



فصلنامه زمین ساخت

پاییز ۱۴۰۲، سال هفتم، شماره ۲۷

doi 10.22077/jt.2025.8564.1196

مدل سازی و پیش بینی ایجاد شکستگی ها به دلیل تخلیه مخزن در لایه نفتی آسماری (جنوب باختری ایران)

بهروز تیموری^۱، مهران آرین^{۲*}، محمد آبدیده^۳، علی سلگی^۴، زهرا ملکی^۵

۱- دانشجوی دکتری تکنیک، گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- استاد، گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۳- استاد، گروه مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد امیدیه، امیدیه، ایران

۴- دانشیار، گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۵- استادیار، گروه علوم زمین، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

چکیده:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۹/۲۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۲۴

از نظر ژئومکانیکی با تولید از مخزن و تخلیه تدریجی آن، تغییراتی در میدان تنش حاکم بر مخزن ایجاد می شود. در این پژوهش امکان ایجاد شکاف و گسل با استفاده از مدل سازی ژئومکانیکی در مخازن در حال تخلیه بررسی شده است. آگاهی از وضعیت و لغزش گسل ها در طول عمر مخزن اهمیت زیادی دارد. در صورتی که شکاف یا گسل جدید در مخزن ایجاد شده باشد، عملیات حفاری را متحمل هزینه و ریسک بالایی می کند. با استفاده از داده های چاه پیمایی یکی از مخازن جنوب غرب ایران، تنش های اصلی در مخزن محاسبه و مدل ژئومکانیکی مخزن ایجاد و پنجره ایمن گل حفاری برای آن محاسبه شد و در آخر پتانسیل امکان ایجاد شکاف و گسل در مدت زمان تولید از مخزن بررسی گردید. نتایج نشان می دهد که فشار هرزروی در مخزن مورد مطالعه برابر مقدار تنش افقی حداقل (σ₃) می باشد که میانگین تقریبی آن برابر با ۴۱٫۷۵ مگاپاسکال است. رژیم تنش در مخزن مذکور گسل نرمال می باشد و بهترین جهت حفاری ایمن در این مخزن به موازات تنش قائم است. با توجه به نتایج، راستای تنش در جای افقی حداقل برابر با N16W-S16E و جهت تنش در جای افقی حداکثر برابر با N74E-S74W با انحراف استاندارد ۶/۵ درجه است. احتمال ایجاد گسل جدید بر اثر تخلیه مخزن در لایه های ماسه سنگی مخزن مورد مطالعه نسبت به لایه های آهکی و دولومیتی بیشتر است.

کلمات کلیدی: میدان تنش، شکستگی، فشار منفذی، مدل ژئومکانیکی، تخلیه مخزن

*ایمیل: mehranarian@iaua.ac.ir

تلفن تماس: ۰۹۱۲۳۰۰۷۵۲۵



Modeling and Prediction of Fractures Due to Reservoir Drainage in the Asmari Oil Formation(SW Iran)

Behrouz Teimouri ¹, Mehran Arian ^{2*}, Mohammad Abdideh ³, Ali Solgi ⁴, Zahra Maleki ⁵

1-Ph.D. Student, Department of Earth Sciences, SR.C., Islamic Azad University, Tehran

2- Professor, Department of Earth Sciences, SR.C., Islamic Azad University, Tehran

3- Professor, Department of Petroleum Engineering, O.C., Islamic Azad University, Omidyeh

4- Associate Professor, Department of Earth Sciences, SR.C., Islamic Azad University, Tehran

5- Assistant professor, Department of Earth Sciences, SR.C., Branch, Islamic Azad University, Tehran

Abstract

From a geomechanical perspective, production from a reservoir and its gradual discharge cause changes in the stress field governing the reservoir. In this study, the possibility of creating cracks and faults in reservoirs under discharge has investigated using geomechanical modeling. Awareness of the status and slip of faults during the life of the reservoir is of great importance. If a new crack or fault has been created in the reservoir, it will incur high costs and risks in the drilling operation. Using well logging data from one of the reservoirs in southwestern Iran, the main stresses in the reservoir were calculated, a geomechanical model of the reservoir was created, and a safe drilling mud window was calculated for it. Finally, the potential for the creation of cracks and faults during the production period from the reservoir was investigated. The results show that the leakage pressure in the studied reservoir is equal to the minimum horizontal stress value (σ_3), whose approximate average is 41.75 MPa. The stress regime in the reservoir is normal faulting, and the best safe drilling direction in this reservoir is parallel to the vertical stress. According to the results, the horizontal in-situ stress direction is at least equal to N16W-S16E and the horizontal in-situ stress direction is at most equal to N74E-S74W with a standard deviation of 6.5 degrees. The probability of creating a new fault due to reservoir discharge in the sandstone layers of the studied reservoir is higher than in the limestone and dolomite layers.

Keywords: Stress field, fracture, pore pressure, geomechanical model, reservoir discharge

*Email: mehranarian@iaui.ac.ir

Tel: +989123007525

(۱۹۹۹).

۱. مقدمه

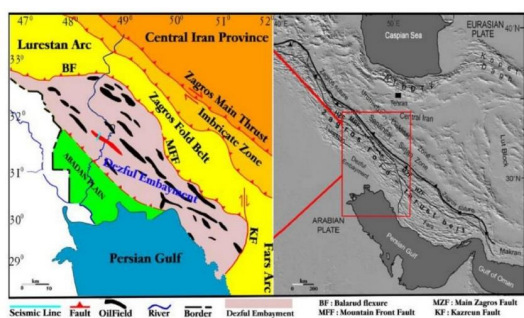
از لحاظ ژئومکانیکی با تولید از مخزن و تخلیه تدریجی آن، شکاف در مخزن ایجاد می‌شود. آگاهی از وضعیت و لغزش این شکاف‌ها در طول عمر مخزن و تولید از آن بسیار اهمیت دارد. به سه روش امکان شکل‌گیری شکاف در مخازن تخلیه شده وجود دارد. ممکن است بر اثر تولید در مخزن شکاف ایجاد شود. در اثر تولید، مخزن تخلیه می‌شود و فشار منفذی کاهش می‌یابد. کاهش فشار منفذی باعث افزایش تنش نرمال موثر می‌شود و این تغییر تنش موثر می‌تواند باعث ایجاد تغییر شکل‌های الاستیک در کل مخزن شود. زمانی که مسیر تنش به اندازه کافی بزرگ باشد و مقدار آن به مقدار بحرانی تنش رسیده و یا از آن بیشتر شود، امکان ایجاد شکاف درون مخزن وجود دارد (Abdideh and Fathabadi, 2013).

بعضی اوقات لازم است جهت دستیابی به مخزن موجود در لایه‌های زیرین، مخزن تخلیه شده حفاری شود. در اثر کاهش فشار منفذی در سازندهای تخلیه شده، برای جلوگیری از شکاف و هرزروی در زمان حفاری لازم است از وزن گل پائینی استفاده شود. این در حالی است که برای جلوگیری از ورود سیالات لایه‌های بالاتر به درون چاه، وزن گل از حد مشخصی نباید پایین‌تر بیاید. با حفاری در نواحی تخلیه شده تغییرات زیادی در گرادیان فشار رخ می‌دهد. این تغییرات می‌تواند عامل مشکلات زیادی باشد که با روش‌های سنتی حفاری نمی‌توان آن‌ها را حل نمود. روش‌های مختلفی برای حفاری مخزن تخلیه شده استفاده می‌شود. می‌توان هنگام استفاده از وزن گل بیشتر از کمترین تنش اصلی، با حفاری در جهت مناسب از ایجاد شکاف هیدرولیکی نزدیک چاه جلوگیری کرد. استفاده از افزودنی‌هایی جهت جلوگیری از نفوذ گل به سازند و یا افزودنی‌های مقاوم‌کننده برای سیمان کردن دانه‌های سازند در دیواره چاه هم برخی از مشکلات را کم می‌کنند. افزودن مواد جلوگیری‌کننده از هرزروی می‌تواند باعث کاهش هرزروی بشود. با استفاده از مواد مقاوم‌کننده هم می‌توان از ایجاد شکاف در دیواره جلوگیری کرد. عیب استفاده از این مواد آسیب آن‌ها به سازند است.

سومین حالت شکاف مربوط به زمانی است که در یک مخزن در حال تخلیه عملیات شکاف هیدرولیکی انجام شود. ایجاد شکاف در مخازن تخلیه شده با توجه به کاهش فشار منفذی آسان‌تر است و با اعمال فشار پمپ کمتری در مخزن شکاف ایجاد می‌شود. همچنین در صورت چرخش جهت تنش‌ها می‌توان به نقاط جدیدی از مخزن دست یافت (Lorenz).

۱-۱. جایگاه زمین‌شناسی میدان نفتی اهواز

میدان نفتی اهواز، بزرگترین میدان نفتی ایران و شامل سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی است که در استان خوزستان در بخش مرکزی شهرستان اهواز، در جنوب غربی ایران، در منطقه فروافتادگی دزفول قرار دارد و دارای روند شمال‌غربی جنوب‌شرقی، به موازات رشته کوه زاگرس می‌باشد. طول میدان اهواز ۶۷ کیلومتر، عرض آن ۶ کیلومتر و ضخامت آن ۳۱۴ متر است. این میدان نفتی، از شمال با میدان نفتی رامین، از شرق با میدان نفتی مارون، از جنوب با میدان نفتی شادگان و میدان نفتی منصوری و از غرب با میدان نفتی آب‌تیمور و میدان نفتی سوسنگرد مجاور است (شکل ۱). میدان نفتی اهواز ساختار تاکدیدی دارد و تقریباً از آخرین بخش‌های ناحیه چین‌خورده زاگرس به حساب می‌آید. این تاکدیس بر روی یک بالا آمدگی (هورست) که در طبقات قدیمی‌تر اتفاق افتاده است، قرار دارد و به صورت نابرجا در زیر تاکدیس سطحی اهواز از سازند آغاجاری واقع است. تاکدیس اهواز کم و بیش متقارن می‌باشد. سطح این تاکدیس در سر سازند آسماری در حدود ۲۵۰۰ متری در زیر سطح دریا قرار دارد و این سازند در میدان اهواز، مرکب از ماسه سنگ و سنگ آهک و دولومیت می‌باشد و تخلخل متوسط آن برابر ۱۸ درصد است (مطیعی، ح، ۱۳۸۹).



شکل ۱. نمایش موقعیت میدان نفتی اهواز در جنوب غربی

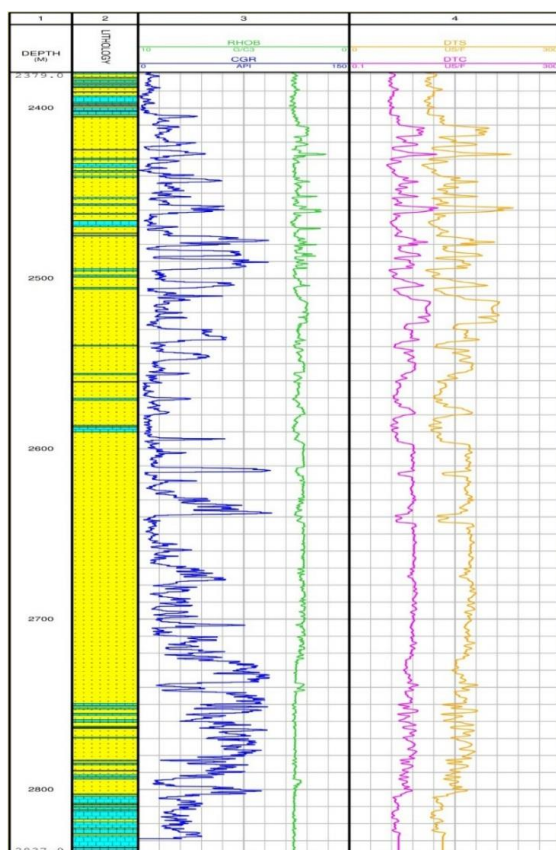
ایران (۱:۲۵۰۰۰۰) (مطیعی، ۱۳۸۹)

۲. مواد و روش‌ها

در این پژوهش با طراحی مدل ژئومکانیکی چاه و تعیین پارامترهای رفتاری و مقاومتی سنگ مخزن مانند ضرایب الاستیک و همچنین میدان تنش حاکم بر مخزن در اعماق مورد مطالعه، پنجره ایمن گل حفاری را طراحی و مورد

نمودار گیری یا همان ول لاگینگ^۳ اشاره نمود. داده های نمودار گیری بر اساس ویژگی هایشان، اطلاعات ارزشمندی از جمله مقاومت ویژه در زون های مختلف، تخلخل^۴، نوع سیال، چگالی^۵، لیتولوژی^۶ و ده ها پارامتر دیگر که از این پارامترها مشتق شده اند را در اختیار کاربر قرار می دهند. به کمک این پارامترها می توان انواع دیاگرام ها و نمودارها را ترسیم کرده و در موارد خاص می توان در مورد مسیر چاه ها و محدوده های مختلف از نظر کیفیت مخزنی و بهره دهی آن بحث کرد (Bashmagh et al, 2022).

در این پژوهش از لاگ های عمق^۷، گاما^۸، چگالی^۹ و لاگ صوتی موج برشی^{۱۰} و موج فشاری^{۱۱} استفاده می شود. این لاگ ها از یکی از چاه های موجود در سازند آسماری در میدان اهواز به دست آمده است (شکل ۲).



شکل ۲. نمودارهای لاگ به دست آمده از چاه و تحلیل لیتولوژی در مخزن آسماری، میدان اهواز

بررسی قرار می دهیم. سپس با تعیین مسیر تنش ها و تعیین مقدار بحرانی برای ایجاد شکاف از طریق روابط موجود، امکان ایجاد شکاف بر اثر تولید و تخلیه مخزن را مورد مطالعه و بررسی قرار می دهیم. سپس نتیجه های به دست آمده از روابط و داده ها را وارد نرم افزار کرده و نمودارهای چاه مورد مطالعه را به دست آورده و تفسیر می کنیم.

۱-۲. مراحل طراحی مدل ژئومکانیکی چاه

اولین مرحله از مدل سازی ژئومکانیکی قرائت داده های پتروفیزیکی که شامل انواع لاگ های حفاری، مغزه گیری و گزارشات حفاری است، می باشد. از این داده ها برای محاسبه مدول الاستیک سنگ مخزن در حالت دینامیکی استفاده می شود که با استفاده از روابط تجربی مخصوص این سنگ مخزن از حالت دینامیکی به استاتیکی تبدیل می شود. با توجه به مدول الاستیک مخزن در حالت استاتیکی مقاومت فشاری تک محوری محاسبه می شود. از مقادیر فشار منفذی و وزن گل حفاری که در گزارشات روزانه حفاری ثبت شده، وزن گل حفاری مجاز محاسبه می شود. در مرحله بعد بزرگی تنش های برجا محاسبه و با استفاده از داده های لاگ تصویری و کالیبر جهت آنها مشخص می شود. پس از حفاری چاه تغییراتی که در تنش های مماسی، شعاعی و محوری اطراف چاه ایجاد میشود، با استفاده از مقادیر تنش های اصلی بدست می آید و از این مقادیر برای تعیین و بررسی نوع شکستگی ها و گسیختگی دیواره چاه استفاده می شود. با توجه به پارامترهای بدست آمده، آخرین مراحل مدل سازی ژئومکانیکی که شامل تحلیل پایداری دیواره چاه، تعیین پنجره ایمن گل حفاری و تعیین مسیر تنش و مسیر تنش بحرانی است، انجام می شود.

۱-۲. قرائت داده های پتروفیزیکی لاگ ها :

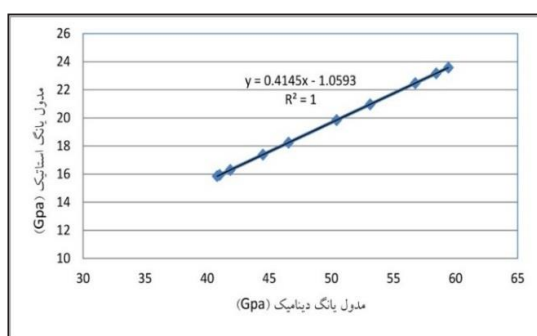
اولین مرحله به منظور ساخت و بررسی مدل ژئومکانیکی^۱ قرائت داده های پتروفیزیکی می باشد. جهت این امر ابتدا نیاز به یک سری داده های ابتدایی می باشد. به عنوان مثال می توان به داده های لاگ های مختلف، گزارش های حفاری و عملیات مغزه گیری^۲ اشاره کرد.

از جمله مهم ترین این داده ها با خصوصیات ذکر شده می توان به داده های پتروفیزیکی به دست آمده از عملیات

3. Well Logging
4. Porosity
5. Density
6. Lithology
7. Depth
8. CGR
9. RHOB
10. DTs
11. DTc

1. Geomechanical Model
2. Coring Operation

می‌باشد و احتمال ایجاد شکستگی و گسل در این نواحی اندک است. بررسی ضریب پواسون در نمودار شکل (۲) حاکی از این است که تغییرات این مدول که نشان‌دهنده‌ی خصوصیات سنگ می‌باشد در قسمت‌های اولیه و انتهایی چاه از نواحی دیگر بیشتر بوده و این امر به دلیل تغییر جنس سنگ سازند می‌باشد. سازندهای دارای نسبت پواسون بالاتر، دچار انبساط جانبی بیشتری شده و در نتیجه تنش‌های افقی بزرگتری را نیز تولید می‌کنند. بررسی نمودار مدول برشی نشان‌دهنده تغییرات سنگ مخزن در برابر اعمال تنش‌های برشی است. در این گراف بیشترین مقاومت سنگ مخزن در برابر تنش‌های برشی در نواحی ابتدایی و انتهایی می‌باشد و کمترین مقاومت در نواحی میانی مخزن می‌باشد (شکل ۳).



شکل ۳. مدول‌های الاستیک سنگ مخزن آسماری، میدان اهواز در حالت دینامیک نسبت به عمق

در ادامه محاسبات نیاز است تا مدول‌های محاسبه شده در حالت دینامیک به حالت استاتیک تبدیل گردند. برای این منظور می‌توان از روابط تجربی که برای همان میدان نفتی می‌باشند استفاده کرد. جدول (۱) نشان دهنده این روابط می‌باشد.

مدول‌های جدول ۱. روابط تجربی تبدیل دینامیک به

استاتیک (Gholami et al, 2017)

خواص سنگ	دینامیک	استاتیک
مدول یانگ	$\rho_b \left[\frac{3 - 4 \left(\frac{\Delta t_c}{\Delta t_s} \right)^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right]$	$0.4145 E_{dyn} - 1.0593$
مدول برشی	$\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2}$	$\frac{E_{sta}}{2(1 + \nu_{sta})}$
نسبت پواسون	$\frac{1/2 \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}$	$0.7 \times \nu$

همانطور که در شکل (۲) مشاهده می‌شود بیشتر مخزن مورد مطالعه از ماسه سنگ^۱ تشکیل شده است، همچنین لایه‌های متعدد سنگ آهک^۲ در آن موجود می‌باشد و قسمت اندک آن از دولومیت^۳ تشکیل شده است.

۳. نتایج و بحث:

جهت ساخت مدل مکانیکی و به دست آوردن تنش‌های برجا و خصوصیات مکانیکی مخزن نیاز به محاسبه مدول‌های الاستیک سنگ مخزن در حالت دینامیکی برای تمامی عمق‌های مدنظر می‌باشد. مدول‌های الاستیک سنگ مخزن از طریق روابط زیر به دست می‌آیند (Darvishpour et al, 2019).

۱- مدول یانگ^۴

$$E_d = \frac{\rho_b \left[3 - 4 \left(\frac{\Delta t_c}{\Delta t_s} \right)^2 \right]}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \quad (1)$$

۲- مدول برشی^۵

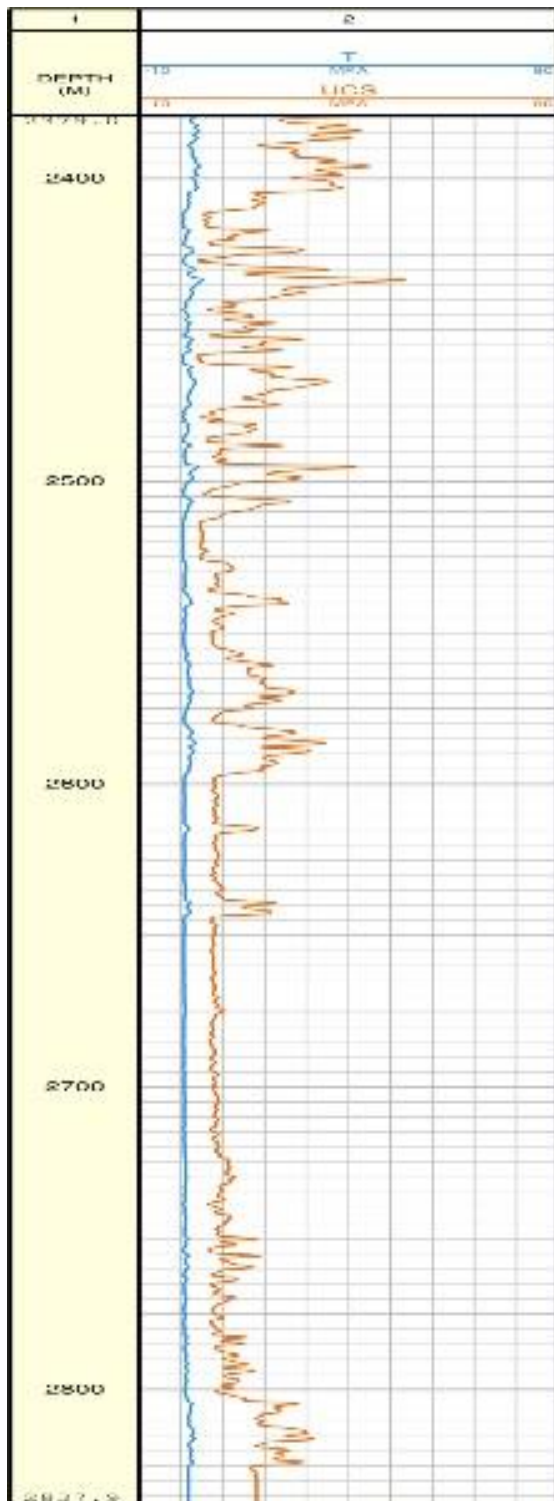
$$G_d = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \quad (2)$$

۳- نسبت پواسون^۶

$$\nu = \frac{1/2 \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad (3)$$

جهت محاسبه‌ی این مدول‌ها نیاز به داده‌های لاگ‌های DTc، RHOB، و DTs می‌باشد. از لاگ RHOB مقدار ρ و از DTs یا DTs، زمان سیر موج برشی و Δt_c یا Δt_c ، زمان سیر موج تراکمی حاصل می‌شود. واحد ضریب پواسون بدون بعد می‌باشد و واحد مدول‌های دیگر گیگاپاسکل (GPa) است. بعد از محاسبات می‌توان نمودار کلی مدول‌های مذکور را نسبت به عمق به دست آورد که در شکل (۲) نشان داده شده است. با توجه به نمودار مدول یانگ که نمایانگر سختی سنگ است شکل (۲)، در نواحی ابتدایی و انتهایی چاه و هرجایی که جنس سنگ مخزن سنگ آهکی است، مدول یانگ مقدار بیشتری را نشان می‌دهد و آستانه تحمل سنگ مخزن در این نواحی در مقابل با تنش‌های اعمالی بالاتر

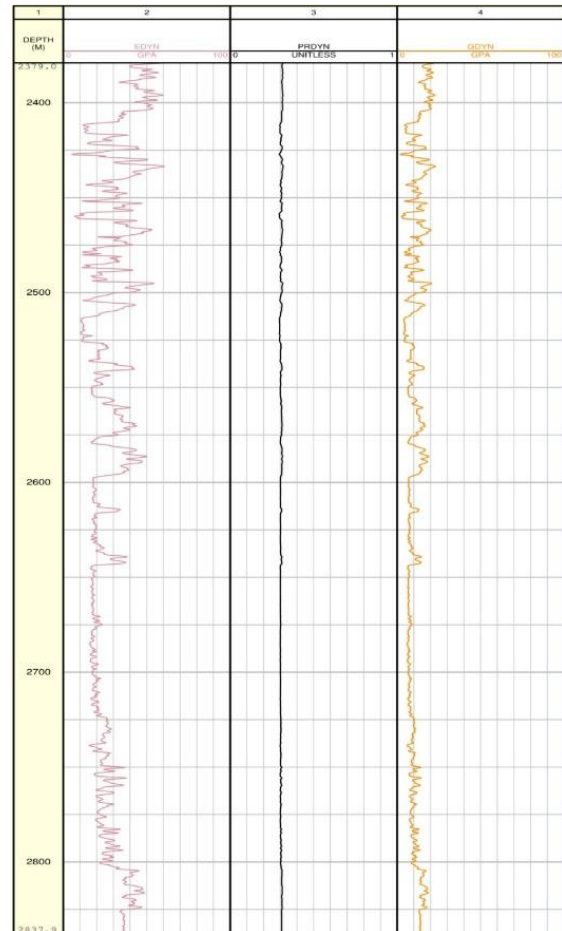
1. Sandstone
2. Limestone
3. Dolomite
4. Young's modulus
5. Shear modulus
6. Poisson ratio



شکل ۵. مقایسه مدول های الاستیک سنگ مخزن در حالت استاتیک و دینامیک

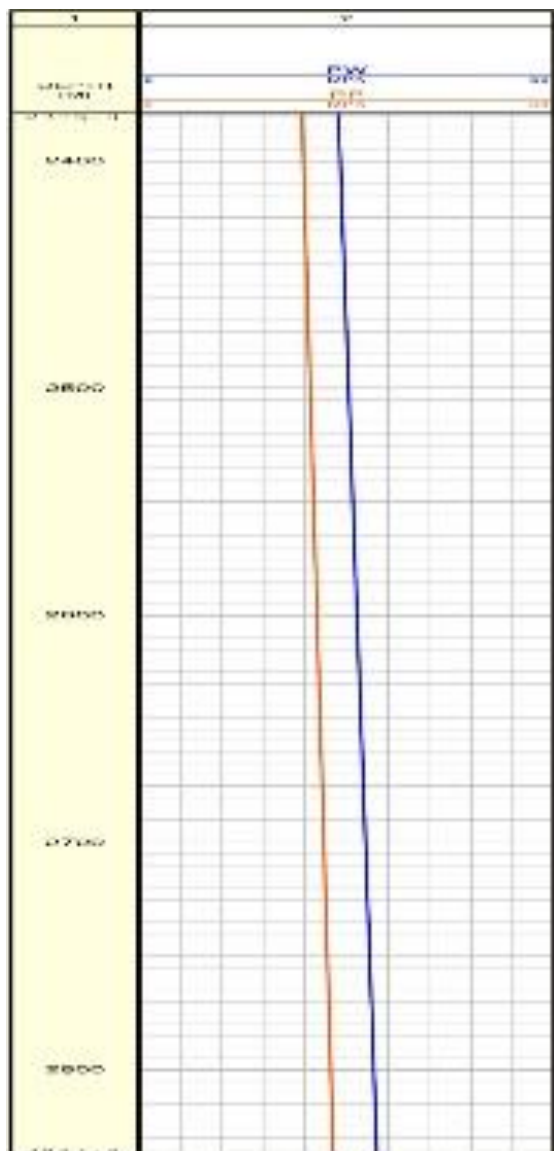
در این پژوهش با استفاده از روابط تجربی ارائه شده مقدار پارامتر مقاومت تراکمی تک محوره سنگ یا UCS محاسبه می شود. برای این منظور از رابطه زیر استفاده می شود (Hoseinpour and Riahi, 2022).

چون برای تبدیل مدول یانگ به حالت دینامیکی روابط متعددی وجود دارد نمودار ارتباط تجربی بین حالت دینامیک و استاتیک مدول یانگ رسم می شود (شکل ۴).



شکل ۴. نمودار ارتباط تجربی بین مدول یانگ دینامیک و استاتیک

بعد از تبدیل مدول ها از حالت دینامیک به حالت استاتیک، می توان با داده های خروجی به دست آمده نمودار تحلیلی چاه را نسبت به عمق به دست آورد. از مقایسه گراف های شکل (۵) مشخص می شود که مقادیر مدول یانگ دینامیک بزرگ تر از مدول یانگ استاتیک بوده و رابطه بین آنها خطی می باشد. معمولاً نسبت مدول یانگ دینامیک به مدول یانگ استاتیک به طور متوسط برابر با ۱/۵ می باشد. هرچه مدول یانگ سنگ مخزن بزرگ تر باشد اختلاف این دو مقدار کمتر و نسبت آنها به عدد یک نزدیک تر می شود. برای سنگ های با مدول پایین، اختلاف این دو مقدار بیشتر بوده و ضریب تصحیح بزرگتری مورد نیاز است.



شکل ۷. فشار منفذی و فشار گل در مخزن

منظور از تنش‌های اصلی در مکانیک سنگ و زمین‌شناسی ساختاری، تنش‌هایی هستند که بر روی صفحه اعمالی آن‌ها تنش برشی صفر باشد که با مشخصه‌های $(\sigma_H, \sigma_v, \sigma_h)$ نشان داده می‌شوند. در این پژوهش برای محاسبه تنش‌های اصلی از روابط بنیادین میدان تنش استفاده می‌شود که از این روش برای به دست آوردن تنش‌های اصلی در اعماق مختلف میدان نفتی مورد مطالعه استفاده شده است که بر مبنای مدل‌های دوگانه می‌باشد (رفتار سنگ مخزن بر مبنای الاستیک و پلاستیک در نظر گرفته می‌شود، این مسئله دقت محاسبات میدان تنش را بسیار بیشتر می‌کند).

داده‌های استخراج شده مورد نیاز برای محاسبه تنش‌های اصلی شامل:

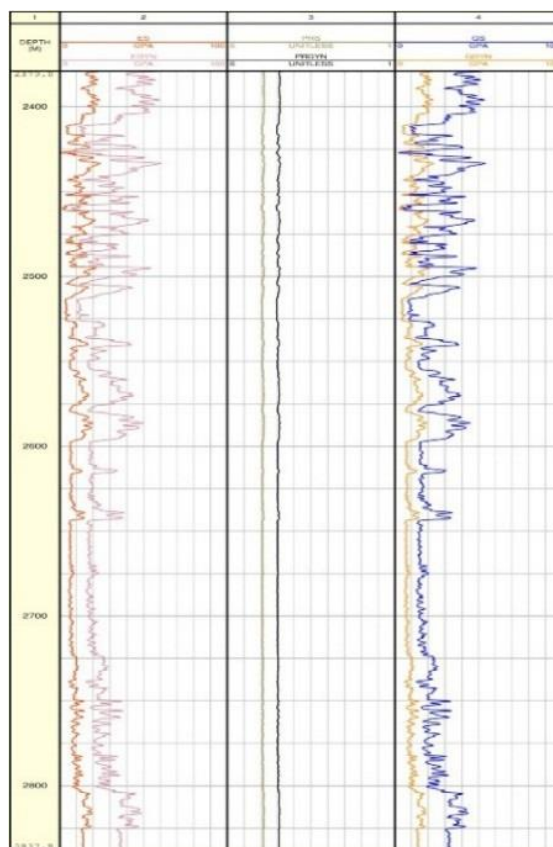
شتاب گرانش (g)، عمق (Z)، نسبت پواسون (ν)، ضریب

$$UCS = e^{-0.633 + \frac{246.540}{\Delta t}} \quad (4)$$

همچنین مقاومت کششی سنگ، T نیز بر اساس نوع سازند از UCS/8 تا UCS/12 تغییر پذیر است که برای مخزن مورد مطالعه مقدار آن طبق رابطه زیر می‌باشد.

$$T = \frac{UCS}{10} \quad (5)$$

خواص مقاومتی سنگ نسبت به عمق در شکل (۶) نشان داده شده است.

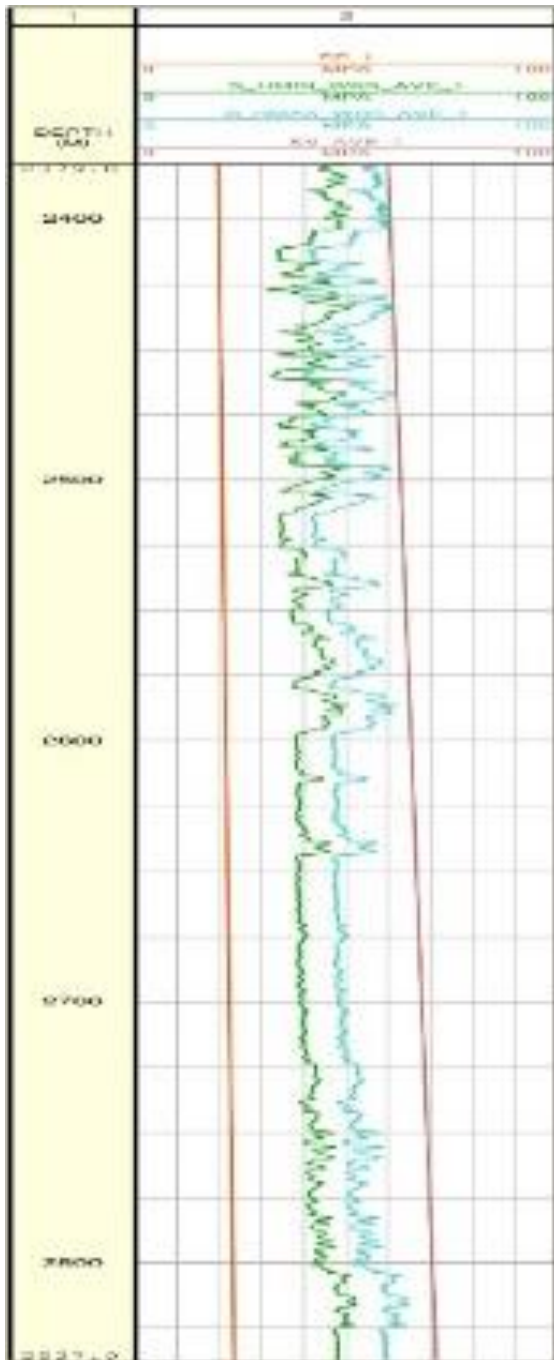


شکل ۶. خواص مقاومتی سنگ مخزن

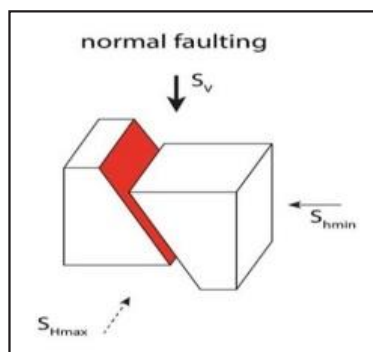
دو پارامتر فشار منفذی سنگ (P_p) و وزن گل حفاری (M_w) برای مدل‌سازی ژئومکانیکی چاه نیاز است. پارامتر فشار منفذی به کمک روش‌های well test قرائت می‌شود و پارامتر M_w از گزارشات حفاری روزانه استخراج می‌گردد. شکل (۷) نشان دهنده فشار منفذی و فشار گل نسبت به عمق در چاه حفاری می‌باشد.

۳-۱. محاسبه بزرگی تنش‌های برجا و تعیین رژیم تنش

در این مرحله باید مقادیر تنش‌های اصلی تخمین زده شود.



شکل ۸. تنش های برجا اصلی در مخزن



شکل ۹. نمایی شماتیک از طبقه بندی آندرسون (گسل نرمال)

بایوت (α)، فشار منفذی (P_p)، مدول یانگ استاتیکی (E_{sta})، چگالی متوسط سنگ (RHO_{Bavg}) و کرنش در جهت x و y (ϵ_x و ϵ_y) می باشد.

یکی از روش های مهم برای محاسبه تنش های افقی حداقل و حداکثر استفاده از روابط پروالاستیک (poroelastic) یا مدل کرنش سطحی می باشد. در این مدل با استفاده از مقادیر فشار روباره، مدول یانگ، ضریب پواسون و کرنش های افقی می توان مقادیر تنش های افقی را به دست آورد که روابط آن ارائه شده است (Han et al, 2019).

(۶)

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z) g dz \cong \bar{\rho} g z$$

(۷)

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_y$$

(۸)

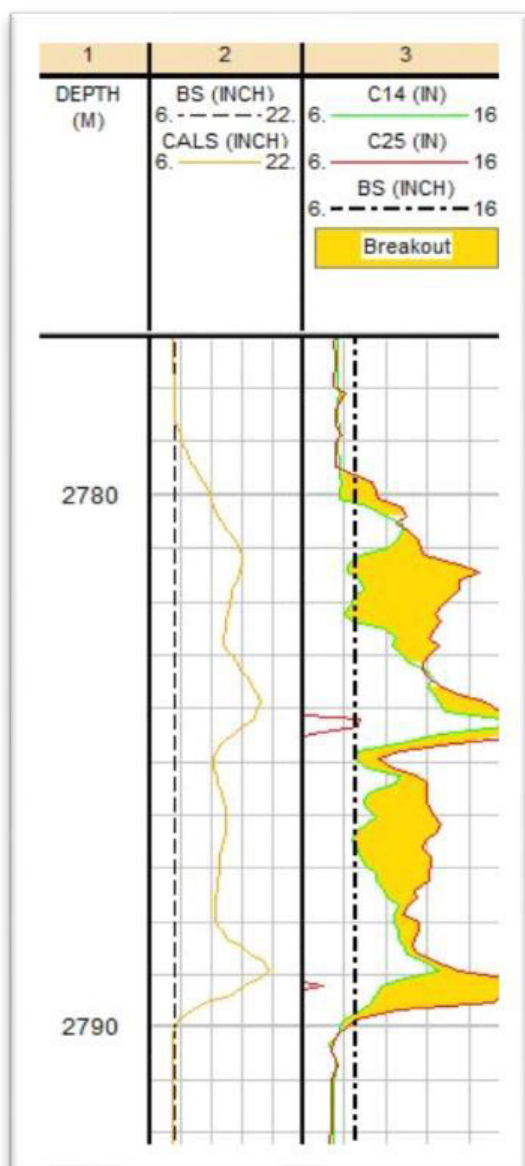
$$\sigma_H = \frac{\nu_{sta}}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu_{sta}}{1-\nu_{sta}} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1-\nu_{sta}^2} \epsilon_x + \frac{\nu_{sta} E_{sta}}{1-\nu_{sta}^2} \epsilon_y$$

ضریب بایوت (α) معمولاً از طریق آزمون های آزمایشگاهی تعیین می شود و مقدار آن از صفر (برای سنگ های سخت با تخلخل صفر) تا یک (برای سنگ های متخلخل در حوضه های رسوبی کم عمق) تعیین می کند.

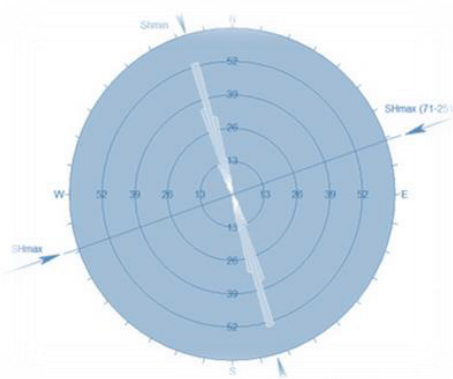
در این تحقیق مقدار $\alpha=1$ و $\epsilon_x=1.5$ و $\epsilon_y=0.5$ در نظر گرفته شده است. شکل (۸) تنش های به دست آمده را در عمق های مختلف نشان داده است.

بعد از به دست آوردن گراف تنش های برجا می توان آن ها را نسبت به یکدیگر مقایسه نمود و از نتایج آن، رژیم تنش حاکم در مخزن را به دست آورد. آندرسون^۱ سه نوع رژیم تنش را با استفاده از تئوری شکست موهر-کولمب ارائه نمود. طبقه بندی آندرسون، رژیم های گسل را بر اساس جهت و مقدار نسبی سه تنش اصلی توصیف می کند (Hashemi et al, 2014).

با توجه به این که سه تنش اصلی عبارتند از تنش قائم (S_v)، تنش افقی حداکثر (S_H) و تنش افقی حداقل (S_h) سه نوع رژیم تنش در درون زمین رخ می دهد. با بررسی شکل (۸) مشخص شد که تنش قائم بزرگ تر از تنش افقی حداکثر و تنش افقی حداکثر بزرگ تر از تنش افقی حداقل می باشد ($S_v > S_H > S_h$). این امر نشان دهنده رژیم تنش نرمال در تمامی نواحی موجود در مخزن می باشد و رژیم قالب از نوع گسل نرمال می باشد (شکل ۹).



شکل ۱۰. نمودارهای عمق، اندازه مته، قطریاب چاه همراه با ناحیه ریزش در چاه



شکل ۱۱. نمودار گل سرخی ابزار قطر یاب بمنظور تعیین امتداد تنش در جای حداقل در چاه

در نواحی ابتدایی مخزن مقادیر سه مولفه تنش به یکدیگر نزدیک می‌باشند و پایداری چاه در هر امتداد و آزمون نسبت به تنش‌ها تقریباً مساوی و مطلوب است. به عبارت دیگر چاه را می‌توان به هر طرف دلخواه کج کرد. اما پس از آن در نواحی میانی و پایانی دو تنش افقی تقریباً مساوی و با تنش قائم اختلاف زیادی دارند، بنابراین بهترین مسیر حفاری در امتداد و به موازات تنش قائم می‌باشد.

۲-۳. تعیین امتداد تنش‌های درجا با استفاده از ابزار قطریاب و لاگ تصویری

ابزار قطریاب در صنعت نفت بمنظور یافتن اطلاعاتی در مورد امتداد و شیب لایه‌بندی، اندازه و قطر چاه حفاری شده رانده می‌شود. بمنظور مشخص نمودن عارضه‌های زمین‌شناسی از دو پارامتر امتداد (راستا) و شیب استفاده می‌شود (Hoseinpour and Riahi, 2022).

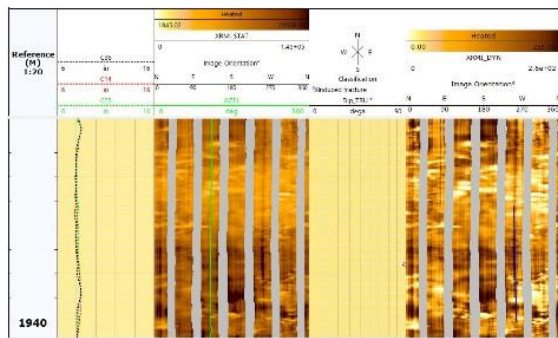
در مورد چاه مورد مطالعه داده‌های ابزار قطریاب شش بازویی بمنظور تعیین امتداد تنش‌های درجای میدان مورد بررسی قرار گرفت که نتایج در شکل (۱۰) ارائه شده است. رسم نمودار گل سرخی در محل‌های ریزش، امتداد تنش درجای افقی حداقل را مطابق شکل (۱۱) برابر با N19W تعیین می‌کند. همانطور که قبلاً بیان گردید، امتداد تنش درجای افقی حداکثر عمود بر راستای تنش افقی حداقل می‌باشد.

ابزارهای نمودارگیری تصویری مقاومتی بر اساس تفاوت مقاومت الکتریکی مصالح موجود در محیط پیرامون خود، تصاویری از محیط داخل چاه ارائه می‌دهد. شکستگی‌های برشی دیواره چاه در اثر تنش‌های برجا باعث می‌شوند که قطر چاه در یک راستای معین بیشتر شود و این عامل خود موجب می‌شود تا گل حفاری فاصله بین حسگر مقاومتی و دیواره چاه را پر نماید (Heidbach, O, 2018).

بنابراین ابزار به جای اینکه مقاومت دیواره چاه را نشان دهد، مقاومت گل حفاری را نشان می‌دهد. در چاه گل حفاری از نوع پایه آبی است. به عبارت دیگر ابزار در نواحی تغییر شکل‌های برشی دیواره (BB) رسانایی بالایی را نشان می‌دهد که در یک عمق مشخص ۱۸۰ درجه با هم اختلاف فاز دارند (۶). چاه دارای نمودارهای لاگ تصویری (XRMI) در حفره ۱/۲-۸ اینچ می‌باشد که از کیفیت و دقت بسیار خوبی برخوردار است. بمنظور تعیین امتداد تنش‌های اصلی افقی با استفاده از نرم‌افزار Techlog، نمودارهای تصویری بمنظور تعیین شکست برشی (ریزش دیواره) و شکست القائی با

در قسمت اول نمودار تصویری مطابق شکل (۱۳)، امتداد ریزش های دیواره چاه (BOBO) برابر با ۱۶۱-۳۴۱ درجه و در قسمت دوم نمودار تصویری مطابق شکل (۱۴)، امتداد ریزش های دیواره چاه برابر با ۱۶۶-۳۴۶ درجه است.

علاوه بر شکست های برشی همراه با قطور شدگی دیواره، شکستگی های کششی القاء شده از حفاری بر روی دیواره چاه^۱ یکی دیگر از برای تعیین امتداد تنش های درجای افقی اصلی است. این شکستگی ها زمانی که تمرکز تنش ها در دیواره چاه به میزانی افزایش یابند که سبب ایجاد شکستگی کششی شود، بر روی دیواره ایجاد می گردند (Mohammed 2017HQ). این نوع شکستگی ها معمولا در چاه های عمودی بصورت موازی با محور چاه بوجود می آیند. حداکثر تمرکز تنش ها در راستای تنش افقی حداقل است و این عامل موجب ایجاد گسیختگی های برشی در دیواره چاه می گردد. در حالتی که فشار درون چاه که در اثر حفاری به سنگ القاء می شود، اولین شکستگی کششی در دیواره چاه در راستایی که کمترین تمرکز تنش وجود دارد، ایجاد می شود. بنابراین با توجه به اینکه راستای تنش درجای افقی حداکثر هم راستا با تمرکز تنش حداقل است، در نتیجه شکستگی های القاء شده ناشی از حفاری در راستای تنش درجای افقی حداکثر است. در شکل (۱۵) تعدادی از شکستگی های کششی القائی در دیواره چاه نمایش داده شده است.



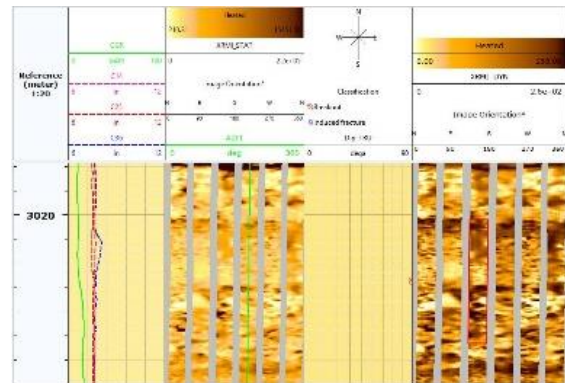
شکل ۱۵. تعیین نواحی شکست کششی القائی در بخشی از حفره باز ۸-۱/۲ اینچ چاه (C)

نمودارهای گل سرخی شکست های کششی (DIFs) تعیین شده در حفره باز ۸-۱/۲ اینچ چاه مورد مطالعه میدان مورد بررسی در شکل های (۱۶) و (۱۷) ارائه شده است.

۳-۳. تعیین میانگین راستای تنش درجای افقی حداکثر ($\sigma_{H\sigma_H}$)

بر اساس معادلات ماریا (۱۹۷۲)، امتداد BO و DIF با زاویه θ_i

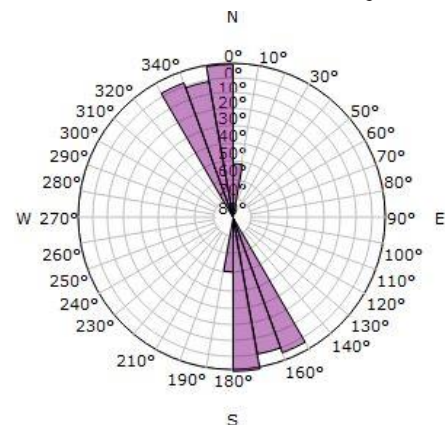
دقت بسیار زیادی مورد بررسی قرار گرفت. بخشی از نمودار تصویری XRMI چاه همراه با نمودار قطریاب شش بازو بمنظور تعیین نواحی ایجاد شکست برشی (ریزش دیواره) در شکل های (۱۲) و (۱۵) نمایش داده شده است.



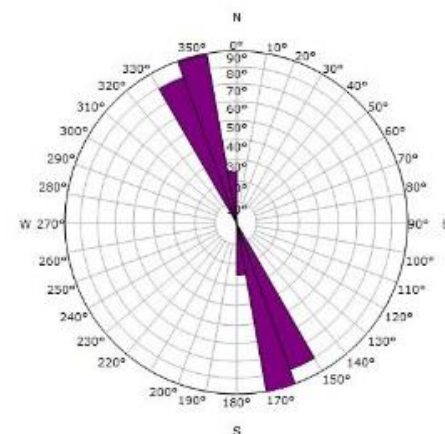
شکل ۱۲. تعیین نواحی شکست برشی (ریزش دیواره) در

بخشی از حفره باز ۸-۱/۲ اینچ چاه

نتایج بررسی امتداد تنش های اصلی درجای افقی توسط نمودار تصویری در حفره باز ۸-۱/۲ اینچ چاه (C) در شکل (۱۳) و (۱۴) ارائه شده است.



شکل ۱۳. نمودار گل سرخی امتداد تنش افقی حداقل (σ_h) در قسمت اول نمودار تصویری چاه



شکل ۱۴. نمودار گل سرخی امتداد تنش افقی حداقل (σ_h) در قسمت دوم نمودار تصویری چاه

جدول ۲. پارامترهای روش وزنی عددی و طولی بمنظور

تعیین میانگین راستای تنش درجای حداکثر

روش وزنی عددی		روش وزنی طولی	
تعداد	n	مجموع طول	L
پارامتر C	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \cos \theta_i^*$	پارامتر C	$\frac{1}{L} \sum_{i=1}^n l_i \cos \theta_i^*$
پارامتر S	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sin \theta_i^*$	پارامتر S	$\frac{1}{L} \sum_{i=1}^n l_i \sin \theta_i^*$
θ_m	$\frac{1}{2} \arctan(S/C)$	θ_m	$\frac{1}{2} \arctan(S/C)$
پارامتر R	$(C^2 + S^2)^{\frac{1}{2}}$	پارامتر R	$(C^2 + S^2)^{\frac{1}{2}}$
انحراف استاندارد	$\frac{360}{2\pi} (-\frac{1}{2} \ln R)^{\frac{1}{2}}$	انحراف استاندارد	$\frac{360}{2\pi} (-\frac{1}{2} \ln R)^{\frac{1}{2}}$

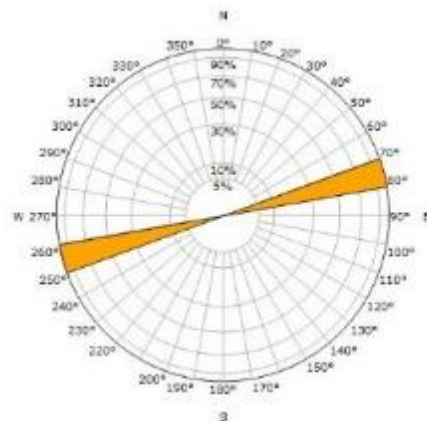
جدول ۳. نتایج محاسبه پارامترهای روش وزنی عددی و

طولی بمنظور تعیین میانگین راستای تنش درجای حداکثر

روش وزنی عددی		روش وزنی طولی	
تعداد	۸۷	مجموع طول	۱۰۳/۱۵
پارامتر C	۰/۸۱۶	پارامتر C	۰/۸۲۵
پارامتر S	-۰/۵۲۳	پارامتر S	-۰/۵۲۷
θ_m	-۱۶/۳	θ_m	-۱۶/۳۰
پارامتر R	۰/۹۶۹	پارامتر R	۰/۹۸
انحراف استاندارد	۷/۲۱	انحراف استاندارد	۵/۹۳

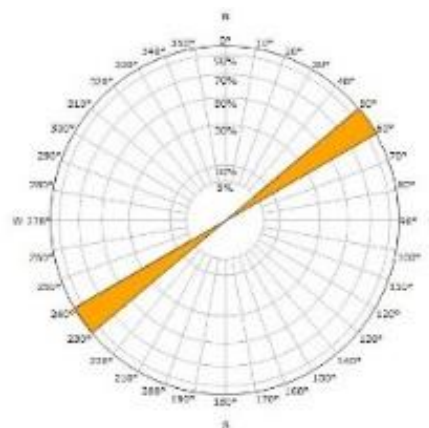
۶/۵ درجه است. نتایج حاصل از روش وزنی طولی مطابق با نمودارهای گل سرخی در شکل‌های (۱۳)، (۱۴)، (۱۶) و (۱۷) می‌باشد.

در پروژه نقشه تنش جهان، معیارهای تعیین کیفیت راستای تنش‌های درجای افقی حداکثر با استفاده از داده‌های ریزش دیواره چاه در جدول (۴) ارائه شده است.



شکل ۱۶. نمودار گل سرخی امتداد تنش افقی حداکثر (σ_H)

در قسمت اول نمودار تصویری چاه (σ_H)



شکل ۱۷. نمودار گل سرخی امتداد تنش افقی حداکثر (σ_H)

در قسمت دوم نمودار تصویری چاه (σ_H)

θ_i^* معرفی می‌شود. زوایای بین ۳۶۰-۱۸۰ درجه معادل زوایای ۱۸۰-۰ درجه است. زاویه مورد نظر جهت انجام محاسبات بر حسب درجه به صورت رابطه (۹) تعیین می‌گردد.

(۹)

$$\theta_i^* = 2\theta$$

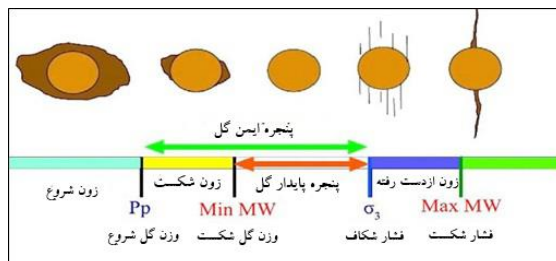
بمنظور تعیین میانگین راستای تنش درجای افقی حداکثر دو روش وزنی عددی^۱ و طولی^۲ معرفی می‌گردد. خلاصه این دو روش در جدول (۲) ارائه شده است.

لازم بذکر است که θ_m میانگین راستای تنش درجای افقی حداکثر است. نتایج محاسبات پارامترهای جدول (۲) مربوط به چاه مورد مطالعه در جدول (۳) بیان شده است. بنابراین با توجه به نتایج جدول (۳)، راستای تنش درجای افقی حداکثر برابر با N16W-S16E و جهت تنش درجای افقی حداکثر برابر با N74E-S74W با انحراف استاندارد

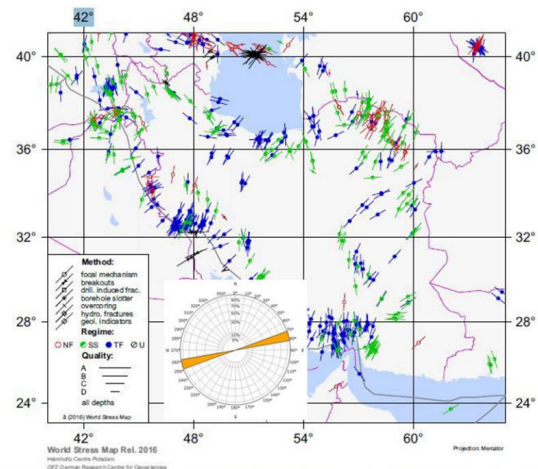
پارامتر	کیفیت A-	کیفیت B-	کیفیت C-	کیفیت D-	کیفیت E-
تعداد ریزش مجزا	بیشتر یا مساوی ۱۰	بیشتر مساوی ۶	بیشتر مساوی ۴	کمتر از ۴	بدون ریزش
مجموع طول ریزش	بیشتر یا مساوی ۱۰۰ متر	بیشتر یا مساوی ۴۰ متر	بیشتر یا مساوی ۲۰ متر	کمتر از ۲۰ متر	-

جدول ۴. امتیازدهی WSM به روش مطالعه گسیختگی های برشی دیواره چاه با استفاده از ابزار نمودار تصویری

و پنجره پایدار گل حفاری (stable mud window) مشخص و تحلیل پایداری چاه انجام می شود.



شکل ۱۹. محدوده های مختلف پنجره های گل حفاری (Hoseinpour and Riahi, 2022)



شکل ۱۸. نقشه تنش ایران برگرفته از نقشه تنش جهان (۲۰۱۶) همراه با مشخص نمودن میدان مورد بررسی (۱:۲۵۰۰۰۰) (مطیعی ۱۳۸۹) (Rahimi R, 2014)

همان گونه که در شکل (۱۹) مشاهده می شود پنجره ایمن گل حفاری بین P_p و σ_3 می باشد و پنجره پایدار گل حفاری بین σ_3 و Min MW قرار دارد. همچنین از این نمودار می توان نتایج بیشتری نیز به دست آورد، مانند فشار شکست سازند (Fracture Pressure) و منطقه هرزروی گل (Loss zone) و همچنین فشار شکستن و از دست دادن سازند (Breakdown Pressure). در شکل (۲۰) پنجره ایمن گل و نمودار تحلیل پایداری چاه مورد مطالعه مشاهده می شود.

۳-۵. آنالیز ایجاد شکستگی و گسلش در سنگ مخزن در ادامه جهت بررسی وضعیت لایه های مختلف مخزن به لحاظ پتانسیل تشکیل گسل و شکستگی، می بایست مقادیر مسیر تنش و مسیر تنش بحرانی تعیین و مقایسه گردند. رابطه مسیر تنش که برابر نسبت تغییر تنش افقی به تغییر در فشار منفذی است:

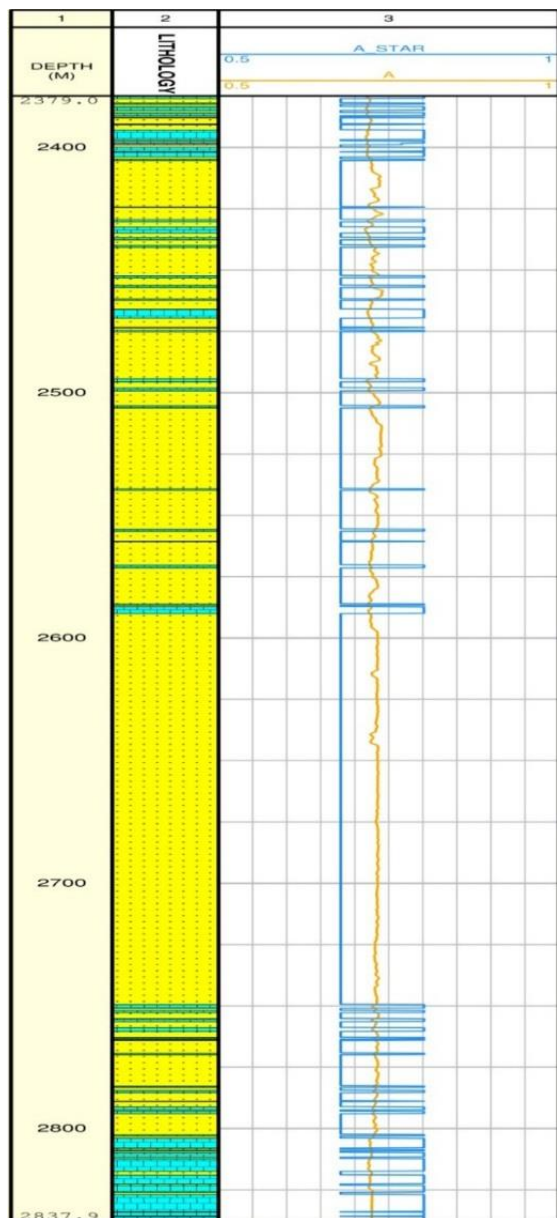
$$A = \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) = \frac{\Delta S_{Hor}}{\Delta P_p} \quad (10)$$

در رابطه فوق ν نسبت پواسون و α ضریب بایوت می باشد

بنابراین با توجه به امتیازدهی WSM در جدول (۴) و نتایج محاسبات روش وزنی طولی در جدول (۳)، تعیین راستا و مقدار تنش در جای افقی حداکثر در چاه میدان مورد بررسی دارای امتیاز (A) است. بمنظور بررسی میزان تطبیق راستای تنش های در جای افقی پیش بینی شده در چاه مورد مطالعه و جهت تنش های حوضه زاگرس، از نقشه تنش ایران در سال (۲۰۱۶) مطابق شکل (۱۸) استفاده می شود. میدان مورد بررسی در مختصات $31/32^\circ$ شمالی و $48/53^\circ$ شرقی قرار گرفته است. همانطور که در شکل (۱۸) مشاهده می گردد، راستای تنش در جای حداکثر افقی محاسبه شده در میدان مورد بررسی با راستای تنش های زاگرس مطابقت دارد و دارای رژیم تنشی نرمال است.

۳-۴. تحلیل پایداری دیواره چاه

در این مرحله مفهوم پنجره ایمن گل (safe mud window)

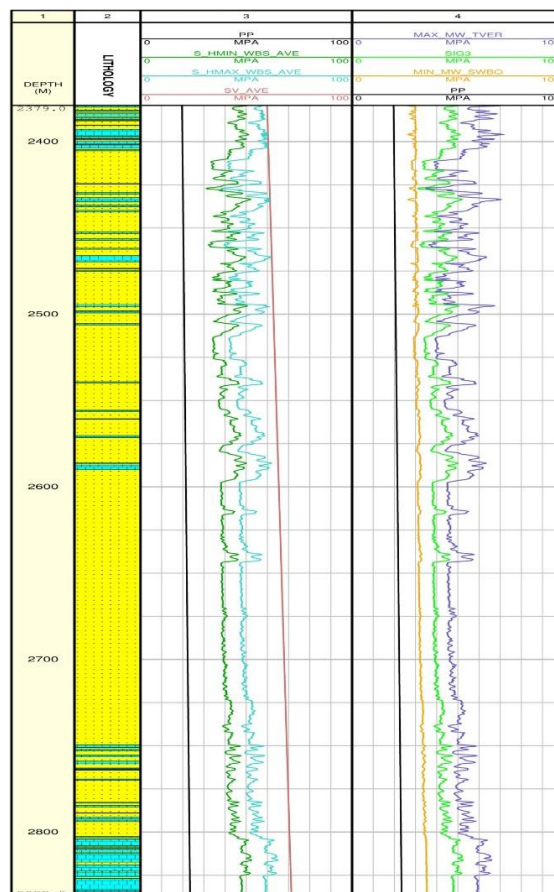


شکل ۲۱. مقایسه مسیر تنش و مسیر تنش بحرانی در مخزن

۴. نتیجه‌گیری

از مطالعات صورت گرفته در این پژوهش نتایج زیر بدست آمده است:

- ۱- میانگین مقاومت فشاری تک محوری UCS برابر با ۲۸/۴۹۷۹ مگاپاسکال و میانگین مقاومت کششی برابر با ۲/۸۴۹۷۹ مگاپاسکال محاسبه شد.
- ۲- فشار منفذی (P_p) برابر با ۱۹/۷۹ مگاپاسکال و وزن گل حفاری (M_w) ۲۴/۲۳ مگاپاسکال قرائت شد.
- ۳- تنش قائم ($\sigma_v = S_v$) برابر با ۶۰/۳۳ مگاپاسکال، تنش افقی کمینه ($\sigma_h = S_h$) برابر با ۴۱/۷۱ مگاپاسکال و تنش افقی بیشینه ($\sigma_H = S_H$) برابر با ۵۸/۶۶ مگاپاسکال محاسبه



شکل ۲۰. مدل ژئومکانیکی ساخته شده برای چاهی در مخزن آسماری، میدان اهواز

$(1\alpha=)$

و رابطه مسیر تنش بحرانی که از رابطه زیر به دست می‌آید:

(۱۱)

$$A^* = 1 - \frac{1}{(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu)^2}$$

در رابطه فوق μ ضریب اصطکاک سنگ است که برای نواحی ماسه سنگ ($\mu=0.6$)، نواحی سنگ آهک ($\mu=0.9$) و نواحی دولومیت ($\mu=0.8$) در نظر گرفته شده است. شکل (۲۱) تمامی نواحی و محدوده‌هایی از مخزن مذکور با قابلیت تشکیل گسل را نشان می‌دهد. همان‌طور که در نمودار شکل (۲۱) مشخص است در نواحی میانی مخزن و تمامی نواحی که جنس سنگ مخزن ماسه سنگ می‌باشد مقادیر پارامتر مسیر تنش از مقادیر پارامتر مسیر تنش بحرانی که محاسبه شده است بیشتر می‌باشد. بنابراین در محدوده‌های مذکور تنها امکان ایجاد گسل وجود دارد و در بقیه نواحی و لایه‌های دیگر بدون توجه به مقدار تولید و تخلیه شدن، امکان تشکیل گسل وجود نخواهد داشت.

شد.

- ۴- پنجره ایمن گل حفاری بین $(19Pp/79)$ و $(41\sigma_3/75)$ و همچنین پنجره پایدار گل بین $(Min MW=24/23)$ و فشار هرزروی آن در این مخزن برابر σ_3 یا همان مقدار تنش افقی حداقل می باشد که میانگین آن به طور تقریبی برابر با ۴۱,۷۵ مگاپاسکال می باشد.
 - ۵- رژیم تنش در مخزن مذکور گسل نرمال می باشد و بهترین جهت حفاری ایمن در این مخزن به موازات تنش قائم می باشد. بنابراین با توجه به نتایج، راستای تنش درجای افقی حداقل برابر با N16W-S16E و جهت تنش درجای افقی حداکثر برابر با N74E-S74W با انحراف استاندارد ۶/۵ درجه است.
 - ۶- بر اساس مقادیر تنش های مماسی، محوری و شعاعی $(\sigma_{\theta\theta} \geq \sigma_{zz} \geq \sigma_{rr})$ ، مدل شکست برشی SWBO یا شکستگی برشی گسترده است و مقدار فشار گل (Pw) محاسبه شده بر اساس این مدل ۲۹/۱۱ مگاپاسکال، و بر اساس مدل شکست کششی TVER مقدار فشار گل ۲۵/۱۳-۱۷/۸۱ است.
 - ۷- مقدار مسیر تنش $A=0/66$ و مقدار بحرانی تنش $A^* = 0/67A^* = 0/67$ محاسبه شد، که با توجه به نزدیکی این دو مقدار با برداشت از مخزن و کاهش فشار منفذی، احتمال ایجاد گسل نرمال در مخزن وجود دارد.
 - ۸- احتمال ایجاد گسل بیشتر در لایه های ماسه سنگی سازند در مخزن مورد مطالعه وجود دارد و در دیگر لایه ها مانند سنگ آهک و دولومیت در طول زمان تولید احتمال تشکیل گسل وجود ندارد.
- ۵. منابع:**
- مطیعی، ح.، ۱۳۸۹. مقدمه ای بر ارزیابی مخازن نفت زاگرس (برای زمین شناسان)، نشر آراین زمین.
- Abdideh, M., and Fathabadi. M.R., 2013. 'Analysis of stress field and determination of safe mud window in borehole drilling (case study: SW Iran)', Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 3, 105-10.
- Bashmagh, N.M., Lin, W., Murata, S., Yousef, F., Radwan, A.E., 2022. Magnitudes and orientations of present-day in-situ stresses in the Kurdistan region of Iraq: insights into combined strike-slip and reverse faulting stress regimes. Journal of Asian Earth Sciences, 239,105398.
- Darvishpour, A., Seifabad, M.C., Wood, D.A., Ghorbani, H. 2019. Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers. Petroleum Exploration and Development, 46,1031–1038.
- Gholami, R., Aadnoy, B., Foon, L.Y., Elochukwu, H., 2017. A methodology for wellbore stability analysis in anisotropic formations: a case study from the Canning Basin, Western Australia. Western Australia: Journal of Natural Gas Science and Engineering, 37,341–360.
- Han, Y., Liu, C., Phan, D., Alruwaili, K., Abousleiman, Y., 2019. Advanced wellbore stability analysis for drilling naturally fractured rocks. In: SPE middle east oil and gas show and conference.
- Hashemi, S.S., Taheri, A., Melkounian, N., 2014. Shear failure analysis of a shallow depth unsupported borehole drilled through poorly cemented granular rock, Engineering geology 183,39–52.
- Heidbach, O., M., Rajabi, X., Cui, K., Fuchs, B., Müller, J., Reinecker, K., Reiter, M., Tingay, F., Wenzel, F., Xie, M. O., Ziegler, M.-L., Zoback, and Zoback M. D., 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales: Tectonophysics, 744, 484-498.
- Hoseinpour, M. and Riahi, M.A. 2022.



Determination of the mud weight window, optimum drilling trajectory, and wellbore stability using geomechanical parameters in one of the Iranian hydrocarbon reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 12, 63–82,

Lorenz, J.C., 1999. Stress-sensitive reservoirs. *Journal of petroleum technology*, 51, 61-63.

Mohammed, H.Q. 2017. Geomechanical analysis of the wellbore instability problems in Nahr Umr Formation southern Iraq. Missouri University of Science and Technology. https://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7695.

Rahimi, R., 2014. The effect of using different rock failure criteria in wellbore stability analysis. Missouri University of Science and Technology. Missouri University of Science and Technology ProQuest Dissertations & Theses, 1561248.

