

## تحلیل داده‌های تولید در مخازن هیدروکربوری: مطالعه مروری

فروزان صادقی<sup>۱</sup>، رضا آذین<sup>۱\*</sup>، شهریار عصفوری<sup>۱</sup>، محمدحسین حیدری سورشجانی<sup>۲</sup>

۱- بوشهر، دانشگاه خلیج فارس، دانشکده مهندسی نفت، گاز و پتروشیمی

۲- تهران، پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

پیام‌نگار: reza.azin@pgu.ac.ir

### چکیده

ارزیابی صحیح عملکرد مخزن، نیازمند دانستن پارامترهایی نظیر هیدروکربن درجا، فشار متوسط مخزن، و ذخیره قابل استحصال می‌باشد. تکنیک‌های تحلیل داده‌های تولید جزء بهترین روش‌ها برای تخمین این پارامترها می‌باشند. این روش‌ها می‌توانند تجربی و یا تحلیلی باشند که معمولاً در کنار همدیگر و به صورت سیستماتیک بر روی داده‌ها اعمال می‌شوند. در تمامی این روش‌ها (تجربی، نیمه‌تحلیلی و تحلیلی)، شدت جریان تولیدی از هر چاه باید به عنوان داده ورودی مشخص باشد. با تحلیل داده‌های شدت جریان فشار چاه‌ها، می‌توان تخمین قابل قبولی از پارامترهای مخزن بدست آورد تا پیش‌بینی تولید از چاه‌ها انجام شود. این مقاله تکنیک‌های موجود تحلیل داده‌های تولید را دسته‌بندی می‌کند و سپس قابلیت‌ها و ضعف‌های هر روش را مورد بررسی قرار می‌دهد.

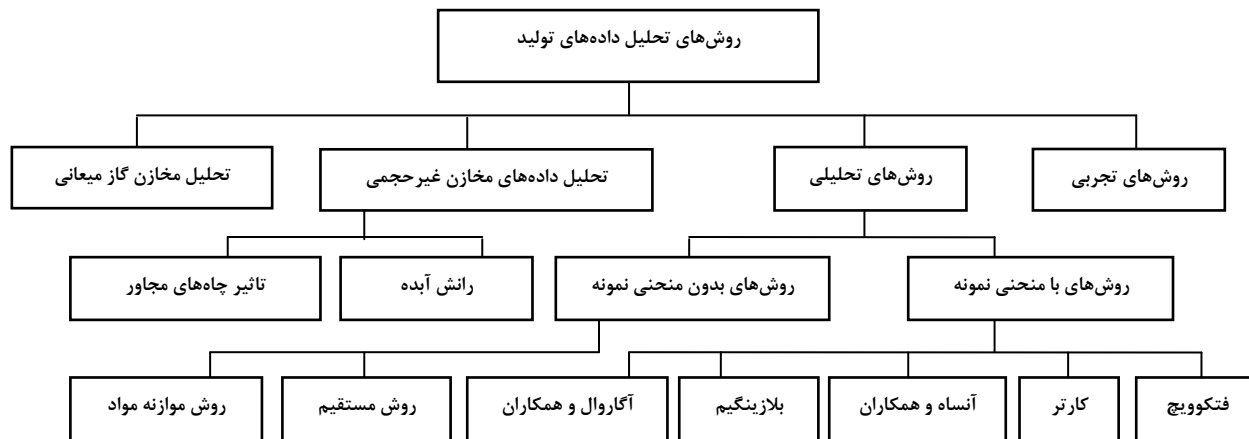
کلمات کلیدی: تحلیل داده‌های تولید، مخزن، هیدروکربن درجا، منحنی نمونه، ذخیره قابل استحصال

### ۱- مقدمه

چاه، تخمین زده می‌شود. روش‌های پیشرفته علاوه بر داده‌های شدت جریان به داده‌های فشار جریانی ته چاه نیز نیاز دارند. اگر داده‌های جریان گذرا به اندازه کافی در دسترس باشند تحلیل داده‌ها می‌تواند برای تخمین تراوایی و ضریب پوسته مخزن نیز استفاده شود. البته با استفاده از روش‌های تجربی نمی‌توان داده‌های جریان گذرا را تحلیل کرد و باید از روش‌های تحلیلی استفاده شود. همچنین خاطر نشان می‌شود که همه روش‌ها لزوماً خروجی یکسانی نخواهند داشت بدین‌نحو که بعضی روش‌ها ذخیره قابل بازیابی و بعضی از آن‌ها هیدروکربن درجای مخزن را نتیجه می‌دهند. استفاده پی‌درپی از همه روش‌ها باعث گرفتن جواب‌های واقعی‌تر می‌شود. بر اساس مرور مراجع متعدد می‌توان دسته‌بندی شکل (۱) را پیشنهاد کرد.

در طول عمر تولید یک مخزن، مهندس نفت برای تعیین خصوصیات مخزنی مانند هیدروکربن درجا و سایر خصوصیات، با تحلیل داده‌های تولید سر و کار دارد. در طی چند سال گذشته روش‌های تحلیل داده‌های تولید به‌طور چشمگیری بهبود یافته‌اند، اگرچه روش واضحی که همیشه قابل قبول‌ترین جواب را بدهد وجود ندارد. این روش‌ها در گستره بین روش‌های تجربی تا روش‌های پیشرفته قرار دارند. منحنی‌های افت<sup>۱</sup> یکی از قدیمی‌ترین ابزارها در محاسبات ذخیره نفت و گاز هستند. مبنای محاسبات در این منحنی‌ها پیدا کردن یک معادله تجربی است که بر نمودار شدت جریان- زمان منطبق باشد و سپس با برون‌یابی این معادله، پیش‌بینی عملکرد

1. Decline Curves



شکل ۱- روش‌های تحلیل داده‌های تولیدی

دیکنته می‌کنند و به شرایط مخزن و شرایط عملیاتی بستگی دارند. مادامی که این شرایط تغییر نکنند روند شدت افت می‌تواند برای پیش‌بینی عملکرد آینده چاه برون‌یابی شود [۳]. افت نمایی منجر به تشکیل یک خط راست روی نمودار نیمه لگاریتمی شدت جریان- زمان و نمودار شدت جریان- تولید تجمعی می‌شود. بدلیل وجود چنین رابطه خطی ساده‌ای، تشخیص این افت ساده‌تر از دو مورد دیگر است. در افت هارمونیک اگر لگاریتم شدت جریان بر حسب تولید تجمعی رسم شود یک خط راست به وجود می‌آید. متأسفانه نمی‌توان برای افت هیپربولیک در مختصات دکارتی خط راست بدست آورد [۴]. برون‌یابی افت هیپربولیک در یک مدت زمان طولانی، اغلب باعث ایجاد ذخیره بالای غیر واقعی می‌شود [۵].

### ۳- روش‌های تحلیلی

طی سال‌های متمادی، تحلیل داده‌های تولید بر مبنای روابط تجربی انجام می‌شد و هیچ‌گونه مدل تحلیلی موجود نبوده است. بعد از آن نمودارهای منحنی نمونه<sup>۱</sup> تحلیلی- تجربی توسعه داده شد. در این منحنی‌های نمونه، تحلیل دوره گذرا به صورت تحلیلی و تحلیل قسمت به مرز رسیده (جریان مرزی غالب) به صورت تجربی انجام می‌شد [۴]. روش‌های پیشرفته که بعد از ۱۹۸۰ پدیدار شدند از مدل‌های تحلیلی برای آنالیز داده‌های هر دو رژیم جریان گذرا و به مرز رسیده استفاده می‌کنند. در این روش‌ها علاوه بر داده‌های شدت جریان چاه، فشار جریان ته چاه نیز باید در دسترس باشد. به‌طور

در این مقاله با مروری اجمالی بر انواع تکنیک‌های موجود تحلیل داده‌های تولید، شرایط استفاده از هر روش ارائه شده و سپس قابلیت‌ها و ضعف‌های هر کدام مورد نقد و بررسی قرار خواهند گرفت.

### ۲- روش‌های تجربی

اولین روش جامع برای تحلیل داده‌های تولید روش آرپس می‌باشد [۱]. روش‌های تجربی دیگری هم قبل از این روش ارائه شده است اما این روش‌ها هیچ‌گاه مقبولیت روش آرپس را پیدا نکردند [۱]. جذاب‌ترین ویژگی این روش سادگی آن است و اینکه نیازی به دانستن پارامترهای چاه و مخزن نیست و تنها داده‌های دبی- زمان برای آنالیز کافی می‌باشند. از محدودیت‌های این روش می‌توان به ناتوانی آن در پیش‌بینی تولید با محدودیت‌های عملیاتی اشاره کرد. به عبارتی فرض می‌شود که شرایط عملیاتی گذشته، در آینده هم ثابت باقی می‌ماند. ضعف دیگر این روش ناتوانی آن برای تحلیل داده‌های رژیم جریانی گذرا است. برای این دسته از داده‌ها می‌بایست از روش‌های تحلیلی استفاده شود. آرپس نشان داد که افت طبیعی تولید برای مخزن در حال تولید در شرایط تخلیه با سه منحنی نمایی، هارمونیک و هیپربولیک توصیف می‌شود. منحنی هیپربولیک حالت جامع می‌باشد و دو حالت دیگر حالت‌های خاصی از آن هستند. یک مثال برای افت تولید نمایی، چاه‌های فشار ثابت در مخازن تک فاز نفت و گاز می‌باشند [۲]. عواملی که نوع افت را

1. Type Curve

این منحنی‌ها این است که فقط برای چاه‌های فشار ثابت در مخازن نفتی تک فاز قابل کاربردند. ضعف نمودارهای رژیم تخلیه این است که تنها میزان ذخیره قابل بازیابی نهایی را بر مبنای شرایط عملیاتی گذشته می‌دهد و میزان سیال درجا بدست نمی‌آید. به عبارتی نمی‌توانند عملکرد مخزن را از محدودیت تولید مجزا کنند [۴].

### ۳-۱-۲ منحنی‌های نمونه کارتر

کارتر منحنی‌های نمونه‌ای ارائه داد که ضعف نمودارهای فتکوویچ برای آنالیز داده‌های تولید سیستم‌های گازی را تا حدودی برطرف کرد [۶]. کاربرد اصلی آن برای چاه‌های گازی تولیدی تحت فشار ثابت است، اگر چه برای سیال مایع نیز قابل کاربردند. کارتر اشاره کرد که تغییر در خواص سیال گاز با فشار، به‌طور چشمگیری در عملکرد مخزن گازی در طول تخلیه تاثیر می‌گذارد. در نتیجه از متغیری به نام  $\lambda$  استفاده کرد که منعکس‌کننده بزرگی افت فشار بود. وقتی که مقدار  $\lambda$  به سمت یک میل می‌کند، نشان دهنده اثر افت فشار ناچیز و مقادیر  $\lambda$  بین  $0/75$  تا  $0/55$  نشان دهنده چاه‌های گازی با افت فشار متوسط تا بزرگ است. بدیهی است که این نوع منحنی‌های نمونه برای تخمین ذخیره مخازن با چاه‌های گازی فشار ثابت مناسب‌تر از منحنی‌های نمونه فتکوویچ می‌باشند. کارتر پارامترهای بدون بعد را با استفاده از راه‌حل‌های بدست آمده برای سیال مایع انتخاب کرد و سپس با استفاده از حل‌های عددی، پارامترهای بدون بعد را برای مقادیر مختلف  $\lambda$  در مخازن گازی در حال تخلیه رسم نمود. منحنی‌های نمونه کارتر، مشابه با منحنی‌های فتکوویچ، محدودیت فرض ثابت بودن فشار جریانیه ته چاه را دارند [۶].

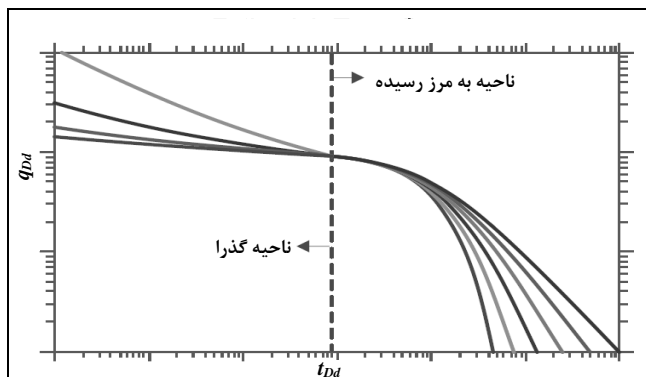
کلی این روش‌ها را می‌توان به دو گروه تقسیم کرد: روش‌های با منحنی نمونه و روش‌های بدون منحنی نمونه [۱].

### ۳-۱-۳ روش‌های با منحنی نمونه

هدف اولیه استفاده از منحنی‌های نمونه تعیین رژیم جریانیه برای داده‌های تولیدی است. اگر تشخیص داده شد که جریان به مرز نرسیده است راهی برای تعیین بازیابی نهایی یا سیال درجا با اعتماد کامل وجود ندارد. در اینجا منحنی‌های نمونه مهم به اختصار معرفی خواهند شد.

### ۳-۱-۱ منحنی‌های نمونه فتکوویچ

فتکوویچ اولین کسی بود که کاربرد منحنی‌های نمونه را (که برای تحلیل داده‌های چاه آزمایشی استفاده می‌شد) برای تحلیل داده‌های تولید تعمیم داد. در این منحنی‌ها، برای توسعه نمودارهای مربوط به جریان مرزی غالب از معادلات بدون بعد شده آرپس و برای قسمت گذرا از حل تحلیلی معادلات با فرض فشار ثابت چاه استفاده شده است. همان‌طور که در شکل (۲) نشان داده شده‌است سمت چپ منحنی نمونه وی برای ناحیه گذرا و سمت راست آن برای جریان مرزی غالب می‌باشد. برای توسعه نمودارهای قسمت گذرا فرض شده‌است که فشار جریانیه ته چاه ثابت باشد. بنابراین برای ناپیوستگی در داده‌های تولید مثل بستن چاه باید از تکنیک دیگری استفاده شود. مزیت مهم نمودارهای مربوط به دوره تخلیه این منحنی‌ها این است که برای هر نوع مخزنی اعم از مخازن غیر حجمی و یا چندفازی قابل کاربرد می‌باشند و همچنین، استفاده از آن‌ها آسان است. از جمله محدودیت‌های نمودارهای دوره گذرای



شکل ۲- منحنی‌های نمونه فتکوویچ [۴]

### ۳-۱-۳ منحنی‌های نمونه آنساه و همکاران

همان‌طور که ذکر شد در مخازن گازی، خواص سیال وابستگی شدیدی به فشار دارد. کارتر توانست با استفاده از یک تقریب منحنی‌های نمونه‌ای برای چاه‌های فشار ثابت گازی توسعه دهد که اثر این وابستگی را تا حدی لحاظ می‌کرد. بعد از آن آنساه و همکاران حل‌های نیمه‌تحلیلی دقیق‌تری را ارائه دادند [۷]. در واقع حل‌های کارتر حالت خاصی از حل‌های آنساه و همکاران می‌باشد [۷]. مبنای توسعه این حل‌ها سه دسته معادلات بهره‌دهی چاه گازی، معادله موازنه مواد مخازن گازی حجمی و روابط ریاضی بین پارامتر  $p/Z$  و  $\mu c$  می‌باشند. مدل‌های ارائه شده برای رابطه بین  $\mu c_t$  و فشار بدون بعد شامل مدل‌های چند جمله‌ای مرتبه صفر، چند جمله‌ای مرتبه یک، نمایی و چند جمله‌ای عمومی می‌باشند. با ترکیب این سه دسته معادلات می‌توان حل‌های مستقیم شدت جریان- زمان برای چهار مدل را بدست آورد. مدل بدست آمده برای چند جمله‌ای درجه صفر معادل حل‌های کارتر می‌باشد که ضعیف‌ترین جواب‌ها را ارائه می‌دهد. برای تحلیل داده‌های مخازن گازی کم فشار مدل چند جمله‌ای مرتبه یک و مخازن گازی پر فشار، مدل نمایی پیشنهاد می‌شود. این منحنی‌ها محدود به فرض فشار ثابت در چاه می‌باشند [۷].

### ۳-۱-۴ توابع زمانی

قبل از آن که به توصیف سایر روش‌ها پرداخته شود ضروری است که ۳ تابع زمانی کاربردی توصیف شوند.

#### ۳-۱-۴-۱ زمان موازنه مواد<sup>۱</sup>

زمان موازنه مواد توسط بلازینگیم و لی برای چاه‌های با شرایط دبی- فشار متغیر در مخازن نفتی تک فاز توسعه داده شد [۸]. آن‌ها با استفاده از تئوری برهم نهی نشان دادند که برای شرایط شدت جریان- فشار متغیر، می‌توان از معادله شدت جریان ثابت استفاده کرد به شرط اینکه در این معادله به جای زمان، تابع زمان موازنه مواد جایگزین شود. تابع زمان موازنه مواد در زیر نشان داده شده است [۸]:

$$t_c = \frac{\int_0^t q(\tau) d\tau}{q(t)} \quad (1)$$

### ۳-۱-۴-۲ شبه زمان<sup>۲</sup>

برای بدست آوردن حل‌های تحلیلی برای یک چاه در مخزن گازی باید معادله حاکم جریان در محیط متخلخل با استفاده از تعریف توابع خاص خطی گردد و فرم آن‌ها شبیه معادلات تک فاز نفت شود. در نتیجه می‌توان از معادلات نفت برای سیستم‌های گازی هم استفاده کرد با این تفاوت که به جای متغیرهای فشار و زمان، از توابع تعریف شده استفاده می‌شود. مفهوم شبه فشار توسط الحسینی و همکاران به صورت زیر معرفی شد [۹]:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu z} dp \quad (2)$$

برای جریان گذرا، استفاده از این تابع به تنهایی برای اکثر موارد کافی است ولی گاهی استفاده از یک تابع زمان به نام شبه زمان، دقت جواب‌ها را افزایش می‌دهد. شبه زمان در ابتدا توسط آگاروال تعریف شد [۱۰]:

$$t_a = \int_0^t \frac{1}{\mu(w_f) c_t(p_{wf})} dt \quad (3)$$

برای جریان گذرا در مخزن در اکثر موارد نیازی به استفاده از این تابع زمانی نیست در صورتی که برای داده‌های مربوط به جریان دوره تخلیه مخزن حتماً باید از این تابع زمانی استفاده شود. به عبارت دیگر اگر از زمان واقعی استفاده شود خطاهای فاحشی در جواب‌ها پدیدار خواهد شد [۱۰]. توصیه شده‌است برای آنالیز داده‌های مربوط به اثر انباره چاه به جای زمان واقعی از شبه زمان استفاده شود [۱۱]. توسعه این تابع زمانی توسط فریم و واتنبرگر [۱۲] برای بهبود استفاده از منحنی‌های نمونه فتکوویچ در مخازن گازی بسته انجام شد.

#### ۳-۱-۴-۳ شبه زمان موازنه مواد<sup>۳</sup>

برای تحلیل داده تولید چاه‌های گازی با شرایط ته چاهی (دبی- فشار) متغیر، مفهوم شبه زمان موازنه مواد، توسط بلازینگیم و لی ارائه شد [۱۳]. تعریف شبه زمان موازنه به صورت زیر می‌باشد:

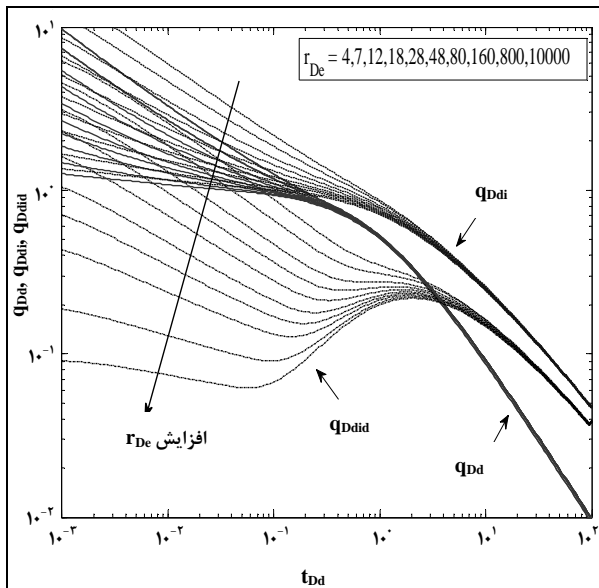
$$t_{ca} = \frac{\mu_i C_{ti}}{q} \int_0^t \frac{q}{\mu(\bar{p}) c_t(\bar{p})} dt \quad (4)$$

2. Pseudo Time

3. Material Balance Pseudo Time

1. Material Balance Time

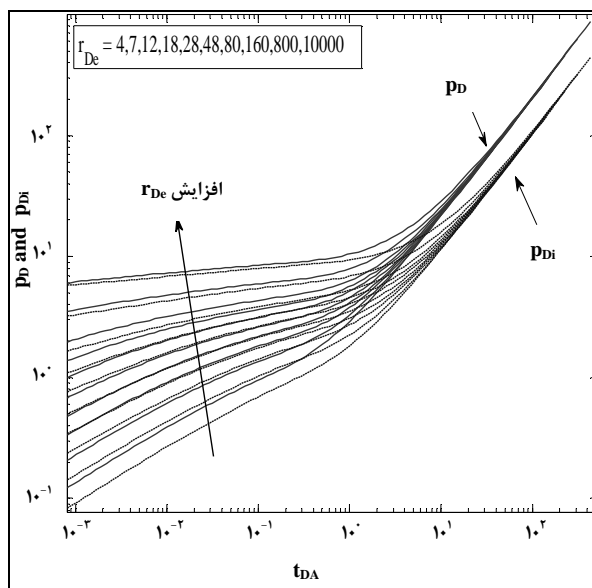
## ۳-۱-۵ منحنی‌های نمونه بلازینگیم



شکل ۳ (الف) منحنی‌های نمونه بلازینگیم بر حسب شدت جریان بهنجار شده، انتگرال و مشتق انتگرال شدت جریان بهنجار شده

روش‌های آپرس و فتکوویچ تغییرات فشار جریانی ته چاه را لحاظ نمی‌کردند و تحلیل تنها بر اساس تغییرات شدت جریان تولیدی انجام می‌پذیرفت. به علاوه تغییرات خواص مرتبط با فشار مخزن برای چاه‌های گازی لحاظ نشده بود. روش مورد استفاده در منحنی‌های نمونه بلازینگیم پدیده‌های ذکر شده را لحاظ می‌کند [۱۴ و ۱۳]. وقتی منحنی نمونه با استفاده از زمان موازنه مواد و شبه زمان موازنه مواد ارائه شده توسط بلازینگیم و لی [۱۴ و ۱۳] رسم می‌شود، مسیر هر افت به یک افت هارمونیک تبدیل می‌شود. منحنی‌های نمونه بلازینگیم با شکل‌های مختلفی ارائه شده‌اند که شامل شدت جریان بهنجار شده ( $Q_{Da}$ )، انتگرال شدت جریان بهنجار شده ( $Q_{Da,i}$ ) و مشتق انتگرال شدت جریان بهنجار شده ( $Q_{Da,d}$ ) می‌باشند. استفاده از انتگرال شدت جریان باعث ایجاد نمودارهای هموارتری می‌شود که با داده‌های شدت جریان ممکن نیستند. از معایب آن، این است که محاسبات انتگرال شدت جریان به خطاهای زمان اولیه بسیار حساس است. همچنین مشتق انتگرال شدت جریان به آسانی تفاوت رژیم‌های جریان را نشان نمی‌دهد. می‌توان از منحنی‌های فشار بهنجار شده بجای شدت جریان بهنجار شده استفاده کرد. این منحنی‌ها که توسط بلازینگیم و همکاران توسعه یافتند به صورت فشار بهنجار شده ( $p_D$ )، انتگرال فشار بهنجار شده ( $p_{D,i}$ ) و مشتق انتگرال فشار بهنجار شده ( $p_{D,d}$ ) ارائه شده‌اند [۱۴]. این منحنی‌ها در شکل (۳) الف و (۳) ب نشان داده شده‌اند.

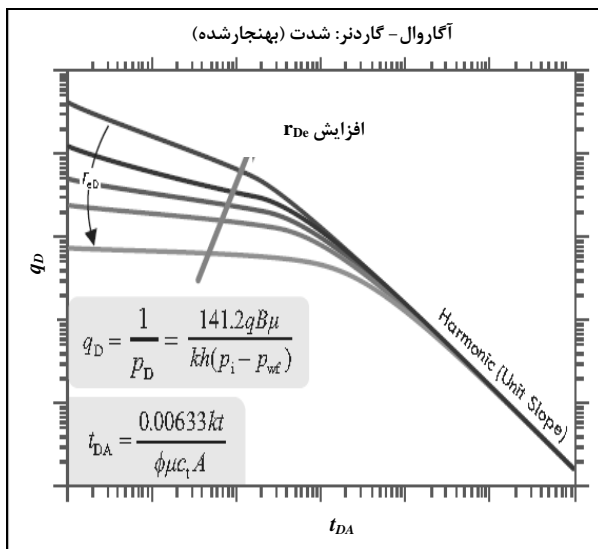
## ۳-۱-۶ منحنی‌های نمونه آگاروال - گاردنر



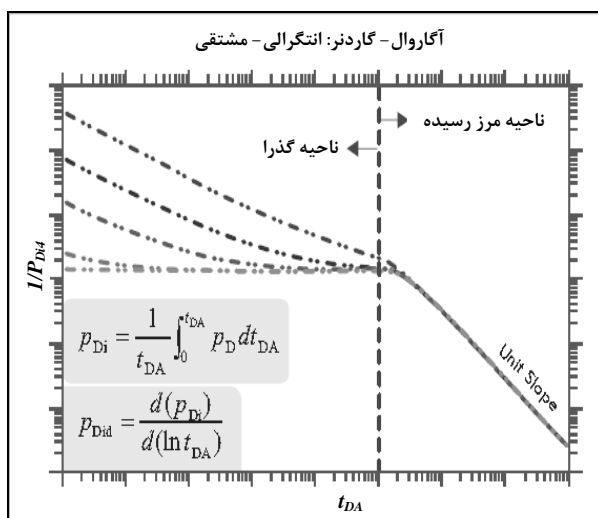
شکل ۳ (ب) منحنی‌های نمونه بلازینگیم بر حسب فشار بهنجار شده و انتگرال فشار بهنجار شده

آگاروال و همکاران در مطالعه‌ای مشاهده کردند که حل‌های مربوط به چاه شدت جریان ثابت و چاه فشار ثابت برای زمان گذرا منطبق می‌باشند در صورتی که برای زمان تخلیه این جواب‌ها تفاوت فاحشی را نشان می‌دهند [۱۵]. سپس آن‌ها با استفاده از زمان موازنه مواد برای چاه فشار ثابت در مخزن نفت تک فاز و شبه زمان موازنه مواد برای چاه فشار ثابت گازی مشاهده کردند که می‌توان از حل‌های شدت جریان ثابت موجود برای سیال مایع استفاده نمود. بر مبنای این مشاهده، منحنی‌های نمونه خود را بر اساس حل‌های شدت جریان ثابت سیال مایع توسعه دادند. متغیرهای بدون بعدی

که آگاروال برای توسعه منحنی‌های نمونه‌اش بکار برد مشابه متغیرهای کاربردی در آنالیز داده‌های چاه آزمایشی و با متغیرهای مورد استفاده در منحنی‌های نمونه موجود متفاوت بودند. این متغیرها شامل عکس فشار بدون بعد ( $1/p_{Dw}$ )، عکس مشتق نسبت به لگاریتم زمان ( $d \ln t_D / dp_{Dw}$ )، و مشتق نسبت به زمان ( $dp_{Dw} / dt_D$ ) می‌باشند. بعضی از این منحنی‌ها در شکل‌های



شکل ۴ (الف) منحنی نمونه آگاروال- گاردنر بر حسب شدت جریان بهنجار شده [۱۵]



شکل ۴ (ب) منحنی نمونه آگاروال بر حسب معکوس مشتق- انتگرال فشار [۱۵]

داده‌های جریانی و بدون نیاز به بستن چاه، ذخیره درجای مخزن تخمین زده شود. در سال ۱۹۹۸ متار و مک نیل روش‌های ساده مهندسی را برای تخمین نفت و گاز درجا پیشنهاد دادند که این روش‌ها محدود به شرایط چاه با شدت جریان ثابت بودند [۱۷]. آن‌ها این روش‌ها را موازنه مواد جریانی نامیدند. در مطالعه‌ای تحت عنوان موازنه مواد دینامیک توسط متار و اندرسون [۱۸] که مبنای آن معادلات ارائه شده توسط بلازینگیم و لی بود، روش‌های تخمین نفت و گاز درجا برای شرایط شدت جریان تولیدی متغیر

(۴-الف و ۴-ب) مشاهده می‌شوند. به علاوه آگاروال منحنی‌های نمونه‌ای را بر حسب تولید تجمعی نسبت به زمان و همچنین عکس فشار بدون بعد بر حسب تولید تجمعی ارائه کرد. به خاطر نوسانی بودن داده‌های عکس مشتق نسبت به لگاریتم زمان و مشتق نسبت به زمان، استفاده از آن‌ها برای تخمین پارامترها نسبتاً مشکل است ولی این نمودارها برای تشخیص رژیم گذرا و تخلیه، بسیار مناسب‌اند. مزیت مهم آن‌ها نسبت به منحنی‌های بلازینگیم این است که تمایز واضح‌تری را بین داده‌های گذرا و تخلیه ایجاد می‌نمایند. همچنین به خاطر تنوع و تعداد زیادشان، تخمین‌های بدست آمده اطمینان بیشتری دارند. مبنای محاسبات در این منحنی‌های نمونه، مشابه منحنی‌های نمونه بلازینگیم می‌باشد. به عبارتی می‌بایست به جای زمان از زمان موازنه مواد و یا شبه زمان موازنه مواد استفاده کرد و پس از بدست آوردن بهترین انطباق، با توجه به تعریف پارامترهای بدون بعد، مقدار هیدروکربین درجا را از نمودارهای تخلیه و تراوایی و ضریب پوسته را از نمودارهای گذرا بدست آورد [۱۵].

### ۳-۲ روش‌های بدون منحنی نمونه

در این روش‌ها محاسبات مخزنی بدون استفاده از نمودارهای بدون بعد لگاریتمی انجام می‌شوند. این روش‌ها از روش‌های با منحنی نمونه برای تحلیل کمی ذخیره مخزن مناسب‌ترند زیرا داده‌ها در مختصات دکارتی رسم می‌شوند و داده‌های زمان آخر به دلیل لگاریتمی نبودن مقیاس زمان، فشرده نمی‌شوند [۱]. کمبودی که این روش‌ها نسبت به منحنی‌های نمونه دارند این است که فقط دوره تخلیه را تحلیل می‌کنند و هیچ‌گونه اطلاعاتی از دوره گذرا (تراوایی و ضریب پوسته) ارائه نمی‌کنند. در ذیل به دو روش عمده از این دسته اشاره می‌شود.

### ۳-۲-۱ موازنه مواد جریانی و دینامیک (روش غیر مستقیم)

در روش موازنه مواد، یکی از داده‌های اصلی جهت انجام محاسبات، فشار متوسط مخزن می‌باشد. برای تعیین فشار متوسط مخزن، چاه باید بسته شود که نتیجه آن از دست دادن تولید و تحمیل هزینه‌های مربوط به عملیات می‌باشد. با تعریف دو تابع زمان موازنه مواد و شبه زمان موازنه مواد، این امکان فراهم شد تا با استفاده از

ارائه شوند (منحنی‌های نمونه کارتر و آنساه) یا ممکن است به صورت تکنیک‌های رسم توابع خاص در نمودار دکارتی ارائه گردند. مزیت چنین تکنیک‌هایی سادگی آن‌ها و عدم نیاز به فرایندهای محاسباتی تکرار می‌باشد. عیب اصلی آن‌ها محدود بودن به شرط فشار ته چاهی ثابت است. مبنای توسعه روش مستقیم، راه‌حل‌های بدست آمده توسط آنساه برای مدل چند جمله‌ای درجه صفر می‌باشد. بلازینگیم و راشینگ پس از اعمال تغییراتی بر روی حل آنساه و تغییر فرم آن از حالت شدت جریان- زمان به شدت جریان- تولید تجمعی، تکنیک‌هایی برای تخمین گاز در جا ارائه دادند. در زیر این تکنیک‌ها به‌طور خلاصه توضیح داده شده‌اند [۱۹].

نمودار اول حاصل رسم شدت جریان- تولید تجمعی است و نمودار دوم رسم  $(q_g)_{i,Gp}$  بر حسب  $G_p$  می‌باشد که در آن  $(q_g)_{i,Gp}$  به معنی  $q_g$  متوسط شده با  $G_p$  می‌باشد. روند این دو نمودار خیلی مشابه است. هر دو نمودار یک روند درجه دو دارند و مقدار حداقل این نمودارها، مکان حداکثر گاز تولیدی را تعریف می‌کند که برای مورد اول  $G_{p,max} = G$  و برای مورد دوم  $G_{p,max} = 3/2G$  است.

اولین تابع رسم  $(PF_1)$  به وسیله رسم  $(q_{gi} - q_g)/G_p$  بر حسب  $G_p$  تعریف شده که روند خطی دارد. برون‌یابی این تابع به نقطه صفر محور عمودی، یعنی قرار دادن  $(q_{gi} - q_g)/G = 0$ ، مقدار  $2G$  را نتیجه می‌دهد. دومین تابع رسم  $(PF_2)$ ، از ترسیم  $(q_{gi} - q_g)/G_p$  نسبت به  $G_p$  حاصل می‌شود. مشابه با  $PF_1$ ، چنین رسمی یک خط راست را نتیجه می‌دهد. برون‌یابی چنین خطی به مقدار صفر محور عمودی مقدار  $3G$  را نتیجه می‌دهد. نمودار  $PF_2$  هموارتر از  $PF_1$  است و این به دلیل فرایند متوسط‌گیری انتگرالی موجود در آن است. تابع برون‌یابی آخر  $(PF_3)$  ترکیبی از  $PF_1$  و  $PF_2$  است که با ترسیم  $(q_{gi} - q_g)/G_p$  بر حسب  $G_p$  بدست می‌آید. برون‌یابی خط راست رسم شده مقدار  $3G/2$  را نتیجه می‌دهد. مزیت مهم این رسم این است که نیاز به دانستن  $q_{gi}$  نمی‌باشد ولی وجود داده‌های شدت جریان با تغییرات شدید،  $PF_3$  را بیشتر از  $PF_1$  و  $PF_2$  منحرف می‌کند.

#### ۴- تحلیل داده‌های تولید مخازن غیر حجمی

یک محدودیت بزرگ بسیاری از تکنیک‌های پیشرفته، فرض حجمی بودن مخزن است. از جمله مسائلی که باعث غیر حجمی شدن

ارائه گردیدند. بر طبق معادله ارائه شده برای چاه‌های تولیدی با شرایط ته چاهی متغیر در مخازن تک فاز نفتی، از شیب نمودار فشار نرمالیزه بر حسب زمان موازنه مواد می‌توان نفت درجا را محاسبه کرد و همچنین بر طبق معادله ارائه شده برای چاه‌های تولیدی با شرایط ته چاهی متغیر در مخازن تک فاز گازی، از شیب نمودار شبه فشار نرمالیزه بر حسب شبه زمان موازنه مواد گاز در جا تخمین زده می‌شود. در این تکنیک‌ها، فشار جریانی در هر نقطه از زمان به فشار متوسط مخزنی معادل آن زمان تبدیل می‌شود. پس از آن، محاسبات موازنه مواد کلاسیک قابل کاربرد خواهند بود. برای شرایط شدت جریان ثابت وقتی  $p/z$  محاسبه شده در فشار جریانی بر حسب گاز تولید شده رسم می‌شود، شیب بهترین خطی که داده‌ها را منطبق می‌کند مساوی با شیب  $p/z$  سنتی است. بنابراین خط موجود تنها نیاز به یک جابه‌جایی به سمت بالا دارد تا روی  $p/z$  اولیه بیفتد. برای شرایط جریانی متغیر، اختلاف بین فشار جریانی و فشار متوسط نسبت به زمان، ثابت نیست. معادله زیر رابطه بین فشار متوسط و فشار جریانی برای شرایط جریانی متغیر است [۱۸]:

$$\bar{p}_R(t) = p_{wf}(t) + q(t)b_{pss} \quad (5)$$

برای مخازن گازی می‌توان از معادله قبلی استفاده کرد ولی به جای فشار باید از شبه فشار استفاده شود. هنگامی که فشار متوسط محاسبه شد با رسم آن به شکل موازنه مواد مرسوم، گاز اولیه درجا بدست می‌آید.

#### ۲-۲-۲ تخمین مستقیم ذخیره درجا

وقتی فشار ته چاهی ثابت نیست نمی‌توان یک راه‌حل مستقیم دی-فشار- زمان برای چاه‌های گازی بدست آورد و معمولاً رابطه فشار- شدت جریان به صورت ضمنی به زمان ارتباط پیدا می‌کند. در چنین شرایطی از توابع واسط مثل شبه زمان موازنه مواد استفاده می‌شود. به دلیل طبیعت غیر مستقیم این راه‌حل‌ها، برای تخمین پارامترها نیاز به فرایندهای تکراری می‌باشد. برای شرایط فشار ته چاهی ثابت، با استفاده از تقریب‌هایی می‌توان روابط صریح (مستقیم) شدت جریان- زمان و یا شدت جریان- تولید تجمعی بدست آورد. این راه‌حل‌ها ممکن است به صورت منحنی‌های نمونه

تولید با فشار ته چاهی ثابت (به جز مدل والاکو) را نداشت. روش ایشان، یک حل کلی چندچاهی را برای هر دو رژیم‌های جریان معرفی می‌کند که برای همه نیمرخ‌های فشار- شدت جریان متغیر برقرار است. معادله ایشان مشابه سیستم تک چاهی می‌باشد با این تفاوت که ضریب برهم‌کنش  $\beta_D$  (بیان‌کننده اثر سایر چاه‌ها در سیستم چند چاهی) وارد معادله شده‌است. بنابراین می‌توان همان روش‌های سیستم‌های تک چاهی را برای چاه‌های موجود در مخزن چند چاهی نیز استفاده کرد با این تفاوت که می‌بایست از تابع زمان موازنه مواد کل استفاده نمود که به شکل زیر تعریف می‌شود [۲۴]:

$$\bar{t}_{tot,k} = \frac{1}{q_k(t)} \int_0^t \sum_{i=1}^{n_{well}} q_i(\tau) d\tau = \frac{N_{p,tot}}{q_k(t)} \quad (7)$$

داده‌های رسم شده با استفاده از زمان موازنه مواد کل دقیقاً<sup>۲</sup> روی نمودار هارمونیک (دوره تخلیه) منطبق می‌شوند در حالی که استفاده از زمان موازنه مواد (روش تک چاهی) باعث ایجاد انحراف می‌گردد.

### ۵- تحلیل داده‌های تولید در مخازن گاز میعانی

مخازن گاز میعانی به دلیل تشکیل میعانات در مخزن، رفتار جریانی بسیار پیچیده‌تری نسبت به مخازن گاز خشک دارند و استفاده از روش‌های تحلیلی مخازن گاز خشک برای آن‌ها ممکن است منجر به تحلیل‌های نادرست شود. اخیراً<sup>۳</sup> حیدری سورشجانی و گرامی با اعمال کردن مفاهیم تکنیک‌های پیشرفته برای مخازن گاز میعانی روشی را ارائه دادند [۲۵]. آن‌ها تابع شبه فشار دوفازی<sup>۲</sup> (این تابع قبل از آن در روش‌های چاه آزمایشی و محاسبات بهره‌دهی چاه‌های گاز میعانی استفاده شده بود) را بکار گرفتند تا معادله حاکم جریان در مخازن گاز میعانی را خطی کنند. به علاوه برای خطی‌سازی معادله جریان، یک تابع زمان به نام شبه زمان دوفازی<sup>۳</sup> تعریف کردند و یک حل برای چاه با شدت جریان ثابت در دوره تخلیه مخزن گاز میعانی ارائه دادند. در ادامه، اصل بر هم نهی بکار گرفته شد تا بتوان معادله‌ای بدست آورد که برای هر شرایط متغیر ته چاهی برقرار باشد. چنین معادله‌ای منجر به تعریف شبه زمان موازنه

مخزن می‌شوند می‌توان به رانش آبد و تاثیر چاه‌های مجاور روی چاه تولیدی اشاره کرد.

### ۴-۱ مخازن تحت رانش آبد

روش‌های تحلیلی عموماً برای مخازن حجمی توسعه یافته‌اند و برای مخازن تحت رانش آبد کارهای تحلیلی اندکی انجام شده است. ظاهراً تنها یک دسته منحنی نمونه برای این مخازن موجود است که در هر دو فرمت، منحنی‌های بلازینگیم و آگاروال-گاردنر می‌باشند. این منحنی‌ها محدود به مخازن استوانه‌ای هستند که کاملاً با آبد کناری نامحدود احاطه شده‌اند. در مطالعه‌ای حیدری سورشجانی و گرامی زمان موازنه مواد جدید (زمان موازنه مواد تصحیح شده)<sup>۱</sup> برای این‌گونه مخازن را تعریف کردند [۲۰]. بدین ترتیب از همان معادله شدت جریان ثابت مخازن نفت حجمی استفاده می‌شود با این تفاوت که به جای زمان واقعی از زمان موازنه مواد تصحیح شده استفاده می‌گردد. این زمان به صورت زیر می‌باشد:

$$t_{cr,corr} = \frac{\int_0^t q(\tau) d\tau}{q(t)} - \frac{W_e(t)/B_0}{q(t)} \quad (6)$$

آنها همچنین نشان دادند معادلات موازنه مواد جریانی ارائه شده قابل کاربرد برای هر مخزنی که به‌طور کامل یا جزئی با آبد کناری محدود احاطه شده‌اند اگرچه عرض از مبدا این معادله برای مخازن کاملاً احاطه شده با آبد متفاوت است. با این وجود، نیازی به دانستن عرض از مبدا معادلات نیست چون نفت درجا از شیب نمودار  $\Delta P/q$  بر حسب  $t_{c,corr}$  تعیین می‌شود [۲۰].

### ۴-۲ اعمال اثر تداخلی چاه‌های مجاور

دلیل تغییرات حجم تخلیه چاه وجود چاه‌های تولیدی مجاور و همچنین حفر چاه‌های جدید می‌باشد. رودریگز و سینکو لی [۲۱]، کاماچو و همکاران [۲۲] و والاکو [۲۳] روی این موضوع کار کردند و در نهایت مارهاندراجانا و بلازینگیم [۲۴] روشی را برای تحلیل داده‌های تولید سیستم‌های چند چاهی ارائه دادند که روش ایشان محدودیت‌های روش‌های قبلی از جمله فرض حالت شبه پایدار و

2. Two-Phase Pseudopressure  
3. Two-Phase Pseudotime

1. Corrected Material Balance Time



مواد دوفازی<sup>۱</sup> گردید. شبه زمان موازنه مواد دوفازی به شکل زیر تعریف می‌شود [۲۵]:

$$t_{acr,tp} = \frac{\int_0^{t_{a,tp}} q(\tau) d\tau}{q_{gsc}(t)} \quad (8)$$

که در معادله بالا شبه زمان دو فازی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$t_{a,tp} = \frac{1}{m_{tp,i}} \int_0^t \frac{dt}{\frac{\partial}{\partial \bar{m}_{tp}} \left( \frac{S_g(\bar{p})}{B_g(\bar{p})} + \frac{S_0(\bar{p})}{B_0(\bar{p})} R_s(\bar{p}) \right)} \quad (9)$$

اگر شبه فشار دوفازی نرمالیزه بر حسب زمان موازنه مواد دوفازی در نمودار دکارتی رسم شود یک خط راست تشکیل می‌شود که از شیب این خط می‌توان گاز درجا را محاسبه کرد. برای محاسبه شبه زمان دوفازی نیاز به داده‌های فشار متوسط مخزن می‌باشد. بدین منظور از معادله موازنه مواد به عنوان معادله کمکی استفاده می‌شود [۲۶ و ۲۷]. در مطالعه‌های دیگر، صادقی بوگر و همکاران و صادقی بوگر و گرامی پارامترهای تأثیرگذار بر عملکرد مخازن گاز

میعانی را بررسی کردند و روشهای به‌دست آوردن فشار میانگین مخزن گاز میعانی را به روش‌های موازنه حجمی معمولی و عمومی دسته‌بندی کردند. آن‌ها عوامل موثر بر ایجاد پوسته را بررسی و رابطه‌ای برای تصحیح داده‌های میدانی در نمودارهای آنالیز کاهش تولید در مخازن گاز میعانی ارائه دادند [۲۸ و ۲۹].

جدول (۱) مقایسه اجمالی بین کلیه روش‌ها را ارائه می‌دهد که با توجه به نوع مخزن و شرایط تولیدی، روش مورد نظر انتخاب می‌شود.

می‌توان شبیه‌سازی مخزن را نیز بعنوان یک روش معرفی کرد. در شبیه‌سازی مخزن بعد از انطباق نتایج شبیه‌سازی با تاریخچه مخزن، می‌توان از شبیه ساز برای پیش بینی عملکرد مخزن استفاده کرد. از جمله نرم‌افزارهای مورد استفاده در تحلیل داده‌های تولید می‌توان به نرم افزار آر.تی.آ اشاره کرد. نمونه‌ای از داده‌های شدت جریان-فشار-زمان یک مخزن مصنوعی توسط این نرم‌افزار تحلیل شده و نتایج آن در جدول (۲) آورده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود بعضی از روش‌ها علاوه بر هیدروکربن درجا، تراوایی و ضریب پوسته را نیز نتیجه می‌دهند:

جدول ۱- مقایسه اجمالی روش‌ها برای انتخاب مدل تحلیل داده تولید

مرجع	روش مورد استفاده	خاصیت مورد بررسی
[۶]	از منحنی نمونه کارتر به بعد	تأثیر دادن خواص وابسته به فشار
[۴]	از منحنی نمونه فتکوویچ به بعد	بررسی جریان گذرا با حل‌های تحلیلی
[۱ و ۶]	از منحنی نمونه کارتر به بعد (به جز روش‌های بدون منحنی نمونه که تنها قسمت در حال تخلیه را بررسی می‌کند).	بررسی هر دو جریان به مرز رسیده و گذرا با حل تحلیلی
[۸ و ۱۳]	از منحنی نمونه بلازینگیم به بعد (به جز روش مستقیم)	معرفی توابع زمانی برای بهبود نتایج
[۸ و ۱۳]	از منحنی نمونه بلازینگیم به بعد (به جز روش مستقیم و رانش آبد)	تأثیر دادن فشار جریانیه ته چاه متغیر
[۲۵]	تنها با روش تحلیل داده‌های تولید مخازن گاز میعانی	تأثیر چند فاز بودن سیال مخزن
[۲۴]	تنها با روش اعمال اثر تداخلی چاه‌های مجاور	وجود چاه‌های تولیدی مجاور یا حفر چاه‌های جدید
[۲۰]	تنها با روش مخازن تحت رانش آبد	وجود رانش آبد (جزئی یا کلی)

1. Two-Phase Material Balance Pseudotime  
2. R.T.A

جدول ۲- تحلیل نمونه ای از داده‌های تولید یک مخزن مصنوعی توسط نرم افزار آر.تی.آ

AnalysisTypes	$r_{cd}$	OGIP	Area	E.U.R.	$P_{bar}$	k	s
		$10^6 m^3$	ha	$10^6 m^3$	kPa(a)	mD	
Blasingame	۱۰۰۰	۱۷۲۴۲,۴۹	۳۹۱,۶۹	۱۳۷۹۳,۹۹	۲۴۹۶۴	۷,۶۳۹۴	-۰,۱۱
Agarwal	۱۰۰۰	۱۷۲۱۳,۰۳	۳۹۱,۰۲	۱۳۷۷۰,۴۳	۲۴۹۴۹	۷,۹۶۱۷	-۰,۱۱
Transient	۱۰۰۰	۱۷۲۸۷,۰۸	۳۹۲,۷	۱۳۸۲۹,۶۶	۲۴۹۸۸	۷,۸۳۴۲	-۰,۱۱
NPI	۱۰۰۰	۱۷۱۵۵,۲۲	۳۸۹,۷	۱۳۷۲۴,۱۷	۲۴۹۱۹	۷,۵۱۷۷	-۰,۱۱
Material Balance	۱۰۰۰	۱۷۴۲۸,۰۵	۳۹۵,۹	۱۳۹۴۲,۴۴			

### ۶- نتیجه‌گیری

در این مقاله، انواع روش‌های تحلیل داده‌های تولید دسته‌بندی گردیدند و برتری هر روش نسبت به روش‌های قبل از آن به‌طور خلاصه بیان شد. اعمال تکنیک‌های تحلیل داده‌های تولید بروی داده‌های میدانی با در نظر گرفتن شرایط تولید صورت می‌گیرد. به عبارتی دیگر، با توجه به داده‌های در دسترس و شرایط عملیاتی تولید، روش مورد نظر انتخاب می‌گردد. اساساً پیشنهاد می‌شود از همه روش‌ها به‌طور همزمان و پی‌درپی استفاده شده و برای گرفتن جواب بهتر، نتایج آن‌ها با یکدیگر مقایسه گردد. انتظار می‌رود پارامترهایی نظیر ذخیره قابل تولید، ذخیره درجا، فشار متوسط مخزن، حجم تخلیه، ضریب پوسته و همچنین پیش‌بینی تولید چاه در سال‌های آینده متناسب با روش انتخابی مشخص گردد. بدیهی است که به روز رسانی داده‌های تولید و همچنین تحلیل این داده‌ها بخصوص برای مخازن گاز میعانی، به منظور شناسایی عملکرد میدان، بسیار حائز اهمیت است.

### مراجع

- [4] Fetkovich, M. J., Decline Curve Analysis Using Type Curves, pages 1,2. SPE 4629, (1980).
- [5] Cheng, Y., Improving Reserves Estimates From Decline-Curve Analysis of Tight and Multilayer Gas Wells. SPE 108176, SPE Res Eval & Eng 11 (5): 912-920, (2008).
- [6] Carter, R. D., Type Curves For Finite Radial and Linear Gas-Flow Systems: Constant-Terminal-Pressure Case, pages 1,2. SPE 12917, October (1985).
- [7] Ansah, j., Knowles, R.S., Blasingame, T. A., A Semi-Analytic (p/z) Rate-Time Relation for Analysis and Prediction of Gas Well Performance, pages 1,3,4. SPE 35268 Presented at the SPE mid-continent Gas Symposium, Amarillo, Texas, 28-30 April (1996).
- [8] Blasingame, T.A., Lee, W.J., Variable-Rate Reservoir Limits Testing, pages 1,2. SPE 15028, (1986).
- [9] Al-Hussainy, E.A., The Flow of Real Gases Through Porous Media. SPE-1243-A-PA, (1966).
- [10] Agarwal, R.G., Real Gas Pseudo-Time – A New Function for Pressure Buildup Analysis of MHF Gas Wells. SPE 8279 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 23-26 September (1979).
- [11] Spivey, J.P., Lee, W.J., The Use of Pseudo-Time: Wellbore Storage and the Middle Time Region, SPE 15229 Presented at the Unconventional Gas Technology Symposium of the SPB, Louisville, 18-21 May (1986).
- [12] Fraim, M.L., Wattenbarger, R. A., Decline-Curve Analysis For Multiphase Flow, page 1. SPE 18274, (1987).
- [13] Blasingame, T.A., Lee, W.J., The Variable-Rate Reservoir Limits Testing of Gas wells, pages 1,2. SPE 17708, (1988).
- [14] Blasingame, T.A., Lee, W.J., Johnson, j.L., Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method, pages 1,2. SPE 18799, (1989).
- [15] Agarwal, R.G., Analyzing Well Production Data Using Combined-Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts, pages 1-6. SPE 57916, (1999).
- [16] <http://www.fekete.com/software/rta/media/webhelp/c-te-analysis.htm>.
- [17] Mattar, L., McNeil, R., The Flowing Material Balance. J Can Pet Technol 37 (2): 52-55. JCPT Paper No. 98-02-06, (1998).
- [1] Mattar, L., Anderson, D., A Systematic And Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data, pages 1,2,5. SPE 84472 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 5-8 October, (2003).
- [2] Frederick, J. L., Decline-Curve Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs, page 1. SPE 94859, (2005).
- [3] Arps J.J. , Analysis of Decline Curves. SPE-945228, (1945).

- [18] Mattar, L., Anderson, D., Dynamic Material Balance (Oil or Gas-in-Place without shut-ins), Dynamic Material Balance (Oil or Gas-in-Place without shut-ins), pages 1-3. Paper CIPC Presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 7-9 June, (2005).
- [19] Blasingame, T.A., Rushing, J.A., A production-Based Method for Direct Estimation of Gas-in-Place and Reserves, pages 1-4. SPE 98042, (2005).
- [20] Sureshjani, M.H., Gerami, S., An analytical model for production data analysis of under saturated oil reservoirs subjected to edge aquifer, pages 1-7. Pet. Sci. Eng. 78 (1), (2011).
- [21] Rodriguez, F., Cinco-Ley, H., A New Model for Production Decline. SPE 25480 Presented at the Production Operations Symposium, Oklahoma City, 21-23 March (1993).
- [22] Camacho-V, R., et al, Optimum Position for Wells producing at Constant Wellbore Pressure. SPEJ 155-168 June (1996).
- [23] Valko, P.P., Development and Application of the Multiwell Productivity Index. SPE 51793, (2000).
- [24] Mahaendrajana, T., Blasingame, T.A., Decline Curve Analysis Using Type Curves-Evaluation of Well Performance Behavior in a Multi well Reservoir System, pages 1-3. SPE 71517, 30 September-03 October (2001).
- [25] Sureshjani, M.H., Gerami, S., A New Model for Modern Production-Decline Analysis of Gas/Condensate Reservoirs, pages 1-4. SPE 149709, 12 May (2011).
- [26] Vo, D.T., Jones, J.R., Camacho-V, R.G., Raghavan, R., A Unified Treatment of Material Balance Computations. SPE 21567 Presented at the CIM/SPE International Technical Meeting, Calgary, 10-13 June, (1990).
- [27] Hagoort, J., Fundamentals of Gas Reservoir Engineering. Elsevier Science, (1988).
- [28] S. Gerami, A. Sadeghi, M. Masihi, New Technique for Calculation of Gas Condensate Well Deliverability, SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Manama, Bahrain 24-26 January (2010).
- [29] Sadeghi Boogar, A., Gerami, Sh., Masihi, M., Investigation into the capability of modern decline curve analysis for gas condensate reservoirs, Scientia Iranica, Transaction C: Chemistry and Chemical Engineering, accepted 7 November (2010).