Archive of SID

بررسی و انتخاب بهترین سناریوی تولیدی توسط فرآیند شبیه سازی مخزن

محمد بیگی [۱]، بیژن هنرور [۲]
دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات فارس
(ambeygi@yahoo.com)

چکیده

بعد از برداشت از مخزن توسط روش های اولیه، مقدار بسیار زیادی نفت به صورت در جا در مخزن باقی خواهد ماند. این مقدار نفت می تواند به عنوان یک منبع انرژی برای آینده محسوب شود. گسترش نیاز روز افزون نفت درجهان، کشورها را برآن داشته که ازذخایر نفتی خود حداکثر استفاده رابنمایند لذا سعی می شود بواسطه ی تولید در طول عمر یک مخزن حداکثر میزان نفت از آن استحصال شود. بنابراین برای افزایش برداشت نفت باقیمانده، درمخزن نفتی هزینه های هنگفت و تلاش های فراوانی درحال انجام است و تاکنون موفقیتهای چندانی به دست نیامده . با وجود اینکه منبع نفت موجود بسیار عظیم بوده اما برداشت کامل این مقدا نفت باقی مانده مشکل می باشد. تزریق آب، گاز ، یا تزریق متناوب آب و گاز به عنوان روش های برای برداشت هر چه بیشتر نفت باقی مانده می توانند قابل اجرا باشند.

در ایران علاوه بر برداشت اولیه که همان تولید طبیعی از مخزن است روشهای برداشت ثانویه نظیر تزریق گاز یا آب در اکثر مخازن برنامه شده و درحال اجراست که باعث افزایش بازیافت حدود۵ درصد از مخازن می گردد. روش های افزایش برداشت پیبشرفته شامل روش های حراراتی و غیر حراراتی می تواند باعث افزایش ذخایر و طولانی نمودن عمر برداشت از مخازن گردد که تاکنون فقط یک مورد تزریق امتزاجی در مخزن رامشیر طراحی و به بهره برداری رسیده و نتایج عملی آن در آینده روشن خواهد شد.

در این مقاله که حاصل انجام پروژه کارشناسی ارشد است راندمان تزریق تناوبی آب و گاز در مقایسه با تخلیه طبیعی مخزن برای میدان در حال توسعه ای واقع در دشت آبادان بررسی و میزان افزایش ضریب برداشت آن ارائه می گردد.

واژه‌های کلیدی: میدان جفیر، روش های ازدیاد برداشت، شبیه سازی مخزن، تولید بهینه

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد
۲- استادیار

www.SID.ir

Archive of SID

۱- مقدمه

در سال های اخیر، تلاش های فراوانی در زمینه فرآیندهای مختلف ازدیاد برداشت نفت صورت گرفته است. در تزریق متناوب آب و گاز اولین هدف افزایش میزان سطح جاروب شده توسط تزریق گاز می باشد. همچنین در سالهای اخیر گاز تولید شده دوباره از طریق چاه های تزریق آب به مخزن برگردانده می شود تا میزان بازیافت نفت افزایش یافته و باعث بالا نگه داشتن فشار مخزن نیز گردد. از آنجایی که میزان نفت باقیمانده در مخزن بعد از فرآیند تزریق گاز کمتر از میزان نفت باقیمانده در مخزن پس از فرآیند سیلاب زنی است لذا میزان اشباع نفت در نواحی سه فاز ایجاد شده کاهش خواهد یافت. فرآیند تزریق متناوب آب و گاز پتانسیل لازم برای افزایش بازده جابجایی میکروسکوپیک را دارا می باشد. بنابراین تزریق متناوب آب و گاز بازیافت نفت را با بهبود قابلیت تحرک، افزایش میزان سطح جاروب شده و همچنین افزایش بازده جابجایی میکروسکوپی بهبود می بخشد.

اولین فرآیند تزریق متناوب آب و گاز در سال ۱۹۵۷ در کانادا و بعد از آن در دریای شمال گزارش شده است.میزان متداول افزایش بازیافت نفت از یک مخزن توسط این فرآیند بین ۱۵ تا ۲۰ درصد نفت در جای مخزن می باشد. گزارش های کمی از ناموفق بودن فرآیند WAG موجود می باشد، اما مشکلات عملیاتی همواره وجود داشته است. بیشترین توجه در این مرحله رسیدن فازهای تزریق شده به چاه های بهره برداری است (برای فازهای آب و گاز). ازدیاد برداشت نفت به کمک فرآیند WAG تحت تاثیر پارامترهایی چون نوع سنگ (محیط متخلخل)، چگونگی فرآیند تزریق، امتزاج پذیر بودن یا نبودن ، گاز تزریق شده و فاصله چاه های تزریق و برداشت از همدیگر می باشد. بنابراین بکار بردن و مدیریت یک فرآیند تزریق متناوب آب و گاز نیازمند بررسی زمین شناسی ، شناخت مخزن، عملیات بهره برداری و مدیریت مخزن می باشد

تولید نفت به وسیله انرژی های طبیعی مخزن، بهره برداری اولیه نامیده می شود. تولید نفت از مخزن در این حالت بدون استفاده از فرایندهای تأمین کننده انرژی مخزن همانند تزریق سیال انجام می گردد. بهره برداری اولیه تنها روش موجود طی سالهای نخستین صنعت نفت بود که همچنان به عنوان تنها روش تولید از برخی میادین نفتی ایران می باشد .مکانیسمهایی که نفت، توسط آنها در زمان بهره برداری اولیه تولید می شوند عبارتند از:

- مکانیسم انرژی گاز محلول در نفت
- مکانیسم ریزش ثقلی
- مکانیسم انبساط کلاهک گازی
- مکانیسم انرژی آبده
- مکانیسم تراکم

غالبا دو یا چند مکانیسم تولید در زمان تخلیه طبیعی مخزن فعال می باشند که یکی از این مکانیسم ها غالب و اصلی است. اما مکانیسم اصلی تولید ممکن است به تدریج که از مخزن برداشت می شود تغییر نماید. نوع مکانیسم تولید، تاثیر زیادی در میزان نفت تولیدی از مخزن دارد. هر گونه روش و یا فرآیندی که انرژی مضاعفی را جهت تولید نفت اعمال نماید و سبب افزایش ضریب استحصال نفت نسبت به حالت تولید طبیعی گردد روش های ثانویه و ثالثیه نامیده می شود.

۲- عمر تولیدی مخزن

از روشهای متداول مطالعات مهندسی مخازن تهیه منحنی های افت تولید می باشد. با توجه به این منحنی ها می توان گفت که عمر تولیدی مخزن بر حسب زمان به سه دوره عمده تقسیم می شود که در واقع پایان هر دوره، شروع دوره بعدی می باشد. این تقسیم بندی در شکل ۱و ۲ نمایش داده شده است.

۱ .دوره توسعه یا افزایش دبی

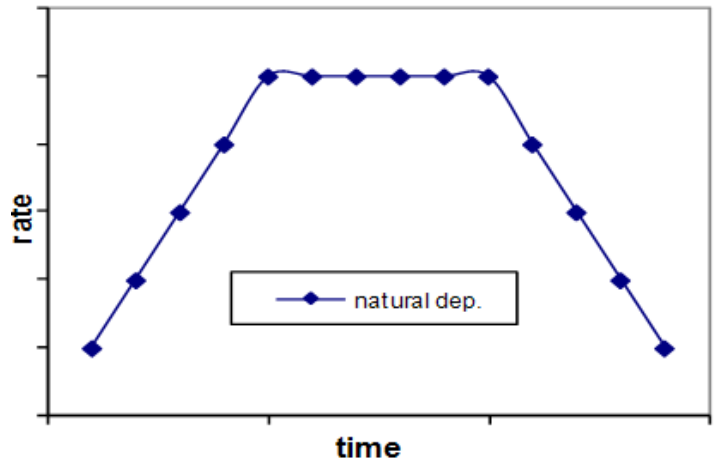
۲ .دوره تثبیت دبی

۳ .دوره کاهش دبی

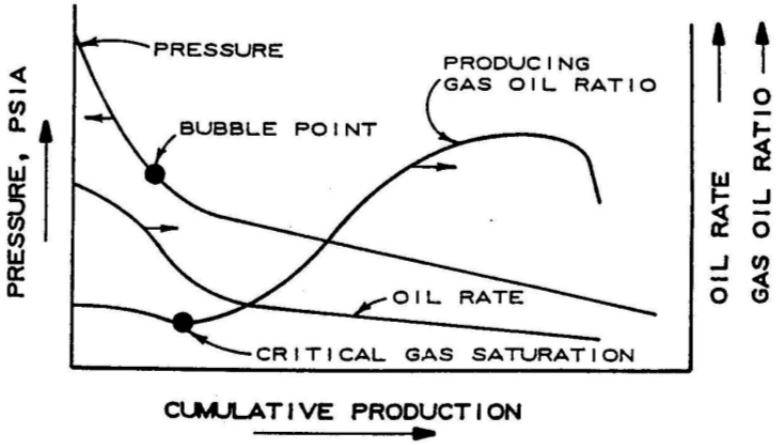
www.SID.ir

Archive of SID

به استثنای مخازنی که فشار بالایی داشته و خیلی زیر اشباع می باشند و مخازنی که معمولا آبده قوی دارند سالهای آغازین عمر تمام مخازن بوسیله مکانیزم انرژی گاز محلول کنترل می شود.



شکل ۱) دوره های عمر تولیدی مخزن



شکل ۲) فشار، دبی نفت و نسبت گاز به نفت تولیدی

۲-۱ دوره توسعه یا افزایش دبی

در دوره اول عمر مخزن با بهره برداری از اولین چاه شروع شده و با زدن چاههای بعدی سطحی از مخزن که تحت شناسائی قرار می گیرد، بیشتر شده و به تبع آن تولید از مخزن نیز بیشتر می شود. در چنین شرایطی چون فشار مخزن بالا عمل می کند، یعنی در چنین مخزنی هنوز اثر افت فشار احساس نشده است و مخزن بصورت یک محیط نا محدود عمل می کند.

۲-۲ دوره تثبیت دبی

پس از اتمام دوره توسعه مخزن، مرحله دوم عمر مخزن شروع می شود .در این دوره مخزن بطورکلی با یک سقف ثابت تحت تخلیه قرار می گیرد. در این زمان استراتژی تولید بسیار مهم است یعنی نوع نگرش به تولید از مخزن در طول زمان این دوره تاثیر گذار است .اگر به نفت فقط بعنوان یک کالای تجاری نگریسته شود و هدف نهائی فقط سود اقتصادی کوتاه مدت باشد، در این صورت در یک مدت زمان کم، مقدار زیادی از مخزن تولید شود، در این حالت سود اقتصادی کوتاه مدت عاید می شود ولی در عوض باعث از بین رفتن بخش عظیمی از نفت در جای اولیه در مخزن می گردد .این نوع نگرش را تولید غیر صیانتی گویند .ولی اگر به مخزن بعنوان یک سرمایه عظیم ملی توجه شود در آن صورت باید تمام روشهای مساعد فنی و مهندسی بکار گرفته شود، تا مدت زمان این مرحله از عمر مخزن افزایش یابد .یکی از بهترین روشهای این مقوله، روشهای ازدیاد برداشت می باشد .در واقع با بکارگیری روشهای ازدیاد برداشت در کنار مدیریت صحیح تولید از مخزن، می توان به مقدار

www.SID.ir

Archive of SID

زیادی ضریب بازیابی مخزن را افزایش داد. اوج هنر مهندسی مخازن در مرحله دوم عمر مخزن خلاصه می شود که توانائی در افزایش مدت زمان این مرحله می باشد.

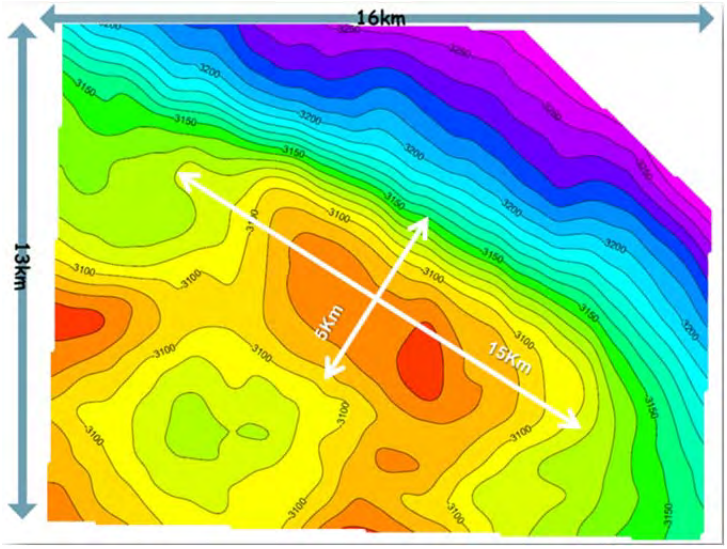
۲-۳ دوره کاهش دبی

در علم مهندسی نفت دوره کاهش دبی به دوره ای گفته می شود که امکان تثبیت دبی از طریق حفاری چاههای اضافی مقدور نباشد و مخزن دستخوش افت تولید نسبت به زمان می گردد .به عبارت دیگر مخزن دوره توسعه کامل و دوره تثبیت خود را، هر چند کوتاه پشت سر گذاشته باشد .اکثر مخازن نفتی دارای انرژی طبیعی اولیه برای استخراج نفت می باشند . با شروع بهره برداری مداوم از مخزن، سیال موجود در آن کم شده در نتیجه از ارتفاع ستون هیدروکربوری و انرژی طبیعی مخزن کاسته می شود.

کاهش ستون هیدروکربوری عمده ترین دلیل کاهش دبی تولیدی چاه ها در این دوره می باشد زیرا این امر موجب هوجوم آب و یا هجوم گاز در چاه ها می شود. زمان شروع دوره کاهش بستگی به چگونگی دوره توسعه و تثبیت و پارامترهای مخزن از جمله ارتفاع ستون هیدروکربوری، مکانیزم های فعال و غالب و همچنین خصوصیات سنگ و مخزن دارد .مبنای روش منحنی های افت تولید، اضمحلال انرژی درونی مخزن است .اکثر مخازن نفتی ایران در مرحله دوم از عمر تولیدی خود بسر می برند لذا پرداختن به روشهای ازدیاد برداشت در کنار عملیات اکتشافی برای مخازن جدید، امری اجتناب ناپذیر می باشد.

۳- زمین شناسی میدان جفیر

میدان جفیر با روند ساختاری شمالغربی- جنوبشرقی در بخش شمالی ناحیه دشت آبادان در جنوب غرب ایران و در استان خوزستان قرار دارد و ۹۵ کیلومتر در جهت شمال‌غربی با خرمشهر فاصله دارد. میدان مورد نظر با ابعادی ۵*۱۵ کیلومتر در شکل ۳ نشان داده شده است.



شکل ۳) نمایی از ساختار و ابعاد میدان جفیر

دشت آبادان زون ساختمانی است که در انتهای جنوب غربی ایران قرار دارد. حد شمال و شمال‌شرقی آن جبهه‌ی چین‌های با روند زاگرس است. تداوم شمالی این خط وارد مرز عراق می‌گردد. حد جنوبی دشت آبادان به خلیج فارس و عراق و حد غربی آن نیز به مرز عراق محدود است. روند تاقدیس‌های دشت آبادان از روند تاقدیس‌های زاگرس پیروی نمی‌کند. تاقدیس‌های این ناحیه زیرسطحی بوده و امتداد شمالی-جنوبی دارند. خواص ساختمانی دشت آبادان قابل تعمیم و تطبیق با ساختمان تاقدیسهای صفحه عربی (از جمله جنوب عراق، کویت، شمال خلیج فارس و شمال‌شرقی شبه جزیره‌ی عربستان) می‌باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

تاقدیسهای شمالی جنوبی در عربستان، کویت و عراق ساختمانهایی از منشأ رشدی هستند که به گسله‌های پی‌سنگ نسبت داده شده‌اند.

مخزن تولیدی این میدان سازندی متشکل از پکستون خاکستری به صورت جزئی دولومیتی شده، متخلخل، گچی تا دانه‌ای همراه با خرده‌های فسیل، فرامینیفرهای بنتونیک کوچک و فرامینیفرهای پلانکتونیک می باشد. به سمت پایین این سازند به مادستون متراکم (سفت) و تا حدودی بلورین تبدیل می‌شود. در قسمت بالایی، سازند از میان لایه‌های وکستون-پکستون و شیل خاکستری سبز تشکیل شده است. تغییرات قائم لیتولوژی در این سازند چشمگیر است و این تغییرات توزیع سیال را کنترل می‌کند. ضخامت سازند ایلام در چاه های حفاری شده از ۱۱۸ تا ۱۲۶ متر متغییر است. سازند گورپی با ناپیوستگی بر روی سازند ایلام قرار می‌گیرد. این ناپیوستگی براساس مطالعات دانسیته شیل استنتاج شده است؛ تغییر شدید در محیط رسوبی به دنبال نهشته شدن سازند گورپی نیز وجود ناپیوستگی را تصدیق می‌کند. سازند ایلام دارای گونه‌ی روتالیا شبح‌های پلانکتونیک جلبک، رودیست، قطعات نرم‌تنان و بیوکلست‌های اکینوئید است. سازند مخزنی در محیط نرتیک درونی، همراه با جریان‌های ادواری قوی برای خارج کردن زمینه گل آهکی (میکرایت) از پیش تشکیل شده، نهشته شده است و احتمالا برای زمان سانتونین است.

۴- 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 این میدان پس از گرفتن تطابق تاریخچه و تنظیم پارامترهای مخزن و تکمیل مدل دینامیک آن شرایط آینده میدان بررسی شد. به این منظور با توجه به شرایط فعلی مخزن از نظر تعداد چاه، و میزان دبی تولیدی همین طور با هدف تعیین بهترین سناریو تولید و تزریق، حالات مختلف تولید از میدان بررسی شد.

که سناریوهای ذیل با استفاده از آن مورد بررسی قرار گرفت. در شکل ۴ مقایسه تولید تجمعی حاصل از سناریوهای مختلف نشان داده شده است.

۴-۱ سناریوی تولید طبیعی

ابتدا روی مخزن سناریوی Do nothing را بررسی شد که در این سناریو تغییر دبی داده نشد و هیچ Workover هم انجام نگرفت و با همان شرایط قبلی تولید به میزان ۱۰۰ هزار بشکه در روز ادامه یافت.

۴-۲ سناریوی تزریق گاز

در این سناریو تزریق گاز در قسمت نفتی انجام می گیرد. همانطور که بهترین حالت برای تزریق گاز این است که اشباع گاز در ستون نفتی مخزن صفر باشد. این حالت زمانی اتفاق می افتد که فشار مخزن بیشتر از فشار حباب باشد . میزان تولید همان ۱۰۰ هزار بشکه در روز می باشد.

۴-۳ سناریوی تزریق آب

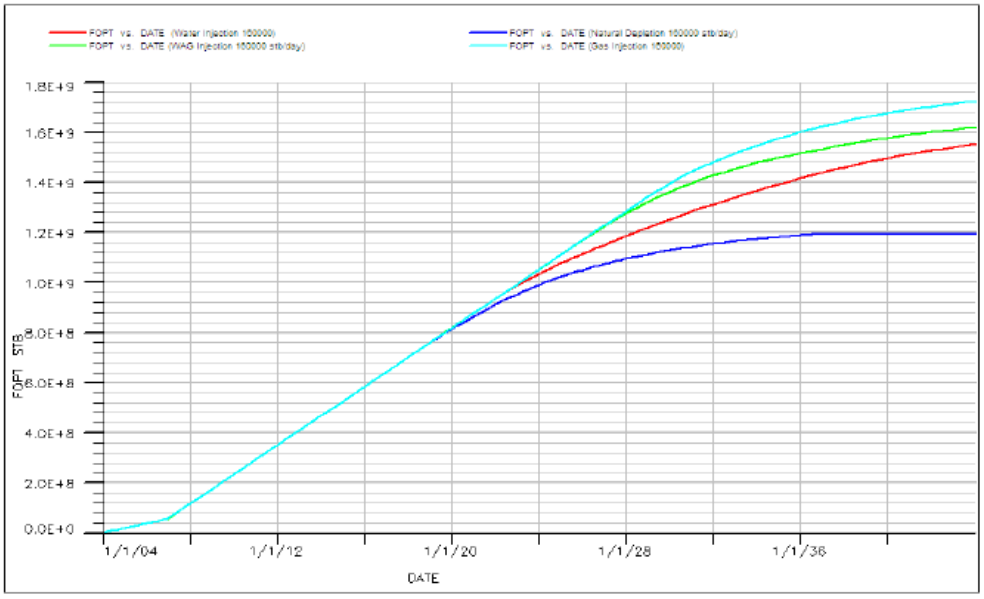
در این سناریو آب به صورت سیلابزنی در ستون نفتی تزریق می شود و جهت یکسان بودن شرایز سقف تولید نیز همچنان ۱۰۰ هزار بشکه در روز تثبیت شده است.

۴-۴ سناریوی تزریق متناوب آب و گاز غیر امتزاجی

در این سناریو به همان بخش مخزن که در سناریوهای قبل بررسی شد آب و گاز به صورت متناوب تزریق می شود.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۴) نفت تولیدی تجمعی در سناریو های مختلف

۵- نتیجه گیری

۱. راندمان روش های ازدیاد برداشت در ارتباط مستقیم با خصوصیات و سیستم تخلخل و تراوایی سنگ مخزن می باشد.

۲. تزریق تناوبی آب و گاز نسبت به تولید طبیعی و تزریق آب از ضریب برداشت بالاتری برخوردار است.

۳. در مقایسه تزریق تناوبی آب و گاز با تزریق گاز، تزریق گاز بالاترین ضریب برداشت را به خود اختصاص داد.

۴. با توجه به پیچیده شدن تراوایی نسبی در فرآیند تزریق تناوبی آب و گاز ، تزریق گاز ارجحیت بیشتری دارد.

مراجع

- *Carlson And Francis M., " Simulation Of Relative Permeability Hystersis To The Non wetting Phase" , SPE 10157, 1981.*
- *Emeline E. Chong., " Development Of A 2-D Black-Oil Reservoir Simulator Using A Unique Grid_Block System", Texas A&M University, 2004.*
- *Furati K.M., " Effects Of Relative Permeability History Dependence On Two- Phase Flow In Porous Media " Department Of Mathematical Sciences, King Fahd University Of Petroleum And Minerals, Saudi Arabia, 1997.*
- *Sohrabi M., Tehrani D.H., Danesh A. And Henderson G.D., " Visualisation Of Oil Recovery By Water Alternating Gas (Wag) Injection Using High Pressure Micro models- Oil-Wet & Mixed- Wet Systems " , SPE 71494, 2001.*

www.SID.ir