

بهینه‌سازی روش تزریق گاز با ریزش ثقلی در یکی از مخازن نفتی ایران

ریاض خراط، عبدالنبی هاشمی، کاشفاه صنعت نفت

سید مرتضی موسوی، بابک مرادی، افشین جنت‌رستمی، شرکت نفت مناطق مرکزی ایران

چکیده

در این تحقیق مدل سیال مخزن با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی و نرم‌افزار PVTi ساخته شده و سپس به کمک نرم‌افزار FloGrid و انتخاب بخش مناسب مخزن از مدل اصلی، مدل استاتیک آن بخش برای شبیه‌سازی آماده گردیده است. در ادامه پس از ساختن مدل دینامیک آن قسمت از مخزن توسط شبیه‌ساز Eclipse100، شبیه‌سازی سناریوهای ازدیاد برداشت روی مدل ناحیه‌ای انجام پذیرفت. نتایج شبیه‌سازی‌های مختلف، نشان‌دهنده‌ی بازیافت بهتر فرآیند GAGD در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت بود. با بررسی نتایج شبیه‌سازی‌ها مشخص شد که انتخاب نرخ‌های مناسب تزریق و تولید در بازیافت این فرآیند حائز اهمیت است. نتایج شبیه‌سازی‌ها نشان می‌دهد که به کارگیری فرآیند GAGD در حالت آرایش پنج‌نقطه‌ای در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت نظیر تزریق گاز و تزریق آب، مناسب‌ترین سناریوی ازدیاد برداشت جهت توسعه‌ی میدان مورد مطالعه است.

واژگان کلیدی | چاه افقی، تزریق آب، تزریق گاز، ریزش ثقلی، تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی، بازده تولید

مقدمه

تولیدی افقی در پایین لایه‌ی تولیدی بهره‌ده و تزریق گاز در بالای مخزن توسط چاه‌های عمودی موجود با هدف جابه‌جایی و جاروب یکنواخت مخزن است. گازی که توسط چاه‌های عمودی تزریق شده به دلیل جدایش ثقلی در بالای لایه‌ی تولیدی جمع گردیده و در اصطلاح، محفظه‌ای گازی در بالای لایه‌ی تولیدی تشکیل داده، هم‌زمان نفت را جابه‌جا کرده و به سمت چاه تولیدی افقی تخلیه می‌کند. با ادامه‌ی تزریق گاز محفظه‌ی گازی به سمت پایین و کناره‌ها رشد می‌کند که منجر به جاروب بخش بیشتری از مخزن بدون افزایش اشباع آب مخزن و در نتیجه بیشینه شدن بازده جاروب حجمی می‌شود. در این روش میان‌شکنی زودرس گاز در چاه تولیدی به تأخیر افتاده (یا حتی برطرف می‌شود) و محفظه‌ی گازی به صورت متعادل رشد خواهد کرد. با حفظ فشار تزریق نزدیک فشار کمینه‌ی امتزاج‌پذیری^[۱]، بازده جابه‌جایی نفت در محفظه‌ی گاز بیشتر افزایش می‌یابد [۲].

مدت زیادی است که از چاه‌های افقی استفاده می‌شود. متغیرهای کلیدی مؤثر بر موفقیت چاه‌های افقی، ضخامت لایه‌ی تولیدی، فاصله‌ی بین چاه‌ها، ارتباط عمودی، طول چاه، شدت شکاف و آسیب سازند هستند. چاه‌های افقی در مقایسه با چاه‌های عمودی، ناحیه‌ی تماس با مخزن و قابلیت تولید را افزایش می‌دهند و به علت افت فشار کمتر در اطراف چاه، پدیده‌ی مخروطی شدن در مخازن با رانش آب در پایین یا رانش کلاهیگ گازی در بالا را کاهش می‌دهند [۲].

در این پروژه علاوه بر شبیه‌سازی تعدادی از روش‌های ازدیاد برداشت از جمله تزریق آب و گاز، روش تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی در حالات

کاربرد تزریق گاز در جهان برای تولید بیشتر نفت روزبه‌روز در حال افزایش است. امروزه به‌خوبی روشن شده که تزریق گاز تأثیر زیادی در افزایش تولید نفت و نیز بازیافت نفتی که به‌طور طبیعی به‌سختی تولید می‌شود، خواهد داشت. تزریق گاز به مخازن با دو هدف عمده انجام می‌گردد؛ یکی حفظ فشار مخزن و دیگری کاهش روند افت فشار مخزن. کارشناسان معتقدند به دلیل اختلاف زیاد قیمت نفت و گاز، تزریق گاز به مخازن نفتی ایران سودآوری چشمگیری برای کشور به دنبال خواهد داشت. ضمن اینکه در پایان پروژه‌های تزریق، درصد بسیار زیادی از گاز تزریق شده قابل بازیافت است.

فرآیند تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی^[۱] شامل قرار دادن یک چاه

خواص سنگ و سیال مخزن

Gas Zone	Oil Zone				zone			
	Φ_i %	Sw %	NTG	Bo rb/stb	Φ %	Sw %	NTG	Bg
1	7.42	41.99	79.29	1.42	7.73	42.07	81.18	0.0064
2	4.67	47.84	62.98	1.42	4.73	48.28	64.55	0.0064
3	0	0	0	1.42	0	0	0	0.0064
4	2.9	40.59	24.6	1.42	0	0	0	0.0064
5	3.73	35.39	8.01	1.42	0	0	0	0.0064

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (smortezamousavi@yahoo.com)



چهار و پنج نقطه‌ای به‌طور تخصصی شبیه‌سازی و بررسی شده است.

۱- معرفی میدان مورد مطالعه

میدان نفتی مورد مطالعه طاقدیسی نامتقارن به‌طول ۵۲ و عرض ۵ کیلومتر در مخزن بنگستان است. مخزن بنگستان این میدان در ۱۳۴۸ با حفر چاه-۱ در منتهی‌الیه جنوب شرقی میدان توسط شرکت خدمات نفت اسکو (OSCO) کشف گردید و به‌دنبال آن در ۱۳۵۴ چاه‌های توصیفی-۲ و ۳ در محور ستیغی حفاری شدند. نفت این میدان از نوع مرغوب با درجه‌ی API برابر ۴۵، نسبت گاز به نفت ۷۸۳ فوت مکعب بر بشکه و ضریب حجمی ۱/۴۲۱۹ می‌باشد. با گذشت زمان، تولید و افت فشار مخزن سبب تشکیل و بزرگ‌تر شدن گنبد گازی در میدان شده است.

بر اساس خصوصیات سنگ‌شناسی و بافتی و نیز تغییرات تخلخل و اشباع هیدروکربن، مخزن بنگستان در میدان مورد مطالعه به پنج ناحیه تقسیم شده است. بر همین مبنا سازند ایلام به دو بخش (ناحیه‌های-۱ و ۲ مخزن)، سازند سورگه به یک بخش (ناحیه‌ی-۳ مخزن) و سازند سروک به دو بخش (ناحیه‌های-۴ و ۵ مخزن) تقسیم شده‌اند. ضریب حجمی سازند، تخلخل و NTG برای نفت و گاز در هر پنج ناحیه در جدول-۱ ارائه شده است.

۲- خصوصیات مدل

جهت شبیه‌سازی و پیش‌بینی عملکرد آینده‌ی مخزن با سناریوهای مختلف تولید، از نرم‌افزار Eclipse 100 استفاده شده است. با توجه به

No	Production Rate	Max. Water Cut	Max. GOR	Cum Oil Production	Recovery Factor	Comment
	STB/D	%	MSCF/STB	MMSTB	%	
1	1500	5	0.8	19	5.26	Base Case
2	5000	5	0.8	31.17	8.63	High Rate
3	7000	5	0.8	26.67	7.38	High Rate

گستره‌ی مخزن و اهمیت ناحیه‌ی تولیدی، برشی از مخزن در محدوده‌ی شرقی میدان (Sector Model) تهیه شد و شبیه‌سازی‌های این بخش با استفاده از مدل تخلخل دوگانه انجام پذیرفت. مدل سه‌بعدی بخش مورد مطالعه‌ی مخزن در شکل-۱ نشان داده شده است.

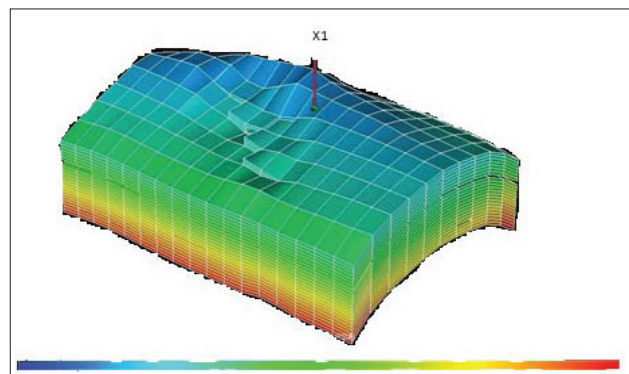
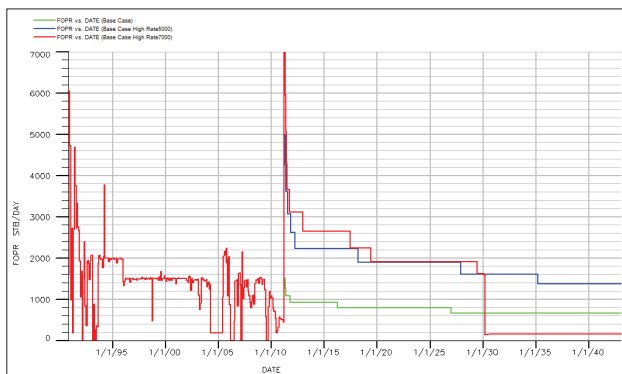
اطلاعات تولیدی میدان از مهرماه ۱۳۶۹ تا پایان اسفندماه ۱۳۸۹ موجود بود که برای این پروژه تنها از اطلاعات تولید مربوط به قدیمی‌ترین چاه میدان (چاه-۱) با تولید تجمعی حدود ۱۱ میلیون بشکه نفت و ۸۵۰۰ میلیارد فوت مکعب گاز استفاده شد و بر اساس آن مدل دینامیکی مخزن طراحی گردید.

۳- سناریوهای تعریف شده

با توجه به محدودیت‌های تعریف شده و با در نظر گرفتن افزایش چاه‌های میدان به‌منظور دستیابی به نرخ تولید بیشتر، سناریوهای طراحی شده به‌صورت زیر دسته‌بندی شدند:

- الف) سناریوهای تولید در حالت پایه (با یک چاه)
- ب) سناریوهای تولید با دو چاه
- ج) سناریوهای تولید با حفر چاه جدید (با سه چاه)

در حال حاضر مخزن مورد مطالعه یک چاه تولیدی (X-1) دارد. نخستین سناریوی طراحی شده برای این میدان، تولید در شرایط فعلی، بدون حفر چاه اضافی و تسهیلات سطح‌الارضی جدید است. هدف این سناریو بررسی شرایط مخزن در صورت ادامه‌ی تولید طبیعی با شرایط فعلی و تغییر نرخ تولیدی چاه موجود است. سناریوهای بعدی آزمایش توان میدان برای تولید با نرخ بیشتر از مقدار فعلی از طریق حفر چاه‌های جدید است. این سناریوها با در نظر گرفتن شرایط فعلی و بدون تسهیلات فرآورش اضافی طراحی شدند. سناریوهای مذکور، دو حلقه چاه با نرخ ۱۰ و سه حلقه چاه با نرخ ۱۲ هزار بشکه در روز به‌عنوان نرخ تولید بهینه‌ی میدان منظور شدند. نتایج سناریوی-۱ حاکی از کاهش تولید تجمعی و درصد بازیافت مخزن در نرخ زیاد (۷ه‌بر) به‌دلیل گازی شدن سریع فواصل تولیدی و بسته شدن مشبک‌ها می‌باشد که در جدول-۲ و شکل-۲ قابل مشاهده است.



شکل ۲ | حساسیت‌سنجی روی نرخ تولیدی سناریوهای مبنا

شکل ۱ | نمای برشی میدان مورد مطالعه

۴- تزریق گاز

سناریوهای مختلف تزریق گاز در نرخ‌های مختلف به کمک یک حلقه چاه تزریقی و موقعیت بهینه‌ی مخزنی طراحی و تعریف شد (جدول-۲). بر اساس نتایج سناریوهای تخلیه‌ی طبیعی و با توجه به عدم قطعیت‌های موجود و شرایط عملیاتی غیرقابل پیش‌بینی، سقف تولید ۱۰ هزار بشکه در روز به عنوان نرخ تولیدی مرجع تولید در نظر گرفته شد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی تزریق گاز در شکل‌های ۲ و ۳ ارائه شده‌اند.

	GAS INJ RATE MSCF/(DAY)	RECOVERY%	PV% GAS INJ	TOTAL OIL PRODUCTION (MMSTB)
GI1	500	10.32	0.5	37.27
GI1HGOR	500	10.86	0.5	39.2
GI2	2000	9.33	2.5	33.68
GI3	3500	9.13	3.8	32.9
GI4	6000	7.97	6.6	28.77
GI5	8000	6.95	8.8	25.1
GI6	10000	6.16	11	22.25

همان‌طور که در نمودار شکل ۴- مشخص است بازده تولید بهینه مربوط به سناریوی GI1 با نرخ تزریق ۵۰۰ هزار فوت مکعب در روز است. در صورت تولید با نسبت گاز به نفت زیاد، افزایش بازیافتی حدود ۰/۵ درصد خواهیم داشت.

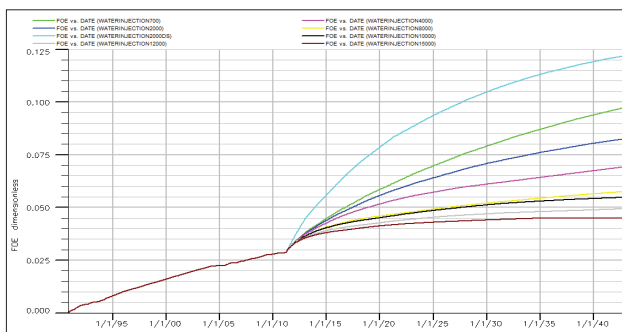
۵- تزریق آب

علاوه بر تزریق گاز، سناریوهای جداگانه‌ای از تزریق آب نیز طراحی و شبیه‌سازی شد (جدول-۳). شکل‌های ۴ و ۵ نشان‌دهنده‌ی نتایج سناریوهای مختلف تزریق آب بر حسب بازدهی تولید هستند. نتایج نشان‌دهنده‌ی کاهش بازیافت مخزن با افزایش نرخ تزریق آب به دلیل آبی شدن زودهنگام چاه‌ها و بسته شدن مشبک‌های نزدیک سطوح تماس است. بنابراین سناریوی WF1 به عنوان مناسب‌ترین سناریوی تولیدی در حالت تزریق آب انتخاب می‌شود. ضمناً در صورت احداث واحد نمک‌زدایی با برش آب ۵۰ درصد، بازیافت مخزن افزایش چشم‌گیری خواهد داشت (سناریوی WFDS2).

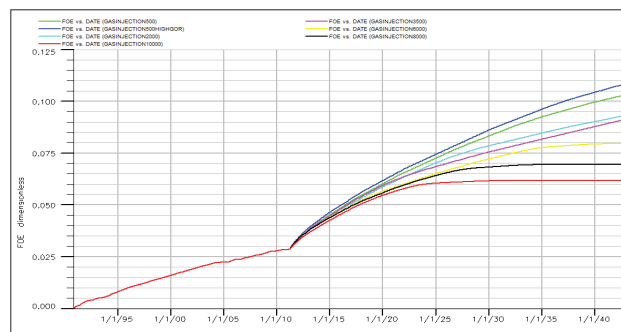
۶- تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی

در این بخش، از فرآیند تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی استفاده شد. برای این کار دو آرایش تزریق گاز پنج‌نقطه‌ای و چهارنقطه‌ای مورد استفاده قرار گرفت. چهار چاه افقی برای تولید و یک چاه عمودی برای تزریق استفاده شدند.

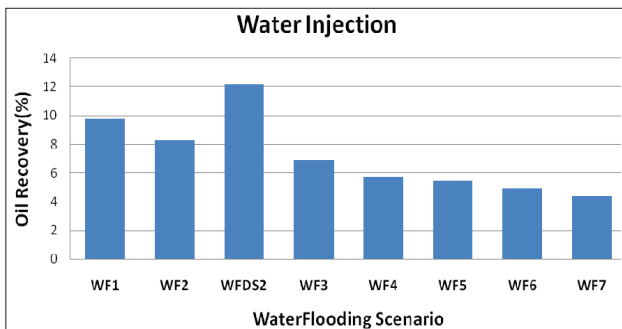
طول چاه‌های افقی حدود ۳۰۰۰ فوت است. برای سناریوی تزریق گاز



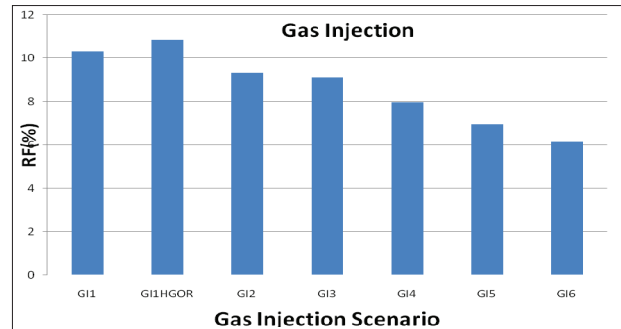
۵ نمودار بازدهی بر حسب زمان در سناریوهای مختلف تزریق آب



۳ نمودار بازدهی بر حسب زمان در سناریوهای مختلف تزریق گاز



۶ نمودار بازدهی در سناریوهای مختلف تزریق آب



۴ نمودار بازدهی بر حسب زمان در سناریوهای مختلف تزریق گاز



بازه‌ی سی‌ساله‌ی شبیه‌سازی چاه‌های تولیدی در اثر رسیدن گاز به نقطه‌ی میان‌شکنی و افزایش نسبت گاز به نفت در آنها تا سقف حداکثر مجاز، بسته نشده و تولید نفت با پایداری ثقلی صورت گیرد.

شکل ۶- بازده تولید را در این حالت‌ها نشان می‌دهد. طبق نمودار بازده تولید نفت در بازه‌ی سی‌ساله‌ی شبیه‌سازی برای حالت‌های اول تا چهارم و حالت ششم به ترتیب ۱۳/۷۲، ۱۳/۶۲، ۱۲/۶۱، ۹/۴۱ و ۱۳/۷۶ درصد بوده و حداکثر بازده تولید در این بازه‌ی زمانی مربوط به حالت پنجم ۱۶/۸۱ درصد است.

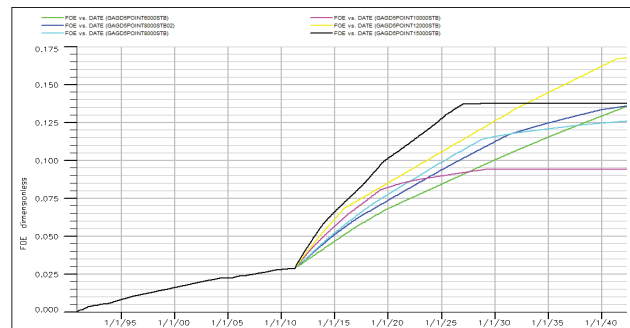
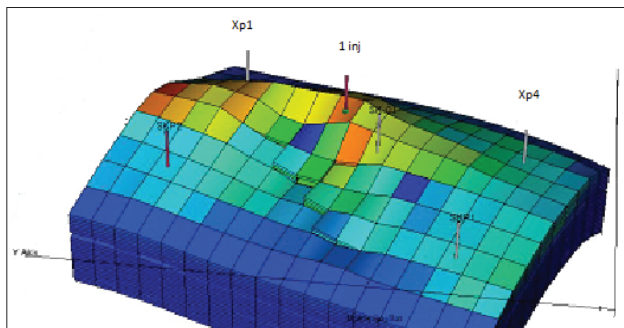
همان‌طور که در شکل ۷- مشاهده می‌شود میانگین فشار مخزن در تزریق گاز با ریزش ثقلی در سناریوهای ۳ و ۵ به‌ازای نرخ‌های مختلف تزریق و تولید تقریباً حفظ شده و ثابت مانده است. میانگین فشار مخزن در سناریوهای ۴ و ۶ از ۱۸۰۰ تا ۲۱۰۰ psia بوده و نسبت گاز به نفت در این حالت‌ها به تدریج افزایش یافته است؛ به طوری که در پایان بازه‌ی سی‌ساله، گاز در برخی چاه‌های تولیدی به نقطه‌ی شکست رسیده است. در واقع در روش تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی، نرخ‌های تولید و تزریق و فشار تزریق طوری انتخاب شده‌اند که با تزریق گاز مکانیزم ریزش ثقلی در مخزن غالب بوده و با حرکت گاز به سمت بالای مخزن و تشکیل کلاهک گازی ثانویه، نفت به سمت پایین و به طرف چاه‌های تولیدی ریزش کند (شکل ۸-).

در سناریوی تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی با آرایش تزریقی چهارنقطه‌ای، تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی با آرایش تزریقی چهار

همراه با ریزش ثقلی، چاه‌های تولیدی افقی در لایه‌های پایینی (۱۰، ۱۱ و ۱۶) حفر شده‌اند و چاه تزریقی در لایه‌های بالایی (۱) تکمیل گردیده است. بنابراین تزریق گاز به صورت عمودی و با پایداری ثقلی انجام می‌شود. شش نرخ تزریق و تولید مختلف انتخاب شده برای چاه‌ها در جدول ۴- نشان داده شده است. نرخ‌های تزریق و تولید طوری انتخاب شده‌اند که در

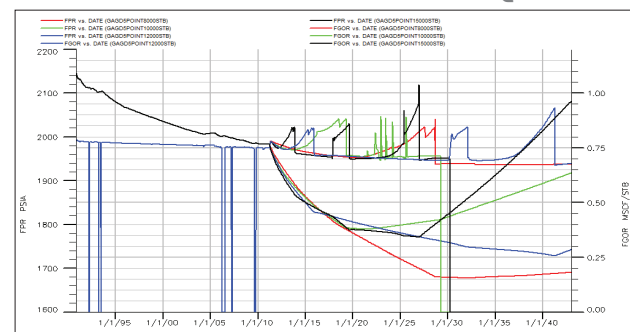
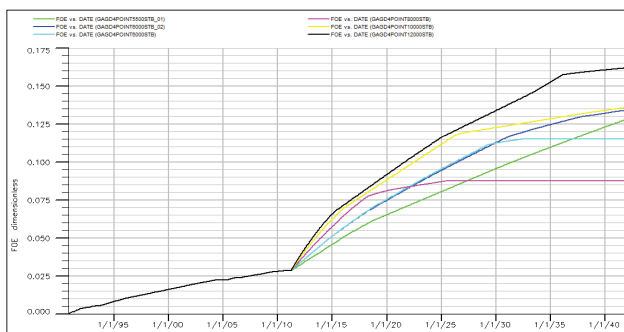
جدول ۴ | سناریوهای تزریق آب

	GAS INJ RATE MSCF/) (DAY)	RECOVERY%	PV% GAS INJ	TOTAL OIL PRODUCTION (MMSTB)
WF1	500	9.75	0.5	35.2
WF2	2000	8.25	1.5	29.79
WFDS2	2000	12.2	1.5	44
WF3	4000	6.9	2.85	25
WF4	8000	5.75	5.7	20.76
WF5	10000	5.48	7	19.78
WF6	12000	4.93	8	17.81
WF7	15000	4.4	8.6	16.16



شکل ۹ | تشکیل کلاهک گازی ثانویه و تولید نفت با مکانیزم ریزش ثقلی

شکل ۷ | بازده تولید مخزن در حالت‌های مختلف تولید و تزریق در آرایش پنج‌نقطه‌ای



شکل ۱۰ | بازده تولید مخزن در حالت‌های مختلف تولید و تزریق در آرایش چهارنقطه‌ای

شکل ۸ | فشار مخزن و نسبت گاز به نفت در مخزن در حالت‌های مختلف آرایش پنج‌نقطه‌ای

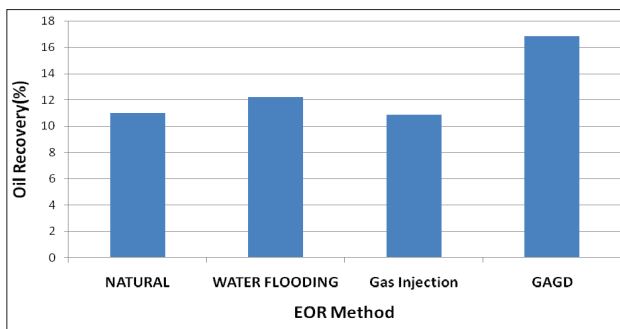
به ترتیب ۱۳/۱، ۱۳/۳۴، ۱۱/۵، ۸/۷۵، ۱۳/۶۸ و ۱۶/۲۴ درصد است. نرخ‌های تزریق و تولید طوری انتخاب شده که در بازه‌ی سی ساله‌ی شبیه‌سازی چاه‌های تولیدی به دلیل رسیدن گاز به نقطه‌ی شکست و افزایش نسبت گاز به نفت در آنها تا سقف حداکثر مجاز، بسته نشده (شکل-۱۱)، با تزریق گاز مکانیزم ریزش ثقلی غالب بوده و تولید نفت با پایداری ثقلی انجام شود. در این فرآیند فشار میانگین مخزن در هر شش حالت تقریباً با افزایش نسبی (حداقل ۳۰ و حداکثر ۱۵۰ psia) همراه است (شکل-۱۱). همان‌طور که در این سناریو نشان داده شد بازده تولید نسبت به حالت فرآیند GAGD با آرایش پنج نقطه‌ای کمتر بوده و بنابراین در بررسی‌های بعدی از فرآیند GAGD با آرایش تزریقی پنج نقطه‌ای استفاده می‌شود.

نقطه‌ای پس از تولید طبیعی، فرآیند تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی با آرایش چهار نقطه‌ای توسط سه چاه تولیدی افقی (XP2، XP1 و XP3) و یک چاه تزریقی (INJ) انجام شده است.

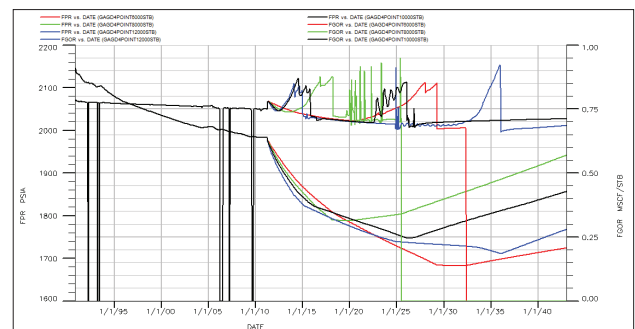
شبیه به حالت پنج نقطه‌ای فرآیند GAGD، تزریق گاز در لایه‌های بالایی و تولید از پایین ناحیه‌ی بهره‌ده (لایه‌های ۱۱، ۱۰ و ۱۶) انجام می‌شود. شش حالت با نرخ‌های تزریق و تولید مختلف در نظر گرفته شده که در جدول ۵ ارائه شده‌اند. بازده تولید نفت در این شش حالت در شکل-۱۰ و فشار میانگین مخزن و نسبت گاز به نفت نسبت به زمان در حالات گفته شده در شکل-۱۰ نمایش داده شده است. همان‌طور که شکل-۱۰ نشان می‌دهد بازده تولید در شش حالت بالا

جدول ۵ | نرخ‌های مختلف تزریق و تولید در آرایش پنج نقطه‌ای تزریق

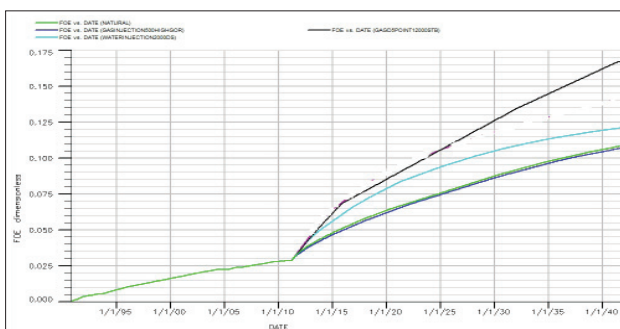
ردیف	نرخ تزریق (MMscf/Day)	نرخ SKP1 (STB/Day)	نرخ SKP2 (STB/Day)	نرخ SKP3 (STB/Day)	نرخ SKP4 (STB/Day)	مجموع نرخ تولیدی (STB/Day)
1	0.1	1500	1500	1500	1500	6000
2	0.2	2000	2000	2000	2000	8000
3	0.5	2000	2000	2000	2000	8000
4	2	2000	3000	3000	2000	10000
5	3.5	3000	3000	3000	3000	12000
6	6	3000	4000	4000	4000	15000



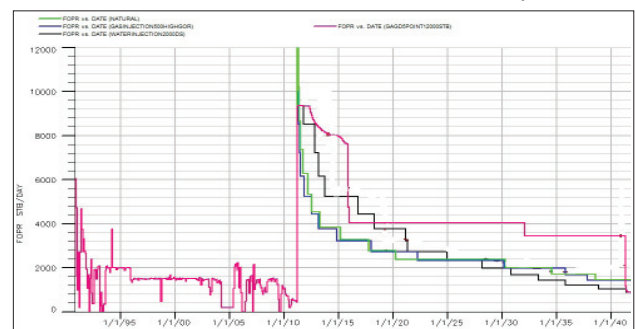
شکل ۱۳ | نمودار بازدهی در سناریوهای مختلف از دید برداشت



شکل ۱۱ | فشار و نسبت گاز به نفت در مخزن در حالت‌های مختلف آرایش چهار نقطه‌ای



شکل ۱۴ | نمودار بازدهی بر حسب زمان در سناریوهای برتر از دید برداشت



شکل ۱۲ | نمودار تولید بر حسب زمان در سناریوهای برتر از دید برداشت



گاز حجم تزریق 500 MSCF/DAY / 0.5 PV در حالت تولید با نسبت گاز به نفت زیاد، بیشترین بازدهی تولید (۱۰/۸۶ درصد) و کمترین درصد اشباع نفت باقیمانده را دارد.

■ در سناریوی تزریق گاز (توسط چاه‌های تولید و تزریق عمودی)، افزایش نرخ تزریق در اثر ناهمگنی مخزن و ضخامت نسبتاً کم ناحیه‌ی بهره‌ده منجر به رسیدن زودرس نقطه‌ی گسست گاز و افزایش سریع نسبت گاز به نفت در چاه تولیدی شده و بازده تولید نفت کاهش یافته است. با تنظیم نرخ‌های تزریق و تولید، بیشترین بازده در بازه‌ی شبیه‌سازی سی ساله حدود ۱۰/۸۶ درصد خواهد بود.

■ در سناریوی تزریق آب در میدان مورد مطالعه در صورت تزریق دو هزار بشکه در روز آب ($1/5 \text{ PV}$) با در نظر گرفتن حد برش ۵۰ درصدی آب، با فرض احداث تسهیلات فرآورشی جدید، بیشترین ضریب بازیافت مخزن به میزان ۱۲/۲ درصد خواهد بود.

■ فرآیند GAGD با آرایش تزریق پنج نقطه‌ای نسبت به نرخ‌های تزریق و تولید حساس بوده و باید نرخ‌ها طوری انتخاب شوند که با غالب بودن مکانیزم ریزش ثقلی، گاز دیرتر به نقطه‌ی گسست خود در چاه تولیدی رسیده و حداکثر تولید از مخزن انجام شود. در این حالت بیشترین بازده تولید در بازه‌ی شبیه‌سازی سی ساله ۱۶/۸۱ درصد است.

■ نتایج حاصل بر اساس مدل ناحیه‌ای میدان مورد نظر تعیین گردید. پیشنهاد می‌شود با هدف ایجاد دورنمای بهتر و مشاهده‌ی نتایج در مقیاس کامل، شبیه‌سازی در تمام میدان انجام گردد. ■

بر این اساس تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی با آرایش تزریقی پنج نقطه‌ای به‌عنوان بهترین سناریوی ازدیاد برداشت انتخاب شد. ضمن اینکه سناریوهای تزریق گاز با هدف ریزش ثقلی (پنج نقطه‌ای و چهار نقطه‌ای) در مقایسه با سایر روش‌های ازدیاد برداشت بررسی شده نیز برتری دارند.

۷- مقایسه‌ی ضریب بازدهی تولید، تزریق گاز، تزریق آب و GAGD

از قسمت‌های قبلی مشخص شد که سناریوی بهینه‌ی تزریق گاز و آب به ترتیب G11HGOR و WFDS2 هستند. در سناریوهای ریزش ثقلی (GAGD) نیز تزریق گاز همراه با ریزش ثقلی با آرایش تزریقی پنج نقطه‌ای به‌عنوان سناریوی برتر انتخاب شد. بر این اساس، چهار سناریوی بالا مقایسه و نتایج آن در شکل‌های ۱۲، ۱۳ و ۱۴ ارائه شده است. همان‌طور که جدول ۶- نشان می‌دهد، تزریق GAGD بازدهی تولید بیشتری دارد (رنگ قرمز در نمودار شکل-۱۲).

نتیجه‌گیری

■ در سناریوهای تخلیه‌ی طبیعی، حساسیت‌سنجی روی تعداد چاه‌ها و نرخ‌های متفاوت تولید انجام شد و در نهایت نرخ تولید ۱۲ هزار بشکه در روز با سه حلقه چاه تولیدی و بازیافت ۱۱ درصدی به‌عنوان حالت بهینه تعیین گردید.

■ بررسی‌ها نشان می‌دهد که در میدان مورد مطالعه در سناریوی تزریق

جدول ۶ | نرخ‌های مختلف تزریق و تولید در آرایش چهار نقطه‌ای

ردیف	نرخ تزریق (MMscf/Day)	نرخ SKP1 (STB/Day)	نرخ SKP2 (STB/Day)	نرخ SKP3 (STB/Day)	مجموع نرخ تولیدی (STB/Day)
1	0.1	1500	1500	1500	5500
2	0.2	2000	2000	2000	6000
3	0.5	2000	2000	2000	6000
4	2	2500	2500	3000	8000
5	3.5	3000	3000	4000	10000
6	6	4000	4000	4000	12000

جدول ۷ | مقایسه سناریوهای برتر از دید برداشت

	GAS INJECTION	WATER FLOODING	NATURAL DEPLETION	GAGD
RECOVERY %	10.86	12.2	11	16.81
TOTAL OIL PRODUCTION (MMSTB)	39.22	44	39.8	60.6
FIELD PRESSURE @ END OF SIMULATION (Psia)	1815	1763.3	1777	1742

پانویس‌ها

¹ GAGD (Gas Assisted Gravity Drainage)

² MMP (Mini)

منابع

[1] Rao, D.N, Kulkarni, M.M, "Analytical Modeling of the Forced Gravity Drainage GAGD Process", Presented at AIChE Annual Meeting, San Francisco, CA, November 2006.

[2] Rao, D.N, Ayirala, S.C, Kulkarni, M.M, Sharma,

A.P., "Development of Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) process for Improved Light Oil Recovery", SPE Paper 89357, presented at the SPE/DOE Symposium on improved oil recovery, Tulsa, April 172004, 21-.