

تحلیل داده‌های تولید در مخازن هیدروکربنی

محمدحسین حیدری سورشجانی^{*}، شهاب گرامی^{*} • پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

چکیده

تحلیل داده‌های تولید از مهم‌ترین روش‌های تخمین ذخیره و پیش‌بینی تولید از میدان است. عدم آگاهی کافی از روش صحیح آنالیز داده‌های تولید، منجر به ایجاد خطای زیادی در تخمین می‌شود؛ بدین صورت که تحلیل‌گر می‌تواند به‌سادگی داده‌های خام را وارد نرم‌افزارهای تجاری کرده و نتایج خروجی را بپذیرد. در حالی که باید قبل از آغاز آنالیز، چندین مرحله‌ی متوالی انجام شود. همچنین تحلیل‌گر باید از نوع داده‌های تولید، شرایط چاه و میدان و قابلیت مدل‌های مختلف آنالیز آگاه باشد. برای این منظور، در این مطالعه تحلیل صحیح داده‌های تولید در قالب یک نقشه‌ی راه و به‌صورت مرحله به مرحله ارائه می‌شود که در هر مرحله فلسفه‌ی وجودی آن مرحله، چالش‌ها و مباحث مرتبط ارائه شده است. همچنین در هر مرحله، مثال‌هایی واقعی مربوط به یکی از میادین ایران ارائه خواهد شد.

اطلاعات مقاله

✳ دریافت:

۹۴/۵/۴

✳ ارسال برای داوری:

۹۴/۵/۱۰

✳ پذیرش:

۹۴/۷/۲۰

واژگان کلیدی

تحلیل داده‌های تولید
پیش‌بینی تولید
گاز و نفت در جا
ذخیره

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (m.heidari.su@gmail.com)



مقدمه

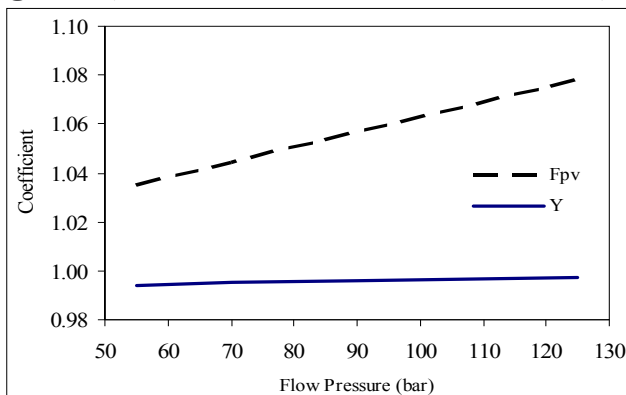
به صورت تحلیلی انجام می‌شود اما تحلیل قسمت به مرز رسیده به صورت تجربی صورت می‌پذیرد. روش‌های مدرن ارائه شده پس از ۱۹۸۰، از مدل‌های تحلیلی آنالیز داده‌های مربوط به هر دو رژیم جریان گذرا و به مرز رسیده استفاده می‌کنند. در این روش‌ها علاوه بر داده‌های نرخ چاه، باید فشار جریانی ته‌چاه نیز در دسترس باشد. برخی از مهم‌ترین روش‌های مدرن عبارتند از: منحنی‌های نمونه بلازینگیم [۳]، منحنی‌های نمونه‌ی آگاروال-گاردنر [۴] و روش موازنه‌ی مواد جریانی [۵].

در این مقاله سعی شده فرآیند تحلیل داده‌های تولید مرحله به مرحله توصیف شود و راهکارها و چالش‌های پیش‌رو در هر مرحله ذکر گردد. این مراحل که در بخش‌های بعدی توضیح داده می‌شوند به ترتیب شامل موارد زیر هستند:

- تعیین اولویت‌بندی اهداف تحلیل داده‌ها
- تقسیم‌بندی منابع هیدروکربنی با توجه به شرایط موجود میدان
- گردآوری، سازماندهی و کنترل کیفی داده‌ها
- تعیین تاریخچه‌ی نرخ جریانی چاه‌ها در صورت موجود نبودن آنها
- تعیین تاریخچه‌ی فشار جریانی ته‌چاهی
- تعیین سهم تولید از لایه‌های مختلف (در صورت چندلایه‌ای بودن مخزن)
- تقسیم‌بندی داده‌های تولید از لحاظ زمانی و جغرافیای میدان
- انتخاب، اصلاح و توسعه‌ی مدل آنالیز مناسب با توجه به شرایط میدان
- آنالیز داده‌ها و تعیین نتایج نهایی

۱- تعیین اولویت‌بندی اهداف تحلیل داده‌ها

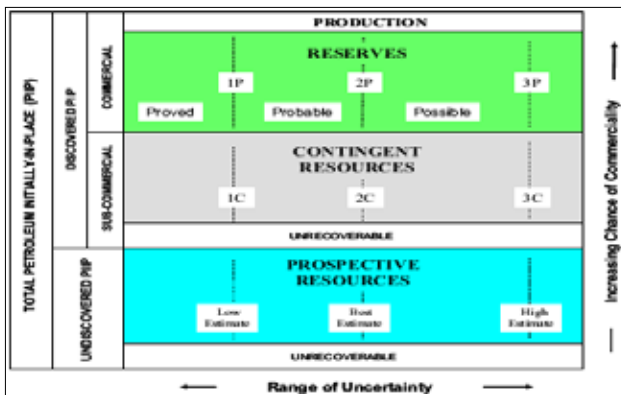
روش‌های تحلیل و دیدگاه مورد استفاده در پروژه، بسته به اهداف مورد نظر انتخاب خواهند شد. این اهداف شامل تعیین مواردی از قبیل مقادیر درجا و قابل برداشت ذخایر و منابع هیدروکربنی مشروط، درجه‌ی عدم قطعیت مقادیر منابع، تراوایی و ضریب پوسته، پیش‌بینی تولید از چاه و میدان، تعیین سهم تولید از هر لایه، تخمین ذخیره به‌منظور ارزیابی‌های اقتصادی و واگذاری پروژه‌های توسعه‌ای و قراردادها هستند. نوع اهداف ذکر شده حتی در تعیین نرم‌افزار تجاری مناسب کمک می‌کند. برای تعیین بازه‌ی عدم قطعیت منابع



شکل ۲ | اثر تغییر فشار گاز ورودی به اریفیس بر ضرایب F_{pv} و Y

ارزیابی صحیح عملکرد مخزن نیازمند دانستن متغیرهایی نظیر گاز درجا، فشار میانگین مخزن و ذخیره‌ی قابل برداشت است. روش‌های عمده‌ی تخمین منابع هیدروکربنی شامل روش حجمی، روش موازنه‌ی مواد، روش شبیه‌سازی عددی میدان و روش‌های تحلیل داده‌های تولید هستند. روش‌های حجمی که معمولاً در زمان‌های اولیه‌ی عمر مخزن استفاده می‌شوند عدم قطعیت زیادی دارند. با گذشت زمان و تولید از میدان، روش‌های دینامیک (شامل موازنه‌ی مواد، شبیه‌سازی عددی و روش‌های آنالیز داده‌های تولید) استفاده می‌شوند. روش‌های تحلیل داده‌های تولید جزء ساده‌ترین و قابل‌اعتمادترین روش‌های تخمین متغیرهای مخزن و پیش‌بینی تولید هستند. این روش‌ها در مقایسه با شبیه‌سازی عددی میدان، بسیار ساده و کم‌هزینه هستند. همچنین داده‌های ورودی آنها تنها داده‌های تولید چاه‌هاست که بسیار کمتر از داده‌های مورد نیاز برای شبیه‌سازی عددی میدان است. در شبیه‌سازی میدان باید اطلاعات تمامی بلوک‌های عددی مشخص باشد. بنابراین ممکن است نتایج پیش‌بینی‌هایی که داده‌های ورودی آنها قطعیت زیادی ندارند چندان مورد اعتماد نباشند. به همین دلیل باید این مدل‌ها پیوسته به‌روز شوند. بنابراین روش‌های تحلیل داده‌های تولید بسیار پرکاربرد هستند و در صنعت نفت در کنار سایر روش‌ها به‌عنوان ابزارهای کمکی استفاده می‌شوند. این روش‌ها تجربی، نیمه‌تجربی یا تحلیلی هستند که معمولاً در کنار یکدیگر و به‌صورت سیستماتیک روی داده‌ها اعمال می‌شوند.

نخستین روش جامع و کاربردی برای تحلیل داده‌های تولید چاه‌های نفت و گاز، روش آرپس است [۱]. روش‌های تجربی دیگری نیز قبل از این روش ارائه شده‌اند که هیچ‌گاه به مقبولیت و جامعیت روش آرپس رادست نیافته‌اند. آرپس نشان داد که افت طبیعی تولید برای مخزن در حال تولید در شرایط تخلیه با سه منحنی نمایی، هارمونیک و هیپربولیک توصیف می‌شود. معادلات آرپس بر مبنای قوانین فیزیکی حاکم بر جریان نفت و گاز در سازند توسعه نیافته‌اند و مطلقاً تجربی هستند. طی سال‌های متمادی، تحلیل داده‌های تولید بر مبنای روابط تجربی بوده و هیچ‌گونه مدل تحلیلی وجود نداشته است. پس از آن نمودارهای منحنی نمونه‌ی تحلیلی-تجربی از قبیل منحنی‌های نمونه‌ی فتکوپیج توسعه داده شد [۲]. در این منحنی‌های نمونه، تحلیل دوره‌ی گذرا



شکل ۱ | تقسیم‌بندی منابع هیدروکربنی از لحاظ اقتصادی و قطعیت [۶]

به صرفه بودن آنها نیازمند فن آوری خاصی است (که فعلاً موجود نیست یا در حال توسعه است) یا ارزیابی سازند با هدف تعیین مقرون به صرفه بودن تولید از یک سازند، ناکافی و مبهم است. منابع مربوط به آینده نیز منابع کشف نشده‌ای هستند که پتانسیل برداشت داشته باشند. از لحاظ عدم قطعیت، هر کدام از منابع (ذخایر، منابع مشروط، منابع مربوط به آینده) می‌توانند به سه دسته‌ی قطعی، محتمل و ممکن تقسیم شوند. شکل ۱- نمایانگر تقسیم‌بندی منابع به لحاظ مقرون به صرفه بودن و همچنین درجه‌ی عدم قطعیت است.

با دانستن این تقسیم‌بندی، مقدار منابع و پیش‌بینی تولید قطعی، محتمل و ممکن از قسمت‌های مختلف میدان تخمین زده می‌شود. این تقسیم‌بندی به منظور ارزیابی‌های اقتصادی، تصمیم‌گیری در مورد توسعه‌ی مخزن، واگذاری پروژه‌های توسعه‌ای و قراردادهای و مسائلی از این قبیل بسیار حائز اهمیت است. بنابراین با اولویت‌بندی اهداف تحلیل داده‌ها (مرحله‌ی قبل)، این مرحله به صورت سطحی یا عمیق مطالعه خواهد شد.

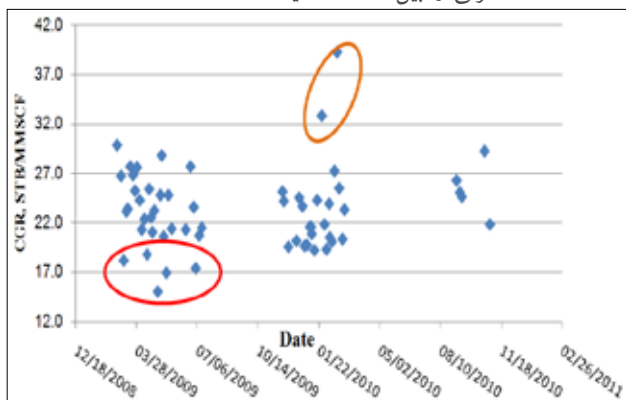
۳- گردآوری، سازماندهی، و کنترل کیفی داده‌ها

عموماً داده‌های مورد نیاز شامل موارد زیر هستند:

- الف) داده‌های دینامیک
 - نرخ جریان‌های چاه‌ها (در صورت وجود)
 - فشار جریان‌های قبل و بعد از کاهنده
 - آزمایش‌های فشار استاتیک، افت و ساخت فشار و چند جریان‌ی
 - آزمایش‌های PLT، RFT
 - داده‌های عملیاتی واحد جداسازی آب در صورت وجود و نیاز (برای سکوها دریا)

ب) داده‌های استاتیک

- نقشه‌های فرآیند جریان واحدهای جداسازی در صورت نیاز (برای سکوها دریا)
- مشخصات فیزیکی کاهنده‌ها و جریان‌سنج‌ها
- اطلاعات شیب، عمق و قطر لوله مغزی در چاه
- اطلاعات مخزنی از قبیل ضخامت لایه‌ها



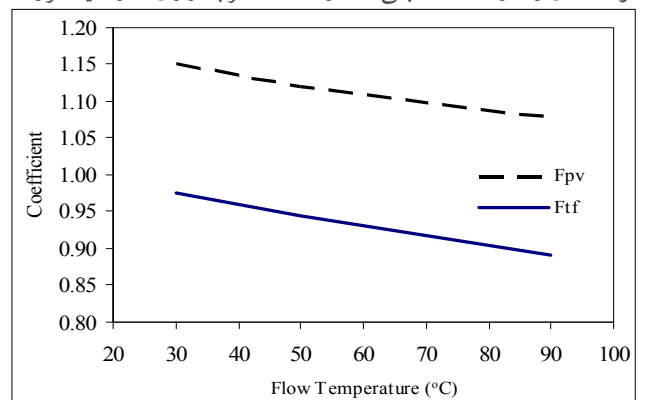
شکل ۱۴ | تعیین داده‌های تولید خارج از روند و پرکننده

هیدروکربنی، به طور معمول از معادلات آریس استفاده می‌شود؛ به این ترتیب که با قرار دادن متغیر توان افت (b) برابر با صفر، $0/5$ و یک به ترتیب مقادیر قابل برداشت منابع قطعی^۱، منابع محتمل^۲ و منابع ممکن^۳ تخمین زده می‌شوند. این مقادیر همچنین با عناوین تخمین پایین^۴، بهترین تخمین^۵ و تخمین بالا^۶ شناخته می‌شوند. همچنین می‌توان مقادیر قطعی، محتمل و ممکن پیش‌بینی تولید از بخش‌های مختلف میدان را تخمین زد. باید توجه داشت که مقادیر نفت و گاز در جا را نمی‌توان به طور مستقیم از روش آریس تخمین زد و برای این منظور نیاز به دانستن ضریب بازیافت است. در حالی که با استفاده از روش‌های مدرن می‌توان مقدار گاز یا نفت در جا را تخمین زد. همچنین با استفاده از روش‌های مدرن می‌توان شعاع تخلیه، فشار میانگین مخزن و در بعضی موارد، تراوایی و ضریب پوسته را تخمین زد؛ در صورتی که روش‌های تجربی (آریس) قادر به تخمین چنین مواردی نیستند. با توجه به اهداف مورد نظر، ممکن است پس از تعیین ظرفیت تولید یک میدان، ارزیابی‌های اقتصادی نیز انجام شود.

۲- تقسیم‌بندی منابع هیدروکربنی با توجه به شرایط میدان

بر اساس استانداردهای صنعت نفت، منابع هیدروکربنی یک میدان به سه دسته‌ی ذخایر^۱، منابع مشروط^۲ و منابع مربوط به آینده^۳ تقسیم‌بندی می‌شود [۶].

اساس این تقسیم‌بندی، درجه‌ی قابل برداشت و مقرون به صرفه بودن توسعه‌ی منابع است. ذخایر، منابع کشف شده‌ای هستند که توقع می‌رود از لحاظ اقتصادی و از طریق پروژه‌های توسعه‌ای قابل برداشت باشند. برای تقسیم منابع به سه دسته‌ی ذکر شده ذکر شده، شاخص‌های شناخته شده‌ای وجود دارد. ذخایر باید کشف شده، قابل برداشت، مقرون به صرفه و باقیمانده (تولید نشده) باشند. برای اینکه منبعی جزء ذخایر در نظر گرفته شود ضروری است آنالیز آزمایش‌های سازند، آزمایش‌های تولید، نمودارهای چاه و مغزه‌ها، اطمینان زیادی از مقرون به صرفه بودن تولید مخزن را نشان دهند. منابع مشروط، منابع کشف شده‌ای هستند که در حال حاضر بنا به دلایلی از لحاظ اقتصادی قابل برداشت نیستند اما پتانسیل برداشت از طریق پروژه‌های توسعه‌ای را دارند. مثلاً منابعی که در حال حاضر بازاری ندارند یا مقرون



شکل ۱۳ | اثر تغییر دمای گاز ورودی به آریفیس بر ضرایب F_{pv} و F_{tf}

و نسبت نفت به گاز بر حسب زمان) استفاده کرد. شکل ۴- داده‌های تولید مربوط به واحدی در یکی از میداین ایران است. در این شکل داده‌های خارج از یک بازه‌ی مورد قبول از نسبت نفت به گاز مشخص شده‌اند.

۴- تعیین تاریخی نرخ جریان‌ی چاه‌ها در صورت موجود نبودن آنها

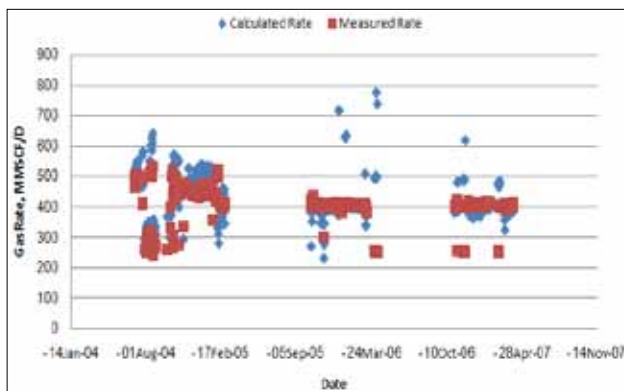
در برخی میداین (به‌ویژه میداین دریایی) نرخ جریان‌ی هر چاه به‌صورت مستقل اندازه‌گیری نمی‌شود بلکه نرخ کل مجموعه‌ای از چاه‌ها که به واحد یا سکوی تولیدی هدایت می‌شوند به‌صورت روزانه ثبت می‌گردد. برای تحلیل داده‌های تولید لازم است تاریخی نرخ تولید هر چاه مشخص باشد. بدین منظور نرخ جریان‌ی کل با استفاده از روش‌های مهندسی خاص بین چاه‌ها سرشکن می‌شود. برای این منظور نیاز به محاسبات کاهنده و استفاده از آزمایش‌های چندجریان‌ی است. در برخی میداین، درصد بازشدگی کاهنده به‌صورت روزانه ثبت می‌شود. حال آنکه برای استفاده از روابط موجود جهت تعیین نرخ جریان عبوری از کاهنده باید اندازه‌ی واقعی قطر کاهنده مشخص باشد. در چنین شرایطی ابتدا باید رابطه‌ای بین درصد بازشدگی و اندازه‌ی واقعی بازشدگی کاهنده برای هر چاه تعیین گردد. برای این کار می‌توان از آزمایش‌های چندجریان‌ی^۶ کمک گرفت. پس از تعیین چنین رابطه‌ای، درصد بازشدگی به اندازه‌ی واقعی بازشدگی تبدیل شده و با دانستن فشار در بالادست و پایین دست شیر فشارشکن می‌توان نرخ تولید را تعیین کرد. خاطر نشان می‌شود مدل مورد استفاده برای محاسبه‌ی نرخ تولید باید با مدل استفاده شده برای تعیین رابطه‌ی درصد بازشدگی و اندازه‌ی واقعی یکسان باشد. در شکل ۵- که نشان‌دهنده‌ی چنین رابطه‌ای برای یکی از چاه‌های میداین ایران است از مدل مکانیکی موجود در نرم‌افزار Pipesim استفاده شده است. پس از تعیین نرخ چاه‌های یک واحد یا سکو، این نرخ‌ها با هم جمع شده و با نرخ کل اندازه‌گیری شده در خروجی واحد مقایسه می‌شوند. نزدیک بودن مقادیر نرخ محاسبه شده و اندازه‌گیری شده‌ی خروجی از واحد به یکدیگر، نشان‌دهنده‌ی درستی محاسبات است؛ در غیر این صورت باید محاسبات بازنگری شود تا دلیل این عدم تطابق مشخص گردد. شکل ۶- مقایسه‌ای بین نرخ کل خروجی محاسبه شده و اندازه‌گیری

در شرایط واقعی ممکن است بسیاری از این داده‌ها موجود نبوده یا در صورت وجود از دقت بالایی برخوردار نباشند. باید توجه داشت که دقت اندازه‌گیری جریان‌سنج‌ها اهمیت زیادی دارد؛ چراکه جریان‌های اندازه‌گیری شده، داده‌های اساسی آنالیز هستند. برای محاسبه‌ی نرخ گاز عبوری از یک اریفیس از معادله‌ی ۱- استفاده می‌شود [۷].

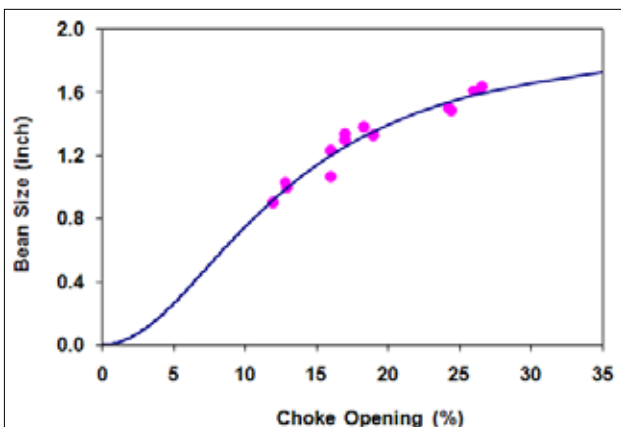
$$Q_g = F_b \cdot Y \cdot F_{if} \cdot F_\gamma \cdot F_{pv} \cdot \sqrt{h_w (P_f + P_a)} \quad (1)$$

معمولاً ثابت‌های جریان‌سنج (اریفیس) برای شرایط طراحی در نظر گرفته شده‌اند. حال باید بررسی شود که آیا این ثابت‌ها پس از گذشت چندین سال هنوز برای شرایط عملیاتی معتبرند یا نه. بنابراین جریان‌سنج‌ها باید پیوسته بازرسی شوند. همچنین می‌توان با شبیه‌سازی، مقادیر ثابت‌های آنها را برای شرایط عملیاتی ارزیابی کرد. بدین منظور باید متغیرهای عملیاتی نظیر دما و فشار قبل و بعد از جریان‌سنج‌ها در دسترس باشد. در سکوها فرآورش دریایی، این جریان‌سنج‌ها در خروجی واحدهای جداسازی آب قرار گرفته‌اند. بنابراین واحدهای جداسازی نیز باید برای شرایط عملیاتی شبیه‌سازی شوند. در شرایط واقعی ممکن است متغیرهای فشار و دما چندان قابل اطمینان نباشند. این امر شبیه‌سازی واحد جداسازی آب و همچنین جریان‌سنج‌ها را با چالشی جدی مواجه می‌کند. شکل‌های ۲- و ۳ به ترتیب اثر فشار و دمای ورودی جریان‌سنج به کار رفته در یکی از میداین ایران را روی برخی از ضرایب آن نشان می‌دهند. همان‌طور که از شکل‌ها استنباط می‌شود اگر دما و فشار عملیاتی ورودی جریان‌سنج تفاوت زیادی با مقادیر طراحی داشته باشند مقادیر برخی ضرائب و به تبع آن نرخ عبوری از جریان‌سنج نیز نسبت به مقدار محاسبه شده متفاوت خواهد بود.

همچنین باید ارتباط منطقی داده‌های نرخ و فشار بررسی شود. به‌علاوه باید داده‌های پراکنده و خارج از روند، از داده‌های تولید و همچنین آزمایش‌های جریان‌ی حذف شوند. برای این منظور می‌توان از نمودارهای تشخیصی (شامل نمودارهای نرخ بر حسب فشار، نرخ بر حسب زمان، فشار بر حسب زمان



شکل ۶ | مقایسه‌ی نرخ‌های گاز اندازه‌گیری شده و محاسبه شده برای یکی از واحدهای تولیدی میداین ایران

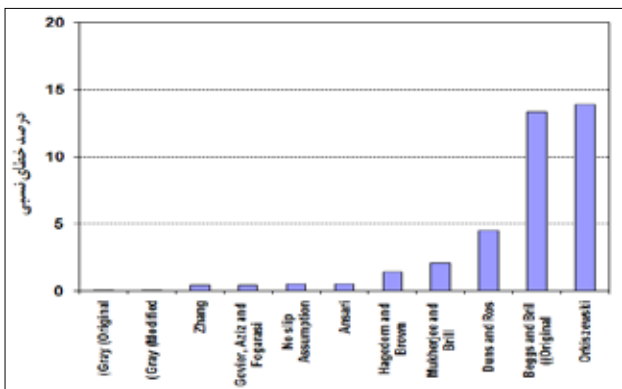


شکل ۵ | نمودار اندازه‌ی شیر فشارشکن بر حسب درصد بازشدگی چاه

مدل‌های آنالیز جهت استفاده در مخزنی یک لایه‌ای توسعه داده شده‌اند و در صورت وجود لایه‌های بدون ارتباط جریانی عمودی در مخزن، ممکن است پیش‌بینی این مدل‌ها دقیق نباشد. بدین منظور نرخ چاه در طول دوره‌ی تولید بین لایه‌ها سرشکن شده و داده‌های تولیدی هر لایه، جداگانه آنالیز می‌شود. در این مرحله استفاده از آزمایش‌های PLT در طول فواصل زمانی تولید کمک بسیار مناسبی خواهد بود.

۷- تقسیم‌بندی داده‌های تولید از لحاظ زمانی و جغرافیای میدان

از آنجا که شرایط چاه و مخزن بر انتخاب نوع مدل تحلیل داده‌ها و نحوه‌ی تحلیل مؤثرند، دسته‌بندی‌هایی برای داده‌ها انجام شده و هر دسته داده جداگانه آنالیز می‌شود. باید توجه داشت که نتایج روش‌های تجربی تابع شرایط چاه است. مثلاً ممکن است باز یافت نهایی یک چاه پس از اسیدکاری افزایش یابد. بنابراین نتایج آنالیز روش‌های تجربی برای دوره‌ی قبل از اسیدکاری معتبر نبوده، باید داده‌های تولید پس از اسیدکاری آنالیز شوند و نتایج باز یافت نهایی و پیش‌بینی تولید برای شرایط جدید چاه حاصل شود. همچنین در صورت حفر چاه‌های جدید در نزدیکی چاه مورد نظر یا اعمال یک روش ازدیاد برداشت نظیر تزریق آب یا گاز در مخزن، داده‌ها از زمان اعمال تغییر، انتخاب و آنالیز می‌شوند. باید توجه داشت که برخی نتایج روش‌های مدرن، تابعی از شرایط چاه و مخزن نیست. مثلاً گاز یا نفت در جای مخزن عدد ثابتی است و به شرایط چاه بستگی ندارد اما فشار میانگین مخزن و پیش‌بینی تولید چاه تابع شرایط چاه هستند. مثلاً شکل ۱۰ اثر تعمیر چاه را بر باز یافت نهایی و منابع درجا نشان می‌دهد. همان‌طور که نشان داده شده باز یافت اقتصادی تابعی از شرایط چاه است. در صورتی که منابع درجا به شرایط چاه بستگی ندارد و عدد ثابتی است. در هنگام استفاده از روش‌های مدرن باید شرایط مرزهای بیرونی مخزن از قبیل مرز بسته یا وجود آبدنه نیز در نظر گرفته شود. زیرا انتخاب مدل مناسب به این شرایط نیز بستگی دارد. در برخی موارد می‌توان با استفاده از برخی منحنی‌های نمونه، نوع شرایط مرزی بیرونی را تشخیص داد. بنابراین قبل از آنالیز داده‌های چاه‌های یک میدان باید تاریخچه‌ی فعالیت‌های انجام شده روی چاه‌ها، حفر چاه‌های جدید و آغاز تزریق آب یا گاز به دقت بررسی



شکل ۸ | نمودار خطای نسبی مدل‌ها برای چاهی با نرخ ۳۴/۵ MMSCFD در آزمایش PLT

شده‌ی یکی از واحدهای تولیدی میدین ایران را نشان می‌دهد.

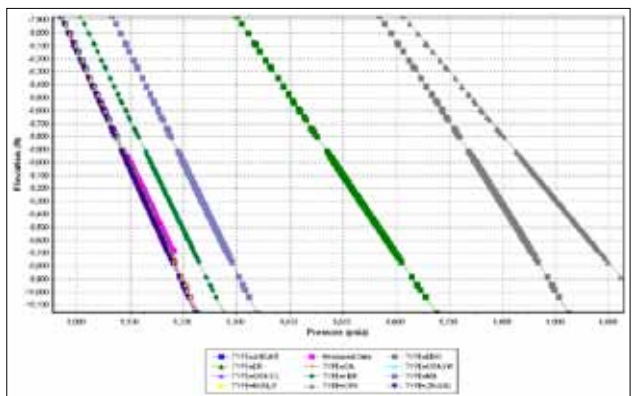
۵- تعیین تاریخچه‌ی فشار جریانی ته‌چاهی

برای استفاده از برخی روش‌های آنالیز، علاوه بر نرخ چاه، دانستن تاریخچه‌ی فشار جریانی چاه نیز الزامی است. برای این منظور پس از محاسبه‌ی افت فشار داخل چاه، با دانستن فشار سرچاهی می‌توان فشار ته‌چاهی را محاسبه کرد. بنابراین باید رابطه‌ی مناسب جهت تعیین افت فشار در چاه مشخص شود. برای تعیین بهترین رابطه می‌توان از داده‌های آزمایش‌های PLT استفاده کرد؛ بدین ترتیب که با استفاده از روابط مختلف، گرادین فشار چاه و فشار ته‌چاهی برای نرخ‌های آزمایش شده محاسبه خواهد شد و با مقادیر واقعی اندازه‌گیری شده مقایسه می‌گردد. در نهایت رابطه‌ای که نزدیک‌ترین جواب‌ها را پیش‌بینی کند به عنوان بهترین رابطه انتخاب می‌شود. شکل ۷- مقایسه‌ی گرادین فشار داده‌های واقعی و مقادیر محاسبه شده توسط روابط مختلف را برای یک چاه نشان می‌دهد. در شکل ۸- درصد خطای روابط مختلف نشان داده شده است. خاطر نشان می‌شود برای تبدیل فشارهای سرچاهی به فشار ته‌چاهی باید پایداری یا ناپایداری جریان در داخل چاه مشخص شود. اگر جریان در چاه ناپایدار باشد مقادیر محاسبه شده‌ی فشار ته‌چاهی ممکن است چندان قابل اعتماد نباشند. علائم زیر نشان‌دهنده‌ی ناپایداری جریان در چاه هستند [۸]:

- داده‌های به شدت پراکنده
 - تغییر ناگهانی در نرخ یا فشار سرچاهی
 - کمتر بودن سرعت از سرعت کمینه برای جابجایی مایعات در چاه
 - افت ناگهانی مایعات و گاز تولیدی
- موارد ذکر شده را می‌توان در مرحله‌ی کنترل کیفی داده‌ها و توسط نمودارهای تشخیصی تعیین کرد. شکل ۹- فشار ته‌چاهی محاسبه شده برای چاهی در یکی از میدین ایران را نشان می‌دهد.

۶- تعیین سهم تولید از لایه‌های مختلف (در صورت چند لایه‌ای بودن مخزن)

در مواردی که لایه‌های داخل مخزن ارتباط ضعیفی با یکدیگر دارند بهتر است داده‌های تولیدی هر لایه، جداگانه آنالیز شود. به دلیل آنکه بسیاری از



شکل ۹ | نمودار مقایسه‌ی فشار واقعی و محاسبه شده توسط مدل‌های مختلف برحسب عمق چاه با نرخ ۳۴/۵ MMSCFD در آزمایش PLT

است برای مخزن تحت رانش آبدۀ از منحنی‌های نمونه‌ی اصلاح شده برای این مخازن استفاده کرد.

در مخازن چندلایه، وجود جریان عمودی بین لایه‌ها در مخزن و درجه‌ی شدت این جریان، اثر مهمی بر انتخاب مدل آنالیز داده‌ها دارد. به‌طور کلی زمانی که چندین لایه در تولید نقش دارند دقت مدل‌ها در تعیین متغیرهای مخزن و پیش‌بینی تولید کاهش می‌یابد. با کاهش درجه‌ی شدت جریان عمودی بین لایه‌ها در مخزن، دقت مدل‌ها نیز کاهش می‌یابد. در چنین شرایطی جهت تعیین متغیرهای مخزن، دقت روش‌های بدون منحنی نمونه از روش‌های حاوی منحنی نمونه بیشتر است. از برخی منحنی‌های نمونه می‌توان جهت تشخیص کیفی شدت جریان عمودی بین لایه‌ها کمک گرفت. مثلاً در منحنی‌های نمونه فتکویچ هر قدر داده‌ها روی نمودارهای بالاتری بیافتند (افزایش توان افت)، شدت جریان عمودی بین لایه‌ها کمتر است.

برخی شرایطی که نیازمند انتخاب مدل مناسب یا اصلاح مدل هستند عبارتند از: حجمی نبودن ناحیه‌ی تخلیه‌ی چاه، وجود آبدۀ، چندلایه بودن مخزن، وجود سیال گازمیعانی در مخزن، وجود کلاهک گازی، تک‌فاز یا دو فاز بودن جریان در مخزن، افقی یا عمودی بودن چاه، وجود شکاف مصنوعی یا طبیعی.

۹- آنالیز داده‌ها و تعیین نتایج نهایی

در این مرحله داده‌ها با استفاده از روش‌های مختلف آنالیز می‌شوند. این روش‌ها عبارتند از: روش تجربی آرپس، روش اصلاح‌شده‌ی آرپس، روش منحنی‌های نمونه‌ی فتکویچ، روش منحنی‌های نمونه‌ی بلازینگیم، روش منحنی‌های نمونه‌ی آگاروال-گاردنر، روش موازنه‌ی مواد جریان‌ی، روش آنالیز ویژه، روش انتگرال فشار نرمالیزه شده (NPI)، روش منحنی‌های نمونه‌ی واتنبرگر، روش انطباق عددی و تحلیلی تک‌چاهی.

روش آرپس روشی تجربی و قابل استفاده در تمامی شرایط است و محدودیت خاصی ندارد. در این روش داده‌های دوره‌ی گذرا قابل آنالیز نیستند و فقط داده‌های دوره‌ی تخلیه‌ی مخزن قابل آنالیز هستند. داده‌های مورد نیاز برای استفاده از این روش فقط تاریخچه‌ی نرخ تولیدی از

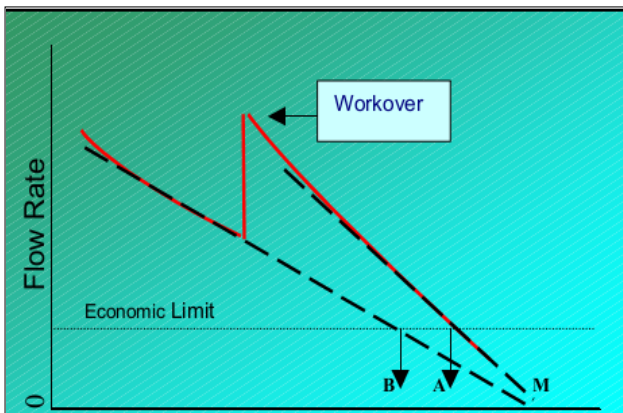
شود، سپس دوره‌های تولید مجزا و دسته‌بندی شده و داده‌ها آنالیز گردند. نمونه‌ی تغییراتی که در طول دوره‌ی تولید باعث جداسازی دوره‌های تولیدی می‌شوند عبارتند از: نصب کمپرسور/پمپ در چاه، فرازآوری مصنوعی، بستن یا باز کردن نواحی خاصی از مخزن در داخل چاه، اسیدکاری و تحریک چاه، تزریق آب یا گاز در نواحی خاصی از مخزن، حفر چاه‌های جدید در مجاورت چاه‌های قبلی.

نمونه‌ی عواملی که سبب جداسازی داده‌های تولیدی چاه‌ها در نواحی مختلف مخزن می‌شوند عبارتند از: نوع تخلیه‌ی مخزن شامل تخلیه‌ی طبیعی، تخلیه‌ی تحت تأثیر گاز یا آب، نزدیک بودن چاه به آبدۀ، کلاهک گازی یا قرار گرفتن آن در بین چاه‌های قبلی.

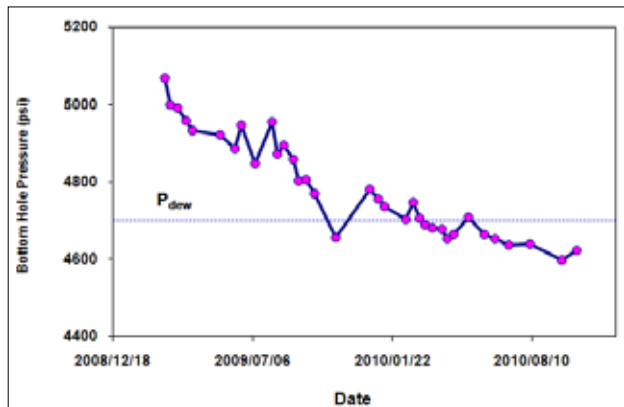
۸- انتخاب، اصلاح و توسعه‌ی مدل آنالیز مناسب با توجه به شرایط میدان

به دلیل اینکه بسیاری از مدل‌های موجود (عموماً مدل‌های تحلیلی) مختص مخازن خاصی هستند در نظر گرفتن شرایط مخزن، برای انتخاب مدل آنالیز مناسب بسیار ضروری است. اگر مدل‌های موجود قابل استفاده، مخصوص شرایط خاصی نباشند باید آنها را اصلاح کرد یا مدل‌های جدیدی توسعه داد. گاهی اوقات می‌توان از خود منحنی‌های نمونه برای تشخیص نوع مخزن استفاده کرد. مثلاً اگر توان افت (b) در منحنی‌های نمونه‌ی فتکویچ بین ۰/۱ تا ۰/۴ باشد نشان می‌دهد مخزن تحت رانش گاز محلول است [۸]. همچنین اگر توان افت بین ۰/۵ تا ۰/۹ باشد نشان‌دهنده‌ی وجود مخزنی چندلایه است [۸]. در ادامه برخی از مواردی که انتخاب مدل یا اصلاح آنها نیازمند دقت است ارائه می‌شود.

یکی از عواملی که سبب می‌شود بسیاری از مدل‌های موجود نیازمند اصلاح باشند تخلیه‌ی ناحیه‌ی ریزش چاه به صورت غیر حجمی است. به چندین دلیل ممکن است ناحیه‌ی تخلیه‌ی چاه به صورت غیر حجمی تخلیه شود که عبارتند از: حفر چاه‌های جدید در مجاورت چاه مورد نظر، تغییر شدید نرخ چاه‌های مجاور و وجود آبدۀ در مخزن. برای این موارد باید بجای استفاده از تابع زمان موازنه‌ی تک‌چاهی، از تابع زمان موازنه‌ی مواد چندچاهی استفاده کرد تا اثر تغییرات ناحیه‌ی تخلیه‌ی چاه‌های یک میدان لحاظ گردد. همچنین ضروری



شکل ۹ | اثر تعمیر چاه بر بازیافت نهایی و منابع درجا



شکل ۱۰ | تغییرات فشار ته‌چاهی برای چاهی در یکی از میدان‌های ایران

جهت انطباق، قابل اعمال نباشند که در این صورت تنها می توان از روش انطباق عددی تک چاهی استفاده کرد. در نهایت می توان پیش بینی تولید از مخزن را محاسبه نمود و آنالیز حساسیت سنجی را انجام داد. از آنجا که ممکن است نتایج حاصل از هر روش لزوماً با روش های دیگر یکسان نباشد باید در انتخاب نتایج نهایی دقت کرد. جواب قابل قبول جوابی است که تعدادی از روش ها آنرا تأیید کنند.

نتایج حاصل شامل این موارد است: ذخایر و منابع مشروط (شامل منابع قطعی، محتمل و ممکن)، منابع درجا^۱، منابع قابل برداشت^۲، پیش بینی تولید از چاه ها و میدان، پیش بینی عملکرد چاه ها، پیش بینی تولید از نواحی توسعه نیافته میدان، تاریخچه فشار میانگین مخزن، تراوایی و ضریب پوسته.

پس از تعیین این نتایج باید آنها را با منابع اطلاعاتی موجود از قبیل نتایج شبیه سازی جامع میدان، آزمایش های چاه آزمایی، موازنه ی مواد میدان و روش های حجمی مقایسه کرد تا اطلاعات موجود و نتایج حاصل، مورد تأیید یکدیگر واقع شوند. در جدول ۱- نتایج حاصل برای یکی از چاه های میدانی ایران ارائه شده است.

نتیجه گیری

در این مقاله مراحل تحلیل داده های تولید در قالب نقشه ی راهی و طی نُه مرحله ی متوالی ارائه گردید. در هر مرحله، نحوه ی کلی انجام آن مرحله به همراه مثال هایی توضیح داده شد. عدم آگاهی از این مراحل ممکن است منجر به ایجاد خطا در نتایج گردد؛ چرا که ممکن است تحلیل گر بدون آماده سازی داده ها و بدون شناخت کافی از شرایط میدان، داده های خام را تحلیل کرده و عملاً فقط مرحله ی نهم را به شکل ناقص انجام دهد. نقشه ی راه ارائه شده به تحلیل گر، آگاهی کافی از نحوه ی آماده سازی داده ها، معیار های مهم جهت آشنایی با شرایط چاه و میدان و نحوه ی انتخاب مدل مناسب جهت تحلیل را ارائه می دهد. ■

چاه هاست. بنابراین در مواردی که داده های دیگری موجود نیست این روش بسیار پر کاربرد است. روش اصلاح شده ی آرپس علاوه بر داده های دوره ی تخلیه، قادر به آنالیز داده های دوره ی گذرا نیز هست. این روش عموماً برای مخازن غیر متعارف شیلی استفاده می شود. در منحنی های نمونه ی فتکوپیچ، نمودار های مربوط به دوره ی گذرا تحلیلی هستند. در حالی که نمودار های دوره ی تخلیه، تجربی اند. در واقع نمودار های دوره ی تخلیه با استفاده از معادلات بی بعد شده ی آرپس تولید شده اند. سایر روش های ذکر شده به جز آخرین مورد، بر مبنای معادلات تحلیلی توسعه یافته اند و به جز روش موازنه ی مواد جریانی، همگی قادر به آنالیز هر دو دوره ی گذرا و تخلیه هستند. روش موازنه ی مواد جریانی، روشی تحلیلی است که تنها قادر به آنالیز داده های دوره ی تخلیه است. خاطر نشان می شود تمامی روش های مذکور به صورت معکوس استفاده می شوند و مواردی از قبیل گاز و نفت درجا، شعاع تخلیه، تراوایی و ضریب پوسته و فشار میانگین را تخمین می زنند. پس از تخمین متغیرها از روش های معکوس، روش انطباق عددی یا تحلیلی تک چاهی استفاده می شود تا برای متغیرهایی که در قسمت قبلی تخمین زده نشده اند، مقداری بهینه مشخص گردد. همچنین در این مرحله متغیرهای تخمین زده شده از روش های قبلی تأیید شده یا بهبود می یابند. قابل ذکر است که برای برخی مخازن پیچیده ممکن است روش های معکوس یا حتی روش مستقیم

نتایج حاصل از تحلیل داده های تولید یکی از چاه های میدانی ایران			
لایه	شعاع ریزش [m]	درصد مشارکت در تولید	فشار میانگین [psi]
۱	۳۱۱۸	۱۵	۵۱۲۷
۲	۳۲۷۷	۲۸	۵۰۷۵
۳	۳۰۸۳	۱۴	۵۱۶۱
۴	۲۲۲۲	۴۳	۵۱۸۹
		جمع	۱۳۲

پانویس ها

1. Proved
2. Probable
3. Possible
4. low estimate
5. Best estimate
6. High estimate
7. Reserves
8. Contingent Resources
9. Prospective Resources
10. Multi-rate tests
11. In place
12. Recoverable

منابع

- [1] J.J. Arps. Analysis of Decline Curves, Trans AIME, 1945, 160, 228-247.
- [2] M. J. Fetkovich. Decline Curve Analysis Using Type-Curves. JPT, 1980, 10651075-.
- [3] Blasingame, T.A. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. SPE 18799, 1989.
- [4] R. Agarwal, D. Gardner, S. Kleinstiber, D. Fussell. Analyzing well production data using combined-type-curve and decline-curve analysis concepts. SPE Res Eval & Eng, 1999, 2, 478486-.
- [5] Blasingame, T.A. and Lee, W.J. Variable-Rate Reservoir Limits Testing. SPE 15028, 1986.
- [6] Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG, 2011.
- [7] Cholet, H. Well Production Practical Handbook. 2001: Editions Technip.
- [8] Mattar, L. and Anderson, D. A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. SPE 84472 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 58- October, 2003.