

مدل سازی تقریبی عملیات شکافت هیدرولیکی: مطالعه موردی بر روی یک میدان نفتی در غرب ایران

هاجر برهانی کودهی* و محمدعلی عقیقی

دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)، گروه مهندسی معدن و نفت، قزوین

تاریخ دریافت: ۹۲/۱۲/۱۰ تاریخ پذیرش: ۹۳/۶/۵

چکیده

شکافت هیدرولیکی متداول ترین روش انگیزش چاه‌هایی است که نرخ تولید آنها به دلیل تراوایی پایین مخزن و یا آسیب دیدگی محیط پیرامون چاه، غیراقتصادی است. از آنجا که بسیاری از چاه‌های تولید کننده نفت و گاز در ایران دچار مشکل کاهش نرخ تولید شده و نیز با توجه به اینکه بسیاری از میادین هیدروکربوری در ایران وارد نیمه دوم عمر خود شده‌اند، انگیزش آنها جهت بهره‌افزایی و تولید صیانتی نعمت خداداد نفت و گاز، امری اجتناب‌ناپذیر می‌نماید. در این مقاله مدلی تقریبی برای برآورد میزان اثربخشی عملیات شکافت هیدرولیکی در چاه‌های نفت و گاز ارائه می‌شود. این مدل حاصل تجمیع سه مدل هندسی (PKN-C)، تولید و اقتصادی است. این مدل‌ها به ترتیب برای تعیین هندسه شکاف، میزان تولید ناشی از یک شکاف هیدرولیکی معین و میزان ارزش خالص کنونی حاصل از انجام عملیات به کار می‌روند. در این مقاله نتایج حاصل از کاربرد مدل‌های مذکور در یک چاه تولیدی در یکی از میادین نفتی غرب ایران ارائه می‌شود. نتایج این تحقیق می‌تواند در مرحله طراحی اولیه مورد استفاده قرار گیرد.

کلمات کلیدی: شکافت اسیدی، مدل‌سازی شکافت هیدرولیکی، بهره‌افزایی، انگیزش چاه نفت و مخازن
آسیب دیده

مقدمه

تقسیم‌بندی نمود. عملیات شکافت هیدرولیکی یکی از مهم‌ترین روش‌های چاه محور و متداول‌ترین روش برای بهبود بازیابی از مخازن با نفوذپذیری کم یا آسیب دیده است. از میان چاه‌های تولیدی حفاری شده در آمریکای شمالی طی حدود ۵ دهه، تقریباً ۷۰٪ از چاه‌های گاز و ۵۰٪ از چاه‌های نفت، تحت عملیات شکافت هیدرولیکی قرار گرفته‌اند [۱].

یکی از مهم‌ترین اهداف مهندسی بهره‌برداری، بهبود بازیافت تولید^۱ (IOR) از مخازنی است که با کاهش تولید مواجه شده‌اند. بدین منظور روش‌هایی به کار گرفته می‌شود که می‌توان آنها را به سه دسته چاه محور، تاسیسات محور و مخزن محور

1. Improved Oil Recovery

h_borhani1364@yahoo.com

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

وجود آمده و بسته شدن آن می‌شود [۳].

در سازندهای کربناته مثل سازندهای دولومیتی و آهکی، به جای شکافت هیدرولیکی پروپانتی از شکافت اسیدی^۷ استفاده می‌شود. در این عملیات برخلاف اسیدکاری، مقدار قابل ملاحظه‌ای اسید با فشاری بیشتر از فشار فروشکست سازند به داخل چاه تزریق می‌شود تا یک شکاف هیدرولیکی ایجاد شده و گسترش یابد. پس از شکسته شدن سازند، اسید به داخل شکاف ایجاد شده نفوذ کرده و در اثر تماس با دیواره شکاف سبب انحلال انتخابی کانی‌های تشکیل دهنده آن یا اصطلاحاً خورده شدن^۸ دیواره می‌شود. این فرآیند به دلیل یکسان نبودن میزان انحلال در نقاط مختلف سطح شکاف، که نتیجه ناهمگنی سنگ است، سبب ایجاد سطوح ناهموار و سوراخ‌های کرمی^۹ می‌شود. پس از پایان عملیات تزریق اسید، ناهمواری دیواره موجب می‌شود که شکاف بدون نیاز به پروپانت به طور کامل بسته نشود. بدین ترتیب یک مسیر هادی برای جریان سیال مخزنی به سمت چاه ایجاد می‌شود [۴]. اغلب شکافت اسیدی به لحاظ عملیاتی بر شکافت پروپانتی برتری دارد، زیرا امکان پل زدن^{۱۰} پروپانت و جریان برگشتی^{۱۱} وجود ندارد [۵].

طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی، اهمیت بسزایی در توفیق این عملیات دارد. یکی از اهداف اصلی فرآیند طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی، تعیین مقادیر بهینه پارامترهای قابل کنترل عملیات است. از جمله مهم‌ترین این عوامل می‌توان از گراندروی سیال شکافت، نرخ تزریق، مدت زمان تزریق سیال و غلظت نهایی پروپانت نام برد.

علی‌رغم رواج فراوان استفاده از عملیات شکافت هیدرولیکی در نقاط مختلف دنیا، موارد کمی از انجام عملیات شکافت هیدرولیکی در تاریخ صنعت نفت ایران گزارش شده است که آنها هم توفیق قابل ذکری نداشته‌اند [۲].

رسوبات آلی حاصل از هیدروکربن‌های سنگین مانند پارافین‌های با زنجیره طویل و آسفالتین در اطراف چاه‌های تولیدی از جمله دلایل شایع آسیب‌های سازندی طبیعی به ویژه در مخازن حاوی نفت سنگین ایران هستند. این مواد به دلایل متعددی نظیر افت فشار، افت دما و کاهش میزان هیدروکربن‌های با زنجیره کوتاه شروع به رسوب کرده و سبب افزایش ضریب پوسته و کاهش نرخ تولید می‌شوند.

در عملیات شکافت هیدرولیکی ابتدا سیالی به نام پد^۱ به داخل چاه تزریق شده و حد فاصل مشخصی از ناحیه مخزنی را که توسط توپک (ها) از سایر بخش‌های چاه جدا شده‌اند، تحت فشار قرار می‌دهد. هنگامی که فشار سیال به حد مشخصی می‌رسد، دیواره چاه شکسته شده و در آن شکافی ایجاد می‌شود. این فشار را فشار فروشکست^۲ سازندی می‌نامند. تداوم تزریق می‌تواند سبب گسترش شکاف به اطراف و داخل مخزن شود. مرحله اول اجرای عملیات تا رسیدن شکاف به ابعاد طراحی شده ادامه می‌یابد. این مرحله را مرحله پد^۳ می‌نامند.

در مخازن غیرکربناته مانند انواع ماسه‌سنگی با تراوایی پایین، عملیات شکافت هیدرولیکی با تزریق دوغابی^۴ محتوی ذرات جامد جور شده‌ای به نام پروپانت^۵، ادامه می‌یابد که این مرحله را مرحله دوغاب^۶ می‌نامند. فاز مایع دوغاب تزریق شده به داخل شکاف به درون سازند نشت می‌کند و ذرات جامد ته نشین می‌شوند. پس از پرشدن شکاف از ذرات جامد عملیات تزریق پایان می‌یابد. وجود پروپانت مانع از به هم رسیدن دیواره‌های شکاف به

1. Pad

2. Formation Breakdown Pressure

3. Pad Stage

4. Slurry

5. Proppant

6. Slurry Stage

7. Acid Fracturing

8. Etching

9. Wormholes

10. Bridging

11. Flow Back

شکافت هیدرولیکی با تجمیع سه مدل هندسی، تولید و اقتصادی مدل سازی شده است. در ادامه هر یک از این مدل ها تشریح می شوند.

مدل هندسی

پیش بینی هندسه شکاف یک مرحله اصلی در طراحی عملیات شکافت هیدرولیکی است. در طول سال ها، مدل های مختلفی برای تعیین روابط بین نرخ تزریق، رفتار نشت سیال، ابعاد شکاف و حجم کل سیال پمپ شده به سازند توسعه یافته اند. این مدل ها به سه دسته اصلی مدل های دو بعدی، شبه سه بعدی و سه بعدی تقسیم بندی می شوند [۱ و ۳]. از میان مدل های دو بعدی، دو مدل PKN^3 و KGD^4 علی رغم فرض هایی که مبتنی بر آنها هستند، به طور گسترده به منظور پیش بینی هندسه شکاف هیدرولیکی با ارتفاع ثابت به کار رفته اند. این دو مدل به ویژه برای آن دسته از لایه های مخزنی که لایه های درون گیر آنها تحت تنش بیشتر بوده و یا صلبیت بیشتر دارند، مناسب می باشد. در این دسته از لایه های مخزنی، شکاف ایجاد شده در لایه مخزنی محدود شده و فرض اصلی این مدل ها تامین می شود. از این میان مدل PKN برای حالتی مناسب است که طول شکاف به مراتب بیش از ارتفاع آن باشد در حالی که مدل KGD در حالتی که ارتفاع شکاف بیشتر از طول آن می باشد، کاربرد دارد [۱ و ۳].

در عملیات شکافت اسیدی، هدایت هیدرولیکی نهایی شکاف بر اثر واکنش شیمیایی اسید و سنگ ایجاد می شود و هندسه اولیه شکاف در اثر فرآیند مکانیکی مانند شکافت هیدرولیکی پروپانتهی شکل می گیرد. بنابراین مدل های هندسی شکاف که مبتنی بر مکانیک شکست می باشند، برای تعیین هندسه شکاف به کار می روند.

این عوامل در سطح زمین قابل کنترل بوده، هندسه نهایی شکاف، هدایت هیدرولیکی آن و نهایتاً میزان کارآمدی عملیات از نظر افزایش ضریب بهره دهی مخزن مورد نظر را پس از انجام عملیات مشخص می کنند. تعیین بهینه پارامترهای فوق، مستلزم بهینه سازی است که براساس نتایج محاسبات اقتصادی صورت گیرد. برای این منظور از مدل هایی استفاده می شود که علاوه بر شبیه سازی خود عملیات، قادر به ارزیابی میزان تولید حاصل از شکاف ایجاد شده و سرانجام بررسی اقتصادی تولید می باشند. این مدل ها معمولاً تجمیعی^۱ بوده و از ترکیب چند مدل تشکیل یافته اند.

مدل های تجمیعی تحلیلی و نیمه تحلیلی متعددی به منظور طراحی و بهینه سازی عملیات شکافت هیدرولیکی توسعه داده شده اند [۶-۱۰]. در این مدل ها، بیشینه سازی ارزش خالص کنونی^۲ (NPV) یا تولید کل و نیز کمینه سازی هزینه کل عملیات به عنوان تابع هدف در نظر گرفته می شود. از معایب برخی از این مدل ها می توان به پیچیدگی غیر ضروری آنها برای طراحی و برآوردهای اولیه اشاره کرد.

در این مقاله یک مدل تجمیعی- تحلیلی ارائه می شود که به تناسب دقت داده های ورودی در مراحل اولیه ارزیابی و انتخاب چاه منتخب از پیچیدگی غیر ضروری در آن اجتناب شده است. قاعدتاً در مراحل نیمه تفصیلی و تفصیلی طراحی که داده های دقیق تر و بیشتری جمع آوری شده اند و به همان نسبت نیاز به خروجی دقیق تری نیز می باشد، لازم است از مدل های کامل تر که پیچیدگی بیشتری دارند، استفاده نمود.

این مدل برای مطالعه تقریبی کارآمدی عملیات شکافت هیدرولیکی در یکی از چاه های یکی از میادین نفتی غرب ایران به کار گرفته شده است.

مدل سازی تحلیلی عملیات شکافت هیدرولیکی

همان گونه که ذکر شد در این تحقیق عملیات

1. Integrated

2. Net Present Value (NPV)

3. Perkins and Kern and Nordgren

4. Khristianovitch and Geertsma and de Klerk

برای محاسبه عرض میانگین (\bar{w})، عرض ماکزیمم در یک ضریب شکل، ضرب می شود که این مقدار برای شکل بیضی مقطع شکاف در مدل PKN برابر با ($\pi/5$) در نظر گرفته می شود [۱]. بنابراین عرض میانگین از رابطه ۳ به دست می آید.

$$\bar{w} = \frac{\pi}{5} w_f \quad (3)$$

نیم- طول شکاف نیز از رابطه ۴ محاسبه می شود که حاصل تلفیق معادله کارتر II برای نشت و رابطه موازنه مواد است [۱]. در رابطه نشت کارتر II فرض می شود که عرض شکاف ضمن افزایش طول شکاف به همان میزانی است که در ابتدای ایجاد شکاف بوده است. علی رغم این فرض رابطه نشت کارتر II، به طور گسترده ای در شبیه سازی های سه بعدی تجاری نیز به کار می رود [۱۳].

$$x_f = \frac{(\bar{w} + 2S_p) q_i}{4C_L^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (4)$$

در رابطه بالا erfc تابع خطا، S_p نشت ناگهانی، C_L ضریب نشت و β به صورت رابطه ۵ تعریف می شود:

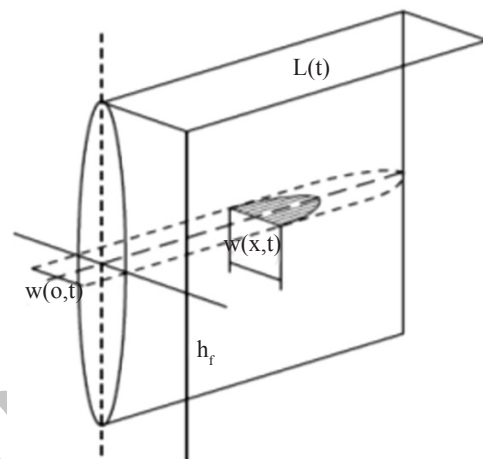
$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t_i}}{\bar{w} + 2S_p} \quad (5)$$

که در آن t_i زمان سپری شده از شروع انتشار شکاف است. شایان ذکر است که ضرایب C_L و S_p ویژگی های سازند بوده و مقدار آنها معمولاً از آزمایش بر روی نمونه های مغزه به دست می آید. طی این آزمایش، سیال شکافت با فشار معینی به داخل نمونه مغزه ای به سطح مقطع 20 cm^2 جریان می یابد. میزان صافان نشت کرده به درون مغزه در زمان های متفاوت (تا یک ساعت) ثبت می شود. سپس با برازش رابطه خطی تغییرات حجم سیال نشتی در واحد سطح نسبت به مجذور زمان، نشت تعیین می شود. در این رابطه شیب منحنی ضریب نشت (C_L) و عرض از مبدا ضریب نشت ناگهانی (S_p) است.

مدل تولید

میزان تولید حاصل از یک مخزن شکافته می تواند با استفاده از مفهوم ضریب پوسته محاسبه شود.

مدل هندسی مورد استفاده در این تحقیق، مدل دو بعدی PKN-C با سیال شکافت غیر نیوتنی می باشد (شکل ۱). در این مدل، فرض می شود که مقطع قائم شکاف بیضی شکل، ارتفاع آن (h_f) ثابت و طول آن (L_f) به میزان قابل توجهی از ارتفاع بزرگ تر می باشد [۱۱ و ۱۲]. جزئیات و روابط حاکم در این مدل در منابع ۱۱ و ۱۲ آورده شده است.



شکل ۱- هندسه مدل PKN [۱۱ و ۱۲]

در حالتی که سیال غیرنیوتنی برای ایجاد و انتشار شکاف حین عملیات به کار می رود، عرض ماکزیمم شکاف در دیواره چاه، w_f برحسب اینچ از رابطه ۱ به دست می آید [۱].

$$w_f = 9.15 \left(\frac{1}{2n+2} \right) 3.98 \left(\frac{n}{2n+2} \right) \left[\frac{1 + 2.14n}{n} \right]^{\left(\frac{n}{2n+2} \right)} \times K \left(\frac{1}{2n+2} \right) \left(\left(\frac{q_i}{2} \right)^n \frac{h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\left(\frac{1}{2n+2} \right)} \quad (1)$$

در رابطه بالا n نمای رابطه نمایی سیالات غیرنیوتنی (بی بعد)، K (cp^n) اندیس استحکام، q_i (bbl/min) نرخ تزریق سیال (که در طول تزریق ثابت فرض می شود)، x_f (ft) نیم- طول شکاف، h_f (ft) ارتفاع شکاف و E' (psi) مدول کرنش صفحه ای است که از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (2)$$

که در آن E (psi) مدول یانگ و ν نسبت پواسون (بی بعد) است.

شکافت هیدرولیکی، نسبت شاخص بهره‌دهی (J) قبل و پس از عملیات به کار برده می‌شود. شاخص بهره‌دهی مطابق رابطه ۱۰ تعریف می‌شود [۱۴]:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + S)} \quad (10)$$

نسبت شاخص بهره‌دهی قبل و پس از عملیات با J_0 نمایش داده می‌شود. این مقدار از رابطه ۱۱ به دست می‌آید [۱۴]:

$$FOI = \frac{J_f}{J_0} = \frac{\ln(r_e/r_w) + S_d}{\ln(r_e/r_w) + S_f} \quad (11)$$

که در آن J_f شاخص بهره‌دهی بعد از عملیات شکافت هیدرولیکی، J_0 شاخص بهره‌دهی قبل از عملیات، S_d ضریب پوسته ناشی از آسیب به مخزن و S_f ضریب پوسته ناشی از عملیات شکافت هیدرولیکی است. اثر شکافت هیدرولیکی پس از انجام عملیات در ضریب پوسته، S_f ظاهر می‌شود [۱۵]. در نتیجه نفوذپذیری سازند ثابت، از صورت و مخرج کسر در رابطه ۱۱ حذف می‌شود [۱۴].

مدل اقتصادی

شکافت هیدرولیکی بهینه متناظر با بیشینه ارزش خالص کنونی، (NPV) است که از رابطه ۱۲ محاسبه می‌شود [۱۱].

$$NPV = \sum_{n=1}^{NY} \frac{R_n}{(1+i)^n} - C_{tr} \quad (12)$$

در این رابطه R_n (\$) درآمد به دست آمده در سال n ام (حاصل ضرب تولید کل در قیمت نفت)، NY تعداد سال، i نرخ تنزیل و C_{tr} (\$) هزینه کل عملیات رابطه ۱۳ است.

$$C_{tr} = P_{fl} \times V_{fl} + P_{pr} (P_a) \times W_{pr} (V_a) + P_{pump} \times HP_{av} + FC \quad (13)$$

در رابطه بالا P_{fl} (\$/gal) قیمت سیال شکافت، V_{fl} (gal) حجم کل سیال شکافت، P_{pr} (\$/lb) قیمت پروپانت، P_a (\$/gal) قیمت اسید، W_{pr} (lb) وزن پروپانت، V_a (gal) حجم کل اسید، P_{pump} (\$/hp) هزینه پمپاژ، HP_{av} (hp) توان میانگین پمپ و FC (\$) هزینه‌های متفرقه است.

1. Non-Dimensional Fracture Conductivity (F_{CD})

2. Fracture Pseudo-Skin Effect

3. Fold of Increase

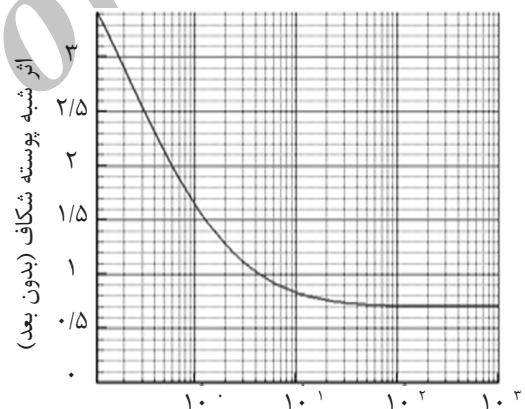
بدین ترتیب که پس از محاسبه هندسه شکافت و تعیین طول و عرض شکافت به ازای مدت معینی تزریق، ضریب نفوذپذیری بی‌بعد شکافت (F_{CD}) از رابطه ۶ محاسبه می‌شود [۱۴]:

$$F_{CD} = \frac{k_f \bar{w}}{kx_f} \quad (6)$$

که در آن k_f نفوذپذیری شکافت، \bar{w} عرض متوسط شکافت، k نفوذپذیری سازند و x_f نیم طول شکافت می‌باشد.

عبارت F که تابعی تعریف شده توسط سینکو-لی و سامانیکو [۱۵] است و اثر شبه پوسته شکافت^۲ نامیده می‌شود، از نمودار ارائه شده در شکل ۲ یا رابطه ۷، به دست می‌آید [۱۶]:

$$F = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \quad (7)$$



شکل ۲ - اثر شبه پوسته شکافت بر حسب ضریب نفوذپذیری بدون بعد شکافت [۱۶]

که در آن $u = \ln(F_{CD})$ می‌باشد. سپس ضریب پوسته S از رابطه ۸ تعیین می‌شود:

$$F = S + \ln \frac{x_f}{r_w} \quad (8)$$

با تعیین ضریب پوسته، تولید از یک مخزن با فرض جریان پایدار از رابطه ۹ محاسبه می‌شود [۱۴].

$$q = \frac{2\pi kh (P_e - P_{wf})}{\mu(\ln(r_e/r_w) + S)} \quad (9)$$

که در آن q نرخ تولید، P_w فشار چاه، P_e فشار در مرز ناحیه ریزش، h ضخامت مخزن، r_e گرانیروی نفت و r_e شعاع ناحیه ریزش است.

برای مقایسه بهتر نتایج و ارزیابی کارایی عملیات

۴. به ازای F_{CD} به دست آمده، مقدار F از رابطه ۷ تعیین می‌شود.
۵. از آنجا که F طبق رابطه ۸ برابر با $(S + \ln(x_f/r_w))$ است، می‌توان با داشتن x_f و r_w مقدار S ، یا ضریب پوسته متناظر با زمان تزریق مورد نظر را به دست آورد.
۶. حال با استفاده از رابطه ۹ مقدار نرخ تولید به دست می‌آید.
۷. با استفاده از رابطه ۱۱ می‌توان میزان FOI را محاسبه نمود.
۸. از روابط ۱۲ و ۱۳ به ترتیب مقادیر NPV و C_{IF} به دست می‌آید.
۹. مراحل فوق برای همه گام‌های زمانی تا پایان زمان تزریق مورد نظر ادامه می‌یابد.

مطالعه موردی

عملیات شکافت هیدرولیکی می‌تواند به دلایل متفاوتی طراحی و اجرا شود. کوکال و همکاران [۱۸] گزارش کردند که بهره‌دهی چند چاه در شمال غربی عربستان کاهش قابل ملاحظه‌ای داشته است؛ تحقیقات یک گروه چند تخصصی نشان داد که دلیل اصلی کاهش بهره‌دهی در این چاه‌ها رسوب آسفالتین بود که سبب بسته شدن گلوگاه‌های منافذ و آسیب‌سازندی شده است.

با توجه به اینکه در عملیات شکافت اسیدی به جای پروپانت از اسید استفاده می‌شود، تفاوت هزینه‌های دو عملیات نیز در قیمت اسید و پروپانت بوده و سایر هزینه‌ها یکسان است.

قیمت سیال شکافت معمولاً به عنوان تابعی از گرانیروی آن در نظر گرفته می‌شود. رابطه تجربی زیر براساس اطلاعات صنعتی توسعه یافته است [۱۷]:

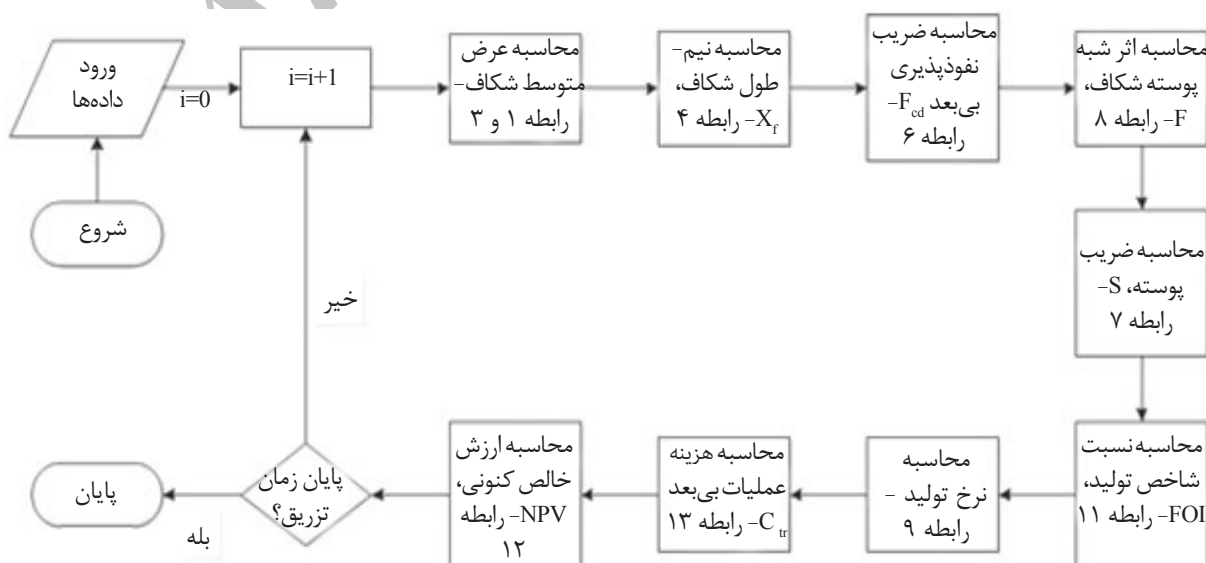
$$P_{fl} = 0.001\mu + 0.6721 \quad (14)$$

که در آن μ (cp) گرانیروی سیال شکافت است.

الگوریتم مدل تجمیعی

در شکل ۳، الگوریتم مدل تجمیعی شکافت هیدرولیکی که در این تحقیق مورد استفاده قرار گرفته، ارائه شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، در هر گام زمانی (پس از شروع انتشار شکاف) محاسبات زیر انجام می‌شود:

- ابتدا عرض شکاف با استفاده از رابطه ۱ محاسبه می‌شود.
- نیم-طول شکاف با استفاده از رابطه ۴ محاسبه می‌شود.
- مقدار ضریب نفوذپذیری بی بعد، F_{CD} با استفاده از رابطه ۶ تعیین می‌شود.



شکل ۳ - الگوریتم مدل تجمیعی عملیات شکافت هیدرولیکی

ندارند. انتخاب چاه کاندید نیازمند مطالعات دیگری نظیر تعیین تنش‌های برجای میدان می‌باشد.

داده‌ها و فرضیات مورد نیاز برای مدل‌سازی عملیات

اصولا عوامل موثر بر عملیات شکافت هیدرولیکی به دو دسته قابل کنترل و غیرقابل کنترل تقسیم می‌شوند. عوامل غیرقابل کنترل شامل عمق، خصوصیات پتروفیزیکی و مکانیکی سازند مخزنی مورد مطالعه و سازندهای درون‌گیر آن، مقادیر تنش‌های برجای زمین و جهت آنها هستند. عوامل قابل کنترل نیز خود شامل دو دسته‌اند: عوامل مرتبط با تزریق سیال و عوامل مرتبط با چاه. دسته اول شامل نرخ تزریق، فشار تزریق، نوع سیال تزریقی و افزودنی‌های آن، گرانیوی سیال تزریقی، میزان پروپانت در سیال و زمان تزریق می‌باشد. دسته دوم شامل ویژگی‌های مربوط به چاه نظیر آزیموت و زاویه انحراف چاه، مشخصات لوله‌های جداری و مغزی، مشبک‌سازی و نظایر آن است. از میان عوامل فوق برخی دارای اهمیت بیشتری هستند و برخی دیگر براساس نتایج مدل‌سازی عملیات (مطالعاتی مشابه تحقیق حاضر) تعیین می‌شوند.

اطلاعات خصوصیات چاه مورد مطالعه، مدل عملیات شکافت هیدرولیکی و مدل اقتصادی عملیات شکافت هیدرولیکی به ترتیب در جداول ۱ تا ۳ ارائه شده است.

جدول ۱- اطلاعات خصوصیات چاه مورد مطالعه

۱	گرانیوی مخلوط نفت مخزن (cP)	۴۷۷۵	فشار ته چاه (psi)
۱/۵۵۶	ضریب حجمی نفت (bbl/STB)	۵۷۷۶	فشار اولیه مخزن (psi)
۰/۵۵	شعاع چاه (ft)	۱۰۰	ضخامت مخزن (ft)
۱۸۰۴	شعاع تخلیه (ft)	۳۰	تراوایی مخزن (md)

جدول ۳- اطلاعات مدل اقتصادی عملیات شکافت هیدرولیکی

۰/۲۵	نرخ تنزیل
۱۰	تعداد سال محاسبات مالی
۱۰۰۰۰	هزینه متفرقه عملیات شکافت (\$) [۱۰]
۵۰	سود حاصل از فروش نفت (bbl/\$)
۲/۲۴	قیمت اسید (\$) (gal) [۱۳]
۲۰	هزینه پمپاژ (\$) (hp) [۱۰]

کلانتری و همکاران نیز [۱۹] آسیب‌سازندی را به دلیل رسوب آسفالتین در مخزن نفتی کربناته بنگستان میدان کوپال در جنوب‌غربی ایران گزارش نمودند. در ایران مخازن آسیب‌دیده از رسوب آسفالتین در میادین مختلف از جمله اهواز، مارون، رامشیر، رگ‌سفید، کوپال، آجاجاری و دارخوین گزارش شده‌اند [۲۰].

همان‌گونه که ذکر شد، به طور معمول عملیات شکافت هیدرولیکی پروپانتهی در سازندهای ماسه‌سنگی و عملیات شکافت اسیدی در مخازن کربناته اجرا می‌شود [۱۳]. با وجود تفاوت‌هایی که به دلیل اندرکنش‌های شیمیایی اسید و سازند بین عملیات شکافت پروپانتهی و اسیدی وجود دارد، روابط PKN برای محاسبه طول و عرض بازشدگی شکافت در عملیات شکافت اسیدی نیز استفاده می‌شود [۲۱]. چاه مورد مطالعه در این تحقیق، یک چاه قائم حفر شده در یک میدان نفتی در غرب ایران است که سازند مخزنی آن آهکی است. در نتیجه در این مخزن شکافت اسیدی در اولویت اول طراحی و اجرا قرار داشته و در این تحقیق مدل‌سازی می‌شود. مدل‌سازی ارائه شده در این مقاله می‌تواند به انتخاب چاه کاندید کمک نماید. بررسی دقیق نتایج حاصل از این مطالعه، مستلزم وجود داده‌های بیشتری است که معمولاً در مخازن ایران وجود

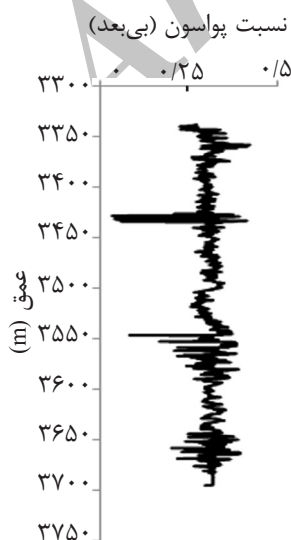
جدول ۲- اطلاعات لازم برای مدل عملیات شکافت هیدرولیکی

۹۰	گرانیوی سیال شکافت (cP)
۲۰	نرخ تزریق سیال شکافت (bbl/min)
۰/۰۰۰۲۵	ضریب نشت (ft/min ^{0.5})
۰	نشت ناگهانی (in)

در دسترس بوده و لوله‌های جداری و مغزی چاه و نیز تجهیزات سرچاهی، مقاومت لازم برای تحمل فشارهای وارده حین عملیات را دارند.

نتایج و بحث

به منظور مدل‌سازی عملیات شکافت اسیدی و تعیین داده‌های مورد نیاز، محاسبه برخی از پارامترهای ژئومکانیکی مخزن ضروری است. با استفاده از نگارهای DSI^1 چگالی بالک و روابط موجود، مقادیر مدول یانگ و نسبت پواسون قابل محاسبه هستند. مقادیر محاسبه شده در شکل‌های ۴ و ۵ (با مقادیر میانگین و انحراف معیار به ترتیب $12/10 \pm 59/59$ Gpa و $0/34 \pm 0/31$) نشان داده شده است. شایان ذکر است که به دلیل عدم انجام یا در دسترس نبودن نتایج آزمایشات مکانیک سنگی بر روی مغزه‌ها (که می‌توانستند دقت محاسبات را بالا ببرند)، به نتایج حاصل از نگارها اکتفا شده است. ابعاد شکاف هیدرولیکی یعنی عرض و نیم-طول شکاف با استفاده از داده‌های جداول (۱ و ۲)، مقادیر میانگین ضریب یانگ و نسبت پواسون به دست آمده از خواص مکانیکی سنگ مخزن مورد نظر و روابط (۱ و ۴) محاسبه شده‌اند.



شکل ۵ - نمودار نسبت پواسون بر حسب عمق

در این مطالعه فرضیات زیر صورت گرفته است:
۱- سازند مخزنی همگن فرض شده است.

۲- رژیم تنش زمین به گونه‌ای است که تنش اصلی حداقل، افقی است. این فرض در غالب سازندهای عمیق صادق است. لذا صفحه شکاف ایجاد شده قائم می‌باشد.

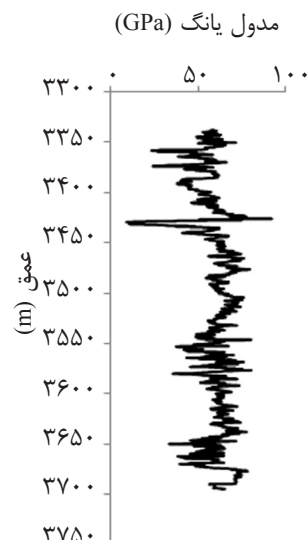
۳- تنش‌ها و خصوصیات مکانیک سنگی لایه‌های درون‌گیر تفاوت قابل ملاحظه‌ای با سازند مخزنی داشته و ارتفاع شکاف ایجاد شده، محدود به سازند مخزنی است.

۴- مقدار ضریب پوسسته اولیه سازند مخزنی، برابر یک فرض شده است.

۵- با استفاده از ارقام متوسط داده شده در مرجع [۱]، ضریب نشست و ضریب نشست ناگهانی به ترتیب $0/00025$ ft/min^{0.5} و صفر منظور شده‌اند.

۶- براساس آنچه که قبلاً ذکر شد، در عملیات شکافت اسیدی، هدایت هیدرولیکی نهایی شکاف، ناشی از واکنش شیمیایی اسید و سنگ می‌باشد. به دلیل فقدان داده‌های آزمایشگاهی، در این مقاله فرض می‌شود که عرض موثر شکاف، حداقل برابر با عرض حاصل از رابطه ۱ می‌باشد.

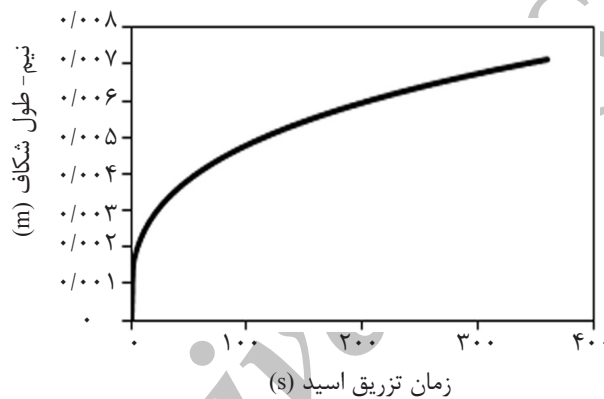
۷- فرض بر آن است که تجهیزات مورد نیاز برای انجام عملیات و ایجاد فشار شکست سازند



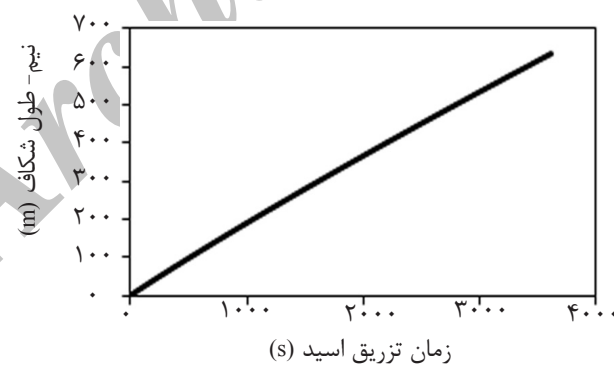
شکل ۴ - نمودار مدول یانگ بر حسب عمق

طول شکاف که در زمان تزریق ۲۰۰ s برابر با ۵۰/۶ m است، در زمان تزریق ۶۰۰ s برابر ۱۴۲/۷ m می‌باشد. در مدل تولید، F_{CD} بر حسب زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی محاسبه شده است (شکل ۸). محور عمودی در این نمودار لگاریتمی است. F_{CD} رابطه مستقیم با ضریب نفوذپذیری شکاف و رابطه عکس با نیم-طول شکاف دارد. شکل ۸ نشان می‌دهد که F_{CD} با افزایش زمان تزریق اسید کاهش می‌یابد، زیرا نیم-طول شکاف بر حسب زمان تزریق اسید افزایش یافته و افزایش آن از ضریب نفوذپذیری بیشتر است، در نتیجه F_{CD} کاهش می‌یابد.

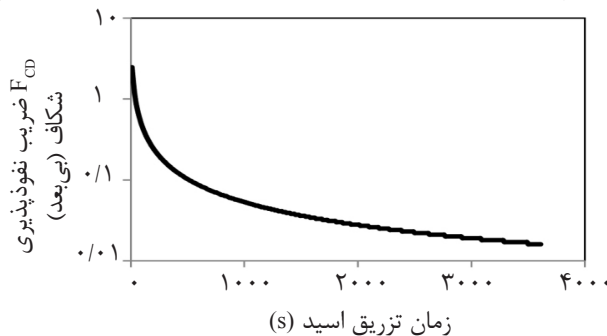
عرض متوسط و نیم-طول شکاف محاسبه شده بر حسب زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی در شکل‌های ۶ و ۷ رسم شده است. این شکل‌ها چگونگی رشد ابعاد شکاف با افزایش زمان تزریق اسید، را نشان می‌دهد. یعنی با انجام عملیات شکافت هیدرولیکی، شکاف و در حقیقت مسیری هادی برای جریان نفت ایجاد می‌شود و هرچه مدت زمان تزریق اسید بیشتر شود، شکاف بزرگ‌تری ایجاد می‌گردد. به عنوان مثال عرض متوسط شکاف در زمان تزریق ۲۰۰ s برابر با $3/1 \times 10^{-3}$ m است که در زمان ۶۰۰ s به $4/5 \times 10^{-3}$ m می‌رسد. همچنین نیم-



شکل ۶- رشد عرض متوسط شکاف با زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۷- رشد نیم-طول شکاف با زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۸- کاهش ضریب نفوذپذیری شکاف با زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی

کل محاسبه شده بر حسب نیم-طول شکاف و درآمد حاصل از تولید رسم شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود با افزایش نیم-طول شکاف، تولید کل افزایش می‌یابد. به عنوان مثال تولید کل از مقدار ۱/۲۱ MMbbl در ده سال به ازای نیم-طول شکاف ۲۰/۲ m به مقدار ۱/۲۹ MMbbl در همین بازه زمانی به ازای نیم-طول شکاف ۲۵۰/۷ m افزایش می‌یابد. یعنی به ازای تزریق طولانی‌تر، تولید کل از مخزن و در نتیجه درآمد ناشی از عملیات افزایش می‌یابد. همچنین درآمد ناشی از تولید کل نفت در همین مقادیر نیم-طول از ۷۱/۳۶ M\$ به ۷۷/۰۳ M\$ افزایش می‌یابد.

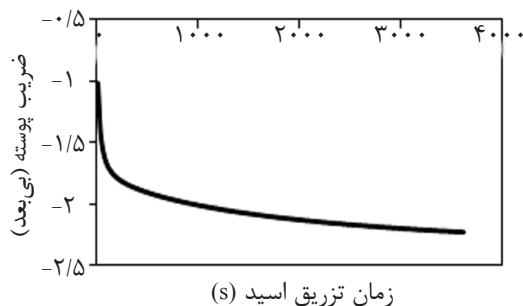
اثر نیم-طول شکاف بر هزینه کل و NPV عملیات شکافت هیدرولیکی در شکل‌های ۱۳ و ۱۴ نمایش داده شده است. در این نمودارها می‌توان دید که هزینه کل و NPV در عملیات با افزایش نیم-طول شکاف، افزایش می‌یابند. برای مثال هزینه کل عملیات شکافت هیدرولیکی از مقدار ۰/۳۰۹ M\$ در نیم-طول شکاف ۲۰/۲ m به مقدار ۰/۳۱۳ M\$ در نیم-طول شکاف ۲۵۰/۷ m افزایش یافته و نیز NPV در همین مقادیر نیم-طول از مقدار ۲۱۴/۹ M\$ به مقدار ۲۲۹/۲ M\$ افزایش می‌یابد.

همان‌گونه که در شکل ۱۴ مشاهده می‌شود، انجام عملیات شکافت هیدرولیکی، موجب افزایش NPV شده و سودی منطقی با اجرای این عملیات نتیجه می‌شود.

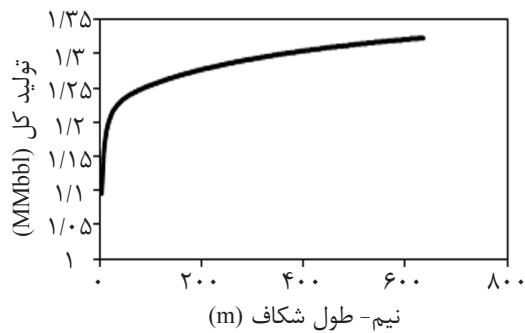
در ادامه ضریب پوسته ناشی از عملیات شکافت هیدرولیکی برای هر گام زمانی محاسبه می‌شود. در واقع شکافت هیدرولیکی با اعمال ضریب پوسته منفی موجب افزایش تولید می‌شود. شکل ۹ اثر زمان تزریق اسید را بر ضریب پوسته نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود در عملیات شکافت هیدرولیکی، ضریب پوسته با افزایش زمان تزریق اسید و نیز سایر پارامترهای طراحی عملیات کاهش می‌یابد که این کاهش با توجه به وجود رابطه عکس بین نرخ تولید و ضریب پوسته، اثری مثبت بر تولید دارد. برای نمونه ضریب پوسته در زمان تزریق اسید ۲۰۰ s برابر با ۱/۷۹- و در زمان تزریق ۶۰۰ s به مقدار ۱/۹۳- می‌رسد.

شاخص تولید و نیز نسبت شاخص‌های تولید برای قبل و پس از عملیات محاسبه شده است که در شکل ۱۰، تغییرات نسبت شاخص تولید بر حسب زمان تزریق اسید نمایش داده شده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، این نسبت با افزایش زمان تزریق بیشتر می‌شود. برای مثال نسبت شاخص تولید در زمان تزریق ۲۰۰ s برابر با ۱۲۸٪ و در زمان تزریق ۶۰۰ s برابر با ۱۳۱٪ است.

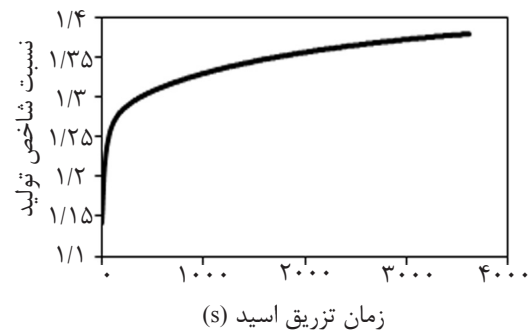
در این پژوهش، بررسی‌های اقتصادی عملیات شکافت هیدرولیکی نیز انجام شده است. در مدل اقتصادی، به ازای زمان‌های متفاوت تزریق، ابتدا تولید کل از مخزن و همچنین هزینه عملیات و NPV محاسبه شده است. در شکل‌های ۱۱ و ۱۲ تولید



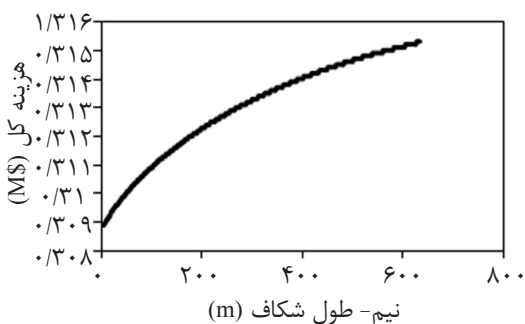
شکل ۹- کاهش ضریب پوسته با زمان تزریق اسید در عملیات شکافت هیدرولیکی



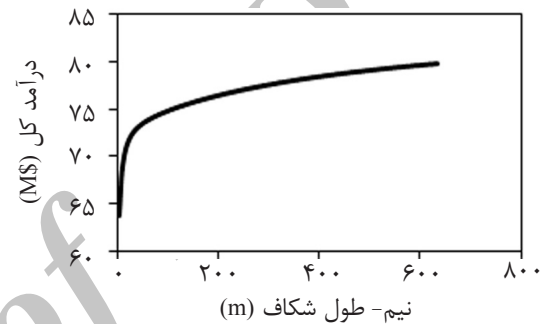
شکل ۱۱- اثر نیم- طول شکاف بر تولید کل عملیات شکافت هیدرولیکی



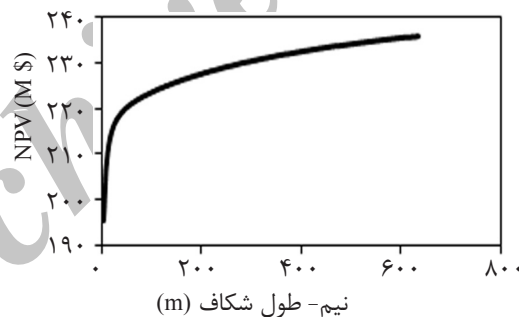
شکل ۱۰- اثر زمان تزریق اسید بر نسبت شاخص تولید در عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۱۳- اثر نیم- طول شکاف بر هزینه کل عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۱۲- اثر نیم- طول شکاف بر درآمد کل عملیات شکافت هیدرولیکی



شکل ۱۴- اثر نیم- طول شکاف بر NPV در عملیات شکافت هیدرولیکی

شکاف را به ازای پارامترهای مختلف عملیات تخمین زده، میزان افزایش تولید و بازیافت ناشی از زمان‌های تزریق مختلف را پیش‌بینی نماید و در نهایت میزان ارزش خالص کنونی عملیات، NPV را تعیین نماید. نتایج مدل‌سازی تقریبی این عملیات در چاه نفتی مورد مطالعه نشان می‌دهد که:

۱- ابعاد شکاف (عرض متوسط و نیم- طول شکاف)، با ازدیاد پارامترهای طراحی زمان و نرخ تزریق اسید، افزایش می‌یابند.

با توجه به نمودارهای مدل‌سازی عملیات شکافت هیدرولیکی (شکل‌های ۶ تا ۱۴)، می‌توان دید که چگونه عملیات شکافت هیدرولیکی موجب افزایش تولید و بهبود بازیافت می‌شود.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه یک مدل تحلیلی برای عملیات شکافت هیدرولیکی توسعه داده شده است که حاصل تجمیع سه مدل هندسی، تولید و اقتصادی می‌باشد. این مدل تجمیعی می‌تواند هندسه

۳- عملیات شکافت هیدرولیکی بسته به زمان تزریق اسید سبب افزایشی به میزان ۵۰ تا ۱۳۸٪ در میزان FOI می‌شود.

۴- نتایج حاصل از مدل اقتصادی افزایش قابل ملاحظه‌ای را در میزان تولید کل، هزینه عملیات و NPV نشان می‌دهد.

قدردانی

بدین‌وسیله از شرکت نفت مناطق مرکزی ایران به خاطر در اختیار قرار دادن اطلاعات مورد نیاز، تشکر و قدردانی می‌گردد.

در حقیقت با اجرای این عملیات، مسیری هادی برای جریان نفت ایجاد می‌شود و هرچه زمان تزریق اسید افزایش یافته و اسید به مدت بیشتری تزریق شود، شکاف بزرگ‌تری ایجاد می‌شود. این تحقیق نشان داد که عرض متوسط و نیم طول شکاف پس از ۶۰۰ s تزریق به ترتیب به $4/5 \times 10^{-3}$ m و $142/7$ m می‌رسد.

۲- ضریب پوسته با افزایش زمان تزریق و در نتیجه افزایش طول و عرض شکاف کاهش می‌یابد و به میزان قابل توجهی موجب بهبود شاخص بهره‌دهی می‌شود.

مراجع

- [1]. Valko P. and Economides M. J., "Hydraulic Fracturing Mechanics", John Wiley and Sons, England, 1995.
- [2]. RoshanaiHeydarabadi F., Moghadasi J. and Safian G. A., "Hydraulic Fracturing in Iran-Lessons from Four Case Histories", SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia, 2010.
- [3]. Gidley J. L., Holditch S. A., Nierode D.E. and Veatch R. W., "Recent Advances in Hydraulic Fracturing", Richardson, TX USA., 1989.
- [4]. Newman M. S. and Rahman M. M., "A New efficiency criterion for acid fracturing in Carbonate reservoirs", Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, Indonesia, 2009.
- [5]. Howard G.C. and Fast C. R., "Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension", Drilling and Production Prac. API: 261-270, 1957.
- [6]. Valencia K. L., Chan Z., Rahman M. K. and Rahman S. S., "An Integrated Model for the Design and Evaluation of Multiwell Hydraulic Fracture Treatments for Gas-Condensate Reservoirs", SPE International Improved Oil recovery Conference in Kuala Lumpur, Malaysia, 2003.
- [7]. Aghighi M. A., Valencia K. J., Chen Z. and Rahman S. S., "An integrated approach to the design and evaluation of hydraulic fracture treatment in tight gas and coalbed methane reservoirs", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 2006.
- [8]. Rahman M. M., Rahman M. K. and Rahman S. S., "Multivariate fracture treatment optimization for enhanced gas production from tight reservoirs", In SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, 2002.
- [9]. Rahman M. M., Rahman M. K. and Rahman S. S., "Optimizing treatment parameters for enhanced hydrocarbon production by hydraulic fracturing", J. of Canadian Petroleum Technology, Vol. 42, No.6, pp. 38-46, 2003.
- [10]. Rahman M. M. and Rahman M. K., "An intelligent hydraulic fracture optimization model: a new tool to stimulate low permeable oil reservoir", In SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, 2006.

- [11]. Nordgren R. P., "Propagation of a vertical hydraulic fracture", Society of Petroleum Engineers Journal, August, Vol. 12, No. 4, pp. 306-314, 1972.
- [12]. Perkins T. K. and Kern L. R., "Width of hydraulic fracture", JPT, Sep., Vol. 13, No. 9, pp. 937-949, 1961.
- [13]. Economides M. J. and Nolte K. G., "Reservoir stimulation", 2nd ed., Englewood Cliffs New Jersey: Prentice-Hall Inc., 1991.
- [14]. Economides M. J., Hill A. D. and Economides C. E., "Petroleum production system", Prentice Hall PTR, New Jersey, 1994.
- [15]. Cinco-Ley H. and Samaniego F., "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells", JPT, Vol. 33, No. 9, pp. 1749-1766, 1981.
- [16]. Valko P. and Economides M. J., "Hydraulic fracture mechanics", John Wiley & Sons, Chichester, 1995.
- [17]. Rahman M. M., Rahman M. K. and Rahman S. S., "Control of Hydraulic-Fracturing-Induced Formation Damage by Optimizing Treatments with Constraints", In SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 2002.
- [18]. Kokal S., Dawood N., Fontanilla J., Al-Ghamdi A., Nasr-El-Din H. and Al-Rufaie Y., "Productivity decline in oil wells related to asphaltene precipitation and emulsion blocks", SPE Production & Facilities, Vol. 18, No. 4, pp. 247-256, 2003.
- [19]. Kalantari Dahaghi A., Gholami V., Moghadasi J. and Abdi R., "Formation damage through asphaltene precipitation resulting from CO₂ gas injection in Iranian carbonate reservoirs", SPE Production & Operations, Vol. 23, No. 2, pp. 210-214, 2008.
- [۲۰]. خجسته مهر م، حاجی زاده ع. و راضی پور م، "پتانسیل سنجی رسوب آسفالتین در نفت‌های سبک و سنگین در تولید به روش تخلیه طبیعی"، نشریه اکتشاف و تولید، شماره ۵۶، صفحات ۴۳-۴۸، ۱۳۸۸.
- [21]. Rahman M. M., "An algorithm to model acid fracturing in carbonates: insightful sensitivity analysis", Petroleum Science and Technology, Vol. 28, No. 10, pp. 1046-1058, 2010.