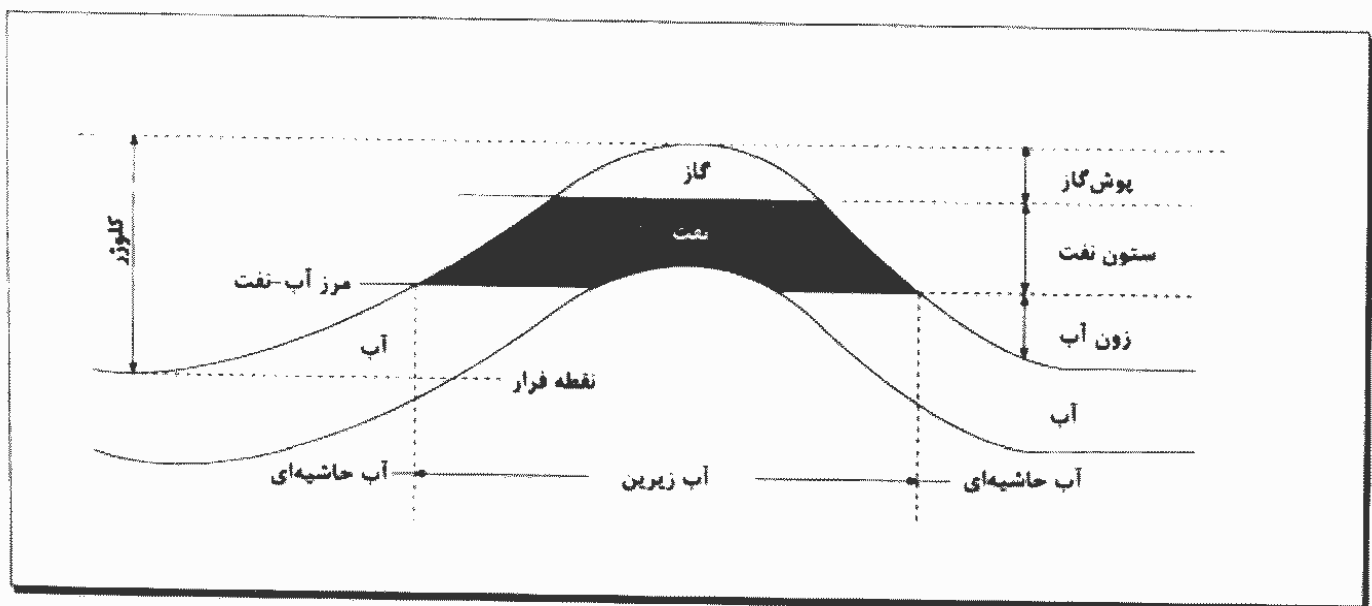


۸ - نفتگیرها (Oil Traps)

نفتگیر یا تله نفتی، یکی از عوامل اصلی و ضروری برای تجمع اقتصادی هیدروکربن می‌باشد. وقتی که نفت از سنگ منشأ به وجود آید از لایه‌های نفوذپذیر به طرف بالا شروع به حرکت نموده و می‌تواند به سطح زمین برسد مگر اینکه مانعی در سر راه حرکت رو به بالای آن قرار گیرد و بتواند در ساختاری به نام تله انباشته شود. اصطلاحات متعددی برای توصیف بخش‌های مختلف یک نفتگیر به کار می‌رود. ساده‌ترین و فراوان‌ترین نفتگیرها، نفتگیرهای طاق‌دیسی (anticlinal trap) هستند (شکل ۸-۱) که در اینجا با اصطلاحات آن بیشتر آشنا خواهیم شد. بالاترین بخش یک نفتگیر، قله (crest) و پایین‌ترین بخش آن نقطه فرار (spill point) می‌باشد که منطبق بر سطحی است که یک نفتگیر پایین‌تر از آن سطح قادر به نگهداری هیدروکربن نیست. یک نفتگیر ممکن است تا نقطه فرار از نفت مملو یا فقط بخشی از آن پر شده باشد. فاصله قائم از بالاترین نقطه نفتگیر تا نقطه فرار را کلوژر (closure) گویند.



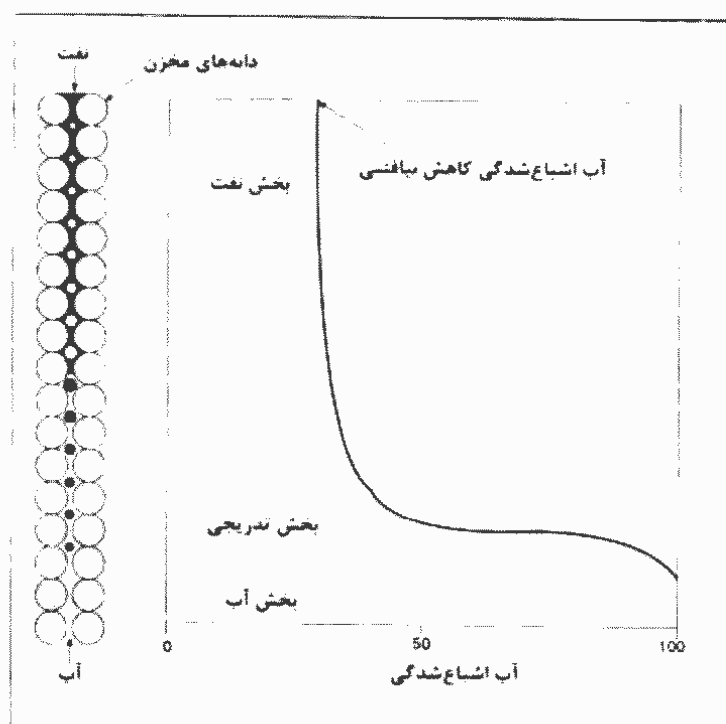
شکل ۸-۱ - بخش‌های مختلف یک نفتگیر طاق‌دیسی

یک نفتگیر ممکن است دارای نفت، گاز یا مخلوطی از هر دو باشد. سطح تماس بین آب و نفت (oil-water contact) یا OWC سطح مشترک بین بخشی است که عمدتاً از نفت اشباع بوده و بخشی که عمدتاً از آب اشباع می‌باشد. به طور مشابه، سطح تماس بین نفت و گاز (GOC) و یا گاز و آب (GWC) نیز وجود دارد. ارزیابی دقیق این سطوح قبل از محاسبه ذخیره مخزن بسیار ضروری است. تعیین دقیق و صحیح این سطوح از کارهای اصلی در چاه‌پیمایی (well logging) و آزمایش چاه (well testing) است.

وقتی که نفت و گاز با هم در یک نفتگیر وجود دارند، گاز به علت چگالی کمتر در بالا قرار می‌گیرد. نوع هیدروکربن در سنگ مخزن بستگی به:

- ❖ نوع کروژن،
- ❖ درجه بلوغ سنگ منشأ و
- ❖ درجه حرارت و فشار مخزن دارد.

مرز بین آب و نفت ممکن است بسیار مشخص یا تدریجی باشد (شکل ۸-۲). مرز ناگهانی



شکل ۸-۲ - مثالی از یک منحنی توزیع سیالات در یک مخزن

مشخصه مخازن تراوا است و مرز تدریجی مشخصه مخازن با تراوایی پایین و فشار موئینه بالا است. بلافاصله در زیر زون هیدروکربن‌دار آب زیرین (bottom water) قرار دارد و آب حاشیه‌ای (edge water) در مجاورت مخزن قرار می‌گیرد.

سطح تماس سیالات در نفتگیرها عموماً مسطح می‌باشد و اگر این گونه نباشد شناخت آن سطح برای تصحیح ارزیابی ذخیره و روش مناسب تولید ضروری است. عوامل مختلفی برای توجیه کج‌شدگی سطح تماس سیالات وجود دارد که یکی از عمده‌ترین آن‌ها وجود جریان‌های هیدرودینامیک در آب زیرین است.

در یک مخزن تولید کننده، ضخامت ستون نفت (oil column) به عنوان ضخامت ناخالص (gross pay) نامیده می‌شود که مقدار آن می‌تواند بسیار متنوع بوده و فقط در دو متر در تگزاس تا صدها متر در دریای شمال و خاورمیانه متفاوت باشد. تمامی ضخامت ستون نفت احتمال دارد هیدروکربن تولید نکند، به عبارت دیگر در داخل ستون نفت یک مخزن، ممکن است به دلیل ناهمگنی، فواصلی وجود داشته باشند که از نظر تراوایی ضعیف بوده و تولید هیدروکربن نکنند. اینجاست که تفاوت ضخامت ناخالص از بخش تولیدکننده یا بخش تولید

(net pay) مشخص می‌شود. تهیه نقشه دقیق نسبت ضخامت بخش تولیدکننده به ضخامت کلی مخزن (net/gross) برای توسعه یک میدان ضروری می‌باشد.

ضخامت ستون نفت فاصله عمودی بین سطح آب-نفت تا بالاترین بخش نفتگیر است. یک ستون نفت را می‌توان به سه بخش ذیل تفکیک نمود (شکل ۸-۳):

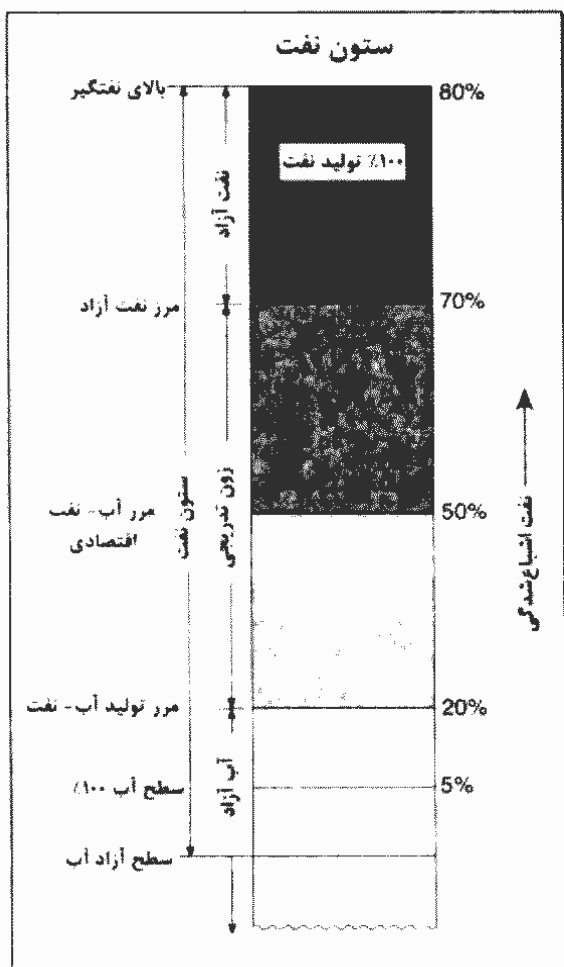
◀ بخش تولید کننده ۱۰۰٪ نفت

◀ بخش تدریجی آب-نفت

◀ بخش تولید کننده ۱۰۰٪ آب

بالاترین بخش یا بخش تولید کننده ۱۰۰٪ نفت، فقط نفت تولید می‌کند. اگرچه این بخش از

مخزن ممکن است حاوی درصدی آب نیز باشد، ولی به دلیل اینکه تراوایی نسبی نفت بسیار بیشتر از آب است، لذا تولید از این بخش صرفاً نفت خواهد بود. بخش تدریجی، قسمتی از ستون نفت است که هم تولید نفت می‌کند و هم تولید آب. بخش تدریجی، خود قابل تقسیم به دو بخش اقتصادی و غیراقتصادی است (شکل ۸-۳). بخش سوم یا بخش تولید کننده ۱۰۰٪ آب، بخشی است که فقط تولید آب می‌کند. در این بخش اگرچه ممکن است نفت بخشی از خلل و فرج را اشغال کرده باشد، ولی به دلیل اینکه تراوایی نسبی نفت نسبت به آب بسیار کم است، لذا تولید از این بخش صرفاً آب است.

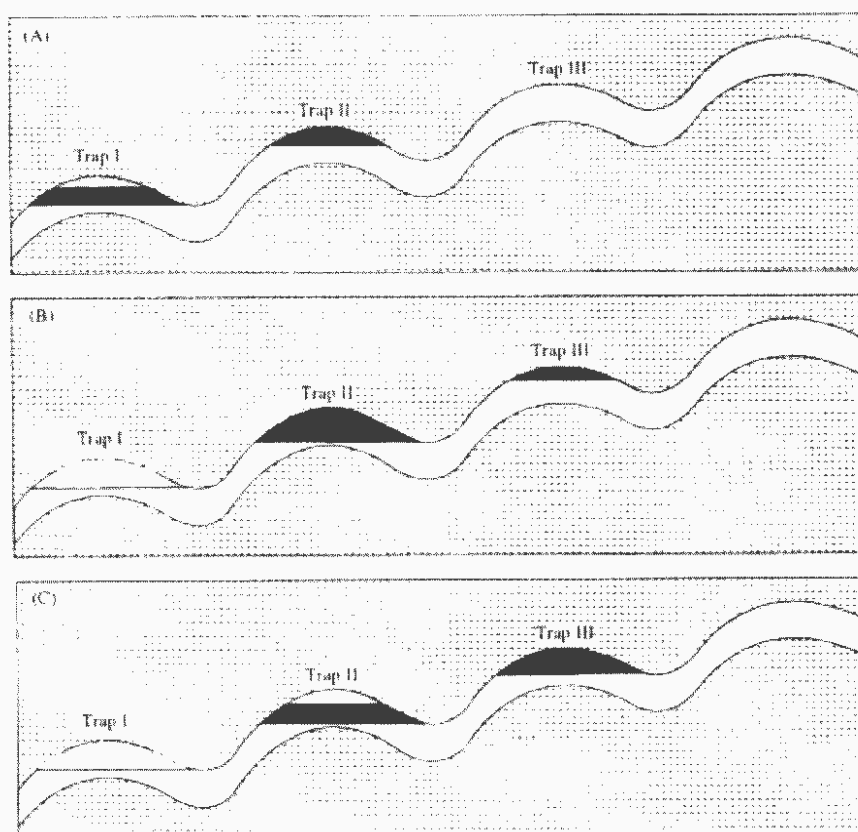


شکل ۸-۳ - مثالی از بخش‌های مختلف یک ستون نفتی.
مقدار نفت اشباع شدگی تقریبی است

همان‌طوری که در شکل ۸-۳ دیده می‌شود، مرزهای مختلفی در یک ستون نفتی تعریف شده است. مرز نفت آزاد (free-oil level)، مرزی است که در آن اشباع شدگی نفت در حدی است که اجازه تولید نفت را به صورت ۱۰۰٪ می‌دهد. مرز نفت آزاد بر روی بخش تدریجی قرار دارد و معمولاً بخشی است که نفت اشباع شدگی بیش از ۷۰٪ است. مرز آب-نفت اقتصادی (economic oil-water contact) مرزی است که از آن به بالا نفت به اندازه کافی و اقتصادی

تولید می‌شود. این مرز معمولاً منطبق بر نفت اشباع شدگی بیش از ۵۰٪ است. مرز تولید آب-نفت (productive oil-water contact) مرزی است که تولید نفت از آن اقتصادی نیست. این مرز معمولاً منطبق بر نفت اشباع شدگی ۱۵ تا ۲۰٪ می‌باشد. بخش تولید کننده ۱۰۰٪ آب که زیر مرز آب-نفت تولیدی قرار دارد و صرفاً آب تولید می‌کند، دارای اشباع شدگی بسیار کم نفت است. در مرز آب-آزاد (free-water level) اشباع شدگی مخزن از آب ۱۰۰٪ است.

زمانی که نفت و گاز که دارای چگالی متفاوت هستند بخواهند یک نفتگیر را پر کنند، نفت که سنگین‌تر است توسط گاز سبک‌تر که می‌خواهد بخش بالایی نفتگیر را اشغال کند، جابجا می‌شود. در چنین حالتی ممکن است جایگزینی گاز به حدی برسد که نفت را از طریق نقطه فرار نفتگیر به بخش‌های دیگر براند (شکل ۸-۴). این موضوع برای اولین بار توسط ویلیام گاسو (William Gussow) مورد توجه قرار گرفت و این موضوع را در ریف‌های غرب کانادا به خوبی بررسی نمود.



شکل ۸-۴ (A) نفتگیر I تا نقطه فرار پر شده و دارای پوش گاز است و فقط نفت به نفتگیر II رانده می‌شود. نفتگیرهای بعدی خالی از نفت هستند. (B) نفتگیر I کاملاً از گاز پر شده و تمامی نفتش به کلوزرهای بالایی رانده شده است و نفتگیر II با نفت پر شده است و کمی از آن نیز به نفتگیر بعدی راه یافته است. (C) نفتگیر I بدون تغییر مانده است و هنوز در حال فرار گاز به نفتگیر II است. نفتگیر II گازهای فرار کرده از نفتگیر I را در خود جای داده و مقداری از نفت‌هایش به نفتگیر III فرار کرده است. نفتگیر III حاوی نفت است ولی هنوز گاز به آن وارد نشده است.

تجمع نفت در یک نفتگیر با یک سنگ مخزن منفرد، Pool نامیده می‌شود. وجود چند مخزن مجاور یکدیگر، چه از نظر جانبی یا عمودی، ایجاد میدان (field) می‌کند، مثل میدان مسجد سلیمان. مجموعه میدان‌های موجود در یک حوضه رسوبگذاری تحت عنوان ایالت (province) یا حوضه (basin) نامیده می‌شود، مانند حوضه زاگرس.

۸-۱ انواع نفتگیرها

انواع متعددی از نفتگیرهای هیدروکربنی وجود دارند که به طور عمده در چهار گروه اصلی طبقه بندی می‌شوند:

- نفتگیرهای ساختمانی (structural traps)
- نفتگیرهای چینهای (stratigraphic traps)
- نفتگیرهای هیدرودینامیک (hydrodynamic traps)
- نفتگیرهای مرکب (combination traps)

نفتگیرهای ساختمانی عمدتاً ناشی از فرآیندهای بعد از رسوبگذاری بوده که سبب تغییر شکل عمده به صورت چین خوردگی (folding) و گسل خوردگی (faulting) در سنگ‌های مخزن می‌گردند. نفتگیرهای چینهای آن‌هایی هستند که شکل هندسی‌شان به طور کلی، حاصل تغییر در لیتولوژی است. تغییر در لیتولوژی ممکن است مربوط به محیط رسوبگذاری بوده و ناشی از تغییر رخساره باشد و یا مربوط به بعد از رسوبگذاری مثلاً در اثر فرآیندهای دیانرژی باشد. در نفتگیرهای هیدرودینامیکی حرکت رو به پایین آب از حرکت رو به بالای نفت جلوگیری می‌کند و لذا می‌تواند شرایط انباشته شدن هیدروکربن را فراهم کند. نفتگیرهای مرکب ترکیبی از دو یا چند گروه قبلی می‌باشد.

۸-۱-۱ نفتگیرهای ساختمانی (Structural Traps)

شکل هندسی موجود در این گونه نفتگیرها به تغییرات بعد از رسوبگذاری در مخزن مانند چین خوردگی و گسل خوردگی بستگی دارد. لذا این نوع نفتگیرها خود به دو دسته نفتگیرهای چین خورده و نفتگیرهای گسلی تقسیم می‌شوند.

۸-۱-۱-۱ نفتگیرهای چین خورده (Fold Traps)

این گونه نفتگیرها می‌تواند به گروه‌های مختلف تقسیم بندی گردد:

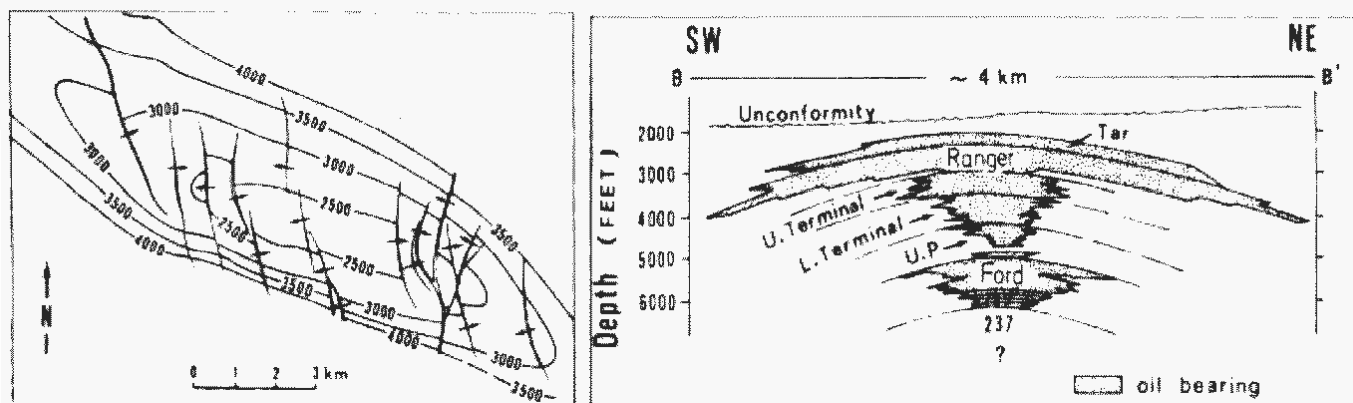
- ◀ آنهایی که تحت تاثیر نیروی فشارشی (compressional pressure) و در نهایت چین خوردگی حاصل می‌شوند (شکل ۸-۵).
- ◀ آنهایی که در اثر اختلاف در فشردگی (differential compaction) رسوبات شکل می‌گیرند (شکل ۸-۶).
- ◀ آنهایی که در ارتباط با فرآیندهای دیاپیریک (diapiric processes) می‌باشند.



پهنای آن است. در این میدان لایه‌های ضخیم رسوبات دریایی سبب تشکیل افق‌های متعدد مخزنی شده است.

شکل ۸-۷ - تصویر ماهواره‌ای بخشی از حوضه زاگرس

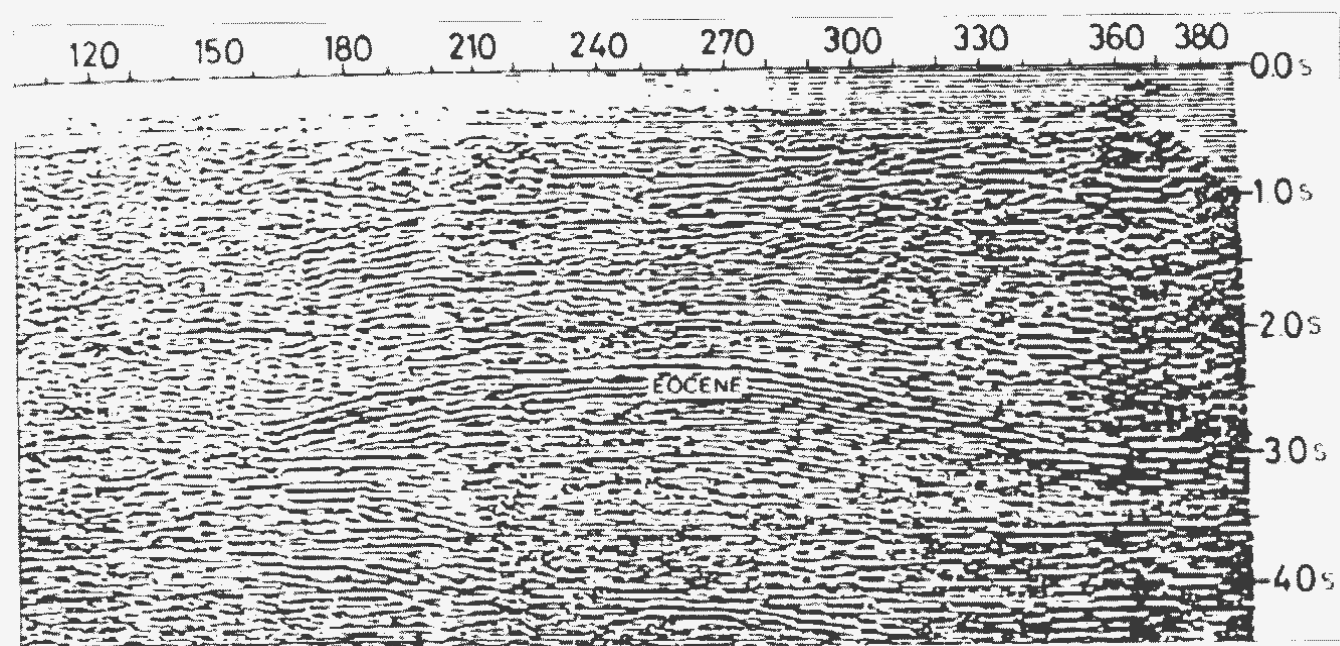
در میدان نفتی Wilmington در حوضه لوس‌آنجلس یک نفتگیر طاق‌دیسی عظیم وجود دارد (شکل ۸-۸) که تقریباً ۵۰ کیلومتر طول و نزدیک به ۵ کیلومتر عرض دارد. شکل کلی این طاق‌دیس در این میدان به وسیله کانتورهای ساختمانی در شکل ۸-۸ نشان داده شده است. این نفتگیر طاق‌دیسی توسط گسل‌هایی که در شکل دیده می‌شود بریده شده است. عمده مخازن این میدان در زیر ناپیوستگی پلیوسن و در ماسه‌های دریایی عمیق میوسن و پلیوسن وجود دارد.



شکل ۸-۸ - مقطع عرضی زمین‌شناسی (راست) و نقشه کانتوری ساختمانی (چپ) طاق‌دیس Wilmington

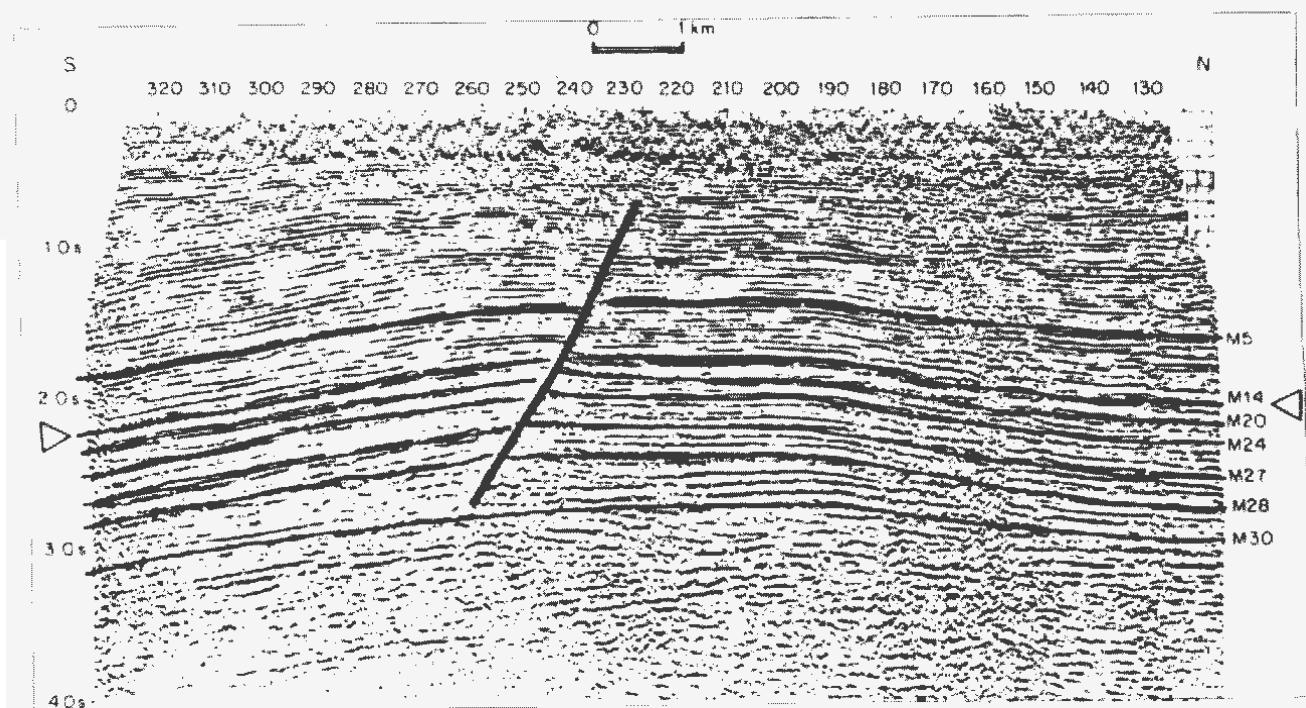
شکل ۸-۹ یک مقطع لرزه‌ای از طاق‌دیس خیلی ساده ترشیری در منطقه Potwar Plateau در شمال پاکستان را نشان می‌دهد. این مقطع نتیجه تکتونیک بعد از

رسوبگذاری است. کیفیت این مقطع خوب نیست چون در سال‌های پیش گرفته شده است. این یک طاق‌دیس با چین ملایم می‌باشد.

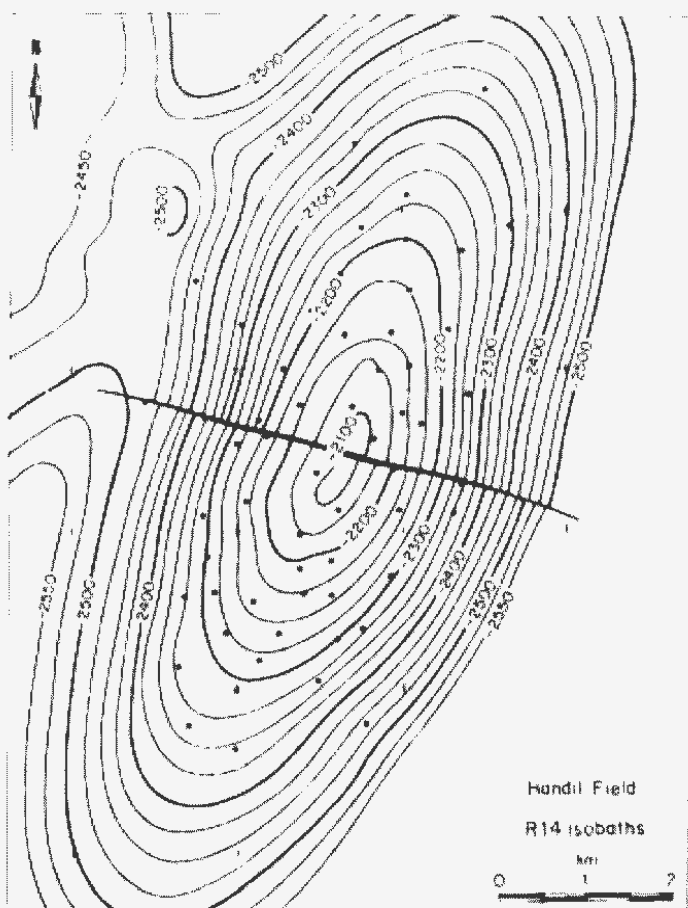


شکل ۸-۹ - یک طاق‌دیس ساده در منطقه Potwar Plateau در شمال پاکستان که در اثر نیروهای فشارشی حاصل شده است. سنگ‌های مخزن در لایه‌های کربناته ائوسن قرار دارند

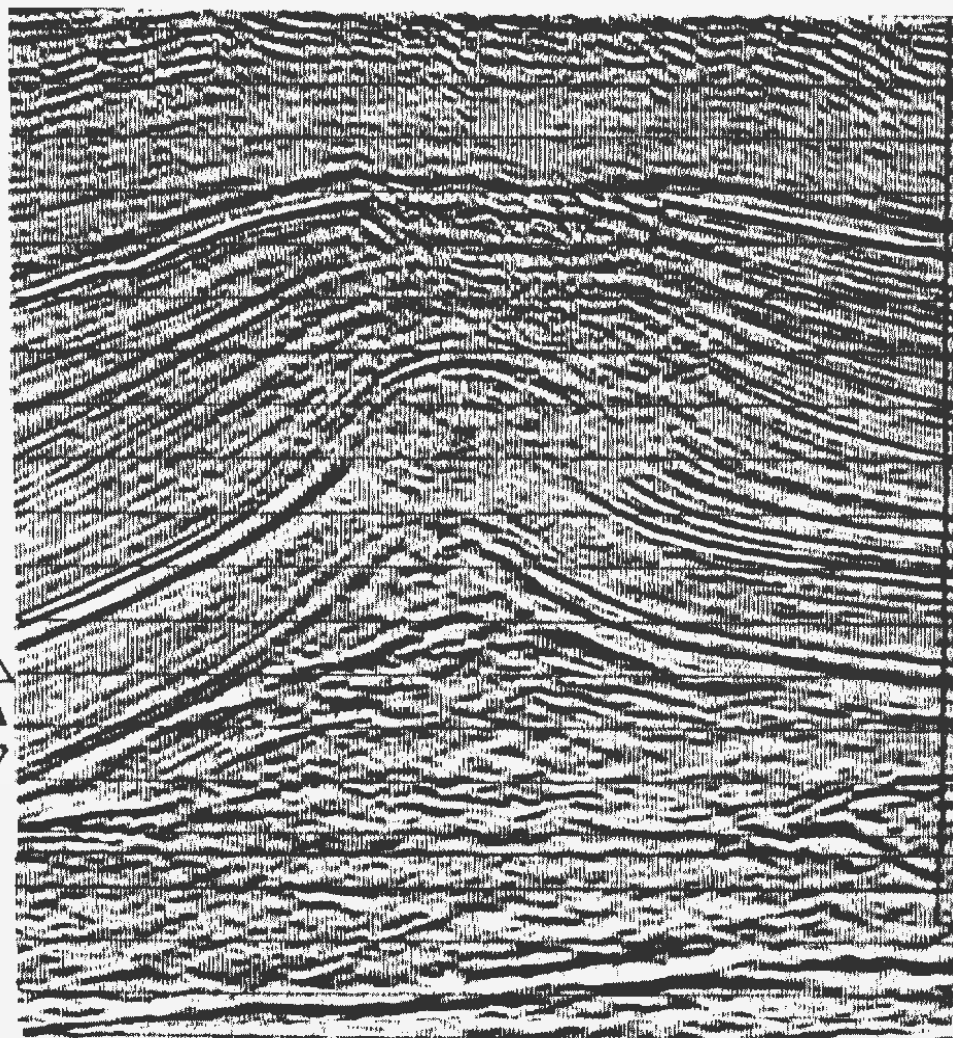
مثال خوب دیگر از اطلاعات لرزه‌ای، نفتگیر طاق‌دیزی ساده‌ای است که از میدان Handil در اندونزی است (شکل ۸-۱۰). نقشه کنتوری این میدان در شکل ۸-۱۱ مشاهده می‌شود. میدان، به وسیله یک گسل شرقی - غربی طویل به دو قسمت شمالی - جنوبی تقسیم می‌شود. این حوضه مربوط به سیستم دلتایی میوسن است.



شکل ۸-۱۰ - مقطع لرزه‌ای یک نفتگیر طاق‌دیزی از میدان Handil در اندونزی



شکل ۸-۱۱ - نقشه ساختمانی کانتوری میدان Handil



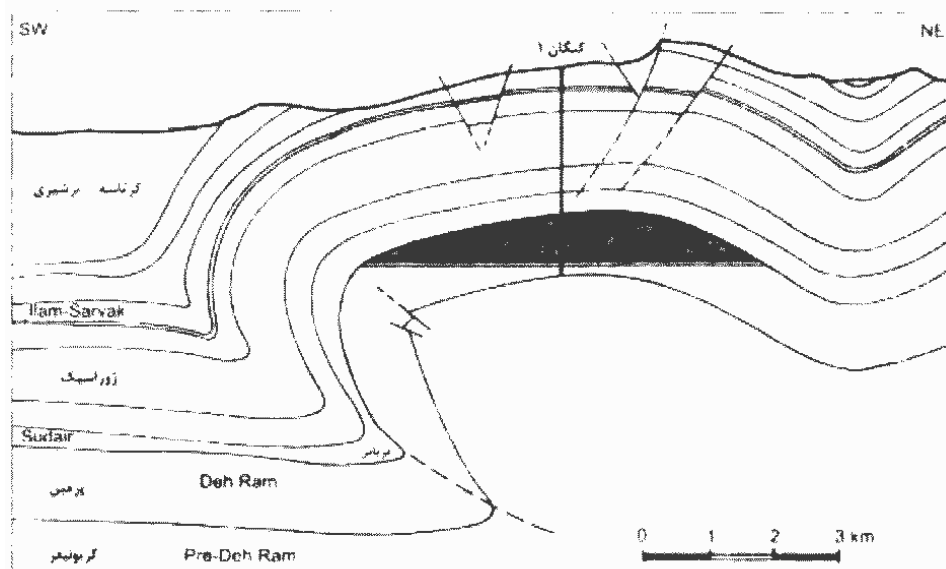
مقطع لرزه‌ای در شکل ۸-۱۲، مثالی دیگر از نفتگیرهای طاق‌دیسی است. در این طاق‌دیس چین‌خورده، ضخامت قسمت لولای چین زیاد و در یال‌ها کم می‌شود که با A نشان داده شده است. این اینتروال، از سنگ‌های رستی است (مادستون تریاس) که به صورت پلاستیک چین‌خورده است.

شکل ۸-۱۲ - مقطع لرزه‌ای از دیگر نفتگیرهای طاق‌دیسی

۸-۱-۱-۲ طاقدیس‌های وابسته به تراست

در نواحی که تغییر شکل‌های ساختمانی شدید وجود دارد، احتمال دارد که طاقدیس‌ها همراه با گسل‌های تراستی (thrust fault) باشند. در چنین حالتی نفتگیرها در طاقدیس‌های بالای صفحه تراست شکل می‌گیرند. اولین مثال از کشورمان و در میدان گازی کنگان می‌باشد (شکل ۸-۱۳).

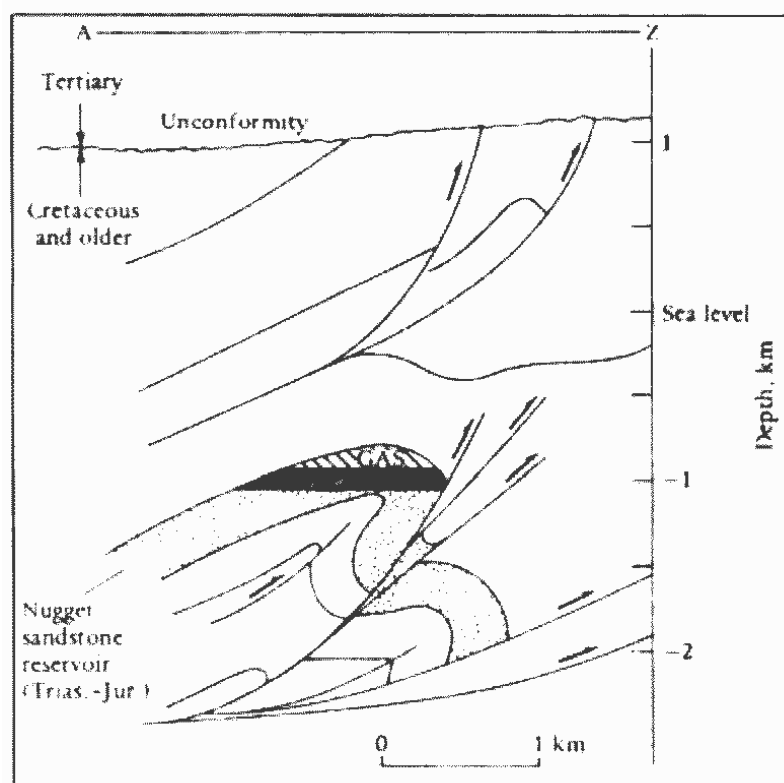
در این ناحیه گسل‌های تراستی سبب ایجاد چین خمیده‌ای شده‌اند که یک نفتگیر بزرگ برای سازندهای کنگان و دالان به سن پرموتریاس بوجود آورده است.



شکل ۸-۱۳ - میدان گازی کنگان در حوضه زاگرس

مثال دوم، در مخزن Painter Valley در وایومینگ است که یک طاقدیس نسبتاً بسته در زیر یک صفحه تراستی است که خودش توسط یک تراست در طول حاشیه جنوب شرقی محصور شده است (شکل ۸-۱۴). طاقدیس مزبور که یک طاقدیس برگشته است، خود در زیر

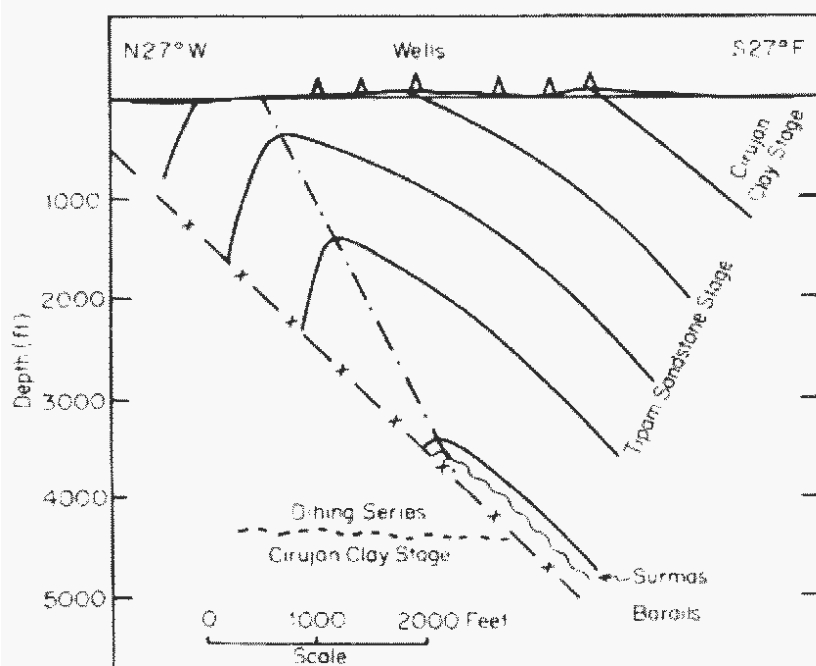
یک سری از برش‌های تراستی قرار گرفته و در کل در زیر یک ناپیوستگی اصلی قرار دارد. کشف و توسعه چنین میدان پیچیده‌ای کار ساده‌ای نیست. در گذشته چنین تجمعاتی به طور اتفاقی کشف می‌شد. ولی در زمان حال با پیشرفت تکنیک‌های لرزه‌ای کشف چنین میدان‌هایی ممکن می‌باشد.



شکل ۸-۱۴ - میدان نفتی Painter Valley در

کمبرند تراستی کوه‌های راکی

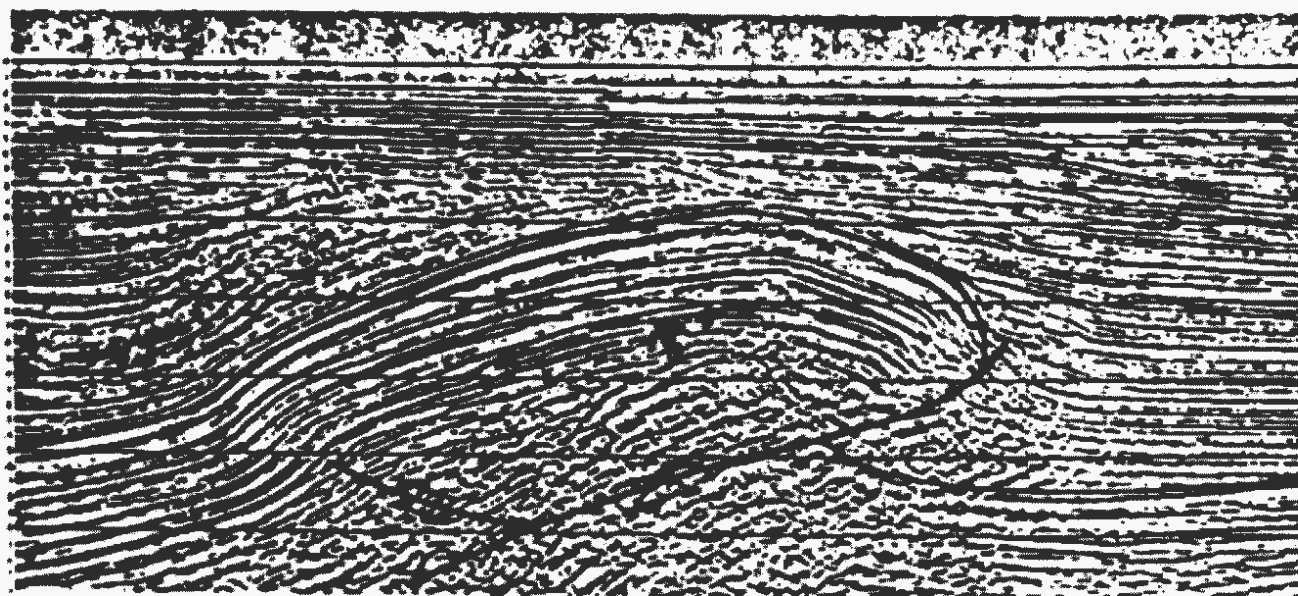
مثال دیگر میدان Digboi در آسام می‌باشد که یک میدان نفتی کوچک است که در سال



۱۸۹۵ کشف شده است. مقطع عرضی این میدان در شکل ۸-۱۵ نشان داده شده و مربوط به طاق‌دیس نامتقارن فشرده شده به وسیله گسل تراستی است، که یال شمالی شیب‌دارتر آن قطع شده است. شکل ۸-۱۶ یک گسل معکوس با زاویه کم، یا یک تراست برگشتی را نشان می‌دهد.

شکل ۸-۱۵ - مقطع عرضی میدان Digboi در آسام که یک طاق‌دیس نامتقارن حاصل از گسل تراستی را نشان می‌دهد

0 1 2 km

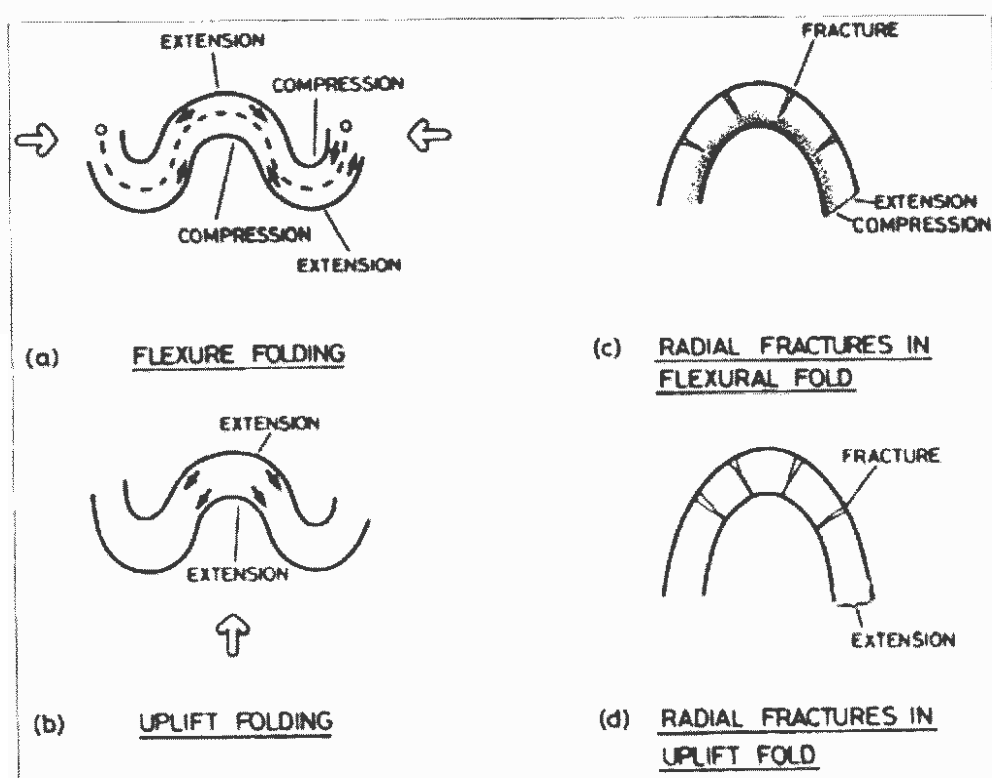


شکل ۸-۱۶ - مقطع لرزه‌ای از یک طاق‌دیس گسل معکوس خورده

۸-۱-۱-۱-۳ طاق‌دیس‌های بالازدگی (Uplift Folding)

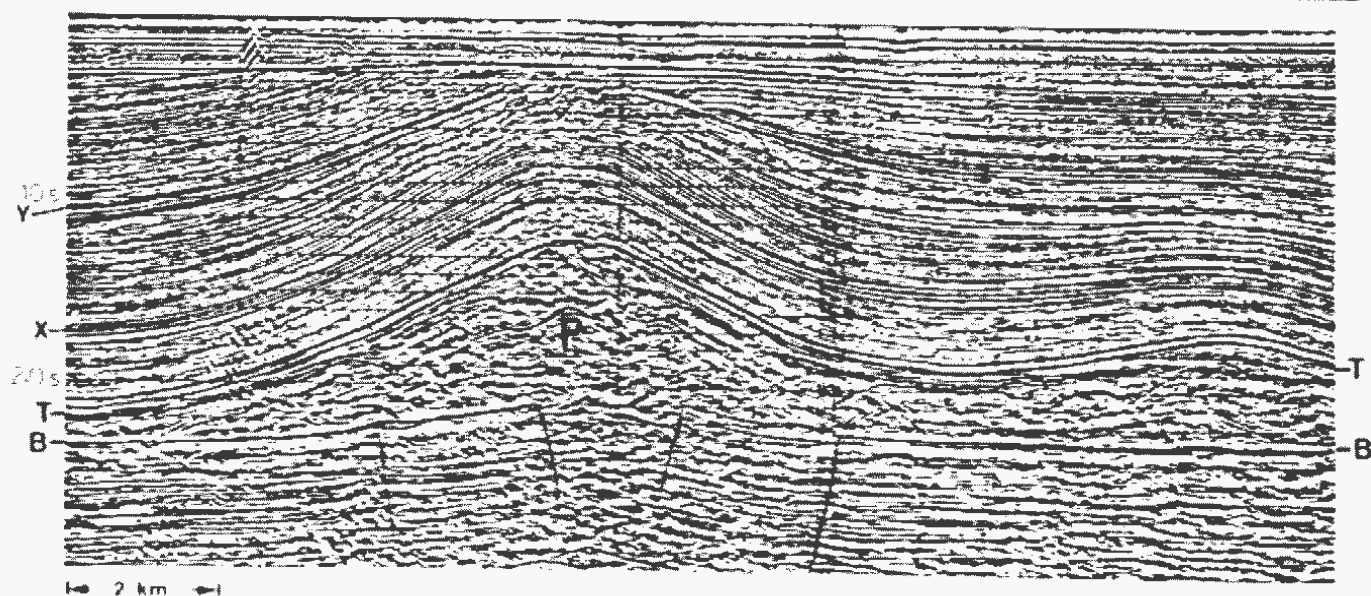
در شکل ۸-۱۷ (a) و (b) به ترتیب پروفیل‌های یک چین خمشی (flexure folding) و یک چین بالازدگی با زون‌های تنشی (stress zones) آن‌ها نمایش داده شده است. الگوی شکستگی نشان داده شده در شکل ۸-۱۷c، نتیجه بالازدگی نشان داده شده در شکل ۸-۱۷a می‌باشد. این شکستگی‌ها تمایل دارند که به صورت پیشرونده با افزایش تنش توسعه یابند. شکستگی‌ها

در زون کشیدگی (extension zone)، از سطح خنثی (خط منقطع در روی شکل که زون فشاری را از زون کشیدگی جدا می‌کند) جلوتر نمی‌روند. از طرف دیگر همان‌طوری که در شکل ۱۷-۸b دیده می‌شود، در یک چین بالازدگی تمام چین تحت تأثیر تنش کشیدگی است و شکستگی‌ها توسط هیچ سطحی محدود نمی‌شوند و کاملاً به سمت مرکز چین گسترش می‌یابند (شکل ۱۷-۸d). یک چین بالازدگی ممکن است بعد از رسوبگذاری و یا هم‌زمان با رسوبگذاری ایجاد شود. هر عاملی که سبب بالازدگی شود، اعم از اینکه حرکت قائم نسبی حاصل از تکتونیک یا بالازدگی لایه‌های روی یک نمک بالارونده باشد، سبب ایجاد این چین‌ها می‌گردد. اگر حرکت قائم نسبی، هم‌زمان با رسوبگذاری رخ دهد، واحدهای چین‌های روی محور چین، نسبت به یال‌های آن نازکتر خواهند شد. برای مثال بالازدگی بعد از رسوبگذاری و هم‌زمان با رسوبگذاری در تصویر لرزه‌ای شکل ۸-۱۸ مشاهده می‌شود. این شکل یک طاق‌دیس مدفون در بالای گنبد نمکی (P) Zechstein را نشان می‌دهد که به وسیله تغییرات پلاستیک و جریان جانبی سنگ نمک در اینتروال B-T بالا آمده است. این حرکت نمک نسبت به رسوبات تریاس پیشین (فاصله T-X) یک پدیده بعد از رسوبگذاری (post-depositional) است، چراکه ضخامت این فاصله در طول چین یکسان باقی مانده است. در صورتی که رسوبات تریاس بالایی تا کرتاسه (فاصله X-Y) به طور واضح، در قسمت محور چین باریک شده‌اند. این نشان می‌دهد که بالآآمدگی نمک در طول زمان رسوبگذاری (syndepositional) فاصله X-Y شروع و ادامه



یافته است. چنین مشاهداتی می‌تواند برای تاریخ شروع آغاز حرکت دیابیری گنبد نمکی به صورت دقیق استفاده شود.

شکل ۸-۱۷ - چگونگی ورود نیروهای وارده در طی یک چین خمشی (a) و یک چین بالازدگی (b) و شکستگی همراه آن‌ها (c) و (d)

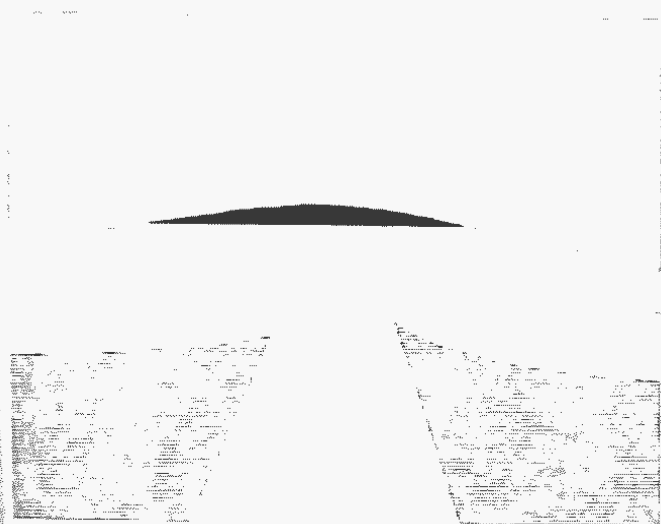


شکل ۸-۱۸ - تصویر لرزه‌ای از بالازدگی بعد از رسوبگذاری و همزمان با رسوبگذاری

۸-۱-۱-۱-۴ چین‌های ناشی از اختلاف در فشردگی (Differential Compaction Folds)

این چین‌ها بیشتر در مناطق ریفتی بوجود می‌آیند. در چنین مناطقی در اثر کشش، پی سنگ شکسته شده و سبب ایجاد ساختمان‌های هورست (horst) و گرابین (graben) می‌گردد. فازهای اولیه رسوبگذاری، این توپوگرافی نامنظم را پر می‌کند. بعد از ادامه رسوبگذاری به دلیل اختلاف در ضخامت رسوبات در دو طرف یک هورست، اختلاف در فشردگی رسوبات ایجاد می‌شود. این پدیده سبب می‌شود که در رسوباتی که در بالای بلوک هورست قرار دارند، طاق‌دیس تشکیل شود (شکل ۸-۱۹). بدین ترتیب گسترش طاق‌دیس در اثر اختلاف در فشردگی رسوبات صورت می‌گیرد.

در دریای شمال (North Sea) مثال‌های خوبی از میدان‌های نفتی حاصل از اثر اختلاف در فشردگی وجود دارد. میدان Forties در غرب دریای شمال مثالی از این نوع طاق‌دیس‌ها است



(شکل ۸-۱۹). این طاق‌دیس در لایه‌های پلیوسن جایی که مخازن ماسه‌ای به وسیله شیل‌های ترشیری پوشیده شده‌اند، توسعه پیدا کرده است. طاق‌دیس در بالای یک هورست متعلق به سنگ‌های ولکانیکی ژوراسیک میانی تشکیل شده است. سنگ منشأ به سن ژوراسیک پسین در حاشیه هورست قرار دارد.

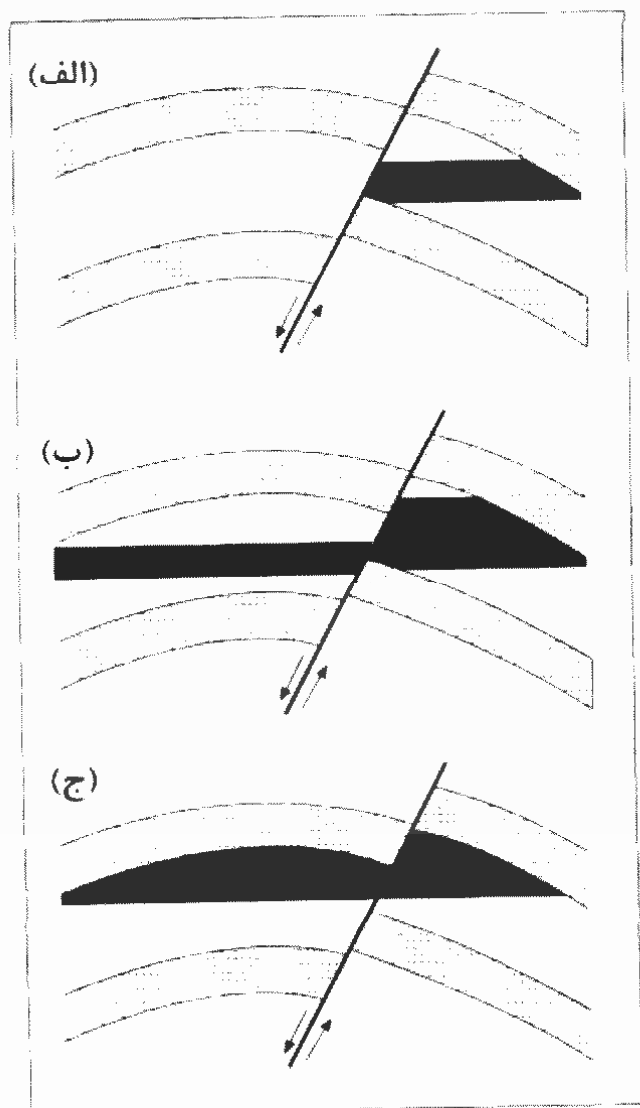
شکل ۸ ۱۹ - نمایی از میدان Forties

چین‌های به وجود آمده در اثر اختلاف فشردگی همچنین ممکن است در بالای ریف‌های بایوهرم و هر ساختمان صلب دیگر بوجود آید.

۸-۱-۱-۲ نفتگیرهای گسلی (Fault Traps)

در بسیاری از میدان‌ها، گسل‌ها عامل تجمع و به تله افتادن هیدروکربن‌ها می‌باشند. نقش اصلی گسل‌ها در ایجاد نفتگیر، قرار دادن لایه‌های مخزنی در مقابل لایه‌های غیرتراوا است. اما مشکل اصلی در رابطه با گسل‌ها این است که بعضی گسل‌ها بسته (sealed) نیستند و سیالات قادرند

از آن‌ها عبور نمایند. در هنگامی که گسل خوردگی سبب جابجایی لایه مخزنی هیدروکربن‌دار شود، می‌توان تا حدی مشخص نمود که گسل به صورت جانبی بسته یا باز می‌باشد و در واقع آیا ارتباطی بین دو طرف گسل در مخزن وجود دارد یا خیر. شکل ۸-۲۰ حالت‌های مختلف باز یا بسته بودن گسل را نشان می‌دهد. عدم وجود هیدروکربن در بخش مخزنی سمت چپ (الف) و نیز تفاوت در سطح آب-نفت (ب) بیانگر بسته بودن گسل است، در صورتی که در شکل ج با وجود جابجایی در لایه‌ها، سطح آب-نفت کاملاً یکسان است که بیانگر باز بودن گسل و وجود ارتباط در دو طرف مخزن است.



شکل ۸-۲۰ ارزیابی بسته یا باز بودن گسل‌های نرمال

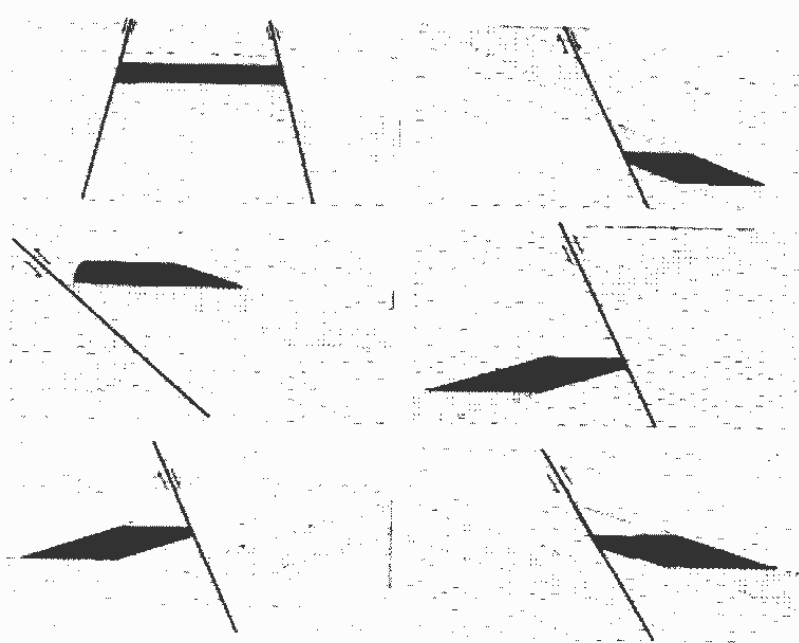
به هر حال برای شکل‌گیری نفتگیر گسلی وجود دو عامل لازم است:

- سنگ‌های مخزنی در مجاورت سنگ‌های غیر تراوا قرار گیرند و

- سطح گسل باید به صورت یک سطح نفوذناپذیر عمل کند.

در غیر این صورت نفت به سطح زمین راه پیدا می‌کند و نفتگیر نمی‌تواند وجود داشته باشد.

شکل ۸-۲۱ شمای کلی از چگونگی شکل‌گیری نفتگیرهای گسلی را نشان می‌دهد. در این



شکل ۸-۲۱ - شمای کلی نفتگیرهای گسلی

شکل دیده می‌شود که اساساً به وجود آمدن نفتگیرهای گسلی ناشی از کنار هم قرارگیری سنگ‌های متخلخل و تراوا در مقابل سنگ‌های غیرتراوا است، اگرچه گسل‌ها قادرند ساختارهای ثانوی دیگری نیز ایجاد نمایند که می‌تواند یک نفتگیر باشد.

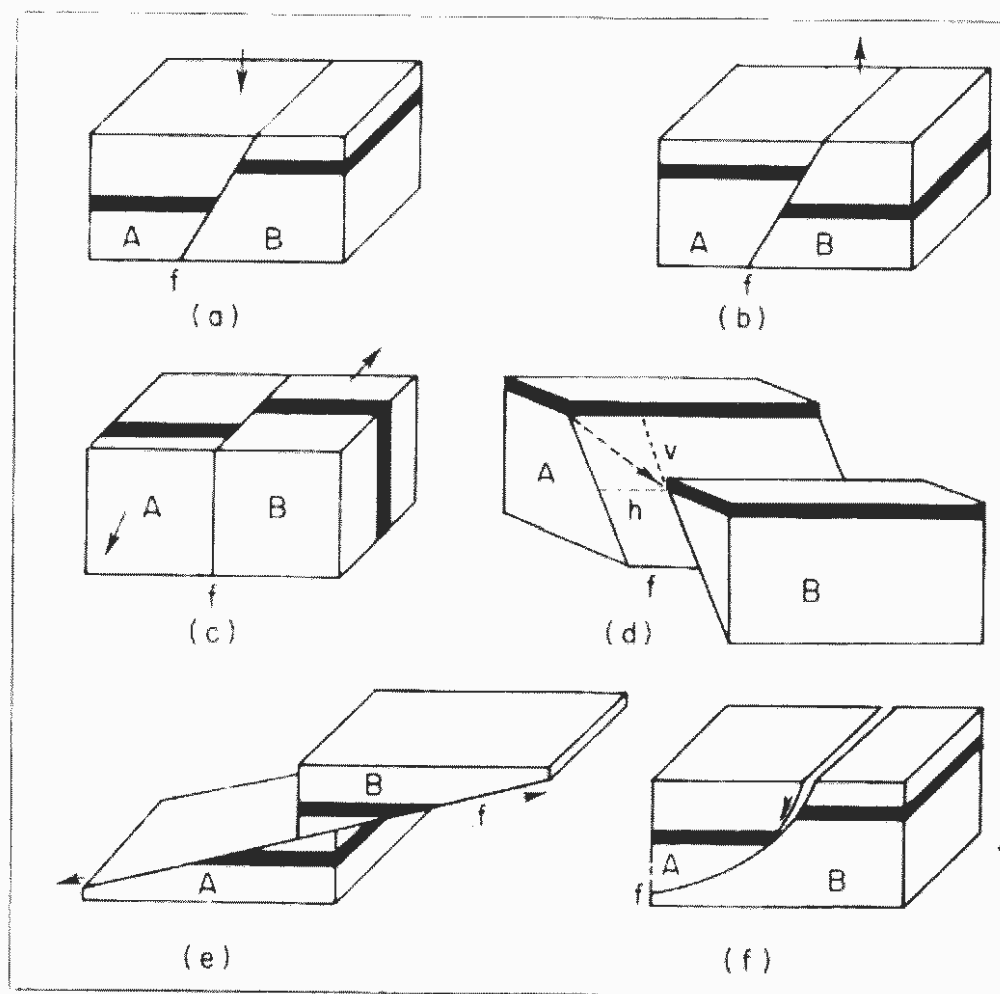
در اینجا به توضیح برخی از انواع گسل‌ها و نفتگیرهای وابسته به آن‌ها و شناسایی آن‌ها در مقاطع لرزه‌ای پرداخته می‌شود. یادآوری انواع گسل‌های اصلی، مبنی بر شکل و جهت و موقعیتشان، در شکل ۸-۲۲ نشان داده شده است.

۸-۱-۱-۲-۱ گسل نرمال (Normal Fault)

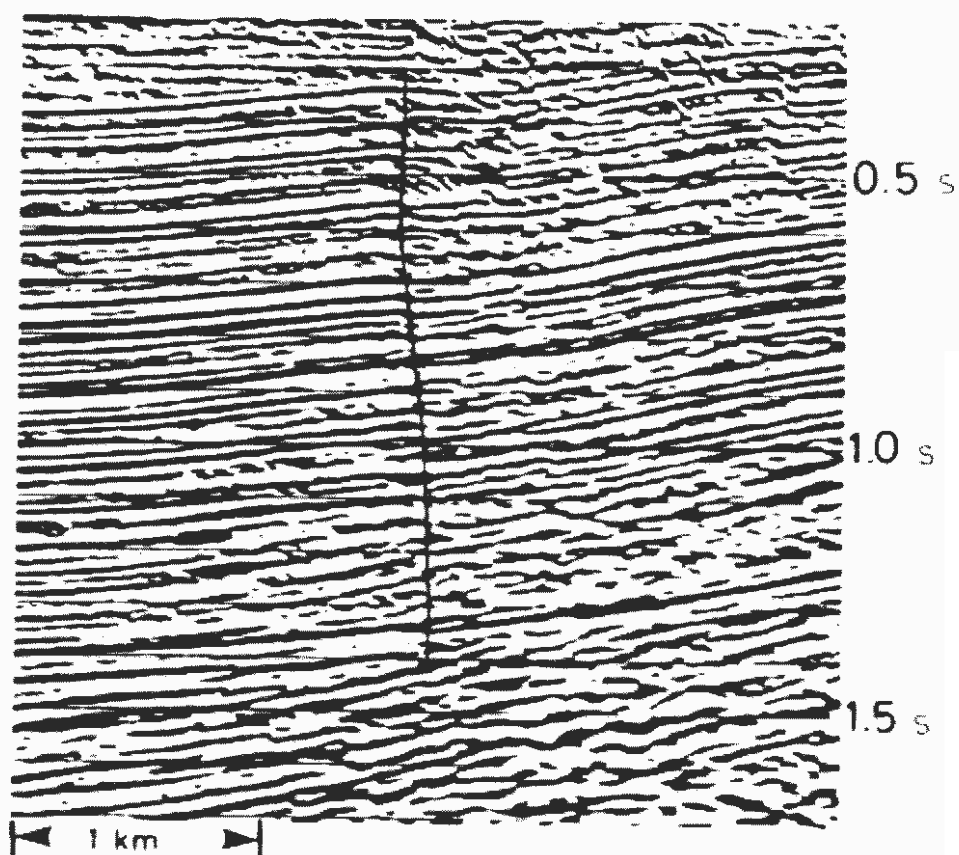
در گسل نرمال (شکل ۸-۲۲a) شیب صفحه گسل به طرف بلوک پایین افتاده است. در این نوع گسل، لایه رویی نسبت به لایه زیرین، به طرف پایین حرکت می‌کند. شکل ۸-۲۳ یک گسل نرمال را نشان می‌دهد. همان‌طوری که در این شکل دیده می‌شود، جابجایی‌ها به صورت نرمال اتفاق افتاده است.

۸-۱-۱-۲-۲ گسل معکوس (Reverse Fault)

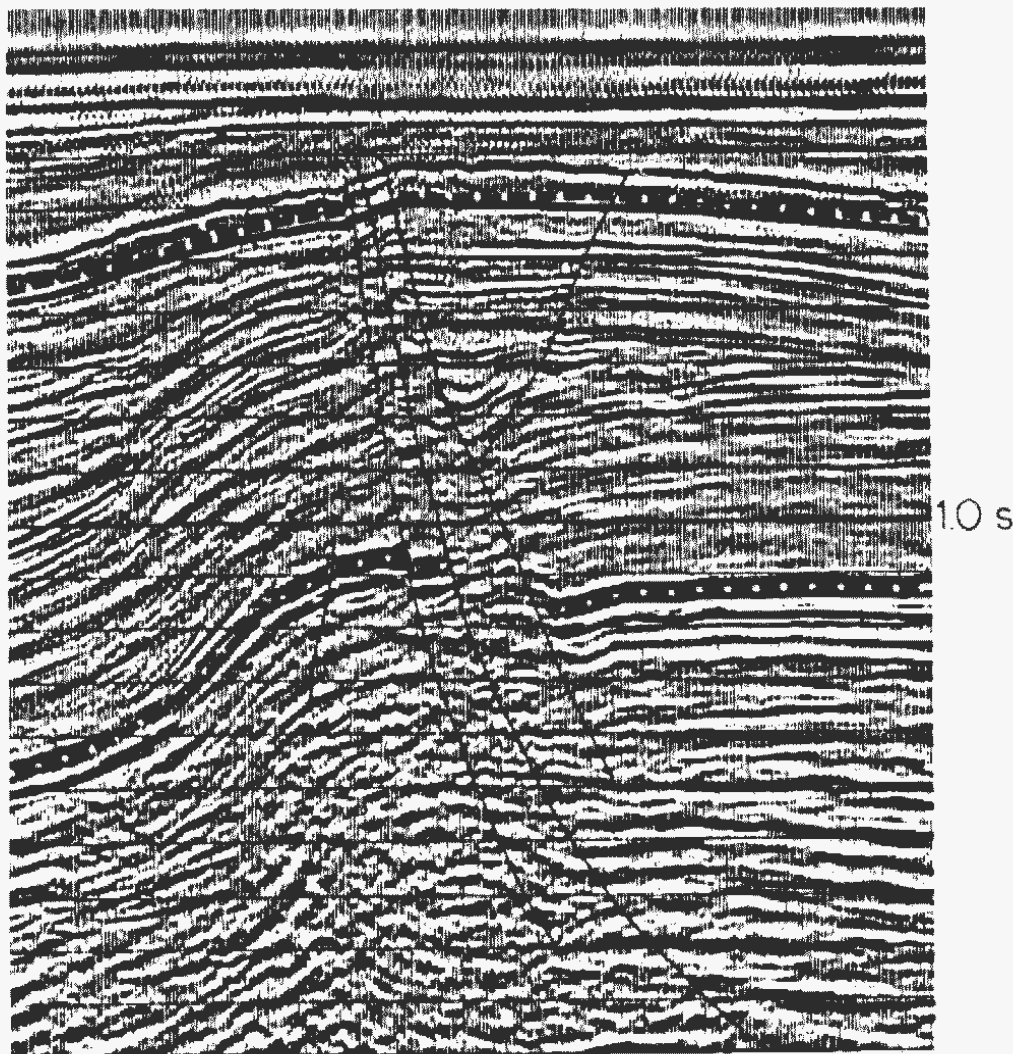
در این نوع گسل حرکت نسبی بلوک‌های گسلی، مخالف حرکت بلوک‌های گسل نرمال است. در این نوع گسل‌ها دیواره بالایی نسبت به دیواره پایینی به سمت بالا حرکت می‌کند و شیب صفحه گسل به سمت بلوک بالایی است (شکل ۸-۲۲b). به طور کلی، صفحه گسل معکوس، شیبی بیشتر از ۴۵ درجه دارد (اگر کمتر از ۴۵ درجه باشد، گسل تراستی است). شکل ۸-۲۴ یک مثال لرزه‌ای از گسل ظاهراً معکوس (بخش‌های کم عمق) را نشان می‌دهد.



شکل ۸-۲۲ - بلوک دیاگرام انواع گسل‌های اصلی



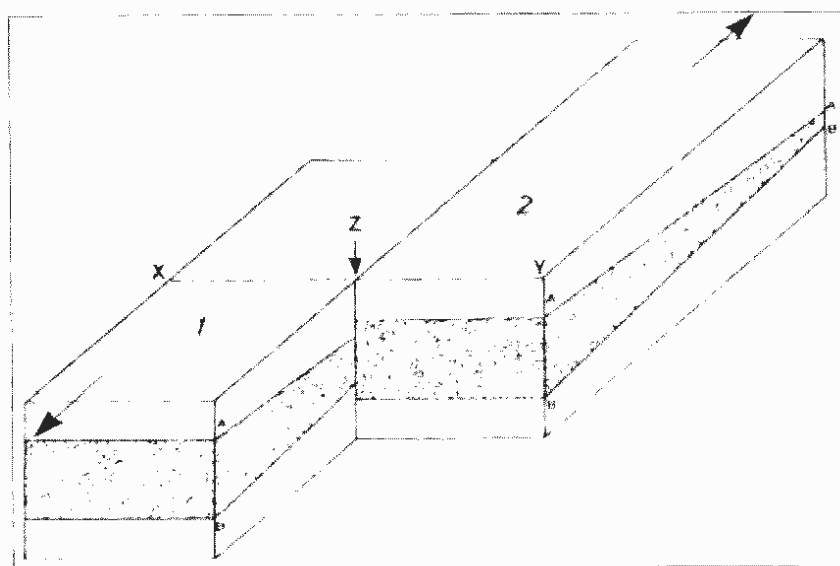
شکل ۸-۲۳ - نیمرخ لرزه‌ای که اثر یک گسل نرمال با جابجایی کم را نشان می‌دهد



شکل ۸-۲۴ - مثال لرزه‌ای از یک زون گسل خورده که در بخش‌های کم عمق معکوس و در عمق نرمال به نظر می‌رسد. این از ویژگی‌های گسل راستالغز است

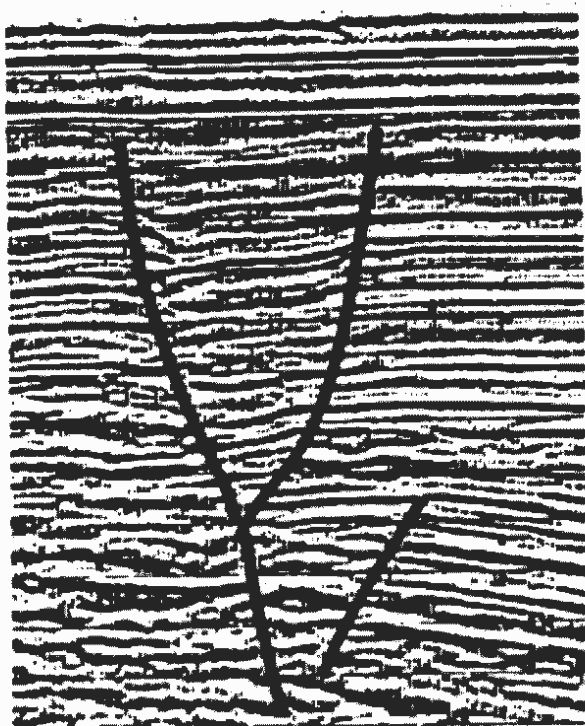
۸-۱-۱-۲-۳ گسل راستالغز (Strike-slip Fault)

یک گسل راستالغز (که گاهی اوقات به آن گسل چرخشی (wrench fault) و یا تراگذر (transcurrent fault) هم می‌گویند)، گسلی است که حرکت نسبی بین بلوک‌های گسل در طول امتداد گسل به صورت افقی است (شکل ۸-۲۲). اگر یک مشاهده کننده در مقابل صفحه گسل قرار گیرد و حرکت نسبی بلوک گسلی مقابل به طرف چپ باشد، یک گسل چپگرد یا sinistral strike-slip fault نامیده می‌شود و اگر حرکت نسبی به سمت راست باشد، گسل راستگرد یا dextral strike-slip fault نامیده می‌شود. شکل ۸-۲۵ دیاگرام یک گسل راستالغز چپگرد را نشان می‌دهد. در شکل ۸-۲۶ a,b و ۸-۲۷ مقاطع لرزه‌ای و بلوک دیاگرام آن دیده می‌شود که به شکل گل لاله است و شامل دو (یا گاهی اوقات چندین) گسل شاخه‌ای کم عمق است که از یک گسل عمیق‌تر انشعاب یافته‌اند. این الگوی گسل خوردگی در مقاطع لرزه‌ای ناشی از گسل‌های راستالغز است.

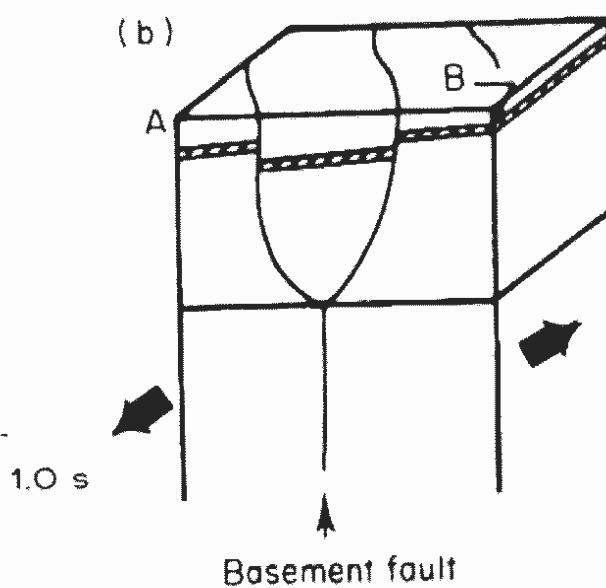


شکل ۸-۲۵ - دیاگرام یک گسل راستالغز چپگرد

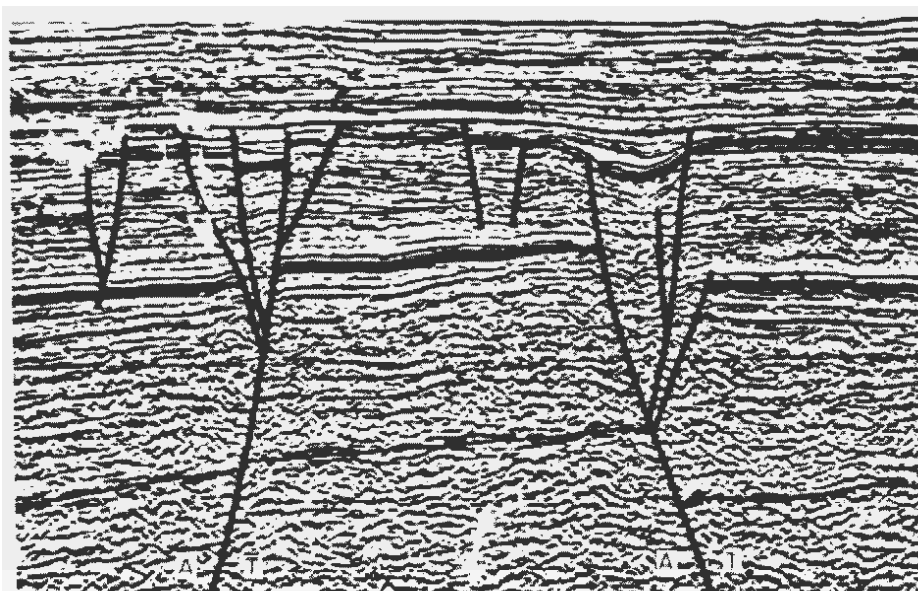
(a)



(b)



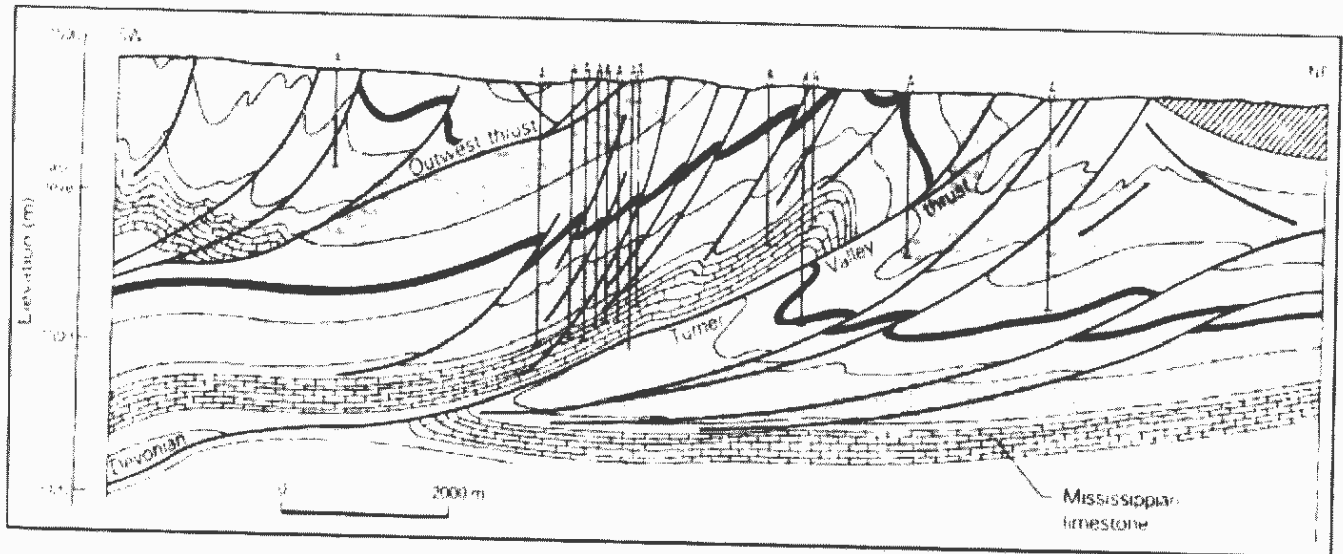
شکل ۸-۲۶ - مقطع لرزه‌ای (a) و بلوک دیاگرام (b) ساختار گل لاله ای



شکل ۸-۲۷ - مقطع لرزه‌ای از چندین ساختار گل لاله‌ای در نروژ، در چنین نواحی پتانسیل وجود نفتگیرهای گسلی بسیار زیاد است

۸-۱-۱-۲-۴ گسل تراستی (Thrust Fault)

یک گسل تراستی به صورت یک گسل معکوس خاص است که شیب صفحه گسل زاویه خیلی کمی دارد (شکل ۸-۲۲). تراست‌ها به طور معمول در تکتونیک فشارشی، در چین‌خوردگی و کمربندهای تراستی دیده می‌شوند، مثل آلپ در اروپا، شمال و کوه‌های آپالاش جنوبی در امریکا. شکل ۸-۲۸ یک گسل تراستی را نشان می‌دهد.

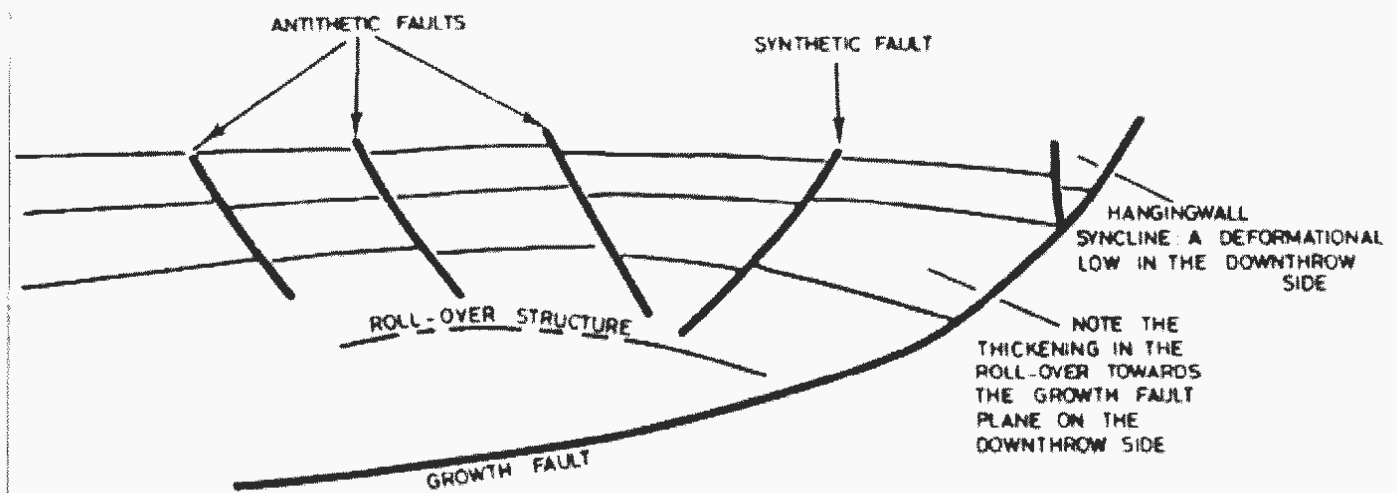


شکل ۸-۲۸ - نیمرخ زمین‌شناسی یک گسل تراستی که سبب شکل‌گیری نفتگیرهای متعددی شده است

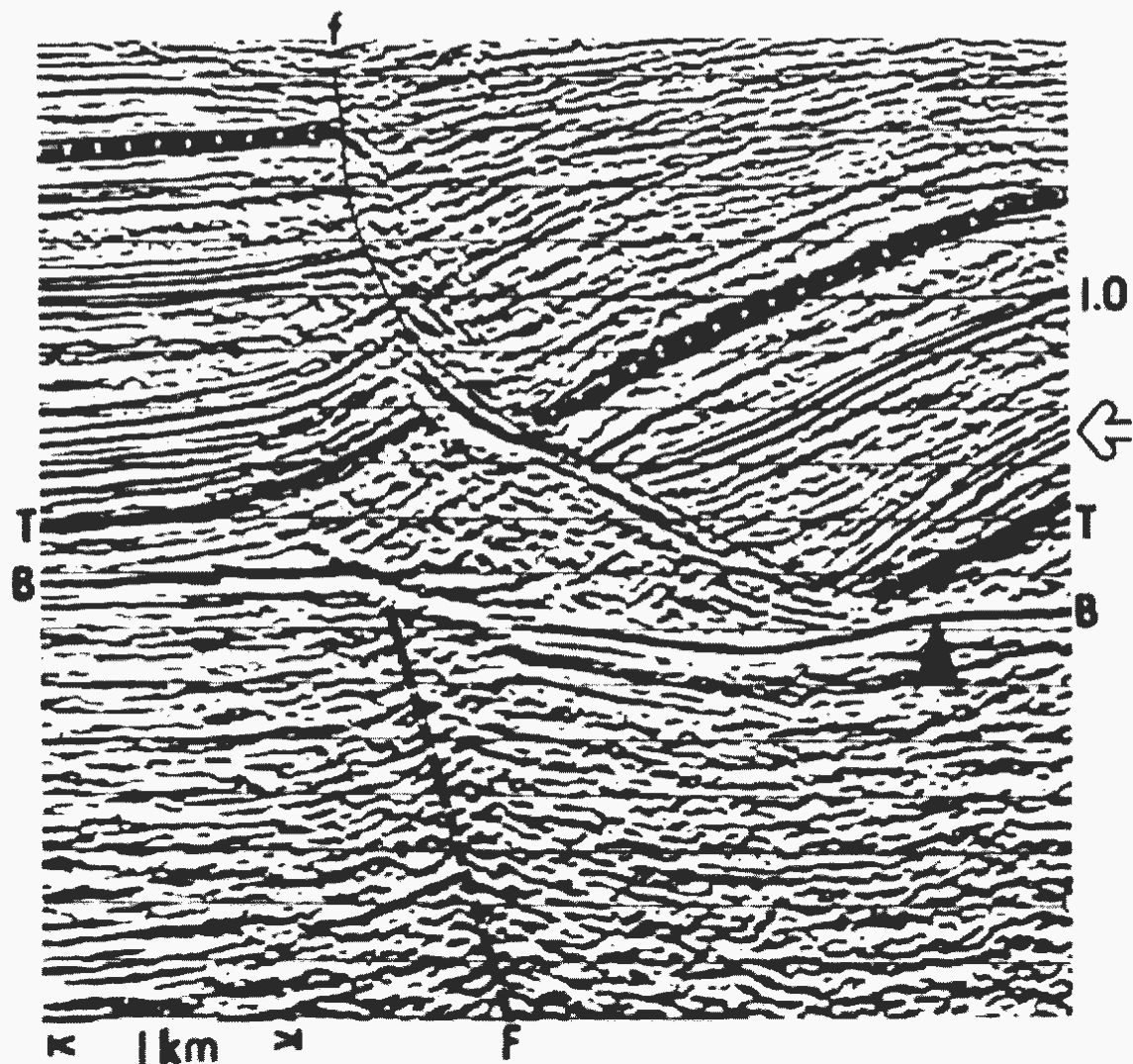
۸-۱-۱-۲-۵ گسل رشدی (Growth Fault)

این نوع گسل‌ها در محیط‌های رسوبی دلتایی، که رسوبگذاری سریع وجود دارد، و در حوضه‌های تبخیری، به وفور ایجاد می‌شوند. مقدار جابجایی گسل‌های رشدی به طرف پایین افزایش یافته و یک ضخیم‌شدگی در بلوک پایینی (downthrown block) دیده می‌شود. معمولاً گسل‌های رشدی با گسل‌های متقاطع (antithetic faults) و طاق‌دیس‌های غلطیده (roll-over anticline) همراه است. زاویه شیب این گسل‌ها به طرف پایین کاهش می‌یابد و آن‌ها به مرور در لایه‌های شیلی پر فشار با چگالی کم و یا تشکیلات نمکی محو می‌شوند. گسل‌های رشدی یا گسل‌های هم‌زمان با رسوبگذاری یکی از موارد مهم در اکتشافات هیدروکربنی است. یک طرح شماتیک از گسل رشدی که ممکن است در محیط دلتایی رخ دهد در شکل ۸-۲۹ نشان داده شده است. در این شکل انحنای لیستریک (listric) صفحه گسل رشدی دیده می‌شود (اصطلاح لیستریک به تقعر به سمت بالا اشاره دارد که در مقاطع عرضی وجود دارد). این صفحه اغلب در یک سطح تماس که ممکن است ناپیوستگی، لایه‌های تبخیری یا واحد شیلی متحرک باشد، ایجاد می‌شود. در یک حوضه نمکی، گسل رشدی

لیستریک در شکل ۸-۳۰ نشان داده شده است. پایین و بالای لایه نمکی با B و T مشخص شده است. گسل رشدی f از پایین نمک ایجاد شده است (فلش سیاه).



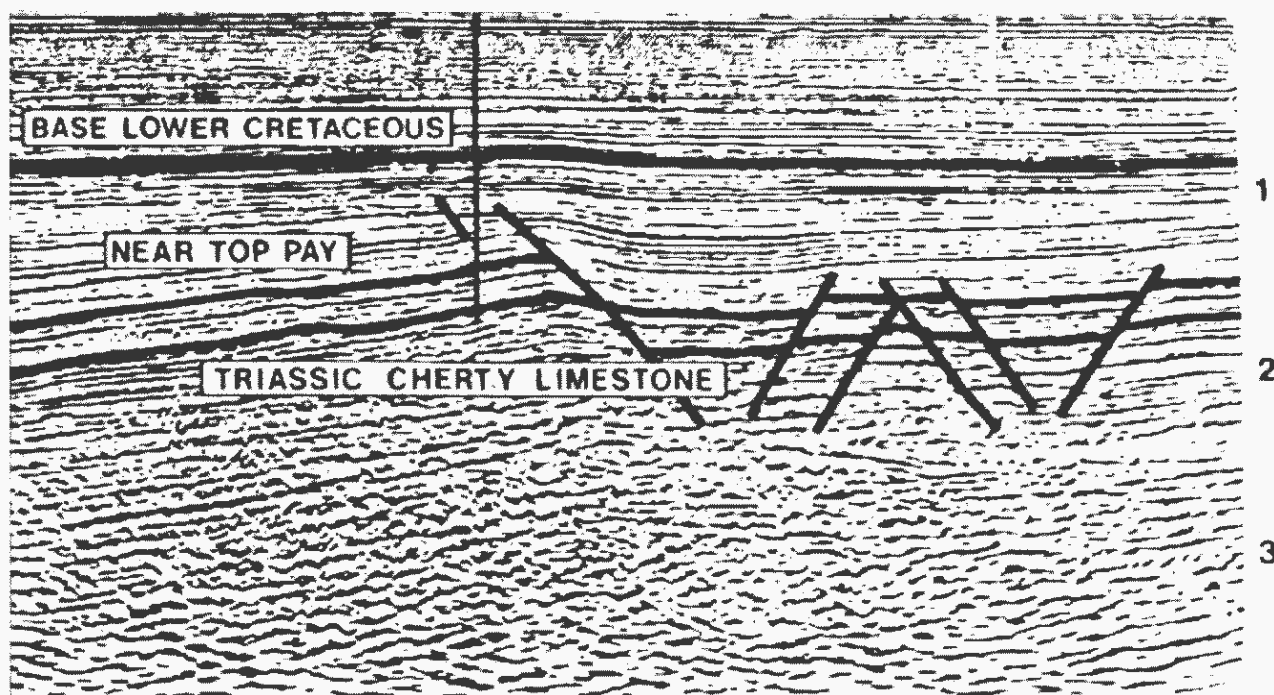
شکل ۸-۲۹ - شمایی از شکل هندسی و اصطلاحات یک گسل رشدی



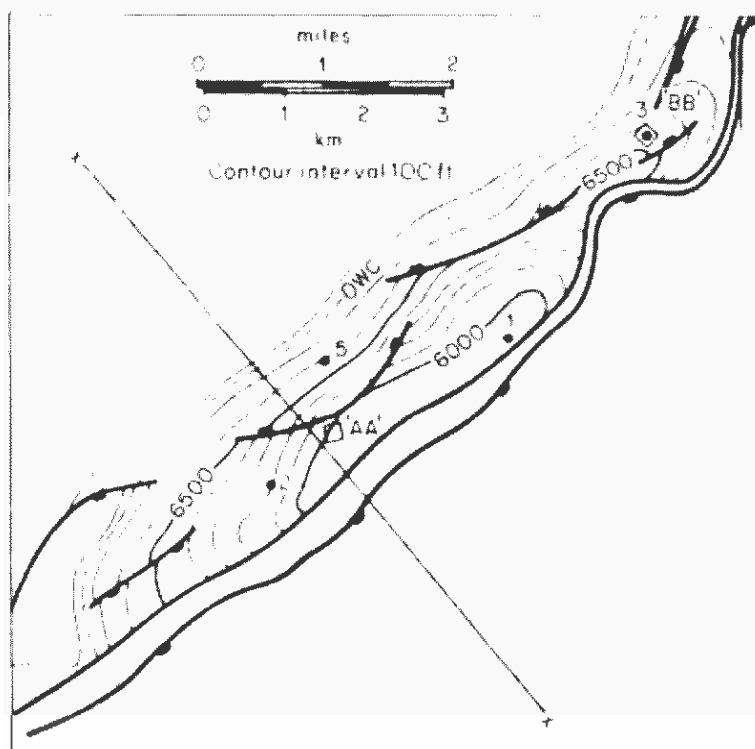
شکل ۸-۳۰ - مقطع لرزه‌ای از یک گسل رشدی لیستریک که در اثر جابجایی لایه نمکی BT حاصل شده است

مثال‌هایی از نفتگیرهای گسلی

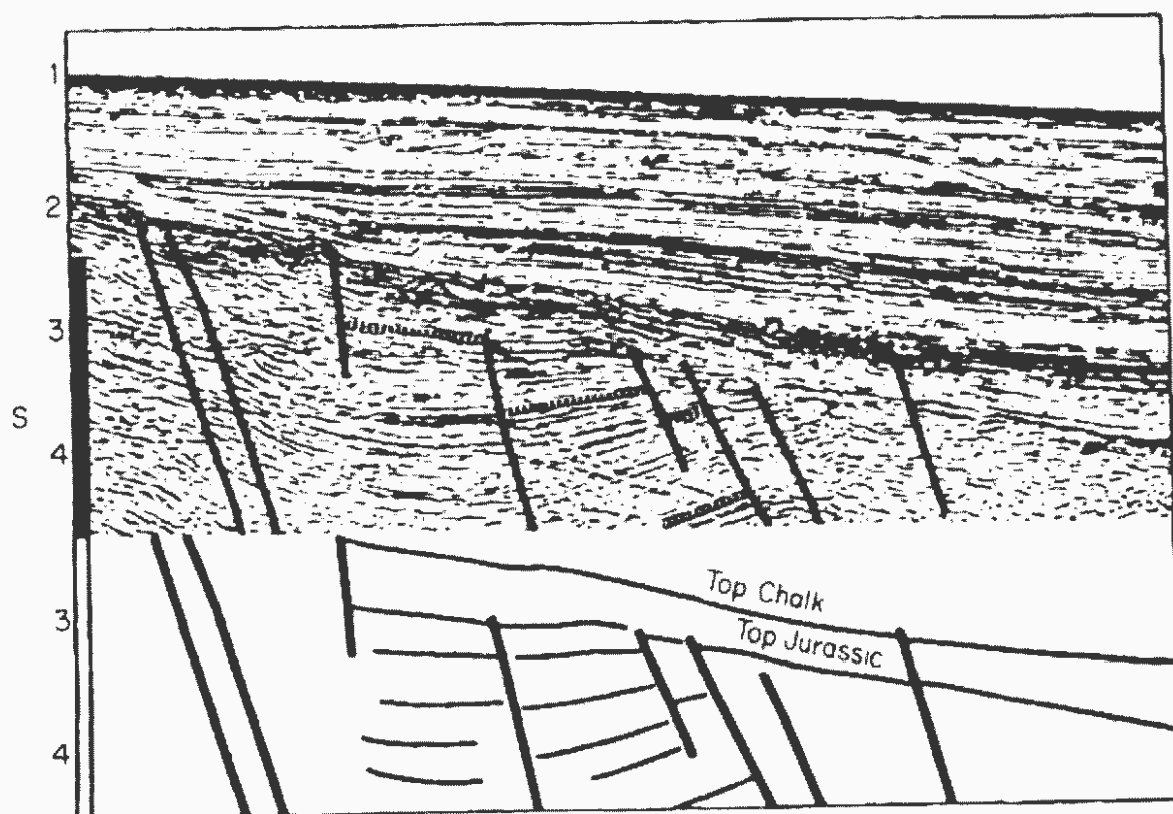
شکل ۸-۳۱ مقطع عرضی لرزه‌ای میدان نفتی Beatrice در دریای شمال است. مخزن شامل توالی شیلی ماسه‌سنگی رودخانه‌ای-دریایی به سن ژوراسیک است. نقشه کانتوری این میدان در شکل ۸-۳۲ نشان داده شده است. کلوزر کمی در لایه‌های قاعده کرتاسه زیرین دیده می‌شود. در طرف پایین (به سمت راست) چندین گسل هورست و گرابن دیده می‌شود. شکل ۸-۳۳، یک سری از گسل‌های نرمال حوضه Porcupine ساحل دریایی ایرلند را نشان می‌دهد که در رسوبات ژوراسیک این حوضه اثر کرده است.



شکل ۸-۳۱ - مقطع لرزه‌ای میدان نفتی Beatrice

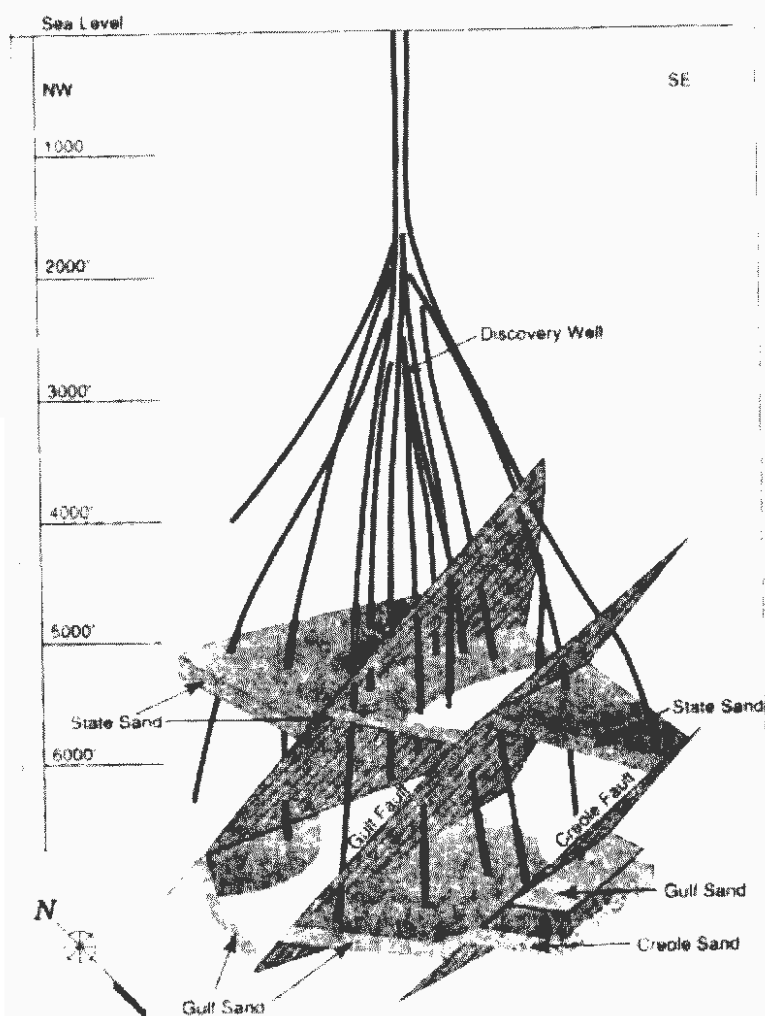


شکل ۸-۳۲ - نقشه کانتوری ساختمانی
میدان نفتی Beatrice در دریای شمال



شکل ۸-۳۳ - مقطع لرزه‌ای از گسل‌های نرمال حوضه Porcupine

شکل ۸-۳۴ نفتگیرهای گسلی را در چینه‌های ترشیری غرب حوضه Gulf Coast در میدان



نفتی Creole در نواحی دور از ساحل (offshore) لوئیزیانا نشان می‌دهد. در این میدان، همان‌طوری که در شکل دیده می‌شود، سه گسل اصلی لایه‌های مخزنی ماسه‌سنگی را بریده و آن‌ها را در مقابل لایه‌های شیلی قرار داده است. در این میدان چاه‌های متعددی از یک پلاتفرم وارد سنگ‌های مخزن شده است.

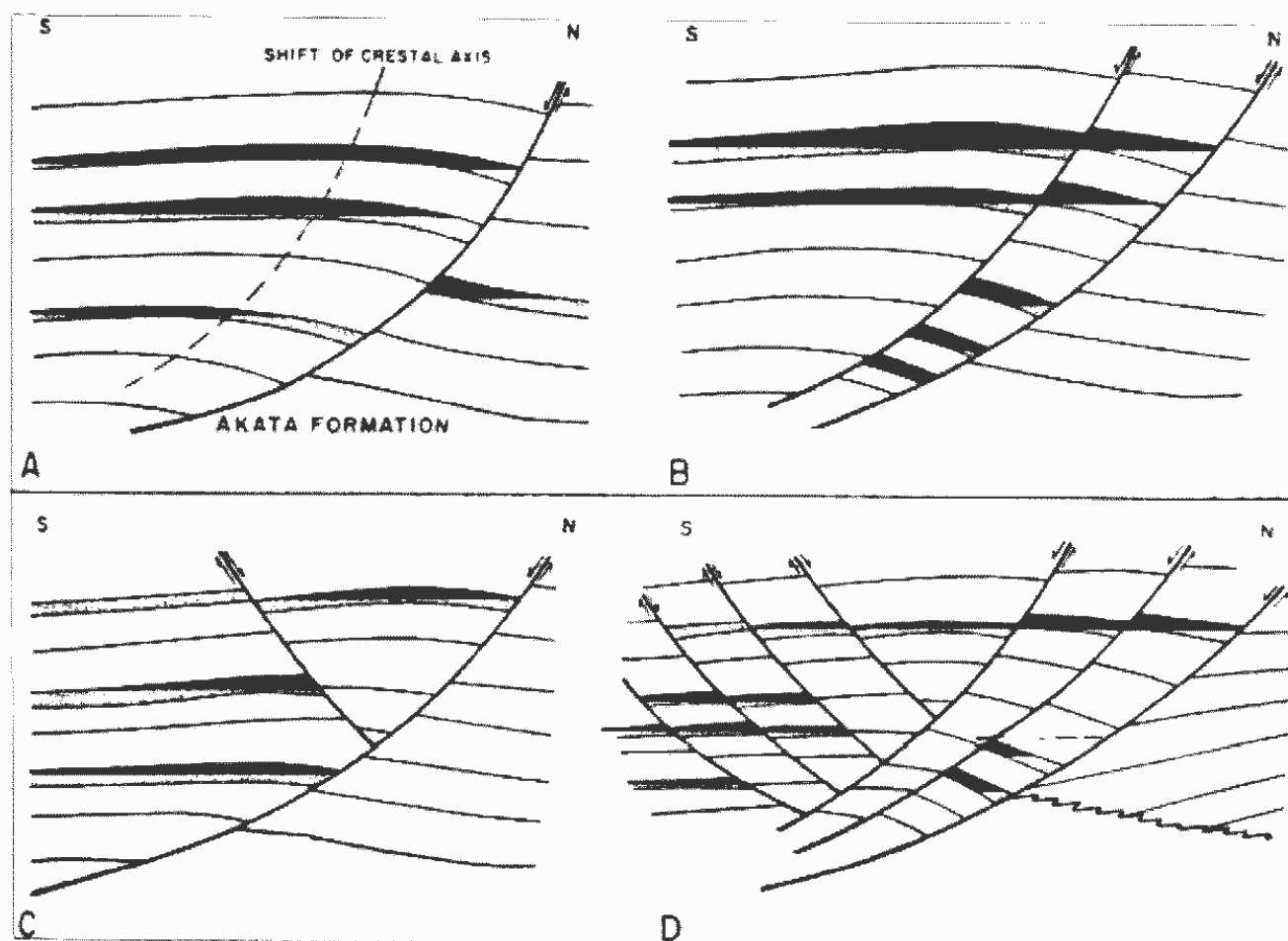
شکل ۸-۳۴ - نفتگیر گسلی در حوضه Gulf

Coast در میدان نفتی Creole لوئیزیانا

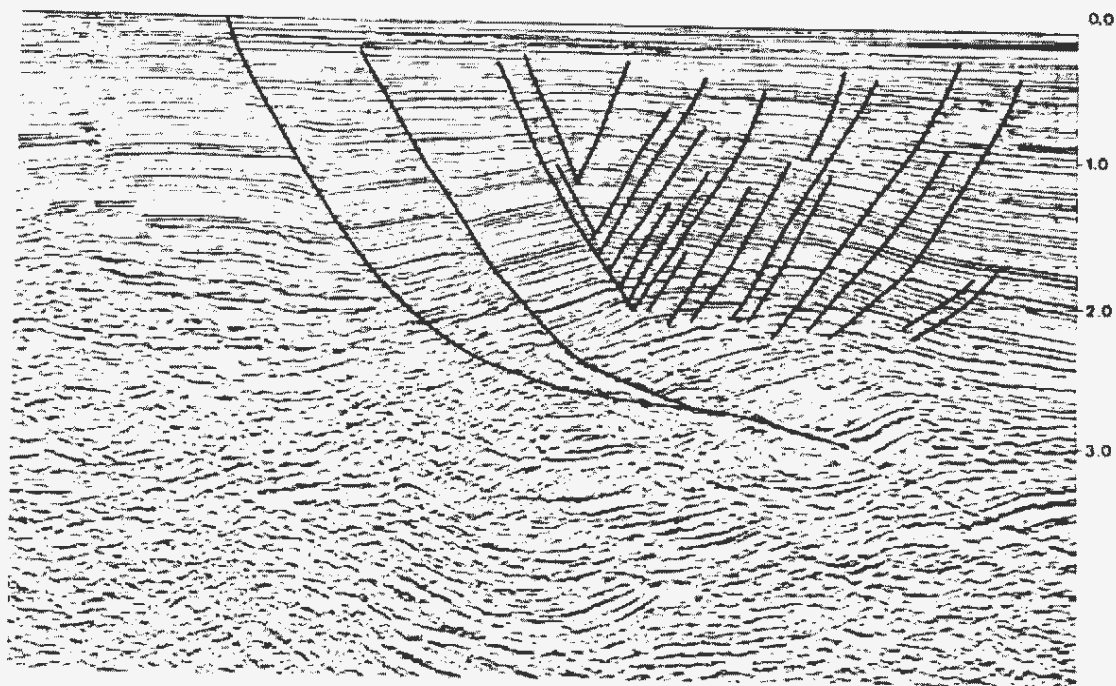
مثال‌هایی از نفتگیرهای گسل رشدی

گروه مهمی از نفتگیرهای گسلی در رابطه با گسل‌های رشدی (growth fault) می‌باشند. در طول ساحل خلیج تگزاس یکی از معروفترین گسل‌های رشدی بزرگ در طول زون گسلی Wixbird وجود دارد. این گسل‌های رشدی به طول ۵۰۰ کیلومتر در اطراف خلیج تگزاس گسترش دارند. ماکزیمم افزایش در ضخامت رسوبات در طول گسل در حدود ۱۵۰۰ متر در نزدیکی مرز مکزیک می‌باشد. یک سری طاق‌دیس‌های غلطیده در قسمت پایین گسل توسعه پیدا کرده است که چیزی حدود ۳ بیلیون بشکه نفت قابل بازیافت و ۲۰ تریلیون فوت مکعب گاز دارند.

هیدروکربن‌ها می‌توانند در موقعیت‌های متفاوت در گسل‌های رشدی به تله افتند. در شکل ۸-۳۵ که متعلق به مقطع عرضی رسوبات دلتای نیجر است، موقعیت‌های مختلف انباشته شدن نفت دیده می‌شود. شکل ۸-۳۶ یک مقطع لرزه‌ای از گسل‌های رشدی و متقاطع را در رسوبات ضخیم یک دلتا نشان می‌دهد.

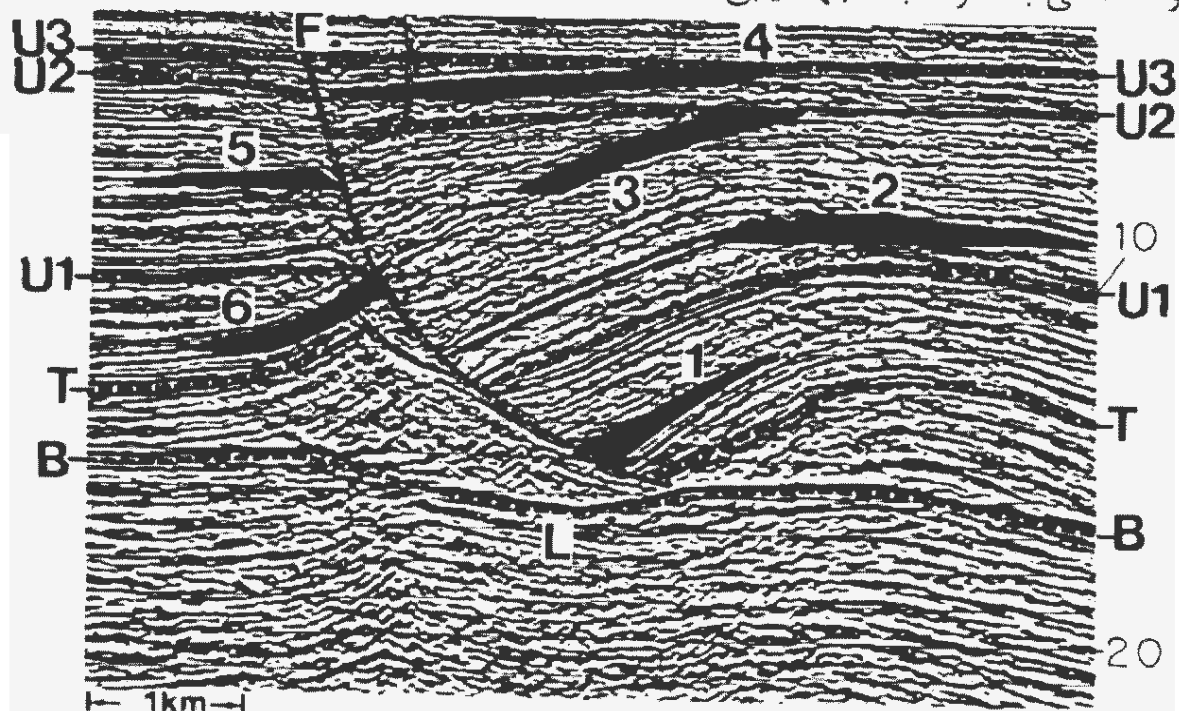


شکل ۸-۳۵ - انواع مختلف ساختمان‌های دلتای نیجر. (A) طاق‌دیس غلطیده با گسل رشدی ساده، (B) طاق‌دیس غلطیده با چندین گسل رشدی، (C) طاق‌دیس غلطیده با گسل رشدی و متقاطع، (D) گسل‌های رشدی و متقاطع متعدد



شکل ۸-۳۶ - مقطع لرزه‌ای از گسل‌های رشدی و متقاطع در رسوبات دلتایی

مثال لرزه‌ای شکل ۸-۳۷ انواع اصلی نفتگیرهای در ارتباط با گسل‌های رشدی را نشان می‌دهد که به صورت قسمت‌های سیاه از ۱ تا ۶ در مقطع دیده می‌شوند. نفتگیر نوع ۱، باریک شدگی گوه‌ای نفتگیر، وابسته به ضخیم شدگی به طرف گسل اصلی در یک ساختمان غلطیده می‌باشد، در صورتی که نوع ۲ نفتگیر طاق‌دیزی شکل است که می‌تواند در هر سطحی از زون قله‌ای ساختمان غلطیده توسعه یابد. نوع ۳ و ۴ نفتگیرهای قطع شده در ارتباط با دو ناپیوستگی اصلی هستند (U2, U3). نوع ۵ و ۶ نفتگیرهای گسلی دیواره پایینی هستند که تحت تأثیر بالا آمدن توده نمکی به طرف بالا جهت‌یابی شده‌اند.



شکل ۸-۳۷ - انواع اصلی نفتگیرهای در ارتباط با گسل‌های رشدی

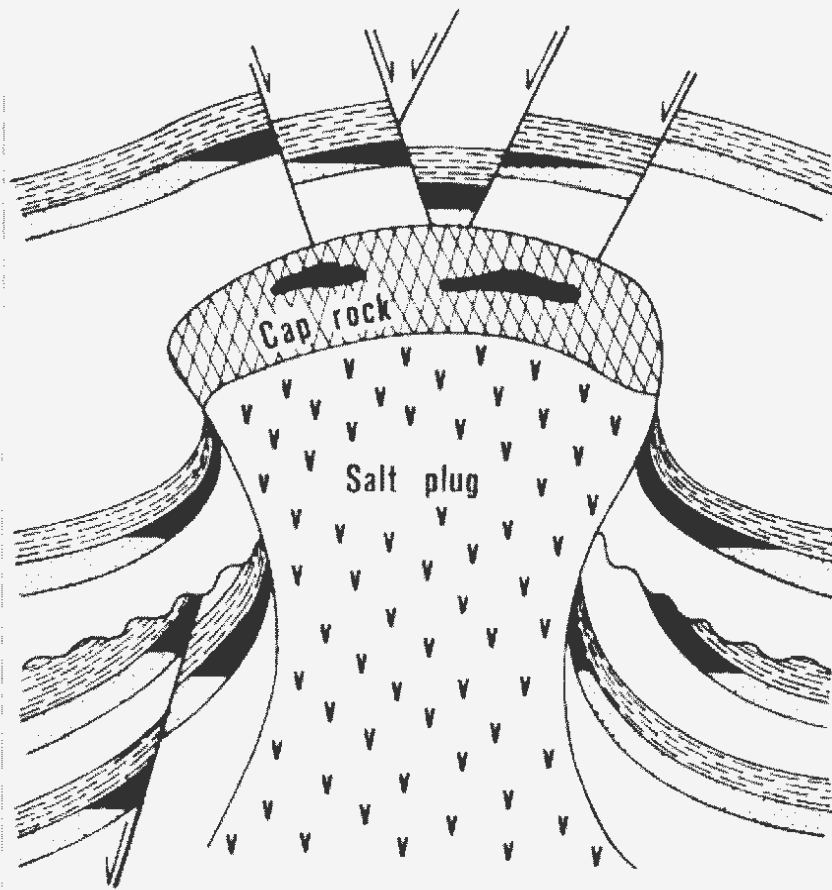
۸-۱-۲ دیاپیرها (Diapirs)

فرآیند دیاپیرسم از مکانیسم‌های مهم برای ایجاد انواع زیادی از نفتگیرهاست. دیاپیرها یا گنبدها از حرکت رو به بالای رسوبات کم چگال که عموماً نمک و یا رس‌های پر فشار (overpressured) هستند بوجود می‌آیند. نمک دارای چگالی حدود 2 gr/cm^3 می‌باشد. دیگر رسوبات تازه نهشته شده چگالی کمتری دارند. رسوبات بعد از دفن شدن فشرده شده و تخلخل آن‌ها کاهش و چگالی‌شان افزایش می‌یابد. با افزایش عمق دفن، به مرور چگالی رسوبات از نمک بیشتر می‌شود. این فرآیند، بسته به تعدادی از متغیرها، عموماً در اعماق ۸۰۰ تا ۱۲۰۰ متری صورت می‌گیرد و در این موقع است که نمک به طرف بالا جریان می‌یابد. با مشاهده گنبدهای نمکی دریای شمال به این نتیجه می‌رسیم که این حرکت ممکن است دلیل تکتونیکی داشته باشد. در حالت‌های دیگر هم حرکت و جابجایی نمک ظاهراً به طور اتفاقی صورت گرفته است و ربطی به نیروهای ساختمانی ندارد. حرکت نمک باعث ایجاد چندین ساختار برای انباشته شدن نفت می‌شود.

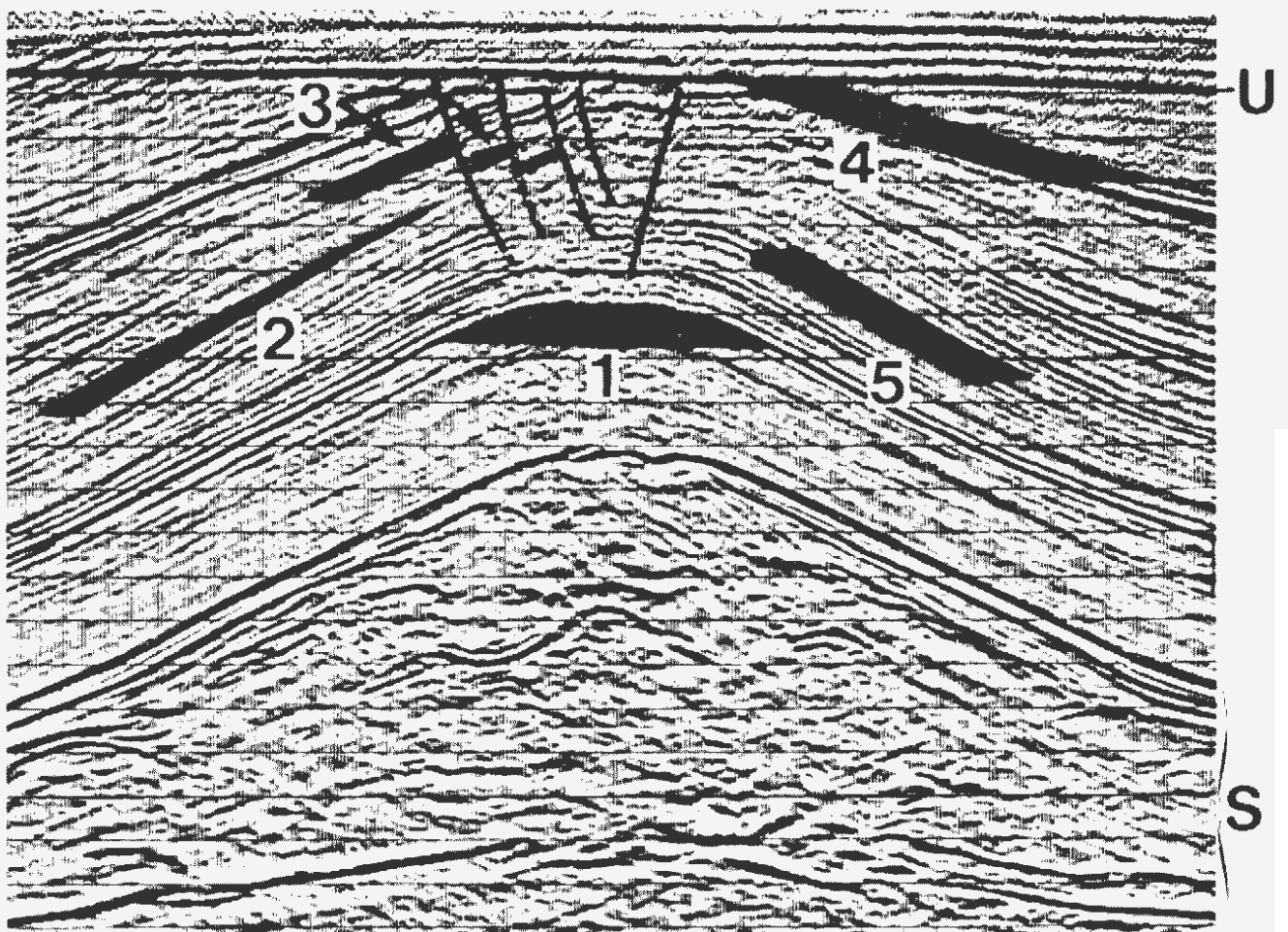
ساختمان‌های گنبدهای گلی هم ممکن است تولید نفتگیرهای هیدروکربنی کنند. گاهی اوقات دیاپیرهایی از رس‌ها، همانند گنبدهای نمکی، به طبقات جوان چگال‌تر نفوذ می‌کنند به‌طوریکه گاهی اوقات به صورت گلفشان (mud volcano) به سطح زمین هم می‌رسند. در رسوبات ضخیم حوضه خزر و نیز در ناحیه مکران گلفشان به وفور مشاهده شده است.

۸-۱-۲-۱ نفتگیرهای در ارتباط با گنبد نمکی

ساختمان‌هایی که به وسیله حرکت نمک ایجاد می‌شوند، پتانسیل زیادی برای تشکیل نفتگیرها را دارند. نفت به طرق مختلفی روی گنبدها و یا مجاور آن‌ها به تله می‌افتد (شکل ۸-۳۸). این تله می‌تواند یک نفتگیر طاق‌دیسی ساده و یا گنبدی بر روی گنبد نمکی باشد و یا می‌تواند به صورت نفتگیرهایی که ناشی از قطع شدن لایه توسط توده نمکی است، نفتگیرهای ناشی از تغییر رخساره، و غیره باشد. شکل ۸-۳۹ پنج نفتگیر معمولی (شماره‌های ۱ تا ۵) را در رابطه با ساختمان‌های نمکی گنبدی (گنبد کم ارتفاع وسیع) به رنگ سیاه در یک مقطع لرزه‌ای نشان می‌دهد.



شکل ۸-۳۸ - انواع نفتگیرهای همراه با یک دیابیر نمکی

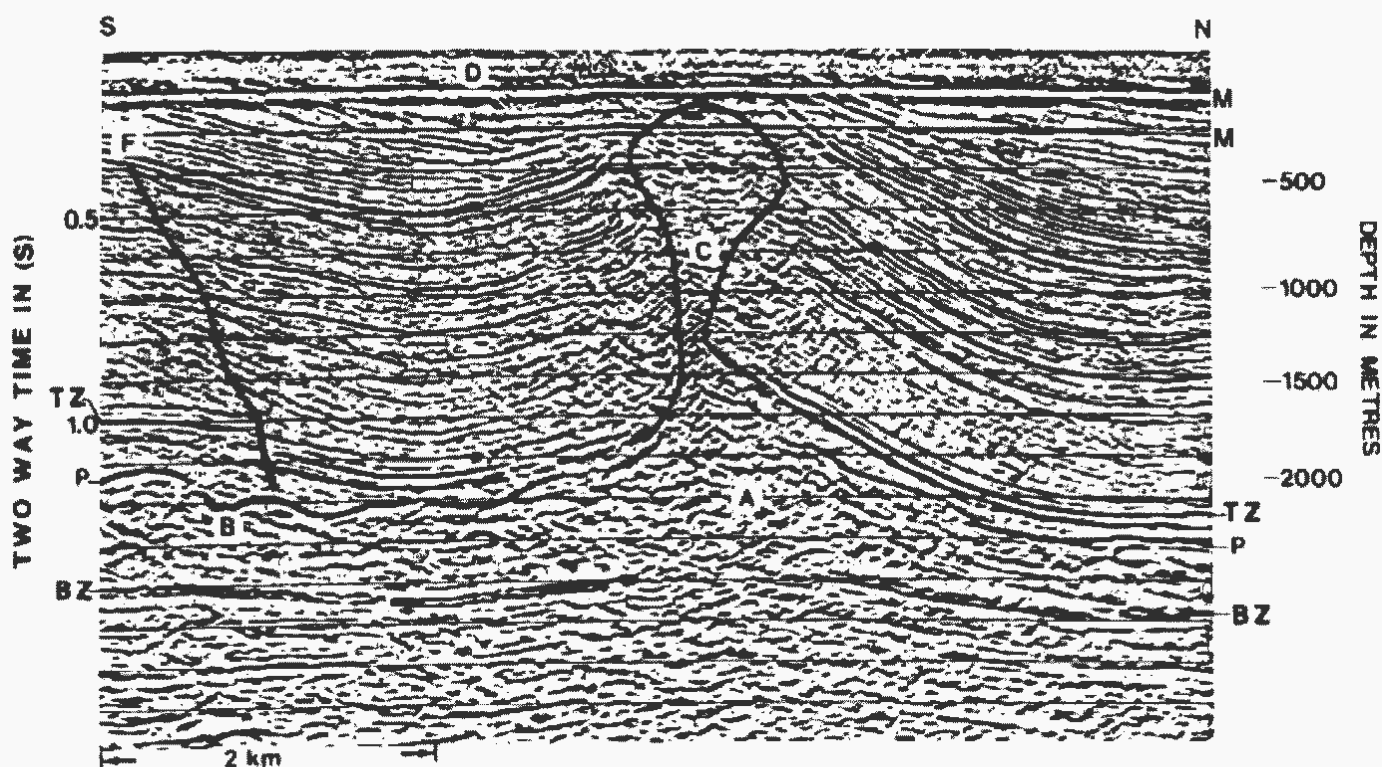


شکل ۸-۳۹ - موقعیت احتمالی نفتگیرهای با همراه گنبد نمکی در یک مقطع لرزه‌ای

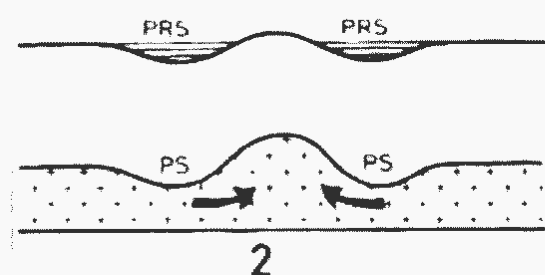
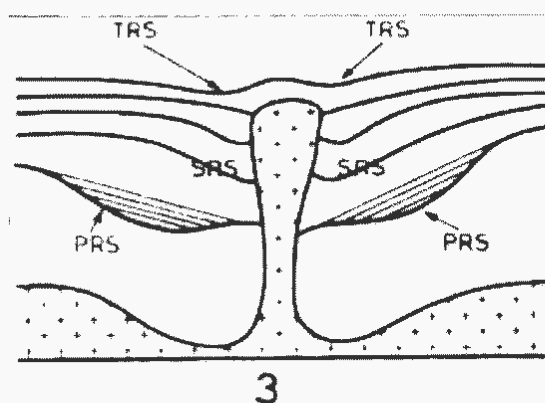
در شکل ۸-۳۹ نفتگیر نوع ۱ ساده‌ترین مدل است که نتیجه بالا آمدن لایه‌ها به وسیله لایه نمکی (S) شکل می‌گیرد. نفتگیر نوع ۲، یک لایه مخزنی نازک‌شونده به طرف بالای شیب، در روی یال چین است که نتیجه تغییر رخساره به طرف بالا است، با این فرض که این لایه به وسیله پوش‌سنگ احاطه شده است. نفتگیر نوع ۳ یک سری نفتگیر در ارتباط با گسل‌هایی است که بعداً روی قله طاقدیس، در رابطه با تنش کششی به وسیله بالا آمدن نمک، تولید شده است. نفتگیر نوع ۴ یک نفتگیر قطع شده زیر ناپیوستگی (U) است. واحد رسوبی بعد از ناپیوستگی باید ناتراوا باشد یا به عبارتی فشار مویینگی آن به اندازه کافی زیاد باشد تا از فرار هیدروکربن جلوگیری کند. نفتگیر نوع ۵ یک نفتگیر چینه‌ای است که برای مثال در ارتباط با کم شدن تخلخل به طرف بالا است و در اثر حرکت نمک به سمت بالا شیب پیدا کرده است.

۸-۱-۲-۲ دیاپیرسم و حرکت نمک بعد از گنبدی شدن

بالا آمدن محلی نمک که به صورت اشکال گنبدی آغاز می‌شود، ممکن است به طرف بالا تا نفوذ نمک در لایه فوقانی ادامه یابد و نهایتاً در سطح زمین ظاهر شود. چنین اشکالی به صورت دیاپیرنمکی یا ساختمان‌های نفوذی شناخته شده‌اند. در شکل ۸-۴۰ مقطع لرزه‌ای از یک دیاپیرنمکی (C) نشان داده شده است. دیاپیر از یک لایه نمکی (A) که بین افق‌های BZ و TZ قرار دارد، توسعه یافته است. فرونشست مشخصی در دو طرف دیاپیر دیده می‌شود که به دلیل جریان نمک BZ-TZ از هر دو طرف به داخل دیاپیر است. در سمت چپ تصویر، فرونشست به علت عقب‌نشینی نمک به داخل دیاپیر باعث ایجاد یک گسل نرمال (F) شده است. شکل ۸-۴۱ مراحل ساده شده حرکت نمک را نشان می‌دهد. دیاکرام ۱، یک بالا آمدگی اولیه لایه نمک را نشان می‌دهد که با بعضی دلایل غیر مشخص، رخ داده است. دیاکرام ۲ توسعه گنبد نمکی را با جریان جانبی نمک به داخل گنبد نشان می‌دهد که منجر به فرونشست جانبی (PS) شده است. سرانجام تغییرات لایه‌های بالای نمک، منجر به ایجاد ناودیس‌های حاشیه‌ای اولیه (primary rim syncline, PRS) در سطح رسوبگذاری می‌شود. در دیاکرام ۳، گنبد نمکی یک دیاپیر شده است که در داخل لایه‌های دیگر نفوذ کرده است. با شکل‌گیری دیاپیر، سرعت جریان نمک به داخل آن افزایش می‌یابد که سبب فرونشست سریع در بالا و ایجاد ناودیس حاشیه‌ای ثانویه (secondary rim syncline, SRS) می‌شود و سریعاً با رسوباتی که ضخامت‌شان به طرف دیاپیر زیاد است، پر می‌شود. توجه شود که در مقایسه، رسوبات PRS، به طرف دیاپیر، نازک می‌شوند.



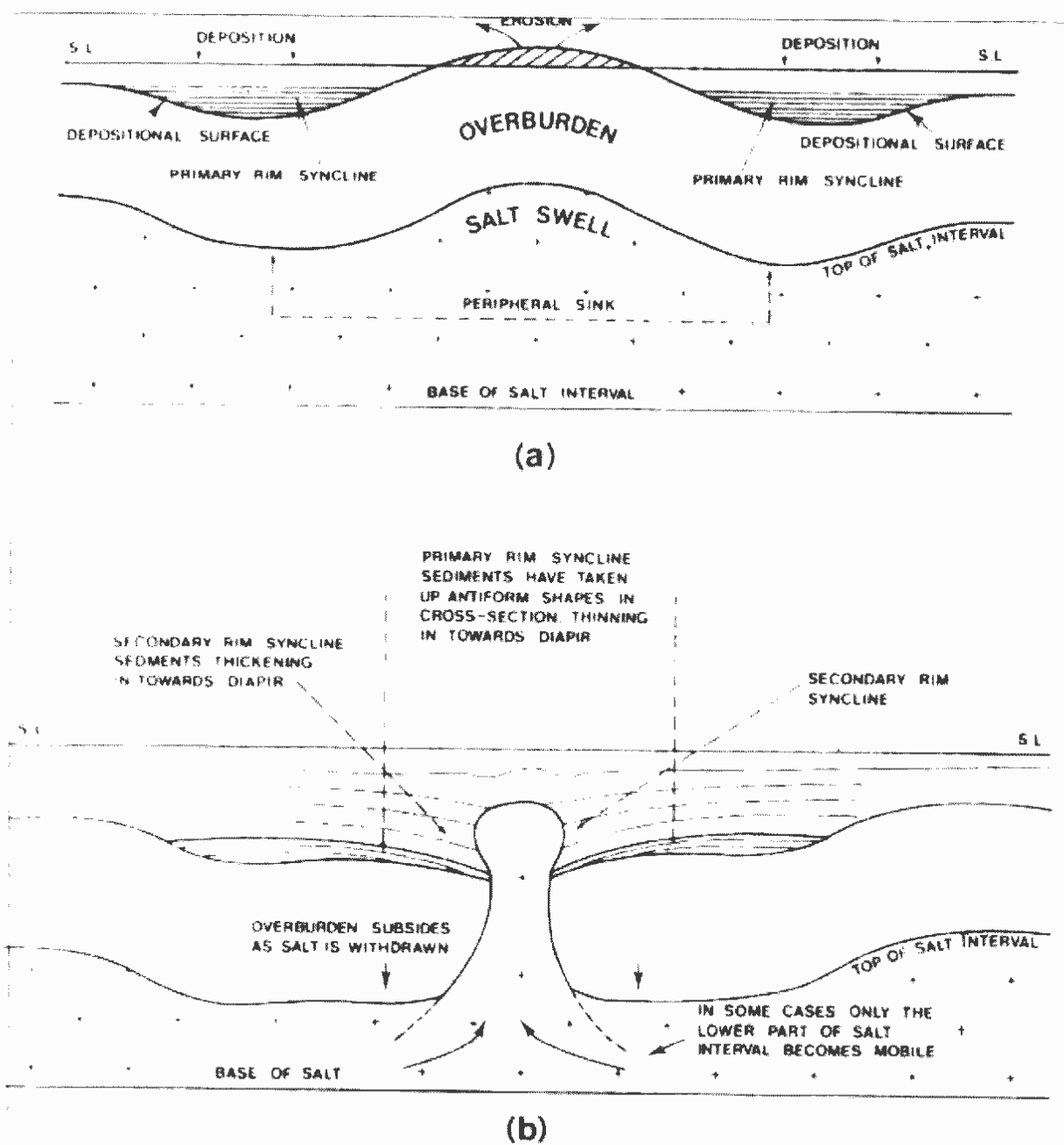
شکل ۸-۴۰ - مقطع لرزه‌ای از یک دیابیرنمکی



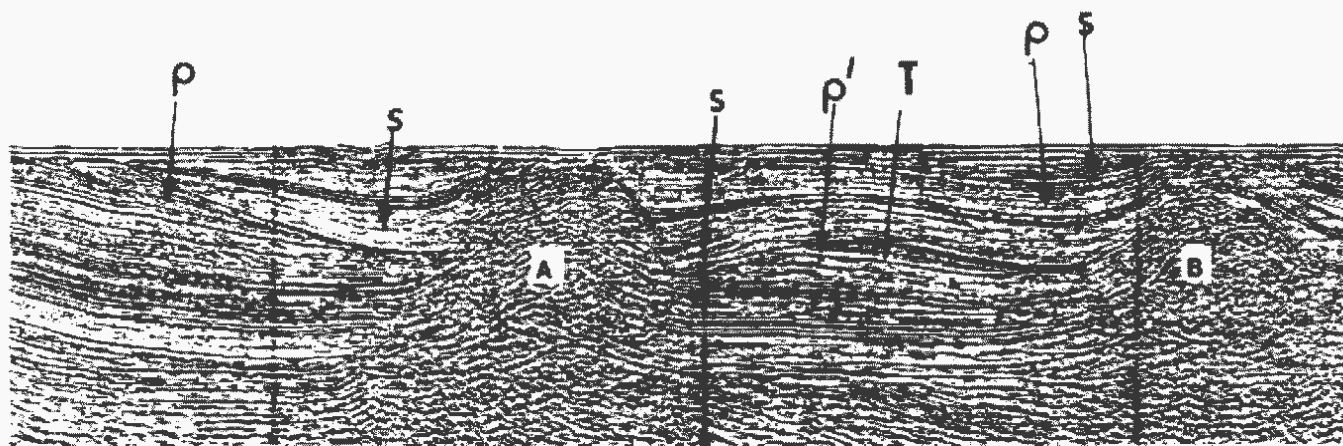
رسوبات ناودیس حاشیه‌ای اولیه از نظر اکتشافی اهداف با ارزشی هستند چرا که غالباً محتوی واحدهای لیتولوژیکی دانه درشت هستند که ممکن است تخلخل اولیه خوبی داشته باشند. در طرح موجود در شکل ۸-۴۱ پیشنهاد شده که فرونشست همراه با توسعه SRS ممکن است سبب شود که تقریباً نیمی از رسوبات PRS به طرف دیابیر کج شود و در واقع ممکن است منجر به معکوس‌شدگی ساختمان نیمی از رسوبات PRS نزدیکتر به دیابیر شود.

شکل ۸-۴۱ - مراحل تشکیل یک دیابیر

شکل ۸-۴۲ نیز یک طرح ساده شده از نوع فرآیندهای ساختمانی پیش‌بینی شده در طی دیاپیرسم را نشان می‌دهد. طرح (a)، توسعه گنبد نمکی اولیه و نهشته شدن PRS، و طرح (b) تکامل ناودیس حاشیه‌ای ثانویه را در طول مرحله نفوذ با فرونشست سریع را نشان می‌دهد که منجر به معکوس‌شدگی ساختمان نیمی از PRS در نزدیکی دیاپیر می‌شود. در طول فرونشست مربوط به نهشته‌های SRS، معکوس‌شدگی PRS سبب ایجاد شکل‌های طاق‌دیسی به صورت ساختمان‌های لاک‌پشتی (turtle structures) می‌شود که می‌توانند نفتگیرهای مهمی باشند. شکل ۸-۴۳ موقعیت واقعی رسوبات ناودیس حاشیه‌ای اولیه و ثانویه و یک ساختمان نیمه‌لاک‌پشتی نامتقارن دیده می‌شود.



شکل ۸-۴۲ - یک طرح ساده شده از نوع فرآیندهای ساختمانی در طی دیاپیرسم

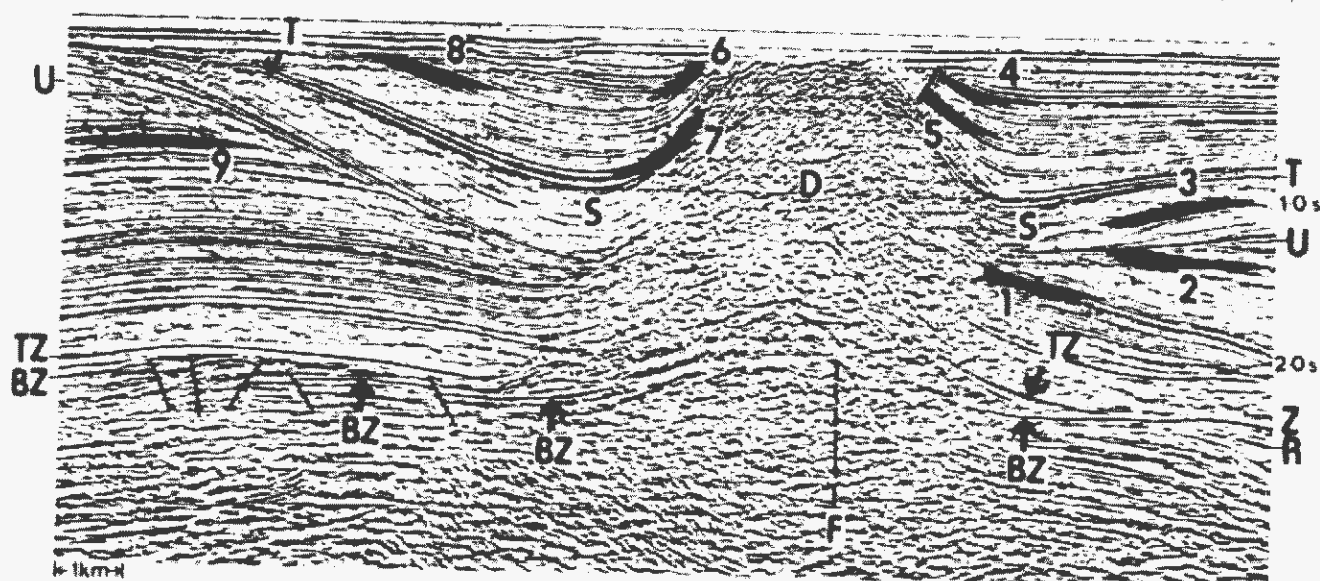


شکل ۸-۴۳ - مقطع لرزه‌ای که دو دیاپیر نمکی (A,B) با ساختمان نیمه لاک‌پشتی نامتقارن بین آن‌ها را نشان می‌دهد. عدم تقارن به دلیل این است که دیاپیر B دیرتر از A گسترش یافته است. P=ناودیس حاشیه‌ای اولیه و S=ناودیس حاشیه‌ای ثانویه

۸-۱-۲-۳ انواع نفتگیرهای در ارتباط با دیاپیر نمک

در شکل ۸-۴۴، یک مقطع لرزه‌ای از یک دیاپیر نمکی (D) نشان داده شده است. انواع نفتگیرهای متداول همراه با دیاپیر نمکی از ۱ تا ۹ با رنگ سیاه نشان داده شده است. لایه نمکی Zechstein (TZ-BZ) کاملاً در اثر تزریق نمک به داخل دیاپیر نازک شده و باقیمانده اینتروال Zechstein شامل واحدهای رخساره دریایی انیدریت و کربناته (Z) است. زیر Zechstein اصلی، ماسه‌های Rotliegendes (پرمین) (R)، در شمال و در انتهای مقطع قطع شده اند. یک ناپیوستگی اصلی (سیمرین پسین) در U وجود دارد و لایه‌های ترشیری زیادی در T دیده می‌شود. S فرورفتگی عمیق مربوط به ناودیس حاشیه‌ای ثانویه (SRS) است. چینه‌های ناودیس حاشیه‌ای اولیه (PRS) زیر U در دو انتهای مقطع دیده می‌شوند. نفتگیر ۱، یک نفتگیر قطع شده در شیب است که به وسیله حرکت اولیه واحدهای هم‌شیب در یال دیاپیر نمکی یا با ناپیوستگی U ایجاد شده است. پتانسیل چنین نفتگیرهایی در شمال و جنوب دیاپیر وجود دارند. نفتگیر ۲ می‌تواند در واحدهای هم شکل یا واحدهای PRS اصلی قطع شده با ناپیوستگی U ایجاد شود. نفتگیر ۳ یک اینتروال SRS در حاشیه شیب بالایی است. نفتگیر ۴، در واحدهای کم عمق در SRS به وسیله نفوذ بیشتر دیاپیر تشکیل شده است، که شکل یک نفتگیر حاشیه‌ای در بالای شیب می‌باشد. نفتگیر نوع ۵، در واحدهای کم عمق در SRS به وسیله نفوذ بیشتر دیاپیر تشکیل شده و به وسیله گسل شعاعی تولید شده در اثر بالا آمدن دیاپیر قطع شده است. نفتگیر نوع ۶، در واحدهای کم عمق در SRS به وسیله نفوذ بیشتر دیاپیر تشکیل شده که یا به وسیله یک ناپیوستگی کم عمق یا انتشار نمک کم عمق مشرف به قله دیاپیر، قطع شده است. نفتگیر نوع ۷، در واحدهای SRS تشکیل شده و به وسیله یال دیاپیر قطع شده است. نفتگیر نوع ۸، در واحدهای SRS تشکیل شده و در بالا به وسیله ناپیوستگی کم عمقی

قطع شده است. نفتگیر نوع ۹، در رسوبات PRS در یک ساختمان برگشته به شکل نیم‌لاک‌پشتی تشکیل شده است.



شکل ۸-۴۴ - انواع نفتگیرهای متداول در یک مقطع لرزه‌ای از یک دیپایر نمکی (D)

۸-۱-۳ نفتگیرهای چین‌های (Stratigraphic Traps)

شکل‌گیری نفتگیرهای چین‌های، مدیون تغییرات لیتولوژیکی است. تغییر در لیتولوژی یا در طی رسوبگذاری صورت می‌گیرد، مانند تغییر رخساره در رسوبات کانال‌های رودخانه‌ای و یا ریف‌ها و یا ناشی از تغییرات بعد از رسوبگذاری است، نظیر فرسایش رسوبات و یا تغییرات دیاژنزی آن‌ها. تعیین موقعیت نفتگیرهای چین‌های به مراتب مشکل‌تر از نفتگیرهای ساختمانی است چرا که این نوع نفتگیرها به راحتی به وسیله مطالعات لرزه‌ای آشکار نمی‌شوند و همچنین فرآیندهایی که در تشکیل آن‌ها دخالت دارند عموماً خیلی پیچیده هستند.

با توجه به تقسیم‌بندی ریتن‌هاوس (Writtenhouse) نفتگیرهای چین‌های را می‌توان در

دو دسته اصلی قرار داد:

◀ نفتگیرهایی که ارتباطی به سطوح ناپیوستگی ندارند

◀ نفتگیرهایی که همراه ناپیوستگی‌ها می‌باشند.

۸-۱-۳-۱ نفتگیرهای چین‌های بدون ارتباط با ناپیوستگی‌ها

در اینجا ابتدا به شرح نفتگیرهایی پرداخته می‌شود که داخل توالی‌های معمولی هم‌شیب (conformable) قرار گرفته‌اند. این نوع نفتگیرها خود نیز به دو دسته تقسیم می‌شوند:

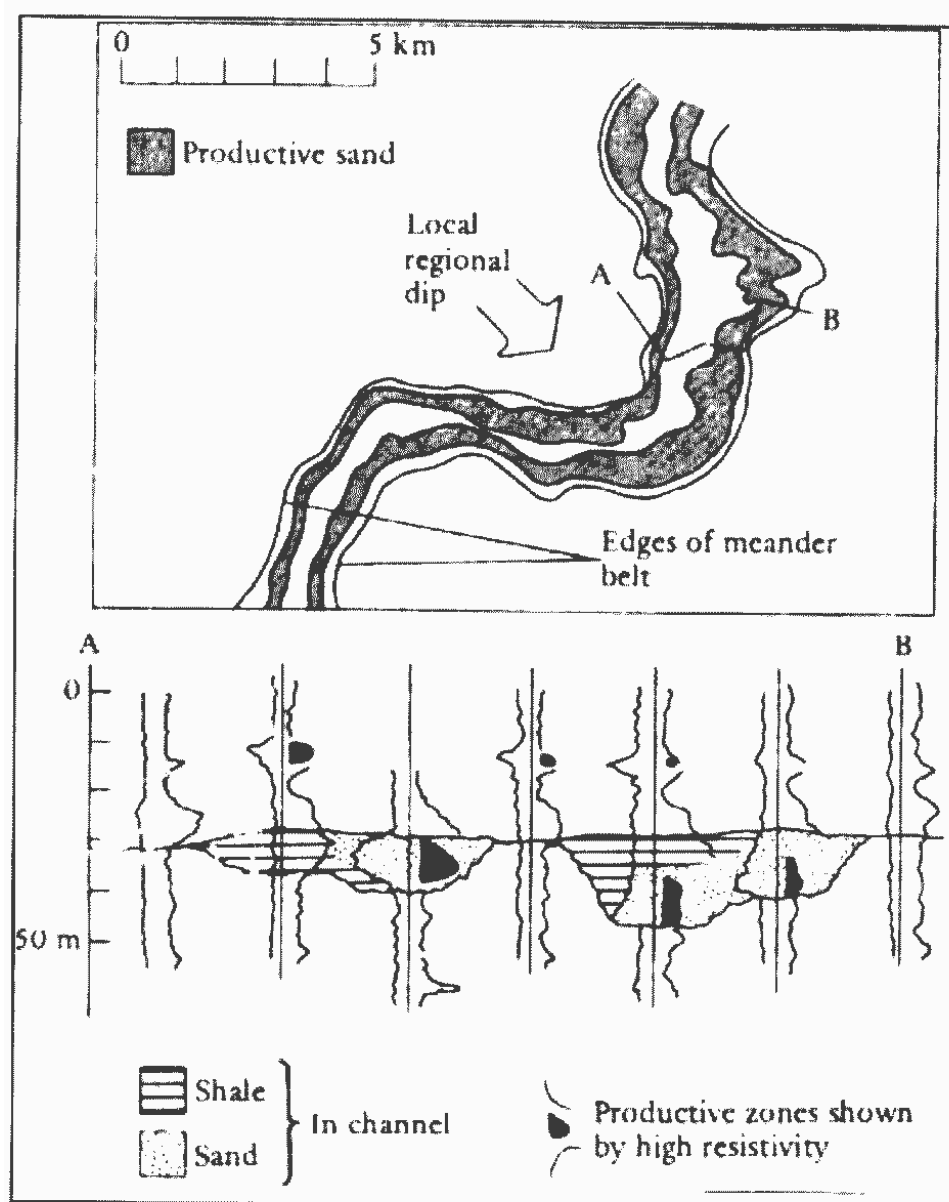
□ آنهایی که ناشی از فرآیندهای رسوبگذاری هستند و

□ آنهایی که در اثر فرآیندهای دیاژنزی شکل گرفته‌اند.

۸-۱-۳-۱ نفتگیرهای تغییر رخساره‌ای یا رسوبی (Depositional Traps)

این نوع نفتگیرها در رسوباتی که به سرعت و سهولت تغییر رخساره می‌دهند، نظیر کانال‌ها (channels)، سدها (bars) و ریف‌ها (reefs) ایجاد می‌شوند. نفتگیر بسیاری از میدان‌های نفتی و گازی حاصل از تغییر رخساره رسوبات کانالی نظیر کانال‌های رودخانه‌ای، دلتایی و حتی کانال‌های عمیق دریایی است.

مثال‌های بسیار خوبی از نفتگیرهای چین‌های کانالی در حوضه‌های کرتاسه، در طول کناره شرقی کوه‌های راکی واقع شده است. در میدان نفتی Glenrock جنوبی واقع در وایومینگ، نفت هم در پشته‌های سدی (barrier bar) و هم در کانال‌های رودخانه‌ای (fluvial channels) به تله افتاده است. این کانال حدود ۱۵۰۰ متر طول دارد و ماکزیم ضخامت آن هم به ۱۵ متر می‌رسد. در روی نقشه، مآندر بودن این کانال به وضوح مشخص است (شکل ۸-۴۵ بالا). مقطع عرضی تهیه شده از این میدان نشان می‌دهد که فقط قسمتی از کانال به وسیله ماسه پر شده و



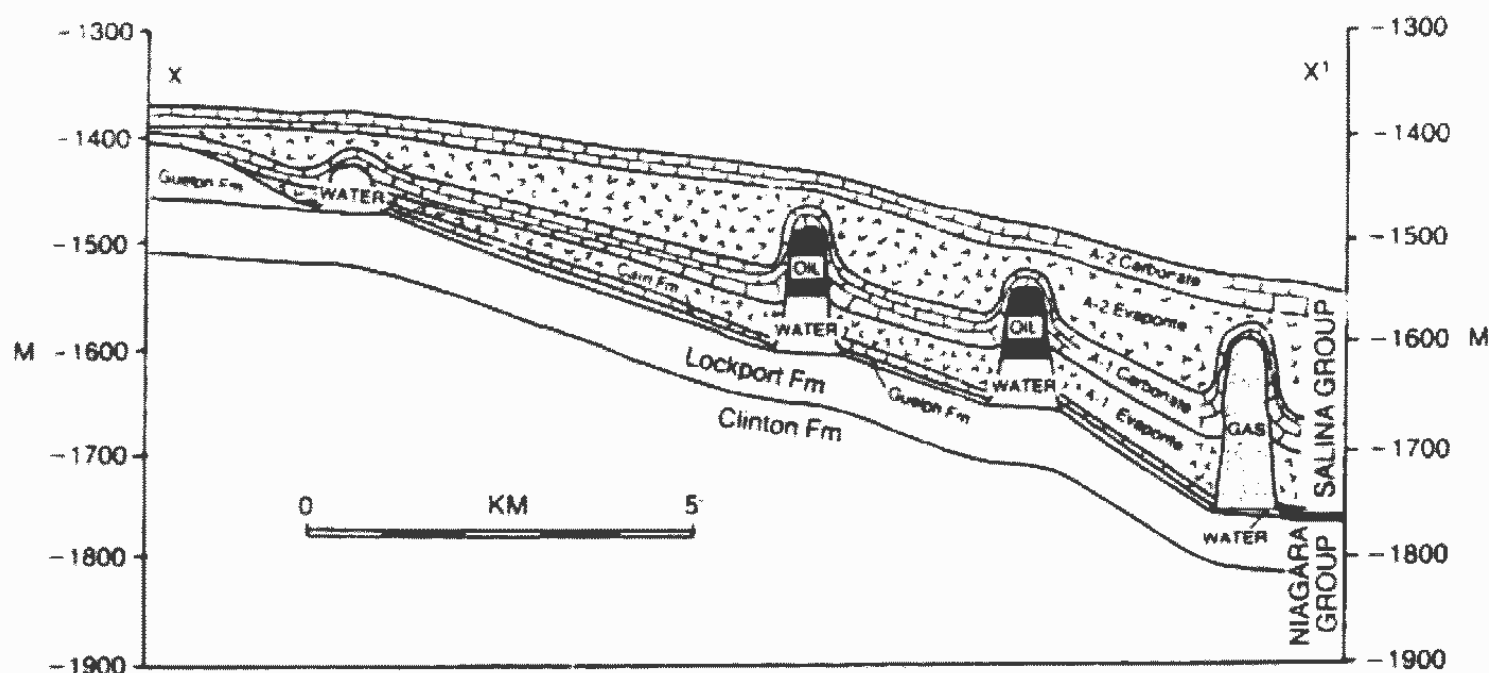
بقیه توسط رس پوشیده شده است (شکل ۸-۴۵ پایین). همان‌طوری که در شکل دیده می‌شود، منحنی‌های SP بدست آمده از لاگ‌های چاه، توالی‌هایی به سمت بالاریز شونده پوینت بارها را نشان می‌دهد که در واقع بیانگر سیستم رسوبی کانال‌های مآندری است.

شکل ۸-۴۵ - نقشه هم ضخامت (بالا) و تطابق نمودارهای SP رسوبات کانال‌های مآندری در میدان نفتی Glenrock جنوبی در وایومینگ

میدان نفتی South Glenrock دو نکته مهم در مورد نفتگیرهای چینهای کانالی را نشان می‌دهد، یکی محدودیت وسعت و ضخامت آن‌ها که مبین این است که این مخزن‌ها نمی‌توانند ذخیره عظیمی داشته باشند و دوم اینکه فقط قسمتی از کانال که به وسیله ماسه پر شده به عنوان مخزن عمل می‌کند و بقیه کانال که به وسیله رس پر شده است نمی‌تواند مخزن باشد.

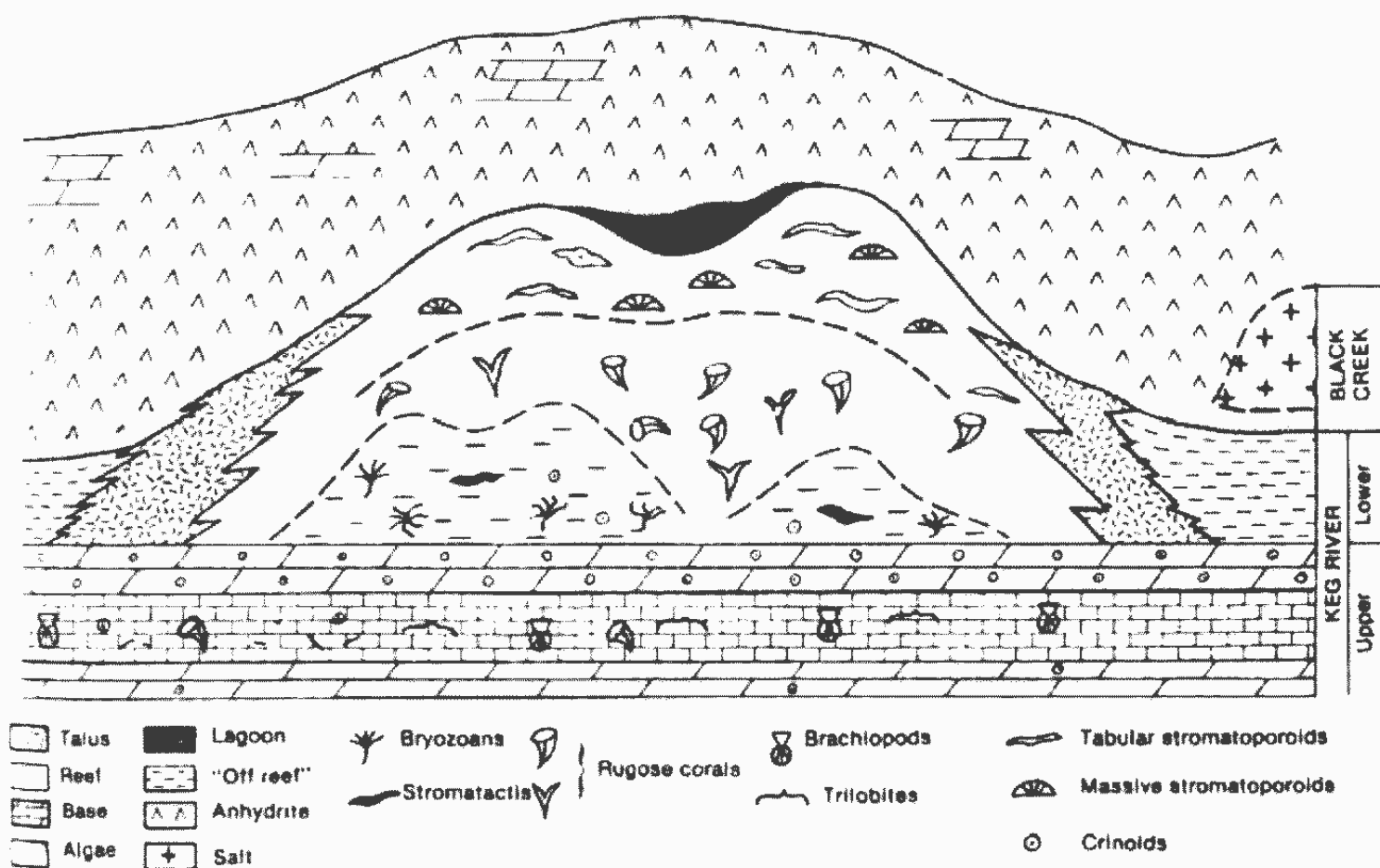
دومین نوع نفتگیرهای رسوبی، نفتگیرهای پشته‌های سدی (barrier bar) هستند. پشته‌های سدی ماسه‌ای دریایی اغلب مخازن بسیار خوبی را تشکیل می‌دهند. این بدین دلیل است که رسوبات پشته‌های سدی تمیز (بدون رس) با جورشدگی خوب (well-sorted) می‌باشند. از به هم پیوستن پشته‌های سدی ماسه‌ای ممکن است مخازن بزرگی بوجود آید که نفت به صورت چینهای یا ساختمانی در درون آن‌ها به تله افتد. گاهی اوقات رسوبات پشته‌های سدی، به صورت مجزا و منفرد ممکن است به وسیله شیل‌های دریایی و یا لاگونی احاطه شوند. این حالت باعث ایجاد نفتگیرهای چینهای بندکشی (shoestring stratigraphic traps) شده که به موازات خط ساحلی قدیمی امتداد می‌یابند. میدان Bisti مکزیکو، یک نمونه کلاسیک از پشته‌های سدی ماسه‌ای است. این میدان در حدود ۶۵ کیلومتر طول و ۷ کیلومتر عرض دارد و رسوبات پشته‌های سدی، ضخامتی بالغ بر ۱۵ متر دارند که به وسیله شیل‌های دریایی احاطه شده‌اند. لاگ SP در این رسوبات درشت شدن ذرات به سمت بالا (coarsening upward) را نشان می‌دهد که از ویژگی ساختاری پشته‌های سدی می‌باشد.

نوع سوم نفتگیرهای چینهای رسوبی، ریف‌ها یا ساختمان‌های کربناته (carbonate buildups) هستند که دارای یک اسکلت محکم با تخلخل اولیه بالا هستند. کلمه ریف، یک دامنه وسیعی از اشکال، لیتولوژی و فیزیوگرافی محلی را در بر می‌گیرد. این می‌تواند برای توصیف ساختمان‌های بیوژنیک با مورفولوژی محدود (بیوهرم) یا ساختمان‌های چینهای بین‌لایه‌ای با سنگ‌های دیگر (بیواستروم) استفاده شود. ریف‌ها به صورت گنبدی و یا سدهای طویل رشد کرده و یکی از مهم‌ترین انواع نفتگیرهای چینهای به شمار می‌روند. ریف‌ها اغلب به شیل‌های دریایی غنی از مواد ارگانیکی که ممکن است نقش سنگ منشأ را داشته باشند تغییر رخساره می‌دهند و معمولاً می‌توانند به وسیله تبخیری‌ها پوشیده شوند. در کل، تمامی شرایط یک سیستم نفتی، سنگ منشأ، مخزن، پوش سنگ و نفتگیر، برای ریف‌ها مهیا است و به همین خاطر ریف‌ها همیشه از اهمیت فوق‌العاده‌ای در کارهای اکتشافی برخوردار بوده‌اند. شکل ۸-۴۶ ریف‌های نیاگارا در حوضه میشیگان را نشان می‌دهد که حاوی نفت و گاز می‌باشند.



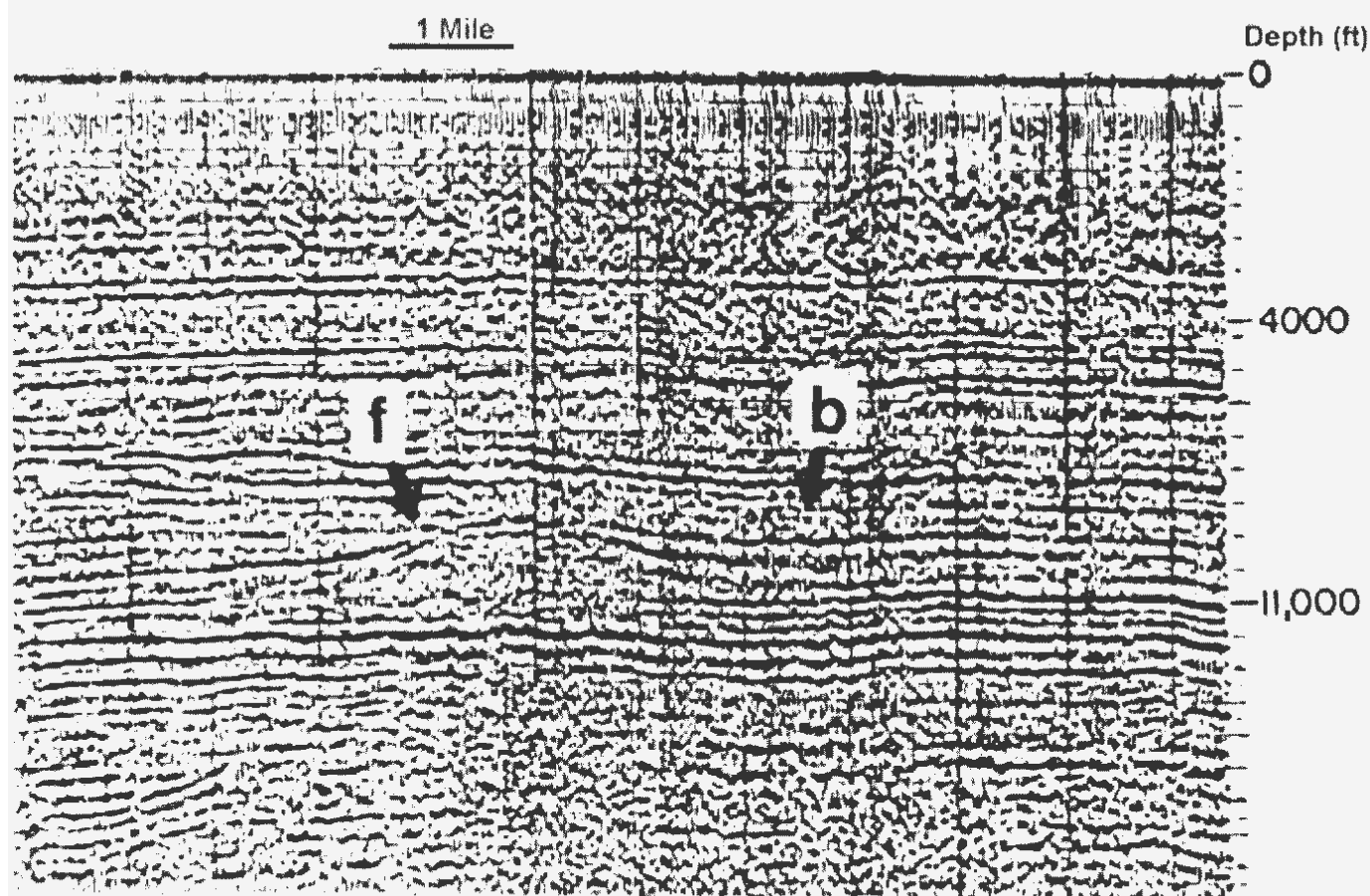
شکل ۸-۴۶ - ریف‌های نیاگارا در حوضه میشیگان

در البرتای کانادا ریف Rainbow در حوضه Black Creek به سن دونین، نمونه دیگر بسیار خوبی از نفتگیرهای ریفی است (شکل ۸-۴۷). بیش از ۷۰ ریف مستقل که هر کدام شامل مقادیر متفاوتی از نفت و گاز هستند در منطقه‌ای به وسعت ۵۰ در ۳۵ کیلومتر کشف شده است. مجموع ذخایر این ریف‌ها بیش از ۱/۵ بیلیون بشکه نفت درجا (oil in place) و حدود یک تریلیون فوت مکعب گاز تخمین زده می‌شود. هر ریف از لحاظ اندازه تا حدود ۱۵ کیلومتر مربع بوده و ارتفاع آن به ۲۵۰ متر هم می‌رسد. در پایان رشد ریف‌ها، رسوبات تبخیری، حوضه را فرا می‌گیرند. این تبخیری‌ها به طور کامل ریف‌ها را پوشانده و بدین وسیله میدان مناسبی را برای به تله انداختن هیدروکربن‌ها فراهم می‌کنند. در این میدان بعضی از ریف‌ها مملو از ذخایر نفتی و گازی هستند در حالی که برخی دیگر دارای ستون گاز و نفت کمی هستند که در بالای قله ریف متمرکز شده است. تخلخل و تراوایی ریف‌ها با یکدیگر و حتی در یک ریف مستقل، کاملاً متفاوت است. این تفاوت‌ها، که در ساختارهای ریفی - زمیت دارد، به دلیل تغییرات رخساره سنگی و عملکرد متفاوت عوامل دیاژنزی در آنهاست.

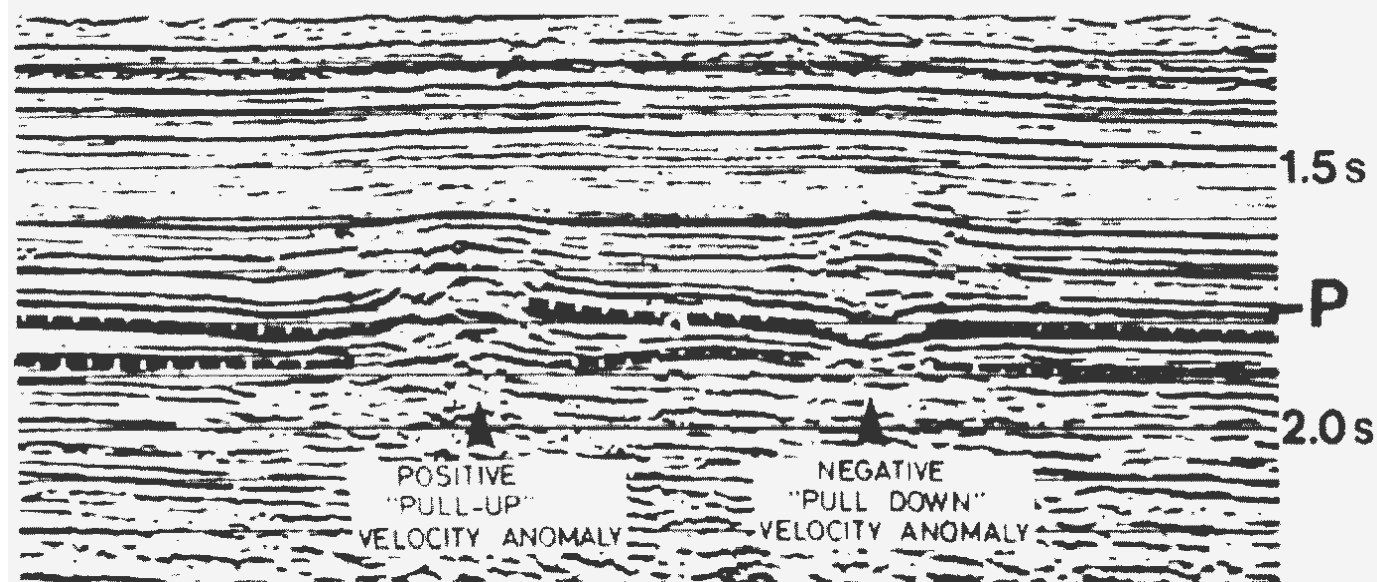


شکل ۸-۴۷ - مقطع لیتواستراتیگرافی ریف Rainbow در غرب کانادا

در شکل ۸-۴۸ یک مثال حقیقی از یک ریف دریایی کم عمق با خصوصیات ذکر شده‌اش، دیده می‌شود. f قسمت جلوی ریف می‌باشد، پشت ریف در طرف شرق ریف صاف‌تر بوده و شیب ملایم‌تری دارد. در شکل ۸-۴۹ دو ساختمان کربناتی محدود، یکی به صورت آنومالی سرعت لرزه‌ای به طرف بالا (pull-up) و دیگر آنومالی به سمت پایین (pull-down) دیده می‌شود. این اشکال مربوط به دو ریف کوچک تقریبی در سطح افقی P، مقطع می‌باشد. در طرف چپ، یک آنومالی مثبت به طرف بالا و در طرف راست یک اثر آنومالی منفی به سمت پایین در مقطع دیده می‌شود. از روی سطح چین‌های یکسان و محدود آن‌ها به نظر می‌رسد که هر دو ریف از یک نوع و تقریباً هم‌اندازه هستند. به طور واضح، به نظر می‌رسد که در شکل طرف راست، تخلخل ثانوی به طور کافی توسعه یافته که سبب پایین افتادگی شدید شده است، در حالی که در ریف طرف چپ چنین حالتی وجود ندارد. ساختمان طرف راست باید از نظر کیفیت مخزنی مناسب باشد.

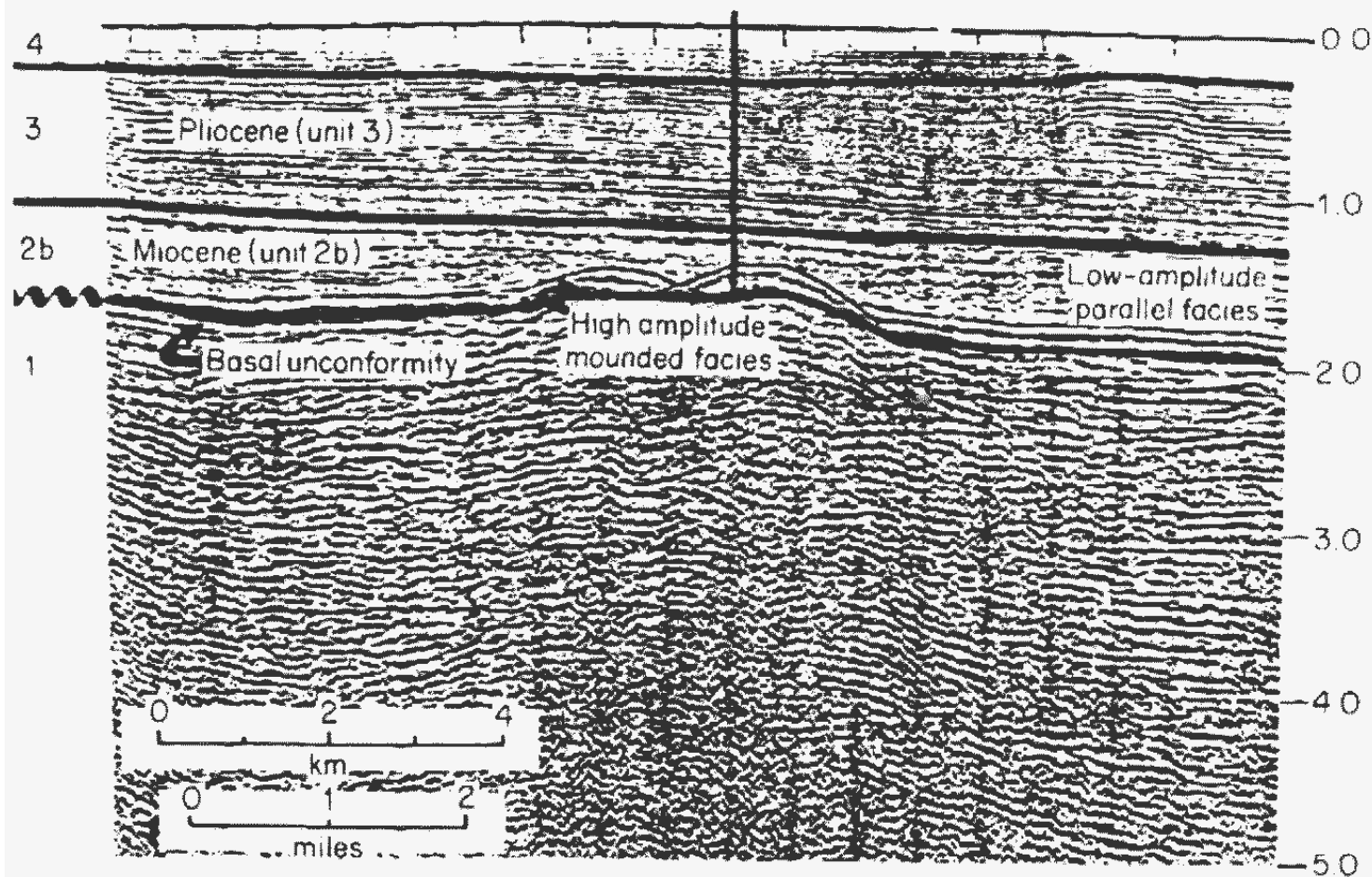


شکل ۸-۴۸ - مقطع لرزه‌ای از یک ریف حاشیه فلات (shelf margin reef)
f = قسمت جلوی ریف، b = قسمت پشت ریف،



شکل ۸-۴۹ - مقطع لرزه‌ای از دو ریف مجاور

در شکل ۸-۵۰ یک مقطع لرزه‌ای از منطقه فلات داخلی دیده می‌شود، با سکانس‌های رسوبی با شماره‌های 1، 2b، 3 و 4 که مربوط به نئوژن پایینی، میوسن میانی تا بالایی هستند (میوسن پایینی در اینجا وجود ندارد که مربوط به فرسایش است، دیسکانفورمیتی اصلی در شکل نشان داده شده است). چاه حفاری شده (خط عمودی) به ریف آهکی میوسن میانی رسیده است.

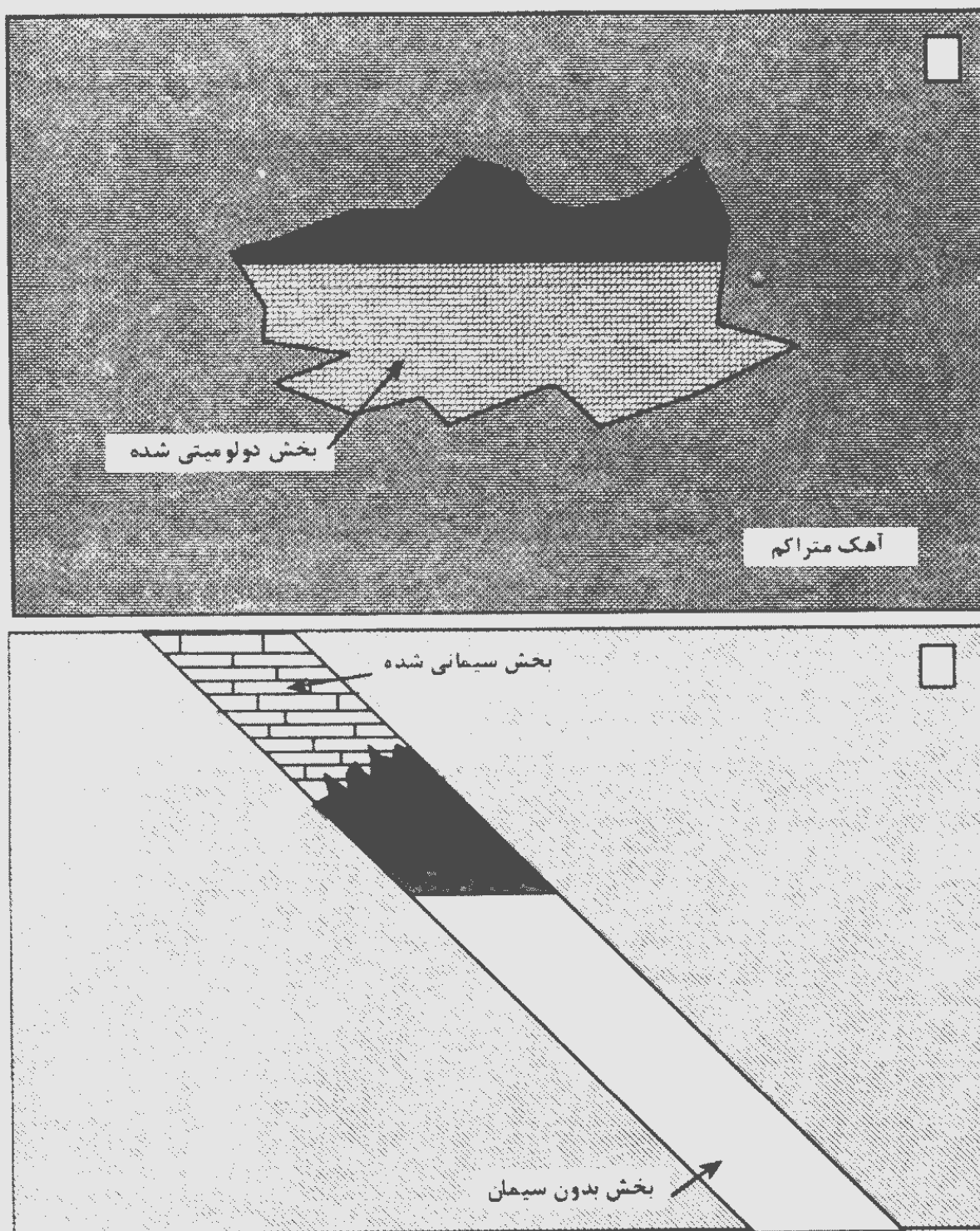


شکل ۸-۵۰ - مقطع لرزه‌ای از حوضه غرب سوماترا

۸-۱-۳-۱-۲ نفتگیرهای دیاژنزی (Diagenetic Traps)

نفتگیرهای دیاژنزی از طریق ایجاد تخلخل ثانویه در سنگ‌هایی شکل می‌گیرند که سنگ مخزن به شمار نمی‌آیند. تخلخل توسط فرآیندهایی نظیر جانشینی، انحلال یا شکستگی به وجود می‌آید. سنگ‌های سخت غیرقابل نفوذ در واقع نقش پوش سنگ را برای این نفتگیرها دارند. تغییرات تخلخل را نمی‌توان به راحتی به وسیله داده‌های لرزه‌ای مشاهده کرد، اگر چه امروزه تکنیک‌های عملی با روش‌های نمایش رنگی، نظیر تبدیل اطلاعات لرزه‌ای به تخلخل (inversion)، می‌توانند به طور موثری برای ظاهر کردن آن، استفاده شوند.

در شکل ۸-۵۱ یک تله دیاژنزی که از طریق جانشینی و سیمانی شدن شکل گرفته، مشاهده می‌شود. دولومیتی شدن سنگ‌های آهکی باعث ایجاد تخلخل ثانوی بین بلوری شده است. در شکل ۸-۵۱ B سیمانی شدن ماسه‌سنگ‌های متخلخل نیز تله‌ای را برای انباشت‌های هیدروکربنی بوجود آورده است.



شکل ۸-۵۱ - نفتگیرهای دیاژنزی که در اثر دولومیتی شدن (A) و سیمانی شدن (B) حاصل شده اند

شکستگی باعث ایجاد تخلخل ثانویه در هر سنگ شکننده‌ای مانند سنگ‌های کربناته، ماسه‌سنگ‌ها، شیل، سنگ‌های آذرین و دگرگونی می‌شود. در روند Spraberry تگزاس یک سری تله‌های دیاژنزی با ذخیره نفتی حدود یک بیلیون بشکه در میدانی به وسعت ۲۴۰ در ۸۰ کیلومتر وجود دارد. در این میدان حدود ۳۰۰ متر شیل، سیلتستون و سنگ‌های کربناته مستحکم و شکننده به سن پرمین میانی تولید نفت می‌کنند که ارتباط ضعیفی با نفتگیرهای ساختمانی دارد. این تولید از نواحی شکسته شده صورت می‌گیرد.

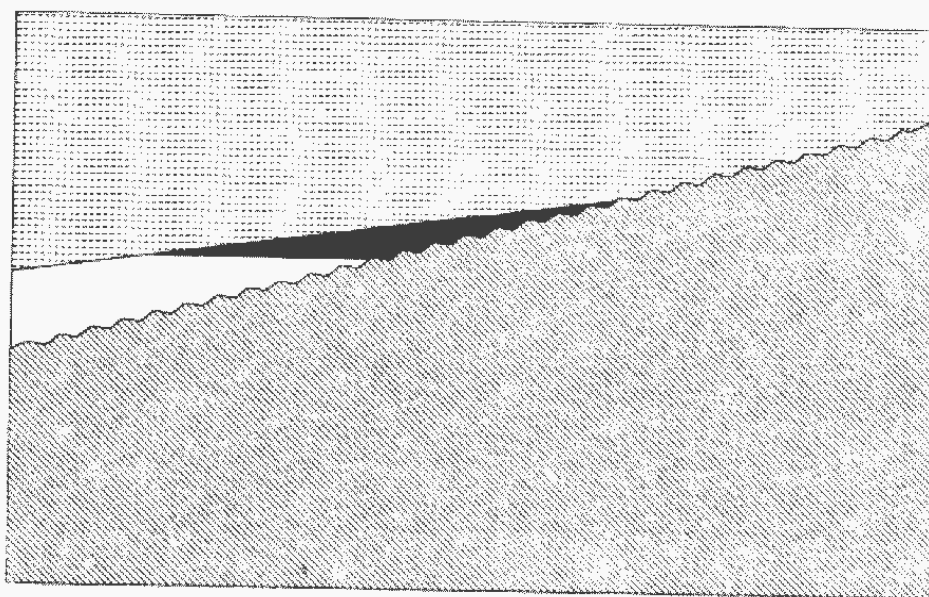
۱-۳-۲ نفتگیرهای چینهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها

گاهی اوقات ناپیوستگی‌ها به صور مختلف، مخازن متخلخل را در مقابل سنگ‌های غیر قابل نفوذ قرار می‌دهد. در یک چنین حالتی سنگ‌های غیر قابل نفوذ به صورت پوش سنگ عمل می‌کنند. نفتگیرهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها خود شامل دو گروه هستند:

❖ آن‌هایی که بالای ناپیوستگی قرار می‌گیرند.

❖ آن‌هایی که زیر ناپیوستگی‌ها واقع می‌شوند.

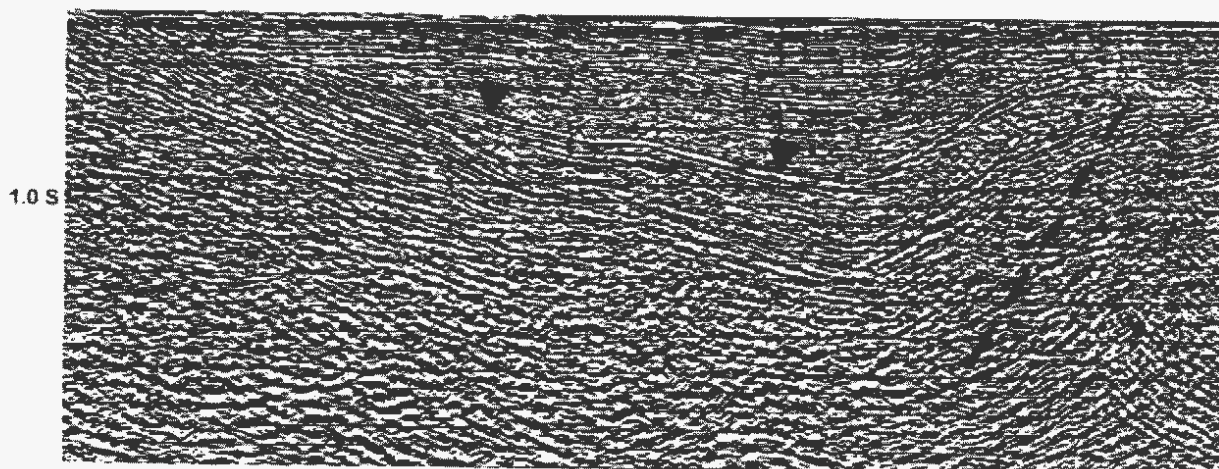
ابتدا آن‌هایی را که بالای ناپیوستگی‌ها قرار می‌گیرند مورد بررسی قرار می‌دهیم. ماسه‌های دریایی کم‌عمق و یا رودخانه‌ای ممکن است بر روی یک سطح ناپیوستگی پیشروی کنند (onlapping updipping pinchout). حال اگر این ماسه‌ها به وسیله یک لایه شیلی پوشانده شود با توجه به اینکه قسمت زیرین هم می‌تواند به وسیله سنگ‌های ناتراوا محدود شده باشد، یک نفتگیر چینهای در بالای سطح دگر شیبی حاصل شده است (شکل ۸-۵۲).



شکل ۸-۵۲ - یک نفتگیر بالای سطح ناپیوستگی

نفتگیرهای وابسته به باریک‌شدگی یا گوه‌ای شدن لایه‌ها با شیب به سمت بالا، تجمعات هیدروکربنی اقتصادی زیادی را به وجود می‌آورند. روش لرزه‌ای به طور خاص، برای تعیین چنین نفتگیرهایی مناسب هستند. حتی تفاوت‌های کوچک در شیب و همچنین باریک‌شدگی لایه به خوبی در مقاطع لرزه‌ای قابل مشاهده است. باریک‌شدگی لایه در شکل ۸-۵۳ متعلق به حوضه Manx-Furness در انگلستان، نشان داده شده است. در این شکل، یک ساختمان نیم‌گراونی کوچک دیده می‌شود. در این مقطع، به طور تقریبی موقعیت زون گسلی اصلی، با خط تیره پررنگ در سمت راست مقطع، دیده می‌شود. یک اینتروال مشخص که به سمت بالا باریک شده در چپ، با فلش نشان داده شده است که در قسمت بالای چپ، به وسیله لایه‌های

کم عمق تقریباً افقی پوشیده شده است. باریک شدن یک اینتروال، عموماً مربوط به حرکت‌های هم زمان با رسوبگذاری است.

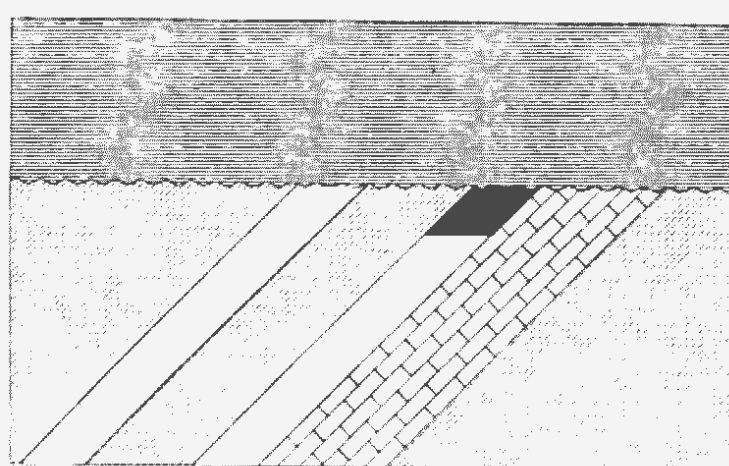


شکل ۸-۵۳ - مقطع لرزه‌ای یک ساختمان نیمه گرابین با یک اینتروال بسمت بالا نازک شونده (فلش‌ها)

نفتگیرهای بالای سطح دگر شیبی به صورت دیگر هم می‌تواند شکل بگیرد:

- ♦ موقعی که کانالی یک سطح ناپیوستگی را بریده (restricted valley) و از رسوبات ماسه‌ای پر و توسط شیل پوشیده شود و یا
- ♦ جاییکه ماسه‌ها در فرورفتگی‌های داخل تناوب سنگ‌های سخت و سست (strike valley) محدود شده‌اند، تشکیل شود.

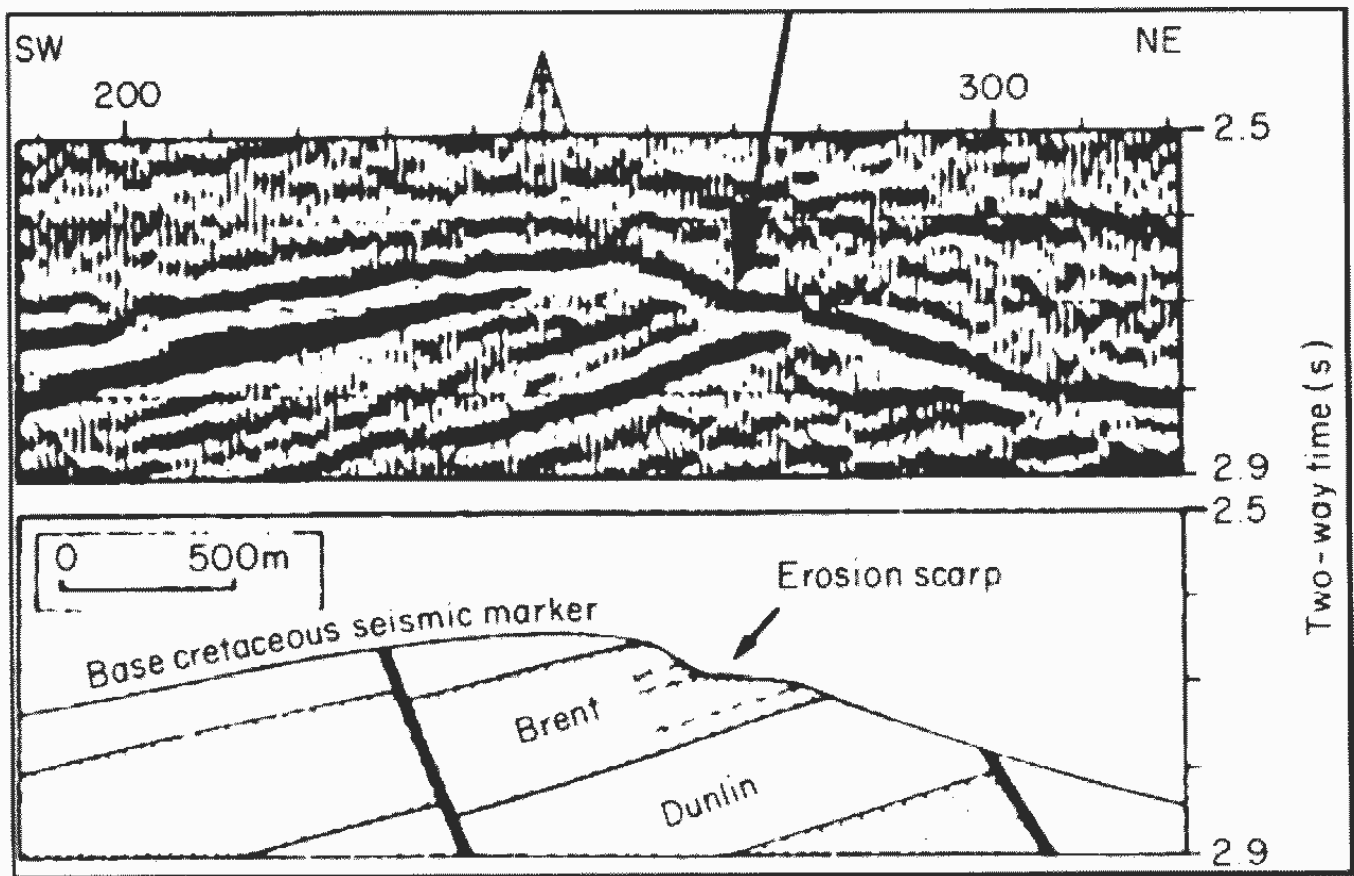
گروه دوم از نفتگیرهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها، آن‌هایی هستند که در زیر ناپیوستگی‌ها قرار گرفته‌اند. این نوع نفتگیرها در اثر قطع شدگی لایه‌ها ایجاد می‌شوند (truncation trap). در این نوع نفتگیر هم، لایه غیر تراوا در روی نفتگیر واقع شده است که نقش پوش سنگ را بازی می‌کند (شکل ۸-۵۴). کیفیت مخزنی این نفتگیرها، با ایجاد تخلخل انحلالی ثانویه در اثر هوازدهی افزایش می‌یابد. در تگزاس یکی از بهترین انواع شناخته شده از این نوع نفتگیرها،



میدان نفتی شرق تگزاس است که ۳ بلیون بشکه نفت قابل بازیافت دارد. این نفتگیر در اثر قطع شدگی ماسه‌های Woodbine به سن کرتاسه به وسیله گل سفیدهای غیرقابل نفوذ Austin در ناحیه‌ای به وسعت ۶۰ در ۱۰ کیلومتر حاصل شده است.

شکل ۸-۵۴ - یک نفتگیر قطع شده واقع در زیر ناپیوستگی

در داده‌های لرزه‌ای، یک سطح ناپیوستگی ممکن است به صورت یک رویداد ممتد واضح یا به صورت یک رویداد متناوب با درجه متفاوت باشد. به عبارت دیگر ممکن است، هیچ انعکاسی که بتواند به طور مشخص سطح را تعیین کند، وجود نداشته باشد. در شکل ۸-۵۵ یک ناپیوستگی که به وسیله فلش نشان داده شده دیده می‌شود که بریدگی‌های متفاوت فرسایشی از واحدهای لیتولوژی مختلف در لایه‌های Brent زیر ناپیوستگی را نشان می‌دهد.



شکل ۸-۵۵ - مقطع لرزه‌ای از یک نفتگیر زیر سطح ناپیوستگی (فلش)

جایی که چینه‌های رسوبی به صورت افقی در مقابل یک سطح شیبدار (در یک حوضه دریایی) یا انتهای چینه‌های شیبدار، در مقابل سطح شیبدارتر، قرار گیرند، آن‌ها را onlap گویند (این کلمه به صورت گسترده تری به جای کلمه قدیمی overlap جایگزین شده است). یک مثال از انعکاس onlapping در شکل ۸-۵۶، بین دو فلش در طرف راست مقطع دیده می‌شود. در این شکل دیده می‌شود که لایه‌های کرتاسه روی ناپیوستگی تریاس به طور پیش‌رونده‌ای قرار گرفته‌اند (به وسیله فلش پایینی نشان داده شده است).



شکل ۸-۵۶ - پدیده onlapping (بین دو فلش) بر روی یک سطح ناپیوستگی

در شکل ۸-۵۷ یک نفتگیر باریک شده و یک نفتگیر قطع شده در زیر ناپیوستگی دیده می‌شود. در قسمت کم عمق مقطع یک ناپیوستگی U وجود دارد. زیرا این ناپیوستگی، یک باریک شدگی در A دیده می‌شود که می‌تواند ایجاد نفتگیر نازک شدگی (pinchout trap) کند و لایه B که توسط ناپیوستگی قطع شده است می‌تواند ایجاد نفتگیر قطع شدگی (truncation trap) نماید.



شکل ۸-۵۷ - مقطع لرزه‌ای از یک نفتگیر باریک شده (A) و یک نفتگیر قطع شده (B) در زیر یک ناپیوستگی (U)

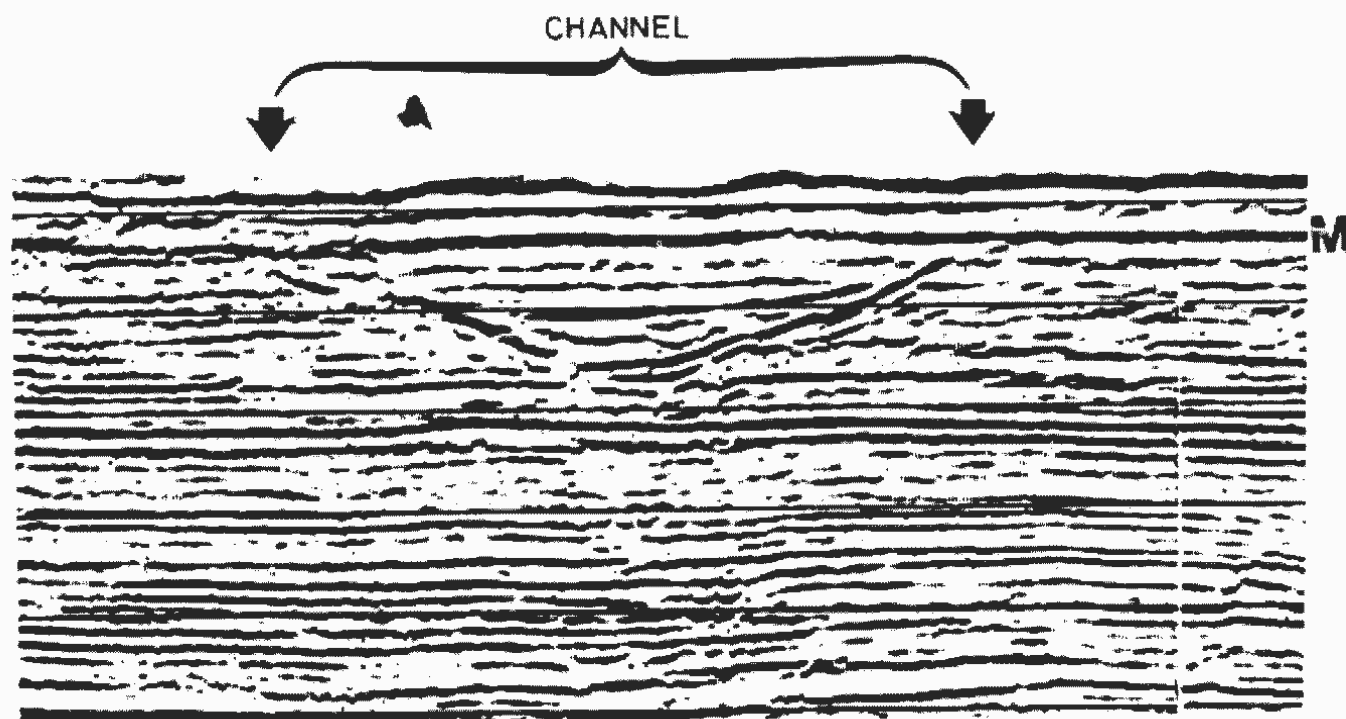
۴-۱-۸ نفتگیرهای حاصل از توپوگرافی مدفون شده

توپوگرافی مدفون شده یا اشکال PGM^{*} (paleogeomorphological)، با افزایش اکتشافات در سال‌های اخیر بیشتر مورد توجه قرار گرفته‌اند. آن‌ها معمولاً یکنواخت نیستند و شامل یک ناپیوستگی با اشکال مثبت و منفی می‌باشند. اگر این اشکال طاق‌دیزی باشند به آن‌ها مثبت و اگر ناودیزی باشند به آن‌ها منفی گویند. یک مثال ساده از یک شکل مثبت در مقطع لرزه‌ای شکل ۵۸-۸ نشان داده شده که یک تپه مدفون شده به سن تریاس است. اگر اشکالی مثل تپه‌های مدفون، محتوی واحدهای با کیفیت خوبی مخزن باشند، باید لایه‌های پیش‌رونده بالایی که بعد از فرسایش ته نشین می‌شوند، خصوصیات پوش‌سنگ را دارا باشند.



شکل ۵۸-۸ - مقطع لرزه‌ای از یک تپه مدفون شده

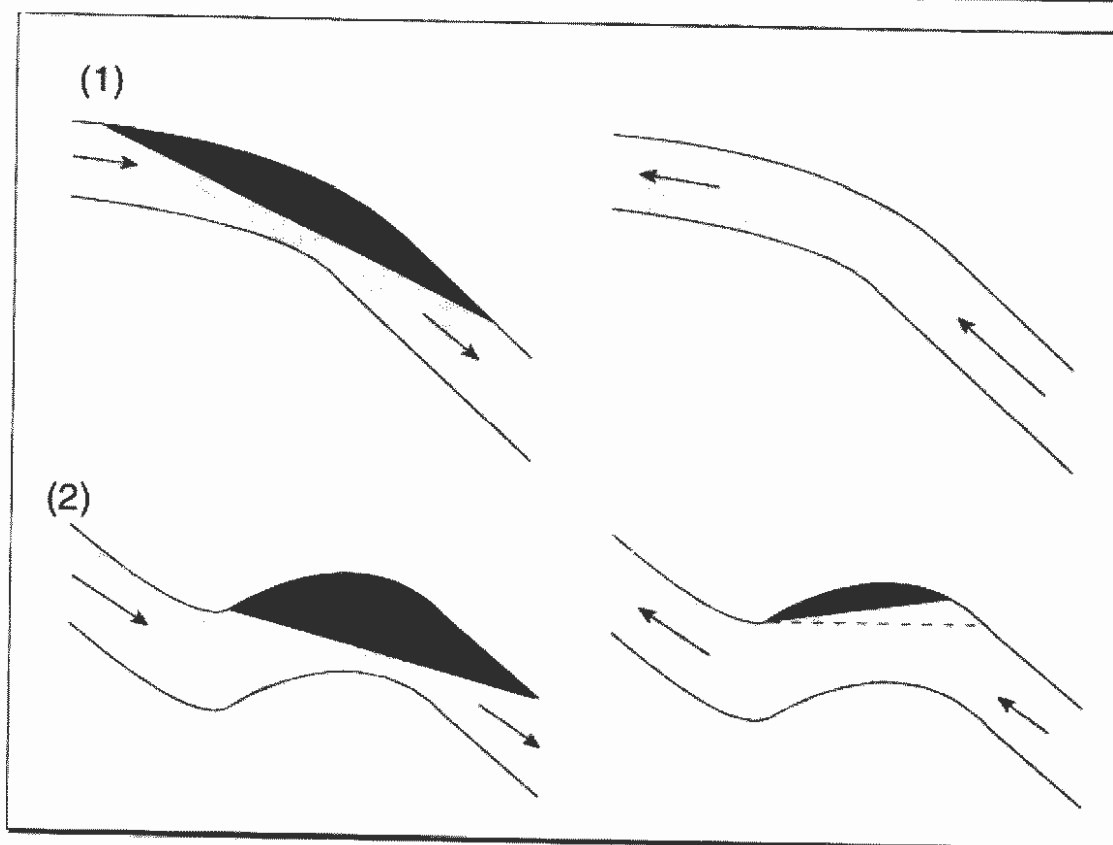
یکی از اشکال PGM مشخص منفی که تشکیل نفتگیر هیدروکربنی می‌دهد، کانال دفن شده است که معمولاً از میان یک سطح ناپیوستگی عبور می‌کند و با مواد رسوبی متفاوت از لایه‌های اطراف کانال، پر می‌شود. این تفاوت، معمولاً سبب تباین در خصوصیات لرزه‌ای بین مواد پرکننده و مواد اطراف، در مقطع لرزه‌ای می‌شود. در شکل ۵۹-۸ یک کانال واضح در قسمت کم عمق مقطع وجود دارد. مواد پرکننده کانال یک ارتباط onlapping با کناره‌های کانال دارند.



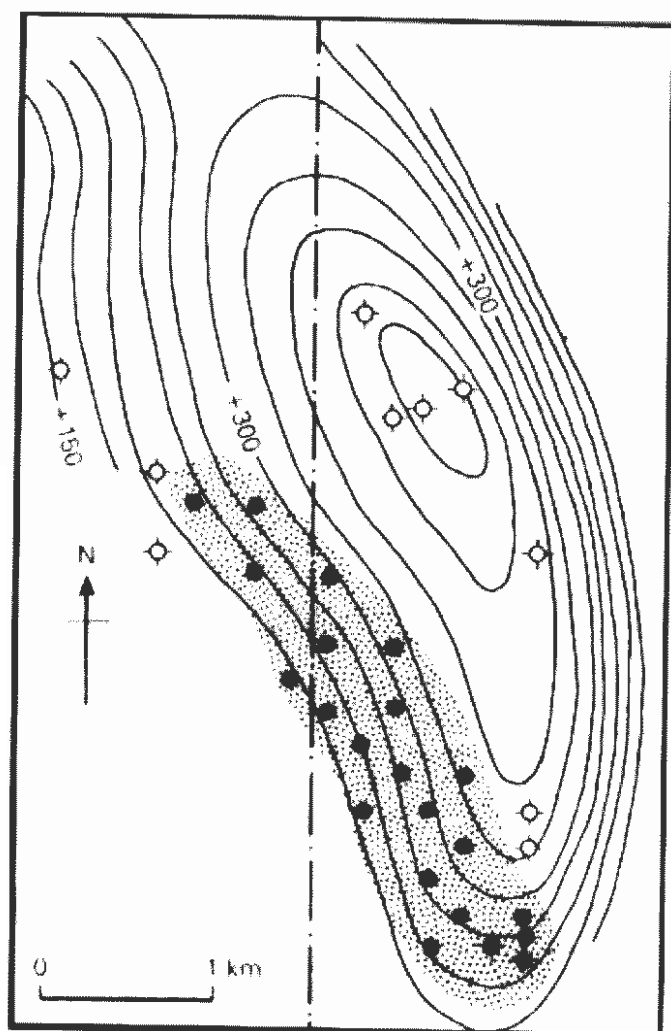
شکل ۸-۵۹ - مقطع لرزه‌ای از یک کانال واضح در قسمت کم عمق مقطع

۸-۱-۵ نفتگیرهای هیدرودینامیکی (Hydrodynamic Traps)

در این نفتگیرها حرکت رو به پایین آب مانع از حرکت رو به بالای نفت و گاز می‌شود. نفتگیرهایی که صرفاً هیدرودینامیکی باشند بسیار کمیابند ولی تعدادی از نفتگیرها هستند که در واقع نتیجه ترکیب نیروهای هیدرودینامیکی و عوامل ساختمانی و چین‌های هستند. شکل ۸-۶۰ نمونه‌هایی از نفتگیرهای هیدرودینامیکی را در لایه‌های تراوا که دارای شیب از سمت چپ به راست هستند نشان می‌دهد. مشاهده می‌شود که در حالت ۱ کلوزر عمودی به صورت کامل نیست و نفت در شرایط نرمال به تله نمی‌افتد. حرکت رو به پایین آب زیرزمینی از لایه‌های تراوا از حرکت رو به بالا و فرار نفت جلوگیری می‌کند. نفت در این حالت در بخش خمیده لایه با یک کج شدگی در سطح تماس آب - نفت به تله می‌افتد. در حالت ۲ از شکل ۸-۶۰ لایه تراوای چین خورده دارای کلوزر است و لذا می‌تواند به صورت طبیعی نفت را در خود جای دهد. در این حالت جریان آب از بالا به پایین باعث افزایش ظرفیت نگهداری نفتگیر می‌شود و در صورتی که جریان آب از پایین به بالا باشد، ظرفیت نفتگیر کاهش می‌یابد. تله‌های صرفاً هیدرودینامیکی مشابه حالت ۱ بسیار نادرند، اگرچه میدان‌هایی وجود دارند نظیر حالت ۲، که در آن‌ها سطح تماس آب - نفت به صورت کج شده است و به تله افتادن نفت تحت تأثیر ترکیبی از عوامل ساختمانی و نیروهای هیدرودینامیکی است. جریان هیدرودینامیکی عموماً با مطالعه فشار مخزن در طول یک میدان تعیین می‌شود. تشخیص وضعیت سطح تماس آب - نفت (OWC) در یک میدان بسیار با ارزش است.



شکل ۸-۶۰ - دو حالت مشخص از نفتگیرهای هیدرودینامیکی

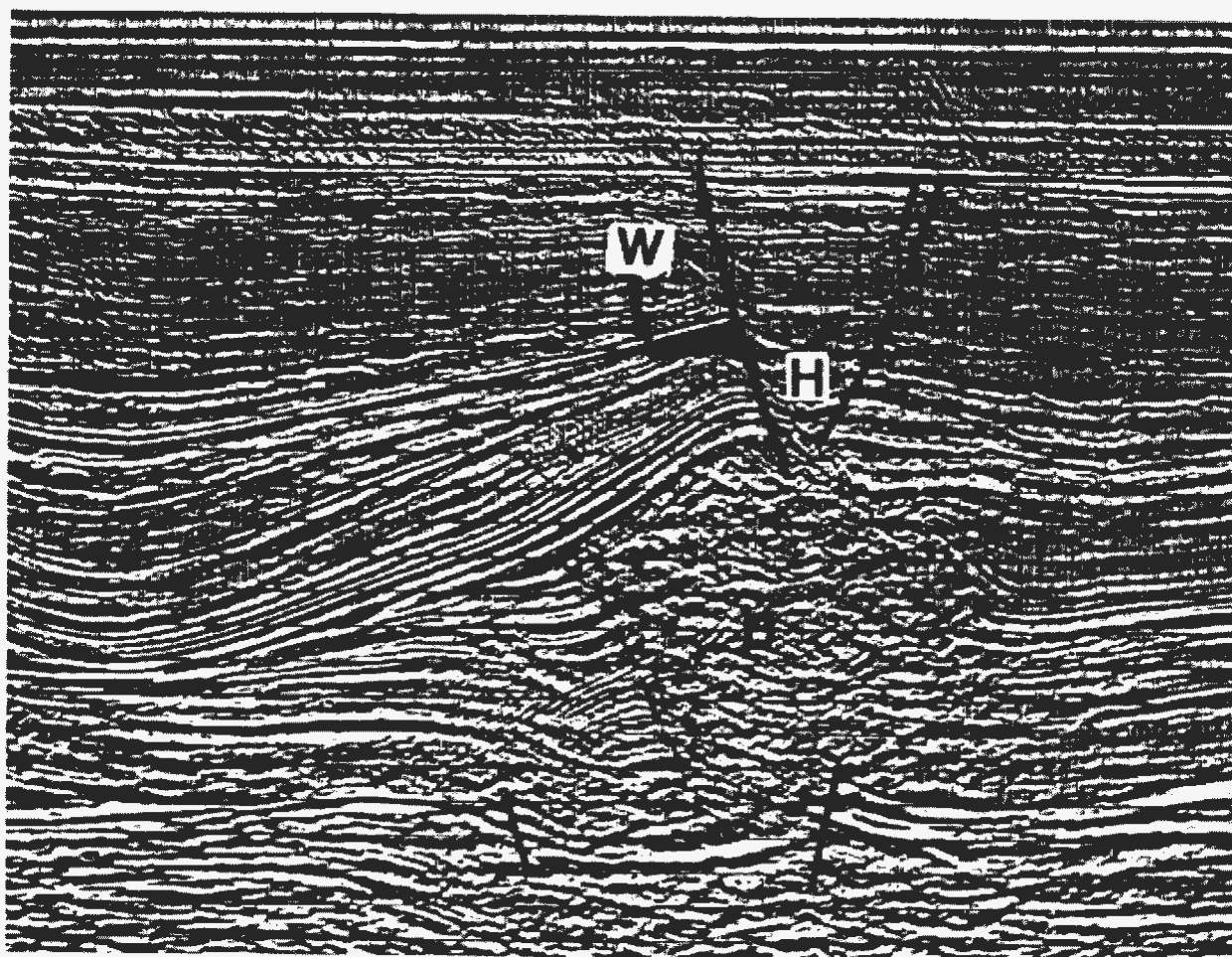


شکل ۸-۶۱ یک میدان نفتی را در وایومینگ امریکا نشان می‌دهد. انباشته شدن نفت در این میدان تحت تأثیر ترکیبی از عوامل ساختمانی و نیروهای هیدرودینامیکی است و لذا دیده می‌شود که بخش نفتدار بجای آنکه در قله طاق‌دیس متمرکز شده باشد، به سمت جنوب غرب میدان انحراف پیدا کرده است (بخش خاکستری). عدم آگاهی از چنین وضعیتی در ابتدا، سبب حفاری چند چاه خشک در قله طاق‌دیس شده است.

شکل ۸-۶۱ - جابجایی نفت در یک میدان نفتی در وایومینگ امریکا به دلیل وجود جریان هیدرودینامیکی

۸-۱-۶ نفتگیرهای مرکب (Combination Traps)

نفتگیرهای مرکب نفتگیرهایی هستند که از ترکیب دو یا چند نوع نفتگیر بوجود آمده‌اند. راه‌های متفاوتی برای تشکیل این نوع نفتگیرها وجود دارد. نفتگیرهای مرکب می‌توانند ناشی از ترکیب عوامل ساختمانی و چین‌های، ساختمانی و هیدرودینامیکی، چین‌های و هیدرودینامیکی و غیره باشد. به طور مثال موقعی که باریک‌شدگی لایه نفوذپذیر به طرف بالا در یک مخزن ایجاد شود و این ساختمان، با یک گسل، قطع شود، یک نفتگیر مرکب ایجاد می‌شود. شکل ۸-۶۲ نشان می‌دهد که یک سنگ مخزن به طرف بالا نازک شونده (W) توسط یک گسل بزرگ، با شیب به طرف راست، متعلق به یک گرابن (H) در بالای دیاپیر نمک D، قطع شده است. یک نفتگیر مرکب، ممکن است جایی پیدا شود که برای مثال، لایه نفوذپذیر باریک شده به سمت بالا به وسیله دو ناپیوستگی قطع شده است که فاصله بین آن‌ها، اینتروال مخزنی تراوا وجود دارد. چنین موردی در شکل ۸-۶۳ وجود دارد که با فلش سفید مشخص شده و دو سطح ناپیوستگی در یک نقطه به هم رسیده‌اند.



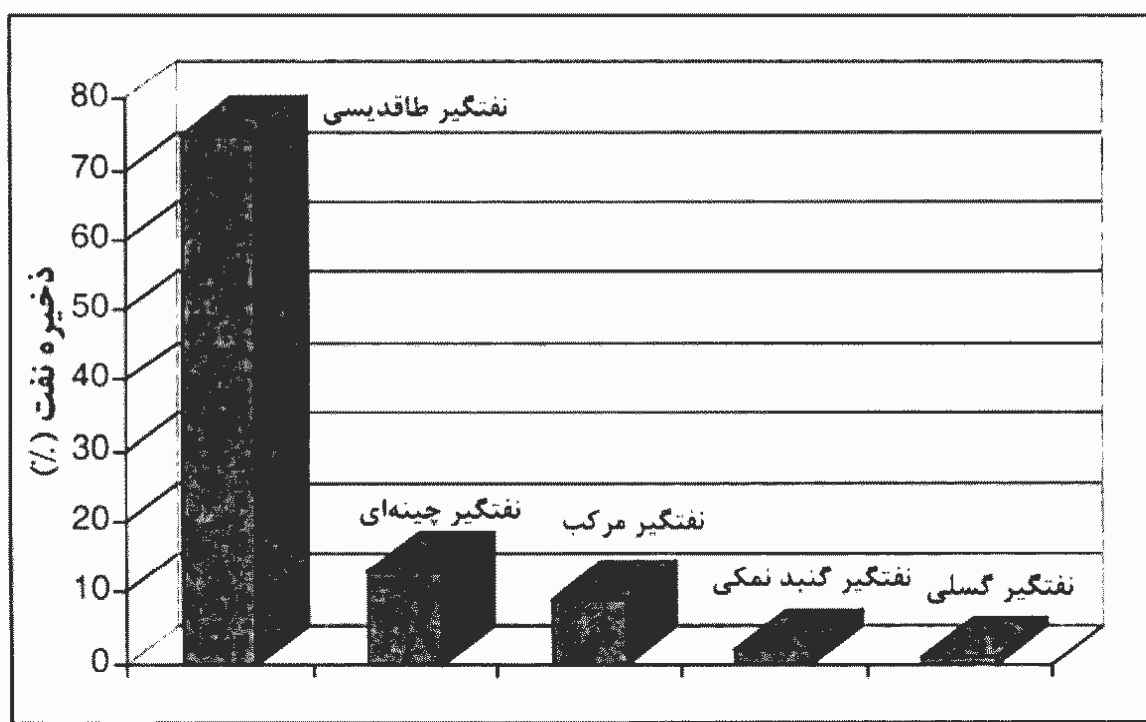
شکل ۸-۶۲ - مقطع لرزه‌ای از یک سنگ مخزن به طرف بالا نازک شونده (W) که توسط یک گسل قطع شده است. H یک گرابن فرو ریخته در بالای دیاپیر نمکی است



شکل ۸-۶۳ - همگرایی دو سطح ناپیوستگی (فلش سفید) در مقطع لرزه‌ای

۸-۲ مقایسه اهمیت نفتگیرها

مقدار نفت در انواع مختلف نفتگیرها بسیار متفاوت است. میدان‌های عظیم نفتی (giant oil field) آنهایی هستند که دارای بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه ذخایر قابل بازیافت می‌باشند. نفتگیرهای طاق‌دیسی حاوی ۷۵ درصد از نفت میدان‌های عظیم شناخته شده جهان هستند. نفتگیرهای مرتبط با گسل‌ها فقط یک درصد و نفتگیرهای مرتبط با گنبد‌های نمکی ۲ درصد نفتگیرها را شامل می‌شوند. تنها ۱۳ درصد نفت‌های شناخته شده دنیا در نفتگیرهای چین‌های و ۹ درصد هم در نفتگیرهای مرکب قرار دارند (شکل ۸-۶۴).



شکل ۸-۶۴ - هیستوگرام ذخایر نفت قابل بازیافت در انواع مختلف نفتگیرها

این درصدها تنها متعلق به ذخایر شناخته شده است و شامل تمام ذخایر واقعی موجود در زیر زمین نیست. بنابراین، این درصدها نشان دهنده توانایی انسان در پیدا کردن نفت است. پیدا کردن نفتگیرهای طاق‌دیسی به مراتب آسان‌تر از بقیه نفتگیرها از جمله نفتگیرهای چینه‌ای است. برای پیدا کردن نفتگیرهای چینه‌ای نیاز به تلفیقی از اطلاعات لرزه‌ای، لاگ‌ها و اطلاعات سنگی می‌باشد.

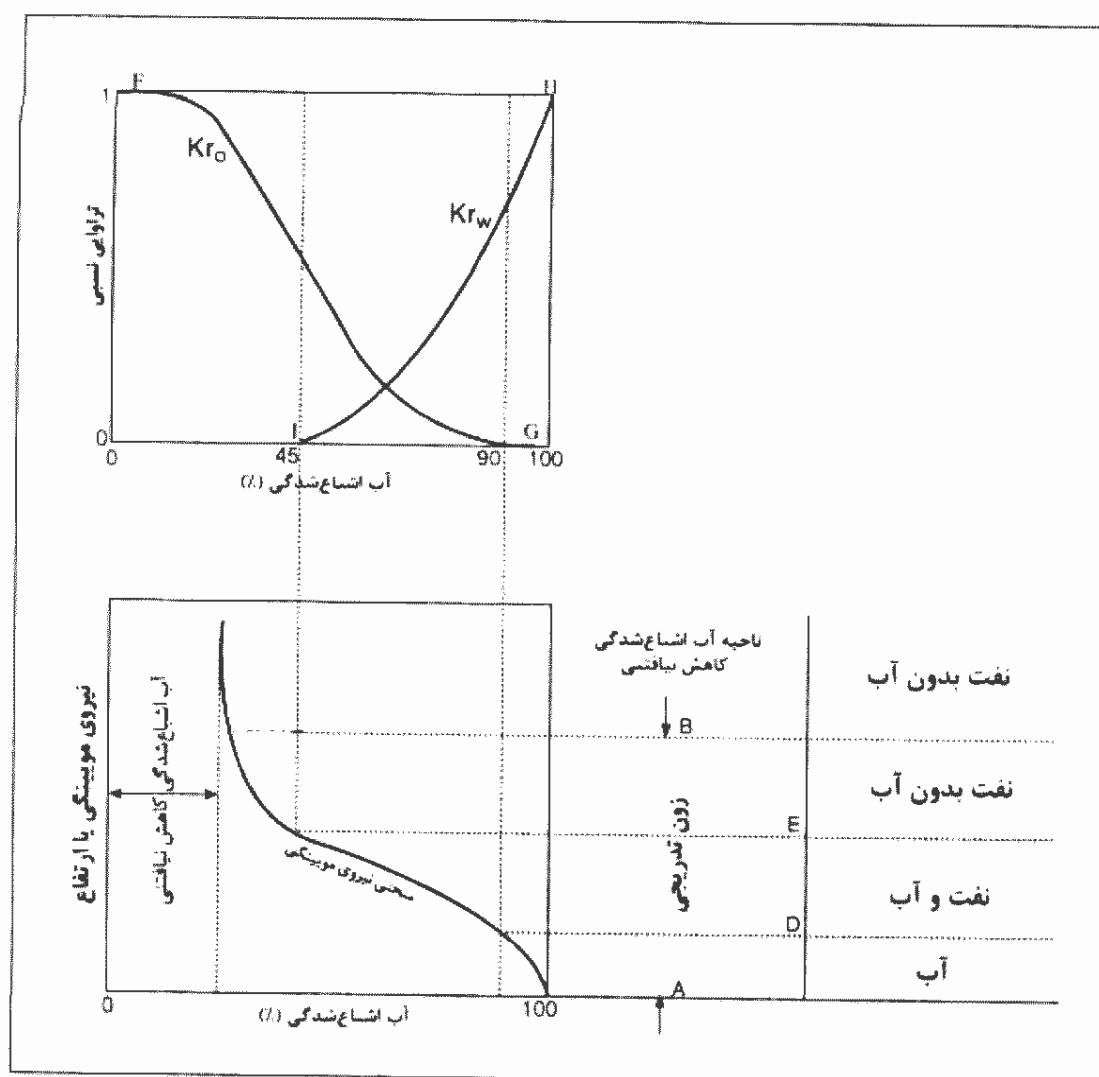
۸-۳ توزیع نفت در مخازن هیدروکربنی

در اینجا رابطه بین تراوایی نسبی، فشار موینگی و توزیع عمودی آب منفذی در یک مخزن توضیح داده می‌شود و سپس تأثیر تراوایی، تخلخل و تفاوت بین هیدروکربن و آب منفذی بر روی چگونگی این توزیع، که ناشی از موقعیت سطح تماس آب-نفت و یا آب-گاز و ضخامت زون تدریجی است بحث می‌شود. این اصول سپس برای موردی که سطح تماس آب-نفت مایل باشد به همراه تغییر پارامترهای سنگ و مسأله حداقل کلوزر ساختمانی مورد نیاز برای تولید نفت بدون آب، به کار برده می‌شود.

اصول فشار موینگی و تراوایی نسبی به ما می‌گوید که همیشه، حضور نفت یا گاز در مغزه لزوماً به معنای تولید نفت بدون آب نمی‌باشد. این دو فاکتور ممکن است همچنین توضیح دهند که چگونه خصوصیات سیال و سنگ یک مخزن کمترین کلوزر مورد نیاز برای تولید نفت بدون آب را متأثر می‌سازد.

۸-۳-۱ فشار موینگی (Capillary Pressure)

یک نسبت ایده‌آل بین درصد آب اشباع‌شدگی منفذی در یک مخزن و فشار موینگی آن در شکل ۸-۶۵ نشان داده شده است. فشار موینگی به عنوان افت فشار در سطح تماس دو فاز سیال در یک سیستم موینه تعریف شده است. در این مورد دو سیال آب و نفت هستند و سیستم موینه سنگ مخزن به همراه فضاهاى خالی بهم پیوسته آن می‌باشد.



شکل ۸-۶۵ - تراوایی نسبی و فشار موینگی

استفاده اصلی از منحنی فشار موینگی وابسته به وقایعی است که در طول تاریخچه مخزن اتفاق می‌افتد:

- (۱) پذیرفته شده که مخزن به طور اولیه از آب پر بوده است.
- (۲) این آب به مرور به وسیله نفت در نفتگیر، جایگزین می‌شود.
- (۳) جابجایی آب در مخزن به طور کامل صورت نمی‌گیرد، چون نیروی کافی از طرف ستون هیدروکربن برای غلبه به نیروی موینگی فضاهاى ریز اشغال شده از آب وجود ندارد.

نظر به اینکه نیروها در یک سیستم پایدار باید در حال تعادل بوده و برابر باشند، فشار مویینگی در سرتاسر سطح بین آب و نفت به وسیله وزن ستون آب که به طور بخشی، محیط متخلخل بالای این سطح را پر کرده است، میزان می‌شود. بنابراین محور عمودی منحنی فشار مویینگی ممکن است فشار مویینگی یا ارتفاع آن باشد.

منحنی شکل ۸-۶۵ یک اختلاف در آب اشباع‌شدگی که به طور تدریجی از ۱۰۰٪ به حدود ۳۰٪ تغییر می‌کند را نشان می‌دهد. این دلالت دارد به زون تدریجی AB، که معمولاً در هر مخزن حضور دارد. ضخامت زون تدریجی به خصوصیات سنگ و سیال موجود در مخزن وابسته است. بخشی از مخزن که در بالای زون تدریجی قرار دارد، به عنوان ناحیه آب اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی (irreducible water saturation) نام برده می‌شود. مقدار این آب ثابت نبوده، زیرا منحنی فشار مویینگی دقیقاً عمودی نیست و آب اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی بمرور بطرف بالای مخزن کاهش می‌یابد. بهر حال، برای اهداف عملی، حجم این آب اشباع‌شدگی در این زون معمولاً به عنوان محتوی آب منفذی از بخش تولید کننده مخزن فرض شده است. آب بین‌ذره‌ای در این زون به وسیله نیروهای مویینگی از حرکت بازداشته می‌شود. آب منفذی در زون تدریجی می‌تواند به طور بخشی حرکت کند.

۸-۳-۲ تراوایی نسبی (Relative Permeability)

در قسمت بالای شکل ۸-۶۵، مجموعه‌ای از منحنی‌های تراوایی نسبی آب-نفت در مقابل آب اشباع‌شدگی نشان داده شده است. تراوایی نسبی به عنوان نسبت تراوایی مؤثر یک سیال در یک اشباع‌شدگی معین به تراوایی آن در ۱۰۰٪ اشباع‌شدگی است. مقیاس آب اشباع‌شدگی به صورت درصد روی محور افقی نشان داده شده است که مشابه است با مقیاسی که در نمودار زیری برای نسبت فشار مویینگی به کار برده شده است. منحنیی که با علامت K_{ro} نشان داده شده است از نقطه F در سمت چپ آغاز می‌شود. این منحنی در آب اشباع‌شدگی صفر، دارای ارزش ۱ می‌باشد و در کل، تراوایی نسبی سازند دارای نفت را در حضور مقادیر متنوعی از آب منفذی نشان می‌دهد. توانایی نفت برای باز ایستادن از جریان، هنگامی اتفاق می‌افتد که ۹۰٪ یا بیشتر فضاهای خالی به وسیله آب پر شده باشد (نقطه G). منحنیی که با علامت K_{rw} مشخص شده است، تراوایی نسبی فاز آب را نشان می‌دهد. این منحنی از نقطه I (آب اشباع‌شدگی بحرانی) شروع شده است. در نقطه آب اشباع‌شدگی بحرانی، فاز آب نیز شروع به جریان یافتن به داخل چاه می‌کند. منحنی K_{rw} وقتی به نقطه H برسد یعنی منافذ به طور ۱۰۰٪ از آب اشباع شده‌اند. در این مثال، ترکیب این دو منحنی نشان می‌دهد که در آب اشباع‌شدگی

کمتر از ۴۵٪ هیچ جریان آبی از مخزن به داخل چاه وجود ندارد و فقط نفت می‌تواند حرکت داشته باشد که در این دیاگرام بین نقاط F و I است. در قسمتی از دیاگرام بین نقاط G و H، که بیان‌کننده محدوده آب اشباع‌شدگی از ۱۰۰-۹۰٪ است، هیچ تراوایی برای نفت وجود ندارد، و این قسمت از نمودار مختص آب است. بین نقاط I (۴۵٪) و G (۹۰٪) تراوایی برای آب و نفت وجود دارد و بنظر می‌رسد که هر دو فاز تولید شوند. لذا این محدوده مختص آب و نفت است.

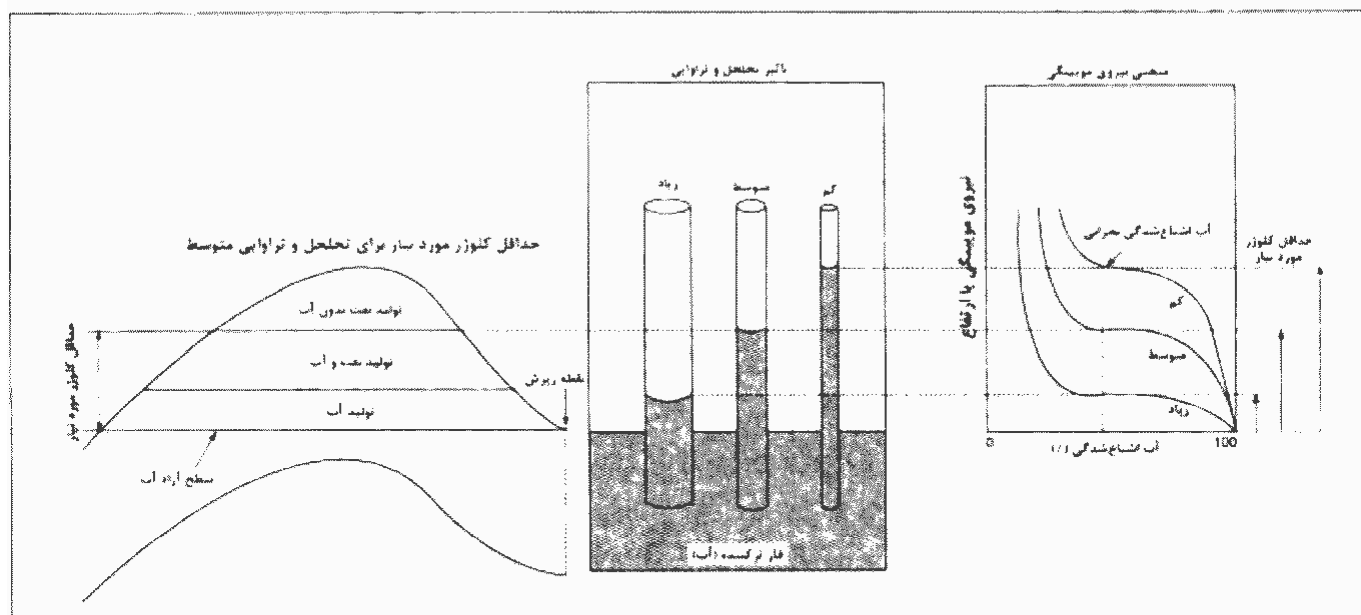
۸-۳-۳ ترکیب تراوایی نسبی و فشار موینگی

حال اگر منحنی‌های تراوایی نسبی و منحنی فشار موینگی در شکل ۸-۶۵ با یکدیگر تلفیق شوند، زون تدریجی AB را می‌توان به سه بخش که به وسیله خط چین مشخص شده است، تفکیک نمود. در قسمت پایینی (AD)، فشار موینگی باعث می‌شود که آب اشباع‌شدگی بیش از ۹۰٪ شود و لذا در عمل فقط آب تولید خواهد شد. در قسمت میانی (ED)، آب اشباع‌شدگی از ۴۵٪ تا ۹۰٪ به طور تدریجی تغییر می‌یابد و نفت و آب تولید خواهند شد. سرانجام، در قسمت بالایی زون تدریجی (EB)، که با آب اشباع‌شدگی بین آب اشباع‌شدگی ۴۵٪ و آب اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی از ۳۰٪ مشخص شده است، نفت بدون آب (water-free oil) تولید خواهد شد. بنابراین ممکن است که سطح تماس آب-نفت واقعی وجود نداشته باشد. در واقع سه سطح مشخص وجود دارد: (۱) سطح آب آزاد A، که در زیر این سطح منافذ به طور ۱۰۰٪ از آب اشباع شده است؛ (۲) سطح D، جایی که اولین تولید نفت ممکن است ظاهر شود؛ و (۳) سطح E، که در بالای آن فقط نفت تولید خواهد شد.

۸-۳-۴ کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تراوایی و تخلخل

اثر تراوایی و تخلخل روی نیروهای موینگی ممکن است به وسیله یک تجربه فیزیکی ساده نشان داده شود که در آن لوله‌های شیشه‌ای با قطرهای متفاوت در یک ظرف آب قرار داده شده‌اند. چنین تجربه‌ای نشان می‌دهد که آب در لوله‌هایی که قطر کوچکتری از بقیه دارند بیشتر به سمت بالا صعود خواهد کرد. این وضعیت در شکل ۸-۶۶ نشان داده شده است. نیروی نگه‌دارنده ستون آب در لوله‌های شیشه‌ای، فشار موینگی است. در سمت چپ این شکل، یک مخزن با مجاری موینه نشان داده شده است. در این مخزن آب تمایل خواهد داشت که از سطح آزاد آب به دلیل وجود مجاری موینه خیلی بالاتر رود تا آنجا که سازند دارای تخلخل‌های بزرگ و تراوایی بالا باشد. مطالعات آزمایشگاهی مشخص کرده است که فشار

مویینگی، عامل این واقعه در یک سازند معین، به طور کلی متناسب است با جذر نسبت تخلخل به تراوایی. این اثر مختلف تراوایی و تخلخل روی منحنی‌های فشار مویینگی به وسیله منحنی‌هایی در سمت راست شکل ۸-۶۶ مشخص شده است. زون تدریجی در این مخزن با تراوایی و تخلخل پایین باید به طور قابل ملاحظه‌ای از مخزنی با تراوایی بالا ضخیم‌تر باشد. بنابراین، مشخص است که کمترین کلوزر ساختمانی مورد نیاز برای تولید نفت بدون آب باید از ارتفاع عمودی لازم برای رسیدن به آب اشباع‌شدگی بحرانی، بیشتر باشد. این حداقل کلوزر در شکل ۸-۶۶ مشخص شده است.

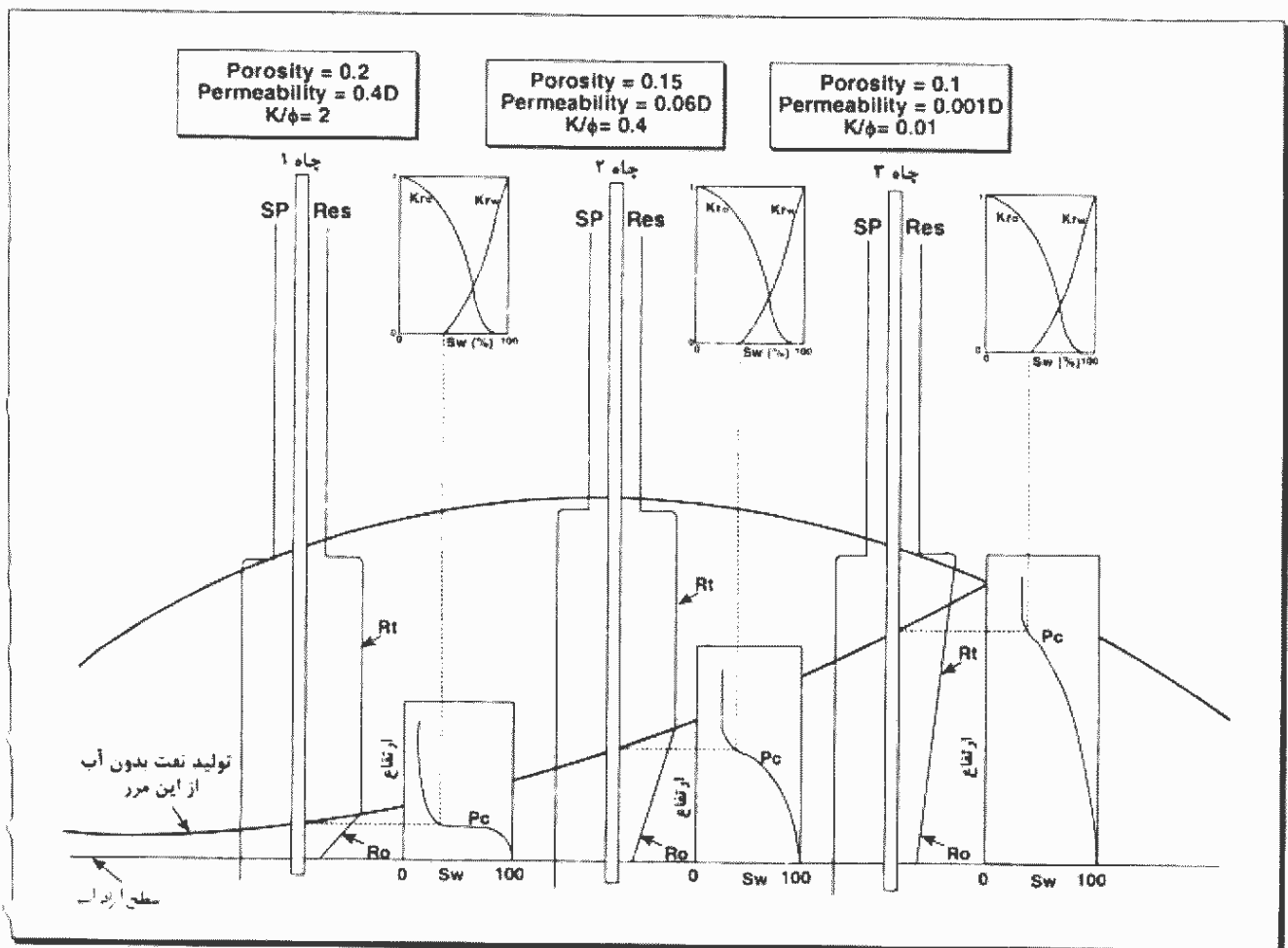


شکل ۸-۶۶ - کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تراوایی و تخلخل

۸-۳-۵ سطح تماس آب-نفت مایل به همراه تغییر خصوصیات سنگ

اصول بحث شده در بالا توضیحی از سطح تماس آب-نفت مایل را ایجاد می‌کند که ارتباطی با جریان هیدرولیکی ندارند. چنین سطوح مایلی که ناشی از تغییرات جانبی تراوایی و تخلخل است، خصوصیات فشار مویینگی سازند و ارتفاع زون تدریجی را متأثر می‌سازد. هنگامی که تراوایی و تخلخل پایین باشند، زون تدریجی ضخیم خواهد بود، زیرا فشار مویینگی بالا خواهد رفت. این مسأله در شکل ۸-۶۷ نشان داده شده است. چاه سمت چپ نسبتاً تخلخل و تراوایی بالایی دارد و زون تدریجی، کوچک نشان داده شده و به وسیله منحنی فشار مویینگی آن منعکس شده است. چاه میانی، از طرف دیگر، تخلخل و تراوایی پایینی دارد و بنابراین دارای زون تدریجی ضخیم‌تری می‌باشد. سرانجام، چاه سمت راست تراوایی و تخلخل خیلی پایینی داشته و لذا زون تدریجی بزرگتری را بخود اختصاص داده است و فقط دارای بخش کوچکی از تولید

نفت است. این سطح تماس آب-نفت مایل به طور مستقیم ناشی از تغییر خصوصیت سنگ نشان داده شده در قسمت بالای نمودار است.



شکل ۸-۶۷ - سطح تماس آب-نفت مایل در اثر تغییر خصوصیات سنگ

۸-۳-۶ کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تفاوت در چگالی

در تجربه فیزیکی قبلی بحث شده، ظرف آب و لوله‌های شیشه‌ای به وسیله هوا احاطه شده بودند. حال اگر فرض شود که فضای بالای ظرف با نفت اشغال شده باشد، می‌توان اصل دوم از فشار مویینگی را نشان داد. نفت بالای ظرف از آب سبکتر است اما از هوا خیلی سنگین‌تر می‌باشد. فشار مویینگی آب را به اجبار به داخل لوله‌های شیشه‌ای می‌راند. ارتفاع ستون آب به قطر لوله‌ها (تراوایی و تخلخل) و چگالی نفت وابسته است. اگر لوله‌های شیشه‌ای قطر یکسان داشته باشند، ارتفاع ستون نفت به وسیله تفاوت در چگالی بین آب و نفت یا گاز بالایی کنترل می‌شود. هنگامیکه این تفاوت بین چگالی‌ها کوچکتر باشد، ستون آب یا زون تدریجی در مخزن بزرگتر خواهد بود. چگالی به کار رفته در اینجا بر حسب گرم بر سانتیمتر مکعب می‌باشد. وزن مخصوص آب شیرین در حدود ۱،۰ و وزن مخصوص آب شور در حدود ۱،۱ می‌باشد. وزن مخصوص بالای نفت خام ۰،۹ و متوسط آن در حدود ۰،۸ می‌باشد. گاز طبیعی در

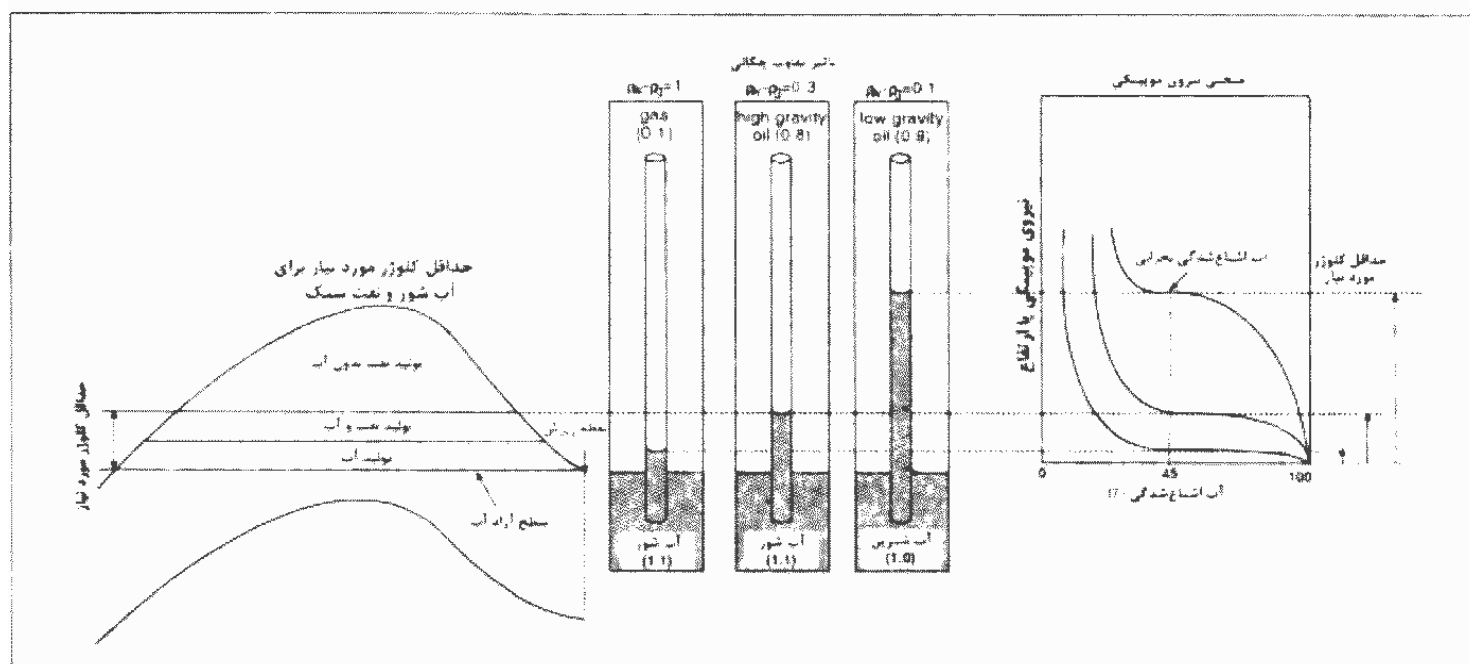
شرایط مخزن وزن مخصوص پایینی در حدود ۰,۱ دارد. شکل ۸-۶۸ تفاوت چگالی را برای سه سیستم سیال نشان می‌دهد:

(۱) سیستم آب شور- گاز طبیعی ($\Delta\rho=1$)

(۲) سیستم آب شور- نفت با وزن مخصوص پایین ($\Delta\rho=0.3$)

(۳) سیستم آب شیرین- نفت با وزن مخصوص بالا ($\Delta\rho=0.1$)

دیاگرام سمت چپ موقعیت یک ساختار که شامل آب شور و نفت با وزن مخصوص پایین است را نشان می‌دهد.



شکل ۸-۶۸ - کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تفاوت در چگالی