

شناسایی توزیع شکستگی‌ها و تعیین تنش‌های برجای افقی در یکی از میادین نفتی خلیج فارس با استفاده از نگار تصویری FMI

سارا غلامی^۱، رمضان رضوانی اومالی^۲، علی اکبر مومنی^{۳*}، مینا شفیعی آبادی^۴

پذیرش مقاله: ۱۴۰۰/۱۱/۰۴

دریافت مقاله: ۱۴۰۰/۰۶/۰۳

چکیده

در مخازن هیدروکربوری سازندهای سخت، استخراج هیدروکربور و توسعه میدان به شدت به شرایط ژئومکانیکی مخزن مانند وضعیت شکستگی‌ها و گسل‌های موجود و شرایط تنش‌های برجا، وابسته است. لاگ‌های تصویری ابزار قدرتمندی هستند که در چند دهه اخیر برای ارزیابی شرایط ژئومکانیکی مخازن هیدروکربوری به کار گرفته شده‌اند. در این پژوهش با استفاده از لاگ تصویری FMI که قدرت تفکیک، درصد پوشش و دقت بسیار بالایی دارد، وضعیت انواع شکستگی، گسل و شرایط تنش برجا در سازند عرب بالایی در یکی از میادین خلیج فارس مورد بررسی قرار گرفت. بر این اساس تعداد ۲۰۶ شکستگی باز در غالب ده زون خرد شده با روند N60E-S60W و ۹۶ شکستگی بسته با دو روند N50E-S45E , N45W-S45E , S50W در سازند عرب بالایی چاه A تشخیص داده شد که عمدتاً از نوع شکستگی‌های طولی بودند. همچنین بر اساس شکستگی‌های القایی و ریزش جداره چاه مشاهده شده، راستای تنش‌های افقی حداکثر و حداقل به ترتیب N50E-S50W و N40E-S40W بدست آمد.

کلید واژه‌ها: شکستگی، نگار تصویری FMI، تنش‌های برجا، شکستگی‌های القایی، ریزش دیواره چاه.

۱. دانشجوی کارشناسی ارشد تکتونیک، دانشگاه صنعتی شاهرود

۲. عضو هیات علمی دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود

۳. عضو هیات علمی دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود Ali_moomeni@yahoo.com

۴. دانشجوی کارشناسی ارشد اکتشاف نفت، دانشگاه صنعتی شاهرود

* مسئول مکاتبات

۱. مقدمه

از لحاظ تعداد و بدون توجه به حجم هیدروکربورها تقریباً ۹۰ درصد مخازن بزرگ ایران کربناته می‌باشند. وجود شبکه‌های شکستگی از مشخصه‌های مهم مخازن کربناته است، که این شبکه‌ها می‌توانند معابری برای حرکت سیال مخزن باشند (McCoss, 1986). شکستگی‌های باز مسیر حرکت هیدروکربور به سوی چاه را ایجاد می‌کنند و می‌توانند مخازن با تراوایی پایین را به مخازنی با تولید بالا تبدیل نمایند و شکستگی‌های پر شده به عنوان سدی در برابر حرکت هیدروکربور به سمت چاه هستند. یک روش برای به دست آوردن اطلاعات زیرزمینی، تعیین مناطق دارای شکستگی، سطوح لایه‌بندی و ... گرفتن مغزه از دیواره چاه است ولی با توجه به اینکه مغزه‌گیری مستلزم صرف زمان و هزینه بالا بوده و گاهی نیز به دلیل وجود شکستگی‌های فراوان درصد بازیافت مغزه‌ها پایین می‌آید، از اینرو نمودارهای تصویری با قدرت تفکیک بالا از دیواره چاه انقلابی در ارزیابی مخازن نفتی ایجاد کرده است (Prensky, 1999; Momeni et al., 2019).

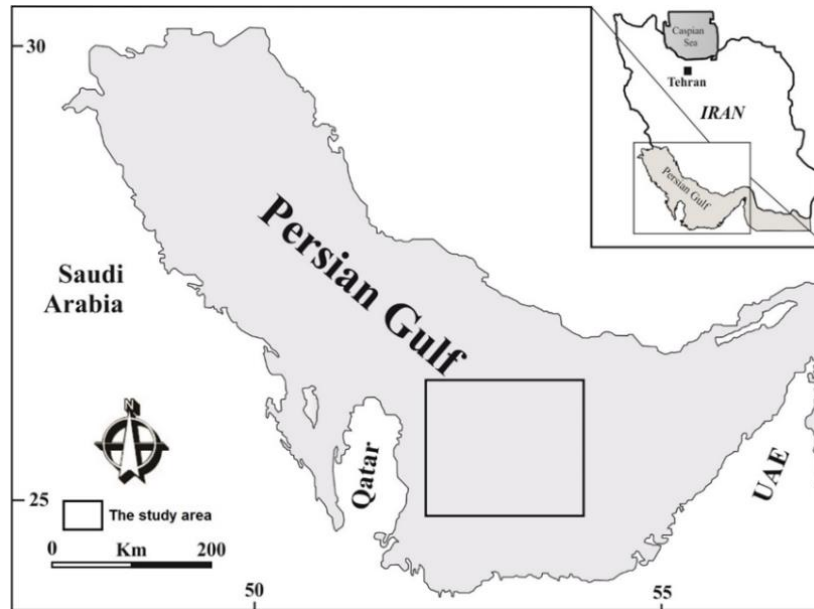
نگار تصویری FMI از مدرنترین لاگ‌های تصویرگر است که قدرت تفکیک، درصد پوشش و دقت بسیار بالایی داشته و به فراوانی در مخازن شکافتار برای ارزیابی شکستگی‌ها به کار گرفته می‌شود. قدرت تفکیک FMI، 0.2 اینچ بوده و توانایی تشخیص جزئیات تا 50 میکرون را دارد (Shahinpour, 2013). به دلیل اینکه ناپایداری دیواره چاه از مشکلات اساسی در عملیات حفاری چاه‌های نفت و گاز می‌باشد در بسیاری از میدان‌های نفتی برای کاهش هزینه‌ها و افزایش تولید و بازدهی بیشتر مخازن نفت و همچنین کاهش مشکلات حفاری به مطالعات پایداری و تعیین مسیر بهینه حفاری نیاز می‌باشد (Zare et al., 2010). از جمله موارد دارای اهمیت در مطالعه پایداری دیواره چاه، تعیین تنش‌های برجا است. آگاهی از رژیم تنش برجا برای پژوهشگران علوم زمین به ویژه زمین شناسان و مهندسی مخزن دارای اهمیت بسیار زیادی است. مطالعات زیادی در زمینه شناسایی شکستگی‌ها و تنش‌ها صورت گرفته

است. لین و همکاران (Lin et al., 2010) با بررسی شکستگی‌های برشی موجود در یکی از چاه‌های تایوان، تغییرات جهت تنش‌های برجا در اطراف زون‌های گسلی را بررسی کردند. تینگای و همکاران (Tingay et al., 2010) به مطالعه تنش‌های افقی در منطقه شرق هیمالیا پرداختند. عزتی و همکاران (Ezati et al., 2014) به بررسی شکستگی‌ها و تنش‌های برجا در چاه‌های منطقه جنوب غرب ایران واقع در سازند دالان پرداختند. علیزاده و همکاران (Alizadeh et al., 2015) تنش‌های درجا را در میدان گچساران با استفاده از نمودارهای تصویری مورد آنالیز قرار دادند. پردانا و همکاران (Perdana et al., 2020) به توصیف ساختارهای زیرسطحی و تعیین جهت‌گیری تنش‌ها با نگار FMI و سونیک در نوادا ایالات متحده آمریکا پرداختند. نیو و همکاران (Niu et al., 2020) شکستگی‌ها و تنش‌های برجا در بوهای چین را مورد ارزیابی قرار دادند. هدف اصلی این پژوهش شناسایی شکستگی‌ها شامل انواع درزه و گسل و همچنین تعیین جهت تنش‌های موجود با استفاده از ریزش‌های درون‌چاهی و شکستگی‌های القایی موجود در سازند عرب بالایی یکی از میدان‌های نفتی خلیج فارس می‌باشد.

۲. موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی

میدان نفتی مورد مطالعه از یک تاقدیس نامتقارن به ابعاد تقریبی ۱۱ کیلومتر در ۱۴ کیلومتر تشکیل شده که در بخش مرزی خلیج فارس قرار گرفته است (شکل ۱). از نظر ساختاری میدان مورد مطالعه در مرز جنوبی کمربند زاگرس چین‌خوده که یکی از معروفترین کمربند‌های هیدروکربور زایی دنیا بوده، قرار دارد. در این میدان بخش بالایی سازند سورمه که در منطقه مرکزی و شرق خلیج فارس و فارس ساحلی و کشورهای حاشیه جنوب خلیج فارس تحت عنوان سازند عرب شناخته می‌شود (Beigi et al., 2017)، نقش سنگ مخزن را دارد. این سازند از توالی آهک و دولومیت تشکیل شده و در بخش بالایی به انیدریت هیث که نقش سنگ پوش را دارد، ختم می‌شود (شکل ۲). داده‌های مورد استفاده جهت انجام این پژوهش، متعلق به دو چاه از این میدان بوده و جهت سهولت در مطالعه، چاه اول به

۷ (U1 تا U7) زیربخش و چاه دوم به ۸ (U1 تا U8) زیر بخش تقسیم شده است که در قسمت‌های بعدی توضیحات مربوط به آن بیان شده است.



شکل ۱. موقعیت جغرافیایی میدان نفتی مورد مطالعه

Stratigraphy			Formation		Age	Formation	Member	Lithology
Jurassic	Upper	Tithonian	Hith		Kimmeridgian-Tithonian	Upper Arab	A	[Red brick pattern]
			Upper Surmeh	Arab			B	
		Kimmeridgian	Middle Surmeh	Jubaila			C	
				Hanifa			D	
	Middle	Oxfordian	Lower Surmeh	Tuwaigh Mt.		[Blue brick pattern]		
				Upper Dhruma				
				Middle Dhruma				
				Lower Dhruma				
				Bajocian				
				Bathonian				

شکل ۲. ستون چینه‌شناسی سازند سورمه (Sharifi-Yazdi et al., 2020)

۳. مواد و روش‌ها

داده‌های حاصل از چاه در ابتدا به صورت یکسری داده‌های عددی خام است که بوسیله نرم‌افزار Geolog تصحیحات مختلفی برای ایجاد تصویر با کیفیت بالا، بر روی آن انجام گرفت تا برای تفسیر قابل استفاده گردند. در مرحله بعدی عوارض شناسایی شده توسط ابزار تصویرگر در مخزن مورد مطالعه نظیر لایه‌بندی، گسل، شکستگی‌های طبیعی و القایی، استیلولیت‌ها و ریزش‌های درون چاهی مشخص شدند. پس از مشخص کردن این ناپیوستگی‌ها، مشخصات هندسی آنها استخراج شد و نهایتاً رزدیگرام و کنتور دیگرام عارضه‌های مهم کشیده شد تا نوع و ژنز آنها مورد ارزیابی قرار گیرد. از جمله موارد دارای اهمیت در مطالعه پایداری دیواره چاه، تعیین تنش‌های برجا است. در تعیین جهت تنش‌های افقی در اعماق چاه، پدیده‌های مختلف زمین‌شناسی همچون استیلولیت، شکستگی‌های برشی، شکستگی‌های کششی، ریزش‌های درون چاهی و ... می‌توانند به کار گرفته شوند (Tingay, 2005). بر روی نمودارهای تصویرگر عوارض زیادی قابل مشاهده است اما دو عارضه‌ای که برای تعیین جهت تنش‌ها در این پژوهش استفاده می‌شوند، ریزش درون چاهی و شکستگی‌های القایی می‌باشند.

۳-۱. شکستگی باز

شکستگی‌های باز معمولاً توسط گل حفاری پر می‌شوند. اگر گل رسانا باشد مقاومتی که در این قسمت توسط ابزار تصویری ثبت می‌شود از زمینه سنگ کمتر است و به صورت یک موج سینوسی کامل یا ناپیوسته تیره رنگ در نمودارهای تصویری دیده می‌شوند (شکل ۳). لذا در صورت شناسایی امواج سینوسی به رنگ تیره، می‌توان آنها را به شکستگی باز نسبت داد. در صورتی که مخزن دارای تعداد زیادی از این نوع شکستگی‌ها باشد پتانسیل تولید بالایی دارد. در واقع نفوذپذیری با توان سوم بازشدگی دهانه شکستگی ارتباط مستقیم داشته و عملاً مهمترین نقش را در تراوایی سازندهای سخت بازی می‌کند (Serra, 1989).

۳-۲. شکستگی بسته

این شکستگی‌ها معمولاً توسط بلورهای کلسیت یا دیگر کانی‌های بلورین پر می‌شوند که بسیار مقاوم بوده و در روی نمودارهای تصویری به صورت یک موج سینوسی روشن ظاهر می‌شوند (شکل ۳) (Serra, 1989). مضاف بر آن اگر مقاومت مواد پرکننده شکستگی‌ها بیشتر از ماتریکس باشد، آثاری از هاله در اطراف شکستگی پر شده به نظر می‌رسد. اثر هاله‌ای یک نشان متداول برای شناسایی شکستگی‌های پر شده در کربنات‌ها است (Khoshbakht, 2009). بنابراین در صورت شناسایی امواج سینوسی به رنگ روشن که غالباً دارای یک هاله نیز می‌باشند، می‌توان این عوارض را به شکستگی بسته نسبت داد.

۳-۳. گسل

گسل‌ها عوارضی مثل شکستگی‌ها هستند، با این تفاوت که میزان جابجایی صفحات در گسل‌ها بیشتر است (شکل ۳). شواهدی که به شناسایی گسل کمک می‌کنند عبارت‌اند از (Serra, 1989):

- تغییر ناگهانی در شیب و امتداد لایه‌بندی
- قطع شدگی ناگهانی لایه‌بندی در محل صفحه گسل
- تغییر ناگهانی در جهت و زاویه انحراف چاه
- جابجایی در روند تنش‌های درجا
- وجود تراکم شکستگی در حوالی گسل

در این پژوهش گسل شناسایی شده بر مبنای تغییر و بهم ریختگی در روند ریز لایه و تراکم شکستگی بوده است.

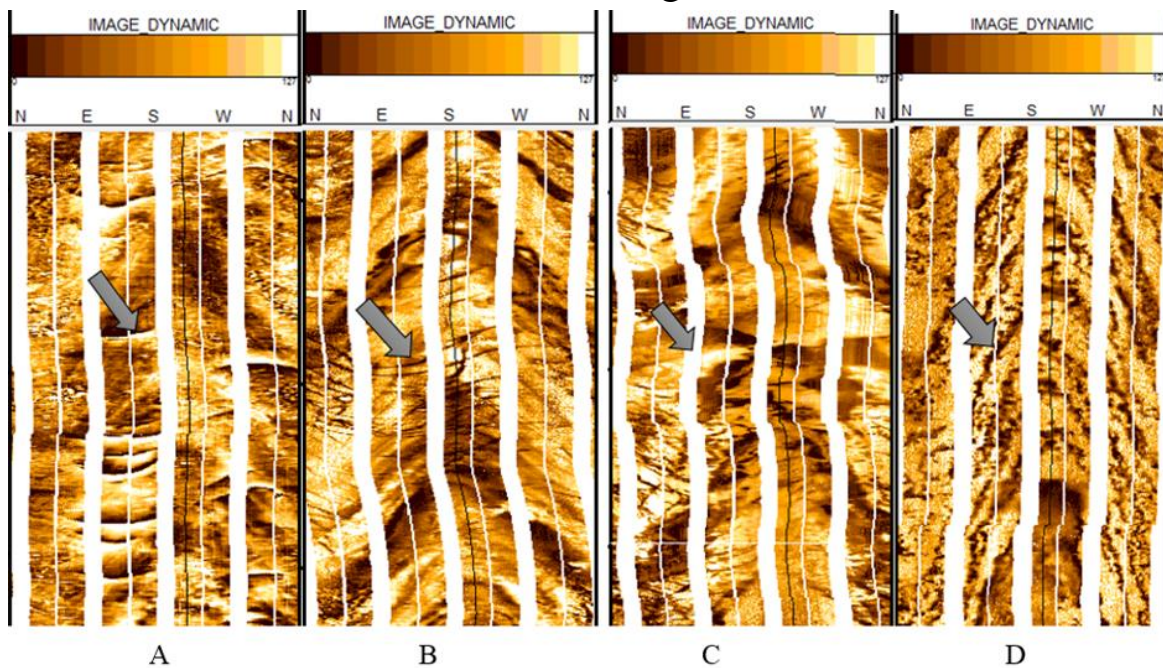
۳-۴. استیلولیت

استیلولیت‌ها به عنوان سطوحی انفصالی و بی‌قاعده هستند که بین دو قطعه سنگ بوجود می‌آیند که در امتداد این سطح زیگزاگ دو قطعه سنگ در هم فرو رفته و یا در هم قفل شده‌اند. در سطح استیلولیت‌ها مواد غیر محلول به صورت رگه متمرکز شده‌اند. این مواد غیر محلول عموماً ریزدانه و تیره‌رنگ می‌باشند (شکل ۳) (Serra and Serra, 2004).

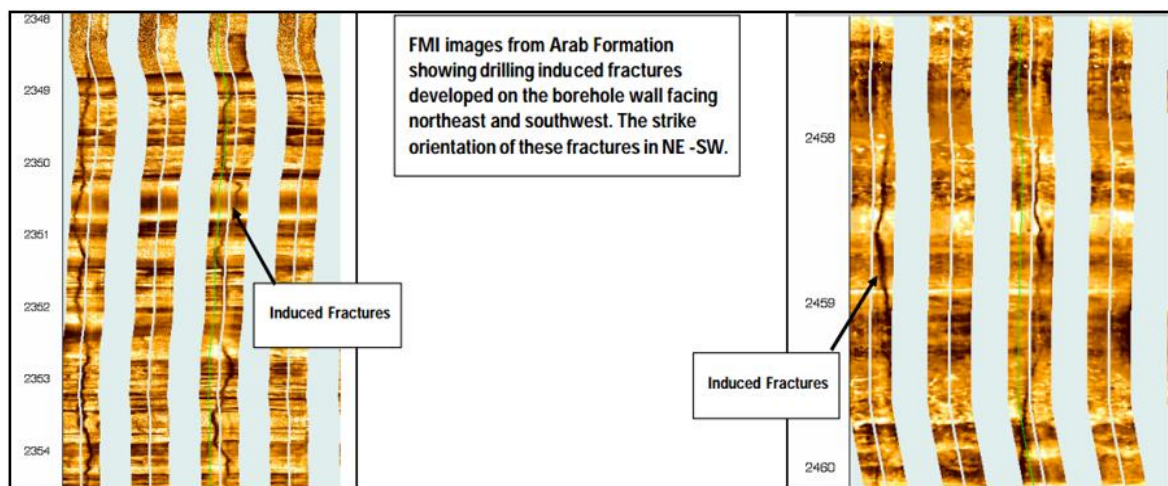
۳-۵. شکستگی القائی

برخلاف شکستگی‌های طبیعی که معمولاً به صورت متقارن و به شکل امواج سینوسی، محور چاه را قطع می‌نمایند، این شکستگی‌ها به صورت خطوط مستقیم یا موجی طویل با فاصله ۱۸۰ درجه از یکدیگر در طول محور چاه گسترش داشته و به دلیل باز بودن و پرشدگی با سیال رسانای حفاری، همیشه تیره رنگ می‌باشند (Serra, 1989). این شکستگی‌های از نوع

کششی بوده و در راستای تنش‌های افقی حداکثر ایجاد می‌شوند. آنها از نظر سازو کار ایجاد و فرم، مشابه شکستگی‌های هیدرولیکی هستند (Schlumberger, 2003; Aadnoy and Bell, 1998). در شکل ۴ نمونه‌ای از این شکستگی‌ها آورده شده است.



شکل ۳. نمونه‌ای از عوارض مشاهده شده از سازند عرب بالایی در چاه A، A (شکستگی بسته، B) شکستگی باز، C) گسل مشاهده شده و D) استیلولیت‌های مشاهده شده.



شکل ۴. نمایش نمونه‌ای از شکستگی‌های القائی سازند عرب بالایی در چاه B

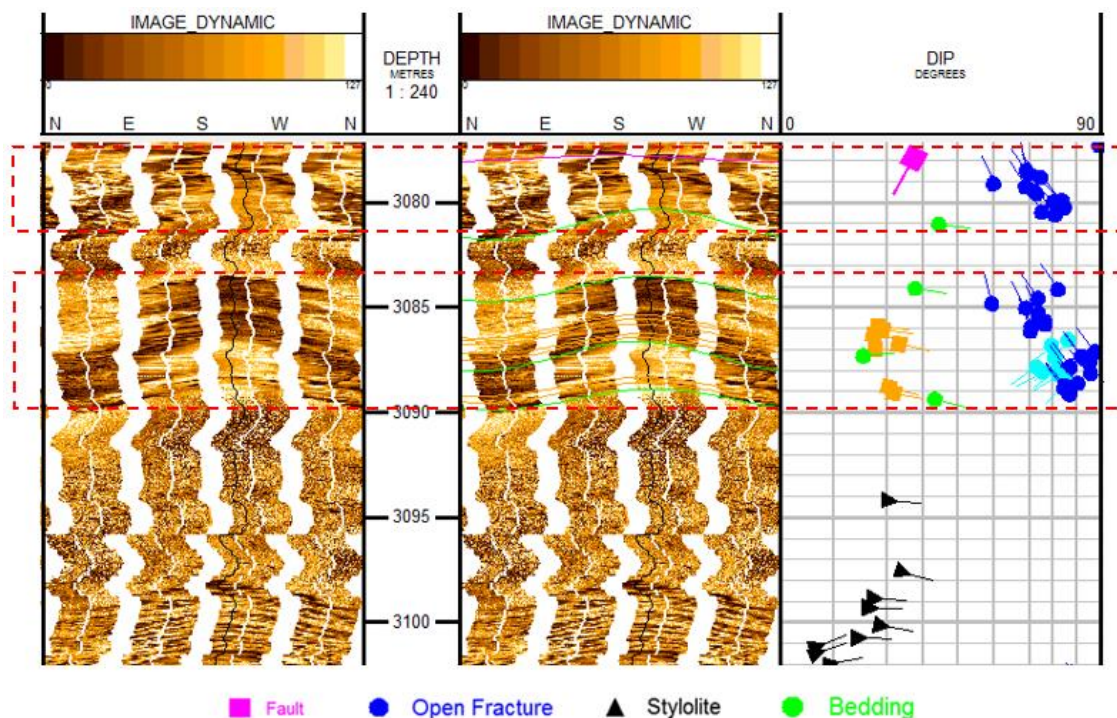
۳. نتایج و بحث

همانطور که در جدول ۱ مشاهده می‌شود تعداد کل شکستگی‌های باز ۲۰۶ عدد در بازه عمقی ۲۹۵ متری بوده که از این بین زون U3 از چاه A با ۱۰۸ شکستگی باز می‌توان به عنوان زون خرد شده در مقطع عمقی ۳۰۷۵-۳۰۹۰ در نظر گرفت که یکی از دلایل تراکم شکستگی در این زون را می‌توان وجود گسل در آن مقطع عمقی دانست. همچنین بررسی‌ها نشان می‌دهد که می‌توان ۱۰ زون خرد شده در بازه‌های عمقی 2895-2900; 2280-2285; 2975-2980; 2960-2965; 3035;360-370;3075-3080; 3085-3090; 3105- 3025-3170-3165; 3110 تشخیص داد که به عنوان زون‌های کلیدی

نقش بسیار مهمی در تراوایی مخزن خواهند داشت (شکل ۵). بعلاوه در این چاه ۹۶ شکستگی بسته و ۴۱ استیلولیت و ۱ گسل در عمق ۲۸۴۱/۵ با امتداد N65W-S65E و جهت شیب S25W شناسایی گردید. از دلایل و نشانگرهای درجه اول در تشخیص گسل در چاه مورد مطالعه، می‌توان به تغییر رنگ و جابجایی که در لایه‌ها ایجاد شده است، اشاره کرد و همچنین تجمع شکستگی در آن مقطع عمقی را به عنوان نشانگر درجه دوم تشخیص گسل در نظر گرفت. همانطور که در جدول ۲ نشان داده شده است در سازند عرب بالایی از چاه B شکستگی باز و بسته‌ای مشاهده نشد و فقط ۲ شکستگی‌های القایی مشاهده شد

جدول ۱. نمایش عوارض مشاهده شده در چاه A

Section name	Depth interval (m)	No. open fractures	No. closed fractures	No. stylolite	No. DIF	No. faults
U1	2878-2935 (57m)	24	6	9	0	0
U2	2935-3000 (65m)	60	45	16	0	0
U3	3000-3105 (105m)	108	13	16	0	1
U4	3105-3130 (25m)	3	4	0	0	0
U5	3130-3142 (12 m)	0	3	0	0	0
U6	3142-3161 (19 m)	2	25	0	0	0
U7	3161-3172 (11 m)	9	0	0	0	0
Sum	2875-3172 (295m)	206	96	41	0	1



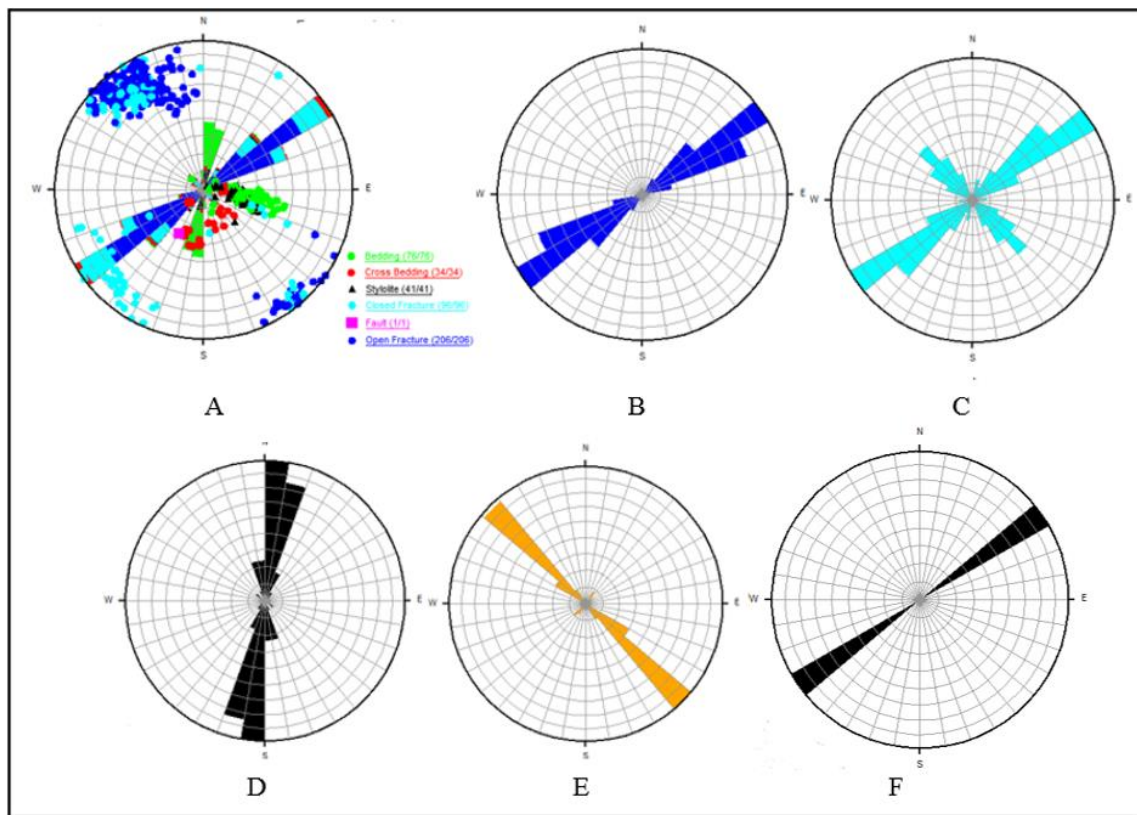
شکل ۵. نمایش زون خرد شده در چاه A

جدول ۲. نمایش عوارض مشاهده شده در چاه B

Section name	Depth interval (m)	No. open fractures	No. closed fractures	No. stylolite	N0. DIF	No. faults
U1	2311-2326 (15m)	0	0	1	0	0
U2	2326-2340 (14m)	0	0	3	1	0
U3	2340-2366 (26m)	0	0	2	1	0
U4	2366-2374 (8m)	0	0	2	0	0
U5	2374-2378 (4m)	0	0	0	0	0
U6	2378-2381 (3 m)	0	0	0	0	0
U7	2381-2391 (10m)	0	0	5	0	0
U8	2391-2411 (20m)	0	0	2	0	0
Sum	2311-2411 (100m)	0	0	15	2	0

دیده می‌شود، راستای شکستگی‌های باز (N60E-S60W) با راستای محور تاقدیس که در جهت شمال شرق-جنوب غرب بوده، تقریباً هم روند می‌باشد.

نمودارهای گلسرخی بدست آمده برای شکستگی‌های باز، شکستگی‌های بسته، ریزش‌های درون‌چاهی و شکستگی‌های القایی سازند عرب بالایی از چاه A و B با استفاده از نرم‌افزار Geolog در شکل ۶ آورده شده است. همانطور که در این شکل



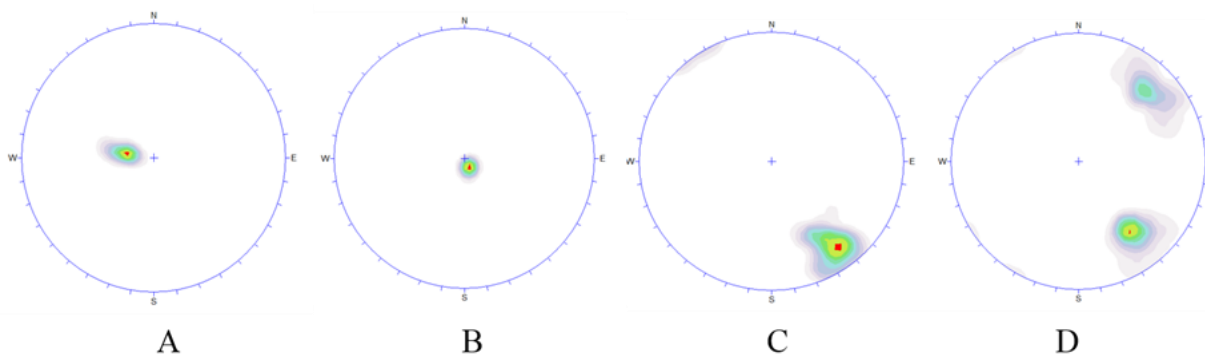
شکل ۶. نمایش گلسرخی عوارض شناسایی شده در سازند عرب بالایی. (A) امتداد کل عوارض چاه A، (B) امتداد شکستگی باز چاه A، (C) امتداد شکستگی‌های بسته چاه A، (D) امتداد استیلولیت‌های چاه A، (E) امتداد ریزش‌های دیواره چاه B و (F) امتداد شکستگی‌های القایی چاه B.

شیب لایه بندی بخصوص در چاه B خیلی پایین بوده و این می‌تواند نشان دهد که چاه‌های حفاری شده در نزدیکی راس تاقدیس و منطقه هینچ زون قرار گرفته اند. تجمع قطب‌های

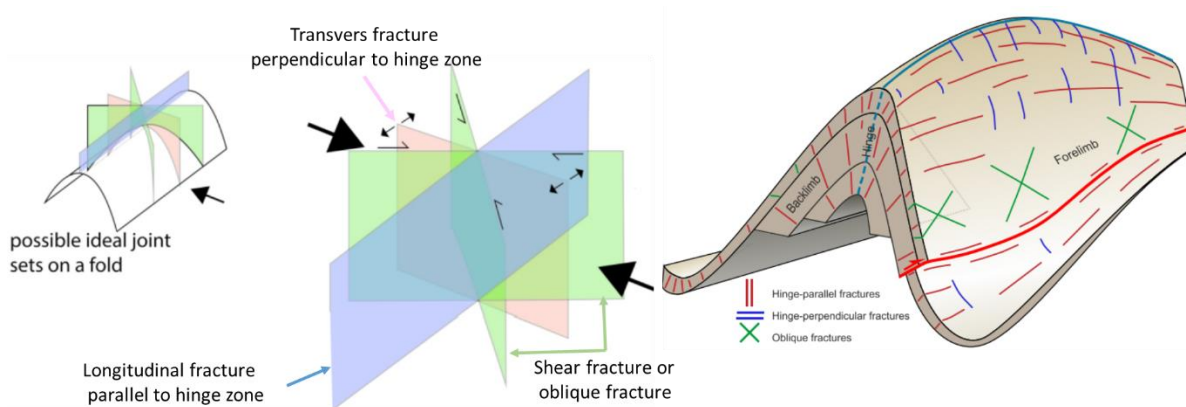
به‌علاوه در شکل ۷ کنتور دیاگرام لایه بندی در هر دو چاه و شکستگی‌های باز و بسته که در نرم افزار DIPS ترسیم شده، نشان داده شده است. همانطور که در این شکل دیده می‌شود

و شکستگی‌های بسته اصلی را با روند N50E-S50W به وجود آورده اند. به علاوه دسته شکستگی فرعی بسته را که دارای روند N45W-S45E می‌باشد، با توجه به راستای عمود آن بر تاقدیس و شیب نسبتا بالا، می‌توان از نوع شکستگی‌های عرضی دانست (شکل ۸). همچنین به دلیل قرار گرفتن چاه‌های مورد مطالعه در راس تاقدیس، این چاه‌ها در زون کششی قرار داشته، به همین جهت شکستگی‌های مزدوج برشی که در زون فشاری و منطقه پال تاقدیس مشاهده می‌گردند، در این چاه‌ها شناسایی نشدند.

شکستگی‌های باز، دور از مرکز استریونت قرار دارند که این نشان‌دهنده بالا بودن شیب شکستگی‌های باز می‌باشد که دارای شیب غالب ۷۵ درجه است. همینطور تجمع شکستگی‌های بسته به صورت دو روند با شیب حدود ۷۰ درجه بر روی استریونت نشان داده شده است. در نهایت می‌توان چنین نتیجه گیری نمود که شکستگی‌های باز به عنوان مجاری کلیدی سیال، از نوع شکستگی‌های طولی می‌باشند چرا که هم راستا با محور تاقدیس بوده و دارای شیب زیادی هستند (شکل ۸). برخی از این شکستگی‌های طولی توسط سیمان احتمالا کربناته پر شده



شکل ۷. کنتور دیاگرام لایه‌بندی و شکستگی‌های باز و بسته از چاه A و B (A . B و A) کنتور دیاگرام لایه بندی چاه A و B) کنتور دیاگرام لایه‌بندی چاه B و C) کنتور دیاگرام شکستگی بسته چاه A و D) کنتور دیاگرام شکستگی بسته چاه A



شکل ۸. انواع درزه‌های مشاهده شده در تاقدیس‌ها (برگرفته از Awdal et al., 2016 and Klimczak et al., 2019 با اصلاحات)

بر هم عمود باشند. بریک اوت، شکستگی‌های فشاری ناشی از تمرکز تنش بوده که به صورت ریزش‌های متقارن دیواره چاه در جهت تنش افقی مینیمم مشاهده می‌گردند (Prats, 1981). ریزش‌های درون چاهی با استفاده از نگارهای کالیپر حاصل از نگارهای تصویری مشخص می‌شوند و می‌توانند جهت تنش درجا را مشخص نمایند (Rajabi, 2010).

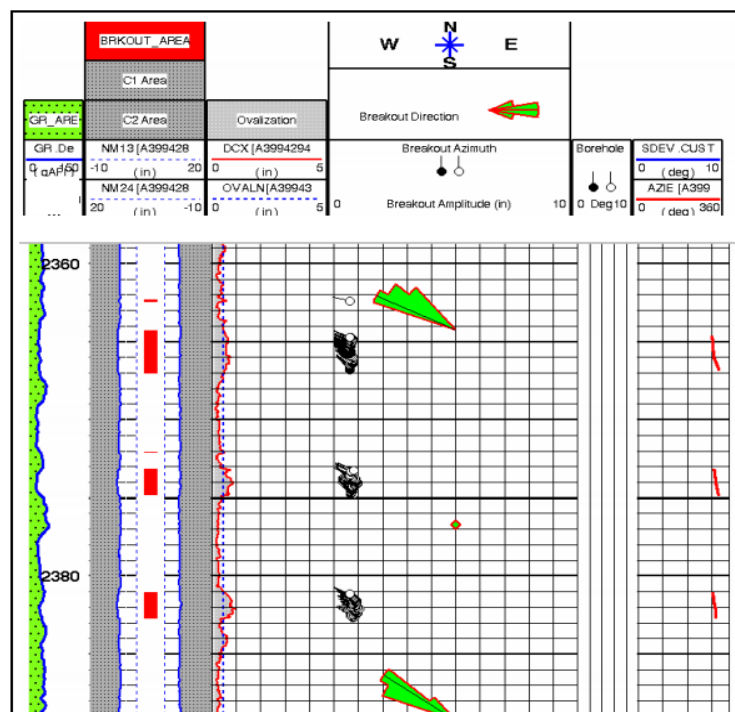
جدول ۳ امتداد و جهت شیب انواع شکستگی شناسایی شده در چاه A و B را نشان می‌دهد. شکستگی‌های القایی ایجاد شده حین حفاری، از نقطه نظر شناسایی راستای تنش‌های عهد حاضر بسیار مهم هستند. علاوه بر این شکستگی‌ها، خرد شدگی‌های که به بریک اوت معروف هستند نیز در تعیین جهت تنش می‌توانند به کار گرفته شوند و اساسا این دو عارضه باید

جدول ۳. امتداد و جهت شیب عوارض شناسایی شده در چاه A و B

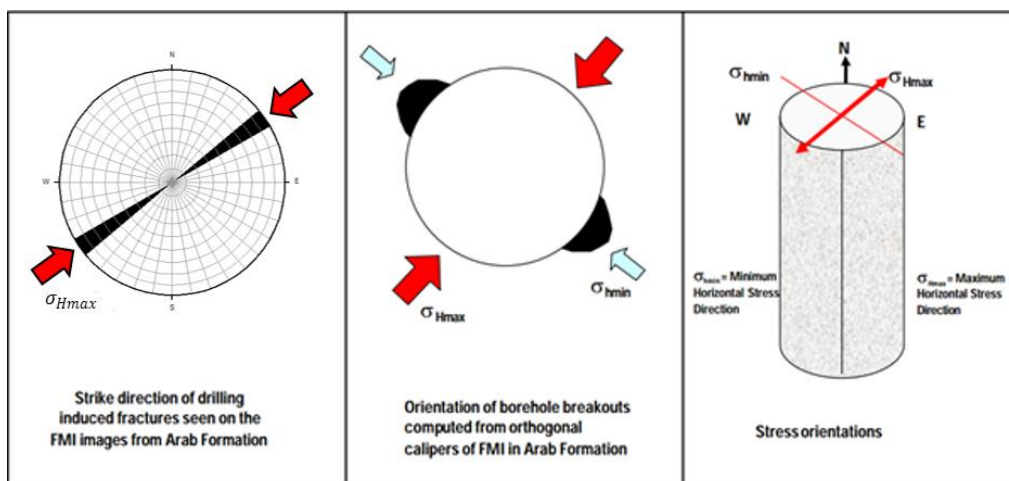
Fracture type	Dominant strike	Dominant dip/dip direction
Open Fractures (Well A)	N60E-S60W	75NW
Close Fracture (Well A)	N45W-S45E	72NW
	N50E-S50W	70SE
Induced Fracture (Well B)	N55E-S55W	85NW

حداکثر (σ_{Hmax}) می‌باشند. در نتیجه امتداد شکستگی‌های القایی موجود در چاه B به صورت N55E-S55W در جهت حداکثر تنش‌های افقی است و ریزش‌های درون‌چاهی به صورت N45W-S45E و در جهت حداقل تنش‌های افقی موجود در چاه B می‌باشد (شکل ۱۰).

در شکل ۹ نمونه‌ای از ریزش‌های درون چاهی در چاه B را در مقاطع عمقی مشخص شده نشان می‌دهد. با توجه به علم مکانیک شکست، شکستگی‌های کششی القایی حفاری (DITF) عمود بر تنش اصلی حداقل (σ_{Hmin}) و در راستای تنش اصلی حداکثر (σ_{Hmax}) بوده و شکستگی‌های برشی (BO) در راستای تنش اصلی حداقل (σ_{Hmin}) و عمود بر تنش اصلی



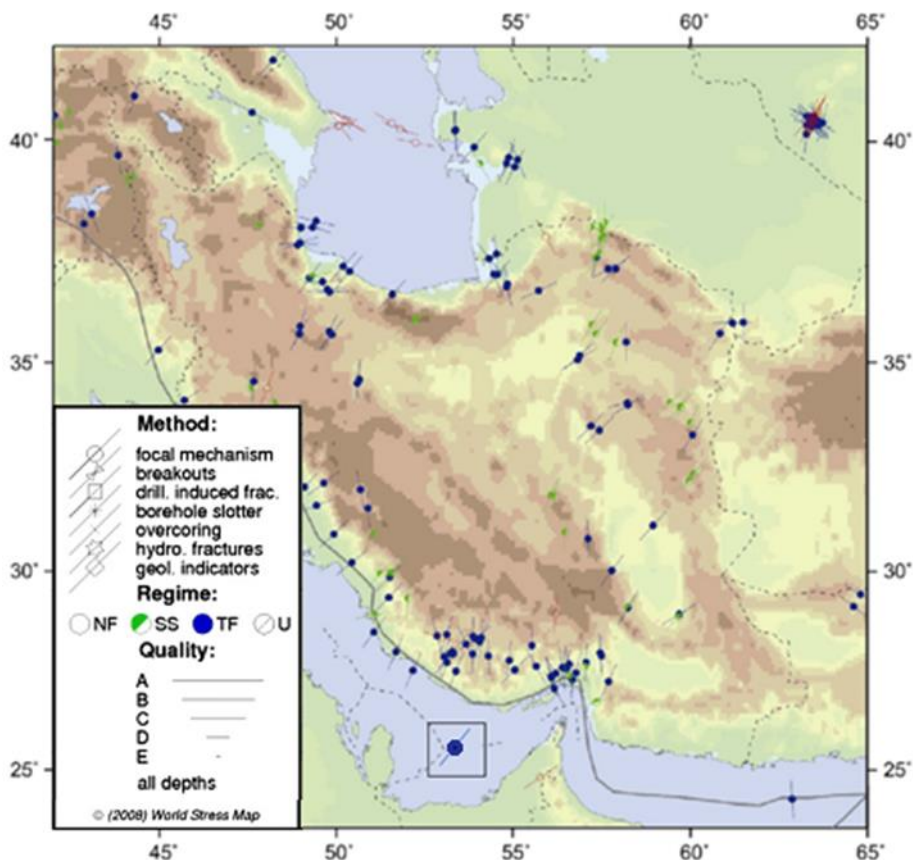
شکل ۹. نمایش ریزش‌های درون چاهی روی نگار کالیپر با جهت N45W-S45E در سازند عرب بالایی از چاه B



شکل ۱۰. نمایش جهت تنش‌های حداقل و حداکثر در چاه B

موجود می‌باشد. نتایج این پژوهش و پژوهش‌های مشابه در منطقه خلیج فارس می‌توانند در فهم بهتر وضعیت تنش در این منطقه و کامل‌تر نمودن نقشه تنش ایران، مفید واقع گردند.

همانطور که در شکل ۱۱ نشان داده شده است آشفتگی تنش در بخش جنوبی ایران بالا بوده و عمده اطلاعات موجود نیز در بخش خشکی بوده و اطلاعات کمی از بخش دریایی آن



شکل ۱۱. ترسیم تنش‌های افقی حداکثر بدست آمده در این پژوهش (کادر مربع) بر روی نقشه راستای تنش در ایران برگرفته از

(Yaghoubi and Zeinali, 2009)

۴. نتیجه‌گیری

از نوع طولی بوده که در طول مقطع مورد مطالعه در غالب ۱۰ زون با تمرکز شکستگی بالا یا زون خرد شده، تمرکز یافته‌اند که اغلب آنها در زیر زون u3 شناسایی گردیدند. شکستگی‌های القایی مشاهده شده در چاه B دارای روند N55E-S55W بوده درحالیکه ریختگی دیواره چاه‌ها دارای روند N45W-S45E هستند. درنهایت با توجه به روند شکستگی‌های القایی و ریزش‌های دیواره چاه به دست آمده، می‌توان گفت که راستای تنش‌های افقی حال حاضر در این منطقه به صورت N40W-S40E برای تنش افقی کمینه و N50E-S50W برای تنش افقی بیشینه تعیین گردید.

نمودارهای تصویری، تصویری مجازی را از دیواره چاه تهیه می‌کند که یکی از تکنیک‌های قابل قبول در مطالعه شکستگی‌های موجود در دیواره چاه می‌باشد. عمده شکستگی‌های مورد مطالعه در چاه A، از نوع شکستگی‌های باز بوده و شکستگی‌های بسته به تعداد کمتری نسبت به شکستگی‌های باز موجود می‌باشند. شکستگی‌های باز در چاه A عمدتاً دارای روند N60E-S60W و شکستگی‌های بسته دارای دو روند N45W-S45E، N50E-S50W می‌باشند. شکستگی‌های باز با توجه به هندسه بدست آمده برای آنها،

منابع

- آقاناتی، علی، ۱۳۸۵. زمین شناسی ایران، سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، چاپ دوم، ۶۰۳ ص.
- ASTM., 2004. Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens, D 3967-08.
- Aadnoy, B.S., Bell, J.S., 1998. Classification of drill-induced fractures and their relationship to insitu stress directions. - Log Analyst, 39: 27-42.
- Alizadeh, M., Movahed, Z., Junin, R.B., 2015. In-situ stress analysis using image logs, v. 10, no. 8, Environmental Science, An Indian J. (ESIAJ), 278-290.
- Awdal, A., Healy, D., Alsop, G.I., 2016. Fracture patterns and petrophysical properties of carbonates undergoing regional folding: A case study from Kurdistan, N Iraq. Marine and Petroleum Geology 71: 149-167.
- Beigi, F., Jafarian, A., Javanbakht, M., Tabatabaei, A., 2017. Facies analysis diagenesis and sequence stratigraphy of the carbonate-evaporate succession of the Upper Jurassic Surmeh Formation: Impacts on reservoir quality (Salman Oil Field, Persian Gulf, Iran), Journal of African Earth Sciences, 129: 179-194.
- Ezati, M., Soleimani, B., Moazeni, M.S., 2014. Fracture and horizontal stress analysis of Dalan Formation using FMI image log in one of southwestern Iranian oil wells", J. Tethys, 2(1): 1-8.
- Khoshbakht. F., Memarian. H., Mohammadnia. M., 2009. Comparison of Asmari, Pabdeh and Gurpi formation's fractures, derived from image log- Journal of Petroleum Science and Engineering, 65-74.
- Klimczak, C., Byrne, P.K., CelâlŞengör, A.M., Solomon, S.C., 2019. Principles of structural geology on rocky planets. Canadian Journal of Earth Sciences, 56 (12): 1437-1457
- Lin, W., Yeh, E. C., Hung, J. H., Haimson, B., Hirono, T., 2010. Localized rotation of principal stress around faults and fractures determined from borehole breakouts in hole B of the Taiwan Chelungpu-fault Drilling Project (TCDP). Tectonophysics, 482(1-4): 82-91.
- MCCOSS, A.M., 1986. Simple constructions for deformation in transpression/ transtrntion zone. Journ.Struct. Geol., 8: 715-718.
- Momeni, A., Rostami, S., Hashemi, S., Mosalman-Nejad, H., Ahmadi. A., 2019. Fracture and fluid flow paths analysis of an offshore carbonate reservoir using oil-based mud images and petrophysical logs. Marine and Petroleum Geology 109: 349-360.

- Niu, H., Liu, S., Lai, J., Wang, G., Liu, B., Xie, Y., & Xie, W., 2020. In-situ stress determination and fracture characterization using image logs: The Paleogene Dongying Formation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. *Energy Science & Engineering*, 8(2): 476-489.
- Perdana, P.S.T., Hackett, L., Roberson-Tait, A., 2020. Characterizing Subsurface Structures and Determining In-Situ Stress Orientation Using Fullbore Formation MicroImager (FMI) and Sonic Scanner: A Case Study from FORGE Well 21-31, Fallon, Nevada, USA. *PROCEEDINGS, 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California*, 1-15.
- Prensky, S.E., 1999. *Advances in borehole imaging technology and application*, Geological Society of London.
- Prats, M., 1981. Effect of Burial History on the Subsurface Horizontal Stresses of Formations Having Different Material Properties. *SPE*.
- Rajabi, M., Sherkati, S., Bohloli, B., Tingay, M., 2010. Subsurface fracture analysis and determination of in-situ stress direction using FMI logs: An example from the Santonian carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran", *Tectonophysics*, vol. 492(1-4): 192-200.
- Rezaie, A., Nogole-Sadat, A., 2004. Fracture Modeling in Asmari Reservoir of Rag-e Sefid Oil-Field by using Multiwell Image Log (FMS/FMI), 5(1): 107-121.
- Shahinpour, A., 2013. Borehole image log analysis for sedimentary environment and clay volume interpretation, *Nor. Univ. Sci. Technol. Dep. Pet. Eng. Appl. Geophys*, p. 84.
- Serra, O., 1989. *Formation MicroScanner Image Interpretation*". Houston, Texas: Schlumberger Educational Services.
- Serra, O., & Serra, L., 2004. *Well Logging. Data Acquisitions and Applications*.
- Sharifi-Yazdi, M., Rahimpour-Bonab, H., Nazemi, M., Tavakoli, V., Gharechelou, S., 2020. Diagenetic impacts on hydraulic flow unit properties: insight from the Jurassic carbonate Upper Arab Formation in the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(5): 1783-1802.
- Schlumberger, 2003. Using borehole imagery to reveal key reservoir fracture: reservoir optimization conference, Tehran, Iran.
- Tingay, M., Mueller, B., Reinecker, J., Heidbach, O., Wenzel, F., Fleckenstein, P., 2005. Understanding tectonic stress in the oil patch; the World Stress Map Project, *Lead. Edge (Tulsa, OK)*, 24(12): 1276-1282.
- Tingay, M.R.P., Morley, C.K., Hillis, R.R., Meyer, J., 2010. Present-day stress orientation in Thailand's basins, *J. Struct. Geol.*, 32 (2): 235-248.
- Yaghoubi, A. A., Zeinali, M., 2009. 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" *J. Pet. Sci. Eng.*, 67 (3-4): 116-126.
- Zare, M. R., Shadizadeh, S. R., Habibnia, B., 2010. Mechanical stability analysis of directional wells: a case study in Ahwaz oilfield. In *Nigeria Annual International Conference and Exhibition. OnePetro*.