

# مدل سازی شکست هیدرولیکی در چاه نفت با روش اجزای محدود به منظور افزایش ازدیاد برداشت

کامبیز مهدی زاده فرساده<sup>۱</sup>، داود جهانی<sup>۲</sup>، علیرضا حاجیان<sup>۳</sup> و فریدون رضایی<sup>۴</sup>

<sup>۱</sup>دانشجوی دکترا، گروه زمین شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

<sup>۲</sup>دانشیار، گروه زمین شناسی، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

<sup>۳</sup>استادیار، گروه فیزیک، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران

<sup>۴</sup>دانشیار، پژوهشکده علوم زمین، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۷/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۰۹/۱۱

## چکیده

شکست هیدرولیک به عنوان یکی از روش های مؤثر و کاربردی است که باعث افزایش تولید می شود. در مخازن نفتی و گازی که این روش به کار می رود میزان تولید به صورت مستقیم به میزان و نحوه گسترش شکستگی بستگی دارد. در این پژوهش، تحلیل رفتار شکستگی ها و بررسی میزان شکستگی با خروجی مدل های قبلی مقایسه شده است و نتایج آن نشان می دهد که پس از تزریق و پمپاژ گسترش و بازشدگی شکستگی ها در حال تغییر است. در مرحله بعدی نکته مهم میزان فشار تخلخلی 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.

**کلیدواژه ها:** شکست هیدرولیک، اجزای محدود، مدل سازی.

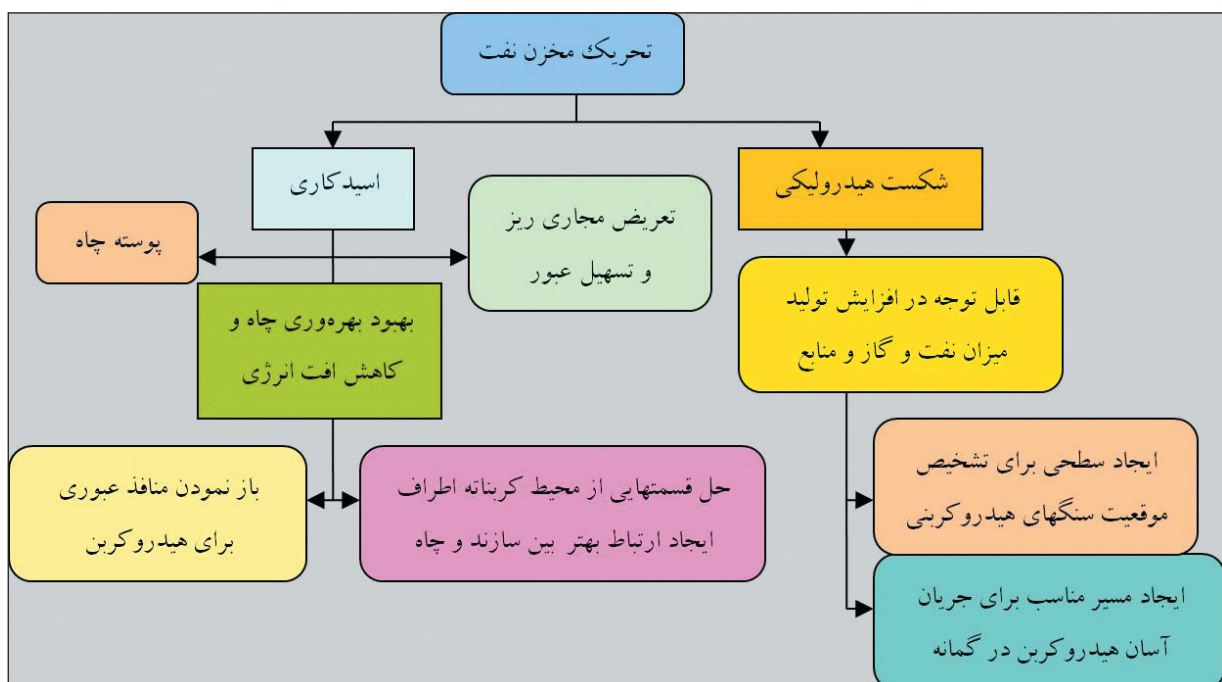
\*نویسنده مسئول: داود جهانی

E-mail: d\_jahani@iau-tnb.ac.ir

## ۱- پیش نوشتار

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 زباله های حفاری در زیر زمین و تولید گرما از ذخایر ژئوترمال در محل اشاره کرد (شکل ۱).

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



شکل ۱- نمودار کلی روش های تحریک مخزن نفت.

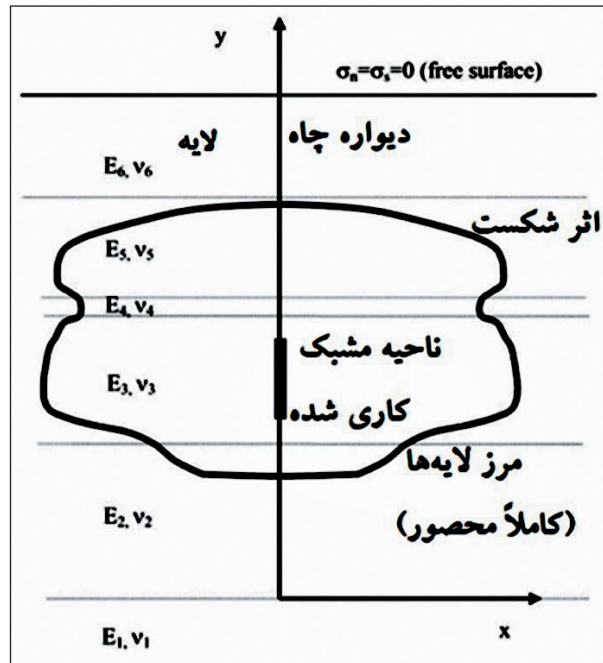


است. تابع کرنل غیرمحللی  $C$  حاوی تمام اطلاعات در مورد محیط الاستیک لایه‌ای است. با فرض اینکه شکست (شکل ۳) میزان  $\Omega(t)$  در زمان  $t$  را اشغال کند، این امکان وجود دارد که در نواحی فرعی اثر شکست  $\Omega(t)$ ،  $p < \sigma_c$  باشد. بسته به بزرگی نسبی  $p$  و  $\sigma_c$  و نیز میزان این مناطق تحت فشار، ممکن است که عرض متناظر با معادله ۱ منفی باشد.

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

$$C_w = \int_{\Omega(t)} C(x, y, \zeta, \eta) w(\zeta, \eta, t) d\zeta d\eta = p(x, y, t) - \sigma_c(x, y) \quad (1)$$

که در آن  $p$  فشار مایع داخل شکست،  $\sigma_c$  تنش حداقل محدود کننده و  $w$  عرض شکست



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

در شکست به صورت دو جزیی مدل و معادلات جریان سیال برای ترکیب حل شد. لذا فرض شد که اولاً پروپانت و سیال هر دو غیر قابل فشرده‌سازی 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 می‌گیرد ته‌نشینی ناشی از گرانش است (در غیبت گرانش، پروپانت و سیال در هر زمان مشخص با سرعت یکسانی حرکت می‌کنند). فرض اول حاکی از این است که معادلات حاکم برای توصیف جریان دوغاب را می‌توان از اصول دینامیک سیال و نظریه روان‌سازی استنباط کرد. فرض دوم به این معناست که یک سوسپانسیون نسبتاً رقیق ذرات وجود خواهیم داشت. فرض سوم ضعیف‌ترین اساس این مدل هاست، چرا که مشخص شده است که رکود و انتقال در جریان ناشی از برش سوسپانسیون‌های ذرات رخ می‌دهند و این یعنی غلظت پروپانت در عرض شکست را می‌توان 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 می‌آید.

$$\frac{\partial(cw)}{\partial t} + \nabla \cdot (cwV^p) = 0 \quad (5)$$

با توجه به موارد فوق، مدل‌سازی انجام شده در این پژوهش به مواردی از جمله شرایط میدان تنش ژئواستاتیک، مراحل پمپاژ، فشار دربرگیرنده در انتهای چاه (که به صورت کششی به سطح دیواره چاه وارد می‌شود)، 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 سخت‌شدگی از نوع دراکر- پراگر انتخاب شده و مدل شکستگی نیز هم شامل رفتار

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

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \nabla \cdot [D(w)(\nabla p - pg)] + \delta(x, y) Q \quad (2)$$

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

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \nabla \cdot [D(w)(\nabla p - pg)] + \delta(x, y) Q - \frac{2C_L}{\sqrt{t-t_0(x, y)}} - 2S_0 \delta(t-t_0(x, y)) \quad (3)$$

که در آن  $C_L$  ضریب نشت Carter و  $t_0(x, y)$  زمان آغاز نشت یا زمانی است که جبهه شکست در ابتدا به مختصات  $x$  و  $y$  می‌رسد.

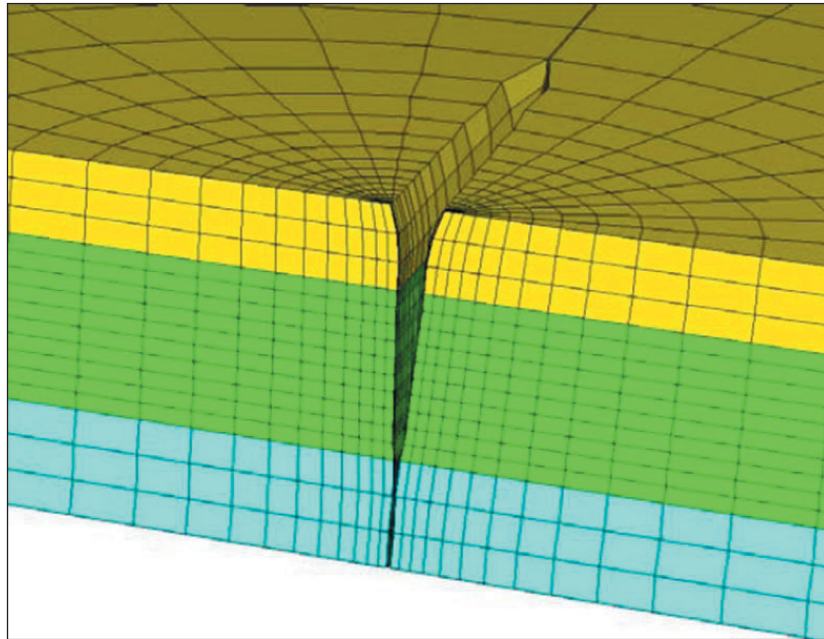
در راستای محیط شکست، جریان سیال صفر با معادله  $D(wp)n \cdot (p-pg) = 0$  ارائه می‌شود. این حالت تنها در صورتی که سیال کاملاً شکست را پر کند قابل استفاده است و در غیر این صورت، باید با تغییر معادلات اثر تأخیر سیال با ترجیح بر استفاده از روش‌های حجم محدود یا روندهای جداسازی عنصر محدود در نظر گرفته شود. با توجه به اهمیت انحلال‌پذیری در طراحی مؤثر برنامه عملیاتی می‌توان آن را با ادغام رابطه ۳ در  $\Omega(t)$ ، استفاده از قانون Leibnitz و قضیه واگرایی و در نهایت به کارگیری حالت مرزی جریان صفر برای فشار با توجه به زمان فرایند پمپاژ (رابطه ۴) به دست آورد:

$$\int_{\Omega(t)} w dV = \int_0^t Q(\tau) d\tau - \int_0^t \int_{\Omega(\tau)} \frac{2C_L}{\sqrt{\tau-t_0(x, y)}} dV d\tau - 2S_0 Area[\Omega(t)] \quad (4)$$

در این پژوهش، انتقال و جاگذاری دوغاب پروپانت (مخلوط پروپانت و سیال)

متر متشکل از منطقه بهره‌ده 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).

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

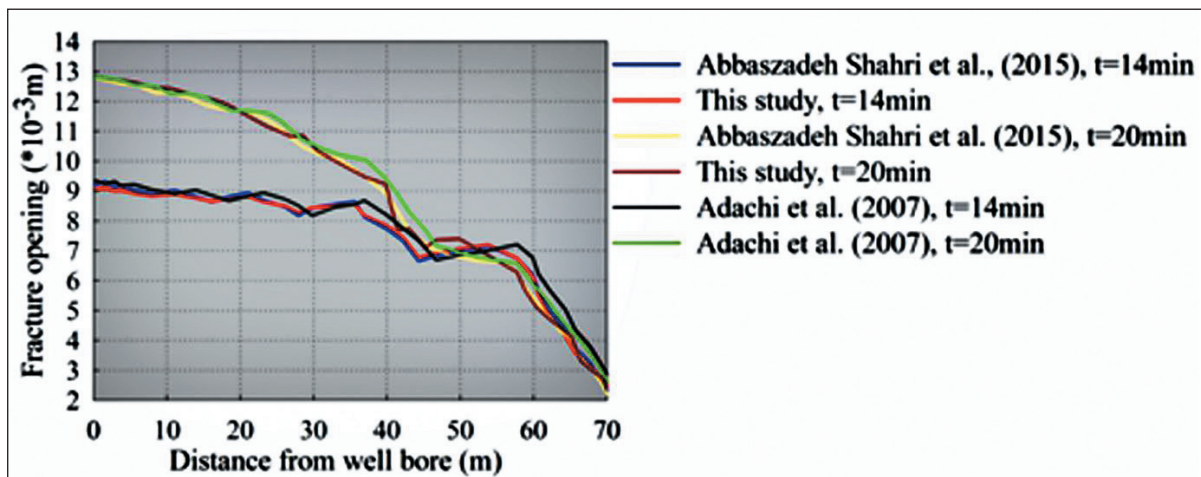


شکل ۴- هندسه شکستگی مطابق با مراحل تزریق.

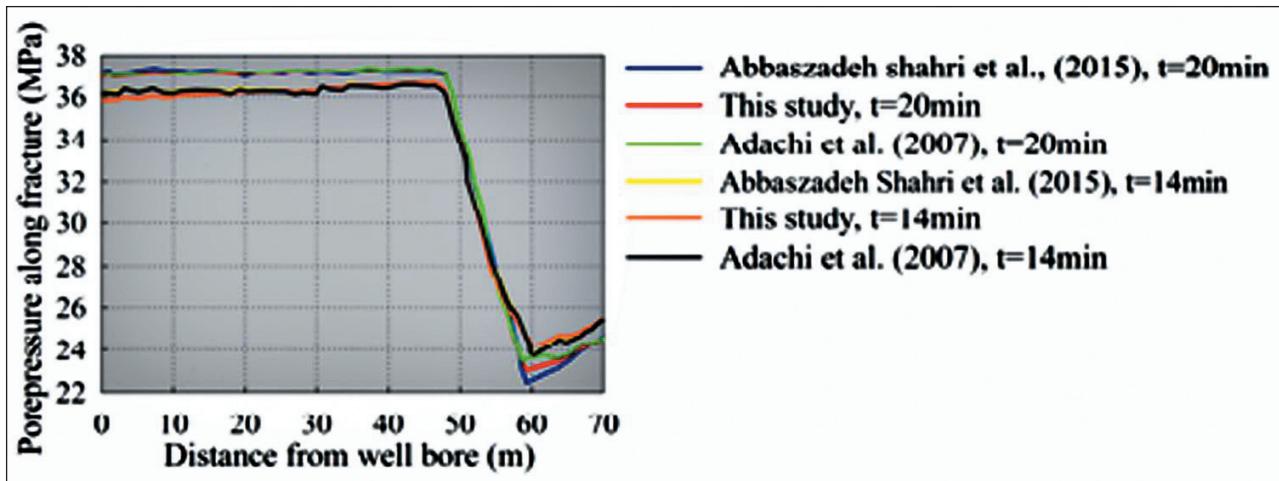
### ۳- بحث

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.

با توجه به قابلیت زمان‌بندی، تحلیل شکستگی با خروجی حاصل از مدل‌های (2015) Abbaszadeh Shahri et al. و (2007) Adachi et al. مقایسه شد که با روش 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 می‌دهد پس از ۲۰ دقیقه پمپاژ در مراحل بعدی باید شکستگی‌ها توسط پروپانت باز نگه داشته



شکل ۵- مقایسه نتایج ارزیابی میزان بازشدگی شکست با مطالعات قبلی مبتنی بر شبیه‌سازی نرم‌افزاری.



شکل ۶- مقایسه نتایج میزان فشار منفذی در طول شکستگی با مطالعات قبلی مبتنی بر شبیه‌سازی نرم‌افزاری.

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

پس از ۲۰ دقیقه		پس از ۱۴ دقیقه		مقایسه روش‌ها	پارامتر (تابع) هدف
بیشینه	کمینه	بیشینه	کمینه		
۰/۶۰۶	-۰/۲۲۲	۰/۳۱۲	-۰/۲۱۸	Abbaszadeh Shahri et al. (2015)- This study	بازشدگی شکستگی
۰/۴۳۵	-۰/۶۸۱	۰/۲۵۸	-۰/۸۹۴	Adachi et al. (2007)- This study	
۰/۱۱۵	-۰/۴۱۴	۰/۱۸۵	-۰/۲۱۴	Abbaszadeh Shahri et al. (2015)- This study	میزان فشار منفذی در طول شکستگی
۰/۱۷۳	-۰/۳۹۵	۰/۲۱۴	-۰/۱۸۶	Adachi et al. (2007)- This study	

#### ۴- نتیجه‌گیری

می‌دهد 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 تاریخیچه 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 می‌شود که تمام سیال شکست در ساختار نشت کرده است.

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. پیش‌بینی روند کاهشی شبکه پس از ۲۰ دقیقه از شروع تزریق و پمپاژ سیال نشان

## 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 Farsad<sup>1</sup>, D. Jahani<sup>2\*</sup>, A. Hajian<sup>3</sup> and F. Rezaei<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Ph.D. Student, Department of Geology, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

<sup>2</sup>Associate Professor, Department of Geology, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

<sup>3</sup>Assistant Professor, Department of Physics, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran

<sup>4</sup>Associate 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