



بهبود بازیافت

مخازن نفتی

بازده جاروبی به روش بهینه سازی تزریق گاز / تولید آب

۱- چکیده:

سازندهای مخزن نفتی Zeit Bay از نوع ماسه سنگ و کربناته می باشد که در بعضی از قسمت ها روی سازند شیب دار گرانیتهی در بخش زیرین قرار گرفته و دارای مکانیسم پیچیده تولید می باشد.

طرح بازیافت ثانویه توسط تزریق گاز مجدد در کلاهدک گازی اولیه برای حفظ انرژی مخزن و کاهش افت تولید پیشنهاد گردید. لازم به ذکر است هم اکنون بیش از ۷۰ حلقه چاه تولیدی در این میدان وجود دارد.

ارتفاع ستون نفتی اولیه ۸۵۰ ft TVT می باشد که در حال حاضر ارتفاع ستون نفت بین ۱۵۰ تا ۲۵۰ فوت متغیر بوده و به خاطر محدود بودن این ارتفاع مشکلاتی به وجود آمده است. جدی ترین مشکل، افزایش تولید گاز در اثر کاهش نسبت گاز تزریقی به گاز تولیدی (GI/GP) می باشد. کاهش این نسبت باعث افت شدید تولید، افزایش میزان آب تولیدی و کاهش بازده جاروبی در این میدان نفتی گردیده است. علاوه بر این، کاهش تزریق گاز انبساط کلاهدک گازی را به تاخیر می اندازد که منجر به آب زدگی چاهها (Water Breakthrough) می شود.

جاروب با گاز به علت نفت باقیمانده کمتر (Sor) در مخزن نسبت به روش های دیگر ازدیاد برداشت ارجح می باشد. زمانی که ارتفاع ستون نفتی کاهش می یابد استراتژی تولید، حفظ تعادل دینامیکی در مخزن با افزایش نسبت GI/GP می باشد که منجر به انبساط حجم گاز و جلوگیری از بالا آمدن سریع سطح آب در مخزن و نتیجتاً کنترل میزان آب تولیدی در چاهها و حداقل نمودن نفت باقی مانده می شود.

این مقاله یک Case Study را نشان می دهد که با استفاده از تزریق گاز، آب تولیدی از ۳۰ به ۱۴ درصد کاهش و بازده جاروبی مخزن افزایش یافته است.

۲- مقدمه:

تولید میدان از سال ۱۹۸۴ شروع و مقدار تولید انباشتی نفت ۲۲۰ MMStb تا سال ۲۰۰۲ بوده است. شکل ۳- تاریخچه عملکرد میدان را نشان می‌دهد. علی‌رغم این که میدان از چند مخزن متوالی تشکیل شده است، مخازن از یک روند فشاری یکسانی پیروی می‌کنند.

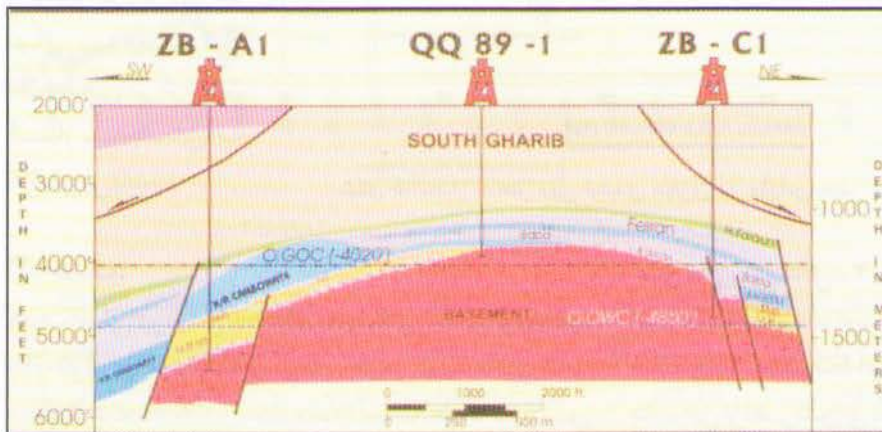
مکانیسم اولیه تولید، گاز محلول در نفت است که توسط انبساط کلاهیگ گازی، نیروی ریزش ثقلی و نیروی آبدی پستیانی می‌شود. طرح بازیافت ثانوی از طریق تزریق مجدد گاز در کلاهیگ گازی اولیه از سال ۱۹۸۷ شروع شده و نتایج

میدان Zeit Bay در جهت ساختاری NW-SE متشکل از سنگ‌های کربناته و ماسه‌سنگی بر روی سازند شیب‌دار گرانیتهی در بخش زیرین قرار گرفته است و دارای ابعاد $2/5 \times 4/5$ Km بوده و در گوشه جنوب غربی خلیج Suez-Egypt (شکل ۱-) واقع شده است.

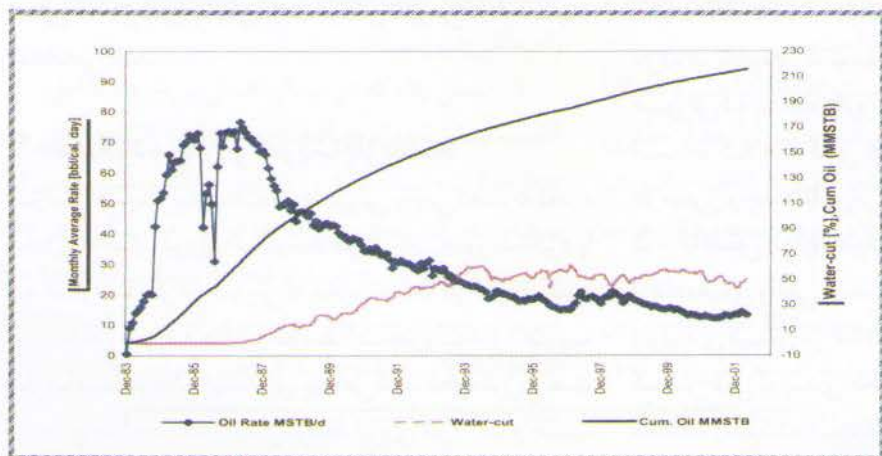
این میدان در سال ۱۹۸۱ کشف شده و سطح تماس اولیه گاز و نفت در عمق ۴۰۲۰ ft بوده و دارای ستون نفتی اولیه به ضخامت ۸۵۰ ft است. (شکل ۲-)



شکل ۱- موقعیت میدان Zeit Bay روی نقشه

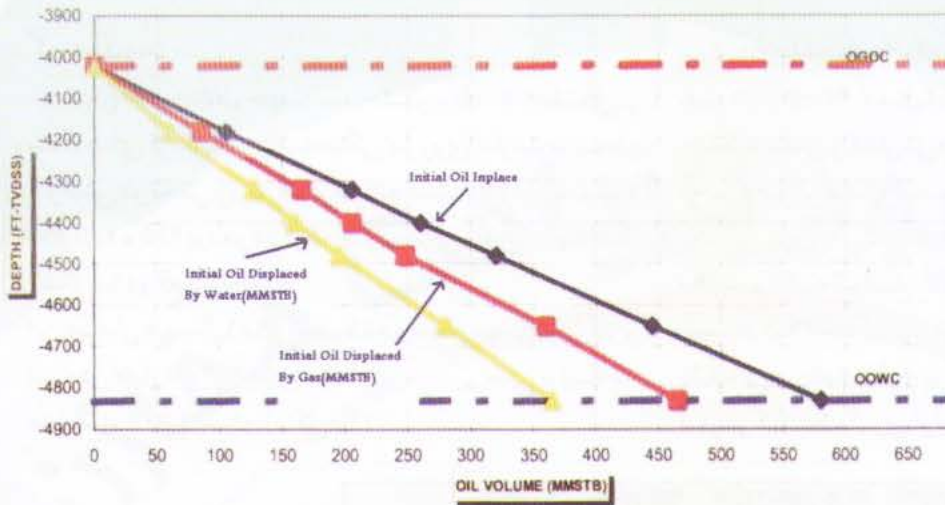


شکل ۲- ساختار میدان Zeit Bay

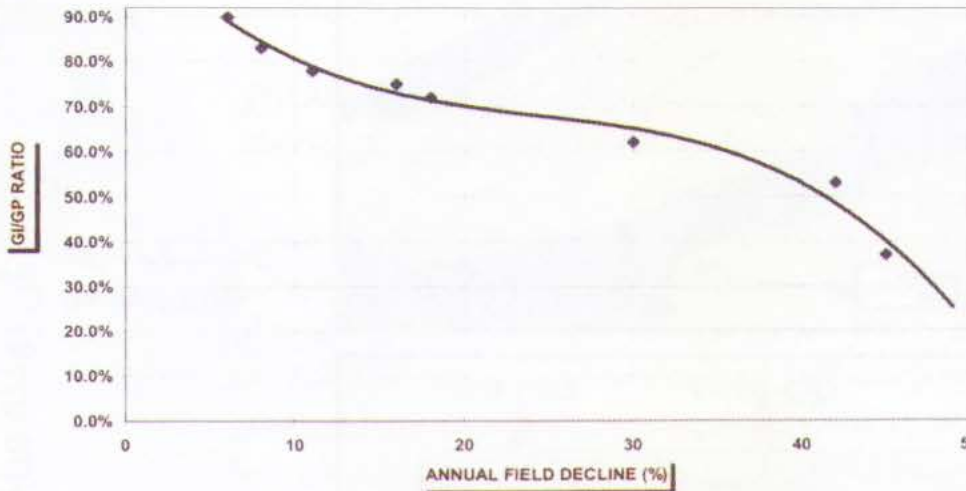


شکل ۳- تاریخچه و عملکرد میدان

شماره ۲۷- آبان ۱۳۸۴



شکل ۴- نحوه توزیع نفت در جای جابه‌جا شده میدان توسط نیروی گاز و آب بر حسب عمق مخزن



شکل ۵- مقدار کاهش دبی تولیدی مخزن در مقیاس خطر در GI/GP های مختلف

حاصل از مغزه‌ها و چاه پیمایی چاه‌های حفرة باز و یا تکمیل شده بیانگر آن است که اشباع نفت باقیمانده در ناحیه‌ای که با آب جاروب شده (Rsow) بیشتر از ناحیه‌ای است که توسط گاز جاروب شده (Rsog). اشباع نفت باقی مانده در ناحیه‌ای که توسط آب جاروب شده بین ۲۵ تا ۴۰ درصد بوده که مقدار قابل ملاحظه‌ای از نفت در مخزن باقی می‌ماند در حالی که این مقدار در ناحیه‌ای که توسط گاز جاروب شده بین ۵-۱۰ درصد است. بنابراین ضریب بازیافت نهایی به مقدار قابل ملاحظه‌ای در اثر تزریق گاز به جای آب افزایش می‌یابد.

۳- هدف:

هدف اصلی در میدان Zeit bay به حداکثر رساندن تولید نفت با به کارگیری بهینه از مکانیسم‌های طبیعی تولید مخزن شامل Gas expansion drive و Water drive است. ضمناً فاکتور اصلی که در ضریب بازیافت میدان تأثیر می‌گذارد نسبت GI/GP می‌باشد.

۴- عملکرد میدان و ضریب بازیافت:

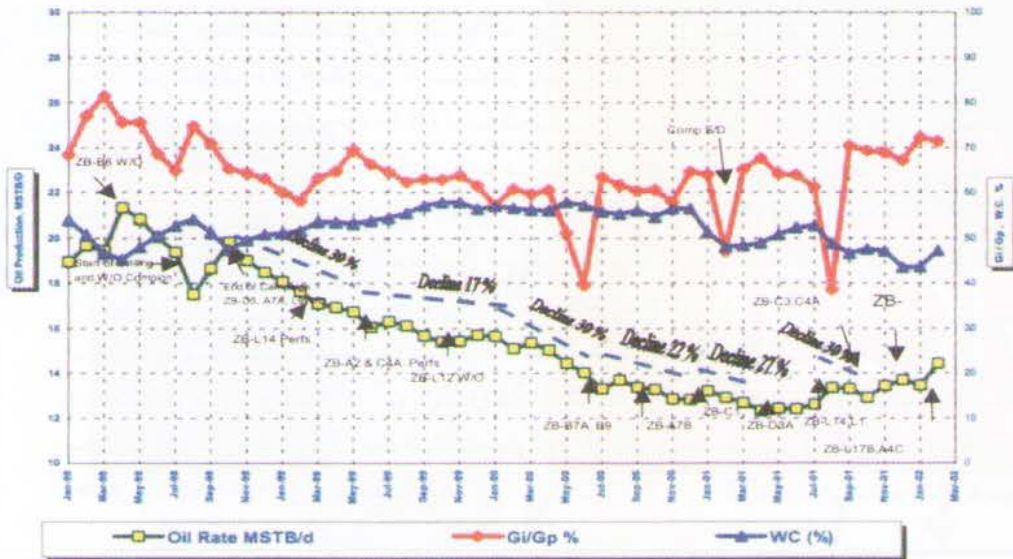
افزایش ضریب بازیافت در صورتی رخ می‌دهد که تخلیه مخزن به جای نیروی آب توسط گاز تزریقی صورت بگیرد یا به عبارت دیگر در صورتی که مخزن توسط گاز جاروب شود نسبت به زمانی که مخزن توسط آب جاروب شود ضریب بازیافت افزایش بیشتری پیدا می‌کند. نحوه توزیع نفت در جای جابه‌جا شده میدان توسط نیروی گاز و آب بر حسب

عمق مخزن در شکل ۴- نشان داده شده است. نفت جابه‌جا شده توسط گاز در حدود ۴۷۰ MMSTB و نفت جابه‌جا شده توسط آب در حدود ۳۷۰ MMSTB می‌باشد. بنابراین از نظر تئوری اگر در مخزنی بازده جاروبی حجمی (Volumetric Sweep Efficiency) یکسان داشته باشیم ضریب بازده در ناحیه‌ای که توسط گاز جاروب می‌شود ۷ درصد و در صورتی که با آب جاروب شود ۶۱ درصد است. علاوه بر این انبساط کلاهی گازی نقش عمده‌ای در کنترل پیشروی آب در مخزن و چاه‌ها بازی می‌کند.

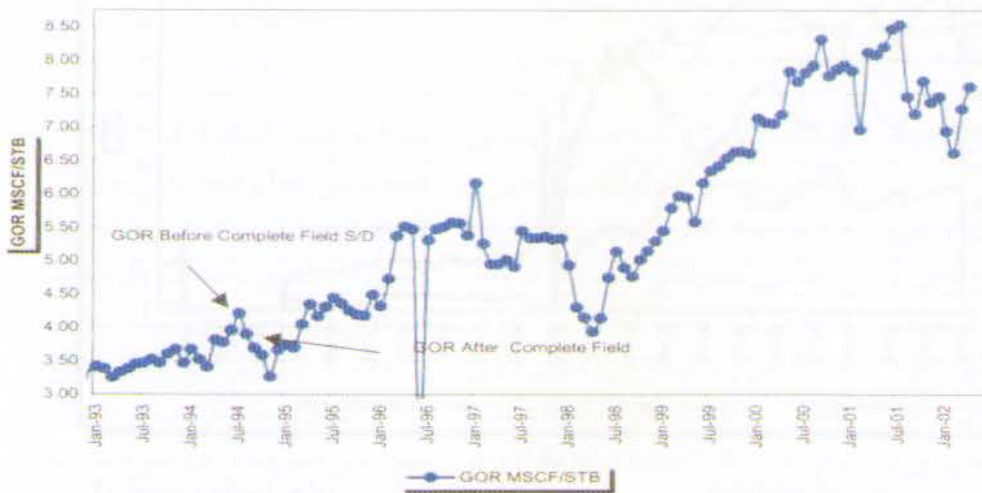
۵- کاهش تولید میدان: (Field Decline)

از داده‌های واقعی میدان برای محاسبه سالیانه کاهش دبی تولیدی میدان در GI/GP های مختلف به کار گرفته و مقدار کاهش دبی تولیدی مخزن در مقیاس خطی در GI/GP های مختلف رسم شده است. (شکل ۵-)

۲۰
کاهش تولید
۳۱۴-۲۲-آبان ۱۳۸۴



شکل ۶- عملکرد میدان بین سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۲



شکل ۷- میزان تغییرات GOR در سال‌های ۱۹۹۳ تا ۲۰۰۲

کاهش دبی میدان رابطه معکوس با نسبت GI/GP داشته و نسبت بهینه آن بالاتر از ۷ درصد است. علاوه بر مزیت بالا، با افزایش تزریق گاز مقدار گازهای سوزانده شده نیز کاهش یافته که هر دو مورد، اثرات مثبت محیطی و اقتصادی دارند، به ویژه زمانی که میدان در Zeit Bay آینده به یک میدان گازی تبدیل خواهد شد.

بازبینی کلی عملکرد چاه‌ها و میدان بیانگر افزایش قابل توجه آب تولیدی در چاه به محض کاهش GI/GP می‌باشد. این افزایش غیرطبیعی آب (که اغلب به شکل تپه‌ای است) نه تنها تولید نفت را کاهش، بلکه

روز رسیده است. در پی این مساله، تعمیرات متناوب چاه برای تولید نفت غیرنمکی ادامه پیدامی‌کند و به طور هم‌زمان نسبت GI/GP و متعاقباً دبی نفت تولیدی افزایش می‌یابد تا به مقدار اولیه ۱۳۶۰۰ بشکه در روز برسد. کنترل تولید گاز از دو راه امکان پذیر است:

۱- بستن چاه که در میدان اعمال می‌شود و شامل:

الف- بستن تمام چاه‌های میدان: کلیه چاه‌های میدان Zeit Bay به مدت ۳ روز کامل در آگوست سال ۱۹۹۴ بسته شد. اثر بسته بودن چاه‌ها در این مدت کوتاه در کاهش نسبت گاز به نفت از ۴۰۰۰ Scf/stb به ۳۴۰۰ Scf/stb دیده می‌شود. متوسط تولید روزانه گاز از ۸۹ MMscf/d به ۷۱ MMscf/d با ۲۰ درصد کاهش تولید گاز در شکل ۷ نشان داده شده است.

حد فاصل تکمیل چاه را در معرض خطر تولید آب قرار می‌دهد. نتیجتاً بودجه قابل توجهی می‌بایست برای کنترل آب و عملیات مشبک‌سازی مجدد در کنار تأخیر در تولید نفت در نظر گرفته شود. شکل ۶- نشان دهنده عملکرد میدان بین سال‌های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۲ است.

مطابق نمودار در سال ۱۹۹۸ نسبت GI/GP کاهش و متعاقباً آب تولیدی ۵۲ درصد افزایش یافته است، اما بعد از حفاری بین چاهی، تعمیر و تکمیل چاه، حفاری شاخه جانبی در مخزن، کاهش نفت از ۳۰ به ۱۷ درصد رسیده و تولید آب برای حداقل ۶ ماه ثابت می‌ماند.

در اواخر سال ۲۰۰۱ به دلیل مشکلات ایستگاه تقویت فشار این میدان نسبت GI/GP کاهش و تولید آب افزایش یافته که در همین راستا دبی نفت تولیدی از ۱۳۵۰۰ به ۱۲۲۰۰ بشکه در

شماره ۲۷- آبان ۱۳۸۴

استفاده می شود.

برای کنترل ریسک هجوم ژل در مخزن به صورت هم زمان، تزریق diesel در بخش مشبک کاری شده قسمت پایینی چاه صورت می گیرد. بعد از این عملیات نسبت گاز به نفت از ۴۲۰۰۰ به ۳۰۰۰ Scf/stb کاهش می یابد که بدین طریق از تولید ۵ MMscf/d گاز جلوگیری می شود.

نتایج:

- ۱- ضریب بازیافت ۱۶ درصد در ناحیه جاروب شده توسط گاز نسبت به ناحیه ای که با آب جاروب شده افزایش یافته است.
- ۲- افت تولید در میدان به صورت قابل ملاحظه ای با افزایش

نسبت GI/GP

کاهش می یابد.

حداقل بهینه

برای GI/GP

بیشتر از ۷۰ درصد

خواهد بود.

۳- تخلیه فشاری

متوسط بر پایه

تولید انباشتی

۲/۹ psi/MMstb

می باشد که قبل از

تزریق گاز این

رقم به

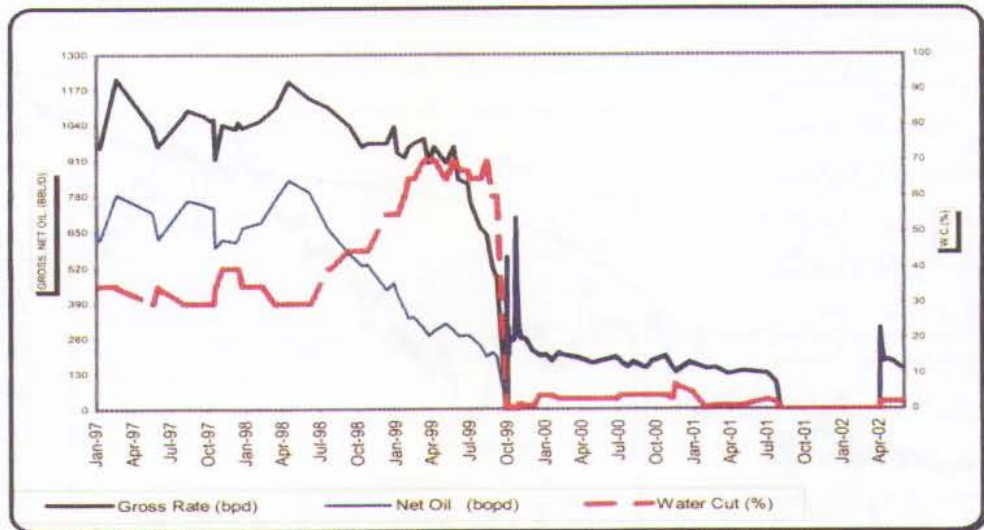
۵ psi/MMstb می رسد.

۴- کاهش گاز سوزانده شده از هر دو نظر محیط زیست و اقتصاد نتایج بهتری در بر دارد.

۵- تولید گاز مفرط در میدان Zeit Bay توسط آخرین تکنولوژی در مدیریت مخزن و عملیات تعمیر چاه کنترل می شود. —

منبع: مقاله SPE-77921

ب- بستن چاهها به صورت تک به تک: تولید سیکلی به کار گرفته شده در چاه هایی که نسبت گاز به نفت بالایی دارند. واضح ترین مورد چاه ZB-B4 است که نسبت گاز به نفت آن ۴۰۰۰ Scf/stb می باشد. چاه به مدت یک ماه بسته نگاه داشته شد و تولید مجدد به صورت طبیعی با نسبت گاز به نفت ۵۵۰ Scf/stb انجام گرفت که باعث جلوگیری از تولید ۲۰۰۱ MMscf/d گاز گردید. این چاه در آگوست سال ۲۰۰۱ به دلیل نسبت گاز به نفت بالا (۶۵۰۰۰ Scf/stb) مجدداً بسته شد و باز شدن مجدد آن در آوریل سال ۲۰۰۲ با نسبت گاز به نفت ۲۰۰۰ Scf/stb انجام گرفت که باعث جلوگیری از تولید حداقل ۱۵/۶ Scf/stb گاز گردید. (شکل ۸)



شکل ۸-

۲- تعمیر و تکمیل چاه:

چندین روش برای جدا کردن لایه های گازی به صورت مکانیکی یا شیمیایی وجود دارد.

الف- بستن گاز خروجی به روش مکانیکی: در روش به کار گرفته می شود.

در اولین روش از Casing Liner های سیمان کاری شده استفاده می شود. گاز تولیدی با رانده شدن Casing liner های ۵ اینچی که مجهز به دو ECP (External Casing Packer) هستند مقدار گاز تولیدی را کنترل می کنند. در روش دوم از Straddle Packer برای ایزوله کردن لایه گازی استفاده می شود.

ب- بستن گاز خروجی به روش شیمیایی: این روش به طریق تزریق سیمان یا ژل پلیمری امکان پذیر است. بر فرض مثال چاه ZB-B2 در شرایط ۴۲۰۰۰ Scf/stb تولید گاز می کند. تولید گاز را می توان با استفاده از تزریق ژل های پلیمری غیر قابل نفوذ در بخش کربناته مخزن کنترل کرد. مقدار ۷۵ بشکه ژل برای جلوگیری از مخروطی شدن گاز

اکتشاف و تولید