

پیش‌بینی عملکرد چاه‌های نفت و گاز با استفاده از نمودارهای کاهش

◀ سعید عباسی °

چکیده:

تحلیل کاهش تولید چاه یک روش گرافیکی است که برای تحلیل و پیش‌بینی عملکرد چاه‌های نفت و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. منحنی عملکرد تولید از چاه می‌تواند برای پیش‌بینی عملکرد آینده و چگونگی تولید چاه در آینده به کار برود. روش‌های تحلیل نمودار کاهش تولید (Decline Curve Analysis) ابزاری تجربی برای تخمین ذخایر قابل بازیافت هستند. در این تحقیق خواهیم دید که روش‌های معمول تحلیل نمودار کاهش تولید برای یک یا چند چاه، زمانی می‌تواند ابزاری قابل اطمینان باشد که تاریخچه تولید برای تعیین یک برنامه، به اندازه کافی طولانی باشد. تحلیل نمودار کاهش تولید از اصول تئوری‌های جریان سیال در محیط متخلخل مشتق نشده بلکه از مشاهدات تجربی عملکرد چاه‌های نفت و گاز حین تولید به دست آمده است، به عبارت دیگر در دسترس بودن تاریخچه تولید برای چاه در صورت به کار بردن این تحلیل از موارد لازم هستند.

در تحلیل نمودارها، زمان، مناسب‌ترین متغیر مستقل می‌باشد زیرا برون‌یابی منحنی‌های جریان-زمان به طور مستقیم برای پیش‌بینی تولید و ارزیابی اقتصادی قابل استفاده خواهد بود. همچنین مشاهده خواهد شد که تغییر در شرایط تولید از مخزن می‌تواند در تحلیل نمودارها تأثیر زیادی را بگذارد. نتایج تجربی نشان داده است که عدم توجه به این تغییرات می‌تواند خطای زیادی را در پیش‌بینی عملکرد چاه‌ها باعث گردد.

کلمات کلیدی: تحلیل نمودار کاهش تولید، کاهش نمایی، کاهش هایپربولیک، کاهش هارمونیک، تطابق تاریخچه، نرخ کاهش، نرخ کاهش اسمی، نرخ تولید تجمعی، شدت جریان

مقدمه

بسیاری از شرایط مانند: جریان یک‌فازی یا جریان‌های چندفازی سیال، کاربردی به نظر می‌رسد. برای مثال در برخی موارد که نرخ تولید نفت حالت کاهش نمایی (Exponential Decline) از خود نشان می‌دهد، کل مایعات مخزن نیز (آب و نفت) روند نمایی نشان می‌دهند. همچنین احتمال دارد تحلیل برای یک سیال صورت گیرد، گاه بر روی سیال دیگر و گاهی بر روی کل سیالات و یا نسبت سیالات به کار می‌رود. مثلاً برای نسبت آب به نفت

روش تحلیل "نرخ کاهش تولید" (Decline Curve Analysis, DC) یک ابزار اصولی برای تخمین ذخایر قابل بازیافت هستند. برخلاف تصور معمول، تحلیل DC بیشتر بر پایه مشاهدات تجربی بنا شده است. به عبارتی با تولید و چگونگی تولید، از یک چاه در مدت زمان معین، با توجه به این داده‌های تولید، می‌توان به یک تحلیل و پیش‌بینی برای برنامه تولید آینده چاه دست یافت. بنابراین به خاطر طبیعت تجربی، تحلیل DC برای

بسته به وجود یا نبود یک متراکم کننده که به تأسیسات چاهی (Well head) متصل می‌باشد ممکن است BCF %/۷ و یا BCF %/۹ بازیافت داشته باشد.

۱. تئوری تحلیل کاهش جریان تولید

تحقیقات انجام گرفته در این زمینه نشان می‌دهد که سه نوع روند کاهش برای نرخ تولید قابل مطالعه است: Exponential Hyperbolic و Harmonic (شکل ۱). اصول تئوری DC از تعریف نرخ کاهش تولید، D، آغاز می‌شود که به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$D = -\frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} = -\frac{(\Delta q)}{\Delta t} / q \quad (1)$$

نرخ کاهش تولید به صورت کسر تغییرات جریان تولیدی در واحد زمان می‌باشد که به صورت درصد برحسب سال بیان شده است. بنابراین می‌توان گفت کاهش نمایی از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{e^{Dt}} \quad (2)$$

شکل (۲) شماتیک ساده‌ای از رسم جریان تولیدی بر حسب زمان را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود شیب منحنی مقدار D را به ما می‌دهد.

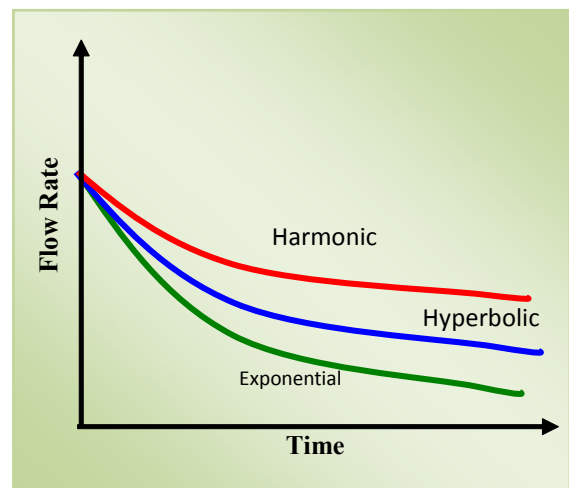
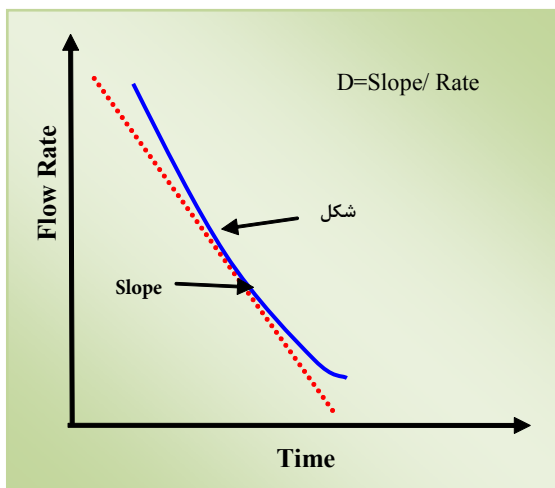
تلاش‌هایی که به صورت تئوری برای مدل کردن افت بررسی تولید و تولید تجمعی چاه‌های نفت و گاز صورت گرفته به اوایل قرن حاضر بر می‌گردد. در سال ۱۹۲۱ خلاصه‌ای از جزئیات مهمترین یافته‌ها مرتبط با نمودارهای کاهش در رساله‌ای برای صنعت نفت و گاز ارائه شد [۱]. این رساله ابتدا به مدل کاهش نمایی برای چاه‌های نفتی پرداخته و سپس استفاده از روش ترسیمی به فرم نمودارهای کاهش درصدی (Hyperbolic) برای آنالیز کردن داده‌های نرخ تولید از چاه‌های گازی را بیان کرده است.

Arps در سال ۱۹۴۴ مقاله‌ای را در زمینه توسعه مفهوم آنالیز نمودارهای کاهش جریان با استفاده از معادلات Hyperbolic و Exponential برای تحلیل نرخ تولید ارائه کرد [۲]. اگرچه اساس نتایج فعالیت‌های Arps کاملاً آماری و

(WOR) و یا نسبت گاز به نفت (GOR) و حتی برای (WOR+۱) مورد استفاده قرار می‌گیرد، بنابراین توجیه قوی برای هیچ‌یک از متغیرها مبنی بر پیروی از یک روند خاص به صورت مستقل وجود ندارد. لذا رهیافت کاربردی برای تحلیل DC انتخاب متغیری (گاز، نفت، نفت + آب، گاز + آب، WGR، WOR و ...) می‌باشد. به طور ضمنی فرض می‌شود، زمانی از تحلیل DC می‌توان استفاده کرد که فاکتورهای مؤثر برای تاریخچه کاهش، در خلال دوره پیش‌بینی، بدون تغییر ادامه یابند، این فاکتورها شامل شرایط مخزن و شرایط عملیاتی است. به عبارتی با توجه به تحلیل DC ما می‌توانیم فاکتورهای مؤثر را نیز در نظر بگیریم و همچنین خواص مخزن را پیش‌بینی نماییم. برخی از فاکتورهای مخزن که بر روی DC مؤثر می‌باشد عبارتند از: کاهش فشار، تعداد چاه‌های تولیدی، مکانیسم رانش، خصوصیات مخزن، تغییرات اشباع‌شدگی و تراوایی نسبی و تراوایی سنگ. همچنین برای شرایط عملیاتی نیز پارامترهایی که بر روی منحنی DC مؤثر هستند عبارتند از: فشار جداکننده‌های نفت و گاز و آب، اندازه Tubing، Choke Setting، Workovers، تراکم، زمان عملیات و فرآیندهای دیگر که بر روی چاه ممکن است انجام گیرد، مثل Artificial lift یا Acidizing، تا زمانی که این شرایط تغییر نکنند منحنی روند کاهش قابل تحلیل بوده و می‌توان برای پیش‌بینی عملکرد آینده چاه، برون‌یابی نمود. اگر این شرایط متغیر باشند، برای مثال در خلال Work over منحنی نرخ کاهش که قبل از Work over تعیین شده قابل استفاده برای دوره بعد از Work over نخواهد بود.

در هنگام تحلیل نرخ کاهش جریان، دو دسته از منحنی‌ها به‌طور معمول استفاده می‌شوند: نرخ جریان برحسب زمان و نرخ جریان برحسب تولید تجمعی. آنچه که در اینجا اهمیت دارد و در نهایت منجر به یک نتیجه مطلوب در پیش‌بینی می‌گردد سازش تحلیل DC با دیگر معرف‌های ذخیره مثل محاسبات حجمی موازنه مواد و فاکتورهای بازیافت و خصوصیات مخزن می‌باشد. تحلیل منحنی DC منجر به تخمین هیدروکربن‌های قابل بازیافت می‌شود زیرا هیدروکربن‌های درجا در طبیعت مخزن ثابت هستند ولی هیدروکربن‌های قابل بازیافت متأثر از شرایط عملیات می‌باشند. برای مثال چاهی که از یک مخزن حاوی یک بیلیون فوت مکعب (BCF) گاز درجا تولید می‌کند،

شکل (۱): شکل ساده‌ای از رسم منحنی‌های کاهش و روش‌های مختلف آن



را در تحلیل کاهش جریانی انجام داد [۵]. البته قابل ذکر است که این مقاله در واقع شکل نهایی کاری بود که قبلاً در سال ۱۹۷۳ درباره این موضوع ارائه شده بود. Fetkovich نشان داد که راه حل‌های حالت گذرا برای یک چاه تولیدی در یک مخزن محدود و محصور با فشار ثابت ته‌چاهی می‌تواند با راه حل‌های Arps منطبق باشد. در واقع اگر چه روش Gently به قدرتمندی روش Fetkovich نیست اما پیشنهاد استفاده از این نوع منحنی‌ها برای آنالیز داده‌های نرخ تولید قبلاً در مقالات به وسیله Gently معرفی شده بود.

در سال ۱۹۸۱، Carter منحنی‌های مختلفی را منحصراً برای تحلیل داده‌های نرخ تولید سیستم‌های مخزن گازی ارائه داد [۶]. تغییرات در خصوصیات سیال در طول تخلیه مخزن از جمله حاصل ضرب گرانشی در تراکم‌پذیری (μC_p) عامل اصلی غیرخطی بودن مدل‌های جریان گاز محسوب می‌شوند. تلاش‌های دیگری برای به دست آوردن رابطه‌ای برای تغییرات μC_p در طول تخلیه مخازن گازی انجام گرفت: در سال ۱۹۸۵ Frain و Wattenbarger با استفاده از یک تابع نرمال شده شبه زمان، عامل غیرخطی (μC_p) را از جریان واقعی حذف کردند [۷]. در سال ۱۹۸۶، Aminian و همکارانش براساس یک مدل شبه تحلیلی، یک سری از انواع منحنی‌ها را منحصراً برای افت نرخ تولید گاز و تحلیل تولید انباشتی ارائه کردند [۸]. اگرچه توسعه و بسط این نوع نمودارها به منظور کاهش فرضیات در تحقیقات قبلی بود، ولی به علت در دسترس نبودن، هنگام به کارگیری داده‌های میدانی نتایج آن با پذیرش گسترده‌ای مواجه نشد. در سال ۱۹۸۶ Schmidt و Caudle و Miller منحنی‌های مشابهی همانند منحنی‌های Aminian را ارائه نمودند که در آن همچون کارهای قبلی، جریان غیردارسی (Non-Darcy) فرض شده بود [۹]. Schmidt بر اهمیت در نظر گرفتن جریان درهم (Turbulent) هنگام آزاد شدن گاز (مخصوصاً در نرخ بالای جریان اطراف دهانه چاه) تأکید کرد. اما با این وجود منحنی‌های Schmidt برای تخمین تراوایی فشار اولیه مخزن خیلی حساس بود.

۲. کاهش نمایی (Exponential Decline)

زمانی که نرخ کاهش منحنی‌ها (D) ثابت باشد، می‌توان گفت که تولید از روند کاهش نمایی (Exponential) پیروی می‌کند. نام دیگر این روند، کاهش با درصد ثابت می‌باشد. شکل ۲ نمونه ساده‌ای از رسم داده‌های تولید برحسب زمان را نشان می‌دهد. شکل ۴- نرخ جریان تجمعی برحسب جریان تولیدی در کاهش نمایی

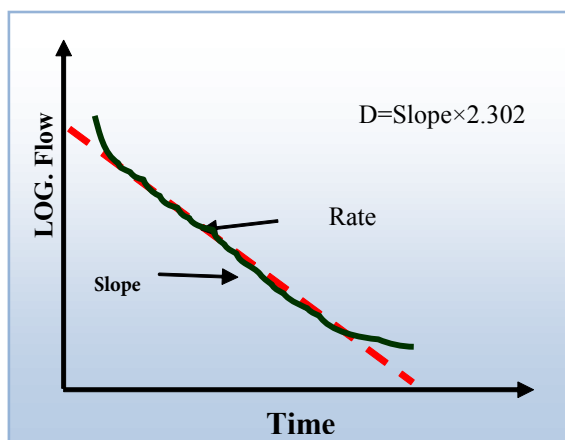
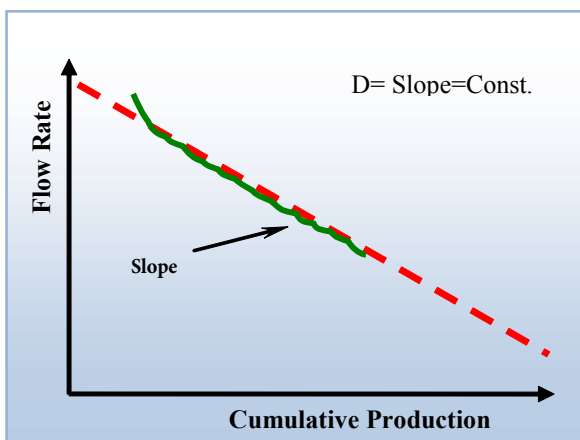
ذاتاً تجربی محسوب می‌شود ولی اثرات آن منجر به پیشرفت گسترده‌ای در تحلیل داده‌های تولید در صنعت نفت و گاز گردید. استفاده گسترده از معادلات Arps مربوط به سادگی روابط آن و سادگی در کاربرد داده‌های میدانی است. علاوه بر اینها Arps مفهوم توان کاهش (b) و ثابت کاهش نرخ جریان (Di) را معرفی کرد که پایه و اساس بسیاری از فعالیت‌های تحقیقاتی بعدی در این زمینه شد. Arps با تخمین این پارامترهای مهم هنگام تطابق تاریخچه، روش برون‌یابی داده‌های جریان-زمان و کاهش Hyperbolic و Exponential را با استفاده از نمودار Semi-log به خوبی نشان داد. تحقیقات Arps نشان داد که مدل کاهش نمایی ساده‌ترین مدل مخصوصاً در بررسی نمودارهای کاهش چاه‌های نفتی است و در عین حال مطمئن‌ترین تخمین از سیال در جای مخزن و نرخ جریان تولیدی را ارائه می‌دهد. در حالیکه مدل کاهش Harmonic برای پیش‌بینی آینده تولید تخمین خوشبینانه‌تری را نشان می‌دهد. تحقیقات بعد از Arps بیشتر روی اصلاح کردن پیش‌بینی داده‌های تولید براساس یک مدل کلی و Hyperbolic متمرکز می‌باشد.

در سال ۱۹۶۸، Slider به وسیله مدل کاهش Hyperbolic یک روش جدید تطابق (Curve-Matching) را برای داده‌های جریانی تولید براساس تحلیل Semi-log ارائه کرد [۳]. علاوه بر این موارد Slider یک روش عملی Curve-Fitting را با استفاده از تئوری نمودارهای کاهش (براساس معادلات Arps) عرضه کرد که در عین ساده بودن مؤثرتر از روش‌های تحلیل نمودارهای کاهش است.

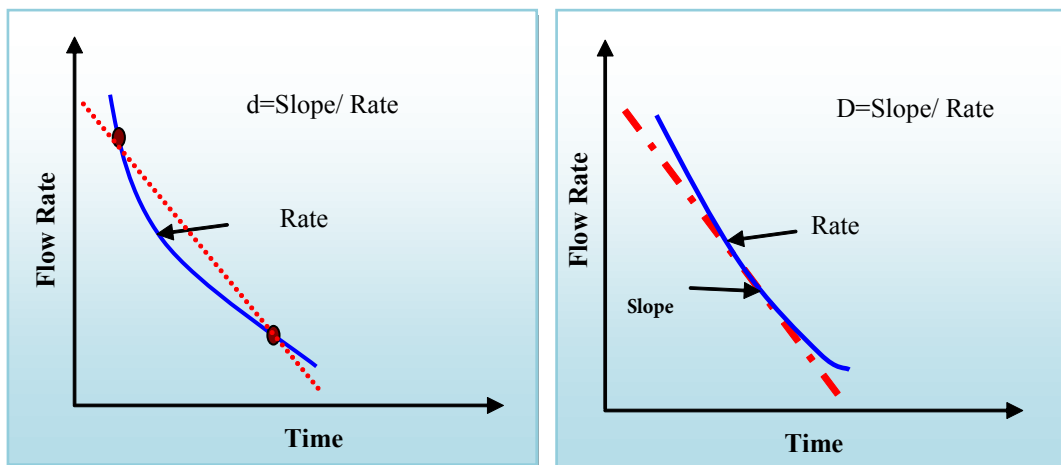
در سال ۱۹۷۲، Gently دوباره با همان هدف یعنی بهبود پیش‌بینی برون‌یابی نمودارهای کاهش جریان سری جدیدی از نمودارها را منتشر کرد [۴]. خصوصیت اصلی این نوع نمودارها در مرتب‌سازی دوباره معادلات، پیش‌بینی نرخ اولیه Arps به یک فرم ساده‌تر توابع ترسیمی می‌باشد. Gently نمودارهای تجمعی Arps را طوری ارائه داد، که با تطابق تاریخچه تولید واقعی مخزن بر نمودارها تولید شده، پارامترهای اصلی برای هر برون‌یابی عملکرد مخزن با ضریب اطمینان بالایی به دست می‌آید.

در سال ۱۹۸۰، Fetkovich در مقاله‌ای با ارائه نتایج فعالیتش براساس معادلات Arps همراه با راه حل‌های حالت گذرا برای سیستم‌های مخزن محدود و محصور، توسعه و تکامل مهمی

شکل-۳: نمودار لگاریتم جریان برحسب زمان برای کاهش نمایی و تخمین D



شکل-۵: مقایسه منحنی‌های حالت کاهش نمایی (Exponential) و کاهش ظاهری (Nominal) و شدت نرخ کاهشی منحنی‌های فوق



می‌دهد که برای به دست آوردن D و تحلیل کاهش جریان از آن استفاده می‌شود. همچنین در شکل ۳ مقدار لگاریتم جریان برحسب زمان رسم شده که به صورت خط راست دیده می‌شود. به عبارتی شیب نمودار می‌تواند مقدار D را برای ما محاسبه کند که نمونه‌ای از کاهش نمایی است.

تحلیل DC برای شبیه‌سازی جریان پایدار به کار می‌رود. بنابراین داده‌های اولیه زمان در این روش معمولاً از روند دوره جریان حد واسط پیروی نمی‌کنند. کاهش نمایی معادل جریان محدود به مرز است که تنها بعد از اتمام جریان حد واسط رخ می‌دهد. از طریق روابط ریاضی نیز می‌توان نشان داد که اگر یک روند کاهش نمایی را به صورت گراف نرخ جریان برحسب تولید تجمعی را رسم نماییم یک خط راست را نتیجه می‌دهد که در نهایت با استفاده از آنها نرخ کاهش، D ، قابل تخمین می‌باشد (شکل ۴).

تولید تجمعی بین زمان t_1 و t_2 را با توجه به متغیر زمان می‌توان از رابطه زیر به دست آورد:

$$(Cumulative Production) = \frac{qi}{D} \left(1 - e^{-\frac{D(t_2-t_1)}{D}} \right) \quad (4)$$

با توجه به تئوری کاهش Exponential، ارتباط q_2 در زمان t_2 با q_1 در زمان t_1 به صورت زیر می‌باشد:

$$q_2 = q_1 e^{-D(t_2-t_1)} \quad (5)$$

عموماً با علم به اینکه کاهش نمایی، یک کاهش درصدی ثابت است برای پیش‌بینی q_2 از رابطه زیر استفاده شده و با توجه به لیست داده‌ها به صورت زیر عمل شود:

$$q_2 = q_1 \times (1-d) \quad (6)$$

در معادله بالا، دو ثابت D و d به ترتیب استفاده شده‌اند و زمان در پارامتر d نهفته است. برای شفاف کردن موضوع، d را "نرخ کاهشی اسمی" (ظاهری) و در مقایسه D "نرخ کاهش نمایی" (واقعی) نامیده می‌شود و رابطه بین D و d به صورت زیر عنوان می‌گردد:

$$D = -\ln(1-d) \quad (7)$$

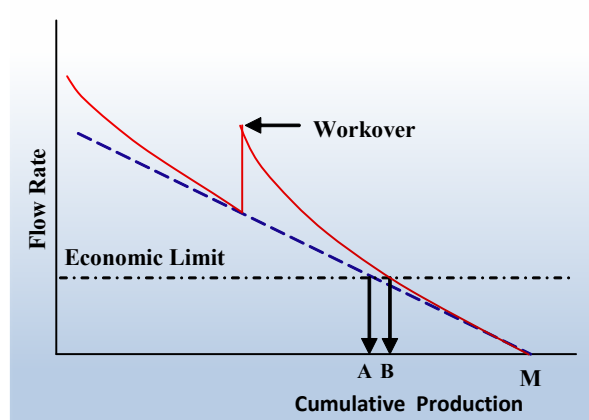
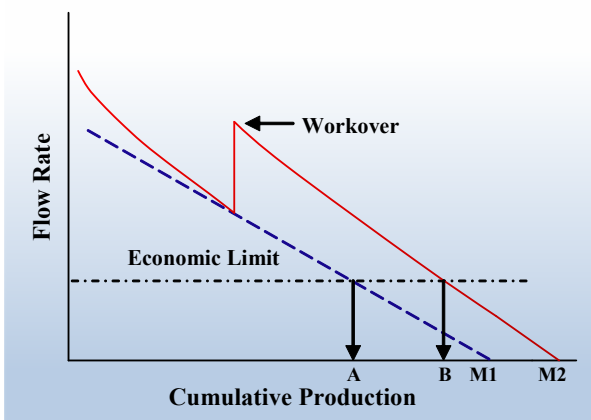
اختلاف بین D و d در شکل ۵ نشان داده شده است. در واقع D به شیب خط مرتبط می‌باشد که در هر لحظه مدنظر

با توجه به مقایسه منحنی‌های کاهش جریان می‌توان مشاهده کرد که کاهش Exponential نسبت به Hyperbolic یا Harmonic کاهش سریع‌تری را نشان می‌دهد. به عبارتی می‌توان نتیجه‌گیری کرد که معمولاً حداقل هیدروکربور ذخیره اثبات‌شده را می‌توان با این گراف محاسبه نمود. با توجه به معادله (۲) که از تئوری Decline Curve و تعریف نرخ کاهش D به دست آمده، میتوان نوشت:

$$\log(q/q_i) = -\frac{D * t}{2.303} \quad (3)$$

شکل ۷- تأثیر Workover بر روی ضریب بازیافت نهایی از مخزن

شکل ۶- عدم تغییر میزان ذخیره قابل بازیافت با توجه به انجام عملیات Workover



۴. منحنی کاهش Hyperbolic

رابطه منحنی کاهش Hyperbolic از رابطه زیر پیروی می کند:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (9)$$

که در این حالت $0 < b < 1$ می باشد. به عبارتی با کاهش منحنی hyperbolic، نرخ کاهش، (D)، ثابت نیست. به طوری که Di: نرخ کاهش در لحظهای است که نرخ جریان q_i می باشد. به طور تجربی ثابت شده است برای برخی از تاریخچه های تولید، D متناسب با نرخ تولید با توان b بالا می رود که البته b بین صفر و یک می باشد. در حالت $b=0$ رابطه منطبق با کاهش نمای می گردد و در حالت $b=1$ کاهش harmonic یا همساز نامیده می شود. شکل (۸) نمودار لگاریتمی جریان بر حسب زمان نشان داده شده است که به صورت خط راست نیست. با توجه به روابط بالا و ارتباط روابط و انتگرال گیری رابطه کاهش hyperbolic به صورت رابطه ۹ خواهد شد که در این رابطه q_i و D_i به ترتیب "نرخ جریان اولیه" و "کاهش اولیه" در $t=0$ هستند. بعد از پیدا کردن ثابت های b ، D_i و q_i با استفاده از مناسب ترین منحنی منطبق با داده های تولید، نرخ جریان در هر زمان t از رابطه بالا به دست می آید. برون یابی به صورت مداوم برای کاهش های hyperbolic و در دوره های طولانی از نظر زمانی منجر به نتایج غیر قابل اعتماد و یا تخمین بالایی برای ذخایر می گردد. برای اجتناب از این مشکل با توجه به پیشنهاد Robertson در برخی از نقاط زمانی، می توان منحنی کاهش hyperbolic را به منحنی کاهش Exponential تبدیل نمود. شکل (۹) نمودار تصحیح شده جریان کاهش hyperbolic را نشان می دهد، که نمودار لگاریتمی جریان بر حسب زمان مشاهده می شود.

۵. جریان کاهش هارمونیک (Harmonic)

کاهش همساز (harmonic) حالتی خاص از کاهش hyperbolic می باشد که $b=1$ و نرخ کاهش D متناسب با q است، یعنی وقتی q به سمت صفر میل می کند D نیز به سمت صفر میل کند. این نوع عملکرد زمانی مورد استفاده است که یک مکانیسم مؤثر مانند نیروی ثقل ریزش (Gravity Drainage) برای بازیافت فعال باشد. مثال دیگر از این نوع جریان کاهش را می توان تولید نفت با ویسکوزیته بالا از طریق "رانش آبد" نام برد.

قرار می گیرد. معمولاً نرخ کاهش اسمی، d، در ارتباط با داده های فهرستوار نرخ جریان ظاهر می شود و از روی داده ها می توان به صورت دستی نیز محاسبه نمود. همان طور که در شکل ۵ نشان داده شده اختلاف بین d و D معمولاً خیلی کم است و به دقت داده ها ارتباط دارد و اگر داده ها اشتباه شوند خطا شاید خیلی بحرانی هم نباشد.

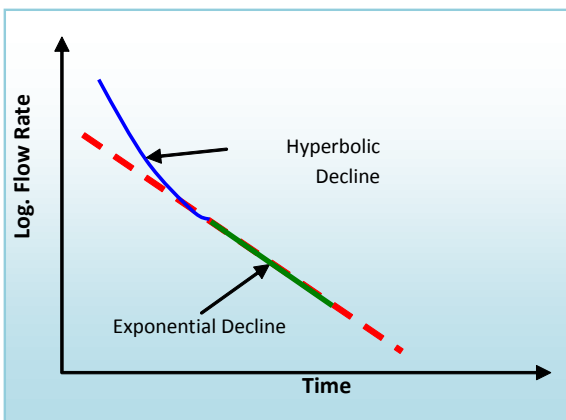
نکته مهم دیگری را که باید در تحلیل نرخ کاهش جریان در نظر گرفت، محاسبه D می باشد. D که از نمودار جریان - زمان (D_{Rt}) به دست می آید باید به صورت تئوری با D که از نمودار جریان تولید (D_{Rc}) حاصل می شود، برابر باشد. برای پیش بینی ذخایر باقی مانده در منحنی کاهش جریان نیز مقدار ذخیره مورد نظر را در جریان اقتصادی بهینه را (q_{Ec}) برون یابی کرده و با استفاده از رابطه زیر ذخیره باقی مانده را محاسبه نمود:

$$Q_{remaining} = \frac{(q_{current} - q_{economic}) \times 365}{D \times 1000} \quad (8)$$

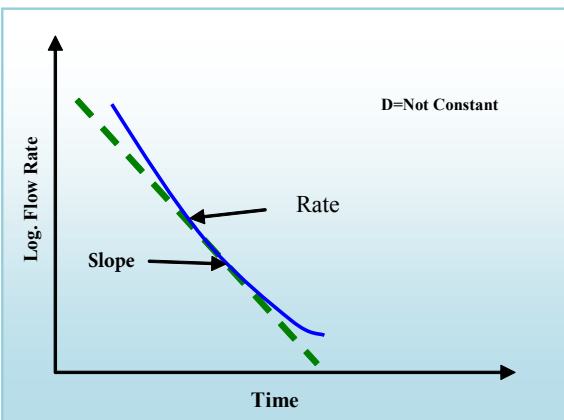
۳. تأثیر Workover و تعمیرات بر روی چاه

تعمیرات بر روی چاه معمولاً یک افزایش ناگهانی در نرخ تولید را در نمودار نشان می دهد. اما این افزایش ناگهانی در جریان تولیدی ممکن است ادامه پیدا نکند و بعد از یک دوره اولیه پایدار دوباره به حالت اول باز گردد. باید توجه نمود که افزایش در نرخ تولید را که در نتیجه Workover به وجود آمده، الزاماً به این معنی نیست که ذخایر بیشتری برای بازیافت داریم. اگر ذخایر قابل بازیافت Workover افزایش یابند بسته به عوامل مختلف شرایط متفاوت خواهد بود. در حالتی که به دلیل پیشرفت Skin در نزدیکی چاه و با اسیدکاری دوباره و یا شکاف هیدرولیکی می توانیم نرخ جریان در چاه را افزایش دهیم البته ذخایر جدیدی اضافه نشده و ذخیره قابل تحرک و قابل تولید تغییر نمی کند و یا در حالتی ممکن است جریان در چاه افزایش یافته و به دلیل باز شدن مناطق جدید به چاه ذخایر قابل بازیافت نیز افزایش یابد. شکل های ۶ و ۷ این تأثیر را به خوبی نشان می دهند. در شکل ۶ ذخیره نهایی قابل بازیافت تغییری نکرده است اما محدودیت های اقتصادی می تواند در این شرایط بسیار قابل اهمیت باشد. همان طور که در شکل دیده می شود نقاط A و B تغییر یافته است. شکل (۷) به خوبی نشان می دهد که ضریب بازیافت نیز افزایش یافته است.

شکل ۹- نمودار کاهش hyperbolic که به حالت Exponential انتقال یافته است.



شکل ۸- نمودار منحنی کاهش Hyperbolic برای لگاریتمی جریان بر حسب زمان



تولید زمانی به انتها می‌رسد که WOR و GOR بیش از حد باشد. هنگامی که تحلیل بر روی یک مخزن گازی انجام می‌گیرد یکی از نسبت‌های مهم مورد استفاده، نسبت CGR است که نسبت میعانات به گاز بوده و برای اندازه‌گیری افزایش میعانات گازی به کار می‌رود. معمولاً هر چه این نسبت (CGR) بزرگتر باشد روش تولید ما مناسب‌تر می‌باشد اما باید در نظر داشت هر چه نسبت CGR بزرگتر باشد مشکلات دیگر نیز مانند حرکت مایع (lifting) در چاه رخ می‌دهد. در این میان WOR (نسبت آب به گاز) و LGR (نسبت مایع به گاز)، اندازه‌گیری مشکلات نهفته در ارتباط با lifting مایعات در چاه را ممکن می‌سازند. پیش‌بینی تولید به زمانی منتهی می‌گردد که LGR آنقدر بزرگ شود که سیستم تولید قادر به کنترل آن نباشد.

۸. نرخ عملکرد روزانه (Operated-Day Rate)

گاهی به دلیل ملاحظات عملیاتی (مشکلات عملیاتی، از دست دادن تجهیزات و ...) یا محدودیت‌های بازار (نبود قرارداد و ...) از چاه به طور پیوسته تولید نمی‌شود، با این وجود گزارش رد شده به صورت ماهیانه (یا روزانه) می‌باشد. اگر تولید ماهیانه بر عدد ۳۰ (تعداد روز در یک ماه) تقسیم شود نرخ روزانه که به این روش محاسبه می‌شود، نرخ تقویم-روز یا Calendar-day Rate نامیده می‌شود. اگر تولید ماهیانه بر تعداد روزهایی که چاه تولید می‌کند (مثلاً ۱۵ یا ۲۰ روز) تقسیم گردد آنگاه نرخ روزانه محاسبه شده این روش «نرخ عملکرد-روز» یا Operated-day Rate نامیده می‌شود و در نهایت می‌توان گفت که اختلاف بین این دو مقدار اندازه‌گیری را Down time چاه می‌نامند. اگر پیش‌بینی براساس تولید تجمعی صورت بگیرد نرخ کاهشی صحیح به دست می‌آید ولی اگر پیش‌بینی بر مبنای زمان باشد، یک فاکتور برای بهینه‌سازی Down time باید در نظر گرفته شود و در محاسبه شرکت کند، معمولاً Loud factor نامیده می‌شود. Loud factor نسبت زمان تولید از چاه به کل زمان گزارش شده می‌باشد. این پارامتر زمانی آشکار می‌شود که یک جدایی بین نمودارهای «نرخ تقویم-روز» و «نرخ عملکرد-روز» وجود داشته باشد.

نتیجه‌گیری:

کاهش Exponential نسبت به Hyperbolic یا Harmonic کاهش سریع‌تری را نشان می‌دهد به عبارتی می‌توان نتیجه‌گیری کرد که معمولاً حداقل هیدروکربور ذخیره اثبات شده را می‌توان با این گراف محاسبه کرد. با ثابت بودن نرخ کاهش در این جریان و با توجه به جریان مورد نظری که چاه را ترک می‌کنند، می‌توان ذخیره قابل بازیافت و ذخیره باقی مانده را نیز به دست آورد. نکته مهم دیگر استفاده از تحلیل این نمودارها بعد از تعمیرات چاه است. در مواردی افزایش نرخ تولید بعد از تعمیرات می‌تواند افزایش ذخیره قابل بازیافت را به همراه داشته باشد و در بسیاری از موارد دیگر، تنها افزایش نرخ تولید در محدوده زمانی خاصی را به همراه خواهد داشت و هیچ‌گونه افزایش ذخیره‌ای که با تحلیل نمودارهای فوق قابل مشاهده باشد را به همراه نخواهد داشت.

همچنان که مشاهده شد در برون‌یابی از منحنی‌های کاهشی hyperbolic برای جلوگیری از خطای نتایج در تخمین ذخایر در

در نتیجه تحرک ناخواسته و یا اثر آب زودتر مشاهده می‌گردد و به عبارتی تولید نفت در Water Cut بالاتری صورت می‌گیرد. اگر نرخ سیال کل ثابت نگه داشته شود، بر اثر افزایش آب، تولید نفت کاهش خواهد یافت. این روند از منحنی harmonic پیروی می‌کند. با توجه به اصول تئوری منحنی جریان کاهشی و تعریف نرخ کاهش جریان، D ، برای نرخ کاهش harmonic و ثابت نبودن D می‌توان گفت:

$$D = K \times q \quad (10)$$

که در این رابطه k ثابتی برابر با $\frac{Di}{qi}$ میباشد. همانطور که گفته شد کاهش harmonic حالت خاصی از کاهش hyperbolic است که در آن $b=1$ می‌باشد لذا با توجه به رابطه (۹) می‌توان نوشت که:

$$q = \frac{q_i}{(1-D_i t)} \quad (11)$$

و در نهایت تولید تجمعی بین t_1 و t_2 برای دو نرخ جریان q_1 و q_2 به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\Delta Q_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right) \quad (12)$$

بنابراین می‌توان میزان تولید تجمعی را در پایان عمر مخزن یا به عبارتی در نرخ جریان صفر تعیین کرد. با توجه به تساوی بالا می‌توان برای به دست آوردن خط راست در روش harmonic منحنی لگاریتم جریان را بر حسب تولید تجمعی رسم کرد.

۶. جریان هم‌زمان آب و نفت و گاز:

منحنی‌های کاهش برای تحلیل تولید نفت و گاز به کار می‌روند. همچنین برای تحلیل عملکرد چاه در تولید مخلوط نفت و آب نیز این منحنی‌ها قابل استفاده هستند. با استفاده هم‌زمان از داده‌های نفت و گاز و آب و نسبت‌های آنها (GOR، WOR و WGR) تحلیل‌ها هماهنگ‌تر خواهند بود. روند منحنی‌های نسبت این سیالات، می‌تواند مخالف منحنی سیال اولیه باشد. مثلاً بسیار معمول است که منحنی آب و گاز روند افزایشی و منحنی مربوط به گاز روند کاهشی داشته باشد. بنابراین برون‌یابی منحنی‌های نسبت، باید با در نظر گرفتن مکانیسم مناسب مخزن که در روند تولید مشاهده شده و چگونگی تولید صورت بگیرد. ثابت‌های D_i و q_i نیز از منحنی لگاریتم نرخ جریان تولید بر حسب تولید تجمعی قابل محاسبه می‌باشد.

۷. منحنی‌های نسبت:

منحنی‌های نسبت، نمودارهای نسبت‌های نفت، گاز و آب هستند که ارتباط‌های متفاوت آنها را نشان می‌دهد. این ارتباط‌ها برای انعکاس بهترین مکانیسم تولیدی بهینه می‌شوند که معمولاً آنها را براساس نرخ‌های جداگانه روی جداول عملکرد نشان می‌دهند. به این ترتیب وابستگی متقابل نرخ‌ها و نسبت‌ها واضح‌تر بوده و منجر به هماهنگی بیشتر تحلیل‌ها می‌شود.

معمول‌ترین نسبت‌های مورد استفاده عبارتند از: GOR، WOR، $\left(\frac{q_g}{q_o}\right)$ که این نسبت‌ها بازده مکانیسم تولیدی مخزن را منعکس می‌کند. یک نسبت افزایشی GOR یا WOR معمولاً با یک نرخ کاهشی نفت مرتبط است، پیش‌بینی



References:

1. Manual for the oil and gas industry (Revised August, 1921). Government printing office, Washington, DC(1921).
2. Arps, J.J.: "Analysis of decline curves," Trans. AIME (1945) 160,228-247.
3. Slider, H.C.: "A simplified method of hyperbolic decline curve analysis," JPT (March 1968) 235-236.
4. Gentry, R.W.: "decline curve analysis." JPT (Jan.1972) 38-41.
5. Fetkovich, M.J.: "Decline curve analysis usin type curves" JPT (June 1980) 1065-1077.
6. Carter R.D.: "Type curves for finite radial and linear gas flow systems: Constant terminal pressure case," SPEJ (Oct. 1985) 719-728.
7. Fraim, M.L. and Wattenbarger, R.A.: "Gas reservoir decline curve analysis using type curves with real gas pseudo pressure and normalized time," APEFE (Dec. 1987) 671-682; Trans. AIME,290.
8. Aminian, K., Ameri, S., and Hyman, M.: "Production decline type curves for gas well producing under pseudo-steady state conditions," paper SPE 15933 presented at the 1986 SPE eastern regional meeting, Columbus, OH, Nov. 12-14.
9. Schmidt, S.H., Caudle, B.H., and Miller, M.A.: "Gas well decline analysis incorporating real gas behavior and Non-Darcy flow," paper SPE 15521 presented at the 1986 SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, LA, Oct. 5-8

برخی از نقاط زمانی، می توان منحنی کاهش hyperbolic را به منحنی کاهشی Exponential تبدیل کرد.

هنگامی که یک مکانیسم مؤثر چون نیروی ریزش ثقلی (Gravity Drainage) برای بازیافت فعال باشد و یا نفت با ویسکوزیته بالا از طریق «رانش آبد» تولید شود به طوری که با ثابت نگهداشتن نرخ کل تولید از چاه (آب و نفت) تولید نفت کاسته شود، روند تولید از منحنی harmonic پیروی می کند.

برای تحلیل عملکرد چاه در تولید مخلوط نفت و گاز و آب و همچنین برای جلوگیری از خطاهای احتمالی و بیان شده، از تحلیل هم زمان داده های مربوط نفت و گاز و آب و نسبت های آنها، GOR، WOR، GIR و WGR استفاده می گردد. همچنین برون یابی منحنی های نسبت باید با در نظر گرفتن مکانیسم مناسب مخزن که در روند تولید مشاهده شده و نیز چگونگی تولید صورت پذیرد.

هنگام تحلیل عملکرد گروهی از چاه های تولیدی، پیشنهاد می گردد که تحلیل کاهشی جریان در حالت تولید متوسط هر چاه در عملیات روزانه اجرا شود و پیش بینی گروه چاه های مورد نظر (Pool) از طریق عملکرد متوسط چاه ها تعیین گردد. همچنین نرخ مورد نظر برای مجموعه ای از چاه ها که از نظر اقتصادی مناسب باشد نیز باید مورد توجه قرار گیرد، زیرا برای مجموعه ای از چاه ها ممکن است گمراه کننده باشد. همچنین برای تک تک چاه ها ممکن است پیش بینی متغیر با مجموع چند چاه به دست آید.

برای انعکاس بهترین مکانیسم تولید بهتر است نمودارهای نسبت های نفت، گاز و آب براساس نرخ های جداگانه بر روی جداول عملکرد نشان داده شود، به این ترتیب وابستگی متقابل نرخ ها و نسبت ها واضح تر خواهد بود که منجر به هماهنگی بیشتر تحلیل ها می شود.