



دوره‌های تخلیه طبیعی مخازن هیدروکربوری

همایون مطیعی

به طور کلی تولید از هر میدان نفتی با افت فشار مخزن همراه است در مخازن اشباع در اثر افت فشار حجم کلاهیگ گازی منبسط و ستون نفت کاهش می‌یابد و ماحصل آن کاهش تولید است. در مخازن غیراشباع در اثر تولید و افت فشار به زیر نقطه غلیان گاز از نفت در مخزن زیرزمینی جدا و موجب انقباض ستون نفت می‌گردد که حاصل آن علاوه بر کاهش تولید موجب بر جای ماندن مقدار زیادی نفت غیر قابل استحصال است. هر مخزن نفتی از ابتدای شروع به تولید تا رسیدن به مرحله متروکه شدن سه دوره متفاوت سپری می‌نماید؛ دوره توسعه؛ دوره تثبیت ظرفیت تولید و دوره کاهش یا افت تولید.

۱- دوره توسعه

بهره‌دهی و غیره میسر می‌گردد زمان این دوره متفاوت است و گاهی بین ۲ تا ۵ سال طول می‌کشد و در طی آن حدود ۲۰ درصد از ذخیره اثبات شده تولید می‌گردد. تولید در این مرحله زودرس نامیده می‌شود.

عوامل موثر در دوره توسعه

یکی از مهمترین عوامل کاهنده و یا فزاینده این دوره هزینه سرمایه‌گذاری است. هرچه هزینه‌های مورد نیاز توسعه یک میدان کمتر باشد طول دوره توسعه کوتاه تر است. این مخارج به عوامل متعددی مانند شرایط جغرافیایی؛ کوهستانی بودن، دوری و نزدیکی به تأسیسات سطح الارضی موجود، خصوصیات عمده نفت مانند میزان

این دوره از زمان شروع به تولید آغاز و تا رسیدن به حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده Plateaus Guide Rate (PGR) تداوم می‌یابد. این دوره دارای اهمیتی ویژه است زیرا تمامی برنامه ریزی‌های بنیانی مخزن از قبیل اصلاح PGR و تصحیح و سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز در همین دوره معین می‌شود و در طی آن چاه‌های مورد نیاز حفاری شده و خطوط لوله جریانی تعبیه گردیده و تأسیسات سطح الارضی از قبیل واحد بهره‌برداری؛ واحدهای نمک زدائی و غیره ساخته می‌شوند. شناخت بهتر مخزن PGR واقعی آن در این دوره با حفاری چاه‌های توصیفی؛ مغزه‌گیری؛ آزمایشات PVT اندازه‌گیری فشارها آزمایشات

حال اگر بخواهیم سطح تولید را بالا برده و به PGR برسایم سیال مجبور است برای حرکت در فضای متخلخل و رو به چاه علاوه بر اصطکاک بر نیروی اینرسی نیز غلبه نماید در نتیجه برای چنین جابه‌جایی نیاز به افت فشاری بیشتر نسبت به قبل از کاهش شدید تولید دارد. با افت فشار و یا طول زمان می‌توان نیروی اینرسی را از بین برد. از سویی دیگر حرکت سیال از فضاهاى کم تخلخل به نقاط پرتخلخل افت فشار زیادى را می‌طلبد در حالی که با ترمیم موضعی فشار این شرایط در وضعیت بهینه قرار ندارد. از سویی دیگر افت فشار موضعی در مخزن موجب انبساط سنگ و فضای تخلخل دچار نقصان می‌گردد. آب همزاد که حدود بیست درصد حجم تخلخل را اشغال نموده است در اثر تولید (قبل از کاهش) به علت پایین بودن درصد اشباع آب توان تولید یک فاز متصل را ندارد اما با ترمیم موضعی فشار در هر صورت سنگ منبسط، تخلخل دچار کاهش و آب همزاد نیز منبسط و در نتیجه اشباع آب زیاد می‌شود.

گاهی اوقات این افزایش اشباع به حدی است که آب همزاد یک فاز پیوسته را تشکیل داده و به محض شروع به تولید به همراه نفت وارد چاه و موجب بالا رفتن نمک نفت می‌گردد و بدین سان PGR در مقدار پایین تری تثبیت می‌گردد. البته باید به خاطر داشت وقوع چنین پدیده‌ای به سازوکارهای رانش مرتبط است و هر چه کنش آنها با تأخیر بیشتر همراه باشد امکان اتفاق پدیده یاد شده فزونی خواهد یافت. این پدیده در مخزن آسماری میدان‌های اهواز، پارسی، رگ سفید، گچساران، کرنج، مارون و هفتکل گزارش گردیده است.

اثر تزریق سیالات در دوره تثبیت

این مرحله بهترین زمان برای تزریق سیالات است چه علاوه بر رفتار و خواص مخزن فشار سیال مورد نظر مثلاً گاز شناسایی شده (گازهای همراه و یا از میدان‌های مستقل گازی) تعیین و تأسیسات سطح الارضی ساخته شده اند. تزریق سیال به مخزن در این مرحله به منظور نگهداشت فشار مخزن و ممانعت از انقباض ستون نفت و جلوگیری از هزرفت نفت است در عین حال حجم سیال تزریقی در تعادل با سیالات تولید شده و یا مقداری بیش از آن می‌باشد.

۳- دوره افت تولید

مخازنی که با انرژی طبیعی تولید می‌نمایند با آغاز بهره‌برداری و تداوم آن از حجم سیالات هیدروکربوری کم شده و ستون نفت کاهش می‌یابد و این کاهش ستون خود موجب افت تولید می‌گردد. چه با کاهش ستون نفت بسیاری از چاه‌ها دچار آب و یا گاز گرفتگی می‌شوند و این روند تا متروکه شدن میدان ادامه پیدا می‌کند.

عوامل موثر در دوره کاهش

علاوه بر کاهش ستون نفت، سازوکارهای رانش و خصوصیات سنگ و سیال نیز دارای تأثیر می‌باشند. شروع به بهره‌برداری با کاهش ستون نفت همراه است. هر گاه فاصله بین سطح گاز و نفت تا سطح نفت و آب به حد بحرانی برسد پدیده ایجاد مخروط گاز و آب اتفاق می‌افتد، برای جلوگیری از وقوع این پدیده‌ها ابتدا تولید از چاه را کاهش می‌دهند و در صورتی که نتیجه مثبتی به بار نیامد لازم است موقعیت مشبک کاری را به سمت میانه ستون نفتی تغییر دهند. (این عمل با حضور دکل تعمیری صورت می‌گیرد) در صورتی که این عملیات نیز نتواند تغییری در شرایط به وجود آورد باید قبول نمود که میدان یا چاه وارد دوره افت و کاهش تولید شده است و اجباراً سطح تولید کل میدان کاهش داده می‌شود. در مخازنی که ستون نفتی آنها زیاد است این پدیده در اواخر عمر مخزن پدیدار می‌شود یا به عبارتی دیگر این گونه مخازن دارای دوره افت و کاهش تولید کوتاه می‌باشند. مثلاً در میدان آغاچاری این دوره پس از تولید حدود ۶۵ درصد ذخیره

گوگرد، هیدروژن سولفور، درجه شوری، درجه سبکی، نسبت گاز به نفت تولیدی و غیره بستگی دارد. چرا که هر کدام از این موارد تأثیر فراوانی بر تأسیسات سطح الارضی مورد نیاز دارد. پیشرفت فناوری در قرن گذشته و حال تأثیر شدید بر کاهش زمان دوره توسعه داشته است چه دوره توسعه در میدان‌های آغاچاری و پازنان به سی سال رسید ولی امروزه بسته به ابعاد مخزن این دوره حداکثر بین ۲ تا ۵ سال قابل پیش‌بینی است. توصیه کلی افزایش تدریجی تولید در این مرحله است چه افزایش ناگهانی موجب خسارت به مخزن خواهد بود. باید به خاطر داشت که کاهش دوره توسعه و یا حذف آن اساساً مترادف افزایش آبی تولید نیست.

اثر کاهش تولید بنابه‌علل غیر مخزنی

تأثیر کاهش تولید بنابر دلایل غیر مخزنی می‌تواند در دوره توسعه نتایجی را به بار آورد. اگر تولید در دوره توسعه دچار کاهش شدید شود در صورتی که دوره زمانی کاهش کوتاه باشد موجب خسارت نمی‌شود چه مخزن دارای حداکثر انرژی طبیعی است ولی کاهش تولید درازمدت موجب افزایش زمان دوره توسعه می‌گردد. این پدیده در میدان‌های آغاچاری و لالی به علت ملی شدن صنعت نفت اتفاق افتاد.

تزریق سیالات در مرحله توسعه

چنانچه قبلاً اشاره شد دوره توسعه مرحله شناخت و ارزیابی یک میدان است و لذا در طی آن سطح اطلاعات از ابعاد، رفتار سیالات مخزن به حدی نیست که بتوان پروژه تزریق را به اجرا درآورد و لذا تزریق سیال در این دوره به دلایل گوناگون معمول نیست.

۲- دوره تثبیت

این دوره به محض رسیدن تولید یک مخزن به مقدار PGR آغاز و تا زمان افت تولید ادامه می‌یابد. نرخ تولید در این دوره معمولاً ثابت و منطبق بر حداکثر توان تولید پیش‌بینی شده است. برای نگه داشتن تولید در این دوره به‌ازاء افت تولید چاه‌ها، چاه‌های جدید حفاری و کاهش جبران می‌شود. توان تولید در این مرحله تابعی از دو دسته متغیرهای مخزنی و غیرمخزنی می‌باشد.

عوامل مخزنی

این پارامترها مستقلاً تابعی از شرایط مخازن می‌باشند مانند خواص سیالات، گرانی، ضریب تراکم پذیری، کشش میان رویه بین سنگ و سیال و بالاخره ساز و کارهای رانش، شرح این عوامل در این فصل قبلاً مورد بررسی قرار گرفته اند ولی در یک جمله کوتاه می‌توان گفت اثر فزاینده این پارامترها بر انرژی مخزن موجب تطویل دوره تثبیت است.

عوامل غیرمخزنی

این عوامل شامل قیمت جهانی نفت خام، عرضه و تقاضا در بازار جهانی نفت شرایط سیاسی خاص در کشور و یا منطقه مانند جنگ تأثیر شدیدی بر دوره تثبیت دارند عامل اقتصاد می‌تواند حتی بر تعیین میزان تولید بهینه در طی این دوره موثر باشد که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد.

اثر کاهش تولید در دوره تثبیت

کاهش طولانی تولید از چاه‌ها در این دوره دارای اثر نامطلوب بر تولید کل میدان دارد. چنین کاهش‌ی مانع حفظ PGR شده و موجب تثبیت توان تولیدی به مراتب کمتر از PGR می‌شود. زیرا مخزن در دوره تثبیت دارای حداکثر توان تولید است. تولید حداکثر دبی از چاه‌ها موجب افت شدید فشار در کلیه فضای متخلخل مخزن در حوالی چاه‌ها شده و در نتیجه سیال از نقاط مختلف به سمت چاه‌ها جریان می‌یابند. در این حالت کاهش دادن شدید تولید در یک زمان طولانی موجب ترمیم موضعی افت فشار در اطراف چاه‌ها می‌شود.

حالت اول

چنانچه اشاره شد توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید PGC Production Guide Capacity کمتر است. دوره توسعه در این حالت کوتاه و دوره تثبیت طولانی است. سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز کمتر است. به دلیل طولانی تر بودن تثبیت سودآوری فروش نفت در سال‌های دیرتری اتفاق می‌افتد و این در حالی است که ارزش پول در اثر تورم جهانی در سال‌های آتی رو به کاهش است. از سویی دیگر طولانی تر شدن دوره تثبیت با بالا رفتن هزینه‌های تعمیراتی و عملیاتی همراه است که در نهایت امر موجب افزایش هزینه هر واحد تولید گردیده و سودآوری را کاهش می‌دهد. هر چند بعضی افزایش قیمت نفت را در این معادله قرار می‌دهند ولی عدم تطابق قیمت نفت در بازار جهانی با کاهش ارزش پول، این حالت را فاقد جذابیت اقتصادی نشان می‌دهد.

حالت دوم

توان تولید دوره تثبیت برابر حداکثر ظرفیت تولید PGC است لذا نسبت به حالت اول دوره توسعه طولانی تر و دوره تثبیت کوتاه تر می‌باشد در عین حال سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز بیشتر، هزینه تعمیرات و عملیات کمتر و عمر مخزن نیز کوتاه تر خواهد بود. ولی به علت تولید بیشتر در سال‌های اولیه ارزش درآمد حاصله از حالت اول بیشتر می‌شود با این حساب چون توان تولید متناسب با PGC است و از سویی دیگر اقتصادی تر نیز می‌باشد لذا حالت دوم بسیار منطقی است.

حالت سوم

در این حالت توان تولید در دوره تثبیت از میزان ظرفیت تولید PGC بیشتر است. لذا دوره توسعه نسبت به دو حالت قبل طولانی تر و به تبع آن سرمایه‌گذاری اولیه مورد نیاز نیز بیشتر خواهد بود ولی دوره تثبیت در این حالت در مقایسه با حالات قبلی کوتاه تر است در این حالت در سال‌های اولیه تولید بیشتر نفت موجب درآمد بیشتر است. در مخازن کربناتی ایران که مقدار تولید نسبت به میزان ذخیره دارای حساسیت زیاد است بدین مفهوم اگر تولید بیش از توان واقعی تولید باشد موجب هرزرفت نفت و غیر قابل بازیافت شدن حجم زیادی از ذخیره می‌گردد یا به عبارتی ساده بازیافت نهایی از مقدار واقعی کمتر خواهد شد و لذا این حالت برای مخازن کربناتی بسیار زیان بار است. دوره طولانی توسعه نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتری دارد زیرا برای رسیدن به آن توان تولید چاه‌های بیشتری حفاری خواهند شد ولی در زمان دوره افت تولید بسیاری از آن چاه‌ها اجباراً متروکه خواهند شد و به زبانی ساده در انتها سرمایه زیادی به هدر خواهد رفت.

انتخاب این روش جای تردید دارد هر چند بعضی به آن معتقدند ولی اظهار نظر قطعی نیاز به مطالعات دقیق مخزن و ارزیابی مقدار هرزرفت و محاسبات اقتصادی زیاد دارد. در ایران تعیین توان تولید دوره تثبیت بر اساس نوع سازند و عملکرد مخازن صورت می‌گیرد و بر اساس تجربه نرخ تخلیه مخازن آسماری ۳ تا ۴/۵ درصد ذخیره در سال و برای سازندهای گروه بنگستان و خامی این نرخ ۲ تا ۳/۵ درصد است هر چند این ارقام با توجه به عملکرد مخازن قابل پیش‌بینی می‌باشند. حداکثر نرخ تخلیه مخازن ماسه سنگی در دنیا حدود ۱۰ درصد در سال است البته در شرایطی که آبران قوی وجود داشته باشد و روش‌های ازدیاد برداشت با آغاز به تولید به کار گرفته شده باشد. مسلماً دوره تثبیت در این مخازن گاهی به کوتاهی دو سال است.

اثبات شده آغاز گردیده است.

از دیگر عوامل موثر در دوره کاهش، سازوکارهای رانش طبیعی در مخازن است. چنانچه قبلاً مورد اشاره قرار گرفت عامل اصلی ورود به این دوره رو به زوال گذاشتن انرژی طبیعی مخزن و به تبع آن کاهش توان تولید است. در صورتی که مخزن دارای آبران قوی به خصوص از نوع Water Edge و یا مخزن اشباع و دارای کلاهک گازی بزرگ باشد، انرژی از دست رفته مخزن با حرکت آب و انبساط کلاهک گازی ترمیم و مانع افت شدید تولید می‌گردد و از همین رو دوره افت تولید دیرتر اتفاق می‌افتد. به عنوان مثال می‌توان آسماری میدان اهواز را مورد توجه قرار داد، این میدان دارای آبران قوی می‌باشد و با وجودی که بیش از ۶۵ درصد ذخیره اثبات شده آن تولید شده است اما هنوز وارد مرحله افت تولید نگردیده و این در حالی است که در سایر میدان‌ها دوره افت تولید با درصد تولید کمتری از ذخایر آغاز گردیده است.

اثر کاهش تولید در دوره افت تولید

اگر طی این دوره تولید چاه‌ها بنا به دلایل غیرمخزنی دچار کاهش درازمدت شوند دو تغییر عمده در روند تولید حادث می‌شود اول کاهش سقف تولید است که دلایل آن در شرح دوره تثبیت بیان گردید و دوم کمتر شدن شیب منحنی کاهش تولید است و این نیز به علت ثابت شدن و یا افزوده شدن فشار متوسط مخزن می‌باشد. این پدیده از میدان‌های آغاچاری، لالی و مسجد سلیمان گزارش گردیده است.

تزریق سیال در مرحله افت تولید

تزریق سیالات به مخازن نفتی در این دوره به منظور فشارافزایی مخزن صورت می‌گیرد. باید به خاطر داشت که تزریق سیالات در این مرحله مانع هرزرفت بیشتر نفت می‌گردد هر چند افت تولید ادامه خواهد داشت ولی منحنی افت تولید به مراتب دیرتر به صفر میل می‌نماید. تزریق سیالات در این مرحله به نحوی مرتبط به وضعیت میدان در منحنی افت است چه در مراحل اولیه افت تزریق سیال موثرتر و ارزان تر از تزریق در میانه افت تولید است.

بررسی اقتصادی برنامه درازمدت تولید از یک مخزن

یک برنامه درازمدت تولید از یک مخزن زمانی صحیح است که بررسی‌های اقتصادی سودآور بودن آن را تأیید نماید. لذا توان تولید بهینه باید با در نظر گرفتن شروط دوگانه ذیل تعیین شده باشد.

الف- توان تولید بهینه می‌بایستی مستند به عوامل مخزن و مهندسی مخازن نفتی باشد.

ب- توان تولید بهینه باید به گونه ای باشد که در حداقل زمان سرمایه اولیه مورد نیاز را بازپرداخت نموده و حداکثر سودآوری را دربرداشته باشد.

اگر شروط فوق در تعیین توان تولید بهینه در نظر گرفته نشده باشند آن توان تولید نمی‌تواند بهینه باشد. به عنوان مثال فرض کنید توان تولید دوره تثبیت بیشتر از توان واقعی میدان باشد در این حالت سودآوری زیادی در سال‌های اولیه تولید امکان اتفاق دارد. اما سرمایه زیادی صرف شده و پس از چندی میدان توان تولید پیش‌بینی شده را نخواهد داشت و لذا ظرفیت‌های ایجاد شده بلامصرف باقی خواهد ماند. بنابراین بررسی اقتصادی لازم است در محدود توان تولید حداکثر و واقعی صورت گرفته باشد.

در یک بررسی اقتصادی می‌توان سه حالت را مورد بررسی قرار داد، حالت اول توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی کمتر است، در حالت دوم آن توان مساوی ظرفیت تولید و در حالت سوم توان تولید دوره تثبیت از ظرفیت تولید واقعی بیشتر است.