

تحلیل پایداری چاه در سازند دارای شکستگی با استفاده از روش المان-مجزا- شبکه شکستگی‌های مجزا: مطالعه موردی یکی از چاه‌های خلیج فارس

محمد کمیلیان^{۱*}، امید سعیدی^۲ و مهدی رهبر^۲

۱- دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

۲- اداره زمین‌شناسی، شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۸/۰۳/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۸/۱۰/۰۸

چکیده

ناپایداری چاه در سازندهای دارای شکستگی از جمله مسائل چالش‌برانگیز در مهندسی حفاری است. بررسی عوامل مؤثر در مکانیسم‌های ناپایداری چاه در سازندهای دارای شکستگی، برای تعیین یک الگوی حفاری کارآمد، ضروری است. نرخ تزریق، چگالی و گرانیروی سیال حفاری از جمله پارامترهای قابل کنترل و مؤثر در وقوع شکست‌های برشی و کششی در چاه است. بنابراین بررسی نحوه اثرگذاری این پارامترها در پایداری چاه و مکانیسم‌های هیدرومکانیکی منتهی به آن می‌تواند در ایجاد یک الگوی حفاری کارآمد، اثربخش باشد. در این مقاله به منظور ارزیابی پایداری چاه قائم و همچنین بررسی مکانیسم‌های هیدرومکانیکی در سازند دارای شکستگی، مدل‌سازی سه‌بعدی یک چاه در یکی از میدان‌های نفتی خلیج فارس ارائه شده است. شبیه‌سازی شرایط هیدرومکانیکی برای چاه و پیاده‌سازی شکستگی‌های منطقه به ترتیب با استفاده از روش المان-مجزا و شبکه شکستگی‌های مجزا انجام شده است. به منظور اعتبارسنجی مدل و ارزیابی پایداری چاه از معیار بیشترین جابه‌جایی مجزا، میانگین شعاع ناحیه شکست پلاستیک و لاگ کالیپر، استفاده شده است. ارزیابی پایداری اولیه مدل نشان داد که در عمق متناسب به سازند کژدمی، چاه در یک وضعیت ناپایدار قرار دارد. همچنین نتایج حاصل از مدل‌سازی عددی و بررسی پارامتری نشان داد که با افزایش نرخ جریان سیال حفاری از ۲۰ تا ۲۰۰ bbl/h، جابه‌جایی‌های برشی در محدوده چاه افزایش و در مقابل افت فشار سیال در فضای بین شکستگی‌های مشاهده شد. این مسئله به علت افزایش جابه‌جایی برشی، لغزش در امتداد شکستگی‌ها و گسترش بیشتر سیال در محدوده شکستگی‌ها است. به‌طور مشابهی افزایش گرانیروی سیال از ۱ تا ۱۰۰۰ cp، منجر به افزایش شکست‌های کششی و در نتیجه کاهش فشار سیال در اثر گسترش در فضای بین شکستگی‌ها شد.

کلمات کلیدی: ارزیابی پایداری چاه، روش المان-مجزا، نرخ جریان سیال، شبکه ناپیوستگی‌های مجزا، گرانیروی سیال حفاری

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی komaylian@aut.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.3603.2733)

مقدمه

و افزایش قابلیت‌های نرم‌افزاری در شبیه‌سازی شرایط پیچیده هیدرومکانیکی و ساختار سه‌بعدی شکستگی‌ها در سازندها، امکان انجام مطالعات دقیق‌تر فراهم شده است. هرچند باید ذکر کرد که اغلب مطالعات عددی انجام شده در راستای بررسی مکانیسم‌های هیدرومکانیکی در سازندهای دارای شکستگی صرفاً به‌منظور توصیف خصوصیات اختصاصی توده سنگ‌ها بوده است و کمتر به بررسی نحوه اثرگذاری این مکانیسم‌ها بر ناپایداری چاه توجه شده است [۹]. همچنین، باید به این نکته اشاره کرد که در این مطالعات شکستگی‌ها اغلب به‌صورت صریح و با تعریف خصوصیات آن‌ها به‌صورت مستقیم در مدل‌های عددی بررسی شده است. این در حالی است که به‌علت پیچیدگی سیستم شکستگی‌ها و عدم وجود داده‌های میدانی کافی از ماهیت هندسی این ناپیوستگی‌ها در لایه‌های زیرسطحی، پیاده‌سازی مدل‌های سه‌بعدی کارآمد از ساختار شکستگی‌ها دشوار و نیازمند به‌کارگیری روش‌های جدید و مؤثرتری است. هرچند روش‌های جدیدی مانند شبکه شکستگی‌های مجزا (DFN)^۵ با قابلیت ایجاد یک مدل سه‌بعدی از سیستم شکستگی‌ها به‌صورت تصادفی و براساس پارامترهای آماری و توابع توزیع احتمال مشخص، برخی از این دشواری‌ها را تسهیل نموده است [۱۰]. در ارزیابی پایداری چاه‌ها روش‌های عددی مختلفی به‌کار رفته است. روش المان محدود، تفاضل محدود و المان مرزی از این جمله است. باید توجه داشت که این روش‌ها به‌طور غالب برای شبیه‌سازی محیط‌های پیوسته بوده است [۱۱]. علاوه بر این، فرمولاسیون این روش‌ها در حالتی که مسئله مورد نظر شامل ناپیوستگی و سطوح شکستگی متقاطع باشد، محدود است [۱۲].

حفظ یکپارچگی چاه و جلوگیری از وقوع ناپایداری یکی از مهم‌ترین مسائل در حفاری چاه‌های نفت و گاز است. تغییر شکل‌های بحرانی، شکست دیواره چاه و تنش‌های القایی ناشی از حفاری، پیامدهای بسیاری را به دنبال داشته و در مواردی می‌تواند منجر به ناپایداری چاه و حتی خارج کردن چاه از چرخه بهره‌برداری شود. همچنین، عدم وجود یک ارزیابی دقیق و کامل از فرآیندهای منتهی به وقوع ناپایداری در چاه، می‌تواند باعث ایجاد مشکلاتی از قبیل گیرکردن میله حفاری، شسته شدن دیواره^۱ چاه، افزایش بیش‌ازحد قطر دهانه چاه در عمق زیاد، انسداد در اثر فشار بالاتر از حد تعادل^۲ چاه و در مواردی هرزروی سیال به‌صورت جزئی و یا از دست رفتن کل چرخه گردش گل حفاری^۳ شود [۱]. در یک برآورد کلی، مقدار تقریبی ۱ میلیارد دلار در سال به هزینه‌های تحمیلی ناشی از وقوع این ناپایداری‌ها اختصاص دارد [۲]. حضور شکستگی‌ها به‌ویژه در سازندهای با نفوذپذیری پایین^۴ یکی از عوامل اصلی و مؤثر در وقوع ناپایداری چاه‌ها است [۳]. در این حالت، مکانیسم‌های ناپایداری چاه به‌شکل پیچیده‌تری مطرح و شناخت رفتار غالب بر چاه دشوار خواهد شد. به‌منظور ارزیابی پایداری چاه‌ها مطالعات متعددی انجام شده است. در بین چالش‌های مطالعاتی جدید موضوعاتی شامل ارزیابی پایداری چاه در توده سنگ‌های شدیداً درزه‌دار [۴]، ارزیابی پایداری چاه در سازندهای غیرتکیمی [۵] و ارزیابی پایداری چاه‌های حفر شده در سازندهای بسیار عمیق [۶] ارائه شده است. روش‌های مختلفی در ارزیابی پایداری چاه‌ها وجود دارد. برخی از این روش‌ها بر مبنای مطالعات تجربی [۷]، تحلیلی [۸] و عددی [۹] است. از آنجایی که مکانیسم‌های ناپایداری چاه در سازندهای دارای شکستگی بسیار پیچیده و شناخت آن‌ها دشوار است، این مسئله نیازمند انجام مطالعات جامع‌تری است. در این بین با توجه به گسترش روزافزون روش‌های عددی

1. Washout

2. Overbalanced Drilling

3. Drilling Mud Circulation

4. Low Permeability

5. Discrete Fracture Network (DFN)

هیدرومکانیکی و ارزیابی نحوه اثرگذاری پارامترهای مؤثر در وقوع ناپایداری چاه محقق شد.

ساخت مدل عددی به روش المان مجزا و ارزیابی پایداری چاه

بررسی رفتار هیدرومکانیکی توده سنگ‌های دارای شکستگی در روش المان مجزا که بر پایه اصول تفاضل محدود بنا شده است، با مفهوم مساحت معرف اولیه (REA)^۲ بیان می‌شود [۱۲]. در این مفهوم، خواص بزرگ‌مقیاس شکستگی‌ها شامل سختی نرمال، برشی، بازشدگی هیدرولیکی و ... به یک نقطه نماینده محیط ناپیوستگی در گستره مدل عددی مرتبط می‌شوند. فشار سیال در شکستگی منجر به جابه‌جایی نرمال می‌شود. وقتی که شکستگی از سیال اشباع است و در شرایط فشاری مشخصی قرار دارد، جابه‌جایی نرمال سطح درزه به‌صورت تابعی خطی از فشار محصورکننده یا به‌عبارتی تنش نرمال کل σ_n و فشار سیال p_p تعریف می‌شود. این رابطه خطی ترکیبی بین تنش نرمال، فشار سیال و تنش نرمال مؤثر شکستگی σ'_n است. رابطه ارائه‌شده برای تنش مؤثر در شرایطی که حجم فضای منفذی بدون تغییر باشد، به‌عنوان تابعی از تنش نرمال و فشار منفذی به‌صورت رابطه ۱ است [۱۴].

$$dv_p = -\delta v_p / \delta p_p (d\sigma_n + dp_p) + v_p \beta_s dp_p = 0 \quad (1)$$

که در آن v_p حجم فضای منفذی و β_s تراکم‌پذیری سنگ در اطراف شکستگی است. تنش نرمال مؤثر براساس این رابطه و بعد از ساده‌سازی در رابطه ۲ بیان می‌شوند [۱۴].

$$\{\sigma'_n = \sigma_n - \alpha p_p, \alpha = 1 - v_p \beta_s / \delta v_p / \delta p_p \quad (2)$$

که در آن α ضریب تنش مؤثر نرمال است. این ضریب از طریق نتایج آزمایشگاهی به‌دست می‌آید.

بهره‌گیری از روش المان مجزا^۱ (DEM) در مدل‌سازی محیط‌های دارای ناپیوستگی برخی از محدودیت‌های روش‌های بر پایه محیط پیوسته را مرتفع می‌کند. در مدل‌سازی محیط‌های دارای ناپیوستگی برخی از محدودیت‌های روش‌های بر پایه محیط پیوسته را مرتفع می‌کند. این روش اثبات کرده است که یک ابزار حیاتی در فهم مکانیسم‌های شکست در توده سنگ‌های درزه‌دار و ارزیابی پایداری چاه در سازندهای دارای شکستگی است [۱۳]. از طرفی بهره‌گیری از روش‌های المان مجزا در بررسی محیط‌های شکسته، ارائه‌دهنده شرایط واقعی‌تری در مقایسه با مدل‌های عددی در روش‌های پیوسته است. همان‌طور که بیان شد یکی از مسائل عمده در حفاری، وقوع ناپایداری در سازندهای دارای شکستگی است. به همین منظور براساس گزارش‌های ارائه‌شده در شرکت نفت فلات قاره برای چاه‌های حفاری‌شده در سازندهای دارای شکستگی در یکی از میدان‌های نفتی در حوزه خلیج فارس، ارزیابی پایداری و بررسی پارامترهای مؤثر در وقوع ناپایداری و ارائه راهکار به‌منظور رفع مشکلات ناشی از آن در دستور کار این شرکت قرار گرفت. بدین منظور ابتدا مدل عددی منطبق بر شرایط ژئومکانیکی سازندهای مورد مطالعه برای یکی از چاه‌ها در این میدان با استفاده از روش المان مجزا پیاده‌سازی و براساس معیار بیشترین جابه‌جایی مجاز [۴] و میانگین شعاع محدوده شکست پلاستیک نرمال شده^۲ [۹] وضعیت اولیه چاه بررسی و سازندهای ضعیف بر این اساس پیش‌بینی شده است. سپس با استفاده از روش شبکه شکستگی‌ها مجزا و منطبق بر پارامترهای آماری محدود و توابع توزیع احتمال مشخصی اقدام به پیاده‌سازی مدل سه‌بعدی از ساختار شکستگی‌های میدان مورد نظر شد. در این حالت یک مدل عددی سه‌بعدی از چاه و شبکه شکستگی‌ها برای تراز عمقی مورد نظر ایجاد و با تعریف شرایط مرزی و ژئومکانیکی منطبق بر داده‌های برجا، امکان بررسی مکانیسم‌های

1. Distinct Element (DEM)

2. Normalized Yield Zone Radius

3. Representative Elementary Area

درزه‌ها می‌شود.

هندسه مدل و شرایط مرزی مدل

هندسه مدل به صورت یک بلوک با ابعاد $2 \times 2 \times 3$ m و یک چاه استوانه‌ای به قطر ۲۰ cm در مرکز مدل ایجاد شده است. به منظور بررسی رفتار غالب چاه، ۱۲ نقطه پایش در محدوده دیواره چاه تعیین شده است. کف مدل به طور ثابت در نظر گرفته شده است. براساس داده‌های ژئومکانیکی موجود در منطقه گرادیان تنش قائم (تغییرات تنش روباره در مقایسه با افزایش عمق سازند) به صورت MPa/km ۲۵ تعیین شد. وزن روباره به صورت تنش قائم σ_v ثابت براساس رابطه ۵ به مدل اعمال گردید.

$$S_v = \int_{\text{Surface}} \rho g dz \quad (5)$$

در این رابطه TVD عمق قائم واقعی، ρ چگالی لایه‌های بالایی، g شتاب گرانش و dz تغییرات در عمق است. تنش‌های افقی بیشینه σ_H و کمینه σ_h براساس داده‌های ژئومکانیکی از محدوده مورد مطالعه که توسط شرکت نفت فلات قاره تهیه شده‌اند، و با در نظر گرفتن نسبت $\sigma_H = R_{xxz} \times \sigma_v$ که در آن ضریب R_{xxz} معرف ارتباط بین مقدار عددی تنش روباره و تنش افقی بیشینه است، تعیین و در محاسبات شرایط مرزی به کار برده شده است. با توجه به رابطه ۲، این نسبت و مقدار عددی تنش‌های افقی کمینه و بیشینه در ارتباط با تنش قائم براساس عمق لایه در هر مرحله از تحلیل عددی به صورت روابط کد شده در محیط نرم‌افزار به دست آمده است. گرادیان فشار منفذی نیز برای مدل به صورت ۱۰ MPa/km تعیین شده است. در شکل ۱ مشخصه‌های هندسی مدل، شرایط مرزی و لایه‌بندی نمایش داده شده است. خصوصیات ژئومکانیکی لایه‌ها برای چاه مورد نظر در جدول ۱ آورده شده است. براساس داده‌های حفاری و مدل ژئومکانیکی سازندها (منطبق بر گزارش‌های شرکت نفت فلات قاره ایران) برای چاه مذکور ۹ لایه تا عمق ۳۱۶۴ m تعیین شده است.

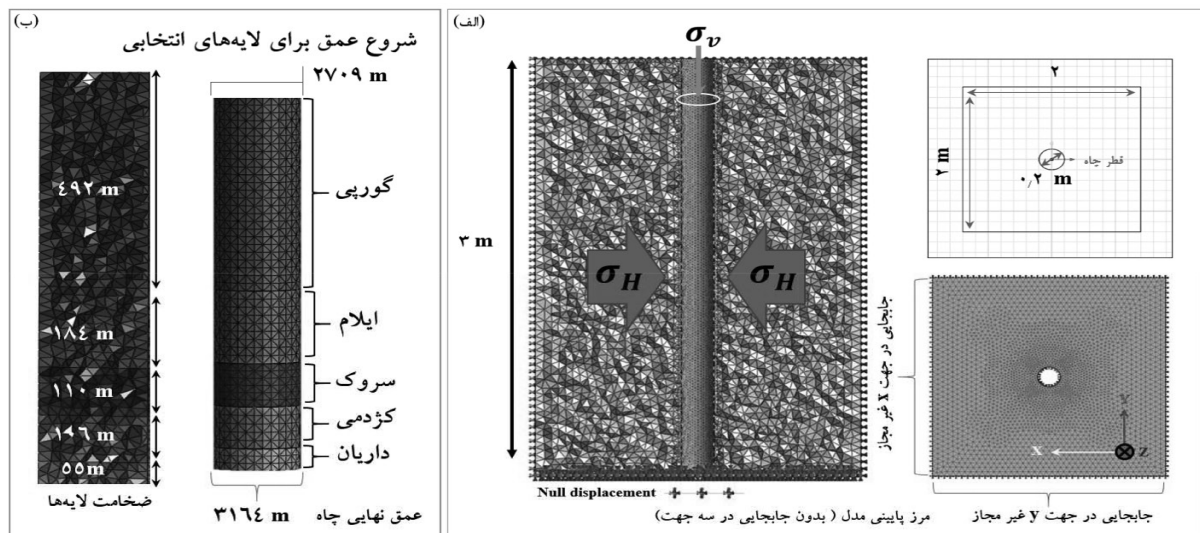
بازشدگی مکانیکی u_m و بازشدگی هیدرولیکی u_h دو مفهوم اساسی در مدل‌سازی عددی رفتار هیدرومکانیکی شکستگی‌ها به حساب می‌آیند. در محیط المان مجزا، بازشدگی مکانیکی به صورت تابعی از تغییر شکل‌های مکانیکی در مدل عددی توده سنگ است. واضح است که بازشدگی هیدرولیکی یک پارامتر اصلی در تعیین نرخ جریان سیال با مفهوم ورود حجمی از سیال در بازه‌ای از زمان تعریف می‌شود. نرخ‌های بالا به معنی ورود حجم بالایی از سیال در بازه زمانی کوتاه‌تر به شبکه ناپیوستگی‌ها است. ورود این حجم بالا در واحد زمان کم منجر به افزایش سریع‌تر فشار منفذی بین شکستگی‌ها خواهد شد. معادله دیفرانسیل پخش فشار سیال در گستره شکستگی به صورت رابطه ۳ است [۱۲].

$$p/\partial t = u^2 K_w / 12 \mu p_{ii} - K_w / u \partial u / \partial t \quad (3)$$

که در آن K_w مدول بالک سیال و u بازشدگی درزه است. معادله شماره ۳ با فرض برابر بودن بازشدگی هیدرولیکی و مکانیکی تعریف می‌شود. قابل ذکر است که بازشدگی هیدرولیکی تابعی از بازشدگی مکانیکی است و از آنجایی که تخمین بازشدگی مکانیکی به طور مستقیم دشوار است، اغلب بازشدگی مکانیکی و بازشدگی هیدرولیکی برابر فرض می‌شود [۱۲]. تعریف رابطه بین نیروهای برشی و نرمال برای پیش‌بینی مکانیسم رفتاری شکستگی‌ها براساس قانون اصطکاک کولمب^۱ به صورت رابطه ۴ است [۱۲].

$$F_{\max}^s = c A_c + F^n \tan \phi \quad (4)$$

در این رابطه F_{\max}^s بیشترین نیروی برشی مجاز، A_c سطح زیر تماس، C چسبندگی، F^n نیروی نرمال و ϕ زاویه اصطکاک است. افزایش نرخ ورود سیال و به تبع آن، افزایش فشار در ناحیه زیر سطح تماس شکستگی‌ها منجر به کاهش نیروهای نرمال خواهد شد. این کاهش منجر به افزایش وقوع شکستگی‌های برشی و در نتیجه، جابه‌جایی‌های برشی در محدوده



شکل ۱ الف) نمایش هندسه و شرایط مرزی مدل برای چاه مورد نظر و ب) موقعیت قرارگیری سازندها نسبت به عمق و ضخامت لایه‌ها

جدول ۱ مشخصات ژئومکانیکی سازندهای معرف ۵ لایه از عمق ۲۷۰۰ تا ۳۱۶۴ m برای چاه مورد مطالعه

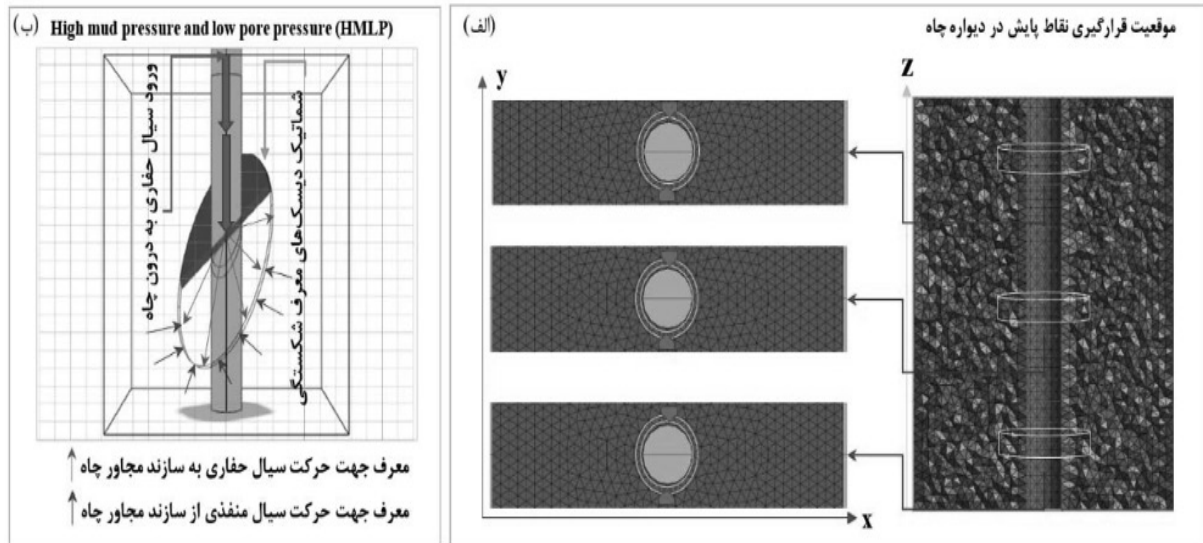
Density	Friction	Cohesion	Shear M.	Poissons ratio	Young M.	Bulk M.	نام سازند
g/cm ³	deg	MPa	GPa	.	GPa	GPa	
۲/۴۷	۲۶/۳۶	۲۶/۴۶	۷/۲۵	۰/۳۲	۶/۷۶	۶/۴۳	گورپی
۲/۶۴	۳۷/۵۷	۲۹/۷۰	۱۵/۵۸	۰/۳۳	۱۰/۶۲	۱۰/۷۰	ایلام
۲/۵۰	۳۰/۹۳	۲۲/۳۱	۱۴/۱۹	۰/۳۲	۹/۹۴	۹/۰۵	سروک
۲/۲۶	۱۲/۰۲	۱۱/۰۰	۶/۵۸	۰/۳۰	۶/۰۵	۵/۰۰	کژدمی
۲/۵۷	۲۹/۵۶	۲۲/۳۶	۱۴/۲۱	۰/۳۱	۹/۶۷	۸/۴۹	داریان

اعتبارسنجی و ارزیابی اولیه مدل عددی

بعد از تعریف شرایط مرزی و هندسه مدل، به منظور پیاده‌سازی مدل عددی منطبق بر شرایط برجا و پاسخ عددی با قابلیت اطمینان بالاتر، اعتبارسنجی و ارزیابی اولیه مدل انجام شده است. از آنجایی که دیواره چاه‌ها ممکن است در اثر تجاوز تنش‌های القایی از حد آستانه مقاومت کششی یا برشی توده سنگ‌های دارای شکستگی، دچار فروشکست و ناپایداری شوند و همچنین، مکانیسم‌های پاسخ چاه در حین حفاری به شرایط پیچیده زمین‌شناسی، تنش‌های برجای میان دور و ناحیه‌ای و ... بستگی دارد، بنابراین تعیین یک آستانه مشخصی از جابه‌جایی برای یک شرایط خاص عملاً غیرممکن است.

بررسی مدل و ارزیابی‌های انجام‌شده براساس محدوده عمق ۲۷۰۰ تا ۳۱۶۴ m است. لایه‌های تعریف‌شده در این مقطع از چاه شامل ۵ لایه به نام‌های گورپی، ایلام، سروک، کژدمی و داریان است. پایش مشخصه‌های رفتاری چاه در ۱۲ نقطه در مجاورت دیواره انجام گرفت (شکل ۲ الف). به منظور ایجاد جریان سیال در محدوده چاه و سازند دارای شکستگی و ارزیابی رفتارهای هیدرومکانیکی به‌وقوع پیوسته، از اختلاف فشار بین نواحی مرزی (دیواره چاه و سازند مجاور) استفاده شده است (شکل ۲ ب). این اختلاف فشار معرف حالتی است که فشار گل حفاری تزریقی بیشتر از فشار منفذی سیال دیواره چاه (HMLP)^۱ است. در این حالت سیال حفاری به درون دیواره چاه جریان خواهد داشت.

1. High mud Pressure and Low Pore Pressure



شکل ۲ الف) نمایش موقعیت نسبی قرارگیری ۱۲ نقطه پایش در امتداد چاه (دیواره چاه) و ب) نمایش شکست‌های نحوه نفوذ سیال به درون شکستگی‌ها برای حالتی که فشار گل بالاتر از فشار منفذی سازند است

گرفته می‌شود [۱۵]. شعاع محدوده تسلیم نرمال شده به‌عنوان معیاری برای اعتبارسنجی مدل نیز به‌کار گرفته می‌شود. در این مقاله، براساس این معیار و مقادیر اندازه‌گیری شده توسط لاگ کالیپر، اعتبارسنجی برای پاسخ مدل انجام گرفته است [۹]. در رابطه ۷ معیار محدوده تسلیم نرمال شده ارائه شده است.

$$(7) \quad R/r_w = \text{شعاع محدوده پلاستیک نرمال شده}$$

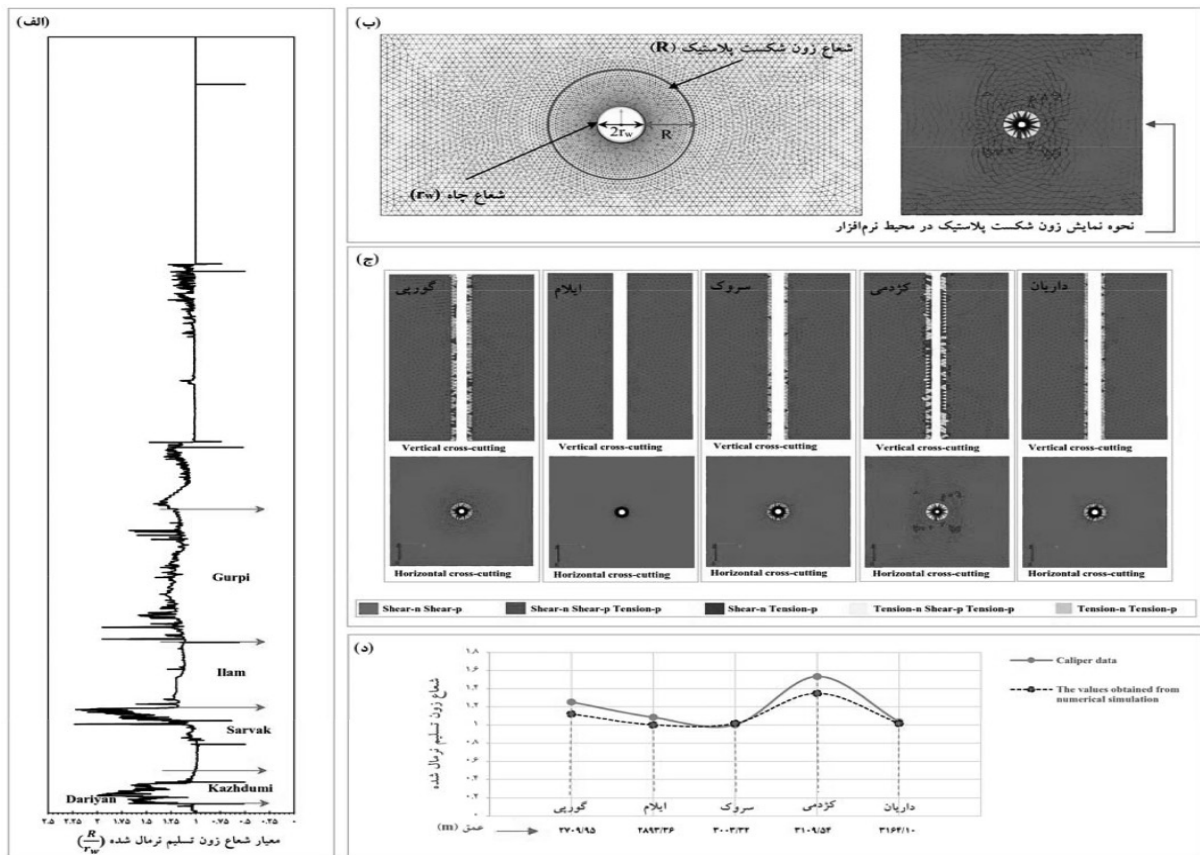
در یک حالت مطلوب برای یک چاه پایدار، قطر چاه باید با قطر مته یکسان باشد. هرچند در عمل این چنین نیست و به‌طور معمول قطر چاه بزرگ‌تر و یا کوچک‌تر از اندازه مته است. لاگ کالیپر اندازه چاه را می‌سنجد و همچنین، شکست‌های به‌وقوع پیوسته در چاه را در قالب افزایش اندازه چاه (تغییر شکل‌های اطراف چاه) نشان می‌دهد [۹]. همان‌طور که در (شکل ۳ الف) نمایش داده شده است، تغییرات در اندازه قطر چاه در مواجه شدن با سازندهای جدید و خصوصیات ژئومکانیکی متفاوت به‌خوبی مشهود است. این مسئله گواهِ بر نقش حیاتی خصوصیات ژئومکانیکی سازند در رفتار نهایی چاه و پایداری آن است [۹].

هر چند می‌توان براساس فرضیات پذیرفته شده‌ای، بعضی از آشفتگی‌های ایجاد شده در اثر حفاری در سازندهای دارای شکستگی، مشترک در نظر گرفته می‌شود. بر همین اساس، تغییر شکل‌های کلی در اندازه چاه برای بازه ۱۰٪ به‌عنوان حد آستانه پایداری چاه در نظر گرفته می‌شود [۶]. این معیار به‌صورت رابطه ۶ بیان می‌شود.

$$(6) \quad \text{Maximum displace-} (\text{Borehole diameter}) \times 100$$

$$\text{ment} (\%) = \text{جابه‌جایی نسبی}$$

براساس این معیار ابتدا بیشترین جابه‌جایی‌ها در محدوده دیواره چاه تعیین و براساس رابطه بالا با تقسیم بر قطر اولیه چاه، نرمال می‌شوند. معیار بعدی برای تعیین حد آستانه پایداری چاه معیار محدوده شکست پلاستیک است. بر این اساس، گسترش محدوده تسلیم در محدوده اطراف دیواره چاه که بر اثر تنش‌های القایی ایجاد شده است، با استفاده از شعاع محدوده تسلیم نرمال شده، اندازه‌گیری می‌شود [۶]. شعاع محدوده شکست پلاستیک نرمال شده در واقع حاصل تقسیم شعاع محدوده تسلیم R به شعاع اولیه چاه r_w است. در یک شرایط حفاری متداول، بازه ۱/۴ تا ۱/۵ برای نسبت R/r_w ، به‌عنوان آستانه پایداری چاه در نظر



شکل ۳ الف) نمایش نمودار لاگ کالیپرو ب) نمایش نحوه تعریف معیار شعاع محدوده شکست پلاستیک نرمال شده (مقطع برش افقی مربوط به سازند کژدومی است) و ج) نمایش مقاطع برشی قائم و افقی از مرکز مدل برای ارزیابی گسترش محدوده شکست پلاستیک و د) نمودار مقایسه و ارزیابی شعاع محدوده شکست پلاستیک نرمال شده برای نتایج حاصل از شبیه‌سازی نرم‌افزاری و داده‌های میدانی

مدل ایجاد شده، محدوده پلاستیک اطراف چاه بررسی شد. محدوده پلاستیک نشانه قابل توجهی از تغییر شکل‌های اطراف چاه است [۹]. در واقع، با تعیین محدوده محدوده پلاستیک اطراف چاه می‌توان محدوده تغییر شکل‌های پلاستیک اطراف چاه را تعیین کرد. محیط نرم‌افزاری المان مجزا انتخابی این قابلیت را دارد که جریان پلاستیک مواد را ترسیم کند. اما بجای جریان پلاستیک واقعی، بلوک‌های تسلیم‌شده را نشان می‌دهد [۹]. این جریان پلاستیک براساس بلوک‌های تسلیم‌شده برجای مانده (بعضی از بلوک‌ها از دیواره جدا شده و از محدوده چاه حذف می‌شوند که این مسئله در محیط یک نرم‌افزار المان مجزا سه‌بعدی رخ می‌دهد) تخمین زده می‌شود. در ابتدای فرآیند مدل‌سازی، مشاهده بلوک‌های تسلیم‌شده، در واقع

به‌منظور کاهش زمان اجرای مدل‌سازی، هر سازند به‌طور مجزا و با در نظرگیری یک عمق قائم ارجح برای حذف اثرات مرزی، شبیه‌سازی شده است. سپس ارزیابی پایداری و اعتبارسنجی مدل براساس تحلیل تغییر شکل‌ها اطراف چاه انجام گرفت. مکانیسم پاسخ چاه در عملیات حفاری به ساختارهای پیچیده زمین‌شناسی، تنش‌های میدان دور و محلی و پارامترهای عملیاتی (مربوط به نحوه حفاری) بستگی دارد. بنابراین، تعریف یک آستانه مشخص از جابه‌جایی برای بلوک‌های سنگی و ارزیابی پایدار بودن و یا نبودن چاه براساس آن، در یک شرایط خاص ممکن نیست. هرچند این مسئله پذیرفته شده است که برخی از آشفتگی‌های غالب در حفاری چاه در سازندهای دارای شکستگی مشترک است [۴]. به‌منظور ارزیابی رفتاری و اعتبارسنجی

لاگ کالیپر یک معیار مقایسه‌ای به‌دست‌آمده است. داده‌های اندازه‌گیری شده در لاگ کالیپر به‌صورت تغییرات قطر چاه بوده است. بنابراین با تقسیم این مقادیر بر قطر اولیه چاه، معیاری بدون بُعدی به‌دست خواهد آمد که تغییرات قطر چاه در سازندهای مختلف را نشان خواهد داد. برای مثال در عمق مربوط به سازند کژدمی مقادیر اندازه‌گیری شده در لاگ کالیپر (نسبت تغییرات قطر چاه به قطر اولیه) در محدوده تقریبی $1/6$ است. در واقع تغییرات قطر چاه نسبت به قطر اولیه چاه به‌طور میانگین $1/6$ برابر بوده است. این مقادیر تغییرات برای ضخامت تقریبی سازند کژدمی میانگین‌گیری شده است تا بتوان یک معیار مقایسه‌ای با داده‌های حاصل از مدل‌سازی عددی به‌دست آورد [۹]. داده‌ی چاه نگار کالیپر در عمق منتسب به لایه کژدمی که ضعیف‌ترین لایه در مجموعه سازندها بشمار می‌رود، نشان‌دهنده تغییرات زیاد در اندازه قطر چاه در این مقطع است (شکل ۳ ج). نقش تغییرات لیتولوژی و خواص مرتبط با آن شامل مدول الاستیسیته، چسبندگی، مقاومت فشاری، مدول برشی و سایر پارامترهای طراحی مدل عددی، در مکانیسم پاسخ سازندها بسیار برجسته است. در واقع خصوصیات مقاومتی توده سنگ، مؤثرترین عامل در ایجاد و یا عدم حضور نواحی تسلیم در محدوده چاه است [۴]. معیار شعاع ناحیه تسلیم نرمال شده، مقیاسی برای ارزیابی و اعتبارسنجی مدل نهایی است. همان‌طور که در (شکل ۳ ج) مشاهده می‌شود در لایه ضعیف‌تر یعنی کژدمی، شعاع محدوده شکست پلاستیک گسترش بیشتری داشته است. این در حالی است که در لایه ایلام هیچ‌گونه گسترش ناحیه پلاستیکی مشاهده نشد. نتایج به‌دست‌آمده از ارزیابی اولیه و اعتبارسنجی مدل نشان‌دهنده تطبیق مناسب بین نتایج مدل‌سازی عددی و داده‌های برجای میدانی است.

نشان‌دهنده یک وضعیت سیستمی نامتعادل (نیروهای نامتعادل‌کننده بیش‌ازحد مجاز) است. با ادامه فرآیند مدل‌سازی و توزیع مجدد تنش‌ها، نیروهای نامتعادل‌کننده کاهش‌یافته و بارگذاری‌های تسلیم‌کننده از روی المان‌ها برداشته می‌شود. در واقع تنش‌ها، بیشتر از این معیار تسلیم (که در این مطالعه موهر کولمب است) را ارضاء نمی‌کنند. این المان‌ها با عنوان تسلیم در گذشته^۱ معرفی می‌شوند. در انتهای شبیه‌سازی، المان‌های تسلیم فعال که با عنوان المان‌های تسلیم در حال^۲ معرفی می‌شوند، در محدوده چاه ظاهر می‌شود. المان‌های تسلیم در گذشته و تسلیم در حال با یکدیگر معرف محدوده تغییر شکل‌های پلاستیک اطراف چاه است [۱۲]. (شکل ۳ ج) توسعه محدوده تسلیم اطراف چاه را برای پنج سازند مختلف نشان می‌دهد. مقدار این تسلیم برای تعریف تغییر شکل‌های اطراف چاه اندازه‌گیری می‌شود [۹]. ناحیه شکست پلاستیک با عنوان شعاع میانگین محدوده تسلیمی نرمال شده، مقیاسی برای ارزیابی و اعتبارسنجی مدل نهایی است. گسترش محدوده تسلیم در محدوده اطراف دیواره چاه که بر اثر تنش‌های القایی ایجاد شده است، با استفاده از شعاع ناحیه تسلیم نرمال شده، اندازه‌گیری می‌شود. برای تعیین شعاع میانگین ناحیه تسلیم (محدوده تغییر شکل پلاستیک)، محدوده شعاعی حضور المان‌های تسلیم (المان‌های قرمز و زرد) در اطراف چاه اندازه‌گیری و یک شعاع میانگین برآورد شده است. المان‌های تسلیم در سازند کژدمی دارای پراکندگی بیشتری است و همان‌طور که بیان شد، میانگینی از شعاع حضور المان‌های تسلیم تعیین شده است. شعاع میانگین حضور المان‌های تسلیم برای محدوده دیواره چاه در هر لایه برآورد و با تقسیم بر شعاع اولیه چاه، نرمال شده است. در این حالت می‌توان یک وضعیت غالب از گسترش محدوده تسلیم و نحوه تغییرات آن در مواجهه با سازندهای جدید را ارزیابی کرد. سپس براساس نتایج حاصل از اندازه‌گیری‌های

1. Yielding Past
2. Yielding Now

در این حالت می‌توان مدل به‌دست‌آمده را با اطمینان مناسبی برای انجام بررسی‌های پارامتری بعدی مورد استفاده قرار داد. همان‌طور که در (شکل ۳ د) مشاهده می‌شود، روند تغییرات در هر دو بخش (نتایج حاصل از مدل‌سازی عددی و نتایج مربوط به کالیپر) تطبیق داشته و پاسخ مدل در این فرآیند می‌تواند به‌عنوان یک پاسخ نزدیک به واقعیت (شرایط برج) در نظر گرفته شود. نتایج حاصل از داده‌های میدانی و شبیه‌سازی نرم‌افزاری در واقع دارای یک‌روند تغییرات نسبتاً مشابهی برای مواجهه با سازندهای جدید دارند. بدین‌صورت که در لایه ضعیف‌تر (کژدمی) مقادیر به‌دست‌آمده برای نسبت شعاع ناحیه تغییر شکل‌های پلاستیک به شعاع اولیه چاه در مقایسه با سایر لایه‌ها بیشتر بوده است که تقریباً مشابه با نتایج حاصل از لاگ کالیپر است. بیشترین تغییرات و جابه‌جایی در دیواره چاه برای لایه کژدمی معادل ۳ cm به‌دست‌آمده است. جابه‌جایی در دیواره برای لایه ایلام ۰/۰۰۱ m است. این دولا به معرف ضعیف‌ترین (لایه کژدمی) و مستحکم‌ترین (لایه ایلام) سازندها در امتداد چاه معرفی می‌شوند.

براساس معیار تعریف‌شده با عنوان بیشترین جابه‌جایی مجاز دیواره چاه، برای لایه ایلام مقدار این نسبت به‌صورت ۰/۰۵٪ و برای لایه ضعیف کژدمی مقدار ۰/۱۵٪ به‌دست آمد. مقدار به‌دست‌آمده برای لایه ضعیف کژدمی از حد آستانه ۰/۱۰٪ مجاز، بیشتر بوده و نشان‌دهنده ناپایداری در این بخش از چاه است. براساس آنچه در نمودار (شکل ۳ د) برای سازند کژدمی به‌دست‌آمده است، نسبت تغییرات قطر چاه به قطر اولیه در اندازه‌گیری‌های لاگ کالیپر در حدود ۱/۶ بوده است. این مقدار به‌دست‌آمده نشان‌دهنده ناپایداری چاه در سازند کژدمی است. هرچند نتایج تحلیل عددی نشان‌دهنده یک‌روند مشابه در مقادیر نسبت R/r_w در مقایسه با مقادیر به‌دست‌آمده از لاگ کالیپر است، ولی این حد آستانه پایداری برای لایه کژدمی در شبیه‌سازی

عددی پایین‌تر به‌دست‌آمده است. بدین معنا که علی‌رغم شباهت در روند تغییرات این نسبت برای هر دو بخش نتایج اندازه‌گیری شده برجا و نتایج حاصل از مدل‌سازی عددی، ولی مقدار این نسبت برای لایه کژدمی در شبیه‌سازی عددی در حدود ۱/۴ بوده است که براساس بازه پایداری فرض شده (حد آستانه پایداری در بازه ۱/۴ تا ۱/۵) برای نسبت R/r_w مجاز در نظر گرفته می‌شود، نشان‌دهنده پایداری نسبی این سازند است. هرچند براساس معیار بیشترین جابه‌جایی مجاز، برای این سازند یک وضعیت ناپایداری تعیین شد. در یک نتیجه‌گیری کلی می‌توان لایه کژدمی را ناپایدارترین بخش چاه تعیین کرد. براساس گزارش‌های میدانی شرکت نفت فلات قاره ایران، ناپایداری و ریزش‌های مقطعی و همچنین هرزروی سیال در این سازند وجود دارد. بر این اساس در یک برآورد کلی چاه حفرشده در بخشی که لایه کژدمی حضور داشته است، ناپایدار و شعاع محدوده شکست پلاستیک گسترش بیشتری داشته است. لایه ایلام که لایه‌ای با مشخصه‌های استحکامی بالاتری در مقایسه با سایر لایه‌ها است، کاملاً پایدار و بدون گسترش محدوده شکست پلاستیک است. بنابراین در ارزیابی پایداری چاه مورد نظر، لایه کژدمی به‌عنوان بحرانی‌ترین بخش چاه تعیین شد. براساس گزارش‌های شرکت نفت فلات قاره ایران، هرزروی سیال و شکست‌های مقطعی در این بخش از چاه مشاهده شده است. براساس نتایج به‌دست‌آمده در بخش ارزیابی اولیه و اعتبارسنجی مدل عددی چاه، در مرحله بعد می‌توان بر مبنای ساختار سه‌بعدی از شبکه شکستگی‌های میدان مورد نظر اقدام به ارزیابی پایداری چاه و بررسی پارامترهای مؤثر در وقوع شکست‌های برشی پرداخت.

پیاده‌سازی شکستگی‌ها

به‌علت مشکلات فراوان در اندازه‌گیری مستقیم مشخصه شکستگی‌های طبیعی در عمق، روش تولید تصادفی آن‌ها توسعه و به‌صورت گسترده‌ای مورد استفاده قرار گرفته است.

تصادفی در ایجاد مدل شبکه‌ای از شکستگی‌ها به‌روش شبکه شکستگی‌های مجزای پواسن و یا بیچر^۱ مرسوم است. این روش به‌وسیله محققین زیادی برای مطالعات مرتبط با انتقال پذیری، تغییر شکل پذیری، نفوذپذیری و ... طی سه دهه گذشته به‌کار گرفته شده است [۱۰]. نحوه تعریف چگالی و اندازه شکستگی‌ها در این روش براساس توابع توزیع چگالی و طول شکستگی‌ها به‌صورت یک مدل آماری براساس رابطه ۸ بیان می‌شود [۲۰].

$$n(l,L)dl = \alpha L^D L^{-a} \quad \text{for } l \in [l_{\min}, l_{\max}] \quad , \quad (dl \ll l) \quad (8)$$

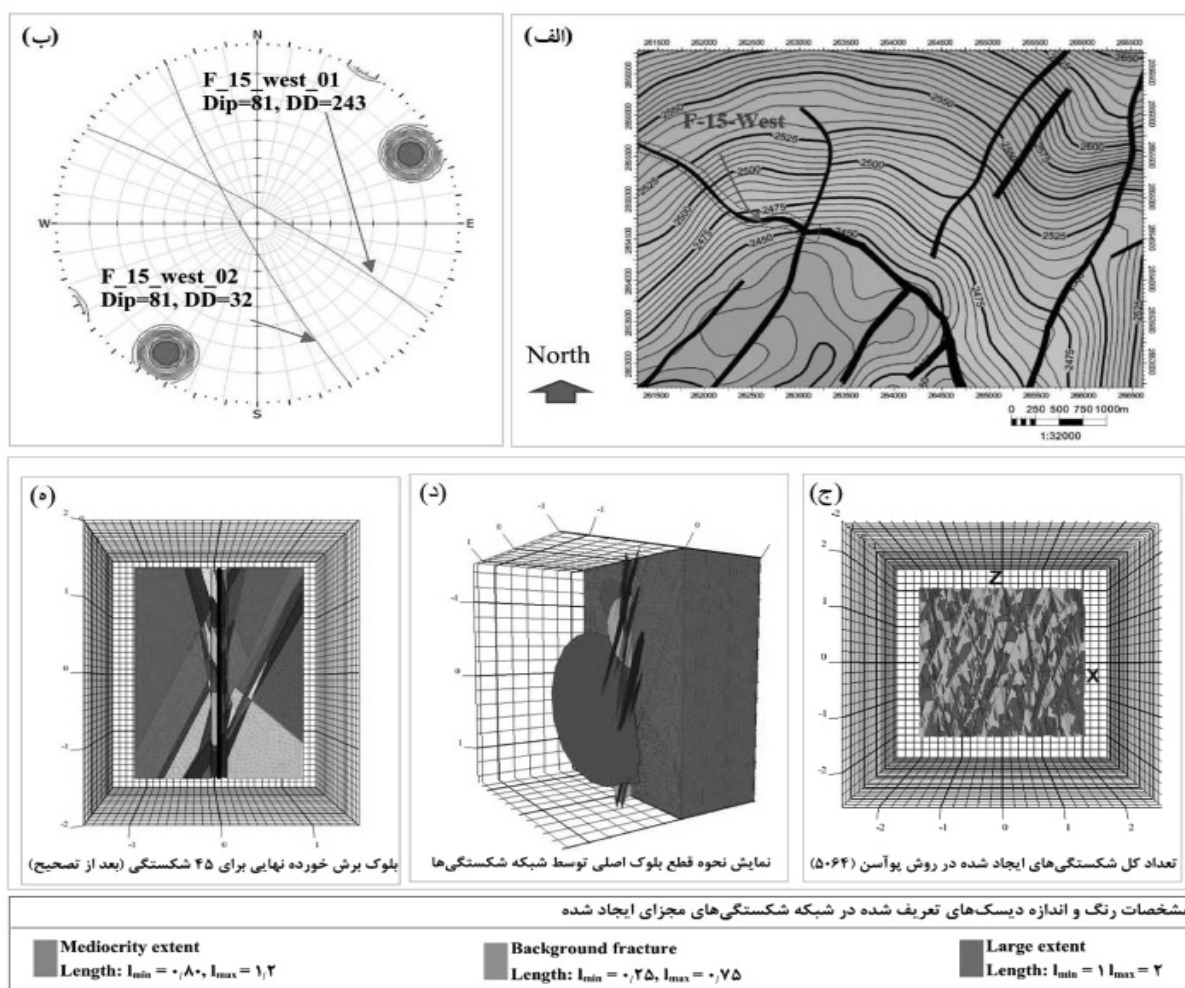
که در آن $n(l,L) dl$ نماینده تعداد شکستگی‌ها با اندازه معین است و به بازه $[l, l+dl]$ تعلق دارد و مربوط به حجم اولیه با اندازه مشخص L است. چگالی و (l_{\min}, l_{\max}) بزرگ‌ترین و کوچک‌ترین اندازه شکستگی است. در این رابطه، D بُعد فرکتال^۲ است. برخال یا فرکتال، ساختاری هندسی است که با بزرگ کردن هر بخش از این ساختار به نسبت معین، همان ساختار نخستین به‌دست می‌آید. a توان طول، در تابع‌نمایی قانون توانی است. توان a در واقع معرف نسبت‌های مربوط به بزرگ‌ترین و کوچک‌ترین شکستگی است. مقدار پایین برای پارامتر a نمایش‌گر یک سیستم شکستگی است که در آن شکستگی‌های اندازه بزرگ غالب است. این در حالی است که با افزایش این مقدار a به سمت بی‌نهایت، الگوی غالب شبکه شکستگی‌ها به سمت اندازه‌های برابر با مقدار (l_{\min}) سیر می‌کند [۱۰]. در تئوری، D به بازه $[۱ و ۲]$ برای حالت دوبعدی و $[۲ و ۳]$ برای حالت سه‌بعدی محدود است. مقدار a نیز به بازه $[۱ و \infty]$ برای حالت دوبعدی و $[۲ و \infty]$ برای حالت سه‌بعدی تعلق دارد. برای مدل‌سازی عددی، اندازه مدل معمولاً در محدوده $l_{\min} \ll L \ll l_{\max}$ جای می‌گیرد.

روش تصادفی ایجاد شبکه شکستگی‌ها برای اولین بار در سال ۱۹۸۰ با هدف مطالعه نفوذپذیری و جریان سیال در شکستگی‌ها ظهور پیدا کرد. در این روش، شکستگی‌ها به‌صورت خط مستقیم و یا دیسک‌های صفحه‌ای (چندضلعی) در نظر گرفته می‌شوند. در این روش به‌منظور پیاده‌سازی یک مدل سه‌بعدی از سیستم شکستگی‌ها، مشخصه‌های متعددی مانند جهت‌گیری، اندازه، فرکانس، فاصله‌داری، بازشدگی و موقعیت قرارگیری آن‌ها در نظر گرفته می‌شوند. این مشخصه‌ها منطبق با توابع توزیع احتمال معین و بر پایه متغیرهای تصادفی مستقل استنتاج می‌شوند [۱۶]. برای مثال، جهت‌گیری شکستگی‌ها با استفاده از استریوگرام^۱ و یا روت^۲ پردازش و براساس نوع تابع توزیعی که از آن تبعیت می‌کنند، در مجموعه‌های مجزا گروه‌بندی می‌شوند [۱۷]. این توابع توزیع می‌توانند از نوع نرمال، فیشر^۳، یکنواخت و ... باشند. اندازه شکستگی‌ها به‌طور معمول منطبق بر توابع توزیع قانون توانی، نمایی منفی، لاگ نرمال و گاما است. در این روش فرکانس شکستگی‌ها با مفهوم چگالی شکستگی و یا شدت شکستگی^۴ توصیف می‌شود. چگالی شکستگی‌ها براساس سیستم P_{ij} که در آن i مفهوم بُعد نمونه (تک‌بعدی، دوبعدی و سه‌بعدی) و j بُعد اندازه‌گیری از آن نمونه است، مشخص می‌شود. چگالی شکستگی‌ها به‌صورت تعداد شکستگی بر واحد حجم P_{30} ، مساحت P_{20} و یا طول P_{10} اندازه‌گیری می‌شوند. فاصله‌داری شکستگی‌ها می‌تواند از توابع توزیع لاگ نرمال، نرمال و نمایی منفی تبعیت کند و این مسئله وابسته به درجه اشباع‌شدگی شکستگی‌ها در شبکه است [۱۸]. بازشدگی شکستگی معمولاً از توابع توزیع لاگ نرمال و یا قانون توانی تبعیت می‌کند [۱۹]. موقعیت قرارگیری شکستگی‌ها در مدل سه‌بعدی نیز می‌تواند براساس توابع توزیع فیشر، گاوس^۵ و یا به‌صورت کاملاً یکنواخت در تمام فضای مدل در نظر گرفته شوند. این روش

1. Stereogram
2. Rosette
3. Fisher Distribution
4. Fracture Intensity
5. Gauss
6. Baecher
7. Fractal

از ساختار شکستگی‌های منطقه و بازخوانی فایل در محیط نرم‌افزار، این امکان ایجاد می‌شود که یک مدل هندسی سه‌بعدی از شبکه شکستگی‌های منطقه براساس داده‌های واقعی شیب و جهت شیب ایجاد شود. در واقع مدل سه‌بعدی شکستگی‌های منطقه از نظر توزیع چگالی و اندازه منطبق بر رابطه ۸ و از نظر شیب و جهت شیب به‌طور دقیق منطبق بر داده واقعی خواهند بود. در شکل ۴ نقشه ساختاری از شکستگی‌های منطقه مورد مطالعه براساس نتایج پردازش استریو گرام نمایش داده شده است. برای ایجاد یک الگوی جامع و نزدیک به واقعیت از سیستم شکستگی‌های منطقه، از ترکیب سه الگوی متفاوت استفاده شده است.

مسئله بعدی نحوه تعریف موقعیت قرارگیری دیسک‌های شکستگی در مدل سه‌بعدی است. موقعیت قرارگیری شکستگی‌ها در مدل سه‌بعدی معمولاً به صورت یکنواخت در نظر گرفته می‌شود [۱۲]. بنابراین دیسک‌های معرف شکستگی در تمام مدل با احتمال یکسان ایجاد می‌شوند. در واقع تجمع شکستگی در یک بخش خاص از مدل وجود نخواهد داشت و شکستگی‌ها به‌طور یکنواخت در تمام فضای مدل حضور خواهند داشت. مهم‌ترین پارامتر در ایجاد یک مدل کارآمد و نزدیک به واقعیت از ساختار شکستگی‌ها منطقه، شیب و جهت شیب شکستگی‌ها است. بدین منظور با ایجاد یک فایل با محتوای مشخصه‌های شیب و جهت شیب واقعی



شکل ۴ الف) نقشه ساختاری ناپیوستگی‌های منطقه (ب) نمایش استریو گرام شیب و جهت شیب شکستگی‌ها (ج) نمایش مقطع برشی قائم از مجموعه شکستگی‌های ساخته شده در روش پواسن و (د) نحوه اعمال دیسک‌های معرف شکستگی بر مدل بلوکی سه‌بعدی و (ه) بلوک نهایی بعد برش توسط شکستگی‌ها

سنگی بدون شکستگی در فرآیند مدل‌سازی وارد می‌شود [۱۲]. فرآیند پیاده‌سازی شبکه شکستگی‌ها به روش DFN در محیط نرم‌افزاری بدین صورت است که بعد از در استخراج شیب و جهت شیب غالب شکستگی‌های منطقه براساس نقشه‌های ساختاری و پردازش در استریو گرام، این مشخصه‌ها به صورت یک فایل قابل بازخوانی در محیط نرم‌افزار وارد می‌شود. مشخصات ناپیوستگی‌های موجود در سازندهای زمین‌شناسی برای منطقه مورد مطالعه و چاه مذکور در محدوده حفاری به صورت مجموعه ناپیوستگی‌های مؤثر در محل چاه تفکیک و از ۱۴ دسته به ۲ دسته شاخص تفکیک شده‌اند. سه شبکه شکستگی‌های مجزا با عنوان شکستگی‌های پس‌زمینه، طول متوسط و بزرگ‌مقیاس براساس مشخصه‌های هندسی و جهت‌گیری ناپیوستگی‌ها ایجاد گردید. بیشترین و کمترین اندازه ناپیوستگی‌ها، چگالی شکستگی‌ها (که بر مبنای تعداد بر واحد طول است)، نسبت توزیع کوچک‌تر به بزرگ‌ترین اندازه و انتخاب تابع یکنواخت برای تعریف موقعیت قرارگیری ناپیوستگی‌ها، از جمله پارامترهای اصلی در تعیین ساختار شکستگی‌ها در این مطالعه است. بهینه‌سازی مدل عددی سه‌بعدی از شبکه ناپیوستگی‌های مجزا به منظور بهبود کیفیت پاسخ مدل نهایی ضروری است. حذف صفحات موازی بافاصله مجاورتی کمتر ۱۵ cm، انتخاب خوشه‌بندی مؤثر (شکستگی‌هایی که به هم راه دارند)، تعیین شکستگی‌های متقاطع و اثربخش با امتداد چاه از جمله تصحیحات انجام گرفته در ساخت مدل نهایی است. مدل اولیه با تعداد ۵۰۶۴ شکستگی ایجاد و بعد از تصحیح و بهینه کردن شبکه، تعداد نهایی ۴۵ شکستگی به دست آمد. در شکل ۴ نقشه ساختاری شکستگی‌های منطقه مورد مطالعه و مدل سه‌بعدی شبکه شکستگی‌های مجزای ایجاد شده (بلوک برش خورده بعد از اعمال شبکه بر ساختار سه‌بعدی بلوک) به روش پواسن براساس نتایج پردازش استریو گرام نمایش داده شده است.

بنابراین سه شبکه شکستگی‌های مجزا با عنوان شکستگی‌های پس‌زمینه، طول متوسط و بزرگ‌مقیاس براساس مشخصه‌های هندسی و جهت‌گیری ناپیوستگی‌ها ایجاد گردید. بیشترین و کمترین اندازه ناپیوستگی‌ها، چگالی شکستگی‌ها، نسبت توزیع کوچک‌تر به بزرگ‌ترین اندازه و انتخاب تابع یکنواخت برای تعریف موقعیت قرارگیری ناپیوستگی‌ها، از جمله پارامترهای اصلی در تعیین ساختار شکستگی‌ها در این مطالعه است. برای مدل پیشرو براساس الگوی P_{10} که براساس ماهیت تک‌بعدی گمانه‌های برداشت داده‌های هندسی از شکستگی است، اقدام به تعیین الگوی شدت شکستگی‌ها شده است. بهره‌گیری از فیلترهای متعدد در روند تولید شبکه شکستگی امری ضروری است. تعیین الگوی شکستگی‌ها با کمترین فاصله از دیواره چاه، شکستگی متقاطع با امتداد چاه و بهینه‌سازی فواصل نزدیک به هم برای ساخت مدل نهایی از جمله این موارد است. در شکل ۴ نمایش مقاطع برش قائم از دیسک‌های معرف ناپیوستگی، قبل و بعد از اعمال تصحیح‌های ذکر شده، درج شده است. ابعاد دیسک‌های معرف شکستگی‌ها در بازه ۰/۲۵ تا ۲ m تعیین شده است. این دیسک‌های سه‌بعدی به صورت یک الگوی برش (دیسک‌ها بلوک اصلی را برش می‌دهند) در بلوک اصلی مدل وارد می‌شوند. این شبکه شکستگی‌های مجزای ایجاد شده، بعد از اعمال بر بلوک سه‌بعدی (بلوکی که شامل محدوده چاه و مرزهای هندسی است)، بلوک را به مشابیه صفحات برش قطع خواهد کرد. بنابراین هر دیسک به گستره بزرگ‌ترین بُعد مدل امتداد خواهد داشت. به منظور جداسازی بخشی از قطر این دیسک که معرف محدوده شکستگی است، می‌بایست در مرحله تعریف خصوصیات مواد، این محدوده با چسبندگی بسیار پایین (به‌طور معمول چسبندگی صفر در نظر گرفته می‌شود) در نظر گرفته شود. بخش بیرونی دیسک با تعیین بالاترین حد خصوصیات چسبندگی عملاً به عنوان یک ساختار

براساس نتایج مطالعات برجا از خصوصیات ساختاری سیستم شکستگی‌ها در منطقه مورد نظر، برای چاه مذکور، دو سیستم شکستگی مؤثر تعیین شد. شیب و جهت شیب غالب برای این سیستم شکستگی که با عنوان West_15_F معرفی می‌شود، در (شکل ۴ ب) درج شده است. به‌منظور تعریف خصوصیات هیدرومکانیکی و شبیه‌سازی شرایط جریان سیال حفاری درون شبکه شکستگی‌ها، پارامترهای بازشدگی شکستگی در شرایط تنش نرمال صفر و بازشدگی باقی‌مانده برای شکستگی‌ها بیان می‌شود. در فرآیندهای توأمان هیدرومکانیکی، تغییرات در اندازه بازشدگی شکستگی متأثر از عوامل هیدرولیکی و مکانیکی به‌طور هم‌زمان است. در چنین شرایطی فرض می‌شود که تغییر در اندازه بازشدگی شکستگی‌ها از یک مقدار مشخص (بازشدگی باقی‌مانده) کمتر نخواهد بود. بازشدگی در شرایط تنش نرمال صفر معرف حالت مبنا برای شکستگی است. در اثر وقوع مکانیسم‌های توأمان هیدرومکانیکی در شرایطی که تنش و کرنش‌ها در مدل منجر به و بسته شدن شکستگی شود، حد پایین بازشدگی برای شکستگی $0/000125$ m تعیین شده است. مشخصه شکستگی‌های مدل شده برای منطقه مورد نظر در جدول ۲ درج شده است.

ارزیابی پارامتری

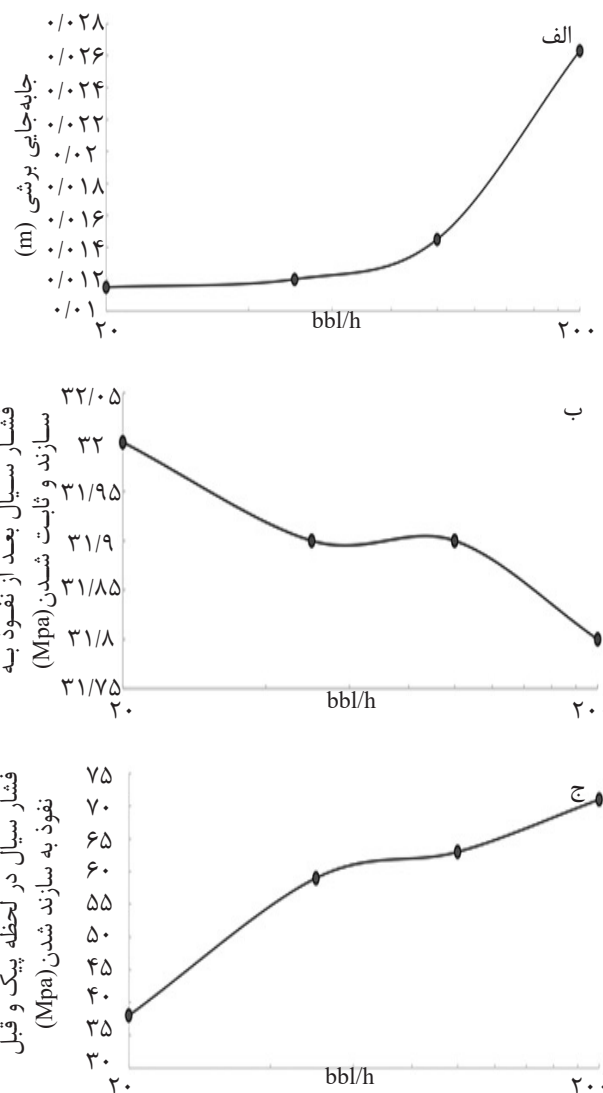
در این بخش بررسی رفتار هیدرومکانیکی توأمان مجموعه چاه و سازند دارای شکستگی در شرایط نفوذ سیال حفاری به درون شکستگی‌ها با نرخ‌های تزریق و گرانیروی مختلف انجام گرفت. بدین منظور مدل پایه براساس شرایط ژئومکانیکی سازند مقاوم‌تر یعنی ایلام و ساختار شکستگی

جدول ۲ مشخصه شکستگی‌های منطقه

سختی برشی	بازشدگی در تنش نرمال صفر	سختی نرمال	چسبندگی	زاویه استحتکاک	بازشدگی باقی‌مانده
GPa	m	GPa	MPa	deg	m
۶	۰/۰۰۰۲۵	۹	۰	۳۲	۰/۰۰۰۱۲۵

در این حالت برای نرخ‌های تزریق بالاتر، در شروع تزریق، فشار سیال دچار یک افزایش ناگهانی می‌شود و در ادامه، با گسترش سیال به درون سازند (این نفوذ و گسترش سیال بر اثر غلبه بر حد مقاومت شکستگی است) این فشار افت کرده و ثابت می‌ماند. در (شکل ۵ ج) نمودار تغییرات فشار سیال در لحظه پیک و قبل از غلبه بر حد مقاومت برشی صفحات شکستگی برای نرخ‌های تزریق مختلف درج شده است. وجود تعداد زیاد شکستگی در مجاورت چاه و پیچیدگی‌های به وجود آمده در مکانیسم رفتاری این سیستم، تشخیص و تعیین شرایط رفتاری غالب بر مدل سخت می‌شود.

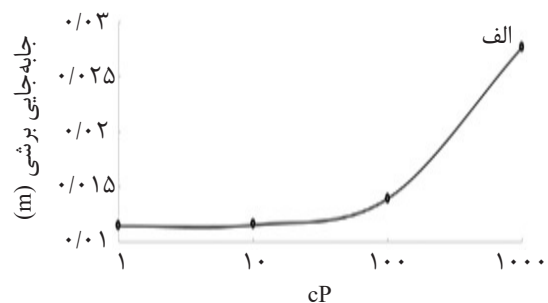
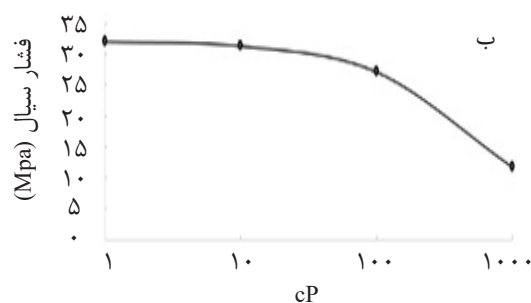
در نتیجه همین اتفاق، پراکندگی و گسترش فشار منفذی کم خواهد شد که منجر به بالا بردن فشار سیال می‌شود. بالا رفتن نرخ جریان منجر به افزایش شکست کششی و در نتیجه بالا رفتن پراکندگی و گسترش بیشتر فشار منفذی می‌شود. این امر منجر به افت فشار سیال و در ادامه ثابت ماندن آن خواهد شد. این مسئله در (شکل ۵ الف-ب و ۶) نمایش داده شده است. باید به این نکته توجه نمود که یک افزایش فشار مقطعی در مرحله اولیه و شروع تزریق در مجاورت چاه رخ می‌دهد. این افزایش فشار با عنوان فشار پیک و حد آستانه غلبه بر مقاومت شکست ناپیوستگی بیان می‌شود.



شکل ۵ الف) نمودار تغییرات فاصله جایی برشی و ب) فشار سیال در مقابل تغییرات نرخ جریان سیال و ج) نمودار تغییرات فشار پیک سیال در ابتدای فرآیند و شروع تزریق سیال

یک الگوی بهینه برای حفر چاه، تعیین گرادیان شکستگی ضروری است. تعیین مشخصه‌های بهینه برای گل حفاری (نرخ تزریق و گرانشی) با در نظرگیری حد آستانه غلبه بر گرادیان شکستگی و جلوگیری از نفوذ سیال به درون سازند (بر اثر افزایش فرآیندهای برشی در حالتی که نرخ تزریق و گرانشی سیال به‌طور صحیحی تعیین نشده باشد)، می‌تواند به کاهش پدیده هرزروی سیال و ناپایداری چاه کمک کند. کاهش فشار سیال در سازند مجاور چاه (سازند دارای شکستگی‌های چگال) در نرخ‌های تزریق بالاتر نشان‌دهنده نفوذ بیشتر سیال به درون سازند است. درحالی‌که در نرخ تزریق پایین، سیال گسترش کمتری در ساختار شکستگی‌ها داشته و در اثر تجمع (متمرکز شدن سیال در محدوده مجاورت چاه) سیال در فضای شکستگی‌های مجاور چاه، فشار سیال افزایش خواهد یافت. این افزایش فشار منجر به بروز ناپایداری در مجاور دیواره چاه بر اثر غلبه بر فشار محصورکننده صفحات ناپیوستگی می‌شود. در شکل ۶ نمودارهای مربوط به تغییرات جابه‌جایی‌های برشی و فشار سیال در مقابل تغییرات گرانشی گل درج شده است. همان‌طور که در شکل ۶ مشاهده می‌شود با افزایش گرانشی سیال از ۱ cp تا ۱۰۰۰ cp، جابه‌جایی‌های برشی و فشار سیال به‌ترتیب افزایش و کاهش می‌یابد. این کاهش فشار به‌علت گسترش بیشتر سیال در فضای شکستگی‌ها در گرانشی بالاتر است.

به‌طور مشابهی با افزایش گرانشی سیال، جابه‌جایی‌های برشی و فشار سیال به‌ترتیب افزایش و کاهش یافت. در واقع مکانیسم تأثیرپذیری مدل از تغییرات دو پارامتر نرخ تزریق و گرانشی مشابه است. تغییرات در جابه‌جایی‌های برشی در مقابل افزایش نرخ تزریق سیال و گرانشی، نشان‌دهنده بروز یک رفتار غالب ناپایداری در مجموعه چاه و سازند بود. افزایش تنش‌های برشی در امتداد درزه‌ها در محدوده چاه در نرخ تزریق بالاتر به مفهوم نفوذ بیشتر سیال به درون ساختار شکستگی‌ها و گسترش بیشتر در محدوده مجاور آن است. افزایش گرانشی سیال منجر به افزایش جابه‌جایی‌های برشی و در نتیجه کاهش پتانسیل خود پایداری چاه حفرشده خواهد شد. تأثیر غالب گرانشی سیال به‌صورت غلظت بالاتر سیال و افزایش اصطکاک‌های برشی در مسیر عبور از شبکه شکستگی‌ها بیان می‌شود. درک رفتار هیدرومکانیکی چاه‌های حفرشده در سازندهای شکافدار بسیار پیچیده و استخراج نتایج رفتاری غالب دشوار خواهد بود. بهینه کردن خصوصیات گل حفاری با در نظرگیری شرایط نرخ تزریق ایمن و گرانشی مناسب می‌تواند منجر به کاهش جابه‌جایی‌های برشی و شکست‌های کششی شود. نرخ بالای تزریق سیال در حالتی که گرانشی گل زیاد است، شکست‌های برشی در امتداد ناپیوستگی‌ها را افزایش و منجر به هرزروی سیال خواهد شد. در



شکل ۶ الف) نمودار تغییرات جابه‌جایی برشی و ب) نمودار تغییرات فشار سیال در مقابل تغییرات گرانشی

نتیجه‌گیری

در این مقاله، نتایج به‌دست‌آمده از مدل‌سازی سه‌بعدی المان‌مجزا با نگرش شناخت اثر خصوصیات ژئومکانیکی سازند و پارامترهای نرخ تزریق و گرانیروی سیال، بر پایداری چاه در سازندهای دارای شکستگی بوده است. نتایج به‌صراحت، مسئله پیچیده بودن حفاری در سازندهای دارای ناپیوستگی را نشان می‌دهد. براساس آنچه بیان شد، مشخص است پایداری چاه تا حد زیادی به استحکام توده سنگ بستگی دارد. همین نتایج با داده‌های میدانی از چاه نگار کالیپر مشهود بود و تطبیق نتایج عددی و داده‌های میدانی مشاهده شد. براساس نتایج حاصل از مطالعه انجام‌شده تغییرات نرخ جریان سیال حفاری، تأثیر بسزایی بر ایجاد شکست‌های کششی و جابه‌جایی‌های برشی دارد. افزایش نرخ جریان به‌طور قابل‌توجهی منجر به افزایش شکست‌های کششی در مدل می‌شود. این مفهوم با افزایش فشار تزریق قابل‌بیان است که در واقع منجر به حضور مقدار بیشتری انرژی برای وقوع شکست در سنگ در مجاورت چاه خواهد شد. این رفتار مشاهده‌شده از مدل‌سازی چاه در سازندهای دارای ناپیوستگی این امکان را می‌دهد تا بتوان از نرخ جریان به‌عنوان یک فاکتور قابل‌کنترل فعال در مقدار و نوع شکست ایجاد شده در بین ناپیوستگی‌ها بهره‌برد. بررسی تأثیر تغییرات گرانیروی بر رفتار چاه نشان داد که با افزایش گرانیروی سیال، شکست‌های برشی و کششی تغییر کرده و در مقابل افزایش گرانیروی میزان جابه‌جایی برشی و فشار سیال به‌ترتیب افزایش و کاهش می‌یابد. در یک جمع‌بندی کلی می‌توان بیان کرد که مکانیسم تأثیرگذاری نرخ تزریق و گرانیروی سیال مشابه است. بدین‌صورت که با افزایش نرخ تزریق سیال و گرانیروی گل، جابه‌جایی برشی افزایش می‌یابد. همچنین با افزایش نرخ تزریق، گسترش سیال در سازند دارای شکستگی بیشتر می‌شود. همچنین در حالتی که نرخ تزریق و گرانیروی پایین باشد، فشار سیال در سازند مجاور

چاه بیشتر خواهد بود. این مسئله به‌علت کاهش نفوذ و گسترش سیال (به‌علت پایین‌تر بودن نرخ جابه‌جایی‌های برشی) و تمرکز حجم بالاتری از سیال (تمرکز حجم بالاتری از سیال در فضای کوچک‌تری از سازند) در فضایی شکستگی‌های مجاور چاه است. خلاصه نتایج ارائه‌شده در مقاله به شرح زیر است:

- ۱- مقایسه پاسخ مدل عددی با داده‌های برجا (لاگ کالیپر) نشان داد که براساس معیار محدوده شکست پلاستیک نرمال شده، مدل شبیه‌سازی‌شده دارای پاسخی نزدیک به پاسخ واقعی است.

- ۲- ارزیابی پایداری چاه برای ۵ لایه انتخابی در امتداد چاه مورد نظر نشان داد که برای لایه ایلام یک وضعیت پایدار و برای لایه کژدمی یک وضعیت ناپایداری نسبی پیش‌بینی می‌شود.

- ۳- محدوده شکست پلاستیک برای لایه کژدمی گسترش بیشتری داشته است که براساس گزارش‌های میدانی شرکت نفت فلات قاره در این لایه هرزروی و ریزش‌های مقطعی نیز وجود دارد.
- ۴- با شروع فرآیند تزریق فشار در مجاورت چاه و در امتداد شکستگی‌ها افزایش می‌یابد و این فشار در امتداد طول شکستگی رو به کاهش است.

- ۵- برای نرخ‌های تزریق بالاتر، جابه‌جایی‌های برشی و لغزش در امتداد شکستگی افزایش می‌یابد. این مسئله بر اثر کاهش تنش نرمال مؤثر و وقوع لغزش در صفحات ناپیوستگی است.

- ۶- فشار سیال در امتداد شکستگی‌ها برای نرخ‌های پایین تزریق در بالاترین حد خود به‌دست آمد. این مسئله در اثر گسترش کمتر سیال در فضای بین شکستگی‌ها و تمرکز حجم بالاتری از سیال در فضای کوچک‌تر است.

- ۷- با افزایش نرخ تزریق سیال فشار سیال در امتداد شکستگی‌ها کاهش می‌یابد. در نرخ‌های بالای تزریق سیال، جابه‌جایی‌های برشی و لغزش‌های امتدادی بیشتر خواهد بود. در نتیجه سیال در فضای بیشتری گسترش خواهد یافت و در نتیجه افت فشار سیال مشاهده خواهد شد.

(MPD) براساس مکانیسم‌های برشی و لغزشی در امتداد شکستگی‌ها که براساس افزایش فشار سیال در امتداد آن‌ها رخ می‌دهد، می‌تواند در کاهش هزینه‌های ناشی از هرزروی سیال و ناپایداری چاه مؤثر باشد.

۸- در شرایط حضور شکستگی در مجاورت چاه، به کار بردن نرخ‌های تزریق پایین سیال حفاری با در نظر گرفتن (LCM)^۱ مناسب امکان کنترل هرزروی سیال را بهبود خواهد بخشید.

۹- استفاده از روش‌های حفاری با فشار مدیریت‌شده

مراجع

- [1]. Dusseault M. B., "Analysis of borehole stability," Proceedings of the 8th IACMAG Conference, Morgantown, WV, USA., pp. 125-137, 1994.
- [2]. Yaghoubi A. A. and Zeinali M., "Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability-Case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran", Journal of Petroleum Science and Engineering., Vol. 67, No. 3-4, pp.116-126, 2009.
- [3]. Zoback M. D., "Reservoir geomechanics," Cambridge University Press., 2007.
- [4]. Helstrup O. A. and Chen Z., "Time-dependent wellbore instability and ballooning in naturally fractured formations," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 43, No. 1, pp.113-128, 2004.
- [5]. Jing L., "A review of techniques, advances and outstanding issues in numerical modelling for rock mechanics and rock engineering," Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Vol. 40, No. 3, pp.283-353, 2003.
- [6]. Chen X. and Detournay C. C., "Wellbore behaviour in fractured rock masses," Proceedings of the 38th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS)., 2001.
- [7]. Zhang X., Last N., Powrie W. and Harkness R., "Numerical modelling of wellbore behaviour in fractured rock masses," Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 23, No. 2, pp. 95-115, 1999.
- [8]. Batchelor G. K., "An Introduction to Fluid Dynamics," Cambridge University Press., 1967.
- [9]. Cook N. G., "Natural Joints in rock: Mechanical, hydraulic and seismic behavior and properties under normal stress," International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts., Vol. 29, No. 3, pp.198-223, 1992.
- [10]. Pyrak-Nolte L. J. and Morris J. P., "Single fractures under normal stress: The relation between fracture specific stiffness and fluid flow", International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Vol. 37, No. 1-2, pp. 245-262, 2000.
- [11]. Gueguen Y. and Bouteca M., "Mechanics of fluid-saturated rocks," Elsevier, Vol. 89, 2004.
- [12]. Hopkins D. L., "The implications of joint deformation in analyzing the properties and behavior of fractured rock masses, underground excavations, and faults," International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences., Vol. 37, No. 1-2, pp. 175-202, 2000.
- [13]. Walsh J. B., "Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability", International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts., Vol. 18, No. 5, pp. 429-435, 1981.

1. Lost Circulation Materials (LCM)

- [14]. Itasca, 2016. 3DEC User Manual Version 5.0. Itasca Consulting Group. Minneapolis, NM.
- [15]. Karatela E. and Taheri A., "Three-dimensional hydro-mechanical model of borehole in fractured rock mass using discrete element method", Journal of Natural Gas Science and Engineering., Vol. 53, pp. 263-275, 2018.
- [16]. Lei Q., Latham J. P. and Tsang C. F., "The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks" Computers and Geotechnics., Vol. 85, pp. 151-176, 2017.
- [17]. Bour O., Davy P., Darcel C. and Odling N., "A statistical scaling model for fracture network geometry, with validation on a multiscale mapping of a joint network (Hornelen Basin, Norway)," Journal of Geophysical Research: Solid Earth, Vol. 107, No. B6, pp. ETG-4, 2002.
- [18]. Bonnet E., Bour O., Odling N. E., Davy P., Main I., Cowie P. and Berkowitz B., "Scaling of fracture systems in geological media," Reviews of geophysics, Vol. 39, No 3, pp. 347-383, 2001
- [19]. Darcel C., Bour O. and Davy P., "Stereological analysis of fractal fracture networks," Journal of Geophysical Research: Solid Earth, Vol. 108, No. B9, 2003
- [20]. Davy P., Le Goc R., Darcel C., Bour O., De Dreuzy J. R. and Munier R., "A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics," Journal of Geophysical Research: Solid Earth, Vol. 115, No. B10, 2010.

Wellbore stability analysis in fractured formation using DEM-DFN method: A case study on one of the wellbores in Persian Gulf

Mohammad Komeilian^{*1}, Omid Saeidi² and Mehdi Rahbar²

1. Department of Mining and Metallurgy Engineering, Amir Kabir University of Technology, Tehran, Iran

2. Geology Department, Iranian Offshore Oil Company, Tehran, Iran

komeylian@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.3603.2733

Received: June/01/2019

Accepted: December/29/2019

Introduction

Wellbore instability is one of the major issues in deep drilling operations in oil and gas industry. In this study, a three-dimensional model DEM method is developed to simulate a wellbore drilled in fractured rock mass. To create 3D model of fractures, discrete fracture network approach was used.

Numerical model

Validation and analysis

In order to analysis the stability of wellbore, initially a basic model was created. Model was generated for 5 layers and then the yield zone around the wellbore was validated against caliper log measurements. In the numerical analysis conducted herein, problem domain presented as a 2×2×3 m block. A circular vertical wellbore is drilled with a diameter of 0.20 m. In Fig. 1 Geometry of model, boundary conditions and a layered numerical model from depth 2700–3164 m is presented. The geomechanical properties of the layers and caliper log are shown in Fig. 1.

The problem domain is considered to be in a deep-seated environment with a vertical stress gradient of 25 MPa/km. Therefore, a constant load σ_v equivalent of overburden rock mass is inserted using following relation:

$$\sigma_v = \int_{\text{surface}}^{TVD} \rho g dz \quad (1)$$

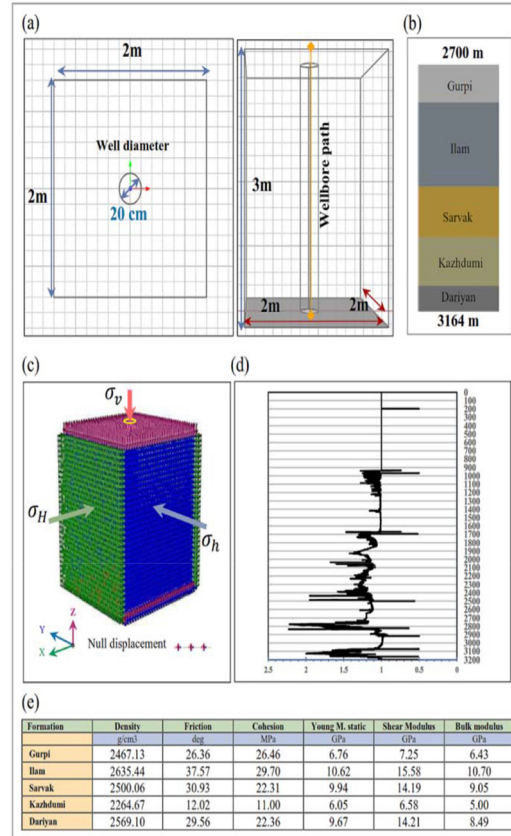


Fig. 1: (a) Geometry of model. (b) five-Layer of formations. (c) Boundary conditions of model. (d) Calipers log. (e) Geomechanical properties of the layers.

Where, TVD is true vertical depth, ρ is the density of overlying strata, g is the acceleration due to gravity and dz is the change in height. Similarly, major and minor horizontal stresses (σ_H and σ_h) are aligned with x-axis and y-axis. Initial pore pressure in the wellbore, associated with groundwater pressures is assumed to be 10 MPa/km. Intact rock block between fractures is modelled as Mohr-Coulomb material. In this study the results of DEM were validated against field data. To reduce computation time of the model, each rock formation was simulated separately with a preferred vertical depth to avoid boundary effects. Then stability was assessed separately by analyzing deformation around wellbore. The effect of discontinuities was assessed by measuring shear displacement at 12 monitoring points. To investigate wellbore stability, initially the model is run as a base case. Mechanical boundary is applied at the wellbore to observe the plastic zone which is a significant indication of rocks being deformed around the wellbore.

Fig. 2 shows the development of yielded zone around wellbore for five rock formations investigated in this study. The amount of yielding is measured to define the deformation around the wellbore. R is the radius of normalized yield zone, whereas, r_w is wellbore radius. In Fig. 2, graph named as ‘‘Caliper data’’ shows the Yielded zone which is obtained by the caliper log measurement. Other graph demonstrates the yielded zone obtained by numerical modelling. It may be seen that there is a good agreement between field measurement and simulation results, therefore, the method practiced in this study is relevant to estimate wellbore stability in fractured rock.

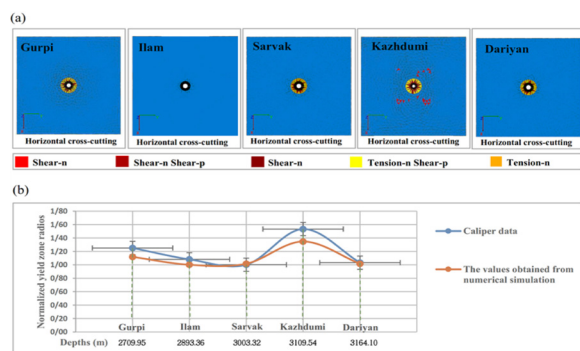


Fig. 2: (a) Yielded zones around wellbore for each rock formation. (b) Comparison chart between DEM simulation and field measured results, yield zone measurement for each formation.

Stochastically representation of natural fracture networks

In this study, the definition of a 3D numerical model for fractures is based on discrete fracture network. A ‘‘discrete fracture network’’ (DFN) refers to a computational model that explicitly represents the geometrical properties of each individual fracture (e.g. orientation, size, position, shape and aperture), and the

topological relationships between individual fractures and fracture sets. In this paper, based on the structural maps of the fractures in the region, statistical data and probability distribution functions, three-dimensional models of fracture networks have been created. In Fig. 3, the structural characteristics of the fractures and the three-dimensional model of the fractures network are shown.

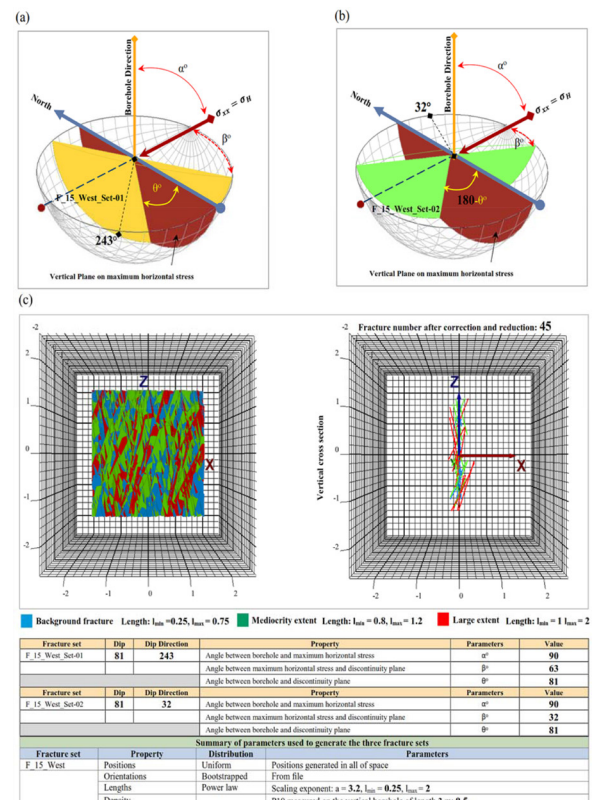


Fig. 3: (a), (b) The dip and dip direction of the fractures in two different categories. (c) Discrete fracture network 3D model (Vertical cross-cutting) and summary of parameters used to generate the three fracture sets.

Hydromechanical analysis

The effect of changes in fluid viscosity from 1 to 1000 cP was investigated. The change in fluid rate is from 20 to 200 barrel per hour. The results of hydromechanical analysis showed that the shear displacement increase in high fluid flow rate and also an increase in fluid pressure at lower injection rates was observed. Similarly, by increase fluid viscosity an increase in shear displacement in discontinuity plates was observed (Fig.4). As the flow rate in the wellbore is increased, mud starts to penetrate into fractures and lead to decreasing normal stress of the discontinuity. As a result, shear displacement is experienced along the discontinuity. Similarly, increasing wellbore pressure, increases tensile stress and result in tensile failure. When viscosity is low, drilling fluid cannot generate slip and tensile failure, therefore, pore pressure has less chance for dissipation. Because of presence of large number of fractures in the vicinity of wellbore

and complexity of the behavioral mechanism in this system, identifies and determines the dominant behavioral conditions becomes very difficult. Changes in shear displacement versus increase fluid injection rates and viscosity, indicate a predominant instability behavior in wellbore. Increase shear displacement along the joints lead to a reduction in directional deformation. The dominant influence of fluid viscosity is expressed in the form of higher fluid density and increased shear friction in the pathway through the fracture network (Fig.4).

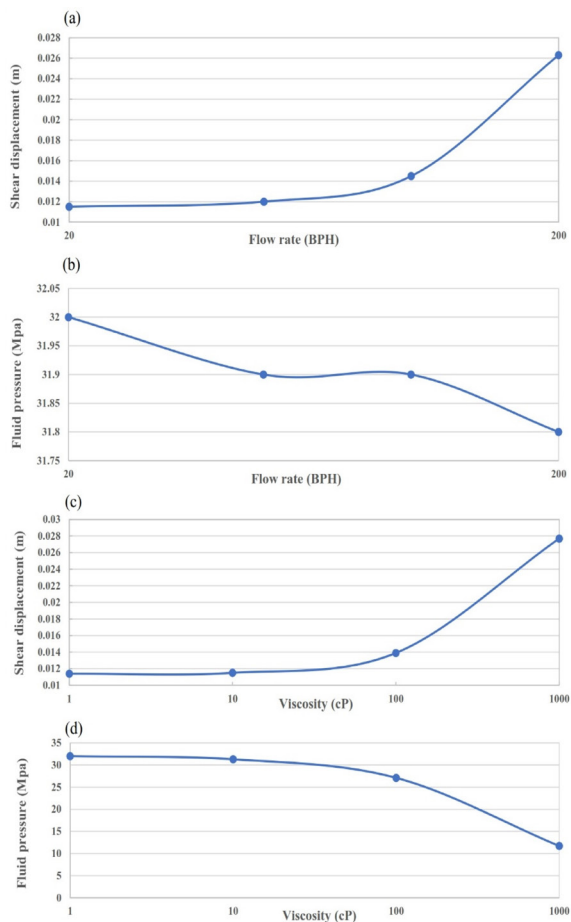


Fig. 4: (a), (b) Effect of flow rate on shear displacement and fluid pressure in simulation results. (c), (d) Effect of drilling fluid viscosity on shear displacement and fluid pressure in simulation results.

Results and conclusion

The insights gained in these three-dimensional DEM simulations presented in this study were aimed at understanding geomechanical influence on wellbore stability in naturally fractured rocks. The results clearly indicate the complexities of drilling in discontinuous rock medium. Simulation results shows that wellbore stability largely depends on the rock strength. These simulations were then compared to caliper log. Hydromechanical model termed as 'DEM' seems to be following the same trend as 'Field measurement' which is deformation extracted from

caliper log. Simulations show very good match with field measurement with small discrepancies. As part of parametric study, the effect of mud flow rate, and fluid viscosity on the wellbore stability was evaluated. Changes in flow rate showed a clear effect on the amount of tensile failure being triggered as a result of flow rate. Increases in flow rate, greatly increased amount of tensile failure within the model. These results were expected as higher flow rate translate into higher injection pressures and more energy available for rock failure near the wellbore. Furthermore, the results suggested shear failure around the wellbore, increases with an increase in flow rate. This behavior suggests the very interesting possibility of using flow rate as a parameter to actively control the amount and type of failure to be generated during fracturing. The amount of tensile and shear failure generated as a result of fluid injection showed a very distinct response to changes in fluid viscosity.

References

1. Dusseault M B (1994) Analysis of borehole stability, Proceedings of the 8th IACMAG Conference, Morgantown, WV, USA., pp. 125-137.
2. Yaghoubi A A, Zeinali M (2009) Determination of magni-tude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability-Case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran, Journal of Petroleum Science and Engineering., Vol. 67, No. 3-4, pp.116-126.
3. Zoback M D (2007) Reservoir geomechanics, Cambridge University Press.
4. Helstrup O A, Chen Z (2004) Time-dependent wellbore instability and ballooning in naturally fractured formations, Journal of Petroleum Science and Engineering., Vol. 43, No. 1, pp.113-128.
5. Jing L (2003) A review of techniques, advances and outstanding issues in numerical modelling for rock mechanics and rock engineering, Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences., Vol. 40, No. 3, pp.283-353.
6. Chen X, Detournay C C (2001) Wellbore behaviour in fractured rock masses, Proceedings of the 38th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS).
7. Zhang X, Last N, Powrie W, Harkness R (1999) Numerical modelling of wellbore behaviour in fractured rock masses, Journal of Petroleum Science and Engineering., Vol. 23, No. 2, pp. 95-115.
8. Batchelor G K (1967) An Introduction to Fluid Dynamics, Cambridge University Press.
9. Cook N G (1992) Natural Joints in rock: Mechanical, hydraulic and seismic behavior and

- properties under normal stress, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts.*, Vol. 29, No. 3, pp.198-223.
10. Pyrak-Nolte L J, Morris J P (2000) Single fractures under normal stress: The relation between fracture specific stiffness and fluid flow, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Vol. 37, No. 1-2, pp. 245-262.
 11. Gueguen Y, Bouteca M (2004) *Mechanics of fluid-saturated rocks*, Elsevier, Vol. 89.
 12. Hopkins D L (2000) The implications of joint deformation in analyzing the properties and behavior of fractured rock masses, underground excavations, and faults, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.*, Vol. 37, No. 1-2, pp. 175-202.
 13. Walsh J B (1981) Effect of Pore Pressure and Confining Pressure on Fracture Permeability, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, Vol. 18, No. 5, pp. 429-435.
 14. Itasca 2016 3DEC User Manual Version 5.0. Itasca Consulting Group. Minneapolis, NM.
 15. Karatela E, Taheri A (2018) “Three-dimensional hydro-mechanical model of borehole in fractured rock mass using discrete element method”, *Journal of Natural Gas Science and Engineering.*, Vol. 53, pp. 263-275.
 16. Lei Q, Latham J P, Tsang C F, (2017) The use of discrete fracture networks for modelling coupled geomechanical and hydrological behaviour of fractured rocks, *Computers and Geotechnics*, Vol. 85, pp. 151-176.
 17. Bour O, Davy P, Darcel C, Odling N (2002) A statistical scaling model for fracture network geometry, with validation on a multiscale mapping of a joint network (Hornelen Basin, Norway), *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, Vol. 107, No. B6, pp. ETG-4.
 18. Bonnet E, Bour O, Odling N E, Davy P, Main I, Cowie P, Berkowitz B (2001) Scaling of fracture systems in geological media, *Reviews of geophysics.*, Vol. 39, No 3, pp. 347-383.
 19. Darcel C, Bour O, Davy P (2003) Stereological analysis of fractal fracture networks, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, Vol. 108, No. B9.
 20. Davy P, Le Goc R, Darcel C, Bour O, De Dreuzy J R, Munier R (2010) A likely universal model of fracture scaling and its consequence for crustal hydromechanics, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.*, Vol. 115, No. B10.