

ارزیابی سناریوهای مختلف تزریق امتزاجی گاز با استفاده از متان، پروپان و دی اکسید کربن بر بازیافت نهایی یکی از مخازن شکافدار جنوب غربی ایران

علیرضا حیدری زاده، ولی احمد سجادیان

دپارتمان مهندسی نفت، دانشکده فنی و مهندسی، واحد علوم و تحقیقات فارس، دانشگاه آزاد اسلامی، فارس، ایران

چکیده

تزریق گاز از مهمترین روش های افزایش بازیافت نفت در مخازن می باشد. این روش جهت افزایش تولید و تثبیت فشار بر روی مخازن به کار گرفته می شود. گاز تزریقی معمولاً از جنس هیدروکربور است، ولی از گازهای غیر هیدروکربوری دیگر نیز مثل نیتروژن و دی اکسید کربن و گازهای بی اثر هم استفاده می شود. در اختیار داشتن مدل های شبیه ساز مخزن، بعنوان ابزاری پویا به منظور انجام بررسی های همه جانبه و سریع، تصحیح مداوم برنامه های توسعه با هدف کاهش هزینه ها و افزایش ضریب اطمینان برنامه های اجرائی می باشد. در این تحقیق از مدل های شبیه ساز برای بررسی تاثیر تزریق امتزاجی در یکی از مخازن نفتی در جنوب غربی ایران استفاده شده است. نتایج این شبیه سازی با استفاده از نرم افزار Eclipse 300، نشان می دهد که استفاده از روش تزریق امتزاجی کارایی خوبی در بهبود فشار برداشت داشته و باعث افزایش بهره وری در این میدان نفتی می شود.

چکیده: تزریق امتزاجی گاز، بازیافت نهایی، مخازن شکافدار

مقدمه

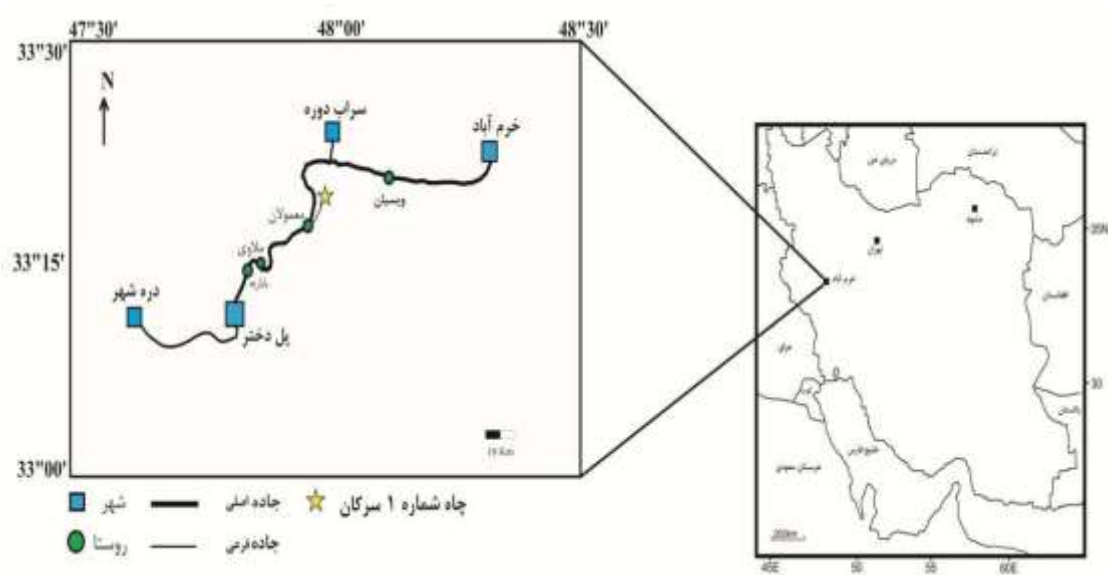
رکن اصلی و اساسی در تحقق اهداف نهائی طرح‌های توسعه‌ای مخازن هیدروکربوری در یک چرخه‌ی زمانی در وهله‌ی اول برخورداری از مدیریت صحیح مخزن و بدنبال آن راهبری هوشمندانه و به موقع تمامی عملیات لازم می‌باشد. از ویژگی‌های مهم این مدیریت توجه به خصلت دینامیک و پویا بودن توسعه مخازن هیدروکربوری می‌باشد. بدیهی است که در این میان ابزار اصلی تیم مدیریتی توسعه مخازن علاوه بر استفاده از تجربه‌ی کارشناسان با سابقه و آشنا به مسائل، مشکلات و پیچیدگی‌های مخازن هیدروکربوری، در اختیار داشتن مدل‌های شبیه‌ساز مخزن، بعنوان ابزاری پویا به منظور انجام بررسی‌های همه‌جانبه و سریع، تصحیح مداوم برنامه‌های توسعه باهدف کاهش هزینه‌ها و افزایش ضریب اطمینان برنامه‌های اجرایی می‌باشد.

محاسبات مخازن زیرزمینی نفت و گاز، تنظیم برنامه تولید و توسعه مخزن، پیش‌بینی عملکردها و ارائه روش‌های بازیابی ثانویه و ثالثیه جزء وظایف مهندس مخازن می‌باشد که همه این امور جهت حفظ و نگهداری مخزن و تولید سیانتی از آن و نیز ضامن بقاء مخزن می‌باشد.

تزریق گاز از مهمترین روش‌های افزایش بازیافت نفت در مخازن می‌باشد. این روش جهت افزایش تولید و تثبیت فشار بر روی مخازن به کار گرفته می‌شود. گاز تزریقی معمولاً از جنس هیدروکربور است، ولی از گازهای غیر هیدروکربوری دیگر نیز مثل نیتروژن و دی‌اکسید کربن و گازهای بی‌اثر هم استفاده می‌شود. انواع تزریق به صورت زیر دسته‌بندی می‌شود: (۱) تزریق غیر امتزاجی: الف - تزریق در کلاهدک گازی. ب) تزریق غیر امتزاجی گاز در لایه نفتی. (۲) تزریق امتزاجی (در لایه نفتی). در این تحقیق از مدل‌های شبیه‌ساز برای بررسی سناریوهای مختلف تزریق در یکی از مخازن نفتی در جنوب غربی ایران استفاده شده است. نتایج این شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار Eclipse 300، نشان می‌دهد که استفاده از روش تزریق امتزاجی کارایی خوبی در بهبود فشار برداشت داشته و باعث افزایش بهره‌وری در این میدان نفتی می‌شود.

زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه**موقعیت جغرافیایی منطقه مورد مطالعه**

میدان نفتی منطقه مورد مطالعه در تقادسی در شمال شرقی کوه سلطان در ۲۹ کیلومتری جاده پلدختر خرم‌آباد و در شمال باختری اندیمشک قرار دارد که برای دسترسی به چاه شماره 1 این میدان پس از حرکت از شهرستان پلدختر به شهر معمولان رسیده و پس از طی ۵ کیلومتر در جاده ای واقع در شمال شرق این شهر به چاه مورد نظر می‌رسیم. موقعیت جغرافیایی منطقه در شکل ۱ نشان داده شده است.



شکل ۱: نقشه موقعیت جغرافیایی و راههای دسترسی به منطقه مورد مطالعه

میدان مورد مطالعه دارای یک طاقدیس نامتقارن به طول ۲۵ کیلومتر و عرض ۵ کیلومتر بر روی مخزن بنگستان می باشد که در جنوب غربی ایران قرار دارد. مخزن بنگستان میدان مورد مطالعه در سال ۱۳۴۸ با حفر چاه ۱ در منتهی الیه جنوب شرقی میدان کشف و بدنبال آن چاههای توصیفی ۲ و ۳ در محور ستیغی در سال ۱۳۵۴ حفاری شدند. چاه ۱ در حال حاضر تنها چاه تولیدی می باشد که بصورت حفره باز در قسمت فوقانی لایه سروک تکمیل شده است. بعلت تولید بیش از حد مجاز در سالهای ۱۳۶۹ و ۱۳۷۰ و تولید آب دبی این چاه تا ۳۱۸۰ بشکه در روز پایین آورده شده است. چاه ۲ تا سال ۱۳۷۵ در لایه های ایلام، سورگه و سروک و سپس در لایه سروک تکمیل گردید و تا کنون بعلت مشکلات راه اندازی، در مدار تولید قرار نگرفته است. چاه ۳ تا عمق ۲۳۱۶ متری در قسمت تحتانی لایه سروک حفاری و لوله جداری نصب گردیده است و تا کنون بعلت مشکلات راه اندازی، در مدار تولید قرار نگرفته است. در ابتدا گمان می شد که این میدان دارای ساختمان پیوسته و کاملاً نفتی می باشد اما پس از حفر چاههای ۲ و ۳ و بررسی دقیق بروی این میدان مشخص شد که سیال اطراف چاه ۱ در دماغه مخزن با سیال اطراف چاه ۲ و ۳ بسیار متفاوت است در نتیجه این میدان به دو بخش تقسیم شد که یک بخش شامل چاه ۱ و بخش دیگر شامل چاههای ۲ و ۳ می باشد. در این مطالعه تنها بخشی که چاه ۱ در آن قرار دارد مدل شده است و در این تحقیق منظور از مخزن مورد مطالعه، بخش شامل چاه ۱ می باشد. نفت این میدان از نوع مرغوب با ۴۵ درجه API میباشد. فشار نفت و دمای اولیه مخزن در عمق مبنای ۶۱۰ متر زیر سطح دریا به ترتیب ۱۴۸/۲ بار و ۱۴۰ درجه فارنهایت می باشد. بر اساس آخرین اطلاعات پتروفیزیکی و زمین شناسی، این مخزن از سه سازند ایلام، سورگه و سروک تشکیل شده است. سازندهای ایلام و سروک از لحاظ زمین شناسی و پتروفیزیکی هر کدام به دو زیرلایه تقسیم شده اند. اطلاعات موجود حاکی از آنست که سازندهای ایلام و سروک دارای گاز و نفت و لایه سورگه که بین این دو لایه قرار گرفته است از طبقات ضخیم پلمه سنگی تشکیل یافته و فاقد نفت می باشد. در میان لایه های موجود، زیر لایه ۱ از سازند ایلام بهترین وضعیت بهره دهی را دارد.

خلاصه ای از مطالعات زمین شناسی مخزن و پتروفیزیکی

بر اساس خصوصیات سنگ شناسی و بافتی و نیز تغییرات تخلخل و اشباع هیدروکربور، مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه به پنج زون تقسیم شده است که بدین صورت علاوه بر سهولت کار، عملیات تولید و برداشت از مخزن نیز

موفق تر خواهد شد. بر همین مبناء سازند ایلام به دو بخش (زون های ۱ و ۲ مخزن)، سازند سورگاه به یک بخش (زون ۳ مخزن) و سازند سروک به دو بخش (زون های ۴ و ۵ مخزن) تقسیم شده است.

جدول ۱: میانگین خصوصیات سنگ میدان، چاه ۱

Zone	Fluid	Top	Bottom	Gross	Net	NTG	HCPV	PHI-G	PHI-N	Sw
Name		m	m	M	M	Fr	M	%	%	%
ZONE-1	OIL	1143	1267	124	94.98	0.766	4.079	7.004	7.455	42.39
ZONE-2	OIL	1267	1362	95	52.69	0.5546	1.11	3.336	3.888	45.83
ZONE-3	OIL	1362	1406	44	0	0	0	-999	-999	-999
ZONE-4	OIL	1406	1491	85	20.29	0.2387	0.3539	1.894	2.791	37.49
ZONE-5	OIL	1491	1890	399	15.1	0.0379	0.3944	0.7704	4.065	35.77
ILAM	OIL	1143	1362	219	147.7	0.6743	5.188	5.433	6.182	43.16
SURGAH	OIL	1362	1406	44	0	0	0	-999	-999	-999
SARVAK	OIL	1406	1890	484	35.39	0.0731	0.7482	0.9675	3.335	36.6

وضعیت چاه شماره ۱

حفاری چاه ۱ با هدف تولید نفت از سازند بنگستان شروع شد. لوله های جداری "۳۱۳/۸" و "۵۹/۸" به ترتیب تا اعماق ۳۰۷/۲ و ۱۱۳۷/۸ متر حفار رانده و سیمان شدند. سپس حفاری تا عمق ۱۹۴۲/۲ متر انجام و با استفاده از مسدود کننده سیمانی و سیمان چاه در عمق ۱۶۰۰ متری مسدود شد. در ادامه عملیات یک مجرابند از نوع (BRIDGING BASKET) در عمق ۱۴۲۴/۹ متری نصب و لوله جداری "۷" تا عمق ۱۴۱۷/۳ متر حفار رانده و سیمان شد. با بازگشت سیمان متعاقباً مجرابند مزبور حفاری و چاه تا عمق ۱۶۰۰ متری تمیز شد. پس از نصب تاج چاه، ۸۰۰۰ گالن اسید (MUDACID) با فشار ۴۰۰-۹۰۰ پام و میزان ۴ بشکه در دقیقه به چاه تزریق شد و به گودال سوخت جریان داده شد. فشار جریانی سر چاه ۸۴۰ پام و مقدار تولید ۱۰۰۰۰ بشکه در روز گزارش شده است (گزارشات داخلی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۷۹)

عمق ورود به سازند های مخزن بنگستان در میدان

با توجه به گزارش حفاری و بررسی های بخش زمین شناسی عمق ورود به سازندهای مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه به صورت جدول ۲ گزارش می شود.

جدول ۲. عمق ورود به سازند های مخزن بنگستان در میدان

FIELD						
TOP ZONES M.s.s						
Well No.	R.T.E (M)	TOP ZONES				TOTAL DEPTH (M)
		ILAM	SURGAH	SARVAK	GARAU	
1	761.0	359	598	642	1129	1174

2	1081.0	183.5	496.5	638.5	1042.5	1202
3	1351.8	283	598.2	738.2	-----	964.2

وضعیت فواصل تولیدی چاه شماره ۱

در این میدان تنها چاه ۱ تولیدی بوده که این چاه نیز به صورت حفره باز جهت تولید و بهره برداری تکمیل شده است که خلاصه اطلاعات آن در جدول ۳ آورده شده است.

جدول ۳. فواصل تولیدی چاه شماره ۱ میدان

well no	Date	Open hole (m.s.s)		Formation
		From	To	
Well-1	27.1.1365	655.9	838.5	Sarvak

آماده سازی فایل ورودی به نرم افزار فازی

مدل فازی انتخاب شده جهت تنظیم معادله حالت نرم افزار PVTi محصول شرکت Geo Quest می باشد. در اولین مرحله از انجام کار اطلاعات مربوط به نمونه سیال انتخاب شده مورد بررسی قرار گرفت. اطلاعات مربوط به آزمایشات

- آزمایش نقطه حباب (Bubble Point)
- آزمایش آزاد سازی جزئی (Differential Liberation Test)
- آزمایش انبساط ترکیب ثابت (Constant Composition Expansion)
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج گاز Co2
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج گاز C1
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج گاز C3
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج گاز C4
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج mixed gas -1
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج mixed gas -2
- آزمایش اولین نقطه فشار امتزاج mixed gas -3

از گزارش مورد نظر استخراج و وارد نرم افزار مذکور گردید (گزارشات آزمایشگاهی شرکت ملی نفت ایران، ۱۳۷۹). با توجه به ساخت مدل ترکیبی برای این مخزن برای بررسی تزریق امتزاجی و به دلیل کاهش مدت زمان اجرای سناریو ها از روش Mole Fraction Grouping استفاده شد.

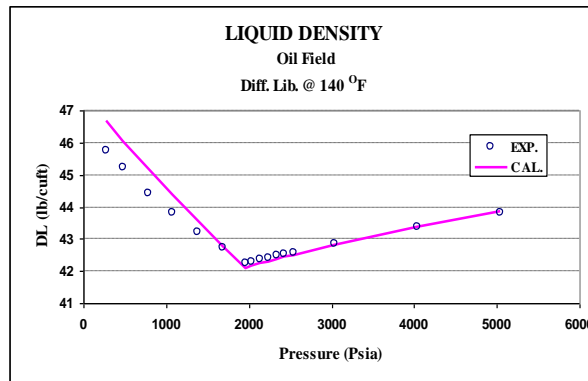
اجزای سیال مخزن مطابق زیر و با توجه به نزدیک بودن مشخصات گروه بندی شدند.

- C1 در یک گروه با نام گروه C1
- CO2 در یک گروه CO2
- H2S و C2 در یک گروه با نام HSC2
- C3 در یک گروه با نام گروه C3
- IC4 ، NC4 در یک گروه با نام گروه C4+

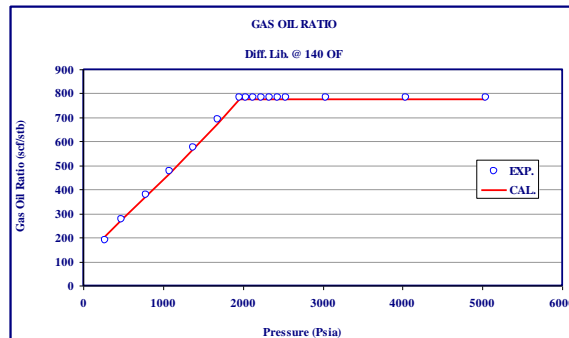
• **PSUDO COMPONENT** C6، C7+، C5 در یک گروه با نام گروه C6+ این گروه را به ۲ شکسته شد.

روش شبیه سازی سیال مخزن

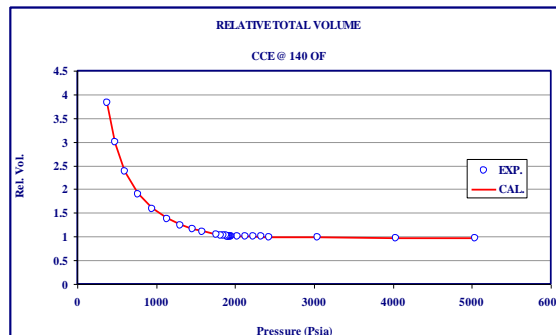
پس از ورود ترکیبات سیال مخزن مطابق گزارش آزمایشگاه اطلاعات مربوط به آزمایشات ذکر شده وارد نرم افزار گردید. دمای مخزن ۱۴۰ درجه فارنهایت از روی داده ای موجود قرار داده شد. معادله حالت سه پارامتری Peng-Robinson به منظور تنظیم پارامترهای معادله حالت انتخاب شد. در ادامه با انتخاب پارامترهای معادله حالت و نیز وزن ملکولی اجزاء شکسته شده به عنوان پارامترهای رگرسیون (Regression Parameters) اجراهای متعددی گرفته شد که در نهایت تطابق قابل قبولی از اطلاعات تجربی با اطلاعات محاسبه شده نائل شد. جهت مشاهده میزان تطابق، نمودارهایی از اطلاعات تجربی به همراه اطلاعات محاسبه شده تهیه شد که در اشکال ۲ تا ۶ ارائه شده‌اند.



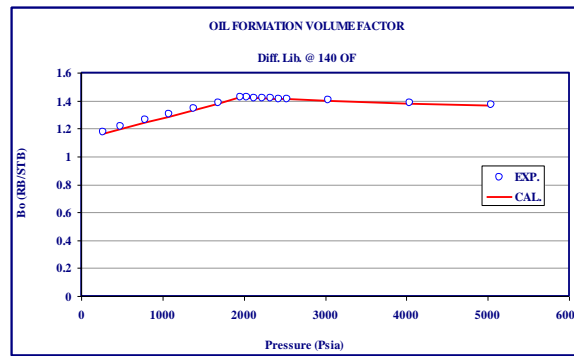
شکل ۲. نمودار تطابق دانسیته سیال مخزن



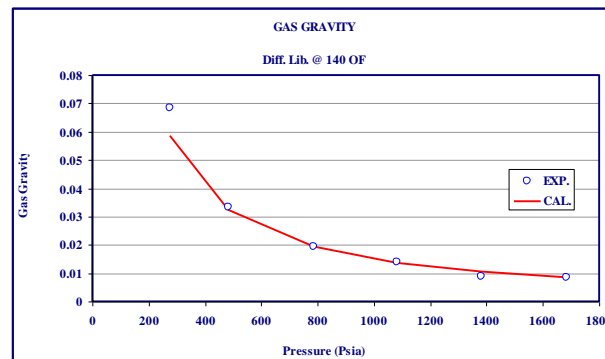
شکل ۳. نمودار تطابق نسبت گاز به نفت سیال مخزن



شکل ۴. نمودار تطابق ضریب حجمی نفت سازند



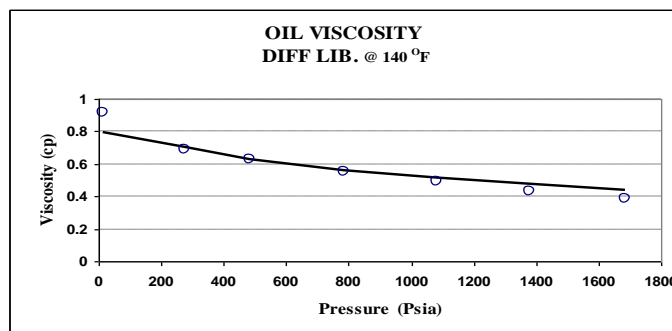
شکل ۵. نمودار تطابق ضریب حجمی نفت سازند



شکل ۶. نمودار گراویتی گاز

اطلاعات گرانروی

از آنجا که اطلاعات مربوط به گرانروی سیال مخزن در آزمایش مذکور موجود نبود پس از تعیین معادله حالت و تطابق با سیال مخزن در دمای مخزن و نیز در شرایط مختلف فشاری اطلاعات مربوط به گرانروی سیال مخزن که توسط نرم افزار محاسبه شده از خروجی آن استخراج شد. اطلاعات گرانروی نسبت به فشار رسم شد که در نمودار شکل ۷ قابل مشاهده می‌باشد.



شکل ۷. تطابق گرانروی مایع

تهیه خروجی از معادله حالت تنظیم شده جهت ورود به Eclipse 300 پس از حصول تطابق قابل قبول از اطلاعات تجربی و محاسبه شده مربوط به نمونه نفت انتخابی از میدان جدولی از پارامترهای محاسبه شده از سیال میدان در دمای مخزن که مربوط به تست Diff.Lib. می‌باشد توسط مدل تهیه شد، متعاقب آن اطلاعات مورد نیاز ورودی به شبیه‌ساز ترکیبی (Compositional Simulator) نرم افزار Eclipse 300 نیز تهیه و در فایل مجزا ذخیره شد.

شبیه سازی فرآیند تزریق امتزاجی

دو نوع شبیه ساز که در فرآیند شبیه سازی تزریق امتزاجی استفاده بیشتری دارند عبارتند از:

۱. (Miscible Simulator) شبیه سازهای امتزاجی

۲. (Compositional Simulator) شبیه سازهای ترکیبی

شبیه سازهای امتزاجی از تغییرات ترکیب درصد سیالات در فازهای مختلف صرف نظر میشود که در این پروژه درباره این نوع شبیه ساز بدلیل کاربرد کم آن و پیش بینی های نامناسب این نوع شبیه ساز در مقایسه های میدانی بحث نمی شود. جهت محاسبه این که چطور اجزاء موجود در مخزن (Compositional Simulator) شبیه سازهای ترکیب بین فاز نفت و گاز تقسیم میشوند از معادله حالت استفاده میکند. خصوصیات سیال در هر فاز از ترکیب درصد فشار و دما در هر بلوک شبیه سازی محاسبه می گردد.

شبیه سازی ترکیبی از معادله حالت توام با روشهای حل اختلاف محدود برای حل معادلات جریان استفاده میکند. در شبیه سازی ترکیبی اثرات انگشتی شدن قابل ملاحظه نیست و همچنین در استفاده از این شبیه سازها مشکلات مربوط به پراکندگی عددی وجود دارد. کنترل پراکندگی عددی از اهمیت خاصی برخوردار است. علیرغم همه این محدودیات پیش بینی های شبیه ساز یکی از بهترین روشها جهت تخمین بازیافت است بنابراین استفاده هوشمندانه از یک شبیه ساز، یک قسمت ضروری در طراحی فرآیند جابجایی امتزاجی می باشد.

معرفی نرم افزار مورد استفاده

شبیه ساز ترکیبی Eclipse ۳۰۰ از مجموعه نرم افزار Geoquest برای شبیه سازی میدان مورد استفاده قرار گرفته است. این شبیه سازهای ترکیبی (Compositional Simulator) جهت محاسبه اینکه چطور اجزاء موجود در مخزن بین فاز نفت و گاز تقسیم می شوند از معادله حالت استفاده می کند. خصوصیات سیال در هر فاز از ترکیب درصد فشار و دما در هر بلوک شبیه سازی محاسبه می گردد. این شبیه سازی ترکیبی از معادله حالت توام با روشهای حل اختلاف محدود برای حل معادلات جریان استفاده می کند. در این شبیه سازی ترکیبی اثرات انگشتی شدن قابل ملاحظه نیست و همچنین در استفاده از این شبیه سازها مشکلات مربوط به پراکندگی عددی وجود دارد. کنترل پراکندگی عددی از اهمیت خاصی برخوردار است. علی رغم همه این محدودیات پیش بینی های این شبیه ساز یکی از بهترین روشها جهت تخمین بازیافت است. بنابراین استفاده هوشمندانه استفاده از این شبیه ساز یک قسمت ضروری در طراحی فرآیند تزریق سیال می باشد. معادلات شبیه سازی، معادلات غیر خطی بزرگی هستند که بوسیله روش حدس و خطای نیوتن-رافسون حل می گردند. روش حل شامل مراحل زیر است:

۱. محاسبه فشار جدید از معادلات موازنه جرمی کل با استفاده از اشباع و ترکیب درصد از گام زمانی قبلی.

۲. محاسبه جریان در خارج و داخل هر سلول با استفاده از فشار جدید و ترکیب درصد و اشباع قبلی که ترکیب درصد جدید را در هر سلول میدهد.

۳. انجام محاسبات تبخیر آبی جهت بدست آوردن ترکیب درصدها، اشباعها، دانسیته ها و سرعت های جدید.

شبیه سازهای ترکیبی E-۳۰۰ همه مراحل بالا را همزمان انجام میدهد. این شبیه ساز در حالت مدلسازی پروسه تزریق امتزاجی، امتزاج پذیری را با استفاده از زمانی که کشش سطحی بین دو فاز سیال تزریقی و نفت مخزن به صفر می رسد، پیش بینی می کند. در این حالت شبیه ساز همچنان تغییرات نفوذپذیری نسبی سیال امتزاجی را مدل می نماید.

شبیه سازهای ترکیبی E-۳۰۰ که باید بیشتر از پنج یا شش معادله را همزمان حل کند، با استفاده معادلات ضمنی

کامل باعث کاهش زمان محاسبات و حجم حافظه ای مورد نیاز کامپیوتر می گردد. همچنین این شبیه ساز از روش حل معادله توافقی برای زمانی که تعداد فشارهای مویبندی زیادی وجود دارد، استفاده می نماید. در این روش از فشار ودانسیته مولی مخزن برای هر جزء به عنوان متغیر حل مساله استفاده شده و یک سیستم معادله ای پدید می آورد که می تواند به تعدادی معادله فشار و بقای جرم تبدیل شود.

روش شبیه سازی میدان

توصیف مدل

مطالعه شبیه سازی میدان با استفاده از ماژول E-300 نرم افزار Geoquest انجام می شود. این مدل نماینده عملکرد میدان می باشد. در این مدل چاههای تولیدی و تزریقی به گونه ای قرار داده شده اند که برای بررسی سناریو های تزریق مناسب باشند. همانگونه که در بخش های قبلی اشاره شد مخزن در حال حاضر در حالت اشباع قرار داشته و یک گنبد گازی بر روی ستون نفت قرار دارد.

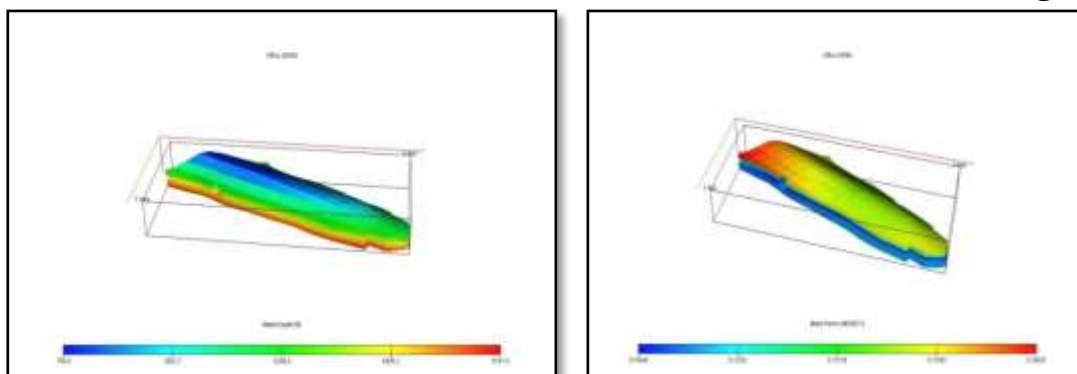
در ساخت این مدل، ابتدا مدل استاتیکی آن که همان مدل زمین شناسی است از ماژول Flogrid استفاده شده است. به عنوان داده های ورودی از اطلاعات نقشه های ضمیمه شامل عمق قرار گرفتن هرگرید، تخلخل و نفوذ پذیری هر گرید استفاده شده است. پس از ساختن مدل زمین شناسی مدل استاتیکی مخزن ساخته شده است و برای آنکه بتوان آن را به مدل دینامیکی تبدیل کنیم از ماژول PVTi این نرم افزار استفاده شده است. با استفاده از معادله حالت 3Parameter Peng-Robinson خواص سیال مخزن شبیه سازی شده است. مدل استاتیکی، خواص شبیه سازی شده مخزن و همچنین جداول نفوذپذیری نسبی به عنوان داده های ورودی ماژول E-300 استفاده می گردد. با وارد نمودن اطلاعات چاههای تولیدی و تزریقی به همراه اطلاعات قبلی مدل دینامیک مخزن ساخته شده است. در این مرحله با در نظر گرفتن فشارهای موجود، تطابق تاریخچه تولید صورت می پذیرد. بعد از تطابق تاریخچه مناسب، سیال مورد نظر را تزریق نموده پروسه تزریق شبیه سازی شده و افزایش بازیافت بدست می آید.

تعداد گرید ها در جهت $X = 17$

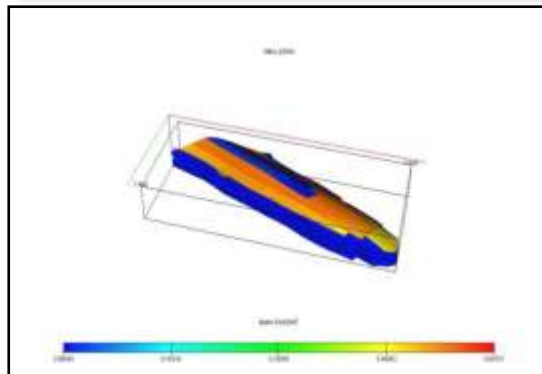
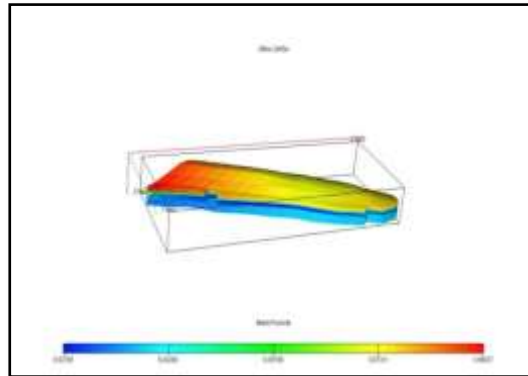
تعداد گرید ها در جهت $Y = 10$

تعداد گرید ها در جهت $Z = 46$

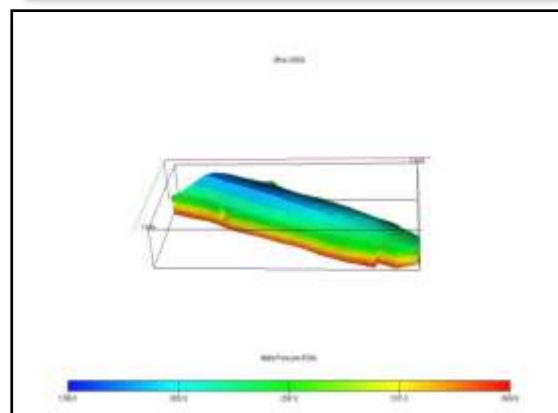
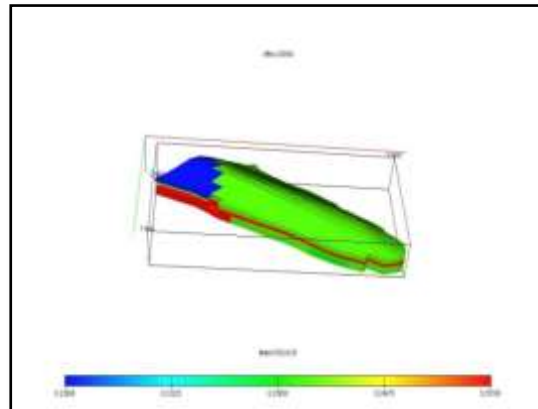
برای در نظر گرفتن خواص شکاف ها در مدل شبیه ساز سعی شده است که پارامترها به گونه ای تعیین شوند که این مورد لحاظ شود. در ادامه شکل هایی که بیانگر توزیع خواص مخزنی، نحوه چینش چاهها و اشباع سیالات می باشد ارائه می گردد.



شکل ۸. وضعیت عمق در ماتریکس (سمت راست). وضعیت نفوذپذیری در ماتریکس (سمت چپ)



شکل ۹. وضعیت اشباع گاز در ماتریکس (سمت راست) و وضعیت تخلخل در ماتریکس (سمت چپ)



شکل ۱۰. نحوه چینش چاهها در ماتریکس (سمت راست) و وضعیت اشباع نفت در ماتریکس (سمت چپ)

الگوی قرار گرفتن چاههای تولیدی و تزریقی پنج نقطه ای (Five Spot) می باشد. بدین ترتیب ۴ چاه تزریقی در لایه های نفتی و ۱ چاه تولیدی در لایه نفتی قرار میگیرند. به منظور تامین فشار در گنبد گازی ۳ چاه تزریقی نیز قرار داده شده اند.

پیش بینی رفتار مخزن

به منظور بررسی شرایط آینده مخزن و تعیین بهترین سناریو تولیدی با توجه به شرایط موجود و هزینه های اقتصادی سناریوهای مختلف، فاز پیش بینی رفتار مخزن در طول مطالعه یک میدان صورت می گیرد. در میدان با در اختیار داشتن مدل دینامیک و تکمیل آن شرایط آینده میدان بررسی شد. به این منظور با توجه به شرایط فعلی مدل قسمتی از مخزن از نظر تعداد چاه و میزان دبی تولیدی و تزریقی همین طور با هدف تعیین بهترین سناریو ازدیاد برداشت، حالات مختلف بررسی شد. به منظور طراحی سناریوهای مختلف برای میدان، محدودیت هایی با توجه به واقعیت های موجود در این میدان از نظر دبی نفت تولیدی و میزان تولید آب و گاز اعمال شد که این محدودیت ها عبارتند از :

- میزان تولید نفت

با توجه به میزان تولید نفت میدان تا کنون و شرایط تاریخچه میدان میزان حداکثر تولید از میدان روزانه ۱۰۰۰۰ بشکه در روز انتخاب شد. با توجه به وجود ۱ چاه تولیدی برای هر کدام از چاهها حداکثر ۱۰۰۰۰ بشکه در روز تولید در نظر گرفته شد.

- فشار سر چاهی

با توجه به اطلاعات در دسترس حداقل فشار سر چاهی برای چاههای تولیدی ۱۰۰ PSI می باشد که این محدودیت در سناریوهای طراحی شده اعمال می شود.

- فشار تزریق

فشار تزریق در چاهها با توجه به نوع سناریوی طراحی شده تنظیم میگردد. به دلیل تنوع سناریو های ازدیاد برداشت برای این میدان و به کار بردن سیالات متنوع تزریقی فشارهای تزریق متفاوتی به کار برده شده اند. فشارهای تزریق در نظر گرفته شده عبارتند از :

- فشار فعلی مخزن برای نگهداری فشار

- فشار امتزاج سیالات تزریقی

- فشار زیر فشار امتزاج

در انتخاب این فشارها، حداکثر فشارهایی که از لحاظ شرایط میدان قابل اجرا است و فشار مخزن را به بیش از فشار اولیه نرساند انتخاب شده است. نکته مهم در انتخاب میزان فشار تزریق، توجه به گرادیان بیانگر این است که در (Fracture Gradient) مخزن است. گرادیان شکاف (Fracture Gradient) شکاف عمق مورد نظر در یک مخزن فشار شکاف خوردن سنگ مخزن چقدر است.

بعد از انتخاب چاه برای تولید طبیعی بررسی تزریق گاز به صورت امتزاجی با استفاده از سیالات مختلف برای انتخاب روش نهایی و بهینه ازدیاد برداشت مورد بررسی قرار خواهد گرفت. در این مرحله سیالات تزریقی شامل متان، دی اکسید کربن، گاز متشکل از اجزاء متان و پروپان و بوتان که در کلیه سناریوهای تزریق گاز به مدت ۲۰ سال ادامه دارد، محاسبه گردیده است. در تمامی گازهای تزریقی فشار امتزاج با سیال مخزن با استفاده از نرم افزار PVTi محاسبه شده است.

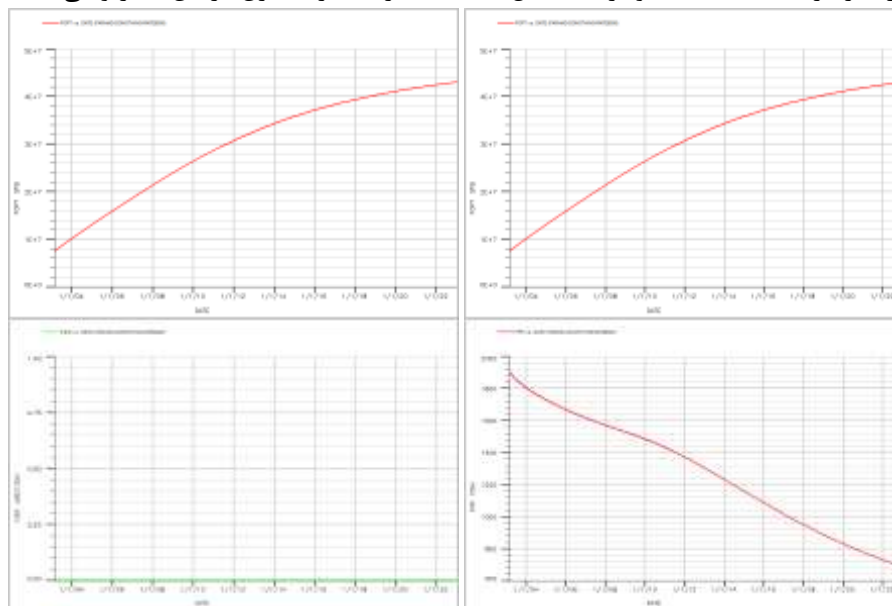
سناریوهای طراحی شده

سناریوهای طراحی شده برای شبیه سازی تزریق مناسب از چاه به ترتیب زیر می باشند:

- سناریوی تولید طبیعی (Natural Production)
- سناریوی تولید با تزریق گاز در گنبد گازی و نگهداری فشار فعلی مخزن
 - ✓ تزریق گاز متان C1
 - ✓ تزریق گاز CO2
- سناریوی تولید با تزریق گاز به صورت امتزاجی
 - ✓ تزریق گاز متان C3
 - ✓ تزریق گاز ترکیبی (MIXED GAS -3) ترکیبی از ۳۰٪ متان + ۷۰٪ پروپان

سناریوی تولید طبیعی (Natural Production)

در این سناریو مخزن در حالت قبلی بدون اعمال هرگونه تزریق به صورت نرمال تولید می کند. بدین ترتیب مقیاسی برای ارزیابی سایر سناریو ها بدست می آید. در این سناریو چاه ۱ تولیدی با محدودیت های در نظر گرفته شده با سقف تولید ۱۰۰۰۰ بشکه در روز تولید می نمایند. ضمناً تمامی محدودیت های تولید ذکر شده در ابتدای این بخش برای این سناریو در نظر گرفته شده است. نمودارهای شکل ۱۱ نمایانگر عملکرد مخزن در این سناریو می باشند.



شکل ۱۱. پیش بینی دبی تولیدی نفت میدان (سمت راست بالا) پیش بینی تولید تجمعی نفت مخزن (سمت چپ بالا) پیش بینی فشار مخزن (سمت راست پایین) پیش بینی میزان تزریق گاز (سمت چپ پایین) (سناریوی تولید طبیعی)

سناریوی تولید با تزریق گاز در گنبد گازی و نگهداری فشار فعلی مخزن

در سناریوهای تعریف شده در این قسمت فقط از چاههایی که در گنبد گازی تکمیل شده اند گاز تزریق می شود. هدف از طراحی این سناریو بررسی بازدهی مخزن با نگهداری فشار فعلی مخزن با تزریق گازهای اشاره شده می باشد.

در این قسمت سه چاه تزریقی وجود دارد. ضمناً تمامی محدودیت های تولید ذکر شده در ابتدای این بخش برای این سناریو در نظر گرفته شده است.

✓ تزریق گاز متان C1:

حداقل فشار امتزاج این گاز با سیال مخزن 10190 psi است. لذا این گاز هنگام تزریق به صورت غیر امتزاجی عمل می کند چاههای تولیدی هم باحداق فشار ثابت 100 psi ته چاه در نظر گرفته شده اند.

✓ تزریق گاز متان Co2:

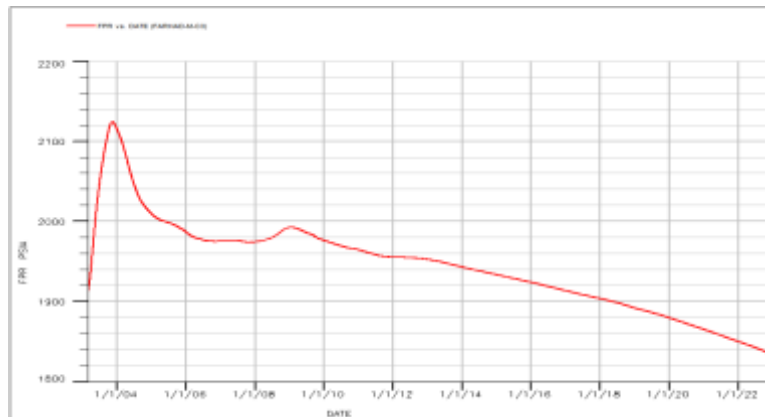
حداقل فشار امتزاج این گاز با سیال مخزن 3985psi است. لذا این گاز هنگام تزریق به صورت غیرامتزاجی عمل می کند چاههای تولیدی هم با حداقل فشار ثابت 100PSI ته چاه در نظر گرفته شده اند.

۳-۷-۱- سناریوی تولید با تزریق گاز به صورت امتزاجی

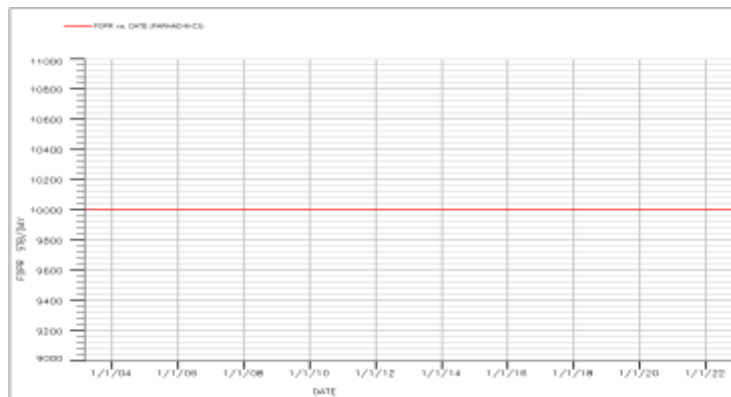
✓ تزریق امتزاجی گاز C3:

حداقل فشار امتزاج این گاز با سیال مخزن 1951 Psi است. و همانطور که اشاره شد در این سناریو تزریق به گونه ای انجام می شود که با سیال مخزن به حالت غیرامتزاج درآید.

۴ چاه تزریقی با نرخ ثابت تزریق ۱۰۰/۰۰۰/۰۰۰ فوت مکعب استاندارد در روز گاز به لایه نفتی و ۲۰۰/۰۰۰/۰۰۰ فوت مکعب استاندارد در گنبد گازی تزریق می کنند. همچنین چاههای تولیدی هم با حداقل فشار ثابت ۱۰۰ پام ته چاه در نظر گرفته شده اند. شکلهای ۱۲ تا ۱۵ شبیه سازی تزریق غیر امتزاجی گاز C3 و عملکرد مخزن را نمایش می دهند.



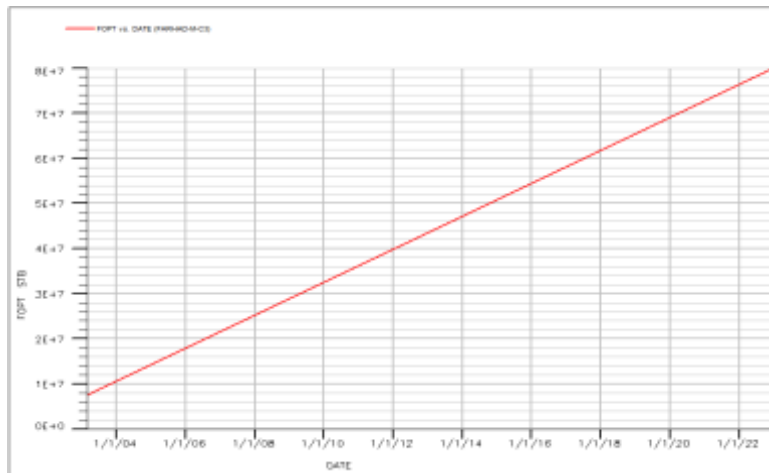
شکل ۱۲. پیش بینی فشار نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی- گاز C۳



شکل ۱۳. پیش بینی تولید روزانه نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی- گاز C۳



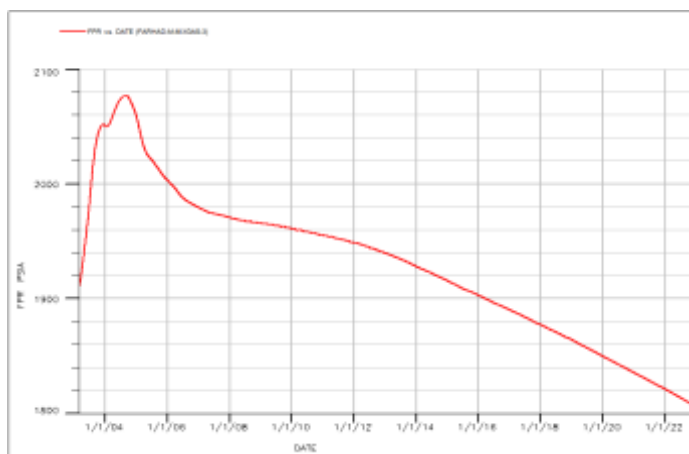
شکل ۱۴. پیش بینی تزریق روزانه گاز به مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی-۳



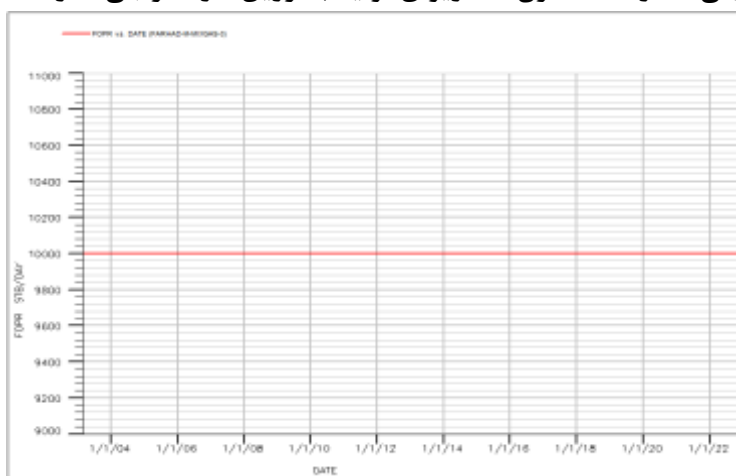
شکل ۱۵. پیش بینی تولید تجمعی نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی-۳

تزریق امتزاجی گاز MIXDGAS-3:

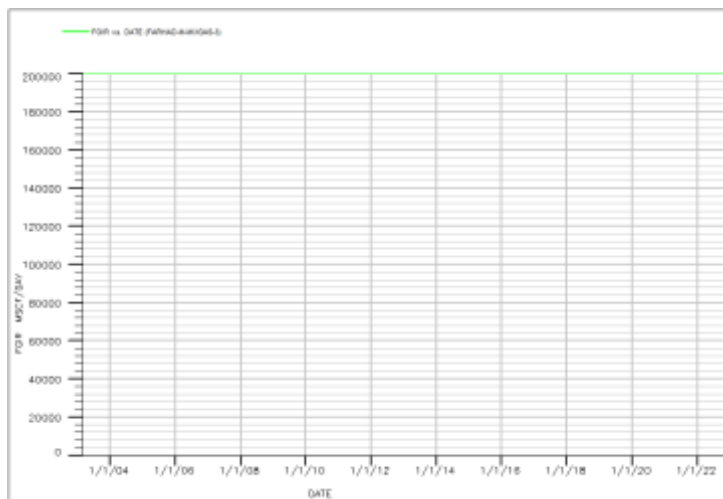
حداقل فشار امتزاج این گاز با سیال مخزن 1951 Psi است. و همانطور که اشاره شد در این سناریو تزریق به گونه ای انجام می شود که با سیال مخزن به حالت غیرامتزاج درآید. ۴ چاه تزریقی با نرخ ثابت تزریق ۱/۰۰۰/۰۰۰/۰۰۰ فوت مکعب استاندارد در روز گاز به لایه نفتی و ۲۰۰/۰۰۰/۰۰۰ فوت مکعب استاندارد در گنبد گازی تزریق می کنند. همچنین چاههای تولیدی هم با حداقل فشار ثابت ۱۰۰ پام ته چاه در نظر گرفته شده اند. شکل‌های ۱۶ تا ۱۹ شبیه سازی تزریق امتزاجی گاز C3 و عملکرد مخزن را نمایش می دهند.



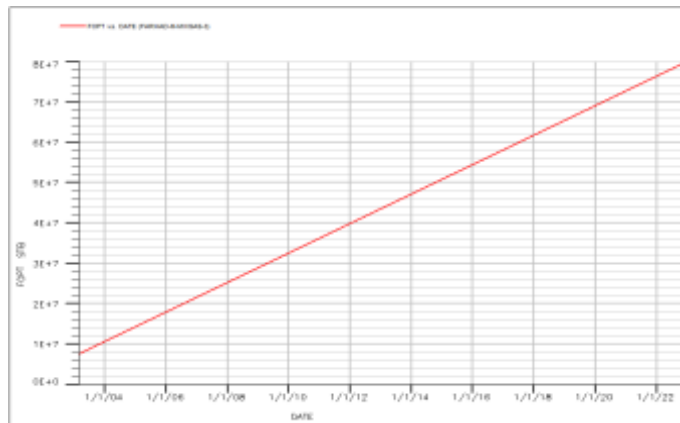
شکل ۱۶. پیش بینی فشار نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی-گاز ۳-MIXDGAS



شکل ۱۷. پیش بینی تولید روزانه نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی-گاز ۳-MIXDGAS



شکل ۱۸. پیش بینی تزریق روزانه گاز به مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی-گاز ۳-MIXDGAS



شکل ۱۹. پیش بینی تولید تجمعی نفت مخزن، سناریوی تولید با تزریق گاز امتزاجی- گاز ۳-MIXDGAS

مقایسه راندمان تولید برای سناریو های مختلف

راندمان سناریوهای مختلف استفاده شده در جدول ۴ ارائه شده است. نتایج بررسی ها نشان می دهد که روش های انجام شده دارای راندمان مناسبی بوده و جهت افزایش بهره وری چاه مورد نظر می توانند مورد استفاده قرار بگیرند.

جدول ۴. مقایسه راندمان سناریو های مختلف

SCENARIO	FOPT	OIIP	RF	RF %
Pressmaint-C1 and CO2	77189664	527000000	0.14647	14.647
M-C3	79998536	527000000	0.1518	15.17999
M-MIXGAS-3	79998536	527000000	0.1518	15.17999
DONOTHING	43009324	527000000	0.081612	8.161162

نتیجه گیری

میدان مورد مطالعه یک میدان نفتی است که در مخزن آسماری تکمیل شده است. این میدان در ابتدای تولید در شرایط فوق اشباع قرار داشته است و پس از گذشت زمان در اثر تولید با کاهش روبرو می شود که همین موضوع باعث شده تا این میدان به شرایط اشباع رفته و تشکیل گنبد گازی در میدان نماید. با توجه به اطلاعات موجود به نظر می رسد که گنبد گازی این میدان جوان می باشد و باید در آینده نه چندان دور تعمیداتی جهت تثبیت فشار در این میدان پیش بینی شود.

- با توجه به خواص مخزنی مدل تمامی روشهای تزریقی با سیالات مختلف اثر مطلوبی بر روی راندمان تولید دارد.
- در روش تزریق گاز برای نگهداری فشار گاز متان و دی اکسید کربن دارای راندمان تولید یکسان می باشند.
- در روش تزریق امتزاجی مشخص شد که تمامی گازها از راندمان تولید مناسبی برخوردار هستند و همچنین این سناریو بالاترین راندمان تولید را ایجاد می کند.

منابع

۱. دستور العمل های آموزشی شرکت پارس پترو زاگرس ۱۳۸۷
۲. گزارشات داخلی شرکت ملی نفت ایران و گزارشات آزمایشگاهی وزارت نفت ۱۳۷۹
3. A.Danesh , 'PVT & phase behavior of petroleum reservoir fluids ' ,Heriot Watt University ,Scotland Elsevier .1998.
4. A.M.Saidi , 'Reservoir Engineering of fractured reservoir ' ,pub .total ,1987.
5. B.C.Craft , M.F.Hawkins , 'Applied petroleum reservoir engineering ' ,Hall.inc,1973.
6. Dake, L. P., Fundamentals of reservoir engineering .Amsterdam: Elsevier scientific publishing company ,1978.
7. James W. Amex,Daniel M.Bass,JR ,Robert L. Whiting , 'Petroleum reservoir engineering' the agricultural and mechanical college of texas,1975.
8. McCain ,W.,The properties of petroleum fluids. Tulsa, OK:pen well publishing company ,1990
9. Tarek Ahmed , 'Hydrocarbon phase behavior ' ,Gulf publishing Co.London,1989.