

تولید از مخزن و مکانیزم های تولید

"قسمت اول"

خیراله اصغری

شرکت نفت و گاز پارس

مقدمه

عامل عمده ای که باید در محاسبات مهندسی مخازن شناسایی شده و مورد توجه قرار گیرد، مکانیسم تولید نفت حاکم بر مخزن است. با توجه به وضعیت مهندسی ساختمان مخزن، ارتفاع ستون نفت، میزان گاز حل شده در نفت، گسترش، ارتباط و فعالیت کلاهک گازی و سفره آب متصل به آن، تحت مکانیسم های مختلف، می توان از مخزن، نفت تولید نمود. مکانیزم های تولید هیدروکربن از مخزن بر مبنای انرژی اولیه مخزن و روش های توسعه میدان به سه مرحله تقسیم بندی می گردد:

روش های ثالثیه تولید عبارتند از:

* تزریق گاز (گاز امتزاجی جهت سبک کردن نفت و جارو کردن آن)

* روش های شیمیایی (افزایش ویسکوزیته آب تزریقی - کاهش IFT بین دو سیال)

* روش های حرارتی (کاهش ویسکوزیته نفت)

* حفاری افقی

* ایجاد شکاف

* حفر چاه های میانی

و ...

امروزه مفهوم دیگری که روش های

بازیابی ثانویه و ثالثیه است را شامل

می شود، رایج شده است که اصطلاحاً

IOR (Improved Oil Recovery) نام دارد.

روش های ذکر شده در بالا تنها در مورد مخازن نفتی

صدق می کند چراکه معمولاً مخزن گازی با مکانیزم تخلیه

طبیعی تا حدود ۷۰-۸۰% OGIP قابل بازیابی است و تنها

در مخازن گاز کندانسه از روش Gas Cycling یا بازگردانی

گاز برای تولید کندانسه بهره می گیرند.

تولید طبیعی از مخزن

مکانیزم های تخلیه طبیعی را می توان به صورت زیر طبقه بندی نمود:

- انبساط سنگ و سیال

- نیروی رانشی با گاز محلول

- انبساط کلاهک گازی

- نیروی رانشی با آب

- ریزش ثقلی (گراویتی)

- ترکیبی

باید به این نکته توجه داشت که، عموماً بیش از یک

مکانیزم رانش بر تولید حاکم است و در طول عمر بهره دهی

۱- Primary Recovery: بازیابی اولیه که طی آن

OOIP 20-5% قابل بازیابی است. در واقع تخلیه طبیعی

Natural Depletion و تولید با انرژی طبیعی مخزن است.

۲- Secondary Recovery: بازیابی ثانویه که بیشتر در

جهت نگهداری فشار مخزن و جلوگیری از افت فشار مخزن

به زیر نقطه حباب صورت می پذیرد. طی این مرحله ۳۰-

۴۵% OOIP قابل بازیابی است که به دو فرم فرآیندهای تزریق

آب (به دو صورت تزریق در سفره آبی و تزریق در ستون

نفتی) و تزریق گاز (به صورت گاز غیر امتزاجی در کلاهک

گاز و لایه نفتی) انجام می پذیرد.

بعد از تزریق آب و گاز هنوز هم قسمت زیادی از نفت در

مخزن باقی می ماند که تولید این مقادیر نفت باقیمانده هدف

روش های بازیابی ثالثیه است که در آن با تغییر خصوصیات

مخزن در اثر تزریق مواد شیمیایی و مواد قابل امتزاج با سیال

درون مخزن مواجهیم. در این مرحله ۵۰-۶۵% OOIP از

نفت مخزن تولید می گردد.

۳- Enhanced Oil Recovery (EOR)

این حالت به راحتی می توان موازنه جرم برای گاز آزاد شده (با توجه به توازن بین نیروهای گراویتی، مویینگی و ویسکوز) را به دست آورد:

کل گاز محلول در نفت اولیه = گاز آزاد شده در مخزن در شرایط استاندارد + گاز تولید شده در سرچاه + گاز محلول مانده در نفت موازنه برای نفت به صورت زیر نوشته می شود:

حجم نفت اولیه = حجم نفت باقیمانده در مخزن + حجم گاز آزاد شده از نفت

اما در مورد مخازن با مکانیزم انبساط کلاهیگ گازی و سفره آبی غیرفعال موازنه مواد به صورت زیر خواهد بود:

حجم نفت اولیه = حجم نفت باقیمانده + حجم گاز آزاد شده - میزان انبساط کلاهیگ گازی - میزان آب ورودی از سفره آبی - میزان انبساط سنگ و آب همزاد + حجم سیال تزریقی

بازبایی ثانویه

دو دلیل عمده عدم کارایی مناسب مکانیسم های تخلیه طبیعی (حتی در صورت فعال بودن سفره آبی و فعال بودن دیگر مکانیسم ها) را می توان دشواری در حرکت دادن تمام نفت های درون مخزن و عدم توانایی در ایجاد تماس با کل مخزن دانست. امروزه مفاهیم تولید اولیه و ثانویه در مطالعات جامع مخازن، کارایی چندانی ندارند و از همان ابتدا، تولید بهینه، تحت تاثیر روشهای مختلف برنامه ریزی می شود؛ اگر چه برای دستیابی به خواص مخزن نیاز است که مدتی از تولید مخزن بگذرد. روشهای تولید ثانویه شامل تزریق آب و گاز است.

تزریق آب

هدف از تزریق آب در مخزن، تامین انرژی مورد نیاز برای رانش نفت است که از طریق ثابت نگهداشتن فشار (نگهداری شرایط مخزن اطراف نقطه حباب که BO حداکثر و ویسکوزیته حداقل داریم) و یا به وسیله جارو کردن نفت (در شرایطی که تخلیه طبیعی جوابگوی میزان تولید مورد نیاز نیست)، صورت می گیرد.

پارامترهای مهم در مطالعه راندمان تزریق آب عبارتند از: بازده میکروسکوپی و ماکروسکوپی، نسبت تحرک، الگوی تزریق، فشار بهینه برای تزریق و زمان شروع تزریق.

تزریق آب به دو صورت تزریق در سفره آبی موجود و تزریق در ستون نفتی در مخازن انجام می شود. راندمان تزریق آب در مخازن نفتی آب دوست بسیار بیشتر از بازدهی آن در مخازن نفتی نفت دوست است. توجه به این نکته ضروری است که فعال بودن سفره آبی و یا تزریق آب در مخازن گازی در تولید نهایی این مخازن تاثیر منفی دارد.

مطالعه فرایند تزریق آب از دو منظر تاثیر این مکانیسم در بازدهی میکروسکوپی و ماکروسکوپی مخزن قابل ارزیابی است. در بررسی این خواص، توجه به ترکنندگی آب و شرایط مخزن از دیدگاه مکانیسم ترشوندگی نیز حائز اهمیت است. از نقطه نظر میکروسکوپی، به علت وجود نیروی کشش سطحی بین دو سیال آب و نفت، مقداری نفت در منافذ بزرگ به جامی ماند. در مواقعی

مخزن نیز مکانیسم حاکم بر تولید تغییر می کند. نیروی رانشی آب و وجود سفره آبی در ارتباط با ستون نفت بهترین بازدهی را در مکانیسم تولید طبیعی مخزن دارند.

۱- Depletion Drive Mechanism

این مکانیسم که به نام مکانیسم نیروی گاز محلول نیز نامیده می شود، کمترین بازبایی در بین مکانیسم های تولید طبیعی مخزن را دارد و به علت افت فشار سریع و افزایش سریع تراوایی نسبی گاز (مخازنی که تولید طبیعی تحت تاثیر این مکانیزم دارند) دارای بازبایی پایینی هستند. پارامترهای مهم در این مکانیزم؛ ویسکوزیته نفت، نسبت تراوایی گاز به تراوایی نفت و میزان نیروی گراویتی است.

۲- ریزش ثقلی

در این فرایند، مکانیزم اصلی، نیروی گراویتی است. انبساط کلاهیگ گازی، باعث ایجاد ناحیه مورد تهاجم قرار گرفته و توسط گاز می گردد که به دلیل اختلاف دانسیته نفت و گاز، نفت به سمت پایین حرکت می کند و باعث کاهش اشباع نفت در منطقه مورد تهاجم می شود. میزان بازبایی نفت در مکانیزم ریزش ثقلی در مقایسه با مکانیزم نیروی رانشی گاز محلول، بسیار بیشتر است.

حساسیت به دبی تولید و GOR بالا، محدودیتهای این مکانیزمها هستند. این مکانیزم وقتی فعال می گردد که فشار مخزن به زیر فشار نقطه حباب برسد. پارامترهای مهم در راندمان این مکانیزم، تراوایی موثر نفت، شیب لایه مخزنی، دبی تولید و تفاوت دانسیته سیالات مخزن است.

۴- انبساط آب و گاز

در مخزن با سفره آبی فعال، هنگامی که فشار مخزن در حین تولید کاهش می یابد، به علت ایجاد فضاهای خالی آب به سمت ناحیه هیدروکربن دار و به عبارتی ستون نفتی حرکت می کند. تراوایی و اندازه سفره آبی، مهمترین پارامترهایی هستند که باید در ارزیابی فعال بودن یا فعال نبودن سفره آبی در نظر گرفت. مطمئناً تولید میدان نفتی با مشاهده آب در چاه تولید قطع نخواهد شد بنابراین برای مهندسی مخزن تعقیب بالا آمدن آب و دبی آن، به کمک چاههای مشاهده ای مهم است. در بعضی میداین نفتی از جمله در جمهوری تاتارستان با 98% cut water نیز تولید از مخزن ادامه دارد.

موازنه جرم برای چنین مخزنی در حالت فوق اشباع (Pr > Pb) به صورت زیر است:

حجم نفت اولیه = حجم نفت باقیمانده + حجم آب ورودی انبساط سنگ و آب همزاد

در مخزن زیر فشار نقطه اشباع به شرطی که اشباع گاز آزاد شده از نفت بیشتر از اشباع بحرانی گاز (حداقل اشباع مورد نیاز برای حرکت گاز در مخزن) باشد بخشی از گاز آزاد شده به دلیل فعالیت نیروهای گراویتی و نقش جدایش ثقلی و Flow Segregate به سمت بالا و بخشی از آن به واسطه وجود نیروهای ویسکوزیته به سمت چاه تولیدی حرکت می کند. در

تزریق گاز از مهمترین روشهای بازیافت نفت در مخازن است که برای افزایش تولید و تثبیت فشار مخازن به کار گرفته می شود. در پروژه های تزریق گاز، معمولاً باید نوع گاز انتخاب شود. بعد از تعیین نوع گاز، میزان نفتی که در اثر ۱۰۰۰ فوت مکعب گاز تولید می شود و نیز دبی تولید، با در نظر گرفتن پارامترهای زیر مشخص می گردد:

- هزینه تزریق

- دوره مفید زمانی تزریق

- هزینه خوردگی

در تزریق گاز می توان از گازهای هیدروکربنی مانند متان و به فرم های Lean, Rich, Enriched و گازهای غیرهیدروکربنی مانند دی اکسید کربن، نیتروژن، هوا یا گازهمراه (سوختی) استفاده کرد.

به طور کلی می توان تزریق گاز را به صورت زیر دسته بندی نمود:

- غیرامتزاجی (تزریق در کلاهیگ گازی و تزریق در لایه نفتی)

* Lean Gas (فشار پایین)

* نیروی رانشی ریزش ثقلی

- امتزاجی یا نزدیک امتزاجی (تزریق در لایه نفتی)

* Enriched Gas

* Lean Gas (در فشار بالا - تغییر ترکیب درصد نفت)

در مورد کارایی تزریق گاز در مخازن به عنوان یک مکانیسم مفید از دیر باز تردید وجود داشت اما از دهه ۱۹۵۰، تزریق گاز به عنوان یک روش مناسب برای تثبیت فشار، تولید نفت و همچنین به عنوان یک روش مناسب برای بازیابی نفت های باقیمانده بعد از تزریق آب مورد توجه قرار گرفته است. محدودیت های مکانیزم تزریق گاز شامل: بازده جارو کنندگی ضعیف گاز (به علت بالا بودن نسبت تحرک گاز به نفت که بسیار بزرگتر از یک است)، هزینه بالای استفاده از کمپرسور (در مقایسه با پمپ کردن آب) و استفاده از گاز به عنوان منبع سوخت جدید و ارزان است. از طرفی، در دسترس بودن گاز، ارزان بودن آن و مسائل زیست محیطی مرتبط با صنعت نفت (تزریق گازهای گلخانه ای مانند دی اکسید کربن به مخازن نفتی) توجه بیشتری را به فرایندهای تزریق گاز باعث شده است.

ادامه دارد

که مخزن water wet است به دلیل حرکت آب از روی دیوار ها و منافذ ریزتر، نفت بیشتری را نسبت به حالت oil wet که آب باید از میان فضاهای بزرگ حرکت کند، جارو می کند و با توجه به اینکه آب تمایل دارد در منافذ کوچکتر نفوذ کند، نفت موجود در منافذ بزرگتر نیز (به علت اثر پدیده ترشوندگی و نحوه حرکت سیال ترکننده)، ممکن است به تله بیفتد.

از جنبه مطالعه ماکروسکوپی، ضریب بازدهی حجمی (Volumetric Sweep Efficiency) که حاصل ضرب بازدهی عمودی و بازدهی سطحی است در ارزیابی میزان راندمان تزریق آب موثر است. بازده سطحی، تابعی از الگوی چاهها و بازده عمودی، تابع لایه بندی مخزن و تراوایی محیط متخلخل است. نسبت تحرک، پارامتر مهم دیگری در آگاهی از راندمان مکانیسم های تزریق است که به صورت نسبت تحرک آب به تحرک نفت تعریف می شود. وقتی که نسبت تحرک، از یک بزرگتر باشد آب سریعتر از نفت حرکت خواهد کرد و به جای جارو کردن نفت های درون فضاهای خالی، از راحت ترین مسیر که معمولاً دارای تراوایی بیشتری است به سمت چاههای تولید حرکت می کند. در این حالت مدل حرکت آب از حالت پیستونی خارج خواهد شد و با پدیده breakthrough مواجه خواهیم بود که در نتیجه، بازده نهایی نیز کاهش می یابد. لذا برای کاهش نسبت تحرک، یا ویسکوزیته آب را با افزودن مواد ویسکوز (مانند پلیمرها) افزایش می دهند و یا با Plug کردن مناطق با تراوایی بالا و یا با افزایش تراوایی نسبی نفت، باعث جلوگیری از وقوع این پدیده می شوند.

پارامتر مهم در راندمان بازدهی سطحی، الگوی چاههای تولید و تزریقی است که نحوه طراحی این الگوها با توجه به پارامترهای زمین شناسی و اقتصادی می تواند به فرمهای ۵ نقطه (۱ تزریقی در مرکز یک مربع و ۴ تولیدی در رئوس آن)، الگوی خطی، تزریق محیطی، ۷ نقطه، ۹ نقطه معمولی و معکوس الگوهای ویژه (۲ و ۳ و ۴ نقطه) است.

برای مخزن با شیب قابل قبول و تراوایی بالا، الگوی محیطی و برای مخزن با شیب و تراوایی کم، الگوهای دیگر توصیه می شود.

برای دستیابی و برآورد میزان آب تزریقی و زمان مناسب تزریق از موازنه جرم استفاده می شود:

میزان آب تزریقی = میزان نفت اولیه در آغاز فرآیند تزریق - نفت باقیمانده در ناحیه جارو شده - نفت باقیمانده در ناحیه جارو نشده
تعداد چاههای تزریقی به سادگی با استفاده از میزان کل آب تزریقی و میزان متوسط تزریق (از شاخص تزریق و تغییرات فشار در اطراف چاه تولید) در هر چاه قابل محاسبه است. البته در این میان بهینه سازی اقتصادی نقش مهمی ایفا می کند.

میزان بازیابی در تزریق آب = بازده سطحی × بازده عمودی * بازده جابجایی

تزریق گاز