

محاسبه‌ی پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه تولیدی با استفاده از آزمون کاهش فشار

صابر قدیری (دانشجوی کارشناسی ارشد)

سعید جمشیدی* (استادیار)

دانشکده‌ی مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف

شهریار کمری (کارشناس ارشد)

دانشکده‌ی مهندسی نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت

مهندسی مکانیک شریف، ایلینز ۱۳۹۵ (۱۳۹۵)
دوره ۳، شماره ۲، ص. ۱۰۹-۱۱۵، (مادامت فنی)

در این نوشتار، روشی برای محاسبه‌ی پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه تولیدی با استفاده از داده‌های فشاری حاصل از آزمون کاهش فشار ارائه شده است. برای این منظور ابتدا تأثیر ویژگی‌های ناهمگنی تراوایی بر داده‌های فشاری حاصل از آزمون کاهش فشار شبیه‌سازی شده و با استفاده از روش‌های عددی، در یک مخزن مبتنی بر مدل مخزن ترکیبی بررسی شده است. سپس با در نظر گرفتن مدل مخزن ترکیبی برای توضیح مخزن اصلی و محیط آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه و با استفاده از نتایج حاصل از بررسی اثر خواص ناهمگنی تراوایی بر داده‌های فشاری و روابط حاصل از معادلات جریان سیال در مخزن، به محاسبه‌ی تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده و شعاع این ناحیه پرداخته شده است. در انتها نیز روش ارائه شده با استفاده از یک مخزن مصنوعی شبیه‌سازی شده و نیز یک مخزن واقعی صحت‌سنجی شده است.

واژگان کلیدی: ناحیه‌ی آسیب‌دیده، شعاع گسترش، تراوایی، آزمون کاهش فشار، داده‌های فشاری گذرا.

۱. مقدمه

مدل ضریب پوسته^۵ برای در نظر گرفتن اثر افت فشار ناشی از آسیب سازند در معادلات معرفی شد.^[۱] در واقع ناحیه‌ی راکه دچار تغییرات تراوایی شده بود به صورت پوسته‌ی نازک و چسبیده به دهانه‌ی چاه فرض کرده و اثر آن در معادلات مخزن را توسط پارامتر S (رابطه‌ی ۱) در نظر گرفت:

$$S = \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] \ln \left[\frac{r_s}{r_w} \right] \quad (1)$$

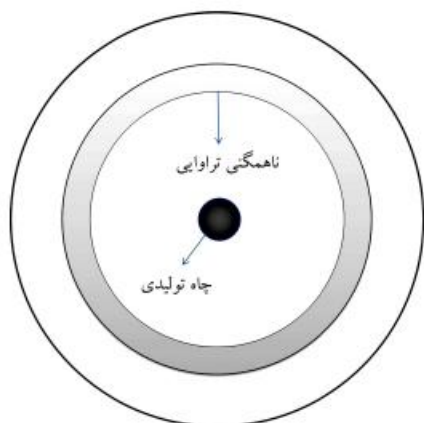
که در آن، K_s تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده و r_s شعاع آن است. براساس این مدل در فرایندهای تحریک چاه مقدار این پارامتر منفی خواهد شد. براساس این مدل، علاوه بر این که ضخامت ناحیه‌ی آسیب‌دیده بی‌نهایت کم در نظر گرفته شده، جریان در این ناحیه نیز به صورت پایا^۶ فرض شده است. لذا با وجود این که این مدل در مهندسی مخازن کاربرد فراوانی دارد، اما به علت نواقص این مدل، مدل دیگری ارائه شد^[۲] که در آن مخزن به صورت دو استوانه‌ی هم‌محور با قابلیت گذردهی، ذخیره و ضخامت مختلف در نظر گرفته شده است که به مدل مخزن ترکیبی^۷ معروف است. از آنجا که در این مدل‌ها اثر انبارگی چاه^۸ در نظر گرفته نشده است، مدل‌های کامل‌تری براساس مدل مخزن ترکیبی و با در نظر گرفتن اثر انبارگی چاه^[۳] ارائه شد. این در حالی است که در مهندسی مخزن عمدتاً از مدل اثر پوسته استفاده می‌شود.

یکی از روش‌های معمول در تعیین پارامترهای مخزن، روش چاه‌آزمایی است. با استفاده از چاه‌آزمایی در کنار سایر پارامترهای مخزن — نظیر ضریب گذردهی،

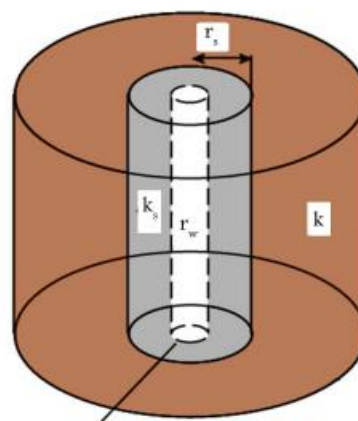
طی انجام فرایندهای مختلف در مخازن — شامل حفاری، تکمیل چاه، فرایندهای تزریقی و... — تراوایی اطراف چاه نسبت به تراوایی کل مخزن تغییر پیدا می‌کند. این تغییر عموماً ناشی از فرایندهای فیزیکی و شیمیایی مختلف از قبیل جابه‌جایی ذرات کُلی، نفوذ سیال حفاری و رسوب مواد جامد گل حفاری در سنگ، جابه‌جایی دانه‌های شن موجود در سنگ مخزن همراه با جابه‌جایی سیال تولیدی، رسوب مواد آلی همچون واکس و آسفالتین، و واکنش یون‌های سیالات تزریقی و سیالات مخزن — به‌ویژه آب سازندی و رسوب مواد معدنی و... — است. در واقع این فرایندها باعث تجمع رسوبات اضافی در تخلخل اطراف چاه می‌شوند که تراوایی اطراف چاه را به دنبال خواهد داشت؛ از این پدیده در مهندسی مخازن به‌عنوان آسیب سازند^۱ یاد می‌شود (شکل ۱). آسیب سازند باعث ایجاد افت فشار اضافی نسبت به حالت اولیه‌ی مخزن در تولید با دبی یکسان خواهد شد. برخلاف آسیب سازندی که باعث کاهش تراوایی نواحی اطراف چاه می‌شود، فرایند تحریک چاه^۲ — نظیر عملیات اسیدکاری^۳، شکاف هیدرولیکی^۴ و... — افزایش تراوایی اطراف چاه را در پی دارد. این افزایش تراوایی، افت فشار کم‌تری را بر اثر تولید سیال در مخزن به همراه خواهد داشت. محققین مختلف برای در نظر گرفتن اثر این افت فشار اضافی در معادلات مخزن و نحوه‌ی تأثیر آن بر داده‌های چاه‌آزمایی، روش‌های مختلفی ارائه کردند. ابتدا

* نویسنده مسئول

تاریخ: دریافت ۱۴/۱۰/۱۳۹۲، اصلاحیه ۱۹/۱۱/۱۳۹۳، پذیرش ۲۲/۱۲/۱۳۹۴.

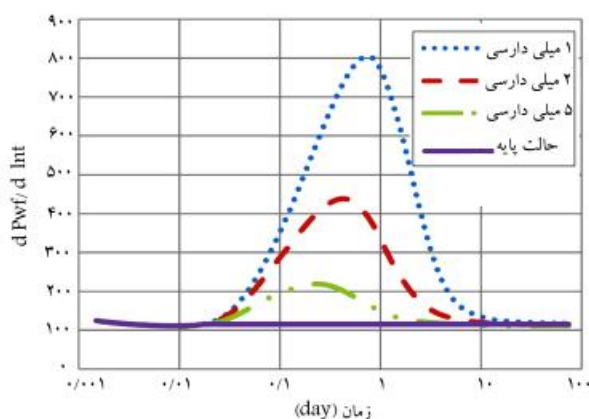


شکل ۲. نمای شماتیک مخزن همگن با حلقه‌ی ناهمگنی.



ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه

شکل ۱. مخزن همگن با آسیب‌سازندی.



شکل ۳. بررسی اثر تراوایی ناهمگنی تراوایی.

یکنواخت و بی‌نهایت در نظر گرفته شده (شکل ۲)، که در آن ناهمگنی تراوایی^{۱۳} به صورت حلقه‌ی درون این مخزن فرض شده است. بر مبنای این فرضیات و با استفاده از روش تفاضلات محدود^{۱۴}، مدل مخزن به کمک شبیه‌سازی عددی توسعه داده شده است. سپس با استفاده از داده‌های فشاری حاصل از یک آزمون کاهش فشار، تحلیل اثر هریک از پارامترهای ناحیه‌ی ناهمگنی بر نمودار مشتق فشار بررسی شده است.

در واقع منظور از داده‌های فشاری، مقادیر فشار ته چاهی^{۱۵} حین انجام آزمون کاهش فشار بر حسب زمان است. حال آن که برای محاسبه‌ی مشتق داده‌های فشاری حاصل از آزمون کاهش فشار، از روش‌های عددی همراه با تصحیح گام زمانی، برای کاهش میزان اختلال در مقادیر مشتق فشار استفاده شده است.^[۱۰]

در جدول ۱ خواص پایه‌ی مخزن مصنوعی^{۱۶} ثبت شده است. در ادامه نیز اثر اندازه، تراوایی و فاصله‌ی منطقه‌ی ناهمگنی تراوایی از چاه تولیدی بر داده‌های فشاری در این مخزن فرضی ارائه شده است.

۱.۲. اثر تراوایی ناحیه‌ی ناهمگن

در شکل ۳ نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار برای سه تراوایی مختلف ۱، ۲ و ۴ میلی‌داری و نیز برای حالت پایه رسم شده است. در تمامی موارد ضخامت لایه‌های ناهمگن ثابت است و در فاصله‌ی ۲۸ فوتی از چاه تولیدی قرار دارند. چنان که مشاهده می‌شود، ناهمگنی در تراوایی باعث انحراف نمودار مشتق فشار نسبت به حالت پایه می‌شود. با مقایسه‌ی نمودارها پیداست که مقدار تراوایی ناهمگنی تأثیری

ضریب تولید و... می‌توان پارامتر اثر پوسته را نیز تعیین کرد. اما اثر پوسته اطلاعاتی راجع به پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده، از جمله تراوایی و شعاع آن که با توجه به رابطه‌ی ۱ مقدار ضریب پوسته به آن‌ها وابسته است، در اختیار قرار نخواهد داد. برای طراحی مناسب فرایندهای تحریک چاه، علاوه بر پارامترهای مخزن، پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده یعنی شعاع و تراوایی این ناحیه نیز مورد نیاز است. تاکنون تحقیقات کافی در زمینه‌ی محاسبه‌ی پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده انجام شده است. محققین با ارائه‌ی مدلی نیمه‌تحلیلی و با استفاده از توسعه‌ی منحنی‌های پایه^۹ تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده مخزن را تعیین کردند.^[۶] در این مدل، مقدار تراوایی مخزن در ناحیه‌ی آسیب‌دیده وابسته به فاصله از چاه تولیدی در نظر گرفته شده است. همچنین با استفاده از ترکیبی از آزمون‌های تزریق^{۱۸} و کاهش فشار پس از تزریق^{۱۱} در زمان محدود^[۷] و با استفاده از فرایند سعی و خطا تخمینی برای تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده ارائه شد. در مطالعه‌ی دیگر نیز با تحلیل داده‌های دمایی مخزن در کنار داده‌های فشاری و با استفاده از مفاهیم ترمودینامیکی و انتقال حرارت، روشی برای محاسبه‌ی شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده ارائه شد. تخمین شعاع آسیب‌دیدگی با استفاده از این روش مستلزم داده‌های دمایی طی فرایند چاه‌آزمایی است که به ندرت در دسترس است. از طرفی با توسعه‌ی مدل و با بهره‌گیری از روابط تجربی، شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده در مخازن گازی محاسبه شد^[۹] بدون آن که روشی برای تخمین شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده و تراوایی آن در مخازن نفتی ارائه شود. در نوشتار حاضر روشی ارائه شده که بر اساس آن و با استفاده از داده‌های فشاری آزمون کاهش فشار^{۱۲} در مخازن نفتی، پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده برآورد شده است.

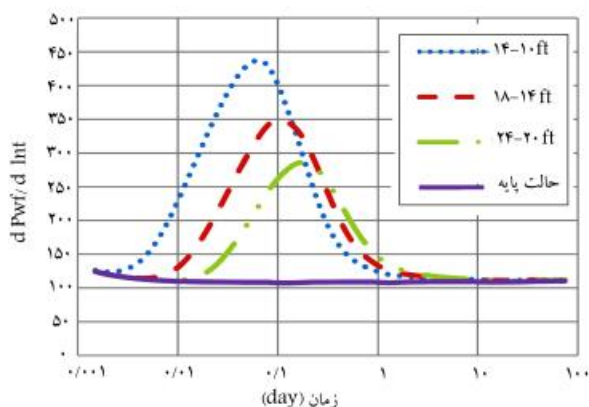
در ادامه‌ی این نوشتار، ابتدا تأثیر پارامترهای مختلف ناهمگنی تراوایی در یک مخزن یکنواخت بر نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار، طی آزمون کاهش فشار مورد بررسی قرار گرفته و سپس با فرضیات مد نظر، روشی نیمه‌تحلیلی برای محاسبه‌ی شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده و تراوایی متوسط این ناحیه ارائه شده است. سرانجام نتایج حاصله با استفاده از مخازن مصنوعی شبیه‌سازی شده و مخازن واقعی صحت‌سنجی خواهد شد. همچنین برای بررسی صحت روش، نتایج با سایر روش‌های معتبر و معمول مقایسه شده است.

۲. اثر پارامترهای ناهمگنی تراوایی بر نمودار مشتق فشار

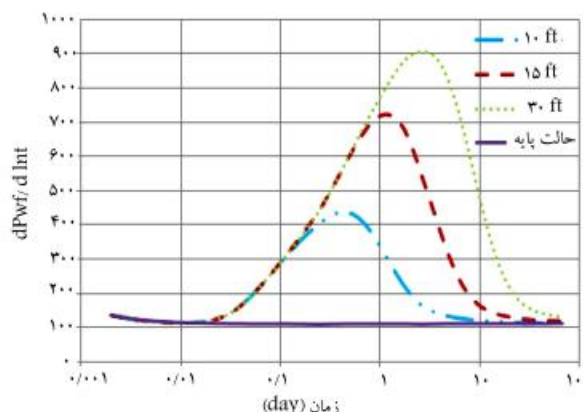
برای بررسی اثر پارامترهای مختلف ناهمگنی تراوایی بر نمودار مشتق فشار، مخزنی

جدول ۱. پارامترهای مخزن مصنوعی.

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
تخلخل (%)	۳۰	فشار اولیه‌ی مخزن (psi)	۵۵۰۰
تراوایی (md)	۲۰	دبی تولیدی نفت (STB/D)	۱۰۰
ضریب تراکم‌پذیری سنگ (۱/psi)	۰/۰۰۰۰۰۰۶	ضریب پوسته	۰
ضریب تراکم‌پذیری سیال (۱/psi)	۰/۰۰۰۰۰۰۲	ضریب سازندی نفت (bbl/STB)	۱/۲
ضخامت مخزن (ft)	۲۰	شعاع دهانه‌ی چاه (ft)	۰/۱۵



شکل ۵. بررسی اثر موقعیت مکانی ناهمگنی تراوایی.



شکل ۴. بررسی اثر ضخامت ناهمگنی تراوایی.

۳.۲. اثر فاصله‌ی ناحیه‌ی ناهمگنی از چاه تولیدی

مقیاسه‌ی نمودار مشتق فشار برای سه ناهمگنی در فواصل ۱۰، ۱۴ و ۲۰ فوتی از چاه تولیدی، نسبت به حالت پایه در شکل ۵ ارائه شده است. در تمامی حالات تراوایی ناهمگنی ۲ میلی‌داری در نظر گرفته شده و ضخامت همگی آن‌ها ۴ فوت است. چنان‌که مشاهده می‌شود، هرچه فاصله‌ی ناهمگنی از چاه تولیدی کم‌تر باشد، انحراف نمودار نسبت به حالت پایه سریع‌تر آغاز می‌شود، و نمودار انحراف بیشتری را نشان می‌دهد.

با توجه به مطالب بیان‌شده در بخش‌های قبل، انحراف نمودار زمانی آغاز می‌شود که امواج فشاری شعاع درونی حلقه‌ی ناهمگنی را لمس کند؛ زمان رسیدن انحراف به اوج خود نیز برابر زمانی است که امواج فشاری به شعاع خارجی حلقه‌ی ناهمگنی می‌رسند. لذا می‌توان با استفاده از مفهوم شعاع بررسی و با در دست داشتن خواص مخزنی، فاصله از چاه تولیدی و ضخامت ناهمگنی را تعیین کرد. براساس رابطه‌ی شعاع بررسی، خواهیم داشت: [۱۱]

$$r_{iD}^2 = \alpha t_D \quad (2)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (3)$$

$$t_D = \frac{0.000264 K t}{\mu \phi c_i r_w^2} \quad (4)$$

که در آن، r_{iD} شعاع بررسی بدون بعد، t_D زمان بدون بعد و α ثابتی است که با توجه به نحوه‌ی تعریف شعاع بررسی (نحوه‌ی تعریف جهه‌ی فشاری پیش‌رونده) در نظر گرفته می‌شود. در چاه آزمایشی، این ثابت معمولاً برابر ۴ در نظر گرفته می‌شود. [۱۱] در رابطه‌ی ۳ نیز K تراوایی (برحسب md)، t زمان (بر حسب ساعت)، μ گرانی سیال (بر حسب cp)، r_w شعاع چاه (بر حسب ft)، c_i تراکم‌پذیری مجموع سنگ و سیال (بر حسب psi) و ϕ تخلخل (به صورت نسبت) است.

بر نقطه‌ی آغاز انحراف نمودار نخواهد داشت. از طرفی هرچه اختلاف تراوایی مخزن و ناهمگنی بیشتر باشد، میزان انحراف نمودار از حالت پایه بیشتر بوده و نمودار دیرتر به حالت اولیه برخواهد گشت.

قبل از این که امواج فشاری حاصل از تولید در مخزن به ناهمگنی تراوایی برسد، همه‌ی نمودارها بر هم منطبق‌اند. اما وقتی امواج فشاری ناهمگنی را حس کنند، انحراف از حالت پایه آغاز خواهد شد و زمانی که موج فشاری به انتهای حلقه‌ی ناهمگنی برسد، این انحراف بیشینه خواهد شد. بعد از آن و با عبور امواج فشاری از حلقه‌ی ناهمگنی، با توجه به ابعاد ناهمگنی در مقایسه با ابعاد مخزن، اثر ناهمگنی بر امواج فشاری کاهش می‌یابد و به تدریج نمودار مشتق فشار به حالت پایه‌ی خود برمی‌گردد.

۲.۲. اثر ضخامت ناهمگنی تراوایی

نمودار مشتق فشار برای سه ناهمگنی تراوایی با ضخامت‌های ۱۰، ۱۵ و ۳۰ فوت در کنار حالت پایه در شکل ۴ رسم شده است. تراوایی ناهمگنی در تمام موارد به جز حالت پایه برابر ۲ میلی‌داری فرض شده و فاصله‌ی تمامی این ناهمگنی‌ها از چاه تولیدی یکسان است. با توجه به نمودار مورد نظر، مشخص است که ضخامت ناهمگنی تأثیری در نقطه‌ی آغاز انحراف از حالت پایه نخواهد داشت. اما هرچه میزان ضخامت ناهمگنی بیشتر باشد، میزان انحراف نمودار مشتق فشار از حالت پایه نیز بیشتر خواهد بود. از سوی دیگر، هرچه ضخامت ناهمگنی بیشتر باشد، نمودار مشتق فشار دیرتر به حالت اولیه‌ی خود بازمی‌گردد و بر نمودار حالت پایه منطبق خواهد شد. از آنجا که اختلاف ضخامت‌ها در برابر ابعاد مخزن ناچیز است، این اثر در نمودار شکل ۴ به سختی قابل مشاهده است.

۳. محاسبه‌ی پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه

برای محاسبه‌ی پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه از مدل «مخزن ترکیبی» استفاده شده است. بدین منظور مخزن به صورت دو استوانه‌ی هم‌محور فرض شده که استوانه‌ی چسبیده به چاه تولیدی بیانگر ناحیه‌ی آسیب‌دیده و استوانه‌ی بیرونی در بردارنده‌ی خواص مخزن اصلی است (شکل ۱). همچنین مخزن اصلی و ناحیه‌ی آسیب‌دیده یکنواخت فرض شده‌اند و یک تراوایی متوسط برای هر یک در نظر گرفته شده است.

۱.۳. محاسبه‌ی شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده

با تکیه بر فرضیات مطرح شده در قسمت قبل برای مدل مخزن، به منظور محاسبه‌ی شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه (همان ضخامت استوانه‌ی درونی در شکل ۱)، این ناحیه را به صورت حلقه‌ی ناهمگنی در یک مخزن یکنواخت فرض می‌کنیم. در این حالت کل مخزن یکنواخت در نظر گرفته می‌شود به نحوی که دارای یک ناهمگنی تراوایی در درون خود است. اما در این مورد خاص، ناحیه‌ی ناهمگنی چسبیده به چاه تولیدی است و بعد از پشت سر گذاشتن اثر انبارگی چاه، امواج فشاری بلافاصله در آن گسترش می‌یابد. بنابراین اگر نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار حاصل از آزمون کاهش فشار در این مخزن رسم شود، زمان اولین اوج نمودار برابر زمان عبور جریان از حلقه‌ی ناحیه‌ی آسیب‌دیده، و ورود آن به محیط مخزن است. با استفاده از این زمان و مفهوم شعاع بررسی می‌توان شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه را محاسبه کرد.

۲.۳. محاسبه‌ی تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده

با توجه به رابطه‌ی شعاع بررسی (رابطه ۲)، برای محاسبه‌ی شعاع انتشار امواج در مدت زمان مشخص در یک محیط، «تراوایی محیط انتشار موج» نیز مورد نیاز است. در نتیجه برای محاسبه‌ی شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده، ابتدا باید به مقدار تراوایی در این ناحیه دسترسی داشت.

برای محاسبه‌ی تراوایی این ناحیه، با توجه به مدل مخزن ترکیبی، می‌توان زمان عبور موج فشاری از این ناحیه را محاسبه کرد و با تحلیل داده‌های فشاری حاصل از آزمون در این زمان و با استفاده از روش‌های مرسوم عددی و تحلیلی چاه‌آزمایی، تراوایی این ناحیه را تخمین زد. در واقع داده‌های فشاری ثبت شده در این زمان تنها متأثر از ناحیه‌ی آسیب‌دیده و تراوایی آن است. در نتیجه، براساس گفته‌های پیشین، ابتدا با تحلیل نمودار مشتق فشار زمان به محاسبه‌ی عبور امواج فشاری از ناحیه‌ی آسیب‌دیده می‌پردازیم؛ سپس با تحلیل داده‌ها در این بازه زمانی می‌توان تراوایی محیط آسیب‌دیده را تعیین کرد.

یکی از موارد چالش برانگیز این روش، اثر انبارگی چاه بر داده‌های چاه‌آزمایی است. در اکثر مخازن واقعی، به جز مخازن میعان‌گازی که در آن حجم میعانات در اطراف چاه تولیدی بسیار زیاد است، داده‌های فشاری ثبت شده در زمان‌های اولیه‌ی انجام آزمون به شدت متأثر از انبارگی چاه است. اما در مخازن مصنوعی و شبیه‌سازی شده که در ادامه مورد بررسی قرار خواهند گرفت، پدیده‌ی انبارگی چاه وجود ندارد و لذا تأثیری بر داده‌های فشاری در زمان‌های اولیه نخواهد داشت. بر این اساس روش ارائه شده فقط در مخازنی کاربرد خواهد داشت که انبارگی چاه در آن‌ها کم باشد و داده‌های چاه‌آزمایی در مدت زمان طولانی تحت تأثیر آن قرار نگیرند. داده‌های فشاری ثبت شده در زمان اولیه‌ی آزمون تحت تأثیر سه عامل انبارگی

چاه تولیدی، ضریب پوسته‌ی حاصل از عملیات تحریک چاه، و تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده است. در مخازن مصنوعی، دو عامل اول وجود ندارد و به راحتی می‌توان تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده را محاسبه کرد. اما برای مخازن واقعی، با انجام بررسی‌های مربوطه می‌توان اطلاعاتی راجع به نحوه‌ی تکمیل و تحریک چاه و آسیب‌های احتمالی و در نتیجه اثر پوسته‌ی مربوطه به دست آورد. همچنین برای حذف اثر انبارگی چاه تولیدی، ابتدا داده‌های فشاری آزمون کاهش فشار در مدت زمان طولانی مورد بررسی قرار گرفته — به طوری که امواج فشاری وارد مخزن اصلی شوند — و ثابت انبارگی چاه تخمین زده می‌شود. سپس از آن برای تحلیل داده‌های زمان اولیه استفاده می‌شود. بدین ترتیب در تحلیل داده‌های اولیه تنها اثر پوسته‌ی مکانیکی و تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده به‌عنوان متغیر باقی خواهد ماند.

۴. نتایج و بحث

در این قسمت صحت روش پیشنهادی با استفاده از داده‌های حاصل از یک آزمون کاهش فشار در یک مخزن مصنوعی و همچنین یک مخزن واقعی بررسی شده است. در مخزن مصنوعی، پارامترهای محاسبه شده توسط این روش با مقادیر واقعی در دسترس آن مقایسه شده است. اما برای بررسی صحت نتایج در مثال مخزن واقعی، نتایج نسبت به مدل‌های رایج موجود در مهندسی مخزن ارزیابی شده است.

۱.۴. مثال مخزن مصنوعی شبیه‌سازی شده

در این مثال مخزنی یکنواخت، استوانه‌ی و در حالت جریان گذرا^{۱۷} با استفاده از شبیه‌ساز عددی مبتنی بر روش تفاضلات محدود گسترش داده شده است.

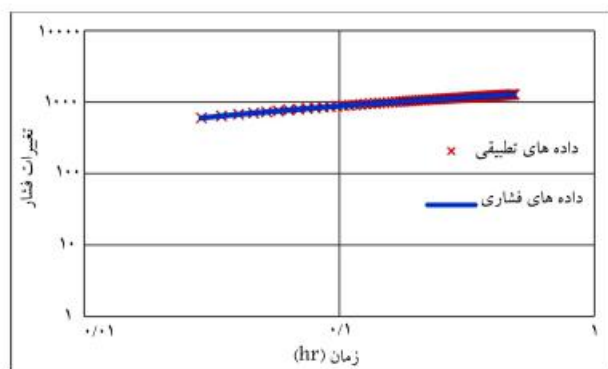
منظور از مخزن مصنوعی، مخزنی فرضی است که رفتار فشاری سیال در آن توسط شبیه‌ساز عددی مدل‌سازی می‌شود. در واقع، پارامترهای مخزن (از جمله شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده، تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده و...) به‌عنوان ورودی به شبیه‌ساز عددی داده می‌شود. سپس با توجه به معادلات جریان سیال در محیط متخلخل و بر مبنای پارامترهای ورودی به شبیه‌ساز، رفتار فشاری مخزن مدل‌سازی شده و داده‌های فشاری مربوط به آن توسط شبیه‌ساز تولید می‌شود.

مطابق شکل ۱، ناحیه‌ی آسیب‌دیده به صورت استوانه‌ی یکنواخت اطراف چاه فرض شده است. تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی مخزن (K_w) برابر ۸ میلی‌داریسی بوده و تا شعاع ۶/۹ فوتی از مرکز مخزن، مرکز چاه تولیدی (r_w)، گسترش یافته است. سایر پارامترهای مخزن مطابق جدول ۱ است.

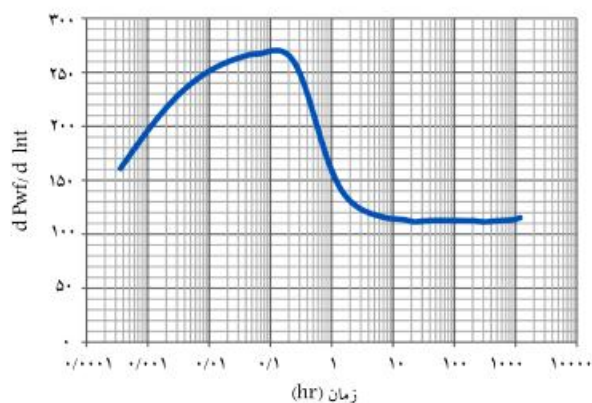
پس از مدل‌سازی این مخزن و بر مبنای داده‌های فشاری تولیدی توسط شبیه‌ساز عددی، آنالیز پیشنهادی در این نوشتار اجرا شده است. نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار برای این مخزن در شکل ۶ رسم شده است.

چنان که مشاهده می‌شود، نمودار در زمان ۰/۱۴ ساعت به اوج می‌رسد که براساس آنچه بیان شد، این زمان همان زمان عبور امواج فشاری از ناحیه‌ی آسیب‌دیده، و ورود به ناحیه‌ی مخزنی است. برای محاسبه‌ی شعاع گسترش ناحیه‌ی آسیب‌دیده در مخزن نیز با استفاده از رابطه‌ی شعاع بررسی به تراوایی این ناحیه نیز ضروری است. اما تراوایی ناحیه‌ی مذکور در مخازن به ندرت در دسترس است.

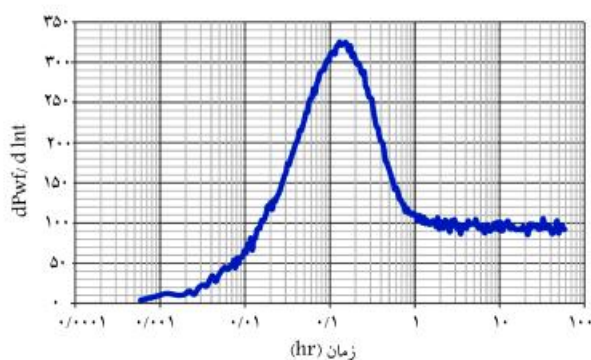
با توجه به نمودار نیمه‌لگاریتمی، تا زمان ۰/۱۴ ساعت از شروع آزمون، داده‌های فشاری تنها تحت تأثیر اثر انبارگی چاه و ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌اند. لذا با بررسی داده‌ها در این بازه زمانی با استفاده از روش‌های تحلیلی و عددی چاه‌آزمایی، تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده تخمین زده شده است. برای تحلیل داده‌های فشاری



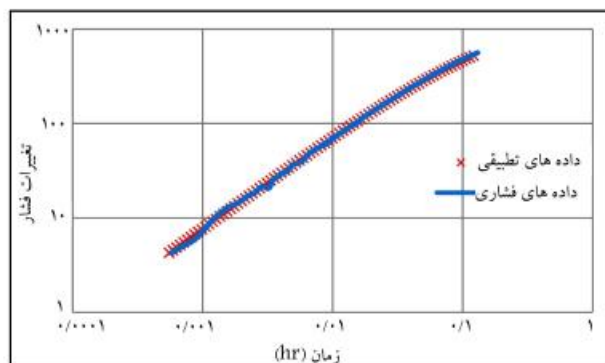
شکل ۷. تحلیل چاه آزمایشی ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی مخزن مصنوعی.



شکل ۶. نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار در مخزن مصنوعی.



شکل ۸. نمودار نیمه‌لگاریتمی مشتق فشار در مخزن واقعی.



شکل ۹. تحلیل چاه آزمایشی ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی مخزن واقعی.

به منظور تخمین پارامترهای مورد نظر، ابتدا با توجه به ژئومتری مخزن، نواحی مختلف مخزن که بر رفتار فشاری سیال در مخزن تأثیر می‌گذارد (چاه، ناحی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه، مرزها و...) مشخص می‌شود. سپس براساس داده‌های فشاری ثبت شده و با استفاده از روش‌های تحلیلی موجود، داده‌های مربوط به هر ناحیه‌ی مخزنی تفکیک و به آن ناحیه تخصیص داده می‌شود. معادلات جریان سیال در نواحی مختلف مخزنی متفاوت است و سیال در هر یک از این نواحی رفتار فشاری متفاوتی دارد. براساس معادلات حاکم در هر ناحیه‌ی مخزنی و داده‌های فشاری مربوطه و با رسم نمودارهای مناسب، پارامترهای ناحیه‌ی مورد بررسی به صورت تحلیلی از این نمودارها محاسبه می‌شود. این فرایند مبنای روش تحلیلی چاه‌آزمایی است.^[۱۲]

بر مبنای پارامترهای تخمین زده شده و معادلات جریان سیال حاکم در هر بخش، داده‌های فشاری مربوط به هر بخش از مخزن برحسب زمان بازسازی می‌شود (که در ادامه از آن به‌عنوان مدل تطبیقی یاد خواهد شد). با تغییر پارامترهای مخزنی در معادلات جریان مربوط به هر بخش از مخزن، نتایج حاصل از مدل تطبیقی و داده‌های واقعی مطابقت داده می‌شود (اختلاف بین آن‌ها کمینه می‌شود). در واقع طی یک فرایند بهینه‌سازی پارامترهای مربوط به هر بخش، در جهت کاهش اختلاف بین داده‌های واقعی فشاری حاصل از مخزن و داده‌های فشاری بازسازی شده توسط مدل تطبیقی، تعدیل شده و مقدار نهایی پارامترهای مد نظر به دست می‌آید.

براساس تحلیل صورت گرفته (شکل ۷)، تراوایی این ناحیه ۷/۹ میلی‌داریسی تخمین زده شده که خطایی کمتر از ۲٪ (نسبت به مقدار واقعی آن) دارد.

حال با توجه به این مقدار تراوایی تخمینی و با استفاده از رابطه‌ی ۲، مقدار شعاع گسترش آسیب‌دیدگی نیز معادل ۶/۱۵ فوت به دست می‌آید که تقریباً دارای ۱۰ درصد خطا نسبت به مقدار واقعی است.

این اختلاف بین مقدار تخمین زده شده و مقدار واقعی متأثر از نحوه‌ی تعریف جبهه‌ی فشاری در مبحث شعاع بررسی، و لذا مقدار ضریب α در رابطه‌ی ۲ است. می‌توان با تغییر نحوه‌ی تعریف جبهه‌ی فشاری و به تبع آن در ضریب α ، به تطابق کامل بین مقدار تخمین زده شده و مقدار واقعی دست یافت. از طرفی فرضیات مد نظر در رابطه‌ی شعاع بررسی با حالت واقعی در تضاد است و در بررسی‌هایی با ابعاد کوچک خود باعث ایجاد خطا می‌شود. در نوشتار حاضر، ضریب α بر مبنای آنچه در چاه‌آزمایی رایج است برابر ۴ در نظر گرفته شده که به تخمین قابل قبولی از شعاع ناحیه‌ی آسیب‌دیده منجر شده است.

۲.۴. مثال مخزن واقعی

ویژگی‌های مخزن مورد نظر در جدول ۲ ارائه شده است. در این مثال مخزن به صورت یکنواخت و با یک تراوایی متوسط در نظر گرفته شده است. از طرفی گسترش ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه به صورت یکنواخت و دایره‌ی فرض شده و این ناحیه به صورت یک محیط همگن در نظر گرفته شده است. در اینجا نیز برای محاسبه‌ی پارامتر ناحیه‌ی آسیب‌دیده همانند قسمت قبل عمل خواهد شد.

با توجه به نمودار مشتق فشار مخزن (شکل ۸)، نمودار در لحظه‌ی ۰/۱۳ ساعت دارای اوج است. لذا با تحلیل داده‌های فشاری در این مدت (شکل ۹)، تراوایی ناحیه‌ی آسیب‌دیده برابر ۳/۱ میلی‌داریسی و ضریب پوسته‌ی آن ۰/۹۵- تخمین زده می‌شود. باید توجه داشت که ضریب پوسته‌ی منفی در این حالت متأثر از تحریک چاه است که در این مورد باعث سهولت در جریان سیال از ناحیه‌ی آسیب‌دیده

جدول ۲. پارامترهای مخزن واقعی.

پارامتر	مقدار	پارامتر	مقدار
تخلخل (%)	۱۰	شعاع دهانه‌ی چاه (ft)	۰٫۳
ضخامت مخزن (ft)	۱۰۰	دبی تولیدی نفت (STB/D)	۶۰۰
ضریب تراکم‌پذیری مخزن (۱/psi)	۰٫۰۰۰۰۱۳۷	ضریب تراکم‌پذیری سیال (۱/psi)	۰٫۰۰۰۰۰۱
گرانروی نفت (cp)	۰٫۸	ضریب سازندگی نفت (bbl/STB)	۱٫۴۷

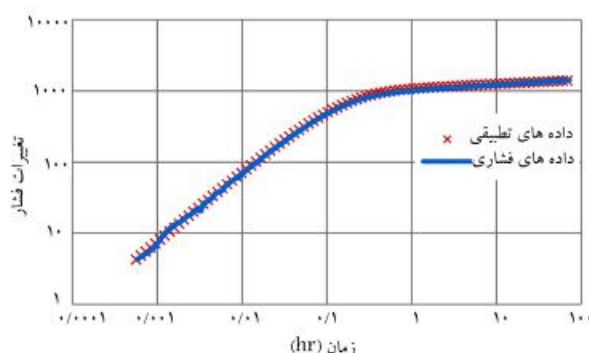
با استفاده از پارامترهای محاسبه شده براساس روش ارائه شده، و با در نظر گرفتن رابطه‌ی ۱، ضریب پوسته ۴/۵ تخمین زده می‌شود که به عدد واقعی آن بسیار نزدیک است؛ با توجه به فرضیات در نظر گرفته شده، این اختلاف منطقی به نظر رسیده و قابل قبول است.

این میزان اختلاف در اثر عوامل مختلفی به وجود می‌آید. یکی از مهم‌ترین این عوامل، فرضیات در نظر گرفته شده در رابطه‌ی ضریب پوسته (رابطه‌ی ۱) است. واقع در این رابطه جریان در ناحیه‌ی آسیب‌دیده به صورت پایا فرض شده است. اما در آزمون کاهش فشار و در زمان‌های اولیه، جریان سیال در ناحیه‌ی آسیب‌دیده به صورت گذراست. از طرفی اثر انبارگی چاه باعث ایجاد انحراف در رابطه‌ی شعاع بررسی، به خصوص در زمان‌های اولیه خواهد شد. هرچند با گذشت زمان این انحراف به طور کامل از بین رفته، و رابطه‌ی ۲ حتی با وجود اثر انبارگی چاه کاملاً صحیح و قابل استفاده است. اما در زمان‌های اولیه وجود انبارگی چاه باعث ایجاد خطا در رابطه‌ی شعاع بررسی خواهد شد. در عمل هرچه مقدار ضریب انبارگی چاه کم‌تر باشد، میزان انحراف ذکر شده نیز کم‌تر خواهد شد.

۵. نتیجه‌گیری

در این مطالعه، روشی ساده برای تخمین پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده‌ی اطراف چاه تولیدی با استفاده از داده‌های فشاری حاصل از آزمون کاهش فشار ارائه شد. ابتدا داده‌های فشاری مربوط به ناحیه‌ی آسیب‌دیده از سایر بخش‌های مخزن تفکیک شده و با استفاده از مفهوم شعاع بررسی، شعاع گستردگی ناحیه‌ی آسیب‌دیده محاسبه می‌شود. همچنین با تحلیل داده‌های فشاری مربوط به ناحیه‌ی آسیب‌دیده، تراوایی آن محاسبه می‌شود. در این روش، برخلاف سایر روش‌های موجود، تنها با استفاده از داده‌های فشاری، پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده تخمین زده می‌شود و نیازی به داده‌های اضافی نیست.

روش مورد بحث برای تخمین تأثیر پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده بر داده‌های فشاری حاصل از آزمون کاهش فشار در یک مخزن مصنوعی و یک مخزن واقعی مورد بررسی قرار گرفته است. اختلاف اندک بین پارامترهای تخمین زده شده توسط این روش و مقادیر واقعی این پارامترها بیانگر توانایی بالای این روش در تخمین پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده است.



شکل ۱۰. تحلیل چاه‌آزمایی کلی مخزن در مخزن واقعی.

شده است. حال آن که این عامل در مثال مخزن مصنوعی وجود نداشته و در آنجا ضریب پوسته‌ی ناحیه‌ی آسیب‌دیده بسیار ناچیز است.

همچنین با توجه به تراوایی تخمین زده شده برای ناحیه‌ی آسیب‌دیده و با استفاده از رابطه‌ی ۲ شعاع آسیب‌دیدگی برابر ۱۸٫۳ فوت تخمین زده شده است. از آنجا که مقدار دقیقی از پارامترهای ناحیه‌ی آسیب‌دیده برای این مخزن و مخازن واقعی در دسترس نیست، به منظور بررسی صحت نتایج، نتایج حاصل با مدل ضریب پوسته مقایسه شده است.^[۱] ابتدا با تحلیل داده‌های فشاری در تمام طول آزمون، تراوایی مخزن اصلی و ضریب پوسته‌ی کلی مخزن محاسبه شده است.

ضریب پوسته‌ی کلی در مخزن برابر مجموع ضریب پوسته‌ی حاصل از تحریک چاه (که در تحلیل ناحیه‌ی آسیب‌دیده مؤثر است) و ضریب پوسته‌ی ایجاد شده در اثر کاهش تراوایی در ناحیه‌ی آسیب‌دیده است.^[۱۳]

$$s_t = s_w + s_K \quad (5)$$

در رابطه‌ی ۵، s_t ضریب پوسته‌ی کلی، s_w ضریب پوسته‌ی ناشی از تحریک چاه، و s_K ضریب پوسته‌ی ناشی از کاهش تراوایی در ناحیه‌ی آسیب‌دیده است. براساس مدل تطبیقی، تراوایی مخزن اصلی ۶/۶ میلی داری و ضریب پوسته‌ی کلی برابر ۲/۶۵ است (شکل ۱۰). لذا با توجه به رابطه‌ی ۵، ضریب پوسته‌ی که در اثر کاهش تراوایی در ناحیه‌ی آسیب‌دیده به وجود می‌آید برابر ۳/۶ است.

پانویس‌ها

1. formation damage

2. well stimulation
3. acidizing
4. hydraulic fracturing
5. skin factor

6. steady state
7. compositional reservoir
8. wellbore storage
9. type curve
10. injection
11. fall off
12. drawdown test
13. permeability anomaly
14. finite difference
15. bottomhole pressure (Pwf)
16. synthetic reservoir
17. transient

منابع (References)

1. Hawkins, M.F. "A note on the skin effect", *Trans. Am. Inst. Min. Metall. Pet. Eng.*, **207**, pp. 356-367 (1956).
2. Karasaki, K. "Well test analysis in fractured edia", Ph.D. thesis, Univ. of Calif., Berkeley, 239 pp. (1986).
3. Butlet, J.J. "Pumping tests in nonuniform aquifers: The radially symmetric case", *J. Hydrol.*, **101**, pp. 15-30 (1988).
4. Nowakowski, K.S. "A composite analytical model for analysis of pumping test affected by wellbore storage and finite thickness skin", *Rater Resources Research*, **25**(9), pp. 1937-1946 (1989).
5. Olarewaju, J.S. and Lee, J.W. "A comprehensive application of a composite reservoir model to pressure transient analysis", SPE Paper 16345, SPE California Regional Meeting, Ventura (8-10 April 1987).
6. Zhang, L. and Dusseault, M.B., "New method to estimate damaged formation permeability with well testing", SPE Paper 98200, SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette (15-17 February 2006).
7. Raymond, L.R., and J.L., Hudson., "Short-term well testing to determine wellbore damage", *Journal of Petroleum Technology Tech.*, pp. 1-363 (1966).
8. Duru, O.O. and Horne, R.N. "Combined temperature and pressure data interpretation: Application to characterization of near-wellbore reservoir structures", SPE paper 146614, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver (November 2011).
9. Kome, M., Amro, M.M. and Hossain, M.M. "A new practical approach to evaluate near wellbore formation damage parameters based on well test analysis for gas reservoir", SPE paper 160867, SPE Saudia Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar (8-11 April 2012).
10. Horne, R.N., *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*, 2nd Edition, Petroway inc. (1995).
11. Van Poolen, H.K. "Radius-of-drainage and stabilization-time equations", *Oil Gas J.*, **62.37**(12), pp. 138-146 (1964).
12. Lee, J., *Well Testing*, New York, Society of Petroleum Engineers (1982).
13. Pucknell, J.K. and Clifford, P.J. "Calculation of total skin factors", Paper SPE 23100 (1991).