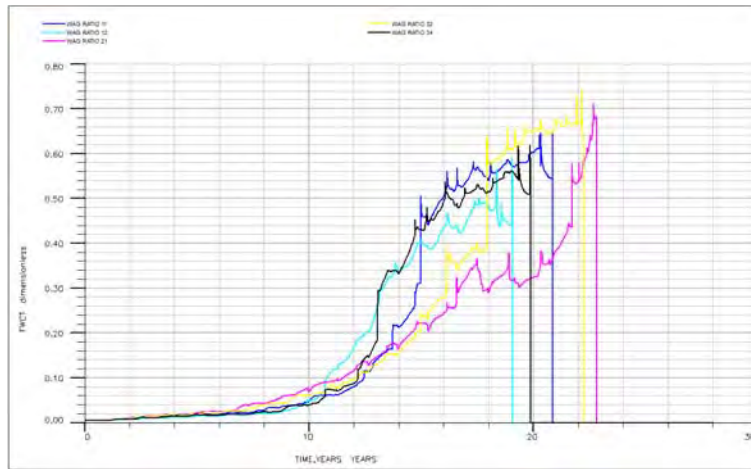
شکل ۷- گرانیروی سیال مخزن

جدول ۳- اثر نسبت WAG در PVI=0.5 در سناریو تزریق WAG

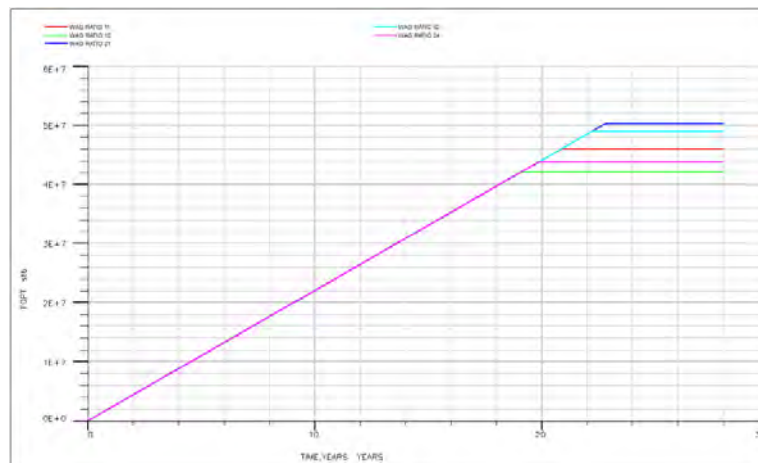
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qw (bbl/day)	Qg (ft ³ /day)	WAG Ratio	NO
46.017490	29.638979	0.3796241	8052.7365	45212.742	1:1	1
42.029920	27.070677	0.3926342	5368.4909	60283.654	1:2	2
50.305751	32.400966	0.37054533	10736.982	30141.827	2:1	3
43.834438	28.232914	0.38689229	6902.3454	51671.706	3:4	4
48.995866	31.557283	0.3692174	9663.284	36170.192	3:2	5



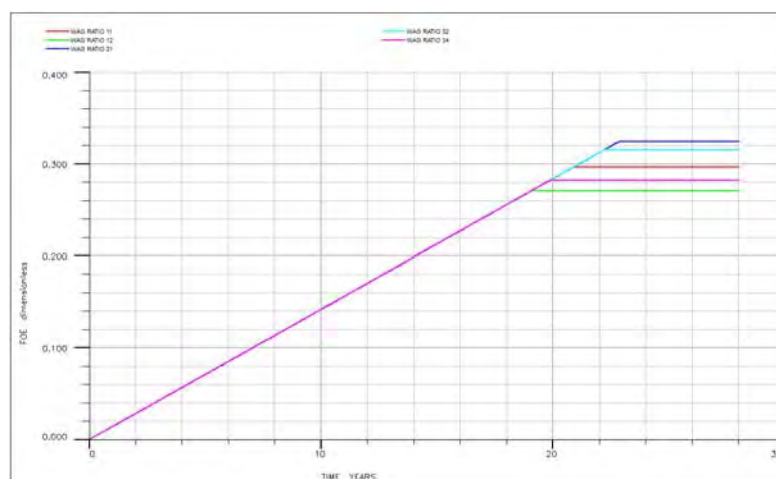
شکل ۸- اثر نسبت WAG بر میزان GOR در PVI=0.5 در سناریو تزریق WAG



شکل ۹- اثر نسبت WAG بر میزان Water Cut در PVI=0.5 در سناریو تزریق WAG



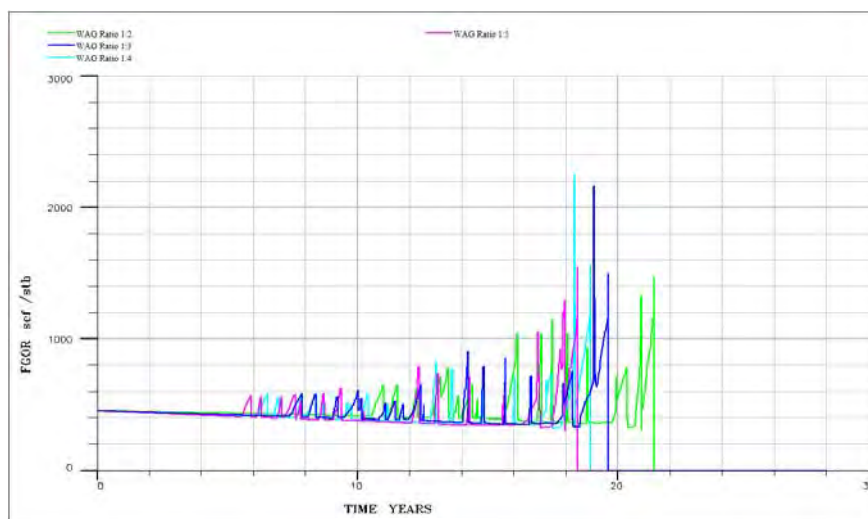
شکل ۱۰- اثر نسبت WAG بر میزان تولید نفت در PVI=0.5 در سناریو تزریق WAG



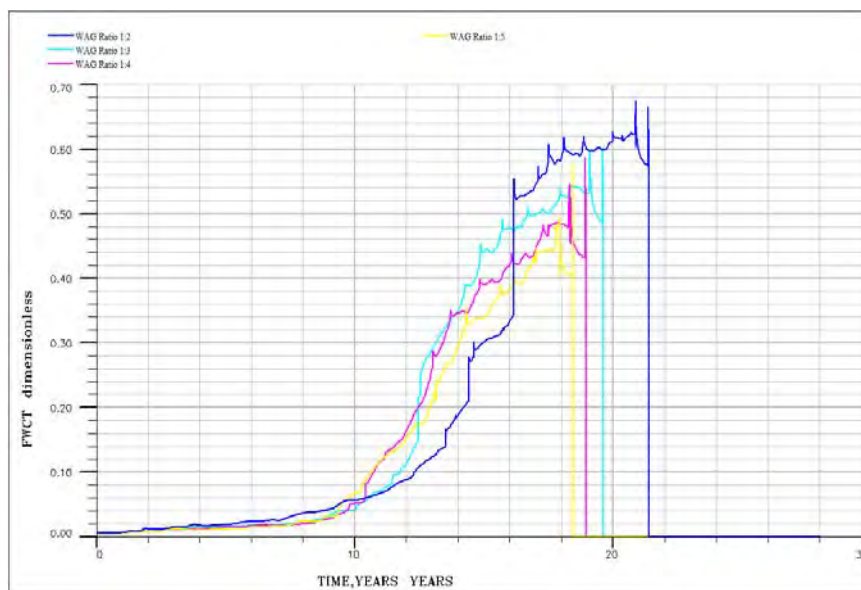
شکل ۱۱- اثر نسبت WAG بر میزان بازیافت نفت در PVI=0.5 در سناریو تزریق WAG

جدول ۴- اثر نسبت WAG در PVI=0.5 در سناریو SWAG

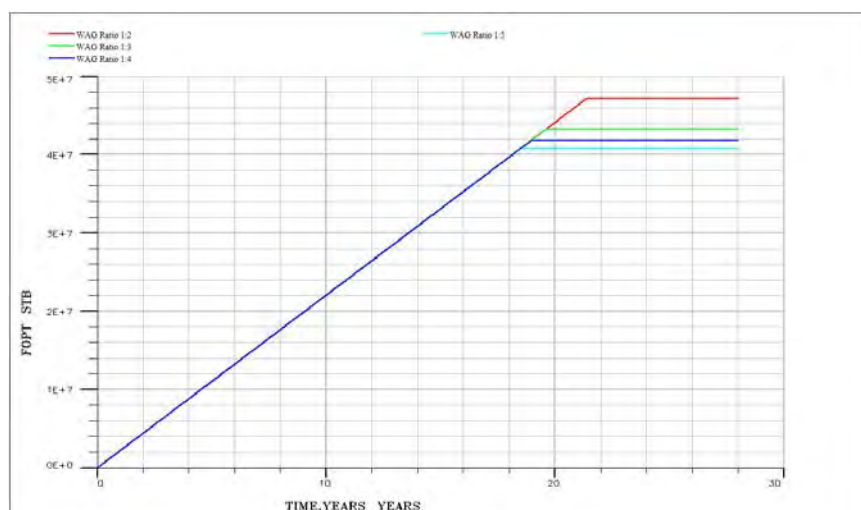
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qw (bbl/day)	Qg (ft ³ /day)	WAG Ratio	NO
47.158330	30.373794	0.3758530 3	5368.4909	60283.654	۱:۲	1
43.279680	27.875632	0.3888841 9	4026.3683	67819.115	۱:۳	۲
41.780362	26.909935	0.3938451 1	3221.0945	72340.385	۱:۴	۳
40/701751	26/215234	۰,۳۹۷۲۳۴۹۵	2684/2454	75354/571	۱:۵	۴



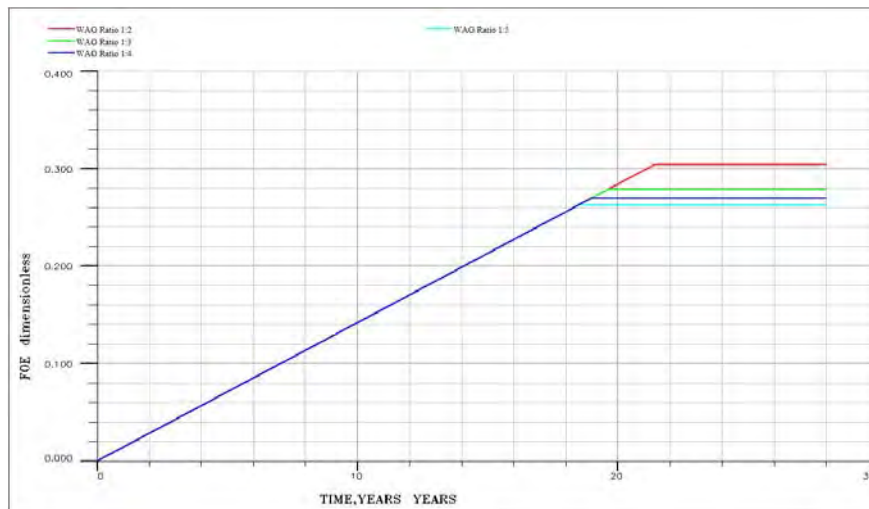
شکل ۱۲- میزان GOR در سناریوهای تزریق همزمان آب و گاز با PVI=0.5



شکل ۱۳- میزان Water cut در سناریوهای تزریق همزمان آب و گاز با $PVI=0.5$



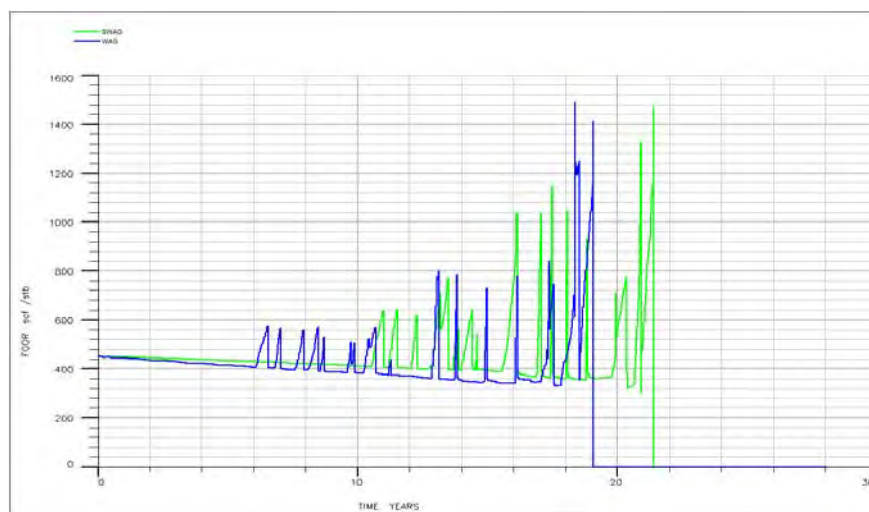
شکل ۱۴- میزان نفت تولیدی در سناریوهای تزریق همزمان آب و گاز با $PVI=0.5$



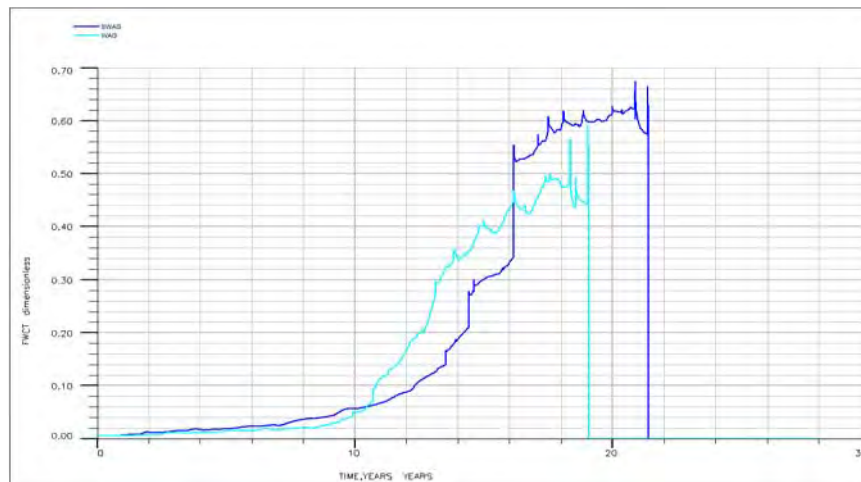
شکل ۱۵- میزان بازیافت نفت در سناریوهای تزریق همزمان آب و گاز با $PVI=0.5$

جدول ۵- مقایسه نتایج تزریق متناوب و همزمان آب و گاز با $PVI=0.5$

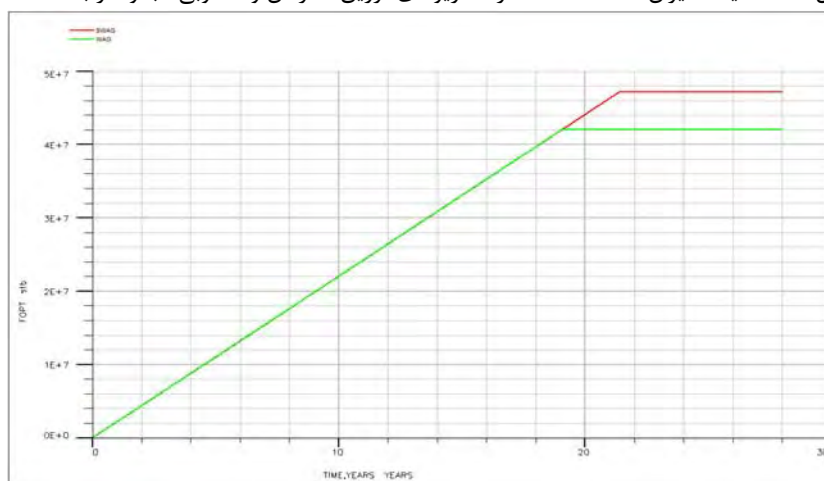
Np (MMSTB)	%RF	Sor	Qw (bbl/day)	Qg (ft ³ /day)	WAG Ratio	Secnario
47.158330	30.373794	0.37585303	5368.4909	60283.654	۱:۲	SWAG
42.029920	27.070677	0.3926342	5368.4909	60283/654	1:2	WAG



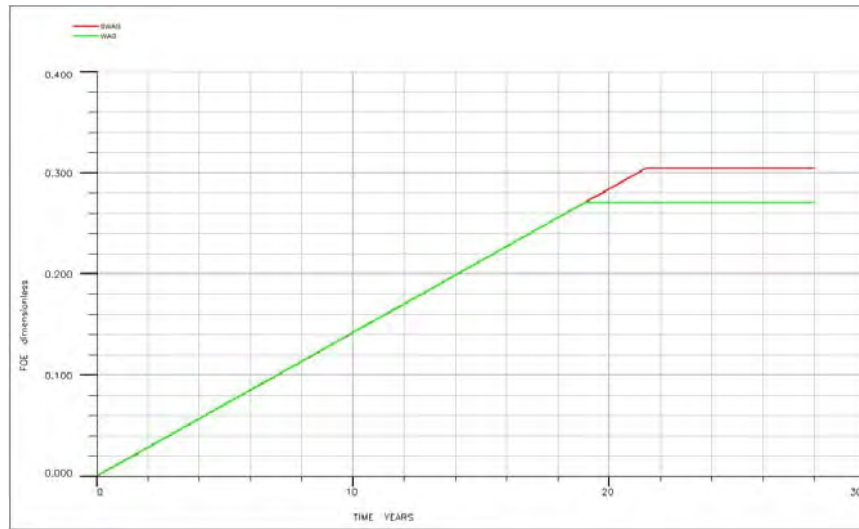
شکل ۱۶ - مقایسه میزان GOR در سناریوهای تزریق همزمان و متناوبی آب و گاز با $PVI=0.5$



شکل ۱۷- مقایسه میزان Water Cut در سناریوهای تزریق همزمان و متناوبی آب و گاز با $PVI=0.5$



شکل ۱۸- مقایسه میزان نفت تولیدی در سناریوهای تزریق همزمان و متناوبی آب و گاز با $PVI=0.5$



شکل ۱۹- مقایسه میزان ضریب بازیافت در سناریوهای تزریق همزمان و متناوبی آب و گاز با $PVI=0.5$