مدلسازی شکست هیدرولیکی در چاه نفت با روش اجزای محدود به منظور افزایش ازدیاد برداشت

کامبیز مهدیزاده فرساد^۱، داود جهانی^۲، علیرضا حاجیان^۳ و فریدون رضایی^۴

ادانشجوی دکترا، گروه زمینشناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران ^۲دانشیار، گروه زمینشناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران آستادیار، گروه فیزیک، واحد نجفآباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجفآباد، ایران ^۱دانشیار، پژوهشکده علوم زمین، سازمان زمینشناسی و اکتشافات معدنی، تهران، ایران تاریخ دریافت: ۲۳/ ۲۰/۱۳۹۷ تاریخ پذیرش: ۱۱/ ۲۰/۱۹۹۷

چکیدہ

00ioL

شکست هیدرولیک به عنوان یکی از روش های مؤثر و کاربردی است که باعث افزایش تولید میشود. در مخازن نفتی و گازی که این روش به کار می رود میزان تولید بهصورت مستقیم به میزان و نحوه گسترش شکستگی بستگی دارد. در این پژوهش، تحلیل رفتار شکستگیها و بررسی میزان شکستگی با خروجی مدلهای قبلی مقایسه شده است و نتایج آن نشان می دهد که پس از تزریق و پمپاژ گسترش و بازشدگی شکستگیها در حال تغییر است. در مرحله بعدی نکته مهم میزان فشار تخلیخی در طول شکستگی است که باید مورد بررسی و تحلیل قرار گیرد. با در نظر گرفتن فشار منفذی در طول شکستگی و میزان شکست، مدل سازی به روش اجزای محدود انجام شد. در این روش از ابتدا نحوه تزریق و پمپاژ پروپانت در نظر گرفته شد و در نهایت مقایسه نتایج با روش ها و مطالعات قبلی بیانگر کاربردی بودن این روش است.

> **کلیدواژهها:** شکست هیدرولیک، اجزای محدود، مدلسازی. ***نویسنده مسئول:** داود جهانی

E-mail: d_jahani@iau-tnb.ac.ir

1- پیشنوشتار

فرایند شکست هیدرولیکی برای اولین بار در دهه ۳۰ میلادی توسط شرکت Dow Chemical بیان شد و برای اولین بار در صنعت نفت و گاز در سال ۱۹۴۷ در یک چاه گازی به منظور مقایسه با روش اسیدکاری صورت پذیرفت و نتایج قابل قبولی را در بر داشت. به همین منظور این روش به طور گسترده برای افزایش بهره وری به کار گرفته می شود و در مناطقی از جمله میدان های گازی

با نفوذپذیری پایین و رسوبات ساحلی ضعیف مانند خلیج مکزیک، بسترهای زغال نرم برای استخراج متان و ساختارهای پیچیده هندسی مانند تشکیلات عدسی قابل انجام است. از دیگر کاربردهای شکست هیدرولیک می توان به دفع زبالههای حفاری در زیر زمین و تولید گرما از ذخایر ژئوترمال در محل اشاره کرد (شکل ۱).



شکل ۱- نمودار کلی روش های تحریک مخزن نفت.

شکست هیدرولیک یک چرخه پیچیده است که باید سه فرایند تغییر شکل مکانیکی ناشی از فشار مایع بر روی سطح شکست، انتشار شکستگی و جریان مایع در داخل شکستگی در نظر گرفته شود (Abbaszadeh Shahri et al., 2015). پارامترهایی از قبیل جنس سازند جهت انتخاب نوع سیال، لیتولوژی مخزن مورد مطالعه، الگوهای تنش منطقهای و محلی و آنالیز دقیق لاگهای ژئوفیزیکی برای ارزیابی پارامترهایی مانند درجه اشباع آب، تخلخل و مشخصات مکانیکی (مدول یانگ) مدول برشی، نسبت پواسون، تراکم پذیری حجمی) تمامی لایه های نزدیک سازند تولیدی بر عملیات شکست هیدرولیکی مؤثر هستند. همچنین می توان از مشخصات مکانیکی جهت پیش بینی شکل و ابعاد ترک ایجاد شده و تعیین پروفایل تنش ها بر مخازن استفاده کرد (زCorr

تاکنون روش های مختلفی برای شبیه سازی شکست هیدرولیکی ارائه شده است. معیار رشد ترک در حداکثر تنش محیطی در حالت ترکیبی شکست توسط (Ifti and Sin (1963) و Ritchie et al. (1973) معرفی شد. دیگر مدل ارائه شده در شکست هیدرولیکی تحت عنوان KGD توسط (I995) Khristianovic and Zheltov (1995) توسط و Geertsma and De Klerk (1969) یان شد که در آن به طور مستقل صفحه تغییر KGD تدوین شد. (I978) and Simonson et al. (1978) Klerk CD تدوین شد. (I978) and De Klerk (1969) مدل رشد ارتفاع سه لایه ای، ارتفاع شکست را به عنوان تابعی از فشار در نواحی تنش محدود کننده بالاتر ارائه کردند که این پیشرفت اساسی در مدل های نوع NPA در بهبود تفسیر فشارهای شکست ارزش ابزاری بالایی داشت. (2009) Dean and Schmidt (2009) یا کنر سی ارزش ابزاری بالایی داشت. (I978) به همراه تزریق سیال غیر نیو تنی بررسی بررسی انتشار ترک را در یک مخزن لایه ای به همراه تزریق سیال غیر نیو تنی بررسی امیر متقارن گسترش دادند. (2008) Simonson et al. (2014) در موارد چند لایه ای غیر متقارن گسترش دادند. (2008) کام و سپس (2014) معرفی مکاف میر متقارن گسترش دادند. (2008) کام و میس (2014) میه محاو میر مقاومت برشی شکاف میر متقاره میدرولیکی در مخازن شکاف دار و تأثیر مقاومت برشی شکاف سازو کار شکست هیدرولیکی در مخازن شکاف دار و تأثیر مقاومت برشی شکاف و این فرایند با روش های مختلف عددی از جمله تکنیکه های اجزای محدود مورد

توجه قرار گرفت که در آنها معمولاً تغییر شکل سنگ بر اساس نظریه الاستیسیته خطی و جریان سیال بر اساس نظریه روانسازی مدل می شوند. همچنین معیار انتشار شکست معمولاً با روش نرخ آزاد سازی انرژی مربوط با نظریه مکانیک شکست الاستیک خطی ارائه شده است که در آن فاکتور شدت تنش با سختی سنگ ساز گار باشد (Abbaszadeh Shahri et al., 2015, Adachi et al., 2007) و این نشان دهنده این است که تعیین و یا پیش بینی موفقیت فرایند شکست هیدرولیکی تابع چندین متغیر است. در این پژوهش با استفاده از روش اجزای محدود میزان بازشدگی شکستگی و فشار منفذی در طول شکستگی در فواصل متفاوت زمانی با فرض مدل سطح شکست عمودی ارزیابی می شود.

۲- طراحی مدل و هندسه مسئله برای ارزیابی میزان شکست

در روش شکست هیدرولیک، ترک ایجاد شده تحت تأثیر فشار سیال تزریقی دارای عرض باریک و سطحی گسترده است و در صفحه ای عمود بر محور تنش اصلی حداقل درجا منتشر می شود. با توجه به کاربرد این روش در اعماق زیاد، ترک های هیدرولیکی ایجاد شده در اغلب موارد عمود و دارای گسترش صفحه ای هستند (Lam and Cleary, 1987) و هدف تعیین تابع زمانی پروفیل بازشد گی ترک بر اساس نرخ یا فشار سیال معلوم در گمانه است. در این حالت مدل شکست هیدرولیک شامل معادله الاستیسیته، معادله جریان سیال، اتلاف وابسته به زمان سیال تزریق شده پس از ایجاد شکست در مخزن متخلخل، معادله انتقال پروپانت و این موارد باید به شکلی پایدار با یکدیگر جفت شوند تا بتوانند مواردی از جمله فضا و فرضیاتی از قبیل سازند مخزن، لایه بندی موازی مخزن، قرار داشتن شکست هیدرولیک در یک صفحه عمودی مجزا، تبعیت سیال در حین شکست، غیرقابل فشر ده سازی سیال و عدم امتزاج تزریق های متوالی سیالات متعدد در آنها را پوشش دهند (شکل ۲).



معادلات الاستیسیته (رابطه ۱) برای محاسبه عرض شکست ناشی از فشار شبکه در هر نقطه بر روی اثر شکست به کار میروند.

 $C_{w} = \int_{\Omega(t)}^{a} C(x, y, \xi, \eta) w(\xi, \eta, t) d\xi d\eta = p(x, y, t) - \sigma_{c}(x, y)$ ($\sum_{w \in T} C(x, y, \xi, \eta) w(\xi, \eta, t) d\xi d\eta = p(x, y, t) - \sigma_{c}(x, y)$ ()

است. تابع کرنل غیرمحلی C حاوی تمام اطلاعات در مورد محیط الاستیک لایه ای است. با فرض اینکه شکست (شکل ۳) میزان Ω (t) در زمان t را اشغال کند، این امکان وجود دارد که در نواحی فرعی اثر شکست Ω (t) محرح باشد. بسته به بزرگی نسبی *q* و مح و نیز میزان این مناطق تحت فشار، ممکن است که عرض متناظر با معادله ۱ منفی باشد.



شکل ۳- طرحواره مخزن چندلایه با جهتیافتگی عمودی اثر صفحهای شکست (E و v: مدول الاستیک و نسبت پواسون).

در شکست مسطح که در محیط الاستیک رشد می کند، جریان سیال بر اساس معادله Reynolds (رابطه ۲) مدل می شود:

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \nabla \left[D(w)(\nabla p - pg) \right] + \delta(x, y)Q \tag{9}$$

که ρ دانسیته مایع، g بردار گرانش، δ (.) تابع دلتا دیراک، (x, y, t) Q = Q نرخ تزریق منبع و µویسکوزیته سیال نیوتونی هستند. افزودن عبارت نشت (رابطه ۳)، سیال با رفتار توانی را نشان خواهد داد:

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \nabla \left[D(w)(\nabla p - pg) \right] + \delta(x, y) Q - \frac{2C_L}{\sqrt{t - t_0(x, y)}} - 2S_0 \delta(t - t_0(x, y)) \quad (\Upsilon$$

که در آن _L ضریب نشت Carter و C_d(x,y) زمان آغاز نشت یا زمانی است که جبهه شکست در ابتدا به مختصات y و x میرسد.

در راستای محیط شکست، جریان سیال صفر با معادله 0=(p(w,p)n.(p-ρg) ارائه می شود. این حالت تنها در صورتی که سیال کاملاً شکست را پر کند قابل استفاده است و در غیر این صورت، باید با تغییر معادلات اثر تأخیر سیال با ترجیح بر استفاده از روش های حجم محدود یا روندهای جداسازی عنصر محدود در نظر گرفته شود. با توجه به اهمیت انحلال پذیری در طراحی مأثر برنامه عملیاتی می توان آن را با ادغام رابطه ۳ در Ω (t)، استفاده از قانون Leibnit و قضیه واگرایی و در نهایت به کار گیری حالت مرزی جریان صفر برای فشار با توجه به زمان فرایند پسپاژ (رابطه ۴). به دست آورد:

$$\int_{\Omega(t)}^{d} w dV = \int_{0}^{t} Q(\tau) d\tau - \int_{0}^{t} \int_{\Omega(t)}^{d} \frac{2C_{L}}{\sqrt{\tau - t_{0}(x, y)}} dV d\tau - 2S_{0}Area[\Omega(t)] \quad (\mathbf{f})$$

$$(\mathbf{f}) = \mathbf{f}_{0}^{t} \mathbf{f}_{0} \mathbf{f$$

در شکست به صورت دو جزیی مدل و معادلات جریان سیال برای تر کیب حل شد. لذا فرض شد که اولاً پروپانت و سیال هر دو غیر قابل فشر ده سازی هستند؛ ثانیاً ذرات پروپانت در مقایسه با یک مقیاس طولی مشخص (عرض شکست) کوچک هستند؛ و ثالثاً تنها مکانیسمی که لغزش بین پروپانت و سیال حامل را در بر می گیرد ته نشینی ناشی از گرانش است (در غیبت گرانش، پروپانت و سیال در هر زمان مشخص با سرعت یکسانی حرکت می کنند). فرض اول حاکی از این است که معادلات حاکم برای توصیف جریان دوغاب را می توان از اصول دینامیک سیال و نظریه روان سازی استنباط کرد. فرض سوم ضعیف ترین اساس این مدل هاست، چرا که مشخص شده است که رکود و انتقال در جریان ناشی از برش سوسپانسیون نسبتاً رقیق ذرات وجود و این یعنی غلظت پروپانت در عرض شکست را می توان همگن و جبهه در حال پیشروی پروپانت را به عنوان جبهه «تیز» بدون هیچ انتشاری در جلو در نظر گرفت. لذا مدل انتقال پروپانت از رابطه ۵ به دست می آید.

$$\frac{\partial(cw)}{\partial t} + \nabla_{\cdot}(cwV^{p}) = 0 \qquad (\Delta$$

با توجه به موارد فوق، مدلسازی انجام شده در این پژوهش به مواردی از جمله شرایط میدان تنش ژئواستاتیک، مراحل پمپاژ، فشار دربر گیرنده در انتهای چاه (که بهصورت کششی به سطح دیواره چاه وارد می شود)، تزریق سیال به درون چاه، خاتمه تزریق، تحلیل موقت تحکیم، افزایش فشار تخلخلی در شکستگی درون سازند و مدل رفتاری پروپانت تزریقی به شکستگی بستگی دارد. مدل ساختاری سنگ با فرض سخت شدگی از نوع دراکر – پراگر انتخاب شده و مدل شکستگی نیز هم شامل رفتار

مکانیکی شکستگی و نیز رفتار مکانیکی سیال ورودی و نشتی آن از میان سطوح شکستگی است. این شرایط برای یک محدوده مفروض به قطر ۴۰۰ و ضخامت ۵۰

متر متشکل از منطقه بهرده و دو بخش شیلی پوشاننده آن مدل شده است و سازند هدف به ضخامت ۲۰ متر در عمق ۲۱۱۰ تا ۲۱۳۰ متری قرار دارد (شکل ۴).



شكل ۴- هندسه شكستگي مطابق با مراحل تزريق.

3- بحث

با توجه به قابلیت زمانبندی، تحلیل شکستگی با خروجی حاصل از مدلهای Adachi et al. (2007) و Abbaszadeh Shahri et al. (2015) اجزای محدود و آنالیز نرمافزاری انجام شده (جدول ۱) و نتایج آن برای ۱۴ و ۲۰ دقیقه پس از تزریق سیال به درون چاه در شکل ۵ آورده شده است که نشان می دهد پس از ۲۰ دقیقه پمپاژ در مراحل بعدی باید شکستگیها توسط پروپانت باز نگه داشته

شوند و به عبارت دیگر نشان میدهد که مقطع بازشدگی ناشی از شکستگی در حین مراحل پمپاژ در حال تغییر است. در مرحله بعدی، تابع دوم هدف یعنی میزان فشار تخلخلی در طول شکستگی مورد بررسی قرار گرفت (شکل ۶). نمودار فشار منفذی بیشتر نشان از پایداری جریان منفذی پس از مرحله پمپاژ دارد. یعنی تاریخچه زمانی فشار منفذی در طول سطح شکستگی جریان تخلخلی پایدار در طول زمان است.



شکل ۵- مقایسه نتایج ارزیابی میزان بازشدگی شکست با مطالعات قبلی مبتنی بر شبیه سازی نرم افزاری.



شکل ۴- مقایسه نتایج میزان فشار منفذی در طول شکستگی با مطالعات قبلی مبتنی بر شبیه سازی نرمافزاری.

ULDiOO

جدول ۱- محدوده تغییرات میزان خطا در این مقاله با مطالعات قبلی آنالیز نرمافزاری.

	مقایسه روش ها	پس از ۱۴ دقیقه		پس از ۲۰ دقیقه	
وامتر (تابع) هدف		كمينه	بيشينه	كمينه	بيشينه
у	Abbaszadeh Shahri et al. (2015)- This study	-•/Y\X	•/٣١٢	-•/***	•/9•9
زشدگی شکستگی	Adachi et al. (2007)- This study	-•//194	•/٢۵٨	-•/%\\	•/430
ان فشار منفذی در	Abbaszadeh Shahri et al. (2015)- This study	-•/۲۱۴	•/1٨۵	-•/۴۱۴	•/110
طول شکستگی	Adachi et al. (2007)- This study	-•/\\%	•/714	-•/٣٩۵	•/17٣

۴- نتیجهگیری

در این مقاله فشار منفذی و میزان شکست در طول شکستگی از طریق معادلات دربرگیرنده ۷ پارامتر مدول الاستیک، تنش محصور کننده، غلظت پروپانت، نرخ تزریق سیال، مدت زمان تزریق، ضریب پواسون و عمق که با خواص ژئومکانیک، تزریق سیال و شکستگی مرتبط هستند، با استفاده از روش اجزای محدود ارزیابی شد. شرط اخذ جواب منطقی از مدل زمانی قابل قبول خواهد بود که فاکتور تعیین کننده موفقیت یا شکست عملیات شکست هیدرولیک به درستی مدل شده باشد. پیش بینی روند کاهشی شبکه پس از ۲۰ دقیقه از شروع تزریق و پمپاژ سیال نشان

می دهد که بازشدگی شکست در مراحل بعدی عملیات باید توسط پروپانت باز نگهداشته و تثبیت شود. از طرفی فشار منفذی در طول شکستگی در بیشتر سطح شکست بیانگر پایداری جریان منفذی پس از ۲۰ دقیقه عملیات تزریق و پمپاژ بوده و به عبارتی تشابه تاریخچه زمانی فشار منفذی در طول سطح شکستگی مؤید جریان تخلخلی (منفذی) پایدار در طول زمان است. در این زمان، با توجه به افت فشار سیال شبکه به حدود صفر، تصور می شود که تمام سیال شکست در ساختار نشت کرده است.



References

- Abbaszadeh Shahri, A., Rezaei, F., Mehdizadeh Farsad, S., Mehdizadeh Farsad, K. and Panaei, N., 2015- Investigation of engineering geology parameters in creation of hydraulic fracturing in order to enhance oil recovery from oil reservoir using finite element method. Scientific Quarterly Journal (ULUM-I ZAMIN), 24 (94): 3-8.
- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A. and Desroches, J., 2007- Computer simulation of hydraulic fractures. Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 44, 739-757.
- Dean, R. H. and Schmidt, J. H., 2009- Hydraulic-fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator. SPE Journal, 707-714.
- Dehghan, A. N., Goshtasbi, K., Ahangari, K., Jin, Y., 2014- Experimental investigation of hydraulic fracture propagation in fractured blocks. Bull. Eng. Geol. Environ., 74, 887- 895.
- Devloo, Ph. R. B., Fernandes, P. D., Gomesc, S. M., Bravo, C. M. A. A. and Damas, R. G., 2006- A finite element model for three dimensional hydraulic fracturing. Mathematics and Computers in Simulation, 73, 142-155.
- Erdogan, F. and Sih, G. C., 1963- On the crack extension in constraint effects in fracture. ASME, 85, 525- 527.
- Fung, R. L., Vilajakumar, S. and Cormack, D. E., 1978- Calculation of vertical fracture containment in layered formations. SPE Formation Eval., 2(4):518–23 [SPE 14707].
- Geertsma, J. and De Klerk, F., 1969- A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. J Pet Tech., 21:1571- 81 [SPE 2458].
- Khristianovic, S. A. and Zheltov, Y. P., 1995- Formation of vertical fractures by means of highly viscous liquid. In: Proceedings of the fourth world petroleum congress, Rome, 579- 586.
- Kim, J. and Moridis, G. J., 2015- Numerical analysis of fracture propagation during hydraulic fracturing operations in shale gas systems. Int J Rock Mech Min Sci., 76, 127-137.
- Lam, K. Y. and Cleary, M. P., 1987- Three-dimensional analysis of hydraulic fracturing. Computers and Geotechnics, 3, 213-228.
- Ritchie, R. O., Knott, J. F. and Rice, J. R., 1973- On the relationship between critical stress and fracture toughness in mild steel. Journal of the Mechanics and Physics of Solids, 21, 395- 410.
- Simonson, E. R., Abou-Sayed, A. S. and Clifton, R. J., 1978- Containment of massive hydraulic fractures. SPE J., 18(1):27-32 [SPE 6089].
- Zhou, J., Chen, M., Jin, Y. and Zhang, G. Q., 2008- Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs. Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 45, 1143- 1152.



Modeling hydraulic fracture in a petroleum well using a finite element approach for enhanced oil recovery

K. Mehdizadeh Farsad¹, D. Jahani^{2*}, A. Hajian³ and F. Rezaei⁴

¹Ph.D. Student, Department of Geology, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
 ²Associate Professor, Department of Geology, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran
 ³Assistant Professor, Department of Physics, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran
 ⁴Associate Professor, Research Institute for Earth Science, Geological Survey of Iran, Tehran, Iran
 Received: 2018 October 15
 Accepted: 2018 December 02

Abstract

Hydraulic fracture is known as one of the effective methods for producing or being caused a change in the physical structure of a reservoir rock. In oil and gas reservoirs which have been fractured by a hydraulic approach, this method causes that a production well and the time of reservoir production increase. In this research, fracture analysis have been comprised with the outputs produced by previous models. Its results show that the opening intersection produced by hydraulic fracture has been being changed in various time during pumpage, therefore, the fracture should be kept open by propanent substances. In the next stage, the amount of porosity pressure in the trend of the fracture is considered. In this survey, two parameters, i.e. the fracture measure and the change of pore pressure have been obtained using the hydraulic fracture modeled process under the actual condition of pay zone and its confining layers, and by the finite element approach. In this method, pumping processing has been assigned for fluid and propanent. At the end, by making a comparison between these result and the results obtained from previous studies, it can be found out that this approach is applicable and efficient.

Keywords: Hydraulic Fracture, Finite element, Modeling. For Persian Version see pages 35 to 40 *Corresponding author: D. Jahani; E-mail: d_jahani@iau-tnb.ac.ir