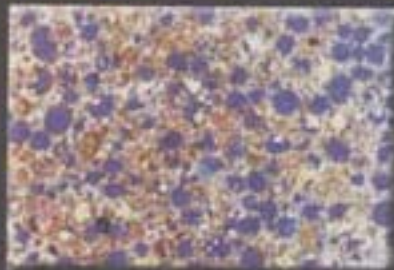
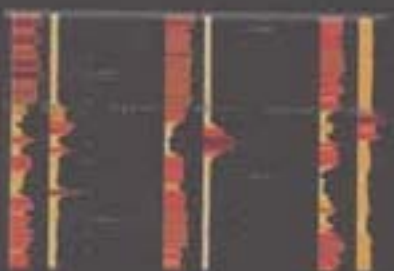




زمین‌شناسی نفت



دکتر محمدرضا رضایی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه تهران

زمین شناسی نفت

تألیف:

دکتر محمد رضا رضایی

گروه زمین شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه تهران

رضایی، محمدرضا، ۱۳۳۸ -
زمین شناسی نفت / مولف محمدرضا رضایی -
تهران: علوی، ۱۳۸۰.
۴۱ ص.: مصور.

ISBN 964-310-409-5

فهرست نویسی بر اساس اطلاعات فیپا .
واژه نامه .
کتابنامه : ص. ۳۶۶ - ۴۱۰ .
۱. نفت -- زمین شناسی. الف. عنوان.

۵۵۳/۲۸

تیراژ ۵/ ۸۷۰/ TN

۱۶۰۷۸-۸۰م

کتابخانه ملی ایران
محل نگهداری:

از سری کتاب های
سازمان آموزشی و انتشاراتی

۵۹۱۴

نام کتاب : زمین شناسی نفت
مؤلف: دکتر محمدرضا رضایی
ویرایش ادبی: سیده زهرا موسوی
نوبت چاپ: اول - پاییز ۱۳۸۰
تیراژ: ۳۰۰۰ جلد
لیتوگرافی: مدین
چاپخانه: امین

شماره استاندارد بین المللی کتاب

شابک: ۹۶۴-۳۱۰-۴۰۹-۵

ISBN: 964-310-409-5

مرکز بخش: تهران - خیابان انقلاب - روبروی دانشگاه تهران - شماره ۱۴۳۰ - ساختمان ظروفچی - طبقه
سوم - واحد ۱۰ - تلفن: ۶۴۰۷۵۱۳-۶۴۶۵۰۳۵

تقدیم به همسر و دختر عزیزم

که بدون صبر و شکیبایی آنها به رشته تحریر درآوردن این کتاب میسر نمی‌بود

با نام خالق هستی

پیش‌گفتار

برای انباشت اقتصادی هیدروکربن عوامل متعددی از جمله وجود سنگ منشأ، سنگ مخزن، پوش‌سنگ، مسیر مهاجرت و نفتگیر لازم است. در این کتاب سعی شده است که تمامی این عوامل بعلاوه متدهای اکتشافی و محیط‌های مناسب برای شکل‌گیری یک سیستم هیدروکربنی کامل و نیز مدل‌سازی سیستم‌های نفتی مورد بحث و بررسی قرار گیرد.

در این کتاب اصول و مبانی زمین‌شناسی نفت و نیز مباحث پیشرفته مرتبط آورده شده است. لذا این کتاب برای دانشجویان کارشناسی رشته زمین‌شناسی و کارشناسی ارشد رشته زمین‌شناسی نفت و سایر رشته‌های وابسته به اکتشاف نفت قابل استفاده است.

در اینجا لازم میدانم که از کلیه همکاران و دانشجویان کارشناسی ارشد دانشکده علوم دانشگاه تهران، به‌خصوص دانشجویان گرایش زمین‌شناسی نفت که مرا در ارائه این مجموعه یاری داده‌اند تشکر نمایم.

مسئلاً چنین مجموعه‌ای با طیف وسیعی از موضوعات مختلف نمی‌تواند خالی از خطا باشد، از اینرو اینجانب مشتاقانه منتظر نظرها و پیشنهادهای شما عزیزان می‌باشم.

محمد رضا رضایی

گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم، دانشگاه تهران

mrezaee@khayam.ut.ac.ir

<http://www.fos.ut.ac.ir/~rezaee/default.html>



پیشگفتار

انتشارات علوی در طی بیش از ربع قرن خدمات فرهنگی در زمینه نشر کتاب، مفتخر و سرافراز است که با تولید و انتشار کتاب‌های مفید و ارزنده، توانسته است تا حد توان در راه گسترش کیفی و کمی فرهنگ و آموزش و برآوردن نیازهای روز افزون جامعه پویا و معرفت‌جوی ایرانی به کتاب، گام‌های مؤثری بردارد. شاهد این مدعا چاپ و انتشار صدها عنوان کتاب در هر سال و حضور و شرکت فعالانه این مؤسسه در نمایشگاه‌های بین‌المللی کتاب در سال‌های اخیر بوده است.

استقبال بی‌سابقه از کتاب‌های منتشر شده توسط این مؤسسه ما را بیش از پیش در راه انجام وظیفه خطیر و خداپسندانه‌ای که به عهده گرفته‌ایم، دلگرم ساخته است و همواره بر آن بوده‌ایم که دامنه فعالیت خود را روز به روز گسترده‌تر سازیم. خوشوقتیم ادعا کنیم که هم‌اکنون گروه قابل توجهی از بهترین و برجسته‌ترین استادان، دانشگاهیان و متخصصان تألیف و ترجمه کشور برای تهیه کتاب در زمینه‌های مختلف فنی مهندسی، علوم پایه، علوم انسانی، ادبیات و هنر با این مؤسسه در ارتباط بوده، همکاری نزدیک دارند.

یکی دیگر از زمینه‌های موفقیت‌آمیز این سازمان انتشاراتی، چاپ و انتشار کتاب‌های تخصصی دانشگاهی در سطح کارشناسی و کارشناسی ارشد می‌باشد. بر پایه این هدف، انتشارات علوی، با توجه به نیاز مبرم دانشجویان کارشناسی و کارشناسی ارشد رشته‌های زمین‌شناسی به خصوص زمین‌شناسی گرایش نفت از حضور استاد فرزانه و دانشمند جناب آقای دکتر محمدرضا رضایی خواست که به این مهم، جامه عمل پوشانده و حاصل سال‌ها تحقیق و تجربه خود را در قالب کتابی تحت عنوان "زمین‌شناسی نفت" در اختیارمان قرار دهند. در این کتاب مبانی و اصول زمین‌شناسی نفت و نیز مباحث پیشرفته مرتبط با آن مورد بحث و بررسی قرار گرفته است.

امید آن داریم که در آینده‌ای نه چندان دور بتوانیم مراجع مفید و با ارزش دیگری از این علم را در اختیار دانش‌پژوهان و دانشجویان کشور قرار دهیم، شاید بدین سان بتوانیم در ارتقاء دانش و فرهنگ این عزیزان، نقش ارزنده‌ای داشته باشیم.

انتشارات علوی

دکتر سید یحیی سلطانی

فهرست

- ۱ - مقدمه ۱
- ۱-۱ تاریخچه اکتشاف نفت ۱
- ۲-۱ خلاصه‌ای از مراحل پیشرفت در اکتشاف نفت ۱
- ۳-۱ آمار مختصری در مورد نفت و گاز ۳
- ۱-۳-۱ اکتشافات جدید نفتی ۷
- ۲-۳-۱ میزان تولید نفت ۷
- ۳-۳-۱ میزان تولید گاز ۹
- ۴-۳-۱ بررسی آماری نرخ نفت ۹
- ۴-۱ ارتباط زمین‌شناسی نفت با علوم دیگر ۱۱

- ۲- سیالات و شرایط زیرسطحی ۱۴
- ۱-۲ سیالات زیر سطحی ۱۴
- ۲-۲ دمای زیرسطحی ۱۶
- ۳-۲ فشار زیرسطحی ۱۸
- ۴-۲ فشار سازندی ۲۱
- ۵-۲ اندازه‌گیری فشار در چاه ۲۲

- ۳- خواص فیزیکی و شیمیایی و منشأ هیدروکربن‌ها ۲۵
- ۱-۳ گازهای زیرسطحی ۲۵
- ۱-۱-۳ گازهای غیرهیدروکربنی ۲۵
- ۲-۱-۳ گازهای هیدروکربنی ۲۷
- ۳-۱-۳ چگونگی زایش گازهای هیدروکربنی ۲۸
- ۴-۱-۳ خواص هیدروکربن‌های گازی ۲۹
- ۱-۴-۱-۳ ارتباط بین حجم گازهای زیرسطحی و سطحی ۲۹
- ۲-۴-۱-۳ چگالی و گرانیوی گاز ۳۰
- ۲-۳ نفت خام ۳۰
- ۱-۲-۳ منشأ نفت ۳۱
- ۱-۱-۲-۳ منشأ غیر آلی نفت ۳۱
- ۲-۱-۲-۳ منشأ آلی نفت ۳۲
- ۲-۲-۳ انواع عمده نفت خام ۳۳
- ۱-۲-۲-۳ پارافین‌ها ۳۳
- ۲-۲-۲-۳ نفتن‌ها ۳۴
- ۳-۲-۲-۳ آروماتیک‌ها ۳۵

۳۶.....	۴-۲-۲-۳ رزین‌ها - آسفالتین‌ها
۳۷.....	۳-۲-۳ عناصر فرعی در نفت خام
۳۸.....	۴-۲-۳ تقسیم بندی نفت‌های خام
۴۰.....	۵-۲-۳ خواص فیزیکی نفت خام
۴۰.....	۱-۵-۲-۳ رنگ
۴۱.....	۲-۵-۲-۳ گرانیروی
۴۲.....	۳-۵-۲-۳ نقطه ریزش
۴۲.....	۴-۵-۲-۳ چگالی
۴۳.....	۵-۵-۲-۳ قابلیت تراکم پذیری نفت
۴۴.....	۶-۲-۳ دگرسانی نفت
۴۷.....	۷-۲-۳ رفتار فازی هیدروکربن‌ها
۴۹.....	۱-۷-۲-۳ رفتار فازی انواع سیالات مخزن
۵۵.....	۴- از ماده آلی تا نفت.....
۵۵.....	۱-۴ تولید و حفظ ماده آلی.....
۵۷.....	۱-۱-۴ محیط‌های مناسب جهت رسوبگذاری و حفظ مواد آلی.....
۶۵.....	۲-۴ توزیع کربن آلی در مکان و زمان.....
۶۷.....	۳-۴ تولید هیدروکربن.....
۶۷.....	۱-۳-۴ مرحله دیازنر.....
۶۸.....	۲-۳-۴ مرحله کاتازنر.....
۶۸.....	۳-۳-۴ مرحله متازنر.....
۶۹.....	۴-۴ کروژن.....
۷۱.....	۱-۴-۴ انواع کروژن‌ها.....
۷۵.....	۵- ارزیابی سنگ منشأ.....
۷۵.....	۱-۵ تولید هیدروکربن از سنگ منشأ با افزایش عمق تدفین.....
۷۷.....	۲-۵ روش‌های ارزیابی سنگ منشأ هیدروکربن و پارامترهای حاصل از آن.....
۷۷.....	۱-۲-۵ روش‌های آزمایشگاهی.....
۷۹.....	۱-۱-۲-۵ تخمین مقدار ماده آلی.....
۸۰.....	۲-۱-۲-۵ تشخیص نوع ماده آلی.....
۸۰.....	۳-۱-۲-۵ اندازه‌گیری درجه بلوغ حرارتی ماده آلی.....
۸۴.....	۴-۱-۲-۵ توان هیدروکربن‌زایی و نوع هیدروکربن.....
۸۵.....	۲-۲-۵ ارزیابی سنگ‌های منشأ با استفاده از تاریخچه تدفین.....
۸۶.....	۱-۲-۲-۵ روش رسم منحنی‌های تاریخچه تدفین.....
۸۸.....	۲-۲-۲-۵ تاریخچه درجه حرارت.....
۹۰.....	۳-۲-۲-۵ محاسبه بلوغ حرارتی سنگ منشأ.....
۹۳.....	۴-۲-۲-۵ فاکتورهای تدفین مؤثر بر بلوغ حرارتی.....

- ۹۴..... ۵-۲-۲-۵ تفسیر مقادیر TTI
- ۹۴..... ۳-۵ شیل‌های نفتی
- ۹۵..... ۴-۵ محیط‌های رسوبی سنگ‌های منشأ
- ۹۶..... ۱-۴-۵ حوضه‌های بسته دریای عمیق
- ۹۷..... ۲-۴-۵ مناطق با جریان‌های رو به بالا
- ۹۷..... ۳-۴-۵ فلات‌های قاره‌ای بدون اکسیژن
- ۹۷..... ۴-۴-۵ مخروط‌های زیردریایی پیشرونده
- ۹۸..... ۵-۴-۵ محیط‌های تبخیری
- ۹۸..... ۶-۴-۵ دریاچه‌ها
- ۹۹..... ۷-۴-۵ سکناس‌های دلتایی-رودخانه‌ای
- ۹۹..... ۵-۵ تکتونیک و سنگ منشأ
- ۱۰۰..... ۶-۵ نقش چینه شناسی سکناسی در مطالعه گسترش و پراکندگی سنگ‌های منشأ
- ۱۰۰..... ۱-۶-۵ چینه شناسی سکناسی
- ۱۰۵..... ۲-۶-۵ سنگ‌های منشأ در چهارچوب چینه شناسی توالی‌ها
- ۱۰۵..... ۱-۲-۶-۵ گسترش سنگ منشأ تخریبی در سیستم تراکت‌ها
- ۱۰۷..... ۲-۲-۶-۵ سنگ‌های منشأ کربناته دریایی
- ۱۰۹..... ۶- مهاجرت نفت**
- ۱۱۰..... ۱-۶ مهاجرت اولیه
- ۱۱۱..... ۱-۱-۶ قطرات یا حباب‌های هیدروکربن
- ۱۱۲..... ۲-۱-۶ محلول مولکولی
- ۱۱۳..... ۳-۱-۶ حرکت مستقل فاز هیدروکربنی
- ۱۱۴..... ۴-۱-۶ ایجاد ریز شکستگی در سنگ منشأ
- ۱۱۴..... ۵-۱-۶ شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی
- ۱۱۵..... ۶-۱-۶ مکانیسم‌های متفرقه
- ۱۱۶..... ۲-۶ زهکشی سنگ منشأ
- ۱۱۷..... ۳-۶ مهاجرت ثانویه
- ۱۱۹..... ۴-۶ مسیرهای مهاجرت و نوع حوضه
- ۱۲۰..... ۱-۴-۶ سیستم مهاجرت گسلی
- ۱۲۰..... ۲-۴-۶ سیستم مهاجرت طولانی
- ۱۲۱..... ۳-۴-۶ سیستم مهاجرت پراکنده
- ۱۲۱..... ۵-۶ مسیرهای مهاجرت
- ۱۲۱..... ۶-۶ نحوه پر شدن مخازن از هیدروکربن
- ۱۲۳..... ۷-۶ اهمیت توالی فرآیندها در تجمع اقتصادی هیدروکربن

- ۱۲۴..... ۷- سنگ مخزن..... ۱۲۴
- ۱۲۴..... ۱-۷ توصیف یک مخزن..... ۱۲۴
- ۱۲۵..... ۲-۷ روش‌های مطالعه مغزه‌ها..... ۱۲۵
- ۱۲۶..... ۱-۲-۷ تعیین میزان پرتو گاما مغزه..... ۱۲۶
- ۱۲۶..... ۲-۲-۷ توصیف مغزه..... ۱۲۶
- ۱۲۷..... ۳-۲-۷ گرفتن عکس از مغزه..... ۱۲۷
- ۱۲۸..... ۴-۲-۷ تجزیه و تحلیل تصاویر مغزه‌ها..... ۱۲۸
- ۱۲۸..... ۵-۲-۷ پرتونگاری کامپیوتری اشعه..... ۱۲۸
- ۱۲۸..... ۳-۷ خواص کانی شناسی و بافتی سنگ‌های مخزن..... ۱۲۸
- ۱۲۹..... ۱-۳-۷ پتروگرافی مقاطع نازک..... ۱۲۹
- ۱۲۹..... ۲-۳-۷ مطالعه بامیکروسکوپ الکترونی (SEM) مجهز به گیرنده‌های BSE و EDS..... ۱۲۹
- ۱۳۰..... ۳-۳-۷ پراش اشعه ایکس..... ۱۳۰
- ۱۳۱..... ۴-۳-۷ الکترون مایکروپروب..... ۱۳۱
- ۱۳۲..... ۵-۳-۷ مطالعه میکروسکوپی به روش کاتدولومینسانس..... ۱۳۲
- ۱۳۳..... ۶-۳-۷ میکروترمومتری ادخال‌های مایع..... ۱۳۳
- ۱۳۴..... ۷-۳-۷ ایزوتوپ‌های پایدار کربن و اکسیژن..... ۱۳۴
- ۱۳۴..... ۸-۳-۷ فشار مویینه تزریق جیوه..... ۱۳۴
- ۱۳۵..... ۹-۳-۷ پردازش و آنالیز تصاویر جهت ارزیابی فضای منفذی..... ۱۳۵
- ۱۳۵..... ۴-۷ پتروگرافی ترکیبی مخازن..... ۱۳۵
- ۱۳۵..... ۱-۴-۷ ترکیب دانه‌های اصلی..... ۱۳۵
- ۱۳۶..... ۱-۱-۴-۷ سنگ‌های تخریبی..... ۱۳۶
- ۱۳۶..... ۲-۱-۴-۷ سنگ‌های کربناته..... ۱۳۶
- ۱۳۷..... ۲-۴-۷ انواع سیمان‌ها در مخازن..... ۱۳۷
- ۱۳۸..... ۳-۴-۷ کانی‌های رسی تخریبی و درجا در مخازن..... ۱۳۸
- ۱۴۰..... ۵-۷ خواص فیزیکی سنگ‌های مخزنی..... ۱۴۰
- ۱۴۰..... ۱-۵-۷ تخلخل..... ۱۴۰
- ۱۴۲..... ۱-۱-۵-۷ انواع اصلی تخلخل..... ۱۴۲
- ۱۴۴..... ۲-۱-۵-۷ ارتباط بین تخلخل و عمق..... ۱۴۴
- ۱۴۷..... ۳-۱-۵-۷ اندازه‌گیری تخلخل در آزمایشگاه..... ۱۴۷
- ۱۵۱..... ۲-۵-۷ تراوایی..... ۱۵۱
- ۱۵۲..... ۱-۲-۵-۷ انواع تراوایی..... ۱۵۲
- ۱۵۵..... ۲-۲-۵-۷ فاکتورهای کنترل کننده تراوایی..... ۱۵۵
- ۱۶۲..... ۳-۲-۵-۷ اندازه‌گیری تراوایی در آزمایشگاه..... ۱۶۲
- ۱۶۳..... ۳-۵-۷ ترشدهگی مخازن..... ۱۶۳
- ۱۶۴..... ۶-۷ انواع مخازن هیدروکربنی..... ۱۶۴
- ۱۶۴..... ۱-۶-۷ مخازن ماسه‌سنگی..... ۱۶۴

- ۱۶۴..... ۱-۱-۶-۷ طبقه‌بندی ماسه‌سنگ‌ها
- ۱۶۵..... ۲-۱-۶-۷ عوامل کنترل کننده کیفیت مخازن ماسه‌سنگی
- ۱۷۸..... ۳-۱-۶-۷ انواع تخلخل در ماسه‌سنگ‌ها
- ۱۷۸..... ۲-۶-۷ مخازن کربناته
- ۱۷۹..... ۱-۲-۶-۷ اجزای تشکیل دهنده کربنات‌ها
- ۱۸۰..... ۲-۲-۶-۷ طبقه‌بندی سنگ‌های آهکی
- ۱۸۳..... ۳-۲-۶-۷ دیاژنز کربنات‌ها و تخلخل
- ۱۸۷..... ۴-۲-۶-۷ روند فرآیندهای دیاژنزی در آهک‌ها
- ۱۸۸..... ۵-۲-۶-۷ انواع تخلخل در کربنات‌ها
- ۱۹۵..... ۶-۲-۶-۷ برخی ویژگی‌های سنگ‌های کربناته
- ۱۹۶..... ۳-۶-۷ مخازن دولومیتی
- ۱۹۹..... ۴-۶-۷ مخازن غیرمعمول
- ۲۰۰..... ۷-۷ تقسیم‌بندی مخازن بر اساس محتوای سیال
- ۲۰۱..... ۸-۷ محیط‌های رسوبی سنگ‌های مخزن
- ۲۰۲..... ۱-۸-۷ محیط‌های رسوبی تخریبی
- ۲۰۲..... ۱-۱-۸-۷ محیط‌های قاره‌ای
- ۲۰۸..... ۲-۱-۸-۷ محیط‌های حدواسط
- ۲۱۰..... ۳-۱-۸-۷ محیط‌های دریایی
- ۲۱۳..... ۲-۸-۷ محیط‌های رسوبی کربناته
- ۲۱۴..... ۱-۲-۸-۷ سیستم‌های رسوبی کربناته
- ۲۱۸..... ۹-۷ مخازن شکسته
- ۲۱۸..... ۱-۹-۷ تقسیم‌بندی شکستگی‌ها
- ۲۱۹..... ۲-۹-۷ روش مطالعه درزه‌ها
- ۲۱۹..... ۳-۹-۷ مکانیسم ایجاد شکستگی‌ها
- ۲۲۰..... ۴-۹-۷ پارامترهای مؤثر و کنترل کننده در ایجاد شکستگی‌ها در سنگ تحت تنش
- ۲۲۱..... ۵-۹-۷ تقسیم‌بندی شکستگی‌ها بر اساس نوع تنش اعمال شده تنش
- ۲۲۳..... ۶-۹-۷ مطالعه مخازن شکسته
- ۲۲۳..... ۱-۶-۹-۷ نظریه عمومی برای شکستگی‌های موجود در مخازن
- ۲۲۳..... ۲-۶-۹-۷ پارامترهای شکستگی‌ها و عوامل ایجاد آن در مخازن هیدروکربنی
- ۲۲۵..... ۳-۶-۹-۷ انواع مخازن شکسته
- ۲۲۵..... ۴-۶-۹-۷ چگونگی تشخیص شکستگی در مخازن
- ۲۲۶..... ۵-۶-۹-۷ نقش شکستگی‌ها در تخلخل و تراوایی
- ۲۲۶..... ۶-۶-۹-۷ مثال‌هایی از مخازن شکسته
- ۲۳۰..... ۸- نفتگیرها**
- ۲۳۴..... ۱-۸ انواع نفتگیرها
- ۲۳۴..... ۱-۱-۸ نفتگیرهای ساختمانی

- ۲۳۴..... ۱-۱-۱-۸ نفتگیرهای چین خورده.
- ۲۴۳..... ۲-۱-۱-۸ نفتگیرهای گسلی.
- ۲۵۴..... ۳-۱-۱ دیابیرها.
- ۲۵۴..... ۱-۲-۱-۸ نفتگیرهای در ارتباط با گنبد نمکی.
- ۲۵۶..... ۲-۲-۱-۸ دیابیرسیم و حرکت نمک بعد از گنبدی شدن.
- ۲۵۹..... ۳-۲-۱-۸ انواع نفتگیرهای در ارتباط با دیابیر نمک.
- ۲۶۰..... ۳-۱-۱ نفتگیرهای چینه‌ای.
- ۲۶۰..... ۱-۳-۱-۸ نفتگیرهای چینه‌ای بدون ارتباط با ناپیوستگی‌ها.
- ۲۶۸..... ۲-۳-۱-۸ نفتگیرهای چینه‌ای مرتبط با ناپیوستگی‌ها.
- ۲۷۲..... ۴-۱-۱ نفتگیرهای حاصل از توپوگرافی مدفون شده.
- ۲۷۳..... ۵-۱-۱ نفتگیرهای هیدرودینامیکی.
- ۲۷۵..... ۶-۱-۱ نفتگیرهای مرکب.
- ۲۷۶..... ۲-۸ مقایسه اهمیت نفتگیرها.
- ۲۷۷..... ۳-۸ توزیع نفت در مخازن هیدروکربنی.
- ۲۷۸..... ۱-۳-۱ فشار موینگی.
- ۲۷۹..... ۲-۳-۱ تراوایی نسبی.
- ۲۸۰..... ۳-۳-۱ ترکیب تراوایی نسبی و فشار موینگی.
- ۲۸۰..... ۴-۳-۱ کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تراوایی و تخلخل.
- ۲۸۱..... ۵-۳-۱ سطح تماس آب-نفت مایل به همراه تغییر خصوصیات سنگ.
- ۲۸۲..... ۶-۳-۱ کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تفاوت در چگالی.
- ۲۸۴..... ۱-۹ پوش سنگ.**
- ۲۸۵..... ۱-۹ ارزیابی پوش سنگ‌ها.
- ۲۸۵..... ۱-۱-۹ خصوصیات پوش سنگ‌ها در مقیاس کوچک.
- ۲۸۵..... ۱-۱-۱-۹ خواص موینه.
- ۲۸۷..... ۲-۱-۱-۹ انتشار در پوش سنگ‌ها.
- ۲۸۷..... ۲-۱-۹ خصوصیات پوش سنگ‌ها در مقیاس بزرگ.
- ۲۸۷..... ۱-۲-۱-۹ لیتولوژی.
- ۲۸۷..... ۲-۲-۱-۹ انعطاف‌پذیری.
- ۲۸۹..... ۳-۲-۱-۹ ضخامت.
- ۲۸۹..... ۴-۲-۱-۹ تداوم جانبی.
- ۲۸۹..... ۲-۹ ارزیابی توانایی پوش سنگ در اکتشاف.
- ۲۹۰..... ۱-۲-۹ طاق‌دیس.
- ۲۹۱..... ۲-۲-۹ نفتگیرهای گسلی.
- ۲۹۳..... ۳-۲-۹ نفتگیرهای چینه‌ای.
- ۲۹۷..... ۳-۹ پوش سنگ‌های غیرعادی.

۳۰۰.....	۱- روش‌های اکتشاف.....
۳۰۰.....	۱-۱ حفاری.....
۳۰۰.....	۱-۱-۱ حفاری ضربه‌ای.....
۳۰۱.....	۲-۱-۱ حفاری دورانی.....
۳۰۳.....	۳-۱-۱ حفاری جهت‌دار.....
۳۰۴.....	۴-۱-۱ حفاری افقی.....
۳۰۶.....	۵-۱-۱ مته‌های حفاری.....
۳۰۷.....	۶-۱-۱ راندمان حفاری.....
۳۰۸.....	۷-۱-۱ گل حفاری.....
۳۱۰.....	۸-۱-۱ تکمیل چاه.....
۳۱۰.....	۲-۱ چاه نگاری.....
۳۱۱.....	۱-۲-۱ نمودارهای کابلی.....
۳۱۲.....	۲-۲-۱ نمودارهای خرده سنگ‌های حفاری.....
۳۱۳.....	۳-۲-۱ گل‌نگاری.....
۳۱۵.....	۳-۱ روش‌های ژئوفیزیکی.....
۳۱۵.....	۱-۳-۱ ژئوفیزیک علمی.....
۳۱۵.....	۲-۳-۱ ژئوفیزیک عملی (کاربردی یا اکتشافی).....
۳۲۰.....	۳-۳-۱ لرزه‌شناسی اکتشافی.....
۳۲۰.....	۱-۳-۳-۱ انتشار امواج لرزه‌ای.....
۳۲۰.....	۲-۳-۳-۱ جبهه‌ها و پرتوهای موج.....
۳۲۱.....	۳-۳-۳-۱ تئوری امواج.....
۳۲۲.....	۴-۳-۳-۱ سرعت امواج الاستیک.....
۳۲۳.....	۵-۳-۳-۱ انعکاس.....
۳۲۴.....	۶-۳-۳-۱ کسب اطلاعات لرزه‌ای.....
۳۲۴.....	۷-۳-۳-۱ بازخوانی اطلاعات لرزه‌ای.....
۳۲۸.....	۸-۳-۳-۱ تعبیر و تفسیر داده‌های لرزه‌ای.....
۳۵۶.....	۱۱- مبانی نمودارگیری.....
۳۵۷.....	۱-۱۱ بررسی‌های الکتریکی.....
۳۵۸.....	۱-۱-۱۱ پتانسیل خودزا.....
۳۶۲.....	۲-۱-۱۱ مقاومت الکتریکی سازند.....
۳۶۲.....	۱-۲-۱-۱۱ مقاومت الکتریکی آب سازندی (RW).....
۳۶۴.....	۲-۲-۱-۱۱ فاکتور مقاومت سازند.....
۳۶۵.....	۳-۲-۱-۱۱ سیال اشباع‌شدگی.....
۳۶۵.....	۴-۲-۱-۱۱ تأثیر گل حفاری بر چاه.....
۳۶۷.....	۳-۱-۱۱ نمودارهای مقاومت الکتریکی.....
۳۶۸.....	۱-۳-۱-۱۱ اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی در داخل چاه.....

- ۳۶۸..... ۲-۳-۱-۱۱ نمودارهای الکتریکی غیرمتمرکز
- ۳۷۲..... ۳-۳-۱-۱۱ نمودارهای الکتریکی متمرکز
- ۳۷۴..... ۴-۳-۱-۱۱ نمودارهای القائی
- ۳۷۵..... ۵-۳-۱-۱۱ محاسبه مقاومت واقعی سازند (Rt)
- ۳۷۶..... ۶-۳-۱-۱۱ مقاومت مخازن هیدروکربن
- ۳۷۷..... ۷-۳-۱-۱۱ محاسبه آب اشباع‌شدگی
- ۳۷۹..... ۲-۱۱ نمودارهای رادیواکتیویته
- ۳۸۰..... ۱-۲-۱۱ نمودار پرتو گاما
- ۳۸۲..... ۲-۲-۱۱ اسپیکترومتری پرتوهای گاما
- ۳۸۳..... ۳-۲-۱۱ نمودار چگالی
- ۳۸۷..... ۴-۲-۱۱ نمودار نوترون
- ۳۹۰..... ۳-۱۱ نمودار صوتی
- ۳۹۴..... ۴-۱۱ نمودارهای تصویری چاه
- ۳۹۷..... ۵-۱۱ نمودار کالیپر
- ۳۹۹..... ۶-۱۱ شیب‌سنج
- ۱۲- نقشه‌ها و مقاطع عرضی متداول در زمین‌شناسی نفت**..... ۴۰۳
- ۱-۱۲ انواع نقشه‌های زیرسطحی..... ۴۰۵
- ۱-۱-۱۲ نقشه‌های کانتوری ساختمانی..... ۴۰۵
- ۲-۱-۱۲ نقشه‌های هم‌ضخامت..... ۴۰۵
- ۳-۱-۱۲ نقشه‌های رخساره‌ای..... ۴۰۷
- ۴-۱-۱۲ نقشه‌های ویژگی درونی..... ۴۱۱
- ۲-۱۲ مقاطع عرضی..... ۴۱۳
- ۱۳- مکانیسم نیروهای محرک و انواع بازیافت در مخازن هیدروکربنی**..... ۴۱۶
- ۱-۱۳ انواع مکانیسم نیروهای محرک مخازن هیدروکربنی..... ۴۱۶
- ۱-۱-۱۳ مکانیسم آبران..... ۴۱۶
- ۲-۱-۱۳ مکانیسم رانش توسط کلاهک گازی..... ۴۱۶
- ۳-۱-۱۳ مکانیسم رانش گاز محلول..... ۴۱۷
- ۴-۱-۱۳ زهکشی ثقلی..... ۴۱۸
- ۵-۱-۱۳ مکانیسم رانش مرکب..... ۴۱۸
- ۲-۱۳ بازیافت ثانویه و ازدیاد بازیافت نفت..... ۴۱۹
- ۱-۲-۱۳ آبرویی..... ۴۱۹
- ۱-۱-۲-۱۳ تزریق آب در مخازن همگن..... ۴۲۰
- ۲-۱-۲-۱۳ تزریق آب در مخازن هتروژن..... ۴۲۱
- ۲-۲-۱۳ تزریق گاز مخلوط نشدنی..... ۴۲۲

- ۴۲۲..... تزریق گاز مخلوط شدنی..... ۳-۲-۱۳
- ۴۲۳..... تزریق دی‌اکسیدکربن..... ۴-۲-۱۳
- ۴۲۳..... متدهای بازیافت حرارتی..... ۵-۲-۱۳
- ۴۲۳..... تزریق دوره ای بخار..... ۱-۵-۲-۱۳
- ۴۲۴..... بخار روبی..... ۲-۵-۲-۱۳
- ۴۲۴..... احتراق درجا..... ۳-۵-۲-۱۳
- ۴۲۶..... گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی..... ۴-۵-۲-۱۳
- ۴۲۷..... ایجاد شکستگی با استفاده از انفجار هسته‌ای..... ۶-۲-۱۳
- ۴۲۸..... ازدیاد برداشت با استفاده از میکروپها..... ۷-۲-۱۳
- ۴۲۸..... استفاده از سورفاکتانت‌ها..... ۸-۲-۱۳
- ۴۲۸..... استفاده از پلیمرها..... ۹-۲-۱۳
- ۴۲۹..... پارامترهای کنترل کننده ازدیاد برداشت از مخازن نفتی..... ۳-۱۳
- ۴۲۹..... تأثیر خصوصیات مخزن..... ۱-۳-۱۳
- ۴۳۰..... تأثیر ویژگی سیال..... ۲-۳-۱۳
- ۴۳۰..... الگوی چاه‌های تزریق..... ۳-۳-۱۳
- ۴۳۱..... روبش مرکزی و محیطی..... ۱-۳-۳-۱۳
- ۴۳۲..... روبش الگویی..... ۲-۳-۳-۱۳
- ۴۳۳..... تأثیر ساختار منافذ مخزن بر روی ضریب بازیافت..... ۴-۱۳
- ۴۳۳..... مقایسه اندازه گلوگاه با خلل و فرج..... ۱-۴-۱۳
- ۴۳۴..... شماره هم‌آرایی گلوگاه نسبت به حفره..... ۲-۴-۱۳
- ۴۳۴..... زبری سطحی خلل و فرج و منافذ..... ۳-۴-۱۳
- ۱۴- محاسبه ذخیره هیدروکربن..... ۴۳۵**
- ۱-۱۴ محاسبه نفت و گاز درجا..... ۴۳۵
- ۱-۱-۱۴ ضریب بازیافت..... ۴۳۷
- ۲-۱-۱۴ ضریب حجمی نفت و گاز..... ۴۳۸
- ۳-۱-۱۴ محاسبه زون تولید خالص..... ۴۳۹
- ۱-۳-۱-۱۴ چاه‌های انحرافی و لایه‌های شیدار..... ۴۴۰
- ۴-۱-۱۴ حجم مخزن..... ۴۴۳
- ۱۵- مدل‌سازی حوضه‌های رسوبی و سیستم‌های نفتی..... ۴۴۵**
- ۱-۱۵ اهداف و محدودیت‌های مدل‌سازی..... ۴۴۷
- ۲-۱۵ برنامه‌ریزی..... ۴۴۷
- ۳-۱۵ زایش نفت از سنگ منشأ..... ۴۴۸
- ۴-۱۵ مسیر مهاجرت..... ۴۴۸
- ۵-۱۵ حفظ هیدروکربن..... ۴۵۰

۴۵۰.....	۶-۱۵ آنالیزهای تاریخچه تدفین.....
۴۵۰.....	۷-۱۵ تحلیل‌های حساسیت‌سنجی.....
۴۵۲.....	۱۶- مراحل توسعه یک میدان هیدروکربنی.....
۴۵۲.....	۱-۱۶ فاز اکتشاف.....
۴۵۳.....	۲-۱۶ فاز ارزیابی.....
۴۵۵.....	۳-۱۶ برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری.....
۴۵۵.....	۴-۱۶ فاز تولید.....
۴۵۶.....	۵-۱۶ فاز از کارافتادگی.....
۴۵۷.....	۱۷- هیدروکربن‌ها در حوضه‌های رسوبی.....
۴۵۷.....	۱-۱۷ مفاهیم اساسی.....
۴۵۹.....	۲-۱۷ مکانیسم‌های تشکیل حوضه.....
۴۶۱.....	۳-۱۷ طبقه‌بندی حوضه‌ها.....
۴۶۱.....	۱-۳-۱۷ حوضه‌های مرتبط با صفحات قاره‌ای پایدار.....
۴۶۱.....	۱-۱-۳-۱۷ حوضه‌های داخلی یا درون‌کراتونی.....
۴۶۳.....	۲-۱-۳-۱۷ حوضه‌های حاشیه کراتونی یا حوضه‌های فورلند.....
۴۶۴.....	۲-۳-۱۷ حوضه‌های حاشیه واگرا.....
۴۶۴.....	۱-۲-۳-۱۷ حوضه‌های ريفتی.....
۴۶۵.....	۲-۲-۳-۱۷ حوضه‌های کششی-جدایشی.....
۴۶۷.....	۳-۳-۱۷ حوضه‌های حاشیه‌های همگرا.....
۴۷۰.....	۴-۳-۱۷ حوضه‌های فروپيچشی.....
۴۷۱.....	۵-۳-۱۷ دلتاها.....

۱ - مقدمه (Introduction)

پترولیوم (petroleum) واژه‌ای لاتین است که در زبان فارسی معادل مناسبی ندارد. پترولیوم در واقع مواد هیدروکربنی است که به صورت طبیعی عمدتاً در سنگ‌های رسوبی واقع می‌گردد. پترولیوم می‌تواند به صورت فازهای مختلف، از جمله فاز گازی، نظیر گاز طبیعی (natural gas)، فاز مایع، نظیر نفت خام (crude oil) و فاز جامد، مثل قیر (asphalt) در خلل و فرج و شکستگی‌های سنگ‌ها تجمع یابد.

انباشته شدن مواد هیدروکربنی در زیر سطح زمین در سنگ‌هایی صورت می‌گیرد که توانایی نگهداری و انتقال سیالات را داشته باشند. این سنگ‌ها، مخزن (reservoir) نامیده می‌شوند. تجمع مواد هیدروکربنی به صورت اقتصادی در سنگ مخزن منوط به وجود عوامل متعددی است. بطور کلی وجود پنج عامل برای تجمع اقتصادی نفت و گاز لازم و ضروری است. این پنج عامل عبارتند از:

- (۱) سنگ منشأ بالغ (mature source rock) که تولید هیدروکربن کرده باشد.
 - (۲) سنگ مخزن (reservoir rock) که بتواند هیدروکربن را در داخل خود جا دهد.
 - (۳) مهاجرت هیدروکربن بین سنگ منشأ و سنگ مخزن (migration pathway) عملی باشد.
 - (۴) پوش سنگ (cap rock) ناتراوا که از خروج نفت از داخل سنگ مخزن جلوگیری کند.
 - (۵) تله نفتی (oil trap) که در آن نفت به صورت اقتصادی متمرکز گردد.
- در این کتاب سعی شده است که این پنج عامل به تفصیل مورد بحث قرار گیرد.

۱-۱ تاریخچه اکتشاف نفت

نفت و گاز از زمان‌های بسیار قدیم به صورت تراوش‌های سطحی، شناخته شده و مورد استفاده بوده‌اند. برای مثال می‌توان شعله‌های آتش جاویدان را نام برد که از شیل‌های نفتی نزدیک باکو نشأت می‌گرفت. اکتشاف نفت یک دانش بسیار قدیمی و کاربردی است که با جمع‌آوری قیر (asphalt) از تراوش‌های طبیعی سطحی (natural seepages) به قلمرو علم وارد شد. در آن زمان‌ها، نفت برای مقاصد پزشکی، گرمایی و همچنین مصارف عایق‌کاری استفاده می‌شد.

۱-۲ خلاصه‌ای از مراحل پیشرفت در اکتشاف نفت

اولین چاه اکتشافی نفت در سال ۱۷۴۵ در فرانسه حفر شد و اولین چاه استخراج نفت توسط کنل دریک در پنسیلوانیا در سال ۱۸۵۹ حفاری شد. این آغازی برای اکتشافات زیرسطحی نفت بود که بعدها، خصوصاً بعد از افزایش تقاضا برای استخراج نفت در طول جنگ جهانی اول، شدت گرفت.

قدیمی‌ترین تئوری برای اکتشاف نفت، تئوری طاق‌دیس (anticline theory) بود که به وسیله هانت (Hunt) در سال ۱۸۶۱ معرفی شد. کاربرد این تئوری برای یافتن نفت در قله طاق‌دیس‌ها ابزار موفق‌تری بود. این تئوری به عنوان تئوری اصلی برای اکتشافات مهم نفتی در آمریکا، ونزوئلا، آرژانتین، برمه و به خصوص در مسجدسلیمان ایران مورد استفاده قرار گرفت.

بعد از پیدا شدن نفت در سال ۱۸۸۰ در رسوبات دریایی پنسیلوانیا که ارتباطی با ساختمان‌های طاق‌دییسی نداشت و شکل‌گیری نفت‌گیر صرفاً ناشی از تغییر رخساره رسوبات بود، مشخص شد که ذخایر نفتی می‌توانند در حوضه‌های غیرچین‌خورده هم وجود داشته باشند. در نتیجه مفهوم نفت‌گیرهای چینه‌ای (stratigraphic traps) با این کشف فراگیر شد.

تا اواسط دهه ۱۹۲۰، تهیه و استفاده از نقشه‌های سطحی طاق‌دیس‌ها ابزار اصلی اکتشافات نفتی بود و پیدا کردن نفت‌گیرهای چینه‌ای معمولاً به صورت اتفاقی رخ می‌داد.

تا سال ۱۹۲۵ فقط ماسه‌سنگ‌ها به عنوان مخازن هیدروکربنی مورد نظر و مطالعه بودند، اما اکتشاف مخازن عظیم هیدروکربنی در کربنات‌ها در میدان‌هایی نظیر مسجدسلیمان ایران، کرکوک عراق، کرتاسه مکزیک و Smackover آمریکا نشان داد که نفت می‌تواند در سنگ‌های کربناته نیز یافت شود.

بعد از اواسط دهه ۱۹۲۰ با روی کار آمدن روش‌های جدید نظیر مغناطیس‌سنجی (magnetometry)، ثقل‌سنجی (gravimetry) و مطالعات لرزه‌ای (seismic surveys)، اکتشاف نفتی راه تازه‌ای برای پی بردن به آنومالی‌ها و ساختارهای زیرسطحی غیرقابل مشاهده از سطح پیدا نمود. این تکنولوژی‌ها به تشخیص موقعیت پی‌سنگ و آنومالی‌های دیاپیریک کمک می‌کنند و به طور کلی یک شمای عمومی از ساختارهای زیرسطحی را آشکار می‌سازند.

در سال ۱۹۲۷ در فرانسه اولین نمودارهای ژئوفیزیکی برای اندازه‌گیری تخلخل (porosity) و آب اشباع‌شدگی (water saturation) در چاه‌های حفاری شدم، مورد استفاده قرار گرفت.

پیشرفت در علوم زمین‌شناسی نظیر میکروپالئونتولوژی (micropaleontology) و ارائه مدل‌های رخساره‌ای (facies models) در دهه ۱۹۶۰ کمک شایان توجهی برای اکتشافات نفتی

بود. تا قبل از دهه ۱۹۶۰ مطالعات فسیل‌شناسی، صرفاً بر روی ماکروفسیل‌ها متمرکز بود که کاربرد محدودی داشتند چرا که بسیاری از آنها در اثر حفاری به دلیل اندازه بزرگشان کاملاً منهدم شده و قابل شناسایی نبودند. بنابراین گسترش میکروپالئونتولوژی و تعریف بسیاری از بیوزون‌ها بر پایه میکروفسیل‌ها که به آسانی در مغزه‌ها (cores) و خرده‌های (cuttings) حاصل از حفاری یافت می‌شوند، در این راه کمک مؤثری بود، زیرا تطابق ناحیه‌ای چینه‌ها بسیار آسانتر و دقیق‌تر صورت می‌گرفت.

بعدها توسعه مدل‌های رخساره‌ای و تفسیر جزئیات محیط‌های رسوبی قدیمی (paleoenvironments) کمک مؤثری در تشخیص شکل هندسی مخازن (reservoir geometry) کردند و پیش‌بینی قابل اعتمادی از کیفیت مخازن از نظر تخلخل و تراوایی ارائه دادند.

در دهه ۱۹۵۰ قانون دینامیک سیالات به طور موفقی توسط هوبرت و هیل (Hubbert & Hill) برای توصیف مهاجرت و ذخیره نفت بکار برده شد.

در دهه ۱۹۷۰ پیشرفت در کسب و پردازش (acquisition and processing) اطلاعات لرزه‌ای و نیز استفاده از کامپیوترهای سریع برای این منظور توانست نیمرخ‌های لرزه‌ای بسیار دقیق را بدست دهد و لذا امروزه این مقاطع سیمای عمومی درون زمین را به خوبی مشخص می‌کنند.

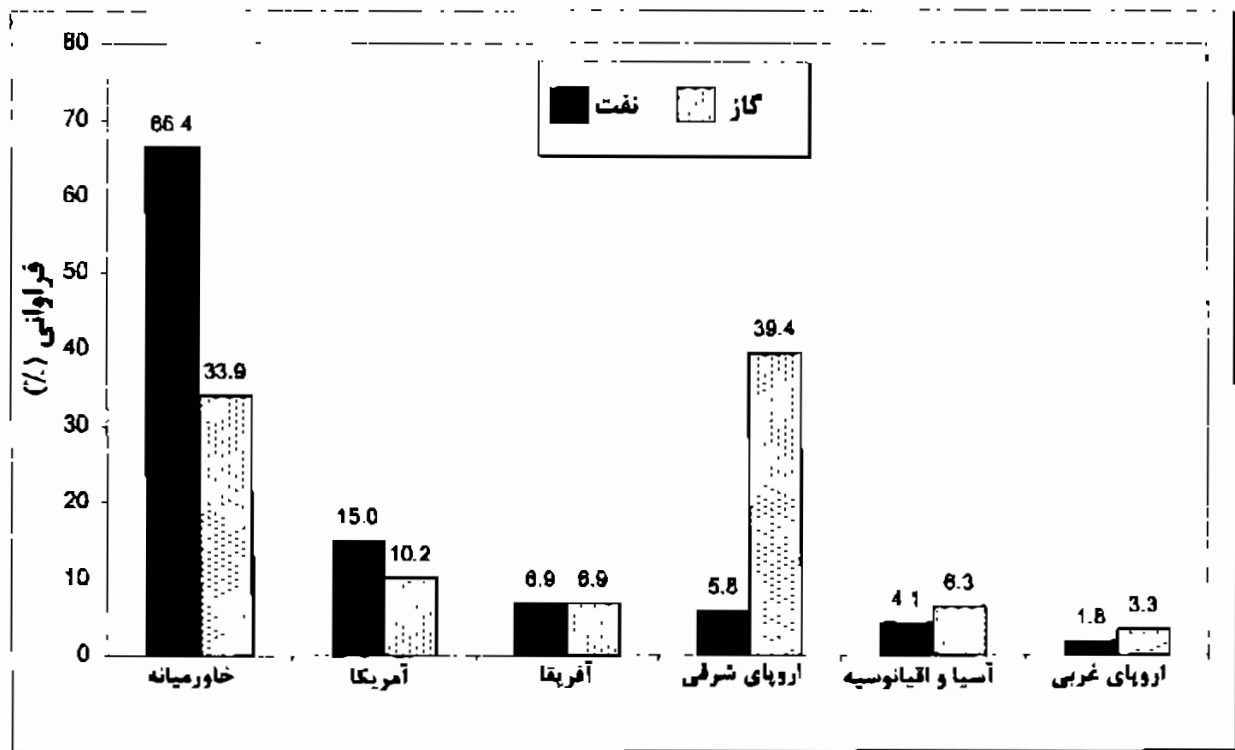
بعد از دهه ۱۹۸۰ تاکنون توسعه، صرفاً به صورت پیشرفت در تکنولوژی‌های گذشته و نیز معرفی نرم‌افزارهای مختلف کامپیوتری بوده که باعث شده است اکتشاف هیدروکربن‌ها آسانتر، سریعتر و مطمئن‌تر انجام شود.

۱-۳ آمار مختصری در مورد نفت و گاز

تاکنون بیش از ۳/۶ میلیون چاه به وسیله شرکت‌های نفتی حفر شده است. در حدود ۶۰۰۰۰ چاه تولید نفت (producing well) با تولیدی به طور متوسط در حدود ۳ مترمکعب در روز در قاره آمریکا وجود دارد. در صورتی که در خاورمیانه تعداد چاه‌های تولید به مراتب کمتر است ولی بطور متوسط تولیدی در حدود ۱۰۰۰ مترمکعب در روز دارند. تعداد چاه‌های نفتی در اروپای غربی تقریباً ۶۰۰۰ حلقه است.

تعداد حوضه‌های نفت و گاز شناخته شده جهان بیش از ۳۲۰۰۰ است که از این تعداد حدود ۱۸۰۰۰ حوضه آن در قاره آمریکا، بیش از ۳۰۰۰ حوضه در روسیه، ۱۰۰۰ حوضه در کانادا و فقط ۱۵۰ حوضه آن در خاورمیانه است.

در حدود ۹۵ درصد از نفت شناخته شده فقط در ۵۰ حوضه رسوبی و ۷۵-۷۰ درصد از آن دقیقاً در ۱۰ حوضه قرار دارند. خلیج فارس (Persian Gulf) به تنهایی نیمی از نفت جهان را داراست. شکل ۱-۱ توزیع جهانی ذخایر نفت و گاز جهان تا سال ۱۹۹۸ را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱ - هیستوگرام توزیع جهانی ذخایر نفت (سیاه) و گاز (منقوط) در سال ۱۹۹۸

تقریباً در اکثر کشورهای جهان تا پایان سال ۱۹۹۸ ذخیره نفتی دیده و شناسایی شده است و همه کشورهای جهان به غیر از کشورهای: افغانستان، ایرلند، ماداگاسکار، موزامبیک، نامیبیا، رواندا، سومالی و تانزانیا دارای ذخیره نفتی می‌باشند (جدول ۱-۱). به جز کشور سورینام در آمریکای جنوبی که فاقد هر گونه ذخیره گازی است، در تمام کشورهای جهان ذخیره گازی شناسایی شده است.

جدول ۱-۱ - ذخایر قطعی شده نفت و گاز در جهان و میزان تولید نفت خام در سال ۱۹۹۷

نام کشور	ذخیره نفتی (هزار بشکه)	ذخیره گازی (میلیارد فوت مکعب)	میزان تولید نفت خام (هزار بشکه در روز)
کشورهای آسیا و اقیانوسیه			
افغانستان	-	۳۵۲۰	-
استرالیا	۱۸۰۰۱۸۰	۱۹۴۲۹	۵۷۰
بنگلادش	۵۴۳۹	۱۰۸۸۴	۱۶
برونئی	۱۳۵۰۰۰۰	۱۴۱۰۰	۱۴۵
چین	۲۴۰۰۰۰۰۰	۴۱۰۰۰	۳۲۱۰
هند	۴۳۳۶۶۴	۱۷۳۵۶	۶۴۷
اندونزی	۴۹۷۹۷۱۰	۷۲۲۶۸	۱۳۸۰
ژاپن	۶۰۱۸۹	۱۳۸۶	۱۴
مالزی	۳۹۰۰۰۰۰	۷۹۸۰۰	۶۴۵
نیوزیلند	۱۴۵۲۹۰	۲۴۰۰	۶۲
پاکستان	۲۰۸۰۰۰	۲۱۰۰۰	۵۶
فیلیپین	۲۱۳۷۰۰	۲۷۰۰	۰/۷
تایوان	۴۰۰۰	۲۷۰۰	۰/۹
تایلند	۲۸۵۲۶۰	۷۰۰۰	۵۹
ویتنام	۶۰۰۰۰۰	۶۰۰۰	۱۸۰
کشورهای اروپای غربی			
اتریش	۹۰۰۰۰	۸۵۸	۲۰
دانمارک	۸۶۱۷۰۴	۴۰۲۴	۳۳۰
فرانسه	۱۳۷۳۶۸	۵۰۵	۳۶
آلمان	۴۱۰۴۸۰	۱۲۱۱۳	۵۵
رومان	۱۰۰۰۰	۳۰۰	۸۷
ایتالیا	۷۲۹۲۷۰	۱۰۵۰۶	۱۰۹
هلند	۱۱۳۳۱۷	۶۱۳۰۶	۱۰۹
نروژ	۱۰۴۴۲۲۱۵	۵۲۳۰۱	۳۱۷۵
اسپانیا	۳۰۰۰۰	۶۰۰	۹
ترکیه	۳۳۱۰۳۶	۳۰۹	۶۸
بریتانیا	۵۰۰۳۷۹۵	۲۶۸۳۹	۲۶۲۰
کشورهای کشورهای آمریکای			
آرژانتین	۲۵۸۸۲۰۰	۲۴۲۰۸	۸۳۵
باربادوس	۳۳۵۳	۵	۰/۹
بولیوی	۱۳۱۹۳۱	۴۶۰۰	۲۷
برزیل	۴۸۰۰۰۰۰	۵۵۸۰	۸۴۵
کانادا	۴۸۳۹۱۸۹	۶۵۰۲۰	۱۸۸۰
شیلی	۱۵۰۰۰۰	۳۴۶۰	۱۰
کلمبیا	۳۸۰۰۰۰۰	۱۴۲۰۰	۶۲۵
کوبا	۲۵۵۰۰۰	۴۴۶	۳۳
اکوادور	۲۱۵۰۰۰	۳۷۰۰	۳۸۵
گواتمالا	۲۰۰۰۰۰	۱۰	۲۰
مکزیک	۴۰۰۰۰۰۰	۶۳۹۰۰	۳۰۲۵
پرو	۸۰۰۰۰۰	۷۰۲۴	۱۲۰
ایالات متحده	۲۲۰۱۷۰۰۰	۱۶۶۶۷۴	۶۴۰۰
وینزویلا	۷۱۶۶۸۸۷۹	۱۴۲۰۷۸	۳۱۷۵
کشورهای اروپای شرقی			
آلبانی	۱۶۵۰۰۰	۱۰۰	۹
بلغارستان	۱۵۰۰۰۰	۱۷۰	۰/۸
کروسیه	۵۵۱۱۱	۷۸۶	۳۱
جمهوری چک	۶۰۰۰	۱۴۰	۷
مجارستان	۱۳۷۷۸۶	۳۱۸۵	۳۷
لهستان	۴۰۰۵۷	۵۲۶۲	۶۵
رومانی	۱۶۰۶۰۰۰	۱۴۰۰۰	۱۳۳
روسیه	۴۸۵۷۳۰۰۰	۱۷۰۰۰۰۰	۵۹۰۰
صربستان	۷۷۵۰۰	۲۰۰۰	۲۲
اسلواکی	۹۰۰۰	۵۳۰	۲

جدول ۱-۱

نام کشور	ذخیره نفتی (هزار بشکه)	ذخیره گازی (میلیارد فوت مکعب)	میزان تولید نفت خام (هزار بشکه در روز)
کشورهای قاره آفریقا			
الجزیر	۹۲۰۰۰۰۰	۱۳۰۶۰۰	۸۵۰
انگولا	۵۴۱۲۰۰۰	۱۷۰۰	۷۱۵
سین	۸۲۱۰	۴۳	۱۵
کامرون	۴۰۰۰۰۰	۳۹۰۰	۱۳۴
کنگو	۱۵۰۵۹۱۳	۳۲۰۰	۲۷۰
مصر	۳۸۳۴۵۵۰	۲۷۶۲۲	۸۷۵
گیبیه	۱۳۰۰۰	۱۳۰۰	۴۲
اتیوپی	۴۲۸	۸۸۰	-
گابن	۲۴۹۹۰۰۰	۱۲۰۰	۳۶۷
عنا	۱۶۵۱۰	۸۴۰	۶
ساحل عاج	۱۰۰۰۰۰	۱۰۰۰	۲۹
لیبی	۲۹۵۰۰۰۰۰	۲۶۳۰۰	۱۴۱۵
ماناگاسکار	-	۷۰	-
مراکش	۱۹۶۶	۵۰	۰/۳
مورامیک	-	۲۵۰۰	-
نامیبیا	-	۳۰۰۰	-
نیجریه	۱۶۷۸۶۰۰۰	۱۱۴۸۵۲	۳۳۷۰
رواندا	-	۲۰۰۰	-
سومالی	-	۲۰۰	-
افریقای جنوبی	۲۹۲۳۲	۸۳۶	۱۰
سودان	۲۶۲۱۰۰	۴۰۰۰	۱۲
تانزانیا	-	۹۸۰	-
نوس	۳۰۷۵۶۰	۲۵۰۰	۸۱
یشیر	۱۸۷۰۰۰	۳۵	۲۹
خاورمیانه			
ایران	۹۳۰۰۰۰۰۰	۸۱۰۰۰۰	۳۶۳۰
لبنان	۹۲۳۰۰۰۰۰	۱۸۹۰۰۰	۱۹۵۰
بحرین	۴۱۰۰۰۰	۵۱۰۰	۴۰
عمان	۴۰۰۰۰۰۰	۴۱۰۰	۲۵۰
عراق	۱۱۴۵۰۰۰۰۰	۱۰۹۰۰۰	۱۰۷۰
اردن	۳۰۰	۲۰۰	-
کویت	۹۴۰۰۰۰۰۰	۵۲۴۰۰	۱۸۲۰
عمان	۵۳۳۸۰۰۰۰	۲۷۴۵۰	۸۹۷
قطر	۳۷۰۰۰۰۰۰	۳۰۰۰۰۰	۶۳۰
رلس الخیمه	۱۰۰۰۰۰۰	۱۱۰۰	۰/۵
عمارتان سعودی	۲۵۹۰۰۰۰۰۰	۱۹۰۰۰۰	۸۰-۸۰
شارجه	۱۵۰۰۰۰۰	۱۰۷۰۰	۷۰
سوریه	۲۵۰۰۰۰۰	۸۳۰۰	۶۱۰
یمن	۴۰۰۰۰۰۰	۱۶۹۰۰	۳۶۵

اطلاعات آورده شده در جدول ۱-۱ نشان می‌دهد که گرچه اکثر کشورهای جهان دارای نفت و گاز می‌باشند اما تعداد کمی از آنها، به خصوص کشورهای منطقه خاورمیانه، می‌توانند تولید بالایی داشته باشند.

در جدول ۲-۱ تولیدات نفتی قاره‌های مختلف جهان تا پایان سال ۱۹۹۸ نشان داده شده است. این آمار اهمیت کشورهای منطقه خاورمیانه را از نظر دارا بودن ذخایر نفت و گاز نشان می‌دهد.

جدول ۱-۲ - آماری از تولیدات نفتی قاره‌های مختلف جهان تا پایان سال ۱۹۹۸

میزان ذخایر نفتی (هزار بشکه)	میزان ذخایر گازی (میلیارد فوت مکعب)	قاره‌های مختلف جهان
۴۲۲۷۵۴۴۴	۳۲۰۵۵۳	آسیا و اقیانوسیه
۱۸۱۲۸۰۸۵	۱۷۰۳۶۳	اروپای غربی
۷۰۰۶۳۵۹۹	۳۴۸۵۹۸	آفریقا
۱۵۲۰۲۵۷۵۲	۵۱۷۷۲۱	آمریکا
۵۹۱۰۱۴۵۴	۲۰۰۳۱۷۳	اروپای شرقی و کشورهای مشترک المنافع
۶۷۶۵۹۲۳۳۰	۱۷۲۶۰۶۱	منطقه خاورمیانه

با جمع مقادیر بالا، مقدار ذخیره نفت و گاز قطعی جهان تا پایان سال ۱۹۹۸ بدین ترتیب می‌باشد: ذخیره نفتی ۱۰۱۹۱۸۵۶۶۴ هزار بشکه و ذخیره گازی ۵۰۸۶۴۶۹ میلیارد فوت مکعب. از این مقدار ۱/۷۸٪ ذخایر نفتی و ۷/۴۲٪ ذخایر گازی متعلق به کشورهای عضو اوپک می‌باشد.

۱-۳-۱ اکتشافات جدید نفتی

حفظ نسبت تولید به اکتشاف هیدروکربن از اهمیت خاصی برخوردار است. از این رو کشورهای مختلف تلاش می‌کنند تا به منابع جدیدتری دست یابند. با نگاهی به فعالیت‌های جدید اکتشافی در هر کشور می‌توان به برنامه‌ریزی آن کشور در این قبال پی برد (جدول ۱-۳).

جدول ۱-۳ - اکتشافات جدید نفتی در جهان در سال ۱۹۹۹

نام کشور	تعداد اکتشافات نفتی	میزان اکتشافات نفتی (mb)
ایران	۴	۵۰۰۰
عربستان سعودی	۲	۲۰۵۰
آنگولا	۱۰	۱۳۳۵
چین	۲۶	۸۳۰
مکزیک	۱۴	۷۵۲
آذربایجان	۵	۷۰۰
نیجره	۷	۴۰۵
گینه اکوات	۲	۴۰۰
برزیل	۴۵	۳۵۳
نروژ	۱۴	۲۴۰
استرالیا	۷۴	۱۰۹
اندونزی	۵۲	۳۱۶
آرژانتین	۴۰	۱۴۹
مصر	۲۴	۲۷
عمان	۱۸	۱۲۲
لهستان	۱۶	۱

۱-۳-۲ میزان تولید نفت

میزان نفت مورد نیاز جهان در سال ۲۰۱۰، چهل و چهار میلیون بشکه در روز خواهد بود و در سال ۲۰۲۰ این رقم به چهل و نه میلیون بشکه در روز خواهد رسید. این در حالی است که سالانه دو درصد به تقاضای نفت خام در جهان افزوده می‌شود. در حال حاضر میزان نفت تولیدی اوپک، که اصلی‌ترین تولید کننده نفت در جهان می‌باشد ۲۵/۹ میلیون بشکه در روز است (جدول ۱-۴).

جدول ۱-۴ - میزان نفت خام تولیدی اعضای اوپک (هزار بشکه در روز)

کشور	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۳	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۷	۲۰۰۰
الجزایر	۸۰۳	۷۵۶۵	۷۴۷۳	۷۵۳۵	۷۵۲۵	۸۵۰	۸۲۷
اندونزی	۱۴۵۰	۱۳۴۷۷	۱۳۲۷۳	۱۳۳۲۸	۱۳۲۸۴	۱۱۶۰	۱۳۴۳
ایران	۳۳۹۸۹	۳۳۳۱۶	۳۴۲۵۲	۳۵۹۶	۳۵۹۵	۳۶۳۰	۳۸۰۰
عراق	۲۸۵۸	۵۲۶۲	۶۵۹۵	۷۸۴۷	۷۳۶۹	۱۱۱۵	-
کویت	۱۹۰/۱	۱۰۵۷۳	۱۸۸۱۸	۲۰۰۶۶	۲۰۰۵۶	۲۱۰۵	۲۰۷۷
لیبی	۱۴۳۰۳	۱۴۳۲۷	۱۴۶۱۰	۱۳۸۹۸	۱۳۹۷۰	۱۴۲۰	۱۳۸۸
نیجریه	۱۸۹۱/۱	۱۹۵۷	۱۹۰۵۲	۱۸۲۰۳	۱۸۴۲۶	۲۲۸۰	۲۱۳۲
قطر	۳۹۱/۳	۴۳۳	۳۹۰۳	۳۸۹۸	۳۹۳/۱	۶۲۰	۶۷۱
عربستان سعودی	۸۱۱۷۸	۸۳۳۱۸	۸۰۴۷۷	۸۰۴۷۰	۸۰۲۳۴	۸۳۴۵	۸۴۱۵
امارات متحده عربی	۲۰۹۳	۲۳۴۰۵	۲۱۵۹۳	۲۱۶۶۵	۲۱۴۸	۲۳۲۵	۲۲۶۳
ونزوئلا	۲۲۸۶۲	۲۳۴۵۵	۲۳۳۶۰	۲۳۶۷۷	۲۳۸۵۵	۲۱۸۰	۲۹۸۴

ذخایر نفت خام ایران با آخرین اکتشافات به عمل آمده در حدود ۵۵۰ میلیارد بشکه و ذخایر قابل استحصال تا سال ۲۰۰۰ حدود ۹۰ میلیارد بشکه ارزیابی شده است. سطح تولید فعلی نفت ایران در حدود ۴ میلیون بشکه در روز می‌باشد، این در حالی است که ایران با ذخیره نفتی کنونی خود که چیزی حدود ۹ درصد نفت جهان را در اختیار دارد باید توان تولید بیش از این مقدار را داشته باشد. البته کشف مخازن جدید نفتی و گازی، توان تولیدی ایران را بالا خواهد برد. در ایران بیش از ۴۰ میدان نفتی دارای ذخیره بیش از یک میلیارد بشکه نفت وجود دارد، مثل میدان اهواز، مارون، گچساران، آغاچاری و بی‌بی حکیمه، که بخش اعظم تولید نفت ایران از این میادین صورت می‌گیرد.

کشورهای مختلف، در شرایط متفاوتی از نظر میزان ظرفیت واقعی تولید نفت و درصد ظرفیت استفاده شده، می‌باشند (جداول ۱-۵ و ۱-۶).

جدول ۵-۱ - میزان ظرفیت واقعی و تولید نفت (میلیون بشکه) و درصد ظرفیت استفاده شده کشورهای عضو اوپک

اعضای اصلی اوپک	ظرفیت واقعی	تولید نفت	درصد ظرفیت استفاده شده
عربستان	۱۰/۸	۷/۸	۷۲
ایران	۳/۷	۳/۴	۹۲
ونزوئلا	۳/۰	۲/۸	۳۹
عراق	۲/۸	۲/۶	۹۳
کویت	۲/۷	۱/۹	۷۰
امارات	۲/۵	۲/۱	۸۴
نیجریه	۲/۲	۲/۰	۹۱
لیبی	۱/۵	۱/۴	۹۳

جدول ۶-۱ - میزان ظرفیت واقعی و تولید نفت (میلیون بشکه) و درصد ظرفیت استفاده شده کشورهای غیر اوپک

غیر اوپک	ظرفیت واقعی	تولید نفت	درصد ظرفیت استفاده شده
آمریکا	۸/۱	۸/۱	۱۰۰
روسیه	۶/۲	۶/۲	۱۰۰
مکزیک	۳/۳	۳/۰	۹۱
چین	۳/۲	۳/۲	۱۰۰
نروژ	۳/۱	۳/۱	۱۰۰
انگلستان	۲/۹	۲/۹	۱۰۰
کانادا	۲/۶	۲/۶	۱۰۰

۳-۳-۱ میزان تولید گاز

میزان گاز تولیدی در خاورمیانه در حال حاضر تقریباً ۱۱۰ میلیون تن می‌باشد، در حالی که میزان گاز مصرفی در سال ۲۰۱۰، حدود ۲۱۴ میلیون تن و در سال ۲۰۲۰ سه برابر خواهد بود که نشان دهنده مصرف روز افزون گاز در جهان می‌باشد. از ۲۰ منطقه گازی مهم جهان، ۹ منطقه در خلیج فارس قرار دارد. لذا خلیج فارس غنی‌ترین منطقه گازی جهان بشمار می‌آید. برای مثال حوضه گازی پارس جنوبی واقع در خلیج فارس در حدود ۸ تریلیون متر مکعب گاز دارد و یا میدان هما در شمال بندر عسلویه ۶۷۰۰ میلیارد فوت مکعب و حجم ذخیره مایعات گازی آن ۸۲ میلیون بشکه می‌باشد. بزرگترین میدان گاز شیرین (میدان گازی تابناک) کشور ظرفیتی حدود ۵/۵ تریلیون فوت مکعب و بیش از ۲۴۰ میلیون بشکه مایعات گازی می‌باشد.

ایران دومین کشور از نظر فراوانی گاز می‌باشد که ذخیره گازی آن در حدود ۲۴ تریلیون فوت مکعب است که ۵۷ درصد آن، گاز غیرهمراه و ۴۳ درصد آن گاز همراه می‌باشد و از این نظر پس از کشور روسیه که بزرگترین دارنده ذخایر گازی جهان است، قرار می‌گیرد.

عمده ترین تولید کنندگان گاز جهان در قاره آمریکا، کشورهای کانادا، ایالات متحده، آرژانتین، مکزیک و ونزوئلا می‌باشند که در این میان ایالات متحده بیشترین ذخیره گازی را در

این منطقه داراست و بیشترین تولید را در این زمینه انجام می‌دهد. در منطقه اروپای غربی عمده‌ترین تولید کنندگان گاز، کشورهای ایتالیا، هلند، نروژ و بریتانیا می‌باشند که هلند بیشترین ذخیره گازی را در این منطقه دارا بوده و تقریباً بیشترین تولید را همراه با بریتانیا دارند. در منطقه اروپای شرقی، کشور روسیه بزرگترین دارنده ذخایر گازی جهان است و همراه با ترکمنستان بیشترین تولید گاز جهان را دارا می‌باشند. سایر کشورها نظیر رومانی، چین، اندونزی، مالزی و پاکستان نیز دارای ذخیره گازی قابل توجهی می‌باشند. در قاره آفریقا کشورهایی چون الجزایر، مصر، لیبی و نیجریه از ذخایر خوب گازی برخوردارند. در منطقه خاورمیانه که از نظر ذخایر گازی دارای مقام دوم است، کشورهایی چون ایران، ابوظبی، عراق، کویت، قطر و عربستان سعودی ذخایر بسیار خوبی دارند.

میزان کل ذخیره گاز جهان تا پایان سال ۱۹۹۷ حدود ۵۰۸۶۴۶۹ میلیارد فوت مکعب می‌باشد که ۲۱۷۵۱۹۸ از آن، متعلق به کشورهای عضو اوپک بوده و در کل ۴۲/۷٪ مقدار کل گاز جهان در اختیار اوپک می‌باشد.

۱-۳-۴ بررسی آماری نرخ نفت

قبل از این که به نرخ نفت پرداخته شود باید به سبد نفتی اوپک اشاره شود. سبد نفتی اوپک از هفت نوع نفت خام شامل: نفت استیموس مکزیک، نفت تیجانای ونزوئلا، نفت صحران‌بلند الجزایر، نفت سبک بانی نیجریه، نفت مینای اندونزی، نفت سبک عربی عربستان و نفت دبلی امارات متحده عربی تشکیل شده است. عوامل بسیاری می‌توانند باعث نوسانات در بازار نفت شوند که تغییر فصول یکی از این عوامل است. سایر علل این نوسانات که از مهمترین عوامل مؤثر بر این بازار می‌باشند عبارتند از: بازار نفت ایالات متحده، بازار نفت اروپا و کاهش ذخایر بنزین در ایالات متحده. هر گونه نوسان در این بازارها می‌تواند باعث بالا یا پایین رفتن قیمت نفت در بازارهای جهانی شود. البته به تازگی بازارهای جدیدی مانند بازارهای شرق آسیا هم به دلیل مصرف روزافزون نفت خام در این منطقه می‌توانند نقش مهمی در نوسانات قیمت نفت ایجاد کنند. جدول ۱-۷ قیمت سبد نفتی اوپک را از سال ۱۹۸۷ تا سال ۲۰۰۱ نشان می‌دهد.

جدول ۱-۷ - قیمت سبد نفتی اوپک و برخی نفتها به دلار امریکا

سال	سبد نفتی اوپک	نفت برنت	دبی
۱۹۸۷	۱۷/۲۳	۱۸/۴۱	۱۶/۹۲
۱۹۸۸	۱۴/۲۴	۱۴/۹۴	۱۳/۱۸
۱۹۸۹	۱۷/۳۱	۱۸/۳۲	۱۵/۶۴
۱۹۹۰	۲۲/۲۶	۲۳/۶۱	۲۰/۳۸
۱۹۹۱	۱۸/۶۲	۲۰/۰۶	۱۶/۵۹
۱۹۹۲	۱۸/۴۴	۱۹/۳۳	۱۷/۲۱
۱۹۹۳	۱۶/۳۳	۱۷	۱۴/۹۳
۱۹۹۴	۱۵/۵۳	۱۵/۸	۱۴/۷۴
۱۹۹۵	۱۶/۸۶	۱۷/۰۱	۱۶/۱۰
۱۹۹۶	۲۰/۱۳	۲۰/۰۶	۱۸/۵۲
۱۹۹۷	۱۸/۷۵	۱۹/۱۴	۱۸/۴۳
۱۹۹۸	۱۳/۲	۱۳/۹۲	۱۲/۳۷
۲۰۰۰	۲۶/۴۴	۲۷/۰۷	۲۴/۹۲
۲۰۰۱	۲۴/۷۹	۲۶/۲۱	۲۴/۲۳

در سالهای اخیر درآمد کشورهای عضو اوپک به دلیل نوسانات قیمت نفت تغییرات زیادی را نشان می‌دهد. جدول ۱-۸ ارزش صادرات نفت خام اعضای اوپک را نشان می‌دهد.

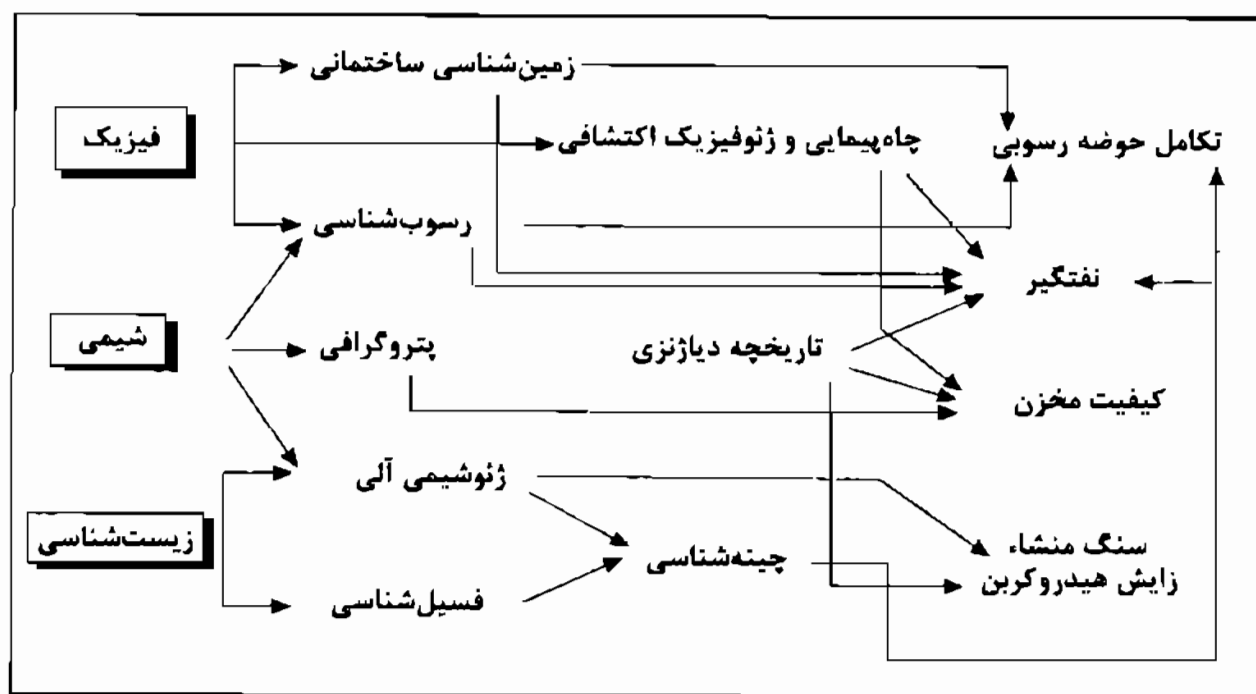
جدول ۱-۸ - ارزش صادرات نفت خام اعضای اوپک (میلیون دلار)

کشور	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۳	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۷
الجزایر	۸۴۸۲	۷۸۸۵	۶۹۰۲	۶۳۳۵	۶۹۳۸	۸۸۵۰
اندونزی	۶۷۱۴	۶۶۱۹	۵۶۹۳	۶۰۰۵	۶۴۴۳	۶۵۳۰
ایران	۱۵۷۶۷	۱۶۸۰۲	۱۴۲۵۱	۱۴۸۰۱	۱۴۹۴۴	۱۵۸۰۰
عراق	۳۵۱	۴۸۲	۵۲۴	۴۳۱	۴۶۱	۱۱۷۰
کویت	۸۷۴	۶۲۲۴	۹۲۰۸	۱۰۴۸۲	۱۲۵۴	۱۲۹۰۰
لیبی	۱۰۲۱۱	۹۳۲۶	۷۶۸۹	۷۱۷۰	۷۷۶۳	۹۳۰۰
نیجریه	۱۱۷۹۲	۱۱۶۴۲	۱۰۸۵۹	۱۱۰۴۰	۱۱۵۱۲	۱۴۲۰۰
قطر	۲۸۲۸	۲۸۷۰	۳۸۱۱	۲۶۲۳	۲۹۸۷	۴۲۰۰
عربستان سعودی	۴۳۷۰۱	۴۴۸۵۴	۳۸۶۳۱	۳۸۱۳۹	۴۲۵۰۱	۴۸۳۰۰
امارات متحده عربی	۱۴۳۵۶	۱۴۲۵۱	۱۴۱۱۸	۱۱۶۸۳	۱۲۸۲۲	۱۳۹۰۰
ونزوئلا	۱۳۳۰۲	۱۱۲۰۸	۱۱۰۳۰	۱۱۴۷۳	۱۳۷۳۹	۱۸۴۰۰
کل اوپک	۱۲۷۳۶۰	۱۳۳۰۶۳	۱۲۰۱۰۷	۱۲۰۱۷۳	۱۳۳۱۶۴	۱۵۳۴۵۰

در سال ۱۹۹۸ با افت قیمت نفت تا زیر ۱۰ دلار، در آمد سالانه نفت اعضای اوپک، بسیار پایین آمد و این کشورها را که عمدتاً، اقتصادی وابسته به نفت دارند دچار مشکلات عدیده اقتصادی نمود. اما با بهبود اوضاع نفت و افزایش قیمت آن، این مشکلات تا حدودی مرتفع شده است. البته باید برای بهبود اوضاع اقتصادی و نجات آن از وابستگی به اقتصاد تک بعدی نفت، تلاش بسیار نمود.

۴-۱ ارتباط زمین‌شناسی نفت با علوم دیگر

زمین‌شناسی نفت، علم کاربرد زمین‌شناسی برای اکتشاف مواد هیدروکربنی است. ارتباط بسیار مستحکمی بین زمین‌شناسی و علوم دیگر مثل شیمی، فیزیک و زیست‌شناسی وجود دارد. بنابراین باید بین زمین‌شناسی نفت و آن رشته‌ها هم این ارتباط وجود داشته باشد. شکل ۲-۱ ارتباط بین علوم مختلف را با زمین‌شناسی و زمین‌شناسی نفت نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱ - ارتباط بین علوم محض با زمین‌شناسی نفت

علم فیزیک با زمین‌شناسی ساختمانی، رسوب‌شناسی و مخصوصاً با اکتشافات ژئوفیزیکی و نمودارها مرتبط است. چین خوردگی، گسلس و دیاپیرسم، پدیده‌های فیزیکی هستند که بر اساس مفاهیم فیزیکی توصیف می‌شوند. شکل‌گیری حوضه‌های رسوبی بر اساس تئوری تکتونیک صفحه‌ای (plate tectonic) نیاز به کاربرد ژئوفیزیک دارد. در اکتشافات نفتی، کاربرد روش‌های ژئوفیزیکی مانند لرزه‌شناسی و مغناطیس‌سنجی و ثقل‌سنجی بسیار ضروری است و در ارزیابی سنگ مخزن چه برای منظورهای اکتشافی و چه برای استخراج، کاربرد نمودارهای ژئوفیزیکی اساسی است.

علم شیمی در پی بردن به ترکیب شیمیایی مخازن به ما کمک می‌کند و کانی‌شناسی نقش مهمی را در کنترل کیفیت سنگ‌های مخزن بازی می‌کند. علوم مربوط به شیمی آلی کمک بزرگی برای ارزیابی سنگ‌های منشأ می‌باشد. ارزیابی سنگ منشأ شامل مطالعه کیفیت، بلوغ حرارتی، نوع مواد آلی و نحوه تولید هیدروکربن و منشأ آن می‌باشد. در عین حال شیمی

سیال موجود در منافذ (chemistry of pore fluid) می تواند ماهیت آن را در جهت سیمانی کردن یا انحلال اجزای مخزن برای ما مشخص نموده و لذا پیش بینی انسداد تخلخل به وسیله سیمانی شدن و یا ازدیاد تخلخل در اثر انحلال را عملی سازد.

مطالعه فسیل ها و بیوزون های مربوط به آنها بر اساس مفاهیم بیولوژیکی و تکاملی موجودات در طی زمان، کمک بزرگی برای اکتشاف نفت است و نیز کاربرد اکولوژی برای شناسایی محیط های رسوبی قدیمه (paleoenvironment) بسیار مهم است.

۲- سیالات و شرایط زیرسطحی

برای اکتشاف نفت لازم است که دانش مطلوبی درباره شرایط زیرسطحی (subsurface) حوضه مورد مطالعه داشته باشیم. لازم به ذکر است که این شرایط از حوضه‌ای به حوضه دیگر می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. شیمی سیالات خلل و فرج، دما و فشار در زیر سطح ممکن است اثرات اساسی و مهمی روی سیستم‌های نفتی داشته باشند. به طور مثال، شیمی آب منفذی، فرآیند انحلال و رسوب گذاری سیمان و یا به عبارتی دیاژنز را کنترل می‌کند و دیاژنز هم کیفیت سنگ مخزن را تحت تأثیر خود قرار می‌دهد.

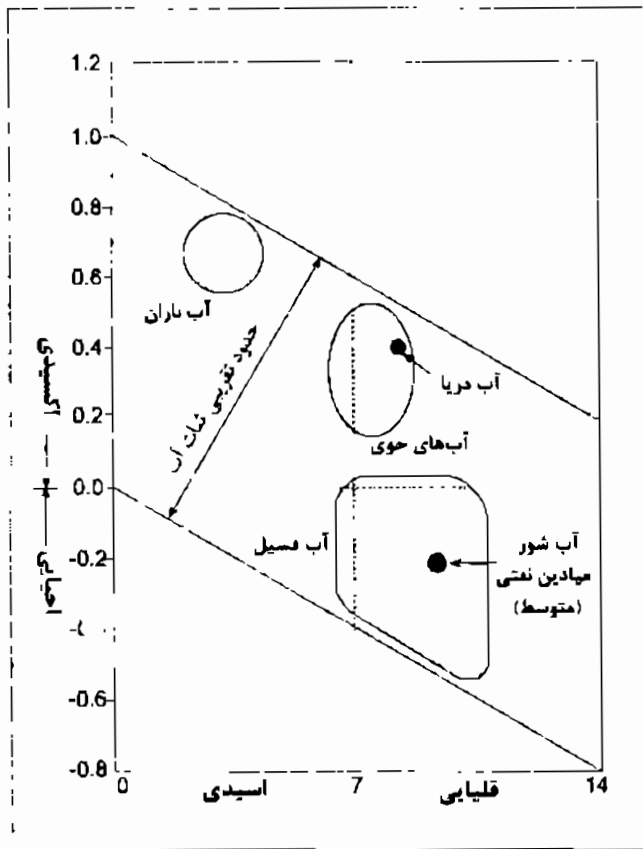
۱-۲ سیالات زیر سطحی (Subsurface Fluids)

در زیر سطح زمین، مهمترین سیالاتی که مورد نظر زمین‌شناسان نفتی است، هیدروکربن‌ها و آب می‌باشند. هیدروکربن‌ها نقش اول و اساسی را در این بحث بازی می‌کنند که در مورد آن به تفصیل در بخش‌های بعدی کتاب صحبت خواهد شد.

بر اساس چگونگی پیدایش و یا بر اساس نحوه قرارگیری، برای آب منفذی (pore water) تقسیم بندی‌های مختلفی وجود دارد. از نظر پیدایش، چهار گروه آب زیر سطحی داریم که شامل آب‌های جوی (meteoric waters)، آب‌های فسیل (connate waters)، آب‌های جوان (juvenile waters) و مخلوطی از آب‌های مختلف (mixed waters) است. آب‌های جوی، در واقع آب‌های منفذی موجود در نزدیکی سطح زمین هستند که از نفوذ آب باران به وجود می‌آیند. آب‌های جوی، pH پایین داشته و از اکسیژن غنی‌اند و معمولاً فاقد شوری هستند. آب‌های فسیل به آب‌های میان روزنه‌ای اطلاق می‌شوند که برای مدت طولانی در چرخه هیدرولیکی قرار نداشته‌اند. این آب‌ها احتمالاً همان آب‌های اولیه محبوس شده در رسوبات در طی رسوبگذاری می‌باشند و بنابراین ممکن است شوری اولیه آب را که در محیط رسوبگذاری دارا بوده است نشان دهند. آب‌های جوان از ماگما منشأ گرفته‌اند و آب مخلوط، که از اسم آن نیز پیداست، می‌تواند مخلوطی از گروه‌های دیگر آب‌های زیر سطحی باشد. Eh و pH آب‌های زیر سطحی مختلف در شکل ۱-۲ نشان داده شده است.

آب‌های زیرسطحی همچنین بر اساس نحوه قرارگیری در داخل مخازن، به دو گروه آب آزاد (free water) و آب ثابت (fixed water) تقسیم می‌شوند. آب آزاد یا جاری (mobile water)، می‌تواند در داخل شبکه منافذ سنگ مخزن وقتی که تحت تأثیر اختلاف

فشار قرار گیرد، حرکت نماید. آب ثابت یا کاهش نیافتنی (irreducible water) به آسانی نمی‌تواند در داخل سنگ مخزن حرکت کند. آب ثابت یا به سطح کانی‌ها چسبیده و یا در داخل شبکه منافذ مویین به تله افتاده است.

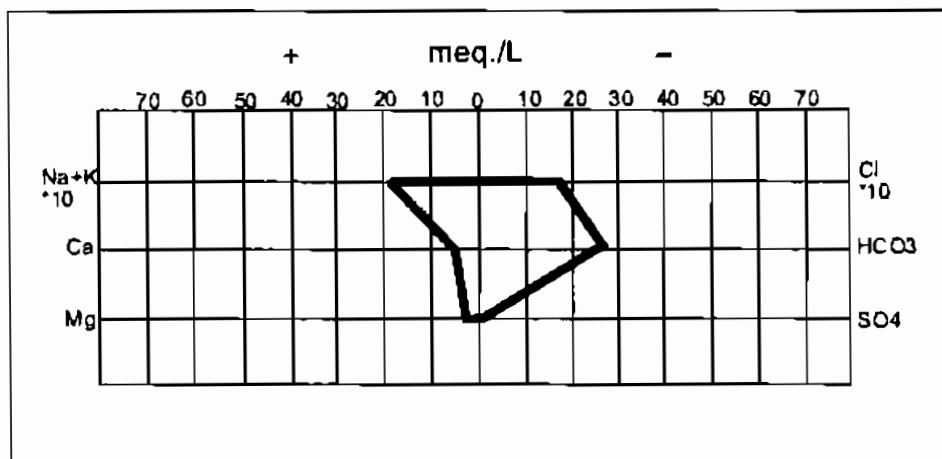


درجه شوری آب منفذی با مقیاس ppm یا میلی گرم در لیتر بیان می‌شود. به طور متوسط، شوری آب دریا در حدود ۳۵۰۰۰ ppm است. میزان شوری سیالات منفذی می‌تواند بسیار متغیر باشد.

معمولترین آنیون‌ها و کاتیون‌های زیر سطحی عبارتند از: SO_4^{2-} , Cl^- , CO_3^{2-} , Na^+ , Mg^{2+} و K^+ . ترکیب آب‌های شور معمولاً با دیاگرام سختی آب (stiff diagram) نشان داده می‌شود (شکل ۲-۲). شوری آب منفذی، هدایت الکتریکی سنگ‌ها را کنترل می‌کند که این پارامتر برای محاسبه

شکل ۲-۱ - تغییرات pH و alkalinity برای آب‌های زیر سطحی مختلف

میزان آب اشباع شدگی سنگ مخزن بکار می‌رود.



شکل ۲-۲ - مثالی از یک دیاگرام سختی آب که ترکیب آب یکی از محازن هیدروکربنی مهم جنوب استرالیا را نشان می‌دهد

غالباً در ماسه‌سنگ‌ها میزان شوری با عمق افزایش می‌یابد. نرخ افزایش شوری به طور متوسط حدود ۱۰۰ ppm در هر کیلومتر است. این نسبت در مورد شیل‌ها بسیار پایین است.

افزایش میزان شوری سیالات منفذی در ماسه‌سنگ‌ها نسبت به عمق، مربوط به خاصیت غربالی شیل‌ها نسبت به نمک است. شیل‌ها از حرکت یون‌های نمک از داخل ماسه‌سنگ‌ها در هنگام تراکم جلوگیری می‌کنند.

۲-۲ دمای زیر سطحی (Subsurface Temperature)

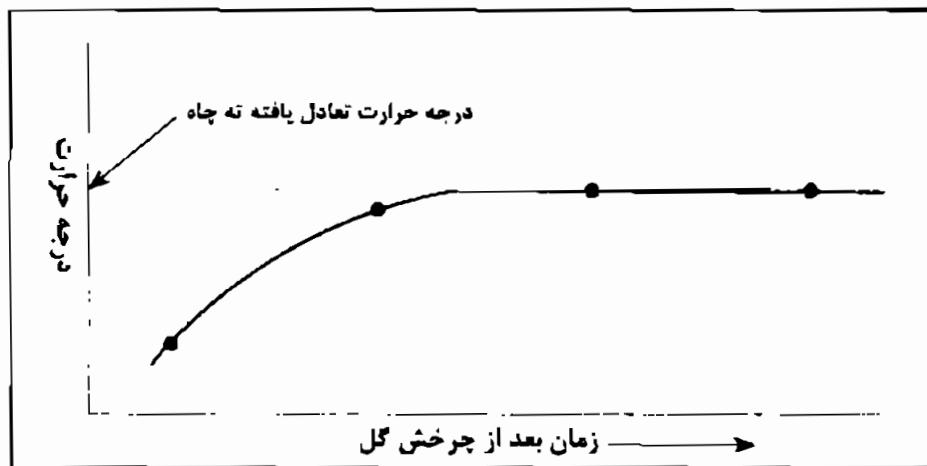
از سطح تا مرکز زمین دما به طور تدریجی افزایش می‌یابد. نسبت افزایش دما به عمق، شیب زمین‌گرمایی (geothermal gradient) نامیده می‌شود که از حوضه‌ای به حوضه دیگر متفاوت است. دانستن شیب زمین‌گرمایی برای درک زمان زایش هیدروکربن از سنگ منشأ اهمیت دارد. برای تخمین شیب زمین‌گرمایی کنونی، دمای تله چاه (bottom hole temperature, BHT) چندین بار در طی حفاری در عمق‌های مختلف اندازه‌گیری می‌شود. در هر اندازه‌گیری برای داشتن دمای حقیقی، چرخش گل حفاری باید متوقف شود تا سیستم به صورت متعادل در آید (شکل ۲-۳)، چرا که در اثر چرخش گل حفاری در داخل چاه، سیستم خنک می‌شود. بعد از بدست آوردن چندین درجه حرارت در عمق‌های مختلف می‌توان شیب زمین‌گرمایی ناحیه مربوطه را از روی شیب خط گراف درجه حرارت-عمق تعیین نمود و یا با استفاده از رابطه زیر شیب زمین‌گرمایی، بر حسب سانتیگراد به کیلومتر، محاسبه شود:

$$\text{Geothermal Gradient} = \frac{T_{\text{depth}} - T_{\text{surface}}}{\text{depth}} \times 1000$$

T_{depth} = دمای تله چاه بر حسب درجه سانتیگراد

T_{surface} = دمای سطح زمین بر حسب درجه سانتیگراد

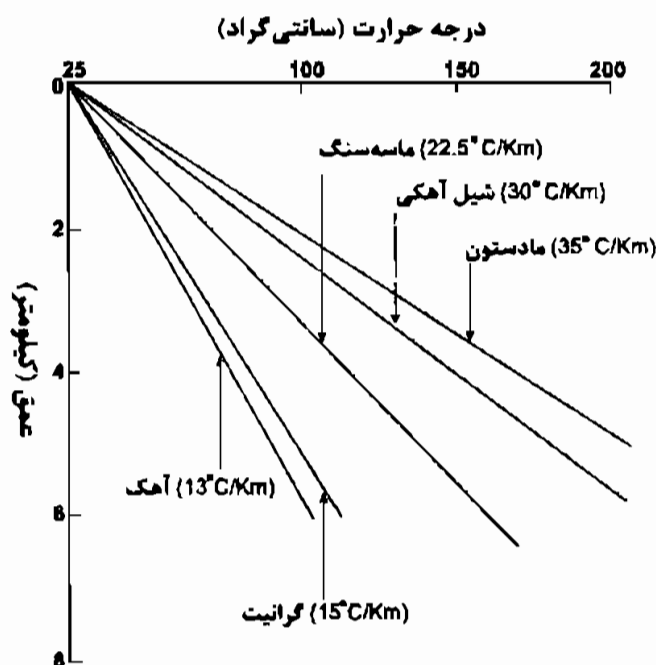
depth = عمق تله چاه بر حسب متر



شکل ۲-۳ - دیاگرامی که چگونگی اندازه‌گیری دمای حقیقی یک چاه را نشان می‌دهد. دما با گذشت زمان قطع چرخه گل حفاری افزایش و در جایی ثابت می‌گردد

متوسط شیب زمین گرمایی حدود 30°C/Km است ولی حدود تغییرات آن بسیار گسترده است. کمترین مقدار متعلق به سپرهای پایدار پرکامبرین مثل حوضه اورال-ولگا با شیب زمین گرمایی حدود 15°C/Km ، دلتاهای ترشیری و حوضه‌های کششی جدایشی (pullapart) می‌باشد. بیشتر حوضه‌های مزوزوئیک، خواه از نظر سبک ساختمانی، فشارشی (compressional) یا کششی (extensional) باشند، شیب زمین گرمایی متوسطی دارند. گنبد‌های نمکی به دلیل اینکه تبخیری‌ها (evaporites) دارای قابلیت هدایت گرمایی (thermal conductivity) بالایی می‌باشند، شیب زمین گرمایی بالایی دارند. حوضه‌های موجود در مناطق ریفتی دارای شیب زمین گرمایی بالایی هستند. برای مثال گرابن سوئز، حوضه گیپس‌لند (Gippsland Basin) و گرابن راین (Rhein Graben)، شیب زمین گرمایی بین ۳۶ تا ۵۰ درجه سانتیگراد در کیلومتر را دارند. بالاترین شیب زمین گرمایی می‌تواند در حوضه‌های پشت‌کمانی (backarc basins) یافت شود. برای مثال حوضه مرکزی سوماترا دارای شیب زمین گرمایی حدود ۶۵ تا ۹۰ درجه سانتیگراد در کیلومتر است.

به طور معمول، دمای ته چاه (BHT) در ۳۰۰۰ متری در حدود ۱۰۰ تا ۱۲۵ درجه سانتیگراد است. در بسیاری از چاه‌های عمیق‌تر از ۶۰۰۰ متر، دمای ته چاه ۲۰۰ تا ۲۴۰ درجه سانتیگراد است. بیشترین رکورد دمای ته چاه شناخته شده، ۲۹۰ درجه سانتیگراد در عمق ۷۲۶۵ متری در یک چاه در جنوب غربی تگزاس است. شکل ۲-۴ گرادیان‌های حرارتی برای انواع معمول سنگ‌ها را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۴ - گرادیان‌های حرارتی برای انواع معمول سنگ‌ها

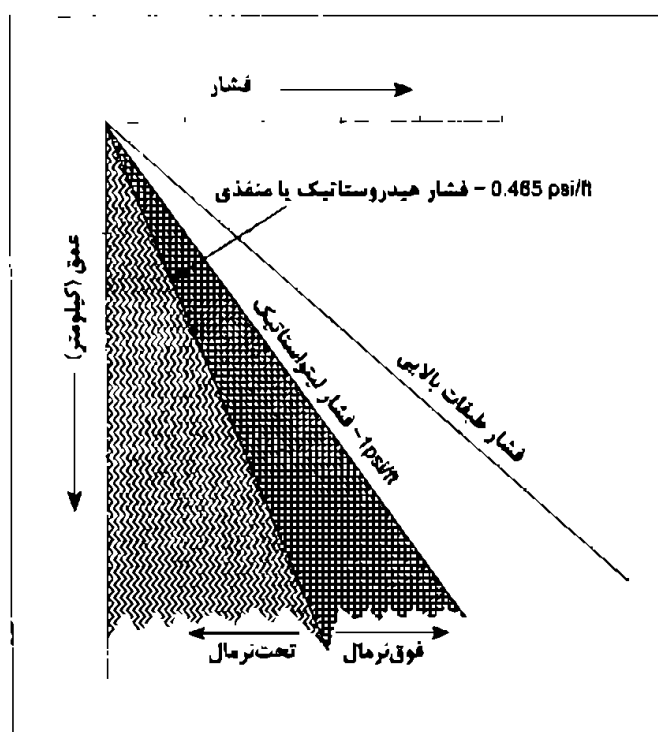
ایزوترم‌ها (isotherms) یا خطوط هم‌دما را می‌توان با استفاده از اطلاعات شیب زمین‌گرمایی چند چاه برای یک منطقه رسم نمود. این خطوط برای پی بردن به آنومالی‌های زمین‌گرمایی مفید هستند. برای مثال ایزوترم‌ها بر روی یک گنبد نمکی، که دارای رسانایی حرارتی بالایی است، به صورت برآمده درمی‌آیند. برعکس در یک دی‌اپیر گلی (mud diapir) که از رس‌های بسیار متخلخل با هدایت حرارتی پایینی تشکیل شده است، ایزوترم‌ها به صورت فروافتادگی ظاهر می‌شوند. جریان سیالات و گردش آب می‌تواند یک آنومالی در ایزوترم‌ها بوجود آورد.

۲-۳ فشار زیرسطحی (Subsurface Pressure)

بعد از تدفین، سنگ‌ها در زیر فشار طبقات بالایی (overburden pressure) قرار می‌گیرند. فشار طبقات بالایی شامل مجموع فشارهای لیتواستاتیک (lithostatic pressure) و هیدرواستاتیک (hydrostatic pressure) می‌باشد. فشار لیتواستاتیک، وزن لایه‌های سنگی است که روی یکدیگر قرار دارند و فشار را دانه به دانه به سمت پایین منتقل می‌کنند. فشار هیدرواستاتیک در اثر وزن ستون سیالات منفذی مرتبط به هم بوجود می‌آید.

فشار هیدرواستاتیک + فشار لیتواستاتیک = فشار طبقات بالایی

با افزایش عمق، فشار لیتواستاتیک و هیدرواستاتیک و در نتیجه فشار طبقات بالایی افزایش می‌یابد (شکل ۲-۵).



شکل ۲-۵ - دیاگرام فشار لیتواستاتیک، هیدرواستاتیک و فشار طبقات بالایی با افزایش عمق

فشار لیتواستاتیک حدود یک psi (pound per square inch) در فوت (1 psi/ft) برای سنگ‌هایی با چگالی $2/3 \text{ gr/cm}^3$ است. گرادیان فشار در آب بسیار متغیر است و بستگی به میزان شوری آن دارد. گرادیان فشار برای آب خالص $0/433 \text{ psi/ft}$ ، برای آب استاندارد (آبی که حاوی ۱۰۰ ppt نمک باشد) $0/465 \text{ psi/ft}$ و برای آب‌های بسیار شور $0/55 \text{ psi/ft}$ می‌باشد. جدول ۱-۲ گرادیان فشار برای سیالات مختلف را نشان می‌دهد.

جدول ۱-۲ - گرادیان فشار برای سیالات مختلف و سنگ‌های با چگالی 2.65 gr/cm^3

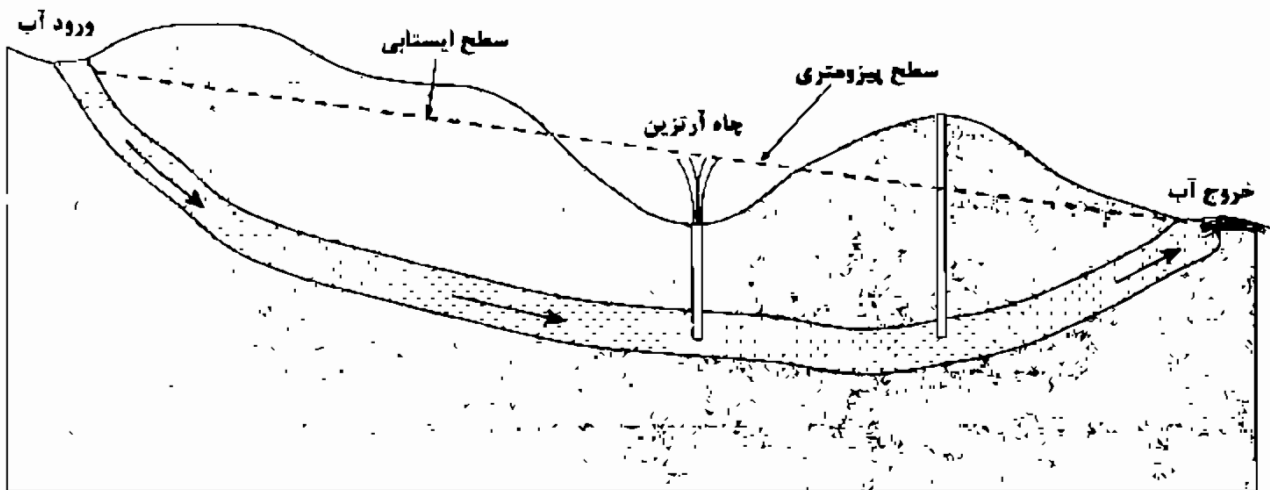
گرادیان فشار	
۰/۰۱	گاز طبیعی
۰/۳۵	نفت خام
۰/۴۶۶	آب دریا
۰/۴۳۳	آب شیرین
۱/۱۵	فشار لیتواستاتیک (چگالی ۲,۶۵)

فشار سازندی در یک مخزن می‌تواند تحت‌نرمال (subnormal)، نرمال (normal) و فوق‌نرمال (supernormal) باشد. اگر گرادیان فشار سیال برابر با گرادیان هیدرواستاتیک باشد، فشار سازند نرمال است. چنین شرایطی وقتی حاصل می‌شود که سنگ کاملاً تراوا بوده و توسط سنگ‌های غیرتراوا ایزوله نشده باشد و لذا بتواند با محیط اطراف خود به تعادل هیدرواستاتیکی برسد. فشار سازند وقتی تحت‌نرمال خوانده می‌شود که فشار سیالات منفذی کمتر از فشار هیدرواستاتیک باشد. این وضعیت وقتی به وجود می‌آید که سنگ مخزن در بین سنگ‌های ناتراوا محدود شده باشد. فشار تحت‌نرمال می‌تواند به علت بهره‌برداری زیاد از مخزن و همچنین فرآیندهایی که باعث انبساط حجم منافذ و یا انقباض سیالات منفذی می‌شوند به وجود آید. انبساط حجم منافذ می‌تواند در اثر کاهش فشردگی سنگ در طی بالا آمدگی و فرسایش (uplift and erosion) و همچنین ایجاد شکستگی‌های کششی در سنگ حاصل شود. انقباض سیالات منفذی می‌تواند در اثر کاهش شیب زمین گرمایی در طول زمان زمین‌شناسی و کاهش دمای مخزن و در نتیجه انقباض سیال منفذی بوجود آید.

وقتی که فشار سیالات منفذی سازند بیش از فشار هیدرواستاتیک باشد فشار فوق‌نرمال نامیده می‌شود. فشارهای فوق‌نرمال می‌توانند در طی حفاری بسیار مخاطره‌آمیز باشند، لذا دانستن علل و نحوه توزیع زون‌های با فشارهای بالا در یک منطقه بسیار مهم است. علل زیادی برای ایجاد فشار فوق‌نرمال وجود دارد، مثل فرایندهای آرتزین (artesian)، ساختمانی

(structural)، تراکمی (compactional) و دیاژنزی (diagenetic). برای سه علت آخر سیستم باید بسته باشد.

فشار آرتزین وقتی وجود دارد که سطح پیزومتریک در یک منطقه بالای سطح زمین باشد (شکل ۲-۶). در چنین حالتی فشار هیدرواستاتیک مخزن بایستی از سطح پیزومتریک محاسبه شود، وگرنه مقدار آن، کم تخمین زده خواهد شد.



شکل ۲-۶ - یک چاه آرتزین که در آن سطح پیزومتریک در بالای سطح زمین است

تغییر شکل‌های ساختمانی مثل چین خوردگی می‌تواند شرایط فشار بالا را بوجود آورند. چین خوردگی‌های حاصل از نیروهای فشارشی، حجم منافذ را کاهش داده در نتیجه، اگر راه گریزی برای سیالات اضافی نباشد، فشار منفذی بالا می‌رود.

اگر سرعت رسوبگذاری و تدفین سریع باشد، رسوبات فرصت از دست دادن آب منفذی خود را نخواهند داشت. در چنین حالتی اگر رسوبات بین لایه‌های غیرتراوا ایزوله باشند، یک سری عدسی‌های فشار بالا ایجاد می‌شود که به لایه‌های پرفشار (overpressured beds) معروفند. مسلماً در این نوع لایه‌ها، آب منفذی اجازه تراکم طبیعی را به رسوبات نمی‌دهد و بعضاً از تماس دانه‌ها به یکدیگر و حتی سیمانی شدن آنها نیز جلوگیری می‌کند. در این نوع لایه‌ها فشار سیال منفذی تابعی از فشار هیدرواستاتیک و فشار لایه‌های فوقانی است.

هر فرآیند دیاژنزی که سبب آزاد شدن آب در سیستم بسته شود می‌تواند فشار فوق‌نرمال ایجاد کند. تبدیل ژئپس به انیدریت و تبدیل کانی‌های رسی به یکدیگر از فرآیند دیاژنزی مهم آنرا می‌باشند.

بلوغ کروژن می‌تواند یکی دیگر از علل ایجاد فشار بالا باشد. تبدیل کروژن به هیدروکربن، تغییر از فاز جامد به فاز مایع می‌باشد. این تغییر فاز، مصادف است با افزایش حجم و لذا افزایش فشار منفذی در یک سیستم بسته.

۴-۲ فشار سازندی (Formation Pressure)

فشار سازندی در زیر سطح زمین بایستی قبل از حفر یک چاه تخمین زده شود تا بتوان گل حفاری و جدارة (casing) مناسب برای چاه بکار برد. در حالت نرمال فشار سازندی به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{fm} = P_s + (TVD \times G_e)$$

$$P_{fm} = \text{فشار سازندی}$$

$$P_s = \text{فشار در سطح زمین، } 14.7 \text{ psi}$$

$$TVD = \text{عمق عمودی حقیقی بر حسب فوت}$$

$$G_e = \text{گرادیان فشار سیال نسبت به عمق بر حسب psi/ft}$$

بدیهی است که پس از تخمین فشار سازندی، در طی حفاری از گل حفاری با چگالی مناسب به منظور جلوگیری از فوران چاه استفاده خواهد شد. فشار هیدرولیکی حاصل از گل حفاری در ته چاه بدین گونه محاسبه می‌شود:

$$P_{mud} = P_s + (TVD \times G_m)$$

$$P_{mud} = \text{فشار هیدرولیکی گل حفاری در ته چاه}$$

$$P_s = \text{فشار در سطح زمین، } 14.7 \text{ psi}$$

$$TVD = \text{عمق عمودی حقیقی (ft)}$$

$$G_m = \text{گرادیان فشار گل حفاری (psi/ft)}$$

معمولاً چگالی گل حفاری بر حسب پوند در گالن (ppg) بیان می‌گردد. یک پوند در گالن گرادیان فشاری معادل 0.0519 psi در هر فوت دارد. به عنوان مثال اگر فشار مخزنی در عمق 5000 فوتی برابر 4100 psi باشد، گل حفاری با چگالی بیش از 15.9 باید به کار برده شود:

$$4100 \div 5000 = 0.82 \text{ psi/ft}$$

$$0.82 \div 0.0519 = 15.9 \text{ ppg}$$

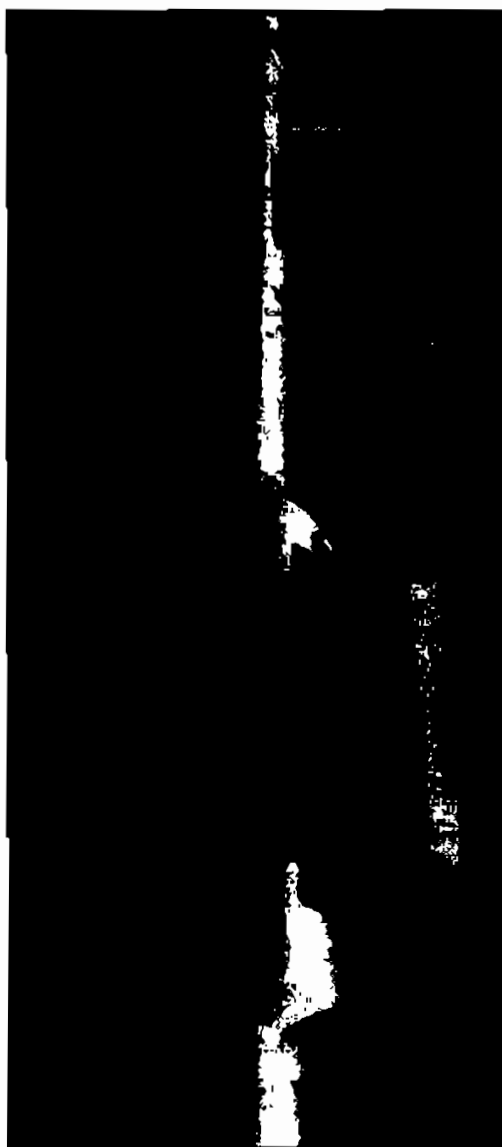
معمولاً حفارها سعی می‌کنند گل حفاری با چگالی 1 ppg بیشتر، به عنوان ضریب اطمینان، بکار ببرند تا فشار گل حفاری کاملاً بر فشار سازندی غلبه کند و در چنین حالتی فیلتره گل حفاری (mud filtrate) وارد بخش‌های تراوا می‌گردد.

اگر فشار سازندی در هر عمقی، بیش از فشار هیدرولیکی گل حفاری باشد، سیال سازند به داخل چاه جریان خواهد یافت. اگر سیال سازندی دارای گاز باشد، گاز در طی بالا آمدن افزایش حجم پیدا نموده و چگالی گل کاهش می‌یابد. این پدیده، سبب کاهش فشار هیدرولیکی گل حفاری می‌شود. در این حالت، چاه در وضعیت خطرناک فوران قرار می‌گیرد. در چنین وضعیتی باید چگالی گل حفاری به سرعت افزایش یابد و گازهای حاصله سریعاً از گل تهویه شود.

۲-۵ اندازه‌گیری فشار در چاه (Pressure Testing)

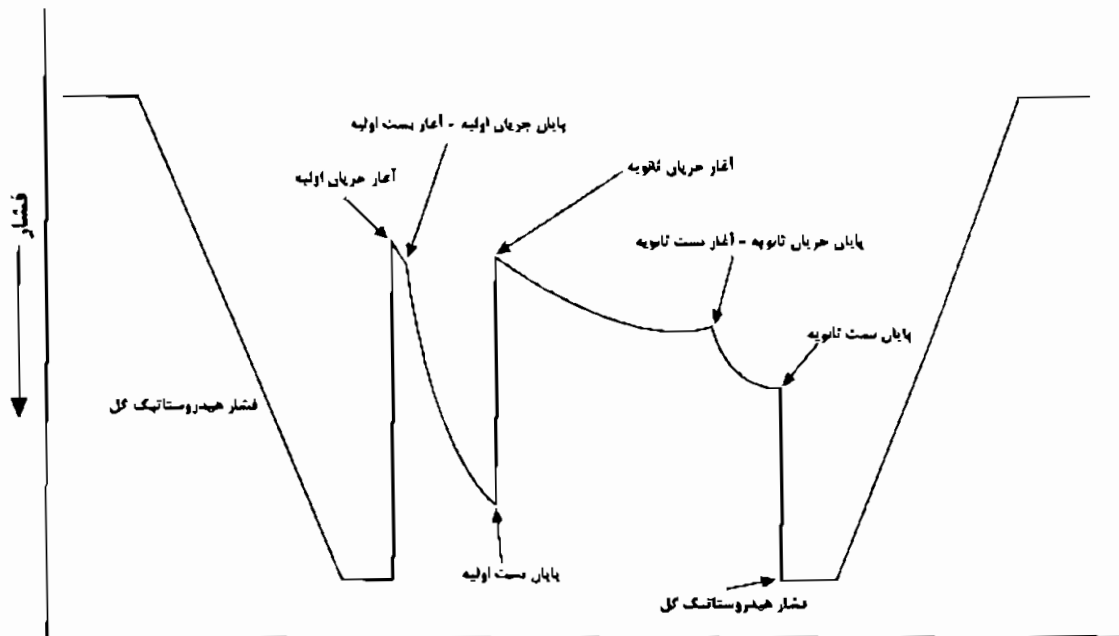
آزمایش ساق مته (drill stem test, DST) و آزمایش مجدد سازند (repeat formation test, RFT) از روش‌های متداول اندازه‌گیری فشار در چاه‌های نفت می‌باشند. در آزمایش ساق مته، لایه مورد آزمایش از بالا و پایین ایزوله شده به طوری که بتوان

فشار جریان را در سازند به دقت اندازه‌گیری کرد. دستگاه RFT دارای ساختمان ساده‌ای است که شامل سه مخزن کوچک و یک فشارسنج است که مجموعاً توسط یک کابل، همانند دیگر سوندهای چاه‌پیمایی، به داخل چاه رانده می‌شود. در هنگام پایین بردن، این ابزار فشار فزاینده هیدرولیکی گل حفاری را ثبت می‌کند. پس از رسیدن دستگاه به مقابل لایه مورد نظر، عایق‌کننده‌ها (packers) از بالا و پایین سبب ایزوله شدن هدف می‌گردد. سپس هر یک از سه مخزن دستگاه، به نوبت باز شده، علاوه بر اندازه‌گیری فشار، نمونه سیال مخزن را جمع‌آوری می‌نماید (شکل ۲-۷). شکل ۲-۸ نمونه‌ای از منحنی حاصله از RFT را نشان می‌دهد که در آن فشار هیدرولیک گل حفاری و فشارهای ثبت شده در هر سه مخزن با گذشت زمان ثبت شده است.



شکل ۲-۷ - تصویر یک دستگاه RFT

هدف اصلی RFT اندازه گیری فشار مخزن است، ولی در ضمن سیالهای سازند از جمله نفت، گاز و بخصوص آب سازندی را جهت محاسبه مقاومت الکتریکی آن (R_w) که پارامتر مهمی در محاسبه آب اشباع شدگی است به دست می دهد.



شکل ۲-۸ - نمونه‌ای از منحنی حاصل از آزمایش ساق مته

روش اساسی اندازه‌گیری فشار در داخل چاه، آزمایش‌های فشار فزاینده (pressure buildup tests) است. این آزمایش در چاه‌های تولید به منظور اندازه‌گیری فشار سازند و اندازه‌گیری تراوایی صورت می‌گیرد. در طی این آزمایش لایه مورد مطالعه را از بالا و پایین ایزوله نموده و برای مدت معینی فشار فزاینده در فضای دستگاه را اندازه‌گیری می‌کنند. چگونگی افزایش فشار بیانگر بسیاری از رفتارها و خصوصیت سنگ مخزن خواهد بود. منحنی‌های حاصله از این آزمایش به عنوان منحنی‌های هورنر (Horner plots) شناخته می‌شود (شکل ۲-۹) که از معادله زیر تبعیت می‌کنند:

$$P_{ws} = P_i - 162.6q\mu B/kh \times [\log(t + \Delta t)/\Delta t]$$

P_{ws} = فشار چاه در هنگام بسته بودن دستگاه، بر حسب psi

P_i = فشار اولیه، بر حسب psi

q = نرخ تولید، بر حسب stb/day

μ = گرانشی سیال، بر حسب سانتی پواز

B = ضریب حجمی نفت

k = تراوایی، بر حسب میلی داریسی

h = ضخامت زون تولید، بر حسب فوت

۱ = زمان تولید، بر حسب ساعت

Δt = زمان بسته بودن دستگاه، بر حسب ساعت

این معادله به صورت یک خط مستقیم $y=mx+b$ است که در آن:

$$y = P_{ws}$$

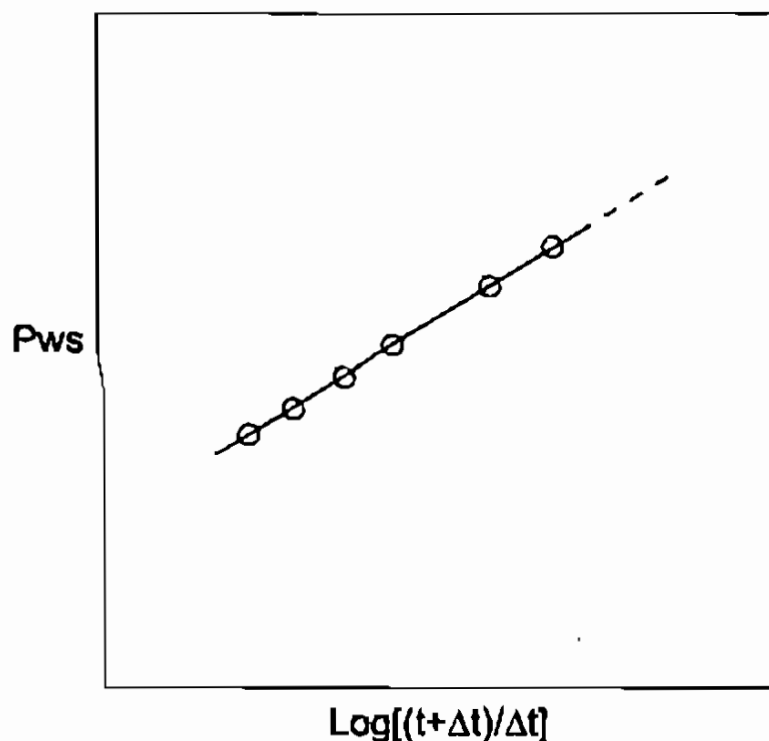
$$m = 162.2q\mu B/kh$$

$$b = P_i$$

$$x = \log(t+\Delta t)/\Delta t$$

استفاده این فرمول به خصوص در این است که از روی شیب حاصله (m) می‌توان تراوایی سازند را محاسبه نمود:

$$k = 162.6q\mu B/mh$$



شکل ۹-۲ - مثالی از یک منحنی هورنر برای یک مخزن نامحدود

۳- خواص فیزیکی و شیمیایی و منشأ هیدروکربنها

روش بهره برداری در مهندسی تولید و مهندسی مخزن به خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن‌های موجود در یک مخزن بستگی دارد. در این بخش از کتاب، خواص فیزیکی، شیمیایی و منشأ گازهای غیرهیدروکربنی، گازهای هیدروکربنی و نفت‌های خام مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۳-۱ گازهای زیرسطحی (Subsurface Gases)

در صنعت نفت، گاز طبیعی به مخلوط گازهای هیدروکربنی زیرسطحی گفته می‌شود که معمولاً دارای مقادیر متفاوتی از گازهای غیرهیدروکربنی هستند.

۳-۱-۱ گازهای غیرهیدروکربنی (Non-hydrocarbon Gases)

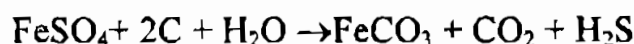
گازهای غیرهیدروکربنی مهم در صنعت نفت CO_2 و H_2S هستند. این گازها ممکن است به صورت آلی یا غیر آلی تشکیل شوند. منشأ غیرآلی معمولاً با فرآیندهای زمین‌گرمایی و آتشفشانی همراه است.

دو راه مهم برای تولید CO_2 وجود دارد. اولین راه، تشکیل CO_2 از اکسیداسیون مواد آلی است. اکسیداسیون مواد آلی می‌تواند در اثر نفوذ آب‌های زیرزمینی، تجزیه باکتریایی و یا ترکیبی از هر دو باشد. این فرآیندها می‌توانند در مراحل اولیه، از تجزیه شدن مواد آلی قبل از تبدیل آنها به هیدروکربن و یا در مراحل بعدی در طی تجزیه نفت صورت گیرند. در دومین راه، CO_2 ممکن است بعد از دفن، در اثر آزاد شدن اکسیژن از مواد آلی بوجود آید. این فرآیند مقدم بر تولید نفت و گاز است.

دومین گاز غیر هیدروکربنی مهم H_2S است. H_2S یک گاز مضر است که به واسطه خاصیت خوردگی‌اش، برای ابزارهای حفاری و تولید ایجاد مشکل می‌کند. ترش یا شیرین بودن گاز، بستگی به مقدار H_2S در آنها دارد. H_2S مانند CO_2 می‌تواند از چندین روش آلی تشکیل شود. به سه روش در اینجا مختصراً اشاره می‌شود. روش اول حاصل از عمل باکتری‌های احیا کننده سولفات‌ها بر روی سولفات‌های فلزی است که می‌تواند در حضور ترکیبات کربنی و آب، کربنات فلزی به همراه گاز CO_2 و H_2S تولید کند:



این فرآیند می‌تواند در آب‌های راکد یا لب‌شور فاقد اکسیژن صورت گیرد. معمولاً ترکیبات فلزی در این فرآیند سولفات آهن است که کربنات آهن تولید می‌کند:

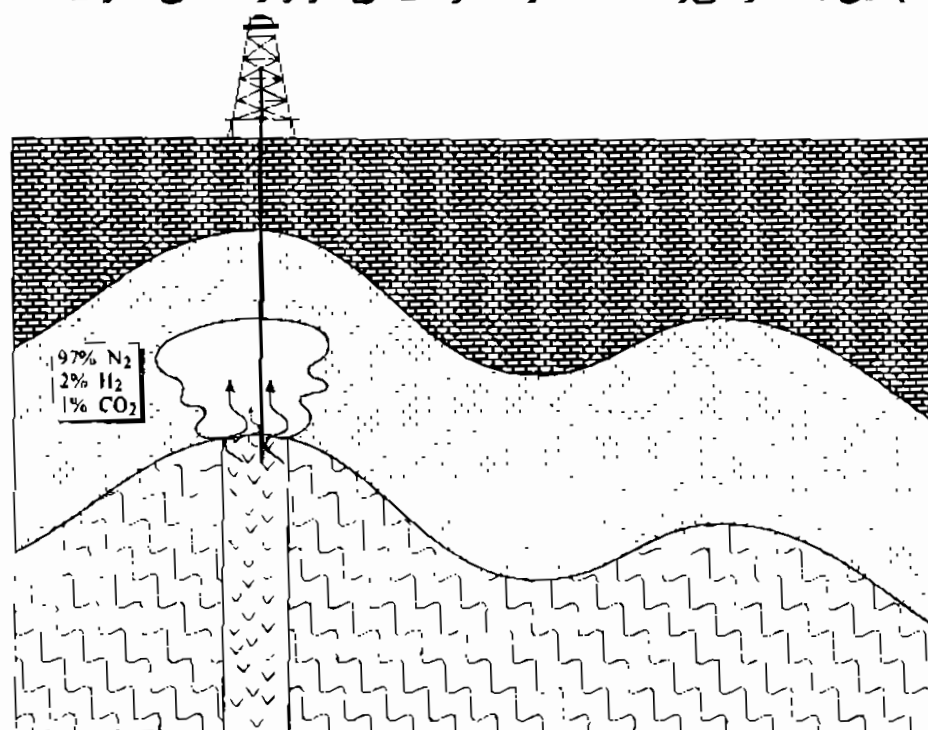


روش دوم، تشکیل H_2S در اثر تبدیل انیدریت است. گاز ترش غنی از H_2S عموماً در حوضه‌های هیدروکربنی دارای تبخیری‌های فراوان تشکیل می‌شود. در اثر حضور مواد آلی، انیدریت ممکن است به کلسیت تغییر یابد که در نتیجه H_2S تولید می‌شود:



در روش سوم، H_2S ممکن است در طول بلوغ حرارتی نفت خام با سولفور بالا ایجاد شود.

از دیگر گازهای غیرهیدروکربنی می‌توان گازهای بی‌اثر شامل He, Ar, Kr, Ra و N را نام برد. این گازها اغلب به مقدار جزئی در چاه‌های حفاری با گازهای هیدروکربنی و نفت خام یافت می‌شوند. با وجود این، گاهی اوقات به صورت استثنایی، مقادیر متناهی گاز نیتروژن با گازهای هیدروکربنی مشاهده می‌شود. در پاره‌ای اوقات، تجمع گازهای بی‌اثر به صورت مستقل در مخازن صورت می‌گیرد. برای مثال در یک چاه حفاری شده در غرب کانادا گازهای بی‌اثر در یک لایه سیلتستونی، که بر روی یک توده آتشفشانی مدفون شده است، تجمع یافته‌اند (شکل ۳-۱). همراه این گازهای بی‌اثر هیچ‌گونه هیدروکربنی وجود ندارد و شامل ۹۷٪ نیتروژن، ۲٪ هلیوم و ۱٪ دی‌اکسید کربن است. نبود هیدروکربن و وجود توده آتشفشانی در زیر مخزن، کاملاً اشاره بر این موضوع دارد که این گازها دارای منشأ غیر آلی هستند و از پی‌سنگ‌ها نشأت گرفته‌اند. چنین به نظر می‌رسد که عموماً گازهای بی‌اثر زیرسطحی، دارای منشأ غیر آلی‌اند.



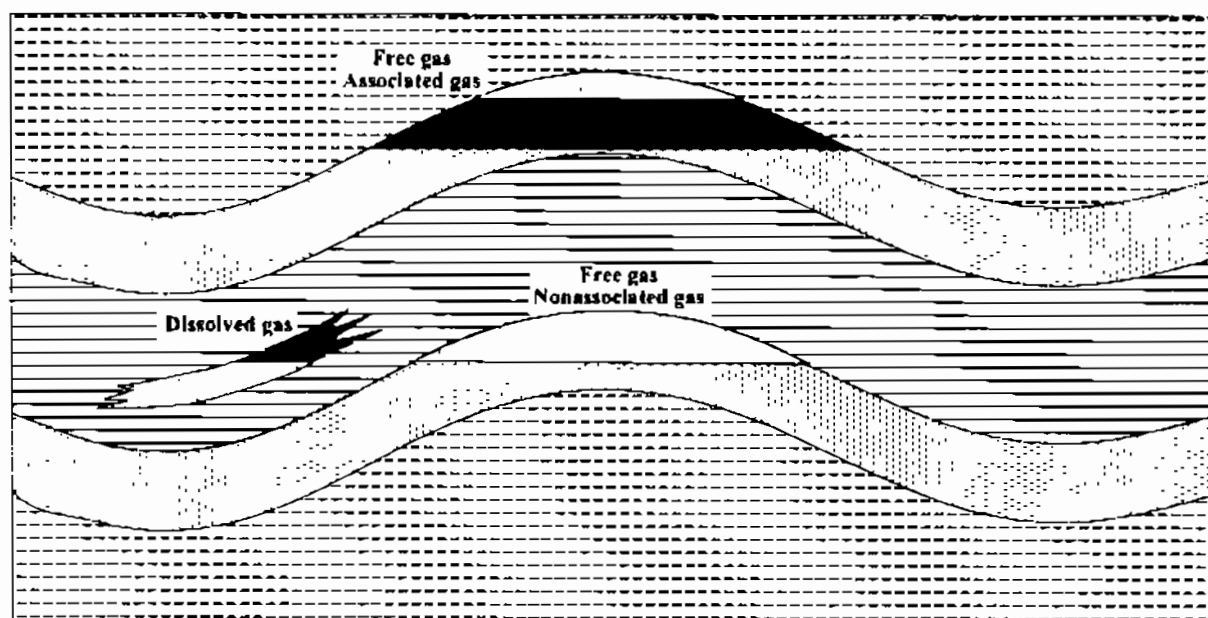
شکل ۳-۱ - تجمع نیتروژن در مخزنی در غرب کانادا که بر روی یک توده آتشفشانی قرار دارد

۲-۱-۳ گازهای هیدروکربنی (Hydrocarbon Gases)

در ابتدای این بخش تعریف چند واژه ضروری به نظر می‌رسد:

- گاز آزاد (free gas): یک گاز هیدروکربنی است که هم در مخزن و هم بعد از استخراج به صورت فاز گازی باقی (gaseous phase) می‌ماند.
- گاز محلول (dissolved gas): گاز طبیعی حل شده در نفت خام یک مخزن می‌باشد. هنگام بهره برداری نفت از یک مخزن اغلب در اثر کاهش فشار، گاز محلول از نفت جدا شده و به صورت گاز آزاد در می‌آید.
- گاز همراه (associated gas): گاز طبیعی است که به صورت کلاهک گازی (gas cap) در بالای ستون نفت خام یک مخزن قرار دارد.
- گاز غیرهمراه (non-associated gas): گاز طبیعی درون یک مخزن است که فاقد نفت خام است.

شکل ۲-۳ تقسیم بندی گازها از نظر چگونگی قرارگیری را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۳ - تقسیم بندی گازها از نظر وضعیت حضور در مخازن

گازهای طبیعی همچنین بر اساس ترکیب هیدروکربنی‌شان طبقه‌بندی می‌شوند. متان (CH_4) سبک‌ترین ترکیب هیدروکربنی بوده و تشکیل دهنده اغلب گازهای طبیعی می‌باشد. گاز خشک (dry gas) غالباً فقط از متان تشکیل شده است. گاز تر (wet gas) علاوه بر متان از ترکیبات هیدروکربنی گازی سنگین تری از قبیل اتان، پروپان و بوتان تشکیل شده است. بسیاری از هیدروکربنها که در مخزن به صورت فاز گازی هستند، در سطح به علت تغییر در

دما و فشار ممکن است به صورت مایع درآیند و برعکس ممکن است بعضی از هیدروکربن‌ها که در مخزن به صورت فاز مایع هستند، در سطح به فاز گازی تغییر حالت دهند.

LNG و LPG، NGL واژه‌هایی هستند که بیانگر انواع مختلف مایعات هیدروکربنی حاصل از گازهای طبیعی می‌باشند. NGL (Natural Gas Liquid) یا مایع گازی طبیعی، مایع هیدروکربنی جدا شده در جریان تولید گاز است که شامل نفت میعانی (condensate) می‌شود و عمدتاً دارای ترکیب پنتانی است. LPG (Liquefied Petroleum Gas) یا گاز نفتی مایع شده از هیدروکربن‌های گازی سنگین‌تر، نظیر پروپان و بوتان است که تحت تأثیر فشار به صورت مایع درآورده شده است. LNG (Liquefied Natural Gas) یا گاز طبیعی مایع شده که غالباً از متان تشکیل شده است و تحت تأثیر فشار به صورت مایع درآورده شده که برای حمل و نقل و نگهداری مناسب است.

۳-۱-۳ چگونگی زایش گازهای هیدروکربنی

بعضی از گازهای هیدروکربنی ممکن است به صورت غیرآلی تولید شوند. مقادیر بسیار جزئی از گازهای هیدروکربنی در فعالیت‌های آتشفشانی و زمین‌گرمایی وجود دارد. اما اکثر گازهای هیدروکربنی از تغییر شکل مواد آلی تولید می‌شوند. یک گروه از آنها گاز مرداب (marsh gas) نامیده می‌شود که به طور بیولوژیکی در اثر تجزیه باکتریایی مواد آلی تشکیل می‌شود. این عمل فقط در سطح یا در نزدیک سطح اتفاق می‌افتد.

با وجود این، در اعماق بیشتر زمین، عمدتاً گازهای طبیعی از تغییر شکل حرارتی مواد آلی حاصل می‌شوند. سبک‌ترین گاز هیدروکربنی، متان است. این گاز ساختمان مولکولی تتراهدری (tetrahedral) ساده‌ای دارد. در ضمن حفر چاه‌ها، اثراتی از گاز متان عموماً به شکل گاز شیل (shale gas) یا گاز زمینه (background gas) ثبت می‌شود. با این وجود حضور آن همیشه نشانگر وجود مخزن هیدروکربنی اقتصادی نیست. متان اولین ساختمان مولکولی هیدروکربن سری پارافین‌هاست که دارای فرمول پایه C_nH_{2n+2} می‌باشد. دیگر گازهای هیدروکربنی این سری اتان، پروپان و بوتان و گاهی پنتان است. بر خلاف متان، اعضای سنگین‌تر سری‌های گازی پارافین معمولاً از فرآیندهای بیولوژیکی حاصل نمی‌شوند. آنها به طور عمده از بلوغ حرارتی (thermal maturation) مواد آلی بوجود می‌آیند. این مولکول‌های سنگین در حین حفاری چاه به وسیله یابنده‌های گازی (gas detector) ثبت می‌شوند. وجود آنها در طی حفاری غالباً دلالت بر نزدیکی به سنگ منشأ یا مخزن هیدروکربنی دارد.

۳-۱-۴ خواص هیدروکربن‌های گازی

خواص هیدروکربن‌های گازی وقتی که پارامترهای فشار، حجم و درجه حرارت (PVT) می‌توانند به صورت ساده به هم مرتبط شوند، نسبتاً ساده می‌شود. این قانون به صورت زیر است:

$$PV = nRT \quad \text{قانون گاز ایده آل}$$

P = فشار مطلق (psi)

V = حجم (پای مکعب)

n = تعداد مولکول‌های گاز

T = درجه حرارت مطلق

R = ثابت کلی گاز

این معادله، که به معادله حالت معروف است، برای گاز ایده‌آل (ideal gas) می‌باشد که نیروهای جاذبه و دافعه بین مولکول‌ها در نظر گرفته نمی‌شود و مولکول‌ها وقتی با هم برخورد می‌کنند انرژی‌شان ثابت نگه داشته می‌شود.

معادله بالا درجایی که فشار کم و ثابت فرض شود، با ارزش می‌باشد. ولی در مخازن هیدروکربنی واقعی که درجه حرارت و فشار بالاست، رفتار گازها از قانون گاز ایده‌آل منحرف می‌شود. در چنین حالتی رفتار این گازهای حقیقی (real gas)، با فاکتور تراکم‌پذیری (compressibility factor) یا فاکتور Z ، تصحیح می‌شود:

$$PV = ZnRT \quad \text{قانون گاز حقیقی}$$

فاکتور Z به ترکیب گاز، فشار و درجه حرارت وابسته است. همچنان که فشار به صفر نزدیک می‌شود تأثیر متقابل مولکولی کم شده و رفتار گاز به گاز ایده‌آل نزدیک شده و Z به ۱ نزدیک می‌شود. فاکتور Z یا در آزمایشگاه به صورت تجربی تعیین می‌شود و یا به صورت محاسباتی با استفاده از چارت‌های مخصوص به دست می‌آید.

۳-۱-۴-۱ ارتباط بین حجم گازهای زیرسطحی و سطحی

کاربرد مهم قانون گاز حقیقی، برای محاسبه حجم گاز زیرسطحی در شرایط سطحی است. چرا که خرید و فروش گاز بر حسب حجم آن در شرایط استاندارد (standard conditions)، در درجه حرارت (T_{sc}) و فشار استاندارد (P_{sc}) محاسبه می‌شود. برای پی بردن به تغییرات حجمی گاز از شرایط فشار و درجه حرارت مخزن به فشار و درجه حرارت استاندارد در سطح زمین از فاکتور انبساط گازی (Expansion factor, E) می‌توان استفاده کرد:

$E =$ حجم گاز در شرایط مخزن / حجم گاز در شرایط استاندارد

مقدار E می‌تواند برای گاز یک مخزن با فشار (P) و درجه حرارت (T) نیز به صورت زیر محاسبه شود:

$$E = \frac{1}{Z} \cdot \frac{T_{sc}}{T} \cdot \frac{P}{P_{sc}}$$

ارزش E بنا به فشار و درجه حرارت مخزن می‌تواند بسیار متغیر باشد، ولی به صورت معمول مقدار آن ۲۰۰ می‌باشد. به عبارت دیگر، گاز وقتی از شرایط زیرسطحی به شرایط سطحی آورده می‌شود حجم آن ۲۰۰ برابر می‌شود. مقدار واقعی این فاکتور به ترکیب گاز و درجه حرارت و فشار مخزن مربوط می‌باشد. شرایط استاندارد درجه حرارت و فشار معمولاً ۶۰ درجه فارنهایت و یک اتمسفر (۱۴.۷psi) می‌باشد، اما ممکن است از مکانی به مکان دیگر و بین قراردادهای فروش گاز، متفاوت باشد.

۳-۴-۱-۳ چگالی و گرانیوی گاز

چگالی گاز (ρ_g) می‌تواند در هر فشار و درجه حرارتی برای قانون گاز حقیقی محاسبه شود:

$$\rho_g = \frac{MP}{ZRT}$$

که در آن M وزن مولکولی گاز می‌باشد.

چگالی گاز در شرایط مخزن برای محاسبه شیب فشار گاز مفید است.

موقعی که جریان سیال در مخزن بررسی می‌شود تخمین گرانیوی نیز لازم است. زمانی که درجه حرارت و فشار گاز افزایش می‌یابد، گرانیوی با حرکت کمتر مولکول‌ها با هم و تصادف آزادانه بیشتر آنها، افزایش می‌یابد. گرانیوی بر حسب پواز (Poise) یا سانتی‌پواز (یکصدم پواز) اندازه‌گیری می‌شود. یک سانتی‌پواز گرانیوی آب در دمای ۲۰°C است. دامنه تغییرات گرانیوی گاز در مخزن ۰/۰۱ تا ۰/۰۵ سانتی‌پواز می‌باشد. در مقایسه گرانیوی آب ۱ تا ۰/۵ سانتی‌پواز است.

اندازه‌گیری گرانیوی گاز در فشار و درجه حرارت مخزن، یک روش پیچیده است و اغلب به صورت تقریبی به کار می‌رود.

۳-۲ نفت خام (Crude Oil)

نفت خام، مخلوطی طبیعی از هیدروکربن‌های مایع است که هم در مخازن زیرزمینی و هم در سطح، بعد از گذر از تفکیک‌کننده‌های مختلف به صورت مایع باقی می‌ماند. خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن برای مهندسیین مخزن و تولید بسیار مهم است زیرا خواص فیزیکی و

شیمیایی هیدروکربن، بر روی حرکت سیالات درون مخزن و مقدار واقعی تولید هیدروکربن تأثیر خواهد گذاشت.

۱-۲-۳ منشأ نفت (Origin of the Oil)

به طور کلی دو تئوری مختلف در مورد منشأ نفت وجود دارد که عبارتند از منشأ غیر آلی (inorganic origin) و منشأ آلی (organic origin).

۱-۱-۲-۳ منشأ غیر آلی نفت

طرفداران منشأ غیر آلی نفت، معتقدند که هیدروکربن‌ها در دما و فشار بالای قسمت‌های عمیق پوسته زمین و یا حتی گوشته تشکیل شده‌اند و سپس به طرف قسمت‌های کم عمق پوسته مهاجرت کرده‌اند. وجود متان در اتمسفر بعضی از سیارات و همچنین وجود هیدروکربن در شهاب‌سنگ‌ها (متئوریت‌ها) پایه اصلی این نظریه است. بر طبق نظر یکی از طرفداران نظریه غیر آلی، آب، کربن، سولفور و آهن در اعماق پوسته و گوشته وجود دارند. در دمای بالا آب می‌تواند به H و O شکسته شود. H تولید شده می‌تواند در دمای بالا با کربن واکنش انجام داده و در نتیجه هیدروکربن‌ها را بوجود آورد. سپس هیدروکربن‌های تولید شده می‌توانند از طریق شکستگی‌های عمیق به سمت بالا مهاجرت نمایند.

خروج متان از مجاری آتشفشان‌های فعال و همچنین همراهی میادین نفتی عظیم با کمربندهای آتشفشانی (نظیر کشورهای اندونزی، مکزیک و زاگرس ایران) ممکن است از منشأ غیر آلی نفت حمایت نماید. بر طبق نظریه توماس گولد (Thomas Gold) بعد از تشکیل زمین از گازها، متان به مقدار فراوان در داخل زمین به دام افتاده و به مرور از آن خارج می‌شود. مقدار این خروج حدود 10^7 - 10^6 تن در هر سال می‌باشد. بنابراین همراهی متان با فعالیت‌های آتشفشانی می‌تواند ناشی از این پدیده باشد و ارتباطی با منشأ غیر آلی نفت در زیر زمین نداشته باشد. در عین حال وقتی که مواد آتشفشانی در حال بالا آمدن هستند می‌توانند با رسوبات غنی از مواد آلی پوسته مخلوط شده و متان را جذب و در سطح رها نمایند. همراهی میدان‌های نفتی با کمربندهای آتشفشانی می‌تواند چنین پاسخی داده شود که در واقع کمربندهای آتشفشانی، معمولاً در نواحی با فازهای فشاری بالا در نواحی فرورانش (subduction) شکل گرفته‌اند. بدین معنی که در این نواحی عموماً چین‌خوردگی حاصل می‌شود. همان‌طور که بعداً توضیح داده خواهد شد چین‌ها مهم‌ترین تله‌های نفتی هستند.

وجود نفت در ادخال‌های سنگ‌های آذرین عامل دیگر حمایت از منشأ غیر آلی نفت است. این پدیده می‌تواند صرفاً ناشی از آلوده شدن ماگما با رسوبات حاوی مواد آلی در طی حرکت رو به بالای ماگما باشد و ربطی به منشأ غیر آلی نفت نداشته باشد.

۳-۱-۲-۳ منشأ آلی نفت

طرفداران منشأ آلی نفت معتقدند که هیدروکربن از مواد آلی بوجود می‌آید. تا دهه ۱۹۳۰ نظریه آنها فقط بر اساس شباهت‌هایی بود که بین هیدروکربن‌ها و مواد آلی وجود داشت. این شباهت‌ها به قرار زیر است:

- ترکیب هیدروکربن بسیار شبیه ترکیب پروتئین‌ها و چربیها و اسیدهای چرب است،
- مهمترین قسمت چرخه کربن در طبیعت، در گیاهان و جانوران قرار دارد،
- همراهی هیدروکربن‌ها با سنگ‌های رسوبی و تجمعات فسیلی آنها.

از سال ۱۹۳۰ به بعد با توسعه علوم و تکنولوژی، مدارک مستندی در حمایت از منشأ آلی نفت بدست آمد. بکارگیری ایزوتوپ‌های پایدار، تأیید کننده اصلی این تئوری است. میزان ایزوتوپ پایدار کربن سیزده ($\delta^{13}C$) در نفت خام حدود ۳۶- تا ۲۲- است. این مقدار بسیار نزدیک به میزان آن در گیاهان و جانوران است (برای موجودات دریایی به طور متوسط ۲۳- می‌باشد). میزان $\delta^{13}C$ در سنگ‌های کربناته بسیار زیاد است (+۴ تا -۴) و برای کربن‌های حاصل از سنگهای ماگمایی حدود (۲۰- تا ۲-) می‌باشد. این موضوع ثابت می‌کند که منشأ هیدروکربن‌ها باید از موجودات باشد.

حضور هیدروکربن‌ها در فواصل زغال‌سنگی (نظیر حوضه کوپر در استرالیا)، حضور پورفیرین در نفت‌ها که ترکیبش خیلی شبیه به هموگلوبین است از مدارک دیگری‌اند که منشأ آلی نفت را تأیید می‌کنند.

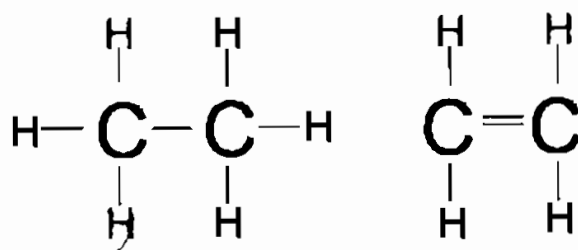
حضور هیدروکربن در بدن و بافت بعضی موجودات نیز تأییدی بر منشأ آلی نفت است. مثال‌های زیر انواعی از آنهاست:

- درخت Euphorbia نوعی شیره از خود ترشح می‌کند که ترکیبش بسیار شبیه هیدروکربن‌ها است.
- در قسمت شمالی مکزیک بعضی از دانه‌های لوبیا حدود ۴۰٪ مواد روغنی دارند که به منظور روغن‌های روان کننده مورد استفاده قرار می‌گیرند.
- جلبکهای آبهای شیرین Botryococcus دارای روغن، چربی و هیدروکربن‌های مایع‌اند.
- در داخل سلول دیاتومیت و بعضی از انواع فرامینیفرها قطرات ریز نفت وجود دارد.

۲-۲-۳ انواع عمده نفت خام

نفت خام عمدتاً شامل هیدروژن (H) و کربن (C) است، ولی علاوه بر آن، مقادیر کمی N, S, O و مقادیر بسیار کمتری فلزات غیر معمول، مانند وانادیوم (V) و نیکل (Ni) می‌باشد. اگر چه ترکیب نفت خام نسبتاً ساده است اما تعداد ترکیبات هیدروکربنی که در نفت ممکن است موجود باشد، بسیار زیاد است.

عموماً چهار گروه ترکیبات عمده در نفت خام وجود دارند که شامل پارافین‌ها، نفتن‌ها، آروماتیک‌ها و رزین‌ها - آسفالتین‌ها می‌باشند. رزین‌ها و آسفالتین‌ها، هیدروکربن خالص نیستند و دارای عناصر دیگری علاوه بر H و C می‌باشند. پارافین‌ها، نفتن‌ها و آروماتیک‌ها، هیدروکربن‌های واقعی هستند. در مجموع پارافین‌ها و نفتن‌ها هیدروکربن‌های اشباع شده هستند، به طوریکه هیدروژن کافی برای اشباع کردن ظرفیت الکترونی اتم‌های کربن دارند. هیدروکربن‌های آروماتیک از نظر هیدروژن غیر اشباع هستند. در شکل ۳-۳، تفاوت بین هیدروکربن‌های اشباع و غیراشباع را می‌توان مشاهده کرد. بطور مثال اتان که یک هیدروکربن اشباع شده است، دارای ۲ اتم کربن و ۶ اتم هیدروژن است، در صورتی که اتیلن که غیر اشباع می‌باشد، مانند اتان ۲ اتم کربن دارد ولی فقط دارای ۴ اتم هیدروژن است.

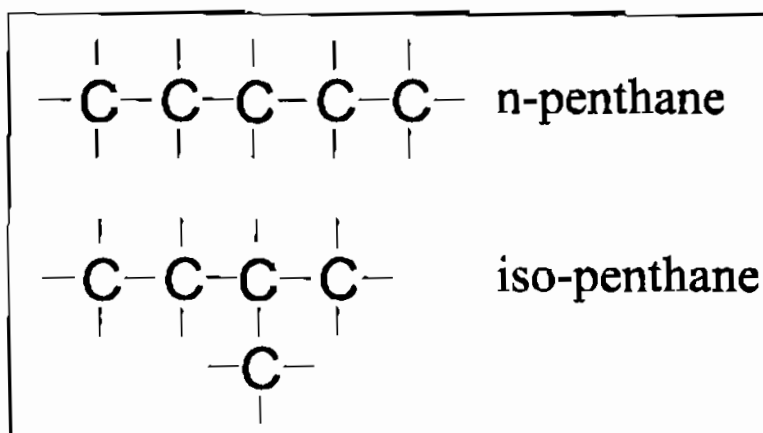


شکل ۳-۳ - تفاوت بین هیدروکربن‌های اشباع (چپ) و غیراشباع (راست)

۳-۲-۳-۱ پارافین‌ها (Paraffins)

اولین نوع عمده نفت خام، پارافین‌ها هستند که آلکینز (alkanes) نیز نامیده می‌شوند. فرمول کلی پارافین‌ها C_nH_{2n+2} می‌باشد. ساده‌ترین و سبک‌ترین مولکول سری پارافین‌ها، متان با فرمول CH_4 است. پارافین‌های با کمتر از پنج اتم کربن، در فشار و حرارت عادی به شکل گازی هستند. علاوه بر متان، دیگر پارافین‌های گازی عبارتند از اتان، پروپان و بوتان. برای سادگی اینها گاهی اوقات C_1 تا C_4 نیز نامیده می‌شوند. از C_5 تا C_{15} پارافین‌ها در فشار عادی مایع هستند. هیدروکربن‌های با بیشتر از ۱۵ اتم کربن (C_{15})، به شدت گرانبه یا ویسکوز هستند و حالت واکس‌های جامد را به خود می‌گیرند. انواع پارافین‌ها تا C_{40} و بالاتر از آن مشاهده شده‌اند.

دو نوع اساسی از مولکولهای پارافینی وجود دارد که هر دوی آنها دارای ترکیب یکسانی هستند و در طول یک سری با افزایش یک اتم کربن و دو اتم هیدروژن پدید می‌آیند. یک سری از آنها شامل مولکول با زنجیره مستقیم یا عادی بوده (n-paraffin) و دیگری مولکول‌های با زنجیره شاخه‌دار است که ایزوپارافین (iso-paraffin) نامیده می‌شوند. در شکل ۳-۴، نوع نرمال یا ان-پنتان (n-Pentane) و نوع شاخه‌ای آن یا ایزو-پنتان را می‌توان دید. در نفت‌های خام، انواع نرمال پارافین‌ها از نوع شاخه‌دار معمول‌تر می‌باشند. اگرچه از نظر شیمیایی این دو کاملاً یکسان‌اند، ولی شکل ساختمانی آنها بر روی ویژگی‌های فیزیکی تأثیر می‌گذارد. برای مثال، پارافین‌های نرمال با زنجیره مستقیم، نقطه جوش بالاتری نسبت به ایزوپارافین‌های شاخه‌دار معادل خود دارند.



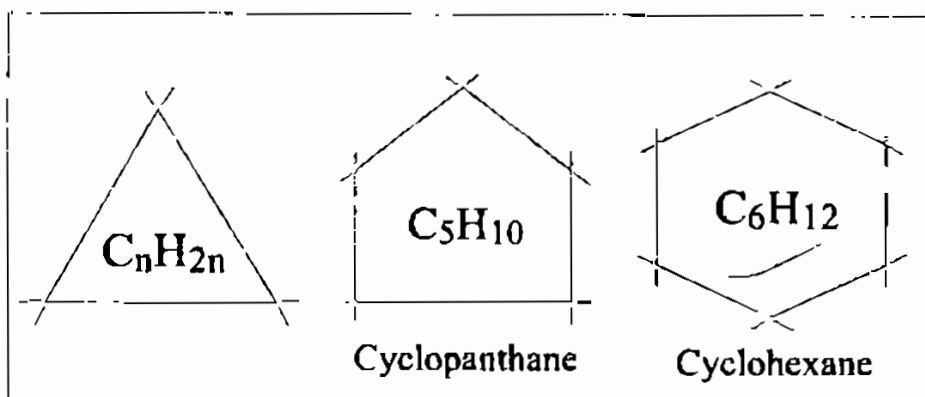
شکل ۳-۴ - شکل پنتان نرمال یا ان-پنتان (n-Pentane) و پنتان شاخه‌ای یا ایزو-پنتان

پارافین‌ها تشکیل دهنده اصلی هیدروکربن‌های گازی هستند. آنها همچنین در نفت سفید (kerosene oils) و گازولین (gasoline) که بیش از ۳۰٪ نفت خام را تشکیل می‌دهند، فراوانند.

۳-۲-۲-۲ نفتن‌ها (Naphthenes)

دومین هیدروکربن عمده در نفت خام، نفتن‌ها هستند که گاهی اوقات سیکلوالکینز (cycloalkanes) نیز نامیده می‌شوند. فرمول عمومی نفتن‌ها C_nH_{2n} است. مانند پارافین‌ها، نفتن‌ها نیز هیدروکربن‌های اشباع شده هستند، ولی نفتن‌ها دارای ساختمان مولکولی حلقوی بسته می‌باشند. نفتن‌ها از حداقل ۳ تا بیش از ۳۰ اتم کربن را در حلقه‌هایشان قرار داده‌اند. سیکلوپنتان (C_5H_{10}) با یک حلقه پنج اتم کربنی و سیکلوهگزان (C_6H_{12}) با یک حلقه شش اتم کربنی، نفتن‌های متداول در نفت‌های خام هستند (شکل ۳-۵).

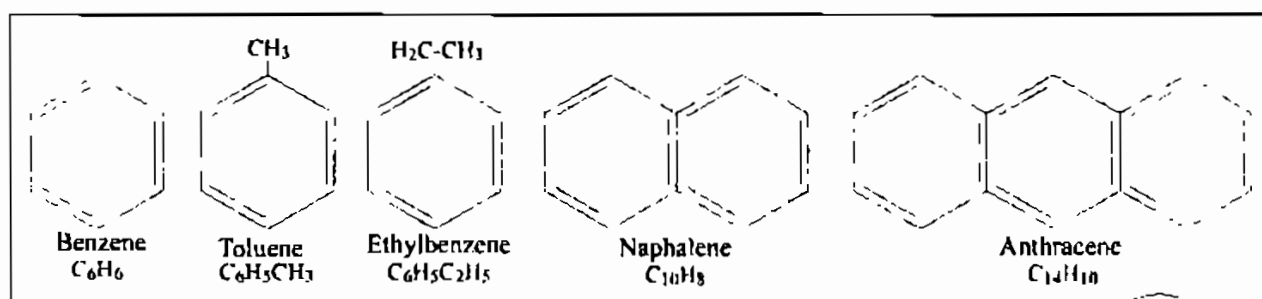
بیشتر نفت‌های خام، مقادیر مشابهی از نفتن‌ها و پارافین‌ها را دارا هستند. مجموعاً هیدروکربن‌های اشباع شده ۶۰٪ اغلب نفت‌های خام را تشکیل می‌دهند.



شکل ۳-۵ - ساختمان شیمیایی نفتن‌های متداول در نفت‌های خام که شامل سیکلوپنتان و سیکلوهگزان است

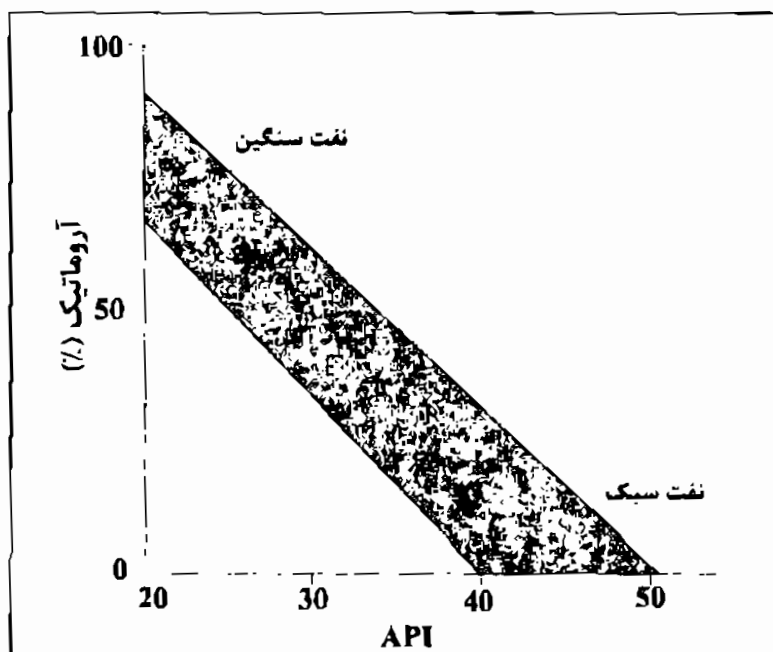
۳-۲-۲-۳ آروماتیک‌ها (Aromatics)

سومین گروه اصلی ترکیبات هیدروکربنی موجود در نفت‌های خام، آروماتیک‌ها هستند. برخلاف نفتن‌ها و پارافین‌ها، آروماتیک‌ها نسبت به هیدروژن غیر اشباع هستند. ساختمان آنها بر پایه یک حلقه شش اتم کربنی است که با توجه به ساده‌ترین عضو این خانواده یعنی بنزن (C_6H_6) (شکل ۳-۶)، حلقه بنزنی نامیده می‌شود. در بنزن، تنها اتم اتصال یافته به حلقه کربن، هیدروژن است. گروه عمده آروماتیک‌ها از جانشین شدن مولکول‌های پارافینی به جای اتم هیدروژن در حلقه بنزنی بدست می‌آیند. این سری‌ها شامل تولوئن $C_6H_5-CH_3$ و اتیل بنزن $C_6H_5-C_2H_5$ ، نافتالن $C_{10}H_8$ و آنتراسن $C_{14}H_{10}$ می‌باشند (شکل ۳-۶).



شکل ۳-۶ - مثال‌هایی از چند سری آروماتیک که با بنزن C_6H_6 شروع شده است

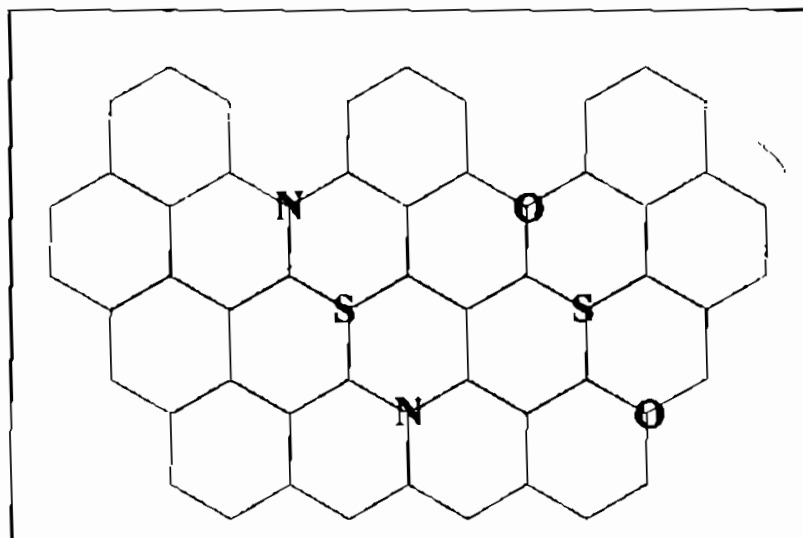
هیدروکربن‌های آروماتیک در فشار و حرارت عادی مایع هستند. آنها در نفت سبک نسبتاً به مقدار کمتری وجود دارند، ولی در نفت‌های سنگین فراوانند (شکل ۳-۷). تولوئن معمولی‌ترین آروماتیک‌ها در نفت‌های خام می‌باشد. دیگر آروماتیک‌های مهم گزیلن و بنزن می‌باشند.



شکل ۷-۳ - ارتباط بین هیدروکربن‌های آروماتیک و درجه API نفت خام. هیدروکربن‌های آروماتیک در نفت‌های سنگین فراوان‌ترند

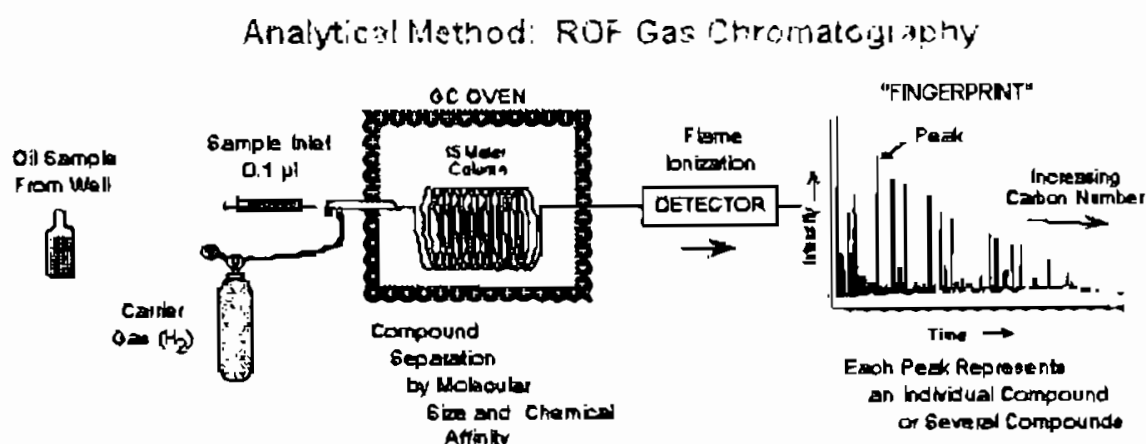
۳-۲-۴ - رزین‌ها - آسفالتین‌ها (Resins & Asphaltines)

چهارمین گروه مهم ترکیبات نفت‌های خام، رزین‌ها و آسفالتین‌ها می‌باشند. رزین‌ها و آسفالتین‌ها ترکیبات پیچیده‌ای هستند. این هیدروکربن‌های ناخالص، اغلب به ترکیبات NSO معروفند زیرا حاوی اتم‌های O، S و N می‌باشند که بعضی از آن‌ها جانشین کربن حلقه آروماتیک‌ها می‌شوند (شکل ۸-۳). ترکیبات NSO بالاترین وزن مولکولی را دارند و سنگین‌ترین اجزای تشکیل دهنده نفت‌های خام می‌باشند. عموماً رزین و آسفالتین همراه با نفت خام‌های آروماتیک سنگین یافت می‌شوند.



شکل ۸-۳ - مثالی از ساختمان یک رزین-آسفالتین

برای تشخیص ترکیب نفت می‌توان از کروماتوگراف گاز (gas chromatograph) استفاده کرد. شکل ۳-۹ منحنی حاصل از یک کروماتوگراف گاز را نشان می‌دهد. در این آزمایش نفت در یک حلال حل شده و سپس در یک وسیله خاص به نمونه حرارت داده می‌شود. چون نقطه جوش ترکیبات مختلف نفتی موجود در نمونه مختلف است، ابتدا نفت‌های با درجه جوش پایین و سپس با درجه جوش بالا بخار می‌شوند. پدیده بخار شدن هر ترکیب به صورت پیک‌های مشخص در روی منحنی ظاهر می‌شود. هر پیک با توجه به درجه حرارتش بیانگر یک ترکیب خاص هیدروکربنی است.

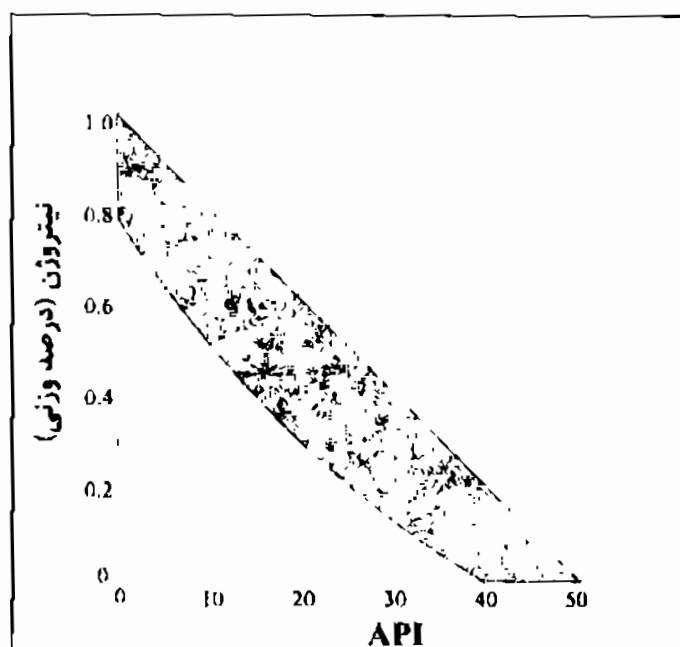


شکل ۳-۹ تصویر شماتیک از یک کروماتوگراف گاز و منحنی حاصل از آن

۳-۲-۳ عناصر فرعی در نفت خام

نفت‌های خام همچنین حاوی عناصری نظیر گوگرد، اکسیژن و نیتروژن نیز می‌باشند. گوگرد سومین عنصر فراوان در نفت خام پس از C و H است که به طور متوسط حدود ۰/۶۵٪ وزنی را تشکیل می‌دهد. گوگرد می‌تواند به شکل گوگرد آزاد (S)، H_2S و انواع متنوع ترکیبات آلی گوگرددار در نفت‌های خام یافت شود. نفت‌های خامی که کمتر از ۱٪ گوگرد دارند به نفت‌های کم‌گوگرد و آن‌هایی که بیشتر از ۱٪ گوگرد دارند به نفت‌های پرگوگرد معروفند.

محتوای اکسیژن اغلب نفت‌های خام حدود ۰/۵٪ وزنی است. اکسیژن عمدتاً در ترکیبات آلی که شامل اسیدها و الکل‌هاست دیده می‌شود. اسیدها به خصوص در نفت‌های جوان و نابالغ فراوان هستند. برخی از این ترکیبات معرف بسیار خوبی، جهت شناسایی نوع موجودات زنده وجود آورنده نفت‌های خام هستند.



تقریباً تمام نفت‌های خام مقادیر کمی نیتروژن بین ۰/۱ تا ۰/۹ درصد دارند. نیتروژن در ترکیبات NSO نفت‌های سنگین اغلب فراوان می‌باشد و مقدار آن در ترکیبات سبکتر کاهش می‌یابد (شکل ۳-۱۰).

شکل ۳-۱۰ - ارتباط بین مقدار نیتروژن و درجه API نفت خام. در نفت‌های سنگین میزان نیتروژن بیشتر است

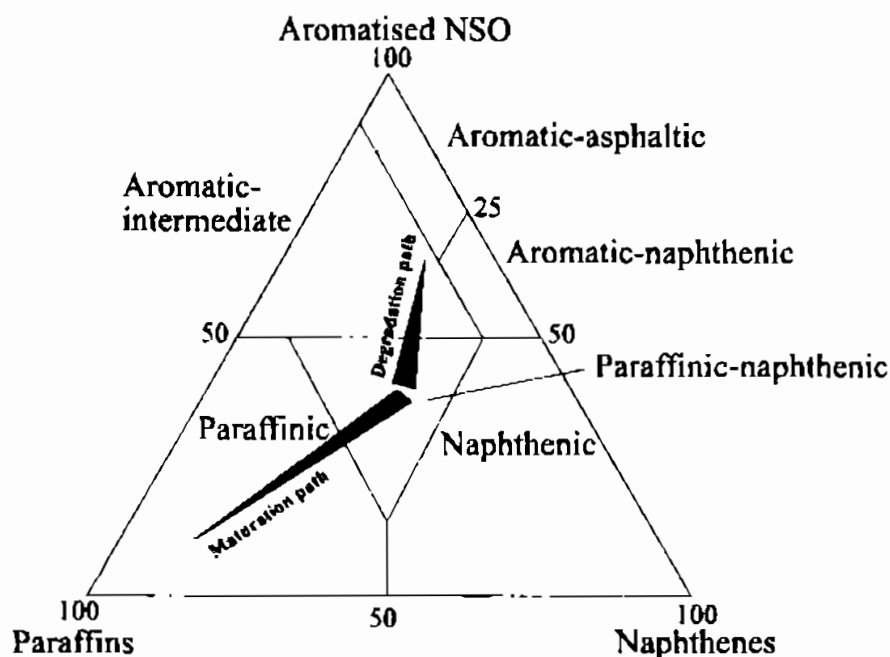
نفت‌های خام همچنین شامل مقادیر کمتری ترکیبات آلی-فلزی (organo-metallic) هستند که مهمترین آن‌ها وانادیوم و نیکل می‌باشد. غلظت این عناصر در محدوده‌ای بین کمتر از یک تا بیش از ۱۲۰۰ ppm قرار دارد.

۳-۲-۴ تقسیم بندی نفت‌های خام

نمودارهای متنوعی برای طبقه‌بندی نفت‌های خام پیشنهاد شده است. شکل ۳-۱۱ دیاگرام مثلی ارائه شده توسط تیسوت و ولته برای طبقه‌بندی نفت‌های خام را نشان می‌دهد. این نمودار بر پایه فراوانی پارافین‌ها، نفتن‌ها و آروماتیک‌ها با ترکیبات NSO می‌باشد. این طبقه‌بندی عموماً بر دیگر طبقه‌بندی‌ها ترجیح داده می‌شود، زیرا علاوه بر اینکه می‌تواند برای تفکیک نفت‌های خام بکار رود، مسیر دگرسانی نفت به وسیله بلوغ حرارتی و یا تجزیه باکتریایی را نیز نشان می‌دهد.

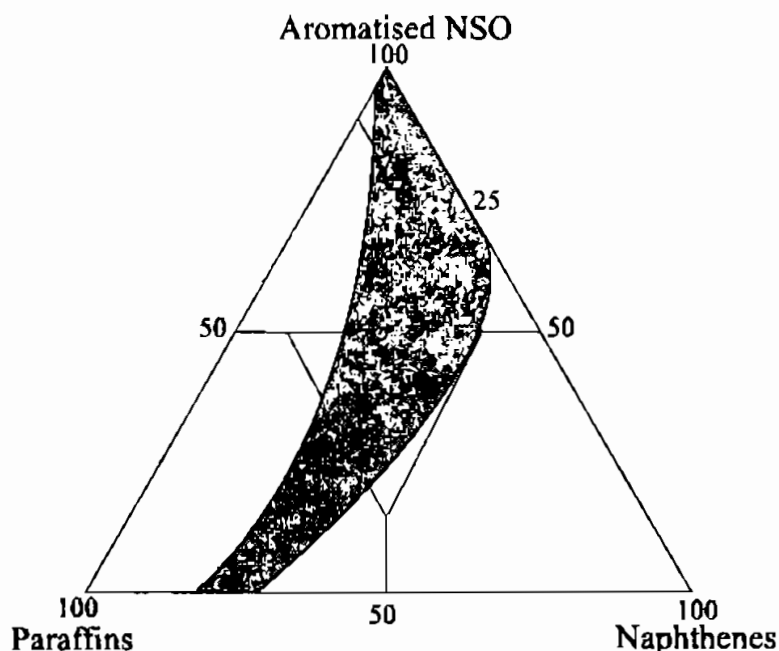
نفت‌های پارافینی عموماً سبک هستند، اگرچه آن‌ها اغلب مومی (waxy) و گرانبه (viscous) می‌باشند. محتوای گوگرد آن‌ها معمولاً کم بوده و نفت‌های بالغی محسوب می‌شوند. مثال نفت پارافینی، نفت خام پالئوزوئیک امریکا، قطب شمال و نفت ترشیری آفریقای غربی، لیبی و اندونزی است. نفت‌های پارافینی-نفتنی که بخش میانی نمودار را اشغال می‌کنند، معمولاً دارای چگالی متوسط بوده، حاوی نفت گرانبه با مقدار گوگرد پایین هستند. مثال‌های این نوع نفت دونین، کرتاسه و ترشیری شمال و غرب آفریقا است. نفت‌های آروماتیک-حدواسط (aromatic-intermediate)، نسبتاً سنگین بوده و حاوی گوگرد زیادی می‌باشند. مثال‌های این

نوع نفت در حوضه زاگرس ایران، نفت پرموکربونیفر تگزاس غربی و برخی از چاه‌های ونزولا و کالیفرنیا یافت می‌شود.



شکل ۳-۱۱ - دیاگرام مثلثی برای طبقه بندی نفت‌های خام

عمده نفت‌های خام دنیا از نوع پارافینی- نفتنی یا آروماتیک-حدواسط هستند. نفت‌های نفتنی خیلی نادر می‌باشند (شکل ۳-۱۲). با توجه به ذخایر نفت خام موجود، نوع آروماتیک-حدواسط مهمترین آن‌هاست که ذخایر عظیم کرتاسه و ژوراسیک خاورمیانه را شامل می‌شود.



شکل ۳-۱۲ - در این تصویر، منطقه خاکستری بیانگر ترکیب عمده نفت‌های خام دنیا می‌باشد

تعداد گونه‌های هیدروکربن در نفت خام می‌تواند بسیار متنوع باشد. عمل پالایش نفت خام در پالایشگاه نیز به منظور تفکیک بخش‌های مختلف هیدروکربنی است که موارد استفاده مختلف دارند. اساس کار پالایشگاه، در واقع تقطیر یا تفکیک مواد هیدروکربنی با استفاده از حرارت است. حرارت سبب می‌شود که اجزای هیدروکربنی جوشیده و تبدیل به بخار شوند. به واسطه این امر می‌توان بخش‌های مختلف هیدروکربنی را که نقطه جوش متفاوت دارند از یکدیگر تفکیک نمود. با افزایش وزن مولکولی هیدروکربن و لذا افزایش چگالی و گرانشی، درجه حرارت جوش آن افزایش می‌یابد. تقطیر نفت خام، نشان می‌دهد که حدود ۷۰ الی ۸۰ درصد آن‌ها از هیدروکربن‌های سنگین‌تر از C_{10} تشکیل شده‌اند. در طی تقطیر نفت خام مواد هیدروکربنی زیر به ترتیب حاصل می‌گردند:

- گازولین و نفتا (gasoline & naphta)، همراه با بنزن و دیگر نفت‌های فرار (مواد هیدروکربنی با تعداد اتم کربن ۴ تا ۱۰).
 - نفت چراغ (kerosene) (با تعداد اتم کربن ۱۱ تا ۱۳).
 - نفت گاز (gas oil) سبک (با تعداد اتم کربن ۱۴ تا ۱۸).
 - گازوئیل سنگین (heavy gas oil) و نفت‌هایی که در مصارف گرمایی خانه‌ها استفاده می‌شوند (با تعداد اتم کربن‌های ۱۹ تا ۲۵).
 - روغن‌های روان‌کننده (lubricating oil) (با تعداد اتم کربن ۲۶ تا ۴۰).
 - مواد باقیمانده و نفت‌های سوختی سنگین (با تعداد اتم کربن بیش از ۴۰).
- ارزش یک نفت خام، بستگی به مقدار درصد هر کدام از بخش‌های فوق دارد و هر چه نفت سبک‌تر باشد دارای ارزش بیشتری است.
- شکل ۳-۱۳ فراوانی مواد هیدروکربنی فوق را در انواع نفت خام نشان می‌دهد.

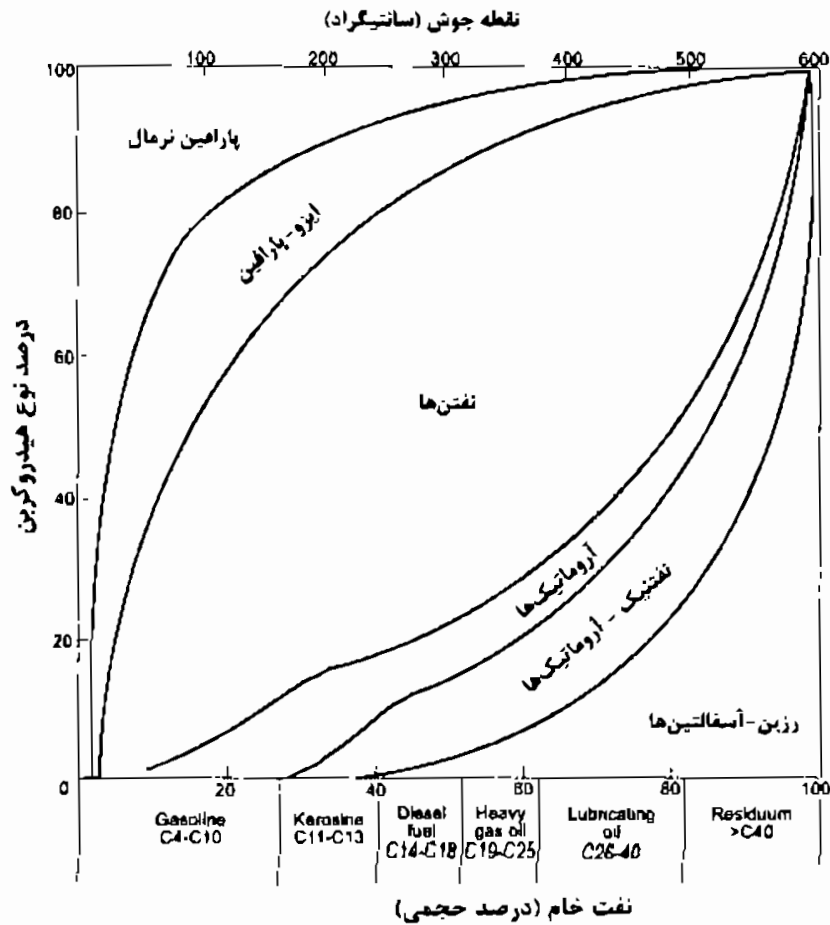
۳-۲-۵ خواص فیزیکی نفت خام

خواص فیزیکی نفت خام، توسط ساختمان شیمیایی آن کنترل می‌شود.

۳-۲-۵-۱ رنگ

نفت به رنگ‌های مختلف از جمله زرد، سبز، قهوه‌ای، قهوه‌ای تیره و یا سیاه دیده می‌شود. نفت‌های پارافینی معمولاً دارای رنگ روشن تا قهوه‌ای در نور عبوری و به رنگ سبز در نور انعکاسی‌اند. نفت‌های آسفالتیک غالباً قهوه‌ای تا سیاه هستند که به عنوان نفت سیاه (black oil) شناخته می‌شوند.

هیدروکربن‌ها وقتی در معرض تابش اشعه ماوراءبنفش قرار گیرند تحریک می‌شوند و از خود خاصیت فلورسانس نشان می‌دهند. رنگ فلورسانس ساطع شده با نوع نفت تغییر می‌کند.



شکل ۳-۱۳ - ترکیب شیمیایی نفت خام

۳-۵-۲-۲ گرانروی (Viscosity)

ویسکوزیته (viscosity) یا گرانروی، اصطکاک درونی یک سیال است که در مقابل جریان یافتن آن سیال مقاومت می‌کند. گرانروی پارامتر مهمی است که برای پیش‌بینی جریان سیال در مخزن و در سطح نیاز است. گرانروی نفت به دانسیته یا تعداد اتم‌های کربن و همچنین به گازهای حل شده در آن بستگی دارد. هر چه تعداد اتم‌های کربن نفت زیادتر شود، گرانروی آن بالاتر می‌رود و هر چه میزان گاز حل شده در نفت بیشتر شود گرانروی آن کمتر می‌شود. گرانروی نفت، دامنه بسیار وسیعی دارد و به طور معمول بین ۰/۲ تا ۵۰ سانتی پواز است. بعضی از نفت‌های خام با گرانروی بسیار بالا قادر نیستند که در خطوط لوله پمپاژ شوند (مثل نفت خام Boscan در ونزوئلا). نفت خام در سطح زمین گرانروی بالاتری نسبت به وقتی که در زیرزمین است نشان می‌دهد.

برخلاف گازها، گرانیروی مایع با افزایش حرارت، کاهش می‌یابد به صورتی که مولکول‌ها بیشتر به صورت مجزا حرکت می‌کنند و اصطکاک درونی‌شان کاهش می‌یابد. مثل گازها، گرانیروی نفت با افزایش فشار تا رسیدن به نقطه جوش، افزایش می‌یابد. زیر نقطه جوش، موقعی که گاز محلول آزاد می‌شود، گرانیروی نفت افزایش می‌یابد چون گاز از نفت جدا می‌شود.

۳-۲-۵-۳ نقطه ریزش (Pour Point)

نقطه ریزش یک راهنمای خوب برای تعیین گرانیروی است. نقطه ریزش یک نفت کمترین دمایی است که نفت می‌تواند تحت شرایط استاندارد جریان پیدا کند. نقطه ریزش برای نفت خام با محتویات واکسی پارافینیک بالا در حدود 40°C است. نقطه ریزش برای نفت‌های سبک خاورمیانه و آفریقا به 26°C هم می‌رسد که پمپاژ آن را حتی در شرایط سرد قطبی نیز امکان پذیر می‌کند. نفت‌های خام با نقطه ریزش بالا به علت محتوی واکس زیاد ظاهری درخشنده دارند. این نوع نفت‌ها ممکن است محتوی واکس خود را در طی مهاجرت رسوب دهند و به تدریج سبک‌تر شوند.

۳-۲-۵-۴ چگالی (Density)

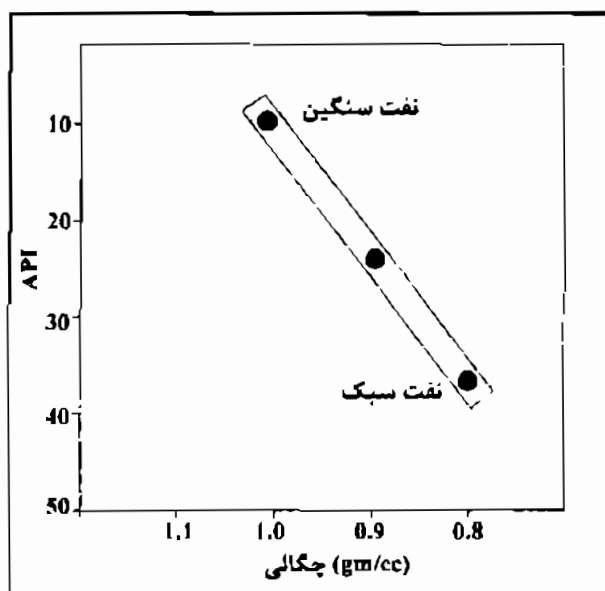
چگالی نفت در سطح، به وسیله قرار دادن نمونه در یک تنگ استوانه‌ای با استفاده از یک هیدرومتر اندازه گرفته می‌شود.

چگالی نفت معمولاً در واحد API که به وسیله موسسه نفت امریکا (American Petroleum Institute) تعریف شده بیان می‌گردد:

$$API^{\circ} = \frac{141.5}{\text{Specific Gravity at } 60^{\circ}\text{ F}} - 131.5$$

API نمونه نفت خام تحت تأثیر درجه حرارت است، چون انبساط حرارتی مایعات هیدروکربنی، به خصوص برای بیشتر نفت‌های فرار مهم می‌باشد. بنابراین ثبت درجه حرارت در نمونه‌ای که اندازه گرفته می‌شود، مهم است.

این نکته قابل توجه است که درجه API نسبت معکوس با چگالی دارد. نفت‌های سبک درجه API بالا تا حدود ۴۰ را دارند که معادل با وزن مخصوص ۰/۸۳ است، در حالی که نفت‌های سنگین دارای API پایین می‌باشند (شکل ۳-۱۴). معمولاً نفت‌های سنگین، نفت‌هایی می‌باشند که دارای API کمتر از ۲۵ هستند که معادل با وزن مخصوص ۰/۹ است. وقتی که درجه API نفت به ۱۰ درجه برسد، دارای وزن مخصوص یک است که همان چگالی آب شیرین می‌باشد. بنابراین نفت سنگین‌تر از ۱۰ درجه API، چگالتر از آب است، هر چند که



شکل ۳-۱۴ - ارتباط بین چگالی و درجه API نفت

اغلب نفت‌ها از آب سبک‌ترند. تغییرات چگالی نفت در رابطه با عمق و سن بعداً مورد بحث قرار خواهد گرفت. به طور کلی، نفت‌های با API بیشتر از ۳۰ تا ۲۲ درجه به عنوان نفت متوسط و با API کمتر از ۲۲ درجه به عنوان نفت سنگین در نظر گرفته می‌شوند. بهترین نفت‌ها دارای API در حدود ۳۷ درجه هستند که در خاورمیانه، آپالاچین، آلبرتا، لیبی و دریای شمال یافت می‌شوند. نفت خام‌های خیلی سبک در الجزایر،

استرالیا و اندونزی وجود دارند. نفت‌های خام سنگین در کالیفرنیا، مکزیک و ونزوئلا یافت می‌شوند. برخی نفت‌های خام، نظیر نفت سنگین و خیلی سنگین (heavy and ultra heavy) کوه موند ایران و میوسن کالیفرنیا دارای درجه API کمتر از ۸ درجه می‌باشند و بنابراین باید برای بهره برداری رقیق شوند.

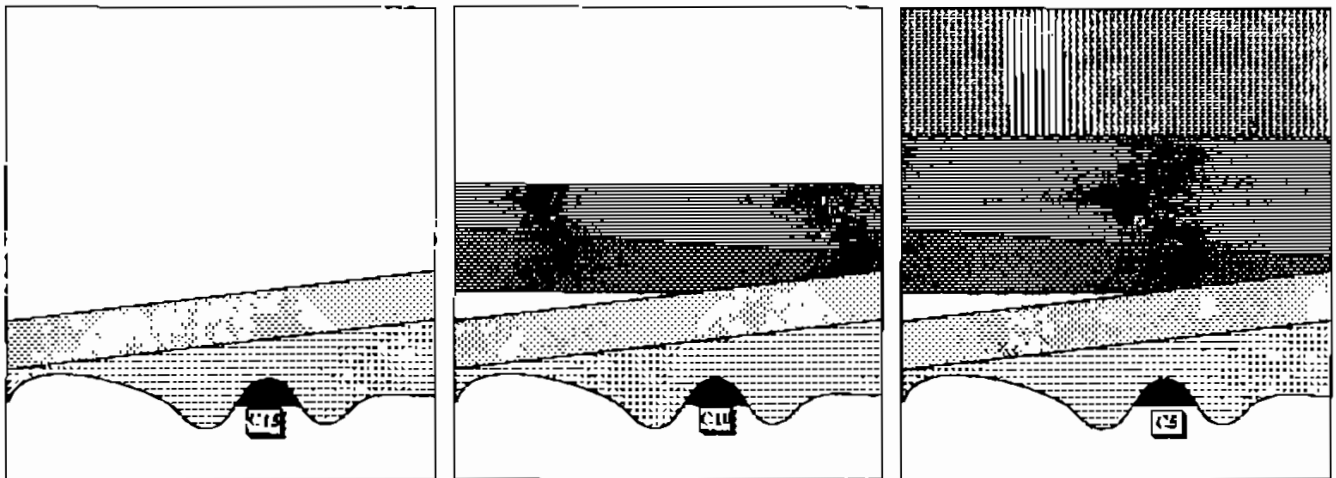
نفت خام لزوماً فقط هیدروکربن مایعی که ممکن است از یک مخزن زیرزمینی تولید شود، نیست. غالباً همراه با تولید گاز طبیعی، یک هیدروکربن سبک و روشن با API بالا بدست می‌آید که نفت میعانی (condensate) نامیده می‌شود. نفت میعانی، شامل گازهای هیدروکربنی سنگین است که در شرایط فشار و دمای مخزن به صورت فاز گازی وجود دارند. وقتی که این گازها به سطح می‌رسند میعان یافته و به شکل فاز مایع در می‌آیند و به همین دلیل آنرا نفت میعانی می‌نامند. تولید نفت میعانی از برخی مخازن گاز طبیعی می‌تواند قابل توجه باشد و حتی مقدار آن به چندین صد بشکه در روز برسد.

۳-۲-۵-۵ قابلیت تراکم پذیری نفت (Compressibility)

قابلیت تراکم پذیری نفت، بستگی به مقدار گاز حل شده در آن دارد. تراکم پذیری نفت در حدود 10×10^{-6} psi⁻¹ می‌باشد و برای آب و گاز به ترتیب 4×10^{-6} و 500×10^{-6} است. نفت‌های با قابلیت تراکم کم که مقدار گاز محلول کمی دارند، در هنگام تولید فشار آن‌ها به زودی پایین می‌آید. اگر انبساط نفت، تنها عامل رانش نفت از مخزن به چاه باشد، تولید در سطح احتمالاً به کمتر از ۵٪ نفت اولیه خواهد رسید.

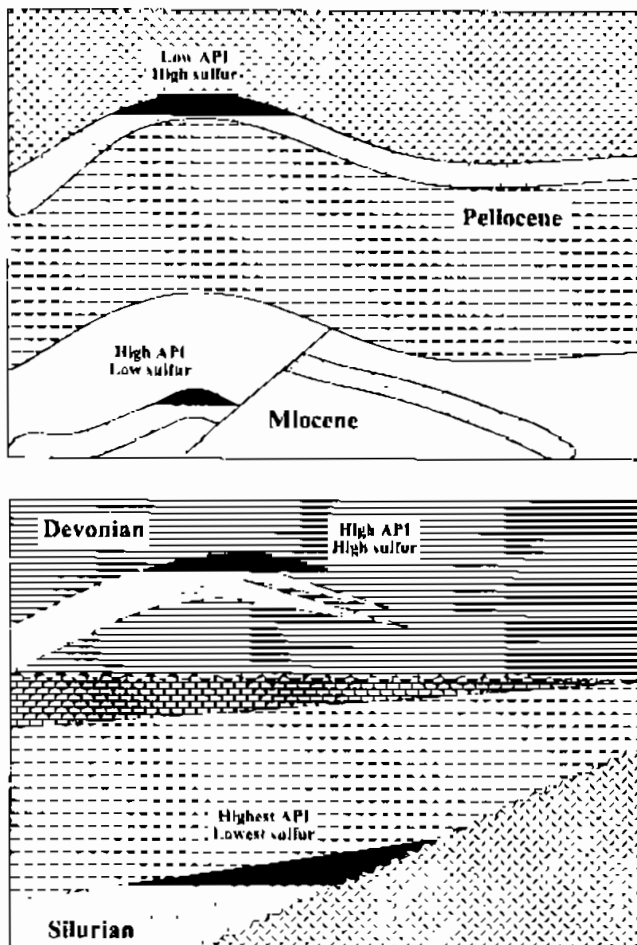
۳-۲-۶ دگرسانی نفت (Alteration of Oil)

نفت خام ممکن است با افزایش حرارت و فعالیت‌های باکتریایی دگرسان شود. دیاگرام مثلی پیشنهاد شده توسط تیسوت و ولته علاوه بر طبقه بندی نفت‌های خام، می‌تواند مسیر دگرسانی آن را در طی بلوغ حرارتی (thermal maturation) و یا تجزیه باکتریایی (bacterial degradation) نشان دهد. دگرسانی نفت‌های خام بوسیله بلوغ حرارتی با افزایش عمق تدفین و زمان رخ می‌دهد. اجزای سنگین‌تر نفت‌های خام در اثر فرآیند شکست مولکولی (cracking)، سبک‌تر و پارافینی‌تر می‌شوند (شکل ۳-۱۵). در اثر این فرآیند محتوای گازی نفت افزایش و محتوای گوگرد آن کاهش می‌یابد. نهایتاً با افزایش عمق و حرارت، نفت‌های خام ممکن است تخریب شده و به گاز و باقیمانده غیر قابل حل (کربن باقی مانده) تبدیل شوند.



شکل ۳-۱۵ - دگرسانی حرارتی هیدروکربن با افزایش عمق تدفین

نفت‌های خام را می‌توان از نظر سن و عمق تدفین تقسیم‌بندی نمود. در این تقسیم‌بندی، نفت‌ها به چهار گروه کم عمق جوان، عمیق جوان، کم عمق قدیمی و عمیق قدیمی تقسیم می‌شوند (شکل ۳-۱۶). نفت‌های کم عمق جوان معمولاً سنگین و گرانبه هستند. آنها معمولاً دارای گوگرد زیاد و پارافین نسبتاً کم و غنی از آروماتیک‌ها هستند. از طرف دیگر، نفت‌های عمیق جوان دارای گرانبه کم و API بالاتری اند. آنها پارافینی و حاوی گوگرد کمی هستند. نفت‌های کم عمق قدیمی به علت بلوغ شان از نظر چگالی، گرانبه و محتوای پارافین، قابل مقایسه با نفت‌های عمیق جوان می‌باشند. با این وجود آنها مانند نفت‌های کم عمق جوان ممکن است محتوای گوگرد نسبتاً بالایی داشته باشند. نفت‌های عمیق قدیمی نسبتاً کمترین گرانبه، چگالی و محتوای گوگرد را دارند (شکل ۳-۱۶).



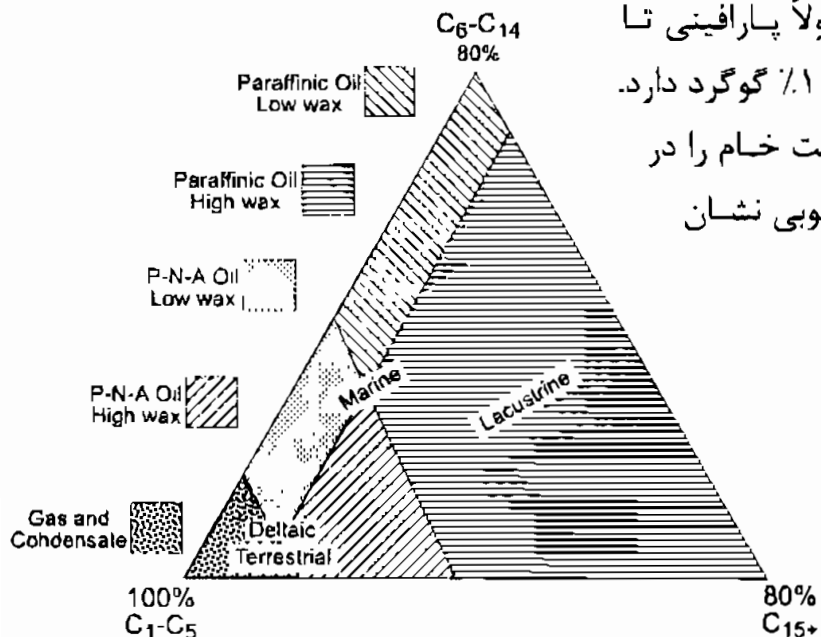
شکل ۳-۱۶ - انواع نفت خام و ویژگی آن‌ها بر اساس سن و عمق تدفین

به هر حال این ویژگی‌ها بسیار کلی هستند و در اثر فرآیندهای زمین‌شناسی می‌تواند تغییرات زیادی در انواع نفت خام حاصل شود. در این خصوص تغییرات نفت نه تنها به عمق و سن بستگی دارد، بلکه نوع سنگ منشأ نیز مهم است. نفت تولید شده از رسوبات احيایی دریایی معمولاً نفت نوع آروماتیک-حدواسط با محتوی گوگرد بالا است. در حالی که نفت

رسوبات دلتایی یا ساحلی معمولاً پارافینی تا پارافینی-نفتنی است و کمتر از ۱٪ گوگرد دارد.

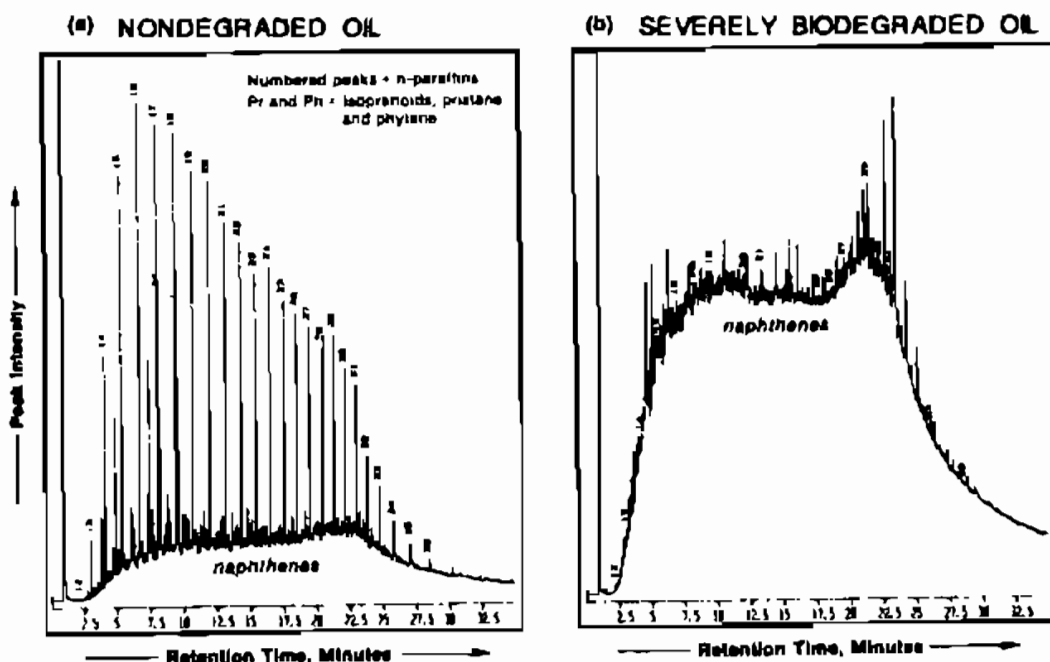
شکل ۳-۱۷ تغییرات انواع نفت خام را در رابطه با محیط‌های مختلف رسوبی نشان

می‌دهد.



شکل ۳-۱۷ - رابطه بین محیط رسوبی با نوع نفت خام حاصل از آن

علاوه بر بلوغ حرارتی، نفت ممکن است بوسیله تجزیه باکتریایی دگرسان شود. تجزیه باکتریایی سبب سنگین‌تر شدن و گرانبه‌تر شدن نفت می‌شود. جریان آب‌های زیرزمینی معمولاً سبب تجزیه نفت می‌شود، زیرا جریان آب با خود ترکیبات سبک‌تر و فرارتر نفت را می‌شوید که به این پدیده، آبشویی (water washing) گفته می‌شود. در مجموع، نفت در سطح و اعماق خیلی کم به علت فعالیت باکتریایی، سنگین‌تر و گرانبه‌تر است. شکل ۳-۱۸ تجزیه دو نمونه مختلف توسط کروماتوگراف گاز (gas chromatograph) را نشان می‌دهد. همان گونه که در شکل دیده می‌شود، گراف نفت به شدت تجزیه شده (b) فاقد پیک و دارای زمینه ضخیمی است، در صورتی که نفت تجزیه نشده دارای پیک‌های مشخص و فاقد زمینه ضخیم است.



شکل ۳-۱۸ - تأثیر تجزیه بیولوژیکی بر روی نفت خام

جریان آب‌های زیرزمینی و فعالیت باکتریایی باعث تشکیل نفت سنگین و نهشته‌های ماسه قیری (tar sand) می‌شود. در غرب کانادا، ماسه‌های قیری کرتاسه از نوع آروماتیک-آسفالتیک غنی از گوگرد هستند که به طور تخمینی حدود ۳ تریلیون بشکه ذخیره در جای نفت (oil in place) آن‌ها می‌باشد. نفت‌های موجود در این ماسه‌ها در محیط‌های دلتایی یا آبرفتی ته نشین شده‌اند.

منشأ ماسه‌های قیری هنوز مورد بحث است. سؤال این است که آیا این نفت نابالغ است یا اینکه نفت بالغی بوده که بعداً تجزیه شده است. طرفداران منشأ نابالغ، اعتقاد دارند که ترکیب شیمیایی نفت نشانگر عدم تحمل بلوغ حرارتی است. از طرف دیگر، طرفداران تئوری تجزیه، اعتقاد دارند که ماسه‌های قیری در اثر تجزیه نفت سبک در مخزن حاصل آمده است.

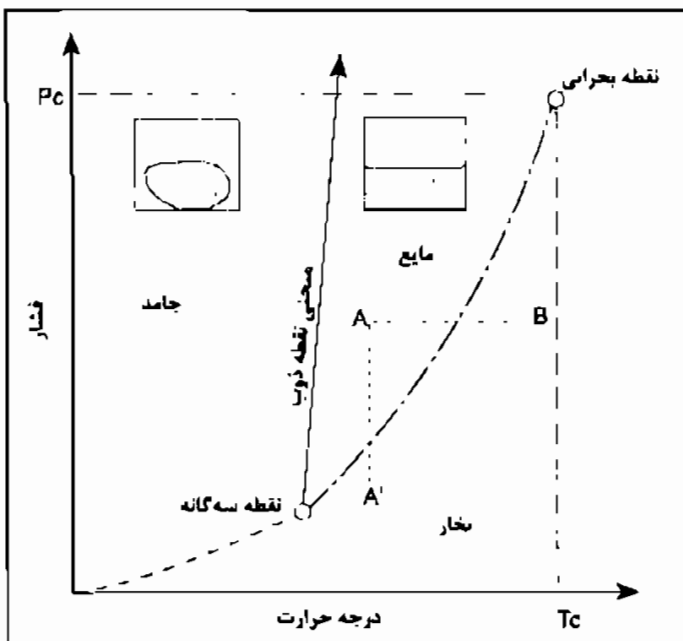
۷-۲-۳ رفتار فازی هیدروکربنها

درک کیفی ارتباط بین دما (T)، فشار (P) و حجم (V) در مورد یک ترکیب می‌تواند پایه‌ای قوی برای درک رفتار فازی ترکیبات پیچیده نفتی باشد. این ارتباط به راحتی در آزمایشگاه با اندازه‌گیری تغییرات فشار و حجم ترکیب در دمای ثابت به دست می‌آید.

فاز در تعریف، یعنی ناحیه‌ای مجزا و همگن از نظر خواص فیزیکی که از نواحی دیگر به وسیله مرزهای مشخص جدا می‌شود. برای مثال یک لیوان آب با مقداری یخ، یک تشکیل دهنده (آب) دارد که دارای سه فاز مایع (liquid)، جامد (solid) و گاز (gas) است. در صنعت نفت دو فاز مایع (آب و نفت) و گاز بسیار اهمیت دارند و فاز جامد از اهمیت کمتری برخوردار است. در شرایط دما و فشار متفاوت، فازهای هیدروکربنی تغییر می‌کنند. پیش‌گویی تغییرات فازی با تغییرات درجه حرارت و فشار در مخزن از اهمیت زیادی برخوردار می‌باشد. سه فاکتور فشار، حجم و درجه حرارت (PVT) کنترل کننده نوع فاز می‌باشند. ساده‌ترین راه فهمیدن این ارتباط، آن است که یک تشکیل دهنده ساده مثل آب را در نظر بگیریم و رفتار آن را در تغییرات فشار و درجه حرارت بررسی کنیم. شکل ۳-۱۹ مرزهای فازی بین حالت‌های جامد، مایع و گاز (بخار) را نشان می‌دهد. اگر نقطه A را نقطه شروع بگیریم، که مایع (آب) در آنجا وجود دارد، با افزایش دما به نقطه جوش نزدیک می‌شود تا اینکه منحنی نقطه جوش (bubble point curve) را قطع می‌کند. در این نقطه آب به جوش می‌آید و به بخار (گاز) تبدیل می‌شود. اگر از نقطه B که فاز گازی وجود دارد شروع کنیم، در صورت کاهش درجه حرارت به

منحنی نقطه شبنم (dew point curve)

نزدیک می‌شود و موقعی که به نقطه شبنم رسید، از فاز گازی به فاز مایع تبدیل می‌شود. برای یک تشکیل دهنده ساده، منحنی نقطه جوش و منحنی نقطه شبنم بر هم منطبق می‌باشند و به صورت منحنی فشار بخار، نشان داده می‌شود. البته مرز فازی بین فازهای مایع و جامد، منحنی نقطه ذوب (melting point curve) می‌باشد.

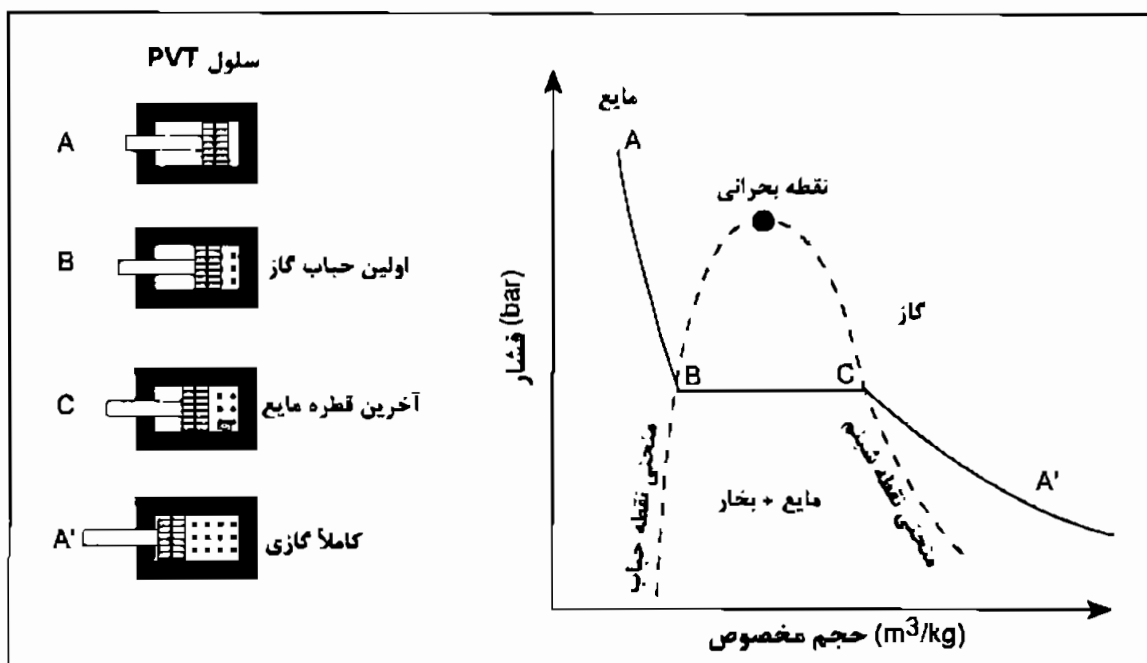


شکل ۳-۱۹ - دیاگرام فازی فشار - درجه حرارت

در نقطه سه‌گانه (triple point)، هر سه فاز باهم وجود دارند و این نقطه برای مواد خالص، خواص غیرعادی دارد. در نقطه بحرانی (critical point) که درجه حرارت (Tc) و فشار (Pc) بحرانی وجود دارد، تشخیص بین فازهای مایع و گازی غیر ممکن است. در نقطه بحرانی گاز متراکم شده، چگالی مشابه مایع دارد و به صورت مایع با درجه حرارت بالا، ظاهر می‌شود. به خاطر افزایش فشار و نیروهای جاذبه بین مولکولی، مولکول‌ها با هم حرکت می‌کنند که باعث افزایش چگالی می‌شود (موقعی که گاز به مایع تبدیل می‌شود) اما افزایش درجه حرارت، همان افزایش انرژی سینتیک مولکول‌ها است و باعث می‌شود مولکول‌ها به صورت مجزا حرکت کنند، بنابراین باعث کاهش چگالی می‌شود (موقعی که مایع به گاز تبدیل می‌شود). در نقطه بحرانی، فازها غیرقابل تشخیص می‌شوند و آن سوی نقطه بحرانی فقط یک حالت وجود دارد و معمولاً به صورت سیال فوق بحرانی نامیده می‌شود.

در هنگام بهره‌برداری از مخازن هیدروکربنی، در صورت عدم کاهش درجه حرارت، که بدان تخلیه ایزوترمال اطلاق می‌شود، کاهش فشار در مقابل دمای ثابت فرض می‌شود. از این رو حرکت بر روی نمودار فشار- درجه حرارت، از نقطه A به A' است.

در اینجا با استفاده از یک تشکیل دهنده هیدروکربنی، مثل اتان، پارامترهای دیگر حجم را بررسی می‌کنیم. برای این منظور از دیاگرام فشار در مقابل حجم مخصوص استفاده می‌شود. فرآیند توصیف شده به صورت فیزیکی به وسیله قراردادن نمونه مایع در داخل سلول بسته (سلول PVT) انجام می‌شود و سپس با عقب کشیدن پیستون سلول، فشار نمونه کاهش یافته و حجم محتوی نمونه افزایش می‌یابد (شکل ۲-۳).



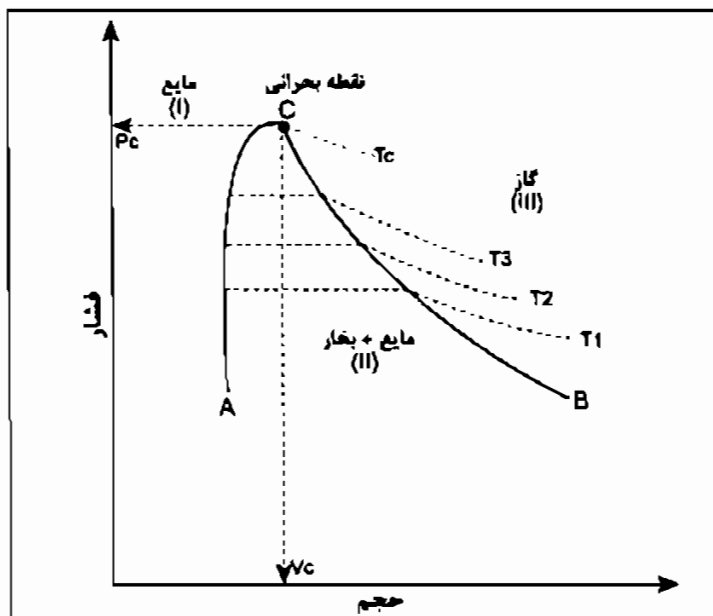
شکل ۲-۳ - فشار در مقابل حجم مخصوص

با شروع، در شرایط A با اتان در فاز مایع و فرض تخلیه ایزوترمال، فشار کاهش می‌یابد به طوری که حجم مخصوص به خاطر حرکت بیشتر مولکول‌های مجزا، افزایش می‌یابد. ارتباط بین فشار و حجم، به وسیله اتان تراکم‌پذیر در نظر گرفته می‌شود (شکل ۳-۲۰). به محض رسیدن به نقطه حباب (در نقطه B)، اولین حباب اتان به صورت گاز، آزاد می‌شود. از نقطه B تا C، مایع و گاز با هم در سلول وجود دارند و فشار ثابت نگه داشته می‌شود، به صورتی که حالت مایع به گاز تغییر می‌کند. سیستم به صورت نامحدودی تا آخرین قطره مایع تا رسیدن به نقطه شبیم (نقطه C)، قابل تراکم می‌باشد. حالا اگر آزمایش برعکس شود، شروع از A و افزایش فشار داشته باشیم، اولین قطره اتان مایع در نقطه C، نقطه شبیم گاز، ظاهر می‌شود. به خاطر بی‌اوری که از میان این فرآیندها شرایط هم دمایی حفظ شده است.

۳-۲-۱ رفتار فازی انواع سیالات مخزن

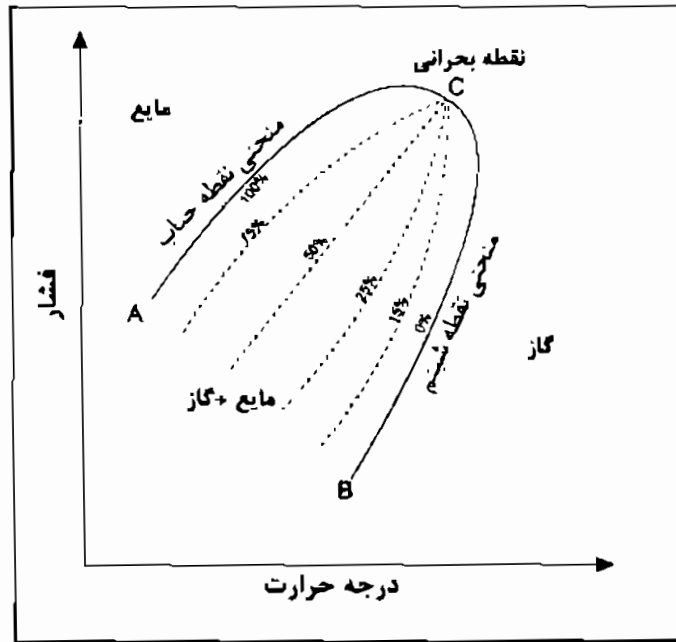
در یک نمودار فشار-حجم (P-V) می‌توان نواحی زیر را مشخص نمود (شکل ۳-۲۱). ناحیه I بیانگر خواص مایع متراکم است. منحنی AC یا منحنی نقطه حباب (bubble point curve)، مکان هندسی نقاطی از فشار و حجم است که در آنجا اولین حباب‌های گاز تشکیل می‌شود. ناحیه II منطقه دو فازی (two phase region) است. منحنی BC یا منحنی نقطه شبیم (dew point curve)، مکان هندسی نقاطی از فشار و حجم است که در آن‌ها اولین قطرات مایع تشکیل شده است را توصیف می‌کند. ناحیه III بیانگر خواص گاز است. دو منحنی نقطه شبیم

و نقطه حباب در نقطه C یا نقطه بحرانی (critical point) به هم می‌رسند. فشار، دما و حجم بحرانی به ترتیب با P_c ، T_c و V_c نشان داده شده‌اند. در نقطه بحرانی، فازهای مایع و گاز را نمی‌توان از یکدیگر تشخیص داد زیرا خواص آن‌ها مشابه است.



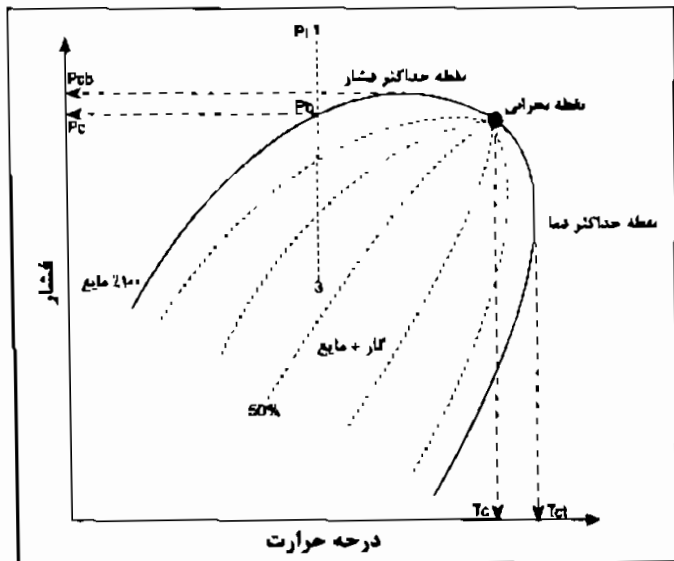
شکل ۳-۲۱ - نواحی مختلف در یک نمودار فشار-حجم (P-V)

اگر فشار نقطه حباب و فشار نقطه شبنم موجود روی نمودار P-V برای ایزوترم‌های مختلف، به عنوان تابعی از دما رسم شود، یک نمودار فشار-دما (P-T) بدست می‌آید (شکل ۲۲-۳). خطوط خط چین داخل منحنی خطوط کیفیت نام دارند و بیانگر شرایط دما و فشار در حجم‌های مساوی مایع است. توجه کنید که همگرایی خطوط کیفیت در نقطه بحرانی است. منحنی نقطه حباب، (منحنی AC) به عنوان خط جدا کننده منطقه فاز مایع از منطقه دو فازی است. منحنی نقطه شبنم، (منحنی BC) به عنوان خط جدا کننده منطقه فاز گاز از منطقه دو فازی است. منحنی نقطه حباب و منحنی نقطه شبنم به ترتیب ۱۰۰٪ و ۰٪ مایع را نشان می‌دهند.



شکل ۲۲-۳ - بخش‌های مختلف در یک نمودار فشار-دما

رفتار فازی سیستم‌های هیدروکربنی چند جزئی، در محدوده مایع-گاز، بسیار شبیه به



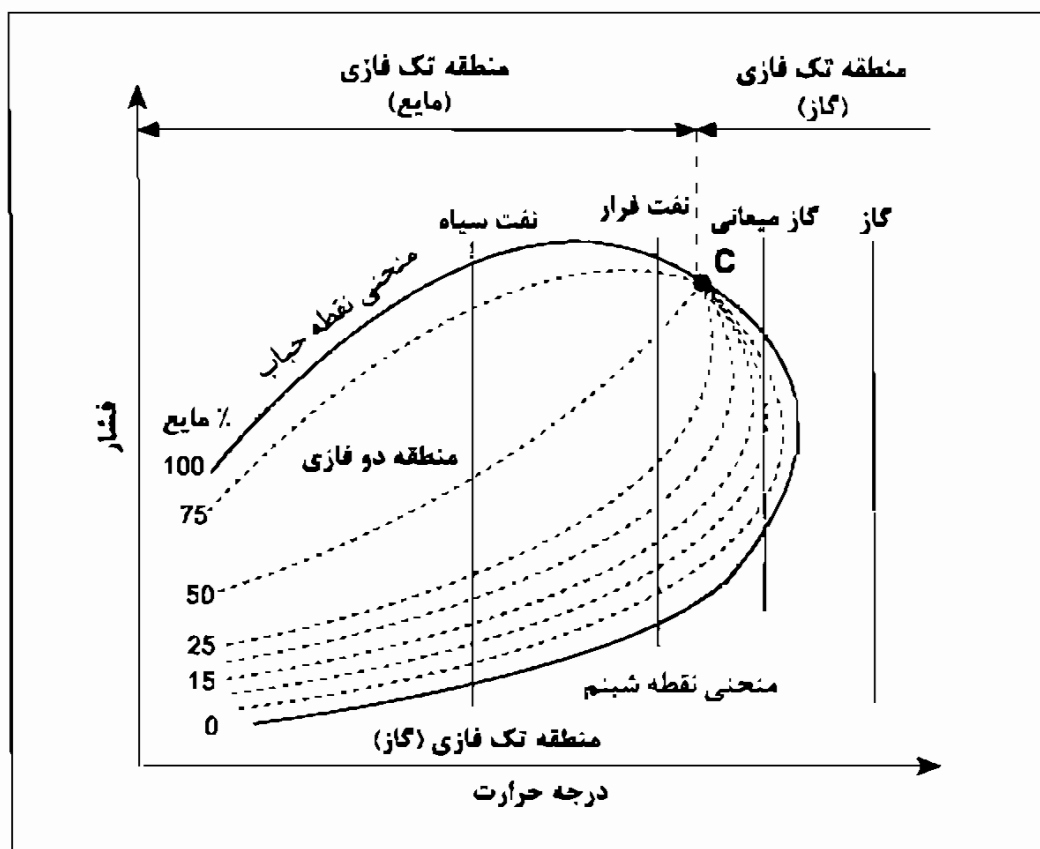
سیستم‌های دو تایی است. شکل ۳-۲۳ نمودار فشار-دمای یک سیستم چند جزئی را نشان می‌دهد. اگر چه سیستم‌های هیدروکربنی مختلف، نمودارهای فازی متفاوتی دارند، ولی نمای عمومی آن‌ها مشابه است.

شکل ۲۳-۳ - نمودار فشار-دمای یک سیستم چند جزئی

نمودارهای P-T چند جزئی کاربردهای متعددی دارند از جمله: تقسیم بندی مخازن، تقسیم بندی سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی موجود و توصیف رفتار فازی سیال مخزن. نقاط اصلی در روی نمودارهای P-T به شرح زیر است:

نقطه حداکثر دما (T_{cl} , cricondentherm)، بیشترین دمایی است که بالاتر از آن، با هر فشاری، مایع نمی‌تواند تشکیل شود. فشار متناظر به آن، فشار نقطه حداکثر دما (P_{cl}) نامیده می‌شود. نقطه حداکثر فشار (P_{cb} , cricondenbar)، بیشترین فشاری است که بالاتر از آن، هیچ گازی بدون توجه به دما نمی‌تواند تشکیل شود. دمای متناظر به آن، دمای نقطه حداکثر فشار (T_{cb}) نامیده می‌شود. نقطه بحرانی (critical point, C)، که برای یک مخلوط چند جزئی به فشار و دمایی که در آن تمامی مشخصات فازهای گاز و مایع مساوی است، اطلاق می‌شود.

شکل ۳-۲۴ به توصیف فاز دیاگرام‌های انواع اصلی سیالات مخازن، کمک می‌کند که برای پیش‌گویی رفتار سیالات در طول تولید، استفاده می‌شود. باید توجه شود که مقیاس محورها، برای هر نوع سیال متفاوت می‌باشد.

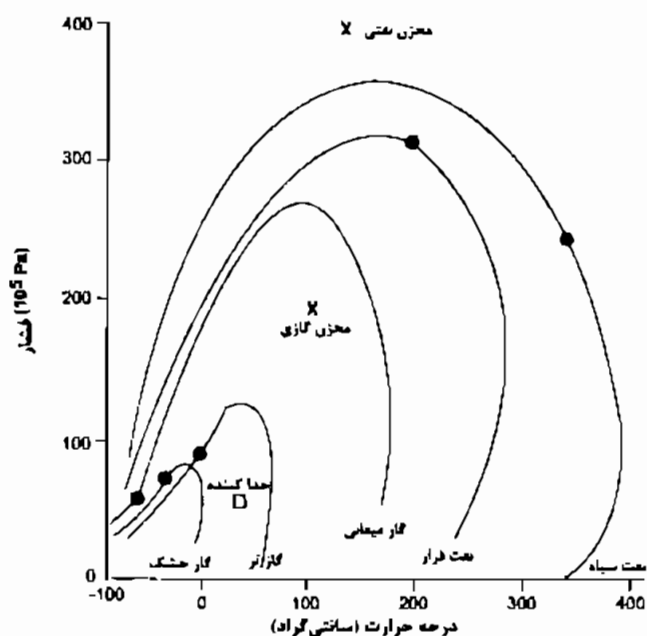


شکل ۳-۲۴ - پوشش‌های فازی فشار-درجه حرارت برای انواع هیدروکربن‌های اصلی

چهار خط قائم در دیاگرام، تخلیه ایزوترمال را برای انواع اصلی هیدروکربن‌ها نشان می‌دهد؛ گاز (ترکیبی از گاز خشک و گاز مرطوب)، گاز میعانی، نفت فرار و نفت سیاه. نقطه شروع یا شرایط اولیه درجه حرارت و فشار با پوشش دوفازی برای هر نوع سیال نسبتاً متفاوت می‌باشد.

۳-۲-۱-۷-۲-۳ گاز خشک

شرایط اولیه برای گاز خشک، خارج از پوشش دوفازی و در سمت راست نقطه بحرانی وجود دارد که وجود سیال اولیه را به صورت فازگازی منفرد تأیید می‌کند (شکل ۳-۲۵). از زمانی که دمای اولیه بیشتر از دمای ماکزیمم پوشش دوفازی می‌شود (درجه حرارتی که در آن دو فاز بخار و مایع با هم وجود دارند که به طور تپیک برای گاز خشک کمتر از صفر درجه سانتیگراد می‌باشد) درجه حرارت و فشار مخزن، هرگز به داخل ناحیه دوفازی فرو نمی‌افتد. بعلاوه درجه حرارت و فشار دستگاه جداکننده (separator) در سطح، در خارج پوشش دوفازی وجود دارد و هیچ مایعی در طول جدایش تشکیل نمی‌شود. این موضوع پیش‌بینی تولید سیالات را در طول توسعه، خیلی ساده می‌کند و در قراردادهای فروش گاز می‌توان با اطمینان توافق کرد که ترکیب سیالات در طول عمر میدان در مورد گاز خشک ثابت باقی خواهد ماند.



● - نقطه بحرانی -
 X - شرایط اولیه -
 شکل ۳-۲۵ - موقعیت نسبی پوشش‌های فازی

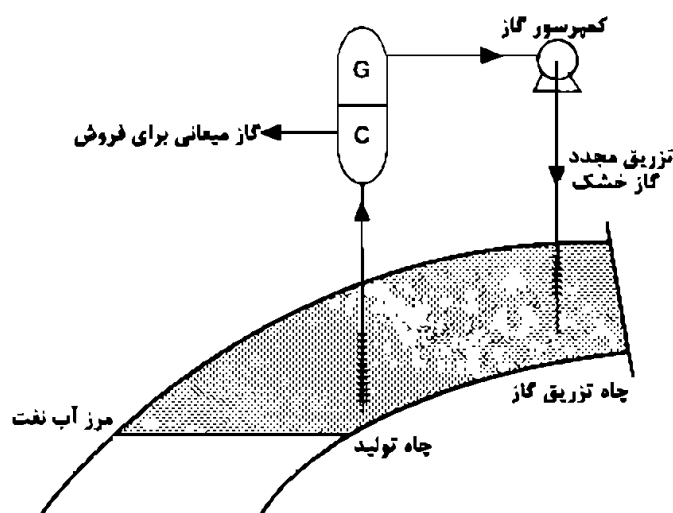
۳-۲-۱-۷-۲-۳ گاز مرطوب

در مقایسه با گاز خشک، گاز مرطوب، جدایش بیشتری بین تشکیل‌دهنده‌های C_2-C_6 دارد و از این‌رو، فازپوششی آن به سمت پایین و راست حرکت میکند (شکل ۳-۲۵). وقتی شرایط مخزن

خارج از پوشش دوفازی باقی می‌ماند، ترکیب سیالات مخزنی ثابت مانده و فاز گازی حفظ می‌شود، ولی شرایط دستگاه جداکننده در داخل پوشش دوفازی می‌باشد. چنانچه نقطه شبنم قطع شود، تشکیل دهنده‌های سنگین‌تر، در دستگاه تفکیک‌کننده، به مایع متراکم می‌شوند. درصد حجمی دقیق مایعاتی که متراکم می‌شوند بستگی به شرایط دستگاه تفکیک‌کننده و فضای خطوط هم‌فرار برای مخلوط دارد (خطوط درصدی مایعات ثابت که روی دیاگرام نشان داده می‌شود). این تشکیل دهنده‌های سنگین، در انتهای بازه تفکیک نفت، سبک می‌شوند و با قیمت خوبی به فروش می‌رسند.

۳-۲-۷-۱-۳ گاز میعانی

درجه حرارت یک گاز میعانی، بین درجه حرارت بحرانی و درجه حرارت ماکزیمی است که در آن دو فاز مایع و بخار، با هم وجود دارند (cricondothem). بنابراین سیال در شرایط اولیه به صورت گاز در مخزن وجود دارند، اما در شرایط تخلیه، فشار مخزن به خط نقطه شبنم می‌رسد که در این نقطه به مایعات میعانی تبدیل می‌شوند. در چنین حالتی درصد حجمی سیالات کم شده و به صورت فاز غیرمتحرک به تله می‌افتند و باقی می‌مانند. زمانی این مایعات برای تولید با ارزش می‌شوند که یک محرک وجود داشته باشد تا فشار مخزن را در بالای نقطه شبنم نگه دارد. این دلیلی برای به چرخه درآوردن گاز در این نوع مخازن است (شکل ۳-۲۶).



شکل ۳-۲۶ - فرآیندهای دوباره به چرخه درآوردن گاز

در جداکننده‌های سطحی، گاز خشک از تشکیل دهنده‌های سنگین‌تر جدا شده و سپس متراکم می‌شود و دوباره برای نگهداری فشار در بالای نقطه شبنم، به داخل مخزن تزریق می‌شود.

۳-۲-۱-۷-۴ نفت فرار و نفت سیاه

برای هر دو نفت فرار و نفت سیاه درجه حرارت اولیه مخزن، زیر نقطه بحرانی است و بنابر این سیال، به حالت مایع در مخزن می‌باشد (شکل ۳-۲۵). چنانچه فشار پایین بیفتد، عاقبت به نقطه جوش می‌رسد و گاز از مایع جدا می‌شود. ترکیب این گاز بیشتر مخلوطی از تشکیل‌دهنده‌های فرار خواهد بود. در هر دو نفت فرار و نفت سیاه، در دستگاه جداکننده، که شرایط فشار و درجه حرارت آن در داخل پوشش دو فازی است، گاز جدا خواهد شد. یک نفت فرار به طور وسیعی از تشکیل‌دهنده‌های سبکتر و متوسط، که به آسانی تبخیر می‌شوند، متشکل شده که با افتادن فشار به زیر نقطه جوش، مقدار نسبی مایع به گاز در مخلوط دوفاز به طور وسیعی کاهش می‌یابد. در فشار زیر نقطه جوش، گاز در مخزن جدا می‌شود و بعضی از این گازهای آزاد شده به طرف چاه‌های تولید جریان می‌یابند و مقداری که در مخزن باقی می‌مانند به طرف قله ساختمانی، برای تشکیل کلاهک گازی ثانویه، مهاجرت می‌کنند. نفت‌های سیاه یک نوع معمولی از سیالات مخزن هستند و تقریباً مانند نفت‌های فرار رفتار می‌کنند.

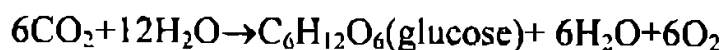
نفت‌های فرار، نفت‌های با انقباض بالا شناخته می‌شوند، چون نسبتاً مقدار زیادتری گاز با آن‌ها در مخزن یا دستگاه جداکننده آزاد می‌شود و نسبتاً مقدار کمتری نفت پایدار در مقایسه با نفت‌های سیاه به دست می‌آید. لذا نفت‌های سیاه، نفت‌های با درصد انقباض کمتر نامیده می‌شوند.

۴- از ماده آلی تا نفت

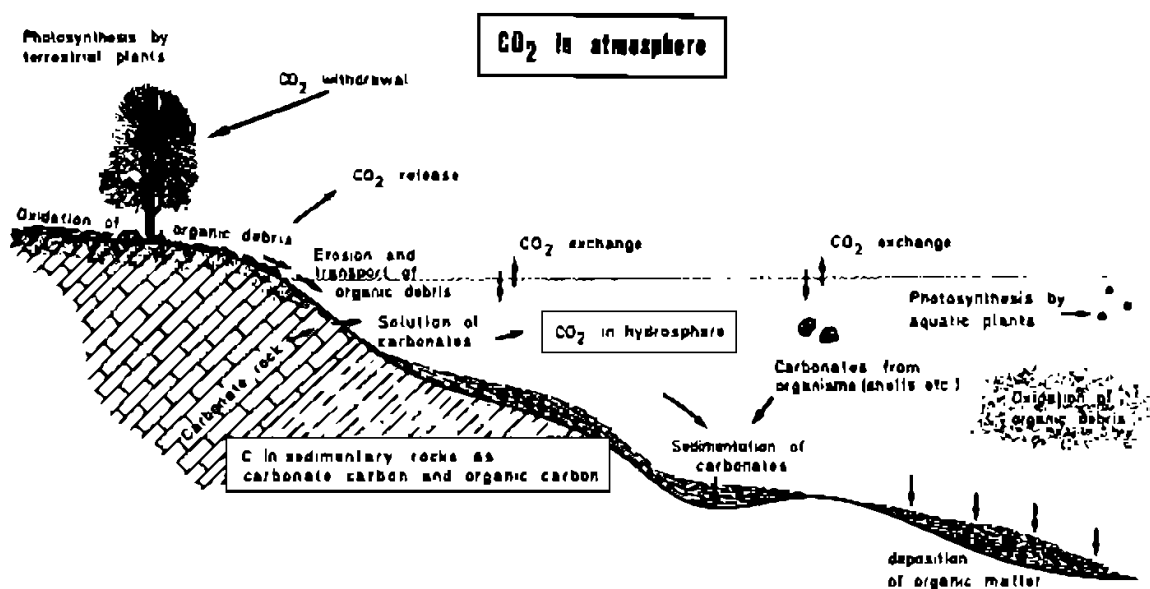
در این فصل از کتاب، تولید و حفظ مواد آلی، تشکیل هیدروکربن از ماده آلی در سنگ‌های منشأ (source rock) که مولد هیدروکربن هستند، مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۴-۱ تولید و حفظ ماده آلی

ماده اصلی که از آن هیدروکربن شکل می‌گیرد، ماده آلی (organic matter) تشکیل شده در سطح زمین است. فرآیند تشکیل ماده آلی با فتوسنتز شروع می‌شود. گیاه در حضور نور خورشید، طبق فرمول زیر، آب و CO_2 را به گلوکز، آب و اکسیژن تبدیل می‌کند:



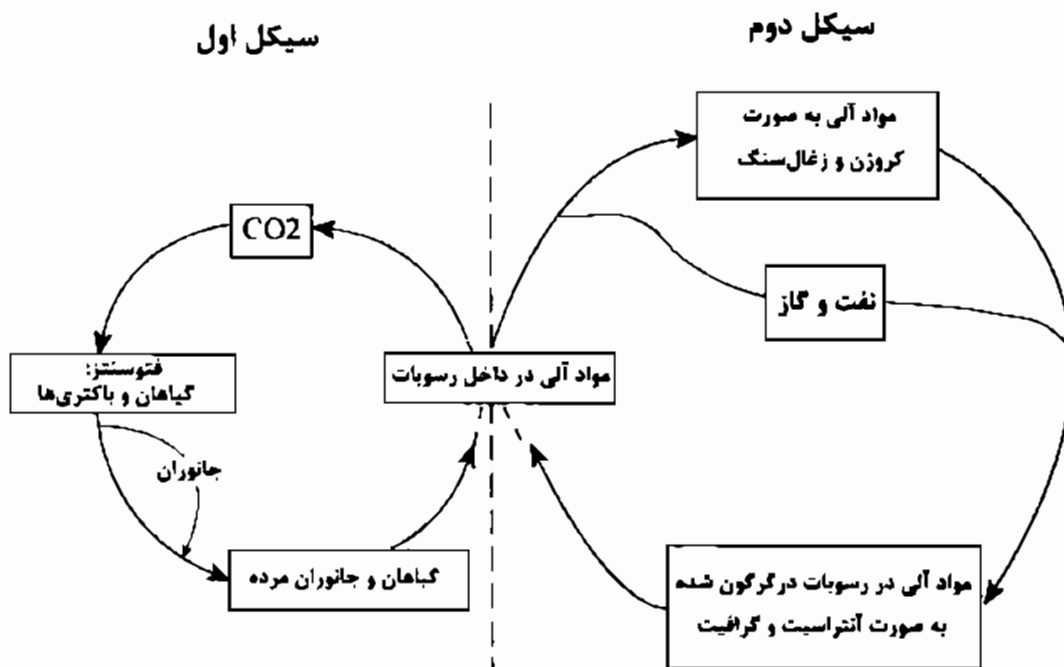
گلوکز ماده آغازین جهت ساختن ترکیبات پیچیده‌تر می‌باشد. فتوسنتز قسمتی از چرخه عظیم کربن است (شکل ۴-۱).



شکل ۴-۱ - چرخه عنصر کربن در طبیعت. کربن عمدتاً در رسوبات تمرکز یافته است. عمده کربن آلی تولید شده توسط موجودات، سریعاً به CO_2 اکسید شده و به اتمسفر و هیدروسفر برمی‌گردد.

معمولاً بیشتر مواد آلی تولید شده به وسیله فتوسنتز مجدداً به صورت CO_2 به اتمسفر بازگردانده می‌شوند. این بازگشت از طریق تنفس حیوانات یا اکسیداسیون و تخریب باکتریایی موجود مرده حاصل می‌شود. مقادیر کمی از مواد آلی، در حدود ۰،۰۰۱ درصد معمولاً از این چرخه فرار کرده و دفن می‌شوند. در طول زمان زمین‌شناسی، این حجم کم، مقادیر بسیار عظیمی از ماده آلی فسیل را تولید می‌کند. اغلب این ماده به طور گسترده در داخل رسوبات

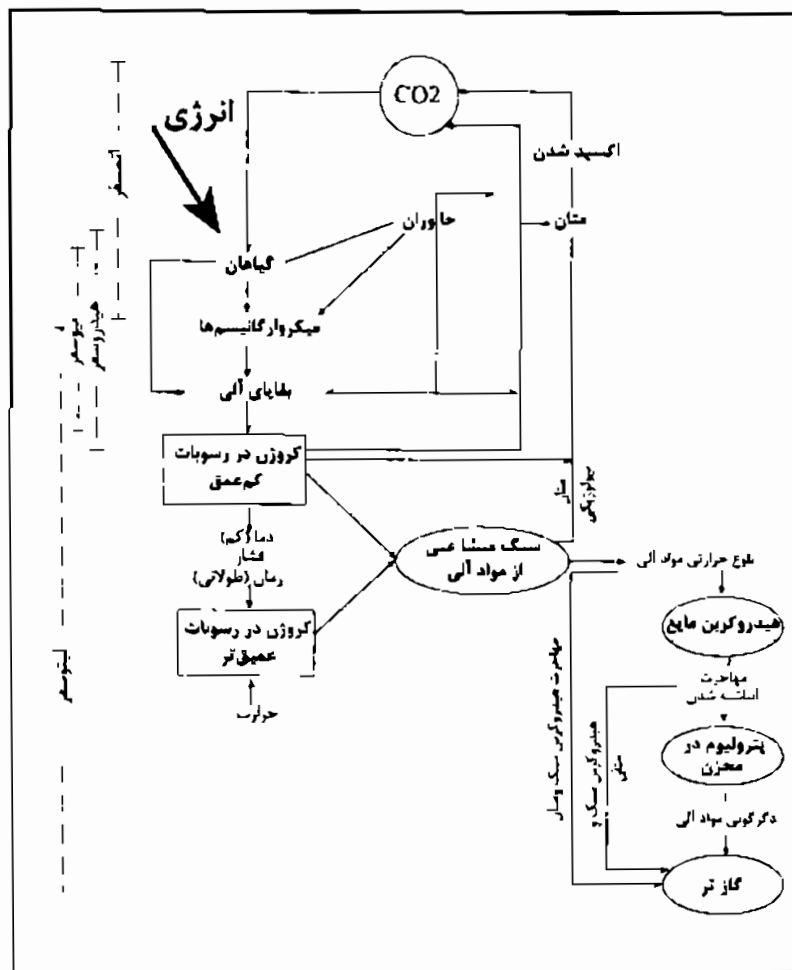
پراکنده است که نهایتاً نهشته‌های زغال‌سنگ، نفت و گاز طبیعی را تولید می‌کند (شکل ۴-۲). به طور کلی، کربن آلی موجود در رسوبات در حدود $10^{19} \times 1,2$ کیلوگرم است که این کربن به اشکال مختلف در رسوبات قرار دارد، از جمله: به صورت مواد آلی پراکنده در سنگ‌های رسوبی ($10^{15} \times 11,000$ کیلوگرم)، به صورت زغال و زغالسنگ ($10^{15} \times 15$ کیلوگرم)، به صورت پترولیوم در سنگ‌های غیرمخزنی ($10^{15} \times 265$ کیلوگرم) و به صورت پترولیوم در سنگ‌های مخزن ($10^{15} \times 1$ کیلوگرم).



شکل ۴-۲- دو سیکل اصلی کربن آلی در زمین. کربن آلی عمدتاً در سیکل اول در حال چرخش است. محل تلاقی این دو سیکل، جایی است که مقادیر جزئی از کربن آلی، ۰/۱ تا ۰/۰۱٪، از سیکل اول وارد سیکل دوم می‌شود.

برای اینکه سوخت‌های فسیلی در مقادیر اقتصادی قابل بهره برداری تولید شوند بایستی شرایط ویژه‌ای برای حفظ ماده آلی وجود داشته باشد. اولین شرط، وجود ماده آلی به صورت گیاهان و حیوانات دریایی یا گیاهان خشکی در رسوبات است.

شکل ۴-۳ چرخه بیوشیمیایی کربن آلی را در اتمسفر، هیدروسفر، بیوسفر و لیتوسفر نشان می‌دهد. چرخه اصلی عمدتاً در اتمسفر، هیدروسفر و بیوسفر است و ماده آلی، شانس بسیار کمی برای حفظ شدن در لیتوسفر دارد. در صورت وجود شرایط مناسب، برای تجمع و حفظ مواد آلی در لیتوسفر، شانس تبدیل آن‌ها به نفت وجود خواهد داشت. این ماده آلی حفظ شده در لیتوسفر فقط بخش خیلی کوچکی از کربن آلی موجود در چرخه کربن را شامل می‌شود.



شکل ۳-۴ - چرخه بیوشیمیایی کربن آلی در بخش‌های مختلف زمین

۱-۱-۴ محیط‌های مناسب جهت رسوبگذاری و حفظ مواد آلی

بیشتر مواد آلی در محیط‌های آرام و کم انرژی حفظ می‌شوند. عموماً در محیط‌های پر انرژی و متلاطم، ماده آلی از داخل رسوب شسته می‌شود، در صورتی که در آب‌های آرام، ماده آلی می‌تواند ته نشین شود. بنابراین ماده آلی می‌تواند در انواع سنگ‌های دانه‌ریز، نظیر شیل‌ها و گل‌های آهکی یافت شود.

حفظ ماده آلی تابع دو میزان است:

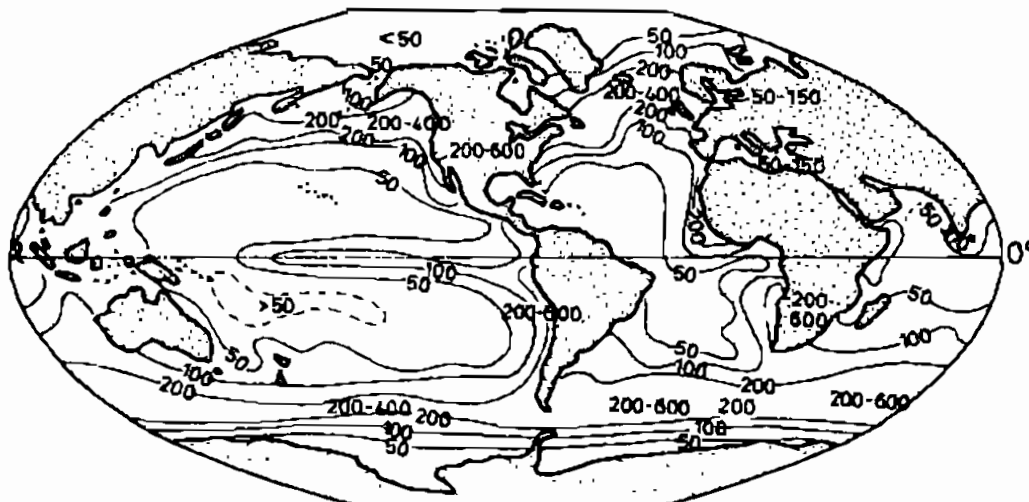
- میزان تولید مواد آلی (organic productivity)، که باید بالا باشد، و
- میزان تخریب مواد آلی، که باید پایین باشد.

عمده مواد آلی موجود در اقیانوس‌ها، در اثر فرآیند فتوسنتز تشکیل شده‌اند. تولیدکننده‌های اصلی مواد آلی، فیتوپلانکتون‌ها (phytoplanktons) هستند که گیاهان شناور میکروسکوپی چون دیاتوم‌ها (diatoms)، داینوفلاژله‌ها (dinoflagellates) و جلبک‌های سبز-آبی (blue-green algae) می‌باشند. مقدار تولید سالانه فیتوپلانکتون در اقیانوس‌های امروزی به طور متوسط حدود ۲۰ تا ۳۰ گیگاتن است. بیشتر این تولیدات در حاشیه قاره‌ها و کمترین

آن‌ها در قسمت‌های مرکزی اقیانوس قرار دارند. یعنی ۲۵٪ این تولیدات در کمتر از ۱۰٪ مساحت اقیانوس‌ها قرار دارد. به علت تغییر آب و هوا در طول تاریخ زمین‌شناسی، هم مقدار و هم الگوی جهانی تولید مواد آلی تغییر کرده است.

فیتوپلانکتون‌ها در انتهای زنجیره غذایی قرار دارند. دیگر تولید کنندگان مواد آلی، زئوپلانکتون‌های (zooplanktons) میکروسکوپی و جانوران عالی‌تر می‌باشند که از فیتوپلانکتون‌ها تغذیه می‌کنند. میزان تولید فیتوپلانکتون‌ها و جلبک‌ها به متغیرهای فیزیکی و شیمیایی محیط بستگی دارد. نور در این میان سهم بسزایی دارد، زیرا نقش اساسی را در فتوسنتز بازی می‌کند. عمق نفوذ نور در آب به عنوان زون نوردار (photic zone) تعریف می‌شود. ضخامت زون نوردار، عمدتاً به عرض جغرافیایی و شفافیت آب بستگی دارد. دریا‌های استوایی صاف، ضخامت زون نوردار به بیش از ۱۰۰ متر زیر سطح آب می‌رسد.

دومین عامل مهم در تولید مواد آلی، میزان ورود مواد مغذی به زون نوردار است. مهم‌ترین مواد مغذی، فسفات‌ها و نیترات‌ها هستند که از تجزیه مواد آلی بدست می‌آیند و برای رشد گیاهان و جانوران حیاتی هستند. اکسیژن اگر چه برای فیتوپلانکتون‌ها مهم نیست، ولی برای جانورانی که حلقه‌های بعدی زنجیره غذایی را تشکیل می‌دهند حیاتی است. شکل ۴-۴ مناطق با تولید زیستی بالا را در اقیانوس‌های جهان نشان می‌دهد. در این تصویر سه منطقه با تولید بالا وجود دارد. دوتا در عرض‌های جغرافیایی بالا و یکی در خط استوا واقع شده است. زون‌هایی که معمولاً دارای حداکثر تولید مواد آلی اند، چسبیده به محیط‌های قاره‌ای هستند. در این نواحی جریان‌های سرد اقیانوسی از عرض‌های جغرافیایی بالا، مواد غذایی و اکسیژن محلول را از اعماق اقیانوس به سواحل انتقال می‌دهند. این فرآیند، جریان رو به بالا (Upwelling) نامیده می‌شود. میزان تولید مواد آلی در آب‌های کم عمق فلات قاره (continental shelf) نیز بالاست. این نواحی جایی است که رودخانه‌ها، که معمولاً حاوی مواد مغذی اند، وارد دریا می‌شوند.



شکل ۴-۴ - مناطق با تولید زیستی بالا در اقیانوس‌های جهان

حیوانات و گیاهانی که در قسمت‌های سطحی آب می‌میرند به همراه مواد گیاهی خشکی که از طریق رودخانه‌ها وارد می‌شوند، ممکن است به لایه‌های تحتانی آب برسند و در بین گل‌های کف دریا حفظ شوند. مطالعه پروفیل اکسیژن در ستون آب، یک فاکتور کلیدی در پیش بینی شرایط غیراکسیدان و از آنجا پیش بینی پتانسیل منشأ در رسوبات عمیق شیب قاره‌ای و برآمدگی قاره‌ای می‌باشد. در اقیانوس‌های عهد حاضر، حداقل اکسیژن در عمق‌های ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ متری وجود دارد و این به علت اکسیداسیون مواد آلی است که به آب‌های عمیق نفوذ می‌کنند. اما میزان اکسیژن به حدی است که در اکثر مواقع شرایط غیراکسیدان برای حفظ مواد آلی ایجاد نمی‌شود و علت این امر هم این است که آب‌های عمیق اقیانوسی با آب‌های سردی که از قطب‌ها می‌آیند و غنی از مواد غذایی و اکسیژن هستند مخلوط می‌شوند. بنابراین هر چه از مناطق قطبی دور شویم میزان اکسیژن آب‌های عمیق اقیانوسی کمتر می‌شود.

وقتی که توفان‌ها، آب‌های عمیق فاقد اکسیژن را با آب‌های سطحی مخلوط می‌کنند، حیواناتی که در قسمت‌های سطحی آب زندگی می‌کنند دچار مرگ و میر گروهی می‌شوند. در محیط کف اقیانوس، به دلیل نبود اکسیژن، جانوران رسوب خوار و باکتری‌های هوازی که وظیفه تخریب مواد آلی را دارند نمی‌توانند زندگی کنند. در این حالت فقط باکتری‌های غیرهوازی حضور دارند که برای تخریب مواد آلی کافی نیستند. شکستن ناقص مولکول‌های آلی توسط باکتری‌های غیرهوازی باعث افزایش تغییر شکل مواد آلی به نفت می‌شود.

مرگ و میر جانوران و گیاهان سبب انباشته شدن مواد آلی می‌شود. این مواد آلی می‌توانند به صورت انواعی از مولکول‌های زیستی (biomolecules) باشند که خود می‌توانند منشأ هیدروکربن‌ها باشند. مولکول‌های زیستی عبارتند از:

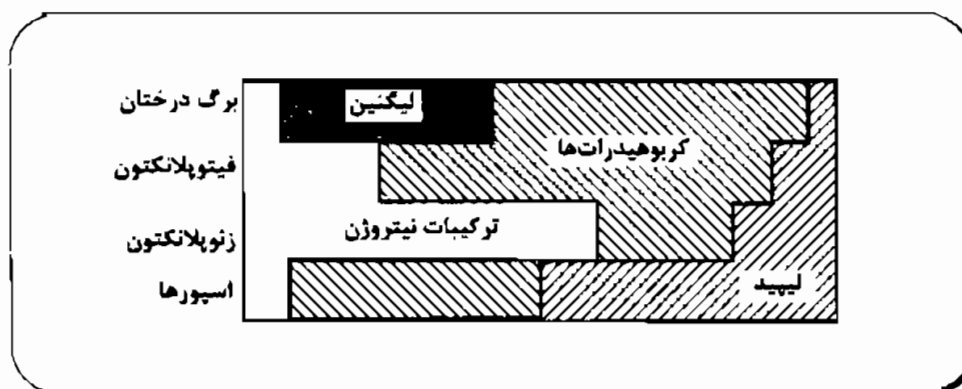
- لیپیدها (lipids) که هم در جانوران و هم در گیاهان وجود دارند و عمدتاً از چربی‌ها، روغن‌ها و واکس‌ها تشکیل شده‌اند. لیپیدها غنی از فسفرند و همچنین دارای نیتروژن و سولفور نیز می‌باشند. لیپیدها دارای بیشترین پتانسیل تولید هیدروکربن هستند.

- پروتئین‌ها که مولکول‌های بزرگ سازنده عمده بخش‌های جامد نسوج جانوری و به مقدار کم در سلول‌های گیاهی هستند. پروتئین‌ها دارای ۵۰-۵۵ درصد کربن، ۷ درصد هیدروژن، ۱۹-۲۴ درصد اکسیژن، ۱۵-۱۹ درصد نیتروژن، ۰٫۳-۲٫۴ درصد سولفور و مقدار کمی فسفر می‌باشند. مجموعه این عناصر به صورت اسیدهای آمینه (amino acids) تشکیل می‌یابند.

- کربوهیدرات‌ها یا سلولز که سازنده اصلی نسوج گیاهی هستند و از مولکول‌هایی نظیر آنچه که در گلوکز وجود دارد ساخته شده‌اند. کربوهیدرات‌ها فاقد فسفر، نیتروژن و سولفور هستند.

- لیگنین که یک پلی‌فنول با وزن مولکولی بالاست و دارای انواع مختلف حلقه‌های آروماتیک کربن است. لیگنین فقط در گیاهان متکامل یافت می‌شود.

شکل ۴-۵ ترکیب مواد آلی را در برخی موجودات نشان می‌دهد. عمده پلانکتون‌های جانوری، غنی از پروتئین و لیپیدها هستند ولی از نظر دارا بودن کربوهیدرات‌ها فقیر می‌باشند. بطور مثال، انواعی از پلانکتون‌های جانوری دارای ۶۵٪ پروتئین، ۱۳٪ چربی و ۲۲٪ کربوهیدرات هستند. برای بی‌مهرگان این مقادیر به ترتیب ۷۰، ۱۰ و ۲۰ درصد است و برای پلانکتون‌های گیاهی نظیر دیاتومه‌ها دارای ۲۹، ۸ و ۶۳ درصد است. گیاهان خشکی زی غنی از کربوهیدرات و فقیر از پروتئین‌اند.



شکل ۴-۵ - ترکیب مواد آلی در موجودات

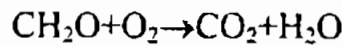
در اینجا باید متذکر شد که در نواحی با تولید مواد آلی بالا، ممکن است شرایط حفظ مواد آلی وجود نداشته باشد. لذا محیط‌هایی مناسب هستند که شرایط حفظ مواد آلی نیز در آن‌ها موجود باشد. وجود دو شرط اساسی برای حفظ مواد آلی لازم است که عبارتند از:

- سرعت رسوبگذاری مناسب و
- وجود آب‌های فقیر از اکسیژن.

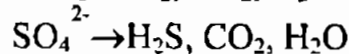
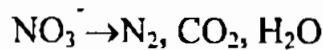
در یک محیط رسوبگذاری، یک سرعت رسوبگذاری مناسب نیاز است تا مواد آلی بتوانند به خوبی حفظ گردند. شکل ۴-۶ نشان می‌دهد که برای حداکثر حفظ کربن آلی و جلوگیری از تخریب آن‌ها، رسوبات مختلف بایستی سرعت رسوبگذاری متفاوت داشته باشند. اگر سرعت رسوبگذاری خیلی کم باشد، میزان اکسیداسیون زیاد و لذا تجزیه و تخریب مواد آلی به شدت صورت می‌گیرد و اگر سرعت رسوبگذاری خیلی زیاد باشد، مواد آلی با درصد کمتری در رسوب پراکنده خواهند شد. در واقع سرعت رسوبگذاری، مقدار ماده آلی را کاهش نمی‌دهد، بلکه باعث پراکندگی بیشتر ماده آلی در حجم رسوبات می‌شود.

بعضی از موجودات، رسوبات را بلعیده و مواد آلی آن‌را جذب می‌کنند. حال اگر سرعت رسوبگذاری خیلی کم باشد، این موجودات چندین مرتبه رسوبات را بلعیده و کاملاً آن را تهی از

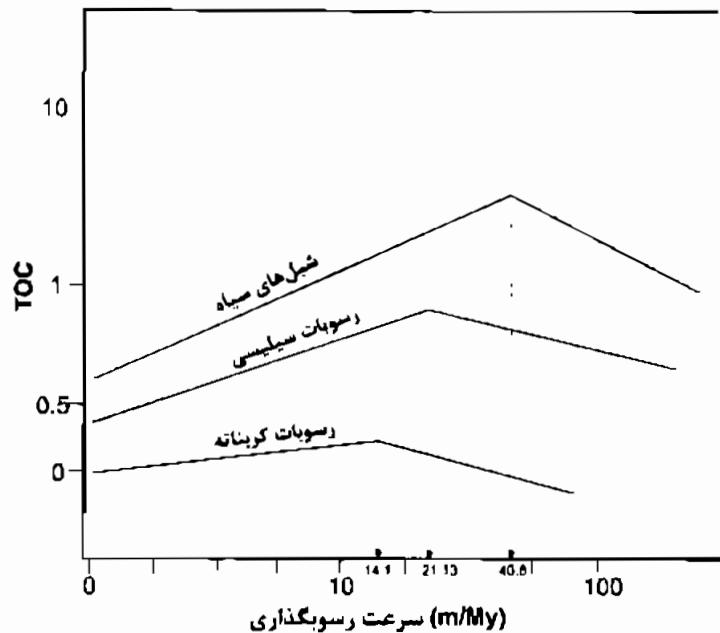
مواد آلی می‌کنند. باکتری‌ها نیز نقش مهمی در تجزیه و تخریب مواد آلی دارند. باکتری‌های هوازی (aerobic bacteria) با استفاده از اکسیژن محلول در آب، مواد آلی رسوب را به CO_2 و آب تبدیل می‌کنند:



کمی پایین‌تر از سطح رسوب، باکتری‌های بی‌هوازی (anaerobic bacteria) مواد آلی را با استفاده از اکسیژن موجود در نیتрат، سولفات و خود مواد آلی تجزیه می‌کنند. این فرآیندها تولید نیترژن، CO_2 ، H_2S و متان می‌کند:



با این وجود، عمده فعالیت باکتری‌ها محدود به ۳۰ تا ۶۰ سانتیمتری بالای رسوب است. در شرایط رسوبگذاری مناسب، باکتری‌ها فقط در مدت زمان محدودی قادر به تجزیه و تخریب مواد آلی خواهند بود و لذا شانس بیشتری برای حفظ مواد آلی وجود خواهد داشت.

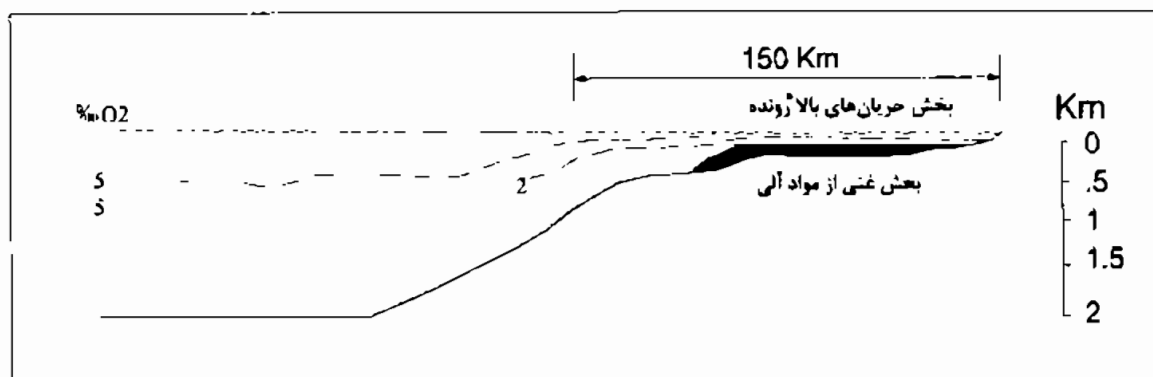


شکل ۴-۶ - ارتباط بین سرعت رسوبگذاری و محتوای کربن آلی برای رسوبات ژوراسیک تا عهد حاضر

حفظ مواد آلی در رسوبات، مستلزم وجود شرایط غیراکسیدان می‌باشد و این شرایط در جاهایی ایجاد می‌شود که میزان تولید و رسوب مواد آلی بیشتر از مقدار اکسیژنی باشد که برای تجزیه آن‌ها لازم است. لذا برای حفظ مواد آلی وجود آب‌های فقیر از اکسیژن نیز ضروری است. این شرط می‌تواند در صورت وجود لایه‌بندی (stratification) در آب مهیا گردد که سبب جلوگیری از چرخش آب‌های غنی از اکسیژن سطح با آب‌های فقیر از اکسیژن کف حوضه می‌گردد. به عبارت دیگر این پدیده باعث می‌شود که چرخش عمودی آب کم شده و در نتیجه

امکان رسیدن اکسیژن به آب‌های عمیق کم شود. چنین وضعیتی در بعضی از دریاچه‌ها، لاگون‌ها و دریاچه‌های کم عمق محدود (shallow restricted sea) وجود دارد. در این نوع حوضه‌ها لایه‌بندی آب با ورود آب‌های گرم و شیرین رودها به داخل آب‌های شور، سردتر و چگال این حوضه‌ها امکان پذیر می‌شود. در واقع در چنین شرایطی آب‌های سبکتر - حال چه بدلیل گرمتر بودن یا شوری کمتر - بر روی آب‌های سنگین‌تر شناور شده و آن را از دسترسی به اکسیژن سطحی محروم می‌نماید. در چنین حالتی، اکسیژن آب‌های لایه‌های زیرین بسرعت مصرف شده و مجدداً از لایه‌های بالای آب فراهم نمی‌گردد. به طور کلی شواهد متعددی نشان می‌دهد که تجمع مواد آلی و شکل‌گیری سنگ‌های منشأ هیدروکربنی در شرایط احیایی زیر تشکیل شده اند:

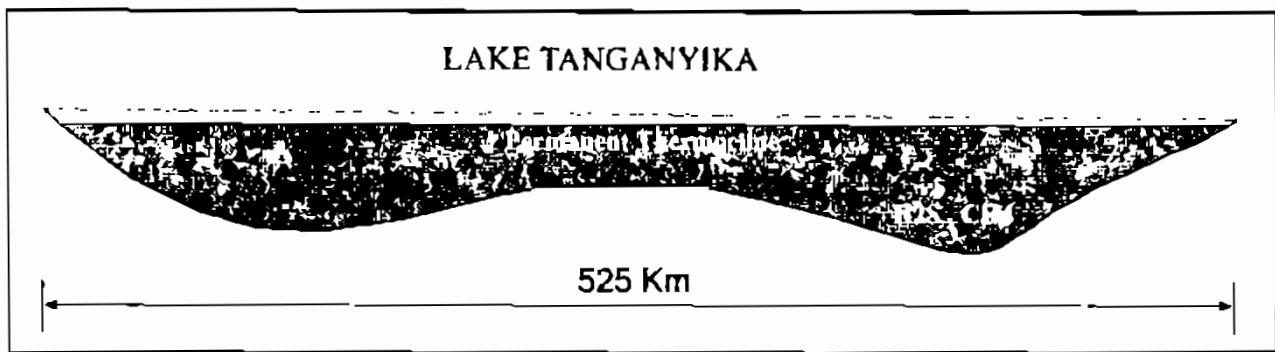
- مناطق با جریان‌های بالارونده (upwelling)، جایی که جریان‌های بالارونده آب دریا، مواد غذایی و اکسیژن را از عرض‌های جغرافیایی بالا به همراه آورده و سبب تکثیر موجودات در ساحل می‌شود. در چنین مکان‌هایی شرایط زیستی، بخوبی مهیا است و تولید و تکثیر موجودات به وفور دیده می‌شود، به طوری‌که در بعضی نواحی به دلیل نشوونمای بیش از حد پلانکتون‌ها رنگ آب به قرمزی می‌گراید. در چنین حالتی که فراوانی موجودات به حداکثر می‌رسد (hypertrophy) مصرف اکسیژن بیش از تولید آن خواهد بود و لذا مرگ و میر ناگهانی برای کلیه موجودات در آن مناطق رخ خواهد داد. مرگ و میر و تولید انبوه مواد آلی نیز موجب مصرف باقیمانده اکسیژن در محیط شده و یک شرایط کاملاً بی‌اکسیژنی حاصل می‌شود. چنین شرایطی برای انباشت و باقی ماندن مواد آلی در داخل رسوبات بسیار مناسب بوده و لذا از چنین محیط‌هایی رسوبات با درصد کربن آلی بالا که می‌توانند سنگ منشأ نفتی خوبی باشند، حاصل می‌شود (شکل ۴-۷).



شکل ۴-۷ - فرآیند جریان رو به بالا (upwelling) در مناطق ساحلی. کانتورها بیانگر محتوای اکسیژن آب بر حسب PPT هستند. محتوای کربن آلی در رسوبات کم اکسیژن ۳ تا ۲۶٪ و در بقیه رسوبات کمتر از ۳٪ است

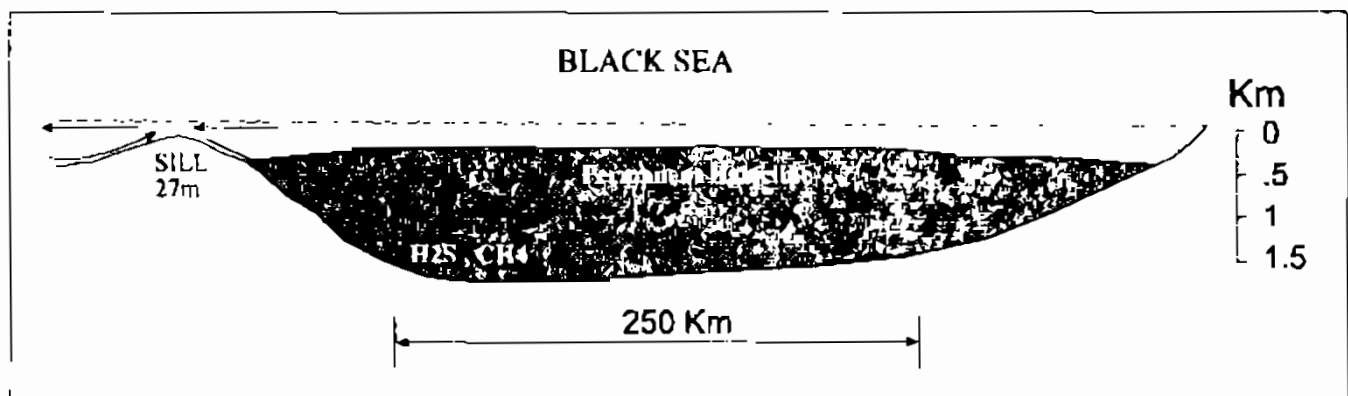
- محیط‌های دریاچه‌ای بزرگ احیایی در مناطق استوایی، جایی که تغییرات حرارتی فصلی وجود ندارد و درجه حرارت گرم و ثابت است، در اثر اختلاف حرارت سطوح آب، لایه

بندی در آن ایجاد می‌شود. از مثال‌های این نوع دریاچه‌ها می‌توان دریاچه تانگانیکا و دریای مرده (dead sea) را نام برد (شکل ۴-۸).

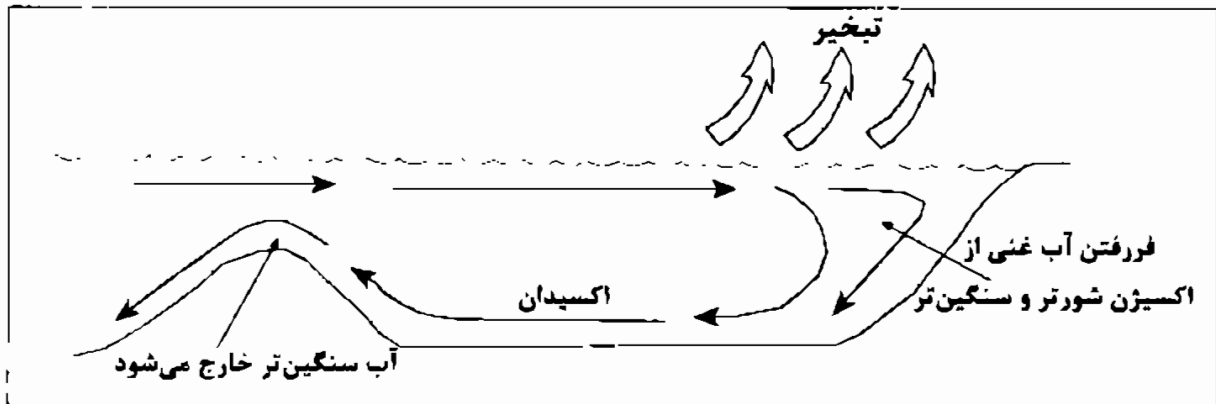


شکل ۴-۸ - محیط دریاچه‌ای که در آن در اثر اختلاف حرارت سطوح آب، لایه بندی در آن ایجاد شده است

- حوضه‌های نیمه محدود (semi-restricted basins) با ارتباط کم با آب‌های آزاد، که در آن چرخش آب ورودی از دریای آزاد به داخل حوضه، فقط در سطوح بالای آب ایجاد می‌شود و لذا شرایط احیایی در لایه‌های زیرین مهیا می‌شود (شکل ۴-۹). از مثال‌های این نوع حوضه‌ها می‌توان دریای سیاه و بالتیک را نام برد. در حوضه‌هایی که ارتباط آن‌ها با آب‌های آزاد محدود نیست (شکل ۴-۱۰)، آب‌های ورودی در اثر تبخیر، شورتر و سنگین‌تر شده و به خوبی عمق حوضه را درنوردیده و شرایط اکسیدان را برای آن فراهم می‌کنند. از مثال‌های کنونی این نوع حوضه‌ها میتوان خلیج فارس (Persian Gulf)، مدیترانه و دریای سرخ را نام برد.



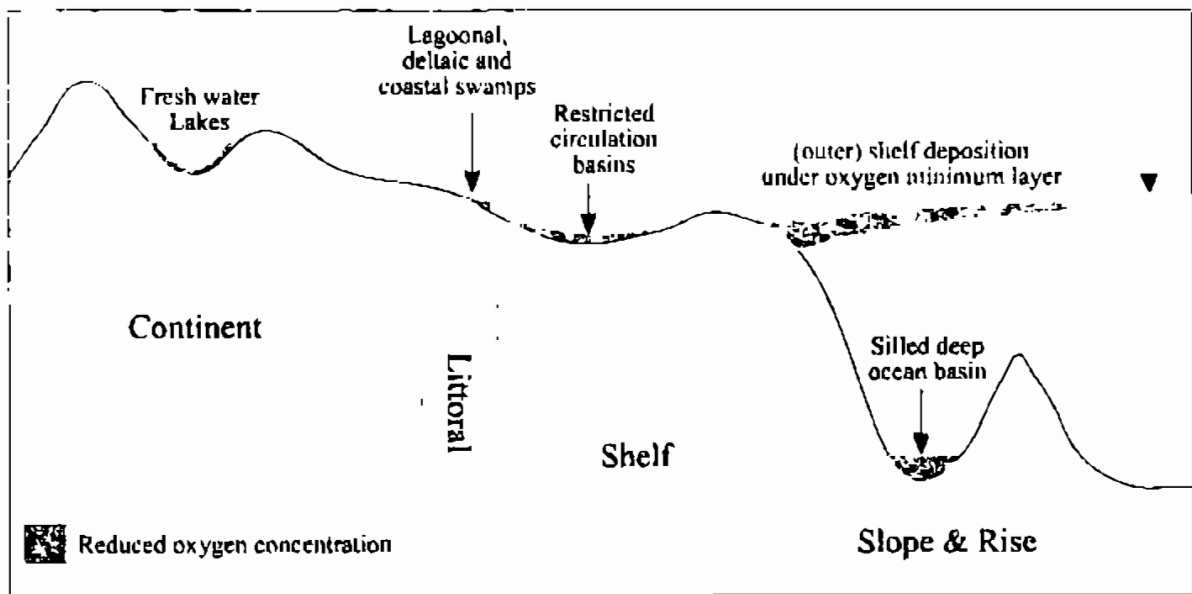
شکل ۴-۹ - یک حوضه محدود که در آن چرخش آب ورودی از دریای آزاد فقط در سطوح بالای آب ایجاد می‌شود



شکل ۴-۱۰ - یک حوضه باز اکسیدی که در آن چرخش آب ورودی به بخش‌های زیرین راه یافته و شرایط اکسیدان را فراهم می‌سازد

- حوضه‌های عمیق و بسته اقیانوسی، شرایط احیایی در بعضی از مناطق اقیانوسی که به دور از مناطق قطبی و جریان‌های غنی از اکسیژن هستند، ایجاد می‌شود. به عنوان مثال می‌توان شمال اقیانوس هند و شمال شرق اقیانوس آرام را نام برد.

شکل ۴-۱۱ پروفیل کامل محیط‌های رسوبی مختلف را که مناسب برای تجمع و نگهداری رسوبات غنی از مواد آلی است را به صورت عمومی نشان می‌دهد. در فصل بعد به طور مفصل محیط‌های رسوبی مناسب برای تشکیل سنگ‌های منشأ بحث خواهد شد.



شکل ۴-۱۱ - پروفیل کامل محیط‌های رسوبی مختلف مناسب برای تجمع و نگهداری رسوبات غنی از مواد آلی

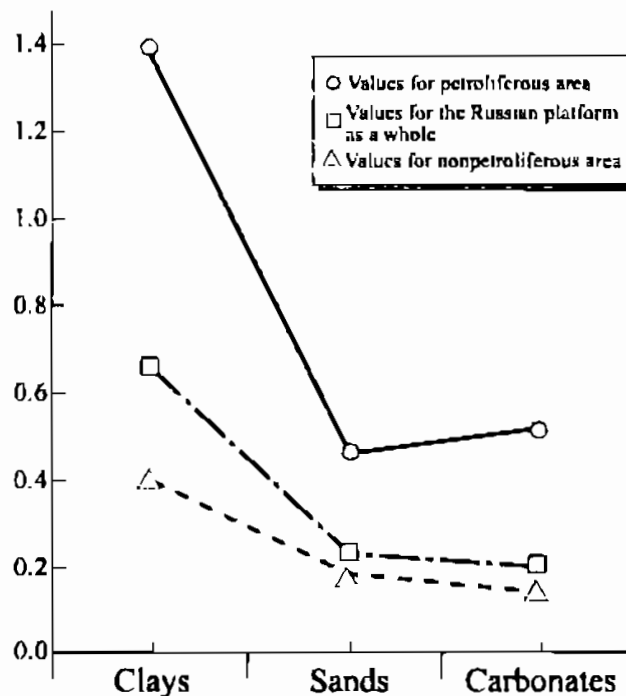
رسوبی قادر به تولید نفت و گاز است که دارای حداقلی از مقدار کل کربن آلی (Total Organic Carbon, TOC) باشد. این حداقل برای سنگ‌های کربناته و تخریبی متفاوت است. جدول ۴-۱ تقسیم‌بندی سنگ‌های منشأ هیدروکربنی را بر اساس محتوای TOC نشان می‌دهد.

جدول ۱-۴ - تقسیم بندی سنگ‌های منشأ هیدروکربنی بر اساس محتوای TOC

توان تولید هیدروکربن	TOC در شیل (درصد وزنی)	TOC در کربنات‌ها (درصد وزنی)
ضعیف	۰٫۵-۰	۰٫۲-۰
مناسب	۱-۰٫۵	۰٫۵-۰٫۲
خوب	۲-۱	۱-۰٫۵
خیلی خوب	۵-۲	۲-۱
عالی	بیش از ۵	بیش از ۲

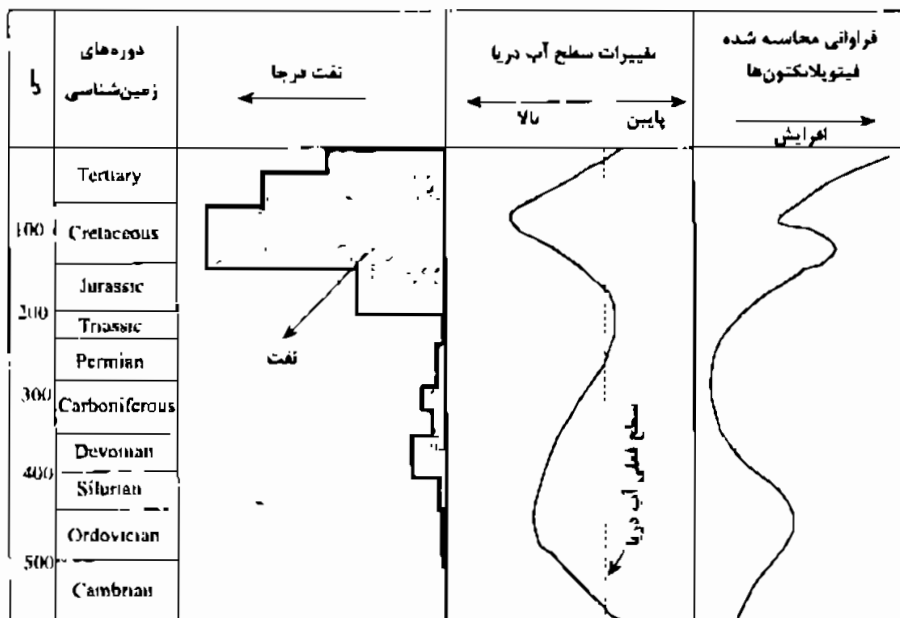
۲-۴ توزیع کربن آلی در مکان و زمان

توزیع کربن آلی در مکان و زمان متغیر است. فراوانی کربن آلی برای سنگ‌های مختلف متفاوت است. شکل ۴-۱۲ توزیع کربن آلی را برای انواع مختلف سنگ‌ها نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که احتمال تولید و حفظ کربن آلی در سنگ‌های تخریبی ریزدانه بیشتر از سنگ‌های رسوبی دیگر است.



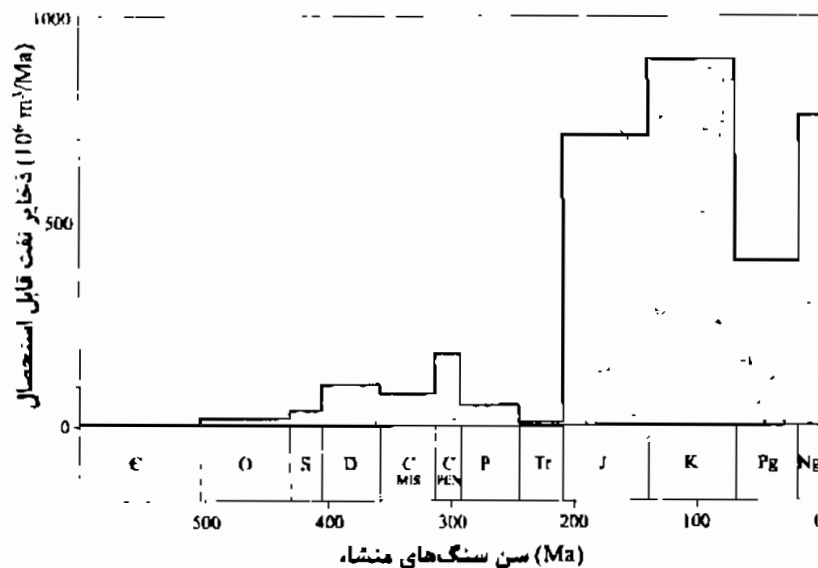
شکل ۴-۱۲ - متوسط محتوای کربن آلی در رسوبات مختلف پلاتفرم روسیه

از نظر زمانی فراوانی مواد آلی و گسترش سنگ‌های منشأ در دو چرخه یا زمان اصلی رخ داده است. این چرخه‌ها منطبق با بالا آمدن جهانی سطح آب دریاها (eustatic sea level rise) در طی پالئوزویک و ژوراسیک - ترشیری است (شکل ۴-۱۳).

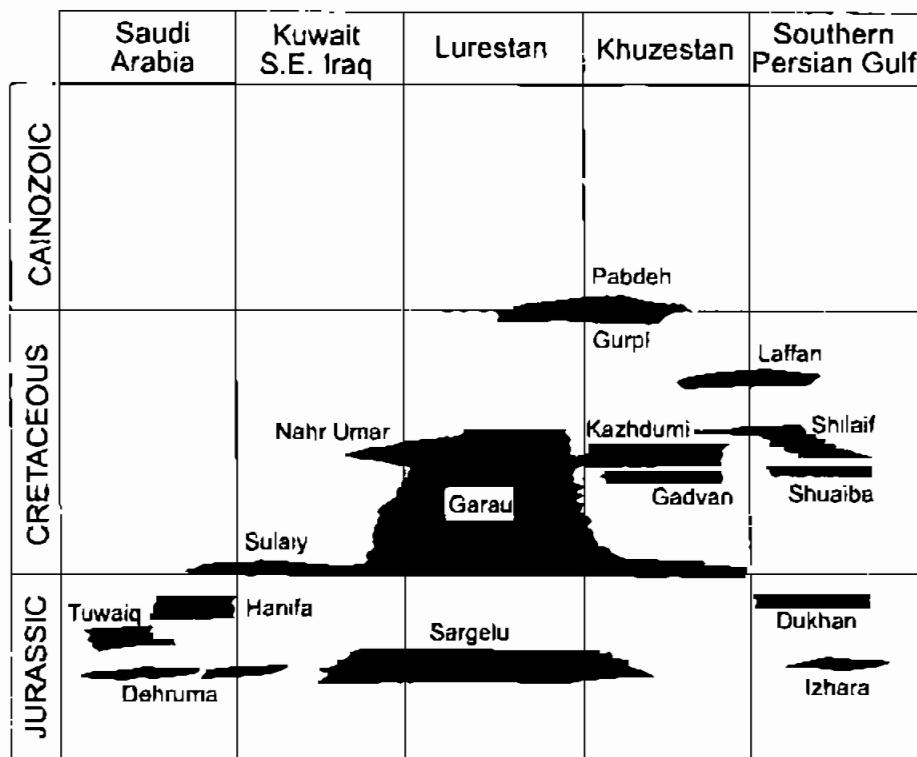


شکل ۴-۱۳ - توزیع زمانی نفت معمولی و سنگین در طی زمان زمین‌شناسی. بیشترین فراوانی نفت منطبق بر زمان‌های بالا آمدن جهانی سطح آب دریاست، که در طی آن فلات‌های قاره گسترش زیادی یافته و نهایتاً سنگ‌های منشأ به طور وسیعی نهشته شده‌اند

در زمان‌هایی که سطح آب دریاها بالا است وسعت فلات قاره زیاد می‌شود و در نتیجه وسعت ناحیه‌ای که می‌تواند در آن شرایط غیراکسیدان ایجاد شود زیاد می‌شود و یا در زمان‌هایی که قاره‌های زمین خالی از یخ هستند دیگر چرخش آب‌های سرد قطبی وجود ندارد، بنابراین شرایط ایجاد محیط‌های غیراکسیدان گسترش می‌یابد. چرخه پالئوزویک فقط عهده‌دار شکل‌گیری ۱۳٪ از ذخیره‌هاست، در حالی که چرخه ژوراسیک - ترشیاری سبب به وجود آمدن بیش از ۸۵٪ ذخایر هیدروکربنی دنیا شده است (شکل ۴-۱۴). در خاورمیانه و به خصوص در کشور ایران، سنگ‌های منشأ اصلی در طی چرخه دوم در زمان کرتاسه نهشته شده‌اند (شکل ۴-۱۵).



شکل ۴-۱۴ - سن سنگ‌های منشأ در مقابل نفت قابل استحصال



شکل ۴-۱۵ - موقعیت چینه شناسی سنگ‌های منشأ شناخته شده در خاورمیانه

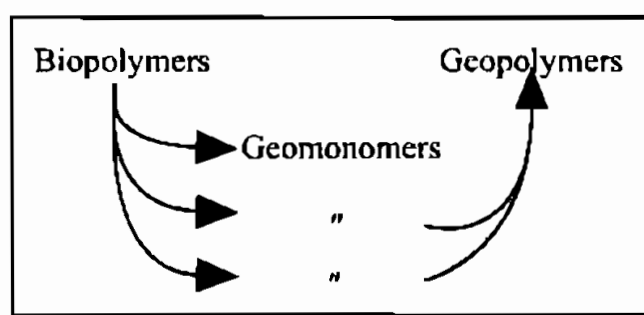
۳-۴ تولید هیدروکربن

پس از دفن رسوبات چه اتفاقی برای مواد آلی موجود در آن‌ها رخ می‌دهد که منجر به زایش هیدروکربن می‌شود؟ سه مرحله اصلی در طی دفن و تکامل مواد آلی به هیدروکربن‌ها وجود دارد که عبارتند از: دیاژنز (diagenesis)، کاتاژنز (katagenesis) و متاژنز (metagenesis).

۱-۳-۴ مرحله دیاژنز (Diagenesis)

مرحله دیاژنز مواد آلی از همان لحظه‌ای که رسوبات دفن می‌شوند، آغاز می‌گردد. گل‌های تازه نهشته شده بدون استحکام بوده و ممکن است که بیش از ۷۰٪ آب و خلل و فرج داشته باشند. این گل‌ها پس از دفن به سرعت فشرده می‌شوند. بیشتر تخلخل‌ها در ۵۰۰ متر اول دفن از بین می‌روند. پس از آن فشردگی شیل‌ها خیلی آهسته تداوم می‌یابد. همچنین هر ماده آلی که داخل شیل باشد تغییرات پیچیده‌ای را تحمل می‌کند. بیوپلی‌مرها (biopolymers) که متشکل از پروتئین‌ها، لیپیدها، هیدرات‌های کربن و لیگنین هستند، منشأ زیستی داشته و دارای ساختمان منظمی می‌باشند. در طی تجزیه بیوشیمیایی بیوپلی‌مرها، پروتئین‌ها سریعتر از بقیه تجزیه می‌شوند و هیدرات‌های کربن در مرحله بعدی قرار دارند. لیپیدها و لیگنین معمولاً بدون تغییر یا با تغییرات کمی باقی می‌مانند. در طی دیاژنز، بیوپلی‌مرها به مولکول‌های ساده‌تری به نام ژئومونومر (geomonomers) شکسته می‌شوند. بعضی از این ترکیبات که بیشتر فعال هستند

با یکدیگر به طور خودبخود واکنش انجام داده تا در نهایت ژئوپلیمرهای (geopolymers) پیچیده پایدارتری به وجود بیاید (شکل ۴-۱۶). این تغییرات در آغاز توسط فرآیندهای باکتریایی و شیمیایی انجام می‌شود و سپس با شکست حرارتی (thermal cracking) دنبال می‌شود. با افزایش عمق تدفین، مواد آلی عمده نیتروژن، اکسیژن و گوگرد و کمی از هیدروژن و کربن خود را از دست می‌دهند. تنها هیدروکربن تولید شده در این مرحله متان می‌باشد. این هیدروکربن گاز بیوژنیک (biogenic gas) یا گاز مرداب (marsh gas) نامیده می‌شود و از تجزیه مواد آلی توسط باکتری‌های بی‌هوازی بوجود می‌آید.



شکل ۴-۱۶ - مسیر تبدیل بیوپلیمر به ژئوپلیمر

محصول نهایی در طی مرحله دیاژنز مواد آلی، کروژن است که در مورد آن بیشتر صحبت خواهد شد. در طی دیاژنز مواد آلی از منشأهای مختلف، به یکی از انواع اصلی کروژن بلوغ پیدا می‌کنند.

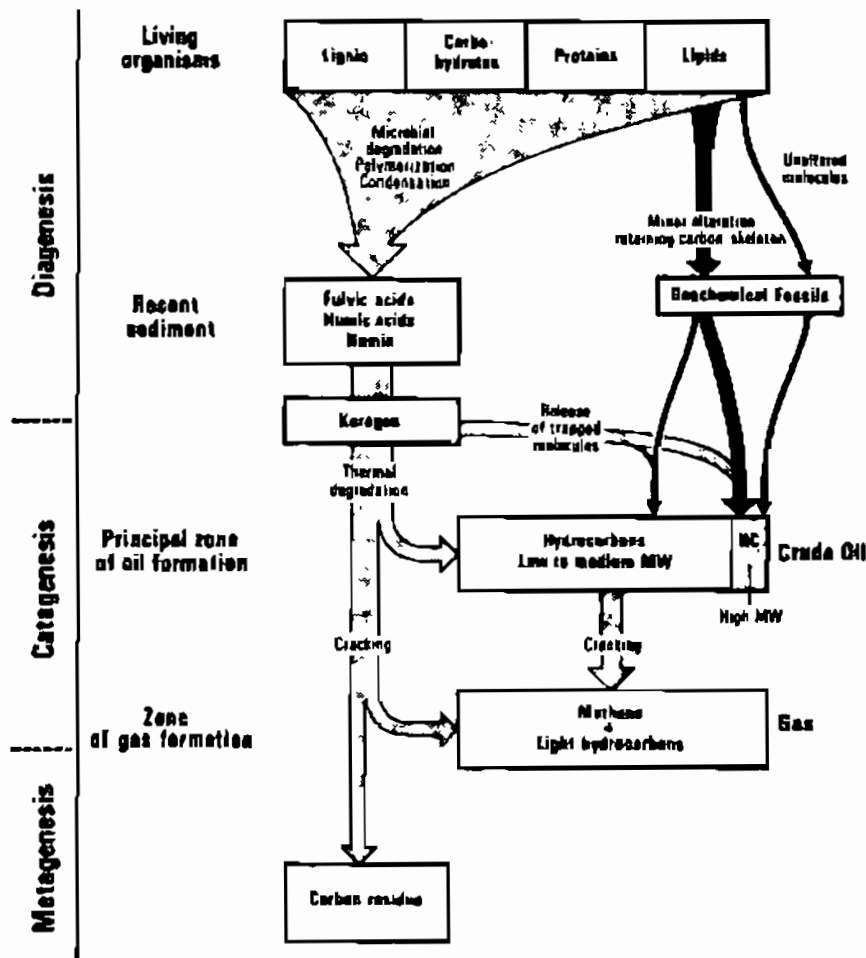
۲-۳-۴ مرحله کاتاژنز (Katagenesis)

در طی تدفین با افزایش حرارت و فشار، ساختمان کروژن از لحاظ ترمودینامیکی ناپایدار شده و شرایط جدید فیزیکوشیمیایی باعث تغییر آن می‌شود. به این تغییرات در کروژن که در اثر افزایش فشار و حرارت، در طی زمان زمین‌شناسی بوجود می‌آید، بلوغ (maturation) می‌گویند که شامل تجزیه حرارتی (thermal degradation) و شکستن (cracking) کروژن به مولکول‌های کوچکتر و تبدیل آن به یک ماده پایدارتر غنی از کربن، نظیر هیدروکربن است. در طی مرحله دوم یا کاتاژنز مولکول‌های هیدروکربن به صورت نفت و گاز مرطوب از کروژن شکسته و جدا می‌شوند و در نتیجه نسبت H/C کروژن باقی مانده کاهش می‌یابد.

۳-۳-۴ مرحله متاژنز (Metagenesis)

در نهایت در مرحله بعدی یعنی متاژنز تولید مستقیم هیدروکربن از کروژن متوقف می‌شود، اما متان قابل توجهی می‌تواند کماکان از نفت تولید شده قبلی توسط دگرسانی حرارتی تولید شود.

در نهایت این مرحله، ترکیب کروژن به کربن خالص یا گرافیت نزدیک می‌شود. شکل ۴-۱۷ تکامل مواد آلی و شکل‌گیری هیدروکربن‌ها از کروژن و فسیل‌های ژئوشیمیایی را در طی دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز نشان می‌دهد. فسیل‌های ژئوشیمیایی (geochemical fossils) ترکیبات هیدروکربنی با وزن مولکولی بالایی هستند که در بسیاری از نفت‌های خام وجود دارند. این هیدروکربن‌ها، مولکول‌هایی هستند که از موجودات زنده در طی رسوبگذاری سنگ منشأ بوجود آمده و حفظ شده است و لذا می‌توانند به عنوان نشانه‌های زیستی (biomarkers) در شناسایی نوع ماده آلی بوجود آورنده نفت بکار برده شوند. از انواع فسیل‌های ژئوشیمیایی می‌توان پارافین‌های زنجیره طویل و استروئیدها یا الکل‌های حلقوی پیچیده را نام برد.



شکل ۴-۱۷ - تکامل مواد آلی و شکل‌گیری هیدروکربن‌ها از کروژن و فسیل‌های ژئوشیمیایی در طی دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز

۴-۴ کروژن (Kerogen)

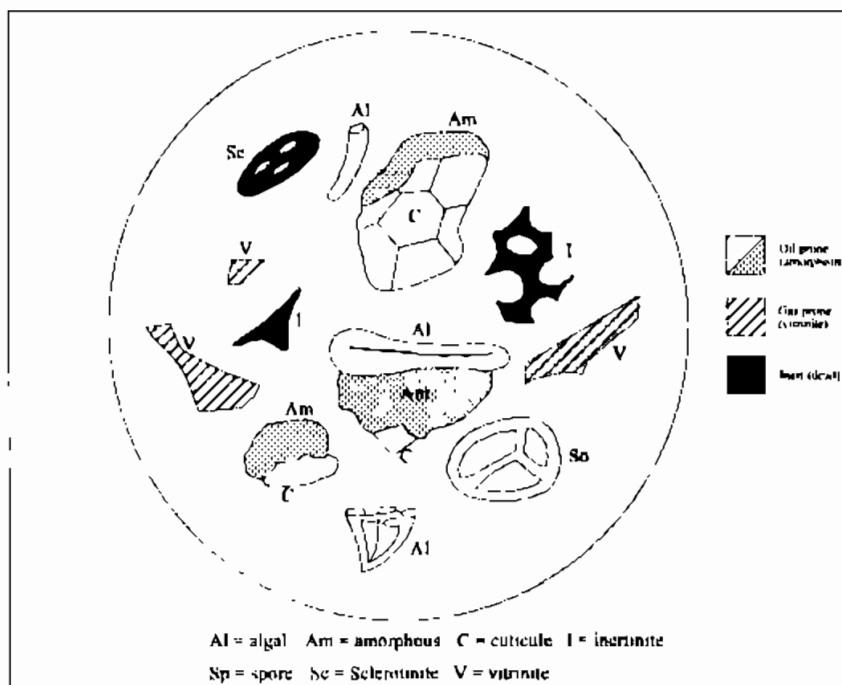
کروژن به مواد آلی موجود در سنگ‌های رسوبی گفته می‌شود که در حلال‌های آلی حل نمی‌شود. بخشی که در حلال‌های آلی، قابل حل است، بیتومن (bitumen) نامیده می‌شود. عدم حلالت کروژن به دلیل اندازه بزرگ مولکول‌های متشکله و ساختمان پیچیده آن است. کروژن

در واقع منشأ ترکیبات نفتی است و نوع آن، نوع هیدروکربن تولید شده را کنترل می‌کند. در زیر میکروسکوپ، کروژن به صورت خرده‌های آلی پراکنده دیده می‌شود (شکل ۴-۱۸). برخی از این مواد ساختمان مشخصی دارند و تشخیص آن‌ها به عنوان خرده‌های بافت گیاهی، اسپورها، جلبک‌ها و غیره به سهولت انجام می‌پذیرد. خرده‌های ساختمان‌دار می‌توانند به واحدهای بیولوژیکی مشخصی به نام ماسرال‌ها (macerals) طبقه‌بندی شوند. ماسرال‌ها در کروژن، هم‌ارز مینرال‌ها در سنگ‌ها هستند. سه گروه اصلی ماسرال‌ها که از بقیه مهم‌ترند عبارتند از: ویتترینایت (vitrinite)، اگزینایت (exinite) و اینرتینایت (inertinite). لازم به ذکر است که این گروه ماسرال‌ها خود به چند زیرگروه و ماسرال تقسیم می‌شوند.

ویتترینایت ماسرال اصلی در بسیاری از کروژن‌هاست و مهم‌ترین سازنده زغال‌سنگ می‌باشد. این ماسرال تقریباً به طور کامل از بافت‌های چوبی گیاهان مشتق می‌شود. از آنجایی که ویتترینایت به سختی تجزیه می‌شود، لذا در همه محیط‌های رسوبی دریایی یا غیردریایی دیده می‌شود.

ماسرال اگزینایت، که بدان لیپتینایت (liptinite) نیز اطلاق می‌شود، عمدتاً از جلبک‌ها (alginite)، پولن‌ها، اسپورها، و موم‌های کوتیکول برگ به وجود می‌آید. اگزینایت عموماً در مقادیر بالا وجود ندارد، اما معمولاً در دریاچه‌های پلایا و محیط‌های باتلاقی کم‌عمق وجود دارد. ماسرال اینرتینایت می‌تواند از منشأهای متنوعی به وجود بیاید ولی قبل از نهشته شدن شدیداً اکسید شده است. اینرتینایت معمولاً از اجزای فرعی کروژن است و فقط در صورتی که مواد آلی نهشته شده چرخه رسوبی دیگری را طی کنند فراوان می‌باشد.

علاوه بر ماسرال‌های دارای ساختمان، بعضی از اجزای سازنده کروژن بی‌شکل (amorphous) هستند. قطعات آمورف آنچنان به صورت مکانیکی خرد شده و به صورت شیمیایی توسط باکتری‌ها و قارچ‌ها تجزیه گردیده‌اند که نوع ماسرال اولیه آن‌ها و همچنین ساختمان سلولی‌شان از بین رفته و قابل تشخیص نیستند. با توجه به اینکه مواد آمورف از لحاظ شیمیایی بیشتر تجزیه شده‌اند احتمالاً نسبت به سایر ماسرال‌های پیرامون خود در دمای پایین‌تری بلوغ پیدا می‌کنند. مواد آمورف به طور عمده ذرات مشتق شده از گروه ماسرال‌های اگزینایت می‌باشند چرا که این گروه از ذرات نرم با پیچیدگی مولکولی کمتری تشکیل شده‌اند که نسبت به بافت‌های چوبی گروه ویتترینایت آسان‌تر و سریع‌تر تجزیه می‌شوند. این مواد آلی، شفاف و دارای رنگ قهوه‌ای مایل به زرد یا قهوه‌ای تیره هستند. به مواد آلی آمورف، مواد ساپروپلیک (sapropelic) یا کروژنیت (Keroginite) نیز اطلاق می‌گردد.

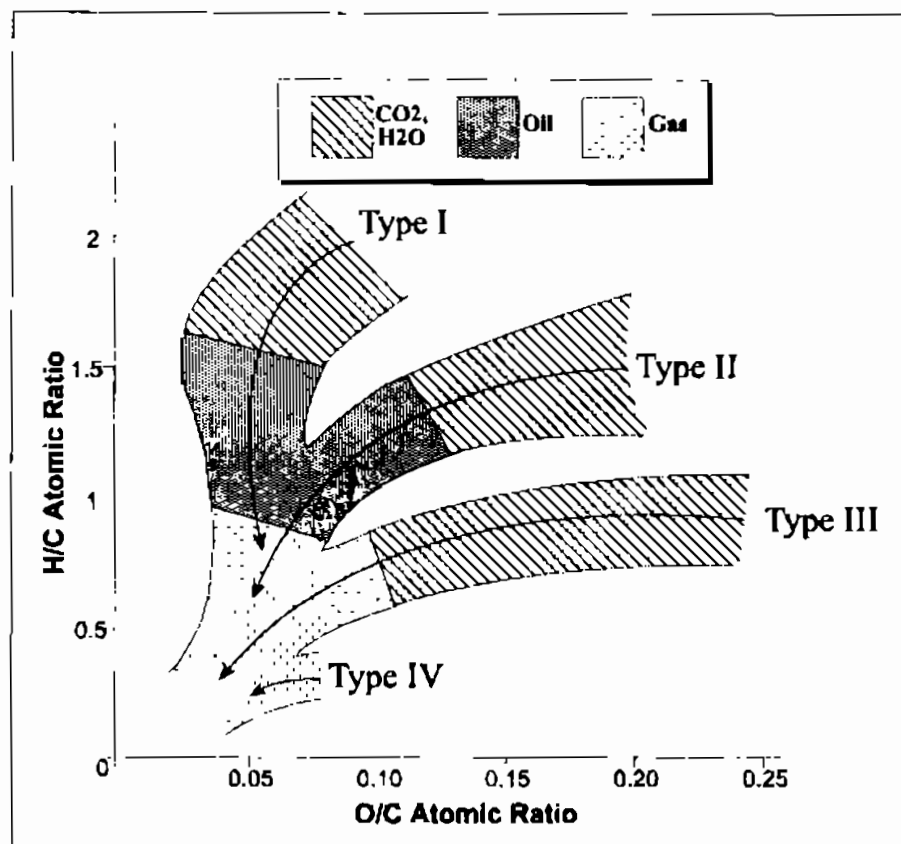


شکل ۴-۱۸ - تصویر شماتیک انواع کروژن

۴-۴-۱ انواع کروژن‌ها (Kerogen Types)

انواع کروژن را می‌توان با استفاده از مطالعات میکروسکوپی و یا استفاده از پارامترهای حجمی، نظیر نسبت اتمی H/C در مقابل O/C که از تجزیه کروژن بدست می‌آید، تفکیک نمود. براین اساس، با استفاده از نمودار ون-کروولن (Van Krevelen diagram) می‌توان چهار نوع کروژن را مشخص کرد (شکل ۴-۱۹). نمودار ون-کروولن به خوبی مسیر بلوغ انواع کروژن را نشان می‌دهد. اگر نمودار نسبت اتمی H/C در مقابل O/C را ترسیم کنیم، روند مشخصی بنام مسیر تکاملی (evolution path) در نمونه‌ها دیده می‌شود. این مسیر برای انواع کروژن‌های متفاوت است، ولی در کل با افزایش درجه بلوغ حرارتی و کاهش نسبت‌های H/C و O/C، این مسیرها به یکدیگر ملحق می‌شوند.

کروژن‌های نفتزا (oil prone) معمولاً ممکن است بیش از ۶۵٪ اگزینایت و قطعات آمورف داشته باشند. نمونه‌هایی با درصد پایین‌تر اغلب گاز مرطوب و نفت میعانی (condensate) تولید می‌کنند (شکل ۴-۲۰). کروژن نفتزا می‌تواند به دو نوع تقسیم شود: نوع I یا کروژن جلبکی (algal kerogen) که از اجزای جلبکی اگزینایتی غنی است و در دریاچه‌ها یا محیط‌های دریایی تشکیل می‌شود. لیپیدها از اجزای اصلی این نوع کروژن می‌باشند. کروژن نوع I به تولید نفت خام‌های غنی از هیدروکربن‌های اشباع شده متمایل است. کروژن نوع II که بدان کروژن لیپتینیک (liptinic kerogen) هم گفته می‌شود، منشأ دریایی دارد و ذرات تشکیل دهنده آن غالباً آمورف هستند و از تجزیه فیتوپلانکتون‌ها، زئوپلانکتون‌ها و بعضی جانوران عالی‌تر حاصل



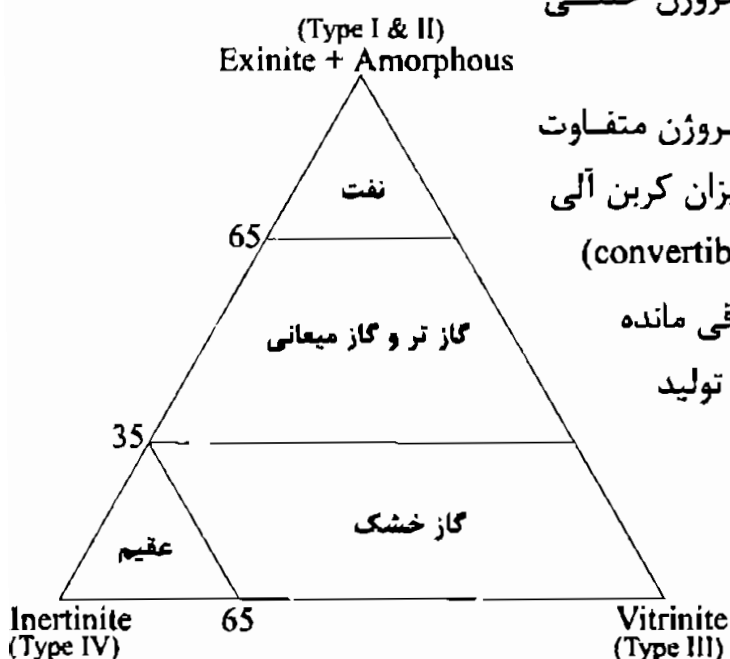
شکل ۴-۱۹ - نمودار ون-کرویلن که مسیر بلوغ انواع کروژن را نشان می‌دهد

شده اند. کروژن نوع II تمایل به تولید نفت غنی از آروماتیک و نفتنیک دارد. کروژن نوع II گاز بیشتری نسبت به نوع I تولید می‌کند. کروژن نوع III یا کروژن ذغالی (coaly kerogen) از ماسرال ویتروینایت غنی است و ظرفیت تولید نفت بسیار کمی دارد و به طور عمده گاز خشک تولید می‌کند. کروژن نوع IV کروژن‌های غنی از اینترتینایت است که به شدت کمیاب هستند.

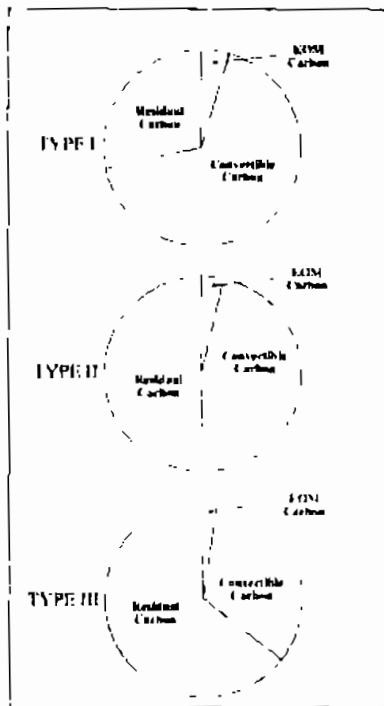
همان‌طور که از نامش پیداست، این نوع کروژن خنثی است و توانایی تولید نفت یا گاز را ندارد.

پراکندگی کربن آلی در انواع مختلف کروژن متفاوت است. از کروژن نوع I تا کروژن نوع III میزان کربن آلی قابل تبدیل به هیدروکربن (convertible carbon)

کاهش یافته، در صورتی که مقدار کربن باقی مانده (residual carbon) که هرگز هیدروکربن تولید نمی‌کند، افزایش می‌یابد (شکل ۴-۲۱).



شکل ۴-۲۰ - انواع کروژن و نوع هیدروکربن تولید شده از آن‌ها



شکل ۴-۲۱ - توزیع کربن آلی در انواع کروژن

سنگ‌های رسوبی معمولاً حاوی ترکیبی از انواع این کروژن‌ها می‌باشند. بسیاری از شیل‌های نفتی، اغلب کروژن نوع I یعنی کروژن جلبکی دارند. زغال سنگ و بعضی سنگ منشأهای تخریبی ساحلی مانند آن‌هایی که در دلتاها یافت می‌شوند، کروژن نوع III یعنی کروژن زغالی دارند. بسیاری از سنگ‌های منشأ دریایی حاوی کروژن نوع I یا II هستند، ولی اغلب کروژن نوع II در سنگ‌های منشأ دریایی بیشتر می‌باشد. جدول ۴-۲ انواع مختلف کروژن، منشأ و پتانسیل هیدروکربنی آن‌ها را نشان می‌دهد.

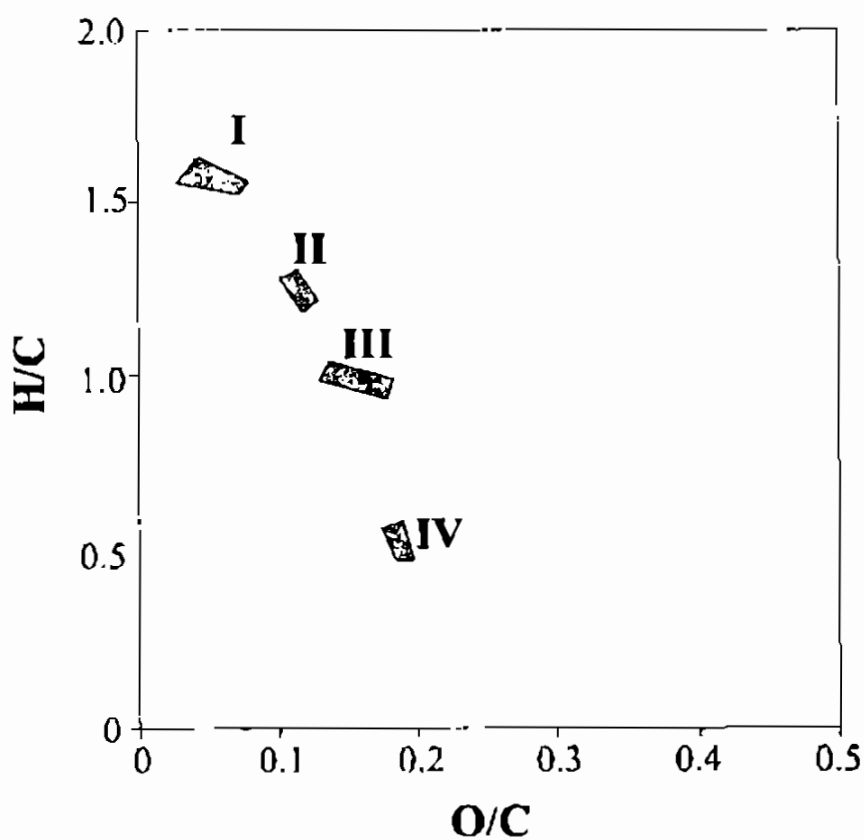
جدول ۴-۲ انواع کروژن‌ها، منشأ و پتانسیل هیدروکربنی آن‌ها

نوع هیدروکربن	منشأ	ماسرال	کروژن	محیط
نفت	قطعات حلکی	آلحینایت	I	آبی
	بقایای بدون شکل حلکی	ذرات بدون شکل		
	ذرات بدون شکل بلانکتوبیک	اگرینایت	II	
عمدتاً گاز	قطعات فیری و چوبی و مواد کلونیدی هومیک فاقد ساختمان	وینریسایت	III	خشکی
	-	مواد آلی اکسید شده	اپرینایت	

کروژن‌ها را می‌توان بر مبنای نسبت H/C و O/C آن‌ها از یکدیگر تفکیک (جدول ۴-۳) و به راحتی آن‌را بر روی دیاگرام H/C و O/C پلات کرد (شکل ۴-۲۲). در مقایسه با دیگر انواع کروژن‌ها، کروژن نوع I یا کروژن جلبکی بیشترین نسبت اتمی H/C را دارد که حدود ۱٫۶۵ می‌باشد، با این وجود هنگامی که این نوع کروژن بالغ می‌شود درنهایت باید همان مسیر تبدیل را طی کند و ممکن است به مرحله گرافیت برسد (شکل ۴-۱۹). از آنجایی که کروژن نوع II با مقادیر هیدروژن کمتری این تغییر را آغاز می‌کند، هیدروکربن کمتری نسبت به کروژن نوع I تولید می‌کند، اگرچه هر دو نوع مستعد تولید نفت هستند. به همین نحو کروژن نوع III مقدار کل هیدروکربن کمتری تولید می‌کند و کروژن نوع IV تقریباً نازا است.

جدول ۳-۴ - نسبت‌های H/C و O/C برای انواع کروژن

IV	III	II	I	
۰.۶	۱	۱.۳	۱.۶۵	H/C
۰.۱۳	۰.۱۳	۰.۱	۰.۰۵	O/C



شکل ۲۲-۴ - دیاگرام نسبت‌های H/C و O/C برای انواع کروژن

۵- ارزیابی سنگ منشأ (Source Rock Evaluation)

سنگ منشأ از نظر تعریف، سنگ دانه‌ریز غنی از ماده آلی است که قادر است در اثر تکامل حرارتی تولید هیدروکربن نماید. سنگ‌های منشأ را می‌توان در سه گروه قرار داد: سنگ منشأ مفید (effective source rock) که نفت خود را تولید و از خود خارج نموده است؛ سنگ منشأ محتمل (possible source rock) که پتانسیل منشأ بودن آن هنوز ارزیابی نشده است، ولی احتمال دارد نفت تولید کرده باشد؛ و سنگ منشأ بالقوه (potential source rock) به سنگ رسوبی نابالغی گفته می‌شود که توانایی تولید هیدروکربن را در صورت رسیدن به درجه بلوغ دارد.

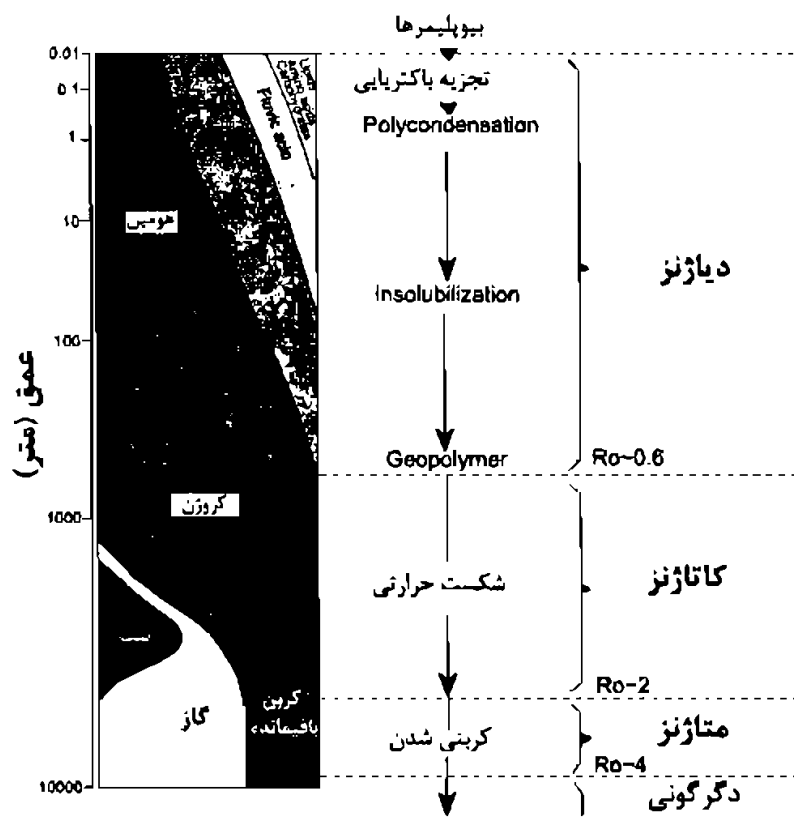
در این بخش از کتاب روش‌های ارزیابی و محیط‌های رسوبی سنگ‌های منشأ مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۵-۱ تولید هیدروکربن از سنگ منشأ با افزایش عمق تدفین

از آنجایی که حرارت با عمق تدفین افزایش می‌یابد، عمق واقعی برای یک سنگ منشأ خاص برای تولید هیدروکربن به همان میزان که به نوع کروژن و تاریخچه تدفین بستگی دارد، به شیب زمین گرمایی ناحیه نیز وابسته است. در اعماق خیلی کم، متان بیوژنیک یا گاز مرداب از مواد آلی اولیه تولید می‌شود. به خاطر داشته باشید که این رویداد در آغاز دیاژنز یا زون نابالغ رخ می‌دهد. در عمق حدود ۱ تا ۲ کیلومتری، مرحله کاتازنز شروع می‌شود. مرحله آغازین کاتازنز تا عمق حدود ۳ کیلومتری مطابق با زون اصلی تولید نفت است. سنگ‌های منشأ که در این محدوده عمقی تدفین شده‌اند، گفته می‌شود که در پنجره نفتی (oil generation window) واقعند (شکل ۵-۱). کاتازنز پایانی در عمق حدود ۳ الی ۳/۵ کیلومتری قرار دارد که زون اصلی تولید گاز می‌باشد. نخست گاز مرطوب (wet gas) و متان با نرخ تولید یکسان حاصل می‌شوند، اما در عمق بیش از ۴ کیلومتر سنگ منشأ بسیار بالغ می‌شود. در این نقطه متازنز شروع شده و فقط متان از شکست حرارتی دیگر هیدروکربن‌ها تولید می‌شود.

از نقطه نظر حرارتی، پنجره نفتی وقتی شروع می‌شود که سنگ منشأ در حرارتی تقریباً بیش از ۶۰ درجه سانتیگراد قرار گرفته باشد. نفت حاصله در این درجه حرارت پایین، نسبتاً

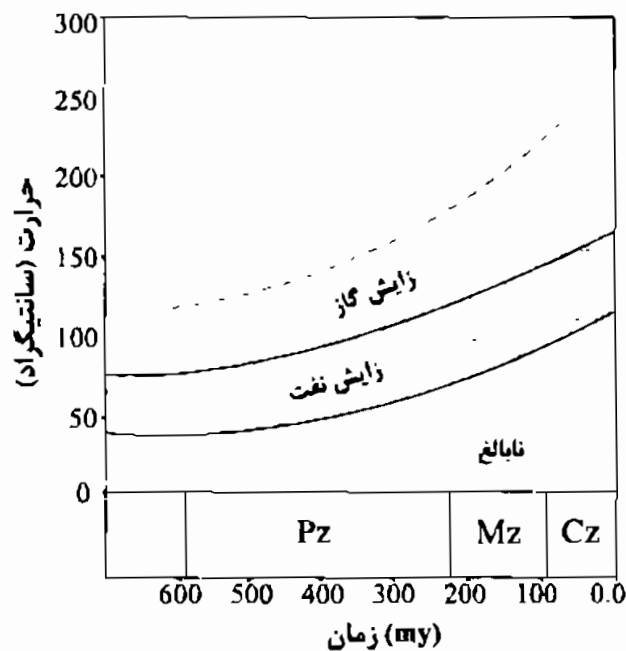
سنگین و نابالغ است. با افزایش درجه حرارت، نفت سبکتر زایش می‌یابد. حداکثر تولید نفت (peak generation) در درجه حرارت حدود ۱۰۰ درجه سانتیگراد رخ می‌دهد و سپس کاهش می‌یابد. در دمای حدود ۱۷۵ درجه سانتیگراد، پنجره نفتی بسته و زون اصلی تولید گاز شروع می‌شود. تولید هیدروکربن در دمای حدود ۲۲۵ درجه سانتیگراد متوقف می‌شود، اما متان همچنان تا دمای بالاتر از ۳۱۵ درجه سانتیگراد در نقطه‌ای که سنگ منشأ متحمل دگرگونی ناحیه‌ای می‌شود از شکسته شدن نفت تولید می‌شود.



شکل ۵-۱ - تکامل حرارتی مواد آلی با افزایش عمق تدفین

قوانین شیمی بیان می‌کند که نرخ واکنش‌های شیمیایی، تابع حرارت و زمان است. شکل ۲-۵ که با استفاده از اطلاعات بسیار زیادی ترسیم شده است، درجه حرارت تشکیل نفت را در مقابل سن سنگ منشأ نشان می‌دهد. در این شکل می‌توان دید که دمای تولید نفت برای سنگ‌های منشأ پالئوزوئیک، کمتر از ۶۰ درجه سانتیگراد است، در صورتی که این دما به بیش از ۱۵۰ درجه سانتیگراد برای سنگ‌های منشأ سنوزوئیک افزایش می‌یابد. در اینجا باید متذکر شد که ممکن است زمان، اثر درجه حرارت و درجه حرارت، اثر زمان را جبران کند. به طور مثال، سنگ منشأهایی که همیشه نسبتاً سرد باقی‌مانده‌اند ممکن است یکصد میلیون سال یا بیشتر را پشت سر بگذارند تا نفت تولید کنند، در حالی که سنگ منشأهای جوان، ممکن است فقط در طی چند میلیون سال هیدروکربن تولید کنند، چنانچه در معرض درجه حرارت بالا و

مناسب قرار گیرند. لازم به ذکر است که معمولاً درجه حرارت، نقش مهم‌تری نسبت به زمان در بلوغ سنگ منشأ دارد. اگرچه تولید هیدروکربن در یک فاصله زمانی کوتاه اتفاق می‌افتد، اما ضرورتاً بدین معنا نیست که این روند بلافاصله پس از نهشته شدن صورت می‌گیرد. تمامی سنگ منشأها عمدتاً به مدت خیلی طولانی در همان عمق کم باقی می‌مانند و سپس توسط رسوبات ضخیم در یک فاصله زمانی کوتاه پوشیده شده و در انتها تولید هیدروکربن می‌کنند. مثال آن در سنگ منشأهای سیلورین غرب الجزایر می‌باشد که تا لحظه‌ای که توسط رسوبات مزوزوئیک دفن نشده بود، هیچ هیدروکربنی تولید نکرد. در مناطق پلاتفرمی که نرخ فرونشینی متوسط است، تولید ممکن است پس از یک دوره زمانی بسیار طولانی اتفاق بیافتد. مثال آن، سنگ منشأ ژوراسیک حوضه پاریس می‌باشد. در این حوضه هیدروکربن پس از گذشت دوره زمانی بیش از یکصد میلیون سال که سنگ منشأ به وسیله رسوبات کرتاسه و ترشیری به طور تصاعدی دفن شده، تولید شده است.



شکل ۲-۵ - زایش نفت از سنگ منشأ تابع درجه حرارت و زمان است. با گذشت زمان بیشتر، درجه حرارت کمتری برای زایش نفت نیاز است

۲-۵ روش‌های ارزیابی سنگ منشأ هیدروکربن و پارامترهای حاصل از آن

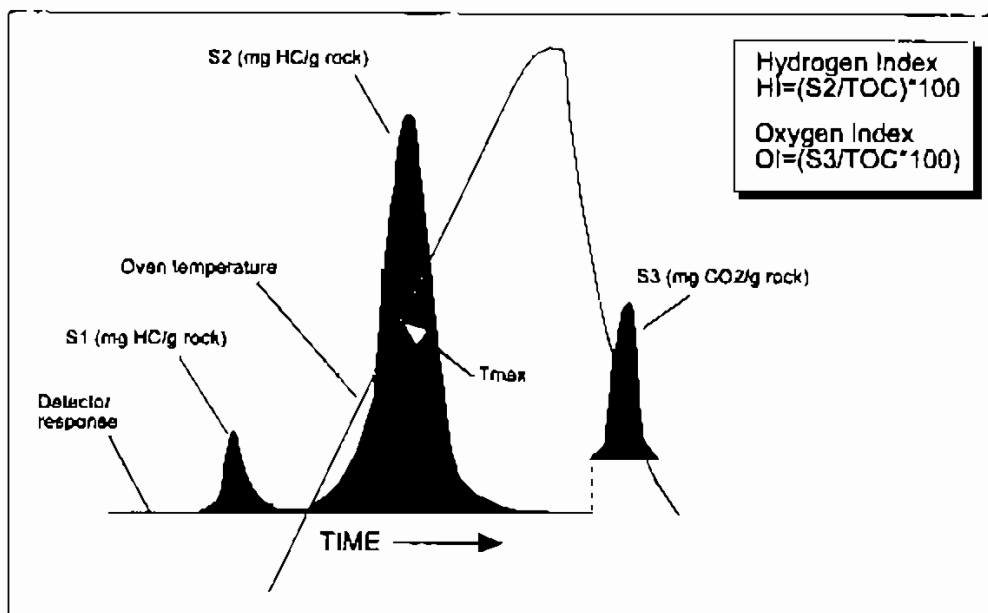
۱-۲-۵ روش‌های آزمایشگاهی

در ارزیابی یک سنگ منشأ با استفاده از روش‌های آزمایشگاهی، از سه روش کلی پتروگرافی آلی، آنالیز شیمیایی و ارزیابی حرارتی استفاده می‌شود. با استفاده از این روش‌ها، پارامترهایی نظیر مقدار و نوع ماده آلی و نیز درجه بلوغ ماده آلی مشخص می‌گردند. پتروگرافی آلی شامل

مطالعه مواد آلی توسط میکروسکوپ‌های با نور عبوری، نور انعکاسی و نور ماوراءبنفش می‌باشد. در این روش با استفاده از برخی ویژگی‌های قابل مشاهده توسط انواع میکروسکوپ‌ها، نظیر ساخت داخلی، شکل، رنگ و شدت انعکاس نور، می‌توان اجزای تشکیل دهنده کروژن را شناسایی نمود.

از روش‌های مهم شیمیایی می‌توان تجزیه عنصری کروژن، اسپکتروفتومتری مادون قرمز (infrared spectrophotometry)، رزونانس چرخش الکترون (electron spin resonance) و ایزوتوپ کربن را نام برد.

پایرولیز (pyrolysis) مواد آلی، یک روش حرارتی است که برای تشخیص کیفیت و بلوغ حرارتی سنگ‌های منشأ استفاده می‌شود. این روش با حرارت دادن ماده آلی در غیاب اکسیژن انجام و جهت تولید و آزاد شدن هیدروکربن از مواد آلی و تعیین پتانسیل هیدروکربن‌زایی باقی مانده مواد آلی موجود در سنگ، به کار برده می‌شود. برای انجام این آنالیز از دستگاه پایرولیز راک-اول (Rock-Eval pyrolysis) استفاده می‌شود. این روش، اطلاعاتی نظیر کیفیت و کمیت ماده آلی، نوع ماده آلی، پتانسیل باقیمانده نمونه و تحول حرارتی ماده آلی را به دست می‌دهد. در طی این آنالیز چندین پیک شاخص در درجه حرارت‌های مختلف به دست می‌آید که هر کدام معنا و تفسیر خاص خود را دربر دارد. در دمای حدود 300°C پیک S_1 ، بر حسب میلیگرم هیدروکربن در هر گرم سنگ، حاصل می‌شود. این پیک بیانگر میزان هیدروکربن‌های آزادی است که در زمان رسوبگذاری در سنگ وجود داشته و یا از کروژن در طی تدفین رسوبات شکل گرفته‌اند. در دمای بین 300 و 600°C پیک S_2 ، بر حسب میلیگرم هیدروکربن در هر گرم سنگ، ظاهر می‌شود. این پیک ناشی از شکسته شدن کروژن و بیتومن‌های سنگینی است که تا دمای 300°C مقاوم بوده‌اند. درجه حرارتی که پیک S_2 در آن حداکثر است، درجه حرارت حداکثر (T_{max})، بر حسب درجه سانتی‌گراد، نامیده می‌شود. در این درجه حرارت، مقدار هیدروکربن‌های تولید شده از شکستن حرارتی کروژن در حد نهایی خود است. پیک S_3 بیانگر میزان CO_2 است که از شکسته شدن گروه‌های کربوکسیل و دیگر ترکیبات اکسیژن‌دار کروژن در دمای 300 تا 390°C حاصل می‌شود. پیک S_4 میزان CO_2 ، بر حسب میلیگرم CO_2 در هر گرم سنگ است و از اکسیداسیون کربن آلی باقی‌مانده در دمای 600°C و تحت شرایط اتمسفر، پس از ثبت پیک S_2 ، به دست می‌آید. شکل ۳-۵ نتیجه حاصل از پایرولیز را به صورت منحنی برای یک نمونه فرضی نشان می‌دهد.



شکل ۳-۵ - منحنی حاصل از پیرولیز راک-اول. این منحنی‌ها پیروگرام (pyrogram) نامیده می‌توند

با استفاده از آنالیز دستگاه پیرولیز راک-اول پارامترهایی نظیر پتانسیل زایش (genetic potential) (S_1+S_2) ، شاخص زایش (production index) (S_1/S_1+S_2) ، شاخص هیدروژن (S_2/TOC) و شاخص اکسیژن (S_3/TOC) به دست می‌آید.

۵-۲-۱-۱ تخمین مقدار ماده آلی (TOC)

برای اندازه گیری مقدار کل کربن آلی در سنگ منشأ دو روش وجود دارد. روش اول که امروزه کمتر استفاده می‌شود، با استفاده از سوزاندن مستقیم نمونه است. در این روش بعد از پودر کردن و شستن نمونه با اسید کلریدریک برای از بین رفتن کربنات، نمونه در مجاورت اکسیژن و تحت شرایط اتمسفر در درجه حرارت حدود 1000°C سوزانده می‌شود و CO_2 حاصل از سوختن مواد آلی مقدار کربن آلی را مشخص می‌کند.

روش دوم اندازه گیری کربن آلی با استفاده از پیرولیز است که نسبت به روش قبلی دقیق‌تر است. با آنالیز نمونه با دستگاه پیرولیز راک-اول، کل کربن آلی یا Total Organic Carbon (TOC) که برحسب درصد وزنی است، براساس پیک‌های S_1 ، S_2 و S_4 تخمین زده می‌شود. به طور کلی TOC برابر با مجموع کربن پیرولیز شده (pyrolysed carbon) و کربن باقی‌مانده (residual carbon) است که از طریق زیر قابل محاسبه‌اند:

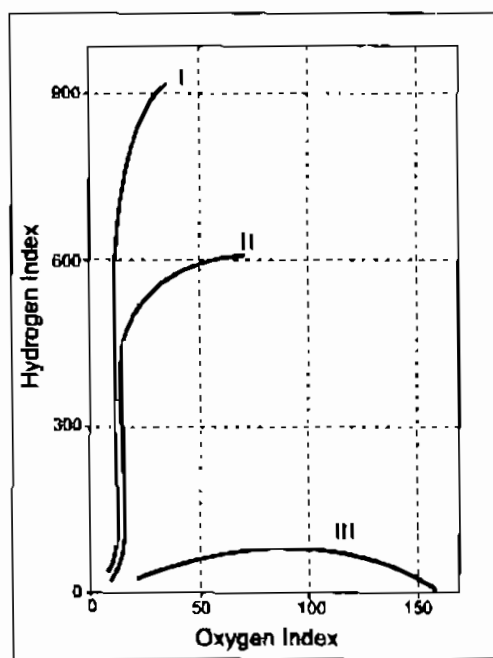
$$= \text{کربن پیرولیز شده} \quad (S_1 + S_2) / 1.82$$

$$= \text{کربن باقی‌مانده} \quad S_4 / 1.0$$

۵-۲-۱-۲ تشخیص نوع ماده آلی

تشخیص نوع کروژن در ارزیابی سنگ منشأ از اهمیت زیادی برخوردار است، چرا که نوع کروژن کنترل کننده نوع هیدروکربن تولید شده است. نوع کروژن می‌تواند تا حدی توسط روش پتروگرافی آلی مشخص شود. استفاده از نمودار ون-کرورن که در آن با استفاده از تجزیه عنصری کروژن، نسبت اتمی H/C در مقابل O/C نشان داده می‌شود، یکی از روش‌های مناسب برای تعیین نوع کروژن است. در این روش با اندازه‌گیری نسبت‌های اتمی H/C و O/C و پلات کردن آن‌ها در مقابل یکدیگر می‌توان نوع کروژن سنگ منشأ را مشخص نمود (شکل ۴-۱۹).

روش دوم، پایرولیز است که در واقع بطریقی استفاده از نمودار ون-کرورن است که در آن HI در مقابل OI پلات می‌شود (شکل ۴-۵). در این روش محتوای اکسیژن کروژن متناسب با CO₂ آزاد شده (S₁) و محتوای هیدروژن کروژن متناسب با هیدروکربن‌های آزاد شده از شکستگی حرارتی کروژن (S₂) در طی پایرولیز در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۴-۵ - شناسایی نوع کروژن با استفاده از پلات HI در مقابل OI

۵-۲-۱-۳ اندازه‌گیری درجه بلوغ حرارتی ماده آلی

اندازه‌گیری حداکثر درجه حرارتی که یک سنگ منشأ خاص طی آن پخته شده بسیار مهم است. برای این منظور نیاز به حرارت‌سنج‌های دیرینه (paleothermometers) داریم. بعضی از حرارت‌سنج‌های دیرینه براساس خصوصیات فیزیکی و شیمیایی کروژن استوار هستند.

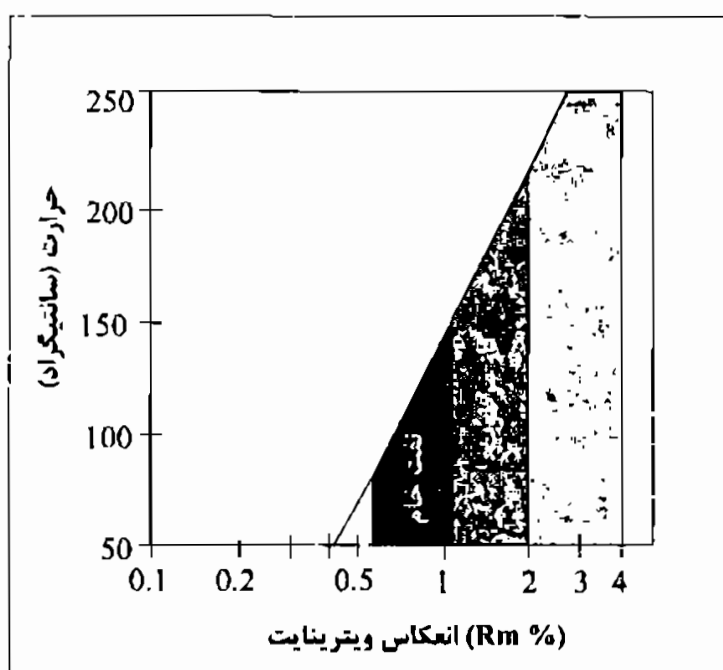
روش‌های متعددی برای اندازه‌گیری حداکثر درجه حرارتی که یک سنگ منشأ تحمل کرده است وجود دارد. در یکی از روش‌ها، پس از آنکه کروژن از سنگ منشأ جدا شد، محتوای

O, H و C آن از طریق آنالیز شیمیایی مشخص و به صورت نسبت H/C و O/C روی دیاگرام ون-کروئن پلات می‌شود. به خاطر داشته باشید که برای انواع کروژن کاهش زیاد نسبت H, O به C به علت افزایش درجه بلوغ آن است. بنابراین پس از آنکه نوع کروژن معلوم گردید، به سرعت می‌توانیم بگوییم که این کروژن چقدر مسیر تکاملی بلوغ را طی کرده است.

رنگ بعضی از ماسرال‌های کروژن نیز می‌تواند برای پالئوترمومتری بکار برده شود. اسپورها و پولن‌ها در ابتدا بی‌رنگ هستند. افزایش درجه حرارت سبب کاهش هیدروژن و اکسیژن مواد آلی و غنی شدن آن‌ها از کربن می‌شود و لذا به صورت پیشرونده رنگ آن‌ها تیره‌تر می‌شود. رنگ این ماسرال‌ها در داخل کروژن با دقت بسیار بالایی، حداکثر درجه حرارتی را که سنگ منشأ به آن رسیده است مشخص می‌کند. شاخص دگرسانی حرارتی (Thermal Alteration Index, TAI) برای ارزیابی درجه بلوغ حرارتی مواد آلی بکار برده می‌شود. شاخص دگرسانی حرارتی از ۱ تا ۵، که شامل ۱۰ رنگ است، تقسیم بندی شده است که با افزایش درجه بلوغ حرارتی، رنگ اولیه اجزای گیاهی که ابتدا بی‌رنگ یا زرد کم‌رنگ هستند به زرد تیره، نارنجی، قهوه‌ای متوسط، قهوه‌ای تیره و سیاه تبدیل می‌شود. رنگ زرد بیانگر مرحله نابالغ (sub-mature) مواد آلی است که در طی آن نفت سنگین ایجاد می‌شود. وجود رنگ نارنجی و قهوه‌ای متوسط در مواد آلی، مرحله بلوغ (mature) آن‌ها را نشان می‌دهد که در طی آن نفت، گاز تر و نفت میعانی تولید می‌شود. رنگ قهوه‌ای تیره تا سیاه، بیانگر مرحله فوق بالغ (over-mature) است که مصادف با تشکیل گاز خشک است. برای زمان‌های قبل از دونین که گیاهان وجود نداشته‌اند، درجه بلوغ حرارتی را می‌توان از شاخص رنگ کنودونت (Conodont Alteration Index, CAI) مشخص نمود. در طی بلوغ حرارتی، کنودونت‌ها همانند پالینومورف‌ها با افزایش درجه حرارت تغییر رنگ می‌دهند.

روش دیگر، براساس ضریب انعکاس ویتترینایت (vitrinite reflectivity) استوار می‌باشد. ویتترینایت ماسرال چوبی مشتق شده از گیاهان عالی خشکی می‌باشد. هنگامی که کروژن حرارت می‌بیند، لایه‌های غنی از آروماتیک موجود در ساختمان ویتترینایت بیشتر منظم می‌شوند. این رویداد ضریب انعکاس یا درخشش ویتترینایت را به طور تدریجی افزایش می‌دهد. زغال‌شناسان، سال‌های متمادی انعکاس ویتترینایت را برای تعیین درجه زغال‌شدگی (coalification) بکار می‌برده‌اند. چون ویتترینایت به طور گسترده‌ای در سنگ‌های رسوبی وجود دارد، این روش برای زمین‌شناسان نفت نیز مفید است. افزایش خطی درجه حرارت باعث می‌شود که به تبع آن ضریب انعکاس ویتترینایت به صورت توانی (exponentially) افزایش یابد و لذا این افزایش به صورت خط مستقیم در روی کاغذهای نیمه لگاریتمی ظاهر می‌شود

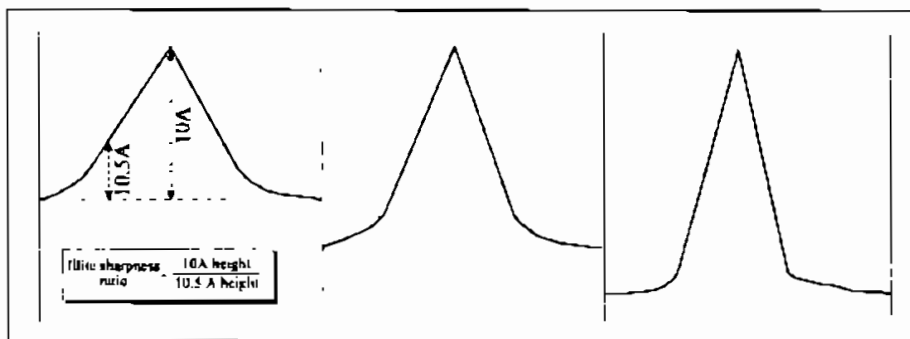
(شکل ۵-۵). در حقیقت اندازه‌گیری انعکاس یا درخشش ویتربینایت به صورت میانگین چندین اندازه‌گیری بر روی هر نمونه صورت می‌گیرد که با R_m نشان داده می‌شود، چراکه انعکاس یا درخشش ویتربینایت تا حدی با نوع گیاه و جهت ذرات تغییر می‌کند. تولید نفت خام در R_m بین ۰/۶ تا ۱،۲ درصد اتفاق می‌افتد. گاز مرطوب اغلب در R_m حدود ۱،۲ تا ۲ درصد تولید می‌شود. زون متاژنز که در آن فقط گاز خشک تولید می‌شود در R_m بین ۲ تا ۴ درصد قرار دارد.



شکل ۵-۵ - پلات نیمه لگاریتمی انعکاس ویتربینایت در مقابل درجه حرارت

روش‌هایی نیز وجود دارد که به وسیله کانی‌های تشکیل دهنده سنگ منشأ، نظیر رس‌ها، می‌تواند به منظور پالئوژئومتری استفاده شود. کانی‌های رسی در طی دفن و افزایش درجه حرارت، عموماً آب خود را از دست می‌دهند و ساختمان آنها منظم‌تر می‌شود. عموماً رس‌های لایه مختلط (mixed layers) و مونت‌موریلونیت به انواع دیگر رس‌ها از قبیل ایلیت و کلریت تبدیل می‌شوند. این اتفاق در درجه حرارتی حدود پنجره تولید نفت رخ می‌دهد.

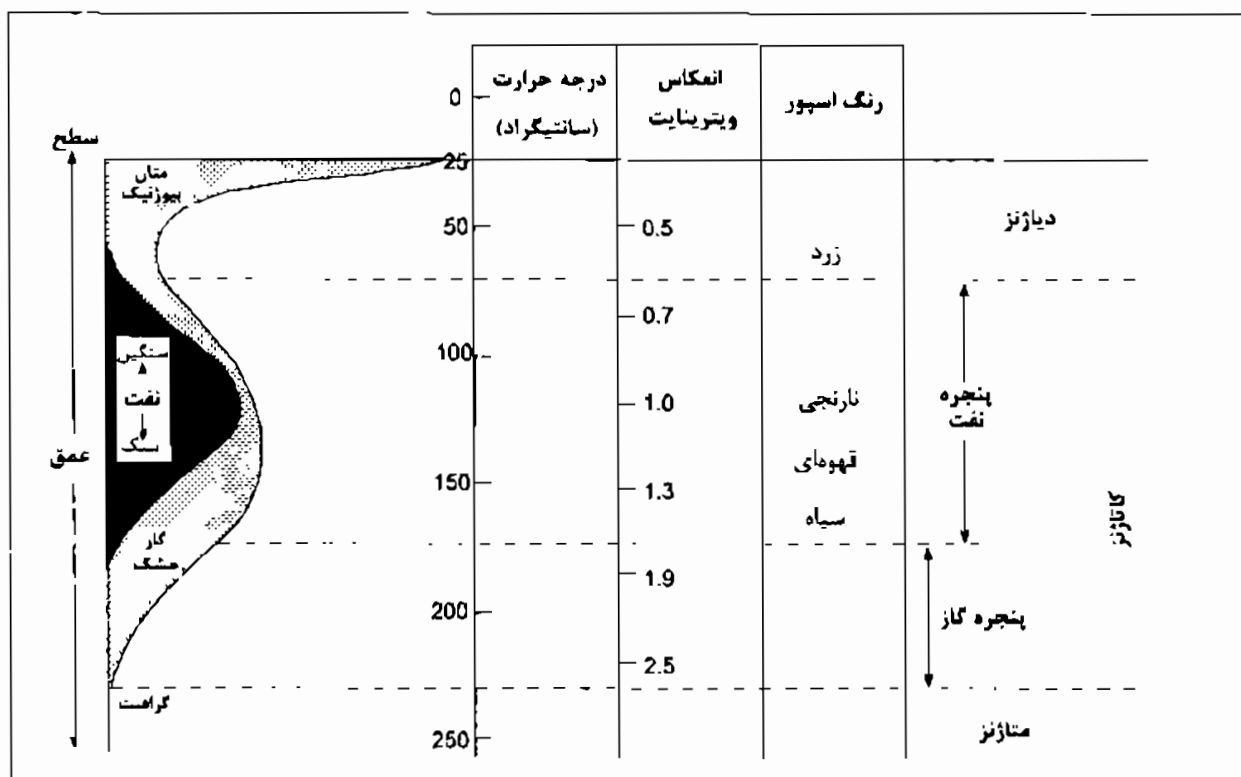
یکی از راه‌های اندازه‌گیری تغییرات ناشی از درجه حرارت در رس‌ها، تعیین درجه تبلور ایلیت (illite crystallinity) می‌باشد. پیک‌های مربوط به ایلیت در گراف‌های XRD، هنگامی که درجه حرارت افزایش پیدا می‌کند، تیزتر، باریک‌تر و متقارن‌تر می‌شوند. یکی از روش‌های اندازه‌گیری تیزی (sharpness)، مقایسه نسبت ارتفاع پیک ۱۰ انگستروم ایلیت به ارتفاع هم‌شانه غیرمقارن همان گراف در ۱۰،۵ انگستروم می‌باشد (شکل ۵-۶).



شکل ۵-۶ - با افزایش درجه تبلور ایلیت، پیک‌های مربوط به گراف‌های XRD، تیزتر، باریک‌تر و متقارن‌تر می‌شوند. در این مثال به سمت راست، درجه تبلور ایلیت افزایش یافته است

ذکر این نکته مهم است که با وجود اینکه دیاژنز کروژن‌ها فقط تحت تأثیر درجه حرارت است، دیاژنز کانی‌های رسی، تحت تأثیر عوامل دیگری چون ترکیب شیمیایی آب منفذی نیز قرار می‌گیرد.

با وجود اینکه ماهیت پالئوترموترهای فوق خیلی با هم متفاوتند، ولی بخوبی با یکدیگر و با درجه حرارت تولید نفت و گاز قابل انطباق می‌باشند (شکل ۵-۷). به طور مثال، سنگ منشأیی که در پیک تولید نفت قرار دارد، رنگ پولن و اسپوره‌های آن نارنجی و نسبت تیزی پیک ایلیت آن در حدود ۲ و میانگین انعکاس ویتیرینایتش ۱ درصد است. معمولاً، باید حداقل دو روش متفاوت برای تعیین درجه بلوغ یک سنگ منشأ خاص بکار برده شود.



شکل ۵-۷ - تطابق پالئوترموترهای مختلف با پنجره تولید نفت

در جدول ۱-۵ مقادیر برخی از پالتوترمومترها با یکدیگر مقایسه شده اند.

جدول ۱-۵ - مقایسه مقادیر سه پالتوترمومتر با یکدیگر

CAI	TAI	Ro
۱	۲	۰.۴
۱	۲.۳	۰.۵
۱	۲.۶	۰.۶
۱.۵	۲.۸	۰.۸
۲	۳	۱
۲	۳.۲	۱.۲
۲	۳.۴	۱.۳۵
۳	۳.۵	۱.۵
۴	۳.۸	۲
۴	۴	۳
۵	۴	۴

روش دیگر استفاده از اطلاعات پایرولیز است. درجه حرارت حداکثر (T_{max}) می‌تواند به عنوان شاخص بلوغ حرارتی مواد آلی مورد استفاده قرار گیرد. این پارامتر همراه با افزایش درجه بلوغ حرارتی کروژن، افزایش می‌یابد. جدول ۲-۵ درجه حرارت حداکثر شروع پنجره نفت‌زایی کروژن‌های مختلف را در مقایسه با ضریب انعکاس ویتترینایت و پتانسیل تولید نشان می‌دهد. در طی پایرولیز، تولید نفت کروژن نوع I در محدوده حرارتی بین 440°C تا 450°C ، کروژن نوع II بین 435°C تا 460°C و کروژن نوع III بین 435°C تا 470°C است. برای کروژن نوع III، محدوده حرارتی گازتر و نفت میعانی بین 470°C تا 540°C و محدوده حرارتی گاز خشک بیش از 540°C است.

جدول ۲-۵ - مقایسه درجه حرارت حداکثر (T_{max})، پتانسیل تولید و ضریب انعکاس ویتترینایت در تعیین درجه پختگی

پختگی	حرارت حداکثر	پتانسیل تولید	انعکاس ویتترینایت
شروع پنجره نفت	۴۳۵-۴۴۵	۰.۱	۰.۶
پایان پنجره نفت	۴۷۰	۰.۴	۱.۲

۴-۱-۲-۵ توان هیدروکربن‌زایی و نوع هیدروکربن

با استفاده از اطلاعات پایرولیز راک-اول می‌توان توان هیدروکربن‌زایی و نوع هیدروکربن حاصله از سنگ منشأ (جدول ۳-۵) را مشخص نمود. توان هیدروکربن‌زایی را می‌توان با استفاده از

پارامترهای S_1 ، S_2 و S_1+S_2 مشخص نمود. نوع هیدروکربن تولید شده از شاخص هیدروژن (HI) و نسبت S_2/S_3 به دست می‌آید (جدول ۴-۵).

جدول ۴-۵ - ارزیابی توان هیدروکربن زایی با استفاده از پارامترهای S_1 ، S_2 و S_1+S_2 بر حسب میلیگرم هیدروکربن به ازای

هر گرم سنگ

S_1+S_2	S_2	S_1	توان هیدروکربن زایی
۰-۳	۰-۲,۵	۰-۰,۵	ضعیف
۳-۶	۲,۵-۵	۰,۵-۱	مناسب
۶-۱۲	۵-۱۰	۱-۲	خوب
بیش از ۱۲	بیش از ۱۰	بیش از ۲	خیلی خوب

جدول ۴-۵ - تشخیص نوع هیدروکربن با استفاده از شاخص هیدروژن (HI) و نسبت S_2/S_3

S_2/S_3	HI	نوع هیدروکربن
۰-۳	۰-۱۵۰	گاز
۳-۵	۱۵۰-۳۰۰	گاز و نفت
بیش از ۵	بیش از ۳۰۰	نفت

۲-۲-۵ ارزیابی سنگ‌های منشأ با استفاده از تاریخچه تدفین

اندازه گیری مستقیم بلوغ حرارتی سنگ منشأ عموماً با مشکلاتی همراه است که شامل موارد زیر می‌شود:

- در بعضی مناطق، نمونه‌های چاه قابل استفاده وجود ندارد و یا معمولاً در حواشی حوضه‌ها ممکن است حتی یک چاه، در ده‌ها یا صدها کیلومتر فاصله وجود نداشته باشد که بتوان از نمونه‌های آن استفاده کرد.
- حتی در حوضه‌هایی که به طور کامل کشف شده، نمونه‌های موجود برای آنالیز اغلب تصویر شاخصی از بلوغ در حوضه را نشان نمی‌دهد و فقط می‌تواند به ما درباره بلوغ کنونی اطلاعات دهد.
- اگر اندازه‌گیری‌ها نشان دهد که سنگی قبلاً از پنجره نفت گذشته است، نشانه و دلیلی برای اینکه زایش نفت در چه زمانی، چه عمق و یا درجه حرارتی رخ داده است، وجود ندارد. این ملاحظات، زمانی اهمیت خود را نشان می‌دهد که بخواهیم زمان تولید و مهاجرت هیدروکربن را با زمان شکل گیری نفتگیر مقایسه نماییم.

به منظور غلبه بر این مشکلات، روش‌هایی برای محاسبه بلوغ، در جایی که اندازه‌گیری‌ها در دسترس نیستند، ارائه شده است. مطالعه تاریخچه تدفین (burial history) یکی از روش‌های غیرمستقیم بمنظور ارزیابی سنگ‌های منشأ یک حوضه به جهت پی بردن به وضعیت بلوغ و

درجه پختگی مواد آلی، عمق و زمان تشکیل نفت آن است. نقش زمان و درجه حرارت و تأثیر متقابل ایندو در زایش هیدروکربن در متدهای غیر مستقیم بایستی به طور مناسب در نظر گرفته شود. در سال ۱۹۷۱ لوپاتین روش ساده ای را معرفی نمود که به وسیله آن تأثیرات هر دو عامل زمان و درجه حرارت در محاسبه بلوغ حرارتی مواد آرگانیکی در رسوبات در نظر گرفته شد. او از یک شاخص زمان-حرارت یا (Time-Temperature Index) TTI برای کمی کردن روشش استفاده کرد. یکی از مزیت‌های متد لوپاتین، این است که داده‌های ورودی مورد نیاز خیلی ساده است و به آسانی به دست می‌آید. در این روش به داده‌هایی نیاز است که ما را برای ساخت یک زمان چینه‌شناسی مناسب و برای مشخص نمودن تاریخچه حرارتی آن توانا سازد. داده‌های زمان چینه‌شناسی سازندها معمولاً به کمک اطلاعات چینه‌شناسی زیستی (biostratigraphy) در دسترس هستند.

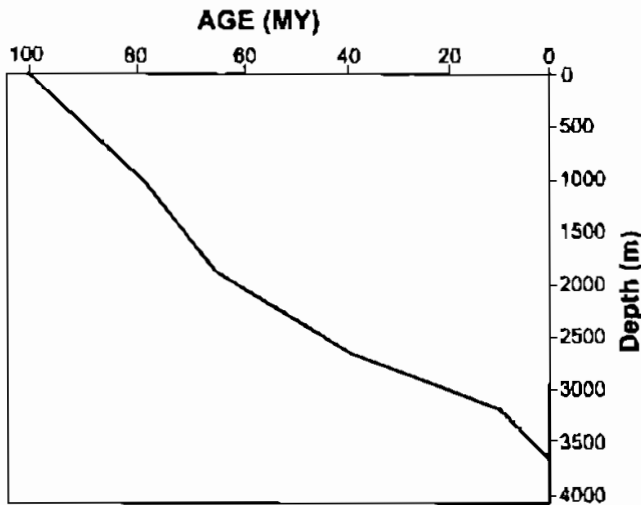
۵-۲-۲-۱ روش رسم منحنی‌های تاریخچه تدفین (Burial History Curves)

متد لوپاتین با ترسیم یک منحنی تاریخچه تدفین برای قدیمی‌ترین سازند شروع می‌شود. مثال شکل ۵-۸ با استفاده از جدول ۵-۵ برای یک چاه فرضی رسم شده است. در این مثال رسوبات به طور پیوسته اما در نرخ‌های متفاوت از زمان نهشتگی قدیمی‌ترین سازند در صد میلیون سال پیش تجمع یافته‌اند و در حال حاضر سازند در عمق ۳۷۰۰ متری است. حال به صورت قدم به قدم منحنی تاریخچه تدفین را می‌سازیم:

جدول ۵-۵ - اطلاعات زمان-چینه‌ای (time-stratigraphic) برای چاه فرضی

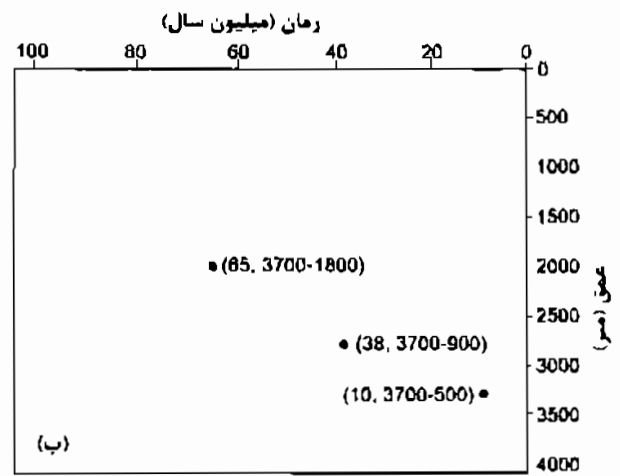
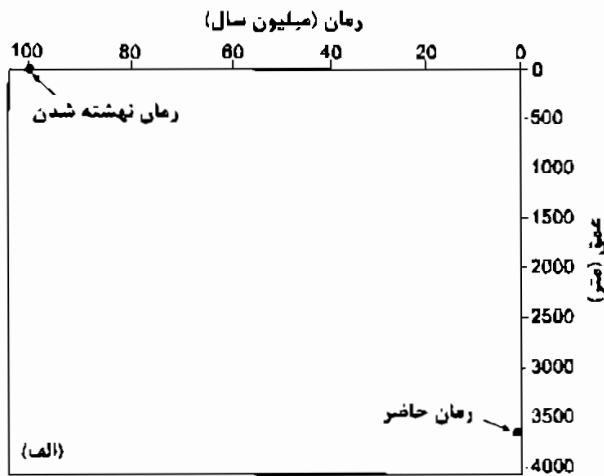
سن (میلیون سال)	عمق (متر)
۰	۰
۱۰	۵۰۰
۳۸	۹۰۰
۶۵	۱۸۰۰
۸۰	۲۸۰۰
۱۰۰	۳۷۰۰

ابتدا دو نقطه را، که یکی زمان نهشته شدن رسوب و دیگری موقعیت کنونی آن است، روی پلات زمان-عمق مشخص می‌کنیم (شکل ۵-۹الف). قدم بعدی قرار دادن اولین نقاط کنترل از داده‌های زمان چینه‌شناسی موجود در جدول ۵-۵ است (شکل ۵-۹ب). اتصال شش نقطه در شکل ۵-۹ب، منحنی تاریخچه دفن را که قبلاً در شکل ۵-۸ نشان داده شده، کامل می‌کند. در قدم بعدی منحنی‌های تاریخچه تدفین همه افق‌های کم عمق‌تر و جوانتر به همان

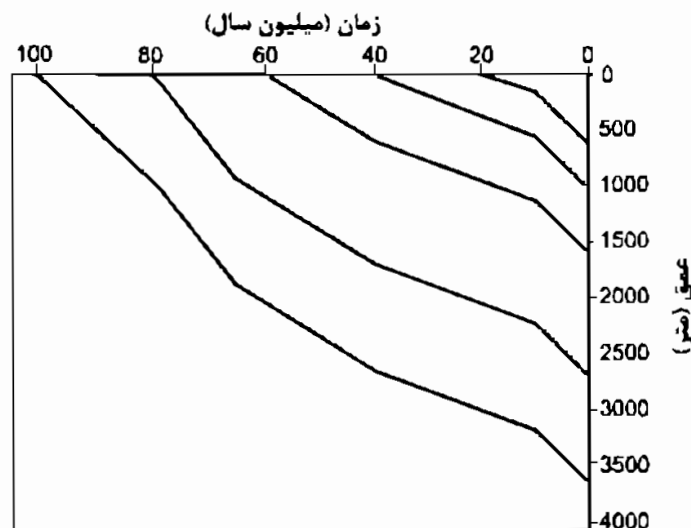


ترتیب رسم می‌شوند. تمامی این منحنی‌ها موازی با قدیمی ترین افق است (شکل ۵-۱۰). در اینجا لازم به ذکر است که نرم افزارهای کامپیوتری متعددی وجود دارد که به دقت می‌توانند منحنی‌های تاریخچه تدفین را رسم نمایند.

شکل ۵-۸ - منحنی تاریخچه تدفین، ساخته شده از اطلاعات زمان-چینه‌ای جدول ۵-۵، برای عمیق ترین لایه (۱۰۰ میلیون سال)



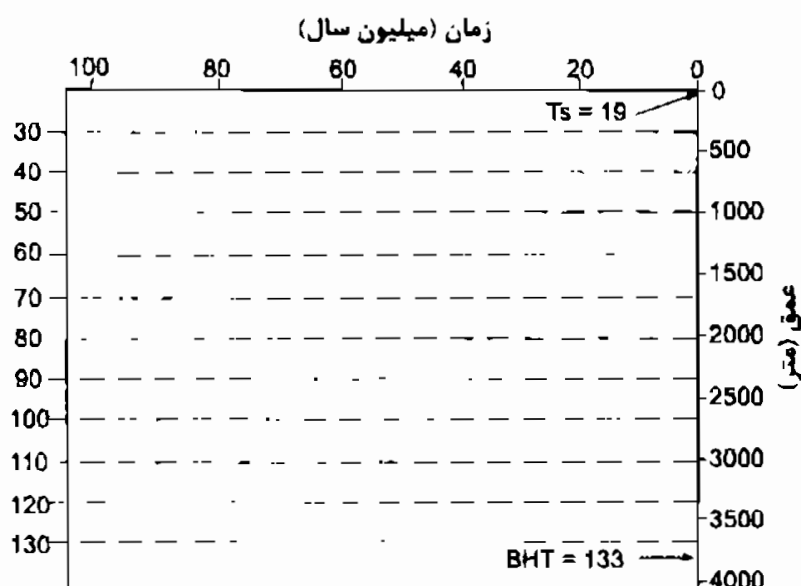
شکل ۵-۹ - مراحل رسم منحنی تاریخچه تدفین: (الف) اولین مرحله یعنی پلات دو نقطه‌ی زمان نهشته شدن و موقعیت کنونی اینتروال (ب) پلات کردن تمامی نقاط کنترل بر روی دیاگرام



شکل ۵-۱۰ - رسم منحنی‌های تاریخچه تدفین همه افق‌ها

۲-۲-۲-۵ تاریخچه درجه حرارت (Thermal History)

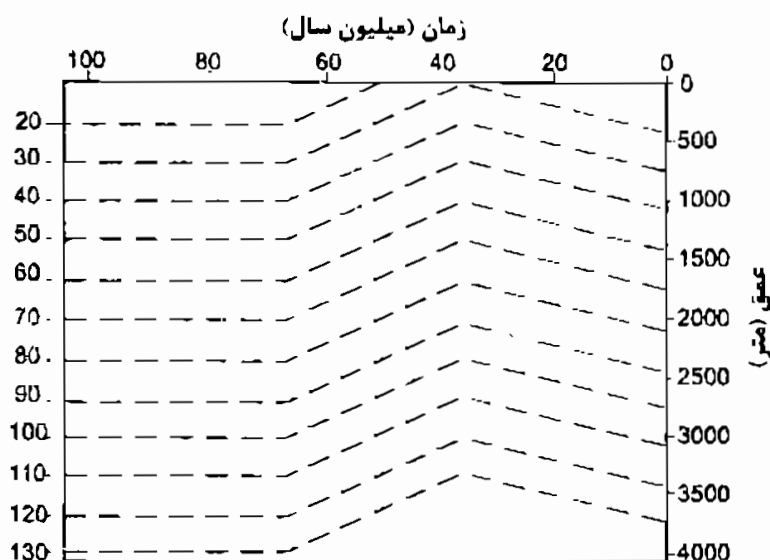
گام بعدی تهیه تاریخچه درجه حرارت همراه با منحنی تاریخچه تدفین است. درجه حرارت زیر سطح هر عمقی باید در تمام مدت مربوط به گذشته زمین‌شناسی مشخص شده باشد. ساده ترین راه، این است که شیب زمین‌گرایی کنونی حساب گردد و فرض بر این باشد که هم شیب زمین‌گرایی (geothermal gradient) و هم درجه حرارت سطح زمین (surface temperature) در تمام مدت ثابت باقی مانده است. فرض کنید که برای چاه فرضی درجه حرارت ۱۳۳ درجه در عمق ۳۸۰۰ متری از ته چاه (bottom hole temperature) به دست آمده است و درجه حرارت سطحی ۱۹ درجه سانتیگراد است. با استفاده از این داده‌ها می‌توانیم شبکه درجه حرارت را بسازیم (شکل ۵-۱۱). در جایی که درجه حرارت‌های ته چاه در دسترس نیستند، نقشه‌های شیب زمین‌گرایی ناحیه‌ای می‌تواند در تخمین شیب در یک مکان ویژه استفاده شود.



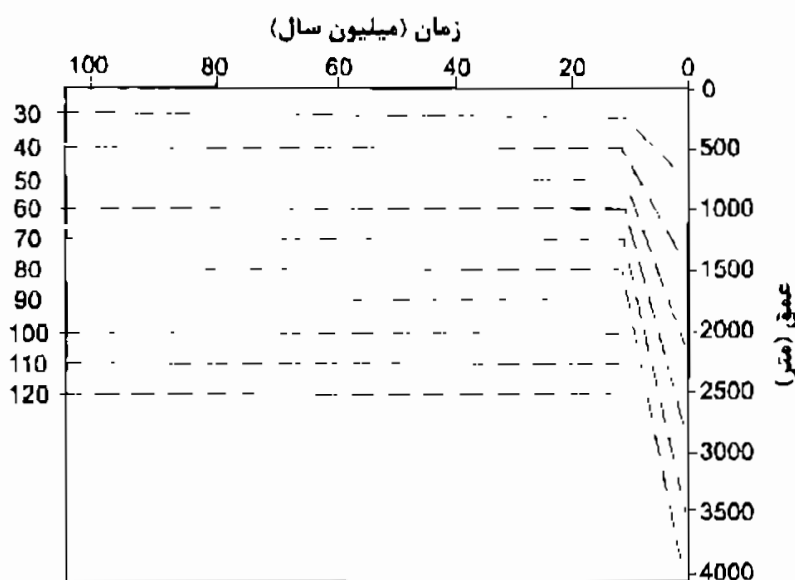
شکل ۵-۱۱ - شبکه درجه حرارت زیر سطحی که یک درجه حرارت ثابت سطحی ۱۹ درجه و شیب زمین‌گرایی ۳۰ درجه سانتیگراد را فرض می‌کند

حالات متعدد دیگر وجود دارد که می‌تواند در ایجاد شبکه‌های درجه حرارت بکار رود. برای مثال می‌توانیم درجه حرارت‌های سطح را در طول زمان بدون تغییر شیب زمین‌گرایی تغییر دهیم (شکل ۵-۱۲). علت‌هایی برای سرد و گرم شدن جهانی وجود دارد که یا نتیجه تأثیرات محلی و یا ناشی از جابجایی قاره‌ها و یا تغییر در ارتفاع می‌باشد. در موارد دیگر درجه حرارت سطح ثابت باقی می‌ماند اما شیب زمین‌گرایی بعلاوه گرم و سرد شدن تغییر می‌یابد. مثال

شکل ۵-۱۳ نشان می‌دهد که شیب زمین گرمایی محلی در اثر رسوبگذاری سریع در ۱۰ میلیون سال آخر پایین آمده است.

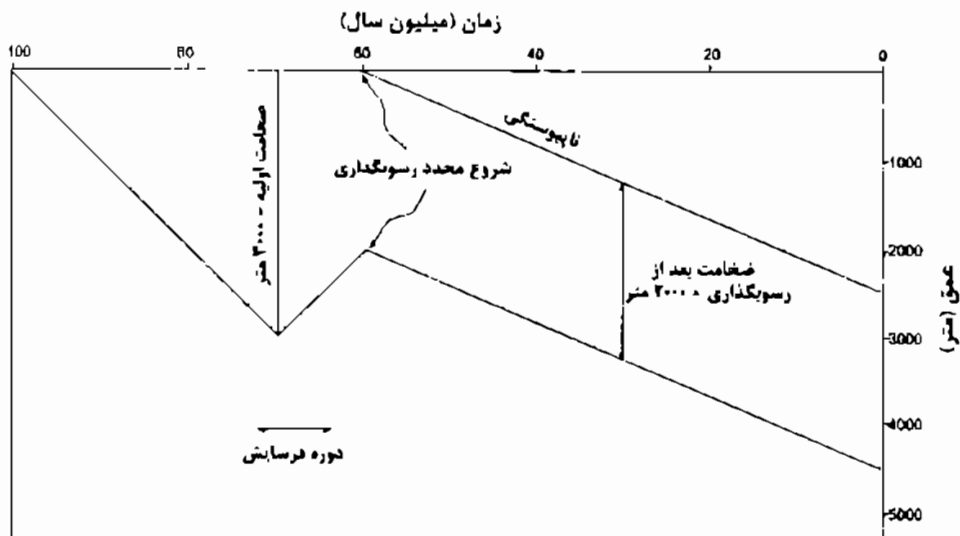


شکل ۵-۱۲ - شبکه درجه حرارت زیر سطحی که یک شیب ثابت زمین گرمایی ۳۰ درجه سانتیگراد را با درجه حرارت سطحی متغیر فرض می‌کند



شکل ۵-۱۳ - شبکه درجه حرارت زیر سطحی که درجه حرارت سطحی را ثابت، ولی شیب زمین گرمایی کاهش زیادی را در ۱۰ میلیون سال آخر نشان می‌دهد

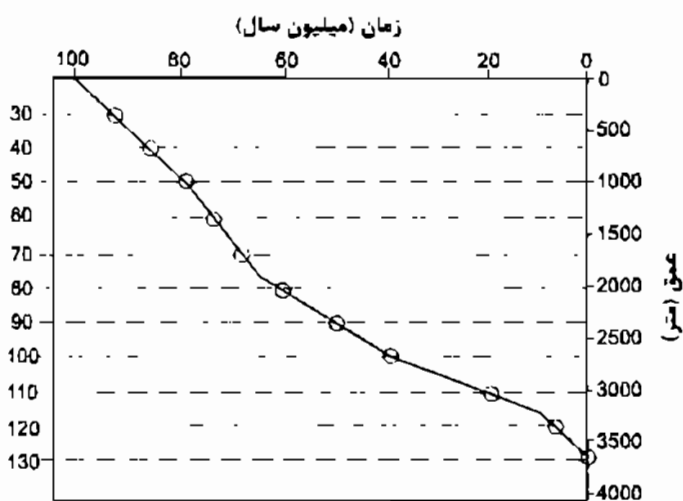
متداول‌ترین فاکتور پیچیده در ساخت منحنی‌های تاریخچه تدفین، فرسایش است. فرسایش در منحنی تاریخچه تدفین توسط حرکت بطرف بالای منحنی نشان داده می‌شود. اگر بعد از فرسایش، رسوبگذاری مجدداً آغاز شود، منحنی تاریخچه دفن دوباره با تمایل بطرف پایین شروع می‌شود (شکل ۵-۱۴).



شکل ۵-۱۴ - حذف ۱۰۰۰ متر رسوب در اثر یک بالامدگی در طی ۷۰ الی ۶۰ میلیون سال گذشته

۳-۲-۲-۵ محاسبه بلوغ حرارتی سنگ منشأ

بعد از ساخته شدن منحنی‌های تاریخچه تدفین و شبکه‌های درجه حرارت، باید آن‌ها را روی هم نمایش داد. شکل ۵-۱۵ روی هم قرارگیری ساده‌ترین شبکه درجه حرارت شکل ۵-۱۱ را بر روی منحنی تاریخچه تدفین قدیمی‌ترین سازند از چاه فرضی شکل ۵-۸ نشان می‌دهد. در این شکل محل تقاطع منحنی تاریخچه دفن به هر ایزوترم (خطوط هم‌حرارت) به وسیله نقاط مشخص شده است. این نقاط زمان و محدوده‌های درجه حرارت را که باید در محاسبات استفاده نمود بیان می‌کنند. اینتروال‌های درجه حرارت، توسط فواصل ایزوترمی برای هر ۱۰ درجه سانتیگراد تعریف می‌شوند. یک فاصله زمانی، مدت زمانی است که سنگ در محدوده درجه حرارتی خاص گذرانده است. بلوغ کل با جمع نمودن بلوغ اضافه شده در هر محدوده



شکل ۵-۱۵ - روی هم قرارگیری منحنی تاریخچه

دفن بر روی ساده‌ترین شبکه درجه حرارت

درجه حرارت محاسبه می‌شود. حالا ما می‌توانیم محاسبات بلوغ را انجام دهیم. تئوری نرخ واکنش شیمیایی بیان می‌کند که نرخ هر واکنش تقریباً با هر ۱۰ درجه افزایش، دو برابر خواهد شد. برطبق محاسبات بلوغ، برای تعریف هر دو فاکتور زمان و درجه حرارت به هر یک از محدوده‌های درجه حرارت، نشان داده شده در شکل ۵-۱۵، نیاز است.

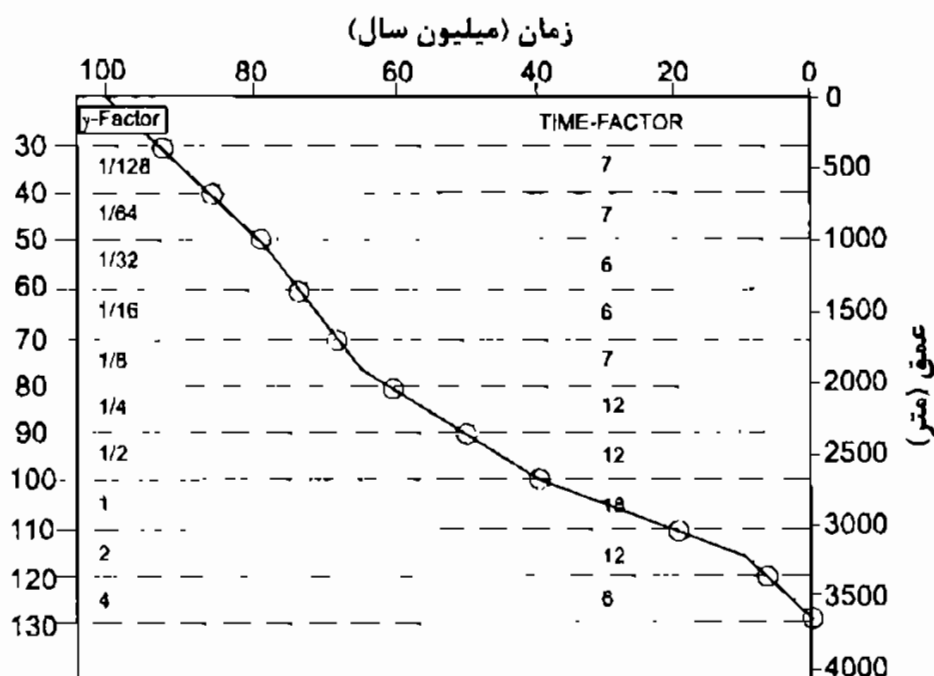
لوپاتین عامل زمان را به طور ساده، به صورت طول زمان در میلیون سال بیان نمود، که سنگ در هر محدوده حرارتی گذرانده است. فاکتور درجه حرارت به طور نمایی با افزایش دما افزایش می یابد. لوپاتین اینتروال ۱۱۰-۱۰۰ درجه سانتیگراد را به عنوان مبنا انتخاب نمود و آن را به یک مقدار شاخص $n=0$ نسبت داد. مقادیر شاخص n مرتباً در درجه حرارت‌های بالاتر، افزایش و در درجه حرارت‌های پایین‌تر کاهش می یابد (جدول ۵-۶). هر محدوده درجه حرارت، که لوپاتین آن را با γ نشان می دهد، توسط معادله زیر به دست آمده است:

$$\gamma = 2^n$$

جدول ۵-۶ - ارتباط بین درجه حرارت سنگ، n و فاکتور γ

فاکتور حرارت (γ)	n	دامنه درجه حرارت (سانتیگراد)
۱/۱۲۸	-۷	۴۰-۳۰
۱/۶۴	-۶	۵۰-۴۰
۱/۳۲	-۵	۶۰-۵۰
۱/۱۶	-۴	۷۰-۶۰
۱/۸	-۳	۸۰-۷۰
۱/۴	-۲	۹۰-۸۰
۱/۲	-۱	۱۰۰-۹۰
۱	۰	۱۱۰-۱۰۰
۲	۱	۱۲۰-۱۱۰
۴	۲	۱۳۰-۱۲۰
۸	۳	۱۴۰-۱۳۰
۱۶	۴	۱۵۰-۱۴۰
۳۲	۵	۱۶۰-۱۵۰
۶۴	۶	۱۷۰-۱۶۰

بنابراین فاکتور γ به صورت نمایی وابستگی بلوغ به درجه حرارت را نشان می دهد. از ضرب فاکتور زمان (time factor) هر محدوده حرارتی در فاکتور γ ، اندیس زمان-حرارت یا TTI به دست می آید. مقدار TTI، بلوغ به دست آمده سنگ در آن محدوده حرارتی را نشان می دهد. برای به دست آوردن بلوغ کل، باید همه مقادیر TTI سنگ را جمع نمود. گام اول در محاسبه TTI در شکل ۵-۱۶ نشان داده شده است، جایی که فاکتورهای زمان و γ برای هر محدوده حرارتی روی منحنی تاریخچه دفن نشان داده می شود. در جدول ۵-۷ مقادیر TTI محدوده و TTI کل تا زمان حاضر محاسبه شده است.



شکل ۵-۱۶ - در این شکل فاکتورهای زمان و درجه حرارت (γ) برای هر محدوده حرارتی بر روی منحنی تاریخچه تدفین نشان داده شده است

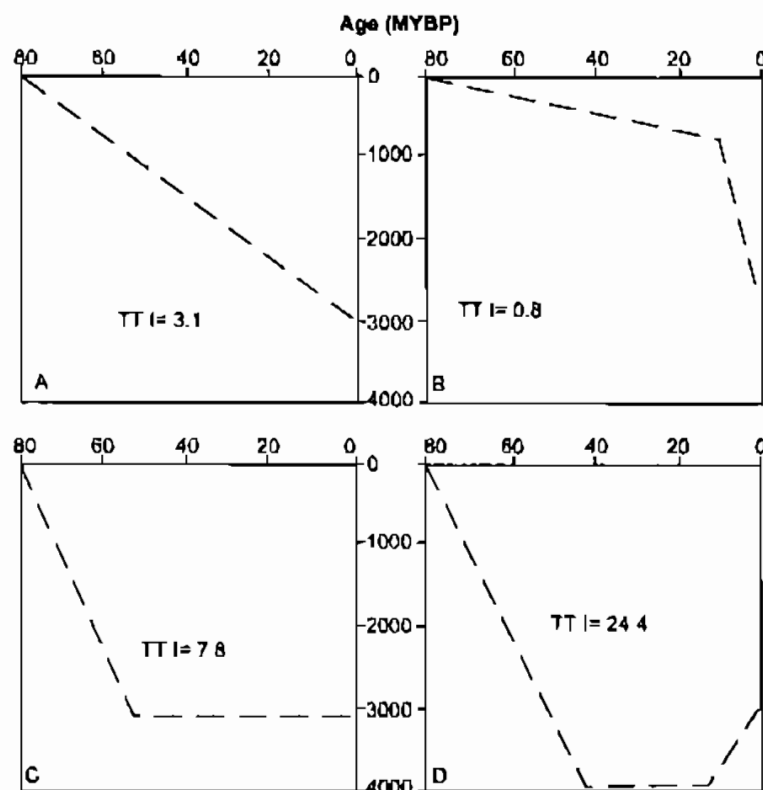
جدول ۵-۷ - خلاصه‌ای از محاسبه برای چاه فرضی با رسوبات به قدمت ۱۰۰ میلیون سال

زمان (m.y.BP)	TTI کل	TTI محدوده	فاکتور زمان	فاکتور γ	درجه حرارت محدوده (سانتیگراد)
۸۶	۰.۰۵	۰.۰۵	۷	۱/۱۲۸	۴۰-۳۰
۷۹	۰.۱۶	۰.۱۱	۷	۱/۶۴	۵۰-۴۰
۷۳	۰.۳۵	۰.۱۹	۶	۱/۳۲	۶۰-۵۰
۶۷	۰.۷۳	۰.۳۸	۶	۱/۱۶	۷۰-۶۰
۶۰	۱.۶	۰.۸۸	۷	۱/۸	۸۰-۷۰
۴۸	۴.۶	۳	۱۲	۱/۴	۹۰-۸۰
۳۶	۱۰.۶	۶	۱۲	۱/۲	۱۰۰-۹۰
۱۸	۲۸.۶	۱۸	۱۸	۱	۱۱۰-۱۰۰
۶	۵۲.۶	۲۴	۱۲	۲	۱۲۰-۱۱۰
۰	۷۶.۶	۲۴	۶	۴	۱۳۰-۱۲۰

همچنین ممکن است مقدار TTI کل در هر زمانی در گذشته به سادگی با توقف محاسبه در آن زمان به دست آید. برای مثال TTI کل در طول الیگوسن پیشین (۳۶Ma) برابر ۱۰/۶ بوده است.

۴-۲-۲-۵ فاکتورهای تدفین مؤثر بر بلوغ حرارتی

چون بلوغ حرارتی توسط زمان و درجه حرارت پختگی کنترل می‌شود، تاریخچه تدفین قویاً بلوغ حرارتی سنگ منشأ را متأثر می‌کند. شکل ۵-۱۷ چهار نوع مسیری را که توسط یک سنگ قدیمی ۸۰ میلیون ساله، که عمق دفن کنونی آن ۳۰۰۰ متر است، نشان می‌دهد. در شکل ۵-۱۷ A سنگ با یک نرخ ثابت در تمام تاریخ ۸۰ میلیون سال دفن شده است. در شکل ۵-۱۷ B دفن در طول ۷۰ میلیون سال اول خیلی آهسته بوده است، اما در ۱۰ میلیون سال آخر کاملاً سریع دفن شده است. شکل ۵-۱۷ C دفن سریع در طی ۲۰ میلیون سال اول را نشان می‌دهد که با یک هیاتوس رسوبی غیر فرسایشی برای ۶۰ میلیون سال آخر ادامه یافته است. شکل ۵-۱۷ D چهل میلیون سال دفن سریع تا عمق ۴۰۰۰ متری، سپس یک هیاتوس ۳۰ میلیون ساله و بعد در طی ۱۰ میلیون سال بالآمدگی و فرسایش به عمق ۳۰۰۰ متری رسیده است. مقادیر TTI به طور محسوسی در این چهار طرح فرق می‌کند. بلوغ محاسبه شده در شکل ۵-۱۷ D به مراتب بالاتر است، زیرا به درجه حرارت عمق ۳۰۰۰ رسیده و تا ۴۰۰۰ متر نیز ادامه یافته و برای مدت زمانی نیز در آن عمق بوده بدون اینکه فرسایش نیز بوده باشد.



شکل ۵-۱۷ - چهار منحنی تاریخچه تدفین احتمالی برای یک سنگ ۸۰ میلیون ساله که در حال حاضر در عمق ۳۰۰۰ متری قرار دارد. مقادیر TTI بر حسب درجه حرارت سطحی ۱۹ درجه و شیب زمین گرمایی ۳۰ درجه سانتیگراد محاسبه شده است

۵-۲-۲-۵ تفسیر مقادیر TTI

بدیهی است که مقادیر TTI کالیبره نشده ارزش زیادی ندارند. برای مفید بودن، آن‌ها باید با مقادیر اندازه‌گیری شده از دیگر روش‌ها مقایسه گردند. جدول ۵-۸ تطابق TTI و زایش هیدروکربن را نشان می‌دهد. آغاز زایش هیدروکربن بر حسب TTI برای کروژن‌های گوناگون، متفاوت است (۱) TTI= برای رزینیت، ۳ TTI= برای کروژن‌های باسولفور بالا و ۱۰ TTI= برای کروژن‌های نوع II و ۱۵ TTI= برای کروژن‌های نوع سوم).

جدول ۵-۸ - تطابق مقادیر TTI و انعکاس و پترینایت با زایش هیدروکربن

Ro	TTI	زایش هیدروکربن
۰.۴	۱	نفت مبعانی از رزینیت
۰.۵	۳	
۰.۶	۱۰	تسرع زایش نفت
۰.۶۵	۱۵	
۰.۷	۲۰	حداکثر تولید نفت
۰.۹	۵۰	
۱	۷۵	پایان زایش نفت
۱.۳۵	۱۸۰	گاز تر
۲	۹۰۰	گاز خشک

۵-۳ شیل‌های نفتی (Oil Shales)

شیل‌های نفتی سنگ منشأهایی هستند که هیچ‌گاه به درجه حرارت لازم جهت زایش نفت و گاز نرسیده‌اند. این سنگ‌های دانه‌ریز دارای مقادیر قابل توجهی کروژن می‌باشند. شیل‌های نفتی و سنگ‌های منشأ نفت به مقدار زیاد با یکدیگر متفاوتند. یک شیل نفتی معمولاً وضعیت نابالغ کروژن پیش از دفن عمیق را حفظ می‌کند و فقط تحت تجزیه حرارتی، نفت تولید می‌کند. از طرف دیگر یک سنگ منشأ نفت به منظور تبدیل کروژن به نفت، نیاز به دفن قابل ملاحظه و درجه حرارت کاتائزتری دارد. شیل‌هایی که غنی از ماده آلی‌اند و به طور عمیق دفن شده‌اند، شیل‌های نفتی پرباری نیستند، حتی اگر چین‌خوردگی بعدی و فرسایش باعث برگشتن شیل به سطح زمین شده باشد. در شیل‌های نفتی، نفت در داخل ساختمان پیچیده کروژن قرار دارد. این نفت فقط با حرارت دادن شیل نفتی تا بیش از ۵۰۰ درجه سانتیگراد، طی فرایند پایرولیز تولید می‌شود و لذا شیل نفتی در تعریف عبارتست از هر سنگ رسوبی دانه‌ریزی که در طول فرایند پایرولیز نفت تولید کند. مقدار دقیق مواد آلی مورد نیاز، که بتوان یک سنگ دانه‌ریز غنی از مواد آلی را شیل نفتی نامید، اختیاری است. معمولاً حداقل ۵٪ وزنی محتوای مواد آلی برای شیل نفتی در نظر گرفته می‌شود. ماتریکس شیل شامل کانی‌های رسی،

کربنات‌ها و کوارتز است. ماده آلی معمولاً مرکب از جلبک‌های دریایی یا آب شیرین است ولی دیگر ارگانوسم‌های پلانکتونی و باکتری‌ها نیز ممکن است به میزان زیاد وجود داشته باشند. تمامی شیل‌های نفتی عمدتاً کروژن نوع I و II دارند. شیل‌های نفتی در بسیاری از نقاط دنیا در زمان‌های مختلف یافت می‌شوند. تخمین زده می‌شود که شیل‌های نفتی دنیا بیش از چهار تریلیون بشکه نفت داشته باشند، که فقط حدود ۲٪ آن با تکنولوژی امروزی قابل استخراج است.

شیل‌های نفتی معمولاً دارای لامیناسیون ظریف متشکل از تناوب لامینه‌های غنی از ماده آلی و ماتریکس رسی هستند. لامیناسیون، رسوبگذاری آرام و نبود موجودات کف‌زی را نشان می‌دهد. در این محیط بسته، در اثر فساد ماده آلی، اکسیژن برای تولید گاز کربنیک مصرف می‌شود. بدین ترتیب ماده آلی از انتقال مجدد توسط جانوران کف‌زی و از تجزیه میکروب‌های هوازی حفظ می‌شود. محیط‌هایی که شیل‌های نفتی در آنجا نهشته می‌شوند معمولاً بیشتر مشابه با همان‌هایی هستند که سنگ‌های منشأ هیدروکربنی در آن‌ها وجود دارند، نظیر دریا‌های کم عمق، دریاچه‌ها، باتلاق‌ها و مرداب‌ها. شیل‌های نهشته شده در دریا‌های کم عمق نازک لایه (به ضخامت چند متر تا چند ده متر) و با گسترش زیاد (بیش از صدها تا هزاران کیلومتر مربع) هستند. رخنمون‌های متعددی از شیل‌های نفتی شناخته شده‌اند. یکی از بهترین نمونه‌های شیل نفتی، سازند گرین‌ریور (Green River) به سن ائوسن در غرب آمریکا می‌باشد. این سازند حدوداً دارای ۲ تریلیون بشکه نفت است. این شیل‌ها، شیل واقعی نیستند بلکه در واقع مارن‌های غنی از کروژن نوع I هستند. این مارن‌ها در بخش شرقی کوه‌های راکی در محیط دریاچه‌ای نهشته شده‌اند.

۴-۵ محیط‌های رسوبی سنگ‌های منشأ

از مدت‌ها قبل، رسوبات ریزدانه آواری و کربناته به عنوان سنگ‌های اصلی منشأ نفت شناخته شده‌اند. غالباً ظرفیت نفتزایی سنگ منشأ را براساس کمیت و کیفیت مواد آلی موجود در آن ارزیابی می‌کنند. از نقطه نظر شیمیایی، مواد آلی غنی از هیدروژن بیشترین پتانسیل نفتزایی (oil prone) را دارند، درحالی‌که مواد آلی تخریبی دارای هیدروژن کم و بیشتر گاززا (gas-prone) هستند.

در دریا مواد آلی در قسمت‌هایی حفظ می‌شوند که از نظر اکسیژن فقیر باشند و این قسمت‌ها در لایه‌های پایین آب قرار دارند. تجمع مواد آلی در قاره‌ها، احتیاج به شرایط خاص دارد، از جمله باتلاق‌های پیتی (bog peat) که در آب و هوای مرطوب در مرحله اول زغال‌سازی

تشکیل می‌شوند. این مواد آلی عمدتاً از قطعات گیاهانی تشکیل می‌شوند که سرعت اکسیداسیون و تجزیه باکتریایی کمی دارند. این مواد هیدروژن کمتری داشته و از نظر تولید نفت نسبت به نوع دریایی غنی نیستند. علاوه بر مقدار و نوع ماده آلی، فاکتورهای چینه‌شناسی نیز نقش مهمی در تخمین و ارزیابی نفتزایی سنگ منشأ دارند. ضخامت، گسترش جانبی و حجم سنگ منشأ از جمله این فاکتورها هستند.

در این بخش از کتاب به محیط‌های رسوبی مناسب برای رسوبگذاری سنگ منشأ اشاره می‌شود.

۵-۴-۱ حوضه‌های بسته دریای عمیق (Deep Marine Silled Basins)

حوضه‌های بسته فاقد اکسیژن، مکان‌های عمده تشکیل سنگ منشأ هستند. دریای سیاه را به عنوان نمونه امروزی می‌توان مثال زد. در این نوع حوضه‌ها، کنترل کننده رسوبات غنی از کربن آلی، آب‌های کف فاقد اکسیژن است که منجر به حفظ زیاد کربن آلی می‌شود. اگرچه کنترل کننده‌های دیگری مانند قدرت تولید اولیه بیولوژیکی، دگرسانی بیوشیمیایی مواد آلی، زمان و مکانیسم حمل، اندازه خرده‌ها و میزان رسوبگذاری نیز نقش دارند.

به طور کلی حالت آنوکسیک وقتی ایجاد می‌شود که تقاضای اکسیژن بیش از تأمین آن باشد و چرخش آب به دلیل لایه‌بندی (stratification) در آب وجود نداشته باشد. در حالت معمولی، آب موجود در حوضه‌های بسته، راکد است و معمولاً آب‌های سطحی، غنی از اکسیژن بوده و آب‌های کف در حالت آنوکسیک هستند. رسوبگذاری معمولاً در عمق ۲۰۰ متری انجام می‌گیرد و راکد بودن آب به دلیل لایه‌بندی تشدید می‌شود. در دریای سیاه، آب دریا از مدیرانه تأمین می‌شود و چون شوری این آب کم است در سطح قرار می‌گیرد. بنابر این مرز هالوکلین (halocline) تبدیل به مرز آنوکسیک می‌شود. بررسی‌ها نشان داده است که وقتی آب‌های کف به مدت ۷۰۰۰ سال به این صورت باقی می‌ماند، مقدار کربن آلی آن از ۰٫۷٪ به ۲۰٪ می‌رسد و دارای ضخامت ۴۰ سانتیمتر می‌گردد و به صورت شیل‌های سیاه در می‌آیند.

به طور خلاصه، حوضه‌های بسته با جابجایی کم آب بین سطح و عمق مشخص می‌شوند. غالباً در این حوضه‌ها یک زون باریک در ستون آب وجود دارد که خصوصیات فیزیکی و شیمیایی آب، همچون دما، چگالی، شوری، اکسیژن و H_2S بصورت ناگهانی تغییر می‌کند. در زیر این زون، تجزیه مواد آلی محدود می‌شود و رسوبات این زون، غنی از کربن آلی هستند.

۲-۴-۵ مناطق با جریان‌های رو به بالا (Upwelling)

این مناطق، نواحی هستند که توده‌های بزرگی از آب‌های سرد اقیانوسی، مواد غذایی و اکسیژن محلول را از اعماق اقیانوس به سطح انتقال می‌دهند. این آب‌ها دارای مواد مغذی همچون نیترات، فسفات و سیلیکات هستند، بنابراین باعث تولید موجودات زیادی می‌شوند. این مناطق درصد بسیار کوچکی از اقیانوس‌های فعلی را تشکیل می‌دهند و غالباً در سواحل شمال غرب آفریقا، جنوب غرب آفریقا، پرو و شمال غرب آمریکای شمالی است. رسوبات این مناطق حاوی کربن آلی زیاد، سیلیس بیوژنیک زیاد، فسفر و نرخ بالای رسوبگذاری بیوژنیک است.

۳-۴-۵ فلات‌های قاره‌ای بدون اکسیژن (Anoxic Continental Shelves)

شیل‌های سیاه که در محیط‌های کم عمق دریایی رسوب کرده‌اند، عمدتاً مربوط به پالئوزوئیک و مزوزوئیک هستند، اما هیچ مشابه امروزی برای مقایسه با آن‌ها وجود ندارد. به عنوان مثال شیل‌های سیاه کربونیفر پسین اروپا و شمال آمریکا از نمونه این نوع رسوبات است. این شیل‌ها فازهای پیشرونده سکانس‌های رسوبی کربونیفر هستند که بین رخساره‌های دریایی و غیردریایی قرار دارند و معمولاً کم‌ضخامت بوده و فاقد فسیل‌های بنتیک و آثار زیست‌آشفستگی (bioturbation) هستند و تحت وضعیت آنوکسیک رسوب کرده‌اند. چرخه‌های پیشرونده-پسرونده، کنترل کننده‌های عمده تجمع شیل‌های سیاه شمال آمریکا هستند. پیشروی سریع دریای اپی‌کنتیننتال (epicontinental sea) روی زغال‌های نارس باتلاقی و پهنه دلتایی انجام می‌گیرد و باعث فراوانی و جریان مواد غذایی و مواد هومیک در محیط دریایی می‌شود. مواد غذایی باعث افزایش رشد جلبک‌ها می‌شود و حالت آنوکسیک تشدید می‌یابد. زمانی که پیشروی از ماکزیمم خود فراتر می‌رود، تمامی باتلاق‌ها و پهنه‌های دلتایی زیر آب می‌روند و گسترش آن‌ها کم می‌شود و جریان مواد مغذی و مواد هومیک و قدرت تولید کاهش می‌یابد و لذا شدت حالت آنوکسیک و محافظت مواد آلی کم می‌شود و رسوبگذاری شیل‌های سیاه خاتمه می‌یابد. پسروی بعدی منجر به ایجاد دوباره پهنه دلتایی و باتلاق‌ها می‌شود و دوباره وضعیت برای تشکیل شیل‌های سیاه مساعد می‌گردد.

۴-۴-۵ مخروط‌های زیردریایی پیشرونده (Progradational Submarine Fans)

مخروط‌های زیردریایی پیشرونده، سکانس‌های رسوبی هستند که در دریای عمیق نزدیک قاره تجمع می‌یابند و معمولاً توسط رودخانه تغذیه می‌شوند. مثال‌های امروزی آن، مخروط

می‌سی‌سی‌پی و بنگال است. رسوبات پلاژیک پالئوسن و الیگوسن مخروط بنگال تقریباً فاقد کربن آلی است و حاوی حدود ۰.۸٪ کربنات مشتق شده از ارگانسیم‌های پلانکتونی و بنتیک هستند. با کاهش عمق و افزایش پیشروی مخروط بنگال، مقدار کربنات کاهش می‌یابد ولی مقدار کربن آلی افزایش پیدا می‌کند. این حالت در اثر ورود رودخانه‌های گنگ (Ganges) و براهماپوترا (Brahmaputra) به اقیانوس هند انجام می‌گیرد. مواد آلی رسوب یافته منشأ تخریبی دارند و فقیر از هیدروژن هستند. در مرکز اقیانوس هند، مقدار کربن آلی و تجمع کربنات نسبت مستقیم دارند که علت آن تأثیر میزان بالای حفاظت مواد آلی در نتیجه دفن سریع است. به طور خلاصه می‌توان گفت که رسوبات مخروط‌های زیردریایی با مقدار بیشتر کربن آلی از رسوبات دریایی عمیق شناخته می‌شوند. آن‌ها دارای مواد آلی با هیدروژن کم می‌باشند که منشأ تخریبی دارد. حفاظت مواد آلی در اثر دفن سریع در مخروط‌ها ناشی از جریان‌های توربیدیتی است.

۵-۴-۵ محیط‌های تبخیری (Evaporitic Environment)

در طی مطالعات اخیر مشخص شده است که توده‌های زیستی می‌توانند در حد زیادی در محیط‌های تبخیری وجود داشته باشند. مواد آلی موجود در لاگون خیلی شور (hypersaline) به فراوانی گزارش شده است. لاگون سه منبع اصلی برای رسوبگذاری مواد آلی در اختیار دارد که شامل فرش‌های میکروبی (microbial mat)، مانگروها (mangroves) و علف‌های دریایی (sea-grass) است. مانگروها در منطقه اینترتایدال رشد میکنند و مواد آلی در قسمت سوپراتایدال سبخا از فرش‌های میکروبی منشأ می‌گیرند. هر سه منبع حاوی اندیس هیدروژن (HI) بالایی هستند. در حالی که این رسوبات غنی، از مواد آلی تشکیل می‌شوند، در مجاورت آن‌ها کربنات‌های کم عمق فقیر از کربن آلی تشکیل می‌شود.

رسوبات تبخیری الیگوسن حوضه فرانسه به خوبی مطالعه شده است و نتیجه اول این است که نمک و انیدریت دارای مواد آلی کمی هستند اما به علت نرخ بالای رسوبگذاری، نرخ تجمع مواد آلی نیز زیاد است. مارلستون‌های نازک متناوب با آن‌ها نیز دارای بیش از ۵٪ مواد آلی است.

۶-۴-۵ دریاچه‌ها (Lakes)

دریاچه‌ها بعنوان مکان‌هایی مناسب برای رسوبگذاری سنگ‌های غنی از نفت شناخته شده‌اند. غنی‌شدگی رسوبات دریاچه‌ای وابسته به تأمین مواد غذایی از رودخانه‌ها و پاینداری لایه‌بندی آب می‌باشد. رسوبات آلی دریاچه تانگانیکا نشان می‌دهد که وضعیت رسوبگذاری آلی در این

دریاچه شبیه حوضه‌های دریایی محدود، همچون دریای سیاه است و اکثر مواد آلی در عمیق‌ترین قسمت دریاچه رسوب می‌کنند. دریاچه‌ها محیط مناسبی برای رسوبگذاری شیل‌های نفتی هستند. از شیل‌های نفتی می‌توان شیل‌های نفتی ائوسن مسل (Messel) و میوسن نوردلینگر (Nordlinger) در جنوب غرب آلمان را نام برد. شیل‌های مسل در محیطی با آب و هوای گرم و مرطوب همراه با ورود رودخانه‌های غنی از مواد آلی شکل گرفته است. از طرف دیگر، چرخش آب به صورت ورود و یا خروج باعث به هم زدن لایه‌بندی آب نمی‌شده است. این حالت از لامینه‌های متوالی غنی از جلبک و غنی از رس (ضخامت ۰/۱ میلیمتر) استنتاج می‌شود. عدم وجود اکسیژن در سطح آب/رسوب از عدم وجود زیست‌آشفته‌گی معلوم می‌شود. در این دریاچه، عوامل تکتونیکی باعث ایجاد گرابن و ایجاد رسوبات ضخیم شده است. نوع مواد آلی در دریاچه به وضعیت محیطی خشکی‌های مجاور بستگی دارد. در شیل‌های مسل باقیمانده گیاهان خشکی وارد دریاچه می‌شود (حدود ۲۰٪).

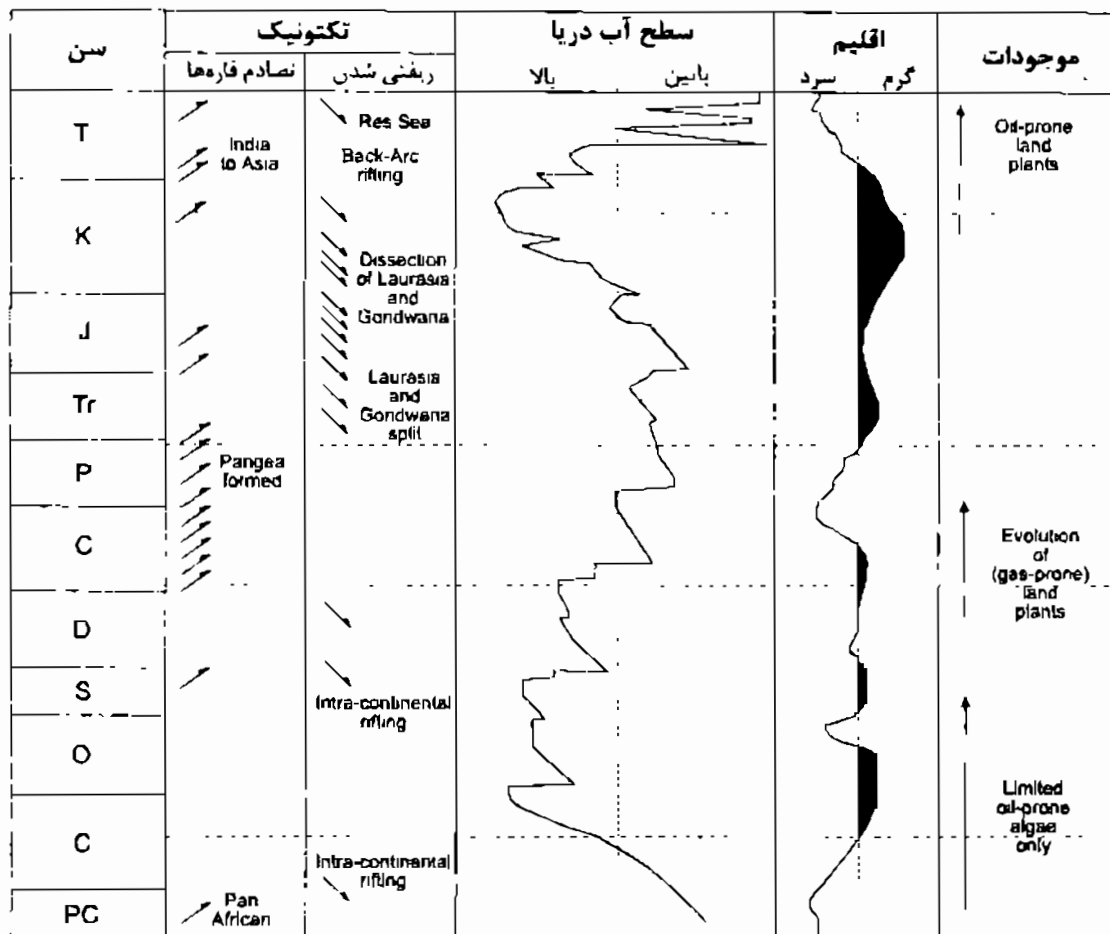
۷-۴-۵ سکانس‌های دلتایی-رودخانه‌ای

رسوبات رودخانه‌ای و دلتایی مهمترین سنگ منشأ برای گاز طبیعی هستند، اگرچه بعضاً بعنوان سنگ منشأ نفت نیز گزارش شده‌اند (بخصوص در استرالیا، اندونزی و دریای شمال). سکانس‌های رودخانه‌ای - دلتایی حاوی زغال، در آب و هوای مرطوب گسترش دارند و بیشترین مواد آلی را دارا می‌باشند. از نظر پتروگرافی، ماده آلی در رسوبات رودخانه‌ای و دلتایی از ماسرال‌های مختلف تشکیل شده است، ولی گروه ماسرال غالب ویتروینایت است. به طور خلاصه، در سکانس‌های دلتایی - رودخانه‌ای، زغال می‌تواند منشأ گاز طبیعی و متان باشد. در حوضه‌های دارای زغال، مادستون و سیلتستون غالباً درصد بالایی از کربن ارگانیکی دارند که باعث افزایش پتانسیل هیدروکربن‌زایی زغال‌ها می‌شوند.

۵-۵ تکتونیک و سنگ منشأ

شکل ۵-۱۸ پراکندگی سنگ منشأهای نفت را در طول زمان زمین‌شناسی نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که شرایط خاص تکتونیکی برای گسترش سنگ‌های منشأ لازم است. حداکثر گسترش سنگ‌های منشأ دریایی در دونین پسین و در ژوراسیک پسین - کرتاسه منطبق بر اشتقاق قاره‌ها و حداکثر فعالیت کششی است. لذا عمده سنگ منشأها در شرایط کششی (extentional tectonic settings) تشکیل می‌شوند، از جمله در حوضه‌های حواشی غیرفعال (passive margins) و حوضه‌های پشت‌قوسی (back-arc basins). یکی از دلایلی که توسعه سنگ‌های منشأ را در شرایط کششی تبیین می‌نماید، در واقع بالا آمدن جهانی سطح

آب دریاهاست. این پدیده در طی ماکزیمم فعالیت رشته‌های میان اقیانوسی و بالا آمدن آن‌ها و اشغال حجم وسیعی از اقیانوس‌ها به حداکثر خود می‌رسد و در بعضی نواحی بالا آمدن حدود ۴۰۰ متر سطح آب دریا گزارش شده است. بالا آمدن جهانی سطح آب سبب گسترش فلات‌های قاره، جایی که سنگ‌های منشأ دریایی نهشته می‌شوند، می‌گردد.



شکل ۵-۱۸ - توزیع سنگ‌های منشأ در طی زمان زمین‌شناسی

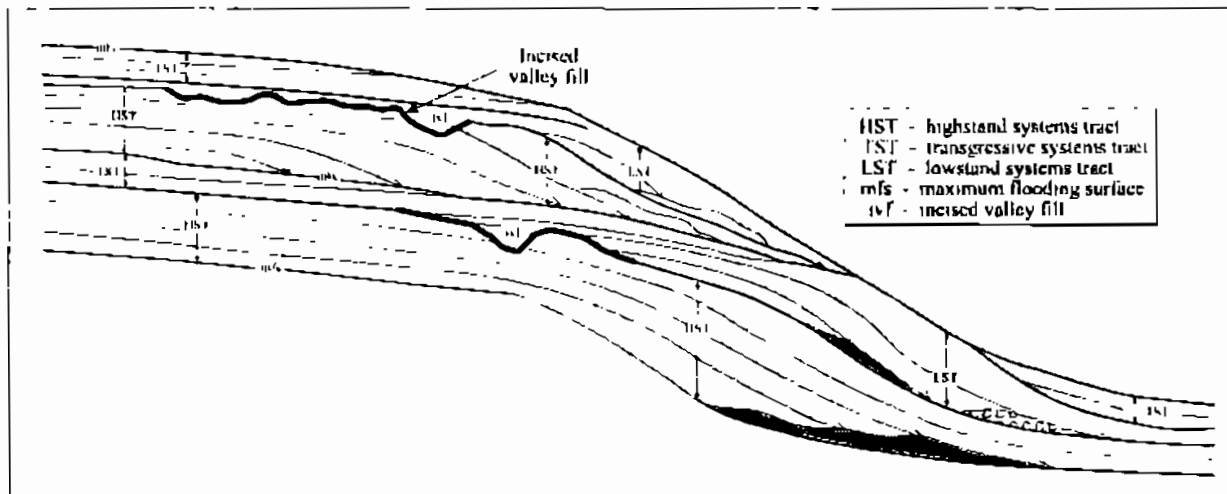
۵-۶ نقش چینه‌شناسی سکانشی در مطالعه گسترش و پراکندگی سنگ‌های منشأ

با توجه به این که در طی توصیف شرایط مناسب رسوبگذاری سنگ‌های منشأ و مخزن از علم چینه‌شناسی سکانشی نیز استفاده شده است، لذا به نظر ضروری می‌رسد که در این بخش از کتاب به صورت بسیار مختصر و فشرده اشاره‌ای به مفاهیم اساسی این علم گردد.

۵-۶-۱ چینه‌شناسی سکانشی (Sequence Stratigraphy)

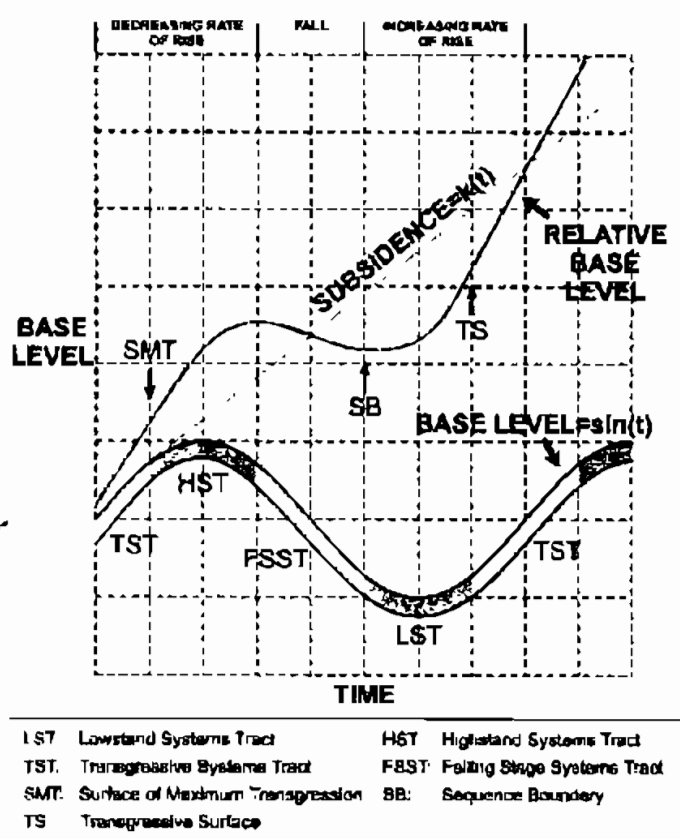
توالی یا سکانس (sequence) واحد اساسی چینه‌شناسی سکانشی است که از واحدهای هم‌رنز نسبتاً پیوسته‌ای تشکیل شده است که توسط سطوح ناپیوستگی و یا سطوح پیوسته معادل آن‌ها از بالا و پایین دربر گرفته شده است (شکل ۵-۱۹). یک سکانس رسوبی در اثر تغییرات

نسبی سطح آب دریا (sea level change) شکل می‌گیرد. یک توالی را می‌توان به واحدهای مشخصی به نام سیستم تراکت (systems tracts) تفکیک نمود که در تعریف، به مجموعه‌های رسوبی مرتبط و همزمان اطلاق می‌شود که در شرایط یکسان از نظر تغییرات سطح آب دریا شکل گرفته‌اند. سیستم تراکت‌ها توسط موقعیتشان در یک توالی و الگوی برانباشت (stacking pattern) مجموعه پاراسکانس‌ها (parasequence sets) از یکدیگر مشخص می‌شوند. یک پاراسکانس در واقع متشکل از یک سری لایه‌های پیوسته هم‌ژنز است که توسط سطوح پیشروی آب (marine flooding surface) از دیگر پاراسکانس‌ها جدا می‌شود. پاراسکانس‌ها به صورت پیشرونده به سمت دریا (progradational) می‌باشند و لذا لایه‌ها در یک پاراسکانس بسمت بالا کم عمق شونده (shoaling upward) هستند. یک سطح پیشروی آب نیز سطحی است که لایه‌های جوانتر را از قدیمتر جدا کرده و در آن سطح شواهد افزایش ناگهانی عمق آب وجود دارد. یک مجموعه پاراسکانس نیز متشکل از چندین پاراسکانس با یک الگوی انباشت مشخص است که توسط سطوح اصلی پیشروی آب از یکدیگر تفکیک می‌شوند.



شکل ۵-۱۹ - نمایی از یک سکانس رسوبی

چهار فاکتور اصلی، الگوی انباشت لایه‌ها و توزیع لیتوفاسیس‌ها را در سنگ‌های رسوبی کنترل می‌کنند. این فاکتورها فرونشست تکتونیکی (tectonic subsidence)، تغییرات جهانی سطح آب دریا (eustatic sea level change)، میزان رسوبات وارد به حوضه و اقلیم هستند. مجموع فرونشست تکتونیکی، که فضای مورد نیاز برای رسوبگذاری را فراهم می‌کند، و تغییرات جهانی سطح آب دریا، که عامل اصلی در کنترل الگوی انباشت لایه‌ها و توزیع لیتوفاسیس‌هاست، سبب تغییرات نسبی سطح آب دریا می‌شود. کلید اصلی برای فهم چینه‌شناسی، درک تغییرات نسبی سطح آب دریاست. شکل ۵-۲۰ دی‌گرام یوستازی (Eustasy) را در مقابل فرونشست تکتونیکی نشان می‌دهد. ترکیب این دو پارامتر، میزان



تغییرات نسبی سطح آب دریا را مشخص می‌کند که فضای مورد نیاز رسوبگذاری (accommodation) برای رسوبات را فراهم می‌سازد.

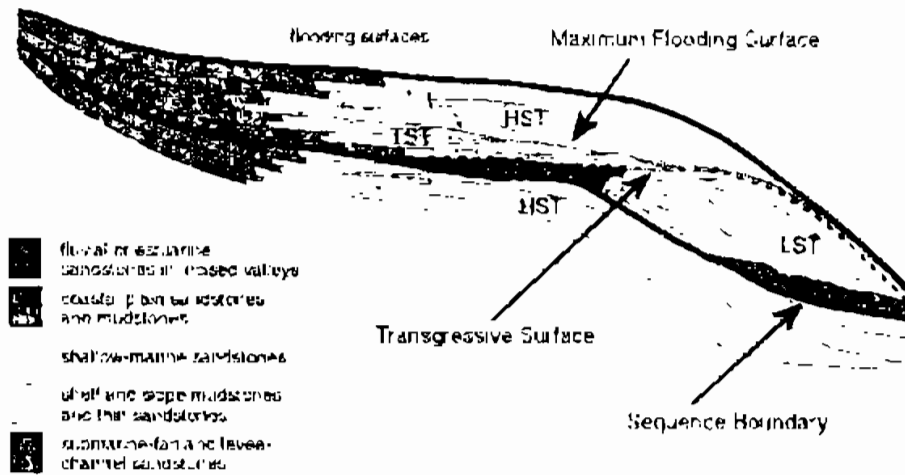
شکل ۵-۲۰ دیگرام یوستازی در مقابل فرونشست تکتونیکی

الگوی برانبارش چگونگی انباشته شدن لایه‌های رسوبی را بر روی یکدیگر بیان می‌کند که اصولاً به سه شکل پیشرونده (progradational)، برنهادی (aggradational) و پسرونده (retrogradational) است. الگوی

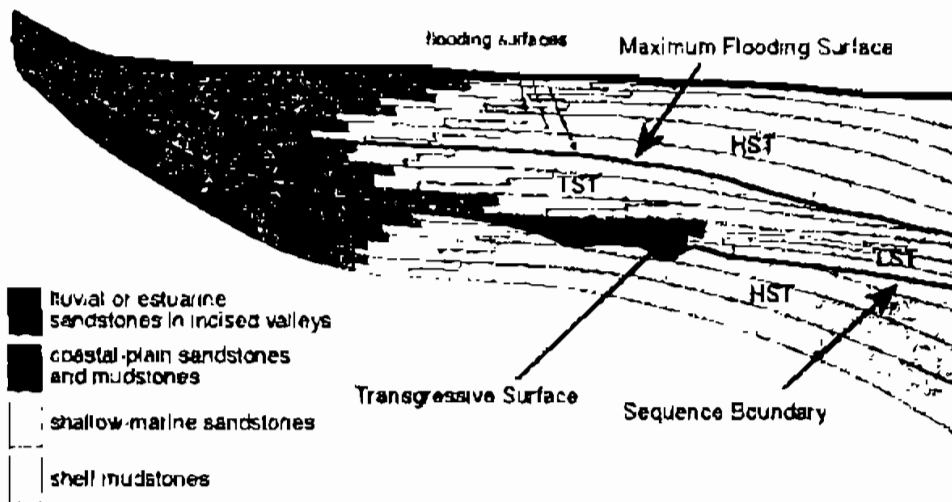
برانبارش پیشرونده زمانی شکل می‌گیرد که میزان ورود رسوب از مقدار فضای رسوبگذاری بیشتر باشد. در چنین حالتی رخساره‌ها به طرف حوضه جابجا می‌شوند. الگوی برانبارش برنهادی زمانی ایجاد می‌شود که میزان ورود رسوب و فضای رسوبگذاری یکسان باشند. در چنین حالتی رخساره‌ها به صورت عمودی بر روی یکدیگر انباشته می‌شوند. در الگوی برانبارش پسرونده میزان ورود رسوب به حوضه کمتر از مقدار فضای رسوبگذاری بوده و در چنین حالتی رخساره‌های رسوبی به طرف خشکی جابجا می‌شوند.

یک توالی در طی یک سیکل پیشروی و پسروی آب دریا شکل می‌گیرد. دو نوع توالی به نام‌های توالی نوع ۱ (type-1) و توالی نوع ۲ (type-2) در رسوبات قابل شناسایی است. توالی نوع ۱ (شکل ۵-۲۱ و ۵-۲۲)، توالی است که از پایین توسط مرز توالی نوع ۱ (type-1 sequence boundary) و از بالا به وسیله یک مرز توالی نوع ۱ یا ۲ محدود شده باشد. توالی نوع ۲ (شکل ۵-۲۳)، توالی است که از پایین توسط مرز توالی نوع ۲ (type-2 sequence boundary) و از بالا به وسیله یک مرز توالی نوع ۱ یا ۲ احاطه شده است. مرز توالی نوع ۱، سطحی است که زمانی که نرخ پایین آمدن سطح دریا بسیار سریع‌تر از فرونشست تکتونیکی باشد، شکل می‌گیرد. در این سطح، فرسایش ناشی از خروج از آب (subaerial exposure) به خوبی مشخص است و علاوه بر آن جابجایی خطوط ساحلی به مقدار زیاد به سمت دریا و لذا جابجایی رخساره‌ها به سمت مرکز حوضه مشخص است. مرز توالی

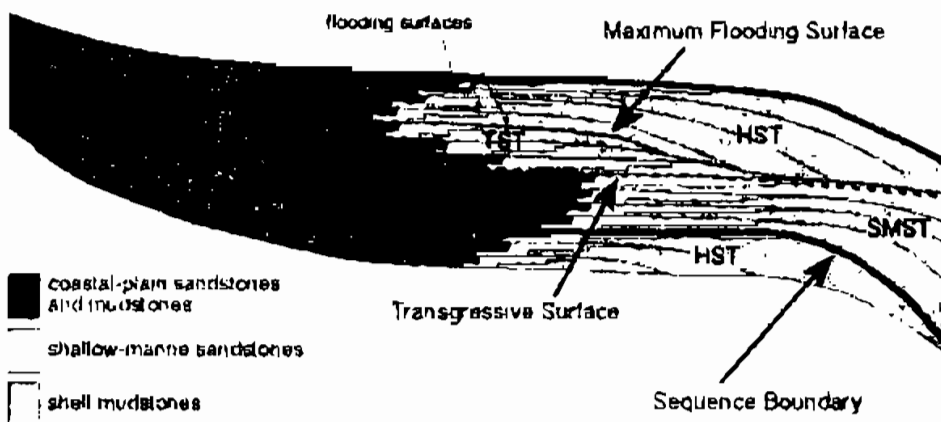
نوع ۲، سطحی است که در زمانی که نرخ پایین آمدن سطح دریا کمتر از نرخ فرونشست حوضه است، شکل می‌گیرد. در این سطح، فرسایش ناشی از خروج از آب ناچیز است و نیز جابجایی رخساره‌ها به سمت مرکز حوضه تدریجی است.



شکل ۵-۲۱ - الگوی لایه‌ها در یک توالی نوع ۱ که در یک حوضه دارای شیب قاره نهشته شده است



شکل ۵-۲۲ - الگوی لایه‌ها در یک توالی نوع ۱ که در یک حوضه از نوع رمپ نهشته شده است



شکل ۵-۲۳ - الگوی لایه‌ها در یک توالی نوع ۲

در سکانس‌های رسوبی سیستم تراکت‌های اصلی شامل موارد زیر است:

lowstand system tract (LST) ←

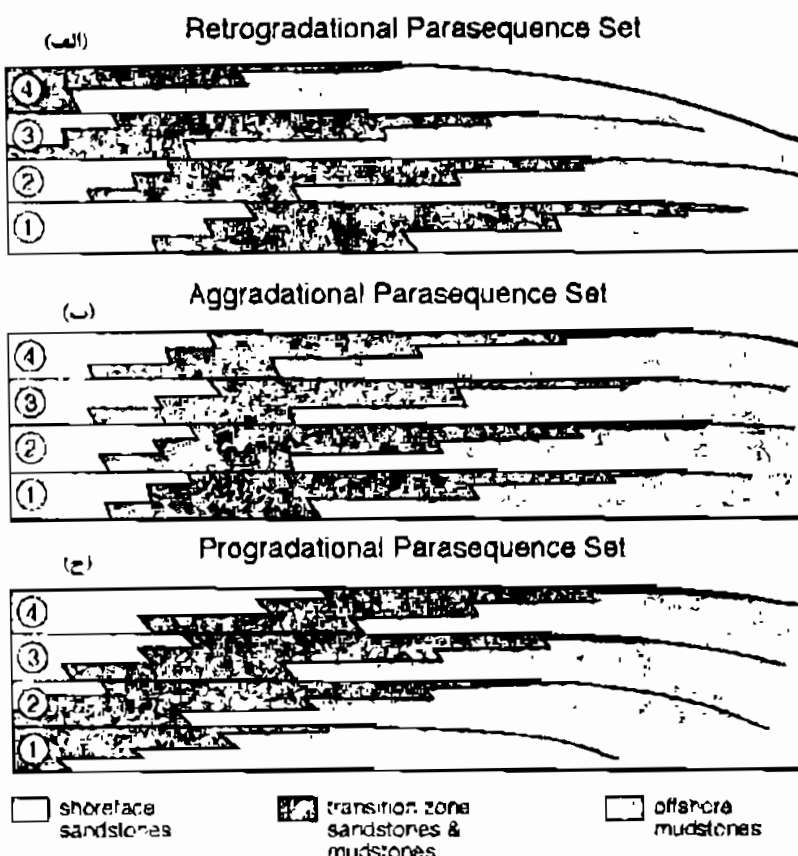
transgressive system tract (TST) ←

highstand system tract (HST) ←

shelf-margin system tract (SMST) ←

پایین‌ترین سیستم تراکت، LST نامیده می‌شود که بر روی مرز توالی نوع ۱ قرار دارد و اگر روی مرز توالی نوع ۲ قرار گیرد، SMST خوانده می‌شود. LST در طی اواخر افت سطح آب دریا (eustatic fall) یا اوایل بالا آمدن سطح آب دریا (eustatic rise) شکل می‌گیرد. LST اگر در یک حوضه رسوبی دارای شیب قاره نهشته شود، می‌تواند دارای سه بخش مخروط کف حوضه (basin floor fan)، مخروط شیب (slope fan)، و رسوبات گوه‌ای (lowstand wedge) باشد. TST یا سیستم تراکت میانی توسط برانباشت نوع مجموعه پاراسکانس‌های پشرونده (retrogradational parasequence sets) مشخص می‌شود (شکل ۵-۲۴ الف). این سیستم تراکت در طی پیشروی سریع سطح آب دریا شکل می‌گیرد. HST یا سیستم تراکت بسالایی با برانباشت نوع برنهادی (aggradational) و مجموعه پاراسکانس‌های برنهادی (aggradational parasequence sets) (شکل ۵-۲۴ ب) شروع و با مجموعه پاراسکانس‌های پیشرونده (progradational parasequence sets) (شکل ۵-۲۴ ج) خاتمه می‌یابد (شکل ۵-۲۴ ج). این سیستم

تراکت در طی اواخر پیشروی (rise)، ثبات (stillstand) و شروع افت (fall) سطح آب دریا، شکل می‌گیرد. شکل ۵-۲۴ انواع برانباشت را با توجه به نسبت فضای رسوبگذاری و میزان رسوبات وارد شده به حوضه نشان می‌دهد.



شکل ۵-۲۴ - انواع مجموعه پاراسکانس‌ها: الف) پشرونده، ب) برنهادی و ج) پیشرونده

۵-۶-۲ سنگ‌های منشأ در چهارچوب چینه‌شناسی توالی‌ها

سکانس استراتیگرافی، یک روش مناسب برای مطالعه گسترش و پراکندگی رخساره‌های غنی از مواد آلی است. با استفاده از سکانس استراتیگرافی می‌توان مقاطع لرزه‌ای (seismic) و رخنمون‌ها را به سیستم تراکت‌ها (system tracts) تقسیم کرد که در آن‌ها می‌توان عواملی را که کنترل کننده رسوبگذاری سنگ منشأ هستند ملاحظه کرد. مطالعه کامل چینه‌شناسی سکانسی ناحیه‌ای که سنگ منشأ در آن تشکیل شده برای پیش‌بینی گسترش جانبی و تغییرات آن لازم و ضروری است.

حفظ مواد آلی در داخل رسوبات به عوامل متعددی بستگی دارد که عبارتند از:

- فیزیوگرافی حوضه
- اقلیم
- میزان تولید مواد آلی در خشکی
- میزان تولید مواد آلی در دریا
- جریان‌های اقیانوسی
- نرخ رسوبگذاری
- عمق آب

تعدادی از این فاکتورها را نمی‌توان با استفاده از سیستم تراکت‌ها پیش‌بینی کرد. به عنوان نمونه نمی‌توان فاکتورهای اقلیم و جریان‌های اقیانوسی را با استفاده از این روش پیش‌بینی نمود.

۵-۶-۳ گسترش سنگ منشأ تخریبی در سیستم تراکت‌ها

در اینجا گسترش سنگ منشأها در داخل سیستم تراکت‌هایی که در اثر چرخه بالا و پایین رفتن سطح نسبی آب دریاها ایجاد می‌شوند، بحث خواهد شد.

(LST) Lowstand System Tract

در زمان اوایل LST مواد آرگانیکی شدیداً اکسیده می‌شوند. در این زمان فلات قاره و بخش فوقانی شیب قاره به صورت یک زون گذر رسوبات (sediment bypass zone) عمل می‌کند و بنابراین پتانسیل گسترش سنگ منشأ در این مناطق وجود ندارد و ورود مواد آرگانیکی تخریبی به طور محلی به مخروط‌های زیردریایی محدود می‌شود. اگر شرایط غیراکسیدان در حوضه وجود داشته باشد، سنگ منشأ می‌تواند در بخش‌های مرکزی حوضه دور از نقطه ورود رسوبات نیز تشکیل شود. گسترش رخساره‌های غنی از مواد آلی در شیب قاره و داخل حوضه به دلیل

بالا بودن شدت رسوبگذاری غیرمحمتمل می‌باشد. به طور کلی این سیستم تراکت مناسب برای گسترش سنگ منشأ نیست.

(TST) Transgressive System Tract

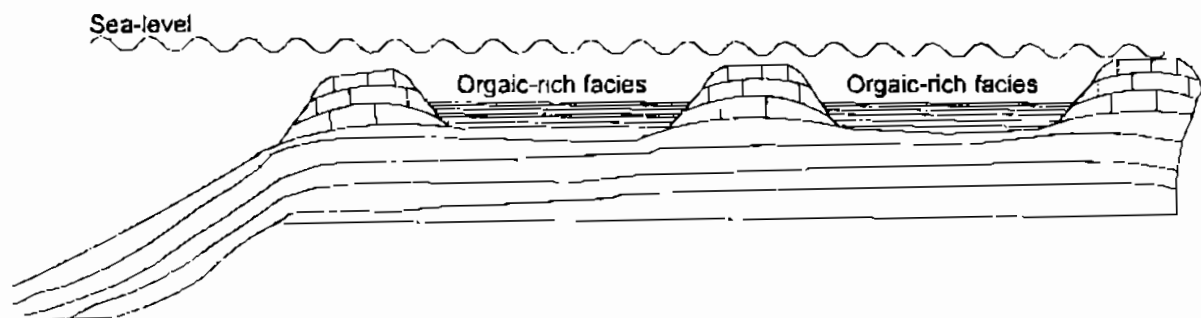
این سیستم تراکت مهمترین سیستم تراکت برای گسترش رخساره‌های غنی از مواد آلی است و مواد آلی که در آن تشکیل می‌شود اکثراً نفتزا (oil-prone) هستند. در این سیستم تراکت خط ساحلی به طرف خشکی حرکت می‌کند و سبب می‌شود به که طور مداوم گسترش جغرافیایی در فلات قاره زیاد شده و در سطح حداکثر پیشرفت آب (maximum flooding surface, MFS) به حداکثر مقدار خود برسد. افزایش سطح آب دریا همان طوری که گفته شد سبب مهاجرت خط ساحلی به طرف خشکی می‌شود و این عمل باعث می‌شود که رسوبات تخریبی و مواد ارگانیکی تخریبی وارد فلات خارجی (outer shelf) و شیب قاره نشوند و یا ورودشان خیلی کمتر شود و این عمل سبب گسترش رخساره‌های سخت (condensed facies) در این نقاط می‌شود. اما تنها کاهش ورود ذرات آواری به محیط، شرایط لازم و کافی برای گسترش رخساره‌های غنی از مواد آلی و در نتیجه تشکیل سنگ منشأ را فراهم نمی‌سازد، بلکه فاکتور دیگر نیز لازم است که آن ایجاد شرایط غیراکسیدان است. در زمان پیشروی آب دریا، گسترش جغرافیایی فلات، زیاد و عمق آن کم می‌شود و این امر و سایر شرایط محیطی و آب و هوایی، سبب گسترش خیلی زیاد جانداران دریایی می‌شود. گسترش زیاد جانداران، باعث کاهش اکسیژن و در نتیجه ایجاد شرایط غیراکسیدان می‌شود. از عوامل دیگری که سبب ایجاد شرایط غیراکسیدان می‌شود وسیع شدن فلات است که باعث کم شدن قدرت جزر و مد شده و این مسأله سبب افزایش شانس ایجاد شرایط غیراکسیدان می‌گردد. در ضمن بیشترین گسترش رخساره‌های سنگ منشأ منطبق بر زمان حداکثر پیشرفت آب (maximum flooding) است.

(HST) Highstand System Tract

در این سیستم تراکت توالی‌های ضخیمی از رسوبات در پهنه ساحلی تشکیل می‌شود. در جاهایی که میزان پیشروی رسوبات به سمت دریا بالا است، احتمال تشکیل سنگ‌های منشأ ضخیم لایه در منطقه پهنه ساحلی کم می‌شود. میزان رسوبگذاری بالا و وجود محیط‌هایی که به طور مداوم با آب‌های اکسیژن‌دار مخلوط می‌شوند در منطقه شیب قاره سبب رقیق‌تر شدن مواد کربنی آلی می‌شود. گل‌سنگ‌های شیب قاره در بهترین حالت می‌توانند به عنوان سنگ منشأ گازها تلقی شوند.

۵-۶-۲-۲ سنگ‌های منشأ کربناته دریایی (Marine Carbonate Source Rocks)

بیشتر سنگ منشأهای خوب جهان در سیستم‌های رسوبی کربناته دریایی گسترش یافته‌اند. اینتروال‌های رسوبی که سبب تجمع کربن آلی در سیستم‌های کربناته می‌شود تقریباً مشابه سیستم‌های تخریبی هستند. در این سیستم‌ها نیز وجود شرایط غیراکسیدان لازم و ضروری است که ممکن است در اثر محدود شدن چرخش آب اقیانوس‌ها و یا در اثر بالا رفتن تولیدات بیولوژیکی در لایه‌های سطحی آب ایجاد شود. در این بخش، چهار نوع ژنتیکی از سنگ‌های منشأ کربناته بحث می‌شوند که بر اساس شکل رسوبی آن‌ها تعریف می‌گردند. نوع اول سنگ منشأ بین ریفی (intercarbonate build-up) است که در نواحی چرخش محدود آب دریا بین پلاتفرم کربناته (carbonate platforms) و حواشی پلاتفرم (platform margins) تشکیل می‌شوند. در زمان‌هایی که سطح آب دریاها به طور سریع بالا می‌آید ممکن است در اثر رشد سریع ریف‌ها (هم‌زمان با بالا آمدن آب) بالا آمدگی‌هایی ایجاد شود که در بین این برآمدگی‌ها حوضه‌هایی بوجود می‌آید که در آن‌ها چرخش آب دریا خیلی کم و در نتیجه شرایط غیراکسیدان ایجاد می‌شود (شکل ۵-۲۵). در چنین شرایطی کربنات‌های غنی از مواد آلی می‌تواند نهشته شود. سازند دوورنی دونین (Douvernay Formation) در امریکا نمونه‌ای از این نوع سنگ منشأ است. ضخامت کلی رخساره‌های غنی از مواد آلی در حدود ۱۰ الی ۲۰ متر تغییر می‌کند و TOC آن از ۴٪ تا ۷٪ است. به نظر می‌رسد که این سنگ منشأ در یک دوره ۱ الی ۳ میلیون ساله تشکیل شده است.



شکل ۵-۲۵ - شکل گیری سنگ منشأ بین ریفی

نوع دوم سنگ منشأ فروافتادگی میان پلاتفرمی (intraplateau depression) است که در مواقعی تشکیل می‌شوند که پلاتفرم‌های فرونشسته (isostatically sagged platform interior) غرق شوند. این نوع سنگ منشأها از مشخصه سیستم‌هایی است که تولید کربناته آن‌ها خیلی زیاد است. در این حالت فرونشست‌های متفاوت در داخل پلاتفرم، سبب ایجاد فروافتادگی‌هایی در طی بالا آمدن سریع آب دریا می‌گردد و در نتیجه فضایی حاصل می‌شود که چرخش محدود آب، محیط غیراکسیدان ایجاد کرده و به تبع آن مواد آلی در آن انباشته می‌شود. در طی LST

به علت پایین رفتن سریع آب دریا، این فروافتادگی ممکن است ارتباطش با آب دریا قطع شده و در نتیجه باعث ایجاد تبخیری‌های ضخیم لایه در این نوع محیط‌ها شود. سازند حنیفه ژوراسیک (Hanifa Formation) در خلیج فارس در چنین شرایطی تشکیل شده است. ضخامت رخساره‌های غنی از مواد آلی در این سازند به ۳۰ تا ۵۰ متر می‌رسد و TOC آن در حدود ۵ - ۱۰٪ است.

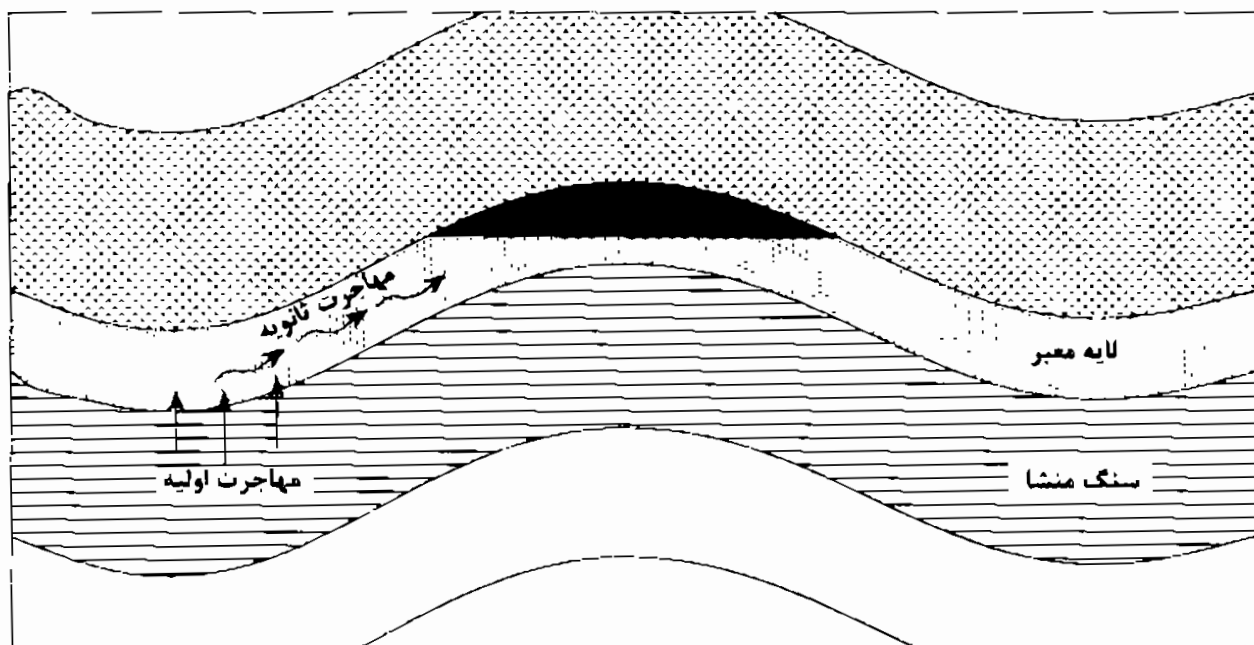
نوع سوم سنگ منشاهایی هستند که در حاشیه حوضه‌های غیرمحدود (unrestricted basin margin) تشکیل می‌شوند. ایجاد سنگ منشأ در این نوع حوضه‌ها به علت پدیده جریان‌های رو به بالا است که در آن مناطق صورت می‌گیرد و به تبع آن سبب افزایش تولید بالای بیولوژیکی در لایه‌های سطحی آب و ایجاد شرایط غیراکسیدان می‌شود. تعدادی از سنگ منشاهایی که بدین صورت تشکیل شده‌اند شامل، Gulf Coast، سازند ژوراسیک Smackover است.

و در نهایت چهارمین نوع سنگ‌های منشأ، آنهایی هستند که در حوضه‌های عمیق اقیانوسی تشکیل می‌شوند. این حالت در صورتی به وجود می‌آید که منطقه مدت زمان زیادی پایدار باشد. سنگ منشأهایی که در این منطقه و یا در این نوع حوضه‌ها تشکیل می‌شوند، بیشتر توسط فاکتورهای اقیانوسی قدیمه (paleo-oceanographic) کنترل می‌شوند تا توسط تغییرات سطح آب دریاها، زیرا این سنگ‌های منشأ در اعماق صدها تا هزاران متر رسوبگذاری می‌شوند. نمونه‌ای از این سنگ منشأ را می‌توان در رسوبات کربناته پلاژیک عمیق کرتاسه پیشین تا میانی خلیج مکزیک مشاهده کرد که در طی ۴۳ میلیون سال در عمقی در حدود ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰ متر رسوبگذاری کرده است و TOC آن هم در حدود ۱،۸٪ است.

۶- مهاجرت نفت (Oil Migration)

می‌دانیم که مواد آلی اغلب به وسیله عمل امواج و جریان‌ها از بین رسوبات دانه‌درشت شسته شده‌اند و یا در طی فرآیند دیازنز اولیه تجزیه شده و از بین رفته‌اند. امروزه به‌جز در مورد شیل‌های نفتی، مواد هیدروکربنی عمدتاً در سنگ‌های دانه‌درشت یافت می‌شوند. این وضعیت به خاطر مهاجرت هیدروکربن است، فرآیندی که باعث حرکت نفت و گاز از سنگ‌های منشأ ریزدانه به سنگ‌های مخزن درشت‌دانه و تراوا می‌شود.

پدیده مهاجرت به دو بخش مهاجرت اولیه (primary migration) و مهاجرت ثانویه (secondary migration) قابل تقسیم است. مهاجرت اولیه به حرکت نفت و گاز از سنگ منشأ به لایه تراواتر یا لایه معبر (carrier bed) و یا مخزن (reservoir) گفته می‌شود (شکل ۶-۱). در طی مهاجرت ثانویه، نفت یا گاز در لایه‌های معبر حرکت می‌کنند تا اینکه در یک تله نفتی (oil trap) متمرکز شوند. تشخیص و جدایش این دو نوع مهاجرت بسیار مهم است زیرا فرآیندهای آن‌ها کاملاً با هم متفاوتند.



شکل ۶-۱ - نمایش شماتیک مهاجرت اولیه و ثانویه هیدروکربن

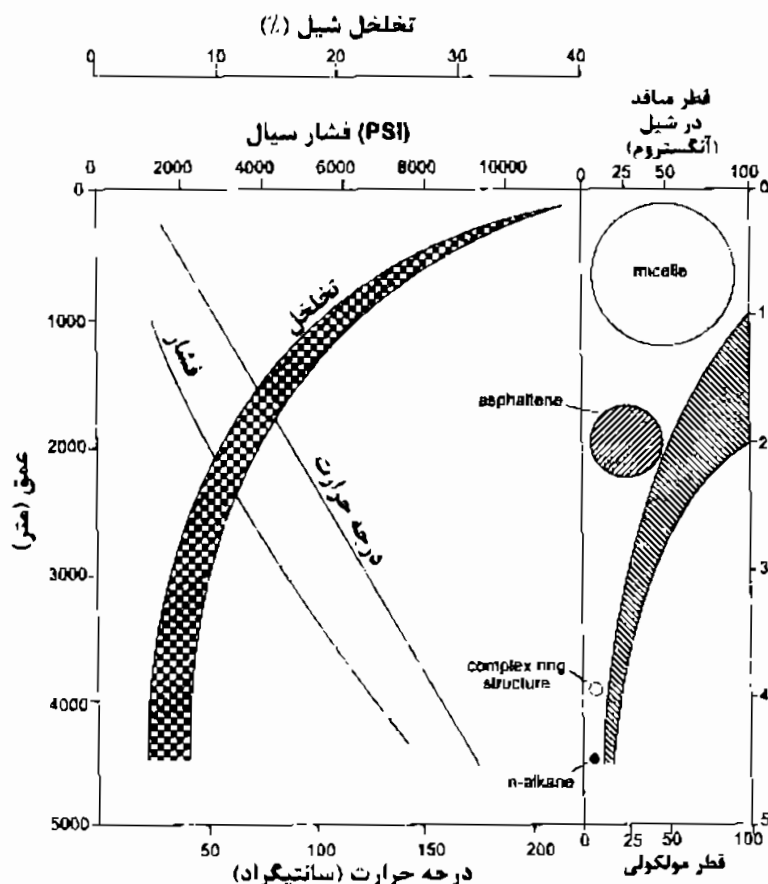
مهاجرت ثانویه می‌تواند در مسافت‌های طولانی انجام شود. در این نوع مهاجرت حرکت قطرات هیدروکربنی در میان شبکه منفذی پیوسته‌ای که اشباع از آب است صورت می‌گیرد. مهاجرت اولیه احتمالاً به مسافت‌های کمتر از صدها متر محدود می‌شود و درگیر رفتار متقابل

پیچیده‌ای بین نفت، آب منفذی آزاد و سطوح کانی‌های رسی، که در اطراف ساختمان خود آب را نگه می‌دارند، می‌باشد.

۱-۶ مهاجرت اولیه (Primary Migration)

مهاجرت اولیه در حقیقت یکی از ناشناخته‌های زمین‌شناسی نفت به شمار می‌آید، چراکه مکانیسم آن هنوز به خوبی روشن نشده است. کوچک بودن منافذ موجود در سنگ‌های منشأ متراکم شده و عدم قابلیت حلالیت هیدروکربن‌ها در آب، از دلایل مشکل ساختن پدیده مهاجرت اولیه است.

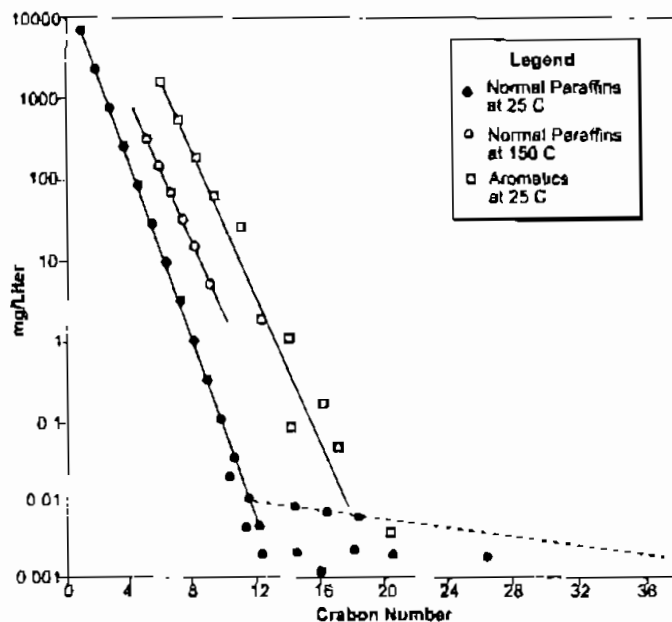
رسوبات دانه‌ریز خیلی سریع متراکم می‌شوند و بنابراین اولین مسأله، اندازه کوچک منافذ در سنگ‌های منشأ است. وقتی که شیل‌ها در عمق دو کیلومتری که تقریباً نقطه زایش نفت است، قرار می‌گیرند، قطر منافذ آن‌ها در حدود ۵۰ انگستروم است (شکل ۶-۲). بدیهی است خروج نفت از چنین روزنه‌های کوچکی، کار ساده‌ای نیست.



شکل ۲-۶ - ارتباط بین پارامترهای فیزیکی مختلف با افزایش عمق تدفین برای رسوبات شیلی

مشکل دیگر قابلیت حلالیت کم هیدروکربن در آب است. بیشتر مدل‌هایی که برای مهاجرت اولیه نفت پیشنهاد شده، شامل فرآیندهایی است که هنگام پر شدن منافذ شیل‌ها توسط آب

رخ می‌دهند. در صورتیکه مولکول‌های هیدروکربنی بتوانند در طول حمل و نقل حل شوند، مشکل ریز بودن منافذ نیز حل خواهد شد. اما همانگونه که در شکل ۳-۶ ملاحظه می‌شود، هیدروکربن‌ها قابلیت حلالیت کمی در آب دارند و این قابلیت انحلال با افزایش اندازه مولکول‌ها حتی سریعتر کاهش می‌یابد. میزان حلالیت هیدروکربن با افزایش دما بصورت نمایی افزایش می‌یابد، اما این مسأله در دماهای کمتر از ۲۰۰ درجه سانتیگراد چندان صدق نمی‌کند.



شکل ۳-۶ - قابلیت انحلال پارافین‌ها و آروماتیک‌ها در آب

مکانیسم‌های متعددی برای غلبه بر مشکلات فوق و انجام مهاجرت اولیه پیشنهاد شده است. کلیه مکانیسم‌های مهاجرت اولیه را می‌توان در دو دسته قرار داد: یک دسته که نیاز به حرکت آب منفذی دارد، نظیر قطرات و حباب‌های هیدروکربن که توسط حرکت آب منفذی مهاجرت می‌کنند. دسته دوم شامل مکانیسم‌هایی است که مستقل از جریان آب منفذی است، نظیر انتشار و حرکت مستقل فاز هیدروکربنی.

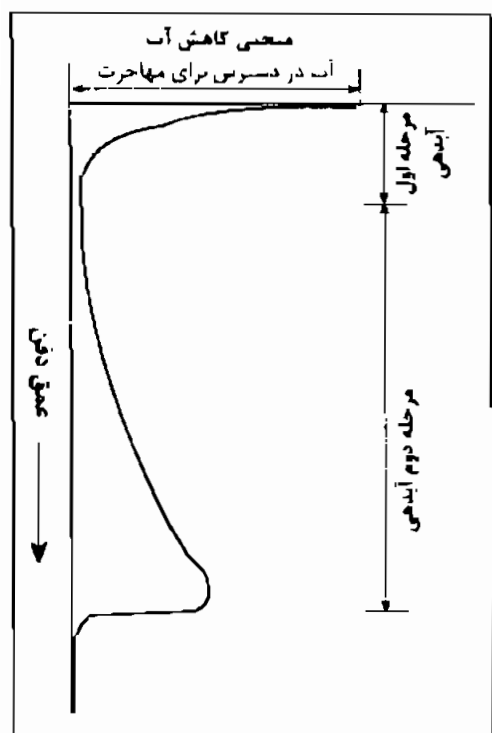
۱-۱-۶ قطرات یا حباب‌های هیدروکربن (Hydrocarbon Globules or Bubbles)

حرکت هیدروکربن به صورت قطره یا حباب از میان خلل و فرج ریز و اشباع از آب سنگ منشأ درگیر پدیده نیروی موینگی است. تا زمانی که اندازه قطرات یا حباب‌های هیدروکربن کوچکتر یا هم اندازه مجاری موجود در سنگ منشأ است، هیچ محدودیتی در حرکت وجود ندارد. ولی اگر اندازه مجاری کوچکتر از قطر قطرات یا حباب‌های هیدروکربن باشد، برای حرکت بایستی بتوان بر نیروی موینگی غلبه نمود. برای اینکه یک قطره یا حباب از مجرای کوچکتر از خودش عبور نماید، باید تغییر شکل یابد. کشش سطحی بین دو سیال آب و هیدروکربن سبب

ایجاد مقاومت در مقابل این تغییر شکل می‌شود. بطور مثال اگر یک قطره نفت بخواهد از مجرای به قطر ۱۰۰ آنگستروم عبور نماید به نیرویی بیش از ۲۴۰ بار ($240 \times 10^6 \text{ dyne/cm}^2$) نیاز دارد. چنین فشارهایی می‌تواند در اواخر مرحله کاتازنز و مرحله متاژنز در اعماق زیاد در سنگ منشأ حاصل آید. زایش هیدروکربن‌هایی با وزن مولکولی کم از کروژن سبب افزایش زیاد حجم مولی می‌شود، که سبب ایجاد نقاط یا بسته‌های فشار در سنگ منشأ می‌شود. در عین حال، بخش اعظمی از فضاهاى خالی سنگ منشأ توسط آب‌های غیر متحرک که بر روی سطح کانی‌ها چسبیده‌اند، اشغال شده است. این سبب می‌شود که عملاً فضای کمی برای انبساط هیدروکربن‌های زایش یافته باقی مانده باشد. در این شرایط فشار زیادی حاصل می‌شود که می‌تواند نیروی مورد نیاز بحث شده در بالا را فراهم کند. به طور کلی مشخص شده است که حرکت قطرات نفت در داخل سنگ‌های منشأ فشرده شده، نقش مهمی را در مهاجرت اولیه بازی نمی‌کند.

۶-۱-۲ محلول مولکولی (Molecular Solution)

مهاجرت هیدروکربن به صورت محلول مولکولی برای بعضی از آروماتیک‌های سبک مثل بنزن و پارافین‌های گاز طبیعی، مکانیسم مناسبی به نظر می‌رسد. حتی با وجود قابلیت حلالیت کم، در صورتی که حجم قابل توجهی آب بتواند از سنگ فشرده و خارج شود، ممکن است مقادیر قابل توجهی از هیدروکربن از سنگ منشأ خارج گردد. اما باید این واقعیت را در نظر گرفت که طی

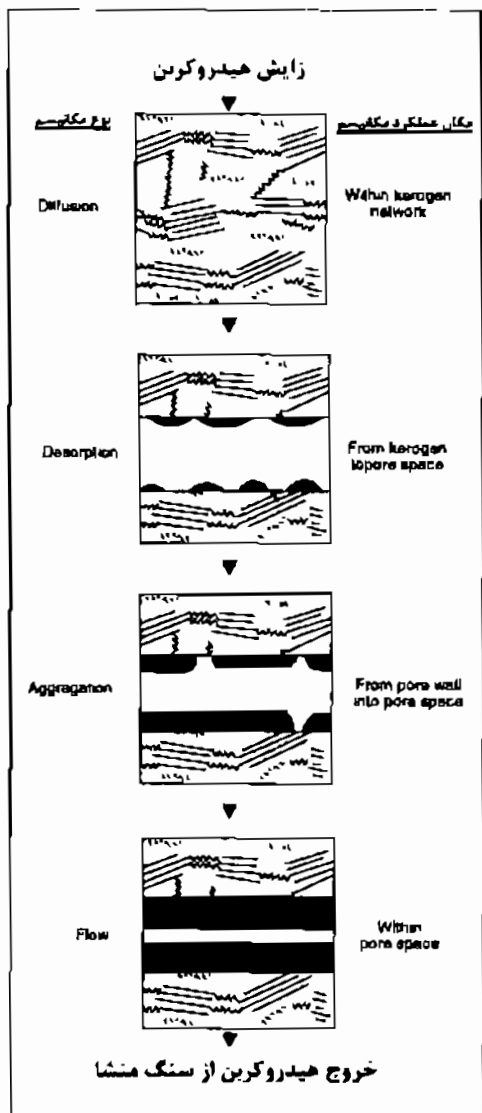


تراکم اولیه رسوبات دانه‌ریز، قبل از ورود به عمق و درجه حرارت پنجره نفت، آب منفذی زیادی از سنگ خارج شده است. بنابراین جابجایی نفت و گاز در سنگ منشأ به وسیله فشار آب نمی‌تواند یک مکانیسم اساسی باشد. با این وجود راه دیگری در خروج نفت و گاز همراه با آب از شیل‌ها وجود دارد. می‌دانیم که مقداری آب در ساختمان کانی‌های رسی وجود دارد. به خصوص اگر که رس از نوع متورم شونده (swelling clay) نظیر اسمکتیت (smectite) باشد. وقتی که شیل‌های غنی از اسمکتیت دفن شوند دو فاز خروج آب از آن‌ها وجود دارد (شکل ۶-۴).

شکل ۶-۴ - منحنی خروج آب (dewatering) از رس‌ها با افزایش عمق تدفین

همان طوری که شکل ۴-۶ دیده می‌شود، فاز اول وقتی است که آب منفذی در اثر تراکم از سنگ خارج می‌شود و فاز دوم، که کاملاً فاز مجزایی است، وقتی است که اسمکتیت به ایلیت دگرسان می‌شود. این فاز در دمای حدود ۸۰ تا ۱۲۰ درجه سانتیگراد آغاز می‌شود. این دما درست در میانه پنجره تولید نفت می‌باشد. ولی این مکانیسم برای بعضی از شیل‌هایی که سنگ منشأند ولی فاقد رس‌های نوع اسمکتیت می‌باشند، نمی‌تواند کار ساز باشد.

راه‌هایی وجود دارد که با آن‌ها، قابلیت حلالیت هیدروکربن در آب افزایش می‌یابد، یکی از آنها با تشکیل پروتوپترولیوم (proto-petroleum) است. این مدل پیشنهاد می‌کند که آنچه از سنگ منشأ خارج می‌شود، هیدروکربن‌های نفتی نیستند، بلکه مواد اولیه محلول‌تری مثل الکل‌ها و استون‌ها می‌باشند که تحت عنوان پروتوپترولیوم نامیده می‌شوند. این مواد با سهولت بیشتری نسبت به هیدروکربن به صورت محلول در آب از سنگ منشأ خارج می‌شود. ایراد این مدل در این است که اولاً الکل‌ها و استون‌ها در سنگ‌های منشأ به فراوانی مشاهده نشده‌اند و دیگر اینکه بازگشت این ترکیبات محلول به شکل قطرات مجزای از آب در مخزن مشکل است.

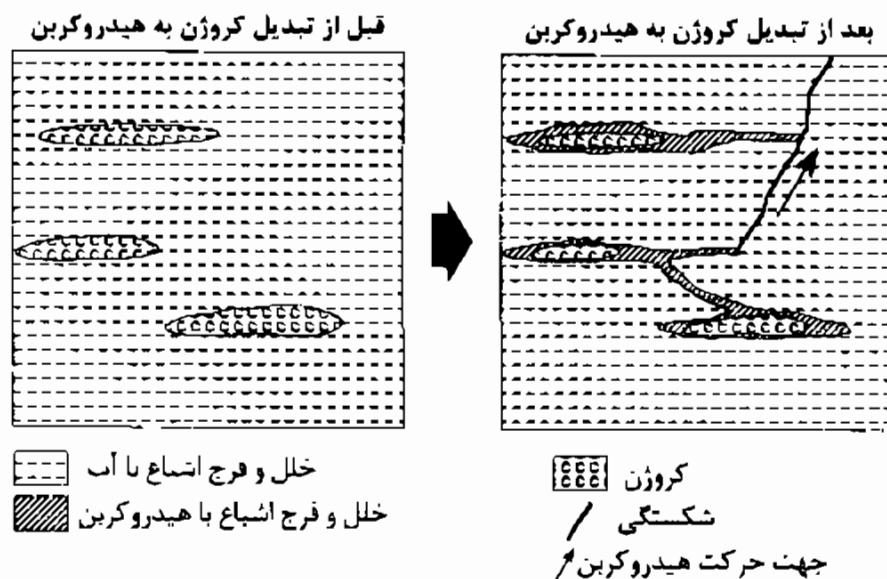


۳-۱-۶ حرکت مستقل فاز هیدروکربنی (Discrete Hydrocarbon Phase Movement)

یکی از مهمترین مکانیسم‌های مهاجرت اولیه، حرکت مستقل فاز هیدروکربنی است. این مکانیسم چنین بیان می‌کند که در ابتدا فاز هیدروکربنی تشکیل شده در کروژن به وسیله پدیده انتشار (diffusion) خود را به منافذ درشت‌تر سنگ منشأ رسانده و شروع به تمرکز می‌نماید. پس از شکل‌گیری قطرات درشت و اتصال آن‌ها به یکدیگر، آن‌ها می‌توانند شروع به حرکت نمایند (شکل ۵-۶).

۴-۱-۶ ایجاد ریز شکستگی در سنگ منشأ

در مکانیسم قطرات یا حباب‌های هیدروکربن بیان شد که زایش هیدروکربن‌هایی با وزن مولکولی کم از کروژن سبب افزایش زیاد حجم مولی می‌شود و در ضمن فضاهاى خالی سنگ منشأ از آب‌های غیر متحرک اشغال شده است. این سبب می‌شود که با زایش هیدروکربن فشار زیادی حاصل شود. این فشار ممکن است آنقدر زیاد شود که سبب ایجاد ریز شکستگی‌هایی (micro-fractures) با قطری بزرگتر از قطر منافذ در شبکه سنگ شود که سبب تسهیل مهاجرت اولیه نفت خواهد شد (شکل ۶-۶).

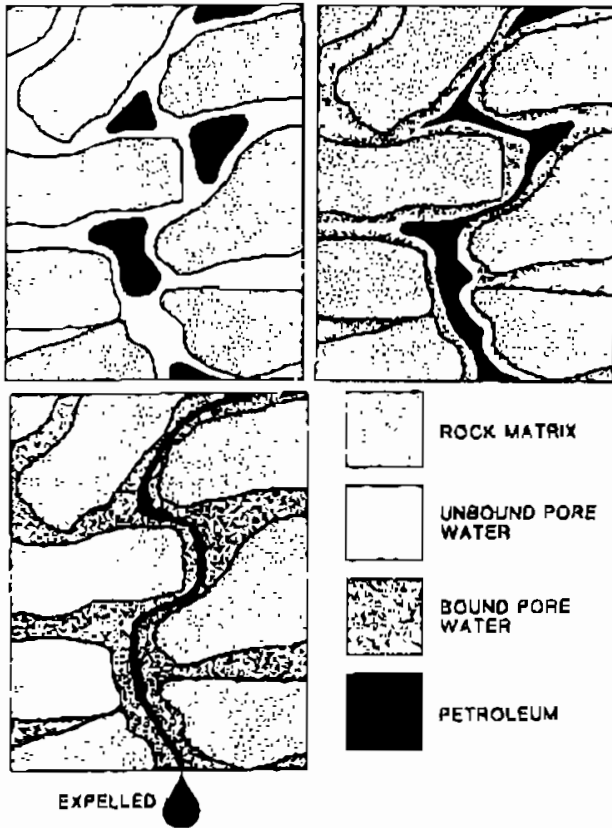


شکل ۶-۶ - توسعه ریزشکستگی در اثر افزایش فشار داخلی در سنگ منشأ

۴-۱-۵ شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی (Continuous Three Dimensional Organic Network)

این مدل بیان می‌کند که مهاجرت اولیه هیدروکربن‌ها از میان شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی موجود در سنگ منشأ صورت می‌گیرد. در این مدل، چنین پیشنهاد می‌گردد که در طی مهاجرت اولیه، هیدروکربن‌ها از طریق شبکه به هم پیوسته کروژن، بدون اینکه وارد متن سنگ شوند، انتقال می‌یابند. این فرآیند، فقط می‌تواند در شیل‌های سیاه غنی از مواد آلی (organic-rich shales) و برخی سنگ‌های کربناته امکان‌پذیر باشد. بنابراین در شیل‌های با مقدار مواد آلی کم، تصور تشکیل و گسترش چنین شبکه‌هایی و لذا چنین مکانیسم مهاجرتی مشکل است.

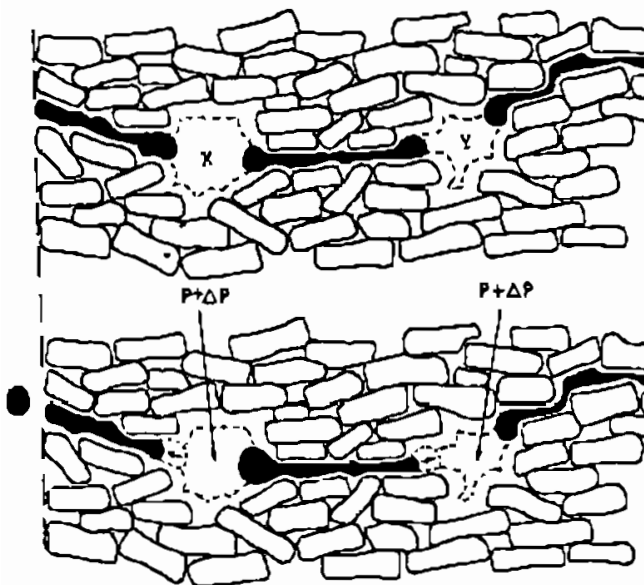
۶-۱-۶ مکانیسم‌های متفرقه



عده‌ای معتقدند که حرکت هیدروکربن‌ها در سنگ منشأ، تابعی از حجم آب غشایی (bound water) است. در صورتی که شبکه منفذی سنگ منشأ کاملاً از آب غشایی اشباع شده باشد، پس از تولید هیدروکربن از مواد آلی، هیدروکربن حاصله می‌تواند به راحتی از سنگ خارج شود (شکل ۶-۷).

شکل ۶-۷ - در سنگ منشأهایی که میزان آب چسبیده به دانه‌ها بیشتر باشد، خروج هیدروکربن از محاری سنگ بهتر می‌تواند صورت گیرد

فشار افزایش حجم آب در اثر افزایش حرارت (aquathermal pressuring) یکی دیگر از مدل‌هاست که شرط لازم برای مهاجرت اولیه هیدروکربن در شبکه منفذی سنگ منشأ را ناشی از انبساط حرارتی آب منفذی می‌داند (شکل ۶-۸).

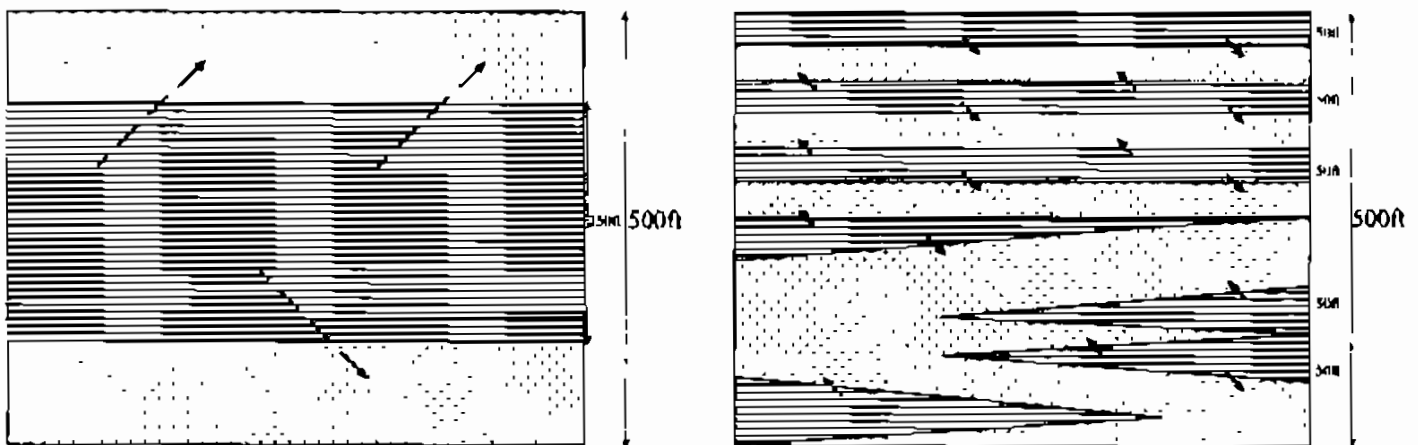


شکل ۶-۸ - مهاجرت اولیه هیدروکربن در شبکه منفذی سنگ منشأ در اثر انبساط حرارتی آب منفذی

البته برای مهاجرت نفت و گاز درون سنگ منشأ، نمی‌توان صرفاً یک مدل منفرد ارائه نمود. بطور کلی مهاجرت اولیه، نیاز به عملکرد چندین فرآیند دارد که با یکدیگر و به صورت متوالی عمل کنند. این احتمال وجود دارد که در وضعیت‌های مختلف زمین‌شناسی و حالات مختلف بلوغ مواد آلی، مکانیسم‌های مختلف مهاجرت اولیه را کنترل کنند.

۲-۶ زهکشی سنگ منشأ (Source Rock Drainage)

زهکشی سنگ منشأ، فاکتور دیگری است که مهاجرت اولیه را کنترل می‌کند. زهکشی در واقع توانایی سنگ منشأ در انتقال هیدروکربن تولید شده به لایه‌های سنگ معبر است. حرکت هیدروکربن در امتداد موازی لایه‌بندی سنگ منشأ بیشتر از جهت عمود بر آن است. در مجموع در داخل سنگ منشأ، هیدروکربن‌های سبک‌تر، آسان‌تر از هیدروکربن‌های سنگین‌تر حرکت می‌کنند. به نظر می‌رسد که ظرفیت زهکشی به ضخامت سنگ منشأ نیز بستگی دارد. یک سنگ منشأ همگن ضخیم لایه، میزان هیدروکربن کمتری نسبت به سنگ منشأ نازک‌لایه، با همان ضخامت کل فراهم می‌کند (شکل ۶-۹). برای رسیدن به حداکثر میزان تولید، بلوغ حرارتی بیشتری در یک سنگ منشأ ضخیم لایه لازم است تا نسبت به یک سنگ منشأی که نازک لایه است. به عبارت دیگر برای تولید مقدار مشخصی نفت در سنگ منشأ ضخیم لایه، نیاز به محتوای TOC زیادتر و میزان بلوغ بیشتری می‌باشد.



شکل ۶-۹ - مهاجرت اولیه در یک سنگ منشأ ضخیم لایه همگن کمتر از یک سنگ منشأ نازک لایه با ضخامت کلی یکسان است

بدیهی به نظر می‌رسد که یک ارتباط مستقیم بین اندازه انباشته نفت و اندازه منطقه زهکشی شده وجود داشته باشد. به عبارت دیگر، هر چه انباشته بزرگتر باشد، نفت بایستی از سطوح بیشتری از سنگ منشأ نشأت گرفته باشد. بطور مثال یک میدان نفتی به قطر سه کیلومتر، باید یک شبکه زهکشی به شعاع ۱۵ کیلومتر را دارا باشد. میدان‌های نفتی عظیم با انباشته‌های عظیم هیدروکربنی بیانگر مسافت‌های طولانی مهاجرت نفت و گاز است.

۳-۶ مهاجرت ثانویه (Secondary Migration)

مکانیسم مهاجرت ثانویه خیلی بهتر از مهاجرت اولیه شناخته شده است. در خلال مهاجرت ثانویه پترولیوم به صورت قطرات نفت، در منافذ سنگ مخزن تراوا حرکت می‌کند. چون قطر منافذ در سنگ مخزن درشت است حتی قطرات نسبتاً درشت نفت نیز قادر به حرکت هستند. فرآیندهای فیزیکی که باعث مهاجرت ثانویه می‌شوند شامل شناوری (buoyancy)، فشار مویینگی (capillary pressure) و نیروهای هیدرودینامیکی (hydrodynamic pressure) است. در اثر پدیده شناوری که ناشی از اختلاف چگالی بین هیدروکربن و آب سازندی است، قطرات نفت در داخل لایه‌های معبر به طرف بالا حرکت می‌کنند. چگالی آب سازندی بین $1 \text{ gm/cc} - 1/2$ است، در حالی که چگالی نفت بین $0.7 \text{ gm/cc} - 1$ بوده و چگالی گاز کمتر از 0.1 gm/cc می‌باشد. حرکت به طرف بالای نفت تا زمانی که قطرات به منافذی با قطر کمتر از خود برسند، ادامه می‌یابد. حرکت بیشتر، تنها با تغییر شکل قطرات و فشردگی آن‌ها به داخل منافذ کوچکتر از خود صورت می‌گیرد. نیرویی که برای این حالت لازم است فشار مویینگی نامیده می‌شود. فشار مویینه با کاهش قطر منافذ افزایش می‌یابد، تا زمانی که فشار به اندازه‌ای می‌رسد که نیروی شناوری نمی‌تواند بر آن غلبه کند و در نتیجه قطرات نفت از حرکت بیشتر به سمت بالا متوقف می‌شوند و در واقع به دام می‌افتند.

تعادل بین فشار مویینه و نیروی شناوری در پوش سنگ را می‌توان با معادله زیر بیان کرد:

$$2\gamma \left(\frac{1}{r_s} - \frac{1}{r_r} \right) = Z_o \times g \times (\rho_w - \rho_o)$$

سمت چپ این معادله نیروی مویینه و سمت راست آن بیانگر نیروی شناوری است. در این معادله:

γ : کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm)

r_s : اندازه گلوله‌های منافذ در پوش سنگ (cm)

r_r : اندازه گلوله‌های منافذ در سنگ مخزن (cm)

Z_o : ارتفاع ستون نفت (cm)

g : شتاب جاذبه (cm/s^2)

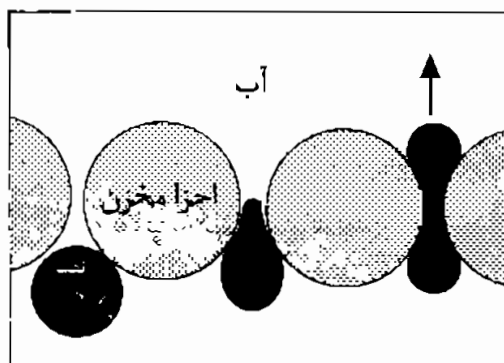
ρ_w : چگالی آب (gm/cc)

ρ_o : چگالی نفت (gm/cc) است.

فشار درونی قطرات نفت و گاز موجود در مخازن اشباع از آب برابر است با:

$$P_{int} = \frac{2\gamma}{r}$$

که در آن γ کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm) و r شعاع قطره نفت است. فشار درونی باعث مقاومت قطرات نفت و گاز در برابر تغییر شکل می‌شود. بر طبق معادله بالا، قطرات کوچکتر فشار داخلی بزرگتری دارند. در مواردی که اندازه گلوله‌ها از قطر قطرات بزرگتر باشد، مهاجرت ثانویه به سهولت صورت می‌گیرد. وقتی که اندازه گلوله‌ها کوچکتر از قطر قطرات باشد، قطرات نفت می‌بایست برای عبور تغییر شکل یابند (شکل ۶-۱۰).



شکل ۶-۱۰ - چگونگی حرکت یک قطره نفتی از مجاری یک سنگ مخزن اشباع از آب

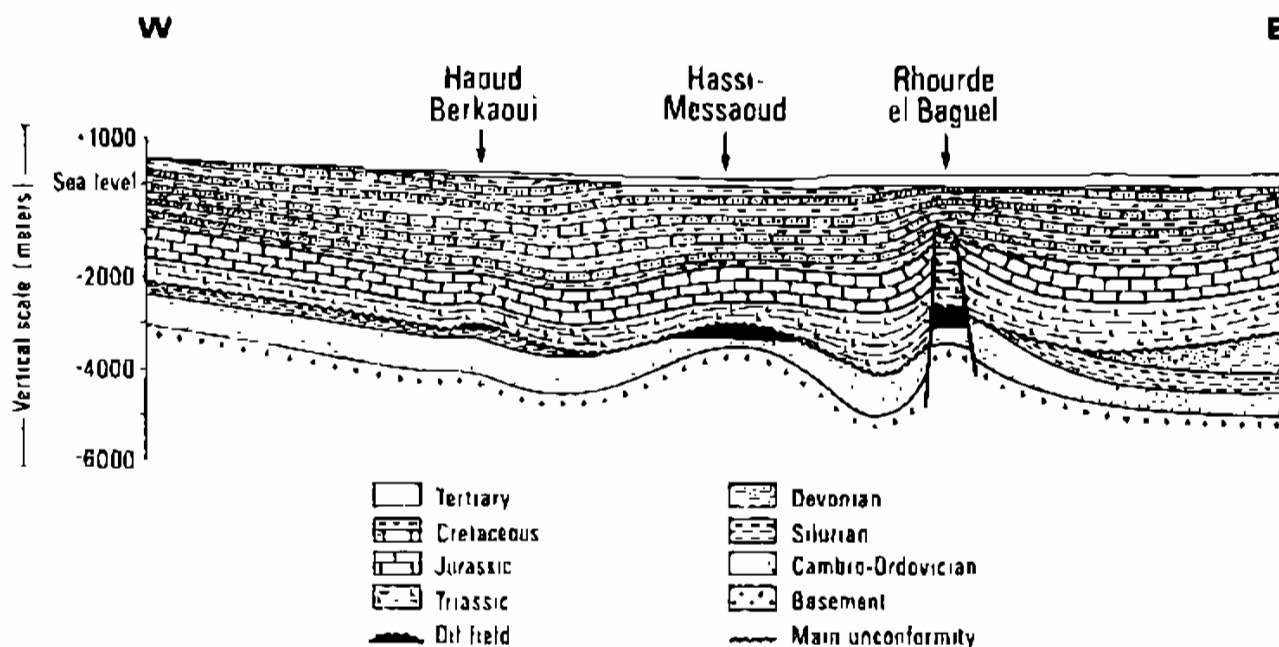
به خاطر وجود فشار داخلی، قطرات نفت و گاز در مقابل تغییر شکل مقاومت نشان می‌دهند. در چنین شرایطی فقط وقتی که نیروی شناوری از فشار داخلی قطرات بیشتر شود مهاجرت ثانویه تداوم می‌یابد. در مواردی که اندازه گلوله‌ها بسیار کوچک باشد، به طوری که دیگر نیروی شناوری هم قادر به تغییر شکل قطرات به اندازه کافی برای گذر آن‌ها نباشد، نفت و گاز به تله می‌افتند. این حالت وقتی اتفاق می‌افتد که سنگ مخزن بسیار ریز دانه شود یا به وسیله یک سنگ بسیار ریز دانه ناتراوا پوشیده شود. در چنین حالتی فشار موینه بیشتر از نیروی شناوری خواهد شد:

$$2\gamma(1/r_p - 1/r_c) > Z_o \times g \times (\rho_w - \rho_o)$$

گرادیان هیدرودینامیکی ناشی از جریان آب زیرسطحی نیز می‌تواند بر روی مهاجرت ثانویه اثر داشته باشد. گرادیان هیدرودینامیکی بالارونده به حرکت هیدروکربن توسط نیروی شناوری کمک می‌کند. در صورتی که گرادیان هیدرودینامیکی رو به پایین مانع حرکت هیدروکربن شده و می‌تواند باعث ایجاد سد هیدرودینامیکی در مقابل مهاجرت شود. در بعضی موارد ممکن است این سدهای هیدرودینامیکی به تنهایی یا به همراه فاکتورهای دیگر تله‌های نفتی را بوجود آورند.

مهاجرت ثانویه عموماً در امتداد لایه‌بندی لایه‌های معبر صورت می‌گیرد و بنابراین مهاجرت جانبی می‌تواند در دامنه وسیعی از مسافت‌ها صورت بگیرد. وقتی که سنگ مخزن به سنگ منشأ نزدیک باشد مهاجرت کوتاه صورت می‌گیرد، مثال آن قرار گرفتن یک ریف بر روی

رسوبات گلی عمیق غنی از مواد آلی می‌باشد. بعضی اوقات مهاجرت در فواصل طولانی هم می‌تواند صورت گیرد. یک نمونه آن میدان Hassi Massaoud در الجزایر می‌باشد (شکل ۶-۱۱). در این میدان نفت در ماسه‌سنگ‌های کامبرین مستقیماً در زیر یک ناپیوستگی ذخیره شده است. ترکیب شیمیایی نفت نشان می‌دهد که این نفت از شیل‌های سیلورین منشأ گرفته است. این شیل‌ها در فاصله ۴۰ کیلومتری از مخزن قرار دارند و بنابراین مهاجرت نفت در امتداد سطوح ناپیوستگی، طی مسیری طولانی در زمان مزوزوئیک صورت گرفته است.

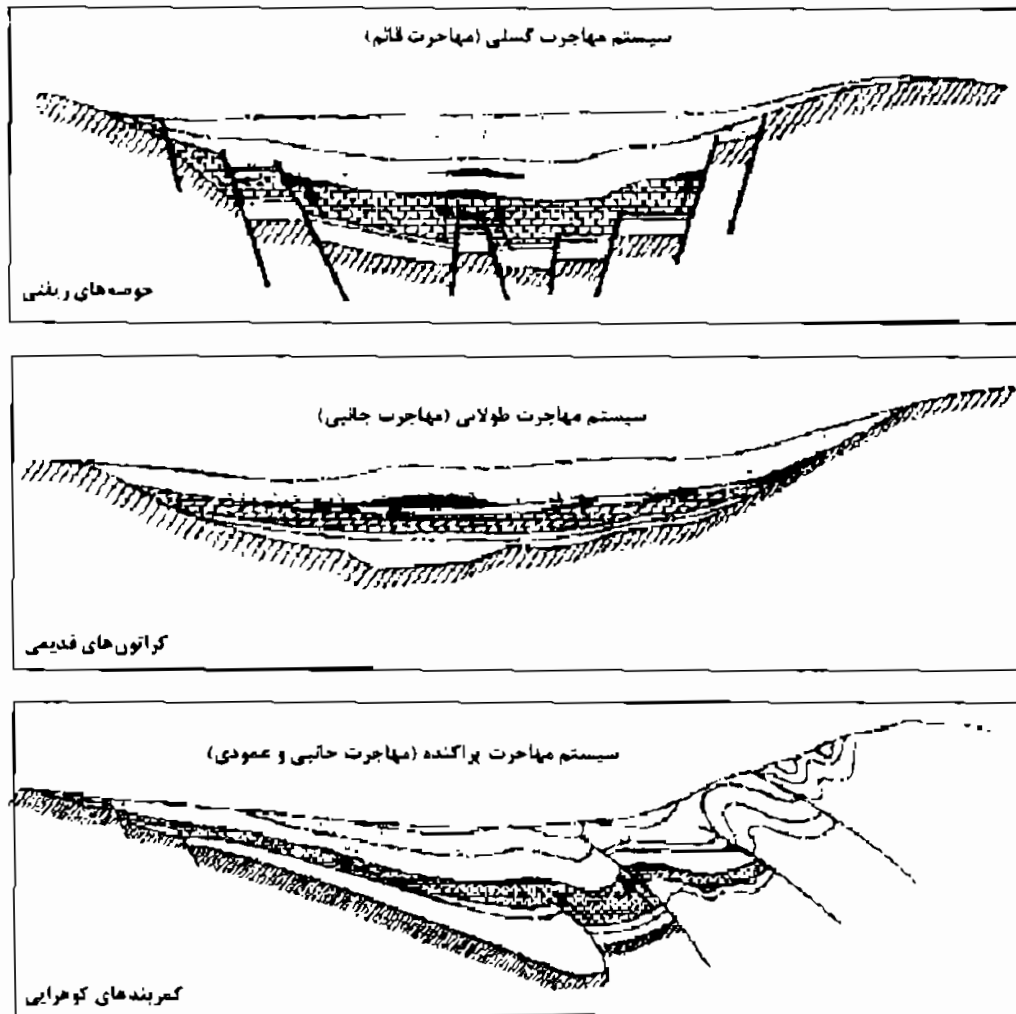


شکل ۶-۱۱ - نیمرخ زمین‌شناسی میدان Hassi Massaoud در الجزایر. در این نیمرخ محرن کامبرو-اردوئیسین و سنگ منشأ سیلورین دیده می‌شوند

معمولاً میدان‌های نفتی کوچک، سنگ منشأ محلی و کوچک دارند و مهاجرت در طول مسیر کوتاهی صورت می‌گیرد، اما میدان‌های نفتی بزرگ مثل Hassi Massaoud عموماً به منطقه‌ای با زهکشی وسیع و حجم زیاد سنگ منشأ نیاز دارند.

۶-۴ مسیرهای مهاجرت و نوع حوضه

به طور کلی سه سیستم مهاجرت اصلی در حوضه‌هایی با طرح‌های تکتونیکی مختلف شناخته شده است. این سیستم‌ها عبارتند از: سیستم مهاجرت گسلی (fault migration system) در حوضه‌های ریفتی، سیستم مهاجرت وسیع (long-range migration system) در کراتون‌های قدیمی و سیستم مهاجرت پراکنده (dispersive migration system) در کمربندهای کوهزایی (شکل ۶-۱۲).



شکل ۶-۱۲ - در این شکل سه سیستم اصلی مهاجرت هیدروکربن دیده می‌شود

۱-۴-۶ سیستم مهاجرت گسلی (Fault Migration System)

سیستم مهاجرت گسلی بیشتر در ریفت‌های قاره‌ای (قسمت‌های در حال کشش حوضه و حوضه‌های پشت کمان) دیده می‌شود. فرونشست شدید و جریان گرمایی زیاد، باعث نهشته شدن سریع و بلوغ سنگ‌های منشأ می‌شود. نفت عمدتاً در جهت عمودی و در طول شبکه حاصل از عمل گسل حرکت می‌کند. ظهور شکستگی‌های تراوا در سنگ‌های منشأ انتقال عمودی نفت را تقویت می‌کند و همچنین باعث نشست آن می‌گردد. گسل‌های بسته باعث متوقف شدن مهاجرت می‌شود.

۲-۴-۶ سیستم مهاجرت طولانی (Long-Range Migration System)

این سیستم مهاجرت بیشتر در حوضه‌های کراتونی قدیمی یافت می‌شود. این حوضه‌ها در طول دوره‌های زمین‌شناس پایدار و دارای فرونشست کم و جریان گرمایی کم بوده‌اند. تعداد لایه‌های سنگ منشأ خیلی محدود بوده و اغلب به یک واحد استراتیگرافی محدود می‌شود. توانایی زایش

نفت را اغلب فقط مرکز حوضه دارد و این در حالی است که نفتگیرها در لبه‌های حوضه قرار دارند. در این حوضه‌ها وجود تناوب لایه‌های هم شیب، مسیرهای مهاجرت اولیه کوتاه و عمودی را همراه با مهاجرت طولانی جانبی (ثانویه) به وجود می‌آورند. مسیرهای طولانی، مناطق زهکشی شده وسیع ایجاد می‌کنند. اما از دست دادن مقدار زیادی از نفت به صورت نفت باقیمانده در ماسه‌های قیر (tar sands) از ویژگی‌های این نوع سیستم‌های مهاجرت است.

۳-۴-۶ سیستم مهاجرت پراکنده (Dispersive Migration System)

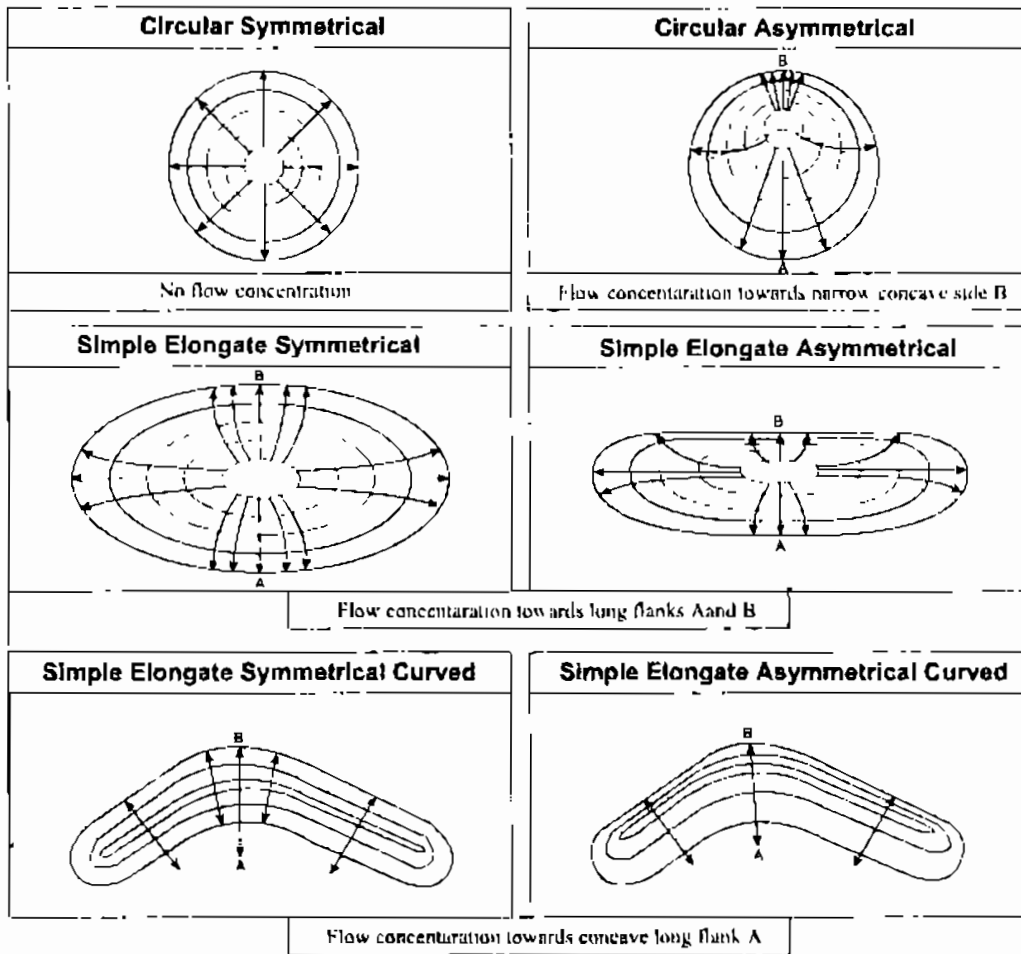
این سیستم مهاجرت در مناطقی که تحت یک کوهزایی فعال قرار دارد، دیده می‌شود. پراکندگی گسترده مخازن نفت و گاز در حوضه رسوبی نتیجه همین سیستم است. در کمربندهای کوهزایی با وجود دگرشکلی زیاد، اغلب شیب زمین گرمایی کم است. این سیستم برای مهاجرت طولانی مناسب نیست و مسیرهای مهاجرت به صورت جانبی و عمودی و کم مسافت است. میزان پراکندگی سیستم بستگی به تکتونیک، گسل‌ها و چین‌های حاصله در واحد سطح و هتروژنی رسوبات دارد.

۵-۶ مسیرهای مهاجرت (Migration Pathways)

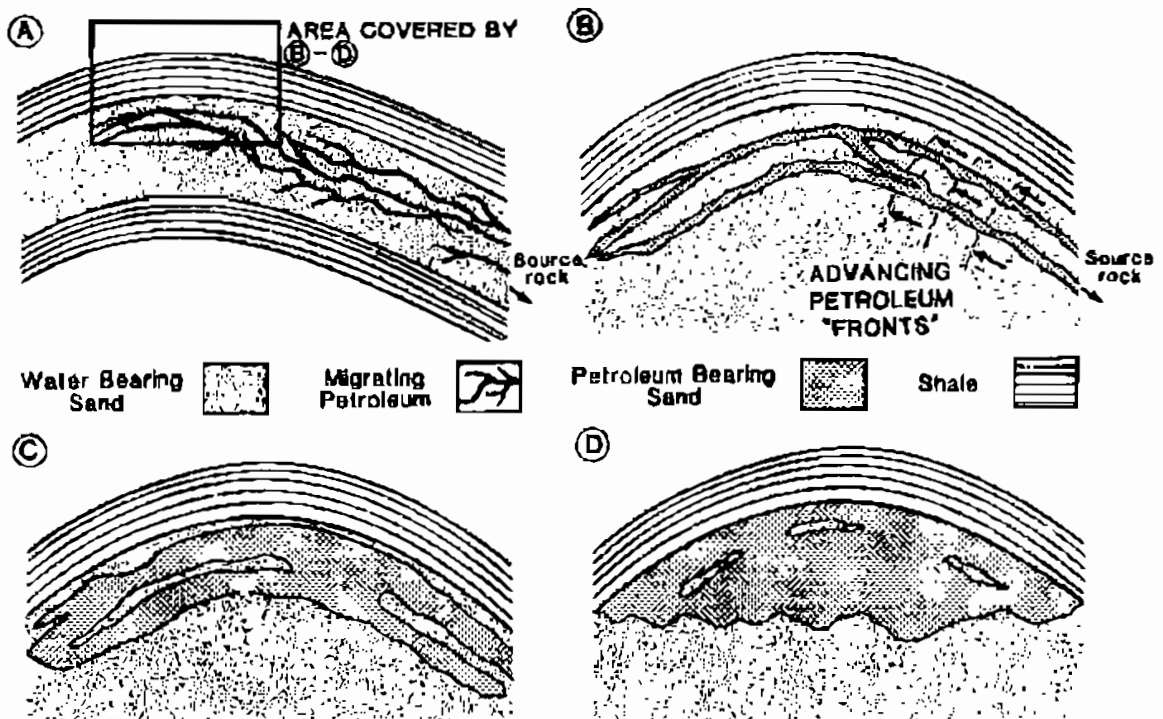
مسیرهای مهاجرت، راه‌هایی است که هیدروکربن به طرف محل تجمع خود حرکت می‌کند. مسیر مهاجرت در حوضه‌های رسوبی مختلف به شکل‌های متفاوتی است (شکل ۶-۱۳). همان‌گونه که در شکل دیده می‌شود مسیرهای مهاجرت می‌تواند به شکل‌های تقارن دایره‌ای تا منحنی‌های نامتقارن کشیده، متغیر باشد.

۶-۶ نحوه پر شدن مخازن از هیدروکربن

پر شدن یک مخزن اشباع از آب توسط نفت فرآیندی تدریجی است (شکل ۶-۱۴). در طی این فرآیند نفت به صورت پیشرونده‌ای جایگزین آب منفذی می‌شود. عقیده بر این است که نفت مهاجرت کرده، فقط در سیستم‌های منفذی بزرگتر لایه‌های معبر که فشارهای موئینه پایین‌تری دارند جای می‌گیرد. در حالی که تجمع نفت بیشتر و بیشتر می‌شود نیروی شناوری افزایش یافته و به تدریج بخش‌های دیگر مخزن از نفت پر خواهد شد (شکل ۶-۱۴).



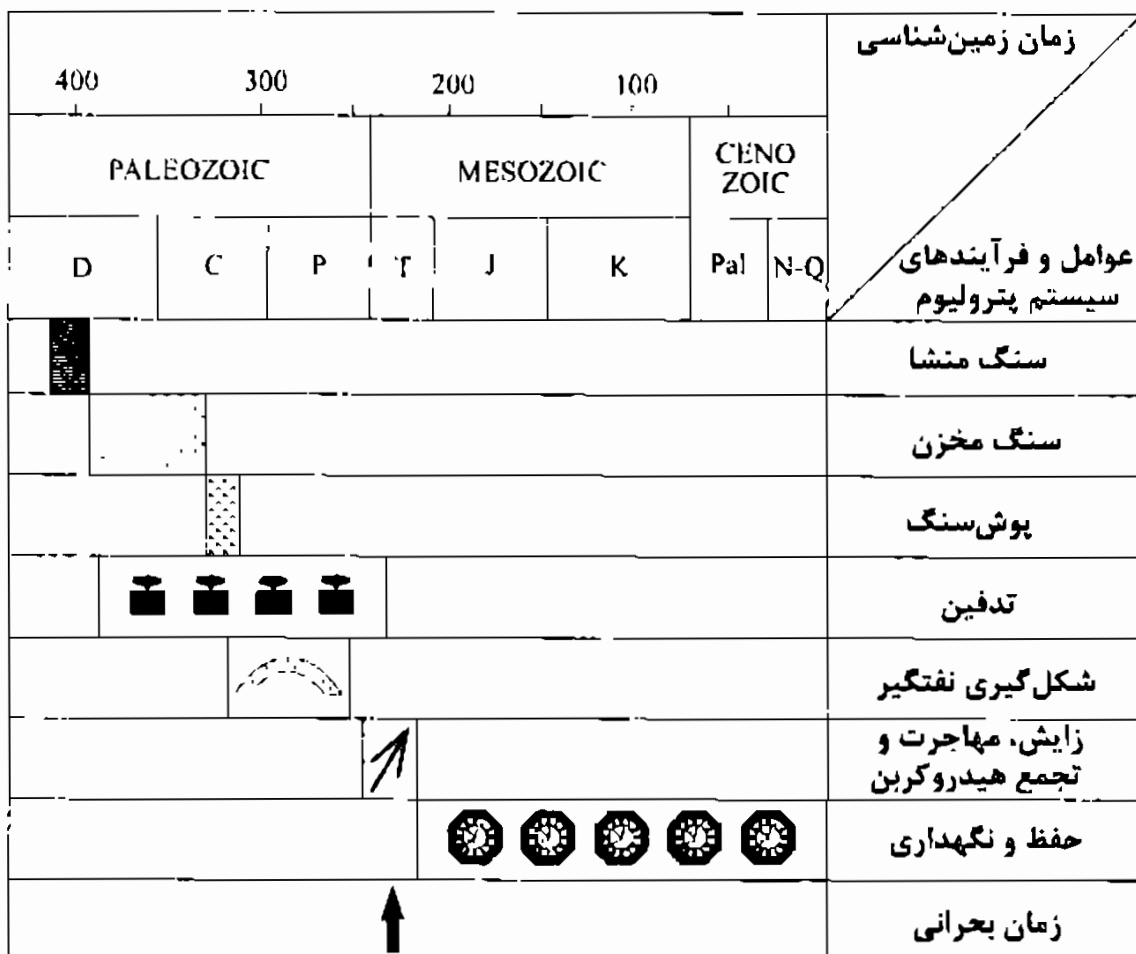
شکل ۶-۱۳ - الگوی مسیر مهاجرت منطبق بر شکل هندسی حوضه‌های رسوبی است



شکل ۶-۱۴ - دیاگرام شماتیک که در آن توالی پر شدن مخزن نشان داده شده است

۶-۷ اهمیت توالی فرآیندها در تجمع اقتصادی هیدروکربن

عموماً برای تجمع اقتصادی نفت چندین عامل و فرآیند مهم لازم است که بایستی در یک توالی به خصوص رخ دهند (شکل ۶-۱۵). هر انحرافی از این توالی مانع تجمع نفت خواهد شد. در شکل ۶-۱۵ زمان بحرانی (critical moment) در یک سیستم پترولیوم برای تجمع هیدروکربن نشان داده شده است. زمان بحرانی، مبین این است که زایش و مهاجرت نفت قطعاً بایستی بعد از تشکیل نفتگیر باشد، در غیر این صورت، نفت حاصله ممکن است در سطح وسیع پخش و به هدر رود.



شکل ۶-۱۵ - توالی فرآیندهای لازم برای انباشت اقتصادی هیدروکربن

۷- سنگ مخزن (The Reservoir Rock)

یک مخزن هیدروکربنی سنگی است که هم دارای ظرفیت ذخیره سازی بوده (متخلخل باشد) و هم توانایی عبور سیال از میان خود را داشته باشد (تراوا باشد). نحوه رفتار هیدروکربن در داخل مخزن عمدتاً به وسیله بعضی خواص ذاتی سیالات درون مخزن و محیط متخلخل کنترل می‌شود. تحلیل خصوصیات زمین‌شناسی مخزن که جریان سیال و مکانیسم‌های بازیافت را کنترل می‌کند، باعث ایجاد مدل‌های کاربردی برای شبیه‌سازی مخزن (reservoir simulation) و توسعه میدان می‌شود.

در ارزیابی یک مخزن از کلیه تکنیک‌ها و روش‌ها استفاده می‌شود تا بتوان پارامترهای زمین‌شناسی و پتروفیزیکی کنترل کننده حرکت سیال را در آن مشخص نمود. درک متغیرهای پیچیده در خواص هیدرولیکی سنگ مخزن نظیر تخلخل (porosity)، تراوایی (permeability) و فشار موئینه (capillary pressure)، ناهمگنی مخزن (reservoir heterogeneity)، شکل هندسی (geometry) و محتوای سیال آن نیازمند یک کوشش همه جانبه است. در این مطالعه از داده‌های منابع مختلف استفاده می‌شود. این منابع شامل مغزه‌ها (cores)، خرده‌ها (cuttings)، نمودارها (logs)، توموگرافی لرزه‌ای (seismic tomography) و آزمایش چاه (well testing) می‌باشد.

در این بخش از کتاب برای توصیف مخزن، یک روش سیستماتیک در تحلیل داده‌های به دست آمده از منابع مختلف معرفی می‌شود. نقش فرآیندهای زمین‌شناسی، رخساره‌های رسوبی و دیاژنز بر روی کیفیت سنگ مخزن نیز بحث خواهد شد.

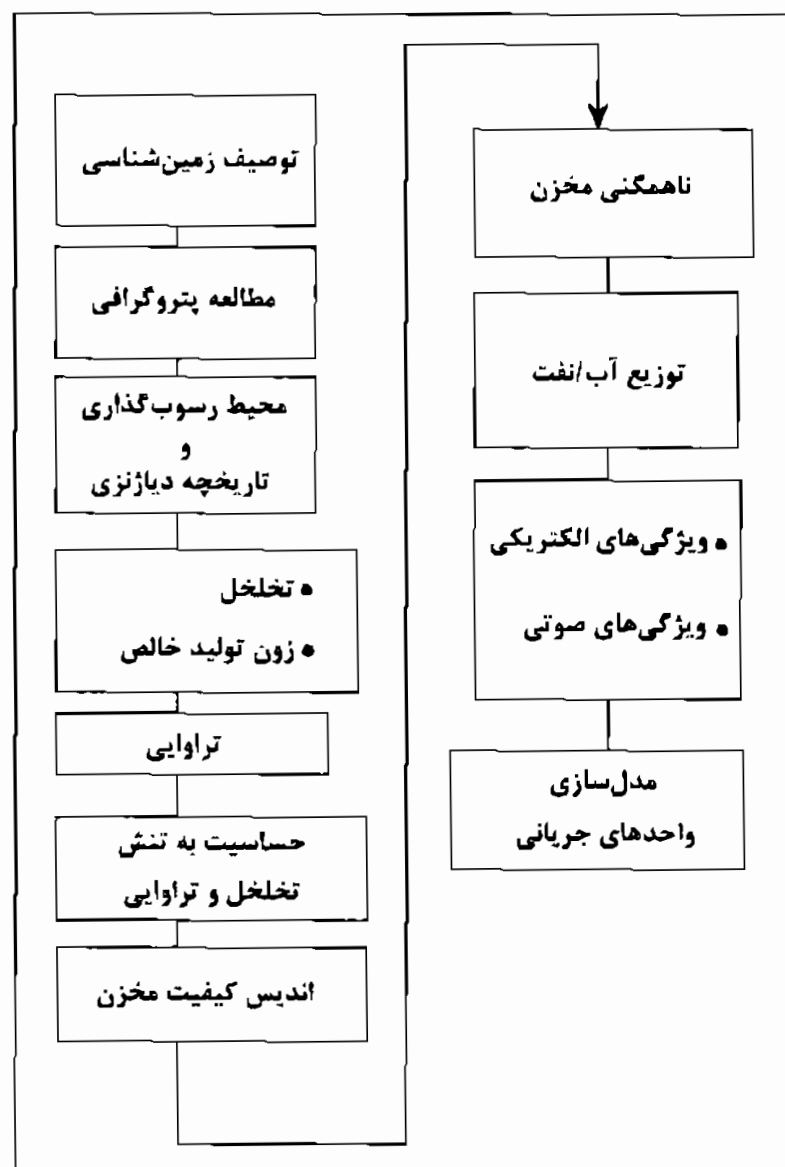
۷-۱ توصیف یک مخزن

اولین هدف از پروژه‌های توصیف مخزن، گردآوری اطلاعات از منابع مختلف جهت شناسایی واحدهای جریان (flow units)، زون‌های دارای ویژگی‌های مشابه از نظر جریان سیال، و تعیین پیوستگی قائم و جانبی چنین زون‌هایی می‌باشد. سپس میانگینی از ویژگی‌های سیال و سنگ به منظور شبیه سازی رقومی مخزن به این زون‌ها نسبت داده می‌شود تا نهایتاً بتوان رفتار مخزن را در طی تولید پیش‌بینی کرد. منابع متداولی که اطلاعات یک مخزن از آن به دست می‌آید شامل مغزه‌ها، نمودارها، آزمایش چاه، بررسی‌های لرزه‌ای و پیشینه تولید می‌باشد. توصیف یک مخزن برای کسب پارامترهای ذیل ضروری است:

- تعیین ظرفیت ذخیره
- تعیین هدایت هیدرولیکی
- تعیین پراکندگی نسبی تخلخل و تراوایی
- پیش بینی عملکرد یک مخزن
- برآورد مقدار تولید

۲-۷ روش‌های مطالعه مغزه‌ها

داده‌های مغزه نقشی اساسی را در تعیین مشخصات یک مخزن به عهده دارند. توصیف جزئیات مغزه اولین قدم برای تعیین مشخصات یک مخزن می‌باشد. شکل ۱-۷ قدم‌های متوالی مطالعه مغزه‌ها را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۷ - مطالعات لازم بر روی مغزه‌ها

توصیف یک مغزه عموماً شامل تعیین لیتولوژی، ضخامت لایه‌ها، شناخت ساخت‌های رسوبی، مطالعه شکستگی‌ها و تفسیر محیط رسوبگذاری می‌باشد. اطلاعات تخلخل، تراوایی و چگالی دانه‌ها که از آنالیز مغزه (core analysis) به دست می‌آیند باید بر روی نمودار لیتولوژی نمایش داده شوند. به همین ترتیب محل‌های نمونه‌برداری برای کارهای دقیق پتروگرافی و پتروفیزیکی باید مشخص شود.

در صورت امکان، بعد از مغزه‌گیری باید کارهای زیر انجام شود:

- ❖ تعیین میزان اشعه گامای مغزه
- ❖ توصیف مغزه
- ❖ گرفتن عکس از مغزه (در نور معمولی و نور ماورای بنفش)
- ❖ آنالیز تصاویر (تحلیل کامپیوتری)
- ❖ پرتونگاری کامپیوتری اشعه X (CT Scanning)

۷-۲-۱ تعیین میزان پرتو گاما مغزه (Core Gamma Scan)

پرتو گامای طبیعی مغزه‌ها ممکن است در آزمایشگاه به وسیله ابزار مشابه آنچه در نمودارهای چاه‌پیمایی است، اندازه گرفته شود. این پرتوها ناشی از اورانیوم، پتاسیم، توریوم و یا هر سه می‌باشد. شیل‌ها به‌طور معمول دارای پرتو گامای بالایی هستند، کربنات‌ها کمتر و ماسه‌سنگ‌ها در بین این دو قرار دارند. امروزه این روش برای منظورهای مختلفی مورد استفاده قرار می‌گیرد. مهم‌ترین آن تطابق دقیق عمق بین مغزه و نمودار می‌باشد (depth matching). در این روش، در بایگانی مغزه‌ها (core library)، مغزه‌ها به‌طور اتوماتیک از زیر یک دستگاه ثبت اشعه گاما عبور داده می‌شوند. انطباق منحنی‌های پرتو گامای تولید شده با استفاده از این روش با نمودار پرتو گامای چاه یک تطابق دقیق بین عمق مغزه و نمودار ایجاد می‌کند.

۷-۲-۲ توصیف مغزه (Core Description)

در توصیف مغزه‌های یک چاه، پارامترهای زیر باید مد نظر قرار گیرد:

- ◀ تعیین دقیق لیتولوژی و رخساره رسوبی
- ◀ تشخیص سازند، سن و تطابق آن‌ها از چاهی به چاه دیگر
- ◀ ضخامت
- ◀ رنگ و بافت سنگ (شکل و اندازه دانه)
- ◀ وجود یا عدم وجود نفت (با استفاده از فلوئورسانس)
- ◀ تعیین مقدار و نوع تخلخل‌های قابل مشاهده

◀ ارزیابی شکستگی‌ها

- عمق وقوع - مقدار و جهت شیب

- طول - پهنا

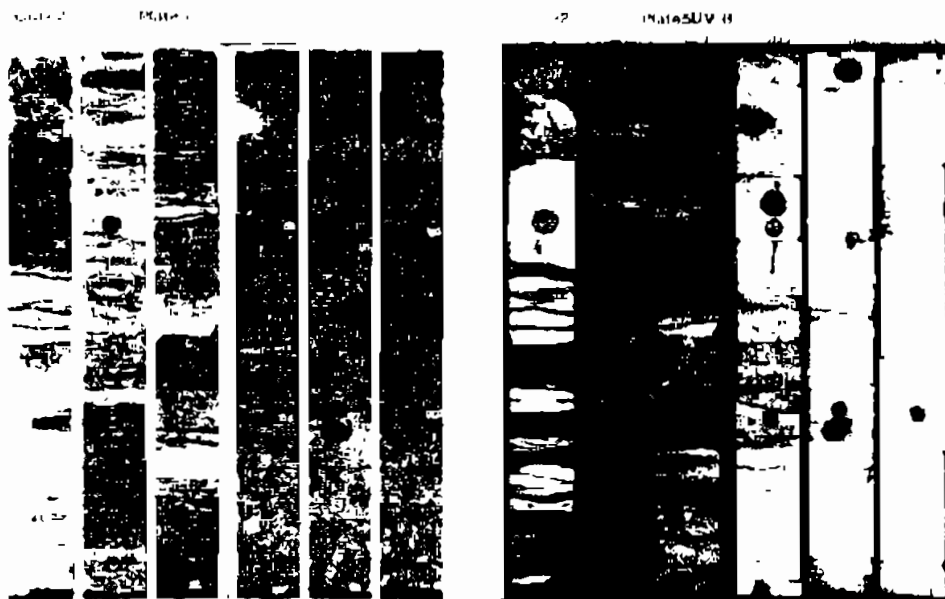
- فراوانی - میزان سیمانی شدن و نهایتاً ارتباط آن‌ها با یکدیگر

◀ تشخیص ساخت‌های رسوبی و تفسیر محیط رسوبگذاری

◀ تطابق عمق مغزه با نمودارها

۳-۲-۷ گرفتن عکس از مغزه (Core Photography)

عکس‌ها یک تصویر دائمی از مغزه‌ها در هنگامی که تازه هستند در اختیار ما قرار می‌دهند. عکس‌ها ممکن است در نور ماورای بنفش و یا معمولی تهیه شوند. اغلب هیدروکربن‌ها در زیر نور ماورای بنفش خاصیت فلورسانس از خود نشان می‌دهند و به همین دلیل عکس‌های گرفته شده در نور ماورای بنفش، تشخیص وجود یا عدم وجود هیدروکربن را تسهیل می‌کند (شکل ۲-۷). نحوه نورپردازی عکس گرفتن و مراحل چاپ آن می‌بایستی به صورت استاندارد باشند، تا از بابت وجود رنگ‌های موجود در عکس‌ها مطمئن گشت. این عکس‌ها، یک ثبت دائم و همیشگی از نمای مغزه‌ها است که هم به سادگی در دسترس هستند و هم برای مطالعات مفید می‌باشند، بخصوص برای مطالعات مخزنی وقتی که نمونه‌های بیشتر و بزرگتر از مخزن در دسترس نیست. توصیف نوشته شده از سنگ‌شناسی مغزه‌ها با عکس‌های گرفته شده کامل شده و ممکن است اطلاعات تازه‌تری را نشان دهد. در این عکس‌ها نواحی حدواسط (transition zone) بخش آلوده نفتی (stained sections)، وجود شکستگی، استیلولیت، بخش شیلی و دیگر مشخصه‌های مفید سازند قابل بررسی است.

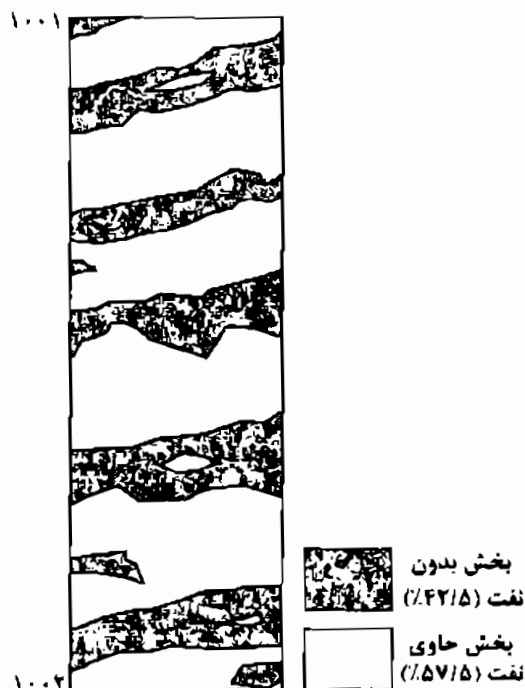


شکل ۲-۷ - عکس از مغزه، در نور معمولی (چپ) و نور ماورای بنفش (راست)

۴-۲-۷ تجزیه و تحلیل تصاویر مغزه‌ها (Core Image Analysis)

با ظهور کامپیوترهای با حافظه زیاد امکان تحلیل کامپیوتری تصاویر مغزه‌ها به طرق مختلف فراهم شده است. در این روش یک دوربین ویدیویی برای تهیه تصاویر رنگی از مغزه‌ها به یک کامپیوتر متصل می‌شود. در تصویر حاصله از نور ماورای بنفش زون‌های هیدروکربن‌دار از بقیه قسمت‌های مخزن مشخص می‌باشند (شکل ۷-۷).

(۳). در این حالت با استفاده از نرم افزارهای تحلیل‌گر تصاویر (image analyzer) می‌توان نسبت حجمی زون‌های هیدروکربن‌دار به بخش‌های فاقد هیدروکربن را به دقت اندازه‌گیری نمود. امروزه تحلیل‌گر تصاویر به صورت مختلف یکی از ابزارهای مطالعاتی در زمین‌شناسی نفت محسوب می‌شود.



شکل ۷-۳ - دیاگرام شماتیک از تصویر آنالیز شده یک مغزه در نور ماورای بنفش. در این تصویر بخش‌های روشن حاوی هیدروکربن است. نرم افزارهای تحلیل‌گر تصاویر به سهولت قادرند درصد بخش‌های حاوی هیدروکربن را اندازه‌گیری کنند

۵-۲-۷ پرتونگاری کامپیوتری اشعه X (CT Scanning)

یک تصویر سه بعدی دقیق از مغزه می‌تواند توسط CT اسکن تهیه شود. مشخصات سه بعدی را می‌توان با بازسازی برش‌های تصویری مغزه به دست آورد. تهیه اینگونه برش‌های تصویری به وسیله تکنیک‌هایی که در ابتدا به منظور اهداف رادیولوژی پزشکی توسعه یافته‌اند، انجام می‌گیرد. CT اسکن‌های جدید اطلاعاتی در مورد توزیع شکستگی‌ها و سیمانی شدن آن‌ها در داخل مغزه، چگونگی اشباع سیال، و توزیع تخلخل مغزه را ارائه می‌دهد.

۳-۷ خواص کانی‌شناسی و بافتی سنگ‌های مخزن

تلفیق داده‌های جمع‌آوری شده از روش‌های مختلف در نهایت، نوع، مقدار و منشأ اجزای تشکیل‌دهنده سنگ و سیستم منافذ را در سنگ‌های مخزن مشخص می‌کند. تمام تکنیک‌ها می‌بایست با همدیگر و به صورت تلفیقی به منظور تعیین مشخصات یک مخزن به کار روند.

روش‌های بسیاری می‌تواند برای تعیین خصوصیات یک مخزن به کار رود که در این فصل به بعضی از آن‌ها فقط اشاره مختصری شده است.

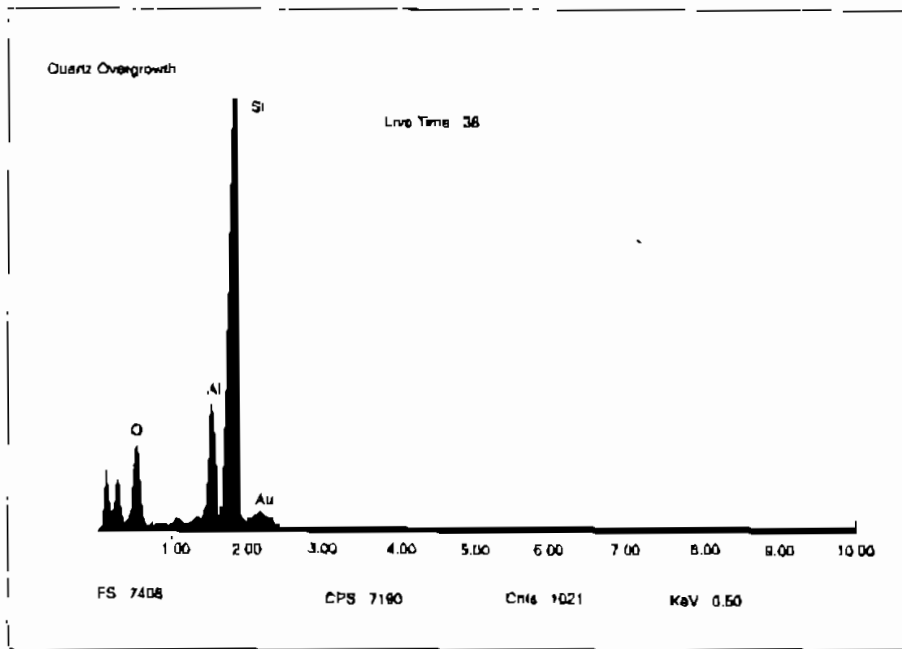
۷-۳-۱ پتروگرافی مقاطع نازک

مقاطع نازک با کیفیت بالا می‌تواند از خرده‌ها و مغزه‌های حفاری تهیه شود. در مطالعه مقاطع نازک مخازن، چون یکی از اهداف تشخیص مقدار و نوع تخلخل است، نمونه‌ها باید با تزریق اپوکسی آبی (blue-dye epoxy) تهیه شود تا بتوان به سهولت تخلخل آن را مشاهده نمود. تجزیه و تحلیل این مقاطع نازک، اطلاعات دقیقی درباره کانی‌شناسی اجزا، ماتریکس و سیمان به ما می‌دهد. این تجزیه و تحلیل همچنین اطلاعاتی درباره نوع، مقدار، شکل و توزیع تخلخل در اختیار قرار می‌دهد. این روش بهترین وسیله برای پی‌بردن به بافت و فابریک سنگ می‌باشد. این روش همچنین بهترین وسیله برای تعیین ارتباط بین دانه‌ها، ماتریکس، سیمان و تخلخل است.

۷-۳-۲ مطالعه بامیکروسکوپ الکترونی (SEM) مجهز به گیرنده‌های BSE و EDS

مشاهده با میکروسکوپ الکترونی اطلاعات تصویری خوب و دقیقی از کانی‌شناسی اجزا تشکیل دهنده سنگ، سیمان و بافت سنگ به ما می‌دهد. این روش همچنین بهترین تکنیک موجود، در مطالعه سیستم منافذ مخازن است. این آنالیزها را می‌توان با سرعت زیاد، بلافاصله پس از تمیز کردن نمونه‌ها انجام داد و ظرف مدت چند ساعت تکمیل نمود. هم‌زمان با مطالعه SEM، می‌توان به کمک آنالیز EDS (Energy Dispersive Spectroscopy) نمونه‌ها را تحت آنالیز عنصری قرار داد (شکل ۷-۴). داده‌های EDS اغلب در تصدیق شناسایی کانی‌ها به کار می‌روند.

پیشرفت قابل توجه دیگری که امروزه در تکنولوژی ابزاری صورت گرفته است، توسعه BSED یا Back Scattered Electron Detector است. با استفاده از این روش می‌توان به صورت تصویری توزیع عناصر را در ساختمان سیمان‌ها مشاهده نمود. در مجموع، این روش‌ها می‌تواند به طرق مختلف تاریخچه تحولاتی که در طی زمان بر سنگ مخزن گذشته است را بیان نماید. شکل ۷-۵ نمای کلی یک میکروسکوپ الکترونی را نشان می‌دهد.



شکل ۷-۴ - گراف حاصل از آنالیز EDX برای یک سیمان کوارتزی

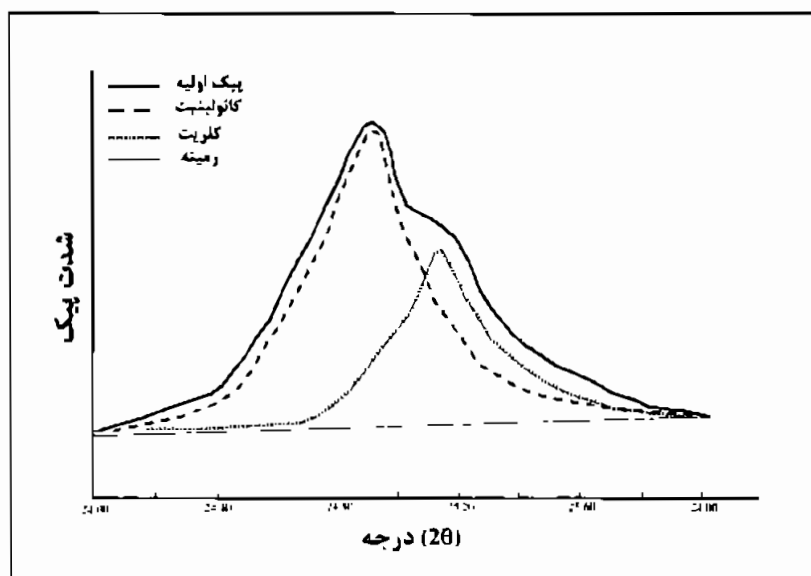


شکل ۷-۵ - نمای کلی یک میکروسکوپ الکترونی

۷-۳-۲ پراش اشعه ایکس (X-ray Diffraction)

با آنالیز XRD، کانی‌شناسی بخش رسی (clay fraction) (کوچکتر از دو میکرون) و کانی‌شناسی کل (bulk XRD) را می‌توان با دقت و سرعت بالایی تعیین نمود. شناسایی کانی‌ها با فایل استاندارد موسوم به JCPDS یا Joint Committee on Powder Diffraction Standard و با کمک نرم‌افزارهای خاص نظیر XplotTM و TracesTM با یک کامپیوتر شخصی انجام می‌شود. پیشرفت‌های اخیر در زمینه پردازش داده‌های XRD، دقت و صحت این تکنولوژی را به سطح بالایی ارتقا داده است. در تکنیک‌های جدید تجزیه و تحلیل داده‌ها،

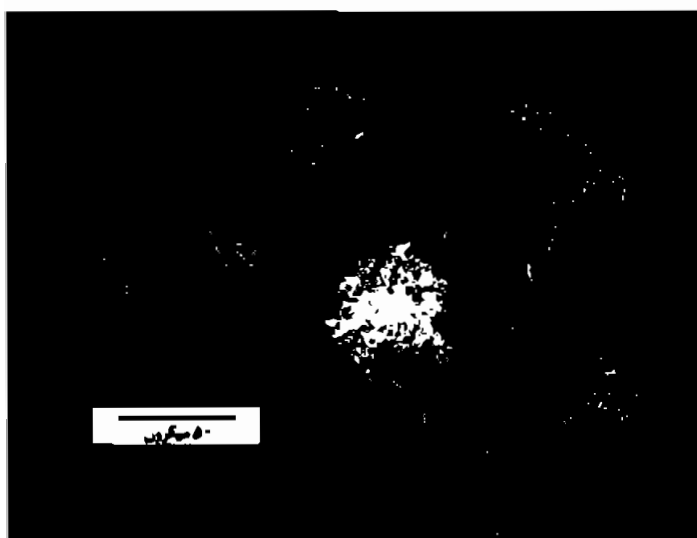
الگوریتم‌هایی مرسوم به الگوریتم‌های انطباق پروفیل سورنزی (Lorentzian profile-fitting algorithms) را در تفکیک پیک‌های پراش کانی‌های رسی مختلف که بر روی یکدیگر هم پوشانی دارند، به کار می‌گیرند (شکل ۶-۷). بهبود کیفی تکنولوژی XRD، درصد اطمینان و سرعت عمل این روش را در تعیین کانی‌شناسی کل نمونه‌ها بسیار بالا برده است. آنالیز XRD بهترین روش تعیین کانی‌شناسی رس‌هاست.



شکل ۶-۷ پیک XRD متعلق به نمونه‌ای که حاوی کلریت و کائولینیت است. با استفاده از الگوریتم‌های انطباق پروفیل سورنزی، پیک‌های این دو کانی از یکدیگر تفکیک شده‌اند

۴-۳-۷ الکترون مایکروپروب (Electron Microprobe)

با استفاده از آنالیز مایکروپروب الکترونی و بررسی مقاطع نازک صیقل داده شده که با لایه‌ای



شکل ۷-۷ - تصویر BSE یک سیمان سیدریتی

نازک از کربن پوشیده شده‌اند، امکان تعیین ترکیب کمی عنصری اجزای سنگ با دقت فوق‌العاده زیاد فراهم می‌گردد. سیستم تصویری BSE یا (Back-Scattered Electron) که به میکروپروب الکترونی متصل می‌شود می‌تواند زون‌بندی در سیمان‌ها را نشان دهد. شکل ۷-۷ تصویر BSE یک سیمان سیدریتی را نشان می‌دهد که تفاوت در رنگ خاکستری

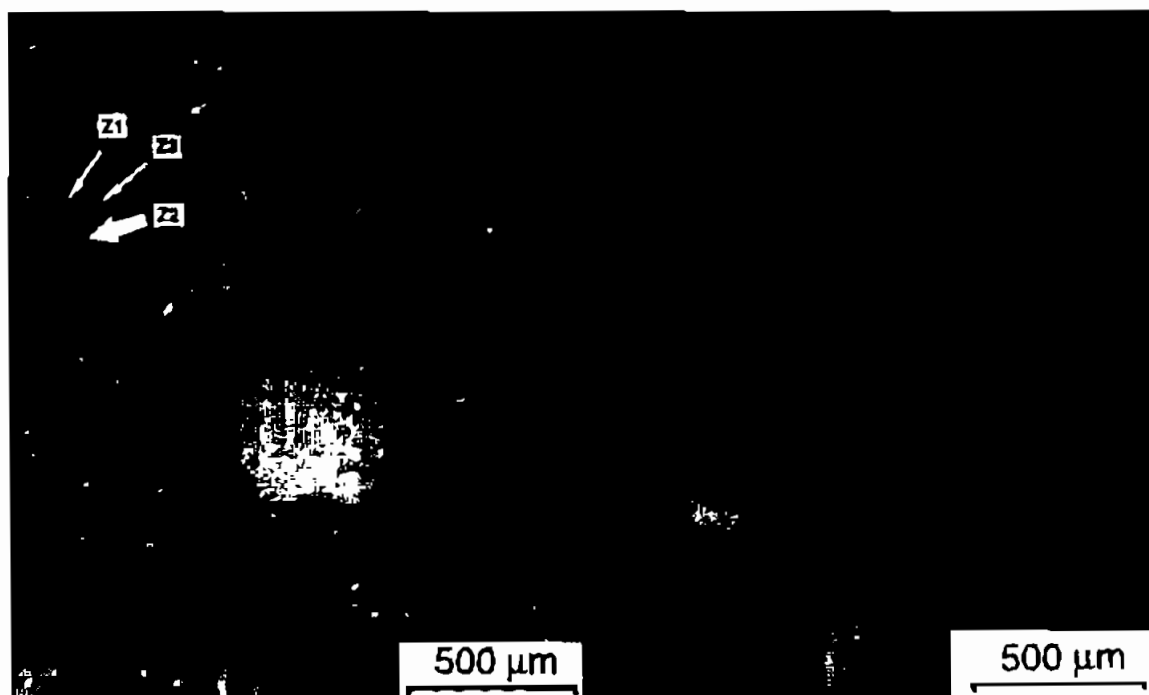
آن ناشی از تغییر مقدار Mg در آن است. زون مرکزی که دارای رنگ روشن است سیدریت تقریباً خالص است و بخش‌های تیره بیانگر جانشینی Mg به جای Fe در این سیمان است. شکل ۷-۸ نمای کلی یک دستگاه الکترون مایکروپروب را نشان می‌دهد.



شکل ۷-۸ - نمای کلی یک دستگاه الکترون مایکروپروب

۷-۳-۵ مطالعه میکروسکوپی به روش کاتدولومینسانس (CL)

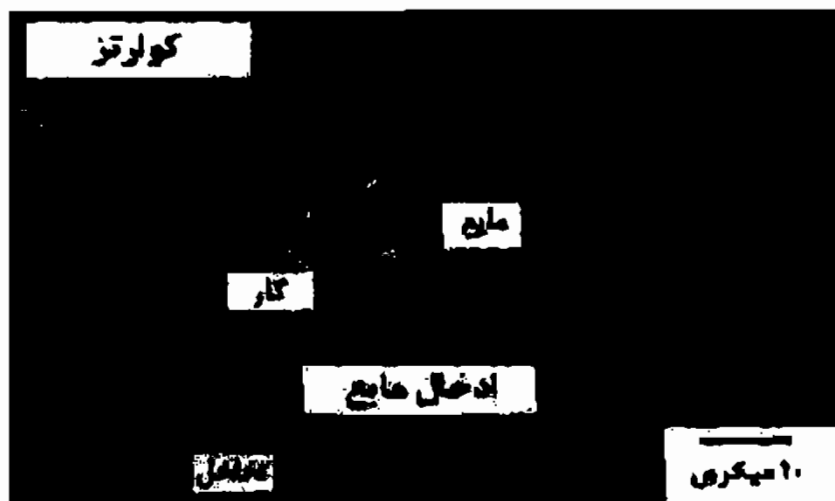
بیشتر کانی‌ها هنگامی که با انواع مختلف اشعه مثل اشعه الکترونی (کاتدولومینسانس یا CL)، اشعه ایکس (رادیولومینسانس)، نور مرئی یا فرابنفش (فوتولومینسانس یا PL) و غیره برانگیخته می‌شوند، از خود خاصیت لومینسانس نشان می‌دهند. شدت رنگ CL بستگی به میزان تمرکز فعال‌کننده‌ها (activators) و خاموش‌کننده‌ها (quenchers) در سیمان دارد. به عنوان مثال مهم‌ترین فعال‌کننده در کلسیت Mn^{2+} و مهم‌ترین خاموش‌کننده Fe است. روش میکروسکوپی کاتدولومینسانس به چینه‌شناسی سیمان (cement stratigraphy) کمک فراوانی می‌کند (شکل ۷-۹). به‌طور معمول ترکیب شیمیایی آب منفذی در حین مراحل مختلف سیمانی شدن به تدریج تغییر می‌کند. این تغییر در شیمی آب منفذی باعث نوسان ترکیب عنصری سیمان می‌شود. تغییر در سیمان به واسطه تغییر تمرکز فعال‌کننده‌ها و خاموش‌کننده‌ها با میکروسکوپ کاتدولومینسانس قابل مشاهده و بررسی است.



شکل ۷-۹ - یک تصویر CL که در آن سه زون سیمان کوارتزی قابل مشاهده است. بر اساس میکروترمومتری ادخال‌های مایع، این سه زون در درجه حرارت‌های به ترتیب ۶۵، ۹۰ و ۱۲۵ درجه سانتیگراد شکل گرفته اند. بر اساس آنالیز الکترون مایکروپروب رنگ آبی زون میانی به دلیل وجود آلومینیوم می‌باشد که در اثر انحلال فلدسپارها حاصل آمده است

۷-۳-۶ میکروترمومتری ادخال‌های مایع (Fluid Inclusion Microthermometry)

به سیالی که هم‌زمان در طول رسوبگذاری کانی‌ها به دام می‌افتد، ادخال‌های مایع (fluid inclusions) اولیه گفته می‌شود (شکل ۷-۱۰). ادخال‌های مایع اولیه اطلاعات زیادی درباره طبیعت و ترکیب سیال و دمای زمان به دام افتادن آن به ما می‌دهند. آن‌ها همچنین شاهدهی مستقیم برای محیط دیاژنزی می‌باشند. ادخال‌های مایع اغلب کوچک بوده و برای مطالعه آن‌ها باید از بزرگنمایی زیادی استفاده کرد. در مطالعه ادخال‌های مایع از صفحه رینولد (Reynolds stage) استفاده می‌شود. این صفحه گرم و سرد کننده به همراه میکوسکوپ مجهز به عدسی‌های چشمی و شیئی قوی، امکان میکروترمومتری ادخال‌های کوچک را فراهم می‌سازد. در این روش با حرارت دادن به نمونه (heating)، درجه حرارت همگن شدن فاز مایع و فاز جامد را می‌توان مشخص نمود. درجه حرارت همگن شدن (homogenization temperature) در واقع حداقل درجه حرارتی است که در آن سیمان میزبان ادخال مایع نهشته شده است. در ضمن با سرد کردن نمونه (cooling) و مشخص کردن درجه حرارت یخ زدن ادخال مایع، می‌توان میزان شوری آب موجود در ادخال را معین نمود. با شناخت دما و ترکیب سیال به وسیله مطالعه ترکیب ادخال‌های مایع، بهتر می‌توان مقادیر کمی ایزوتوپ‌های پایدار کانی‌های درجا (اتوزتیک) را تعیین کرد. این روش ما را قادر



شکل ۷-۱۰ - تصویری از یک ادخال مایع

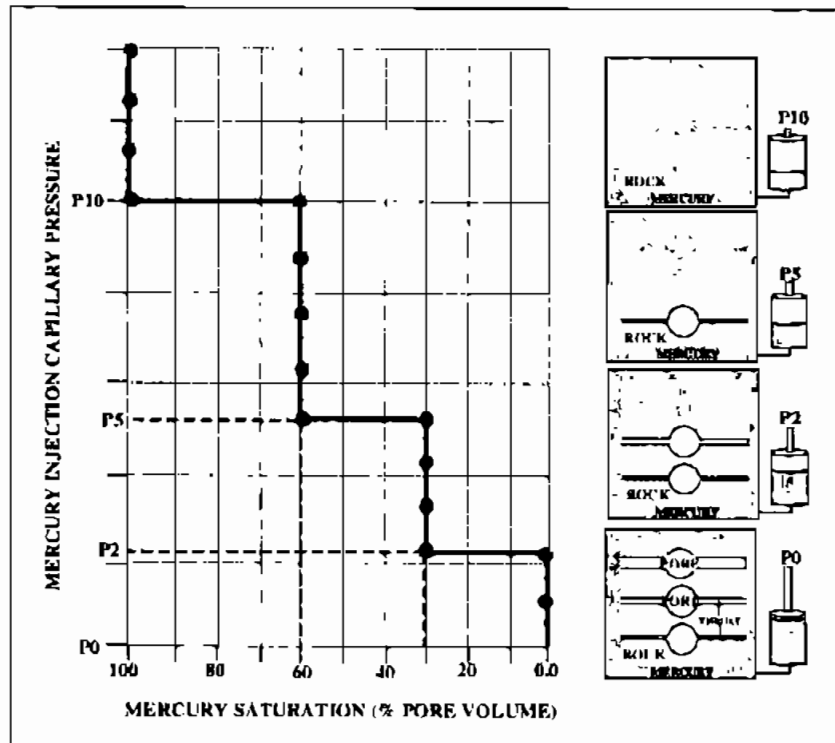
می‌سازد که در صورت وجود نفت در داخل ادخال‌ها و یا وجود نفت بین زون‌های سیمانی حاوی ادخال، به زمان مهاجرت هیدروکربن‌ها نیز پی ببریم.

۷-۳-۷ ایزوتوپ‌های پایدار کربن و اکسیژن

آنالیز ایزوتوپ‌های پایدار اکسیژن و کربن به زمین‌شناسان در پی بردن به میانگین دما و شرایط محیطی هم‌زمان با ته نشینی سیمان، کمک شایان توجهی می‌کند. اساس این روش تعیین کمی ایزوتوپ‌های پایدار اکسیژن و کربن به صورت دو نسبت ایزوتوپی $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ و $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ است. اطلاعات ایزوتوپ‌های پایدار به همراه دمایی که در آن ادخال مایع به شکل همگن در می‌آید، اطلاعاتی را در مورد زمان مهاجرت هیدروکربن فراهم می‌کند.

۷-۳-۸ فشار مویینه تزریق جیوه (Mercury Injection Capillary Pressure)

فشارهای مویینه حاصل از تزریق جیوه برای تعیین برخی از خواص فیزیکی سنگ مخزن به کار می‌رود. منحنی تزریق جیوه، افزایش اشباع‌شدگی جیوه را، بر مبنای تابعی از فشار نشان می‌دهد (شکل ۷-۱۱). با این منحنی‌ها می‌توان توزیع اندازه‌های مختلف گلوگاه‌های تخلخل (pore throat) را اندازه‌گیری کرد. از آنجایی که جیوه یک فاز غیرمرطوب کننده است (non-wetting phase)، برای وارد شدن به منافذ داخلی سنگ باید تحت فشار قرار گیرد. منافذ با گلوگاه‌های بزرگتر، زودتر تحت افزایش فشار، از جیوه اشباع می‌شوند. منافذی که به گلوگاه‌های کوچک‌تر مرتبط‌اند، آخرین بخش‌های تخلخل مفیداند که ممکن است در فشارهای بسیار بالا تحت نفوذ و پرشدگی جیوه قرار گیرند. چون برخی ویژگی‌های مخزن مانند تخلخل و تراوایی به وسیله اندازه و نحوه آرایش منافذ و گلوگاه‌های تخلخل کنترل می‌شوند، روش تزریق جیوه وسیله‌ای مناسب برای ارزیابی سنگ مخزن است.



شکل ۷-۱۱ دیاگرام شماتیک از چگونگی رسم یک منحنی تزریق جیوه

۷-۳-۹ پردازش و آنالیز تصاویر جهت ارزیابی فضای منفذی

تکنیک آنالیز تصاویر پتروگرافی (Petrographic Image Analysis, PIA) برای تعیین روابط بین تخلخل و تراوایی و ارزیابی شکل هندسی منافذ (pore geometry) استفاده می‌شود. تکنیک فوق می‌تواند با استفاده از سیستم آنالیز تصاویر همراه با SEM انجام گیرد. در این حالت تصاویر BSE مقاطع نازک صیقلی داده شده باید به کمک یک دوربین ویدیویی از SEM به صورت یک تصویر خاکستری (grey-scale image) به نرم‌افزار Image AnalysisTM انتقال یابد. تصاویر خاکستری BSE در مرحله بعد به تصاویر دوتایی (binary) تبدیل می‌شوند. در تصاویر دوتایی دانه‌ها (به رنگ سفید) و تخلخل (به رنگ سیاه) کاملاً از یکدیگر قابل تفکیکند. با تبدیل تصاویر دوتایی به اطلاعات رقومی (دیجیتالی) می‌توان پارامترهای مختلف منافذ را مثل: مساحت، قطر و محیط منافذ محاسبه نمود.

۷-۴-۴ پتروگرافی ترکیبی مخازن (Compositional Petrography)

۷-۴-۱-۱ ترکیب دانه‌های اصلی (Framework Grain Composition)

اگرچه کانی‌شناسان تاکنون هزاران کانی را در سنگ‌های آذرین و دگرگونی شناسایی کرده‌اند، ولی تعداد کانی‌های سنگ‌های مخزن رسوبی بسیار کمتر است زیرا:
- بیشتر کانی‌های توصیف شده در سنگ‌های آذرین و دگرگونی ندارند.

- در اثر عملکرد هوازدگی و فرسایش، کانی‌هایی که از نظر فیزیکی و شیمیایی ناپایدارند، به‌طور انتخابی قبل از آنکه در حوضه‌های رسوبی نهشته شوند، از ترکیب اصلی سنگ خارج می‌گردند.
- فرآیند دیازنز به‌طور انتخابی کانی‌هایی را که از نظر شیمیایی ناپایدارند، دگرسان می‌نماید.

۷-۴-۱-۱ سنگ‌های تخریبی

در مخازن تخریبی (آواری)، فراوان‌ترین دانه‌های اصلی عبارتند از:
الف) کوارتز (SiO_2):

- مونو کریستالین و پلی کریستالین
- چرت (میکرو کریستالین)
- اپال - A (بی شکل)
- اپال - CT

ب) فلدسپار:

- غنی از پتاسیم ($KAlSi_3O_8$): ارتوکلاز و میکروکلین
- پلاژیوکلاز ($CaAl_2Si_2O_8 - NaAlSi_3O_8$): سری انحلال جامد Ca-Na

ج) خرده‌های سنگی:

- خرده سنگ‌های آتشفشانی (VRF)
- خرده سنگ‌های دگرگونی (MRF)
- خرده سنگ‌های رسوبی (SRF)

د) اجزای فرعی:

- موسکوویت $KAl_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$
- بیوتیت $K(Mg,Fe)_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$
- هورنبلند با فرمول‌های گوناگون
- آپاتیت $Ca_5(F,Cl,OH)(PO_4)_3$
- زیرکن $ZrSiO_4$
- تورمالین $(X,Y_2Al_6(BO_3)_3(Si_6O_{18})(OH)_4$
- مواد آلی بقایای گیاهی، زغال، استخوان و هیدروکربن باقی مانده

۷-۴-۱-۲ سنگ‌های کربناته

الف) ترکیب کانی شناسی:

- آراگونیت $CaCO_3$

CaCo_3	کلسیت	▪
$\text{CaMg}(\text{Co}_3)_2$	دولومیت	▪
FeCo_3	سیدریت	▪
$\text{Ca}(\text{Fe}, \text{Mg}, \text{Mn})(\text{Co}_3)_2$	آنکریت	▪
MgCo_3	مگنزیت	▪

۷-۴-۲ انواع سیمان‌ها در مخازن

سیمان‌های متعددی در سنگ‌های رسوبی گزارش شده که لیست آن‌ها در ذیل آمده است. در این میان سیمان‌های کوارتزی، کلسیت و دولومیت از فراگیرترین سیمان‌ها می‌باشند.

۱) سیلیس

SiO_2	کوارتر	▪
SiO_2	اپال	▪
SiO_2	اپال-CT	▪

۲) کربنات‌ها

CaCo_3	کلسیت	▪
$\text{CaMg}(\text{Co}_3)_2$	دولومیت	▪
FeCo_3	سیدریت	▪

۳) کانی‌های رسی

$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$	کانولینیت	▪
$(\text{K}, \text{Na})_2(\text{Al}, \text{Mg}, \text{Fe})_2(\text{Si}_7\text{Al})\text{O}_{20} \cdot (\text{OH})_4$	ایلیت	▪
$(\text{Mg}, \text{Fe})_6\text{AlSi}_3\text{O}_{10} \cdot (\text{OH})_8$	کلریت	▪
$(\text{Na}, \text{K}, \text{Mg}, \text{Ca})_{1-3} \text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10} \cdot (\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	اسمکتیت	▪
رس‌های مخلوط لایه شامل:		

ایلیت - کلریت

ایلیت - اسمکتیت

کلریت - اسمکتیت

۴) سولفات‌ها و سولفیدها

CaSO_4	آنیدریت	▪
BaSO_4	باریت	▪
$\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$	ژئپس	▪

$SrSO_4$	سلسیت	▪
FeS_2	پیریت	▪
	(۵) فلدسپارها	
$KAlSi_3O_8$	ارتوکلاز	▪
$NaAlSi_3O_8 - CaAl_2Si_2O_8$	پلاژیوکلاز	▪
	(۶) اکسیدها	
Fe_2O_3	هماتیت	▪
	(۷) زئولیت‌ها	
$NaAlSi_3O_8$ و H_2O	آنالسیم	▪
$CaAl_2Si_2O_8 \cdot 6H_2O$	هولاندیت	▪
$CaAl_2Si_2O_8 \cdot 4H_2O$	لومونتیت	▪

۷-۴-۳ کانی‌های رسی تخریبی و درجا در مخازن

در این بخش از کتاب به دلیل اهمیتی که کانی‌های رسی دارند و قادرند به شدت ویژگی‌های پتروفیزیکی سنگ مخزن را کنترل نمایند، به بحث مختصری در مورد آن‌ها پرداخته می‌شود. رس‌ها در داخل سنگ مخزن به دو روش تشکیل می‌شوند. طریقه اول، رس‌های تخریبی یا دگرجا (آلورژنیک)، که در طول رسوبگذاری با دیگر اجزای رسوبات نهشته می‌شوند، به استثنای کانی‌های رسی که به‌طور مکانیکی پس از رسوبگذاری با رسوبات مخلوط می‌شوند. طریقه دوم، کانی‌های رسی درجا یا درجا هستند. این کانی‌ها یا در شرایط مناسب، در اثر رسوب مستقیم از سیال منفذی به وجود می‌آیند (neomorphism) و یا حاصل واکنش بین دانه‌های اصلی و سیال منفذی هستند (regeneration). در شناسایی و تشخیص رس‌های اتورژنیک از آلورژنیک معیارهای زیادی استفاده می‌شود از جمله: ترکیب، ریخت‌شناسی، بافت و نحوه توزیع آن‌ها. درصد خلوص یک رس، فرم بلوری آن و ارتباطش با دانه‌های دیگر به شناسایی کانی‌های رسی درجا کمک می‌کند.

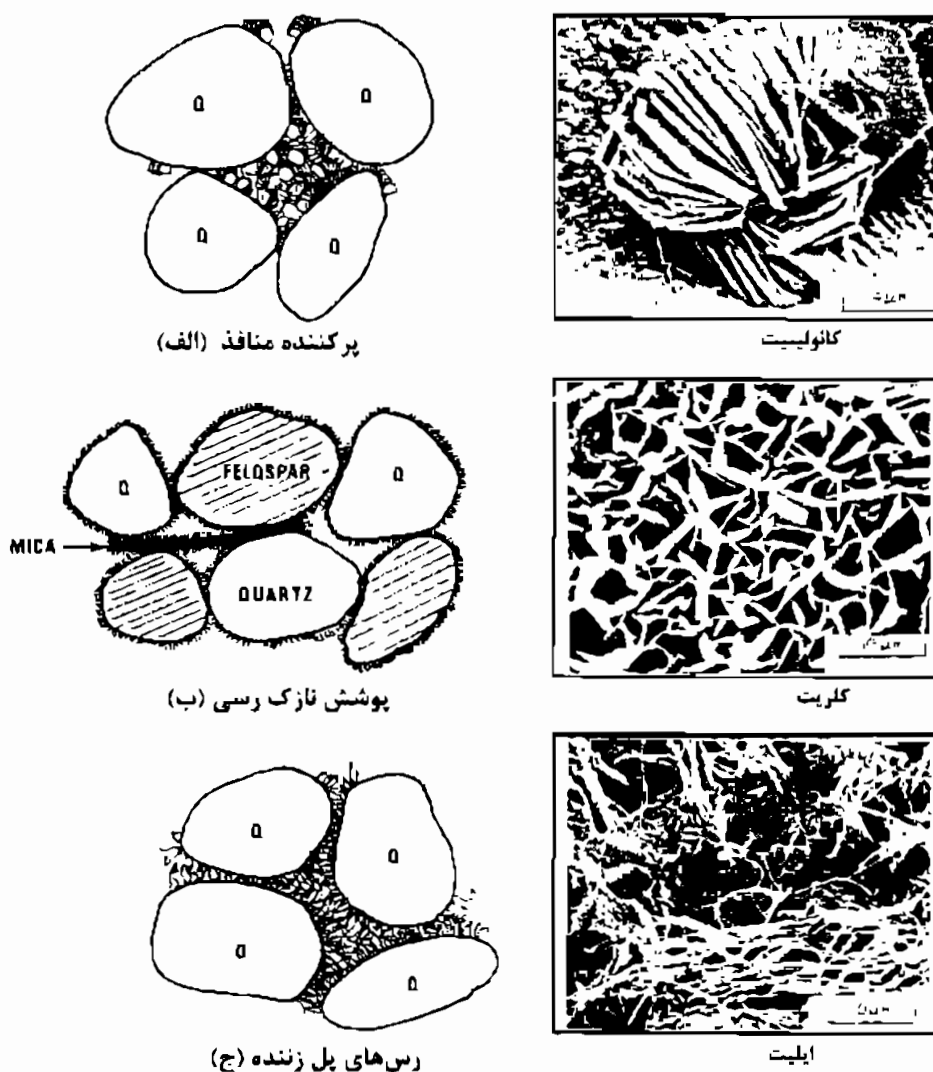
کانی‌های رسی درجا به اشکال مختلفی دیده می‌شوند (شکل ۷-۱۲):

الف) رس‌های پر کننده منافذ (pore filling) که منافذ اولیه یا ثانویه قابل دسترس را پر می‌کنند، نظیر کائولینیت (شکل ۷-۱۲ الف).

ب) رس‌هایی که به صورت آستری دیواره منافذ را می‌پوشانند (pore lining) یا به شکل پوشش نازک رسی روی سطح دانه‌ها رسوب می‌کنند که در این حالت ممکن است از تشکیل سیمان

هم محور (syntaxial rim cement) جلوگیری بعمل آورند. از این نوع رس‌ها می‌توان کلریت را نام برد (شکل ۷-۱۲ ب).

ج) رس‌هایی که در مجاری منافذ به صورت رشته‌های مو مانند پل می‌زنند (pore bridging)، نظیر ایلیت (شکل ۷-۱۲ ج).



شکل ۷-۱۲ چگونگی رشد سه نوع کانی رسی در خلل و فرج مخازن هیدروکربنی

کانی‌های رسی که دیواره حفرات را می‌پوشانند، فضاهای خالی را پر می‌کنند و یا به شکل پل‌هایی دیواره منافذ را به هم وصل می‌کنند (pore bridging) نقشی اساسی در تأثیرگذاری بر روی نمودارهای چاه‌پیمایی دارند. پنج کانی رسی که در سنگ مخزن‌ها فراوانترند عبارتند از: کائولینیت، ایلیت، اسمکتیت، کلریت و رس‌های مخلوط لایه. کائولینیت درجایزه به صورت صفحات شش وجهی کاذب و در هم فشرده شده است (شکل ۷-۱۲ الف) و انواع کرمی شکل و کتابی آن هم وجود دارد. صفحات کائولینیت بسیار بزرگند

(۲ تا ۲۰ میکرون) و اغلب اتصال سستی به دیواره حفرات دارند. کائولینیت در جازا عموماً تخلخل‌های درشت (macroporosity) سنگ مخزن را به ریز تخلخل (microporosity) موجود در داخل خودش تغییر می‌دهد.

در سنگ‌های مخزن، ایلیت در جازا دو مورفولوژی متفاوت مو مانند و کلمی شکل را از نظر نحوهٔ پر کردن منافذ از خود نشان می‌دهد. حضور ایلیت مویین که مانند پلی، منافذ را به هم وصل می‌کند (pore bridging) در کاهش تراوایی مخزن نقش مؤثری دارد، اگر چه نقش مهمی در کاهش تخلخل کل ندارد. رس‌های ایلیتی که ایجاد پل در منافذ می‌کنند در مقایسه با رس‌هایی که به صورت آستری و رس‌های پر کننده منافذ هستند نقش بیشتری در کاهش تراوایی یک سنگ مخزن دارند (شکل ۷-۱۲ ج).

اسمکتیت در جازا از نظر چگونگی پوشش دادن روی دانه‌ها به دو شکل دیده می‌شود: شانهٔ عسلی (honeycomb) و چروکیده (crinkly). با تغییر میزان خشک شدن نمونه هر دو نوع مورفولوژی اسمکتیت ممکن است تغییر کند. اسمکتیت به واسطهٔ ظرفیت بالای تبادل کاتیونی، هدایت الکتریکی سنگ مخزن را بسیار بالا می‌برد. کلریت نیز به اشکال مختلفی مانند گل سرخی، شانه عسلی و صفحه‌ای وجود دارد. کلریت در جازا معمولاً غنی از آهن است. مقدار آهن موجود در کلریت در انواع گل سرخی و صفحه‌ای بالاست اما در نوع شانه عسلی کاهش می‌یابد. کانی‌های رسی مخلوط لایه (mixed layer) خواص فیزیکی و ریخت‌شناسی رس‌های سازنده‌شان را نشان می‌دهند. دو نوع معمول رس‌های مخلوط لایه عبارتند از: ایلت- اسمکتیت و کلریت- اسمکتیت. ریخت‌شناسی رس‌های مخلوط لایه بیشتر به فراوانی نسبی رس‌های سازندهٔ آن‌ها بستگی دارد. به عنوان مثال یک ایلت- اسمکتیت غنی از اسمکتیت بسیار شبیه به اسمکتیت است.

۷-۵ خواص فیزیکی سنگ‌های مخزنی

در این بخش ویژگی‌های اصلی مخزن یعنی تخلخل و تراوایی توصیف و پارامترهای کنترل کننده آن‌ها بحث خواهد شد.

۷-۵-۱ تخلخل (Porosity)

تخلخل یکی از دو پارامتر ضروری برای یک سنگ مخزن هیدروکربنی است. تخلخل عبارتست از نسبت حجم فضاهای خالی به حجم کل سنگ (شکل ۷-۱۳). در مخازن هیدروکربنی حجم فضاهای خالی توسط سیالاتی نظیر گاز، نفت و آب اشغال شده است. تخلخل معمولاً با حرف

لاتین ϕ نشان داده شده و بر حسب درصد بیان می‌شود. تخلخل را می‌توان به کمک یکی از روابط زیر محاسبه کرد:

$$\phi = (v_p/v_b) \times 100$$

$$\phi = [(v_b - v_g)/v_b] \times 100$$

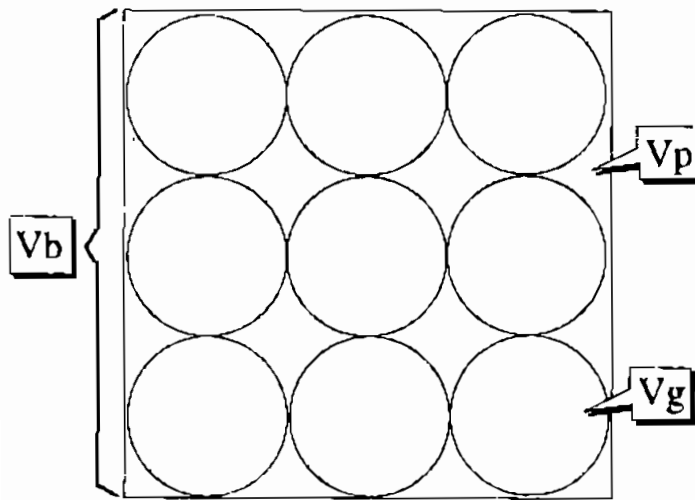
$$\phi = [v_p/(v_g + v_p)] \times 100$$

که در آن:

V_p = حجم منافذ

V_g = حجم دانه

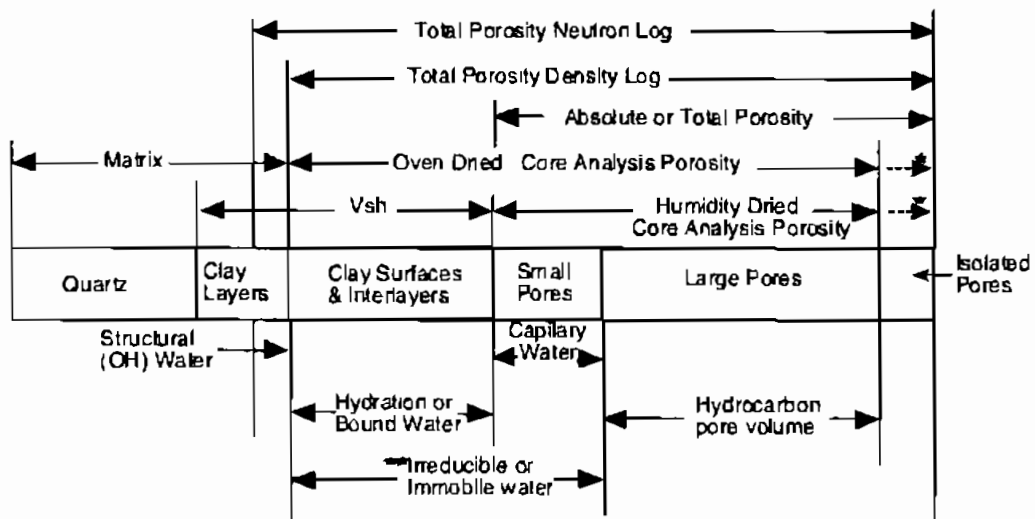
V_b = حجم کل



$$V_b = V_p + V_g$$

شکل ۷-۱۳ - دیاگرام شماتیک که در آن حجم منافذ (V_p)، حجم دانه (V_g) و حجم کل (V_b) یک نمونه متخلخل نشان داده شده است

بیشتر مخازن، تخلخلی در محدوده ۵ تا ۳۰ درصد دارند. تخلخل‌های کمتر از ۵ درصد به ندرت انباشته اقتصادی ایجاد می‌کنند و تخلخل بیشتر از ۳۵ خیلی نادر است. تخلخل را می‌توان در آزمایشگاه از روی مغزه‌ها و یا با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی خصوصاً نمودار چگالی، صوتی و نوترون محاسبه نمود. تخلخل را می‌توان از روی داده‌های لرزه‌ای نیز محاسبه نمود. شکل ۷-۱۴، تعاریف مختلف مربوط به انواع تخلخل و تفاوت اندازه‌گیری آن را با استفاده از تکنیک‌های مختلف نشان می‌دهد.



↘ If sample completely disaggregated during measurement.

↔ Varies as a function height above the free water level

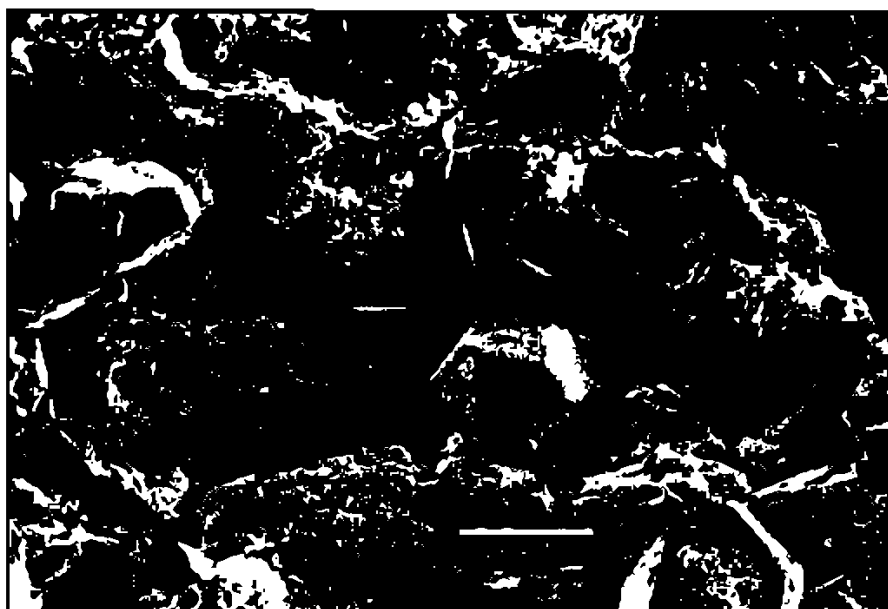
شکل ۷-۱۴ تغییر در تخلخل اندازه‌گیری شده با استفاده از روش‌های مختلف

۷-۱-۱-۵ انواع اصلی تخلخل

تخلخل را می‌توان براساس زمان تشکیل، مؤثر بودن برای تولید و اندازه به انواع مختلف تقسیم‌بندی کرد. از نظر زمان تشکیل تخلخل به انواع زیر تقسیم می‌شود:

- تخلخل اولیه (primary porosity)
 - تخلخل ثانویه (secondary porosity)
- از نظر کاربردی یا مؤثر بودن برای تولید، تخلخل به انواع زیر تقسیم می‌شود:
- تخلخل کل (total porosity)
 - تخلخل مفید (effective porosity)
 - مرتبط (connected)
 - به هم مرتبط (interconnected)
 - تخلخل جدا افتاده (isolated porosity)
- از نظر اندازه، تخلخل به انواع زیر تقسیم می‌شود:
- درشت تخلخل (Macroporosity)
 - ریزتخلخل (Microporosity)

تخلخل براساس زمان تشکیل می‌تواند به دو نوع اصلی تقسیم شود. تخلخل اولیه هم‌زمان با رسوبگذاری و تخلخل ثانویه پس از رسوبگذاری تشکیل می‌شود. از تخلخل‌های اولیه می‌توان تخلخل بین‌دانه‌ای (intergranular porosity) یا بین‌ذره‌ای (interparticle) که ما بین دانه‌های رسوب وجود دارد و تخلخل درون‌دانه‌ای (intergranular porosity) یا درون‌ذره‌ای (intraparticle) که در داخل خود دانه‌ها قرار دارد را نام برد. تخلخل بین دانه‌ای، بیشتر در ماسه‌سنگ‌ها و تخلخل درون دانه‌ای، بیشتر در سنگ‌های آهکی اسکلتی وجود دارد. شکل ۷-۱۵ یک تصویر SEM از مخزن ماسه‌سنگی است که دارای تخلخل بین دانه‌ای اولیه است. همان‌طوری که در این تصویر دیده می‌شود، وجوه منتظم کوارتز ثانویه (overgrowth) دیواره منافذ را شکل می‌دهد. فضاهای خالی بین دانه‌ها توسط گلوگاه‌های تخلخل (pore throats) به خوبی به هم متصل شده‌اند. در چنین حالتی مخزن معمولاً دارای تخلخل و تراوایی خوبی است. در مثال شکل ۷-۱۵ که متعلق به یکی از مخازن ماسه‌سنگی استرالیا است، تخلخل و تراوایی به ترتیب در حدود ۲۳٪ و ۳۴۰ میلی‌داری است.



شکل ۷-۱۵ - تصویر SEM از مخزن ماسه‌سنگی با تخلخل اولیه بین دانه‌ای

تخلخل بین دانه‌ای اولیه معمولاً با ویژگی‌های زیر مشخص می‌شود:

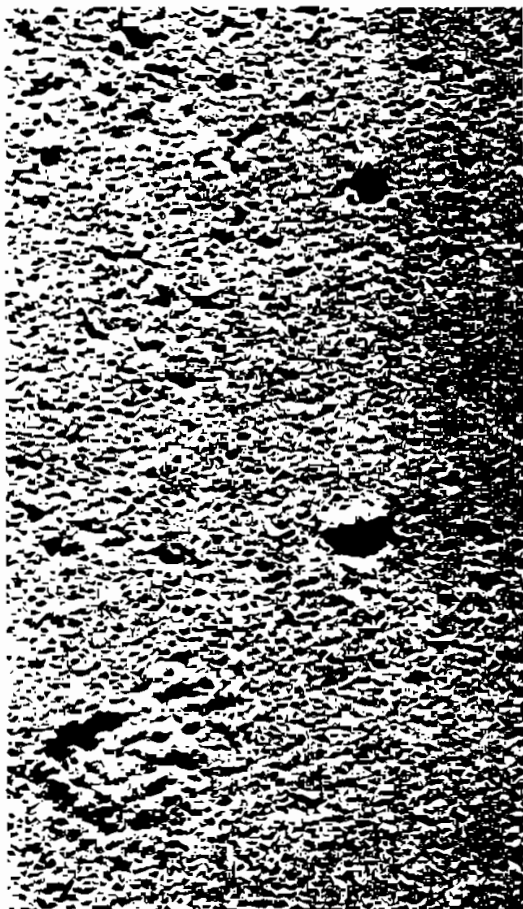
- پس از رسوبگذاری و تراکم اولیه به شکل تخلخل یکپارچه و متصل (adhesive porosity) در سنگ دیده می‌شود.

- به شدت وابسته به جورشدگی، آرایش و شکل دانه‌ها است.

- با افزایش عمق و گذشت زمان از مقدار آن کاسته می‌شود.

- گاهی اوقات در اثر پوشیده شدن سطح دانه‌ها توسط رس‌های اولیه و یا مهاجرت اولیه هیدروکربن و در نتیجه تا حدی جلوگیری از سیمانی شدن، بدون تغییر باقی مانده و حفظ می‌شود.

تخلخل ثانویه، شامل تخلخلی است که بعد از رسوبگذاری در سنگ به وجود می‌آید. تخلخل ثانویه به چندین شکل وجود دارد که مهم‌ترین آن‌ها تخلخل بین بلوری (intercrystalline porosity) است. این نوع تخلخل در فضای بین بلورها بوده و در دولومیت‌ها از اهمیت زیادی برخوردار است. انحلال نیز می‌تواند چندین نوع تخلخل ثانویه را به وجود آورد. این پدیده به ویژه در سنگ‌های آهکی حائز اهمیت زیادی است، اما می‌تواند به‌طور مشابهی در ماسه‌سنگ‌ها نیز عمل کند. پدیده انحلال در سنگ‌ها به اشکال مختلف اتفاق می‌افتد. شکل ۷-۱۷ که از یک مغزه است، نشان می‌دهد که حفرات انحلالی ثانویه چگونه در اثر انحلال سنگ آهک توسعه یافته‌اند. برخی از حفرات، کوچک و مدور می‌باشند که در اثر انحلال و شسته شدن پلت‌ها به وجود آمده‌اند. این نوع تخلخل که به صورت انتخابی در فابریک سنگ شکل می‌گیرد



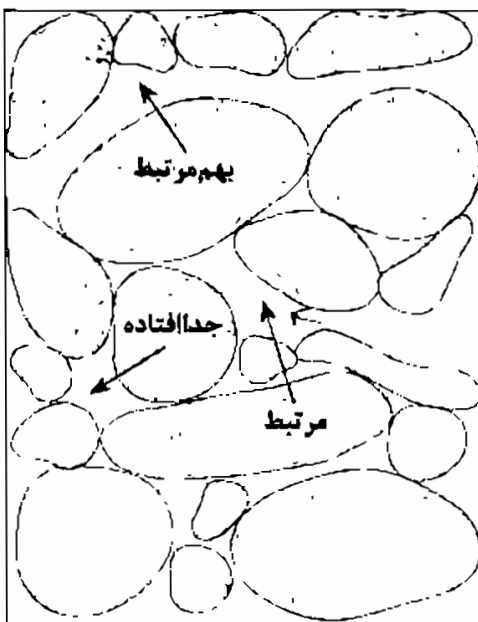
(fabric selective porosity) تخلخل قالبی نام دارد و چون از انحلال پلت‌ها حاصل شده تخلخل قالبی-پلت (pel moldic) نامیده می‌شود. در این تصویر همچنین فضاهای خالی نامنظم و درشتی دیده می‌شود که فابریک اولیه سنگ را قطع می‌کنند. این فضاهای، تخلخل حفره‌ای (vuggy porosity) نامیده می‌شوند. اگر سنگ آهک متحمل انحلال شدید گردد، فضاهای غارمانندی ممکن است در آن گسترش یابند. در تخلخل انحلالی ممکن است حفره‌های مجاور به هم مرتبط نباشند و بنابراین میزان تخلخل مفید از تخلخل کل بسیار کمتر باشد که در این صورت تراوایی سنگ بسیار کم خواهد بود.

شکل ۷-۱۷ - تصویری از یک مغزه که در آن حفرات انحلالی ثانویه از نوع پل‌مولدیک و حفره‌ای دیده می‌شود

- به‌طور کلی شکل‌گیری تخلخل ثانویه را می‌توان محصول عوامل زیر دانست:
- انحلال دانه‌های اصلی (framework grain) که فاقد ثبات شیمیایی هستند
 - انحلال سیمان‌های درجا یا بی‌ثبات
 - کاهش حجم به واسطه تبدیل یک فاز به فاز چگال‌تر
 - ایجاد شکستگی
- تخلخل‌های ثانویه را می‌توان به کمک معیارهای زیر مورد شناسایی قرار داد:
- حفرات از حد معمول درشت‌ترند.
 - حفرات کشیده و درازاند.
 - در آن‌ها بقایای سیمان‌ها یا دانه‌های بی‌ثبات یافت می‌شود.

تخلخل مفید مقدار فضاهای خالی را گویند که قادرند به وسیله نفت یا گاز قابل بازیافت پر شوند. این نوع تخلخل در واقع مقدار فضاهایی خالی است که به اندازه کافی به هم مرتبط بوده

و نتیجه این ارتباط کافی حفرات به همدیگر، بازیافت نفت و یا گاز می‌باشد. در شکل ۷-۱۶، سه نوع تخلخل قابل مشاهده است. تخلخل مرتبط (connected)، به هم مرتبط (interconnected) و جداافتاده (isolated). در تخلخل به هم مرتبط هر فضای خالی توسط چندین گلوگاه با فضاهای خالی اطراف مرتبط است. تخلخل مرتبط یا تخلخل ته بسته (dead end) فقط با یک گلوگاه به فضاهای اطراف مرتبط است. در تخلخل جدا افتاده، هیچ ارتباطی بین حفرات موجود نیست. دو نوع تخلخل مرتبط و به هم مرتبط مجموعاً تخلخل مفید (effective porosity) سنگ را تشکیل می‌دهند. در مورد تخلخل به هم مرتبط، نفت و گاز



می‌تواند توسط مکانیسم آبران طبیعی یا مصنوعی (که بعداً این مکانیسم‌ها توضیح داده خواهند شد) از مخزن به داخل چاه بیرون رانده شود. در تخلخل مرتبط این مکانیسم‌ها کمتر مؤثر است و خروج نفت و گاز از مخزن به داخل چاه از طریق انبساط سیالات ناشی از کاهش فشار مخزن صورت می‌گیرد. تخلخل جدا افتاده قادر به انتقال هیدروکربن نیست.

شکل ۷-۱۶ - دیاگرام شماتیک از سه نوع تخلخل مرتبط، به هم مرتبط و جدا افتاده

تخلخل‌ها را می‌توان بر اساس اندازه‌شان تقسیم‌بندی نمود. به کلیه خلل و فرجی که قطر آن‌ها کمتر از یک میکرون باشد ریزتخلخل اطلاق می‌گردد. ریزتخلخل‌ها بیشتر اوقات در فضای بین بلوری رس‌ها نظیر کائولینیت و کانی‌های دیگری که سطح مخصوص (specific area) بالایی دارند وجود دارند. میزان ریزتخلخل در توده‌های کائولینیتی با استفاده از تکنیک تحلیل‌گر تصاویر تا بیش از ۳۵ درصد اندازه‌گیری شده است.

ریزتخلخل‌ها به دلیل وجود نیروی موینگی بالا، معمولاً از آب کاهش نیافتنی (irreducible water) اشباع می‌باشند و لذا برای محاسبه آب اشباع‌شدگی در مخازن حاوی ریزتخلخل بایست روش‌های مناسب را برگزید.

درشت تخلخل‌ها ممکن است در اثر رشد کانی‌های رسی پرکننده منافذ (pore filling) و رس‌های پل‌ساز (pore bridging) به ریزتخلخل تبدیل شوند.

۷-۵-۱-۲ ارتباط بین تخلخل و عمق

تخلخل در همه رسوبات به صورت پیش‌بینی شده‌ای با افزایش عمق، کاهش می‌یابد. کاهش تخلخل با افزایش عمق با فرمول عمومی زیر نشان داده می‌شود:

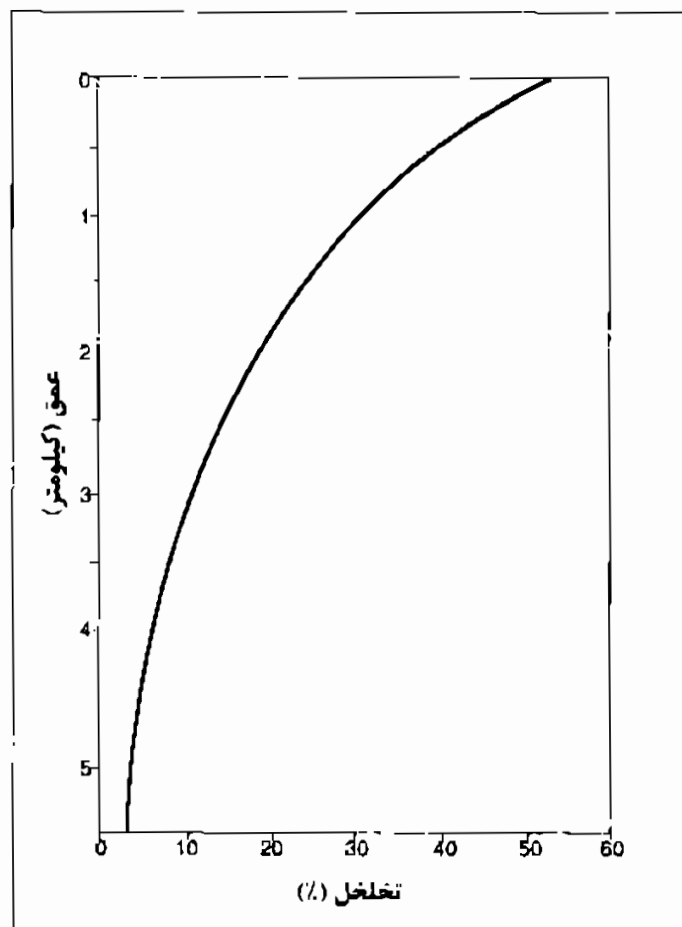
$$\phi = \phi_0 e^{-depth/B}$$

که B ثابت فشردگی و ϕ_0 تخلخل اولیه می‌باشد.

تخلخل سنگ‌های کربناته تحت تأثیر انواع گوناگونی از فرآیندهای دیاژنزی قرار دارد. با این وجود به نظر می‌رسد که کاهش ثابتی از تخلخل همراه با افزایش عمق در بعضی از حوضه‌های کربناته وجود دارد (شکل ۷-۱۸). مطالعه سنگ‌های کربناته محیط‌های گوناگون رسوبی جنوب فلوریدا نشان‌دهنده کاهش تخلخل همراه با افزایش عمق بوده که این موضوع به صورت یک معادله بیان شده است:

$$\text{تخلخل} = 41.73 e^{-Z/8197} (\text{ft}) \quad \text{یا} \quad \text{تخلخل} = 41.73 e^{-Z/2498} (\text{m})$$

که Z نشان‌دهنده عمق زیر سطح زمین (ft یا m) می‌باشد.



شکل ۷-۱۸- منحنی تخلخل در مقابل عمق در نمونه‌های زیرسطحی جنوب فلوریدا

۷-۵-۱-۳ اندازه‌گیری تخلخل در آزمایشگاه

برای یک نمونه متخلخل سه بخش قابل اندازه‌گیری وجود دارد که عبارتند از حجم منافذ (pore volume, PV)، حجم ذرات (grain volume, GV) و حجم کل (bulk volume, BV). برای تعیین تخلخل لازم است که دوتای این پارامترها محاسبه شود. این سه متغیر ممکن است به طرق مختلف اندازه‌گیری و در نهایت تخلخل حاصل شود. روش و رابطه انتخابی برای اندازه‌گیری به نوع سنگ آنالیز شده و زمان لازم برای به دست آوردن اطلاعات بستگی دارد. بیشتر تکنیک‌های آزمایشگاهی به تخلخل مفید حساسند، ولی تخلخل کل را می‌توان با خرد کردن نمونه و رساندن به اندازه ذرات (grain size) به دست آورد. در آنالیزهای مغزه، تخلخل کل مقداری است که پس از خارج کردن آب جذبی رس‌ها اندازه‌گیری می‌شود.

۷-۵-۱-۳-۱ تکنیک قانون بویل

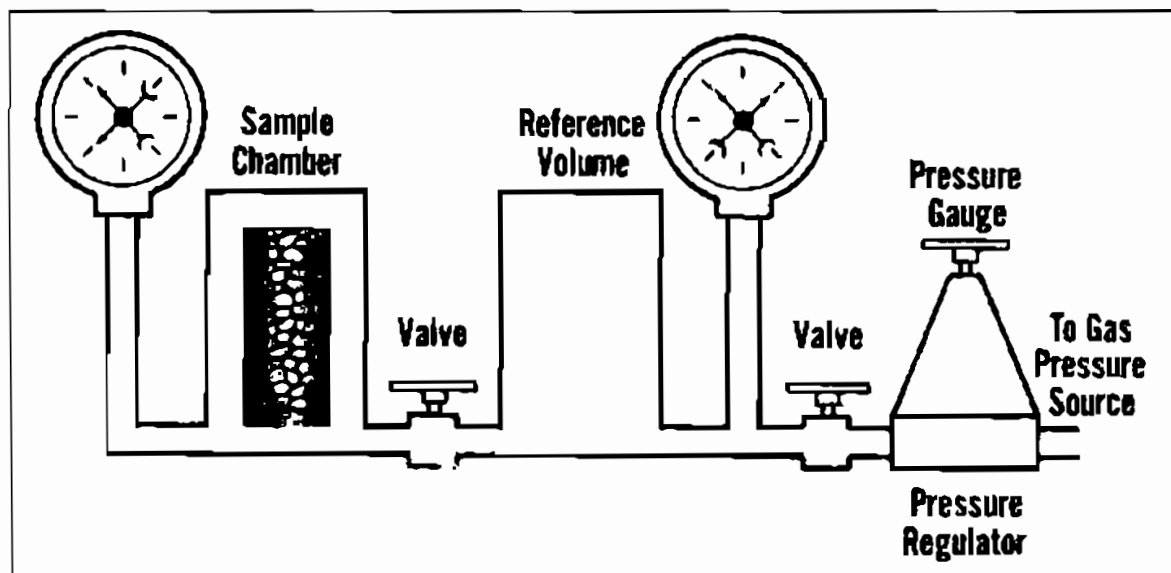
در روش قانون بویل برای اندازه‌گیری تخلخل، گاز متراکم نظیر هلیوم را به داخل منافذ وارد می‌کنند. هلیوم به دلیل کوچکی، به سرعت در منافذ ریز نفوذ می‌کند و به علت خنثی بودن، جذب دیواره و سطوح سنگ نمی‌شود. بسته به ابزارآلات و روش به کار گرفته شده می‌توان حجم منافذ یا حجم ذرات را تعیین کرد. این روش در صورتی که صحیح انجام شود دارای دقت بالا خواهد بود و روش نسبتاً سریعی است. نمونه‌ها لازم است که تمیز و خشک باشند، در غیر این صورت مقادیر تخلخل کم محاسبه می‌شود.

حجم کل: از اختلاف بین حجم کل و حجم ذرات، حجم منافذ به دست می‌آید. حجم کل با استفاده از قانون ارشمیدس، که معمولاً به دو روش انجام می‌گیرد، اندازه‌گیری می‌شود. در روش اول نمونه با مایعی اشباع می‌شود و سپس وزن می‌گردد. پس از آن نمونه در همان مایع فرو برده می‌شود و وزن غوطه‌ور شده آن اندازه‌گیری می‌شود. در این حالت حجم کل برابر اختلاف دو وزن اندازه‌گیری شده تقسیم بر چگالی مایعی است که مغزه با آن اشباع شده و در آن غوطه‌ور شده است. در روش دوم نمونه با آب اشباع شده و در آب غوطه‌ور می‌شود و اختلاف دو وزن اشباع و غوطه‌وری برابر حجم کل است، چرا که چگالی آب برابر ۱ می‌باشد. معمولاً نیز از آب استفاده می‌شود چراکه خارج کردن آب از نمونه با حرارت به سهولت انجام می‌گیرد. حجم کل را همچنین می‌توان با اندازه‌گیری طول و قطر یک نمونه مغزه و استفاده از فرمول‌های مناسب ریاضی به دست آورد. ولی معمولاً اطلاعات به دست آمده از قطر سنجی برای به دست آوردن حجم منافذ از حجم ذرات دقیق نمی‌باشد.

حجم ذرات : اندازه‌گیری حجم ذرات با استفاده از قانون بویل بسیار راحت است. یک نمونه تمیز و خشک در یک محفظه که حجم معین دارد گذاشته می‌شود (شکل ۷-۱۹). این محفظه از محفظه فشار بالا (upstream) مجزا شده است و در عین حال محفظه فشار بالا هم دارای حجم معین است. فشار محفظه فشار بالا تا حدود ۱۰۰ psi رسانده می‌شود و سپس مسدود می‌شود. پس از آن، ارتباط دو محفظه باز می‌شود و گاز درون حجره نمونه توسعه می‌یابد، لذا فشار اولیه کاهش می‌یابد. با توجه به مشخص بودن حجم دو محفظه، حجم ذرات را می‌توان با اندازه‌گیری فشار ثانویه و با استفاده از قانون بویل به دست آورد:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

حجم منافذ: حجم منافذ اغلب به صورت غیر مستقیم از اختلاف حجم کل و حجم ذرات به دست می‌آید. حجم منافذ را هم‌چنین می‌توان به صورت مستقیم و از معادلات قانون بویل به دست آورد.



شکل ۷-۱۹ - دستگاه اندازه‌گیری تخلخل با هلیوم

۷-۵-۱-۳-۲ روش مجموع سیالات (Summation of Fluids)

اندازه‌گیری تخلخل توسط روش مجموع سیالات بسیار مورد استفاده قرار گرفته شده است. در این روش مقدار گاز، نفت و آب در فضای منافذ نمونه‌های تازه (fresh samples) محاسبه می‌شود. مجموع این منافذ در برگیرنده سیالات بیانگر تخلخل است. این روش تخلخل و اشباع شدگی را هم‌زمان در یک نمونه اندازه‌گیری می‌کند. برای تعیین تخلخل لازم است که دو قسمت از یک مغزه تهیه شود. یک قسمت که حدود ۱۰۰ گرم وزن دارد، تا حد اندازه ۰/۶ سانتیمتر خرد می‌شود و درون استوانه‌های فلزی ابزاری به نام ریتورت (retort) گذاشته می‌شود که در انتها دارای یک ظرف مدرج است (شکل ۷-۲۰). نمونه‌ها در درون استوانه‌های

فلزی گرم و آب و نفت آن‌ها بخار شده و برای اندازه‌گیری در ظروف شیشه‌ای مدرج جای می‌گیرند. قسمت دوم مغزه که حدود ۳۰ گرم وزن دارد به صورت استوانه‌ای از مغزه جدا



می‌شود. نمونه وزن شده سپس برای به دست آوردن حجم کل در جیوه (بر اساس جابجایی جیوه) قرار داده می‌شود. سپس برای به دست آوردن حجم گاز، نمونه در جیوه فرو برده شده و فشار جیوه تا حدود ۱۰۰۰ Psi بالا برده می‌شود. در این فشار، جیوه وارد نمونه شده و به گاز فشار می‌آورد و فضای اشغال شده را پر می‌کند. با محاسبات مناسب می‌توان حجم گاز را به صورت درصدی از حجم کل نمونه به دست آورد.

شکل ۷-۲۰ - تصویر یک ریتورت

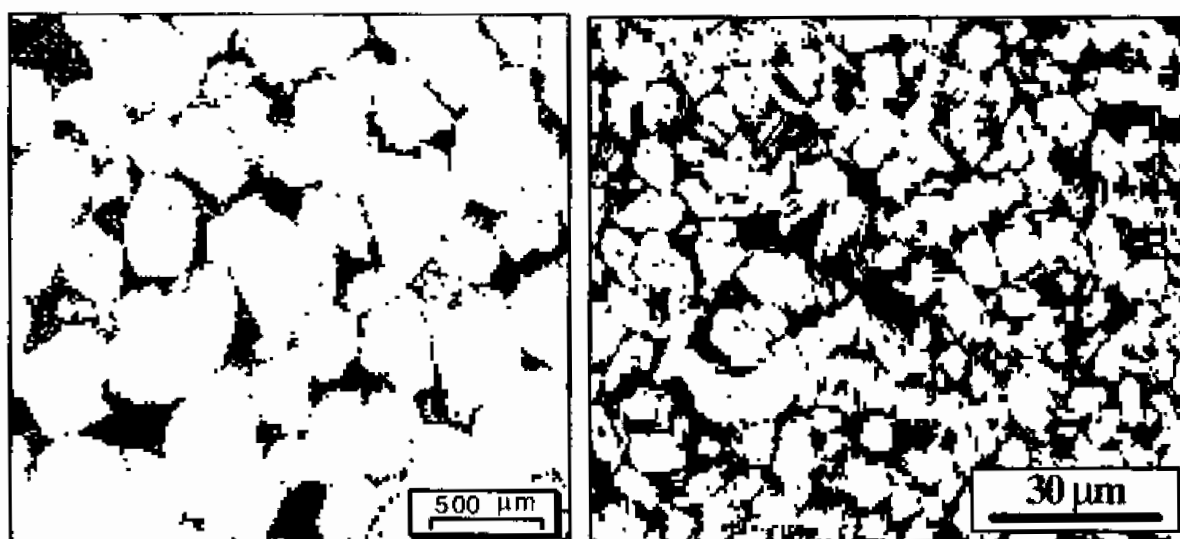
حجم نفت، گاز و آب هر کدام به صورت کسری از حجم کل گزارش می‌شوند و جمع این سه، تخلخل را می‌سازد. این روش، تکنیک مناسبی برای مغزه‌های هوا خورده یا مغزه‌هایی که نفت و آب آن‌ها بخار شده نمی‌باشد.

تمام تکنیک‌های اندازه‌گیری تخلخل که یاد شد دارای دقتی در حد $\pm 0.5\%$ واحد تخلخل می‌باشند.

۷-۱-۳-۳-۵-۳ اندازه‌گیری تخلخل با تجزیه و تحلیل تصویر BSE

برای اندازه‌گیری تخلخل، تصاویر پتروگرافی باید رقومی گردند. تصاویر Back Scattered Electron از مقاطع صیقلی پوشیده شده با کربن از میکروسکوپ الکترونی به دست می‌آید. این تصاویر، به صورت تصاویر خاکستری می‌باشند که به‌طور مثال از 512×512 پیکسل (پیکسل‌ها اجزای تشکیل دهنده تصویرند که به عنوان مثال اندازه هر کدام، برای تصویری با حدتفکیک متوسط، $2/4 \times 2/4$ میکرون است) تشکیل شده است. رنگ پیکسل‌ها در تصاویر خاکستری می‌تواند از صفر تا ۲۵۶ بنا به شدت رنگ خاکستری تغییر کند. رنگ خاکستری زمینه سنگ معمولاً با رنگ حفره‌های خالی که با اپوکسی آبی رنگ آمیزی شده‌اند متفاوت است. بعد از تغییر دادن تصویر خاکستری به یک تصویر دوتایی (binary image) (تصویر سیاه و سفیدی که به‌طور مثال مقادیر ۰ تا ۱۲۷ خاکستری به عنوان صفر و ۱۲۸ تا ۲۵۶ به عنوان یک در نظر گرفته می‌شوند)

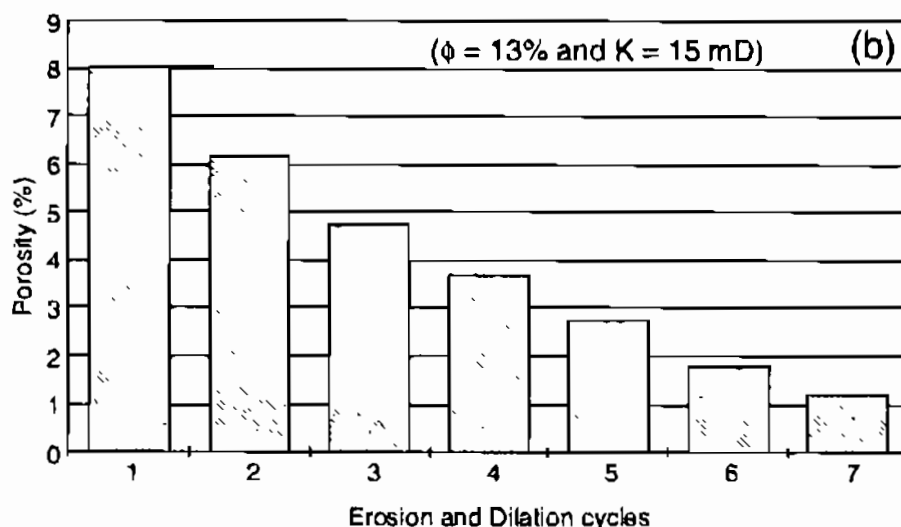
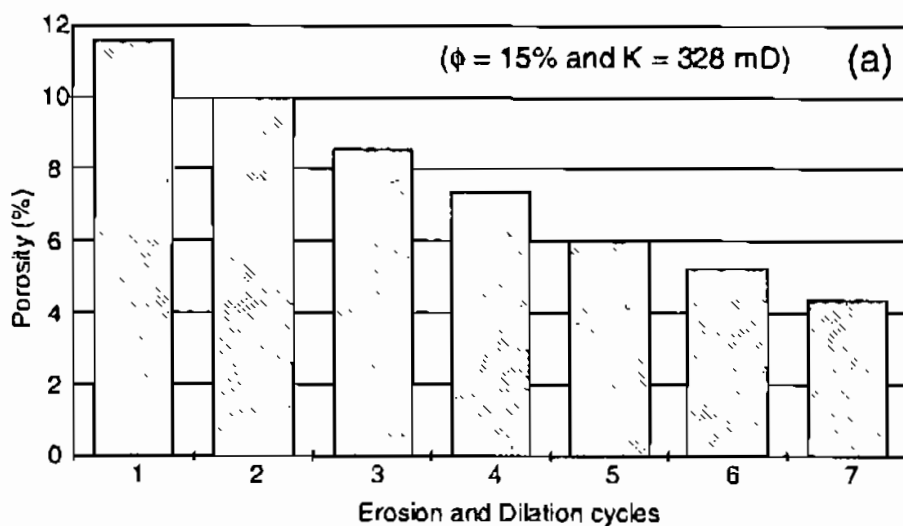
تخلخل می‌تواند به سهولت از زمینه سنگ تشخیص داده شود (شکل ۷-۲۱). در یک تصویر دوتایی هر پیکسل یکی از مقادیر یک یا صفر را دارد. پیکسل‌هایی که تخلخل را نشان می‌دهند خاکستری تیره هستند و بنابراین سیاه می‌شوند (۱) و زمینه سنگ که در تصویر BSE روشن‌تر هستند سفید می‌باشند و به صورت (۰) نشان داده می‌شوند (شکل ۷-۲۱). در این تصاویر می‌توان با استفاده از نرم‌افزارهای تحلیل گر تصاویر (image analyzer) تخلخل دوبعدی و شکل هندسی خلل و فرج (pore geometry) نظیر مساحت، اندازه قطر و محیط منافذ را محاسبه نمود.



شکل ۷-۲۱ - تصویر دوتایی از یک ماسه‌سنگ با تخلخل بین دانه‌ای (چپ) و ریز تخلخل موجود در داخل توده کانولینیت (راست)

قشرزایی (Dilation) و قشرزدایی (Erosion) تصویرهای دوتایی روشی است که اخیراً برای آنالیز تصاویر پتروگرافی استفاده می‌شود (شکل ۷-۲۲). قشرزدایی تکنیکی است که قشر خارجی مجموعه پیکسل‌ها را حذف می‌کند در صورتیکه قشرزایی یک لایه پیکسل به اطراف تصویر اضافه می‌کند. در طی قشرزدایی، حفرات کوچک و بی شکل کاملاً حذف و در طی قشرزایی بعدی بازسازی نخواهند شد. در طی این فرآیند حفرات کوچک، حفرات ناصاف حذف می‌شوند و در نتیجه طیف تغییرات تخلخل (porosity spectrum) به دست آمده اطلاعاتی درباره توزیع اندازه حفرات نشان می‌دهد. سیکل‌های مداوم قشرزایی و قشرزدایی نشان می‌دهد که طیف تغییرات تخلخل برای نمونه‌های دارای تخلخل و تراوایی بالا کاملاً متفاوت با نمونه‌های با تخلخل و تراوایی کم است. شکل ۷-۲۲ نشان می‌دهد که کاهش سطح حفرات بعد از هر چرخه قشرزایی - قشرزدایی در نمونه‌های دارای تخلخل و تراوایی کمتر، بیشتر است. این امر در واقع نشان می‌دهد که نمونه‌های با تخلخل و تراوایی کمتر، منافذ و گلوگاه‌های منافذ

کوچکتری دارند و لذا به طور پیوسته بعد از هر سیکل قشرزدایی - قشرزایی، حفرات بیشتری را از دست می‌دهند.



شکل ۷-۲۲ - هیستوگرام طیف کمپلکس خلل و فرج (pore complex spectra) برای دو نمونه با تراوایی زیاد (a) و کم (b)

۷-۵-۲ تراوایی (Permeability)

برای یک سنگ مخزن صرف داشتن تخلخل پر از نفت یا گاز کافی نیست، بلکه خلل و فرج باید به هم متصل باشند تا به هیدروکربن‌ها اجازه حرکت به داخل و خارج مخزن را بدهند.

تراوایی توانایی محیط متخلخل برای انتقال سیال است. واحد اندازه‌گیری تراوایی داریسی (Darcy) است که به نام یک دانشمند فرانسوی می‌باشد که جریان آب در محیط‌های متخلخل را در سال ۱۸۵۶ مطالعه کرد. یک داریسی توانایی تراوایی یک سنگ است وقتی که بتواند در طی یک ثانیه اجازه عبور یک سانتیمتر مکعب از یک مایع با گرانشی یک سانتی‌پواز را از سطح مقطع یک سانتیمترمربعی بدهد، وقتی که گرادیان فشار یک اتمسفر باشد. در واقع، تراوایی

یک داری برابر است با جریان یک بشکه در روز از نفتی با غلظت یک سانتی‌پوآز از یک فوت از ضخامت مخزن در یک چاه وقتی که اختلاف فشار برابر یک (pound per square inch) PSI باشد. از آنجا که اکثر مخازن تراوایی کمتر از یک داری دارند، معمولاً از میلی‌داری که یک هزارم داری است، استفاده می‌شود. تراوایی سازندها از یک میلی‌داری تا بیش از ده هزار میلی‌داری (مخصوصاً در مخازن دارای شکستگی نظیر آسماری) تغییر می‌کند. عموماً تراوایی را با K نشان می‌دهند. تراوایی میانگین در مخازن معمولاً بین ۵-۵۰۰ میلی‌داری (mD) است، هرچند بعضی از مخازن استثنایی تراوایی بالای ۳۰۰۰ mD دارند.

معادله داری برای یک سیال که از یک محیط متخلخل عبور می‌کند به صورت زیر است:

$$Q = K \frac{A \times \Delta P}{\mu \times L}$$

Q : دبی جریان cm^3/Sec

ΔP : اختلاف فشار atm

A : سطح cm^2

: ویسکوزیته مایع centipoise

L : طول cm

K : تراوایی Darcy

قانون داری در صورت وجود شرایط زیر صحت داشته و قابل استفاده برای محاسبه تراوایی است:

□ جریان به صورت خطی و آرام باشد.

□ فقط یک فاز به صورت صد در صد منافذ را اشباع کرده باشد.

□ بین سنگ و سیال واکنشی وجود نداشته باشد.

در جایی که مخلوط آب، نفت و گاز وجود داشته باشد، حرکت آن‌ها در محیط متخلخل بسیار پیچیده است و باید نوع اصلاح شده معادله داری به کار رود.

۱-۲-۵-۷ انواع تراوایی

۱-۱-۲-۵-۷ تراوایی مطلق (Absolute permeability)

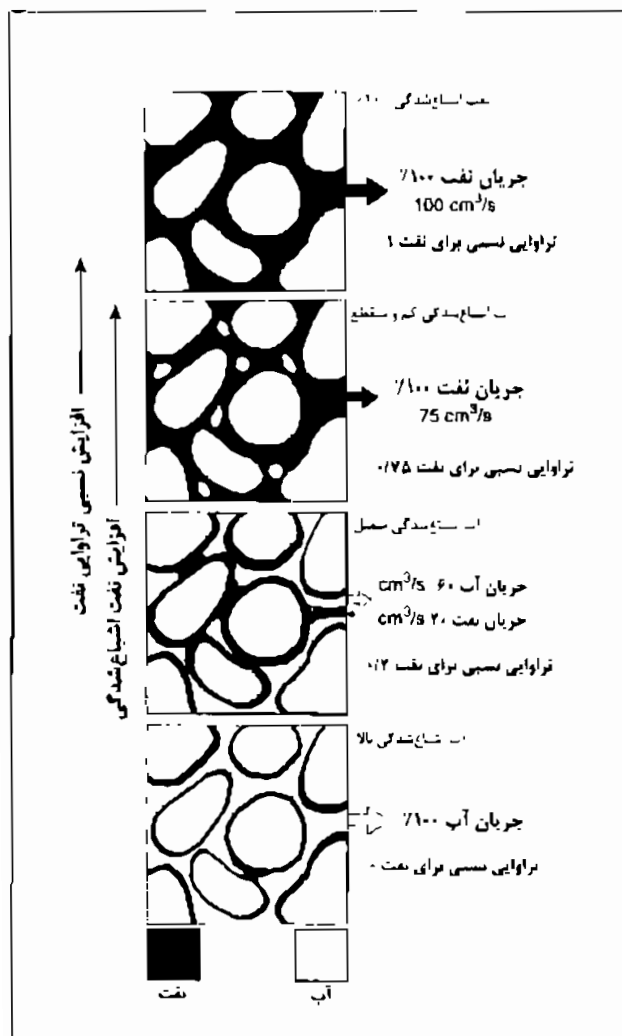
تراوایی مطلق، تراوایی است که فضاها صددرصد از یک سیال اشباع شده باشد. تراوایی مطلق یک سنگ، خاص همان سنگ است و به نوع سیال درونی آن بستگی ندارد.

۷-۵-۲-۱-۲ تراوایی مؤثر (Effective permeability)

تراوایی مؤثر وقتی است که بیش از یک سیال در منافذ وجود داشته و یکی از آن‌ها غالب باشد (شکل ۷-۲۳). بنابراین تراوایی مؤثر تابع اشباع شدگی است. در یک سیستم آب-نفت در تحت یک شیب فشار مشخص، نفت و آب به همراه یکدیگر در میان سیستم منافذ جریان پیدا کرده و تراوایی مؤثر برای نفت (K_n) و آب (K_w) به صورت ذیل محاسبه می‌شود:

$$K_o = \frac{q_o \mu_o l}{\Delta P \cdot A} \quad \text{و} \quad K_w = \frac{q_w \mu_w l}{\Delta P \cdot A}$$

معمولاً دبی جریان کل (q_t)، در صورتی که یک فاز ۱۰۰ درصد منافذ را پر کرده باشد، از مجموع جریان فازها بیشتر است ($q_t > q_o + q_w$). بنابراین هر یک از دو فاز در پیشروی فاز دیگر در سیستم منافذ مداخله کرده و ممانعت بعمل می‌آورد. میزان جریان یافتن هر فاز به نسبت تراوایی به ویسکوزیته (k/μ) بستگی دارد، به طوری که مخازن گازی ممکن است قادر باشند با تراوایی فقط چند میلی‌داریسی جریان بیابند در حالی که بیشتر مخازن نفتی برای این که جریان بیابند نیاز به تراوایی ده‌ها میلی‌داریسی دارند.



شکل ۷-۲۳ تصویر شماتیک که اثر

اشباع‌شدگی را بر روی تراوایی نسبی دو سیال نفت و آب را نشان می‌دهد. با افزایش میزان آب در خلل و فرج سنگ، تراوایی نفت کاهش می‌یابد

۷-۵-۲-۱-۳ تراوایی نسبی (Relative permeability)

تراوایی نسبی از پارامترهای مهم است که وقتی دو یا بیش از دو سیال متحرک، مثل نفت و آب، در میان فضاهای خالی وجود داشته باشد تعریف می‌گردد. تراوایی نسبی برای یک فاز، از نسبت تراوایی مؤثر به مطلق تعیین می‌شود. پس تراوایی نسبی نیز تابع اشباع شدگی است.

تراوایی نسبی عبارت است از:

$$K_{rw} = K_w / K \quad \text{برای آب}$$

$$K_{ro} = K_o / K \quad \text{برای نفت}$$

$$K_{rg} = K_g / K \quad \text{برای گاز}$$

به طوری که:

K = تراوایی مطلق

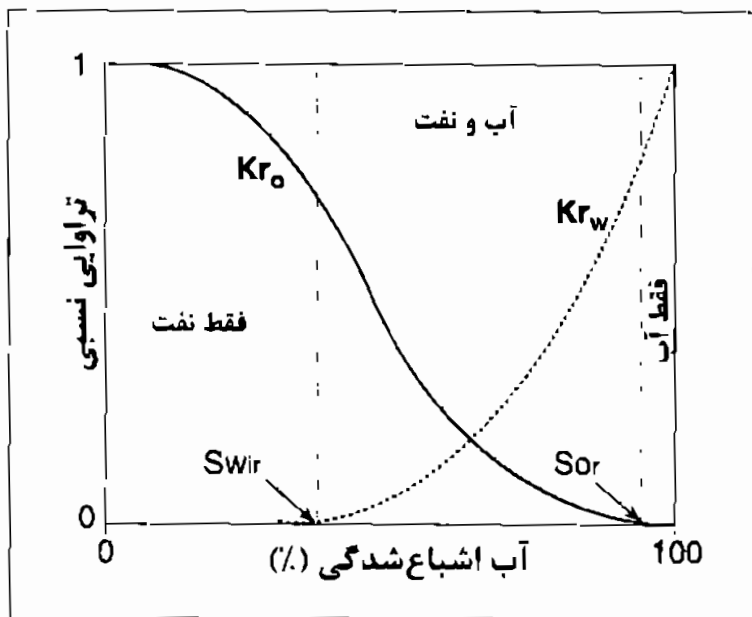
K_r = تراوایی نسبی

K_g = تراوایی مؤثر در ۱۰۰ درصد اشباع گاز

K_o = تراوایی مؤثر در ۱۰۰ درصد اشباع نفت

K_w = تراوایی مؤثر در ۱۰۰ درصد اشباع آب

در یک مخزن حاوی نفت و آب، تراوایی نسبی نفت (K_{ro}) می‌تواند بین صفر تا ۱ متغیر باشد که بستگی به مقدار اشباع آب دارد. هنگامی که اشباع آب افزایش می‌یابد، تراوایی نفت کاهش می‌یابد تا این که به صفر برسد (شکل ۷-۲۴). این نقطه مصادف با اشباع نفت باقیمانده (S_{or}) یا نفت غیرقابل تحرک در مخزن است. تراوایی نسبی برای آب، از طرف دیگر از صفر شروع می‌شود. نقطه شروع حرکت آب بستگی به مقدار اشباع آب کاهش نیافتنی (S_{wi}) دارد. از آن به بعد همچنان که اشباع آب افزایش می‌یابد تراوایی نسبی آب نیز افزایش می‌یابد. توجه داشته باشید که برای بیشتر آب اشباع شدگی‌های داده شده، تراوایی نسبی نفت برای یک سیستم نفتدوست (Oil-wet) در مقایسه با یک سیستم آبدوست (Water-Wet) کمتر است و بر عکس این موضوع، K_{rw} (تراوایی نسبی آب) در یک سیستم نفتدوست



شکل ۷-۲۴ - منحنی تراوایی نسبی برای نفت و آب

در مقایسه با یک سیستم آبدوست بیشتر است. در یک سنگ مخزن نفتدوست، قطرات نفت مایلند به سطوح کانی‌های سنگ بچسبند و بالعکس در یک سنگ مخزن آبدوست، قطرات آب تمایل به چسبیدن به سطوح کانی‌های سنگ را دارند.

افراد مختلفی، معادلات تجربی و مشاهده‌ای را برای ارتباط K_{ro} و K_{rw} به S_w و S_{wi} و S_{or} پیشنهاد داده‌اند. که یک مورد که عموماً مورد استفاده قرار می‌گیرد در ذیل آمده است:

$$K_{ro} = \left\{ \frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right\}^2$$

و

$$K_{rw} = \left\{ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right\}^3$$

۴-۱-۲-۵-۷ تراوایی پایه (Base Permeability)

تراوایی پایه (base permeability) تراوایی هیدروکربن در حضور آب کاهش نیافتنی (irreducible water) است. برای یک مخزن دارای آب و نفت، این بدان معنی است که تراوایی پایه همان تراوایی مؤثر برای نفت با حضور آب غیر قابل بازیافت است. برای یک مخزن گازی تراوایی پایه همان تراوایی گاز در حضور آب کاهش نیافتنی است.

۲-۲-۵-۷ فاکتورهای کنترل کننده تراوایی

تخلخل یک خصوصیت ساکن و استاتیک سنگ‌ها بوده در حالی که تراوایی یک خصوصیت دینامیک و متحرک می‌باشد. تراوایی به فاکتورهای متعددی بستگی دارد و مطالعات زیادی تاکنون به عمل آمده است تا بتوان ارتباط دقیق و کمی را بین این فاکتورها و تراوایی پیدا نمود. به‌طور مثال:

- ◆ رابطه بین رخساره‌های رسوبی و تراوایی: رخساره‌های رسوبی بافت و فابریک یک سنگ را کنترل می‌کنند، لذا تأثیر بسزایی بر روی تراوایی دارند.
- ◆ اثر ترکیب سنگ روی تراوایی و تخلخل: ترکیب یک سنگ، فشردگی شیمیایی و مکانیکی را در طی دیاژنز دفنی کنترل می‌کند که به شدت روی تخلخل و تراوایی تأثیر دارند.
- ◆ اثر عمق تدفین بر تراوایی: تراوایی به‌طور قابل ملاحظه‌ای با عمق کم می‌شود. کاهش تراوایی با عمق به افزایش سیمان، کاهش تخلخل ثانویه و افزایش فشار لایه‌های فوقانی، و یا به عبارتی افزایش فشردگی، نسبت داده می‌شود که منجر به مسدود شدن گلوگاه‌های تخلخل می‌شود.

۱-۲-۲-۵-۷ اثر پارامترهای بافتی روی تراوایی و تخلخل

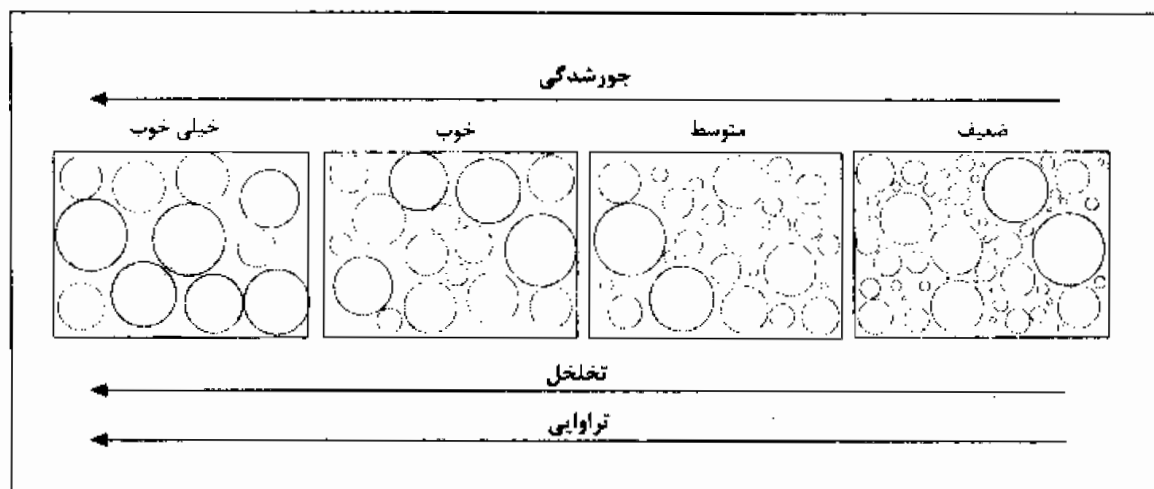
تخلخل و تراوایی سنگ‌ها ارتباط نزدیکی با بافت آن‌ها دارد. پارامترهای بافتی مختلف رسوبات شامل:

- شکل دانه‌ها (گرویت و گردش‌دگی)،
- اندازه دانه‌ها،
- جور شدگی و
- فابریک است.

شکل دانه‌ها به احتمال قوی نقش چندان مهمی را در کنترل تخلخل و تراوایی رسوبات بازی نمی‌کند. به عبارتی شکل دانه بطریقی تأثیر در فابریک سنگ خواهد داشت که تأثیر فابریک بر روی تخلخل و تراوایی بحث خواهد شد.

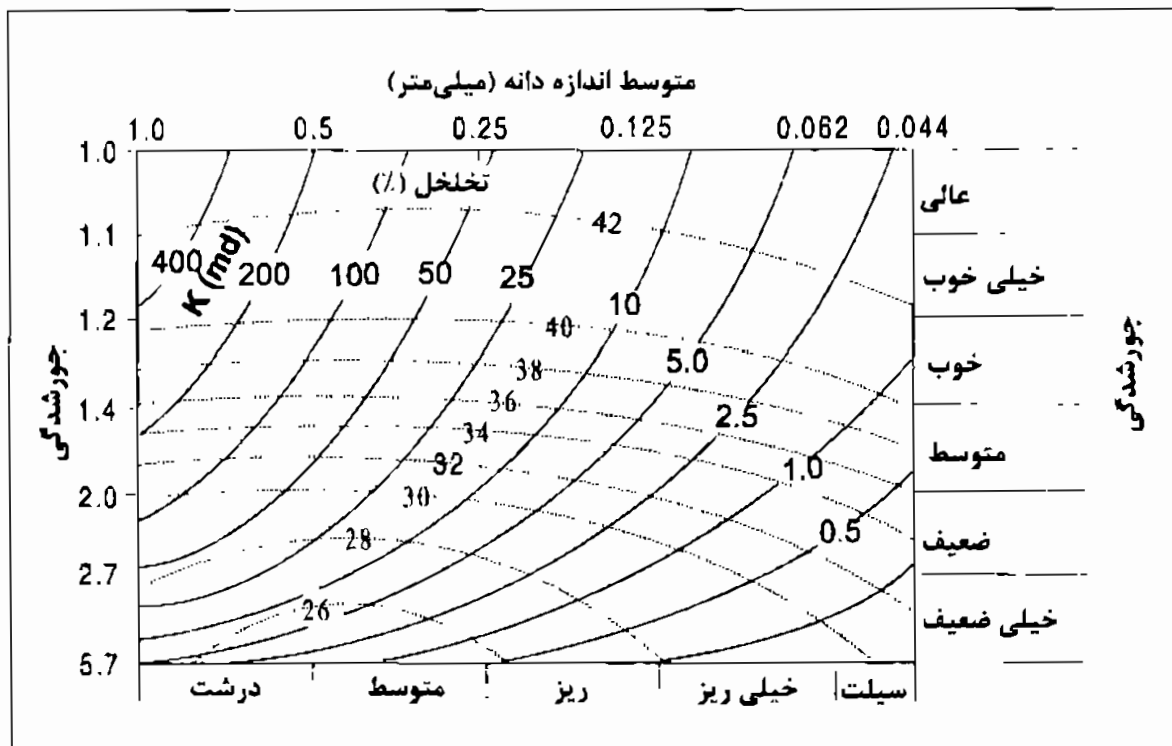
ارتباطی بین تخلخل و اندازه دانه‌ها در رسوبات در حد ماسه وجود ندارد و درصد تخلخل با تغییر اندازه دانه ثابت می‌ماند. به عبارت دیگر تخلخل مستقل از اندازه دانه‌هاست. ولی تراوایی کاملاً توسط اندازه دانه کنترل می‌شود، به‌طوری‌که هرچه اندازه ذرات کاهش یابد، تراوایی هم کم می‌شود. علت کاهش تراوایی با ریز شدن دانه‌ها در این است که هر چه ذرات ریزتر شوند، گلوگاه‌های تخلخل هم ریزتر شده و بنابراین سیالات به سختی از داخل سنگ عبور می‌کنند.

جورشدگی، هم تخلخل و هم تراوایی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در رسوبات دارای جورشدگی ضعیف (poorly-sorted) ذرات ریز زیادی وجود دارند که فضای بین دانه‌های درشت اصلی را پر می‌کنند که این باعث کوچک شدن فضاهای خالی و گلوگاه‌های تخلخل شده و بنابراین تخلخل و تراوایی را کاهش می‌دهد (شکل ۷-۲۵). در مقابل در رسوبات خوب جورشده (well-sorted)، مواد دانه‌ریزی وجود ندارد تا فضای خالی بین آن‌ها را پر کند یا مسیر گلوگاه‌های تخلخل را ببندد. بنابراین یک رسوب خوب جورشده تخلخل و تراوایی نسبتاً بالایی خواهد داشت.



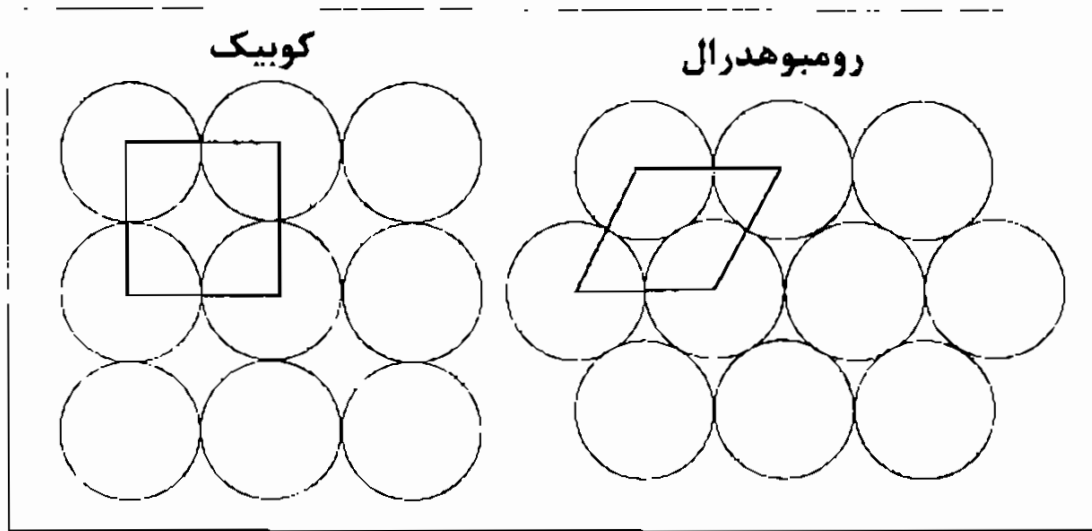
شکل ۷-۲۵ - تأثیر جورشدگی روی کیفیت سنگ مخزن

شکل ۷-۲۶ که از یک کار آزمایشگاهی برای رسوبات سست حاصل آمده است، تأثیر اندازه دانه‌ها و جورشدگی را بر روی تخلخل و تراوایی نشان می‌دهد. همان‌طوری‌که در این شکل دیده می‌شود، هم تخلخل و هم تراوایی با افزایش جورشدگی افزایش می‌یابند. رسوبی که بهترین جورشدگی را داشته باشد و درشت‌دانه باشد بهترین تراوایی و تخلخل را دارد. این وابستگی بین اندازه دانه‌ها، جورشدگی و تخلخل و تراوایی عمدتاً در مخازن ماسه‌سنگی که سیمانی نشده و به تبع آن کاهش تخلخل را تحمل نکرده‌اند، دیده می‌شود. در ضمن این شکل بخوبی نشان می‌دهد که تغییر در اندازه دانه‌ها (در طیف اندازه ماسه) تأثیر آنچنانی بر روی مقدار تخلخل ندارد.



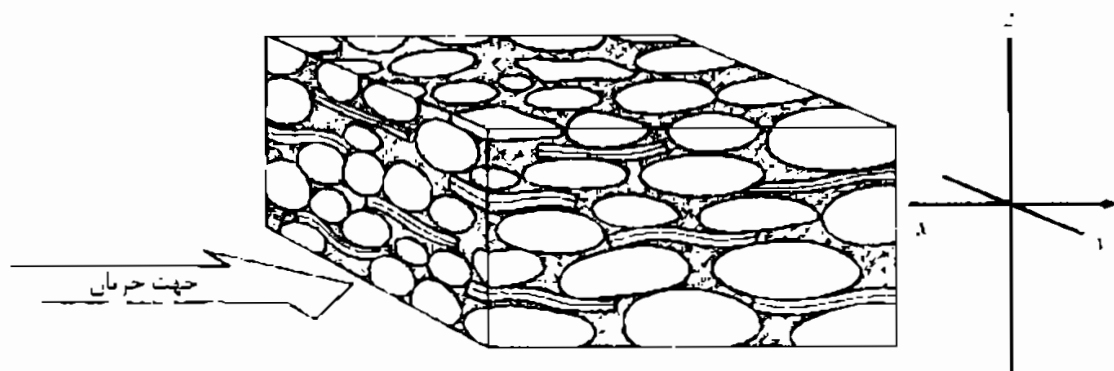
شکل ۷-۲۶ - تأثیر اندازه دانه‌ها و جورشدگی بر روی تخلخل و تراوایی برای رسوبات سست

پارامتر آخر فابریک رسوب است که به عنوان نحوه آرایش دانه‌های رسوب تعریف می‌شود. در اینجا دو جنبه از فابریک رسوب مورد بررسی قرار می‌گیرد که یکی چگونگی چیده شدن دانه‌ها (packing) و دیگری چگونگی جهت‌یابی (orientation) یا نظم آن‌ها در رسوب است. از نظر تئوری، شش راه وجود دارد که کره‌های هم اندازه در کنار هم قرار گیرند. چگونگی چیده شدن دانه‌ها از کوبیک (cubic) که بسازترین آرایش است به سمت رومبوهدرال (rhombohedral) که دانه‌ها فشرده‌ترین آرایش را دارند می‌تواند تغییر کند. آرایش کوبیک دارای ۴۸٪ تخلخل است و به سمت آرایش رومبوهدرال تخلخل به ۲۶٪ کاهش می‌یابد (شکل ۷-۲۷).



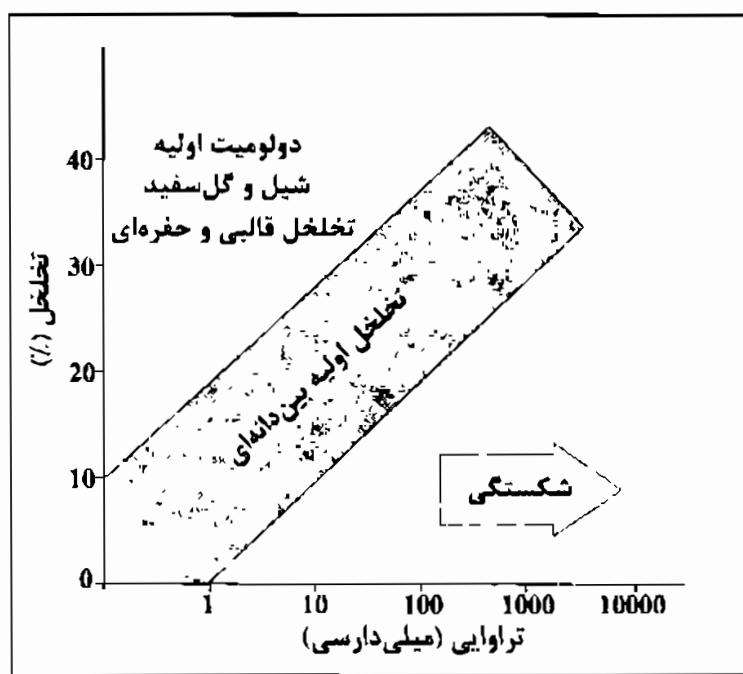
شکل ۷-۲۷ - چیده شدن کوبیک و رومبوهدرال دانه‌ها

چگونگی چیده شدن دانه‌ها یکی از کنترل‌کننده‌های مهم تخلخل و نهایتاً تراوایی در رسوبات است. به احتمال زیاد فشرده شدن بعد از رسوبگذاری باعث تغییرات شدید آرایش و از دست دادن تخلخل در زمان اولیه دفن می‌شود. مطالعات آزمایشگاهی مربوط به آرایش بر این فرض استوار شده است که دانه‌های رسوب کروی هستند. این موضوع به جز در اوولیت‌ها به ندرت در رسوبات دیگر صادق است. بیشتر کوارتزها کشیده شده‌اند. رسوباتی که شکل ورقه‌ای دارند مثل میکا یا رسها و کربناتهای اسکلتی هم شکل غیرکروی دارند. بنابراین برای رسوبات متشکل از دانه‌های غیرکروی، عنصر دوم فابریک یعنی جهت یافتگی به احتمال قوی مهمتر از آرایش است. وقتی تغییرات تخلخل و تراوایی را مورد توجه قرار می‌دهیم، جهت یابی ذرات اگر چه اثر کمی در تخلخل دارد، ولی اثر زیادی در تراوایی دارد. شکل ۷-۲۸ قطعه‌ای از یک ماسه‌سنگ دارای لایه‌بندی را نشان می‌دهد که شامل کوارتزهای کشیده شده در جهت جریان و صفحات میکا و دیگر ذراتی است که به صورت خطی به موازات لایه‌بندی قرار گرفته‌اند. تراوایی در امتداد محور X بیشترین مقدار و در جهت محور Z کمترین مقدار را خواهد داشت و تراوایی اندازه‌گیری شده در جهت Y مقداری بین دو مقدار قبلی را نشان خواهد داد. در آزمایشگاه تراوایی را معمولاً در جهت قائم و افقی نمونه اندازه‌گیری می‌کنند و عموماً تراوایی افقی (horizontal permeability) بیش از تراوایی عمودی (vertical permeability) است.



شکل ۷-۲۸ - قطعه‌ای از یک ماسه‌سنگ که به‌طور تیبیک دانه‌ها به موازات جریان جهت یابی شده اند

شکل ۷-۲۹ خلاصه‌ای از روابط تخلخل-تراوایی و نوع سنگ را نشان می‌دهد. تخلخل بین دانه‌ای اولیه در ماسه‌سنگ‌ها رایج‌تر است. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش تخلخل اولیه بین دانه‌ای، تراوایی به صورت خطی مستقیم افزایش می‌یابد. تخلخل ثانویه، هم حفره‌ای (vuggy) و هم قالبی (moldic)، معمولاً در سنگ آهک‌ها یافت می‌شوند. در این نوع سنگ‌ها اگر چه مقدار تخلخل ممکن است بالا باشد، ولی حفره‌ها و قالب‌ها معمولاً به صورت منفرد و جدا می‌باشند و لذا تراوایی نسبتاً کم است. اگر فضاهای خالی به هر دلیلی به هم متصل شوند، ممکن است تراوایی بالا رود. سنگ آهک‌های میکریتی، دولومیت اولیه و شیل‌ها ممکن است تخلخل قابل توجهی نشان دهند ولی به علت اندازه کوچک خلل و فرج و گلوگاه‌هایی که آن‌ها را به هم متصل می‌کند، تراوایی خیلی پایینی دارند. شکستگی، تراوایی هر نوع مخزنی را افزایش می‌دهد، اگر چه نقش زیادی در افزایش تخلخل ندارد.



شکل ۷-۲۹ - ارتباط تخلخل و تراوایی برای انواع سنگ‌ها و تخلخل‌ها

رابطه بین تراوایی و تخلخل به نوع سنگ بستگی دارد. عموماً در مورد سنگ‌های آواری نمودار تراوایی در مقابل تخلخل تقریباً خطی است، در صورتی که این رابطه برای سنگ‌های کربناته پیچیده و نامشخص است. افراد مختلف معادلات مفیدی را ارائه داده‌اند که تقریباً رابطه بین متخلخل و تراوایی را بیان می‌کند. این معادلات باید عوامل مختلف بافتی از قبیل اندازه، شکل و توزیع کانال‌های حفرات و منافذ سنگ را در نظر گرفته و محاسبه کند.

۷-۵-۲-۲ پارامترهای استفاده شده در تعیین تراوایی

تراوایی یکی از پارامترهای مهم پتروفیزیکی است که معمولاً از طریق اندازه‌گیری مستقیم کسب می‌شود. محققین زیادی سعی کرده‌اند تا به طرق مختلف ارتباط مشخص و قابل استفاده‌ای بین تراوایی و دیگر ویژگی‌های سنگ پیدا کرده و لذا بتوانند آن را به‌طور قابل قبولی تخمین بزنند. به‌طور عمده فاکتورهایی که تاکنون مورد توجه قرار گرفته‌اند شامل موارد زیر است:

- سطح مخصوص دانه (surface area)
 - فاکتور سازند (formation factor)
 - فشار مویینه (capillary pressure)
 - زمان انتقال صوت (sonic transit time)
 - زمان استراحت تشدید مغناطیسی هسته‌ای (nuclear magnetic resonance relaxation time)
 - خصوصیات گلوگاه‌های تخلخل که از آنالیز تصویر مقاطع نازک به دست می‌آید.
- برخی روش‌های فوق قادرند تراوایی را در حد مورد قبولی تخمین بزنند.

۷-۵-۲-۳ اثر اندازه گلوگاه تخلخل روی تراوایی

با استفاده از فشارهای مویینه ناشی از تزریق جیوه (mercury injection capillary pressure) می‌توان ارتباط بین گلوگاه‌های تخلخل و تراوایی را مشخص کرد. رابطه بین فشار مویینه حاصل از تزریق جیوه و شعاع گلوگاه‌های تخلخل (pore throat radii) به صورت زیر است:

$$P_c = -2\sigma \cos\theta / r$$

که P_c فشار مویینه بر حسب psi، σ کشش سطحی جیوه بر حسب dyne/cm، θ زاویه ترشدگی و r شعاع گلوگاهی (بر حسب میکرون) است که جیوه وارد آن شده است. اگر مقدار $\sigma = 480$ dyne/cm و $\theta = 140^\circ$ برای سیستم جیوه- هوا در نظر گرفته شود، معادله فوق به صورت زیر در می‌آید:

$$P_c = 107/r$$

روابط تجربی فراوانی میان تخلخل، تراوایی و اندازه گلوگاه‌ها وجود دارد که به عنوان مثال می‌توان به دو مورد زیر اشاره کرد:

$$\text{Log}r_{35}=0.732+0.588\text{Log}K-0.864\text{Log}\phi$$

و

$$\text{Log}K=-1.221+1.415\text{Log}\phi + 1.512\text{Log}r_{25}$$

در این فرمول‌ها K تراوایی هوای تصحیح نشده است بر حسب میلی‌داریسی و ϕ تخلخل بر حسب درصد است و r_{25} و r_{35} قطر گلوگاه‌هایی است که به ترتیب زمانی که نمونه ۲۵٪ و ۳۵٪ از جیوه اشباع شده باشد.

تراوایی محاسبه شده توسط معادلات فوق انطباق خیلی خوبی با تراوایی حاصل از مغزه‌ها دارند.

اندازه گلوگاه‌ها در یک نمونه می‌تواند تنوع زیادی داشته باشد. به عبارت دیگر اندازه گلوگاه‌ها در یک نمونه جورشدگی‌های مختلف نشان می‌دهد (شکل ۷-۳۰). با افزایش جورشدگی اندازه گلوگاه‌ها، کیفیت مخزن افزایش می‌یابد و بر عکس با کاهش جورشدگی اندازه گلوگاه‌ها، کیفیت مخزن کاهش می‌یابد. شکل ۷-۳۰ جورشدگی‌های مختلف را برای اندازه گلوگاه‌های سه نمونه متفاوت نشان می‌دهد. در شکل ۷-۳۱ به‌طور مثال توزیع گلوگاه‌های تخلخل برای دو گروه نمونه نشان داده شده است. نمونه کلاس ۱ دارای جورشدگی گلوگاه بهتر

و نیز اندازه بزرگتر

می‌باشد، در صورتی که

نمونه کلاس ۸ دارای

جورشدگی گلوگاه

ضعیف‌تر و نیز اندازه

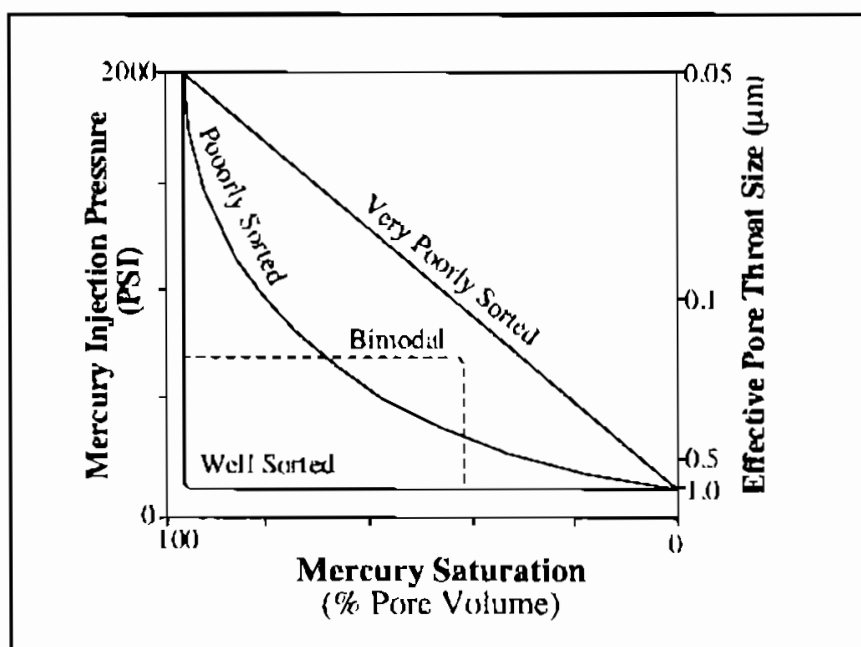
کوچکتر است. نمونه

کلاس ۱ دارای تراوایی

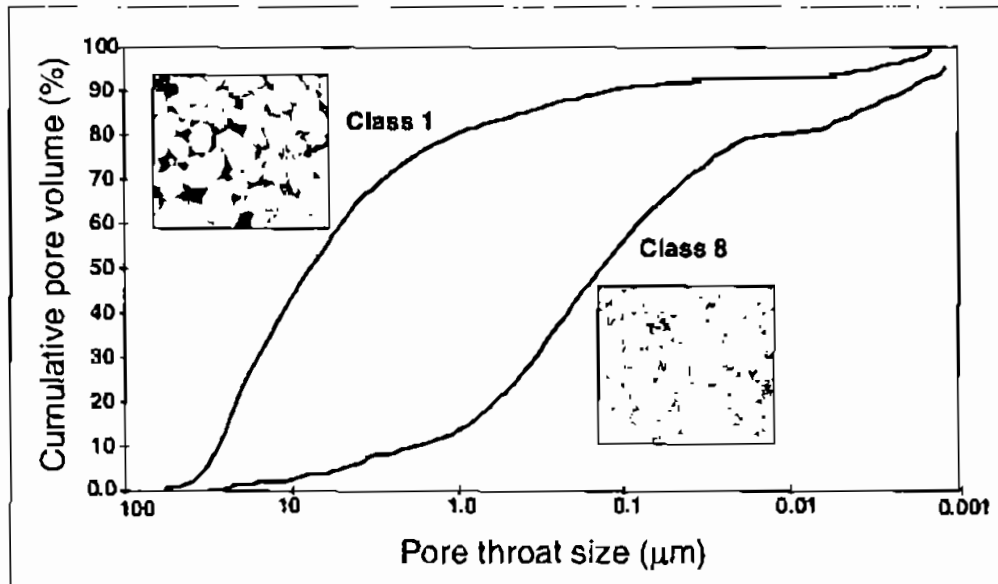
۳۴۰ و نمونه کلاس ۸

دارای تراوایی ۰٫۵

میلی‌داریسی است.



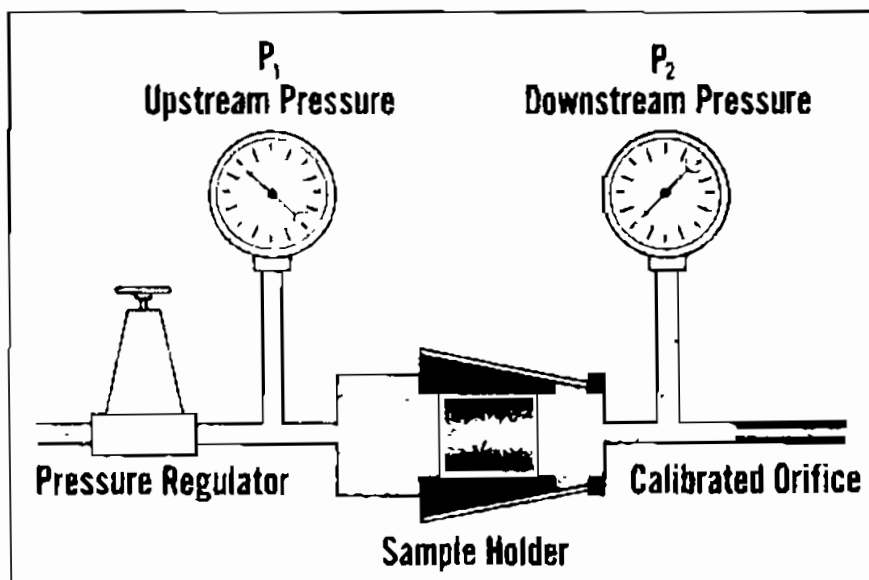
شکل ۷-۳۰ - تأثیر جورشدگی اندازه گلوگاه‌های خلل و فرج بر روی منحنی تزریق جیوه



شکل ۷-۳۱ - مقایسه‌ای بین منحنی اندازه گلوگاه‌های حلال و فرج برای دو نمونه متفاوت. نمونه متعلق به کلاس ۱ دارای گلوگاه‌های درشت (حدود ۱۰ میکرون) با جورشدگی خوب و نمونه متعلق به کلاس ۸ دارای گلوگاه‌های کوچک (حدود ۰.۱ میکرون) با جورشدگی ضعیف است. تراوایی در نمونه کلاس ۱ و کلاس ۸ به ترتیب ۲۴۰ و ۰.۵ میلی داری است.

۷-۲-۳ اندازه‌گیری تراوایی در آزمایشگاه (Measurement of permeability)

تراوایی مخزن می‌تواند در آزمایشگاه با استفاده از پلاگ (plug) اندازه‌گیری شود. در شکل ۷-۳۲ به‌طور شماتیک نحوه اندازه‌گیری تراوایی در یک نمونه سنگی نشان داده شده است.



شکل ۷-۳۲ - تصویری که به‌طور شماتیک اندازه‌گیری تراوایی را نشان می‌دهد

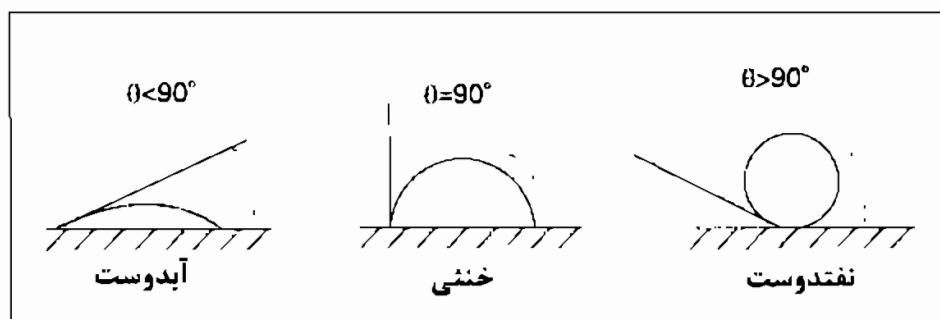
برای تعیین تراوایی از گاز خشک به عنوان یک سیال استاندارد استفاده می‌شود. زیرا این گاز کمترین واکنش را با سنگ‌ها دارد و به راحتی قابل استفاده است. در هنگام اندازه‌گیری تراوایی در آزمایشگاه، هوا (گاز خشک) به داخل نمونه‌ای با قطر و طول مشخص، خشک و تمیز

تزریق شده و جریان می‌یابد. سپس اختلاف فشار و سرعت جریان اندازه‌گیری شده و تراوایی توسط معادله دارسی محاسبه می‌گردد.

برای تعیین تراوایی افقی (horizontal permeability, K_h) نمونه‌ها به موازات سطوح لایه‌بندی گرفته می‌شوند. چنانچه تراوایی عمودی (vertical permeability, K_v) مدنظر باشد، پلاگ‌ها عمود بر سطوح لایه بندی گرفته می‌شوند. باید توجه داشت که مقدار تراوایی عمودی معمولاً کمتر تراوایی افقی می‌باشد. این به دلیل وجود سدهای تراوایی (permeability barriers)، نظیر سطوح غیرتراوای استیلولیتی و شیلی است که به موازات لایه بندی وجود دارند و نیز این که جهت یافتگی دانه‌ها در سطح بزرگتر به موازات لایه‌ها است.

۷-۵-۳ ترشدگی مخازن (Reservoir Wettability)

ترشدگی یک مخزن، تمایل یک سیال برای پخش شدن یا چسبیده شدن به سطوح حفرات است که این موضوع در حضور سیالات اختلاط نیافتنی صورت می‌گیرد. حفرات عموماً به وسیله نفت، گاز یا آب اشباع شده‌اند. شرایطی که تحت آن گاز می‌تواند قابلیت ترکندگی داشته باشد در ماوراء محدوده شرایط مخازن طبیعی قرار دارد. فقط نفت و آب قابلیت ترکندگی دارند. اگر هر سه فاز نفت و گاز و آب در یک مخزن حضور داشته باشند، فقط سیال ترکنده کوچکترین منافذ و سوراخ‌ها را اشغال می‌کند. ترشدگی به وسیله زاویه تماس (θ) بین سطوح میان حفرات و سطح تداخل بین سیالات مخلوط نشدنی اندازه‌گیری می‌شود (شکل ۷-۳۳). اگر θ به صفر نزدیک شود قویاً ترشدگی به وسیله آب انجام می‌شود و سیستم آبدوست (water-wet) خواهد بود. اگر θ به 180° درجه نزدیک شود قویاً ترشدگی به وسیله نفت انجام می‌شود و سیستم نفتدوست (oil-wet) خواهد بود. در مطالعه‌ای که بر روی ۵۵ مخزن با ۲۷ نوع کربنات صورت گرفته مشخص شده که برعکس ماسه‌سنگ‌ها، ۸٪ کربنات‌ها آبدوست، ۸٪ آن‌ها حد واسط و ۸۴٪ از آن‌ها نفتدوست هستند.



شکل ۷-۳۳ - زاویه تماس (θ) برای نمونه‌های آبدوست، خنثی و نفتدوست

۶-۷ انواع مخازن هیدروکربنی

سنگ‌های مخزن بیشتر ماسه‌سنگی و کربناته هستند و به همین دلیل عمده بحث بر مطالعه این مخازن بوده و فقط به صورت گذرا مخزن‌هایی که کمتر معمول هستند، مثل مخازن موجود در سنگ‌های آذرین و دگرگونی، بررسی خواهد شد. در این کتاب مخازن هیدروکربنی به سه دسته اصلی ماسه‌سنگی، کربناته و غیرمعمول طبقه‌بندی می‌شود که به ترتیب به توضیح آن‌ها پرداخته می‌شود.

۱-۶-۷ مخازن ماسه‌سنگی (Sandstone Reservoirs)

یکی از مهم‌ترین نوع مخازن نفت و گاز دنیا، مخازن ماسه‌سنگی است. کیفیت خوب مخازن ماسه‌سنگی مدیون ماهیت آن‌هاست. ماسه‌سنگ‌ها نسبت به فرآیندهای دیازنزی، در مقایسه با کربنات‌ها، کمتر حساسند بنابراین شانس باقی ماندن تخلخل اولیه در آن‌ها نسبتاً بالاست. کیفیت سنگ‌های مخزن ماسه‌سنگی به تخلخل و تراوایی آن‌ها بستگی دارد. این پارامترهای هیدرولیکی به بافت، ترکیب، وجود یا عدم وجود ماتریکس در زمینه و سیمان سنگ وابسته است. بدین ترتیب کیفیت مخزنی ماسه‌سنگ به منشأ، شرایط رسوبگذاری و محیط رسوبگذاری و نیز نهایتاً به محیط دیازنزی آن‌ها بستگی دارد.

۱-۱-۶-۷ طبقه‌بندی ماسه‌سنگ‌ها

طبقه‌بندی‌های متفاوتی برای ماسه‌سنگ‌ها وجود دارد. بعضی از طبقه‌بندی‌ها بر پایه ترکیب کانی‌شناسی استوار شده‌اند و برخی دیگر به‌طور تجربی برای استفاده راحت در صحرا ابداع شده‌اند. امروزه تقسیم‌بندی‌ها به‌طور عمده بر پایه کانی‌شناسی و مشخصات بافتی صورت می‌گیرد. مهم‌ترین طبقه‌بندی‌هایی که امروزه بیشتر مورد استفاده اند، طبقه‌بندی فولک و پتی‌جان است.

شبهات طبقه‌بندی ماسه‌سنگ‌ها به ما این اجازه را می‌دهد که چهار نوع اصلی ماسه‌سنگ را معرفی نماییم:

- کوارتزآرنایت‌ها (quartz arenites)
- لیتیک‌آرنایت‌ها و ساب‌لیت‌آرنایت‌ها (litharenite and sublitharenites)
- آرکوزیک‌آرنایت‌ها (arkosic arenites)
- ماسه‌سنگ‌های گریوکی (greywacke sandstones)

۷-۶-۱-۲ عوامل کنترل کننده کیفیت مخازن ماسه‌سنگی

عوامل متعددی کیفیت یک مخزن ماسه‌سنگی را کنترل می‌کنند. در زیر به بررسی برخی از این عوامل که شامل فرآیندهای دیاژنزی، ترکیب و بافت، عمق، گرادیان زمین‌گرمایی و نحوه دفن رسوبات است، پرداخته می‌شود.

۷-۱۰۶-۱-۲ فرآیندهای دیاژنزی (Diagenetic Processes)

به تمامی پدیده‌های فیزیکوشیمیایی که در رسوبات از زمان ته‌نشست تا مرحله متامورفیسم رخ می‌دهد و باعث تغییر در آن‌ها می‌شود، دیاژنز گفته می‌شود. فشردگی مکانیکی، فشردگی شیمیایی، سیمانی شدن، انحلال و جایگزینی و ایجاد شکستگی از فرآیندهای دیاژنزی هستند که باعث تغییر تخلخل اولیه می‌شوند. فرآیندهای دیاژنزی در مخازن ماسه‌سنگی هم می‌تواند سبب کاهش کیفیت سنگ مخزن و هم باعث افزایش آن گردد. به‌طور مثال، سیمانی شدن، کیفیت سنگ مخزن را کاهش داده و انحلال و شکستگی، با ایجاد منافذ، سبب افزایش تخلخل ثانویه و افزایش تراوایی در مخزن می‌شود.

تغییرات فیزیکی دیاژنز شامل موارد زیر است:

* لغزش و چرخش دانه‌ها

* تغییر شکل دانه‌های شکل‌پذیر

* تغییر شکل دانه‌های شکننده

* شکستگی

فرآیندهای شیمیایی دیاژنز شامل موارد زیر است:

* سیمانی شدن

* انحلال

* انحلال فشاری

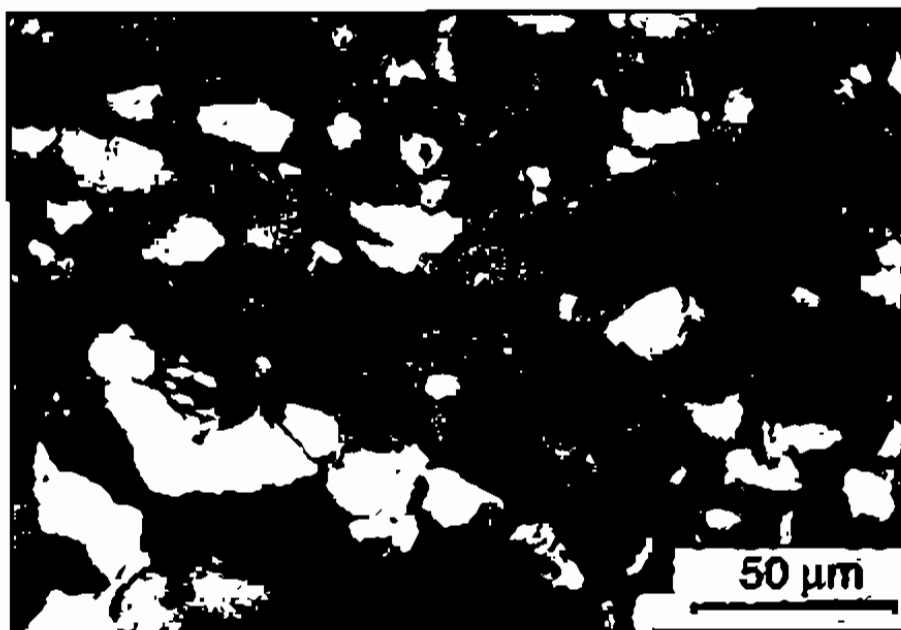
* گسترش کانی‌های درجا

فشردگی (Compaction)

فشردگی مکانیکی (Mechanical Compaction)

فشردگی مکانیکی عموماً در اثر فشار لیتواستاتیک اعمال شده و باعث کاهش حجم رسوبات می‌گردد. این امر، معمولاً با کاهش در حجم بین دانه‌ای یا تخلخل همراه است. اما اگر دانه‌های شکل‌پذیر در رسوب وجود داشته باشد، احتمالاً کاهش حجم در دانه‌های تشکیل دهنده نیز

وجود خواهد داشت. اثرات حاصل از فشردگی مکانیکی شامل تغییر شکل پلاستیک قطعات سنگی، لغزش دانه‌ها، شکستگی دانه‌ها و نظم مجدد دانه‌ها می‌باشد (شکل ۷-۲۴).



شکل ۷-۲۴ - فتومیکروگراف یک ماسه‌سنگ که به شدت فشرده شده و تمامی خلل و فرج آن مسدود شده است

روش‌های متعددی می‌تواند برای ارزیابی فشردگی به کار رود. ضریب فشردگی (compaction index) کاهش تخلخل اولیه را در اثر فشردگی محاسبه می‌کند. ضریب فشردگی به وسیله معادله زیر تعریف شود:

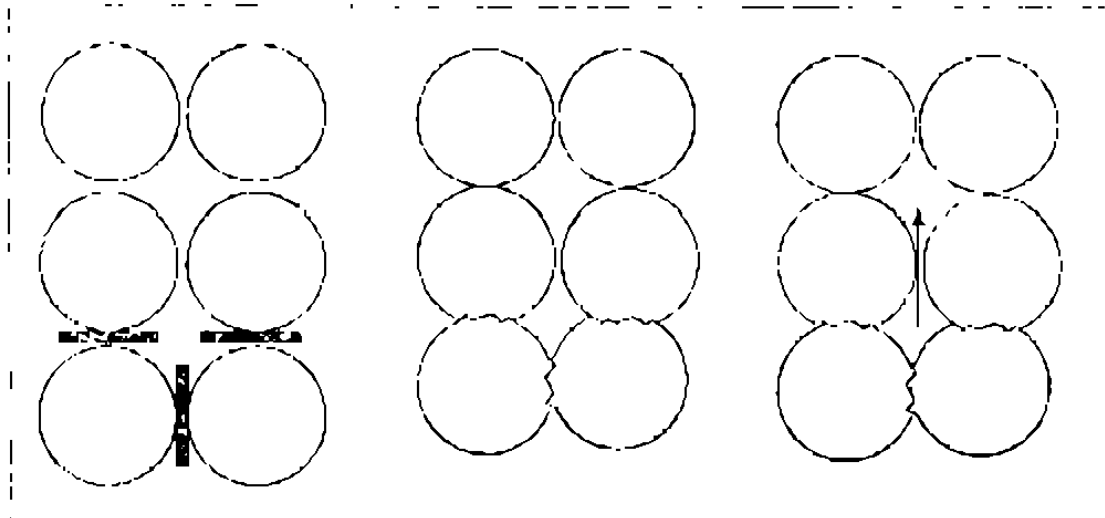
$$\text{ضریب فشردگی} = \left[\frac{IGV_0 - IGV}{IGV_0} \right] \times 100$$

در این معادله IGV_0 عبارت است از فضای بین دانه‌های اولیه که در زمان رسوبگذاری موجود بوده و IGV فضای بین دانه‌های در حال حاضر است. IGV_0 را می‌توان با اطلاعات اندازه دانه و جورشدگی محاسبه نمود (با استفاده از شکل ۷-۲۶). IGV مجموع تخلخل بین دانه‌های و سیمان سنگ است.

عمق دفن و فشار لیتواستاتیک متعاقب آن، زمان نسبی سیمانی شدن و ترکیب سنگ از جمله عوامل کنترل کننده مقدار فشردگی هستند.
(*Chemical Compaction*) فشردگی شیمیایی

فشردگی شیمیایی کاهش حجم سنگ در اثر انحلال دانه‌های تشکیل دهنده در محل تماس دانه‌ها است (شکل ۷-۳۵). فشار طبقات بالایی و نیروهای تکتونیکی عوامل اصلی برای حل اجزای تشکیل دهنده سنگ می‌باشند. این فرآیند دیازنزی انحلال فشاری (*pressure dissolution*) نامیده می‌شود. فشردگی شیمیایی می‌تواند در مقطع نازک و نمونه

دستی به واسطه حضور استیلولیت، مرزهای محدب و مقعر دانه‌ها، تماس مضرس دانه‌ها تشخیص داده شود. وجود رس و مواد کربنی سبب تسهیل انحلال فشاری می‌شود (شکل ۷-۳۶). پدیده انحلال فشاری معمولاً سبب کاهش کیفیت مخزن می‌گردد مگر اینکه با درزه‌های کششی (tensional gashes) همراه باشد که سبب افزایش تخلخل می‌گردد



شکل ۷-۳۵ - انحلال فشاری و ته نشست سیمان حاصل از آن



شکل ۷-۳۶ - فتومیکروگراف انحلال فشاری در یک ماسه‌سنگ

سیمانی شدن (Cementation)

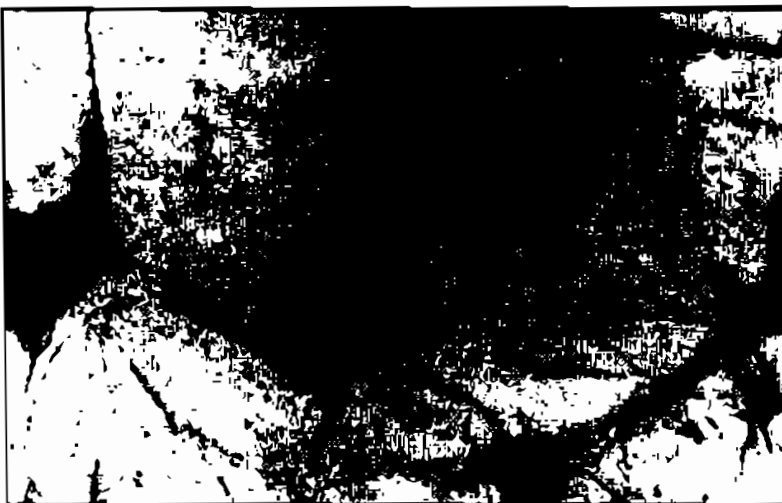
در سنگ‌های رسوبی انواع زیادی از سیمان‌ها وجود دارد. این سیمان‌ها عمدتاً شامل کوارتز، رس و سیمان کربناته می‌باشد. سیمان کوارتزی در توالی سنگ‌های آواری سیلیسی معمولاً یک فاز اصلی دیاژنزی می‌باشد که بر روی کیفیت مخزن تأثیر می‌گذارد. این نوع سیمان در اکثر حوضه‌های رسوبی در دمایی بین ۶۰ تا ۱۴۵ درجه سانتیگراد شکل می‌گیرد. تاکنون منشأهای مختلفی برای سیمان کوارتزی پیشنهاد شده است. از مهم‌ترین منشأهای سیلیس برای سیمان کوارتزی می‌توان به دگرسانی یا حل شدن دانه‌های فلدسپات، حل شدن فازهای غیرپایدار سیلیس، تغییر و تبدیل در کانی‌های رسی، انحلال فشاری و جایگزینی کوارتز به وسیله سیمان کربناته اشاره کرد.

شکل ۷-۳۷ مقطع نازک از یک مخزن ماسه‌سنگی است که فضاهای خالی آن که عمدتاً از



نوع تخلخل بین دانه‌ای است به وسیله رزین آبی رنگ مشخص شده است. حاشیه زاویه‌دار بسیاری از دانه‌ها به دلیل وجود سیمان کوارتزی (overgrowth cement) است که روی دانه‌های کوارتز تخریبی رشد کرده است.

شکل ۷-۳۷ - فتومیکروگراف یک ماسه‌سنگ با تخلخل بین دانه‌ای و سیمان رشدی



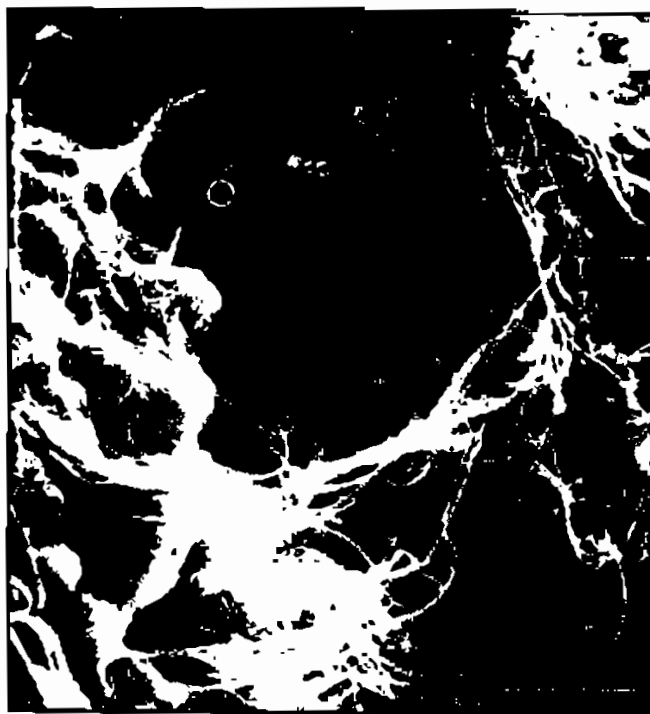
شکل ۷-۳۸ نیز از نزدیک یک تخلخل بین دانه‌ای را نشان می‌دهد که بین سطوح شکل‌دار سیمان کوارتزی محدود شده است. بسیاری از مخازن ماسه‌سنگی مقداری از تخلخل خود را به وسیله این نوع سیمان از دست می‌دهند.

شکل ۷-۳۸ - فتومیکروگراف یک ماسه‌سنگ که نشان می‌دهد

تخلخل بین دانه‌ای در بین سطوح کریستالی سیمان رشدی حفظ شده‌اند



شکل ۷-۳۹ - تصویر SEM از یک نوده کانولیت

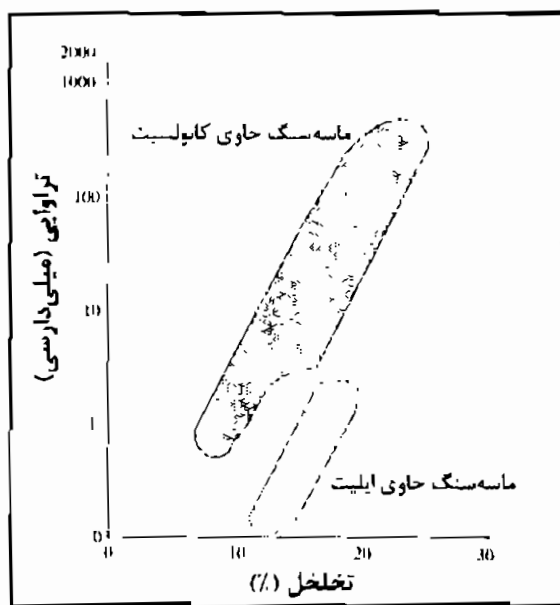


شکل ۷-۴۰ - تصویر SEM از ایلیت

کانی‌های رسی انواع دیگری از سیمان‌ها می‌باشند که تأثیر زیادی بر کیفیت مخزن دارند. مهم‌ترین سیمان‌های رسی شامل کائولینیت، ایلیت، اسمکتیت و کلریت می‌باشند. بلورهای کائولن معمولاً به صورت صفحات کتابی (شکل ۷-۳۹) فضاهای خالی را اشغال می‌کنند ولی تأثیر زیادی

روی تراوایی سنگ ندارند. در صورتی که ایلیت در جازا معمولاً به صورت بلورهای نازک و بلند (موماند) دیده می‌شود (شکل ۷-۴۰) که معمولاً گلوگاه‌های خلل و فرج را می‌پوشاند و بنابراین مقدار کمی ایلیت ممکن است بر روی تراوایی اثر قابل توجهی بگذارد.

شکل ۷-۴۱ نمودار تخلخل در برابر تراوایی را برای نمونه‌هایی با انواع مختلف سیمان‌های رسی (کائولینیت و ایلیت از میادین گازی دریای شمال) را نشان می‌دهد. در شکل دیده می‌شود که تخلخل بدون توجه به نوع کانی‌های رسی بین ۵ تا ۲۵ درصد در تغییر است، اما تراوایی برای ماسه‌سنگ‌های با سیمان کائولینیت، خیلی بیشتر از ماسه‌سنگ‌های با سیمان ایلیتی است.



شکل ۷-۴۱ - تأثیر کائولینیت و ایلیت بر روی تخلخل و تراوایی

سیمان‌های کربناته عمدتاً شامل کلسیت، دولومیت و سیدریت می‌باشند. انواع مختلف سیمان کربناته تحت شرایط متفاوتی شکل می‌گیرند. برای مثال سیدریت، پایداری بسیار محدودی دارد و می‌تواند فقط در فشار بالای CO_2 و سولفور محلول کم و جایی که شرایط احیایی حکم‌فرماست به وجود آید. یک نسبت آهن به کلسیم بزرگتر از ۰/۰۵ نیز برای تشکیل آن به جای کلسیت در سازند لازم است. علی‌رغم محدودیت شرایط برای ته‌نشست سیمان سیدریتی، این سیمان می‌تواند در پهنه‌های وسیع و متنوعی از محیط‌های رسوبی مانند محیط‌های دریایی، لب شور و آب شیرین تشکیل شود. شکل ۷-۴۲ کاهش تخلخل یک نمونه ماسه‌سنگی را در اثر سیمان سیدریتی نشان می‌دهد.



شکل ۷-۴۲ - تصویر BSE ماسه‌سنگ دانه ریز که تمام خلل و فرج آن توسط سیمان سیدرینی پر شده است

انحلال (Dissolution)

شکل ۷-۴۳ عکسی از مقطع نازک یک ماسه‌سنگ را نشان می‌دهد. دقت کنید که چندین فضای خالی خیلی بزرگ در آن وجود دارد. این فضاهای خالی، نسبت به اندازه دانه‌ها، آن قدر



شکل ۷-۴۳ - تخلخل ثانویه در یک ماسه‌سنگ

بزرگند که بعید به نظر می‌رسد که به صورت اولیه در هنگام رسوبگذاری شکل گرفته باشند. این‌ها فضاهای انحلالی ثانویه هستند که در اثر حل شدن یک دانه حاصل شده است.

تخلخل ثانویه معمولاً به وسیله شسته شدن سیمان‌ها و یا دانه‌های ناپایدار مثل فلدسپات ایجاد می‌شود (شکل ۷-۴۴). یک نکته مهم این است که بسیاری از تخلخل‌های ثانویه در زیر



شکل ۷-۴۴ - تصویر SEM از یک تخلخل ثانویه

ناپوستگی‌ها وجود دارند که تأیید کننده تأثیر آب‌های متوریک در انحلال ماسه‌سنگ‌ها و به وجود آمدن تخلخل ثانویه است. پس از ایجاد تخلخل، ماسه‌سنگ‌ها در زیر رسوبات پیشرونده بالای ناپوستگی‌ها ممکن است دفن شوند.

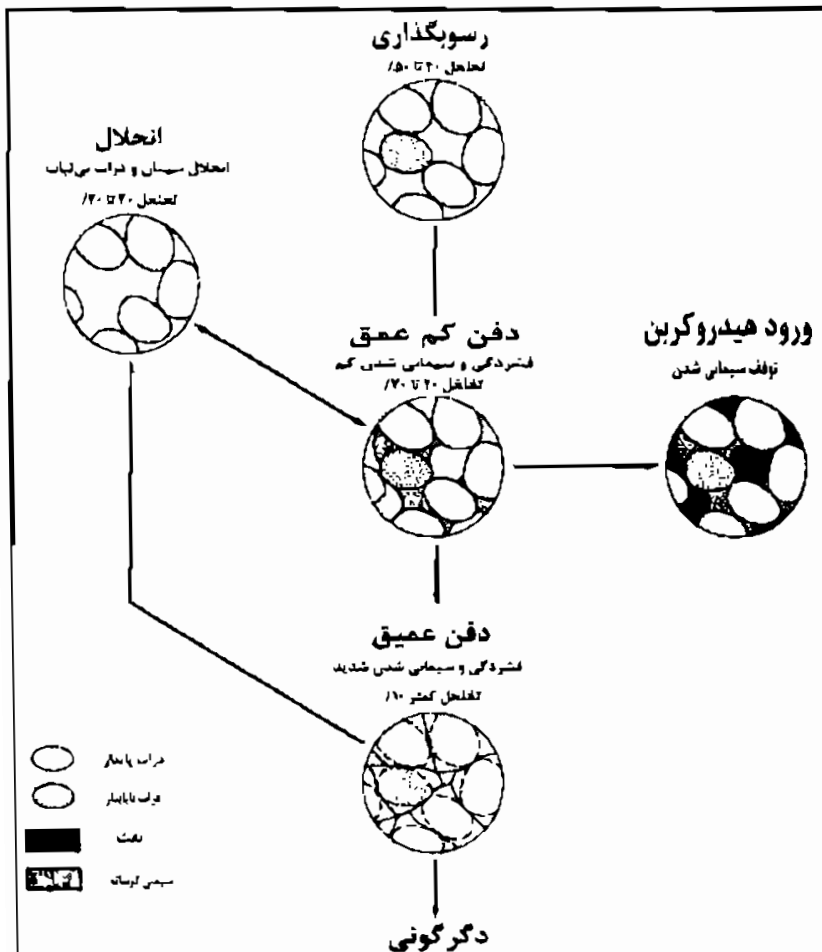
منشأ دیگر محلول‌های اسیدی در مخازن که سبب انحلال می‌شوند، می‌تواند از پختگی حرارتی کروژن باشد. در طی پختگی حرارتی کروژن، قبل از شکل‌گیری هیدروکربن، اسیدهای آلی از کروژن رها می‌شود که خود عامل مهمی در ایجاد تخلخل ثانویه است.

جدول ۷-۱ خلاصه‌ای از اثرات برخی فرآیندهای دیاژنزی مختلف را روی کیفیت مخزن نشان می‌دهد.

جدول ۷-۱ اثر برخی فرآیندهای دیاژنزی بر روی نخلخل

اثر بر مخزن	نتیجه	فرآیند دیاژنزی
استحکام و کاهش نخلخل سنگ	تشکیل سیمان‌هایی نظیر کوارتز و کلسیت	سیمانی شدن
کاهش ناچیز نخلخل	تشکیل رس‌هایی نظیر کائولینیت و ایلیت	رسوب رس
افزایش نخلخل	شستجوی سیمان و دانه‌های ناپایدار	انحلال
کاهش نخلخل	نظم مجدد دانه‌ها	فشرده‌گی
افزایش ناچیز نخلخل	شکسته شدن دانه‌ها	ریزش‌شکستگی

روندهای ممکن فرآیندهای دیاژنزی برای ماسه‌سنگ‌ها در شکل ۷-۴۵ نشان داده شده است. در ابتدا ماسه‌ها با نخلخلی در حدود ۴۰ تا ۵۰ درصد نهشته می‌شوند. در مرحله دفن کم عمق (shallow burial) در اثر فشرده‌گی و سیمانی شدن جزئی نخلخل تا حدود ۲۰ تا ۳۰ درصد کاهش می‌یابد. دفن عمیق (deep burial) می‌تواند منجر به از بین رفتن تمام نخلخل به وسیله سیمانی شدن و فشرده‌گی شود. در تمام مراحل دفن کم عمق و عمیق نخلخل ثانویه ممکن است به وسیله پدیده انحلال ایجاد شود.



سنگ‌های مخزن خوب ممکن است در اعماق، جایی که بیشتر نخلخل اولیه به وسیله تراکم و سیمانی شدن از بین می‌روند، به دلیل انحلال و شکل‌گیری نخلخل ثانویه، یافت شوند. بهترین حالتی که ممکن است برای ماسه‌ها اتفاق بیفتد، ورود نفت و گاز به فضاهای خالی آنهاست. موقعی که این اتفاق افتاد، سیمانی شدن روی نمی‌دهد و نخلخل، فقط در اثر فشرده‌گی کاهش می‌یابد.

شکل ۷-۴۵ - روندهای ممکن فرآیندهای دیاژنزی برای ماسه‌سنگ‌ها

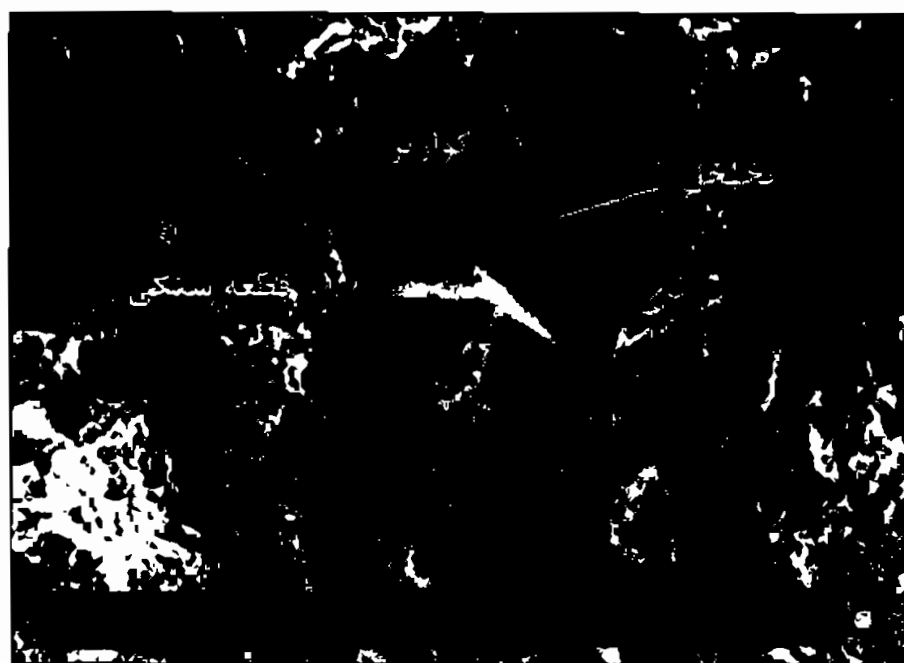
۷-۶-۱-۲ ترکیب و بافت (Composition and Texture)

ترکیب آواری ماسه‌سنگ‌ها توسط منشأ رسوبات و فرآیندهای رسوبگذاری کنترل می‌شود. میزان فشردگی در ماسه‌سنگ‌های غنی از خرده سنگ‌های انعطاف پذیر، زیاد می‌باشد. همان‌طوری که نسبت خرده‌سنگ‌ها نسبت به کوارتز افزایش می‌یابد میزان تخلخل نیز کاهش می‌یابد. این امر نشان می‌دهد که در رسوبات با خرده سنگ‌های کمتر کیفیت مخزن افزایش پیدا می‌کند. فشردگی مکانیکی یک رابطه مستقیم با ترکیب ماسه‌سنگ‌ها دارد. همان‌طوری که نسبت خرده سنگ‌ها افزایش می‌یابد میزان فشردگی نیز افزایش می‌یابد. شکل ۷-۴۶ و ۷-۴۷



نشان می‌دهند که چگونه تخلخل بین دانه‌های کوارتز سیمانی شده حفظ می‌شود و چگونه در جایی که خرده سنگ‌ها تغییر شکل پلاستیک دارند، تخلخل از بین می‌رود.

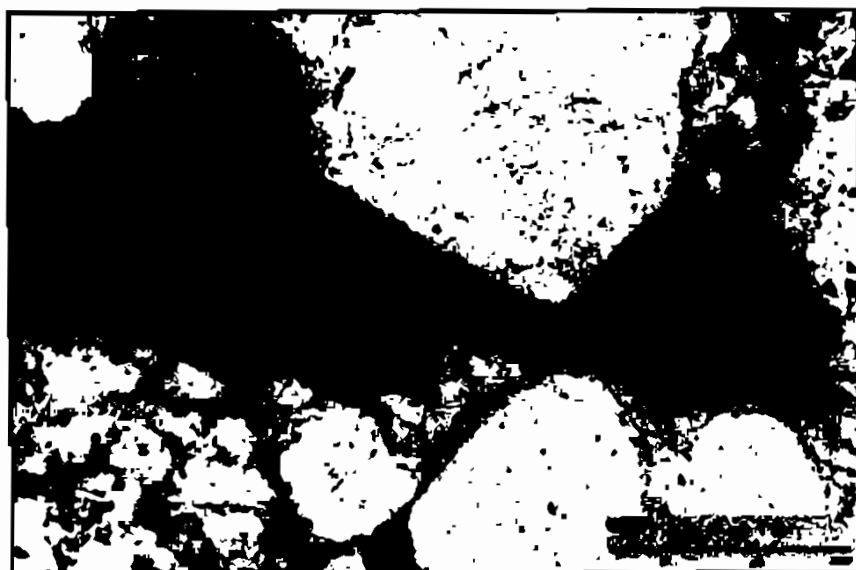
شکل ۷-۴۶ - مقایسه‌ای بین مرز کوارتز-کوارتز و مرز کوارتز-قطعه سنگ در مرز کوارتز-کوارتز سیمان کوارتزی گسبرش یافته و تا حدی تخلخل اولیه حفظ شده است (سمت چپ تصویر)، در مرز کوارتز-قطعه سنگ به دلیل تغییر شکل پلاستیک قطعه سنگ تمامی حلال و فرج از بین رفته است (سمت راست تصویر)



شکل ۷-۴۷ - تصویر SEM در مورد موضوع بیان شده در شکل ۷-۴۶

سه فاکتور زیر در صورت وجود قطعات شکل‌پذیر سبب فشردگی بیشتر در ماسه‌سنگ‌ها و لذا کاهش تخلخل می‌گردد:

(A) سیمان کوارتزی نمی‌تواند در محل تماس بین دانه‌های کوارتز و خرده سنگ‌ها توسعه پیدا کند. در حالی که در محل تماس دانه‌های کوارتز، سیمان سبب استحکام سنگ می‌شود. لذا با افزایش خرده سنگ‌ها، مقدار سیمان کوارتزی کم می‌شود. بنابراین گسترش سیمان کوارتزی هم‌زمان با زیاد شدن دانه‌های کوارتز افزایش می‌یابد. گسترش سیمان کوارتزی اولیه می‌تواند فشار طبقات بالایی را در یک سطح وسیع پخش کرده و بنابراین مانع فشردگی بعدی می‌شود.

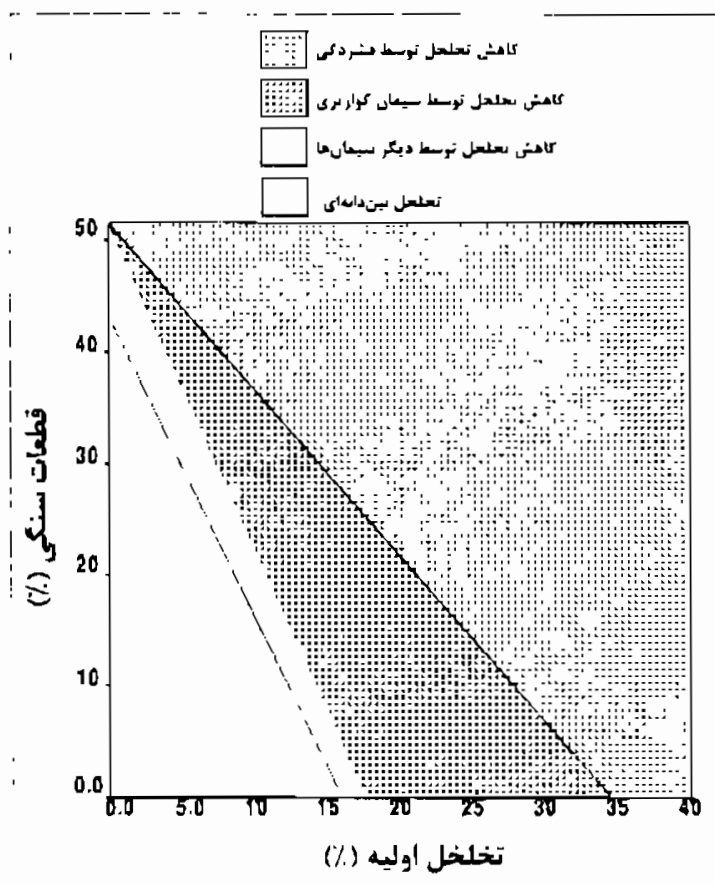


(B) خرده سنگ‌های شکل‌پذیر می‌توانند به سرعت تغییر شکل پیدا کرده و در فضاها و خالی مجاور رانده شوند و تخلخل را کاهش دهند. در چنین حالتی همچنین مقدار زیادی از حجم رسوبات کاهش می‌یابد (شکل ۷-۴۸).

شکل ۷-۴۸ - کاهش تخلخل در اثر تغییر شکل پلاستیک یک قطعه سنگی سیلی

(C) خرده سنگ‌های شکل‌پذیر می‌توانند خرد شده و به صورت مائریکس دروغین (pseudomatrix) درآیند. این عمل سبب کاهش تخلخل و همچنین تسریع انحلال فشاری شده که نهایتاً سبب کاهش کیفیت مخزن شود.

شکل ۷-۴۹ نشان می‌دهد که با شناسایی دقیق محیط رسوبی و کنترل‌کننده‌های دیاژنتیکی، امکان پیش‌بینی کیفیت مخزن وجود دارد. این شکل که متعلق به یکی از مخازن هیدروکربنی در جنوب استرالیا است، نشان می‌دهد که از یک محیط رودخانه بریده‌بریده (braided river) به یک محیط رودخانه ماندری و بادی میزان قطعات سنگی کاهش یافته و مصادف آن مقدار تراکم مکانیکی کاهش و تخلخل اولیه باقیمانده افزایش یافته است.

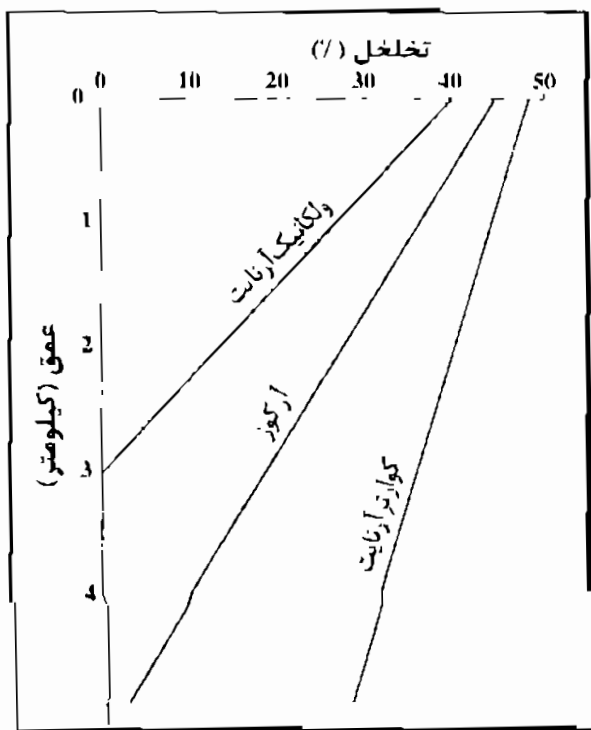


شکل ۷-۴۹ - دیاگرامی که اتر محتوای قطعوات سنگی را بر روی تراکم و سیمان کوارتزی نشان می‌دهد. با افزایش مقدار قطعوات سنگی، کاهش IGV توسط فشردگی افزایش می‌یابد، در حالی که مقدار سیمان کوارتزی کاهش می‌یابد.

در مورد تأثیر بافت بر روی کیفیت مخزن در صفحات قبل بحث شد.

۷-۶-۱-۲-۳ عمق (Depth)

بیشتر رسوبات ماسه‌ای عهد حاضر دارای تخلخل بین ۴۰ تا ۵۰ درصد در طی نهشته شدن می‌باشند. عموماً این تخلخل با افزایش عمق دفن کاهش می‌یابد. میزان کاهش تخلخل با افزایش عمق دفن برای ماسه‌سنگ‌های با ترکیب متفاوت، مختلف است (شکل ۷-۵۰). ماسه‌های ولکانیک ژاپن که از نظر شیمیایی ناپایدارند، تخلخل خود را با افزایش عمق، به سرعت از دست می‌دهند و در عمق ۲ تا ۳ کیلومتری تخلخل آن‌ها از ۱۰ درصد هم کمتر می‌شود. برای ماسه‌سنگ‌های غنی از فلدسپات دریای شمال، تخلخل تا عمق‌های بیشتری می‌تواند حفظ شود، در حالی که برای ماسه‌سنگ‌های کوارتزی دلتای نیجریه که از نظر مکانیکی و شیمیایی پایدارند، تخلخل می‌تواند تا عمق ۴ تا ۵ کیلومتری هم حفظ شود. بنابراین ترکیب شیمیایی ماسه‌ها یکی از فاکتورهای مهم کنترل کننده میزان کاهش تخلخل با افزایش عمق است.

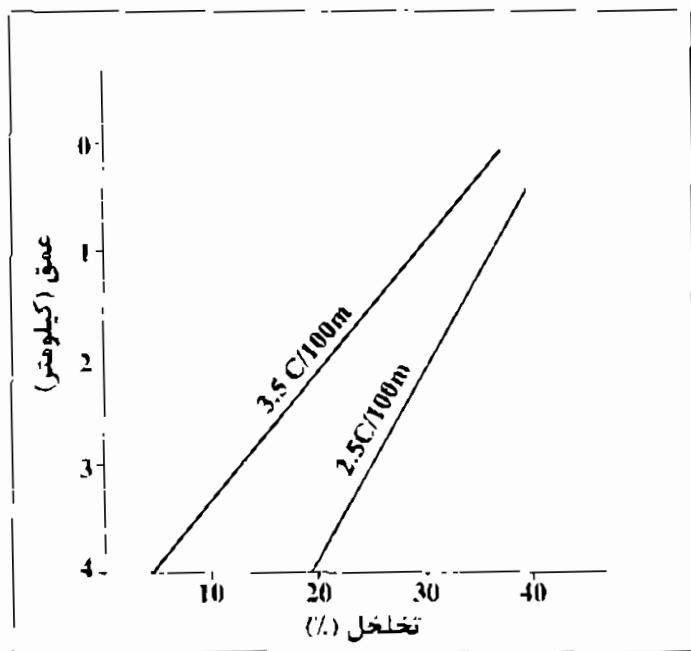


شکل ۷-۵ - کاهش تخلخل با افزایش عمق برای ماسه‌سنگ‌های با ترکیب متفاوت

فلدسپارها به دلیل اینکه به آسانی به رس تبدیل می‌شوند، نمی‌توانند سنگ مخزن خوبی بسازند و نیز در ماسه‌سنگ‌های لیت‌آرنایتی، قطعات سنگی به آسانی، تحت تأثیر فشردگی، به صورت پلاستیک تغییر شکل داده و تخلخل و به تبع آن تراوایی سنگ کاهش می‌یابد. با این وجود، این احتمال وجود دارد که تعداد زیادی از مخازن با جنس لیتیک و فلدسپاتیک وجود داشته باشند، به خصوص آن‌ها که جوان‌ترند و در عمق زیادی قرار نگرفته و زیاد حمل نشده‌اند.

۷-۶-۱-۲-۴-۶-۷ گرادیان زمین‌گرایی (Geothermal Gradient)

اثر گرادیان زمین‌گرایی روی واکنش‌های شیمیایی نیز باعث تغییر در میزان از بین رفتن

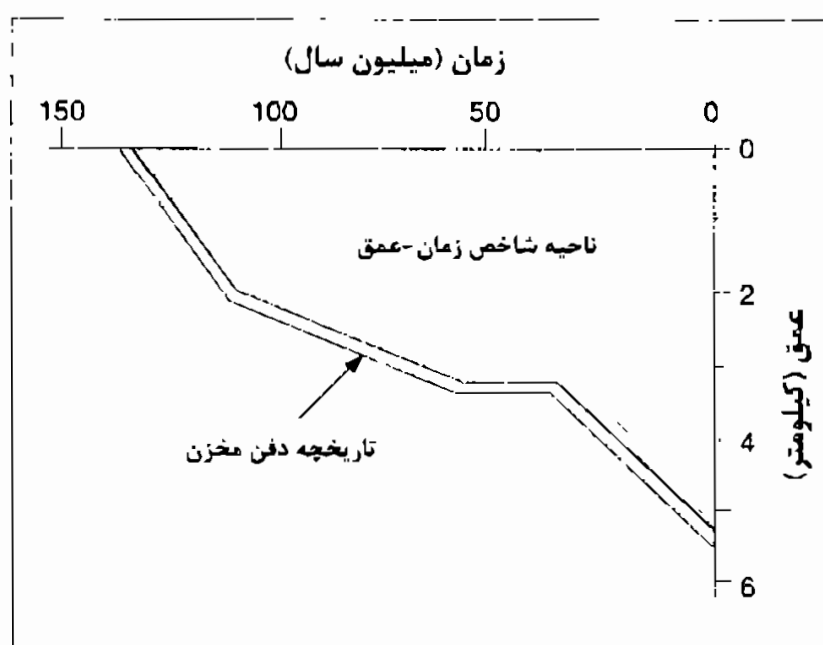


شکل ۷-۵۱ رابطه تخلخل و عمق برای ماسه‌سنگ‌های متعلق به دو منطقه با درجه زمین‌گرایی متفاوت

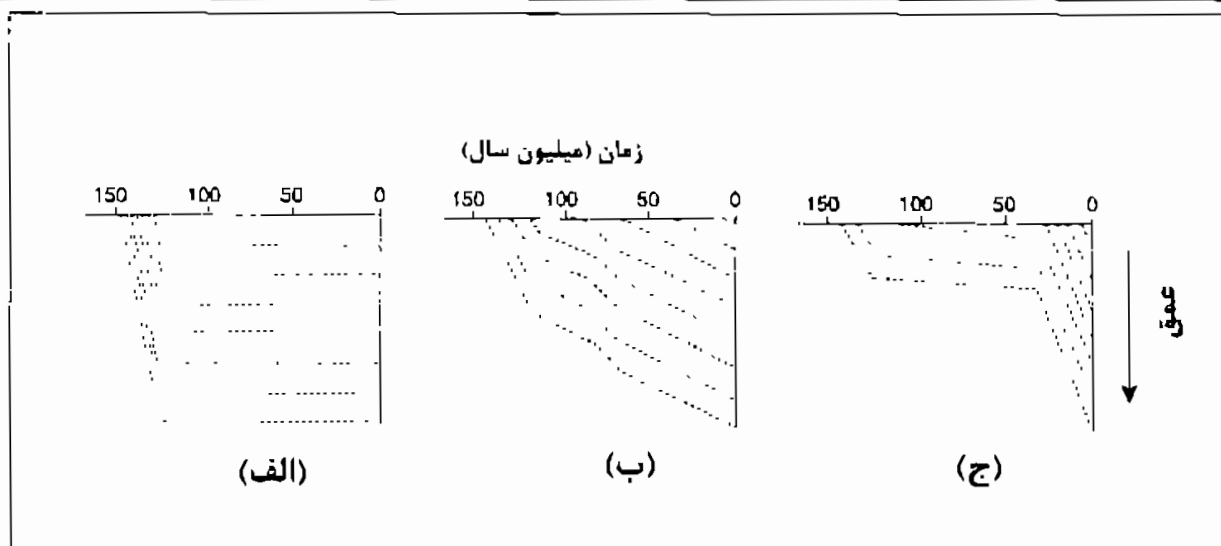
تخلخل نسبت به عمق می‌شود. معمولاً گرادیان زمین‌گرایی بیشتر، کاهش بیشتر تخلخل با عمق را باعث می‌شود. شکل ۷-۵۱ رابطه تخلخل و عمق را برای ماسه‌سنگ‌های متعلق به دو منطقه با درجه زمین‌گرایی متفاوت در حوضه شمال شرقی اقیانوس آرام را نشان می‌دهد. این شکل نشان می‌دهد که کاهش تخلخل با افزایش عمق در مناطق با گرادیان زمین‌گرایی بالاتر، بیشتر است.

۷-۶-۱-۲-۵ نحوه دفن رسوبات (Burial History)

نحوه دفن رسوبات در یک حوضه رسوبی و یا به عبارت دیگر مدت تدفین نیز در کاهش تخلخل در ماسه‌سنگ‌ها مؤثر است. بر اساس آزمایشات تجربی، مشخص شده است که زمان به تنهایی می‌تواند سبب کاهش تخلخل شود، حتی اگر عمق تدفین، حرارت و فشار ثابت بمانند. شاخص زمان-عمق (Time-Depth Index, TDI)، که ناحیه‌ای از دیاگرام تاریخچه تدفین است که به وسیله منحنی تدفین مخزن و محورهای دیاگرام محصور شده است (شکل ۷-۵۲)، برای اثر تاریخچه تدفین بر تکامل تخلخل ماسه‌سنگ‌ها به کار برده می‌شود. مطالعه بر روی اطلاعات ۳۸ مخزن ماسه‌سنگی به سن ژوراسیک پایانی تا ترشیری از هفت حوضه رسوبی در برزیل ارتباط متقابل بین تخلخل و TDI را به خوبی نشان می‌دهد این مطالعه نشان می‌دهد که در طی تاریخچه دفن مخازنی که دیرتر به حداکثر عمق رسیده‌اند، یعنی دارای TDI کمتری هستند، نسبت به مخازنی که سریعاً دفن شده و دارای TDI زیادی هستند، تخلخل بیشتری را دارا می‌باشند. TDI که بر حسب کیلومتر در میلیون سال است و بیانگر چگونگی تدفین رسوب است، می‌تواند در پیشگویی تخلخل مخازن ماسه‌سنگی به کار برده شود. در مثال شکل ۷-۵۳ سه تاریخچه تدفین متفاوت نشان داده شده است که به راحتی می‌توان حدس زد که تخلخل در مخزن ج با توجه به اینکه با سرعت کمتری به عمق نهایی رسیده است، به ترتیب از ب و الف بیشتر است.



شکل ۷-۵۲ - دیاگرام تاریخچه تدفین یک مخزن فرضی را که در آن شاخص زمان-عمق، ناحیه‌ای که به وسیله منحنی تدفین مخزن و محورهای دیاگرام محصور شده است، را نشان می‌دهد



۷-۶-۱-۳ انواع تخلخل در ماسه‌سنگ‌ها

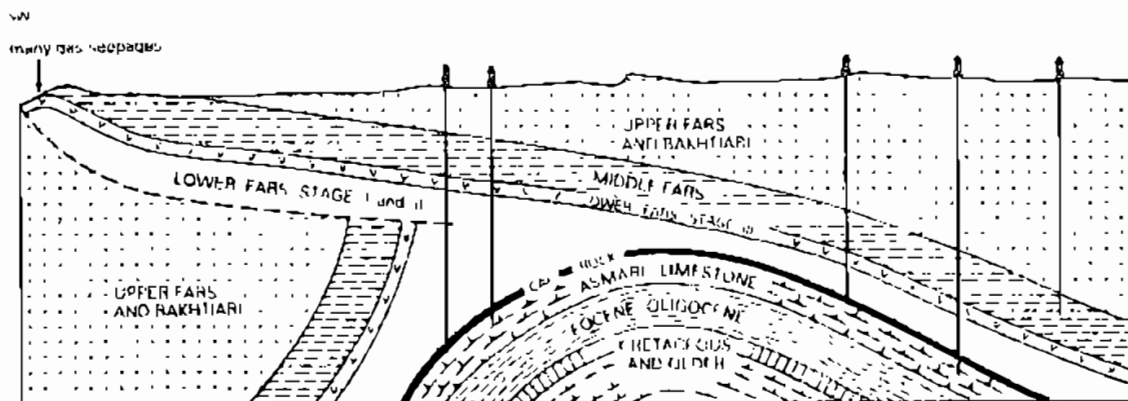
معمولاً در ماسه‌سنگ‌ها چهار نوع تخلخل اصلی وجود دارد که شامل تخلخل بین دانه‌های (اولیه)، ریزتخلخل، تخلخل انحلالی و تخلخل شکستگی است. ریزتخلخل به صورت خلل و فرج کوچک (با قطر کوچکتر از ۱ میکرون) است که بیشتر همراه با کانی‌های رسی خصوصاً درجا‌زا است. تخلخل انحلالی وقتی حاصل می‌شود که دانه‌های اصلی یا سیمان‌ها به‌طور بخشی یا کامل حل شوند. تخلخل شکستگی بر اثر تنش بر سنگ‌ها ایجاد می‌شود.

تخلخل در ماسه‌ها و ماسه‌سنگ‌ها در درجه اول با جورشدگی آن‌ها بستگی دارد، به‌طوری‌که با افزایش جورشدگی، میزان تخلخل افزایش می‌یابد. نحوه آرایش دانه‌ها، سیمانی شدن، محتوای رس و شکل دانه‌ها نیز از دیگر عوامل کنترل‌کننده تخلخل هستند. عموماً تخلخل ماسه‌سنگ‌های تولیدکننده نفت بین ۱۰ تا ۴۰ درصد می‌باشد.

۷-۶-۲ مخازن کربناته (Carbonate Reservoirs)

بیش از ۶۵٪ هیدروکربن‌های خاورمیانه در مخازن کربناته هستند. مخازن کربناته حاوی بیش از ۴۰ درصد نفت تمامی میادین اصلی و ۵۰ درصد میادین خیلی بزرگ (giant oil field) است. سنگ‌های مخزن کربناته در میدان آغاچاری ایران (شکل ۷-۵۴) روزانه بیش از ۱۰۰۰۰۰ متر مکعب نفت از حدود ۳۶ چاه تولید کرده‌اند. سنگ‌های کربناته با مجموعه خصوصیات ژنز، دیاژنز و پتروفیزیک خاص خود مشخص می‌شوند. منشأ سنگ‌های کربناته، بر خلاف سنگ‌های تخریبی، در درون حوضه و یا نزدیک آن است. بیشتر آن‌ها منشأ آلی داشته و محدوده وسیعی

از اندازه ذرات را شامل می‌شود. در سنگ‌های کربناته تخلخل اولیه به سرعت از طریق پدیده‌های دیاژنزی کاهش می‌یابد.



شکل ۷-۵۴ - نیمرخ زمین‌شناسی میدان آغاچاری

۷-۶-۲-۱ اجزای تشکیل دهنده کربنات‌ها

دانه‌های اصلی و ماتریکس، اجزا اصلی رسوبات کربناته هستند. ماتریکس رسوبات آهکی عمدتاً میکریت (micrite) است. میکریت به وسیله بافت دانه‌ای که شامل بلورهای کلسیت نیمه شکل دار تا بی شکل با اندازه بین ۱ تا ۴ میکرون است، مشخص می‌شود. طرق مختلفی برای تولید میکریت وجود دارد که شامل ته‌نشست شیمیایی، قطعات جلبکی میکروسکوپی، خرد شدن قسمت‌های سخت بی‌مهرگان، متلاشی شدن ناشی از فعالیت‌های جلبکی، پوسته میکروارگانیزم‌ها و غیره است. وجود یا عدم وجود میکریت در رسوبات کربناته یک روش خوب برای تشخیص انرژی محیط رسوبی است.

اجزای کربنات (دانه‌های اصلی و آلوکوم‌ها) شامل موارد زیر است:

- دانه‌های اسکلتی (skeletal grains)
- اووئیدها (ooids)
- پلت‌ها (pellets)
- پلوئیدها (peloids)
- پیزولیت‌ها (pisolites)
- کورتوئیدها (cortoids)
- دانه‌های به هم پیوسته (aggregate grains)
- اینتراکلاست (intraclast)
- اونکوئیدها (oncoids) و
- اکستراکلاست (extraclast)

۷-۶-۲-۲ طبقه‌بندی سنگ‌های آهکی

طبقه‌بندی سنگ‌های آهکی غالباً بر اساس تنوع بافتی آن‌هاست. تقسیم‌بندی‌های متعددی در مورد سنگ‌های آهکی وجود دارد که در اینجا اشاره‌ای به طبقه‌بندی فولک و دانهام و آرچی می‌شود.

طبقه‌بندی فولک

طبقه‌بندی فولک برای سنگ‌های آهکی شباهت زیادی به طبقه‌بندی ماسه‌سنگ‌ها دارد. دانه‌های آلوکم، میکریت و کلسیت اسپاری قابل قیاس با دانه‌های ماسه، ماتریکس رسی و سیمان‌ها در ماسه‌سنگ‌ها است (شکل ۷-۵۵). در این طبقه‌بندی، بخش‌های مختلف سنگ به‌طور مثال به صورت زیر خلاصه شده‌اند: bio (فسیل)، oo (اوونید)، pel (پلوئید)، intra (اینتراکلاست)، mic (میکرایت) و spar (کلسیت اسپاری) و نامگذاری‌های ایجاد شده مانند بایوسپارایت، پل میکرایت و اووسپارایت می‌باشد. اسامی سنگ‌ها در طبقه‌بندی فولک بستگی به آلوکم‌های اصلی، سیمان و ماتریکس دارد و یک سری توصیفات مناسب ممکن است در ابتدای قسمت اصلی اسم بیاید.

Over / micrite matrix				Subequal spar & micrite	Over / spar cement		
0-1% Allochems	1-10% Allochems	10-50% Allochems	Over 50% Allochems		Sorting poor	Sorting good	Rounded & abraded
Micrite & diamicrite	Fossiliferous micrite	Sparse biomicrite	Packed biomicrite	Poorly-washed biosparite	Unsorted biosparite	Sorted biosparite	Rounded biosparite
Micrite matrix		Sparry calcite cement					

شکل ۷-۵۵ - طبقه‌بندی فولک برای سنگ‌های آهکی

طبقه‌بندی دانهام

تقسیم بندی دانهام (شکل ۷-۵۶) در میان زمین‌شناسان نفت به‌طور گسترده‌ای استفاده می‌شود. این تقسیم بندی سه مشخصه دارد:

- توسط یک زمین‌شناس نفت و برای استفاده زمین‌شناسان نفت طراحی شده است.
- این تقسیم بندی غالباً احتیاج به مطالعات میکروسکوپی دقیق برای نام‌گذاری ندارد.
- بر جنبه‌های بافتی رسوبگذاری که تخلخل و تراوایی را کنترل می‌کند متکی است.
- واژه‌شناسی آن ساده و برای همه قابل استفاده است.

تقسیم بندی دانهام با کمی تغییر توسط افراد دیگر شامل دسته‌های زیر است:

- باندستون (boundstone): سنگ‌های کربناتی برجای که در آن اجزای اولیه در حین رسوبگذاری به هم پیوسته‌اند. اگر یک چارچوب سخت توسط فسیل‌های توده‌ای در حال رشد ایجاد شود، سنگ فریم‌استون (framestone) نامیده می‌شود. استروماتوپوریدها، مرجان‌های بزرگ و رودیست‌ها اجزای اصلی این نوع سنگ‌های کربناتی هستند. فسیل‌های تیغه‌ای و صفحه‌ای حاصل از به هم پیوستن ارگانیسیم‌ها (عمدتاً جلبک‌ها) که حاوی ماتریکس هستند، بایندستون (bindstone) را تشکیل می‌دهند. ارگانیسیم‌های ساقه‌ای شکل، نظیر بریوزوا یا جلبک‌های کورالین تشکیل بافلستون (bafflestone) می‌دهند.

- گرینستون: اجزای اصلی در حین رسوبگذاری متصل نشده‌اند اما در بافت آن دانه‌ها به هم متصل هستند و فاقد گل است.

- پکستون: در بافت آن دانه‌ها به یکدیگر متصل هستند (دانه پش‌تیبان) و سنگ دارای گل آهکی است. اگر بیش از ۱۰ درصد دانه‌ها بزرگتر از ۲ میلی متر باشند، سنگ رودستون است. رودستون‌ها در نامگذاری‌های قدیمی‌تر کنگلومراهای آهکی نام داشتند.

- وکستون: دانه‌ها در گل شناور هستند (گل پش‌تیبان). اگر مقدار زیادی از دانه‌های شناور قطعات بزرگتر از ۲ میلی‌متر باشند نام سنگ فلوتستون می‌شود (نوع دیگری از کنگلومرای آهکی).

- مادستون: اساساً از گل آهکی تشکیل شده است.

Depositional texture recognizable				Depositional texture not recognizable		
Original components not bound together during deposition			Lacks mud and is grain supported	Original components were bound together		
Contains mud (clay and fine silt-size carbonate)		Grain-supported		Mudstone	Wackestone	Crystalline
Mud-supported	Less than 10% grains					
	More than 10% grains	Packstone	Grainstone	Boundstone		

شکل ۷-۵۶ - تقسیم بندی دانه‌ها بر سنگ‌های کربناته

طبقه‌بندی آرچی

طبقه‌بندی آرچی در مطالعه خرده‌ها (cuttings) و مغزه‌های حفاری (cores) استفاده می‌شود. آرچی نیز سنگ‌های کربناته را به سه گروه بر مبنای شکل آن‌ها در نمونه دستی و در زیر میکروسکوپ تقسیم‌بندی کرد (جدول ۷-۲). او سنگ‌های کربناته را به انواع I یا سنگ‌های آهکی کریستالین محکم فاقد تخلخل (compact crystalline)، II یا نوع گل‌سفید (chalky) و نوع III یا سنگ‌های آهکی دانه‌ای (granular) تقسیم نمود.

طبقه‌بندی آرچی تأکید بیشتری بر روی ویژگی‌های مربوط به جریان سیالات (تراوایی و تراوایی نسبی)، توزیع سیال (فشار موئینه) و جریان الکتریسیته (مقاومت) دارد.

آرچی ۴ رده اندازه منفذ و حفره، با استفاده از میکروسکوپ با قدرت پایین و با عدسی‌های دستی، تشخیص داد:

(A) تخلخل غیر قابل مشاهده

(B) اندازه تخلخل بین ۰/۱ تا ۰/۱ میلی‌متر (قابل مشاهده با لنز ۱۰×)

(C) اندازه تخلخل بین ۰/۱ تا ۰/۱ میلی‌متر (قابل مشاهده با چشم)

(D) اندازه تخلخل بزرگتر از ۲ میلی‌متر، نظیر تخلخل حفره‌ای و شکستگی

در نهایت، یک نمونه کربناته، در تقسیم بندی آرچی، به صورت IIB (سنگ آهک گل‌سفیدی با تخلخل بین ۰/۱ تا ۰/۱ میلی‌متر) یا IIIC (سنگ آهک دانه‌ای با تخلخل قابل مشاهده با چشم) آورده می‌شود که بسیار تجربی و کیفی می‌باشد. طبقه‌بندی آرچی گاهی اوقات می‌تواند برای پیش بینی پتانسیل قابلیت تولید یک مخزن مورد استفاده قرار گیرد.

جدول ۷-۲ ویژگی‌های استفاده شده در طبقه‌بندی آرچی

بافت ماریکس	ظاهر ماکروسکوپی دانه‌ای	ظاهر میکروسکوپی (۱۵X-۱۰)
نوع I بلورین فشرده	بلورین، سخت و منظم و دارای له‌های بر در روی سطح شکستگی	از کریستال‌های تبدیل در هم فرو رفته تشکیل شده است و هیچ فضای حالی بین بلورها قابل مشاهده نیست.
نوع II گل‌سفیدی	ظاهر کدر و حاکی دارد. فاقد طاهر بلورین است که باعث این است که کریستال‌های کوچک به مقدار کمتری در هم فرو رفته و بنابراین نور در جهات مختلفی انعکاس پیدا می‌کند به طور کلی از درات کوچک و با میکروفسیل‌ها تشکیل شده است.	بلورها کمتر در هم فرو رفته و با زاویه‌های مختلفی به یکدیگر بی‌استعداد بافت فوق‌العاده ریز دارند. اندازه دانه عموماً کمتر از ۰/۵ میلی‌متر است بافت‌های ترشتر در نوع III طبقه‌بندی می‌شوند.
نوع III دانه‌ای یا دانه شکری	طاهر مس‌سای یا دانه شکری دارد اندازه بلورها یا درات به صورت ریز طغه‌سندی می‌شوند. خلی ریز = ۰/۵ mm ریز = ۰/۱ mm متوسط = ۰/۲ mm درشت = ۰/۴ mm	بلورها در زاویه مختلفی در هم فعل شده‌اند و لذا تخلخل قابل توجهی در بین آن‌ها وجود دارد. بافت‌های اولیتی و دانه‌ای در این رده قرار می‌گیرند.

۷-۶-۲-۳ دیاژنز کربنات‌ها و تخلخل

دیاژنز در سنگ‌های کربناته شامل چندین مرحله اصلی نظیر تراکم، سیمانی شدن، انحلال، میکریتی شدن، نئومورفیسم و دولومیتی شدن است. فرآیندهای دیاژنزی عمدتاً توسط پارامترهای مختلفی نظیر کانی‌شناسی رسوب، شیمی سیالات درون منفذی، تاریخچه زمین‌شناسی رسوب نظیر تغییرات عمق دفن، بالا آمدگی و تغییرات سطح آب دریا و آب و هوا کنترل می‌شود. این فرآیندها که در محیط‌های نزدیک سطح دریا تا محیط دفنی عمیق صورت می‌گیرند، نقش مهمی در افزایش یا کاهش تخلخل دارند.

دیاژنز در محیط‌های دیاژنزی زیر صورت می‌گیرد (شکل ۷-۵۷):

◀ نزدیک سطح زمین در منطقه وادز (vadose zone)

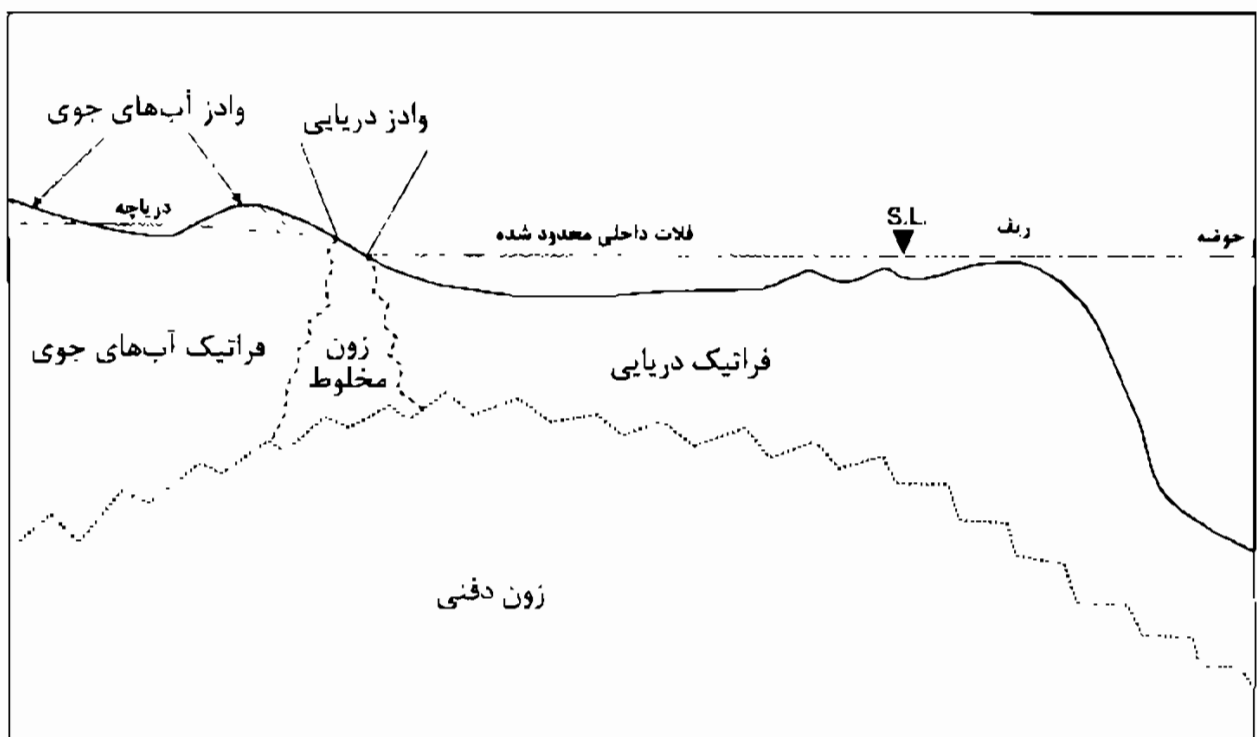
◀ فراتیک آب‌های جوی (meteoric phreatic)

◀ زون مخلوط (mixedwater zone)

◀ فراتیک آب دریا (marine phreatic)

◀ زون دفنی (burial zone)

فرآیندهای دیاژنزی باعث تغییرات پتروگرافی نظیر سیمان‌شدگی و انحلال و متعاقب آن تغییرات پتروفیزیکی نظیر تخلخل و تراوایی در مخازن می‌شود.



شکل ۷-۵۷ - تصویر شماتیک از محیط‌های دیاژنتیکی متفاوت

۷-۶-۲-۳-۱ سیمانی شدن

در مخازن هیدروکربنی سیمانی شدن یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی است که سبب کاهش تخلخل و تراوایی می‌شود (شکل ۷-۵۸ و ۷-۵۹). سیمانی شدنی زمانی به وقوع می‌پیوندد که سیالات منفذی از فاز سیمان فوق اشباع (super-saturated) باشند. کلسیت



اسپاری، دولومیت و انیدریت در میان سیمان سنگ‌های کربناتی معمول هستند، اما فراوان‌ترین آن‌ها کلسیت اسپاری است که توسط خود سنگ آهک به وجود می‌آید.

شکل ۷-۵۸ - یک اسنراکود گریستون که در آن تخلخل بین دانه‌ای و میان دانه‌ای توسط کلسیت اسپاری پر شده است. برخی از اسنراکودها توسط فسفات پر شده‌اند



شکل ۷-۵۹ - یک اووئیدگریستون که در آن تخلخل بین دانه‌ای کاملاً توسط کلسیت اسپاری شعاعی پر شده است

۷-۶-۲-۳-۲ انحلال

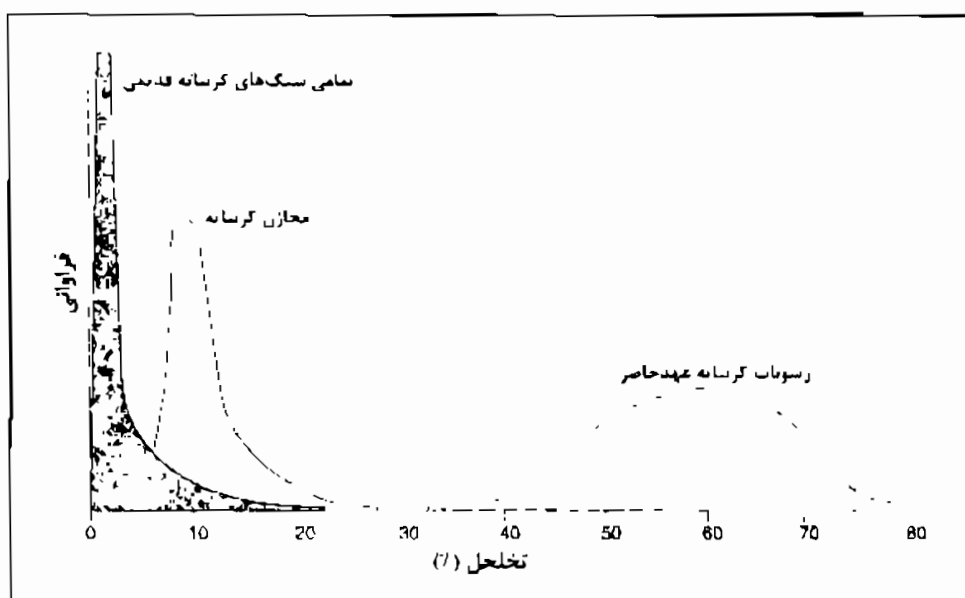
یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دیاژنزی که باعث افزایش تخلخل (porosity enhancement) در بسیاری از مخازن کربناته شده، فرآیند انحلال است (شکل ۷-۶۰). انحلال موقعی صورت می‌گیرد که سیالات منفذی از کانی‌های پیرامون خود زیراشباع باشند. فرآیند انحلال در

محیط‌های فراتیک آب شیرین و زون مخلوط و نیز در طی دیاژنز تدفینی رخ می‌دهد. سیالات با pH اسیدی نظیر آب‌های جوی و سیالات خارج شده از شیل‌ها در اثر تراکم، می‌تواند سبب شسته شدن بخش‌های ناپایدار سنگ شوند. اسیدهای آلی (organic acid) که طی بلوغ مواد



آلی در اثر کربوکسیل‌زدایی (decarboxylation) مواد آلی تولید می‌شوند، نیز می‌توانند باعث حل شدن سنگ‌ها و رسوبات شوند. انحلال در سنگ آهک، تخلخل ثانویه ایجاد می‌کند و می‌تواند عاملی برای مخزنی شدن یک سنگ متراکم باشد (شکل ۶۱-۷). مؤثرترین عملکرد برای انحلال، پسروری دریا است که سبب در معرض قرار دادن سنگ‌ها در مقابل آب‌های جوی است. پسروری بعدی، سنگ‌های دارای تخلخل انحلالی، شکسته شده و هوازده را زیر یک دگرشیبی یا وقفه رسوبگذاری دفن می‌کند. حتی بدون رخنمون اولیه، شانس توسعه تخلخل انحلالی در هر مرحله از دیاژنز، حتی بعد از دفن شدن نسبتاً عمیق، وجود دارد.

شکل ۶۰-۷ بدیده انحلال در یک سنگ کربناته



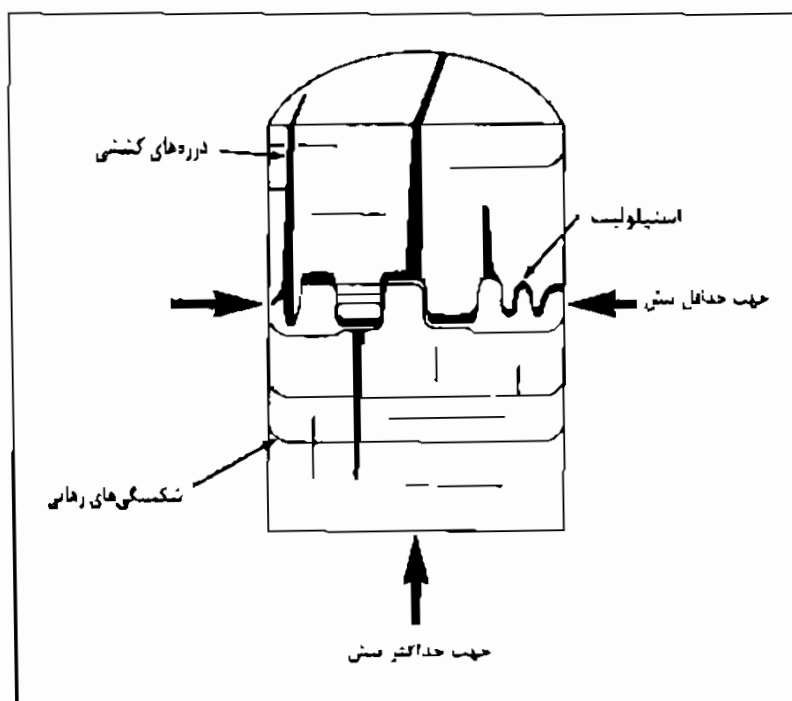
شکل ۶۱-۷ - در مقایسه با رسوبات کربناته عهدحاضر، تخلخل و تراوایی در سنگ‌های کربناته قدیمی در اثر فشرده‌گی و سیمانی شدن کاهش یافته و در اثر انحلال و دولومینی شدن در مخازن هیدروکربنی مجدداً افزایش یافته است

۷-۶-۲-۳-۳ فشردگی مکانیکی

رسوبات کربناتی عهد حاضر تخلخل اولیه خیلی بالایی از ۳۶ تا ۷۵ درصد را دارا هستند (شکل ۷-۶۱). این تخلخلی است که رسوبات با اتمام مرحله نهشتگی به دست می‌آورند. تخلخل اولیه در سنگ آهک‌ها با تخلخل اولیه در ماسه‌سنگ‌ها متفاوت است. بهترین تخلخل اولیه سنگ آهک‌ها در گرینستون‌ها وجود دارد. پکستون‌ها، وکستون‌ها و مادستون‌ها به‌طور ذاتی از نظر بافتی فشرده هستند و به آسانی در حین تدفین فشرده‌تر می‌شوند. تقریباً همیشه تخلخل کربنات‌ها در حین تدفین کم می‌شود. کاهش تخلخل در کربنات‌ها در اثر فشرده شدن تنها اگر کربنات بدون سیمان‌شدگی باقی بماند، مهم است.

۷-۶-۲-۴-۳ فشردگی شیمیایی

فرآیندی که در کربنات‌ها خیلی مهمتر از آواری‌ها می‌باشد، انحلال فشاری (pressure dissolution) است که به صورت استیلولیت (stylolite) دیده می‌شود. استیلولیت‌ها به صورت سطوح غیر منظم می‌باشند که در اثر فشار وزن طبقات بالایی و یا نیروهای تکتونیکی شکل می‌گیرند. فشار سبب افزایش انحلال‌پذیری کانی‌ها می‌شود و فازهای حل شده در فضاهای خالی به صورت سیمان ته‌نشین می‌شوند و در عین حال مواد غیر قابل حل نظیر

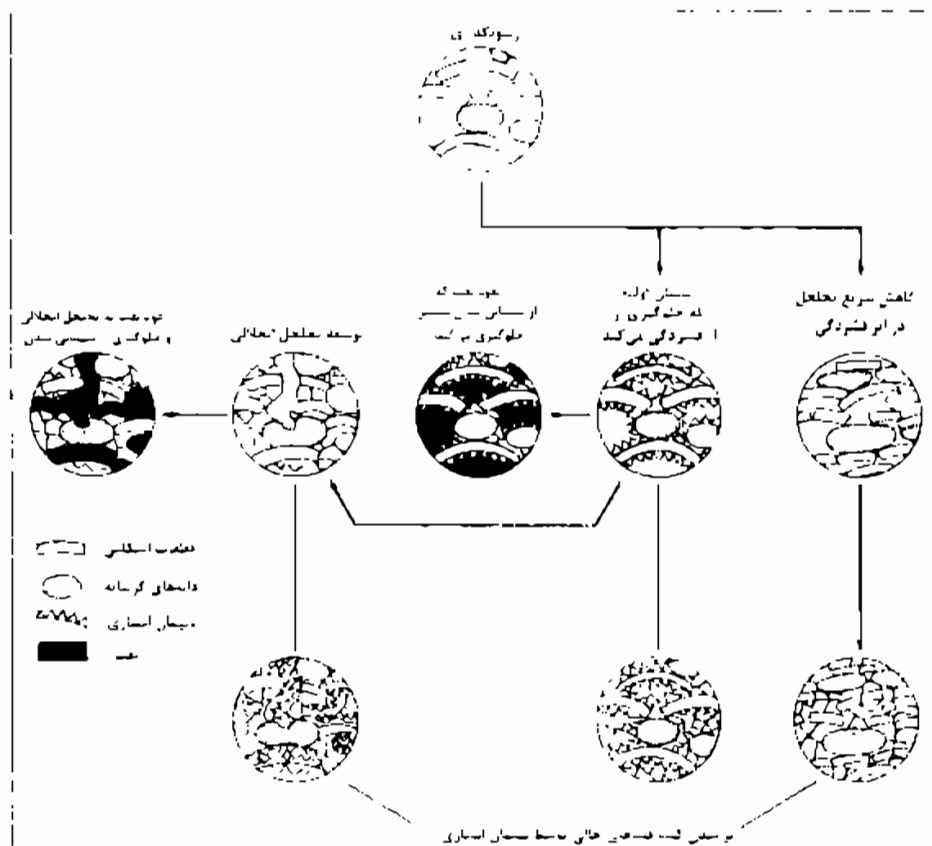


کانی‌های رسی و مواد آلی در سطح استیلولیت متمرکز می‌شوند. استیلولیت‌ها معمولاً به دلیل ایجاد سیمان در سنگ و ایجاد سدهای تراوایی (permeability barriers) سبب کاهش کیفیت سنگ مخزن می‌شوند. اگر استیلولیت‌ها همراه با درزه‌های کشی باشند (شکل ۷-۶۲)، می‌توانند سبب افزایش تخلخل سنگ مخزن شوند.

شکل ۷-۶۲ - تصویر شماتیک از درزه‌های کشی همراه با استیلولیت

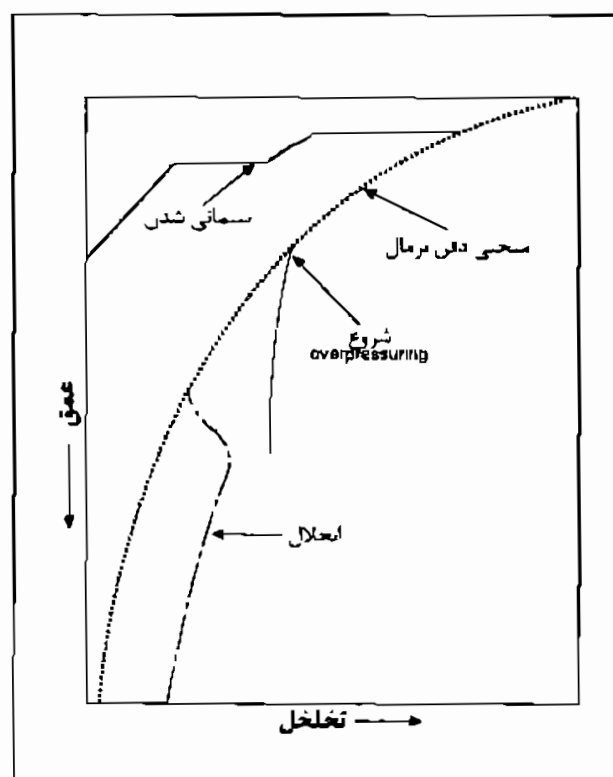
۷-۶-۲-۴ روند فرآیندهای دیاژنزی در آهک‌ها

مشابه ماسه‌های آواری، ماسه‌های آهکی نیز تخلخل اولیه‌ای بین ۴۵ تا ۵۰ درصد دارند، اما در بیشتر سنگ‌های آهکی قدیمه، تخلخل تقریباً به‌طور کلی از بین رفته است. شکل ۷-۶۳ خطوط سیر فرآیندهای دیاژنزی را برای یک آهک اسکلتی نشان می‌دهد. همانطور که قبلاً اشاره شد، یک ماسه آهکی می‌تواند تخلخلی بین ۴۵ تا ۵۰ درصد داشته باشد. اگر دفن آن خیلی سریع و بدون دیاژنز اولیه باشد، تخلخل ممکن است بوسیله تراکم و له شدن دانه‌ها خیلی کاهش یابد. تخلخل باقیمانده، ممکن است به وسیله بلورهای کلسیت اسپاری پر شود. در برخی از محیط‌ها، در طی دیاژنز اولیه یک سیمان حاشیه‌ای از بلورهای کلسیت اسپاری شکل می‌گیرد که گاهی اوقات همراه با انحلال دانه‌های اصلی و ایجاد تخلخل قالبی زیستی (biomoldic) است. اگر هیدروکربن یا گاز وارد مخازن شود از کاهش بیشتر تخلخل بوسیله سیمانی شدن جلوگیری خواهد کرد و سیمان حاشیه‌ای، مقاومت مؤثر سنگ را در مقابل تراکم بیشتر می‌کند. حتی اگر تمام تخلخل بوسیله سیمانی شدن و تراکم از بین رود، تخلخل انحلالی ثانویه می‌تواند تشکیل شود. این تخلخل، هم می‌تواند به صورت فابریک قالبی انتخابی و هم به صورت تخلخل حفره‌ای باشد که دانه‌های اصلی و فابریک سنگ را قطع می‌کند. این تخلخل ثانویه می‌تواند به وسیله هیدروکربن پر شود و مانع از سیمانی شدن آن شود. اگر نفت وارد



شکل ۷-۶۳ خطوط سیر فرآیندهای دیاژنزی برای یک سنگ آهک اسکلتی

شکل ۷-۶۴ به صورت فرضی، تغییرات تخلخل را در طی تدفین نشان می‌دهد. همان طوری که از این شکل پیداست، سیمانی شدن سبب کاهش تخلخل و انحلال سبب افزایش آن می‌شود.



شکل ۷-۶۴ - تغییرات تخلخل ناشی از دیانز در طی تدفین

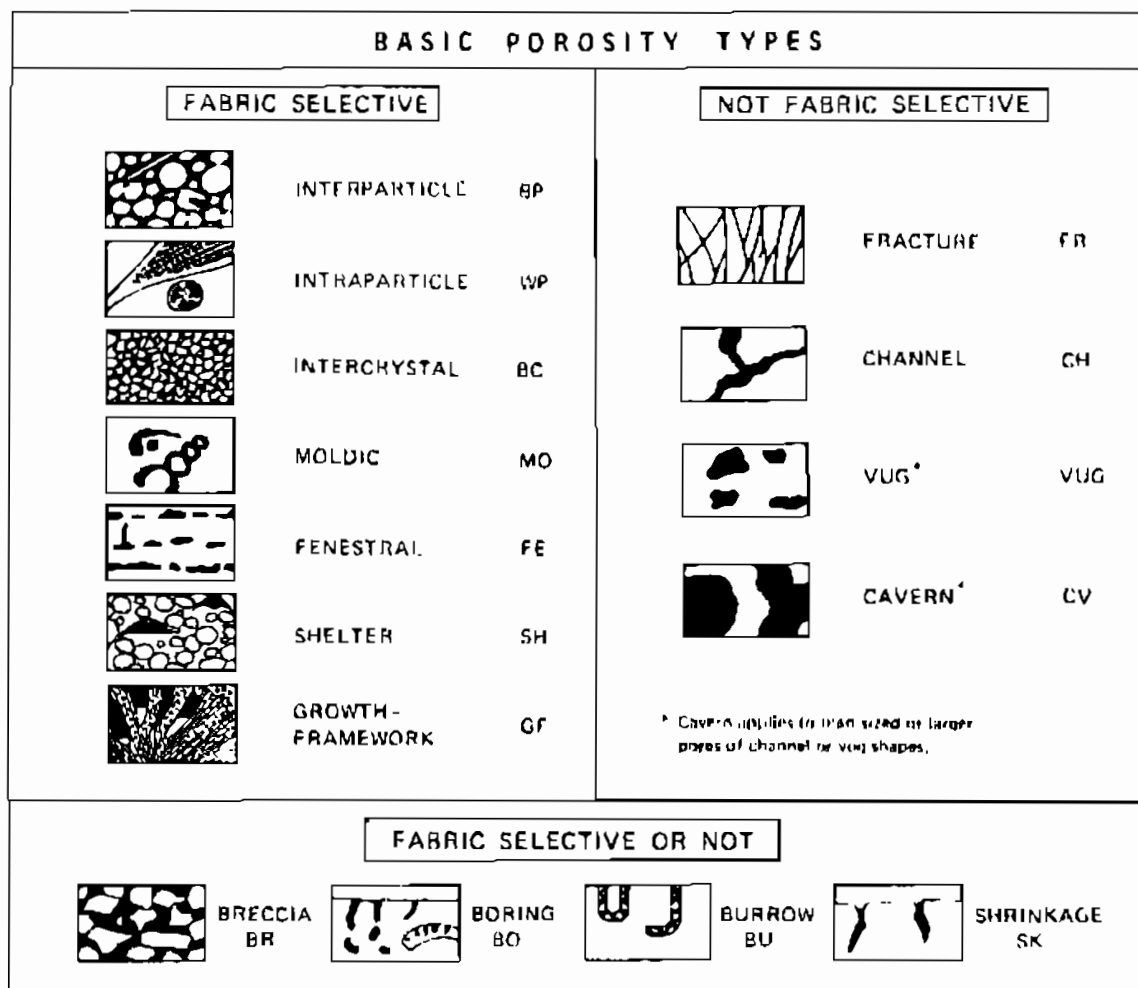
۷-۶-۲-۵ انواع تخلخل در کربنات‌ها

در مقایسه با تخریبی‌ها، تخلخل موجود در کربنات‌ها بسیار متنوع است. یکی از طبقه‌بندی‌های بسیار مورد استفاده برای انواع تخلخل در سنگ‌های کربناته، طبقه‌بندی چوکت و پری است. در این طبقه‌بندی ۱۵ نوع تخلخل در ۳ گروه قرار می‌گیرند (شکل ۷-۶۵):

گروه ۱ - تخلخل‌های وابسته به فابریک (fabric-selective) شامل: بین دانه‌ای، دورن دانه‌ای، بین بلوری، قالبی، فنسترال، چتری یا سایه‌بانی و رشدی

گروه ۲ - تخلخل‌هایی که به فابریک ارتباطی ندارند (not fabric-selective) شامل: شکستگی، حفره ای و کانالی، حفره‌های خیلی بزرگ (cavern)

گروه ۳ - تخلخل‌هایی که می‌توانند به فابریک وابسته باشند یا نباشند (fabric-selective or not) شامل: برشی (breccia)، گمانه‌ای (boring)، به هم ریختگی (burrowing) و ترک‌های انقباطی (shrinkage)



شکل ۶۵-۷ - طبقه‌بندی انواع تخلخل در سنگ‌های کربناته توسط چوکت و پری

زمان شکل‌گیری و منشأ انواع این تخلخل‌ها در جدول ۳-۷ خلاصه شده است.

جدول ۳-۷ - زمان شکل‌گیری و منشأ انواع تخلخل در سنگ‌های کربناته

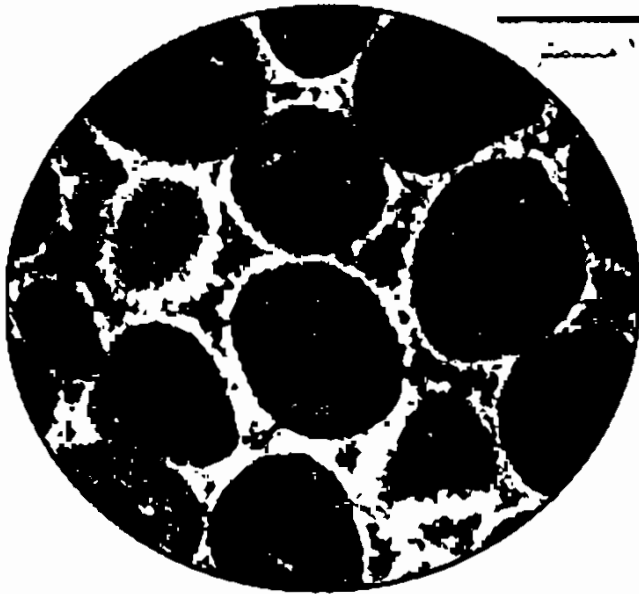
منشأ	نوع تخلخل	زمان شکل‌گیری
رسوبی	بین دانه ای دورن دانه ای	اولیه یا هم‌زمان با رسوبگذاری
دولومیتی شدن	بین بلوری	ثانویه یا بعد از رسوبگذاری
انحلال	قالبی و حفره ای	
نیروهای ساختمانی	شکستگی	

حال به توضیح مختصری در رابطه با تخلخل‌های فوق پرداخته می‌شود. تخلخل‌های ذکر شده را می‌توان بر طبق جدول ۳-۷ بر اساس زایش به دو دسته اولیه، که هم‌زمان با رسوبگذاری در محیط رسوبی شکل می‌گیرد (syndepositional) و ثانویه که بعد از رسوبگذاری ایجاد می‌شود (postdepositional) تقسیم کرد.

۷-۶-۲-۵-۱ انواع تخلخل اولیه

تخلخل بین دانه‌ای (Interparticle Porosity)

این تخلخل شامل تخلخل بین دانه‌ای (interparticle) است. دانه‌ها شامل کلیه آلوکوم‌های سنگ‌های آهکی است. تخلخل‌های بین اسکلتی، بین اووئیدی، بین پلوئیدی، بین قطعات سنگی و بین اینتراکلاستی در ذرات در حد ماسه و پیل است. شکل فضاهای خالی خیلی متغیر است و به اندازه قطعات، جورشدگی و آرایش دانه‌ها بستگی دارد و فقط وقتی هموزن است که ذرات دارای شکل و اندازه یکسان باشند، مثل اووئیدهای جور شده (شکل ۷-۶۶).



شکل ۷-۶۶ - فتومیکروگراف یک اووئیدگریستون با تخلخل بین دانه‌ای

تخلخل درون دانه‌ای (Intraparticle Porosity)

خرده‌های اسکلتی و حجرات موجود در آن‌ها پس از دفن ممکن است حفظ شوند و تخلخل درون دانه‌ای به وجود آورند. میزان این تخلخل به فراوانی قطعات فسیلی، اندازه و نوع موجود بستگی دارد (شکل ۷-۶۷).



شکل ۷-۶۷ - فتومیکروگراف با تخلخل درون دانه‌ای، میدان دید ۱،۵ میلی‌متر

تخلخل چتری (Shelter Porosity)

این نوع تخلخل در زیر ذرات بزرگ نظیر قطعات اسکلتی به وجود می‌آیند. این نوع تخلخل، بیشتر در کالک‌آرنایت که شامل پوسته‌های نرم‌تنان بزرگ و فرامینیفرهای بزرگ و مرجان است تشکیل می‌شوند (شکل ۶۸-۷).



شکل ۶۸-۷ - فوئومیکروگراف از یک قطعه اسکلتی که در زیر آن تخلخل چتری بر شده با سبمان بسیاری مشاهده می‌شود

تخلخل فنسترال (Fenestral Porosity)

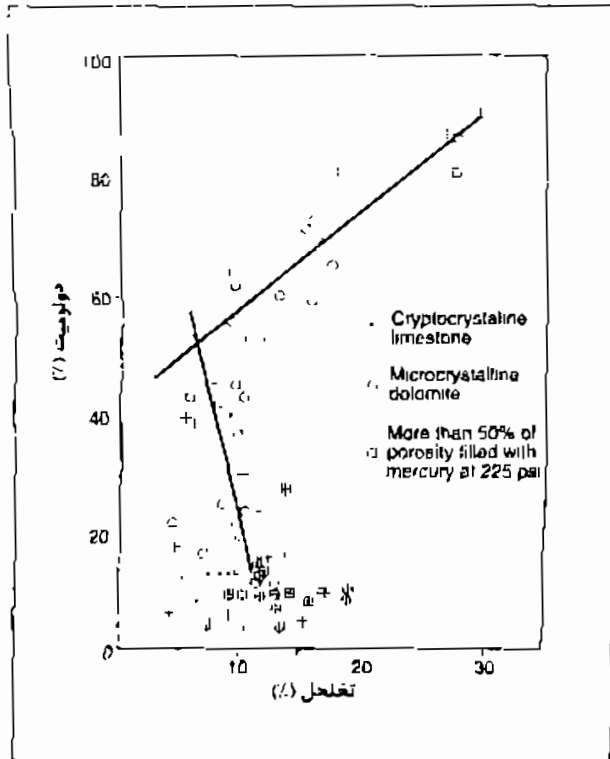
این نوع تخلخل عبارت است از حفره‌هایی که به شکل عدسی، کروی و یا بدون شکل به دنبال هم قرار گرفته‌اند. این حفره‌ها در اثر از دست دادن آب بین ذرات، تخمیر جلبک‌ها و با هنگام خشک شدن رسوبات در مناطق اینترتایدال حاصل شده است.

۲-۵-۲-۶-۷ انواع تخلخل ثانویه

تخلخل ثانویه در سنگ‌های کربناته به دلیل قابلیت انحلال بالای کانی‌های کربناته، بسیار فراوان و معمول است. در زیر انواع تخلخل ثانویه توضیح داده می‌شود.

تخلخل بین بلوری (Intercrystalline Porosity)

این نوع تخلخل در بین بلورها ایجاد می‌شود و به خصوص در سنگ‌های دولومیتی خیلی مهم است. تخلخل ثانویه دولومیت‌ها در مخازن دولومیتی از اهمیت زیادی برخوردار است. اگر نسبت دولومیت کمتر از ۵۰ درصد بوده و بلورهای دولومیت در میان گل‌های آهکی متراکم محصور شده باشد، تخلخل غیراقتصادی خواهد بود. ولی اگر دولومیت بیشتر از ۵۰ باشد و رومب‌ها در

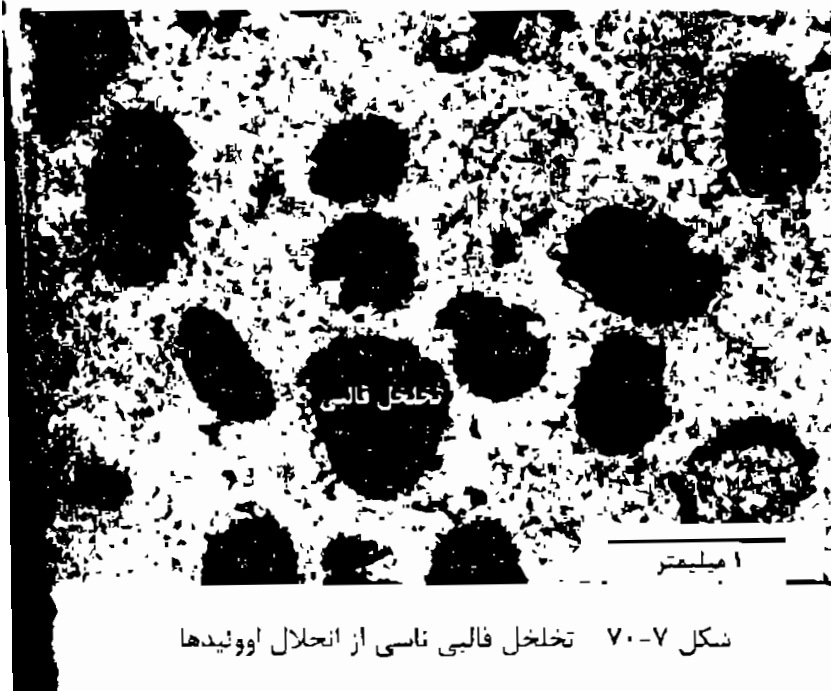


طی فرآیند فشردگی به عنوان چهارچوب عمل کرده باشند تخلخل باقی خواهد ماند (شکل ۶۹-۷).

شکل ۶۹-۷ - ارتباط تخلخل با درصد دولومیت

تخلخل قالبی (Moldic Porosity)

تخلخل قالبی به وسیله شسته شدن انتخابی اجزای سنگ، مثل اووئید، پوسته دوکفه‌ای و کانی‌های تبخیری شکل می‌گیرد (شکل ۷۰-۷). تفاوت در ترکیب کانی‌شناسی کربنات‌ها و شرایط متغیر دیازُنزی در سرعت تشکیل این تخلخل مؤثر است به طوری که در شرایط دیازُنز جوی، کلیست پر منیزیم به کلیست کم منیزیم تبدیل می‌شود. این در حالی است که آراگونیت حل شده و تخلخل قالبی ایجاد می‌کند. قالب‌ها به وسیله شکل، سایز و اجزای دیواره یا سایر جنبه‌ها تشخیص داده می‌شوند. اندازه این حفرات به اندازه دانه حل شده و شدت انحلال



بستگی دارد. تخلخل‌های قالبی عمدتاً ایروله هستند مگر این که عوامل دیگری چون شکستگی یا تخلخل بین‌بلوری باعث ایجاد ارتباط آنها شود که در این حالت تروایی و کیفیت مخزنی آنها افزایش می‌یابد.

شکل ۷۰-۷ - تخلخل قالبی ناشی از انحلال اووئیدها

تخلخل حفره‌ای *Vug*، کانالی *channel* عاری *cave*

تخلخل حفره‌ای در اثر انحلال و بزرگ شدن تخلخل‌های قالبی و بین دانه‌ای، بدون توجه به فابریک، در سنگ‌های کربناتی تشکیل می‌شود (شکل ۷-۷۱). این فضاها خالی که با شکل‌ها و اندازه‌های غیرمنظم هستند می‌توانند با هم ارتباط داشته و یا نداشته باشد.

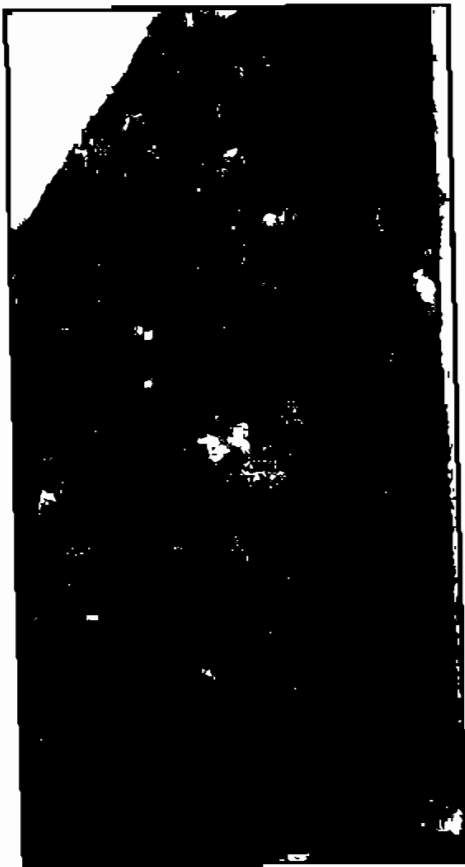


شکل ۷-۷۱ - تخلخل حفره‌ای تا غاری در یک سنگ آهکی

تخلخل غاری نوعی از تخلخل حفره‌ای است که با اندازه بزرگ مشخص می‌شود. تخلخل نوع کانالی با شکل هندسی خاص خود از نوع حفره‌ای مشخص می‌شوند. این نوع تخلخل عمدتاً در اثر انحلال مسیرهای باز شکسته شده حاصل می‌شود.

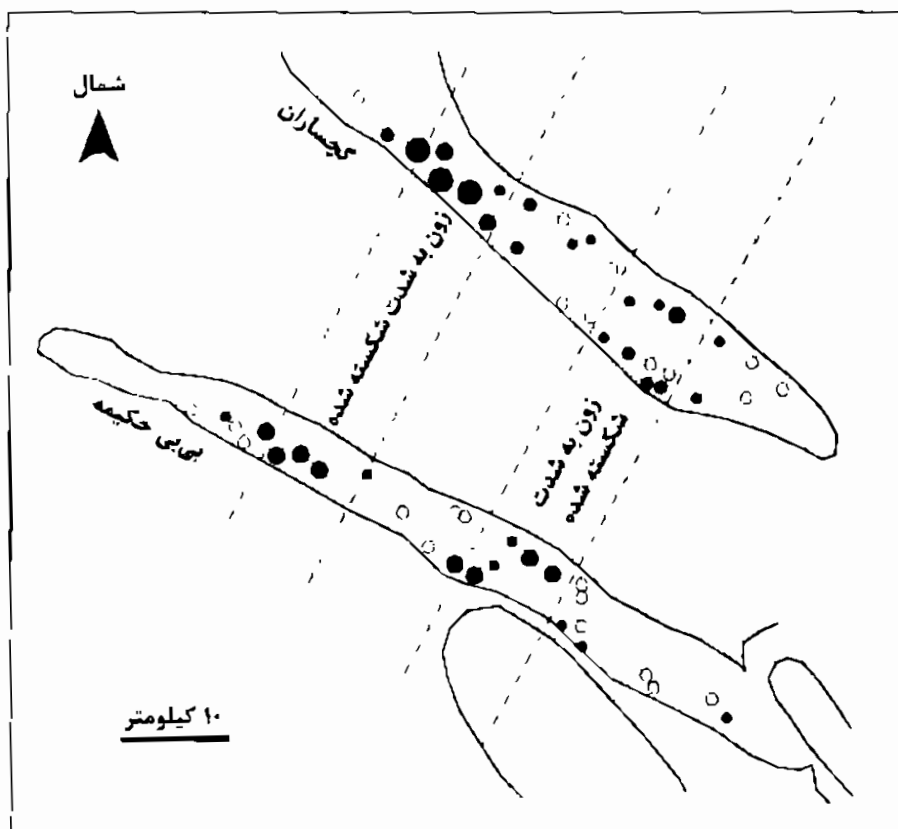
تخلخل شکستگی (*Fracture Porosity*)

آخرین نوع مهم از تخلخل، شکستگی است. مخازن شکسته بیشتر در سنگ‌های شکننده شکل



می‌گیرند تا در سنگ‌هایی که در اثر فشار تغییر شکل پلاستیک دارند. بنابراین مخازن شکسته شده در ماسه‌سنگ‌های کوارتزی که به شدت سیمانی شده‌اند، سنگ آهک، دولستون و حتی پی سنگ‌ها مثل گرانیت و سنگ‌های دگرگونی وجود دارند. شکل ۷-۷۲ یک نمونه مغزه از مخزن شکسته را نشان می‌دهد. وقتی که این نوع تخلخل شکل می‌گیرد، اگر چه تخلخل سنگ واقعاً ممکن است خیلی بالا نرود، ولی مخزن تراوایی زیادی پیدا خواهد کرد. شکستگی‌ها از ویژگی‌های بیشتر میدان‌های بزرگ نفتی کربناته هستند. در میدان گچساران در ایران، یک چاه به تنهایی بیش از ۸۰۰۰۰ بشکه در روز تولید کرده است. این تولید زیاد از مخزن آهکی شکسته شده آسماری بوده است (۷-۷۳).

شکل ۷-۷۲ - یک نمونه مغزه حاوی شکستگی‌های بار و نیمه باز و شکستگی‌های گسترش یافته در اثر انحلال



شکل ۷-۷۳ - نقشه میداین گچساران و بی بی حکیمه. بیشترین تولید (دوایر نوپر بزرگ) منطبق بر زون‌های شکسته شده است

مقدار و نوع تخلخل در سنگ‌های کربناته بسیار متنوع‌تر از ماسه‌سنگ‌ها است. در بعضی از انواع سازندهای ریفی، تخلخل بسیار بالا است و حتی ممکن است از ۵۰٪ هم تجاوز کند. سنگ آهک گل سفید دارای تخلخل اولیه بین دانه‌ای است که بین کوکولیت‌ها یا خرده‌های آنها قرار دارد (شکل ۷-۷۴). این تخلخل ممکن است در سطح تا ۷۰ درصد باشد، اما در عمق ۲۰۰۰



متری به ۱۵ درصد و در عمق ۳۰۰۰ متری به صفر درصد می‌رسد. تراوایی ماتریکس سنگ آهک گل سفید بسیار پایین است.

شکل ۷-۷۴ - تخلخل اولیه بین دانه‌ای و میان دانه‌ای در کوکولیت‌ها

در رسوبات کربناته جدید، دانه ریزترین رسوبات دارای بالاترین تخلخل و پایین‌ترین تراوایی می‌باشند (جدول ۴-۷).

جدول ۴-۷ - دامنه تغییرات تخلخل و تراوایی در رسوبات کربناته جدید

نافت رسوبی	تخلخل (%)		تراوایی (میلی‌داری)	
	متوسط	محدوده	متوسط	محدوده
گریننون	۴۴٫۵	۴۰-۵۳	۳۰۸۰۰	۱۵۸۰۰-۵۶۶۰۰
بکتون	۵۴٫۷	۴۵-۶۷	۱۸۴۰	۳۱۱۵-۹۳۰۰
وکستون	۶۸	۶۴-۷۸	۲۴۸	۳۷۱۶-۶۵۷۰
وکستون خیلی دانه‌ریز	۷۰٫۵	۶۷-۷۳	۰٫۱۸۷	۰٫۶۳-۱٫۳۷

جدول ۵-۷ به‌طور خلاصه ویژگی‌های تخلخل را در سنگ‌های کربناته و تخریبی مقایسه می‌کند.

جدول ۵-۷ - مقایسه ویژگی‌های تخلخل در کربنات‌ها در مقابل آواری‌ها

کربنات‌ها	آواری‌ها
تخلخل اولیه اغلب ۴۰-۷۰ درصد	تخلخل اولیه اغلب ۲۵-۴۰ درصد
تخلخل نهایی اغلب نزدیک به صفر است.	تخلخل بهایی نصف یا قسمت اعظم تخلخل اولیه
تخلخل اولیه عموماً بین‌دانه‌ای است و انواع دیگر (داخل دانه‌ای) نیر غیر معمول نیست.	تخلخل اولیه کاملاً بین‌دانه‌ای است
تخلخل نهایی متغیر و بالایی دارد که علت تحمل تغییرات بعد از رسوبگذاری است.	تخلخل بهایی تقریباً همه بقایای تخلخل اولیه است.
قطر تخلخل و نا اندازه گلوگاه‌ها عموماً رابطه کوچکی و با هیچ گونه رابطه‌ای را با اندازه ذرات رسوبی و با جورشدگی نشان نمی‌دهند.	به مقدار زیادی، اندازه تخلخل وابسته به اندازه ذرات رسوبی و جور شدگی است.
یکسانی اندازه منافذ، شکل و توزیع دارای محدوده‌ای از کاملاً هم‌شکل تا فوق‌العاده ناهمگن است.	عموماً فضاهاى خالی هم‌شکل و یکسان در یک توده همگن می‌باشد.
تکسگی اهمیت زیادی در تعیین خواص مخزن دارد.	تکسگی عموماً اهمیت زیادی ندارد.
پلاگ و حتی کل مغزدها ممکن است برای اندازه‌گیری تراوایی به حد کافی نباشد.	پلاگ (۱۱ اینچ قطر) عموماً برای اندازه‌گیری تراوایی ماتریکس کافی است.
رابطه بین تخلخل و تراوایی وابسته به نوع تخلخل است.	رابطه بین تخلخل و تراوایی نسبتاً ثابت بوده و به‌اندازه ذرات و جورشدگی بستگی دارد.

۷-۶-۲-۶ برخی ویژگی‌های سنگ‌های کربناته

ساختمان سنگ‌های کربناته اساساً از نظر زایشی دو دسته می‌باشد که شامل ساختمان‌های آوکتون (درجازا)، مانند ریف‌ها و ساختمان‌های آوکتون (نابرجا) با نشانه‌های حمل افقی است. ساختمان‌های ریفی اغلب می‌توانند به وسیله مقاطع لرزه‌ای مشخص گردند. ساختمان‌های کربناته آوکتون بیشتر به ساختمان‌های ماسه‌سنگی شباهت دارند. توسعه اقتصادی مخازن کربناته بین چند صدمتر تا ده‌ها کیلومتر در ریف‌ها نوسان می‌کند.

ارزیابی آنیزوتروپی یک اصل ضروری برای اکتشاف و استخراج صحیح در مخازن کربناته است. آنیزوتروپی هم به صورت اولیه و هم به صورت ثانویه وجود دارد، به طوریکه آنیزوتروپی اولیه به وسیله شکل‌های رسوبگذاری که معرف محیط رسوبگذاری است و آنیزوتروپی‌های ثانویه به وسیله فرآیندهای دیاژنزی ایجاد می‌گردد. آنیزوتروپی‌ها در مقیاس‌های ماکروسکپی و همچنین در ابعاد میکروسکپی می‌توانند مورد مطالعه و آزمایش قرار گیرند. آنیزوتروپی‌های ماکروسکپی می‌توانند به وسیله رسوبگذاری و یا ایجاد شکستگی‌های تکتونیک‌ی ایجاد شوند. تعداد زیادی از مخازن هیدروکربنی کربناته آنیزوتروپ هستند که باید تراوایی آن‌ها مورد توجه قرار گیرد. نیروهای تکتونیک‌ی که باعث ایجاد آنیزوتروپی در سیستم‌های شکستگی می‌شوند، موجب آنیزوتروپی در تراوایی می‌گردند. ارزیابی صحیح محل این آنیزوتروپی برای بازیافت اولیه، به علاوه برای تزریق سیال به داخل چاه‌ها برای مراحل بعدی می‌تواند مفید باشد. چاه‌های تزریقی معمولاً در جهت شکستگی‌ها هستند. آنیزوتروپی‌های میکروسکپی در فابریک‌ها، در اثر پدیده‌های دیاژنزی نظیر انحلال و سیمانی شدن صورت می‌گیرد.

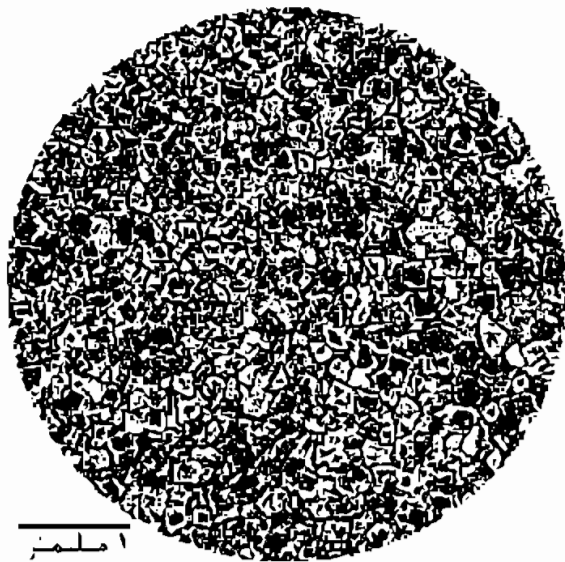
معمولاً سنگ‌های کربناته در جهات عمودی و جانبی، هتروژن‌تر از ماسه‌سنگ‌ها می‌باشند. این ناهمگنی به دلیل تراوایی کم ماتریکس در یک جهت و بازشدگی بزرگ نظیر حفره‌ها، شکاف‌ها، شکستگی‌ها و کانال‌های انحلالی در جهت دیگر می‌باشد. بنابراین گسترش تخلخل می‌تواند خیلی متغیر باشد، به طوریکه بعضی چاه‌ها در مخازن کربناته ممکن است هزاران مترمکعب در روز تولید نمایند، در حالی که در نزدیکی همان چاه‌ها، چاه‌های خشک نیز وجود دارد.

۷-۶-۳ مخازن دولومیتی (Dolomite Reservoirs)

دولومیت‌ها حدود ۳۰٪ مخازن کربناته جهان را شامل می‌شوند. ۹۰٪ از کربنات‌های پرکامبرین دولومیت هستند و در تعداد زیادی از کمپلکس‌های کربناته به سن قدیمی‌تر از پالئوزوئیک میانی دولومیت بیشتر از آهک است. بدین جهت بررسی فاکتورهای کنترل‌کننده دولومیتی شدن و ژئومتری آن از اهمیت زیادی برخوردار است.

در اثر فرآیند دولومیتی شدن نه تنها اندازه بلورها معمولاً افزایش می‌یابد و تخلخل افزوده می‌شود، بلکه ارتباط منافذ نیز بیشتر شده و نیز سطوح خلل و فرج و گلوگاه‌های آن‌ها نیز صافتر می‌شود که در نهایت سبب افزایش تراوایی خواهد شد. در اینجا لازم بذکر است که هر چند فرآیند دولومیتی شدن سبب افزایش کیفیت سنگ مخزن می‌گردد، ولی این در مورد همه دولومیت‌ها صدق نمی‌کند و به فابریک اولیه رسوب، ماهیت و حجم سیالات دولومیتی‌کننده و فرآیندهای پس از دولومیتی شدن بستگی دارد. به طور مثال اگر فرآیند دولومیتی شدن به

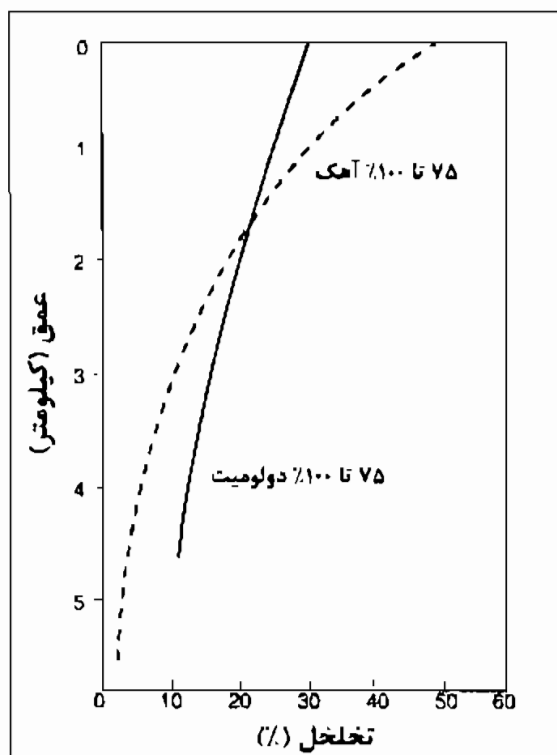
مقدار بیش از حد صورت گیرد (overdolomitization) این پدیده نه تنها سازنده نخواهد بود، بلکه مخرب هم هست و سبب کاهش تخلخل و تراوایی مخزن می‌گردد. با افزایش دولومیتی شدن از ۵ تا ۷۵٪، رشد دولومیت با کاهش تخلخل و اندازه منافذ همراه است و لذا تخلخل و تراوایی کاهش می‌یابد، ولی در ۷۵ تا ۸۰٪ دولومیتی شدن، بلورهای دولومیت تشکیل یک شبکه مستحکم بین بلوری را داده که در برابر تراکم و کاهش تخلخل مقاومت می‌کنند. از ۸۰٪ دولومیتی شدن و بیشتر، ادامه رشد بلورها باعث در هم فرورفتن (interlocking) بلورها و



کاهش تخلخل می‌شود به طوری که در ۹۵٪ دولومیت، سنگ کاملاً ناتراوا می‌گردد. شدت دولومیتی شدن یک سنگ، بستگی به حجم سیالات دولومیتی کننده و مدت زمان اثر عامل دولومیتی کننده دارد. فابریک سنگ نیز در شدت دولومیتی شدن تأثیر زیادی دارد. شکل ۷-۷۵ یک سنگ مخزن دولومیتی را با تخلخل بین بلوری نشان می‌دهد.

شکل ۷-۷۵ - یک سنگ مخزن دولومیتی با تخلخل بین بلوری

در طی تدفین، دولومیت در مقام مقایسه با آهک، تخلخل خود را کمتر از دست می‌دهد



(شکل ۷-۷۶). این امر به دلیل آن است که دولومیت‌ها مقاومت بیشتری در مقابل تراکم مکانیکی و شیمیایی داشته و سیمانی شدن در آن‌ها کمتر صورت می‌گیرد. در عین حال دولومیت‌ها شکل‌پذیری کمتری نسبت به سنگ آهک دارند و گسترش شکستگی در آن‌ها با سهولت بیشتری صورت می‌گیرد.

شکل ۷-۷۶ - کاهش تخلخل با افزایش عمق برای دولومیت و آهک. همان طوری که در شکل دیده می‌شود، اگرچه دولومیت‌ها در عمق کم ممکن است تخلخل کمتری داشته باشند، ولی با افزایش عمق مقدار تخلخل دولومیت‌ها نسبت به آهک پیشی می‌گیرد

دولومیت‌ها به دو نوع اولیه و ثانویه تقسیم می‌شوند. دولومیت‌های اولیه (primary dolomites) آن‌هایی هستند که هم‌زمان با رسوبگذاری شکل می‌گیرند و معمولاً با سنگ‌های آهکی و اغلب تبخیری‌ها همراه هستند. آن‌ها اکثراً در باتلاق‌های شور و محیط‌های سیخایی یافت می‌شوند و به‌طور معمول لایه‌لایه و نهان بلورین (cryptocrystalline) بوده و از نظر پتروفیزیکی شبیه گل‌سفیدها و شیل‌ها هستند. آن‌ها اغلب متخلخل هستند ولی به دلیل اندازه کوچک تخلخل و گلوگاه‌های آن، تراوایی بسیار کمی را دارا هستند.

دولومیت‌های ثانویه (secondary dolomite) آن‌هایی هستند که در طی فرآیند دولومیتی شدن (dolomitization) جایگزین رسوبات کربنات کلسیم قدیمه می‌شوند. آن‌ها اغلب درشت بلور بوده و تخلخل بین بلوری دارند. در شکل ۷-۷۵، فضاهای خالی بین بلوری دیده می‌شوند که بزرگ بوده و اغلب به هم مرتبط‌اند. به همین علت دولومیت‌های ثانویه نه فقط متخلخل بلکه تراوا هم هستند. بنابراین دولومیت‌های ثانویه بر خلاف دولومیت‌های اولیه می‌توانند مخازن هیدروکربنی خوبی باشند.

یک ویژگی بسیار مهم دولومیتی شدن، این است که دانه‌های با اندازه گل را بر دانه‌های با اندازه ماسه ترجیح می‌دهد. بنابراین غنی‌ترین میدان‌ها به ندرت در محل‌هایی که بیشترین تراوایی اولیه را دارند یافت می‌شوند. در محیط‌های اینترتایدال و ساب تایدال، واحدهای تراوا سنگ آهک‌های اوولیتی و اسکلتی را شامل می‌شود. اگر در این سنگ‌ها پدیده دولومیتی شدن رخ دهد، یون‌های کلسیم آزاد شده از سنگ آهک، انیدریت را (که تقریباً همیشه همراه با دولومیت است) به وجود می‌آورد که تراوایی آن‌ها را از بین برده و از یک سنگ متخلخل، یک سنگ متراکم می‌سازد. در صورتیکه دولومیتی شدن میکریتهای با تراوایی خیلی پایین، موجب ایجاد تخلخل ماتریکس یا تخلخل بین کریستالی می‌شود. در بسیاری از مخازن دولومیتی ایران، سنگ‌های دولومیتی شده، عمدتاً میکریتی بوده‌اند.

دولومیتی شدن یک سنگ مخزن کربناته را قادر می‌کند تا در برابر تراکم مقاومت کند. به‌طور عادی در قسمت‌های کم عمق، دولومیت‌ها کمتر از سنگ آهک‌ها تخلخل دارند اما آن‌ها تخلخل خود را در حین تدفین بهتر حفظ می‌کنند (شکل ۷-۷۶). در عمق ۴ یا ۵ کیلومتری، تخلخل دولومیت‌ها بسیار بیشتر از سنگ آهک‌ها است.

همه انواع ریف‌ها به‌طور ویژه قابلیت دولومیتی شدن دارند، زیرا محیط پشت ریف اولین جای نهشت تبخیری‌هاست. علت اینکه چرا بعضی از ریف‌ها بکلی دولومیتی می‌شوند در حالی که بقیه، ترکیب سنگ آهکی خود را حفظ می‌کنند، روشن نیست. ریف‌هایی که دولومیتی نشده‌اند ممکن است تراوایی و تخلخل هسته باندستونی خود را حفظ کنند.

شکل بلورهای موزائیکی در دولومیت‌ها از بی‌شکل تا لوزی‌های شکلدار تغییر می‌کند. بر اساس شکل حاشیه بلورهای دولومیت، آن‌ها به سه گروه غیرصفحه‌ای (non-planar)، صفحه‌ای شکلدار (planar-e) و صفحه‌ای نیمه‌شکلدار (planar-s) تقسیم می‌شوند (شکل ۷-۷۷):



گروه ۱- غیرصفحه‌ای (Non - Planar): این بلورها در اشباع‌شدگی بالا و در درجه حرارت بین ۵۰ تا ۱۰۰ درجه سانتیگراد شکل می‌گیرند. این نوع دولومیت‌ها دارای تخلخل و تراوایی پایینی هستند، چون گلوگاه‌ها هیچ ارتباطی با هم ندارند. گروه ۲- صفحه‌ای شکلدار (Planar - E): بلورها شکل‌دار و به صورت بافت دانه شکری بوده و تخلخل بین آن‌ها زیاد است. چون گلوگاه‌ها ارتباط خوبی با هم دارند تراوایی با افزایش تخلخل زیاد می‌شود.

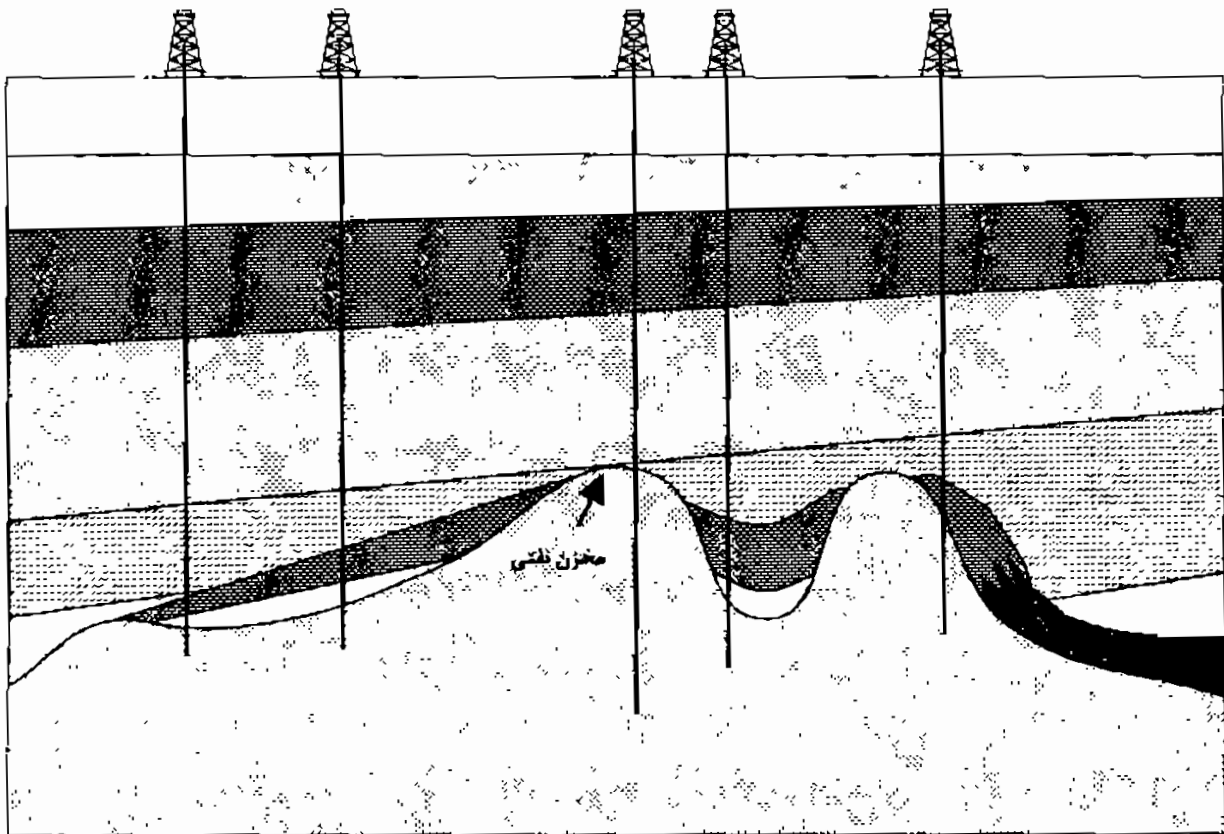
گروه ۳- صفحه‌ای نیمه شکلدار (Planar- S): بلورها نیمه شکل‌دار بوده و تخلخل بین بلورین آن‌ها کم است. چون گلوگاه‌ها دارای ارتباط خوبی با هم نیستند با افزایش تخلخل، تراوایی چندان تغییر نمی‌کند. گروه ۲ و ۳ معمولاً در درجه حرارت و اشباع‌شدگی پایین سیالات نسبت به کانی دولومیت تشکیل می‌شوند. معمولاً با افزایش اشباع‌شدگی، چون هسته‌زایی زیادتر می‌شود، اندازه بلورها کوچک‌تر می‌شود.

شکل ۷-۷۷ - سه بافت متداول در دولومیت‌ها (تقسیم بندی توسط سیلی و گریگ)

۷-۶-۴ مخازن غیرمعمول (Atypical Reservoirs)

به‌طور معمول، در حدود ۹۰٪ نفت دنیا در مخازن ماسه‌سنگی و کربناته یافت می‌شوند. تعدادی از مخازن هم هستند که مخازن غیرمعمول نامیده می‌شوند. هر سنگی می‌تواند سنگ مخزن باشد، به شرطی که تخلخل و تراوایی داشته باشد. مخازن غیرمعمول شامل گرانیت، شیل و سایر سنگ‌های دگرگونی و آذرین است که به صورت معمول نمی‌توانند سنگ مخزن باشند. معمولاً تخلخلی که در این مخازن یافت می‌شود، در اثر شکستگی به وجود آمده است. این نوع تخلخل‌های ناشی از شکستگی اکثراً در زیر ناپیوستگی‌ها ایجاد می‌شوند و بعضی وقت‌ها تخلخل شکستگی در اثر انحلال کانی‌های ناپایدار توسعه پیدا می‌کند.

شکل ۷-۷۸، یک مقطع عرضی از میدان Augila در لیبی را نشان می‌دهد. این میدان شامل یک پی‌سنگ گرانیتی هوازده به همراه کربنات‌های ریفی و ماسه‌سنگ است. تولید نفت از کربنات‌ها و ماسه‌ها و به همان نسبت، از گرانیت است. یکی از چاه‌ها (در وسط تصویر) بدون اینکه مخازن ماسه‌ای یا ریفی را قطع کند از پوش‌سنگ عبور کرده و به گرانیت رسیده است. این چاه بیش از چهل هزار بشکه نفت در روز از گرانیت تولید کرده است. تخلخل در گرانیت ناشی از شکستگی و انحلال است. در این گرانیت دانه‌های فلدسپات ناپایدار کاملاً شسته و گرانیت بیشتر شامل دانه‌های کوارتز است. مخازنی مانند این مثال بسیار به ندرت پیدا می‌شوند.



شکل ۷-۷۸ - مقطع عرضی از میدان Augila در لیبی

۷-۷ تقسیم‌بندی مخازن بر اساس محتوای سیال

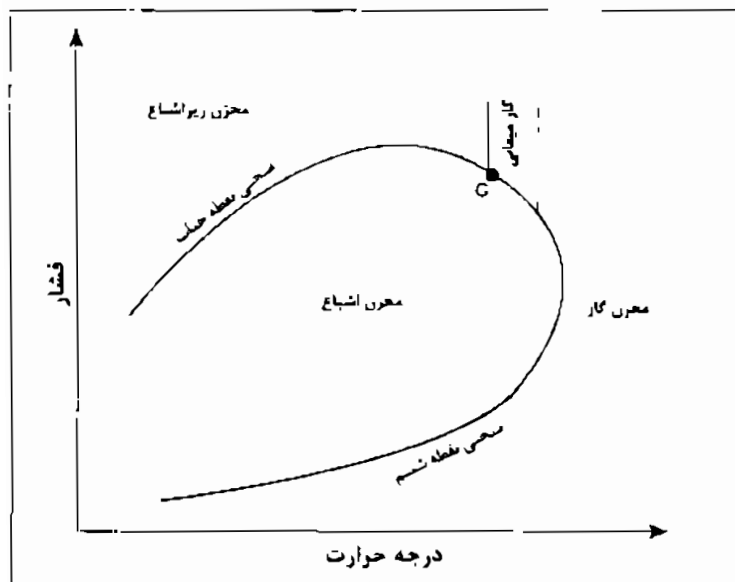
تقسیم‌بندی صحیح یک مخزن نیاز به دانش رفتار ترمودینامیکی فازهای حاضر در مخزن و دانستن نیروهای مؤثر بر مکانیسم تولید دارد. عموماً، مخازن بر اساس مکان نقطه‌ای که بیانگر فشار اولیه و دمای مخزن (T, P_i) بر روی نمودار درجه حرارت و فشار $(P-T)$ سیال آن مخزن است، تقسیم بندی می‌شوند (شکل ۷-۷۹). از این رو مخازن اصولاً می‌توانند به دو نوع تقسیم بندی شوند که عبارتند از:

۱- مخازن نفتی: اگر دمای مخزن کمتر از دمای بحرانی سیال مخزن باشد، مخزن به عنوان یک مخزن نفتی تقسیم بندی می‌شود. با توجه به فشار اولیه مخزن (P_i)، مخازن نفتی می‌توانند به دسته‌های کوچکتر زیر تقسیم شوند:

الف) مخزن نفتی زیر اشباع (*under-saturated*): اگر فشار اولیه مخزن (P_i)، بالاتر از فشار نقطه حباب (P_b) سیال مخزن باشد، مخزن به عنوان مخزن نفتی زیر اشباع طبقه‌بندی می‌شود. در این گونه مخازن، که از نظر گاز محلول اشباع نشده اند، پوش گاز (*gas cap*) وجود ندارد.

ب) مخزن نفتی اشباع (*saturated*): اگر فشار اولیه مخزن برابر فشار نقطه حباب سیال مخزن باشد، مخزن به عنوان مخزن نفتی اشباع در نظر گرفته می‌شود.

ج) مخزن با کلاهک گازی: اگر فشار اولیه مخزن، پایین‌تر از فشار نقطه حباب سیال مخزن باشد، مخزن به عنوان مخزن با کلاهک گازی یا مخزن دو فازی طبقه‌بندی می‌شود. در این مخازن گاز محلول از نفت جدا شده و پوش گاز را در بالای ستون نفت ایجاد کند. در اینجا لازم



به ذکر است که در طی تولید و کاهش فشار، یک مخزن نفتی زیر اشباع به مرور به یک مخزن نفتی اشباع و مخزن با کلاهک گازی تبدیل می‌گردد.

۲- مخازن گازی: اگر دمای مخزن بیشتر از دمای بحرانی سیال مخزن باشد، مخزن به عنوان یک مخزن گازی در نظر گرفته می‌شود.

شکل ۷-۷۹ - تفکیک مخازن هیدروکربنی بر روی نمودار درجه حرارت و فشار

۷-۸ محیط‌های رسوبی سنگ‌های مخزن

محیط‌های رسوبی که مخازن در آن نهشته می‌شوند پارامترهای مهم مخزنی نظیر مورفولوژی (*morphology*) روند (*trend*)، پیوستگی (*continuity*) و کیفیت یک مخزن را تحت کنترل دارند.

عوامل زیر می‌توانند در یک توالی قائم برای شناخت محیط‌های رسوبی استفاده شوند:

* سنگ شناسی

* بافت

* محتوای فسیلی

* ساختمان‌های رسوبی

* موقعیت چینه‌شناسی

مطالب بسیار متنوع و فراوانی در مورد محیط‌های رسوبی مناسب برای نهشته شدن سنگ‌های مخزن وجود دارد که بیان همه آن‌ها در حوصله این نوشتار نخواهد بود. در این بخش از کتاب به بیان خلاصه‌ای در مورد بعضی از محیط‌ها و اهمیت آن در زمین‌شناسی نفت پرداخته می‌شود.

۷-۸-۱ محیط‌های رسوبی تخریبی (Clastic Sedimentary Environments)

محیط‌های رسوبی تخریبی را می‌توان به سه دسته اصلی تقسیم کرد:

- قاره‌ای (continental)

- حدواسط (transitional)

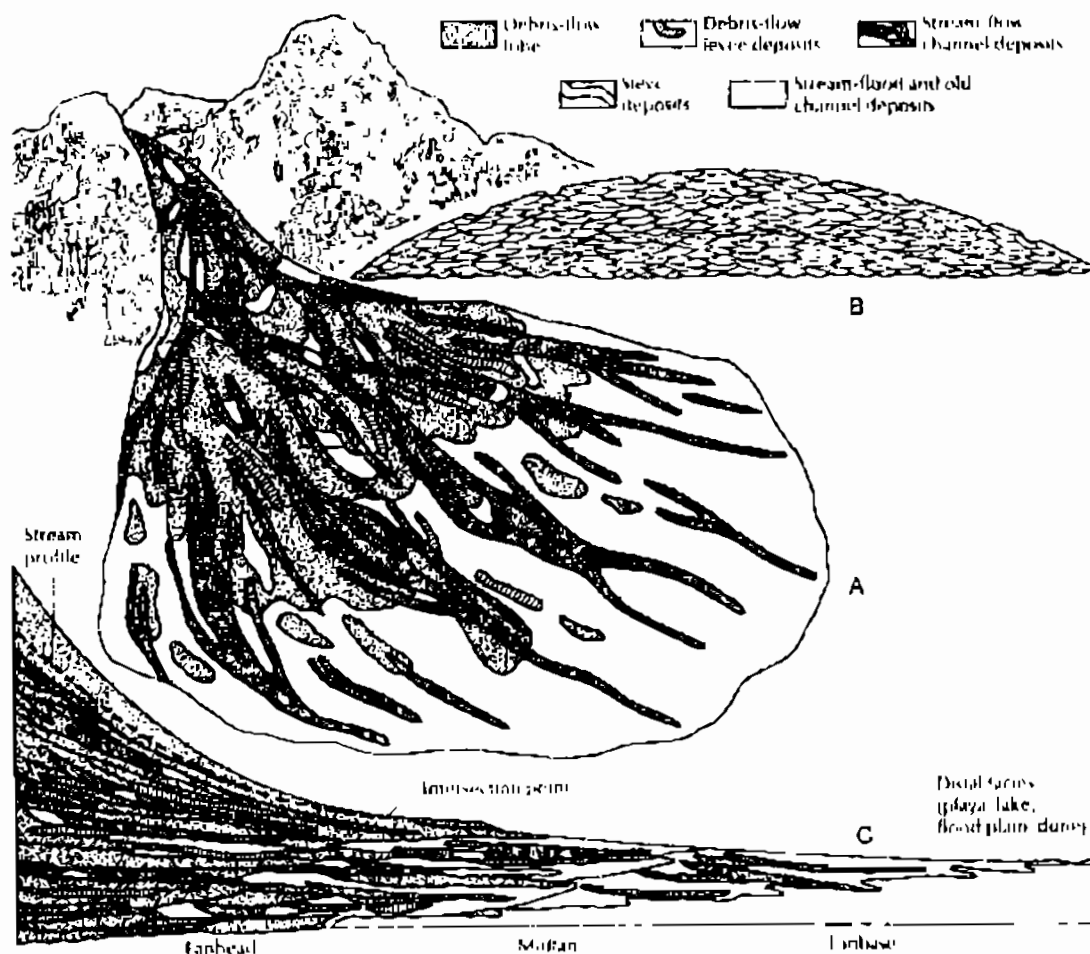
- دریایی (marine)

۷-۸-۱-۱ محیط‌های قاره‌ای

محیط‌های قاره‌ای شامل زیرمحیط‌های زیر می‌گردد:

۷-۸-۱-۱-۱ مخروط افکنه (Alluvial Fan)

مخروط افکنه‌ها در پهنه‌های مجاور بلوک‌های گسل‌خورده و در بالای سطح آب دریا شکل می‌گیرند (شکل ۷-۸۰). مخروط افکنه‌ها به صورت توده‌های ماسه‌ای و گراولی هستند که از نظر توزیع تخلخل و تراوایی بسیار ناهمگن هستند. تاکنون مخازن قابل اهمیتی از رسوبات مخروط افکنه در دنیا گزارش نشده است. اگر احیاناً هیدروکربنی در رسوبات این محیط به دام بیافتد شانس تجزیه آن توسط آبشویی (water washing)، تجزیه آلی (biodegradation) و اکسید شدن آن زیاد است. البته شدت این فرآیندها بستگی به نرخ فرونشست و زمان مهاجرت هیدروکربن دارد. رسوبات مخروط افکنه‌ها غالباً فاقد رسوبات از نوع پوش سنگ هستند، مگر اینکه توسط رسوبات غیرتراوای پیشرونده پوشیده شوند.



شکل ۷-۸۰ مدل رسوبگذاری یک مخروط افکنه. (A) سطح مخروط، (B) برش عرضی مخروط، (A) برش طولی مخروط

۷-۸-۱-۱-۲ رسوبات بادی (Aeolian Deposits)

ماسه‌های تپه‌های شنی ممکن است جورشدگی و گردشدگی خوبی داشته باشند و از نظر تخلخل نیز برای ایجاد یک سنگ مخزن خوب مناسب باشند اما به علت فقدان سنگ منشأ مناسب و عدم شرایط مناسب برای حفظ و دفن شدن، کمتر به عنوان سنگ مخزن شناخته شده‌اند. ماسه‌های تپه‌های شنی دارای طبقه‌بندی مورب هستند (شکل ۷-۸۱) و ممکن است میان لایه‌هایی از تبخیری‌ها نیز در آن‌ها موجود باشد.

تپه‌های شنی که تشکیل مخازن را داده‌اند در دو بازه از زمان زمین‌شناسی تمرکز یافته‌اند. بازه جوانتر یک خشکی‌زایی وسیع در طی پرمین، تریاس و ژوراسیک پیشین بوده است در زمانی که ابرقاره پانگه‌آ وجود داشت، مثل ماسه‌سنگ Nugget در غرب آمریکا. بازه قدیمی‌تر بر پالئوزوئیک پیشین منطبق است، مثل مخازن ماسه‌سنگی حاسی مسعود در الجزایر و ماسه‌سنگ Wilcox و Simpson در آمریکا با سن اوردوئیسین.



شکل ۷-۸۱ - رسوبات بادی با ساخت طبقه‌بندی مورب در یوتای آمریکا

۷-۸-۱-۱-۳ مخازن ماسه‌سنگی یخچالی

تعداد کمی از سنگ مخزن‌های آواری به منشأ یخچالی نسبت داده می‌شود. ماسه‌های این نوع مخازن تیلیت (دیامیکتایت) نامیده می‌شود. قطعات تیلیت به صورت اتفاقی پخش شده‌اند و ابعاد و ترکیب دانه‌های آن‌ها مختلف است و اشکال آن‌ها به صورت زاویه‌دار و یا صفحه‌ای است که حاصل از سایش یخچالی است. مخازن ماسه‌ای، لئزهایی از تیلیت همراه با واروهای آرژیلیتی دارند که از اطراف با رسوبات قاره‌ای، دریاچه‌ای یا دریایی ارتباط دارند. تقریباً تمام ماسه‌های یخچالی در قاره‌های گندوانا واقع شده‌اند، مثل مخازن کربونيفر- پرمین که در بخش جنوبی عمان توسعه کمی دارند.

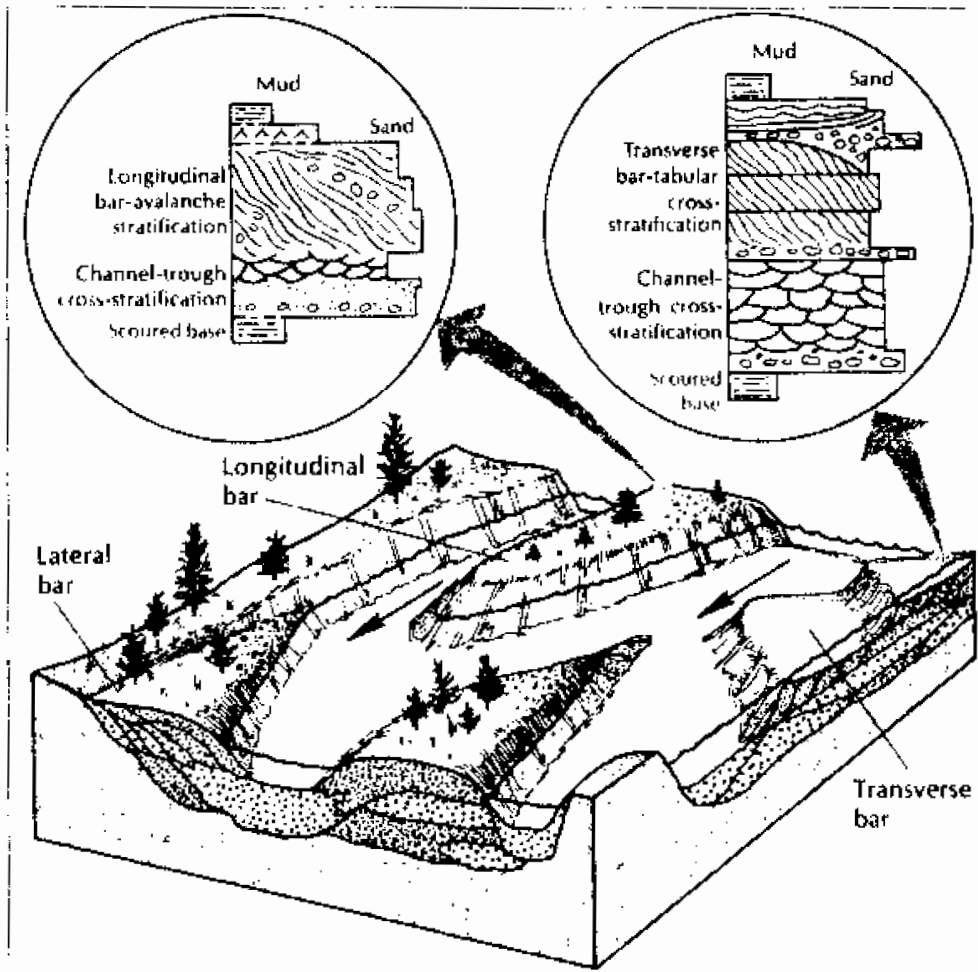
۷-۸-۱-۱-۴ محیط‌های رودخانه‌ای (Fluvial)

ماسه‌های رودخانه‌ای یا آبرفتی توسط رودخانه‌ها رسوب‌گذاری شده و در توالی‌های غیردریایی وجود دارند. در یک توالی عمودی از چینه‌ها در رسوبات رودخانه‌ای کاهش در اندازه ذرات به سمت بالا (fining upward) دیده می‌شود. این توالی‌های به سمت بالا ریزشونده از ماسه‌های درشت، گراول و خرده‌سنگ تا ماسه‌های دارای طبقه‌بندی مورب و ماسه‌های لامینه‌ای و سیلت‌ها تشکیل شده که سیلت‌های لامینه‌ای ریپلی، رژیم جریان پایین را نشان می‌دهند. این توالی تفاوت بین رخساره رودخانه‌ای را از ماسه‌های ساحلی، که توالی‌های به سمت بالا درشت شونده (coarsening upward) دارند، آشکار می‌کند.

در اینجا به بررسی رسوبات رودخانه‌های بریده‌بریده (braided river) و ماندری

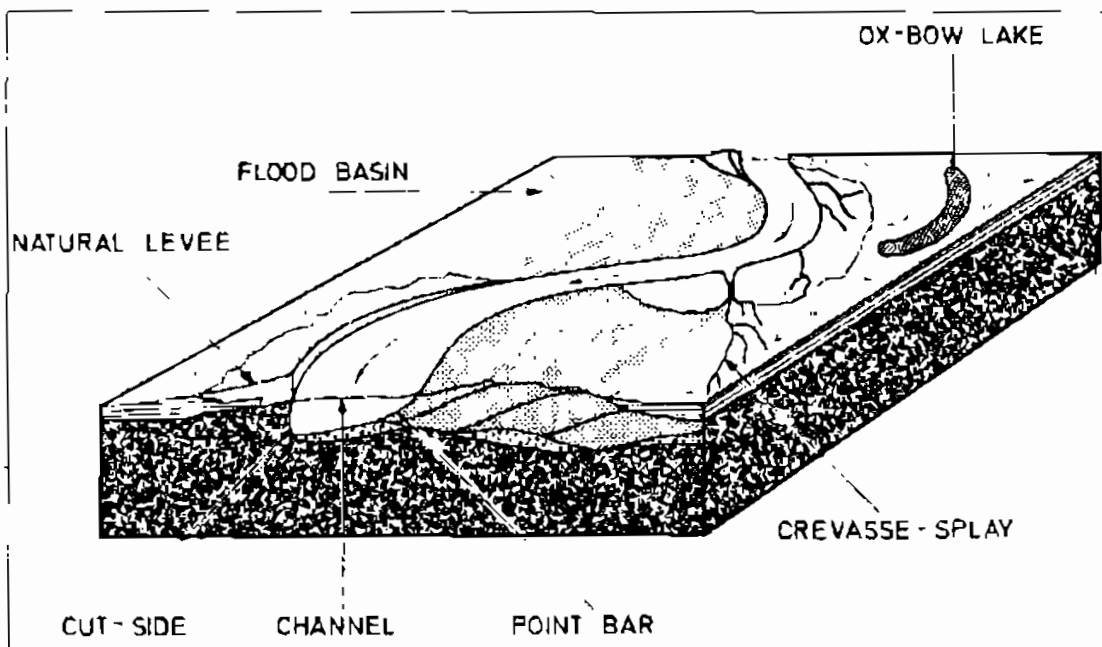
(meander) پرداخته می‌شود:

رسوبات رودخانه‌های بریده‌بریده نقش بسزایی را به عنوان سنگ مخزن در سراسر دنیا بازی میکنند. از مثال‌های مهم می‌توان از سازند Sadlerochit در میدان Purdhoه که یکی از میادین نفتی عظیم امریکای شمالی است، نام برد. مثال دیگر سازند Tirrawarra در حوضه Cooper در استرالیا است. توالی‌های رسوبات رودخانه‌های بریده‌بریده، به صورت نهشته‌های ماسه‌ای و گراولی با شکل هندسی صفحه‌ای است که دارای شیب در جهت مخالف رشته کوه‌هاست. قسمت اعظم رسوبات رودخانه‌های بریده‌بریده در داخل جزایر میان کانالی (bars) شکل می‌گیرد (شکل ۷-۸۲). لازم به ذکر است که شکل این جزایر از قسمت‌های فوقانی رودخانه به سمت پایین دست تغییر می‌کند و به همراه این تغییر در مورفولوژی که از جزایر طولی (longitudinal bars) به جزایر مورب (transverse bars) و عرضی است، کیفیت بافتی و کانی‌شناسی بهبود یافته و لذا کیفیت سنگ مخزن افزایش می‌یابد. رسوبات سازند Sadlerochit شامل توالی رسوبات دلتایی و رودخانه‌های بریده‌بریده به سن پرموتریاس است. نفتگیر این مخزن از نوع ساختمانی و چینه‌ای است و سنگ مخزن ضخامتی در حدود ۲۰۰ متر ماسه‌سنگ است که دارای تخلخل در حدود ۲۰ تا ۲۴٪ و تراوایی ۳۰۰ تا ۲۰۰۰ میلی‌داری است. رسوبات سازند Tirrawarra عمدتاً متشکل از ماسه‌سنگ‌های دانه متوسط با جورشدگی ضعیف تا خوب است. بلوغ بافتی و کانی‌شناسی ماسه‌سنگ‌ها از بخش‌های بالادستی رودخانه به سمت بخش‌های پایینی افزایش می‌یابد. با افزایش بلوغ بافتی و به خصوص بلوغ کانی‌شناسی، کیفیت سنگ مخزن حتی با دفن شدن به عمق ۳ کیلومتری زیاد کاهش نمی‌یابد. تخلخل در این سازند به‌طور متوسط ۱۷٪ و تراوایی ۳۴۰ میلی‌داری است.



شکل ۷-۸۲ مدل رسوبی یک رودخانه بریده‌بریده و توالی رسوبات جزایر طولی و عرضی

در توالی رسوبات رودخانه‌های ماندری، ماسه‌سنگ‌های پوینت‌بار (pointbar) که در بخش داخل پیچ کانال شکل می‌گیرند (شکل ۷-۸۳)، دارای ارزش مخزنی هستند. این رسوبات به سمت بالا دانه‌ریز می‌شوند و در اثر جابجایی جانبی کانال رودخانه، گسترش جانبی (lateral accretion) و در اثر فرونشست منطقه، گسترش عمودی (vertical accretion) پیدا می‌کنند. شکل ۷-۸۴ گسترش جانبی وسیع یک رودخانه ماندری را نشان می‌دهد. رسوبات پوینت‌بار دارای جورشدگی بافتی خوبی هستند و لذا تخلخل و تراوایی بالایی دارند. تغییر رخساره از رسوبات پوینت‌بار به رسوبات دانه ریز دشت سیلابی (flooding plain)، سبب ایزوله شدن رسوبات پوینت‌بار و تشکیل نفتگیرهای چینه‌ای می‌شود. در بعضی مواقع حلقه‌های ماندری از سیستم رودخانه جدا می‌شوند. اگر عمل جدا شدن حلقه رودخانه، سریع صورت گیرد، این حلقه که شبیه نعل اسب است توسط رسوبات دانه‌ریز دشت سیلابی و نیز مواد آلی پر می‌شود و یک پلاگ سه طرفه را برای رسوبات فراهم می‌کند. حال اگر طرف چهارم این نعل نیز ایزوله شود و یا اینکه رسوبات کمی شیب پیدا کنند، یک نفتگیر چینه‌ای شکل خواهد گرفت.

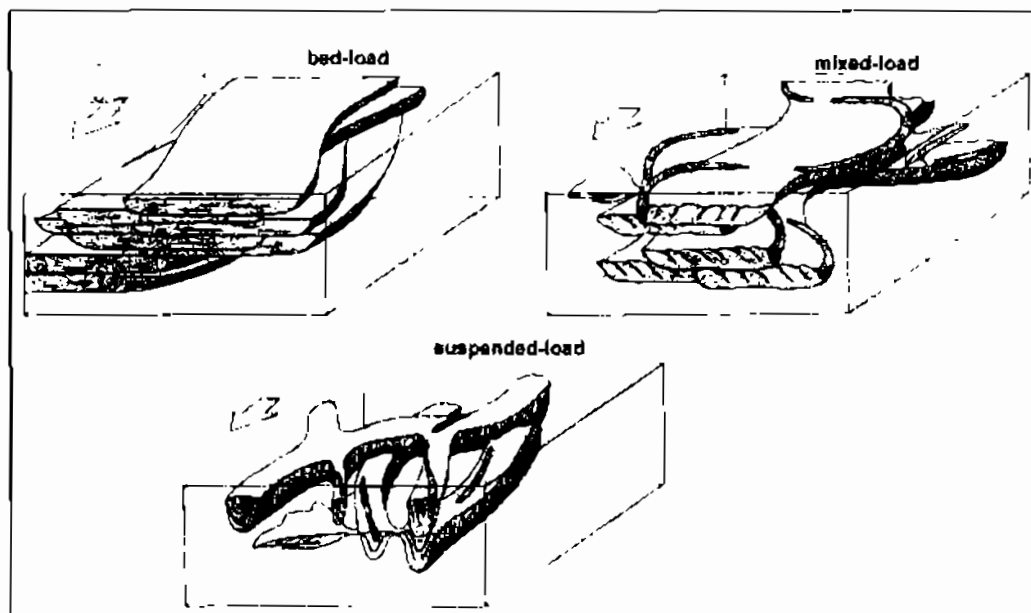


شکل ۷-۸۳ بلوک دیاگرام یک رودخانه ماندری با بخش‌های مختلف آن



شکل ۷-۸۴ عکس هوایی از یک رودخانه ماندری با بخش‌های مختلف آن

شکل ۷-۸۵ یک نمای کامل از چگونگی گسترش، ارتباط جانبی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در سیستم‌های آبرفتی را نشان می‌دهد. در این شکل سعی شده است با حذف دیگر رسوبات محیط‌های آبرفتی، شکل هندسی مخازن احتمالی ماسه‌سنگی مشخص گردد. این چنین مدل‌سازی رخساره‌ای ابزار بسیار مهمی در پیش‌بینی چگونگی توزیع مخازن در مناطق اکتشافی است.



شکل ۷-۸۵ - شکل هندسی، ارتباط جانبی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در سیستم‌های آبرفتی

۷-۸-۱-۱-۵ دریاچه‌ها (Lakes)

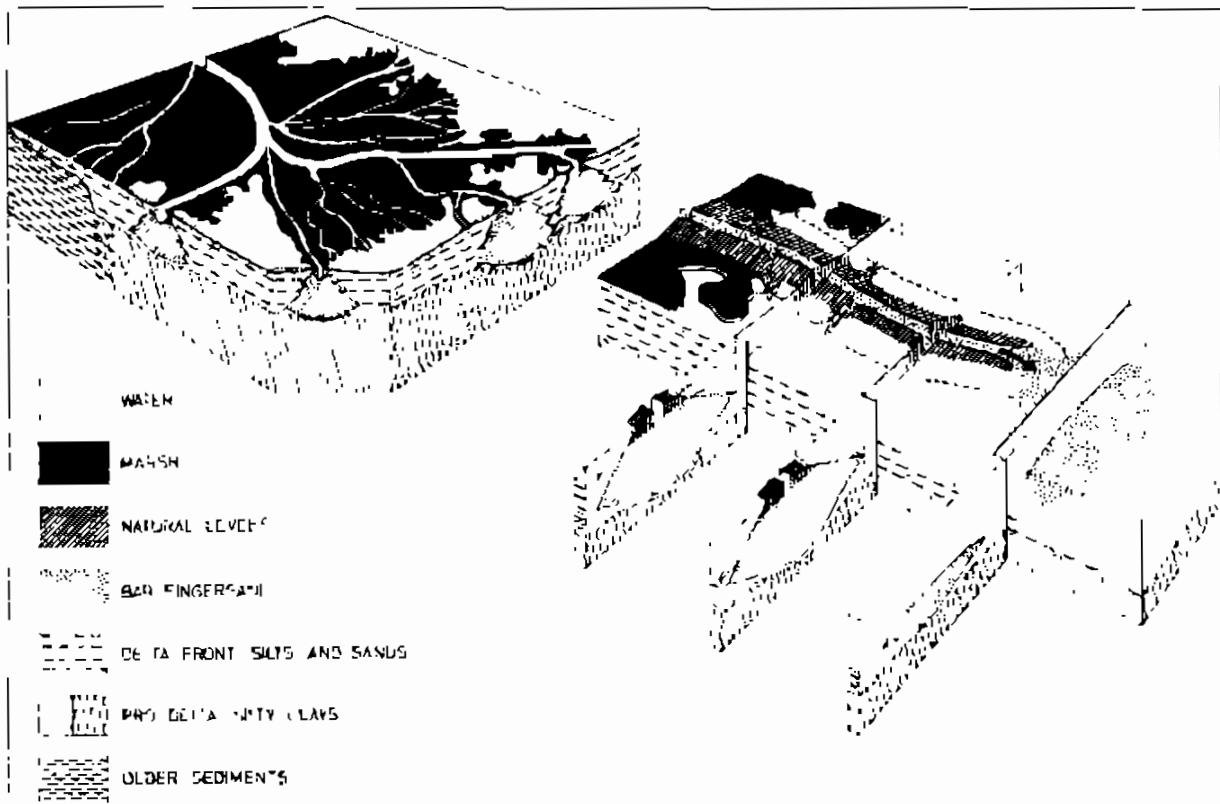
دریاچه‌ها از نظر تشکیل سنگ‌های مخزن از اهمیت کمی برخوردار هستند و فقط در صورتی که در حواشی آنها رسوبات دلتایی تشکیل شود شانس ایجاد سنگ مخزن در آنها حاصل می‌شود. در عین حال محیط‌های دریاچه‌ای، فضاهای مناسبی برای تجمع مواد آلی و لذا تشکیل سنگ‌های منشأ هیدروکربنی است.

۷-۸-۱-۲ محیط‌های حدواسط

۷-۸-۱-۲-۱ مخازن ماسه‌سنگی دلتایی

بسیاری از میدان‌های نفتی و گازی جهان در سنگ‌های رسوبی با منشأ دلتایی وجود دارند. رخساره‌های دلتایی، به دو دسته رخساره‌های دلتایی خارج از آب و رخساره‌های دلتایی زیرآب تقسیم می‌شود. رخساره‌های دلتایی خارج از آب شامل: رسوبات پرکننده رودخانه‌های قطع شده شاخه‌ای، خاکریزهای طبیعی، رسوبات خلیج‌های بین رودخانه‌های شاخه‌ای، رسوبات باتلاقی، کروس و جلگه‌های ساحلی یا دشت شنیر می‌باشند (شکل ۷-۸۶). رخساره‌های دلتایی زیرآب در منطقه زیرحد جزر و مد به طرف دریا تشکیل می‌شوند. رخساره‌های زیرآبی خود به دو بخش رسوبات قسمت جلویی دلتا و رسوبات قسمت انتهایی دلتا تقسیم می‌شود. مخازن عمده، بیشتر در قسمت جلویی دلتا در انتهای رودخانه‌های شاخه‌ای توزیع کننده (distributary channels) شکل می‌گیرند که به جزایر دهانه‌ای (mouth bar) معروفند. کانال‌های ماسه‌ای انشعابی در سطح دلتاهای سازنده به ندرت تشکیل مخزن می‌دهند زیرا

سیمان سیلیسی موجود در ماسه‌ها مانع از مهاجرت هیدروکربن به آن‌ها می‌شود. نفتگیرهای چینه‌ای در سیستم‌های دلتایی در نواحی که دو رخساره به‌طور زبانه‌ای به هم ارتباط دارند در ماسه‌های نواحی جلوی دلتا و گل‌های دریایی وجود دارند. نفتگیرهای ساختمانی نیز در دلتاها به دلیل عملکرد گسل‌های رشدی وجود دارند.

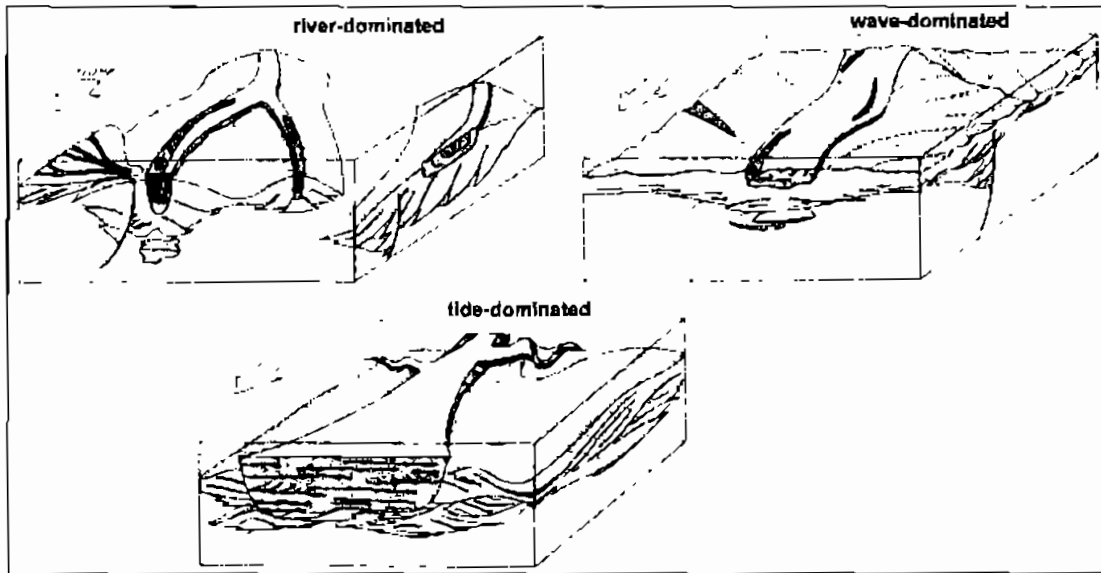


شکل ۷-۸۶ دیاگرام شماتیک از دلتای می‌سی‌سی‌پی و نحوه گسترش رسوبات دهانه‌ای کانال‌های توزیع

دلتاهای حاوی هیدروکربن در دونین و پنسلوانین و همچنین در کرتاسه - پالئوسن و از میوسن تا عهد حاضر گسترش یافته‌اند، مانند اغلب مخازن دونین و کربونیفر پایانی تا میانی در میدان‌های نفتی بزرگ حوضه اورال-ولگا. ماسه‌سنگ‌های دلتایی در کرتاسه پایینی معمولاً مخازن نفتی خوبی را ساخته‌اند مثل حوضه سیبری غربی، حوضه کوه‌های راکی در آمریکای شمالی و مخازن متعدد ماسه‌سنگی و جوان باکو و چلکن در حوضه جنوبی خزر که از یک سری دلتاهای بادبزی در طی پلیوسن شکل گرفته‌اند.

شکل ۷-۸۷ چگونگی گسترش، ارتباط جانبی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در

سیستم‌های دلتایی را نشان می‌دهد.

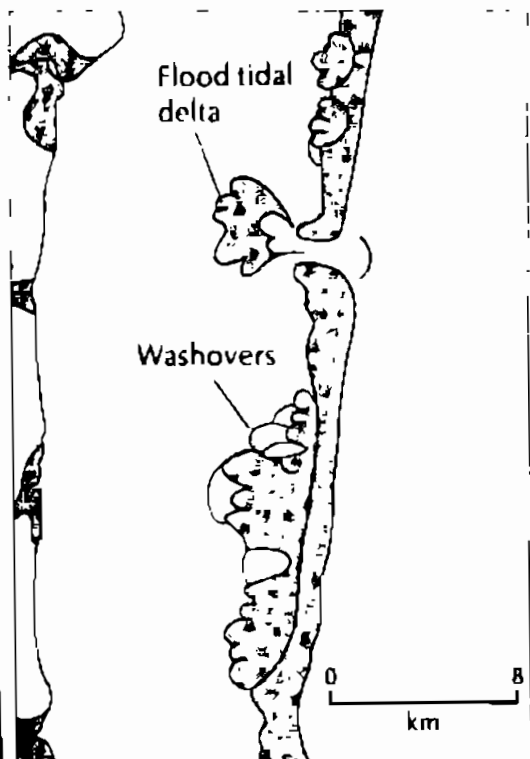


شکل ۷-۸۷ - شکل هندسی، ارتباط جانی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در سیستم‌های دلتایی

۷-۸-۱-۳ محیط‌های دریایی (Marine Environments)

۷-۸-۱-۳-۱ مخازن ماسه‌سنگی در محیط‌های دریایی ساحلی

ماسه‌سنگ‌های ساحلی نقش مهمی در تشکیل مخازن دارند. رسوبات ساحلی بهترین توسعه را در شیب‌های ملایم دور از خط ساحل در ناحیه پیشروی و پسروی دریا دارند. زون ساحلی مستعد جمع شدن ماسه‌ها است. این زون خیلی وسیع و ماسه‌های موجود در آن بسیار متنوعند. در قسمت‌های بیرونی زون ساحلی، ماسه‌های تپه‌های شنی، لاگون‌ها و باتلاق‌ها وجود دارند. قسمت

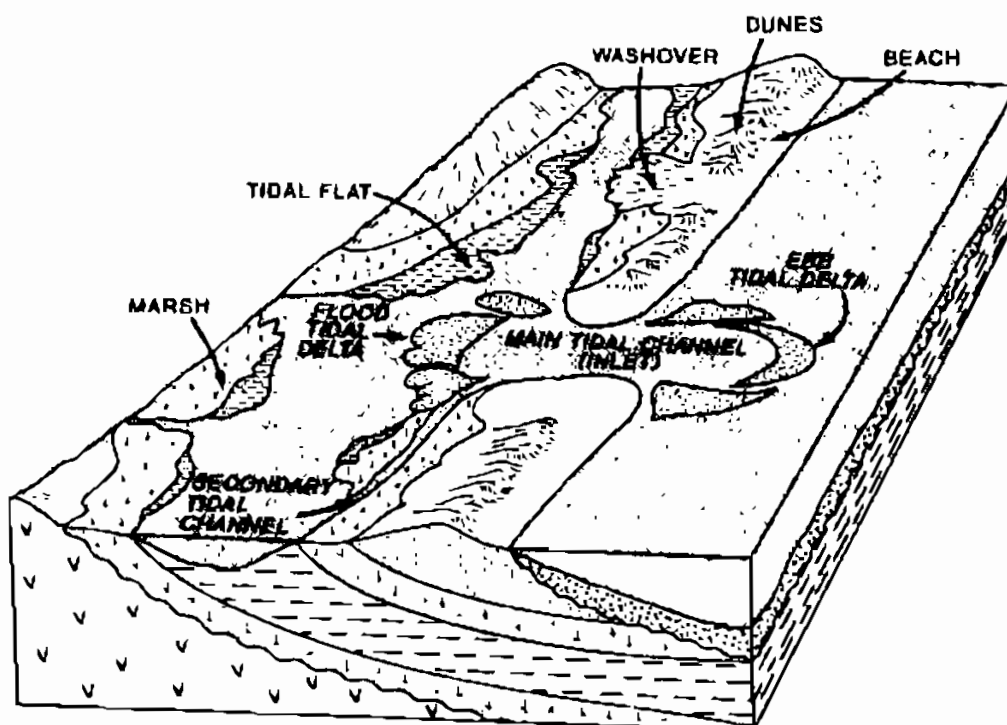


داخلی زون ساحلی کاملاً دریایی و نریٹیک است (شکل ۷-۸۸). ماسه‌های رسوبگذاری شده فوق، خصوصیات انرژی بالا را نشان می‌دهند و دارای جورشدگی خوبی هستند. در ماسه‌های رسوبگذاری شده زیر خط اثر امواج، لایه‌بندی‌ها ممکن است توسط زیست‌آشفستگی تخریب شود. ماسه‌های ساحلی ممکن است توسط رسوبات گلی دلتا دفن شوند. طوفان‌ها همچنین جریان‌های دانسیته‌ای ایجاد می‌کنند که ماسه‌ها را از خشکی به سمت دریا حمل می‌کنند و آن‌ها را زیر خط اثر امواج رسوب می‌دهند.

شکل ۷-۸۸ - نمای شماتیکی از محیط ساحلی با توده‌های ماسه‌ای

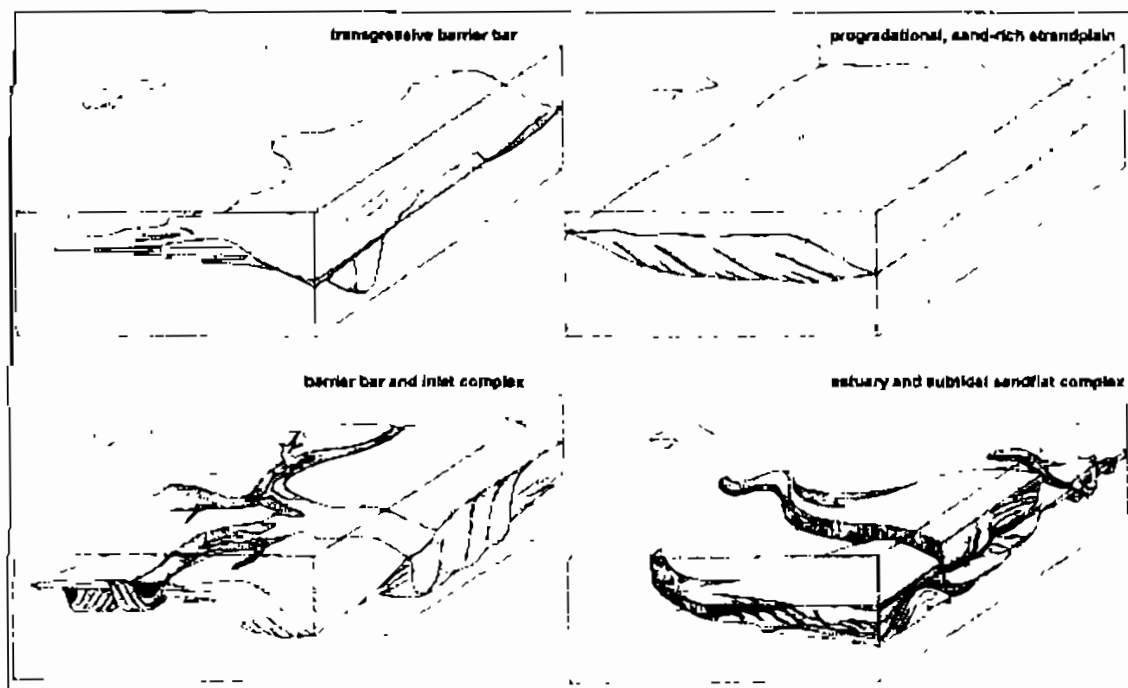
سواحل و سدهای ماسه‌ای به‌طور تپیک غنی از کوارتز هستند و از نظر بافتی تمیز و جورشده بوده و دارای تخلخل و تراوایی بالایی هستند و لذا ظرفیت مخزنی بالایی دارند. میدان گازی Kinsale Head در جنوب ایرلند که شامل کانال‌ها، سواحل و سدهای ماسه‌ای به سن کرتاسه است مثال خوبی برای این نوع مخازن است.

رسوبات جزایر سدی (barrier-bar) شامل توده‌های ماسه‌ای به موازات ساحل است که بین رسوبات غنی از مواد آلی بخش لاگون پشت جزایر سدی و مادستون‌های دریایی احاطه شده است (شکل ۷-۸۹). وجود چنین شرایطی با توجه به اینکه رسوبات ماسه‌ای جزایر سدی عموماً از کیفیت تخلخل و تراوایی بسیار خوبی برخوردارند، موقعیت ایجاد مخازن هیدروکربنی خوبی را فراهم می‌سازد. رسوبات دانه‌ریز لاگون و مادستون‌های دریایی می‌توانند نقش پوش‌سنگ و سنگ منشأ را در اثر پیشروی یا پسروی رسوبات جزایر سدی بازی نمایند. مشهورترین تولیدکننده نفت از سدهای دور از ساحل، ماسه‌های بندکفشی (shoestring sand) کانزاس و شمال شرق اوکلاهما هستند.



شکل ۷-۸۹ بلوک دیاگرام جزیره سدی پیشرونده با بخش‌های مختلف آن

شکل ۷-۹۰ چگونگی گسترش، ارتباط جانبی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در محیط‌های ساحلی را نشان می‌دهد.

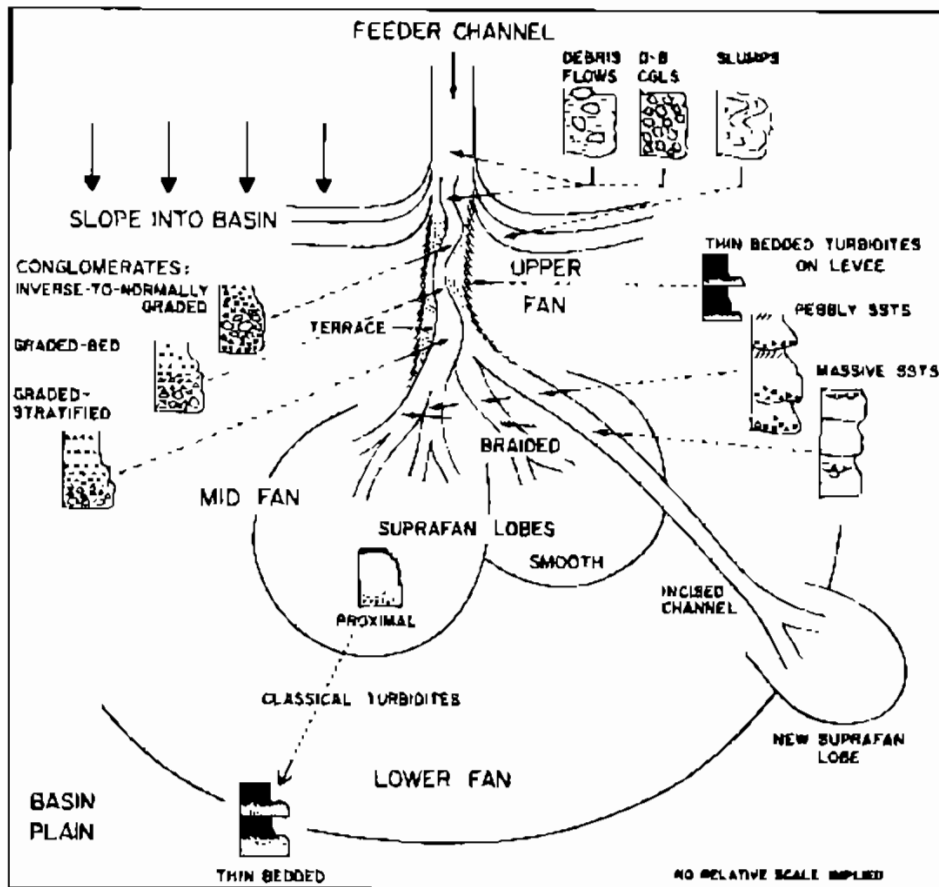


شکل ۷-۹ - شکل هندسی، ارتباط جانبی و ساختار داخلی توده‌های ماسه‌ای در محیط‌های ساحلی

۷-۸-۱-۲-۳-۲ محیط دریایی عمیق (Deep Marine Environment)

مخروط‌های زیردریایی (submarine fan) از جمله محیط‌های مستعد تشکیل سنگ‌های مخزن در محیط دریایی عمیق دریایی می‌باشند. مخروط‌های زیردریایی توسط رسوبات تخریبی حاصل از جریان‌های آشفته (turbidity currents) تغذیه می‌شوند. این رسوبات از بخش‌های کم عمق از طریق دره‌های زیردریایی (submarine canyon) به بخش‌های عمیق حوضه ریخته می‌شود (شکل ۷-۹۱) و محیط‌های رسوبگذاری آن‌ها از شیب قاره تا منطقه آب‌سال امتداد می‌یابد. بخش بالادست (proximal) مخروط، عموماً از رسوبات در حد ماسه تشکیل شده است که دارای ساخت ناشی از تغییرشکل رسوبات نرم (soft sediment deformation) است که در طی فرآیند از دست دادن آب (dewatering) رسوبات ماسه‌ای غیر متراکم حاصل می‌شود. بخش پایین دستی (distal) شامل تناوبی از ماسه‌سنگ‌ها و شیل‌های نازک لایه است که به خوبی سری بوما (Bouma seires) را نشان می‌دهد. از ویژگی‌های رسوبات مخروط‌های زیردریایی، ضخامت و وسعت نسبتاً زیاد توالی شیلی و ماسه‌سنگی است.

اغلب مخازن ماسه‌سنگ‌های آب‌های عمیق در کربونيفر پسین و ژوراسیک پیشین و اوایل ترشیاری و اواخر الیگوسن شکل گرفته‌اند. مثل میدان‌های گازی و نفتی پالتوسن و انوسن زیرین در حوضه دریای شمال و حوضه شرقی ونزوئلا و ترینیداد متعلق به ترشیاری.



شکل ۷-۹۱ مدل شماتیک از یک مخروط زبردربایی و رخساره‌های مرتبط به آن

۷-۸-۲ محیط‌های رسوبی کربناته (Carbonate Sedimentary Environments)

با استفاده از سه نوع مطالعه می‌توان محیط‌های رسوبی کربناته را از هم تشخیص داد:

۱ - مطالعه ماکروسکوپی و میکروسکوپی رسوب که شامل مطالعه ساخت‌های رسوبی، لیتولوژی و بافت می‌باشد. از فاکتورهای مهم در مطالعه محیط رسوبی انرژی محیط در هنگام رسوبگذاری است که در سنگ خود را به صورت اندازه ذرات، جورشدگی، گردشدگی و ساختمان‌های رسوبی نشان می‌دهد. نسبت بین ماتریکس و ذرات برای تخمین میزان انرژی مهم است. در بین تقسیم‌بندی‌های موجود، تقسیم بندی دانهام برای تخمین میزان انرژی مفید است.

۲ - شناسایی شاخص‌های بیولوژیکی محیط که شامل انواع فونا و فلورای موجود، تأثیر متقابل بین رسوب و ارگانسیم‌ها مثل زیست‌آشفته‌گی (bioturbation) است. ارگانسیم‌های فسیلی و آثار آن‌ها فاکتورهایی هستند که با فعالیت‌های بیولوژیکی ارتباط دارند ولی گاهی اوقات خودشان هم در تشکیل رسوب دخالت مستقیم دارند، مثل گل آهکی که از انباشته شدن ذرات اسکلتی به وجود می‌آید.

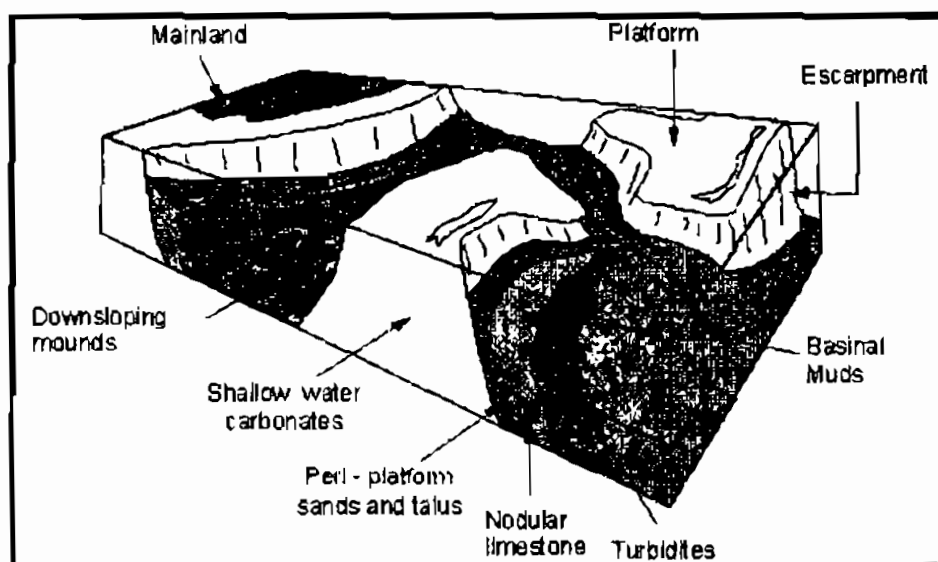
۳ - مطالعه ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی محیط‌های رسوبی مثل شوری، دینامیک و آب و هوا است. تأثیر آب و هوا روی ظهور و توزیع ارگانوسم‌هاست و همچنین وجود یا عدم وجود تبخیری‌ها و دیگر نهشته‌ها است.

۷-۱-۲-۱ سیستم‌های رسوبی کربناته

توزیع رخساره‌های مطلوب و غیرمطلوب در رژیم‌های کربناتی، اول از همه به نیمرخ ژرفای قدیمی (paleobathymetric profile) منطقه رسوبگذاری بستگی دارد. کربنات‌های عصر حاضر، در سه رژیم به آسانی قابل تشخیص از هم نهشته شده اند، اگرچه موقعیت‌های حد واسطی که شامل خصوصیات هر سه می‌شود، وجود دارد.

۷-۱-۲-۸-۱ فلات‌های قاره‌ای کربناتی جدا شده (Differentiated Carbonate Shelves)

در حین پیشروی دریا، فلات‌های قاره‌ای کم شیب و پلاتفرم‌ها که ورودی ذرات آواری کم دارند، با رسوبات کربناتی آب‌های کم عمق، نظیر سنگ آهک‌های آواری بیوژنیک پلئوئیدی و اوولیتی پوشیده می‌شوند (شکل ۷-۹۲). سنگ آهک‌های جلبکی و فرامینیفری و ریف‌های تپه‌ای شکل به‌طور گسترده‌ای توسعه می‌یابند. ریف‌های نسبتاً به هم پیوسته ممکن است در طول کناره فلات قاره نیز رشد کنند. در جلوی ریف که حداکثر انرژی وجود دارد گرینستون‌ها انباشته می‌شوند.



شکل ۷-۹۲ - فلات‌های قاره‌ای کربناتی جدا شده

از مثال‌های فلات قاره کربناتی نفت‌دار می‌توان حوضه میدلند در غرب تگزاس با سن پنسیلوانین پسین و پرمین را نام برد که از سنگ‌های مخزنی تشکیل شده است که همه انواع

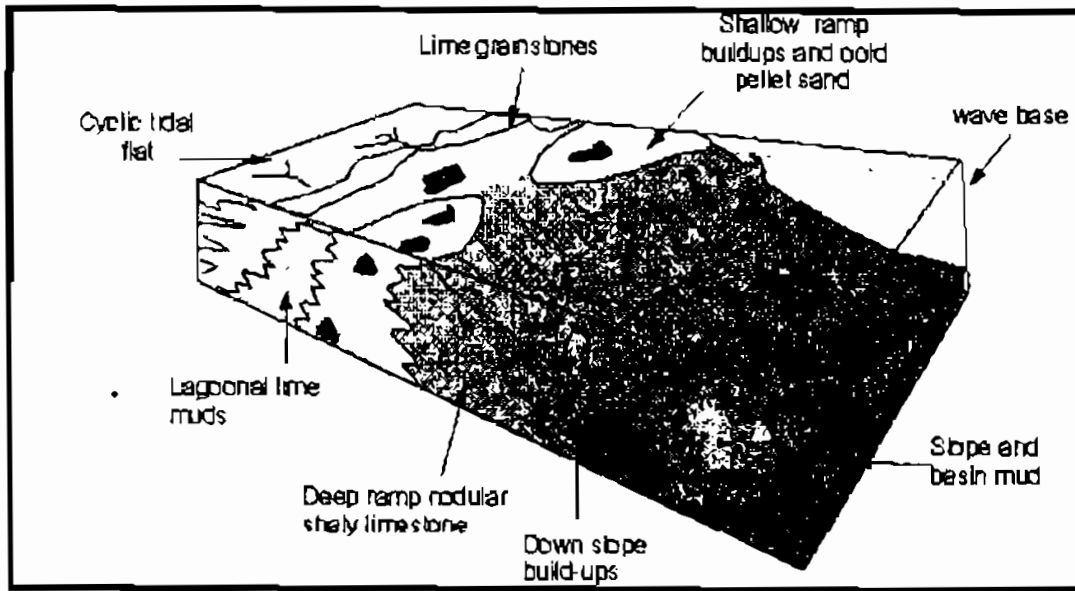
قابل تصور کربنات را دارد. این حوضه در طی پنسیلوانین یک حوضه کم رسوب بوده است و علاوه بر ریف‌های واقعی در حاشیه‌های حوضه دارای فلوئستون میکریتی، رودستون و وکستون با تخلخل عالی است. زون‌های متخلخل به صورت بین لایه‌ای، دارای شیل و ماسه‌های بیوکلاستی نازک هستند. رسوبات حوضه‌ای به‌طور عمده وکستون‌ها و پکستون رسی هستند که اشکال دگرشکلی رسوبات نرم را نشان می‌دهند. تقریباً تمام بخش‌های پرمین این کربنات‌ها دولومیتی شده است.

مخازن ریفی لیبی با سن پالئوسن و تقریباً هم‌زمان با مخزن کرکوک در عراق مثال‌های مخزنی بارورتری هستند. در لیبی، ریف‌های مرجانی، فریمستون‌ها را تشکیل داده‌اند. رسوبات غالب، پکستون‌های فرامینیفردار و جلبکی هستند و وکستون‌ها انواع زیادی از قطعات فسیلی را دارا می‌باشند و بیشتر دولومیتی شده‌اند.

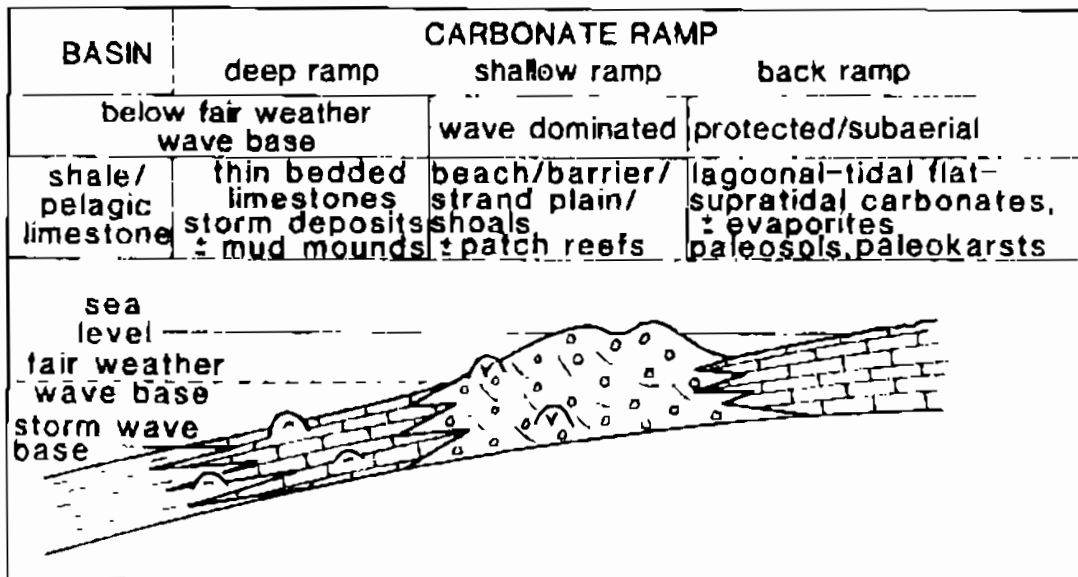
۷-۸-۲-۱-۲ رمپ‌های کربناته (Carbonate Ramps)

رمپ‌های کربناته به صورت کم‌شیب و بدون تغییر ناگهانی در شیب از خط ساحلی به حوضه می‌رسند (شکل ۷-۹۳). سکانس رمپ‌های کربناته بسیار نزدیک به سطح آب دریا ته‌نشست می‌یابند و شامل بخش‌های سوپراتایدال (supratidal)، اینترتایدال (intertidal) و ساب‌تایدال (subtidal) است. در رمپ‌های کربناته از کناره حوضه تا به سمت مرکز، رسوبات سبخایی (sabkha) شامل زپس یا انیدریت، زون‌های جلبکی یا استروماتولیتی و سپس گرینستون‌ها (شامل اوولیت‌ها)، وکستون‌ها و پکستون‌ها (پلوئیدی و بیوکلاستی) و سرانجام مادستون‌های آهکی مشاهده می‌شوند (شکل ۷-۹۴). نتیجه نهایی یک سری سنگ‌های آهکی است که به صورت مکانیکی نهشته شده‌اند و به صورت دوره‌ای و منظم سنگ آهک‌های آرژیلی، مارن، شیل و شاید کمی ماسه‌سنگ بین لایه‌ای دارد. وجود ماسه‌سنگ نشان‌دهنده افزایش ورود تخریبی‌ها در طی دوره‌های پسروری است. همه واحدها گسترش جانبی وسیعی دارند و تطابق را بسیار آسان می‌سازند. رسوبات ته‌نشست یافته در نواحی سوپراتایدال و اینترتایدال دارای تخلخل اولیه بالایی می‌باشند. این تخلخل ناشی از ایجاد ترک‌های گلی، بافت فنسترال و زیست‌آشفستگی است. دیاژنز اولیه می‌تواند این فضاهای خالی را افزایش و یا آن‌ها را نابود کند. پیشروی نواحی سوپراتایدال به سمت دریا سبب دولومیتی شدن لایه‌های زیرین می‌شود. محیط ساب‌تایدال معمولاً متشکل از رخساره‌های متنوع است و از گرینستون تا مادستون متغیر است. این نوع رسوب معمولاً خیلی زود سیمانی شده و تخلخل آن‌ها از بین می‌رود. چون رسوبات کربناته رمپ‌ها نزدیک آب دریا شکل می‌گیرند، تاریخچه دیاژنتیکی آن‌ها غالباً متکی به تغییر سطح آب دریا است. افت سطح آب دریا سبب رخنمون یافتن رسوبات رمپ شده و لذا تحت تأثیر

آب‌های سطحی، پدیده انحلال در آن‌ها صورت می‌گیرد و کلسیت‌های حل شده مجدداً در زیر سطح ایستابی آب نهشته می‌شوند. پدیده انحلال در بالای سطح ایستابی آب سبب کارستی شدن (karstification) و افزایش کیفیت مخزن می‌شود.



شکل ۷-۹۳ - تصویری از یک رمپ کربناته



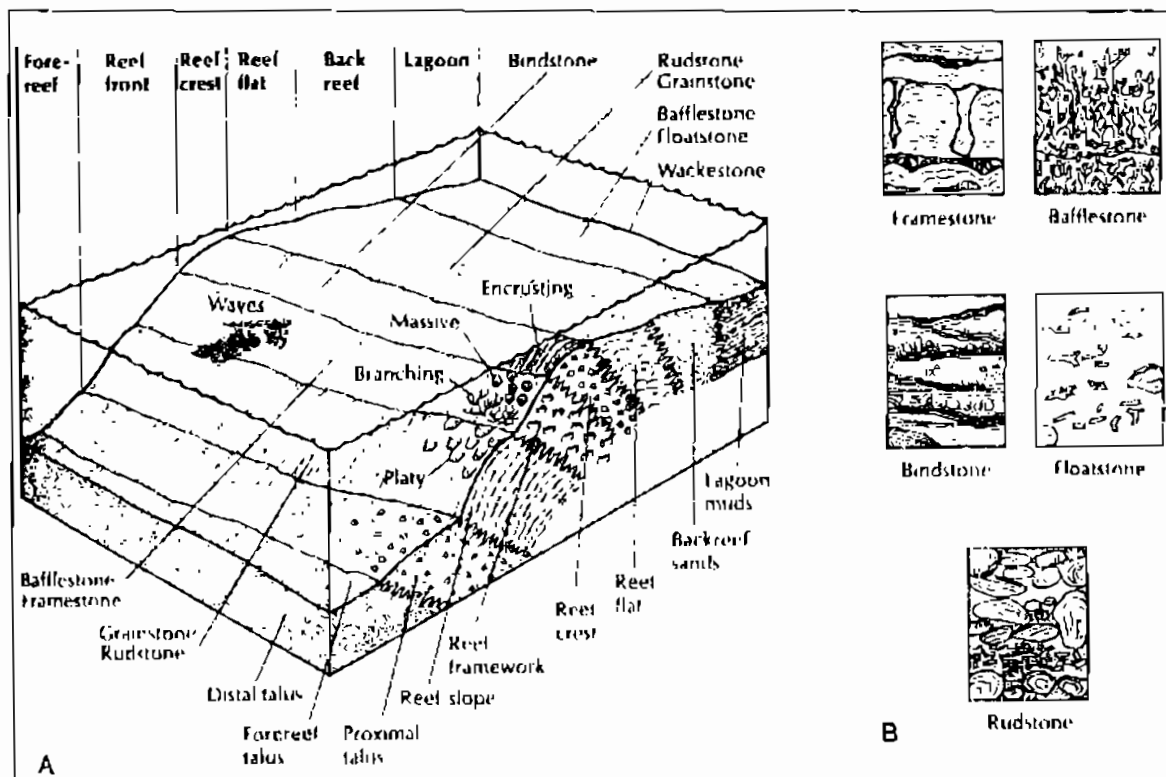
شکل ۷-۹۴ - مدل رسوبی رمپ کربناته

از مثال‌های مهم رمپ کربناتی نفت‌دار، می‌توان کربنات‌های کرتاسه پایینی و ژوراسیک بالایی در خلیج فارس را نام برد. در کامل‌ترین آن‌ها از سیستم سبخاهای ساحلی تا بخش‌های زیر سطح موج که در آن شرایط غیر اکسیدان حاکم می‌باشد، قابل مشاهده است. رخساره‌ها شامل نهشته‌های دوره ای سوپراتایدال، اینترتایدال و ساب تایدال است. نهشته‌های سوپراتایدال شامل کربنات (عمدتاً دولومیت)، انیدریت و ذرات تخریبی می‌باشند. رسوبات اینترتایدال، شامل

ماسه‌سنگ‌های دارای لامینه‌های متقاطع (cross lamination) و مادستون‌های جلبکی دولومیتی است و رسوبات ساب‌تایدال، شامل وکستون‌های پلتی است.

۷-۸-۲-۱-۳ ریفها (Reefs)

ریفها مجموعه زیستی هستند که معمولاً دارای ساختار تپه‌ای می‌باشند که غالباً مخازن هیدروکربنی خوبی را تشکیل می‌دهند (شکل ۷-۹۵). چون ریفها گستردگی کافی را نداشته و به راحتی تغییر رخساره می‌دهند، معمولاً برای توسعه میدانی که مخازن اصلی آن ریف هستند، مطالعات لرزه‌ای دو بعدی و سه بعدی (2D and 3D seismic survey) از اهمیت زیادی برخوردار است. این نوع مطالعات ریسک عدم برخورد به مخازن را کاهش می‌دهد. ریفها ممکن است هم در قسمت‌هایی از لبه فلات قاره و یا رمپ تشکیل شوند. در چرخه پسروری، به عنوان مثال در کمربند نفتی ایران، سنگ آهک ریفی روی قسمت جلویی خود (fore-reef) یا رسوبات حوضه ای قرار گرفته است که معمولاً یک نبود رسوبگذاری در قسمت بالایی خود دارد که بعضاً با پدیده انحلال همراه است. این آهک‌های ریفی توسط رسوبات پشت خود (back-reef) نظیر، تبخیری‌ها و مارن‌های لاگونی و سرانجام ماسه‌ها و رس‌های قاره‌ای پوشیده شده‌اند. در چرخه پیشروی که در اکثر ریف‌های نفت دار غرب کانادا دیده می‌شود این سری بر عکس است.



شکل ۷-۹۵ (A) بلوک دیاگرام یک ریف حاشیه پلاتفرم و ماهیت رسوبات آن. (B) انواع مختلف آهک‌های ریفی همراه این رخساره

در محیط پر انرژی جلوی ریف، گرینستون‌های پلته و مقداری وکستون و پکستون انکولیتی حاوی دانه‌های بیوکلاستی تشکیل می‌شود. وقتی گرینستون‌ها به وکستون‌ها و مادستون‌های پشت ریف تبدیل می‌شوند، نفتگیرهای متعددی از این تغییر رخساره به وجود می‌آید. به هر حال این گرینستون‌ها، در محیط پر انرژی خود توسط مادستون‌ها سریعاً دفن نمی‌شوند و بنابراین ممکن است تخلخل و تراوایی خود را در حین دیاژنز اولیه از دست بدهند. یکی از میادین هیدروکربنی مهم ریفی به نام Golden Lane مکزیک است که در سال ۱۹۰۷ به‌طور اتفاقی کشف گردید.

۷-۹ مخازن شکسته (Fractured Reservoirs)

تمامی سنگ‌های رسوبی به جز تبخیری‌ها در شرایط خاص قابلیت شکنندگی را دارند. مقاومت کششی سنگ‌ها بسیار کمتر از مقاومت تراکمی آن‌ها است. به همین دلیل، در سنگ‌ها تحت تأثیر نیروی کششی ایجاد درزه یا فرکچر (joint or fracture) می‌شود. درزه یا فرکچر، عبارت است از شکستگی‌هایی که غالباً در سنگ‌ها موجود است و مهم‌ترین مشخصه آن‌ها این است که حرکت نسبی به موازات صفحه شکستگی وجود ندارد. ابعاد شکستگی‌ها از چند سانتیمتر تا چند صد متر تغییر می‌کند. سطح شکستگی‌ها در اکثر حالات یک سطح صاف و مستوی است. از آنجا که شکستگی‌ها از نظر هندسی به صورت صفحه‌ای می‌باشند، لذا برای مشخص کردن آن باید شیب و امتداد آن مشخص گردد. سطح شکستگی ممکن است افقی، مایل و یا قائم باشد.

۷-۹-۱ تقسیم‌بندی شکستگی‌ها

شکستگی‌ها دارای تقسیم‌بندی‌های گوناگونی هستند و بر حسب خصوصیات خود به انواع زیر تقسیم می‌شوند:

۱) تقسیم بندی از نظر جهت جغرافیایی

این تقسیم بندی بر اساس امتداد شکستگی در جهات جغرافیایی صورت می‌گیرد. مثلاً شکستگی شمالی، که امتداد شکستگی به سمت شمال است.

۲) تقسیم بندی بر اساس موقعیت شکستگی‌ها نسبت به هم

- شکستگی‌های منظم و سیستماتیک: که شکستگی‌ها نسبت به هم موازی هستند و امتداد مشترک آن‌ها تقریباً در امتداد محور اصلی لایه‌ها یا امتداد گسل‌ها است.

- شکستگی‌های نامنظم: نسبت به هم چه از نظر امتداد چه شیب وضعیت مشخص ندارند و به صورت نامنظم پراکنده‌اند.

۳) تقسیم بندی از نظر وضعیت صفحه گسل نسبت به امتداد لایه بندی

- شکستگی امتدادی: نوعی شکستگی است که امتداد آن موازی یا تقریباً موازی امتداد لایه‌بندی است.

- شکستگی شیپی: امتداد شکستگی در جهت بزرگترین شیب لایه‌بندی است.

- شکستگی مایل: امتداد شکستگی نسبت به امتداد و شیب لایه غیرمستقیم است

- شکستگی طبقه‌ای: سطح شکستگی موازی سطح لایه‌بندی است.

معمولاً مجموعه شکستگی‌های موجود در یک ناحیه را یک دسته شکستگی گویند و مجموع چند دسته شکستگی را سیستم شکستگی گویند.

۴) تقسیم بندی براساس زایش شکستگی‌ها

- تکتونیک: که بیشتر مدنظر است و بیشتر اتفاق می‌افتد و تحت تأثیر نیروهای تکتونیک و زمین‌ساختی در مجاورت چین‌خوردگی‌ها، گسل‌ها و گنبد‌ها شکل گرفته‌اند، که در صفحات بعد بیشتر مورد بحث قرار خواهد گرفت.

- غیر تکتونیک: شکستگی‌های غیر تکتونیک ممکن است بر اثر اصابت اجرام خارجی به مقیاس بزرگ و در حد وسیع ایجاد شود، مثل برخورد سنگ‌های آسمانی به زمین. شکستگی‌های غیر تکتونیک ممکن است بر اثر واکنش‌های لیتولوژیکی مثل از دست دادن آب به خصوص در سنگ‌های رسی به صورت محلی دیده شود. یا در اثر آگیری و ازدیاد حجم سنگ، سنگ‌های اطراف شکسته شوند. لازم به ذکر است که این حالات به صورت محلی و در مقیاس کم و به صورت شکستگی‌های کوچک و میکروسکوپی دیده می‌شوند.

۷-۹-۲ روش مطالعه درزه‌ها

شکستگی‌های معمولاً به وسیله مطالعات آماری، مورد مطالعه قرار می‌گیرند. برای مطالعه درزه‌ها و شکستگی‌ها از تصاویر استریوگرافیک قطبی آن‌ها استفاده می‌شود که از روی پراکندگی آن‌ها، تفسیرها اعم از شیب، امتداد و جهت تنش در منطقه نتیجه‌گیری می‌شود. علاوه بر نمودارهای فوق از دیاگرام‌های گل‌سرخ (rose diagrams) نیز برای نمایش درزه‌ها استفاده می‌شود. این دیاگرام‌ها برای نمایش شیب و امتداد شکستگی‌ها قابل استفاده است. این روش در شناخت تکتونیک و تنش حاکم بر منطقه (field stress) و پیش‌گویی‌های کاربردی بسیار مفید می‌باشد.

استفاده از برخی نمودارهای چاه‌پیمایی، که در فصل‌های بعدی راجع به آن‌ها بحث خواهد شد، ما را قادر به بررسی شکستگی‌ها در داخل چاه‌های حفاری شده، می‌سازد.

۷-۹-۳ مکانیسم ایجاد شکستگی‌ها

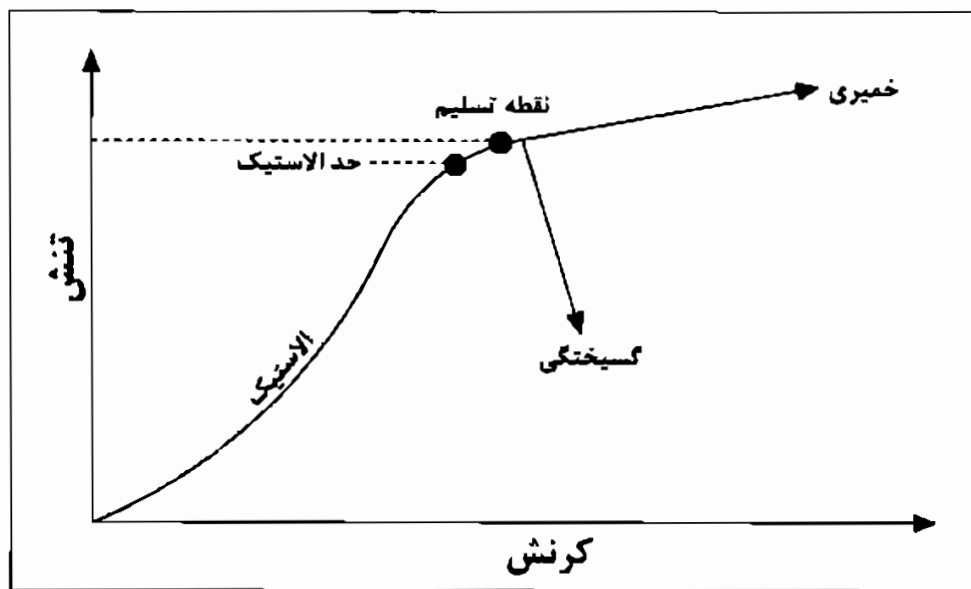
در اینجا بیشتر مکانیسم‌های تکتونیک مورد بررسی قرار می‌گیرد. در شناخت مکانیسم ایجاد شکستگی‌ها، باید آن‌ها را در سنگ‌ها بررسی نمود.

سنگ‌ها در اثر تحمل تنش، مراحل رفتاری زیر را نشان می‌دهند (شکل ۷-۹۶):

۱- مرحله الاستیک که به صورت تقریباً خطی است و تغییر شکل ایجاد شده قابل برگشت است.

۲- مرحله خمیری که بالاتر از نقطه حد الاستیک است و تغییر شکل غیرقابل برگشت و یا تا حد کمی قابل برگشت است.

۳- مرحله گسیختگی، که تنش ایجاد شده فراتر از مقاومت سنگ است و سنگ در اثر آن شکسته می‌شود.



شکل ۷-۹۶ - دیاگرام تنش-کرنش برای سنگ‌های مخزن

سنگ‌ها با توجه به ترکیب خود در مقابل تنش، مراحل فوق را (شکل ۷-۹۶) به صورت متفاوت و با دامنه متفاوت طی می‌کنند. این تغییرات ارتباط مستقیم با خواص سنگ و فابریک آن و اندازه نیرو و مدت زمان تأثیر آن دارد.

۷-۹-۴ پارامترهای مؤثر و کنترل کننده در ایجاد شکستگی‌ها در سنگ تحت تنش

۱- فشارهای محصورکننده و همه جانبه (لیتواستاتیک)

فشارهای همه جانبه هر چه بیشتر باشد تغییر شکل پلاستیکی افزایش می‌یابد و سنگ دیرتر شکسته می‌شود.

۲- درجه حرارت

تغییر شکل پلاستیکی سنگ‌ها با افزایش درجه حرارت افزایش می‌یابد و سنگ مقاوم‌تر و مقابل فشار دیرتر شکسته می‌شود.

۳- زمان

با افزایش مدت اثر تنش، دامنه تغییر شکل بیشتر می‌شود، ولی اگر مدت اثر تنش کم و سریع باشد، تغییر شکل کم و سنگ زودتر شکسته می‌شود.

۴- عمق

فشار لیتواستاتیک و درجه حرارت با افزایش عمق زیاد می‌شود. لذا تغییر شکل پلاستیک افزایش یافته و سنگ در مقابل شکستگی مقاومت بیشتری می‌کند.

۵- سیال‌های موجود در سنگ

سیال‌های موجود در سنگ در تعدیل تنش نقش دارند و باعث افزایش تغییر شکل پلاستیک سنگ می‌شوند. ولی اگر سنگ به مرحله شکست برسد سیال یک عامل تسریع کننده در این امر است.

۶- همگنی ترکیب سنگ

هرچه ترکیب سنگ همگن‌تر و از عناصر مقاوم‌تر تشکیل شده باشد شکل پذیرتر بوده و کمتر شکسته می‌شود و هر چه از عناصر شکننده و ناهمگن‌تر تشکیل شده باشد، ایجاد شکستگی در آن سریعتر است.

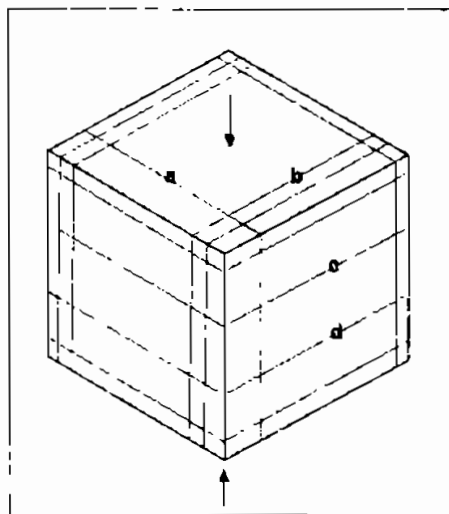
۷- فشارهای سیال منفذی

فشار سیال منفذی باعث کاهش مقاومت سنگ می‌شود، زیرا عکس تنش همه جانبه عمل می‌کنند و در شکسته شدن سنگ نقش مهمی را ایفا می‌کنند.

۷-۹-۵ تقسیم بندی شکستگی‌ها بر اساس نوع تنش اعمال شده

شکستگی را می‌توان بر اساس نوع تنش اعمال شده تقسیم نمود:

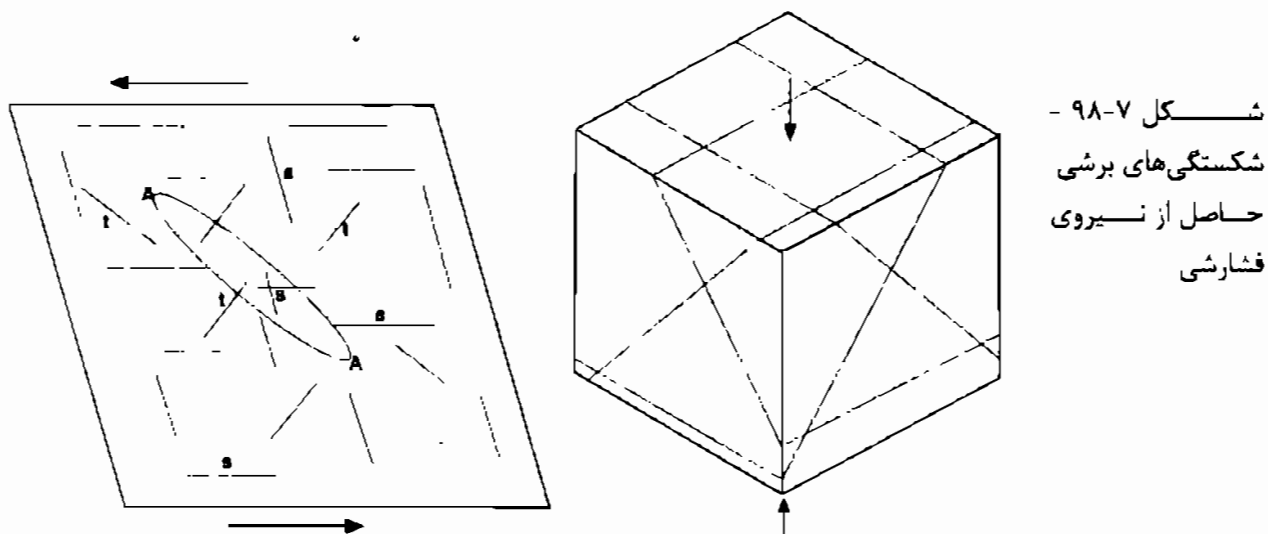
- ۱- شکستگی‌های حاصل از نیروی کششی؛ مقاومت سنگ‌ها در مقابل کشش نسبت به مقاومت آن‌ها در مقابل فشار بسیار کمتر است. این امر سبب می‌شود که ایجاد شکستگی در شرایط کششی بیشتر صورت گیرد. شکستگی کششی به صورت صفحه‌ای عمود در جهت بزرگترین کشیدگی است.
- ۲- شکستگی‌های حاصل از نیروی فشارشی؛ بر اساس کارهای آزمایشگاهی مشخص شده است که چندین نوع شکستگی در اثر نیروهای فشارشی حاصل می‌شود. این شکستگی‌ها شامل



شکستگی‌های کششی (extension fractures)، برشی (shear fracture) و شکستگی‌های رهایی (release fractures) است (شکل ۷-۹۷ و ۷-۹۸). شکستگی‌های کششی به موازات محور فشار و شکستگی‌های برشی به صورت مورب نسبت به محور فشار ایجاد می‌شوند. شکستگی‌های رهایی که در اثر کاهش یا برداشت نیروی تراکمی فوقانی می‌باشد، به صورت سطوح عمود بر محور بزرگترین تنش دیده می‌شود.

شکل ۷-۹۷ - شکستگی‌های کششی (a, b) و

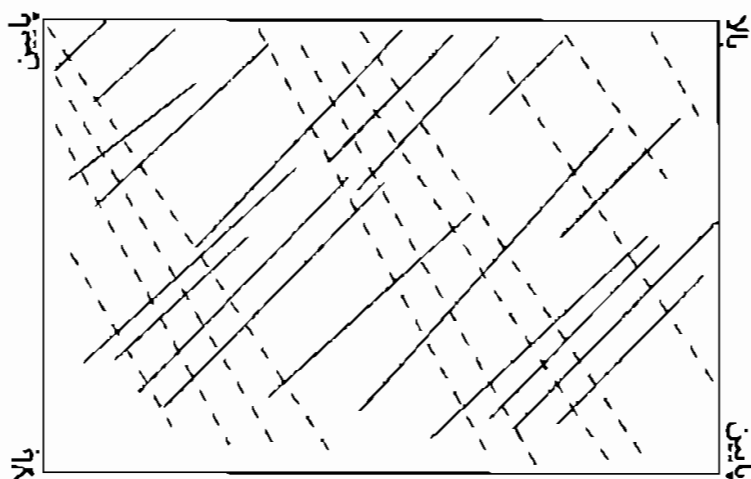
رهایی (c, d) حاصل از نیروی فشارتی



شکل ۷-۹۹ - شکستگی‌های ناشی از یک نیروی کوپل

۳- شکستگی‌های حاصل از نیروی کوپل: در بسیاری از مواقع محور اصلی فشار نسبت به سنگ‌ها به صورت مورب است. در چنین حالتی ترکیبی از شکستگی‌های کششی، تراکمی و مزدوج را نشان می‌دهند. در این نوع شکستگی‌ها، ابتدا شکستگی‌های کششی، که به موازات بزرگترین محور تراکم است، ایجاد شده سپس شکستگی‌های مزدوج و نهایتاً شکستگی‌های تراکمی، که عمود بر محور تنش است، شکل می‌گیرند (شکل ۷-۹۹). نیروی کوپل به صورت تنش برشی ساده یا مؤلفه‌های برشی محض عمل می‌کند. یا بالعکس، اولین شکستگی‌ها عمود در جهت کشیدگی ایجاد شده، دومین شکستگی‌ها به موازات تنش‌های برشی (مزدوج) و نهایتاً آخرین شکستگی به موازات محور کشیدگی ایجاد می‌شود.

۴- شکستگی‌های حاصل از پیچش: که خود دو دسته شکستگی فشاری و کششی در دو جهت مخالف هم ایجاد می‌کند (شکل ۷-۱۰۰).



شکل ۷-۱۰۰ - شکستگی‌های ناشی از پیچش. شکستگی‌های صفحه بالایی یا خطوط ممتد و شکستگی‌های صفحه پایینی با خطوط منقطع نشان داده شده اند

۷-۹-۶ مطالعه مخازن شکسته

پس از مقدمه‌ای خلاصه شده برای آشنایی بهتر با شکستگی‌ها، آن‌ها را در مخازن هیدروکربنی بررسی می‌کنیم. قابل ذکر است که اکثر قریب به اتفاق این شکستگی‌ها به عوامل تکتونیکی و زمین ساختی نظیر چین خوردگی (folding) و گسل خوردگی (faulting) مربوط هستند.

۷-۹-۶-۱ نظریه عمومی برای شکستگی‌های موجود در مخازن

تقریباً تمامی سنگ‌های رسوبی، بجز تبخیری‌ها، ممکن است تحت تأثیر نیروی‌های زمین ساختی، چه نیروی فشارشی و یا نیروی کششی، شکسته شوند و یا در مقابل آن مقاومت کنند. مقاومت تراکمی مخازن رسوبی معمول حدود ۸ تا ۱۸۰ مگاپاسکال است و مقاومت تراکمی متوسط سنگ‌های کربناته در حدود ۱۰۰ مگاپاسکال و برای ماسه‌سنگ‌ها کمی کمتر و در حدود ۶۰ مگاپاسکال است که گاهی به خاطر وجود سیمان‌های مقاوم زیادتر می‌شود.

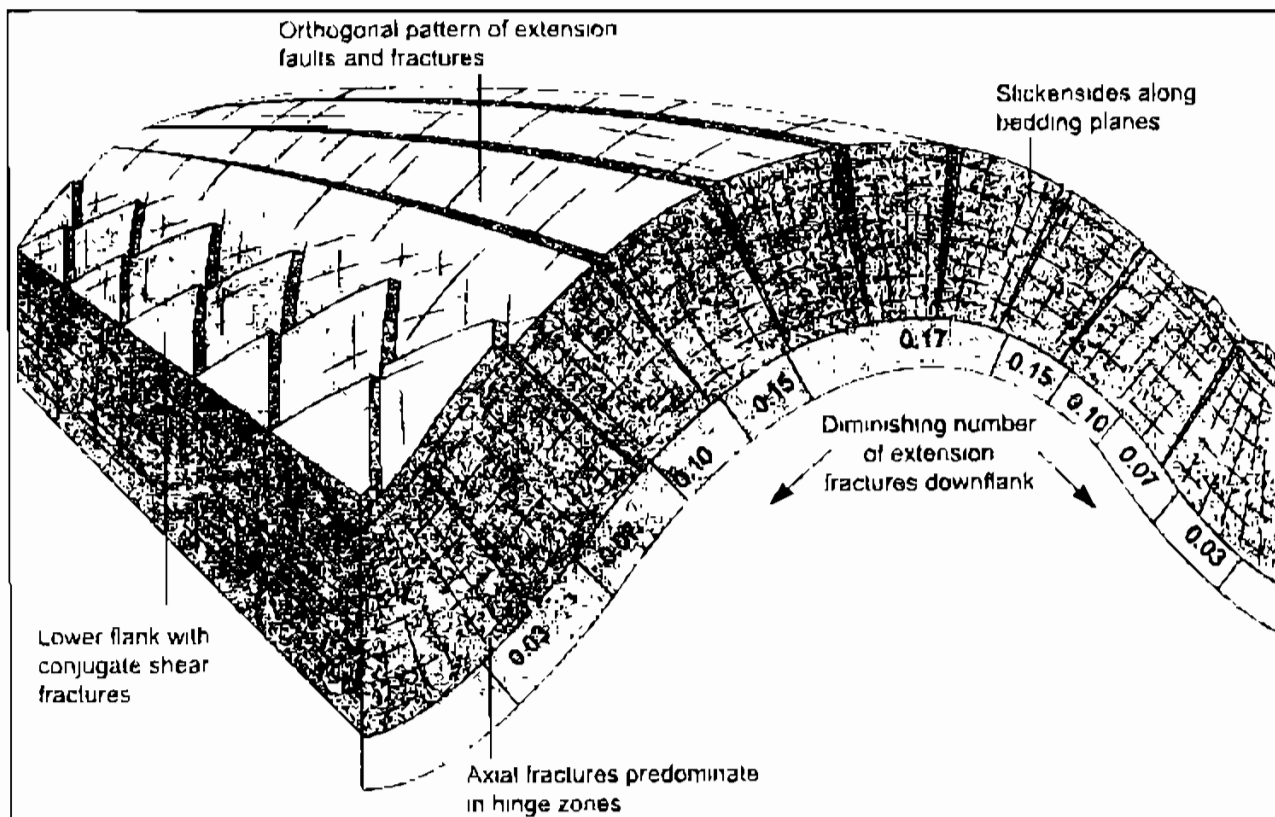
۷-۹-۶-۲ پارامترهای شکستگی‌ها و عوامل ایجاد آن در مخازن هیدروکربنی

به‌طور معمول عامل اصلی شکستگی‌ها در سنگ‌های رسوبی، عوامل خارجی هستند که به شرح برخی از آن‌ها پرداخته می‌شود:

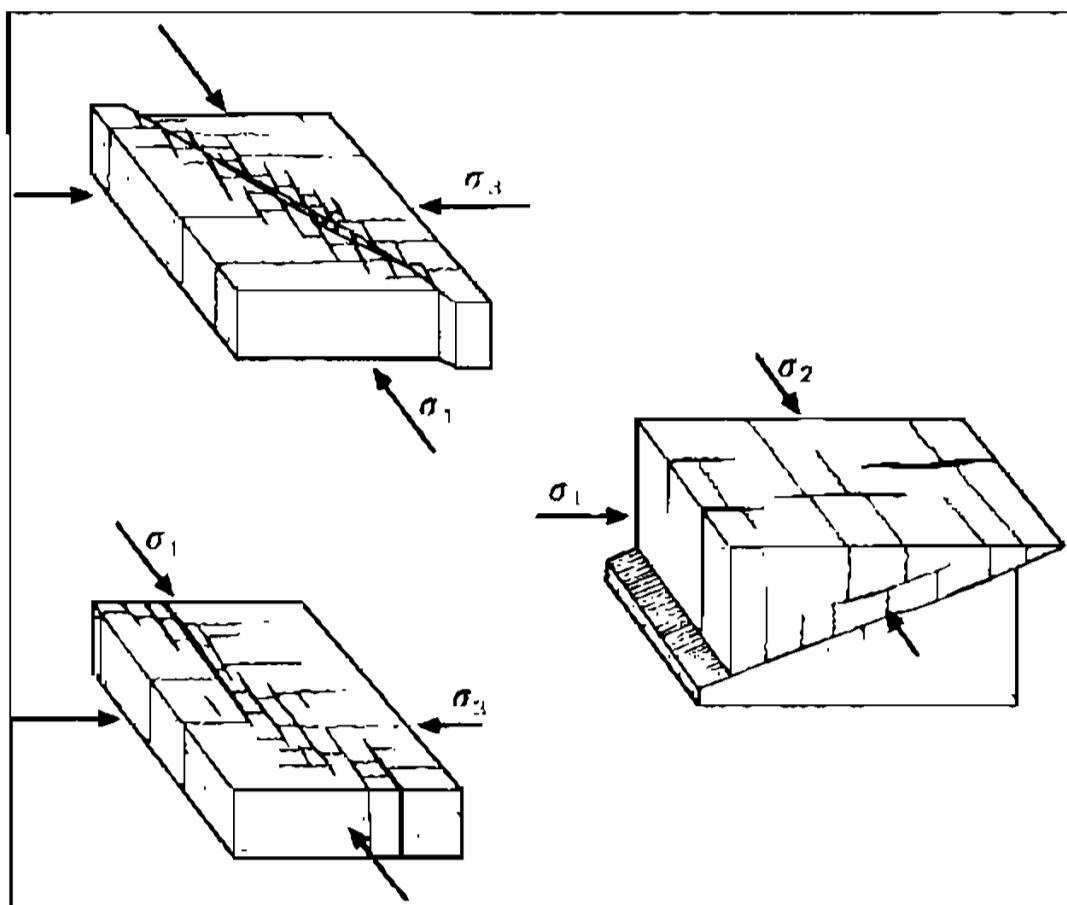
(الف) چین خوردگی از نوع خمشی که نتیجه نیروهایی است که موازی لایه‌های سنگی است. در این سیستم، شکستگی‌ها در لایه‌های ضخیم و یا نسبتاً ضخیم، که استعداد کمتری برای جریان یافتن دارند، بهتر گسترش پیدا می‌کنند، مانند آهک آسماری که در ادامه توصیف شده است. بیشتر شکستگی‌های فعال و مفید در نواحی خط‌الراس چین‌ها که تنش کششی وجود دارد متمرکزند (شکل ۷-۱۰۱).

(ب) چین خوردگی حاصل از خمش که نیروی ایجادکننده آن، عمود بر امتداد لایه‌ها است که عاملی برای بالا آمدگی قائم سنگ بستر و ایجاد بلوک‌های هورست است.

(ج) گسل خوردگی: که خود یک نوع شکستگی است، ولی بیشتر گسل‌ها بزرگ مقیاس هستند. بیشتر شکستگی‌ها با کاهش فاصله از یک گسل به صورت تصاعدی افزایش پیدا می‌کنند. همچنین بیشتر شکستگی‌ها در مناطق گسل خورده و یا چین خورده دیده می‌شوند. یک مثال بسیار خوب در شیل‌های سیاه‌رنگ حاوی گاز در سپر آپالاش که بیشترین تمرکز شکستگی‌ها در روی سنگ بستر در مناطق گسل‌های تراستی و چین خورده است، امتداد معمول شکستگی‌ها جهت تنش‌های گسلی را مشخص می‌کنند (شکل ۷-۱۰۲).



شکل ۷-۱۰۱ نمای شماتیکی از شکستگی‌های همراه با یک چین‌خوردگی



شکل ۷-۱۰۲ - شکستگی‌های همراه با گسل‌های فشارتی

۷-۹-۶-۳ انواع مخازن شکسته

مخازن شکسته عموماً در سنگ‌های زیر ایجاد می‌شوند:

- دیاتومیت، چرت و شیل‌های سیلیسی

چرت معمولاً شکننده است و به واسطه دارا بودن بافت موزائیکی به هم فشرده که دانه‌ها در حد میکرون و کوچکتر از میکرون است دارای تخلخل کم می‌باشد. تخلخل و فضاهای خالی در چرت در حد ساب میکرون و در بین دانه‌های کوارتز است. این فشردگی بافت چرت آن را در مقابل دگرشکلی مقاوم می‌کند ولی هنگام تغییرشکل، سریع شکسته می‌شود.

- آهک و دولومیت

آهک و دولومیت بیشترین مخازن شکسته را شامل می‌شوند. دولومیت، سنگی شکننده مثل چرت است و برخی اوقات دولومیت متراکم یک تغییرشکل خمیری جزئی نشان می‌دهد. به‌طور کلی مخازن دولومیتی، خاصیت شکنندگی کمتر از مخازن چرتی دارند.

- شیل‌ها

شیل‌ها به خصوص اگر دارای مقدار کافی سیلیس باشند رفتار شکننده تا نیمه شکننده دارند ولی شیل‌های رسی دارای رفتار خمیری هستند. شیل‌های غنی از مواد آلی و یا شیل‌های آهکی، حالت خمیری و شکل‌پذیری دارند.

- سنگ‌های بستر

سنگ‌های بستر به خصوص اگر در اعماق نسبتاً کم باشند به خوبی شکننده هستند.

۷-۹-۶-۴ چگونگی تشخیص شکستگی در مخازن

تشخیص مخازن شکسته در چاه‌های حفاری شده خیلی آسان نیست. شواهدی که وجود شکستگی را مشخص می‌کنند شامل:

□ شواهد شکستگی که مستقیماً در روی مغزه‌ها قابل مشاهده است. مغزه‌ها نمونه‌های کوچکی از یک مخزن می‌باشند و لذا، شاید قادر نباشند به‌طور کامل کلیه اطلاعات نسبتاً بزرگ مقیاس مثل شکستگی‌ها را نشان دهند. مغزه‌ها ممکن است تخلخل ماتریکس پایین را در کنار تخلخل شکستگی نشان دهند، ولی دشوار است که منشأ و جهت شکستگی را از روی مغزه‌ها بتوان معلوم کرد. یک زمین‌شناس می‌بایست مشخص کند که شکستگی‌ها مصنوعی و به خاطر مراحل حفاری و مغزه برداری نباشد. وجود سطوح لغزش همراه با درزه‌های کششی و یا استیلولیت‌ها و نیز سمنته شدن سطوح شکستگی، شواهدی از طبیعی بودن شکستگی‌ها هستند.

- مطالعه خرده‌های حفاری نیز ممکن است وجود شکستگی را مشخص کند. لکه‌های نفتی در روی بعضی سطوح خرده‌های حفاری و نیز خرده‌هایی با سیمان دروزی می‌تواند بیانگر وجود شکستگی باشد.
- از دست رفتن گل در حین حفاری.
- بازیافت ناقص مغزه‌ها. مغزه‌ها معمولاً در محل عبور شکستگی‌ها از هم جدا شده و لذا به‌طور کامل بازیافت نمی‌شوند.
- برخی نمودارهای چاه پیمایی نیز می‌توانند شکستگی را نشان دهند.

۷-۹-۶-۵ نقش شکستگی‌ها در تخلخل و تراوایی

مطالعات شکستگی نشان داده است که اگر یک شکستگی منفرد به پهنای یک میلی‌متر در سنگ مخزن باشد و توسط چاهی قطع شود، یک تراوایی خوب و مناسب را ایجاد می‌کند، که تولید نفتی در حدود ۱۰۰۰ متر مکعب در روز را باعث می‌شود. تخلخل حاصل از شکستگی بدون ارتباط با فابریک سنگ و از نوع ثانویه است.

ارتباط پهنای شکستگی با تراوایی به صورت زیر است:

$$K = 54 \times 10^6 \times W^2$$

تراوایی بر حسب داریسی $K =$ پهنای شکستگی بر حسب اینچ $W =$

بدین ترتیب حتی شکستگی‌های بسیار ریز، تأثیر قابل ملاحظه‌ای بر تراوایی دارند. به عنوان مثال اگر شکستگی ۲ درصد به تخلخل سنگ بیافزاید، تراوایی آن را ممکن است به مقدار زیادی افزایش دهد. البته میزان افزایش تراوایی توسط شکستگی‌ها به عوامل مختلفی نظیر وجود ارتباط بین شکستگی‌ها، میزان بازشدگی آنها و فراوانی آنها بستگی دارد.

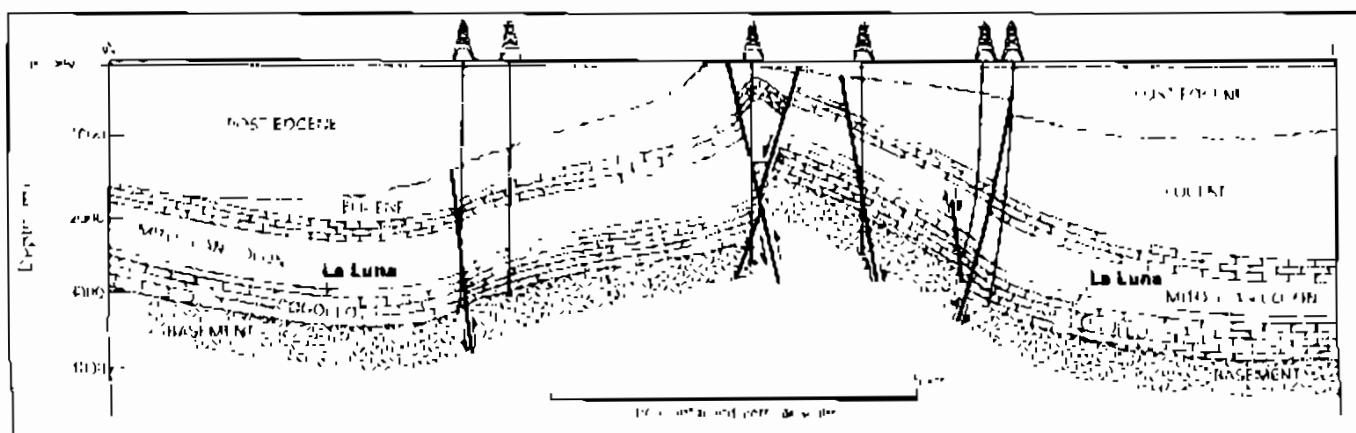
۷-۹-۶-۶ مثال‌هایی از مخازن شکسته

۷-۹-۶-۱-۶ مخازن کربناته شکسته شده

آهک‌های آسماری، معروفترین مخزن شکسته کربناته با سن الیگو-میوسن است که دارای ضخامتی در حدود ۳۰۰ متر از لایه‌های آهکی چین خورده است. متوسط تخلخل ماتریکس حدود ۸٪ و تراوایی ماتریکس آن کم است. در این سازند حرکت سریع و آسان سیالات از طریق شکستگی‌ها صورت می‌گیرد. شکستگی‌ها نقشی در ذخیره سازی نفت در مخزن ندارند ولی اگر چاهی به آنها منتهی شود، میزان تولید را در آن چاه تحت کنترل دارند.

در جنوب شرقی مکزیک دگرشکلی‌های حاصل از فاز کوهزایی لارامید، گنبد‌هایی از نمک را زیر ساختمان‌های اولیه هورست و گرابن ایجاد کرده است. این بالآمدگی منطقه در ردیف‌های آهکی و دولومیتی (ژوراسیک بالایی و کرتاسه) سبب ایجاد ریزشکستگی شده است. این دولومیت‌ها دارای تخلخل اولیه کمی هستند، ولی تراوایی آن‌ها بالاست. تخلخل کل کمتر از ۱۰٪ و تخلخل شکستگی فقط ۱٫۵٪ است، ولی تراوایی بالا و در حدود ۷ داری و یا حتی بیشتر است.

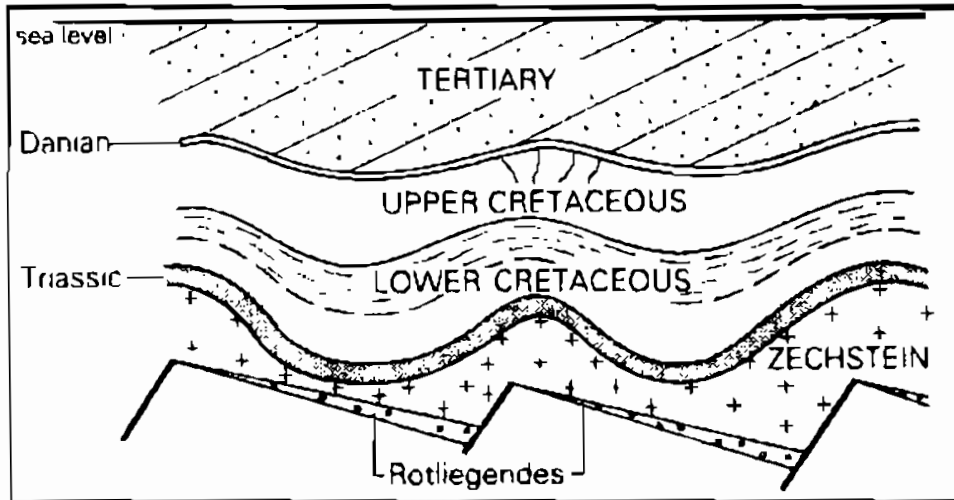
در غرب منطقه حوضه Maracaibo در ونزوئلا، تولید بالای نفت از آهک‌های ضخیم شکسته شده کرتاسه می‌باشد که زیر آن سنگ‌های دگرگونی بستر قرار دارد. گسل خوردگی‌های موجود در طاق‌دیس، از کرتاسه شروع و تا میوسن ادامه داشته‌اند (شکل ۷-۱۰۳). تخلخل و تراوایی به واسطه انحلال در طول شکستگی‌ها افزایش پیدا کرده است.



شکل ۷-۱۰۳ - مقطع زمین‌شناسی میدان لاپاز در حوضه Maracaibo، ونزوئلا

۷-۹-۶-۶-۲ مخازن مارنی و گل‌سفید شکسته

گل‌سفید و مارن از مخازن غیرمعمول می‌باشند. یکی از مثال‌های مخازن گل‌سفید در یکی از میادین دریای شمال است. در این میدان به دلیل بالآمدگی نمک و ایجاد چین‌خوردگی، شکستگی‌هایی در رأس ساختمان‌ها ایجاد شده است (شکل ۷-۱۰۴).

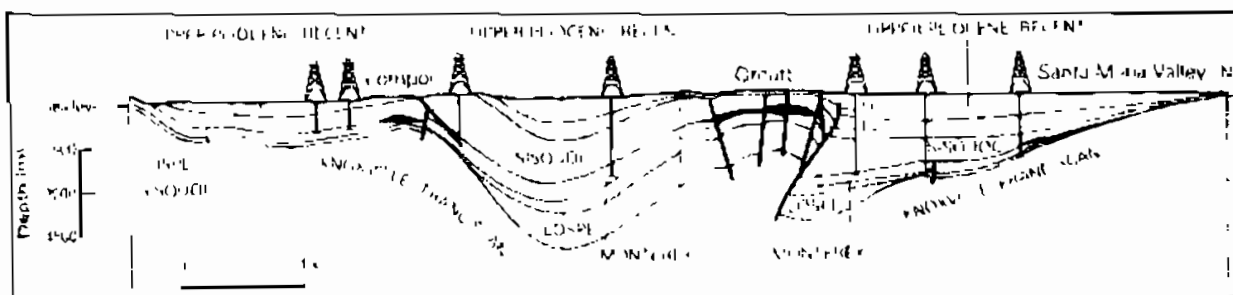


شکل ۷-۱۰۴ - مقطع زمین‌شناسی شماتیک از بخش Ekofisc دریای شمال. رسوبات گل سفید کرتاسه پسین در اثر بالا آمدگی نمک شکسته شده‌اند

در سازند قم، میدان سراج، مخزن اصلی تولید کننده هیدروکربن ممبر e این سازند است که عمدتاً متشکل از مارن است. وجود ریزشکستگی‌ها سبب ایجاد شرایط مخزنی در این ممبر شده است.

۷-۹-۶-۳ مخازن شیلی و چرتی شکسته

سازند مونتری (میوسن) در کالیفرنیا که متشکل از سنگ‌های سیلیسی دانه‌ریز است یک سنگ منشأ تولید کننده هیدروکربن محسوب می‌شود. این سازند به واسطه شکستگی‌ها، در چندین حوضه به عنوان سنگ مخزن نفت نیز عمل می‌کند. در حوضه سانتاماریا (Santa Maria Basin)، نفت از تخلخل شکستگی در دیاتومیت‌ها و یا شیل‌های دیاتومیت‌دار (پلیوسن) و نیز سنگ بستر شکسته شده به دست می‌آید. در این میدان به‌طور کلی نفتگیرها و شکستگی‌های همراه، از چین‌خوردگی طبقات با ضخامت زیاد در طی پلیوستوسن حاصل شده‌اند. این ساختمان‌ها مستقیماً روی سنگ بستر شکسته شده قرار دارند که با همان مکانیسم شکسته شده است (شکل ۷-۱۰۵).



شکل ۷-۱۰۵ - مقطع زمین‌شناسی حوضه سانتاماریا

۷-۹-۶-۶-۴ مخازن ماسه‌سنگی و سیلتستونی شکسته شده

ماسه‌سنگ Oriskany در سپر آپالاچین مربوط به دونین یکی از اولین مخازن ماسه‌سنگی است که بسیار متراکم ولی شکسته شده است. شکستگی‌ها در اثر عملکرد گسل‌ها در طاقدیس‌ها و ساختمان‌های تراستی آن به وجود آمده است.

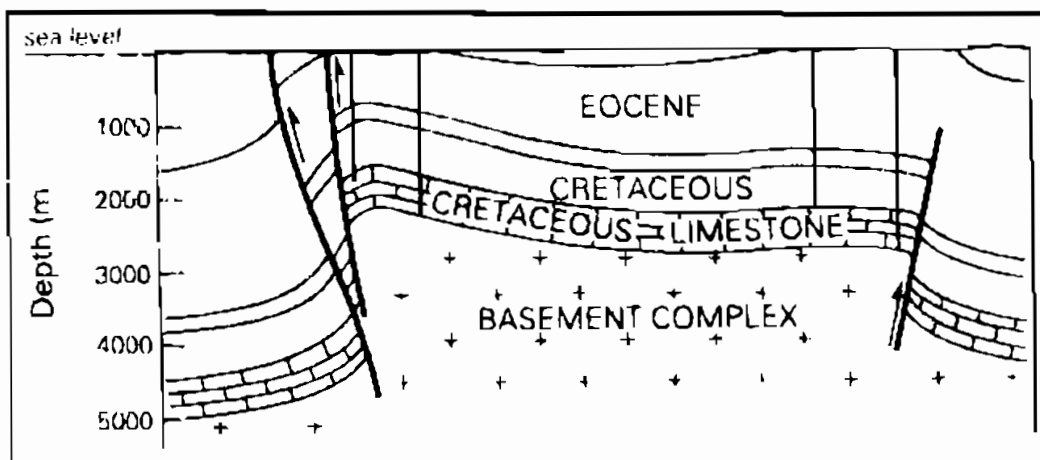
در ماسه‌سنگ‌ها و سیلتستون‌های سازند Spraberry در غرب تگزاس متعلق به پرمین پایینی، شکستگی‌های کثیفی در رسوبات آواری آب‌های عمیق در روی یک چین بزرگ خمشی ایجاد شده‌اند. بیشترین تولید از سیلتستون کم ضخامت، متراکم، دانه ریز و شکسته شده است که جورشدگی ضعیف دارد و توسط دولومیت سیمانی شده است. شکستگی‌ها در حدود ۱٪ از حجم کل سازند را تشکیل می‌دهند و در واقع نقشی در ذخیره نفت ندارند و نقش آن‌ها به صورت مسیرهای حرکت سیال در یک شبکه مویرگی است.

۷-۹-۶-۶-۵ مخازن موجود در سنگ‌های آذرین شکسته شده و سنگ‌های بستر

سنگ‌های آذرین می‌توانند به صورت مخازن تجاری در نواحی محدودی دیده شوند. مخزن Tupungato در حوضه Mendoza آرژانتین از مهم‌ترین این مخازن است. در این حوضه نفت تولیدی از شکستگی‌ها و منافذ موجود در توف‌های ضخیم لایه تریاس بالایی است. مثال دیگر مربوط به توف‌های انوسن کوبا است که نفت کمی را تولید می‌کند.

در لیبی چند میدان عظیم نفتی وجود دارد که نفت از سنگ‌های آذرین هوازده و شکسته شده پرکامبرین تولید می‌شود.

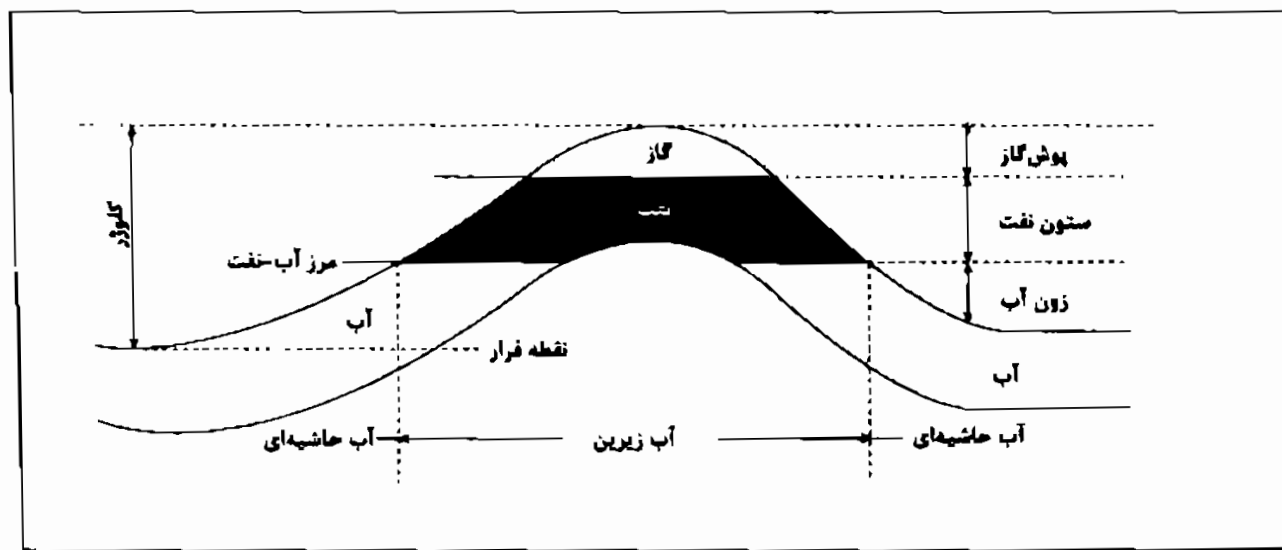
در حوضه Maracaibo در ونزوئلا در میدان‌های بزرگ Mara و Lapaz (شکل ۷-۶-۱۰) تولید نفت هم از مخازن رسوبی شکسته شده کرتاسه و سنگ بستر متاآذرین زیر آن صورت می‌گیرد.



شکل ۷-۶-۱۰ - مقطع زمین‌شناسی حوضه میدان نفتی Mara در ونزوئلا. تولید نفت از آهک‌های کرتاسه شکسته شده و پی‌سنگ متاآذرین صورت می‌گیرد.

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 کلوزر (closure) گویند.



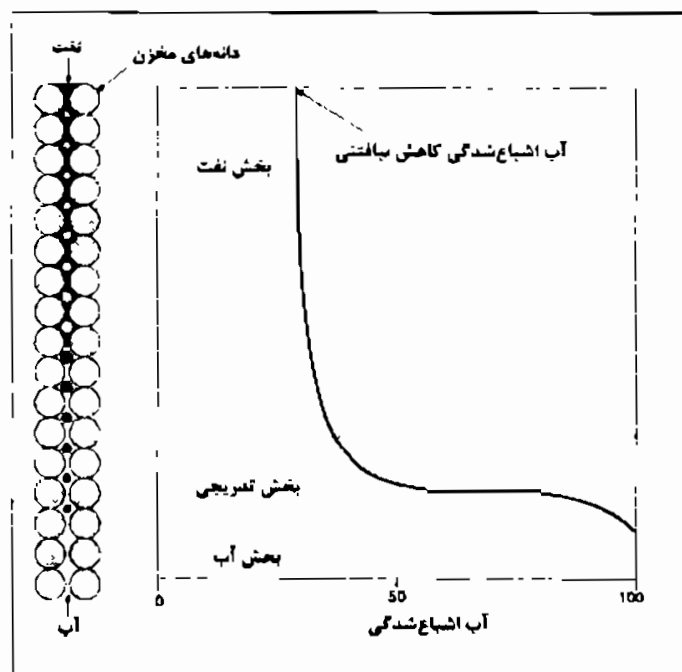
شکل ۸-۱ - بخش‌های مختلف یک نفتگیر طاق‌دیسی

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 از 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

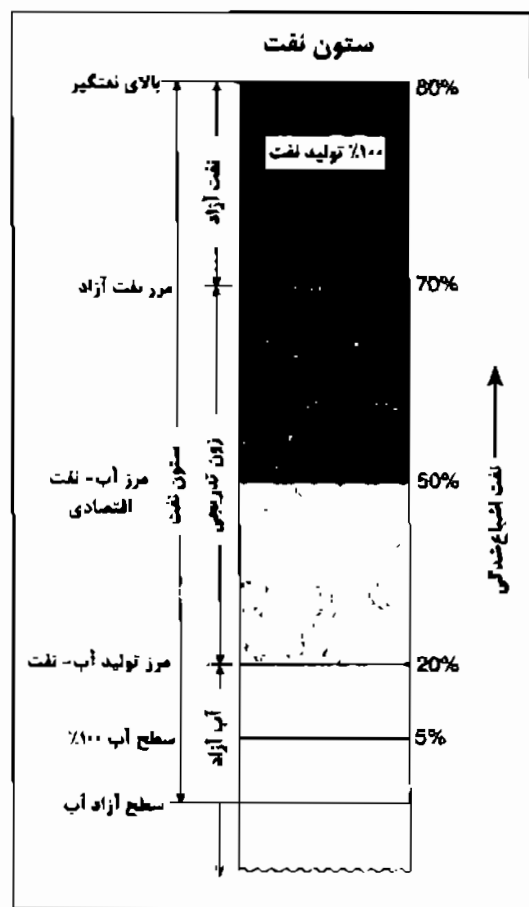
(net pay) مشخص می‌شود. تهیه نقشه دقیق نسبت ضخامت بخش تولیدکننده به ضخامت کلی مخزن (net/gross) برای توسعه یک میدان ضروری می‌باشد. ضخامت ستون نفت فاصله عمودی بین سطح آب-نفت تا بالاترین بخش نفتگیر است. یک ستون نفت را می‌توان به سه بخش ذیل تفکیک نمود (شکل ۸-۳):

◀ 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



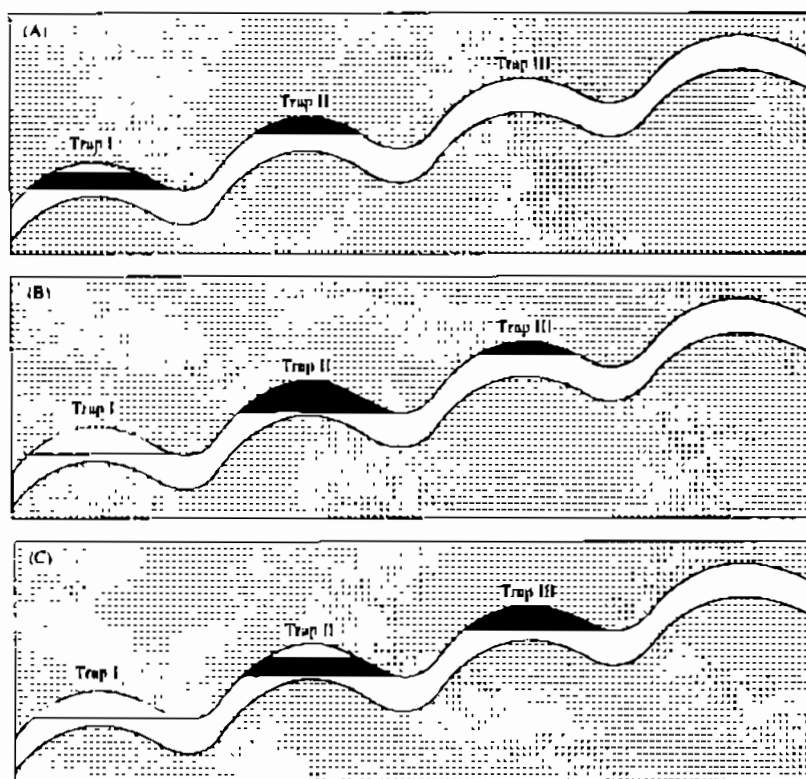
مخزن ممکن است حاوی درصدی آب نیز باشد، ولی به دلیل اینکه تراوایی نسبی نفت بسیار بیشتر از آب است، لذا تولید از این بخش صرفاً نفت خواهد بود. بخش تدریجی، قسمتی از ستون نفت است که هم تولید نفت می‌کند و هم تولید آب. بخش تدریجی، خود قابل تقسیم به دو بخش اقتصادی و غیراقتصادی است (شکل ۸-۳). بخش سوم یا بخش تولید 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 کلوژرهای 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 دیاژنزی 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.

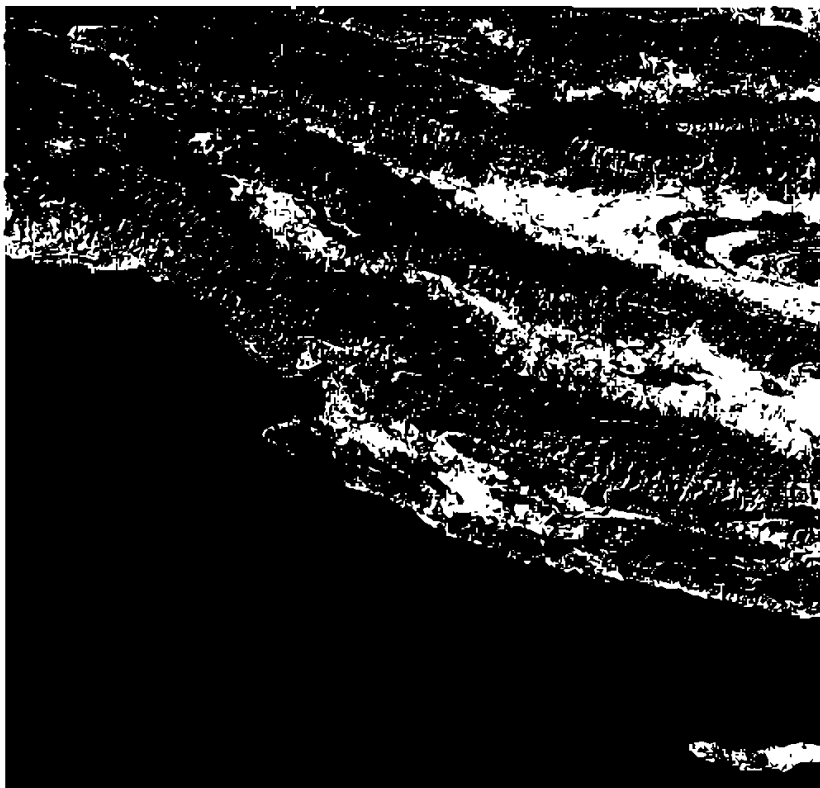
۸-۱-۱ نفتگیرهای ساختمانی (Structural Traps)

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:

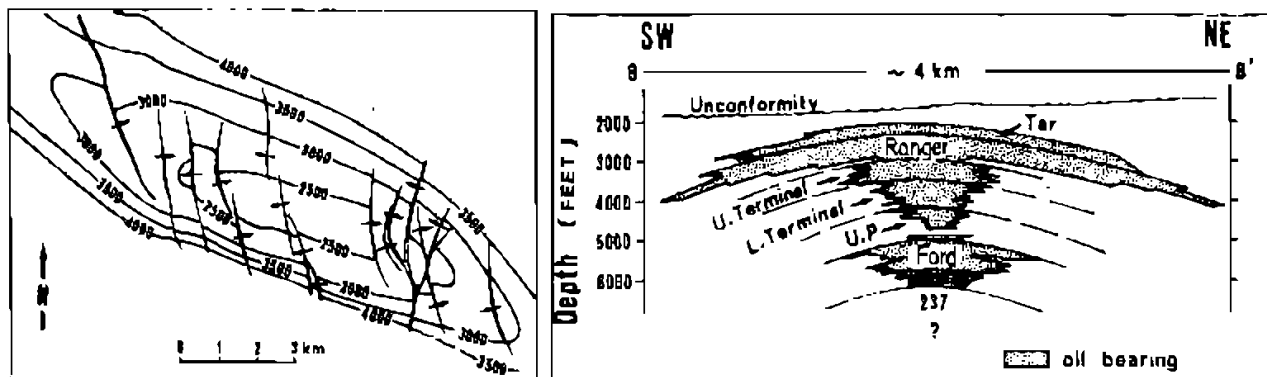
- ◀ آنهایی که تحت تاثیر نیروی فشارشی (compressional pressure) و در نهایت چین خوردگی حاصل می‌شوند (شکل ۸-۵).
- ◀ آنهایی که در اثر اختلاف در فشردگی (differential compaction) رسوبات شکل می‌گیرند (شکل ۸-۶).
- ◀ آنهایی که در ارتباط با فرآیندهای دیاپیریک (diapiric processes) می‌باشند.



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

شکل ۷-۸ - تصویر ماهواره‌ای بخشی از حوضه زاگرس

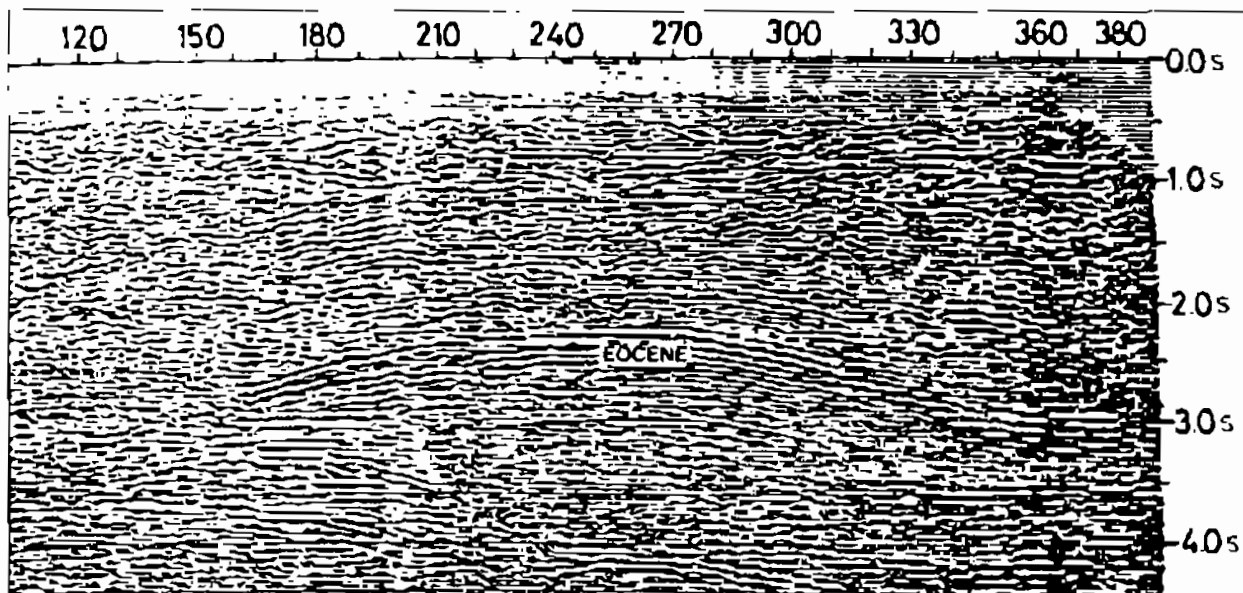
در میدان نفتی Wilmington در حوضه لوس‌آنجلس یک نفتگیر طاق‌دیس عظیم وجود دارد (شکل ۸-۸) که تقریباً ۵۰ کیلومتر طول و نزدیک به ۵ کیلومتر عرض دارد. شکل کلی این طاق‌دیس در این میدان به وسیله کانتورهای ساختمانی در شکل ۸-۸ نشان داده شده است. این نفتگیر طاق‌دیس توسط گسل‌هایی که در شکل دیده می‌شود بریده شده است.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

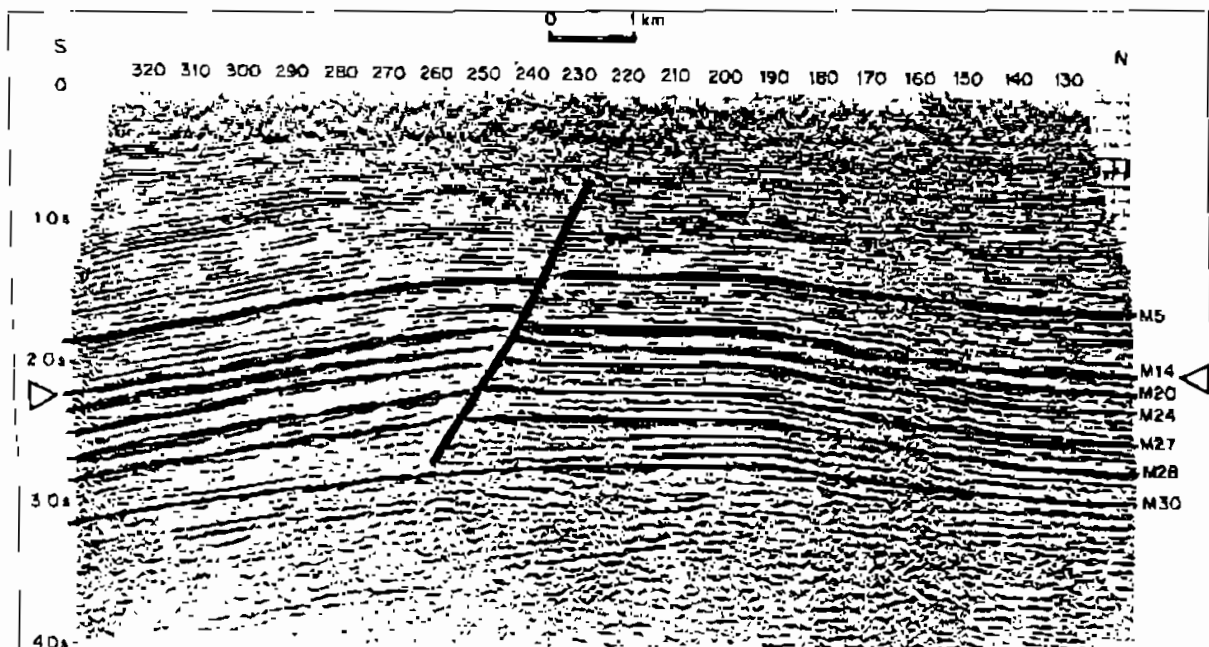
شکل ۹-۸ یک مقطع لرزه‌ای از طاق‌دیس خیلی ساده ترشیری در منطقه Potwar Plateau در شمال پاکستان را نشان می‌دهد. این مقطع نتیجه تکتونیک بعد از

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

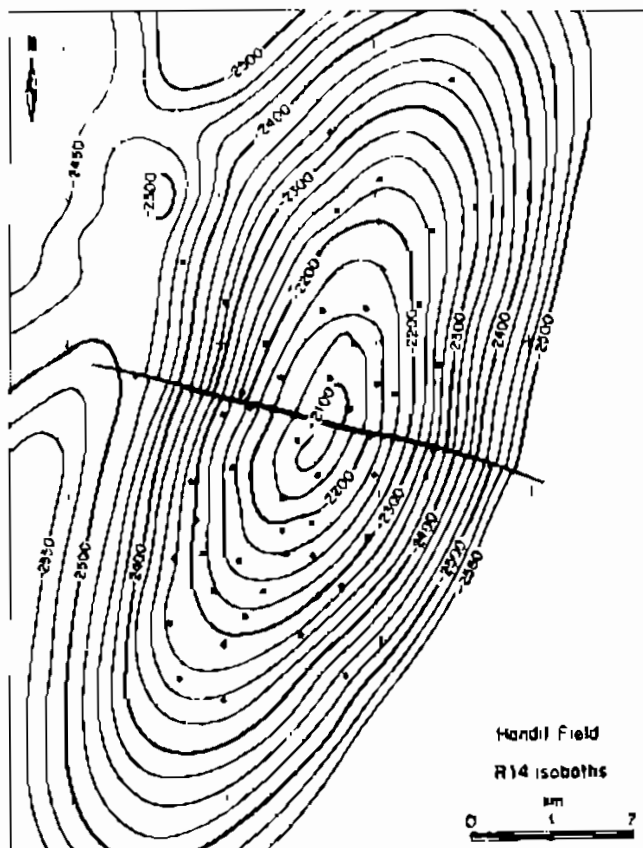


شکل ۸-۹ - یک طاق‌دیس ساده در منطقه Potwar Plateau در شمال پاکستان که در اثر نیروهای فشارتی حاصل شده است. سنگ‌های مخزن در لایه‌های کربناته اتوسن قرار دارند

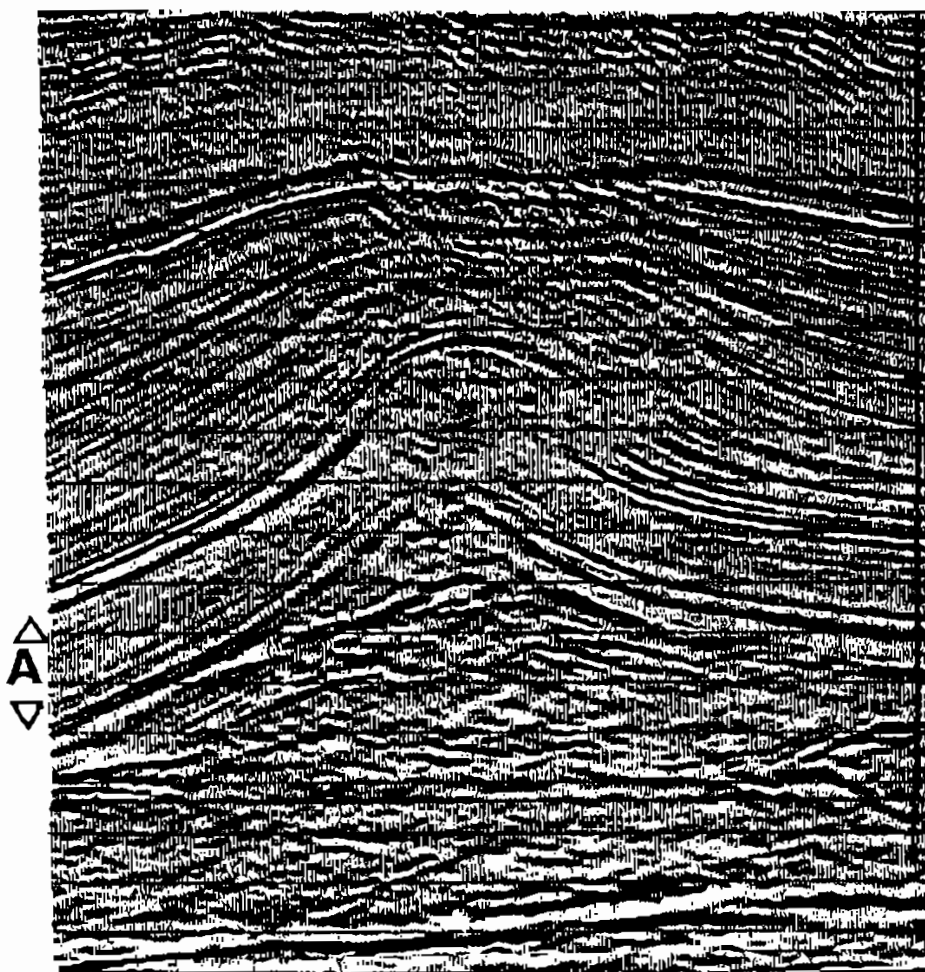
مثال خوب دیگر از اطلاعات لرزه‌ای، نفتگیر طاق‌دیزی ساده‌ای است که از میدان Handil در اندونزی است (شکل ۸-۱۰). نقشه کنتوری این میدان در شکل ۸-۱۱ مشاهده می‌شود. میدان، به وسیله یک گسل شرقی-غربی طویل به دو قسمت شمالی - جنوبی تقسیم می‌شود. این حوضه مربوط به سیستم دلتایی میوسن است.



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



شکل ۸-۱۱ - نقشه ساختمانی-کانتوری میدان Handil

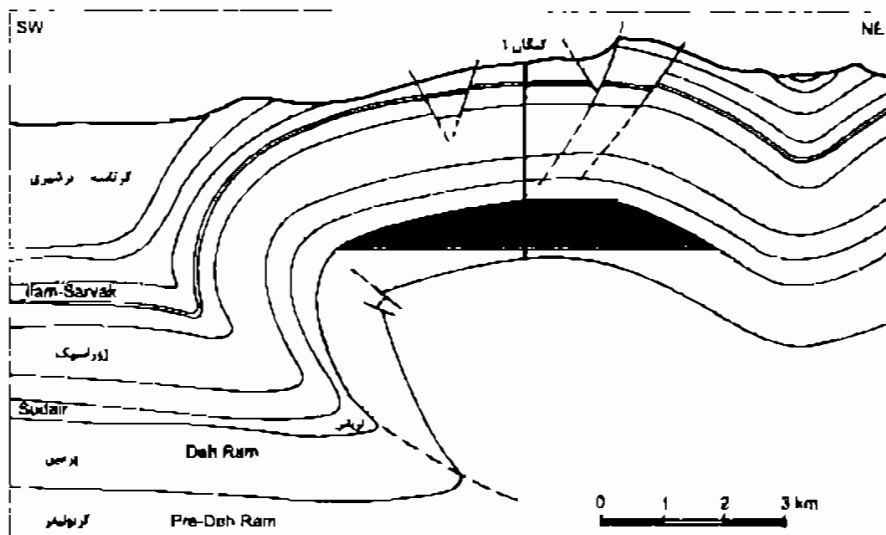


مقطع لرزه‌ای در شکل ۸-۱۲، مثالی دیگر از نفتگیرهای طاق‌دیس است. در این طاق‌دیس چین‌خورده، ضخامت قسمت لولای چین زیاد و در یال‌ها کم می‌شود که با A نشان داده شده است. این اینتروال، از سنگ‌های رستی است (مادستون تریاس) که به صورت پلاستیک چین‌خورده است.

شکل ۸-۱۲ - مقطع لرزه‌ای از دیگر نفتگیرهای طاق‌دیس

۸-۱-۱-۲ طاقدیس‌های وابسته به تراست

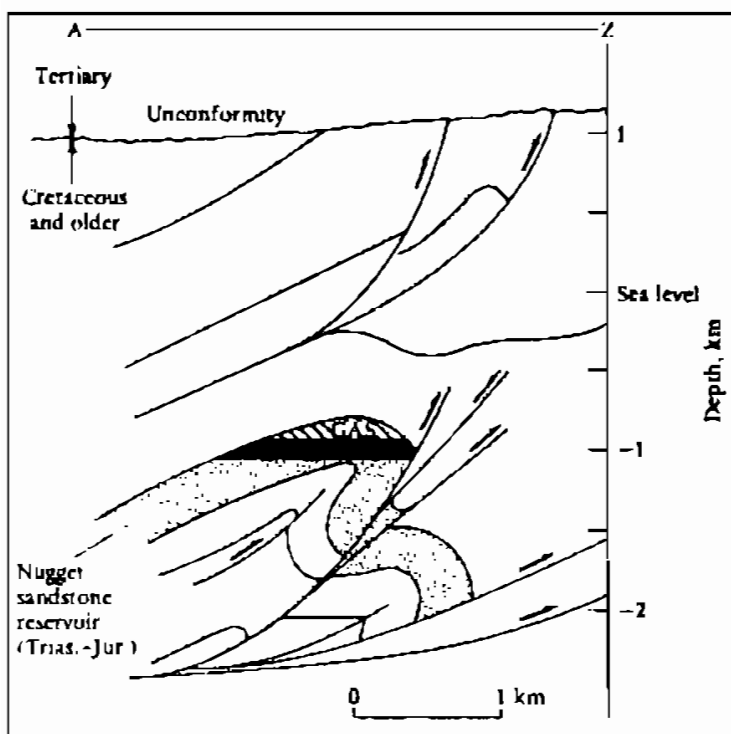
در نواحی که تغییر شکل‌های ساختمانی شدید وجود دارد، احتمال دارد که طاقدیس‌ها همراه با گسل‌های تراستی (thrust fault) باشند. در چنین حالتی نفتگیرها در طاقدیس‌های بالای صفحه تراست شکل می‌گیرند. اولین مثال از کشورمان و در میدان گازی کنگان می‌باشد (شکل



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

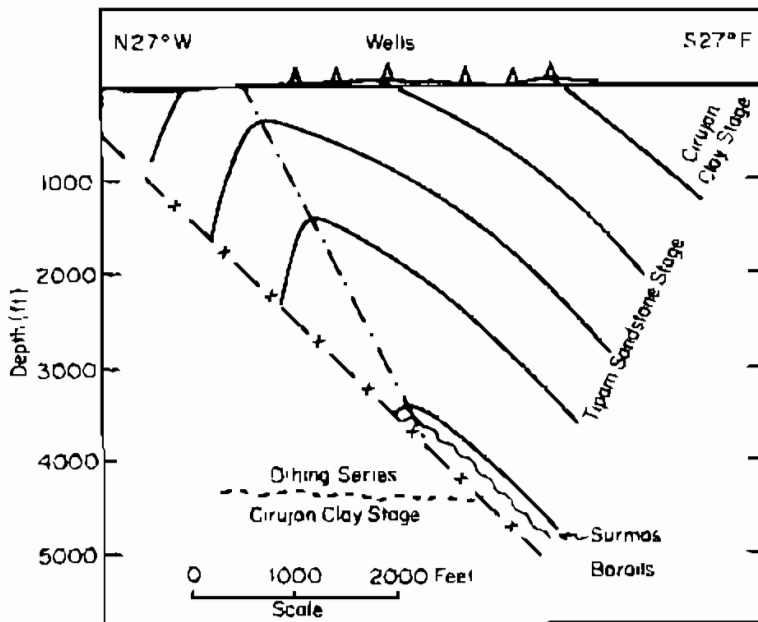
مثال دوم، در مخزن Painter Valley در وایومینگ است که یک طاقدیس نسبتاً بسته در زیر یک صفحه تراستی است که خودش توسط یک تراست در طول حاشیه جنوب شرقی محصور شده است (شکل ۸-۱۴). طاقدیس مزبور که یک طاقدیس برگشته است، خود در زیر



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 کمر بند 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

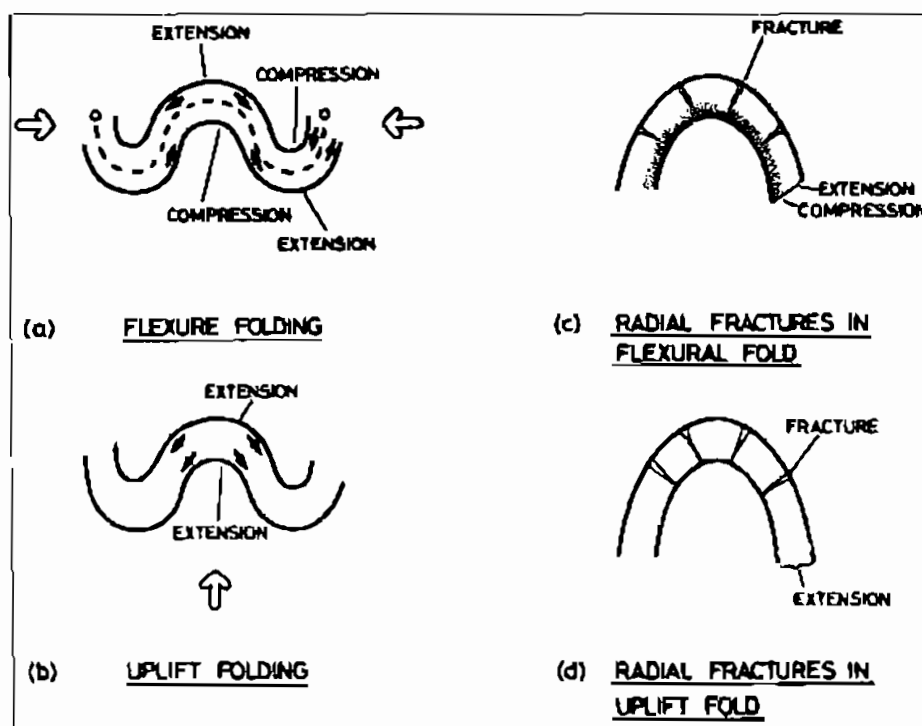


شکل ۸-۱۶ - مقطع لرزه‌ای از یک طاقدیس گسل معکوس خورده

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

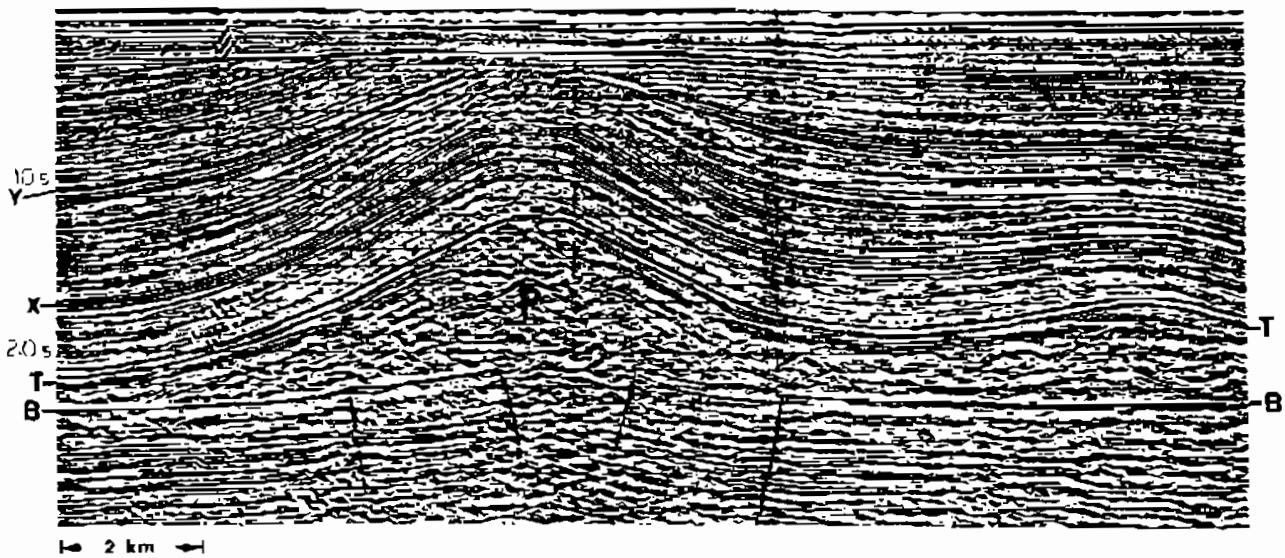
در شکل ۸-۱۷ (a) و (b) به ترتیب پروفیل‌های یک چین خمشی (flexure folding) و یک چین بالازدگی با زون‌های تنشی (stress zones) آن‌ها نمایش داده شده است. الگوی شکستگی نشان داده شده در شکل ۸-۱۷c، نتیجه بالازدگی نشان داده شده در شکل ۸-۱۷a می‌باشد. این شکستگی‌ها تمایل دارند که به صورت پیشرونده با افزایش تنش توسعه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

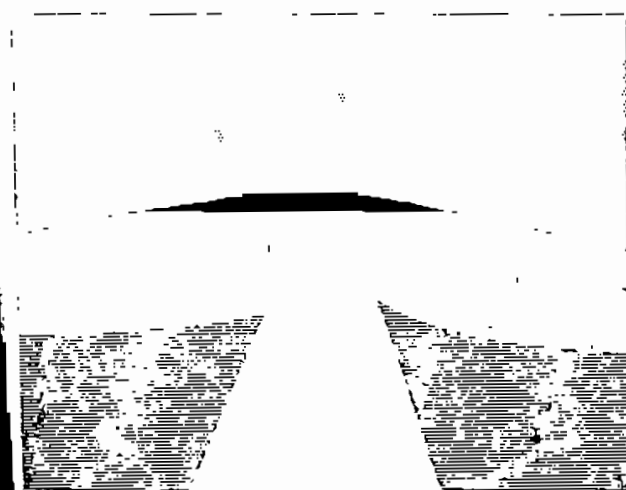


شکل ۸-۱۸ - تصویر لرزه‌ای از بلازدگی بعد از رسوبگذاری و همزمان با رسوبگذاری

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 گرابن (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 - نمایی از میدان Forties

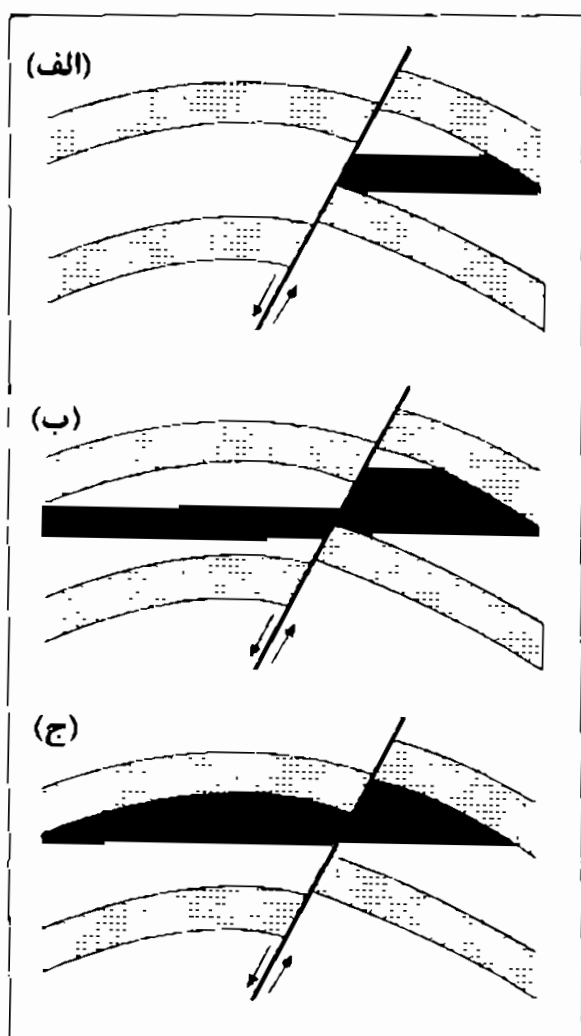
(شکل ۸-۱۹). این طاق‌دیس در لایه‌های پلیوسن جایی که مخازن ماسه‌ای به وسیله شیل‌های ترشیری پوشیده شده‌اند، توسعه پیدا کرده است. طاق‌دیس در بالای یک هورست متعلق به سنگ‌های ولکانیکی ژوراسیک میانی تشکیل شده است. سنگ منشأ به سن ژوراسیک پسین در حاشیه هورست قرار دارد.

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

۳-۱-۱-۸ 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 در (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.



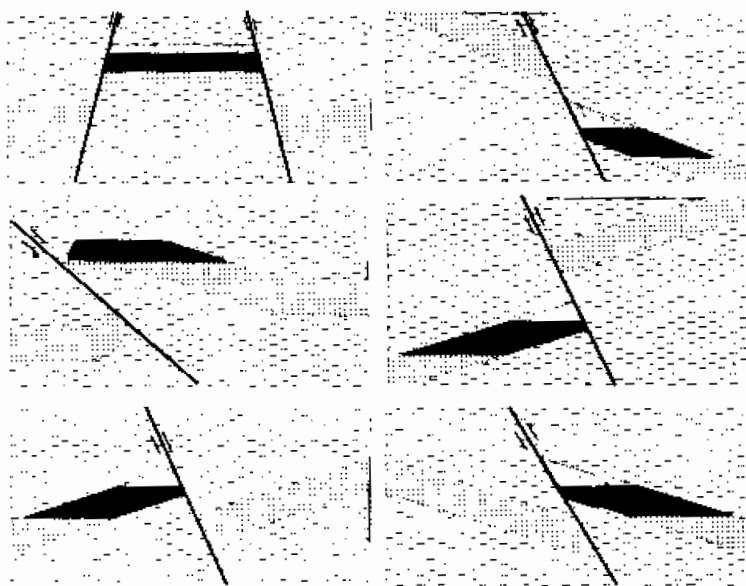
شکل ۸-۲۰ ارزیابی بسته یا باز بودن گسل‌های نرمال

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 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.

شکل ۸-۲۱ - شمای کلی نفتگیرهای گسلی

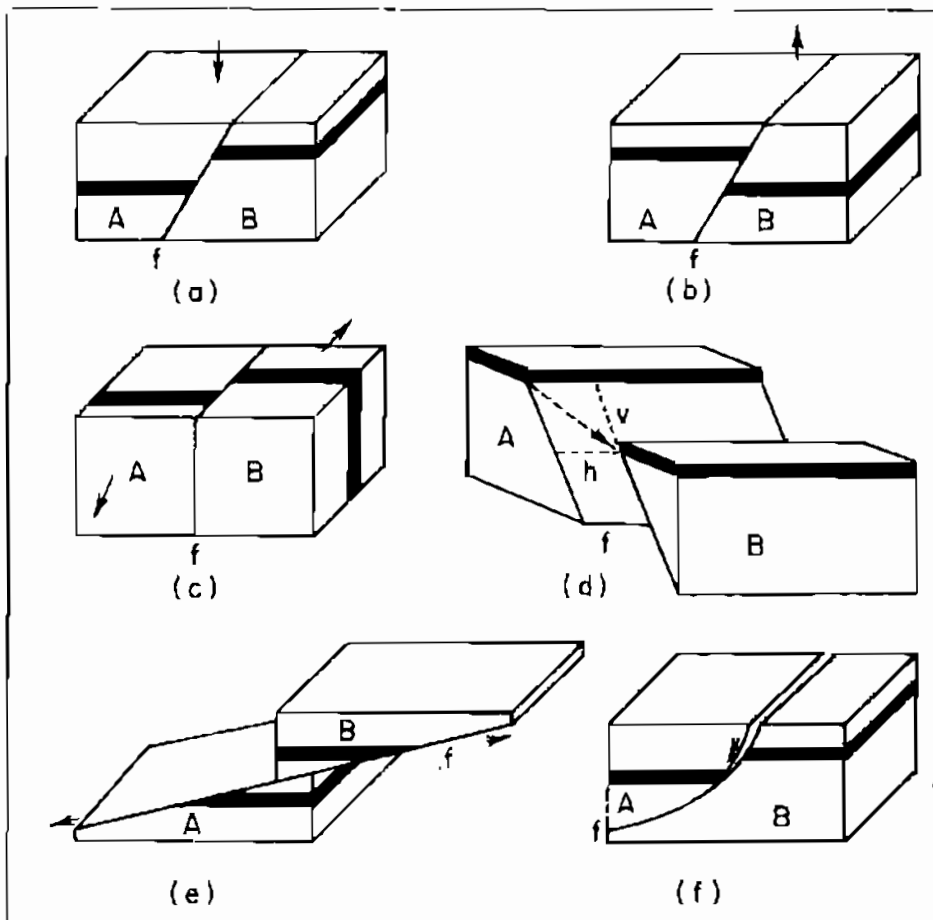
در اینجا به توضیح برخی از انواع گسل‌ها و نفتگیرهای وابسته به آن‌ها و شناسایی آن‌ها در مقاطع لرزه‌ای پرداخته می‌شود. یادآوری انواع گسل‌های اصلی، مبنی بر شکل و جهت و موقعیتشان، در شکل ۸-۲۲ نشان داده شده است.

۸-۱-۱-۲-۱ گسل نرمال (Normal Fault)

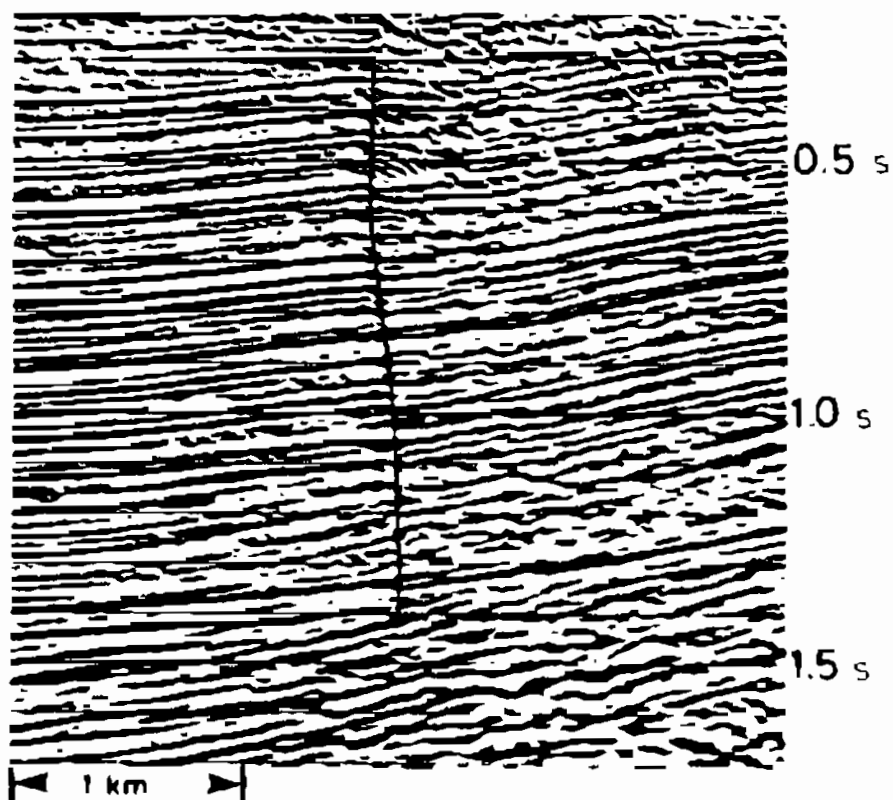
در گسل نرمال (شکل ۸-۲۲a) شیب صفحه گسل به طرف بلوک پایین افتاده است. در این نوع گسل، لایه رویی نسبت به لایه زیرین، به طرف پایین حرکت می‌کند. شکل ۸-۲۳ یک گسل نرمال را نشان می‌دهد. همان‌طوری که در این شکل دیده می‌شود، جابجایی‌ها به صورت نرمال اتفاق افتاده است.

۸-۱-۱-۲-۲ گسل معکوس (Reverse Fault)

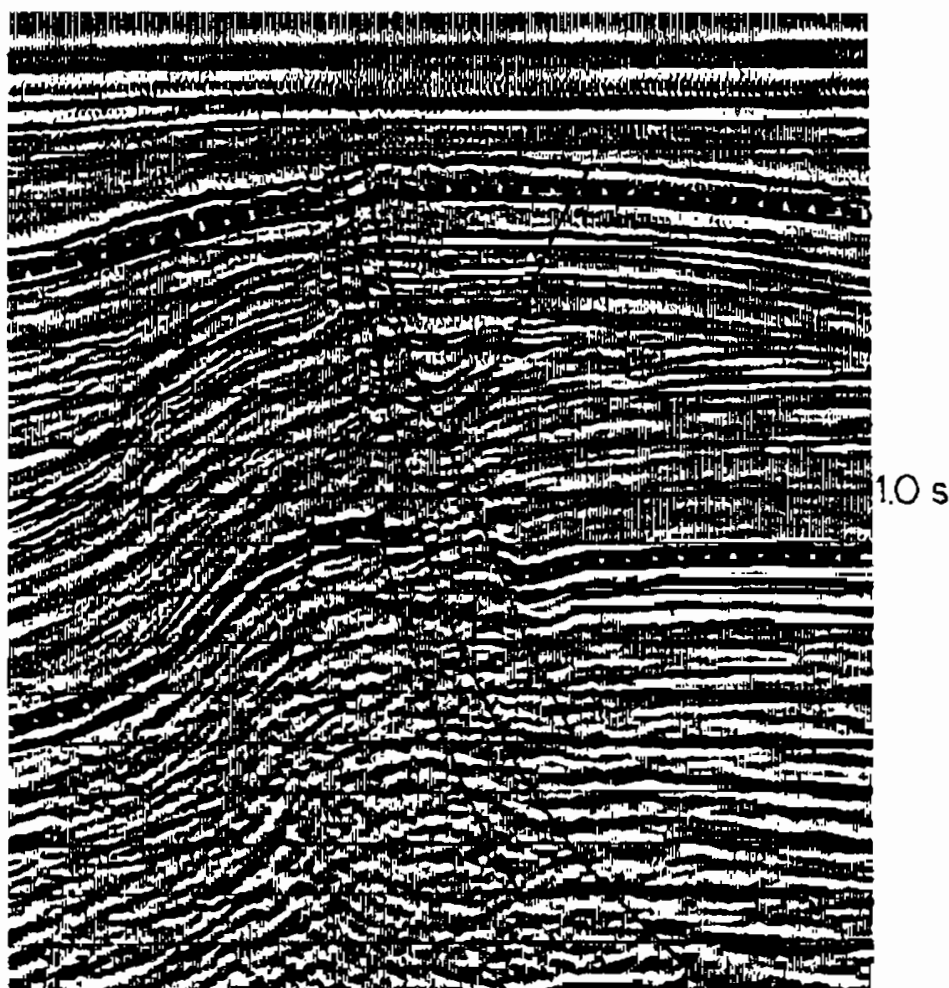
در این نوع گسل حرکت نسبی بلوک‌های گسلی، مخالف حرکت بلوک‌های گسل نرمال است. در این نوع گسل‌ها دیواره بالایی نسبت به دیواره پایینی به سمت بالا حرکت می‌کند و شیب صفحه گسل به سمت بلوک بالایی است (شکل ۸-۲۲b). به طور کلی، صفحه گسل معکوس، شیبی بیشتر از ۴۵ درجه دارد (اگر کمتر از ۴۵ درجه باشد، گسل تراستی است).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



شکل ۸-۲۲ - بلوک دیاگرام انواع گسل‌های اصلی



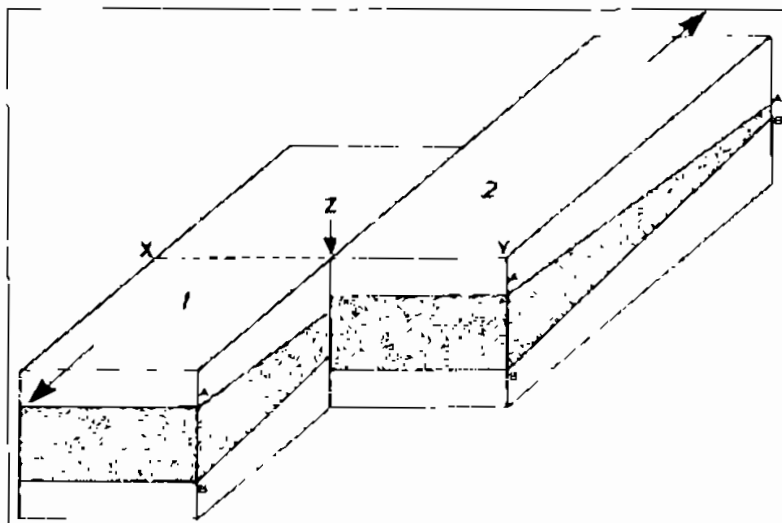
شکل ۸-۲۳ - نیمرخ لرزه‌ای که اثر یک گسل نرمال یا جابجایی کم را نشان می‌دهد



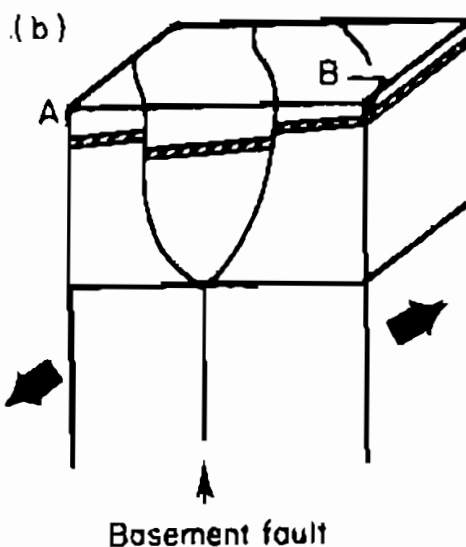
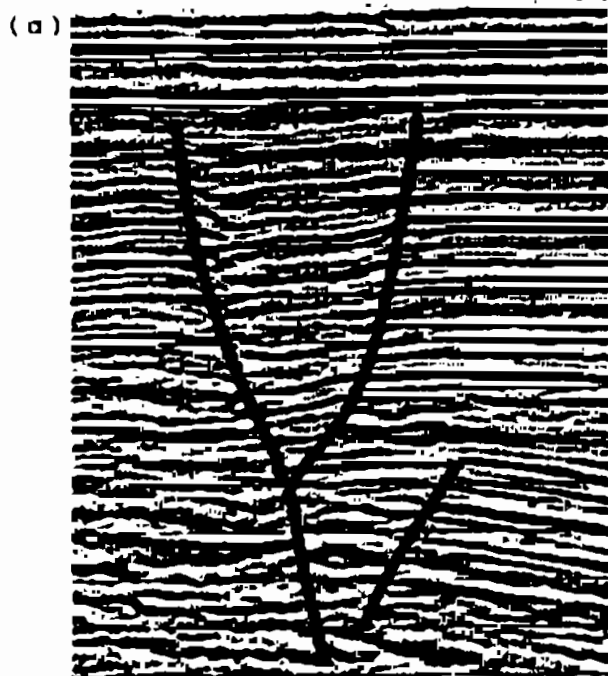
شکل ۸-۲۴ - مثال لرزه‌ای از یک رزون گسل خورده که در بخش‌های کم عمق معکوس و در عمق نرمال به نظر می‌رسد این از ویژگی‌های گسل راستالغز است

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



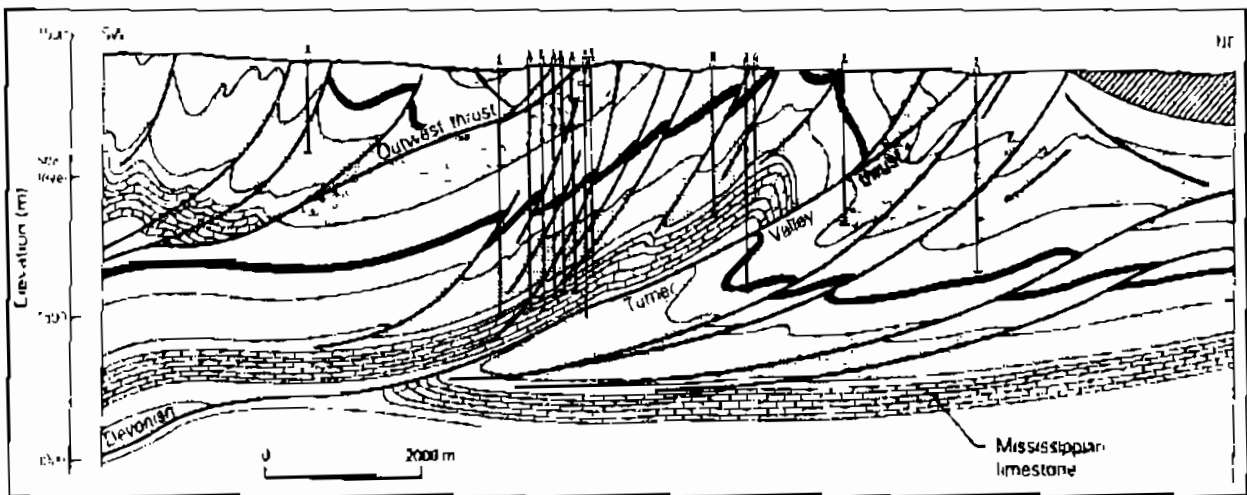
شکل ۸-۲۶ - مقطع لرزه‌ای (a) و بلوک دیاگرام (b) ساختار گل لاله‌ای



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 آمریکا. شکل ۸-۲۸ یک گسل تراستی را نشان می‌دهد.

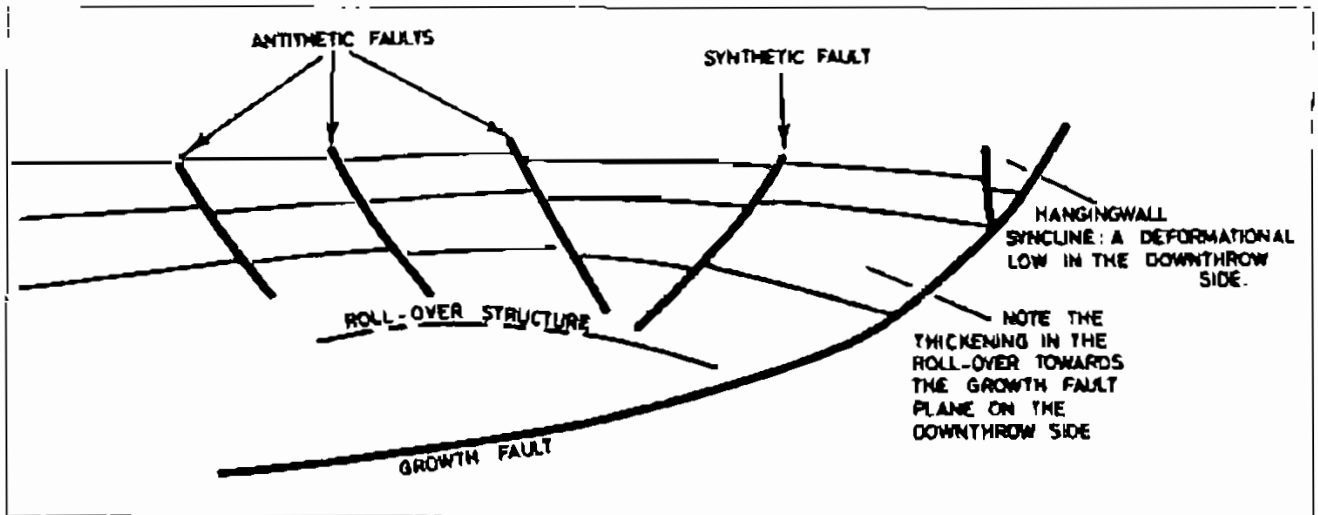


شکل ۸-۲۸ - نیمرخ زمین‌شناسی یک گسل تراستی که سبب شکل‌گیری نفتگیرهای متعددی شده است

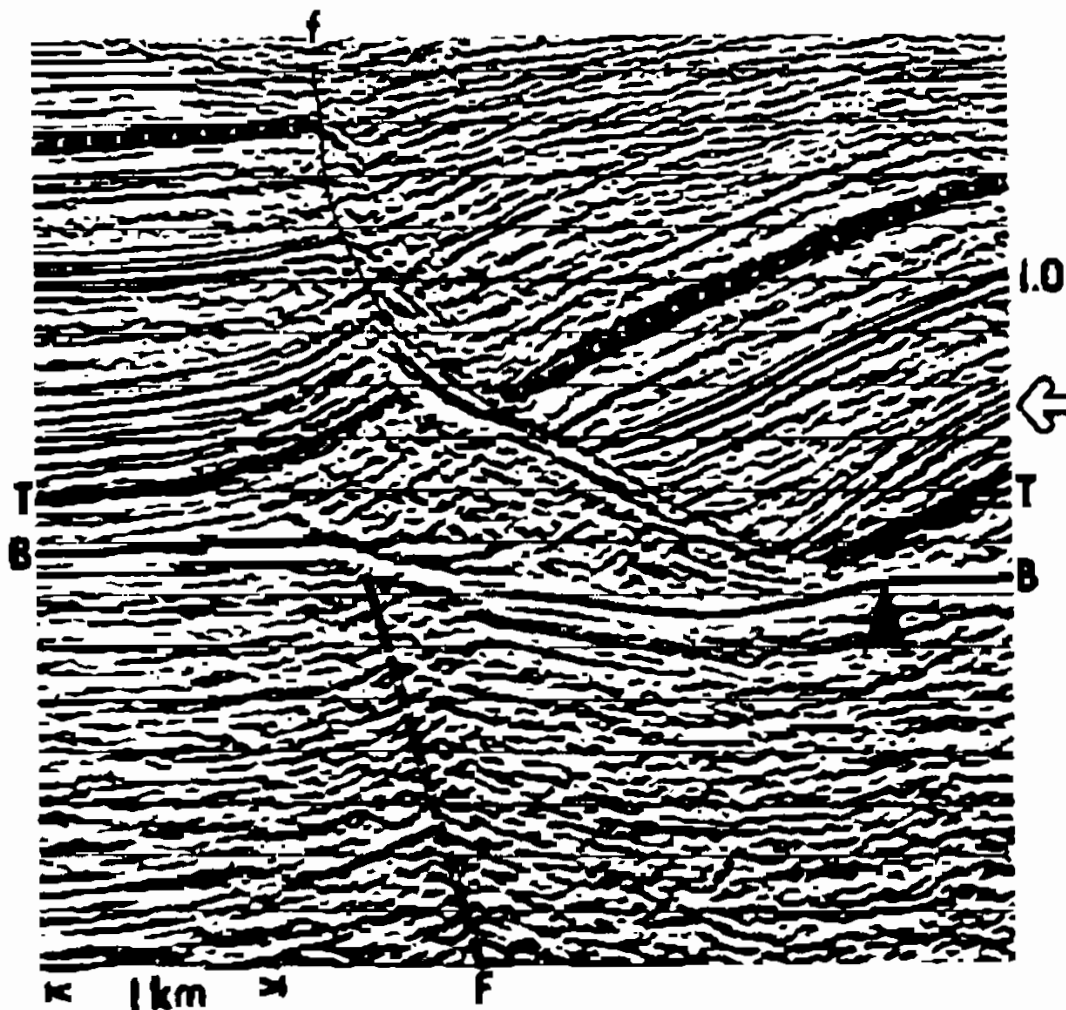
۸-۱-۱-۲-۵ گسل رشدی (Growth Fault)

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 تفرع 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).



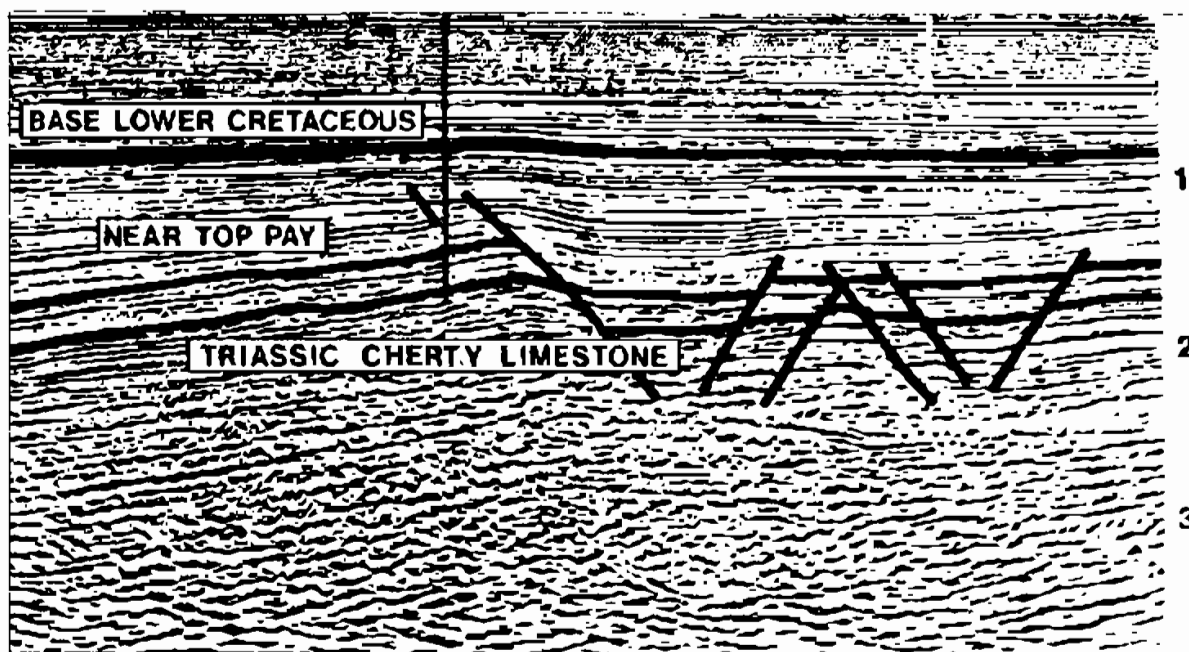
شکل ۸-۲۹ - شمایی از شکل هندسی و اصطلاحات یک گسل رشدی



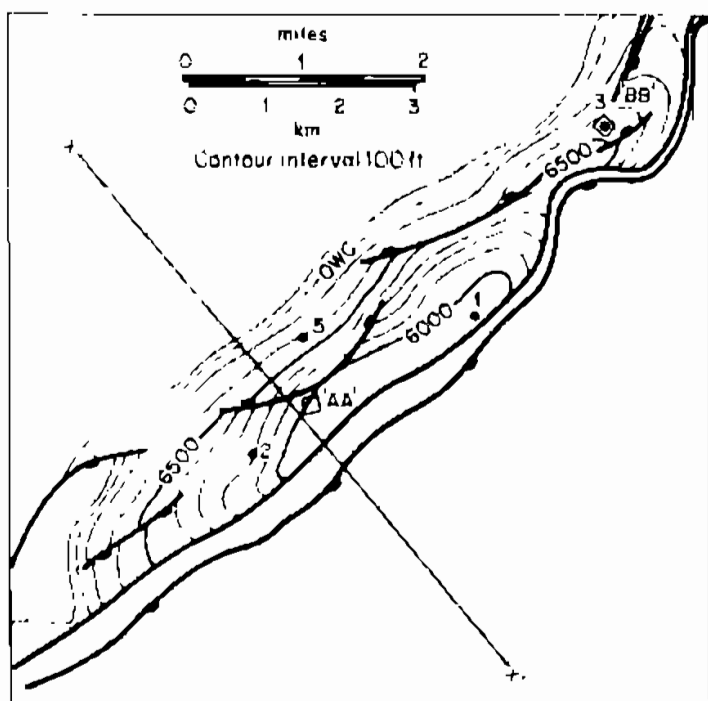
شکل ۸-۳۰ - مقطع لرزه‌ای از یک گسل رشدی لیستریک که در اثر جابجایی لایه نمکی BT حاصل شده است

مثال‌هایی از نفتگیرهای گسلی

شکل ۸-۳۱ مقطع عرضی لرزه‌ای میدان نفتی Beatrice در دریای شمال است. مخزن شامل توالی شیلی ماسه‌سنگی رودخانه ای-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

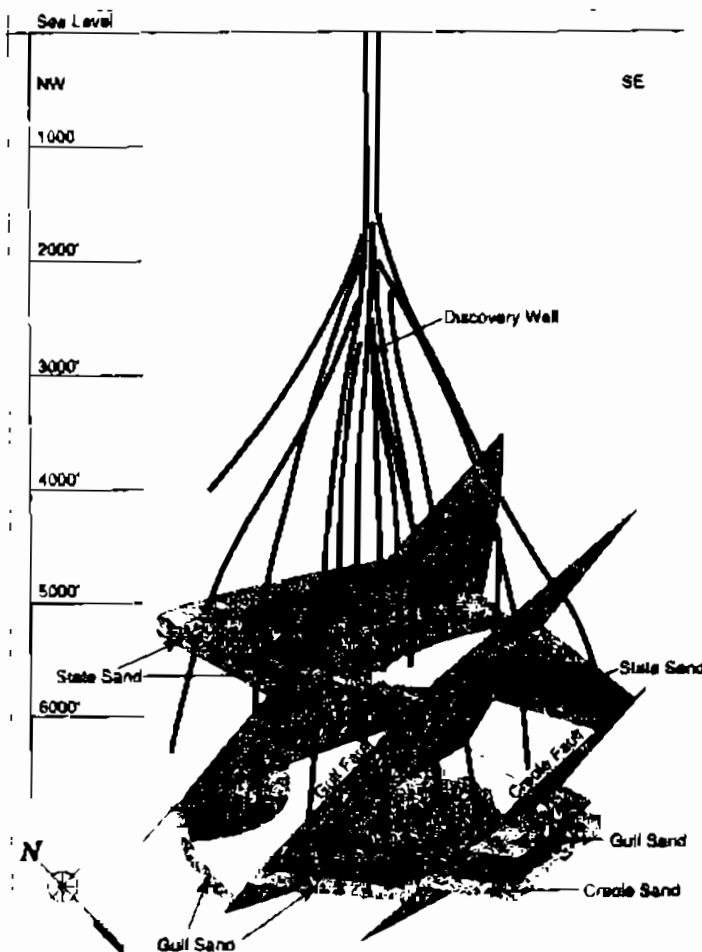


شکل ۸-۳۲ - نقشه کانتوری ساختمانی میدان نفتی Beatrice در دریای شمال



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

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



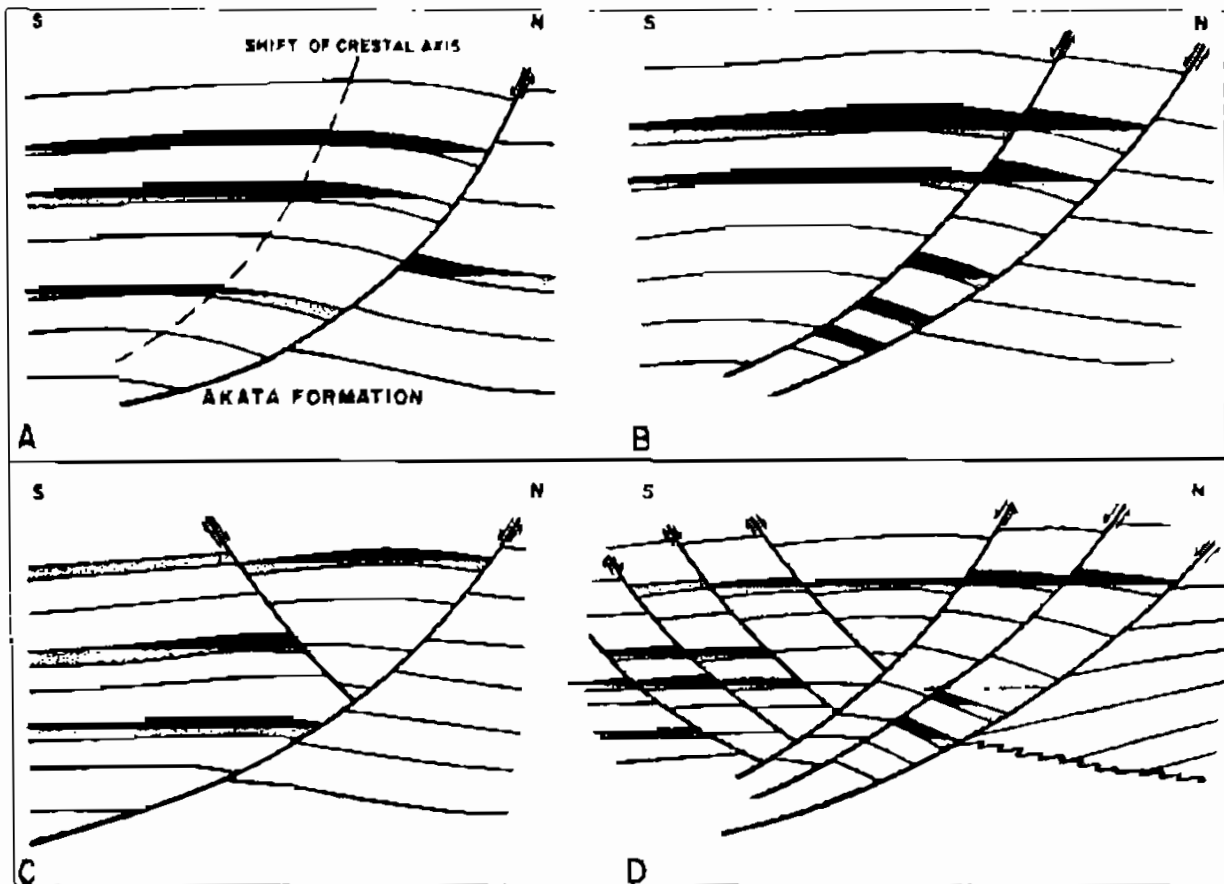
نفتی Creole در نواحی دور از ساحل (offshore) لوئیزیانا نشان می‌دهد. در این میدان، همان‌طوری که در شکل دیده می‌شود، سه گل اصلی لایه‌های مخزنی ماسه‌سنگی را بریده و آن‌ها را در مقابل لایه‌های شیلی قرار داده است. در این میدان چاه‌های متعددی از یک پلاتفرم وارد سنگ‌های مخزن شده است.

شکل ۸-۳۴ - نفتگیر گسلی در حوضه Gulf Coast در میدان نفتی Creole لوئیزیانا

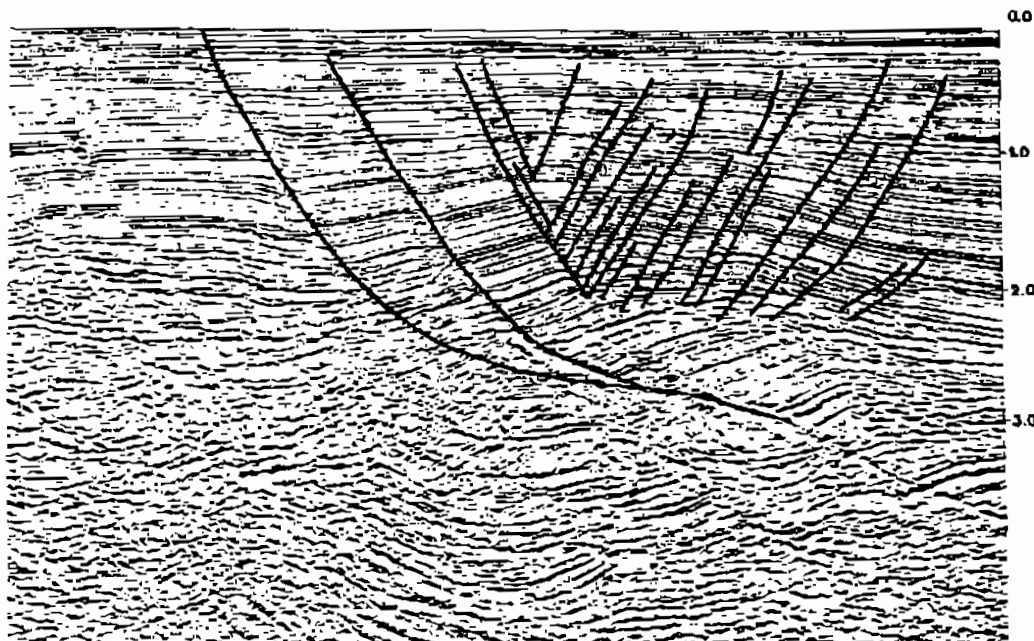
مثال‌هایی از نفتگیرهای گسل رشدی

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.

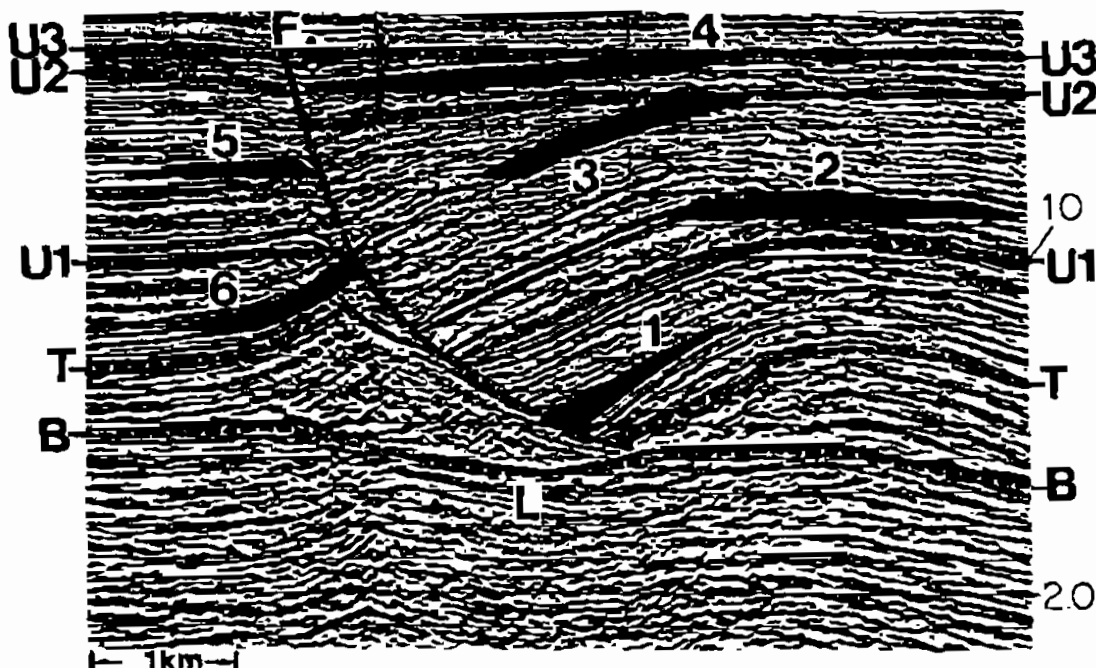


شکل ۸-۳۵ - انواع مختلف ساختمان‌های دلتای نیجر. (A) طاقدیس غلطیده با گسل رشدی ساده، (B) طاقدیس غلطیده با چندین گسل رشدی، (C) طاقدیس غلطیده با گسل رشدی و متقاطع، (D) گسل‌های رشدی و متقاطع متعدد



شکل ۸-۳۶ - مقطع لرزه‌ای از گسل‌های رشدی و مقاطع 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 طاق‌دیسی 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 (U3, U2). 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

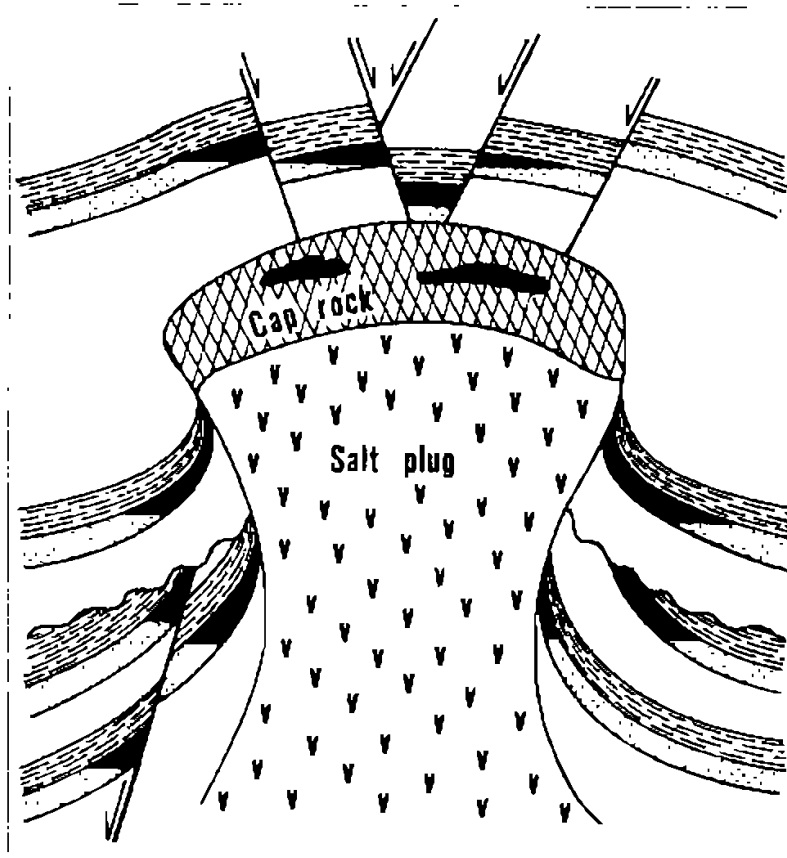
۸-۱-۲ دیاپیرها (Diapirs)

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 تکتونیک‌کی 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 انباشنه شدن نفت می‌شود.

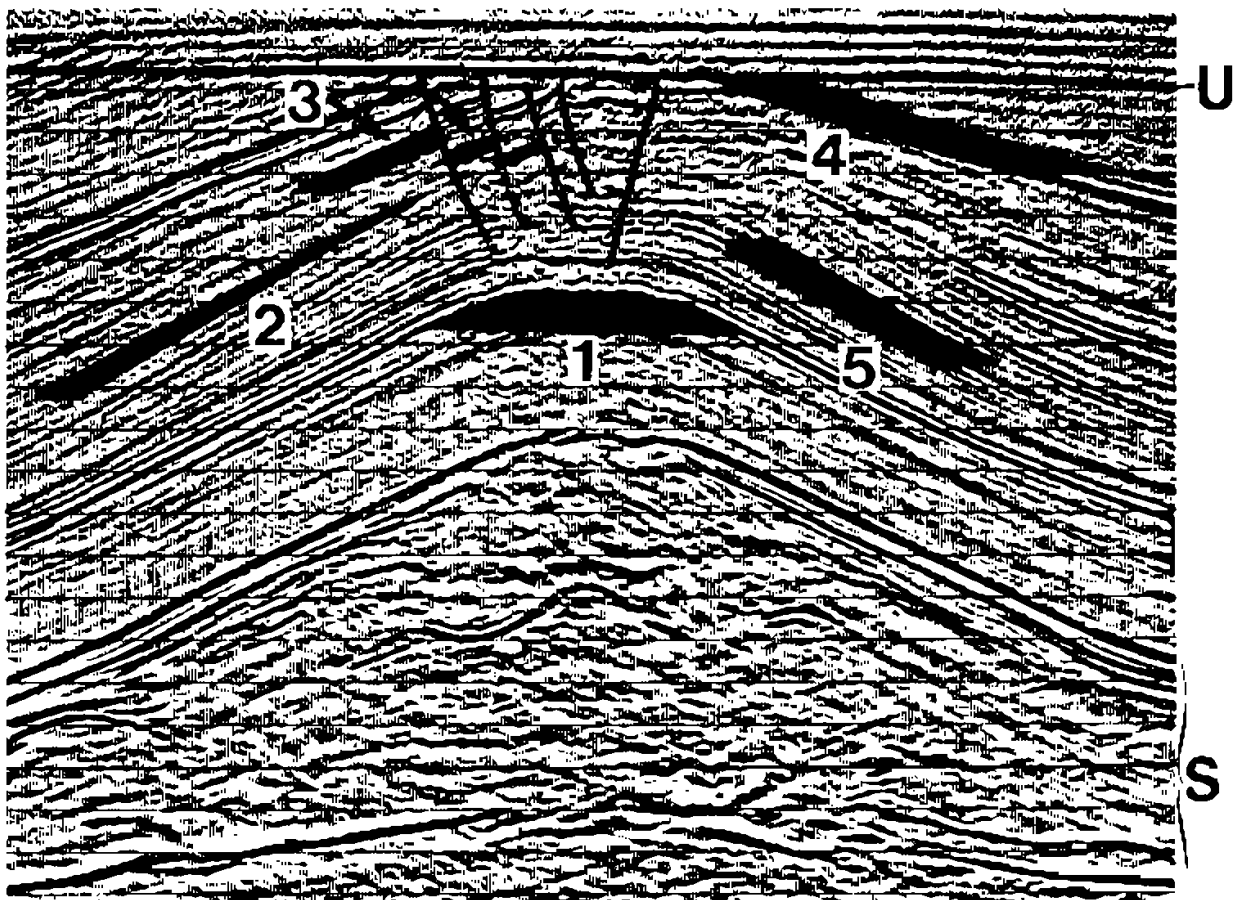
ساختمان‌های گنبد‌های گلی هم ممکن است تولید نفتگیرهای هیدروکربنی کنند. گاهی اوقات دیاپیرهایی از رس‌ها، همانند گنبد‌های نمکی، به طبقات جوان چگال‌تر نفوذ می‌کنند به‌طوری‌که گاهی اوقات به صورت گلفشان (mud volcano) به سطح زمین هم می‌رسند. در رسوبات ضخیم حوضه خزر و نیز در ناحیه مکران گلفشان به وفور مشاهده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

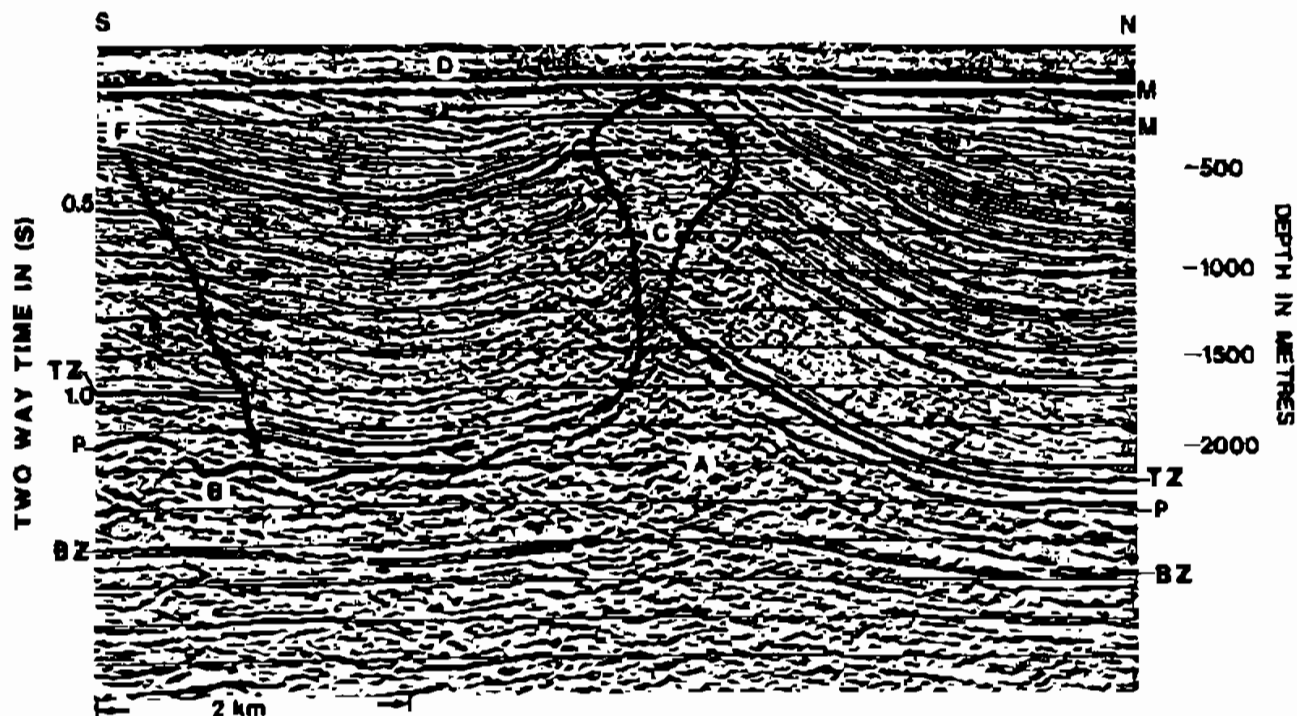


شکل ۸-۳۹ - موقعیت احتمالی نفتگیرهای با همراه گنبد نمکی در یک مقطع لرزه‌ای

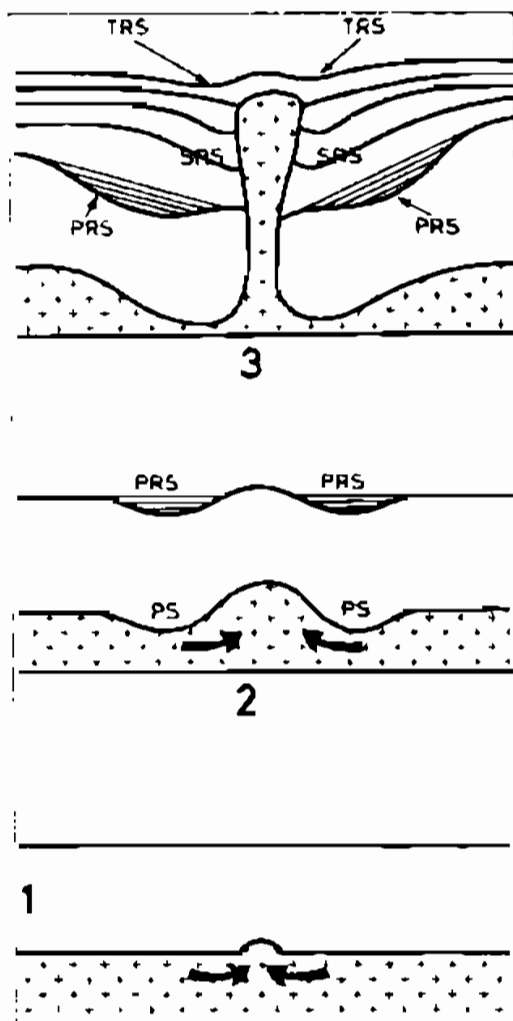
در شکل ۸-۳۹ نفتگیر نوع ۱ ساده‌ترین مدل است که نتیجه بالا آمدن لایه‌ها به وسیله لایه نمکی (S) شکل می‌گیرد. نفتگیر نوع ۲، یک لایه مخزنی نازک‌شونده به طرف بالای شیب، در روی یال چین است که نتیجه تغییر رخساره به طرف بالا است، با این فرض که این لایه به وسیله پوش‌سنگ احاطه شده است. نفتگیر نوع ۳ یک سری نفتگیر 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 موینگی 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.

۱-۲-۲-۱ دی‌پایپرسم 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 دی‌پایرنمکی یا ساختمان‌های نفوذی شناخته شده‌اند. در شکل ۸-۴۰ مقطع لرزه‌ای از یک دی‌پایرنمکی (C) نشان داده شده است. دی‌پایپر از یک لایه نمکی (A) که بین افق‌های BZ و TZ قرار دارد، توسعه یافته است. فرونشست مشخصی در دو طرف دی‌پایپر دیده می‌شود که به دلیل جریان نمک BZ-TZ از هر دو طرف به داخل دی‌پایپر است. در سمت چپ تصویر، فرونشست به علت عقب‌نشینی نمک به داخل دی‌پایپر باعث ایجاد یک گسل نرمال (F) شده است. شکل ۸-۴۱ مراحل ساده شده حرکت نمک را نشان می‌دهد. دی‌گرام ۱، یک بالا آمدگی اولیه لایه نمک را نشان می‌دهد که با بعضی دلایل غیر مشخص، رخ داده است. دی‌گرام 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 دی‌گرام ۳، گنبد نمکی یک دی‌پایپر شده است که در داخل لایه‌های دیگر نفوذ کرده است. با شکل‌گیری دی‌پایپر، 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 دی‌پایپر زیاد است، پر می‌شود. توجه شود که در مقایسه، رسوبات PRS، به طرف دی‌پایپر، نازک می‌شوند.



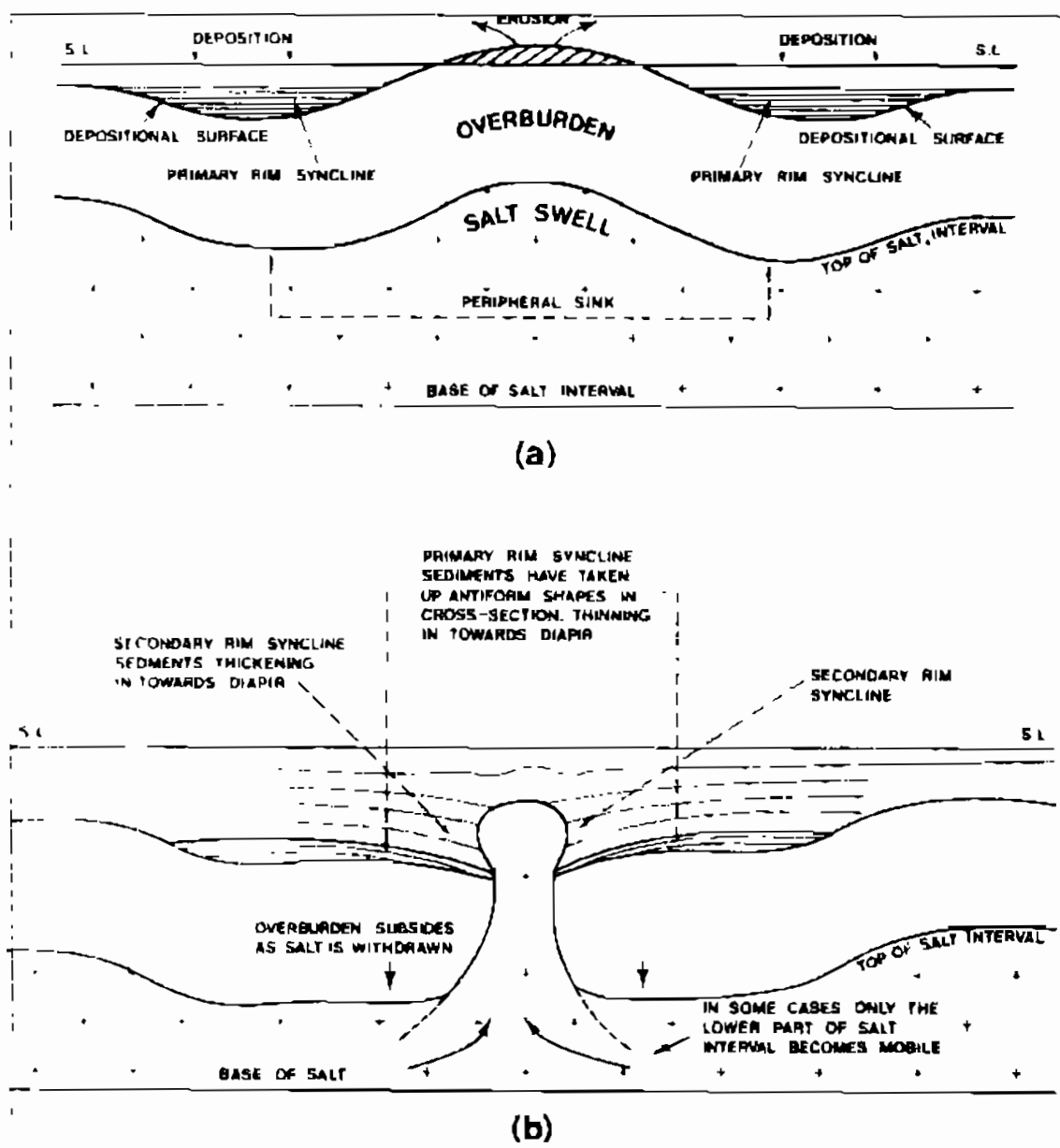
شکل ۸-۴۰ - مقطع لرزه‌ای از یک دیابیرنمکی



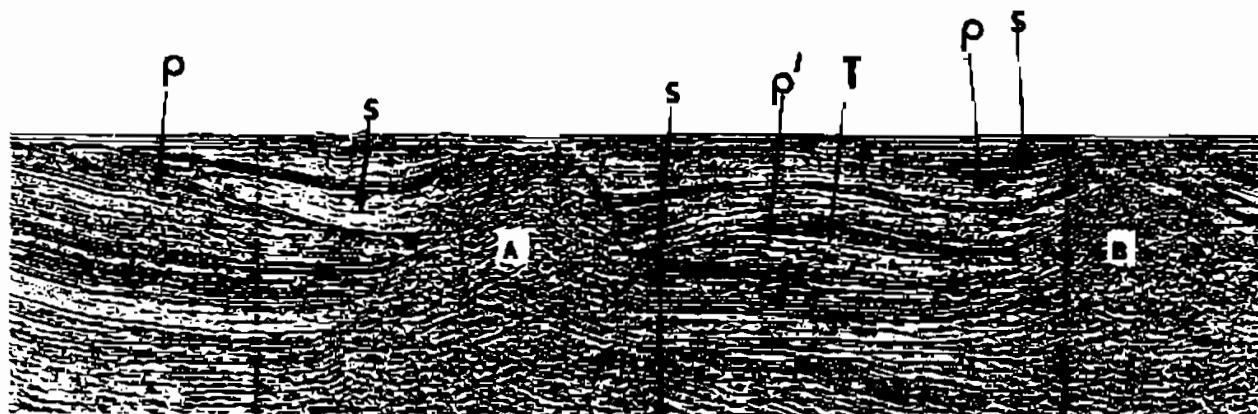
رسوبات ناودیس حاشیه‌ای اولیه از نظر اکتشافی اهداف با ارزشی هستند چرا که غالباً محتوی واحدهای لیتولوژیکی دانه درشت هستند که ممکن است تخلخل اولیه خوبی داشته باشند. در طرح موجود در شکل ۸-۴۱ پیشنهاد شده که فرونشست همراه با توسعه SRS ممکن است سبب شود که تقریباً نیمی از رسوبات PRS به طرف دیابیر کج شود و در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

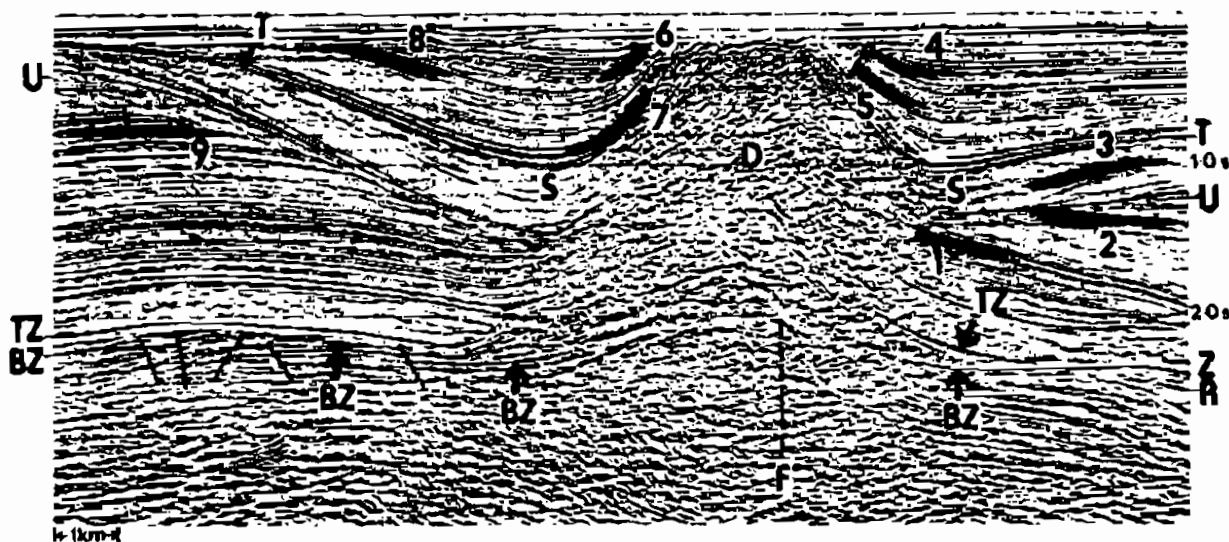


شکل ۸-۴۳ - مقطع لرزه‌ای که دو دیاپیر نمکی (A, B) با ساختمان نیمه لاک‌پشتی نامتقارن بین آن‌ها را نشان می‌دهد. عدم تقارن به دلیل این است که دیاپیر B دیرتر از A گسترش یافته است. P= ناودیس حاشیه‌ای اولیه و S= ناودیس حاشیه‌ای ثانویه

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 هم‌شکل 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 نیم‌لاک‌پستی 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 تقسیم بندی 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:

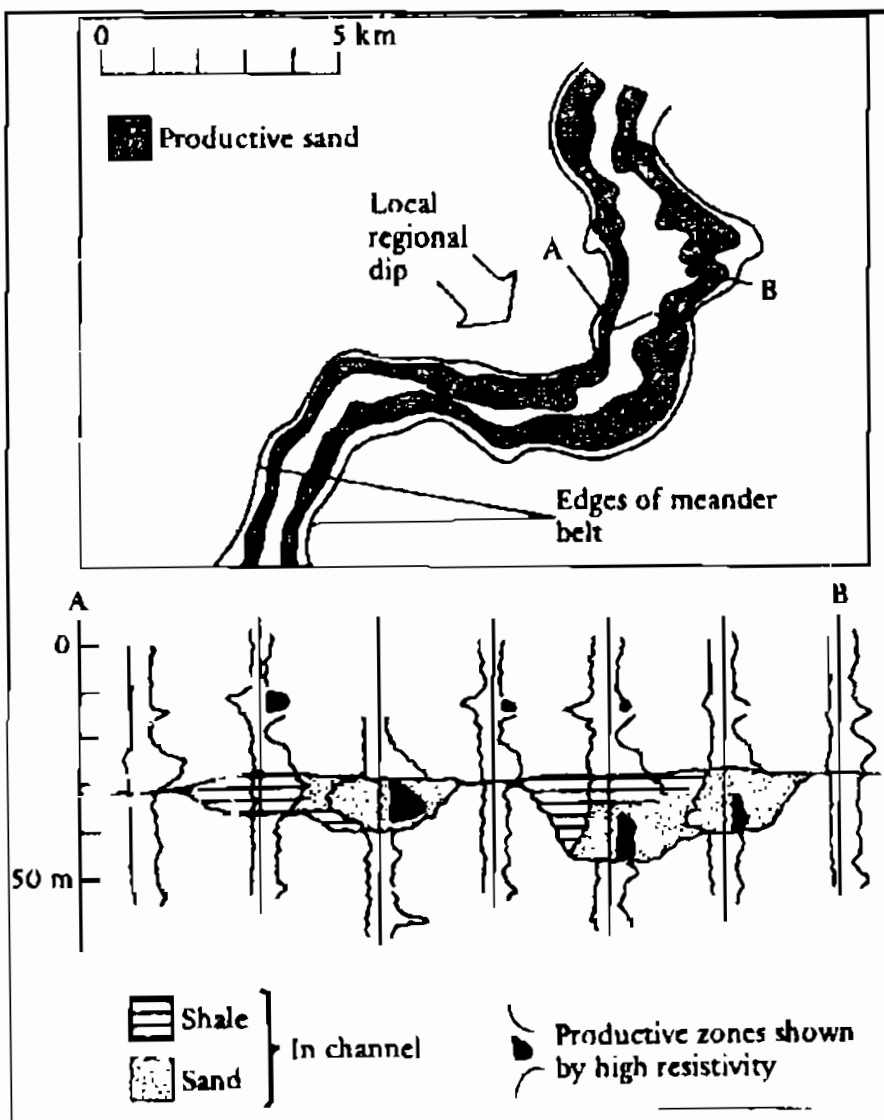
- آنهایی که ناشی از فرآیندهای رسوبگذاری هستند و
- آنهایی که در اثر فرآیندهای دیاژنزی شکل گرفته‌اند.

۱-۱-۳-۱-۸ 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 ماکزیمم ضخامت آن هم به ۱۵ متر می‌رسد. در روی نقشه، مآندر بودن این کانال به وضوح مشخص است (شکل ۴۵-۸ بالا). مقطع عرضی تهیه شده از این میدان نشان می‌دهد که فقط قسمتی از کانال به وسیله ماسه پر شده و

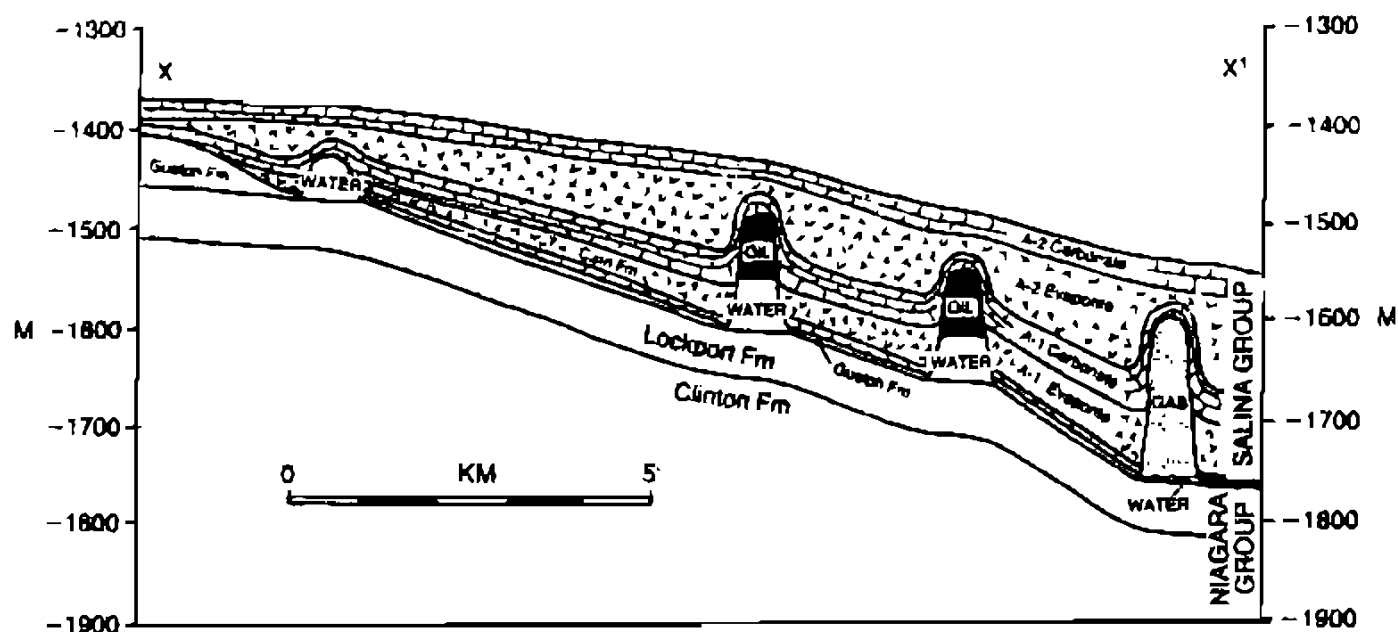
بقیه توسط رس پوشیده شده است (شکل ۴۵-۸ پایین). همان‌طوری که در شکل دیده می‌شود، منحنی‌های SP بدست آمده از لاگ‌های چاه، توالی‌هایی به سمت بالاریز شونده پوینت بارها را نشان می‌دهد که در واقع بیانگر سیستم رسوبی کانال‌های مآندری است.



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

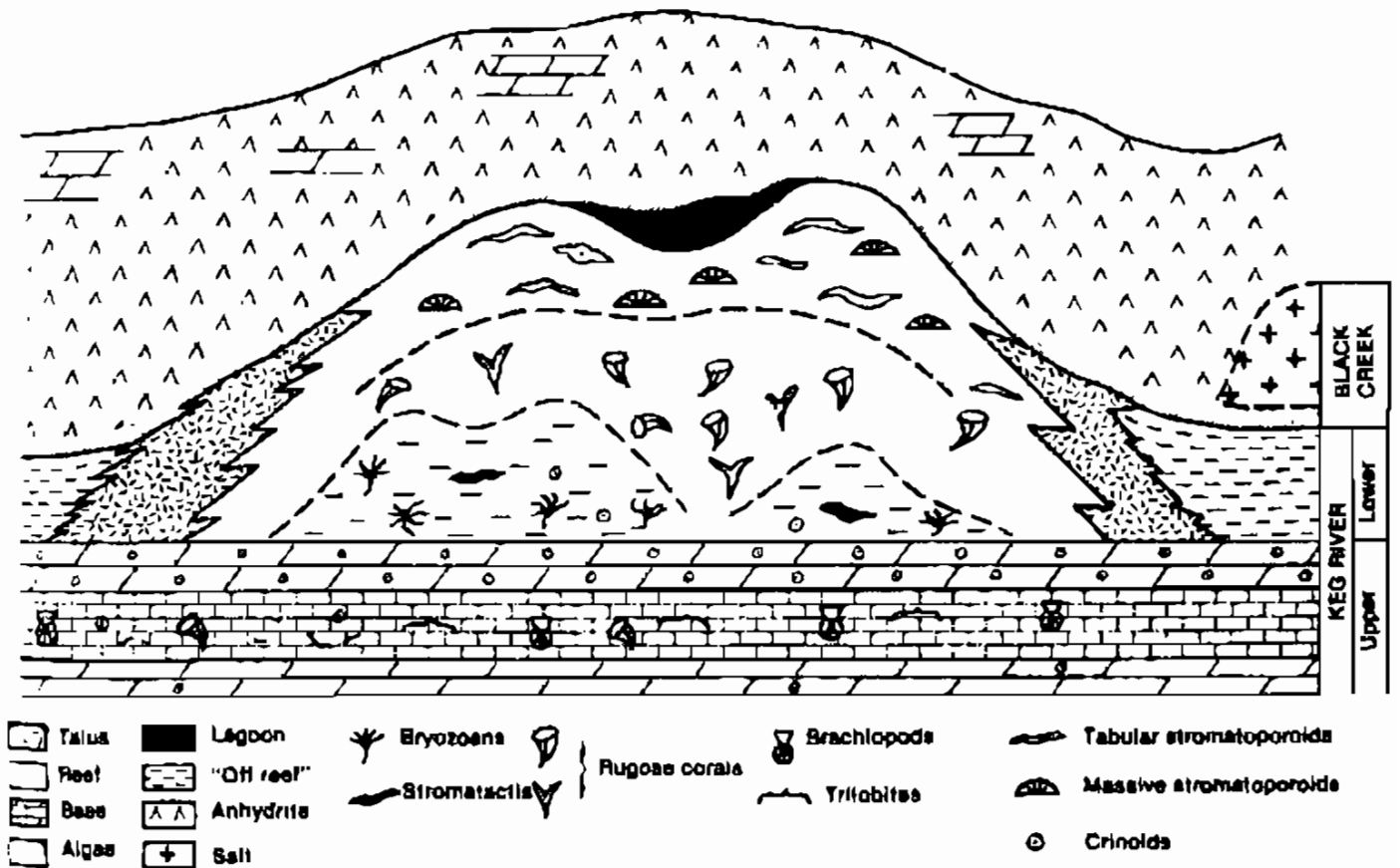
میدان نفتی South Glenrock دو نکته مهم در مورد نفتگیرهای چینه‌ای کانالی را نشان می‌دهد، یکی محدودیت وسعت و ضخامت آن‌ها که مبین این است که این مخزن‌ها نمی‌توانند ذخیره عظیمی داشته باشند و دوم اینکه فقط قسمتی از کانال که به وسیله ماسه پر شده به عنوان مخزن عمل می‌کند و بقیه کانال که به وسیله رس پر شده است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



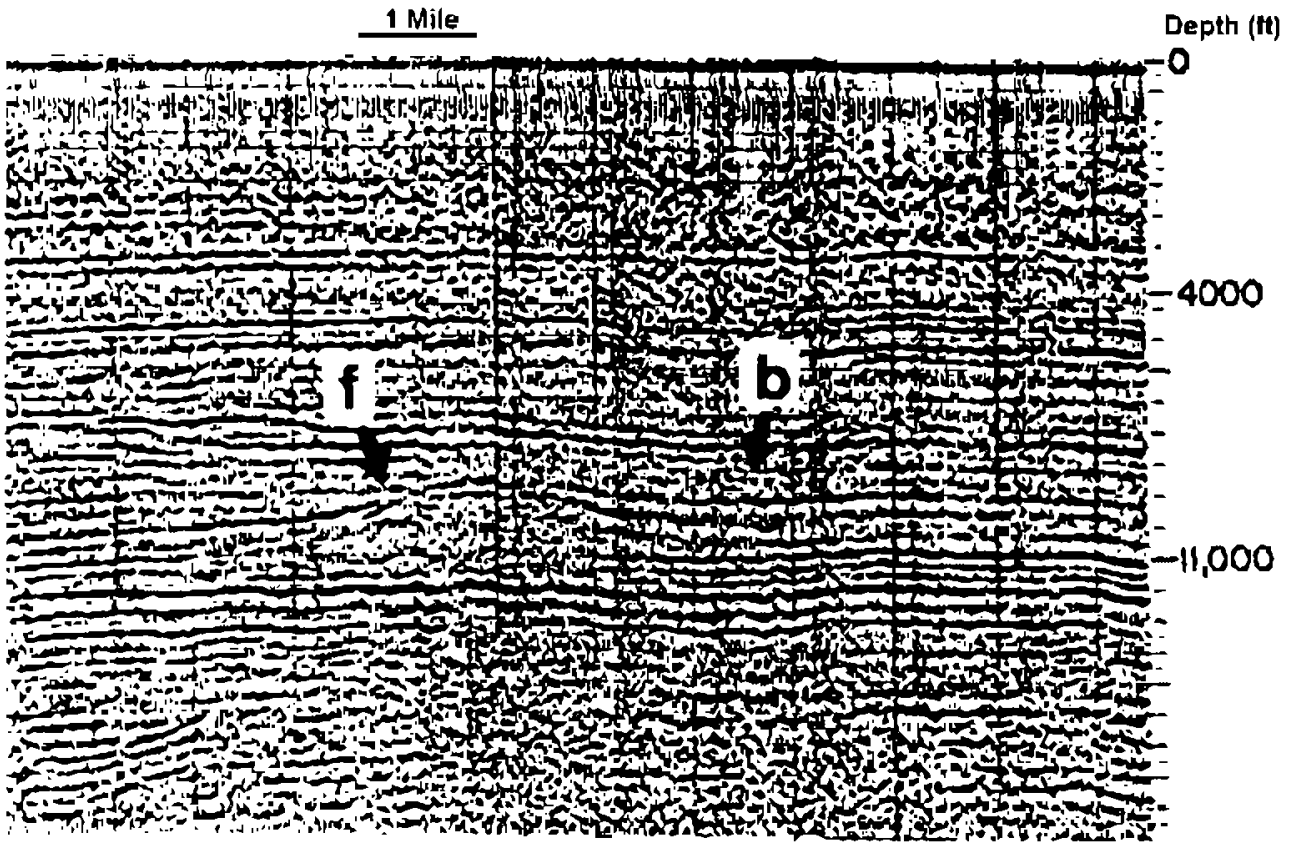
شکل ۸-۴۶ - ریف‌های نیآگارا در حوضه میشیگان

در آلبرتای 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 بلیون 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 c-رمیت دارد، به دلیل تغییرات رخساره سنگی و عملکرد متفاوت عوامل دیاژنزی در آنهاست.

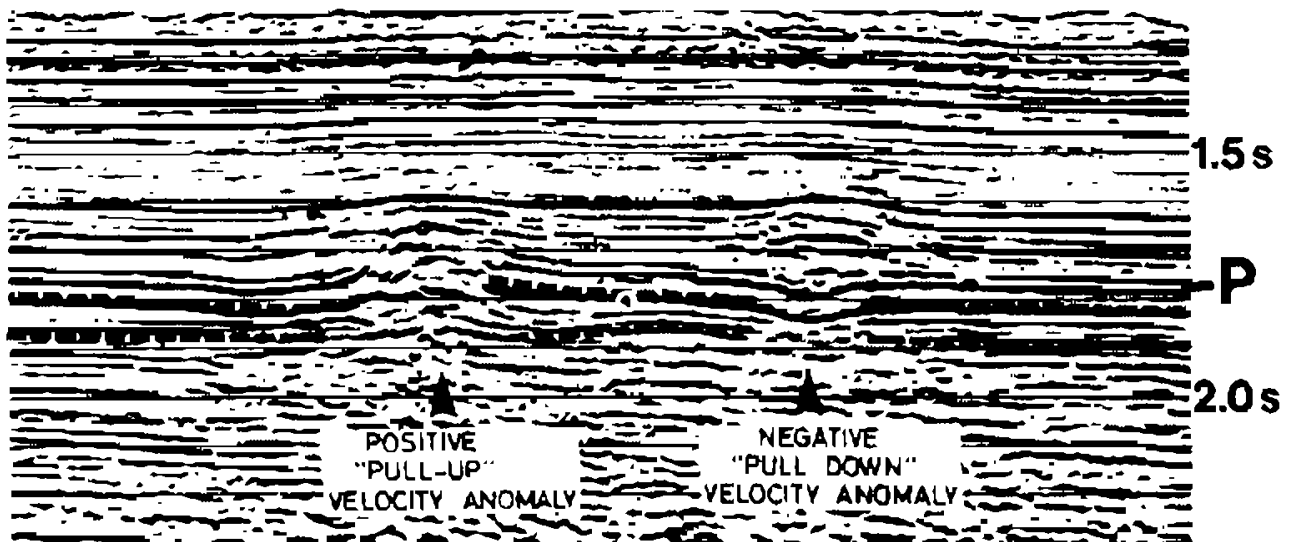


شکل ۸-۴۷ - مقطع لیتواستراتیگرافی ریف Rainbow در غرب کانادا

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.

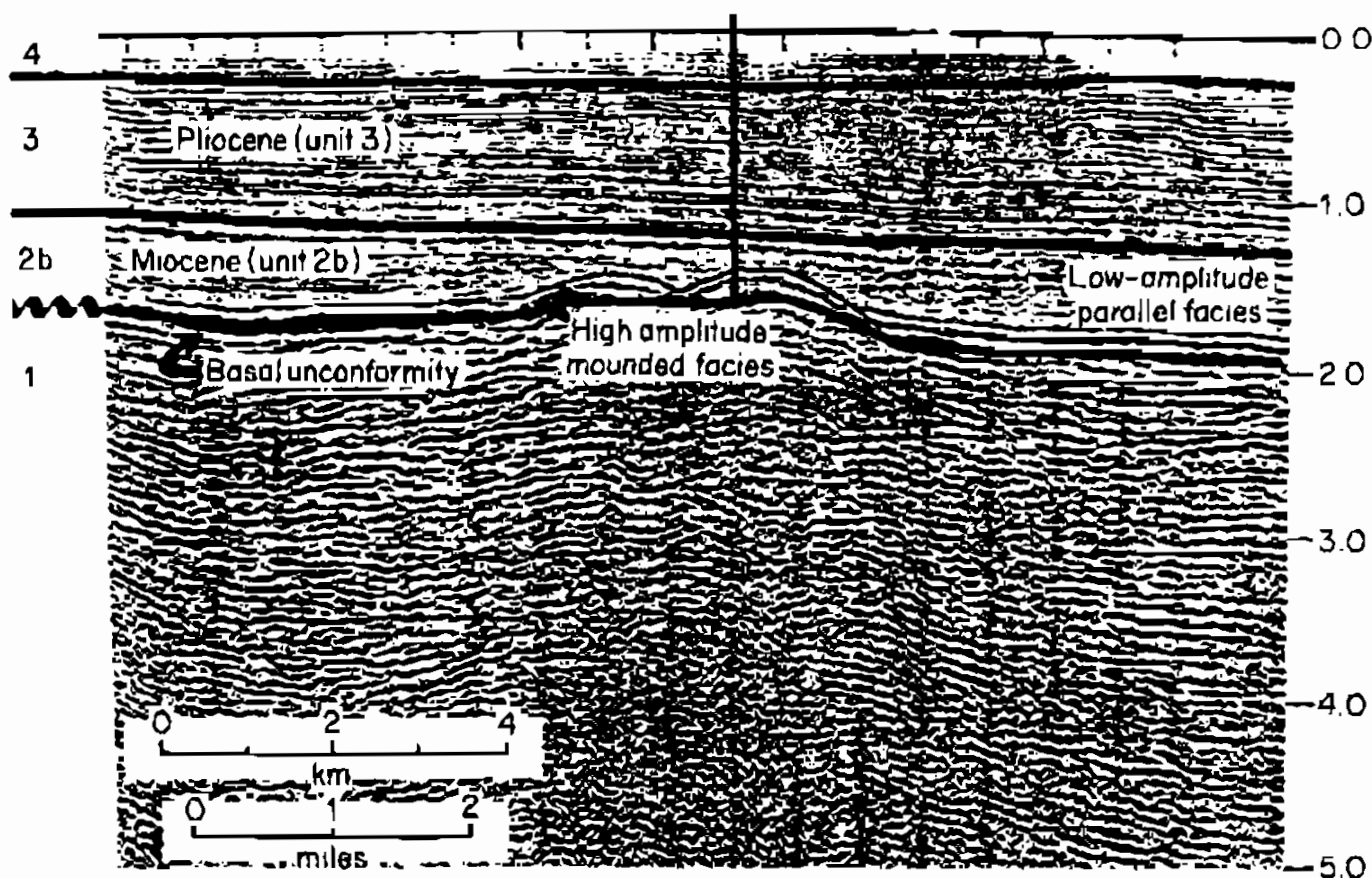


شکل ۸-۴۸ - مقطع لرزه‌ای از یک ریف حاشیه فلات (shelf margin reef).
 f = قسمت جلوی ریف، b = قسمت پشت ریف،



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 نتوژن 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.

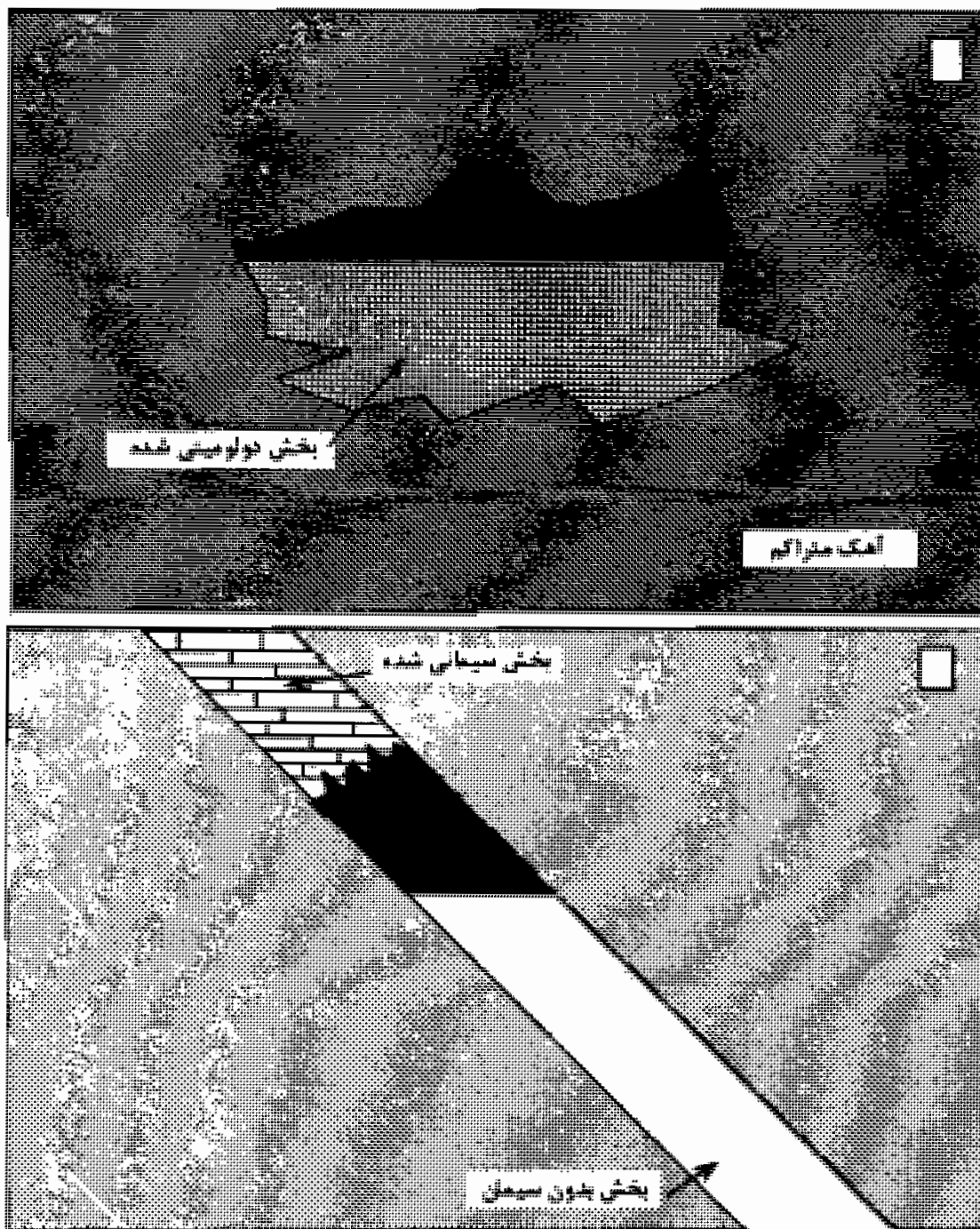


شکل ۸-۵۰ - مقطع لرزه‌ای از حوضه غرب سوماترا

۸-۱-۳-۱-۸ 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 پوش‌سنگ 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 ۸-۱-۸ A 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 ۸-۱-۸ 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 بلیون 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.

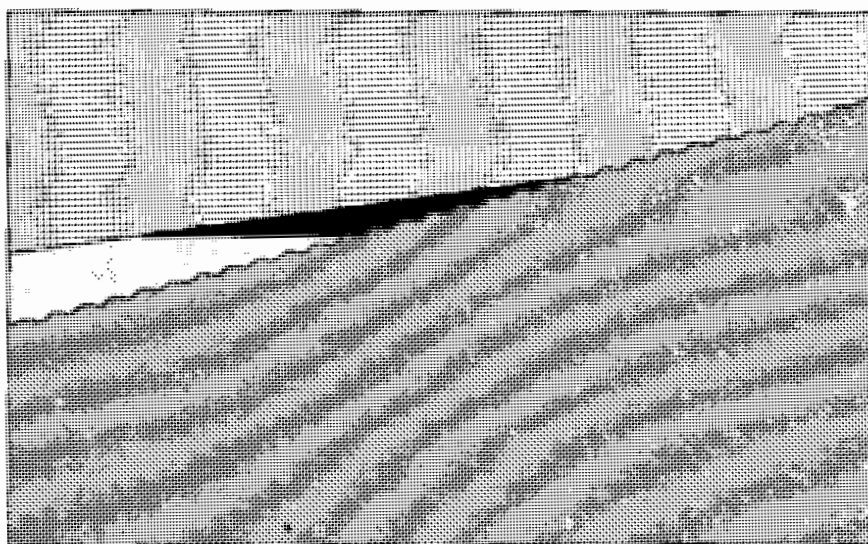
۱-۳-۲ نفتگیرهای چینهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها

گاهی اوقات ناپیوستگی‌ها به صورت 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 نیم‌گرا بینی 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.

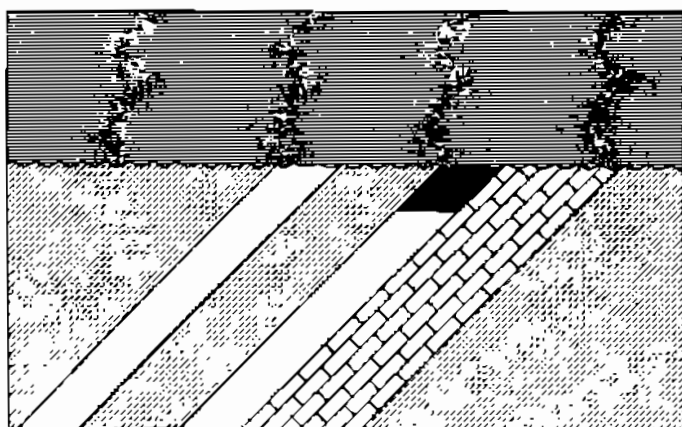


شکل ۸-۵۳ - مقطع لرزه‌ای یک ساختمان نیمه گراین با یک اینتروال بسمت بالا نازک شونده (فلش‌ها)

نفتگیرهای بالای سطح دگر شیبی به صور 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
- ◆ جایکه ماسه‌ها در فرورفتگی‌های داخل تناوب سنگ‌های سخت و سست (strike valley) محدود شده‌اند، تشکیل شود.

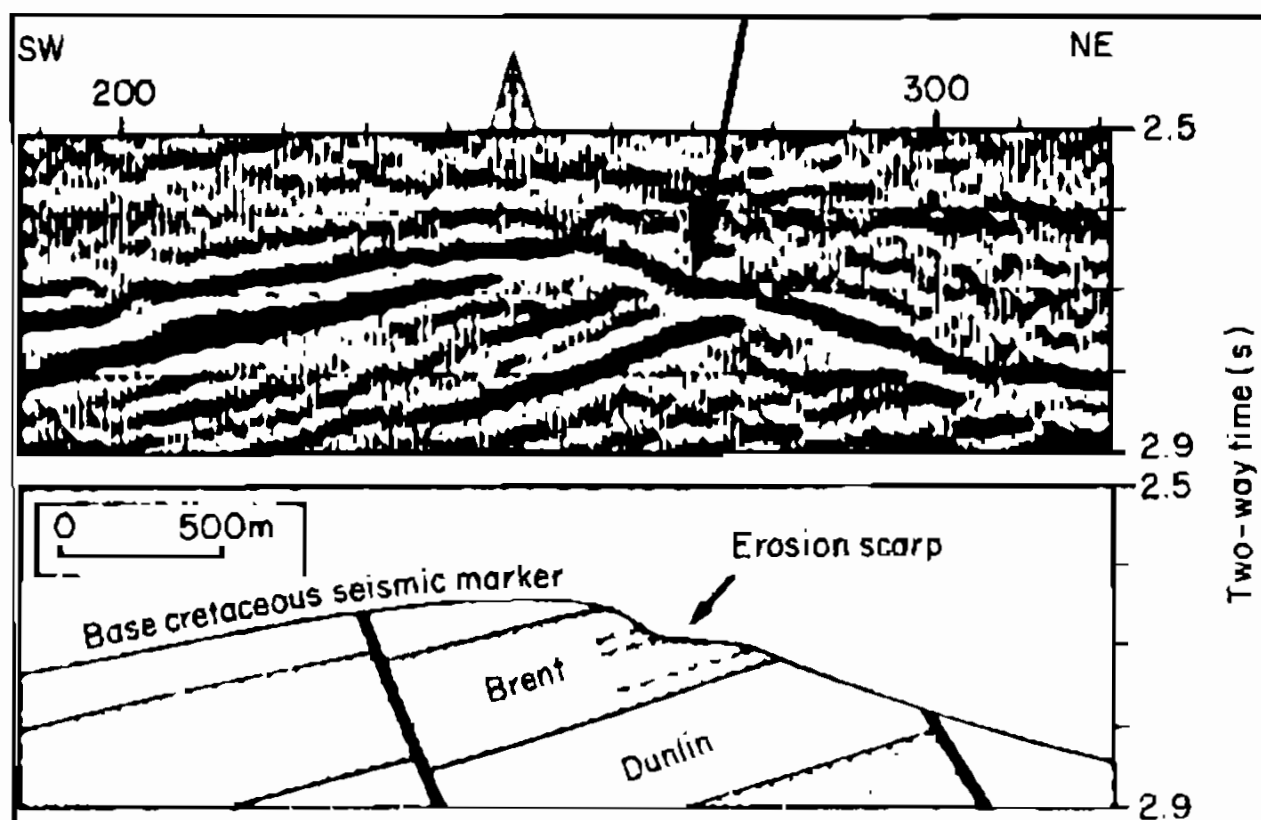
گروه دوم از نفتگیرهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها، آن‌هایی هستند که در زیر ناپیوستگی‌ها قرار گرفته‌اند. این نوع نفتگیرها در اثر قطع شدگی لایه‌ها ایجاد می‌شوند (truncation trap). در این نوع نفتگیر هم، لایه غیر تراوا در روی نفتگیر واقع شده است که نقش پوش سنگ را بازی می‌کند (شکل ۸-۵۴). کیفیت مخزنی این نفتگیرها،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



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

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.

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)

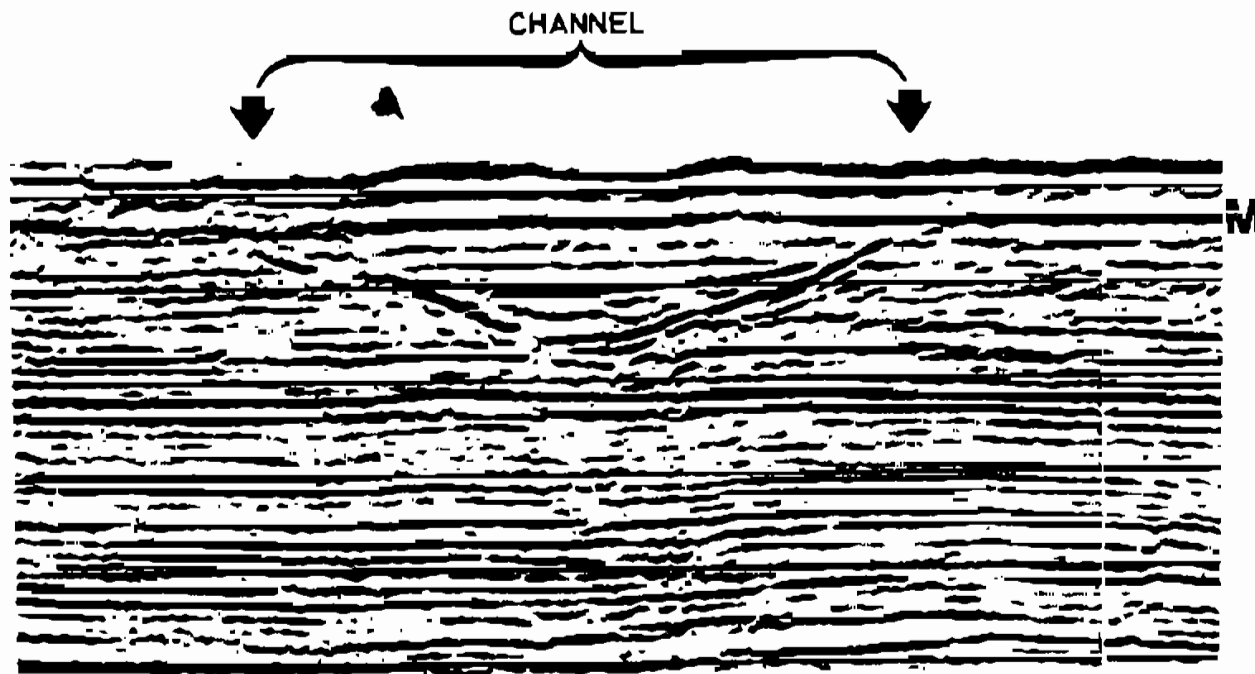
۸-۱-۴ نفتگیرهای حاصل از توپوگرافی مدفون شده

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 ۸-۵۸ 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 پوش سنگ را دارا باشند.



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

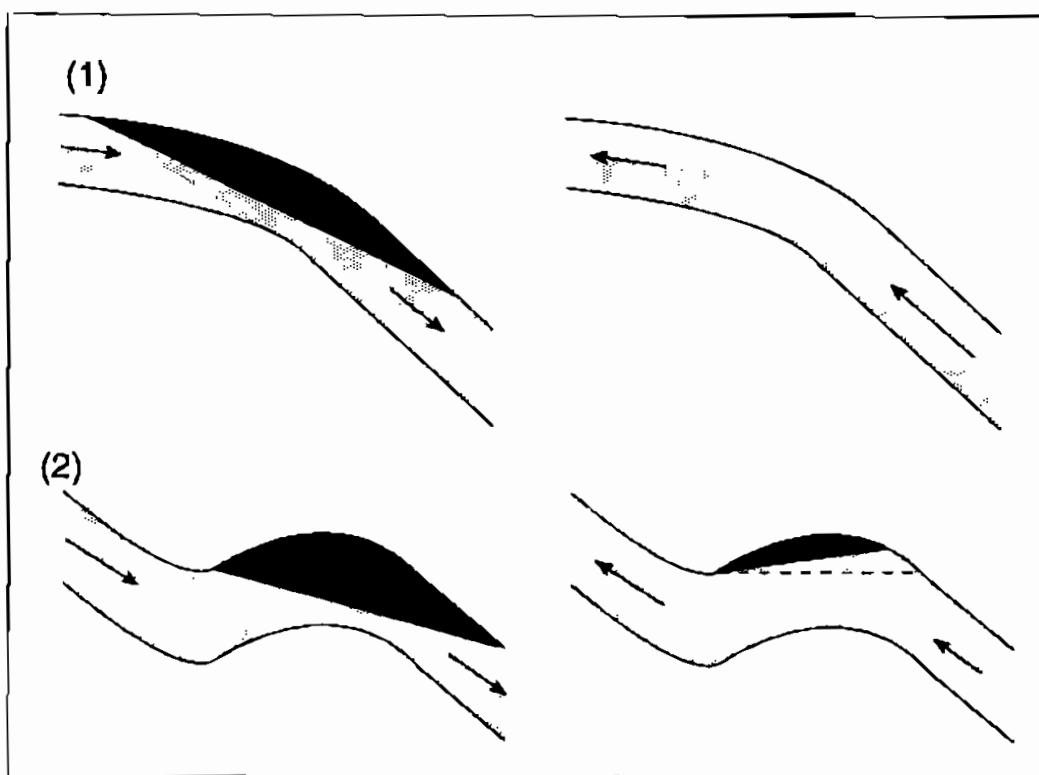
یکی از اشکال PGM مشخص منفی که تشکیل نفتگیر هیدروکربنی می‌دهد، کانال دفن شده است که معمولاً از میان یک سطح ناپیوستگی عبور می‌کند و با مواد رسوبی متفاوت از لایه‌های اطراف کانال، پر می‌شود. این تفاوت، معمولاً سبب تباین در خصوصیات لرزه‌ای بین مواد پرکننده و مواد اطراف، در مقطع لرزه‌ای می‌شود. در شکل ۸-۵۹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



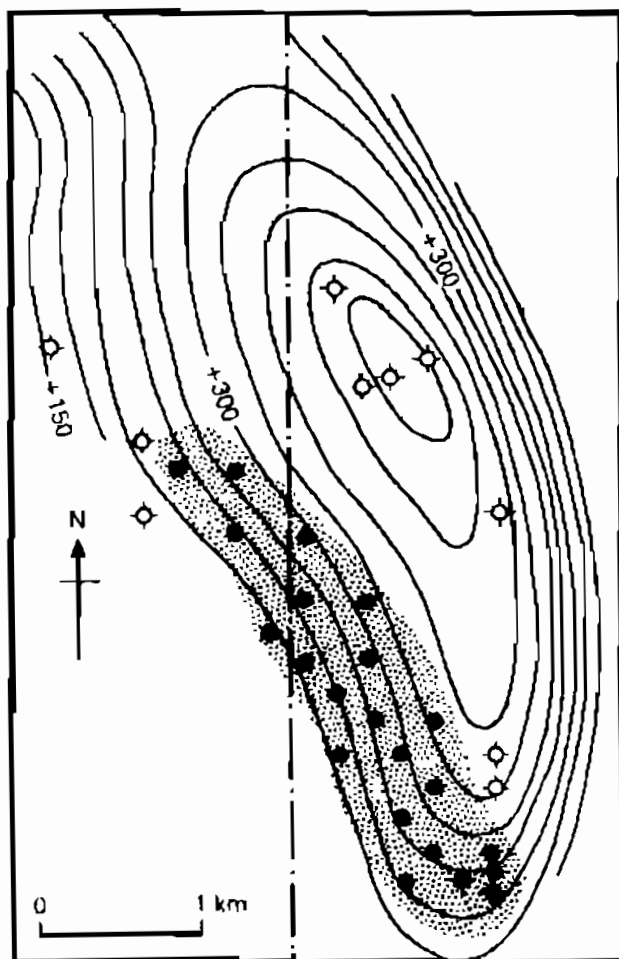
شکل ۸-۵۹ - مقطع لرزه‌ای از یک کانال واضح در قسمت کم عمق مقطع

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 به‌صورت 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 به‌صورت 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 به‌صورت 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

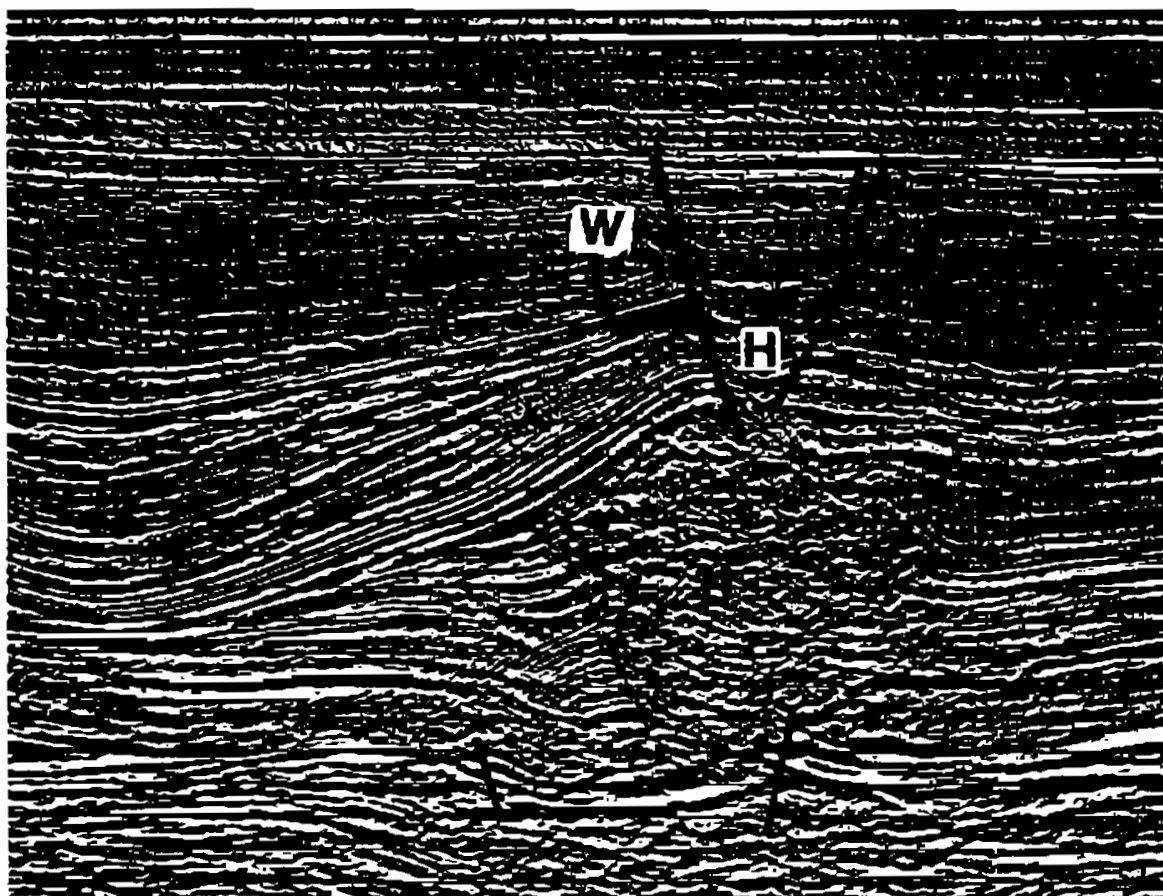


شکل ۸-۶۱ یک میدان نفتی را در وایومینگ امریکا نشان می‌دهد. انباشته شدن نفت در این میدان تحت تأثیر ترکیبی از عوامل ساختمانی و نیروهای هیدرودینامیکی است و لذا دیده می‌شود که بخش نفتدار بجای آنکه در قله طاقدیس متمرکز شده باشد، به سمت جنوب غرب میدان انحراف پیدا کرده است (بخش خاکستری). عدم آگاهی از چنین وضعیتی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



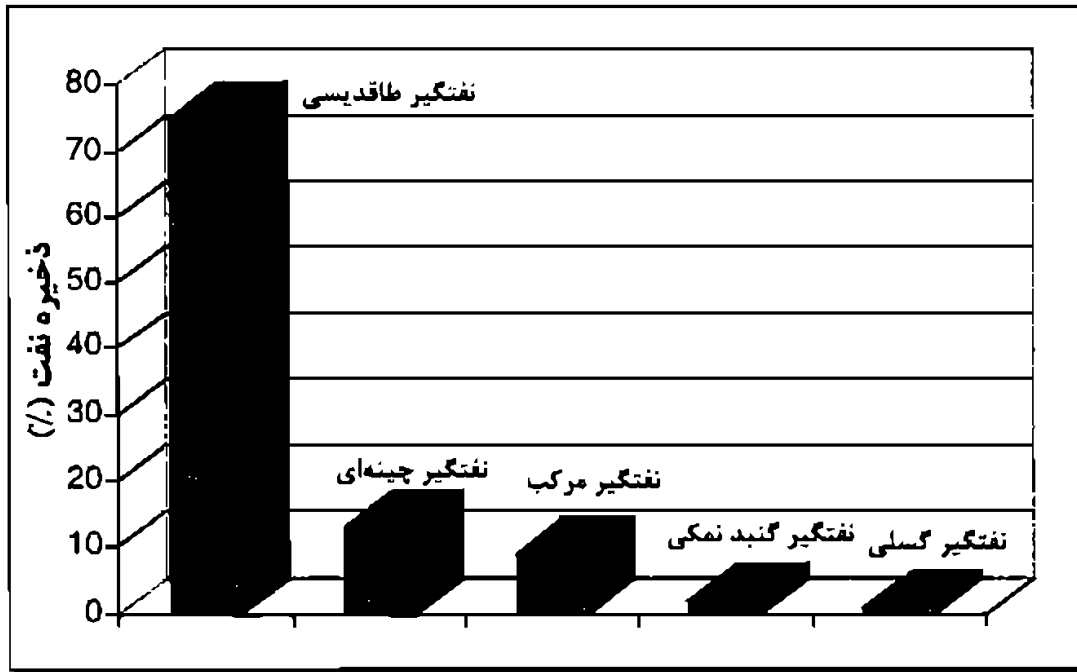
شکل ۸-۶۲ - مقطع لرزه‌ای از یک سنگ مخزن به طرف بالا نازک شونده (W) که توسط یک گسل قطع شده است. H یک گرابن فروریخته در بالای دیپایر نمکی است



شکل ۸-۶۲ - 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.

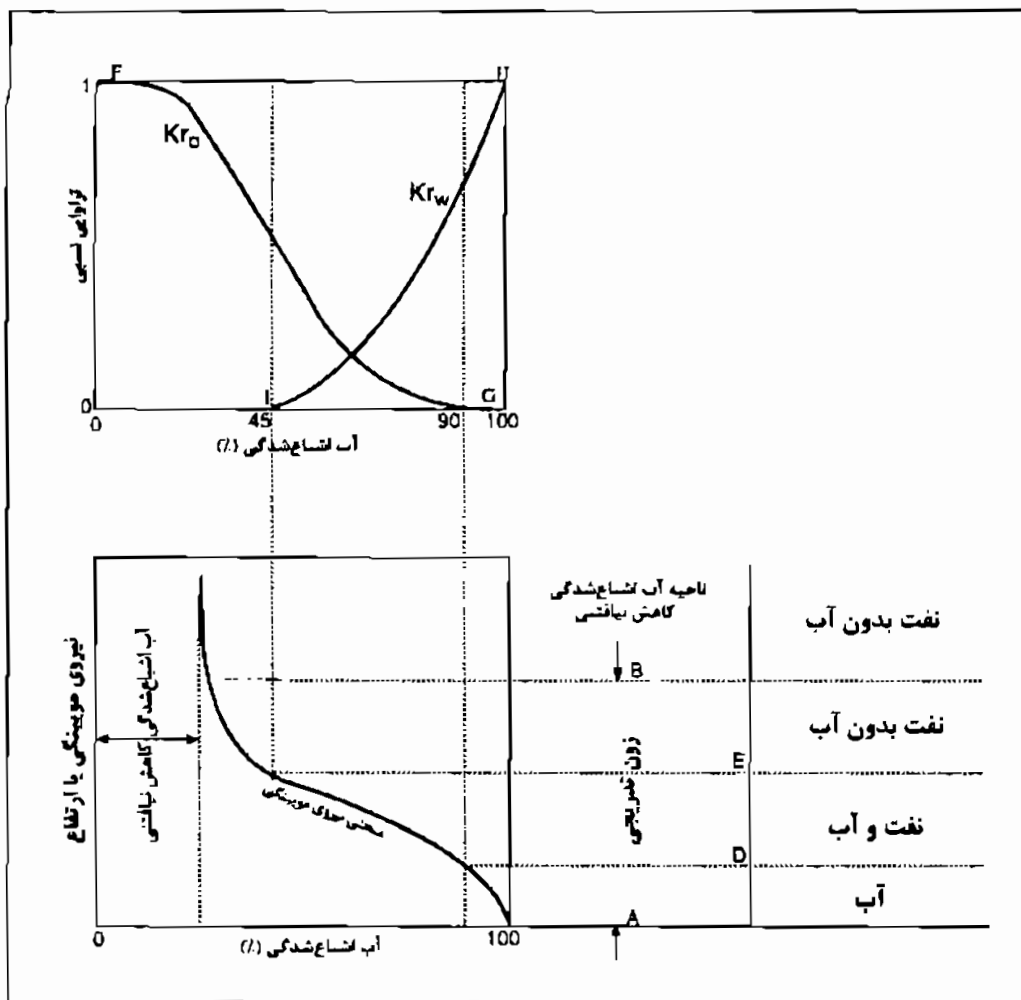
۳-۸ توزیع نفت در مخازن هیدروکربنی

در اینجا رابطه بین تراوایی نسبی، فشار مویینگی 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 مویینگی 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 فضاهای 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 فضاهای 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 مقدار متناهی 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 ۹۰-۱۰۰٪ 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.

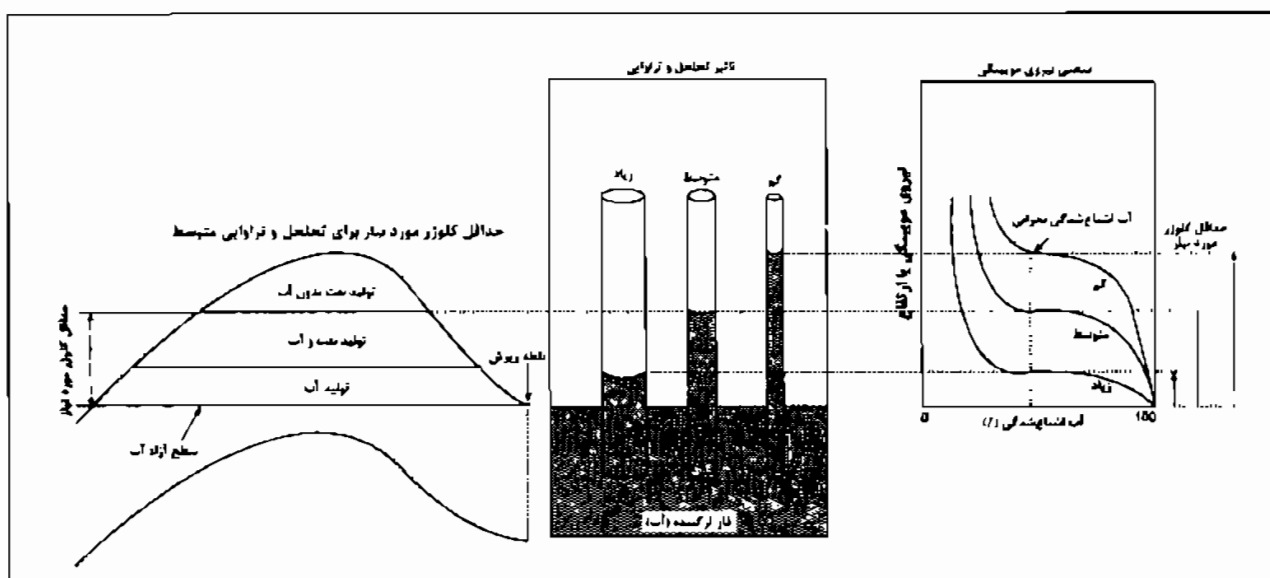
۸-۳-۳ ترکیب تراوایی نسبی و فشار موینگی

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

مویبستگی، 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 مویبستگی 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.

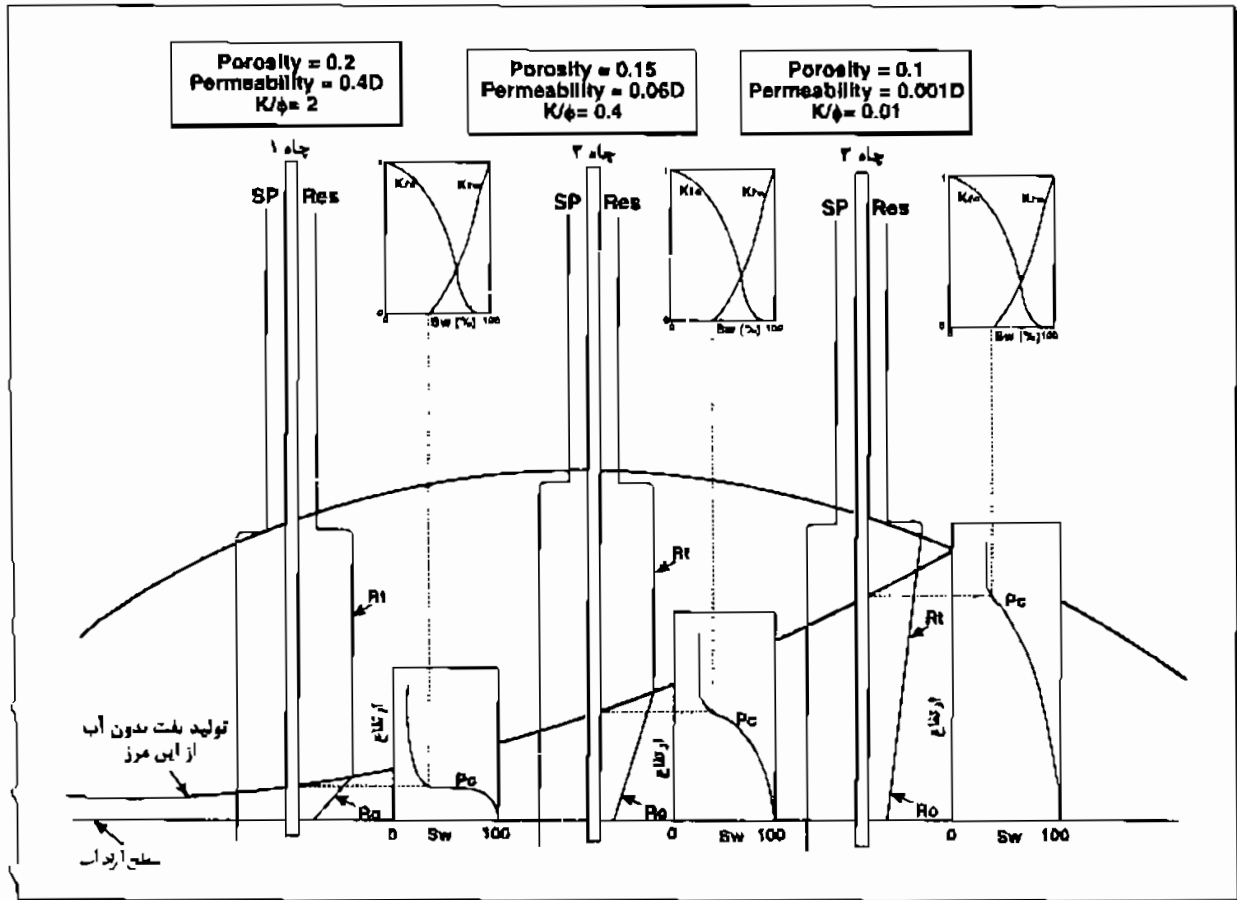


شکل ۸-۶۶ - کلوزر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تراوایی و تخلخل

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 مویبستگی سازند و ارتفاع زون تدریجی را متأثر می‌سازد. هنگامی که تراوایی و تخلخل پایین باشند، زون تدریجی ضخیم خواهد بود، زیرا فشار مویبستگی 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 مویبستگی 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 بالای آن 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،۰۱ می‌باشد. وزن مخصوص بالای نفت خام ۰،۹ و متوسط آن در حدود ۰،۸ می‌باشد. گاز طبیعی در

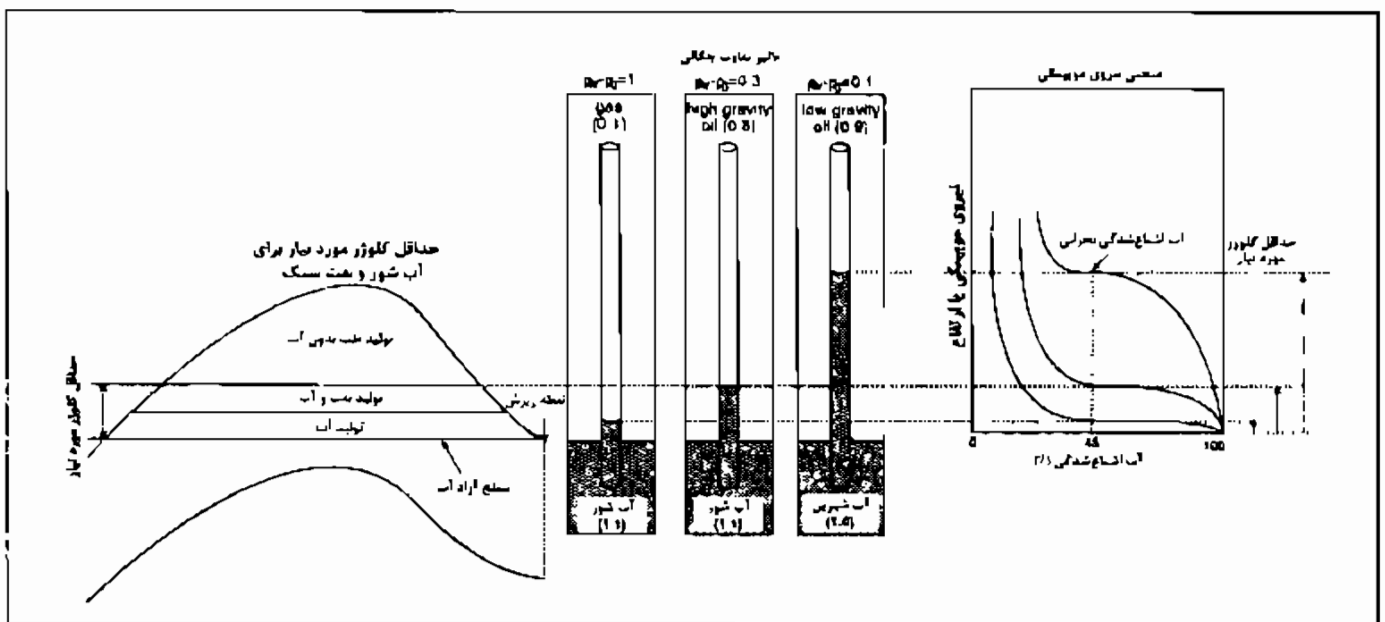
شرایط مخزن وزن مخصوص پایینی در حدود ۰,۱ دارد. شکل ۸-۶۸ تفاوت چگالی را برای سه سیستم سیال نشان می‌دهد:

(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 - کلوژر مورد نیاز کنترل شده به وسیله تفاوت در چگالی

۹- پوش سنگ (Cap Rock)

پوش سنگ‌ها در واقع سنگ‌هایی هستند که می‌توانند از حرکت رو به بالای هیدروکربن جلوگیری نمایند. ضرورتاً یک پوش سنگ باید در برابر هیدروکربن نفوذناپذیر باشد. اساساً سنگی که تراوایی صفر داشته باشد وجود ندارد اما بعضی از سنگ‌ها مانند تبخیری‌ها تراوایی خیلی کمی دارند، در حدی که می‌توان آن را نادیده گرفت.

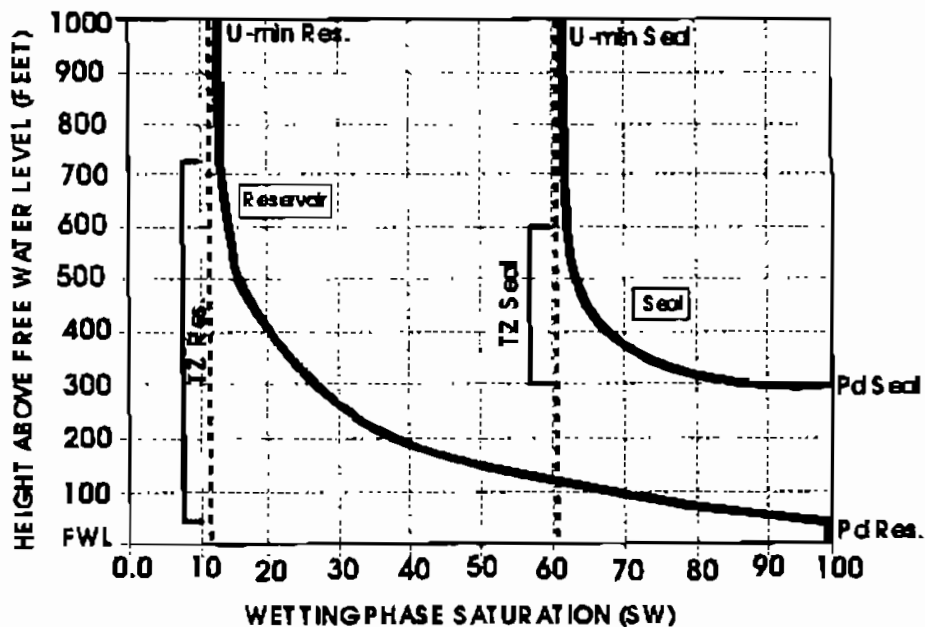
پوش سنگ‌ها می‌توانند از انواع سنگ‌های رسوبی مانند کربنات‌ها، آواری‌ها و تبخیری‌ها باشند. از سنگ‌های کربناته، میکریت‌ها می‌توانند یک پوش سنگ خوب باشند، چون این سنگ‌ها دانه‌ریز بوده و تراوایی کمی دارند. از انواع دیگر کربنات‌ها که می‌توانند پوش سنگ باشند، آنهایی هستند که کاملاً سیمانی شده‌اند و تراوایی‌شان را از دست داده‌اند. فقط تنها مشکلی که در رابطه با این سنگ‌ها وجود دارد شکننده بودن آن‌ها می‌باشد. بنابراین در مناطق فعال تکتونیکی می‌توانند شکسته شوند و خصوصیت پوش سنگ بودن را از دست دهند.

در آواری‌ها، سنگ‌های دانه‌ریز مانند شیل می‌تواند یک پوش سنگ خوب محسوب شود. شیل‌ها فراوانترین سنگ‌های رسوبی می‌باشند که می‌توانند در اغلب حوضه‌های رسوبی به طور متناوب با سنگ‌های دیگر همراه باشند. بیش از ۶۰ درصد میدان‌های بزرگ شناخته شده دارای پوش سنگ شیلی هستند. در مقایسه با کربنات‌ها، شکنندگی شیل‌ها کمتر است، پس می‌توانند در مناطق از نظر تکتونیکی فعال بهتر عمل کنند. از دیگر سنگ‌های آواری که می‌توانند به عنوان پوش سنگ معرفی شوند سنگ‌های آواری سیمان شده و فشرده شده می‌باشند که تخلخل و تراوایی آن‌ها از بین رفته است.

سرانجام آخرین و مهمترین گروه پوش سنگ‌ها، گروه تبخیری‌ها مانند انیدریت و نمک است. آن‌ها از بهترین پوش سنگ‌ها هستند، چون تراوایی نزدیک به صفر دارند و عملکردشان در برابر نیروهای تکتونیکی، شکننده نیست. در مناطق فعال تکتونیکی، سنگ‌های تبخیری شکل‌پذیر هستند و رفتار پلاستیک دارند و هرگز شکسته نمی‌شوند.

عموماً کیفیت یک پوش سنگ به ضخامت، ارتفاع ستون هیدروکربن زیر آن‌ها، فشار جابجایی (P_d , displacement pressure) (شکل ۹-۱) و گسترش جانبی آن بستگی دارد. با افزایش پارامترهای فوق، کارایی یک پوش سنگ افزایش خواهد یافت. ضخامت پوش سنگ، ارتفاع ستون هیدروکربن و گسترش جانبی پوش سنگ می‌تواند سریعاً تخمین زده شود، اما

برای اندازه‌گیری فشار جابجایی، یک سری آنالیزهای مختلف مانند اندازه‌گیری فشار مویینه لازم می‌باشد.



شکل ۹-۱ - دیاگرامی که در آن فشار جابجایی (فشاری که در آن جیوه به داخل خلل و فرج سنگ نفوذ می‌کند) برای یک سنگ مخزن و یک پوش سنگ مقایسه شده است

۹-۱ ارزیابی پوش سنگ‌ها (Cap Rock Evaluation)

پوش سنگ‌ها در مطالعات ارزیابی ظرفیت تجمعات هیدروکربنی یکی از مهمترین اجزا هستند که معمولاً نادیده گرفته می‌شوند. پوش سنگ‌های مؤثر برای تجمعات هیدروکربنی، ویژگی‌های شاخص دارند از جمله اینکه ضخیم هستند، تداوم جانبی دارند، سنگ‌هایی انعطاف‌پذیرند و فشار بالایی در مجاری مویینه دارند. پوش سنگ‌ها را باید در دو مقیاس مختلف، مقیاس کوچک (میکرو) و مقیاس بزرگ (مگا) یا مقیاس میدانی، بررسی کرد. مشکل است که بتوان با استفاده از اطلاعات (میکرو) به دست آمده از یک نمونه دستی پوش سنگ، ارزیابی درستی از کل پوش سنگ به وسعت یک مخزن هیدروکربنی به دست آورد.

۹-۱-۱ خصوصیات پوش سنگ‌ها در مقیاس کوچک

۹-۱-۱-۱ خواص مویینه

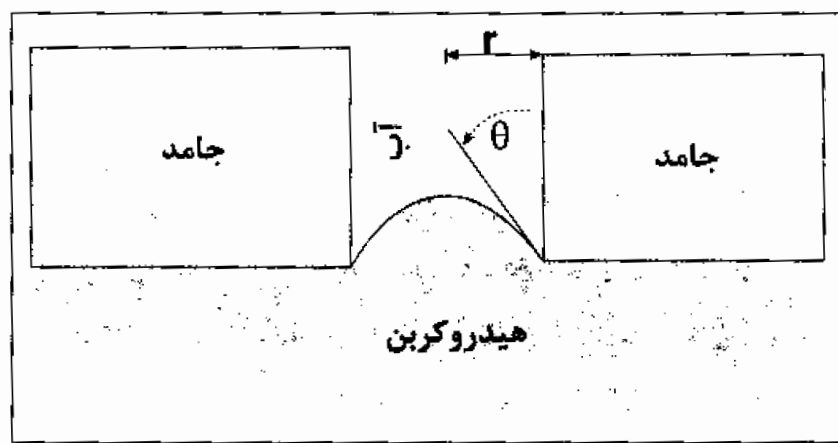
اساساً تعیین کیفیت یک پوش سنگ به وسیلهٔ اندازه‌گیری حداقل فشاری صورت می‌گیرد که برای جابجایی آب درون خلل و فرج و شکستگی‌های درون پوش سنگ لازم است (فشار جابجایی، P_d) که نتیجهٔ آن تراوش می‌باشد. فشار جابجایی یک سنگ پر از آب، تابعی است از

کشش سطحی بین آب- هیدروکربن (σ)، میزان ترشوندگی (θ) و شعاع بزرگترین گلوگاه‌ها (r) که از رابطه زیر به دست می‌آید (شکل ۹-۲).

$$P_d = -2\sigma \cos\theta / r$$

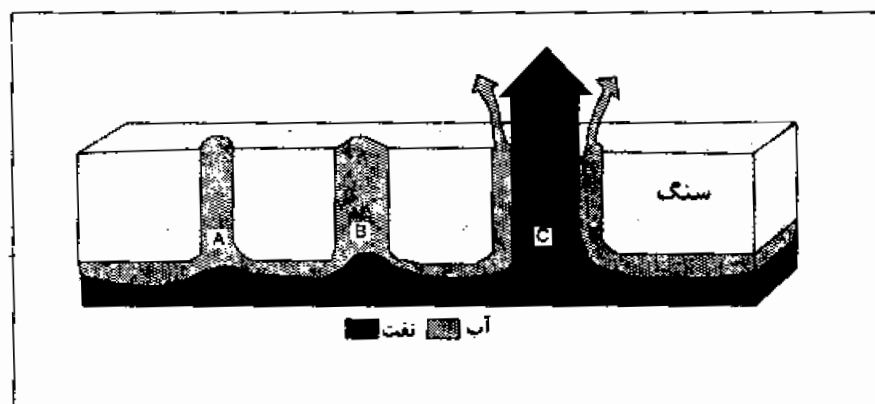
فشار جابجایی (ظرفیت پوشندگی) یک سنگ توسط عوامل زیر افزایش می‌یابد:

- ◆ وقتی شعاع بزرگترین گلوگاه خلل و فرج‌های به هم متصل کاهش یابد.
- ◆ ترشوندگی کاهش یابد.
- ◆ کشش بین سطحی آب - هیدروکربن افزایش یابد.



شکل ۹-۲ فشار جابجایی مویینه به سه عامل وابسته است: شعاع بزرگترین گلوگاه‌های متصل به هم، r ، ترشوندگی (θ) و کشش بین سطحی آب - هیدروکربن (σ)

نیروهای مویینه در یک پوش سنگ باعث محبوس شدن هیدروکربن‌ها و تجمع آن‌ها می‌شود. نیروی شناوری ستون هیدروکربن ناشی از اختلاف چگالی بین هیدروکربن و آب منفذی درون مخزن است. نیروی شناوری هیدروکربن باید توسط نیرویی برابر یا بیشتر که همان فشار مویینه درون مجاری پوش سنگ است، خنثی گردد (شکل ۹-۳). یکی از مواردی که در آزمایشگاه قابل اندازه‌گیری است، فشار جابجایی لازم برای رانش مخلوطی از هیدروکربن تحت شرایط خاص فشار و دما می‌باشد.



شکل ۹-۳ - گلوگاه‌های A و B در سنگ باریک هستند (فشار درون مجرا بالاست)، ولی گلوگاه C آنقدر بزرگ است که فشار شناوری ستون هیدروکربن قادر به جابجایی آب روزنه‌ها و عبور از میان گلوگاه باشد

۹-۱-۱-۲ انتشار در پوش سنگ‌ها (Diffusion in Cap Rocks)

انتشار هیدروکربن‌ها درون پوش سنگ اصولاً وابسته است به:

- ◀ نوع هیدروکربن
- ◀ مشخصات شبکه خلل و فرج‌های پر از آب در پوش سنگ
- ◀ زمان موجود برای انتشار

بنابراین با تشخیص میزان توانایی پوش سنگ در کاهش انتشار هیدروکربن‌ها قادریم که یک چارچوب برای بررسی‌های عمومی زمین‌شناسی تعریف کنیم. اگر هیدروکربن ذخیره شده نفت باشد، احتمالاً میزان تراوش از طریق انتشار در پوش سنگ ناچیز است. اگر هیدروکربن ذخیره شده متان باشد و توسط لایه‌های بدون آب روزنه‌ای متصل به هم پوشیده شده باشد، (مثل نمک و انیدریت)، انتظار هیچ کاهش از طریق عمل انتشار نمی‌رود. ولی اگر متان به وسیله شیل آبدار و متخلخل پوشیده شده باشد، در طی مدت زمان طولانی زمین‌شناسی، نوعی کاهش ناشی از انتشار رخ خواهد داد. به طور خلاصه می‌توان از کاهش میزان تجمع هیدروکربن‌ها در اثر انتشار چشم پوشی کرد، مگر در مناطق اکتشافی که هیدروکربن مورد انتظار متان باشد یا جایی که پوش سنگ دارای فضای روزنه‌ای پر از آب و متخلخل است و یا در جایی که نگهداری هیدروکربن درون نفتگیر در مدت طولانی رخ داده باشد.

۹-۱-۲ خصوصیات پوش سنگ‌ها در مقیاس بزرگ

۹-۱-۲-۱ لیتولوژی

هر نوع لیتولوژی می‌تواند برای یک تجمع هیدروکربن نقش پوش سنگ را بازی کند. تنها شرط لازم آن است که حداقل فشارجابجایی در آن واحد لیتولوژیکی بیشتر از فشار شناوری ستون هیدروکربن در محل تجمع باشد. با این حال بهترین و مؤثرترین پوش سنگ‌ها: تبخیری‌ها، آواری‌های دانه ریز و سنگ‌های غنی از مواد آلی هستند. معمولاً این لیتولوژی‌ها بیشتر به عنوان پوش سنگ دیده می‌شوند، چون که آن‌ها فشار بالایی درون مجاری خود دارند، به طور جانبی تداوم دارند، نسبتاً انعطاف‌پذیرند و بخش اعظم مواد پرکننده حوضه‌های رسوبی را تشکیل می‌دهند.

۹-۲-۱-۲ انعطاف‌پذیری (Ductility)

چین خوردگی و گسل خوردگی که همراه تشکیل برخی نفتگیرها صورت می‌گیرد باعث ایجاد تغییر شکل‌های مهمی در پوش سنگ می‌گردد. معمولاً در سنگ‌های شکننده، شکستگی‌ها

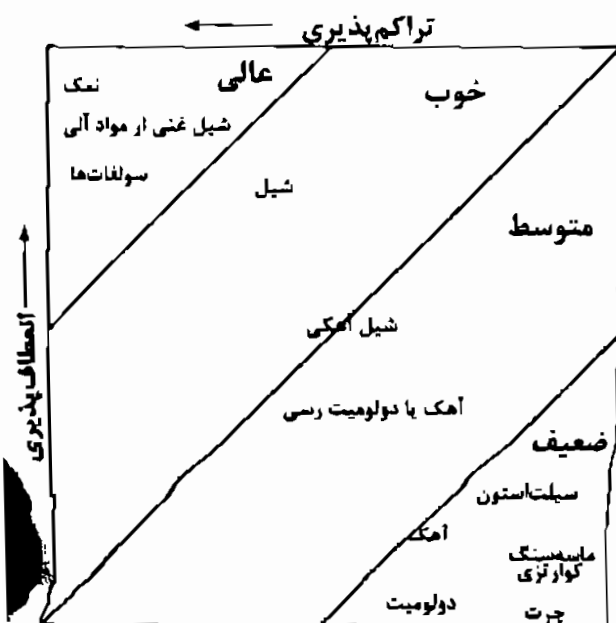
افزایش می‌یابد در حالی که لیتولوژی‌های انعطاف‌پذیر بر اثر تغییر شکل پلاستیک جریان می‌یابند. ترتیب انعطاف‌پذیری لیتولوژی‌های پوش سنگ به صورت زیر است:

نمک ← انیدریت ← شیل‌های غنی از کروژن ← شیل‌های رسی ← شیل‌های سیلتی ← مادستون‌های کربناته ← چرت‌ها

در این مجموعه، نمک بیشترین و چرت کمترین انعطاف‌پذیری را دارد. مادستون‌های کربناته شاید فشار موئینه بالایی داشته باشند ولی تحت تغییر شکل، شکستگی‌های زیادی در آن‌ها توسعه می‌یابد که در نمک‌ها، انیدریت، شیل‌های رسی و سنگ‌های غنی از ماده آلی اینطور نیست. البته انعطاف‌پذیری، خاصیتی است در سنگ با دما و فشار (عمق دفن) تغییر می‌کند. سنگ‌های تبخیری در عمق کاملاً انعطاف‌پذیرند در حالی که در اعماق کم شدیداً شکننده هستند.

سنگ‌های غنی از مواد آلی سنگ‌های دانه‌ریزی هستند که دارای کروژن انعطاف‌پذیر می‌باشند. چنین سنگ‌هایی در حین چین‌خوردگی معمولاً رفتاری پلاستیک از خود نشان می‌دهند که باعث می‌شود در خلل و فرج‌های باقیمانده، فشار جابجایی خیلی بالایی حاکم شود. در حوضه‌هایی که تغییر شکل و شکستگی در شدیدترین وضعیت خود وجود دارد، انعطاف‌پذیری در پوش سنگ‌ها اهمیت زیادی دارد. لیتولوژی‌هایی که دارای ریزتخلخل و ماتریکسی انعطاف‌پذیرند، قادرند حتی تحت چندین بار تغییر شکل، خواص پوشندگی خود را حفظ کنند. تحقیقات اخیر روی مشخصات ۲۵ میدان بزرگ گازی در جهان نشان می‌دهد که همه آن‌ها که در حوضه‌های تراستی واقعند دارای پوش سنگ‌هایی تبخیری می‌باشند. در ۱۷۶ میدان گازی غول‌آسای جهان دیده می‌شود که تقریباً پوش سنگ همه آن‌ها شیل یا سنگهای تبخیری می‌باشد.

شکل ۹-۴ تقسیم بندی پوش سنگها را بر اساس انعطاف‌پذیری و قابلیت تراکم (compressibility) نشان می‌دهد. همان طوری که در شکل دیده می‌شود در این تقسیم بندی، پوش سنگها به چهار دسته عالی، خوب، متوسط و ضعیف بر حسب انعطاف‌پذیری و قابلیت تراکم طبقه‌بندی می‌شوند.



شکل ۹-۴ - تقسیم بندی پوش سنگها بر اساس انعطاف‌پذیری و قابلیت تراکم

۹-۱-۲-۳ ضخامت (Thickness)

فقط چند سانتیمتر شیل رسی معمولی از لحاظ تئوری برای به دام انداختن یک ستون خیلی ضخیم هیدروکربن کافی است. یک شیل رسی با اندازه ذرات 10^{-4} میلی متر قاعدتاً باید فشار مویینه حدود ۶۰۰ PSI داشته باشد که از لحاظ تئوری قادر است برای مثال ستون نفتی ۳۰۰۰ فوتی را زیر خود نگهدارد. متأسفانه احتمال ضعیفی وجود دارد که یک چنین زونی به ضخامت چند اینچ بتواند در سرتاسر یک تجمع قابل ملاحظه به طور مداوم، بدون شکستگی و با حفظ خصوصیات خود، به طور ثابت وجود داشته باشد. مزایای یک پوش سنگ خیلی ضخیم آن است که چندین لایه دارد که هر کدام به عنوان پوش سنگ احتمالی عمل می کنند و احتمال بیشتر آن است که سطح پوشنده عملاً روی کل محوطه حوضه توزیع شده است.

جایی که نفتگیرها بر اثر جابجایی گسلی مخازن به وجود آمده باشند، ضخامت پوش سنگ خیلی مهم می باشد. در چنین مکان هایی پوش سنگ فوقانی طوری جابجا می شود که تبدیل به پوش سنگ جانبی می گردد و ضخامت پوش سنگ به طور مستقیم ارتفاع ستون هیدروکربن به دام افتاده را تعیین می کند.

۹-۱-۲-۴ تداوم جانبی (Lateral Continuity)

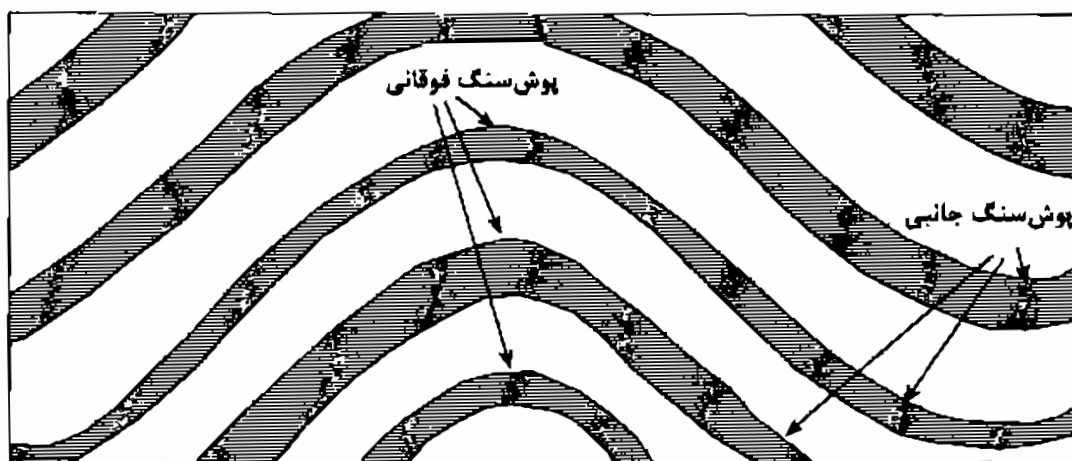
پوش سنگ ها بایستی به اندازه کافی گسترش جانبی داشته باشند. برای پی بردن به این مهم، تطابق آن ها با استفاده از نمودارهای چاه پیمایی می تواند کمک خوبی باشد. در اغلب حوضه ها، لایه های پوشاننده وسیع و مهمی وجود دارد. این پوش سنگ های با گسترش وسیع، ضخامت زیاد، خصوصیات ثابت در جوانب و عمدتاً لیتولوژی های نسبتاً انعطاف پذیر شناخته می شوند. هر جا که این پوش سنگها روی سنگهای منشأ بالغ و مخازن یافت شوند، در مقیاسی وسیع انباشته های هیدروکربنی یافت می شود. مثال درخشانی از این نوع سازند گچساران در حوضه زاگرس است.

۹-۲ ارزیابی توانایی پوش سنگ در اکتشاف

به همراه هر کدام از انواع اصلی نفتگیرهای هیدروکربنی، نوعی مشکلات خاص مربوط به پوش سنگ وجود دارد. در هر حوضه ای بررسی دقیق داده های نمودار و عملیات لرزه ای می تواند تحلیل صحیحی از میزان توانایی پوش سنگ در نگهداری هیدروکربن به دست دهد.

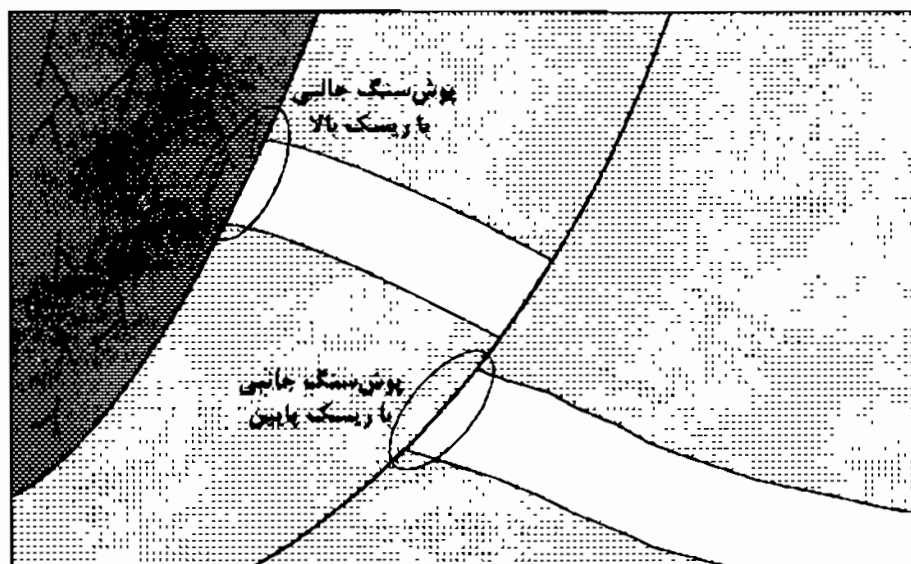
۹-۲-۱ طاق‌دیس

ساختمان‌های طاق‌دیزی ساده از لحاظ توانایی پوش‌سنگ در نگهداری هیدروکربن مخاطره کمتری در بردارند. چین خوردگی با تحدب به سمت بالای توالی‌های رسوبی باعث می‌شود که هر واحد پوش‌سنگی، هم سطح پوشاننده فوقانی و هم جانبی باشد (شکل ۹-۵). در موارد نادری، توالی رسوبی تقریباً به طور کامل از سنگ‌های متخلخل و تراوا تشکیل شده است. در چنین مناطقی نفتگیرهای گسلی و چینه‌ای کاملاً نامحتمل بوده و حتی کلوزرهای طاق‌دیس مانند نیز برای حبس هیدروکربن مشکل دارند. در مجموعه‌های به شدت چین‌خورده ممکن است بر قسمت پوش‌سنگ فوقانی که محل تجمع احتمالی می‌باشد تنش قابل ملاحظه‌ای وارد شده باشد. خطر اصلی برای پوش‌سنگ در کلوزر گنبدی، آن است که در حین چین خوردگی شکستگی‌های باز در آن پدید آیند. نیروهایی که سبب چین خوردگی می‌شوند، تمایل به فشردن و شکستن واحدهای چین‌خورده دارند. کلوزرهای طاق‌دیزی در کمربندهای تراستی بایستی دارای پوش‌سنگ‌هایی باشند که قادر به تغییر شکل پلاستیک باشد.



شکل ۹-۵ - در یک کلوزر گنبدی هر واحد پوش‌سنگی هم سطح پوشاننده فوقانی و هم جانبی است

نفتگیرهایی که پوش‌سنگ به صورت جانبی به پی سنگ کم عمق و شکننده وابسته هستند، بسیار نامطمئن می‌باشند (شکل ۹-۶). شکستگی‌های باز حتی خیلی باریک، به طور فوق العاده ای خاصیت جابجایی سیالات را دارند. برای اینکه بر اهمیت سالم بودن پوش‌سنگ فوقانی و نداشتن شکستگی‌های کششی باز در آن تأکید شود مثالی آورده می‌شود. یک شکستگی باز به اندازه یک هزارم اینچ که روی ستون نفت ۵۰۰ فوتی قرار داشته باشد باعث تراوش نفتی به میزان ۱۵۰ میلیون بشکه در سال می‌شود.



شکل ۹-۶ - نیمرخ شماتیکی از نفتگیرهای بالقوه گسلی. نفتگیر گسلی که در برابر پی سنگ شکسته قرار دارد احتمال فرار هیدروکربن از آن زیاد است

۹-۲-۲ نفتگیرهای گسلی

گسل‌ها قادرند مخازن متخلخل را طوری جابجا کنند که در مجاورت پوش سنگ قرار گیرند و تشکیل نفتگیر بدهند. کلوزر گسلی نیازمند دو نوع پوش سنگ است:

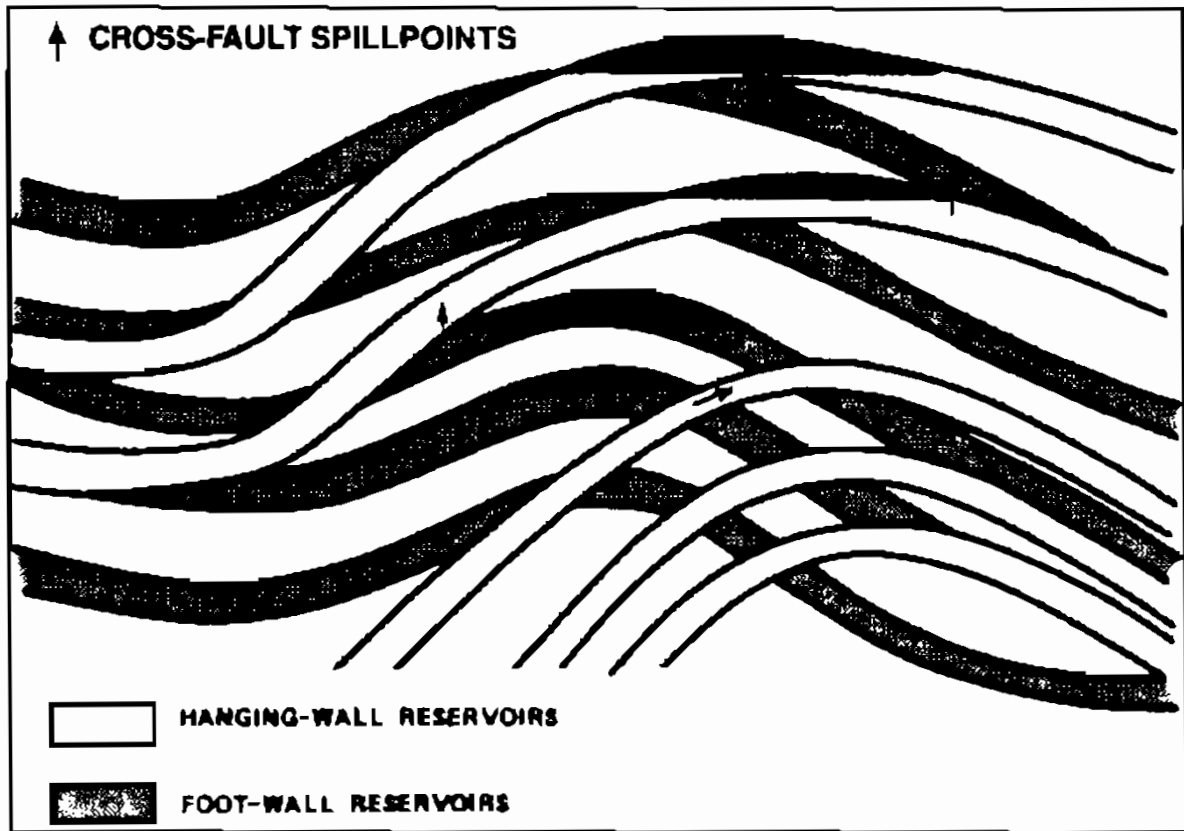
- پوش سنگ فوقانی و

- پوش سنگ جانبی در تقاطع گسل با مخزن.

کلوزرهای گسلی نه تنها نیازمند یک پوش فوقانی با ثبات از لحاظ لیتولوژی بر روی محوطه نفتگیر هستند، بلکه نیازمند قرارگیری یک پوش سنگ جانبی در تقاطع گسل با مخزن نیز می‌باشند.

در یک مجموعه مختلط ساختمان‌های گسل خورده، هیدروکربن‌ها به طور تصادفی توزیع نمی‌شوند. توزیع آن‌ها از قوانین خیلی ساده فیزیکی تبعیت می‌کند و محل‌های ترجیحی حضور هیدروکربن را می‌توان پیش‌بینی کرد، به شرط آنکه داده‌های زیر سطحی صحیح باشند. برای آنالیز احتمال پیوستگی پوش سنگ و مخزن در یک نفتگیر، روش نقشه سطح گسلی آلن ابزار سودمندی می‌باشد. در این روش مقاطع سنگی دارای لایه‌بندی در منطقه به دو دسته پوش سنگ و غیر پوش سنگ تقسیم‌بندی شده‌اند. لایه‌های پوش سنگی یا غیر پوش سنگی در محل‌های ساختمانی صحیح خود نقشه‌برداری شده‌اند و رد آن‌ها روی سطوح گسلی مرزی رسم شده است. در یک نقشه سطح گسلی آلن در هر صفحه گسلی که در محدوده محل اکتشاف واقع است ردهای لایه‌های پوش سنگی و غیر پوش سنگی از فرود دیواره، روی فرادیواره منطبق می‌شود. وقتی که در یک زمینه ساختاری ردهای گسلی مخزن و پوش سنگ در نظر گرفته شده

باشند، قادرند نشان دهند که یک مخزن در کجا ممکن است در یک پیکربندی نفتگیردار قرار گرفته باشد (شکل ۹-۷).

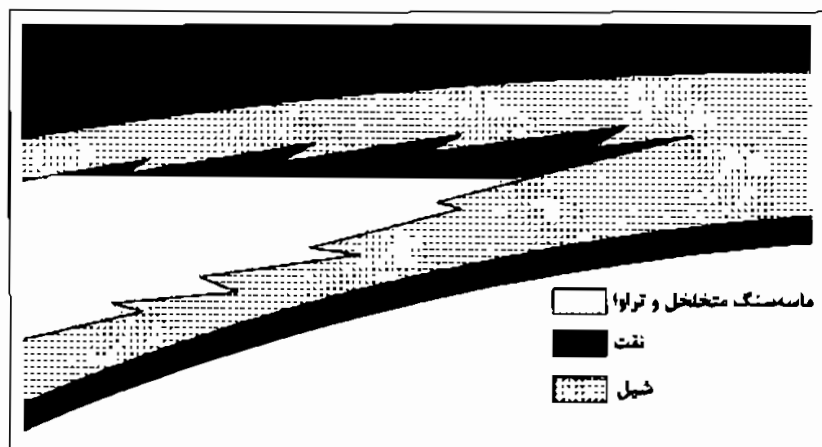


شکل ۹-۷ - یک نقشه صفحه گسلی نوع آلن که لیتولوژی‌های پوش سنگی و غیر پوش سنگی را دستبندی می‌کند و واحدهای لیتواستراتیگرافی فرادیواره را روی فرودیواره منطبق می‌کند

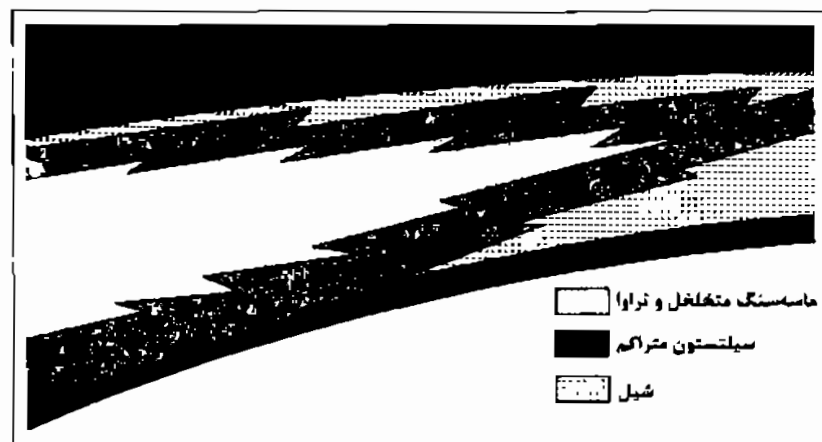
به طور معمول صفحات گسلی در مهاجرت سیالات نقشی ندارند و عموماً اهمیت آن‌ها در سطوح پوشاننده فقط از این لحاظ است که ممکن است سنگ‌هایی با خواص مویبندی و فشار سیال مختلف را در کنار یکدیگر قرار بدهند. صفحه گسلی فقط تحت شرایطی خاص می‌تواند گذرگاهی باز برای مهاجرت سیالات باشد. مهمترین این شرایط خاص، گسل خوردگی کم عمق و نزدیک به سطح می‌باشد که ممکن است یک شکاف باز انتقال دهنده سیال باشد. در کل، ساختمان‌های گسل خورده کم عمق از این نظر که ممکن است صفحه گسلی رخنه‌ای در آن‌ها باشد به طور ذاتی مخاطره‌انگیز هستند. در موارد خاصی که لایه‌های شیلی ضخیم رسی و فشرده نشده بین مخازن وجود دارد، ممکن است رس‌ها در امتداد سطح گسل قرار گیرند. کشیدگی رس‌های با فشردگی کم روی صفحه گسلی باعث قرار گرفتن مواد پوشاننده در امتداد گسل به طور محلی می‌شود.

۳-۲-۹ نفتگیرهای چینه‌ای

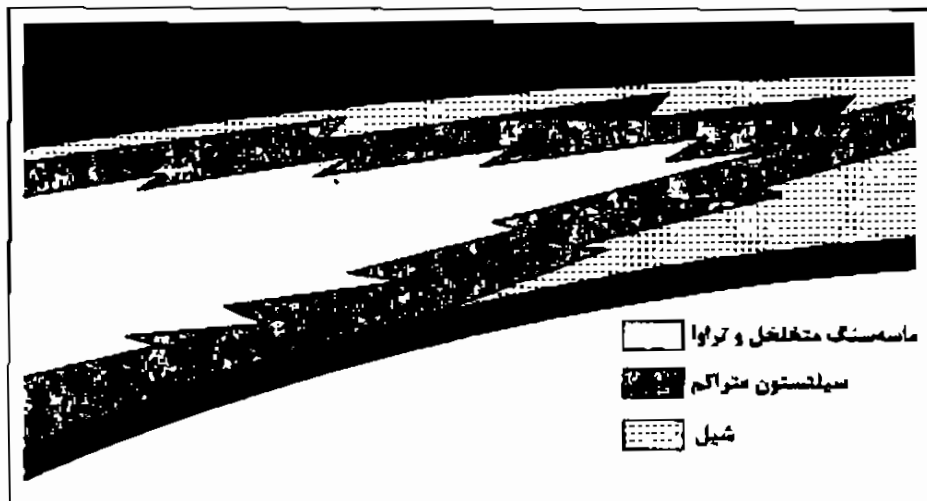
نفتگیرهای تغییر رخساره ای - یک نفتگیر چینه‌ای می‌تواند بر اثر تغییر رخساره جانبی یک مخزن به پوش سنگ در جهت روبه بالای شیب پدید آید. چنین تغییرات رخساره‌ای در مخازن بسیار مرسوم است، ولی تجمعات اقتصادی ناشی از آن نسبتاً نادرند. مشکلی که متوجه چنین نفتگیرهای می‌باشد این است که مخزن باید به طور کامل و ناگهانی در جهت روبه بالای شیب به سنگ‌های پوشاننده تبدیل شود. این کافی نیست که لیتولوژی بالای شیب یک پوش سنگ خوب باشد، بلکه باید کاملاً فاقد زون‌های متخلخل و تراوا باشد. در ارزیابی نفتگیرهای چینه‌ای که بر اثر تغییر رخساره به سمت بالای شیب پدید آمده‌اند، یکی از مهمترین پارامترهای قابل نقشه‌برداری شدت تغییر از مخزن به پوش سنگ می‌باشد. اگر تبدیل رخساره‌ها ناگهانی نباشد هیدروکربن‌ها به مقدار زیاد در یک زون رو به بالای شیب که نه کاملاً مخزن است و نه کاملاً پوش سنگ، هدر می‌روند (شکل‌های ۸-۹ تا ۱۰-۹).



شکل ۸-۹ - اگر ماسه سنگ‌های متخلخل و تراوا به طور ناگهانی به شیل تغییر رخساره دهند، همه ستون هیدروکربن در قسمت سنگ مخزن خواهد بود

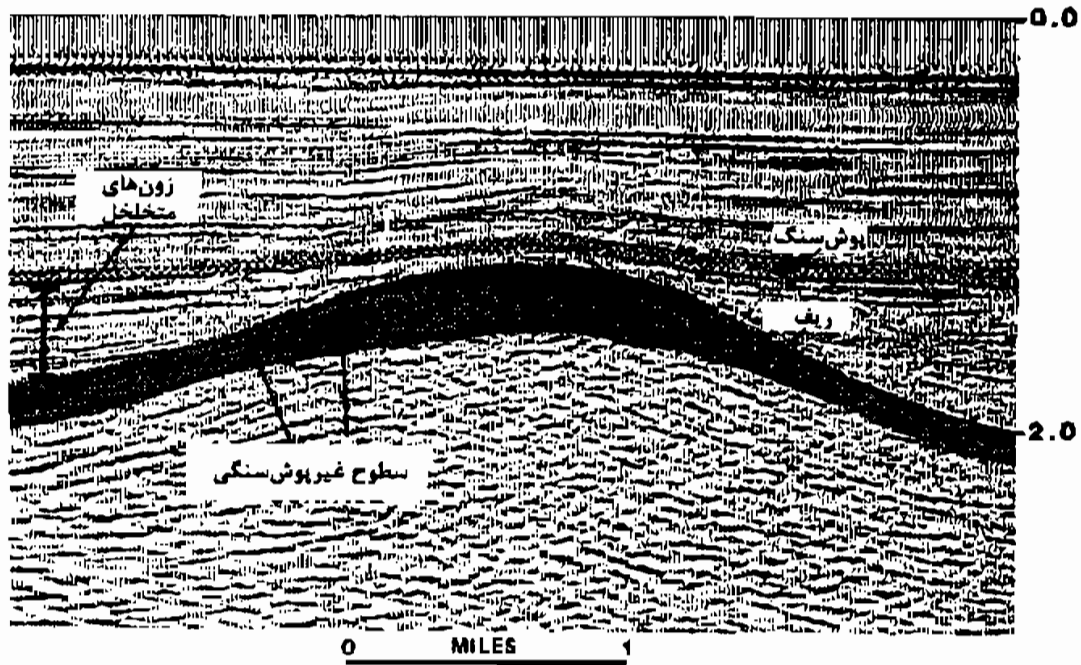


شکل ۹-۹ - عموماً ماسه سنگ‌های متخلخل و تراوا قبل از اینکه به طور جانبی به شیل تبدیل شوند به سیلتستون‌های غیر تراوا تغییر می‌یابند

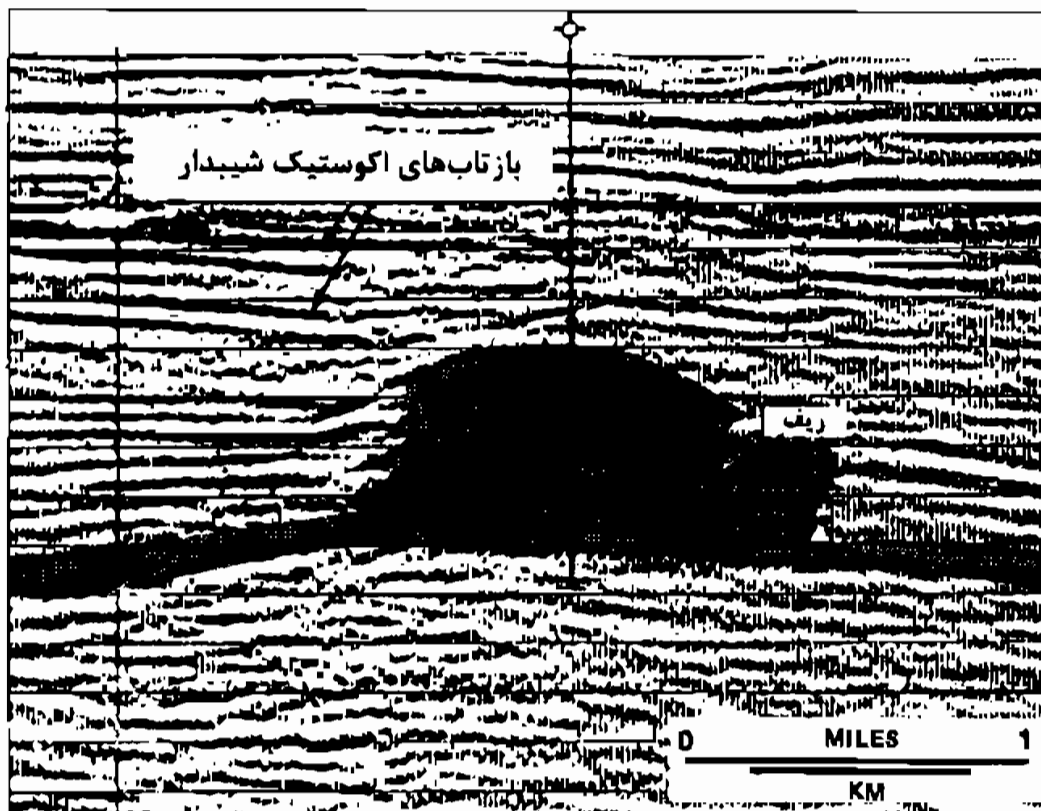


شکل ۹-۱۰ - اگر شدت تغییر از مخزن به پوش سنگ تدریجی باشد یک ستون نازک هیدروکربنی در رخساره غیر مخزنی (زون تحلیل رونده) محبوس خواهد شد

ریف‌ها - ریف‌ها نوع مساعدی از نفتگیرهای چینهای هستند، چون که آنها می‌توانند کلوزر ساختمانی خودشان را شکل بدهند. کلوزر بدام اندازنده واقعی یک ریف مخروطی با وضعیت قرارگیری اولین پوش سنگ بالای مخزن ریف تعریف می‌شود. یک خطای همیشگی در تفسیر مخازن ریفی، این است که ماکزیمم برجستگی موجود (معمولاً بالاترین سطح ریف) را به عنوان سطح پوشاننده نقشه‌برداری می‌کنند بدون اینکه احتمال این را هم در نظر بگیرند که شاید این طور نباشد (شکل ۹-۱۱). بررسی مقاطع لرزه‌ای حوضه‌های ریفی بسیار سودمند است. انعکاس‌های لرزه‌ای شیب‌داری که به یک ریف برخورد می‌کنند علائم هشدار دهنده‌ای هستند. آنها ناهمگنی در پوش سنگ احتمالی را نشان می‌دهند و ممکن است نشانه محل‌های فرار سیالات باشند (شکل ۹-۱۲). به طور کلی مطالعه داده‌های لرزه‌ای در هر نوع مخزنی می‌تواند راهنمایی درخشانی راجع به میزان مخاطره‌انگیز بودن پوش سنگ ارائه دهد. اطاعات ساختمانی و سنگ‌شناسی به دست آمده از مقاطع لرزه‌ای، قادر است بینش ارزشمندی نسبت به میزان احتمالی ریسک پوش سنگ به ما ارائه دهد.



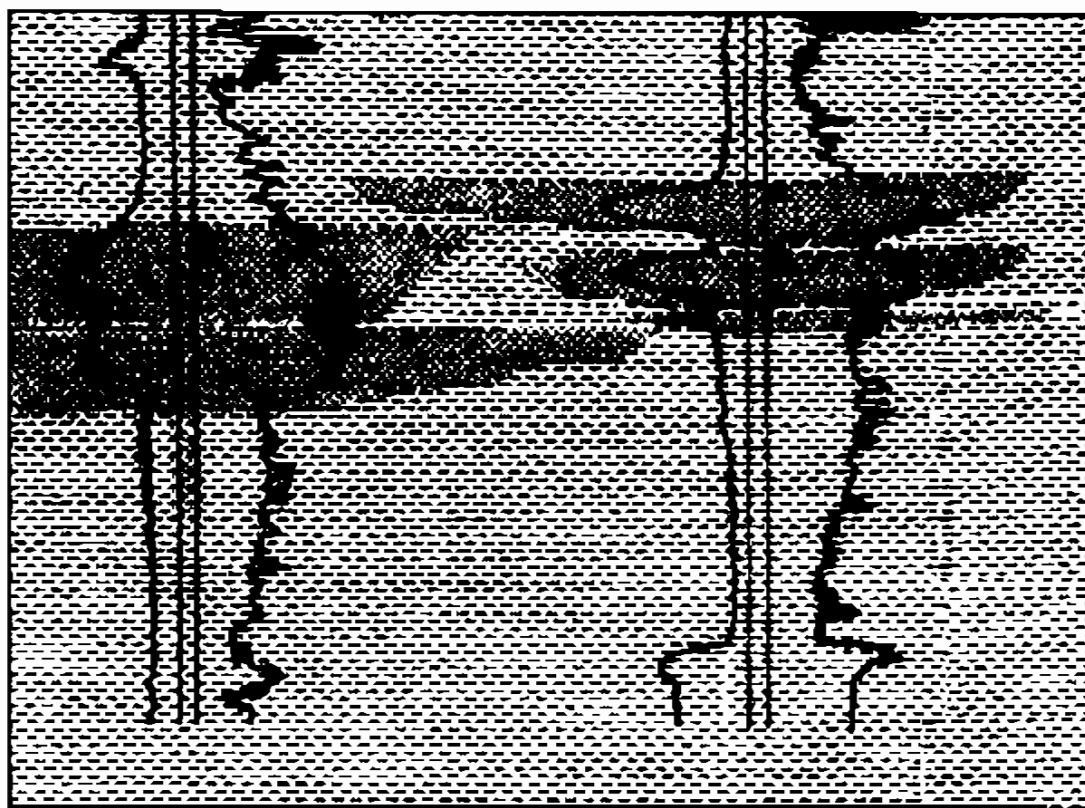
شکل ۹-۱۱ - واحدهای متخلخل و تراوای چینه‌ای که روی ریف آن‌لپ شده‌اند، نشان می‌دهند که احتمالاً دامنه‌های ریف فاقد سطح پوشاننده هستند



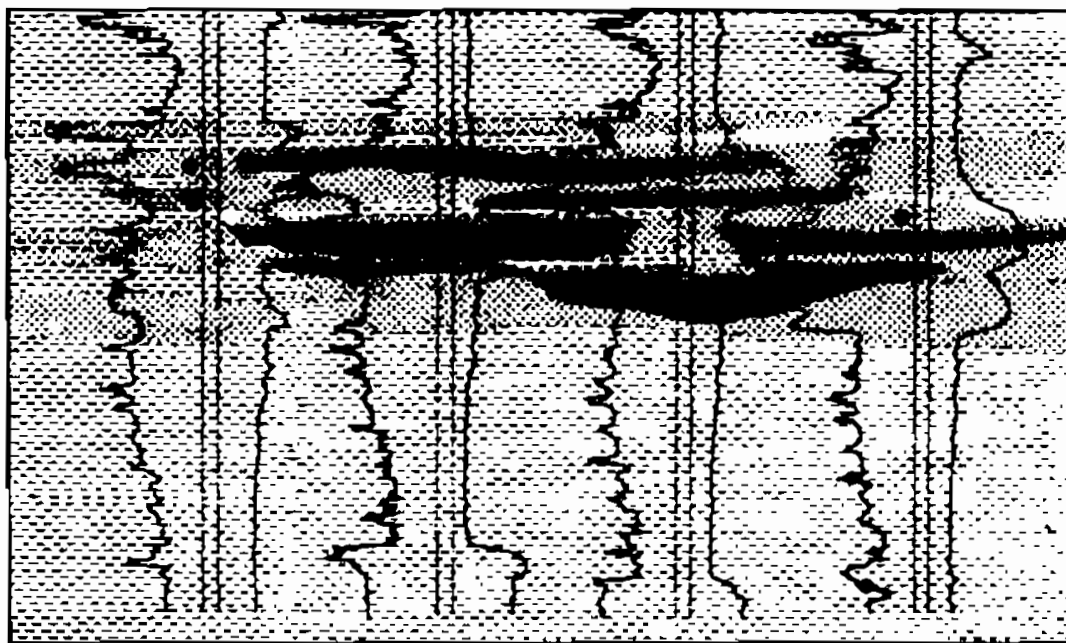
شکل ۹-۱۲ - بازتاب‌های اکوستیک شیب‌دار که به بالاترین قسمت ریف منتهی می‌شوند نشان می‌دهند که احتمالاً سطح پوشاننده ریف یکنواخت نمی‌باشد

کانال‌های ماسه‌سنگی - کانال‌های ماسه‌سنگی یکی از انواع جالب نفتگیرهای چینه‌ای است. میزان ریسک پوش سنگ در کانال‌های ماسه‌سنگی، بشدت، وابسته به خواص مویینگی و همگنی

واحدهای دربرگیرنده است. اگر کانال‌های ماسه‌سنگی در لایه‌هایی نسبتاً همگن و ناتراوا محصور شده باشند، هر امتداد کانال به سمت بالای شیب یک نفتگیر بالقوه خواهد بود. اما اگر کانال‌ها توسط چینه‌هایی به شدت متغیر قطع شده باشند، نفتگیرهای واقعی خیلی کم خواهند بود. مثلاً حفاری اولیه در لایه‌های کرتاسه حوضه دنور جنوبی در کلرادو، نشان از احتمالات متعدد اکتشاف در کانال‌های ماسه‌سنگی داشت. اولین سری لاگ‌ها که صحیح نبودند نشان از پوش سنگ فوقانی و مخازنی حاوی آثار نفت داشته است (شکل ۹-۱۳). بسادگی می‌شد تصور کرد که حفاری‌های بیشتر قطعاً چندین نفتگیر چینه‌ای ماسه‌سنگی کانالی با اندازه قابل ملاحظه را آشکار خواهد کرد. اگرچه همه کوشش‌ها بر نقشه‌برداری از اندازه، مشخصات و توزیع ماسه‌سنگ‌های کانالی متمرکز شد، ولی حفاری‌های بیشتر نشان داد که لایه‌های پوش‌سنگی (فوقانی و جانبی) تداوم‌شان قطع می‌شود (شکل ۹-۱۴). معلوم است که به جای اینکه به دنبال لایه‌های ضخیم و متخلخل ماسه‌سنگی باشیم بهتر است مناطقی را جستجو کنیم که پوش‌سنگی فوقانی و جانبی داشته باشند.



شکل ۹-۱۳ حفاری‌های اولیه با فاصله زیاد نشان از حضور آثار نفتی در قسمت‌های فوقانی ماسه‌سنگ‌های کانالی داشته است



شکل ۹-۱۴ - حفاری‌های بیشتر چنین توالی‌های بریده و پر شده‌ای نشان داد که با گسترش جانبی اندک لیتولوژی پوش سنگ همراه بوده‌اند

۳-۹ پوش سنگ‌های غیرعادی

گاهی اوقات در تجمعات هیدروکربنی پوش سنگ‌هایی عجیب و غیرمعمول حضور دارند. این پوش سنگ‌ها بازتابی از رژیم‌های جریان دینامیک (تغییر در فشار مؤثر موئینگی درون مجاری) یا تغییر توزیع گلوگاه‌های خلل و فرج سنگ می‌باشند.

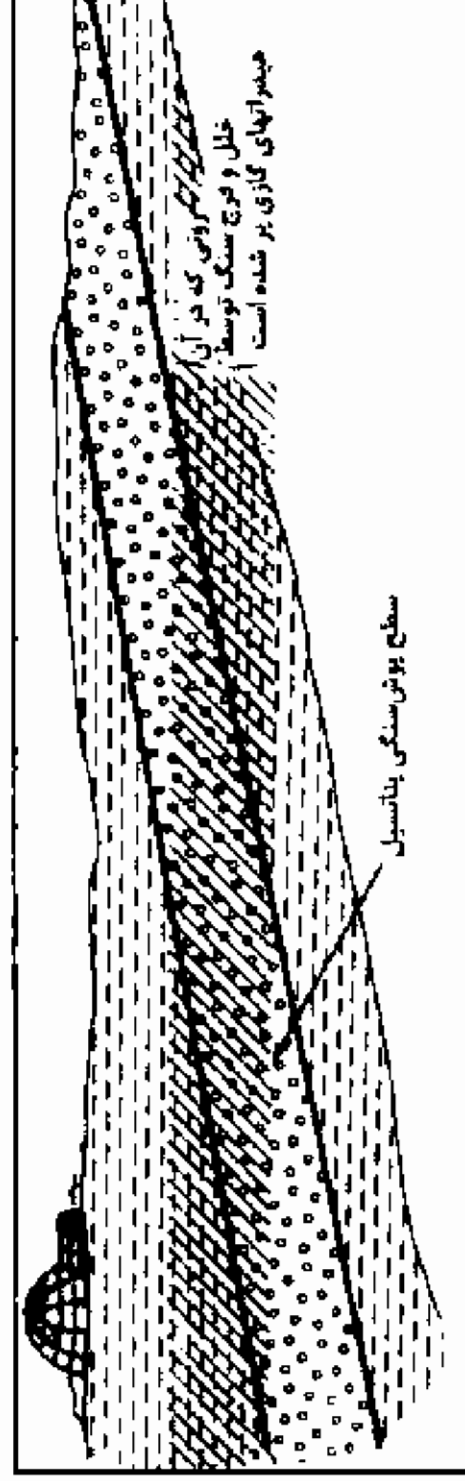
تأثیر هیدرو دینامیک بر پوش سنگ‌ها - میزان فشار موئینگی مؤثر نگهدارنده سیال در پوش سنگ قویاً توسط گرادیان پتانسیل ناشی از حرکت آب از مرز پوش سنگ - مخزن تغییر می‌کند. جایی که جریان آب از پوش سنگ به مخزن هیدروکربن در جهت پایین شیب باشد، فشار مؤثر درون مجاری پوش سنگ افزایش می‌یابد. ولی اگر جریان آب از مخزن به سمت پوش سنگ در بالای شیب باشد، فشار مجاری کاهش می‌یابد و توانایی پوش سنگ برای ممانعت از حرکت هیدروکربن‌ها کم می‌شود. بر اساس یک اصل کلی، نیروی هیدرو دینامیک تأثیر کمی روی میزان ریسک پوش سنگ اغلب تجمعات هیدروکربنی دارد. با این وجود در حوضه‌هایی که جریان هیدرو دینامیک مهمی دارند، جهت و بزرگی جریان هیدرو دینامیک در ارزیابی میزان توانایی پوش سنگ در مخازن که انتظار وجود هیدروکربن در آن‌ها می‌رود اهمیت حیاتی دارد. برای مثال در حوضه پاودر ریور و ایومینگ جریان هیدرو دینامیک رو به طرف پایین شیب، به شدت فشار مؤثر درون مجاری پوش سنگ‌های جانبی نه چندان مناسب را افزایش می‌دهد، طوری که ستونی از هیدروکربن در این میادین به دام می‌افتد.

پوش‌سنگ‌های دیاژنتیک - دیاژنز شیمیایی و مکانیکی مخازن قادر است فضای روزنه‌ها را تغییر داده و ببندد. به طور معمول تغییر دیاژنتیکی فضای روزنه‌ای درون و اطراف مخزن، باعث تغییر خصوصیات جریان کلی درون آن مخزن می‌شود. زون‌های سیمانی شده به شدت در برابر حرکت سیالات مقاومت می‌کند، ولی بسیار به ندرت باعث ایجاد یک سطح پوشاننده با تداوم جانبی برای یک تجمع هیدروکربنی اقتصادی می‌گردد.

پوش‌سنگ‌های قیری - یکی از محل‌هایی که به عنوان مثالی از تجمعات زیر پوش‌سنگ قیری ذکر شده است، مخزن ماسه‌سنگی تمبلور در میدان کولینگای شرقی در کالیفرنیا است. لایه ماسه‌سنگی نفت دار در فاصله کمی به سمت بالای شیب محل رخنمون به شدت با قیر آغشته شده است و نقش پوش‌سنگ را بازی می‌کند.

- هیدرات‌های گازی عبارتند از بلورهای جامد ته‌نشین (*gas hydrates*) هیدرات‌های گازی شده گاز و آب. هیدرات گازی یک ماده شبه یخ نیمه پایدار است که شامل مولکول‌هایی گازی در شبکه‌ای از مولکول‌های آب می‌باشد. تشکیل هیدرات گازی جامد در خلل و فرج سنگ بستگی به شوری آب روزنه‌ای، فشار، حرارت و ترکیب گاز دارد. شرایط لازم برای تشکیل هیدرات‌های گازی، آن است که در شرایطی زیر فشار نرمال و در حرارت پائین، گاز و آب بر هم اثر کنند. از نظر یک زمین‌شناس، چنین شرایطی فقط در دو وضعیت طبیعی می‌توانند وجود داشته باشند: (۱) در مخازن نواحی دریایی کم عمق در نواحی همیشه یخبندان و (۲) در مخازنی که محل دفن آن‌ها نسبتاً کم عمق است ولی زیر آب‌های سرد و عمیق قرار دارد. هیدرات‌های گازی وضعیت اول در عمق ۲۰۰۰ متری در کوتاسک سیبری گزارش شده‌اند، جایی که در عمق ۱۴۰۰ متری حفاری دما به صفر درجه سانتیگراد می‌رسد. برای وضعیت دوم هیدرات‌های گازی در عمق ۶۰۰ متری زیر کف دریا در مغزه‌هایی گزارش شده‌اند که از حفاری در جلگه بلیک به دست آمده‌اند.

گازهای هیدروکربنی در حال مهاجرت به سمت بالای شیب لایه‌های متخلخل، می‌توانند در شرایط مناسب فشار و حرارت به شکل هیدرات‌های پرکننده خلل و فرج رسوب کنند. مقادیر زیادی گاز شناخته شده‌اند که به همین ترتیب درون هیدرات‌های پرکننده خلل و فرج‌ها به دام افتاده‌اند. به علاوه این هیدرات‌های پرکننده خلل و فرج‌ها قادرند در یک مخزن شیب‌دار، پوش‌سنگی ایجاد کنند که باعث ایجاد مخزن نفت و گاز در قسمت پایین شیب شود (شکل ۹-۱۵).



شکل ۹-۱۵ - هیدرات‌های گازی که فضای روزنه‌ای مخزن را می‌بندند، می‌توانند یک پوش سنگ درون سازندی ایجاد کنند که هیدروکربن‌های بیشتری را در قسمت پایین شیب بدام می‌اندازد

در نهایت اینکه ارزیابی میزان ریسک همراه با عملیات اکتشافی یک محل نیازمند تعیین احتمال حضور یک پوش سنگ مناسب است. نفتگیرهای مختلف از نظر میزان ریسک پوش سنگ انواع خاص خود را دارند. برای هر دسته نفتگیر بالقوه، مفاهیم و تکنیک‌های زمین‌شناسی وجود دارد که ارزیابی میزان مخاطره‌انگیزی پوش سنگ را آسان می‌کند. فهم میزان ریسک هر پوش سنگ به انتخابی هوشمندانه از میان محل‌های مختلف قابل اکتشاف منجر می‌شود.

۱۰- روش‌های اکتشاف (Methods of Exploration)

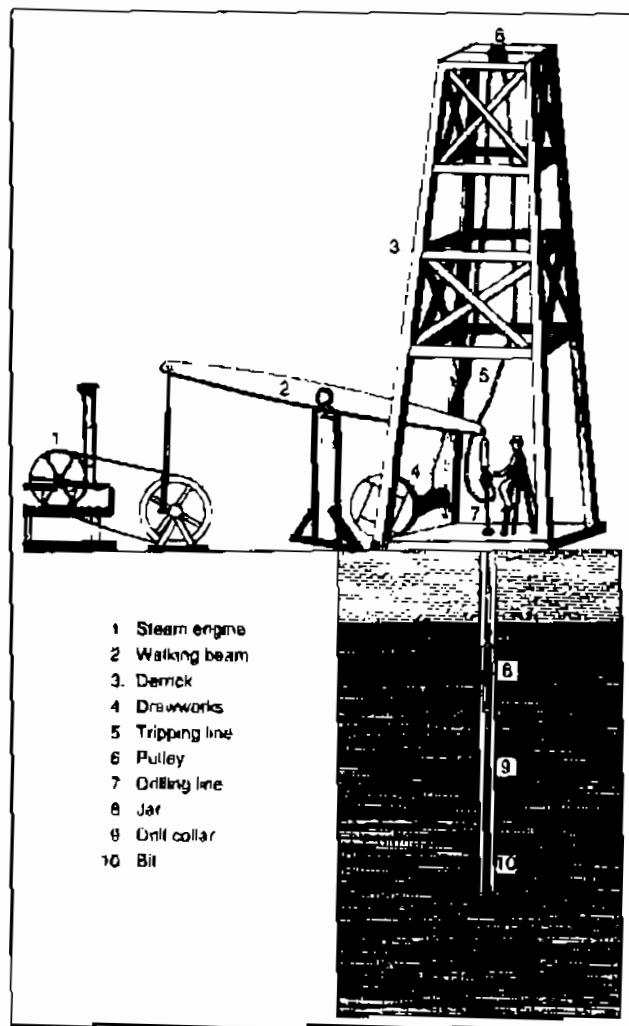
در این بخش از کتاب به طور مختصر اشاره‌ای می‌شود به روش‌هایی که به منظور اکتشاف مواد هیدروکربنی به کار برده می‌شوند.

۱-۱۰ حفاری (Drilling)

در سال ۱۸۵۹ برای نخستین بار نفت از یک چاه با عمق ۶۹/۵ فوتی در پنسیلوانیا فوران کرد. نام کننل دریک (Colonel Drake) در تاریخ جستجوی نفت هم‌زمان با حفر این چاه ثبت شد. اگرچه این واقعه، صنعت حفاری نفت را آغاز کرد، اما با این وجود قبل از این تعداد زیادی از چاه‌ها به منظورهای تولید آب، نمک و قیر حفر می‌شده‌اند.

۱-۱-۱۰ حفاری ضربه‌ای (Cable Tool Drilling)

همه چاه‌های قدیمی، از جمله چاه دریک با استفاده از سیستم ضربه‌ای (cable tool) حفر می‌شدند (شکل ۱-۱۰). در این سیستم یک مته با لبه‌های شبیه قلم پیکر تراشی به انتهای یک میله سنگین (drill collar) متصل است که آن‌هم به نوبه خود از یک شاهین (walking beam) آویزان است. مته به صورت سقوط آزاد به داخل چاه رها شده و بعد از برخورد به سنگ آن را به صورت قطعات خردشده در می‌آورد. شاهین در گذشته به وسیله نیروی انسان یا حیوان به کار انداخته می‌شد، که بعد در قرن ۱۹ به موتور بخار مجهز شد. اما با وجود داشتن موتور بخار، ته چاه بعد از پر شدن از قطعات و خرده‌های سنگی با یک وقفه در حفاری، به صورت متناوب تمیز می‌شده است. در طی حفاری، چاه به وسیله آب و گل حاصل از اختلاط آب و قطعات خرد شده سنگ‌ها پر می‌شد که به وسیله یک ابزار سیلندری شکل (گل کش) تخلیه می‌شده است. این وسیله یک انتهای شبیه به سوپاپ داشت که در حالت باز به داخل چاه رانده می‌شد و در حالت بسته توسط وسیله‌ای به نام منجنیق (drawworks) بالا کشیده می‌شد. عمیق‌ترین چاه حفر شده با این روش، چاهی بود که در سال ۱۹۱۸ تا عمق ۲۲۵۰ متری حفر شد. سیستم ضربه‌ای هنوز هم برای حفر چاه‌های آبی کم عمق به کار می‌رود.



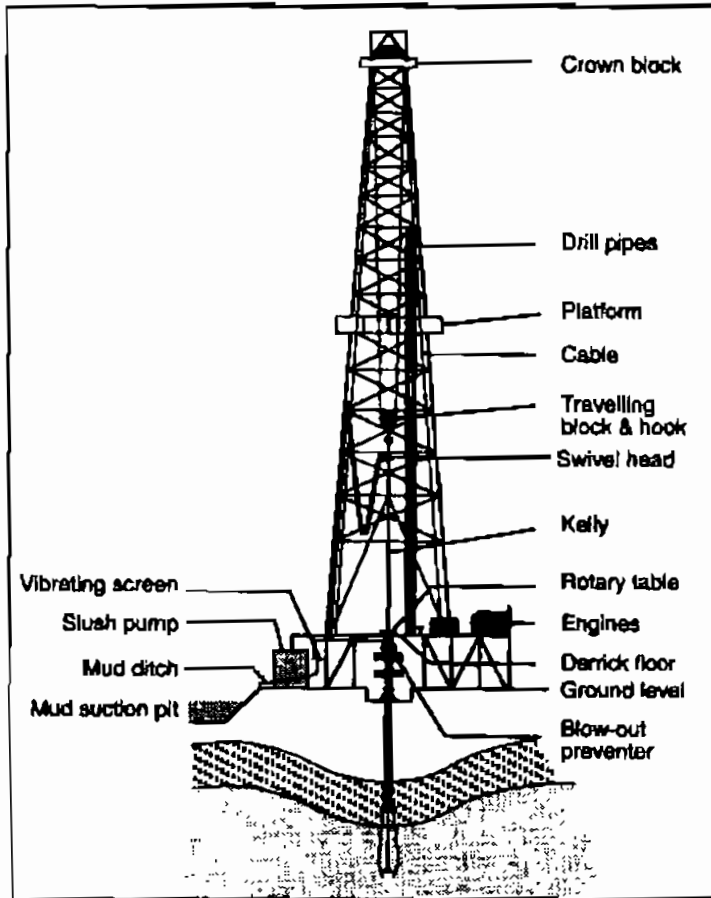
شکل ۱-۱۰ - تصویر شماتیک از یک دکل حفاری با سیستم ضربه‌ای

۱-۱-۲ حفاری دورانی (Rotary Drilling)

در آغاز قرن بیستم آنتونی لوکاس (Antony Lucas) هم‌زمان با کشف میدان نفتی Spindeltop در تگزاس روش حفاری دورانی را به تمام جهان نشان داد. او ترکیبی از مته چرخان و تزریق مداوم گل را به کار برد. از آن زمان تاکنون روش حفاری دورانی با پیشرفت تکنولوژی، به صورت بسیار پیشرفته مورد استفاده قرار گرفته است (شکل ۱-۲). در روش حفاری دورانی از مته‌های دندانه‌ای شکل نوع سه مخروطه (tricon) یا مته‌های یک تکه‌ای از جنس الماس یا PDC (polycrystalline diamond cutters) استفاده می‌شود. زمانی که مته در حال چرخش است نیرویی توسط وزنه‌ای به آن وارد می‌شود. مزیت این روش این است که یک سیال (گل حفاری) می‌تواند به طور مداوم از میان مته که در حال خرد کردن تشکیلات سنگی است پمپ شود و جریان بالارونده گل حفاری قطعات خرد شده را از داخل چاه به سطح چاه حمل می‌کند.

دکل حفاری (rig) دورانی، دستگاهی است که سه عمل زیر را انجام می‌دهد:

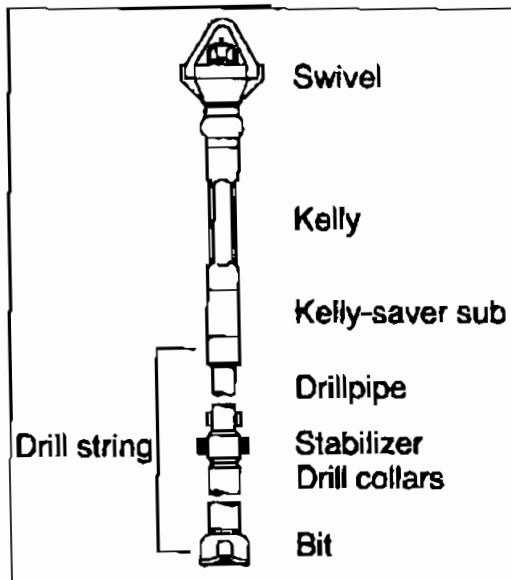
◀ بار گذاری وزنه بر روی مته



◀ چرخاندن مته
◀ گردش گل حفاری

انتهای رشته حفاری یقه مته (drill collars) نام دارد که به ته لوله حفاری (drill pipe) به صورت پیچ شده و به همین صورت هم به بخش بالائی مته متصل است. این مجموعه به وسیله صفحه دوار (rotary table) و لوله چند وجهی (kelly) می‌چرخد (شکل ۱۰-۳). لوله چند وجهی وسیله اتصال بین صفحه دوار و محور حفاری است. مقطع عرضی لوله چند وجهی ممکن است چهار گوش، شش گوش یا حتی سه وجهی باشد.

شکل ۱۰-۲ - دکل حفاری با سیستم دورانی و اجزای تشکیل دهنده آن



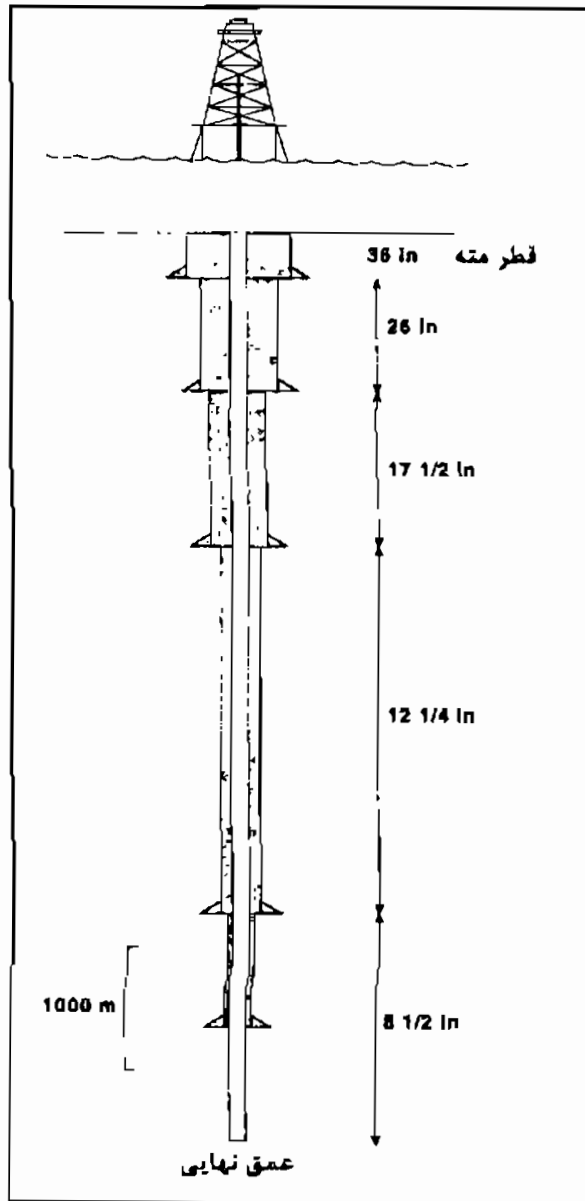
بخش‌های تشکیل دهنده رشته حفاری (drill string) در مرکز خود دارای یک مجرا هستند که سیال حفاری می‌تواند از طریق آن تا ته چاه گردش داشته باشد. یک سیستم بالا برنده موظف به نگهداری وزن رشته حفاری می‌باشد که آن را به داخل چاه فرستاده و بالا می‌کشد.

شکل ۱۰-۳ - تصویر شماتیک از بخش‌های مختلف رشته حفاری

زمانی که یک چاه حفر می‌شود به طور منظم به وسیله پوشش‌های مخصوصی پوشانده می‌شود. این عمل به وسیله لوله فولادی (steel pipe) یا جداره (casing) انجام می‌شود. جداره، تحت وزن خودش به داخل چاه رانده می‌شود و با عمیق‌تر شدن چاه قطر این لوله‌ها کوچک و

کوچک‌تر می‌شود (شکل ۱۰-۴). نخستین لوله جداره به آرامی به داخل چاه رانده شده و سپس سیمان به داخل آنالوس (فضای بین جداره و دیواره چاه) پمپ می‌گردد و لذا جداره به دیواره

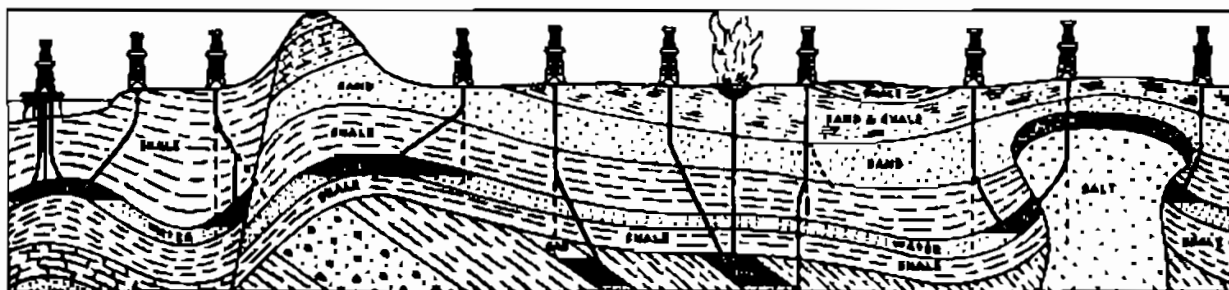
سیمان می‌شود. بعد از اینکه نخستین فاز حفاری تمام شد، حفاری مجدداً با یک مته با قطر کوچکتری نسبت به قطر داخلی جداره که به داخل چاه رانده شده و سیمانی شده است، آغاز می‌شود. چاه عمیق‌تر می‌شود و جداره‌های بیشتری در داخل چاه قرار می‌گیرند که باید قطری کوچکتر از مته داشته باشند.



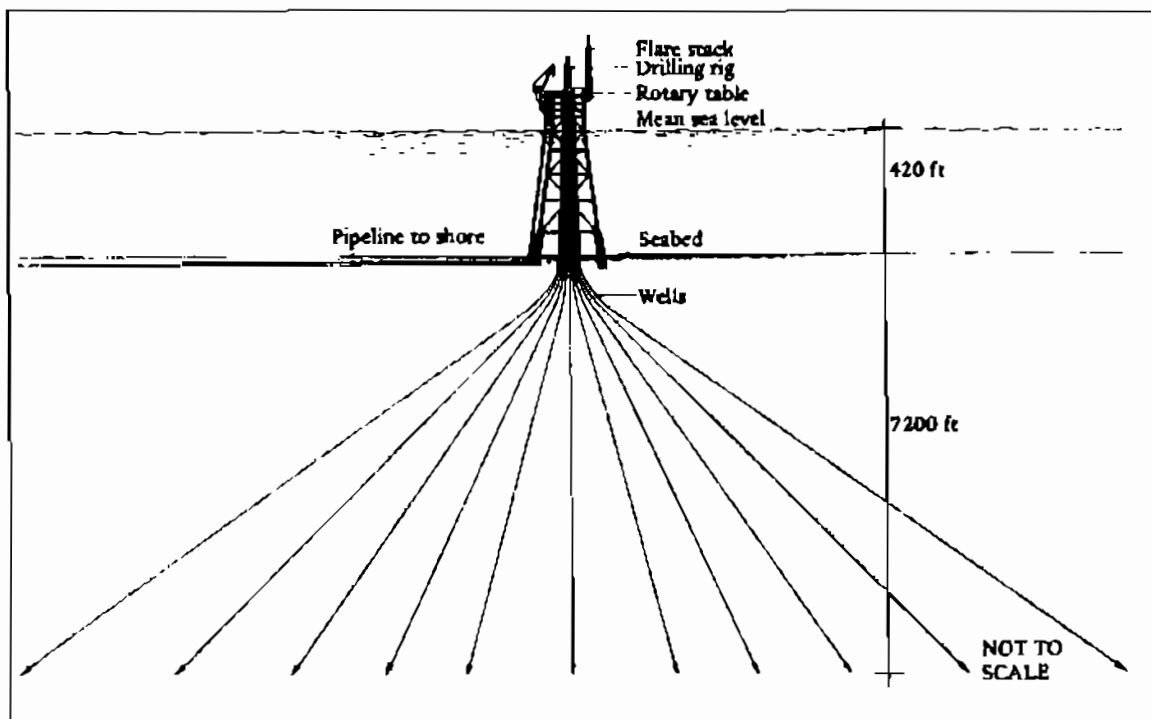
شکل ۱۰-۴ - تغییرات قطر چاه و مته حفاری با افزایش عمق

۱۰-۱-۳ حفاری جهت‌دار (Directional Drilling)

حالت‌هایی وجود دارد که حفاری چاه قائم امکان‌پذیر نیست. مثلاً وقتی که مخزن در زیر یک دریاچه یا رودخانه و یا مرکز شهر قرار گرفته است (شکل ۱۰-۵). در چنین شرایطی دکل حفاری در یک محل مناسب برپا شده و چاه برای رسیدن به مخزن منحرف می‌گردد. در حوضه‌های دور از ساحل (offshore) معمولاً حفر چاه‌های متعدد از یک سکوی حفاری عمومی، اقتصادی است (شکل ۱۰-۶).



شکل ۱۰-۵ - کاربردهای حفاری جهت‌دار



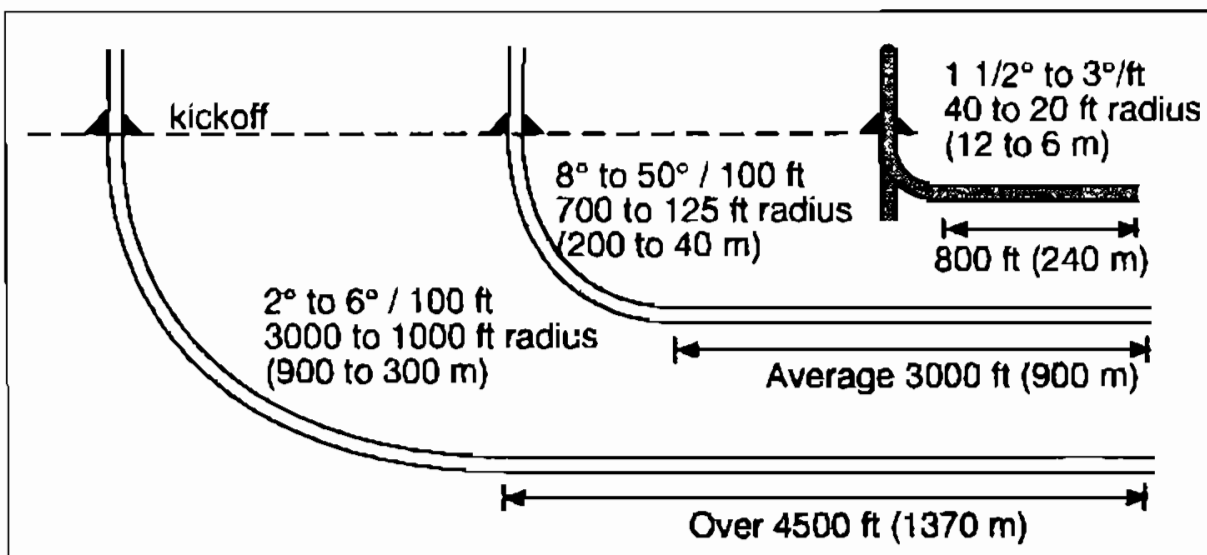
شکل ۱۰-۶ - در سکوه‌های حفاری دریایی از هر سکو چندین چاه در جهت‌های مختلف برای رسیدن به مخازن حفاری می‌شود

۱۰-۱-۴ حفاری افقی (Horizontal Drilling)

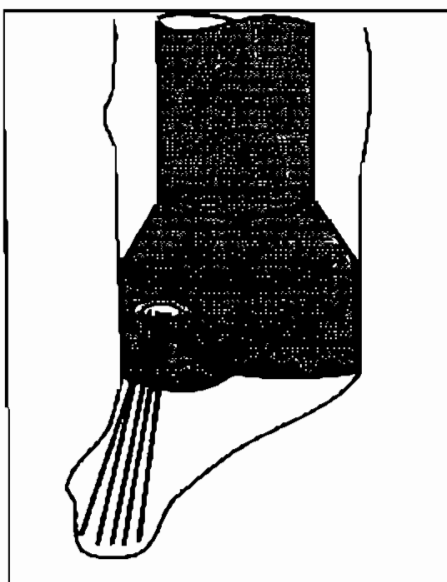
حفاری افقی در بسیاری از موارد می‌تواند سبب افزایش بهره‌وری از چاه‌های نفت گردد. به طور مثال این نوع حفاری قادر است تولید را در مخازن کارستی، مخازن با شکستگی‌های عمودی، مخازن با ستون هیدروکربنی نازک که مشکل مخروط شدگی (coning) به سمت پایین را دارد و در مخازن کم فشار، افزایش دهد. حفاری افقی برای مخازن به شدت شکسته شده و همین‌طور برای مخازن نازک لایه با تراوایی عمودی کم، نظیر رسوبات توربیدیتی و نیز برای مخازن همگن با کیفیت ضعیف، تأثیر بسزایی ندارد.

روش‌های متعددی برای حفاری افقی وجود دارد. در این روش‌ها قبل از رسیدن به مقصد در نقطه‌ای خاص، به نام نقطه تغییر مسیر (kick off point)، حفاری را تغییر جهت می‌دهند. این تغییر مسیر، می‌تواند از ۲ تا ۶ درجه در هر صد فوت تا ۱،۵ تا ۳ درجه در هر فوت حفاری

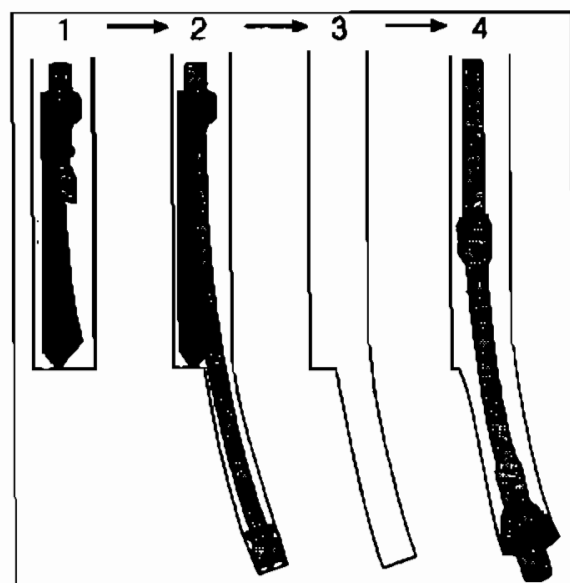
متغیر باشد تا اینکه چاه در مقصد افقی گردد (شکل ۷-۱۰). از روش‌هایی که سبب انحراف چاه می‌گردند استفاده از whipstock است که یک گوه فلزی است که سبب انحراف سرمه می‌گردد (شکل ۸-۱۰). روش دیگر استفاده از یک موتور هیدرولیک است که در بالای سرمه نصب می‌شود و قادر است سرمه را منحرف کند. روش دیگر که در رسوبات نرم کاربرد دارد استفاده از جت حفاری (jet drilling) است. در این روش در انتهای سرمه سه خروجی گل وجود دارد که یکی از آن‌ها بزرگتر است و گل می‌تواند با سرعت و انرژی بیشتری خارج شود و لذا هنگامی که رشته حفاری در حال چرخش نیست، خروجی بزرگتر قادر است جهت حفاری را به سمت خود منحرف کند (شکل ۹-۱۰).



شکل ۷-۱۰ - تغییر مسیر در حفاری افقی



شکل ۹-۱۰ - تغییر مسیر با استفاده از فشار گل حفاری



شکل ۸-۱۰ - مراحل تغییر مسیر با استفاده از whipstock

۵-۱-۱۰ مته‌های حفاری (Drilling Bits)

از مته‌های حفاری می‌توان انواع زیر نام برد:
 مته‌های مخروطی غلتکی (roller cone bits) این نوع مته از سه بخش اصلی تشکیل شده که شامل مخروط‌ها (cones)، یاتاقان‌ها (bearings) و بدنه مته (body) است. در مته‌های سه مخروطه، هر مخروط دارای ردیف‌هایی از دندان‌ها می‌باشد که با ردیف‌های دندان‌های مخروط مجاور هماهنگ شده‌اند. این دندان‌ها که در مخروط جاسازی شده، می‌تواند از فولاد یا کربیدتنگستن ساخته شده باشد.

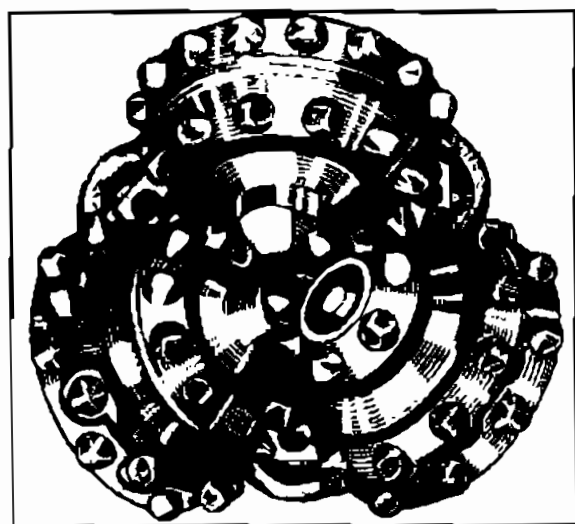
مته‌های الماسی (diamond bits): سه نوع مته الماسی وجود دارد که عبارتند از:

- مته‌های با الماس طبیعی (natural diamond)

- مته‌های با الماس‌های نوع PDC

- مته‌های با الماس‌های نوع TSP (thermally stable polycrystalline diamond cutters)

این سه نوع مته در ماهیت عناصر برنده که هر کدام سنگ را با یک روش متفاوت مکانیکی خرد می‌کنند، اختلاف دارند.



شکل ۱۰-۱۰ - نمونه‌ای از مته‌های خردکننده

از نظر چگونگی حفر سنگ‌ها نیز می‌توان مته‌ها را به دو دسته تقسیم کرد: اول مته‌هایی که سنگ‌ها را خرد کرده و جلو می‌رود (شکل ۱۰-۱۰) و نتیجه حفاری به صورت خرده‌های سنگی کوچک (cuttings) به سطح می‌رسد. نوع دیگر مته استوانه‌ای تو خالی است که قادر است سنگ‌ها را به صورت مغزه (core) برش دهد (شکل ۱۰-۱۱).



شکل ۱۰-۱۱ - نمونه‌ای از مته‌های مغزه گیر

۱۰-۱-۶ راندمان حفاری

سرعت یا به عبارتی راندمان حفاری توسط فاکتورهای متعددی کنترل می‌شود که عبارتند از: جنس و نوع سنگ، فشار مته در حین حفاری، تعداد دوران مته، نوع مته حفاری، قطر چاه و فشار هیدرولیکی در کف چاه حاصل از ستون گل حفاری.

اغلب سنگ‌های حاوی نفت از نوع رسوبی هستند. مقاومت این نوع سنگ‌ها در مقابل حفاری، به سختی دانه‌های تشکیل دهنده، اندازه دانه‌بندی، نوع سیمان و تخلخل سنگ بستگی دارد. جدول ۱۰-۱ راندمان حفاری را در سنگ‌های مختلف در شرایط یکسان نشان می‌دهد.

جدول ۱۰-۱ - راندمان حفاری (متر در ساعت) برای سنگ‌های مختلف

راندمان حفاری	نوع سنگ
۴٫۹	آهک
۲٫۵	انیدریت
۰٫۸۴	ماسه‌سنگ
۰٫۵۴	گرانیت
۰٫۳۴	کوارتزآرنایت

در هنگام حفاری، وزن وارد بر مته سبب پیشرفت در نرخ نفوذ مته می‌شود. سرعت حفاری تقریباً نسبت مستقیمی با وزن وارد بر مته دارد، البته اگر سیال حفاری بتواند از عهده تمیز نگه داشتن مته برآید. فشار حفاری به طور معمول یک تن به ازای هر اینچ قطر مته در تشکیلات نرم و سه تن در تشکیلات سخت است. به هر حال، نرخ نفوذ مته می‌تواند به یک حد ماکزیمم برسد اگر وزن وارد بر مته به حدی برسد که دندان‌ها مته را به طور کامل در سنگ فرو ببرد.

علاوه بر این، وزن وارد بر مته به نوع مته نیز بستگی دارد:

◀ یک مته با دندان‌های طویل که مخصوص تشکیلات نرم است، به ناچار دارای

یاتاقان‌های کوچکی است یعنی اینکه قادر به مقاومت کمتری در برابر بارهای وارده است.

◀ در مقابل، یک مته با دندان‌های کوچک که مخصوص تشکیلات سخت است، به طور

قابل ملاحظه‌ای دارای یاتاقان‌های بزرگتری خواهد بود که می‌تواند در مقابل وزن‌های وارده

بالا مقاومت کند.

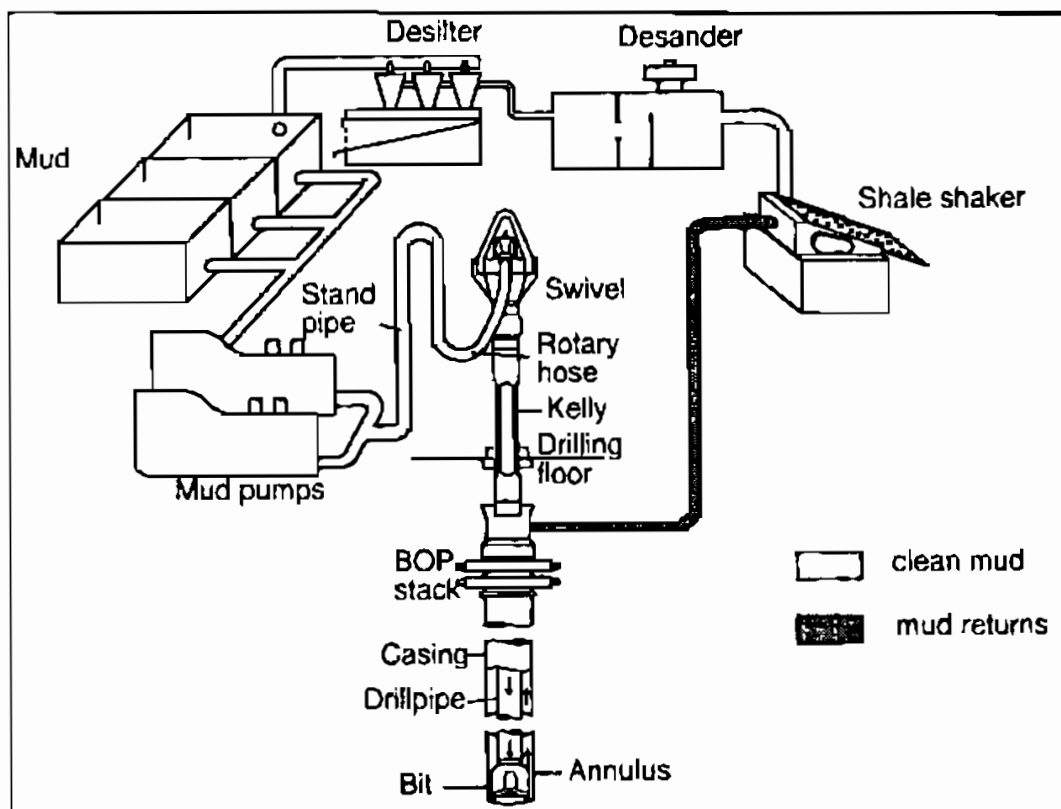
مطالعات نشان می‌دهد که نرخ نفوذ مته در تشکیلات نرم با نسبت مستقیمی در مقابل

سرعت چرخش افزایش پیدا می‌کند. اما در تشکیلات سخت نرخ نفوذ، بیش از یک حد مناسب،

افزایش نمی‌یابد.

۷-۱-۱۰ گل حفاری (Drilling Mud)

در حفاری چاه‌های نفت عموماً از گل حفاری استفاده می‌شود. گل حفاری از طریق لوله حفاری با فشار زیاد به داخل چاه پمپاژ می‌شود (شکل ۱۰-۱۲). گل از میان سر مته در ته چاه خارج شده و از بین لوله حفاری و لوله جداری دیواره‌های چاه، خرده سنگ‌های چاه را حمل کرده و به سطح بازمی‌گرداند. سپس گل حفاری صاف و دوباره مورد استفاده قرار می‌گیرد.



شکل ۱۰-۱۲ - سیستم چرخش گل حفاری

در طی حفاری، گل حفاری دارای کاربردهای زیادی است و اعمال مهمی را انجام می‌دهد. امروزه حفاری‌های بزرگ و گسترده به خاطر پیشرفت‌های تکنیکی در ماهیت فیزیکوشیمیایی سیال‌های حفاری، با کیفیت بالایی انجام می‌شوند. به همین خاطر در این بخش راجع به وظایف و عملکردهای سیال‌های حفاری بحث خواهد شد:

۱ - انتقال قطعات خرده سنگی به سطح

باگردش سیال حفاری و بالا آمدن در آنالوس (annulus) یا فضای بین دیواره چاه و لوله حفاری، باید قطعات خرده سنگی را از صحنه کار (workink face) شستشو داده و به سطح چاه انتقال دهد.

۲ - تعلیق قطعات خرده سنگی در زمان توقف گردش سیال حفاری

در زمان اضافه کردن لوله حفاری به رشته حفاری به منظور اضافه کردن طول آن و یا تعویض سر مته، گردش سیال حفاری باید متوقف شود. در طی این توقف، صعود قطعات خرده سنگی در آنالوس، به طرف بالا متوقف می‌شود. در این حالت قطعات خرده سنگی در گل حفاری به صورت معلق قرار گرفته و نمی‌توانند سقوط کنند. این مسأله به خاطر خاصیت دگرروانی (thixotropic) سیال حفاری است، به طوریکه در زمان توقف با استفاده از حالت زله‌ای قطعات را معلق نگه می‌دارد.

۳ - خنک کردن مته و کاهش اصطکاک محور حفاری

مته حفاری به دلیل درجه حرارت حاکم در عمق چاه و به خاطر اصطکاک مکانیکی داغ می‌شود. سیال حفاری در حال گردش، به صورت یک خنک کننده عمل می‌کند و چاله‌های گل (mud pit) در سطح، عمل مبادله گرما را انجام می‌دهند. به علاوه سیال حفاری ضریب اصطکاک بین محور حفاری و دیواره چاه را کاهش می‌دهد. این عمل گاهی اوقات با اضافه کردن مواد ضد اصطکاک همانند نفت و افزودنی‌های مخصوصی تقویت می‌شود.

۴ - دادن استحکام به دیواره‌های چاه

فاز سیال حفاری به داخل تشکیلات تراوا نفوذ می‌کند و حلقه‌ای از ذرات کلونیدی را بر دیواره‌های چاه به وجود می‌آورد. این حلقه، سله گل (mud cake) نامیده می‌شود. به خاطر همین ایزوله کردن و اندود کردن تشکیلات نفوذپذیر در چاه است که به پایدار کردن تشکیلات کمک کرده و مدت بدون پوشش ماندن چاه را بیشتر امکان پذیر می‌سازد.

۵ - جلوگیری از جریان یافتن سیال‌های موجود در تشکیلات به داخل چاه

سیال حفاری، یک فشار هیدروستاتیک را اعمال می‌کند. اگر این فشار هیدروستاتیک نسبت به فشار سیال تشکیلات، بیشتر باقی بماند هیچ سیالی وارد چاه نخواهد شد.

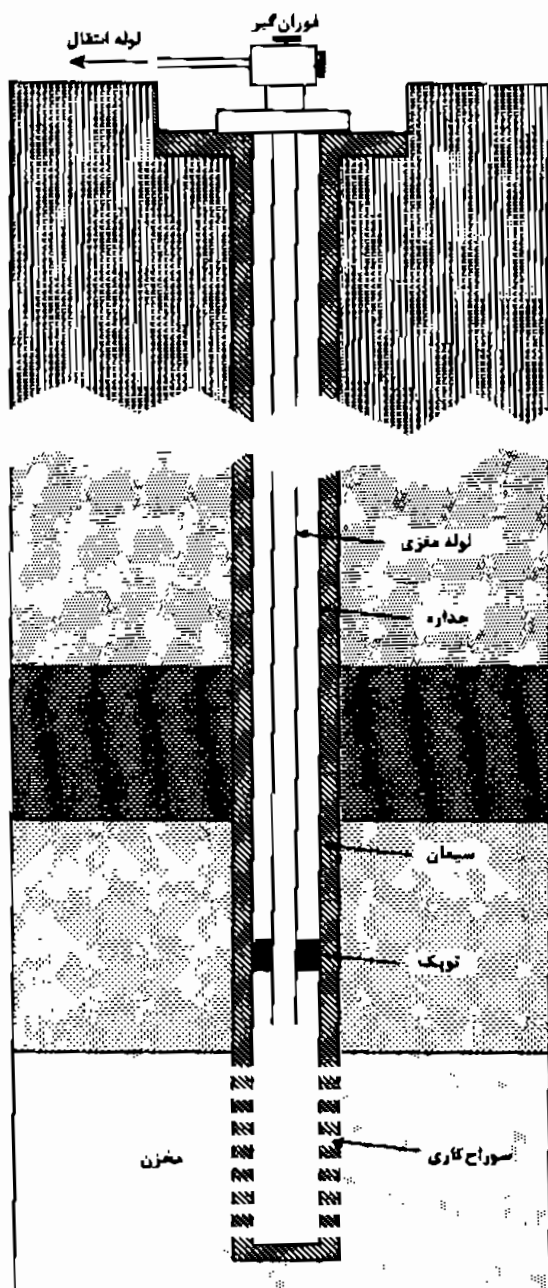
۶ - انتقال دهنده نیرو به موتور داخل چاه

در حالت‌های بخصوصی همچون حفاری‌های جهت‌دار یا حفاری با مته‌های لاسی، تنها به منظور چرخش مته، یک موتور یا توربین در ته چاه قرار داده می‌شود. موتور به وسیله سرعت جریان گلی که از درون محور حفاری به داخل چاه پمپ می‌شود به حرکت در می‌آید.

۷ - ارائه دهنده اطلاعات زمین‌شناسی

سیال‌های حفاری حاوی اطلاعات با ارزشی برای زمین‌شناسان می‌باشند. برای نمونه، آن‌ها حاوی قطعات خرده سنگی هستند که زمین‌شناسان آن‌ها را از خط بازگشت گل حفاری به دست آورده و آثار سیال و گازهای حاصل از تشکیلات حفاری شده را با مطالعه و مشاهده این

قطعات در سطح چاه به دست می‌آورند. تغییرات فیزیکی و شیمیایی در سیال (درجه حرارت، pH، حجم کلریدها...) به زمین‌شناسان و پرسنل حفاری چگونگی پیشرفت حفاری را ارائه می‌دهد.



شکل ۱۰-۱۲ - تصویر شماتیک از یک چاه تکمیل شده

گل‌های حفاری دارای انواع و اقسام متفاوتی است که از مهم‌ترین آن‌ها گل حفاری پایه آبی (water-based mud) با اساس آب و گل حفاری پایه روغنی (oil-based mud) با اساس نفت و گل‌های پلیمری است.

۱۰-۱-۸ تکمیل چاه (Well Completion)

بعد از رسیدن به عمق نهایی و تکمیل جداره‌گذاری چاه و سیمانی کردن آن، یک سری تجهیزات پوشاننده و محافظ باید در بالای چاه نصب گردد. تجهیزات سرپوش چاه بخش فوران‌گیر (blowout preventers, BOP) را که دارای یک سیستم فشار بالا است همراهی می‌کنند. تکمیل کردن شامل نصب توپک یا مجرابند (packer)، لوله مغزی یا لوله استخراجی (tubing) و شیرهای ایمنی و همچنین سوراخ کاری (perforation) (شکل ۱۰-۱۳) مخزن تولید کننده است.

۱۰-۲ چاه نگاری (Logging)

انواع نمودارهای چاه که می‌توان در طی حفاری دورانی ثبت نمود شامل سه بخش اصلی زیر می‌باشند:

- ۱- نمودارهای کابلی (Wire-line logs)
- ۲- نمودارهای خرده سنگ‌های حفاری (Drill cutting logs)
- ۳- نمودارهای گل (Mud logs)

۱-۲-۱۰ نمودارهای کابلی (Wire-line Logs)

نمودارهای کابلی یا نمودارهای ژئوفیزیکی به وسیلهٔ انواع سیگنال‌های فیزیکی ثبت شده توسط یک سوند، تهیه می‌شوند. سوند به سرعت به ته چاه پایین فرستاده می‌شود. سپس به آرامی به طرف سطح، به بالا کشیده می‌شود و به طور پیوسته اندازه‌گیری‌ها، به وسیله کابل‌های رسانا به کامیون نمودارگیری فرستاده شده و ثبت می‌گردند.

سه نوع عمده از نمودارها وجود دارد:

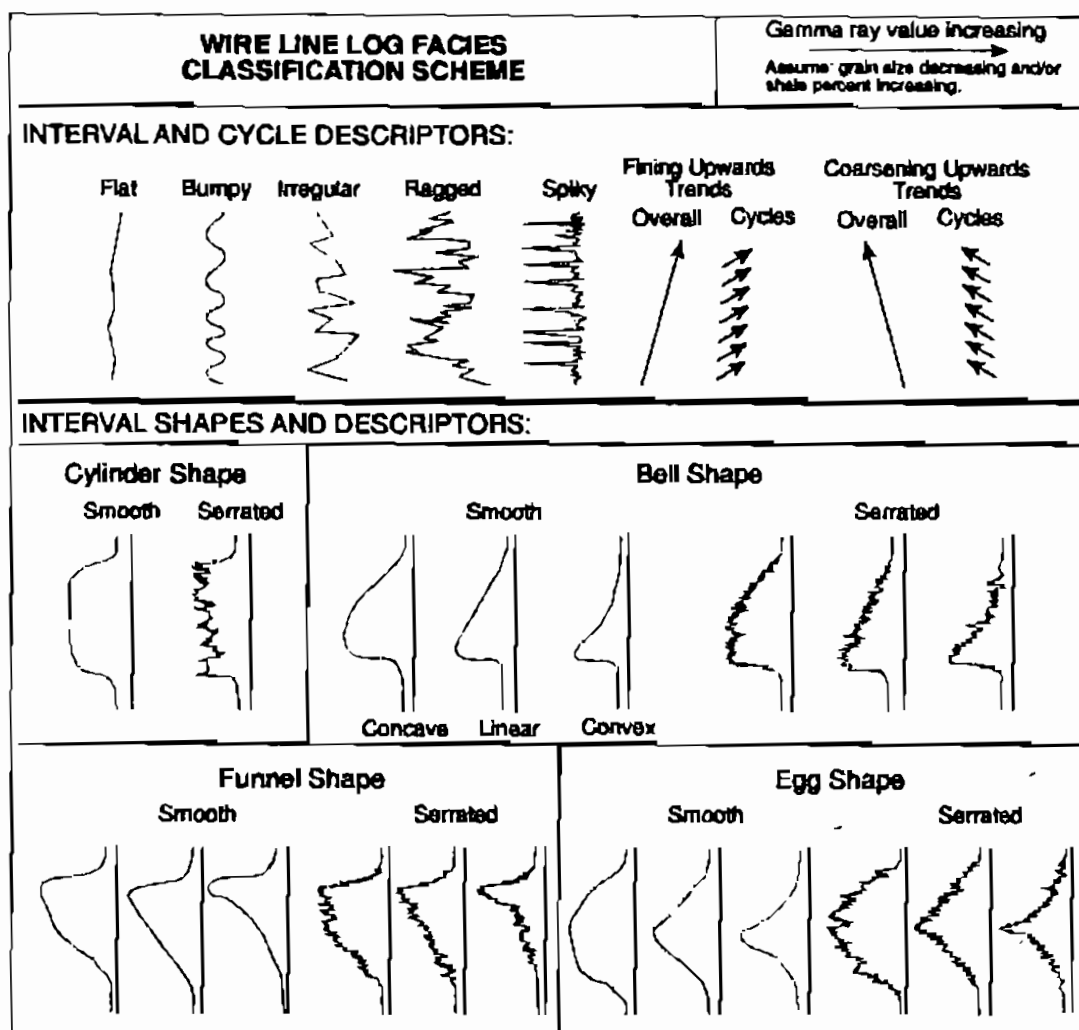
۱- الکتریکی (Electrical)

۲- رادیواکتیو (Nuclear)

۳- صوتی (Acoustic)

نمودارگیری الکتریکی شامل مقاومت الکتریکی سازند و پتانسیل خودزا (SP) می‌باشد. نمودارهای الکتریکی همراه با نمودارهای کابلی دیگر و نمونه‌های خرده سنگی، اطلاعات سودمندی از شناسایی و تطابق لیتولوژی‌ها و تعیین تخلخل، اشباع شدگی سیال و در برخی موارد تراوایی می‌دهند. نمودارهای رادیواکتیو مهم عبارتند از نمودار پرتو گاما که رادیواکتیویته طبیعی انواع سنگهای مختلف را ثبت می‌کند. نمودارهای نوترون که تخلخل پر شده با هیدروژن را اندازه می‌گیرند و نمودار چگالی سازند که ابزاری سودمند در تهیه نمودار تخلخل است. نمودارهای صوتی، زمان انتقال امواج صوتی را در درون سنگ‌ها ثبت می‌کنند. این نمودارها عمدتاً تغییرات ویژگی‌های کشسان (elastic) سنگ‌ها و سیالات درون آن‌ها را منعکس می‌کنند و به طور عملی در تخمین و ارزیابی تخلخل مفیداند.

این نمودارهای اطلاعات مهم دیگری در رابطه با محیط‌های رسوبی، به خصوص در مورد واحدهای تخریبی می‌دهد. امروزه می‌توان با استفاده از شکل‌شناسی نمودارها، که به اشتباه بعنوان رخساره‌های الکتریکی (electrofacies) معروف شده‌اند، به خوبی بخش‌های مختلف یک محیط دلتایی را شناسایی و تفکیک نمود. شکل ۱۰-۱۴ رخساره‌های الکتریکی مختلف را نشان می‌دهد. هر رخساره، محیط و شرایط رسوبگذاری خاصی را نشان می‌دهد. برای مثال، ماسه‌های سدی درشت‌شونده به سمت بالا (coarsening upward bar sands) و ماسه‌های کانالی ریزشونده به سمت بالا (fining upward channel sands) به خوبی از یکدیگر قابل تشخیص‌اند.

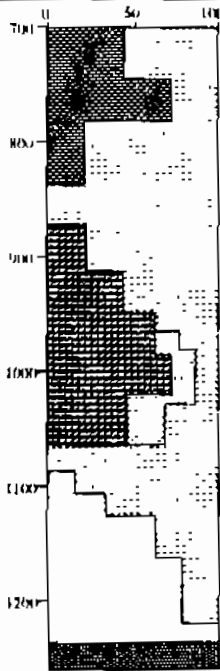


شکل ۱۰-۱۴ - مثالی از چندین رخساره الکتریکی حاصل از نمودارها

با توجه به اهمیت نمودارها، توضیح کامل‌تری در مورد آن‌ها در فصل بعدی کتاب آورده شده است.

۲-۲-۱۰ نمودارهای خرده سنگ‌های حفاری (Drill Cutting Logs)

خرده‌سنگ‌های حفاری (drill cuttings) به وسیله گل حفاری به سطح می‌رسند. نمونه‌ها به طور منظم جمع‌آوری و بسته‌بندی شده و برچسب زده می‌شوند و سپس با استفاده از میکروسکوپ آزمایش می‌شوند. درصد انواع مختلف سنگ به صورت سیستماتیک برای هر عمق ثبت شده و سپس نتایج روی یک نمودار به نام نمودار نمونه (sample log)، نمودار استراتیگرافی و یا نمودار نواری (strip log) رسم می‌گردد (شکل ۱۰-۱۵). این نمودار می‌تواند در تعیین واحدهای چینه‌شناسی و نبوده‌های سنگ‌شناسی به ما کمک کند. ولی آن‌ها باید با نمودارهای ژئوفیزیکی به منظور بررسی جزئیات دقیق‌تر رخساره‌ها، ضخامت‌ها و ارتباط بین انگشتی (inter-fingering) بین دو یا چند نوع سنگ مختلف هماهنگ شوند. در برخی مناطق،



برای مثال جایی که لیتولوژی همگن یا تکراری است، خرده سنگ‌ها ممکن است عمدتاً برای تولید نمودارهایی که اطلاعات زیست‌چینه‌ای (biostratigraphy) را ثبت می‌کنند استفاده شوند، که بازتابی از تغییرات سیستماتیک محتوای میکروفسیلی نمونه‌ها است.

شکل ۱۰-۱۵ - مثالی از یک نمودار نواری که در آن لیتولوژی‌های حفاری شده مشخص شده‌اند

باید در نظر داشت که یک تأخیر زمانی (lag time) بین خرد کردن نمونه به وسیله مته و رسیدن آن به سطح وجود دارد، که ممکن است برای چاه‌های عمیق تا چندساعت طول بکشد. مقدار تأخیر زمانی بستگی به ظرفیت پمپاژ گل، سرعت پمپاژ، اندازه چاه و عمق حفاری دارد. این تأخیر زمانی می‌تواند محاسبه شود یا مستقیماً با اضافه کردن ردیاب‌هایی به جریان گل، که می‌توان به سادگی آن‌ها را هنگام برگشت آشکار کرد، اندازه‌گیری شود. نمونه‌ها همیشه باید با توجه به عمق واقعی مشخص شوند.

دیواره چاه‌هایی که بدون لوله جداری هستند ممکن است در جایی که سازندها سست یا دارای درز و شکاف هستند، فرو ریزند. در چنین وضعیتی این واریزه‌ها با خرده‌سنگ‌های حفاری مخلوط خواهند شد. اما اولین ظهور فسیل‌ها و لیتولوژی‌های شاخص قطعاً نتیجه فروریزش چاه نیست و لذا می‌تواند به طور ویژه‌ای در بازسازی چینه‌شناسی چاه مهم باشد. با این وجود، معمولاً واریزه‌ها به دلیل اندازه بزرگ‌تر قابل تشخیص از خرده‌های واقعی حفاری است.

وقتی که لیتولوژی یا اطلاعات مخزنی خاصی مورد نیاز باشد مغزه‌گیری (coring) صورت می‌گیرد. با وجودی که هزینه مغزه‌ها خیلی گرانتر است، قطعاً یک مغزه بر خرده‌سنگ ترجیح داده می‌شود. زیرا مغزه نمونه کامل از سنگ است که جزئیات بسیاری را به دست داده و می‌تواند مورد آزمایش‌های مختلف (core analysis) قرار گیرد. مشکل اساسی مغزه‌ها گران بودن کسب آن‌هاست.

۱۰-۲-۳ گل‌نگاری (Mud Logging)

گل‌نگاری شامل بررسی مستمر گل حفاری است. اصولاً ثبت سرعت نفوذ مته حفاری و مهم‌تر از همه تشخیص وجود نفت و گاز در خرده سنگ‌ها و گل از وظایف گل‌نگار (mud logger) است.

چاهی که در حال حفاری است دارای ابزارهایی می‌باشد که قادر است اطلاعات متعددی در مورد گل حفاری ثبت نماید. این اطلاعات شامل:

- ثبت تغییرات حجم گل حفاری، اگر حجم گل حفاری در حوضچه‌های نگه دارنده گل افزایش یابد، بیانگر این است که سیالات از داخل سازندی وارد چاه می‌شوند. بدیهی است که چنین حالتی بیانگر وجود یک لایه پر فشار است که فشار آن بر فشار هیدروستاتیکی گل حفاری غلبه کرده و سیال موجود در سازند وارد چاه و گل حفاری شده است. در این حالت باید مراقب فوران (blow-out) چاه به دلیل سبک‌تر شدن گل حفاری بود.

- سیستم نشان دهنده گاز، وجود گاز طبیعی در گل حفاری می‌تواند براحتی در سر چاه ثبت گردد.

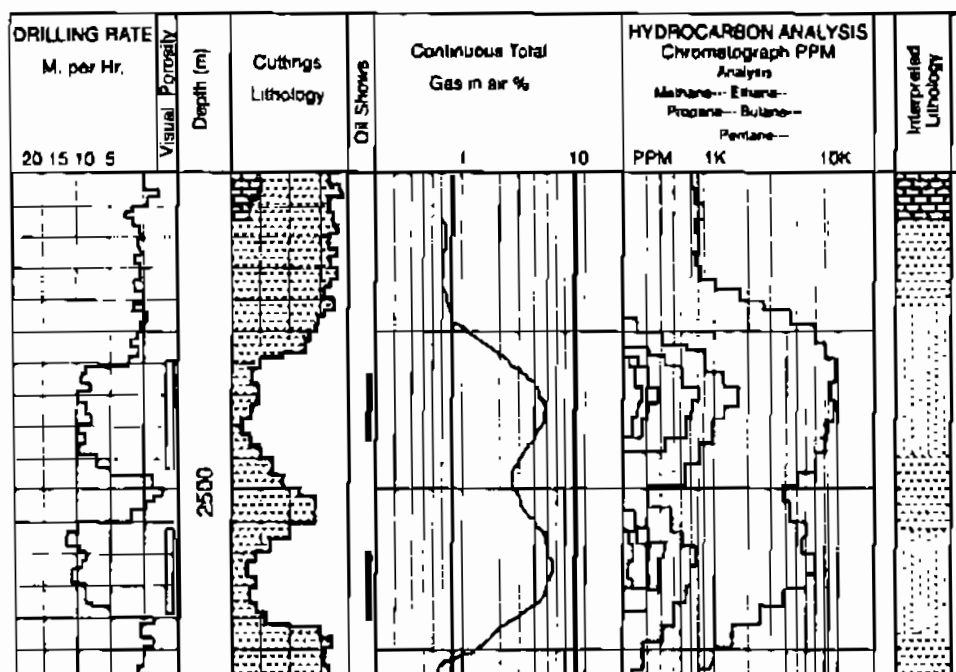
- گاز کروماتوگراف، این ابزار قادر است گازهای مختلف را که از گل حفاری خارج می‌شود از یکدیگر شناسایی کند.

- ثبت فشار سر مته

- مشخص نمودن جهت و موقعیت سر مته

- معلوم نمودن دیگر ویژگی‌های گل نظیر گرانشی، مقاومت الکتریکی و غیره.

شکل ۱۰-۱۶ یک نمونه حاصل از نمودارگیری گل را نشان می‌دهد که در آن سرعت حفاری، لیتولوژی خرده‌ها، ترکیب گازهای مشاهده شده در طی حفاری و غیره در آن آورده شده است. در این مثال دیده می‌شود در جایی که سرعت حفاری افزایش می‌یابد مصادف است با وجود تخلخل و وجود نفت و گاز.



شکل ۱۰-۱۶ - مثالی از یک نمودارگیری گل

۱۰-۳ روش‌های ژئوفیزیکی (Geophysical Methods)

به طور خلاصه به علم ژئوفیزیک مطالعه زمین با استفاده از روش‌های فیزیکی گویند. آغاز علم ژئوفیزیک به کشف گیلبرت درباره مغناطیس زمین و تئوری نیوتن درباره نیروی گرانی زمین برمی‌گردد. مطالعات ژئوفیزیکی بر خلاف مطالعات زمین‌شناسی بیشتر کمی و غیرتوصیفی‌اند تا کیفی و توصیفی. هدف اصلی بررسی‌های ژئوفیزیکی، تعیین محل ساختارهای زمین‌شناسی و در صورت امکان اندازه‌گیری ابعاد و ویژگی‌های فیزیکی آن‌هاست. مثلاً در اکتشاف نفت، هدف به دست آوردن اطلاعات ساختاری است زیرا نفت با عوارض خاصی مثل طاق‌دیس، گسل و... در ارتباط است.

روش‌های ژئوفیزیکی به صورت گسترده‌ای در اکتشاف نفت استفاده می‌شوند. پیشرفت‌های این روش‌ها در اثر گسترش ابزارهای دقیق‌تر و پیچیده‌تر برای کسب اطلاعات و همچنین ظهور کامپیوترهای بسیار سریع برای پردازش داده‌های حاصل شده است. به طور کلی ژئوفیزیک به دو دسته ژئوفیزیک علمی و ژئوفیزیک عملی تقسیم می‌شود:

۱۰-۳-۱ ژئوفیزیک علمی

بررسی و شناسایی بعضی از خصوصیات فیزیکی زمین که خود به بخش‌های کوچکتری تقسیم می‌شود:

- ژئودزی و گرانی سنجی: مطالعه شکل و میدان گرانش زمین
 - لرزه‌شناسی: مطالعه زمین لرزه‌ها و ارتعاشات حاصل از انفجار هسته‌ای و شیمیایی
 - ژئومغناطیس و ژئوالکتریک: مطالعه مغناطیس زمین و پدیده‌های الکتریکی آن
 - ژئوترمومتری: مطالعه ویژگی‌های حرارتی زمین
 - تکتونوفیزیک: مطالعه جنبه‌های فیزیکی تکتونیک جهانی و منطقه‌ای
 - ژئوکاسموگونی: مطالعه و بحث در باره منشأ زمین
 - ژئوکرونولوژی: مطالعه و بحث درباره تاریخ زمین و زمان حوادث آن
- همچنین علوم دیگر از قبیل هواشناسی و فضاشناسی در محدوده علم ژئوفیزیک قرار می‌گیرند.

۱۰-۳-۲ ژئوفیزیک عملی (کاربردی یا اکتشافی)

استفاده از روش‌های ژئوفیزیکی و اندازه‌گیری خصوصیات فیزیکی سنگ‌های زیرسطحی برای اکتشاف ذخایر پنهان شده در زیر زمین (از قبیل نفت، گاز، آب، کانی‌ها و...) و یا برای مقاصد مهندسی که به سه بخش تقسیم می‌شود.

- دورسنجی: مطالعه خصوصیات سنگ‌های سطح زمین با استفاده از ماهواره در مقیاس بسیار بزرگ که تشعشعات و امواج راداری، مایکروویو و مادون قرمز توسط دوربین‌های مخصوصی ثبت می‌گردند.

- چاه‌پیمایی یا چاه‌نگاری: مطالعه و بررسی درون زمین با استفاده از دستگاه‌های پایین‌رونده که بیشتر از سایر روش‌های ژئوفیزیکی مورد توجه زمین‌شناسان است.

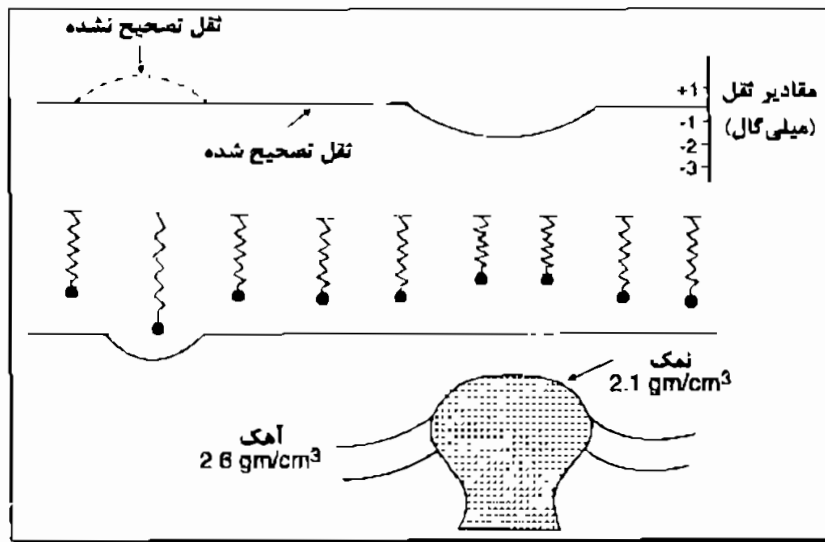
- ژئوفیزیک سطحی (Surface Geophysics): مطالعه خصوصیات فیزیکی سنگ‌های سطحی و زیرسطحی توسط روش‌های مختلف ژئوفیزیکی از روی سطح زمین که به سه طریق هوایی، دریایی و زمینی انجام می‌شود. روش‌های مطالعه ژئوفیزیک سطحی بسیار گوناگون است به طوری که به زیربخش‌های مختلفی تقسیم می‌شود:

الف) روش حرارت‌سنجی: اندازه‌گیری درجه حرارت را در مقیاس‌های کوچک انجام می‌دهد که منجر به شناسایی ساختارهای کم عمق از قبیل: گسل، طاق‌دیس و گنبدنمکی و... می‌شود. مهم‌ترین پارامتر اندازه‌گیری در این روش تغییرات درجه حرارت نسبت به عمق است.

ب) روش الکترومغناطیسی: اندازه‌گیری میدان مغناطیسی ثانویه زمین و ردیابی گسل‌ها، رگه‌های نازک، کابل و لوله‌های زیر زمینی و غیره.

ج) روش الکتریکی: اندازه‌گیری خواص الکتریکی سنگ‌ها و تعیین مکان کانی‌ها از روی خواص الکتریکی معین آن‌ها. این روش به دلیل عمق نفوذ کم (تا ۵۰۰ متر) در اکتشافات نفتی کاربرد کمی دارد.

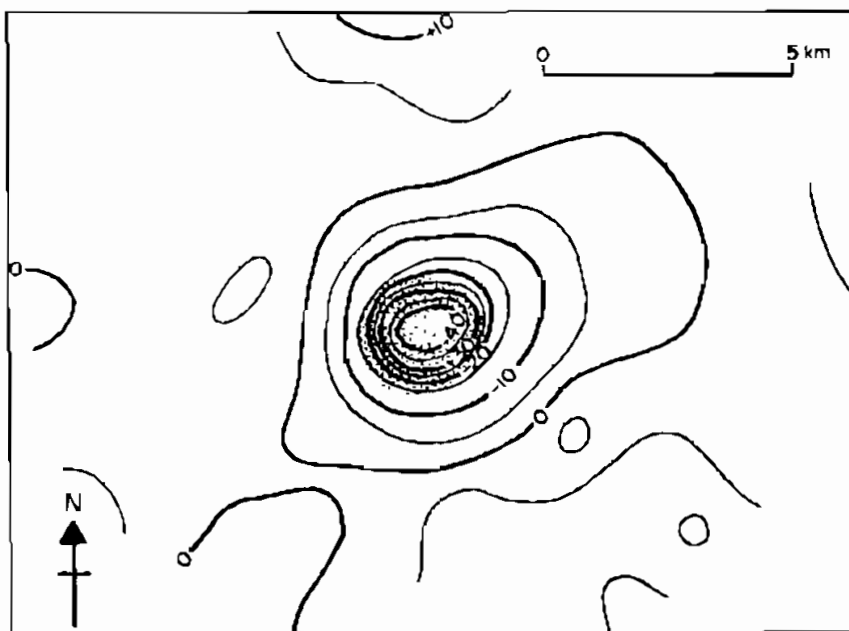
د) کاوش گرانی‌سنجی (Gravity Survey): این روش برای اندازه‌گیری تغییرات گرانی زمین و شناسایی انواع مختلف ساخت‌های زیر سطحی به کار برده می‌شود. ابزار اندازه‌گیری گرانی به صورت یک فنر بسیار دقیق است که با تغییر گرانی طول آن تغییر می‌کند (شکل ۱۰-۱۷). گرانی‌سنجی بیشتر برای اکتشافات مقدماتی به کار می‌رود، به طوری که با شناسایی سطح پی‌سنگ، که بسیار چگال‌تر از سنگ‌های رسوبی است، حوضه رسوبی را از نظر بزرگی و ضخامت رسوبات مشخص می‌کند. این روش در ابتدا برای تعیین محل گنبدنمکی مکزیک و آمریکا به کار رفت. در جاهایی که گنبدنمکی وجود دارد میدان گرانی زمین در بالای آن کمتر از سنگ‌های اطراف است، ولی برعکس در بالای قله طاق‌دیس‌های مدفون، میدان گرانی زمین بیشتر از سنگ‌های اطراف می‌باشد. بنابراین گرانی‌سنجی، روش بسیار مناسبی در کاوش منابع زیر زمینی (مخازن نفتی و کانسارها) است و تا حد زیادی در اکتشاف نفت و گاز (به خصوص اکتشاف مقدماتی منطقه فلات قاره) به کار می‌رود. این روش قدیمی‌ترین و اولین روش برای اکتشاف نفت بوده و با وجود مخارج زیاد باز هم از روش لرزه‌ای ارزان‌تر است.



شکل ۱۰-۱۷ - اساس کاوش گرانی سنجی

شتاب جاذبه در سطح زمین ثابت نیست و به وسیله چندین فاکتور از قبیل عرض جغرافیایی، طول جغرافیایی، توپوگرافی و نهایتاً زمین‌شناسی منطقه کنترل می‌شود. بنابراین برای به دست آوردن اطلاعات زمین‌شناسی، نظیر عمق پی سنگ، تأثیر طول و عرض جغرافیایی و توپوگرافی باید از مقادیر اولیه اندازه‌گیری شده داده‌های گرانی حذف شود.

واحد شتاب جاذبه گال می‌باشد. یک گال برابر با شتاب 1 cm/s^2 است. بعد از اینکه تصحیحات برای اندازه‌گیری‌های هر ایستگاه انجام شد، عموماً نتایج به صورت نقشه کانتوری نشان داده می‌شوند (شکل ۱۰-۱۸). با توجه به اینکه پی‌سنگ‌ها به دلیل چگالی بیشتر، شتاب



ثقل بیشتری را ایجاد می‌کنند، با استفاده از نقشه کانتوری شتاب جاذبه، می‌توان موقعیت پی سنگ و لذا شکل و عمق حوضه را مشخص نمود.

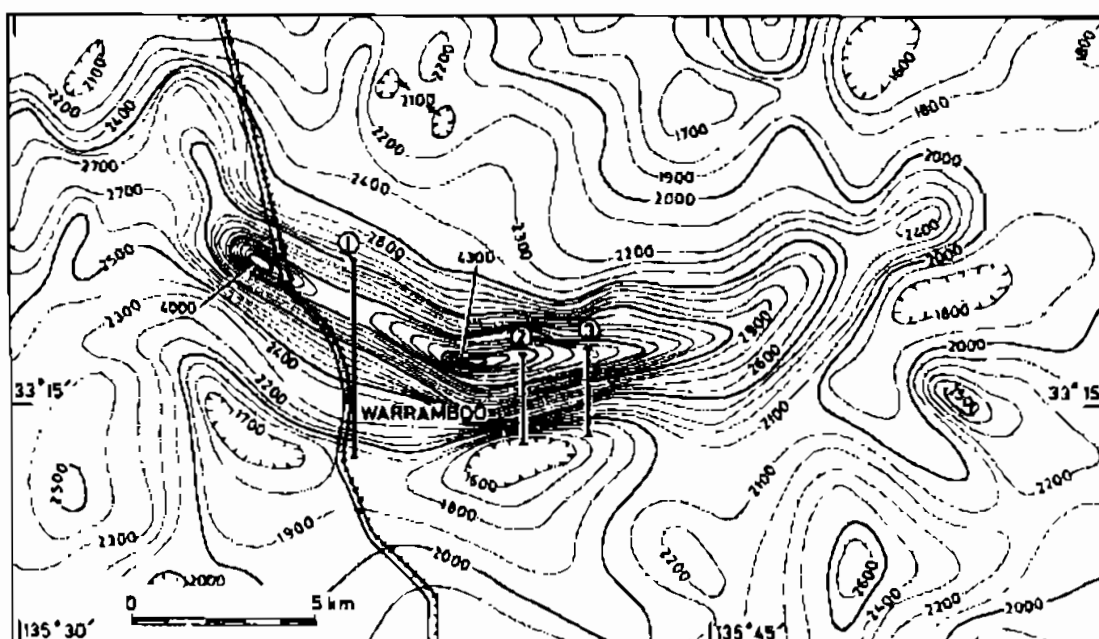
شکل ۱۰-۱۸ - نقشه کانتوری از آنومالی ثقلی بر روی یک گنبد نمکی در تگزاس آمریکا

ه) کاوش مغناطیسی (Magnetic Survey)

اندازه‌گیری تغییرات میدان مغناطیسی زمین و شناسایی عمق پی‌سنگ و وسعت حوضه رسوبی، به خصوص در مناطق بدون کارهای اکتشافی قبلی از اهداف کاوش‌های مغناطیسی است. این روش بیشتر به عنوان ابزار اکتشاف و شناسایی مقدماتی ساختارهای زیرزمینی مربوط به نفت و گاز مطرح است به طوری که یک برنامه اکتشاف ژئوفیزیکی حداقل در مرحله شناسایی بدون استفاده از روش مغناطیسی به سختی قابل اجرا می‌باشد.

در این روش یک مغناطیس‌سنج در سطح زمین، هم میدان مغناطیسی زمین و هم مغناطیس محلی ایجاد شده به وسیله سنگ‌های مغناطیسی را اندازه‌گیری می‌کند. میدان مغناطیسی زمین که به سبب طبیعت دو قطبی زمین به وجود آمده است با عرض جغرافیایی تغییر می‌کند و از حدود ۶۰۰۰۰ گاما در قطب تا حدود ۲۵۰۰۰ گاما در استوا متغیر است.

سنگ‌های مختلف شدت مغناطیسی متفاوتی دارند. حساسیت مغناطیسی سنگ‌های رسوبی خیلی کمتر از سنگ‌های آذرین است. اندازه‌گیری‌های میدان ژئومغناطیسی یک منطقه در هر نقطه شامل مجموع میدان مغناطیسی طبیعی و مغناطیسی سنگ‌های آنجاست. پس از کسب اطلاعات، آن‌ها باید پردازش شوند و تأثیر مغناطیسی طبیعی حذف گردد. مقادیر باقیمانده، بازتابی از حساسیت مغناطیسی سنگ‌های منطقه است. مقادیر به دست آمده معمولاً به شکل نقشه‌های کانتوری شدت میدان مغناطیسی، نمایش داده می‌شوند (شکل ۱۰-۱۹). این نوع نقشه‌ها ما را قادر به دیدن موقعیت پی‌سنگ می‌سازد و بنابراین مناطق عمیق و کم عمق حوضه‌های رسوبی را که دارای ضخامت‌های متفاوت رسوب است نشان می‌دهد. گسل‌ها نیز در نقشه‌های کانتوری شدت مغناطیسی، به وسیله تغییرات ناگهانی در کانتورها شناخته می‌شوند.



شکل ۱۰-۱۹ - نقشه کانتوری آنومالی مغناطیسی بخشی از جنوب استرالیا

به طور کلی کاوش مغناطیسی یک ابزار سریع، غیردقیق و نسبتاً ارزان در اکتشافات نفتی است که قادر به ساختن یک نمای منطقه‌ای از ساختمان حوضه است. (و بررسی‌های لرزه نگاری (Seismic Survey): این روش از نظر مخارج و تعداد ژئوفیزیکدانان شاغل در آن در صدر تمام روش‌های دیگر ژئوفیزیکی قرار دارد. از جمله مهم‌ترین برتری‌های این روش، دقت بالا، عمق بررسی زیاد و توان تفکیک بالای آن است. معمولاً در مراحل اولیه اکتشاف در حوضه‌های ناشناخته، به خاطر کمبود اطلاعات از خصوصیات ساختاری، رسوب شناسی و دیاژنتیکی مخزن، حفاری ممکن است بی نتیجه بماند. داده‌های لرزه‌ای می‌تواند کمبودهای اطلاعاتی فوق را جبران کند.

روش لرزه‌ای بر حسب منبع تولید کننده امواج لرزه‌ای به دو بخش تقسیم می‌شود:

- لرزه‌شناسی زمین لرزه که دارای منبع انرژی طبیعی است.

- لرزه‌شناسی اکتشافی که دارای منبع انرژی مصنوعی است و هدف اصلی آن به تصویر کشیدن ساختار زمین‌شناسی بخش بالایی پوسته زمین می‌باشد.

روش لرزه‌ای بر حسب نحوه اندازه‌گیری زمان انتشار و دریافت امواج لرزه‌ای به دو بخش تقسیم می‌شود:

- لرزه‌شناسی انعکاسی یا شکستی: اندازه‌گیری زمان انتشار امواج لرزه‌ای انعکاسی از سطح ناپیوستگی دو محیط و شناسایی عمق و سرعت لایه‌ها در زیرزمین. در این روش برخلاف روش انعکاسی فاصله گیرنده تا منبع نسبت به عمق سطح ناپیوستگی بسیار زیاد است. این روش نسبت به روش بازتابی دارای دقت کمتری است ولی آسان‌تر و سریع‌تر انجام می‌شود. این روش لرزه‌ای اولین روش کاوش لرزه‌ای برای اکتشاف نفت بوده، و در کاوش‌های مهندسی کاربرد فراوانی دارد. همچنین در شناسایی و تعیین عمق توده‌های نفوذی مثل گنبدنمکی بسیار مفید است زیرا سرعت امواج در نمک و رسوبات تبخیری بیشتر می‌شود. این روش اولین بار در سال ۱۹۳۴ در مسجدسلیمان انجام شد.

- لرزه‌شناسی انعکاسی یا بازتابی: اندازه‌گیری زمان انتشار امواج لرزه‌ای بازتابی از یک سطح بازتاب کننده برای شناسایی ساختار زمین در اعماق زیاد و به نقشه در آوردن ساختمان درونی زمین. در این روش تهیه اطلاعات از سایر روش‌ها با دقت بیشتر و بهتری صورت می‌گیرد اما سرعتی کندتر و هزینه‌گران‌تری دارد. روش بازتابی پیشرفته‌ترین روش اکتشاف نفت است که در شناسایی ساختمان‌های زیرسطحی، تشخیص هیدروکربن‌ها (به خصوص گاز) و شناسایی سیستم‌های رسوبی منطقه به کار می‌رود. این روش، اولین بار در سال ۱۹۴۹ در دشت آبادان انجام شد که با توجه به اهمیت روزافزونی در اینجا به تفصیل بحث می‌شود.

۱۰-۳-۳ لرزه‌شناسی اکتشافی

مطالعات ژئوفیزیکی از روش‌های متداول اکتشاف مواد هیدروکربنی است. هدف اصلی این نوع مطالعات، یافتن ساختارهای زمین‌شناسی مناسب برای تجمع نفت و گاز در زیر زمین می‌باشد. در این بین روش لرزه‌نگاری به خصوص نوع انعکاسی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است، به طوری که پیشرفت روزافزون این شاخه از علم ژئوفیزیک مدیون اکتشاف مواد هیدروکربنی است. قبل از یک کار لرزه‌ای باید ابتدا ناحیه از نظر زمین‌شناسی سطحی بررسی گردد. در صورت مناسب بودن شرایط ابتدا روش مغناطیس‌سنجی و سپس روش ثقل‌سنجی در منطقه انجام می‌گیرد تا حدود تقریبی ساختارهای زیرزمین مشخص گشته و کار اصلی اکتشاف به نقاط خاصی محدود شود. در انتها در صورت موفقیت آمیز بودن روش‌های قبلی، از روش لرزه‌نگاری انعکاسی برای اکتشاف و شناسایی ساختارهای زمین‌شناسی مناسب در تجمع هیدروکربن‌ها استفاده می‌شود.

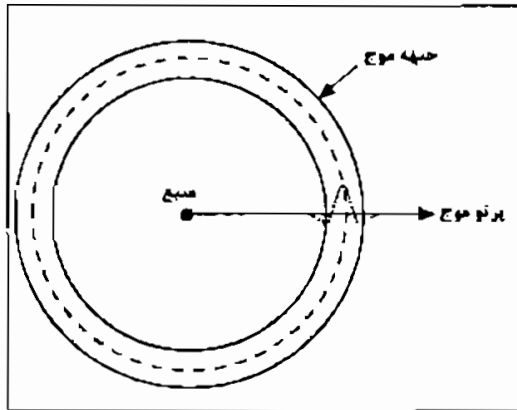
اصول پایه لرزه‌نگاری

۱۰-۳-۳-۱ انتشار امواج لرزه‌ای (Seismic Wave Propagation)

درک کامل یک ارتعاش لرزه‌ای طبیعی بسیار مشکل و شاید غیر ممکن باشد زیرا به صورت ترکیبی است. ولی می‌توان از یک مدل ساده شده برای درک ارتعاشات لرزه‌ای استفاده کرد. تکنیک‌های صحرایی و ابزار تفسیری بر پایه این مدل‌ها طرح‌ریزی شده است. وقتی به یک جسم کشسان به طور ناگهانی تنش وارد شده و یا آزاد می‌شود تغییر مکان‌های حاصل از آن به صورت موج لرزه‌ای منتشر می‌گردد. موج لرزه‌ای وسیله اساسی اندازه‌گیری در اکتشافات لرزه‌ای است. به امواج لرزه‌ای امواج الاستیک یا کشسانی نیز می‌گویند، زیرا باعث تغییر شکل الاستیک مواد می‌شوند.

۱۰-۳-۳-۲ جبهه‌ها و پرتوهای موج (Wave Fronts and Rays)

وقتی یک منبع انفجاری و یا ارتعاشی، انرژی لرزه‌ای را تولید می‌کند این انرژی به شکل کره‌ای که همیشه در حال انبساط است انتشار می‌یابد و بزرگترین لبه آن جبهه موج (wave front) نامیده می‌شود (شکل ۱۰-۲۰). انتشار امواج لرزه‌ای به صورت سه بعدی است. موج در راستای عمود بر جبهه موج حرکت می‌کند. به خطی که راستای حرکت انرژی موج را مشخص می‌کند پرتو موج (wave ray) می‌گویند. اگر از منبع انرژی به نقاط هم‌ارز در روی جبهه‌های موج خطوطی عمود کنیم جهت انتشار موج که همان پرتو موج است به دست می‌آید. بنابراین در تمام نقاط پرتوها بر جبهه‌های موج عمود می‌باشند. البته در صورتی که محیط ایزوتروپ یا همسانگرد باشد.



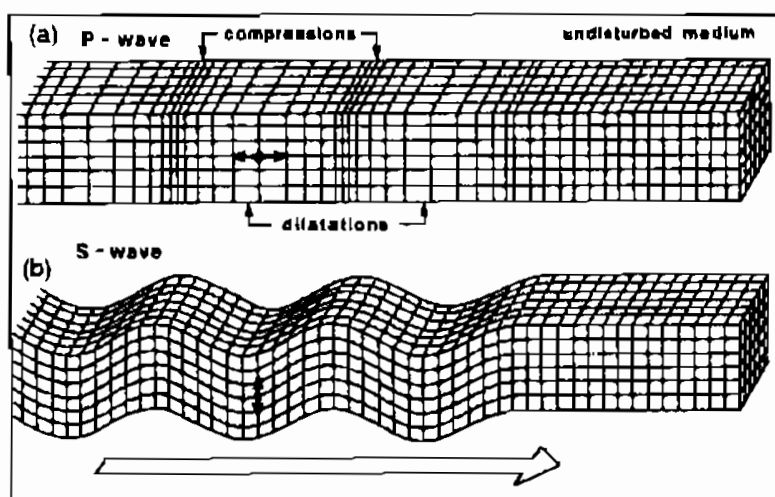
شکل ۱۰-۲۰ - موقعیت جبهه و پرتو موج نسبت به منبع تولید انرژی

۱۰-۳-۳-۳ تئوری امواج

تئوری امواج، زمان سیر موج، شکل و اندازه آن را شرح می‌دهد. بکارگیری این تئوری برای انرژی لرزه‌ای زمین بسیار پیچیده است اما در مدل‌های ساده شده قابل درک، کاربرد فراوانی دارد. مدل ساده نشانگر زمین هم‌جنس، نامحدود و جامدی الاستیک است که از مکعب‌های بسیار کوچکی ساخته شده است، به طوریکه نیروها و تغییر شکل‌ها برای هر مکعب مطالعه شده و انتقال موج از هر مکعب به مکعب دیگر به وسیله معادله موج کنترل می‌گردد. چون محیط کشسان تحت دو نوع کرنش (strain) قرار می‌گیرد تمام موج‌های مورد بررسی در لرزه‌شناسی از نوع برشی و یا تراکمی / کششی می‌باشند. امواج لرزه‌ای به دو دسته کلی امواج سطحی (surface wave) و امواج پیکری یا حجمی (body waves) تقسیم می‌شوند. امواج سطحی در سطح دو محیط با خواص الاستیسته متفاوت منتشر می‌شوند و فقط از سطح آزاد یک محیط کشسان عبور می‌کنند. از امواج سطحی می‌توان امواج لَو (love waves) و امواج ریلی (rayleigh waves) را نام برد. امواج پیکری از پیکره جسم عبور کرده و در کل توده سنگ به صورت کروی منتشر می‌شوند. امواج پیکری به دو دسته امواج طولی یا اولیه و امواج عرضی یا ثانوی تقسیم می‌شوند. به دلیل اهمیت امواج پیکری در لرزه‌شناسی اکتشافی توضیح بیشتری در مورد آنها ارائه می‌شود.

امواج طولی یا اولیه (P): در این امواج، جهت ارتعاش ذره در امتداد انتشار موج است (شکل ۱۰-۱۰-۲۱). بدین صورت که حرکتی تراکمی/کششی شبیه به حرکت فنر دارند. این امواج از تمام مواد (جامد، مایع و گاز) عبور می‌کنند. در جامدات با افزایش چگالی سرعت امواج P زیاد می‌شود. امواج P دارای اسامی مختلفی‌اند: نظیر امواج طولی، چون جهت ارتعاش موج با انتشار آن یکی است، امواج اولیه، چون سرعت آن‌ها از امواج دیگر بیشتر است و اولین موج دریافتی می‌باشند و امواج فشاری، چون هنگام عبور از داخل جسم باعث تنش‌های فشاری و کششی شده و تغییر حجم بدون تغییر شکل در جسم ایجاد می‌کنند.

امواج عرضی یا ثانوی (S): در این امواج، جهت ارتعاش ذره عمود بر امتداد انتشار موج است و حرکتی شبیه به حرکت ریپل‌های سطح آب دارند (شکل ۱۰-۲۱). این امواج از مواد سخت (جامد) عبور می‌کنند زیرا محیط‌های جامد دارای تنش برشی‌اند. امواج S دارای اسامی مختلفی‌اند: نظیر امواج عرضی، چون جهت ارتعاش موج عمود بر انتشار آن است، امواج ثانویه، چون سرعت سیر موج در جامدات تقریباً نصف سرعت امواج P است به طوری که دومین موج دریافتی می‌باشند و امواج برشی، چون هنگام عبور از داخل جسم باعث تنش برشی در آن



می‌شوند و تغییر شکل بدون تغییر حجم در جسم ایجاد می‌کنند.

چون محیط‌های گازی و مایع تنش برشی را تحمل نمی‌کنند، بنابراین امواج برشی در داخل این محیط‌ها سیر نمی‌کنند.

شکل ۱۰-۲۱ - تغییر شکل الاستیک جسم و مسیر امواج پیکری،
(a) امواج طولی، (b) امواج عرضی

۱۰-۳-۳-۴ سرعت امواج الاستیک

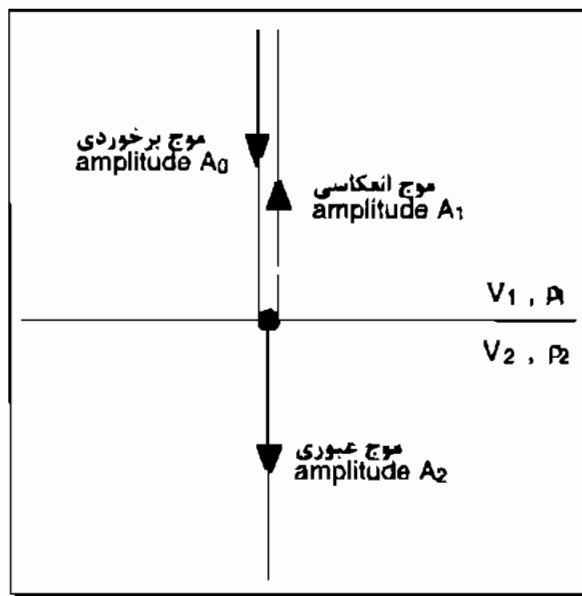
فاکتور اصلی تغییرات سرعت در سنگ‌ها تغییرات چگالی است که ارتباط تنگاتنگی با تخلخل دارد. البته چگالی متوسط سنگ‌ها تغییرات کمی دارد و بیشتر تحت تأثیر تخلخل تغییر می‌یابد تا کانی‌شناسی. فاکتورهای دیگر مؤثر بر روی سرعت سیر امواج، عبارتند از: کانی‌شناسی سنگ، سیمان، فشار، سیال منفذی، اندازه دانه‌ها، درجه حرارت و فرکانس موج.

در بیشتر سنگ‌هایی که مرحله دیاژنز را طی کرده‌اند نسبت سرعت امواج P به S بین ۱٫۵ تا ۲ است.

تضعیف امواج لرزه‌ای و اتلاف انرژی در سنگ‌های غیرمتراکم و برای امواج با فرکانس‌های بالا بیشتر صورت می‌گیرد، به طوری که هر چه فرکانس امواج بالاتر باشد تحرک ذرات سنگ بیشتر و اصطکاک زیادتر می‌شود در نتیجه ضریب جذب افزایش می‌یابد و اتلاف انرژی بیشتر می‌گردد. همچنین هر چه سرعت سیر امواج بیشتر و سنگ متراکم‌تر باشد سرعت انتقال انرژی سریع‌تر بوده، ضریب جذب کاهش می‌یابد و اتلاف انرژی کمتر می‌گردد.

۱۰-۳-۳-۵ انعکاس (Reflection)

وقتی یک موج الاستیک به سطح جدایش دو محیط با چگالی و سرعت امواج صوتی متفاوت، برخورد می‌کند، قسمتی از آن تحت عنوان موج عبوری (transmitted ray) در همان جهت برخورد حرکت خود را ادامه می‌دهد و قسمتی نیز تحت عنوان موج انعکاسی (reflected ray) منعکس می‌شود (شکل ۱۰-۲۲). مقدار انرژی موج عبوری و موج انعکاسی برابر انرژی موج الاستیک برخوردی است. مقدار انرژی انعکاسی به اختلاف مقاومت صوتی (acoustic impedance, Z) دو محیط بستگی دارد. مقاومت صوتی به چگالی سنگ (ρ) و سرعت امواج (V) در آن وابسته است ($Z=\rho V$). مقاومت صوتی بیشتر به اختلاف سرعت دو محیط وابسته است تا تغییرات چگالی سنگ‌ها، زیرا تغییرات چگالی در سنگ‌ها ناچیز است. اگر اختلاف مقاومت صوتی دو محیط مجاور کم باشد، امواج برخوردی بیشتر به صورت امواج عبوری



از میان آن‌ها عبور می‌کند. با افزایش اختلاف مقاومت صوتی و یا به عبارت دیگر افزایش اختلاف در ویژگی‌های سنگی که سبب ایجاد تباین صوتی در لایه فوقانی و زیرین می‌شوند، نظیر کانی شناسی، تخلخل و نوع سیال، امواج برخوردی بیشتر به صورت انعکاسی خواهند بود.

شکل ۱۰-۲۲ - امواج انعکاسی و عبوری در نتیجه برخورد یک موج الاستیک به سطح جدایش دو محیط با مقاومت صوتی متفاوت

ضریب انعکاس (R_c) که بیانگر میزان انعکاس امواج الاستیک از سطح جدایش دو محیط است، در مطالعات لرزه نگاری انعکاسی بسیار مهم است:

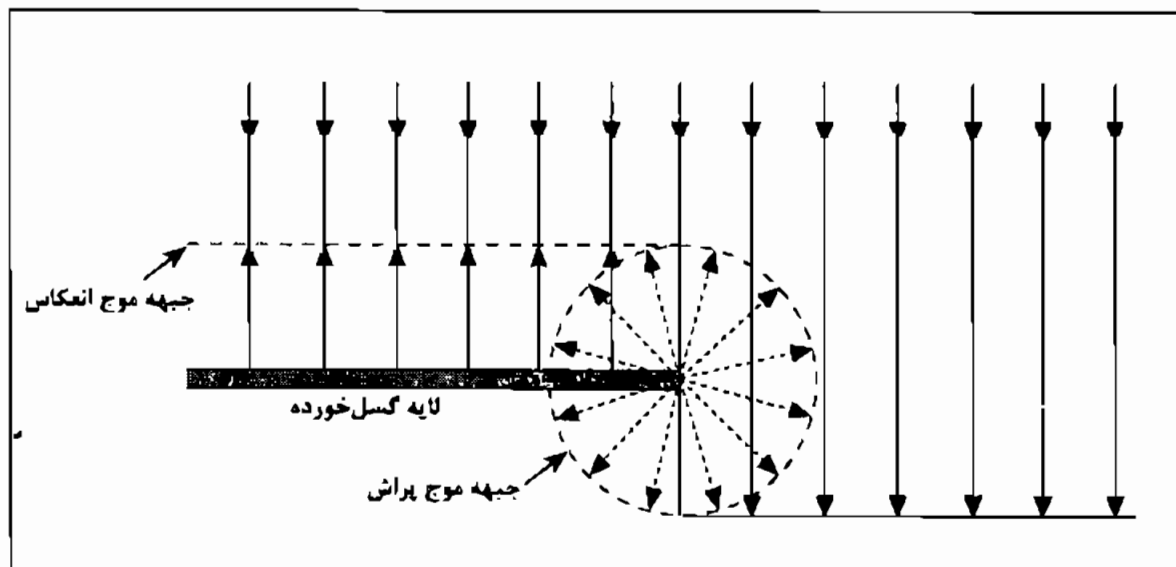
$$R_c = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1}$$

- اگر ضریب انعکاس برابر صفر باشد ($R_c=0$)، سرعت در دو محیط یکسان است ($V_1=V_2$) و $Z_1=Z_2$ بوده و هیچ انعکاسی رخ نمی‌دهد.

- اگر $R_c = \pm 1$ باشد سرعت در دو محیط یکسان نیست ($V_1 \neq V_2$) و $Z_1 \neq Z_2$ بوده و تمام انرژی انعکاس یافته و هیچ موجی وارد محیط دوم نمی‌شود. اگر $R_c = -1$ باشد سرعت لایه زیرین کمتر از لایه بالایی است ($V_1 > V_2$) و $Z_1 > Z_2$ بوده و ضریب انعکاس منفی شده ($-R_c$) و

موج انعکاسی تغییر فاز 180° درجه‌ای می‌دهد، یعنی موج تابشی تراکمی به صورت موج کششی انعکاس می‌یابد. اگر $Rc = +1$ باشد سرعت لایه زیرین بیشتر از لایه بالایی است ($V_1 < V_2$) و $Z_1 < Z_2$ بوده و ضریب انعکاس مثبت شده ($+Rc$) و موج انعکاسی تغییر فاز نمی‌دهد. این حالت اکثراً با افزایش عمق لایه‌ها در طبیعت رخ می‌دهد.

پدیده پراش (diffraction) در امواج الاستیک نقش مخرب در مطالعات لرزه‌ای دارد. امواج الاستیک با رسیدن به یک لبه یا تیغه مثل گسل، ناهمواری، سنگ آهک‌های حفره‌دار، توپوگرافی برآمده پی‌سنگ و تراس‌های آبرفتی رودخانه‌های مدفون، پراکنده می‌شوند و مثل یک منبع انرژی عمل کرده باعث انعکاس امواج در تمام جهات می‌شوند (شکل ۱۰-۲۳). دامنه موج پراشی نسبت به فاصله از منبع شدیداً کاهش می‌یابد.



شکل ۱۰-۲۳ - پدیده پراش به علت گسل خوردگی لایه

امواج پراشی اغلب در اکتشافات لرزه‌ای روی لرزه‌نگاشت ثبت می‌شوند و امواج بازتابی را به طور قابل ملاحظه‌ای تار می‌کنند. پدیده پراش در تشخیص بازتاب کننده‌هایی که تخت و یا پیوسته نیستند (مثل گسل و گنبدنمکی) بسیار مهم است زیرا شکل خاصی را در مقاطع زمانی لرزه‌نگاری ایجاد می‌کنند.

۱۰-۳-۳-۶ کسب اطلاعات لرزه‌ای (Acquisition of Seismic Data)

کسب و ضبط اطلاعات لرزه‌ای را توسط دستگاه‌های مخصوص مستقر در صحرا در مسیرهایی که با توجه به اطلاعات موجود زمین‌شناسی برنامه‌ریزی شده است عملیات صحرائی یا کسب اطلاعات لرزه‌ای نامند. این عمل اولین مرحله در یک کار اکتشاف لرزه‌ای است. در این مرحله اطلاعات مورد نیاز به وسیله یک سری دستگاه‌های مخصوص مستقر در محل (خشکی و یا

دریا) ثبت و ضبط می‌گردد و محصول نهایی آن در محل به صورت نگاشت لرزه‌ای (seismic record) قابل مشاهده است. در یک بررسی لرزه‌ای با توجه به هدف اکتشاف باید چندین فاکتور مهم را در نظر گرفت از قبیل: اقتصادی بودن کار، زمان بررسی، نوع منبع تولید انرژی (منبع) و گیرنده‌ها و آرایش آن‌ها. البته عوامل دیگری نیز بر طبیعت بررسی تأثیر می‌گذارند که عبارتند از: ناهمواری‌های زمین، طبیعت نوفه (noise) منطقه یا طبیعت الکتریکی منطقه و بناهای ساخت بشر. پارامترهای مورد نیاز در یک بررسی لرزه‌ای عبارتند از:

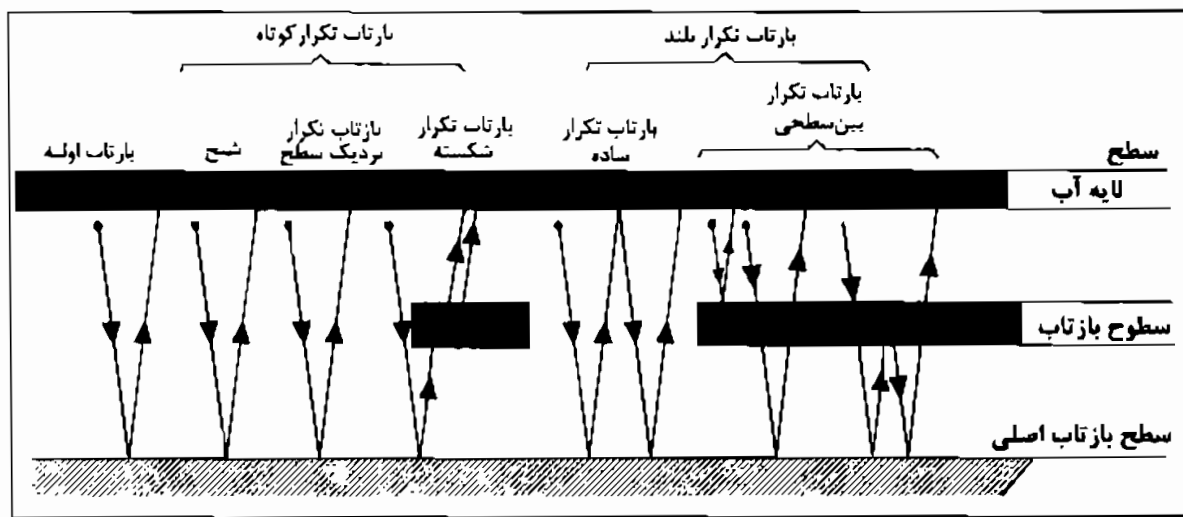
- جدایش حداکثر (maximum offset): فاصله منبع انرژی تا دورترین گیرنده
 - جدایش حداقل (minimum offset): فاصله منبع انرژی تا نزدیک‌ترین گیرنده
 - فاصله گروه (group interval): فاصله بین آرایش‌های گیرنده‌ها (که در هر بررسی ثابت است)
 - فاصله ضربه یا شوت (shot interval): فاصله بین دو ضربه یا شوت متوالی
 - مقدار پوشش یا برداشت "لا" یا "تا" (fold coverage): تعداد زمان‌های بررسی شده یک نقطه در زیرزمین به وسیله منبع‌ها و گیرنده‌های مختلف یا تعداد برداشت‌های حاصل از یک نقطه عمقی مشترک (common depth point, CDP)
 - فاصله نمونه (sample interval): فاصله زمانی بین شمارش نمونه‌های سیگنال که به ماکزیمم فرکانس بستگی دارد. این فاصله معمولاً بین ۱ تا ۴ میلی‌ثانیه متغیر است
 - انتخاب نحوه آرایش منبع و گیرنده (choice array)
 - تعداد کانال‌های ثبت کننده (number of recording channels)
- کسب اطلاعات لرزه‌ای در خشکی شامل مراحل زیر است:

۱) شناسایی مقدماتی مسیر: در این مرحله توسط عکس‌های هوایی، مشاهدات صحرایی و استفاده از منابع مختلف اطلاعاتی (از قبیل مقالات، گزارشات و...) محل و مسیر کار، شناسایی می‌شود. عوامل مختلفی که در این شناسایی مورد نظر است عبارتند از: پستی و بلندی منطقه، آب و هوای منطقه و تغییرات فصلی آن، تعیین طول مسیر خط و مختصات جغرافیایی دو سر آن و تعیین حد مجاز انحراف از مسیر به علت وجود رودخانه، زمین کشاورزی، تأسیسات شهری و مناطق مسکونی در طول مسیر.

۲) نقشه برداری: در این مرحله ضمن نقشه‌برداری مسیر، ایستگاه‌های محل منبع‌ها (نقطه انفجار) و گیرنده‌ها علامت‌گذاری شده و فواصل و ارتفاع آن‌ها روی نقشه مشخص شده و شماره‌گذاری می‌شوند.

۳) حفاری و کارگذاری منبع مولد انرژی لرزه‌ای: در این مرحله در صورت نیاز (مثلاً وجود لایه هوازده سطحی) باید چاله‌ای حفاری کرد. عمق حفاری به ضخامت لایه هوازده بستگی دارد که گاهی

این عمق به ۳۰۰ متر می‌رسد. معمولاً منبعی که برای انفجار در این چاله‌ها استفاده می‌شود دینامیت است. علت حفر چاله وجود لایه هوازده سطحی غیرمتراکم است که باعث کاهش سرعت صوت و در نتیجه انتقال نامناسب انرژی می‌شود. در منطقه هوازده، دو پدیده مهم رخ می‌دهد که باعث محو شدن شکل اصلی اولیه ساختمان‌های زیرزمینی می‌شود. این دو پدیده عبارتند از بازتاب تکرار یا انعکاسات چندگانه (multiple reflections) و شبح (ghost). بازتاب تکرار ایجاد سطوحی با ضریب انعکاس غیرعادی (زیاد یا کم) که باعث ایجاد پدیده تکرار شده و در روی مقاطع لرزه‌ای به صورت شبه‌لایه قابل مشاهده‌اند، مثل سطح قاعده منطقه هوازده که ضریب انعکاس بالایی دارد (شکل ۱۰-۲۴). شبح نوع خاصی از پدیده بازتاب تکرار است که در این حالت نقطه انفجار در زیر سطح لایه هوازده قرار گرفته است. با تولید انرژی یک سری از امواج به طرف بالا حرکت کرده و سپس با برخورد به سطح هوازده به طرف پایین انعکاس می‌یابند. به این امواج دوباره بازتاب شده از سطح لایه هوازده شبح می‌گویند که در مقاطع لرزه‌ای به صورت شبه‌لایه دیده می‌شوند.



شکل ۱۰-۲۴ - انواع انعکاسات چندگانه (بازتاب‌های تکرار) و پدیده شبح

در مناطقی که نیاز به حفاری نیست می‌توان از منبع‌های تولید انرژی غیردینامیتی استفاده کرد. حال که از منابع تولید انرژی صحبت شد لازم است که انواع منبع‌های لرزه‌ای خشکی را بررسی کنیم. به طور کلی منبع ایده‌آل باید ارتعاشی (pulse) با فرکانس و دامنه بالا تولید کند و در عین حال بی‌خطر، ارزان و قابل تکرار (از نظر تعداد و زمان) باشد. منبع‌های لرزه‌ای خشکی به دو دسته اصلی تقسیم می‌شوند که شامل منبع‌های لرزه‌ای ضربه‌ای یا انفجاری (impulsive) و منبع‌های لرزه‌ای غیر انفجاری یا پخش شونده (distributed) است. از مهم‌ترین و متداول‌ترین منبع‌های لرزه‌ای ضربه‌ای یا انفجاری می‌توان دینامیت‌ها را نام برد.

دینامیت، متراکم‌ترین منبع انرژی بوده که دارای بیشترین قدرت می‌باشد و به علت فراهم کردن سیگنال لرزه‌ای مناسب و راحتی حمل و نقل در زمره بهترین منابع تولید ارتعاشات لرزه‌ای می‌باشد.

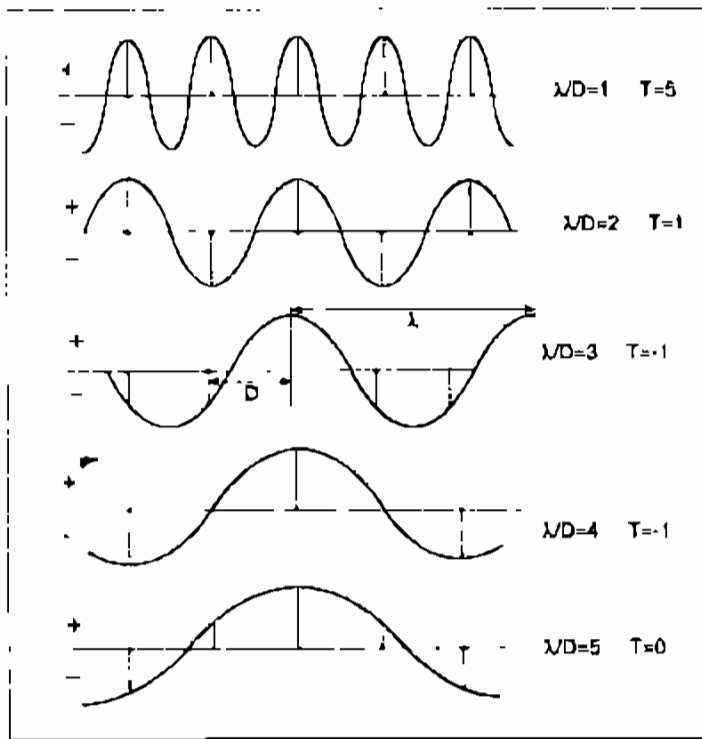
منبع‌های لرزه‌ای غیر انفجاری یا پخش شونده، امواجی با دامنه کوچک تولید می‌کنند و انرژی تولیدی آن‌ها ضعیف است اما با تکرار متوالی و نگاشت‌برداری در یک نقطه ثابت می‌توان سیگنال‌های لرزه‌ای را با هم جمع کرد و اثری بزرگتر و قابل مقایسه با اثرات حاصل از روش انفجاری به دست آورد. از مثال‌های منبع‌های لرزه‌ای سطحی غیر انفجاری می‌توان ارتعاش کننده یا لرزننده (vibroiseis)، داینوسیز (dinoiseis) و وزنه انداز یا تامپر (weight-dropping or thumper) را نام برد. ارتعاش کننده یا لرزاننده، دستگاهی مکانیکی است که به طور مستقیم با سطح زمین در تماس است و با لرزش خود ارتعاشاتی با فرکانس مشخص تولید می‌کند که امواج حاصله برای شناسایی منعکس کننده‌های زیر زمین استفاده می‌شوند. این دستگاه امواج لرزه‌ای نوسانی تولید می‌کند که چندین ثانیه دوام دارد و در طول این مدت فرکانس آن به آرامی تغییر می‌کند، به طوری که بر خلاف منبع‌های دیگر که یک سیگنال لرزه‌ای آنی تولید می‌کنند، این وسیله یک پالس یا موجک (wavelet) با فرکانس متغیر (۶۰-۶ هرتز) در مدت چند ثانیه (۷ ثانیه) ایجاد می‌کند. برای کاهش نوفه می‌توان از چندین لرزننده به طور هم‌زمان استفاده کرد. این دستگاه به علت ایجاد انرژی لرزه‌ای با چگالی کم در مناطق شهری کاربرد زیادی دارد. این ابزار در مجموع وزنی معادل ۸۰۰۰ kg بر روی زمین وارد می‌کند که امواج تولید شده فرکانس بین ۱۲۰-۰/۱ هرتز در یک پریود ۷ ثانیه دارد.

داینوسیز اساس کار این دستگاه برپایه انفجار گاز در یک سیلندر بسته، بنا نهاده شده که در زیر وسیله نقلیه حمل می‌گردد. با احتراق مخلوط گازی (اکسیژن و پروپان) داخل سیلندر به وسیله جرقه شمع گاز منفجر شده و فشار حاصل از انفجار باعث رانده شدن یک پیستون صفحه‌ای شکل با شدت به سطح زمین برخورد کرده و امواج لرزه‌ای ایجاد می‌تند.

وزنه انداز یا تامپر روش ارزان و سریعی است. در این روش به وسیله یک کامیون مخصوص جراثیل‌دار، وزنه‌ای فلزی به وزن ۳ تن که در عقب کامیون مخصوصی آویزان است به اندازه ۳ متر از سطح زمین بلند می‌شود و به طور ناگهانی رها شده و به زمین برخورد می‌کند که نتیجه آن تولید امواج لرزه‌ای است. این عمل بلافاصله همراه با حرکت کامیون دوباره تکرار می‌شود. این دستگاه بیشتر در نواحی بیابانی و نیمه بیابانی کارآیی دارد و اخیراً نیز به علت ایجاد نوفه‌های حاصل از امواج سطحی کمتر مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۴) کارگذاری گیرنده یا آشکار ساز لرزه‌ای: هدف اصلی کار گذاشتن گیرنده‌ها در یک منطقه، بالا بردن نسبت امواج بازتابی به امواج پارازیتی است تا در نتیجه کیفیت نگاشت لرزه‌ای بالا برود.

امواج سطحی و یا پدیده پراش تولید نوفه می‌کند که دامنه بزرگتری دارد و باعث تخریب امواج انعکاسی می‌شود. بنابراین بهترین و مؤثرترین راه برای از بین بردن نوفه حاصله (که بیشتر حرکت افقی دارد)، توزیع چندین گیرنده در یک مسافت افقی است که با طول موج نوفه



معادل باشد یعنی فاصله گروه با طول موج نوفه یکی باشد. در نتیجه با طراحی مناسب فاصله گروه می‌توان نسبت سیگنال به نوفه را بالا برد و کیفیت انعکاس را زیاد کرد (شکل ۱۰-۲۵).

شکل ۱۰-۲۵ - نحوه حذف امواج با طول موج‌های مختلف به وسیله طراحی مناسب فاصله گروه
فاصله گروه D ، دامنه نسبی امواج ثبت شده T ،
طول موج λ

در $T=5$ سیگنال‌های ثبت شده هم فازند و در نتیجه دامنه موج ثبت شده تقویت می‌شود

همان‌طور که می‌دانیم امواج سطحی بیشتر حرکت افقی دارند و امواج انعکاسی حرکت قائم. از طرفی گیرنده‌های مورد استفاده در خشکی به علت ساختمان درونی و نحوه قرارگیریشان اکثراً حرکات قائم را ثبت می‌کنند. بنابراین می‌توان با اتصال سری گیرنده‌ها و انتخاب گروه‌بندی مناسب برای گیرنده‌ها (طرح ژئوفونی مناسب) امواج سطحی را حذف کرد و امواج انعکاسی را که به طور هم‌زمان به گیرنده‌ها رسیده و ثبت می‌شوند با هم جمع کرد و تقویت نمود. در نتیجه نسبت سیگنال به نوفه (S/N) را بالا برد. البته تعداد گیرنده‌ها، نوع و آرایش آن‌ها بستگی به مشخصات نوفه منطقه مورد مطالعه دارد. بنابراین باید قبل از کارگذاری گیرنده‌ها عملیات تست نوفه را در منطقه انجام داد.

در اینجا لازم است قبل از تشریح تست نوفه ابتدا نوفه و انواع آن را بشناسیم و طریقه حذف آن را از روی نگاشت لرزه‌ای بررسی کنیم.

- نوفه (Noise) و انواع آن

به هر سیگنال دیگری که پس از امواج انعکاسی دریافت شود سیگنال جعلی، نوفه و یا امواج پارازیتی می‌گویند که دامنه بزرگتری داشته و در اکتشافات لرزه‌ای ایجاد مزاحمت می‌کنند و به طور کلی باعث پایین آمدن کیفیت مقاطع لرزه‌ای می‌شوند. امروزه برای کاهش حذف سیگنال‌های مفید انعکاسی روز به روز منبع‌های جدید تولید انرژی و روش‌های جدید صحرایی طراحی می‌شود. انواع مهم نوفه در کارهای لرزه‌ای انعکاسی انجام شده در خشکی، عبارتند از نوفه حاصل از امواج سطحی، نوفه حاصل از امواج پراشی و نوفه حاصل از انعکاسات چندگانه.

- *نوفه حاصل از امواج سطحی*: امواج سطحی نسبت به امواج انعکاسی دارای سرعت و فرکانس کمتر و دامنه بیشتری هستند. این امواج در تمام طول مقطع لرزه‌ای قابل مشاهده‌اند. در بین امواج سطحی بیشتر امواج ریلی و تا حدی هم امواج P و S انکساری در ایجاد این نوع نوفه نقش دارند. برای حذف نوفه حاصل از این امواج می‌توان از فیلترهای الکتریکی مخصوص و یا انتخاب فواصل گروهی مناسب نسبت به طول موج امواج سطحی استفاده کرد.

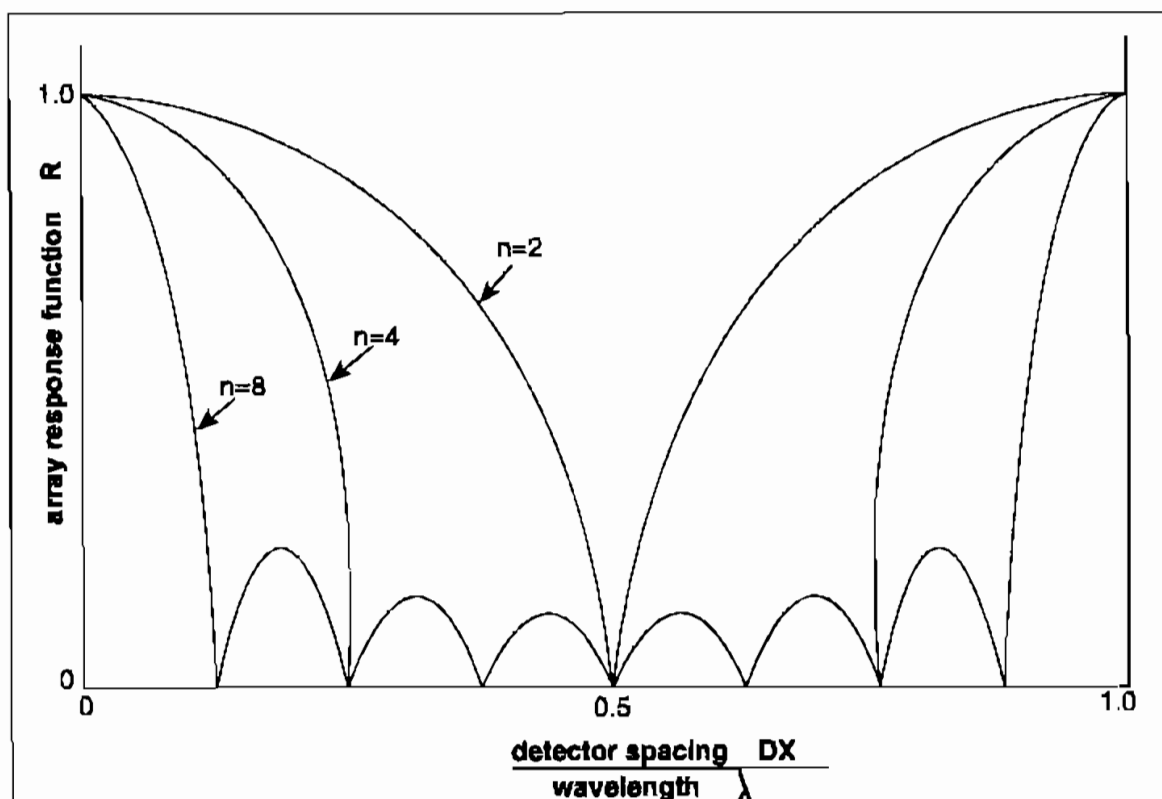
- *نوفه حاصل از امواج پراشی*: وقتی امواج به یک سطح بی‌نظمی مثل لنز ماسه‌ای، تراس آبرفتی، گسل، سنگ آهک حفره دار و... برخورد می‌کنند به همه طرف پخش می‌شوند. شدت این امواج با فاصله گرفتن از سطح بی‌نظمی به شدت افت می‌کند تا حدی که در فواصل دورتر از بین می‌روند. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت در مواقعی که پدیده پراش رخ می‌دهد محل منبع تقریباً نزدیک و یا در روی سطح بی‌نظمی قرار دارد. این امواج در تمام طول مقطع لرزه‌ای قابل مشاهده نیستند. بنابراین به نوفه حاصل از آن‌ها نوفه تصادفی (random noise) می‌گویند. برای حذف نوفه حاصل از این امواج باید تعداد گیرنده‌ها و منبع‌ها را افزایش داد.

نوفه حاصل از انعکاسات چندگانه: نوفه حاصل از آن‌ها شبیه انعکاسات اولیه و اصلی است. بنابراین بسیار زیاد و پر دردسر بوده و تشخیص آن‌ها مشکل می‌باشد. برای حذف نوفه حاصله می‌توان از فیلترهای فرکانسی استفاده کرد زیرا به علت اختلاف جنس مواد و اختلاف مسیر هندسی امواج یک تغییر فرکانس بین انعکاسات اولیه و انعکاسات چندگانه به وجود می‌آید که در جدایش آن‌ها از یکدیگر به کار می‌رود. البته نوفه حاصل از انعکاسات چندگانه سطحی (surface multiple) را می‌توان به بهترین شکل توسط آرایش نقطه عمقی مشترک از بین برد.

- تست نوفه (Noise Test)

معمولاً در هر منطقه‌ای که عملیات لرزه‌نگاری در آن انجام می‌شود تست نوفه انجام می‌گیرد. زیرا نوفه منطقه و طرح‌های آن عمدتاً سطحی‌اند و از منطقه‌ای به منطقه‌ای دیگر در حال تغییر هستند. برای این کار ابتدا گیرنده‌ها در منطقه چیده می‌شود و با ایجاد انفجار، امواج لرزه‌ای ثبت می‌گردد. سپس طول موج امواج سطحی و دیگر پدیده‌هایی که نوفه را ایجاد کرده‌اند به

دست می‌آید و در نهایت فرکانس نوفه منطقه محاسبه می‌گردد. اکنون با آرایه‌گذاری مختلف و رسم طیف سیگنال دریافت شده، بهترین آرایه برای حذف بیشتر نوفه و تقویت بیشتر سیگنال انتخاب می‌شود. در بعضی مناطق تست نوفه به تعداد زیاد انجام می‌گیرد و در نهایت نمودارهایی براساس دامنه موج ثبت شده، طول موج و فاصله گیرنده‌ها و تعداد گیرنده‌ها رسم می‌شود که برای استفاده در منطقه مورد مطالعه کاربرد دارد (شکل ۱۰-۲۶).



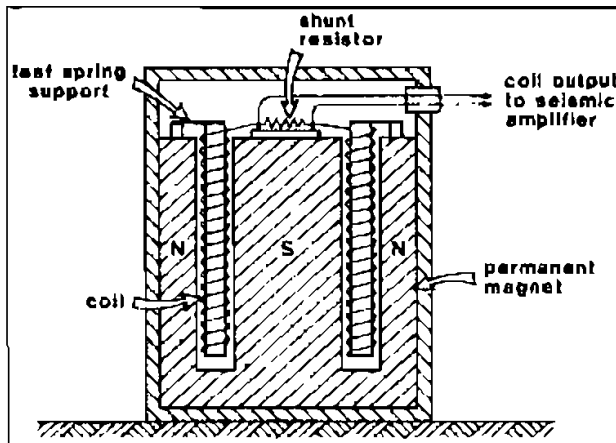
شکل ۱۰-۲۶ - مقدار دامنه موج ثبت شده (R) توسط گیرنده‌ها بر اساس نسبت فاصله گیرنده‌ها (DX) به طول موج (λ) و تعداد گیرنده‌های (n) مورد استفاده

اکنون گیرنده‌های لرزه‌ای خشکی را بررسی کرده و انواع آرایش (array) و گسترش منبع و گیرنده شرح داده می‌شود:

ژئوفون (Geophone): به دستگاه دریافت کننده امواج لرزه‌ای در خشکی ژئوفون یا لرزه‌سنج می‌گویند. این دستگاه در تماس مستقیم با سطح زمین بوده و انرژی لرزه‌ای را به جریان الکتریکی متناسب با آن تبدیل می‌کند. برای آنکه جریان الکتریکی حاصله نشانگر لرزش واقعی زمین باشد باید ژئوفون خوب به زمین متصل باشد. بر این اساس ژئوفون‌ها به دو شکل اساسی دیده می‌شوند:

- ژئوفون‌های سنگین با سطحی صاف که در مناطق با سنگ‌های سخت استفاده می‌شوند.
- ژئوفون‌های سبک با سطحی میخ‌گونه که در مناطق با خاک‌های نرم استفاده می‌شوند.

به طور کلی ژئوفون‌ها براساس نحوه کارشان به دو دسته تقسیم می‌شوند که شامل: ژئوفون‌های ظرفیتی که دارای خازن بوده و در حال حاضر دیگر مورد استفاده قرار نمی‌گیرند و ژئوفون‌های الکترومغناطیسی می‌شوند (شکل ۱۰-۲۷). ژئوفون‌های الکترومغناطیسی ساده‌ترین نوع ژئوفون‌ها می‌باشند که دارای کاربرد فراوانی هستند و تقریباً بیشتر در خشکی استفاده می‌شوند. این ژئوفون‌ها اکثراً به صورت گروه‌های زوج (۱۲ تا ۹۶ کانالی) و به طور سری به هم



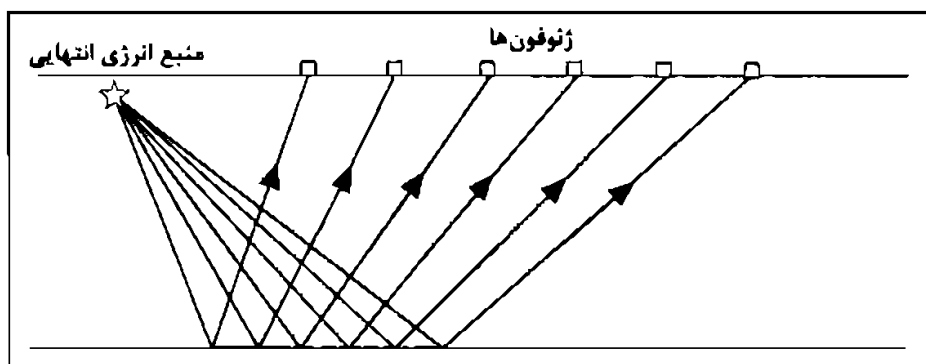
شکل ۱۰-۲۷ - برش شماتیک یک ژئوفون

وصل می‌شوند و از دو قسمت اصلی سیم پیچ و آهنربای دائمی تشکیل شده‌اند که براساس اینکه کدام قسمت متحرک باشد به دو نوع: ژئوفون با سیم پیچ متحرک و ژئوفون با آهنربای متحرک تقسیم می‌شوند.

نحوه کار ژئوفون بدین صورت است که با حرکات سطحی زمین یک حرکت نسبی بین سیم پیچ و آهنربا ایجاد می‌شود. این حرکت باعث قطع میدان مغناطیسی آهنربا توسط سیم پیچ شده و جریانی الکتریکی با ولتاژی متناسب با سرعت جنبش زمین در سیم پیچ تولید می‌شود و در نهایت سیگنال‌های الکتریکی نوسانی با فرکانس معین ایجاد می‌کند.

انواع آرایش ژئوفون و منبع: به موقعیت نسبی گروه ژئوفون‌ها نسبت به یکدیگر و نسبت به منبع انرژی، آرایش می‌گویند. پروفیل‌ها را بایستی تقریباً مستقیم و عمود بر امتداد کلی ساختار زمین‌شناسی تهیه کرد تا شیب واقعی لایه‌ها دقیق‌تر برداشت شود و در نتیجه عمق واقعی با دقت بیشتری محاسبه گردد.

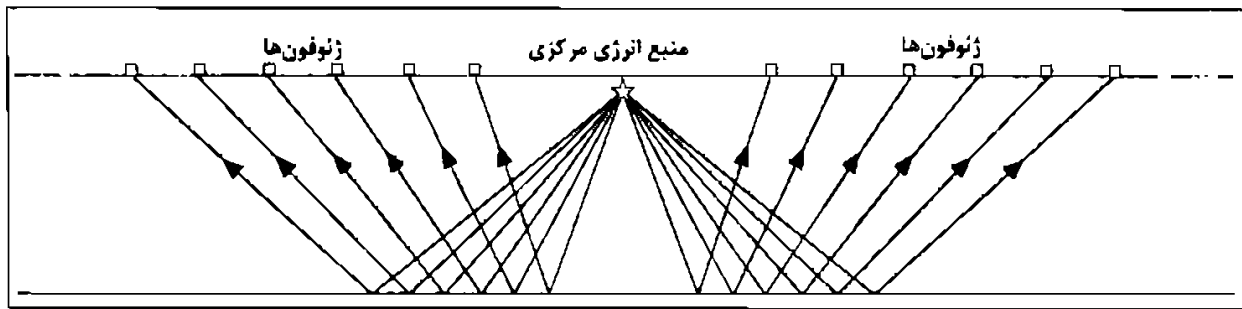
۱- آرایش ساده (Simple Array) گروه ژئوفونی بر روی یک خط پروفیل و در یک طرف منبع قرار



می‌گیرند
(شکل ۱۰-۲۸)
.

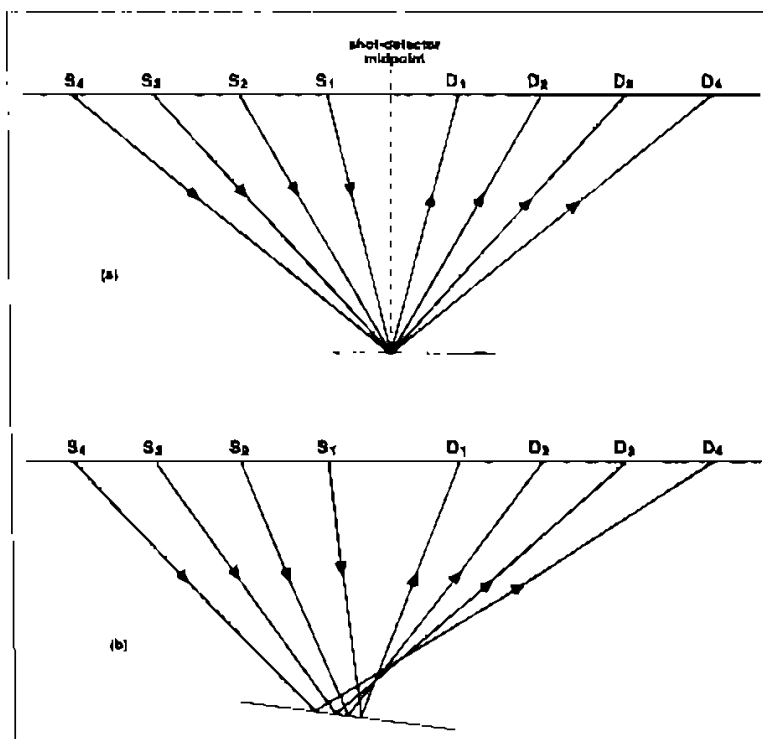
شکل ۱۰-۲۸ - آرایش ساده ژئوفون‌ها و منبع انرژی

۲- آرایش دونیمه‌ای (Split Array) دو گروه ژئوفونی با تعداد یکسان در دو طرف منبع قرار می‌گیرند و به طور هم‌زمان سیگنال‌های لرزه‌ای را ثبت می‌کنند (شکل ۱۰-۲۹). این آرایش معمولی‌ترین نوع آرایش برای پوشش پیوسته منطقه است.



شکل ۱۰-۲۹ - آرایش دو نیمه‌ای ژئوفون‌ها و منبع انرژی

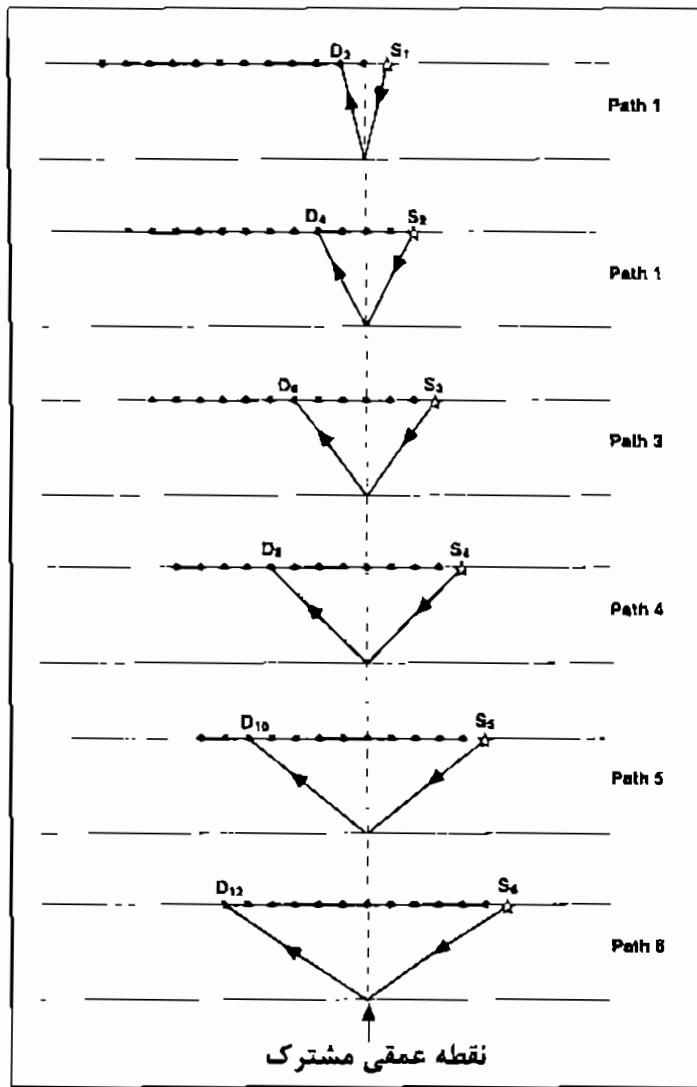
۳- آرایش نقطه عمقی مشترک (Common Depth Point gather). آرایشی استاندارد که یکی از مهمترین تحولات تکنیک‌های انعکاسی است. در این آرایش، تمام شعاع‌های امواج از نقطه‌ای مشترک در روی سطح انعکاس کننده در زیر زمین منعکس می‌گردند که به این نقطه مشترک در برداشت‌های متوالی CDP می‌گویند. در این نوع آرایش نسبت به آرایش‌های دیگر در یک فاصله معین به منبع‌های (نقاط انفجاری) بیشتری نیاز است، زیرا برداشت‌های بیشتری انجام می‌گیرد.



برای اینکه تمام سطح لایه انعکاس کننده در زیر زمین برداشت شود باید مقدار انتقال منبع در هر مرحله به اندازه نصف فاصله منبع تا آخرین ژئوفون باشد، زیرا مقدار سطح برداشت شده در زیر زمین نصف فاصله دو ژئوفون در سطح زمین است (شکل ۱۰-۳۰).

شکل ۱۰-۳۰ - آرایش نقطه عمقی مشترک (CDP) و نقطه میانی مشترک (CMP) ژئوفون‌ها و منبع‌های انرژی

در آرایش‌های ساده و دو نیمه‌ای برداشت‌ها از نوع یک‌تایی (single fold) است. بنابراین میزان پوشش ۱۰۰٪ می‌باشد، یعنی از هر نقطه فقط یک بار برداشت می‌شود به طوری که هر شعاع انعکاسی فقط از یک نقطه مجزا از سطح منعکس کننده بازتاب می‌شود. حال اگر از یک نقطه در زیر زمین بیش از یک بار عمل برداشت انجام گیرد به این نوع برداشت‌ها پوششی (multicoverage) می‌گویند و نقطه

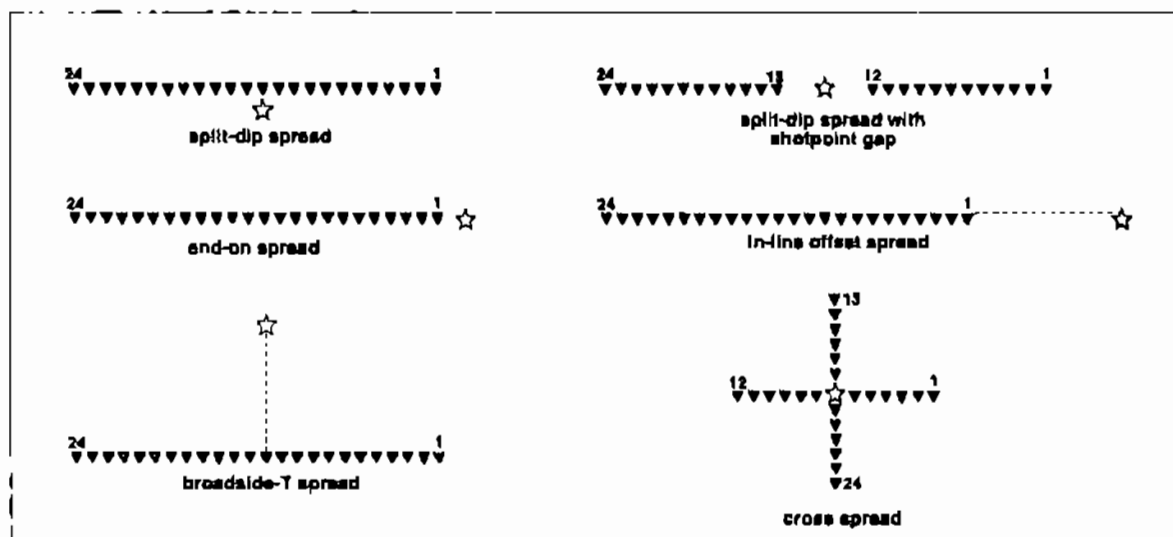


مشترک در این برداشت‌های متوالی را CDP می‌نامند. البته اگر سطح منعکس کننده شیب‌دار باشد به محدوده برداشت نقطه میانی مشترک (common mid point) می‌گویند. به تعداد اثرات به دست آمده از یک CDP چین یا تا یا لا (fold) می‌گویند به طوریکه اگر دوبار عمل برداشت از یک نقطه انجام گیرد، گفته می‌شود برداشت دوتایی (2-fold) است. یعنی ۲۰۰٪ پوشش داریم و به همین ترتیب اگر برداشت سه‌تایی (3-fold) باشد پوشش ۳۰۰٪ خواهد بود. تعداد پوشش‌ها می‌تواند بسیار متغیر باشد. شکل ۱۰-۳۱ یک برداشت ۶ تایی را نشان می‌دهد.

شکل ۱۰-۳۱ - نمایش یک برداشت ۶ تایی نقطه عمقی مشترک (۶-fold CDP) با ۶۰۰ درصد پوشش

- مزیت آرایش CDP: در روش Single Fold هنگام ثبت امواج انعکاسی، نوفه نیز ثبت شده و باعث مزاحمت در روی مقاطع لرزه‌ای می‌شود. برای از بین بردن نوفه می‌توان از آرایش CDP استفاده کرد. در این آرایش اثرات (traces) یک نقطه با هم جمع شده و یک اثر تجمعی (stacked trace) را به وجود می‌آورند، به طوری که سیگنال‌های هر اثر به دلیل ثابت بودن نقطه انعکاس، هم‌شکل و هم‌فاز بوده و باعث تقویت انعکاس‌های ضعیف می‌شوند. ولی

سیگنال‌های نوفه هم شکل و هم فاز نیستند و باعث تضعیف یکدیگر شده و از بین می‌روند. در نتیجه مقطع لرزه‌ای از دقت و وضوح بیشتری برخوردار است. انواع گسترش ژئوفون و منبع: نحوه گسترش گروه ژئوفون‌ها و منبع انرژی متغیر است. شکل ۱۰-۳۲ انواع گسترش ژئوفون‌ها و منبع را نشان می‌دهد.



شکل ۱۰-۳۲ - انواع گسترش ژئوفون‌ها و منبع

۵) ثبت امواج لرزه‌ای (Recording): به طور کلی امواج لرزه‌ای به دو صورت آنالوگ و رقومی ثبت می‌شوند. در ثبت آنالوگ، انرژی امواج دریافتی توسط دستگاهی به طور پیوسته روی کاغذ یا نوار ضبط می‌شود. در ثبت رقومی (digital)، انرژی امواج به صورت دامنه موج ثبت می‌گردد، به طوری که دامنه موج دریافتی توسط ژئوفون در لحظات معینی از زمان اندازه‌گیری می‌شود و مقدار عددی آن برای محاسبات بعدی به کامپیوتر داده می‌شود. بنابراین اطلاعات دریافت شده پس از تقویت مناسب تبدیل به ارقام شده و با نظم خاصی که به آن مالتی‌پلکس (multiplex) می‌گویند روی نوار مغناطیسی ثبت می‌شود و در نهایت توسط کامپیوتر قابل بازخوانی است. فاصله این نمونه‌گیری بستگی به ماکزیمم فرکانس دارد، یعنی طوری باید نمونه‌گیری انجام شود که حداقل از هر نیم پریود مثبت یا منفی یک نمونه برداشت شود.

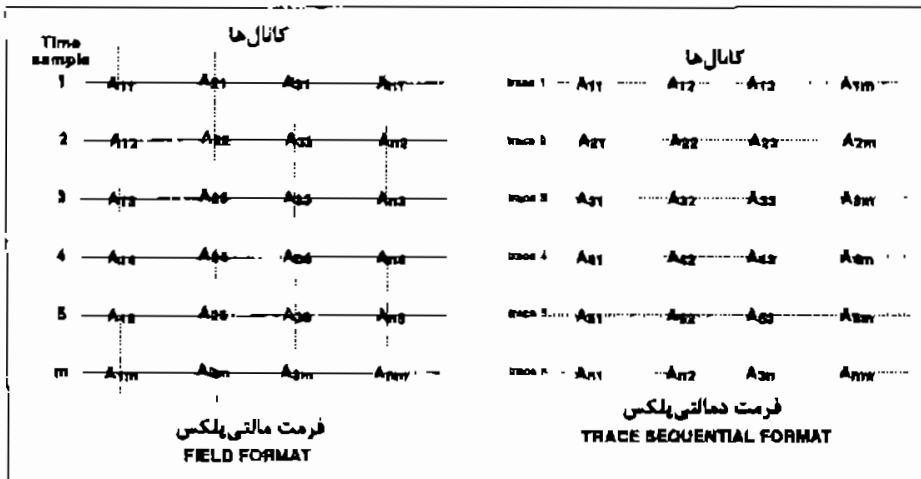
۱۰-۳-۳-۷ بازخوانی اطلاعات لرزه‌ای (Seismic Data Processing)

پس از اتمام کار عملیات و ثبت اطلاعات بر روی نوار مغناطیسی، نگاشت لرزه‌ای حاصله به مرکز بازخوانی یا داده‌آمایی (processing center) می‌رود تا در نهایت پس از تجزیه، تحلیل و تصحیحات کامپیوتری نگاشت لرزه‌ای (seismic record) به یک مقطع لرزه‌ای (seismic section) قابل تعبیر و تفسیر تبدیل شود. در حقیقت بازخوانی مرحله دوم کار

اکتشاف لرزه‌ای است و نتیجه آن در تفسیر زمین‌شناسی منطقه بسیار مهم است. در اینجا به توضیح بسیار مختصر برخی از مراحل بازخوانی اطلاعات لرزه‌ای پرداخته می‌شود:

۱) دمالتی‌پلکس (Demultiplex): همان‌طور که گفته شد اطلاعات خام ثبت شده در صحرا بر روی نوار مغناطیس به شکل دمالتی‌پلکس است. بنابراین در مرکز بازخوانی اطلاعات باید برعکس شده

و به صورت دمالتی‌پلکس در آیند. یعنی نمونه‌گیری‌های زمانی در لحظات پیاپی از یک ایستگاه بر روی نوار به دنبال هم می‌آیند (شکل ۱۰-۳۳).

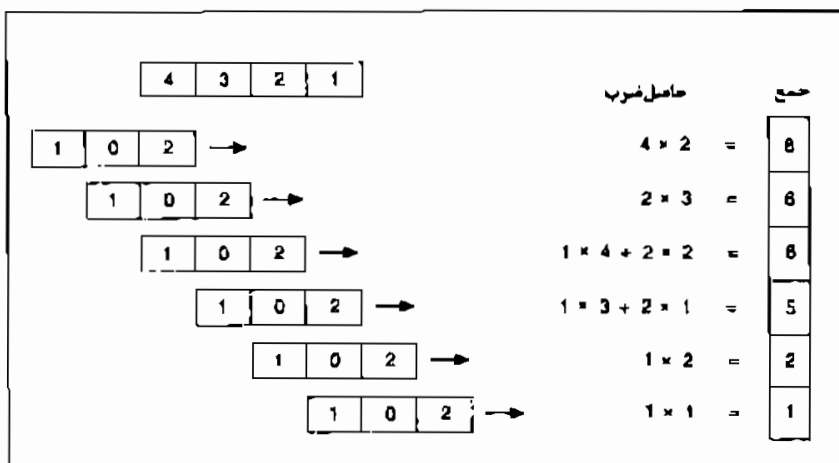


شکل ۱۰-۳۳ - فرایند دمالتی‌پلکس

۲) بهبود برداشت (Gain Recovery): هنگام ثبت اطلاعات در منطقه برای بالا بردن کیفیت و قدرت ثبت از تقویت کننده‌ها و صافی‌های مناسب در مسیر بین گیرنده و دستگاه ثبت استفاده می‌شود. این وسایل فرکانس سیستم را کنترل کرده و برحسب نیاز فرکانس‌های مزاحم را حذف می‌کنند. بنابراین هنگام بازخوانی داده‌ها باید اثرات این تقویت کننده‌ها برطرف شود و تقویت کننده‌های مناسب دیگری مطابق با نیاز واقعی هر اثر تعبیه گردد.

۳) هم‌میخت (Convolution): هم‌میخت یک عملیات ریاضی است بین دو تابع تا تابع مطلوب‌تری

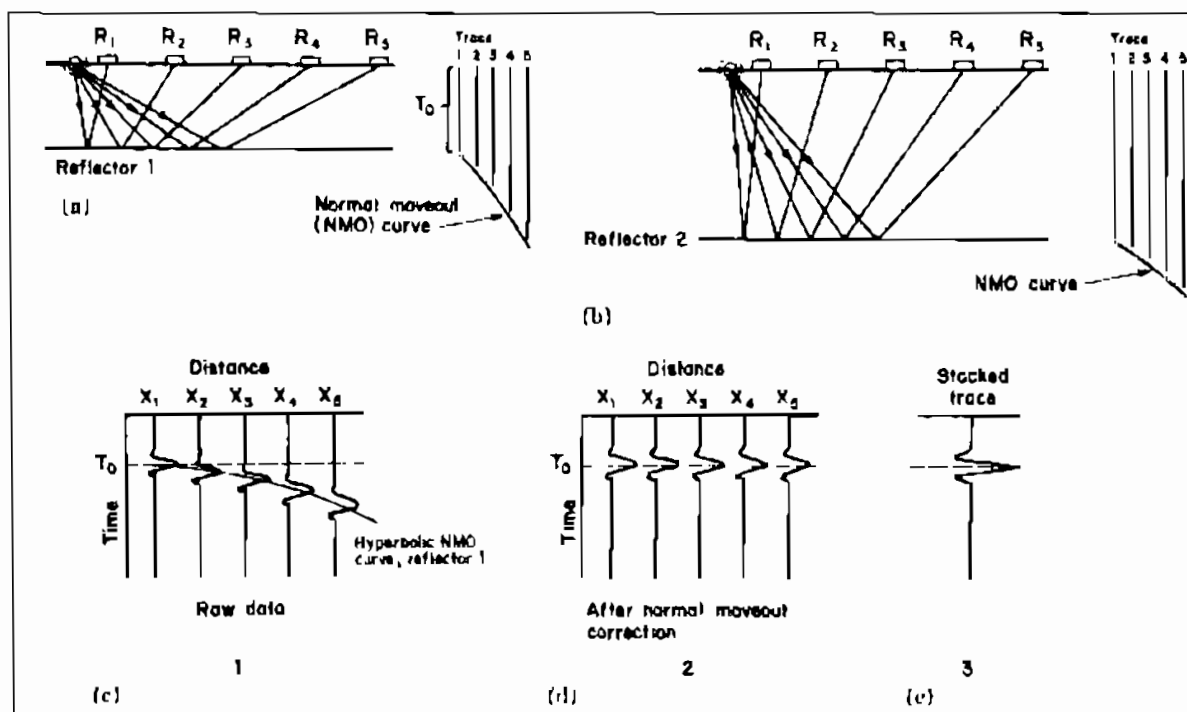
به دست آید. به طوری که شکل موج به علت عبور از بین یک فیلتر خطی تغییر می‌کند (شکل ۱۰-۳۴).



شکل ۱۰-۳۴ - فرایند Convolution برای دو تابع عددی

۴) واهمامیخت (Deconvolution) فرآیندی است که قدرت تفکیک عمودی اطلاعات لرزه‌ای را به وسیله به هم فشردگی موجک (wavelet) پایه بهبود می‌بخشد. واهمامیخت، فیلترگذاری معکوس (inverse filtering) نیز نامیده می‌شود. به عبارت دیگر واهمامیخت یک فیلتر معکوس است که سیگنال‌های نامطلوب را تقلیل می‌دهد.

۵) برون راندنرمال NMO یا تصحیح دینامیک (Dynamic Correction or Normal Moveout). به تصحیح زمانی امواج رسیده به گیرنده‌ها نسبت به کوتاه‌ترین زمان دریافت امواج (یعنی زمان رسیدن موج به ایستگاه منبع) برون راندنرمال یا NMO می‌گویند. اگر از منبعی انرژی تولید شود، پس از مدتی امواج منعکس شده با زمان‌های متفاوت به گیرنده‌ها می‌رسند. این اختلاف زمان دریافت موج لرزه‌ای توسط گیرنده‌های مختلف باعث می‌شود که یک سطح انعکاس افقی به صورت یک منحنی هذلولی در آید (شکل ۱۰-۳۵). برای جلوگیری از این پدیده باید تصحیح NMO انجام گیرد. به طوری که برای هر ایستگاه مقدار NMO هر اثر لرزه‌ای را تعیین کرده و مقدار انتقال محاسبه می‌شود. در طبقات شیب‌دار هم این پدیده اتفاق می‌افتد و برای آن‌ها هم تصحیح NMO لازم است.



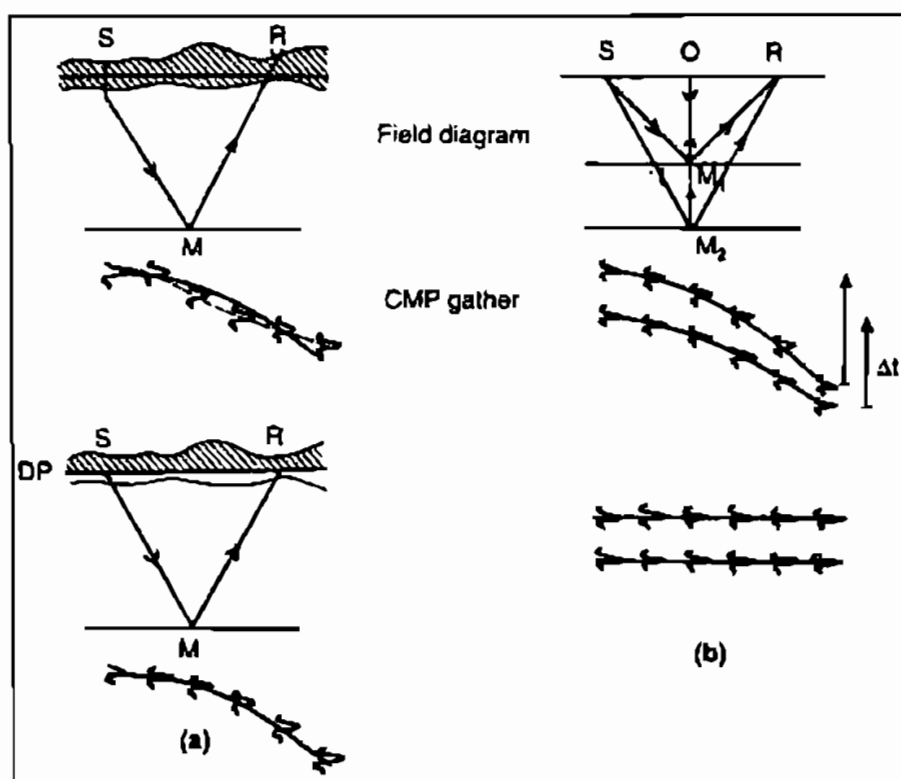
شکل ۱۰-۳۵ - فرایند برون راندنرمال (NMO) برای یک لایه افقی. (a) یک سطح انعکاس کم عمق دارای منحنی NMO (منحنی زمان در مقابل فاصله از منشأ) شیب‌داری است که به دلیل تفاوت زیاد زمان عبور امواج در لایه‌های کم سرعت بین فرستنده و گیرنده است. (b) سطوح انعکاس عمیق‌تر دارای منحنی NMO کم شیب‌تری است که به دلیل کاهش تفاوت در مسیر بین فرستنده و گیرنده‌های نزدیک و دور است. (c) سرعت NMO را می‌توان با استفاده از منحنی هیپربولیک که در پلات مسافت در مقابل عمق حاصل می‌شود محاسبه نمود. (d) با تصحیح NMO تمامی انعکاس‌ها در یک زمان قرار می‌گیرند. (e) جمع NMOهای تصحیح شده اثرها سبب انباشت و تقویت آن‌ها می‌شود.

عوامل مؤثر بر NMO عبارتند از:

- زمان انعکاس: با افزایش زمان مقدار NMO کاهش می‌یابد.
 - فاصله (offset) گیرنده تانبع: با افزایش فاصله مقدار NMO افزایش می‌یابد.
 - سرعت متوسط: با افزایش سرعت متوسط NMO کاهش می‌یابد.
 - عمق انعکاس: با افزایش عمق انعکاس NMO کاهش می‌یابد.
- ۶) حذف (Mute): فرآیندی که یک قسمت از اثر لرزه‌ای را بر می‌دارد. قسمت حذف شده، شامل نوفه تنها و یا نوفه همراه با قسمتی از سیگنال می‌باشد. به طور کلی به حذف قسمتی از اطلاعات لرزه‌ای Mute می‌گویند.

۷) تصحیح پستی و بلندی (Static Correction): تصحیح پستی و بلندی نیز مانند تصحیح دینامیک یک تصحیح زمانی است، با این تفاوت که در اولی زمان ثابت است و در دومی متغیر. این نوع تصحیح بی‌نظمی‌های سطوح و لایه هوازده سطحی را براساس یک سطح مبنا (datum plane) تصحیح می‌کند (شکل ۱۰-۳۶). معمولاً سطح مبنا سطح آب‌های آزاد است.

در مناطقی که بین ایستگاه‌های گیرنده و منبع اختلاف ارتفاع وجود دارد باید این اختلاف نسبت به یک سطح مبنا محاسبه شود و سپس با در نظر گرفتن سرعت متوسط در هر منطقه، عمل تصحیح پستی و بلندی از نظر زمانی صورت گیرد. هرچه عمق بررسی زیادتر باشد عمل محاسبه ساده‌تر است زیرا می‌توان مسیر انعکاس امواج را تقریباً عمودی در نظر گرفت.



شکل ۱۰-۳۶ - مقایسه تصحیح استاتیک (a) با تصحیح دینامیک (b)

۸) برانباشت (Stacking): آمیختن و بهم پیوستن دو یا چند اثر لرزه‌ای را برانباشت می‌گویند (شکل ۱۰-۳۵۷) که به چندین روش به وقوع می‌پیوندد. در طی عمل برانباشت دامنه‌های اثرات لرزه‌ای به صورت عددی در آمده و این اعداد با یکدیگر جمع می‌شوند.

یک نگاشت مرکب (composite record) از بهم پیوستن اثرات نگاشت‌های مختلف ساخته می‌شود. این نگاشت باعث بالارفتن نسبت سیگنال به نوفه شده و پدیده‌های زمین‌شناسی زیرسطحی را بهتر آشکار می‌سازد.

۹) انتقال یا مهاجرت (Migration): مهاجرت به معنی تبدیل و انتقال موقعیت ظاهری منعکس کننده به موقعیت حقیقی آن با استفاده از تغییر زمان انعکاسی ایستگاه‌های مجاور آن است. به‌طور کلی برای تبدیل نقشه زمانی به نقشه عمقی به علت وجود لایه‌های شیبدار در ساختارهای زیرزمین نمی‌توان به راحتی عمل نمود و باید عمل مهاجرت بر روی نقشه زمانی انجام گیرد. اگر منعکس کننده یک سطح افقی باشد تصویر نقطه انعکاس در روی زمین به راحتی قابل شناسایی است به طوری که در وسط فاصله منبع و گیرنده قرار می‌گیرد. ولی اگر منعکس کننده یک سطح شیبدار باشد تصویر موقعیت حقیقی نقطه انعکاس در روی زمین در وسط فاصله منبع و گیرنده نیست و به دست آوردن آن مستلزم دقت فراوانی است. در این حالت، انتقال موقعیت کاذب نقطه انعکاس را به محل واقعی خود مهاجرت یا انتقال می‌گویند.

عمل مهاجرت اثرات سوء پدیده پراش را از بین می‌برد. با انجام این عمل لایه‌های شیبدار مقاطع لرزه‌ای شیبدارتر شده و از طرفی طولشان کمتر می‌شود. یعنی بعد از اینکه عمل مهاجرت بر روی یک مقطع لرزه‌ای انجام گرفت در مقطع زمین‌شناسی حاصله شیب لایه‌ها زیادتر و طول آن‌ها کمتر می‌گردد.

اگر در مقاطع لرزه‌ای عمل مهاجرت صورت نگیرد ساختارهای زیرزمینی از قبیل طاق‌دیس و ناودیس غیر طبیعی بنظر می‌رسند. به طوری که ناودیس‌ها، کم عرض‌تر و جمع‌تر و طاق‌دیس‌ها بازتر و پهن‌تر دیده می‌شوند. علت اصلی این مشاهدات تغییر زاویه شیب لایه‌های شیب‌دار است.

روش‌های مختلفی برای انجام عمل مهاجرت به کار می‌رود که دو روش محاسبه‌ای و به خصوص گرافیکی کاربرد بیشتری دارند.

۱۰-۳-۳-۸ تعبیر و تفسیر داده‌های لرزه‌ای (Seismic Data Interpretation)

تعبیر و تفسیر مقاطع لرزه‌نگاری از مراحل نهایی و پایانی کار اکتشاف لرزه‌ای می‌باشد. پس از آنکه نتیجه کارهای انجام شده بر روی اطلاعات جمع آوری شده از صحرا در مرکز بازخوانی به صورت مقطع لرزه‌ای به روی کاغذ چاپ شد و یا آماده بر روی مانیتور کامپیوتر قرار گرفت.

عمل تفسیر و تعبیر مقطع لرزه‌ای آغاز شده و در نهایت نقشه‌های زمانی، عمقی و مقاطع زمین‌شناسی در امتدادهای موردنظر تهیه می‌شود. در این مرحله اطلاعاتی که از یک مقطع لرزه‌ای به دست می‌آید سه نوع است:

- اطلاعات ساختمانی
- اطلاعات چینه‌شناسی
- اطلاعات محتوای سیال سازند

برداشت‌های لرزه‌ای به همراه تصحیحاتی که بر روی آن‌ها انجام می‌گیرد به صورت مقیاسی از مقاطع زمانی لرزه‌ای هستند. برای تهیه نقشه‌های ساختمانی زیر سطحی باید عمق‌ها را داشته باشیم. بنابراین با اندازه‌گیری سرعت در سنگ‌ها می‌توان مقطع زمان لرزه‌ای را به مقطع عمق تبدیل کرد. برای این منظور روش‌های متعددی وجود دارد که در زیر اشاره‌ای به آن‌ها می‌شود.

روش **Check Shot**: دقیق‌ترین روش برای تعیین سرعت میانگین است. در این روش گیرنده‌ها را در اعماق مشخص سازندهای درون چاه نصب می‌کنند و سپس با ایجاد یک انفجار در سطح زمین و مجاور چاه سرعت را در سازندهای مختلف به دست می‌آورند. به طوری که با داشتن فاصله منبع تا سرچاه و عمق گیرنده و زمان دریافت موج توسط گیرنده می‌توان سرعت را به راحتی محاسبه کرد. در اغلب اوقات از نمودارهای چند چاه دور از هم میانگین گرفته و منحنی رسم شده را برای منطقه به کار می‌برند.

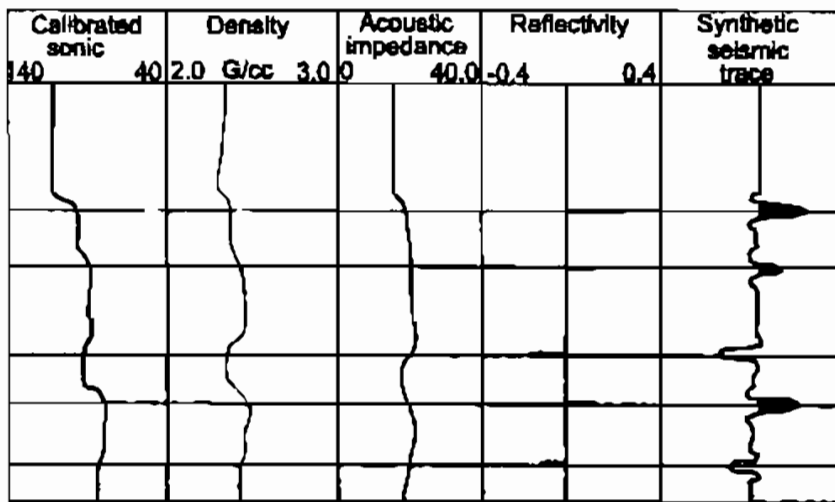
روش نمودار صوتی (**Sonic Log**): در این روش با استفاده از نمودارهای صوتی سرعت متوسط لایه‌ها محاسبه می‌شود.

روش ساینموگرام مصنوعی (**Synthetic Sismogram**): در این روش با استفاده از نمودارهای چاه می‌توان ساینموگرام مصنوعی ساخت که بسیار شبیه به اثرهای لرزه‌ای است. اهمیت این روش در این است که چون از نمودارهای چاه با عمق مشخص استفاده می‌شود، می‌توان با مقایسه آن با مقاطع لرزه‌ای، زمان را تبدیل به عمق نمود.

قبلاً بیان شد که اختلاف مقاومت صوتی بین دو محیط متفاوت، سبب بازتاب امواج الاستیک می‌شود. میزان بازتاب بستگی به شدت اختلاف مقاومت صوتی دو محیط و یا مقدار ضریب انعکاس دارد. مقاومت صوتی وابسته به سرعت امواج صوتی و چگالی است. این دو پارامتر به سهولت از طریق نمودارهای سونیک و چگالی چاه قابل کسب هستند. برای ساختن ساینموگرام مصنوعی مراحل زیر انجام می‌شود:

- برای محاسبه مقاومت صوتی، مقادیر سرعت امواج صوتی و چگالی در هم ضرب می‌شوند.

- با داشتن مقاومت صوتی، ضریب انعکاس محاسبه می‌شود.
- با داشتن ضرایب انعکاس موجک‌ها ساخته می‌شوند.

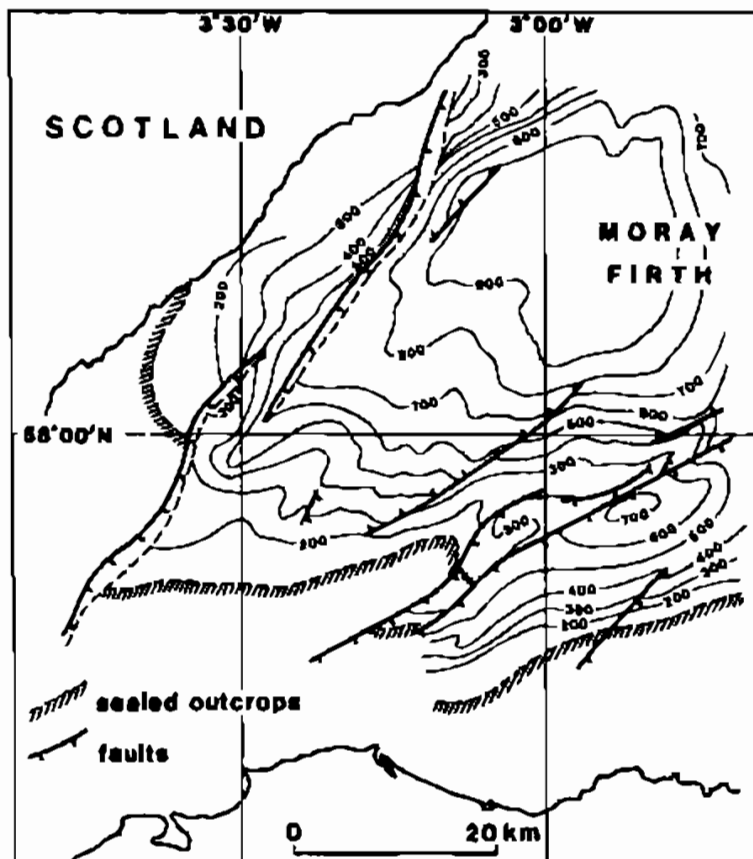


نرم افزارهای متعددی برای ساختن ساینس-موگرام مصنوعی وجود دارد. شکل ۱۰-۳۷ مراحل مختلف ساخت یک ساینس-موگرام مصنوعی را نمایش می‌دهد.

شکل ۱۰-۳۷ - مراحل مختلف ساخت یک ساینس-موگرام مصنوعی با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی

۱۰-۳-۳-۱-۸ اطلاعات ساختمانی

اطلاعات ساختمانی اصلی که از اطلاعات لرزه‌ای به دست می‌آید در جهت شناسایی ساختارهای



زیرسطحی و به منظور جستجوی نفتگیرهای ساختمانی همانند طاق‌دیس‌ها است. عمده تعبیر و تفسیرهای ساختمانی بر روی مقاطع زمانی لرزه‌ای صورت می‌گیرد و نقشه ساختمانی-زمانی (time structure map) برای نشان دادن شکل هندسی برخی از انعکاس‌ها توسط کانتورهای هم‌زمان ایجاد می‌شود (شکل ۱۰-۳۸). نقشه کانتوری ساختمانی نیز پس از تبدیل زمان انعکاس به عمق، قابل ترسیم است.

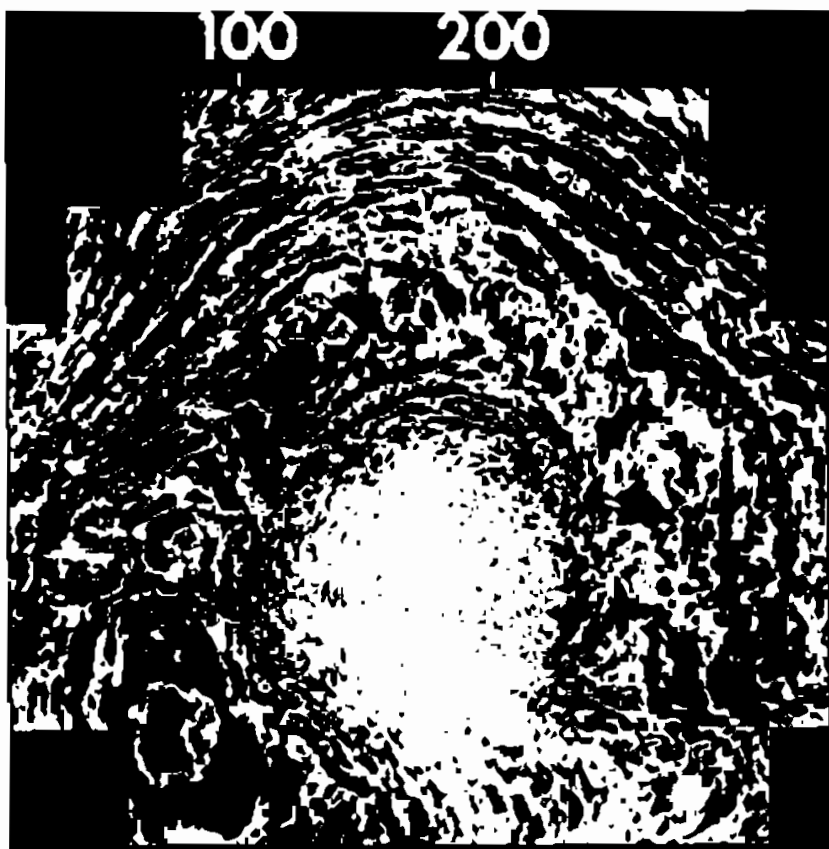
شکل ۱۰-۳۸ - مثالی از یک نقشه ساختمانی-زمانی. ارزش کانتورها، زمان رفت و برگشت امواج الاستیک بر حسب میلی‌ثانیه است

اطلاعات ساختمانی که از لرزه‌شناسی سه بعدی کسب می‌شود، دید بسیار دقیق‌تری را نسبت به ساختارهای زیرسطحی به دست می‌دهد. شکل ۱۰-۳۹ یک تصویر سه بعدی از نفوذ یک گنبد نمکی را در خلیج مکزیک نشان می‌دهد. از ویژگی‌های مهم لرزه‌شناسی سه بعدی،



ایجاد برش‌های زمانی (time slice) از تصاویر سه بعدی است که با استفاده از آن‌ها ساختارها را به دقت می‌توان از بالا نظاره کرد (شکل ۱۰-۴۰). شکل ۱۰-۴۱ یک برش زمانی را نشان می‌دهد که به خوبی می‌توان آثار یک رودخانه ماندری را در آن مشاهده نمود.

شکل ۱۰-۳۹ - یک تصویر سه بعدی از نفوذ یک گنبد نمکی در خلیج مکزیک



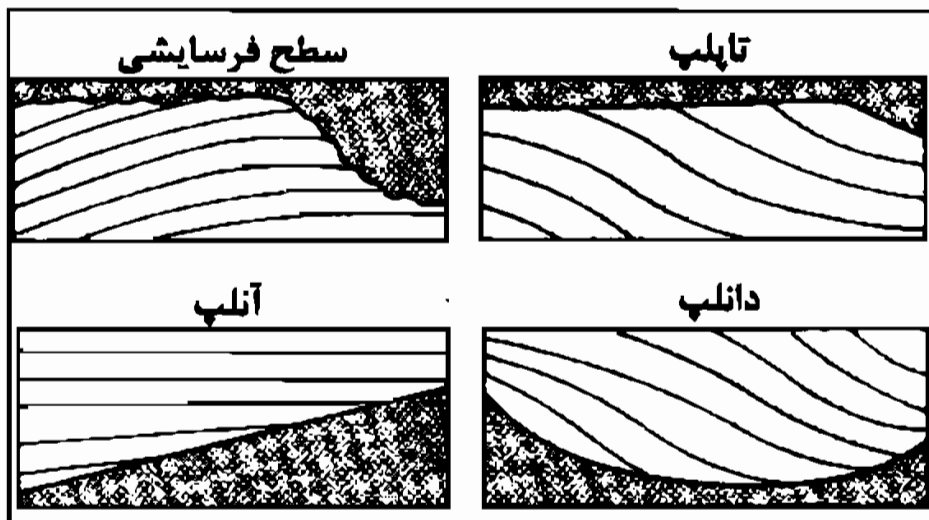
شکل ۱۰-۴۰ - یک برش زمانی از گنبد نمکی شکل ۱۰-۳۹



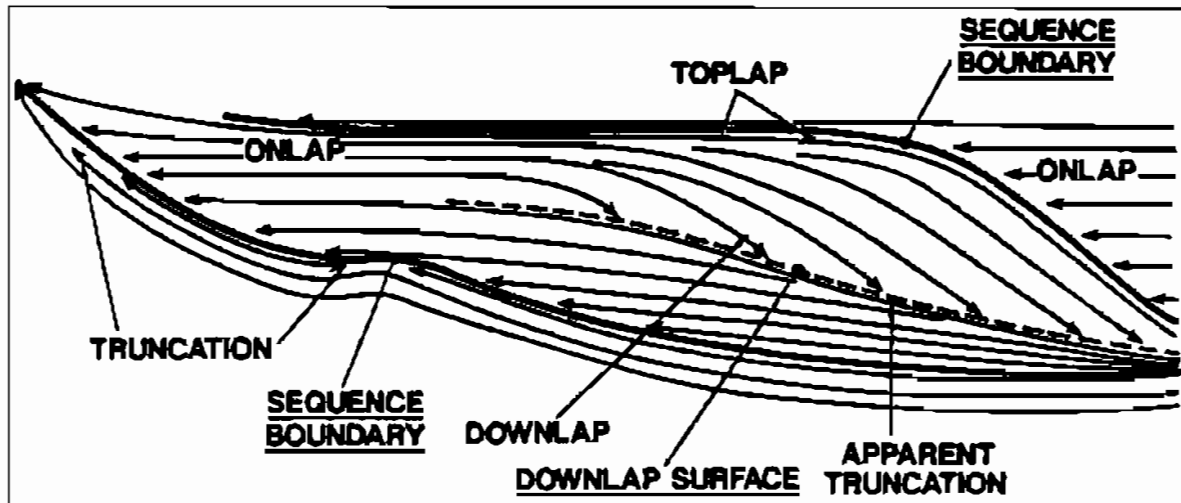
شکل ۱۰-۴۱ - یک برش زمانی از لرزه نگاری سه بعدی در خلیج تایلند که در آن آثار یک رودخانه ماندری قابل مشاهده است

۱۰-۳-۳-۸-۲ اطلاعات چینه شناسی

اطلاعات چینه شناسی حاصل از بررسی‌های لرزه‌ای در چارچوب چینه‌شناسی لرزه‌ای (seismic stratigraphy) بیان می‌شود. در چینه‌شناسی لرزه‌ای، مقاطع لرزه‌ای به سکانس‌های لرزه‌ای مشخصی تقسیم می‌شوند. این سکانس‌ها توسط الگوهای انعکاسی نظیر آن‌لپ (onlap)، دان‌لپ (downlap)، تاپ‌لپ (toplap) و سطوح فرسایشی (erosion) مشخص می‌شوند (شکل ۱۰-۴۲ و ۱۰-۴۳).



شکل ۱۰-۴۲ - نمایش شماتیک انواع الگوهای انعکاسی



شکل ۱۰-۴۲ - نمایش شماتیک الگوهای انعکاسی در یک سکانس رسوبی

بعد از تفکیک یک مقطع لرزه‌ای به سکانس‌ها، هر سکانس را می‌توان بر اساس ساختار و الگوی داخلی انعکاس‌هایش تجزیه و تحلیل کرد. کاربرد ساختار و الگوی داخلی انعکاس‌ها را برای تعبیر و تفسیر رخساره‌های رسوبی، آنالیز رخساره‌های لرزه‌ای (seismic facies analysis) می‌نامند. رخساره‌های لرزه‌ای شامل انواع موازی، نیمه موازی، واگرا، سیگموئید، مایل و پشته‌ای است. هر کدام از آن‌ها بیانگر شرایط خاص رسوبگذاری است. برای مثال، نوع موازی بیانگر رسوبگذاری در آب‌های کم عمق فلات قاره بوده و نوع سیگموئید و مورب در بخش‌های عمیق‌تر در حواشی فلات قاره و شیب قاره شکل می‌گیرند. بدیهی است که تشخیص محیط رسوبی و پیش‌بینی رخساره‌های سنگی در مقاطع لرزه‌ای اهمیت بسزایی در کارهای اکتشافی دارد و ما را قادر به شناسایی مکان‌های پتانسیل برای سنگ منشأ، مخزن و پوش سنگ می‌نماید. در این بخش از کتاب کاربرد اطلاعات لرزه‌ای در تحلیل رخساره‌های کربناته بیان می‌گردد.

تحلیل رخساره‌های لرزه‌ای کربناته‌ها (Carbonate Seismic Facies Analysis)

با توجه به اهمیت سنگ‌های کربناته در حوضه‌های هیدروکربنی ایران، در این بخش از کتاب به طور مختصر به چگونگی شناسایی رخساره‌های لرزه‌ای (seismic facies) سنگ‌های کربناته پرداخته می‌شود. شکل سنگ‌های کربناته‌ها در اطلاعات لرزه‌ای، راهنمای منیدی. مورد محیط رسوبگذاری، لیتوفاسیس، دیانز و وجود سنگ منشأ و مخزن در منته‌اتمه مورد مطالعه است. رخساره‌های لرزه‌ای کربناته‌ها از روی تجزیه و تحلیل الگو (configuration)، دامنه (amplitude)، فرکانس (frequency) و پیوستگی (continuity) بازتاب‌های لرزه‌ای (seismic reflections) قابل تفسیر است. شکل هندسی الگوهای بازتابی (reflection configurations) در داده‌های لرزه‌ای بسیار متنوع و شامل موازی (parallel)،

پیشرونده (prograding)، تپه‌ای (mounded)، وارفته (draped)، آنلپ (onlap) یا آنلپ پرکننده (onlap fill) است. هر یک از این اشکال هندسی، دارای شرایط و مراحل نهشته شدن متفاوتی می‌باشند که نشان دهنده محیط‌های رسوبی مختلف هستند. دامنه، فرکانس و پیوستگی نیز می‌تواند بیان‌کننده رخساره‌های کربناته باشد.

اصطلاح رخساره (facies) در زمین‌شناسی در موارد مختلفی مثل رخساره زیستی (biofacies)، رخساره سنگی (lithofacies)، رخساره دگرگونی (metamorphic facies) و رخساره لرزه‌ای (seismic facies) به کار برده می‌شود. در شناسایی رخساره‌های لرزه‌ای لازم است که اطلاعاتی در مورد عوامل ذیل داشته باشیم:

◀ الگو یا شکل بازتاب‌ها

◀ دامنه (شدت نسبی پیک و تراف‌ها)

◀ فرکانس (تعداد بازتاب‌ها در واحد زمان سیر امواج)

◀ پیوستگی (تداوم جانبی بازتاب‌ها)

از میان این چهار پارامتر، بیشترین تنوع در الگو یا شکل بازتاب‌ها وجود دارد، اگر چه سه عامل دیگر نقش مهمی را در تفکیک محیط‌های کربناته ایفا می‌کنند.

الگوهای بازتابی (Reflection Configurations)

چهار نوع الگوی اصلی در داده‌های لرزه‌ای قابل شناسایی است:

□ بازتاب‌های موازی یا نیمه موازی و واگرا (parallel or subparallel and divergent)

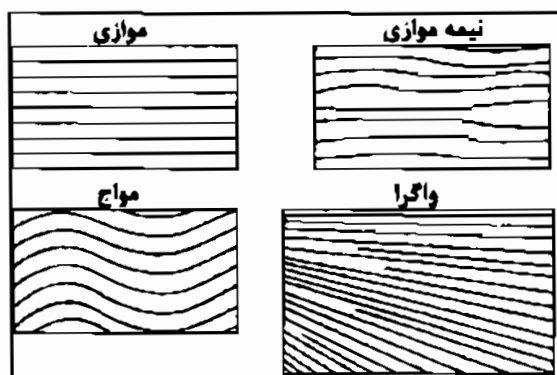
□ بازتاب‌های پیشرونده (prograding)

□ بازتاب‌های تپه‌ای (mounded) یا وارفته (draped)

□ بازتاب‌های آنلپ (onlap)

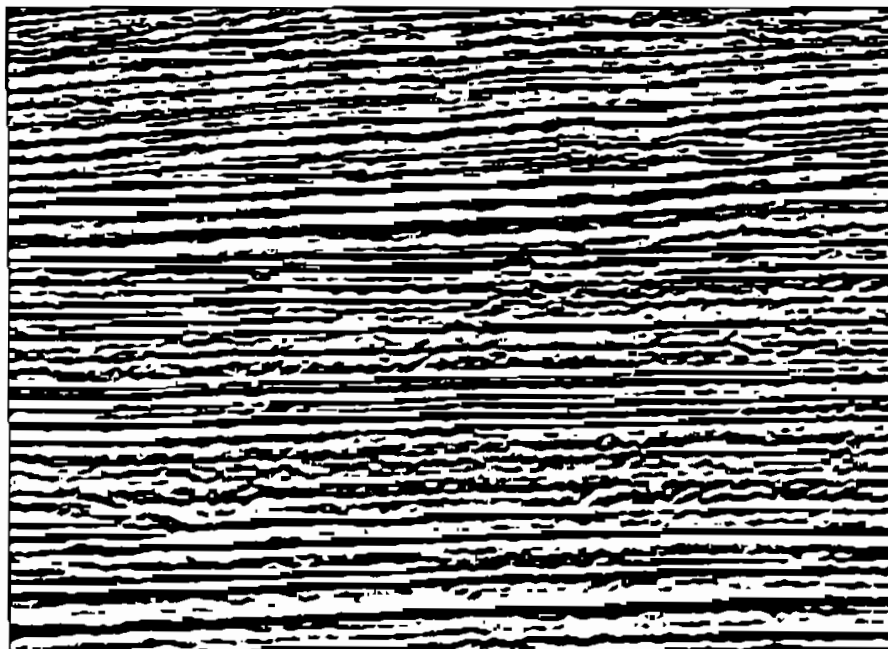
۱- بازتاب‌های موازی، نیمه موازی و واگرا (Parallel, Subparallel and Divergent Reflections)

شکل ۱۰-۴۴ نمونه‌هایی از بازتاب‌های موازی، نیمه موازی و واگرا را نشان می‌دهد. کدام یک از محیط‌های رسوبگذاری منجر به ایجاد چنین بازتاب‌های لرزه‌ای شده است؟ بازتاب‌های موازی و نیمه موازی اشاره به وجود فضای رسوبگذاری به صورت عمودی به اندازه کافی دارد (شکل ۱۰-۴۵).

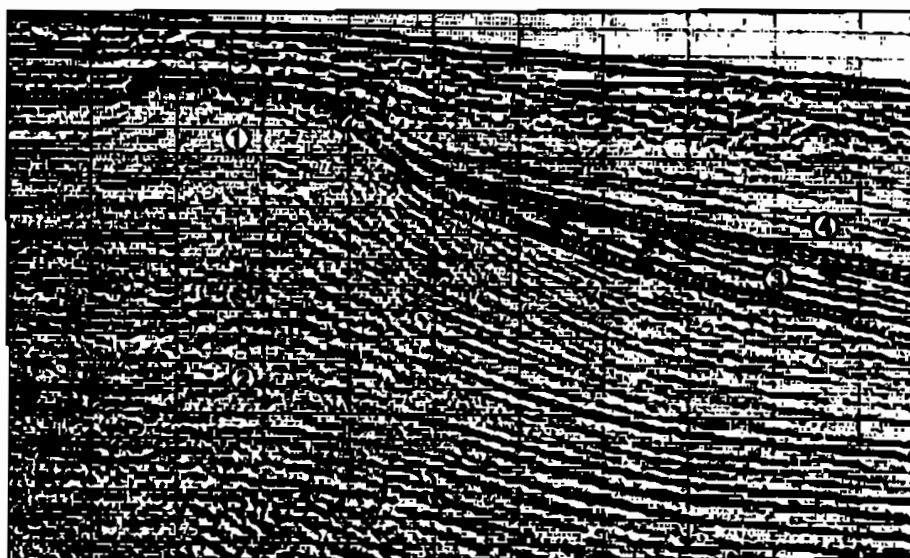


در صورتی که بازتاب‌های واگرا نشان دهنده تغییرات جانبی در فضای رسوبگذاری می‌باشند، مانند یک نیمه گرابن (half-graben) پر شده یا ناحیه جلویی از یک ریف در حال رشد (شکل ۱۰-۴۶).

شکل ۱۰-۴۴ - بازتاب‌های موازی، نیمه موازی، موج و واگرا



شکل ۱۰-۴۵ - مقطع لرزه‌ای از خلیج مکزیک که در آن بازتاب‌های موازی و نیمه‌موازی دیده می‌شود



شکل ۱۰-۴۶ - مقطع لرزه‌ای از یک ریف بزرگ (۱). خرده‌های حاصل از ریف به سمت حوضه (۳) گسترش یافته‌اند. قبل از رشد ریف حوضه به صورت یک رمپ بوده است (۲). بازتاب‌های واگرا در جلوی ریف (۴) قابل مشاهده است

بازتاب‌های حاصل به طور طبیعی چیزی را در مورد سرعت رسوبگذاری بیان نمی‌کند، مگر با اطلاعات چینه‌شناسی زیستی تلفیق شوند. در ضمن این الگوها مستقیماً نمی‌توانند شرایط انرژی تجمع رسوبات را نیز مشخص کنند.

الگوهای بازتابی واگرا (شکل ۱۰-۴۴)، معمولاً بیانگر تغییر شکل‌های هم‌زمان با رسوبگذاری (syndimentary deformations) یا تفاوت در میزان رسوبات است. مانند حاشیه‌های کربناته که سریعاً رشد کرده در حالی که نواحی عمیق‌تر (با نرخ رسوبگذاری کمتر) قادر به همراهی نیستند.

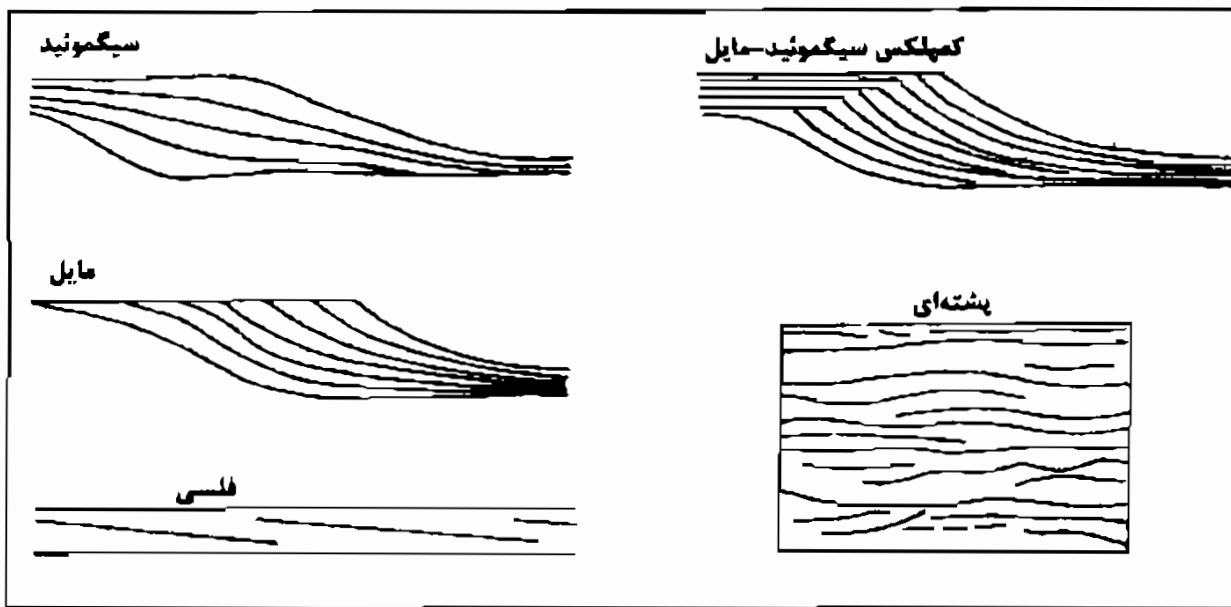
از محیط‌های کربناته متداول، رمپ‌های کربناته و پلاتفرم‌ها (از محیط‌های کم عمق ساب‌تایدال تا اینترتایدال و سوپراتایدال) را می‌توان نام برد که دارای طبقات موازی می‌باشند و می‌توانند به خوبی رخساره لرزه‌ای موازی را ایجاد نمایند. محیط‌های دیگر کربناته که دارای بازتاب‌های موازی هستند شامل کف حوضه (basin floor) و شیب پایین (lower slope) است. در حوضه‌های تبخیری، تناوب کربنات‌ها با لایه‌های تبخیری وجود دارد. رسوبات این نوع حوضه‌ها نیز رخساره لرزه‌ای موازی و یا نیمه‌موازی از خود نشان می‌دهند. عمده محیط‌های تبخیری در آب‌های کم عمق وجود دارند، مانند لایه‌های پرمین در شمال غرب اروپا. اما برخی از تبخیری‌ها در آب‌های عمیق نهشته شده‌اند، نظیر حوضه میشیگان که دارای تناوب کربنات‌ها با لایه‌های تبخیری است و میزان تبخیری‌ها به سمت مرکز حوضه افزایش می‌یابد.

۲- بازتاب‌های پیشرونده (Progradational Reflections)

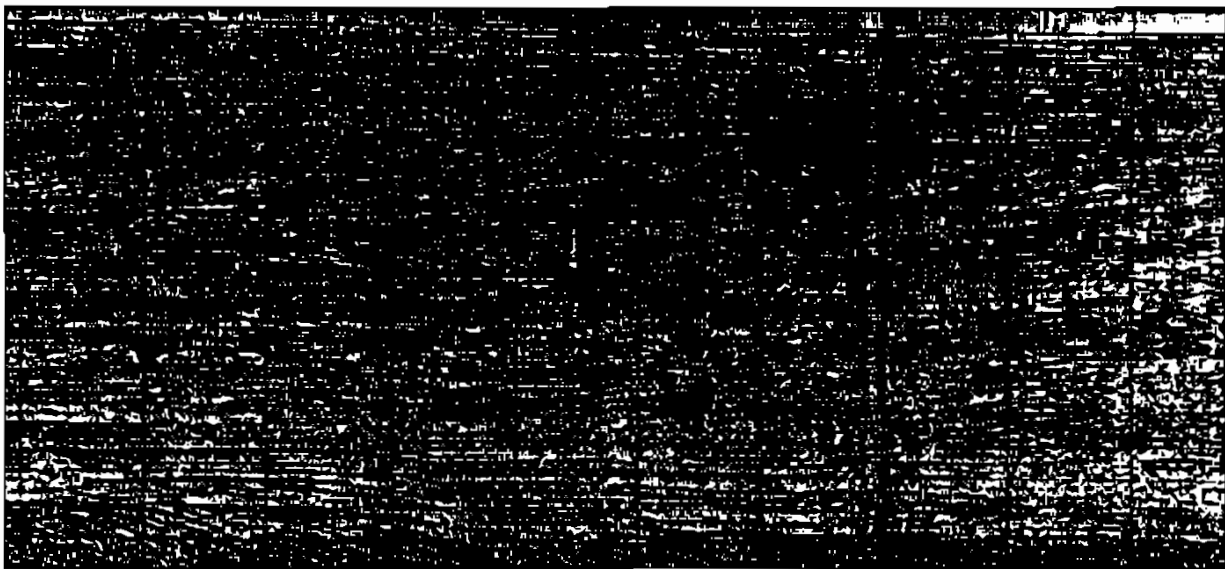
بازتاب‌های پیشرونده یکی از الگوهای بازتابی است که اغلب با یک مشاهده به طور سریع قابل شناسایی است. بازتاب‌های پیشرونده دارای انواع متنوعی است که شناسایی هریک برای پیشگویی‌های مخزن لازم است. بازتاب‌های پیشرونده شامل موارد زیر است:

- سیگموئید (*sigmoid*)
- مایل (*oblique*)
- کمپلکس سیگموئید-مایل (*complex sigmoid-oblique*)
- فلسی (*shingled*)
- پشته‌ای (*hummocky*)

شکل ۱۰-۴۷ انواع بازتاب‌های پیشرونده را نشان می‌دهد. یکی از متداول‌ترین الگوی بازتاب‌های پیشرونده به شکل سیگموئید (*sigmoid*) می‌باشد. این رخساره لرزه‌ای اشاره به وجود فضای رسوبگذاری به صورت جانبی و عمودی دارد. این رخساره لرزه‌ای از ویژگی‌های حواشی کربناته (*carbonate margins*) در حوضه‌هایی است که میزان فرونشست نسبتاً سریع می‌باشد، مانند باهاما (شکل ۱۰-۴۸).

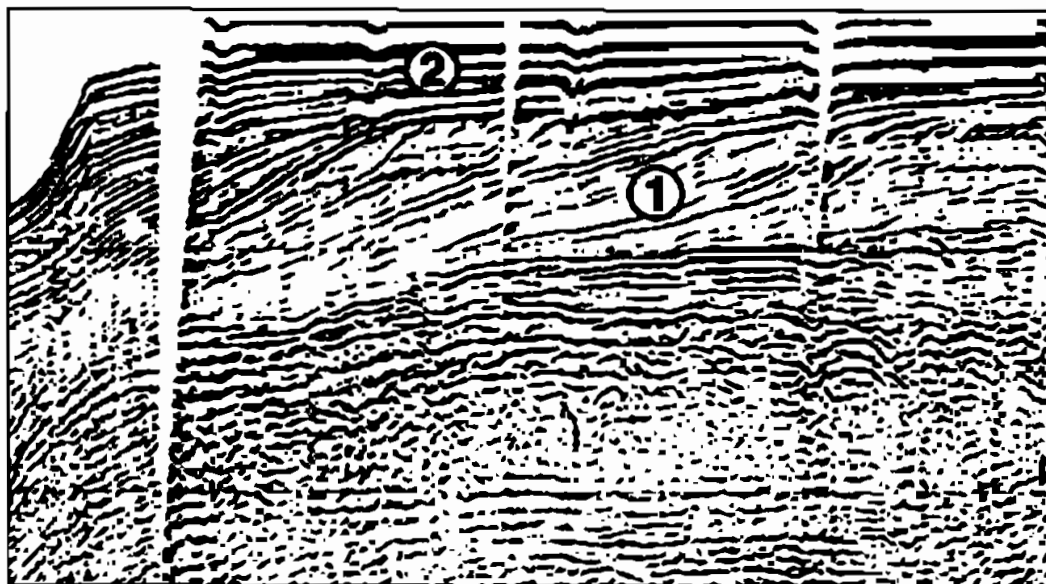


شکل ۱۰-۴۷ - انواع بازتاب‌های پیشرونده



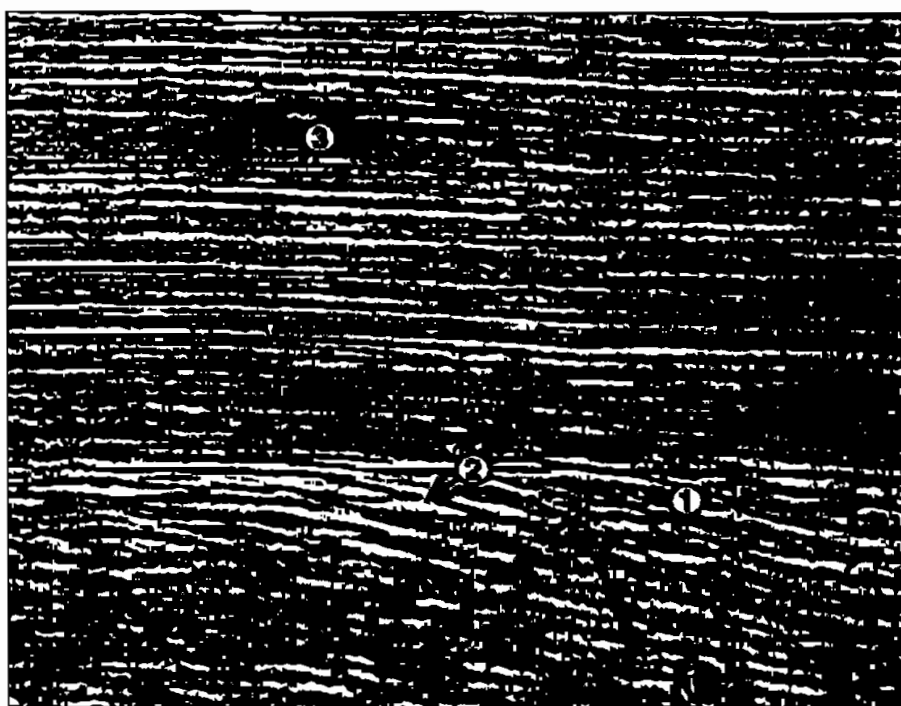
شکل ۱۰-۴۸ - مقطع لرزه‌ای رسوبات کربناته پیشرونده در باهاما

رخساره لرزه‌ای مایل (oblique)، برخلاف نوع سیگموئید، بیانگر محدودیت در فضا‌های رسوبگذاری قائم و وجود فضای رسوبگذاری جانبی به اندازه کافی است. این شرایط هنگامی مهیا می‌شود که میزان رسوبگذاری بیش از فرونشست حوضه باشد. شکل ۱۰-۴۹ مثالی در غرب فلوریدا را نشان می‌دهد. رخساره لرزه‌ای مایل همچنین در رسوبات کربناته ایجاد شده در محیط‌های پرانرژی در روی قله ریف‌ها می‌تواند ایجاد شود. به طور کلی بازتاب‌های مایل معمولاً در شرایط پرانرژی محیطی که ترکیب آن بیشتر گرینستون و رودستون می‌باشد، شکل می‌گیرد.



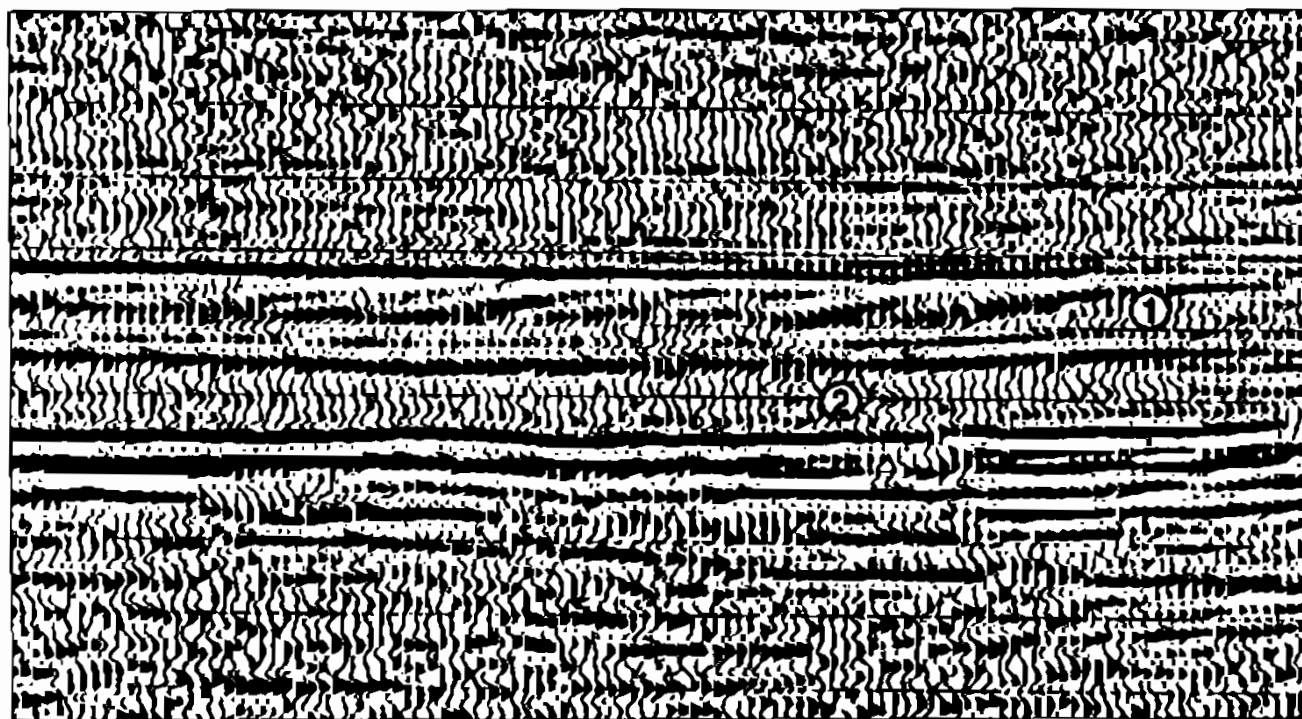
شکل ۱۰-۴۹ - مقطع لرزه‌ای که در آن رخساره لرزه‌ای مایل (۱) حاصل از پیشروی رسوبات کربناته پلاتفرم دیده می‌شود. بازتاب‌های موازی (۲) متعلق به رسوبات کربناته فلات است

سومین الگوی بازتابی از نوع پیشرونده، ترکیبی از سیگموئید-مایل است. معمولاً این الگو به صورت تناوبی از سیگموئید و مایل ظاهر می‌شود. چندین عامل می‌تواند این الگو را ایجاد کند. یکی میزان متفاوت فرونشست در یک ناحیه فعال تکتونیکی و دیگری تغییرات آب و هوایی است که در ایجاد کربنات‌ها مؤثرند. مجموعه سیگموئید-مایل یک الگوی تقریباً نادر است. شکل ۱۰-۵۰ این مدل را در ناحیه‌ای در رسوبات ژوراسیک از سواحل شرقی امریکا نشان می‌دهد.



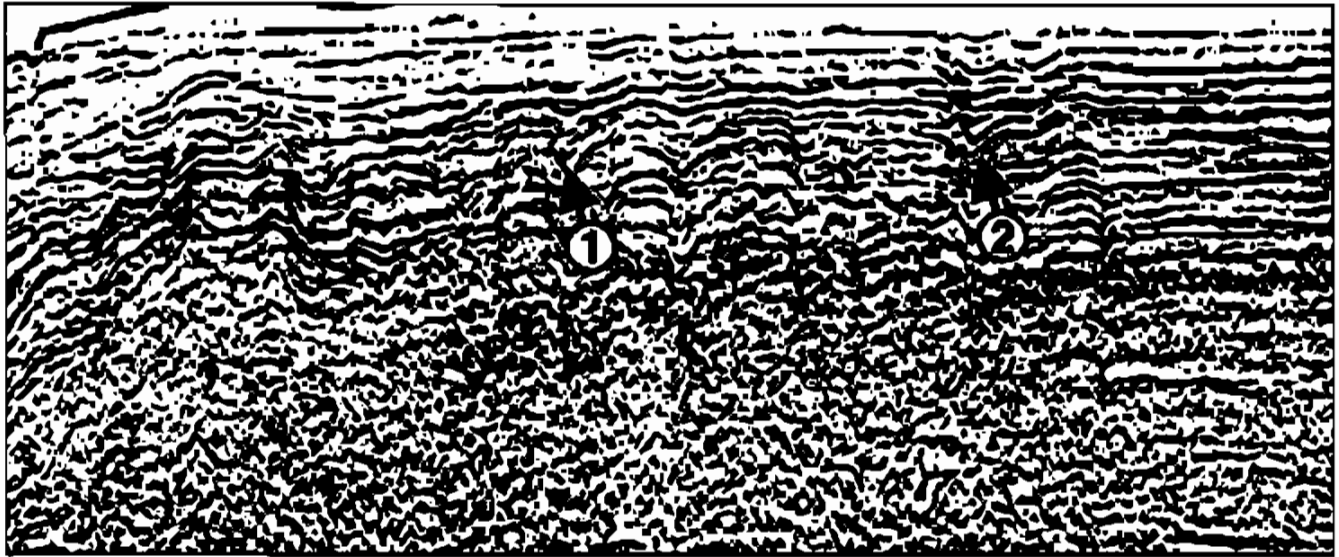
شکل ۱۰-۵۰ - مقطع لرزه‌ای که در آن رخساره لرزه‌ای سیگموئید-مایل (۱) ناشی از پیشروی سکوی کربناته دیده می‌شود. بازتاب‌های موازی (۳) در بالا متعلق به رسوبات آواری ساحلی است

چهارمین الگوی بازتابی از نوع پیشرونده، نوع فلسی (shingled) میباشد (شکل ۱۰-۵۱). این الگو از نظر شکل و ریخت شبیه الگوی مایل است، ولی توسط صرفاً یک بازتاب شناخته می‌شود، در صورتی که نوع مایل دارای بازتاب‌های مایل بیشتری است. این رخساره لرزه‌ای مربوط به محیط‌های محدود شده به صورت قائم و دارای انرژی زیاد در طول لبه پیشرونده خود است. این رخساره از خصوصیات رمپ‌های کربناته، محیطی که احتمال تشکیل گرینستون‌ها در آن زیاد است، می‌باشد.



شکل ۱۰-۵۱ - مقطع لرزه‌ای که در آن رخساره لرزه‌ای فلسی (1) ناشی از پیشروی رسوبات ساحلی کم عمق، دیده می‌شود. بازتاب‌های 2 متعلق به یک لایه نمکی است

پنجمین رخساره لرزه‌ای نوع پشته‌ای (hummocky) است که به صورت بازتاب‌های محدب و غیر پیوسته است. این رخساره حاصل جریان‌های جرمی (mass debris flow) و یا فروریزش (collapse) به دلیل کارستی شدن (karstification) است (شکل ۱۰-۵۲). سطح بالایی از این واحد بسیار ناهموار می‌باشد.

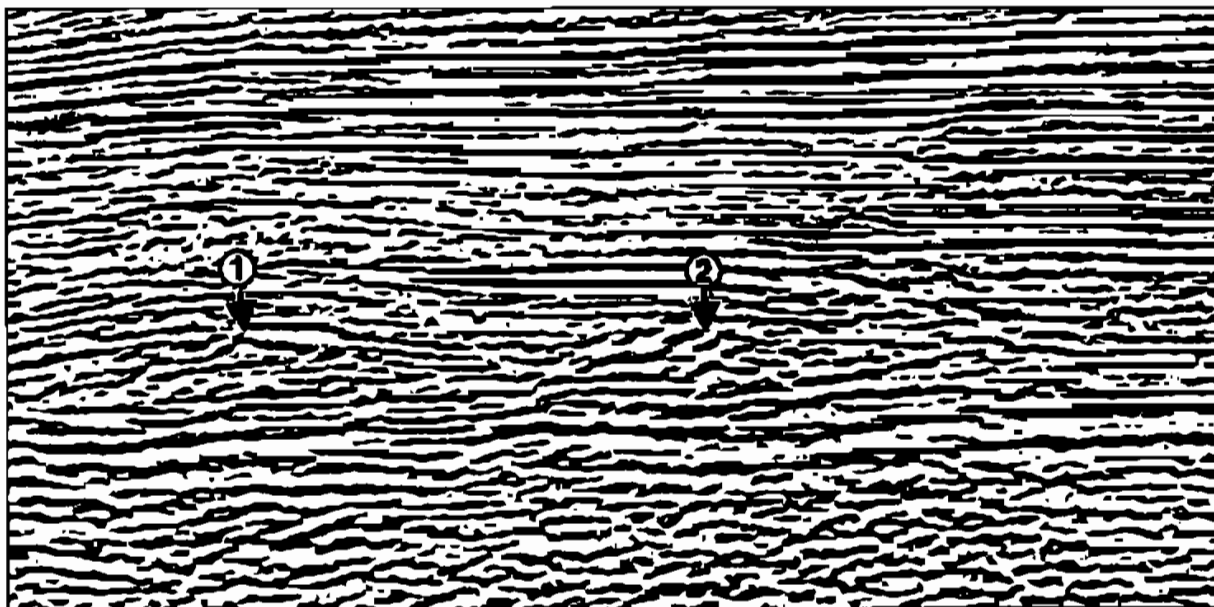


شکل ۱۰-۵۲ - رخساره لرزه‌ای نوع پشته‌ای (1&2) ناشی از انحلال

۳ - بازتاب‌های تپه‌ای و وارفته (Mounded and Draped Reflections)

بازتاب‌های تپه‌ای و وارفته بسهولت در مقاطع لرزه‌ای قابل شناسایی می‌باشند. معمولی‌ترین تصور این است که آن‌ها بیانگر ریف‌ها هستند. ولی باید توجه داشت که این برداشت کمی نیاز به تأمل دارد. مهم‌ترین ویژگی بازتاب‌های تپه‌ای و وارفته، محدب بودن آن‌هاست. در ابتدا می‌بایست تعیین کرد که آیا این شکل، یک پدیده زمین‌شناسی است یا یک سری از پدیده‌های مصنوعی ژئوفیزیکی که ممکن است در طی بازخوانی اطلاعات لرزه‌ای حاصل شده باشد. سپس باید ماهیت آن‌ها را از نظر فرسایشی، ساختمانی، ولکانیکی و نفوذی مشخص نمود. نهایتاً باید تعیین کرد که بازتاب‌ها از کربنات‌ها و یا از آواری‌ها شکل گرفته‌اند. بایستی توجه نمود که الگوهای بازتابی منحصراً یک سری از فرآیندهای رسوبگذاری هستند و نمی‌تواند لیتوفاسیس را مشخص کند. پیشگویی لیتوفاسیس توسط آنالیزهای ناحیه‌ای رخساره‌ها از روی نمودار و مفزه، آنالیز سرعت (velocity analysis) امکان‌پذیر می‌باشد.

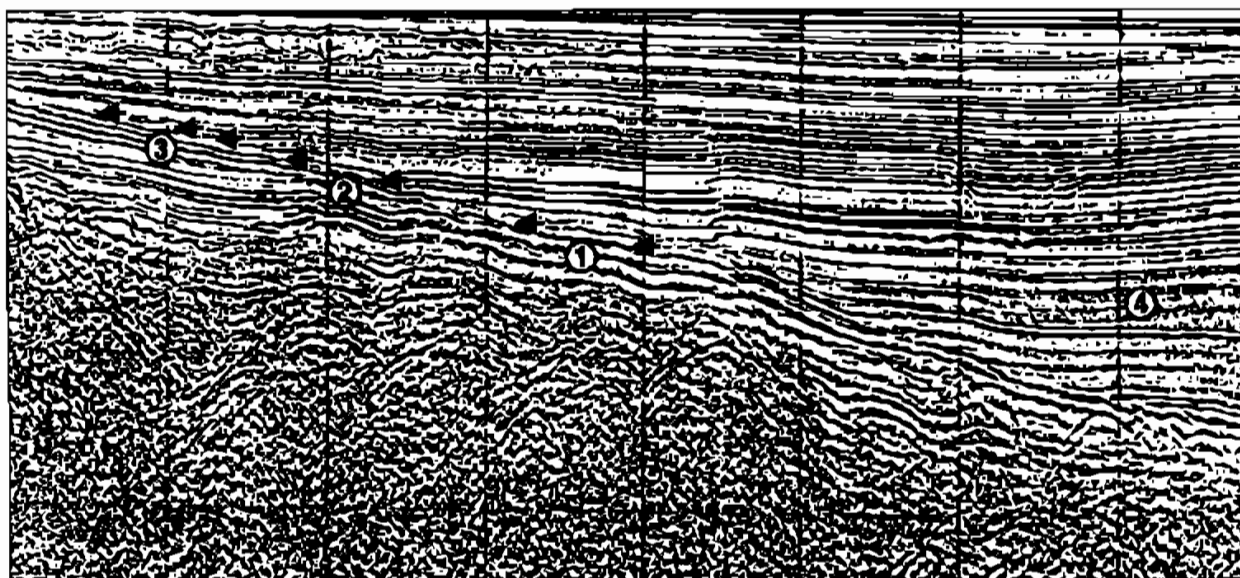
ریف (ساخت‌های کربناته که مقابل امواج مقاوم هستند) ساخت‌های محدبی هستند که از رشد درجای موجودات شکل گرفته‌اند. موجودات ریف‌ساز در طول زمان زمین‌شناسی تغییرات مهمی را داشته‌اند و از پرکامبرین شناخته شده‌اند. ریف‌ها اغلب در آب‌های کم‌عمق شکل گرفته‌اند. بیشترین و اصلی‌ترین ناحیه از ساخت‌های کربناته ریفی در حاشیه فلات قاره‌ها و در لبه رمپ‌های کربناته است (شکل ۱۰-۵۳).



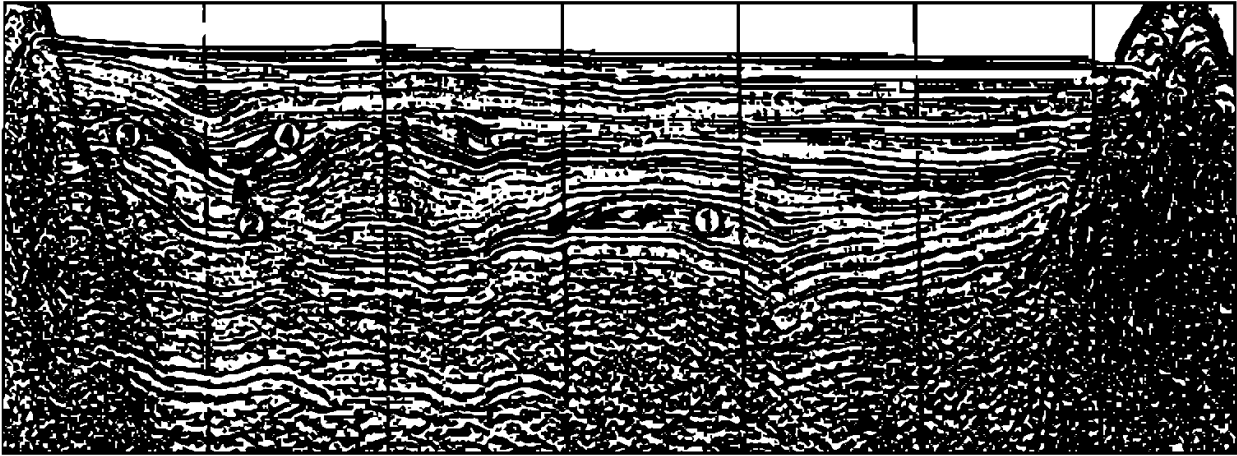
شکل ۱۰-۵۳ - مقطع لرزه‌ای از دو ریف (1&2) در خلیج مکزیک

۴ - بازتاب‌های لرزه‌ای نوع آنلپ (Ontap) و آنلپ پرکننده (Ontap Fill)

الگوهای لرزه‌ای آنلپ و آنلپ پرکننده اشاره به وجود سطوح شیبداری دارد که بازتاب‌ها یا سطوح لایه‌بندی به آن‌ها ختم می‌شود. اصطلاح آنلپ، هنگامی استفاده می‌شود که انتهای بازتاب‌ها صرفاً به یک سطح شیبدار منتهی شود. اگر برخورد از دو طرف به دو سطح ختم شود از اصطلاح آنلپ پرکننده استفاده می‌شود. یک نبود زمانی بین لایه‌های بالا و سطح شیبدار وجود دارد. در شکل ۱۰-۵۴ الگوی آنلپ روی فلات در اثر پیشروی دریا دیده می‌شود. شکل ۱۰-۵۵ یک آنلپ پرکننده را نشان می‌دهد.



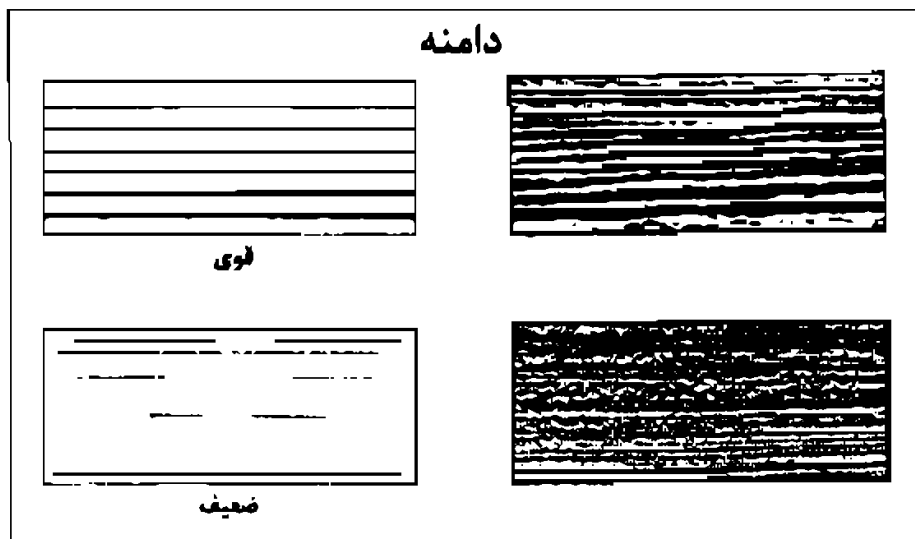
شکل ۱۰-۵۴ - مقطع لرزه‌ای که در آن الگوی آنلپ (1,2&3) دیده می‌شود



شکل ۱۰-۵۵ - مقطع لرزه‌ای که در آن رسوبات توربیدیتی یک آنلپ پرکننده را ایجاد کرده اند. ساختار پشته‌ای (1) در اثر جریان‌های توربیدیتی شکل گرفته است. جریان‌های توربیدیتی ایجاد دره زیر دریایی (2) (submarine canyon) در داخل رسوبات کربناته قدیمی (3) کرده و مجدداً این دره توسط رسوبات پر شده است (4)

دامنه (Amplitude)

دامنه شدت نسبی پیک و تراف‌ها در نیمرخ‌های لرزه‌ای است (شکل ۱۰-۵۶). رسوبات کربناته با لایه‌بندی خوب، معمولاً دامنه قویی را نشان می‌دهند. این حالت در محیط‌های کربناتی خالص یا محیط‌هایی که کربنات‌ها با لایه‌های تبخیری یا شیلی و مارنی همراهند دیده می‌شود. بر خلاف آن بخش‌های داخلی ریف‌ها اغلب خصوصیات لرزه‌ای با دامنه کم را نشان می‌دهند.



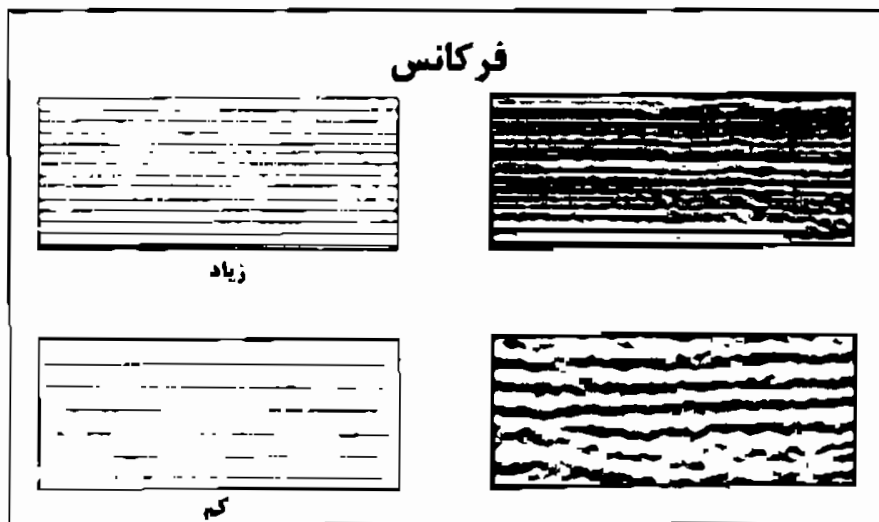
شکل ۱۰-۵۶ تغییرات دامنه در نیمرخ‌های لرزه‌ای

تغییر در دامنه بازتاب‌های لرزه‌ای به سمت ساحل در محیط‌های فلات (shelf) بیانگر تغییر در نوع رسوب است. به طور مثال در محیط‌های کربناته-آواری، جایی که کربنات‌ها در بخش‌های دور از ساحل و آواری‌ها در حواشی حوضه شکل می‌گیرند، تغییر در دامنه بازتاب‌های لرزه‌ای مشهود خواهد بود.

تغییر تدریجی آهک به دولومیت، که از اهمیت خاصی در ارزیابی مخازن برخوردار می‌باشد، با تغییر دامنه بازتاب‌های لرزه‌ای همراه است. دولومیت نسبت به آهک دارای دامنه قوی‌تری است. ساخت‌های کارستی نیز دارای دامنه قویی هستند.

فرکانس (Frequency)

فرکانس در واقع تعداد بازتاب‌های لرزه‌ای در واحد زمان رفت و برگشت امواج لرزه‌ای است (شکل ۱۰-۵۷). فرکانس نسبت به عمق کاهش می‌یابد و به طور کلی، کرنات‌ها با فرکانس کم نسبت به رسوبات آواری مشخص می‌شوند که بیشتر بخاطر سرعت بالای امواج صوتی در آن‌ها است. در رخساره‌های عمیق، شاید بخاطر عمق تدفین، فرکانس کاهش می‌یابد. در تمامی حالات محیط‌های رسوبی، رخساره پیشرونده دارای فرکانس‌های متفاوت است. فرکانس‌های بالا در محیط‌های پلاتفرمی یافت می‌شود، لذا حدتفکیک (resolution) درونی بالایی داشته و ساخت‌های ظریف آن‌ها در مقاطع لرزه‌ای قابل شناسایی است.

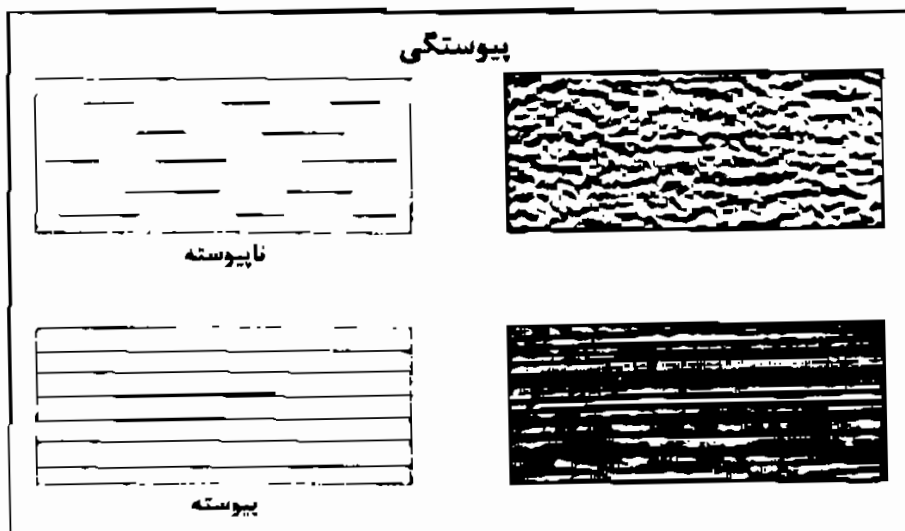


شکل ۱۰-۵۷ تغییرات فرکانس در نیمرخ‌های لرزه‌ای

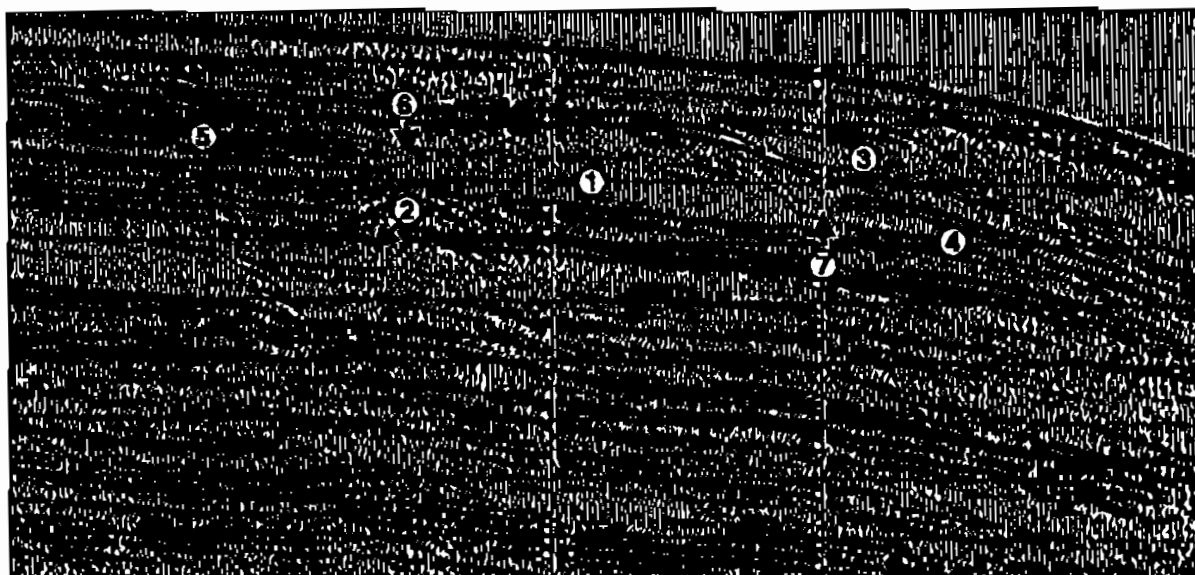
پیوستگی (Continuity)

پیوستگی در نیمرخ‌های لرزه‌ای بیانگر تداوم جانبی بازتاب‌های لرزه‌ای است (شکل ۱۰-۵۸). هیچ محیطی قابل مقایسه با پلاتفرم‌های کرنات‌ه از نظر پیوستگی بازتاب‌های لرزه‌ای نیست. بازتاب آهک‌های Knowles از رمپ کرنات‌ه ژوراسیک-کرتاسه در شمال شرق خلیج مکزیک (شکل ۱۰-۵۳) و در برخی از لایه‌های پلاتفرم کرنات‌ه کرتاسه زیرین، به طول صدها کیلومتر پیوستگی دارد. تداوم و پیوستگی در آثار لرزه‌ای نیز می‌تواند در محیط‌های عمیق دیده شود. در مقابل، محیط‌های شیب فلات قاره معمولاً دارای بازتاب‌های کوتاه‌تر هستند که بخاطر وقایع رسوبگذاری مانند ریزش و لغزش (slumping, slides) رسوبات است.

ریف‌ها دارای ضعیف‌ترین پیوستگی در میان رسوبات کربناته هستند (شکل ۱۰-۵۹) که بخاطر ماهیت داخلی بسیاری از ریف‌هاست که فاقد لایه‌بندی داخلی‌اند.



شکل ۱۰-۵۸ تغییرات پیوستگی در نیم‌رخ‌های لرزه‌ای

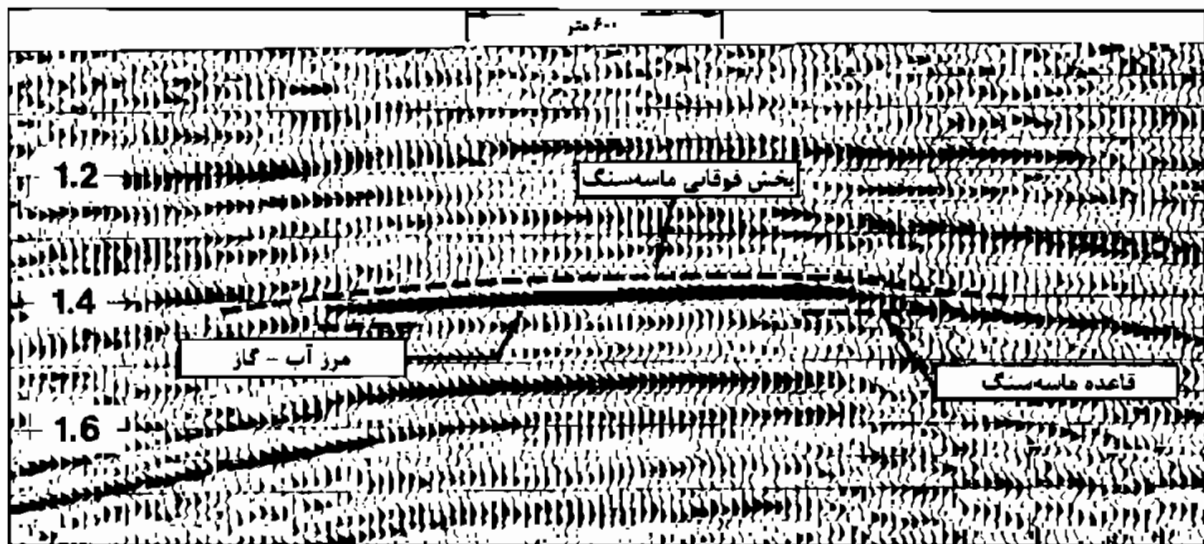


شکل ۱۰-۵۹ - مقطع لرزه‌ای که در آن یک ریف بزرگ (۱) دیده می‌شود. یک ریف کوچکتر در پایین (۲) و بالا (۳) وجود دارد. رخساره‌های جلوی ریف (۴) و عقب ریف (۵) به خوبی قابل مشاهده‌اند. نقطه ۶ تغییر رخساره از ریف به رخساره عقب ریف را نشان می‌دهد

در نهایت، محیط‌های رسوبی کربناته نظیر پلاتفرم کربناته (carbonate platform)، حاشیه پلاتفرم (platform margin)، شیب قاره (slope environment) و بخش‌های عمیق حوضه (basin) دارای ویژگی‌های لرزه‌ای مشخصی بوده که در شناسایی آن‌ها کمک می‌نماید و لذا می‌تواند راهنمای خوبی برای مکان‌های دارای پتانسیل هیدروکربنی باشد.

۱۰-۳-۳-۸-۳ اطلاعات محتوای سیال سازند

تجمع مواد هیدروکربنی را بعضی مواقع می‌توان بر روی مقاطع لرزه‌ای توسط انعکاس‌های قوی غیرمعمول به نام نقاط روشن (bright spot) تشخیص داد. این انعکاس‌های با دامنه قوی (شکل ۱۰-۶۰) به ضریب انعکاس‌های بسیار بالای زون گازدار در مخازن هیدروکربنی نسبت داده می‌شود. وجود گاز سبب تباین بسیار قوی در مقاومت صوتی لایه‌ها می‌شود. در صورت عدم وجود نقاط روشن، سطح سیالات مخازن ممکن است توسط نقاط صاف (flat spot) که نسبت شیب لایه‌ها افقی هستند، مشخص شود.



شکل ۱۰-۶۰ - نقطه روشن در یک مقطع لرزه‌ای

در پایان به طور خلاصه، فعالیت‌های اکتشافی نیاز به تلفیق علوم و تکنیک‌های متفاوت دارد. جدول ۱۰-۲ اهداف تکنیک‌های اکتشافی را نشان می‌دهد.

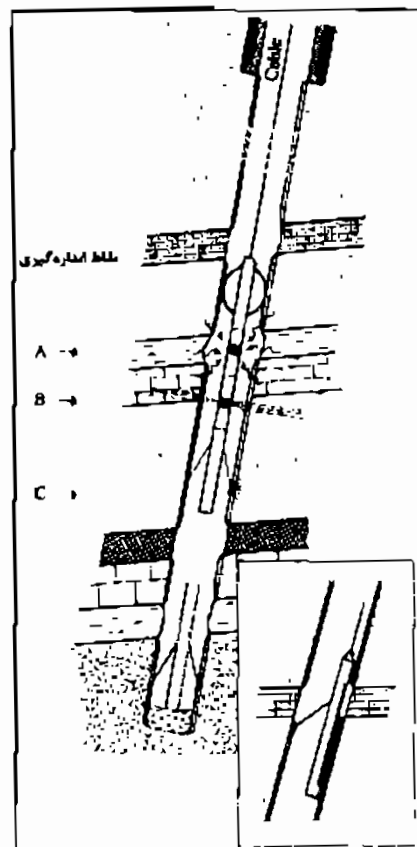
جدول ۱۰-۲ - اهداف تکنیک‌های اکتشافی

سیالات	نفتگیر	سنگ مخزن	مهاجرت	سنگ منشأ	حوضه	هدف تکنیک
✓	✓	✓	✓		✓	لرزه‌ای
					✓	ثقل سنجی
					✓	مغناطیس‌سنجی
✓	✓	✓	✓	✓		حفاری
✓	✓	✓	✓	✓		نمودارگیری
	✓	✓	✓	✓	✓	مطالعه صحرائی

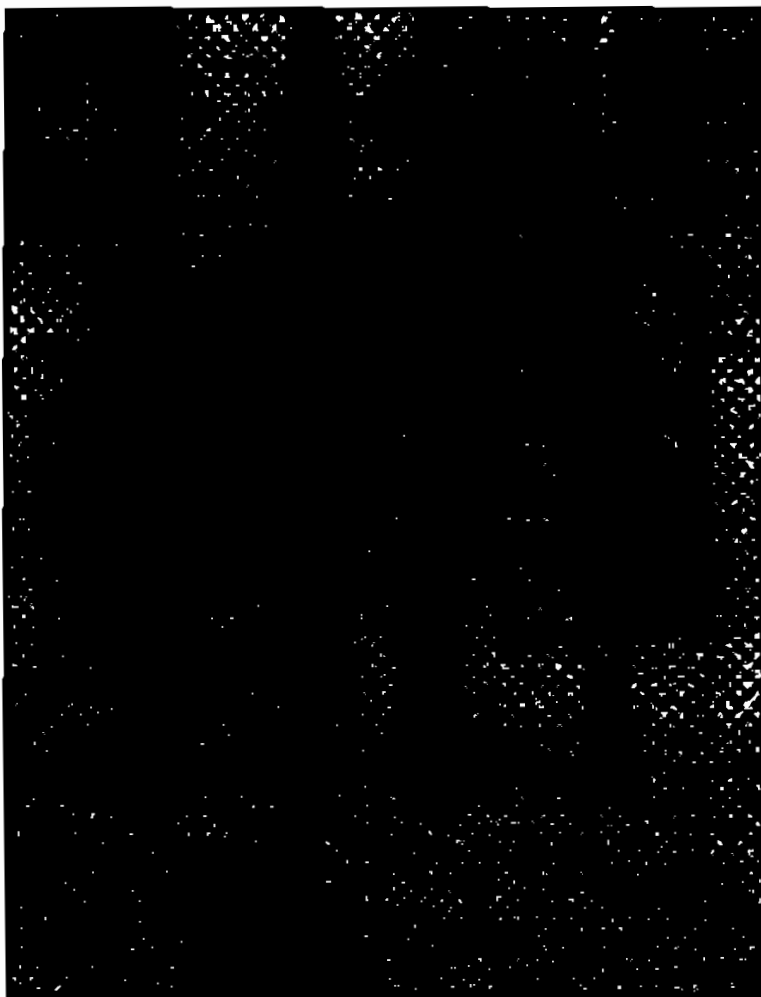
۱۱- مبانی نمودارگیری (Principles of Well Logging)

در طی حفاری گرفتن مغزه از سنگ‌های مورد نظر معمولاً وقت‌گیر و مستلزم مخارج زیادی است. خرده‌های سنگی به دست آمده از حفاری نیز به دلیل کوچک بودن، مخلوط بودن با هم و شستگی به وسیله سیال حفاری، اغلب در تفسیر مورد اطمینان نیستند. به این دلیل اطلاعات کمی از خواص فیزیکی اولیه سازندهایی که از آن مشتق شده‌اند، در اختیار قرار می‌دهند. نمودارهای ژئوفیزیکی کمک بزرگی برای حل این مشکل و کسب اطلاعات بیشتر از فواصل حفاری شده می‌باشد. از اهداف مهم نمودارگیری (well logging) تهیه یک سری اطلاعات درجا از مخزن است. پارامترهای مهم قابل دستیابی از اطلاعات نمودار عبارتند از: تخلخل، نسبت اشباع آب و نفت، ضخامت زون تولید (net pay thickness)، لیتولوژی و تراوایی.

شکل ۱-۱۱ شماتیکی از تجهیزات نمودارگیری یک چاه را نشان می‌دهد. ابزار نمودارگیری، سوند (sonde) نامیده می‌شود که در واقع، محفظه استوانه‌ای فلزی است که توسط یک کابل غلاف‌دار به درون چاه فرستاده می‌شود (شکل ۱-۱۱). شکل ۱-۱۱ نمونه‌های واقعی چند سوند را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱۱ -
تصویر شماتیک از
یک سوند در
داخل چاه



شکل ۱۱-۳ - تصویر واقعی از چهار سوند که به ترتیب از چپ به راست عبارتند از سوند شیبسنج، صوتی، چگالی و شیبسنج به همراه یک کفشک اضافی که مقاومت را اندازه‌گیری می‌کند.

اطلاعات به دست آمده از نمودارگیری عموماً روی کاغذ یا روی نوار مغناطیسی و به صورت رقومی ثبت می‌گردد. در کارهای صحرایی یک کامیون مخصوص که کابل نمودارگیری شامل منبع انرژی، ثبت کننده‌ها و تجهیزات کمکی را حمل می‌کند، بر سر چاه آورده می‌شود. در سوندها به طور

معمول چندین ابزار نمودارگیری به طور هم‌زمان به درون چاه فرستاده می‌شوند، این سبب می‌گردد که تعداد مراحل انجام نمودارگیری کاهش یابد.

نمودارها را بنا به ابزار و اساس مورد استفاده به انواع مختلفی نظیر الکتریکی (electrical)، رادیواکتیو (nuclear)، صوتی (acoustic) و مکانیکی (mechanical) تقسیم‌بندی می‌کنند. در این بخش به معرفی بسیار مختصر برخی از نمودارها پرداخته می‌شود.

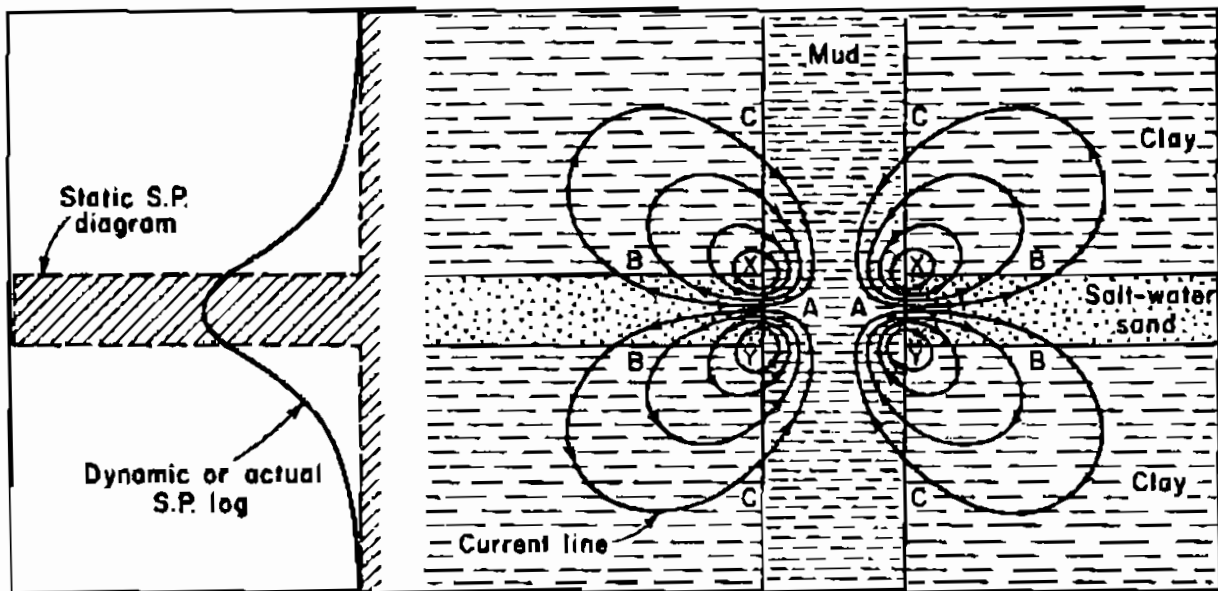
۱-۱۱ بررسی‌های الکتریکی (Electric Survey, ES)

نمودارهای الکتریکی، شامل پتانسیل خودزا (SP) و نمودارهای مقاومت الکتریکی (resistivity logging) می‌باشد. برای انجام نمودارگیری، ابتدا حفاری متعمق تا ۱ و رشته حفاری از چاه بیرون کشیده شده و سوند به داخل چاه فرستاده می‌شود. سگنال‌های الکتریکی از سوند به وسیله کابل نمودارگیری به دریافت کننده‌های الکتریکی موجود در کامیون رسیده و در مقابل عمق، ثبت و یا به صورت نمودار ترسیم می‌شود.

۱-۱-۱۱ پتانسیل خودزا (Spontaneous Potential, SP)

نمودار SP ولتاژهای الکتریکی در داخل گل حفاری مقابل سازندها در اعماق مختلف یک چاه را ثبت می‌کند. پتانسیل خودزا (SP) ناشی از فعالیت‌های شیمیایی سیالات در چاه و لایه‌های مجاور است. منبع اصلی پتانسیل خودزا در یک چاه، پتانسیل‌های الکتروشیمیایی (electrochemical potential) و الکتروکینتیک (electrokinetic) می‌باشد. اثرات الکتروشیمیایی منبع اصلی پتانسیل طبیعی در بیشتر چاه‌های حفاری می‌باشد. این اثرات به علت مهاجرت یون‌ها از محلول‌های با غلظت بالا به محلول‌های با غلظت پایین بوجود می‌آید. اندازه‌گیری این اختلاف پتانسیل بین الکتروود موجود در سوند و الکتروود موجود در سطح زمین صورت می‌گیرد. مقادیر پتانسیل خودزا خیلی کوچک است، بنابراین بر حسب یا میلی‌ولت اندازه‌گیری می‌شود.

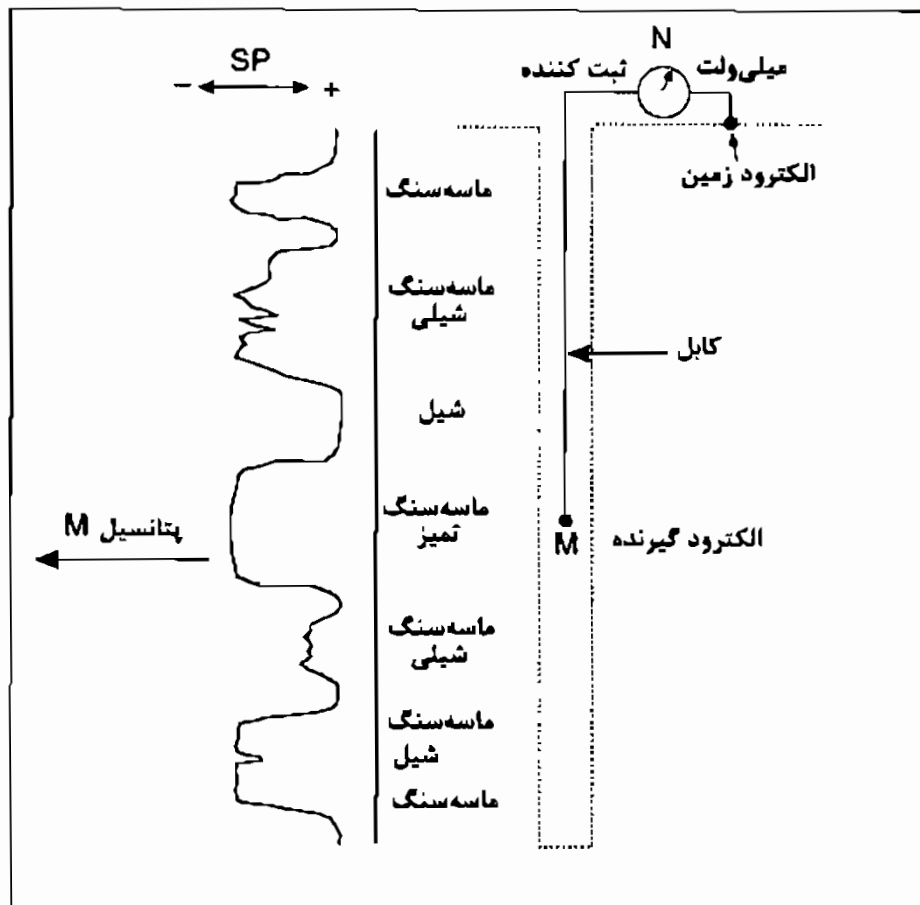
وقتی سیال گل حفاری شیرین‌تر از آب سازندی باشد جریان و نمودار SP به صورت شکل ۱۱-۴ است و اگر سیال گل حفاری از آب درون سازندی شورتر باشد جریان و نمودار بر عکس خواهد شد. بنابراین جهت جریان و پاسخ نمودار عمدتاً عملکردی از شوری نسبی سیالات درون چاه و سازند است. بنابراین تغییرات شوری سیال گل حفاری ویژگی نمودار SP را تغییر خواهد داد.



شکل ۱۱-۴ - نمایش شماتیک پتانسیل خودزا در اطراف یک لایه تراوا

وجود رس و هیدروکربن‌ها در سنگ تحرک‌پذیری یون‌ها و لذا پاسخ نمودار SP را کاهش می‌دهد.

معمولاً در منحنی SP شکل و دامنه پیک‌ها در مقابل سازندهای مختلف متفاوت می‌باشد (شکل ۱۱-۵).



شکل ۱۱-۵ - دیاگرام شماتیک منحنی پتانسیل خودزا برای لیتولوژی‌های مختلف

کاربردهای اصلی منحنی SP عبارتند از:

۱- تفکیک لایه‌های تراوا از لایه‌های غیر تراوا

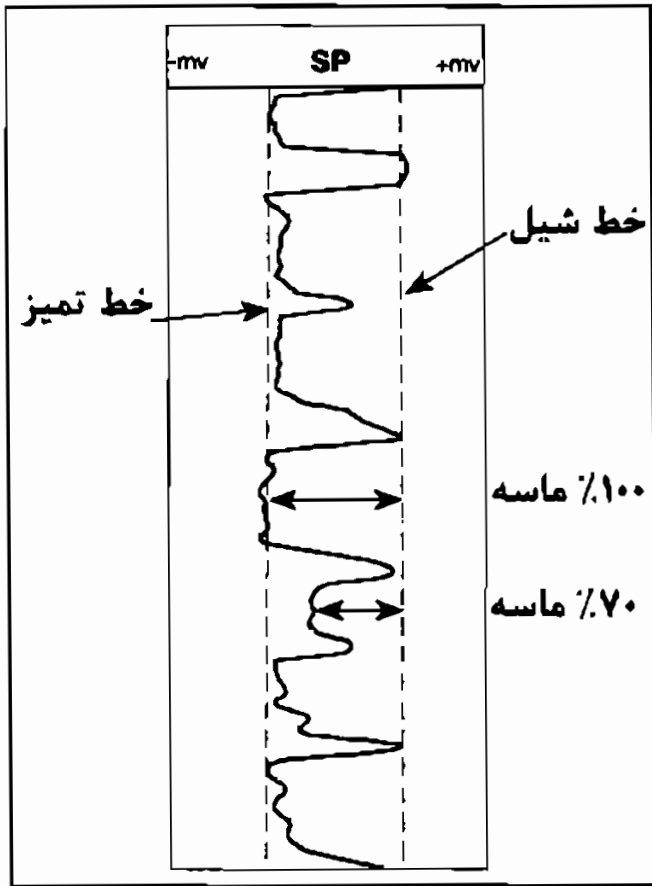
۲- تعیین مرز بین لایه‌ها

۳- تطابق لایه‌های معادل از چاهی به چاه دیگر

۴- به دست آوردن مقادیر مناسب برای مقاومت آب سازندی

۵- محاسبه حجم شیل در مخازن غیر تمیز

انحراف منحنی SP نسبت به خط پایه شیل (shale line base)، خطی که در منتهی‌الیه طرف مقابل منحنی SP وجود دارد، اندازه‌گیری می‌شود (شکل ۱۱-۶). همچنین، ماکزیمم انحراف SP در طرف منفی نمودار، غالباً در مقابل سازندهای تمیز و تراوا می‌باشد. بنابراین، می‌توان خطی به موازات خط پایه شیل تحت عنوان خط ماسه (sand base line) یا خط تمیز (clean base line) بر روی نمودار ترسیم نمود.



شکل ۱۱-۶ - منحنی پتانسیل خودزا و خط پایه شیل و ماسه

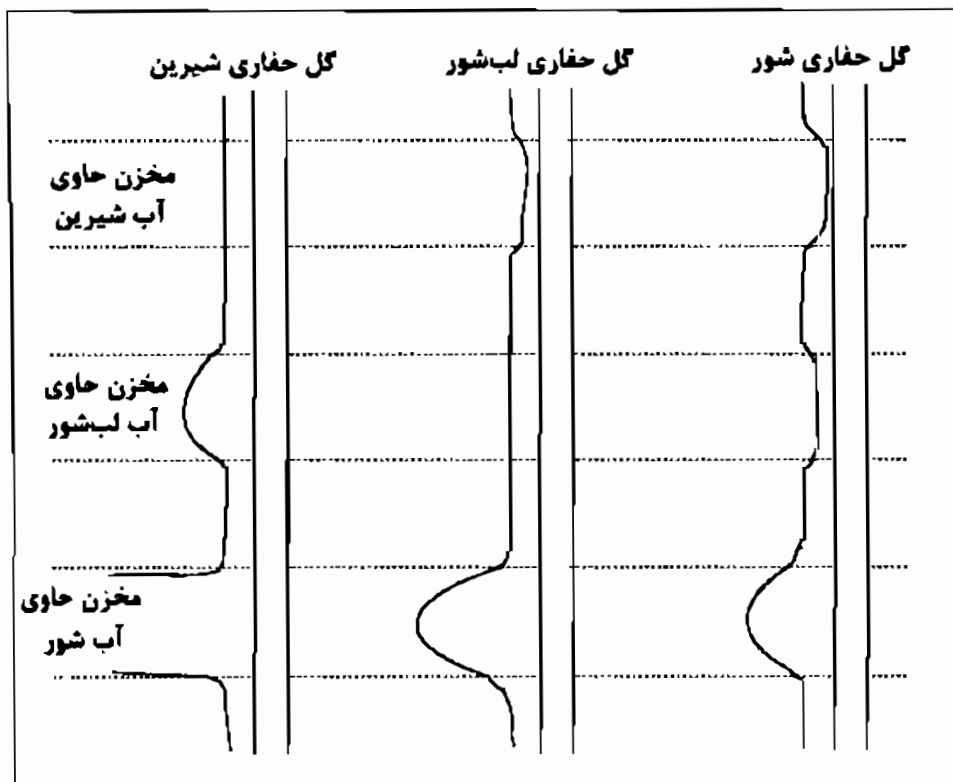
بر این اساس می‌توان حجم شیل را در مخازن با استفاده از نمودار SP به دست آورد:

$$V_{sh} = \frac{SP_{log} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}}$$

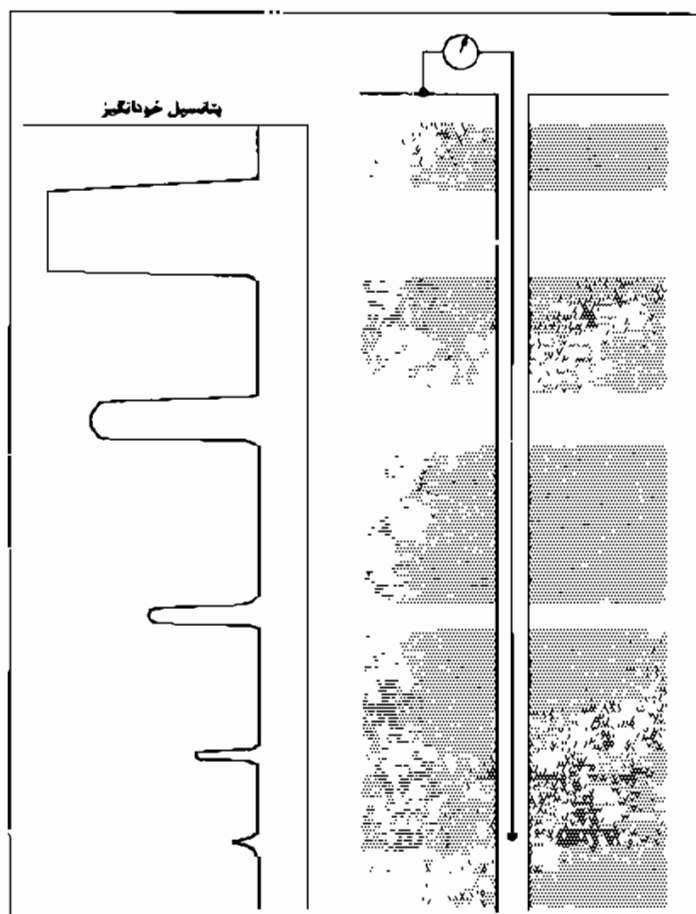
تفاوت شوری یا مقاومت الکتریکی گل حفاری و آب سازندی باعث انحراف نمودار SP می‌شود. شکل ۱۱-۷ نشان می‌دهد که نمودار SP برای ماسه حاوی آب شور هنگامی که چاه دارای گل با آب شیرین باشد، در بیشترین حد است (شکل

چپ). اگر سیال حفاری لب شور (brackish) باشد (شکل وسط)، منحنی SP در ماسه حاوی

آب شیرین، به سمت راست منحرف می‌شود و برای ماسه حاوی آب لب شور، مستقیم و برای ماسه حاوی آب شور نسبت به حالت اول تأثیر کمتری دارد. برای گل حاوی آب شور (شکل راست) نیز این تأثیرات نشان داده شده است.



شکل ۱۱-۷ - تأثیر تفاوت شوری آب سازندی و گل حفاری بر روی منحنی SP



نمودار SP تحت تأثیر ضخامت لایه نیز قرار می‌گیرد. به طور مثال در شکل ۸-۱۱ دیده می‌شود که انحراف SP در یک لایه تراوای نازک، کمتر از لایه ضخیم‌تر است.

شکل ۸-۱۱ - تأثیر ضخامت لایه بر روی منحنی SP

نمودار SP به صورت گسترده‌ای در تعیین مقاومت آب سازندی (R_w) مورد استفاده قرار می‌گیرد. در آب‌های شور حاوی کلرید سدیم معادله زیر برای محاسبه R_w مورد استفاده قرار می‌گیرد.

$$SP = -K \log(R_{mf}/R_w)$$

به طوری که:

SP = مقدار انحنای نمودار در واحد میلی ولت (Mv) است و

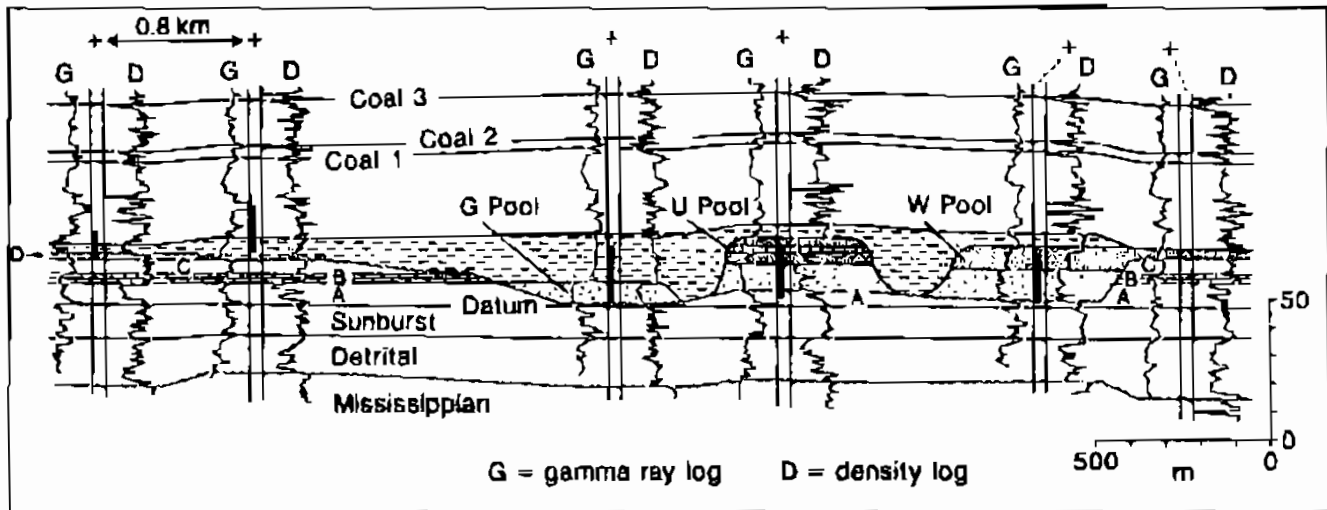
$$K = 61 + (0.133 \times T^{\circ}F)$$

T = دمای چاه در درجه فارنهایت،

R_{mf} = مقاومت فیلتره گل حفاری در واحد ohm-m و

R_w = مقاومت آب سازندی در واحد ohm-m

تطابق زمین‌شناسی یکی از موارد دیگر استفاده منحنی SP است زیرا شکل منحنی‌ها در چاه‌های مختلف برای یک افق زمین‌شناسی خاص، قابل مقایسه است. با مشاهده تغییرات نمودار SP، شناسایی تغییرات لیتولوژیکی مثل عدسی شکل بودن، متقارب بودن، ورقه‌ای بودن و غیره امکان پذیر است (شکل ۹-۱۱).



شکل ۱۱-۹ - تطابق لایه ها از چاهی به چاه دیگر با استفاده از منحنی SP

۱۱-۱-۲ مقاومت الکتریکی سازند

به طور کلی مقاومت الکتریکی یک سنگ مخزن تمیز به مقاومت الکتریکی آب سازندی (R_w)، فاکتور مقاومت سازند (F) و مقدار آب و نفت موجود در آن سازند (سیال اشباع‌شدگی) وابسته می‌باشد. شکل ۱۱-۱۰ به خوبی تأثیر این پارامترها را نشان می‌دهد.

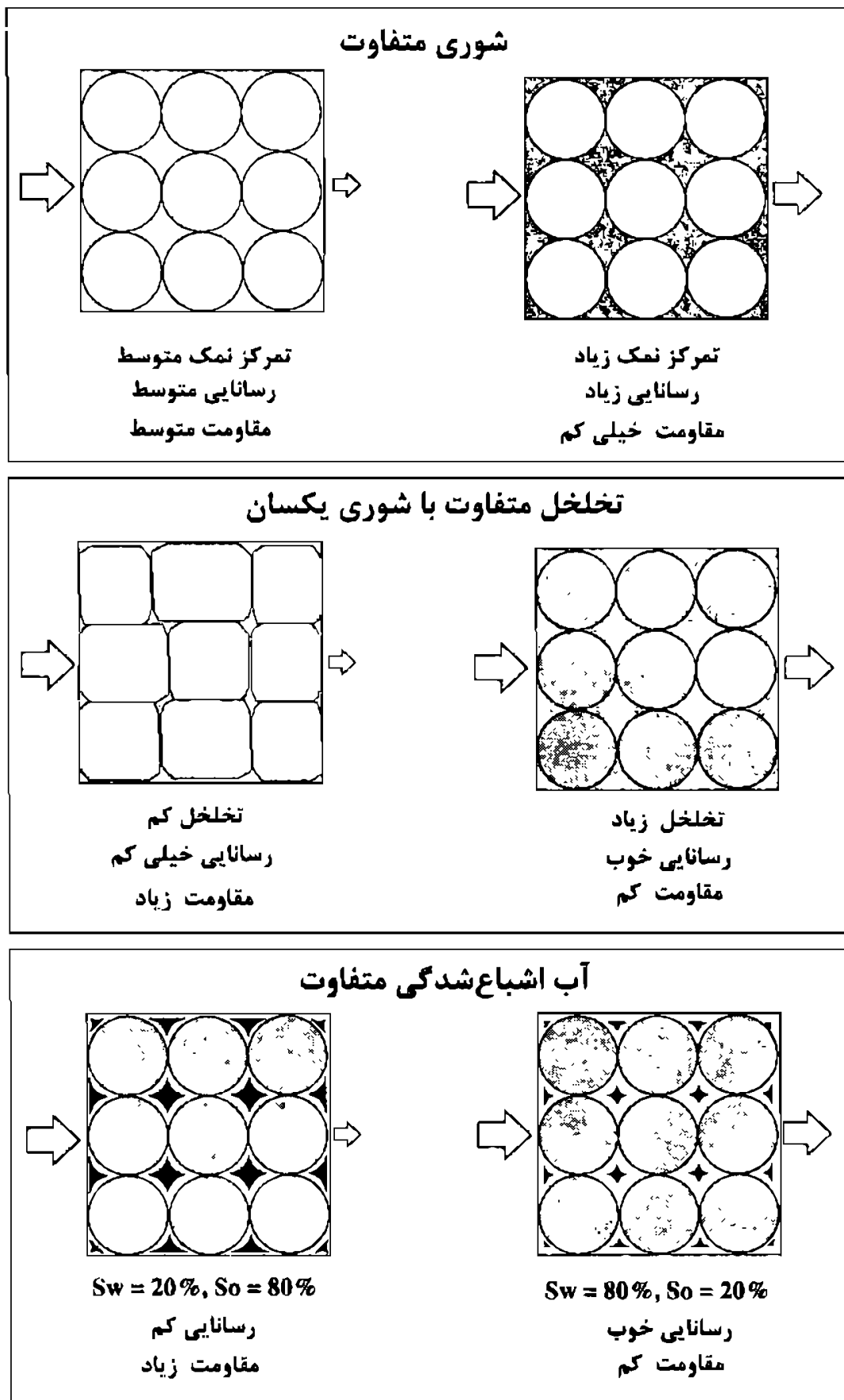
۱۱-۲-۱-۱ مقاومت الکتریکی آب سازندی (R_w)

آب‌های سازندی به طور قابل توجهی از نظر شوری و دما متغیرند. این تغییرات بر مقاومت آن‌ها تأثیر می‌گذارد. برای مثال، مقاومت آب یک سازند با افزایش شوری و دما کاهش می‌یابد. مقاومت یک الکترولیت بستگی به مقدار و نوع نمک حل شده در آن دارد. ترکیبات نمکی متداول در زیر بر اساس افزایش مقاومت نشان داده شده است:

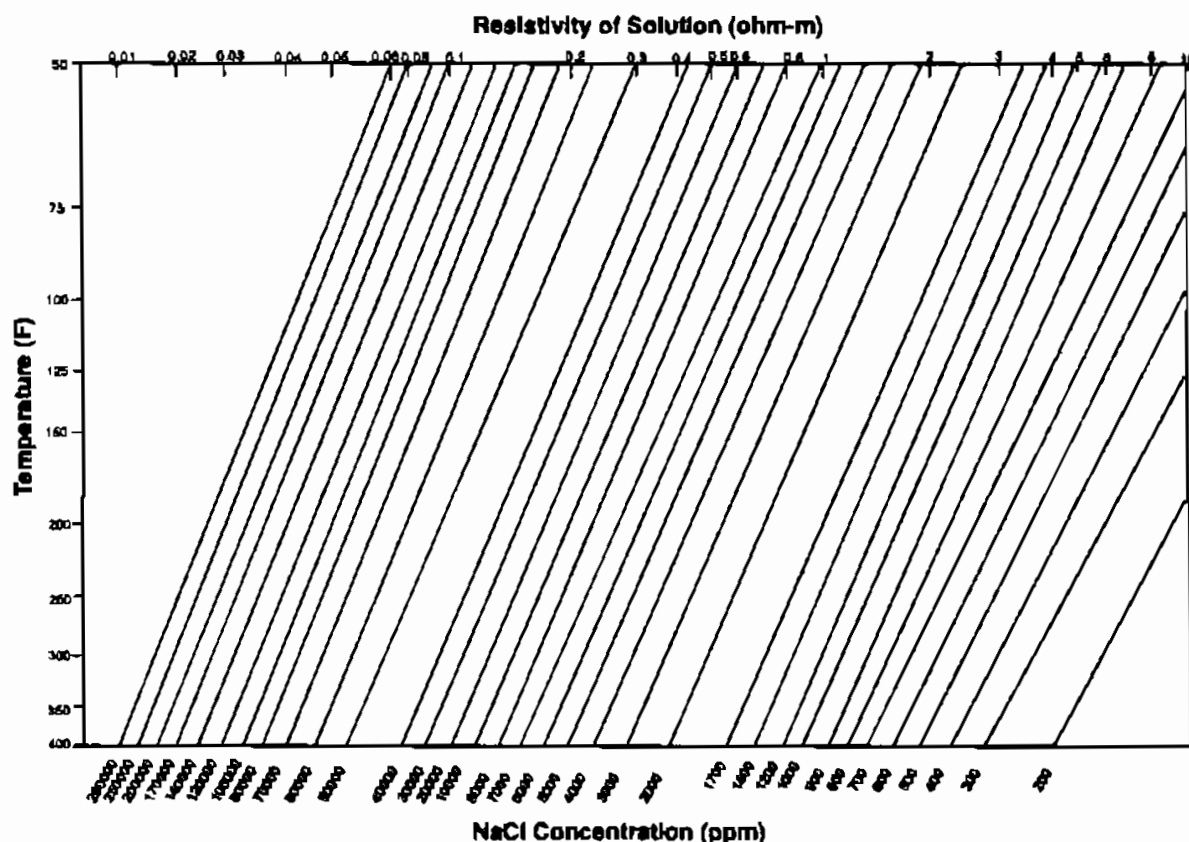


مقاومت یک الکترولیت حاوی نمک طعام را می‌توان با استفاده از چارت‌های مخصوص

(شکل ۱۱-۱۱) به دست آورد.



شکل ۱۱-۱۰ - کنترل کننده‌های مقاومت الکتریکی یک سازند. همان‌طوری‌که در شکل دیده می‌شود با کاهش شوری، تخلخل و آب اشباع‌شدگی، مقاومت افزایش می‌یابد



شکل ۱۱-۱۱ - چارت اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی الکترولیت حاوی نمک طعام با استفاده از مقدار نمک حل شده و درجه حرارت

در کنار مقاومت سازندی، عوامل دیگری در نمودارگیری الکتریکی مؤثر هستند که شامل سیال حفاری (drilling mud) و سیال فیلترشده (mud filtrate) است.

۱۱-۲-۱-۱) فاکتور مقاومت سازند (Formation Factor, F)

فاکتور مقاومت سازند اولین بار توسط آرچی در سال ۱۹۴۲ معرفی شد. این فاکتور برابر نسبت رسانایی الکترولیت به رسانایی سنگ حاوی الکترولیت است:

$$F = \frac{C_w}{C_o} = \frac{R_o}{R_w}$$

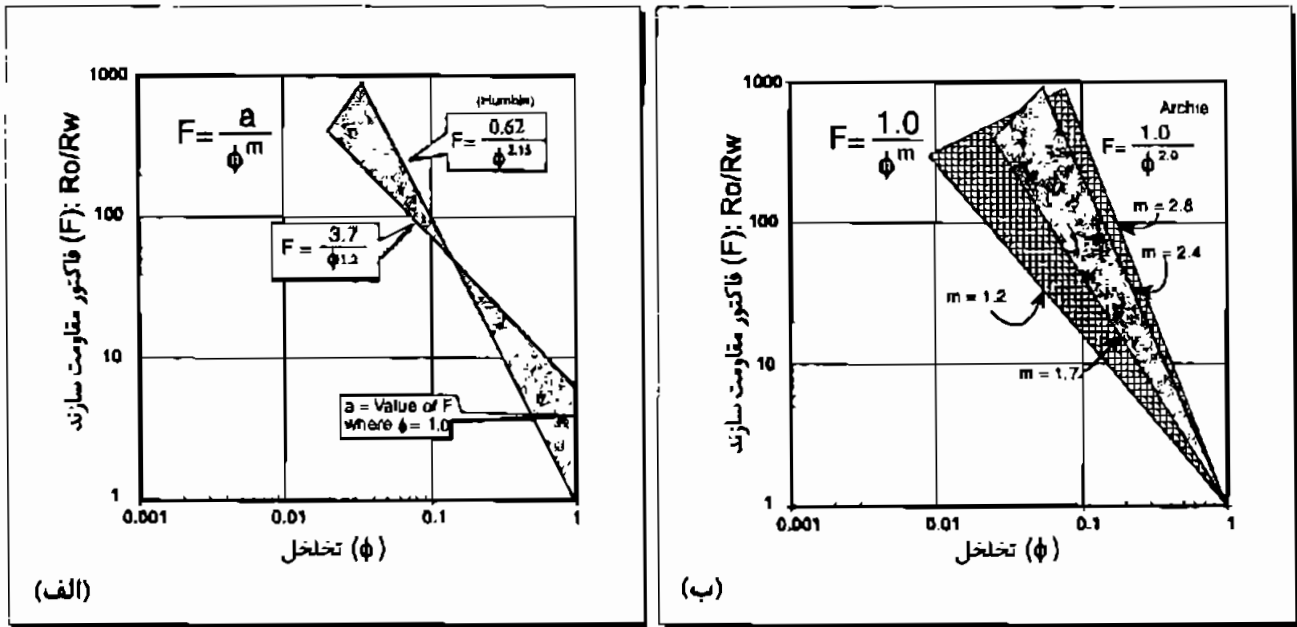
C_w رسانایی آب سازندی، C_o رسانایی سنگ حاوی آب سازندی، R_w مقاومت آب سازندی، R_o مقاومت سنگ حاوی آب سازندی است.

آرچی مشخص نمود که ارتباطی بین فاکتور مقاومت سازند (F) و تخلخل (ϕ) وجود دارد:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

a فاکتور پیچایی (tortuosity factor) و m فاکتور سیمانی شدن (cementation exponent) است.

مقادیر a و m می‌تواند بسیار متغیر باشد (شکل ۱۱-۱۲)، ولی معمولاً برای کربنات‌ها به ترتیب ۱ و ۲ در نظر گرفته می‌شوند.



شکل ۱۱-۱۲ - دامنه تغییرات a (الف) و m (ب)

۱۱-۲-۱-۳ سیال اشباع‌شدگی (Fluid Saturation)

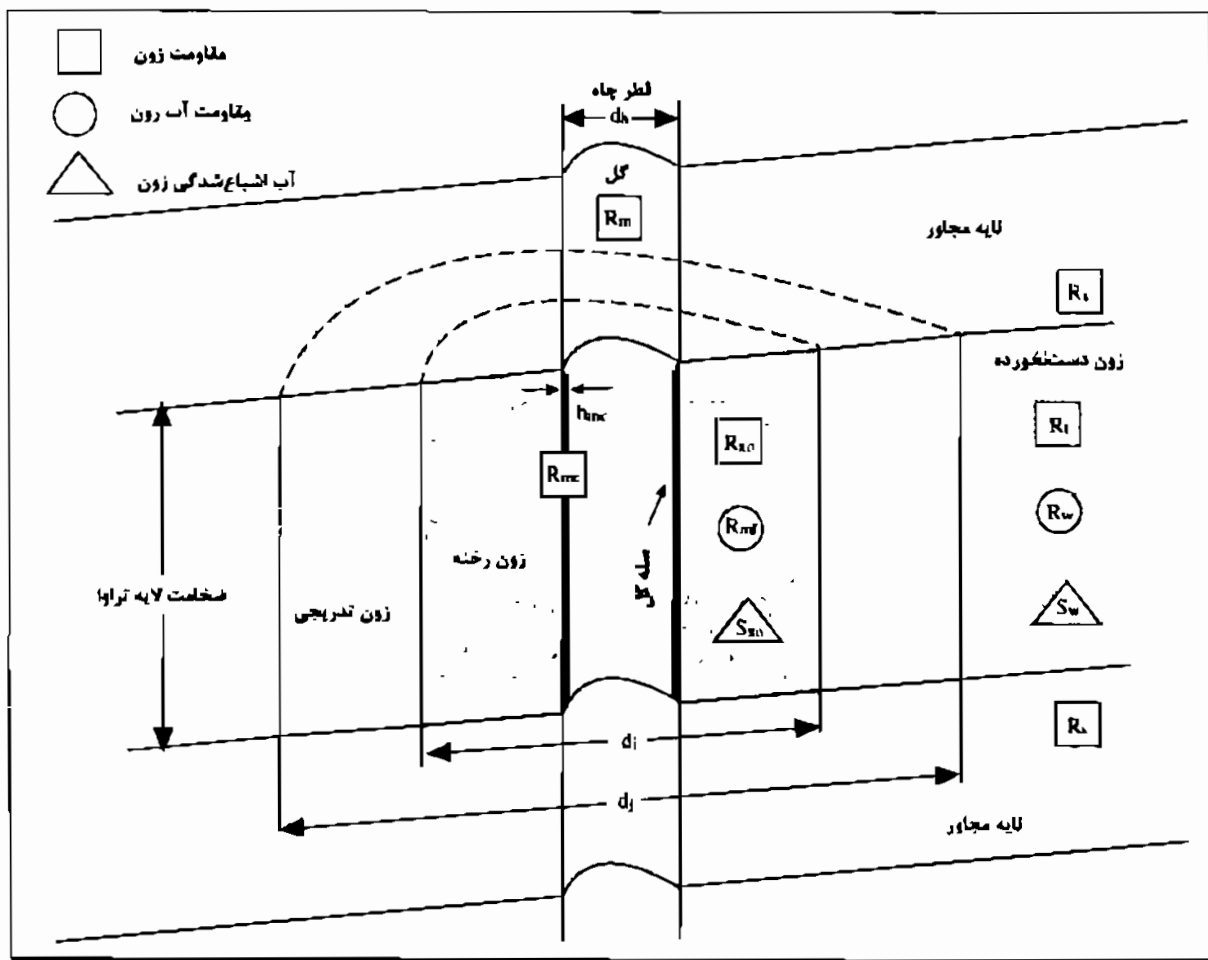
سیال اشباع‌شدگی میزان آب و هیدروکربن موجود در خلل و فرج سنگ را بیان می‌کند و شامل آب اشباع‌شدگی (S_w , water saturation)، نفت اشباع‌شدگی (S_o , oil saturation) و گاز اشباع‌شدگی (S_g , gas saturation) است. سیال اشباع‌شدگی بدون واحد است و معمولاً به صورت درصد بیان می‌شود. به طور مثال اگر خلل و فرج سنگی تماماً با آب پر شده باشد، آب اشباع‌شدگی آن ۱۰۰٪ است و اگر هیدروکربن جایگزین آب شود میزان آب اشباع‌شدگی در داخل خلل و فرج سنگ کمتر از ۱۰۰٪ خواهد شد. در هر صورت مجموع اشباع‌شدگی آب، نفت و گاز برابر ۱ یا ۱۰۰٪ است:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

۱۱-۲-۱-۴ تأثیر گل حفاری بر چاه

در حین حفاری، به دلیل فشار هیدروستاتیک گل حفاری، بعضی از لایه‌های تراوا تحت نفوذ سیال گل حفاری قرار می‌گیرند. این پدیده نفوذ (invasion) نامیده می‌شود. چون ذرات جامد گل حفاری معمولاً بزرگتر از قطر گلوگاه منافذ لایه‌های حفاری شده است، آن‌ها به صورت سله گل (mud filtrate) بر روی دیواره چاه انباشته می‌شوند، ولی سیال گل حفاری که فیلتره گل (mud filtrate) نامیده می‌شود، به داخل سازند تراوا نفوذ می‌کند و سبب عقب‌نشینی

سیالات مخزن می‌شود. عقب‌نشینی سیالات مخزن در نزدیکی چاه تقریباً به صورت کامل صورت می‌گیرد و ایجاد زون رخنه (flushed zone) می‌نماید. بعد از زون رخنه، زون تدریجی (transition zone) وجود دارد که در آن نفوذ سیال گل حفاری کمتر است و بعد از آن زون دست نخورده (uninvaded zone) است که تحت نفوذ سیال گل حفاری قرار نگرفته است و سازند دارای سیالات طبیعی خود است. شکل ۱۱-۱۳ نیمرخ رخنه در یک لایه تراوا را که توسط دو لایه غیرتراوا دربرگرفته شده است نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۱۳ - نیمرخ رخنه در یک لایه تراوا که توسط دو لایه غیرتراوا دربرگرفته شده است

d_h قطر چاه

R_m مقاومت گل حفاری

R_{rc} مقاومت سله گل

h_{wc} ضخامت سله گل

زون رخنه

d_i قطر زون رخنه

R_{tr} مقاومت زون رخنه

R_{rf} مقاومت فیلتره گل

S_{rv} آب اشباع‌شدگی زون رخنه

زون دست نخورده

R_r مقاومت واقعی سازند

R_w مقاومت آب سازندی

S_w آب اشباع‌شدگی زون دست نخورده

چون هدف نمودارگیری، تخمین پارامترهای بخش دست نخورده مخزن است، لذا در نظر گرفتن تأثیر پدیده رخنه بر روی ابزارهای نمودارگیری از اهمیت زیادی برخوردار است. به طور مثال، مقاومت الکتریکی بخش مورد نفوذ سیال فیلترشده متفاوت از مقاومت الکتریکی واقعی سازند می‌شود و این مقاومت‌ها در نتایج یک نمودار الکتریکی تأثیر می‌گذارند.

۱۱-۱-۳ نمودارهای مقاومت الکتریکی (Resistivity Logging)

اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی سازند یکی از مهم‌ترین روش‌های نمودارگیری است، چون با این روش، فواصل هیدروکربن‌دار مشخص و میزان آب اشباع‌شدگی آن‌ها تخمین زده می‌شود.

مقاومت الکتریکی یک جسم، توانایی آن در جلوگیری از عبور جریان الکتریکی از درون خود است. مقاومت (R , resistivity) با اهم-متر نمایش داده می‌شود. وقتی جریانی به شدت یک آمپر (I)، از میان جسمی با ابعاد یک متر، با اختلاف پتانسیل (ΔP) یک ولت جریان یابد، گفته می‌شود که آن جسم دارای مقاومت یک اهم است. با این اطلاعات با استفاده از قانون اهم می‌توان مقاومت الکتریکی سازند را مشخص کرد.

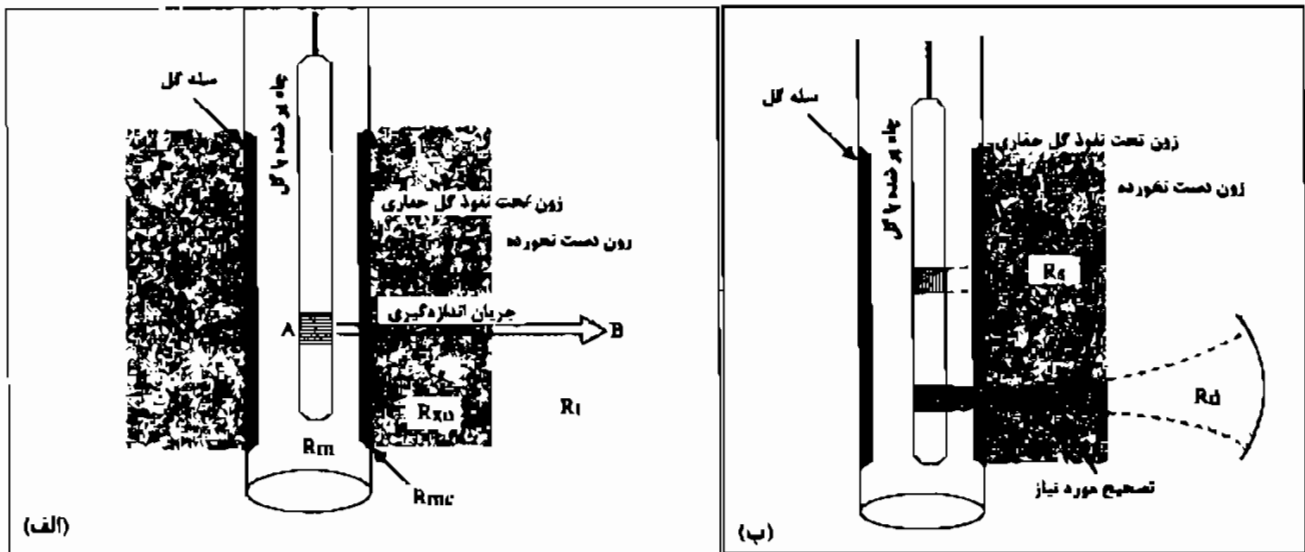
در عمل، اندازه‌گیری مقاومت یک سازند بسیار ساده است. یک جریان I توسط الکتروود جریان (current electrode) به داخل سازند فرستاده شده و افت پتانسیل (ΔP) در الکتروود گیرنده (measuring electrode) اندازه‌گیری می‌شود.

رسانایی الکتریکی (C , electrical conductivity) یک جسم، توانایی آن جسم است در عبور دادن جریان الکتریکی از میان خود و نسبت معکوس دارد با مقاومت الکتریکی. دو نوع رسانایی الکتریکی وجود دارد: رسانایی الکترونیکی (electronic conductivity) که خاص جامدات نظیر فلزات است و رسانایی الکترولیتی (electrolytic conductivity) که خاص آب‌های شور است. رسانایی الکتریکی سنگ‌های رسوبی از نوع الکترولیتی است که مربوط به آب‌هایی است که در خلل و فرج آن‌ها وجود دارد. سنگ‌های فاقد تخلخل و فاقد کانی‌های رسانا دارای مقاومت الکتریکی بی‌نهایت هستند. مقاومت الکتریکی سنگ‌ها بستگی دارد به:

- مقاومت آب‌هایی که در خلل و فرج آن‌هاست که خود بستگی به میزان شوری آب دارد
- میزان آب اشباع‌شدگی
- مقدار و شکل هندسی خلل و فرج
- درصد رس‌های رسانا و کانی‌های رسانای الکترونیکی
- درجه حرارت

۱-۱-۳-۱ اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی در داخل چاه

ابزارهای متعددی برای اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی سازندهای حفاری شده وجود دارد. در عمل اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی به دلیل وجود زون رخنه عمل پیچیده‌ای است. افت پتانسیل بین الکترودها ناشی از اثر مقاومت گل حفاری، سله گل، زون رخنه و مقاومت واقعی سازند است (شکل ۱۱-۱۴). ولی از میان همه این‌ها فقط مقاومت واقعی سازند (R_t) مورد نیاز است. ترکیبی از ابزارها ما را قادر می‌سازد که مقاومت واقعی سازند را اندازه بگیریم. بعضی از ابزارها عمق بررسی کمی داشته و قادرند R_{xo} را اندازه گرفته و برخی دیگر عمق بررسی زیادی دارند. مجمع این دو می‌تواند در اندازه‌گیری مقاومت واقعی سازند بکار برده شود.



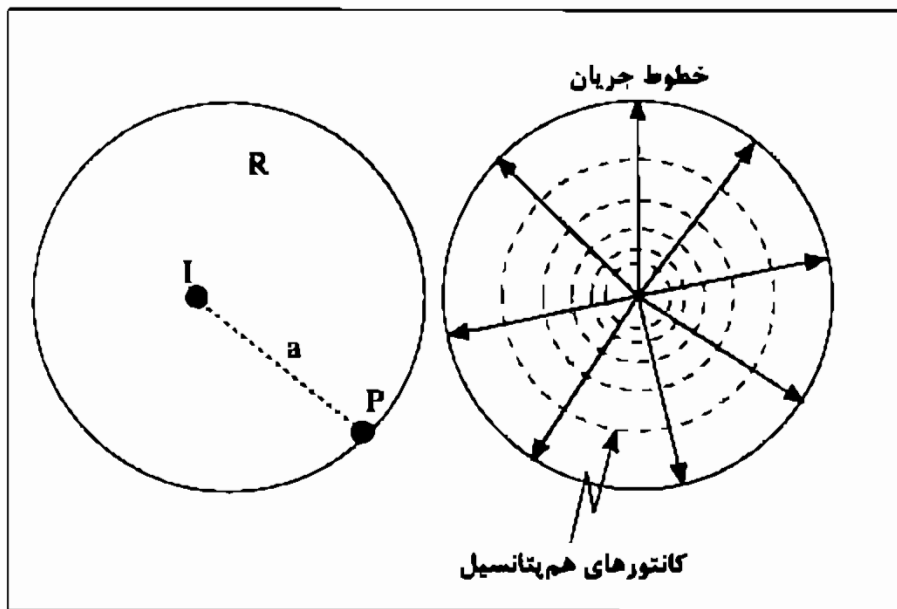
شکل ۱۴-۱۱ - اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی در چاه (الف) و مقایسه بین عمق بررسی توسط ابزارهایی با عمق نفوذ مختلف (ب)

۱-۱-۳-۲ نمودارهای الکتریکی غیرمتمرکز (Unfocused Current Resistivity Logging)

اگر الکترودی یک جریان ثابت (I) از میانجی با مقاومت R ارسال نماید، پتانسیل در نقطه‌ای (P) به فاصله a از الکتروود برابر است با:

$$V_p = \frac{RI}{4\pi a}$$

در یک میانجی همگن از نظر الکتریکی، الگوی جریان و کانتورهای هم پتانسیل (equipotential contours) به شکل کروی خواهد بود (شکل ۱۱-۱۵).



شکل ۱۱-۱۵ - الگوی جریان و سطوح هم پتانسیل در یک میانجی همگن

در نمودارهای الکتریکی استاندارد، معمولاً ۳ نوع منحنی مقاومت غیرمتمرکز (unfocused) وجود دارد که عبارتند از:

(۱) منحنی نمودار نرمال کوتاه (AM=16 inch)

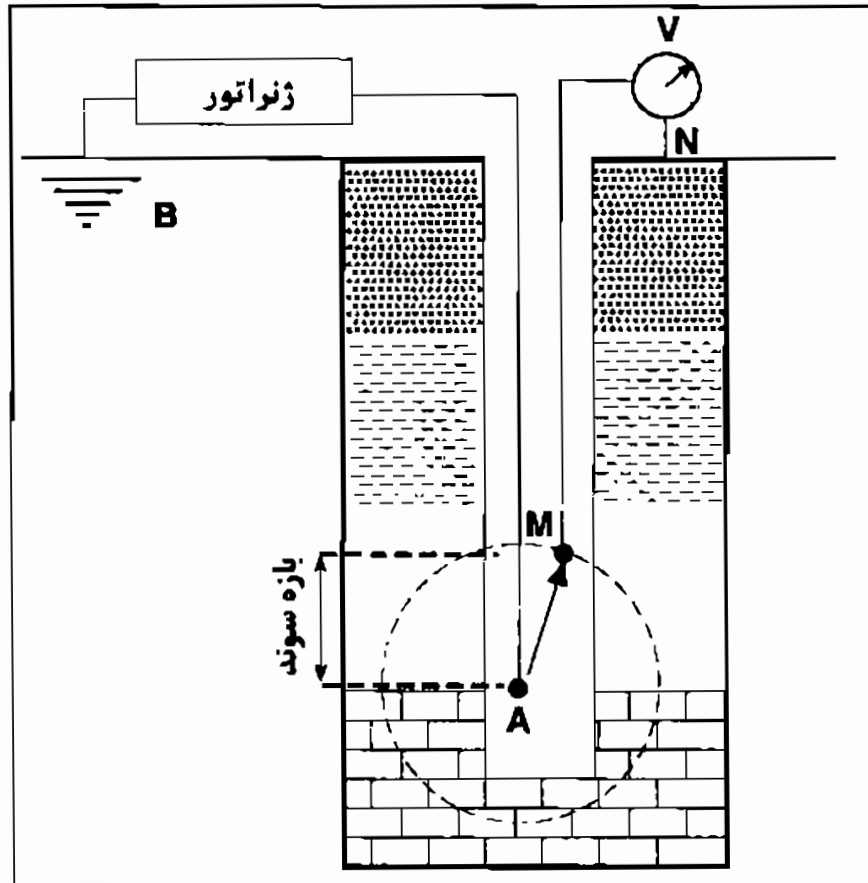
(۲) منحنی نمودار نرمال متوسط (AM=64 inch)

(۳) منحنی نمودار جانبی استاندارد (AO=18 feet, 8 inch)

شکل ۱۱-۱۶ به صورت ترسیمی، عملکرد یک ابزار مقاومت نرمال (normal logging) را نشان می‌دهد. در ابزارهای نرمال یک الکتروود جریان (A) و یک الکتروود گیرنده (M) وجود دارد. بین دو الکتروود A و B یک جریان با شدت معین فرستاده می‌شود. الکتروود A در داخل سوند واقع است در صورتی که الکتروود B می‌تواند در داخل سوند و یا در سطح قرار گیرد. اختلاف پتانسیل بین دو الکتروود A و B توسط دو الکتروود M و N اندازه‌گیری می‌گردد. مقاومت ظاهری سازند با اختلاف پتانسیل اندازه‌گیری شده متناسب است. ولتاژ اندازه‌گیری شده تقریباً میزان پتانسیلی است که نقطه M دریافت می‌دارد، در صورتی که در سوندهای نرمال فاصله AM مقایسه با MN، MB و MN کم است.

$$V_M = \frac{RI}{4\pi AM}$$

فاصله AM را بازه سوند (spacing) می‌نامند و دو اندازه متداول آن ۱۶ (short normal) و ۶۴ اینچی (long normal) است.



شکل ۱۱-۱۶ - تصویر شماتیک از عملکرد یک ابزار مقاومت نرمال

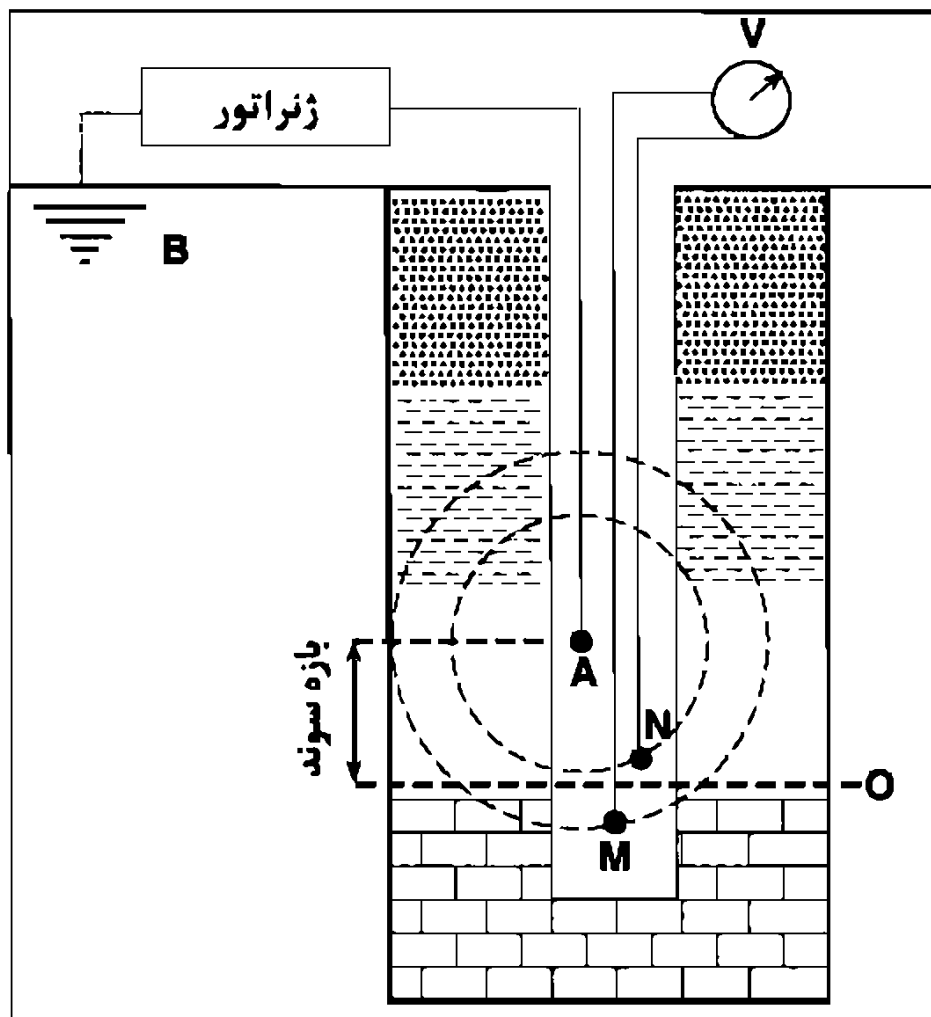
در شکل ۱۱-۱۷ طرح یک سوند نمودارهای جانبی (lateral logging) نشان داده شده است. الکترودهای M و N (دریافت کننده) نزدیک به هم قرار دارند و در چند فوتی در زیر الکترودهای A واقع‌اند. الکترودهای B در فاصله زیادی در بالای الکترودهای A معمولاً در سطح زمین واقع است. ولتاژ ثبت شده تقریباً میزان اختلاف پتانسیلی است که نقطه O با A دارد، یعنی نقطه O در فاصله بین M و N واقع است.

$$V_M = \frac{RI}{4\pi AM} \quad \text{و} \quad V_N = \frac{RI}{4\pi AN}$$

$$\Delta V = V_M - V_N = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right)$$

در این ابزارها چون جریان ثابت است، مقاومت متناسب است با افت ولتاژ (ΔV) که توسط ابزار ثبت می‌گردد.

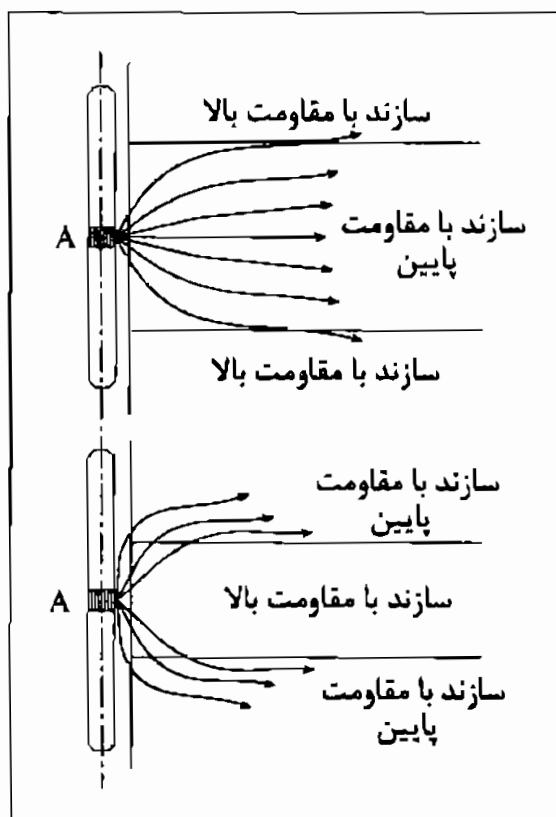
فاصله AO بازه سوند نمودارهای جانبی است و برابر $18'8''$ است. در نمودارهای الکتریکی هر قدر مقدار بازه سوند بیشتر باشد، عمق بررسی سوند افزایش می‌یابد. برای مثال یک بازه سوند بسیار کوچک ممکن است تنها گل موجود در چاه را بررسی کند.



شکل ۱۱-۱۷ - تصویر شماتیک از عملکرد یک ابزار مقاومت جانبی

همان طوری که گفته شد نفوذ سیال گل حفاری باعث ایجاد زون رخنه در سازندهای تراوا می شود. این زون از هیدروکربن های باقیمانده سازند (residual hydrocarbon) (در صورت وجود) و فیلتره گل حفاری اشباع است. برای اینکه بتوانیم به مقاومت حقیقی سازند پی ببریم و با توجه به اینکه منطقه مخلوط بر سر راه آن واقع است، بایستی تفسیر نمودارها بر اساس نمودارهایی که از فواصل دورتری از چاه به دست می آید قرار گیرد.

نمودارهای نرمال کوتاه، به خوبی برای تطبیق لایه ها، تشخیص مرزها و ارتباط سازندهایی که دارای مقاومت کم یا متوسط اند بکار برده می شوند. دقت منحنی های نرمال و جانبی برای معین کردن لایه ها در سازندهای مقاوم محدود است و موقعی که از گل حفاری با آب شور استفاده می کنیم از دقت آن ها کاملاً کاسته می شود (شکل ۱۱-۱۸). در چنین حالت هایی از نمودارهای الکتریکی متمرکز که حداقل خطا را در این مورد دارند استفاده می شود.



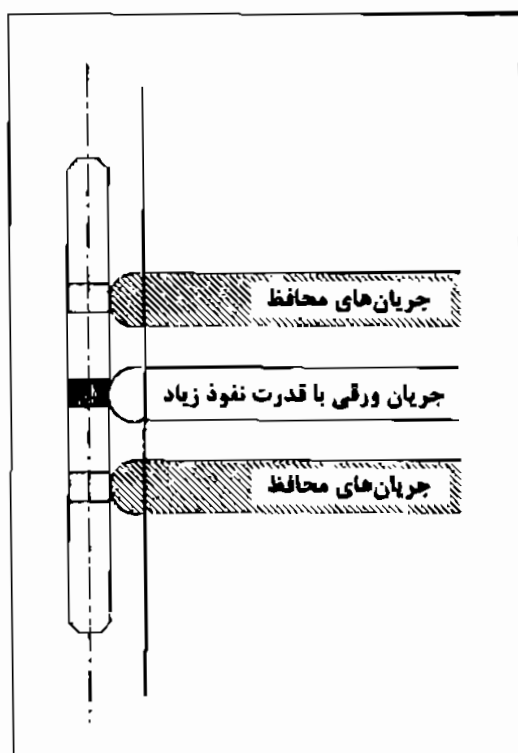
شکل ۱۱-۱۸ - تصویر شماتیک که نشان می‌دهد ابزارهای غیرمتمرکز قادر به اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی لایه‌های مقاوم نیستند

۱۱-۱-۳ نمودارهای الکتریکی متمرکز (Focused Current Resistivity Logging)

سیستم‌های مقاومت متمرکز شامل نمودارهای لیترولاگ (laterolog) و نمودارهای القایی (induction log) است. در نمودارهای لیترولاگ جریان به صورت یک صفحه با ضخامت کم و در نمودارهای القایی به صورت حلقه ایجاد می‌گردد. سیستم‌های مقاومت متمرکز برای اندازه‌گیری مقاومت لایه‌های نازک یا سنگ‌های

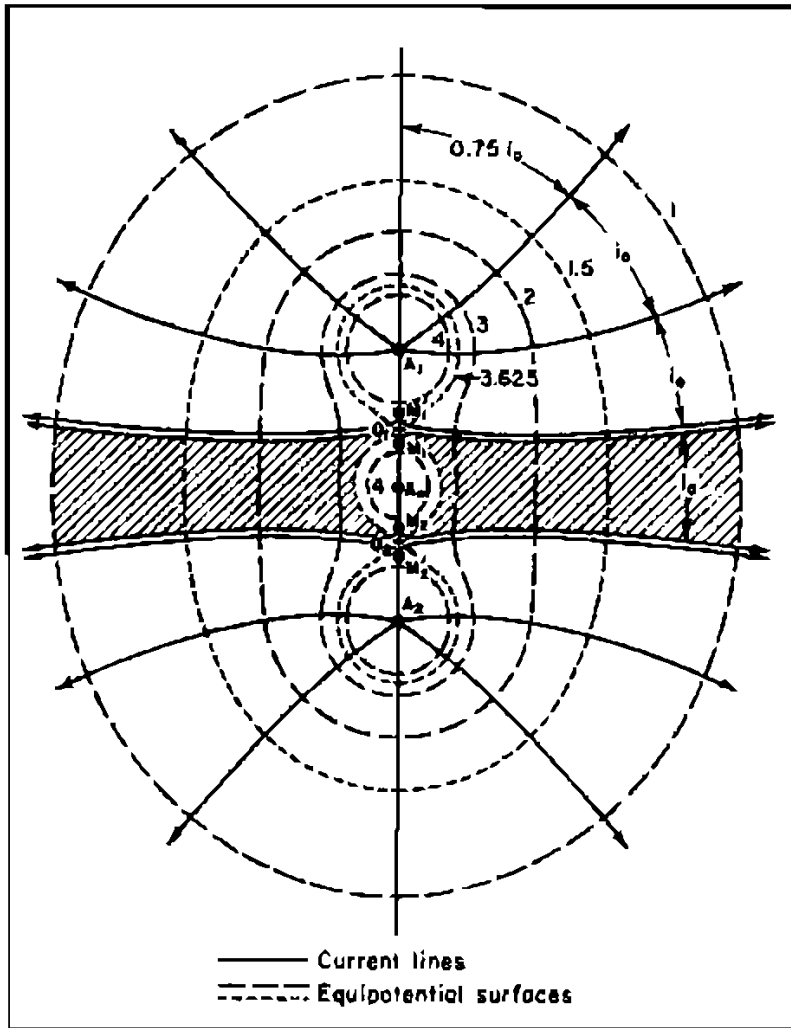
با مقاومت بالا در چاه‌های حاوی سیالات با رسانایی بالا (با گل شور حفاری) طراحی شده‌اند. بنابراین تأثیر ستون گل و سازندهای بالا و پایین این صفحه (صفحه جریان) به حداقل می‌رسد و یا حتی کاملاً از بین می‌رود.

ابزارهای مقاومت متمرکز با ایجاد جریان‌های محافظ (bucking currents) در بالا و پایین



الکتروود جریانی برای تقویت جریان در سنگ‌های اطراف چاه استفاده می‌کنند (شکل ۱۱-۱۹). عمق جستجو و نفوذ در حدود ۳ برابر طول یک محافظ در نظر گرفته می‌شود. بنابراین یک محافظ ۶ فوتی در حدود ۱۸ فوت از سنگ‌های اطراف چاه را کاوش کرده و در آن‌ها نفوذ می‌کند. الگوی جریان ورقی (Sheetlike) ابزارهای متمرکز در مقایسه با ابزارهای نرمال کیفیت نتایج حاصله را افزایش داده و اثرات لایه‌های مجاور را کاهش می‌دهد.

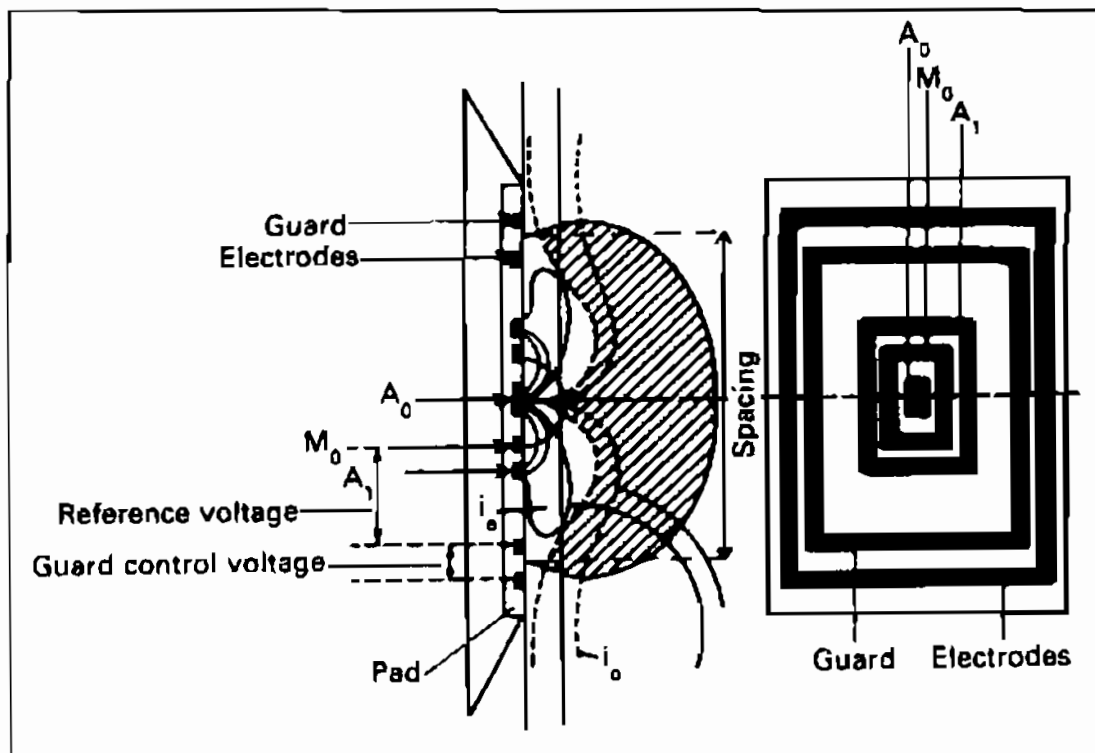
شکل ۱۱-۱۹ - جریان‌های محافظ در بالا و پایین جریانی ورقی



ابزارهای لטרولاگ دوتایی (dual laterolog) قادرند مقاومت عمق کم (R_{LLS}) و زیاد (R_{LLD}) سازند را اندازه‌گیری کنند (شکل ۱۱-۲۰). عمق بررسی R_{LLD} چندین فوت است در صورتی که برای R_{LLS} در حدود یک فوت می‌باشد.

شکل ۱۱-۲۰ - تصویر شماتیک از ابزارهای لטרولاگ

ابزارهای ریزمقاومت (micro-resistivity tools) چون دارای بازه سوند خیلی کوتاهی است، می‌تواند مستقیماً R_{xn} را جهت تصحیح مقاومت‌های عمیق‌تر برای به دست آوردن R_t اندازه‌گیری کند. در ابزار این نمودارها از الکترودهای تکمه مانند استفاده شده است که فاصله آن‌ها ۲۵ تا ۵۰ میلیمتر است و بر روی بالشتکی عایق نصب شده‌اند (شکل ۱۱-۲۱). این بالشتک، برای اندازه‌گیری دقیق، به وسیله یک فنر به سنگ‌های دیواره چاه فشرده می‌شود. عمق نفوذ در حدود یکصد میلیمتر می‌باشد. این ابزار قدرت تفکیک عمودی (vertical resolution) بالایی دارد. این ابزارها اصولاً شبیه به لטרولاگ بوده و دارای انواعی نظیر میکرولاترولاگ (microlaterolog)، پروکسیمیتی لاگ (proximity log) و micro-spherical focused log یا MSFL است.



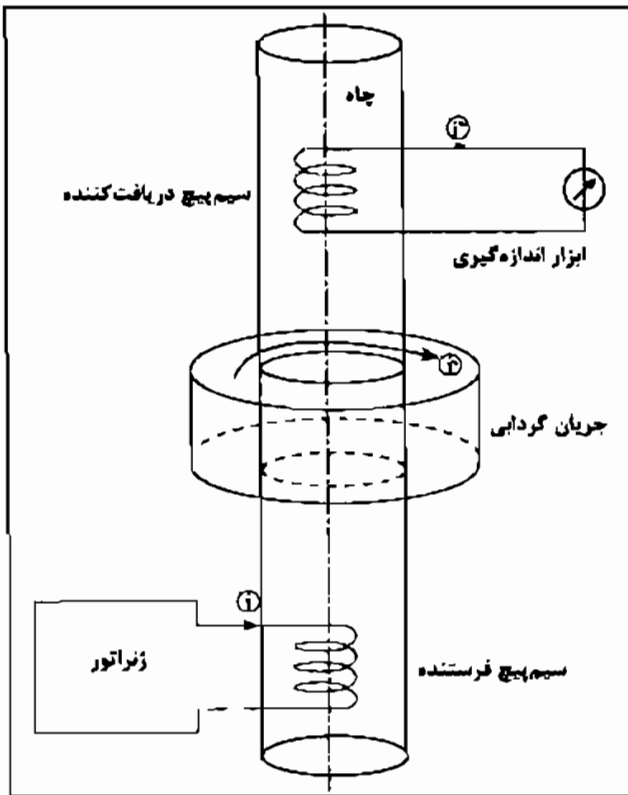
شکل ۱۱-۲۱ - تصویر شماتیک از یک MSFL (کفشک و مسیر عبور جریان)

در این ابزار چون بازه سوند الکتروود کوتاه است، تأثیر قطر چاه، مایع حفاری و لایه‌های مجاور ناچیز است و می‌توان لایه‌های خیلی نازک را ثبت کرد. کاربرد اصلی این نمودارها در اندازه‌گیری مقاومت سله گل و زون رخنه است.

۱۱-۳-۴ نمودارهای القایی (Induction Logs)

در این دسته از نمودارها با استفاده از جریانات القایی، رسانائی الکتریکی سازندها اندازه‌گیری می‌شود.

شکل ۱۱-۲۲ شمای کلی سوند نمودار القایی را نشان می‌دهد. این سوند دارای یک سیم‌پیچ فرستنده (transmitter coil)، که توسط یک جریان متناوب ثابت تغذیه می‌شود، و یک سیم‌پیچ دریافت کننده (receiving coil) است که به یک تقویت کننده متصل شده است. مقدار جریان رسیده شده به سیم‌پیچ دریافت کننده در سطح زمین توسط یک گالوانومتر اندازه‌گیری می‌شود. در این سوند، یک میدان مغناطیسی توسط سیم‌پیچ فرستنده، ایجاد می‌گردد و به صورت یک میدان مغناطیسی، بنام جریان گردابی (eddy current)، به داخل سازند انتقال می‌یابد. این جریان مغناطیسی در سیم‌پیچ دریافت کننده ولتاژی را القا می‌کند که مقدار آن متناسب با رسانائی سازند است. لذا بر حسب ولتاژ ایجاد شده در سیم‌پیچ دریافت کننده، و ثبت آن توسط گالوانومتر، میزان رسانائی سازند مورد نظر مشخص می‌شود.



شکل ۱۱-۲۲ - شمای کلی سوند نمودار القائی

نمودارهای القائی معمولاً می‌تواند مقاومت واقعی و اطلاعات با ارزشی در مورد مخازن نفت و گاز به دست دهد. نمودارهای القائی در چاه‌های حفاری شده با گل‌های پایه روغنی و چاه‌های فاقد گل و حتی چاه‌های جداره گذاری شده قابل استفاده است، در صورتی که دیگر نمودارهای الکتریکی لزوماً باید در یک میانجی رسانا قرار داشته باشند.

به طور کلی بهترین نمودار الکتریکی زمانی گرفته می‌شود که در چاه از گل کم رسانا استفاده شود و یا هنگامیکه سازندها دارای مقاومت متوسط باشند و یا هنگامی که لایه‌ها به خوبی ضخیم باشند. تحت این شرایط، تأثیر نامطلوب گل در چاه و تأثیر لایه‌های مجاور سازند مورد نظر به حداقل می‌رسد.

ابزارهای القایی نیز قادرند مقاومت عمق کم (R_{ILS}) و زیاد (R_{ILD}) سازند را اندازه‌گیری کنند.

۱۱-۱-۳-۵ محاسبه مقاومت واقعی سازند (R_f)

با داشتن مقاومت‌های اندازه‌گیری شده از اعماق مختلف سازند که شامل R_{XO} (مقاومت زون رخنه)، R_{ILS} (مجموع مقاومت زون رخنه و تدریجی) و R_{LLD} (مجموع مقاومت زون رخنه و تدریجی و زون دست نخورده) است، روش‌های متعددی وجود دارد که می‌توان R_f را به دست آورد. یکی از روش‌ها، استفاده از دیاگرام‌های خاصی به نام تورنادو (turnado) است که نه تنها R_f را به دست می‌دهد، بلکه عمق نفوذ فیلتره گل را نیز مشخص می‌کند (شکل ۱۱-۲۱).

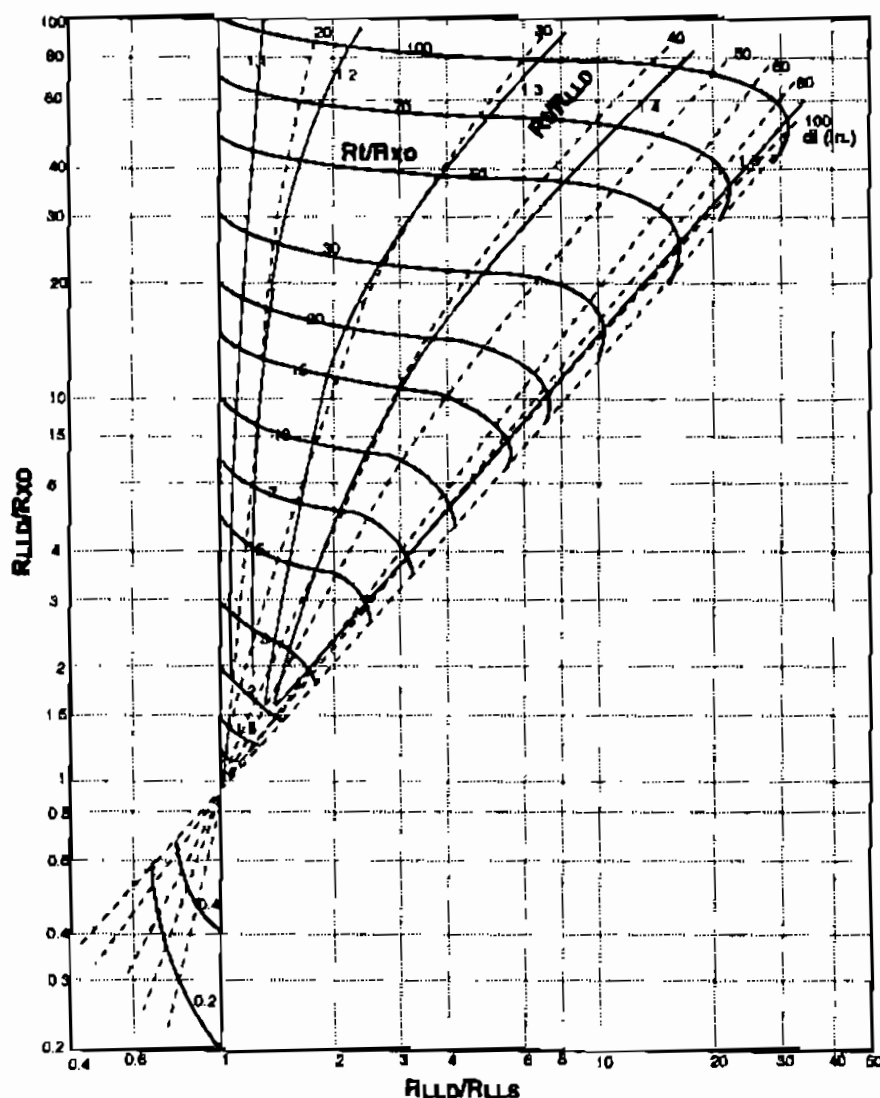
روش دوم استفاده از فرمول‌های تجربی زیر است:

$$R_f = 1.7R_{LLD} - 0.7R_{ILS}$$

وقتی که $R_{mf} < R_w$

$$R_f = 2.4R_{LLD} - 1.4R_{ILS}$$

وقتی که $R_{mf} > R_w$



شکل ۱۱-۲۳ - چارت تورنادو برای کسب مقاومت واقعی سازند

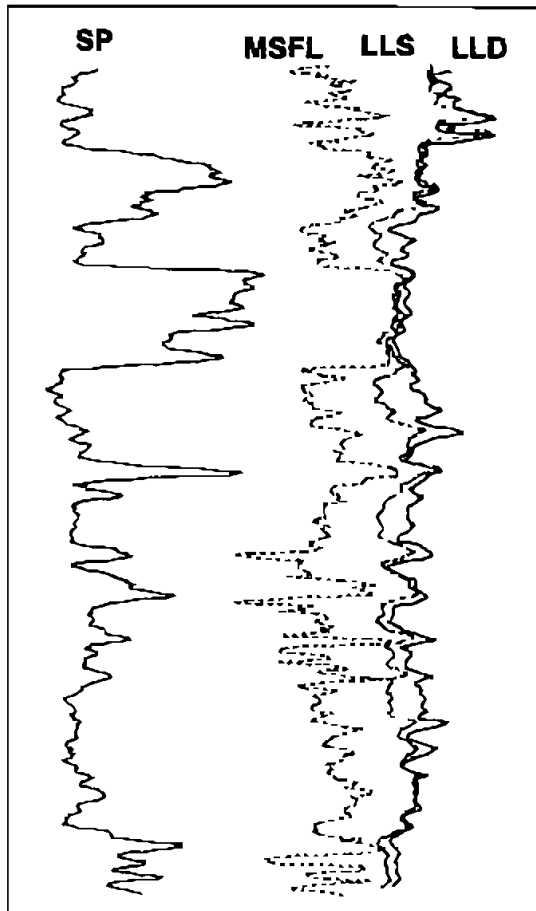
۱۱-۳-۱-۶ مقاومت مخازن هیدروکربن (Resistivity of Reservoir Rocks)

به طور کلی سنگ‌ها را می‌توان از این دیدگاه به دو دسته تقسیم نمود:

- سنگ‌های غیرمخزنی بدون تخلخل مفید، نظیر سنگ‌های آذرین، دگرگونی و تبخیری‌ها که مقاومت الکتریکی بالایی را نشان می‌دهند.
- سنگ‌های مخزنی با تخلخل مفید. این نوع سنگ‌ها در صورت اشباع بودن با آب شیرین و یا هیدروکربن دارای مقاومت زیاد، و در صورت اشباع بودن با آب شور و یا داشتن کانی‌های رسی دارای مقاومت الکتریکی کمی خواهند بود.

چگونگی قرارگیری سه نمودار مقاومت نسبت به یکدیگر می‌تواند در بردارنده برخی اطلاعات مفید باشد (شکل ۱۱-۲۴). اگر سه نمودار بر روی یکدیگر بیافتند و به عبارتی هر سه یک مقاومت را نشان بدهند، بیانگر این است که سازند، فاقد هرگونه نفوذ سیال گل حفاری است. این حالت، زمانی صورت می‌گیرد که سازند غیرتراوا باشد. وجود جدایش در سه نمودار

مقاومت، مبین این است سیال گل حفاری به داخل نفوذ کرده است. این حالت زمانی صورت



شکل ۱۱-۲۴ - جابجایی نمودارهای مقاومت نسبت به یکدیگر

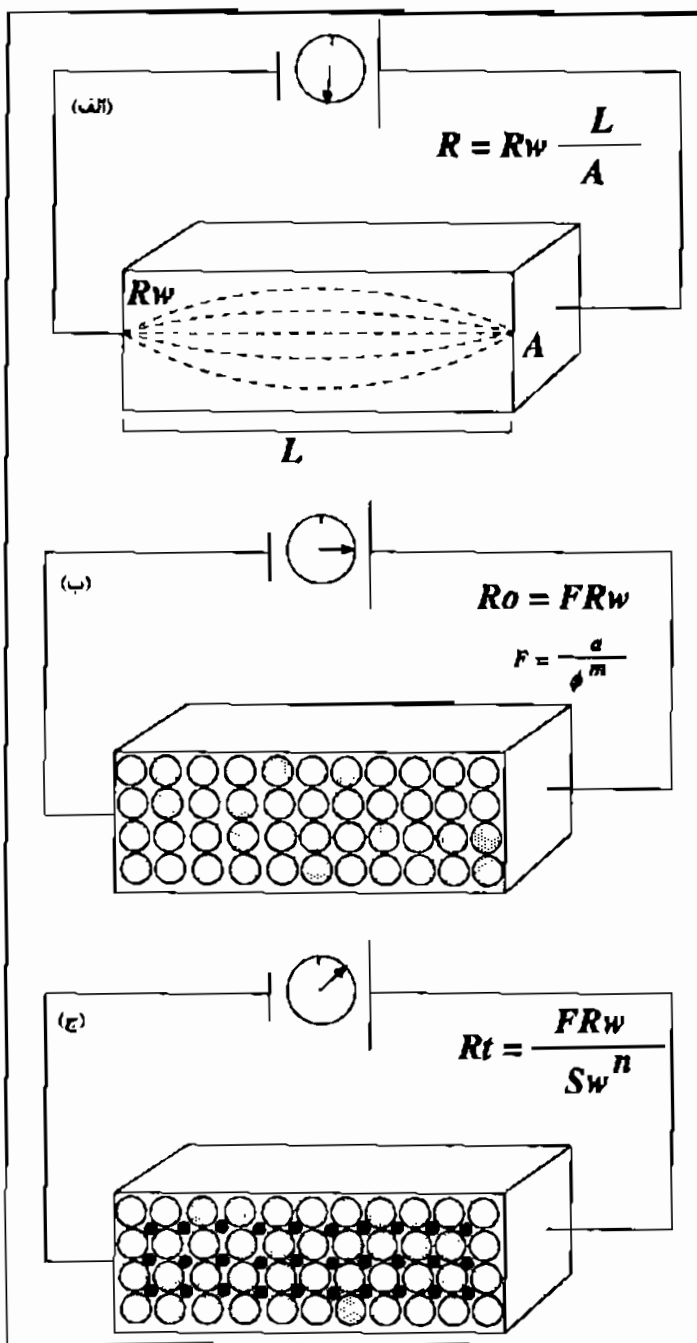
می‌پذیرد که سازند تراوا باشد. مقدار جدایش بین نمودارهای مقاومت بستگی به اختلاف شوری بین آب سازندی و فیلتره گل حفاری دارد. هر چه این اختلاف بیشتر باشد، تفکیک نمودارها از یکدیگر بیشتر خواهد شد. در ضمن اگر جدایش در سه نمودار مقاومت وجود داشته باشد و نمودار LLS بیشتر به LLD نزدیک باشد بیانگر عمق نفوذ کم فیلتره گل حفاری به داخل سازند است و اگر نمودار LLS بیشتر به MSFL نزدیک باشد بیانگر عمق نفوذ زیاد فیلتره گل حفاری به داخل سازند است. میزان نفوذ فیلتره گل حفاری به داخل سازند بستگی به پارامترهای متعددی از جمله تخلخل و تراوایی مخزن و قابلیت تحرک هیدروکربن دارد.

۱۱-۳-۱-۷ محاسبه آب اشباع‌شدگی

شکل ۱۱-۲۵ الف عبور جریان الکتریکی را از یک ظرف آب نشان می‌دهد. مقاومت الکتریکی این ظرف ارتباط مستقیم با مقاومت مخصوص آب (R_w) دارد.

$$R_o \sim R_w$$

شکل ۱۱-۲۵ ب عبور جریان از همان ظرف را نشان می‌دهد، وقتی که دانه‌های ماسه، که خود عایق هستند، به آن اضافه شود. در این حالت نه تنها میزان آب کاهش یافته بلکه مسیر عبور الکترون‌ها تنگ‌تر شده و لذا مقاومت کل ظرف افزایش می‌یابد. اگر تراکم ماسه در ظرف بیشتر شود، آب بیشتری جابجا شده و نیز مسیر عبور الکترون‌ها بیشتر تنگ شده و مقاومت به میزان بیشتری افزایش می‌یابد. بنابراین یک سازند با تخلخل کمتر و در نتیجه آب کمتر، دارای مقاومت بیشتری نسبت به یک سازند با تخلخل بالاتر می‌باشد. در این حالت، مقاومت ظرف پر شده از آب و ماسه (R_o) نه تنها به R_w بستگی دارد بلکه به پارامترهای بافتی ماسه‌ها، که آن را به عنوان فاکتور مقاومت سازند (F) می‌شناسیم، نیز وابسته است:



$$R_o = FR_w$$

چون نفت مثل دانه‌های ماسه در مقابل جریان الکتریکی نارساناست، اضافه کردن نفت به ظرف، باعث جایگزین شدن آب و در نتیجه افزایش مقاومت کل ظرف خواهد شد (شکل ۱۱-۲۵ ج). در این حالت مقاومت ظرف حاوی آب شور و نفت (R_t) نه تنها وابسته به R_w و F است، بلکه به میزان نفت (S_o) موجود در ظرف بستگی دارد:

$$R_t \sim S_o FR_w$$

یا

$$R_t \sim FR_w / S_w^n$$

شکل ۱۱-۲۵ - فاکتورهای کنترل کننده مقاومت الکتریکی

پس مقاومت الکتریکی یک سازند (R_t) به R_w ، F و S_w وابسته است. با داشتن سه عامل می‌توان چهارمی را به دست آورد. R_t که از نمودارهای مقاومت به دست می‌آید، یا به طور مستقیم از آنالیز نمونه‌های آب سازندی حاصل از آزمایش ساق مته (DST) به دست می‌آید و یا به طور غیرمستقیم از طریق نمودارهای دیگر نظیر SP و مقاومت قابل محاسبه است. F نیز با داشتن تخلخل، m و a قابل محاسبه است. حال با داشتن این سه عامل می‌توان S_w را با استفاده از معادله آرچی محاسبه نمود:

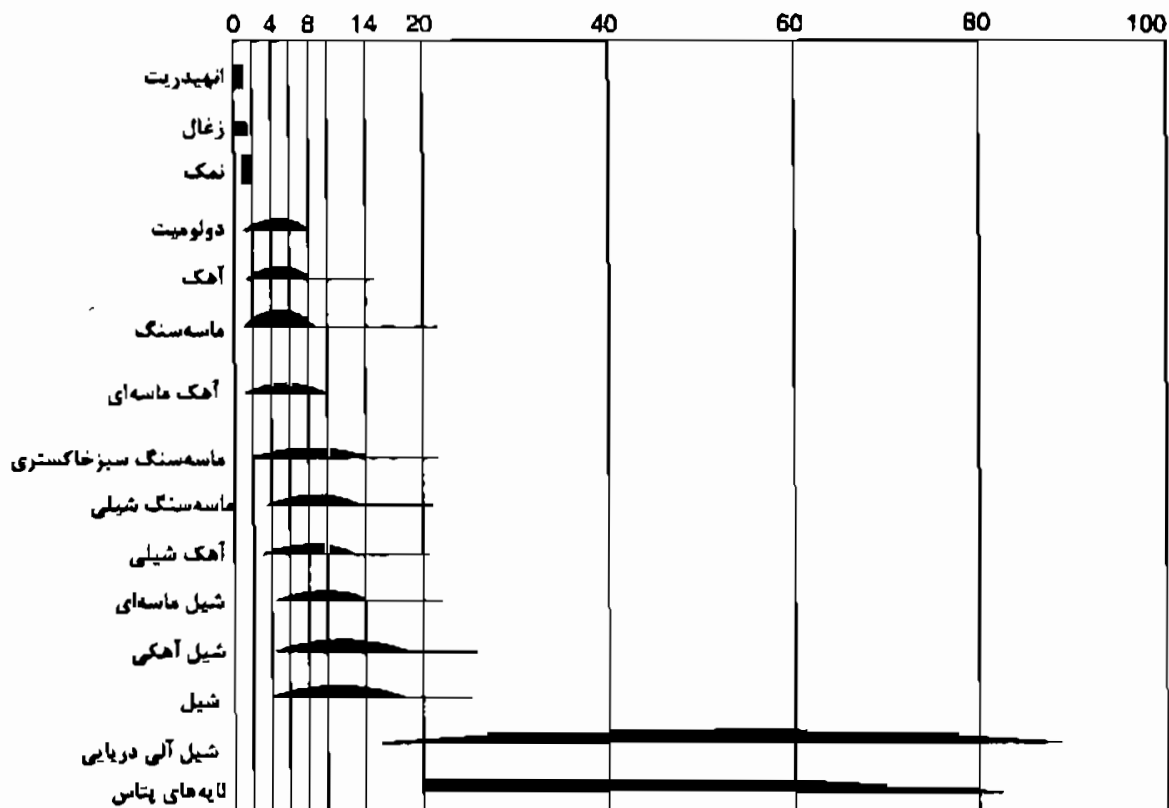
$$S_w = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}}$$

n ضریب اشباع‌شدگی (saturation exponent) است که معمولاً برابر ۲ در نظر گرفته می‌شود. با داشتن مقدار آب اشباع‌شدگی با توجه به اینکه $S_o = 1 - S_w$ است، نفت اشباع‌شدگی به دست می‌آید.

البته لازم بذکر است که معادله آرچی برای سازندهای تمیز (clean formations) یا فاقد رس صحت دارد. وجود رس در مخازن یک اضافه رسانایی در سنگ ایجاد می‌کند که برای تصحیح آن و محاسبه آب اشباع‌شدگی، روش‌های بسیار متنوعی وجود دارد که بیان آنها از حوصله این کتاب خارج است.

۱۱-۲ نمودارهای رادیواکتیویته (Nuclear Logging)

تجزیه هسته‌ای عناصر ویژه‌ای به صورت تشعشعات ذرات آلفا، بتا و گاما ظاهر می‌شود. دو ذره آلفا و بتا دارای قدرت نفوذ پایین هستند و ممکن است توسط جداره چاه متوقف شوند، در صورتی که پرتو گاما (Gamma-ray, GR) مشابه پرتو ایکس بوده و توانایی نفوذ تا چندین اینچ در سنگ یا فولاد را دارد. همه سنگ‌هایی که دارای کانی‌های رادیواکتیو هستند تشعشع قابل اندازه‌گیری را منتشر می‌کنند. شکل ۱۱-۲۶ شدت نسبی تشعشع گاما در سنگ‌های رسوبی تیپیک را نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۲۶ - میزان پرتو گاما در سنگ‌های مختلف

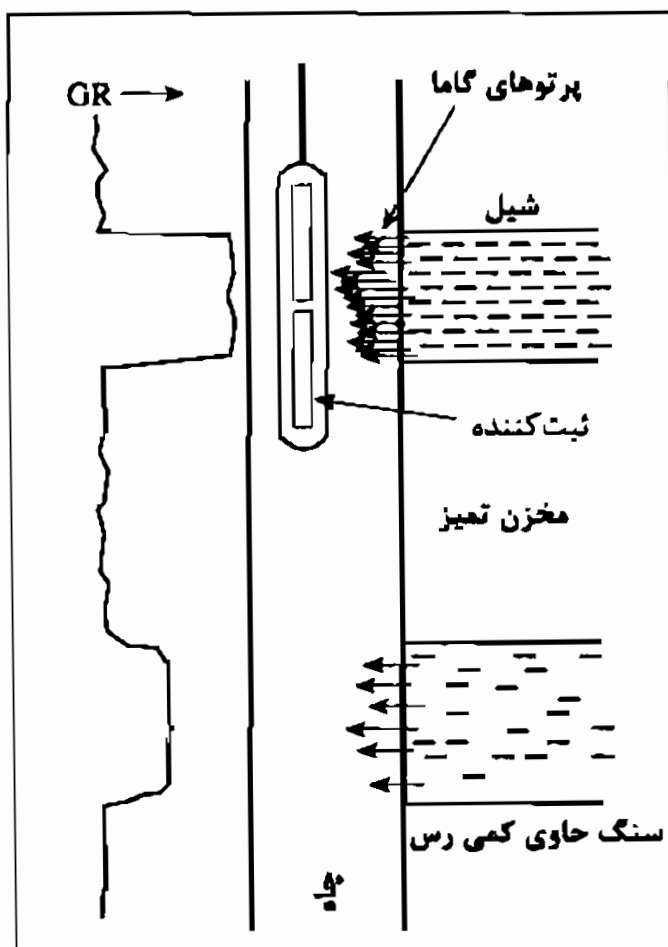
نوع دیگر، تشعشع نامرئی نوترون است که از هیچ فرآیند رادیواکتیویته طبیعی منتشر نمی‌شود و توسط تجزیه هسته‌ای ایجاد می‌گردد. این تشعشع می‌تواند تا چندین فوت در سرب نفوذ کند و مشاهده مستقیم آن مشکل است، به همین دلیل مدت‌ها پس از شناخت پرتوهای آلفا، بتا و گاما هنوز ناشناخته بود. نوترون‌ها در نمودارگیری کاربرد دارند زیرا عکس العمل آن‌ها با ماده سنگی اثراتی تولید می‌کند که می‌تواند در چاه آشکار شود.

نمودارهای رادیواکتیویته هم در چاه جسداده‌دار (cased hole) و هم در چاه باز (open hole) یا فاقد جداره، عمل می‌کنند.

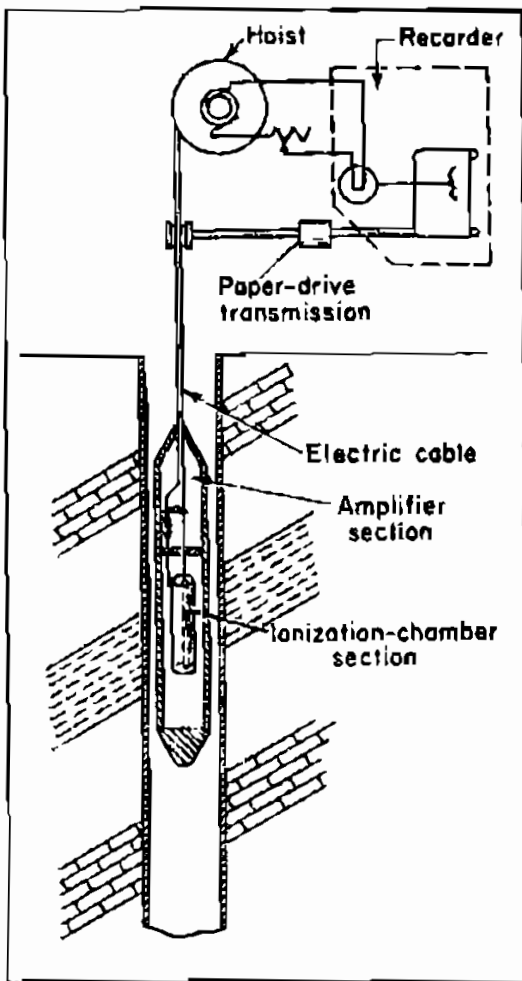
۱۱-۲-۱ نمودار پرتو گاما (Gamma Ray Log, GR)

ابزار نمودار پرتو گاما، رادیواکتیویته طبیعی سازندها را اندازه‌گیری می‌کند (شکل ۱۱-۲۷). شکل ۱۱-۲۸، سوند نمودارگیری GR را نشان می‌دهد. در داخل این سوند محفظه‌ای وجود دارد که حاوی گاز بی اثر با فشار بالاست. پرتوهای گامای منتشره از سازند، با اتم‌های گاز

موجود در محفظه برخورد کرده و در نتیجه الکترون‌ها آزاد می‌شود. وقتی الکترون‌ها آزاد می‌شوند، گاز به طور الکتریکی شارژ یا یونیزه می‌شود. جریان الکتریکی ناشی از یونیزه شدن گاز به طور خودکار تقویت و در سطح ثبت می‌شود. بزرگی اندازه جریان به شدت پرتو گاما در هر عمقی بستگی دارد. پرتو گاما با یک سرعت ثابت منتشر نمی‌شود، اما سرعت نمودارگیری می‌تواند برای به دست آوردن یک تصویر آماری حقیقی از تشعشع در محل‌های متفاوت تعدیل شود. API مقیاس استاندارد برای نمودارهای گاما است.

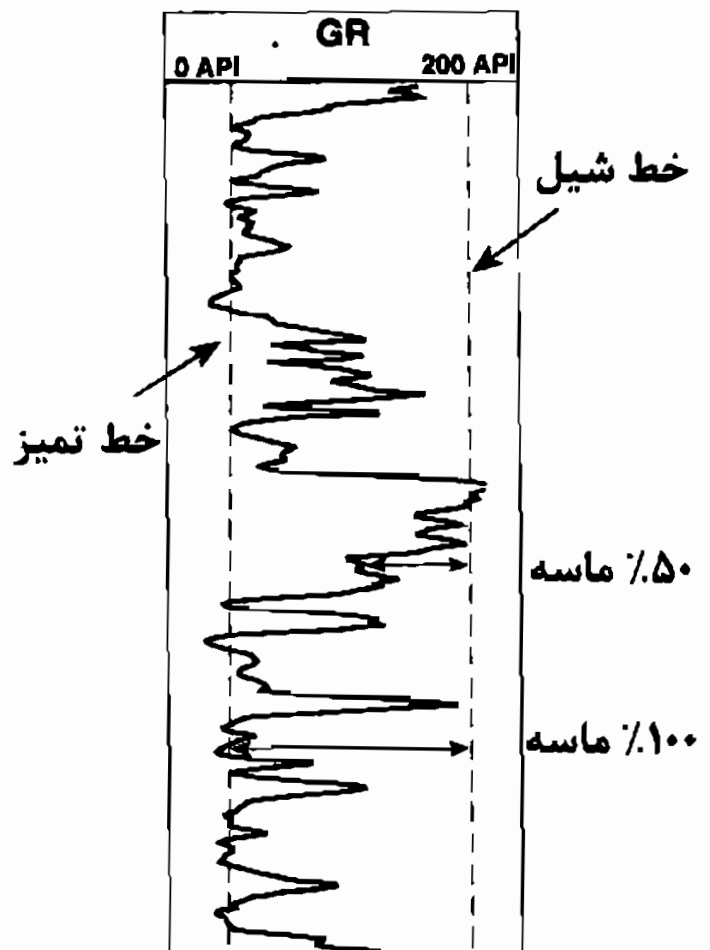


شکل ۱۱-۲۷ - شمایی از نمودارگیری پرتو گاما



شکل ۱۱-۲۸ - سوند نمودارگیری پرتو گاما

در سنگ‌های رسوبی نمودار پرتو گاما اساساً تاحدی بیانگر حجم رس سازند است، چون عناصر رادیواکتیو نظیر پتاسیم عمدتاً در رس‌ها متمرکزند. سازندهای تمیز معمولاً یک سطح بسیار پایین از رادیواکتیو دارند مگر اینکه دارای ناخالصی‌هایی مانند خاکستر آتشفشانی یا گرانیب هوازده باشند، یا هنگامی که آب سازندها حاوی نمک‌های پتاسیم حل شده باشد. شکل ۱۱-۲۹ یک نمودار پرتو گاما را نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۲۹ - مثالی از یک منحنی پرتو گاما که در آن خط شیل و خط ماسه یا خط تمیز مشخص شده است. با استفاده از این خطوط می‌توان میزان شیل را در فواصل مخزنی حاوی شیل مشخص نمود

۱۱-۲-۲ اسپکترومتری پرتوهای گاما

پیشرفت در ابزارهای آشکارسازی سبب شده است که بتوانیم پرتوهای گاما را که از عناصر مختلف ساطع می‌گردند و دارای انرژی متفاوتی هستند، از یکدیگر تفکیک کنیم. پرتوهای گاما از عناصر اورانیوم، توریم و پتاسیم ساطع می‌گردند. ابزار اندازه‌گیری پرتوهای طیف گاما سطوح مختلف انرژی را در هر عنصر از یکدیگر جدا می‌کند، به طوری که می‌توان هر کدام از این پرتوها را به طور جداگانه تشخیص داد و لذا نوع عنصر ساطع کننده آن را مشخص نمود.

سه نوع ایزوتوپ مختلف در طبیعت برای پتاسیم وجود دارد. ^{39}K ، ^{40}K ، ^{41}K که فقط پتاسیم ^{40}K دارای خواص رادیواکتیوی در میان این سه نوع می‌باشد. میکا و فلدسپات‌ها به طور عمده‌ای در اثر آلتراسیون به کانی‌های رسی مانند ایلیت، مونت‌موریلونیت، کلریت و کائولینیت تبدیل می‌شوند. در اثر این آلتراسیون قسمت کوچکی از کل مقدار پتاسیم وارد ساختمان مولکولی این کانی‌ها می‌گردد. مونت‌موریلونیت توسط فرایند ایلیتی شدن و کلریتی شدن به تدریج ناپدید می‌گردد. در طول این انتقال مقدار پتاسیم در داخل رس افزایش می‌یابد.

توریم فقط یک ایزوتوپ با طول عمر زیاد دارد. توریم ^{232}Th دارای تمرکز میانگینی حدود ۱۲ppm در پوسته زمین است. سنگ‌های اصلی که حاوی توریم هستند شامل سنگ‌های آذرین اسیدی است. کانی‌های حاوی این عنصر، کلریت، هونیت و توریت می‌باشند. کانی‌های سنگین (heavy minerals) نیز حاوی مقادیر متنابهی از توریم می‌باشند. تمایل به تمرکز توریم در کانی‌هایی مانند رس و بوکسیت زیاد است.

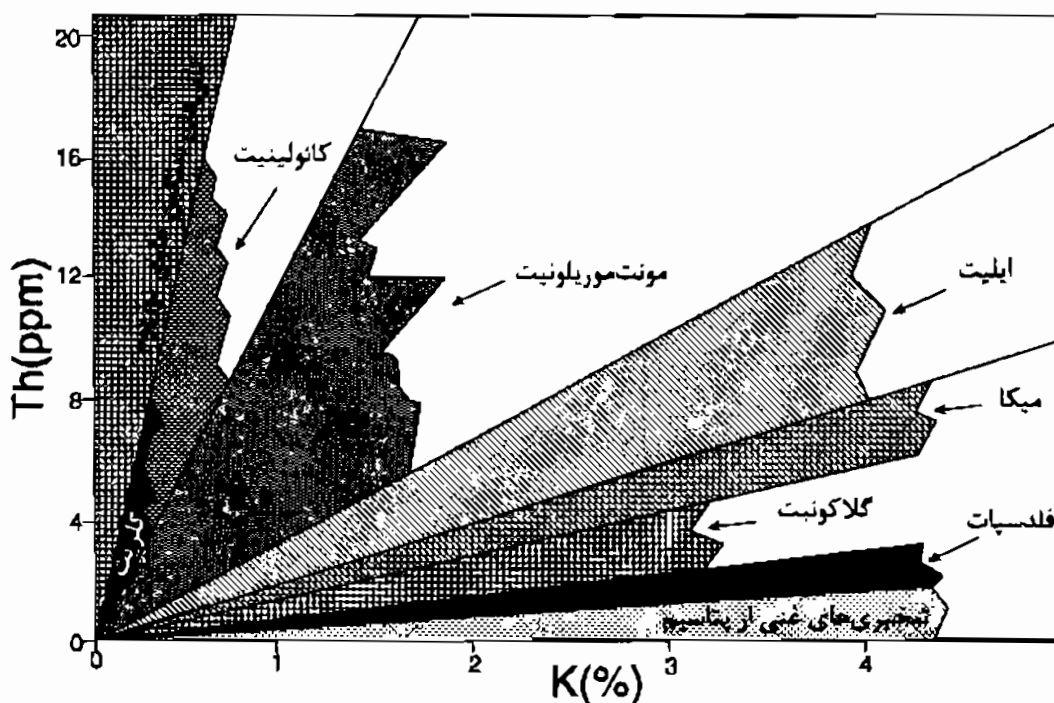
اورانیوم به طور عمده‌ای در محلول‌ها منتقل می‌شود. گاهی اوقات اورانیوم به وسیله تمرکز در نمک فلزات سنگین منتقل می‌شود. اورانیوم می‌تواند به وسیله کمپلکس‌های کربناتی، فسفاتی و آلی رسوب داده شود و نیز می‌تواند به وسیله سیلیس آمورف، آلومینیوم، ذغال و لیگنیت جذب شود. اورانیوم به وسیله مواد آلی جذب می‌شود ولی هیدروکربن‌ها فاقد این خاصیت هستند.

اندازه‌گیری حجم شیل توسط رابطه زیر صورت می‌گیرد:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

در این رابطه، *clean* به کمترین مقدار خوانده شده در سازندهای غیرشیلی (تمیز) و *sh* مقدار خوانده شده در سازند ۱۰۰٪ شیلی است و مقدار بدون اندیس مقدار خوانده شده روی سازند مورد نظر است.

تشنع گاما از اورانیوم شاخص وجود شیل نمی‌باشد، زیرا برخلاف پتاسیم و توریوم، اورانیوم عموماً در مواد آلی رسوبات تمرکز می‌یابد. لذا مناسب است که برای اندازه‌گیری حجم شیل، مقدار گامای ساطع شده از پتاسیم و توریوم در رابطه بالا استفاده شود. با توجه به اینکه کانی‌های رسی توزیع متفاوتی از توریوم و پتاسیم دارند، می‌توان با استفاده از کراس پلات آن‌ها، انواع کانی‌های رسی را تا حدی از یکدیگر تفکیک نمود (شکل ۱۱-۳۰).

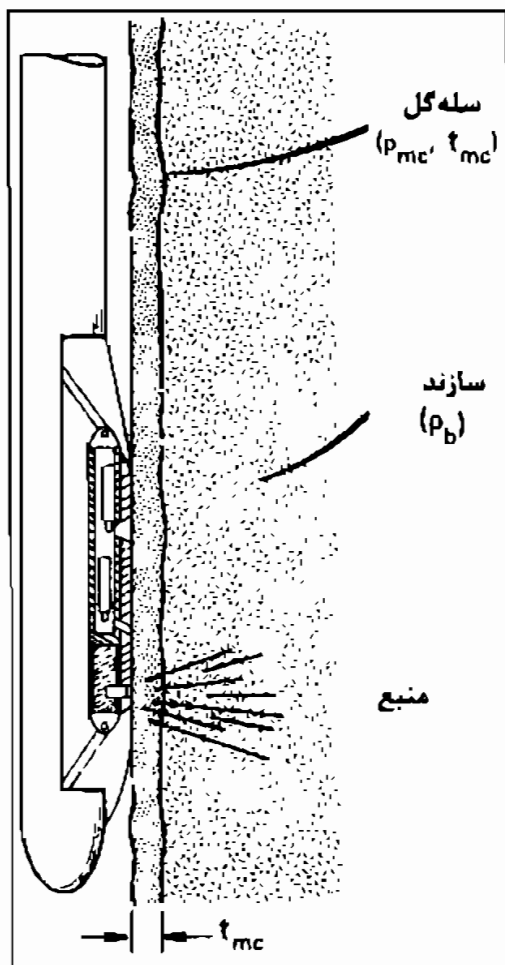


شکل ۱۱-۳۰ - شناسایی کانی‌های رسی با استفاده از کراس پلات توریوم و پتاسیم

۱۱-۲-۳ نمودار چگالی (Density Log)

نوع ویژه‌ای از نمودارهای رادیواکتیویته هستند که چگالی سازندها را ثبت می‌کنند. در ابزار نمودارگیری چگالی، منبع پرتو گاما و ثبت‌کننده روی یک کفشک فلزی سوار هستند که آن نیز به یک بازوی جمع شونده متصل است. به کمک فنرها این صفحات در روی دیواره چاه نگه داشته می‌شوند. برای این نمودار زمانی تصحیح لازم است که تماس بین کفشک و سازنده دلیل ناهمواری دیواره چاه به طور کامل انجام نشود. مقدار این اصلاح ممکن است زیاد باشد اما به طور خودکار توسط اغلب لوازم نمودارگیری چگالی انجام می‌شود.

شکل ۱۱-۳۱ اساس نمودارگیری چگالی را شرح می‌دهد. در این روش پرتو گاما از منبع به سازنده ساطع شده و توسط ثبت‌کننده دریافت می‌شود. چون جذب و پراکندگی پرتو گاما در سازنده تا درجه زیادی به تراکم مواد، به عبارت دیگر به مقدار الکترون‌های موجود در مسیرش



بستگی دارد، بنابراین توسط این نمودار چگالی کل (bulk density) و لذا تخلخل سنگ اندازه‌گیری می‌شود.

شکل ۱۱-۳۱ - ابزار نمودارگیری چگالی

نمودار چگالی فقط در چاه‌های باز عمل می‌کند، چون حضور جداره و سیمان از تماس آن با سنگ‌ها جلوگیری می‌کند.

تخلخل با چگالی ارتباط دارد، هر چه تخلخل بیشتر شود چگالی کاهش می‌یابد. انحرافات نمودار چگالی درون یک توده یکنواخت ماسه‌سنگی یا سنگ آهکی، افزایش‌ها و

کاهش‌های تخلخل آن‌ها را نشان می‌دهد. باید به عواملی که روی نمودار چگالی تأثیر می‌گذارند توجه شود. مثلاً کانی‌های رسی موجود در ماسه‌سنگ، تقریباً چگالی مشابه دانه‌های ماسه را در سنگ دارند، بنابراین چگالی کلی مشاهده شده به چگالی حقیقی نمونه نزدیک خواهد شد. همچنین، سیالات پرکننده فضاهای خالی تأثیر در چگالی کلی سنگ دارد و لذا چگالی دانه‌ها و مایعات در محاسبه تخلخل بایستی در نظر گرفته شود.

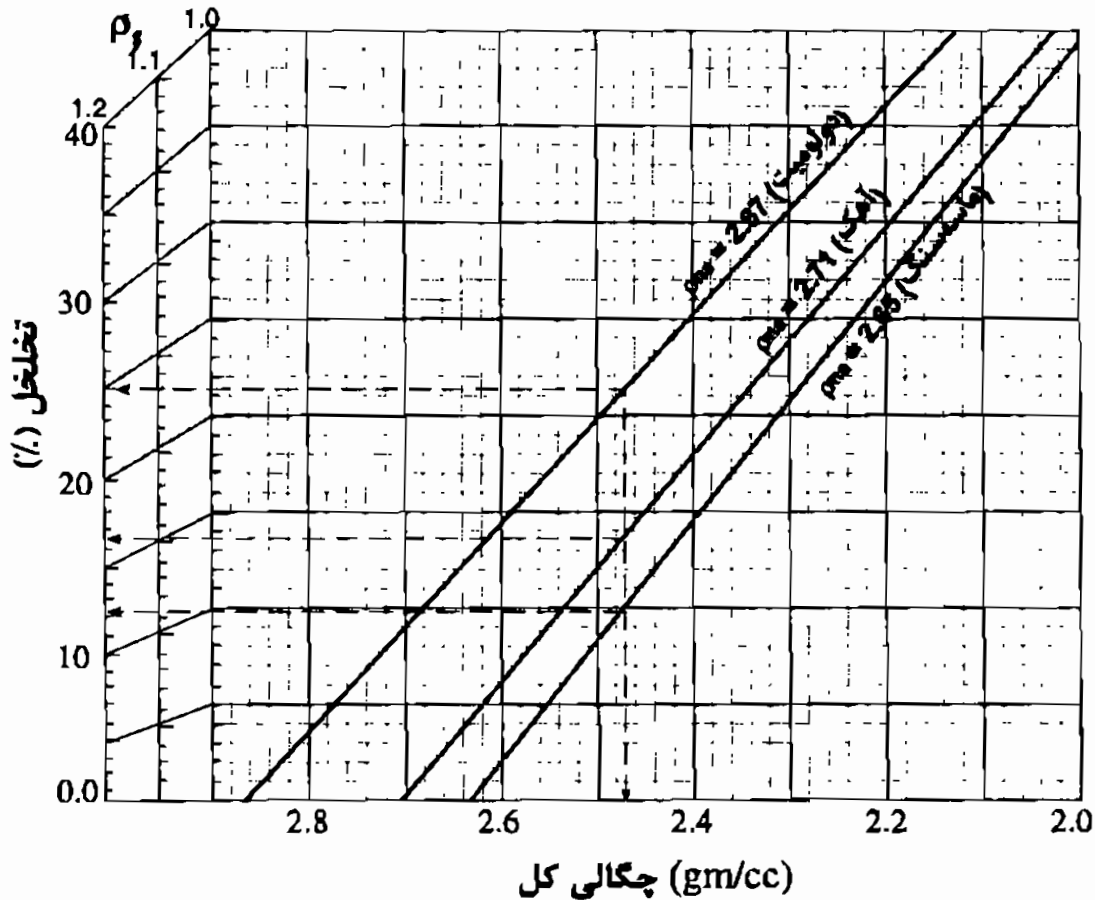
در سنگ‌های متخلخل و تمیز، چگالی اندازه‌گیری شده شامل چگالی مایع در فضاهای خلل و فرج به علاوه چگالی دانه‌های سنگ است که به آن چگالی کل (bulk density) می‌گویند:

$$\rho_b = \rho_f(\phi) + \rho_{ma}(1 - \phi)$$

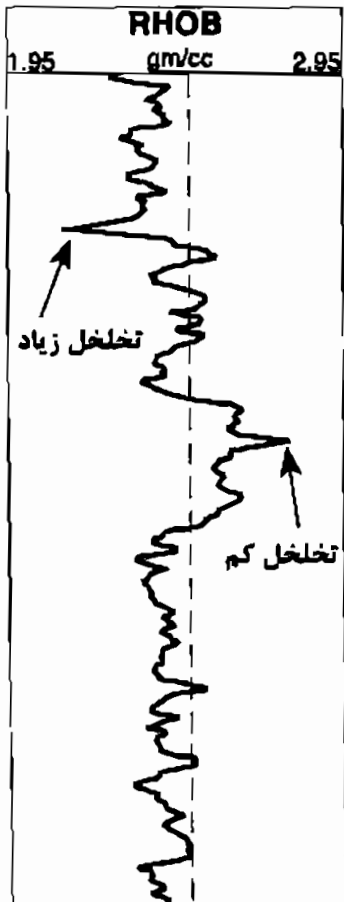
که در آن چگالی کل، ρ_b چگالی سیال، ρ_m چگالی ماتریکس و ϕ تخلخل است. معادله فوق به صورت زیر مرتب می‌شود تا بتوان از اطلاعات چگالی تخلخل را محاسبه نمود.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

از چارت‌های خاص (شکل ۱۱-۳۲) نیز برای تبدیل اطلاعات چگالی به تخلخل می‌توان استفاده کرد.



شکل ۱۱-۳۲ - چارت تبدیل اطلاعات چگالی به تخلخل با سیالات با چگالی متفاوت

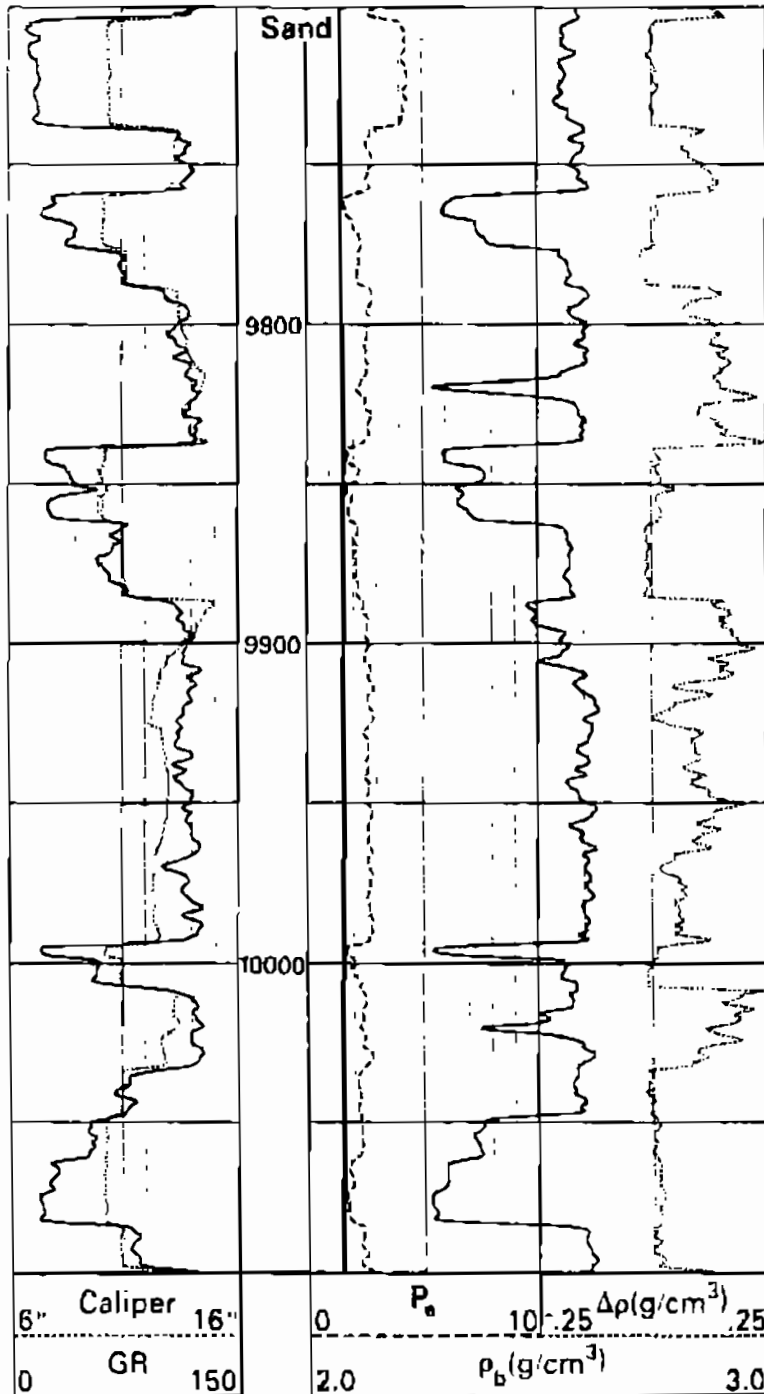


اغلب وسایل نمودارگیری چگالی به طور همزمان با یک نمودار پرتو گاما و یک کالیپر همراه است. یک نمودار چگالی در شکل ۱۱-۳۳ نشان داده شده است. معمولاً همراه نمودار چگالی منحنی دیگری به نام منحنی تغییرات چگالی (DRHO, $\Delta\rho$) آورده می‌شود که مقدار تصحیح انجام شده این نمودار را نشان می‌دهد.

شکل ۱۱-۳۳ - مثالی از یک نمودار چگالی

به نمودار چگالی، نمودار گاما - گاما دنیسیته، نمودار دنیسی لاگ و FDC (formation density compensated) نیز اطلاق می‌شود.

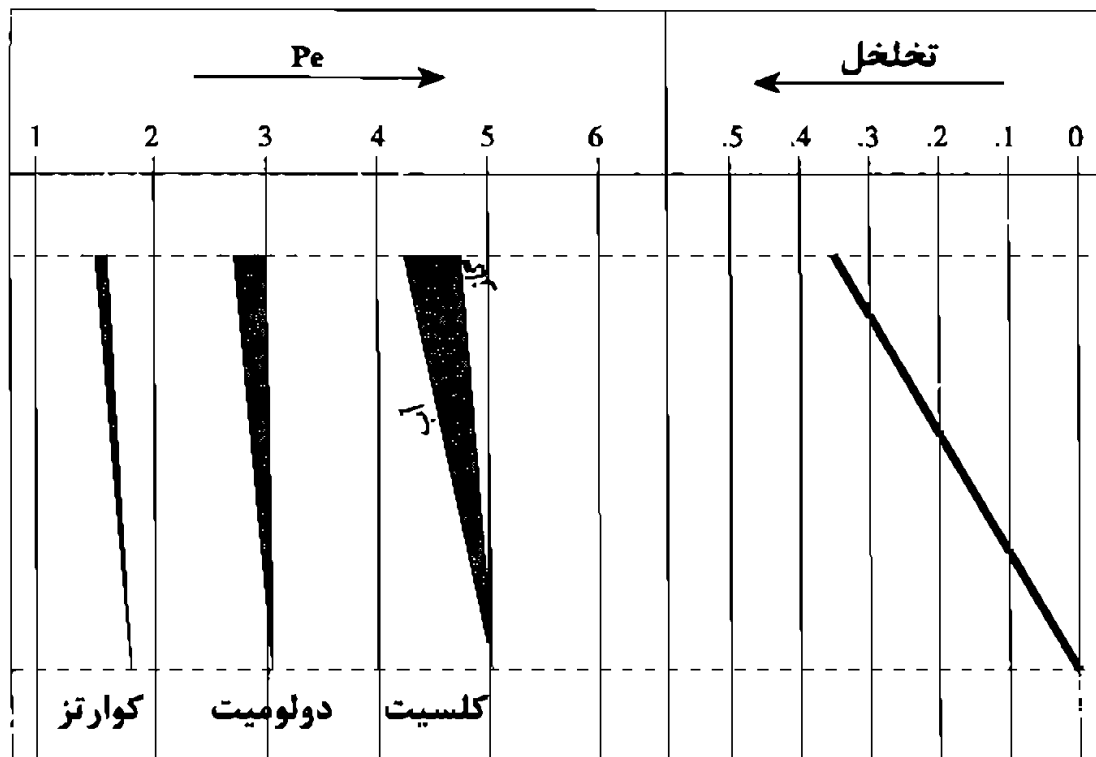
در ابزارهای جدید چگالی، پرتوهای گامای برگشتی کم‌انرژی نیز اندازه‌گیری می‌شود. پرتوهای برگشتی کم‌انرژی گاما وابسته به پارامترهای جذب فتوالکتریک



(photoelectric absorption) سازند است و لذا قادر است کانی‌شناسی سازند را مشخص کند. این ابزار تحت عنوان نمودار فتوالکتریک یا Pe و یا لیتودنسیتی (lithodensity) معروف است. در شرایط معمولی نمودارگیری، مقدار Pe بین ۱ تا ۶ در تغییر است و سه کانی اصلی سنگ‌های رسوبی یعنی کوارتز، دولومیت و کلسیت دارای Pe به ترتیب ۱،۸، ۳،۱ و ۵،۱ است. شکل ۱۱-۳۴ نمودار Pe را به همراه نمودارهای GR، کالیپر، چگالی و $\Delta\rho$ نشان می‌دهد. در این شکل دیده می‌شود که در فواصل کاملاً تمیز (بر اساس GR)، مقدار Pe کاملاً بر خط ماسه (۱،۸) تکیه دارد و در فواصل شیلی مقداری بیشتر می‌گردد.

شکل ۱۱-۳۴ - نمودار Pe در یک توالی ماسه‌سنگی و ماسه‌سنگ‌شیلی. در قسمت فوقانی مقدار Pe حدود ۳،۱ است که بیانگر یک لایه دولومیتی است

شکل ۱۱-۳۵ نشان می‌دهد که چگونه Pe قادر به تفکیک سه کانی مهم در سنگ‌های رسوبی است و مقدار تخلخل و نوع سیال تأثیر بسیار کمی بر این نمودار دارد.



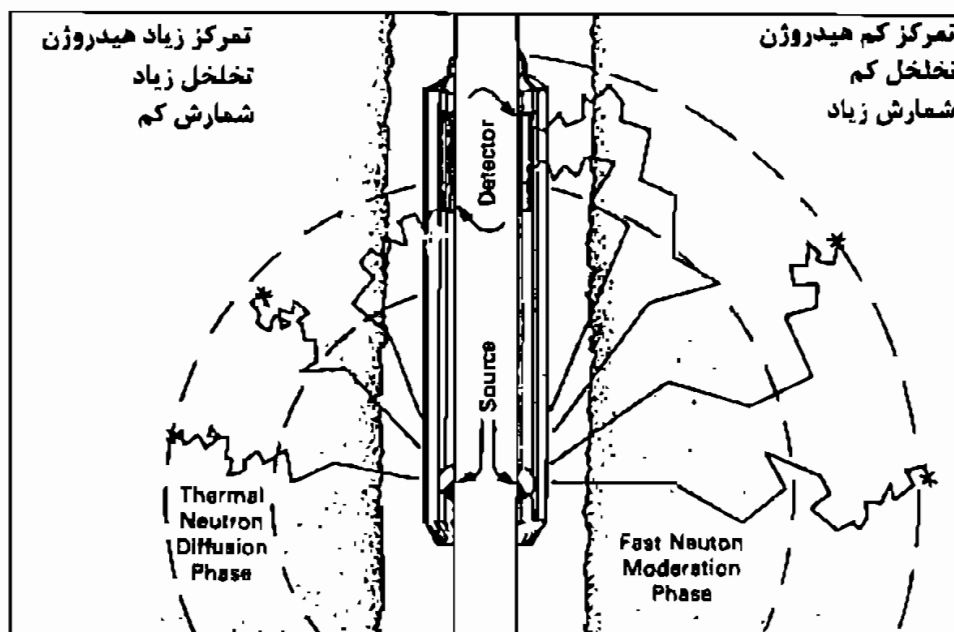
شکل ۱۱-۳۵ - تغییرات Pe برای سه کانی مهم در سنگ‌های رسوبی

۱۱-۲-۴ نمودار نوترون (Neutron log)

نوترون‌ها در هسته همه عناصر غیر از هیدروژن وجود دارند. ترکیب آن‌ها تقریباً مشابه اتم هیدروژن است اما الکترون ندارند. وقتی نوترون‌ها از مواد رادیواکتیو منتشر می‌شوند دارای سرعت‌های بسیار زیادی هستند که در اثر برخورد با اتم‌های دیگر از سرعت‌شان کاسته می‌شود. اتم‌های دارای جرم مشابه نوترون، باعث کاهش سریع سرعت نوترون می‌شوند. بنابراین، سرعت نوترون‌ها در اثر برخورد با اتم‌های هیدروژن بسیار آهسته می‌شود و در نتیجه محتوای هیدروژن سازند می‌تواند به وسیله نمودارگیری نوترون تعیین شود.

یک سوند نمودارگیری نوترون دارای یک منبع بسیار رادیواکتیو از نوترون‌ها است که به طور مناسب از محفظه هدایت ساز حمایت می‌شود. شکل ۱۱-۳۶ یک نمودار شماتیک از وسایل نمودارگیری نوترون را نشان می‌دهد. نوترون‌ها از منبع رادیواکتیو به سازندهای مجاور نفوذ کرده و با هسته‌های اتمی متفاوت در سازندها برخورد می‌کنند. اگر سنگ‌ها دارای حجم کم هیدروژن باشند یا اصلاً هیدروژن نداشته باشند، نوترون‌های منتشرشده از منشأ بلافاصله سرعتشان کم نمی‌شود و حرکت خود را در سنگ ادامه می‌دهند و لذا شمارش آن‌ها در ثبت کننده دستگاه زیاد خواهد بود. اگر منبع نوترون رادیواکتیو مقابل سنگ‌های هیدروژن دار باشد، نوترون‌های منتشرشده در اثر برخورد با هسته هیدروژن به سرعت آهسته شده و جذب دیگر عناصر موجود در سنگ می‌گردند و لذا ثبت کننده ابزار نمودارگیری، کاهشی را در شدت

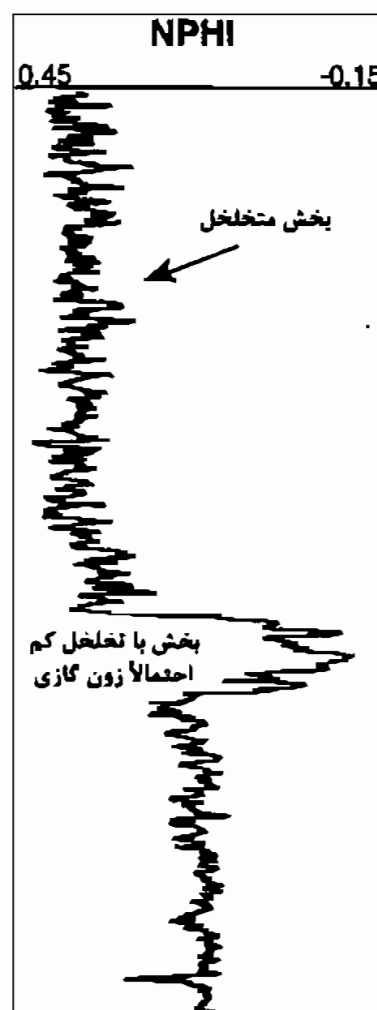
تشعشع نوترون برگشته از سازند نشان می‌دهد. شکل ۱۱-۳۷ نمونه‌ای از نمودار نوترون را نشان داده می‌شود.



شکل ۱۱-۳۶ - وسیله نمودارگیری نوترون (شماتیک)

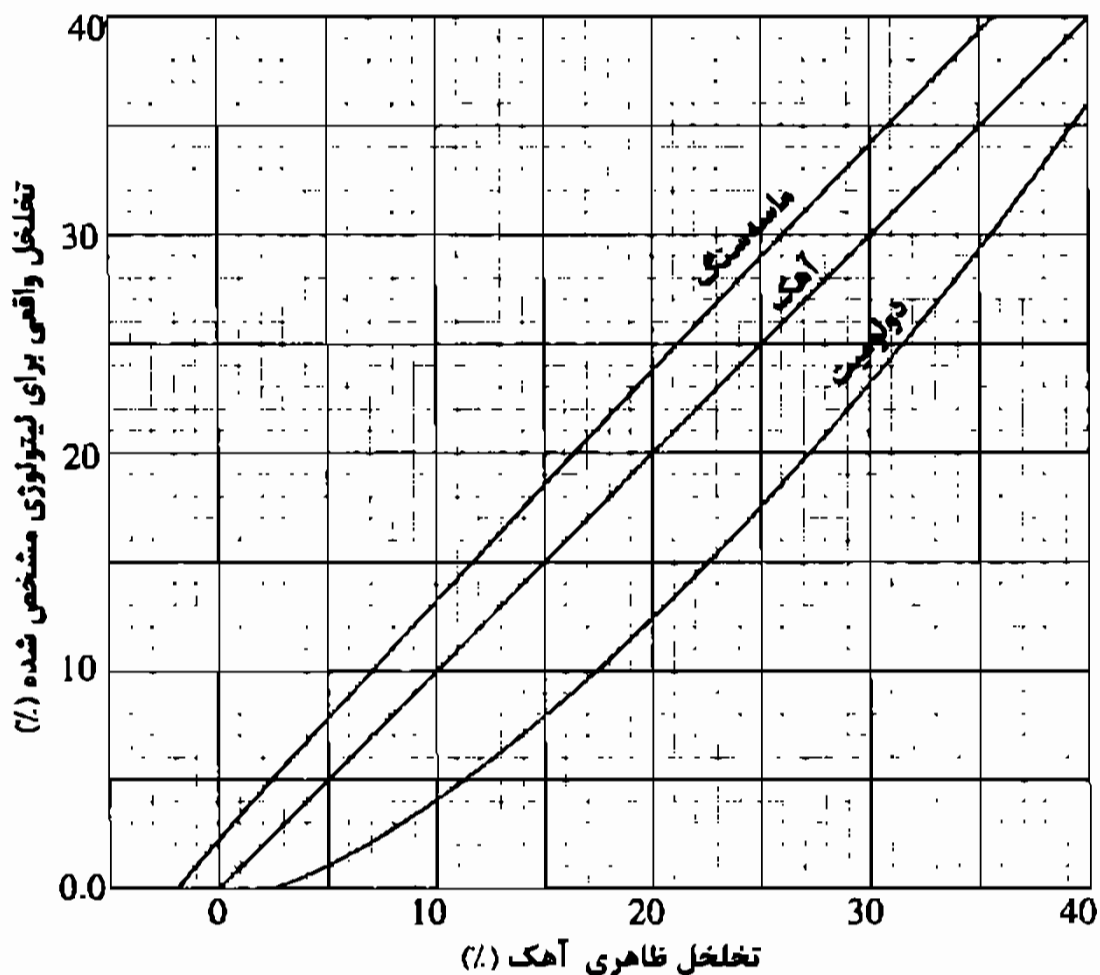
شکل ۱۱-۳۷ - نمونه ای از منحنی نمودار نوترون

محتوای هیدروژن سنگ‌ها به ماهیت سیال موجود در فضای خالی و مقدار رس آن بستگی دارد. آب، نفت و گاز موجود در خلل و فرج سنگ‌ها حاوی هیدروژن بوده و در نتیجه روی منحنی نوترون تأثیر می‌گذارند. مادامی‌که منافذ با مایع پر شده‌اند، وجود هیدروژن بیشتر نشانه تخلخل زیاد بوده و بر عکس، مایع کمتر مصادف با هیدروژن کمتر و نشانه تخلخل کمتر است. لازم به ذکر است که وجود گاز در خلل و فرج سنگ سبب می‌شود که ابزار نوترون نتواند تخلخل دقیق سنگ را اندازه‌گیری کند، که این به دلیل تمرکز کم هیدروژن در گازها در مقایسه با آب و نفت است. کانی‌های رسی چون دارای آب و در شبکه داخلی‌شان دارای هیدروژن می‌باشند، وجود آن‌ها در



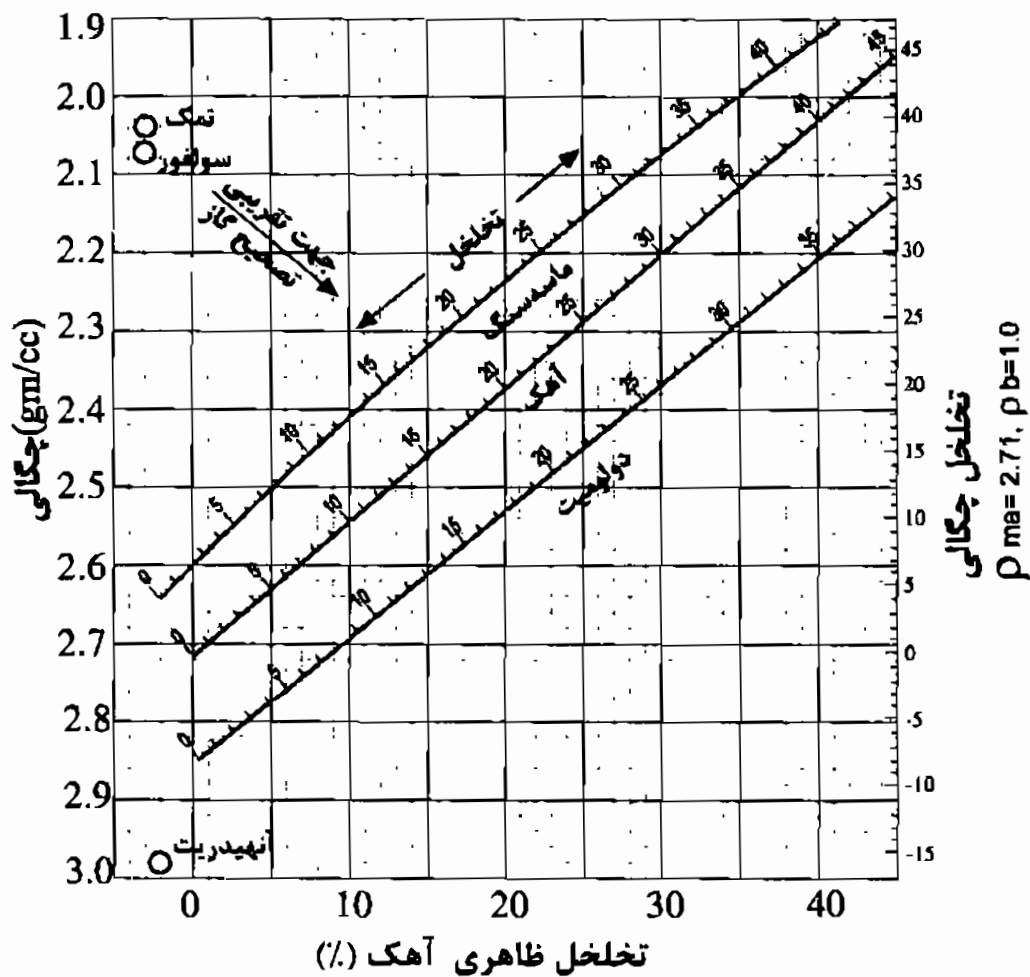
سنگ‌ها نیز سبب خطا در اندازه‌گیری تخلخل توسط ابزار نوترون می‌شود که بایستی مورد تصحیح قرار گیرد.

ابزار نمودار نوترون اصولاً برای آهک‌ها کالیبره شده و مستقیماً تخلخل صحیح لایه‌های آهکی را نشان می‌دهد و برای لیتولوژی‌های دیگر مقدار تخلخل حاصله با استفاده از چارت‌های خاص (شکل ۱۱-۳۸) تصحیح می‌شود.



شکل ۱۱-۳۸ - دیگرام تصحیح تخلخل نوترون برای لیتولوژی‌های مختلف

چون نمودار نوترون برای لایه‌های آهکی کالیبره شده است، با تلفیق این نمودار با نمودارهای دیگر می‌توان تا حدی برای تعیین لیتولوژی استفاده کرد. کراس پلات نوترون-چگالی یکی از روش‌هایی است که با آن می‌توان لیتولوژی‌ها را شناسایی کرد (شکل ۱۱-۳۹).



شکل ۱۱-۳۹ - کراس پلات نوترون چگالی برای تشخیص لیتولوژی و تصحیح تخلخل

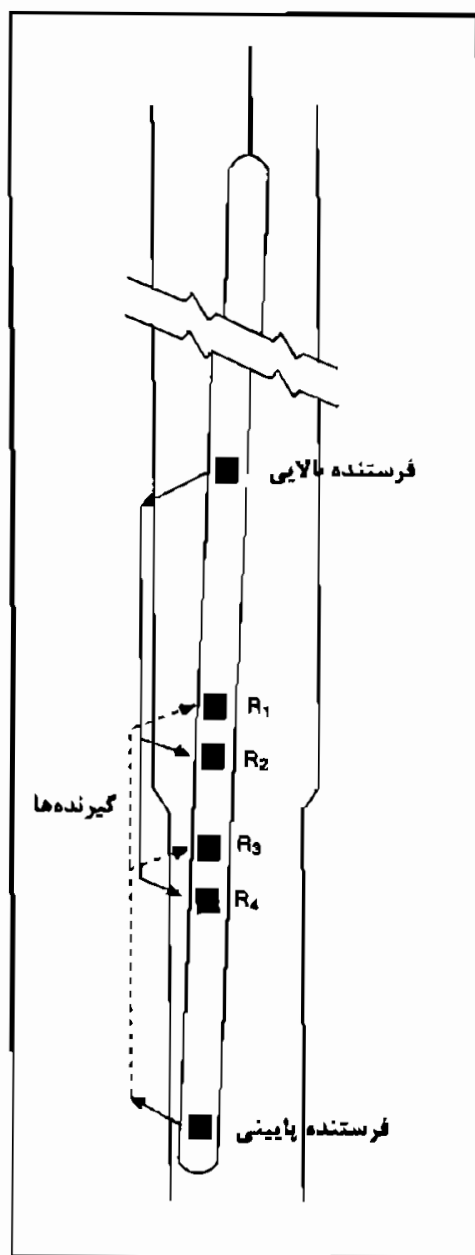
۱۱-۳ نمودار صوتی (Sonic Log)

نمودار اکوستیک یا صوتی اولین بار در سال ۱۹۵۴ به عنوان ابزار اندازه‌گیری تخلخل شناخته شد. این نمودار ابتدا به عنوان وسیله‌ای برای تفسیر اطلاعات اکتشافات لرزه‌ای استفاده می‌شد. این نمودار، عمق را در مقابل زمان اندازه‌گیری می‌کند و آن، مدت زمانی است که یک ضربه صوتی (acoustic pulse) طول معینی از یک سنگ (یک فوت) را طی می‌کند که بدان زمان عبور (transit time) گفته می‌شود و واحد آن میکروثانیه در فوت است. به طور کلی، سرعت عبور امواج فشارشی (compressional waves) از داخل یک سنگ، به ترکیب سازند و مایعات موجود در آن و مقدار تخلخل آن بستگی دارد.

در ابزار نمودارگیری صوتی، ابتدا یک پالس توسط تولیدکننده صوت منتشر می‌شود. سپس این ضربه صوتی از گل و سله گل حفاری عبور کرده و وارد سازند می‌شود و از میان ماتریکس و فضاهای خالی عبور می‌کند. پالسی که در سازند از نزدیکی دیواره چاه عبور می‌کند، در برخورد با سازند، سله گل حفاری و گل منکسر شده و ابتدا گیرنده بالایی سپس گیرنده

پایینی را تحریک کرده و علائمی تولید می‌شوند. ضربه صوتی از داخل گل آهسته‌تر از داخل سازند عبور می‌کند و بعد از مدت زمان کوتاهی که ممکن است ده‌ها یا صدها میکروثانیه باشد،

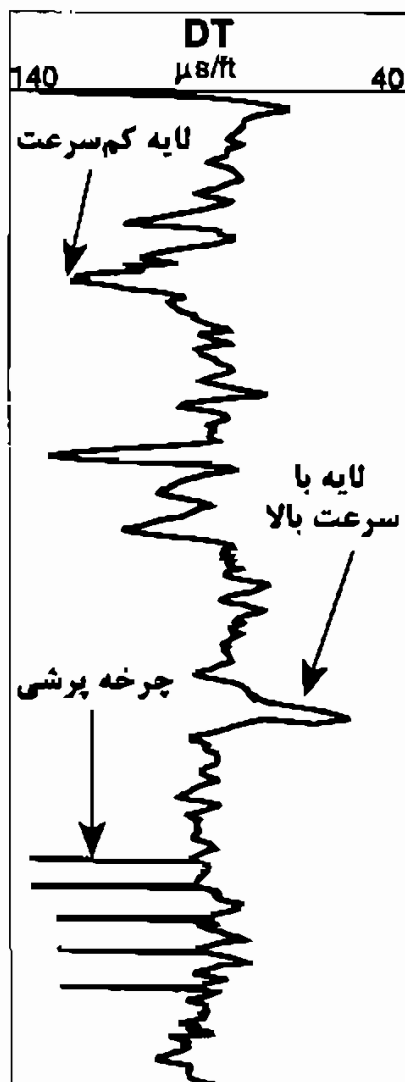
ضربه صوتی که از داخل گل و بدنه سوند عبور کرده است به گیرنده‌ها می‌رسد. در این زمان گیرنده‌ها توسط سیم‌پیچ‌های الکتریکی ویژه‌ای که در بین گیرنده‌ها و تولیدکننده در بدن سوند قرار دارند غیر حساس می‌گردند، در نتیجه این پالس‌ها ثبت نمی‌شوند. معمولاً گیرنده‌ها در فاصله یک فوتی از هم قرار می‌گیرند و عملاً اختلاف زمان بین دریافت انرژی ضربه توسط دو گیرنده ثبت می‌شود. زمان عبور از گل و سله گل خود به خود تصحیح می‌شود به شرطی که دیواره چاه در بین دو گیرنده یکنواخت باشد و مشروط بر اینکه سوند موازی دیواره چاه قرار گیرد. شکل ۱۱-۴۰ یک نوع وسیله نمودارگیری صوتی را نشان می‌دهد. این وسیله از دو تولیدکننده صدا و چهار گیرنده تشکیل شده که با فاصله کمی نسبت به هم قرار دارند. بدنه سوند میان تولیدکننده و گیرنده‌ها از موادی ساخته شده است که عبور صوت در آن آهسته‌تر از داخل سازند صورت می‌گیرد. شکل ۱۱-۴۱ نمونه‌ای از نمودار صوتی را نشان می‌دهد.



شکل ۱۱-۴۰ - سوند نمودارگیری صوتی دارای چهار گیرنده

از آنجا که نوع سازند توسط نمودارهای دیگر مشخص می‌گردد و با توجه به اینکه زمان عبور صوت با نوع ترکیب سنگ و مایع تغییر می‌کند، می‌توان تخلخل را با استفاده از این نوع نمودار به خوبی تعیین کرد. برای سنگ‌های با تخلخل بین دانه‌ای با توزیع یکنواخت، تخلخل عموماً از معادله وایلی به دست می‌آید:

$$\Delta t = (\Delta t_{fl} \times \phi) + \Delta t_{ma}(1 - \phi)$$



$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

که در آن Δt زمان عبور امواج صوتی در سنگ (ثابت شده توسط سوند)، بر حسب میکروثانیه بر فوت، Δt_{ma} زمان عبور امواج صوتی در ماتریکس سنگ (بخش جامد) و Δt_{fl} زمان عبور امواج صوتی در سیال سنگ است.

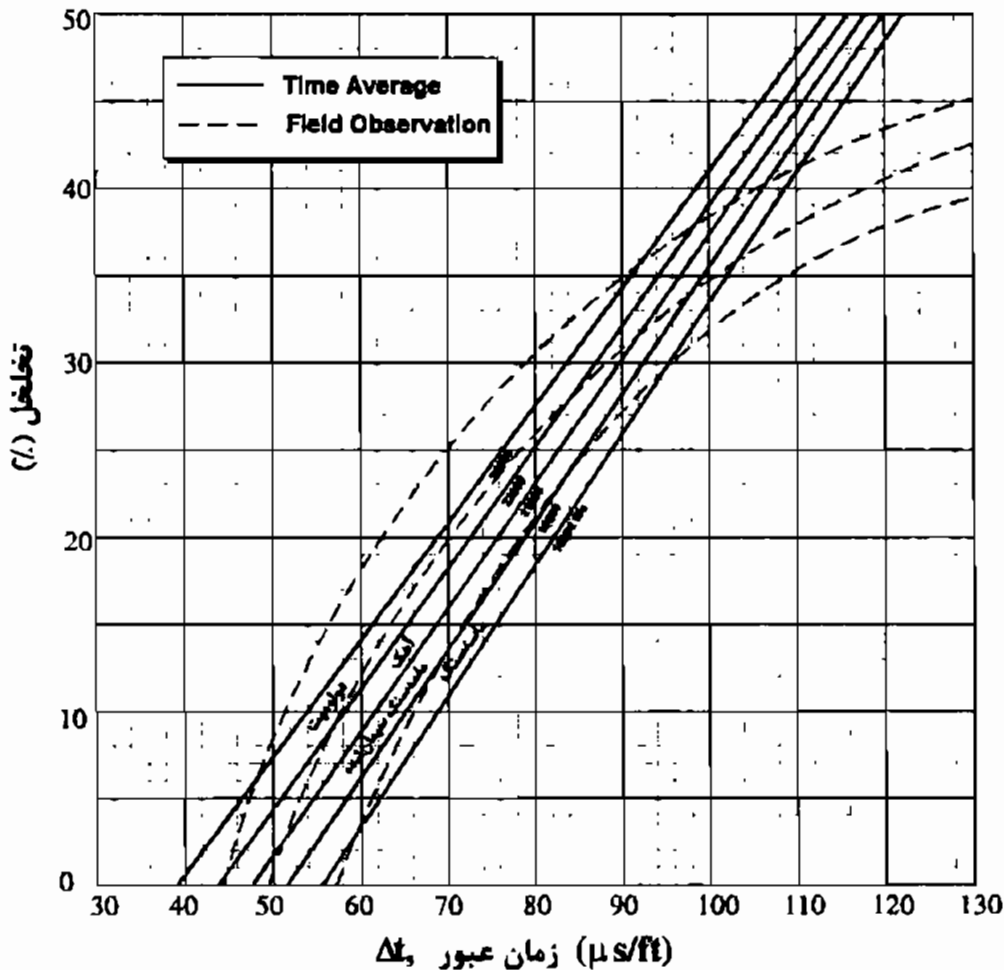
شکل ۱۱-۴۱ - مثالی از یک نمودار صوتی

جدول ۱-۱۱ سرعت صوت و زمان عبور صوت را برای مایعات و جامدات گوناگون نشان می‌دهد.

جدول ۱-۱۱ - سرعت و زمان عبور صوت در مایعات و جامدات گوناگون

زمان طی مسیر t (میکروثانیه بر فوت)	سرعت صوت (فوت در ثانیه)	مواد
۹۱۹	۱۰۸۸	هوا (فشار و حرارت استاندارد)
۷۰۶	۱۴۱۷	متان
۲۲۲	۴۳۰۰	نفت
۲۰۰	۵۰۰۰-۵۳۰۰	آب یا گل
۱۶۷-۶۲/۵	۶۰۰۰-۱۶۰۰۰	شیل‌ها
۶۶۷	۱۵۰۰۰	سنگ نمک
۵۵/۵	بالای ۱۸۰۰۰	ماسه‌سنگ
۵۰	۲۰۰۰۰	انیدریت
۴۸	بالای ۲۳۰۰۰	آهک
۴۳	۲۴۵۰۰	دولومیت

با استفاده از چارت‌های خاص (شکل ۱۱-۴۲) نیز می‌توان مقادیر DT را به تخلخل در لیتولوژی‌های مختلف تبدیل کرد.



شکل ۱۱-۴۲ - چارت تبدیل مقادیر DT به تخلخل در لیتولوژی‌های مختلف

وجود گاز در زون رخنه موج صوتی را ضعیف کرده باعث ایجاد یک چرخه پرشی (cycle skipping) می‌شود (شکل ۱۱-۴۱). چرخه پرشی هنگامی رخ می‌دهد که علامت به قدر کافی قوی نیست که روی گیرنده پایین تأثیر بگذارد و فقط روی گیرنده بالا مؤثر است. چرخه پرشی در صورت وجود شکستگی‌های باز نیز در نمودار صوتی ایجاد می‌شود. در صورتی که سیال موجود در فضای تخلخل از هیدروکربن پر شده باشد، مقدار تخلخل به دست آمده زیادتر از اندازه حقیقی است و بایستی به صورت زیر تصحیح گردد:

تخلخل = تخلخل حاصل از نمودار صوتی $\times 0.7$ اگر سیال گاز باشد

تخلخل = تخلخل حاصل از نمودار صوتی $\times 0.9$ اگر سیال نفت باشد

نمودار صوتی فقط تخلخل زمینه را اندازه‌گیری می‌کند و نمی‌تواند اکثر تخلخل‌های ثانویه را آشکار کند در صورتی که نمودارهای نوترون و چگالی تخلخل کل سنگ (که شامل تخلخل اولیه

و ثانویه) را محاسبه می‌کند. بنابراین از تفاوت بین این دو می‌توان پی به مقدار تخلخل ثانویه برد.

تخلخل نمودار صوتی - تخلخل نمودار نوترون یا چگالی = مقدار تخلخل ثانویه

وسیله نمودارگیری صوتی در یک چاه باز (بدون جداره) پرشده از مایع عمل می‌کند. حضور گل در حفره برای ایجاد اتصال صوتی بین وسیله و سازند لازم است. یک گل حاوی گاز اتصال را کاهش می‌دهد بنابراین نمودارگیری صوتی در یک حفره پرشده از هوا یا گاز غیرممکن است.

در کل از منحنی نمودار صوتی می‌توان به اهداف زیر رسید:

۱- تعیین مقدار تخلخل

۲- تشخیص وجود شکستگی در سنگ‌ها

۳- تشخیص لیتولوژی در صورت تلفیق با نمودارهای دیگر

۴- تطابق لایه‌ها

۱۱-۴ نمودارهای تصویری چاه (Bore Hole- Imaging Logs)

دو نوع نمودار به صورت عمومی وجود دارد که برای تهیه تصاویر از دیواره چاه استفاده می‌شود:

۱- میکرواسکنر سازندی (Formation Microscanner, FMS)

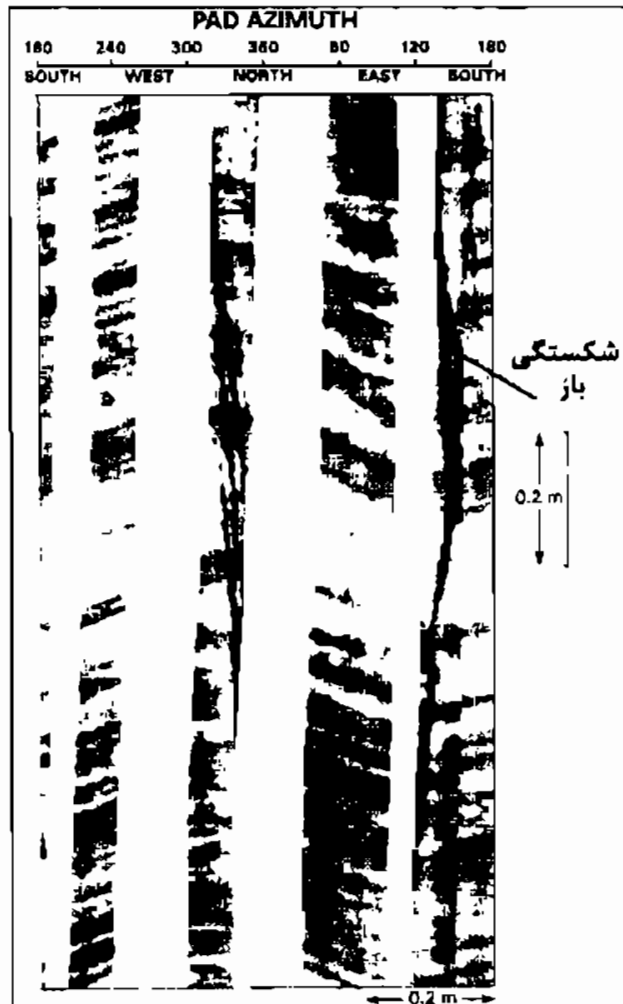
۲- نظاره‌گر صوتی (Acoustic Televiewer, ATV)

این دو نمودار با گل حفاری بایستی به داخل چاه رانده شوند و قادرند جزئیات تصویری دیواره چاه را بر اساس تغییرات مقاومت و انعکاس صوت تهیه کنند.

۱- میکرواسکنر سازندی

ابزار میکرواسکنر سازندی در واقع از تکنولوژی شیب‌سنج (dipmeter) استفاده کرده و دارای چهار بازوی اندازه‌گیری ریزمقاومت (microresistivity) با حد تفکیک بالا (high resolution) است. این ابزار قادر است تصویر خاکستری یا رنگی از دیواره چاه حاصل کند. این تصاویر ویژگی‌های مختلف نظیر لایه بندی، ساخت‌های رسوبی، شکستگی و استیلولیت و تغییر شکل‌های بعد از رسوبگذاری نظیر گسل و چین خوردگی و فروریزش (slumping) را نشان می‌دهند. در این ابزار، دریابگرهای ریزمقاومت (microresistivity sensors) در انتهای چهار بازوی عمود بر هم نصب گردیده است. این دریابگرها قادرند تغییرات مقاومت را با حد تفکیک بالا در لایه‌های حفاری شده ثبت نمایند. این تغییر مقاومت‌ها که به عواملی نظیر لایه بندی، شکستگی‌های پر شده از گل حفاری، تخلخل‌های حفره‌ای، تغییر بافت سنگ و غیره بستگی

دارد، به صورت تباين رنگي (contrast) نشان داده می‌شود. این تباين رنگي به صورت یک تصویر مجازي، می‌تواند ویژگی‌های مخزن را به صورت کیفی به نمایش بگذارد.



شکل ۱۱-۴۳ - شکستگی‌ها بخوبی در تصاویر FMS مشخص می‌شوند

از کاربردهای این ابزار می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ❖ تشخیص شکستگی‌ها و تجزیه و تحلیل آن‌ها (باز یا بسته بودن، شیب و امتداد و طول آن‌ها در چاه) (شکل ۱۱-۴۳).

- ❖ تشخیص تخلخل‌های حفره‌ای (شکل ۱۱-۴۴).

- ❖ تشخیص فواصل سمته شده و یا متخلخل (شکل ۱۱-۴۵).

- ❖ تشخیص لایه‌بندی و ساخت‌های رسوبی

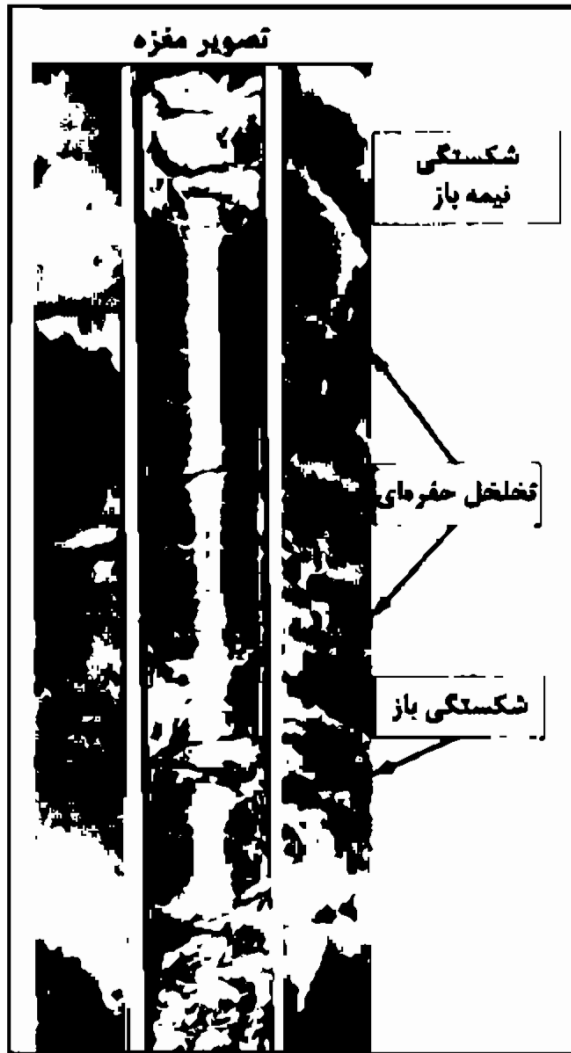
- ❖ کمک در توصیف مغزه‌ها

- ❖ تطبیق عمق مغزه و نمودار

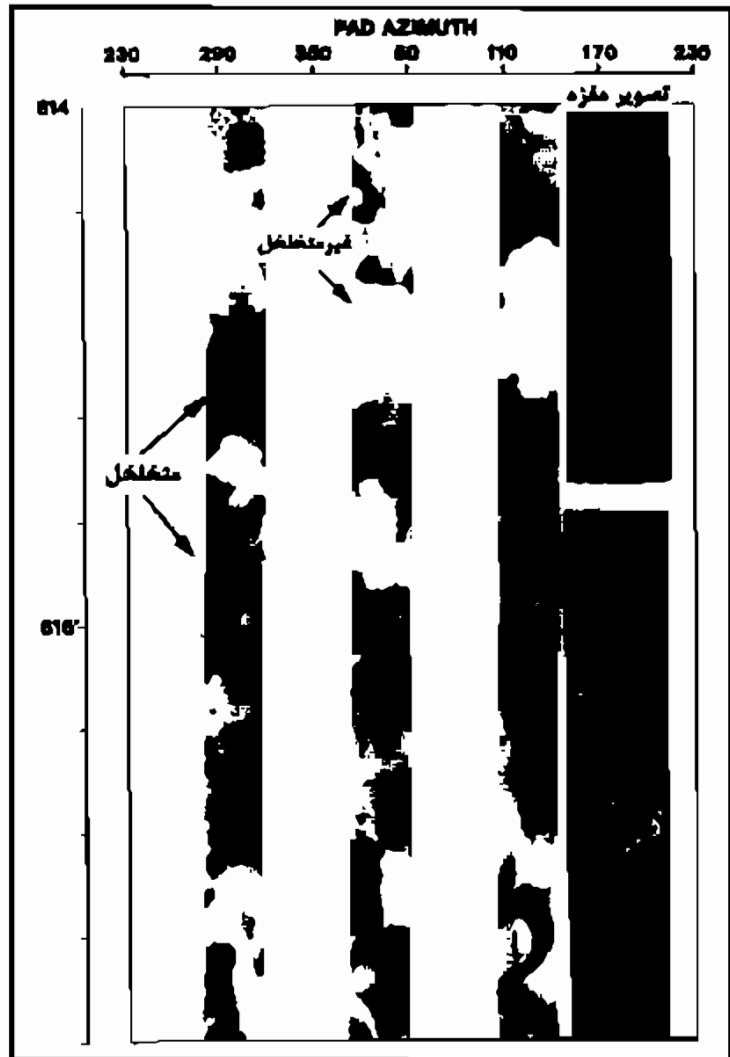
این ابزار در چاه‌های حاوی گل حفاری رسانا رانده می‌شود و معمولاً با GR و NGS همراه است. در لایه‌های مورد بررسی سرعت نمودارگیری ۵۰۰ متر در ساعت و برای دیگر فواصل، سرعت نمودارگیری می‌تواند به ۱۰۰۰ متر در ساعت افزایش یابد، که در این صورت، ابزار فقط اطلاعات شیب‌سنجی را برداشت می‌نماید.

۲ - نظاره‌گر صوتی

این ابزار که هم‌چنین Borehole televiewer نامیده می‌شود، همانند FMS یک نمودار تفسیری است که می‌تواند اطلاعاتی در زمینه موقعیت و ویژگی تخلخل‌های ثانویه از قبیل شکستگی‌ها و شیب و امتداد آن‌ها در اختیار بگذارد. بر خلاف FMS، این ابزار بر اساس تباين صوتی (acoustic contrast) دیواره چاه تصویر فراهم می‌کند.



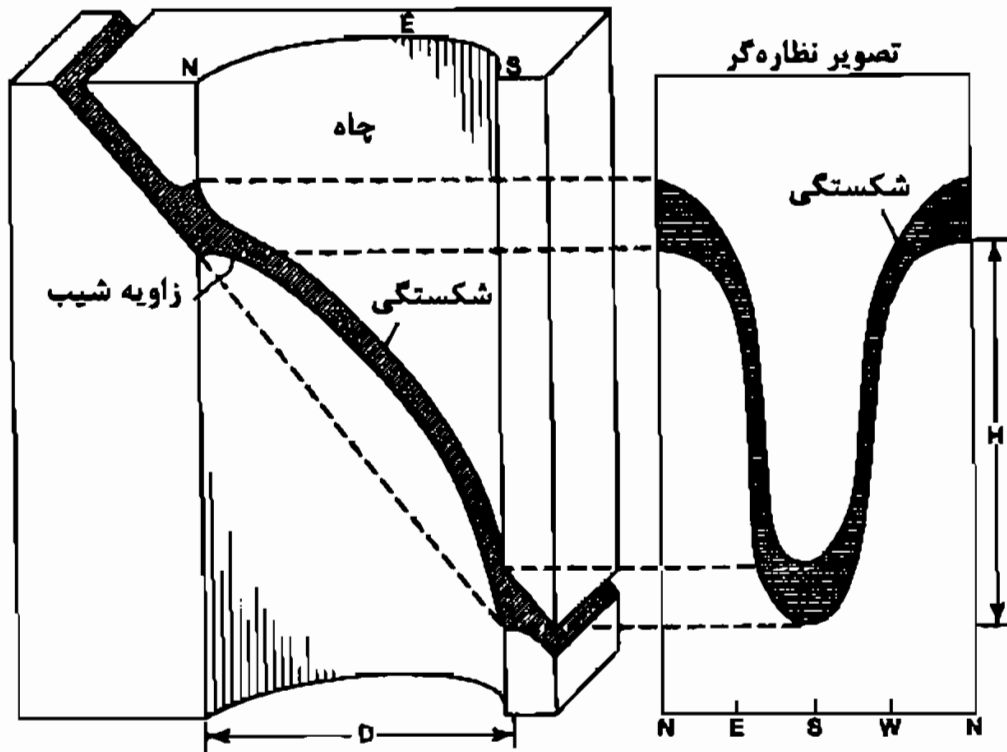
شکل ۱۱-۴۴ - تخلخل حفره‌ای در تصویر FMS



شکل ۱۱-۴۵ - تباین رنگی در فواصل سمته شده و متخلخل در تصاویر FMS

یک ATV دارای یک فرستنده امواج صوتی (transducer) چرخنده است که امواج با فرکانس بالا تولید می‌کند. این فرستنده نقش گیرنده امواج صوتی را نیز بازی می‌کند. امواج صوتی با فرکانس بالا از دیواره چاه، بدون اینکه در آن دیواره رخنه کند، منعکس می‌شود و دیواره چاه را به صورت یک تباین صوتی ثبت می‌کند.

نمودار ATV استوانه‌ای است که در طول جهت شمالی باز و پهن گردیده است (شکل ۱۱-۴۶). در این شکل شیب یک شکستگی باز به طرف جنوب نشان داده شده است. تصویر سمت چپ به صورت سه بعدی وضعیت این شکستگی را در داخل چاه نشان می‌دهد.

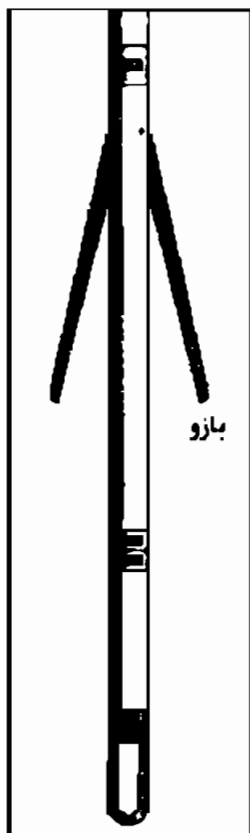


شکل ۱۱-۴۶ - نمای سه بعدی از یک شکستگی و تصویر آن توسط ATV. D قطر چاه و H طول بخشی از شکستگی است که چاه را قطع نموده است

۱۱-۵ نمودار کالیپر (Caliper Log)

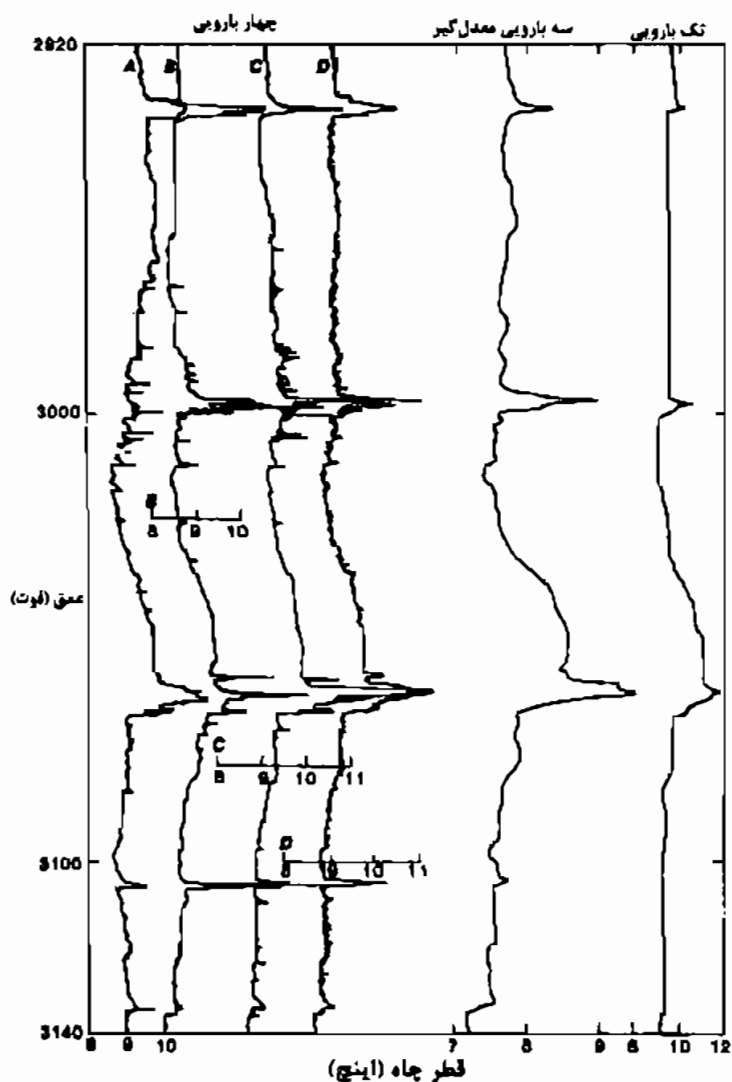
نمودار کالیپر، قطر چاه را اندازه می‌گیرد. به طور کلی نمودارهای کالیپر، بیشتر به منظور تصحیح نمودارهایی که از تغییرات قطر چاه متأثر می‌شوند و همچنین جهت فراهم نمودن اطلاعات درباره لیتولوژی سنگ‌های دیواره چاه مورد استفاده قرار می‌گیرد.

چندین نوع نمودار کالیپر امروزه مورد استفاده هستند. یک نوع، مرکب از سه یا چهار بازوی متحرک فنی است. این ابزار در عمق چاه کاملاً پایین می‌آید سپس فنرها به طور خودکار یا الکتریکی آزاد شده و باعث تمرکز ابزار در چاه می‌شوند. با تغییر قطر چاه، بازوها باز و بسته می‌شوند. بازوهای متحرک به یک رئوستات متصلند که این رئوستات با تغییر قطر چاه، مقاومت مدار الکتریکی را تغییر می‌دهد و با اندازه‌گیری ولتاژ این مقاومت، نمودار کالیپر ثبت می‌شود. انواع دیگر ابزار کالیپر دارای سه فنر انعطاف‌پذیر است که به یک میله آهنربایی متصل می‌شوند. با باز و بسته شدن فنرها، میله آهنربایی در میان سیم‌پیچ حرکت کرده و تولید جریان الکتریکی می‌کند. شکل ۱۱-۴۷ این نوع ابزار و نمودار تولید شده را نشان می‌دهد. نوع سوم میکروکالیپر است. در این وسیله دو کابل کمکی به جای بازوها یا فنرهای قوسی شکل استفاده می‌شود. قطر چاه توسط حرکت این کابل‌ها تعیین می‌شود.



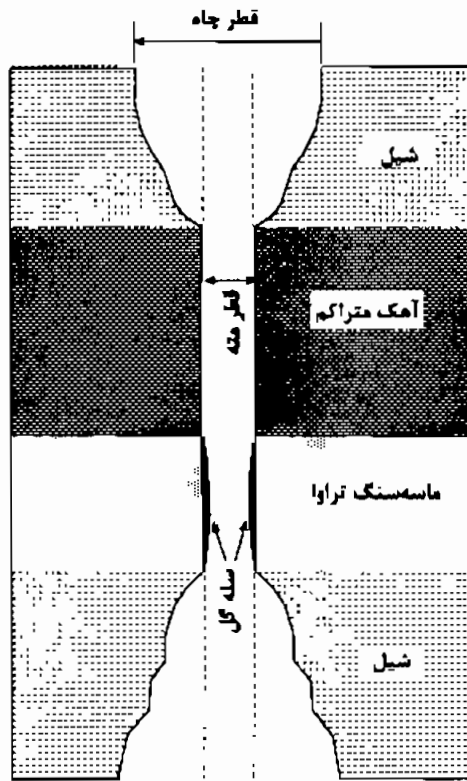
شکل ۱۱-۴۷ - تصویر یک ابزار کالیپر دو بازویی

انواع نمودار کالیپر، بر اساس چگونگی اندازه‌گیری، در شکل ۱۱-۴۸ نشان داده شده است. نوع چهار بازوی مستقل (four independent arms)، چهار اندازه‌گیری متفاوت را نشان می‌دهد و لذا قادر است تغییرات نامتجانس قطر چاه را نشان دهد. نوع سه بازویی که معدل قطر چاه را نشان می‌دهد و نوع تک بازویی که قطر چاه را صرفاً با یک بازو اندازه می‌گیرد.



شکل ۱۱-۴۸ - نمودارهای کالیپر چهار بازوی مستقل، کالیپر با سه بازوی معدل گیر قطر و تک بازو

شکل ۱۱-۴۹ تغییرات دیواره چاه را که توسط نمودار کالیپر ثبت می‌شود، نشان می‌دهد. بعضی سازندها سست بوده و سبب ریزش در چاه و افزایش قطر آن می‌شوند، در صورتی که قطر چاه در بعضی سازندها مانند سنگ آهک متراکم تغییر نمی‌کند. در سازندهای تراوا، سله گل تشکیل شده در نتیجه قطر چاه از قطر مته حفاری کمتر می‌شود.

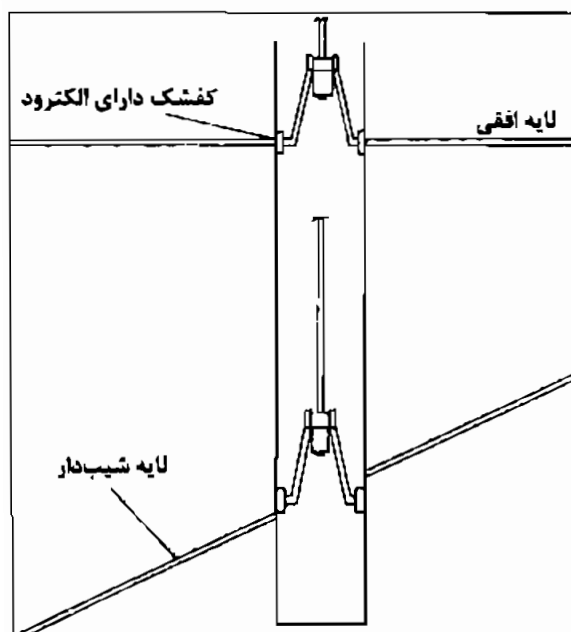


- استفاده‌های اولیه از نمودار کالیپر عبارتند از:
- ۱ - محاسبه حجم سیمان مورد نیاز برای جداره‌گذاری
 - ۲ - تعیین دقیق قطر چاه برای تصحیح سایر نمودارها
 - ۳ - تعیین مکان مناطق نفوذپذیر که توسط سله گل مشخص شده‌اند

شکل ۱۱-۴۹ - شکل چاه در سازندهای متفاوت

۱۱-۶ شیب‌سنج (Dipmeter)

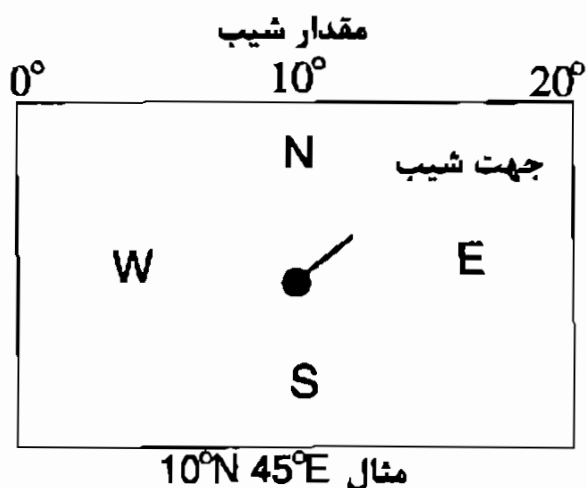
این ابزار برای تعیین امتداد و شیب لایه‌های حفر شده در چاه استفاده می‌شود. این موضوع در مطالعه چینه‌شناسی و عوارض ساختمانی مهم است. شیب‌سنج اطلاعاتی درباره مقدار و جهت شیب سازند ثبت می‌کند. چون زاویه شیب چاه از حالت عمود بررسی می‌شود، مقدار و امتداد انحراف چاه نیز مشخص می‌شود. وسیله‌ای که برای اندازه‌گیری شیب استفاده می‌شود دارای ۳



شکل ۱۱-۵۰ - اساس ابزار نمودار شیب‌سنج

یا ۴ الکتروود ریزمقاومت تماسی است که در یک سطح عمود نسبت به دیوار چاه با فواصل مساوی هم قرار گرفته‌اند. هر مجموعه الکتروود یک نمودار الکتریکی جداگانه را ثبت می‌کند. توسط این منحنی‌ها می‌توان عمل تطابق نقاط یعنی نقاط دارای خصوصیات مشترک را انجام داد. اگر سطح طبقه‌بندی مشابه سطح سه الکتروود نباشد منحنی‌های جایجا شده و نسبت به هم در سطوح گوناگونی قرار می‌گیرند. شکل ۱۱-۵۰ این اصول را شرح می‌دهد.

مقدار و چگونگی جابجایی نمودارها به راحتی با استفاده از نرم‌افزارهای خاصی تبدیل به اطلاعات مقدار و جهت شیب می‌شود. اشکال فلش مانند برای نمایش نمودار شیب‌سنجی بکار برده می‌شود. انتهای فلش مقدار شیب و خط فلش جهت شیب را نشان می‌دهد (شکل ۱۱-۵۱).

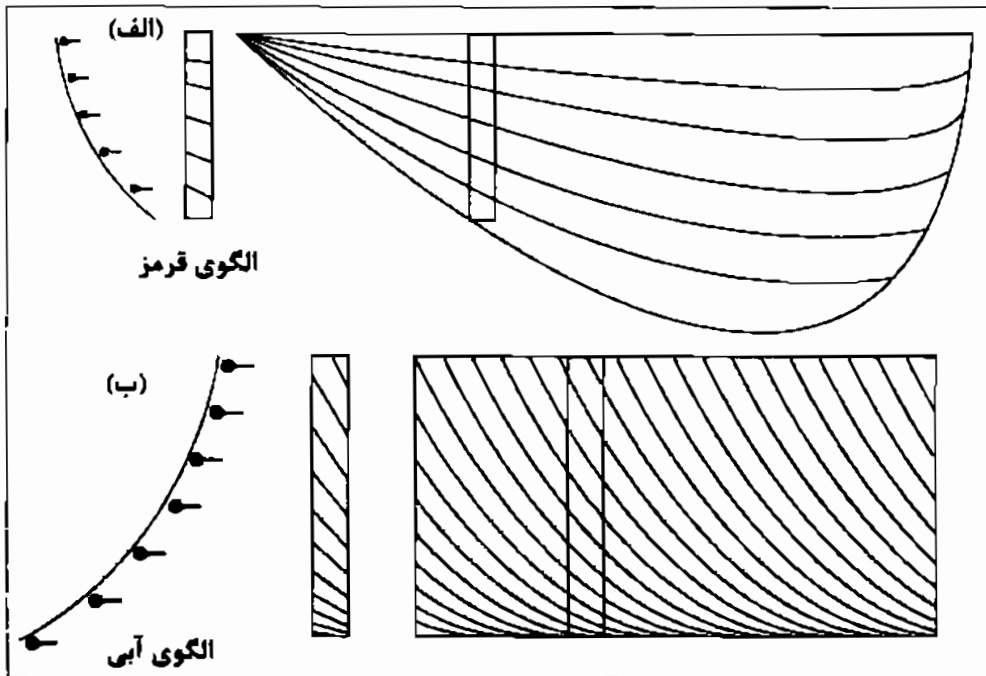


شکل ۱۱-۵۱ - چگونگی نمایش نتایج یک شیب‌سنج

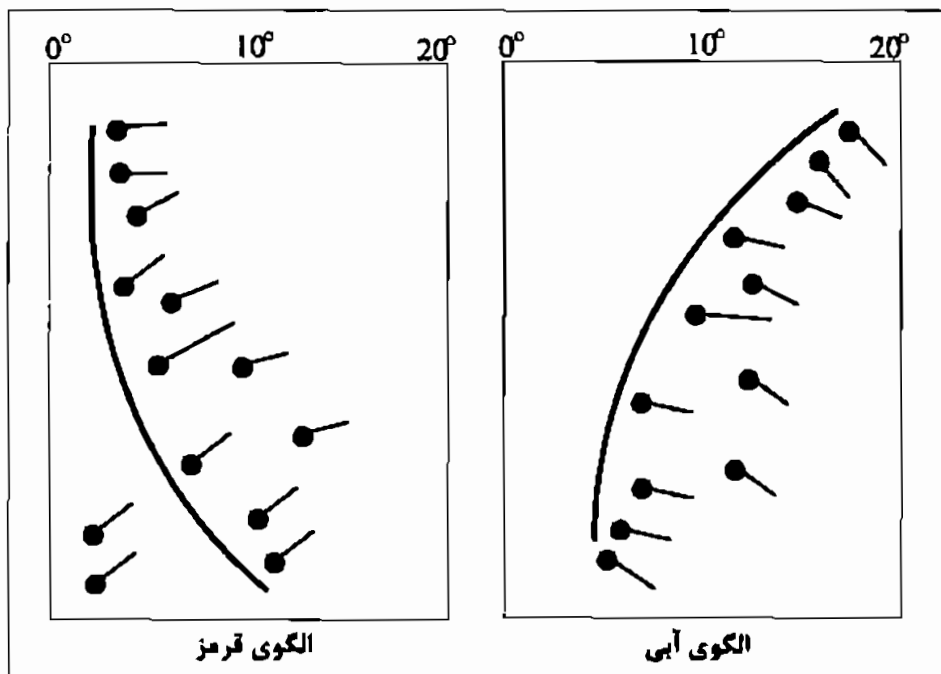
یکی از استفاده‌های بسیار مهم نمودار شیب‌سنج به دست آوردن یک تصویر عمومی از ساختمان زمین‌شناسی یک چاه اکتشافی است. اگر یک چاه اکتشافی از نظر اقتصادی غیر سودمند باشد بررسی شیب‌سنجی ممکن است چاه دیگری را نشان دهد که می‌تواند در یک مکان مقرون به صرفه ساختمان زمین‌شناسی حفر شود.

ابزارهای شیب‌سنج نه تنها شیب‌های تکتونیکی را مشخص می‌سازد، بلکه نوع با حدتفکیک بالا قادر است ساخت‌های رسوبی نظیر طبقه‌بندی مورب که در آن‌ها تغییر شیب در لایه‌ها وجود دارد را نیز مشخص کند (شکل ۱۱-۵۲). امروزه این نوع نمودارها به خوبی در تعبیر و تفسیر محیط‌های رسوبی بکار برده می‌شود.

در نمودارهای شیب‌سنجی، تغییرات شیب در چهار الگو، که با اسامی رنگ‌ها نامگذاری می‌شوند، مشخص می‌شوند. الگوی آبی نشانگر کاهش شیب به سمت پایین است (شکل ۱۱-۵۳)، الگوی قرمز نشانگر افزایش شیب به سمت پایین است، الگوی سبز زمانی است که تغییرات شیب با عمق وجود نداشته باشد و الگوی زرد نشانگر تغییرات بی‌قاعده شیب است.

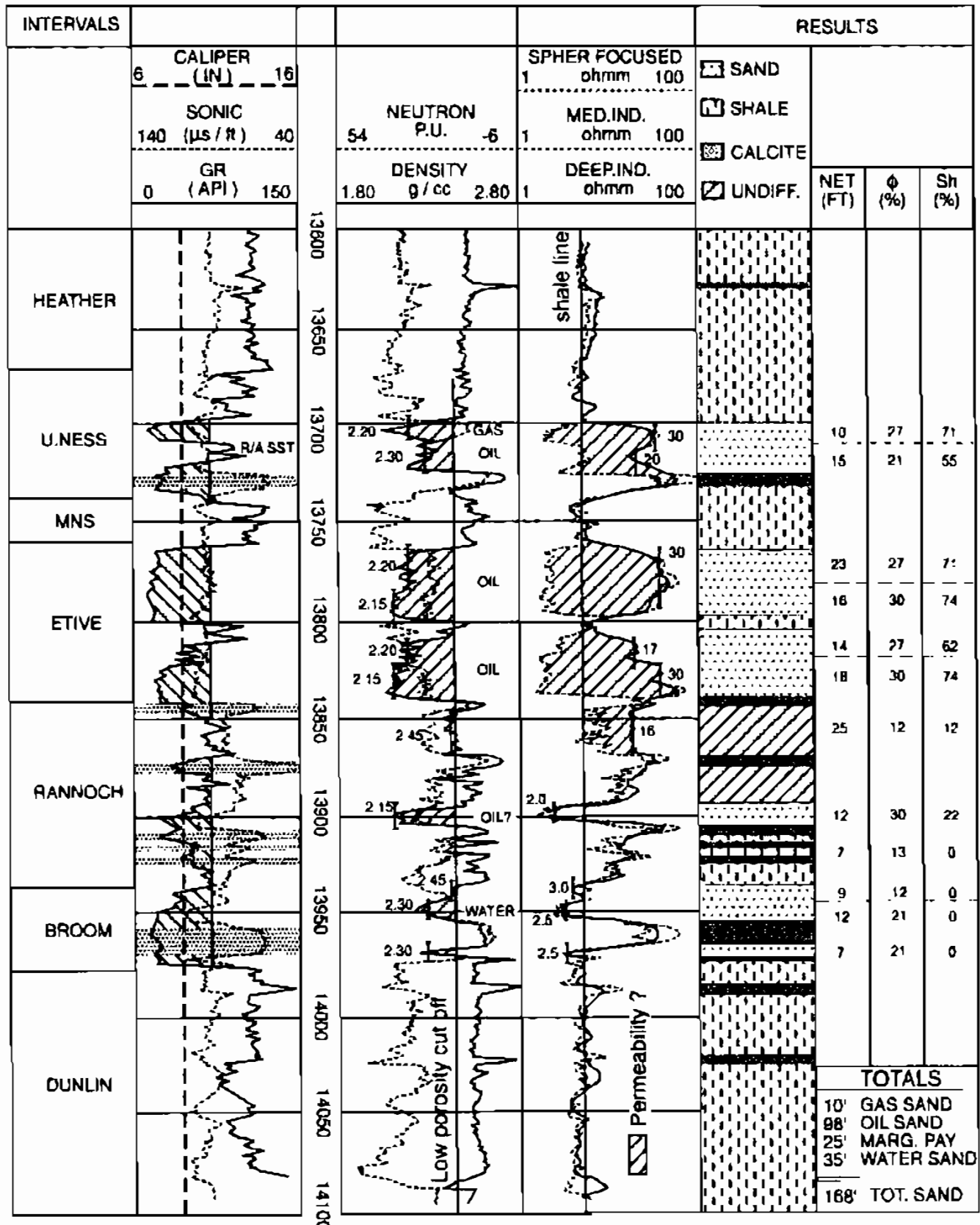


شکل ۱۱-۵۲ مثالی از تغییر شیب در داخل رسوبات، رسوبات پرکننده کانال (الف) و طبقبندی مورب (ب)



شکل ۱۱-۵۳ - الگوی شیب در نمودارهای شیب‌سنج

در پایان، یک نمودار مرکب که در آن عمده نمودارهای بیان شده در فوق و نتایج ارزیابی آن‌ها نظیر لیتولوژی، ضخامت تولید، تخلخل و اشباع شدگی هیدروکربن آمده است، در شکل ۱۱-۵۴ نشان داده می‌شود. امروزه، تفسیر نمودارها با استفاده از کامپیوترهای سریع و نرم افزارهای پیشرفته بسیار سریع و مطمئن شده است.



شکل ۱۱-۵۴ - یک نمودار مرکب با نتایج ارزیابی شده نظیر لیتولوژی، ضخامت تولید، تخلخل و اشباع شدگی هیدروکربن

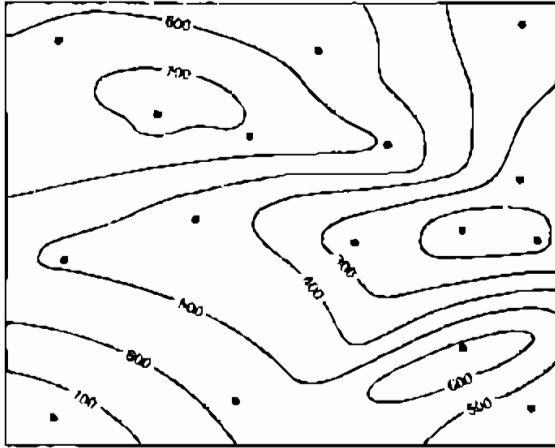
۱۲- نقشه‌ها و مقاطع عرضی متداول در زمین‌شناسی نفت

توسط زمین‌شناسان نفت نقشه‌های زیرسطحی (subsurface maps) زیادی ساخته شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد که شامل نقشه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی می‌باشد. این نقشه‌ها ساختمان‌های زیرسطحی (subsurface structures)، شکل هندسی (geometry) لایه‌های رسوبی، ضخامت آن‌ها و نیز خصوصیات داخلی متعلق به آن‌ها مثل تخلخل و تراوانی را به نمایش می‌گذارند. همچنین این نقشه‌ها می‌توانند موقعیت تجمع هیدروکربن را نشان دهند. چون ماهیت عمده این نقشه‌ها به صورت نقشه‌های کانتوری است، به طور مختصر در مورد آن‌ها توضیح داده می‌شود.

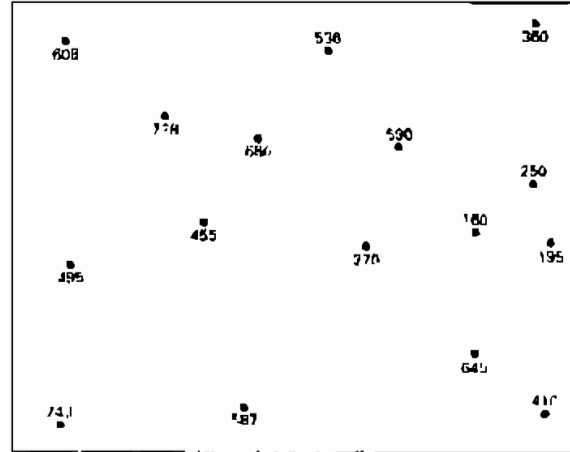
در هنگام ساختن نقشه‌های کانتوری موارد زیر باید رعایت شود:

- ❖ از میان همه مقیاس‌ها و فاصله‌های کانتوری، آن‌هایی باید استفاده شوند که مناسب و مطابق با داده‌های موجود برای نقشه‌بردار باشند.
- ❖ نقشه‌ها نباید توسط داده‌های اضافی شلوغ و گیج‌کننده شوند. چنانچه نقشه‌ای شلوغ باشد غیرقابل استفاده می‌شود و تنها قابل فهم برای کسی است که آن را رسم کرده است.
- ❖ به طور کلی درک مقایسه‌ها، الگوها و رنگ‌های بکار رفته در نقشه بسیار سودمند است.
- ❖ همه نقشه‌ها و مقاطع زمین‌شناسی در یک منطقه باید با هم مطابقت داشته باشند. به عبارت دیگر یک نقشه باید از انواع دیگر نقشه‌ها پیروی کند و تضادها و آنومالی‌های بین نقشه‌ها باید رفع شوند.
- ❖ در رسم کانتورها بایستی دقت زیادی کرد، اگر چه امروزه کامپیوتر و نرم افزارها وظیفه رسم کانتورها را به عهده دارند.
- ❖ در یک منطقه بهتر است شیوه ساختاری منطقه به عنوان اساس کانتورکشی در نظر گرفته شود. برای اینکه این شیوه ساختاری شناخته شود، زمین‌شناس باید سعی کند مجموعه‌ای از تفسیرها، اعتقادات و هر نظری که در مورد سبک ساختمانی و چینه‌شناسی منطقه وجود دارد را به خوبی بشناسد. شکل‌های ۱-۱۲ تا ۵-۱۲ تنوعی از تفسیرهای ممکن را برای نقاط کنترل ثابتی نشان می‌دهد. این اشکال نشان می‌دهد که اگر زمین‌شناس به الگوی ساختاری منطقه آگاه نباشد خطوط نامناسبی را می‌تواند برای رسم کانتورها انتخاب کند.

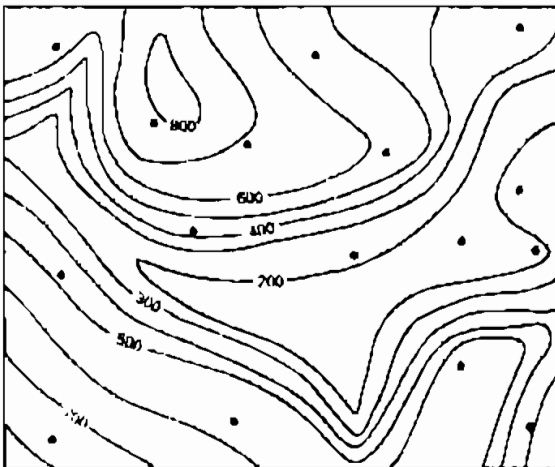
❖ اگر بین دو نقطه کنترل تغییرات ناگهانی از نظر ارتفاع یا ضخامت وجود داشته باشد، به احتمال زیاد زمین‌شناسی، باید این تغییر ناگهانی به وسیله یک گسل ایجاد شده باشد.



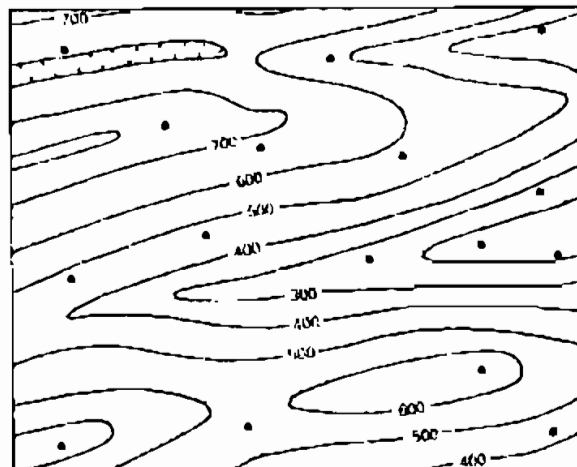
شکل ۱۲-۲ - این نقشه فقط بر اساس ارزش نقاط رسم شده است



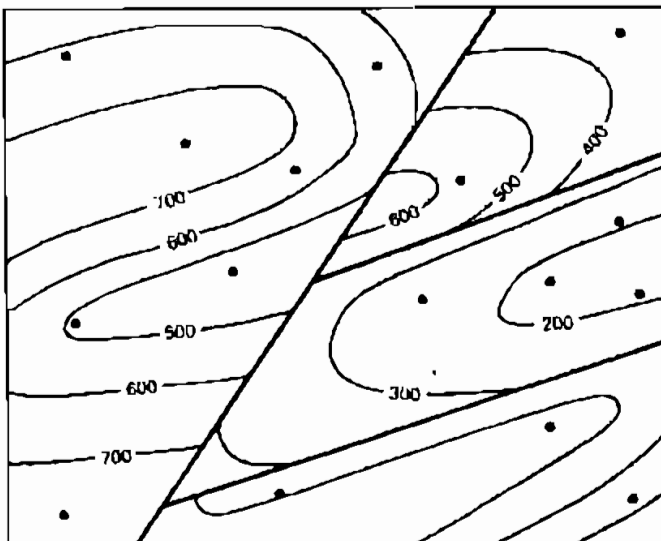
شکل ۱۲-۱ - نقاط و مقادیر آنها برای رسم نقشه‌های کانتوری در شکل‌های ۱۲-۲ تا ۱۲-۵



شکل ۱۲-۳ - این نقشه بیانگر یک منطقه مرتفع است که توسط رودها فرسوده شده است



شکل ۱۲-۴ - این نقشه بر اساس وجود رشته‌ها و دره‌های موازی هم رسم شده است



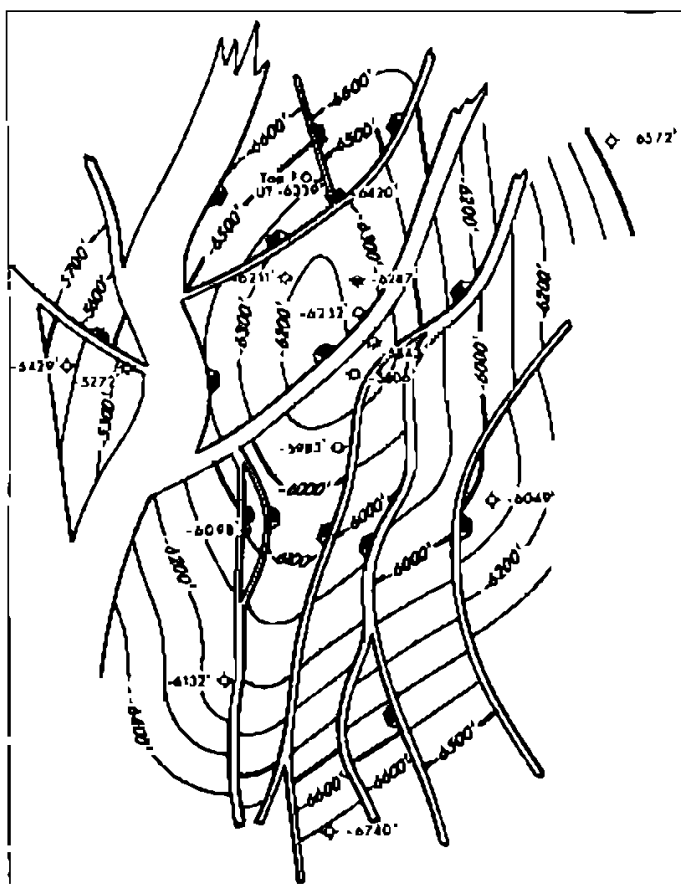
شکل ۱۲-۵ - این نقشه واقعی است که بر اساس اطلاعات زمین‌شناسی موجود در منطقه رسم شده است و طاق‌دیس‌هایی سینوسی را نشان می‌دهد که توسط یک گسل جابجا شده‌اند

۱-۱۲ انواع نقشه‌های زیرسطحی

نقشه‌های کانتوری زیرسطحی بسیار متنوعند. در این بخش از کتاب به توضیح انواع متداول آن پرداخته می‌شود.

۱-۱-۱۲ نقشه‌های کانتوری ساختمانی (Structural Contour Maps)

این نقشه‌ها معمولاً به طور ساده نقشه‌های ساختمانی نامیده می‌شوند. این نقشه‌ها، کانتورهایی

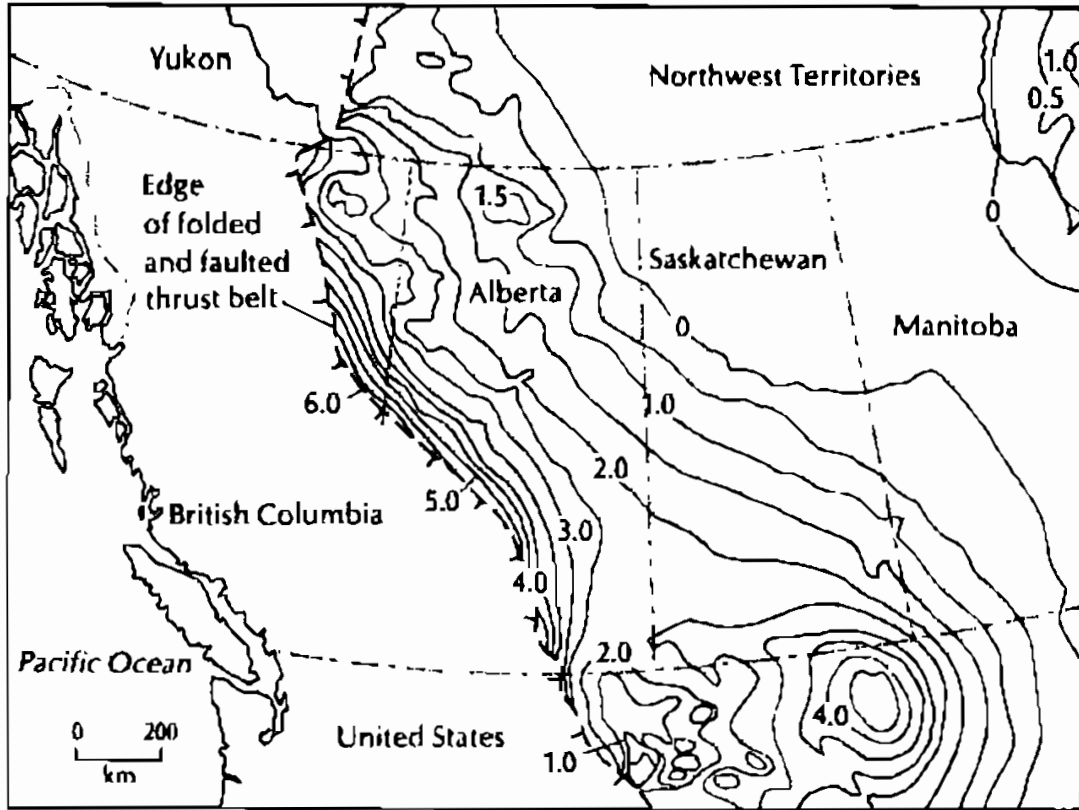


را بر روی افق‌های زمین‌شناسی زیرسطحی نسبت به سطح مبنای تعیین شده، که معمولاً سطح تراز دریا است، نشان می‌دهند. زمین‌شناس سازنده این نقشه‌ها باید افق انتخابی خود را مشخص کرده و بدرستی نمایش دهد. این افق معمولاً عمق قاعده پوش سنگ و یا عمق بالای مخزن است. نقشه‌های ساختمانی به خوبی قادرند ساختارهای زیر سطحی را به نمایش بگذارند (شکل ۱۲-۶).

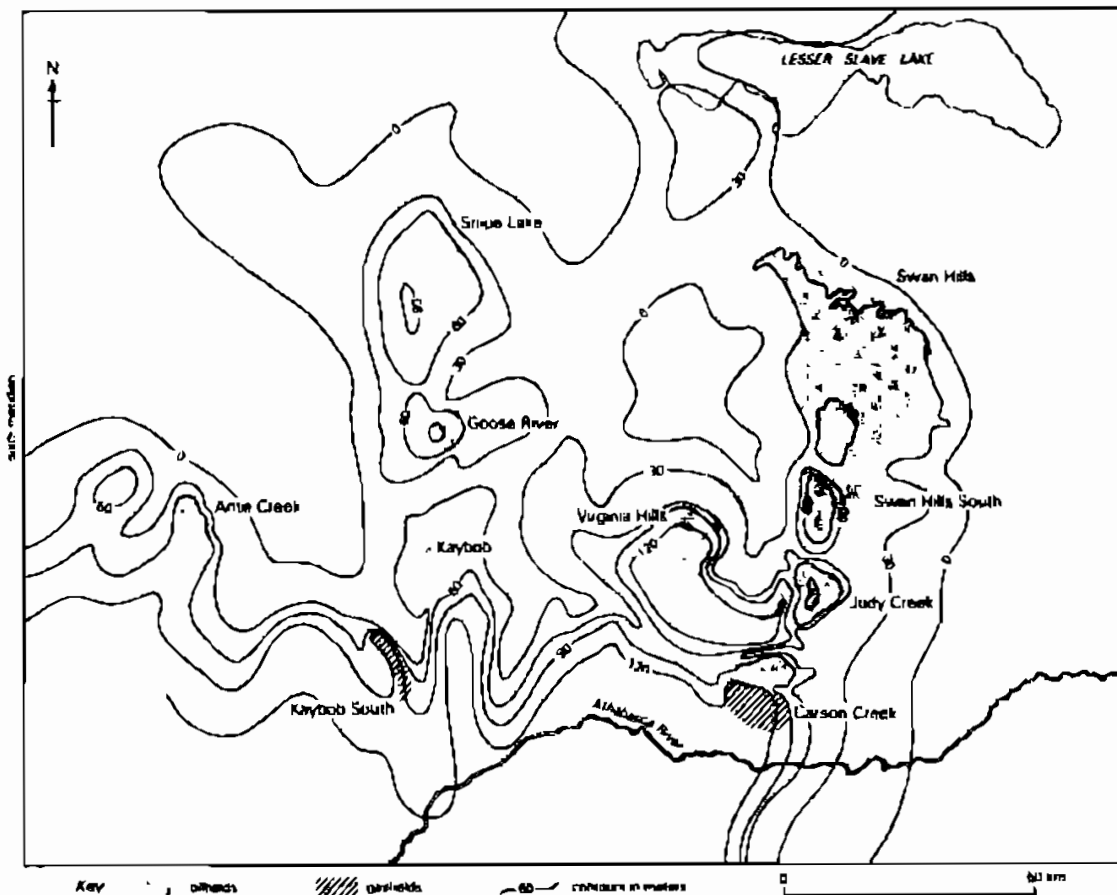
شکل ۱۲-۶ - مثالی از یک نقشه کانتوری ساختمانی

۱-۱-۱۲ نقشه‌های هم‌ضخامت (Isopach Maps)

در نقشه‌های هم‌ضخامت، کانتورها تغییرات ضخامت لایه‌های معین را در منطقه مورد مطالعه نشان می‌دهد. این لایه ممکن است یک واحد لیتواستراتیگرافی از قبیل یک سازند یا یک واحد زمانی - استراتیگرافی مثل یک سیستم و یا یک محدوده مشخص بین دو ناپیوستگی (یک سکانس) یا یک واحد اقتصادی مثل ضخامت زون تولید (pay zone) سنگ مخزن از یک میدان نفتی باشد (شکل‌های ۱۲-۷ و ۱۲-۸).

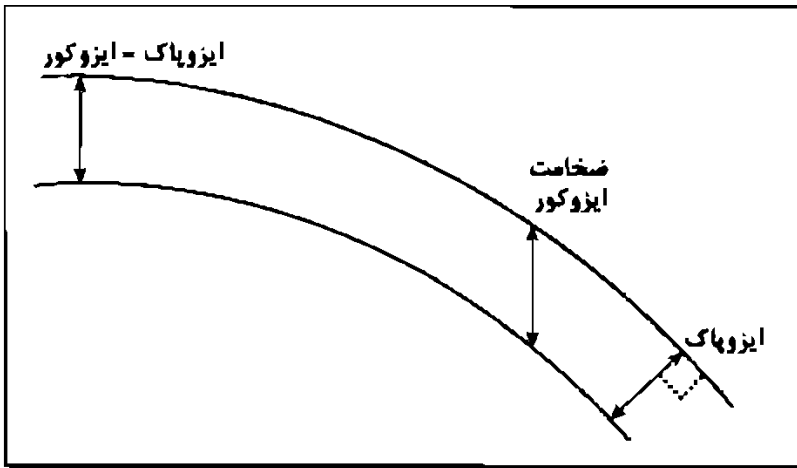


شکل ۱۲-۷ - نقشه هم ضخامت رسوبات فانروزوئیک در حوضه غربی کانادا. ارزش کانتورها بر اساس کیلومتر است



شکل ۱۲-۸ - نقشه هم ضخامت اینتروال دارای ریف تولید کننده هیدروکربن در آلبرتای کانادا

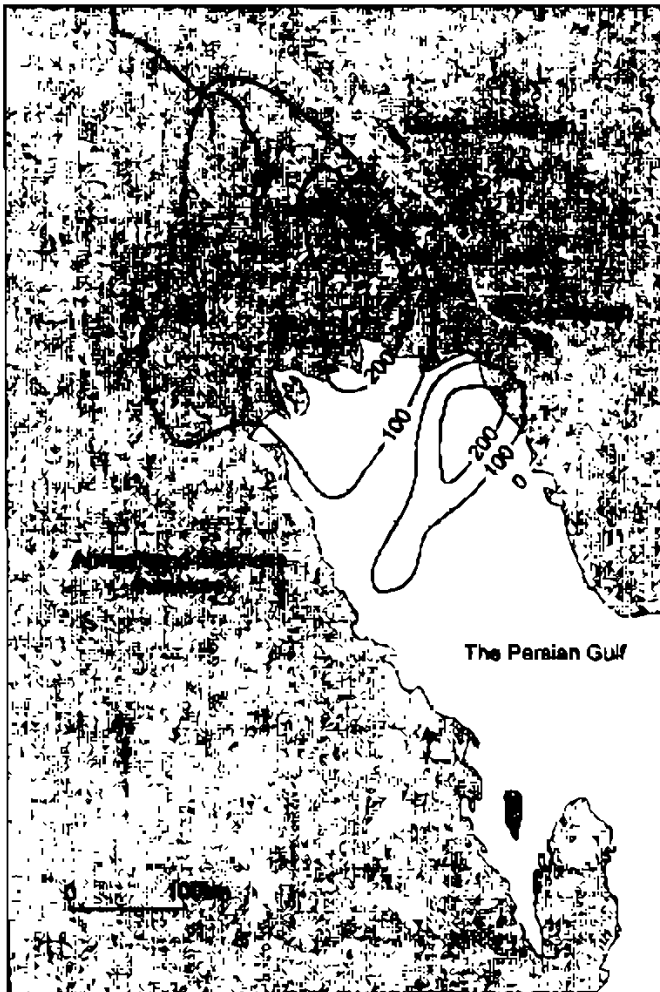
گاهی اوقات به واژه ایزوکور (isochore) بر می‌خوریم که منظور از آن ضخامت حفاری



شکل ۹-۱۲ - ضخامت ایزوپاک و ایزوکور

شده است، ولی منظور از ایزوپاک ضخامت واقعی طبقات است (شکل ۹-۱۲). نقشه‌های ایزوکور برای کارهایی نظیر محاسبه ضخامت زون هیدروکربن‌دار مفید است، در صورتی که نقشه‌های ایزوپاک برای مطالعات رسوب‌شناسی اهمیت دارد.

۱۲-۱-۳ نقشه‌های رخساره ای (Facies Maps)

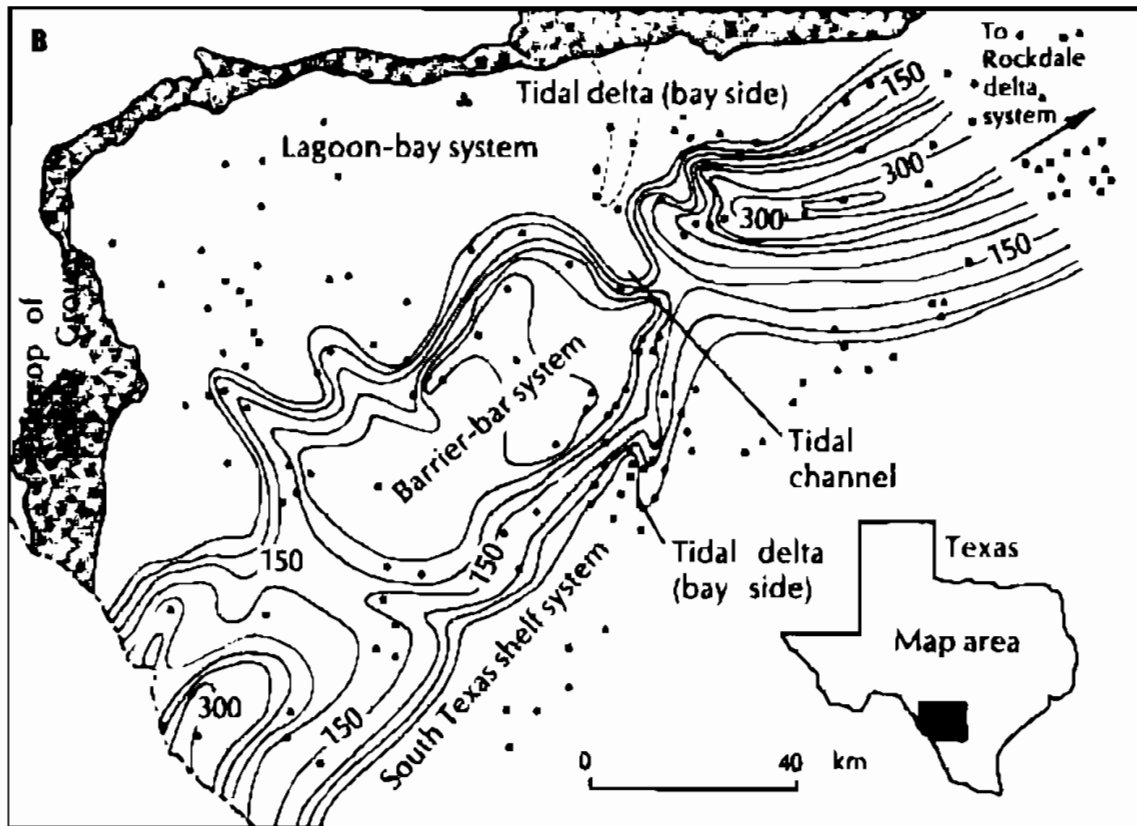


معمول‌ترین استفاده از نقشه‌های رخساره‌ای نشان دادن لیتوفاسیس‌ها است. نقشه‌های لیتوفاسیس مرسوم دو نوع اصلی هستند:

(a) نقشه‌های ایزولیت یا هم‌سنگی (Isolith Maps)

این نقشه‌ها، ضخامت یک لیتولوژی منفرد را نشان می‌دهند. مثل ضخامت لایه‌های دولومیتی یا ضخامت لایه‌های ماسه‌سنگی. شکل ۱۰-۱۲ و ۱۱-۱۲ دو مثال از نقشه‌های هم‌سنگی ماسه را نشان می‌دهد.

شکل ۱۰-۱۲ - مثالی از یک نقشه هم‌سنگی ماسه متعلق به بخش ماسه سنگی اهواز از سازند آسماری



شکل ۱۲-۱۱ - نقشه هم سنگی ماسه متعلق به پشته‌های سدی و لاگون پشت آن از رسوبات گروه Wilcox به سن انوسن در تگزاس است. فواصل کانتوری ۳۰ متر است

شکل ۱۲-۱۲ نقشه هم‌ضخامت و هم‌سنگی را با یکدیگر مقایسه می‌کند. همان‌گونه که در شکل پیداست نقشه هم‌سنگی ماسه‌سنگ به خوبی گسترش موضعی مناطق پتاسیل هیدروکربن را نشان می‌دهد.

(Percentage Maps) لیتولوژی درصدی (b) نقشه‌های

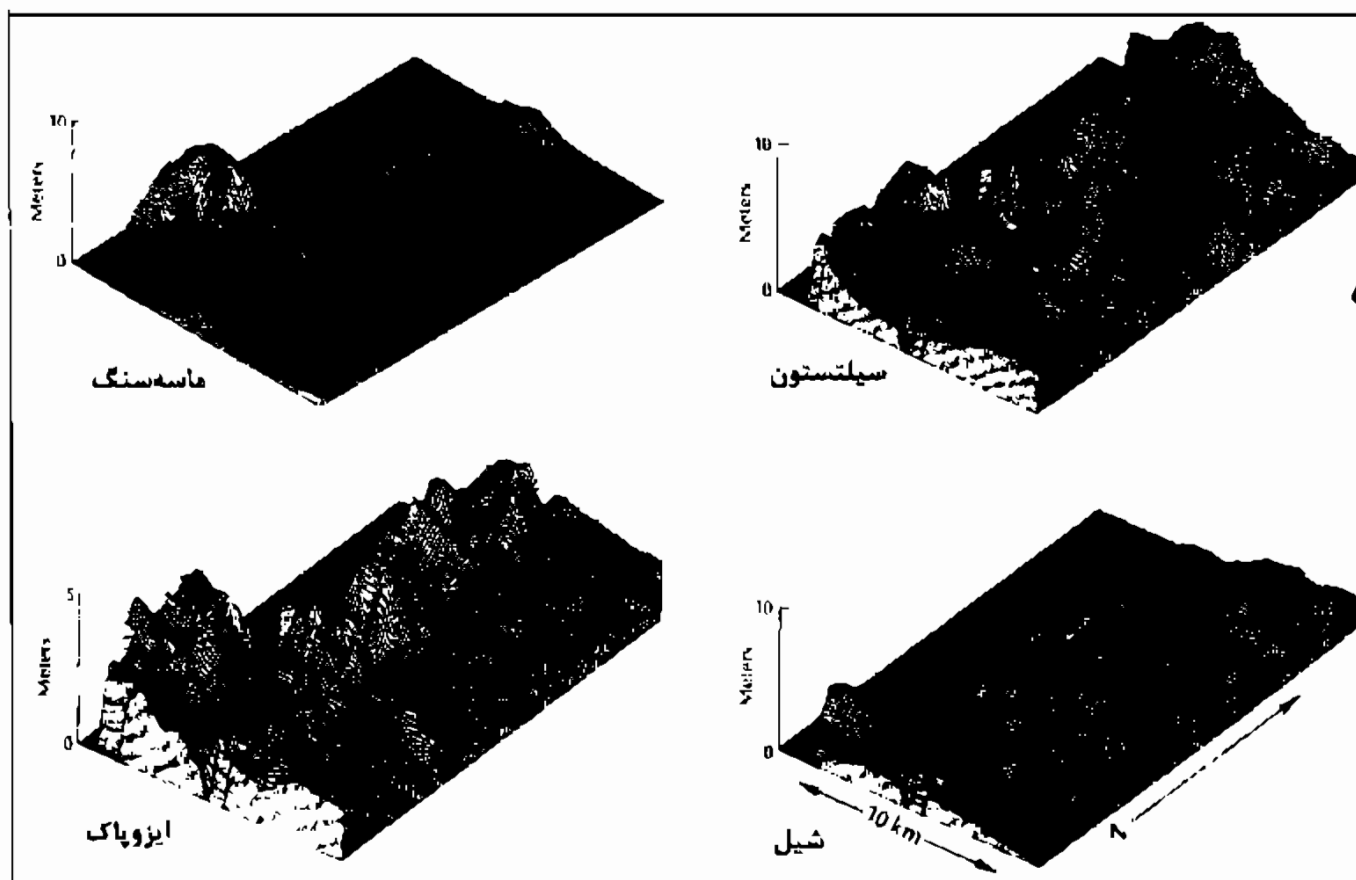
این نقشه‌ها درصدی از بخش انتخابی تشکیل دهنده یک سازند را نسبت به کل ضخامت سازند نشان می‌دهند (مثلاً ضخامت آهک چند درصد از ضخامت کل لیتولوژی است). تفاوت نقشه‌های ایزولیت و نقشه‌های درصدی در این است که نقشه ایزولیت بدون در نظر گرفتن ضخامت کل رسم می‌شود، در حالی که نقشه درصدی با در نظر گرفتن ضخامت کل کشیده می‌شود. نقشه درصدی بیشتر جهت تعبیر و تفسیر محیطی کاربرد دارد، در حالی که نقشه ایزولیت بیشتر مناسب مطالعه مخزن است.

(Ratio Maps) نقشه‌های نسبتی (c)

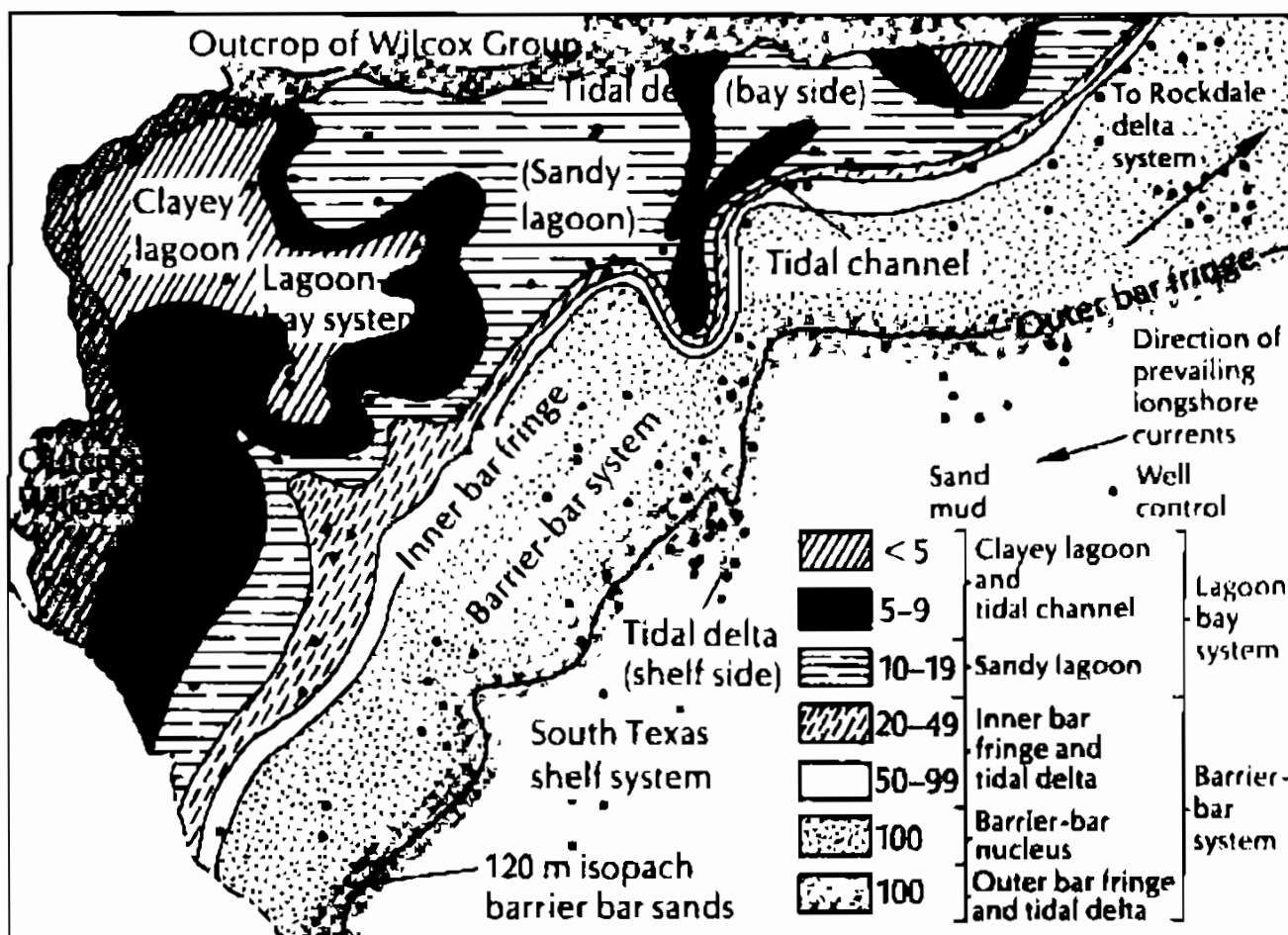
این نقشه‌ها نسبت ضخامت لیتولوژی‌های مختلف را نسبت به یکدیگر نشان می‌دهند. یکی از مهمترین این نسبت‌ها، نسبت آواری است که در واقع نسبت بین ضخامت سنگ‌های آواری به گروه غیرآواری (یعنی کربنات و تبخیری‌ها) را نشان می‌دهد. انتخاب نوع نسبت کاملاً اختیاری

است و بنا به نوع مطالعه می‌تواند تغییر کند. به طور مثال این نسبت می‌تواند نسبت دولومیت به کربنات (آهک+دولومیت) باشد، فرضاً برای مطالعه تغییرات دولومیتی شدن در یک ناحیه، و یا نسبت زغال به شیل و غیره.

شکل ۱۲-۱۳ یک نقشه نسبتی را نشان می‌دهد که از نسبت ماسه به شیل استفاده شده است. همان‌طوری که در شکل پیداست، فواصل کانتوری توسط الگوهای نسبت داده شده در راهنمای نقشه، تزئین شده است. اگر الگوهای لیتولوژیکی به صورت استاندارد بکار برده شود، تعبیر و تفسیر چنین نقشه‌هایی را سهل‌تر می‌نماید.



شکل ۱۲-۱۳ - نقشه‌های سه بعدی هم‌ضخامت و هم‌سنگی که توسط کامپیوتر رسم شده است. نقشه هم‌ضخامت، ضخامت کل و نقشه‌های هم‌سنگی هم‌ضخامت بخش‌های ماسه‌سنگی، سیلتستونی و شیلی را مشخص می‌کند

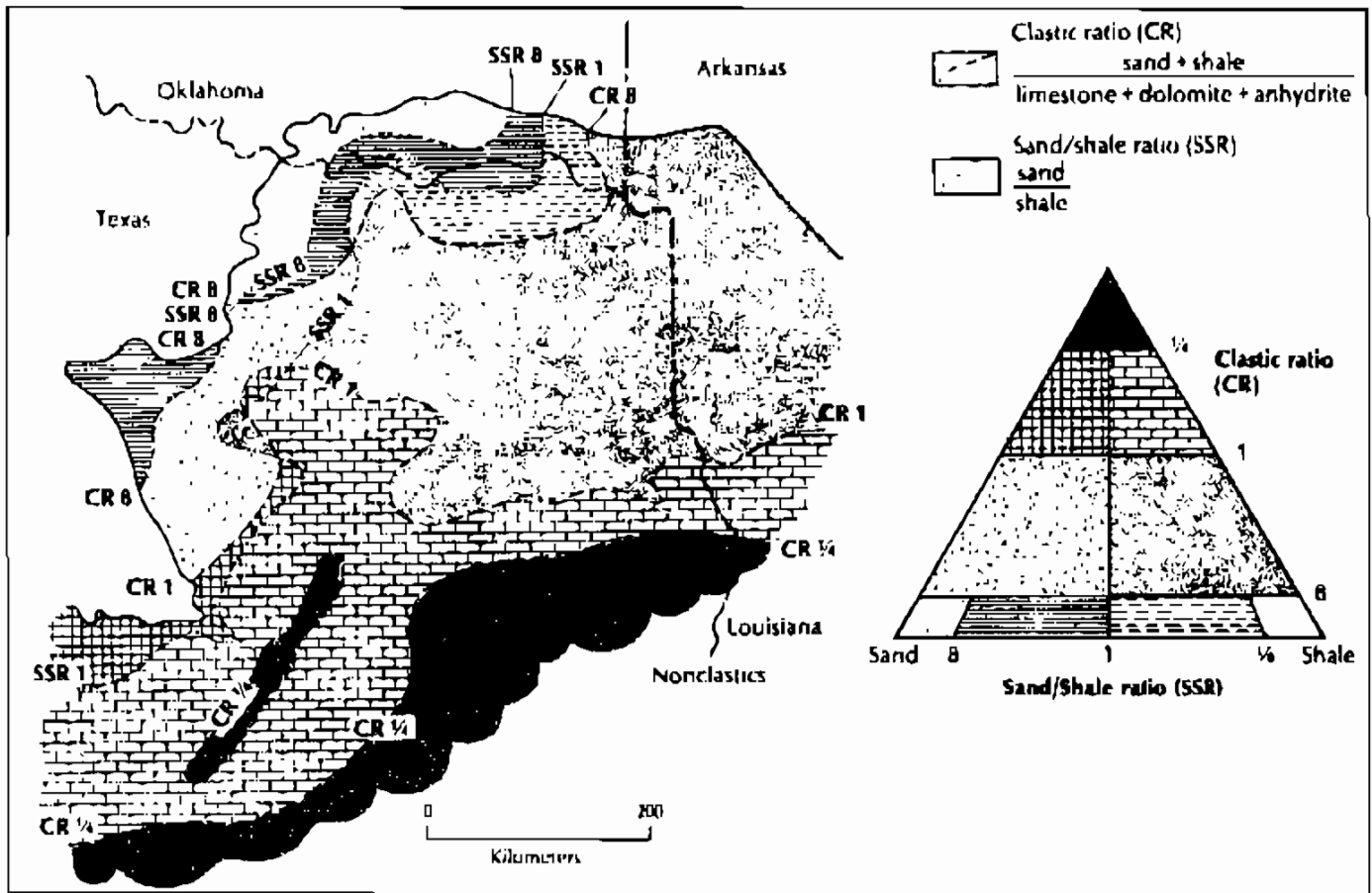


کل ۱۲-۱۳ - یک نقشه نسبتی که از نسبت ماسه به شیل استفاده شده است. این نقشه متعلق به پشته‌های سدی و لagoon پشت آن از رسوبات گروه Wilcox به سن ائوسن در تگزاس است

(d) نقشه‌های رخساره‌ای مثلثی (Triangle Facies Maps)

در این نوع نقشه‌ها، به جای استفاده صرف از خطوط کانتوری، از الگوهای لیتولوژیکی در رسم نقشه استفاده می‌شود. برای این منظور از دیاگرام‌های مثلثی با سه مولفه لیتولوژی استفاده می‌شود. حتی اگر بیشتر از سه مولفه وجود داشته باشد، این سه مولفه برای نشان دادن بیشترین بخش‌های سنگ‌های رسوبی کافی هستند، به خصوص اگر مولفه‌ها ترکیبی باشند، مثلاً مولفه کربنات که می‌تواند شامل سنگ آهک و دولومیت باشد.

با داشتن ضخامت سه مولفه یا سه عضو نهایی مثلث، نقطه مورد نظر بر روی دیاگرام مثلثی پلات شده و موقعیت نقطه پلات شده الگوی لیتولوژی آن نقطه را مشخص می‌کند. لذا با داشتن نقاط اطلاعات متعدد می‌توان نقشه نهایی را رسم نمود (شکل ۱۲-۱۴). مثلث رخساره‌ای باید به صورتی مفید به نواحی رخساره‌ای بر اساس الگوهای استاندارد لیتولوژی تقسیم شوند.



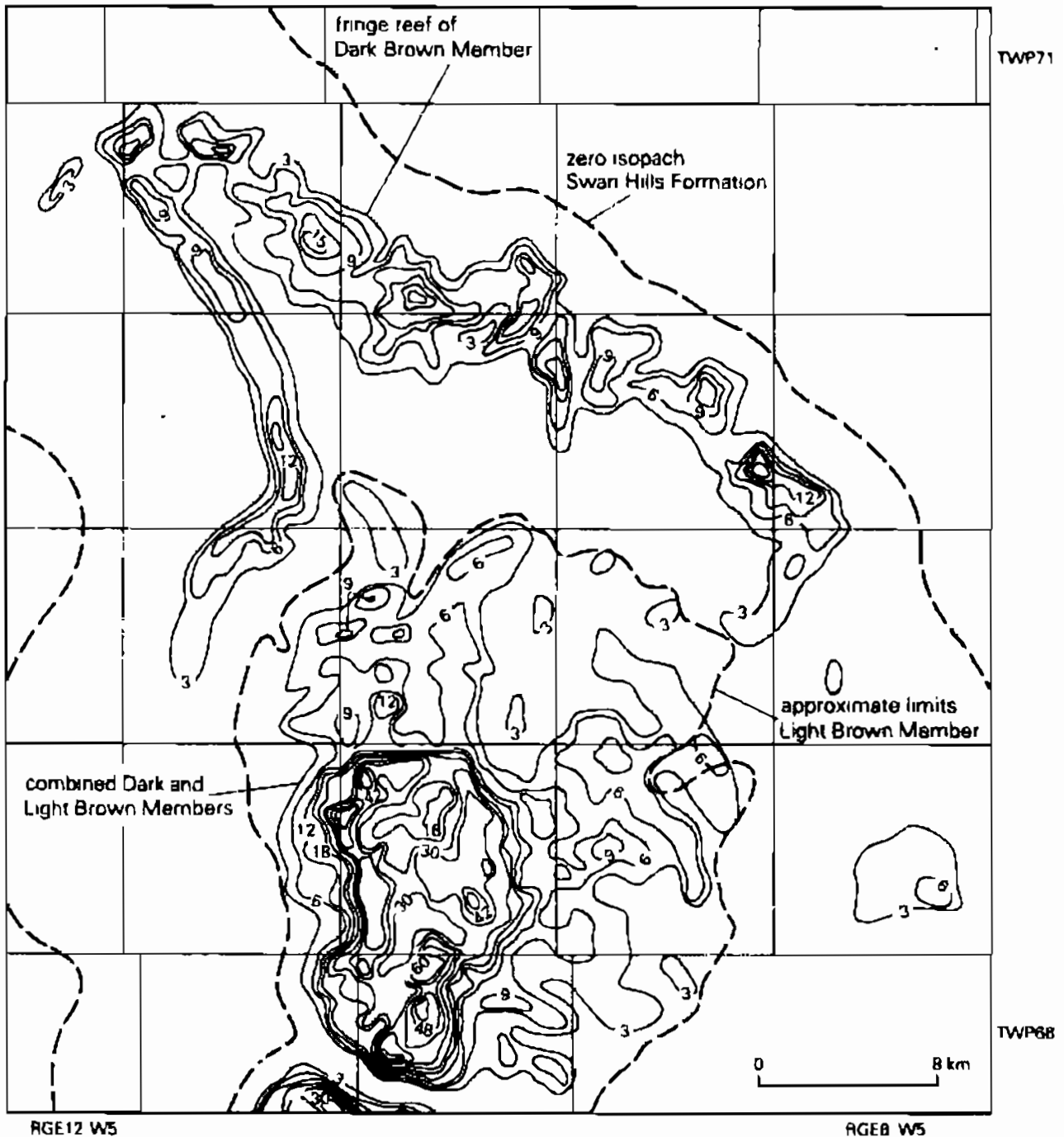
شکل ۱۲-۱۴ - مثالی از یک نقشه رخساره‌ای مثلثی. درصد نسبی سه مولفه (ماسه، شیل و غیرآواری) توسط الگوهای مختلفی، که در راهنمای نقشه تعریف شده، نشان داده شده است

۱۲-۱-۴ نقشه‌های ویژگی درونی

نقشه‌های ویژگی درونی، بیشتر خصوصیات انتخابی یک واحد استراتیگرافی منفرد را نظیر تخلخل، تراوایی، میزان تولید و یا هر ویژگی قابل تعیین دیگر را به نمایش می‌گذارند. نقشه‌های ویژگی داخلی که به طور خیلی معمول استفاده می‌شود شامل موارد زیر است:

(a) نقشه‌های هم‌تخلخل (Isoporosity)

این نقشه‌ها، خطوط هم‌تخلخل را در سنگ‌های مخزن نشان می‌دهند. (شکل ۱۲-۱۵). در این نوع نقشه‌ها ماهیت داده‌ها باید مشخص شود. تخلخل ممکن است در آزمایشگاه از مغزه‌ها بدست آمده باشد و یا از نمودارها محاسبه شود یا از داده‌های تولیدی تخمین زده شود.



شکل ۱۲-۱۵ - نقشه هم‌تخلخل سازند Swan Hill در شمال کانادا. تخلخل‌ها توسط نمودارهای چاه‌پیمایی محاسبه شده است. بخش‌های بسیار متخلخل متعلق به ریف‌های تولید کننده نفت است

(b) نقشه‌های هم حجم (Isovolume or Isovol Maps)

این نقشه‌ها از تلفیق مقادیر تخلخل و ایزوپیک‌ها حاصل شده‌اند و نشان دهنده کانتورهایی با حجم مساوی می‌باشند. به طور مثال یک لایه با ضخامت ۲۰ متر و تخلخل ۱۰٪ دارای ارزش مساوی با یک لایه به ضخامت ۱۰ متر و تخلخل ۲۰٪ است.

(c) نقشه‌های هم تمرکز و هم شوری (Isoconcentration and isosalinity)

این نقشه‌ها شوری آب‌های سازندی را نشان می‌دهند.

(d) نقشه‌های هم پتانسیل (Isopotential map)

نشان دهنده ظرفیت‌های تولید چاه‌ها در واحد زمان هستند.

(e) نقشه‌های ایزوبار (Isobar maps)

این نقشه‌ها نشان‌دهنده فشارهای اندازه‌گیری شده متداول در چاه‌ها هستند.

۱۲-۲ مقاطع عرضی (Cross Sections)

مقاطع عرضی قادرند تغییرات جانبی لایه‌ها را به خوبی مشخص نمایند.

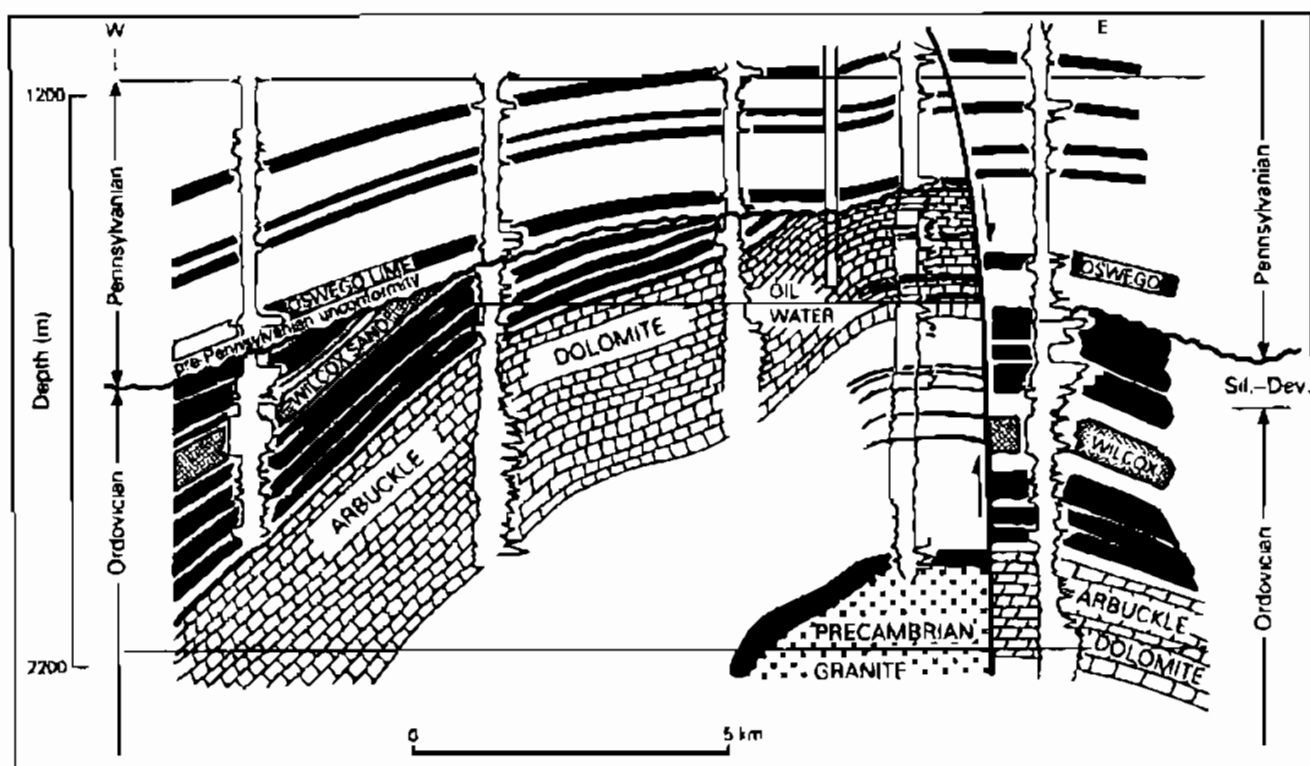
سه نوع مقطع عرضی برای زمین‌شناس نفت ضروری است.

۱- مقاطع عرضی مقایسه‌ای

اولین اشکال زمین‌شناختی هستند که بایستی در مرحله اول حفاری اکتشافی رسم شوند. هدف این مقاطع به طور ساده، این است که زمین‌شناس را قادر می‌سازند تا درباره معادل‌های استراتیگرافی بین چاه‌ها در کنترل‌های اولیه‌اش تصمیم‌گیری کند.

۲- مقاطع عرضی ساختمانی

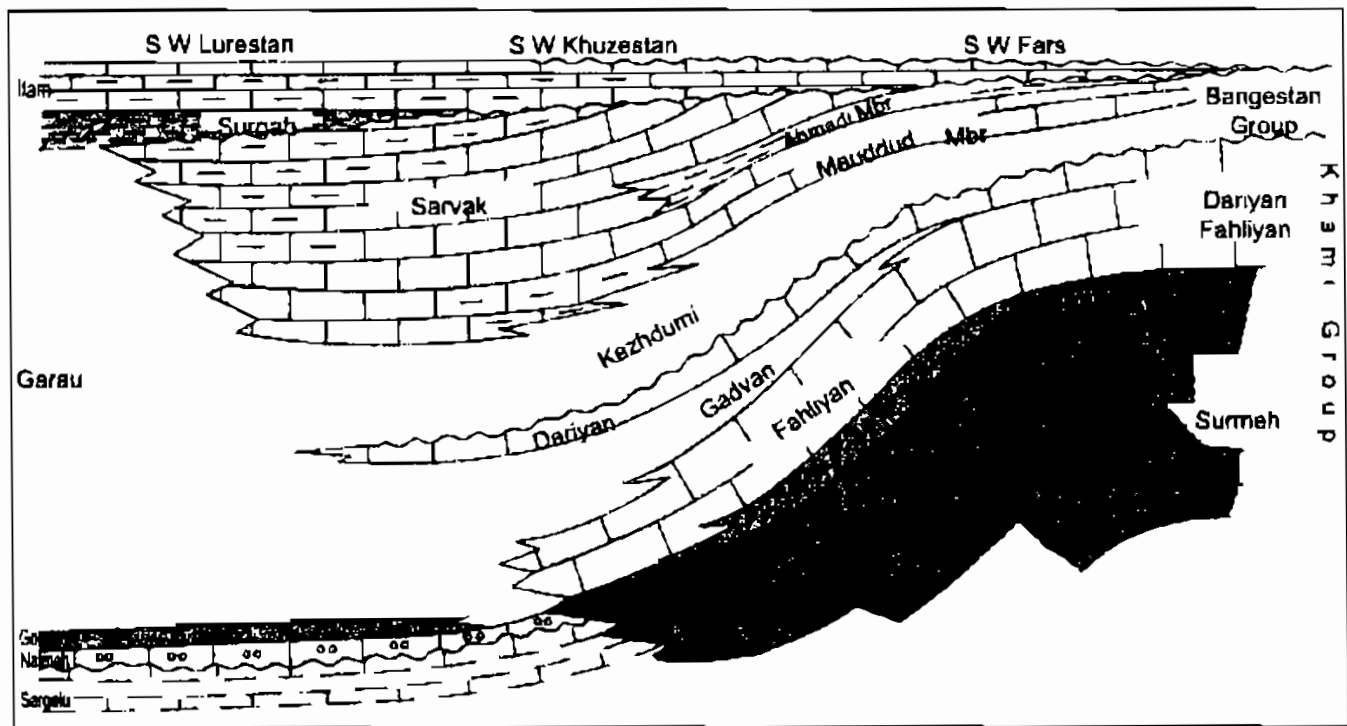
مقاطع عرضی ساختمانی وضعیت ساختمانی کنونی سنگ‌ها را نسبت به سطح دریا (به عنوان یک مبنای افقی) نشان می‌دهند (شکل ۱۲-۱۶).



شکل ۱۲-۱۶ - مقاطع عرضی ساختمانی از یکی از میادین نفتی

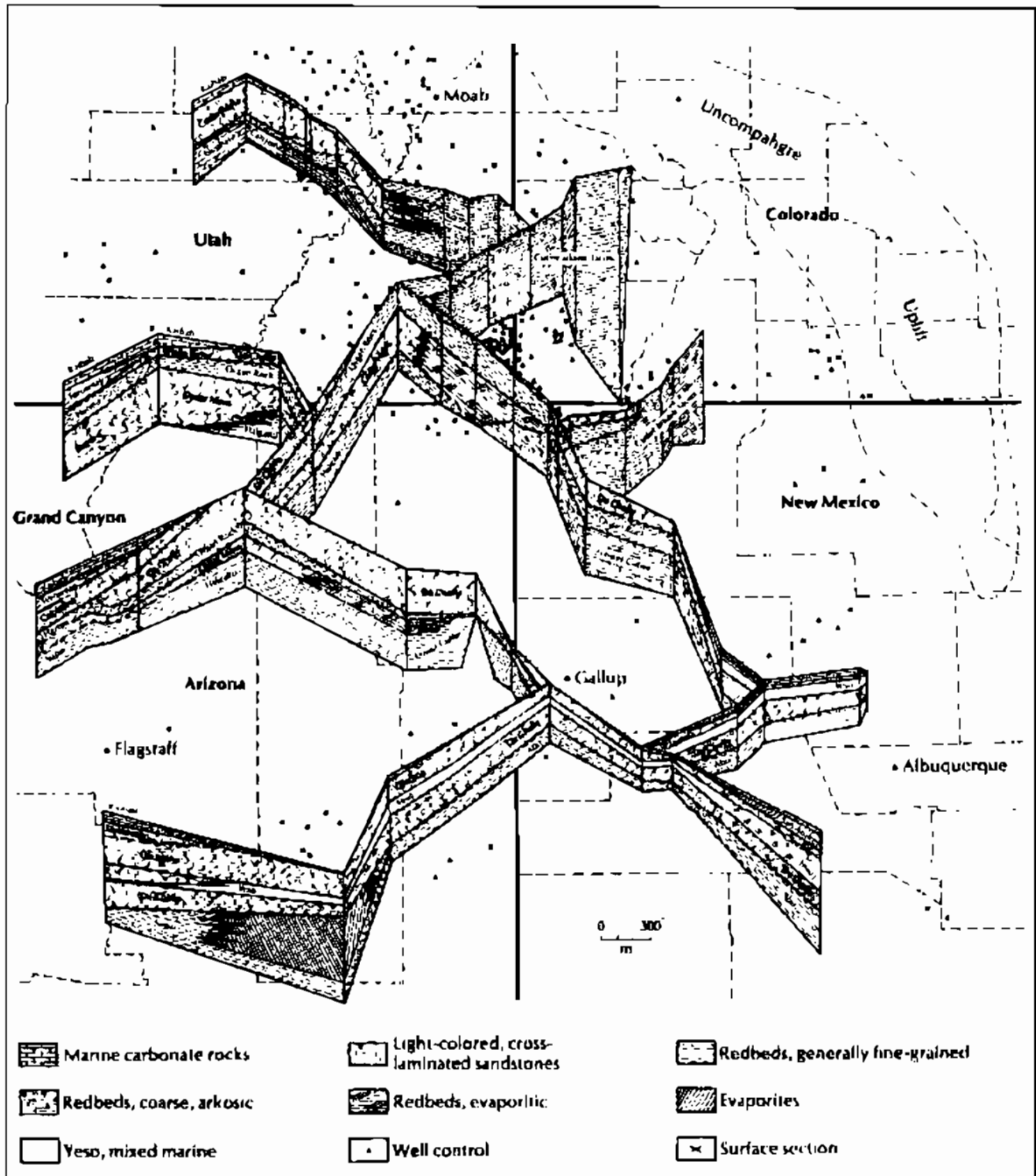
۲- مقاطع عرضی استراتیگرافی

در مقاطع عرضی استراتیگرافی، لایه‌ها با در نظر گرفتن یکی از آن‌ها به عنوان یک مبنای افقی تطابق داده می‌شوند. این مقاطع حالت‌های همه لایه‌های قدیمتر در زمان رسوبگذاری لایه مبنا را مشخص می‌کند. مقاطع عرضی باید در طول خطوط متعدد با نقاط کنترل کافی رسم شوند و نباید صرفاً محدود به جهت شیب (dip) یا امتداد (strike) حوضه شوند. شکل ۱۲-۱۷ مقطع عرضی استراتیگرافی ناحیه خلیج فارس را نشان می‌دهد.



شکل ۱۲-۱۷ - مقطع عرضی استراتیگرافی در طول خلیج فارس که تغییرات جانبی رسوبات ژوراسیک و کرتاسه را نشان می‌دهد

گروهی از مقاطع عرضی در راستاهای متفاوت به شکل نمودارهای نرده‌ای (fence diagram) ارائه می‌شوند که یک دید تقریباً سه بعدی نسبت به تغییرات جانبی فراهم می‌کند (شکل ۱۲-۱۸). با استفاده از نرم افزارهای کامپیوتری می‌توان فواصل خالی نمودارهای نرده‌ای را نیز تکمیل نمود و یک مدل منسجم استراتیگرافی ارائه داد.



شکل ۱۲-۱۸ - مثالی از یک نمودار نرده‌ای. با استفاده از این نوع نمودارها می‌توان تغییرات پیچیده جانبی رخساره‌ها را مشخص نمود

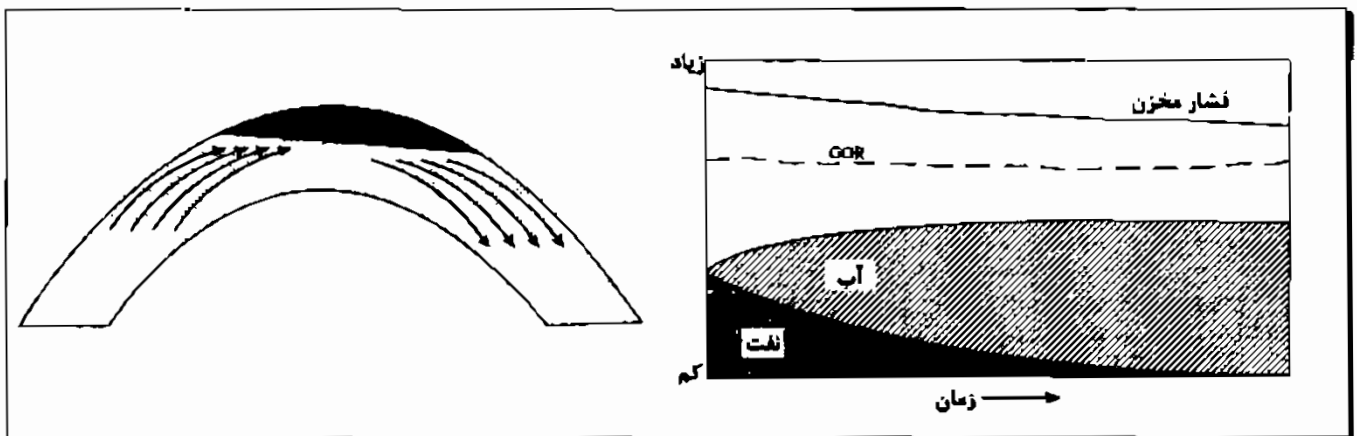
۱۳- مکانیسم نیروهای محرک و انواع بازیافت در مخازن هیدروکربنی

۱-۱۳ انواع مکانیسم نیروهای محرک مخازن هیدروکربنی

در مخازن هیدروکربنی نیرویی که باعث جریان هیدروکربنها از مخزن به چاه می‌شود، نیروی محرک (driving force) نامیده می‌شود. مکانیسم‌های متعددی از نیروهای محرک وجود دارد که عبارتند از مکانیسم‌های: آبران، کلاهِک گازی‌ران، گازمحلول ران، ثقلی و مکانیسم‌های مرکب.

۱-۱-۱۳ مکانیسم آبران (Water Drive Mechanism)

نیروی هیدرودینامیکی مهمترین عامل مکانیسم آبران برای تولید هیدروکربن است (شکل ۱۳-۱). در طی تولید از یک مخزن با نیروی محرکه آبران، فشار مخزن به آرامی کاهش می‌یابد و نسبت گاز به نفت (GOR) و سرعت جریان تقریباً ثابت مانده، اما تولید نفت با افزایش تولید آب کاهش می‌یابد (شکل ۱۳-۱). مکانیسم آبران از مکانیسم‌های مؤثر با فاکتور بازیافتی (recovery factor) بیش از ۶۰ درصد است.

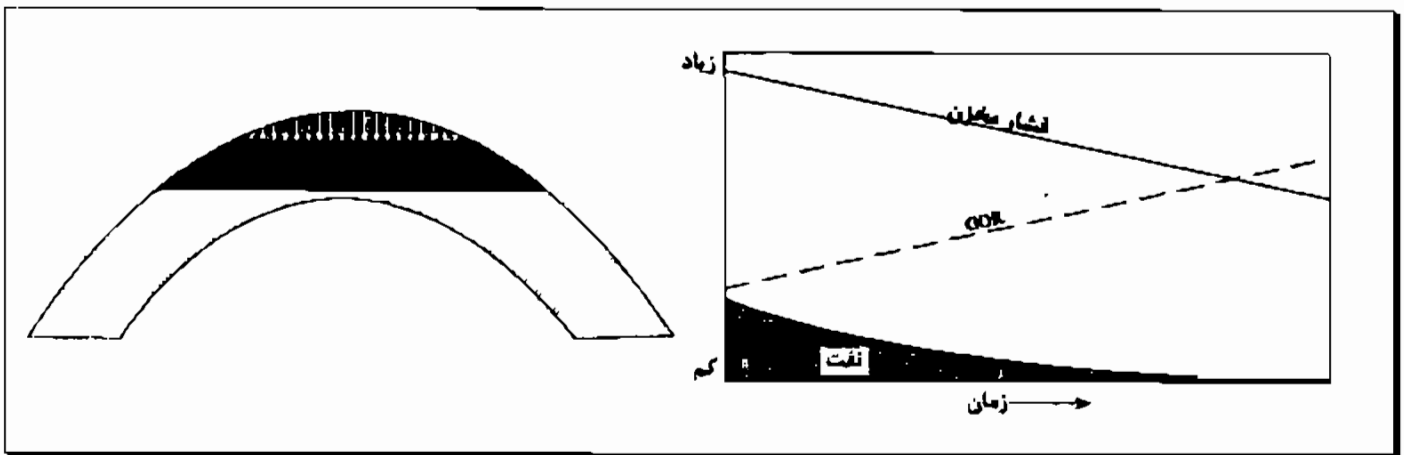


شکل ۱-۱۳ - مکانیسم آبران و تاریخچه تولید (production history) آن

۱-۲-۱۳ مکانیسم رانش توسط کلاهِک گازی (Gas Cap Drive Mechanism)

در مخازن هیدروکربنی اشباع شده (saturated reservoir) جایی که کلاهِک گازی (gas cap) به طور مجزا روی ستون نفت قرار گرفته است، بعد از حفر چاه انبساط کلاهِک گازی نیرویی را به ستون نفت اعمال می‌کند. این فشار مکانیسم اصلی تولید بوده که رانش توسط کلاهِک گازی نامیده می‌شود. در طی تولید از این گونه مخازن، فشار مخزن و تولید نفت به طور یکنواخت

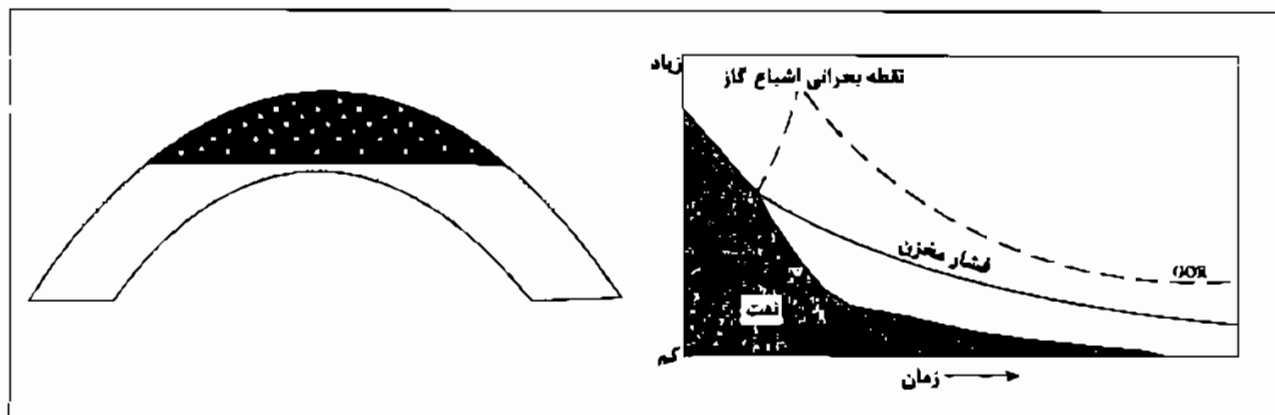
کاهش یافته ولی GOR افزایش می‌یابد (شکل ۱۳-۲). این مکانیسم با فاکتور بازیافتی حدود ۲۵ تا ۵۰ درصد نقش ضعیف‌تری نسبت به مکانیسم آبران دارد.



شکل ۱۳-۲ - مکانیسم رانش توسط کلاهِک گازی و تاریخچه تولید آن

۱۳-۱-۳ مکانیسم رانش گاز محلول (Dissolved Gas Drive Mechanism)

در مخازن غیراشباع (unsaturated reservoirs) که فاقد کلاهِک گازی‌اند، نیروی رانش توسط گازهای محلول در نفت حاصل می‌شود. در چنین مخازنی هنگامی که یک چاه حفر می‌گردد، در اثر کاهش فشار، گاز محلول در نفت انبساط یافته و نفت را از سازند به داخل چاه می‌راند. بعد از گذشت مدتی از تولید و کاهش فشار مخزن، ممکن است یک فاز گازی به صورت کلاهِک گازی در بالای ستون نفت تشکیل شود. این وضعیت را نقطه بحرانی اشباع گاز می‌نامند (critical gas saturation) که در آستانه آن تولید نفت به شدت کاهش می‌یابد (شکل ۱۳-۳). بنابراین باید حتی الامکان رسیدن به این نقطه را به تأخیر انداخت. برای این منظور برداشت از مخزن باید با سرعت مناسب صورت گیرد و یا برای حفظ فشار اولیه مخزن، گاز تولیدی را مجدداً به داخل مخزن تزریق کرد. شکل ۱۳-۳ تاریخچه تولید مخازن گاز محلول‌ران را نشان می‌دهد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی در حدود ۷ تا ۱۵٪ در مقایسه با مکانیسم‌های کلاهِک گازران و آب‌ران، کارایی کمتری دارد.



شکل ۱۳-۳ - مکانیسم رانش گاز محلول و تاریخچه تولید آن

۱۳-۱-۴ زهکشی ثقلی (Gravity Drainage)

زمانی که کلاهک گاز ثانویه از بالای ستون نفت ناپدید می‌شود و اگر رانش آبران از زیر وجود نداشته باشد، نفت باقیمانده تحت تأثیر هیچ نیرویی به جز نیروی ثقل قرار ندارد. بنابراین نفت به سمت پایین مخزن حرکت می‌کند. نفتی را که به سمت پایین حرکت کرده و داخل چاه می‌شود می‌توان به وسیله پمپاژ کردن بازیافت کرد. این مکانیسم نوعی رانش نیست چرا که هیچ عامل حرکتی بر روی نفت اثر نمی‌گذارد و در واقع نیروی ثقل یک زهکشی در مخزن ایجاد می‌کند. به هر حال این فرآیند بازیافت چون بسیار آهسته است زیاد اقتصادی نیست مگر این که چندین شرایط استثنایی نظیر آبدوست بودن مخزن، ویسکوزیته پایین نفت و نفت اشباع‌شدگی زیاد، وجود داشته باشد. میدان‌های با مخازن شکسته شده ممکن است زهکشی ثقلی خوبی داشته باشند. نهایتاً اینکه یک زهکش ثقلی مؤثر، احتیاج به یک سنگ مخزن با شیبی قابل ملاحظه دارد (حداقل ۱۵ تا ۲۰ درجه).

۱۳-۱-۵ مکانیسم رانش مرکب (Combination Drive Mechanism)

بسیاری از میدان‌ها با بیشتر از یک نوع مکانیسم رانش کار می‌کنند. معمولی‌ترین ترکیب از رانش‌ها، رانش گاز محلول (با یا بدون کلاهک آزاد گازی) به اضافه یک رانش آبی ضعیف است. یک کلاهک رانش گازی بزرگ یا یک رانش آبی قوی به طور مؤثر به عنوان یک مکانیسم رانش منفرد در نظر گرفته می‌شود، حتی اگر کمی هم گاز محلول شرکت داشته باشد. کارایی بیشتر رانش مرکب هنگامی است که کلاهک آزاد گازی با رانش آبی فعال همراه شود. تولید با این مکانیسم در بسیاری از میدان‌ها در حوضه‌های داخلی آمریکای شمالی، در دریای شمال در آفریقای شمالی و در اندونزی به خوبی صورت می‌گیرد.

۱۳-۲ بازیافت ثانویه و ازدیاد بازیافت نفت (Secondary and Enhanced Oil Recovery)

مکانیسم‌های رانش طبیعی، نیروی کافی برای تولید تمامی هیدروکربن مخزن را فراهم نمی‌کنند. انرژی آن‌ها دیر یا زود کاهش می‌یابد و یا پتانسیل آن‌ها اغلب قادر به بازیافت تمامی نفت موجود در سیستم منفذی پیچیده مخزن نیست. وقتی تولید نفت از یک چاه با مکانیسم طبیعی متوقف می‌شود، از مرحله بازیافت اولیه (primary recovery) وارد مرحله بازیافت ثانویه (secondary recovery) می‌شویم. در بازیافت ثانویه روش‌های مصنوعی برای بالا بردن تولید به کار برده می‌شود. معروفترین روش‌ها، روش تزریق گاز (gas flooding)، آب (water flooding) و حرارت (fire flooding) است. در طی استفاده از این روش‌ها، گاز، آب یا بخار آب داغ از چاه‌های تزریقی (injection wells) انتخاب شده‌ای، تزریق می‌شود و تولید از چاه‌های تولیدی (production wells) ادامه می‌یابد.

ازدیاد بازیافت نفت (Enhanced Oil Recovery, EOR) یا بازیافت سوم (tertiary recovery) آخرین قدم برای برداشت نفت باقی‌مانده در مخزنی است که با بازیافت ثانویه هم خارج نشده است. در طول این روش، مواد شوینده تزریق می‌شوند تا نفت سنگین، روان شده و به طرف چاه حرکت کند. از روش‌های دیگر EOR ایجاد شکستگی‌های مصنوعی (artificial fracturing) و اسیدشویی (acidizing) برای ایجاد تراوایی بیشتر است. در این جا لازم به ذکر است که در تقسیم‌بندی روش‌های بازیافت اختلاف نظرهایی وجود دارد. در این بخش به بررسی انواعی از روش‌های بازیافت ثانویه و بازیافت سوم پرداخته می‌شود.

۱۳-۲-۱ آب‌روبی (Water Flooding)

آب‌روبی، تزریق آب به مخزن نفت است که در اثر آن نفت به سمت چاه‌های تولید حرکت می‌کند. این روش معمولاً در میدان‌هایی که تحت تأثیر رانش آب هستند، استفاده نمی‌شود. در شرایط مطلوب، آب‌روبی روش بسیار مؤثری است. این شرایط شامل ویسکوزیته پایین نفت، تراوایی یکنواخت و تداوم مخزن است. معمولاً آب شور ترجیح داده می‌شود. خصوصیات زیر برای یک پروژه آب‌روبی مطلوب است:

- آب باید خاصیت خوردندگی نداشته باشد. سولفید هیدروژن و اکسیژن دو منبع معمول برای خوردگی هستند.
- آب نباید در شرایط عمل رسوبی از خود بگذارد. رسوب ممکن است به خاطر مخلوط شدن آب‌های ناهمسان یا تغییرات فیزیکی که باعث فوق اشباع شدن آب می‌شوند، ایجاد شود.

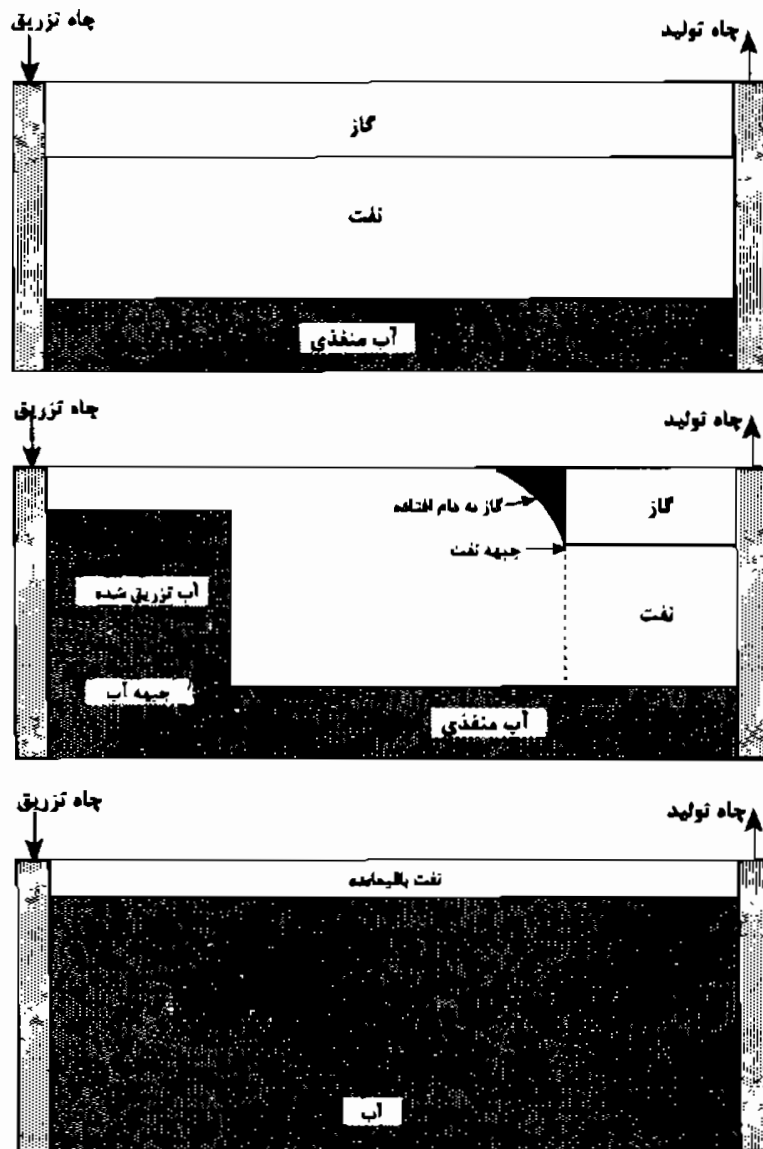
▪ میزان جامدات یا مایعات معلق (سیلت، میکروارگانیزم، نفت، ...) نباید به حدی باشد که سبب مسدود شدن چاه‌های تزریق گردد.

▪ آب تزریق شده نباید سبب متورم شدن کانی‌های رسی سازند شود. اگر آب تزریق شده خیلی شور باشد یا حداقل ۱۰٪ از مواد حل شده در آن نمک‌های کلسیم و منیزیم باشند معمولاً این مشکل جدی نیست.

عمق مخزن عامل دیگری است که باید در طراحی تزریق آب در نظر گرفته شود، چرا که آب باید با فشاری تزریق شود که سبب شکسته شدن سازند نگردد. در صورتی که شکست رخ دهد آب از این شکستگی‌ها عبور می‌کند و در نتیجه کارایی روبش کاهش می‌یابد. بنابراین مخازنی که شکستگی فراوان دارند جهت آبرویی چندان مناسب نیستند.

۱-۱-۲-۱۳ تزریق آب در مخازن همگن

مخزن همگن در اینجا مخزنی است که از یک لایه همگن متشکل شده است و در آن سیالات به صورت افقی حرکت می‌کنند و اشباع‌شدگی در آن یکسان است. همچنین یک فاز گازی آزاد نیز در مخزن حضور داشته و در کل مخزن یکنواخت است. با تزریق آب، فشار مخزن بالا می‌رود و این افزایش در اطراف چاه‌های تزریق بیشتر است. تحت تأثیر این افزایش فشار، گاز آزاد تمایل به حل شدن دوباره در نفت را پیدا می‌کند. باید دانست که بلافاصله بعد از تزریق آب، تولید نفت افزایش پیدا نمی‌کند و در ابتدا یک دوره زمانی پر شدن وجود دارد که در آن حجمی از آب، که تقریباً برابر حجم گاز آزادی است که در ابتدا در مخزن وجود دارد، تزریق می‌شود. در این دوره حجم عمده‌ای از گاز آزاد در نفت حل می‌شود و بقیه آن نیز از طریق چاه‌های تولید خارج می‌گردد. با اتمام دوره پر شدن، نرخ تولید نفت افزایش می‌یابد تا آن که عملاً برابر نرخ تزریق آب شود (شکل ۱۳-۴).



شکل ۱۳-۴ - تزریق آب در یک مخزن همگن

۱۳-۱-۲-۱ تزریق آب در مخازن هتروژن

مخازن هتروژن به ۳ دسته تقسیم می‌شوند:

- مخازن شکسته شده که در آن‌ها یک یا چند سیستم شکستگی، سازند را به بلوک‌های کم و بیش منظمی تقسیم و مسیرهایی برای هدایت سیال ایجاد می‌کند.
 - مخازن لایه‌لایه که در آن‌ها چند لایه موازی هم قرار دارند و می‌توانند با یکدیگر در ارتباط باشند یا نباشند.
 - مخازنی با ناهمگنی تصادفی که در آن‌ها دو یا چند نوع تخلخل به صورت تصادفی توزیع شده است.
- برای چنین مخازنی (به جز مخازن لایه لایه بدون ارتباط) هر چه آبدوست بودن سنگ‌ها بیشتر شود پدیده جذب آب مهم‌تر می‌گردد.

معمولاً پیدا کردن و بستن تراواترین زون‌ها (زون‌های آب دزد) توصیه می‌گردد. در یک منطقه محدود از یک میدان، مقدار کمی مواد رادیواکتیو یا شیمیایی بعنوان ردیاب (tracer)، به آب تزریق شده اضافه می‌گردد و این مواد برای هر چاه تزریق متفاوت است. به این ترتیب وقتی در یک چاه تولید رخنه آب اتفاق می‌افتد مشخص می‌گردد که این آب از کدام چاه تزریق آمده است.

۱۳-۲-۲ تزریق گاز مخلوط نشدنی (Immiscible Gas Flooding)

گاز نه تنها به خاطر افزایش بازیافت نفت بلکه بخاطر ذخیره گاز برای فروش در آینده در یک مخزن نفتی تزریق می‌شود. تزریق مجدد گاز طبیعی تولید شده ترفندی است که بیش از ۹۰ سال قدمت دارد. تزریق گاز برای افزایش تولید چاه، حفظ فشار نیز نامیده می‌شود. در مخازن نازک و کم شیب، گاز به طریق مشابه طرح آبرویی، نفت را جابجا می‌کند ولی کارایی زیادی ندارد. این روش برای مخازن دارای تراوایی یکنواخت و برجستگی ساختمانی اندک مناسب است. در صورتی که گاز با فشار زیاد تزریق شود و یا از هیدروکربن‌های سبک غنی شود مخلوط‌شدگی رخ می‌دهد. فشار لازم برای مخلوط شدن به ترکیب نفت و گاز تزریقی بستگی دارد.

روش مؤثرتر که در مخازن دارای تراوایی عمودی خوب، ضخیم یا پرشیب اجرا می‌شود، تزریق گاز در کلاهِک گازی است.

۱۳-۲-۳ تزریق گاز مخلوط شدنی

در این روش، گاز تزریق شده با نفت درون مخزن مخلوط می‌شود و یک فاز را به وجود می‌آورد. معمولاً این روش خیلی گرانتر از آبرویی و تزریق گاز مخلوط نشدنی است. برای مخلوط شدن گاز تزریق شده با نفت درون مخزن، آن را با فشار بالا تزریق و یا آنکه گاز طبیعی را با هیدروکربن‌های حدواسط (C2-C6) مخلوط می‌کنند. هیدروکربن‌های حدواسط در شرایط مخزن از حالت گازی به حالت مایع در می‌آیند. هر چه فشار مخزن بیشتر باشد میزان هیدروکربن حد واسط لازم، کاهش می‌یابد. البته مطالعات نشان داده است که در حالت دوم، یعنی اضافه کردن هیدروکربن‌های حدواسط به گاز تزریق شده، یک زون مخلوط شدنی دروغین به وجود می‌آید.

۱۳-۲-۴ تزریق دی‌اکسیدکربن (Carbondioxide Injection)

دی‌اکسیدکربن با اکثر نفت‌های خام مخلوط نمی‌شود، ولی وقتی با هیدروکربن‌های مخزن مخلوط شود ویسکوزیته نفت کاهش و بازیافت بهبود می‌یابد. تزریق دی‌اکسیدکربن در محدوده وسیعی از شرایط مخزنی (در سازندهای نازک و ضخیم، با ویسکوزیته‌های مختلف نفت و انواع مختلف سنگ مخزن) قابل اجرا است. ایراد این روش مشکل خوردگی ابزارها و عبور کانالی دی‌اکسیدکربن از چاه تزریق به چاه تولید است که کارایی روبش را کاهش می‌دهد. مشکل خوردگی را با استفاده از آلیاژهای مخصوص و پوشش دستگاه‌ها می‌توان حل نمود. کارایی روبش با تزریق متناوب گل-آب (slug) در چاه تزریق بهبود می‌یابد.

۱۳-۲-۵ متدهای بازیافت حرارتی

روش‌های بازیافت حرارتی به دو دسته تقسیم می‌شوند، آن‌هایی که گرما در سطح تولید می‌شود (تزریق سیالات داغ) و آن‌هایی که گرما در سازند ایجاد می‌گردد (احتراق در جا). در حالت اول مقداری گرما به هدر می‌رود، اما در حالت دوم گرما دقیقاً در جایی که لازم است آزاد می‌گردد.

حرکت یک سیال چند فازی در یک محیط متخلخل با تراوایی نسبی سیال رابطه مستقیم و با ویسکوزیته آن نسبت معکوس دارد. هر دو پارامتر ذکر شده تحت تأثیر حرارت هستند. با افزایش درجه حرارت نسبت ویسکوزیته نفت به ویسکوزیته آب کاهش می‌یابد. این موضوع استفاده از متدهای حرارتی را در بازیافت نفت‌های ویسکوز نشان می‌دهد.

تراوایی نسبی برای جریان دو فازی آب - نفت با تغییر دما تغییر می‌یابد. وقتی دما افزایش پیدا می‌کند، اشباع‌شدگی آب کاهش نیافتنی نیز زیاد می‌شود در حالی که اشباع‌شدگی نفت باقیمانده کاهش می‌یابد. مشخص است که این‌ها جابجا شدن نفت را بهبود می‌بخشند. به نظر می‌رسد با افزایش دما کشش سطحی آب کاهش می‌یابد و ترشوندگی سنگ را نسبت به آب افزایش می‌دهد.

۱۳-۲-۵-۱ تزریق دوره ای بخار (Cyclic Steam Injection)

این فرآیند گاهی huff and puff نیز نامیده می‌شود. این روش در چاه‌های حاوی نفت سنگین به طور گسترده به کار برده می‌شود. یک نمونه این فرآیند تزریق تقریباً ۱۰۰۰ بشکه در روز آب به صورت بخار به درون چاه است. تزریق، دو یا سه هفته ادامه می‌یابد و پس از آن، چاه برای چند روز مسدود می‌شود. بعد از آن چاه برای مدت چند ماه تا نزدیک یک سال تولید نفت می‌کند و این روند چندین بار تکرار می‌شود. نفت‌های خیلی سنگین (کمتر از ۱۰ درجه API)

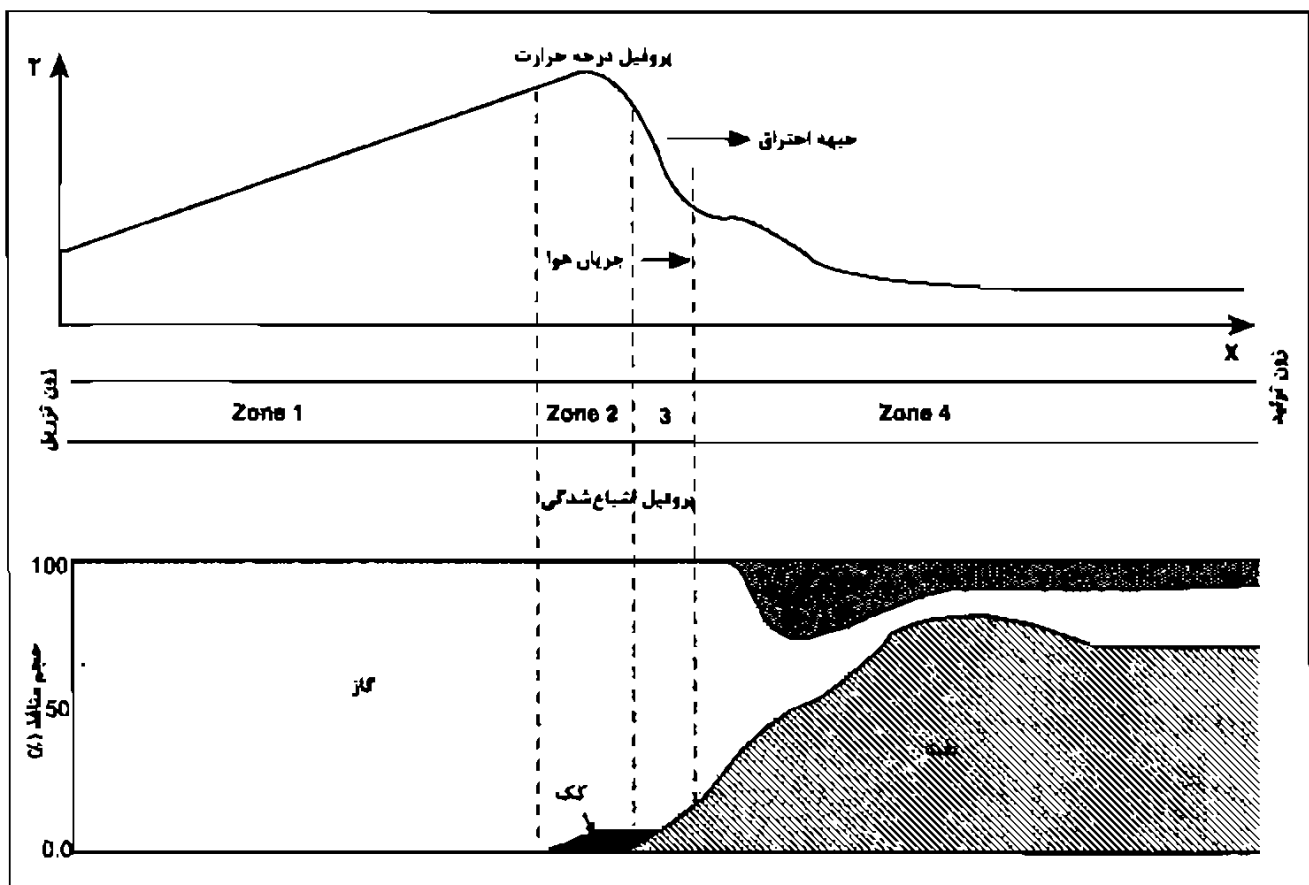
را نمی‌توان به صورت اقتصادی به این روش یا حتی روش بخار روبی تولید کرد. مهم‌ترین اثر تزریق بخار کاهش دادن ویسکوزیته نفت است. مزیت این روش هزینه کم آن می‌باشد و نقطه ضعف آن، این است که امکان تخریب لوله جداری در حین تزریق بخار وجود دارد.

۲-۵-۲-۱۳ بخار روبی (Steam Flooding)

مشابه روش آب‌روبی است و در مواقعی که ویسکوزیته نفت خیلی بالا باشد به کار برده می‌شود. هزینه این روش از تزریق دوره‌ای بخار بیشتر است و سبب بازیافت نفت بیشتری می‌شود. این روش در اعماق بیش از حدود ۵۰۰۰ فوتی قابل اجرا نیست، چرا که فشار هیدروستاتیک از فشار بحرانی بخار آب (۳۲۰۲ psi) بالاتر می‌رود. در هنگام میعان بخار، گرمای نهان آب آزاد می‌شود و این گرما کارایی گرمایی را افزایش می‌دهد. گرمای نهان آب با افزایش فشار کاهش می‌یابد و در نقطه بحرانی به صفر می‌رسد. به همین خاطر پروژه‌های تزریق بخار با فشار پایین کارآتر از تزریق بخار با فشار بالا هستند. معمولاً به ازای هر بشکه نفت تولید شده توسط بخار، ۵ بشکه آب لازم است. اگر چه اکثر پروژه‌های بخار روبی در مخازن نفت سنگین انجام می‌شود ولی این پروژه به عنوان بازیافت نهایی نفت‌های سبک نیز به کار رفته است.

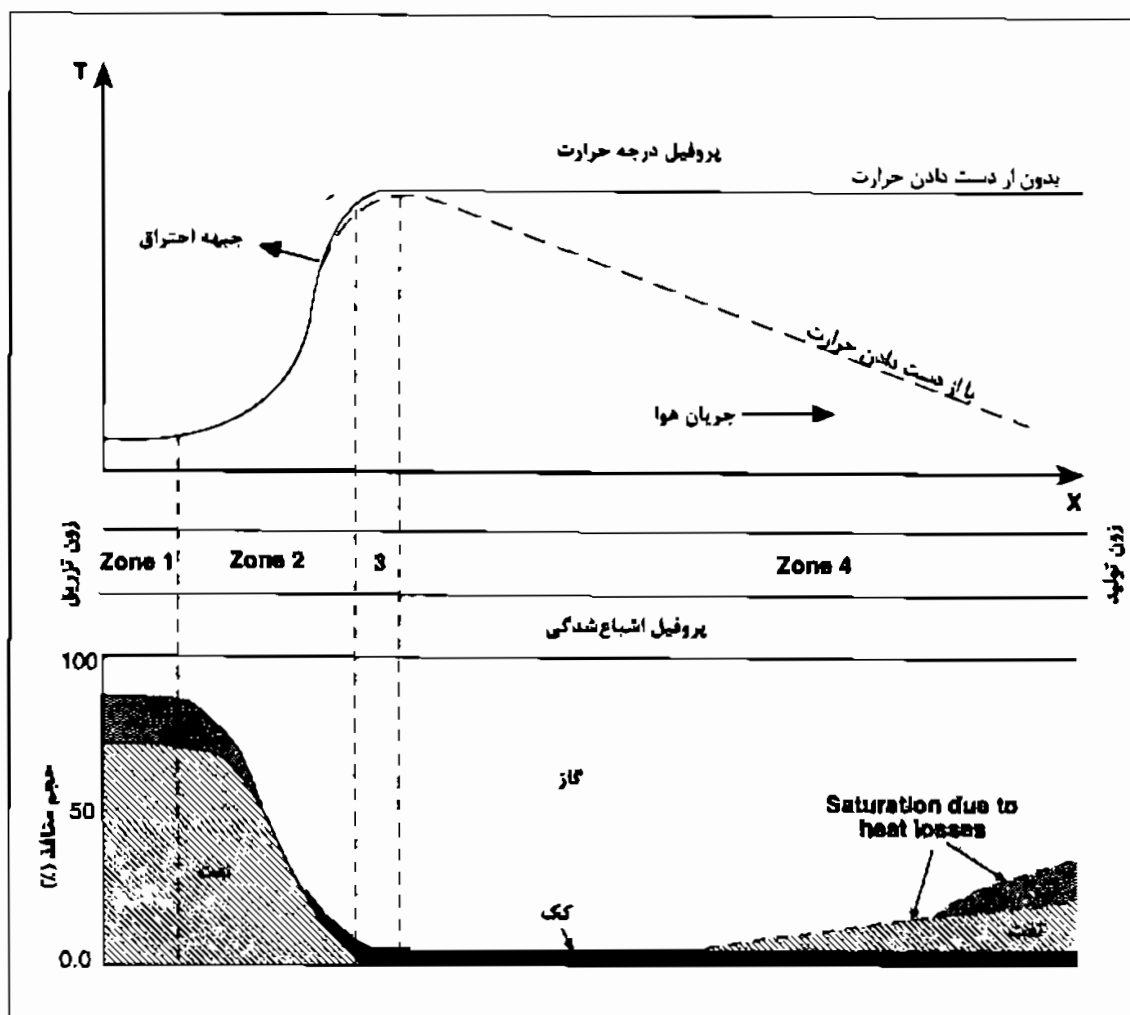
۲-۵-۲-۱۳ احتراق درجا (Insitu Combustion)

دو نوع احتراق درجا وجود دارد: رو به جلو و معکوس. در فرآیند احتراق رو به جلو (شکل ۱۳-۵)، مخزن در یک یا چند چاه تزریق هوا مشتعل می‌شود و جبهه احتراق در مخزن به سمت چاه‌های تولید اطراف حرکت می‌کند.



شکل ۱۳-۵ - احتراق رو به جلو

در احتراق معکوس (شکل ۱۳-۶)، جبهه آتش از چاه تولید به سمت چاه تزریق هوا حرکت می‌کند. از آنجا که نفت تولیدی از میان جبهه احتراق حرکت می‌کند دچار شکستن حرارتی گشته و قسمت عمده آن به بخار تبدیل می‌گردد. در اثر این شکسته شدن، کک ایجاد می‌گردد. سوختن این کک در پروژة احتراق رو به جلو، ممکن است اجرای پروژة را با مشکل مواجه سازد. مطالعات نشان داده است که نفت‌های سبک، مقدار کمی کک ایجاد می‌کنند. مطالعات دیگر نوع کانی سنگ مخزن را به عنوان عامل اصلی کنترل‌کننده معرفی کرده‌اند. رس‌ها و سیلیس بسان کاتالیزور عمل کرده و اکسید شدن نفت در دمای پایین و در نتیجه تشکیل کک را تسریع می‌بخشند.



شکل ۱۳-۶ - احتراق معکوس

۱۳-۲-۵-۴ گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی

در هر دو حالت، هدف گرم کردن قسمت‌های معینی از مخزن است تا ویسکوزیته نفت کاهش یابد. بنابراین، این روش‌ها اکثراً در مخازن نفت سنگین و ویسکوز مفید هستند. وقتی سازند حاوی آب باشد یک مسیر برای عبور جریان ایجاد می‌شود و گرمایش الکتریکی امکان‌پذیر می‌گردد و در آن، هم از جریان مستقیم و هم از جریان غیرمستقیم با فرکانس پایین استفاده می‌شود.

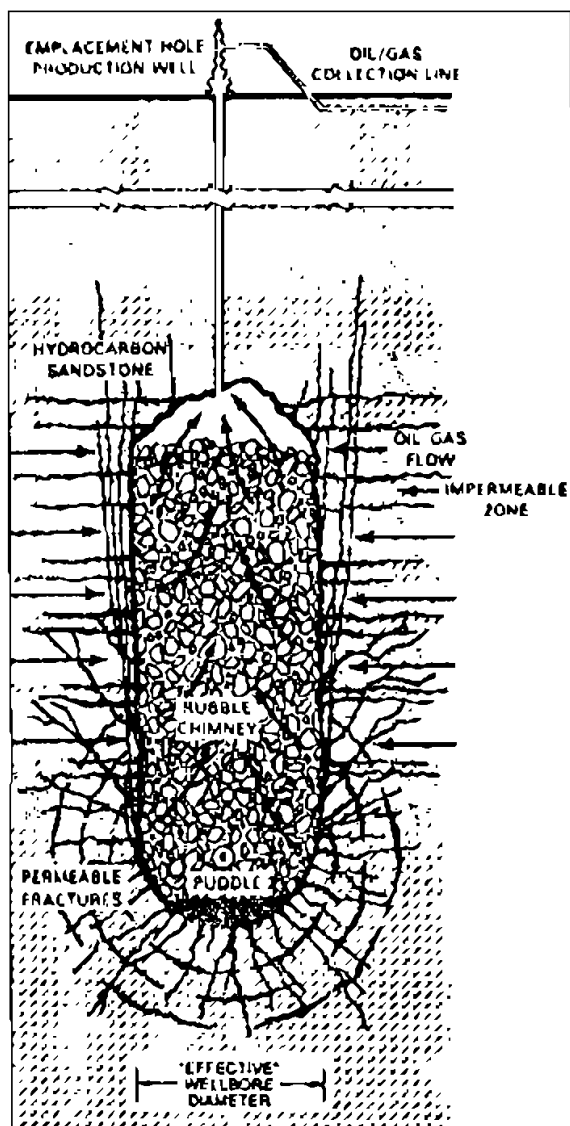
در روش گرمایش الکترومغناطیسی از امواج با فرکانس ۱۰ هرتز تا ۱۰ گیگاهرتز استفاده می‌شود. توانایی مخزن برای جذب انرژی الکترومغناطیسی به میزان رطوبت بستگی دارد و هر چه رطوبت بیشتر باشد انرژی بیشتری جذب می‌شود. همچنین هر چه فرکانس امواج بیشتر باشد میزان جذب انرژی افزایش می‌یابد. گرمایش الکترومغناطیسی مؤثرترین راه برای برداشتن موانع حرکت نفت در یک چاه (نظیر رسوب پارافین، ویسکوزیته بالای نفت، رس‌هایی که با جذب آب متورم می‌شوند) است. در مخازن نفت سنگین و ویسکوز، تزریق‌پذیری سازند نسبت

به آب داغ و بخار یک مشکل بزرگ است که می‌توان با پیش گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی ویسکوزیته نفت را پایین آورد تا جابجایی آن توسط آب داغ یا بخار تسهیل شود.

یکی از مزایای دو روش ذکر شده، این است که می‌توانند بدون آنکه در کار چاه تولیدی خللی ایجاد کنند به کار روند.

۱۳-۲-۶ ایجاد شکستگی با استفاده از انفجار هسته‌ای

در این روش با انفجار هسته‌ای، در مخزن شکستگی ایجاد می‌شود تا نرخ تولید نفت و گاز را افزایش دهد (شکل ۱۳-۷). ماده انفجاری هسته‌ای درون یک حفره و در مکان مناسبی قرار داده می‌شود و این حفره با ماسه یا بتون مسدود و بعد منفجر می‌گردد. چند میکروثانیه بعد از



انفجار، دما و فشار به چند میلیون درجه و چند میلیون اتمسفر می‌رسد. در عرض چند میلی‌ثانیه موج انفجار حاصل سنگ‌های احاطه کننده را خرد، ذوب و بخار می‌کند و حفره‌ای ایجاد می‌شود که در عرض کسری از ثانیه به حداکثر اندازه خود می‌رسد. با کاهش فشار، رشد این حفره متوقف می‌شود. بعد از چند ثانیه یا چند دقیقه دما کاهش یافته و سنگ بخار شده تقطیر می‌گردد و مذاب در کف حفره جمع شده و مواد رادیواکتیو ایجاد شده را به تله می‌اندازد. در اکثر سازندها بعد از آنکه دما به حدی پایین آمد که آب‌های تبخیر شده، تقطیر شدند سنگ‌های بالایی به درون حفره می‌ریزند. این ریزش ادامه می‌یابد و یک دودکش استوانه‌ای ایجاد می‌گردد که ارتفاع آن تا ۱۵ برابر شعاع حفره می‌رسد.

شکل ۱۳-۷ - شکل عمومی چاهی که در آن توسط

انفجار هسته‌ای ایجاد شکستگی شده است

۱۳-۲-۷ ازدیاد برداشت با استفاده از میکروپها

مطالعات آزمایشگاهی نشان داده است که بعضی از میکروارگانیزم‌ها مواد شیمیایی تولید می‌کنند که تحرک نفت خام درون مخزن را افزایش می‌دهد. این مواد شامل سورفاکتانت‌ها، اسیدها، حلال‌ها (مانند الکل‌ها) و دی‌اکسیدکربن است. از جمله این میکروارگانیزم‌ها باکتری‌های کاهش دهنده سولفات هستند که با شش مکانیسم تشخیص داده شده زیر نفت را از سنگ مخزن جدا می‌کنند:

۱- تولید اسید که سنگ‌های کربناتی و دیگر کانی‌ها را حل می‌کند

۲- انحلال کانی‌های سولفاتی

۳- تولید گازهایی که فشار مخزن را بالا می‌برد و نفت را از خلل و فرج بیرون می‌راند

۴- گسترش بیوفیلم روی سطوح جامد جابجا کننده نفت

۵- تولید بیوسورفاکتانت‌ها

۶- با تغییر نوع نفت یا انحلال گاز ویسکوزیته نفت را کاهش می‌دهند

رشد میکروپها و تولید پلیمر باعث کاهش جریان سیال در زون‌هایی که تراوایی بالا دارند می‌گردد و در نتیجه برداشت بهبود می‌یابد. در این نوع پروژه‌ها باید با تزریق مواد غذایی، شرایط مساعد برای متابولیسم میکروپها تأمین شود.

۱۳-۲-۸ استفاده از سورفاکتانت‌ها

نیروی موئینگی باعث می‌شود تا کارایی جابجایی نفت توسط آب در مقیاس میکروسکوپی محدود باشد. با اضافه کردن یک سری از مواد شیمیایی نیروی کشش سطحی کاهش می‌یابد. این مواد باعث می‌شوند تا خصوصیات بین سطح نفت - آب و سنگ تغییر کند. این مواد شامل آلکان‌ها، سورفاکتانت‌ها و حلال‌ها می‌شود. سورفاکتانت‌ها موادی هستند که وقتی آب حلال باشد به دو قسمت آب‌دوست و آب‌گریز تقسیم می‌شوند. سورفاکتانت‌ها به چهار گروه تقسیم می‌شوند: آنیونی، کاتیونی، نانیونی و زویتریونی. سورفاکتانت‌ها با فعالیت سطحی، میسلی شدن و انحلال زایی، باعث افزایش بازیافت می‌شوند.

۱۳-۲-۹ استفاده از پلیمرها (Polymer Flooding)

برای افزایش برداشت نفت و یا کاهش میزان تولید آب، محلول‌های پلیمری به چندین طریق به کار برده می‌شوند. محلول پلیمری می‌تواند بعنوان عامل مسدود کننده نواحی با تراوایی بالا، که

سبب کاهش راندمان روبش می‌شود، باشد. تزریق پلیمر در سنگ مخزن سبب تشکیل مولکول‌های با زنجیره بزرگ می‌شود که عامل مسدود کننده محسوب می‌شود. محلول پلیمری می‌تواند به منظور عامل افزایش‌دهنده گرانروی آب استفاده شود. این امر سبب می‌شود که جابجایی و تولید نفت بهتر صورت گیرد.

۱۳-۳ پارامترهای کنترل کننده ازدیاد برداشت از مخازن نفتی

کارایی یک روش افزایش برداشت به عوامل زیر وابسته است:

- خصوصیات مخزن
- نوع سیال تزریقی و سیالات درون مخزن
- ترتیب قرارگیری چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر

۱۳-۳-۱ تأثیر خصوصیات مخزن

ویژگی‌های مخزن که نقش در افزایش برداشت دارند به شرح زیر می‌باشند:
عمق: عمق مخزن تأثیر مهمی بر جنبه‌های اقتصادی و تکنیکی پروژه ازدیاد برداشت دارد. از نظر تکنیکی، عمق مخزن، فشار مورد استفاده را محدود می‌سازد، چراکه این فشار باید کمتر از فشار شکست سازند باشد. از نظر اقتصادی، هزینه پروژه ازدیاد برداشت رابطه مستقیمی با عمق مخزن دارد.

شیب لایه: در لایه‌های شیبدار، نیروی ثقل عمل می‌کند. در عمل، نیروی ثقل در مخازن ماسه‌ای با تراوایی بالا یا آن‌هایی که شیب زیاد دارند تأثیر دارد.

یکنواختی مخزن: برای آنکه بازیافت هیدروکربن بالا باشد نباید هیچ مانعی در برابر حرکت سیال در مخزن وجود داشته باشد. موانع احتمالی می‌تواند عامل ساختمانی (مثل گسل‌های جداکننده) یا جنبه‌های چینه‌شناسی (مثل تغییرات جانبی، عدسی‌ها و ناپیوستگی‌ها) باشد. در مخازن شکسته شده یا آن‌هایی که لایه‌های بسیار تراوا دارند عمل روبش کامل صورت نمی‌گیرد. چراکه آب، گاز یا بخار تزریق شده ترجیحاً از مسیرهای تراوا عبور کرده و لذا ضریب بازیافت کاهش می‌یابد. به طور مثال اگر مخزنی را که شامل چند لایه غیرمرتبط - که به جز از نظر ضخامت و تراوایی، همسان هستند - در نظر بگیریم که دارای هیدروکربن بوده و سیال مخلوط نشدنی به آن تزریق شده، میزان پیشروی سیال تزریقی در هر لایه، بسته به تراوایی آن لایه متفاوت خواهد بود. سیال تزریق شده از طریق تراواترین لایه به چاه‌های تولید می‌رسد و بقیه تقریباً دست نخورده باقی خواهد ماند. به دلایل اقتصادی، معمولاً وقتی درصدی از سیال

تزریق شده به چاه‌های تولید برسد تزریق متوقف خواهد شد، حال آنکه لایه‌های کم‌تراوا هنوز میزان قابل توجهی هیدروکربن درجا دارند. برای غلبه بر این مشکل می‌توان در حین تزریق، تراواترین لایه‌ها را به طور هم‌زمان مسدود کرد. در عمل از تزریق سیمان یا رزین‌های مسدود کننده و پلیمرها استفاده می‌کنند.

خصوصیات پتروفیزیکی: تخلخل، تراوایی، تراوایی نسبی (به عنوان تابعی از اشباع شدگی)، فشار موئینه و ترشوندگی خصوصیات هستند که در مطالعه ازدیاد برداشت باید محاسبه شوند. هرچه تخلخل و اشباع نفت باقیمانده در پایان بازیافت طبیعی بیشتر باشد جاذبه پروژه زیادتر است. هر چه تراوایی بالاتر باشد احتمال بالا بودن بازیافت طبیعی، به حدی که پروژه ازدیاد برداشت را غیراقتصادی کند، بیشتر می‌شود. اثر نیروی موئین در کارایی بازیافت به نرخ تولید بستگی دارد. به عنوان مثال وقتی این نیرو به ایجاد یک جبهه یکنواخت بین دو سیال مخلوط نشدنی کمک کند مفید است. اما نیروی موئین اغلب نقش منفی دارد چرا که مسوول گرفتادن نفت در فضاهای خالی هستند.

۱۳-۳-۲ تأثیر ویژگی سیال

ویژگی اصلی سیال که در طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت محاسبه می‌شود، گرانیروی سیال است. وقتی گرادیان فشار اعمال شده محدود باشد، سیال‌های با گرانیروی بالا سرعت جابجایی پایینی خواهند داشت و تولید نفت چنان نرخ پایینی خواهد داشت که از نظر اقتصادی بدون صرفه خواهد بود.

دو سیال معمول برای تزریق، آب و گاز هستند. تزریق گاز به دو صورت مخلوط‌شدنی و مخلوط‌نشدنی انجام می‌شود. اگر شرایط تکنیکی برای تزریق گاز مخلوط‌شدنی مهیا باشد این روش بهترین است. اگر عامل محدود کننده‌ای برای تزریق آب وجود نداشته باشد، تزریق آب به تزریق گاز مخلوط‌نشدنی ترجیح داده می‌شود. در مخازن اشباع نشده‌ای که مقدار زیادی گاز برای رسیدن به نقطه اشباع لازم است، تزریق آب ترجیح داده می‌شود. در مخازن هتروژن آبدوست، تزریق آب از تزریق گاز کارآتر است چرا که سنگ‌های مخزن به طور خودانگیز آب را جذب می‌کنند.

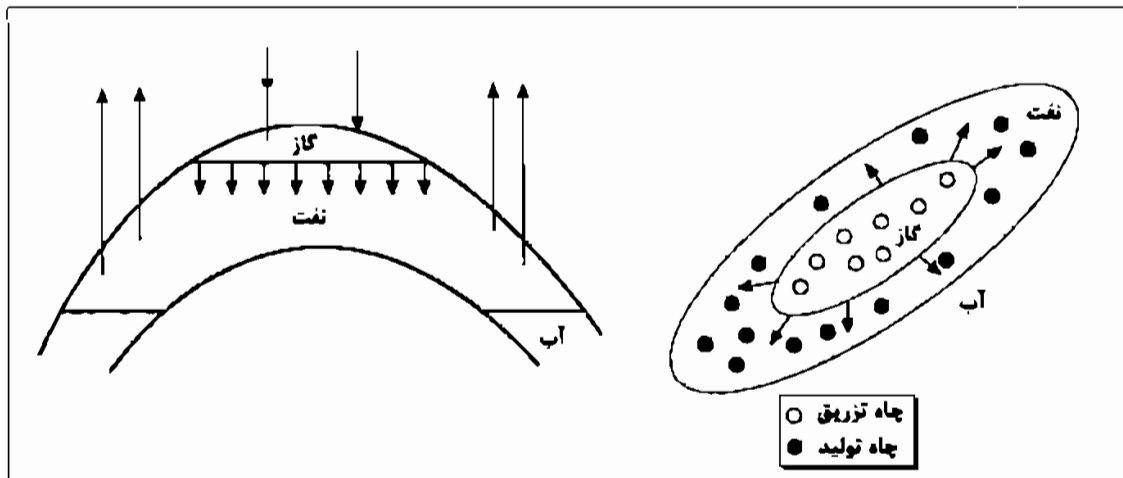
۱۳-۳-۳ الگوی چاه‌های تزریق

الگوی چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر به زمین‌شناسی مخزن، نوع مخزن و حجم سنگ‌های هیدروکربن‌داری که باید جاروب شوند (در یک زمان محدود شده از نظر اقتصادی) بستگی دارد.

دو نوع مکان‌یابی برای چاه‌های تزریق وجود دارد:
 الف- روبش مرکزی و محیطی که در آن تزریق کننده‌ها به صورت گروهی هستند.
 ب- الگویی که در آن تزریق کننده‌ها در بین چاه‌های تولید توزیع می‌شوند.

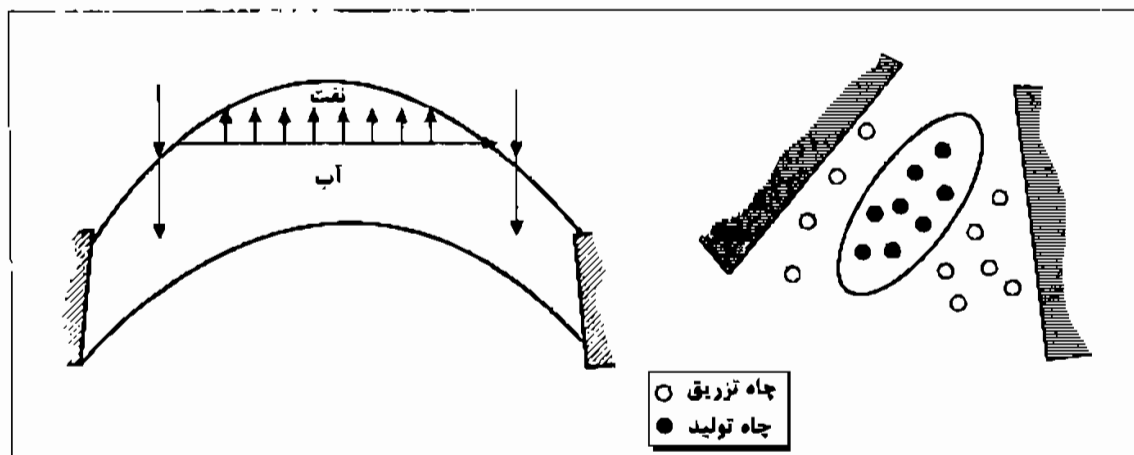
۱۳-۳-۳-۱ روبش مرکزی و محیطی

رویش مرکزی و محیطی در موارد زیر استفاده می‌شود:
 اگر مخزن دارای کلاهک گاز باشد که در آن تزریق گاز انجام می‌شود و نفتگیر یک ساختار تاقدیسی نسبتاً منظم باشد، معمولاً چاه‌های تزریق به صورت دسته جمعی در حوالی رأس طاقدیس قرار می‌گیرند (شکل ۱۳-۸).



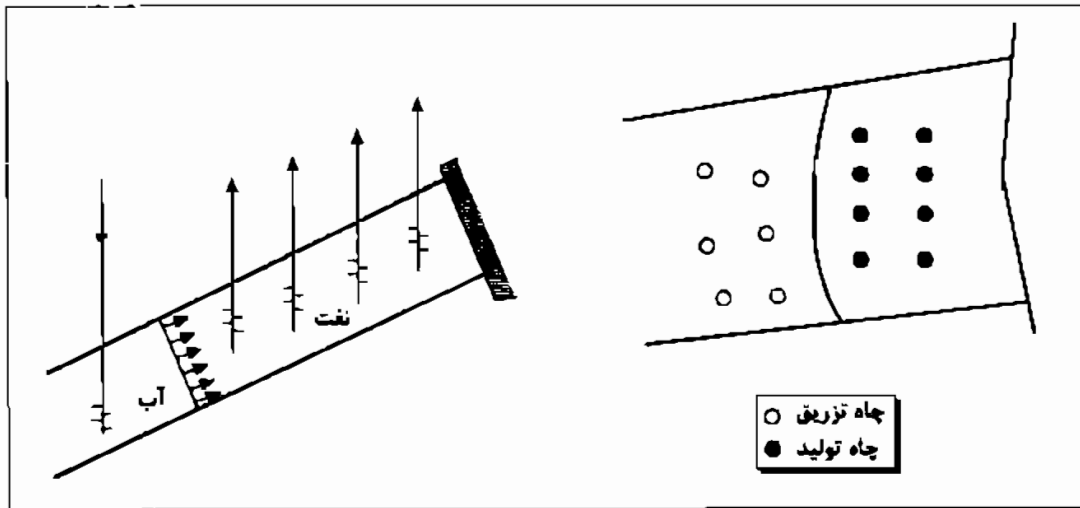
شکل ۱۳-۸ - چاه‌های تزریق به صورت دسته جمعی در حوالی رأس طاقدیس در مخزن دارای کلاهک گاز

اگر مخزن طاقدیسی دارای یک سفره آب زیرین باشد که تزریق آب در آن انجام می‌شود، چاه‌های تزریق به صورت یک حلقه گرداگرد چاه‌های تولید انتخاب می‌شوند (شکل ۱۳-۹).



شکل ۱۳-۹ - چاه‌های تزریق به صورت یک حلقه گرداگرد چاه‌های تولید در مخزن طاقدیسی دارای یک سفره آب زیرین

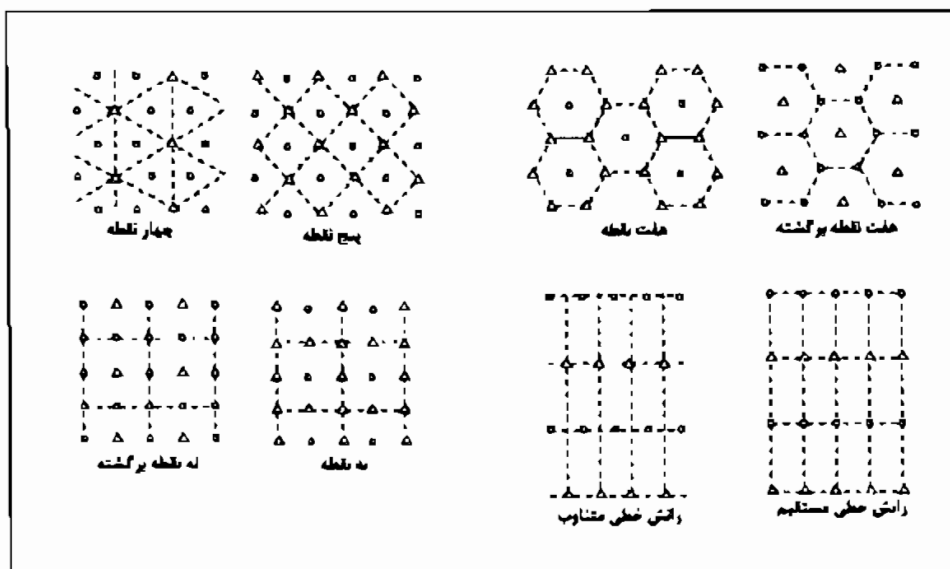
اگر مخزن تک شیب (monocline) باشد و دارای کلاهِک گاز یا سفره آب که تزریق گاز یا آب در آن صورت می‌گیرد، چاه‌های تزریق در یک یا چند خط، به سمت قاعده مخزن در مورد تزریق آب و به سمت رأس آن در صورت تزریق گاز، قرار می‌گیرند (شکل ۱۰-۱۳).



شکل ۱۰-۱۳ - الگوی چاه‌های تزریق آب در یک مخزن تک شیب بدون پوش گاز

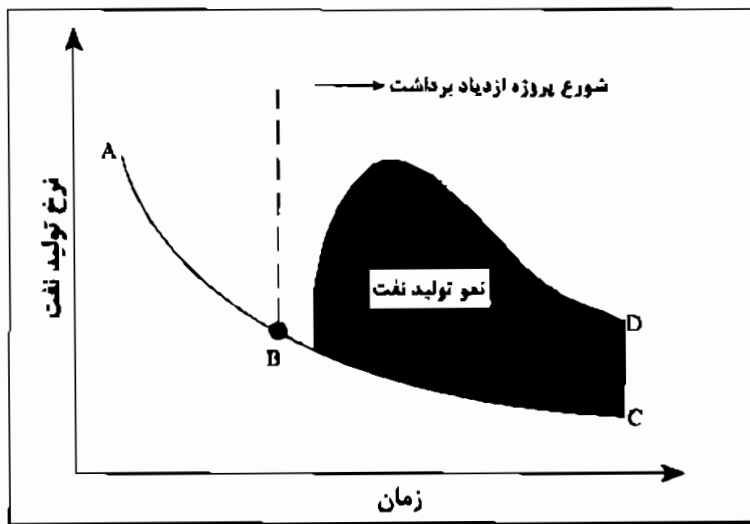
۱۳-۳-۲ روش الگویی

روش الگویی عمدتاً در مخازنی که شیب کم و سطح وسیع دارند اجرا می‌شود. الگوهای معمول شامل رانش خطی مستقیم، رانش خطی متناوب، روش چها نقطه، پنج نقطه، هفت نقطه و نه نقطه (شکل ۱۱-۱۳). معمولاً در عمل، انتخاب الگو به رانش خطی یا روش پنج نقطه محدود می‌شود، چرا که الگوهای دیگر ممکن است به حفاری چاه‌های اضافی احتیاج داشته باشد. باید توجه داشت که در مورد یک مخزن ناهمگن یک الگوی منظم لزوماً مؤثرترین روش نیست.



شکل ۱۱-۱۳ - برخی از انواع الگوهای روش

در پایان، میزان موفقیت ازدیاد برداشت با مقدار نمو تولید نفت (incremental EOR oil) ارزیابی می‌شود. شکل ۱۳-۱۲ نمو تولید نفت را نشان می‌دهد. تصور نمایید که میزان تولید نفت یک چاه یا یک میدان از زمان A به B کاهش می‌یابد. در زمان B یک پروژه ازدیاد برداشت شروع شده و میزان تولید نفت بعد از آن زمان افزایش یافته است. مقدار نمو تولید نفت، تفاوت بین مقدار نفت تولید شده، B تا D، و مقدار نفتی است که در صورت عدم انجام پروژه ازدیاد برداشت تولید می‌شد. نمو تولید نفت توسط بخش هاشور خورده در شکل نشان داده شده است.



شکل ۱۳-۱۲ - نمو تولید نفت
ناشی از یک پروژه موفق ازدیاد
برداشت

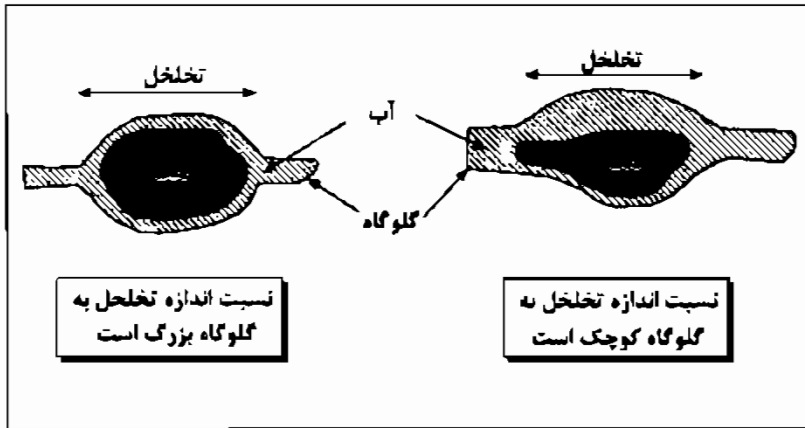
۱۳-۴ تأثیر ساختار منافذ مخزن بر روی ضریب بازیافت

ضریب بازیافت تحت تأثیر شکل هندسی خلل و فرج سنگ و اثرات متقابل سیال - سنگ و سیال - سیال بستگی دارد. قسمتی از خصوصیات مهم سنگ شامل موارد ذیل است:

۱۳-۴-۱ مقایسه اندازه گلوگاه با خلل و فرج

گلوگاه‌ها می‌توانند به عنوان مجاری کوچکتری تعریف شوند که ارتباط دهنده خلل و فرج بزرگتر سنگ به یکدیگر هستند. واژه سیستم خلل و فرج بیانگر کل سیستم خلل و فرج و گلوگاه‌ها می‌باشد. در طی فرآیند جایگزین شدن آب به جای نفت در یک سیستم آبدوست، فرآیند جایگزینی ابتدا در عناصر کوچک (گلوگاه‌ها) رخ می‌دهد که باعث شکسته شدن پیوستگی نفت و برجای ماندن حباب‌هایی از نفت باقیمانده در خلل و فرج می‌شود. بنابراین حجم نفت باقیمانده به اندازه گلوگاه خلل و فرج و حجم خلل و فرج بستگی دارد.

نسبت اندازه خلل و فرج به گلوگاه‌ها (pore to pore throat ratio) معمولاً در اثر پدیده انحلال افزایش می‌یابد (شکل ۱۳-۱۲). بنابراین نتیجه عمومی انحلال، افزایش یافتن اندازه خلل و فرج در برابر گلوگاه‌ها و به وجود آمدن سیستم خلل و فرج با ضریب بازیافت کمتر



می‌باشد. تخلخل حفره‌های (vuggy) در مخازن کربنات بسیار رایج می‌باشد که سبب کاهش ضریب بازیافت در آنها می‌شود.

شکل ۱۳-۱۳ - تغییرات نسبت اندازه خلل و فرج به گلوگاه‌ها

۱۳-۴-۲ شماره هم آرایی گلوگاه نسبت به حفره

شماره هم آرایی به شماره متوسط گلوگاه‌هایی گفته می‌شود که به یک حفره مرتبط هستند و لذا بیانگر ارتباط بین خلل و فرج است. برای مثال در یک شبکه هگزاگونال ساده، شماره هم آرایی ۳ می‌باشد و در شبکه هگزاگونال سه گانه، شماره هم آرایی ۶ است. در خلل و فرج با شماره هم آرایی بالا، تعداد مسیرها یا راه‌های فرعی که به یک حفره مربوط می‌شود زیاد می‌باشد که سبب افزایش ضریب بازیافت می‌گردد. شماره هم آرایی را می‌توان به وسیله مشاهده مستقیم میکروسکوپی تخمین زد. شماره هم آرایی را هم چنین می‌شود به طور غیرمستقیم از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی اشباع فاز غیرترکننده باقیمانده (S_{nwr}) یا از اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی سنگ‌های اشباع از آب شور بدست آورد. اهمیت نسبی شماره هم آرایی بعنوان یکی از چهار ضریب بازیافت، به علت فقدان اطلاعات درست و قابل اعتماد، در حال حاضر شناخته شده نیست. بر اساس مطالعات موجود به نظر می‌رسد که متوسط شماره هم آرایی خلل و فرج در سنگ ممکن است از درجات پایین ۱ و ۲ شروع شده و به سمت بالا تا ۱۵ و بیشتر نیز برسد.

۱۳-۴-۳ زبری سطحی خلل و فرج و منافذ

زبری سطحی منافذ در سنگ‌های مخازن دارای تنوع زیادی است و از سطوح بلوری صیقلی بعضی از دولومیت‌ها تا سطوح کنده شده و زبر یا پوشیده شده با رس بعضی از ماسه‌سنگ‌ها متغیر است. زبری سطحی ممکن است بر روی ترشدگی و ضریب بازیافت تأثیر بگذارد که تأثیر آن بر روی ضریب بازیافت به خوبی مشخص نشده است.

۱۴- محاسبه ذخیره هیدروکربن

محاسبه حجم ذخیره هیدروکربن از روی اطلاعات نمودار دارای اهمیت زیادی می‌باشد. باید توجه داشت که ارقام دقیق برای میزان ذخیره تنها بر داده‌های نمودار متکی نیست، بلکه اندازه و شکل مخزن بر اساس داده‌های لرزه‌ای یا داده‌های جمع‌آوری شده از روش‌های دیگر، که مستقل از نمودارها هستند، تعیین می‌شود. این داده‌ها ممکن است از یک یا چندین چاه باشد. بی‌تردید تطابق نمودارهای مربوط به چاه‌های یک میدان در تعیین اندازه، شکل و مرزهای یک نفتگیر زیرسطحی کمک خواهد کرد. به طور خلاصه، با استفاده از نمودار می‌توان گفت که مثلاً ده درصد حجم یک مخزن را نفت تشکیل داده است، ولی تعیین اندازه مخزن و در نتیجه حجم واقعی نفت از راه‌های دیگر صورت می‌گیرد.

۱۴-۱ محاسبه نفت و گاز درجا

فرض کنیم یک بلوک استوانه‌ای از سنگ متخلخل حجمی برابر V ، تخلخلی برابر ϕ و آب اشباع‌شدگی برابر S_w دارد. نفت درجا در چنین بلوکی برابر $V\phi(1-S_w)$ است. ϕ و S_w کسری از یک هستند و اگر واحد V ، فوت مکعب یا متر مکعب باشد، واحد حجم نفت نیز به همین صورت خواهد بود.

حال اگر ضخامت مخزنی h و سطح آن A باشد، در نتیجه حجم آن برابر $V=hA$ خواهد بود. در مخازن واقعی تخلخل و اشباع‌شدگی، هم در جهت عمودی و هم به طور جانبی تغییر می‌کند. یک کمیت مناسب برای محاسبات مربوط به نفت درجا (oil in place) استفاده از فاکتور hydrocarbon pore volume یا HCPV است که به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$HCPV = (1 - S_w) \phi$$

بنابراین اگر تخلخل و اشباع‌شدگی از نمودارها تعیین شوند، در هر عمق از چاه، تمرکز نفت درجا قابل تعیین است. به عنوان مثال، اگر تخلخل ۲۰ درصد و آب اشباع‌شدگی ۳۰ درصد باشد آنگاه:

$$HCPV = 0.2(1 - 0.3) = 0.14$$

یعنی اینکه ۱۴ درصد از حجم کل مخزن، از نفت تشکیل شده است. ممکن است در نقطه مجاور در همین چاه میزان HCPV متفاوت باشد، بنابراین برای محاسبه کل ذخیره نفت چنین عمل می‌شود:

$$OIP = \sum \phi(1 - S_w)hA$$

معمولاً واحد h فوت و واحد A جریب است و واحد حجم نفت به صورت فوت-جریب بیان می‌شود. معمول است که محتوای مخزن به صورت تمرکز بیان می‌شود، یعنی مقدار نامعلوم A از معادله خارج می‌شود. در این صورت $HCPV$ کل، کسری از h و هم واحد با آن خواهد شد. وقتی $HCPV$ مربوط به اعماق مختلف با هم جمع شوند، این مجموع با واحد بشکه بر جریب یا مترمکعب بر هکتار نشان داده می‌شود. با جای‌گذاری ثابت‌های مربوط به تبدیل واحدها چنین خواهیم داشت:

یک فوت = ۷۷۵۷٫۷۹ بشکه بر جریب

یک متر = ۱۰۰۰۰ مترمکعب بر هکتار

به عنوان مثال، اگر داده‌های نمودار $HCPV$ کل را ۱۰ فوت نشان دهد می‌توان آن را به صورت ۷۷۵۷۷/۹ بشکه بر جریب نشان داد. حال اگر مساحت مخزن معلوم باشد، میزان نفت مستقیماً قابل محاسبه است.

تاکنون تنها در مورد حجم هیدروکربن یافت شده در یک نفتگیر بحث شد، اما در نهایت میزان نفت قابل استحصال از چنین نفتگیری مد نظر است که به صورت تعداد بشکه نفت درون تانک ذخیره (stock tank barrel, STB) در شرایط سطح زمین بیان می‌شود. تبدیل این حجم نفت محاسبه شده به چنین حجمی نیاز به دو داده اضافی، ضریب بازیافت (recovery factor, RF) و ضریب حجمی هیدروکربن (hydrocarbon volume factor, B)، دارد. ضریب بازیافت تابع نوع مخزن و مکانیسم رانش است و ضریب حجمی هیدروکربن تابع خصوصیات هیدروکربن و فشار و درجه حرارت مخزن است.

حجم قابل بازیافت (N) در واحد حجم درون تانک ذخیره در طی بازیافت اولیه به صورت زیر بیان می‌شود:

$$N = [C \Sigma \phi (1 - S_w) h A * RF] / B$$

C ضریب ثابتی است که به واحدهای استفاده شده برای A و h بستگی دارد. جدول ۱۴-۱ مقادیر C را برای مخازن نفت و گاز در هر دو سیستم انگلیسی و متریک می‌دهد.

جدول ۱۴-۱ - مقادیر C برای مخازن نفت و گاز در سیستم انگلیسی و متریک.

N	نوع هیدروکربن	h	A	C
MMSTB	نفت	فوت	جریب	$7/7579 \times 10^{-2}$
BCF	گاز	فوت	جریب	$43/56 \times 10^{-6}$
MMm ³	نفت	متر	هکتار	10×10^{-3}
MMm ³	گاز	متر	هکتار	10×10^{-3}

متر مکعب = 10^6 فوت مکعب، 10^1 فوت مکعب = BCF، تانک ذخیره = 10^9 MMSTB

۱-۱-۱۴ ضریب بازیافت (Recovery Factor)

باید توجه داشت که تمامی نفت و گازی که در خلل و فرج سنگ مخزن قرار دارند قادر نیستند که توسط نیروی محرکه طبیعی از سنگ مخزن وارد چاه شوند و در داخل سازند باقی خواهند ماند. به طور متوسط فقط ۳۵٪ مواد نفتی و در مخازن گازی فقط ۷۰٪ گاز قادر است از سازند وارد چاه شود. ضریب بازیافت به عوامل مختلفی نظیر تخلخل، تراوایی، فاصله چاه‌ها از یکدیگر، همگنی و گسترش جانبی سنگ مخزن، نوع هیدروکربن و نوع نیروی محرکه سنگ مخزن بستگی دارد.

ضریب بازیافت تقریبی با استفاده از معادلات زیر، برای مخازن با مکانیسم آبران و مخازن با مکانیسم رانش گاز محلول، محاسبه می‌شود:

$$RF_{WD} = 54.9 \left(\frac{\phi(1-S_w)}{B_o} \right)^a \left(\frac{K\mu_w}{\mu_w} \right)^b S_w^c \left(\frac{P_i}{P_a} \right)^d$$

که

RF_{WD} = ضریب بازیافت برای مخازن با مکانیسم آبران

$$a = 0.422$$

$$b = 0.77$$

$$c = -0.1903$$

$$d = -0.2159$$

B_o = ضریب حجمی نفت سازند

P_i = فشار اولیه مخزن بر حسب psi

P_a = فشار ترک مخزن بر حسب psi

μ_w = ویسکوزیته آب بر حسب سانتی‌پواز

μ_o = ویسکوزیته نفت بر حسب سانتی‌پواز

و

$$RF_{DGD} = 41.82 \left(\frac{\phi(1-S_w)}{B_{ob}} \right)^a \left(\frac{K}{\mu_{ob}} \right)^b S_w^c \left(\frac{P_b}{P_a} \right)^d$$

که

RF_{DGD} = ضریب بازیافت برای مخازن با مکانیسم رانش گاز محلول

B_{ob} = ضریب حجمی نفت سازند در فشار نقطه حباب

a, b = ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب

$$P_b = \text{فشار نقطه حباب}$$

$$a = 0.1611$$

$$b = 0.0979$$

$$c = 0.3722$$

$$d = 0.1741$$

در هر دو معادله K بر حسب دارسی و ϕ و Sw کسری از یک هستند.

۱۴-۱-۲ ضریب حجمی نفت و گاز (Oil and Gas Volume Factor)

به دلیل وجود اختلاف فشار در مخزن و در سطح زمین، نفت و یا گاز صعود نموده از مخزن به سطح با تغییرات حجمی مواجه هستند. به طور مثال در مخازن گازی، گاز صعود نموده به سطح با انبساط حجمی همراه است که مقدار انبساط بستگی به فشار و عمق مخزن دارد. در حالی که نفت خام در طی تولید وقتی که به سطح می‌رسد از حجم آن کاسته می‌شود. به خاطر وجود گاز حل شده درون نفت تحت شرایط مخزن، حجم نفت بازیافت شده در سطح، به دلیل جدا شدن گاز محلول، کمتر از حجم نفت درون سازند است. این انقباض با ضریب حجمی نفت سازند نشان داده می‌شود و تابع وزن مخصوص گاز، نسبت گاز حل شده به نفت (gas oil ratio, GOR) و دما و فشار سازند است. ضریب حجمی نفت به طور متوسط بین ۱.۱ و ۱.۵ است.

تغییر حجم هیدروکربن‌ها، زمین‌شناسان و مهندسان نفت را بر آن داشته که روش‌هایی را برای پیش بینی و محاسبه ضریب حجمی نفت و گاز ابداع نمایند. یکی از فرمول‌های متداول برای محاسبه ضریب حجمی نفت عبارت است از:

$$Bo = 0.9759 + 0.00012X^{1.2}$$

$$X = Rs(\rho_g/\rho_o)^{0.5} + 1.2T$$

Rs = نسبت گاز محلول در نفت خام در شرایط استاندارد به حجم یک بشکه نفت در تانک ذخیره

$$\rho_g = \text{چگالی گاز}$$

$$\rho_o = \text{چگالی نفت}$$

$$T = \text{درجه حرارت مخزن، فارنهایت}$$

به طور مثال ضریب حجمی نفت برای مخزنی با درجه حرارت ۲۰۰ درجه فارنهایت که دارای گاز محلول با چگالی ۰/۷ و نفت با درجه API ۳۰ است و تولید نسبت حجم گاز به نفت آن $250 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ است، برابر ۱.۲۱ است.

ضریب حجمی گاز سازند عموماً کسری از یک بوده و به فشار سازند و دما و ضریب فوق تراکمی گاز، که برای هر گاز مقدار خاصی است، بستگی دارد. معمولترین روش محاسبه ضریب حجمی گاز، روش شبه بحرانی (pseudocritical) است که در چهار مرحله قابل اجراست:

- محاسبه فشار و حرارت شبه بحرانی (pseudo pressure & pseudo temperature) برای گاز با استفاده از فرمول‌های:

$$T_{pc} = 167 + (316/67 \rho_g)$$

$$P_{pc} = 7.07/5 - (5.0 \rho_g)$$

- محاسبه فشار و حرارت شبه نقصان (pseudoreduced) با استفاده از فرمول زیر:

$$T_{pr} = (T + 460)/T_{pc}$$

$$P_{pr} = P/P_{pc}$$

T = درجه حرارت مخزن بر حسب فارنهایت

P = فشار مخزن بر حسب psi

- تخمین Z یا ضریب تراکم‌پذیری گاز با استفاده از چارت مخصوص (شکل ۱۴-۱)

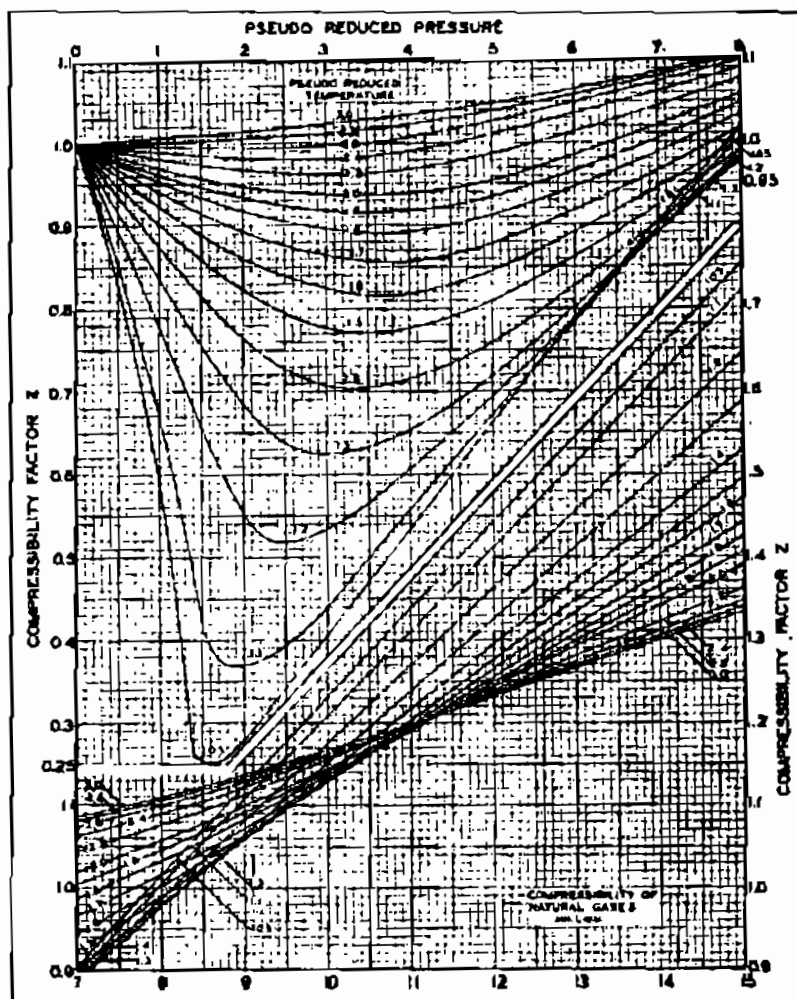
- محاسبه ضریب حجمی گاز با استفاده از فرمول:

$$Bg = 0.2829Z(T+460)/P$$

به طور معمول ضریب حجمی گاز در محدوده بین ۰/۰۱ تا ۰/۰۰۱ rcf/scf متغیر است. به طور مثال ضریب حجمی گاز برای مخزنی با فشار ۳۵۰۰ psi، درجه حرارت ۲۰۰ درجه فارنهایت حاوی گاز با چگالی ۰/۷، برابر ۰/۰۴۶ است.

۱۴-۱-۳ محاسبه زون تولید خالص (Net Pay)

در هنگام محاسبه زون تولید، محاسبه مواردی همچون زون ناخالص کل (gross section)، زون تراوا و متخلخل و زون تولید ناخالص (gross pay section) و زون تولید خالص (net pay section) نیز معمول است. با توجه به شکل ۱۴-۲ فاصله بین A-D زون ناخالص کل است. زون ناخالص کل، منهای شیل و قسمت‌های کم تراوا و کم تخلخل دیده‌تر نظیر a، b و c، زون تراوا و متخلخل است. فاصله A-C منهای a و b زون تولید ناخالص است (که همه قسمت‌های هیدروکربن دار از بالای سازند تا مرز آب - نفت را به غیر از شیل‌ها شامل می‌شود). فاصله A-B منهای a و b نیز زون تولید خالص است (فقط قسمت‌های بالای منطقه حدواسط را که از آن انتظار تولید نفت بدون آب می‌رود، شامل می‌گردد). مقداری که در محاسبه HCPV، نفت درجا و نفت قابل استحصال به عنوان h در فرمول قرار می‌گیرد زون تولید خالص است.

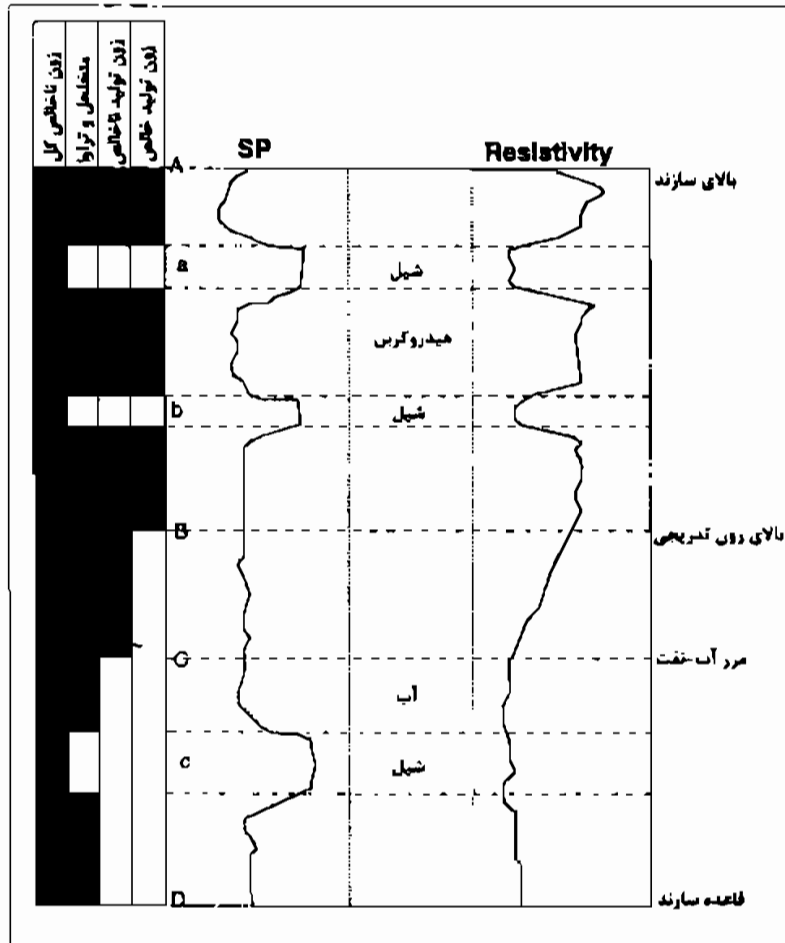


شکل ۱۴-۱ - ضریب تراکم‌پذیری برای گازهای طبیعی

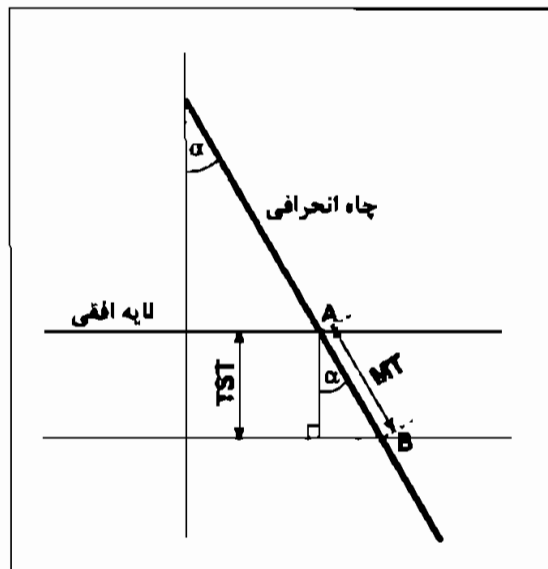
۱۴-۱-۳-۱ چاه‌های انحرافی و لایه‌های شیب‌دار

وقتی چاه انحرافی یا لایه شیب‌دار و یا هر دو حالت وجود داشته باشد، تأثیر این‌ها برای محاسبه حجم مخزن باید در نظر گرفته شود. ضخامت سازند در چاه انحرافی با ضخامت چینه‌شناسی و ضخامت عمودی سازند متفاوت است. در این صورت زمین‌شناسانی که یک لایه را (با استفاده از نمودارها) در یک میدان بررسی می‌کنند با مشکل مواجه خواهند شد، چرا که تفسیر ضخامت لایه بر روی نمودارها می‌تواند در اثر تغییرات واقعی ضخامت لایه یا ناشی از انحراف چاه و یا هر دو باشد. در هنگام محاسبه ذخیره قابل استحصال نیز چنین مشکلی رخ خواهد داد. شکل ۱۴-۳ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه انحرافی با زاویه α از حالت عمود، یک لایه افقی را قطع کرده و ضخامت (measured thickness) MT را نشان می‌دهد. اگر چاه در نقطه A وارد و در نقطه B از لایه خارج شود، ضخامت اندازه‌گیری شده AB است. ضخامت چینه‌شناسی (true stratigraphic thickness) TST از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$TST = MT \cos \alpha$$



شکل ۲-۱۴ - زون تولید ناخالص و خالص

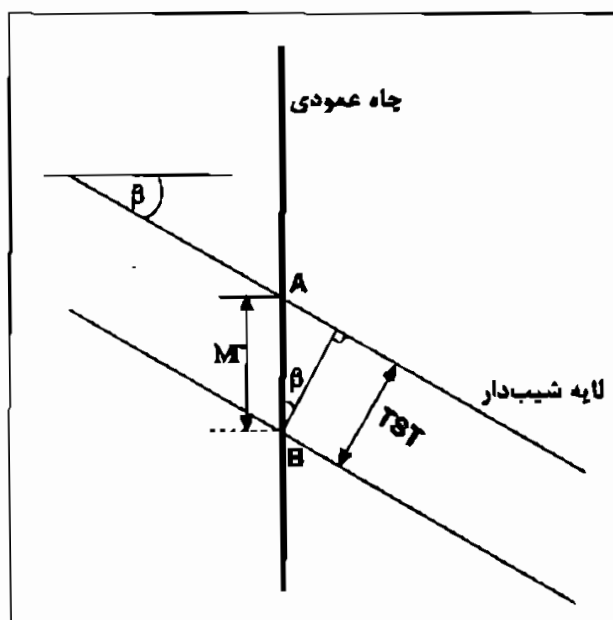


شکل ۳-۱۴ - چاه انحرافی و لایه افقی

شکل ۴-۱۴ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه عمودی یک لایه با شیب β را قطع کرده و ضخامت MT را نشان می‌دهد. اگر چاه در نقطه A وارد و در نقطه B از لایه خارج شود ضخامت اندازه‌گیری شده AB بوده و ضخامت چینه‌شناسی از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$TST = MT \cos \beta$$

توجه داشته باشید در دو مورد ذکر شده آزیموت لایه و چاه در محاسبات کاربردی ندارند.



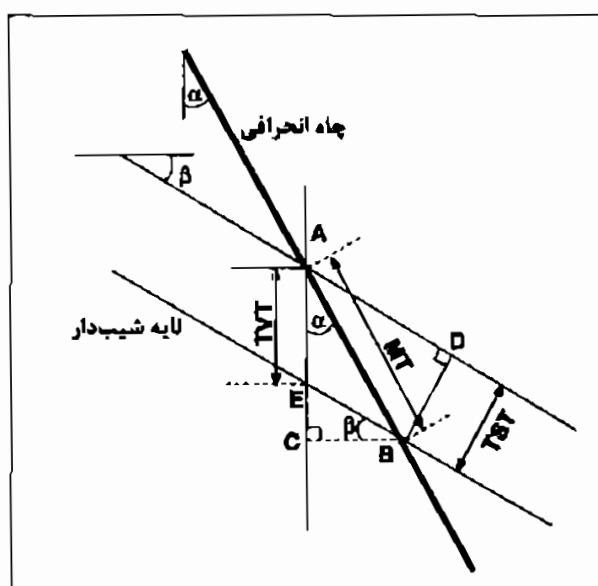
شکل ۴-۱۴ - چاه عمودی و لایه شیب‌دار

شکل ۵-۱۴ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه انحرافی با زاویه α نسبت به عمود، لایه با شیب β از حالت افقی را قطع کرده است. در این صورت خواهیم داشت:

$$TST = MT \cos(\alpha + \beta)$$

$$TVT = TST / \cos \beta = [MT \cos(\alpha + \beta)] / \cos \beta$$

$TVT =$ ضخامت عمودی واقعی (true vertical thickness)



شکل ۵-۱۴ - چاه انحرافی و لایه شیب‌دار

مجدداً لازم به ذکر است که این معادلات در صورتی که آزیموت چاه و لایه انحرافی یکسان باشند معتبر است. عموماً آزیموت چاه و لایه یکی نیست. در این گونه موارد دو کار می‌توان انجام داد. اول آنکه با استفاده از استریونت چاه را عمودی کرد و شیب لایه را در حالت جدید به دست آورد و از معادلات مربوطه استفاده کرد. در حالت دوم با کمک استریونت لایه افقی می‌شود و زاویه انحراف چاه در حالت جدید به دست می‌آید و از معادله مربوط محاسبات انجام می‌گیرد. البته می‌توان به جای استریونت از راه حل‌های ریاضی استفاده کرد.

در محاسباتی که تاکنون ذکر شد فرض بر این است که ضخامت چینه‌شناسی در نقطه ورود چاه به لایه و در نقطه خروج چاه از لایه یکسان است. همچنین میزان انحراف چاه و آزیموت آن در حین عبور از لایه تغییری نمی‌کند.

۴-۱-۱۴ حجم مخزن

با استفاده از نقشه‌های هم‌ضخامت می‌توان حجم مخزن را محاسبه نمود. بعد از حفاری چاه‌های متعدد، امکان تهیه نقشه‌های هم‌ضخامت (isopach map) به وجود می‌آید. شکل ۱۴-۶ برشی از یک نفتگیر را نشان می‌دهد که با یک نقشه هم‌ضخامت زون تولید بالای مرز آب-نفت همراه است. وقتی چنین نقشه‌ای رسم شد، مساحتی که توسط هر کانتور احاطه می‌شود با پلانی متر اندازه‌گیری می‌شود. بعد از این حجم به راحتی محاسبه می‌شود.

متداول‌ترین روش برای محاسبه حجم سنگ مخزن از روی نقشه‌های هم‌ضخامت و استفاده از قانون تریپوزویدال (Trapezoidal Rule) است. این قانون به صورت زیر است:

$$V = (h/2)[A_0 + 2A_1 + 2A_2 + \dots + 2A_{n-1} + A_n] + h_n A_n / 2$$

$$V = \text{حجم کل مخزن}$$

$$h = \text{فاصله کانتوری}$$

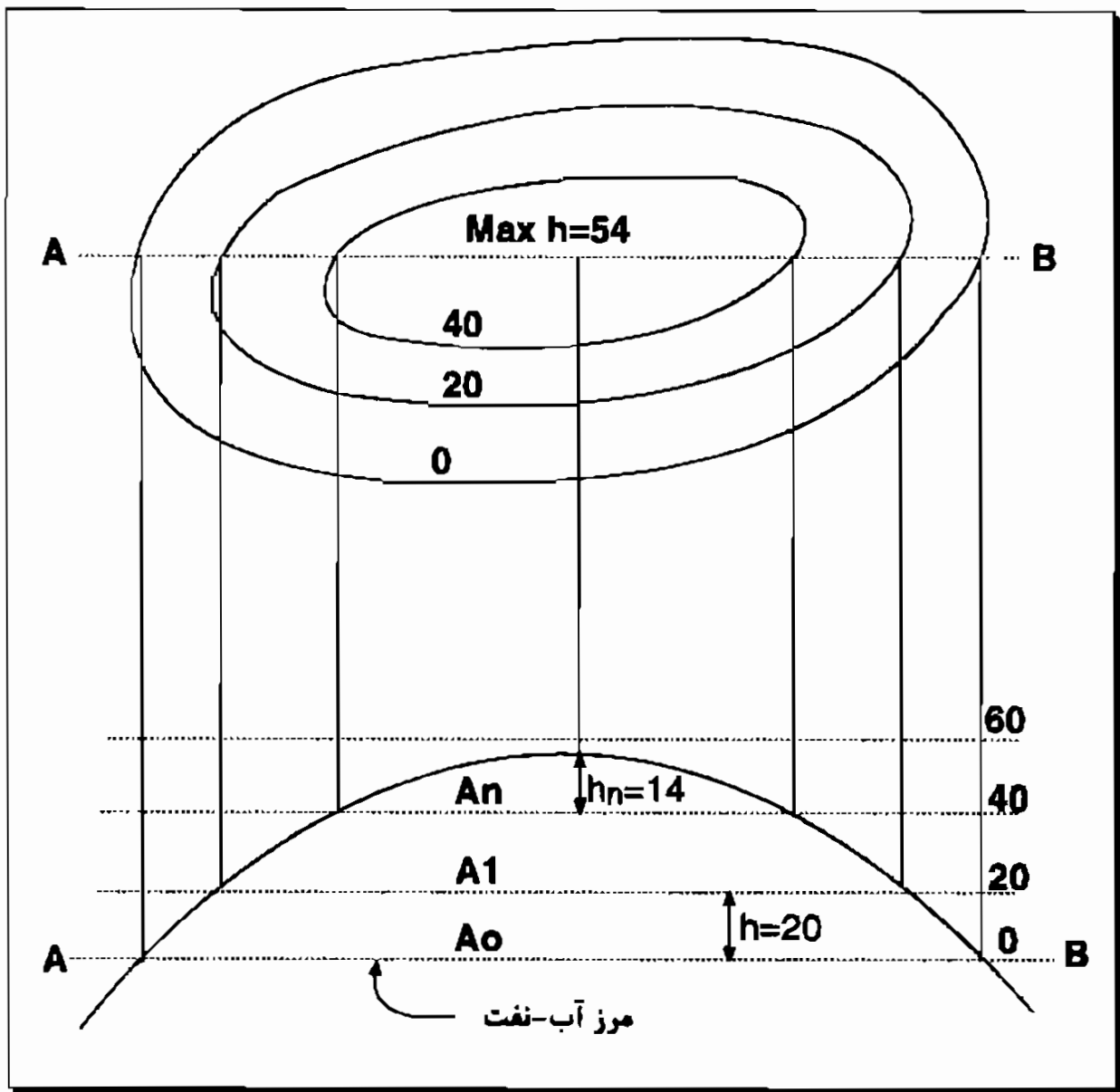
$$A_0 = \text{سطح در بر گرفته شده توسط کانتور صفر}$$

$$A_1 = \text{سطح در بر گرفته شده توسط اولین کانتور}$$

$$A_{n-1} = \text{سطح در بر گرفته شده توسط کانتور ماقبل فوقانی‌ترین کانتور}$$

$$A_n = \text{سطح در بر گرفته شده توسط فوقانی‌ترین کانتور}$$

$$h_n = \text{فاصله عمودی از فوقانی‌ترین کانتور تا بالای مخزن}$$



شکل ۱۴-۶ - نقشه هم‌ضخامت ستون نفت در یک ساختار طاق‌دیسی

۱۵- مدل سازی حوضه های رسوبی و سیستم های نفتی

به دلیل پیچیده بودن سیستم های طبیعی، فهم و درک کامل آن ها بسیار مشکل می باشد. مدل سازی، کوششی برای ساده نمودن این پیچیدگی ها است. مدل سازی حوضه واژه ای است که برای توصیف مدل سازی فرآیندهایی چون تولید، خروج، مهاجرت، به تله افتادن و محافظت هیدروکربن به کار می رود. این تعریف هر دو قسمت مدل سازی حوضه رسوبی و مدل سازی سیستم نفتی (petroleum system) را در بر می گیرد. مدل سازی سیستم نفتی تلاشی برای ساختن تاریخچه زایش و انباشت اقتصادی هیدروکربن در یک سیستم خاص است. مدل سازی حوضه اغلب به طور هم زمان چندین سیستم نفتی را در بر می گیرد. در طراحی چنین مدل هایی لازم است دقت کافی مبذول شود تا دقت مدل بالا باشد. مدل های سیستم نفتی ابزارهای مفیدی برای توصیف رفتار سیستم های هیدروکربنی هستند. انجام تحلیل های حساسیت سنجی برای کاربرد مناسب همه مدل ها در اکتشاف، ضروری است.

مدل سازی حوضه رسوبی برای ساختن تاریخچه رسوبگذاری یک توالی از واحدهای سنگی و پیش بینی رفتار و خصوصیات آن ها انجام می شود. مدل سازی می تواند به صورت رو به جلو یا معکوس باشد. در مدل سازی رو به جلو (forward modeling) با مفروضاتی که امیدواریم فرآیندهای اصلی عمل کننده در سیستم باشند، شروع می کنیم. به عنوان مثال این مفروضات می توانند عمق آب، جهت و دامنه موج، شیب ساحل، سرعت رسوبگذاری و... باشند. سپس اجازه می دهیم تا مدل برای مدت محدودی کار کند و آنگاه تغییرات به وجود آمده در سیستم ملاحظه می شود. در مدل سازی معکوس (reverse modeling)، وضعیت فعلی یک سیستم در نظر گرفته می شود و تلاش می شود تا وضعیت ابتدایی و فرآیندهای مؤثری که وضعیت فعلی را به وجود آورده اند به دست آید. اکثر مدل های حوضه رو به جلو هستند.

از مهمترین اهداف مدل سازی حوضه، توصیف چگونگی تدفین سنگ منشأ، تولید و خروج هیدروکربن در این سنگ ها، مهاجرت، به تله افتادن و حفظ هیدروکربن ها است. معمولاً تعریف مدل سازی حوضه آن طور که اکنون استفاده شد با مفهوم یک حوضه رسوبی بیشتر تطابق دارد تا با تعریف یک سیستم نفتی. مدل سازی یک حوضه منفرد اغلب چندین سیستم نفتی را در بر می گیرد، بدون اینکه آن ها را از هم جدا کند.

جمع‌آوری داده‌ها، اولین قدم در مدل‌سازی حوضه است. داده‌ها می‌توانند از اطلاعات زمین‌شناسی ناحیه، از چاه‌ها، از نمودارها و از اطلاعات لرزه‌ای بدست آیند. تلفیق تمامی این داده‌ها منجر به توصیف تاریخچه حوضه خواهد شود.

کنترل‌کننده‌های دینامیکی و تولیدات یک حوضه رسوبی در حال تکامل، که زمینه تشکیل و تولید هیدروکربن را دارد عبارتند از:

- سرعت فرونشست، بالآمدگی و تغییر شکل حوضه پرشده
- جغرافیای دیرینه، عمق سنجی دیرینه و آب و هوای دیرینه
- شرایط رسوبگذاری و تولید (نظیر سرعت رسوبگذاری، محیط‌ها، رخساره‌ها، تجمع مواد آلی)
- هیدرودینامیک (توزیع فشار سیال و الگوهای آن)
- خصوصیات سنگ، نظیر تخلخل، تراوایی، دانسیته و رسانایی حرارتی
- خصوصیات سیال، مثل ترکیب، دانسیته و گرانروی
- عبور گرما (انتقال و جابجایی)
- تبدیل مواد آلی (زایش هیدروکربن)
- توزیع دوباره سیالات، مخصوصاً مهاجرت اولیه و ثانویه نفت و گاز
- تشکیل نفتگیر

برای مطالعات حوضه به طور کلی چهار نوع مدل مورد بحث قرار گرفته است:

- ۱- مدل‌های پرشدگی حوضه (basin fill models)
- ۲- مدل‌های تغییرشکل تکتونیکی (tectonic deformation models)
- ۳- مدل‌های جریان سیالات زیرزمینی (groundwater fluid flow models)
- ۴- مدل‌های تاریخچه گرمایی حوضه (basin thermal history models)

در مدل‌های پرشدگی حوضه، پارامترهای اصلی که مورد تأکید است عبارتند از رسوبگذاری و خصوصیات چینه‌شناسی. مدل‌سازی رو به جلو می‌تواند شمار زیادی از مدل‌های احتمالی چگونگی پرشدگی رسوبات یک حوضه را به وجود آورد و لذا قدرت پیشگویی وضعیت یک حوضه را مهیا سازد. مدل‌های تغییرشکل تکتونیکی، چین‌خوردگی و گسل‌خوردگی را در مقیاس حوضه شبیه‌سازی می‌کند. چنین کاری در یک پیش‌مدل با پارامترهای اختصاصی که از مقاطع عرضی ساختمانی امروزی به دست می‌آید، عملی است. مدل‌های جریان سیالات زیرزمینی، معمولاً بخاطر چگونگی حرکت آب در محیط‌های متخلخل زیرسطحی، برای اهداف هیدروژئولوژی و هیدرودینامیک به کار می‌رود. مدل‌های تاریخچه گرمایی یک حوضه، مدل‌هایی هستند که زمان زایش هیدروکربن، مهاجرت و تجمع آن بازسازی می‌کند.

۱-۱۵ اهداف و محدودیت‌های مدل‌سازی

در یک مدل‌سازی مناسب موارد زیر باید مشخص شود:

- نوع و میزان هیدروکربن تولید شده در هر مرحله زمانی
- مقدار هیدروکربن خارج شده از هر بلوک سنگی در هر مرحله زمانی
- میزان نسبت‌های فاز گاز و نفت در سیالات هیدروکربنی خارج شده
- تراوایی کل (هم به موازات لایه بندی و هم عمود بر آن) برای هر بلوک از سنگ به عنوان تابعی از زمان

- جهت و نرخ حرکت هر فاز سیال هیدروکربنی در تراوایی قابل دسترس

برای رسیدن به این اهداف باید قادر باشیم بزرگی نیروهای رانشی مختلف را به عنوان تابعی از زمان در هر بلوک مشخص کنیم. تراوایی مطلق ماتریکس و منحنی‌های تراوایی نسبی برای سه فاز سیال (نفت، گاز و آب) در هر نوع سنگ و میزان تراوایی شکستگی برای این سنگ‌ها به اضافه همه اطلاعات لازم برای انجام مدل‌سازی پختگی، نیز لازم است. در واقع بیشتر اطلاعات لازم برای انجام چنین محاسباتی در دسترس نیستند. معادلات لازم معمولاً به خوبی شناخته شده‌اند، اما اغلب توانایی آن‌ها برای توصیف سیستم‌های زمین‌شناسی نامعین است. داده‌های ورودی لازم، اغلب در دسترس نیستند و یا به خاطر هتروژن بودن وضعیت زمین‌شناسی کم اعتبار هستند.

۲-۱۵ برنامه‌ریزی

در نظر بگیرید که یک مدل‌سازی دو بعدی در یک منطقه با اطلاعات چند چاه و چند خط لرزه‌ای می‌خواهد صورت بگیرد. در ابتدا اطلاعات موجود بر روی یک نقشه آورده شده و جهت‌های مدل‌سازی، انتخاب می‌شوند. این جهات، باید همه چاه‌ها را شامل شود تا داده‌های چاه جهت بهینه‌سازی داده‌های ورودی مدل، در دسترس باشد. به طور کلی خط‌های در جهت شیب از خط‌های در جهت امتداد معتبرترند، چرا که مهاجرت هیدروکربن بیشتر در جهت فراشیب است. به هر حال در هنگام انتخاب جهات باید زمین‌شناسی محلی و میزان در دسترس بودن داده‌ها را در نظر داشت. تعداد مقاطع انتخاب شده به تراکم داده‌ها، پیچیدگی زمین‌شناسی، زمان و هزینه در دسترس و اهداف مطالعه بستگی دارد. منطقه مورد مطالعه، شبکه‌بندی و به بلوک‌هایی تقسیم می‌شود. نقاط کنترل که اطلاعات آن‌ها را داریم (مثل چاه‌ها) در مرکز بلوک‌ها قرار می‌گیرند تا یک میانگین از هر خصوصیت برای هر بلوک محاسبه شود.

۱۵-۳ زایش نفت از سنگ منشأ

زایش و تجمع هیدروکربن در حوضه‌های رسوبی مدیون واکنش‌های شیمیایی مواد آلی نهشته شده در سنگ منشأ و سپس مهاجرت آن‌ها به سنگ‌های مخزن است. در این فرایند، حوضه رسوبی یک عامل واکنش‌دهنده (reactor) و مواد آلی، منشأ تأمین ذخیره می‌باشند. در اینجا واکنش شیمیایی به وسیله دما و فشار که مرتباً در طول تکامل حوضه رسوبی تغییر می‌کنند، کنترل می‌شوند.

در خروج هیدروکربن از سنگ منشأ، نیروی اختلاف پتانسیل هیدرولیکی، نیروی شناوری حاصل از اختلاف چگالی بین آب و نفت و نیروی موئینگی در مرز سنگ مؤثر هستند. پتانسیل هیدرولیکی بر روی همه سیالات به طور یکسان عمل می‌کند، در حالی که دو نیروی دیگر هیدروکربن را بیشتر از آب تحرک می‌بخشند. اهمیت نسبی این نیروها به ضخامت سنگ منشأ، اختلاف اندازه خلل و فرج در سنگ منشأ و لایه معبر (carrier bed)، چگالی (ترکیب) هیدروکربن، نرخ رسوبگذاری و تراوایی سنگ منشأ بستگی دارد. احتمالاً فشار شناوری در سنگ منشأ در اکثر موارد کمترین اهمیت را دارد. نیروی موئینگی نقش مهمی در خروج هیدروکربن ایفا می‌کند، به ویژه وقتی تولید در سنگی با تخلخل نسبتاً بالا رخ دهد. با همه این‌ها، از آنجا که فشار موئینگی، به لیتولوژی سنگ اطراف سنگ منشأ بستگی دارد، به خاطر اینکه اطلاعات مربوط به سطح بین لایه حمل‌کننده و سنگ منشأ کم است و به دلیل اینکه اطلاعات ما از پتانسیل هیدرولیکی در سنگ‌های متراکم کافی نیست توانایی ما برای پیش‌بینی بزرگی نیروهای عامل در خروج نفت محدود است.

۱۵-۴ مسیر مهاجرت

در مهاجرت ثانویه، نیروی شناوری سبب می‌شود که نفت در یک سازند همگن، تمایل به حرکت در جهت بیشترین شیب را داشته باشد. چنین مسیری عمود بر کانتورهای ساختمانی یعنی در جهت شیب واقعی است. خطوط عمود بر کانتورهای ساختمانی در افق بالایی سازند تراوا (یا قاعده پوش سنگ) را قاطع کانتور (ortho-contour) می‌نامند. نقشه قاطع کانتورها راهنمای خوبی برای یافتن مسیر مهاجرت است. باید توجه داشت که چنین نقشه‌هایی باید برای زمان واقعی مهاجرت ثانویه تهیه شوند. در مورد مسیر مهاجرت باید عواملی چون گسل‌های مسدودکننده و تراوا و تغییرات رخساره‌ای سازند تراوا در نظر گرفته شوند تا تصحیحات لازم در مورد مسیر واقعی مهاجرت اعمال شود.

در بسیاری از مدل‌ها، از قانون دارسی برای محاسبه نرخ جریان و حجم سیال جاری در لایه تراوا استفاده می‌شود. یکی از ضعف‌های این محاسبات این است که تراوایی واحدهای سنگی اغلب در دسترس نیست. مدل‌های سیستمی که دو فاز هیدروکربن و آب را مد نظر دارند در توصیف مهاجرت هیدروکربن هم نیروی شناوری و هم نیروی موینگی را در نظر می‌گیرند و بنابراین اجازه حرکت هیدروکربن به صورت مجزا از آب را می‌دهند. در چنین مدل‌هایی گاز و نفت با یکدیگر حرکت می‌کنند و خواص این فاز مختلط، می‌تواند میانگین خواص نفت و گاز باشد. البته این خواص با گذشت زمان و همچنین در مکان‌های مختلف در اثر شکسته شدن مولکول‌های بزرگ و یا تغییرات فاز تغییر می‌کند. در نتیجه درک بهتر تعادل فازی به تعیین هر چه بهتر این خواص می‌انجامد. استفاده از مدل‌های حرکتی دو فازی (آب + هیدروکربن) نیازمند دانستن حجم هیدروکربن در هر نقطه از سیستم است. بنابراین باید حجم هیدروکربن خارج شده از سنگ منشأ مشخص شود و همین‌طور تراوایی نسبی مسیرهای مهاجرت برای فازهای ذکر شده تعیین گردد.

در حین مهاجرت ثانویه مقداری از نفت به هدر می‌رود. این هدرروی را می‌توان به دو قسمت تقسیم کرد: قسمتی که در تله‌های ریز به دام می‌افتد و قسمتی که در منافذ لایه حمل کننده، عمدتاً به خاطر نیروی موینگی گیر می‌افتد و یا جذب سنگ می‌شود. قسمت دوم را اشباع‌شدگی نفت باقیمانده می‌نامند و تا حدود ۳۰ درصد حجم فضاهای خالی که نفت از بین آن‌ها عبور کرده می‌رسد. وقتی مهاجرت از طریق حجم کوچکی از سنگ حمل کننده رخ دهد، اتلاف کمتری خواهیم داشت. اگر چه از روی منحنی‌های تراوایی نسبی می‌توان اشباع‌شدگی نفت باقیمانده (نفت اشباع‌شدگی کاهش نیافتنی) را در یک مسیر حساب کرد اما محاسبه حجم فضاهای خالی یک لایه حمل کننده که نفت از آن‌ها عبور کرده، به هیچ وجه دقیق نیست.

همه مدل‌های تجمع - مهاجرت یک مشکل عمده دارند و آن این است که برای خواصی که حرکت سیال را کنترل می‌کنند (نظیر تراوایی نسبی و مطلق) یک میانگین برای هر بلوک به کار می‌برند و فرض می‌کنند که این بلوک همگن است، در حالی که سنگ‌ها به هتروژن بودن معروفند و حرکت سیال توسط زون‌هایی (اغلب کوچک) کنترل می‌شود که به طور نابهنجار تراوایی بالا یا پایین دارند. همچنین معمولاً مدل‌سازی‌ها دو بعدی انجام می‌شوند، در حالی که فرآیند حرکت سیال سه بعدی است. تغییرات ساختاری و لیتولوژیکی در بعد سوم می‌تواند مسیر مهاجرت را عوض کند. بنابراین هر جا با مدل‌سازی دو بعدی تجمعی از هیدروکربن پیش بینی می‌شود باید در جهت عمود بر آن نیز مدلی تهیه شود.

۱۵-۵ حفظ هیدروکربن

بایستی در نظر داشت که هر تجمع نفتی یا حفظ می‌شود و یا تخریب و تجزیه می‌گردد. تجزیه و تخریب هیدروکربن انباشته شده به چند صورت رخ می‌دهد:

- شکسته شدن حرارتی: پیش‌بینی شکسته شدن حرارتی با استفاده از مدل‌های کینتیک قابل انجام است.
- اکسید شدن: عمدتاً تبدیل سریع متان به دی‌اکسیدکربن در دماهای بالا (حدود ۱۵۰ درجه سانتیگراد) و در حضور سولفات است. از آنجا که اکثراً اکسید شدن متان در مخازن کربناتی و در دماهای بالا رخ می‌دهد با استفاده از معیارهای دما و لیتولوژی قابل پیش‌بینی است.
- فرسایش تجمعات نفتی: که با بازسازی تاریخچه دفن قابل پیش‌بینی است.
- تجزیه زیستی و آبشویی: آبشویی و تجزیه زیستی اغلب با هم رخ می‌دهند. مدل‌های فعلی نمی‌توانند این‌ها را پیش‌بینی کنند، اگر چه اصولاً باید قابل پیش‌بینی باشند.
- نشأت از طریق پوش‌سنگ: اکثر مدل‌ها، شکستگی هیدرولیکی پوش‌سنگ در اثر نیروی شناوری را نشان می‌دهند، اما توانایی در نظر گرفتن شکستگی‌های تکتونیک را ندارند.

۱۵-۶ آنالیزهای تاریخچه تدفین

آنالیزهای تاریخچه تدفین برای مدل‌سازی فرونشست، بالآآمدگی، پیش‌بینی پختگی و دیگر فاکتورها استفاده می‌شود. مطالعه تاریخچه تدفین به منظور پیش‌بینی زمان و عمقی است که در آن تولید هیدروکربن رخ داده است. پختگی سنگ منشأ از دو راه به دست می‌آید: اندازه‌گیری مستقیم از نمونه‌های به دست آمده از چاه‌ها و رخنمون‌ها و پیش‌بینی آن با استفاده از مدل‌سازی. پختگی اندازه‌گیری شده از نمونه‌های دستی ارزش محدودی در اکتشاف دارند که بخشی از آن مربوط به در دسترس نبودن نمونه یا حفر نشدن چاه به تعداد مناسب است. داده‌های لازم برای این مدل‌سازی عمق سازندها، لیتولوژی سازندها، سن سازندها، عمق نهشته شدن سازندها، دمای ته چاه و مقادیر انعکاس ویرینایت بر اساس عمق و نوع کروژن است.

۱۵-۷ تحلیل‌های حساسیت‌سنجی

هر چه بیشتر از محدودیت دانش خود درباره معادلات و داده‌های ورودی لازم در مدل‌سازی حوضه و سیستم آگه می‌شویم، بیشتر با مشکل تخمین مقدار و عدم قطعیت مدل‌ها مواجه

خواهیم شد. بنابراین انجام تحلیل‌های حساسیت‌سنجی در کاربرد مدل‌ها در اکتشاف، مهم است و یک کاربر باید بداند که عدم قطعیت موجود در داده‌های ورودی، چقدر بر تصمیم‌نمایی (که از روی اطلاعات خروجی اتخاذ می‌شود) اثر می‌گذارد. حداقل سه راه حل متفاوت برای تحلیل‌های حساسیت‌سنجی پیشنهاد شده است. یک پاسخ این است که با استفاده از حداقل‌گر و حداقل پارامترهای مختلف ورودی، چندین شبیه‌سازی انجام شود. پاسخ صحیح بین بزرگ‌ترین و کوچکترین مقدار پارامترهای خروجی قرار دارد. چنین راه حلی خام است چرا که احتمال وقوع را نشان نمی‌دهد. پاسخ دوم که به طور روزافزونی مورد توجه مدل‌سازان قرار می‌گیرد استفاده از قوانین آماری برای نشان دادن احتمال وقوع جواب‌ها است. چنین مدل‌هایی چندین مقدار خروجی می‌دهند که احتمال وقوع آن‌ها نیز ذکر شده است. راه حل سوم این است که با داده‌های ورودی مشابه چندین شبیه‌سازی انجام شود. از آنجا که هر مدل به‌صورت جداگانه ساخته شده است، استفاده از چندین مدل، تأثیر خود مدل بر روی اطلاعات خروجی را نشان می‌دهد.

۱۶- مراحل توسعه یک میدان هیدروکربنی

در این بخش از کتاب به طور چکیده، فعالیت‌هایی که در طی مراحل مختلف توسعه میدان (field development) انجام می‌گردد، آورده می‌شود.

به طور کلی طول عمر یک میدان هیدروکربنی را می‌توان به پنج مرحله تقسیم کرد:

۱- فاز اکتشاف (exploration phase)

۲- فاز ارزیابی (appraisal phase)

۳- برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری (development planning)

۴- فاز تولید (production phase)

۵- فاز از کارافتادگی (decommissioning)

۱-۱۶ فاز اکتشاف

این فاز جهت کشف ذخایر جدید هیدروکربن است تا به جای حجم‌های تولید شده جایگزین شود. بیش از یک قرن است که زمین‌شناسان نفت همواره در جستجوی نفت هستند و در طی این دوره به اکتشافات مهمی دست پیدا کرده‌اند. خوشبختانه با پیشرفت تکنیک‌های اکتشافی جدید، دقت فعالیت‌های اکتشافی بیشتر شده و شانس بیشتری برای موفقیت وجود دارد. با وجود این پیشرفت‌ها، هنوز اکتشاف به صورت یک فعالیت با ریسک بالا باقی مانده است.

معمولاً در کارهای اکتشافی در ناحیه مورد نظر، قبل از اینکه یک چاه اکتشافی حفاری

شود، مطالعات زیر صورت می‌گیرد:

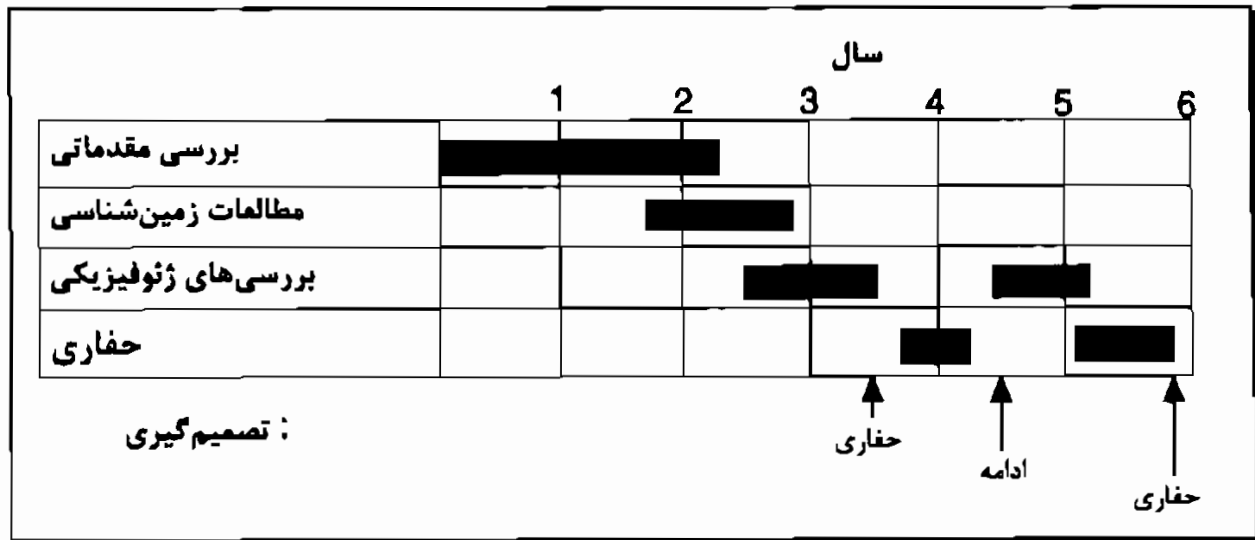
- بررسی زمین‌شناسی ناحیه برای پی بردن به وجود شرایط لازم برای تولید هیدروکربن،

- بررسی‌های مغناطیسی و ثقل‌سنجی

- بررسی‌های لرزه‌شناسی و نهایتاً

- اقدام به حفر چاه اکتشافی

شکل ۱-۱۶ فازهای مختلف یک برنامه اکتشافی را نشان می‌دهد.



شکل ۱۶-۱ - فازهای مختلف یک برنامه اکتشافی

۱۶-۲ فاز ارزیابی

زمانی که یک چاه اکتشافی به هیدروکربن برخورد می‌کند، هنوز تلاش قابل ملاحظه‌ای برای تعیین ذخیره حقیقی میدان لازم است. به عبارت دیگر فعالیت‌هایی که در مرحله اکتشاف صورت می‌گیرد، اطلاعاتی در مورد شکل و اندازه ذخیره حقیقی میدان و یا قابلیت تولیدی انباشته هیدروکربن به ما نمی‌دهد. ریسکی که در اینجا وجود دارد این است که یک میدان ممکن است بیشتر یا کمتر از آن چیزی که انتظار داریم تولید کند. در نتیجه تسهیلات مورد نیاز میدان ممکن است کمتر یا بیشتر در نظر گرفته شود و نهایتاً سودبخشی پروژه با مشکل روبرو شود. بنابراین لازم است که بعد از مرحله اکتشاف یک برنامه ارزیابی جهت بهینه کردن توسعه تکنیکی انجام گیرد. این برنامه ممکن است تولید نفت اولیه از میدان را برای چند سال به تعویق بیاندازد و از طرفی یک هزینه به سرمایه‌گذاری اولیه اضافه کند.

به طور کلی می‌توان گفت که نقش فعالیت‌های ارزیابی، کاهش ابهامات در توصیف مخازن هیدروکربنی و نیز پیشگویی عملکرد مخزن در طی تولید و تصمیم‌گیری آگاهانه در مورد شروع بهره‌برداری، یا توقف فعالیت‌ها و یا فروختن اکتشافات است. برای رسیدن به این اهداف لازم است پارامترهای مختلفی را تخمین بزنیم که هر کدام از آنها توسط فاکتوره‌ای مختلف کنترل می‌شود (جدول ۱۶-۱). این پارامترها در تخمین حجم نفت و گاز درجا و نیز ضریب بازیافت به ما کمک خواهد کرد.

جدول ۱۶-۱ - پارامترهای تخمین حجم نفت و گاز درجا و ضریب بازیافت و فاکتورهای مختلف کنترل کننده آنها

پارامتر	فاکتورهای کنترل کننده
حجم سنگ هیدروکربن دار	شکل ساختمان، شیب دامنه‌ها، موقعیت گسل‌های حاشیه‌ای، موقعیت گسل‌های داخلی و عمق سطح تماس سیالات
نسبت ضخامت مفید به کل	محیط رسوبی و دیازنز
تخلخل	محیط رسوبی و دیازنز
اشباع شدگی هیدروکربن	کیفیت مخزن و نیروی موینگی
ضریب حجمی نفت و گاز	نوع سیال، فشار و درجه حرارت مخزن
ضریب بازیافت	ویژگی‌های فیزیکی سیال (گرانروی و چگالی)، زاویه شیب سازند، حجم آکی فر و حجم پوش گاز

ابزارهای اصلی که در ارزیابی استفاده می‌شود در واقع همان ابزارهای هستند که در اکتشاف مورد استفاده قرار می‌گیرند. یعنی همان چاه‌های حفاری و بررسی‌های لرزه‌ای دوبعدی و سه‌بعدی که بررسی‌های لرزه‌ای سه‌بعدی به طور گسترده‌ای استفاده می‌شوند. مثلاً در انتخاب موقعیت چاه‌ها و حتی در تشخیص حجم نفت باقیمانده. همچنین ارزیابی ممکن است شامل بازپردازش یک بررسی لرزه‌ای قدیمی نیز باشد. به طور کلی نوع ابزاری که برای ارزیابی استفاده می‌شود بستگی به این مسأله دارد که فاز ارزیابی سعی دارد چه نوع ابهامی را کاهش دهد و برای کاهش این ابهام چه اطلاعاتی نیاز است؟ برای مثال، اگر سطوح تماس سیالات، منشأ اصلی ابهام باشد، برای فهمیدن مرزها، چاه‌های حفاری ابزار مناسبی است در حالی که داده‌های لرزه‌ای شاید چندان مناسب نباشد.

ابزارهای دیگری که ممکن است در ارزیابی استفاده شوند شامل:

- ۱- یک آزمایش تداخلی (interference test) بین دو چاه برای تعیین ارتباط فشار در عرض یک گسل
- ۲- حفر یک چاه در پهلو یک میدان جهت بررسی تأثیر شیب لایه‌های دیده شده در روی مقاطع لرزه‌ای
- ۳- حفر یک چاه به صورت افقی برای معلوم شدن کناره‌های مخزن و تعیین گسترش مخزن به طور جانبی (چاه‌های افقی ممکن است اطلاعات بیشتری درباره امتداد مخزن نسبت به چاه‌های عمودی فراهم کنند)
- ۴- یک آزمایش تولید (production test) بر روی یک چاه برای تعیین میزان تولید از چاه‌های بهره‌برداری در آینده

۵- مغزه‌گیری و آزمایش میزان تولید بخش آبی در یک میدان برای پیشگویی رفتار آکی فر در طی تولید

۶- عمیق نمودن یک چاه به منظور بررسی امکان وجود مخزن‌های زیرین

۷- مغزه‌گیری از یک چاه برای مطالعه تأثیرات دیاژنزی

۱۶-۳ برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری

براساس نتایجی که از فازهای اکتشاف و ارزیابی بدست آمده است و با بررسی امکانات موجود، در نهایت می‌توان یک برنامه بهره‌برداری از میدان را تدوین کرد و به طور متوالی اجرا کرد. هدف اولیه برنامه بهره‌برداری از یک میدان، تأمین تسهیلات سطحی و زیرسطحی به منظور تولید است. این مرحله این اطمینان را می‌دهد که همه جنبه‌های پروژه شناخته شده‌اند. در این مرحله یک‌سری مواردی که باید مورد بحث قرار بگیرد شامل:

- ۱- اهداف بهره‌برداری
- ۲- داده‌های مهندسی نفت
- ۳- اصول کار
- ۴- توصیف تسهیلات مهندسی
- ۵- تخمین هزینه و نیروی انسانی
- ۶- برنامه‌ریزی پروژه
- ۷- پیشنهاد بودجه

بعد از پذیرش برنامه توسعه میدان (field development plan, FDP) فعالیت‌های متوالی زیر قبل از تولید اولیه از میدان انجام می‌شود:

- ♦ طراحی دقیق تسهیلات
- ♦ تهیه مواد ساختمانی
- ♦ ساخت تسهیلات
- ♦ نصب تسهیلات

۱۶-۴ فاز تولید

فاز تولید از زمانی شروع می‌شود که هیدروکربن به صورت اقتصادی به درون چاه جریان می‌یابد. این فاز، مرحله جبران سرمایه است. یعنی علاوه بر اینکه سرمایه‌گذاری اولیه جبران می‌شود، برای پروژه‌های جدید نیز ممکن است پول فراهم کند.

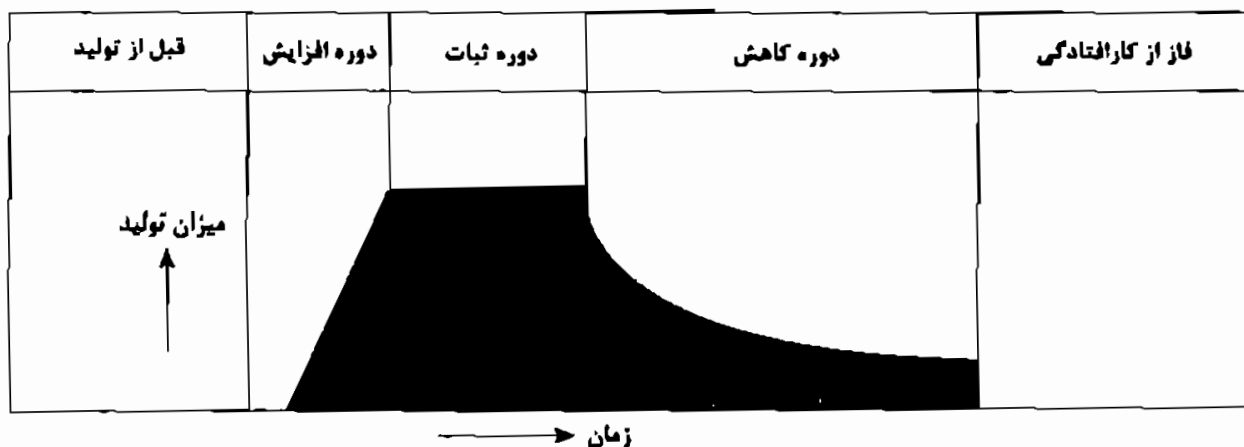
به طور کلی برنامه‌های بهره‌برداری و تولید براساس پروفیل‌های تولید (production profile) پیش‌بینی شده که بستگی به مکانیسم‌ها و نیروهای رانش در مخزن دارند، انجام می‌گیرد.

پروفیل تولید، تسهیلات مورد نیاز و تعداد چاه‌هایی را که باید حفر شوند تعیین می‌کند. برای مثال پروفیل تولید در شکل ۱۶-۲ سه فاز مشخص را نشان می‌دهد:

۱- دوره افزایش (build up period): در طی این دوره نفت چاه‌های تولید کننده به خطوط لوله انداخته می‌شود.

۲- دوره ثبات (plateau period): در این دوره ممکن است یک‌سری چاه‌های جدید حفر شوند، ولی در عین حال یک‌سری چاه‌های قدیمی‌تر شروع به کاهش تولید می‌کنند و در نتیجه میزان تولید ثابت می‌ماند.

۳- دوره کاهش (decline period): در طی این دوره که معمولاً طولانی‌ترین دوره است و دوره پایانی نامیده می‌شود، همه چاه‌های تولید کننده کاهش تولید را نشان می‌دهند.



شکل ۱۶-۲ - پروفیل تولید که در آن در سه فاز: دوره افزایش، دوره ثابت و دوره کاهش دیده می‌شود

۱۶-۵ فاز از کارافتادگی

طول عمر اقتصادی یک میدان به طور معمولی در یک مرحله متوقف می‌شود و دیگر تولید سرمایه نمی‌کند. به این مرحله، از کارافتادگی میدان گویند. از کارافتادگی اقتصادی به عنوان مرحله‌ای است که در آن مرحله درآمد کلی، هزینه‌های عملی را تحت پوشش قرار نمی‌دهد. البته هنوز به طور تکنیکی امکان ادامه تولید میدان وجود دارد ولی نفعی در آن موجود نیست. حداقل دو روش برای به تأخیر انداختن از کارافتادگی یک میدان وجود دارد: کاهش هزینه‌های عملی و افزایش تولید هیدروکربن. در مرحله از کارافتادگی میدان، می‌توان از طریق روش‌های بازیافتی مثل فرایندهای آبرویی و فرایندهای شیمیایی و غیره، آن قسمت از هیدروکربن را که بعد از تولید اولیه در مخزن باقی مانده بازیافت کرد. ولی نهایتاً همه ذخایری که از نظر اقتصادی قابل بازیافت هستند به اتمام خواهند رسید و میدان از کار خواهد افتاد.

۱۷- هیدروکربن‌ها در حوضه‌های رسوبی

بیش از ۶۰۰ حوضه رسوبی در جهان وجود دارد که حدود ۲۵ درصد آن‌ها امروزه تولیدکننده هیدروکربن هستند. در این بخش از کتاب حوضه‌های رسوبی در رابطه با تولید نفت و گاز مورد بحث قرار می‌گیرند و مفاهیم پایه، مکانیسم‌های تشکیل حوضه و طبقه‌بندی انواع مختلف حوضه‌های رسوبی بحث خواهد شد.

۱-۱۷ مفاهیم اساسی

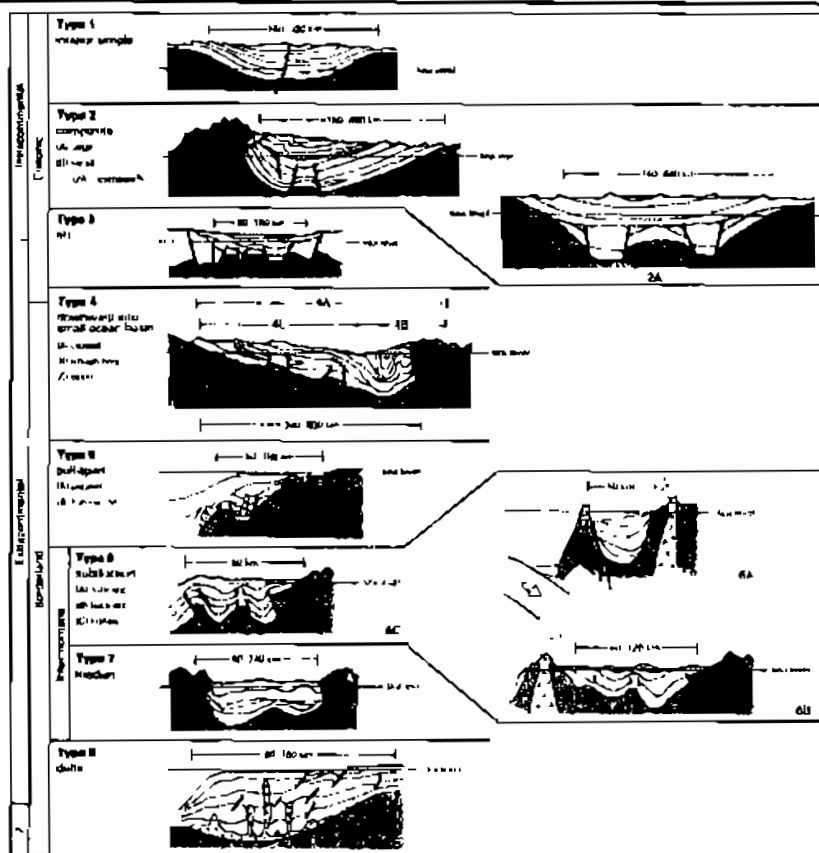
لایه‌های رسوبی سطح زمین بر روی یک کمپلکس ضخیم از سنگ‌های آذرین و دگرگونی که در نواحی قاره‌ای به آن‌ها پی‌سنگ (basement) گفته می‌شود، قرار دارند. یک حوضه رسوبی، یک فرورفتگی (depression) در سطح پی‌سنگ است که با فرونشست (subsidence) ایجاد می‌شود. فرونشست یک حوضه به وسیله رفتار پوسته، سردشدگی لیتوسفر، جریان‌های استنوسفری و چگال‌شدگی پوسته در اثر تغییر فاز، رخ می‌دهد. زمین‌شناسان معمولاً مفهوم حوضه را برای خود فرورفتگی و رسوبات پرکننده آن به کار می‌برند. یک حوضه اغلب در طول زمان تغییر می‌کند و چندین مرحله مشخص را طی می‌کند. یک حوضه ممکن است در طی تکامل خود به نوع دیگر تبدیل شود.

چهار فاکتور مهم در یک حوضه رسوبی عبارتند از:

- شکل هندسی حوضه
- ماهیت رسوبات پرکننده
- نوع و سبک تکتونیک
- مکانیسم تشکیل حوضه

این چهار فاکتور کاملاً وابسته و مرتبط به یکدیگر هستند.

در رابطه با شکل هندسی، حوضه از نظر اندازه و شکل تغییرات زیادی می‌کند. در روی نقشه، برخی از حوضه‌ها دایره‌ای یا بیضوی و برخی دیگر راست گوشه و ترفاف مانند به نظر می‌رسند. در نیمرخ، یک حوضه می‌تواند متقارن یا نامتقارن باشد (شکل ۱-۱۷).



شکل ۱۷-۱ - نیمرخ حوضه‌های رسوبی مختلف

حوضه می‌تواند از طریق رسوبات پرکننده‌اش نیز توصیف شود. حوضه‌ها می‌توانند از رسوبات قاره‌ای، کم‌عمق دریایی و دریایی عمیق پر شوند که بستگی به ارتفاع حوضه و اثر متقابل بین نرخ رسوبگذاری و فرونشست دارد. در بیشتر حوضه‌های رسوبی، فرونشست و رسوبگذاری تقریباً هم‌زمان رخ می‌دهند. اگر رسوبگذاری و فرونشست یکسان با هم رخ دهند هیچ‌گونه جای خالی بدون پرشدگی باقی نخواهد ماند و حوضه با رسوبات آب‌های کم‌عمق پر خواهد شد. در حالت دیگر، یک فرونشست اصلی می‌تواند یک فضای خالی عمیق به وجود آورد که بعدها به مرور توسط رسوبات پر شود. چنین حالتی معمولاً با یک فرونشست ایزوستازی ثانویه در نتیجه وزن رسوبات همراه است. حوضه‌هایی که به دور از منشأ تخریبی رسوبات هستند و یا توسط سدهای توپوگرافیکی از منشأ تخریبی جدا شده‌اند، ممکن است از رسوبات کربناته یا تبخیری، بسته به شرایط آب و هوای دیرینه، پر شوند. آن‌ها همچنین ممکن است حوضه‌هایی را شامل شوند که بیشتر با آب پر شده‌اند و مقدار رسوب خیلی کمی دریافت می‌کنند (starved basin).

وجه مهم دیگر در حوضه‌های رسوبی، ماهیت فرآیندهای تکتونیکی آن‌هاست. انواع چین‌خوردگی و گسل‌خوردگی که در حوضه گسترش می‌یابد تا حدودی به مکانیسم‌های تغییر شکل دهنده و رسوبات وابسته است. تغییرشکل‌های فشارشی عموماً چین‌خوردگی و گسل‌های

تراستی بوجود می‌آورند و کشش‌ها موجب گسل‌های نرمال و گسلش قطعه‌ای (block faulting) می‌شوند.

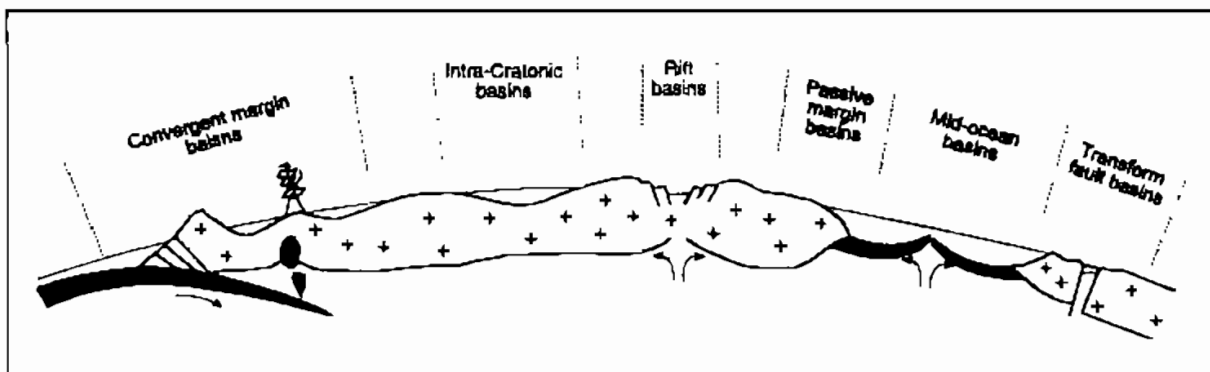
در مطالعه زایش، مهاجرت و تجمع هیدروکربن، تعیین زمان رشد ساختمانی (structural growth) خیلی مهم است. تجمع هیدروکربن اغلب با تغییر شکل ساختمانی فعال، که در طول رسوبگذاری منجر به تغییرات سریع رخساره‌های رسوبی و ضخامت آن‌ها شده میسر می‌شود. شیل‌های غنی از مواد آلی در محیط‌های عمیق و مناطق با تغییرات ساختمانی کم نهشته می‌شوند، در حالیکه رخساره‌های مخزنی دانه درشت‌تر و تله‌های نفتی معمولاً در مناطقی با تغییرات ساختمانی زیاد گسترش می‌یابند. ناپیوستگی‌ها و گسل‌ها اغلب به فرایندهای مهاجرت کمک می‌کنند. همچنین تغییر شکل‌های ساختمانی که در مراحل پایانی رسوبگذاری حوضه رخ می‌دهند، می‌توانند به زایش نفت کمک کنند، زیرا اغلب با جریان حرارتی تقریباً بالایی همراه هستند. نفت تولید شده بعدها به تله‌های ساختمانی مهاجرت خواهد کرد. با وجود این، ساختمان‌هایی که بعد از توقف زایش و مهاجرت هیدروکربن تشکیل شوند، ممکن است تهی بمانند. اگر گسترش حوضه هم‌زمان با تکتونیک شدید باشد، می‌تواند آثار زیانباری را به وجود آورد. اگر تغییر شکل، سنگ مخزن را به بالا بیاورد، نفوذ آب‌های زیرزمینی باعث تجزیه و از بین رفتن نفت و گاز می‌شود. در مقابل، جریان حرارتی زیاد و تدفین تکتونیک عمیق سنگ مخزن می‌تواند باعث دگرگونی و بلوغ بیش از حد (overmature) هیدروکربن شود.

۱۷-۲ مکانیسم‌های تشکیل حوضه (Basin Forming Mechanisms)

در اینجا مکانیسم‌های تشکیل حوضه را با کمک تئوری تکتونیک صفحه‌ای (plate tectonic) شرح می‌دهیم.

محل قرارگیری یک حوضه در روی صفحات زمین (plates) اساس این طبقه‌بندی را تشکیل می‌دهد (شکل ۱۷-۲). بیرونی‌ترین بخش زمین را که لایه سختی است، لیتوسفر (lithosphere) می‌نامند که پوسته و بالاترین قسمت جبهه را در بر می‌گیرد. فرورفتگی‌های توپوگرافیکی (topographic lows) در سطح زمین، جایی که پوسته نازک بوده و از سنگ‌های چگال بازالتی تشکیل شده، به وجود می‌آیند. آب اقیانوس‌ها این فرورفتگی‌های توپوگرافیکی را پر می‌کنند و بر همین اساس پوسته چگال بازالتی را پوسته اقیانوسی می‌گویند. از طرف دیگر، پوسته قاره‌ای ضخیم که از سنگ‌های گرانیتی سبک تشکیل شده، نسبت به پوسته اقیانوسی در ارتفاع بیشتری قرار گرفته است. در زیر لیتوسفر سخت، یک لایه با ویسکوزیته کمتر که

استنوسفر نامیده می‌شود وجود دارد. حرکت استنوسفر (asthenosphere) باعث می‌شود که لیتوسفر به صفحات جدا از هم، شکسته شود و به آهستگی در سطح زمین حرکت کند. داخل صفحات نسبتاً آرام و ثابت است، اما کناره‌های آن‌ها از نظر تکتونیکی به شدت فعال می‌باشد. صفحات در رشته‌های میان اقیانوسی (mid-ocean ridges) جایی که بازالت از جبهه به طرف بالا می‌آید و پوسته اقیانوسی جدید را می‌سازد، از هم جدا می‌شوند. این واگرایی باعث گسترش جانبی کف دریا می‌شود. نیروهای وارده در این منطقه اساساً کششی هستند.



شکل ۱۷-۲ - نقش تکتونیک صفحه‌ای در شکل‌گیری حوضه‌های رسوبی

در قاره‌ها، جریان‌های همرفتی در استنوسفر ساخت‌های گنبدی شکلی را در پوسته ایجاد می‌کنند. وقتی نیروها خیلی زیاد می‌شوند، این برآمدگی به صورت شعاعی، که معمولاً سه شاخه است، شکسته شده و ریفت‌ها (rifts) را ایجاد می‌کند. چنانچه جدایش صفحات رخ دهد، فقط دو شاخه ریفت به طور فعال به جدایش خود ادامه می‌دهند تا یک حوضه اقیانوسی بسازند. شاخه سوم از بازشدگی می‌ایستد و یک ریفت عقیم (failed rift) را ایجاد می‌کند. به طور مثال، دریای سرخ یک حوضه اقیانوسی اولیه می‌باشد که عملکرد دو شاخه ریفت در منطقه باعث شده است که افریقا از عربستان جدا شود. دره شرق افریقا شاخه سوم ریفت می‌باشد که بی‌حرکت باقی‌مانده است. با ادامه گسترش کف دریا، پوسته اقیانوسی جدید تنها به زون محوری اضافه می‌شود، جایی که تیغه میان اقیانوسی شکل می‌گیرد.

جایی که صفحات به هم می‌رسند، نیروهای اصلی از نوع فشارشی هستند. در زون فرورانش (subduction zone) لبه سنگین یک صفحه به زیر صفحه دیگر می‌رود، به طوری که به داخل گوشته کشیده شده و از بین می‌رود. جزایر کمائی (island arc) توسط ولکانیسم و مخلوط شدگی پوسته اقیانوسی و قاره‌ای نزدیک زون فرورانش ایجاد شده و حوضه‌های کوچکی در مجاور آن‌ها تشکیل می‌شوند. فرورانش بیشتر شامل پوسته اقیانوسی می‌شود، زیرا که پوسته قاره‌ای سبکتر بوده و در بالا باقی می‌ماند. یک قاره در لبه خود می‌تواند فشرده شده و رشته کوه‌های ساحلی مثل آند را بوجود آورد.

وقتی پوسته اقیانوسی که دو قاره را از هم جدا کرده، شروع به از بین رفتن می‌کند، قاره‌ها به هم نزدیک می‌شوند و در انتها به هم برخورد می‌کنند (collosion). در این حالت حوضه‌های کوچکی در مجاور بالاآمدگی کوه‌ها شکل می‌گیرند.

در بعضی از مرزهای صفحات همگرا، پوسته از بین نمی‌رود. به عنوان مثال در طول ساحل غربی آمریکا، دو صفحه در کنار یکدیگر در طول گسل‌های تراگذر (transcurrent) می‌لغزند. حوضه‌های کوچکی می‌توانند در کنار چنین گسل‌های مرکبی تشکیل شوند، مثل حوضه کالیفرنیا در مجاورت گسل سن آندریاس.

۱۷-۳ طبقه‌بندی حوضه‌ها (Basin Classification)

در طول چند ساله اخیر، طبقه‌بندی‌های مختلفی ارائه شده است. برای صنعت نفت، به یک طبقه‌بندی نیاز داریم که نقش حوضه‌های رسوبی را به عنوان ذخیره‌کننده نفت و گاز در نظر بگیرد. بیش از یک سوم حوضه‌های جهانی می‌توانند به عنوان حوضه‌های ناشناخته (frontier basin)، در رابطه با اکتشاف هیدروکربن، در نظر گرفته شوند. می‌توان راهی برای دسته‌بندی حوضه‌هایی که دارای خصوصیات یکسان نفت و گاز هستند، پیدا کرد و سپس این داده‌ها را به حوضه‌های مشابهی که چشم‌انداز نفتی شناخته شده‌ای ندارند تعمیم داد.

در این بخش، از نظرات Wopf و Klemme برای طبقه‌بندی حوضه‌های رسوبی استفاده شده است. دو نوع حوضه مربوط به صفحات قاره‌ای پایدار (stable continental plates) هستند، دو نوع دیگر در محل واگرایی صفحات (plate divergent) گسترش می‌یابند و چهار نوع آخر به همگرایی صفحات (plate convergent) مربوط‌اند.

۱۷-۳-۱ حوضه‌های مرتبط با صفحات قاره‌ای پایدار

دو نوع حوضه وجود دارد که در داخل صفحات امروزی پوسته قاره‌ای پایدار یا کراتون (craton) قرار گرفته‌اند.

۱۷-۳-۱-۱ حوضه‌های داخلی یا درون‌کراتونی (Interior or Intra-Cratonic Basins)

اولین نوع حوضه کراتونی فقط در بخش مرکزی یک قاره شکل می‌گیرد، به همین جهت حوضه‌های درون‌کراتونی داخلی نامیده می‌شوند. بعضی از زمین‌شناسان به آن‌ها حوضه‌های فرونشسته (sag basin) می‌گویند، زیرا آن‌ها به شکل یک فرونشست ساده یا گودافتادگی در پی سنگ زیرین بوجود می‌آیند. هیچ‌گونه سرزمین مرتفعی در مجاورت آن‌ها وجود ندارد. در روی نقشه، آن‌ها ظاهری دایره‌ای یا بیضوی شکل دارند که در مقطع عرضی شبیه بشقاب به

نظر می‌رسد به طوری که متقارن، کم‌عمق و تا حدودی مسطح و پهن می‌باشند. منشأ حوضه‌های داخلی هنوز ناشناخته است. بسیاری از آن‌ها دارای بلوک‌های گسله شده در پی‌سنگ و پوسته نازک شده می‌باشند، بنابراین فرآیندهای عمدتاً کششی، عامل شکل‌گیری آن‌ها بوده است. بعضی از بزرگترین حوضه‌های رسوبی جهان، متعلق به این گروه هستند. به عنوان مثال حوضه ویلیستون (Williston Basin) در امریکای مرکزی و حوضه پاریس (Paris Basin) در فرانسه. حوضه ویلیستون یک نمونه خوب از این نوع است. این حوضه قطری در حدود ۴۰۰ کیلومتر دارد و با ۴/۵ کیلومتر از رسوبات پر شده است. سنگ‌های پالئوزوئیک غالباً کربنات‌های دریایی کم‌عمق با مقدار کمتری ماسه‌سنگ و شیل هستند. در پالئوزوئیک پسین، حوضه به وسیله ریف‌های سدی محصور شده و تبخیری‌ها نهشته شده‌اند (شکل ۱۷-۳). کمترین میزان پیشروی دریا در پالئوزوئیک و بیشترین پیشروی در کرتاسه رخ داده است. رسوبات سنوزوئیک و مزوزوئیک غالباً لایه‌های قرمز قاره‌ای و ماسه‌های آبرفتی‌اند. نفت و گاز حوضه ویلیستون از میدان‌های کوچک تولید می‌شود. بیشترین تولید مربوط به کربنات‌های کربونیفر است، اما حداقل سیزده سازند ماسه‌سنگی و کربناتی در محدوده زمانی کامبرین تا کرتاسه دارای نفت و گاز هستند.

توالی رسوبی و خصوصیات هیدروکربن کشف شده در حوضه ویلیستون، شاخص بسیاری از حوضه‌های داخل کراتونی است:

◀ آن‌ها فقط یک سیکل از پرشدگی حوضه را نشان می‌دهند که معمولاً شامل رسوبات دریایی کم‌عمق و نهشته‌های قاره‌ای یا مخلوطی از هر دو است.

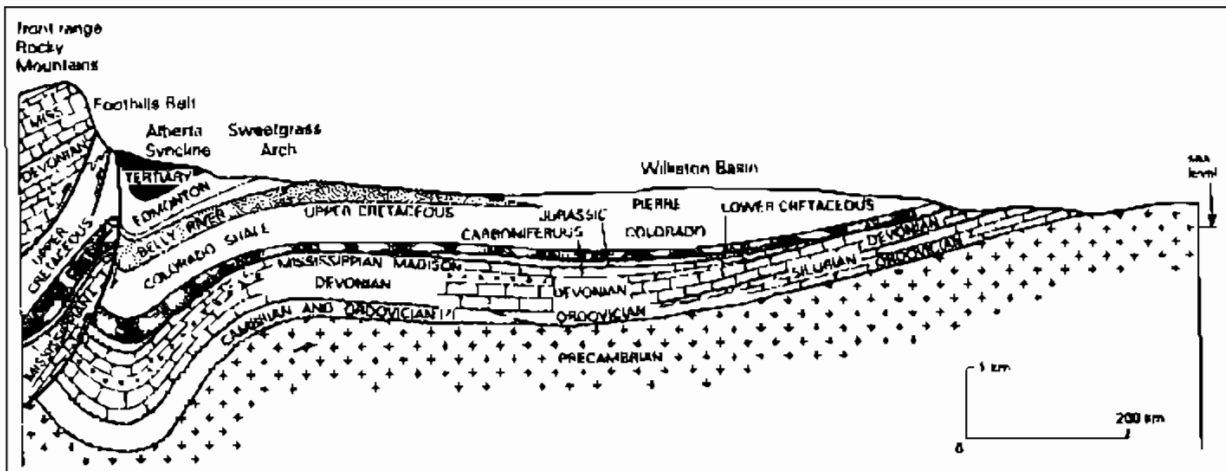
◀ در بسیاری از حوضه‌های پالئوزوئیک که در انتهای دوره پالئوزوئیک در آن‌ها رسوبگذاری صورت نگرفته یا بیشتر رسوبات غیردریایی دریافت کرده‌اند، بالآمدگی پی‌سنگ باعث تشکیل تله‌ها در مخازن ماسه‌سنگی یا کربناتی شده، در حالی که تله‌های چینه‌ای و مرکب در طول حاشیه‌ها بوجود آمده است.

◀ از آنجایی که این حوضه‌ها دور از مرز صفحات تشکیل شده‌اند، شیب زمین‌گرمایی‌شان پایین‌تر از حد معمول است، در نتیجه زمان باید نقش مهمی در بلوغ هیدروکربن داشته باشد، بخصوص اینکه بسیاری از حوضه‌های داخلی هرگز به طور عمیق دفن نشده‌اند.

بیشترین ریسک، در تعیین اینکه یک حوضه داخلی دارای هیدروکربن است یا خیر عبارتند از:

❖ عدم حضور تله‌های کافی و مناسب

❖ عدم گسترش شیل‌های مناسب به عنوان سنگ منشأ و پوش‌سنگ



شکل ۱۷-۳ - نیم‌رخ غربی- شرقی حوضه ویلیستون در غرب کانادا

۱۷-۳-۱-۲ حوضه‌های حاشیه کراتونی یا حوضه‌های فورلند (Foreland Basins)

دومین نوع حوضه که به کراتون پایدار مربوط است، بیشتر به طرف حواشی قاره گسترش می‌یابد. بنابراین آن‌ها را حوضه حاشیه کراتون یا حوضه فورلند می‌نامند. این حوضه‌ها همچنین گاهی اوقات حوضه‌های مرکب نامیده می‌شوند، زیرا در طی دو مرحله تکامل می‌یابند.

در حوضه‌های فورلند، اولین سیکل رسوبی معمولاً به وسیله بالآمدگی، در طول پالئوزوئیک یا مزوزوئیک متوقف شده است. سپس دومین سیکل از جهت دیگر شروع شده است. یک ناپیوستگی ناحیه‌ای، این دو سیکل رسوبی را از هم جدا می‌کند. فرآیند مهم در سیکل دوم، نیروی فشارشی است که مربوط به بالآمدگی و کوهزایی است. حوضه‌های فورلند معمولاً بیضوی یا کشیده بوده، از نظر اندازه بسیار گسترده و دارای پروفیل نامتقارن هستند. حوضه‌های فورلند در آمریکای شمالی که نفت تولید می‌کنند عبارتند از: حوضه آلبرتا، حوضه پرمین و بیشتر حوضه‌های کوچک کوه راکی.

ویژگی‌های مهم حوضه‌های فورلند عبارتند از:

◀ شبیه دیگر حوضه‌های کراتونی، این حوضه‌ها اغلب مخلوطی از رسوبات کربنات و آواری هستند و یا غالباً آواری می‌باشند. در هر صورت، در این حوضه‌ها، مخازن نفتی غالباً در ماسه‌سنگ‌ها یافت می‌شوند.

◀ شبیه تمام حوضه‌های کراتونی، حوضه‌های فورلند سرد هستند، اما در مقایسه با حوضه‌های داخلی دارای شیب زمین‌گرمایی بالاتری می‌باشند.

◀ پتانسیل هیدروکربن آن‌ها معمولاً از حوضه‌های داخلی بهتر است.

۱۷-۳-۲ حوضه‌های حاشیه واگرا (Divergent Margin Basin)

۱۷-۳-۱ حوضه‌های ریفی (Rift Basins)

حوضه‌های ریفی معمولاً حوضه‌های کاملاً کوچک خطی هستند که می‌توانند کم‌عمق یا عمیق باشند. هورست و گرابن‌های تکتونیکی یک نیمرخ نامنظم در آن‌ها ایجاد می‌کند. چند مثال از حوضه‌های ریفی شامل حوضه سیرت (Sirte) در لیبی، حوضه سوئز در مصر و گرابن وایکینگ (Viking) در دریای شمال است.

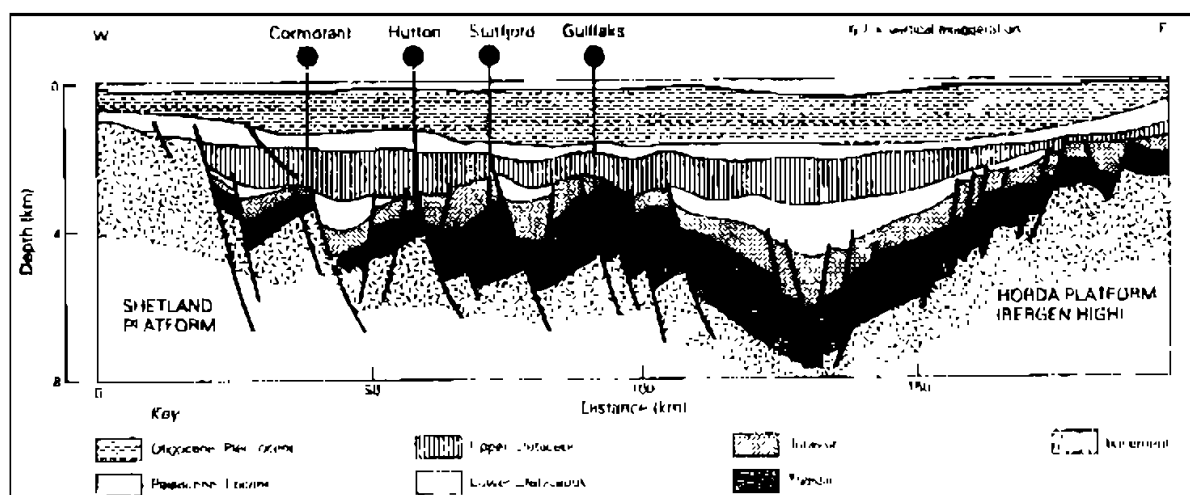
به عنوان مثال، حوضه سوئز در مصر فقط حاوی ماسه‌های کم ضخامت غیردریایی پالئوزوئیک و کرتاسه بوده تا اینکه در سنوزوئیک شروع به ریفی شدن کرده است. در طول میوسن حدود دو کیلومتر از کمپلکس ضخیم ماسه‌سنگ‌ها و شیل‌های غنی از مواد آلی در آن گسترش یافته‌اند. سپس تبخیری‌ها و تخریبی‌ها نهشته شده‌اند. نفت غالباً در ماسه‌سنگ‌های قبل و بعد از ریفت و در برخی سنگ آهک‌های قبل از ریفت یافت می‌شود. تله‌ها در قسمت‌های بالایی و کناری با تبخیری‌ها یا سنگ منشأ میوسن و شیل‌ها پوشیده می‌شوند.

دومین مثال از حوضه‌های ریفی، گرابن وایکینگ دریای شمال است (شکل ۱۷-۴). این حوضه به شکل یک ریفت شعاعی در اواخر پرمین شروع به تشکیل شدن کرد. اما گسل خوردگی اصلی در طول ژوراسیک پسین اتفاق افتاده است. دو شاخه از ریفت باعث پیدایش اقیانوس آتلانتیک و جدایش گرین‌لند از باقی مانده اروپا شد. گرابن وایکینگ یک ریفت عقیم است که حاوی بیش از ۴ کیلومتر رسوبات قبل از ریفت است که غالباً شامل لایه‌های قرمز، رسوبات دلتایی، ماسه‌سنگ‌های دریایی و شیل‌های مزوزوئیک می‌باشد. همچنین در آن چندین کیلومتر شیل بعد از ریفت، که با شیل‌های غنی از مواد آلی شروع شده‌اند، وجود دارد که به دنبال آن‌ها ماسه‌سنگ‌های دریایی و گل سفید قرار می‌گیرند. در گرابن وایکینگ مخازن تولیدکننده، غالباً ماسه‌سنگ‌های ژوراسیک قبل از ریفت می‌باشند. شیل‌های این حوضه هم به عنوان سنگ منشأ و هم به عنوان سنگ‌پوش عمل می‌کنند. بعضی از ماسه‌سنگ‌ها و کربنات‌های قبل از ریفت هم تولیدکننده هستند.

اغلب حوضه‌های ریفی دارای خصوصیات زیر هستند:

- ◀ به طور کلی با رسوبات تخریبی دریایی یا غیردریایی پر شده‌اند، اما اقیانوس‌های گرم یا ریفت‌های محدود شده، اغلب حاوی کربنات‌ها و تبخیری‌های فراوان می‌باشند.
- ◀ بسته به رخساره گسترش یافته، سنگ آهک یا ماسه‌سنگ، می‌توانند مخزن باشند.

- ◀ مخازن به طور بین‌انگشتی به سنگ‌های منشأ تغییر رخساره داده و لذا فواصل مهاجرت کوتاه می‌باشد.
 - ◀ تله‌های مرکب و تله‌های چین‌خورده طاق‌دیدی بسیار متداول هستند.
 - ◀ محدود شدن حوضه به طور متناوب سبب شکل‌گیری تبخیری‌ها بعنوان پوش‌سنگ شده است (شبه حوضه سوئز).
 - ◀ شیب زمین‌گرمایی معمولاً بیشتر از حد متوسط است. در خلیج سوئز درجه زمین‌گرمایی از ۲۰ تا ۴۰ درجه سانتیگراد در هر کیلومتر عمق تغییر می‌کند. ریفت‌ها به علت چنین خصوصیات متنوعی که دارند، به طور کلی - حتی اگر از لحاظ ابعاد کوچک باشند - می‌توانند حوضه‌های غنی از هیدروکربن را بوجود آورند.
- عوامل ریسک برای تولید در چنین حوضه‌هایی عبارتند از:
- ❖ عدم گسترش کافی شیل‌های منشأ غنی از مواد آلی
 - ❖ کوچک بودن ابعاد تله نفتی
 - ❖ درجه زمین‌گرمایی ممکن است بیش از حد بالا باشد



شکل ۱۷-۴ - گرابن وایکینگ در دریای شمال

۱۷-۳-۲-۲ حوضه‌های کششی-جدایشی (Pullapart Basins)

حوضه‌های کششی-جدایشی، طویل و نامتقارن هستند و از یک طرف به منشأ قاره‌ای متصل می‌شوند. بیشتر حوضه‌های کششی-جدایشی جهان در دو طرف حاشیه‌های اقیانوس اطلس و هند واقع شده‌اند. حوضه‌های تولیدکننده نفت از این نوع شامل حوضه گابن و حوضه آنگولا-کابیندو در ساحل غربی آفریقا می‌باشند. حوضه شمال غرب استرالیا و هیبرینز (Hyberins) در جنوب غربی نیوفنلاند نیز از این نوع می‌باشند. تمام حوضه‌های کششی-جدایشی در طول پرمین یا اواخر مزوزوئیک، از حوضه‌های ریفتی بوجود آمده‌اند.

حوضه گابن در ساحل غربی آفریقا در شکل ۱۷-۵ نشان داده شده است. ریف‌ت اولیه قبل از ژوراسیک عمدتاً با رسوبات تخریبی غیردریایی پر شده است. سپس مرحله فعال جدایش در کرتاسه شروع شده است. همچنان‌که ریف‌ت شروع به تکمیل یک حوضه کششی-جدایشی کرده، ماسه‌های دریایی کم‌عمق، کربنات‌ها و تبخیری‌ها نهشته شده‌اند. هنگامی که شرایط دریای باز توسعه یافته، یک مخروط تخریبی پیشرونده ضخیم در آن شکل گرفته است. وزن این رسوبات دیاپیرهای نمکی را در لایه‌های تبخیری زیرین ایجاد کرده است. سنگ‌های منشأ و مخزن در همه مراحل رسوبگذاری یافت می‌شوند. بیشترین تولید از آواری‌های بعد از ریف‌ت در تله‌های مرتبط با دیاپیرهای نمکی رخ می‌دهد.

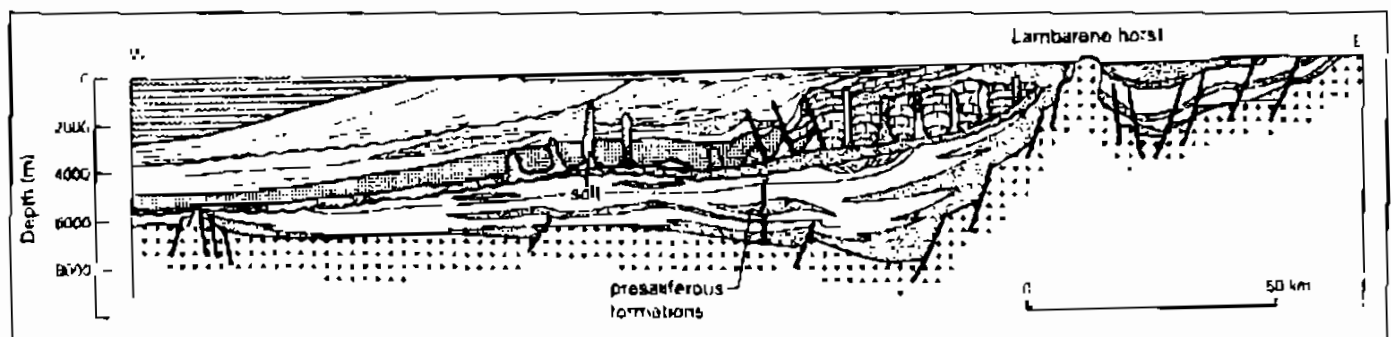
در حوضه‌های کششی-جدایشی:

- ◀ نفت عمدتاً از ماسه‌سنگ‌های عمیق مرتبط با ریف‌ت یا مرحله جدایش تولید می‌شود.
- ◀ شیل‌ها و پوش‌سنگ‌های تبخیری هر دو به یک اندازه عمومیت دارند.
- ◀ تله‌ها معمولاً به طاق‌دیس‌های حاصل از بالاآمدگی پی‌سنگ مرتبط هستند.
- ◀ دیاپیرهای نمکی اغلب مهم هستند، مثل حوضه گابن.

شرایط زمین‌گرمایی در حوضه‌های کششی-جدایشی هنوز به خوبی شناخته نشده است. شاید شیب زمین‌گرمایی در طول مرحله اصلی ریف‌تی شدن زیاد باشد و در طول رسوبگذاری آواری‌های ضخیم بعد از ریف‌ت پایین باشد.

ریسک‌های اساسی برای تولید، اساساً عبارتند از:

- ❖ عدم دفن کافی و بلوغ کروژن
- ❖ عدم گسترش شیل منشأ در مرحله اصلی ریف‌ت
- ❖ عدم گسترش مخزن ماسه‌ای در مرحله بعد از ریف‌ت

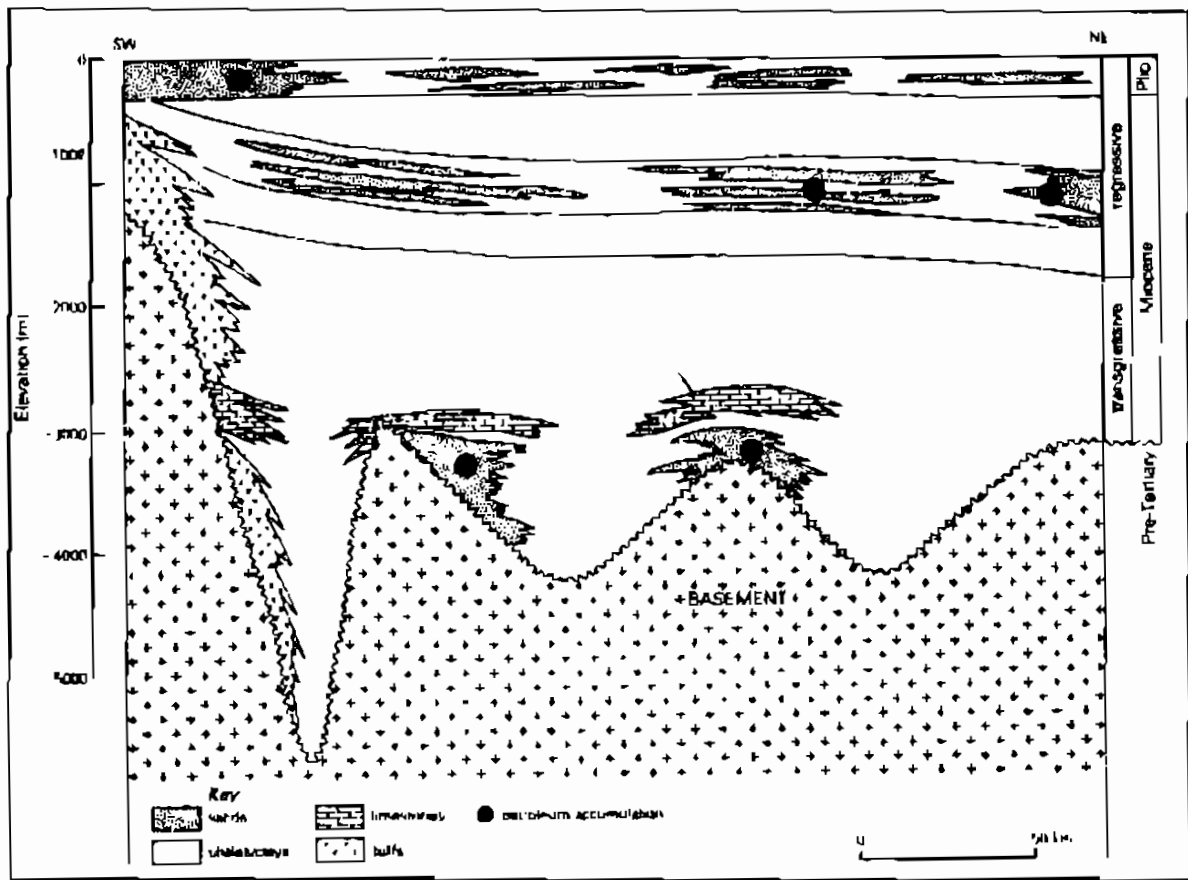


شکل ۱۷-۵ - مقطع عرضی حوضه گابن در ساحل غربی آفریقا

۱۷-۳-۳ حوضه‌های حاشیه‌های همگرا (Convergent Margin Basins)

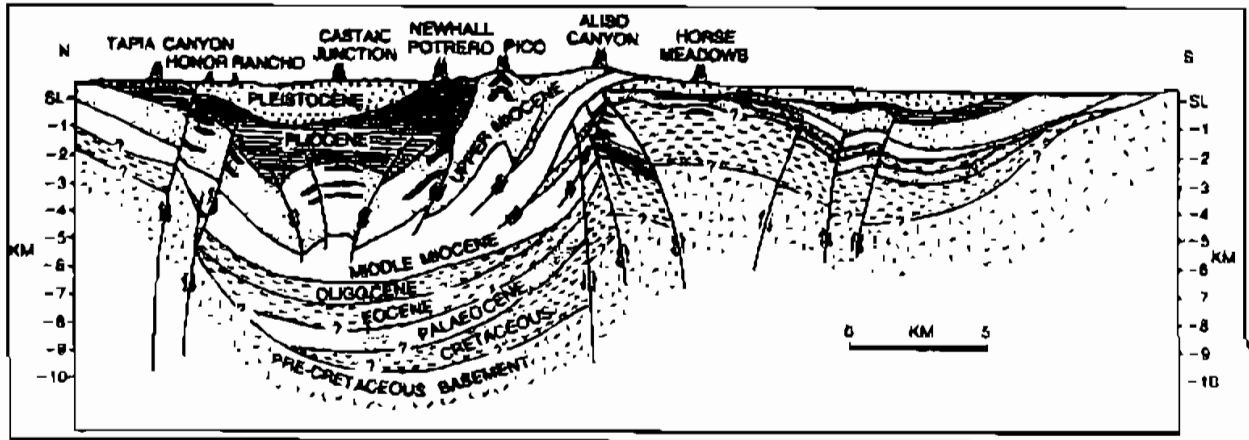
چهار نوع حوضه همگرا وجود دارد که عبارتند از: حوضه‌های جلوی کمائی (forearc)، پشت کمائی (backarc)، غیر کمائی (nonarc) و حوضه‌های برخوردی (collision basins). هر چهار نوع ذکر شده چند خاصیت عمومی دارند که عبارتند از:

- ◀ کوچک، خطی و تراف مانند هستند.
 - ◀ دارای سن کرتاسه و ترشیاری هستند.
 - ◀ به طور کلی با رسوبات نابالغ رسی، ماسه‌ها و شیل‌ها پر شده‌اند.
 - ◀ این حوضه‌ها به سرعت گسترش می‌یابند و همچنین به سرعت در همگرایی صفحات تخریب می‌شوند.
 - ◀ گسترش تکتونیکی آن‌ها پیچیده بوده و رژیم تکتونیکی عمومی آن‌ها فشارشی است، اما گسل‌های امتدادلغز قابل توجه و گسل خوردگی بلوکی هم رخ می‌دهد.
- بیشتر حوضه‌های حاشیه‌ای همگرا در ارتباط با اقیانوس آرام هستند. دو نوع حوضه در نزدیک زون‌های فرورانش، جایی که جزایر قوسی گسترش می‌یابند، تشکیل شده است. یکی حوضه‌های پشت کمائی (backarc basins) که بین قاره و جزایر قوسی (island arc) تشکیل شده‌اند و بیشتر رسوبات آب‌های کم‌عمق را دریافت می‌کنند. جریان گرمایی اندازه‌گیری شده در حوضه‌های پشت کمائی، زیاد تا خیلی زیاد است و دیگری حوضه‌های جلوی کمائی (forearc basins) که بین جزایر قوسی و محل دراز گودال اقیانوسی (trench) قرار می‌گیرند. رخساره رسوبی آن‌ها کاملاً متغیر است و می‌تواند از رسوبات آبرفتی تا مخروط‌های دریایی عمیق تغییر کند. برخلاف حوضه‌های پشت کمائی، حوضه‌های جلوی کمائی، جریان حرارتی کمی دارند، زیرا صفحه اقیانوسی سرد به زیر آن‌ها رانده می‌شود.
- در اندونزی چندین حوضه پشت کمائی در جلوی جزایر قوسی و در مجاورت فلات قاره پایدار ساندا (Sundae) گسترش یافته‌اند. حوضه‌های جلوی کمائی کوچکتری در جلوی جزایر قوسی یافت می‌شوند. هر دو نوع به موازات سیستم کمان‌های دراز گودال اقیانوسی هستند. در مقطع عرضی پشت کمان سوماترا (شکل ۱۷-۶) دیده می‌شود که ۵ کیلومتر از رسوبات تخریبی ترشیاری پسین فقط با مقدار کمی سنگ آهک پر شده‌اند. به هر حال، به دلیل جریان حرارتی زیاد، حتی رسوبات کم‌عمق که در عمقی کمتر از ۱ کیلومتر قرار دارند، نفت تولید می‌کنند.



شکل ۱۷-۶ - مقطع عرضی حوضه سوماترا

برعکس حوضه جلوی کمائی منتوای (Mentwai) که کم عمق تر و دارای جریان حرارتی کمتری است، آنچنان تولید نفت نمی کند. یک دلیل اصلی برای این مسأله، شیب زمین گرمایی پایین تر از حد نرمال است که به وسیله فرورانش صفحه اقیانوسی سرد حاصل شده است. حوضه های غیر کمائی (nonarc basins) در طول حاشیه های همگرا، جایی که صفحات به وسیله گسل های تراگذر حرکت می کنند، تشکیل می شوند. بنابراین گاهی اوقات آن ها حوضه های امتداد لغز یا حوضه های نوع کالیفرنیا نامیده می شوند. حوضه های غیر کمائی، حوضه هایی کوچک هستند که با ترکیب حرکت گسل های تراگذر و بلوکی تشکیل می شوند. علاوه بر حوضه کالیفرنیا، حوضه دیانا (Diana) و باکو (Baku) هم از این نوع هستند. مثالی از حوضه ونتورا (Ventura) در شکل ۱۷-۷ آورده شده است.



شکل ۱۷-۷ - مقطع عرضی حوضه ونتورا

حوضه‌های برخوردی (Collosion Basins) گاهی اوقات حوضه‌های میانه (median basin) یا بین کوهی (inter-mountain) نامیده می‌شوند. آن‌ها حوضه‌های کوچکی هستند که در داخل کمریندهای چین خورده حاشیه‌ای تشکیل شده‌اند، جایی که دو قاره یا کوه‌های ساحلی قاره‌ای برخورد کرده‌اند. از نظر موقعیت رسوبی و تکتونیک این حوضه‌ها مشابه حوضه‌های پشت‌قوسی هستند. در این حوضه‌ها شیب زمین‌گرایی معمولاً خیلی زیاد است و از رسوبات تخریبی پر شده‌اند.

خیلی از حوضه‌های برخوردی جهان همراه با روند آند در آمریکای جنوبی واقع شده‌اند. از مثال‌های این نوع حوضه، می‌توان حوضه Maracaibo در ونزوئلا و حوضه Penonian در مجارستان را نام برد.

این چهار نوع حوضه‌های همگرایی کوچک دارای ویژگی‌های هیدروکربنی مشترکی هستند که عبارتند از:

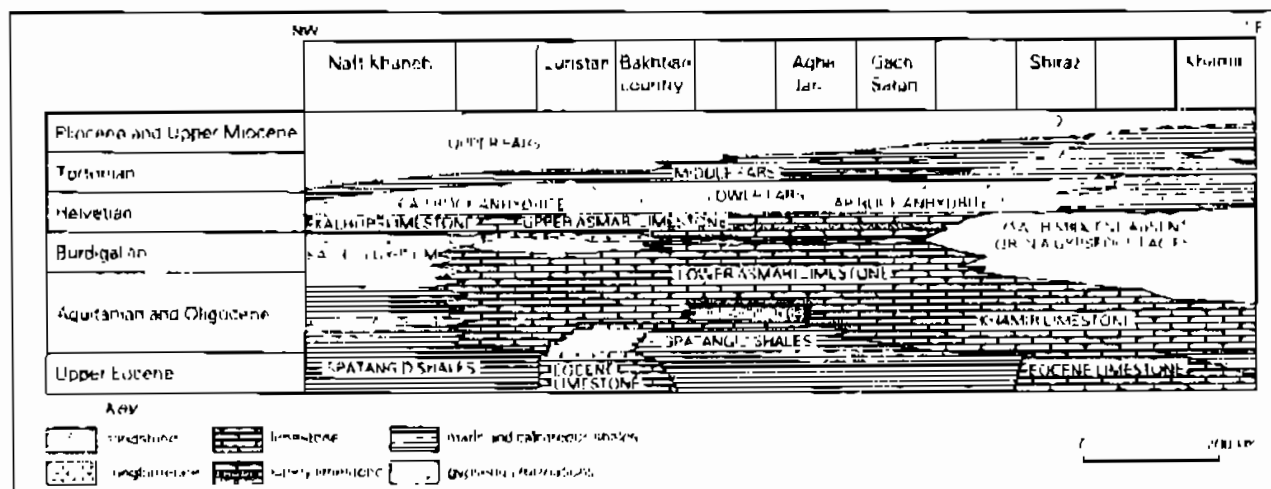
- ◀ در آن‌ها عموماً مخزن ماسه‌سنگی مستقل کم عمق با بخش‌های تولید چند گانه (mutiple pays) یا ضخیم ایجاد می‌شود.
- ◀ نفتگیرها اندازه متوسطی دارند و عمدتاً از نوع طاق‌دیسی و مرکب هستند.
- ◀ این حوضه‌ها عمدتاً نفت‌زا هستند.
- ◀ اگرچه رسوبات این حوضه‌ها کاملاً جوان می‌باشند، ولی شیب زمین‌گرایی با احتمال شکل‌گیری هیدروکربن را در حوضه‌های پشت‌کمانی، غیرکمانی و برخوردی فراهم می‌کند. اما در اغلب حوضه‌های جلوی کمانی به علت بلوغ عمدتاً پایین و شیب زمین‌گرایی کم، احتمال ضعیفی برای تشکیل هیدروکربن وجود دارد.
- ◀ تغییر شکل شدید، فعالیت ماگمایی و کیفیت ضعیف مخزن (مخزن ماسه‌سنگی با بلوغ بافتی ضعیف و غنی از رس) می‌تواند برای هر حوضه حاشیه‌های همگرا مشکل ایجاد کند.

۱۷-۳-۴ حوضه‌های فروپیچشی (Downwarp Basins)

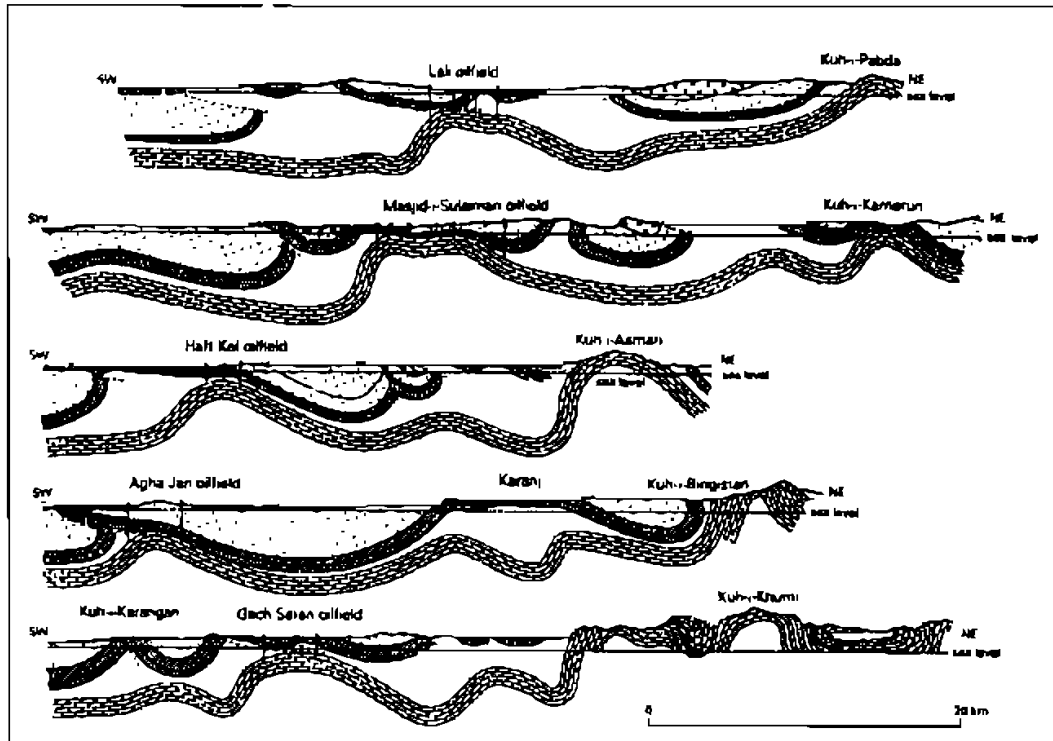
این نوع حوضه‌ها در داخل اقیانوس‌های کوچک تشکیل شده‌اند. حوضه‌های فروپیچشی اندازه بزرگ تا متوسطی دارند. این حوضه‌ها به صورت خطی نامتقارن هستند که در طول حاشیه اقیانوس‌های کوچک شکل می‌گیرند. در بسیاری از طبقه‌بندی‌ها این نوع حوضه به رسمیت شناخته نمی‌شود. اما این حوضه در مقوله جدایی بررسی می‌شود زیرا ویژگی‌های هیدروکربن و رسوبات آن تا اندازه‌ای آن را متفاوت می‌سازد.

برخی حوضه‌های فروپیچشی در حوضه‌های اقیانوسی کوچک در حال باز شدن تشکیل می‌شوند. خلیج ساحلی (Gulf Coast) حوضه شرق تگزاس و آلاسکا از این نوع حوضه می‌باشند. دیگر حوضه‌های فروپیچشی در اقیانوس‌های کوچک در حال بسته شدن تشکیل می‌شوند و شامل بیشتر حوضه‌های غنی از هیدروکربن جهان است، برای نمونه حوضه زاگرس. به هر حال رسوبات و ساختارها در تمامی حوضه‌های فروپیچشی مشابهند.

حوضه ایران و عربستان یک حوضه فروپیچشی است که در یک اقیانوس در حال بسته شدن شکل گرفته و خلیج فارس باقی مانده آن است. فرورانش صفحه عربی به زیر صفحه آسیا حوضه فروپیچشی بسته ایده‌آلی را برای تشکیل هیدروکربن و نفتگیرهای طاق‌دیسی فراوانی بوجود آورده است. سنگ منشأ در طی پیشروی در یک حوضه کم رسوب (starved basin) ایجاد شده است. در طی پسروی، مخازن و پوش‌سنگ‌های تبخیری گسترده‌ای در خیلی از افق‌ها ایجاد کرده است. سنگ‌های آهکی و دولومیتی ژوارسیک مهمترین مخازن هستند. بطرف مرکز حوضه تولید نفت از ماسه‌سنگ‌های لنزی شکل کرتاسه صورت می‌گیرد و در ایران، به طور عمده سنگ آهک‌های ضخیم ترشیری و ریف‌ها تولید کننده‌های اصلی می‌باشند (شکل‌های ۱۷-۸ و ۱۷-۹).



شکل ۱۷-۸ - توالی ترشیر در جنوب غرب ایران که حاوی ذخایر هیدروکربنی فراوانی است



شکل ۱۷-۹ - مقطع عرضی از میان کمربند حوضه‌های نفتی زاگرس که در آن چین‌خوردگی در سازند آسماری دیده می‌شود

حوضه‌های فروپیچشی در اقیانوس‌های کوچک، از جمله غنی‌ترین انواع حوضه‌های هیدروکربنی هستند. آن‌ها روی هم رفته تقریباً نیمی از مخازن دنیا را در بر می‌گیرند. رسوبات پرکننده این حوضه‌ها عموماً کربنات‌های کم عمق دریایی و تخریبی‌ها هستند و مخازن به طور مساوی از کربنات‌ها یا ماسه‌سنگ‌ها تشکیل شده‌اند. شیل‌های غنی از مواد آلی و در برخی از حوضه‌ها، مارن‌ها و سنگ آهک‌ها، سنگ‌های منشأ مهم هستند.

نفتگیرها غالباً طاقدیسی‌اند و گنبد‌های نمکی نیز متداول است. نفتگیرهای چینه‌ای ناشی از تغییر رخساره و ریفی و نفتگیرهای مرکب در حوضه‌های فروپیچشی نیز متداولند. نفتگیرهای حوضه‌های فروپیچشی عموماً به وسیله شیل‌ها یا تبخیری‌ها پوشیده می‌شوند. این حوضه‌ها غالباً حاوی نفت خام‌هایی با گراویته متوسط یا مختلط می‌باشند. ترکیب شیمیایی هیدروکربن می‌تواند به طور بسیار گسترده‌ای تغییر کند. نفت‌ها از اعماق متوسط تولید می‌شوند، اما در اعماق بیشتر به دلیل دگرسانی حرارتی گاز اهمیت بیشتری دارد.

۱۷-۳-۵ دلتاها (Deltas)

دلتاها عموماً کوچک و مدورند و بوسیله یک نسبت بالای حجم رسوب به سطح گسترش شناخته می‌شوند. رسوبات پرکننده آن‌ها از کانال‌های اصلی در قاره‌ها نشأت گرفته‌اند. آن‌ها ظاهراً در هر مجموعه تکتونیکی توسعه می‌یابند. محل آن‌ها حدوداً به طور مساوی بین

حاشیه‌های همگرا و واگرا تقسیم شده است. رژیم کششی ناشی از تجمع رسوب باعث گسترش ساختارهای غیر پی‌سنگی یا رسوبی دارای تله نفتی می‌شود که در چین‌های طاق‌دیدی رشدی کششی (طاق‌دیس‌های غلطیده) نمود می‌یابد. پایین بودن شیب زمین گرمایی در دلتاها، شاید باعث آبدار شدن در نتیجه نهشت سریع، باعث می‌شود که زایش هیدروکربن در اعماق پایین‌تر از عمق متوسط صورت گیرد. در این حوضه‌ها مواد آلی با منشأ خشکی (هومیک) غالب می‌باشند و نتیجه آن وجود هیدروکربن‌های گازی در این نوع حوضه‌ها می‌باشد. این حوضه‌ها نسبتاً از لحاظ بازدهی هیدروکربن غنی هستند، به طوری که ۲.۵٪ مساحت حوضه‌های جهان و ۵٪ مخازن جهان را دربرمی‌گیرند.

لغت نامه

acoustic impedance, z	اختلاف مقاومت صوتی	free water	آب آزاد
fluid inclusions	ادخال‌های مایع	mobile water	آب آزاد یا جاری
enhanced oil recovery, EOR	ازدیاد بازیافت نفت	water saturation, s_w	آب اشباع‌شدگی
asthenosphere	استنوسفر	fixed water	آب ثابت
stylolite	استیلولیت	irreducible water	آب ثابت یا کاهش‌نیافتنی
acidizing	اسیدشویی	edge water	آب حاشیه‌ای
organic acid	اسیدهای آلی	bottom water	آب زیرین
waxy	مومی	bound water	آب غشایی
custatic fall	افت سطح آب دریا	irreducible water	آب کاهش‌نیافتنی
extraclast	اکستراکلاست	pore water	آب منفذی
exinite	اکزینایت	water-wet	آبدوست
current electrode	الکتروود جریان	water flooding	آبرویی
measuring electrode	الکتروود گیرنده	water washing	آبشویی
guard electrode	الکتروودهای محافظ	juvenile waters	آب‌های جوان
electron microprobe	الکترون مایکروپروب	meteoric waters	آب‌های جوی
configuration	الگو	connate waters	آب‌های فسیل
reflection configurations	الگوهای بازتابی	mixed waters	آب‌های مختلط
stacking pattern	الگوی برانباشت	split array	آرایش دونیمه‌ای
body waves	امواج پیکری یا حجمی	simple array	آرایش ساده
rayleigh waves	امواج ریلی	common depth point	آرایش نقطه عمقی مشترک
surface wave	امواج سطحی	gather	
compressional waves	امواج فشارشی	artesian	آرتزین
love waves	امواج لاو	arkosic arenites	آرکوزیک آرنایتها
diffusion	انتشار	aromatics	آروماتیک‌ها
seismic wave propagation	انتشار امواج لرزه‌ای	interference test	آزمایش تداخلی
dissolution	انحلال	production test	آزمایش تولید
pressure dissolution	انحلال فشاری	well testing	آزمایش چاه
grain size	اندازه ذرات	drill stem test, DST	آزمایش ساق مته
ductility	انعطاف‌پذیری	repeat formation test, RFT	آزمایش مجدد سازند
reflection	انعکاس	pressure buildup tests	آزمایش‌های فشار فزاینده
multiple reflection	انعکاسات چندگانه	alkanes	آلکینز
cycloalkanes	اوقات سیکلوالکینز	annulus	آنالوس
oncoid	اونکوئید	velocity analysis	آنالیز سرعت
ooids	اوونید	core analysis	آنالیز مغزه
isotherm	ایزوترم	onlap	آنلپ
isochore	ایزوکور	onlap fill	آنلپ پرکننده
intraclast	اینتراکلاست	micro-resistivity tools	ابزارهای ریزمقاومت
intertidal	اینترتایدال	insitu combustion	احتراق درجا

petroleum	پترولیم	time-depth index, TDI	ایندکس زمان-عمق
diffraction	پراش	inertinite	اینرتینایت
x-ray diffraction	پراش اشعه ایکس	spacing	بازه سوند
gamma-ray	پرتو گاما	progradational reflections	بازتاب‌های پیشرونده
core gamma scan	پرتو گاما مغزه	seismic reflections	بازتاب‌های لرزه‌ای
wave ray	پرتو موج	seismic data processing	بازخوانی اطلاعات لرزه‌ای
pore filling	پرکننده منافذ	primary recovery	بازیافت اولیه
production profile	پروفیل تولید	secondary recovery	بازیافت ثانویه
proximity log	پروکسیمیتی لاگ	tertiary recovery	بازیافت سوم
backarc	پشت‌کمانی	bufflestone	بافلستون
hummocky	پشته‌ای	uplift and erosion	بالا آمدگی و فرسایش
carbonate platforms	پلاتفرم کربناته	boundstone	باندستون
isostatically sagged platform	پلاتفرم‌های فرونشسته	core library	بایگانی مغزه
interior		bindstone	بایندستون
plug	پلاگ	steam flooding	بخارروبی
pellet	پلت	proximal	بخش بالادست
peloid	پلوئید	distal	بخش پایین‌دستی
oil generation window	پنجره نفتی	stacking	برانباشت
cap rock	پوش‌سنگ	aggradational	برانباشت-برنهادی
gas cap	پوش‌گاز	electric survey, ES	بررسی‌های الکتریکی
pointbar	پوینت‌بار	seismic survey	بررسی‌های لرزهنگاری
pisolite	پیزولیت	time slice	برش زمانی
basement	پی‌سنگ	field development plan, FDP	برنامه توسعه میدان
prograding	پیشرونده	development planning	برنامه‌ریزی برای بهره‌برداری
continuity	پیوستگی	normal moveout, NMO	برون راندنرمال
lag time	تأخیر زمانی	post-depositional	بعد از رسوبگذاری
plate tectonic	تکتونیک صفحه‌ای	thermal maturation	بلوغ حرارتی
anticline theory	تنوری طاق‌دیس	coarsening upward	به سمت بالا درشت‌شونده
toplap	تاپ‌لپ	fining upward	به سمت بالا ریزشونده
burial history	تاریخچه تدفین	shoaling upward	به سمت بالا کم عمق شونده
mounded	تپه‌ای	gain recovery	بهبود برداشت
bacterial degradation	تجزیه باکتریایی	bitumen	بیتومن
image analyzer	تحلیل‌گر تصاویر	retrogradational	پاراسکانس‌های پس‌رونده
porosity	تخلخل	parasequence sets	پارافین‌ها
primary porosity	تخلخل اولیه	paraffins	پایرولیز
intercrystalline porosity	تخلخل بین‌بلوری	pyrolysis	پتانسیل الکتروشیمیایی
intergranular porosity	تخلخل بین‌دانه‌ای	electrochemical potential	پتانسیل الکتروکینتیک
interparticle	تخلخل بین‌ذره‌ای	electrokinetic potential	پتانسیل خودزا
secondary porosity	تخلخل ثانویه	spontaneous potential, sp	پتانسیل زایش
isolated porosity	تخلخل جدا افتاده	genetic potential	پتانسیل ترکیبی
shelter porosity	تخلخل چتری	compositional petrography	پتروگرافی ترکیبی

wave front	جبهه موج	vuggy porosity	تخلخل حفره‌ای
jet drilling	جت حفاری	intergranular porosity	تخلخل درون‌دانه‌ای
casing	جداره	intraparticle porosity	تخلخل درون‌ذره‌ای
minimum offset	حدایش حداقل	fenestral porosity	تخلخل فنسترال
maximum offset	حدایش حداکثر	moldic porosity	تخلخل قالبی
photoelectric absorption	جذب فتوالکتریک	biomoldic porosity	تخلخل قالبی زیستی
upwelling	جریان رو به بالا	total porosity	تخلخل کل
eddy current	جریان گردابی	adhesive porosity	تخلخل متصل
turbidity currents	جریان‌های آشفته	effective porosity	تخلخل مفید
mass debris flow	جریان‌های جرمی	lateral continuity	تداوم جانبی
mouth bar	جزایر دهانه‌ای	compactional	تراکمی
barrier-bar	جزایر سد	permeability	تراوایی
island arc	جزایر کماتی	horizontal permeability	تراوایی افقی
forearc	جلوی کماتی	base permeability	تراوایی پایه
mud pit	چاله‌های گل	vertical permeability	تراوایی عمودی
open hole	چاه باز	effective permeability	تراوایی مؤثر
injection well	چاه تزریقی	absolute permeability	تراوایی مطلق
production well	چاه تولیدی	relative permeability	تراوایی نسبی
cased hole	چاه جداره‌دار	natural seepage	تراوش طبیعی سطحی
well logging	چاه‌پیمایی	wettability	ترشدگی
logging	چاه‌نگاری	cyclic steam injection	تزریق دوره‌ای بخار
cycle skipping	چرخه پرشی	carbondioxide injection	تزریق دی‌اکسیدکربن
density	چگالی	immiscible gas flooding	تزریق گاز مخلوط نشدنی
bulk density	چگالی کل	noise test	نست نوفه
flexure folding	چین خمشی	static correction	تصحیح پستی و بلندی
folding	چین خوردگی	dynamic correction	تصحیح دینامیک
biostratigraphy	چینه‌شناسی زیستی	grey-scale image	تصویر خاکستری
sequence stratigraphy	چینه‌شناسی سکansı	binary image	تصویر دوتایی
cement stratigraphy	چینه‌شناسی سیمان	seismic data	تعبیر و تفسیر داده‌های لرزه‌ای
seismic stratigraphy	چینه‌شناسی لرزه‌ای	interpretation	
maximum flooding	حداکثر پیشرفت آب	eustatic sea level	تغییرات جهانی سطح آب دریا
peak generation	حداکثر تولید نفت	changes	
resolution	حدتفکیک	soft sediment deformation	تغییرشکل رسوبات نرم
paleothermometers	حرارت‌سنج‌های دیرینه	monocline	تک‌شیب
discrete hydrocarbon	حرکت مستقل فاز هیدروکربنی	well completion	تکمیل چاه
phase movement		stress	تنش
drilling	حفاری	field development	توسعه میدان
horizontal drilling	حفاری افقی	core description	توصیف مغزه
directional drilling	حفاری جهت‌دار	gross pay section	تولید ناخالص
rotary drilling	حفاری دورانی	producing well	تولید نفت
cable tool drilling	حفاری ضربه‌ای	seismic tomography	توموگرافی لرزه‌ای
		gravimetry	ثقل‌سنجی

دکل حفاری rig	حوضه basin
دگرسانی نفت alteration of oil	حوضه ناشناخته frontier basin
دمالتی پلکس demultiplex	حوضه‌های برخوردی collision basins
دمای ته چاه bottom hole temperature, bht	حوضه‌های پشت‌قوسی back-arc basins
دمای زیرسطحی subsurface temperature	حوضه‌های حاشیه کراتونی یا حوضه‌های فورلند foreland basins
دوراز ساحل offshore	حوضه‌های حاشیه واگرا divergent margin basin
دوره افزایش build up period	حوضه‌های حاشیه‌ای همگرا convergent margin basins
دوره ثابت plateau period	حوضه‌های داخلی یا درون کراتونی - interior or intra-cratonic basins
دوره کاهش decline period	حوضه‌های ریفی rift basins
دولومیت اولیه primary dolomite	حوضه‌های غیرمحدود unrestricted basin margin
دولومیت ثانویه secondary dolomite	حوضه‌های فروپیچشی downwarp basins
دولومیتی شدن dolomitization	حوضه‌های فرونشسته sag basin
دیاپیر diapir	حوضه‌های کشی - جدایشی pullapart basins
دیاپیر گلی mud diapir	حوضه‌های نیمه محدود semi-restricted basins
دیاژنزی diagenetic	خاصیت دگرروانی thixotropic
دیگرام سختی آب stiff diagram	خاموش‌کننده‌ها quenchers
رخساره دگرگونی metamorphic facies	خرده‌ها cuttings
رخساره زیستی biofacies	خط پایه شیل shale line base
رخساره سنگی lithofacies	خط تمیز clean base line
رخساره لرزه‌ای seismic facie	خط ماسه sand base line
رخساره‌های الکتریکی electrofacies	خیلی شور hypersaline
رخساره‌های سخت condensed facies	دامنه amplitude
رزونانس چرخش الکترون electron spin resonance	دانلپ downlap
رزین‌ها - آسفالتین‌ها resins & asphaltines	دانه‌های اسکلتی skeletal grains
رس پرکننده منافذ pore filling clay	دانه‌های بهم پیوسته aggregate grains
رس پل‌ساز pore bridging clay	داینوسیز dinosies
رس متورم شونده swelling clay	در طول زمان رسوبگذاری syndepositional
رسانایی الکترولیتی electrolytic conductivity	درجه تبلور ایلیت illite crystallinity
رسانایی الکترونیکی electronic conductivity	درجه حرارت همگن شدن homogenization temperature
رسانایی الکتریکی electrical conductivity, c	درجه زغال‌شدگی coalification
رس‌های لایه مختلط mixed layers clays	درزه‌های کششی tensional gashes
رشته حفاری drill string	درشت‌تخلخل macroporosity
رشته‌های میان اقیانوسی mid-ocean ridges	درشت‌شونده به سمت بالا coarsening upward bar sands
رشد ساختمانی structural growth	دره‌های زیردریایی submarine canyon
رمپ‌های کربناته carbonate ramps	دریابگرهای ریزمقاومت microresistivity sensors
رودخانه بریده‌بریده braided river	دریایی marine
رودخانه‌ای fluvial	دشت سیلابی flooding plain
روغن‌های روان‌کننده lubricating oil	دفن عمیق deep burial
روند trend	دفن کم عمق shallow burial
ریزتخلخل microporosity	
ریزشکستگی micro-fracture	

subsurface fluids سیالات زیرسطحی	fining upward channel sands ریزشونده به سمت بالا
dispersive migration system سیستم مهاجرت پراکنده	microresistivity ریزمقاومت
fault migration system سیستم مهاجرت گسلی	zooplanktons زئوپلانکتون‌های
long-range migration system سیستم مهاجرت وسیع	contact angle زاویه ترش‌دگی
petroleum system سیستم نفتی	critical moment زمان بحرانی
systems tracts سیستم‌تراکت	transit time زمان عبور
sigmoid سیگموئید	time-stratigraphic زمان‌چینه‌ای
cementation سیمانی‌شدن	gravity drainage زهکشی ثقلی
receiver coil سیم‌پیچ دریافت‌کننده	source rock drainage زهکشی سنگ‌منشا
transmitter coil سیم‌پیچ فرستنده	net pay section زون تولید خالص
thermal alteration index شاخص دگرسانی حرارتی	uninvaded zone زون دست‌نخورده
conodont alteration index شاخص رنگ کنودونت	burial zone زون دفنی
production index شاخص زایش	flushed zone زون رخنه
time-temperature index شاخص زمان حرارت یا TTI	sediment bypass zone زون گذر رسوبات
ghost شبح	mixed water zone زون مخلوط
continuous شبکه سه بعدی به هم پیوسته مواد آلی	gross section زون ناخالص کل
three dimensional organic network	photic zone زون نوردار
pseudocritical شبه بحرانی	subsurface زیرسطحی
pseudoreduced شبه نقصان	bioturbation زیست‌آشفته‌گی
reservoir simulation شبیه‌سازی مخزن	geophone ژئوفون
thermal cracking شکست حرارتی	surface geophysics ژئوفیزیک سطحی
cracking شکست مولکولی	subtidal ساب‌تایدال
shear fracture شکستگی برشی	turtle structures ساختمان‌های لاک‌پشتی
release fracture شکستگی رهایی	clean formations سازندهای تمیز
extension fracture شکستگی کششی	synthetic siesmogram ساینسموگرام مصنوعی
artificial fracturing شکستگی مصنوعی	sabkha سبخا
geometry شکل هندسی	oil column ستون نفت
reservoir geometry شکل هندسی مخازن	permeability barriers سدهای تراوایی
pore geometry شکل هندسی منافذ	datum plane سطح مبنا
buoyancy شناوری	marine flooding surface سطوح پیشروی آب
geothermal gradient شیب زمین‌گرمایی	erosion سطوح فرسایشی
dipmeter شیب‌سنج	sequence سکانس
oil shales شیل‌های نفتی	mud cake سله گل
stable continental plates صفحات قاره‌ای پایدار	source rock سنگ‌منشا
rotary table صفحه دوار	mature source rock سنگ‌منشا بالغ
acoustic pulse ضربه صوتی	potential source rock سنگ‌منشا بالقوه
saturation exponent ضریب اشباع‌شدگی	possible source rock سنگ‌منشا محتمل
vitritine reflectivity ضریب انعکاس ویتترینایت	effective source rock سنگ‌منشا مفید
reflection coefficient, R _v ضریب انعکاس	supratidal سوپراتایدال
recovery factor, RF ضریب بازیافت	sonde سوند
compaction index ضریب فشردگی	fluid saturation سیال‌اشباع‌شدگی

accommodation	فضای رسوبگذاری	roll-over anticline	طاقدیس غلطیده
activators	فعال‌کننده‌ها	uplift folding	طاقدیس‌های بالازدگی
continental shelf	فلات قاره	pore complex spectra	طیف کمپلکس خلل و فرج
shingled	فلسی	nonarc	غیر کمائی
blow-out	فوران	appraisal phase	فاز ارزیابی
blowout preventers, BOP	فوران‌گیر	decommissioning	فاز از کارافتادگی
phytoplankton	فیتوپلانکتون	exploration phase	فاز اکتشاف
inverse filtering	فیلترگذاری معکوس	production phase	فاز تولید
mud filtrate	فیلتره گل حفاری	non-wetting phase	فاز غیرمرطوب‌کننده
compressibility	قابلیت تراکم	gaseous phase	فاز گازی
thermal conductivity	قابلیت هدایت گرمایی	shot interval	فاصله ضربه یا شوت
continental	قاره‌ای	group interval	فاصله گروه
ortho-contour	قاطع کانتور	sample interval	فاصله نمونه
dilation	قشرزایی	expansion factor, E	فاکتور انبساط گازی
erosion	قشرزدایی	tortuosity factor	فاکتور پیچاپیچی
hydrocarbon	قطرات یا حباب‌های هیدروکربن	compressibility factor	فاکتور تراکم‌پذیری
globules or bubbles		cementation exponent	فاکتور سیمانی شدن
crest	قله	formation factor, f	فاکتور مقاومت سازند
karstification	کارستی شدن	marine phreatic	فراتیک آب دریا
equipotential contours	کانتورهای هم‌پتانسیل	freshwater phreatic	فراتیک آب شیرین
heavy mineral	کانی سنگین	microbial mat	فرش‌های میکروبی
gravity survey	کاوش گرانی‌سنجی	frequency	فرکانس
magnetic survey	کاوش مغناطیسی	intraplatform depression	فروافتادگی میان پلاتفرمی
craton	کراتون	subduction	فروانش
residual carbon	کربن باقی مانده	depression	فروفتگی
residual carbon	کربن باقی مانده	collapse	فروریزش
decarboxylation	کربوکسیل‌زدانی	subsidence	فرونشست
strain	کرنش	tectonic subsidence	فرونشست تکتونیک
kerogen	کروژن	framestone	فریم‌استون
algal kerogen	کروژن جلبکی	displacement pressure, p _d	فشار جابجایی
coaly kerogen	کروژن ذغالی	subsurface pressure	فشار زیرسطحی
gas chromatograph	کروماتوگراف گاز	formation pressure	فشار سازندی
acquisition of seismic data	کسب اطلاعات لرزه‌ای	overburden pressure	فشار طبقات بالایی
elastic	کشسان	mercury injection capillary pressure	فشار مویینه تزریق جیوه
extensional	کششی	capillary pressure	فشار مویینه
total organic carbon TOC	کل کربن آلی یا TOC	compressional	فشارشی
gas cap	کلاهک گازی	lithostatic pressure	فشارهای لیتواستاتیک
closure	کلوزر	compaction	فشردگی
low amplitude	کم دامنه	chemical compaction	فشردگی شیمیایی
complex sigmoid-oblique	کمپلکس سیگموئید-مایل	mechanical compaction	فشردگی مکانیکی
quartz arenite	کوارتز آرنایت		
cortoid	کورتونید		

pore throat	گلوگاه تخلخل	free gas	گاز آزاد
cross lamination	لامینه‌های متقاطع	gas saturation, s_g	گاز اشباع‌شدگی
carrier bed	لایه معبر	ideal gas	گاز ایده‌آل
overpressured beds	لایه‌های پرفشار	biogenic gas	گاز بیوژنیک
brackish	لبشور	dry gas	گاز خشک
laterolog	لترولاگ	background gas	گاز زمینه
dual laterolog	لترولاگ دوتایی	shale gas	گاز شیل
vibroiseis	لرزنده	natural gas	گاز طبیعی
tubing	لوله استخراجی	non-associated gas	گاز غیرهمراه
kelly	لوله چندوجهی	dissolved gas	گاز محلول
drill pipe	لوله حفاری	marsh gas	گاز مرداب
lithodensity	لیتودنسیتی	wet gas	گاز مرطوب
lithosphere	لیتوسفر	real gas	گازهای حقیقی
pesudomatrix	ماتریکس دروغین	subsurface gases	گازهای زیرسطحی
organic matter	ماده آلی	non-hydrocarbon gases	گازهای غیرهیدروکربنی
maceral	ماسرال	associated gas	گاز همراه
tar sand	ماسه قیری	heavy gas oil	گازوئیل سنگین
greywacke sandstones	ماسه‌سنگ‌های گریوکی	gasoline	گازولین
tar sands	ماسه‌های قیری	graben	گراین
multiplex	مالتی‌پلکس	viscous	گرانرو
oblique	مایل	viscosity	گرانروی
diamond bits	مته‌های الماسی	lateral accretion	گسترش جانبی
drilling bits	مته‌های حفاری	vertical accretion	گسترش عمودی
roller cone bits	مته‌های مخروطی غلتکی	thrust fault	گسل تراستی
packer	مجرابند	transcurrent fault	گسل تراگذر
parasequence sets	مجموعه پاراسکانس‌ها	sinistral strike-slip fault	گسل چپگرد
progradational	مجموعه پاراسکانس‌های پیشرونده	wrench fault	گسل چرخشی
parasequence sets		strike-slip fault	گسل راستالغز
molecular solution	محلول مولکولی	dextral strike-slip fault	گسل راستگرد
evaporitic environment	محیط تبخیری	growth fault	گسل رشدی
deep marine environment	محیط دریایی عمیق	antithetic fault	گسل متقاطع
paleoenvironment	محیط رسوبی قدیمه	reverse fault	گسل معکوس
fractured reservoirs	مخازن شکسته	normal fault	گسل نرمال
unsaturated reservoirs	مخازن غیراشباع	faulting	گسل‌خوردگی
atypical reservoirs	مخازن غیرمعمول	block faulting	گسلش قطعه‌ای
carbonate reservoirs	مخازن کربناته	drilling mud	گل حفاری
sandstone reservoirs	مخازن ماسه‌سنگی	water-based mud	گل حفاری پایه آبی
alluvial fan	مخروط افکنه	oil-based mud	گل حفاری پایه روغنی
slope fan	مخروط شیب	mud logging	گل‌نگاری
basin floor fan	مخروط کف حوضه	chalky	گل‌سفید
coning	مخروط‌شدگی	mud logger	گل‌نگار

field	میدان	submarine fan	مخروط‌های زیردریایی
formation microscanner, fms	میکرواسکنر سازندی	progradational	مخروط‌های زیردریایی پیشرونده
micropaleontology	میکروپالئونتولوژی	submarine fans	مخزن
microlaterolog	میکرولاترولاگ	reservoir	مخزن اشباع شده
conformable	نادگرشیب	saturated reservoir	مخزن دولومیتی
disharmonic	ناهماهنگ	dolomite reservoir	مخزن منفرد
reservoir heterogeneity	ناهمگنی مخزن	pool	مدل سازی رو به جلو
secondary rim syncline	ناودیس حاشیهای ثانویه	forward modeling	مدل سازی معکوس
primary rim syncline	ناودیس‌های حاشیهای اولیه	reverse modeling	مدل‌های رخساره‌ای
vadose zone	نزدیک سطح زمین در منطقه وادز	facies models	مرز آب آزاد
gas oil ratio, GOR	نسبت گاز حل شده به نفت	free-water level	مرز آب و نفت
biomarkers	نشانه‌های زیستی	oil-water contact	مرز آب-نفت اقتصادی
acoustic televiewer, ATV	نظاره‌گر صوتی	economic oil-water contact	مرز توالی
oil saturation, S_o	نفت اشباع‌شدگی	sequence boundary	مرز تولید آب-نفت
crude oil	نفت خام	productive oil-water contact	مرز نفت آزاد
oil in place	نفت درجا	free-oil level	مسیرهای مهاجرت
kerosene oil	نفت سفید	migration pathways	مطالعات لرزه‌ای
black oil	نفت سیاه	seismic surveys	مغزه
gas oil	نفت گاز	core	مغزه‌گیری
condensate	نفت میعانی	coring	مغناطیس‌سنجی
oil-wet	نفت‌دوست	magnetometry	مقاطع عرضی
oil prone	نفت‌زا	cross sections	مقطع لرزه‌ای
oil trap	نفتگیر	seismic section	مکانیسم آبران
stratigraphic trap	نفتگیر چینهای	water drive	مکانیسم رانش توسط کلاهدک گازی
depositional trap	نفتگیر رسوبی	gas cap drive	مکانیسم رانش گاز محلول
structural trap	نفتگیر ساختمانی	dissolved gas drive	مکانیسم رانش مرکب
anticlinal trap	نفتگیر طاق‌دیزی	combination drive	منحنی نقطه شبنم
truncation trap	نفتگیر قطع‌شدگی	dew point curve	منحنی نقطه حباب
combination trap	نفتگیر مرکب	bubble point curve	منحنی نقطه ذوب
pinchout trap	نفتگیر نازک‌شدگی	melting point curve	منشأ آلی
hydrodynamic trap	نفتگیر هیدرودینامیک	organic origin	منشأ غیر آلی
fold traps	نفتگیرهای چین‌خورده	inorganic origin	منطقه دو فازی
stratigraphic traps	نفتگیرهای چینهای	two phase region	مهاجرت اولیه
diagenetic traps	نفتگیرهای دیاژنتیکی	primary migration	مهاجرت ثانویه
fault traps	نفتگیرهای گسلی	secondary migration	مهاجرت نفت
naphthenes	نفت‌ها	oil migration	موج انعکاسی
invasion	نفوذ	reflected ray	موج عبوری
bright spot	نقاط روشن	transmitted ray	موجک
flat spot	نقاط صاف	wavelet	مورفولوژی
time structure map	نقشه ساختمانی- زمانی	morphology	مولکول‌های زیستی
isobar maps	نقشه‌های ایزوبار	biomolecules	

well logging	نمودارگیری	isolith maps	نقشه‌های ایزولیت یا هم‌سنگی
logs	نمودارها	facies maps	نقشه‌های رخساره‌ای
induction logs	نمودارهای القایی	triangle facies maps	نقشه‌های رخساره‌ای مثلثی
bore hole- imaging logs	نمودارهای تصویری چاه	subsurface maps	نقشه‌های زیرسطحی
lateral logging	نمودارهای جانبی	structural contour maps	نقشه‌های کانتوری ساختمانی
drill cutting logs	نمودارهای خرده سنگ‌های حفاری	percentage maps	نقشه‌های لیتولوژی درصدی
nuclear logging	نمودارهای رادیواکتیویته	ratio maps	نقشه‌های نسبتی
mud logs	نمودارهای گل	isopotential map	نقشه‌های هم‌پتانسیل
fence diagrams	نمودارهای نرده‌ای	isoporosity	نقشه‌های هم‌تخلخل
cryptocrystalline	نهان‌بلورین	isoconcentration and	نقشه‌های هم‌تمرکز و هم‌شوری
noise	نوفه	isosalinity maps	نقشه‌های هم‌نسبت
random noise	نوفه تصادفی	isovolume or isovol maps	نقشه‌های هم‌حجم
compressional pressure	نیروی فشارشی	isopach maps	نقشه‌های هم‌ضخامت
driving force	نیروی محرک	critical gas saturation	نقطه بحرانی اشباع گاز
hydrodynamic pressure	نیروی هیدرودینامیکی	critical point	نقطه بحرانی
paleobathymetric profile	نیمرخ ژرفای قدیمی	kick off point	نقطه تغییر مسیر
half-graben	نیمه‌گراین	cricondenthem, t_{c1}	نقطه حداکثر دما
convolution	همامیخت	cricondenbar, p_{c1}	نقطه حداکثر فشار
horst	هورست	common depth point, cdp	نقطه عمقی مشترک
gas hydrates	هیدراتهای گازی	common mid point	نقطه میانی مشترک
hydrostatic pressure	هیدرواستاتیک	pour point	نقطه ریزش
flow units	واحدهای جریان	spill point	نقطه فرار
draped	وارفته	seismic record	نگاشت لرزه‌ای
deconvolution	واهمامیخت	composite record	نگاشت مرکب
weight-dropping	وزنه‌انداز	incremental EOR oil	نمو تولید نفت
vitritinite	ویترینایت	induction log	نمودار القایی
gas detector	یابنده‌های گازی	density log	نمودار چگالی
drill collars	یقه‌مه	sonic log	نمودار صوتی
eustacy	یوبیوتازی	caliper log	نمودار کالیپر
		strip log	نمودار نواری
		neutron log	نمودار نوترون

مراجع

- Ahmed, U., Crary, S., and Coates, G., 1991. Permeability estimation: the various sources and their interrelationship. *Journal of Petroleum Technology*, v. 43, p. 578-587.
- Allan, J.R., and Wiggins, W.D., 1993. Dolomite reservoirs-geochemical techniques for evaluation origin and distribution, AAPG Continuing Education Course Note Series 36, 129 P.
- Allen, P.A., Allen, J.R., 1990. Basin analysis: Principles and applications, Blackwell Scientific Publications, London,
- Arab oil and gas Magazine, 2000. 588pp.
- Arab Oil-Gas Directory, 1998. Arab petroleum research center.
- Archie, G.E., 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of AIME*, v. 146, p. 54-62.
- Archie, G.E., 1952. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical consideration, *AAPG Bulletin*, v. 36, p. 278-298.
- Badley, M.E., 1985. *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall, 259pp.
- Barker, C., 1974. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation, *AAPG Bulletin*, v.58, p.2349-2361.
- Barnes, M.A., Barnes, W.C., and R.M. Bustin, 1986. Chemistry and evolution of organic matter, in I.A., McIlreath, and D.W., Morrow, eds., *Diagenesis*, Geoscience Canada, Reprint Series 4, V.11, p.103-114.
- Bateman, R.M., 1985. *Open-hole log analysis and formation evaluation*, International Human Resources, Boston, 498pp.
- Baviere, M., 1991. *Basic concepts in enhanced oil recovery processes*, Elsevier Applied Science London.
- Beard, F.C., and Weyl, P.K., 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG Bulletin*, v. 57, p. 349-369.
- Berg, R., 1970. Method of determining permeability from reservoir rock properties. *Gulf Coast Association of Geologic Society Transaction*, v. 20, p. 303-317.
- Bjorlykke, K., 1984. Formation of secondary porosity: how important is it? *AAPG Memoir*, 37, p. 217-224.

-
- Bjorlykke, K., and Egeberg, P.K., 1993. Quartz cementation in sedimentary basins: AAPG Bulletin, v. 77, p. 1538-1548.
- Bliefnick, D.M., and Kaldi, J.G., 1996. Pore geometry control on reservoir properties, Walker Creek Field, Columbia and Lafayette Counties, Arkansas. AAPG Bulletin, v. 80, p. 1027-1044.
- Bloch, S., 1991. Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones. AAPG Bulletin, v. 75, p. 1145-1160.
- Bloch, S., McGowen, J.H., Duncan, J.R., and Brizzolara, D.W., 1990. Porosity prediction, prior to drilling, in sandstones of the Kekiktuk Formation (Mississippian), North slope of Alaska. AAPG Bulletin, v. 74, p. 1371-1385.
- Bordenave, M.L., 1993. Applied petroleum geochemistry, Paris, Editions Technip, 524 P.
- Brock, J., 1986. Applied Open-hole log Analysis, Gulf Publishing Company, 284pp.
- Brooks, J., Cornford, C., and R. Archer, 1987. The role of hydrocarbon source rocks in petroleum exploration, in J., Brooks, and A.J. Fleet, Eds., Marine petroleum source rocks, Geological Society Special Publication, no.26, p.17-46.
- Bustin, R.M., Barnes, M.A., and W.C., Barnes, 1986. Quantification and modeling of organic diagenesis, in I.A. McIlreath, and D.W. Morrow, eds., Diagenesis, Geoscience Canada, Reprint Series 4, v.12, p.421.
- Castano, J.R., and D.M., Sparks, 1974. Interpretation of vitrinite reflectance measurements in sedimentary rocks and determination of burial history using vitrinite reflectance and authigenic minerals, Geological Society of America, no.153, p.31-53.
- Chilingar, G., 1964. Relationship between porosity, permeability and grain size distribution of sands and sandstones. In: L. van Straaten, (ed.) Deltaic and shallow marine deposits: New York, Elsevier, p. 71-75.
- Choquette, P.W., and Pray, L.C., 1970. Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates, AAPG Bulletin, v.54, p. 207-250.
- Cloeman, J. M., and D.B., Prior, 1982. Deltaic environments of deposition, in A. Scholle & B., Spearing, eds., Sandstone depositional environment, AAPG Memoir 31, p.139- 178.
- Combaz, A., and M.D., Matharel, 1978. Organic sedimentation and genesis of petroleum in Mahakam Delta, AAPG Bulletin, v.62, p.1684- 1695.
- Cosse, R., Basics of reservoir engineering, 1993. Oil and gas field development techniques, 346pp.
- Curtis, C., 1987. Inorganic geochemistry and petroleum exploration, in J. Brooks and D. Welte, eds., Advances in petroleum geochemistry, London, Academic press, v.2, p.91-140.

-
- Davis, H., Byers, C.W., and L.M., Pratt, 1989. Depositional mechanism and matter in Mowry Shale (Cretaceous), Wyoming, AAPG Bulletin, v.73, p.1103- 1116.
- Demaison, G., and Moore, 1980. Anoxic environments and oil source bed genesis, AAPG Bulletin, v.63, p.1119- 1209.
- Demaison, G., and Murriss, R.J., 1984. Geochemistry and Basin Evaluation, AAPG Memoir 35, 426pp.
- Demaison, G.J., and J., Huizinga, 1991. Genetic classification of petroleum systems, AAPG Bulletin, v.75, p.1626- 1643.
- Dembicki, H., Horsfield, B., and T., Ho, 1983. Source- rock evaluation by pyrolysis-gas chromatography, AAPG Bulletin, v. 67, p.1094- 1103.
- Dickey, P.A., 1986. Petroleum development geology, 3rd edit, Penn Well Books, Penn Well Publishing Co., Tulsa OK, 530 p.
- Dowe, W.G., 1977. Kerogen studies and geological interpretations, Journal of Geochemistry Exploration, v.7, p.77-79.
- Downey, M.W., 1984. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations, AAPG Bulletin, v.68, p.1752-1763.
- Doyen, P., 1988. Permeability, conductivity and pore geometry of sandstone. Journal of Geophysical Research, v. 93, p. 7729-7740.
- Dullien, F., 1979. Porous media, fluid transport and pore structure. New York, Academic Press, p. 42-65.
- Dunham, R.G., 1962. Classification of carbonate rocks according to deposition texture, AAPG Memoir 2, p.108-121.
- Ellis, D.V., 1987. Well logging for earth scientists, Elsevier, pp.532.
- Emery, D., Myers, K., 1996. Sequence stratigraphy, Blackwell Science, London, 297pp.
- England, W.A., Mann, A.L., and Mann, D.M., 1991. Migration from source to trap, In: Source and migration processes and evaluation techniques, Merrill, R.K.(ed.), Treatise of Petroleum Geology, p.23-46.
- Fabbri, A.B. 1980. GIAPP: Geological image-analysis program package for estimating geometrical probabilities. Computer and Geoscience, v. 6, p. 153-161.
- Folk, R.L., 1959. Practical petrographic classification of limestone, AAPG, v.43, p.1-38
- Folk, R.L., 1974. Petrology of Sedimentary rocks: Austin, Texas, Hemphill publishing co., 182 p.

- , H., 1967. Influence of different types of diagenesis on sandstone porosity. Proc. 7th World Petroleum Congress, v. 2, p. 353-369.
- Gadallah, M.R., 1994. Reservoir Seismology (Geophysics in non-technical language), Penn Well books.
- Gaines, A., 1980. Dolomitization kinetics; recent experimental studies, in: Zenger, D.H., Dunham, J.B., and Ethington, R.L., eds., Concepts and models of dolomitization, SEPM Spec. Pub., No. 28, p. 139-161.
- Galloway, W.E., and Hobday, D.K., 1996. Terrigenous clastic depositional systems, Application to fossil fuel and ground water resources, Springer, pp.489.
- Goldstein, R.H., and Reynolds, T.J., 1994. Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals. SEPM short course 31, 199p.
- Gregg, J.M., and Sibley, D.F., 1984. Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture, Journal of Sedimentary Petrology, v. 54, p. 908-931.
- Handin, J., Hager, R.V., Friedman, G.M., and Feather, J.N., 1963. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Pore pressure tests, AAPG Bulletin, v. 47, p.717-755.
- Hald, M.T., 1959. Significance of stylolites in permeable sandstone. Journal of Sedimentary Petrology, v. 29, p. 251-253.
- Hearst, J.R., Nelson, P.H., Paillet, F.L., 2001, Well logging for physical properties, John Wiley & Sons Ltd., 483pp.
- Herux, Y., Changnon, A., and Bertrand, R., 1979. Compilation and correlation of major thermal maturation indicators, AAPG Bulletin, v.63, p.2128-2144.
- Howard, J.J., 1992. Influence of authigenic-clay minerals on permeability. SEPM Special publication, 47, p. 257-264.
- Hugman, R.H.H., and Friedman, G.M., 1979. Effects of texture and composition on mechanical behavior of experimentally deformed carbonate rocks, AAPG, v. 63, p.1478-1489.
- Hunt, J.M., 1979. Petroleum Geochemistry and geology, Freeman, 617pp.
- Iverson, W., 1990. Permeability estimation from sonic versus porosity gradients. Society of Exploration Geophysicists International Meeting, v.1, paper BG5.2, p. 106-109.
- Jahn, F., Cook, M., and Graham, M., 1999. Hydrocarbon exploration and production, Development in Petroleum Science, No. 46, 384pp.
- Jarvie, D.M., 1991. Total organic carbon analysis, In: Source and migration processes and evaluation techniques, Merrill, R.K.(ed.), Treatise of Petroleum Geology, p.113-118.

- Jennings, J.B., 1987. Capillary pressure techniques: Application to exploration and development geology, AAPG, v.71, p. 1196-1209.
- Jenyon, M.K., 1990. Oil and gas traps, Aspects of their seismostratigraphy, morphology and development, John Wiley and sons, 398pp.
- Jones, R.W., 1987. Organic facies, in J. Brooks and D. Welte, eds., Advances in petroleum geochemistry, London, Academic Press, v.2, p.1-90.
- Kamali, M.R., 1999. Application of geochemistry in oil exploration, RIPI publication, 144pp, (in Persian.)
- Katz, B.J., 1983. Rock-Evaluation of organic matter, Organic Geochemistry, v.4, p.195-199.
- Kearey, P., and Brooks, M., 1991. An Introduction to Geophysical exploration, Black Well Scientific Publications, 254pp.
- Keelan, D.K., 1982. Core analysis for aid in reservoir description. Proceeding International meeting on petroleum engineering, v. 1, p. 221-230.
- Keelan, D.K., and Marschall, D.M., 1989. Fundamentals of core analysis. Core Laboratories, Houston.
- Keys, W.S., 1997. A practical guide to borehole geophysics in environmental investigations, Lewis Publisher, 176pp.
- Killops, S.D., and V., J., Killops, 1993. An introduction to organic geochemistry, Longman Scientific and Technical, 265P.
- Klemme, A.H.D., 1980. Geological Basins 1, Treatise of Petroleum Geology, p.87-101,
- Klemme, H.D., 1980. Petroleum basins - classifications and characteristics. Journal of Petroleum Geology, v. 3, p. 187-207.
- Koederitz, L.F., Harvey, A.H., Honarpour, M., 1989. Introduction to petroleum reservoir analysis, Gulf Publishing Company, 250pp.
- Lake, L.W., 1989. Enhanced oil recovery, Prantice-Hall Inc, 550pp.
- Latil, M., 1980, Enhanced oil recovery, Gulf Publishing, Houston.
- Laudon, R.C., 1996. Principles of petroleum development geology, Prentice Hall, pp.267.
- Longman, M.W., 1980. Carbonate diagenesis texture form near-surface diagenetic environment, AAPG Bulletin, v.64, No. 4, p.461-487.
- Lopatin, N.V., 1971. Temperature and geologic time as factors in coalification, Alademiya Nauk SSSR Izvestiga, Seriya geologicheskaya, NO.3,p.95-106.

- Lucia, F.J., and Major, R.P., 1994. Porosity evolution through hypersaline reflux dolomitization, in: Purser, B., Tucker, M., and Zenger, D., eds., Dolomites, International Association of sedimentologists special publication 21, p. 325-341.
- Macurda, D.B., 1997. Carbonate seismic facies analysis, p. 95-119, in Carbonate Seismology, Eds., Palaz, I, and Marfurt, K.J., Geophysical Development Series, No. 6, Society of Exploration Geophysicists.
- Massoud M.S., and R.R.F., Kinghorn, 1985. A new classification for the organic components of kerogen, *Journal of petroleum Geology*, v.8, p.85-100.
- Matter, A., and Ramseyer, K., 1985. Cathodoluminescence microscopy as a tool for provenance studies of sandstones, in: Zuffa, G.G., (ed.), *Provenance of Arenites*: Reidel, Dordrecht, p. 191-211.
- McBride, E.F., 1989. Quartz cement in sandstones: a review. *Earth-Science Reviews*, v. 26, p. 69-112.
- McCreesh, C.A., Ehrlich, R., and Crabtree, S.J., 1991. Petrography and reservoir physics II: Relating thin section porosity to capillary pressure, the association between pore types and throat size. *AAPG Bulletin*, v. 75, p. 1563-1578.
- McQuillin, R., Bacon, M., & Barclay, W., 1984. *An Introduction to Seismic Interpretation (Reflection Seismic in Petroleum exploration)*, Gulf Publishing Company.
- Miall, A.D., 2000, *Principles of sedimentary basin analysis*, Springer, pp.616.
- Moore, C.H., 1989. *Carbonate Diagenesis and Porosity*, Elsevier, Amsterdam, 338 p.
- Nelson, R.A., 1985. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoir*, Gulf publishing company, 320p.
- Nguyen, J.P., 1996, *Drilling, Oil and Gas Field Development Techniques*, 367pp.
- North, F.k., 1990, *Petroleum Geology*, Chapman Hall, 631pp.
- Payton, C.E., 1977. *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. AAPG Memoir 26, pp.516.
- Pettijohn, F.J., Potter, P.E., and Siever, R., 1987. *Sand and sandstone*. New York, Springer-Verlag, 618p.
- Ransom, S.J., 1958. *Oil reservoir engineering*, McGraw Hill, pp.735.
- Stanton, E.D., 1979. Porosity, diagenesis and productive capability of sandstone reservoirs, in: Scholle, P.A., and Schluger, P.R., (eds.), *Aspects of diagenesis: SEPM Special Publication 26*, p. 159-173.

-
- Pittman, E.D., 1992. Relation of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstones. AAPG Bulletin, v. 76, p. 191-198.
- Pittman, E.D., and Thomas, J.B., 1978. Some applications of scanning electron microscopy to the study of reservoir rock. Paper Society of Petroleum Engineers 7550.
- Powers, R.W., 1962. Arabian upper Jurassic carbonate reservoirs, in : Ham, W.E., ed., Classification of carbonate Rocks, AAPG memoir 1, p.122-192.
- Prothero, D.R., 1990. Interpreting the stratigraphic record, Freeman, pp.410.
- Purcell, W.R., 1949. Capillary pressure - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. AIME Petroleum Transactions, February 1949 p. 39-48.
- Reineck, H.E., and Singh, I.B., 1980. Depositional sedimentary environments, Springer-Verlag, pp.551.
- Reynolds, T.J., 1978. Fluid inclusion adapted U.S.G.S. gas flow heating/freezing instruction manual: Fluid Incorporated, Denver.
- Rezaee, M.R., 1994. Influence of diagenetic alteration on the Tirrawarra Sandstone reservoir quality in the Moorari and Fly Lake Fields. Unpublished Report EDRN: 022/95, Santos Ltd., 25p.
- Rezaee, M.R., and Bashukooh, B., 2001, An introduction to some selected geoscience software, The University of Tehran Press, 398pp. (in Persian.)
- Rezaee, M.R., and Griffiths, C.M., 1996. Pore Geometry Controls on Porosity and Permeability in the Tirrawarra Sandstone Reservoir, Cooper Basin, South Australia. AAPG Annual Convention, San Diego, May 19-22, 1996, p. A119.
- Rezaee, M.R., and Lemon, N., 1996. Influence of depositional environment on diagenesis and reservoir quality: Tirrawarra Sandstone reservoir, southern Cooper Basin, Australia. Journal of Petroleum Geology, v. 19, p. 369-391.
- Rezaee, M.R., and Lemon, N., 1996. Controls on Pore Geometry in the Tirrawarra Sandstone Reservoir, Cooper Basin, Australia. Petroleum Exploration Society of Australia Journal, v. 24, p. 116-138.
- Rezaee, M.R., and Lemon, N., 1997. Estimation of Effective Porosity, Tirrawarra Sandstone, Cooper Basin, South Australia. Exploration Geophysics, v. 28, p. 114-118.
- Rezaee, M.R., and Lemon, N., 1997. The Influence of Sandstone Composition on the Reservoir Quality, an example of Tirrawarra Sandstone Reservoir, Cooper Basin. Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal, v. 37, p. 820.

- Rezaee, M.R., and Lemon, N., 1997. Permeability Estimation from Mercury Injection Capillary Pressure Data, a case study in the Tirrawarra Sandstone, Cooper Basin. *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, v. 37, p. 824.
- Rezaee, M.R., and Schulz-Rojahn, J.P., 1998. Application of quantitative back-scattered electron image analysis in isotope interpretation of siderite cement: Tirrawarra Sandstone reservoir, Cooper Basin (Australia), in Morad, S., (ed.), *Carbonate Cementation in Sandstones: International Association of Sedimentologists Special Publication*, v.26, p.461-481.
- Rezaee, M.R., and Tingate, P.R., 1996. Precipitation temperatures and origin of quartz cement and its influence on the Tirrawarra Sandstone reservoir quality, southern Cooper Basin, South Australia. *Geological Society Of Australia, Abstract No.41*, p.362. 12th Australian Geological Convention, Canberra, February, 1996.
- Rezaee, M.R., and Tingate, P.R., 1997. Origin of the quartz cement, Tirrawarra Sandstone, Southern Cooper Basin, South Australia. *Journal of Sedimentary Research*, v. 67, p. 168-177.
- Rezaee, M.R., Lemon, N., and Seggie, R., 1997. Tectonic fingerprints in siderite cement, Tirrawarra Sandstone, southern Cooper Basin, South Australia. *Geological Magazine*, v. 134, p. 99-112.
- Rezaee, M.R., Reservoir characterization of the Tirrawarra Sandstone, in the Moorari and Fly Lake Fields, Southern Cooper Basin, South Australia, Unpublished Ph.D. thesis, 188pp.
- Rink, M., 1976. A computerized quantitative image analysis procedure for investigating features and an adopted image process. *Journal of Microscopy*, v. 107, p. 267-386.
- Rittenhouse, G., 1971. Mechanical compaction of sands containing different percentage of ductile grains: a theoretical approach. *AAPG Bulletin*, v. 55, p. 92-96.
- Ritter, H.L., and Drake, L.C., 1945. Pore-size distribution in porous materials; pressure porosimeter and determinations of complete macropore-size distribution. *Industrial Engineering Chemical Analysis*, v. 17, p.782-786.
- Robinson, E., 1988. *Basic Exploration Geophysics*, John Wiley & Sons.
- Roeder, E., 1984. *Fluid inclusions*. Mineralogical society of America, *Reviews in Mineralogy* 12, Washington.
- Schlumberger, 1987. *Log interpretation principles/applications*. 2nd edition. Schlumberger Educational Series.
- Schlumberger, 1991, *Log interpretation charts*, 171pp.
- Schlumberger, 1991, *Log interpretation, volume 1, Principles*, 113pp.

-
- Schmoker, J.W., and Halley, R.B., 1982. Carbonate porosity versus depth: a predictable relation for south florida, AAPG, v. 66, p. 2561-2570.
- Schowalter, T.T., 1979. Mechanics of secondary migration and entrapment, AAPG Bulletin, v. 63, p.723-760.
- Selley, R.C., 1998. Elements of Petroleum Geology, Freeman, 470pp.
- Serra, O., 1984. Fundamental of well-log interpretation, the acquisition of logging data, Elsevier Science Publisher, 423pp.
- Serra, O., 1986. Fundamental of well-log interpretation, the interpretation of logging data, Elsevier Science Publisher, 684pp.
- Sheriff, R.E., & Geldart, L.P., 1989. Exploration Seismology, History, Theory and Data acquisition.
- Sibley, D.F., and Gregg, J. M., 1987. Classification of Dolomite Rock Textures, Journal of Sedimentary Petrology, v.57, No.6
- Sombra, C.L., and Chang, H.K., 1997. Burial history and porosity evolution of Brazilian upper Jurassic to Tertiary sandstone reservoir, In: J.A. Kupecz; J., Cluyas and S. Bloch, (eds.), Reservoir quality prediction in sandstones and carbonates, AAPG Memoir, 79 p.79-89.
- Spirakis, C.S., and Heyle, A.V., 1988. Possible effects of thermal degradation of organic matter on carbonate paragenesis and fluorite precipitation on Mississippi valley-type deposits, Geology, v. 16, p. 1117-1120.
- Stearns, D.W., and Friedman, G.M., 1972. Reservoirs in fractured rock, in: King, R.E., ed., Stratigraphic oil and gas Fields-classification, exploration, and case histories, AAPG memoir 16, p.82-106.
- Stoneley, R., 1987. The review of petroleum source rocks in parts of the Middle East, in J., Brooks, and A.J. Fleet, Eds., Marine petroleum source rocks, Geological Society Special Publication, no.26, p.263-269.
- Sun, S.Q., 1995. Dolomite reservoirs: porosity evolution and reservoir characteristics, AAPG, v. 79, p.186-204.
- Swanson, B.F., 1977. Visualizing pores and non-wetting phase in porous rocks. Society of Petroleum Engineers Annual Fall Technical Conference, SPE Paper 6857, 10p.
- Swanson, B.F., 1981. A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. Journal of Petroleum Technology, v. 33, p. 2498-2504.
- Tearpock, D.J., Bischke, R.E., 1991. Applied subsurface geological mapping, Prentice Hall, pp. pp.648.

-
- Tissot, B.P., and Welte, D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration, New York, Springer-Verlag, pp.699.
- Tissot, B.P., Durand, B., Espitalie, J., and Combaz, A., 1974. Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum, AAPG, V.58, p.499-506.
- Tucker, M.E., 1988. Techniques in sedimentology, Black Well, Scientific Publications, 394 P.
- Tucker, M.E., 1991. Sedimentary petrology: An introduction to the origin of sedimentary rocks, Blackwell, 260 pp.
- Tucker, M.E., Wright, V.P., and Dickson, J.A.D., 1990. Carbonate sedimentology, Blackwell Science Ltd., pp.482.
- Van Krevelen, D.W., 1993. Coal, Elsevier, 979 P.
- Walker, R.G., James, N.P., 1992. Facies models, response to sea level change, Geological Association of Canada, 409pp.
- Waples, D.W., 1985. Geochemistry in petroleum exploration, Reidel Publishing Company, 239pp.
- Waples, W.D, 1994. Modeling of sedimentary basins and petroleum systems, AAPG Memoir 60.
- Wardlaw, N.C., 1976. Pore Geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressure, AAPG, v. 60, p. 245-257.
- Warren, J.K., 1989. Reservoir analysis and prediction in carbonate sequences, Course Organized by National Center Petroleum Geology and Geophysics, p.164-205.
- Welte, D.H., Horsfield, B., and Baker, D.R., 1997. Petroleum and basin evolution, Springer, 535pp.
- Weyl, P.k., 1960. Porosity through dolomitization: Conservation of mass requirements, Journal of Sedimentary Petrology, v. 30, p. 85-90.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, v. 21, p. 41-70.
- Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, L.W., 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, v. 21, p. 41-70.
- Zenger, D.H., Dunham, J.B., and Ethington, R.L., eds., 1980. Concepts and models of dolomitization: SEPM special publication 28, 320 P.
- Zimmerle, W., 1995. Petroleum sedimentology, Kluwer Academic Publishers, 413pp.

