Archive of SID

مجموعه مقالات سومین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی
تهران، ۲۹ خرداد ماه ۱۳۹۳ مجری: هم اندیشان انرژی کیمیا
تلفن: ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱ www.Reservoir.ir

بررسی و مدلسازی سناریوهای مختلف تزریق گاز به مخزن در یکی از میادین جنوب غربی ایران با استفاده از نرم افزارEClipse۳۰۰

محمد اسماعیل مظفری[۱] محسن مسیحی[۲] صاحب طواف[۳]
شرکت بهره برداری نفت و گاز گچساران
Memozafari@yahoo.com

. چکیده

یکی از روش های افزایش بازیافت ثانویه نفت، تزریق گاز طبیعی در مخزن است. تزریق گاز طبیعی می تواند به صورت مستقیم درون کلاهک گازی یا به صورت تزریق امتزاجی صورت پذیرد که این امر موجب تثبیت و یا افزایش انرژی مخزن می گردد. دراین مدل تولید نفت از مخزن طی ده سال آینده مورد ارزیابی قرار گرفته و ۷ سناریو برای شبیه سازی مدل تعریف شده است. سناریوی اول تخلیه طبیعی مخزن است. سناریوی دوم تزریق ۶ میلیون فوت مکعب گاز خشک در روز به مدل می باشد. سناریوی سوم تزریق ۶ میلیون فوت مکعب گاز تر در روز به مدل می باشد سناریوی چهارم تزریق ۱۲ میلیون فوت مکعب گاز خشک در روز به مدل می باشد. سناریوی پنجم تزریق ۱۲ میلیون فوت مکعب گاز تر در روز به مدل می باشد. سناریوی ششم تزریق ۱۸ میلیون فوت مکعب گاز خشک در روز به مخزن و سناریوی هفتم تزریق ۱۸ میلیون فوت مکعب گاز تر در روز به مخزن است. ترکیب گاز تزریقی برای گرفتن نتایج بهتر از فرآیند شبیه سازی متغیر خواهد بود. اول تزریق متان خالص به عنوان گاز خشک و دوم تزریق گاز با ترکیب متان ۷۱ درصد، اتان و پروپان هر کدام۱۰ درصد، بوتان و پنتان و هگزان هر کدام ۳ درصد، به عنوان گاز تر استفاده شده است.

واژه های کلیدی: تزریق گاز، افزایش دبی نفت، ضریب بازیافت، ریزش ثقلی

[۱]- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه، گروه مهندسی نفت، امیدیه، ایران
[۲]- دکتری مهندسی نفت و عضو هیئت علمی دانشگاه آزاد اسلامی واحد امیدیه،گروه مهندسی نفت، امیدیه، ایران
[۳]- کارشناسی ارشد مهندسی نفت حفاری و بهره برداری، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

تزریق گاز به میدان نفتی عملی است که جهت جلوگیری از کاهش فشار نفت مخزن و در نتیجه تثبیت میزان استخراج نفت از یک مخزن نفتی در طول زمان انجام می‌شود. این روش از دهه ۱۹۵۰ میلادی در سطح بین‌المللی استفاده شده است. این روش به دلیل کم‌هزینه بودن در مقایسه با حفر چاه‌های جدید مورد استقبال قرار گرفت. در این روش از گازهای هیدروکربن، گازکربنیک و ازت استفاده می‌شود. هدف نهایی از تزریق گاز تامین ضریب بازیافتی بیشتر برای مخازن نفت نسبت به روش های معمول می‌باشد. [۱]

در ایران گازی که به همراه نفت از مخازن زیر زمینی استخراج می شود به دلیلی که در زیر به آن خواهیم پرداخت دوباره با عملیاتی برگردانده می شود. درعمل باز گردانی گاز (تزریق گاز) مایعات گازی را از گاز تر استخراج شده، تفکیک می نمایند و گاز باقی مانده را که گاز خشک می باشد از طریق چاه های تزریقی مجددا به مخزن برمی گردانند. تزریق گاز در مخازن به این صورت است که گاز جدا شده از نفت استخراجی را توسط دستگاه های تراکم گاز (ایستگاه های تقویت فشاروتزریق گاز) افزایش فشار داده و در زیر طاقدیس مخزن نفت تزریق می کنند و یا در صورتی که مخزن گاز با فشار بالا در منطقه وجود داشته باشد از مخزن مزبوز گاز استخراج شده و پس از عبور از کار خانه گاز وگاز مایع در زیر طاقدیس مخزن نفتی که فشار کمتری دارد تزریق می گردد و این عمل نیازی به تقویت فشار گاز ندارد. [۱]

۲- توصیف مخزن

مخزن مورد نظر در جنوب غرب ایران واقع شده است. مخزن دارای نفت با درجه API ۳۳، فشار اولیه ۳۵۰۰ پام و نفت اولیه در جای مخزن در حدود ۵۶ میلیارد بشکه گزارش شده است. فشار نقطه حباب ۲۰۲۰ پام، نسبت گاز به نفت در شرایط استاندارد Scf/Stb ۶۵۰ همچنین ویسکوزیته نفت cp ۰/۲۳۲، ضریب حجمی نفت Rbbl/Stb ۱/۲۲، و نیز دانسیته سیال مخزن در فشار نقطه حباب gr/cc ۰/۷۶۱۲ می باشد. همچنین ویسکوزیته آب برابر cp ۰/۷ است. سطح تماس آب و نفت در عمق f t ۸۰۰۰ و سطح تماس گاز و نفت در عمق f t ۳۵۰۰ می باشد.اشباع نفت مخزن برابر ۸۰% واشباع آب آن ۲۰% می باشد.

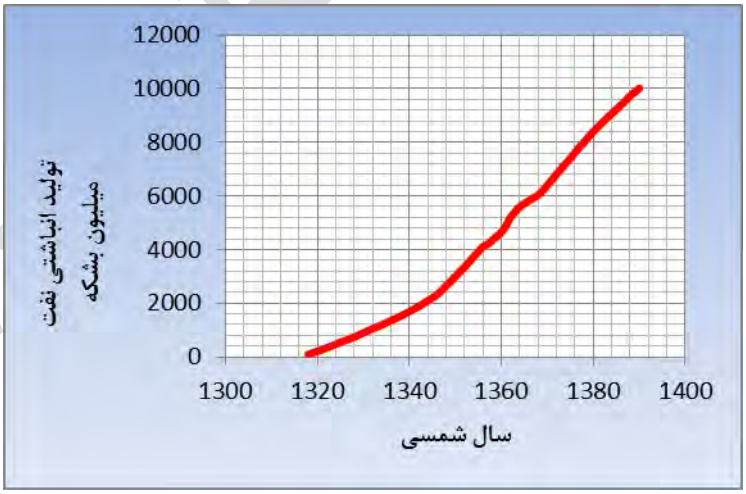
جدول۱- تولید انباشتی مخزن

تولید انباشتی نفت میلیون بشکه	سال شمسی	تولید انباشتی نفت میلیون بشکه	سال شمسی	تولید انباشتی نفت میلیون بشکه	سال شمسی
۷۴۱۰	۱۳۷۵	۲۳۲۰	۱۳۴۶	۴۵	۱۳۱۷
۷۶۲۰	۱۳۷۶	۲۴۸۰	۱۳۴۷	۹۵	۱۳۱۸
۷۸۲۵	۱۳۷۷	۲۶۵۰	۱۳۴۸	۱۵۵	۱۳۱۹
۸۰۱۰	۱۳۷۸	۲۸۲۵	۱۳۴۹	۲۱۰	۱۳۲۰
۸۲۱۵	۱۳۷۹	۳۰۰۵	۱۳۵۰	۲۷۰	۱۳۲۱
۸۴۰۰	۱۳۸۰	۳۱۸۵	۱۳۵۱	۳۴۰	۱۳۲۲
۸۵۷۰	۱۳۸۱	۳۳۵۰	۱۳۵۲	۴۰۵	۱۳۲۳
۸۷۵۰	۱۳۸۲	۳۵۴۵	۱۳۵۳	۴۷۰	۱۳۲۴
۸۹۲۰	۱۳۸۳	۳۷۴۰	۱۳۵۴	۵۴۵	۱۳۲۵

www.SID.ir

Archive of SID

۹۰۷۰	۱۳۸۴	۳۹۳۰	۱۳۵۵	۶۰۵	۱۳۲۶
۹۲۲۵	۱۳۸۵	۴۱۲۰	۱۳۵۶	۶۷۰	۱۳۲۷
۹۳۹۰	۱۳۸۶	۴۲۰۰	۱۳۵۷	۷۴۰	۱۳۲۸
۹۵۵۰	۱۳۸۷	۴۳۵۰	۱۳۵۸	۸۱۵	۱۳۲۹
۹۷۳۵	۱۳۸۸	۴۵۰۰	۱۳۵۹	۹۰۰	۱۳۳۰
۹۸۷۵	۱۳۸۹	۴۶۵۰	۱۳۶۰	۹۷۵	۱۳۳۱
۱۰۰۱۵	۱۳۹۰	۴۹۰۰	۱۳۶۱	۱۰۵۵	۱۳۳۲
		۵۲۱۵	۱۳۶۲	۱۱۲۰	۱۳۳۳
		۵۴۱۰	۱۳۶۳	۱۱۹۵	۱۳۳۴
		۵۶۰۰	۱۳۶۴	۱۲۷۵	۱۳۳۵
		۵۷۲۰	۱۳۶۵	۱۳۵۵	۱۳۳۶
		۵۸۳۰	۱۳۶۶	۱۴۳۰	۱۳۳۷
		۵۹۳۵	۱۳۶۷	۱۵۱۵	۱۳۳۸
		۶۰۴۰	۱۳۶۸	۱۶۰۰	۱۳۳۹
		۶۲۰۵	۱۳۶۹	۱۶۹۵	۱۳۴۰
		۶۴۱۰	۱۳۷۰	۱۷۹۰	۱۳۴۱
		۶۶۰۵	۱۳۷۱	۱۸۸۰	۱۳۴۲
		۶۸۱۵	۱۳۷۲	۱۹۸۵	۱۳۴۳
		۷۰۱۰	۱۳۷۳	۲۰۹۰	۱۳۴۴
		۷۲۱۵	۱۳۷۴	۲۱۹۵	۱۳۴۵

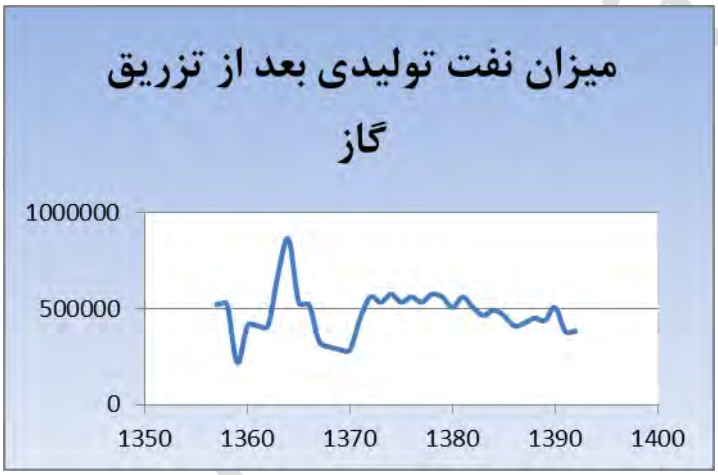


شکل۱- تولید انباشتی نفت میدان نفتی مذکور [۲]

www.SID.ir

Archive of SID

شکل۲- میزان نفت تولید شده قبل از تزریق تا قبل از سال۱۳۵۶شمسی [۲]



شکل۳- میزان نفت تولید شده بعد از تزریق ازسال۱۳۵۶ تا ۱۳۹۲ [۲]

۱-۲- روش و شیوه مطالعه

در این تحقیق، با استفاده از نرم افزار PVT i جهت تعیین خصوصیات نمونه سیال مخزن تنظیم شده است. و سپس سناریوهای مختلف تخلیه طبیعی، تزریق گاز خشک و تزریق گاز تر به صورت غیر امتزاجی با استفاده از نرم افزار ECLIPSE 300 شبیه سازی گردید و نتایج هر یک از سناریوها با یکدیگر مقایسه گردید.

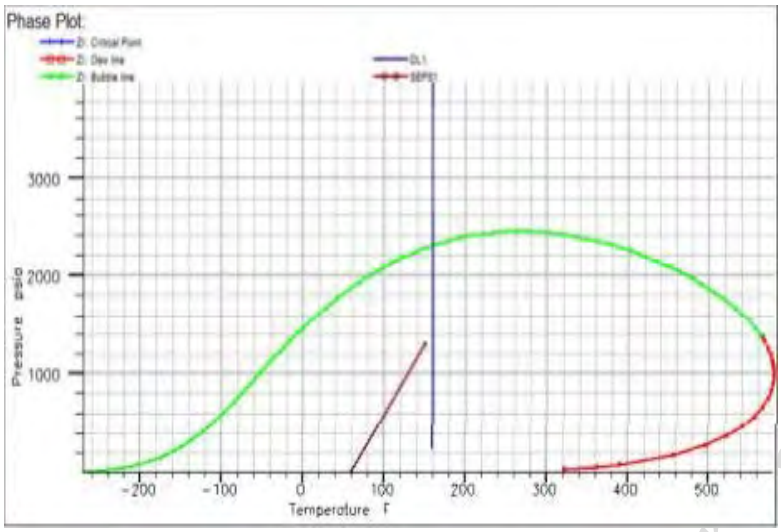
۲-۲- تعیین خصوصیات سیال مخزن توسط نرم افزار PVT i

تعیین دقیق و درست خصوصیات سیال مخزن، یکی از عوامل بسیار مهم در مطالعات شبیه سازی مخزن است. در فرآیند تزریق گاز، بر هم کنش زیادی بین سیالات وجود دارد، لذا تعیین خصوصیات سیال بطور دقیق بسیار حائز اهمیت است.

در این تحقیق، با استفاده از نرم افزار PVT خصوصیات سیال مخزن مورد مطالعه جامع قرار گرفت. همچنین نمودار فازی سیال مخزن توسط نرم افزار فوق جهت درک هر چه بیشتر خواص سیال مخزن رسم گردید. (شکل۴)

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۴- نمودار فازی سیال مخزن

جدول۲- ترکیب سیال مخزن

MoL%ء	COMPONENT
36.29	C1
6.523	C2
5.255	C3
1.07	iC4
3.12	nC4
1.401	iC5
1.805	nC5
2.892	C6
40.23	C7+
0.409	H2S
1.005	CO2

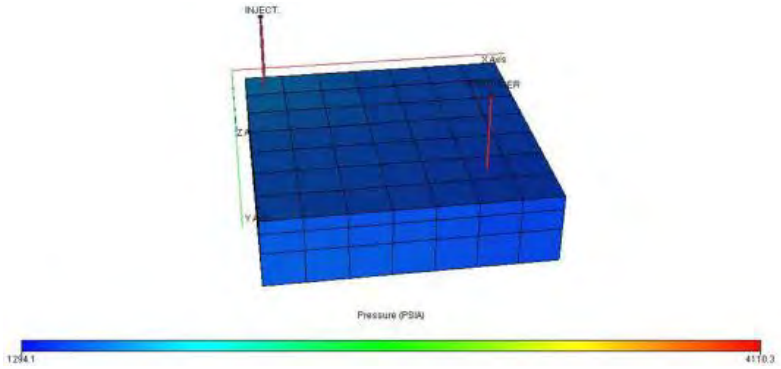
۲-۳- بلوک بندی مدل مورد مطالعه

برای شبیه سازی مخزن مورد مطالعه، این مخزن به تعداد زیادی بلوک تقسیم شد تعداد بلوک در راستای X،Y،Z به ترتیب ۷، ۷ و ۳ عدد می باشند. بر اساس نتایج زمین شناسی و تفسیرهای چاه آزمایی مشخص شد که این مخزن یک مخزن شکاف دار می باشد. این مخزن با تخلخل دو گانه در نظر گرفته شده است که این موضوع به این مفهوم می باشد که جهت جریان از ماتریس به شکاف می باشد و نفت از شکاف ها تولید می شود. ضمناً تراوایی ماتریس و شکاف به ترتیب ۲ md و ۶۰۰ md و همچنین تخلخل ماتریس و شکاف به ترتیب ۰/۱و ۰/۰۰۵ می باشد.

مدل ارایه شده متشکل از سه لایه می باشد که در هر سه لایه تخلخل همگن فرض شده است اما تراوایی در راستای عمق لایه ها نا همگن در نظر گرفته شده است.(شکل۵)

www.SID.ir

Archive of SID



شکل۵- تصویر شماتیک مدل ارایه شده [۲]

همچنین یک حلقه چاه تزریقی، مطابق شکل در لایه اول حفاری شده، و یک حلقه چاه نیز جهت تولید نفت در لایه سوم حفاری گشته است.

خصوصیات بلوک مورد مطالعه در جدول۳ بیان شده است.

جدول۳- خصوصیات گرید مورد مطالعه [۲]

Layer	Permeability Horizontal	Permeability Vertical	Thickness Ft	Depth to top Ft
1	500	50	20	8325
2	50	50	30	8345
3	200	25	50	8375

۳- سناریوهای تعریف شده برای مدل مورد مطالعه

۳-۱- سناریوی اول تخلیه طبیعی مخزن

در حالت تخلیه طبیعی مخزن نسبت گاز به نفت تولیدی در ابتدای تزریق گاز به مخزن پایین است (۶۰۰ SCF/D) که این میزان در سال سوم به بیشترین میزان خود می رسد (۲۴۰۰ SCF/STB) بعد از آن نسبت گاز به نفت تولیدی سیر نزولی دارد.این روند تا پایان ادامه دارد(۲۹۰ SCF/D). (شکل۴-۷) میزان نفت تولیدی در سال اول ثابت و ۱۲۰۰۰ BBL/D می باشد که در نیمه دوم سال دوم تولید نفت کاهش می یابد ودر پایان دوره تولید به میزان ۴۰۰BBL/D می رسد.(شکل۴-۸)

تولید انباشتی نفت در پایان دوره برابر با ۱۱/۸ MM BBL است. (شکل۴-۹)

همچنین فشار مخزن از میزان اولیه خود یعنی ۴۰۰۰ Psi به ۱۰۲۱ Psi می رسد.(شکل۴-۱۰)

تولید آب همراه نفت به صورت نسبت آب تولیدی به نفت بیان شده که این مقدار دارای کمترین میزان در حالت تخلیه طبیعی می باشد،در پایان دوره به ازای تولید ۱۰۰mbbl نفت ۱۲bbl آب تولید می شود. (شکل۴-۱۱)

www.SID.ir

Archive of SID

۳-۲- سناریوی دوم تزریق ۶ MMSCF/D گاز خشک

سناریوی دوم تزریق ۶ MMSCF/D گاز خشک درطول یک دوره ۱۰ ساله به مخزن است. طبق نتایج به دست آمده نسبت گاز به نفت تولیدی در ابتدای تزریق گاز به مخزن پایین است (۶۰۰SCF/D) که این میزان در اوایل سال سوم جهش زیادی دارد. این روند تا پایان دوره سیر سعودی دارد(۳۳۷۰ SCF/D). (شکل۶)

میزان نفت تولیدی در۲ سال اول ثابت و ۱۲۰۰۰ BBL/D می باشد که در نیمه اول سال سوم تولید نفت کاهش می یابد و در پایان سال آخر به میزان ۱۶۰۰ BBL/D می رسد. (شکل۷)

تولید انباشتی نفت در پایان دوره برابر با ۱۷/۶۵ MM BBL است. (شکل۸)

فشار اولیه مخزن در طول دوره تولید کاهش پیدا می کند و در پایان دوره به ۱۲۱۰ Psi می رسد. (شکل۹)

تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۲۷bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۱۰) این میزان تولید آب کمتر از حالت تزریق گاز تر می باشد.

۳-۳- سناریوی سوم تزریق ۶ MMSCF/D گاز تر

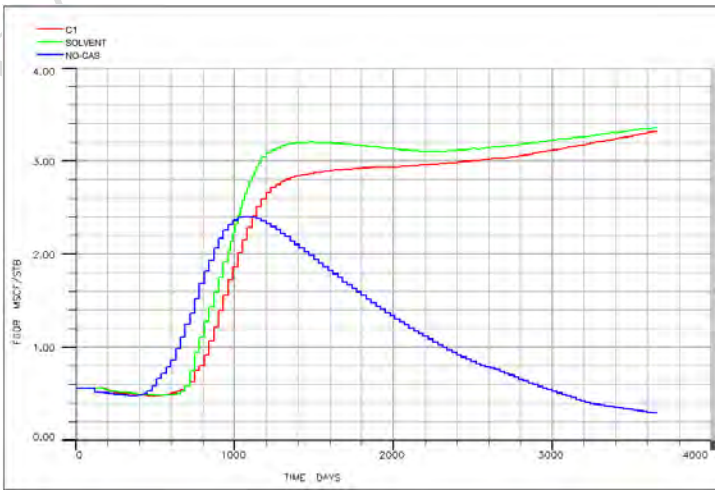
سناریوی سوم تزریق ۶ MMSCF/D گاز خشک درطول یک دوره ۱۰ ساله به مخزن است. طبق نتایج به دست آمده نسبت گاز به نفت تولیدی در ابتدای تزریق گاز به مخزن پایین است (۶۰۰SCF/STB) که این میزان در اوایل سال سوم جهش زیادی دارد. این روند تا پایان دوره سیر صعودی دارد(۳۳۸۰ SCF/STB). (شکل ۶)

میزان نفت تولیدی در۲ سال اول ثابت و ۱۲۰۰۰ BBL/D می باشد که در نیمه اول سال سوم تولید نفت کاهش می یابد ودر پایان سال آخر به میزان ۱۶۰۰ BBL/D می رسد. (شکل۷)

تولید انباشتی نفت در پایان دوره برابر با ۱۷/۲۵ MM BBL است. (شکل۸)

فشار اولیه مخزن در طول دوره تولید کاهش پیدا می کند و در پایان دوره به ۱۲۲۰ Psi می رسد. (شکل۹)

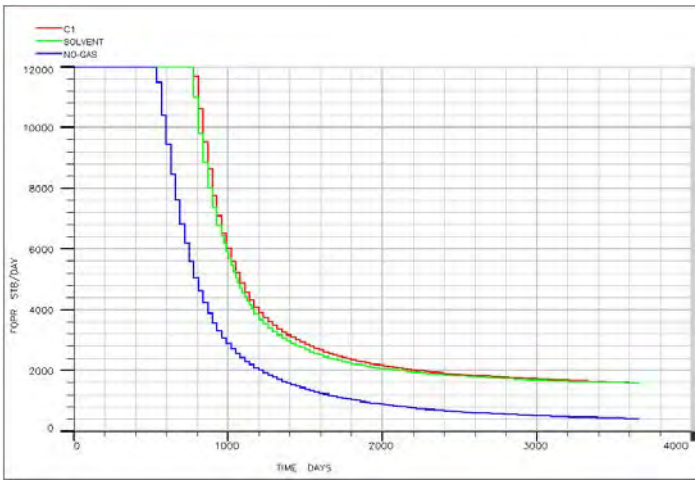
تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۳۰bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۱۰) این میزان تولید آب بیشتر از حالت تزریق گاز خشک می باشد.



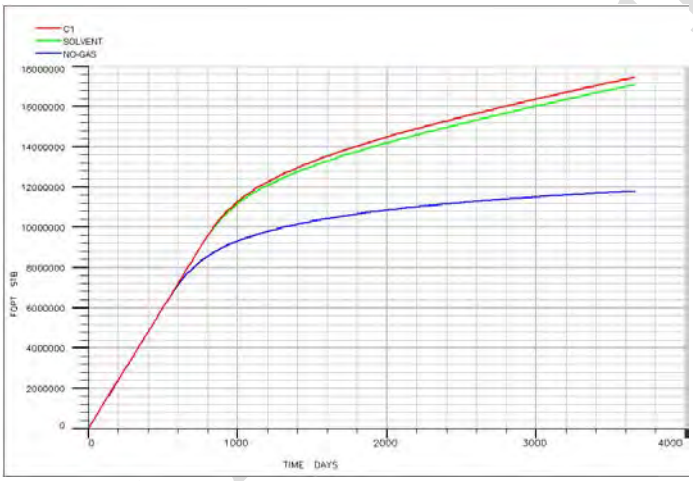
شکل۶- میزان GOR نسبت به زمان برای تزریق ۶ MMSCF/D [۲]

www.SID.ir

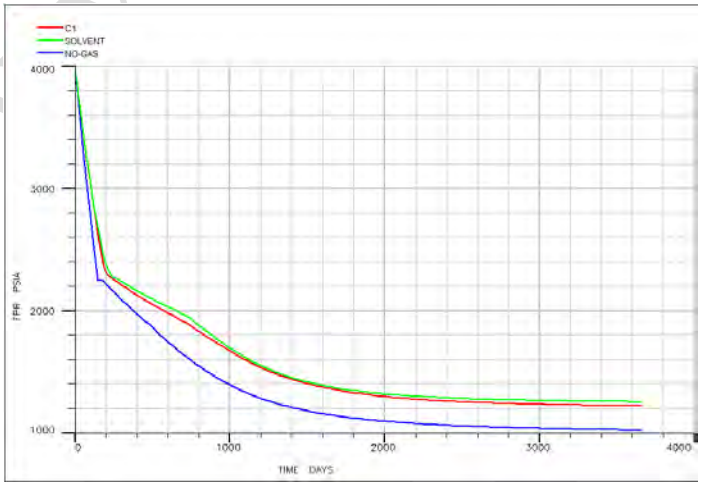
Archive of SID



شکل۷-دبی نفت تولیدی نسبت به زمان برای تزریق MMSCF/D ۶ [۲]



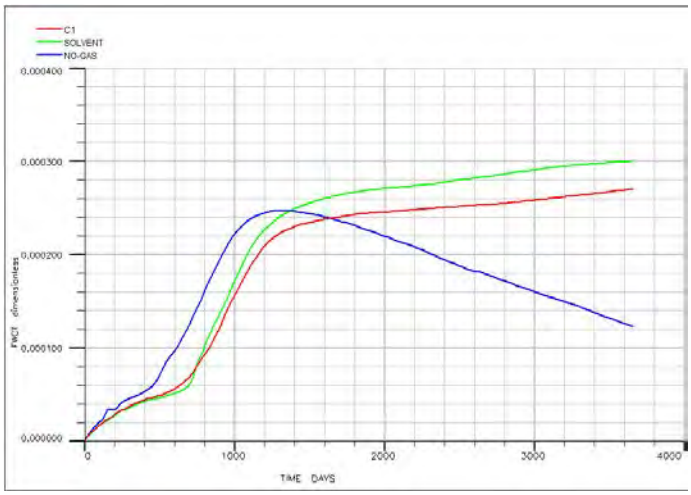
شکل۸- تولیدانباشتی نفت برای تزریق MMSCF/D ۶ [۲]



شکل۹- فشار مخزن درطول دوره تولید برای تزریق MMSCF/D ۶ [۲]

www.SID.ir

Archive of SID



شکل۱۰- میزان تولید آب به نفت تولیدی برای تزریق **۶ MMSCF/D** [۲]

۳-۴- سناریوی چهارم تزریق ۱۲ MMSCF/D گازخشک

حالت چهارم تزریق ۱۲ MMSCF/D گاز خشک در طول یک دوره ۱۰ ساله به مخزن است. طبق نتایج به دست آمده نسبت گاز به نفت تولیدی در ابتدای تزریق گاز به مخزن پایین است (۶۰۰SCF/STB) که این میزان در نیمه اول سال سوم روند سعودی به خود می گیرد البته این میزان GOR دراواخر دوره تزریق بسیار بالاست (۵۰۸۰SCF/STB) و این میزان بالا تراز نتایج بدست آمده از تزریق گاز تر است. (شکل۱۱)

همچنین میزان تولید نفت در ۲ سال اول ثابت و معادل ۱۲۰۰۰BBL/D است که کاهش تولید در نیمه دوم سال سوم اتفاق می افتد و در پایان دوره تولید نفت به ۲۴۰۰ BBL/D می رسد. (شکل۱۲)

درپایان مجموع نفت تولیدی معادل ۲۱/۶۵ MM BBL خواهد بود. (شکل۱۳)

همچنین فشار مخزن از میزان اولیه خود یعنی ۴۰۰۰ Psi به ۱۴۵۹ Psi می رسد که این میزان بیشتر از فشار نهایی در حالت تزریق گاز تر می باشد. (شکل۱۴)

تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۲۹bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۱۵) این میزان تولید آب بیشتر از حالت تزریق گاز تر می باشد.

۳-۵- سناریوی پنجم تزریق ۱۲ MMSCF/D گازتر

حالت پنجم تزریق ۱۲ MMSCF/D گاز تر در طول یک دوره ۱۰ ساله به مخزن است. طبق نتایج به دست آمده نسبت گاز به نفت تولیدی در ابتدای تزریق گاز به مخزن پایین است (۶۰۰SCF/STB) که این میزان در نیمه اول سال سوم روند سعودی به خود می گیرد البته این میزان GOR دراواخر دوره تزریق بسیار بالاست (۴۵۴۰SCF/STB) ولی این میزان پایین تراز نتایج بدست آمده از تزریق گاز خشک است. (شکل۱۱)

همچنین میزان تولید نفت در ۳ سال اول ثابت و معادل ۱۲۰۰۰BBL/D است که کاهش تولید در نیمه اول سال چهارم اتفاق می افتد و درپایان دوره تولید نفت به ۲۴۵۰ BBL/D می رسد. (شکل۱۲)

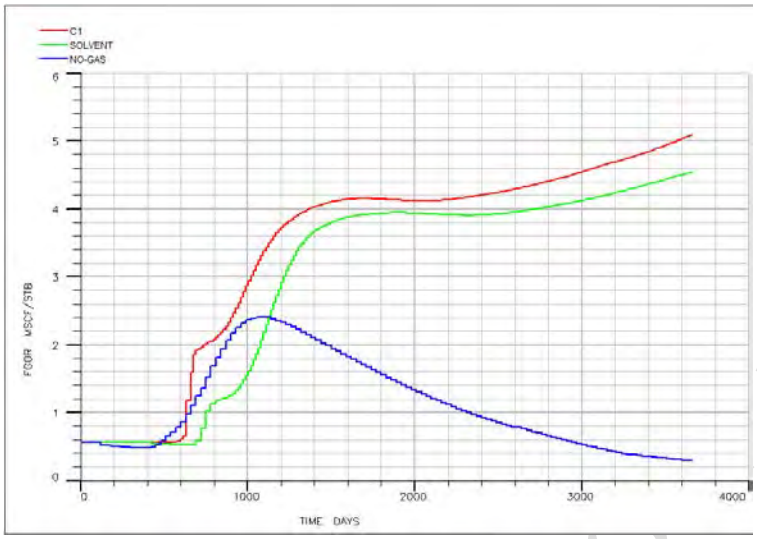
در پایان مجموع نفت تولیدی معادل ۲۱/۶۵ MM BBL خواهد بود. (شکل۱۳)

همچنین فشار مخزن از میزان اولیه خود یعنی ۴۰۰۰ Psi به ۱۴۰۹ Psi می رسد که این میزان کمتر از فشار نهایی در حالت تزریق گاز خشک می باشد. (شکل۱۴)

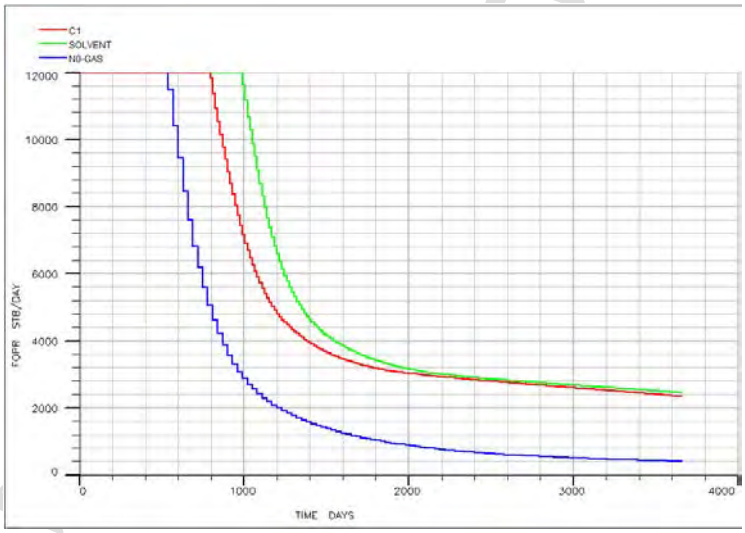
www.SID.ir

Archive of SID

تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۲۶bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۱۵) این میزان تولید آب کمتر از حالت تزریق گاز خشک می باشد.



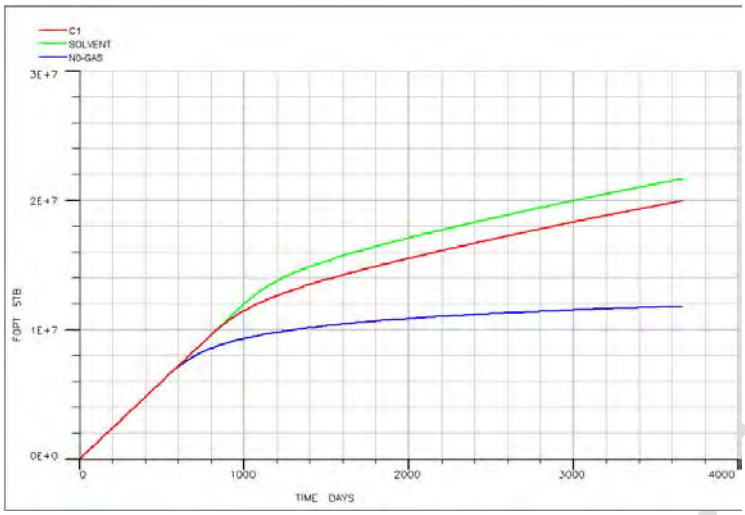
شکل۱۱- میزان GOR نسبت به زمان برای تزریق ۱۲ MMSCF/D [۲]



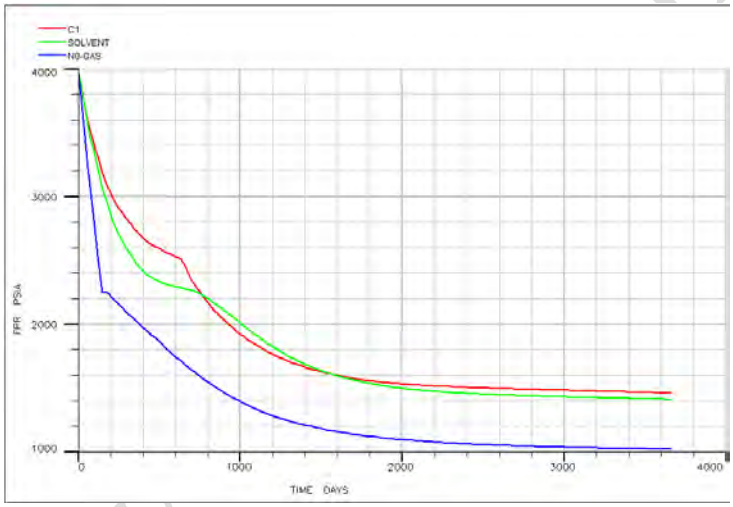
شکل۱۲- دبی نفت تولیدی نسبت به زمان برای تزریق ۱۲ MMSCF/D [۲]

www.SID.ir

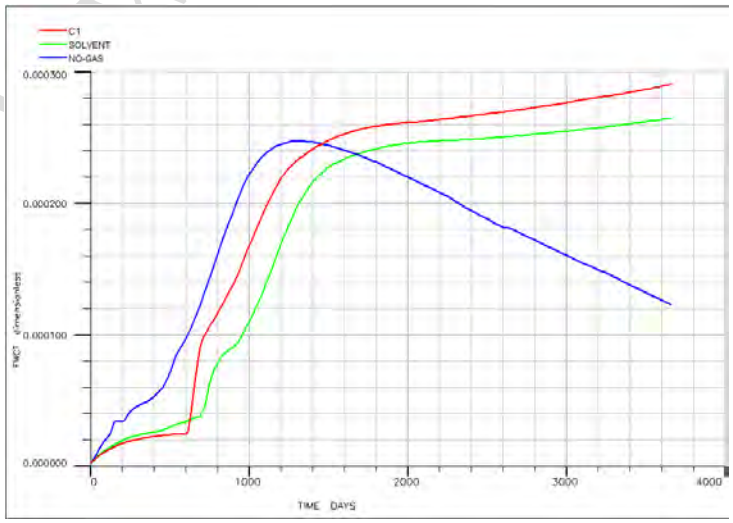
Archive of SID



شکل۱۳- تولیدانباشتی نفت برای تزریق MMSCF/D ۱۲ [۲]



شکل۱۴- فشار مخزن درطول دوره تولید برای تزریق MMSCF/D ۱۲ [۲]



شکل۱۵- میزان تولید آب به نفت تولیدی برای تزریق MMSCF/D ۱۲ [۲]

www.SID.ir

Archive of SID

۳-۶- سناریوی ششم تزریق MMSCF/D ۱۸ گازخشک

در سناریوی ششم تزریق MMSCF/D ۱۸ گاز متان (گاز خشک) مورد ارزیابی قرار گرفته است. که در این حالت نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) نسبت به شروع دوره تولید(۶۰۰SCF/STB) در پایان دوره به میزان زیادی افزایش نشان می دهد(۷۳۶۰ SCF/STB). (شکل۱۶)

همچنین میزان نفت تولیدی در نیمه دوم سال سوم کاهش می یابد و از تولید ۱۲۰۰۰BBL/D در ابتدای دوره به تولید ۲۶۰۸BBL/D نفت در پایان دوره می رسد. (شکل۱۷)

تولید انباشتی نفت معادل ۱۹/۹۴ MM BBL است. (شکل۱۸) فشار اولیه مخزن در طول دوره تولید کاهش پیدا می کند و در پایان دوره به ۱۵۷۸ Psi می رسد. (شکل۱۹)

تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۳۰bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۲۰) این میزان تولید آب بیشتر از حالت تزریق گاز تر می باشد

۳-۷- سناریوی هفتم تزریق MMSCF/D ۱۸ گاز تر

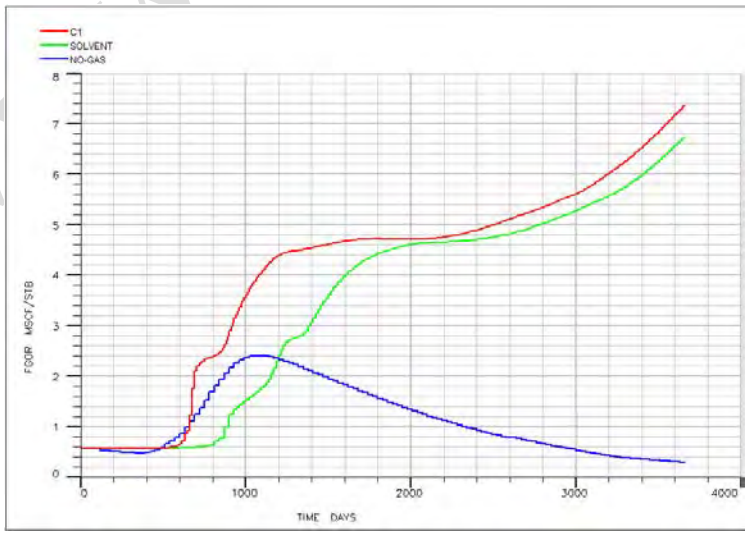
در این سناریو تزریق MMSCF/D ۱۸ گاز تر (SOLVENT) مورد ارزیابی قرار گرفته است. که نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) در پایان دوره افزایش زیادی دارد ولی کمتر از حالت تزریق گاز خشک است (۶۷۲۰SCF/STB). (شکل۱۶)

همچنین میزان نفت تولیدی در نیمه اول سال چهارم کاهش می یابد و از تولید ۱۲۰۰۰BBL/D در ابتدای دوره به تولید ۲۷۰۰ BBL/D نفت در پایان دوره می رسد. (شکل۱۷)

تولید انباشتی نفت معادل ۲۵/۶۹۱ MM BBL است. (شکل۱۸)

فشار اولیه مخزن در طول دوره تولید کاهش پیدا می کند ودر پایان دوره به ۱۵۱۲ Psi می رسد. (شکل۱۹)

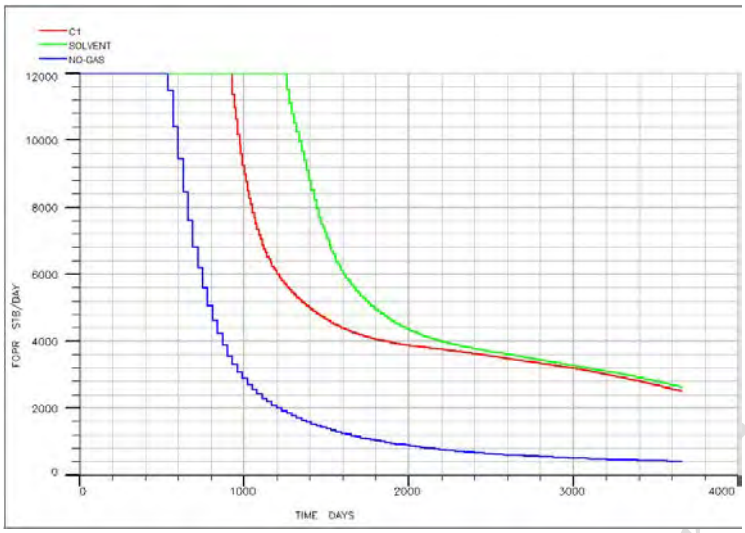
تولید آب از مخزن در ابتدا کم می باشد ولی در ادامه افزایش می یابد و در پایان دوره تولید به مقدار ۲۹bbl به ازای ۱۰۰mbbl می رسد. (شکل۲۰) این میزان تولید آب کمتر از حالت تزریق گاز خشک می باشد.



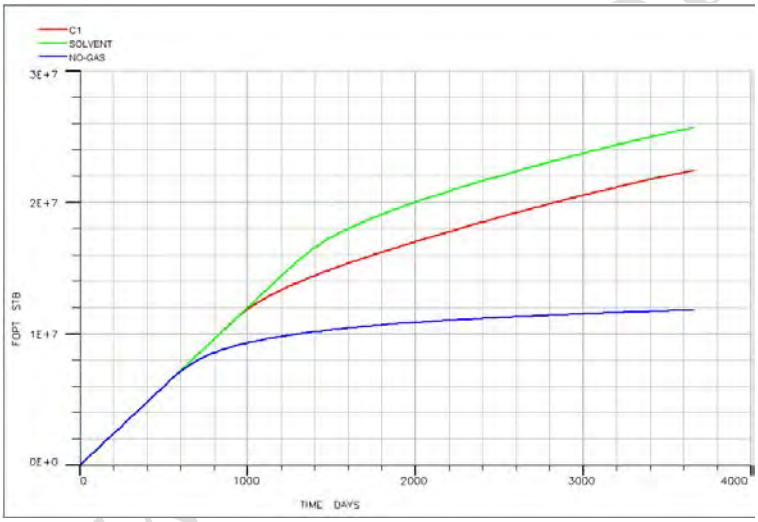
شکل۱۶- میزان GOR نسبت به زمان برای تزریق MMSCF/D ۱۸ [۲]

www.SID.ir

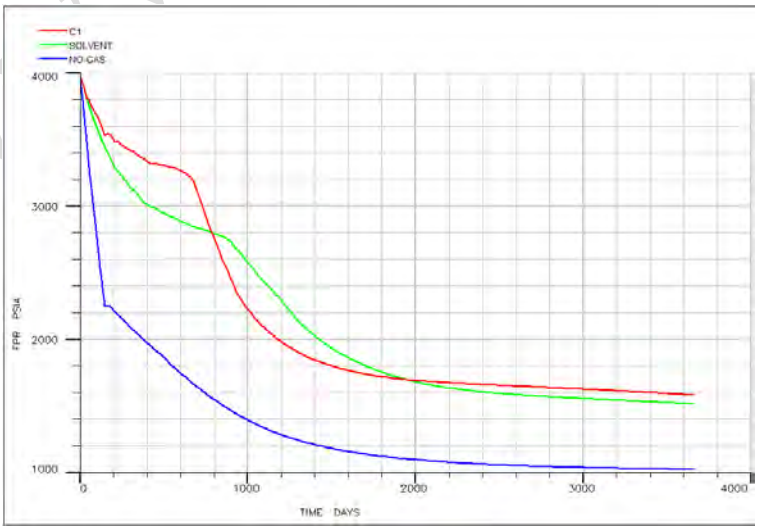
Archive of SID



شکل۱۷- دبی نفت تولیدی نسبت به زمان برای تزریق MMSCF/D ۱۸ [۲]



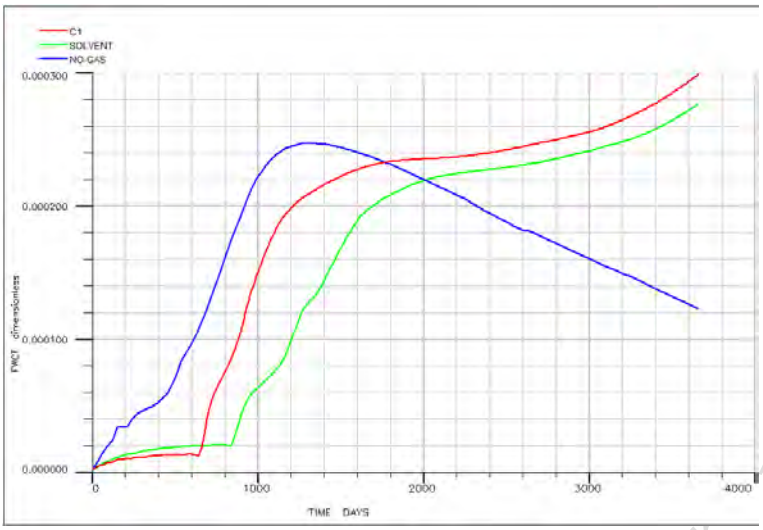
شکل۱۸- تولیدانباشتی نفت برای تزریق MMSCF/D ۱۸ [۲]



شکل۱۹- فشار مخزن درطول دوره تولید برای تزریق MMSCF/D ۱۸ [۲]

www.SID.ir

Archive of SID



شکل۲۰- میزان تولید آب به نفت تولیدی برای تزریق MMSCF/D ۱۸ [۲]

نتایج حاصل از سناریو های تعریف شده برای مدل شبیه سازی شده در جدول ۴ ذکر شده است.

جدول۴- نتایج حاصل از شبیه سازی برای سناریوهای ارائه شده [۲]

Inj. Rate (MSCF/D)	Gas Comp	FGOR (MSCF/STB)	F0PT (MMSTB)	FWCT	FPR (Psi)
6000	C1	3.37	17.65	0.00027	1210
	Solvent	3.38	17.25	0.00030	1220
	No-Gas	0.29	11.8	0.00012	1021
12000	C1	5.08	19.94	0.00029	1459
	Solvent	4.54	21.65	0.00026	1409
	No-Gas	0.29	11.8	0.00012	1021
18000	C1	7.36	22.425	0.00030	1578
	Solvent	6.72	25.691	0.00028	1512
	No-Gas	0.29	11.8	0.00012	1021

www.SID.ir

Archive of SID

۴- نتیجه گیری

۱- ضریب بازیافت مخزن باتزریق گاز بسیار بالاتر از تخلیه طبیعی مخزن است.
۳- افت فشار کلی مخزن درحالت تزریق گاز بسیار کمتر از حالت تخلیه طبیعی مخزن است.
۴- ترکیب گاز نقش مهمی در بازیافت نفت مخزن دارد.
۵- نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) در حالت تزریق گاز تر کمتراز حالت تزریق گاز خشک می باشد.
۶- تزریق گاز به لایه های بالای مخزن و تولید از لایه های تحتانی نتیجه بهتری به همراه دارد.
۷- تزریق گاز با دبی بیشتر جهت تولید نفت نتایج بهتری به همراه داشت.
۸- مکانیسم کلی تولید نفت از مخزن تابع تراوایی شکاف می باشد. دراین مخزن با توجه به تراوایی کم ماتریکس مکانیسم اصلی تولید ریزش ثقلی است که تزریق گاز باعث تشدید آن می گردد.
۹- تولید آب همراه نفت با فشار مخزن رابطه مستقیم دارد.

www.SID.ir

Archive of SID

www.Reservoir.ir

مراجع

[1].Aces, G., Doleschall, S., and Farkas E. August 1985. : General Purpose Compositional Model, SPE Journal, p. 543-553.

[۲]. مظفری محمد اسماعیل« بررسی فنی و اقتصادی جمع آوری گازهای همراه تزریق به مخزن جهت ازدیاد و برداشت نفت» پایان نامه کارشناسی ارشد سال ۱۳۹۳

www.SID.ir