

بررسی تأثیر شکستگی های تکتونیکی در قابلیت نفوذ پذیری سنگ مخزن و بهره برداری از نفت
(مطالعه موردی: میدان نفتی شوروم)

دکتر مجتبی یمانی* - دانشیار دانشکده جغرافیا، دانشگاه تهران
حسین اینانلو** - دانشجوی دوره دکتری جغرافیا، دانشگاه تهران
دریافت مقاله: ۸۳/۵/۱۱
تأیید نهایی: ۸۳/۱۲/۲۴

چکیده

در این مقاله تأثیر شرایط تکتونیک بر خواص پتروفیزیکی طبقات و به ویژه درافق مخزنی سروک میدان نفتی شوروم واقع در استان چهارمحال بختیاری مورد بررسی قرار گرفته است. مشخصات زمین ساختی تاقدیس شوروم تابع رویدادهای رژیم تکتونیکی خاص حاشیه کمر بند تراست زاگرس مرتفع می باشد. تأثیرات سطحی و تحت الارضی حاصل از نیروهای کمپرسیونی و ژئودینامیک ناشی از اقیانوس زایی در دریای سرخ موجب تکوین شرایط ساختمانی خاص واحد فلسی و بروز مشخصات پتروفیزیکی با پیچیدگی زیاد گردیده است. تخلخل ثانویه که به دوران پس از دیپازنز و فاز دیاستروفیسم مربوط می شود، در مقایسه با درصد تخلخل اولیه ناچیز سازند مخزنی سروک (۲٪) در این میدان نفتی حائز اهمیت اساسی می باشد. نتایج مطالعات میدانی و بررسی اطلاعات بدست آمده از حفاری هشت چاه اکتشافی حاکی از قابلیت نفوذپذیری نسبتاً زیاد در این ساختار نفتی است. مطالعه ژئومرفولوژیکی هندسه تاقدیس و بررسی و مقایسه گزارشات حفاری و به خصوص حجم هدر رفت گل حفاری، علائمی از توزیع نسبتاً زیاد شبکه شکستگی در بخش هایی از محور تاقدیس و حریم فعالیت گسل های ایجاد شده در آن می باشد. به همین دلیل میزان هدر رفت گل در چاه هایی که پیرامون گسل ویا بر روی محور تاقدیس حفاری شده، نشانه بالا بودن قابلیت نفوذ پذیری سیال در سازند مخزنی سروک است که بهره برداری از منابع هیدروکربوری آن با حصول اطمینان از ابعاد و بستگی مخزن توجیه اقتصادی خواهد داشت. واژگان کلیدی: زاگرس مرتفع، تکتونیک فلسی، میدان نفتی شوروم، شکستگی سنگ مخزن، گل حفاری.

مقدمه

یکی از فاکتورهای مهم در تکوین واحدهای مرفولوژیکی، خواص پتروفیزیکی سازندها در برابر نیروهای ژئودینامیک است. واحدهای لیتولوژیکی دارای خواص پتروفیزیکی متفاوتی هستند و در محیط های گوناگون کليماتیک، آب،

* Email: myamani@ut.ac.ir

** Email: Hinanloo@yahoo.com

هوا، درجه حرارت، فشار و ... از خود واکنش و خواص متفاوتی بروز می دهند. درصد تخلخل^۱، قابلیت نفوذپذیری^۲، الاستیته^۳، درجه تردیت و شکنندگی^۴، شکل ذرات^۵، توزیع دانه بندی^۶، کیفیت سیمان بین ذرات^۷، فشردگی^۸، اتصال کانی ها و اجزاء سنگ^۹ با یکدیگر، میزان انحلال^{۱۰}، ... از خواص مهم پتروفیزیکی سنگ ها محسوب می شوند. این دست از خواص سنگ ها نقش تعیین کننده ای در مکانیسم های مرفورژنر به عهده دارند (رجائی ۱۳۷۱، ص ۲۲). جریان سیالات زیر زمینی نظیر هیدرولوژی کارستی و هیدروکربورها نیز تحت تأثیر خواص مزبور تغییر پیدا می کنند. میزان قابلیت نفوذ سیالات تابع کمیت و کیفیت درصد تخلخل سازند های زمین شناسی است که از نسبت حجم فضاهای خالی سنگ به حجم کل آن بدست می آید. سنگ ها دارای دو دسته از تخلخل می باشند: یک گروه از آنها به تخلخل اولیه^{۱۱} معروف است و به شرایط رسوبگذاری و فرایندهای دیپازنر بستگی دارد. دسته دوم تخلخل ثانویه^{۱۲} سنگ است و به دوران پس از دیپازنر و جنبش های چین خوردگی^{۱۳} و دیاستروفیسم^{۱۴} و نیز فعالیت های تکنونیک ارتباط دارد.

خواص پتروفیزیکی سنگ ها در شرایط سطح الارضی - تحت الارضی و زمین شناسی نفت چندان دستخوش تغییر قرار نمی گیرد و تجزیه و تحلیل تأثیر فعالیت های تکنونیک بر روی آنها، فصول مشترک زیادی دارند. بهره برداری از سنگ های حاوی منابع هیدروکربوری^{۱۵}، زمانی میسر و توجیه اقتصادی دارد که واجد خواص پتروفیزیکی لازم و خلل و فرج با ابعاد و کیفیت مورد نیاز باشد تا قابلیت تجمع و ذخیره ترکیبات نفت و گاز در این فضاها امکان پذیر گردد. به علاوه، شبکه های درز و شکافی که فضاهای تخلخل را به یکدیگر مرتبط سازد، ضروری است. به عنوان مثال، سنگ مخزنی که از پومیس^{۱۶} تشکیل شود دارای شرایط لازم برای جریان سیال و بهره برداری از آن نخواهد بود؛ زیرا با وجود فضای متخلخل زیاد، به علت نبود ارتباط شبکه ای در بین فضاهای خالی، امکان عبور سیال در این سنگ بوجود نمی آید. همچنین شیل را نمی توان یک سنگ مخزن نفتی متعارف بشمار آورد؛ زیرا تخلخل ریز و نیروی کاپیلاریته زیادی که بوجود خواهد آمد، حجم زیادی از سیال را در خود جذب کرده و بیرون کشیدن نفت از فضای خلل و فرج مزبور، نظیر زدودن اثر جوهر از اسناد ثبتي خواهد بود.

1 - porosity

2 - Permeability

3 - Elasticity

4 - Brittle

5 - Form of grains

6 - Form and particle size

7 - Cementation

8 - Compaction

9 - Sorting

10 - Solution

11 - Primary porosity

12 - Secondary porosity

13 - Folding

14 - Diastrophism

15 - Reservoir rock

16 - Pumice

این مقاله، با استفاده از نتایج مشاهدات میدانی، مطالعه اطلاعات تولید شده (شرکت آجیپ، ۱۹۷۶-۱۹۷۲) از حفاری ۸ حلقه چاه اکتشافی با عمق ۲۰۲۱ تا ۴۴۹۱ متر از سطح، و نیز اسناد فنی طرح توسعه میداین زاگرس مرتفع (شرکت پتروفک و موسسه جهاد تحقیقات، ۱۳۸۲)، و انجام مقایسه و پردازش های مقتضی بر روی اطلاعات و اسناد فنی مذکور، کمک گرفتن از تصاویر ماهواره ای و نمایش سه بعدی واحدهای مورفولوژی و گسیختگی های سطحی به منظور تبیین شکستگی های تکتونیکی تاقدیس بزرگ شوروم و تاثیر آن بر روی قابلیت نفوذ پذیری سنگ مخزن را مورد بررسی قرار داده است.

شرایط ساختمانی و تکتونیکی

تاقدیس پشت نهنگی شوروم دارای امتداد شمالغرب-جنوبشرق می باشد و ابعاد آن در سطح به طول ۴۸ و به عرض ۶ کیلومتر است. ساختمان شوروم در زاگرس مرتفع و در منطقه غرب کوه دنا واقع شده است. این ساختمان در امتداد محور تاقدیس که اغلب منطبق بر خط تقسیم آب است، بیش از ۳۰۰۰ متر نسبت به سطح آزاد دریاها بالا آمده است. جنبش های زمین ساختی و وقوع راندگی^۱ در لبه شمالشرقی واحد فلسی^۲ زاگرس (ابرلندر^۳، ۱۹۹۹، ص ۳۶) در تکوین شرایط مورفولوژیک آن تأثیر گذار بوده است. ساخت های مورفولوژیکی واحد های فلسی در این منطقه تابع یک الگوی فضایی ویژه ای است و در نوع خود از اشکال کم نظیر مورفولوژیک بشمار می رود. ساختارهای تاقدیسی _ ناودیسی فشرده و باریک^۴، روی هم سوار شدگی پولکی شکل واحدهای ناهمواری (شکل شماره ۱) از مشخصات بارز بخش زیادی از واحدهای مورفولوژیک این منطقه از زون زاگرس بشمار می رود. تکوین چنین مناظری از اشکال ناهمواری و وقوع چین خوردگی با درجات گوناگونی از شدت، از نتایج جنبش های چین خوردگی اواخر دوران سوم زمین شناسی که از پرمین آغاز شده، توصیف کرده اند (درویش زاده، ۱۳۷۰، ص ۶۷). در طی این فرایند، تأثیر اقیانوس زایی در دریای سرخ با نیروهای کمپرسیونی، پلیت عربی را به زیر پوسته ایران مرکزی رانده و ساخت چین خورده زاگرس با کیفیت گوناگون را بوجود آورده است. پردازش خطواره های^۵ تصویر ماهواره ای، نوار فشرده ای از اشکال فلسی در منطقه شوروم را نشان می دهد؛ به طوری که، ساختمان شوروم، جبهه اصلی و لبه جلوی آن را تشکیل داده است. چندین گسل که با گسیختگی های سطحی نیز همراه است، با امتداد شمالغرب - جنوبشرق در این ساخت دیده می شود (شکل های ۲- و ۳). شرایط کوهستانی سخت و صعب العبور در بخش های زیادی از تاقدیس مانع از مشاهد و مقایسه پدیده های ژئومورفولوژیکی است.

¹ - Thrust

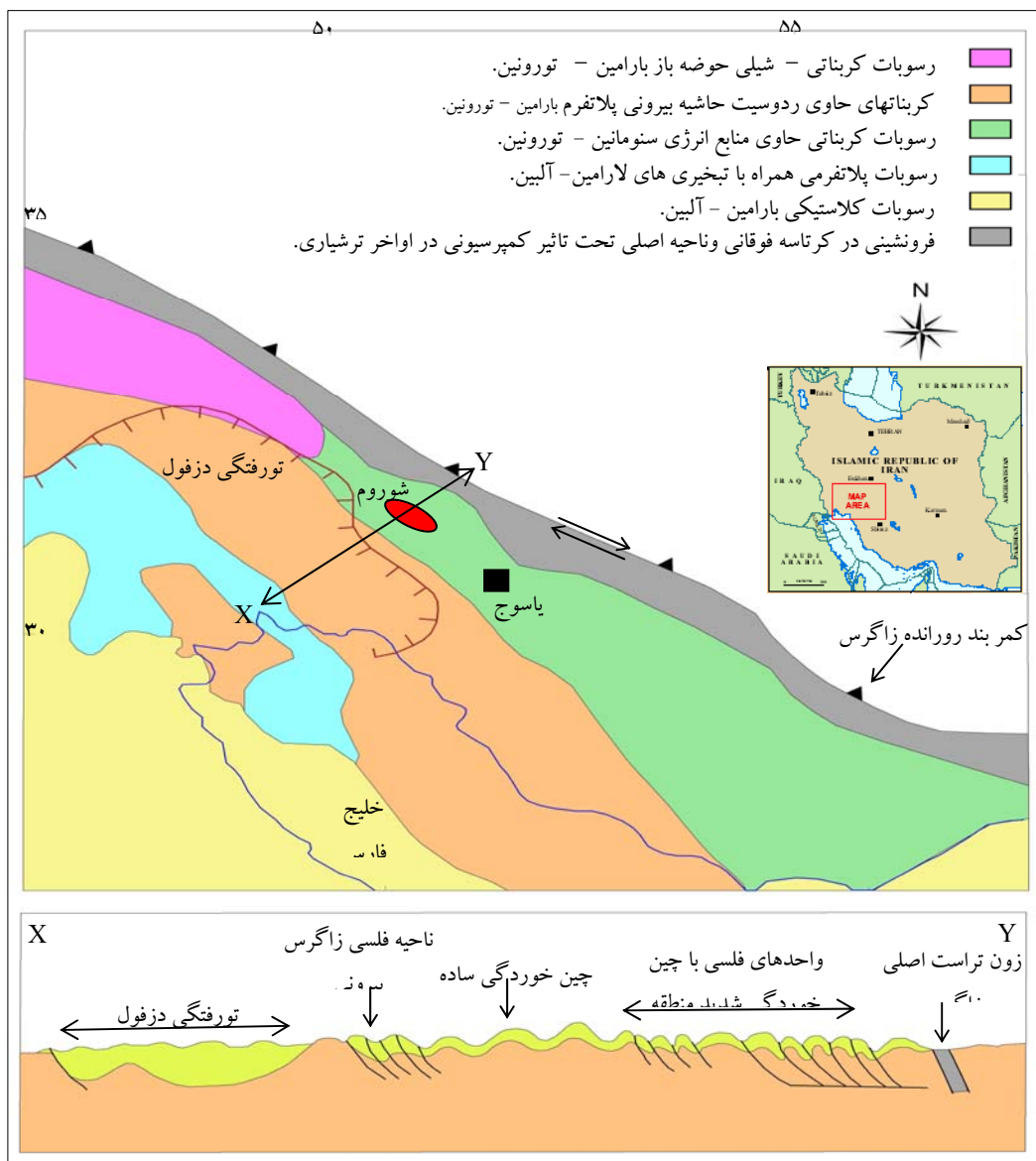
² - Imbricate

³ - Oberlander

⁴ - Pinched

⁵ - Lineaments

شکل ۱- موقعیت میدان نفتی شوروم و نمایش شماتیک تحولات زمین شناختی دوره رسوبگذاری منطقه و مقطع زمین ساختی واحد های چین خورده ساده، فلسی و تراست زاگرس که میدان نفتی شوروم در ناحیه فلسی و تکتونیکی واقع شده است.



منبع: اقتباس از گزارش زمین شناسی و مهندسی مخزن - ECL.

برای رفع این کمبود و تبیین ملموس پیکره تاقدیس، و نیز بررسی کیفیت اشکال و گسستگی های دامنه ها و شرایط ژئومرفولوژیک، با رقومی کردن نقشه توپوگرافی منطقه و انجام پردازش های مقتضی و نیز استفاده از تصویر ماهواره ای منطقه، تصویر سه بعدی^۱ این بخش از زاگرس مرتفع تهیه شد؛ به طوری که قسمت های اصلی کالبد شوروم و واحدهای فلسی مجاور جنوبغرب آن را با کیفیت مناسب می توان مورد مشاهده و مطالعه قرار داد (شکل شماره ۲).

^۱ - (DEM) Digital Elevation Model

شکل ۲- نمایش تصویر سه بعدی ساختمان رورانده شوروم با استفاده از تصویر ماهواره ای TM.



موقعیت چاه های نفت حفاری شده در قسمت های مختلف تاقدیس بامثلث قرمز نشان داده شده. رودخانه خرسان در دره ناودیس - گسلی شمال جریان دارد. گسیختگیهای شدید ناشی از تراست و سپس فرسایش سازند پابده که بر روی سنگ پوش مخزن قرار دارد، در پیرامون چاه های ۴ و ۵ دیده می شود. موقعیت چاه ۲ در حاشیه گسلی که دامنه مشرف به رودخانه خرسان را با گسستگی شدید مواجه ساخت، جلب توجه می کند. واحد های فلسی در سمت چپ بالای تصویر دیده می شود.

زمین شناسی نفت شوروم

میدان نفتی شوروم به صورت یک ساختمان تاقدیسی نامتقارن است و با ناودیس فشرده و گسلی که رودخانه خرسان در آن جریان دارد از میدان نفتی ریگ در شمال جدا شده است. این ساختار در افق مخزنی سروک ۳۲ کیلومتر طول و ۲ کیلومتر عرض دارد. سازند آهکی آسماری - جهرم پوشش اصلی تاقدیس را تشکیل می دهد و در بخش هایی از آن سازند پابده رخنمون دارد. سنگ مخزن این میدان، سازند سروک است که به اشکوب سنومانین در بین فاصله زمانی کرتاسه زیرین و فوقانی تعلق دارد. این سازند شامل سنگ آهک با دانه های ریز و دارای در صد تخلخل ناچیزی است. تعداد هشت حلقه چاه اکتشافی بر روی این میدان حفاری شده که در افق سروک حاوی نفت با درجه مرغوبیت API ۲۷ (آجیب^۲، ۱۹۷۶، ص ۴۵) می باشد. این مخزن هیدروکربور بر خلاف میدان نفتی مجاور خود (کوه ریگ) که دارای ستونی از گاز بر روی نفت می باشد، فاقد کلاهک گازی^۳ است. سطح تماس سفره آب و نفت در عمق (۷۵۰-) متری سطح آزاد دریا قرار دارد. به دلیل شرایط تکتونیکی و پیچیدگی ساختمانی و نیز نبود اطلاعات لرزه نگاری، تخمین ابعاد و بستگی مخزن دشوار است. بر اساس مطالعات و حفاری اکتشاف، مقدار ذخیره در جا برای آن ۱۵۸۲ میلیون بشکه محاسبه شده است (موسسه جهاد تحقیقات، ۱۳۸۲، ص ۱۴). از چاه هایی که قابلیت تولید دارند روزانه بین ۲۵۰۰-۲۰۰۰ بشکه تولید پیش بینی شده است. این میدان با توجه به وسعت و عمق دستیابی گروه دهرم، برای کشف گاز در سازندهای آهکی کنگان و دالان نیز دارای الویت اکتشافی است (فرجی، ۱۳۷۵، ص ۵۵).

^۲- American Petroleum Institute (شاخص ویسکوزیته نفت)

^۳- Gas cap

سکانس رسوبی

سکانس رسوبی شوروم از بالا تا سنگ منشأ نفت شامل سنگ آهک آسماری است که پوشش اصلی تاقدیس را تشکیل می دهد. این تشکیلات که در خوزستان حاوی منابع عظیم هیدروکربور بوده و با داشتن درصد تخلخل (بین ۵ تا ۱۲) به عنوان سنگ مخزن نفت از ارزش اقتصادی بالایی برخوردار است؛ اما در این منطقه در شرایط و عمق مناسبی قرار نگرفته و از نظر هیدرولوژی کارستی دارای اهمیت است. به عنوان مثال می توان به چشمه های کارستی با دبی ۳ تا ۷ متر مکعب در ثانیه نظیر آبشار آتشگاه در دامنه مشرف به رودخانه خرسان، چشمه برم لردگان در پلان غرب تاقدیس ریگ و چشمه سرخون اشاره کرد که سهم زیادی در تخلیه آب های کارستی به رودخانه کارون دارند. در زیر سازند آسماری تشکیلات مارنی پایده قرار دارد؛ به طوری که در بخش هایی از تاقدیس که پوشش آسماری در اثر عوامل مرفوژنیک فرسایش یافته (پیرامون چاه های ۵ و ۴) رخنمون دارد. مارن های ارغوانی با ضخامت نه چندان زیاد در بین پایده و گروه ایلام قرار دارد. سازند گورپی - ایلام که از آهک های رسی و مارن های آهکی تشکیل شده، سکانس بعدی است که به علت درجه تخلخل ناچیز، سنگ پوش^۱ مخزن نفت در زیر خود می باشد. سازند سروک حاوی ستونی از نفت در ساخت نفتگیر^۲ است. این سازند از آهک های خالص و شکننده با تخلخل ناچیز، شناخته می شود. سازند شیلی کژدمی - داریان در این میدان، سنگ منشأ^۳ نفت بشمار می رود؛ به طوری که منابع هیدروکربوری اغلب در این سازند پس از تکوین و تحقق فرایندهای مقتضی، به سازند فوقانی خود (سروک) مهاجرت نموده است. سکانس های بعدی شامل سازندهای آهکی گدوان و فهلیان هستند که در میادین نفتی ریگ و دودرا در مجاورت شمال شوروم به ترتیب سنگ مخزن می باشند، اما در شوروم فاقد شرایط مخزنی است. ضخامت لایه های رسوبی مزبور در مقطع تهیه شده از منطقه چاه (۵) در شکل شماره (۸) نشان داده شده و با وجود تغییرات محلی، روند آن به سمت غرب افزایش می یابد.

شبکه شکستگی ها

به طور جدی، مطالعات خواص پتروفیزیکی سنگ های مخازن به ویژه کیفیت تخلخل و شبکه های شکستگی از سال ۱۹۳۳ توسط فانچر^۴، لیویس^۵ و بارنز^۶ شروع شد. در سال ۱۹۳۴ وایکوف^۷، موسکات^۸، بوتست^۹ و رید^{۱۰} بر اساس معادله ای که دارسی^{۱۱} در سال ۱۸۵۶ در باره جریان سیالات بدست آورده بود، روش اندازه گیری نفوذ پذیری بر روی نمونه های سنگ مخازن را انجام دادند (کرافت^{۱۲} ۱۹۵۹، ص ۴). به دنبال شناخت ماهیت تخلخل و شکستگی ها

1 - Cap rock
 2 - reservoir
 3 - Source rock
 4 - Fancher
 5 - Lewis
 6 - Barnes
 7 - Wycoff
 8 - Muskat
 9 - Botest
 10 - Reed
 11 - Darcy
 12 - Craft

در سازند های مخزنی، تحقیقات زیادی در علت بروز این پدیده صورت پذیرفت. حداقل چهار دسته از شبکه های درز و شکاف که دارای منشأ گوناگونی هستند، مورد شناسایی قرار گرفت (لیورسن^۱، ۱۹۶۶، ص ۱۰۶): شکستگی ناشی از فعالیت تکتونیکی و خرد شدگی^۲؛ انحلال و فرایندهای کارستی؛ ته نشینی مجدد و سیمان شدگی^۳؛ فشردگی ناشی از فشار طبقات^۴. در این مقاله از بین چهار دسته مذکور، شکستگی های تکتونیکی که در خواص پتروفیزیکی میدان نفتی شوروم حائز اهمیت ویژه ای می باشد (گرفتیس^۵، ۲۰۰۳، ص ۲۸) مد نظر است.

تا کنون پژوهش های زیادی در این زمینه انجام شده که برخی از جدیدترین آنها در حوضه های نفتی اروپا توسط ولبون^۶ (۲۰۰۱)، در حوضه های نفتی آمریکا توسط لکازیت^۷ (۲۰۰۱)، در میداین نفتی ونزویلا توسط کارمونا^۸ (۱۹۹۷) و ... را می توان اشاره نمود. نتایج تحقیق در مناطق مذکور و به خصوص میداین دریای شمال که وجه اشتراکی با حوضه های نفتی خاورمیانه دارند، نشان داده که در پیرامون گسل های ایجاد شده در واحدهای مرفولوژی و به ویژه شکستگی هایی که تا سنگ مخزن امتداد می یابند، یک حریم خرد شده و شبکه ای از درز و شکاف با ابعاد مختلف بوجود می آید. ابعاد این حریم با توجه به شرایط ساختمانی مختلف گزارش شده و از محل گسل حداقل بین ۱۰۰ تا ۱۵۰ متر (ولبون ۲۰۰۱) در اطراف نوسان دارد. یک ناحیه استوانه ای شکل به قطر حداقل ۳۰۰ متر از لایه های رسوبی که پیوستگی و استحکام اولیه خود را از دست می دهند، مورد شناسایی قرار گرفته است. او در گزارش خود به تحقیقات آلفرد^۹ (۲۰۰۱) اشاره دارد که با بررسی لاگ های حفاری (نمودارهای الکتریکی که حین حفاری از مقاطع چاه تهیه می شود) در میداین نفتی آمریکا به نتایج مشابهی رسیده است. کارمونا جهت تزریق^{۱۰} سیال به منظور بهره برداری بیشتر از منابع هیدروکربوری میدان نفتی مارا^{۱۱} واقع در ونزویلا، شرایط کمی و کیفی شکستگی ها را در سنگ مخزن که از ماسه تشکیل یافته مورد مطالعه دقیق قرار داده و تغییرات شبکه درز و شکاف با فاصله گرفتن از حریم گسل در میدان مزبور را مشخص کرده است.

¹ - Levorsen

² - Fracturing and shattering

³ - Resedimentation and cementation

⁴ - Compaction because of increasing load

⁵ - Griffiths

⁶ - Welbon

⁷ - Lacazette

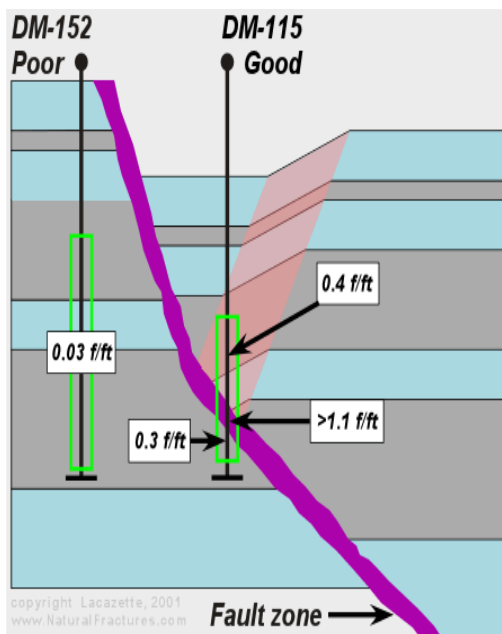
⁸ - Carmona

⁹ - Alfred

¹⁰ - Injection

¹¹ - Mara Field

شکل ۳- نمایش شماتیک کیفیت گسستگی در طبقات رسوبی و مقایسه چگالی شبکه های شکستگی در چاه هایی که در زون گسلی و دست نخورده حفر شده اند. در چاه DM-152 در ناحیه غیر گسلی قرار دارد. نسبت شبکه های شکستگی در واحد سطح ۰,۰۳ این نسبت در ناحیه گسلی و خرد شده DM-115 به بیشتر از ۱,۱ رسیده است. منبع: (کارمونا، ۱۹۹۷)



بر اساس فرض مزبور، با استفاده از مطالعات ژئومرفولوژیک و تهیه نقشه تکتونیک از میدین نفت، تأثیراتی از شکستگی تکتونیک در عمق می تواند مورد ارزیابی علمی قرار گیرد. نتایج برخی از پژوهش ها نشان داده که از روی ساختار های همطراز ساختمانی این امکان وجود دارد که بتوان شکستگی های زیر زمینی را تشخیص داد (شبان ۱۳۸۲، ص ۴۸). در شناسایی این شکستگی ها در لایه های رسوبی ضخیم از روی مغزه^۱ اغلب مشکلاتی بروز می کند، به طوری که با توجه به قطعات کوچک مغزی، این روش کارائی خود را از دست داده و یا نتایج مبهمی کسب می شود؛ چنانچه نمی توان ارتباط شبکه شکستگی ها را از روی چند مغزه مشخص کرد.

در بین بسیاری از مناطقی که مطالعات تکتونیک و کیفیت تاثیر آن در شرایط مخزنی صورت گرفته، ساختمان شوروم نسبت به آنها دارای تفاوت های زیادی است. کیفیت چین خوردگی و مرفولوژی تاقدیس، تکتونیک واحد فلسی، گسیختگی های سطحی شدید، تأثیر تکتونیک نمک، شرایط هیدرولوژی کارستی و سفره آب مشترک و ... بخشی از این تفاوت ها محسوب می شوند.

بسیاری از گسیختگی های سطحی ناشی از عوامل مختلف ژئومرفولوژیک ممکن است آثارشان از ده ها تا صدها متر در اعماق گسترش پیدا کنند. منشاء این گسیختگی ها می تواند مختلف بوده و شامل تکان های آرام و تدریجی ناشی از چین خوردن طبقات، جابجایی همزمان قطعات و بلوک های بین گسل ها باشد که، عوامل گوناگون هوازدگی و فعل

^۱ - Core

و انفعالات شیمیایی بخش های عمده این فرایند محسوب می شوند. شکل شماره (۴) مثال خوبی از کیفیت و ابعاد واحدهای یک دامنه در کوه ریگ است که به شدت تحت تأثیر عوامل مختلف ژئومرفولوژیک، قرار دارد.

شکل ۴- نمونه ای از کیفیت اشکال ناهمواری منطقه می باشد که بر روی سازند آسماری نقش بسته است. شبکه های شکستگی سطحی، حفره های انحلالی با ابعاد مختلف، بریدگی های عمیق همراه با دیواره های تند از ویژگی های بارز این واحد مرفولوژیک بشمار می رود. شرایط تحت الارضی و سطح الارضی دارای تفاوت های ساختاری در الگوهای اشکال، نخواهد بود.



(چشمه کارستی آبشار آتشگاه در مقابل چاه های ۲ و ۷)

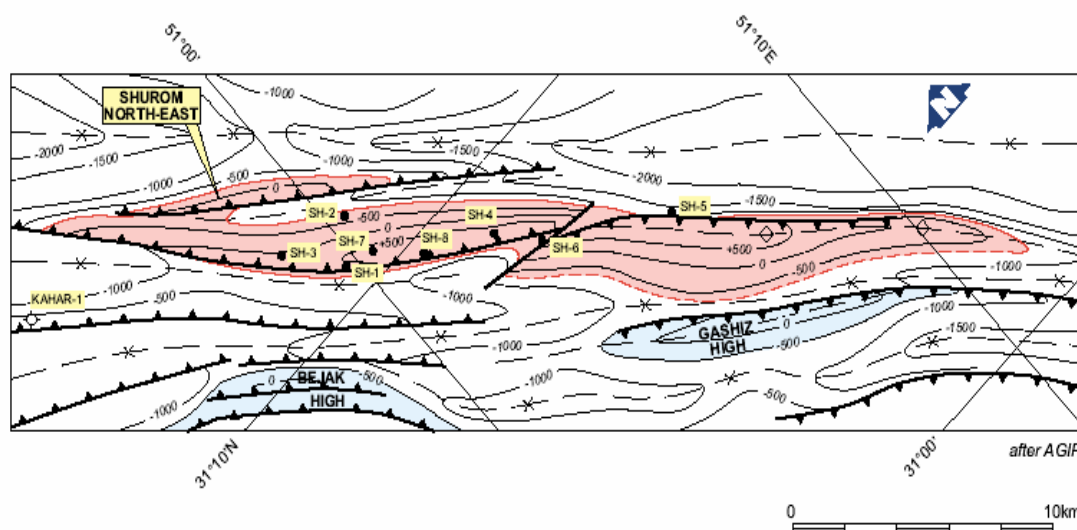
ابعاد گسیختگی های سطحی در جهات افقی و عمقی که سر آغاز مرفورژن و تحولات ژئومرفولوژیکی بشمار می رود، بسیار متغیر است. گسیختگی پیرامون چاه های (۵ و ۴) ابعادشان تقریباً (۱×۳×۴) کیلومتر است. بدیهی است تخلیه این مقدار از مواد از روی سنگ مخازن، فشار استاتیکی طبقات را به میزان قابل توجهی کاهش داده و دینامیک بالا آمدن و یا نیروهای کمپرسیونی جانبی را تشدید خواهد کرد. اهمیت ترک های ریز و میکرونی ایجاد شده در سازندها با منشاء مختلف نباید نادیده گرفته شود. چه درزهایی که در اثر هوازگی بوجود می آیند و چه آنهایی که نتیجه تنش های قوی ولی آرام جنبش های چین خوردگی و تکتونیکی می باشند. چه بسا گسیختگی های بزرگ اشاره شده در بالا در آغاز ابعاد میکرونی داشته اند.

بر اساس مشاهدات صحرائی، پهنای شکاف های سطحی از بین یک متر تا کمتر از یک میلی متر و ابعاد درز و شکاف طبقات زیرین از ده ها میکرون تا ۰/۱ میلی متر گزارش گردیده است. /اسمیت^۱ (۲۰۰۳، ص ۶۹) به دنبال انجام بازدید از میدان نفتی شوروم و استناد به شمارش ترک های رخنمون سروک که در مجاورت میدان توصیف کرده (به دلیل عمق سازند مخزنی سروک در شوروم هیچ گونه برونزد مشاهده نمی شود؛ شاید منظور وی در فاصله بین شیراز تا شوروم است) تعداد ترک های سطحی بزرگ^۲ و کوچک^۱ را ده ها تا صدها عدد در متر (تقریباً ۵۰۰ تا

^۱ - Smith

^۲ - Macrofracture

۵۰۰۰ عدد در طول ۱۰۰ پا) برآورد کرده و تراکم ترک های شمارش شده در سنگ های آسماری شوروم را بر اساس مشاهدات میدانی مک کوینلا^۲ (۱۹۷۳) که بین ۱۰ تا ۴۵ عدد در طول ۳۰ متر گزارش کرده بود، مورد تردید قرار داده است. بررسی های میدانی نگارنده صحت کمیت ارائه شده توسط اسمیت را مورد تایید قرار می دهد و معتقد است در بیان کمیت مزبور برای رخنمون های سطحی در معرض عوامل هوازدگی، احتیاط شده است. شکل ۵- نقشه گسل های رورانده در شوروم، موقعیت چاه های حفاری شده نسبت به این گسل ها، مقطع عرضی (پنجره زمین شناسی) محدوده گسترش افق مخزنی سازند سروک در عمق ۵۰۰ تا (۵۰۰-) متری زیر سطح دریا در این شکل دیده می شود. شکل هندسی نامنظم و به هم ریختگی در افق مخزنی سروک جالب توجه است. منبع: گزارش زمین شناسی و مهندسی مخزن - ECL.



به دلیل اهمیت گسیختگی های با ابعاد ریز در خواص پتروفیزیکی سازند ها به خصوص در پارامترهای مخزنی، الگوی ابعاد ترک های ناشی از گسل و فضاهاى تخلخل مربوط به حفره های^۳ کارستی و غیره بنظر می رسد از محلی به محل دیگر از تاقدیس تغییرات زیادی داشته باشد که خود موضوع تحقیقی مستقل است. این الگوها شامل شبکه ای از درزهای^۴ مویی و بسیار ریز میکرونی تا ابعاد میلی متری و بیشتر و همچنین فضاهاى ایجاد شده در اثر نفوذ دی اکسید کربن محلول در آب در طبقات آهکی و سیکل تبدیلات کربنات کلسیم به محلول بی کربنات کلسیم و بر عکس (فورد^۵، ۱۹۸۹، ص ۷۸) به همراه دیگر عوامل، ممکن است. برای این منظور اسمیت مدل شماتیکى زیر را (شکل شماره ۶) جهت نمایش انواع شبکه های شکستگی و فضاهاى خلل و فرج موجود در سازند مخزنی سروک در میدان نفتی شوروم پیشنهاد کرده است. الگوی های مورد تأکید اسمیت تنها بخش قابل رؤیت این فضاهاى خالی در مغزه ها و مشاهدات میدانی می باشد که با ذوق هنر گرافیکى که به خرج داده، چنین مدلی را

^۱ - Microfracture

^۲ - McQuinlla

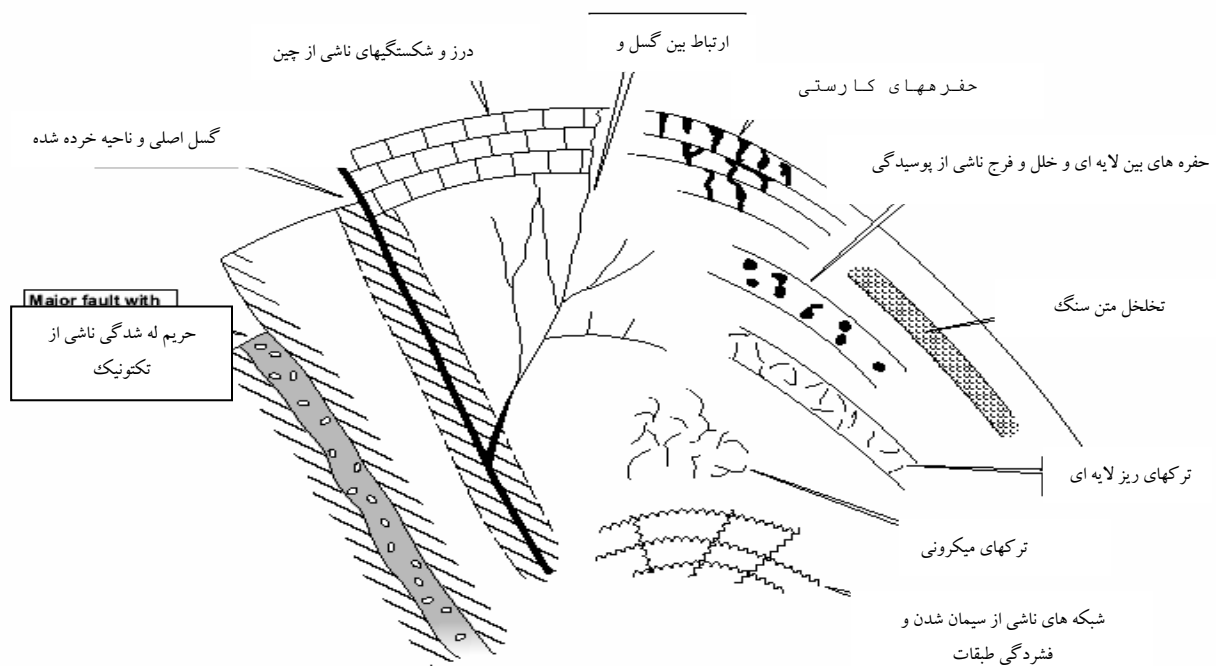
^۳ - Vuggy

^۴ - Crake

^۵ - Ford

ترسیم کرده است. بدیهی است ظرافت و پیچیدگی ساخت های مینیا توری طبیعی، الگوهای گسترده ای را در بر خواهد داشت.

شکل ۶- شماتیک الگو های مختلف انواع فضا های تخلخل و شکستگی در سکانس رسوبی سروک که از روی گزارشات حفاری آجیب و مشاهدات صحرائی، تهیه شده است. (اسمیت، ۲۰۰۳، ص ۲۹) تهیه شده را نشان می دهد.



قابلیت نفوذپذیری

شرایط کمی و کیفی شبکه های درز و شکاف، جدای تاثیری که می تواند در بسیاری از پارامترهای مخزنی منعکس سازد، اثر عمده اش می بایست در میزان قابلیت نفوذپذیری مورد ارزیابی قرار گیرد. معیار سنجش و واحد اندازه گیری میزان قابلیت نفوذ پذیری در یک سازند، قانون دارسی است و واحد آن میلی دارسی^۱ می باشد. برای این منظور، روش های مختلفی رایج است. مشاهده ترک های موجود در مغزه های حفاری و تزریق مایعاتی چون جیوه در آنها در شرایط آزمایشگاهی، نمودار گیری، نمودار الکتریکی^۲، نمودار شیب سنج^۳ نمودار ترکیبی صوتی و مقاومت سنج (شبان، ۱۳۸۲، ص ۶۵)، از جمله تکنیک های رایج در این زمینه به شمار می روند. هر یک از روش های اشاره شده مزیت های خاص خود را دارند. بطور مثال، بررسی و مشاهده مستقیم شکستگی ها و ترک های بوجود آمده در مغزه

^۱ - واحد نفوذ پذیری، دارسی (1856) می باشد که در آن سیال با ویسکوزیته یک سانتی پویز با سرعت یک سانتی متر در ثانیه تحت شیب فشار یک اتمسفر بر سانتی متر، در درون فضای تخلخل سازند جریان داشته باشد، نفوذ پذیری این سنگ یک دارسی خواهد بود. چون این واحد برای اکثر سنگ ها واحد نسبتا بزرگی است، معمولا یک هزارم آن را که میلی دارسی (md) نامیده می نامند، واحد نفوذ پذیری قرار می دهند. نفوذ پذیری نفت و گاز در مخازن ماسه سنگی از چند میلی دارسی تا چند هزار میلی دارسی تغییر می کند.

^۲ - BHTV (Bore hole Tele viewer)

^۳ - Dip meter log

ها و اندازه گیری ابعاد آنها به عنوان یک نمونه دست نخورده از مقاطع چاه و طبقات رسوبی، یکی از مطمئن ترین روش های معمول می باشد اما، استفاده از این تکنیک در طبقات رسوبی ضخیم دشوار و در قطعیت نتایج آن ابهاماتی بروز می کند. اغلب، از طریق پردازش داده های حاصل از روش های مزبور و یا اطلاعات لرزه نگاری، از مشخصات پتروفیزیکی مخازن و سیالات آن مدل تهیه می شود. با وجود مزیت های فراوان نمایش گرافیکی و یا سه بعدی برخی شرایط مخزنی، در بررسی نتایج احتیاط بیشتر، لازم است. بویژه زمانی که فاکتورهای مانند برآورد ابعاد هندسی و میزان کیفیت فیزیکی سیالات مخزنی و نیز پارمترهای مهمی چون تخلخل و قابلیت نفوذ پذیری که تاثیر اساسی در بهره برداری از منابع هیدروکربوری دارد، مطرح باشد. یکی از تکنیک های عملی و قابل اطمینان در شناخت کمی و کیفی شبکه های درز و شکاف سنگ مخازن و کمیت های مربوط به قابلیت نفوذ پذیری آن، بررسی میزان هدر رفتن گل حفاری^۱ و ناپدید شدن گل در گردش^۲ در طی عملیات حفاری^۳ چاه است.

هدر رفتن گل حفاری

در سیستم حفاری^۴ برای خارج ساختن بریده های سنگ ها از مقاطع چاه ها، متناسب با مشخصات لیتولوژیک و شرایط زمین شناختی منطقه، یک سیستم گردش گل حفاری با فرمولاسیون مشخص و مایعات مبتنی بر پایه آب یا مشتقات نفتی نظیر روغن و یا گازوئیل همراه با دیگر ترکیبات مایع و افزودنی های^۵ جامد به عنوان پر کننده^۶، با رئولوژی^۷ مناسب تهیه می گردد و همزمان با چرخش مته حفاری، با فشار بیشتر از فشار طبقات و سیالات درون چاه، به گردش در می آید تا از یک طرف ضایعات و براده سنگ های خرد شده را از چاه خارج سازد و از طرف دیگر، مانع از ریزش سازندهای سست، و مسدود شدن چاه قبل از نصب لوله های جداری^۸ گردد. با توجه به مشخصات پتروفیزیکی طبقات رسوبی، در سیکل مذکور بطور طبیعی به میزان اندکی از گل حفاری در فضاها تخلخل و شبکه های درز و شکاف، راه یافته و از سیکل حفاری خارج می شود. این مسئله در برخی از طبقات رسوبی که دارای شبکه گسترده ای از درز و شکاف باشد، می تواند به یک معضل در عملیات حفاری تبدیل گردد. بطوریکه، تمام گل به هدر رفته و یا تامین گل و فشار مورد نیاز، با مشکل اساسی مواجه شود. در این صورت، توسط مهندسان حفار در ترکیب فرمولاسیون گل تجدید نظر شده و از عناصر معدنی یا آلی که به مسدود شدن شبکه کمک کند، استفاده می گردد.

حجم هدر رفت و نوسان گل در گردش عملیات حفاری اکتشاف هشت حلقه چاه نفت در میدان شوروم در گزارش روزانه ثبت شده است. از بین هشت حلقه چاه مزبور، با توجه به موقعیت چاه های ۵، ۶ و ۷ (شکل شماره ۱) که به ترتیب در قسمت های جنوبشرقی، وسط، و شمال غربی تاقیدیس واقع شده اند، انتخاب و مورد بررسی قرار

¹ - Mud loss

² - Lost circulation

³ - Drilling

⁴ - Rig

⁵ - Additives

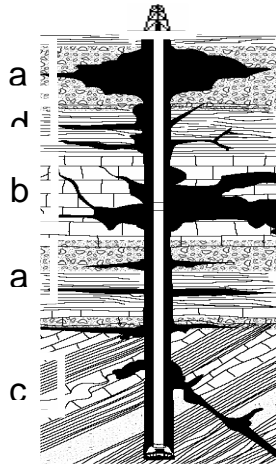
⁶ - Filler

⁷ - Rheology

⁸ - Casing

گرفت و نتایج در جداول شماره (۱، ۲ و ۳) به صورت جداگانه برای هر یک از چاه های مذکور نشان داده شده است. در صد جامد گل مورد استفاده در حفاری بین ۳ تا ۴ در صد و چگالی آن بین ۱,۰۵ تا ۱,۰۷ گرم بر سانتی متر مکعب گزارش شده است (آجیب ۱۹۷۲، ص ۷).

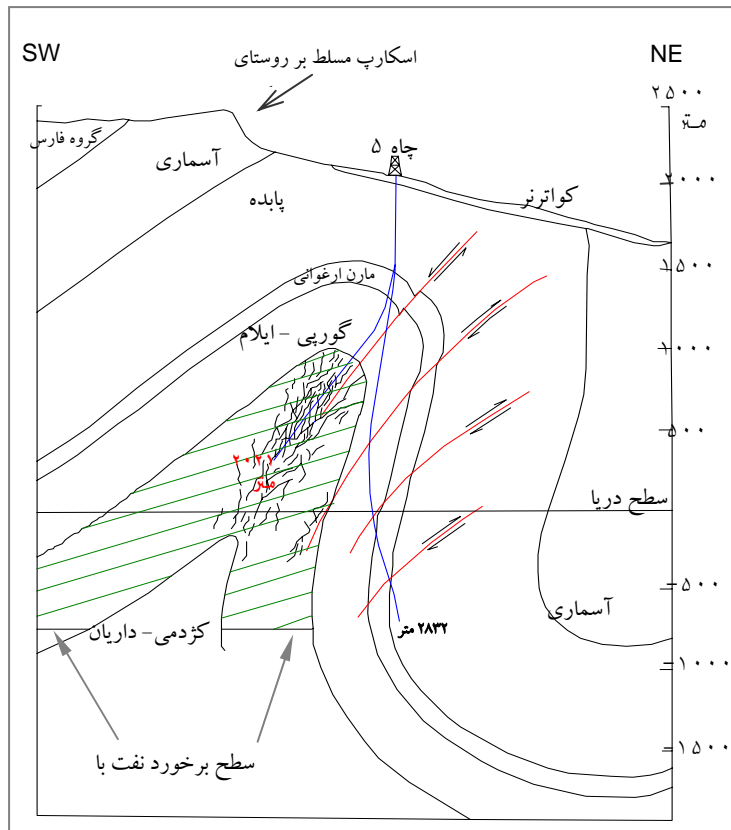
شکل ۷- نمایش شماتیک از دست رفتن گل حفاری در مقاطع زمین شناسی چاه و طبقات رسوبی.



a، سازندهایی منفصل و یا با سیمان ضعیف. b، سازند های آهکی دارای حفره های انحلائی. c، طبقاتی که در اثر گسل شکسته و خرد شده است. و d ناحیه که در اثر فشار طبقات له گردیده است.

منبع: Drilling Fluids Engineering Manual

شکل ۸- مقطع زمین شناسی چاه شماره ۵ در بخش های رورانده شوروم می دهد. مقطع از سازندهای مختلف زمین شناسی را قطع و در عمق ۲۸۳۲ به دلیل داخل شدن مجدد به مارن و پایده، در مسیر حفاری انحراف داده شده و در عمق ۲۰۲۱ در سازند مخزنی سروک به الویت اکتشافی رسیده است. کیفیت چین خوردگی و تاثیر گسل های ناشی از نیروهای زمین ساختی در سنگ پوش و سنگ مخزن قابل مشاهده است. (ترسیم توسط نگارنده از روی گزارشات حفاری آجیب، ۱۹۷۲).



جدول شماره ۱ گزارش هرز روی مقدار حجم گل حفاری در چاه انحرافی ۵ (شکل شماره ۲) را نشان می دهد. با وجود اینکه این چاه در مرکز بزرگ ترین گسیختگی سطحی حفاری شده است، به دلیل خواص پتروفیزیکی سازند مارنی پابده حجم گل حفاری هدر رفته در طبقات سطحی آن ناچیز است. اما روند مذکور در عمق ۵۴۰ تا ۵۴۸ و نیز ۵۵۶ تا ۵۸۹ تغییر کرده و حجم گل هرز رفته به بیشترین میزان خود یعنی ۳۰ متر مکعب به ازای هر یک متر عمق حفاری می رسد. این امر نشان دهنده بر خورد این چاه به یک ناحیه به شدت گسسته ای است که به وسیله گسل در سازند پابده ایجاد گردیده است. در سازند پابده در عمق ۶۰۴ متری، افت حجم گل در گردش به ۲۵ متر مکعب می رسد. هدر رفت گل در سازند مخزنی سروک، افزایش یافته و در عمق ۲۰۲۱ متری از سطح بیشترین مقدار هرز روی گل حفاری ۶۰ تا ۶۵ متر مکعب گزارش شده است (شکل شماره ۸).

جدول ۱- از دست رفتن و کاهش حجم مقدار گل حفاری در گردش در چاه شماره ۵ (شکل شماره ۱).

| چاه شماره ۵ شوروم | | | |
|--------------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| ملاحظات | هدر رفت گل (M^3) | سازند زمین شناسی | عمق لایه رسوبی (متر) |
| During drilling | 7 | Recent | 35 |
| During drilling | 4 | Recent | 45 |
| During drilling | 75 | Pabdeh | 41-475 |
| During drilling | 225 | Pabdeh | 479-526 |
| During casing job | 50 | Pabdeh | 526 |
| During drilling | 120 | Pabdeh | 540-548 |
| During drilling | 600 | Pabdeh | 556-589 |
| During drilling | 180 | Pabdeh | 589-604 |
| During cement job | 25 | Pabdeh | 604 |
| During drilling | 10 | Sarvak | 1486-1491 |
| During logging | 10 | Sarvak | 1491 |
| During drilling | 5 | Sarvak | 1491-1515 |
| During drilling & coring | 15 | Sarvak | 1515-1541 |
| During drilling | 10 | Sarvak | 1541-1546 |
| During acidizing job | 80 | Sarvak | 1546 |
| During drilling | 745 | Sarvak | 1546-1873 |
| During logging | 60 | Sarvak | 1873 |
| During drilling & coring | 170 | Sarvak | 1873-1954 |
| During drilling | 175 | Sarvak | 1954-2021 |
| During logging | 60 | Sarvak | 2021 |
| During cushion plug | 65 | Sarvak | 2021 |

(شرکت نفت، میدین نفتی زاگرس مرکزی، گزارش آجیب، ۱۹۷۲)

جدول شماره ۲) گزارش خلاصه شده هدر رفت گل در چاه ۶ (شکل شماره ۲) می باشد که در نوع خود بسیار زیاد است. دلایل هرزروی بیش از حد گل را می توان به فاکتورهای مهمی چون موقعیت این چاه در محور و مرکزیت

هندسۀ تاقدیس، قلمرو فعالیت سه دستۀ از گسل های شمالی جنوبی در مجاورت چاه، گسل معکوس در ناحیۀ غرب، و گسل روراند در ناحیۀ شرق آن در رابطۀ گذاشت. این چاه در یک ناحیۀ پر تنش از دیدگاه نیروهای زمین ساختی حفر گردیده است و احتمالاً در عمق حدود ۲۳۰۰ متری وارد یک ناحیۀ خرد شده می گردد و سپس یک گسل را قطع و از آن عبور می کند. علت افزایش هرزروی گل حفاری نیز به دلیل گسترش شبکه های اصلی و فرعی ناشی از خرد شدگی در عمق ۲۳۱۷ تا ۲۳۳۱ متری از سطح زمین می باشد که قریب ۳۰ متر مکعب به ازای هر یک متر حفاری گزارش گردیده است.

جدول ۲- از دست رفتن و کاهش حجم مقدار گل حفاری در گردش در چاه شماره ۷ (شکل شماره ۱).

| چاه شماره ۷ شوروم | | | |
|--------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|
| ملاحظات | هدر رفت گل (M^3) | سازند زمین شناسی | عمق لایه رسوبی (متر) |
| During drilling | 50 | Asmari | 17-36 |
| During drilling | 88 | Gurpi | 2373-2469 |
| During logging | 16 | Sarvak | 2510 |
| During drilling | 1503 | Sarvak & Repeat Gurpi | 2590-3023 |
| During logging | 164 | Repeat Gurpi 1 | 2797 |
| During fishing job | 70 | Repeat Gurpi 2 | 2929 |
| During logging | 54 | Repeat Gurpi 3 | 2932 |

(شرکت نفت، میادین نفتی زاگرس مرکزی، گزارش حفاری آجیب، ۱۹۷۲)

چاه ۷ (شکل شماره ۲) در بخش های غرب تاقدیس و بر روی محور حفاری شده است. هدر رفت گل حفاری (جدول شماره ۳) در پوشش لیتولوژیکی سطح تاقدیس، به علت هوازدگی شدید و توسعه درز و شکاف در سازند آسماری می باشد. شدید ترین میزان افت حجم گل ذخیره نزدیک به ۱۹ متر مکعب به ازای یک متر حفاری در عمق بوده که احتمالاً مقطع چاه وارد یک ناحیۀ خرد شده گسلی واقع در بین این چاه و چاه ۲ در مجاورت شمال می شود.

جدول ۳- گزارش خلاصه شده هدر رفت گل در چاه ۶ (شکل شماره ۲) می باشد که در نوع خود بسیار زیاد است. دلایل هرزروی بیش از حد گل را می توان به فاکتورهای مهمی چون، موقعیت این چاه در محور و مرکزیت هندسه تاقدیس، قلمرو فعالیت سه دستۀ از گسل های شمالی جنوبی در مجاورت چاه، گسل معکوس در ناحیۀ غرب، و گسل رورانده در ناحیۀ شرق آن در رابطۀ گذاشت. این چاه در یک ناحیۀ پر تنش از دیدگاه نیروهای زمین ساختی حفر گردیده است؛ احتمالاً در عمق حدود ۲۳۰۰ متری، وارد یک ناحیۀ خرد شده می گردد و سپس یک گسل را قطع و از آن عبور می کند؛ علت افزایش شدید هرزروی گل حفاری نیز به دلیل گسترش شبکه های اصلی و فرعی ناشی از خرد شدگی در عمق ۲۳۱۷ تا ۲۳۳۱ متری از سطح زمین می باشد که قریب ۳۰ متر مکعب به ازای هریک متر حفاری گزارش گردیده است.

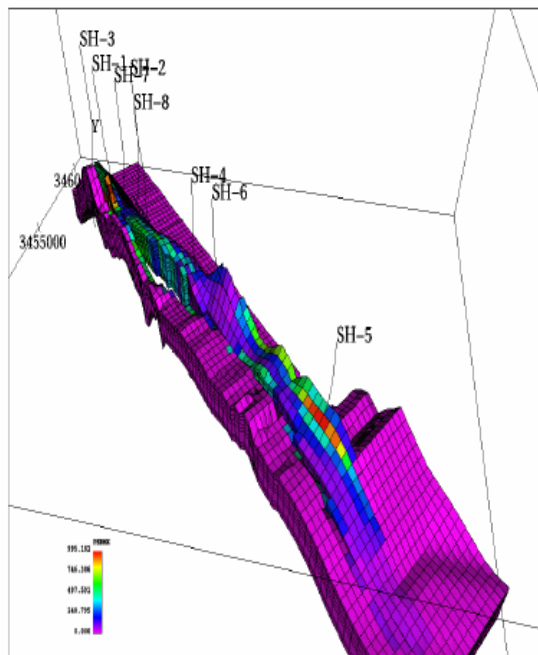
جدول ۳- از دست رفتن و کاهش حجم مقدار گل حفاری در گردش در چاه شماره ۶ (شکل شماره ۱).

| چاه شماره ۶ شوروم | | | |
|-----------------------------|----------------------|------------------|----------------------|
| ملاحظات | هدر رفت گل (M^3) | سازند زمین شناسی | عمق لایه رسوبی (متر) |
| | 25 | Asmari | 160 |
| During drilling | 90 | Asmari | 208 |
| During drilling | Partial losses | Pabdeh | 208-1166 |
| During drilling | Complete losses | Gurpi | 1871 |
| During fishing | 50 | Gurpi | 2045 |
| During logging | No returns | Gurpi | 2045 |
| During drilling | Complete losses | Sarvak | 2081 |
| During drilling | 140 | Sarvak | 2081-2094 |
| During drilling & cementing | Complete losses | Sarvak | 2085 |
| During drilling | 60 | Sarvak | 2094-2096 |
| During drilling | 150 | Sarvak | 2096-2115 |
| During drilling | 300 | Sarvak | 2115-2137 |
| During drilling | 360 | Sarvak | 2137-2158 |
| During drilling | 150 | Sarvak | 2158-2166 |
| During drilling | 200 | Sarvak | 2166-2192 |
| During drilling | 300 | Sarvak | 2192-2211 |
| During drilling | 250 | Sarvak | 2211-2233 |
| During drilling | 300 | Sarvak | 2233-2250 |
| During drilling | 400 | Sarvak | 2250-2268 |
| During drilling | 480 | Sarvak | 2268-2289 |
| During drilling | 510 | Sarvak | 2289-2317 |
| During drilling | 400 | Sarvak-Gurpi | 2317-2331 |

(شرکت نفت، میدین نفتی زاگرس مرکزی، گزارش حفاری آجیب، ۱۹۷۲)

شکل شماره (۹)، نمایش سه بعدی سازند مخزنی سروک و میزان قابلیت نفوذ پذیری سیال در آن را نشان می دهد. بیشترین کمیت در مناطقی از هندسه تاقدیس وجود دارد که با محور و یا حریم گسل ها منطبق است و میزان آن در نواحی که دچار شکستگی بیشتری شده اند، بالغ بر ۱۰۰۰ میلی داری دیده می شود. این میزان در نوع خود قابلیت نفوذ پذیری بالایی را در بخش هایی از مخزن اثبات می کند.

شکل ۹- نمایش سه بعدی سازند مخزنی سروک و قابلیت نفوذپذیری آن در بخش های مختلف تاقدیس را نشان می دهد.



در جنوب چاه های ۵، ۷ و ۸
بیشترین قابلیت نفوذپذیری
مشاهده می شود؛ این مناطق
در واقع با بخش های از زون
خرد شده و بیشترین تنش های
وارد بر محور تاقدیس تطابق
دارد.
منبع: گزارش زمین شناسی و
مهندسی مخزن - ECL.

نتایج

شرایط مرفولوژیک ساختمان شوروم و کیفیت تحول دامنه ها به ویژه دامنه شمالی، حاکی از غلبه ژئودینامیک درونی به عوامل و مرفولوژیک بیرونی است. شیب تند دامنه مزبور، گسیختگی های شدید سطوح، اسکارپ های بلند و واریزه های فعال پای آنها، دینامیک رودخانه خرسان با مکانیسم های کاوش و حمل از نشانه های شرایط پئومرفیک بشمار می روند. نتایج بررسی و پردازش اطلاعات بدست آمده از حفاری ۸ حلقه چاه اکتشافی نشان می دهد که پارامترهای مهم مخزنی این میدان از تحولات و عوامل مزبور مصون نمانده و متناسب با موقعیت آنها در هندسه تاقدیس، تغییراتی را متحمل شده اند. بیشترین میزان هدر رفت گل حفاری در چاه هایی که در محور تاقدیس (چاه های ۴، ۳، ۷) حفاری شده (شکل شماره ۱) و یا در حریم گسل هایی که با گسستگی های سطحی همراه هستند، اتفاق افتاده است. از اینرو باید نتیجه گرفت که بیشترین تراکم از شبکه شکستگی ها نیز منطبق بر محور تاقدیس بوده و به سمت شیب یال ها از پراکندگی آنها کاسته می شود. بر این اساس بنظر می رسد که شدیدترین تنش های زمین ساختی در محور و مرکز هندسی تاقدیس متمرکز باشد.

دومین فاکتور مهم هدر رفت گل حفاری و مآلاً، در گسترش شبکه گسستگی ها، حریم فعالیت گسل ها است که دامنه قلمرو آنها احتمالاً از شعاع ۲۰۰ متر تجاوز نموده و کمیت مزبور، در نواحی صفحات گسلی نزدیک به هم (چاه های ۵، ۷ و ۸) احتمال دارد تا ۳۰۰ متر نیز پراکندگی داشته باشد. مقاطع چاهی که از چنین حریم و به موازات صفحه گسل عبور نموده در واقع زون خرد شده را قطع کرده که به دلیل متلاشی شدن سنگ، هرز روی گل حفاری بیشترین مقدار را نشان می دهد (چاه های ۱، ۲، ۵ و ۸).

در ناحیه تلاقی مقطع چاه با خط گسل، به ویژه از نوع تقاطع مورب (نه عمود) (در شکل شماره ۸ چاه انحرافی ۲۰۲۱ متری در داخل سازند مخزنی سروک با گسل فوقانی چنین وضعیتی دارد)، شدیدترین حالت از دست رفتن گل ثبت شده (چاه های ۱، ۵ و ۷).

ناحیه تماس دو سازند مختلف زمین شناسی و همچنین سکانس های فرعی مربوط به سازند آهکی سروک نیز با هرز روی گل حفاری زیادی روبرو بوده که حاکی از وجود شبکه های درز و شکاف زیاد در ناحیه لایه مرزی سکانس های رسوبی است. احتمالاً شکستگی ها در سازند مخزنی سروک، به دلیل خواص شیشه ای آهک های ان تشدید شده است. این مسئله در بین سازند آسماری و پابده و گورپی - سروک که بعضاً به از دست رفتن تمام حجم گل در گردش منجر شده نیز تطابق نشان می دهد.

سرانجام برخلاف تخلخل اولیه ناچیز سازند مخزنی سروک (۲ درصد حجم سنگ) که توجیه اقتصادی لازم را به منظور بهره برداری از این میدان نشان نمی دهد، شبکه شکستگی ها و پارامترهای مربوط به تخلخل ثانویه در ابعاد گوناگون، کمبودهای خلل و فرج اولیه متن^۱ سنگ را در این میدان جبران نموده و لذا با حصول اطمینان لازم از حجم و ابعاد بستگی مخزن، توسعه آن دارای توجیه اقتصادی خواهد بود. با وجود شرایط مرفولوژیک وسخت کوهستانی که انجام عملیات لرزه نگاری به منظور حصول اطمینان کافی را با دشواری هایی مواجه می سازد، پژوهش های ژئومرفولوژیک و زمین شناسی سطح الارضی می تواند در شناخت مشخصات مخزنی و رفع ابهامات بر سر راه توسعه این میدان مفید واقع شود.

منابع و مأخذ:

- ۱- بر رسی پتانسیل هیدرو کربوری استان چهارمحال بختیاری (۱۳۸۲)، موسسه جهاد تحقیقات، گره پروژه های نفتی.
- ۲- تئودور، ابرلندر (۱۳۷۹)، رودخانه های زاگرس از دیدگاه ژئومورفولوژی، مترجمان: دکتر معصومه رجبی و دکتر احمد عباس نژاد، چاپ دانشگاه تبریز.
- ۳- شبان، علی (۱۳۸۲)، تحلیل شکستگیهای تحت الارضی و تاثیر آن به مهاجرت سیال در مخزن آسماری گچساران، رساله کارشناسی ارشد، استاد راهنما دکتر سید احمد علوی، دانشگاه بهشتی.
- ۴- فرجی، مرداس و همکاران (۱۳۷۵)، پروژه مطالعات اکتشافی ناحیه فارس، گزارش زمین شناسی شماره ۱۸۴۴.
- ۵- رجائی، عبدالمجید (۱۳۷۱)، تحلیل برخی از مکانیسم های مرفوژنز در ارتباط با ویژگیهای سنگ های متراکم، پژوهش های جغرافیایی، شماره ۳۰، دانشکده جغرافیا، دانشگاه تهران.
- ۶- د رویش زاده، علی (۱۳۷۰)، زمین شناسی ایران.

7- AGIP,(1972):TIME ANALYSIS FOR SHUROM WELLS, P.7. مرکز اطلاعات فنی.

اکتشاف و تولید.

8- AGIP,(1976):ANALYSIS OF PRODUCTIVE POSSIBILITIES OF THE WELLS,P.45. مرکز اطلاعات فنی اکتشاف و تولید.

¹ - Matrix

- 9- A. I. LEVORSEN,(1966): GOLOGY OF PETROLEUM, PP, 132-156.
- 10- B. C. CRAFT & M. F. HAWKINS, 1959: PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING.
- 11- ALUN GRIFFITHS, (2003): BASIC RESERVOIR ENGINEERING, (OEID CO. ECL مخزن مهندسی و مطالعات مهندسی و زمین شناسی و گزارش زمین شناسی).
- 12- ALUN GRIFFITHS, (2003):CENTRAL ZAGROSS RESERVOIR SIMULATION, (OEID CO. ECL مخزن مهندسی و زمین شناسی و گزارش زمین شناسی).
- 13- A. LACAZETTE, (2000): NATURAL FRACTURE NOMENCLATURE, DISK 1, 13 PAGES, IN L.B. THOMPSON (EDITOR)
- 14- ATLAS OF BOREHOLE IMAGES, AAPG DATAPAGES DISCOVERY SERIES 4, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS, TULSA (2 COMPACT DISKS).
- 15- GEOFF SMITH, (2003): CENTRAL ZAGROSS GEOLOGICAL EVALUATION.
- 16 - D. FORD & P. WILLIAMS, (1989): KARST GEOMORPHOLOGY AND HYDROLOGY.
- 17- DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL VERSION 2.0 - 04/2001.
- 18- MCQUILLAN, H., (1973): SMALL-SCALE FRACTURE DENSITY IN ASMARI FORMATION OF SOUTHWEST IRAN AND ITS RELATION TO BED THICKNESS AND STRUCTURAL SETTING. AAPG BULL. 47.
- 19- WELBON, (2001): SPATIAL DISTRIBUTION OF LARGE AND SMALL SCALE FAULT SYSTEMS IN SANDSTONE RESERVOIRS: AN OUTCROP STUDY, ALASTAIR WELBON, ALASTAIR BEACH, PAUL BROCKBANK, LAWSON BROWN, STEVE KNOTT, AND JEAN MCCALLUM, ALASTAIR BEACH ASSOCIATES LIMITED STEEN, OYVIND (1),
- 20- WALMANN, THOMAS (2)&ANDRESEN, ARILD (1), (2001):CHARACTERISTICS OF FAULT AND FRACTURE POPULATIONS ASSOCIATED WITH EXTENSIONAL FAULTS ON TRAILL Ö, EAST GREENLAND. DEPARTMENT OF GEOLOGY, UNIVERSITY OF OSLO, P.B. 1047, BLINDERN, 0316 OSLO.
- DEPARTMENT OF PHYSICS, UNIVERSITY OF OSLO, P.B. 1048, BLINDERN, 0316 OSLO.

۲۱- نقشه های توپوگرافی مقیاس ۵۰۰۰۰، ۲۵۰۰۰۰، نقشه زمین شناسی مقیاس ۲۵۰۰۰۰ شیت بروجن، تصویر ماهواره ای TM تهیه شده در سال ۱۹۹۸، و دیگر اسناد فنی طرح توسعه میدان نفتی زاگرس مرکزی، موجود در بایگانی فنی شرکت OEID وابسته به شرکت نفت و مجری طرح توسعه میدان مزبور، و موسسه جهاد تحقیقات (JTG) همکار ایرانی شرکت انگلیسی PETROFAC، مشاور طرح توسعه میدان زاگرس.