

دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت - اکتشاف

شناسایی کانال مدفون در دشت آبادان با استفاده از آنالیز چندشاخه‌نگری در داده‌های لرزه‌ای بازتابی سه بعدی

مکارنده: مریم نوروزپناه مالوانی

اساتذراستاد:

دکتر مهرداد سلیمانی منقرود

دکتر امین روشندل کابو

مشاور:

احمد مرتضوی

شهریور ۱۳۹۷

شماره: ۳۷۱۳۹۷-۲  
تاریخ: ۹۷-۶-۲۰

باسمه تعالی



مدیریت تحصیلات تکمیلی

فرم شماره (3) صورتجلسه نهایی دفاع از پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

با نام و یاد خداوند متعال، ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد خانم مریم نوروزبنا مالوانی با شماره دانشجویی ۹۵۱۶۷۷۴ رشته مهندسی نفت گرایش اکتشاف تحت عنوان شناسایی کانال مدفون در دشت آبادان با استفاده از آنالیز چندنشانه‌گری، در داده‌های لرزه‌ای بازتابی سه بعدی که در تاریخ ۱۳۹۷/۰۶/۲۰ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاهرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می‌گردد:

قبول (با درجه:  ممتاز)  مردود  
نوع تحقیق:  نظری  عملی

امضاء	مرتبه علمی	نام و نام خانوادگی	عضو هیأت داوران
	دانشیار	جناب آقای دکتر مهرداد سلیمانی منفرد	1- استادراهنمای اول
	دانشیار	جناب آقای دکتر امین روشندل کاهو	2- استادراهنمای دوم
	دکتری	جناب آقای دکتر احمد مرتضوی	3- استاد مشاور
	استادیار	جناب خانم دکتر آرزو عابدی	4- نماینده تحصیلات تکمیلی
	استادیار	جناب آقای دکتر محمد رداد	5- استاد ممتحن اول
	استادیار	جناب آقای دکتر سجاد نگهبان	6- استاد ممتحن دوم

نام و نام خانوادگی رئیس دانشکده: دکتر محمد عطایی

تاریخ و امضاء و مهر دانشکده:



تجربه: در صورتی که کسی مردود شود حداکثر یکبار دیگر (در مدت مجاز تحصیل) می‌تواند از پایان نامه خود دفاع نماید (دفاع مجدد نباید زودتر از 4 ماه برگزار شود).

تقدیم به...

ماد بزرگ عزیزتر از جانم

ماد و پدر عزیزم

و برادر نازنینم...

## شکر و قدردانی

به پاس عشق و گرمای امید بخش پدر و مادر عزیزم که در سردی روزگار وجودم را به گرمی می فشارند، به پاس قلب های بزرگشان که فریاد رس سرکردانی روزهای سختم بوده اند، و ترس هایم در پناهنشان به شجاعت می کرانند.

پاس فراوان از وجود استادیدار جنم جناب آقایان دکتر مراد سلیمانی و دکتر امین روشندل، که با جان و دل همیار و همراه مسیر ما هموار بنده بوده اند. از داوران گرامی جناب آقایان دکتر سجاد گلستان و دکتر محمد رداد که زحمت داوری پایان نامه بنده را به عهده گرفته اند، بسیار سپاسگزارم. و شکر ویژه از سرکار خانم دکتر آرزو عبدی خواهم داشت که عهده دار نمانده تحصیلات تکمیلی ارژن اینجانب بوده اند.

و در نهایت از دوست عزیزم خانم مهندس فرناز سلطانی و تمامی دوستانی که در این مسیر مریاری رسانیده اند بسیار سپاسگزارم.

# تعهد نامه

اینجانب **مریم نوروزپناه مالوانی** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی اکتشاف نفت دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه تحت عنوان: شناسایی کانال مدفون در دشت آبادان با استفاده از آنالیز چند نشانگری در داده‌های لرزه‌ای بازتابی سه بعدی تحت راهنمایی اساتید: مهرداد سلیمانی منفرد و امین روشندل کاهو متعهد می‌شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهشهای محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود» و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافتهای آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است

تاریخ: ۱۳۹۷/۰۶/۲۰

امضای دانشجو

## مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

\* متن این صفحه نیز باید در ابتدای نسخه های تکثیر شده پایان نامه وجود داشته باشد.

## چکیده

نفت‌گیرهای چینه‌ای بوسیله ته‌نشست رسوبات در کف حوضه‌های رودخانه‌ای و دریایی، از جنس کربناته و ماسه‌سنگ تشکیل خواهند شد. از نمونه بارز کانال‌های چینه‌ای می‌توان به تله‌های موجود در دوره کرتاسه که از ته نشست رسوبات ماسه‌ای و کربناته تشکیل شده‌است، اشاره کرد. در جنوب غرب فروافتادگی دزفول (در دشت آبادان)، در میدان نفتی مورد بررسی، نفت‌گیرهای یافت شده تماماً ساختاری بوده‌است. برای شناسایی نفت‌گیر چینه‌ای محدوده مورد مطالعه، می‌توان داده‌های سه بعدی لرزه‌ای بازتابی را توسط نشانگرهای لرزه‌ای مورد پردازش قرار داد. نفت‌گیرها، هندسه متفاوتی دارند اما اغلب در داده‌های لرزه‌ای به شکل ناودیس دیده می‌شوند.

نشانگرهای لرزه‌ای از جمله روش‌های تشخیص نفت‌گیرها، شکستگی‌ها و هرگونه آشفستگی و آنومالی‌های زیر سطحی به شمار می‌آیند. تعدادی از نشانگرها جهت تعیین نفت‌گیر دسته‌بندی گردیده‌اند. نشانگرهای تباین دامنه، واریانس، انحنا و غیره از جمله این نشانگرها می‌باشند. هر یک از نشانگرها با اعمال پردازش مورد نظر بر داده‌های لرزه‌ای، آشفستگی‌های زیرسطحی را آنالیز کرده و نفت‌گیرها که هدف پردازش این پژوهش می‌باشد را تشخیص و مورد بررسی قرار خواهد داد. در این پایان نامه با توجه به نتایج به دست آمده از هر نشانگر، جهت بهبود وضوح تصویر و بدست آوردن نتیجه مطلوب از روش منتخب، به تلفیق دوجه دو نشانگرها، توسط یکی از روش‌های تلفیق نرم افزار MATLAB، به پردازش نفت‌گیر چینه‌ای پرداخته می‌شود و محدوده کانال با وضوح بالا جهت بهره برداری به نمایش گذاشته می‌شود.

واژه کلیدی: نفت‌گیر چینه‌ای، داده لرزه‌ای سه‌بعدی، کانال، نشانگرهای لرزه‌ای، تلفیق.

# فهرست

۱	فصل اول.....
۲	۱-۱ بیان مسئله.....
۲	۲-۱ ضرورت تحقیق.....
۴	۳-۱ پیشینه موضوع.....
۶	۴-۱ تاریخچه کارهای انجام شده.....
۱۲	۵-۱ ساختار پایان نامه.....
۱۳	فصل دوم.....
۱۴	۱-۲ مقدمه.....
۱۴	۲-۲ انواع تله‌های نفتی.....
۱۵	۱-۲-۲ تله‌های ساختاری.....
۱۵	۱-۱-۲-۲ تله ساختاری چین خورده.....
۱۶	۲-۱-۲-۲ تله ساختاری گسل خورده.....
۱۷	۲-۲-۲ نفت‌گیرهای دیاپیریک.....
۱۸	۳-۲-۲ تله‌های هیدرودینامیکی.....
۱۸	۴-۲-۲ نفت‌گیرهای مرکب.....
۱۹	۵-۲-۲ نفت‌گیرهای چینه‌ای.....
۲۰	۱-۵-۲-۲ تله‌های غیر مرتبط با سطح ناپیوستگی.....
۲۱	۲-۵-۲-۲ تله‌های مرتبط با سطح ناپیوستگی‌ها.....
۲۳	۳-۲ انواع سنگ مخزن.....
۲۳	۱-۳-۲ ماسه‌سنگی.....
۲۳	۲-۳-۲ سنگ مخزن آهکی یا کربناته.....
۲۴	۳-۳-۲ سنگ مخزن غیر معمول.....
۲۴	۴-۲ انواع پرشدگی‌های کانال.....
۲۵	۵-۲ اهمیت داده‌های لرزه‌ای 3D در شناسایی کانال‌ها.....
۲۵	۶-۲ روش شناسایی مخازن چینه‌ای سه بعدی لرزه‌ای توسط نشانگرها.....
۲۶	۷-۲ نشانگرهای مناسب جهت تعیین کانال.....
۲۹	فصل سوم.....
۳۰	۱-۳ روش تحقیق.....
۳۱	۲-۳ نشانگرها.....
۳۱	۱-۲-۳ نشانگر انحنا.....
۳۲	۲-۲-۳ تباین دامنه.....
۳۴	۳-۲-۳ آشفستگی.....
۳۵	۴-۲-۳ روشنایی شیب.....
۳۶	۵-۲-۳ فرکانس.....
۳۸	۶-۲-۳ میانگین ریشه مربع دامنه.....



۳۸	..... نرمی ۷-۲-۳
۴۰	..... واریانس ۸-۲-۳
۴۱	..... تئوری تلفیق ۳-۳
۴۳	<b>فصل چهارم</b>
۴۴	..... ۱-۴ مقدمه
۴۵	..... ۲-۴ موقعیت زمین شناسی فرو افتادگی دزفول
۴۶	..... ۳-۴ موقعیت میدان مورد مطالعه
۴۷	..... ۴-۴ گروه‌های زمین شناسی محدوده مورد نظر
۴۷	..... ۱-۴-۴ گروه فارس
۴۸	..... ۲-۴-۴ گروه بنگستان
۴۸	..... ۳-۴-۴ گروه خامی
۴۸	..... ۴-۴-۴ گروه دهرم
۴۹	..... ۵-۴-۴ گروه کازرون
۴۹	..... ۵-۴ سازندهای میدان مورد مطالعه
۴۹	..... ۱-۵-۴ سازند آغاچاری
۵۰	..... ۲-۵-۴ سازند گچساران
۵۱	..... ۳-۵-۴ سازند آسماری
۵۱	..... ۴-۵-۴ سازند پابده
۵۱	..... ۵-۵-۴ سازند گورپی
۵۲	..... ۶-۵-۴ سازند ایلام
۵۲	..... ۷-۵-۴ سازند سروک
۵۳	..... ۸-۵-۴ سازند کژدمی
۵۳	..... ۹-۵-۴ سازند داریان
۵۳	..... ۱۰-۵-۴ سازند گدوان
۵۴	..... ۱۱-۵-۴ سازند فهلیان
۵۵	<b>فصل پنجم</b>
۵۶	..... ۱-۵ مقدمه
۵۶	..... ۲-۵ بررسی داده
۵۷	..... ۳-۵ برش داده و اعمال چاه
۶۱	..... ۴-۵ نشانگرهای منتخب
۶۲	..... ۱-۴-۵ نشانگر انحناء سه بعدی
۶۳	..... ۲-۴-۵ نشانگر تباین دامنه
۶۴	..... ۳-۴-۵ نشانگر آشفتگی
۶۵	..... ۴-۴-۵ نشانگر روشنایی شیب
۶۶	..... ۵-۴-۵ نشانگر فرکانس
۶۷	..... ۶-۴-۵ نشانگر میانگین، ریشه مربع دامنه
۶۸	..... ۷-۴-۵ نشانگر نرمی
۶۹	..... ۸-۴-۵ نشانگر واریانس

۷۱	.....	۵-۵ تلفیق نشانگر
۷۵	.....	فصل ششم
۷۶	.....	۱-۶ نتیجه گیری
۷۶	.....	۲-۶ پیشنهادها
۷۷	.....	منابع
۸۵	.....	چکیده انگلیسی

## فهرست جداول

- جدول (۱-۲) نشانگرهای مناسب کانال و کاربرد مختصر آنها..... ۲۶
- جدول (۱-۴) لیتولوژی میدان مورد مطالعه بر حسب عمق..... ۴۴
- جدول (۲-۴) سنگ‌شناسی بخش‌های سازند گچساران به‌مراه ضخامت..... ۵۰
- جدول (۱-۵) اطلاعات CHECK SHOT تهیه شده..... ۵۹
- جدول (۲-۵) برش در راستای INLINE/ XLINE/ TIME..... ۶۰
- جدول (۳-۵) تنظیمات نشانگر انحنا..... ۶۲
- جدول (۴-۵) تنظیمات نشانگر کنتراست دامنه..... ۶۳
- جدول (۵-۵) تنظیمات نشانگر آشفتگی..... ۶۴
- جدول (۶-۵) تنظیمات نشانگر روشنایی شیب..... ۶۶
- جدول (۷-۵) تنظیمات نشانگر فرکانس..... ۶۷
- جدول (۸-۵) تنظیمات نشانگر میانگین ریشه مربع دامنه..... ۶۸
- جدول (۹-۵) تنظیمات نشانگر نرمی..... ۶۹
- جدول (۱۰-۵) تنظیمات نشانگر واریانس..... ۷۰

# فهرست اشکال

- شکل (۱-۱) ارتباط بین علوم محض با زمین شناسی نفت ..... ۴
- شکل (۱-۲) نفت گیرهای طاق‌دیسی ..... ۱۶
- شکل (۲-۲) انواع نفت گیرهای غسل خورده ..... ۱۷
- شکل (۳-۲) تله های نفتی ..... ۱۸
- شکل (۴-۲) نفت گیر هیدرودینامیکی ..... ۱۸
- شکل (۵-۲) تله های چینه‌ای ..... ۲۳
- شکل (۶-۲) الگوی نهشتگی رسوبات در کانال ..... ۲۴
- شکل (۱-۳) نمای کلی روش تحقیق ..... ۳۰
- شکل (۲-۳) تعریف کلی از انحنا ..... ۳۱
- شکل (۳-۳) محاسبه ساده شعاع انحنا ..... ۳۱
- شکل (۴-۳) مثبت‌ترین و منفی‌ترین مقدار انحنا در اشکال مختلف ..... ۳۲
- شکل (۵-۳) پروفایل های شدت شیب در یک تصویر ..... ۳۳
- شکل (۶-۳) شکل موج حاصل از نشانگر آشفتگی ..... ۳۵
- شکل (۷-۳) (N) بردار نرمال عمود بر بازتابنده ..... ۳۶
- شکل (۸-۳) کاربردهای فرکانس در لرزه‌نگاری ..... ۳۷
- شکل (۹-۳) محاسبات صورت گرفته بر روی موج توسط نشانگر واریانس ..... ۴۰
- شکل (۱-۴) ستون چینه شناسی زاگرس ..... ۴۵
- شکل (۲-۴) محل قرارگیری فروافتادگی دزفول در زون زاگرس ..... ۴۶
- شکل (۳-۴) موقعیت میدان مورد مطالعه ..... ۴۷
- شکل (۱-۵) داده‌های بارگیری شده در راستای INLINE/ XLINE/ TIME OR VERTICAL ..... ۵۷
- شکل (۲-۵) اطلاعات چاه‌های برداشت شده در یکی از میداین نفتی دشت آبادان ..... ۵۸
- شکل (۳-۵) چاه‌های بارگیری شده به همراه TOP هر سازند ..... ۵۹
- شکل (۴-۵) نمای برش داده شده ..... ۶۱
- شکل (۵-۵) نشانگر حاصل از تنظیمات انحنا ..... ۶۲
- شکل (۶-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر تباین دامنه ..... ۶۳

- شکل (۷-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر آشفستگی ..... ۶۵
- شکل (۸-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر روشنائی شیب ..... ۶۶
- شکل (۹-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر فرکانس ..... ۶۷
- شکل (۱۰-۵) نتایج حاصل از نشانگر میانگین ریشه مربع دامنه ..... ۶۸
- شکل (۱۱-۵) تنظیمات حاصل از نشانگر نرمی ..... ۶۹
- شکل (۱۲-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر واریانس ..... ۷۰
- شکل (۱۳-۵) نتایج تلفیق بدست آمده از مخزن بنگستان ..... ۷۲
- شکل (۱۴-۵) نتایج تلفیق بدست آمده از مخزن خامی ..... ۷۳



# فصل اول

## ۱-۱ بیان مسئله

نفت‌گیرها یا تله‌های نفتی<sup>۱</sup> بخش اساسی تجمع اقتصادی هیدروکربن‌ها می‌باشند. نفت توسط سنگ منشا تولید شده سپس از طریق لایه‌های نفوذپذیر و شکستگی‌ها به سمت بالا حرکت کرده تا به سطح زمین راه یابند. عمدتاً موانعی سر راه حرکت رو به بالای نفت قرار دارد تا نفت را در ساختمانی به نام تله، انباشته کند. در منطقه جنوب غرب ایران با پس‌روی دریا در دوره کرتاسه کانال‌هایی در رسوبات کربناته بوجود آمده‌است. کانال‌ها، یکی از مهمترین پدیده‌های چینه‌ای بوده و بر اساس اطلاعات حفاری و لرزه‌ای جمع‌آوری شده، گسلش در پی‌سنگ و حرکت نمک هرمز، عوامل اصلی ایجاد ساختمان‌هایی با روند شمالی- جنوبی و شمال‌شرقی- جنوب‌غربی است. مخازن دشت آبادان برخلاف مخازن زاگرس که از نوع طاق‌دیس‌های ساده هستند، با احتمال زیاد تله‌های نفتی ترکیبی (ساختمانی- چینه‌ای- دیاژنزی) را دارا می‌باشند. حد و مرز نفت‌گیر چینه‌ای از تبدیل سنگ‌های تراوا و نفوذپذیر و سنگ‌های غیرتراوا و یا کمترتراوا مشخص می‌شود. این تغییرات به طور معمول در ارتباط با سطوح دگرشیبی، لایه‌های پیش‌رونده، سطوح لایه‌بندی و یا توده‌های متعدد رسوبی است (غضنفری بروجنی، و غیره، ۱۳۹۵). کانال‌ها ساختارهای چینه‌ای هستند که در مقاطع لرزه‌ای حالت V شکل و U شکل یا به عبارتی شکل ناودیس<sup>۲</sup> از خود نشان داده و رسوبات با ته‌نشست، این مقاطع را خواهد پوشاند (Boggs, 2009).

## ۲-۱ ضرورت تحقیق

در چین‌خوردگی‌های زاگرس تله‌های چینه‌ای یافت نشده، اما در قسمت فروافتادگی دزفول (دشت خوزستان) و دشت آبادان تله‌های چینه‌ای مورد بررسی قرار گرفته است. کانال‌های مدفون بخش مورد نظر، رودخانه‌ای بوده و عمدتاً از جنس ماسه‌سنگ هستند که اگر کانال مورد مطالعه در موقعیت

---

<sup>۱</sup> Oil Traps

<sup>۲</sup> Syncline



مناسبتی مانند قرار گیری در یک بخش نفوذناپذیر (پوش سنگ)<sup>۱</sup>، یا همان محصور شدن در یک بخش ناتراوا، می توانند مخازن نفتی وگازی مناسبی را بوجود آورند و بعنوان تله نفتی چینهای شناخته شوند. شناسائی کانالهایی که توسط ماسه‌های درشت دانه پر شده‌اند قابل اهمیت می‌باشند. اینگونه مخازن بدلیل تخلخل و تراوایی بالا مکان مناسبی جهت تجمع عناصر هیدروکربنی خواهند بود (Chopra, et al., 2005).

در بخش دشت آبادان (جنوب غرب فروافتادگی دزفول) نفت‌گیرها از دو جنس کربناته<sup>۲</sup> و ماسه سنگ<sup>۳</sup> تشکیل شده اند. منطقه مذکور دارای سه مخزن نفتی آسماری، بنگستان (شامل سازندهای ایلام و سروک) و مخزن خامی (شامل سازندهای فهلیان و داریان) می‌باشد. طی مطالعات صورت گرفته، دو مخزن بنگستان و خامی از جنس کربناته، و مخزن آسماری آهکی- ماسه سنگی بوده که بخش ماسه سنگی آن قابل بهره برداری می‌باشد. در ادامه توضیحات داده شده بایستی متذکر شد که منطقه مورد مطالعه در قسمت جنوب غربی فروافتادگی دزفول، واقع در دشت آبادان، بر روی داده‌های میدان نفتی مورد مطالعه تحقیقات مورد نظر که شامل، شناسایی و تعیین محدوده نفت گیر می‌باشد، صورت خواهد گرفت. در محدوده مورد مطالعه تله‌های چینهای یافت نگردیده است. نفت‌گیرهای اکتشاف و بهره برداری شده طاق‌دیسی بوده‌اند. حال طی بررسی‌های صورت گرفته در منطقه، از چینهای بودن تله‌های موجود اطمینان حاصل شده‌است. با اطمینان از تله‌ای بودن نفت‌گیرهای محدوده مورد مطالعه، به تعیین محدوده کانال‌ها توسط یکی از روش‌های لرزه‌نگاری (نشانه‌های لرزه‌ای) پرداخته می‌شود. پاسخ هر یک از نشانه‌ها منحصر به فرد بوده و هر یک از نشانه‌ها بخشی از آنومالی‌ها را شناسایی خواهند کرد. می‌توان با انتخاب روشی مناسب پاسخ‌های دریافتی از هر نشانه‌گر مطلوب را با یکدیگر تلفیق کرد سپس نتیجه مطلوب و جامعی را بدست آورد.

---

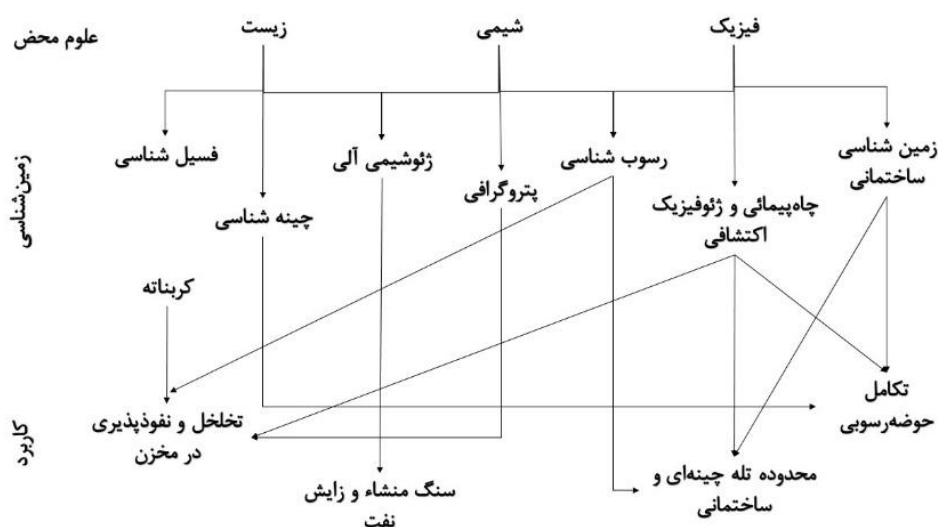
<sup>۱</sup> Cap Rock

<sup>۲</sup> Carbonate

<sup>۳</sup> Sand Stone

### ۱-۳ پیشینه موضوع

زمین شناسی نفت<sup>۱</sup>، علم کاربرد زمین شناسی برای اکتشاف مواد هیدروکربنی است. ارتباط بسیار مستحکمی بین زمین شناسی و علوم دیگر نظیر شیمی، فیزیک و زیست‌شناسی وجود دارد. در اکتشافات نفتی، کاربرد روش‌های ژئوفیزیکی نظیر لرزه‌شناسی<sup>۲</sup>، مغناطیس‌سنجی<sup>۳</sup> و ثقل‌سنجی<sup>۴</sup> بسیار ضروری است و در ارزیابی سنگ مخزن، چه اکتشاف و چه استخراج، نمودارهای ژئوفیزیکی بسیار کاربردی است. علم فیزیک با زمین شناسی ساختمانی، رسوب‌شناسی و اکتشافات ژئوفیزیکی و نمودارها مرتبط است. چین‌خوردگی، گسلش و دیاپیریسیم‌ها، پدیده‌هایی هستند که بر اساس مفاهیم فیزیکی توصیف شده‌اند. شکل‌گیری حوضه‌های رسوبی بر اساس تئوری تکتونیک صفحه‌ای<sup>۵</sup> نیاز به کاربرد ژئوفیزیک دارد (Selley, 1998). از جمله ارتباط بین علوم نام برده با علم زمین شناسی را در تصویر ۱-۱ مشاهده خواهید کرد.



شکل (۱-۱) ارتباط بین علوم محض با زمین شناسی نفت (Selley, 1998)

<sup>۱</sup> Petroleum Geology

<sup>۲</sup> Seismology

<sup>۳</sup> Magnetometry

<sup>۴</sup> Gravity

<sup>۵</sup> Plate Tectonic

با پیشرفت روش‌های لرزه‌نگاری و تفسیر داده‌های لرزه‌ای و پردازش‌های صورت گرفته روی داده‌ها، می‌توان به ساختارهای زمین‌شناسی بطور پیشرفته دست یافت. از جمله ساختارهای زمین‌شناسی می‌توان به تله‌های نفتی چینه‌ای اشاره کرد که امروزه اهمیت بسزائی در جامعه نفت دارند. نشانگرهای متعددی جهت تشخیص کانال‌ها طی دهه‌های اخیر مورد استفاده قرار گرفته‌است. هر کدام از نشانگرها به نوبه خود به تشخیص و تفسیر محدوده مخزن می‌پردازد. حال با این تفاسیر و تاریخچه‌ها و ادغام علم زمین‌شناسی (چینه‌شناسی)، با مطالعات لرزه‌ای طی سال‌های اخیر، حوضه‌های نفت‌خیز و مخازن هیدروکربنی را تشخیص و مورد بررسی قرار داده‌اند. قدیمی‌ترین تئوری اکتشاف نفت، تئوری طاق‌دیس<sup>۱</sup> است که توسط هانت<sup>۲</sup> در سال ۱۸۶۱ معرفی شد (Hunt, 1995).

ویلیام نکس داریسی<sup>۳</sup> استرالیایی، نخستین فردی بود که با روش‌های جدید روز و دستگاه‌های حفاری مکانیکی در ایران به اکتشاف نفت و حفرچاه پرداخت. بعد از کشف نفت در رسوبات دریایی پنسیلوانیا<sup>۴</sup> (ایالتی در شرق آمریکا) در سال ۱۸۸۰، دریافتند که نفت کشف شده هیچ ارتباطی با ساختمان‌های طاق‌دیزی نداشته و شکل‌گیری کانال، صرفاً از تغییر رخساره رسوبات نهشته شده، حاصل شده است. از این پس نفت‌گیرهای چینه‌ای<sup>۵</sup> با این اکتشاف فراگیر شد. سال ۱۹۲۵ تنها ماسه سنگ‌ها بعنوان مخازن هیدروکربنی شناخته شده بودند، اما اکتشاف‌های مخازن عظیم، در میدان مسجد سلیمان ایران، حضور نفت در سنگ‌های کربناته<sup>۶</sup> بود (رضایی، ۱۳۸۵).

از اواسط دهه ۱۹۲۰ روش‌های جدید نظیر مغناطیس‌سنجی، ثقل‌سنجی و مطالعات لرزه‌ای، اکتشافات نفتی راه تازه‌ای جهت پی‌بردن به آنومالی‌ها و ساختارهای زیرسطحی غیرقابل مشاهده از سطح، پیدا نمود. این تکنولوژی‌ها به تشخیص موقعیت پی‌سنگ و آنومالی‌های دی‌پایریک کمک

---

<sup>۱</sup> Anticline Theory

<sup>۲</sup> Hunt

<sup>۳</sup> William Knox D'Arcy

<sup>۴</sup> Pennsylvania

<sup>۵</sup> Stratigraphic Traps

<sup>۶</sup> Carbonate rock

می‌کنند و بطور کلی شکل کلی از ساختارهای زیرسطحی را آشکار خواهند ساخت. روش‌های لرزه‌ای شامل ارزیابی اشکال و خواص فیزیکی لایه‌های زیر سطح زمین، پس از بازگشت امواج صوتی ارسال شده درون زمین می‌باشد (Boggs, 2006).

نشانه‌های لرزه‌ای یکی از روش‌های بررسی داده‌های لرزه‌ای است و اندازه‌گیری کمی یک مشخصه لرزه‌ای می‌باشد. از سال ۱۹۳۰ یعنی زمانی که ژئوفیزیک‌دانان شروع به برداشت زمان سیر از رکوردهای میادین لرزه‌ای نمودند تجزیه و تحلیل نشانه‌ها به عضوی جداناپذیر از تفسیر لرزه‌نگاری تبدیل شد. در حال حاضر بیش از ۵۰ نشانه‌گر لرزه‌ای متمایز از داده‌های لرزه‌ای، محاسبه شده که در تفسیر انواع ساختار زمین‌شناسی، چینه‌شناسی و خواص سیال در منافذ سنگ کاربرد دارند (حسینی، و غیره، ۱۳۹۴).

نشانه‌های ردلرزه‌ای مختلط، در اوایل دهه ۱۹۷۰ معرفی و تا به امروز در تفسیر داده‌های لرزه‌ای موثر بوده است. از میان تمامی روش‌های ژئوفیزیکی اکتشافی، تصویر برداری<sup>۱</sup> مهم‌ترین محسوب گشته و قادر به تشخیص ویژگی‌های بزرگ مقیاس زیر سطح زمین در مقیاس کوچک می‌باشد. با ترکیب چند مشخصه لرزه‌ای، می‌توان لیتولوژی منطقه و خصوصیات مخزن مورد نظر را بررسی کرد. ردلرزه‌های مختلط منجر به بدست آوردن نتیجه‌ای مقبول‌تر از نتایج حاصل از تک نشانه‌گر می‌باشد.

#### ۴-۱ تاریخچه کارهای انجام شده

اولین مقاله کلاسیک در مورد نشانه‌های لرزه‌ای توسط (Taneret et al (1977 صورت گرفت. برای نشانه‌گر همدوسی<sup>۲</sup> از سه الگوریتم همبستگی متقابل<sup>۳</sup> توسط (Bahorich & Farmer (1995 (برای اولین بار این الگوریتم را روی داده‌های سه‌بعدی لرزه‌نگاری پیشنهاد کردند و عدم پیوستگی لرزه‌ای

---

<sup>۱</sup> Image Processing

<sup>۲</sup> Coherence

<sup>۳</sup> Cross-Correlation

برای گسل‌ها و ویژگی‌های چینه‌شناسی را مورد بررسی قرار دادند)، شباهت<sup>۱</sup> توسط Marfurt (1998) et al و ساختار ویژه<sup>۲</sup> توسط Marfurt and Gersztenkorn (1999) را می‌توان اشاره کرد. به تبدیل‌هایی نظیر تبدیل فوریه زمان کوتاه<sup>۳</sup> Gabor (1946)، توزیع ویگنر- وایل (Wigner (1932) و Ville (1948)، تبدیل موجک Mallat (1999) و تبدیل S Stockwell et al (1996) می‌توان اشاره کرد.

یکی از مهمترین نگارش نشانگرهای سه‌بعدی را Dalley et al (1989) صورت داده و (1995) Sheriff and Geldart به اکتشاف محیط‌های رسوبی پرداخته است. (2006) Boggs et al (1984)، Tissot et al و Selley et al (1998) بر روی زمین‌شناسی نفت مطالعات گوناگونی را انجام داده‌اند. Vail et al (1977) چینه‌شناسی لرزه‌ای و تغییرات جهانی سطح دریا را در چرخه‌های لرزه‌ای کاربردی برای اکتشاف هیدروکربن، مورد مطالعه قرار داده است.

از جمله کارهای مشابه دیگر می‌توان به پژوهش‌های Wang در سال‌های ۱۹۹۵ و ۲۰۰۷ اشاره نمود که از روش نشانگرهای لرزه‌ای برای تعیین محدوده مخازن هیدروکربنی بهره‌گرفت و بهبود تجسم گسل را با استفاده از روش Ant Tracking مورد بررسی قرار داد. از جمله روش‌هایی که مورد توجه قرار گرفته است، روش تجزیه با تعقیب تطابق<sup>۴</sup> می‌باشد که الگوریتم آن اولین بار توسط (1993) Zhang and Mallat نوشته شد، و (2003) Castagna از این روش برای شناسایی مخازن هیدروکربنی بهره‌گرفتند. از جمله افراد دیگری که در این زمینه فعالیت داشته‌اند، می‌توان (1997) Liu را نام برد که از نشانگرهای حاصل از این روش برای شناسایی کانال‌ها در خلیج مکزیک استفاده کرده‌است. همچنین Marfurt and Kirilin (1998) از این روش برای تشخیص لایه‌های نازک استفاده نمودند.

---

<sup>۱</sup> Semblance

<sup>۲</sup> Eigenstructure

<sup>۳</sup> Short-time Fourier Transforms (STFT)

<sup>۴</sup> Matching Pursuit Decomposition (MPD)

Pederson (2002) استخراج خودکار سطح گسل توسط داده‌های لرزه‌ای سه بعدی را مورد پردازش قرار داده است.  $K_{min}$  و  $K_{max}$  توسط Soldo and Sigismondidi (2003) تعیین شده است. همچنین روش تبدیل موجک پیوسته<sup>۱</sup> یکی دیگر از روش‌های تجزیه طیفی است که اولین بار توسط (2005) Sinha مورد استفاده قرار گرفت. (2006) Baytok به تحقیق لرزه‌ای و تحلیل نشانگر از جهت شکستگی و گسل در یک مخزن آهکی با فشار گاز زیاد و (2006) Marfurt به تخمینی از بازتابنده سه بعدی شیب و آزمون پرداخته است.

(2007) Marfurt از نشانگر تجزیه طیفی جهت شناسایی کانال در خلیج مکزیک<sup>۲</sup> استفاده کرده است. Chopra and Marfurt در سال‌های ۲۰۰۸ و ۲۰۱۰ نشانگرهای انحنای لرزه‌ای را جهت نقشه برداری گسل‌ها و شکستگی‌ها، و دیگر ویژگی‌های چینه‌شناسی، و انواع نشانگرهای لرزه‌ای را جهت بررسی ویژگی‌های لرزه‌ای، برای شناسایی مخازن و خصوصیات مخزن مورد استفاده قرار داده است. (2008) Subrahmanyam and Rao مروری بر نشانگرهای لرزه‌ای داشته است. (2008) Hart کانال را توسط نشانگر Sweetness بر روی داده‌های لرزه‌ای سه بعدی تشخیص داده است.

(2009) Williams's انتقال الکترون میکروسکوپی را توسط نشانگر Amlitude Contrast بررسی کرده است. (2009) Fainstein به اصلاح ساختار کلاسیک و تفسیر چینه‌ای توسط نشانگرهای لرزه‌ای مدرن پرداخته است. (2011) Backé et al نشانگرهای مختلف لرزه‌ای سه بعدی را محاسبه کرده تا دقت و استحکام تفسیرهای ساختاری را در چندین حوضه انرژی غنی در استرالیا تقویت کند.

(2012) Naseer Ahmad با استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای تجزیه طیفی، به درک ساختار و توزیع مخازن ماسه سنگی در حوضه ریفتی خلیج تایلند، و (2012) Barbato با استفاده از طیف فازی از نشانگر تجزیه طیفی به تشخیص گسل پرداخته است. (2012) Berthelot et al برای تشخیص گنبد

---

<sup>۱</sup> Continuous Wavelet Transform (CWT)

<sup>۲</sup> Gulf Mexico

نمکی از نشانگرهای بافتی استفاده کرده‌اند. (Li (2012) به بهبود نشانگرهای لرزه‌ای سه بعدی و تشخیص توسط تکنولوژی پیشرفته تجزیه و تحلیل تصویر پرداخته است. (Manzi et al (2012) نشانگرهای لرزه‌ای را جهت تشخیص لبه سه‌بعدی استفاده کرده تا نقشه‌های احتمالی برای آب و متان در معادن طلای عمیق در حوضه ویتواترزند<sup>۱</sup>، آفریقای جنوبی را مورد بررسی قرار دهد. (2013) Ayolabi and Adigun بر روی میدانی از دریاچه نیجریه، پژوهشی بر مبنای افزایش تفسیر ساختاری منطقه بر اساس نشانگرهای لرزه‌ای صورت داده است.

(Koson et al (2014) جهت تعیین ژئومورفولوژی منطقه، از نشانگرهای لرزه‌ای و کاربرد آن‌ها استفاده کرده است. (Odoh et al (2014) با استفاده از نشانگرهای لرزه‌ای، تفسیر خطا در میدان OT، دلتای نیجریه را مورد تفسیر قرار داده. (Al- Rahim and Abdulateef (2015) برای توصیف مخزن و شناسایی منطقه از نشانگر سه بعدی Genetic Iversion استفاده کرده‌اند. Marfurt and Mai در سال‌های ۲۰۱۴ و ۲۰۱۶ از نشانگر Illumination برای تشخیص گسل و ناپیوستگی‌های حوضه‌ای در ویتنام استفاده کرده‌اند.

(Abdelfattah (2017) نشانگرهای لرزه‌ای را برای تمایز توالی کربناته عظیم و غیر عظیم جهت فعالیت‌های اکتشافی هیدروکربنی بکار برده‌است. (Youssef (2017) برای برآورد ناهمواری‌ها از ماتریس GLCM استفاده کرده است. (Fang (2017) و همکارانش نیز به مدل‌سازی مجدد شبکه‌های شکسته در مخزن کربناته متلاشی شده طبیعی در یکی از میدان نفتی چین پرداخته‌اند. (2017) Jooybari و Rezaei به ارزیابی پتروفیزیکی سازند سروک براساس داده‌های چاه، در فروافتادگی دزفول، زاگرس، جنوب غرب ایران پرداخته‌اند.

در میان تحقیقات داخلی، مطیعی و همکارانش (۱۳۷۲) و امیری (۱۳۸۲) بر روی سازندهای ایران و زمین شناسی ایران پژوهش‌هایی بعمل آورده‌اند. علیزاده و همکاران (۱۳۸۷) مدل سه بعدی پی سنگ

---

<sup>۱</sup> Witwatersrand basin

در ناحیه فروافتادگی دزفول (جنوب غرب ایران) را مورد بررسی قرار داده و قلاوند (۱۳۸۸) کاربرد لرزه‌نگاری را در توسعه مخازن هیدروکربنی مطالعه کرده است.

محبیان و همکاران (۱۳۹۰) کاربرد نشانگرهای طیفی لحظه‌ای را در روش تعقیب تطابق جهت تشخیص کانال‌های نفت‌گیر مورد بررسی قرار داده‌است. وارسته و همکاران (۱۳۹۱) کاربرد نشانگرهای لرزه‌ای همدوسی را در توصیف گسل‌ها و شکستگی‌های مخزن، مهربابی و همکاران (۱۳۹۱) محیط رسوبی، دیاژنز و چینه‌نگاری سکansı سازند سروک را در فروافتادگی دزفول مورد مطالعه قرار داده است. صادقی و همکاران (۱۳۹۱) کانال‌های مدفون را با استفاده از برانبارش رنگی RGB و تحلیل مولفه‌های اصلی به نمایش درآورد. زارعی و همکاران (۱۳۹۱) با تبدیل فوریه زمان کوتاه و هم‌آمیختگی به شناسایی کانال‌های مدفون پرداخته است. معلمی (۱۳۹۱) ضرورت مطالعه یکپارچه حوضه رسوبی دشت آبادان را بررسی کرده است.

امیرزاده و همکاران (۱۳۹۲) به بررسی خصوصیات مخزنی با انجام برگردان داده‌های لرزه‌ای و تلفیق نشانگرهای لرزه‌ای در سازند سروک در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران پرداخته است. محبیان و همکاران (۱۳۹۲) با ترکیب تصاویر حاصل از نشانگرهای طیفی لحظه‌ای و نشانگر همدوسی یک تصویر ترکیبی برای نمایش بهتر و دقیق‌تر کانال‌های نفت‌گیر بدست آورده‌است.

خامسی و همکاران (۱۳۹۳) چینه‌نگاری سکانس لرزه‌ای مخزن بنگستان در یکی از میادین جنوب غرب ایران، با استفاده از داده‌های لرزه‌ای سه‌بعدی جهت تعیین نواحی با بهره‌دهی بالا، مورد بررسی قرار داده‌اند. صیادی (۱۳۹۳) کاربرد نشانگرهای بافتی بر مبنای ماتریس GLCM را در تفسیر داده‌های لرزه‌ای بازتابی بررسی نمود. اعظم‌پور و همکاران (۱۳۹۳) با نشانگر سوئل کانال‌های مدفون و گسل‌ها را شناسایی و لبه‌یابی کرده‌است. سعدی راد و همکاران (۱۳۹۳) چینه‌نگاری سکansı سازند کژدمی در میدان نفتی مورد نظر را مورد مطالعه قرار داده است. فرحزادی و همکاران (۱۳۹۴) به مطالعه بررسی مسیر عبور، و تاثیرات گسل پی سنگ هندیجان - بهرگانسر در فروافتادگی دزفول



پرداخته است. حسنعلی‌زاده و همکاران (۱۳۹۴) تله‌های چینه‌ای سازند سروک را در یکی از میادین جنوب‌غرب ایران توسط لاگ‌های پتروفیزیکی و نشانگرهای لرزه‌ای شناسائی کرده‌است. ابراهیمی (۱۳۹۴) تعیین محدوده گنبد نمکی با استفاده از طبقه‌بندی نشانگرهای بافتی لرزه‌ای به روش آدابوست را مورد بررسی قرار داده است. حسینی (۱۳۹۴) نشانگرهای لرزه‌ای را در تفسیر لرزه نگاری مورد بررسی قرار داده است. شعبانیان نیز (۱۳۹۴) لیتواستراتی گرافی ایران را مورد مطالعه قرار داده است.

غضنفری بروجنی و همکاران (۱۳۹۵) به تشخیص و شناسائی کانال‌های مدفون توسط تلفیق نشانگرهای لرزه‌ای با استفاده از شبکه عصبی مصنوعی پرداخته‌است. نیکو و همکاران (۱۳۹۵) شناسائی کانال‌های مدفون را با استفاده از تعمیم فرکانس- زمان در داده‌های لرزه‌ای بازتابی مطالعه کرده، و یوسفی (۱۳۹۵) تشخیص کانال‌های نفت‌گیر را بوسیله تحلیل بافت لرزه‌ای توسط نشانگر GLCM مورد مطالعه قرار داده است. صالحی (۱۳۹۵) با مدلسازی سیستم‌های هیدروکربنی، چینه شناسی و رخساره‌های سنگی سازند فهلیان/ گرو در جنوب غرب ایران را مطالعه کرده است. همتی نیک و همکاران (۱۳۹۶) به مدلسازی سه‌بعدی زمین‌شناسی سازندهای ایلام و سروک در یکی از میادین نفتی ایران پرداخته‌است. چمبری (۱۳۹۶) شناسایی مرز گنبد نمکی با استفاده از تلفیق نشانگرهای لرزه‌ای در محیط GIS را مورد مطالعه قرار داده‌است. مهماندوستی و همکاران (۱۳۹۶) در حوضه ریز رخساره‌های محیط رسوبی و دیاژنز سازند ایلام، در یکی از میادین نفتی آبادان مطالعاتی صورت داده‌اند.

## ۱-۵ ساختار پایان نامه

در ابتدای این پایان نامه به تاریخچه‌ای از کانال‌ها و نشانگرها پرداخته، سپس ضرورت تحقیق به صورت اجمالی بیان می‌گردد. در ادامه با پیشینه‌ای بر موضوع ارائه داده شده، به مقدمه‌ای بر علم لرزه‌نگاری، علم زمین شناسی و ارتباط بین دو علم، و سپس به بررسی موضوع و سابقه پژوهش‌های انجام شده پرداخته خواهد شد.

در فصل دوم، به بررسی انواع نفت‌گیرها، و انواع تله‌های چینه‌ای که موضوع مهم مورد بحث این پژوهش می‌باشد را بیان کرده و در ادامه، کاربرد انواع نشانگرهایی که توسط مفسران برای تشخیص کانال مورد قبول واقع شده‌است، مختصراً توضیح داده خواهد شد.

در فصل سوم، روند تحقیق صورت گرفته در این پژوهش با ترسیم فلوجارت به نمایش گذاشته می‌شود و نشانگرهای مورد قبول به همراه کاربرد هر یک از آن‌ها و محاسبات صورت گرفته بر روی هر نشانگر بیان خواهد شد.

در فصل چهارم نیز منطقه مورد مطالعه، از لحاظ جغرافیایی و زمین شناسی مورد بررسی قرار خواهد گرفت. گروه‌های زمین شناسی منطقه و سازندهای آن مختصراً توضیح داده خواهد شد.

در فصل پنجم، باید متذکر شد که دارای دو بخش می‌باشد. بخش ابتدایی آن مربوط به اعمال نشانگرها جهت تشخیص کانال، بر روی داده‌های مورد نظر بوده که در این مرحله، با بهینه سازی نشانگری اجرا شده، نشانگرهای مقبول دستچین می‌شوند. در بخش دوم نشانگرهای دستچین شده توسط روشی مناسب تلفیق خواهند شد. از تلفیق نشانگرهای منتخب، کانال مورد نظر با وضوح بالا و نتیجه بهتر ارائه می‌گردد.

در فصل ششم نیز نتایج حاصل صورت گرفته، به همراه پیشنهادهای مورد نظر جهت بهره برداری آیندگان، در اختیار قرار داده خواهد شد.

# فصل دوم

## ۱-۲ مقدمه

چینه شناسی لرزه‌ای یک علم نسبتاً جدید است که در دهه ۱۹۶۰ متولد شده است (Boggs, 2006). تحولات همزمان در تحقیق فیزیک سنگ، مبنای کمی از چگونگی تاثیر خواص سنگ بر روی داده‌های لرزه‌ای را به وجود می‌آورد، به این طریق می‌توان ویژگی‌ها را مستقیماً به خواص سنگ‌ها، در روشی بسیار محتمل تر از آنچه که در دهه ۱۹۸۰ بوده، پیوست داد (Roberts, 2001). اولین مقاله کلاسیک در مورد نشانگرهای لرزه‌ای توسط Taneret et al در سال ۱۹۷۷ (Taner, et al., 1977) صورت گرفت.

نشانگرهای لرزه‌ای می‌تواند برای هر دو هدف کمی و کیفی مورد استفاده قرار گیرد. استفاده‌های کمی شامل پیش بینی خواص فیزیکی نظیر تخلخل و یا سنگ شناسی (Hart, et al., 2002). استفاده‌های کیفی شامل تشخیص ویژگی‌های چینه شناسی یا ساختاری است (Iske, et al., 2005). در واقع یک نشانگر لرزه‌ای را می‌توان به منزله یک صافی (فیلتر) در نظر گرفت که پس از کاربست آن بر روی داده لرزه‌ای، اطلاعات رویدادهای ساختاری و چینه‌ای نهفته در آن را آشکارتر می‌سازد تا منجر به تحلیل سریعتر داده‌ها گردد (Randen, et al., 2011).

## ۲-۲ انواع تله‌های نفتی

Levorsen (1967)، تعریف مختصری از تله را (بعنوان بخشی که از حرکت بیشتر نفت و گاز جلوگیری می‌کند) ارائه کرده است. بسیاری از تله‌ها ناشی از هر دو عوامل ساختاری و یا ترکیبی می‌باشند. تله‌های دیگر به طور عمده حاصل از شکستگی (که ایجاد تخلخل مخزن) یا فرایندهای هیدرودینامیکی است (Selley, 1998).

اشکال مختلف تله‌های نفتی، خود براساس منبع نیرو تشکیل آن‌ها به ۵ دسته:

### ۱. نفت گیرهای ساختمانی<sup>۱</sup>

---

<sup>۱</sup> Structural Traps

۲. نفت‌گیرهای چین‌های
۳. نفت‌گیرهای دیاپیری<sup>۱</sup>
۴. نفت‌گیرهای هیدرودینامیک<sup>۲</sup>
۵. نفت‌گیرهای مرکب<sup>۳</sup> تقسیم می‌شوند (Hunt, 1995).

## ۱-۲-۲ تله‌های ساختاری

نفت‌گیرهای ساختاری به طور معمول ناشی از فرآیند بعد از رسوب‌گذاری که باعث تغییر شکل عمده به شکل چین‌خوردگی<sup>۴</sup> و گسل‌خوردگی<sup>۵</sup> در سنگ مخزن می‌شود بوجود می‌آید (Selley, 1998). یا به عبارتی می‌توان گفت نوعی از تله زمین‌شناسی است که به دلیل تغییرات ساختار زیر زمین به علت فرآیندهای تکتونیکی، گشتاور، و فشرده‌سازی شکل می‌گیرد. این تغییرات مهاجرت به سمت بالا هیدروکربن‌ها را متوقف کرده و می‌تواند منجر به تشکیل یک مخزن نفت شود (Hunt, 1995).

## ۱-۱-۲-۲ تله ساختاری چین‌خورده<sup>۶</sup>

نفت‌گیرهای طاق‌دیسی<sup>۷</sup> نوعی تله ساختاری چین‌خورده می‌باشد، که ناشی از نیروهای فشارشی<sup>۸</sup> و تراکمی یا کششی<sup>۹</sup> هستند که در حواشی فعال قاره‌ها در جایی که پوسته دچار کوتاه‌شدگی می‌شود، بوجود می‌آیند (Selley, 1998). انواع نفت‌گیرهای طاق‌دیسی عبارت‌اند از: (۱) طاق‌دیسی ساده، (۲) طاق‌دیسی وابسته به تراست، (۳) طاق‌دیسی ناشی از بالازدگی یا فشار و (۴) طاق‌دیسی‌های ناشی از تنش و کشش یا تراکم می‌باشند.

---

<sup>۱</sup> Diapiric Traps

<sup>۲</sup> Hydrodynamic Traps

<sup>۳</sup> Combination Traps

<sup>۴</sup> Folding

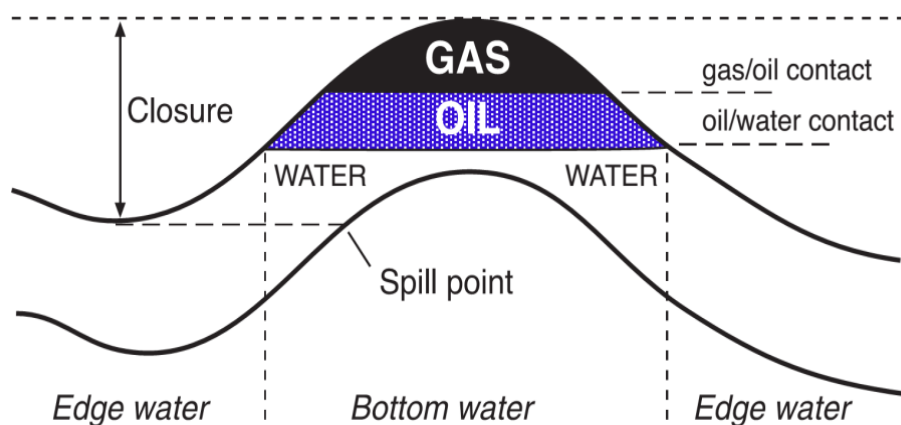
<sup>۵</sup> Faulting

<sup>۶</sup> Fold Traps

<sup>۷</sup> Anticline Traps

<sup>۸</sup> Compressional Anticline

<sup>۹</sup> Compaction Anticline



شکل (۱-۲) نفت‌گیرهای طاق‌دیسی (Selley, et al., 2014)

## ۲-۱-۲-۲ تله ساختاری گسل خورده<sup>۱</sup>

در بسیاری از میادین، گسل‌ها عامل تجمع و به تله افتادن هیدروکربن‌ها می‌باشند. نقش اصلی گسل‌ها در ایجاد نفت‌گیر، قرار دادن لایه‌های مخزنی در مقابل لایه‌های پوش‌سنگ است. گسل باعث حرکت لایه‌های مختلف نسبت به هم می‌شوند و ممکن است باعث قرار گرفتن یک لایه متخلخل و تراوا در کنار لایه‌های کم تراوا شود و یک تله نفتی را تشکیل دهد (Selley, 1998). برای شکل‌گیری نفت‌گیر گسلی دو عامل: قرارگیری سنگ‌های مخزنی در مجاورت سنگ‌های غیرتراوا و نفوذناپذیر بودن سطح گسل ضروری است در غیر این صورت نفت به سطح زمین راه پیدا کرده در نتیجه تله‌ای وجود نخواهد داشت (Hunt, 1995). سپس می‌توان با نسبت شن و ماسه به شیل دریافت که آیا گسل باز است یا بسته (Gibson, et al., 2005). Stoneley (1981) تقریباً ۸ تئوری برای تله‌های گسلی پیشنهاد کرد. از جمله تله‌های ارائه شده می‌توان به موارد زیر اشاره کرد: الف) گسل‌های عرضی<sup>۲</sup>، ب) نرمال، ج) معکوس و د) رشدی<sup>۳</sup>: نوعی گسل تنشی<sup>۴</sup> است که در محیط‌های رسوبی

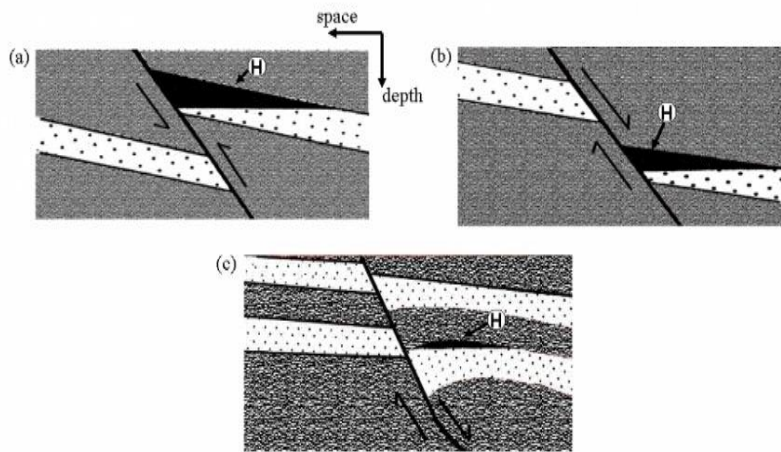
<sup>۱</sup> Fault Traps

<sup>۲</sup> Transverse Fault

<sup>۳</sup> Growth Fault

<sup>۴</sup> Tensional Fault

دلتایی، حوضه های تبخیری با سرعت رسوبگذاری بالا یافت می‌شوند. که یکی از موارد مهم در اکتشافات هیدروکربنی است (Selley, 1998).



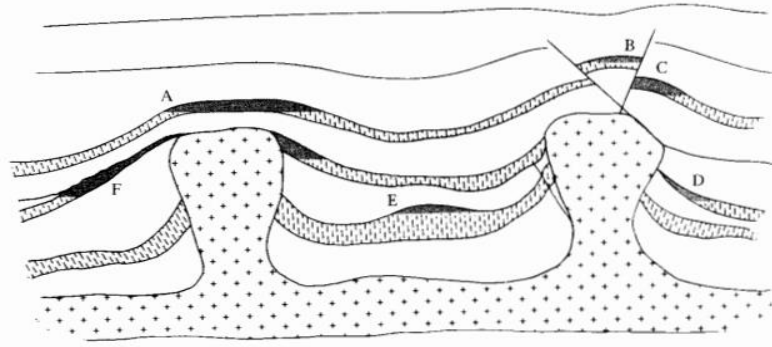
شکل (۲-۲) انواع نفت‌گیرهای گسل‌خورده (a) گسل معکوس، ناشی از فشرده سازی پوسته، (b) گسل نرمال ناشی از تنش پوسته، (c) گسل رشدی و H نشان‌دهنده محل تجمع هیدروکربن می‌باشد (Selley, 1998).

### ۲-۲-۲ نفت‌گیرهای دیاپیریک

توده‌های نمک به دلیل شناور بودن بالا آمده و اگر مانعی نباشد به سطح زمین می‌رسند و گنبد‌های نمکی<sup>۱</sup> را تولید می‌کنند که از مکانیسم‌های مهم جهت ایجاد انواع زیادی از نفت‌گیرها است (Selley, 1998). این گنبد‌ها که از اعماق زمین بالا می‌آیند خود کم‌تراوا هستند، اگر در مسیر حرکت خود در کنار یک لایه تراوا قرار گیرند و در همان ارتفاع باقی بمانند می‌توانند تشکیل یک تله نفتی دهند. دیاپیرها از جابه‌جایی مواد کم‌چگال ایجاد می‌شود، از آنجایی که نهشته شدن رسوبات به طور پیوسته صورت می‌گیرد، سرعت ظاهری و تراکم انباشتگی رفته رفته افزایش می‌یابد اما در صورت کاهش سرعت انباشتگی، مواد کم‌چگال حرکت کرده و گنبد‌های نمکی با قاعده گرد را ایجاد خواهد کرد که عموماً شامل نمک و یا رس‌های پرفشار<sup>۲</sup> می‌باشند. از انواع آنها می‌توان، دیاپیرهای نمکی و دیاپیرهای گلی را مثال زد (Hunt, 1995).

<sup>۱</sup> salt dome

<sup>۲</sup> Over Pressured



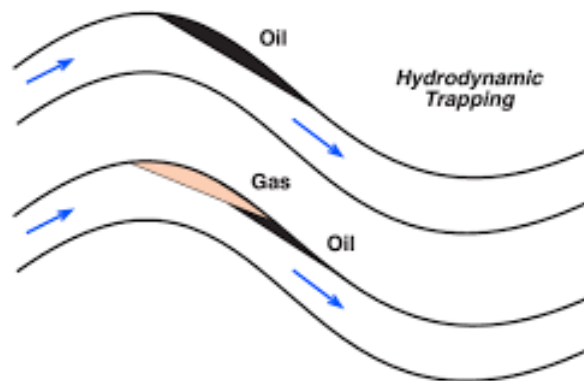
شکل (۳-۲) تله نفتی: (A) نشان‌دهنده تله نفتی، (B,C) نشان‌دهنده تله گسل خورده، (D) نشان‌دهنده تله Pinch Out، و (E) نشان‌دهنده تله طاق‌دیزی یا لاک‌پشتی و (F) تله نفتی بر اثر قطع شدگی (Selley, 1998)

### ۳-۲-۲ تله‌های هیدرودینامیکی

تله‌های هیدرودینامیکی، اولین بار توسط Loverson, 1966 طراحی شده‌است (Levorsen, 1967).

با ممانعت حرکت رو به بالای نفت و گاز توسط حرکت رو به پایین آب، محیا می‌شود یا بعبارتی زمانیکه نیروی هیدرودینامیکی آب بیشتر از نیروی شناوری هیدروکربن باشد، نفت به تله خواهد افتاد.

نوع بسیار کمیابی محسوب می‌شوند (Selley, 1998).



شکل (۴-۲) نفت‌گیر هیدرودینامیکی (Selley, 1998)

### ۴-۲-۲ نفت‌گیرهای مرکب

نفت‌گیرهای مرکب از ترکیب دو یا چند نفت‌گیر بوجود می‌آید. این نوع نفت‌گیرها ناشی از ترکیب

عوامل ساختمانی و چینه‌ای، ساختمانی و هیدرودینامیکی، چینه‌ای و هیدرودینامیکی و غیره

می‌باشند (Hunt, 1995).



## ۲-۲-۵ نفت گیرهای چینه‌ای

این نوع نفت گیرها ۷/۵ - ۱۲٪ میدان‌های عظیم جهان را به خود اختصاص داده‌اند. تغییرات لیتولوژی که حاصل تغییرات رخساره، حین رسوب‌گذاری (تغییر رخساره در رسوبات کانال‌های رودخانه‌ای و یا ریف‌ها) و حتی آثار پس از رسوب‌گذاری (فرسایش رسوبات و تغییرات دیاژنزی) شکل هندسی نفت‌گیرها را مشخص خواهند کرد (Hunt, 1995). تعیین موقعیت نفت‌گیرهای چینه‌ای به دلیل آشکار نشدن آن‌ها توسط مطالعات لرزه‌ای، به مراتب دشوارتر از نفت‌گیرهای ساختمانی است. هر لایه رسوبی ماسه‌ای دارای حد و مرز معینی است، گروهی عدسی شکل بوده و گروهی بسیار گسترده و پهن می‌باشند. از دیدگاه زمین‌شناسی نفت، لایه‌های ماسه‌ای ممکن است به مرزهای خود محدود بوده و در رسوبات غیر تراوا محصور باشند، مانند ماسه‌های کانالی و ساحلی (Selley, 1998).

همچنین ماسه‌ها ممکن است گسترش بسیار زیاد داشته و مناطق مفید آن در قله طاق‌دیس‌ها متمرکز شود. این ماسه‌ها به طور معمول تحت نفوذ چین‌خوردگی قرار می‌گیرد. ابعاد توده‌های ماسه‌ای عدسی<sup>۱</sup> شکل و محصور بین لایه‌های غیر تراوا از چند کیلومتر تجاوز نمی‌کند (Hunt, 1995). عدسی‌های ماسه‌ای دارای مرز مشخص بوده و یا این که از شرایط مرز تدریجی با سنگ‌های مجاور برخوردار می‌باشد. این عدسی‌ها به طور همزمان و یا کمی پس از تشکیل سنگ‌های مجاور ایجاد شده است (Gluyas, et al., 2003). بنا به تقسیم‌بندی «ریتن هاوس<sup>۲</sup>» نفت‌گیرهای چینه‌ای به دو دسته: تله‌های مرتبط با سطح ناپیوستگی و غیر مرتبط با سطح ناپیوستگی تقسیم می‌شوند (Rittenhouse, 1972):

<sup>۱</sup> Sand lens

<sup>۲</sup> Rittenhouse

## ۲-۵-۱-۲ تله‌های غیر مرتبط با سطح ناپیوستگی

به دو دسته تله‌های رسوبی و دیاژنزی تقسیم خواهند شد.

### ۱. تله‌های تغییر رخساره‌ای یا رسوبی<sup>۱</sup>

رسوباتی که به سرعت و سهولت تغییر رخساره می‌دهند شامل Pinch-Out، کانال‌ها، سدها و ریفت‌ها<sup>۲</sup> شامل این نوع نفت‌گیرها می‌باشند. تله‌های نفتی pinch out، یک لایه تراوا به درون یک لایه ناتراوا رفته و یک تله نفتی را ایجاد می‌کند. (Selley, et al., 2014). در نفت‌گیرهای کانالی، نفت و گاز در مسیرهای قدیمی و یا انشعابات رودخانه‌های گذشته تجمع یافته و مورد بهره برداری قرار می‌گیرند. کانال به محیطی گفته می‌شود که عمل انتقال و گاهی رسوب ماسه‌ها و سایر مواد در آن صورت بگیرد. گاهی کانال، دگرشیبی‌ها را نیز قطع می‌کند (Selley, et al., 2014). مواد پرکننده کانال ممکن است از تخیل و تراوایی بالایی برخوردار باشد و سنگ مخزن مناسبی محسوب شود. حوضه رودخانه‌ای در (کرتاسه) نمونه بارز نفتگیر چینه‌ای کانالی است (Gluyas, et al., 2003).

نفت‌گیر بسیاری از میدین نفتی و گازی حاصل از تغییر رخساره رسوبات کانالی مانند کانال‌های رودخانه‌ای، دلتایی و حتی کانال‌های عمیق دریایی است (Selley, 1998). دو نکته مهم هائز اهمیت نفت‌گیرهای چینه‌ای کانالی بدلیل محدودیت وسعت و ضخامت، نمی‌توانند ذخیره عظیمی داشته باشند و دوم اینکه قسمتی از این نوع کانال با ماسه و بخش دیگر آن با رس پر شده‌است که تنها بخش ماسه‌ای آن بعنوان مخزن عمل می‌کند (Rittenhouse, 1972).

نفت‌گیر دیگر، تله رسوبی پشته‌های سدی<sup>۳</sup> هستند که نوع ماسه‌ای دریایی اغلب مخازن بسیار خوبی را تشکیل می‌دهند، زیرا رسوبات تمیز و بدون رس بوده و جورشدگی خوبی<sup>۴</sup> را به خود اختصاص داده‌است. از به هم پیوستن پشته‌های سدی ماسه‌ای، ممکن است مخازن بزرگی تشکیل

---

<sup>۱</sup> Depositional Traps

<sup>۲</sup> Reefs

<sup>۳</sup> Barrier Bar

<sup>۴</sup> Well-Sorted

می‌شود (Selley, 1998). از دیگر نفت‌گیرهای چینه‌ای رسوبی، ریف‌ها (سنگ‌های آهکی مرجانی<sup>۱</sup>) یا ساختمان‌های کربناته<sup>۲</sup> را می‌توان نام برد. نحوه تشکیل آن‌ها به گونه‌ای است که در گذشته مرجان‌ها در کف دریا رشد کرده و روی آن را رسوبات ریزدانه می‌پوشانند. مرجان‌ها به دلیل تخلخل بالا و تراوایی خوب می‌توانند به عنوان سنگ مخزن عمل کنند و رسوبات دانه ریز روی آن‌ها نیز مانند یک سنگ پوش عمل کرده و تشکیل یک تله نفتی می‌دهند.

توده‌های مرجانی دارای سه بخش: عقبی (به طرف ناحیه کم انرژی و آرام مرداب و یا حوضه تبخیری گرایش داشته و رخساره آن متشکل از تناوب لایه‌های آهکی دولومیتی، لایه‌های قرمز، مواد تبخیری شیل و ماسه و غیره است)، جلویی (به سمت دریا متمایل بوده و متشکل از تناوب لایه‌های آهکی، ماسه‌ای و قطعات خرد شده و واریزه‌های مرجانی است)، میانی (از دولومیت و آهک‌های ضخیم لایه تشکیل یافته و دارای حفره‌های متعدد و تخلخل فراوان است) است (Gluyas, et al., 2003). نفت‌گیرهای ریفی از مهمترین انواع نفت‌گیرهای چینه‌ای به شمار می‌آیند (Rittenhouse, 1972).

## ۲. تله‌های دیاژنزی<sup>۳</sup>

تخلخل ثانویه از طریق شکستگی، انحلال یا جانشینی در سنگ‌های شکننده مانند کربناته، ماسه سنگ، شیل، آذرین و دگرگونی، تله دیاژنزی از طریق جانشینی و سیمان‌شدگی ایجاد خواهند شد (Rittenhouse, 1972).

## ۲-۵-۲-۲ تله‌های مرتبط با سطح ناپیوستگی‌ها

این نوع نفت‌گیرها شامل دو دسته بالای ناپیوستگی و پایین ناپیوستگی می‌باشند (Selley, et al., 2014).

## ۱. بالای ناپیوستگی

<sup>۱</sup> reef

<sup>۲</sup> Carbonate Buildups

<sup>۳</sup> Diagenetic Traps

نفت گیرهای On-Lap، Strike Valley و کانال شامل تله‌های چینه‌ای در بالای ناپیوستگی خواهد شد. ماسه‌های دریایی کم‌عمق و یا رودخانه‌ای ممکن است بر روی یک سطح ناپیوستگی<sup>۱</sup> پیشروی کنند. حال لایه شیلی این ماسه‌ها را می‌پوشاند در نتیجه قسمت زیرین بعنوان سنگ ناتراوا عمل کرده و در نتیجه در بالای سطح دگرشیبی، نفت گیر چینه‌ای ایجاد می‌شود (Selley, 1998).

شکل دیگری از نفت‌گیرهایی که بالای شکستگی شکل می‌گیرند را می‌توان زمانی در نظر گرفت که کانال یک سطح ناپیوستگی را بریده<sup>۲</sup> باشد و سپس توسط رسوبات ماسه‌ای پر شده، و شیل آن‌ها را پوشانده باشد یا جایی که ماسه‌ها در فرورفتگی‌های داخل تناوب سنگ‌های سخت و سست محدود شده، تشکیل شده باشند (Rittenhouse, 1972).

## ۲. پایین ناپیوستگی

در اثر قطع‌شدگی<sup>۳</sup> لایه‌ها ایجاد می‌شوند. در اینجا نیز لایه ناتراوا روی نفت‌گیر واقع شده و نقش پوش سنگ را ایفا می‌کند. کیفیت مخزنی این نوع نفت‌گیرها، با ایجاد تخلخل انحلالی ثانویه در اثر هوازدگی افزایش می‌یابد (Rittenhouse, 1972). تله‌های نفتی دگرشیبی<sup>۴</sup> از این دسته می‌باشند. و یک ناهمسان‌گردی و تغییر ناگهانی در طبقات زیر زمین است که می‌تواند در اثر عوامل مختلف مانند نبود رسوب‌گذاری در یک مدت زمان معین، فرسایش لایه‌ها و رسوب‌گذاری مجدد و غیره ایجاد شود (Selley, et al., 2014).

در نتیجه، در سطوح دگرشیبی با دو منطقه روبرو می‌شوید که لایه زیرین آن می‌تواند تراوا و لایه رویی آن ناتراوا، باشد و بالعکس. این تله‌ها تنها ۴٪ از نفت جهان را شامل می‌شوند (Gluyas, et al., 2003).

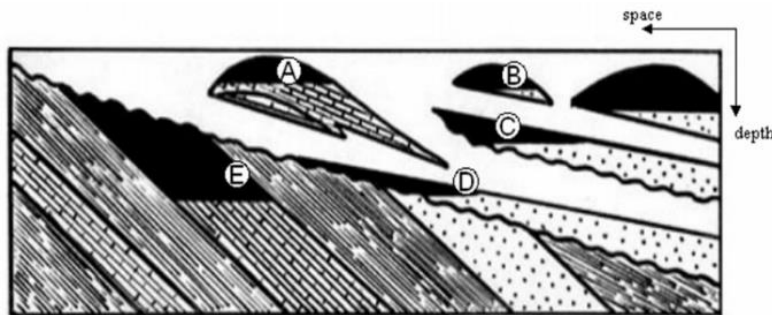
---

<sup>۱</sup> On lapping Updipping Pinch out

<sup>۲</sup> Restricted Valley

<sup>۳</sup> Truncation Trap

<sup>۴</sup> unconformity



شکل (۲-۵) تله چینه‌ای (A) نفت‌گیرهای ریفی، (B) نفت‌گیرهای پشته‌های سدی ماسه‌ای، (C) نفت‌گیرهای کانالی ماسه‌ای، (D) نفت‌گیرهای onlap sand punch-out و (E) نفت‌گیرهای در اثر قطع شدگی (North, 1985).

## ۲-۳ انواع سنگ مخزن

جنس سنگ و تأثیر آن بر رفتار مخزن مختلف، اما همه این سنگ‌ها باید متخلخل و تراوا باشند (Gluyas, et al., 2003).

### ۲-۳-۱ ماسه‌سنگی

این نوع سنگ بهترین و مهمترین سنگ مخزن دنیا است. ماسه سنگ‌ها نسبت به فرآیند دیاژنزی، درمقایسه با مخازن کربناته، کمتر حساس هستند. در نتیجه احتمال باقی ماندن تخلخل اولیه در این مخازن بیشتر است. سنگ‌های ماسه‌سنگی همچنین معمولاً دارای درصد تخلخل بالایی (۱۰-۴۰٪) هستند و برداشت از این نوع مخازن بسیار آسان‌تر است و درصد بیشتری از نفت این مخازن قابل بازیابی است (Boggs, 2009). مشکل این مخازن همراه بودن ماسه با نفت، هنگام استخراج است که خود باعث آسیب رساندن به دستگاه‌ها و تجهیزات بهره‌برداری می‌شود. به همین دلیل با استفاده از برخی روش‌ها، از بالا آمدن ماسه به همراه نفت جلوگیری می‌کنند (Gluyas, et al., 2003).

### ۲-۳-۲ سنگ مخزن آهکی یا کربناته

اکثراً منشأ آلی داشته و محدوده وسیعی از اندازه ذرات را شامل می‌شود. در این نوع مخازن تخلخل ثانویه به سرعت تحت عوامل دیاژنزی کاهش می‌یابد. تخلخل این سنگ‌ها معمولاً پایین و از نوع شکاف‌هایی است که در اثر عوامل مختلفی مثل فشار، انحلال و غیره در سنگ ایجاد خواهد شد، و کمتر از تخلخل سنگ‌های ماسه‌سنگی می‌باشد (Selley, et al., 2014). مخازن دولومیتی نیز حدود

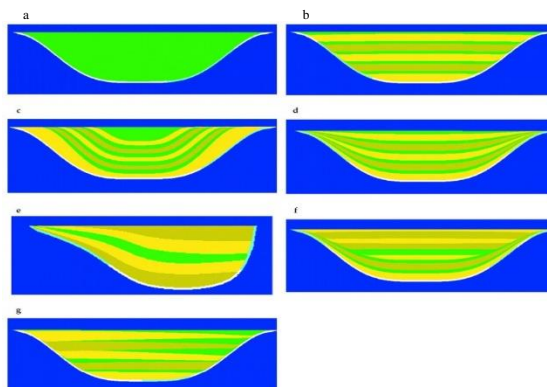
۳۰٪ مخازن کربناته را در بر می‌گیرد. حدود ۹۰٪ کربنات‌های دوره پرکامبرین، دولومیت هستند (Boggs, 2006). دولومیت‌ها شامل دو دسته هستند: دولومیت اولیه، که هم‌زمان با رسوب‌گذاری رخ می‌دهند و با آهک و اغلب تبخیری‌ها همراه است. دولومیت‌های ثانویه، که در طی دولومیتی شدن، جایگزین رسوبات کربناته کلسیم قدیمی می‌شوند (Gluyas, et al., 2003).

### ۳-۳-۲ سنگ مخزن غیر معمول

این نوع مخزن شامل هر سنگی (به شرط داشتن تخلخل و تراوایی مناسب) می‌تواند باشد (Gluyas, et al., 2003). از جمله مخازن غیر معمول می‌توان گرانیت، شیل و سایر سنگ‌های آذرین را نام برد که تخلخل آن‌ها از نوع ثانویه می‌باشد (Selley, 1998).

### ۴-۲ انواع پرشدگی‌های کانال

کانال‌ها محل تدفین رسوبات دریایی و غیر دریایی می‌باشد. رسوبات به شکل‌های متفاوتی ته‌نشست می‌شوند. معمولاً اکثریت آن‌ها از الگوی خاصی پیروی خواهند کرد. ته‌نشست رسوبات در کانال‌ها بطور معمول از ۶ الگو پیروی می‌کند، گردآوری شده است (Wen, 2004).



شکل (۴-۲) الگوی نهشتگی رسوبات در کانال (a) پرشدگی عظیم و حجیم<sup>۱</sup> (b) لایه‌ای<sup>۲</sup> (c) همگرا<sup>d</sup> (d) Accretionary همگرا<sup>e</sup> (e) همگرایی نامتقارن<sup>f</sup> (f) مرکب<sup>۵</sup> (g) ادغام شده (یکی شده)<sup>۶</sup> (Wen, 2004)

<sup>۱</sup> Massive

<sup>۲</sup> Layered

<sup>۳</sup> Convergent

<sup>۴</sup> Asymmetric Convergent

<sup>۵</sup> Composite

<sup>۶</sup> Amalgamated

## ۵-۲ اهمیت داده‌های لرزه‌ای 3D در شناسایی کانال‌ها

علم ژئوفیزیک، از اصول فیزیک برای مطالعه زمین استفاده می‌کند و با اندازه‌گیری خواص فیزیکی و تحلیل آن‌ها می‌تواند ویژگی‌ها و ساختارهای زیر سطحی را آشکار سازد (Kearey, et al., 2002). لرزه‌شناسی بازتابی یکی از روش‌های مهم ژئوفیزیک است که در زمینه اکتشافات نفت و گاز بسیار کاربرد دارد (Sheriff, et al., 1995).

حجم سه بعدی داده‌های لرزه‌ای به ما اجازه تجسم کامل ویژگی‌های ساختاری یا چینه‌شناسی را می‌دهد. از آنجایی که اندازه‌گیری‌های لرزه‌ای سه‌بعدی با دیگر فناوری‌های اطلاعاتی ادغام شده است، پتانسیل شرح مخزن نیز گسترش می‌یابد. داده‌های لرزه‌ای سه بعدی در حال حاضر ما را قادر به انجام مدل سازی دقیق زمین شناسی کرده، و گرافیک قدرتمند به ما شواهد بصری قوی تری را ارائه داده‌است (Marfurt, et al., 2007). کانال‌ها، ناهمگنی و ناهمسان‌گردی زیادی دارند، اطلاعات لرزه‌ای سه‌بعدی به طور عمده برای نشان دادن روند ناهمگنی مخزن استفاده می‌شود. چنین تصویرسازی قبلا با داده‌های لرزه‌ای دوبعدی غیرممکن بود (Bahorich, et al., 1995).

شناسایی رویدادهای مختلف زمین‌شناختی نظیر گسل‌ها، گنبد‌های نمکی، کانال‌های مدفون در داده‌های لرزه‌ای بازتابی همواره یکی از چالش‌های بزرگ در مقابل مفسران بوده‌است. به دلیل ماهیت لرزه، شناسایی و تعیین مرز این رویدادها به صورت مستقیم از روی داده لرزه‌ای بازتابی به ندرت امکان پذیر می‌باشند. نشانگرها با افزایش کیفیت و کمیت داده‌ها، کمک شایانی به شناسایی رویدادهای مختلف زمین‌شناختی در داده‌های لرزه‌ای بازتابی می‌کند (Marfurt, et al., 2007).

## ۶-۲ روش شناسایی مخازن چینه‌ای سه بعدی لرزه‌ای توسط نشانگرها

انعکاس امواج لرزه‌ای درون سنگ‌های رسوبی، تصویری از شکل خارجی و پیکربندی داخلی و یا بافت آن‌ها می‌دهد. تجزیه و تحلیل این شکل‌ها و بافت‌ها به صورت رخساره‌های لرزه‌ای اشاره می‌شود (Marfurt, et al., 2007). تحلیل نشانگرهای لرزه‌ای، اساسا توسط صنعت نفت جهت شناسایی

ویژگی‌های چینه‌شناسی و ساختاری مورد استفاده قرار می‌گیرند. نشانگرهای لرزه‌ای جهت تقویت و افزایش وضوح ویژگی‌های خیلی کوچک نیز استفاده می‌شود (Matos, et al., 2006).

مخازن، دارای طیفی از خواص فیزیکی می‌باشند. یک نشانگر مناسب، علاوه بر پایداری بایستی حساسیت مناسبی به امواج‌های محلی داشته باشد و همچنین بایستی به ویژگی‌های ساختاری مطلوب یا خاصیت مخزنی مورد نظر حساس باشند (Chopra, et al., 2010).

## ۷-۲ نشانگرهای مناسب جهت تعیین کانال

از جمله نشانگر به آشفتگی<sup>۱</sup> (Iske, et al., 2005)، واریانس<sup>۲</sup> (Bemmel, et al., 2000)، نشانگرهای بافتی<sup>۳</sup> (Marfurt, et al., 2007)، انحنا<sup>۴</sup> (Chopra, et al., 2012) و غیره می‌توان اشاره کرد. فرکانس<sup>۵</sup>، فاز<sup>۶</sup>، نرمی<sup>۷</sup>، تجزیه طیفی<sup>۸</sup> و غیره به تفسیر ساختاری و چینه‌شناسی مدرن می‌پردازند. ناپیوستگی فضایی، از قبیل گسل‌ها و کانال‌ها، می‌تواند با ویژگی‌هایی مانند واریانس برجسته شود (Gonzalez, et al., 2008). نشانگرهای فرکانس و دامنه لحظه‌ای<sup>۹</sup> در شناسایی کانال‌های نفت‌گیر اهمیت بسزائی دارند. نشانگرهای دیگری را که می‌توان نام برد هیلبرت<sup>۱۰</sup>، شباهت<sup>۱۱</sup>، بافت<sup>۱۲</sup> که نشانگر بافتی در مقطع خطوط طولی لرزه‌ای اثر خوبی از خود نشان می‌دهند ولی در برش زمانی اثر خوبی ندارند (محبیان، و غیره، ۱۳۹۲). از جمله نشانگرهای کانالیابی در جدول ۱-۲ تنظیم گردیده‌است.

جدول (۱-۲) نشانگرهای مناسب کانال و کاربرد مختصر آنها (Marfurt, et al., 2007) , (Bahorich, et al., 1995)

<sup>۱</sup> Chaos

<sup>۲</sup> Variance

<sup>۳</sup> Texture Attribute

<sup>۴</sup> Curvature

<sup>۵</sup> Frequency

<sup>۶</sup> Phase

<sup>۷</sup> Sweetness

<sup>۸</sup> Spectral Decomposition

<sup>۹</sup> Amplitude & Frequency Instantaneous

<sup>۱۰</sup> Hilbert

<sup>۱۱</sup> Semblance

<sup>۱۲</sup> Texture



نشانگر	کاربرد
انحنای سه بعدی	با تعیین میزان درجه انحراف از سطح، اثرات شیب منطقه‌ای را حذف و تاکید بر مقیاس کوچک دارد.
افزایش لبه سه بعدی <sup>۱</sup>	برآورد شیب محلی باعث سرکوب نوفه در داده می‌شود.
تباين دامنه <sup>۲</sup>	با تغییر مقدار فاز و دامنه موج الکترون کنتراست رخ می‌دهد. هرچه شدت $I_1$ بیشتر باشد میزان کنتراست کمتر خواهد بود.
آشفته‌گی	با تخمین شیب و آزمون، اختلالات ناشی از بازتابنده را بررسی می‌کند. اکثراً جهت تشخیص رسوبات درشت دانه از قبیل شن و ماسه و شیل می‌باشد.
ماتریس هم‌رخداد سطح خاکستری <sup>۳</sup>	از جمله نشان‌گرهای بافتی بوده که جهت استخراج خواص بافتی یک تصویر از لحاظ یکنواختی بافت و درجه اختلال تصویر مورد استفاده قرار می‌گیرد.
روشنائی شیب <sup>۴</sup>	با اسکن شیب، آزمون شیب واقعی $\theta$ و استرایک <sup>۵</sup> $\psi$ می‌توان "نقطه‌های Sweet" شکست را روشن کرد و شدت و جهت‌گیری لایه را تخمین زد.
فرکانس	فرکانس تعداد سیکل بر ثانیه بوده و فرکانس‌های پایین، زمینه کانال و مقادیر بالا مرز کانال را نمایان خواهد ساخت.
ژنتیک وارون <sup>۶</sup>	GI تلفیقی از شبکه عصبی و ژنتیک می‌باشد.
تجزیه طیفی	در یک پنجره زمانی، به بزرگی فوریه و فاز بستگی دارد که با فشردگی موجک و افزایش فرکانس، تغییرات ضخامت بررسی می‌شود. ضخامت نازک را با مقدار فرکانس بالا و ضخامت ضخیم را با فرکانس پایین نمایش می‌دهد.
شیب سازگار <sup>۷</sup>	با محاسبه شیب منطقه به پردازش داده خواهد پرداخت.
گرافیکی <sup>۸</sup>	برای کاهش نوفه و افزایش S/N مورد استفاده قرار می‌گیرد.

<sup>۱</sup> 3D Edge Enhancement

<sup>۲</sup> Amplitude Contrast

<sup>۳</sup> GLCM

<sup>۴</sup> Dip Illumination

<sup>۵</sup> Strike

<sup>۶</sup> Genetic Inversion

<sup>۷</sup> Consistant Dip

<sup>۸</sup> Graphic Equalizer

مستقل از دامنه و مقدار آن بوده، پیوستگی‌ها و ناپیوستگی‌های منطقه را نمایان می‌سازد.	فاز
با استقلال از تاثیرات شیب، جهت شناسائی رخساره‌های دانه درشت و تخمین نسبت ماسه به شیل استفاده می‌شود.	میانگین ریشه مربع دامنه <sup>۱</sup>
با برآورد شیب و آزمون به هموارسازی ساختارهای زیر سطحی می‌پردازد.	هموارسازی ساختاری <sup>۲</sup>
جهت تشخیص لایه‌های نسبتاً درشت دانه (شن و ماسه) و جهت شناسائی افق مستعد نفت و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد.	نرمی
یک معیار آماری است که جهت تشخیص لبه بکار برده می‌شود و به شکل موج و تغییرات جانبی دامنه لرزه‌ای حساس است.	واریانس

<sup>۱</sup> Root Mean Square Amplitude (RMS)

<sup>۲</sup> Structural Smoothing

# فصل سوم

### ۱-۳ روش تحقیق

پس از بررسی داده‌های خام لرزه‌ای، اطلاعات چاه بدست آمده را بر روی آن پیاده کرده تا سازندهای هدف ما مشخص گردد. ضمن تعیین سازند مورد نظر، برشی بر قسمت تعیین شده صورت داده تا داده مورد استفاده برای ادامه کار کم حجم گردد. پس از برش دو بخش مورد نظر، نشانگرهایی که برای کانالیابی تفکیک شده‌اند را اجرا کرده و با بهینه سازی هر یک از نشانگرها بهترین وضوح بدست خواهد آمد.

از میان نشانگرهای مزبور و بهینه شده، چند نشانگر بر اساس وضوح در بخش لبه و بافت داخلی برگزیده و برای بخش بعدی که تلفیق آن‌ها می‌باشد تهیه می‌گردند. با تلفیق نشانگرهای دست چین شده تصویر کانال تعیین شده هم در بخش لبه و هم در بخش بافت داخلی به خوبی نمایان خواهد شد. حتی می‌توان بصورت جداگانه تصاویر دلخواه را دریافت نمود. همان‌طور که در شکل ۱-۳ مشاهده می‌کنید، مراحل عملکرد عملی این تحقیق نمایش داده شده‌است.



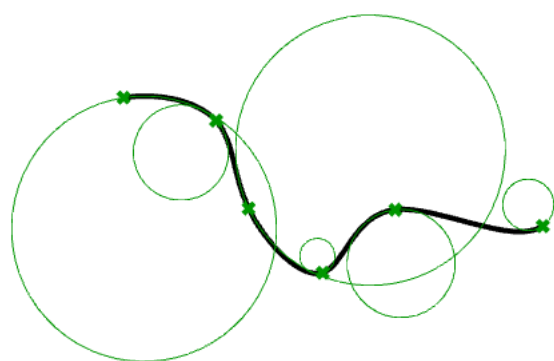
شکل (۱-۳) نمای کلی روش تحقیق

### ۲-۳ نشانگرها

از جمله نشانگرهایی که در این پایان نامه مورد استفاده قرار گرفته و بعضاً جواب قابل قبولی دریافت شده، در ادامه به تفصیل توضیح داده خواهد شد.

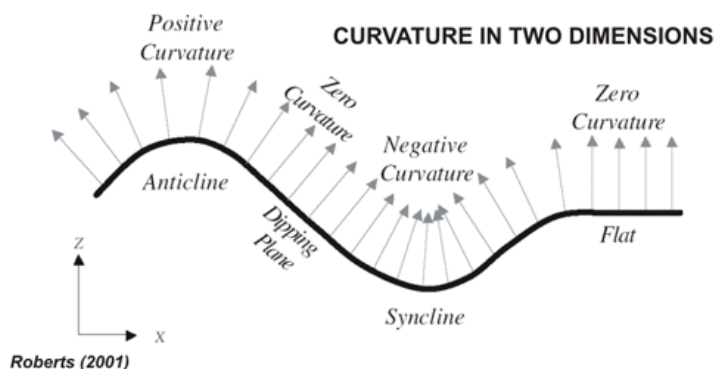
### ۱-۲-۳ نشانگر انحنا

در اصل، دایره مماس بر منحنی است که مقدار انحنا، معکوسی از شعاع دایره مماس شده می‌باشد (Bergbauer, et al., 2003).



شکل (۲-۳) تعریف کلی از انحنا (Bergbauer, et al., 2003)

تجزیه و تحلیل ویژگی انحنای سطوح به مفسران کمک می‌کند تا اثرات شیب منطقه‌ای را حذف، و تاکید بر مقیاس‌های کوچک داشته باشند که ممکن است با ویژگی‌های رسوب اولیه یا گسل‌های کوچک مقیاس مرتبط باشند (Marfurt, et al., 2007).



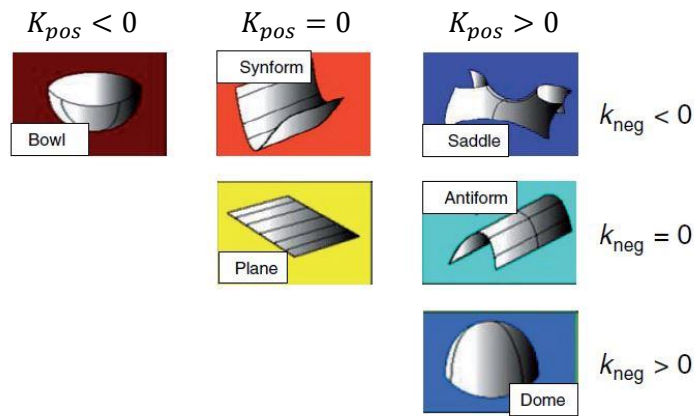
شکل (۳-۳) محاسبه ساده شعاع انحنا: مناطق دارای انحنای مثبت را طاق‌دیس‌ها، انحنای منفی را ناودیس‌ها و نواحی انحنای صفر را صفحه‌های شیب‌دار و صاف تشکیل می‌دهند (Roberts, 2001).

اولین گام در تعیین انحنای در یک شبکه از اندازه‌گیری، استفاده از مربع‌های کوچک و یا برخی از روش‌های تقریبی دیگر برای یک سطح درجه دوم است.  $Z(x, y)$ ، از معادله ۱-۳ تبعیت می‌کند (Bahorich, et al., 1995).

$$Z(x, y) = ax^2 + cxy + by^2 + dx + ey + f \quad c \neq 0 \quad \text{معادله (۱-۳)}$$

مثبت‌ترین انحنای و منفی‌ترین انحنای جهت شناسایی کانال مورد استفاده قرار می‌گیرد زیرا کانال در داده‌های لرزه‌ای رفتاری همانند طاق‌دیس و ناودیس از خود نشان می‌دهند. مثبت‌ترین انحنای می‌تواند یک عدد منفی باشد و منفی‌ترین انحنای می‌تواند یک عدد مثبت باشد (Randen, et al., 2001). از آنجاییکه  $K_{neg} \leq K_{pos}$  می‌باشد، مقدار مثبت برای انحنای منفی نشان‌دهنده گنبد<sup>۱</sup> و مقدار منفی برای انحنای مثبت، نشان‌دهنده کاسه<sup>۲</sup> می‌باشد (Bergbauer, et al., 2003).

$$\begin{cases} K_{pos} = (a + b) + [(a - b)^2 + c^2]^{1/2} \\ K_{neg} = (a + b) - [(a - b)^2 + c^2]^{1/2} \end{cases} \quad \text{معادله (۲-۳)}$$



شکل (۲-۳) مثبت‌ترین و منفی‌ترین مقدار انحنای در اشکال مختلف (Marfurt, et al., 2007)

### ۲-۲-۳ تبیین دامنه

تصویربرداری تبیین در حدود سال ۱۹۵۶ شروع شد، شدت یک پرتو پراکنده به شدت پارامتر انحراف،  $s$  و بویژه به میدان مغناطیسی بستگی دارد. موج الکترون می‌تواند هر دو مقدار دامنه و فاز را

<sup>۱</sup> Dome

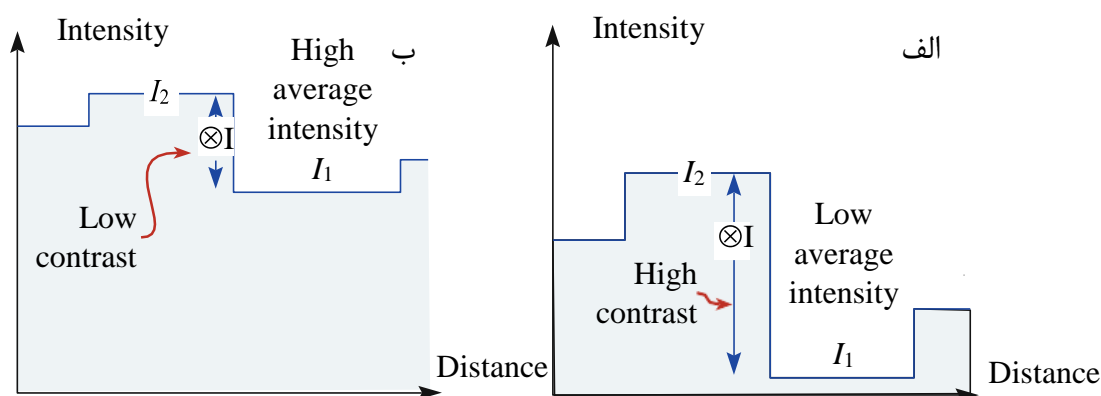
<sup>۲</sup> bowl

تغییر دهد و هر دو تغییر می‌تواند منجر به کنتراست شود. دامنه تباین شامل دو نوع: تباین ضریب جرم و تباین پراکندگی می‌باشند (Marfurt, et al., 2007).

هنگام تفسیر تصویر بایستی توجه داشت که شدت با کنتراست اشتباه گرفته نشود. با تغییر دادن پرتو در یک نمونه میتوان تعداد الکترون‌هایی که روی صفحه نمایش می‌افتند را افزایش داد، اما معمولاً کنتراست تصویر پایین می‌آید. کنتراست، با انتخاب الکترون‌های خاص یا حذف آنها از سیستم تصویربرداری به دست می‌آید. تنوع ضخامت می‌تواند منجر به ایجاد کنتراست شود، زیرا الکترون با مواد بیشتر (یعنی جرم بیشتر) تعامل می‌کند. می‌توان کنتراست C را بصورت کیفی با توجه به تفاوت شدت  $\Delta I$  بین دو ناحیه مجاور هم تعریف کرد (Williams, et al., 2009).

$$C = \frac{I_2 - I_1}{I_1} = \frac{\Delta I}{I_1} \quad \text{معادله (۳-۳)}$$

تشخیص تغییرات کمتر از ۵٪ و حتی کمتر از ۱۰٪ بسیار دشوار است. تنها مقادیر کنتراست بیش از ۵-۱۰٪ تا حدودی قابل رویت می‌باشد. اگر تصویر شما به صورت دیجیتالی ضبط شود تصاویر کنتراست کم، به صورت الکترونیکی سطوحی که چشم شما کنتراست را مشاهده می‌کند، می‌توان افزایش داد (Williams, et al., 2009).



شکل (۳-۵) پروفایل‌های شدت شیب در یک تصویر نشان دهنده؛ الف) سطوح شدت مختلف ( $I_2$  و  $I_1$ ) و تفاوت ( $\Delta I$ ) بین آنها است که کنتراست را تعیین می‌کند. ب) به طور کلی، در TEM<sup>۱</sup>، اگر  $I_1$  افزایش یابد، کنتراست کاهش می‌یابد (Marfurt, et al., 2007) (Williams, et al., 2009).

<sup>۱</sup> Transmission Electron Microscopy

### ۳-۲-۳ آشفستگی

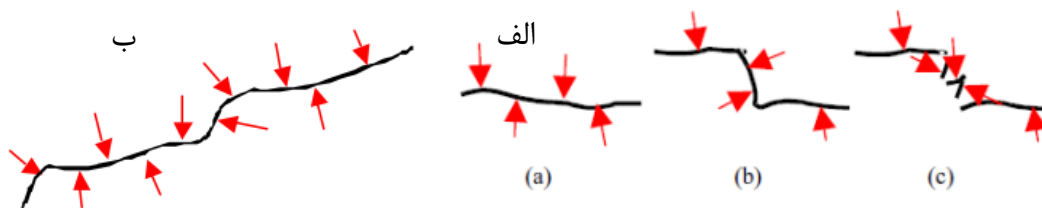
مناطق دارای حداکثر ناآرامی، نشان دهنده مناطق ناشی از اختلالات بازتابنده مانند مناطق گسل، عدم انطباق زاویه‌ای، اجسام شن و ماسه‌ای و مناطق احتمالی شکستگی است. نشانگر آشفستگی نه تنها ویژگی‌های کانال را، بلکه گسل‌ها، ریف‌های کربناته و دودکش‌های گازی را شناسایی خواهد کرد. الگوی سیگنال را در داده‌های لرزه‌ای جستجو می‌کند. نشانگر آشفستگی بعنوان یک روش تخمین شیب و آزیموت تعریف شده‌است. در صورتیکه، از شیب استفاده نخواهد کرد، بلکه از مولفه آزیموت استفاده می‌کند.

الگوریتم آشفستگی از عملکرد تخمین شیب/ آزیموت جهت استخراج مناطق دارای ناپیوستگی استفاده می‌کند. "جهت گیری حاکم بر اساس تجزیه و تحلیل مولفه اصلی که توسط جمع کردن شیب‌ها (برآورد شده در طی برآورد شیب در معادله ۳-۴ به یک ماتریس کوواریانس، محاسبه می‌شود که سپس آن را به ورودی‌های اختصاصی خود و مقادیر ویژه قابل محاسبه توسط معادله ۳-۵ تجزیه می‌کنند" (Randen, et al., 2003).

با توجه به خصوصیت دائمی رسوبات درشت درون کانال، می‌تواند الگوی سیگنال آشفستگی را در داده‌های لرزه‌ای ارائه کند. از این رو نشانگر آشفستگی می‌تواند برای تشخیص رخساره‌های رسوبی مختلف در محیط‌های مختلف تناوبی (مانند شن و ماسه و شیل) استفاده شود (Koson, et al., 2014).

نشانگر آشفستگی به طور مستقیم از تجزیه و تحلیل جهت‌گیری‌های حاکم به دست می‌آید. هر ماتریس  $C$  حاوی سه بردار اختصاصی با مقادیر ویژه  $(\lambda)$  می‌باشد. این مقدار، مقادیر ویژه مرتب شده  $(\lambda_{\min}, \lambda_{\text{mid}}, \lambda_{\max})$  و نسبت بین  $\lambda_{\max}$ ،  $\lambda_{\text{mid}}$  و  $\lambda_{\min}$  را برای تشخیص اختلالات در داده‌های لرزه‌ای محاسبه می‌کند (Barbato, U; Castagna, J, 2012).





شکل (۳-۶) الف)  $\lambda_{max} \gg \lambda_{mid} \approx \lambda_{min}$  بازتابنده پیوسته را نشان می‌دهد، وقتی که  $\lambda_{max}$  مقداری بزرگتر از دو مقدار دیگر دارد (در حالی که دو مقدار دیگر نزدیک به هم هستند). شکل b و c حالت‌های گسل را نمایش می‌دهند و مقادیر بزرگ شیب را در جهت‌های مختلف نشان خواهد داد  $\lambda_{max} \approx \lambda_{mid} \approx \lambda_{min}$  (c),  $\lambda_{max} \gg \lambda_{mid} \gg \lambda_{min}$  (ب) تغییرات بزرگ بدست آمده در برآورد شیب (Randen, et al., 2015).

$$\nabla x(t_1, t_2, t_3) = \begin{vmatrix} x(t_1, t_2, t_3) \\ dt_1 \\ x(t_1, t_2, t_3) \\ dt_2 \\ x(t_1, t_2, t_3) \\ dt_3 \end{vmatrix} \quad \text{معادله (۳-۴)}$$

$$C_x = \frac{2\lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2} - 1 \quad \text{معادله (۳-۵)}$$

برآورد گرادیان شیب منطقه توسط معادله ۳-۴ و مقادیر ویژه آشفتگی که حاصل از ماتریس کواریانس پنجره تحلیلی در نظر گرفته شده می‌باشد، توسط معادله ۳-۵ بدست می‌آید. در معادله مقادیر ویژه ۳-۵ اگر  $\lambda_1 \approx \lambda_2 \approx \lambda_3$  برقرار باشد، در نتیجه مقدار ویژه  $C_x = +1$  خواهد شد و همچنین اگر  $\lambda_1 \approx \lambda_2$  &  $\lambda_3 \approx 0$  برقرار باشد مقدار ویژه  $C_x = +1$  می‌شود. در انتها اگر شرط  $\lambda_1 \gg \lambda_2$  برقرار باشد در نتیجه مقدار ویژه  $C_x = -1$  بدست خواهد آمد.

### ۳-۲-۴ روشنائی شیب

نشانگر روشنائی شیب براساس اسکن شیب تعیین می‌شود. با استفاده از آزیموت شیب واقعی  $\theta$  و استرایک  $\psi$ ، می‌توان "نقطه‌های Sweet" شکست را روشن کرد و شدت و جهت‌گیری آنها را تخمین زد. شیب واقعی  $\theta$  را می‌توان با شیب‌های  $\theta_x$  و  $\theta_y$  در امتداد محور x و y (مانند شکل ۳-۸) ارائه نمود. شاخص‌های لرزه‌ای ظاهری ( $P_y, P_x$ ) در امتداد خطوط Inline و Crossline در s / f t یا s / m است. رابطه بین شیب‌های عمق-زمان ظاهری لرزه‌ای و شیب‌های زاویه آشکار رادر روابط (۳-۶) ارائه گشته (Mai, et al., 2014).

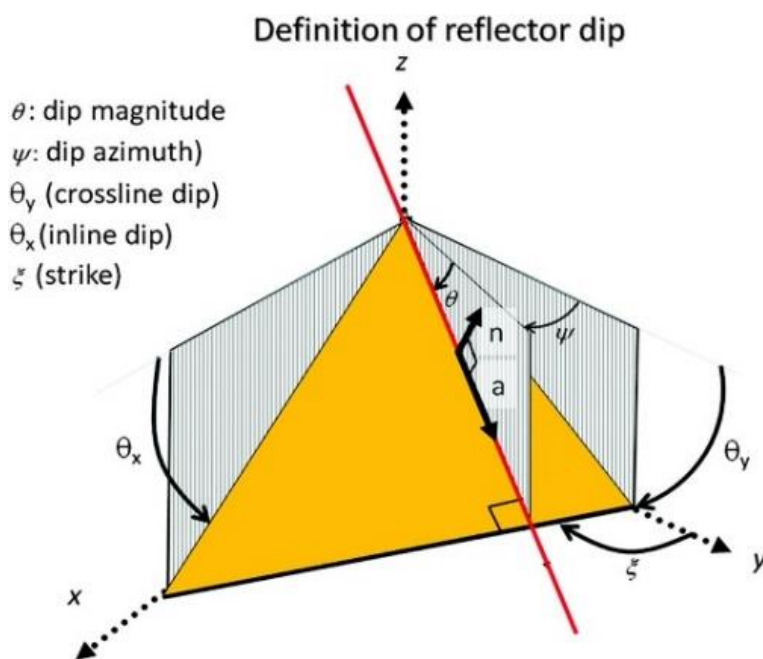
$$\begin{cases} P_x = 2 * \tan \frac{\theta_x}{v} \\ P_y = 2 * \tan \frac{\theta_y}{v} \end{cases} \quad \text{معادله (۶-۳)}$$

جایی که  $v$  زمان میانگین جهت، سرعت تبدیل عمیق است. می توان شیب آشکار را در هر زاویه  $\psi$  از شمال، توسط یک چرخش ساده مثلثاتی محاسبه کرد (Mai, et al., 2014).

$$P_\psi = P_x \cos(\psi - \phi) + P_y \sin(\psi - \phi) \quad \text{معادله (۷-۳)}$$

زمانیکه  $\phi$  زاویه محورهای Inline لرزه‌ای از شمال می باشد. همچنین نشانگر بردار گرادیان دامنه‌ای را که دارای اجزای Inline و Crossline است ( $g_y, g_x$ ) توصیف می کند. در اینجا می توان یک شیب دامنه را در هر زاویه،  $\psi$ ، از شمال محاسبه کرد (Mai, et al., 2014).

$$g_\psi = g_x \cos(\psi - \phi) + g_y \sin(\psi - \phi) \quad \text{معادله (۸-۳)}$$



شکل (۷-۳) بردار نرمال عمود بر بازتابنده، ( $a$ ) بردار نرمال شیب در امتداد بازتابنده، ( $\theta$ ) بزرگی شیب، ( $\psi$ ) آزیموت شیب، ( $\xi$ ) استرایک، ( $\theta_x$ ) شیب ظاهری نسبت به صفحه  $xz$ ، و ( $\theta_y$ ) شیب ظاهری نسبت به صفحه  $yz$  (Mai, et al., 2014).

### ۵-۲-۳ فرکانس

نشانگرهای لرزه‌ای با اجزاء مختلف محتوی موجک لرزه‌ای که شامل فاز، دامنه، فرکانس می باشند قابل کنترل خواهند بود با این حال نشانگر فرکانس در ارزیابی خواص مخزن مفید است. از دیگر

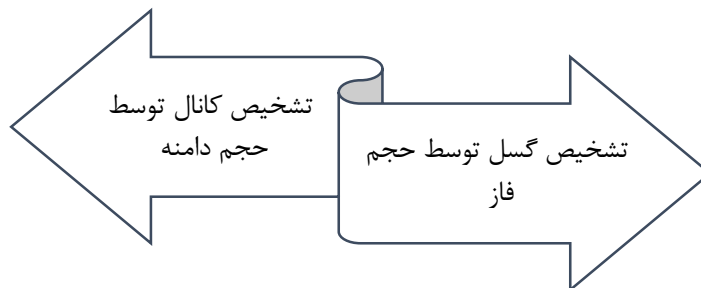
وظایف نشانگر فرکانس می‌توان به بهبود تغییرات جانبی و عمودی و پررنگ کردن این تغییرات از جهت سنگ شناسی، و تشخیص مناطق شکستگی بعنوان شاخص سیستم هیدروکربنی، اشاره کرد (Abdelfattah, 2017).

فرکانس لحظه‌ای نرخ تغییراتی از فاز است و واحد آن هرتز می‌باشد و مربوط به پهنای باند داده‌های لرزه‌ای و ضخامت بستر است. (Marfurt, et al., 2007).

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi(t) = \tan^{-1} \left[ \frac{u}{u^H} \right] \\ f = \omega(x, y, t) = \frac{\partial(\varphi(t))}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \tan^{-1}(u^H, u) = \frac{u \frac{\partial u^H}{\partial t} - u^H \frac{\partial u}{\partial t}}{u^2 + (u^H)^2} \end{array} \right. \quad \text{معادله (۹-۳)}$$

$u(x, y, t)$  ورودی داده‌های لرزه‌ای،  $u^H(x, y, t)$  تبدیل هیلبرت داده‌های ورودی و  $\varphi(t)$  فاز می‌باشد. وجود حفره و شکستگی در مخزن باعث کاهش قدرت بازتاب امواج لرزه‌ای شده که کاهش میزان فرکانس را با خود به همراه خواهد داشت (Abdelfattah, 2017).

پنجره‌های کوتاه در نظر گرفته شده به نوفه آلوده‌تر می‌باشند. از آنجایی که فرکانس محدوده ناهنجار را نمایان خواهد کرد، در نتیجه جهت تشخیص کانال، شکستگی، گسل و هرگونه ناپیوستگی مورد استفاده قرار می‌گیرد. اطلاعات دامنه بالا، فرکانس پایین، ناشی از سرعت پائین می‌باشد که عموماً انباشت هیدروکربن را به همراه خواهد داشت (Fainstein, et al., 2010).



شکل (۸-۳) کاربردهای فرکانس در لرزه‌نگاری (Naseer Ahmad, et al., 2012)

### ۳-۲-۶ میانگین ریشه مربع دامنه

به تجزیه و تحلیل سرعت مهاجرت زمان، مستقل از تاثیر عمده شیب می‌پردازد. جهت ارزیابی نسبت شن و ماسه به شیل بوده و جهت تشخیص منطقه شیل فشار بالا، تغییرات سنگ شناسی و غیره استفاده می‌شود. دامنه RMS شبیه به یک تفسیر مسطح‌تر از قدرت انعکاس است. این روش همانند قدرت انعکاس برای نشان دادن لکه‌های روشن و ناهنجاری‌های دامنه، در داده‌های لرزه‌ای اعمال می‌شود. در مقایسه با قدرت انعکاس، وضوح را می‌توان با تغییر طول پنجره تنظیم کرد، پنجره‌های طولانی، دامنه‌ی مسطح‌تر و صاف‌تری را ایجاد می‌کنند، که گاهی اوقات مفید می‌باشند. این نشانگر جهت نشان دادن رخساره‌های دانه درشت، اثرات مرتبط با تراکم (مثلا در مارن و آهک) و عدم انطباق آنها مفید می‌باشد. در معادله ۳-۱۱، نمونه N به عنوان ریشه دوم از مجموع مقدار ردلرزه‌های مربع x، جایی که w و n برابر مقادیر پنجره است (Koson, et al., 2014).

$$x_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N w_n x_n^2} \quad \text{معادله (۳-۱۰)}$$

### ۳-۲-۷ نرمی

قدرت بازتاب دامنه، مستقل از فاز بوده و همیشه مثبت است. واحد Sweetness (نسبت دامنه به ریشه دوم فرکانس لحظه‌ای) است که از لحاظ فیزیکی، تعریف واحد دشوار است در نتیجه بهتر است بعنوان ارزش نسبی مورد توجه قرار گیرد. مقدار Sweetness بالا، با دامنه بالا و فرکانس پائین مشخص می‌شود (Hart, et al., 2002). محدوده شیلی معمولاً با دامنه کم (مقاومت صوتی کنتراست کم) و قدرت انعکاس نسبتاً کم (فرکانس لحظه‌ای بالا) مشخص خواهد شد. در حالیکه محدوده شن و ماسه سنگی مجزا، مانند کانال‌های پرشده، دامنه بالا (مقاومت صوتی کنتراست بالا) و فرکانس لحظه‌ای پائین (بازتاب گسترده) را شامل می‌شود (Hart, 2008).

از آنجایی که قدرت انعکاس همیشه مثبت است، ماهیت مقاومت صوتی ظاهری بین شن و ماسه و شیل متناوب نمی‌باشد. باید نیز به این اشاره نمود که میزان بزرگی مقاومت صوتی ظاهری بسیار مهم

است. زمانی که مقدار بزرگی مقاومت صوتی ظاهری کنتراست کوچک باشد، به مراتب قدرت بازتاب و Sweetness کوچک می‌باشد. Sweetness نشانگر مناسبی جهت تشخیص شن و ماسه سنگ از شیل‌های اطراف نمی‌باشد زیرا جایی که ماسه و شیل بطور تداخلی باهم قرار داشته باشند، بازتاب‌های بالو پائین ماسه، مانع انعکاس‌های دامنه بالا می‌شود. در حقیقت هر پارامتر موثر بر قدرت بازتاب و فرکانس لحظه‌ای در تغییرات Sweetness می‌تواند تاثیر بگذارد. Sweetness می‌تواند تغییرات توالی کربناته را نیز تا حدودی نشان دهد (Koson, et al., 2014).

$$S(t) = \frac{a(t)}{(\sqrt{f_a(t)})} \quad \text{معادله (۱۱-۳)}$$

$S(t)$  همان شاخص نشانگر Sweetness و  $a(t)$  دامنه ردلرزه در زمان  $t$ ، تقسیم بر مجذور فرکانس لحظه‌ای در زمان  $t$  می‌باشد (Koson, et al., 2014). این نشانگر با تقسیم قدرت انعکاس توسط ریشه دوم فرکانس لحظه‌ای حاصل می‌شود. این تعریف ریاضی جذب نشانگری است که مترجمان لرزه‌ای، سال‌ها بصورت کیفی استفاده می‌کنند: شن و ماسه جداشده در توالی شیلی، تمایل دارند بازتاب قوی‌تر و گسترده‌تری نسبت به شیل اطراف تولید کنند.

این ترکیب با ترکیب فرکانس لحظه‌ای و قدرت انعکاس، روشی است که ابتدا توسط Radovich and Oliveros (Oliveros, et al., 1997)، توصیف شده است. نشانگرهای ردیابی پیچیده توسط Taner (Taner, et al., 1977) تعریف شده‌اند. Sweetness نشانگری است برای شناسایی مکان‌هایی که مستعد ابتلا به نفت و گاز هستند و تصویر برداری از مناطق نسبتاً درشت دانه (شن) را بخوبی انجام می‌دهند (Koson, et al., 2014).

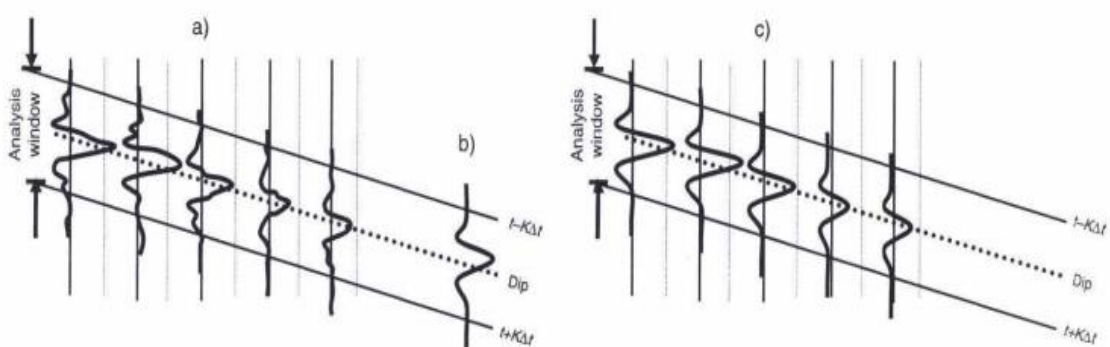
تعریف Sweetness به این نتیجه رسیده است که در حوضه‌های رسوبی کلاسیک جوان، لکه‌های Sweet که بر روی داده‌های لرزه‌ای تصویر می‌کنند، دارای دامنه‌های بالا و فرکانس‌های پایین هستند. از این رو، ارزش Sweet بالا، آنهایی هستند که به احتمال زیاد نفت و گاز را نشان می‌دهند

(Oliveros, et al., 1997). بنابراین ناهنجاری‌های Sweet به دلیل انحرافات انعکاسی است. Hart

پیشنهاد می‌کند که Sweetness برای تشخیص کانال بسیار مفید است (Hart, 2008).

### ۳-۲-۸ واریانس

یکی از روش‌های هدایت شیب، واریانس است که بسیار مشابه نشانگر شباهت (همبستگی) می‌باشد. مقدار شباهت، "نسبت انرژی ردلرزه متوسط به انرژی متوسط تمام ردلرزه‌ها در طول یک شیب مشخص" می‌باشد. واریانس، نشانگری است که به شکل موج و تغییرات جانبی دامنه حساس است. الگوریتم واریانس برای تشخیص لبه‌ای که دامنه آن دارای عدم همبستگی است، استفاده می‌شود. واریانس به کاربر اجازه می‌دهد تا از یک هموارسازی عمودی برای کاهش نوفه و طول فیلتر، جهت تعیین تعداد ردلرزه‌ها به صورت افقی جهت تخمین واریانس افقی استفاده کند (Chopra, et al., 2008).



شکل (۳-۹) (a) ابتدا انرژی ردلرزه‌های ورودی را درون یک پنجره تجزیه تحلیل محاسبه می‌کند، سپس، شکل موج را که بهترین شکل از هر ورودی ردلرزه، محاسبه می‌کند، (c) در نهایت، هر ردلرزه را با یک نسخه از ردلرزه b که یک ردلرزه مناسب است جایگزین خواهد کرد. شکل موج همبستگی، نسبت انرژی c به a است. اگر هر ردلرزه در a دامنه و شکل موج یکسانی داشته باشد، میزان شباهت آن ۱، و در غیر اینصورت کمتر از ۱ می‌باشد (Chopra, et al., 2008).

نشانگر واریانس، که یک روش لبه‌یابی است، شکل موج و یا ردلرزه مجاور پنجره‌های جانبی و یا عمودی را اندازه‌گیری می‌کند. مشخصه واریانس جهت کمک به تصویر برداری کانال‌ها و خطاها است (Pigott, et al., 2013) و همچنین برای نشان دادن به طور مستقیم مناطق اصلی گسل، شکستگی‌ها،

عدم انطباقها و مرزهای اصلی پیوسته استفاده می‌شود (Koson, et al., 2014). مکعب واریانس از نظر ریاضی همانند نشانگر همبستگی است (Chopra, et al., 2008).

$$\sigma = \frac{1}{K} \sum_k (a_k - a_{mean})^2 \quad \text{معادله (۱۲-۳)}$$

واریانس را بر روی ردلرزه  $J$  که در پنجره  $i$  ام قرار دارد محاسبه می‌کند که در آن  $\langle u_i \rangle$  مقدار میانگین،  $u_j$  را در پنجره تجزیه و تحلیل  $i$  ام نشان می‌دهد. پنجره‌ای که دارای کوچکترین واریانس باشد به بهترین شکل نشان دهنده یک منعکس کننده است و در فیلترهای ساختاری بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرد (Chopra, et al., 2008).

$$\text{Var} = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J [u_{ji} - \langle u_i \rangle]^2 \quad \text{معادله (۱۳-۳)}$$

برای محاسبه نمونه‌هایی که در امتداد بازتابنده قرار دارند از معادله‌های ۱۴-۳ استفاده می‌شود (Marfurt, et al., 2007):

$$\begin{cases} \text{Var}(t, p, q) = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J [u_j(t - px_j - qy_j) - \langle u(t, p, q) \rangle]^2 \\ \langle u(t, p, q) \rangle = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J u_j(t - px_j - qy_j) \end{cases} \quad \text{معادله (۱۴-۳)}$$

اکثر آمارگیران از فرمول محاسباتی بسیار کارآمد (و ریاضی) معادل استفاده می‌کنند:

$$\text{Var}(t, p, q) = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J [u_j(t - px_j - qy_j)]^2 - \left[ \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J u_j(t - px_j - qy_j) \right]^2 \quad \text{معادله (۱۵-۳)}$$

### ۳-۳ تئوری تلفیق

تلفیق را زمانی استفاده می‌کنند که از یک تئوری نتوان نتیجه دلخواه را دریافت کرد. به همین دلیل از چند روش جهت بدست آوردن نتایج گوناگون استفاده می‌شود، سپس به تلفیق نتایج حاصل پرداخته خواهد شد. نتایج حاصل از یک روش خطای بالایی را شاهد خواهد بود. در صورتیکه با تلفیق

نتایج حاصل از چند روش، حداقل خطا بدست می‌آید. در نتیجه از فواید تلفیق می‌توان به دست آوردن نتایج مطلوب‌تر با خطای کمتر را اشاره کرد.

روش‌های متفاوتی جهت تلفیق داده وجود دارد. اما بسته به نوع عملیات و نتیجه حاصل، می‌بایستی شایسته‌ترین روش را برگزید و از آن استفاده نمود. از جمله روش‌ها می‌توان به روش‌های تلفیق در سطح داده، تلفیق در سطح ویژگی، تلفیق ویژگی در سطح تصمیم و غیره اشاره کرد.

روش منتخب در نرم افزار Matlab دارای انواع مختلف می‌باشد که از جمله آنها به موارد ذیل می‌توان اشاره کرد:

۱. Falsecolor

۲. Blend

۳. Diff

۴. Montage

در این پژوهش، جهت تلفیق نتایج حاصل شده از نشانگرها روشی برگزیده شده‌است که با تلفیق دو به دو تصاویر حاصل از نشانگرهای دست‌چین شده توسط روش Imfuse با متد False color در نرم افزار متلب یک تصویر RGB از دو عکس ورودی A و B ساخته می‌شود. تصویر خروجی C تلفیقی از دو تصویر ورودی بوده است. حال برای اجرای متد انتخابی بر روی کل خروجی نشانگرها، خروجی دو عکس ابتدایی C با خروجی نشانگر بعدی تلفیق می‌گردد سپس به همین ترتیب خروجی بدست آمده با نشانگر بعدی تلفیق خواهد شد. روند مذکور تمام نشانگرهای ورودی را پوشش داده و در انتها یک پاسخ بعنوان نتیجه نهایی ارائه خواهد داد.

در روند اجرای تلفیق Imfuse ترتیب قرارگیری نشانگرها سبب ایجاد پاسخ متفاوت خواهد شد. به همین ترتیب به تعداد نشانگرها  $n!$  حالت بوجود خواهد آمد. از میان پاسخ‌های بدست آمده، می‌توان بهترین پاسخ را بعنوان نتیجه نهایی برگزید.



# فصل چہارم

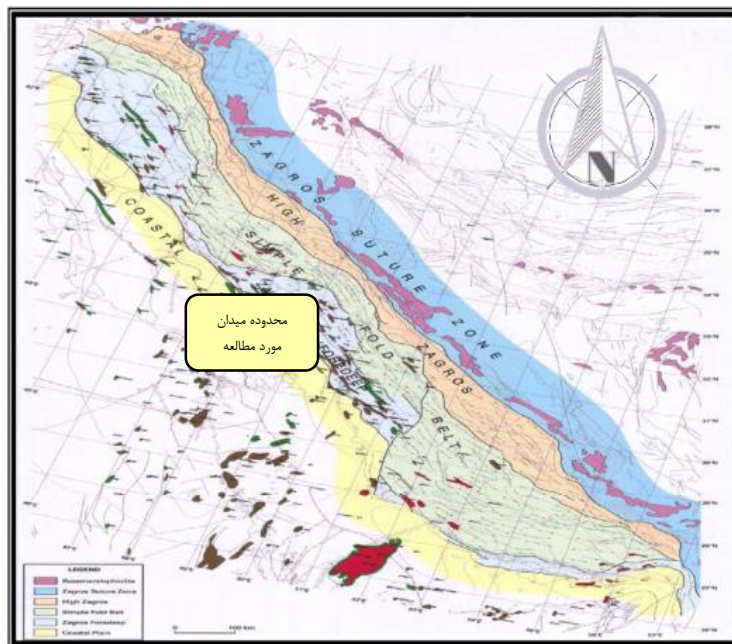
#### ۴-۱ مقدمه

در ایران سه منطقه نفتی جهت مطالعه سازندهای نفتی شامل منطقه زاگرس، منطقه ایران مرکزی و منطقه کپه داغ وجود دارد. منطقه یا حوضه زاگرس در ایران، از شمال غربی تا جنوب شرقی امتداد دارد. حوضه ایران مرکزی، فارس و شمال بندرعباس و حوالی آن را شامل می‌شود (مطیعی، ۱۳۷۴). حوضه ایران شمالی یا همان حوضه کپه داغ، شامل شرق گرگان و شمال شرق ایران را شامل خواهد شد. سازندهای مخزنی حوضه زاگرس و ایران مرکزی شامل فهلیان، گرو، داریان، سروک، ایلام، آسماری و سنگ منشاءهای حوضه زاگرس و ایران مرکزی شامل سرگلو، گرو، کژدمی (مهم‌ترین سنگ منشأ)، گورپی، پابده و پوش سنگ‌های حوضه زاگرس و ایران مرکزی شامل گدوان، گچساران (مهم‌ترین پوش سنگ) می‌باشد (Mohebian, et al., 2012). بنا به گزارش زمین شناسی، تقسیم‌بندی لیتولوژی زمین و سازندهای منطقه بر حسب عمق در جدول ۴-۱، و ستون چینه‌شناسی منطقه در شکل ۴-۱ مشاهده می‌شود.

جدول (۴-۱) لیتولوژی میدان مورد مطالعه بر حسب عمق (PEDEC, 2008)

عمق زمین (m)	لیتولوژی	سازند	عمق سازند (m)	لیتولوژی سازند
۱۸۰۰	Sandstones + Clayshales	آجاجاری	سطح زمین	ماسه + شیل
۱۹۴۵	Sandstone + Clyshale	گچساران	۱۳۰۹	ماسه + آهک + دولومیت + نمک
۲۰۱۵	Limestones + Sandstones + Clayshales	آسماری	۱۷۶۳	ماسه + آهک + دولومیت
۲۰۸۰	Clyshale + Sandstone	پابده	۲۰۶۶	جلبک دریایی + سنگ آهک + شیل
۲۱۵۰	Limestone + Clyshale	گورپی	۲۳۳۸	آهک + مارل آهکی + آسفالت پراکنده
۳۳۳۵	Limestone + Clyshale	ایلام	۲۵۹۵	آهک + رس آهکی + شیل
۳۵۰۰	Sandstone + Clyshale	لافان	۲۶۷۰	شیل + دولومیت
۳۵۴۰	Limestone + Clyshale	سروک	۲۶۸۳	آهک + شیل + دولومیت
۳۷۲۵	Clyshale + Limestone	کژدمی	۳۳۱۴	مارل + آهک رسی و شیلی
۳۷۸۰	Limestone	داریان	۳۵۱۷	آبخوان آهکی
۳۸۰۰	Sandstone + Clyshale	گدوان	۳۷۰۸	سنگ آهک شنی یا ماسه‌ای + شیل + آبخوان آب شور
۳۸۵۰	Limestone + Clyshale	فهلیان	۴۰۷۲	سنگ آهک شنی یا ماسه‌ای





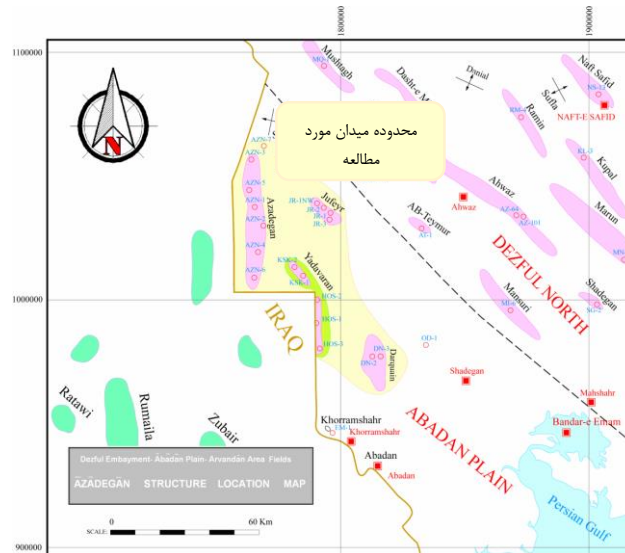
شکل (۲-۴) محل قرارگیری فروافتادگی دزفول در زون زاگرس (casciello, et al., 2009)

منطقه مورد مطالعه در فرو افتادگی دزفول و پهنه زاگرس قرار دارد. پهنه زاگرس از نظر زمین ریخت‌شناسی از شمال خاور به جنوب باختر، شامل زاگرس مرتفع (زاگرس داخلی)، زاگرس چین‌خورده (زاگرس چین بیرونی) و دشت آبادان (کمی چین خورده) می‌باشد (آقاباتی، ۱۳۸۵). بخش مورد مطالعه فرو افتادگی دزفول (دشت آبادان)، فاقد رخنمون سازند آسماری می‌باشد.

#### ۳-۴ موقعیت میدان میدان مورد مطالعه

این میدان در منطقه دشت آبادان، تقریباً در ۸۰ کیلومتری غرب شهر اهواز و در غرب- جنوب غرب فروافتادگی دزفول و به موازات مرز ایران و عراق قرار دارد. دشت آبادان یکی از محدوده مهم نفت ایران محسوب می‌شود. منطقه مورد مطالعه روند (N-S) داشته‌است. به استثنای کمربند فرورفتگی SW ایران، که به NW-SE مشهور است. دشت آبادان در قسمت پیشانی بین النهرین، واقع در جنوب غربی منطقه زاگرس پیشین قرار دارد و این حوضه شامل بسیاری از میدان‌های نفت و گاز فوق العاده عظیم می‌باشد (PEDEC, 2008). همانگونه که در نقشه ۳-۴ مشاهده می‌شود، این میدان در شمال غربی میدان‌های شادگان & منصوری و غرب میدان آب تیمور و اهواز است که از شمال در مجاورت میدان مجنون عراق قرار دارد. این میدان در سال ۱۳۷۶ توسط مدیریت اکتشاف شرکت ملی نفت

ایران کشف گردید. متوسط حجم ذخیره درجای نفت خام میدان های موجود، معادل ۳۳ میلیارد بشکه تخمین زده شده است (Mohebian, et al., 2012).



شکل (۳-۴) موقعیت میدان مورد مطالعه (PEDEC, 2008)

#### ۴-۴ گروه‌های زمین شناسی محدوده مورد نظر

این محدوده از لحاظ زمین شناسی دارای ۵ گروه می‌باشد. داده‌های مورد نظر تنها گروه های فارس، بنگستان، خامی را شامل می‌شود. مخازن این میدان در گروه خامی، بنگستان و آسماری قرار دارد. سازند سروک از گروه بنگستان مهمترین مخزن نفتی بوده و عمدتاً از سنگ های کربناته تشکیل شده است.

#### ۴-۴-۱ گروه فارس

مجموعه‌ای از سازندهای زمین‌شناسی زاگرس با سن میوسن و قسمتی از پلیوسن، که ضخامت رسوبات آن در فرو افتادگی دزفول حدود ۶۰۰۰ متر می‌باشد. سازندهای گچساران، میشان و آغاچاری در این گروه قرار می‌گیرد. سازندهای گروه فارس به طور هم‌شیب بر روی آهک‌های سازند آسماری، قرار داشته و قسمت زیرین آن گچی بوده و مانع اصلی خروج مواد نفتی شده، به همین دلیل سنگ‌پوش منطقه محسوب می‌شود. در سازندهای فارس رخساره‌های نرم‌تنان، خارپوستان، مرجان‌ها و

میکروفسیل‌های مختلف دیده شده است (James, et al., 1965).

#### ۲-۴-۴ گروه بنگستان

گروهی از سازندهای حوضه زاگرس با سن آلبین تا کامپانین، که شامل یک چرخه رسوبی از سازندهای کژدمی، سروک، سورگه و ایلام خواهد بود. میانگین تخلخل سنگ مخزن گروه بنگستان از ۲ تا ۴٪ متغیر می‌باشد. نفت خام گروه بنگستان (با میانگین ۸/۵ درجه ای.پی.آی<sup>۱</sup>) بطور متوسط سنگین تر از گروه خامی (بطور میانگین ۲۷/۵ درجه ای.پی.آی) می‌باشد. وجود سازند سورگه نیز در این گروه همیشگی نیست، در این صورت گروه بنگستان شامل دو سازند سروک (در زیر) و سازند ایلام (در بالا) خواهد بود. در این حالت ترجیح داده می‌شود به جای «گروه بنگستان» از عنوان «سازند بنگستان» که شامل دو سازند سروک و ایلام است، استفاده شود (James, et al., 1965).

#### ۳-۴-۴ گروه خامی

مجموعه‌ای از سازندهای زاگرس، شامل سازندهای هیث و سورمه از دوره ژوراسیک و سازندهای فهلپان، گدوان و داریان از دوره کرتاسه است. بین سازندهای این گروه، سازندهای آهکی فهلپان و داریان، سنگ مخزن می‌باشند که در بعضی میدان‌ها دارای ذخایر نفت، و در بیشتر میدان‌ها دارای گاز هستند. سنگ مخزن خامی از نظر ذخیره نفتی پس از سنگ مخزن آسماری و سنگ مخزن بنگستان قرار دارد و از نظر عمق نسبت به سنگ مخزن‌های آسماری و بنگستان در ژرفای بیشتری از سطح زمین می‌باشند (James, et al., 1965).

#### ۴-۴-۴ گروه دهرم

مجموعه‌ای از سازندهای زاگرس، شامل سازندهای دالان و کنگان است. به علت عدم تفکیک آسان سازند کنگان با سازند دالان در روی زمین و از آنجا که هر دو سازند یک مخزن نفتی مشترک را تشکیل می‌دهند، این دو سازند را گروه دهرم می‌نامند. گروه دهرم به طور کلی خواص مخزنی داشته و

---

<sup>۱</sup> American Petroleum Institute (API)

در پاره‌ای از میدان‌های گازی ایران مانند مخزن پارس جنوبی، حاوی گازهای پر فشار می‌باشند (Buchem, et al., 2010).

#### ۴-۴-۵ گروه کازرون

مجموعه‌ای از سازندهای زمین‌شناسی زاگرس شامل سازندهای دشتک و نیریز است. سازند نیریز عمدتاً از دولومیت و آهک تشکیل شده ولی سازند دشتک شامل انیدریت، دولومیت و مقادیری شیل آهکی است. سازند دشتک مهم‌ترین پوش‌سنگ مخازن عظیم گاز طبیعی خاورمیانه به شمار می‌رود. نام این گروه از شهر کازرون در ۸۰ کیلومتری غرب شیراز گرفته شده است (Buchem, et al., 2010). میدان مورد نظر تنها اطلاعات ۳ گروه فارس، بنگستان و خامی را شامل خواهد شد. سازند گچی گچساران به عنوان پوش سنگ تمامی مخازن منطقه، در نزدیک سطح زمین قرار دارد. سازند گدوان را سنگ منشاء مخزن خامی (فهلپیان و داریان)، و سازند کژدمی را سنگ منشاء مخزن بنگستان (ایلام و سروک)، و پابده و گورپی را سنگ منشاء مخزن آسماری می‌توان در نظر گرفت.

#### ۴-۵ سازندهای میدان مورد مطالعه

منطقه مورد مطالعه شامل یک سری سازندهایی است که در ادامه به تفصیل توضیح داده می‌شوند.

#### ۴-۵-۱ سازند آغاچاری

سازند آغاچاری در دوران میوسن پسین-پلیوسن پیشین بوده و بطور کلی از ماسه سنگ‌های آهکی قهوه‌ای تا خاکستری، مارن‌های قرمز ژیبس‌دار و سیلتستون تشکیل شده‌است. به دلیل خاصیت ویژه گچ تاثیر فراوانی بروی دامنه امواج لرزه‌ای گذاشته و این صفحات متقاطع از گچ، به عنوان سدی در مقابل امواج لرزه‌ای عمل می‌کنند. ضخامت این سازند در گروه فارس، ۲۹۶۶ متر است. رگه‌هایی از گچ در میان ماسه‌سنگ‌ها با فاصله ۲ متر مشاهده می‌گردد. در نواحی شمال غربی فروافتادگی دزفول، مارن‌های قرمز رنگ حاوی اپرکولینا گاهی جزء سازند میشان و گاهی حد تبدیل سازند میشان به آغاچاری در نظر گرفته می‌شود (Stocklin, 1968).

#### ۴-۵-۲ سازند گچساران

سازند گچساران اولین سازند گروه فارس است. این سازند پوش سنگ سازند آسماری و سازندهای هم ارز در ایران و عراق به حساب می‌آید. سازند گچساران شامل یک توالی از سنگ‌های تبخیری مانند نمک، انیدریت، مارن‌های قرمز و خاکستری است (Stocklin, 1968). در فروافتادگی دزفول مشتمل بر حدود ۱۶۰۰ متر نمک، انیدریت، مارن‌های رنگارنگ، سنگ آهک و یک لایه شیل بیتومین دار می‌باشد. این سازند علاوه بر اینکه پوش سنگ مخازن نفتی ایران و عراق است، حاوی ذخایر مهم سولفور و سولفات و نمک می‌باشد (امیری، و غیره، ۱۳۸۲). سازند گچساران در مقطع زیر زمینی طی حفاری‌های نفتی، از ۷ بخش تشکیل گردیده است. در بعضی از نواحی این بخش‌ها قابل تشخیص و در برخی از مناطق غیرقابل تشخیص و تفکیک می‌باشند. در جدول ۴-۲ به طور تقریبی طبق مطالعات صورت گرفته، توالی سنگ‌شناسی هر بخش جمع آوری و ارائه گردیده است (آقناباتی، ۱۳۸۵).

جدول (۴-۲) سنگ‌شناسی بخش‌های سازند گچساران به‌مراه ضخامت (امیری، و غیره، ۱۳۸۲)

بخش	سنگ شناسی	ضخامت (m)
۷	تناوب انیدریت، مارن خاکستری و سنگ آهک (قابل تقسیم به ۵ زون)	۱۴۰
۶	تناوب انیدریت، مارن‌های قرمز و سنگ آهک (در پایین)، سنگ نمک (وسط) انیدریت و مارن (در بالا)	۲۱۰
۵	تناوب انیدریت، مارن قرمز، سنگ نمک و لایه‌های نازک سنگ آهک	۱۸۰
۴	تناوب سنگ نمک ضخیم، مارن‌های خاکستری، انیدریت، کمی لایه‌های آهک	۴۴۱
۳	تناوب انیدریت و مارن‌های خاکستری ضخیم	۱۴۸
۲	تناوب انیدریت، مارن خاکستری، لایه‌های نازک سنگ آهک و سنگ نمک ضخیم در قاعده	۶۸
۱	تناوب انیدریت، مارن خاکستری، سنگ آهک و یک لایه شیل بیتومین‌دار	۴۰



#### ۳-۵-۴ سازند آسماری

سازند آسماری با سن الیگوسن پسین (چاتین) تا میوسن پیشین (آکوئیتانین)، جوان‌ترین و مهم‌ترین سنگ مخزن پهنه زاگرس بشمار می‌آید. سازند آسماری متشکل از سنگ آهک فسیل‌دار، سنگ آهک دولومیتی، سنگ آهک رسی، ماسه سنگ و شیل است (James, et al., 1965). بطور کلی، سازند آسماری دارای دو عضو «ماسه‌سنگی اهواز» در جنوب باختری خوزستان و «تبخیری کلهر» در لرستان می‌باشد. ضخامت این سازند ۳۱۴ متر و متشکل از سنگ آهک‌های مقاوم کرم‌رنگ است که در بین آن طبقات شیلی و مارنی مشاهده می‌شود (Stocklin, 1968). از نگاه زیست‌چینه‌ای نیز این سازند به سه واحد «آسماری پایینی» به سن الیگوسن، «آسماری میانی» به سن میوسن پسین (آکوئیتانین) و «آسماری بالایی» به سن میوسن پیشین (بوردیگالین) تقسیم می‌شود (Buchem, et al., 2010).

#### ۴-۵-۴ سازند پابده

سازند پابده از مارن، آهک و شیل تشکیل شده و متعلق به دوره‌های کرتاسه بالایی تا پالئوسن می‌باشد. برش الگوی واحد سنگی پابده به ضخامت ۷۹۸ متر مطالعه شده است. در فارس و خوزستان، سن سازند پابده از پالئوسن تا الیگوسن است (آقاباتی، ۱۳۸۵). این سازند حدود ۸۰۰ متر مارن و شیل‌های خاکستری و لایه‌های آهک رسی دریایی است و به دو بخش غیررسمی به نام‌های «بخش شیل ارغوانی» و «بخش آهک‌های چرتی» تقسیم شده‌اند.

#### ۵-۵-۴ سازند گورپی

سازند گورپی از سازندهای زاگرس است که از مارن، آهک و شیل تشکیل شده و متعلق به دوره‌های کرتاسه بالایی تا پالئوسن است. سن این سازند سانتونین (کرتاسه پسین) تا پالئوسن گزارش شده است. برش الگوی سازند گورپی در تنگ پابده در شمال مسجد سلیمان (میدان نفتی لالی) ۳۲۰ متر ضخامت دارد. در بیش‌تر نواحی زاگرس، سازند گورپی شامل مارن و شیل‌های خاکستری مایل به

آبی است که میان لایه‌هایی از سنگ آهک‌های نازک رسی قرار دارد و به دلیل فرسایش سریع آنها، ظاهر فرسایشی دارند (آقناباتی، ۱۳۸۵).

#### ۴-۵-۶ سازند ایلام

سازند آهکی ایلام برای اولین بار توسط James and Wynd (James, et al., 1965) ، در تنگ‌گراب، در شمال غربی تاقدیس کبیرکوه، در ۴۵ کیلومتری جنوب شرقی شهر ایلام، در ناحیه لرستان معرفی گردید. این سازند در محل مقطع نمونه، شامل ۱۹۰ متر سنگ آهک خاکستری با لایه‌بندی متوسط تا نازک، همراه با میان لایه‌های شیلی است. تخلخل مفید و مهم این سازند از نوع شکستگی است. مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی سازند ایلام در میدان نفتی مورد بررسی، آشفستگی زیستی، میکرایتی شدن، سیمانی شدن، انحلال و تخلخل، دولومیتی شدن، استیلولیتی شدن، پیریتی شدن و شکستگی‌ها است. این سازند با سن (سانتوین) بخشی از گروه بنگستان می‌باشد که بین دو سازند شیلی گورپی (در بالا) و سورگاه (در پایین) واقع شده‌است (محبیان، و غیره، ۱۳۹۲).

#### ۴-۵-۷ سازند سروک

سازند سروک، یک سنگ آهک تقریباً خالص در دوره کرتاسه زیرین- فوقانی (آلبین-پسین-تورونین میانی) است. سازند سروک دارای تخلخل عمده‌ای از نوع شکستگی است و عمدتاً دارای لیتولوژی کربناته می‌باشد و از توالی آهک‌های نازک لایه تا متوسط لایه، آهک توده‌ای و آهک چرت دار تشکیل شده است. کربنات‌های این سازند به دلیل متحمل شدن شرایط و محیط‌های دیاژنزی مختلف، دارای خواص مخزنی متفاوت و پیچیده‌ای می‌باشند (Sharland, et al., 2001). لایه نازک شیلی سازند لافان، بین سنگ آهکی ایلام و سروک قرار دارد. دومین سازند مخزنی مهم پس از سازند آسماری (الیگو-میوسن) در مخازن جنوب غرب ایران که در پهنه زاگرس چین خورده رخنمون دارد، می‌باشد و بخش قابل توجهی از ذخایر هیدروکربنی را در خود جای داده است (Alavi, 2004). این بخش متشکل از سنگ‌های آهکی دریایی کم عمق و بطور بخشی رس‌دار و میکرایتی است، که شامل گرینستون‌ها، پکستون‌های غنی از رودیست و وکستون‌های غنی از استروماتوپوراید با اینتروال‌هایی از مارن و شیل

می‌باشد (Mohebian, et al., 2012). کمتر از ۱/۳ ذخایر نفت درجای کشف شده در جنوب غرب ایران در مخازن بنگستان انباشته شده است که این ذخایر در بیش از ۲۹ میدان کوچک و بزرگ پراکنده‌اند (Jooybari, et al., 2017).

#### ۴-۵-۸ سازند کژدمی

این سازند در زون ساختاری زاگرس در جنوب و جنوب‌غرب ایران قرار گرفته‌است. این سازند دارای کروژن نوع II بوده و تا ۱۱٪ مواد آلی را دارا می‌باشد. سازند کژدمی به دلیل مهمترین سنگ منشاء مخازن آسماری، یکی از مهم‌ترین سازندهای زاگرس به شمار می‌آید (James, et al., 1965). جنس سازند کژدمی از مارن و آهک رسی و شیلی است. این سازند در طی آلبین در یک حوضه آرام و عمیق و گسترده در فروافتادگی دزفول و شمال خلیج فارس نهشته شده‌است و شامل بیش از ۳۰۰ متر شیل و مارن‌های بیتومین‌دار و آهک‌های شدیداً رسی می‌باشد (Stocklin, 1968).

#### ۴-۵-۹ سازند داریان

سازند داریان یک لایه سنگ آهک است. این لایه بازتابنده بسیار خوبی در بخش لرزه‌ای است و به راحتی شناسایی می‌شود. سازند داریان سنگ مخزن مهمی در گروه خامی می‌باشد. در محل برش الگو، شامل ۲۸۶/۵ متر سنگ آهک قهوه‌ای- خاکستری است که به داشتن اربیتولین فراوان به سن آپتین شاخص است. در گذشته به این سنگ آهک‌ها «آهک اربیتولین‌دار» یا «آهک آپتین- آلبین» خوانده می‌شد. مرز پایینی داریان با سازند گدوان تدریجی است. اما در بالا، با سازند کژدمی به شدت فرسایش یافته است و لایه‌های ائولیتی و گلوکونیتی، سازند داریان را از سازند کژدمی جدا می‌کند (James, et al., 1965).

#### ۴-۵-۱۰ سازند گدوان

سازند گدوان یکی از سازندهای زمین‌شناسی گروه خامی در زاگرس با سن آپتین تا آلبین است. این سازند در محیطی کم اکسیژن نهشته شده و شامل تناوب های شیل و آهک است. مطالعات نشان

می‌دهد که این سازند از نظر وجود مواد آلی ضعیف است ولی گاهی به صورت محلی و محدود از نظر مواد آلی غنی می‌گردد. سازند گدوان پوش‌سنگ میدان‌های نفتی دورود و فروزان را تشکیل می‌دهد (صالحی، و غیره، ۱۳۹۵). برش الگوی این سازند در کوه گدوان به ضخامت ۱۲۰ متر می‌رسد و شامل تناوبی از شیل‌های خاکستری مایل به زرد یا سبز با میان‌لایه‌های خاکستری از سنگ‌آهک رسی، دارای خرده صدف می‌باشد (Hunt, 1995).

#### ۴-۵-۱۱ سازند فهلیان

یکی از سازندهای زمین‌شناسی گروه خامی در زاگرس با سن نئوکومین تا آپتین است. برش الگوی این سازند شامل ۳۶۰ تا ۳۶۵ متر سنگ‌آهک‌های ائولیتی متورق تا توده‌ای به رنگ قهوه‌ای خاکستری با ریخت خشن است که یکی از سنگ مخزن‌های گروه خامی به‌شمار می‌رود. مرز سازند فهلیان با سازند سورمه در برش الگو با حضور یک لایه دولومیتی به ضخامت حدوداً ۲۰ متر مشخص می‌شود. از نظر فسیل‌شناسی تعداد (شاخص ژوراسیک پسین) قبل از این لایه دولومیتی به شدت کاهش می‌یابد و پس از این لایه دولومیتی جلبک‌های آهکی شاخص کرتاسه زیرین ظاهر می‌شوند (Hunt, 1995). این شواهد فسیلی مبین آن است که این لایه دولومیتی مرز ژوراسیک-کرتاسه در برش الگوی سازند فهلیان می‌باشد. مرز بالای سازند فهلیان با مارن و آهک‌های مارنی سازند گدوان به صورت همساز می‌باشد. از نظر فسیل‌شناسی حضور *Choffatella decipiens* جدا کننده سازند فهلیان از گدوان خواهد بود (صالحی، و غیره، ۱۳۹۵).

# فصل پنجم

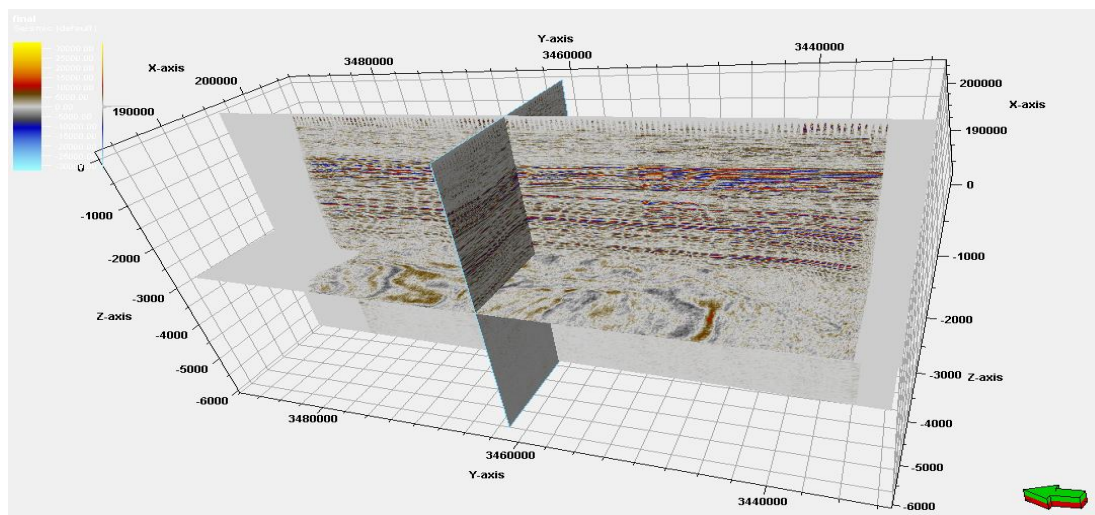
## ۵-۱ مقدمه

در محدوده میدان مورد نظر کانال‌های چینه‌ای سه مخزن آسماری، بنگستان و خامی است که جنس مخازن کربناته می‌باشد، اما مخزن آسماری بخش ماسه سنگی آن قابل بهره برداری می‌باشد. با در نظر داشتن چینه‌ای بودن نفت‌گیر مورد نظر، عملیات شناسائی نفت‌گیر توسط نشانگرهای تعیین شده، بر روی منطقه پیاده سازی خواهد شد. در بخش ابتدایی پروژه، مخزن بنگستان و مخزن خامی توسط داده‌های چاه که از اطلاعات زمین شناسی منطقه جمع آوری گردیده است، مشخص می‌شود. سپس با برشی بر محدوده مخازن، حجم داده جهت سهولت ادامه مسیر کاهش می‌یابد. با تنظیم نشانگرهای کانالیابی محدوده کانال با وضوح مناسب نمایان می‌گردد. در بخش دوم، تعدادی از نشانگرها بر اساس وضوح مرز و بافت داخلی کانال برگزیده می‌شوند، با استفاده از روش تلفیق Imfuse در نرم افزار متلب به تلفیق دو به دو نشانگرهای دست‌چین شده پرداخته می‌شود.

## ۵-۲ بررسی داده

مهم‌ترین کار جهت شروع یک مسیر علمی، بازدید از کل مسیر و داده‌ها می‌باشد. با بازدید داده و اعمال نظریه‌ها توسط هوش دیداری مفسر، مسیر جهت رسیدن به هدف هموارتر می‌شود. صحت کار ارزشی ندارد، زیرا که نظری بوده و امکان بهره برداری امکان پذیر نمی‌باشد. نظر به اینکه داده‌های مورد نظر از جهت کانال و چینه‌ای بودن آن مورد بررسی قرار گرفته است. با توجه به بیانات علمی و مستندات جمع آوری شده دریافت شده است که نفت‌گیرهای محدوده مورد نظر چینه‌ای می‌باشند. با استفاده از نشانگرهای تعیین شده به شناسائی محدوده کانال پرداخته می‌شود و نشانگرهای مناسب دست‌چین خواهند شد.

همان‌طور که مشاهده می‌شود در شکل ۵-۱ داده‌ها در نرم افزار پترل ۲۰۱۴ بارگیری گردیده است و سازندهای منطقه بر روی داده بارگیری شده مشخص نمی‌باشد.



شکل (۵-۱) داده‌های بارگیری شده در راستای Inline/ Xline/ Time or Vertical

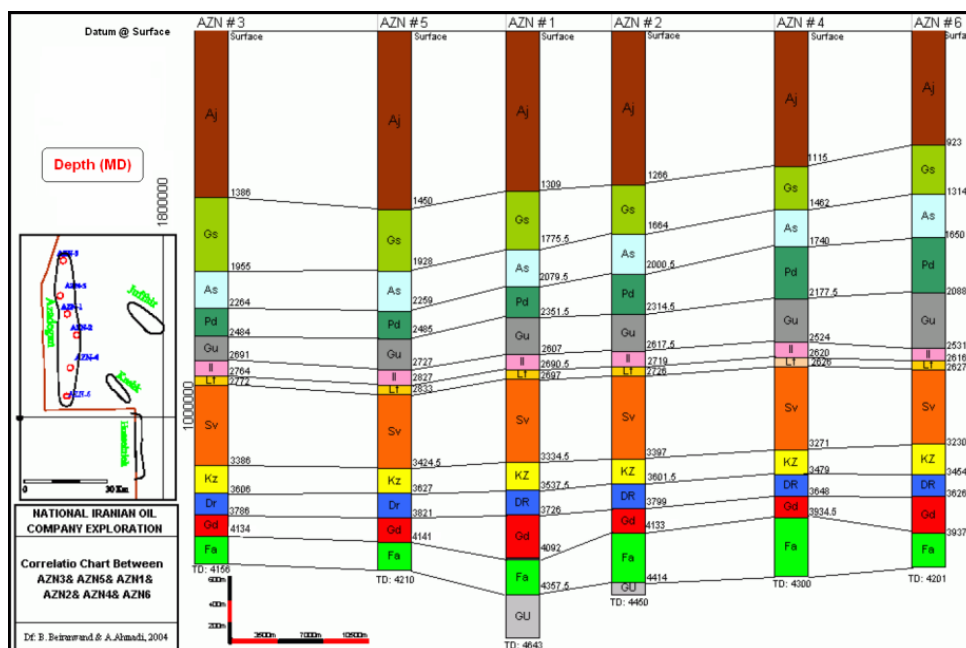
داده‌های مورد نظر مربوط به میدان مذبور، واقع در جنوب شرقی ایران و جنوب غربی فروافتادگی دزفول می‌باشد. این محدوده ۳ سازند مخزنی آسماری، بنگستان (سروک و ایلام) و خامی (فهلپان، داریان) را شامل می‌شود. با توجه به اینکه سازند آسماری در این محدوده رخنمون نداشته، اما به عنوان غنی‌ترین مخزن نفتی ایران و خاورمیانه و یکی از غنی‌ترین مخازن ماسه سنگی جهان به شمار می‌آید اما در اینجا مخزن گروه بنگستان و خامی مورد مطالعه قرار می‌گیرد. مخازن ایلام و سروک بنا به مستندات نحوه رسوب‌گذاری (رسوب‌گذاری و ته نشست رسوبات رودخانه‌ای)، چینه‌ای محسوب می‌شود، حال با در نظر داشتن صحت این مستندات به نمایان ساختن هر چه بهتر کانال‌های چینه‌ای مخازن بنگستان و خامی توسط نشانگرهای لرزه‌ای پرداخته خواهد شد.

### ۵-۳ برش داده و اعمال چاه

سازند ایلام و سروک در مخزن بنگستان به عنوان سنگ مخزن شناخته شده‌است. حال جهت تعیین این دو سازند بر روی داده‌های اخذ شده احتیاج به اطلاعات چاه داشته، اطلاعات چاه شامل ارتفاع هر سازند از سطح زمین یا به عبارتی عمق هر سازند به احتساب ارتفاع از Kelly Bushing خواهد بود. در میدان مورد مطالعه (۶) چاه برداشت شده است. داده‌ها برحسب زمان بوده، و اطلاعات چاه‌های

مربوطه، بر حسب عمق می‌باشند. جهت نمایان شدن و استفاده از چاه‌ها در بعد زمان<sup>۱</sup> به داده‌های Check Shot احتیاج می‌باشد. این داده، زمان سیر موج در هر سازند را نسبت به عمق را در بر خواهد داشت.

داده‌های Check Shot را بر اساس اطلاعات موجود از گزارش زمین شناسی محدوده مورد نظر که شامل TWT و TVDSS (همان عمق، Z) خواهد شد، بدست می‌آید. داده‌های Check Shot مورد نظر در جدول ۱-۵ تنظیم گردیده است. با اعمال داده‌های تهیه شده بر روی داده‌های چاه و بارگیری Well Top می‌توان چاه و داده‌های مورد نظر را در بعد زمان مشاهده کرد. چاه و Check Shot بارگیری شده در این پژوهش تنها متعلق به چاه‌های شماره ۱ و شماره ۴ می‌باشند. بنا به مشاهدات شکل ۲-۵، عمق هر سازند مربوط به هر چاه، اعم از چاه‌های ۱ و ۴ دریافت می‌شود.



شکل (۲-۵) اطلاعات چاه‌های برداشت شده در یکی از میداین نفتی دشت آبادان (PEDEC, 2008)

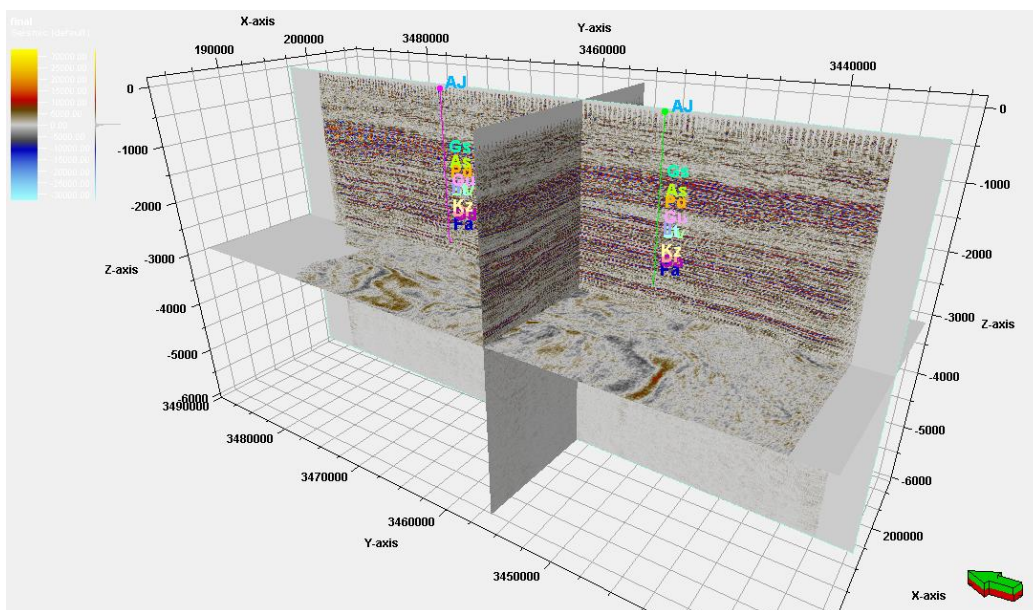
<sup>۱</sup> TWT



جدول (۵-۱) اطلاعات Check Shot تهیه شده

TWT چاه شماره (۴)	TVDSS چاه شماره (۴)	TWT چاه شماره (۱)	TVDSS چاه شماره (۱)
.	.	.	.
۱۱۲۳/۳	۱۴۴۶/۵	۱۰۰۶	۱۳۰۸
۱۲۹۳/۹۷	۱۷۲۵/۵	۱۲۴۷/۷۱	۱۷۶۲
۱۵۴۶/۱۲	۲۲۱۴	۱۴۱۷/۹۶	۲۰۶۵
۱۶۸۲/۶۲	۲۵۰۹	۱۵۶۵/۶۳	۲۳۳۷
۱۷۳۵/۳۹	۲۶۱۴/۵	۱۶۸۶/۵	۲۵۹۰/۷
۲۰۱۴/۰۳	۳۲۵۰/۵	۱۷۳۰/۲۴	۲۶۸۱
۲۱۰۰/۴۳	۳۴۵۸/۵	۲۰۰۸/۶۷	۳۳۱۳
۲۱۷۷/۱۱	۳۶۴۲/۵	۲۰۰۸/۶۷	۳۵۱۶
۲۳۰۸/۶۷	۳۹۲۰/۵	۲۱۶۷/۷۵	۳۷۰۷
-	-	۲۳۳۸/۷۷	۴۰۷۵

در شکل ۵-۳ چاه‌ها به‌همراه Check shot تهیه شده و بر روی داده‌ها اعمال گردیده است. همانگونه که در تصویر مشاهده می‌فرمایید، عمق هر سازند به زمان تبدیل شده و Top هر سازند را بر روی داده اولیه مشاهده خواهید کرد. حال با دانستن موقعیت هر سازند، محدوده مخزن بنگستان و محدوده مخزن خامی جهت کاهش حجم داده، برش داده می‌شود. کاهش حجم داده، سرعت عملکرد نرم افزار را برای ادامه مسیر بهبود خواهد بخشید.

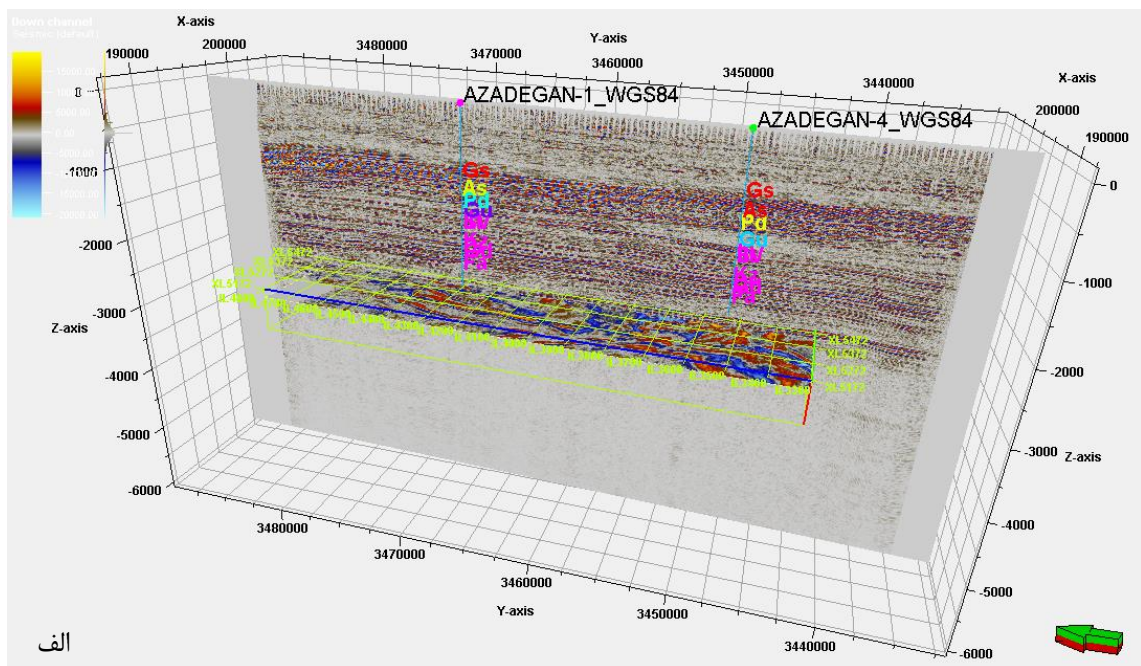


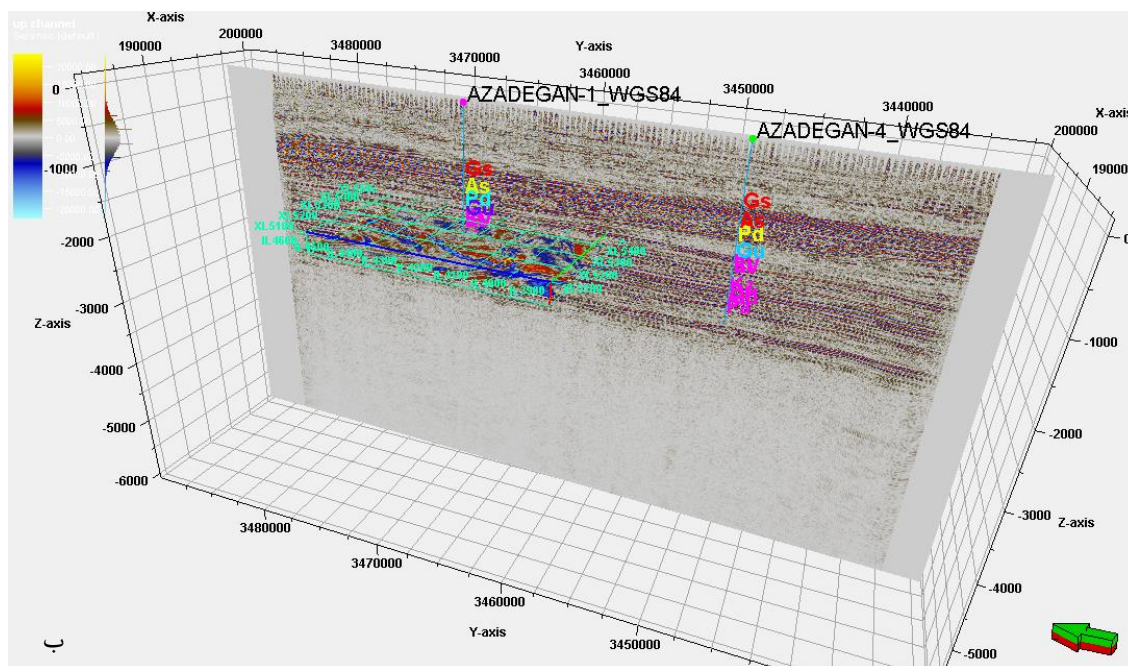
شکل (۵-۳) چاه‌های بارگیری شده به‌همراه Top‌های هر سازند

در جدول ۲-۵ اطلاعات مخازن برش داده شده در افق‌های مورد نظر جمع آوری گشته‌است. در تصویر ۴-۵ برش مخزن بنگستان شامل سازندهای ایلام، لافان و سروک، و به همین ترتیب مخزن خامی شامل سازندهای فهلیان، گدوان و داریان را مشاهده خواهید کرد.

جدول (۲-۵) برش در راستای Inline/ Xline/ Time

<i>Inline Start</i>	<i>Inline End</i>	<i>Xline Start</i>	<i>Xline End</i>	<i>Time/ Depth Top</i>	<i>Time/ Depth Bottom</i>	<i>Step X and I</i>	<i>Sample Interval time</i>	پارامتر داده
3901	4180	5140	5600	-1600	-1900	1	4	برش مخزن بنگستان
3300	4800	5172	5860	-2600	-3200	1	4	برش مخزن خامی
2870	5169	5012	5862	0	-5940	1	4	داده اصلی





شکل (۴-۵) نمای برش داده شده، الف) محدوده برش داده شده مخزن بنگستان، ب) محدوده برش داده شده

#### مخزن خامی

درمخزن گروه بنگستان تنها چاه شماره ۱ را در خواهد گرفت در صورتیکه مخزن خامی هر دو چاه شماره ۱ و ۴ را در بر گرفته است. هیچ یک از چاه‌های بارگیری شده سازندهای عمیق‌تر از سازند فهلیان را نشان نخواهند داد. حال با در دست داشتن داده‌های برش خورده و کم حجم شده، به اعمال بهینه‌ترین حالت نشانگرها و تلفیق نتایج حاصل از آنها پرداخته می‌شود.

#### ۴-۵ نشانگرهای منتخب

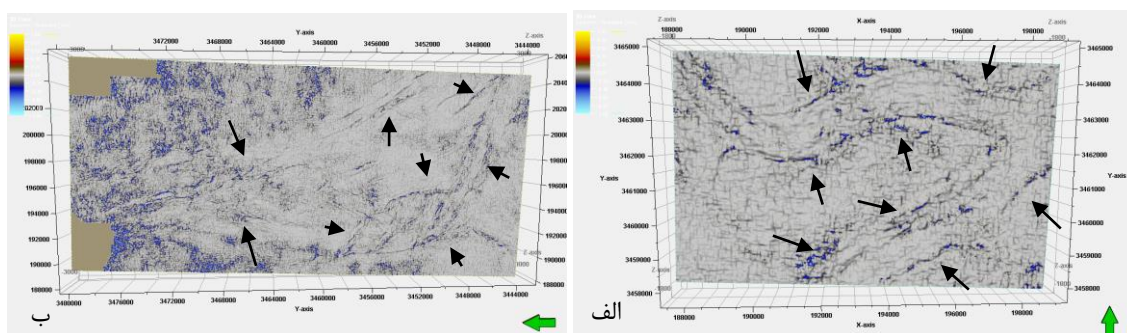
طبق پردازش‌های صورت گرفته توسط نشانگرها بر روی داده‌های برش داده شده و بررسی افق‌های مختلف، دریافت شده است که مخزن بنگستان در برش زمانی تقریباً ۱۸۰۰- میلی ثانیه (ms) و در افق سروک قرار داشته است، و مخزن خامی نیز در برش زمانی تقریباً ۲۷۲۴- میلی ثانیه (ms) قرار دارد، که طبق تئوری سازندها این مخزن در افق فهلیان قرار خواهد گرفت. حال طبق بررسی‌های صورت گرفته، در ادامه هر یک از نشانگرها مورد تحلیل و بررسی قرار خواهند گرفت.

### ۵-۴-۱ نشانگر انحنا سه بعدی

نشانگر انحنا با اندازه گیری میزان انحراف یک سطح و یا ناهمواری های موجود در محیط، نسبت به یک سطح و با حذف شیب منطقه ای به پردازش محیط رسوب گذاری و ناپیوستگی های موجود در منطقه خواهد پرداخت. بنا به رنج تعریف شده توسط Help نرم افزار پترل، با انتخاب مقادیری برای شعاع Vertical بین ۱ تا ۴۰ و شعاع در راستای Inline و Xline با مقادیری بین ۱ تا ۵ و انتخاب روش مثبت ترین و منفی ترین انحنا جهت نمایان ساختن طاق دیس و ناودیس های حاصل از کانال موجود، توسط محاسبات مذکور در بخش ۳-۲-۱، تنظیمات بهینه حاصل گردیده و در جدول ۵-۳ جمع آوری شده است. نتایج بدست آمده از تنظیمات صورت گرفته، در تصاویر ۵-۵ قابل رویت می باشد.

جدول (۵-۳) تنظیمات نشانگر انحنا

مقدار	پارامتر
5	Vertical Radius
2	Inline/ Xline Radius
Most Negative Curvature	Method
Local Flatness	Legend



شکل (۵-۵) نشانگر حاصل از تنظیمات انحنا، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

طبق فلش های رسم شده بر روی تصاویر، دریافت می شود که نشانگر منتخب توانسته تا حدودی مرز کانال را از سایر مناطق تفکیک کند. از طرفی اطلاعات بدست آمده از مخزن خامی بدلیل عمیق تر بودن آن، نسبت به مخزن بنگستان از وضوح مناسبی برخوردار نمی باشد. اما با این حال محدوده این مخزن قابل رویت می باشد.



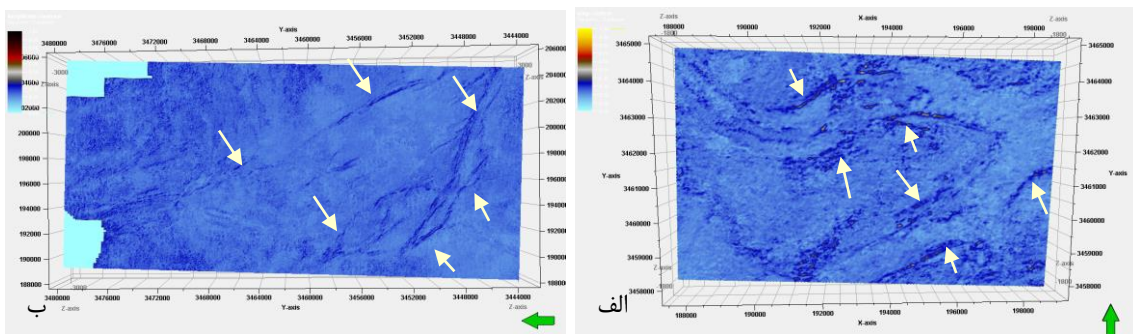
## ۵-۴-۲ نشانگر تباين دامنه

با اندازه‌گیری شدت پرتو دریافت شده از موج بازتابی، دو مقدار دامنه و فاز محیط تغییر یافته‌است و با محاسبه شدت دریافت شده، کنتراست محیط مورد پردازش قرار می‌گیرد. نشانگر تباين دامنه توسط محاسبه دامنه عمل کرده و توانسته در مقابل ضخامت نیز عکس‌العمل نشان دهد. هر چه ضخامت محیط بیشتر باشد، الکترون با جرم بیشتری از مواد یکسان در ارتباط بوده در نتیجه از شدت الکترون کاسته شده و منجر به کنتراست خواهد شد.

در تنظیمات تباين دامنه با روشن نمودن پارامتر تصحیح شیب و جهت شیب، محاسبات در راستای شیب صورت خواهد گرفت و باعث کاهش سرعت محاسبات خواهد شد. در ادامه برای میزان هموارسازی زیاد در جهت شعاع هموارسازی عمودی، از مقادیر ۱۰ تا ۲۵، و برای هموارسازی میانه از مقادیر ۴ تا ۷ استفاده می‌شود، و در انتها با تعیین درجه جهت، اطلاعات جدول ۴-۵ بدست خواهد آمد. نتایج حاصل از تنظیمات بدست آمده را در تصاویر ۵-۶ مشاهده خواهید کرد.

جدول (۴-۵) تنظیمات نشانگر کنتراست دامنه

مخزن خامی	مخزن بنگستان	پارامتر
On	On	Dip Correction
15	5	Vertical Smoothing Radius
On	On	Direction
45	110	Direction Degree
Local Flatness	Local Flatness	Legend



شکل (۵-۶) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر تباين دامنه، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

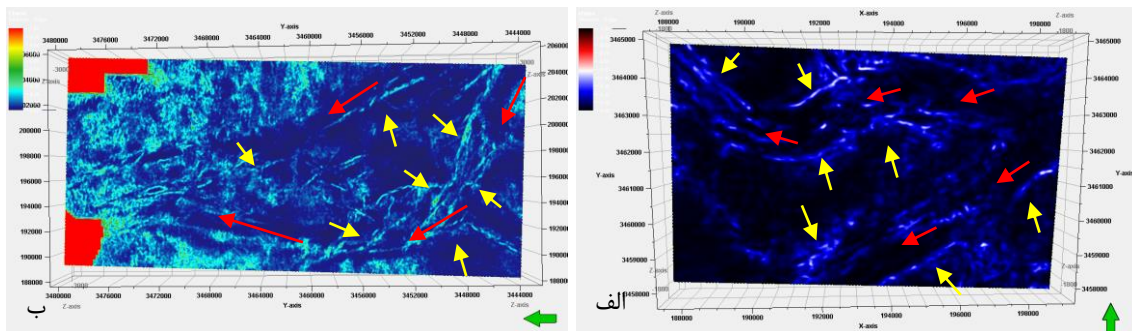
نشانگر تباین دامنه با تصحیح شیب هر مخزن و تعیین شیب مناسب جهت هموارسازی عمودی توانسته به جرم و ضخامت محیط لرزه‌ای پاسخ مناسبی دهد، به همین دلیل گزینه مناسبی جهت تعیین مرز مخازن هیدروکربنی به شمار می‌آید. در تصاویر ارائه شده محدوده مخازن با فلش مشخص گردیده‌است. طبق نتایج بدست آمده دریافت می‌شود که نشانگر تباین دامنه تا حدودی تکمیل کننده پاسخ دریافت شده از نشانگر انحنا می‌باشد.

#### ۵-۴-۳ نشانگر آشفستگی

نشانگر Chaos یا آشفستگی با استفاده از برآورد میزان آشفستگی در راستاهای Xline، Inline و Vertical یا Z آنومالی‌های زیر سطحی را به تصویر خواهد کشید. نشانگر آشفستگی از دسته نشانگرهای لبه‌یابی محسوب خواهد شد که بافت هندسی محیط مورد نظر را مورد بررسی قرار می‌دهد. نشانگر آشفستگی میزان ناآرام بودن محیط را که ناشی از اختلالات ایجاد شده در موج بازتابنده می‌باشد را اندازه‌گیری خواهد کرد. طبق روابط و مبانی تئوری مطرح شده نشانگر آشفستگی در بخش ۳-۲-۳، یک روش تخمین شیب و آزیموت به شمار می‌آید. هرچه اندازه فیلتر انتخابی بزرگتر باشد نتیجه هموارتر (Smooth) خواهد شد، برای بازه بیش از ۲/۵ زمان محاسبه افزایش می‌یابد، در حالیکه بازه ۱ تا ۲/۵ مقادیر منطقی را به خود اختصاص داده‌است. تنظیمات بدست آمده در جدول ۵-۵ گردآوری شده است. با استفاده از تنظیمات صورت گرفته بر داده مورد نظر، نتایج بصورت تصاویر ۵-۷ حاصل گردیده‌است.

جدول (۵-۵) تنظیمات نشانگر آشفستگی

پارامتر	مقدار
Sigma x	1.9
Sigma y	2.0
Sigma z	1.8
Legend	Blue Green Yellow Red



شکل (۷-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر آشفته‌گی، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

در تصاویر مشاهده شده، مرز مخازن خامی و بنگستان بصورت واضح از سایر نقاط قابل تفکیک می‌باشد. در تصویر مرز کانال‌ها با فلش‌های زرد و میسر کانال با فلش‌های قرمز مشخص گردیده‌است. نشانگرهای لبه‌یابی هر کدام به گونه‌ای کامل کننده پاسخ یکدیگر می‌باشند. نشانگر آشفته‌گی توانسته تا حدودی خلا نشانگرهای انحنا و تباین دامنه را برطرف سازد. به همین دلیل از نشانگرها بصورت جداگانه استفاده می‌شود و با بهینه سازی هر کدام به تلفیق نتایج پرداخته می‌شود تا نتیجه کاملی از آن‌ها دریافت شود.

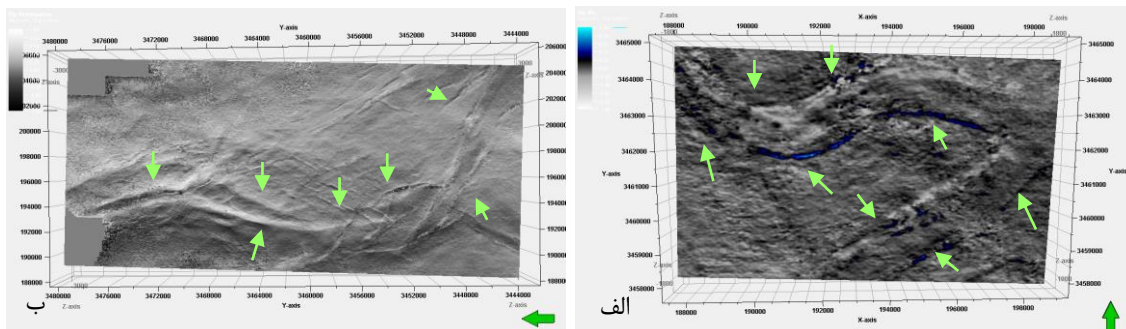
#### ۴-۴-۵ نشانگر روشنایی شیب

نشانگر روشنایی شیب با محاسبه شدت روشنایی محیط بازتابنده، نقاط شکست و آنومالی‌های زیر سطحی را بصورت نقاط روشن بسته به جهت‌گیری عارضه و درجه روشنایی منطقه مورد نظر، ارائه خواهد داد. با ارسال موج به درون زمین و بازتاب موج از لایه‌ها، و آنومالی‌هایی که در زیر سطح زمین قرار گرفته‌اند بسته به موقعیت قرار گیری لایه، شدت بازتاب متفاوت بوده در نتیجه مقادیر دریافت شده متفاوت خواهد بود.

تنها در صورتیکه موج ارسالی عمود بر لایه باشد پاسخ مناسبی دریافت خواهد شد. تنظیمات نشانگر مذکور با فعالسازی پارامتر جهت درجه و تعیین درجه مناسب، بهترین پاسخ را حاصل خواهد کرد. تنظیمات بدست آمده در جدول ۶-۵ جمع آوری شده‌است. نتایج حاصل از تنظیمات بدست آمده در تصویر ۸-۵ قابل رویت می‌باشد.

جدول (۶-۵) تنظیمات نشانگر روشنایی شیب

مقدار	پارامتر
On	Direction
60	Direction in Degree
Minimum and maximum high light	Legend



شکل (۸-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر روشنایی شیب، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

همان‌طور که در تصاویر مشاهده می‌شود، با فلش‌های سبز بخشی از محدوده مخازن را تعیین کرده‌است و می‌توان از این نشانگر بعنوان تعیین کننده بخشی از بافت داخلی مخزن نیز استفاده کرد. بافت داخل کانال تا حدودی از دیگر بخش‌های محدوده قابل تفکیک می‌باشد.

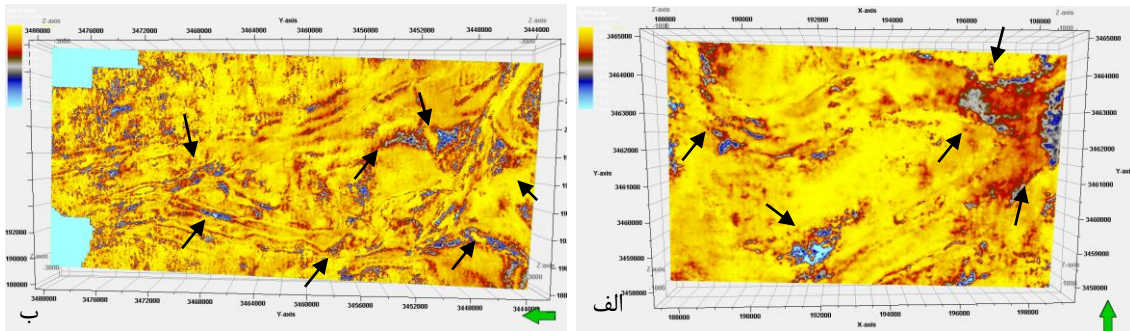
#### ۵-۴-۵ نشانگر فرکانس

نشانگر فرکانس با محاسبه میزان فرکانس موج بازتابی از لایه مورد نظر توانسته کمک شایانی در شناسایی کانال‌های مدفون کند. این نشانگر با محاسبه تغییرات جانبی و عمودی توانسته محدوده را از نظر رسوب‌گذاری و شکستگی که حاصل ایجاد سیستم هیدروکربنی می‌باشد را مورد بررسی قرار دهد. طبق توضیحات ارائه شده در بخش (۳-۲)، توسط جایگزاری مقادیر فرکانس دلخواه (۱۰، ۲۰، ۳۰، ...، ۶۰)، بهینه‌ترین مقدار فرکانس انتخاب می‌شود. برای تعیین شماره سیکل، برای فرکانس‌های پایین به طور مثال ۱۰ هرتز از مقادیر ۰/۲-۰/۵ و برای فرکانس‌های بالاتر از مقادیر ۱-۱/۵ استفاده می‌شود. تنظیمات صورت گرفته بر روی نشانگر فرکانس، در جدول (۷-۵) مشاهده می‌شود. نتایج حاصل در تصویر ۹-۵ قابل مشاهده خواهد بود.



جدول (۷-۵) تنظیمات نشانگر فرکانس

مقدار	پارامتر
40	Desired Frequency
1.5	Number of Cycle's
Seismic (Default)	Legend



شکل (۹-۵) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر فرکانس، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی مناطق دارای فرکانس پائین ناشی از بالا بودن مقدار دامنه و سرعت پائین امواج بازتابی می‌باشد. شواهد ذکر شده حاکی از وجود هیدروکربن در محیط خواهد بود. در تصاویر مشاهده شده مقادیر پایین فرکانس با رنگ آبی، طوسی و قرمز می‌باشد. با رنگ‌های ذکر شده بافت داخلی کانال تا حدودی از محیط اطراف تفکیک گردیده‌است. مناطق مذکور توسط فلش‌های مشکی نمایان گردیده‌است.

#### ۴-۵-۶ نشانگر میانگین، ریشه مربع دامنه

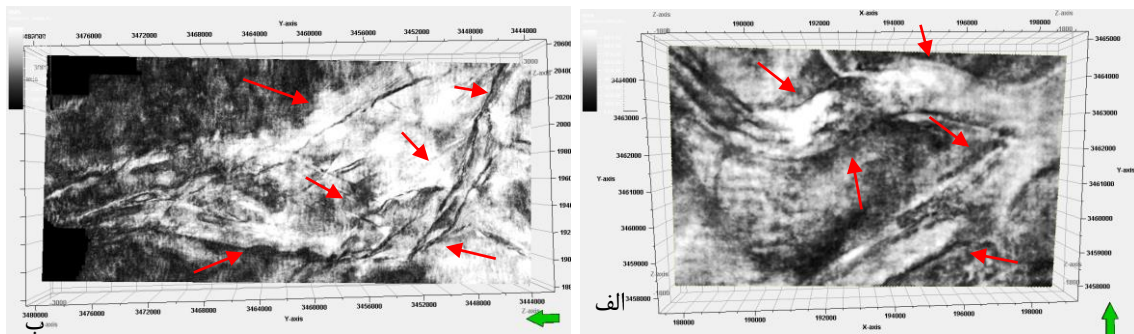
طبق تئوری ذکر شده در بخش ۳-۲-۶ نشانگر RMS، به ریشه دوم متوسط مربعات دامنه لحظه‌ای در یک سیکل کامل گویند که این روش با قدرت انعکاس خود، لکه‌های روشن و ناهنجاری‌های دامنه و سرعت موج را مستقل از تاثیرات شیب محلی می‌آزماید. این نشانگر، رخساره‌ها و نهشته‌های دانه درشت (نسبت شن و ماسه به شیل) و ناپیوستگی‌های موجود را به دقت مورد بررسی قرار می‌دهد.

بسته به اندازه پنجره تحلیلی، مسطح سازی بر روی دامنه ایجاد خواهد کرد که هرچه پنجره تحلیلی بزرگتر، دقت بالا خواهد بود که در مواقعی مفید می‌باشد، و حتی گاهی افزایش بیش از حد پنجره تحلیلی، نتایج نامناسبی ارائه خواهد داد. پنجره تحلیلی‌های کوچک باعث محاسبات سریع خواهند

شد. طبق جدول ۵-۸ تنظیمات حاصل از نشانگر مذکور را بر روی داده اعمال کرده و نتایج حاصل، در تصاویر ۵-۱۰ قابل مشاهده می‌باشد.

جدول (۵-۸) تنظیمات نشانگر میانگین ریشه مربع دامنه

مقدار	پارامتر
10	Window
Black, Grey, White	Legend



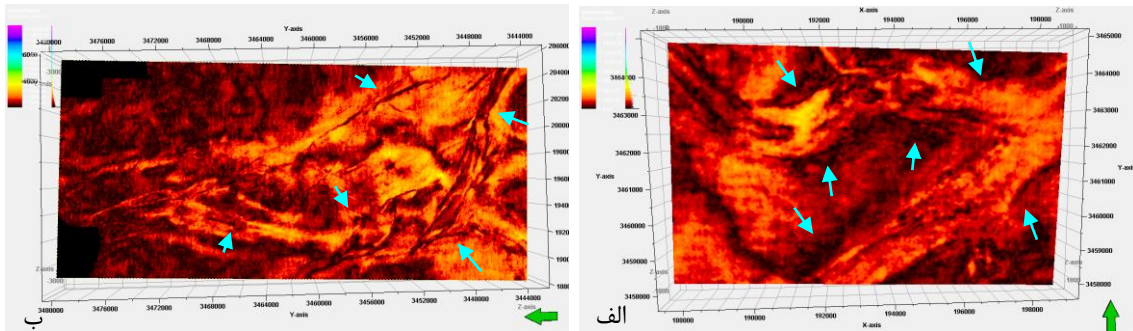
شکل (۵-۱۰) نتایج حاصل از نشانگر میانگین ریشه مربع دامنه، الف) مخزن بنگستان؛ ب) مخزن خامی تنظیمات بدست آمده در نشانگر RMS توانسته تا حد بسیار زیادی بافت داخلی کانال را از بافت زمینه و اطراف آن تفکیک کند. همان‌طور که در شکل مشاهده می‌کنید، فلش‌های قرمز حاکی از محدوده کانال بوده که بافت داخلی آن از بافت خارج کانال بصورت برجسته نمایان گردیده است.

#### ۵-۴-۷ نشانگر نرمی

قدرت بازتاب دامنه نشانگر Sweetness مستقل از فاز بوده و همیشه مقدار مثبتی را به خود اختصاص خواهد داد. این نشانگر همانند نشانگر RMS با استفاده از تغییر پنجره تحلیلی، می‌تواند بهینه‌ترین حالت را بدست آورد. بنابراین نشانگر مناسبی جهت بررسی و تشخیص توالی کربناته محسوب خواهد شد. تنظیمات بدست آمده در جدول ۵-۹ گردآوری شده است. نتایج حاصل از تنظیمات، در تصویر ۵-۱۱ قابل رویت می‌باشد.

جدول (۵-۹) تنظیمات نشانگر نرمی

مقدار	پارامتر
25	Window
Instantaneous Frequency (High)	Legend



شکل (۵-۱۱) تنظیمات حاصل از نشانگر نرمی، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

نشانگر نرمی نیز توانسته با تعیین مرز کانال و تفکیک مقداری از بافت داخلی کانال از محیط، خلاء نشانگرهای مذکور را تا حدودی برطرف نماید. در تصویر ارائه شده، فلش‌های آبی حاکی از مرزهای کانال و محدوده آن، بافت داخلی کانال را که تا حدودی از زمینه متمایز کرده‌است.

#### ۵-۴-۸ نشانگر واریانس

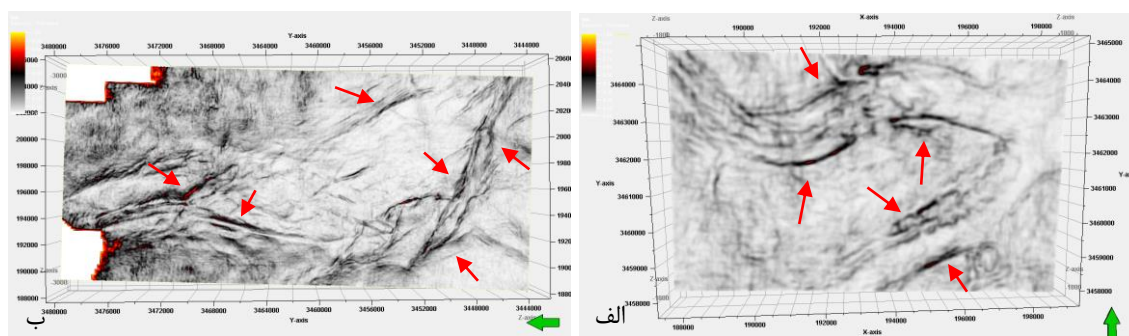
نشانگر واریانس از دسته نشانگرهای بافتی هندسی محسوب می‌شود. از آنجایی که این نشانگر به شکل موج و تغییرات جانبی دامنه حساس بوده، با استفاده از روش هدایت شیب، آنومالی‌های زیر سطحی را مورد بررسی قرار خواهد داد. در تنظیمات ارائه شده، مقدار پنجره تحلیلی در راستای Inline و Crossline در بازه‌های  $3 \times 3$ ،  $5 \times 5$  و  $7 \times 7$ ، و برای هموارسازی در جهت Vertical نیز دو بازه میانه ۵ تا ۱۸ و خوب ۱۸ تا ۴۰ تعریف شده‌است.

برای مقیاس راستاهای Inline، Crossline و Vertical بازه ۱ تا  $2/5$  در نظر گرفته شده که مقدار بیش از  $2/5$  باعث افزایش زمان محاسبات خواهد شد. برای انتخاب آستانه سطح اعتماد نیز بایستی در نظر داشت که مقدار در نظر گرفته شده کمتر از میزان سطح اعتماد محاسبه شده باشد. در اینجا بر اساس صحیح و خطا مقدار ۱ برای آستانه سطح اعتماد در نظر گرفته شده است. در صورت اشتباه

بودن این مقدار، به میزان واریانس افقی استاندارد بازمی‌گردد، در نتیجه پاسخ نامطلوبی دریافت می‌شود. پارامتر هدایت شیب نیز فعال می‌شود زیرا از جمله پارامترهای سنجش آنومالی‌های زیر سطحی در نشانگر واریانس به شمار می‌آید. تنظیمات بدست آمده از نشانگر مذکور در جدول ۵-۱۰ تنظیم گردیده است. و نتایج حاصل از تنظیمات اعمال شده در تصویر ۵-۱۲ قابل رویت خواهد بود.

جدول (۵-۱۰) تنظیمات نشانگر واریانس

مقدار	پارامتر
7	Inline Range
7	Crossline Range
38	Vertical Smoothing
On	Dip Correction
2.0	Inline Scale
2.1	Crossline Scale
1.9	Vertical Scale
1.0	Plane Confidence Threshold
On	Dip Guided Smoothing
Variance	Legend



شکل (۵-۱۲) نتایج حاصل از تنظیمات نشانگر واریانس، الف) مخزن بنگستان، ب) مخزن خامی

نشانگر واریانس پوشش دهنده نواقص از جمله نشانگرهایی می‌باشد که توانسته‌اند تا حدودی مرز کانال مورد نظر را نمایان کنند. در تصویر ۵-۱۲ مرزهای نمایان شده توسط نشانگر واریانس توسط فلش‌های قرمز نمایان گردیده‌است.

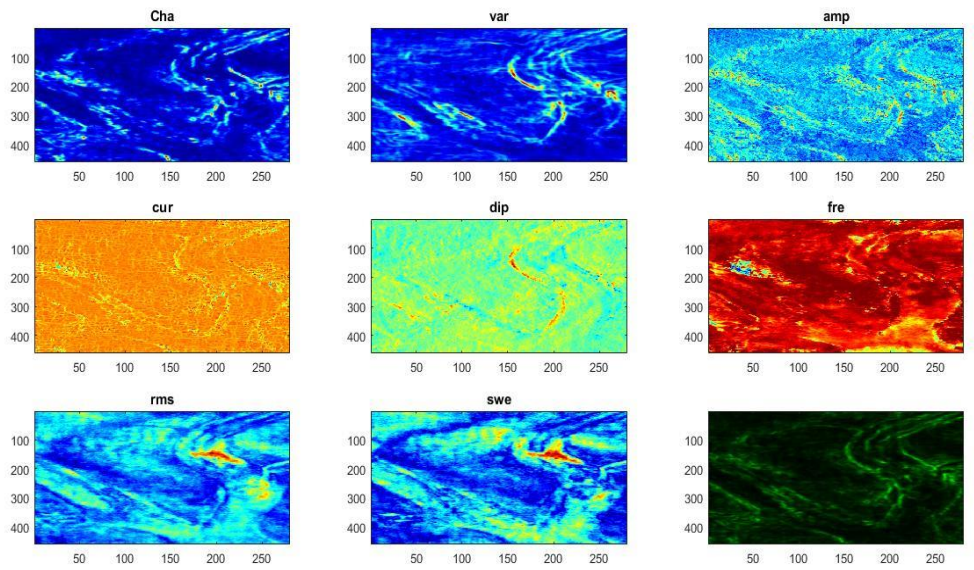
## ۵-۵ تلفیق نشانگر

طبق تئوری ارائه شده در بخش ۳-۳، متد Falsecolor از روش منتخب Imfuse به تلفیق دو به دو نشانگرهای دست چین شده خواهد پرداخت. ترتیب قرارگیری نشانگرها نیز جهت تلفیق، پاسخهای متفاوتی را عرضه خواهد کرد. با تغییر حالت‌های متفاوت تقریباً ۸!، معادل ۴۰۳۲۰ حالت برای پاسخهای ارائه داده شده رخ خواهد داد. از میان حالت‌های ارائه شده تنها پاسخی که مرز کانال را بصورت کامل، بافت را به صورت مجزا از زمینه کانال و یا ترکیب دو حالت (مرز و بافت بصورت یکجا) تفکیک کرده باشد، مورد قبول قرار خواهد گرفت.

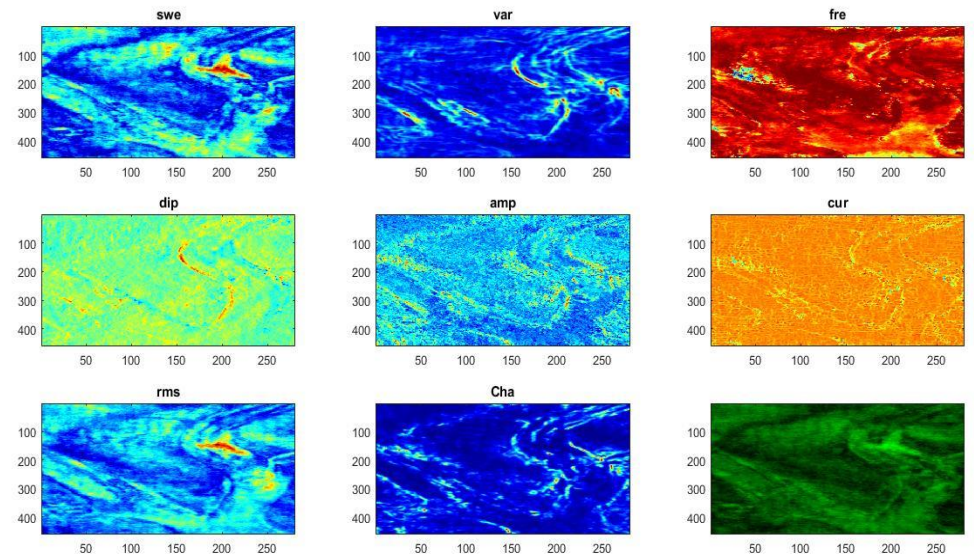
از میان حالت‌های بررسی شده پاسخهای متفاوتی حاصل گردیده است که مرز کانال و محدوده داخلی کانال را بدرستی بتواند از زمینه تفکیک کند. در نتیجه با بدست آوردن تعدادی نتایج مطلوب از حالات نمایش داده شده، از ادامه مسیر صرف نظر خواهد شد. برای بدست آوردن حالت‌های دیگر، می‌بایست ترتیب قرارگیری نتایج حاصل از نشانگرها را تغییر داد. در این شرایط ۸! حالت بوجود آمده است که بررسی هر ۸! حالت بسیار زمان بر خواهد بود در نتیجه با بدست آوردن حالت مناسب از نتایج مستخرج، از بررسی دیگر حالات چشم پوشی می‌شود. نتایج قابل قبول در این پایان نامه حاصل از تفکیک بخش زمینه کانال و داشتن وضوح بالای مرز کانال از محدوده آن می‌باشد.

طبق تئوری بیان شده، نتایج حاصل از تلفیق صورت گرفته در تصاویر ۵-۱۳ قابل رویت می‌باشد. همان‌طور که مشاهده می‌شود در مخزن بنگستان با ترتیب‌های صورت گرفته مرز کانال به خوبی قابل رویت است. با تغییر ترتیب قرارگیری نشانگرها بافت کانال به وضوح تعیین گردیده است. همچنین مخزن خامی نیز با تغییر ترتیب نشانگرها مرز و بافت داخلی کانال با وضوح مناسب قابل رویت می‌باشد.





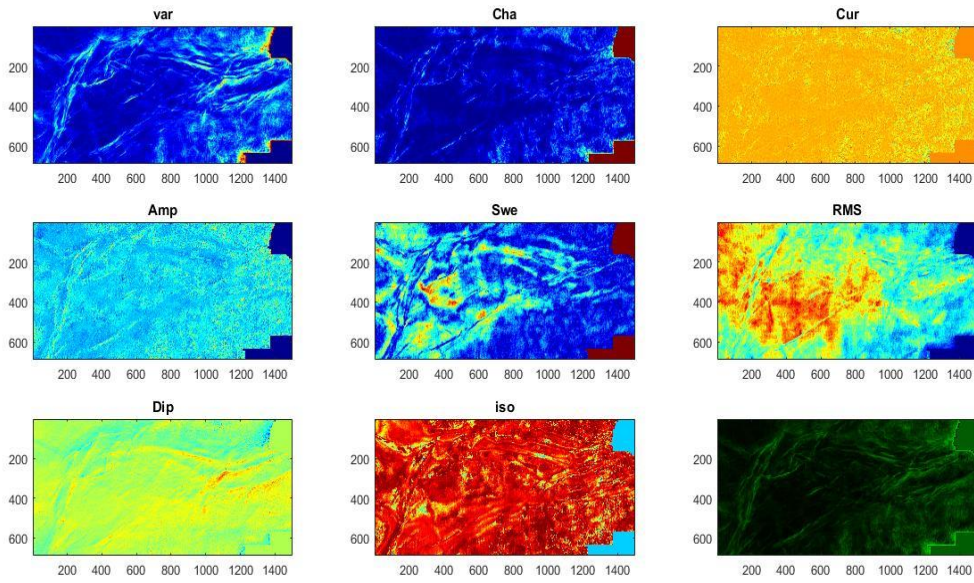
الف



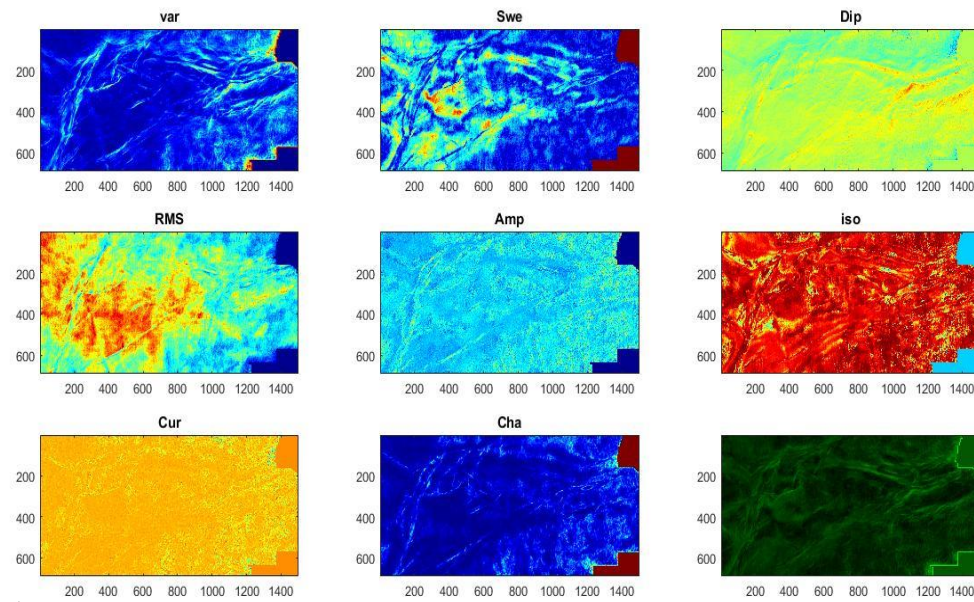
ب



شکل (۵-۱۳) نتایج تلفیق بدست آمده از مخزن بنگستان الف) نمایش مرز ب) نمایش بافت داخلی کانال



الف



ب

شکل (۵-۱۴) نتایج تلفیق بدست آمده از مخزن خامی الف) نمایش مرز ب) نمایش بافت داخلی کانال

در شکل‌های (الف) مشاهده می‌شود که تلفیق صورت گرفته بیشتر از نشانگرهای لبه‌یابی از جمله آشفستگی، واریانس و نرمی تاثیر گرفته‌است و با تلفیق نشانگرها توانسته مرز کانال مورد نظر را به خوبی و کامل مشخص کند و خلاء نشانگرهای لبه‌یابی را برطرف سازد. طبق اشکال (ب) نیز نشانگرهای روشنایی شیب، RMS، تباین دامنه و فرکانس که از جمله نشانگرهای نمایان‌سازی بافت داخلی می‌باشند، تاثیرات بیشتری بر تلفیق بدست آمده گذاشته و بافت داخلی را به خوبی نمایان ساخته است.

در نتیجه با تلفیق ۸ نشانگر دست‌چین شده محدودده کانال مدفون در دشت آبادان که شامل مخزن‌های خامی و بنگستان می‌باشد، بدست آمده‌است. هر یک از نشانگرهای انتخابی بخشی از محدودده را نمایان ساخته‌است. با انتخاب روش Imfuse با تلفیق دو به دو نشانگرها درصد خطای حاصل از نشانگرهای استفاده شده به حداکثر رسیده است و با ترکیب پاسخ‌های مستخرج از هر نشانگر، نتیجه مطلوب جهت تشخیص محدودده کانال در اختیار قرار داده‌است.



# فصل ششم

## ۶-۱ نتیجه گیری

نتایج حاصل از پایان نامه ارائه شده اعم از موارد اشاره شده می باشد:

- ۱- نشانگرهای مناسب به همراه مناسب ترین مقادیر پارامترهای آنها جهت تعیین محدوده کانال در میدان مورد نظر از میان نشانگرهای کانالیابی حاصل گردیده است.
- ۲- حالت های گوناگون از تلفیق دو به دو تصاویر توسط متد Falsecolor با تغییر ترتیب نتایج نشانگرهای دست چین شده حاصل گردید و مناسب ترین حالت از نتایج بدست آمده برگزیده شده است.
- ۳- در نهایت، کانال های مدفون در یکی از میادین نفتی دشت آبادان بررسی گردید و شاخه های اصلی و تا حدودی شاخه های فرعی توسط تلفیق نتایج نشانگرهای دست چین شده به نمایش گذاشته شده است.

## ۶-۲ پیشنهادها

برای بهبود مشکلات ایجاد شده در مسیر اجرا پیشنهادهای زیر ارائه می گردد:

- ۱- بدست آوردن الگوریتم مناسب در تلفیق نشانگرها بصورت یک جا، جایگزین الگوریتم تلفیق دو به دو استفاده شده جهت کاهش حالت های متعدد و جلوگیری از خطاهای بوجود آمده حاصل از تعدد پاسخ.
- ۲- بدست آوردن داده های وضوح بالا توسط برداشت داده های لرزه ای با کاهش فاصله چشمه و گیرنده.
- ۳- استفاده از لاگ های پتروفیزیکی منطقه جهت تفسیر رخساره های چینه ای و بررسی رسوبات منطقه ای.
- ۴- شناسایی رسوبات تشکیل دهنده حوضه، توسط مطالعه رخساره های سنگی و تفسیر چینه ای.

ابراهیمی، پ. ۱۳۹۴. تعیین محدوده گنبد نمکی با استفاده از طبقه بندی نشانگرهای بافتی لرزه ای به روش آدابوست.

اعظم پور، ف، و غیره. ۱۳۹۵. شناسایی گسل ها در داده های لرزه ای بازتابی به کمک نشانگر سوئل. مجله ژئوفیزیک/ایران. ص ۸۵-۹۶.

آقانباتی، س.ع. ۱۳۸۵. زمین شناسی ایران. ۷۰۰ص: انتشارات سازمان زمین شناسی ایران.

امیرزاده، م، میرکمالی، م و بیدهدی، م. ۱۳۹۲. بررسی خصوصیات مخزنی با انجام برگردان داده های لرزه ای و تلفیق نشانگرهای لرزه ای در سازند سروک در یکی از میادین نفتی جنوب غرب ایران.

امیری، ح، طاهری، م و اکبری، ن. ۱۳۸۲. بیواستراتیگرافی و میکروپالئونتولوژی سازندهای زاگرس ایران. انتشارات داخلی شرکت نفت، گزارش ۸۰۰ ص.

چمبری، ر، و غیره. ۱۳۹۵. شناسایی مرز گنبد نمکی با استفاده از تلفیق نشانگرهای لرزه ای در محیط GIS.

حسینی، ع و حبیب‌نیا، ب. ۱۳۹۴. نشانگرهای لرزه ای کاربردی در تفسیر لرزه نگاری.

خامسی، ا، و غیره. ۱۳۹۳. چینه نگاری سکانس لرزه ای مخزن بنگستان میدان نفتی آب تیمور، با استفاده از داده های لرزه ای سه بعدی جهت تعیین نواحی با بهره دهی بالا.

رضایی، م. ۱۳۸۵. زمین شناسی نفت. انتشارات تهران، ۴۷۲ ص.

زارعی، م، و غیره. ۱۳۹۱. شناسایی کانال مدفون با استفاده از تبدیل فوریه زمان کوتاه واهم آمیختی، جلد ۶، ش ۴، ص. ۸۵-۹۵.

سعدی راد، ف، موسوی حرمی، ر و محبوبی، ا. ۱۳۹۳. چینه نگاری سکانسی سازند کژدمی در میدان نفتی آزادگان.

شعبانیان، ر. ۱۳۹۴. سنگ چینه نگاری یا لیتواستراتیگرافی. انتشارات دانشگاه پیام نور.

- صالحی، م.ع، بیرانوند، ب و ایمن دوست، ع. ۱۳۹۵. چینه شناسی و رخساره های سنگی سازندهای فهلیمان/گرودرخلیج فارس باهدف کاربرد در مدل سازی سیستم های هیدروکربنی، جلد سال سی و دوم، ش پ ۶۴، ص. ۱۰۹-۱۳۰.
- صیادی، ع، روشندل کاهو، ا و احمدی فرد، ع. ۱۳۹۳. کاربرد نشانگرهای بافتی بر مبنای ماتریس هم رخداد سطح خاکستری در تفسیر داده های لرزه ای بازتابی.
- صیادی، ع، روشندل، ا و احمدی فرد، ع. ۱۳۹۳. بهبود عملکرد نشانگر لرزه ای بافتی GLCM با استفاده از شیب ساختارها.
- علیزاده، ا، علوی، س.ا و سراج، م. ۱۳۸۷. مدل سه بعدی پی سنگ در ناحیه فرو افتاده دزفول (جنوب غرب ایران).
- غضنفری بروجنی، ع و جواهریان، ع. ۱۳۹۵. تلفیق نشانگرهای لرزه ای با استفاده از شبکه های عصبی مصنوعی جهت تشخیص و شناسایی کانال های مدفون.
- فرحزادی، ا، و غیره. ۱۳۹۴. بررسی مسیر عبور و تاثیرات گسل پی سنگی هندیجان - بهرگانسر در فرو افتادگی دزفول.
- قلاوند، ه، و غیره. ۱۳۸۸. کاربرد لرزه نگاری در توسعه مخازن هیدروکربوری. ۱۳۸۸، ص. ش ۵۹.
- محبیان، ر. ۱۳۹۰. کاربرد نشانگرهای طیفی لحظه ای به روش تعقیب تطابق در تشخیص کانال های نفت گیر. دانشگاه تهران، موسسه ژئوفیزیک.
- محبیان، ر، یاری، م و ریاحی، م.ع. ۱۳۹۲. کاربرد نشانگرهای طیفی لحظه ای برای شناسایی کانال های نفت گیر.
- مطیعی، ه. ۱۳۷۲. چینه شناسی زاگرس. سازمان زمین شناسی کشور.
- مطیعی، ه. ۱۳۷۴. زمین شناسی نفت زاگرس. انتشارات سازمان زمین شناسی کشور، ۵۹۰ ص.
- معلمی، س.ع و کرمانشاه، م. ۱۳۹۱. ضرورت های مطالعه یکپارچه حوضه رسوبی دشت آبادان (غرب کارون).
- مهرابی، ح، و غیره. ۱۳۹۱. مطالعه محیط رسوبی، دیاژنز و چینه نگاری سکansı سازند سروک در میدان نفتی آبتیمور در بخش غربی ناحیه فروافتادگی دزفول.

مهماندوستی، ا، قلاوند، ه و عبدالملکی، س. ۱۳۹۶. ریز رخساره‌ها، محیط رسوبی و دیاژنز سازند ایلام در یکی از میدان‌های نفتی دشت آبادان، جلد ۵، ص. شماره ۹.

همتی‌نیک، ح.م، فضل‌ی، ل و نظری فرد، م. ۱۳۹۶. مدل‌سازی سه‌بعدی زمین‌شناسی سازندهای ایلام و سروک در یکی از میادین نفتی.

وارسته، ع، و غیره. ۱۳۹۱. کاربرد نشانگرهای لرزه ای همدوسی در توصیف گسل ها و شکستگی های مخزن.

یوسفی، ا، ریاحی، م.ح و هاشمی، ح. ۱۳۹۵. تشخیص کانال نفت گیر به وسیله تحلیل بافت لرزه ای با استفاده از نشانگر های مبتنی بر ماتریس GLCM.

**Abdelfattah, M.S. 2017.** The efficiency of seismic attributes to differentiate between massive and non-massive carbonate successions for hydrocarbon exploration activity., pp. 311–325.

**Akoushideh, A.R and Shahbahrami, A. 2014.** High performance implementation of texture features extraction algorithms using FPGA architecture., pp. 141–157.

**Alavi, M. 2004.** Regional stratigraphy of the Zagros fold-thrust belt of Iran and its proforeland evolution. *Sci.*, Vol. 304, pp. 1-20.

**Al-Rahim, A and Abdulateef, A. 2015.** 3D Seismic Genetic Inversion for Reservoir Characterization and Prospects Identification.

**Ayolabi, E.A and Adigun1, A.O. 2013.** The Use of Seismic Attributes to Enhance Structural Interpretation of Z-Field, Onshore Niger Delta., Vol. 2, Canadian Center of Science and Education, pp. E-ISSN 1927-0550.

**Backé, E, Swierczek, J and MacDonald, A. 2011.** Seismic attributes and structural interpretation-it takes two to tango. *South Australia*.

**Bahorich, M and Farmer, S. 1995.** 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube., pp. 1053-1058, vol 14.

**Barbato, U; Castagna, J. 2012.** Fault Detection Using the Phase Spectra from Spectral Decomposition., Faculty of the Department of Earth and Atmospheric Sciences University of Houston.

**Baytok, S. 2006.** Seismic investigation and attribute analysis of faults and fractures within a tight-gas sandstone reservoir: Williams Fork Formation, Mamm Creek Field, Piceance Basin, CO. Turkey : Kocaeli University.

**Bemmel, P.V and Pepper, R. 2000.** Seismic signal processing method and apparatus for generating a cube of variance values.

**Bergbauer, S and Pollard, D.D. 2003.** How to calculate normal curvature of sampled geological surfaces., Vol. 25, pp. 277-289.

**Berthelot, A, Solberg, A and Gelius, L. 2012.** Texture attributes for detection of salt.

**Boggs, S. 2009.** *Petrology of Sedimentary Rocks.* Cambridge, UK. England : Cambridge University Press.

**Boggs, S. 2006.** *principles of sedimentology and stratigraphy.* England : Cambridge University Press.

**Broadhead, R.F. 2002.** *PETROLEUM GEOLOGY.*

**Buchem, V, et al. 2010.** Regional stratigraphic architecture and reservoir types of the Oligo-Miocene deposits in the Dezful Embayment (Asmari and Pabdeh Formations) SW Iran., Vol. 329, pp. 219-263.

**Casciello, E, Verges, J and Saura, E. 2009.** Fold patterns and multilayer rheology of the Lurestan Province, Zagros Simply Folded Belt (Iran)., Vol. 166, New York University, pp. 947–959.

**Castagna, J.P and Sun, S. 2003.** Instantaneous spectral analysis: Detection of low frequency shadows associated with hydrocarbons., Vol. 22, pp. 120-127.

**Chopra, S and Marfurt, K. 2005.** Seismic attributes --- A historical perspective., Vol. 70, pp. 3SO-28SO.

**Chopra, S and Marfurt, K. 2008.** *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization.* s.l. : SEG Geophysical Developments,.

**Chopra, S and Marfurt, K. 2010.** Integration of coherence and volumetric curvature images., pp. 1092-1107.

**Chopra, S and Marfurt, k. 2012.** Structural Curvature versus Amplitude Curvature.

*Complex Seismic Trace Analysis.* **Taner, M, Koehler, F and Sheriff, R. 1979.,** Geophysics, Vol. 44, pp. 1041 - 1063.

**Dalley, R.M, et al. 1989.** Dip and azimuth displays for 3-D seismic interpretation., Vol. 7, pp. 86–95.

**Fainstein, Roberto and Nyein, Glenn. 2010.** Modern Seismic Attributes Transforms Classical Structural & Stratigraphic Interpretation. *biennial international conference and exposition on petroleum geophysics.*, pp. P-200.

**Fang , J, Zhou, F and Tang, ZH. 2017.** Discrete Fracture Network Modelling in a Naturally Fractured Carbonate Reservoir in the Jingbei Oilfield, China. *China.*

**Gabor, D. 1946.** Theory of communication., Vol. 93, pp. 429-457.

**Gao, D. 2003.** Volume texture extraction for 3-D seismic visualization and interpretation., Vol. 68, pp. 1294-1302.

**Gibson, M, et al. 2005.** Fault surface detection in 3-D seismic data., Vol. 43, pp. 2094–2102.

**Gluyas, J and Swarbrick, R. 2003.** *Petroleum Geoscience.*, p. 1602.

**Gonzalez, R.C and Woods, R.E. 2008.** *Digital Image Processing.*

**Haralick, R.M. 1979.** Statistical and structural approaches to texture., Vol. 67, pp. 786-804.

**Haralick, R.M, Shanmugam, K and Dinstein, I.H. 1973.** Textural features for image classification., pp. 610–621.

**Hart, B.S. 2008.** Channel detection in 3-D seismic data using sweetness., Vol. 92, pp. 733-742.

**Hart, B.S, Pearson, R and Rawling, G. 2002.** 3D seismic horizon-based approaches to fracture-swarm sweet spot definition in tight-gas reservoirs., Vol. 21, pp. 28–35.

**Hunt, J.M. 1995.** *Petroleum geochemistry and geology, 2nd edition.* New York : W.H. Freeman and Company.

**Iske, A and Randen, T. 2005.** *Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production.*

**James, G.A and Wynd, J.G. 1965.** Stratigraphic nomenclature of Iranian oil consortium agreement area., Vol. 49, pp. 2182-2245.

**Jooybari, A and Rezaie, P. 2017.** Petrophysical Evaluation of the Sarvak Formation Based on Well Logs in Dezful Embayment, Zagros Fold Zone, South West of Iran., Vol. 7, pp. 1358-1362.

**Kearey, P, Brooks, M and Hill, I. 2002.** *Introduction to Geophysical Exploration.*

**Koson, S, Chenrai, P and Choowong, M. 2014.** Seismic Attributes and Their Applications in Seismic Geomorphology, Vol. 6, pp. 1-9.

**Levorsen, A.I. 1967.** *Geology of petroleum, 2nd edition.* San Francisco : W.H. Freeman and Company.

**Li, G. 2012.** 3D Seismic Attributes Enhancement and Detection by Advanced Technology of Image Analysis.

**Liu, E and Hudson, J.A. 1997.** Diffraction of seismic waves by cracks with application to hydraulic fracturing., Vol. 62, pp. 253-265.

**Liu, Y, Dong, N and Fehler, M. 2015.** Estimating the fracture density of small-scale vertical fractures when large-scale vertical fractures are present., Vol. 12, pp. 311–320.

**Luo, Y, Higgs, J and Kowalik, S. 1996.** Edge detection and stratigraphic analysis using 3D seismic data., pp. 324-327.

**Mai, H, Marfurt, K and Olubunmi, O. 2014, 2016.** Attribute illumination of basement faults, examples from Cuu Long Basin basement, Vietnam and the Midcontinent, USA., 2016, Vol. 2, pp. SA119–SA126.

**Mallat, S. 1999.** A wavelet tour of signal processing. Academic Press, 2nd ed. s.l. : San Diego, CA, USA., p. 629.

**Mallat, S and Zhang, Z. 1993.** Matching pursuits with time-frequency dictionaries., Vol. 41, pp. 3397-3415.

**Manzi, M, Durrheim, R and King, N. 2012.** 3D edge detection seismic attributes used to map potential conduits for water and methane in deep gold mines in the Witwatersrand basin, South Africa., Vol. 77, pp. WC133–WC147.

**Marfurt, K and Chopra, S. 2007.** Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization., p. 15.

**Marfurt, K. 2006.** Robust estimates of 3D reflector dip and azimuth.

**Marfurt, K, et al. 1998.** 3D seismic attributes using a running window semblance-based algorithm., Vol. 63, pp. 1150–1165.

**Matos, M, Osorio, L.M and Fainstein, R. 2006.** Detecting time-lapse seismic effects through wavelet transforms and self-organizing maps. *SEG International Meeting Expanded*.

**Mohebian, R, Yari, M and Riahi, M.A. 2012.** Channel detection using instantaneous spectral attributes in one of the SW Iran oil fields., Vol. 54, University of Tehran, Iran, pp. 271-282.

**Naseer Ahmad, M and Rowell, Ph. 2012.** Application of Spectral Decomposition and Seismic Attributes to Understand the Structure and Distribution of Sand Reservoirs within Tertiary Rift Basins of Gulf of Thailand.

**North, F.K. 1985.** *Petroleum geology*. Boston : Allen & Unwin.

**Odoh, B.I, Ilechukwu, J.N and Okoli, N.I. 2014.** The Use of Seismic Attributes to Enhance Fault Interpretation of OT Field, Niger Delta., Vol. 5, pp. 826-834.

**Oliveros, R.B and Radovich, B.J. 1997.** Image-processing display techniques applied to seismic instantaneous attributes over the Gorgon gas field, North West Shelf, Australia., Vol. 16, pp. 2064-2067.



**PEDEC, Geological report. 2008.** NORTH OF AZADEGAN MASTER DEVELOPMENT PLAN. Geophysics Iran.

**Pedersen, S.L, et al. 2002 March.** Automatic Extraction of Fault Surfaces from Three Dimensional Seismic Data.

**Pigott, J.D, Kang, M.H and Hang, H.C. 2013.** First order seismic attributes for clastic seismic facies interpretation: Examples from the East China Sea., Vol. 66, pp. 34-54.

**Randen, T and Pedersen, I. 2011.** Automatic extraction of fault surfaces from three-dimensional seismic data.

**Randen, T and Sønneland, A. 2003.** Prevention for 3D Stratigraphic and Structural conversion.

**Randen, T, Pedersen, I and Sønneland, L. 2001.** Three-Dimensional Texture Attributes for Seismic Data Analysis., pp. 551–554.

**Randen, T, Pedersen, S.I and Sønneland, L. 2015.** AUTOMATIC DETECTION AND EXTRACTION OF FAULTS FROM THREE DIMENSIONAL SEISMIC DATA.

**Rittenhouse, G. 1972.** Stratigraphic trap classification., pp. 14-28.

**Roberts, A. 2001.** Curvature Attributes and Their Application to 3D Interpreted Horizons., Vol. 19, pp. 85-99.

**Selley, R.C. 1998.** *Elements of Petroleum Geology.* Academic Press, San diego, CA : 470 PP.

**Selley, R.C, Richard, C and Sonnenberg, A. 2014.** *Element of Petroleum Geology.* s.l. : 3rd Edn, Academic press.

**Setudehnia, A. 1978.** The Mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas., Vol. 1, pp. 3-42.

**Sharland, P.R, et al. 2001.** Arabian plate sequence stratigraphy.

**Sheriff, R.E and Geldart, L.P. 1995.** *Exploration Seismology (p. 592, 2nd Ed.).* New York, USA : Cambridge University Press.

**Sigismondi, M.E and Soldo, J.C. 2003.** Curvature attributes and seismic interpretation: Case studies from Argentina basins, pp. 1122-1126.

**Sinha, S, et al. 2005.** Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform., Vol. 70, pp. 19-25.

**Sobel, I and Feldman, J. 1968.** A 3x3 Isotropic Gradient Operator for Image Processing: presented at the Stanford Artificial Project in Pattern Classification and Scene Analysis., pp. 271–272.

**Stocklin, J. 1968.** Structural history and tectonics of Iran: a review., Vol. 52, pp. 1229–1258.

**Stockwell, R.G, Mansinha, I and Lowe, R.P. 1996.** Localization of the complex spectrum: the S-Transform., Vol. 44, pp. 998-1001.

**Stoneley, R. 1981.** The geology of Kuh-e- Dalneshin area of southern Iran and its bearing on the evolution of southern Tethys., Vol. 138, pp. 509-526.

**Subrahmanyam, D and Rao, P.H. 2008.** Seismic Attributes- A Review., p. 398.

**Taner, M and Sheriff, R.E. 1977.** Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon exploration, in C. E. Payton, ed., and Seismic stratigraphy— Applications to hydrocarbon exploration. *AAPG Memoir 26.*, pp. 301-327.

**Tissot, B and Welte, D.H. 1984.** *Petroleum Formation and Occurrence.* New York : Springer.

**Vail, P, Mitchum, R.M and Thompson, S. 1977.** Seismic stratigraphy and global changes of sea level. In: Seismic stratigraphy-applications to hydrocarbon exploration. *AAPG Memoir 26.*, pp. 205-212.

**Ville, J. 1948.** Theorie et applications de la notion de signal analytique., pp. 61-74.

**Wang, M.L and Peng, Z.L. 1995.** Seismic Attributes for identification of hydrocarbon reservoir.

**Wang, Y. 2007.** Seismic time-frequency spectral decomposition by matching pursuit., Vol. 72, pp. V13-V20.

**Wen, R. 2004.** 3D Modeling of Stratigraphic Heterogeneity in Channelized Reservoirs: Methods and Applications in Seismic Attribute Facies Classification.

**Wigner, E.P. 1932.** On the quantum correlation for thermodynamic equilibrium., Vol. 40, pp. 749-759.

**Williams, D.B and Carter, B. 2009.** Amplitude Contrast. *Transmission Electron Microscopy.* s.l. : Springer, Boston, MA., Vol. 44, pp. 371-388.

**Youssef, D, El-Ghandoor, H and Kandel, H. 2017.** Estimation of Articular Cartilage Surface Roughness Using Gray-Level Co-Occurrence Matrix of Laser Speckle Image.

## **Abstract**

Stratigraphic traps will be formed by carbonate and sandstone deposition through bottom of river and sea basins. It is supposed that there are typical stratigraphic traps, as river channels, for instance, related to Cretaceous's period formed by carbonate and sandstone deposition. However, yet almost all of the traps found in the southwestern part of the Dezful embayment (the Abadan plain), Azadegan oil field, are in structural type. To explore possible stratigraphic traps in the mentioned area, 3D seismic reflection data was interpreted by seismic attributes. Though there are different geometries of traps, they are often observed syncline.

Seismic attributes is a method for detecting geological objects, fractures or any turbulence and subsurface geological even. Some of these attributes were classified to define the traps, such as, Amplitude Contrast, Frequency, Curvature and Variance. Each of these attributes would analyzes the subsurface turbulences by applying the desired processing to the seismic trace for oil fields identification and examination to reach the research object. In this thesis, according to the results obtained from each attribute, for improving the image resolution and achieve desired result of the selected method, stratigraphic traps interpreted within paired fusion of attributes by a method in MATLAB software called "Imfuse", and the range high resolution is displayed for exploitation.

**Key Words:** Stratigraphic Traps, 3D Seismic Data, Channel, Seismic attributes, fusion.



Shahrood University of Technology

Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering

M.Sc. Thesis in Petroleum Engineering Exploration

**Buried channel identification in Abadan plain using multi attributes  
analysis in 3D seismic reflection data**

By: Maryam Nowruzpanah Malvani

**Supervisors:**

Dr. Mehrdad Soleimani Monfared

Dr. Amin Roshandel Kahoo

**Advisor:**

Ahmad Mortazavi

September 2018