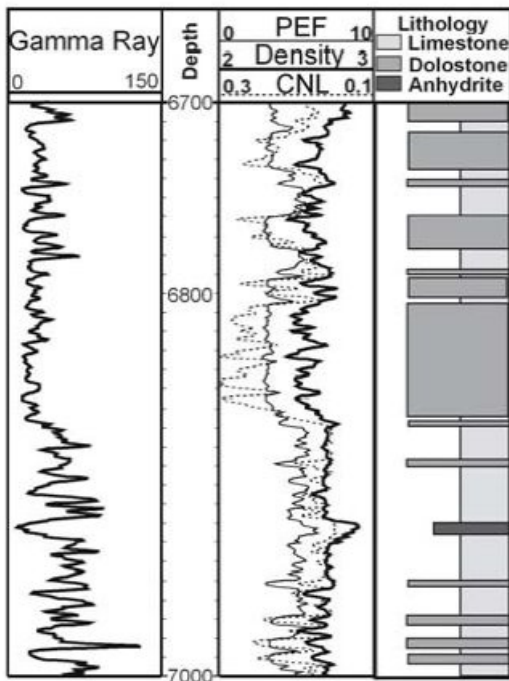
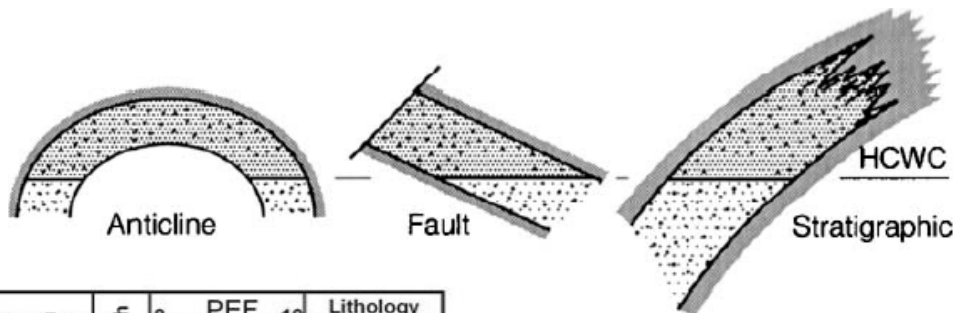




دانشگاه تبریز
دانشکده علوم طبیعی
گروه زمین شناسی

زمین شناسی نفت



دکتر علی کدخدائی
سال تحصیلی ۸۹-۱۳۸۸

فهرست مطالب

فصل اول: کلیات	۱
۱-۱- تاریخچه اکتشاف نفت	۱
۲-۱- سیستم نفتی	۱
۳-۱- منشأ نفت: آلی یا غیر آلی؟	۲
۴-۱- ارتباط زمین‌شناسی نفت با علوم دیگر	۳
۵-۱- خواص فیزیکی نفت خام	۳
۶-۱- شیمی نفت خام	۵
۱-۶-۱- هیدروکربن‌های اشباع شده	۶
۲-۶-۱- هیدروکربن‌های اشباع نشده	۷
۳-۶-۱- غیر هیدروکربن‌ها	۸
۷-۱- تقسیم‌بندی نفت‌های خام	۹
۸-۱- دماهای زیرسطحی	۱۰
۹-۱- فشارهای زیرسطحی	۱۰
۱۰-۱- رفتار فازی سیستم‌های هیدروکربنی	۱۲
فصل دوم: سنگهای منشأ	۱۶
۱-۲- رسوبگذاری مواد آلی	۱۶
۲-۲- محیط‌های رسوبگذاری و حفظ مواد آلی	۱۷
۳-۲- کروژن و بیتومن	۱۹
۴-۲- انواع کروژن و ماسرالها	۱۹
۵-۲- از بلوغ ماده آلی تا تولید هیدروکربن (دیازن، کاتازن و متازن)	۲۶
۶-۲- ارزیابی سنگهای منشأ	۲۸
۱-۶-۲- روشهای قدیمی (سوزاندن ماده آلی)	۲۸
۲-۶-۲- روش پیرولیز راک-ایول	۲۸
۱-۲-۶-۲- فرآیندهایی که طی پیرولیز رخ می‌دهند	۲۸
۳-۲-۶-۲- اهمیت پارامترهای اندازه‌گیری شده توسط راک-ایول	۲۹
۴-۲-۶-۲- ویژگیهای سنگهای منشأ با توجه به نتایج پیرولیز	۳۱
۳-۶-۲- روش کروماتوگرافی گازی	۳۱
۴-۶-۲- روش کروماتوگرافی گازی-اسپکترومتري جرمی (GC-MS)	۳۳
۵-۶-۲- استخراج بیتومن با استفاده از سوکسیله (Soxhlet Bitumen Extraction)	۳۴
۶-۶-۲- نمودارهای XRD	۳۵
۷-۶-۲- ضریب انعکاس و پترینایت	۳۵
۸-۶-۲- استفاده از حرارت‌سنجهای دیرینه (پالینومورفها و شاخص دگرسانی کنودونت)	۳۵
۹-۶-۲- روش AFTA	۳۶
۱۰-۶-۲- روش واکاوی منحنیهای تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی	۳۶
۱-۱۰-۶-۲- منحنیهای تاریخچه تدفین رسوبات	۳۶
۲-۱۰-۶-۲- منحنیهای بلوغ حرارتی بر اساس گرادیان زمین گرمایی	۳۹
۳-۱۰-۶-۲- منحنیهای بلوغ حرارتی بر اساس داده‌های بلوغ حرارتی	۴۱
۷-۲- شیل نفتی یا شیل کروژنی (Oil shale)	۴۱
۸-۲- گلفشان‌ها	۴۲
فصل سوم: مهاجرت نفت	۴۳

۴۳	۱-۳- مهاجرت اولیه نفت
۴۴	۱-۱-۳- مکانیسم‌های دخیل در مهاجرت اولیه
۴۴	۲-۳- مهاجرت ثانویه نفت
۴۶	۳-۳- مهاجرت سومین یا دیسماجریشن (Dysmigration)
۴۷	۴-۳- نحوه پرشدگی مخازن در تله‌های به هم مرتبط
۴۹	۵-۳- کج شدگی سطح تماس آب-نفت
۵۰	۶-۳- زمان بحرانی در یک سیستم نفتی
۵۱	فصل چهارم: سنگهای مخزن
۵۱	۱-۴- تخلخل
۵۲	۱-۱-۴- روش قانون بویل (Boyle's law)
۵۴	۲-۱-۴- روش مجموع سیالات (summation of fluids technique)
۵۷	۳-۱-۴- روش اشباع دوباره (re-saturation technique)
۵۹	۴-۱-۴- تخلخل حاصل از پتروگرافی
۶۰	۵-۱-۴- تخلخل بدست آمده از روش تحلیل تصاویر میکروسکوپی
۶۲	۲-۴- تراوایی (نفوذپذیری)
۶۳	۱-۲-۴- تراوایی حاصل از تزریق هوای خشک
۶۵	۲-۲-۴- تراوایی بدست آمده از نمودار NMR
۶۷	۳-۴- انواع تراوایی
۶۹	۴-۴- رابطه تخلخل و تراوایی
۷۱	۵-۴- فشار موینگی (Capillary pressure)
۷۲	۱-۵-۴- روش تزریق جیوه (Mercury injection method)
۷۴	۲-۵-۴- روش صفحه متخلخل (Porous plate method)
۷۴	۱-۲-۵-۴- سیستم‌های گاز-آب شور (Gas-brine system)
۷۵	۲-۲-۵-۴- سیستم‌های نفت-آب شور (Oil-brine systems)
۷۵	۳-۵-۴- روش سانتریفیوژ (Centrifuge method)
۷۶	۴-۵-۴- تخمین فشار موینگی با استفاده از روش (J function) Leverett
۷۷	۶-۴- آب اشباع شدگی
۸۰	۷-۴- انواع سنگهای مخزن
۸۰	۱-۷-۴- مخازن ماسه سنگی
۸۰	۱-۱-۷-۴- طبقه‌بندی ماسه‌سنگها
۸۱	۲-۱-۷-۴- انواع تخلخل در ماسه‌سنگها
۸۲	۳-۱-۷-۴- محیطهای رسوبی ماسه‌سنگها
۸۲	۱-۳-۱-۷-۴- محیطهای رودخانه‌ای
۸۴	۲-۳-۱-۷-۴- محیطهای دلتایی
۸۶	۳-۳-۱-۷-۴- محیطهای دریاچه‌ای
۸۷	۴-۳-۱-۷-۴- محیطهای صحرائی
۸۸	۵-۳-۱-۷-۴- محیطهای یخچالی
۸۹	۶-۳-۱-۷-۴- محیطهای دریایی
۸۹	۲-۷-۴- مخازن کربناته
۸۹	۱-۲-۷-۴- اجزای سازنده سنگهای کربناته
۹۰	۲-۲-۷-۴- طبقه‌بندی سنگهای کربناته
۹۵	۳-۲-۷-۴- محیط رسوبی کربناته‌ها
۹۶	۳-۷-۴- مخازن غیرعادی

۹۷	۸-۴- مخازن شکافدار
۹۸	۹-۴- کیفیت مخزنی
۹۸	۱-۹-۴- فاکتورهای اولیه کنترل کننده کیفیت مخزنی
۱۰۰	۲-۹-۴- فاکتورهای ثانویه کنترل کننده کیفیت مخزنی
۱۰۰	۱-۲-۹-۴- فاکتورهای افزایشدهنده کیفیت مخزنی (دیازنزی مثبت)
۱۰۲	۲-۲-۹-۴- فاکتورهای کاهشدهنده کیفیت مخزنی (دیازنزی منفی)
۱۱۰	۱۰-۴- واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و الکتریکی
۱۱۲	فصل پنجم: نفتگیرها یا تله‌های نفتی
۱۱۳	۱-۵- مشخصات یک نفتگیر
۱۱۵	۲-۵- انواع نفتگیرها
۱۱۵	۱-۲-۵- نفتگیرهای ساختمانی
۱۲۲	۲-۲-۵- نفتگیرهای چینه‌ای
۱۲۲	۱-۲-۲-۵- نفتگیرهای مرتبط با ناپیوستگیها
۱۲۳	۲-۲-۲-۵- نفتگیرهای بدون ارتباط با ناپیوستگیها
۱۲۶	۳-۲-۵- نفتگیرهای PGM یا پالئوژئومورفولوژیک
۱۲۷	۴-۲-۵- نفتگیرهای هیدرودینامیکی
۱۲۹	۵-۲-۵- نفتگیرهای مرکب
۱۳۰	۳-۵- مرز آب-نفت اقتصادی
۱۳۱	۴-۵- تلفیق منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار مویینگی
۱۳۵	۵-۵- نقشه‌های زیرسطحی
۱۳۶	فصل ششم: پوش سنگ
۱۳۶	۱-۶- نیروهای درگیر در مرز پوش سنگ به مخزن
۱۳۷	۲-۶- کیفیت پوش سنگ
۱۳۸	۳-۶- خواص پوش سنگ
۱۳۸	۱-۳-۶- سنگ‌شناسی (Lithology)
۱۳۸	۲-۳-۶- ضخامت (Thickness)
۱۳۹	۳-۳-۶- تداوم جانبی (Lateral continuity)
۱۳۹	۴-۳-۶- انعطاف‌پذیری (Ductility)
۱۳۹	۴-۶- خواص مویینه پوش سنگ
۱۴۰	۵-۶- پدیده انتشار در پوش سنگ
۱۴۰	۶-۶- پوش سنگ‌های غیرعادی
۱۴۲	فصل هفتم: نمودارگیری چاه (Well logging)
۱۴۲	۱-۷- لوازم و وسایل مورد نیاز در چاه‌نگاری
۱۴۲	۲-۷- کاربرد چاه‌نگاری و اهمیت آن در اکتشاف و مطالعه مخازن نفت و گاز
۱۴۳	۳-۷- نگارهای چاه
۱۴۳	۱-۳-۷- نمودارهای تخلخل
۱۴۳	۱-۱-۳-۷- نمودار نوترون (NPHI, TNPHI, CNL, SNP)
۱۴۵	۲-۱-۳-۷- نمودار صوتی (DT)
۱۴۶	۳-۱-۳-۷- نمودار چگالی
۱۴۷	۲-۳-۷- نمودار پرتوی گاما
۱۴۹	۳-۳-۷- نمودارهای اسپکتروسکوپی پرتوی گاما
۱۴۹	۴-۳-۷- نمودار SP
۱۵۰	۵-۳-۷- نمودارهای مقاومت ویژه الکتریکی

۱۵۱ سوندهای بزرگ بازه : ۱-۵-۳-۷
۱۵۲ سوندهای کوچک بازه: ۲-۵-۳-۷
۱۵۵ نمودار PEF ۶-۳-۷
۱۵۵ نمودار CAL و BS ۷-۳-۷
۱۵۶ نمودارهای تصویری (Image logs) ۸-۳-۷
۱۵۷ نمودار تشدید هسته‌ای مغناطیسی (NMR) ۹-۳-۷
۱۵۷ نمودار انتشار الکترومغناطیسی (EPT) ۱۰-۳-۷
۱۵۸ نمودار شیب سنجی ۱۱-۳-۷
۱۶۰ روش ΔLogR ۱۲-۳-۷
۱۶۱ نمودار انحراف سرعت (VDL) ۱۳-۳-۷
۱۶۴ لاگهای تولیدی (Production logs) ۱۴-۳-۷
۱۶۶ فصل هشتم: مکانیسم‌های رانش سیال در مخزن، بازیافت ثانویه و ازدیاد برداشت (بازیافت سوم)
۱۶۷ ۱-۸- مکانیسم‌های رانش سیال در مخزن (Drive mechanisms)
۱۶۷ ۱-۱-۸- مکانیسم آبران (Water-drive)
۱۶۸ ۲-۱-۸- مکانیسم گاز محلولران (Dissolved gas-drive)
۱۶۹ ۳-۱-۸- مکانیسم رانش توسط انبساط کلاهک گازی (Gas cap expansion-drive)
۱۶۹ ۴-۱-۸- مکانیسم زهکشی ثقلی
۱۶۹ ۵-۱-۸- مکانیسم رانش مرکب
۱۶۹ ۲-۸- روشهای بازیافت ثانویه
۱۶۹ ۱-۲-۸- روش تزریق آب
۱۷۰ ۲-۲-۸- روش تزریق گاز
۱۷۰ ۳-۲-۸- روشهای حرارتی
۱۷۰ ۱-۳-۲-۸- تزریق دورهای بخار (Cyclic steam injection)
۱۷۱ ۲-۳-۲-۸- روش تزریق بخار یا سیلاب‌زنی با بخار (Stein flooding)
۱۷۲ ۳-۳-۲-۸- ریزش ثقلی به کمک بخار (Steam Assisted Gravity Drainage)
۱۷۲ ۴-۳-۲-۸- روش احتراق درجا
۱۷۳ ۵-۳-۲-۸- فرآیند THAI
۱۷۴ ۶-۳-۲-۸- گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی
۱۷۴ ۳-۸- روشهای بازیافت سومین یا ازدیاد برداشت
۱۷۴ ۱-۳-۸- سیلاب‌زنی کاستیک
۱۷۵ ۲-۳-۸- سیلاب‌زنی پلیمری (Polymer flooding)
۱۷۵ ۳-۳-۸- سیلاب‌زنی سرفکتانتی (Surfactant flooding)
۱۷۵ ۴-۳-۸- سیلاب‌زنی امولسیون (Emulsion flooding)
۱۷۵ ۵-۳-۸- روش بخارات هیدروکربنی

فصل اول: کلیات

۱-۱- تاریخچه اکتشاف نفت

مواد نفتی از زمانهای بسیار قدیم مورد استفاده قرار می‌گرفته است. بیشتر تولیدات نفتی تا نیمه قرن نوزدهم از طریق چشمه‌های نفتی با گودالهای کم عمق و چاههای دستی حفر شده در مخازن نفتی کم عمق، صورت می‌گرفته است. حفاریهای نسبتاً عمیقتر جهت اکتشاف نفت در ابتدا در ناحیه شل بورن فرانسه صورت گرفته است. اولین چاه اکتشافی دنیا در سال ۱۷۴۵ در این منطقه حفر شد که ماسه‌های نفتی در سطح زمین بطور قابل ملاحظه‌ای گسترده می‌باشد. اولین چاه استخراجی دنیا نیز توسط کلنل دریک در سال ۱۸۵۹ در ایالت پنسیلوانیای آمریکا حفر شد و در عمق حفاری ۲۱ متری به نفت رسید. قدیمی‌ترین تئوری برای یافتن نفت، تئوری تاقدیس بود که برای حفر چاههای اکتشافی در قله تاقدیس‌ها موفق بود. اما در سال ۱۸۸۰ با کشف نفت در رسوباتی که ارتباطی با تاقدیس‌ها نداشت نشان داد که نفت می‌تواند در حوضه‌های غیر چین خورده در اثر تغییرات رخساره‌ای نیز به تله بیفتد. از این زمان بود که مفهوم نفتگیرهای چینه‌ای مطرح شد.

در ایران هم اولین چاه نفت در ۱۹۰۸ در تاقدیس مسجد سلیمان در عمق حفاری ۳۶۰ متری به نفت رسید. میدان بهرگانسر نیز اولین میدان نفتی کشف شده در ناحیه فلات قاره ایران (خلیج فارس) می‌باشد که در سال ۱۹۶۰ شناسایی شد. تاکنون بیش از ۳/۶ میلیون چاه نفتی در دنیا حفر شده است که از این تعداد حدود ۶۰۰۰۰ چاه تولیدی در قاره آمریکا قرار دارد. حدود ۶۰۰۰ چاه نفتی در اروپای غربی وجود دارند. تاکنون حدود ۳۲۰۰۰ حوضه نفت و گاز در دنیا شناخته شده است که ۱۸۰۰۰ حوضه آن در قاره آمریکا، بیش از ۳۰۰۰ حوضه در روسیه، ۱۰۰۰ حوضه در کانادا و ۱۵۰ حوضه در خاورمیانه قرار دارد. حدود ۹۵٪ از نفت و گاز شناخته شده دنیا در ۵۰ حوضه رسوبی و ۷۵-۷۰٪ آن در ۱۰ حوضه قرار دارند. خلیج فارس و حوضه زاگرس نیمی از نفت و گاز دنیا را در بر می‌گیرد. در ابتدا از نقشه‌های سطحی تاقدیس‌ها به عنوان ابزار اصلی اکتشاف استفاده می‌شد. از سال ۱۹۲۰ به بعد با روی کار آمدن روشهای ژئوفیزیکی مانند ثقل‌سنجی، مغناطیس‌سنجی و لرزه‌ای، نقشه ساختارهای زیرسطحی تهیه شد و به عنوان ابزارهای اصلی اکتشاف مورد توجه قرار گرفتند. بعدها تکنیک‌های نمودارگیری از چاههای نفت و گاز معرفی شده و گام مهمی در جهت ارزیابی غیرمستقیم خواص سنگهای مخزن برداشته شد.

امروزه با استفاده از کامپیوترهای دارای قابلیت بالا و نرم افزارهای تخصصی در زمینه ژئوفیزیک، پتروفیزیک و مدل‌سازی زمین‌شناسی، اطلاعات بسیار ارزشمندی از نحوه گسترش ساختارهای زیرسطحی و خواص فیزیکی آنها بدست می‌آید. پیشرفت در علوم مختلف مانند لرزه‌نگاری، چینه‌شناسی لرزه‌ای، رسوب‌شناسی، ژئوشیمی، پالئونتولوژی، پتروفیزیک، زمین‌شناسی ساختمانی و مدل‌سازی مخزن منجر به اکتشافات نفتی جدیدتر و شناخت هر چه بهتر خواص آنها شده است.

۱-۲- سیستم نفتی

هر سیستم نفتی شامل ۵ جزء است که عبارتند از سنگ منشاء (سنگ مادر)، سنگ مخزن، پوش سنگ، تله نفتی و مهاجرت. وجود این ۵ عامل برای انباشت اقتصادی نفت و گاز ضروری است.

سنگ منشاء: سنگی است که در آن مواد آلی حفظ شده، بالغ شده و در اثر دما، فشار و گذر زمان به هیدروکربن تبدیل می‌شوند. سنگ مخزن: سنگی است که دارای تخلخل و تراوایی مناسب بوده و توسط سنگهای ناتراوا پوشیده شده است که می‌تواند هیدروکربن را در خود ذخیره کند.

پوش سنگ: سنگی است که فاقد تراوایی بوده و مانع فرار نفت از سنگهای مخزن می‌شود.

تله نفتی: مجموعه‌ای است که بصورت ساختمانی، چینه‌ای و هیدرودینامیکی تشکیل شده و نفت در آن بصورت اقتصادی تجمع پیدا می‌کند.

مهاجرت: بصورت اولیه و ثانویه انتقال هیدروکربن از سنگهای منشا به مخزن را ممکن می‌سازد.

۱-۳- منشأ نفت: آلی یا غیر آلی؟

بحث‌های فراوانی در مورد اینکه نفت دارای منشأ آلی یا غیر آلی (معدنی) است، صورت گرفته است. امروزه منشأ آلی نفت به اثبات رسیده است.

دلایل منشأ غیر آلی نفت به قرار زیرند:

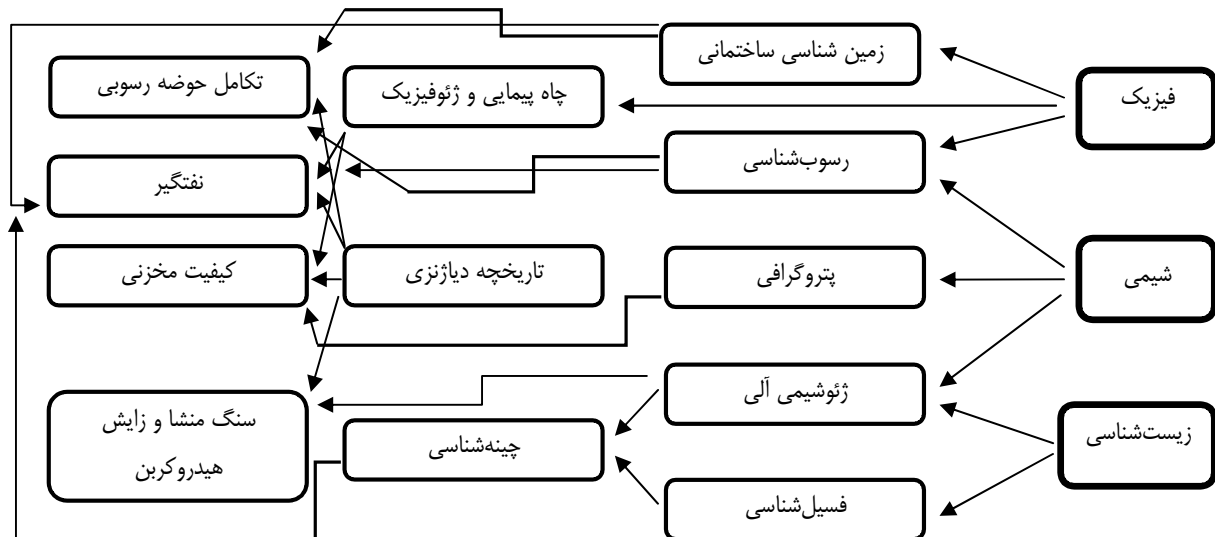
- شباهت بین بوی گاز چشمه‌های نفتی و گاز آتشفشانها و همراهی میداین عظیم نفتی با کمربندهای آتشفشانی: که منشأ آتشفشانی را برای نفت نشان می‌داد. ولی تنها گاز آتشفشانها متان است و مقدار آن به بیش از ۱٪ تجاوز نمی‌کند. با توجه به حجم عظیم هیدروکربنهای کشف شده و وجود هیدروکربن‌های سنگین‌تر در نفت خام این دلیل مردود شد. بعلاوه کمربندهای آتشفشانی معمولاً در نواحی چین خورده تشکیل می‌شوند (نواحی تحت تاثیر نیروهای فشارشی) و چین‌ها تله‌های مهم نفتی هستند که این مساله ارتباطی با آتشفشانها ندارد.
- واکنش‌های شیمی معدنی: برخی شیمیدانان توانستند واکنش‌هایی مانند فلزهای قلیایی گرم با CO₂ یا کربید گرم با آب را انجام داده و گاز استیلن را تولید کنند. ولی با توجه به اینکه این واکنش‌ها بیشتر بر مبنای اصول شیمیایی بودند و اینکه در طبیعت لایه‌های کربید دار دیده نشده است، این فرضیه نیز رد شد.
- وجود هیدروکربن‌ها در ادخال‌های سنگ‌های آذرین: که منشأ غیرآلی نفت را نشان می‌دهد. اما با توجه به وجود هیدروکربن‌های سنگین‌تر در نفت خام و حجم عظیم ذخایر هیدروکربنی این فرضیه نیز رد شد. ادخال‌های حاوی هیدروکربن می‌توانند در اثر حرکت ماگما به بالا و طی آلودگی آن با رسوبات حاوی مواد آلی تشکیل شوند.
- فرضیه‌های فضایی: وجود هیدروکربن در شهاب‌سنگها به‌مراه مطالعات اسپکتروسکوپی که دال بر تشکیل جو سیارات مشتری، کیوان، اورانوس و نپتون از متان است، دلیلی بر منشأ غیر آلی نفت بود. طرفداران این فرضیه گمان می‌کردند که قسمتی از مواد تشکیل دهنده منظومه شمسی شامل هیدروکربن‌ها بودند که پس از تشکیل کره زمین در داخل اعماق زمین قرار گرفته‌اند. تنوع نفت‌های خام و گسترش آن در بخش‌های مختلف پوسته توسط این فرضیه قابل توجیه نبود.

دلایل منشأ آلی نفت عبارتند از:

- میزان ایزوتوپ پایدار کربن ۱۳ یا $\delta^{13}C$ در نفت خام (۳۶- تا ۲۲-) بسیار شبیه مقدار آن در گیاهان و جانوران است.
- وجود هیدروکربن‌ها در فواصل زغال‌سنگی که نشان دهنده تشکیل نفت از گیاهان است.
- حضور پورفیرین در نفت‌های خام که ترکیب بسیار شبیه هموگلوبین خون است و دال بر منشأ جانوری است.
- همراهی هیدروکربن‌ها در مجموعه‌های فسیل‌دار
- حضور هیدروکربن در بافت برخی جانوران و گیاهان (مثلاً برخی دانه‌های لوبیا در شمال مکزیک که به عنوان روان کننده عمل می‌کنند).
- وجود نفت‌خام‌های با موم زیاد که نمایانگر گیاهان خشکی است.
- چرخش نور پلاریزه توسط نفت‌هایی که نقطه جوش بالایی دارند و نیز برخی ترکیبات آلی. این خاصیت مربوط به وجود کلسترین در مواد آلی جانوری و فیتوسترین در مواد آلی گیاهی است.
- شباهت ترکیبات هیدروکربن به ترکیب پروتئین‌ها، چربی‌ها و اسیدهای چرب که سازنده اجزای بدن گیاهان و جانوران هستند.

۴-۱- ارتباط زمین‌شناسی نفت با علوم دیگر

زمین‌شناسی نفت با علوم پایه‌ی فیزیک، شیمی و زیست‌شناسی در ارتباط است. همچنین با رشته‌های ژئوفیزیک، ترمودینامیک، مهندسی مکانیک، زمین‌شناسی فیزیکی، زمین‌شناسی تاریخی، زمین‌شناسی ساختمانی، پالئوتولوژی، چینه‌شناسی، نقشه برداری سطحی، آب‌شناسی، هیدرودینامیک، پترولوژی، کانی‌شناسی، رسوب‌شناسی و سنگ‌شناسی رسوبی، ژئوشیمی، ریاضی، شیمی فیزیک، مهندسی نفت و گاز و مهندسی حفاری دارای ارتباطی تنگاتنگ است. شکل ۱-۱ رابطه علوم پایه و زمین‌شناسی نفت را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۱- ارتباط علوم پایه و زمین‌شناسی نفت

۵-۱- خواص فیزیکی نفت خام

چگالی نفت در مقیاس API سنجیده می‌شود که توسط انستیتو نفت آمریکا (American Institute of Petroleum) به صورت زیر تعریف شده است:

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

با افزایش حرارت درجه API افزایش می‌یابد. رابطه API با چگالی معکوس است. نفت‌های سبک درجه API بالاتری نسبت به نفت‌های سنگین دارند. مقدار API وقتی به ۱۰ برسد، جرم مخصوص آن یک است که نفتی بسیار سنگین و معادل چگالی آب شیرین است.

مقیاس دیگری که در اروپا استفاده می‌شود، Baume نام دارد و به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$Baume = \frac{141}{\text{Specific gravity at } 60^{\circ} F} - 130$$

تقسیم‌بندی نفت‌های خام بر اساس درجه API به قرار زیر است:

۲۲ < API: نفت سنگین

۲۲ < API < ۳۰: نفت متوسط

API > 30: نفت سبک

نفت‌های سنگین و خیلی سنگین ایران در سازندهای آسماری، جهرم و سروک کوه موند با درجه API کمتر از ۸ وجود دارند. سازندهای فهلیمان با درجه API معادل ۱۰-۸ و سازند سورمه با درجه API معادل ۱۶-۶ در میدان فردوسی از بزرگترین مخازن نفت سنگین ایران هستند. قیر و نفت سنگین در سازندهای جهرم تا سورمه میدان گلشن نیز گزارش شده است. مشابه چنین نفت‌هایی در سازندهای با سن میوسن کالیفرنیا نیز گزارش شده است. نفت‌های خیلی سبک در کشورهای استرالیا، اندونزی و الجزایر گزارش شده‌اند.

ویسکوزیته یا گرانروی اندازه‌ای از مقاومت سیال در مقابل جریان است. گرانروی نفت با تعداد اتم‌های کربن رابطه مستقیم و با مقدار گاز حل شده در آن رابطه عکس دارد. گرانروی نفت خام معمولاً بین ۰.۲ تا ۵۰ سانتی‌پواز است. در سطح زمین نفت خام گرانروی بیشتری نسبت به مخزن دارد. بر خلاف گازها، گرانروی نفت خام با افزایش دما کاهش می‌یابد، چون مولکولها بیشتر به صورت مجزا حرکت می‌کنند و اصطکاک درونی آنها کاهش می‌یابد. همانند گازها گرانروی نفت خام با افزایش فشار تا رسیدن به نقطه جوش افزایش می‌یابد. زیر نقطه جوش با آزاد شدن گاز گرانروی نفت افزایش می‌یابد، چون گاز محلول آزاد می‌شود.

کشش سطحی اندازه‌ای از کشش بین مولکولهای یک مایع است. هر چه کشش سطحی پایینتر باشد سیال بدون کمک هیچ نیرویی مانند جریان باد یا مایع پخش خواهد شد و برعکس هر چه کشش سطحی بالاتر باشد، مقاومت سطح سیال در مقابل پخش شدن بیشتر است. کشش سطحی با دما رابطه معکوس دارد.

رنگ نفت خام به صورتهای مختلف مشاهده می‌شود، مانند قهوه‌ای، قهوه‌ای تیره، سیاه و سبز. آنچه که از آن تحت عنوان نفت سیاه (Black oil) یاد می‌شود به نفت‌های دارای محتوای آسفالتی بالا اطلاق می‌شود. اصطلاح کروسین (Kerosene) به نفت‌های سفید یا نفت چراغ اطلاق می‌شود. یکی از خواص هیدروکربن‌ها این است که در اثر نور U.V (اشعه ماوراء بنفش) از خود خاصیت فلورسانس نشان می‌دهند. خاصیت فلورسانس در اغلب نفتها دیده می‌شود که به این حالت bloom می‌گویند. محدوده رنگهای فلورسانس در نفت خام از زرد تا سبز و آبی متغیر است. نفتهای آروماتیکی دارای بیشترین خاصیت فلورسانس هستند.

فعالیت اپتیکی *Optical activity*. نفتها قدرت چرخش سطح پلاریزان را به راست (dextrorotary) و همچنین به چپ (levorotary) دارا هستند، که توسط پلاریسکوپ بر حسب درجه در میلی‌متر اندازه‌گیری می‌شود. محدوده فعالیت‌های اپتیکی در نفت خام از ۰ تا ۲/۱ درجه متغیر است. این خاصیت در اجزائی از نفت که در دمای ۲۵۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد و در فشار ۱۲ میلیمتر جیوه وجود دارند بیشتر دیده شده است. فعالیت‌های اپتیکی دللی بر آلی بودن منشا نفت است و علت فعالیت‌های اپتیکی به خاطر وجود کستروول (C₂₆H₄₅OH) می‌باشد.

نقطه ریزش حداقل دمایی است که نفت خام می‌تواند تحت شرایط استاندارد جریان پیدا کند. نفت‌های خامی که نقطه ریزش بالایی دارند (۴۰ درجه سانتی‌گراد) بعلت محتوای واکسی (موم) زیاد در مناطق سردسیر مساله ساز می‌شوند. در صورتی که نقطه ریزش خیلی پایین باشد، انتقال آن توسط خطوط لوله نفت در مناطق سردسیر نیز امکان‌پذیر است. هر چه محتوای واکسی نفت خام بالاتر رود بر درخشندگی آن افزوده می‌شود. البته این نوع نفت‌ها می‌توانند در خطوط لوله انتقال نفت محتوای واکسی خود را رسوب دهند و سبکتر شوند، اما افزایش رسوبات در دیواره لوله‌های نفت منجر به مسدود شدن آنها به مرور زمان می‌گردد. دامنه نقطه ریزش نفت خام از ۷۰- تا ۹۰+ درجه متغیر است.

نقطه ابر (cloud point) حداقل درجه حرارتی است که اولین ابر در نفت خام تشکیل می‌شود که با بر جا گذاشتن ترکیبات پارافینی واکسی همراه است. در جه حرارت نقطه ابر ۲ الی ۵ درجه بیشتر از نقطه ریزش است.

قابلیت تراکم‌پذیری نفت خام با گاز محلول در آن رابطه مستقیم دارد و معمولاً مقدار آن $10^{-6}/\text{psi}$ تا $10^{-6} \times 10$ است. این مقدار برای آب و گاز به ترتیب $10^{-6}/\text{psi} \times 4$ و $10^{-6}/\text{psi} \times 500$ است.

شاخص انکسار (*Refracting index*) برابر عکس نسبت سرعت نور در آن نفت به سرعت نور در خلاء می‌باشد. شاخص انکسار مطلق از شاخص انکسار در هوا بدست می‌آید. محدوده‌های شاخص انکسار ۳۹/۱-۴۹/۱ می‌باشد.

بو (*Odor*): هیدروکربنهای سبک مانند پارافینها دارای بوی شبیه بنزین هستند. نفت‌هایی که دارای درصد بالایی از آروماتیکها هستند که دارای بوی خوشایندی می‌باشند. ترکیبات غیر اشباع، سولفور و نیتروژن دارای بوی بدی می‌باشند.

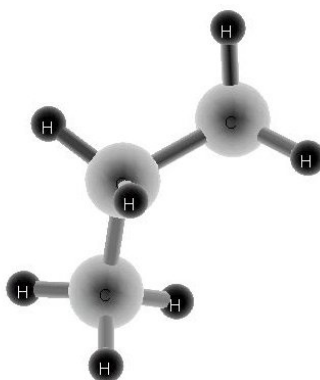
نقطه فلش و سوختن (*flash and burning point*): نقطه فلش حرارتی است که بر اثر گرما نفت بخار خارج شده و به شکل جرقه کوتاهی دیده می‌شود. اگر دادن گرما به نفت ادامه پیدا کند، سوختن نفت به شکل یکنواختی در می‌آید (دارای شعله ثابتی می‌شود). حداقل درجه حرارتی را که این پدیده رخ می‌دهد، نقطه سوختن گویند.

۱-۶- شیمی نفت خام

کربن و هیدروژن دو عنصر اصلی تشکیل دهنده هیدروکربنها هستند. هیدروکربنها می‌توانند در دمای معمولی بسته به تعداد و آرایش اتم‌های کربن در مولکول‌های آنها، گازی، مایع یا جامد باشند. هیدروکربن‌هایی که تا چهار اتم کربن دارند گازی هستند، آنهایی که دارای ۱۵ یا بیشتر از ۱۵ اتم کربن هستند، جامد و آنهایی که بین این دو قرار دارند مایعند. نفت‌های خام مایع هستند، اما ممکن است دارای اجزای گازی یا جامد (یا هر دو) باشند. هر چه نفت خام سنگین‌تر باشد (مولکولهای آن دارای اتم‌های کربن بیشتری باشند)، به حالت جامد بودن نزدیک است و این مساله بویژه زمانی که آن را سرد می‌کنیم حائز اهمیت است. نفت‌های سبک حتی در دماهای خیلی کم نیز مایع باقی می‌مانند. هیدروکربن‌های C1 تا C4 در فاز گازی هستند، C5 تا C15 مایع و C15+ بسیار ویسکوز و در فاز جامدند. واژه گاز خشک به متان اطلاق می‌گردد. گاز تر شامل اتان، پروپان و بوتان است.

ساده‌ترین هیدروکربن متان است که یک مولکول گازی با یک اتم کربن و چهار اتم هیدروژن است. یک اتم کربن دارای چهار باند است که می‌تواند با یک یا اتم‌های کربن بیشتری پیوند بیشتر برقرار کند (ویژگی منحصر بفرد کربن). مولکولهای هیدروکربن بزرگتر دارای دو یا تعداد بیشتری اتم کربن هستند که به یکدیگر و به اتم‌های هیدروژن پیوسته‌اند. اتم‌های کربن می‌توانند در یک زنجیره مستقیم، زنجیره انشعاب دار یا یک حلقه به هم وصل شوند.

برای مثال همانطور که در شکل ۱-۲ نشان داده شده است، پروپان (C_3H_8) یک زنجیره مستقیم است.



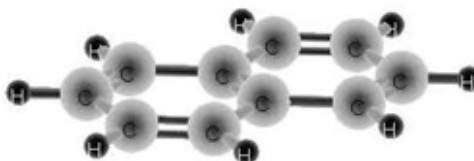
شکل ۱-۲- پروپان با زنجیره مستقیم

مثالی از هیدروکربن‌های انشعاب دار ایزوبوتان است (C_4H_{10}) که ساختار مولکول آن در شکل ۱-۳ نشان داده شده است.



شکل ۱-۳- ایزوبوتان با زنجیره انشعاب دار

حلقه‌های هیدروکربنی می‌توانند کاملاً پیچیده شوند، بعلاوه مولکولهای پیچیده‌تر زمانی به وجود می‌آیند که یک یا چند اتم کربن با گروههای هیدروکربنی مولکولهای پیچیده‌تر یا با جمع شدن یا برانبارش یک یا چند حلقه جایگزین شود. یک مثال ساده نفتالین ($C_{10}H_8$) است که ساختار مولکول آن در شکل ۱-۴ نشان داده شده است.



شکل ۱-۴- نفتالین بصورت یک حلقه هیدروکربنی

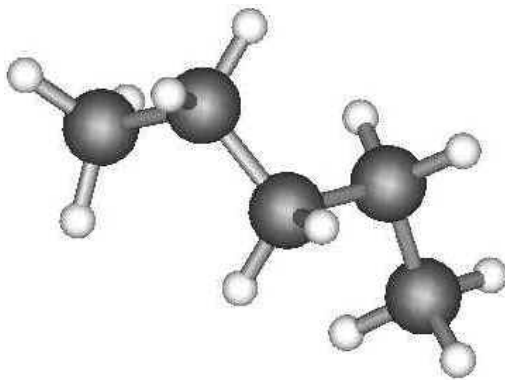
هر چه ساختار مولکول مولکولی توسط اتمهای کربن چگالتر و برانبارش بیشتر مشخص می‌شود، وارد قلمرو نفت سنگین می‌شویم. یکی از مثالهای بسیار پیچیده برانبارش در آسفالتین‌ها وجود دارد. وجود آسفالتین در نفت خام یکی از مشکلات تولید و تصفیه نفت خام است.

پیچیدگی‌های بیشتر توسط اضافه نمودن عناصری مانند سولفور، نیتروژن و اکسیژن در ساختار نفت ایجاد می‌شود. عناصر مزبور منجر به افزایش چگالی نفت خام و در نتیجه کاهش درجه API آن می‌شوند.

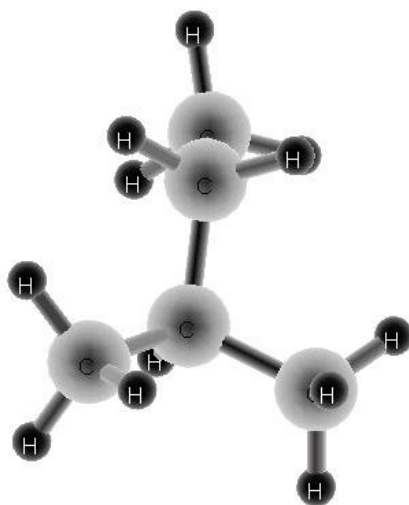
۱-۶-۱- هیدروکربن‌های اشباع شده

تعداد اتمهای هیدروژن همراه با یک ساختار داده شده از اتمهای کربن ممکن می‌تواند تغییر کند. زمانی که زنجیره یا حلقه، تمام اتم‌های هیدروژن مورد نیاز را داراست؛ هیدروکربن از نوع اشباع شده است. این نوع هیدروکربن‌ها پارافین‌ها، هیدروکربن‌های پارافینی، آلکان‌ها یا سیکلوآلکان‌ها نیز نامیده می‌شوند. واژه پارافین بیشتر در صنعت نفت رایج است و این بعلت مشخصه‌های واکسی (مومی) نفت خام است که این مولکول‌ها را در بر می‌گیرد. واژه آلکان بین شیمیدان‌ها رایج است.

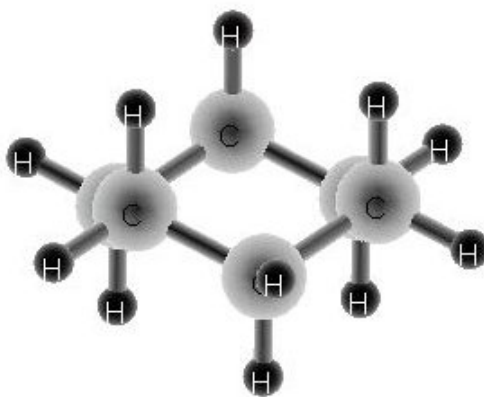
ساختارهای با زنجیره مستقیم همان پارافین‌های نرمال هستند، ساختارهای با زنجیره انشعاب‌دار ایزوپارافین نامیده می‌شوند و به ساختارهای حلقه مانند، سیکلوپارافین، سیکلوآلکان یا نفتن اطلاق می‌شود. بنابراین برای سه هیدروکربن با پنج اتم کربن ساختارهای مختلفی وجود دارد (شکل ۱-۵، ۱-۶ و ۱-۷).



شکل ۱-۵- پنتان



شکل ۱-۶- ایزوپنتان



شکل ۱-۷- سیکلپنتان

۱-۶-۲- هیدروکربن‌های اشباع نشده

زمانی که در یک حلقه یا زنجیره هیدروکربنی به اندازه کافی اتم‌های هیدروژن موجود نیستند، هیدروکربن اشباع نشده است. هیدروکربن‌های اشباع نشده توسط دو اتم کربن که دارای پیوندهای دوگانه یا سه‌گانه هستند مشخص می‌شوند. این پیوندها قویتر از پیوندهای یگانه هستند. در مقایسه، آنها آسیب پذیرتر از پیوندهای یگانه هستند و این امر منجر به واکنش‌پذیری بیشتر آنها نسبت به

هیدروکربن‌های اشباعی می‌شود. هیدروکربن‌های با زنجیره مستقیم یا انشعاب‌دار با یک پیوند دوگانه منوالین‌ها یا آلکن‌ها نامیده می‌شوند. هیدروکربن‌های حلقه‌ای دارای پیوندهای دوگانه سیکلوالین یا سیکلوالکن‌ها نامیده می‌شوند. هیدروکربن‌های با یک پیوند سه‌گانه استیلن یا آلکین نامیده می‌شوند. یک مثال ساده استیلن در شکل ۸-۱ نشان داده شده است.



شکل ۸-۱- استیلن

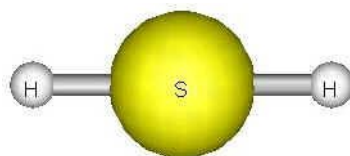
هیچ یک از الفین‌ها یا استیلن در نفت خام یا گاز طبیعی وجود ندارند، اما طی فرآیند تبدیل در پالایشگاه‌ها تولید می‌شوند و ماده‌های خام اصلی برای تولید فرآورده‌های پتروشیمیایی هستند.

ترکیب‌های حلقه‌ای شامل یک یا چند حلقه ۶ کربنی با سه پیوند دوگانه متناوب گروه مهمی را که آروماتیک‌ها نامیده می‌شوند تولید می‌کنند، زیرا همه آنها بوی ویژه‌ای دارند. مولکول‌های پیچیده‌تر سریهای آروماتیکی با جابجا کردن یک یا چند اتم هیدروژن توسط گروه‌های هیدروکربنی یا با توجه با برهم‌نهی یک یا چند حلقه ایجاد می‌شوند. مثال ساده این گروه بنزن با یک حلقه ۶ کربنی و نفتالین با دو حلقه ۶ کربنی است.

۱-۶-۳- غیر هیدروکربن‌ها

غیرهیدروکربن‌ها که در نفت خام و فرآورده‌های نفت وجود دارند ممکن است مقدار کمی داشته باشند، اما برخی از آنها تاثیر قابل توجهی روی کیفیت محصول دارند. در بسیاری از حالت‌ها آنها اثرات زیان آور یا مضرى داشته و می‌بایست حذف شده یا به فرآورده‌های با آسیب کمتر طی فرآیند پالایش تبدیل شوند. رایجترین غیرهیدروکربن‌ها گوگرد، نیتروژن و اکسیژن هستند که گروه‌های NSO نیز نامیده می‌شوند و منجر به پایین آمدن کیفیت نفت خام و سنگین‌تر شدن آن می‌شوند. همچنین مقادیر کمی وانادیوم، نیکل و سس سدیم و پتاسیم در نفت خام وجود دارند.

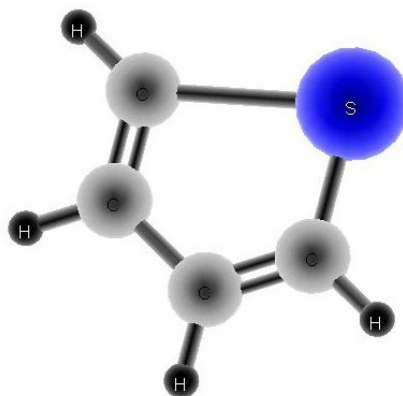
ترکیبات سولفوری: سولفور در نفت‌های خام رایج است اما درصد وزنی آن از ۰.۲ تا ۰.۶٪ متغیر است. بعد از کربن و هیدروژن گوگرد سومین عنصر فراوان نفت خام است. ترکیبات سولفوردار به دو صورت خورنده و غیرخورنده وجود دارند. سولفید هیدروژن یک ترکیب خورنده است (H_2S) کشنده می‌تواند یک متصدی آزمایشگاهی را در ۱۰ ثانیه بکشد).



شکل ۹-۱- سولفید هیدروژن

خوشبختانه سولفید هیدروژن دارای بوی زننده قوی است که هشدارى از خطر را می‌دهد. در چاه‌های گازی کانادا H_2S به طور فراوانی تولید می‌شود که به اینها گاز ترش نیز گفته می‌شود.

اگر یکی از اتم‌های هیدروژن در H_2S توسط گروه هیدروکربنی جایگزین شود، ترکیب حاصله مرکپتان یا تیول نامیده می‌شود. چنین ترکیباتی می‌توانند طی تقطیر نفت‌های خام حاصل شوند. این ترکیبات می‌توانند خوردگی شدیدی روی واحدهای پردازشی ایجاد کرده و اضافه نمودن مواد شیمیایی، کنترل دمایی صحیح و استفاده از آلیاژهای ویژه در تجهیزات پالایشگاه جهت کنترل آنها لازم است. اگر هر دو اتم هیدروژن توسط گروه‌های هیدروکربنی جایگزین شوند، ترکیب حاصله یک سولفید یا تیواتر نامیده می‌شود. تیوفن (C_4H_4S) در شکل ۱۰-۱ نشان داده شده است.



شکل ۱۰-۱- تیوفن

تیوفن نشان داده شده در شکل ۱۰-۱ نسبتاً دارای بوی معطری است که قابل مقایسه با بنزن است، نسبتاً پایدار بوده و حتی ممکن است سودمند باشد. دیگر ترکیبات گوگردی زیاد قابل استفاده مفید نیستند. آنها منجر به خوردگی قابل ملاحظه‌ای در تاسیسات می‌شوند. در بنزن می‌تواند اثرات فعالیت‌های ضد ضربه‌ای را کاهش داده و در نفت سفید (کروسین) منجر به ایجاد بوی بدی در مقابل حلال‌های پاک‌کننده شده و ممکن است باعث تغییر رنگ نقاشی‌ها شوند.

ترکیبات نیتروژنی: ترکیبات نیتروژنی در نفت خام پیچیده بوده و فرآیند تقطیر ممکن است باعث ایجاد ترکیبات نیتروژنی شود. آنها می‌توانند باعث تغییر رنگ بنزن و کروسین شوند یا باعث کاهش تاثیر روغن‌های روان‌کننده شوند. محتوی اکسیژن نفت خام حدود ۱٪ تا ۹٪ درصد است.

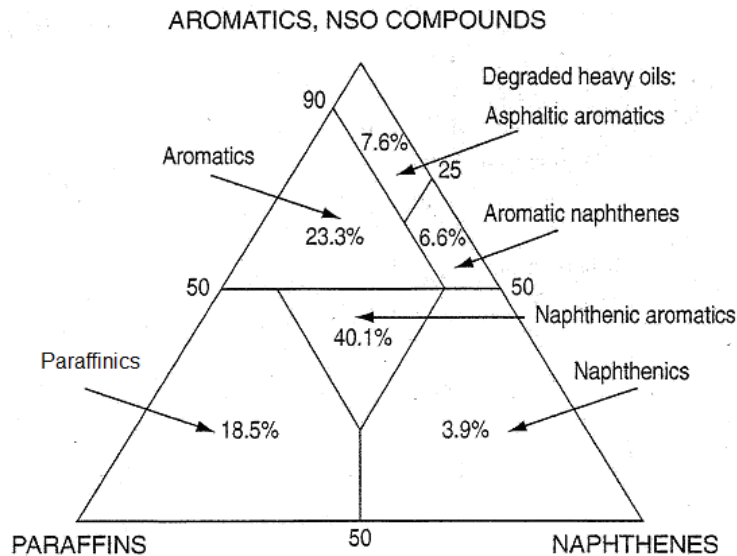
ترکیبات اکسیژنی: اکسیژن در مواد آلی همچون الکل‌ها و استون‌ها فراوان است. در نفت‌های جوان و نابالغ اسیدها فراوانند. محتوی اکسیژن نفت خام حدود ۵٪ وزنی آن است.

کلاً به ترکیبات هیدروکربنی دارای مقادیر قابل ملاحظه نیتروژن، گوگرد و اکسیژن NSO اطلاق می‌گردد. رابطه آنها با API نفت خام معکوس است.

به غیر از ترکیبات فوق، نفت‌های خام دارای عناصری مانند نیکل و وانادیوم هستند که مقدار آنها در حد ppm است.

۷-۱- تقسیم‌بندی نفت‌های خام

دیگرام مثلی زیر (شکل ۱-۱۱) برای طبقه‌بندی نفت‌های خام بکار می‌رود. پارافین‌ها، نفتن‌ها به‌مراه آروماتیک‌ها و NSO ها سه جزء اصلی تشکیل دهنده نفت خام هستند. بر این اساس نفت‌های خام به شش گروه پارافینی، نفتنی، پارافینی-نفتنی، آروماتیک-نفتنیک، آسفالتیک-آروماتیک، آروماتیک حدواسط طبقه‌بندی می‌شوند. نفت‌های خاورمیانه اکثراً از نوع آروماتیک حدواسط هستند. طی مسیر بلوغ نفت (maturation) ترکیب آن به سوی پارافینی پیش می‌رود. در مسیر دگرسانی نفت ترکیب آن به سمت ضلع NSO پیش می‌رود.



شکل ۱-۱۱- دیاگرام مثلثی طبقه‌بندی نفت‌های خام

۸-۱- دماهای زیرسطحی

با افزایش عمق در اثر شیب (گرادیان) زمین‌گرایی دما افزوده می‌شود. شیب زمین‌گرایی را می‌توان از تقسیم اختلاف دمای چاه در سطح (surface hole temperature, SHT) و دمای ته چاه (bottom hole temperature, BHT) بر عمق چاه محاسبه نمود.

$$\text{Geothermal gradient} = \frac{BHT - SHT}{\text{Depth}}$$

متوسط شیب زمین‌گرایی 30°C/Km است. کمترین شیب زمین‌گرایی مربوط به سپرهای پایدار پرکامبرین، دلتاهای ترشیری و حوضه‌های کششی-جدایشی (pullapart) است. بیشترین شیب زمین‌گرایی مربوط به مناطق ریفتی و پشت قوس (backarc) است. ایزوترم (isotherm) نشان دهنده خطی است که خطوط هم‌دما را به هم وصل می‌کند. گنبد‌های نمکی دارای رسانایی حرارتی بالایی هستند و خطوط ایزوترم در آنها برآمده است (تشکیل قله می‌دهند) در حالیکه گنبد‌های گلی دارای رسانایی حرارتی پایینی هستند و ایزوترم‌ها در آنها به شکل فررفته (قعری) هستند.

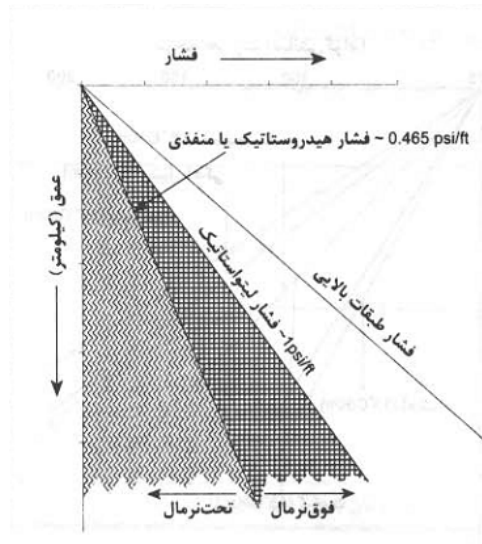
۹-۱- فشارهای زیرسطحی

با افزایش عمق فشار افزایش می‌یابد. به طور کلی سنگ‌هایی که دفن می‌شوند تحت تاثیر دو نوع فشار قرار می‌گیرند: فشار هیدروستاتیک (P_H) و فشار لیتوستاتیک (P_L). فشار لیتوستاتیک در اثر وزن لایه‌های سنگی ایجاد می‌شود که روی هم قرار دارند ($P=F/A$). فشار هیدروستاتیک در اثر وزن ستون سیالات منفذی مرتبط به هم ایجاد می‌شود ($P=p.g.h$). فشار روباره (overburden pressure) یا فشار طبقات بالایی از مجموع فشار هیدروستاتیک و لیتوستاتیک بدست می‌آید (شکل ۱-۱۲).

$$P_o (\text{overburden pressure}) = P_L + P_H$$

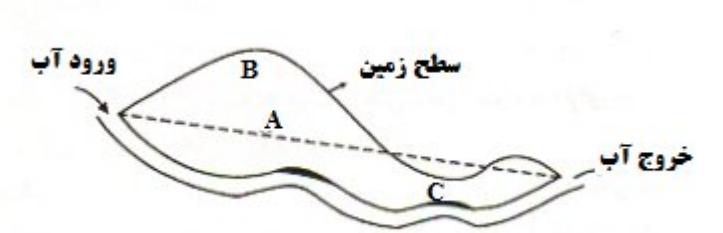
فشار موثر (effective stress) از اختلاف فشار لیتوستاتیک و هیدروستاتیک بدست می‌آید:

$$P_{\text{Net}} = P_L - P_H$$



شکل ۱-۱۲- انواع فشارهای زیرسطحی

برای محاسبه فشار مخزن در هر عمقی می‌بایست فشار اتمسفر (۱۴/۷ psi) را به مقدار محاسبه شده افزود. در لایه‌های زیر زمین سه نوع فشار ممکن است وجود داشته باشد که عبارتند از فشار نرمال، فشار زیرحد نرمال (subnormal pressure)، و فشار فوق حد نرمال (super normal pressure). شکل زیر به طور شماتیک انواع فشارهای ذکر شده را نشان می‌دهد.



A = سطح پتانسیومتریکی یا ایستابی

B = سطح فشار زیر حد معمول (subnormal pressure)

C = سطح فشار فوق نرمال (super normal pressure)

در مخازن هیدروکربنی با توجه به برهمکنش فشار منفذی سازند یا فشار مخزن (P_R) و فشار هیدروستاتیک (P_H) روابط زیر را می‌توان نوشت:

اگر $P_H = P_R$ ، آنگاه فشار مخزن نرمال است.

اگر $P_H > P_R$ ، آنگاه فشار مخزن تحت نرمال است.

اگر $P_H < P_R$ ، آنگاه فشار مخزن فوق نرمال است.

فشار فوق نرمال مخزن مخاطره‌انگیز است و در حین حفاری چاه‌های نفت اگر حجم گل خروجی بیشتر از حجم گل ورودی باشد، نشان از فشار فوق نرمال مخزن دارد و منجر به ایجاد Kick (ضربه) می‌شود، بطوری که افرادی که در سرچاه حفاری هستند، ضربه مزبور را احساس می‌کنند. اگر Kick مهیار نشود منجر به فوران چاه (blow out) می‌شود، علاوه بر از دست رفتن چاه و هزینه‌های مالی، منجر به تلفات جانی می‌شود. با افزایش وزن گل می‌توان فشار هیدروستاتیک گل حفاری را افزایش داد و Kick را مهیار نمود. گاهی حجم گل

خروجی از چاه بسیار کمتر از حجم گل ورودی می‌باشد که به این پدیده mud lost یا گم شدگی گل اطلاق می‌گردد. این حالت در مخازن تراوا رخ می‌دهد، زمانی که فشار هیدروستاتیک ستون گل بیشتر و فشار مخزن است (فشار تحت نرمال). با استفاده از افزودنی‌هایی (additives) مانند نشاسته (starch) می‌توان وزن گل را کاهش داد.

هر فرآیندی که منجر به افزایش حجم منافذ مخزن یا انقباض سیال آن شود، فشار تحت نرمال ایجاد می‌کند:

- استخراج از مخزن و کاهش فشار آن
 - بالآمدگی و فرسایش لایه‌های فوقانی مخزن (uplift and erosion)
 - کاهش دمای مخزن در اثر کاهش شیب زمین‌گرایی به مرور زمان (انقباض سیالات)
- هر فرآیندی که منجر به کاهش حجم منافذ مخزن یا انبساط سیال آن شود، فشار فوق نرمال ایجاد می‌کند:
- عوامل آرتزین
 - نیروهای فشارشی که سبب ایجاد چین‌خوردگی شده و حجم منافذ را کاهش می‌دهند
 - سرعت بالای تدفین رسوبات نفوذپذیر که توسط رسوبات ناتراوا احاطه شده‌اند و منجر به ایجاد عدسی‌های پرفشار می‌شود
 - تبدیل ژپس به انیدریت و آزاد شدن آب
 - تبدیلات کانی‌های رسی به یکدیگر و آزاد شدن آب
 - انبساط ناشی از تبدیل کروژن جامد به فاز مایع (نفت) که در سیستم منجر به ازدیاد حجم می‌شود

برای اندازه‌گیری فشار سازند از آزمایش ساق مته (drill stem test) و آزمایش دوباره سازند (repeat formation test) استفاده می‌شود.

۱-۱-۱- رفتار فازی سیستم‌های هیدروکربنی

نمودار فشار-دمای یک سیستم چندفازی هیدروکربنی در شکل ۱-۱۳ نشان داده شده است. این نمودار از دو منحنی اصلی تشکیل شده است که عبارتند از منحنی نقطه حباب (bubble point curve) و منحنی نقطه شبنم (dew point curve). منحنی نقطه حباب منطبق بر خط AC و منحنی نقطه شبنم منطبق بر خط BC است. محل تلاقی این دو منحنی نقطه بحرانی نامیده می‌شود (نقطه C). نقطه بحرانی نقطه‌ای به حالت دما و فشاری اشاره دارد که در آن خواص نفت و گاز مشابه یکدیگرند. دما و فشار منطبق بر نقطه بحرانی به ترتیب (critical point temperature) Tc و (critical point pressure) Pc نامیده می‌شوند.

بطور کلی اگر دمای مخزن بالاتر از دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی باشد، مخزن از نوع گازی خواهد بود. مخازن نفتی مخازن هستند که دمای آنها کمتر از دمای بحرانی است.

نقطه کریکاندنترم (cricondentherm) یا نقطه حداکثر دما، نشان‌دهنده حداکثر دمایی است که بالاتر از آن هیچ مایعی در هر فشاری نمی‌تواند تشکیل شود و آنرا با Tct نشان می‌دهند.

نقطه کریکاندنبار (cricondenbar) یا نقطه حداکثر فشار، نشان‌دهنده حداکثر فشاری است که بالای آن هیچ گازی در هر دمایی نمی‌تواند تشکیل شود و آنرا با Tcb نشان می‌دهند.

ناحیه داخل نمودار فشار-دما، منطقه دوفازی نامیده می‌شود. در این ناحیه دو فاز نفت و گاز با هم وجود دارند. مخازنی نفتی که دارای کلاهیگ گازی هستند در این ناحیه قرار می‌گیرند. به این مخازن، مخازن اشباع گویند. ناحیه سمت بالای سمت چپ شکل که بالاتر از منحنی نقطه حباب قرار گرفته منطقه تک فازی مایع می‌باشد که فقط نفت می‌تواند در دما و فشارهای آن پایدار باشد. مخازن نفتی فاقد کلاهیگ گازی (مخازن نفتی تحت اشباع) در این ناحیه قرار می‌گیرند. ناحیه سمت راست شکل (از نقطه بحرانی به سمت راست) منطقه تک فازی گازی است. خطوط منقطع داخل منطقه دوفازی خطوط کیفیت (quality lines) نام دارند. منحنی نقطه حباب منطبق بر خط کیفیت ۱۰۰٪ نفت و صفر درصد گاز است. منحنی نقطه شبیم منطبق بر خط کیفیت ۱۰۰٪ گاز و صفر درصد نفت است. مابقی خطوط کیفیت بین دو منحنی مزبور تغییر می‌کنند. هر چه خطوط کیفیت از منحنی نقطه حباب دور می‌شوند از درصد نفت کاسته شده و به درصد گاز افزوده می‌شود. مثلاً خط کیفیت ۹۰٪ نشان داده شده در شکل ۱-۱۳ (که به منحنی نقطه حباب نزدیکتر است) نشان دهنده هیدروکربنی با ترکیب ۹۰ درصد نفت و ۱۰٪ گاز است.

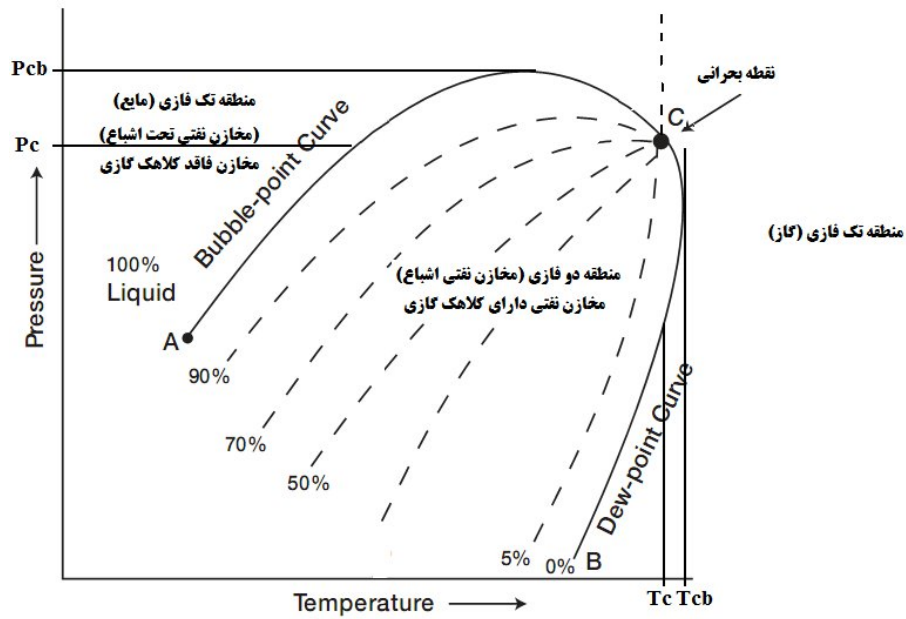
در شکل ۱-۱۴ شرایط دما-فشار چهار مخزن هیدروکربنی نشان داده شده است. مخزن X1 از نوع تحت اشباع است که فقط دارای نفت است. مخازن X2، X3 و X4 گازی هستند.

مخزن X1 را در نظر بگیرید که با تولید از مخزن فشار افت می‌کند. اگر فرض شود با افت فشار دمای مخزن تغییری نکند، نقطه X1 افت می‌کند تا به نقطه M برسد. این نقطه جایی است که اولین حبابهای گاز در نفت ظاهر می‌شوند. با افت فشار بیشتر ترکیب هیدروکربن از نقطه M باز هم افت می‌کند تا خطوط کیفیت را قطع کند و به تدریج با کاهش فشار بیشتر درصد گاز بیشتر می‌شود و از درصد نفت کاسته می‌شود.

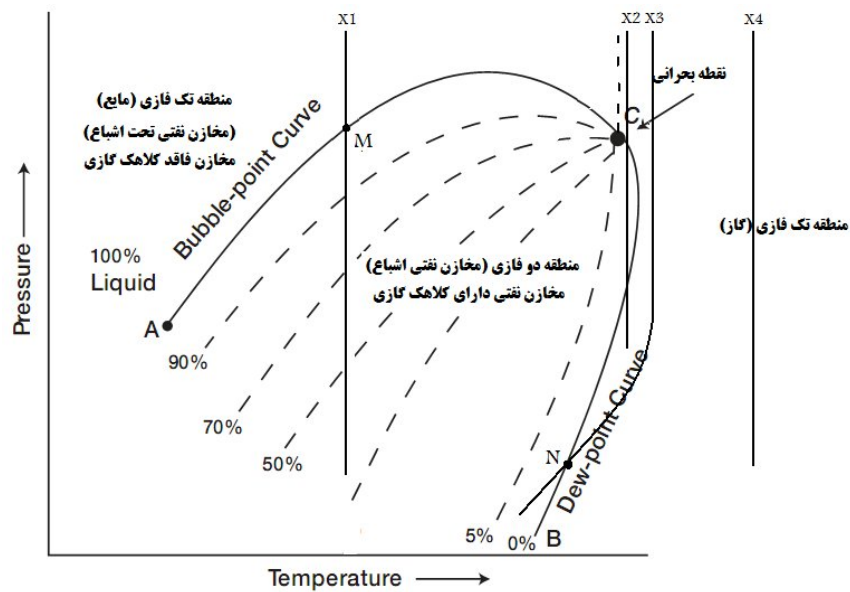
نقطه X2 یک مخزن گازی میعانی را نشان می‌دهد که با تولید از آن فشار در دمای ثابت کاهش یافته است، ابتدا وارد منطقه دوفازی و مجدداً وارد منطقه گازی شده است.

نقطه X3 یک مخزن گازی را نشان می‌دهد که مخزن در حالت اولیه در فاز گازی است. با تولید از مخزن ابتدا دما ثابت است و فشار افت پیدا می‌کند. با تولید بیشتر علاوه بر فشار، دما نیز کاسته می‌شود و مسیر افت فشار در جهت افت حرارت نیز پیش می‌رود تا اینکه منحنی نقطه شبیم را در نقطه N قطع می‌کند. در این نقطه است که اولین قطرات نفت تشکیل می‌شوند. با ادامه تولید، ترکیب مخزن به سمت گاز میعانی پیش می‌رود (وارد منطقه دوفازی می‌شود).

نقطه X4 یک مخزن گازی را نشان می‌دهد که در آن چه قبل از تولید و چه بعد از تولید با افت فشار (دمای مخزن ثابت است)، در فاز گازی باقی می‌ماند.



شکل ۱-۱۳- نمودار فشار-دمای یک سیستم هیدروکربنی چندجزئی



شکل ۱-۱۴- تاثیر افت فشار و حرارت (در نتیجه تولید) در نمودار فشار-دمای یک سیستم هیدروکربنی چندجزئی

برای چهار مخزن X1، X2، X3 و X4

سوال: Hydrocarbon Play به چه معناست؟

مجموعه‌ای از وقایع زمین‌شناسی که با هم ترکیب می‌شوند تا شرایط جدیدی را برای تجمع نفت و گاز فراهم کنند. این وقایع عبارتند

از:

الف- وجود واحدهای مخزنی مناسب

ب- وجود یا احتمال پوش سنگ و ساختار تله

ج- وجود سنگ منشاءهای بالغ و مناسب

د- وجود مسیرهای مهاجرت

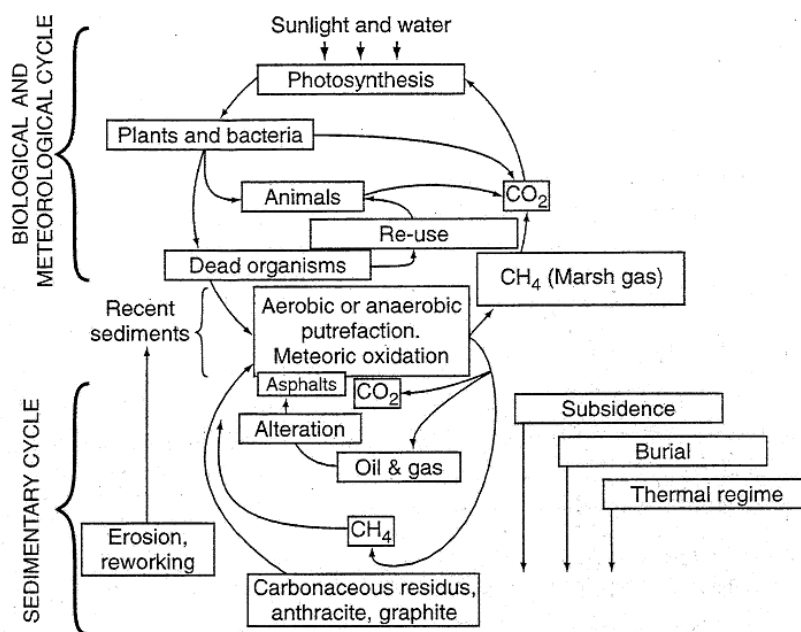
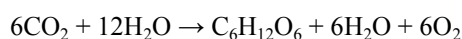
احتمالات بالا در زمان زمین‌شناسی با هم جمع می‌شوند بطوریکه یک مخزن ممکن است شکل گیرد. به این مفهوم که تله نفتی قبل از مهاجرت هیدروکربن‌ها شکل می‌گیرد.

وقتی صحبت از Play Type می‌شود منظور این است که نوع هیدروکربن تولیدی میدان از چه نوعی است (نفت، گاز، نفت میعانی).

فصل دوم: سنگهای منشا

۱-۲- رسوبگذاری مواد آلی

هیدروکربن‌ها از تبدیل مواد کربنی ذخیره شده در لابه‌لای رسوبات و در شرایط احیایی طی سالیان زمین‌شناسی در اثر حرارت و عمق تدفین شکل می‌گیرند. دو نوع چرخه کربن وجود دارد: چرخه معدنی و چرخه کوتاه‌تر آلی. در این چرخه آلی، کل کربن سنگ‌های رسوبی از دی‌اکسید کربن (که بطور اولیه از چرخه معدنی بدست می‌آید) و هیدروژن از آب تامین می‌شود. این دو عنصر در مواد آلی گیاهی و جانوری با هم ترکیب شده‌اند و انرژی لازم از تشعشع خورشید تامین می‌شود. ارگانسیم‌های گیاهی و جانوری فتوسنتز کننده توسط کلروفیل CO_2 اتمسفر را جذب می‌کنند. بنابراین فتوسنتز شروع چرخه کربن آلی در طبیعت است. حجم زیادی از CO_2 توسط ارگانسیم‌های ریز و درشت تنفس کننده به اتمسفر برگردانده می‌شود. اما بخشی از کربن به فرم دی‌اکسید کربن به اتمسفر برگردانده نمی‌شود. این کربن در لابه‌لای رسوبات به تله می‌افتد و در صورت فراهم شدن شرایط احیایی و حرارت لازم طی زمان زمین‌شناسی به محصولات کربنی و هیدروکربنی تبدیل می‌شود. در شکل ۱-۲ چرخه آلی کربن نشان داده شده است که خود از الف: چرخه بیولوژیکی و متئورولوژیکی (چرخه اول) و ب: چرخه رسوبی (چرخه دوم) تشکیل شده است. همانطور که مشاهده می‌شود چرخه اول با فتوسنتز شروع می‌شود. گاز CO_2 توسط جانوران تنفس کننده تولید می‌شود. گیاهان CO_2 را طی فتوسنتز طبق رابطه زیر جذب کرده و آن را به اکسیژن، آب و گلوکز تبدیل می‌کنند:



شکل ۱-۲- چرخه کربن آلی

گلوکز که طی این فرآیند تولید می‌شود ماده اولیه جهت ساخت ترکیبات پیچیده هیدروکربنی است. بعد از مرگ گیاهان بقایای آنها ممکن است دوباره توسط جانوران مصرف شده یا اینکه در لابه‌لای رسوبات دفن شوند. بعد از تدفین گیاهان تحت تاثیر باکتری‌های هوازی یا غیرهوازی و یا اکسیداسیون قرار می‌گیرند و گازی که در این مرحله می‌تواند تولید شود متان است که به آن گاز مرداب (marsh gas) نیز گفته می‌شود. تنها ۱/۱ تا ۱/۱ درصد کربن از چرخه اول وارد چرخه دوم شود. در چرخه دوم مواد آلی دفن شده تحت تاثیر فرآیندهای دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز قرار گرفته و تبدیل به نفت، گاز، زغال سنگ و آنتراسیت شوند. ممکن است بقایای کربن، آنتراسیت و گرافیت تحت تاثیر

فرسایش (erosion) و حمل دوباره (rework) قرار گرفته و از چرخه دوم به چرخه اول برگردند. در کل از مجموع چرخه اول و دوم حدود ۱۰٪ در صد مواد آلی فرار کرده و دفن می‌شوند. این مقدار ناچیز کربن است که تشکیل منابع عظیم هیدروکربنی را به مرور زمان می‌دهد.

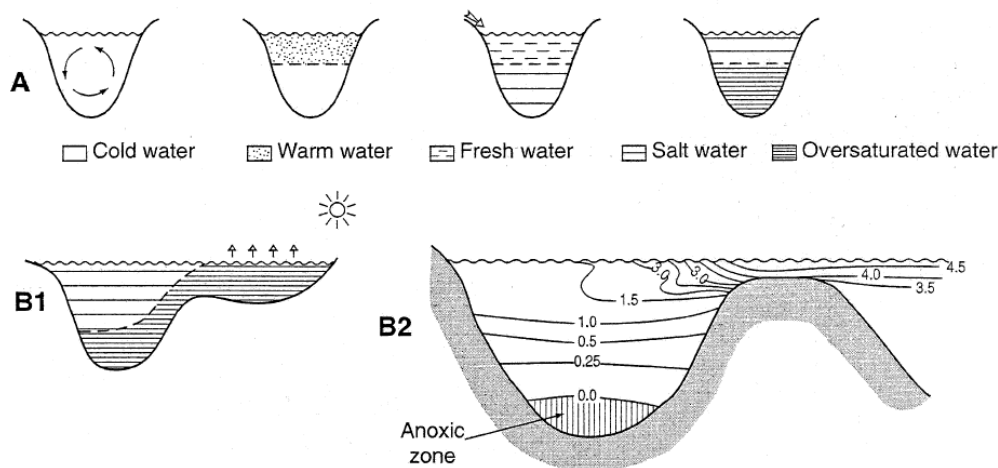
۲-۲- محیط‌های رسوبگذاری و حفظ مواد آلی

بایستی توجه شود که برای حفظ مواد آلی باید تولید مواد آلی بالا باشد، سرعت رسوبگذاری باید مناسب بوده و محیط فقیر از اکسیژن وجود داشته باشند. اگر سرعت رسوبگذاری پایین باشد میزان تخریب و اکسیداسیون مواد آلی زیاد خواهد بود و اگر زیاد باشد، مواد آلی پراکنده خواهند شد و تمرکز آنها در رسوبات کم خواهد بود. وجود لایه‌بندی (stratification) در آب می‌تواند محیط احیایی را فراهم کند که برای حفظ مواد آلی لازم است. وجود لایه‌بندی در آب مانع چرخش آب‌های غنی از اکسیژن سطح با آب‌های فقیر از اکسیژن کف حوضه می‌شود. چنین وضعیتی در برخی دریاچه‌ها، لاگون‌ها و دریاچه‌های کم عمق محدود می‌تواند ایجاد شود. در شکل ۲-۲ انواع مدل‌های لایه‌بندی آب نشان داده شده است.

حواشی قاره‌ای شرایط خوبی را برای تجمع مواد آلی دارند. محیط‌های دلتایی سرعت رسوبگذاری بالایی دارند. این محیط‌ها اکسیدان بوده و مواد آلی اکثراً تجزیه می‌شوند. زون بتیک در حواشی قاره‌ای دارای محیطی احیایی است، اما مواد ارگانیکی آن پایین بوده یا سرعت رسوبگذاری پایین است. بنابراین در مناطق مشخصی از حواشی قاره مانند لاگون (lagoon)، مصب‌ها (estuaries) و حوضه‌های عمیق حواشی قاره دارای شرایط مناسب برای تولید مواد آلی، رسوبگذاری و محیط احیایی هستند.

در صد مواد آلی (TOC) و سرعت رسوبگذاری در شیل‌های سیاه بیشتر از رسوبات سیلیسی است. رسوبات کربناته در صد مواد آلی و سرعت رسوبگذاری کمتری دارند. اما معمولاً رسوبات شیلی و کربناته که دانه‌ریز هستند، تشکیل سنگ‌های منشا خوبی می‌دهند.

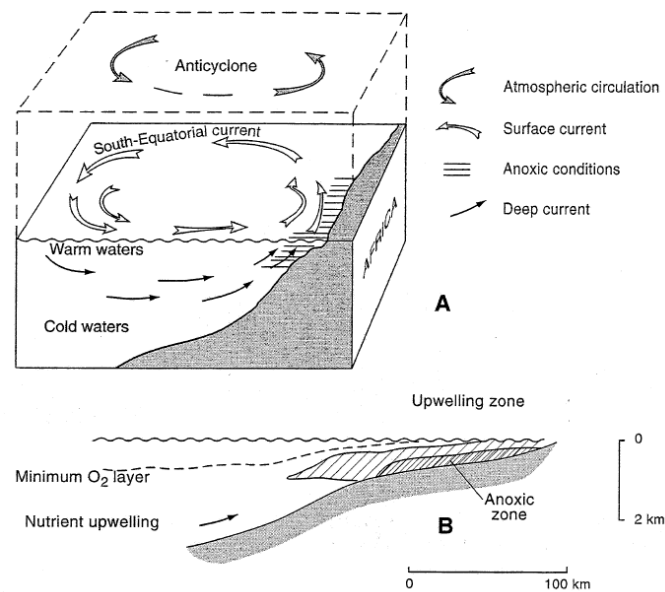
طی دوره‌هایی که سطح آب دریاها بالا بوده است، بیشترین گسترش مواد آلی وجود داشته است. طی دوره کرتاسه (چرخه ژوراسیک-ترشیری) بیشترین بالآمدگی سطح آب دریاها وجود داشته است و ۸۵٪ ذخایر هیدروکربنی دنیا طی این دوره تشکیل شده‌اند. طی چرخه پالئوزویک (سیلورین-دونین) نیز که پیشروی وجود داشته است، حدود ۱۳٪ ذخایر نفتی دنیا تشکیل شده است.



شکل ۲-۲- مدل‌های لایه‌بندی آب حوضه. A: طرح‌های کلی برای یک سیستم باز برای تجمع شورابه‌ها در ته حوضه (Huc, 1995): B: اثرات حدمرزی (B1) رابطه بین دو خلیج با سطوح تبخیر مختلف. (B2) توزیع اکسیژن حل شده (cm³/m) در خلیج Kaoe واقع در اندونزی

بطور کلی سنگ‌های منشا در محیط‌های زیر تشکیل شده‌اند:

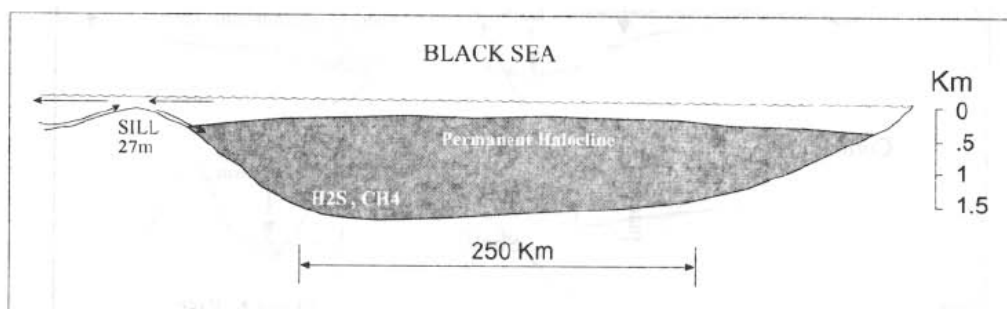
الف- مناطق با جریان‌های بالارونده (upwelling): در اینگونه محیطها جریان‌های بالارونده اکسیژن و مواد غذایی را از عرض‌های جغرافیایی بالا به همراه آورده و باعث تکثیر موجودات در بخش ساحلی می‌شوند. گاهی تجمع مواد غذایی به حدی می‌رسد که پلانکتون‌ها به طور فراوانی تکثیر می‌شوند و باعث قرمزی رنگ آب می‌شوند. در این شرایط فراوانی موجودات زنده باعث می‌شود مقدار مصرف اکسیژن بیش از مقدار در دسترس باشد. لذا پس از مدتی شرایط کمبود اکسیژن حاکم گشته و مرگ و میر ناگهانی موجودات زنده رخ می‌دهد. بقایای موجودات در بین رسوبات دفن شده و شرایط مناسبی برای تشکیل سنگ‌های منشا غنی از مواد آلی فراهم می‌گردد (شکل ۲-۳).



شکل ۲-۳- مدل upwelling. A: طرح کلی B: مقطع ترسیمی لایه‌بندی آب در حواشی قاره‌ای

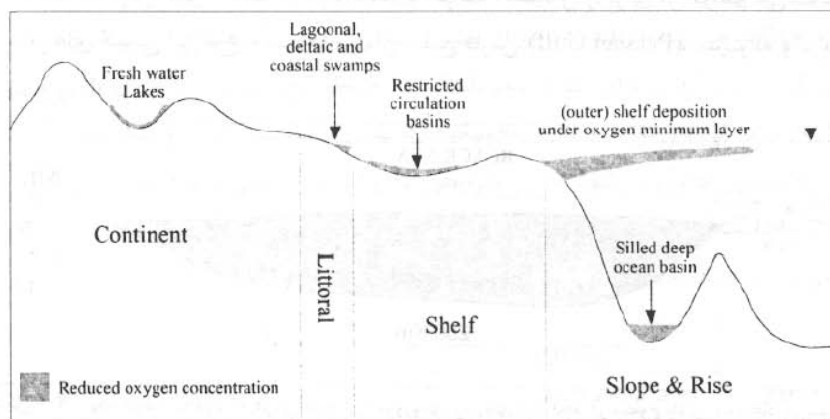
ب- محیط‌های دریاچه‌ای احیایی: این محیطها در مناطق استوایی که دمای هوا بالاست و تغییرات فصلی حرارت وجود ندارد دارای لایه-بندی حرارتی در آب هستند (مانند دریای مرده، dead sea).

ج- حوضه‌های نیمه محدود (semi-restricted basin): حوضه‌هایی هستند که ارتباط کمی با آبهای آزاد دارند. چرخش آب ورودی از دریاها باز فقط در لایه‌های فوقانی آب ایجاد می‌شود، لذا شرایط احیایی فقط در لایه‌های زیرین ایجاد می‌شود (مانند خلیج فارس، دریای سیاه و مدیترانه). در شکل ۲-۴ طرح کلی یک حوضه نیمه محدود که ارتباط کمی با آبهای آزاد دارد، نشان داده شده است.



شکل ۲-۴- مدل یک حوضه نیمه محدود که ارتباط کمی با آبهای آزاد دارد

د- حوضه‌های عمیق و بسته اقیانوسی (silled deep ocean basin): شرایط احیایی در مناطق عمیق اقیانوس که از جریان‌های قطبی و اکسیژن‌دار دورند ایجاد می‌شود (شکل ۲-۵).



شکل ۲-۵- یک نیم‌رخ کلی از انواع محیط‌های مناسب برای گسترش سنگ‌های منشا را نشان می‌دهد. شکل یک حوضه عمیق و بسته اقیانوسی نیز در منطقه شیب قاره نشان داده شده است.

۲-۳- کروژن و بیتومن

کروژن به طور کلی به بخشی از ماده آلی گفته می‌شود که در حلال‌های آلی نامحلول است، قسمت محلول ماده آلی بیتومن نامیده می‌شود. علت نامحلول بودن کروژن اندازه درشت مولکول‌های آن می‌باشد. خواص فیزیکی و شیمیایی کروژن توسط مولکول‌های زیستی که آن را ساخته‌اند کنترل می‌شود.

کروژن درشت مولکولی است که در انتهای مرحله دیاژنز در اثر تغییر و تحول مولکول‌های زیستی ایجاد می‌شود. عامل دیگری که بر روی ترکیب کروژن اثر می‌گذارد، فرآیندهای بلوغ حرارتی (کاتائز و متائز) می‌باشد. بالا رفتن دما باعث شکسته شدن کروژن به مولکول‌های کوچکتر می‌شود. واژه کروژن ابتدا برای مواد آلی موجود در شیل‌های نفتی که تحت تاثیر حرارت نفت تولید می‌کنند، بکار برده شد.

۲-۴- انواع کروژن و ماسرال‌ها

ابتدا کروژن به سه نوع اصلی تقسیم شد که بعدها نوع چهارمی هم به آنها اضافه گردید:

کروژن نوع I

این نوع کروژن بسیار کمیاب است چرا که از جلبک‌های دریاچه‌ای ایجاد شده است. وقوع این کروژن به دریاچه‌های احیا و برخی محیط‌های دریایی غیر عادی محدود می‌شود. مانند سازند شیلی گرین ریور در ائوسن آمریکا. این کروژن قابلیت تولید هیدروکربن مایع بسیار بالایی دارد (oil prone). نسبت H/C این نوع کروژن ۱/۵ و نسبت O/C آن کمتر از ۱/۱ است. مقدار شاخص هیدروژن آن بیشتر از ۳۰۰ و شاخص اکسیژن آن کمتر از ۵۰ است. به آن alginate kerogen نیز گفته می‌شود.

کروژن نوع II

این نوع کروژن از منابع مختلفی منشا می‌گیرد، جلبک‌های دریایی، اسپور و پول‌ها، واکس‌های گیاهی و رزین. کروژن نوع II مقدار قابل توجهی هیدروکربن مایع تولید می‌کند و به عنوان فراوانترین نوع کروژن در نظر گرفته می‌شود. اغلب در محیط‌های دریایی دارای شرایط احیایی تشکیل می‌شود. نسبت H/C این نوع کروژن ۱ تا ۱/۴ و نسبت O/C آن ۰.۹ تا ۱.۱۵ است. مقدار شاخص هیدروژن آن بین ۲۰۰ و ۳۰۰ و شاخص اکسیژن آن بین ۵۰ و ۱۰۰ است. به آن exinite kerogen نیز گفته می‌شود.

کروژن نوع III

این نوع کروژن از منشا گیاهان خشکی تشکیل شده است که فاقد ترکیبات واکسها و لیپید هستند. سلولز و لیگنین تشکیل دهنده اصلی به شمار می‌روند. کروژن نوع III اغلب گاز تولید می‌کند (gas prone)، مگر اینکه ادخالهایی از کروژن نوع II داشته باشد. نسبت H/C این نوع کروژن کمتر از ۱ و نسبت O/C آن ۲/ تا ۳/ است. مقدار شاخص هیدروژن آن کمتر از ۳۰۰ و شاخص اکسیژن آن بیشتر از ۱۰۰ است. به این کروژن vitrinite هم گفته می‌شود.

کروژن نوع IV

این نوع کروژن حاصل مواد آلی بازیافت شده (Reworked) و مواد آلی شدیداً اکسید شده می‌باشد که اغلب توان هیدروکربن‌زایی ندارد.

بلوغ کروژن

نفت و گاز در مرحله کاتائز از کروژن نیمه رسیده مشتق می‌شوند. اشتقاق هیدروکربن از کروژن نارس امکان پذیر نیست. به دنبال رسیدگی کروژن در ابتدا نفت و سپس گاز طبیعی از کروژن جدا می‌شود. هنگامی که کروژن کاملاً برسد دیگر نفت و گازی از آن به وجود نمی‌آید. رسیدگی کروژن به دما، زمان و احتمالاً فشار بستگی دارد.

تولید عمده نفت از کروژن در دمای ۶۰ تا ۱۲۰ درجه سانتیگراد صورت می‌گیرد. تولید عمده گاز از کروژن در دمای ۱۲۰ تا ۲۲۵ درجه سانتیگراد است. کروژن در دمای بالاتر از ۲۳۰ درجه سانتیگراد کلیه مواد هیدروکربوری خود را از دست می‌دهد و تنها به صورت گرافیت باقی می‌ماند.

محتوای گوگرد و نیتروژن کروژن‌ها هم متغیر است. نیتروژن عمدتاً از مواد پروتئینی مشتق می‌شود که این مواد سریعاً طی دیاژنز تخریب می‌شوند. بیشتر کروژن‌های با نیتروژن بالا تحت شرایط احیایی که دیاژنز شدیداً محدود شده نهشته می‌شوند، زیرا لیگنین و کربوهیدراتها حاوی نیتروژن کمی هستند.

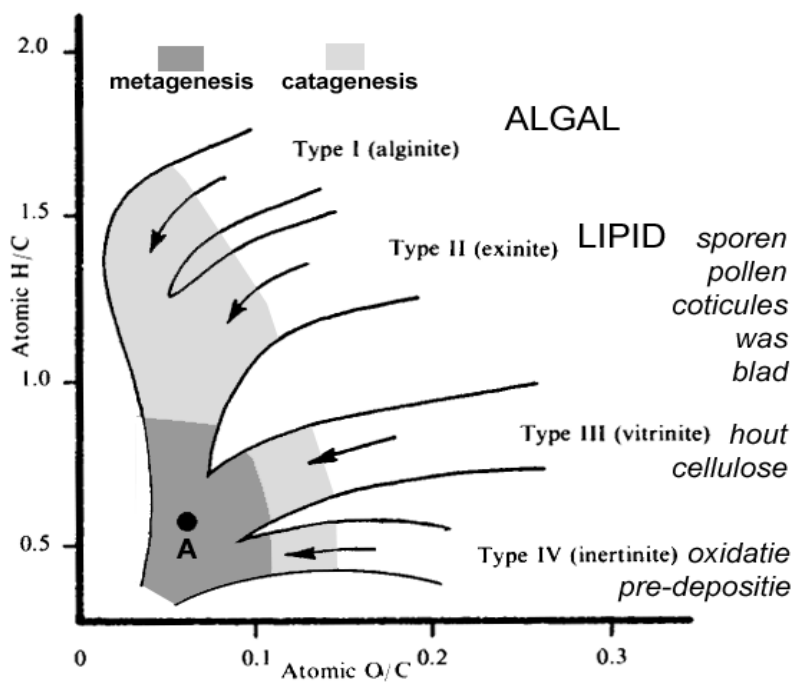
بیشتر کروژن‌های غنی از گوگرد، از نیتروژن نیز غنی هستند.

گوگرد کروژن عمدتاً از سولفات‌های بی‌هوازی احیا شده مشتق می‌شود. کروژن‌های با گوگرد بالا تقریباً همیشه همراه با رسوبات دریایی هستند زیرا آبهای شیرین معمولاً سولفات کمی دارند. کروژن دارای گوگرد با مقدار زیاد تنها در جاهایی که احیای سولفات بسیار گسترده است، یافت می‌شود.

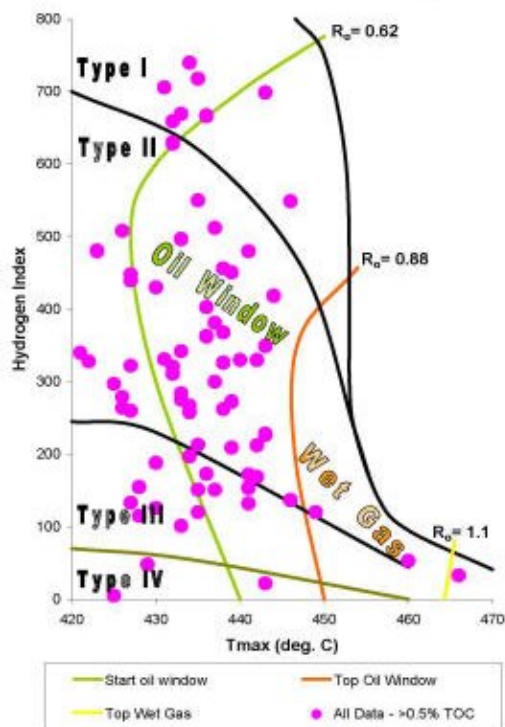
نفت‌های با بلوغ پایین از هیدروکربورهایی مشتق خواهند شد که در مراحل ابتدایی از کروژن تولید و بیرون رانده شده‌اند در حالی که نفت با بلوغ زیاد از تغییر کروژن در محدوده پیک پنجره نفتی تا پایان آن مشتق خواهند شد.

کروژن تشکیل شده از مواد آلی غنی از لیپید، هیدروکربورهای مایع تولید می‌کند در حالی که کروژن حاوی لیپید کم عمدتاً گاز تولید خواهد کرد. کروژن تشکیل شده از رزینیت، کاندنسیت یا نفت سبک تولید خواهد کرد.

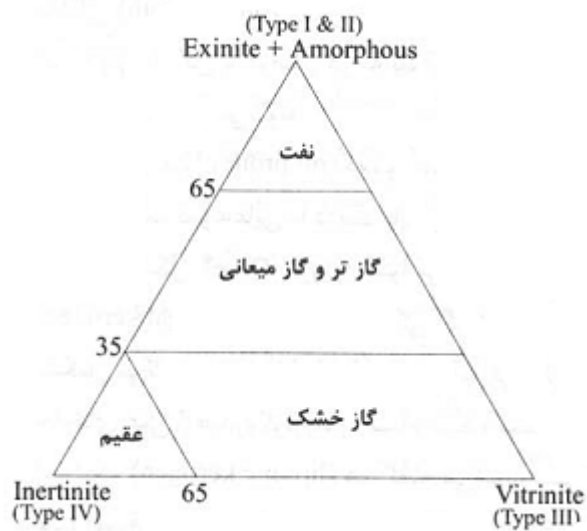
در شکل ۲-۶ دیاگرام ون-کروئل (Van-Krevelen) برای تقسیم‌بندی انواع کروژن‌ها بر اساس نسبت‌های H/C و O/C نشان داده شده است. باید توجه داشت که مطابق دیاگرام ون-کروئل طی بلوغ هیدروکربن‌ها، نسبت‌های O/C و H/C رفته رفته کمتر می‌شوند. در شکل ۲-۸ انواع هیدروکربن‌های تولید شده از کروژن‌ها نشان داده شده است. شکل ۲-۷ نیز رابطه HI و Tmax را به همراه ایزوکوره‌های Ro برای انواع کروژن نشان می‌دهد.



شکل ۲-۶- دیاگرام ون-کروئل نشان‌دهنده تقسیم‌بندی انواع کروژن‌ها بر اساس نسبت‌های H/C و O/C. سطوح بلوغ حرارتی با ایزوکورهای انعکاس ویتروینایت تعیین می‌شوند. در کل با افزایش بلوغ ترکیب کروژن از قسمت بالای سمت راست شکل به قسمت پایین سمت چپ حرکت می‌کند. فرض می‌شود اکسیژن و هیدروژن در محصولات دگرساز شده آلی تنها از کروژن مشتق شده‌اند. مسیر دگرسازی برعکس مسیر بلوغ است (از قسمت پایین سمت چپ که دارای کمترین نسبت H/C و O/C است به سمت گوشه بالا در سمت چپ که به تدریج بر نسبت‌های H/C و O/C افزوده می‌شود).

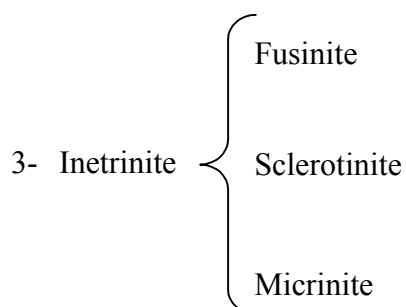
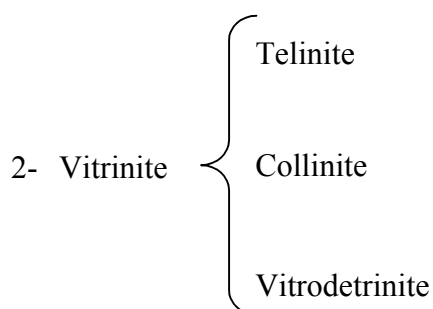
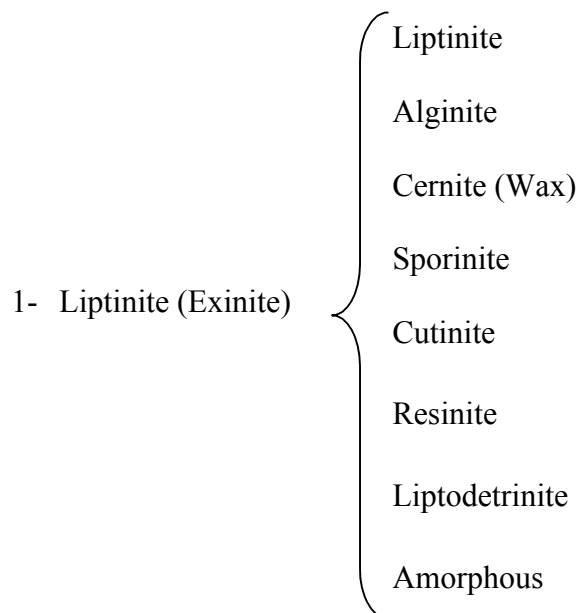


شکل ۲-۷- رابطه HI و Tmax برای انواع کروژن. ایزوکورهای ضریب انعکاس منطبق بر پنجره‌های شروع و پایان نفت و گاز تر روی آن پلات شده‌اند.



شکل ۲-۸- انواع هیدروکربنهای تولید شده از کروژن‌ها

به اجزای سازنده کروژن در صورتی که دارای ساختمان ماسرال باشند ماسرال گفته می‌شود. ماسرال هم ارز مینرال در سنگ‌هاست. به اجزای فاقد شکل کروژن قطعات آمورف (amorphous) گفته می‌شود. سه گروه اصلی ماسرال‌ها به قرار زیرند:



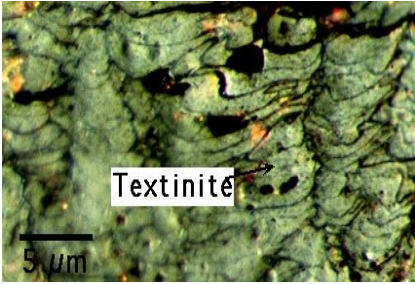
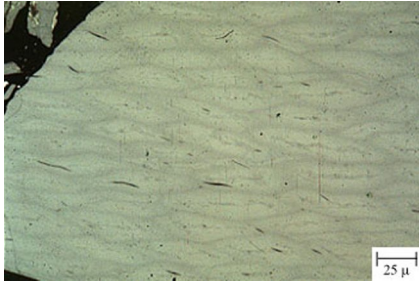
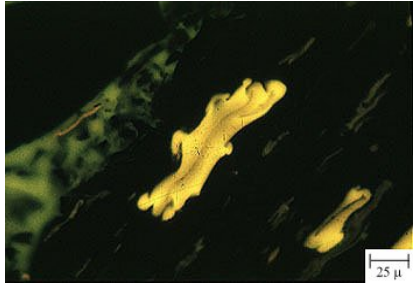
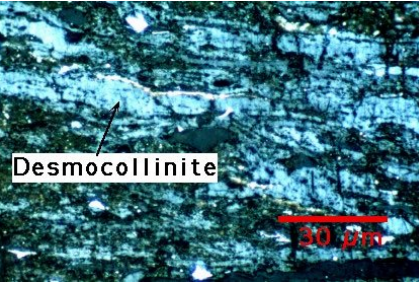
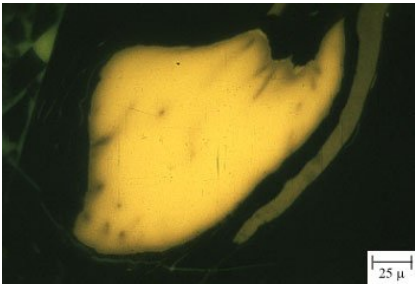

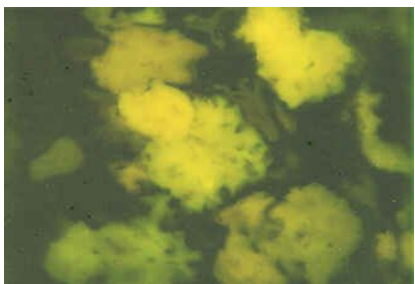
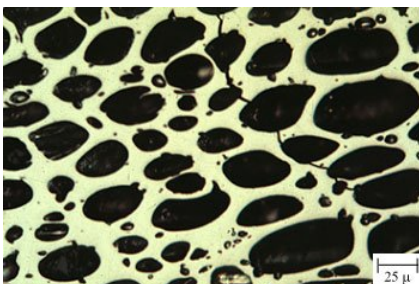
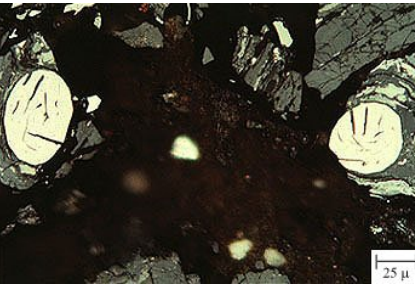
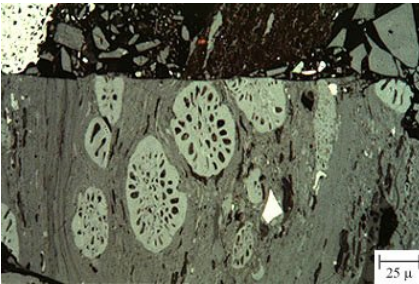
سه گروه اصلی ماسرال‌ها عبارتند از: لیپتینیت، ویتترینیت و اینترتینیت. ذغال‌های ساپروپلیکی بطور عمده از ماسرال‌های گروه لیپتینیت تشکیل شده‌اند که در بالا نشان داده شده‌اند. لازم به ذکر است که لیپودتترینیت قطعات بسیار ریز و تجزیه شده از بقایای ماسرال‌های لیپتینیت

است. آمورفوس ماسرال نیست اما تمام مواد آلی بدون ساختمان و غیر قابل تشخیص که هم می‌توانند ساپروپلیک باشند و هم هومیک تحت این نام قرار می‌گیرند.

ذغالهای هومیک بطور عمده از ویتترینیت تشکیل شده‌اند، تلینیت: مواد سازنده دیواره سلولهای گیاهان خشکی که دارای ساختار هستند، کلینیت: مواد بدون شکلی که حفرات داخل سلولهای گیاهی را پر می‌کند، ویتروترینیت: قطعات آواری ویتترینیت.

اما گروه اینرتینیت، فیوزینیت: ماسرالی است که ظاهر قیری داشته و از بافتهای چوبی (سوخته شده) حاصل شده است. اسکروتینیت: از بقایای قارچها حاصل می‌شود و میکرونینیت: حاصل تجزیه حرارتی رزین است و ماده پر کننده زمینه و بدون شکل است.

اجزای غیر آلی ذغالها اغلب کانی‌های رسوبی و گاهی دیاژنتیکی هستند. ذرات کوارتز، کانی‌های رسی، کلسیت، دولومیت و پیریت برخی از تشکیل دهنده‌های غیرآلی ذغالها هستند. پیریت در ذغالها بسیار فراوان است و اغلب از اثر باکتریهای احیا کننده سولفات حاصل شده است. در شکل ۲-۹ پتروگرافی انواع اصلی ماسرال‌ها نشان داده شده است.

 <p>Textinite</p>	 <p>Telocollinite</p>
 <p>Sporinite</p>	 <p>Desmocollinite</p>
 <p>Resinite</p>	 <p>Cutinite</p>
 <p>Alginite</p>	 <p>Fusinite</p>
 <p>Micrinite</p>	 <p>Sclerotinite</p>

شکل ۲-۹- پتروگرافی انواع ماسرال‌ها را نشان می‌دهد.

۲-۵- از بلوغ ماده آلی تا تولید هیدروکربن (دیازنز، کاتازنز و متازنز) مراحل تکامل ماده آلی به ترتیب شامل دیازنز، کاتازنز، متازنز و متامورفیسم هستند که از همان ابتدای نهشته شدن مواد آلی در رسوبات آنها را تحت تاثیر قرار می‌دهند.

دیازنز (diagenesis)

دیازنز فرآیندی است که در طی آن مواد آلی نهشته شده در رسوبات در اعماق کم شروع به تغییر می‌کنند. همزمان با تغییر ماده آلی رسوبات در برگیرنده آنها نیز دچار تحول می‌شوند. این فرآیند اغلب تا عمق چند صد متری ادامه می‌یابد. در طول دیازنز، افزایش فشار و حرارت زیاد نمی‌باشد، زیرا فعالیتهای میکروبی مهمترین عامل تبدیل هستند. میکروارگانیسم‌های بی‌هوازی برای به دست آوردن انرژی مواد آلی را تجزیه می‌کنند. طی دیازنز H_2O ، CO_2 و متان تولید می‌شوند. در ابتدای دیازنز پلیمرهای زیستی اولیه (Biopolymers) مانند کربوهیدراتها و پروتئین‌ها، توسط فعالیتهای میکروبی تجزیه می‌شوند. سپس این اجزاء تشکیل ساختمانهای فشرده و پیچیده‌ای (ژئوپلیمر) را می‌دهند که به عنوان پیش نیاز تشکیل کروژن می‌باشند. کوچکترین اینها اسید فولیک نامیده می‌شود، اسید هومیک کمی بزرگ‌تر از آن و هومین از همه بزرگ‌تر است. طی دیازنز، ژئوپلیمرها، بزرگتر و پیچیده‌تر شده و نظم کمتری در ساختار می‌یابند. کروژن یک درشت مولکول آلی است که در انتهای دیازنز تشکیل می‌شود. مهمترین هیدروکربنی که در طول دیازنز تولید می‌شود متان بیوژنیک طی فعالیت باکتری‌های بی‌هوازی می‌باشد. بر طبق طبقه‌بندی جهانی ذغالها انتهای مرحله دیازنز منطبق بر مرز تبدیل زغال قهوه‌ای به زغال سخت است که این مرحله با انعکاس ویتربینیت ۰/۶ درصد مطابقت دارد.

کاتازنز (catagenesis)

همانطوری که حوضه فرونشینی می‌کند، ته نشست متوالی رسوبات باعث دفن لایه های قبلی شده و عمق لایه های قدیمی به چندین کیلومتر می‌رسد. این پدیده باعث بالا رفتن دما و فشار می‌شود. در این مرحله رسوبات فشرده‌تر شده و به طور قابل توجهی تخلخل و تراوایی کاهش می‌یابد و دما از ۵۰ تا ۱۵۰ درجه سانتی گراد می‌رسد. در طی کاتازنز کروژن ابتدا نفت مایع و سپس گاز تر و نفتهای میعانی را تولید می‌کند که هر دو با مقدار زیادی از متان همراه است. پیک پنجره تولید نفت (Oil Generation window) دمای حدود ۱۰۰ درجه سانتی گراد و عمق حدود ۲ کیلومتری می‌باشد که با توجه به گرادیان زمین گرمایی تغییر می‌کند. ضریب انعکاس ابتدا و انتهای زون نفتی کاتازنز به ترتیب معادل ۰/۶ و ۱/۲ است. ضریب انعکاس ویتربینایت در کاتازنز گاز تر ۱/۲ تا ۲ می‌باشد. انتهای این مرحله با انعکاس ویتربینیت ۲ درصد منطبق می‌باشد که در طبقه‌بندی ذغالها با شروع تشکیل آنتراسیت انطباق دارد.

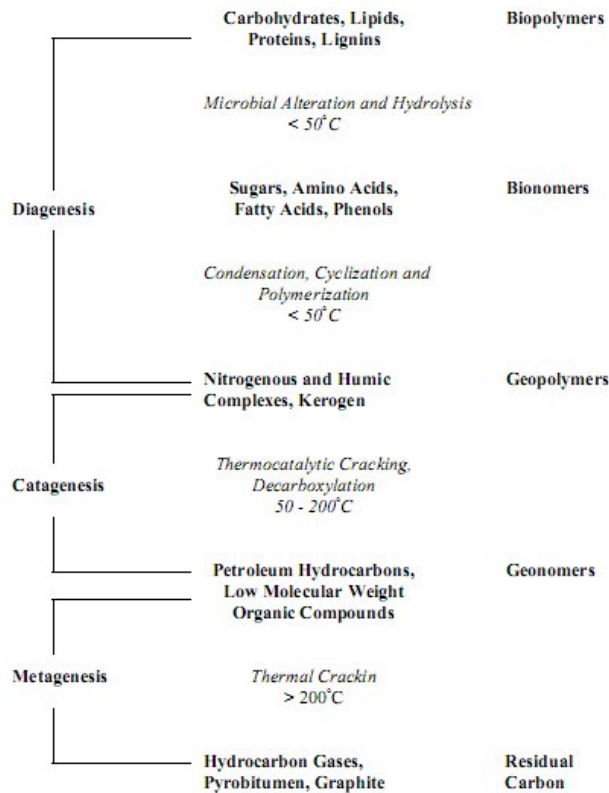
متازنز (metagenesis)

در این مرحله دما و فشار بسیار بالا می‌باشد و تولید زیادی از کروژن صورت نخواهد گرفت، فقط مقدار جزئی متان تولید خواهد شد که قسمت عمده آن حاصل شکست حرارتی ثانویه نفت (Secondary Thermal Cracking) است. در انتهای این مرحله مواد آلی فقط از متان و کربن باقیمانده تشکیل شده است و ذغالها به آنتراسیت تبدیل می‌شوند.

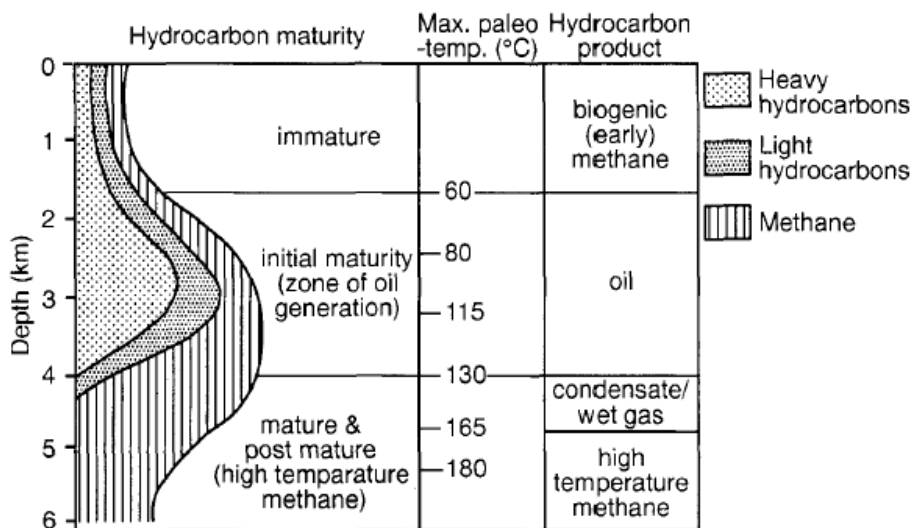
متامورفیسم (metamorphism)

در این مرحله ذغالها تبدیل به متاآنتراسیت می‌شوند که با ضریب انعکاس ویتربینیت بیشتر از ۴ درصد منطبق است. اجزای کربن باقی مانده نیز به کربن گرافیتی تبدیل می‌شوند.

مراحل تبدیل ماده آلی به هیدروکربن در شکل ۲-۱۰ به تصویر کشیده شده‌اند. در شکل ۲-۱۱ پنجره نفتی و طرح کلی هیدروکربن‌های تولیدی نشان داده شده است.



شکل ۱۰-۲- مراحل تبدیل ماده آلی به هیدروکربن



شکل ۱۱-۲- پنجره نفتی و طرح کلی هیدروکربن‌های تولیدی

۲-۶- ارزیابی سنگهای منشا

۲-۶-۱- روش‌های قدیمی (سوزاندن ماده آلی)

یکی از روش‌های اندازه‌گیری مقدار کل کربن آلی در سنگ منشا، سوزاندن مستقیم نمونه است که امروزه کمتر مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این روش بعد از پودر کردن و شستن نمونه با اسیدها برای از بین رفتن مواد معدنی، نمونه در مجاورت اکسیژن و تحت شرایط اتمسفر در درجه حرارت حدود 1000°C سوزانده می‌شود و دی‌اکسیدکربن حاصل از سوختن مواد آلی، مقدار کربن آلی را مشخص می‌کند.

۲-۶-۲- روش پیرولیز راک-ایول

پیرولیز در اواسط دهه ۶۰ به عنوان یک ابزار اکتشافی توسعه پیدا کرد. پیرولیز توسط Espitalie et al., 1970 توسعه پیدا کرد و هیدروکربن‌های تولید شده توسط شناساگر یونی شعله (FID)، تشخیص داده شدند. نتایج حاصل از دستگاه پیرولیز راک-ایول، توسط یک ریزپردازشگر (microprocessor) محاسبه شده و نتایج به صورت فهرست‌ها و لاگ‌های ژئوشیمیایی ارائه می‌شوند.

نتایج حاصل از آنالیزها:

- شناسایی نوع ماده آلی
- محاسبه پتانسیل باقی مانده در نمونه
- محاسبه کل ماده آلی نمونه TOC
- اندازه‌گیری بلوغ حرارتی ماده آلی

در پیرولیز راک-ایول، ۱۰۰ میلی‌گرم از نمونه سنگ پودر شده در شرایط اتمسفر هلیوم در دمای 300°C درجه سانتی‌گراد به مدت ۳ دقیقه حرارت داده می‌شود، سپس دما به ازای هر دقیقه ۲۵ درجه افزایش می‌یابد تا به 600°C درجه سانتی‌گراد می‌رسد. محصولات پیرولیز توسط جریان هلیوم به سمت شناساگر منحرف می‌شوند و فقط واکنش‌های اولیه کراکینگ، رخ می‌دهند (سیستم باز).

۲-۶-۱-۲- فرایندهایی که طی پیرولیز رخ می‌دهند

(۱) هیدروکربن‌های موجود در سنگ در دمای حدود 300°C درجه سانتی‌گراد بخار می‌شوند و پیک S1 ثبت می‌شود.
 (۲) در محدوده دمایی 300°C تا 600°C ، هیدروکربن‌ها و ترکیبات دارای اکسیژن بر اثر کراکینگ کروژن، رزین و آسفالتین‌ها تولید می‌شوند. این هیدروکربن‌ها تحت عنوان پیک S2 ثبت می‌شوند. گاز CO_2 حاصل از شکستن ترکیبات حاوی اکسیژن در دمای 300°C تا 390°C ، تحت عنوان پیک S3 ثبت می‌شوند.

(۳) دمایی که پیک S2 در آن بیشینه است تحت عنوان دمای بیشینه T max بیان می‌گردد.

(۴) کربن آلی باقی مانده پس از ثبت پیک S2 با سوزاندن نمونه در کوره اکسیداسیون تحت اتمسفر اکسیژن به صورت پیک S4 ثبت می‌شود. مقدار کل ماده آلی (total organic carbon) به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{TOC} = \text{S1} + \text{S2} + \text{S4}$$

۲-۶-۲-۲- پارامترهای حاصل از راک- ایول که تحت عنوان لاگ ژئوشیمیایی بیان می‌شوند

- S1
- S2
- S3
- TOC
- HI (hydrogen index)=S2/TOC
- OI (oxygen index)=S3/TOC
- PI(production index)=S1/S1+S2
- Genetic Potential (GP)=S1+S2
- Residual carbon
- Pyrolysed carbon

۲-۶-۳- اهمیت پارامترهای اندازه‌گیری شده توسط راک-ایول

پیک S1

بیتومن بخشی از ماده آلی است که در حلالهای آلی حل می‌شود. پیک S1 از هیدروکربن‌های در محدوده ۱ تا ۳۳ اتم کربن تشکیل شده است در حالی که هیدروکربن‌های سنگین‌تر، رزین و آسفالتین بخش کوچکی از پیک S2 را تشکیل می‌دهند. در رسوبات بالغ مقدار رزین و آسفالتین‌ها نسبت به هیدروکربن‌ها کاهش می‌یابد.

از پیک‌های S0 و 'S1 (که توسط ابزار Oil Show Analyzer اندازه‌گیری می‌شوند) می‌توان به عنوان ابزاری برای شناسایی هیدروکربن‌های مهاجرت کرده، در حین حفاری استفاده کرد. دو پیک مزبور از تجزیه پیک S1 حاصل می‌شوند.

پیک S1 می‌تواند آلودگی‌های توسط گل حفاری را نشان دهد، در چنین حالتی نسبت S1/S2 به طور غیرعادی بالا می‌رود. ماتریکس کانی‌ها مخصوصاً کانی‌های رسی، باعث می‌شود هیدروکربن‌های سنگین بیشتر باقی بمانند. برای بررسی این اثر باید ماتریکس معدنی توسط حلال اسیدی برداشته شود.

در رسوبات جوان، شکست سریع مواد شیمیایی با پیوند ضعیف باعث ثبت یک پیک S1 دروغین می‌شود.

پیک S2

نشان دهنده مقدار هیدروکربنی است که از شکستن کروژن در طی بلوغ ماده آلی حاصل می‌شود. همچنین می‌تواند تبخیر حرارتی و کراکینگ اولیه هیدروکربن‌های سنگین و رزین و آسفالتین باشد.

مقدار پیک S2 با تصحیح اثر ماتریکس می‌تواند به عنوان نفتی که سنگ قادر است در حال حاضر تولید کند (پتانسیل نفتی) در نظر گرفته شود.

مقدار S2 بستگی دارد به:

- نوع ماده آلی
- مقدار TOC رسوبات
- مسیر بلوغ حرارتی ماده آلی

اغلب رسوبات مقادیر S2 کمتر از 2 mg HC/g Rock دارند.

برای رسوبات غنی از ماده آلی نابالغ، این مقدار در محدوده ۱۰ تا 500 mg HC/g Rock مشاهده شده است.

پیک S2 در ذغالها از ۵۰ تا 250 mg HC/g Rock تغییر می‌کند.

پیرولیز مواد آلی نابالغ نشان داده است که ۸۰-۷۰٪ کروژن نوع I، ۵۰-۴۵٪ کروژن نوع II و ۲۵-۱۰٪ کروژن نوع III به هیدروکربن‌هایی تبدیل می‌شوند که به صورت پیک S2 ثبت می‌گردند.

شکل پیک S2 نیز می‌تواند به عنوان یک ابزار شناسایی به کار برده شود. در مواد آلی دارای کروژن نوع I، پیک S2 بسیار باریک و متقارن است. در مواد آلی غنی از کروژن نوع II، پیک مزبور هنوز دارای تقارن است. اما در ماده آلی دارای کروژن نوع III، این پیک بسیار پهن تر ثبت می‌شود. در صورتی که نمونه‌های حاصل از حفاری توسط مواد هیدروکربنی آلوده شده باشند، در نتایج حاصل از آنالیز های راک-ایول، یک پیک S1 بسیار گسترش یافته ثبت می‌گردد.

هر چه نمونه سنگی بالغ تر باشد میزان پیک S2 کاهش می‌یابد.

پیک S3

در طی پیرولیز ترکیبات حاوی اکسیژن، به سرعت به هیدروکربن ها، آب و مخلوطی از CO و CO2 شکسته می‌شوند. این پیک به نوع ماده آلی و بلوغ آن بستگی دارد و برای مواد نابالغ هومیکی نوع III بسیار بالاست. دقت مقدار این پیک برای نمونه‌هایی که مقدار کمی ماده آلی دارند، کم است. مخصوصاً اگر نمونه حاوی کربنات‌هایی مانند سیدریت باشد.

نسبت S2/S3

نشان دهنده غنی‌شدگی هیدروژن در سنگ منشا است

مقدار کل ماده آلی (TOC)

مقدار کل ماده آلی با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\text{TOC} = \text{S1} + \text{S2} + \text{S4}$$

به دلایل تحلیلی و تئوریکی پیک S3 در این محاسبه وارد نمی‌شود. اول اینکه ممکن است تجزیه سریع سیدریت رخ داده باشد. همچنین می‌توان گفت کربنی که با اکسیژن ترکیب شده است برای بررسی‌های ژنر نفت کمتر مورد توجه قرار می‌گیرد. اگر ماده بالغ باشد ($R_o > 2\%$) مثلاً در ذغالها، پیک S4 مقدار کمتری از مقدار حقیقی را نشان می‌دهد.

Tmax

مقدار دمای بیشینه که برای مقدار بیشینه پیک S2 ثبت می‌شود، تابعی از بلوغ حرارتی ماده آلی می‌باشد. مواد آلی بالغ‌تر دارای ساختار متراکم تری هستند که دمای بالاتری برای از هم پاشیدن نیاز دارند. مقدار T max با نوع ماده آلی نیز در ارتباط است. مقدار Tmax برای کروژن‌های نوع II و III شاخص بلوغ خوبی است. در اغلب موارد پنجره نفتی در دماهای حدود ۴۳۵ درجه سانتی‌گراد مشاهده می‌شود. بجز برای کروژن نوع IIs (سولفوردار) که پنجره نفتی در دمای حدود ۳۲۰ درجه سانتی‌گراد آغاز می‌شود. پنجره گاز/کندانه در دمای ۴۵۰ برای نوع I و دمای ۴۵۵ برای نوع II و دمای ۴۷۰ برای نوع III آغاز می‌شود. پنجره گاز خشک برای کروژن

نوع III در دمای ۴۵۰ درجه سانتی‌گراد آغاز می‌شود. در برخی موارد از قبیل: آلودگی توسط سیالات نفتی، اشباع طبیعی، مهاجرت و یا بدام افتادن هیدروکربنها در مخزن، مقدار Tmax بطور غیرعادی پایین است.

اندیس هیدروژن و اکسیژن

$$HI=S2/TOC$$

$$OI=S3/TOC$$

در این رابطه دیاگرام دیگری نیز می‌توان رسم نمود: بر اساس مقایسه تکامل اندیس هیدروژن انواع کروژن به عنوان تابعی از بلوغ حرارتی آنها که با Tmax نشان داده می‌شود.

اندیس تولید (Production Index)

$$PI=S1/S1+S2$$

اندیس تولید بر اثر کراکینگ کروژن و در مقدار کمتری بر اثر بخار شدن حرارتی و کراکینگ ترکیبات آسفالتن، افزایش می‌یابد. اندیس تولید برای کروژن نابالغ حدود ۵٪ بوده و تا ۶۰٪ (برای تمام هیدروکربن های تولید شده) تغییر می‌کند. اگرچه مهاجرت اولیه هیدروکربن ها باعث می‌شود مقدار حقیقی اندیس تولید از مقدار محاسباتی آن کمتر باشد.

۲-۶-۴- ویژگیهای سنگ‌های منشا با توجه به نتایج پیرولیز

- Immature Source Rocks:

$$T_{max} < 435 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$Ro < 0.65 \%$$

- OverMature Source Rocks:

$$Ro > 1.6 \%$$

$$T_{max} > 450 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type I}$$

$$T_{max} > 465 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type II}$$

$$T_{max} > 540 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type III}$$

- Maturity:

$$\text{Oil Window: } Ro = 0.65 - 1.3\%$$

$$T_{max} = 440 - 450 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type I}$$

$$435 - 460 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type II}$$

$$435 - 470 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type III}$$

Gas & Condensate:

$$450 - 470 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad \text{Kerogen type III}$$

Dry Gas :

$$Ro > 2\% \quad T_{max} > 540 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (\text{type III})$$

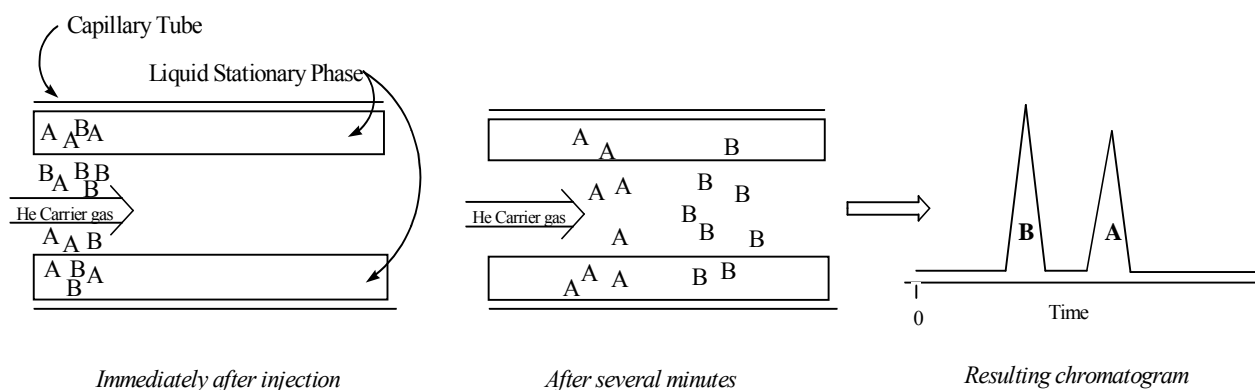
۲-۶-۳- روش کروماتوگرافی گازی

یکی دیگر از روش‌های ارزیابی سنگ منشا کروماتوگرافی گازی می‌باشد. این روش اغلب بر روی هیدروکربورهای اشباع بیتومن و نفت انجام می‌گیرد. اجزای تشکیل دهنده دستگاه عبارتند از یک کوره (oven) که در درون آن یک ستون موئین (capillary column) با طول حدود ۳۰ متر قرار دارد (شکل ۲-۱۲). این ستون به صورت حلقه‌ای پیچ خورده در درون کوره قرار می‌گیرد.



شکل ۲-۱۲- ستون موئین در کروماتوگرافی گازی

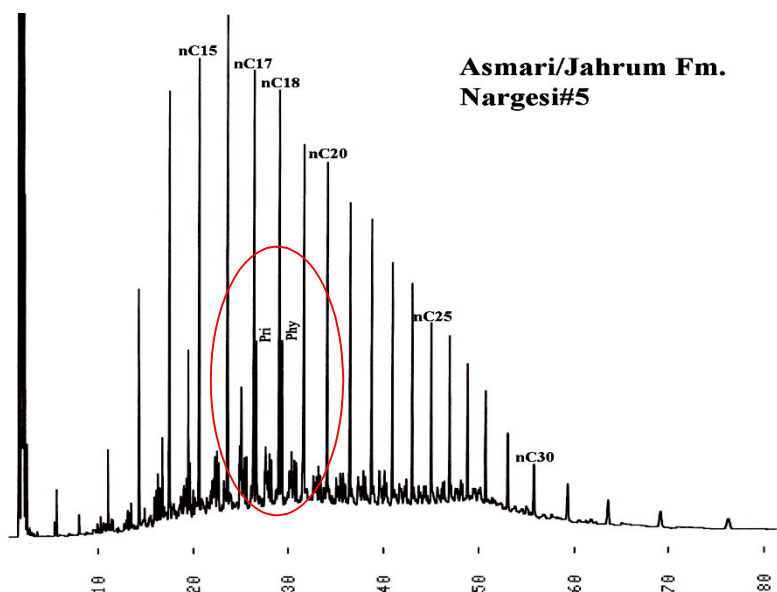
ضخامت ستون موئین ۰/۲۵ میلی‌متر می‌باشد که درون آن توسط لایه بسیار نازکی از فاز ثابت با جنس سیلیس پوشیده شده است. یک سر ستون به محفظه تزریق (injection port) وصل است که توسط سرنگ مخصوص دستگاه مقدار بسیار کم نمونه (حدود ۱ میلی لیتر) به درون ستون تزریق می‌گردد. در انتهای ستون ترکیبات خارج شده توسط دستگاه شناساگر (detector) شناسایی شده و آثار ترکیبات مذکور بر اساس غلظت و زمان رسیدن آنها بر روی کروماتوگراف حاصل ثبت می‌شود (شکل ۲-۱۳ الف).



شکل ۲-۱۳ الف- شمایی از نحوه عملکرد روش GC با گذشت زمان

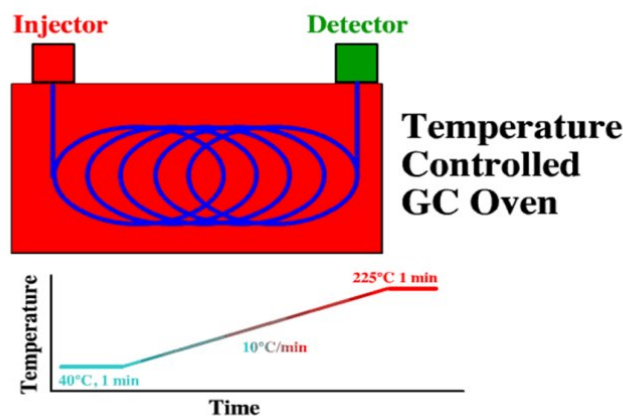
از یک گاز خنثی مانند هلیوم به عنوان فاز متحرک (mobile phase) برای جلاوراندن ترکیبات در امتداد ستون استفاده می‌شود. مدت زمانی که طول می‌کشد ترکیب از محل تزریق به شناساگر برسد، تحت عنوان زمان نگهداری (retention time) بیان می‌شود، که هرچه ترکیبات سنگین تر باشند دیرتر می‌رسند. برای تعیین کمیت ارتفاع پیک‌ها یا سطح زیر پیک را اندازه می‌گیرند.

هنگامی که نمونه هیدروکربور اشباع به دستگاه تزریق می‌گردد، تمام ترکیبات ثبت شده همولوگ می‌باشند، بدین معنی که تنها یک CH_2 اختلاف دارند و فاصله آنها از یکدیگر یکسان است. بایومارکرها پرستان و فیتان در کروماتوگراف حاصل بسیار با اهمیت هستند، چرا که توسط آنها می‌توان به اثر وقایعی مانند آبشویی، تجزیه زیستی، بلوغ و محیط تشکیل ماده آلی پی برد. این دو بایومارکر به ترتیب مجاور نرمال آلکان با کربن ۱۷ (n_{C17}) و کربن ۱۸ (n_{C18}) قرار دارند (شکل ۲-۱۳ ب).



شکل ۲-۱۳ ب- یک نمونه کروماتوگراف گازی

برنامه حرارتی کوره (temperature program) به این صورت است که ابتدا دمای کوره به مدت یک دقیقه در 40°C ثابت می‌ماند، سپس به ازای هر دقیقه 10°C افزایش می‌یابد و در انتها نیز به مدت یک دقیقه در 225°C ثابت می‌ماند (شکل ۲-۱۳ ج).



شکل ۲-۱۳ ج- برنامه افزایش دمایی کوره

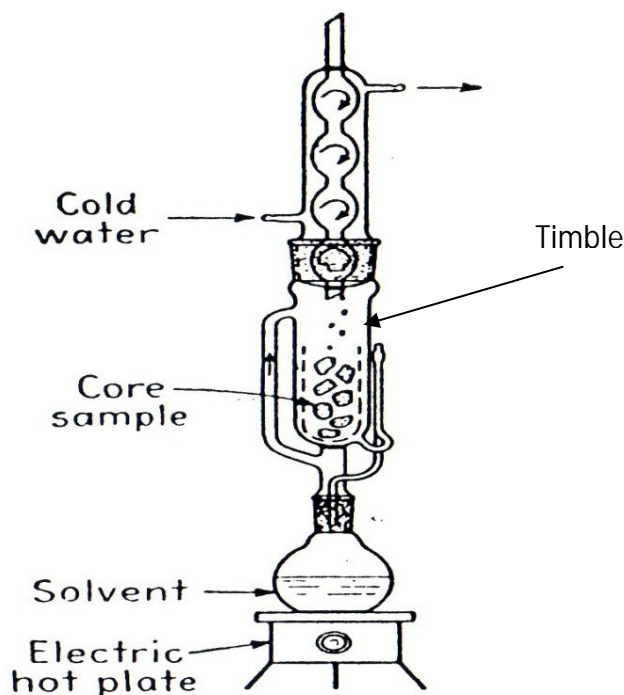
کروماتوگراف حاصل را اغلب $C+15$ می‌گویند چرا که ترکیباتی که اتم کربن آنها بین ۱۰-۱۵ است، به صورت بخشی خارج می‌شوند و لیکن در دستگاه پیرولیز-گاز کروماتوگرافی (Py-GC) از آنجایی که محفظه پیرولیز مستقیماً به ستون موئین متصل است، حتی هیدروکربورهای سبک نیز ثبت می‌شوند.

۲-۶-۴- روش کروماتوگرافی گازی-اسپکترومتری جرمی (GC-MS)

در روش GC-MS (Gas Chromatography-Mass Spectrometry)، دستگاه گاز کروماتوگرافی به دستگاه طیف سنج جرمی وصل شده است، در این روش ترکیبات هیدروکربن از طریق بمباران الکترونی می‌شکنند و به صورت یونهای دارای بار منفی و مثبت در می‌آیند. این یونها ناپایدارند و به یونهای کوچکتری می‌شکنند. جرم این یونها متفاوت بوده و اغلب بار $+1$ دارند. به همین علت نسبت جرم پایه متفاوت آنها به وسیله میدان مغناطیسی تفکیک می‌شوند.

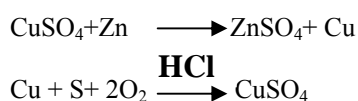
دستگاه طیف سنج جرمی، یونهای تولید شده را براساس وزن مولکولی هر ذره به شارژ انرژی (مقدار انرژی مورد نیاز برای تفکیک هر ذره) محاسبه و ارزیابی می‌کند. که این مقدار در محدوده ۵۰ تا ۵۵۰ تغییر می‌کند. بدین وسیله یونهای تفکیک شده به بخش ردیاب حرکت کرده و غلظت آنها در دستگاه ثابت به صورت پیک ثبت می‌گردد. اهمیت ویژه این روش در مطالعه نشانه‌های زیستی (biomarkers) است. نشانه‌های زیستی آثار مولکولی ماده آلی اولیه است که بدون تغییر پس از گذشت میلیونها سال در رسوبات و نفت باقی می‌مانند.

۲-۶-۵- استخراج بیتومن با سوکسیله (Soxhlet Bitumen Extraction)
با استفاده از این روش عصاره ماده آلی یا همان بیتومن از کل نمونه سنگی استخراج می‌شود. این دستگاه از سه قسمت تشکیل شده است: بالن، سوکسیله و کندانسور (شکل ۲-۱۴).



شکل ۲-۱۴- دستگاه Soxhlet

نمونه سنگ پودر شده (حدود ۴۰ تا ۵۰ گرم) در درون یک استوانه تو خالی (timble) با انتهای بسته از جنس سلولز، گذاشته شده و روی نمونه کمی پنبه استریل قرار می‌دهند و بعد آن را درون محفظه سوکسیله می‌گذارند. در بالن حلال (مانند کلرفرم، دی‌کلرومتان و متانول) می‌ریزند و در زیر بالن منبع حرارتی را قرار می‌دهند. حلال شروع به بخار شدن می‌کند و با عبور از کندانسور در مجاورت با آب سرد متراکم شده و از روی نمونه‌ها عبور می‌کند. عصاره ماده آلی درون نمونه (بیتومن) همراه با حلال در درون بالن تجمع می‌یابد و حلال دوباره بخار می‌شود. این چرخه تا جایی ادامه پیدا می‌کند که کل بیتومن موجود در نمونه شسته و استخراج شود. برای جدا کردن گوگرد از بیتومن در درون بالن مس فعال شده (activated cooper) قرار می‌دهند. در حضور گوگرد مس سریعاً تغییر رنگ داده و سبز می‌شود و با اتمام گوگرد نمونه، مس قرمز باقی می‌ماند.

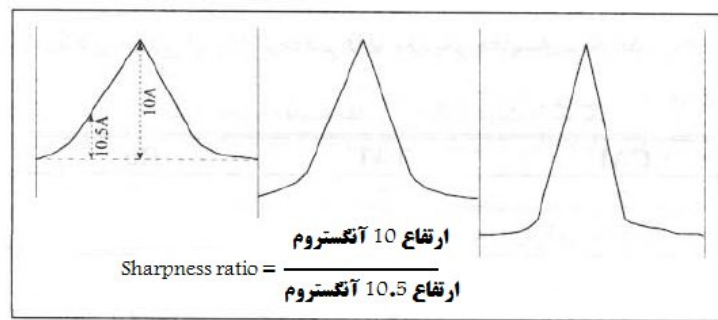


مدت زمان استخراج بی‌تومن حداقل ۱۲ ساعت و حداکثر ۷۲ ساعت می‌باشد. به بی‌تومن استخراج شده حلال نرمال پنتان یا نرمال هگزان اضافه می‌کنند و آنرا چندین ساعت در مکانی تاریک قرار می‌دهند، سپس مخلوط حاصل را از روی کاغذ صافی عبور می‌دهند و آسفالتن‌ها که غیرمحلول هستند در روی کاغذ صافی باقی می‌مانند.

به بی‌تومنی که آسفالتن‌گیری شده باشد "مالتن" می‌گویند. مالتن در مراحل بعدی بررسی مواد آلی توسط " کروماتوگرافی ستونی" به اجزای تشکیل دهنده‌اش که عبارتند از: هیدروکربورهای اشباع، آروماتیک، و رزین‌ها تجزیه می‌شود.

۲-۶-۶- نمودارهای XRD

همانطور که می‌دانیم رس‌ها از کانی‌های رسی تشکیل یافته‌اند، می‌توان با توجه به تغییر درجه تبلور ایلیت میزان بلوغ ماده آلی را بررسی کرد. به این صورت که با بالا رفتن درجه حرارت درجه تبلور ایلیت نیز افزایش می‌یابد و پیک‌های مربوط به گراف‌های XRD تیزتر، باریکتر و متقارن‌تر می‌شوند. در نمودارهای XRD از نسبت ارتفاع پیک ۱۰ آنگستروم ایلیت به ارتفاع ۱۰/۵ آنگستروم (در مجاورت آن) می‌توان مقدار نوک تیزی (یا نسبت تیزی) منحنی را حساب نمود. نسبت تیزی ۲ نشانگر شروع پنجره نفتی است و در کمتر از آن سنگ منشا هنوز در مرحله دیاژنز قرار دارد (شکل ۲-۱۵).



شکل ۲-۱۵- هر چه تیزی و تقارن منحنی ایلیت در گراف‌های XRD بیشتر باشد، پختگی حرارتی بیشتر است.

۲-۶-۷- ضریب انعکاس ویتربینایت

پس از خالص سازی کروژن (جدا کردن مواد معدنی احاطه کننده کروژن توسط دستگاه Kerogenatron) از آن قرص و اسلاید تهیه می‌شود. در اندازه‌گیری انعکاس ویتربینایت از نور انعکاسی استفاده می‌شود. این میکروسکوپ مجهز به فوتومولتی پلایر (photomultiplier) و کامپیوتر می‌باشد. بسته به موجود بودن ماسرال‌های ویتربینایت، به طور معمول ۵۰ تا ۱۰۰ نمونه اندازه‌گیری انجام شده و اطلاعات به دست آمده به صورت هیستوگرام ارائه می‌گردد. نتایج به صورت مقادیر Ro نشان داده می‌شود. حرف o دلالت بر آن دارد که اندازه‌گیری انعکاس ویتربینایت در روغن امرسیون انجام گرفته است. و در نهایت مقادیر انعکاس با توجه به عمق چاه مورد مطالعه نمایش داده می‌شود.

۲-۶-۸- استفاده از حرارت‌سنج‌های دیرینه (پالینومورفها و شاخص دگرسانی کنودنت)

پس از خالص سازی کروژن (جدا کردن مواد معدنی احاطه کننده کروژن توسط دستگاه Kerogenatron) از آن قرص و اسلاید تهیه شده و بررسی‌های میکروسکوپی روی آن انجام می‌شود. در روش اندیس دگرسانی حرارتی (Thermal Alteration Index, TAI) تیرگی رنگ اجزاء کروژن مانند اسپور، پولن، کوتیکول گیاهی، جلبک و ماده آلی بی شکل (آمورف) به عنوان شاخص درجه حرارت (بلوغ) استفاده می‌شود. طبق اندیس تعریف شده توسط پیرسون (۱۹۹۰)، رنگ زرد دلالت بر سنگ منشا نابالغ، قهوه‌ای روشن و قهوه‌ای معرف بالغ بودن و رنگ قهوه‌ای تیره و سیاه دلالت بر سنگ منشا فوق بالغ دارد. برنارد و همکاران در سال ۱۹۷۶ روش تغییر رنگ اسپورها (Spore Coloration Index, SCI) را معرفی نموده و برای مطالعه مقیاسی از ۱ تا ۱۰ بر اساس تغییر رنگ اسپورها در نظر گرفتند.

در روشی مشابه (Conodont Alteration Index, CAI) ولی ساده‌تر کنودونتها با استفاده از اسید استیک یا اسید فرمیک از کربناتهای فسیل‌دار جدا می‌شوند. سپس با استفاده از میکروسکوپ بینوکولار (Binocular) رنگ آنها مطالعه و با استانداردها مقایسه می‌گردد. کنودونتها جزء اسکلت (فسفاتی) موجودات دریایی هستند که با بالا رفتن پختگی رنگ آنها از قهوه‌ای به سیاه تغییر می‌کند. از آنجاییکه کنودونتها از کامبرین تا پنسیلوانین-پرمین به وفور یافت شده‌اند، لذا از آنها در تعیین بلوغ رسوبات قبل از دونین و نیز رسوبات فقیر از ماده آلی استفاده می‌شود.

۲-۶-۹- روش AFTA

روش *آفتا* یا Apatite Fission Track Analysis (AFTA) می‌تواند بصورت روشی کاربردی برای ارزیابی سنگ‌های منشا بکار رود. تعداد شکاف‌های ظاهر شده بر روی بلورهای آپاتیت در اثر واکنش‌های فروپاشی (که انرژی فراوانی ایجاد می‌کنند) می‌تواند شاخصی از بلوغ سنگ‌های منشا باشد. با شمارش تعداد شکافها می‌توان در مورد حداکثر پختگی حرارتی سنگ منشا اظهار نظر نمود. تعداد شکافهای بیشتر نشان دهنده پختگی بیشتر سنگ منشا است.

۲-۶-۱۰- روش واکاوی منحنی‌های تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی

منحنی‌های تاریخچه تدفین رسوبات اطلاعات با ارزشی در مورد چگونگی تدفین لایه‌های مختلف رسوبی از زمان نهشته شدن قدیمی‌ترین لایه تا عهد حاضر ارائه می‌دهند. سرعت تدفین رسوبات مختلف طی زمان زمین‌شناسی می‌تواند از تفسیر منحنی‌های تاریخچه تدفین بدست آید. با استفاده از دمای سطحی چاه^۱ (SHT) و دمای ته چاه^۲ (BHT) می‌توان گرادیان زمین‌گرایی را برای مناطق مختلف محاسبه نمود. بدین ترتیب می‌توان کانتورهای شیب زمین‌گرایی را در مقابل عمق برای زمانهای مختلف ترسیم نمود. با استفاده از داده‌های نشان دهنده بلوغ حرارتی مانند ضریب انعکاس ویترنایت^۳ (Ro)، شاخص دگرسانی کنودونت (CAI)، AFTA، نمودارهای XRD برای کانی‌های رسی (ایلیت)، داده‌های پالینولوژی (رنگ اسپور و پولن‌ها با وارد شدن به پنجره‌های نفت، گاز تر و گاز خشک) و داده‌های دیگری همچون نتایج پیرولیز راک-ایول می‌توان عمق و زمان دقیق وارد شدن رسوبات به پنجره‌های هیدروکربنی (نفت، گاز تر و گاز خشک) را برای لایه‌های مختلف محاسبه نمود. بدین ترتیب می‌توان داده‌های کمی بدست آمده از بلوغ حرارتی را روی منحنی‌های تاریخچه تدفین انداخت تا بتوان با تفسیر نمودار ترکیبی حاصله، پتانسیل و زمان هیدروکربورزایی نشان دهد. استفاده از داده‌های ضریب انعکاس ویترنایت در این راستا معمول تر است. اما با توجه به اینکه داده‌های مزبور برای همه چاهها وجود ندارند از شاخص زمان-حرارت لوباتین^۴ (TTI) می‌توان منحنی‌های بلوغ حرارتی را نیز رسم نمود. نتایج حاصله معمولاً با انطباق خوبی با داده‌های بدست آمده از اندازه‌گیری‌های Ro نشان می‌دهند.

۲-۶-۱۰-۱- منحنی‌های تاریخچه تدفین رسوبات

رسوباتی که در قالب یک یا چند سکانس رسوبی نهشته شده‌اند، طی سالیان متمادی تا به امروز در معرض عوامل مختلف دفن شدگی مانند ضخامت لایه‌های رسوبی فوقانی، دما، فشار لیتوستاتیک و فشار هیدروستاتیک قرار گرفته‌اند. در نتیجه سرعت دفن شدگی متغیری را متحمل شده‌اند. سرعت تدفین به طور موثری می‌تواند تاریخچه زمین‌گرایی و نحوه پختگی لایه‌های غنی از مواد آلی را تحت تاثیر قرار دهد. منحنی تاریخچه تدفین رسوبات ابزاری بسیار کاربردی جهت مطالعه سرعت تدفین لایه‌های مختلف و زمان رسیدن آنها به بلوغ حرارتی مناسب جهت زایش هیدروکربن است. ترسیم و تفسیر آنها به عنوان شروع کار مدل‌سازی و تحلیل یک حوضه رسوبی است. بمنظور انجام هر گونه عملیات مدل‌سازی یکسری داده‌های پایه‌ای مورد نیاز است. منحنی‌های تاریخچه تدفین که بصورت نمودارهای زمان-عمق نمایش داده می‌شوند نیازمند دو سری اطلاعات به قرار زیرند:

■ عمق هر یک از سرسازندها نسبت به سطح آب دریا یا ضخامت آنها

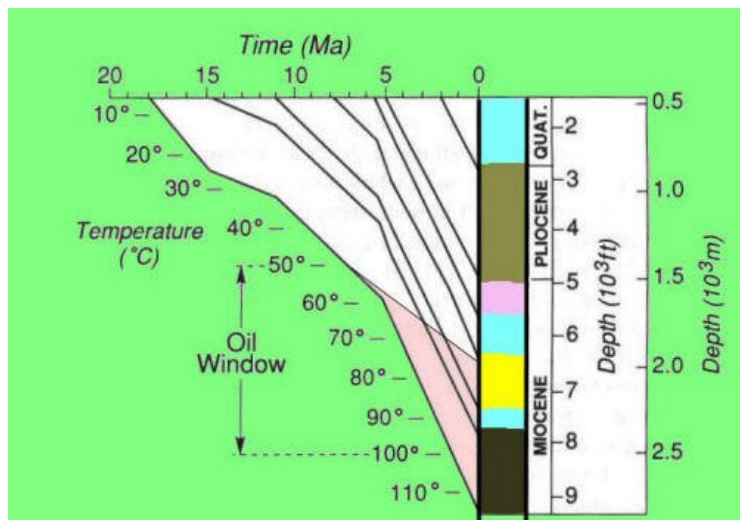
¹ Surface hole temperature

² Bottom hole temperature

³ Vitrinite reflectance coefficient

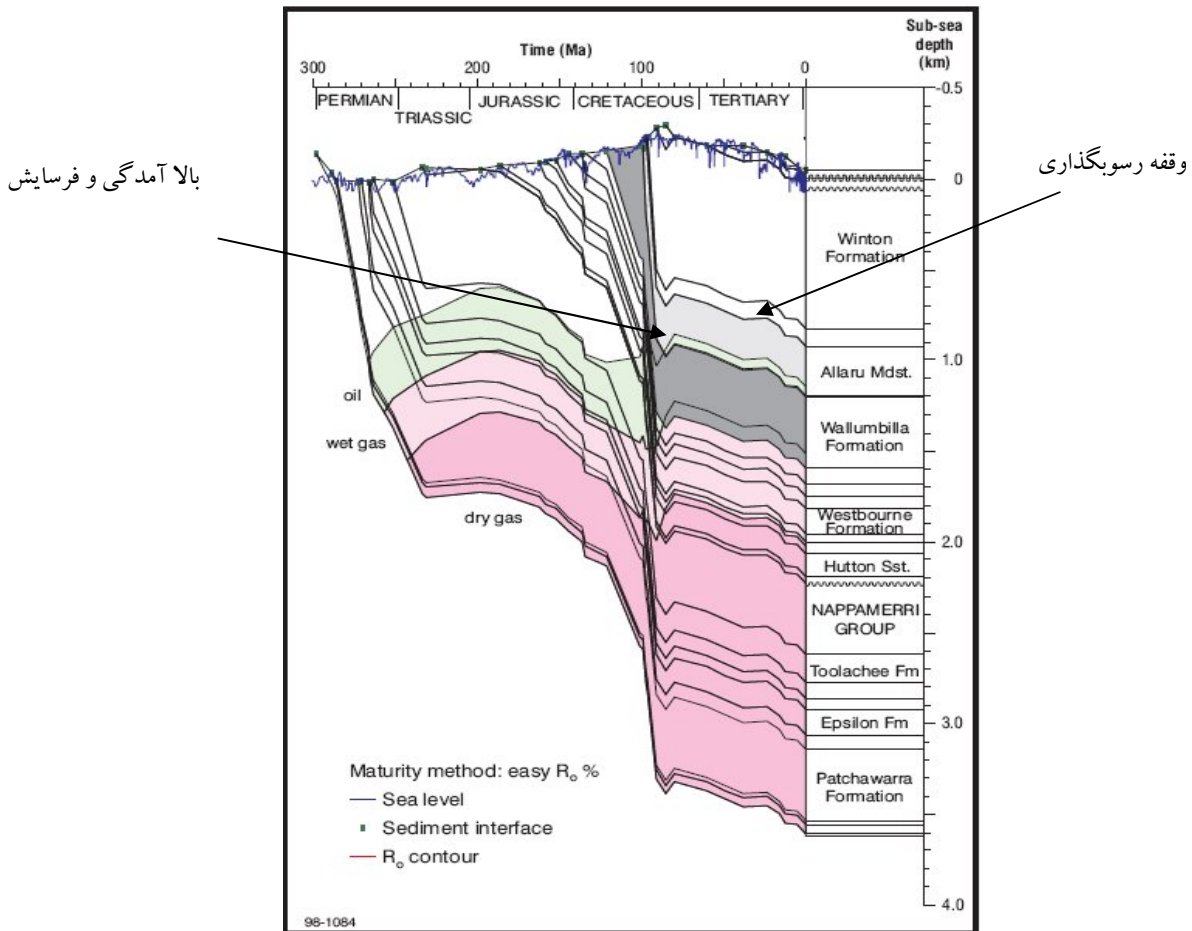
⁴ Lopatin's time-temperature index (TTI)

▪ سن هر یک از سرسازندها به میلیون سال
یک نمودار شاخص تاریخچه تدفین در شکل ۱۶-۲ نشان داده شده است.

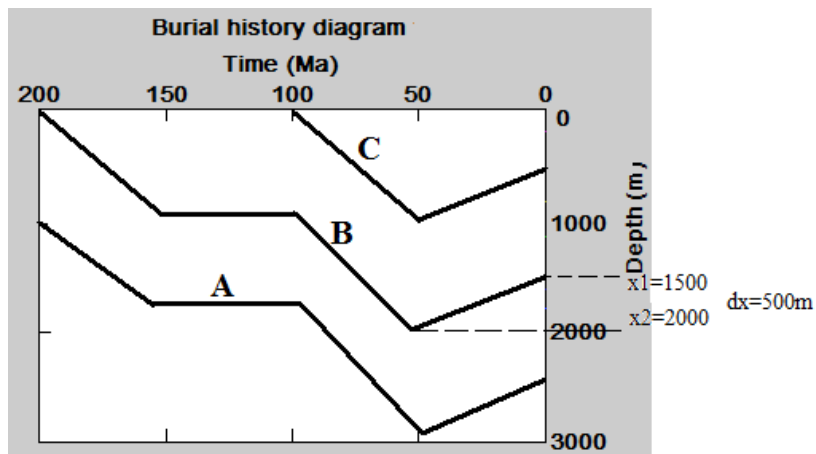


شکل ۱۶-۲- یک نمونه از نمودار تاریخچه تدفین رسوبات (Hall and Brown, 2005)

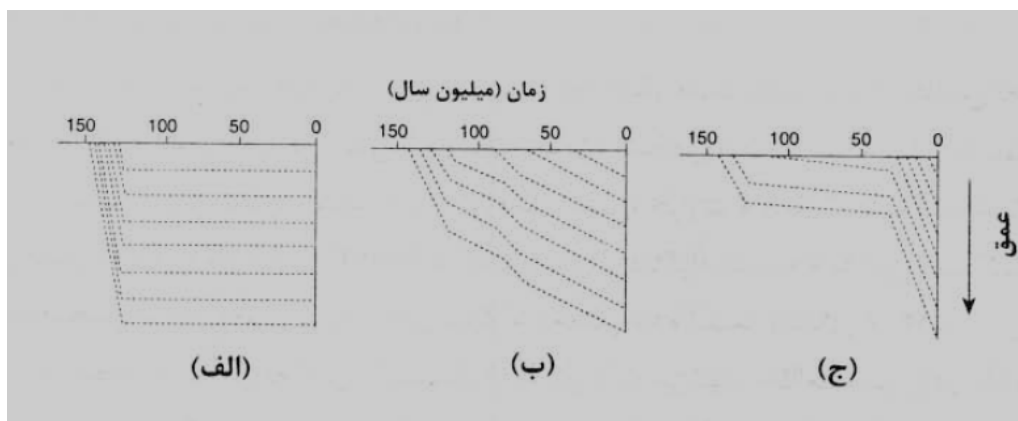
منحنی زمان-عمق حاصله در بازه‌های زمانی مشخص تاریخچه تدفین کامل همه سازندها را در زمان نشان می‌دهد. البته این منحنی‌ها گاهی نیازمند دخیل نمودن اطلاعات فشردگی رسوبات (در صورت وجود) هستند تا نمایش بسیار دقیق‌تری را ارائه دهند. گاهی اوقات منحنی‌های تاریخچه تدفین به مولفه‌هایی از سوبسیدانس تکتونیکی حوضه و مولفه‌هایی از بار رسوبی واهمامیخت شوند. منحنی‌های تاریخچه تدفین می‌توانند اطلاعات فرسایش و وقفه‌های رسوبگذاری را نمایش دهند. خط موازی با محور زمانی نمایانگر وقفه در رسوبگذاری و هر گونه بالاآمدگی در این منحنی‌ها نشان‌دهنده فرسایش است. در شکل ۱۷-۲ نمونه‌ای از وقفه رسوبگذاری و بالاآمدگی و فرسایش نشان داده شده است. شکل ۱۸-۲ به طور شماتیک نحوه محاسبه مقدار فرسایش یافتگی را نشان می‌دهد. بعلاوه شکل نمودارهای تدفین می‌تواند اطلاعاتی در مورد سرعت سوبسیدانس (subsidence) حوضه ارائه دهد. در شکل ۱۹-۲ سه منحنی تاریخچه تدفین نشان داده شده است که در شکل ۱۹-۲-الف رسوبات از ۱۵۰ تا ۱۲۵ میلیون سال گذشته به سرعت تا عمق نهایی دفن شده‌اند. در شکل ۱۹-۲-ب رسوبات بطور یکنواختی تدفین شده‌اند یا به عبارت دیگر نرخ سوبسیدانس حوضه ثابت بوده است. در شکل ۱۹-۲-ج رسوبات تا ۲۵ میلیون سال گذشته به آرامی دفن شده‌اند و از ۲۵ میلیون سال گذشته تاکنون به طور ناگهانی به عمق نهایی رسیده‌اند. با توجه به اینکه در منحنی شکل ۱۹-۲-ج رسوبات با سرعت کمتری به عمق نهایی رسیده‌اند، حفظ شدگی تخلخل در آن نسبت به منحنی‌های الف و ب بیشتر است.



شکل ۲-۱۷- پدیده وقفه رسوبگذاری و بالاآمدگی و فرسایش در منحنی‌های تاریخچه تدفین (Deighton and Hill, 1999)



شکل ۲-۱۸- حذف ۵۰۰ متر رسوب در اثر یک بالاآمدگی از ۵۰ میلیون سال گذشته تا عهد حاضر



شکل ۲-۱۹-الف- رسوبات از ۱۵۰ تا ۱۲۵ میلیون سال گذشته به سرعت تا عمق نهایی دفن شده‌اند. ب- رسوبات بطور یکنواختی تدفین شده‌اند یا به عبارت دیگر نرخ سوبسیدانس حوضه ثابت بوده است. ج- رسوبات تا ۲۵ میلیون سال گذشته به آرامی دفن شده‌اند و از ۲۵ میلیون سال گذشته تاکنون به طور ناگهانی به عمق نهایی رسیده‌اند در نتیجه تخلخل حفظ شده در رسوبات مخزن ج به مراتب بیشتر از رسوبات الف و ب است (رضایی، ۱۳۸۱).

۲-۱۰-۶-۲- منحنی‌های بلوغ حرارتی بر اساس گرادیان زمین گرمایی برای مدل‌سازی بلوغ مواد آلی یا زایش هیدروکربن پارامتر سومی که حرارت می‌باشد مورد نیاز است. دماهای زیرسطحی را می‌توان از دمای ته چاه، شیب زمین گرمایی یا مقدار جریان حرارتی (heat flow value) محاسبه نمود. رابطه پایه‌ای محاسبه جریان حرارتی به صورت زیر است:

$$\text{Heat Flow (mW/m}^2\text{)} = \text{Geothermal Gradient (oC/km)} \times \text{Thermal Conductivity (W/m.oC)}$$

لوپاتین (۱۹۷۱) پایه روشی را برای تحلیل منحنی‌های تاریخچه تدفین ارائه داد. فرض اصلی بر این است که نرخ واکنش‌های کراکینگ برای هر ۱۰ درجه سانتیگراد دو برابر می‌شود. بنابراین شاخص زمان-حرارت از تاریخچه حرارتی سنگ منشا به روش زیر می‌تواند محاسبه شود. تاریخچه حرارتی به فواصل Δt_k تقسیم می‌شود که فواصل سپری شده در بازه حرارتی بین $100 + 10 \text{ k}^\circ\text{C}$ و $100 + 10(k-1)$ برای مثال Δt_1 زمان سپری شده بین ۱۰۰ و ۱۱۰ درجه سانتیگراد است که لوپاتین آن را به عنوان فاصله مبنا انتخاب کرد. او برای این فاصله مقدار شاخص $n=0$ را قرار داد. مقدار شاخص n به ازای هر ۱۰ درجه سانتیگراد افزایش دمایی نسبت به مبنا، یک واحد افزوده می‌شود و برای کاهش دما برعکس. با توجه به نمایی بودن اثر افزایش حرارت با عمق روی واکنش‌های هیدروکربورزایی، فاکتور حرارت (γ) از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$\gamma = 2^n$$

مقدار فاکتور حرارت بدست آمده در معادله بالا در فاکتور زمان (x) ضرب می‌شود تا شاخص زمان حرارت برای آن بازه دمایی بدست آید.

$$TTI_k = x \cdot \gamma$$

در نهایت مقدار TTI_k برای همه فواصل با هم جمع زده می‌شود تا مقدار کل TTI برای کل بازه‌های حرارتی محاسبه شود.

$$TTI_c = \sum_{i=1}^k TTI_k$$

در جدول ۱ محاسبه مقادیر n و γ ، TTI_k و TTI_c برای یک توالی از رسوبات نهشته شده از ۱۰۰ میلیون سال پیش تا کنون آورده شده است.

جدول ۱- محاسبه مقادیر n و γ و TTI_k و TTI_c برای یک توالی از رسوبات نهشته شده از ۱۰۰ میلیون سال پیش تا کنون

$TTI_c = \sum_{i=1}^k TTI_k$	$TTI_k = x \cdot \gamma$	$\gamma = 2^n$	N	درجه حرارت	زمان
۰/۳۱۲۵	۰/۳۱۲۵	۱/۳۲	-۵	۵۰-۶۰	۹۰-۱۰۰
۲/۱۸۷۵	۱/۸۷۵	۱/۱۶	-۴	۶۰-۷۰	۶۰-۹۰
۳/۴۳۷۵	۱/۲۵	۱/۸	-۳	۷۰-۸۰	۵۰-۶۰
۸/۴۳۷۵	۵	۱/۴	-۲	۸۰-۹۰	۳۰-۵۰
۱۳/۴۳۷۵	۵	۱/۲	-۱	۹۰-۱۰۰	۲۰-۳۰
۱۸/۴۳۷۵	۵	۱	۰	۱۰۰-۱۱۰	۱۵-۲۰
۴۸/۴۳۷۵	۳۰	۲	۱	۱۱۰-۱۲۰	۰-۱۵

پنجره نفتی در محدوده TTI کل ۱۰ و ۷۰ قرار دارد که با Ro به ترتیب ۶٪ و ۱/۲ معادل است. حداکثر زایش نفت در $TTI_c = ۲۰$ معادل Ro است. پنجره گاز تر در محدوده TTI کل ۷۰ و ۱۸۰ قرار دارد که با Ro به ترتیب ۱/۲ و ۲ معادل است. پنجره گاز خشک از $TTI_c = ۱۸۰$ شروع شده و تا $TTI_c = ۹۰۰$ معادل Ro ادامه دارد.

تمرین: سازندهای حفاری شده در یکی از چاههای فردوسی واقع در خلیج فارس به همراه سن و ضخامت آنها آورده شده است. نمودار تاریخچه تدفین را برای آنها ترسیم کنید. با توجه به نمودار تاریخچه تدفین مشخص کنید آیا سازند کژدمی وارد پنجره نفتی شده است؟

Formation	Age (Ma) "from"	Age (Ma) "to"	Thickness (m)
Present-Coastal Fars	0	11.8	-500
Coastal Fars	11.8	23	160
Asmari	23	33.9	140
Jahrum	33.9	55.9	451
Gap	55.9	65.5	0
Tarbur-Gurpi	65.5	70.6	50.5
Ilam	70.6	85.9	80.5
Lafan	85.9	89.3	28
Gap	89.3	93.5	0
Sarvak	93.5	99.6	161
Kazhdumi	99.6	112	46
Darian	112	125	123
Upper Gadvan	125	130	15
Fahliyan	130	135	232
Gap	135	148	0
Hith	148	161	79
Surmeh	161	201.6	819.5
Dashtak	201.6	245	355
Kangan	245	248	93.5
Gap	248	251	0
Dalan	251	258	819
Gap	258	260	0
Faraghun	260	299	27.5

۲-۶-۱۰-۳- منحنی‌های بلوغ حرارتی بر اساس داده‌های بلوغ حرارتی

داده‌های شیب زمین‌گرایی در ترکیب با منحنی‌های تاریخچه تدفین اطلاعات با ارزشی در مورد عمق ورود به پنجره‌های هیدروکربنی ارائه می‌دهند. اما داده‌های مزبور لازم است با داده‌های بدست آمده از بلوغ حرارتی آزمایشگاهی مانند ضریب انعکاس ویتربینایت، پالتومومترها، شاخص دگرسانی کونودونت، روش AFTA کالیبره شده تا بتوانند بطور کاربردی‌تر جهت اظهار نظر در مورد عمق و زمان ورود به آشپزخانه هیدروکربنی (hydrocarbon kitchen) اظهار نظر نمود. هر چند که داده‌های ضریب انعکاس ویتربینایت پایه و اساس اغلب کالیبراسیون‌ها هستند اما در صورت نیاز می‌توان داده‌های دیگری مانند تخلخل، نرخ رسوبگذاری، گرادیان فشار و T_{max} حاصل از پیرولیز راک-ایول را علاوه بر داده‌های ذکر شده در بالا برای کالیبراسیون منحنی‌های شیب زمین‌گرایی بکار برد. سه نکته‌ای که موقع کالیبراسیون می‌بایست مورد توجه قرار گیرند عبارتند از (IGI report, 2008):

- دقت داده‌های اندازه‌گیری شده
- توانایی مدل برای پیروی از طبیعت
- منحصر بفرد بودن برآزش مدل شده

دو پارامتر اول خارج از کنترل مدلساز هستند. در حالی که پارامتر سوم نیاز به آنالیز حساسیت دارد.

بعد از کالیبراسیون مدل بر حسب بلوغ حرارتی امروزه، تاریخچه بلوغ کلی می‌تواند با روی هم انداختن پنجره‌های بلوغ و دیاگرام تاریخچه زمین‌گرایی ایجاد شود. پنجره‌های بلوغ معمولاً بر حسب ضریب انعکاس ویتربینایت تعریف می‌شوند که می‌توانند به روشهای مختلفی از تاریخچه زمان/حرارت هر سازند محاسبه شوند. با استفاده از معادلات جنبش‌شناسی (معادله Arrhenius)، مجموعه‌های مختلفی از پنجره‌های تولید می‌توانند نمایش داده شوند که با نسبت کروژن تبدیل شده به نفت و گاز در ارتباط هستند. رابطه بین درجه بلوغ و نسبت کروژن تبدیل شده به نفت و گاز به صورت زیر است (IGI report, 2008):

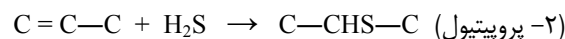
- بلوغ اولیه: ۱۰ تا ۲۵٪ تبدیل
- بلوغ میانی: ۲۵ تا ۶۵٪ تبدیل
- بلوغ انتهایی: ۶۵ تا ۹۵٪ تبدیل

۲-۷- شیل نفتی یا شیل کروژنی (Oil shale)

به طور کلی می‌توان گفت شیل‌های قهوه‌ای تا سیاه حاوی کروژن که در اعماق کم حضور دارند و در اثر پیرولیز مقادیر اقتصادی نفت تولید می‌کنند، شیل نفتی هستند. شیل‌های نفتی حاوی کروژن نابالغ هستند که تنها در اثر حرارت دادن تا حدود ۵۰۰ درجه سانتیگراد، نفت تولید می‌کنند. ماتریکس شیل از کانی‌های رسی، کربنات‌ها و کوارتز تشکیل شده است. مواد آلی اغلب شامل خزهای دریایی یا آب شیرین هستند ولی بقایای گیاهان خشکی و یا پلانکتونها نیز بسته به محیط رسوبی تشکیل شیل نفتی حضور دارند. مقدار دقیق ماده آلی مورد نیاز برای اینکه یک شیل به عنوان شیل نفتی رده بندی شود، قراردادی است. مقدار حد آن ۱۰ درصد ذکر شده است. با افزایش مقدار مواد آلی تا ۲۷ درصد، شیل نفتی به ذغال سنگ قیری تبدیل می‌شود. اگرچه شیل‌های کربن دار و سنگ‌های منشا هیدروکربنها در پر کامبرین شناخته شده‌اند، اما به نظر می‌رسد شیل‌های نفتی واقعی اندکی در پر کامبرین وجود دارد.

کروژن شیل نفتی اغلب نوع I یا II می‌باشد. هیدروکربنهای غیر اشباع الفین (Olefins) که مشخصه مواد آلی نابالغ می‌باشند، در شیل‌های نفتی به فراوانی وجود دارند. ولی همانطور که می‌دانیم نفت خام فاقد الفین می‌باشد. این هیدروکربنهای غیر اشباع بسیار ناپایدار بوده و در حضور هیدروژن به حالت اشباع تبدیل می‌شوند و اگر هیدروژن یا H_2S نباشد، الفینها با همدیگر مولکولهای درشت و سنگین تر ایجاد می‌کنند.

$C=C-C + H_2 \rightarrow C-C-C$ در این واکنش پروپیلن با هیدروژن ترکیب شده و پروپان ایجاد کرده است.



علاوه بر این نیتروژن و گوگرد شیل‌های نفتی نیز بالاست. شیل‌های نفتی اغلب دارای لایه‌بندی نازک متناوب بین لایه‌های غنی از ماده آلی و ماتریکس رسی می‌باشند. شیل‌های نفتی در محیط‌های رسوبی متنوعی تشکیل می‌شوند که از آن میان می‌توان به شیل‌های نفتی محیط‌های دریایی کم عمق (نازک لایه با گسترش بسیار زیاد) و شیل‌های نفتی دریاچه‌ای (حاوی مارن و سنگ‌های آهک آرژیلی و مرتبط با توفهای آذرین و نهشته‌های تبخیری) اشاره کرد. بزرگترین ذخیره شیل‌های نفتی ترشیری که در محیط دریاچه ای نهشته شده است، شیل‌های Green River در Wyoming, Colorado, Utah و آمریکا می‌باشد.

امروزه هزینه‌های استخراج نفت از شیل‌های نفتی اقتصادی نمی‌باشد ولی در آینده در اثر کاهش ذخایر نفت و گاز، به نظر می‌رسد شیل‌های نفتی به یکی از منابع بزرگ تامین انرژی تبدیل شوند.

۲-۸- گل‌فشان‌ها

گل‌فشان‌ها (mud volcanoes) بی‌شبهت به گنبد‌های نمکی نیستند و گاهی همراه آنها دیده می‌شوند و شاید بتوان آنها را گنبد‌های رسی نامید. نحوی عملکرد بدین صورت است که لایه‌های رسی بوسیله آب و گاز شارژ شده و بالاخره ایجاد یک نشست عمودی از پایین به بالا می‌نمایند. این تنش هنگامی که بتواند بر فشار لیتواستاتیک فائق آید در طبقات فوق ایجاد کمانش و اگر فشار زیاد باشد آنها را بریده و گاهی با صدای انفجار گونه به سطح زمین می‌رسند و ایجاد مخروط گل‌فشان را می‌نمایند. معمولاً این پدیده در مناطقی اتفاق می‌افتد که طبقات هنوز تحت تراکم قرار داشته و ردیف‌های ضخیم و ضعیف رسوبات تبخیری ترشیری وجود دارد.

گل‌فشانها در جمهوری آذربایجان بخوبی مطالعه شده‌اند. در آن نواحی گل‌فشانها دارای بلندی یک تا دو متر از سطح زمین هستند و بلندترین آنها گل‌فشان (Dyaniz Dagh) است که ارتفاع آن به ۵۰۰ متر از منطقه اطراف می‌رسد. موادی که از دهانه این گل‌فشانها خارج می‌شوند بنام پرش گلی (Mud Breccia) خوانده می‌شود که به صورت مایع غلیظ به سطح می‌رسند و برنگ خاکستری تا زرد دیده می‌شوند. معمولاً این پرش گلی به‌مراه گازها به سطح می‌آیند. معمولاً در هنگام فوران، گازها مشتعل می‌شوند و حدس زده می‌شود که در این زمان ناگهان نزدیک به ۵۰۰ میلیون متر مکعب گاز از دهانه گل‌فشان خارج می‌شود. فعالیت این گل‌فشانها دوره‌ای است و زمان دقیقی برای آنها نمی‌توان تعیین نمود.

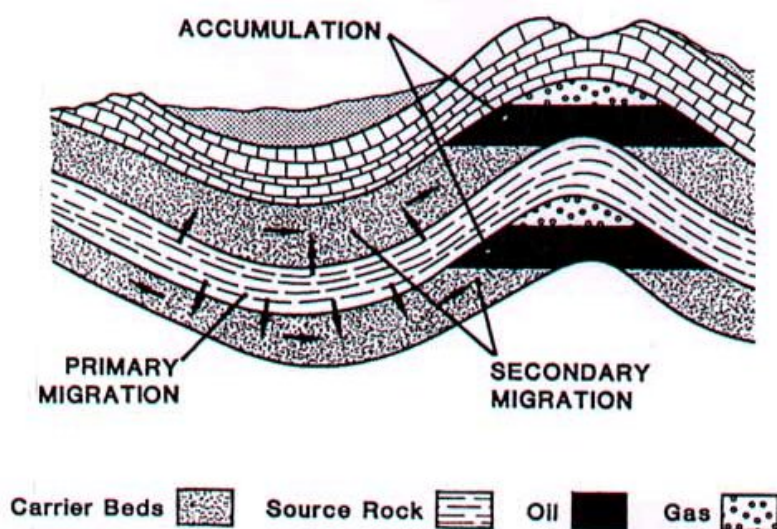
فصل سوم: مهاجرت نفت

پس از آنکه نفت در سنگهای مادر تشکیل شد لازم است به سنگهای دیگری که دارای تخلخل و تراوایی هستند مهاجرت کند، زیرا سنگهای منشا معمولاً فاقد تخلخل و تراوایی هستند و در صورت وجود خلل و فرج آنها بسیار ریز و در حد میکروسکوپی است. گاهی مسیر مهاجرت کوتاه است و سنگ منشا با مخزن فاصله چندانی ندارد. ممکن است فاصله بین سنگ مخزن و منشا به چندین ده کیلومتر و حتی بیشتر نیز برسد که به آن مهاجرت طولانی گویند.

مهاجرت نفت به سه صورت اولیه، ثانویه و سومین رخ می‌دهد که در زیر تشریح می‌شوند.

۱-۳- مهاجرت اولیه نفت

مهاجرت اولیه (Primary migration) شامل حرکت نفت از سنگهای مادر به سنگهای هادی (Carrier bed) می‌باشد. یعنی نفت پس از طی مراحل دیاژنز، کاتازنز و حتی متازنز به لایه‌هایی که از نظر تخلخل و تراوایی وضعیت مطلوبی دارند مهاجرت می‌کند (شکل ۱-۳). مکانیزم‌های دخیل در مهاجرت اولیه هنوز به طور قطعی و مشخص شناسایی نشده‌اند و بسیاری از مکانیزم‌های ارائه شده در حد فرضیه یا تئوری باقی مانده‌اند. رسوبات رسی در سطح زمین تا ۷۰٪ آب دارند، اما وقتی در عمق شروع مرحله کاتازنز قرار می‌گیرند (حدود ۲ کیلومتری) سرعت تخلخل و قسمت اعظم آب خود را از دست می‌دهند. در این عمق قطر منافذ آنها در حد ۵۰ آنگستروم است. بنابراین بعید است قطرات نفت بتوانند از این منافذ بسیار مویین عبور کرده و خود را به سنگهای هادی برسانند. بطور کلی مکانیزم‌های زیر در رابطه با مهاجرت اولیه پیشنهاد شده‌اند.



شکل ۱-۳- مفهوم مهاجرت اولیه و ثانویه

۳-۱-۱- مکانیسم‌های دخیل در مهاجرت اولیه

الف- حرکت به صورت قطرات هیدروکربن: تا زمانی می‌تواند صحیح باشد که قطر قطرات هیدروکربن کوچکتر از قطر منافذ سنگ منشا باشد. معمولاً این حالت به سختی می‌تواند وجود داشته باشد. اما فشارهای ناشی از افزایش حجم اواخر مرحله کاتاژنز و متاژنز می‌تواند این مساله را توجیه کند.

ب- ایجاد ریزشکستگی‌ها: فشارهای ناشی از افزایش حجم اواخر مرحله کاتاژنز و متاژنز ممکن است به حدی برسد که در سنگ‌های منشا ریزشکستگی‌هایی ایجاد کند که مسیرهایی برای مهاجرت اولیه را فراهم می‌کنند.

ج- شبکه سه‌بعدی مواد آلی: چنین انگاشته می‌شود که در شیل‌های سیاه، نفت پس از تشکیل بطور مستقیم از میان شبکه سه‌بعدی و پیوسته کروژن مهاجرت می‌کند، بدون اینکه وارد ماتریکس سنگ شود.

د- حرکت گسسته فاز هیدروکربنی: این دیدگاه بیان می‌کند که ابتدا قطرات کوچک نفت در اثر پدیده انتشار تشکیل می‌شوند. سپس در اثر اتصال قطرات کوچک قطرات بزرگتر شکل گرفته و شروع به جریان می‌نمایند.

ه- محلول مولکولی: این دیدگاه برای هیدروکربن‌هایی که تاحدی در آب قابل حل هستند (مانند آروماتیک‌ها، استون‌ها و ...)، مکانیزم قابل قبولی است، اما این هیدروکربنها به وفور در نفت‌های خام مشاهده نشده‌اند. البته خروج آب کانی‌های رسی متورم شونده (مانند اسمکتیت) در اثر افزایش حرارت و فشار تدفین می‌تواند نقش موثری در مهاجرت اولیه نفت داشته باشد.

و- فشار حرارتی آب (aquathermal pressuring): در اثر انبساط آب ناشی از حرارت زمین‌گرایی، فشاری ایجاد می‌شود که در جابجایی هیدروکربن و مهاجرت آن نقش مفیدی دارد.

۳-۲- مهاجرت ثانویه نفت

مهاجرت ثانویه نفت شامل حرکت نفت از طبقات هادی به سنگ‌های مخزن است، جاییکه نفت می‌تواند در آنجا به تله بیفتد. برخلاف مهاجرت اولیه، مکانیسم‌های دخیل در مهاجرت ثانویه بهتر شناخته شده‌اند. نیروهای دخیل در مهاجرت ثانویه عبارتند از نیروی ارشمیدوس یا شناوری (buoyancy)، نیروی هیدرودینامیکی و نیروی موینگی یا کاپیلاری. نیروی شناوری وابسته به اختلاف چگالی دو سیال است. هرچه که این اختلاف بیشتر باشد، مقدار نیروی شناوری دخیل در حرکت رو به بالای هیدروکربن بیشتر خواهد بود. نیروی شناوری به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\text{Buoyancy} = Z_h \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_h)$$

که در آن

$$Z_h: \text{ارتفاع ستون هیدروکربن (cm)}$$

$$g: \text{شتاب جاذبه زمین (cm/s}^2\text{) و}$$

$$\rho_h: \text{چگالی هیدروکربن (gr/cc), برای نفت‌های سبک ۰/۷ و برای گاز ۰/۱. گرم بر سی سی می‌باشد.}$$

نیروی شناوری در سیستم آب-گاز در مقایسه با سیستم آب-نفت بیشتر است، زیرا اختلاف چگالی بین آب و گاز بیشتر از آب و نفت می‌باشد.

نیروی موینگی نیز علاوه بر زاویه ترشوندگی و کشش سطحی وابستگی زیادی به قطر منافذ سنگ‌ها دارد. قطرات هیدروکربن از سنگ‌های معبر در اثر نیروی شناوری حرکت رو به بالای خود را ادامه می‌دهند تا جاییکه قطر منافذ موجود در سنگ‌ها بسیار کوچکتر از قطر قطرات هیدروکربن باشد. نیروی موین با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$P_c = 2\gamma \left(\frac{1}{r_{seal}} - \frac{1}{r_{reservoir}} \right)$$

که در آن

γ : کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm)

r_{seal} : اندازه گلوگاههای حفرات پوش سنگ (cm) و

$r_{reservoir}$: اندازه گلوگاههای حفرات سنگ مخزن (cm) می‌باشد.

فشار درونی هر قطره توسط رابطه $P_{int} = \frac{2\gamma}{r}$ بدست می‌آید که در آن r شعاع قطره نفت و گاز حرکت کننده به بالا می‌باشد. هرچه اندازه قطرات هیدروکربنی کوچکتر باشد، فشار درونی آنها بیشتر است و به سهولت می‌توانند به حرکت رو به بالای خود ادامه دهند. وقتی قطرات نفت به مرز سنگ مخزن-پوش سنگ می‌رسند، اندازه منافذ موجود در سنگ بسیار کاهش می‌یابد، لذا فشار درونی آنها برای عبور از آن منافذ کافی نیست و از حرکت باز می‌ایستند (به تله می‌افتند).

البته نیروهای هیدرودینامیکی رو به بالا نیز در حرکت رو به بالای هیدروکربن‌ها نقش مثبت دارند. نیروهای هیدرودینامیکی رو به پایین نیز در صورت وجود از حرکت رو به بالای نفت جلوگیری می‌کنند و در واقع نقش آنها همانند نقش نیروی موینگی است. در صورت برقرار شدن شرط زیر مهاجرت ثانویه متوقف می‌شود و در اصطلاح گفته می‌شود نفت به تله افتاده است.

$$\text{Capillary Force} > \text{Buoyancy Force} \rightarrow 2\gamma \left(\frac{1}{r_{seal}} - \frac{1}{r_{reservoir}} \right) > Z_h \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_h)$$

یا

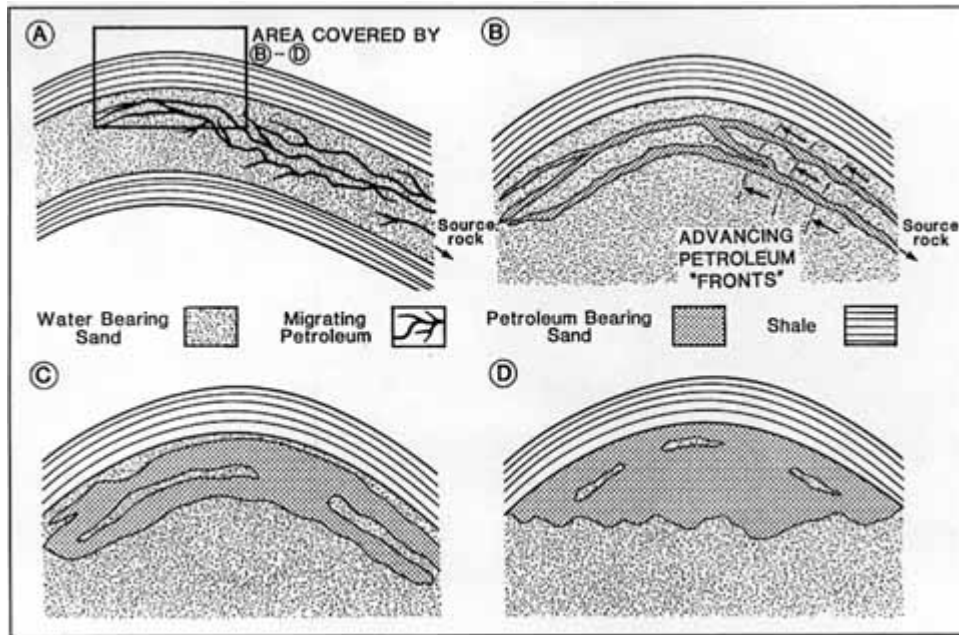
$$\text{Capillary Force} + \text{Hydrodynamic Force (downward)} > \text{Buoyancy Force}$$

یا

$$\text{Capillary Force} > \text{Buoyancy Force} + \text{Hydrodynamic Force (upward)}$$

در شکل ۳-۲ پرشدن تدریجی مخزن طی مهاجرت ثانویه به صورت شماتیک نشان داده شده است.

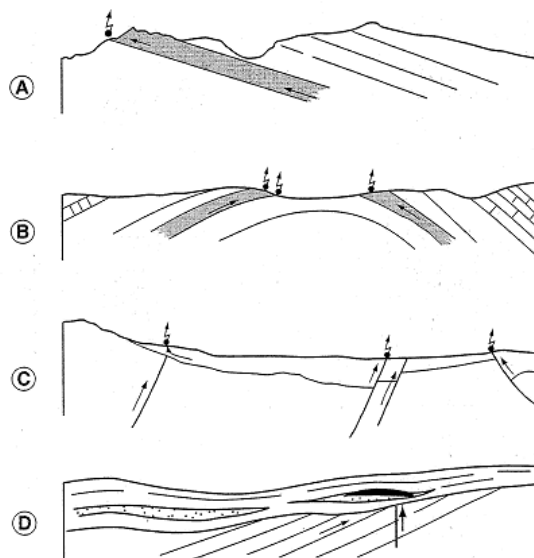
سطح تماس آب و نفت در بسیاری از مخازن کج شدگی داشته و مقدار کج شدگی از یک متر تا دو متر و یا بیشتر در کیلومتر می‌باشد. کج شدگی سبب جابجایی نفت و گاز از یک سوی مخزن به طرف دیگر آن می‌شود. این امر از نظر توسعه و استخراج چنین مخازنی حائز اهمیت می‌باشد. در شرایطی که جابجایی تجمع نفت بسیار شدید باشد ذخیره نفتی از موضع واقعی خود، حرکت می‌کند. به نحوی که ممکن است ضمن حفر اولین چاه، آثاری از وجود مخزن در محل دیده نشود.



شکل ۳-۲- دیاگرام شماتیک نشان‌دهنده پرشدن تدریجی مخزن طی مهاجرت ثانویه

۳-۳- مهاجرت سومین یا دیسمایگریشن (Dysmigration)

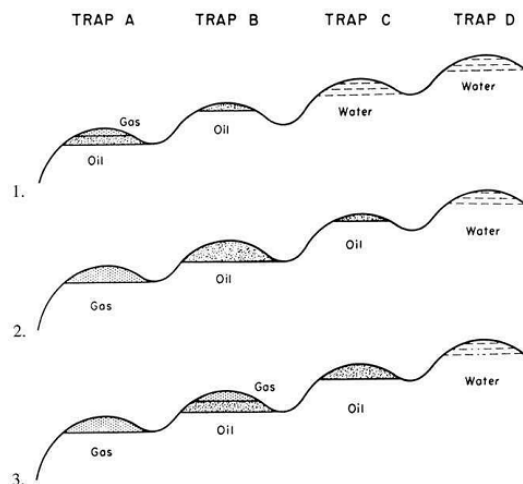
مهاجرت سومین یا دیسمایگریشن شامل تراوش نفتی که در یک تله ذخیره شده به سطح زمین و اکسیده شدن آن یا به تله نفتی دیگر است که مجدداً به تله می‌افتد. توانایی یک پوش‌سنگ، برای نگهداری هیدروکربن متفاوت است. اگر پوش‌سنگ توان بازدارندگی کافی نداشته باشد، به این مفهوم که نیروی شناوری بر نیروی مویبندی غلبه کند، نفت به تله افتاده ممکن است دوباره مهاجرت کند. در شکل ۳-۳ پدیده دیسمایگریشن شامل تراوشات آن به سطح و تجمع آن در میداین ثانویه نشان داده شده است. تراوش سطحی هیدروکربن‌ها به سطح زمین یا کف دریا چشمه‌های نفتی را ایجاد می‌کند. زمانی که در یک منطقه چشمه‌های نفتی فراوانی یافت می‌شود اطلاعات آنها در تحلیل حوضه مهم است. با انجام تطابقات ژئوشیمیایی نفت-نفت (oil-oil correlation) می‌توان مشخص نمود که آیا چشمه‌ها با نفت مخزن مرتبط می‌باشند یا نه.



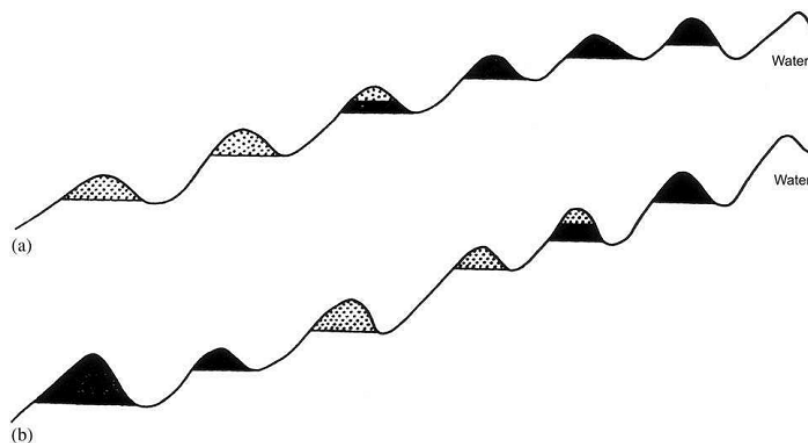
شکل ۳-۳- پدیده دیسمایگریشن: A- تراوش سطحی نفت در یک رمپ هموکلاين، B- تراوش سطحی در تافدیس، C- تراوش سطحی در طول گسل‌های عادی و معکوس و تله باز یافتی در بالای گسل، D- میدان نفتی ثانویه بالای یک ناپیوستگی

۳-۴- نحوه پرشدگی مخازن در تله‌های به هم مرتبط

محققینی همچون Maksimov و Gussow دلایلی برای اختلاف در محتوی نفت و گاز میداین مجاور ارائه نمودند. آنها پیشنهاد نمودند که ماهیت هیدروکربنی که در مخازن به تله می‌افتد به نزدیکی سنگ‌های مخزن به منشأ بستگی دارد. زمانی که نفت به سمت یک سری از تله‌ها که به هم مرتبطند مهاجرت می‌کند، پدیده به تله افتادن تفریقی دست اندرکار تجمع نفت در تله‌ها می‌شود. این تئوری بیان می‌کند تله‌ای که توسط نفت و گاز پر شده است، همچنان که مهاجرت هیدروکربن به منطقه ادامه می‌یابد می‌تواند نفت خود را به تله بالاتر منتقل کند. در شکل ۳-۴، طی مرحله ۱ نفتگیر A دارای نفت و یک کلاهدک گازی است. زمانی که نفتگیر A بطور کامل پر شد، دیگر نفت اضافی نمی‌تواند در آن تجمع یابد و آن را به نفتگیر B که فقط دارای نفت است، مهاجرت می‌دهد. اما گاز مهاجرت کننده به تجمع در نفتگیر A طی مرحله ۱ ادامه خواهد داد. تله‌های C و D تنها دارای آب هستند. در مرحله ۲ تمام نفتگیر A با گاز پر شده است و تمام نفت به نفتگیر B جابه‌جا شده است که بطور کامل توسط نفت پر شده است. نفت شروع به تراوش به نفتگیر C نموده است. در مرحله ۳، تله A بصورت یک مخزن گازی باقی مانده است و هردوی نفت و گاز وارد از آن عبور می‌کنند. تله B اکنون دارای یک کلاهدک گازی است و نفت از آن در اثر انبساط کلاهدک گازی باپس (bypass) شده است (عبور کرده است). نفتگیر C اکنون توسط نفت پر شده است، اما هنوز کلاهدک گازی ندارد. تله D با آب پر شده است. این فرآیندی که برای پر شدن در نفتگیرهای به هم مرتبط ذکر شد، شاخص مناطقی است که فشار مخزن در تجمعات نفتی برابر فشار اشباع حتی در پایین‌ترین تله باشد. اگر فشار اشباع گاز در پایین‌ترین تجمعات کمتر از فشار مخزن باشد، هیچگونه جدایشی نفت و گازی در این تجمعات وجود ندارد. فاز گاز آزاد تنها زمانی می‌تواند شکل گیرد که تجمع مواد ارگانیکی به اندازه کافی باشد. مخازن پایین‌تر با نفت پر خواهند شد و فشار اشباع‌شدگی پایینی دارند (شکل ۳-۵). چنانچه مهاجرت در طول تله‌های به هم مرتبط ادامه پیدا می‌کند، فشار کاهش خواهد یافت تا زمانی که زوال یابد. یعنی زمانی که گاز از محلول جدا می‌شود و تشکیل کلاهدک گازی یا یک ذخیره گازی مستقل را می‌دهد و به این طریق نفت را به نفتگیرهایی که بالاتر واقع شده‌اند، هدایت می‌کند.



شکل ۳-۴- تئوری به تله افتادن تفریقی (differential entrapment) یا تجمع تفکیکی: مراحل مختلف در مهاجرت و تجمع نفت و گاز در تله‌های به هم مرتبط



شکل ۳-۵- دیاگرام تصویری نگهداری انتخابی (selective retention) نفت و گاز در یک سری از تله‌های به هم مرتبط

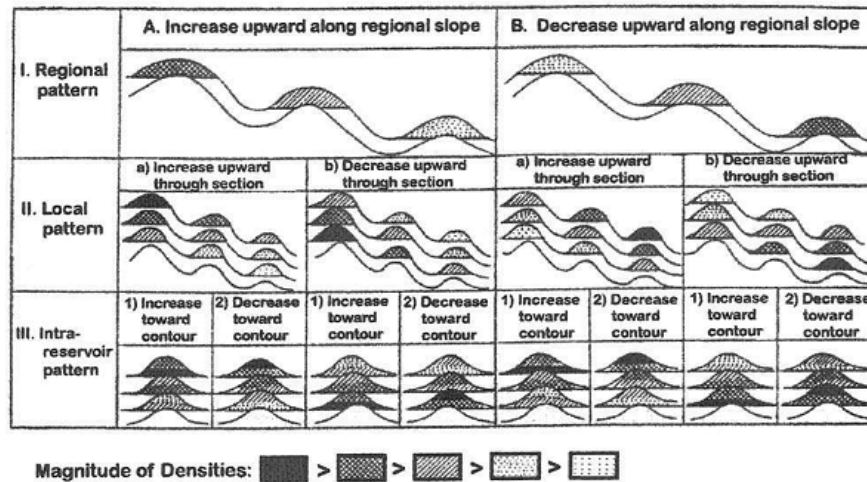
فرآیندهایی که در اینجا ذکر شد مدلی ساده را ارائه می‌دهند، درحالی‌که آنچه در واقعیت اتفاق می‌افتد پیچیده‌تر از اینهاست. فاکتورهای متعددی می‌توانند تغییراتی عمده در این خصوص ایجاد کنند که عبارتند از: الف) زمان تشکیل تله ب) تغییر در شیب محلی ج) عمق تدفین و فشار و دمای همراه آن د) بروز نفتگیر در سطح. در مرحله اول تشکیل تجمعات هیدروکربنی، ابتدا نفتگیرهای واقع شده در عمق بیشتر پر می‌شوند. نفتگیرهای واقع در فراشیب توسط آب پرمی‌شوند. اگر ساختار محلی بعداً تغییر یابد ممکن است تله‌های بالآمده حاوی ذخایر هیدروکربنی عظیمی شوند. در صورتی که بالآمدگی (uplift) شدید باشد ممکن است تجمعات پیرامونی آن اکسیده شده و از بین روند. تفریق چگالی در سیالات حرکت‌کننده آسانتر اتفاق می‌افتد. قطرات منفرد نفت و گاز به سوی سطح آب شناور می‌شوند، به هم ملحق شده و در صورتی که شرایط مساعد باشد، توده بزرگی از هیدروکربن‌ها را تشکیل می‌دهند که توسط فشار هیدرولیکی آب جابجا می‌شوند. تغییرات در خواص سیالات مخزن به دو گروه رده اول و دوم تقسیم می‌شوند.

الگوی رده اول در میادین که بر اساس شرایط عمومی ژئوتکتونیک با هم در یک گروه قرار گرفته، شامل تغییرات زیر به ترتیب کاهش مقیاس است (شکل ۳-۶):

الف) ناحیه‌ای (regional): از یک تله به تله دیگر در روند تاقدیس

ب) محلی (local): در مقطع زمین‌شناسی با تغییر در عمق واحد چینه‌ای

ج) بین مخزنی (interreservoir): وابسته به تغییر در عمق توپوگرافی مخزن منفرد.



شکل ۳-۶- تقسیم‌بندی الگوی تغییرات در خواص نفت خام بر اساس چگالی نفت خام

الگوی رده دوم ترتیب مشخصی دارد و ممکن است به صورت کمی و کیفی به فاکتورهای متعددی وابسته باشد که عبارتند از:

الف) سنگ‌شناسی

ب) خواص سنگ‌های مخزن

ج) شوری کل و ترکیب یونی آب سازند

د) مهاجرت سیالات زیرسطحی

ه) هیدرودینامیک حوضه

۳-۵- کج شدگی سطح تماس آب-نفت

معمولاً سطح آب-نفت در مخازن کج شدگی نشان می‌دهد. شیب سطح آب-نفت با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\frac{dz}{dl} = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_o} \cdot \frac{dh}{dl}$$

که در آن $\frac{dh}{dl}$ شیب پتانسیومتریک، $\frac{dz}{dl}$ شیب سطح آب و نفت، ρ_w چگالی آب و ρ_o چگالی نفت می‌باشد. بنابراین با داشتن شیب

سطح پتانسیومتریک به راحتی می‌توان شیب سطح آب-نفت را محاسبه نمود. همچنین در نفت‌های سنگین (API پایین) سطح آب-نفت کج شدگی بیشتری نسبت به نفت‌های سبک نشان می‌دهد.

علل مختلفی منجر به کج شدگی سطح تماس آب-نفت (Oil-Water-Contact) می‌شوند. تغییرات فشار موبینگ، تغییرات تراوایی و درصد اشباع آب به صورت جانبی، پدیده مخروطی شدن، تغییرات سنگ‌شناسی و رخساره‌ای، گسل خوردگی و استخراج از مخزن و افت فشار از جمله عوامل مهم دخیل در کج شدگی سطح آب-نفت هستند.

۳-۶- زمان بحرانی در یک سیستم نفتی

زمان بحرانی در یک سیستم نفتی رابطه تجمع اقتصادی هیدروکربن و توالی فرآیندها را نشان می‌دهد. زمان بحرانی (Critical moment) بدین معناست که زمان زایش و تجمع نفت لازم است که بعد از تشکیل سنگ‌های مخزن و نفتگیر باشد. چرا که در غیر اینصورت نفت تشکیل شده در سنگ منشا به تله نخواهد افتاد و تجزیه شده و از بین خواهد رفت.

فصل چهارم: سنگهای مخزن

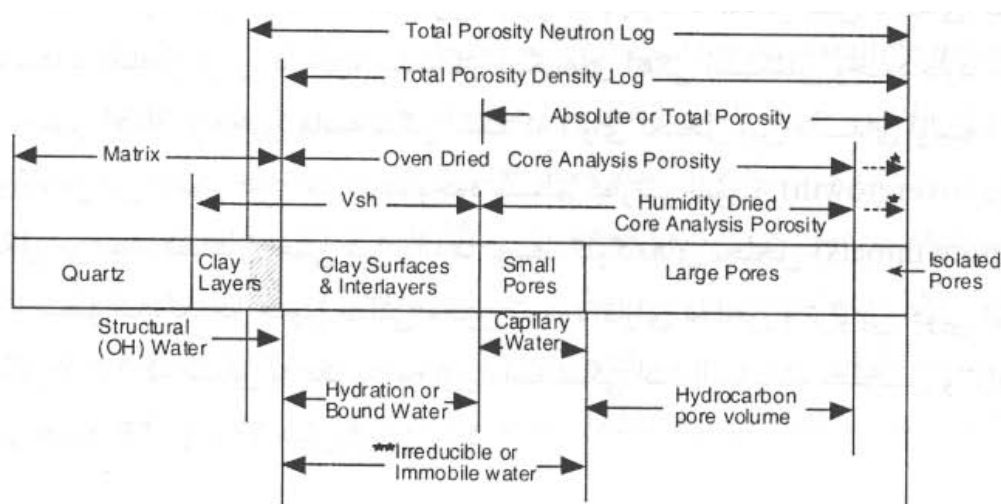
سنگ مخزن یکی از بخش‌های یک سیستم نفتی می‌باشد که مستعد ذخیره‌سازی هیدروکربن بوده و توسط سنگ‌های ناتراوا پوشیده می‌شود. تخلخل، تراوایی، فشار موینگی، ترشده‌گی و درصد اشباع آب از مهمترین خواص مخازن هیدروکربنی هستند. سنگ‌های مخزن معمولاً از نوع کربناته یا آواری هستند. اکثر مخازن ایران از نوع کربناته هستند. فرایندهای دیاژنزی مانند انحلال، سیمانی شدن، دولومیتی شدن، شکستگی و استیلولیتی شدن نقش مهمی در افزایش یا کاهش کیفیت مخزنی دارند. گاهی مخازن در سنگ‌های غیر معمول مانند گرانیت‌ها بعلت شکستگی‌ها و تجمع نفت در آنها نیز تشکیل می‌شوند که بسیار نادرند.

۴-۱- تخلخل

تخلخل یکی از خصوصیات مهم سنگ‌های مخزن است و به صورت نسبت حجم فضاهای خالی به حجم کل سنگ تعریف می‌شود. فضاهای خالی مخازن توسط آب یا هیدروکربن‌ها (گاز، نفت، نفت میعانی) پر شده است. تخلخل با استفاده از یکی از فرمولهای زیر محاسبه می‌شود:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b} = \frac{V_p}{V_g + V_p}$$

که در آن V_p = حجم فضاهای خالی، V_b = حجم کل سنگ و V_g = حجم دانه‌ها است. تخلخل بطور مستقیم با استفاده از آنالیز نمونه‌های مغزه و بطور غیرمستقیم با استفاده از آنالیز داده نمودارهای چاه‌پیمایی (نمودارهای نوترون، صوتی یا چگالی) یا برگردان اکوستیک داده‌های لرزه‌ای امکان پذیر است. در شکل ۴-۱ تعاریف تخلخل با استفاده از روشهای مختلف آورده شده است. دیدگاههای مختلفی برای تقسیم‌بندی تخلخل ارائه شده است. از نظر زمان تشکیل می‌توان آن را به تخلخل اولیه (یا در حین رسوبگذاری مانند تخلخل‌های بین دانه‌ای و تخلخل درون دانه‌ای) و تخلخل ثانویه (تخلخل بعد از رسوبگذاری ناشی از فرایندهای دیاژنزی مانند تخلخل‌های قالبی و بین بلوری) تقسیم‌بندی نمود. از نظر کاربردی بودن به تخلخل کل، تخلخل مفید (مرتبط و بهم مرتبط) و تخلخل‌های جدا افتاده تقسیم می‌شود. از نظر اندازه تخلخل به دو گروه ریز تخلخل‌ها (با قطر کمتر از ۱ میکرون) و درشت تخلخل (با قطر بیشتر از ۱ میکرون) طبقه بندی می‌شوند. کائولینیت و کانی‌هایی که سطح مخصوص (specific area) بالایی دارند، دارای مقدار قابل ملاحظه‌ای ریز تخلخل هستند. ریزتخلخل‌ها دارای نیروی کاپیلاری بالایی هستند و بنابراین منجر به آب اشباع شدگی کاهش نیافتنی (S_{wir}) بالایی می‌شوند. ریزتخلخل‌ها طی فرایندهای دیاژنزی در اثر پرشدگی درشت تخلخل‌ها توسط کانی‌های رسی و سیمانها نیز ایجاد می‌شوند.



* If sample completely disaggregated during measurement.

** Varies as a function height above the free water level.

شکل ۴-۱- مفاهیم تخلخل اندازه‌گیری شده با استفاده از روش‌های مختلف

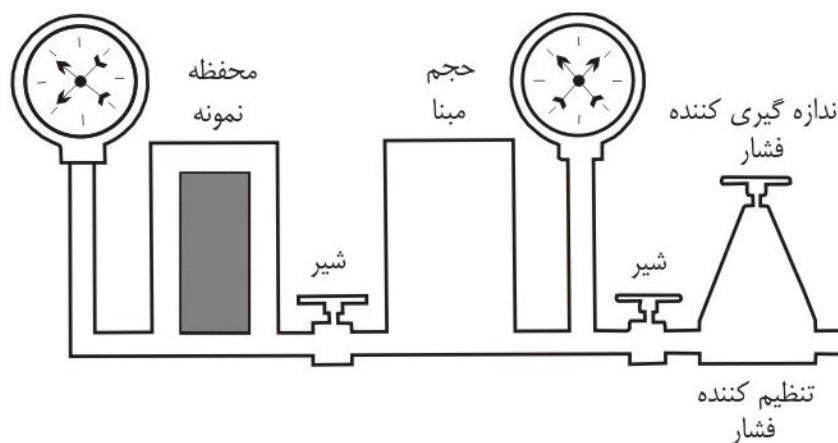
تخلخل با استفاده از روش‌های زیر اندازه‌گیری می‌شود:

۴-۱-۱- روش قانون بویل (Boyle's law)

در این روش، تخلخل توسط انبساط گاز (gas expansion) پر فشار درون فضا‌های خالی یک نمونه سنگ تمیز و خشک اندازه‌گیری می‌شود (شکل ۴-۲). بطور معمول از گاز هلیم که گاز بسیار نافذی است برای اندازه‌گیری تخلخل استفاده می‌شود و به همین دلیل به تخلخل حاصل از این روش گاهی تخلخل هلیم سنگ (helium porosity) نیز گفته می‌شود. گاز هلیم با سنگ هیچگونه واکنشی انجام نمی‌دهد. حجم فضای خالی (pore volume) یا حجم دانه‌های سنگ (grain volume) بسته به نوع ابزار و روش مورد استفاده، تعیین می‌شود. این روش در صورتی که درست انجام شود، روش دقیق و نسبتاً سریعی می‌باشد. نمونه‌های مورد آزمایش باید کاملاً تمیز و خشک باشند در غیر اینصورت مقدار تخلخل کمتری بدست می‌آید. بعد از این آزمایش می‌توان از نمونه‌ها دوباره استفاده کرد.

حجم کل: اندازه‌گیری حجم کل برای بدست آوردن حجم فضای خالی (حجم منافذ) که از اختلاف بین حجم کل و حجم ذرات بدست می‌آید، اهمیت دارد. یک روش خوب استفاده از اصل جابجایی ارشمیدس می‌باشد که معمولاً به دو صورت انجام می‌شود. در روش اول نمونه با یک سیال اشباع شده و وزن می‌شود. نمونه سپس در همان سیال غوطه‌ور شده و وزن غوطه‌ور شده آن اندازه‌گیری می‌شود. تفاوت بین دو وزن تقسیم بر چگالی سیال که نمونه در آن اشباع و غوطه‌ور شده است، برابر حجم کل نمونه است. در روش دوم نمونه با آب اشباع می‌شود، به طور معمول از آب استفاده می‌شود زیرا به آسانی بخار شده و بعد از آزمایش کاملاً از نمونه خارج می‌شود. بعد از اشباع با آب نمونه در یک ظرف کوچکی از آب غوطه‌ور می‌شود. بدین منظور نمونه مغزه باید در آب معلق شود و داخل آب بدون هیچ تماسی با دیواره ظرف پایین رود. اختلاف بین دو وزن نمونه اشباع از آب و غوطه‌ور شده در آب برابر حجم کل نمونه است، زیرا چگالی آب برابر ۱ می‌باشد. این تفاوت وزن در واحد گرم به طور عددی برابر با حجم کل نمونه در واحد سانتی متر مکعب خواهد بود.

تکنیک مناسب دیگر غوطه‌ور کردن نمونه در جیوه و اندازه‌گیری حجم جیوه جابجا شده است. همچنین حجم کل نمونه را می‌توان توسط اندازه‌گیری طول و قطر نمونه‌های با شکل هندسی منتظم (به طور معمول، استوانه‌ای شکل) و سپس بکارگیری فرمولهای ریاضی به دقت بدست آورد. ولی معمولاً اطلاعات بدست آمده توسط قطرسنجی برای بدست آوردن حجم منافذ از کم کردن حجم ذرات از حجم کل به اندازه کافی دقیق نمی‌باشد. در مواردی حجم کل را می‌توان از اندازه‌گیری حجم منافذ و حجم ذرات و جمع نمودن این دو مقدار بدست آورد.



شکل ۴-۲- تعیین حجم ذرات با استفاده از قانون بویل توسط دستگاه Porosimeter

حجم ذرات: اندازه‌گیری حجم دانه به آسانی توسط دستگاهی که بر اساس قانون بویل عمل می‌کند، انجام می‌شود. یک نمونه خشک و تمیز در یک محفظه با حجم مشخص (sample chamber) قرار داده می‌شود. این محفظه از محفظه فشار بالا (upstream) یا محفظه حجم استاندارد (reference volume) مجزا شده است و در عین حال محفظه فشار بالا هم دارای حجم معین است. فشار این محفظه

فشار بالا تا حدود ۲۰۰ psi رسانده می‌شود و سپس از منبع گاز جدا می‌شود. پس از ثابت شدن فشار ارتباط دو محفظه استاندارد فشار بالا و محفظه نمونه باز می‌شود و گاز به درون محفظه نمونه منبسط می‌شود و سبب یک افت فشار اولیه می‌شود. با توجه به مشخص بودن حجم دو محفظه، حجم ذرات را می‌توان با فشارهای اولیه و ثانویه اندازه‌گیری شده و فرمولهای زیر محاسبه نمود.

$$P_1 V_R = P_2 (V_R + V_S - V_G)$$

$$P_1 V_R = P_2 V_R + P_2 V_S - P_2 V_G$$

$$V_G = \frac{P_2 V_R + P_2 V_S - P_1 V_R}{P_2}$$

V_R = حجم محفظه مینا

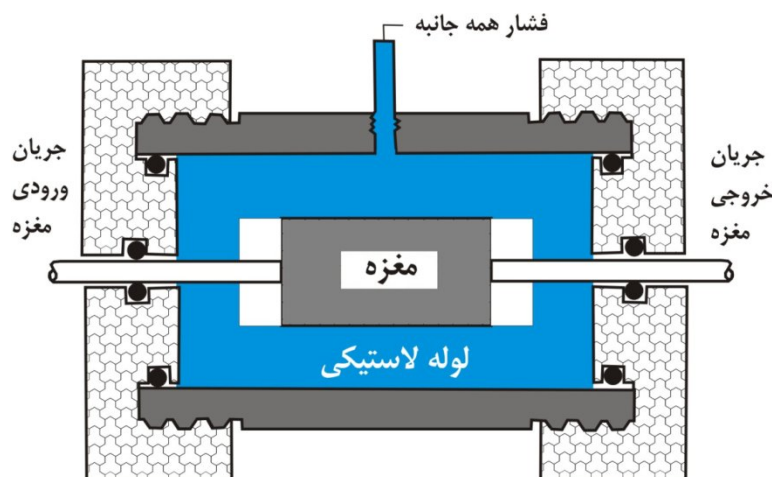
V_S = حجم محفظه نمونه

V_G = حجم ذرات نمونه

P_1 = فشار اولیه در محفظه مینا

P_2 = فشار نهایی در سیستم

در انجام این آزمایش باید دقت نمود تا نتایج قابل قبولی از این روش حاصل شود. درسنگهای محتوی کربن آزاد و رسها، مولکولهای هوا می‌توانند روی سطح کانیها جذب شوند و باعث اشتباه در اندازه‌گیری تخلخل و حجم ذرات سنگ شوند. این محدودیت را می‌توان با استفاده از گاز هلیوم برطرف کرد. هلیوم دارای مولکول کوچکی است که به سرعت در منافذ ریز سنگ نفوذ می‌کند و به علت خنثی بودن، مانند هوا جذب دیواره و سطوح سنگ نمی‌شود. یکی دیگر از مزایای این روش آزمایشگاهی این است که همراه حجم ذرات اندازه‌گیری شده می‌توان وزن خشک نمونه را وارد نمود و مقادیر چگالی واقعی ذرات (grain density) را محاسبه کرد. اگر نمونه به طور کامل و کافی خشک و تمیز نباشد، حجم ذرات سنگ زیاده‌تر و چگالی ذرات سنگ کمتر از مقادیر واقعی بدست خواهد آمد. حجم منافذ: حجم منافذ اغلب بصورت غیر مستقیم از اختلاف حجم کل و حجم ذرات بدست می‌آید. همچنین به طور مستقیم و از معادلات مربوط به قانون بویل می‌توان آن را بدست آورد. بدین منظور لازم است که در نگهدارنده نمونه شکل ۳-۴ تغییراتی داده شود.



شکل ۳-۴- محفظه بارگذاری هیدرواستاتیکی به منظور اندازه‌گیری مستقیم حجم حفرات

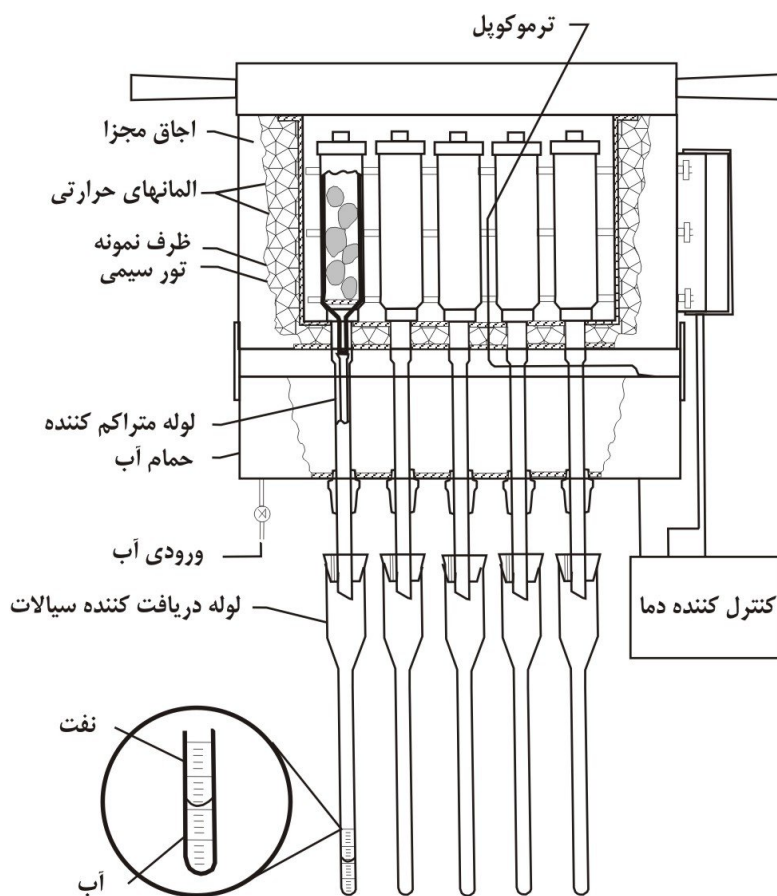
نمونه باید در نگهدارنده طوری قرار گیرد که هیچگونه فضای خالی اطراف مغزه وجود نداشته باشد. یک دستگاه مناسب برای این کار محفظه بارگذاری هیدرواستاتیکی (نگهدارنده Hassler) است که در شکل ۳-۴ نمایش داده شده است. هلیوم می‌تواند از طریق ساقهای انتهایی که در شکل نشان داده شده است به درون مغزه تزریق شود و روابط ارائه شده در بالا را می‌توان برای محاسبه فضای منافذ نمونه، اصلاح نمود. حجم مرده که اصطلاحاً به حجمی گفته می‌شود که فاقد هر گونه فضای منفذی باشد را می‌توان با جایگزین

کردن یک پلاگ فلزی به جای پلاگ مغزه بدست آورد. لازم است که انتهای ساقهای دستگاه بسیار نزدیک به سطح نمونه باشد که در غیر اینصورت حجم مرده پلاگ فلزی اندازه گیری نشده و خطای ایجاد شده باعث محاسبه بیشتر فضای منافذ می‌شود. همچنین نمونه باید دارای سطوح انتهایی صاف با زاویه ۹۰ درجه نسبت به محور مغزه باشد. برخی نمونه‌ها کوچک هستند که برای جبران آن یک صفحه لاستیکی با سوراخ مرکزی بین سطوح نمونه آنها و فلز پایه قرار می‌دهند. لاستیک قابل انعطاف فضا را پر کرده و محاسبه تخلخل با اطمینان بالا را میسر می‌سازد. اگر مغزه‌ها تمیز و خشک نباشند فضای حفرات سنگ بسیار کم محاسبه می‌شود.

۴-۱-۲- روش مجموع سیالات (summation of fluids technique)

اندازه گیری تخلخل به روش مجموع سیالات بسیار مورد استفاده قرار گرفته است. در این روش مقدار گاز، نفت و آب در فضای منافذ مغزه‌های تازه گرفته شده (fresh) با حجم مشخص اندازه گیری می‌شود. حجم سیالات اندازه گیری شده جمع زده می‌شود تا حجم منافذ و در نتیجه تخلخل نمونه به روش مجموع سیالات بدست آید. این سریعترین روش شناخته شده است و زمانی که در شرایط مناسب کالیبراسیون صحیح نفت و آب انجام شود، مقادیر واقعی تخلخل بدست می‌آید. این روش برای کارهای آزمایشگاهی معمولی روش مناسبی است و تخلخل و اشباع شدگی را همزمان در یک نمونه اندازه گیری می‌کند.

برای تعیین تخلخل لازم است که دو قسمت از یک مغزه تهیه شود. یک قسمت که حدود ۱۰۰ گرم وزن دارد، به اندازه ذرات تا حدود ۰/۲۵ اینچ (۰/۶ سانتیمتر) خرد می‌شود. سپس نمونه‌های خرد شده درون استوانه‌های فلزی جای می‌گیرند که در انتهای آن ظرفی قرار دارد (شکل ۴-۴). هر نمونه‌گیر شامل سنگ‌های یک عمق خاص می‌باشد و نمونه‌گیرها با هم در دستگاه ریتورت (retort) قرارداده می‌شوند.



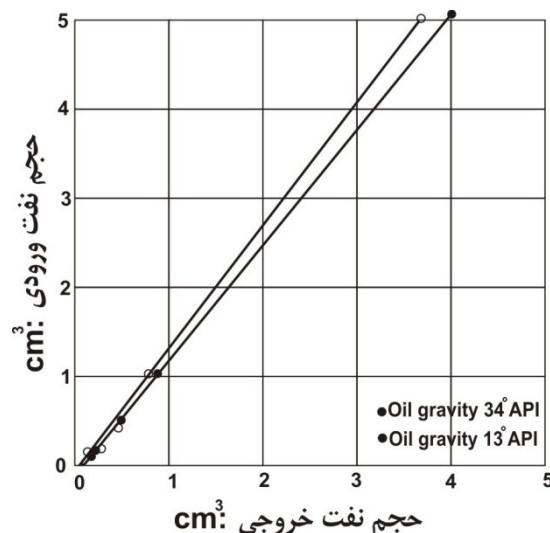
شکل ۴-۴- شماتیکی از دستگاه ریتورت آون

آب و نفت مغزه‌ها بخار شده و در طول لوله فلزی ضد زنگ به طرف پایین حرکت می‌کند و در ادامه متراکم شده و به صورت مایع در ظروف شیشه‌ای کالیبره جای می‌گیرند. حجم نفت و آب خوانده شده و برای محاسبات بعدی ثبت می‌شوند. نمونه شماتیک از دستگاه ریتورت در شکل ۴-۴ آورده شده است. قسمت دوم مغزه که حدود ۳۰ گرم وزن دارد بصورت استوانه‌ای از مغزه جدا می‌شود. نمونه وزن شده، سپس برای بدست آوردن حجم کل در دستگاه تزریق جیوه تا فشار ۱۵۰۰ psi قرار داده می‌شود. حجم کل نمونه با مقدار جیوه جابجا شده بدست می‌آید. با تزریق جیوه در این فشار، گاز متراکم شده و فضای اشغال نشده نمونه از نفت و آب مخزن را پر می‌کند. با محاسبات مناسب می‌توان حجم گاز را بصورت درصدی از حجم کل نمونه بدست آورد.

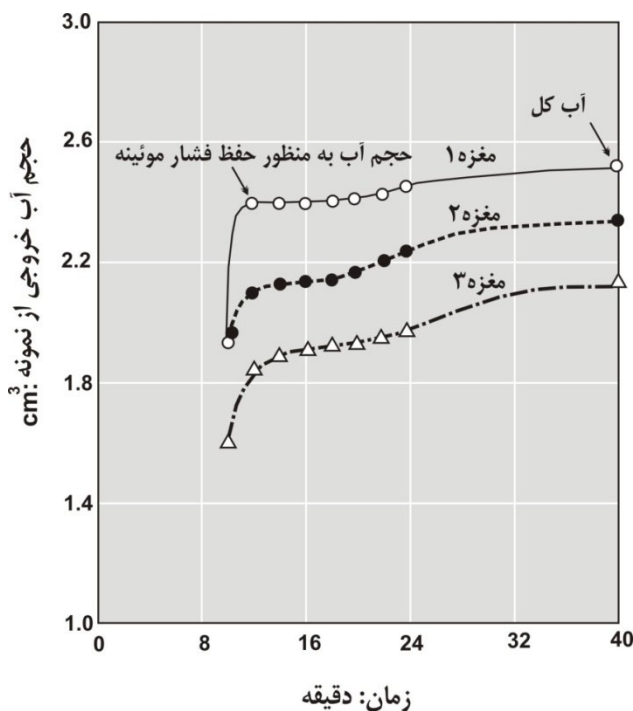
با داشتن حجم کل و وزن نمونه تازه و وزن نمونه اشباع از جیوه، می‌توان چگالی طبیعی سنگ را بدست آورد. حجم نفت، گاز و آب هر کدام بصورت کسری از حجم کل گزارش می‌شوند و از مجموع این سه حجم، تخلخل بدست می‌آید.

این روش برای مغزه‌های هوا خورده یا مغزه‌هایی که نفت و آب آنها بخار شده، تکنیک مناسبی نمی‌باشد. مغزه‌های تازه دارای آب و نفت باقی مانده در منافذ ریزتر هستند و جیوه تزریقی تنها فضای بزرگتری را که توسط گاز اشغال شده‌اند، پر می‌کند. در مغزه‌هایی که تمام مایعات آن بخار شده‌اند، جیوه در فشار ۱۵۰۰ psi در فضای ریزی که توسط گاز پر شده، نفوذ نمی‌کند و لذا تخلخل اندازه‌گیری شده دارای خطا بوده و کمتر از مقدار واقعی بدست می‌آید.

تعیین حجم نفت: محتوی نفت و آب نمونه‌ها توسط دستگاه ریتورت در حرارتی حدود ۱۲۰۰ درجه فارنهایت (۶۵۰ درجه سانتیگراد) تعیین می‌شود. مقداری از نفت سیستم به دلیل فرایندهای coking و cracking نفت در فضای منافذ از دست می‌رود. این امر باعث می‌شود که نفت جمع شده در ظروف شیشه‌ای کمتر از مقدار واقعی آن در مغزه باشد. برای افزایش حجم نفت بدست آمده تصحیحی قبل از محاسبه تخلخل از روش مجموع سیالات انجام می‌شود. این تصحیح بر اساس منحنی‌های کالیبراسیونی است که قبلاً با استفاده از نفت‌های مشابه منطقه از مغزه‌ها گرفته شده است، انجام می‌شود. برای مواردی که نفتی در دسترس نمی‌باشد، تصحیح استاندارد مناسبی وجود دارد. منحنی تصحیح الزاماً "مستقل از درجه API است چرا که در طول آزمایش درجه حرارت بالا می‌باشد. یک نوع منحنی تصحیح نفت در شکل ۴-۵ نشان داده شده است.

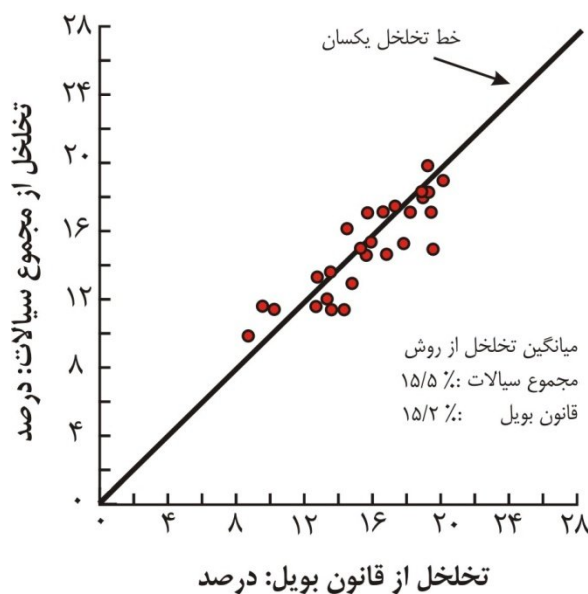


شکل ۴-۵- منحنی تصحیح نفت بدست آمده از دستگاه ریتورت



شکل ۴-۶- حجم آب بدست آمده توسط دستگاه ریتورت در مقابل زمان

تعیین حجم آب: در طول تقطیر بر اساس حجم آب ثبت شده می‌توان شاهد تمایز دو نوع آب منافذ و آب تبلور کانیها از هم در یک نقطه خاص بود. یک پلات از آب حاصل از مغزه‌های مختلف بعنوان تابعی از زمان در شکل ۴-۶ نشان داده شده است که منحنی مجموع آب بدست آمده هستند و اکثر آنها توسط دو روند (plateau) مشخص می‌شوند که بیانگر آب موجود در فضای منافذ و آب جذبی یا آب مولکولی رسها هستند. روند اول نشان دهنده آبهای موجود در فضای منافذ است که توسط نیروی موئینه حفظ شده‌اند. روند دوم که مقادیر بالاتری را نشان می‌دهد به آب کل اشاره دارد. آب کل شامل آب منفذی بعلاوه آب جذبی یا آب مولکولی رسها می‌باشد. آب منفذی براحتی از آب تبلور کانی‌ها قابل تشخیص است؛ البته به شرط اینکه رس یا دیگر کانیها هیدراته وجود نداشته باشند. وقتی رسها حضور داشته باشند مثل اینست که مقداری از آب تبلور در روش مجموع سیالات وارد می‌شود و لذا تخلخل و آب اشباع شدگی محاسبه شده خیلی بزرگتر خواهد بود. این خطا متناسب با درصد رس در مغزه می‌باشد. شکل ۴-۷ تفاوت تخلخل‌های اندازه‌گیری شده توسط دو روش قانون بویل و ریتورت را در شرایط قرار دادن مغزه در حرارت ثابت ۳۵۰ درجه فارنهایت (۱۹۳ درجه سانتیگراد) و اعمال تکنیک تعیین روندها (برای تعیین حجمهای آب سازند) نشان می‌دهد.



شکل ۴-۷- تخلخل حاصل از روش مجموع سیالات (آب در دمای ۳۵۰ درجه فارنهایت یا ۱۹۳ درجه سانتیگراد قرائت شده است) در مقابل تخلخل حاصل از روش قانون بویل (از هنسل ۱۹۸۰)

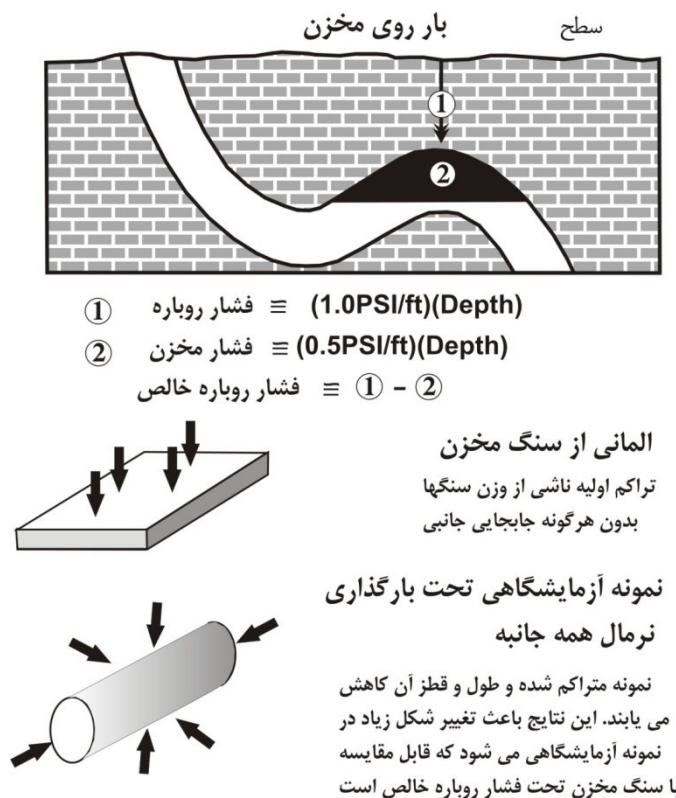
۴-۳- روش اشباع دوباره (re-saturation technique)

سومین روش اندازه‌گیری تخلخل تکنیک اشباع دوباره است. در این روش لازم است که نمونه‌ها قبل از آزمایش خشک و تمیز باشند. وزن خشک مغزه تعیین شده و پس از ایجاد خلأ، نمونه با فشار آب یا هیدروکربن سبک اشباع می‌شود. تفاوت وزن خشک و وزن اشباع بیانگر وزن سیال درون فضای منافذ است. با تقسیم این وزن به چگالی سیال میتوان حجم منافذ را بدست آورد. مراحل آزمایش آهسته و نسبتاً مشکل است. لازم است که سیال مورد استفاده برای اشباع نمونه، ترکننده سطوح سنگ باشد و با سنگ واکنش ندهند. ناقص انجام شدن اشباع مجدد باعث ایجاد خطای منفی در محاسبه تخلخل شده و مقادیر تخلخل کمتر از مقدار واقعی بدست خواهند آمد. مزیت این روش این است که می‌توان از نمونه تهیه شده برای آزمایشات بعدی استفاده کرد؛ هرچند که در صورت استفاده از نفت برای اشباع سنگ، مغزه باید دوباره شستشو داده شود. وقتی آزمایشها بدرستی انجام شود روش اشباع مجدد روش دقیقی می‌باشد، این در حالی است که نتایج آزمایش به آماده سازی نمونه حساس است. نمونه‌ها باید قبل از وزن کردن اولیه تمیز و خشک باشند، در غیر اینصورت خطای منفی در محاسبه تخلخل خواهیم داشت.

روش اشباع دوباره معمولاً جهت بررسی کنترل کیفی در آزمایشهای ویژه مغزه (SCAL) استفاده می‌شود چرا که بسیاری از اندازه‌گیریها مستلزم اشباع دوباره مغزه هستند. مقایسه تخلخل اندازه‌گیری شده از روش اشباع دوباره با مقادیر بدست آمده از قانون بویل در نمونه‌های مشابه مشکلات موجود را در صورت عدم هماهنگی بین این دو مقدار مشخص خواهد نمود.

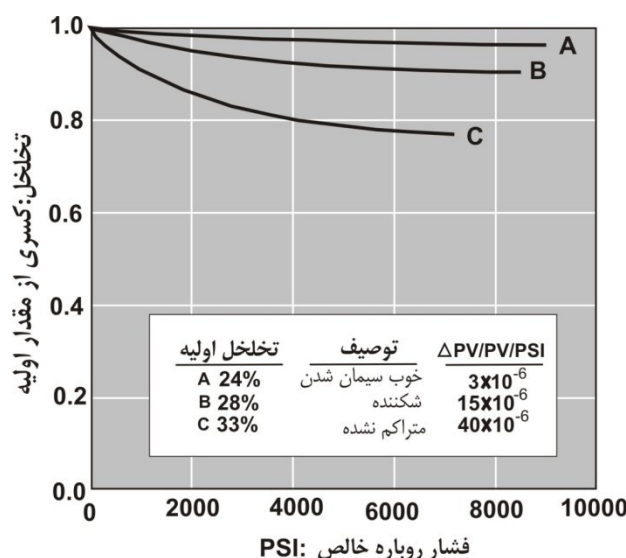
دقت اندازه‌گیری: تمام روشهای اندازه‌گیری تخلخل ذکر شده، در صورتی که تمام محدودیتهای هر یک به دقت انجام شود، دارای دقتی در حد $\pm 0/5$ واحد تخلخل می‌باشند. در برخی موارد هنگامی که بعلت حضور رسها یا پارامترهای دیگر تخلخل اندازه‌گیری شده از روش مجموع سیالات بیشتر از مقدار واقعی باشند و نیز اگر نتایج حاصله جهت انجام مطالعات به سرعت مورد نیاز باشد، تخلخل از هر دو روش مجموع سیالات و قانون بویل اندازه‌گیری می‌شود. نتایج روش مجموع سیالات اطلاعات سریعی در مورد تصمیمات کلی ارائه می‌دهد. پلاگهای استفاده شده برای اندازه‌گیری تراوایی تمیز و خشک هستند و برای اندازه‌گیری تخلخل از قانون بویل استفاده می‌شود. این روش اطلاعات دقیقی‌تری را برای استفاده در محاسبات مهندسی مخازن نتیجه می‌دهد.

اثرات فشار روباره (overburden pressure effects): سنگهای آنالیز شده در شرایط سطحی معمولاً از فشار محصور کننده اعماق رها شده‌اند. سنگهای الاستیکی که خوب سیمانی شده‌اند با تغییرات شرایط محیطی از مخزن به سطح تغییرات حجم خیلی زیادی را نشان نمی‌دهند. به همین دلیل معمولاً تخلخل با حداقل فشار یا بدون فشار محصور کننده تعیین می‌شود. سنگهای غیر متراکم و بطور ضعیف متراکم شده اغلب وقتی از تنش‌های محصور کننده رها می‌شوند، منبسط می‌گردند. تخلخل این نمونه‌ها باید در شرایط فشار محصور کننده نزدیک به شرایط مخزن اندازه‌گیری شود. بار اعمال شده روی نمونه مغزه، فشار هیدروستاتیک یا بارگذاری هیدرولیکی را تداعی می‌کند چرا که فشار در همه جهات مساوی است. یک تصویر شماتیک از فشار بار مخزن روی نمونه مغزه و نظریه فشار روباره خالص در شکل ۴-۸ نشان داده شده است. فشار روباره که در آزمایشگاه شبیه‌سازی می‌شود، فشار روباره خالص است، که اختلاف فشار روباره حاصل از وزن رسوبات و فشار مخزن است. در شکل نشان داده شده، فشار مخزن برابر شیب هیدروستاتیک نرمال و در حدود 0.5 psi/ft ($11/3 \text{ kPa/m}$) ضرب در عمق در نظر گرفته شده است. وقتی فشار واقعی مخزن مشخص باشد باید جایگزین این معادله وارد گردد.



شکل ۴-۸- فشار روباره مخزن در مقابل آزمایشگاه (از کیلان، ۱۹۷۲)

به نظر می‌رسد که بار مخزن تک محوری باشد، در حالی که بار روی نمونه مغزه در آزمایشگاه در تمام جهات مساوی است. در مورد سنگهای سخت در آزمایشگاه مشاهده شده که کاهش حجم منافذ بیشتر از مقدار واقعی آنها در مخزن است. اطلاعات ارائه شده توسط سوآنسون و توماس (۱۹۸۰) بیانگر اینست که در مغزه‌های غیر متراکم کاربرد بار هیدرواستاتیک مشابه و نزدیک بار مخزن است. این نتیجه پس از آزمایشهای طولانی و دقیق بر روی مغزه‌های غیر متراکم حاصل شده است. شکل ۴-۹ کاهش تخلخل را برای نمونه‌های با درجات سیمان شدگی متفاوت نشان می‌دهد. این منحنی‌ها، شکل‌های خاصی را نشان می‌دهند، به صورتی که شدیدترین نرخ کاهش تخلخل در فشارهای روباره خالص کمتر دیده می‌شود. کاهش فضای منافذ با فشار روباره در مغزه‌ای که بخوبی سیمانی شده کمترین مقدار است.



شکل ۴-۹- کاهش تخلخل با فشار روباره خالص

کاهش در تخلخل با افزایش فشار روباره در تشکیلات گچی با تخلخل بالا نیز دیده شده است. کاهش در فضای منافذ با کاهش تراوایی و در نتیجه کاهش تولید همراه خواهد بود. تغییر شکل بسیار زیاد در گچ می‌تواند تامین کننده انرژی مخزن و عاملی در حرکت نفت مخزن باشد ولی همین تغییر شکل باعث تغییر شکل شدید و مچالگی لوله جداری (casing collapse) و ایجاد مشکلات مخزنی مرتبط با آن می‌شود.

لازم به ذکر است حساسیت به استرس (stress sensitivity) برای تراوایی بیشتر از تخلخل است. مثلاً اگر یک نمونه سنگ با تخلخل ۲۵٪ و تراوایی ۱۰ میلی داری از شرایط مخزن به سطح آورده شود، بعثت برداشتن فشار روباره تخلخل آن زیاد تغییر نمی‌کند، مثلاً ممکن است ۲۷٪ شود. اما تراوایی به مقدار قابل توجهی تغییر می‌کند، مثلاً ممکن است تا ۱۰۰ میلی داری اندازه گیری شود. برای حل این مشکل تراوایی اندازه‌گیری شده در شرایط آزمایشگاه ($k_{ambient}$) در مقابل تراوایی اندازه‌گیری شده در شرایط مخزن (k_{res}) که بسیار هزینه‌بر است پلات می‌شود. سپس بهترین خط به این نقاط برازش می‌شود و با استفاده از معادله خط حاصله تراوایی آزمایشگاه را می‌توان به تراوایی مخزن تبدیل نمود. برای تبدیل تخلخل اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه به شرایط مخزن نیز می‌توان از این روش استفاده نمود.

۴-۱-۴- تخلخل حاصل از پتروگرافی

روش دیگر محاسبه تخلخل مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک است. در این روش بهتر است تخلخل‌های مقطع نازک با استفاده از یک روش مناسب مانند رنگ آمیزی توسط اپوکسی بلوداید (epoxy blue dyed) که منجر به آبی رنگ شدن تخلخل‌ها می‌شود، مشخص شوند. البته در این روش باید دقت نمود که رنگ آبی ایجاد شده برای تخلخل‌ها با رنگ آبی برخی کانیها اشتباه نشود. سپس با استفاده از یکسری نمودارهای استاندارد می‌توان با مقایسه نمودار استاندارد و مقطع میکروسکوپی، به صورت چشمی درصد تخلخل‌ها را تخمین زد. این روش برای درصد گیری هر کانی دلخواه نیز استفاده می‌شود. اما چون به صورت چشمی است، زیاد دقیق نیست ولی یک مقدار کلی از تخلخل را ارائه می‌دهد. روش دقیق‌تر تعیین تخلخل پتروگرافی استفاده از دستگاه شمارنده نقطه‌ای (point counter) است. در این روش هر مقطع نازک به شبکه‌ای از نقاط تقسیم می‌شود و دستگاه شمارنده نقطه‌ای دارای کلیدهایی است که یکی از آنها را می‌توان برای تخلخل (یا هر کانی خاصی که می‌خواهیم آن را درصد گیری کنیم) و یکی دیگر را برای ماتریکس سنگ (در اینجا منظور از ماتریکس بخش‌های غیر از تخلخل است) اختصاص داد. در واقع با این کار مقطع نازک را به دو بخش تخلخل و غیر تخلخل تقسیم بندی می‌کنیم. هر بار مقطع نازک حرکت کرده و شمارنده روی نقطه‌ای از این شبکه قرار می‌گیرد. حال اگر این نقطه در ناحیه دارای تخلخل واقع شده باشد، دکمه تخلخل را یکبار فشار می‌دهیم در غیر اینصورت دکمه دیگری را که برای ماتریکس در نظر گرفته ایم فشار می‌دهیم. شمارنده

تعداد بارهای فشرده شدن دکمه تخلخل و ماتریکس را به صورت دیجیتال روی صفحه نشان می‌دهد. در نهایت تعداد نقطه‌های شمارش شده تخلخل را به کل نقاط شمارش شده اعم از تخلخل و ماتریکس تقسیم می‌کنیم تا تخلخل بدست آید.

۴-۱-۵- تخلخل بدست آمده از روش تحلیل تصاویر میکروسکوپی

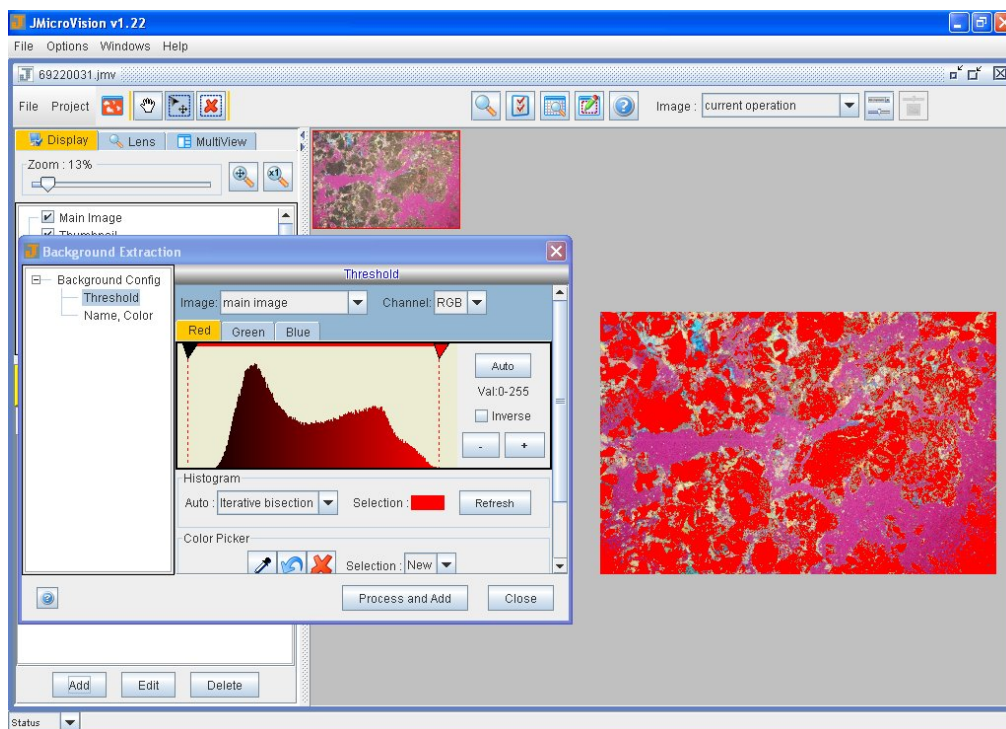
تکنیک تحلیل تصاویر میکروسکوپی (Image analysis) به طور گسترده‌ای جهت شناسایی هرچه بهتر سنگهای مخزن مورد استفاده قرار گرفته است. با استفاده از این تکنیک می‌توان تصاویر میکروسکوپی مقاطع نازک را مورد تجزیه تحلیل قرار داد و علاوه بر تخلخل پارامترهایی مانند قطر گلوگاههای تخلخل، طول و مساحت کانپها و حفرات را محاسبه نمود. بعلاوه می‌توان با استفاده از روش‌های خوشه‌سازی عکسهای گرفته شده از مقاطع نازک میکروسکوپی را بر اساس شدت رنگ به نواحی‌ای تقسیم‌بندی نمود که به هر کدام یک خوشه اطلاق می‌شود.

در این تکنیک از یک سری تصاویر از قبل تهیه شده استفاده می‌شود. بنابراین اولین قدم برای این کار تهیه تصاویر رقومی از مقاطع نازک است. این تصاویر از مقاطع میکروسکوپی با کمک یک میکروسکوپ مجهز به دوربین دیجیتالی تهیه می‌شوند. همزمان با مشاهده مقاطع توسط میکروسکوپ، تصویر میدان دید به صورت رقومی به کامپیوتر منتقل می‌شود که این تصویر به صورت یک فایل، قابل ذخیره شدن است. شکل ۴-۱۰ نمایی از سیستم مزبور را نشان می‌دهد. انتخاب بزرگنمایی بستگی به وضعیت تخلخل مقطع نازک دارد و باید در حد بهینه و مناسب باشد. با بزرگنمایی کم، ریز تخلخل‌ها به خوبی دیده نمی‌شوند و از طرفی کناره‌های میدان دید از حالت تنظیم خارج شده و تصاویر مورد مشاهده وضوح نخواهد داشت. از طرفی بزرگنمایی بالا باعث کوچکتر شدن اندازه پیکسل‌ها و از طرفی محدود شدن میدان دید می‌شود که در این صورت ممکن است تمام تخلخل‌های درشت دیده نشوند. جهت سهولت در انجام مطالعه و درک بهتری از توزیع تخلخل، تصاویر میکروسکوپی از مقاطع نازک معمولی همراه با تیغه ژیبس تهیه می‌شوند. اما بهتر است قبل از عکس برداری مقاطع نازک توسط اپوکسی آبی رنگ آمیزی شوند تا تخلخل‌ها رنگ آبی به خود گرفته و از بقیه قسمت‌های تصویر متمایز شوند. در تهیه تصاویر به منظور مطالعه آنها با نرم افزار تحلیل تصاویر، انتخاب تعداد میدان دید بستگی به نحوه پراکندگی و توزیع تخلخل‌ها و نیز اندازه آنها دارد. چنانچه توزیع تخلخل‌ها از نظر اندازه و پراکندگی به صورت یکنواخت و هموزن باشد تعداد میدان دید به منظور عکسبرداری کاهش می‌یابد به طوری که حتی انتخاب یک میدان دید به عنوان میانگینی از کل مقطع کفایت می‌کند. اما در صورتی که تخلخل‌ها از لحاظ اندازه و توزیع به صورت غیریکنواخت و هتروژن باشند تعداد میدان دید بیشتری (حداقل ۶ میدان دید) به منظور عکسبرداری مورد نیاز است. به طوری که هر اندازه تعداد میدان دید بیشتر باشد دقت کار بالا خواهد رفت. در این صورت متوسط تخلخل‌های به دست آمده از این میدان‌های دید به کمک نرم افزار تحلیل گر تصاویر به عنوان تخلخل مقطع در نظر گرفته خواهد شد.



شکل ۴-۱۰- نمای از میکروسکوپ مجهز به دوربین دیجیتالی جهت تهیه تصاویر میکروسکوپی

در تصاویر رنگی، مبنای انتخاب منافذ تخلخل مشخص شده با اپوکسی آبی یا تیغه ژپیس توسط نرم افزار، کنتراست ایجاد شده در اثر شدت (توناز) رنگ می‌باشد. بدین ترتیب هنگام تبدیل این تصاویر به تصاویر دوتایی (Binary) محدوده‌های تخلخل و ماتریکس سنگ به خوبی قابل تمایز است. جهت ارزیابی و مشخص کردن تخلخل با کمک نرم افزار تحلیل گر تصاویر از روش‌های مختلفی استفاده می‌شود که هر کدام به نوبه خود دارای محاسن و معایبی هستند. اساس کار عمدتاً بر مبنای ایجاد تصاویر دوتایی (Binary) است. در این تصاویر دوتایی دو محدوده مجزا شامل ماتریکس و تخلخل مشخص می‌شوند. این عمل با مشخص نمودن آستانه تغییر رنگ (Thresholding) که عددی بین ۰ تا ۲۵۵ است انجام می‌شود. ملاک انتخاب آستانه تغییر رنگ، مقایسه تصویر اصلی و تصویر دوتایی است و جایی انتخاب می‌شود که این دو بیشترین شباهت را داشته باشند. در این صورت تصویر دوتایی تصویری است که به عنوان مثال مقادیر ۰ تا ۱۲۷ به عنوان صفر و مقادیر ۱۲۸ تا ۲۵۵ به عنوان ۱ در نظر گرفته می‌شوند. در شکل ۴-۱۱ نحوه ایجاد یک تصویر دوتایی با تنظیم آستانه هیستوگرام توزیع رنگ تصویر نشان داده شده است. بنابراین در تصاویر دوتایی هر پیکسل یکی از مقادیر ۰ یا ۱ را دارا خواهد بود. در تصویر دوتایی، پیکسل‌هایی که تخلخل را نشان می‌دهند سیاه هستند (۱) و پیکسل‌های زمینه سنگ به رنگ سفید هستند (۰). بنابراین می‌توان تخلخل را از تقسیم مجموع تعداد پیکسل‌های دارای کد ۱ به کل تعداد پیکسل‌ها محاسبه نمود. در تحلیل تصاویر دوتایی از روش قشر زایی (Dilation) جهت افزودن یک لایه پیکسل به اطراف تصویر و از قشرزدایی (Erosion) جهت حذف لایه خارجی مجموعه پیکسل‌ها استفاده می‌شود. قشرزدایی منجر به حذف تخلخل‌های کوچک و نامنظم می‌شود و طی قشرزایی بعدی دیگر قابل بازسازی نیستند. چرخه‌های مختلف قشرزایی و قشرزدایی منجر به شناخت بهتر توزیع اندازه حفرات می‌شوند. طی چرخه‌های قشرزایی-قشرزدایی، کاهش سطح حفرات در نمونه‌های دارای تخلخل و تراوایی کمتر، بیشتر است و بالعکس.



شکل ۴-۱۱- تنظیم آستانه هیستوگرام توزیع رنگ جهت ایجاد تباين لازم بين پيش زمينه و پس زمينه (نرم افزار JMicrovision)

۴-۲- تراوایی (نفوذپذیری)

تراوایی یا توان تولید یک خاصیت مهم سنگهای مخزن است که نشان دهنده قابلیت آنها جهت عبور سیال به داخل چاه می‌باشد. شکستگی‌ها دارای تخلخل ناچیزی هستند اما به طور قابل ملاحظه‌ای تراوایی را افزایش می‌دهند. اولین بار مفهوم تراوایی توسط دارسی پیشنهاد شد.

طبق تعریف یک دارسی تراوایی سنگی است که مایعی با غلظت یک سانتی‌پویز را با سرعت یک سانتیمتر در ثانیه از مقطعی معادل یک سانتیمتر مربع و تحت فشار یک اتمسفر (معادل ۷۶ سانتیمتر جیوه) عبور دهد. دارسی واحد بزرگی است و به جای آن از میلی دارسی استفاده می‌شود. تراوایی مخازن به ندرت از ۱۰۰۰ میلی دارسی متجاوز است. مخازن دارای شکستگی تا چند هزار میلی دارسی تراوایی دارند. اغلب مخازن کم تراوا دارای نفوذپذیری بین ۰.۱ تا ۱ و گاهی تا ۱۰ میلی دارسی هستند. مخازن دارای تولید خوب دارای تراوایی در بازه ۵ تا ۵۰۰ میلی دارسی هستند. اکثر مخازن ایران کربناته بوده که دارای شکستگی و شکاف می‌باشند، این امر در کنار تخلخل قابل ملاحظه آنها منجر به افزایش تراوایی و تولید اقتصادی آنها می‌شود. تراوایی یک سنگ، خاص همان سنگ است و به سیال درونی آن بستگی ندارد.

تمرین- بین چهار مخزن زیر به ترتیب کدامیک دارای ارزش اقتصادی بیشتری است؟ چرا؟

Reservoir A $\Phi=10\%$ $k=10$ mD	Reservoir B $\Phi=30\%$ $k=100$ mD	Reservoir C $\Phi=1\%$ $k=100$ mD	Reservoir D $\Phi=30\%$ $k=1$ mD
--------------------------------------	---------------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------

اندازه‌گیری تراوایی با استفاده از روش‌های زیر انجام می‌شود:

۴-۲-۱- تراوایی حاصل از تزریق هوای خشک

برای تعیین تراوایی از گاز (هوای) خشک بعنوان یک سیال استاندارد استفاده می‌شود. زیرا این گاز کمترین واکنش را با سنگ 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 داری محاسبه می‌گردد. معادله داری برای سیالات نامتراکم دارای جریان خطی صادق است. بنابراین اگر از گازهای قابل تراکم استفاده شود بعلت تغییر حجم گاز از فشار اتمسفری به فشار میانگین موجود در داخل مغزه و فشرده شدن آن باید از معادلات جریان سیالات مناسب برای محاسبه تراوایی استفاده نمود.

معادلات جریان سیالات غیر متراکم (مایع):

$$k = \frac{q \times \mu \times L \times 1000}{(p_1 - p_2)A}$$

و معادلات جریان سیالات متراکم (گاز):

$$k_a = \frac{q_a \times p_a \times \mu \times L \times 2000}{(p_1^2 - p_2^2)A}$$

که:

$$q = \text{نرخ جریان سیال، } cm^3/s$$

$$q_a = \text{نرخ جریان گاز در فشار اتمسفری، } cm^3/s$$

$$\mu = \text{گرانروی سیال، سانتی پویز cp}$$

$$L = \text{طول نمونه، } cm$$

$$A = \text{سطح مقطع نمونه، } cm^2$$

$$p_1 = \text{فشار بالا دستی، اتمسفر}$$

$$p_2 = \text{فشار پایین دستی، اتمسفر}$$

$$p_a = \text{فشار اتمسفری، اتمسفر}$$

$$k = \text{تراوایی، md}$$

تراوایی هوا (k_a)، مقدار تراوایی بدست آمده از معادله سیالات قابل تراکم (تراکم پذیر) می‌باشد. بطور کلی نتایج این معادلات هنگامی صحیح است که :

- واکنشی بین سنگ و سیال جاری رخ ندهد (معمولاً از هوا استفاده می‌شود).

- جریان خطی باشد (هنگامی که سرعت جریان با گرادیان فشار متناسب باشد).

- مغزه بطور کامل از سیال اشباع باشد.

در این شرایط طی اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی معمولی آنالیز مغزه‌ها، مقدار تراوایی مطلق محاسبه می‌گردد.

همانطور که گفته شد، تراوایی به خصوصیات بافتی سنگ وابسته است. برای مثال ماسه سنگ‌های دانه ریز و سنگ آهک‌های بین بلوری دارای منافذ کوچک و تراوایی کمی هستند. از طرفی ماسه سنگ‌های درشت دانه، سنگ آهک‌های شکسته و سنگ آهک‌های الیتی دارای منافذ و مجاری بزرگ و تراوایی بالایی هستند. همچنین سنگ‌هایی که ماتریکس آنها تراوایی کمی داشته ولی درزه و شکستگی‌های بسیاری دارند مخازن بسیار خوبی را تشکیل می‌دهند، مانند مخازن موجود در ایران، عراق و دریای شمال.

برای تعیین تراوایی افقی باید نمونه‌ها بموازات سطوح لایه بندی حفر شوند. این کار در بیشتر سازندها به آسانی انجام می‌گیرد ولی در بعضی سازندها مثل نهشته‌های بادی با مشکل مواجه می‌شویم، زیرا این نهشته‌ها دارای طبقه بندی مورب می‌باشند. چنانچه تراوایی

عمودی مدنظر باشد، پلاگ‌های ثانویه‌ای عمود بر سطوح لایه بندی حفر می‌گردند. باید توجه داشت که مقدار تراوایی در مغزه های عمودی کمتر می‌باشد. زیرا در این جهت لایه‌های افقی نفوذ ناپذیر و یا جهت یافتگی دانه‌ها بر روی تراوایی تاثیر منفی می‌گذارند. برای اندازه‌گیری تراوایی توسط دستگاه تراوایی‌سنج (permeameter)، نمونه خشک و تمیز را در یک نگهدارنده مغزه (core holder) طوری قرار می‌دهند که هوا از کنارهای آن عبور نکند. با اندازه‌گیری اختلاف فشار درونی مغزه توسط فشارسنج‌های دو انتهای آن و همچنین اندازه‌گیری سرعت جریان (بر حسب سانتی متر مکعب بر ثانیه در فشار اتمسفری) توسط روزنه مدرج (orifice) می‌توان مقدار تراوایی را محاسبه کرد. نمونه‌های سازندهای گازی کم تراوا طی مدت زمان کوتاهی باعث حالت نامتعادل در تراواسنج می‌شوند ولی برای اندازه‌گیری تراوایی آنها به زمان بیشتری نیاز است. اندازه‌گیری تراوایی در سازندهای گازی کم تراوا باعث پیدایش تراوایی‌سنج‌های ناپایا (unsteady state permeameter) شده است که طی مدت کوتاهی می‌توان تراوایی را توسط آنها اندازه‌گیری نمود. با این روش تعیین تراوایی در چند دقیقه انجام می‌شود، در حالی که با روشهای پایا نزدیک یک روز اندازه‌گیری به طول می‌انجامد. تبدیل تراوایی هوا به تراوایی سیال مغزه توسط محاسباتی قابل انجام است که در این صورت نیازی به انجام آزمایش در شرایط پایا در دستگاههای قدیمی نیست. نمونه‌هایی با تراوایی پایین نیز نیازی به آزمایش در زمان طولانی ندارند.

در نمونه‌هایی که از مخازن بدون شکستگی تهیه شده اند، مقدار تراوایی حاصل از آنالیزهای آزمایشگاهی معمولی مغزه بیشتر از تراوایی حقیقی مخزن است. این اختلاف در مقدار تراوایی به هندسه منافذ بستگی دارد. مقادیر زیاد آزمایشگاهی در اثر چهار عامل ایجاد می‌شوند که عبارتند از: اثر لغزش گاز (اثر کلینکنبرگ)، تراوایی نسبی، سیالات واکنش زا و فشار طبقات بالایی.

اثر لغزش گاز کلینکنبرگ (the Klinkenberg slippage effect): در سال ۱۹۴۱ میلادی شخصی بنام کلینکنبرگ، نحوه جریان گاز در محیط متخلخل را بررسی کرد. او دریافت که تراوایی یک نمونه مغزه ثابت نیست و با توجه به گاز بکار برده شده و فشار میانگین موجود در مغزه هنگام اندازه‌گیری تراوایی، مقدار تراوایی تغییر می‌کند. با توجه به تحقیقات وی در فشارهای میانگین کم (برای مثال یک اتمسفر) چون مولکولهای گاز از هم فاصله زیادی دارند، با سایش کمی در طول منافذ می‌لغزند و تراوایی بیشتری حاصل می‌شود. برعکس در فشارهای میانگین زیاد (برای مثال ۱۰۰۰ psi یا بیشتر) چون مولکولهای گاز فاصله کمی از هم دارند، شبیه یک سیال مایع عمل کرده با دیواره منافذ سایش بیشتری داشته و تراوایی کمتری حاصل می‌گردد. بنابراین با افزایش فشار میانگین مقادیر تراوایی اندازه‌گیری شده، کاهش می‌یابد.

آزمایشها نشان می‌دهند که با پلات کردن تراوایی گاز در مقابل معکوس فشار میانگین و اتصال نقاط مختلف حاصل از اندازه‌گیری تراوایی در فشارهای مختلف، خط مستقیمی حاصل می‌شود که با استفاده از برون‌یابی می‌توان تراوایی را در فشار میانگین نامحدود که همان تراوایی کلینکنبرگ یا تراوایی معادل مایع است، پیش بینی نمود. البته مقدار تراوایی پیش بینی شده کمتر از تراوایی گاز اندازه‌گیری شده است و با تراوایی حاصل از یک مغزه اشباع شده از یک سیال غیر واکنش زا مانند نفت قابل مقایسه می‌باشد. معادله مشهور کلینکنبرگ به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{P_m}\right)$$

که در آن k_g تراوایی گاز، k_∞ تراوایی در فشار بینهایت (تراوایی معادل مایع)، b ثابت لغزش گاز و P_m فشار میانگین است.

جدول ۴-۱ مثالهایی از رابطه بین تراوایی نسبت به هوا و مقادیر تراوایی کلینکنبرگ تصحیح شده هوا را برای برخی ماسه سنگها که دارای محدوده وسیعی از تراوایی هوا هستند، ارائه نموده است. مقدار تصحیح بر حسب درصد در ماسه سنگ‌هایی که تراوایی کمتری دارند بیشتر است و بطور پیشرونده‌ای با افزایش تراوایی به خصوص برای ماسه سنگهای تمیز مقدار آن کمتر می‌گردد.

جدول ۴-۱- مقایسه تراوایی تصحیح نشده هوا (k_a) با تراوایی کلینکنبرگ تصحیح شده (k_L) در ماسه سنگ‌ها

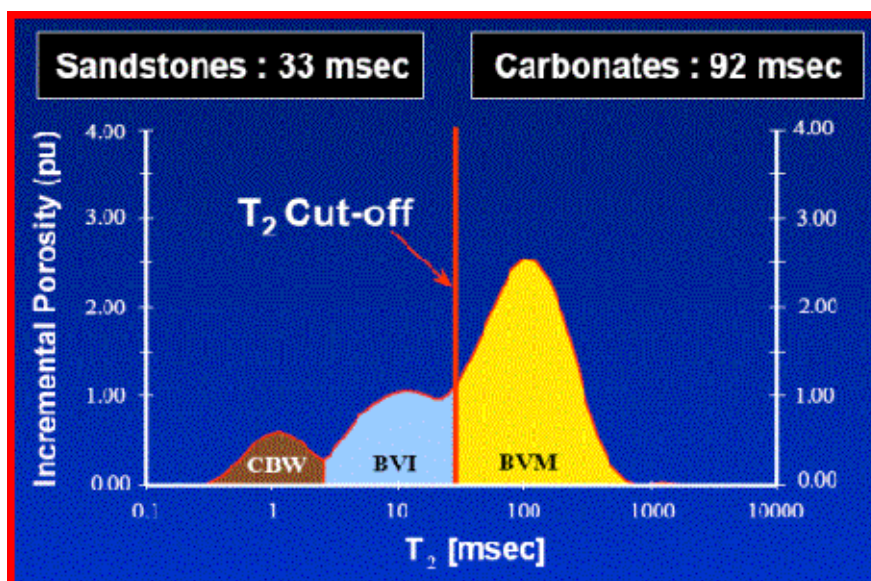
تراوایی تصحیح نشده (md)	تراوایی تصحیح شده کلینکنبرگ* (md)
۱/۰	۰/۷
۱۰/۰	۷/۸
۱۰۰/۰	۸۸/۰
۱۰۰۰/۰	۹۵۰/۰
* تراوایی هوا برای لغزش گاز تصحیح شده است. مقدار تراوایی کلینکنبرگ با فرض این که واکنشی بین سنگ و سیال وجود نداشته باشد، معادل تراوایی مایع است.	

۴-۲-۲- تراوایی بدست آمده از نمودار NMR

نمودار NMR (Nuclear Magnetic Resonance) یا نمودار تشدید مغناطیسی هسته‌ای به طور گسترده‌ای توسط شرکت‌های نفتی برای تخمین اندازه حفرات حاوی سیال، نوع سیال و حجم آن، تراوایی سازند، چگالی هیدروکربن، حجم سیال باندی (BFV)، حجم سیال کاهش نیافتنی و آزاد سازند مورد استفاده قرار گرفته است. ابزار NMR از یک آهنربای دائمی که سازند را برای زمان از پیش تعیین شده‌ای مغناطیسی می‌کند، استفاده می‌کند. از فرکانس‌های عبوری مختلف می‌توان برای اندازه‌گیری در عمق‌های بررسی مختلف بکار برد. گل‌های پایه روغنی نسبت به گل‌های پایه آبی نتایج بهتری فراهم می‌کنند.

این ابزار خواص تشدید مغناطیسی هسته‌ای اتم‌های هیدروژن را در سازند اندازه‌گیری می‌کند. در این روش دو فاز اندازه‌گیری وجود دارند: پلاریزه شدن و برداشت. ابتدا اتم‌های هیدروژن (معادل پروتون) در جهت میدان مغناطیسی ایجاد شده مرتب می‌شوند. زمان لازم برای پلاریزه شدن T1 نامیده می‌شود. سپس اتم‌های هیدروژن در اثر واپاشی کوتاه مدت میدان مغناطیسی نوسانی منحرف می‌شوند. فرکانس این نوسان به نام لامور (Lamor frequency) نامیده می‌شود. انحراف اتم‌های هیدروژن از میدان مغناطیسی موجب ایجاد سیگنالی در آنتن می‌شود. زوال این سیگنال با گذشت زمان توسط آسایش عرضی ایجاد می‌شود.

بنابراین زمان آسایش طولی T1 و زمان آسایش عرضی T2 دو پارامتر اصلی هستند که مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرند. پارامتر T2 خروجی مهم NMR است که نشان دهنده مقدار زوال مغناطیسی است و از طیف آن می‌توان اطلاعات بسیار با ارزشی راجع به خواص سنگ و سیال بدست آورد. شکل ۴-۱۲ یک نمونه از طیف T2 را برای یک مخزن ماسه سنگی نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود مقدار حدبرش برای تفکیک سیالات آزاد و سیالات غیر قابل جابجایی برابر ۳۳ میلی ثانیه است. این مقدار برای کربنات‌ها برابر ۹۲ میلی ثانیه است. شکل ۴-۱۳ نیز یک نمونه از نتایج نمودارگیری NMR را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۱۲- نمودار زمان آسایش T_2 در مقابل تخلخل افزایشی. با اعمال حد برش (T_2 Cut-off) روی طیف T_2 می‌توان پارامترهای CBW ، BVI و BVM را جدا نمود. CBW : حجم آب پیوندی رسها (Clay Bound Water)، BVI : حجم آب کل غیر قابل جابجایی یا آب مویین ($Bulk Volume Immovable$) و BVM : حجم کل سیال قابل جابجایی یا سیال آزاد ($Bulk Volume Movable$)

با استفاده از روابط زیر می‌توان تراوایی را توسط نمودار NMR محاسبه نمود:

Kenyon permeability:

$$k = a\text{PHI}^4(T_2, \log)^2$$

where $a = 4\text{mD}/(\text{ms})^2$ for sandstone

$a = 4\text{mD}/(\text{ms})^2$ for carbonates

PHI = porosity

T_2, \log = the logarithmic mean T_2 in msec

Timur/Coates permeability:

$$k = a'\text{PHI}^4(\text{FFI}/\text{BFV})^2$$

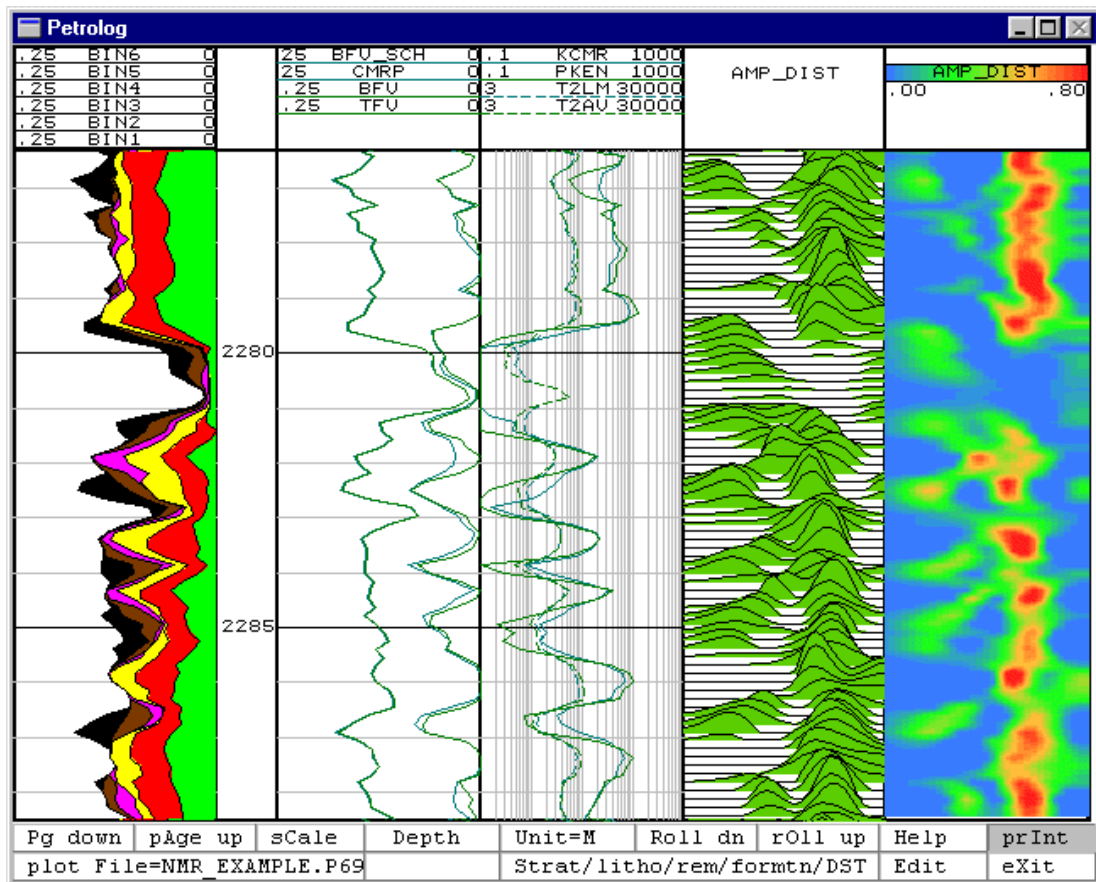
where $a' = 1000\text{mD}$ for sandstone

PHI = porosity

FFI = Moveable fluid volume

BFV = Bound fluid volume

با انتخاب حدود برش مختلف روی طیف T_2 می‌توان حجم آب باندی، آب مویین (سیالات باندی کاهش نیافتنی)، آب آزاد، نفت سبک، نفت سنگین و گاز را بدست آورد



Track 1: Various T2 bin cut-offs representing pore sizes. Bin 1(black) is the smallest pore size up to Bin 6(green) the largest pore size. Track 2: Depth. Track 3: Various fluid volumes. TFV – total fluid volume, BFV – bound fluid volume. Track 4: Permeability calculations and T2 averages. KCMR - perm from CMR, PKEN - perm from PETROLOG, T2LM - Logarithmic of T2, T2AV - Average T2. Track 5: T2 wave train trace amplitude representation. Track 5: Colour image representation of T2 wave train

شکل ۴-۱۳- نمایش نمونه نتایج نمودارگیری NMR

علاوه بر تراوایی می‌توان درصد اشباع آب را نیز از نمودار NMR بدست آورد:

Bound Water Saturation:

$$S_{wb} = \frac{(MCBW + MBVI)}{(MCBW + MBVI + MBVM)}$$

Hydrocarbon Saturation:

$$S_{hc} = \frac{(Vol. \text{ oil} + gas)}{(MCBW + MBVI + MBVM)}$$

۴-۳- انواع تراوایی

تراوایی انواع مختلفی دارد که به قرار زیرند:

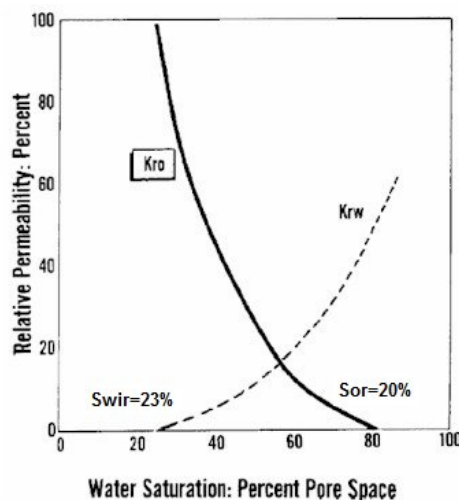
الف- تراوایی مطلق (absolute permeability): زمانی که خلل و فرج تنها از یک نوع سیال اشباع شده باشند.

ب- تراوایی موثر (effective permeability): زمانی که فضاهای خالی با بیش از یک سیال پر شده باشند و یکی از آنها غالب باشد (آن سیال اشباع شدگی بیشتری داشته باشد). تراوایی موثر تابع اشباع شدگی است. قابلیت جریان یافتن هر فاز سیال با توجه به رابطه تراوایی به ویسکوزیته (k/μ) آن تعریف می‌شود. بنابراین آشکار است که مخازن نفتی نسبت به مخازن گازی، تراوایی بیشتری برای جریان یافتن لازم دارند.

ج- تراوایی نسبی (relative permeability): وقتی دو سیال متحرک در فضاهای خالی وجود دارد مطرح می‌شود و از نسبت تراوایی موثر به مطلق برای آن فاز بدست می‌آید. این نوع تراوایی نیز تابع اشباع شدگی سیال است. تراوایی نسبی برای آب، نفت و گاز به صورت زیر بدست می‌آید:

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K}, \quad K_{ro} = \frac{K_o}{K}, \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

در شکل ۴-۱۴ الف یک منحنی شاخص تراوایی نسبی برای سیستم دوفازی آب-نفت نشان داده شده است. محل شروع منحنی تراوایی نسبی آب با محور افقی، درصد اشباع آب کاهش نیافتنی (irreducible water saturation, S_{wir}) نامیده می‌شود که معادل آبی است که به سنگهای مخزن چسبیده و غیرقابل تولید می‌باشد (در شکل ۴-۱۴ الف برابر ۲۳٪) و محل تقاطع منحنی تراوایی نسبی نفت با محور آب اشباع شدگی، درصد اشباع نفت باقیمانده (S_{or}) نامیده می‌شود و معادل نفتی است که تولید نمی‌شود و داخل مخزن باقی می‌ماند (در شکل ۴-۱۴ الف برابر ۲۰٪). معمولاً محور افقی آب اشباع شدگی بین صفر تا ۱ (fraction) یا صفر تا ۱۰۰ است. در صورتی که درصد اشباع نفت باشد باید آن را از یک در حالت استفاده از مقیاس نسبی و ۱۰۰ در حالت استفاده از مقیاس درصدی کم نمود تا بتوان S_{or} و S_{wir} را محاسبه نمود.



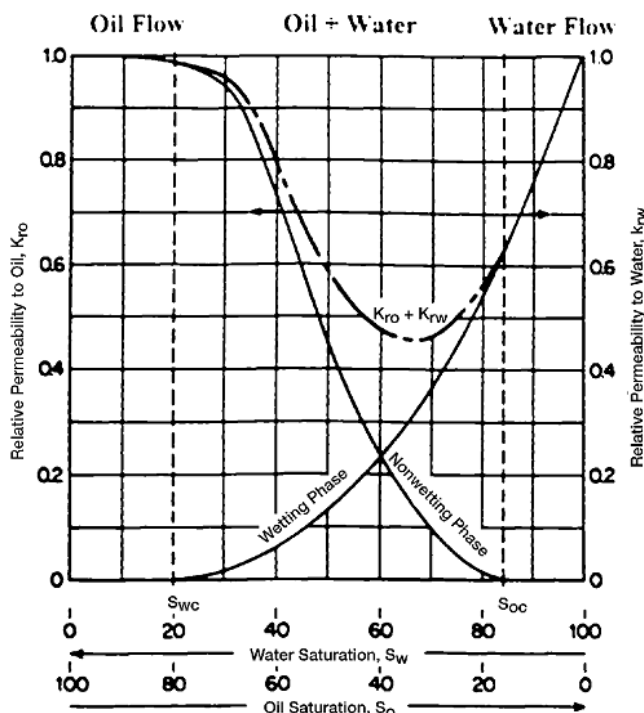
شکل ۴-۱۴ الف- یک منحنی شاخص تراوایی نسبی برای سیستم دوفازی آب-نفت

مطابق نمودار فوق، در یک مخزن حاوی آب و نفت تراوایی نسبی آب یا نفت می‌تواند بین صفر تا ۱۰۰ تغییر کند. شروع حرکت منحنی تراوایی نسبی آب به S_{wir} . منحنی تراوایی نسبی نفت نیز به تدریج کم می‌شود تا به صفر برسد که در این نقطه معادل S_{or} است. نقطه‌ای که دو منحنی مذکور به هم می‌رسند نشان دهنده درصدی از اشباع نفت است که تولید آب و نفت با هم برابر است (در شکل ۴-۱۴ الف محل تقاطع در $S_w=58\%$) است. به این نقطه مرز آب-نفت اقتصادی نیز گفته می‌شود. تا قبل از نقطه تقاطع (در اینجا $S_w < 58\%$) مقدار تولید نفت بیشتر از آب است. بعد از نقطه تقاطع ($S_w > 58\%$) مقدار تولید آب به داخل چاه بیشتر از نفت است. در یک سیستم نفت دوست (Oil-wet)، تراوایی نسبی نفت کمتر از یک سیستم آب دوست (Water-wet) است و برعکس. روابط مختلفی برای محاسبه تراوایی نسبی آب و نفت با استفاده از درصد اشباع آب و نفت ارائه شده که یک نمونه از آنها به صورت زیر است:

$$K_{ro} = ((0.9 - S_w) / (0.9 - S_{wi}))^2$$

$$K_{rw} = ((S_{wi} - S_w) / (1 - S_{wi}))^3$$

در شکل ۴-۱۴ ب یک منحنی تراوایی نسبی برای سیستم دوفازی آب-نفت که در آن نواحی جریان نفت (Oil flow)، جریان آب (Water flow)، آب + نفت، منحنی‌های Wetting phase، Nonwetting phase و $K_{ro}+K_{rw}$ نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود در این شکل منحنی فاز تر کننده همان منحنی K_{rw} و منحنی فاز عدم تر کننده همان منحنی K_{ro} است (سیستم آب دوست). در سیستم نفت دوست منحنی K_{ro} فاز تر کننده و منحنی K_{rw} فاز عدم تر کننده است.



شکل ۴-۱۴ ب- یک منحنی تراوایی نسبی برای سیستم دوفازی آب-نفت که در آن نواحی جریان نفت (Oil flow)، جریان آب (Water flow)، آب + نفت، منحنی‌های Wetting phase، Non-wetting phase و $K_{ro}+K_{rw}$ نشان داده شده است.

د- تراوایی پایه (base permeability): به صورت تراوایی هیدروکربن در حضور آب کاهش نیافتنی تعریف می‌شود. به این معنی که در مخزن دارای آب و نفت، تراوایی پایه همان تراوایی موثر نفت در حضور درصد اشباع آب کاهش نیافتنی است. برای مخازن گازی نیز تعریف مشابهی می‌توان ارائه نمود، یعنی تراوایی پایه گاز همان تراوایی گاز در حضور آب درصد اشباع آب کاهش نیافتنی است.

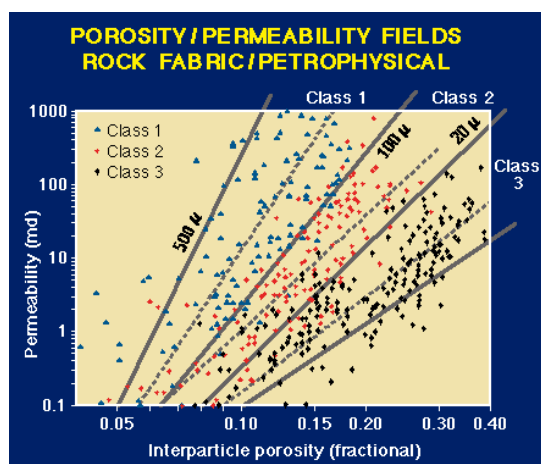
لازم به ذکر است که در مخازن گازی منحنی تراوایی نسبی گاز به نمودار شکل ۴-۱۴ اضافه می‌شود که روند مشابهی با منحنی تراوایی نسبی نفت دارد.

۴-۴- رابطه تخلخل و تراوایی

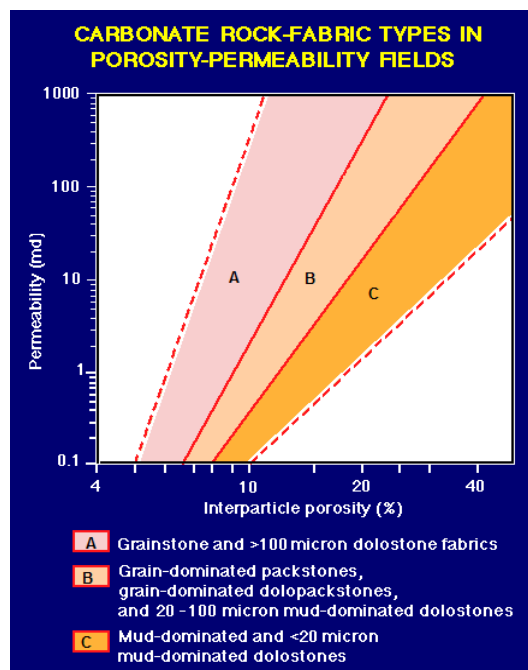
در سنگهای آواری رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود دارد، اما در مخازن کربناته که بعلت تاثیر فرایندهای دیاژنزی به شدت ناهمگون هستند، رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود نداشته و پیچیده است. اگر داده‌های تخلخل و تراوایی سنگهای کربناته را مطابق شکل ۴-۱۵ پلات کنیم نقاط دارای روندی کاملاً پراکنده خواهند بود. بر این اساس لوسیا (۱۹۹۹) بر اساس ناحیه‌ای که نقاط پلات شده کربناته روی این نمودار واقع می‌شود سه دسته یا کلاس کلی را معرفی کرده است. هر دسته نماینده یک گونه سنگی یا گروه سنگی می‌باشد که بر اساس مشخصه‌های بافتی و رخساره‌ای می‌توان هر کلاس را به چند کلاس کوچکتر تقسیم‌بندی نمود. مطابق شکل ۴-۱۵ کلاس یک نماینده سنگهایی است که اندازه آنها بزرگتر از ۱۰۰ میکرون است و دارای تخلخل و تراوایی خوبی هستند. کلاس دو نماینده سنگهایی است که اندازه آنها بین ۲۰ تا ۱۰۰ میکرون است و رابطه تخلخل و تراوایی آنها خوب می‌باشد اما کیفیت مخزنی آنها

کمتر از کلاس یک است. کلاس سه نیز سنگهایی را نشان می‌دهد که اندازه آنها کمتر از ۲۰ میکرون است و رابطه تخلخل و تراوایی خوبی ندارد، به این مفهوم که با داشتن تخلخل بالا اما تراوایی ناچیزی دارند. شکل ۴-۱۶ نشان دهنده نوع رخساره‌هایی است که بطور غالب روی نمودار تخلخل تراوایی لوسیا خود را نشان می‌دهند. مطابق شکل ۴-۱۶ کلاس یک نشان دهنده گریستون‌ها و فابریک‌های دولوستونی بزرگتر از ۱۰۰ میکرون است. کلاس دو نشان دهنده پکستونهای دانه غالب، دولوپکستونهای دانه غالب و دولومادستونهای دانه غالب با اندازه بین ۲۰ تا ۱۰۰ میکرون است. کلاس سه نشان دهنده رخساره‌های گل غالب و دولوستونهای گل غالب با اندازه کمتر از ۲۰ میکرون است.

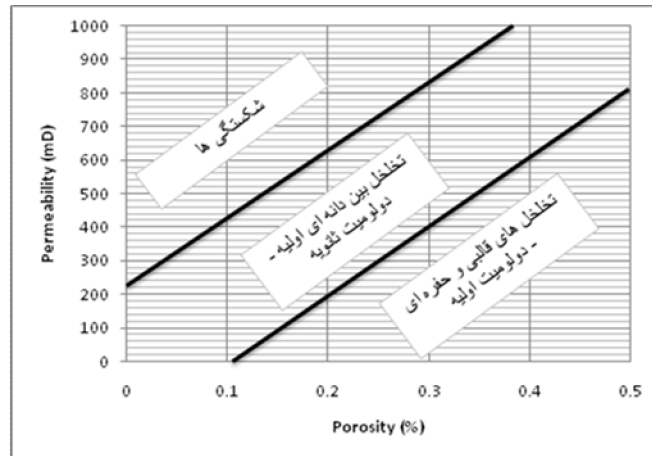
نوع تخلخل نیز با توجه به رابطه تخلخل و تراوایی قابل تشخیص است. همانطور که در شکل ۴-۱۷ مشخص است سنگهای دارای شکستگی دارای تراوایی بالا و تخلخل پایین هستند. سنگهای دارای تخلخل‌های ایزوله مانند دولومیت‌های اولیه و سنگهای حاوی تخلخل‌های قالبی و حفره‌ای دارای تخلخل بالا و تراوایی پایین هستند. سنگهای حاوی تخلخل‌های بین دانه‌ای و دولومیت‌های ثانویه که دارای تخلخل‌های بین بلوری هستند در بین این دو گروه قرار می‌گیرند.



شکل ۴-۱۵- رابطه تخلخل و تراوایی و گروه‌های سنگی برای سنگهای کربناته (لوسیا، ۱۹۹۹)



شکل ۴-۱۶- رابطه تخلخل و تراوایی و نوع رخساره‌های کربناته در هر کلاس سنگی لوسیا (لوسیا، ۱۹۹۹)



شکل ۴-۱۷- ارتباط نوع حفرات (pore type) با رابطه تخلخل-تراوایی

۴-۵- فشار مویینگی (Capillary pressure)

فشار مویینگی به صورت اختلاف فشار در سرتاسر مرز مشترک بین دو سیال غیر قابل امتزاج تعریف می‌شود:

$$P_c = P_{non-wetting\ phase} - P_{wetting\ phase}$$

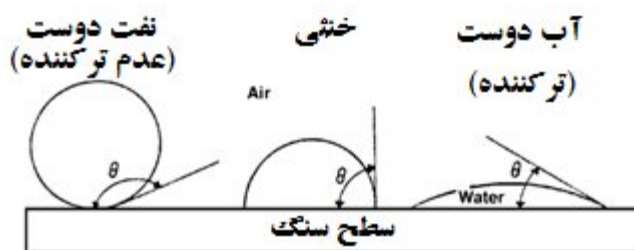
همچنین فشار مویینگی را می‌توان از حاصلضرب اختلاف چگالی دو سیال ترکننده و عدم ترکننده (مانند آب و نفت) در ارتفاعی که سیال از ستون مویین بالا می‌رود بدست آورد. این معادله همچنین برای محاسبه ارتفاع ستون نفت یا گاز بالای سطح آزاد آب (FWL) یا سطح آب-نفت و یا سطح آب-گاز بکار می‌رود.

$$P_c = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot h$$

سنگهای کربنات‌ها معمولاً نفت-دوست ولی ماسه‌سنگ‌ها غالباً آب-دوست هستند. بنابراین فاز ترکننده در سنگهای کربنات‌ها نفت و در ماسه‌سنگها آب می‌باشد. مفاهیم آب-دوست و نفت-دوست در شکل ۴-۱۸ تشریح شده است.

معادله یانگ-لاپلاس نشان می‌دهد که این اختلاف فشار مویینگی با کشش سطحی γ و زاویه ترشوندگی θ رابطه مستقیم و با شعاع موثر فصل مشترک r رابطه عکس دارد:

$$P_c = \frac{-2\gamma \cos\theta}{r}$$



شکل ۴-۱۸- اگر زاویه بین سطح تماس سیال با جداره و مولفه کشش سطحی بزرگتر از ۹۰ درجه باشد، نمونه از نوع نفت-دوست می‌باشد و اگر زاویه مزبور کمتر از ۹۰ درجه باشد نمونه از نوع آب-دوست است. زاویه ۹۰ درجه نشان دهنده نمونه‌های خشی می‌باشد.

اگر در سیستم هوا-جیوه مقدار $\theta = 140^\circ$ و مقدار $\gamma = 480 \text{ dyn/cm}$ آنگاه رابطه بالا به صورت زیر ساده می‌شود:

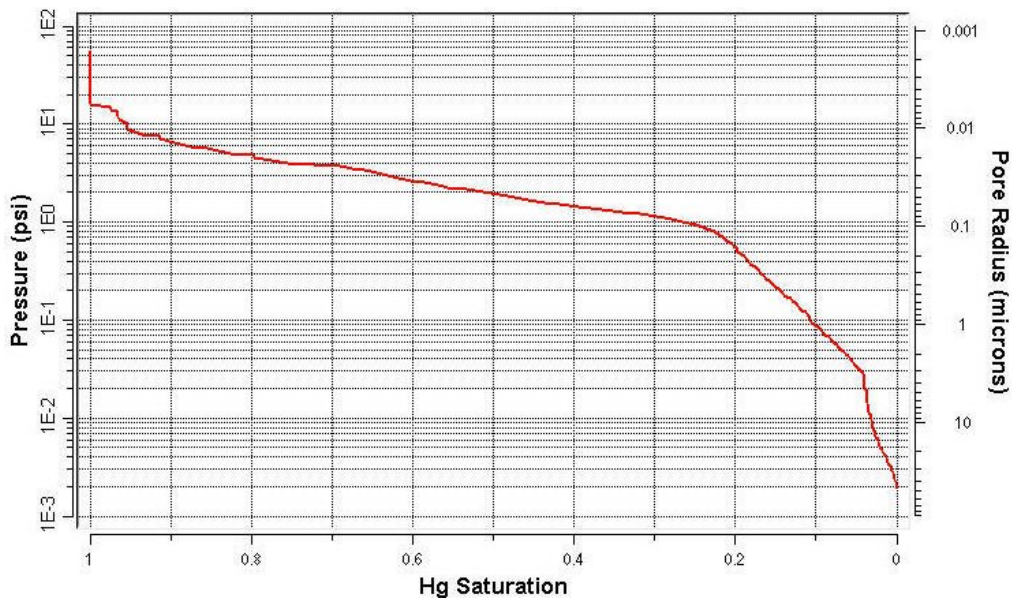
$$P_c = \frac{107}{r}$$

این رابطه بسادگی نشان می‌دهد که با داشتن داده‌های P_c براحتی می‌توان شعاع گلوگاه‌های تخلخل یا اندازه حفرات (r) را محاسبه نمود.

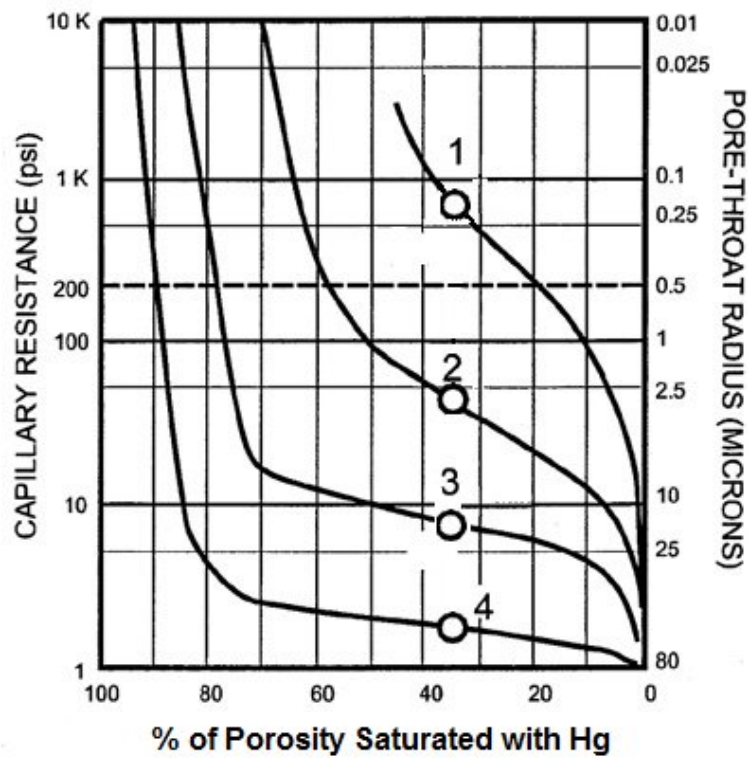
روشهای مختلفی برای محاسبه فشار مویینگی وجود دارند که عبارتند از:

۴-۵-۱- روش تزریق جیوه (Mercury injection method)

این روش روی نمونه پلاگها (نمونه سنگ‌های استوانه‌ای تهیه شده از مغزه) یا خرده سنگهای خشک و تمیز شده انجام می‌گردد. نمونه داخل محفظه‌ای قرار گرفته و سپس جیوه به با فشار به آن تزریق می‌گردد. جیوه تزریق شده وارد فضای تخلخل‌های سنگ می‌شود تا همه آنها را پر کند. برای مثال نمونه‌ای که دارای ۲۰٪ تخلخل است در اثر تزریق جیوه به تدریج ۱۰٪ تخلخل‌های آن از جیوه اشباع می‌گردند. بنابراین فشار لازم برای تزریق جیوه از صفر تا ۱۰٪ اشباع تخلخل‌ها از جیوه اندازه‌گیری (معمولاً بر حسب psi) می‌شود. خلل و فرج بزرگ فشار تزریق کمی نیاز دارند اما هرچه اندازه آنها کوچکتر می‌شود به فشار تزریق افزوده می‌شود. با ترسیم فشار لازم در اشباع‌های مختلف نموداری حاصل می‌شود که یک نمونه آن در شکل ۴-۱۹ نشان داده شده است. محور افقی درصد اشباع جیوه و محور عمودی فشار لازم برای تزریق (P_c) را نشان می‌دهد. همانطور که گفته شد با داشتن فشار مویینگی می‌توان شعاع حفرات را محاسبه نمود. بنابراین در شکل ۴-۱۹ محور قائم نشان داده شده در سمت راست اندازه حفرات را به میکرون نشان می‌دهد. شکل ۴-۲۰ چهار منحنی تزریق جیوه را نشان می‌دهد. نمونه ۱ دارای پایین‌ترین کیفیت مخزنی و نمونه ۴ دارای بالاترین کیفیت مخزنی از نظر خلخل و فرج و توزیع آنهاست. حدود ۸۰٪ خلخل و فرج نمونه ۴ دارای اندازه بزرگتر از ۲۵ میکرون هستند. در حالی که در نمونه ۱ کمتر از یک درصد منافذ اندازه بیش از ۲۵ میکرون دارند و ۱۰٪ آنها دارای اندازه بزرگتر از یک میکرون هستند.



شکل ۴-۱۹- یک نمونه منحنی تزریق جیوه

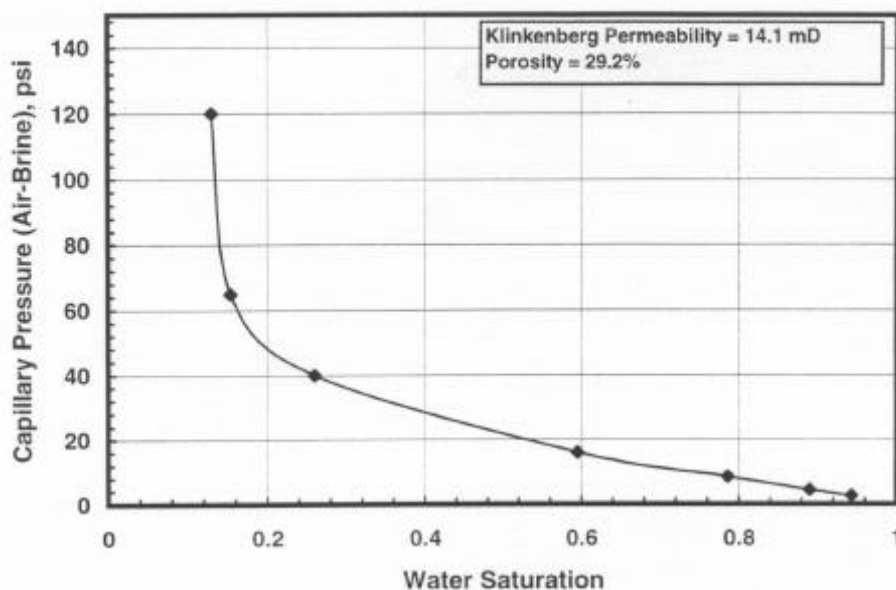


شکل ۴-۲۰- منحنی تزریق جیوه برای چهار نمونه. نمونه ۱ دارای پایین‌ترین کیفیت مخزنی و نمونه ۴ دارای بالاترین کیفیت مخزنی از نظر خلخل و فرج و توزیع آنهاست.

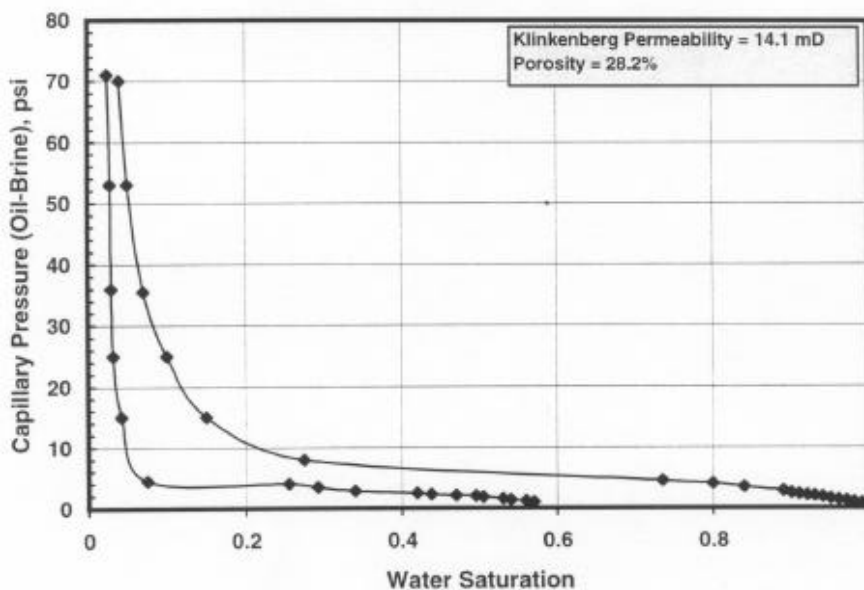
۴-۵-۲- روش صفحه متخلخل (Porous plate method)

۴-۵-۱- سیستم‌های گاز-آب شور (Gas-brine systems)

این روش برای سیستم‌های هوا-آب شور بکار می‌رود که در ابتدا پلاگهای تست توسط آب شور اشباع می‌گردند. نیروی موینگی روی پلاگهای تست و صفحه متخلخل اشباع از آب شور اعمال می‌شود. فشار جابجایی بالای صفحه متخلخل باعث می‌شود که سیال شور از پلاگ بیرون بریزد اما مانع جریان سیال جایگزین شده (هوا) می‌شود. پلاگها از فواصل برداشته می‌شوند و وزن می‌شوند تا زمانی که تعادل وزنی (و بنابراین سیال) بدست می‌آید. سپس فشار بکار گرفته شده افزایش داده می‌شود و این فرایند تکرار می‌شود تا زمانی که منحنی کاملی از ۶ نقطه بدست آید. نتایج حاصله بصورت فشار کاپیلاری هوا-آب شور در مقابل درصد اشباع آب شور نشان داده می‌شوند (مانند شکل ۴-۲۱) که به داده‌های نفت آب شور یا درصد اشباع در مقابل ارتفاع بالای سطح نفت (یا گاز)-آب تبدیل می‌شوند (شکل ۴-۲۲).



شکل ۴-۲۱- فشار کاپیلاری هوا-آب شور در مقابل درصد اشباع آب شور در روش صفحه متخلخل



شکل ۴-۲۲- فشار کاپیلاری نفت-آب شور در مقابل درصد اشباع آب شور در روش صفحه متخلخل

۴-۵-۲- سیستم‌های نفت-آب شور (Oil-brine systems)

اندازه‌گیری‌های نفت-آب شور مشکل‌تر از هوا-آب شور است. برای یک سیستم بطور کامل آب-دوست، فشار کاپیلاری زهکشی نفت-آب شور می‌تواند از تبدیل داده‌های هوا-آب شور بدست آید. فشار کاپیلاری زهکشی نفت-آب شور واقعی می‌تواند توسط یک سلول هسلر (Hassler) برآزش شده با یک دیسک اشباع شده با آب شور بدست آید. یک پلاگ آزمایشی اشباع شده با شورابه در معرض فشار نفت در محل ورودی قرار داده می‌شود و حجم آب شور تولید شده در محل خروجی مشاهده می‌شود. زمانی که تعادل برقرار شده (ممکن است ۳ هفته طول بکشد)، فشار افزایش داده شده و این فرایند تکرار می‌شود تا یک منحنی کامل بدست آید. باید دقت شود که فشار جابجایی دیسک افزایش نیابد که منجر به جابجایی آب شور از دیسک علاوه بر پلاگ می‌شود.

۴-۵-۳- روش سانتریفیوژ (Centrifuge method)

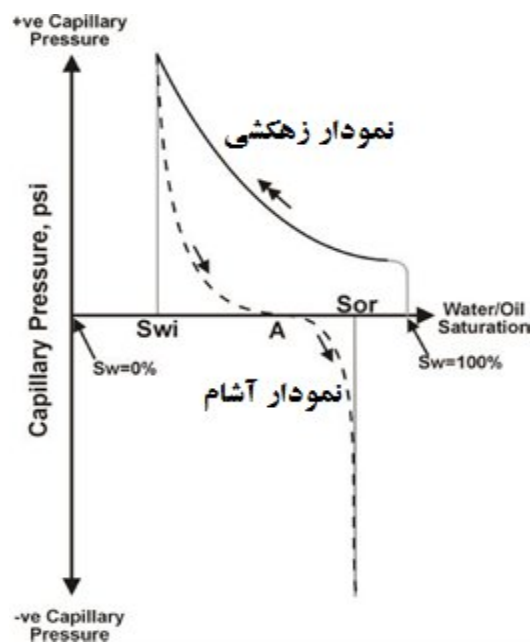
روش سانتریفیوژ بر اساس افزایش مقدار g در معادله زیر طی چرخش پلاگ با شعاع و تعداد دور در دقیقه (rpm) معلوم است:

$$C_p = hg(\rho_w - \rho_o)$$

آنگاه فشار مویینگی میانگین توسط معادله زیر بدست می‌آید:

$$C_p (\text{psi}) = 7.9 * 10^{-8} (\rho_1 - \rho_2) R^2 (r_b^2 - r_i^2)$$

که در آن ρ_1 و ρ_2 برابر چگالیهای دوفاز حاضر و r_i و r_b برابر شعاع چرخش بالا و پایین مغزه به ترتیب هستند. برای سیکلهای زهکشی نفت-آب شور، پلاگهای آزمایشی اشباع شده با آب شور در نگهدارنده‌های طراحی شده ویژه در نفت غوطه‌ور می‌شوند. با آغاز قرار دادن تعداد دور در دقیقه پایین، مقدار آب شوری که از پلاگ خارج می‌شود برای هر سرعت چرخش خاص ثبت می‌شود. برای سنجش مقدار حجم آب شور خروجی یک ظرف شیشه‌ای مدرج به انتهای نمونه متصل می‌شود. زمانی که سانتریفیوژ به سرعت در حال چرخش است، مقدار حجم سیال خروجی جمع شده در ظرف شیشه‌ای قرائت می‌شود. مقدار سرعت چرخش در مراحل مختلفی بالا برده می‌شود و مقدار آب شور جمع شده ظرف شیشه‌ای برای هر مرحله قرائت می‌شود تا نمودار زهکشی (drainage) بدست آید. بعد از متوقف نمودن سانتریفیوژ، نمودار آشام (imbibition) به دنبال پایان نمودار زهکشی (در Sw_{ir}) تا نقطه A در $C_p=0$ قرار می‌گیرد (شکل ۴-۲۳).



شکل ۴-۲۳- نمودار زهکشی و آشام

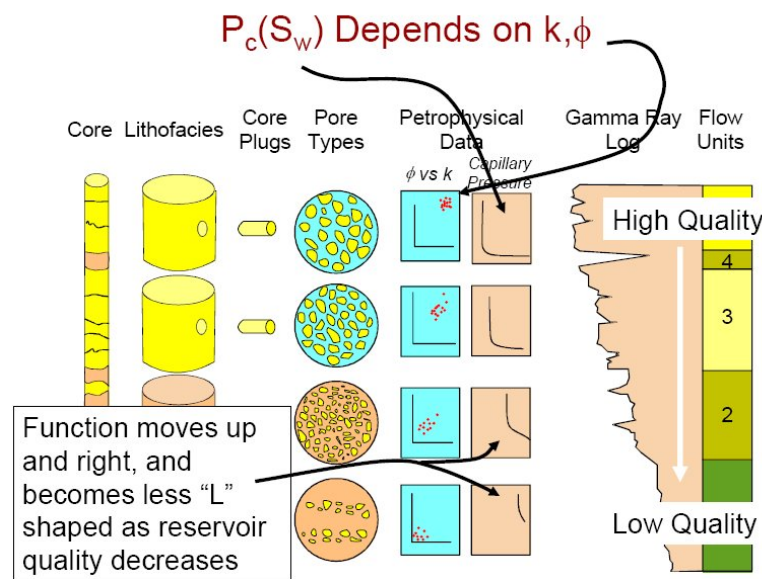
سپس سیال واقع در واحد آشام از آب شور به نفت تغییر می‌یابد و بخشی از منحنی آشام نشان داده شده در شکل ۴-۲۳ از $A(C_p)=0$ تا اشباع نفت کاهش نیافتنی (S_{or}) با ثابت حجم نفت تولید شده در افزایشهای متعدد سرعت ایجاد می‌شود.

۴-۵-۴- تخمین فشار موینگی با استفاده از روش (J function) Leverett

تابع لورت J تلاشی جهت تطابق فشار موینگی با ساختار منافذ (بر حسب نسبت تراوایی به تخلخل) است. تابع لورت J که بدون واحد است، برای هر گونه سنگی (Rock type) به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$J(S_w) = \frac{C \cdot P_c}{\gamma \cdot \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

که P_c فشار موینگی، γ کشش سطحی، θ زاویه ترشدهگی، k تراوایی، ϕ تخلخل و C فاکتور تبدیل واحد برای بدون واحد ساختن $J(S_w)$ است. مقادیر این تابع در اشباع فاز ترشدهگی یکسان برای هر سیستم واحد و هر مقداری از نسبت k/ϕ مشابه است. در شکل ۴-۲۴ رابطه بین نوع حفرات، رابطه تخلخل و تراوایی، فشار موینگی و کیفیت مخزنی نشان داده شده است. همانطور که نشان داده شده است، سنگهایی دارای کیفیت مخزنی بالایی هستند تخلخل و تراوایی بالایی داشته و این رابطه مستقیم است. بعلاوه منحنی تزریق جیوه به شکل حرف L بسیار نزدیک است. هر چه کیفیت مخزنی پایین‌تر می‌آید منحنی تزریق جیوه کمتر به شکل حرف L شبیه است.



شکل ۴-۲۴- رابطه بین نوع حفرات، رابطه تخلخل و تراوایی، فشار موینگی و کیفیت مخزنی

لازم به ذکر است روشهای ذکر شده در صنعت نفت بسیار رایجند، اما روشهای دیگری نیز علاوه بر آنها وجود دارند - مانند روش دیافراگم متخلخل و روش دینامیک - که کمتر رایجند.

۴-۶- آب اشباع شدگی

درصد اشباع آب یکی از پارامترهای مهم جهت محاسبه حجم ذخیره مخازن هیدروکربنی است. با داشتن درصد اشباع آب می‌توان درصد اشباع نفت و گاز را محاسبه نمود.

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

درصد اشباع آب یا آب اشباع شدگی نشان می‌دهد چند درصد منافذ دارای آب هستند. مثلاً اگر متوسط تخلخل یک لایه نفتی ۱۵٪ و درصد اشباع آب آن ۴۰٪ باشد بدین معنی است که ۶٪ خلخل و فرج دارای آب و ۹٪ بقیه دارای نفت است. برای فواصلی که از آب شور اشباع شده‌اند $S_w=1$ است.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F.R_w}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{a.R_w}{\phi^m R_t}}$$

پارامترهای معادله آرچی عبارتند از:

S_w : Water saturation (آب اشباع شدگی)

a : Tortuosity factor (ضریب پیچاپیچی)

R_w : Resistivity of the formation water (مقاومت آب سازندی)

R_t : True resistivity (مقاومت واقعی سازند)

ϕ : Porosity (تخلخل)

m : Cementation exponent (ضریب سیمان شدگی)

n : Saturation exponent (ضریب اشباع)

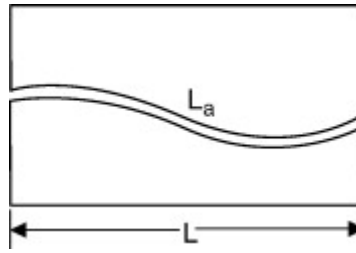
فاکتور مقاومت سازند به صورت مقاومت سنگ اشباع از آب (R_o) به مقاومت خود آب (R_w) تعریف می‌شود.

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

فاکتور مقاومت سازند را می‌توان از رابطه بین ضریب پیچاپیچی، تخلخل و ضریب سیمان شدگی نیز به صورت زیر محاسبه نمود:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

ضریب پیچاپیچی مطابق شکل ۴-۲۵ برابر طول مسیر واقعی یک مسیر به طول نمونه تعریف می‌شود.



شکل ۴-۲۵- مفهوم ضریب پیچ‌پیچی $a=La/L$

در ماسه‌های سخت و طبقات آهکی مقدار a و m به ترتیب برابر ۱ و ۲ قرار داده می‌شود. ضریب اشباع معمولاً برابر ۲ قرار داده می‌شود.

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

بنابراین فرمول محاسبه آب اشباع شدگی بصورت زیر درمی‌آید:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}}$$

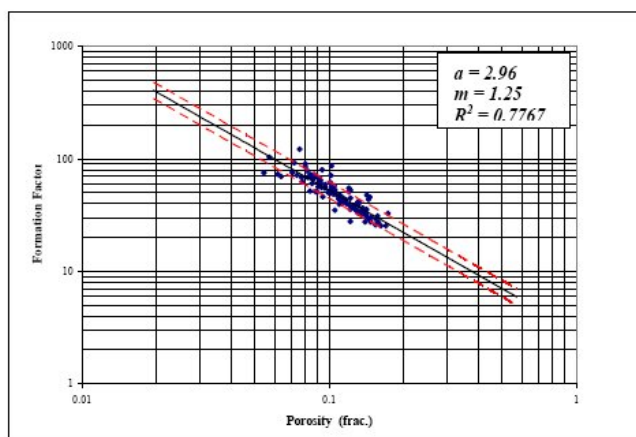
در رسوبات سست و ناپیوسته مانند ماسه‌های تحکیم نیافته مقدار $a=0.81$ قرار داده می‌شود. معادله Humble برای محاسبه F نیز بصورت زیر است:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

زمانی که داده‌های به حدکافی در دسترس نباشد آب اشباع شدگی را از فرمول کلی زیر نیز می‌توان محاسبه نمود:

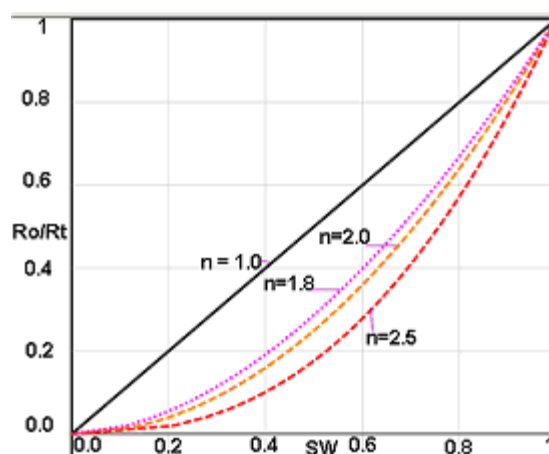
$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

بدین مفهوم که از تقسیم مقاومت منطقه اشباع از آب به مقاومت واقعی سازند (نمودار LLD) می‌توان بطور تخمینی S_w را محاسبه نمود. یکی از مهمترین مسائل مهم مطرح در محاسبه آب اشباع شدگی مخازن تعیین دقیق ضرایب آرچی (m و n و a) می‌باشد. قرار دادن مقادیر ثابت فوق الذکر همیشه خطاهایی در محاسبه اشباع آب واقعی مخزن ایجاد می‌کند. یک راهکار کاربردی این است که با تلفیق مطالعات پتروگرافی و پتروفیزیکی سنگ‌های مخزن را به یک سری گونه‌های سنگی (Rock type) دسته بندی کنیم و سپس برای هر گونه سنگی بطور جداگانه ضرایب آرچی را محاسبه نمود. سپس برای محاسبه ضریب سیمان شدگی، داده‌های FRF (فاکتور مقاومت سازند) در مقابل تخلص در یک مقیاس log-log پلات برای هر گونه سنگی پلات می‌شوند. شیب خط برآزش شده به این نقاط نشانگر ضریب سیمان شدگی و محل قطع آن با محور عمودی (intercept) برابر ضریب پیچ‌پیچی است (شکل ۴-۲۶).



شکل ۴-۲۶- پلات فاکتور مقاومت سازند در مقابل تخلخل. شیب خط برآزش شده $m=$ و عرض از مبدا آن $a=$

برای محاسبه ضریب اشباع به ترتیب زیر عمل می‌شود: زمانی که تخلخل نمونه پلاگ مغزه با استفاده از آنالیز تزریق هلیوم اندازه‌گیری شد، پلاگ مزبور از آب شور اشباع (صد درصد اشباع از آب) می‌شود. سپس مقاومت آن اندازه‌گیری می‌شود. در مرحله بعد مقداری از آب اشباع شده خارج می‌شود و دوباره مقاومت نمونه اندازه‌گیری می‌شود. این کار به دفعات مختلف تکرار می‌شود تا همه اشباع شدگی‌ها از صفر تا ۱۰۰٪ را تحت پوشش قرار دهد. شیب خط حاصل از پلات Ro/Rt در مقابل Sw بیانگر ضریب اشباع n است (شکل ۴-۲۷).



شکل ۴-۲۷- شیب خط حاصل از پلات Ro/Rt یا F در مقابل Sw بیانگر ضریب اشباع n است

لازم به ذکر است که فرمول آرچی برای مخازن تمیز (عاری از شیل) توسعه یافته است. در مخازن دارای شیل فرمولهای دیگری نیز برای محاسبه آب اشباع شدگی وجود دارند مانند فرمولهای Simandoax, Dual water, Indonesia, Waxman smits, Hossein و ... که خارج از حوصله این مبحث است.

۴-۷- انواع سنگ‌های مخزن

سنگ‌های مخزن از نظر سنگ‌شناسی شامل مخازن ماسه سنگی، کربناته، غیرعادی هستند که در زیر تشریح شده‌اند.

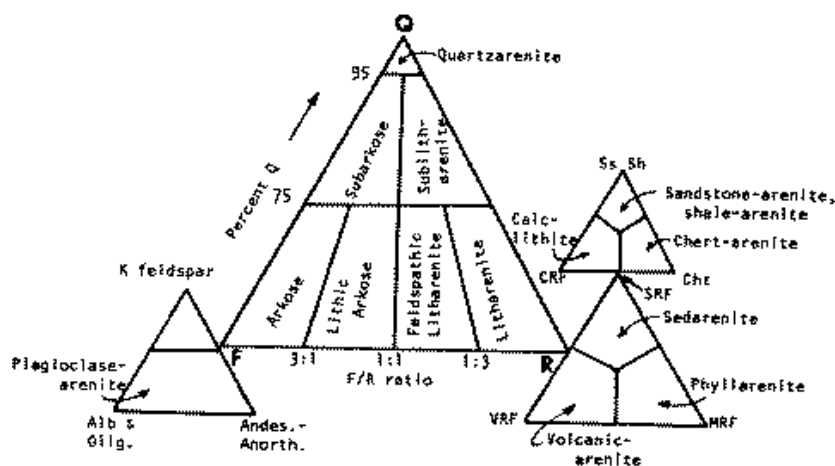
۴-۷-۱- مخازن ماسه سنگی

ماسه سنگی یکی از مهمترین نوع مخازن نفت و گاز در دنیا هستند. ماسه سنگی نسبت به سنگ‌های کربناته در مقابل فرایندهای دیاژنری مقاوم تر هستند. تخلخل و تراوایی دو پارامتر مهم ماسه سنگی هستند که کیفیت مخزنی آنها را کنترل می‌کنند. این پارامترها به نوبه خود به بافت، ترکیب، سیمان و ماتریکس وابسته‌اند. بنابراین کیفیت مخزنی ماسه‌سنگها به منشا، شرایط رسوبگذاری، محیط رسوبگذاری و فرایندهای دیاژنری بستگی دارد.

۴-۷-۱-۱- طبقه‌بندی ماسه‌سنگها

طبقه‌بندی فولک

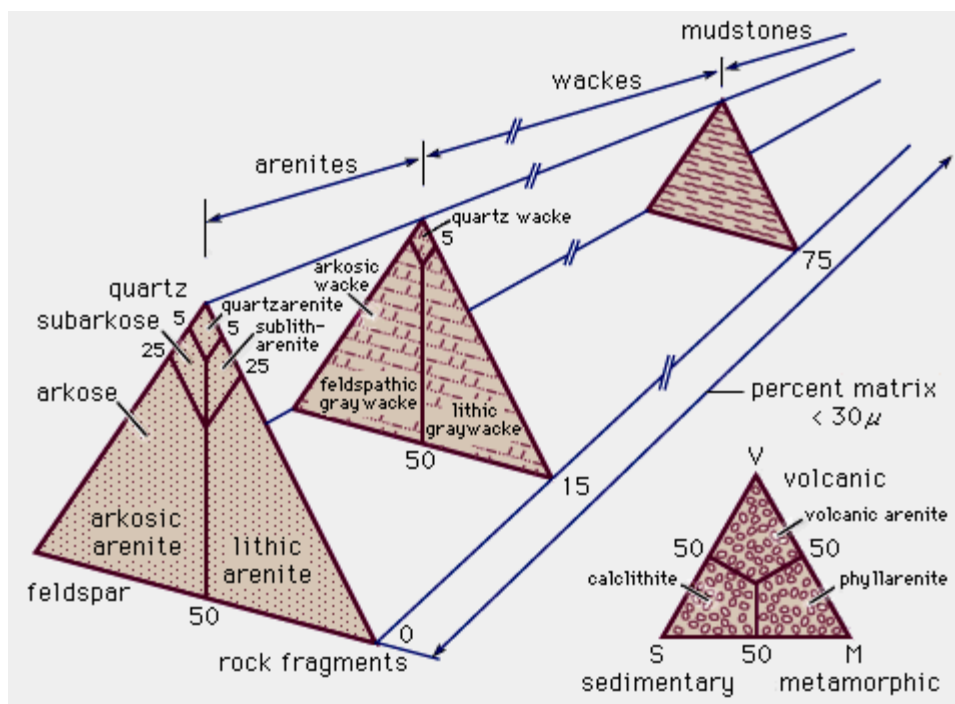
طبقه‌بندی ماسه سنگ توسط فولک بر اساس کانیهای کوارتز، فلدسپات و خرده سنگها می‌باشد (شکل ۴-۲۸) در این طبقه‌بندی که بر اساس کانیهای اصلی می‌باشد، درصد ماتریکس، سیمان شیمیایی، گلاگونیک و ... در نظر گرفته نمی‌شود. برای نامگذاری سنگها در این روش باید مقدار کانیهای اصلی ذکر شده در سنگ را تعیین کرده و آنها را به درصد تبدیل نمود و بر اساس درصد ذرات بدست آمده سنگ را نامگذاری کرد. فولک ماسه سنگها را به هفت گروه کوارتز آرنایت، ساب آرکوز، ساب لیتارنایت، لیتارنایت، لیتیک آرکوز و فلدسپاتیک لیتارنایت تقسیم می‌شوند. البته بر حسب نوع خرده سنگها نیز تقسیم‌بندیهای جزئی تری دارند که در شکل ۴-۲۸ نشان داده شده‌اند.



شکل ۴-۲۸- طبقه‌بندی فولک برای ماسه‌سنگها

طبقه‌بندی پتی جان

در این طبقه‌بندی بافت سنگها نیز در نظر گرفته شده است و بر اساس ماسه سنگها به دو گروه تقسیم می‌شوند گروه اول آنهايي هستند که بیشتر از ذرات ماسه‌ای تشکیل شده‌اند و کمتر از ۱۵٪ ماتریکس دارند و گروه دوم ماسه سنگهای کثیف نامیده می‌شوند و ماتریکس آنها بیش از ۱۵٪ می‌باشد. در واقع در این نوع تقسیم‌بندی بر اساس بافت و همچنین جنس ذرات تشکیل دهنده سنگ را تقسیم می‌کنند و سنگهایی که ماتریکس آنها کمتر از ۱۵٪ می‌باشند شامل: کوارتز آرنایت، ساب آرکوز، ساب لیتارنایت، آرکوز و لیتیک آرنایت می‌باشد و سنگهایی که ماتریکس آنها بیشتر از ۱۵٪ می‌باشد عبارتند از کوارتز وک، آرکوزیک وک، فلدسپاتیک گریوک و لیتیک گریوک و اگر درصد ماتریکس سنگ بیش از ۷۵٪ باشد مادستون‌ها را بوجود می‌آورد. شکل ۴-۲۹ طبقه‌بندی پتی جان برای ماسه‌سنگها را نشان می‌دهد.



شکل ۴-۲۹- طبقه‌بندی پتی جان برای ماسه‌سنگها

۴-۷-۱-۲- انواع تخلخل در ماسه‌سنگها

تخلخل اولیه

تخلخل اولیه در زمانی که رسوب بر جای گذاشته است تشکیل می‌شود و شامل تخلخل بین دانه‌ای و تخلخل درون دانه‌ای می‌باشد. معمولاً تخلخل اولیه در ماسه سنگها اصولاً به فرم تخلخل بین دانه‌ای است و به مچوریتی بافت رسوب وابسته است که عمدتاً به توسط فرآیندها و محیط‌های رسوبگذاری و تا حد کمتری توسط مچوریتی ترکیبی کنترل می‌شود. بطور کلی با افزایش اندازه دانه، جور شدگی رسوب بهتر بوده و اگر آرایش غیر متراکم‌تر باشد، دانه‌ها بهتر گرد شده باشند و مقدار رس کاهش یابد، تخلخل افزایش می‌یابد. ماسه‌های ساحلی و تپه‌های ماسه‌ای تمیز با آرایش غیر متراکم و جور شدگی خوب می‌توانند تخلخلی بیش از ۵۰ درصد داشته باشند که از نفوذپذیری بالایی نیز برخوردار خواهند بود. برخلاف اغلب ماسه سنگها، رسوبات ریزتر نظیر سلیستون و گل سفید دارای تخلخل مفید بالایی می‌باشند ولیکن نفوذپذیری آنها معمولاً کم است، چون نیروی کاپیلاریته از عبور راحت سیالات در داخل دهانه حفرات کوچک ممانعت می‌کند. پس از رسوبگذاری بیشتر ماسه سنگها یک کاهش تدریجی در میزان تخلخل و نفوذپذیری با افزایش عمق را نشان می‌دهند. با وجود این، در حال حاضر ترکیب ماسه، فاکتور مهمی در تکامل تخلخل است.

فرآیندهای موثر در کاهش تخلخل

فشرده‌گی و سیمانی شدن دو فرآیند اصلی دیاژنتیکی در کاهش تخلخل هستند. فشرده‌گی از چند متری زیر سطح رسوب به وقوع می‌پیوندد و به آرایش نزدیکتر دانه‌ها و عاقبت و در اعماق صدها تا هزاران متری به انحلال فشاری و نفوذ در هم دانه‌ها می‌شود. دانه‌های لیتیک مخصوصاً به توسط روباره، مستعد تغییر شکل و خوردگی هستند، با این وجود سیمانی شدن فرآیند اصلی در کاهش تخلخل در ماسه سنگهاست. سیلیس، کلسیت و رس همگی می‌توانند به عنوان سیمان‌ت‌نشین شوند، حفرات را پوشانده و پر کنند و هم تخلخل و هم نفوذپذیری را کاهش دهند.

بیشتر ذخایر نفتی غیر کربناته در ماسه سنگهایی که فقط تا حدودی سیمانی شده‌اند وجود دارد. بنابراین بیشتر تخلخل رسوبگذاری آنها باقی مانده است. ماسه سنگهایی که از نظر ترکیبی کمتر بالغ هستند، بر اثر جانشینی رس و زئولیت در دانه‌های ناپایدار، کاهش بیشتری از

تخلخل را نشان می‌دهند. تشکیل این کانیها اغلب در ارتباط با واکنش‌های هیدراسیون و فلدسپات است که بر اثر آن کانیهای جدید حجم بیشتری را نسبت به دانه‌های اصلی اشغال کرده و بنابراین حفرات بیشتری را نیز پر می‌کنند.

تخلخل ثانویه در ماسه سنگها

تخلخل ثانویه در طی دیازنز در اثر انحلال و دولومیتی شدن و از طریق حرکات تکتونیکی که تولید شکستگی در سنگ می‌کند، تشکیل می‌شود. تخلخل ثانویه را می‌توان به توسط ویژگیهای زیر تشخیص داد که عبارتند از:

- انحلال بخشی از دانه‌ها
- رس‌های حاشیه‌ای حل نشده اطراف دانه‌های قبلی
- حفرات بزرگ، یعنی حفرات بزرگتر از نظر اندازه و شکل دانه‌ها

دانه‌هایی که معمولا انحلال حاصل می‌کنند شامل فلدسپاتها، کانیهای مافیکی، دانه‌های با منشا مکانیکی و کربناته بوده و سیمانها شامل کربناته‌ها، زئولیت، رس و همچنین ممکن است سولفات باشد.

تخلخل در ماسه‌های حاوی نفت

تخلخل لازم برای ذخایر نفتی خوب ۲۰ تا ۳۰ درصد است. هر چند سیمانهای رسی در بیشتر افق‌ها تخلخل را کاهش داده است. ماسه‌های حاوی نفت برنت ژوراسیک در شمال دریای شمال دارای تخلخل‌هایی هستند که مقدار زیادی توسط محیط رسوبگذاری کنترل شده، ولیکن تخلخل ثانویه نیز حائز اهمیت است. بسیاری از مطالعات انجام شده، در ماسه سنگهای ترشیاری حاوی نفت در ساحل خلیج مکزیک نشان داده است که کاهش کلی تخلخل با افزایش عمق به مقدار زیادی توسط ترکیب اولیه رسوب کنترل شده است، ولیکن انحلال سیمان در عمق ۲ تا ۳ کیلومتری تخلخل را افزایش داده و بنابراین در بسیاری از افق‌ها پتانسیل مخزنی ایجاد شده است.

۴-۷-۱-۳- محیطهای رسوبی ماسه‌سنگها

۴-۷-۱-۳-۱- محیطهای رودخانه‌ای

محیطهای رودخانه‌ای شامل سیستم‌های پیچیده‌ای از فرسایش، حمل رسوب و رسوبگذاری می‌باشد که منجر به تشکیل اشکال سطحی بسیار متنوعی می‌شود. در حال حاضر سیستم‌های رودخانه‌ای از مخروطهای افکنه تا رودخانه‌های مشبک بریده بریده با پیچش کم تا رودخانه‌های ماندری در تغییر است. رسوبات آنها از درشت‌ترین کنگلومراها تا ماسه سنگها و گل سنگها در تغییر است. بطور کلی ماسه سنگهای رودخانه‌ای معمولا دارای قاعده مشخص و طبقه بندی مورب با تعدادی لایه بندی مسطح و لامیناسیون مورب می‌باشند. این ماسه سنگها به صورت عدسی بوده یا اینکه بطور جانبی دارای تداوم بیشتری باشند. ماسه سنگهای رودخانه‌ای از نظر بافتی و ترکیبی معمولا ایمچور هستند، هرچند این موضوع به منشا رسوب، آب و هوا و مسافت حمل و نقل بستگی دارد. بطور کلی اندازه دانه رسوب به طرف پایین دست کاهش یافته و جورشدگی بهتر است. بیشتر آنها آرکوز و لیتارنایت هستند، آنهايي که از حرکت مجدد ماسه سنگهای قدیمی سرچشمه گرفته‌اند، بیشتر کوارتزی هستند. کنگلومراهای رودخانه‌ای بطور تپیک به صورت عدسی هستند و معمولا دارای طبقه بندی ناقص می‌باشند و بیشتر آنها با داشتن هم قطعات برون سازندی و هم قطعات درون سازندی، پلی میکتیک هستند و دارای فابریک با پیل فراوان می‌باشند.

انواع کانالهای رودخانه‌ای

ماندري: کانالهای ماندري دارای پیچش زیاد و یک کانال منفرد است.

مستقیم: کانالهای مستقیم ممکن است دارای سدهای حاشیه‌ای بوده و در هنگام آبدهی کم دارای خط القعر پیچیده باشند.

بریده بریده: رودخانه‌های بریده بریده دارای پیچش کم هستند و لیکن کانال در هنگام آبدهی بوسیله سدهای بریده بریده به کانالهای فرعی تقسیم می‌شود.

آناستوموسینگ: رودخانه‌های آناستوموسینگ دارای چندین کانال اصلی با پوشش کم یا زیاد هستند، که به توسط جزایر آبرفتی دائمی که اغلب دارای پوشش گیاهی هستند، از یکدیگر جدا می‌شوند.

فاکتورهای تعیین کننده نوع رودخانه

فاکتورهای زیادی که در یک ناحیه وجود دارند، تعیین کننده نوع رودخانه است، که از مهمترین این فاکتورها، اندازه ذرات رسوب و شیب هستند. ضمناً آب و هوا نیز یک عامل تعیین کننده مقدار دبی و تغییرات فصلی است. تغییرات آب و هوایی و حرکات تکتونیکی، نظیر بالا آمدگی ناحیه منشا می‌تواند باعث تبدیل یک نوع رودخانه به نوع دیگر شود. چهار رده سیستم رودخانه‌ای می‌توان تشخیص داد. مخروط افکنه، رودخانه بریده بریده، رودخانه مئاندری و رودخانه آناستوموسینگ.

رخساره‌های مخروط افکنه

مخروطهای افکنه بویژه در مناطق نیمه خشک، که بارانهای سنگین، کم یا بطور متناوب وجود دارد، فراوان است، هرچند در مناطق مرطوب نیز وجود دارند. مخروطهای افکنه پیش دامنه‌های رسوبی هستند که در مجاورت نواحی بالا آمده، بویژه آنهایی که توسط گسلها محدود می‌شوند، وجود دارند. در مقایسه با سایر رسوبات رودخانه‌ای رسوبات مخروطهای افکنه معمولاً درشت تر و بیشتر از گراول و ماسه تشکیل شده‌اند. رسوبات ترکیبی از نظر ترکیبی ایمنچورند و معمولاً دارای دامنه وسیعی از انواع دانه و پیل هستند، که منعکس کننده زمین شناسی ناحیه منشا است.

مخروطهای افکنه به صورت توده‌های آواری گوه‌ای شکلی هستند که معمولاً با حوزه‌های گسلی محدود، نظیر گرابن‌ها، نیمه گرابن‌ها و حوزه‌های مجزا همراه هستند. بطور عمودی توالی ممکن است درشت شدن دانه‌ها و ضخیم شدن طبقات به طرف بالا که نشان‌دهنده فعالیت پیشروی مخروطها بر اثر بالا آمدگی نواحی پشت چین خوردگی است، یا ریز شدن دانه‌ها و نازک شدن طبقات به طرف بالا که به علت عقب نشینی مخروط است را نشان دهند. طرح جریانهای قدیم در مخروطهای افکنه معمولاً به صورت شعاعی است.

رخساره‌های رودخانه بریده بریده

کانالهای رودخانه‌ای بریده بریده معین و کم عمق هستند و در جایی که رسوبات در اندازه ماسه زیاد باشد، به توسط دون‌ها پوشیده می‌شوند. سدهای ماسه‌ای و تپه‌های بزرگ که رودخانه‌ها را به کانالهای کوچکتر تقسیم می‌کند، در سطح دارای خط الراسهای مستقیم تا زبانه‌ای هستند. رسوبات رودخانه بریده بریده عمدتاً از رخساره‌های کانالی و سدی با طبقه بندی مورب مسطح و تابولار که در اثر مهاجرت سدودون به طرف پایین دست تشکیل شده‌اند، درست شده است. فرسایش داخلی و سطوح دوباره فعال شده فراوانند و کانالهای پر شده ممکن است تا حدودی کاهش اندازه دانه‌ها به طرف بالا را نشان دهد. در یک مقیاس بزرگ، رودخانه‌های بریده بریده توده‌های ماسه‌ای چند طبقه با شکل هندسی کشیده تا ورقه‌ای را تشکیل می‌دهند، که به مهاجرت جانبی آنها بستگی دارد. گل سنگهای بین لایه‌ای وجود نداشته یا ضخامت زیادی ندارند. جریانهای قدیم اینها یونی مدال و با پراکندگی کم است. توصیف‌های متعددی از رخساره‌های رودخانه بریده بریده در دورانهای زمین شناسی وجود دارد. این رخساره‌ها در ماسه سنگهای قرمز قدیمی (دونین) و قرمز جدید (تریاس) بریتانیا، در دونین شرق آمریکای شمالی و در تریاس شرق استرالیا وجود دارد.

رخساره های رودخانه مئاندری

رودخانه مئاندری دارای کانال مشخص و زیر محیط‌های در خارج از کانال هستند. خود کانال معمولاً در روی کف دارای ساختمان‌هایی از نوع دون بزرگ هست و این ساختمانها نیز در بخش تحتانی پوینت بار وجود دارد. حرکت دونها منجر به تشکیل طبقات مورب تراف می‌شود. ماسه‌های با طبقات مسطح در رژیم جریانی بالا ممکن است در پوینت بار رسوب نماید و در قسمت بالاتر ماسه‌های ریزتر با ریپل‌هایی که ماسه‌های بالامیناسیون مورب را تشکیل می‌دهند و پوشش‌ها و عدسی‌های تکی فراوان است.

غالباً رودخانه‌های مئاندری راه میانبر را قطع می‌کنند. بنابراین حلقه‌های ماندری قطع می‌شوند. این حالت باعث تشکیل دریاچه‌های شاخ گاوی می‌شود که تدریجاً با رسوبات دانه ریز پر می‌شود. رسوبگذاری رودخانه‌های مئاندری در اثر مهاجرت پوینت بار یک توالی با ریز شدن دانه‌ها به طرف بالا را تشکیل می‌دهد. گاهی اوقات سیلابهای اصلی، پوینت بار را هموار نموده و سطح با مقیاس بزرگ و زاویه کم، که تحت عنوان سطح با رشد جانبی یا طبقه بندی مورب اپسیلون نامیده می‌شود را تشکیل می‌دهد. رسوبات رودخانه مئاندری معمولاً از رسوبات ضخیم دشت سیلابی و ماسه سنگهای پوینت بار مربوط به کانال خطی تشکیل شده‌اند.

بر اساس مقدار ماسه موجود در سیستم و میزان یا نرخ پیشروی، این توده‌های ماسه‌ای خطی ممکن است به یکدیگر متصل شوند. رسوبات دشت سیلابی به عنوان یک سد نفوذپذیری عمل کرده و ممکن است توده‌های ماسه‌ای را که دارای پتانسیل مخزنی هستند، از یکدیگر جدا کند. رسوبات رودخانه‌های مئاندری بطور تیبیک از تعداد زیادی ماسه سنگهای ریز شده به طرف بالا، که توسط سیلت‌های دشت سیلابی پوشیده می‌شوند، تشکیل شده است.

رخساره‌های رودخانه آناستوموسینگ

این نوع رودخانه قادر نیست بطور جانبی خیلی مهاجرت کند، زیرا جزایر آبرفتی پوشیده از گیاه است. بنابراین رسوبات کانالی روی هم انباشته شده و می‌تواند توده‌های ماسه‌ای ضخیمی را تشکیل دهد. ماسه‌های با طبقه بندی مورب بطور تنگاتنگ با رسوبات دانه ریزتر جزایر آبرفتی همراه هستند، که ممکن است دارای خاک و زغال باشند. رودخانه‌های آناستوموسینگ عهد حاضر در فوت هیل کوه‌های راکی کانادا و رسوبات معادل کرتاسه حاوی گاز و نفت، که در زیر زمین در سسکچوون وجود دارند، یافت می‌شود.

۴-۷-۱-۳-۲- محیط‌های دلتایی

دلتاهای محیط‌های پیچیده‌ای هستند که خصوصیات آنها توسط نوع سیستم رودخانه تامین کننده رسوب، فرآیندهای ساحلی و آب و هوا تعیین می‌گردند. دلتاهای می‌توانند به چندین قسمت تقسیم گردند. دشت دلتایی یا بالای دلتا، به ناحیه‌ای که در پشت خط ساحلی قرار دارد، اطلاق می‌شود و بخش بالاتر دشت دلتا که تحت نفوذ فرآیندهای رودخانه‌ای قرار دارد از بخش پایین تر دلتا که تا حدودی تحت تاثیر فرآیندهای دریایی و عمدتاً طغیانهای جزر و مدی است قابل تشخیص می‌باشد. ماسه‌ها و ماسه سنگهای کانال‌های دلتایی و سدهای دهانه‌ای بطور تیبیک دارای جورشدگی متوسط تا خوب با دانه بندی گرد شده هستند.

این رسوبات دارای تخلخل و نفوذپذیری اولیه بالایی می‌باشند. گل‌های بخش انتهایی دلتا و گل‌های دشت دلتایی و زغال‌ها می‌توانند سدهای نفوذناپذیری را تشکیل دهند. بطور کلی ماسه سنگهای دلتایی از سنگهای قسمت زیر پوسته سرچشمه گرفته اند. بنابر این بسیاری از آنها کوارتزی و لیت آرنیتی هستند. انواع زیادی دلتا شناخته شده است و از نظر شکل هندسی توده‌های ماسه‌ای با یکدیگر اختلاف زیادی دارند. دلتاهای عصر حاضر را می‌توان با استناد به قدرت رودخانه و امواج جزر و مد به سه رده تقسیم نمود.

دلتاهای تحت نفوذ رودخانه

دلتاهای عصر حاضر و قدیم می‌سی‌سی‌پی مثال بارزی از یک دلتای تحت نفوذ رودخانه است. دو نوع اصلی از این دلتاها عبارتند از:

دلتاهای کشیده

دلتاهای کشیده تعداد کمی رودخانه شاخه شاخه دارند یک کانال اصلی رسوب را به بخش جلویی دلتا، که سپس به چندین کانال کوچکتر تقسیم می‌شود، حمل می‌کند. رسوبات خلیج به خوبی در مجاورت کانال اصلی گسترش دارند و غالباً شکستگی به داخل خلیج ایجاد می‌شود تا دلتاهای کوچک پرکننده خلیج را تشکیل دهد که از یک واحد نازک دانه‌ها به طرف بالا درشت شونده درست شده است. بیشتر رسوبات در سدهای دهانه‌ای و سدهای دورتر رسوب می‌کنند و در نتیجه پیشروی به طرف دریا یک توده ماسه‌ای کشیده تشکیل می‌شود. اینها چندین کیلومتر یا بیشتر طول داشته و نسبتاً ضخیم می‌باشند. کانال با رسوبات پرکننده درشت و به طرف بالا ریز شونده این رسوبات را قطع می‌کند. دلتاهای کشیده تمایل دارند در جایی که دبی رودخانه در طی سال ثابت بوده و یا رسوب معلق زیاد است تشکیل شوند. همچنین تمایل دارند در جایی که دلتا به داخل آبهای نسبتاً عمیق در حال پیشروی است تشکیل شوند.

دلتاهای پهن

دلتاهای پهن دارای تعدادی رودخانه شاخه شاخه است که برخی از آنها در گذشته غیر فعال بوده‌اند. خلیج‌های بین رودخانه شاخه شاخه در این دلتاها وجود نداشته یا کوچک است و باتلاقها و مرداب‌های زیاد و نیز تعدادی دریاچه در بین کانالها وجود دارد. ماسه در دهانه رودخانه‌های شاخه شاخه کوچک، ولیکن متعدد در اطراف بخش جلویی دلتا رسوب می‌کند، تا یک ورقه ماسه‌ای نازک، ممتد را تشکیل دهند که به طرف دورتر از ساحل به سدهای دورتر سیلنتی و بخش گلی انتهایی دلتا تبدیل می‌شود. پیشروی دلتایی پهن نسبتاً آهسته است. پس از یک دوره رشد دلتای پهن رودخانه اصلی این پهنه دلتایی را ترک کرده و یک دلتای جدیدی در نزدیکی آن تشکیل می‌گردد. در دلتاهای تحت نفوذ رودخانه، جهت جریان قدیم عمدتاً به طرف دورتر از ساحل و به بهترین نحو با اندازه‌گیری طبقه بندی مورب مسطح و تراف در ماسه‌های کانالی و سدهای دهانه‌ای دلتا بدست می‌آید.

دلتاهای تحت نفوذ امواج

عمل امواج قوی در بخش جلویی دلتا ماسه‌های سد دهانه‌ای را دوباره به حرکت در آورده تا سدهای ساحلی و رشته‌های ساحلی را بوجود آورند. یک توده ماسه‌ای به موازات بخش جلویی دلتا تشکیل می‌گردد. هر چند به توسط رسوبات رودخانه شاخه شاخه قطع می‌شود. همچنان یک توالی با افزایش اندازه دانه‌ها به طرف بالا از طریق پیشروی دلتاهای تحت نفوذ امواج تشکیل می‌شود و لیکن ماسه‌های قسمت بالاتر توالی بایستی طبقه بندی‌های مورب با زاویه کم و طبقه بندی مسطح را، که از تپه‌های در منطقه حاشیه ساحلی تشکیل شده‌اند را نشان دهند. جهت جریانهای قدیمی بایستی بایمدال باشد و حتی اگر ماسه به مقدار زیادی به موازات ساحل جابجا شود، جهت جریان پلی مدال و پراکنده خواهد بود.

دلتاهای تحت نفوذ جزر و مد

این دلتاها در جایی که دامنه جزر و مد زیاد بوده و جریانهای رفت و برگشتی جزر و مدی مکانیسم اصلی پراکندگی رسوب در بخش جلویی دلتا باشد یافت می‌شود. رشته‌های خطی و انگشتی به موازات جهت جریانهای قدیم جزر و مدی تشکیل می‌شوند، که ممکن است عمود یا موازی با بخش جلویی دلتا باشند. دشت دلتایی پایین‌تر دارای پهنه‌های جزر و مدی گسترده‌ای هستند که در آنجا گل رسوب می‌کند. توالی تشکیل شده توسط جزر و مد بایستی یک توده ضخیم با افزایش دانه‌ها به طرف بالا باشد که توسط کانالهای اصلی پر شده در ماسه همراه با طبقه‌بندی جزر و مدی قطع شده‌اند و توسط رخساره‌های دشت دلتایی که ممکن است شامل رخساره‌های پهنه گلی جزر و مد باشد، پوشیده شوند.

دلتاهای قدیمی

توالی دلتاهای قدیمی در ادوار گذشته زمین‌شناسی به صورت پراکنده است، با وجود این بیشتر آنهايي که توصیف شده‌اند از سیستم‌های دلتایی تحت نفوذ رودخانه بوده‌اند. این رسوبات به توسط توالی‌های اصلی به طرف بالا درشت شونده، که رسوبات دریایی به طرف بالا بطور فزاینده‌ای به گل سنگها و ماسه سنگهای غیر دریایی تبدیل می‌شود، مشخص می‌گردند. گل سنگها و ماسه سنگها توسط یک یا چندین کانال قطع شده و ماسه‌های پراکنده آنها توسط لایه‌های زیر زغالی و زغالی پوشیده می‌شوند. سبکل‌های کوچک مقیاس به طرف بالا درشت شونده توسط پر شدن خلیج‌ها و دریاچه‌ها تشکیل می‌گردد که ممکن است تمام توده دلتایی را محصور کند. ماسه سنگهای دلتایی در برخی از حوضه‌ها، مخازن نفتی مهمی را تشکیل داده‌اند.

دلتاهای مخروطی

دلتاهای مخروطی که تحت عنوان دلتاهای دانه درشت نیز خوانده می‌شوند، رسوبات مخروطی شکلی هستند که مستقیماً از ناحیه منشا به داخل دریا یا دریاچه ریخته شده‌اند. دلتاهای مخروطی اغلب در نزدیکی مناطق گسلی فعال جایی که کوهها بالا آمده‌اند و خرده‌های فرسایشی یافته از طریق دره‌های عمیق مستقیماً به دریا و دریاچه وارد می‌شود، تشکیل می‌شوند. چنانچه حوضه دریایی به اندازه کافی عمیق باشد، دلتای مخروطی ممکن است به طرف پایین به مخروطهای زیر دریایی برسد. دلتاهای مخروطی اغلب از گراول و ماسه تشکیل شده که توسط جریانهای خرده‌دار، لغزش‌های گرولوی، سیلابهای رودخانه‌ای و سیلاب‌های ورقه‌ای به طرف مخروط حمل شده‌اند. زمانی که رسوب در دلتای مخروطی است، می‌تواند به توسط امواج و جریانهای جزر و مدی دوباره حرکت کرده یا توسط جریانهای خرده‌دار و لغزشی در آبهای عمیق‌تر مجدداً رسوبگذاری نماید. از نظر ساختمان داخلی، دلتاهای مخروطی اغلب از طبقات ماسه‌ای درشت و گرولول با شیب زیاد تشکیل شده‌اند که به طرف پایین به رسوبات ریزتر با شیب ملایم تا سدهای تحتانی افقی تبدیل می‌شود.

۴-۷-۳-۳- محیطهای دریاچه‌ای

رسوبات دریاچه‌ای منشا متفاوتی دارد که عمده‌ترین آنها سه گروه آواری، شیمیایی، و بیولوژیکی طبقه‌بندی می‌شود. مهمترین رسوبات دریاچه‌ای عبارتند از:

رسوبات آواری دریاچه‌ای

این نوع رسوبات که شامل قطعه سنگ‌ها، شن، ماسه و رس می‌باشند به طور دائم از طریق رودخانه‌ها وارد دریاچه‌ها شده و ته نشست می‌گردند. قسمت اعظم مواد آواری وارد شده بوسیله رودخانه در مصب آنها ته نشین می‌شود و فقط مواد رسی که دانه ریزترند در فاصله دورتر و در نقاط عمیق‌تر دریاچه‌ها رسوب می‌کنند. رسوباتی که در مصب رودخانه‌ها ته نشین می‌شوند باعث تشکیل دلتا می‌گردند.

رسوبات آهکی دریاچه‌ای

رسوبات آهکی دریاچه‌ها دارای اهمیت چندانی نیستند و در اثر جمع شدن پوسته آهکی صدف‌ها، جلبک‌های آهکی و سایر موجودات که دارای پوسته آهکی می‌باشند تشکیل می‌شود. این رسوبات همچنین در اثر ته‌نشین شدن کربنات کلسیم موجود در آب دریاچه‌ها نیز بوجود می‌آیند. رسوبات آهکی که در نزدیکی ساحل تشکیل می‌شوند گل آهکی (mud culcareous) نامیده می‌شوند. ضخامت آهک‌ها ممکن است تا چندین متر هم برسد که در حدود ۹۰ تا ۹۵٪ حاوی کربنات کلسیم می‌باشد. در نواحی نیمه‌خشک قسمت عمده رسوبات عمیق دریاچه را کربنات کلسیم تشکیل می‌دهد که به صورت طبقات ضخیم آهک الیتیک دیده می‌شود.

رسوبات آلی دریاچه‌ای

گیاهان و جانورانی که در دریاچه‌ها زندگی می‌کنند رسوبات قابل توجهی را تشکیل می‌دهند. به طور کلی برای تشکیل این نوع رسوبات دو نوع دریاچه لازم است. اول آنهایی که از نظر مواد غذایی فقیر هستند، لذا موجودات کمی در این نوع دریاچه‌ها زندگی می‌کنند. دوم دریاچه‌هایی که به علت وجود مواد غذایی کافی مثل فسفر و نیتروژن به مقدار زیادی واجد پلانکتونها و دیاتومها می‌باشند. در کف این دریاچه‌ها نوعی لجن قهوه‌ای و یا تیره جمع می‌شود که منشا گیاهی و یا جانوری دارد. گاهی اوقات این لجن همراه با مواد رسی نیز می‌باشد. به این لجن Sapropel می‌گویند.

رسوبات نمکی دریاچه‌ای

اگر در اثر تبخیر، مواد محلول دریاچه‌ها به حد اشباع برسند مقداری از آنها رسوب می‌کنند. از جمله این رسوبات می‌توان نمک طعام (NaCl)، سولفات سدیم آبدار و کربنات سدیم آبدار را نام برد. میزان این نوع نمک‌ها در دریاچه‌هایی که در نواحی گرم و خشک قرار دارند زیاد می‌باشد زیرا در این دریاچه‌ها میزان تبخیر بسیار بالا است و تبخیر بیش از حد باعث افزایش غلظت نمک‌های موجود می‌شود.

۴-۳-۱-۷-۴- محیط‌های صحرایی

صحرای نواحی شدیداً خشکی هستند که عموماً در کمربندهای نیمه گرمسیری (عرض جغرافیایی ۲۰ تا ۳۰ درجه) قرار دارند، هرچند پستی و بلندی موضعی و میزان قاره‌ای بودن نیز در گسترش آنها تاثیر دارد. صرف‌نظر از نواحی ماسه سنگ بادی، مخروط‌های افکنه، رودخانه‌های موقت، دریاچه‌های نمکی و پلایاها در مناطق صحرایی یافت می‌شوند، ضمناً نواحی گسترده‌ای از سنگ‌های فاقد پوشش نیز وجود دارد. ماسه‌ها و رسوبات دانه درشت‌تر در طول خطوط ساحلی دریاچه، در دلتاها جایی که رودخانه‌ها به داخل دریاچه می‌ریزد و در کف حوضه‌های دریاچه‌ای عمیق رسوب می‌کنند. رسوبات سیلیسی آواری درشت به بهترین وجهی در دریاچه‌های هیدرولوژیکی باز به نسبت دریاچه‌های هیدرولوژیکی بسته، که محل‌های مناسبی برای رسوبگذاری تبخیری‌ها و سنگ آهک است، گسترش دارند. در مقایسه دریاچه، نقطه مقابل دریاست، ماسه و گراول‌های ساحلی در خط ساحلی دریاچه معمولاً دارای جورشدگی و گرد شدگی کمتری هستند. چون سطح مناسب امواج خیلی کمتر است و جزر و مد وجود ندارد. رخساره‌های سواحل، سدها و دماغه‌های دریاچه‌ای خیلی شبیه سواحل دریایی با انرژی کم تا متوسط است.

رخساره‌های ماسه بادی

ماسه‌های صحرایی بادی از پوشش نازک و ناپایدار تا رشته‌های با طول دهها کیلومتر تا دریائی از ماسه ضخیم و گسترده در تغییر است. ماسه‌های بادی همچنین در عرض جغرافیایی بالاتر در اثر باد بردگی دشت‌های شسته شده، که صحرای سرد مناطق حاشیه یخچالی نامیده می‌شوند، تجمع پیدا می‌کنند. آنها بطور وسیعی در عصر یخبندان پلیستوسن گسترش یافته‌اند. ماسه‌های تپه‌های صحرایی به توسط اندازه دانه‌های ماسه ریز تا درشت، جورشدگی خوب و کج شدگی منفی مشخص می‌شوند. اندازه ذرات به طرف پایین دست کاهش یافته و جورشدگی بهتر می‌شود. برخی ماسه‌های صحرایی، بویژه آنهایی که در نواحی بین تپه‌ها قرار دارند، پراکندگی اندازه ذرات، در اثر جابجایی ترجیحی ذرات خیلی ریز ماسه که به راحتی فرسایش یافته و توسط باد حمل می‌شوند، به صورت بایمدال می‌باشد. دانه‌ها دارای گرد شدگی خوب با سطح کدر هستند که در اثر برخورد دانه‌ها تشکیل شده‌اند. مچوریتی بافتی بالا در ماسه‌های بادی با مچوریتی ترکیبی مطابقت می‌کند، بطوریکه مچور تا سوپر مچور بوده و بسیاری از آنها کوارتز آرنایت هستند. بسیاری از ماسه سنگ‌های صحرایی بخاطر رنگیزه هماتیت دارای رنگ قرمز هستند و صرف نظر از استخوانهای مهره داران محلی و آثار حرکت فاقد فسیل هستند. پیل سائیده شده در اثر باد، نهشته‌های آبی حاصل از سیلابهای ورقه‌ای و رودخانه‌ای و رسوبات دریاچه صحرایی معمولاً همراه با ماسه‌های بادی هستند. ماسه سنگ‌های بادی معمولاً دارای خلل و فرج بالایی هستند و بنابراین مخازن بسیار عالی برای آب و هیدروکربنها تشکیل می‌دهند. سازند روتلیچند مخزن اصلی گازی دریای شمال است.

۴-۷-۱-۳-۵- محیط‌های یخچالی

محیط‌های یخچالی دامنه وسیعی از موقعیت‌های رسوبگذاری از قاره‌ای تا دریایی، زیریخچالی تا بالای یخچالی و رودخانه‌ای-یخچالی تا دریاچه‌ای-یخچالی را در بر می‌گیرند. از نظر ژئومورفولوژیکی تعدادی از انواع یخچال تشخیص داده شده است ولیکن تقسیم‌بندی یخچال از نظر موقعیت حرارتی به یخچال‌های سرد و معتدل، بیشتر در ارتباط با فرسایش و رسوبگذاری یخچال حائز اهمیت است.

یخچال‌های سرد

یخچال‌های سرد دارای قاعده خشک هستند و مقدار زیادی خرده‌های سنگی در بخش قاعده‌ای به همراه خود دارند.

یخچال‌های معتدل

یخچال‌های معتدل دارای قاعده مرطوب بوده و مقدار رسوب کمتری دارند، ولیکن سریع‌تر حرکت کرده و در نتیجه قدرت فرسایشی بیشتر دارند. رسوبات مستقیماً از یخچال یا به صورت زیریخچالی در زمانی که یخچال در حال حرکت است یا هنگامی که یخچال ساکن بوده و در حال ذوب است رسوب می‌کنند، که تحت عنوان تیل و اگر سخت شده باشد تیلایت گفته می‌شود. تیل‌ها و تیلایت‌های زیریخچالی عمدتاً توده‌ای هستند. هرچند برخی از آنها یک لایه بندی مبهمی را نشان می‌دهند.

اختصاصات رسوبات یخچالی

معمولاً دارای گسترش جانبی وسیع در مقیاس منطقه‌ای دارای ضخامتی در حدود چندین تا دهها متر، فاقد چینه بندی، دارای ماتریکس زیاد که قطعات را در بر می‌گیرد، این قطعات ممکن است مخطط و صیقلی بوده و دارای منشا محلی و یا منشا خارجی باشد، و بلاخره دارای ماتریکسی هستند که از پودر شدن خرده سنگها بوجود آمده است. ممکن است تشخیص اینگونه رسوبات از رسوبات جریانی خرده‌دار مشکل باشد و در حقیقت جریان توده‌ایی که از اشکال برخی رسوبات یخچالی است. شواهد دیگر برای یخچالی بودن توسط بولدرهای ترک خرده، اثر بلورهای یخ، سنگهای چند ضلعی حاصل از یخ زدن و ذوب شدن و مخطط شدن بستر سنگ کف ارائه می‌شود.

چگونگی تشکیل ماسه سنگهای یخچالی

ماسه سنگها و کنگلومراهای با چینه بندی عدسی شکل معمولاً به صورت بین لایه‌ای یا همراه با تیلایت‌ها می‌باشند. اینها رسوبات آبی هستند که از فرآیندهای رودخانه‌ای یخچالی نتیجه شده‌اند. این رسوبات ممکن است به صورت زیریخچالی، در طی ذوب شدن یخها در رودخانه‌ها و دریاچه‌های روی یخچالی و در دشتهای فرایخچالی بر جای گذاشته شده باشند. رسوبات دریاچه‌های یخچالی در جایی که رودخانه‌های دشت شسته شده، سازنده دلتا است، دارای ماسه و گراول است. در بخش‌های عمیق‌تر دریاچه گل سنگهای لامینه‌ای ریتمیک، که احتمالاً با قطعات پراکنده سقوط کرده از یخ شناور همراه است، وجود دارد. در جایی که پهنه‌های یخی به دریا می‌رسند، تیل در کف دریا رسوب می‌کند و می‌تواند توسط فرآیندهای دریایی دوباره به حرکت در آمده و از طریق ریزش و جریانهای توربیدیتی به قسمت‌های عمیق آب حمل شود. تیل‌های دریایی - یخچالی ممکن است حاوی فسیل باشند.

۴-۷-۱-۳-۶- محیط‌های دریایی مخازن ماسه سنگی محیط‌های ساحلی

محیط‌های ساحلی تحت تاثیر امواج هستند و بنابراین دارای مشخصه‌های رخساره‌های پارانرژی هستند. رسوبات ساحلی بهترین کیفیت مخزنی را در منطقه پسروری و پیشروی دارند. جایی که مستعد جمع شدن ماسه‌های دارای تخلخل، تراوایی و جورشدهگی بالاست و انرژی بالای آب، ذرات رس و رسوبات ریز بین ماسه‌ها را می‌شوید. در قسمت خارجی زون ساحلی لاگون‌ها، تپه‌های شنی و باتلاقها وجود دارد. قسمت داخلی (رو به دریا) شامل رخساره‌های دریای کم عمق است. رسوبات ناحیه ساحلی ممکن است توسط رسوبات دانه‌ریز و گلی دلتا مدفون شده و مخازن مستعدی را تولید کنند. رسوبات جزایر سدی (barrier bar) از ماسه‌های دارای جورشدهگی خوب، متخلخل و تراوا تشکیل شده‌اند که به موازات ساحل کشیده شده‌اند. این رسوبات بین رسوبات دانه ریز و غنی از مواد آلی لاگون و گل‌سنگ‌های دریایی قرار گرفته‌اند. در اثر پسروری و پیشروی آب رسوبات لاگون و دریایی می‌توانند به عنوان پوش‌سنگ و سنگ منشا را برای رسوبات جزایر سدی داشته باشند. ماسه‌های بند کفشی (shoestring) مثال خوبی از رسوبات ناحیه ساحلی هستند.

مخازن ماسه سنگی محیط‌های دریایی عمیق

مناطق دریایی عمیق مستعد تشکیل سنگ‌های مخزن هستند. ماسه‌سنگ‌های مخروط افکنه‌های زیر دریایی (submarine fan) مستعد تشکیل مخازن در محیط‌های عمیق دریایی هستند. رسوبات تخریبی مخروط افکنه‌های زیردریایی توسط جریان‌های آشفته یا توربیدیتی ایجاد می‌شوند. این رسوبات از بخش‌های کم عمق دریایی توسط دره‌های زیردریایی (submarine canyon) به قسمت‌های عمیق حوضه حمل می‌شوند. رسوبات تخریبی مخزنی در بخش بالادستی مخروط افکنه در اندازه ماسه هستند که در اثر ورود به قسمت‌های عمیق متراکم شده و آب خود را از دست می‌دهند (dewatering). تناوب شیلها و ماسه‌سنگها با ضخامت و گسترش جانبی قابل ملاحظه از مشخصه‌های بارز رسوبات مخروط افکنه‌های زیردریایی است (نشان دهنده سری بوما، Bouma).

۴-۷-۲- مخازن کربناته

سنگ‌های کربناته مخازن بسیار مهمی را در دنیا تشکیل داده‌اند. بیش از ۶۵٪ مخازن خاورمیانه کربناته هستند. آنها حدود ۵۰٪ میادین خیلی بزرگ را تشکیل می‌دهند. حدود ۹۵٪ مخازن ایران کربناته هستند. مانند سازندهای کربناته کنگان و دالان (گروه دهرم) که مخازن اصلی میدان گازی پارس جنوبی را تشکیل می‌دهند. سنگ‌های کربناته به فرآیندهای دیاژنزی بسیار حساس هستند و کیفیت مخزنی آنها شدیداً تابع آن است. فرآیندهای دیاژنزی بقدری روی سنگ‌های کربناته تاثیر گذار هستند که کیفیت مخزنی آنها تنها با دانستن نوع رخساره قابل پیشگویی نیست. لذا لازم است داده‌های پتروفیزیکی مانند تخلخل، تراوایی و شعاع گلوگاه‌های تخلخل (pore throat size) نیز برای مطالعه آنها مدنظر قرار گیرد تا بتوان تصویری واقع بینانه‌تر از پتانسیل ذخیره و تولید آنها بدست آورد.


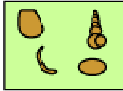
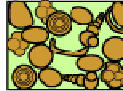
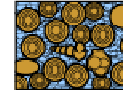
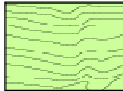
۴-۷-۲-۱- اجزای سازنده سنگ‌های کربناته

دانه‌ها، آلومک‌ها، میکریت و اسپاریت اجزای اصلی سنگ‌های کربناته هستند. وجود میکریت فراوان نشان از انرژی پایین رسوبی و حضور اسپاریتها حاکی از محیط پارانرژی رسوبگذاری است. آنها شامل اجزای اسکلتی، دانه‌های غیر اسکلتی مانند الیید، پلت، پلویید، پیژولیت، کورتوئید، اگرگیت، اینتراکست، اکستراکست و انکوئید هستند.

۴-۷-۲- طبقه‌بندی سنگهای کربناته

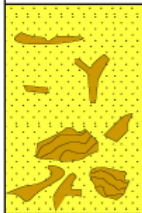

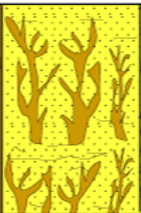
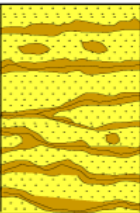
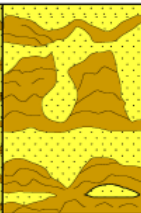
طبقه‌بندی دانهام

طبقه‌بندی های مختلفی برای سنگهای کربناته وجود دارد. طبقه‌بندی دانهام در بین زمین‌شناسان نفت رواج بیشتری دارد. چرا که ساده و سریع قابل انجام بوده و بیشتر با کیفیت مخزنی بر مبنای تخلخل و تراوایی مرتبط است. بر اساس بافت به گروههای باندستون، گریستون، وکستون، پکستون و مادستون طبقه‌بندی می‌شوند (شکل ۴-۳۰). لازم به ذکر است واژه باندستون (boundstone) یک اصطلاح کلی است و به سنگهای رسوبی که در آن اجزای اولیه در حین رسوبگذاری به هم متصلند، اطلاق می‌شود. اگر فسیل‌های توده‌ای در حال رشد مانند استرماپوریداها، رودیست ها و مرجانها، تشکیل یک چارچوب سخت را بدهند، به آن فریمستون (framestone) اطلاق می‌شود. اگر قطعات صفحه‌ای مانند جلبکها به هم متصل شوند به آن بایندستون (bindstone) اطلاق می‌شود. اگر اجزای ساقه‌ای شکل مانند بریوزوا یا جلبکهای مرجانی بهم متصل شوند بافلستون (bafflestone) را تشکیل خواهند داد.

Original components not bound together at deposition				Original components bound together at deposition. Intergrown skeletal material, lamination contrary to gravity, or cavities floored by sediment, roofed over by organic material but too large to be interstices
Contains mud (particles of clay and fine silt size)		Lacks Mud		
Mud-supported		Grain-supported		
Less than 10% Grains	More than 10% Grains			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	
				

شکل ۴-۳۰- طبقه بندی دانهام برای سنگهای کربناته (۱۹۶۲)

طبقه بندی دیگری برای سنگهای آهکی ریفی توسط Embry, Klovan (1971) and James (1984) انجام شده است که در شکل ۴-۳۱ نشان داده شده است. بر اساس این طبقه بندی سنگهای آهکی به دو گروه کلی الوکتونوس (شامل فلوستون و رودستون) و اتوکتونوس (بفلستون، بایندستون و فریمستون) تقسیم می‌شوند.

Allochthonous		Autochthonous		
Original components not bound organically at deposition		Original components bound organically at deposition		
>10% grains > 2mm				
Matrix supported	Supported by >2mm component	By organisms that act as baffles	By organisms that encrust and bind	By organisms that build a rigid framework
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone
				

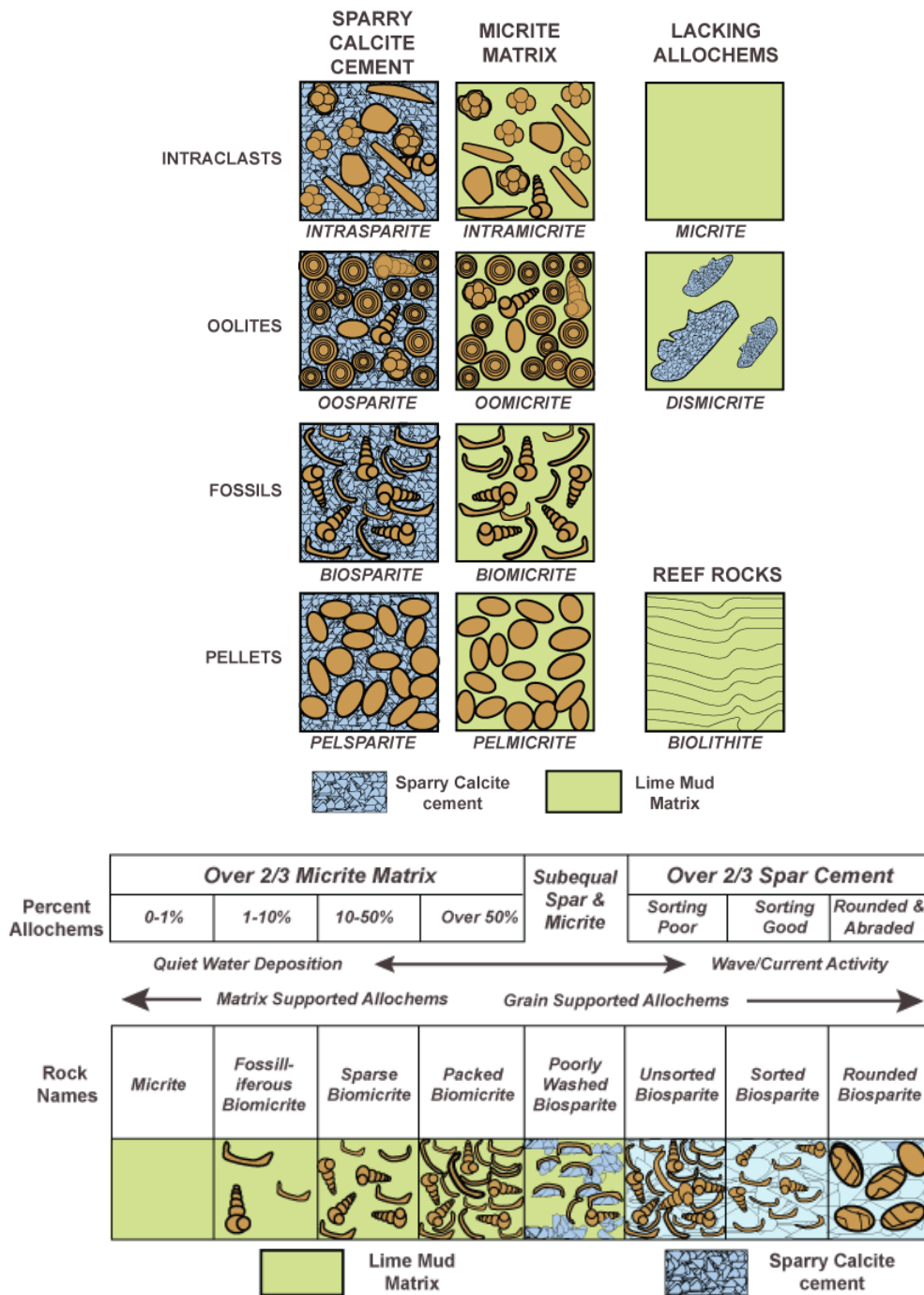
شکل ۴-۳۱- طبقه بندی بافتی Embry, Klovan (1971) and James (1984) برای آهکهای ریفی

طبقه بندی فولک

طبقه بندی فولک برای سنگهای کربناته شباهت زیادی به طبقه بندی ماسه سنگها دارد که در آن آلوکمها، اسپاریت و میکرایت به ترتیب هم ارز دانه‌های ماسه، سیمان و ماتریکس هستند. در این طبقه بندی دانه‌ها و آلوکم مختلف سازنده سنگ آهکی در ترکیب با میکرایت یا اسپاریت آورده می‌شود. خلاصه قطعات مشکله سنگ بصورت زیر بکار برده می‌شود: فسیل (bio)، الوئید (oo)، پلوئید (pel)، اینتراکلیست (intra)، میکرایت (mic)، اسپاریت (spar). گاهی یکسری توصیفات در ابتدای نام سنگ ممکن است آورده شود. اگر دو آلوکم غالب باشند نام هر دو آورده می‌شود (مانند بایوپلمیکرایت). در شکل ۴-۳۲ طبقه بندی فولک نمایش داده شده است.

طبقه بندی آرچی

طبقه بندی آرچی به خواص سنگهای مخزن شامل تخلخل، تراوایی، فشار مویینگی و مقاومت الکتریکی مرتبط است. در این طبقه بندی نام سنگ از دو بخش تشکیل شد. بخش اول نشان دهنده نوع سنگ و بخش دوم نشان دهنده اندازه منافذ آن است. نوع سنگ به سه گروه I (compact crystalline)، II (chaly) و III (granular) طبقه بندی می‌شوند. از نظر اندازه منافذ نیز ۴ رده اصلی وجود دارد: (A) اندازه تخلخل بسیار ریز و غیر قابل مشاهده، (B) اندازه تخلخل بین ۰.۱ تا ۱ میلیمتر (قابل مشاهده با میکروسکوپ)، (C) اندازه تخلخل بین ۱ تا ۲ میلیمتر (قابل رویت با چشم غیر مسلح) و (D) اندازه تخلخل بزرگتر از ۲ میلیمتر مانند تخلخل‌های واگی و شکستگی‌ها. بنابراین در این طبقه بندی عنوان III C نشان دهنده سنگی دانه‌ای با تخلخل بین ۱ تا ۲ میلیمتر است. این طبقه بندی برای مطالعه خرده‌های حفاری و مغزه‌ها کاربرد دارد.

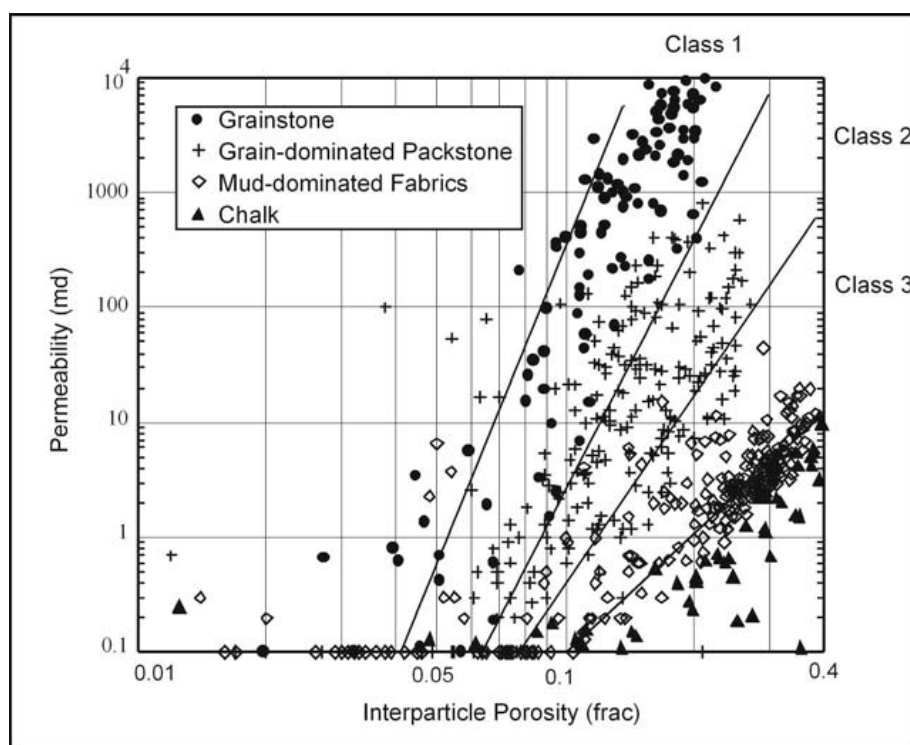


شکل ۴-۳۲- طبقه‌بندی فولک (۱۹۵۹، ۱۹۶۲) برای سنگهای کربناته

طبقه بندی لوسیا

لوسیا روشی کاربردی برای طبقه بندی سنگهای کربناته بر مبنای کیفیت مخزنی پیشنهاد کرده است. در این طبقه هر نمونه کربناته صرفنظر از نوع رخساره بر اساس پارامترهای تخلخل و تراوایی طبقه بندی می‌شود. این طبقه بندی نیز در میان زمین شناسان نفت بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد. بر این اساس سنگهای کربناته بر اساس رابطه تخلخل و تراوایی در سه کلاس ۱، ۲ و ۳ قرار می‌گیرند (شکل ۴-۳۳). کلاس ۱ نشان دهنده سنگهای با تخلخل و تراوایی بالاست. کلاس ۲ نشان دهنده سنگهای با تخلخل و تراوایی متوسط و کلاس ۳ نشان دهنده سنگهای با تخلخل و تراوایی کم تا ضعیف است. گریستونهای خوب جور شده، گرد شده و دارای تخلخل و تراوایی خوب در کلاس ۱ قرار می‌گیرند. پکستونهای دانه افزون بیشتر در کلاس ۲ قرار می‌گیرند. رخساره‌های گل افزون در کلاس ۳ قرار دارند. چاک

یا سنگهای آهکی گل سفید ممکن است دارای تخلخل بالا باشند اما تراوایی بسیار پایینی دارند و معمولاً پایین تر از کلاس ۳ قرار می‌گیرند. البته این طبقه بندی مستقل از نوع رخساره است و موارد ذکر شده کلی هستند. مثلاً گریستونی که تقریباً بطور کامل سیمانی شده است ممکن است همان بازه تخلخل و تراوایی را نشان دهد که یک مادستون نشان می‌دهد و لذا در کلاس ۳ قرار می‌گیرد. یا بر عکس یک مادستون دولومیتی که دچار فرآیند انحلال و شکستگی شده است ممکن است همان بازه تخلخل و تراوایی یک گریستون خوب جور شده و متخلخل و تراوا را نشان دهد. در این حالت دو رخساره کاملاً متفاوتند اما از نظر گونه سنگی در یک کلاس قرار می‌گیرند (کلاس ۱).



شکل ۴-۳۳- طبقه‌بندی گروههای سنگی پتروفیزیکی سنگهای کربناته (Lucia, 2007)

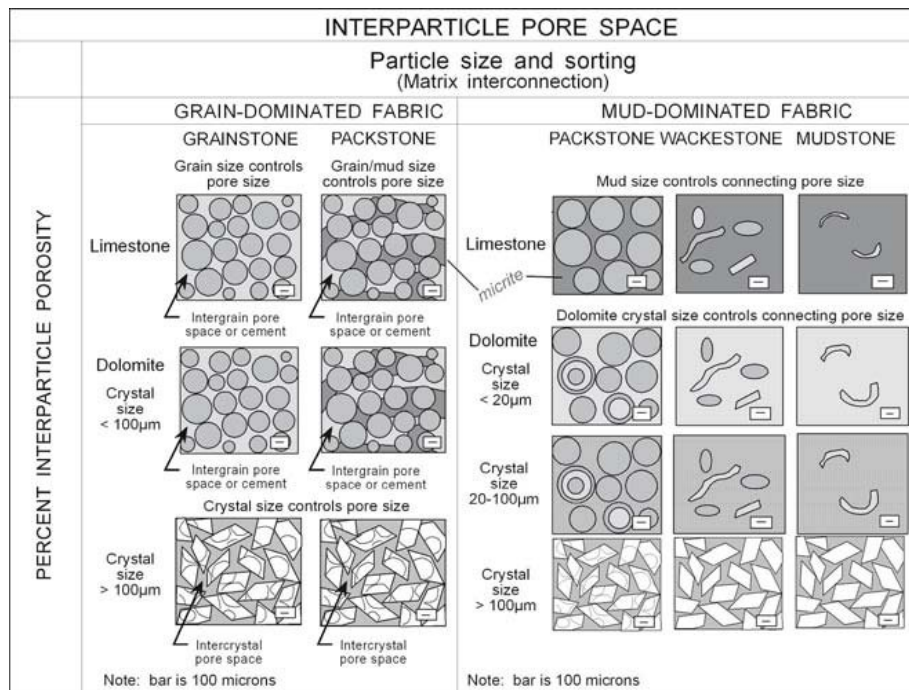
سوال: به نظر شما ایجاد تخلخل‌های قالبی در نمودار لوسیا سبب جابجایی نقاط پلات شده به کدام جهت می‌شود؟

۴-۲-۷-۳- تخلخل در سنگهای کربناته

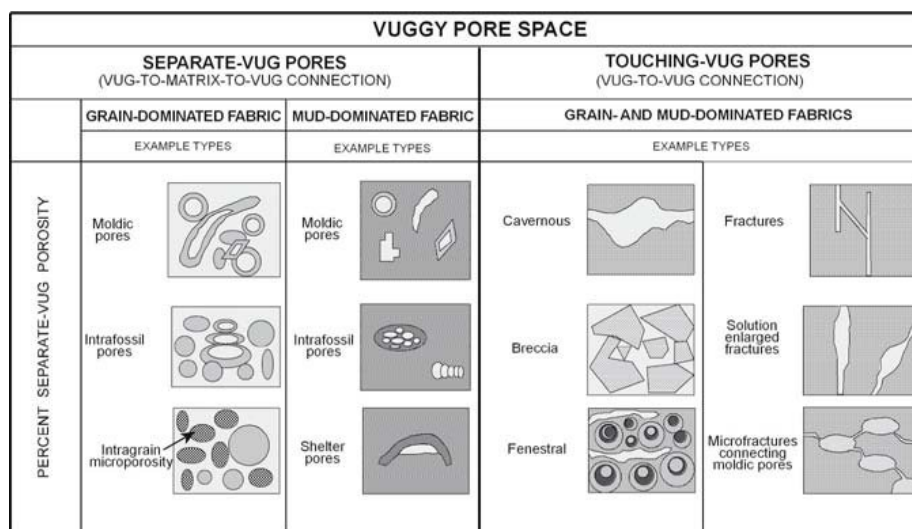
تخلخل در سنگهای کربناته از دیدگاههای مختلفی طبقه بندی شده است. چوکت و پری تخلخل‌ها را بر مبنای طرح انتخابی فابریک به گروههای بین دانه‌ای، درون دانه‌ای، بین بلوری، قالبی (moldic)، فنسترال (fenestral)، پناهگاهی (shelter) و رشد چارچوب (growth framework) طبقه بندی نمودند. آنها بر اساس طرح غیر انتخابی فابریک تخلخل‌های شکستگی، کانال، واگی و غاری را معرفی تقسیم بندی نمودند. بر مبنای طرح انتخابی یا غیرانتخابی فابریک ۴ دسته boring, burrow, breccia و shrinkage را معرفی نمودند. لوسیا (۲۰۰۷) دو طبقه بندی برای تخلخل‌های بین دانه‌ای و تخلخل‌های حفره‌ای معرفی نمود.

تخلخل‌های بین دانه‌ای بر اساس اندازه دانه و جورشدگی به دو فابریک دانه افزون و گل افزون تقسیم می‌شوند. در این طبقه بندی اندازه دانه تخلخل‌ها را کنترل می‌کند. این طبقه بندی تخلخل شبیه طبقه بندی دانه‌ها برای سنگهای کربناته است با این تفاوت که طبقه بندی دانه‌ها بر مبنای بافت رسوبی است و طبقه پتروفیزیکی تخلخل بر مبنای فابریکهای همزمان سنگ است که بافت رسوبی و دیاژنزی را در برمی‌گیرند. در این طبقه‌بندی بجای تقسیم بندی فابریک به دو گروه دانه پشتیبان و گل پشتیبان، فابریکها به دو گروه دانه افزون و گل افزون طبقه‌بندی می‌شوند. نشانگر مهم فابریکهای دانه پشتیبان وجود تخلخل بین دانه ای باز یا بسته و یک بافت دانه پشتیبان است.

گرینستون یک فابریک دانه پشتیبان است اما پکستون در طبقه بندی دانه‌ها مرز بین تخلخل‌های بین دانه‌های بزرگ در گرینستون و منافذ بین ذره‌های ریز در وکستون و مادستون است. برخی پکستونها دارای هردوی تخلخل بین دانه‌ای و گل هستند و برخی دیگر دارای منافذ بین دانه‌ای پر شده با گل هستند. بنابراین از نظر فابریک پکستونها می‌بایست به دو کلاس پکستونهای دانه افزون که دارای فضای بین دانه‌ای یا سیمان هستند و پکستونهای گل افزون که دارای منافذ پر شده با گل هستند تقسیم بندی شود. در فابریک گل افزون اندازه گل کنترل کننده اندازه حفرات مرتبط است. در شکل ۴-۳۴ این طبقه بندی نشان داده شده است. اما مطابق شکل ۴-۳۵ تخلخل‌های حفره‌ای به دو گروه حفرات جدا افتاده (isolated) و حفرات تماسی (touching) دسته بندی می‌شود.



شکل ۴-۳۴- طبقه‌بندی زمین‌شناسی/پتروفیزیکی تخلخل بین دانه‌های سنگهای کربناته بر اساس اندازه و جورشدگی دانه‌ها و بلورها. حجم فضای خالی بین دانه‌های مهم است، زیرا به توزیع اندازه ذرات ربط دارد (Lucia, 2007).



شکل ۴-۳۵- طبقه‌بندی زمین‌شناسی/پتروفیزیکی تخلخل حفره‌ای سنگهای کربناته بر اساس ارتباط داخلی حفرات. حجم فضای خالی حفره‌ای مجزا برای توزیع اندازه ذرات ربط مهم است (Lucia, 2007).

حفرات جدا افتاده به صورت حفراتی تعریف می‌شوند که داخل ذره بوده یا بزرگتر از آنند (معمولاً دو برابر آن) و تنها از طریق تخلخل‌های بین ذره‌ای به هم وصل می‌شوند. حفرات جدا افتاده در منشا تشکیل خود به طور تپیک انتخاب کننده فابریک هستند، حفرات درون فسیلی، قالب‌های دانه و ریزتخلخل‌های بین دانه‌ای از این نوع هستند. در فابریک‌های گل افزون، فضای تخلخل پناهگاهی (shelter) بسیار بزرگتر از اندازه ذره است و بعنوان تخلخل حفره‌ای ایزوله طبقه‌بندی می‌شود، در حالیکه در سنگ‌های گل افزون تخلخل پناهگاهی بعنوان تخلخل درون دانه‌ای طبقه‌بندی می‌شود. سنگ‌های دانه افزون می‌توانند دارای ریز تخلخل‌های درون دانه‌ای باشند که بصورت یک تخلخل ایزوله طبقه‌بندی می‌شود. اما در سنگ‌های گل افزون ریز تخلخل‌ها شرایط پتروفیزیکی یکسانی ندارند زیرا مقادیر مشابهی بین آنها و دانه‌ها از نظر اندازه وجود دارد.

اما حفرات تماسی یا متصل بهم بصورت حفراتی تعریف می‌شوند که بطور قابل توجهی از اندازه دانه بزرگترند و سیستم منفذی بهم متصلی را با توسعه قابل توجه تشکیل می‌دهند. حفرات غاری، برشی ریزی، شکستگی و شکستگی‌های توسعه یافته در اثر انحلال سیستم منفذی متصل بهمی را در مقیاس مخزن تشکیل می‌دهند. تخلخل‌های فنسترال عموماً در مقیاس مخزنی بهم متصلند و به اندازه دانه یا جورشدگی ربطی ندارد، لذا بعنوان یک حفره تماسی مطرح هستند. تخلخل شکستگی به عنوان یک حفره تماسی مطرح است زیرا بطور قابل توجهی تراوایی مخزن را افزایش می‌دهد لذا باید در هر طبقه بندی پتروفیزیکی تخلخل مدنظر قرار گیرد. لازم به ذکر است همه شکستگی‌ها منشا تکتونیکی ندارند، برخی به کارس‌ها مربوط هستند. این طبقه بندی صرفنظر از منشا شکستگی‌ها، تخلخل آنها را مد نظر قرار می‌دهد.

۴-۲-۳- محیط رسوبی کربنات‌ها

کربنات‌ها در محیط‌های مختلفی می‌توانند نهشته شوند مانند شلف‌های حاشیه‌دار کربنات (rimmed shelf)، رمپ‌های کربنات و ریف‌ها. شلف‌ها حاشیه دار؛ شلف‌های حاشیه‌دار به دو بخش لاگون (lagoon) و دریای باز (open marine) تقسیم می‌شوند. در لاگون رخساره‌های کم انرژی مانند مادستون با فسیلهای میلیولید تشکیل می‌شوند. در حالیکه دریای باز طبقی از رخساره‌های پرانرژی (در بخش تحت تاثیر جبهه امواج) تا کم انرژی در بخش دورتر از ساحل را در برمی‌گیرد. بیشتر کربنات‌های دنیا در محیط‌های شلف حاشیه دار تشکیل شده‌اند. در حالیکه اکثر مخازن کربنات ایران در محیط رمپ تشکیل شده‌اند.

رمپ‌ها: رمپ‌های کربنات یکی از مهمترین محیط‌های رسوبی کربنات‌ها هستند و به صورت محیط‌های کربنات با شیب خیلی کم در حدود یک درجه در کیلومتر تعریف می‌شوند که از سه بخش اصلی رمپ داخلی (supratidal) یا ناحیه پشت رمپ، رمپ میانی (intertidal) یا ناحیه کم عمق رمپ و رمپ خارجی (subtidal) یا ناحیه عمیق رمپ تشکیل شده است. ناحیه سوپراتایدال بیشتر از رسوبات تبخیری (sabkha) شامل انیدریت، ژپس، جلبک‌های استروماتولیتی، پالئوسول و پالئوکارست‌ها تشکیل شده است. رمپ میانی شامل رخساره‌های شول (shoal) مانند گریستون‌ها می‌باشد. شول‌ها به صورت تپه‌های کربنات‌های تعریف می‌شوند که در حدواسط رمپ داخلی و خارجی قرار داشته و تحت تاثیر امواج هستند، بنابراین مشخصه‌های رخساره‌های پرانرژی و غاری از گلهای کربنات را دارا هستند. به سمت رمپ خارجی انرژی رخساره‌ها کاسته شده و بیشتر شامل مادستون‌ها و وکستون‌ها هستند. رسوبات طوفانی همراه با تپه‌های گلی نیز در این ناحیه می‌توانند تشکیل شوند. در قسمت‌های عمیق حوضه، آهک‌ها و شیل‌های پلاژیک تشکیل می‌شوند. مدل رسوبی یک رمپ کربنات در شکل ۴-۳۶ نشان داده شده است.

Basin	CARBONATE RAMP		
	Deep Ramp	Shallow Ramp	Back Ramp
below fair weather wave base	Thin bedded Limestones, Storm Deposits ± Mud Mounds	wave-dominated	protected / subaerial
Shale/Pelagic Limestone		Beach-barrier / Strandplain / Sand Shoals, Patch Reefs	Lagoonal - Tidal Flat - Supratidal Carbonates, Evaporites, Paleosols, Paleokarsts
Mudstones	Grainstones - Wackestones - Mudstones	Grainstones	Wackestones - Mudstones

شکل ۴-۳۶- مدل رسوبی یک ریمپ کربناته

سوال: در کدام بخش یک ریمپ کربناته مخازن با کیفیت خوب می‌توانند تشکیل شوند؟ چرا؟

سوال: علت بالا بودن تخلخل اولیه در بخش سوپراتایدال یک ریمپ کربناته چیست؟ آیا این بخش می‌تواند مخازن خوبی تشکیل دهد؟ چرا؟

ریفها: ریفها (reef) و بالامدگی‌های کربناته (build up) مجموعه‌های زیستی هستند که معمولاً مخازن هیدروکربنی خوبی را تشکیل می‌دهند. بایوستروم (biostrum) و بایوهرم (bioherm) دو نوع ساختار مهم ریفی هستند. فرق آنها این است که بایوستروم دارای لایه‌بندی مسطح می‌باشد، در حالیکه بایوهرم فاقد لایه‌بندی بوده و بیشتر به فرم عدسی می‌باشد. ریفها دارای تخلخل اولیه و ثانویه بالایی هستند. در بخش‌های پشت ریف (back-reef) رخساره‌های کم انرژی مانند وکستونها و گل‌های کربناته تشکیل می‌شوند. بخش‌های جلویی ریف (fore-reef) تحت تاثیر امواج هستند و شامل رخساره‌های پرانرژی مانند گرینستونها و ائیدی هستند. رخساره‌های جلوی ریف چون تحت تاثیر امواج هستند خرد شده و قطعات آنها در بخش جلویی ریف روی هم انباشته شده که به آنها ریف تالوس (reef talus) گفته می‌شود. این رخساره‌ها دارای تخلخل و تراوایی بالایی هستند و کیفیت مخزنی مطلوبی دارند. اگر توسط مادستون‌ها سریعاً دفن شوند، تشکیل تله‌های نفتی خوبی را می‌دهند. اما ممکن است تخلخل و تراوایی خود را طی فرآیند دیاژنز از دست بدهند.

سوال: تفاوت ریفها با بیلدآپها چیست؟

۴-۷-۳- مخازن غیرعادی

مخازن کربناته و ماسه‌سنگی مهمترین و بیشترین ذخایر نفتی دنیا هستند و حدود ۹۰٪ نفت و گاز دنیا در آنها تجمع یافته است. بطور کلی مخازن نفت فقط شامل سنگهای کربناته و ماسه‌سنگی نمی‌باشند و هر سنگی که دارای تخلخل و تراوایی باشد می‌تواند بعنوان سنگ مخزن عمل کند. شیلها، گرانیتها و سایر سنگهای آذرین و دگرگونی می‌توانند بعنوان مخزن عمل کنند. معمولاً علت ایجاد پتانسیل مخزنی در این نوع سنگها شکستگی است. شکستگی‌ها نقش زیاد در افزایش تراوایی دارند و تخلخل این مخازن در اثر شکستگی بوجود می‌آید. گاهی انحلال کانی‌های ناپایدار مانند فلدسپارها می‌تواند تخلخل ایجاد کند. به عنوان نمونه مخزن گرانیتی میدان Augila در لیبی تولیدی

مشابه با مخازن ماسه‌سنگی و کربناته در افق‌های بالایی این میدان دارد. مخزن غیرمعمول این میدان که در پی سنگ گرانیتی هوازده تشکیل شده است در اثر فرآیندهای شکستگی و انحلال دارای کیفیت مخزنی مناسب با توجه به تخلخل و تراوایی شده‌اند.

۴-۸- مخازن شکافدار

مخازن شکافدار بخش مهمی از مخازن دنیا را تشکیل می‌دهند. در ایران نیز اکثر مخازن کربناته ناهمگون دارای شکستگی هستند که نقش قابل ملاحظه‌ای در تولید ایفا می‌کنند. تقریباً تمام سنگ‌های رسوبی- به استثنای تبخیریها که خاصیت پلاستیک دارند- مستعد ایجاد درزه و شکاف هستند. در مخازن شکافدار تولید می‌تواند مستقیماً از شکاف به چاه باشد یا از شکاف به ماتریکس و از ماتریکس به چاه باشد. فرق شکستگی‌ها با گسلها این است که در شکستگی‌ها جابجایی در امتداد صفحات شکستگی وجود ندارد. شکستگی‌ها می‌توانند قائم، مایل یا افقی باشند. قطر دهانه شکافها می‌تواند از میلیمتر تا متر تغییر کند. تخلخل حاصل از شکستگی ناچیز است. اما تراوایی بطور قابل ملاحظه‌ای با شکستگی‌ها افزایش می‌یابد. رابطه پهنای شکافها با تراوایی بصورت زیر است.

$$K=54 * 10^6 \cdot W^2$$

که در آن K تراوایی بر حسب داری و W پهنای شکستگی بر حسب اینچ می‌باشد. مخازن شکافدار در سنگ‌های زیر ایجاد می‌شوند:

سنگ‌های آهکی و دولومیتی: بیشتر مخازن شکافدار از این نوعند. دولومیت دارای خاصیت شکنندگی بالایی است و در اثر فشارهای وارده دچار شکستگی می‌شود.

دیاتومیت و چرت: معمولاً بعلت داشتن بافت موزاییکی دانه‌ها به هم فشرده بوده و شکننده هستند. خاصیت شکنندگی چرت از دولومیت بیشتر است.

شیل‌ها و مارن‌ها: سنگ‌های شیلی در صورت داشتن سیلیس خاصیت شکنندگی پیدا می‌کنند. اما شیل‌های رسی خاصیت پلاستیک دارند. همچنین مارن‌ها و شیل‌های غنی از مواد آلی دارای خاصیت شکل‌پذیری هستند.

سنگ‌های بستر آذرین و دگرگونی: اگر در اعماق کم بوده و در معرض هوازدهی باشند شکننده می‌شوند.

مطالعات نشان می‌دهد که عوامل زیر کنترل کننده ایجاد شکستگی‌ها در سنگ‌های مخزن هستند:

همگونی ترکیب سنگ: هر چه ترکیب سنگ همگن تر و یکنواخت تر باشند، تحت تاثیر فشارهای وارده شکل‌پذیرتر است. ناهمگونی ترکیب منجر به افزایش خاصیت شکنندگی سنگ می‌شود.

فشارهای همه جانبه: با افزایش فشارهای محصور کننده خاصیت پلاستیکی سنگ بیشتر شده و دیرتر شکسته می‌شود.

فشار منفذی: در خلاف جهت فشار همه جانبه عمل کرده و با کاهش مقاومت سنگ خاصیت شکنندگی آن را بیشتر می‌کند.

حضور سیالات: تا قبل از مرحله شکست، سیالات منجر به مقاوم‌تر شدن در برابر شکست می‌شوند. اما بعد از آن نقش کاهنده مقاومت سنگ را ایفا می‌کنند.

زمان: تنش‌های طولانی مدت دارای دامنه تغییر شکل بیشتر نسبت به تنش‌های کوتاه مدت و سریع دارند. سنگها در اثر تنش‌های سریع و کوتاه مدت زودتر شکسته می‌شوند.

عمق: با افزایش عمق درجه حرارت بیشتر می‌شود و سنگها بیشتر حالت خمیری به خود می‌گیرند لذا خاصیت شکنندگی آنها کمتر می‌شود.

۹-۴- کیفیت مخزنی

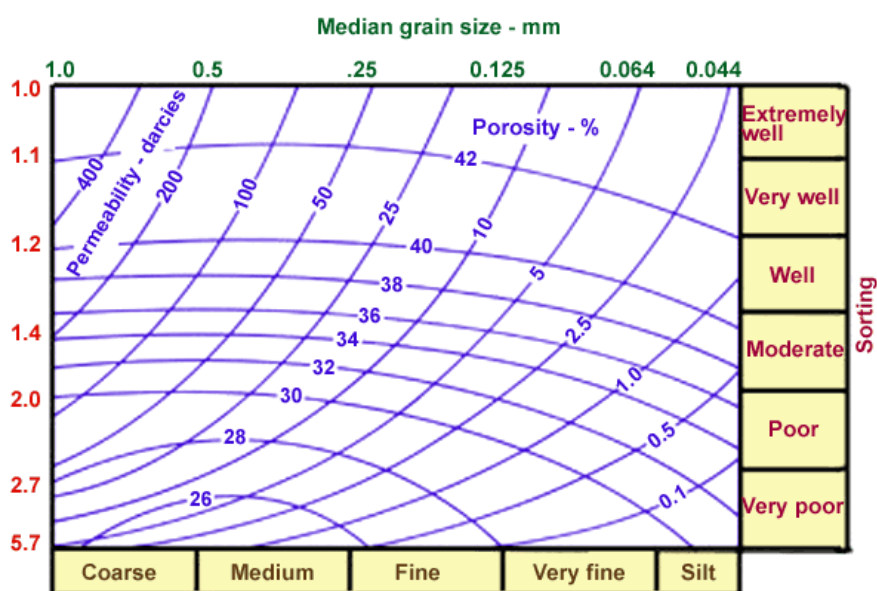
۹-۴-۱- فاکتورهای اولیه کنترل کننده کیفیت مخزنی

فاکتورهای اولیه در زمان رسوبگذاری کنترل کننده کیفیت مخزنی بر اساس تخلخل و تراوایی هستند. پارامترهای بافتی از جمله مهمترین این فاکتورها هستند که عبارتند از:
اندازه دانه

هر قدر اندازه دانه‌ها کاهش یابد، مقدار تخلخل زیاد ولی نفوذپذیری کم می‌شود. با افزایش اندازه دانه‌ها مقدار تخلخل مفید افزایش یافته و نفوذپذیری زیاد می‌گردد. زیرا در رسوبات دانه ریز، مجاری متصل کننده حفره‌ها بسیار کوچک است و فشار مویینه زیاد در دیوارهای این مجاری مانع عبور مایعات می‌شود. اما این مساله در مورد تخلخل برای رسوبات در اندازه ماسه (۱/۱۶ تا ۲ میلیمتر) فرق می‌کند. نتایج تحقیقات نشان می‌دهد برای رسوبات در حد ماسه ارتباطی بین تخلخل و اندازه دانه وجود ندارد. ولی با کاهش اندازه ذرات در هر حدی که باشند، تراوایی کاهش می‌یابد.

جور شدگی

هر قدر جورشدگی بهتر باشد تخلخل و نفوذپذیری زیادتر خواهد بود، زیرا در سنگ‌هایی که دارای جورشدگی بد هستند ذرات دانه ریز یا ماتریکس بین دانه درشت را پر می‌کنند و تخلخل و نفوذپذیری را کاهش می‌دهند.
در شکل ۴-۳۷ رابطه بین اندازه دانه‌های در حد ماسه و جورشدگی با تخلخل و تراوایی نشان داده شده است.



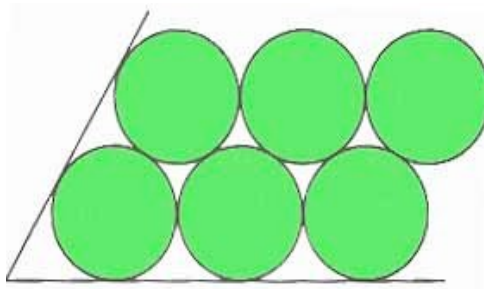
شکل ۴-۳۷- رابطه بین اندازه دانه‌های در حد ماسه و جورشدگی با تخلخل و تراوایی. همانطور که مشاهده می‌شود برای اندازه‌های دانه داده شده ماسه تخلخل تقریباً ثابت است. با افزایش جورشدگی تخلخل و تراوایی افزایش می‌یابد. اما تراوایی در ماسه‌های درشت بیشتر از ماسه‌های ریز و سیلت است.

شکل دانه‌ها

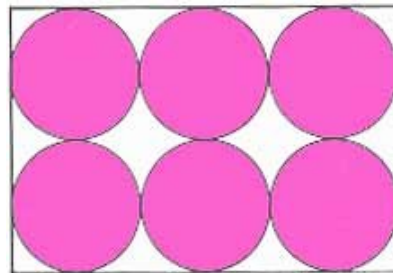
اگر دانه‌ها دارای گردشگی و کرویت خوبی باشند، طرز قرار گرفتن آنها به نحوی است که نزدیکتر بهم قرار می‌گیرند (آرایش متراکم) و مقدار تخلخل و نفوذپذیری را کاهش می‌دهد. لذا دانه‌هایی که کمی زاویه دار باشند برای تخلخل اولیه بهتر می‌باشند.

فابریک

فابریک شامل جهت یافتگی و آرایش دانه‌ها می‌باشد. آرایش دانه‌ها در میزان تخلخل و نفوذپذیری موثر است. اگر دانه‌ها دارای آرایش مکعبی باشند مقدار تخلخل ۴۸٪ و اگر به صورت رومبوهدرال باشند در حدود ۲۶٪ می‌باشد (شکل ۴-۳۸).



ب- آرایش رومبوهدرال (rhombohedral)



الف- آرایش مکعبی (cubic)

شکل ۴-۳۸- آرایشهای کوبیک و رومبوهدرال

سوال: ثابت کنید در آرایش مکعبی مقدار تخلخل ۴۸٪ است.

جهت یافتگی دانه‌های ماسه به سهولت عبور جریان مایعات یا به عبارت دیگر به مقدار نفوذپذیری در داخل خلل و فرج تشکیل شده در رسوب یا سنگ کمک فراوانی می‌کند. جهت یافتگی بیشتر برای رسوباتی که از دانه‌های غیر کروی و پهن تشکیل یافته‌اند مطرح است. در رسوبات متشکل از دانه‌های کروی آرایش دانه مهمتر از جهت یافتگی است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که آرایش دانه‌ها بیشتر روی مقدار تخلخل موثر است ولی جهت یافتگی بیشتر روی مقدار تراوایی تأثیر دارد تا تخلخل. معمولاً تراوایی در آزمایشگاه در دو جهت افقی (horizontal, K_h) و قائم (vertical, K_v) اندازه‌گیری می‌شود. معمولاً مقدار تراوایی در جهت افقی که با لایه‌بندی موازی است، بیشتر از جهت عمودی است ($K_h > K_v$).

سوال: چگونه با داشتن داده‌های K_h و K_v می‌توان شکستگی‌های مخزن را تشخیص داد؟

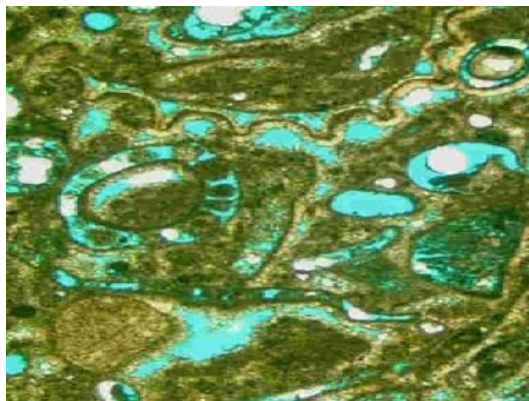
۴-۹-۲- فاکتورهای ثانویه کنترل کننده کیفیت مخزنی

فاکتورهای ثانویه در واقع نشان دهنده فرآیندهای دیاژنزی هستند که بعد از تدفین رسوبات رخ می‌دهند. این فاکتورها به دو گروه مثبت که افزایش دهنده تخلخل و تراوایی و در نهایت کیفیت مخزنی هستند و منفی که از بین برنده کیفیت مخزنی هستند، تقسیم می‌شوند.

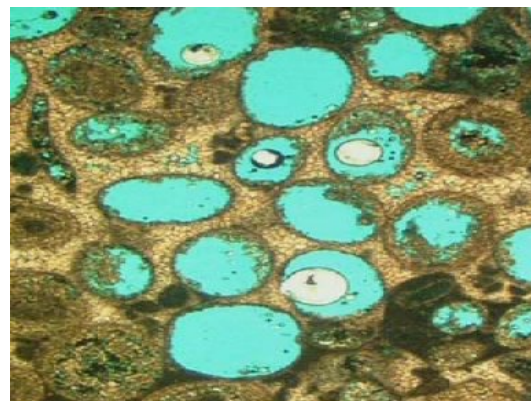
۴-۹-۲-۱- فاکتورهای افزایش دهنده کیفیت مخزنی (دیاژنزی مثبت)

انحلال

انحلال یکی از فرآیندهای مهم دیاژنزی است که طی آن سیمان، ماتریکس یا کانی‌های ناپایدار تحت تاثیر سیالات متوریک، سیالات مخزن، اسیدهای آلی حاصل از پختگی حرارتی کروژن که قبل از تولید هیدروکربن تشکیل می‌شوند یا سیالات مخزن حل شده و منجر به ایجاد تخلخل‌های ثانویه می‌شوند. انحلال در سنگهای کربناته شدیدتر از آواری‌هاست. گاهی انحلال به صورت انتخابی عمل می‌کند مثلاً ممکن است تنها دانه‌های خاصی یا فسیل‌ها را حل کند. تخلخل‌های حاصل از انحلال ممکن است توسط سیمان پر شده و از بین بروند، اما اگر قبل از سیمانی شدن هیدروکربن وارد آنها شود، حفظ خواهند شد. در شکل ۴-۳۹ دو نمونه تخلخل انحلالی در کربنات‌ها نشان داده شده است.



ب



الف

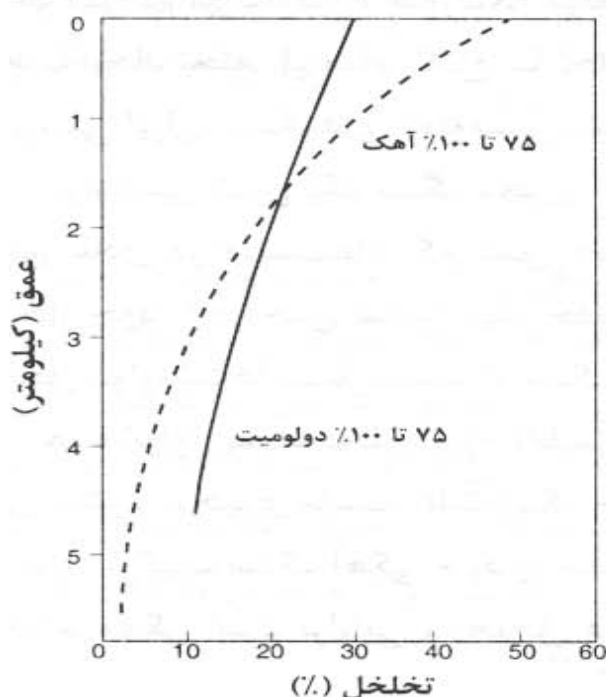
شکل ۴-۳۹- فرآیند انحلال در شکل الف دانه‌های آلید را حل کرده و تخلخل‌های المولیدیک را بوجود آورده است. در شکل ب قطعات فسیلی را مورد تاثیر قرار داد و تخلخل‌های بیومولیدیک را ایجاد نموده است.

شکستگی

شکستگی یکی دیگر از فرآیندهای دیاژنزی است که نقش مهمی در افزایش کیفیت مخزنی دارد. همانطور که گفته شد تخلخل حاصل از شکستگی ناچیز است، اما تراوایی مخزن را بطور قابل ملاحظه‌ای افزایش می‌دهد. برخی مخازن دارای تخلخل و ذخیره قابل ملاحظه‌ای هستند، اما متأسفانه بعلت نبود تراوایی کافی توان تولید بسیار کمی دارند. سنگ مخزن ماسه‌سنگی دشت مغان در کشورمان دارای ذخیره مناسبی است، اما ماسه سنگها از نوع گریوک بوده و تراوایی بسیار کمی دارند. در این مخازن بکارگیری روشهای ایجاد شکستگی مصنوعی مثلاً استفاده از شکست هیدرولیک (hydraulic fracturing) می‌تواند تولید به داخل چاه را بالا برد. در عوض سنگ مخزن آسماری که یکی از مخازن مهم جنوب و جنوبغرب ایران را تشکیل می‌دهد دارای شکستگی‌های طبیعی قابل ملاحظه‌ای بوده و تولید بالایی دارد.

دولومیتی شدن

دولومیتی شدن منجر به افزایش اندازه بلورها و تخلخل می‌شود. بدین ترتیب قادر است کیفیت مخزنی را افزایش دهد. البته این مساله به حجم سیالات دولومیتی کننده، فابریک اولیه سنگ و فرآیندهای دیاژنزی بعدی بستگی دارد. دولومیتی شدن از ۵ تا ۷۵ درصد بهبودی در تخلخل حاصل نمی‌کند، حتی منجر به کاهش آن نیز می‌شود. از ۷۵ تا ۸۰ درصد دولومیتی شدن با افزایش تخلخل و کیفیت مخزنی همراه است. از ۸۰ درصد به بالا بلورهای دولومیت در اثر رشد در هم قفل (interlocking) می‌شوند و تخلخل کاهش می‌یابد. بطوریکه در ۹۵٪ سنگ کاملاً ناتراوا می‌شود. مساله‌ای که در آنجا می‌بایست به آن توجه شود این است که با افزایش عمق تدفین سنگهای دولومیتی تخلخل خود را بیشتر از آهکها حفظ می‌کنند. چون دولومیتها خاصیت شکل پذیری کمتری دارند و مقاومت آنها در مقابل فشردگی مکانیکی و شیمیایی بیشتر است (شکل ۴-۴۰).



شکل ۴-۴۰- در اعماق کم آهک تخلخل خود را بیشتر از دولومیت حفظ می‌کند اما با افزایش عمق تدفین دولومیتها تخلخل خود را بهتر از آهکها حفظ می‌کنند (رضایی، ۱۳۸۱).

بسته به فابریک اولیه و نرخ دولومیتی شدن، بلورهای دولومیت به اشکال مختلفی می‌توانند رشد کنند:

دولومیت‌های غیرصفحه‌ای (*Non-Plannar*): در دمای ۵۰ تا ۱۰۰ درجه تشکیل می‌شوند و شکل نامنظمی دارند. دارای تخلخل و تراوایی پایینی هستند.

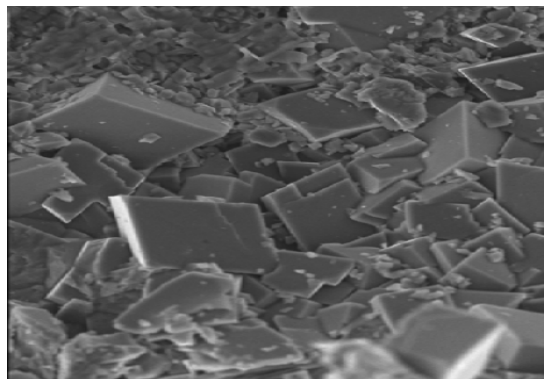
دولومیت‌های صفحه‌ای شکل‌دار (*Plannar-E*): بلورهای دولومیت شکل‌دار بوده و دارای بافت دانه شکری هستند. در حرارت کمتری نسبت به دولومیت‌های غیرصفحه‌ای تشکیل می‌شوند. تخلخل و تراوایی این گروه دولومیت‌ها بالاست.

دولومیت‌های صفحه‌ای نیمه شکل‌دار (*Plannar-S*): بلورها نیمه شکل‌دار هستند و تخلخل آنها کم است. گلوگاههای تخلخل ارتباط خوبی ندارند، بنابراین با افزایش تخلخل، تراوایی تغییر چندانی نمی‌کند. همچون گروه قبل در حرارت کمتری نسبت به دولومیت‌های غیرصفحه‌ای تشکیل می‌شوند.

در شکل ۴-۴۱ الف یک نمونه فرآیند دولومیتی شدن گسترده نشان شده است که فابریک را از بین برده است. شکل ۴-۴۱ ب نیز یک تصویر SEM از بلورهای دولومیتی زین اسبی (Saddle) را نشان می‌دهد که شاخص تشکیل در شرایط دیاژنز دینی و عمیق هستند.



الف



ب

شکل ۴-۴۱-الف- دولومیتی شدن فراگیر و تخریب کننده فابریک اولیه ب- دولومیت‌های زین اسبی تشکیل شده در شرایط دیاژنز عمیق

۴-۹-۲-۲- فاکتورهای کاهنده کیفیت مخزنی (دیاژنزی منفی)

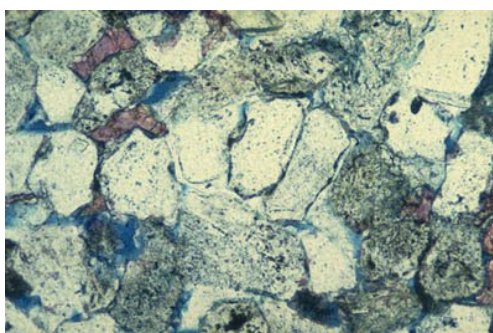
فشردگی مکانیکی، فشردگی شیمیایی (انحلال فشاری)

در مراحل اولیه، فشردگی منجر به خروج آب و آرایش نزدیکتر دانه‌ها می‌شود. هنگامی که رسوب در ابتدا ته نشین شده است، دانه‌های گرد شده و خوب جور شده ممکن است دارای آرایش مکعبی و سست با بیش از پنجاه درصد تخلخل باشند. فشردگی به سرعت تخلخل را بطور قابل ملاحظه‌ای به دلیل اینکه آرایش متراکم‌تر می‌شود، کاهش می‌دهد. فشردگی بیشتر بر اثر فشار لایه‌های بالایی باعث ایجاد شکستگی‌های موضعی و خمش در دانه‌های ضعیف می‌گردد. دانه‌های نرم نظیر دانه‌های سنگی گلی، در این مرحله فشرده شده و تغییر شکل می‌دهند. نسبت دانه‌ها را می‌توان اندازه‌گیری کرد تا نشانه‌ای از میزان فشردگی به دست آید. در نزدیکی سطح زمین این مقدار در حدود ۵۰ تا ۶۰ درصد است و لیکن در بیشتر ماسه سنگ‌های مدفون شده، این مقدار تا ۹۰ درصد یا بیشتر افزایش یابد. با استفاده از رابطه زیر می‌توان ضریب فشردگی را محاسبه نمود:

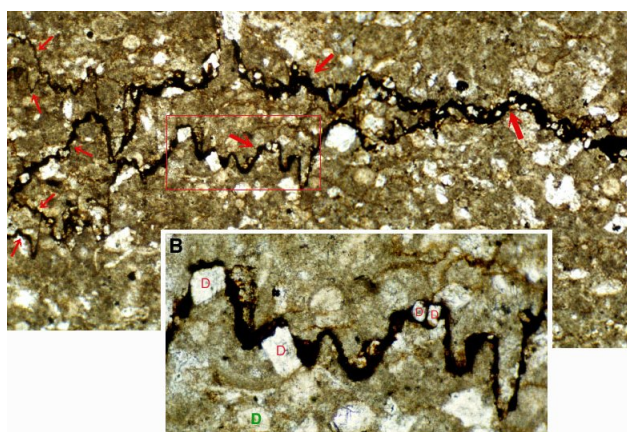
$$\text{ضریب فشردگی} = \frac{X_0 - X}{X} \times 100$$

که در آن X_0 فضای بین دانه‌ای در زمان رسوبگذاری و X فضای بین دانه‌ای در زمان حاضر است که در واقع مجموع تخلخل بین دانه‌ای و سیمان است.

از مسائل مهم در طی دفن، انحلال دانه‌ها در نقاط تماس است. اگر دانه‌ها دارای سختی و قابلیت انحلال یکسانی باشند، این حالت تولید تماس مضرس بین دانه‌ها می‌کند و چنانچه یکی از دانه‌ها بطور ترجیحی حل شود، تماسهای مقعر - محدب تشکیل می‌شود. در این حالت سطوح تماس ایجاد شده مضرس یا مقعر-محدب استیلولیت نامیده می‌شوند. جایی که رسوب در مراحل اولیه و قبل از دفن عمیق، سیمانی شده باشد یا در جایی که مقدار ماتریکس زیاد باشد، انحلال فشاری (یا فشردگی شیمیایی) در تماس دانه‌ها حداقل است، چون در این حالت مقدار وزن وارده پراکنده شده و تماس فشاری کاهش می‌یابد. فشار لیتوستاتیک و نیروهای تکتونیک از عوامل مهم فشردگی شیمیایی هستند. وجود مواد آلی و رس در محل تماس سبب تسهیل انحلال فشاری می‌شوند. استیلولیتی شدن یا انحلال فشاری منجر به کاهش کیفیت مخزن می‌شود مگر اینکه با درزه‌های کششی (tensional gashed) توام باشد که در این حالت تخلخل را افزایش می‌دهد. در شکل ۴-۴۲ الف و ب برتیب فرآیندهای فشردگی مکانیکی و شیمیایی نشان داده شده‌اند.



الف



ب

شکل ۴-۴۲- الف- فشردگی مکانیکی ب- فشردگی شیمیایی و تشکیل استیلولیت

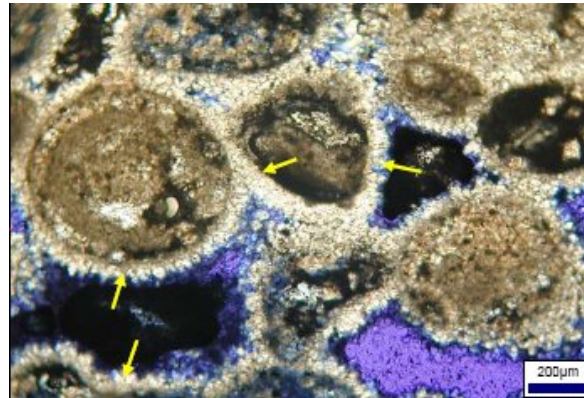
سیمانی شدن

سیمان در کربناتها؛ سیمانی شدن یکی از فرآیندهای مخرب تخلخل و تراوایی و در نهایت کیفیت مخزنی است. البته تنها در یک حالت است که سیمانی شدن می‌تواند نقشی مثبت در کیفیت مخزنی داشته باشد و آن زمانی است که در مراحل اولیه دیاژنز، یک سیمان اولیه بین دانه‌ها تشکیل شده و بدینوسیله چارچوب مقاومی فراهم کند که مانع تراکم بیشتر و کاهش تخلخل‌های آن شود.

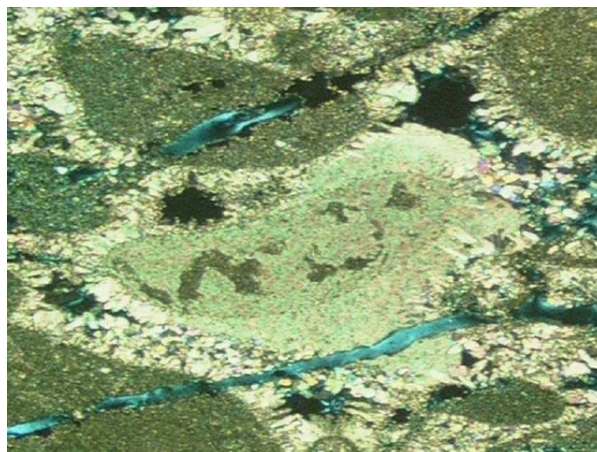
انواع مختلفی از سیمان در سنگهای کربناته وجود دارد. سیمانهای تشکیل شده در محیطهای متئوریک و زون وادوز که نشان دهنده دیاژنز کم عمق هستند، سیمانها درشت بلور و شفاف هستند. زیرا آبهای زیرزمینی ناخالصی کمتری داشته و لذا هسته‌های بلوری کمی تولید

می‌شوند. همچنین در محیط‌های کم عمق نسبت Mg/Ca کم است و اکثراً سیمان‌ها هم بعدند (مانند سیمان equant)، یعنی با ضخامت یکسان در اطراف بلورها رشد می‌کنند. در شکل ۴-۴۲ الف یک نمونه سیمان هم بعد نشان داده شده است.

اما در محیط‌های دریای چون نسبت Mg/Ca زیاد است سیمان‌ها هم بعد نیستند و به صورت سوزنی (acicular) تیغه‌ای (bladed) هستند. سیمان تیغه‌ای، سیمان ستونی (columnar) نیز نامیده می‌شود. سیمان رشد اضافی هم محور (syntaxial overgrowth) یک نمونه از سیمان‌های دریایی است (شکل ۴-۴۳ ب)



شکل ۴-۴۳ الف سیمان هم بعد اطراف دانه‌های کلسیت که بخشی از تخلخل‌های بین دانه‌ای را از بین برده است (محیط متئوریک).



شکل ۴-۴۳ ب- سیمان رشد اضافی هم محور در اطراف دانه کریستال (محیط دریایی)

سوال: باتوجه به نسبت Mg/Ca توضیح دهید چرا سیمان‌های دریایی کشیده و سوزنی هستند در حالی که سیمان‌های متئوریک هم بعدند؟

سیمان در ماسه سنگها: در این بخش انواع مهم سیمان در مخازن ماسه سنگی تشریح شده است.

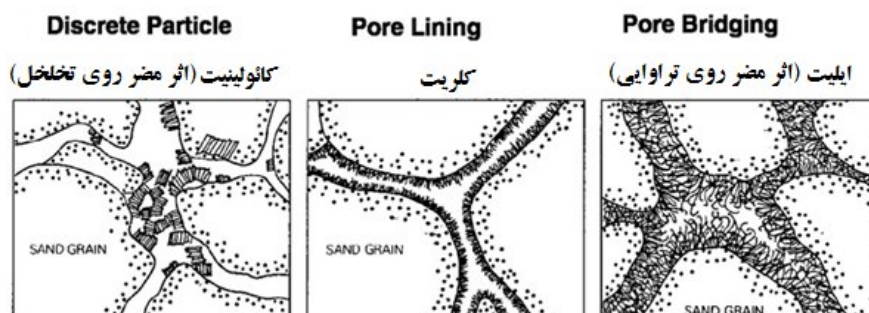
فلدسپات در جازا یا اتوژنز

اگر چه فلدسپاتها در بسیاری از ماسه سنگها به کانیهای رسی دگرسان شده یا به توسط کلسیت جانشین می‌شوند ولیکن در بعضی موارد، فلدسپات به فرم رشد ثانویه بر روی دانه‌های آواری فلدسپات رشد می‌کند. این حالت در فلدسپاتهای پتاسیم فراوان تر است و لیکن در دانه‌های آلپیت آواری نیز یافت می‌شود. برای تشکیل فلدسپات درجا، آبهای درون حفره‌ای قلیائی و غنی از Na یا K ، AL و Si مورد نیاز است. این عناصر به مقدار زیادی از هیدرولیز و انحلال دانه‌های با پایداری کم در داخل رسوبات، سرچشمه گرفته‌اند.

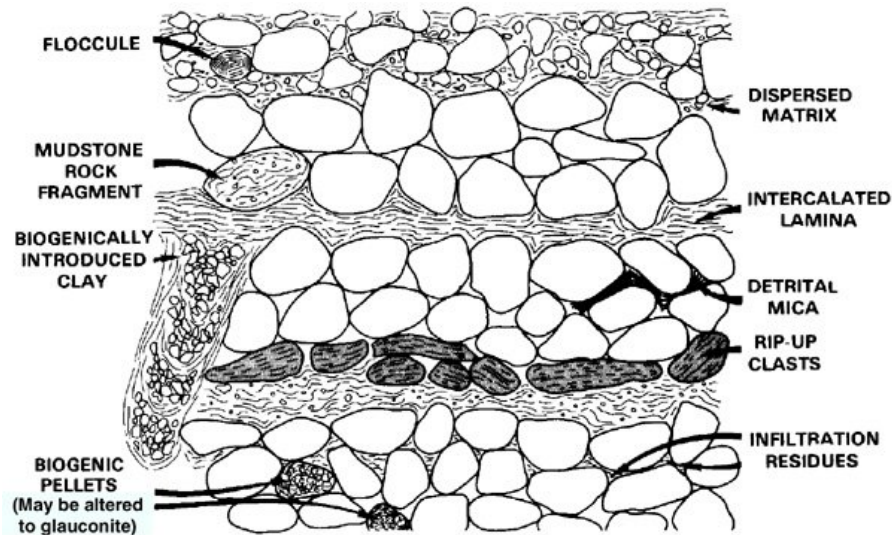
کانیهای رسی در جازا و تخریبی

ته‌نشینی کانیه‌ها و زئولیتها در یک ماسه سنگ بسیار حائز اهمیت است، زیرا این پدیده می‌تواند تاثیر زیادی بر روی تخلخل و نفوذپذیری بگذارد و ممکن است بطور موثری پتانسیل مخزنی را کاهش دهد. رس ممکن است به توسط آبهای درون حفره‌ای از لایه‌های متناوب گلی به طرف پایین در یک ماسه سنگ نیز نفوذ کند نفوذ شدید رس‌ها بطور موثری بافت رسوب را تغییر داده و مچوریتی بافتی و ترکیبی اولیه را کاهش می‌دهد.

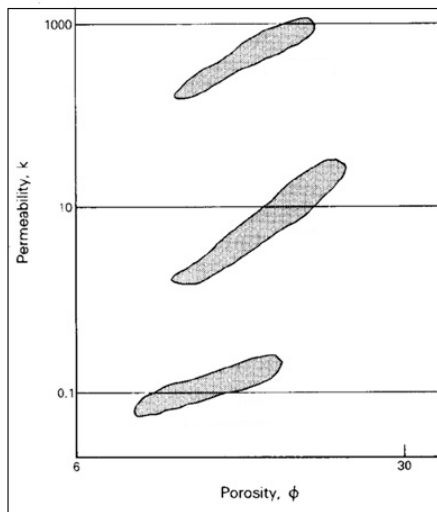
ایلپیت، کلریت و کائولینیت از متداولترین کانیهای رسی در ماسه سنگها هستند، اما مونتوریلونیت، لایه‌های مختلف ایلپیت - مونتوریلونیت و لایه‌های مختلط مونتوریلونیت-کلریت یافت می‌شود. کانیهای رسی در جازا به فرم سیمان‌های پر کننده حفرات و رس‌های حاشیه‌ای تا ۵۰ میکرون ضخامت، در اطراف دانه‌ها یافت می‌شوند. کمبود و یاد عدم وجود رسهای حاشیه‌ای در نزدیکی و در محل تماس دانه‌ها، نشان‌دهنده منشا دیاژنتیکی آنها می‌باشند. ته‌نشینی رسهای حاشیه‌ای معمولاً اولیه یا از اولین حوادث دیاژنتیکی می‌باشد که اغلب قبل از رشد ثانویه کوارتز و سیمانی شدن کلسیت تشکیل می‌شود. نوع کانی رسی موجود در پتانسیل مخزنی یک ماسه سنگ حائز اهمیت است. کائولینیت پر کننده حفرات باعث کاهش تخلخل یک ماسه سنگ می‌شود ولیکن تاثیر کمی در نفوذپذیری دارد، در حالیکه ایلپیت بصورت پل زنده بین گلوگاههای تخلخل عمل می‌کند و بطور قابل ملاحظه‌ای نفوذپذیری را کاهش می‌دهد، اما تاثیر کمی روی تخلخل دارد. کلریت بصورت لایه‌ای اطراف کانی‌ها قرار می‌گیرد و اثری مابین ایلپیت و کائولینیت روی کیفیت مخزنی دارد (شکل ۴-۴۵ الف). کانی‌های رسی تخریبی به شکل‌های مختلفی در ماسه‌سنگها ظاهر می‌شوند که حالت‌های مختلف آن در شکل ۴-۴۵ ب نشان داده شده است.



شکل ۴-۴۵ الف- اثرات مخرب کانی‌های رسی روی تخلخل و تراوایی



شکل ۴-۴۵ ب- انواع مختلف کانی‌های رسی تخریبی در مخازن ماسه‌سنگی (Wilson and Pitman, 1977)

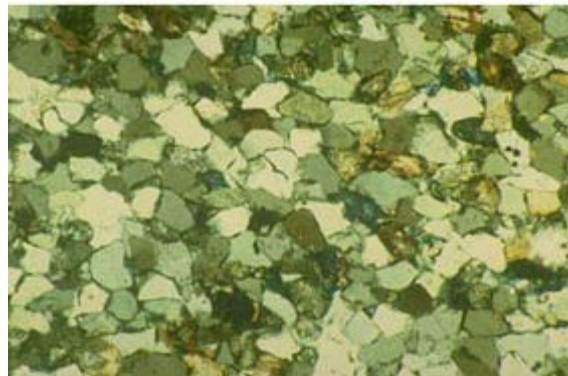


سوال: در نمودار متقاطع تخلخل-تراوایی شکل مقابل مشخص کنید که هر یک از کانی‌های رسی کلریت، ایلیت و کائولینیت در کدام محدوده قرار می‌گیرند و چرا؟

سیمان شدن سیلیسی

یکی از متداولترین انواع سیمانی شدن سیلیسی، رشد ثانویه کوارتز است. سیمان سیلیسی در اطراف دانه کوارتز ته نشین شده و دارای پیوستگی نوری می‌باشد. بنابراین دانه و سیمان در زیر نور پلاریزه باهم خاموش می‌شوند. در بیشتر موارد، شکل اصلی دانه توسط پوشش نازکی از اکسید آهن یا رس در بین دانه و رشد ثانویه مشخص می‌گردد. هرچند یک حاشیه رسی ضخیمتر در اطراف دانه کوارتز از ته‌نشین شدن یک رشد ثانویه با پیوستگی نوری جلوگیری می‌کند. منشأ سیلیس برای این نوع سیمانی شدن اغلب به انحلال فشاری نسبت داده می‌شود. محلول‌های درون حفره‌ای از نظر سیلیس غنی می‌شود، هنگامی که بصورت فوق اشباع در آیند سپس به فرم رشد ثانویه مجدداً ته‌نشین می‌شوند. رشد ثانویه کوارتز در ماسه سنگ‌های فاقد آثار انحلال فشاری، ممکن است منعکس کننده مهاجرت قابل توجهی محلول غنی از سیلیس، از مسافت دورتر از محل انحلال فشاری به طرف بالا باشد یا نشان دهنده منشأ دیگری از سیلیس است. منابع احتمالی شامل انحلال ذرات ریز سیلیسی، سیلیکات‌های دیگر و سیلیس بیوژنتیکی و آب‌های زیرزمینی می‌باشد. ذرات ریز سیلیسی می‌توانند از سایش دانه‌ها بویژه اگر یک ماسه سنگ بادی باشد، سرچشمه گرفته باشند. انحلال فلدسپات‌ها، آمفیولها و پیروکسن‌ها و همچنین تبدیل مونتورینیت به ایلیت و فلدسپات به کائولینیت نیز می‌تواند سیلیس تولید کند. یکی از خواص مهمی که از سیمانی شدن ماسه سنگ‌ها به

توسط کوارتز ناشی می‌شود این است که خواهند توانست بعد او در طی بعدی در مقابل اثرات فشردگی و انحلال فشاری مقاومت و پایداری نمایند. شکل ۴-۴۶ یک نمونه سیمان سیلیسی نشان داده شده است.

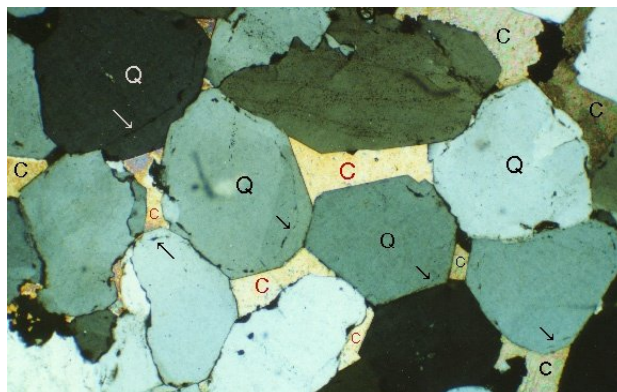


شکل ۴-۴۶- ماسه‌سنگ سیمانی شده توسط کوارتز

سیمانی شدن کربناته

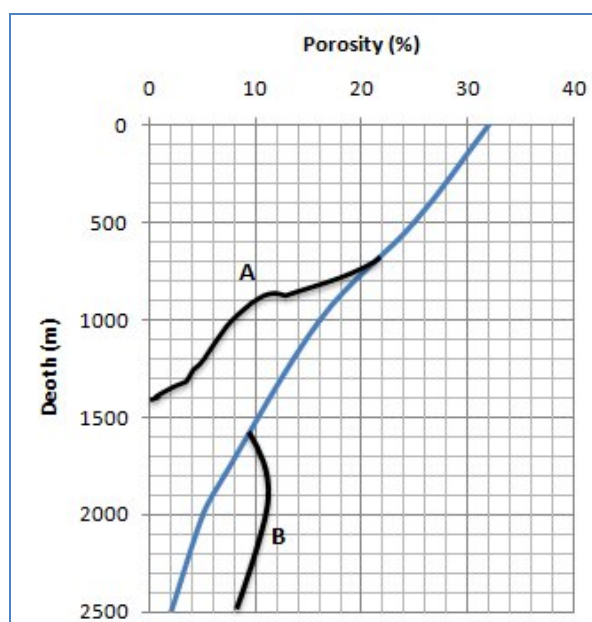
کلسیت یکی از متداول‌ترین سیمانهای موجود در ماسه سنگهاست. سایر سیمانهای کربناته‌ای که بیشتر بطور موضعی اهمیت دارند، دولومیت و سیدریت است. سیمان ممکن است به صورتهای توزیع یکنواخت تا لکه‌ای، تا تفکیک موضعی و کنکرسیون در تغییر باشد. دو نوع سیمان کلسیتی اصلی شامل بلورهای پوئیکلوتوپیک و کلسیت اسپاری دروزی می‌باشد. بلورهای پوئیکلوتوپیک به صورت بلورهای منفرد بزرگ، تا چندین سانتیمتر عرض هستند، که بسیاری از دانه‌های ماسه‌ای را دربر می‌گیرند. موزائیک‌های کلسیت دروزی از بلورهای یک اندازه‌ای تشکیل شده‌اند که حفرات بین دانه‌ها را پر می‌کنند و بطور تیبیک افزایشی در اندازه بلورها به طرف مرکز حفره اصلی را نشان می‌دهند. بر اثر ته نشینی کلسیت، معمولاً یک جابجایی در دانه‌ها صورت می‌گیرد بطوری که به نظر می‌رسد آنها در سیمان شناورند. همچنین ممکن است کلسیت در ترک‌های درون دانه‌ها ته نشین شود و بنابراین باعث جدا شدن آنها می‌گردد. سیمانهای کلسیتی در ماسه سنگهایی که دارای مقدار زیادی دانه هستند، نظیر کوارتز آرنایت‌ها، آركوزها ولیت آرنیتها فراوان است. سیمانهای دولومیتی از بلورهای ریز رومبوندری پرکننده حفرات تا موزائیک‌های درشت بی‌شکل و بلورهای پوئیکلوتوپیک بزرگ در تغییر است. در شکل ۴-۴۷ دانه‌های کوارتز سیمانی شده توسط کلسیت مشاهده می‌شوند.

لازم به ذکر است که تعیین زمان نسبی رویدادهای دیاژنتیکی در ماسه سنگها در رابطه با شناسایی هیدروکربن‌ها حائز اهمیت است. چنانچه تخلخل یک ماسه سنگ در اثر سیمانی شدن از بین برود، ماسه سنگ نمی‌تواند به عنوان یک مخزن نفتی عمل کند. فرآیندهای دیاژنتیک در یک محیط آبی انجام می‌گیرد، بنابراین ورود نفت به دیاژنز خاتمه داده و از واکنش‌های بیشتر جلوگیری می‌کند.



شکل ۴-۴۷- دانه‌های کوارتز سیمانی شده توسط کلسیت

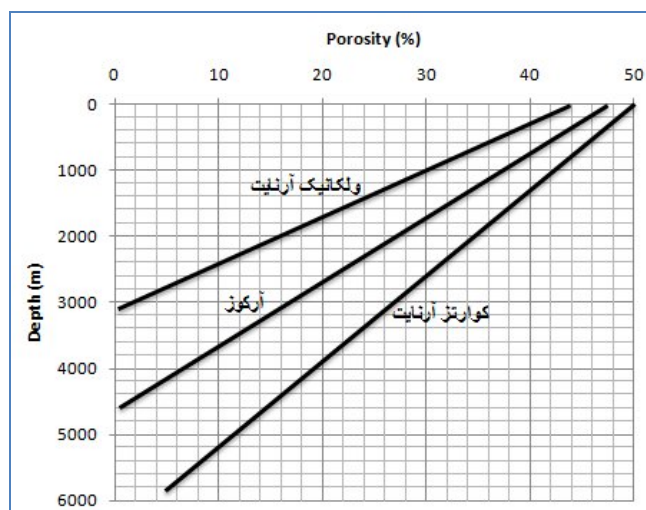
تمرین: در شکل زیر نمودار دفن نرمال یکسری رسوبات نشان داده شده است. منحنی‌های A و B نشان دهنده چیست؟



فرآیندهای دیاژنزی تشریح شده مهم‌ترین عوامل کنترل کننده کیفیت مخزنی ماسه‌سنگها هستند. اما عوامل دیگری نیز می‌توانند روی این مساله موثر باشند که عبارتند از:

عمق تدفین

بطور کلی با افزایش عمق تدفین تخلخل کاهش می‌یابد. رسوبات ماسه‌ای در زمان نهشته شدن بین ۴۰ تا ۵۰ درصد تخلخل دارند. نرخ کاهش تخلخل با جنس ماسه‌سنگها متغیر است. ماسه‌سنگهای آتشفشانی (ولکانیک آرنایتها) به سرعت تخلخل خود را با افزایش عمق از دست می‌دهند. در حالیکه ماسه‌سنگهای کوارتز آرنایتی مقاومت بیشتری هم از نظر فیزیکی و هم از نظر شیمیایی برای کاهش تخلخل با افزایش عمق دارند. ماسه‌سنگهای فلدسپاتی حدواسط بین کوارتز آرنایتها و ولکانیک آرنایتها دارند. در شکل ۴-۴۸ نمودار تخلخل در مقابل عمق را برای سه ماسه‌سنگ مزبور نشان می‌دهد.



شکل ۴-۴۸- نمودار تخلخل در مقابل عمق برای ماسه‌سنگهای مختلف

ترکیب و بافت

ترکیب و بافت ماسه‌سنگها نقش مهمی در کنترل کیفیت مخزنی آنها دارد. هر چه مقدار قطعات خرده سنگی انعطاف پذیر در ترکیب ماسه‌سنگها بیشتر باشد، مقدار فشردگی و کاهش تخلخل آنها بیشتر می‌شود. مقدار کاهش تخلخل در مقابل عمق برای ماسه‌سنگهای غنی از کوارتز نسبت به ماسه‌سنگهای حاوی قطعات خرده سنگی کمتر است. بنابراین نسبت کوارتز به خرده سنگها در این خصوص حائز اهمیت است. عوامل زیر باعث می‌شوند که فشردگی خرده سنگها با افزایش عمق بیشتر شود:

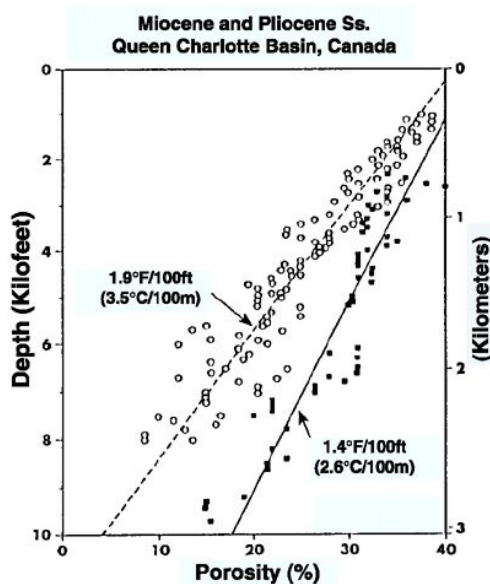
الف- خرده سنگها به راحتی می‌توانند خرد شده و تولید ماتریکس دروغین (pseudomatrix) را نمایندند که این عمل باعث فشردگی بیشتر و تسریع انحلال فشاری می‌شود.

ب- خرده‌سنگها در اثر فشار طبقات فوقانی به راحتی تغییر شکل یافته و در فضای خالی بین ذرات رانده می‌شوند. این عمل منجر به کاهش بیشتر تخلخل و نیز کاهش حجم اولیه رسوبات می‌شود.

ج- در ماسه‌سنگهای کوارتز آرنایتی سیمان کوارتزی بین دانه‌ها به راحتی گسترش می‌یابد که این پدیده منجر به مقاوم‌تر شدن آنها می‌شود. در حالیکه وجود خرده سنگها مانع گسترش سیمان کوارتزی بین آنها و دانه‌های کوارتز می‌شود. این پدیده منجر به فشردگی بیشتر ماسه‌سنگها می‌شود.

شیب زمین گرمایی

مطالعات نشان می‌دهد مناطق دارای شیب زمین گرمایی بیشتر کاهش تخلخل بیشتری در مقابل عمق نسبت به مناطق با شیب زمین گرمایی کمتر نشان می‌دهند. شکل ۴-۴۹ کاهش تخلخل برای دو ماسه‌سنگ از دو چاه با شیب‌های زمین گرمایی مختلف را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود در چاهی که گرادیان زمین گرمایی ۳/۵ درجه در هر صد متر است کاهش تخلخل نسبت به چاه دیگر که دارای گرادیان ۲/۶ درجه در هر صد متر است بیشتر است.



شکل ۴-۴۹- کاهش تخلخل برای دو ماسه‌سنگ از دو چاه با شیب‌های زمین گرمایی مختلف (Wilson, 1994)

نحوه تدفین رسوبات (شاخص TDI)

در یک حوضه رسوبی نحوه تدفین رسوبات یا بعبارت دیگر مدت زمانی که طول می‌کشد رسوبات به عمق نهایی برسند در کاهش تخلخل موثر است. شاخص زمان-عمق (Time-Depth Index) یا TDI مساحت ناحیه‌ای است که بین منحنی تاریخچه تدفین و محورهای زمان و عمق محصور شده است. مخازنی که سریع به عمق تدفین می‌رسند دارای TDI بالایی هستند و تخلخل خود را سریع از دست می‌دهند. اما مخازنی که دارای TDI کمتر هستند مدت زیادی طول می‌کشد تا به عمق نهایی برسند، لذا حفظ شدگی تخلخل در آنها به مراتب بیشتر از حالت قبل است. در فصل دوم در بخش منحنی‌های تاریخچه تدفین روی این مساله بحث شد.

۴-۱۰- واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی و الکتریکی

معمولاً در مخازن ماسه سنگی رابطه بین تخلخل و تراوایی مشخص است. اما در مخازن هتروژن مانند کربنات‌ها رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود ندارد. واحدهای جریان‌ی هیدرولیکی (hydraulic flow unit) به صورت زون‌هایی که رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی داشته و کنترل‌کننده جریان سیال هستند تعریف می‌شوند. هر واحد جریان‌ی هیدرولیکی یا HFU بر اساس شاخص زون جریان‌ی (flow zone indicator) تعریف می‌شود. شاخص زون جریان‌ی یا FZI بر اساس رابطه بین نسبت تخلخل به ماتریکس (ε) یا PMR (pore to matrix ratio) و شاخص کیفیت مخزنی یا RQI (reservoir quality index) تعریف می‌شود.

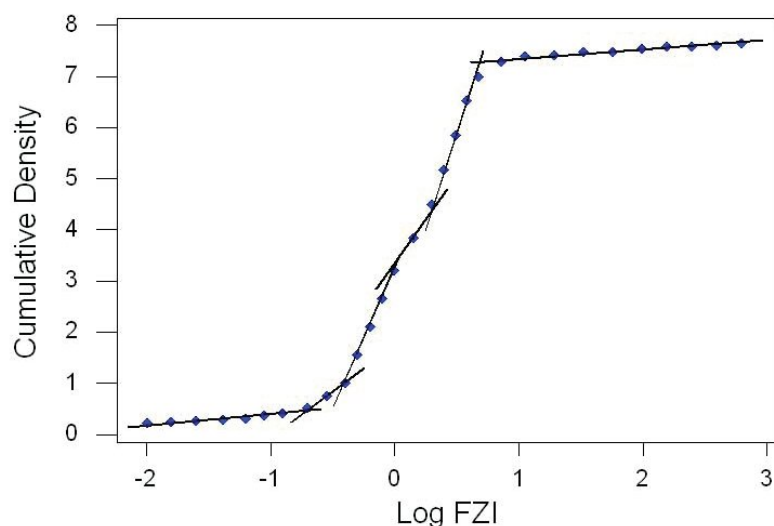
$$\varepsilon = PMR = \frac{\phi}{1 - \phi}$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

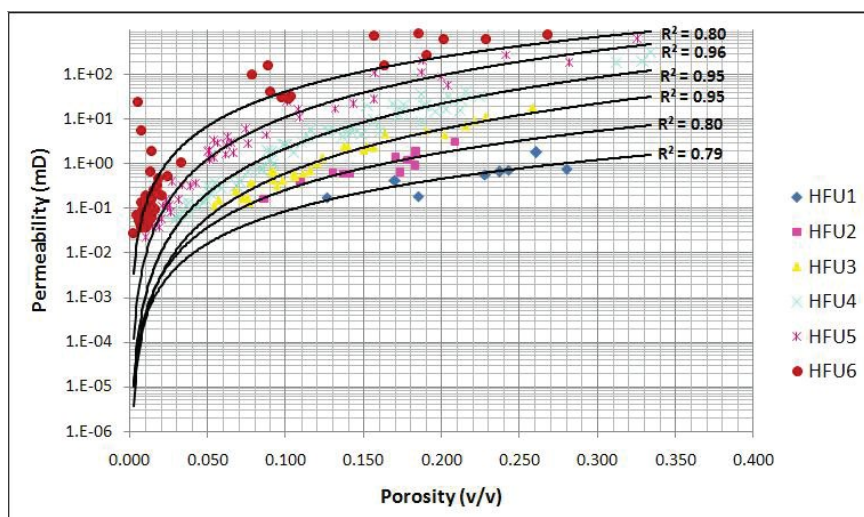
$$FZI = \frac{RQI}{\varepsilon}$$

برای سهولت محاسبات از مقادیر FZI لگاریتم گرفته می‌شود و سپس روشهای مختلفی جهت تقسیم بندی واحدهای جریان‌ی بر مبنای $Log FZI$ وجود دارند. یکی از این روشها رسم نمودار چگالی تجمعی (cumulative density) یا پلات چگالی احتمال (probability density) برای مقادیر $Log FZI$ است. روش پلات چگالی تجمعی در شکل ۴-۵۰ نشان داده شده است. همانطور که

نشان داده شده است تعداد ۶ واحد جریانی شناسایی شده است. با یافتن محل شکستگی نمودار مزبور می‌توان محدوده‌های Log FZI را برای تقسیم بندی واحدهای جریانی مشخص نمود. روش دیگر استفاده از معادله تخمین تراوایی بر اساس مقادیر میانگین FZI برای هر واحد جریانی است. سپس مقدار خطای میانگین مربعات (Mean Squared Error) برای دسته‌بندی‌های مختلف واحدهای جریانی محاسبه می‌شود و تعداد واحدهای جریانی معادل با کمترین MSE بعنوان تعداد بهینه واحدهای جریانی انتخاب می‌شود. لازم به ذکر است روشهای پیشرفته دیگری مانند روشهای خوشه‌سازی وجود دارد که تشریح آنها خارج از حوصله این مبحث است. پس از تعیین واحدهای جریانی می‌توان نمودار تخلخل-تراوایی را برای هر واحد ترسیم نمود (شکل ۴-۵۱)



شکل ۴-۵۰- نمودار چگالی تجمعی برای داده‌های Log FZI در میدان اهواز (Kadkhodaie et al., 2009)



شکل ۴-۵۱- واحدهای جریانی مشخص شده بر اساس رابطه تخلخل و تراوایی در میدان اهواز. همانطور که مشاهده می‌شود سنگهای مخزن صرفنظر از نوع رخساره به تعداد مشخصی (اینجا ۶) واحد جریانی تقسیم بندی می‌شود که هر یک رابطه مشخص تخلخل-تراوایی خود را دارد. همانطور که مشاهده می‌شود واحد جریانی ۶ بهترین کیفیت مخزنی و واحد جریانی ۱ پایین‌ترین کیفیت مخزنی را داراست (Kadkhodaie et al., 2009).

واحدهای جریانی الکتریکی (electrical flow unit, EFU) بر اساس شاخص زون جریانی (CZI (current zone indicator) تعریف می‌شوند. شاخص زون جریانی بر اساس شاخص شعاع الکتریکی (electrical radius indicator) و نسبت تخلخل به ماتریکس تعریف می‌شوند. شاخص شعاع الکتریکی (ERI) نیز بر اساس رابطه بین تخلخل و فاکتور مقاومت سازند (F) تعریف می‌شود.

$$ERI = \sqrt{\frac{\phi}{F}}$$

$$CZI = \frac{ERI}{\varepsilon}$$

پس از محاسبه CZI با استفاده از روشهای مختلف آماری می‌توان آن را به واحدهای جریان الکتریکی دسته بندی نمود.

سوال: آیا گرینستون و مادستون دولومیتی که دو رخساره متفاوتند، در تقسیم بندی واحدهای جریانی در دو HFU متفاوت قرار می‌گیرند یا می‌توانند هر دو در یک HFU واقع شوند؟

تمرین: جدول زیر را تکمیل کنید.

ϕ (%)	K (md)	ε	RQI	Log FZI	ERI	CZI
15	200					
10	46					
2	12					
25	96					
1.5	5					
7	22					
30	147					

فصل پنجم: نفتگیرها یا تله‌های نفتی

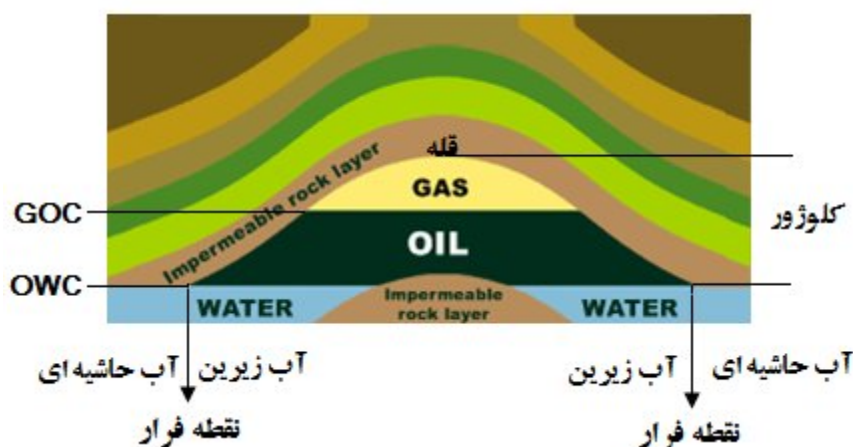
نفتگیر یکی از بخش‌های مهم یک سیستم نفتی می‌باشد. زمانی که نفت از سنگ‌های منشا تولید می‌شود به سمت لایه‌های نفوذپذیر حرکت می‌کند تا به سنگ‌های نفوذناپذیری برخورد کرده که مانع حرکت و فرار روبه بالای آن به سمت بالا شوند. در این حالت گفته می‌شود که نفت به تله افتاده است. نفتگیرهای ساختمانی (از نوع تاقدیسی) مهمترین نفتگیرهای دنیا هستند. متاسفانه ریسک اکتشاف در نفتگیرهای چینه‌ای بالاست و مطالعه آنها نیاز به دانش دقیقتر و جزئی‌تر چینه‌شناسی لرزه‌ای، مدلسازی مخزن، رسوب شناسی و پتروفیزیک می‌باشد. در این بخش سعی شده است تا انواع مختلف تله‌های نفتی و مشخصات آنها تشریح شود.

۱-۵- مشخصات یک نفتگیر

یک نفتگیر (شکل ۱-۵) از بخش‌های مختلفی تشکیل شده است که عبارتند از:

قله (crest): بالاترین بخش یک نفتگیر

نقطه فرار (spill point): پایین‌ترین بخش یک نفتگیر که نشان دهنده سطحی است که پایین‌تر از آن هیدروکربن تجمع نمی‌یابد.



شکل ۱-۵- بخش‌های مختلف یک نفتگیر

بستگی یا کلوژور (closure): فاصله قائم قله یک نفتگیر تا نقطه فرار آن را بستگی گویند. گاهی اصطلاح کالمینیشن (culmination) نیز به جای بستگی بکار می‌رود. مقدار بستگی در منحنی‌های تراز ساختمانی از اختلاف ارتفاع راس تاقدیس و آخرین منحنی بسته ساختمانی بدست می‌آید. برای مثال در شکل زیر آخرین منحنی بسته عمق ۴۹۰۰ متری زیر سطح زمین را نشان می‌دهد و با توجه به اینکه ارتفاع بالاترین نقطه تاقدیس ۴۶۵۰ متر زیر سطح زمین می‌باشد مقدار نفت‌گیری یا بستگی ساختمانی برابر ۲۵۰ متر است.



از نظر نوع سیالات و سطوح تماس آنها یک نفتگیر دارای بخش‌های زیر است:

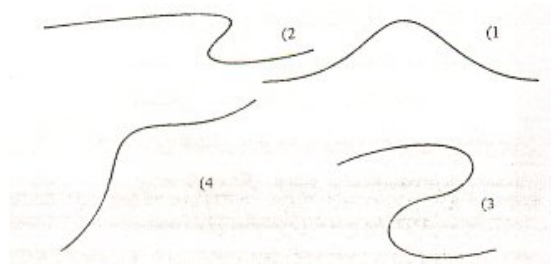
OWC: سطح تماس آب-نفت (Oil-Water Contact)

GOC: سطح تماس گاز-نفت (Gas-Oil Contact)

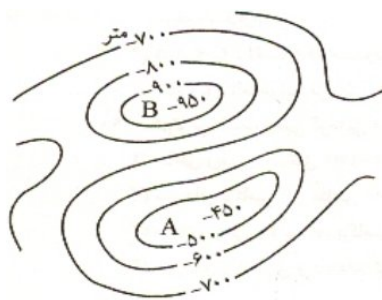
GWC: سطح تماس گاز-نفت (Gas-Water Contact)

آب زیرین (واقع در زیر ستون هیدروکربنی)، آب حاشیه‌ای یا کناری (واقع در حاشیه ستون هیدروکربنی)، نفت، گاز، نفت میعانی (condensate)، هیدرات‌های گازی (gas hydrates) سیالات یک نفتگیر هستند.

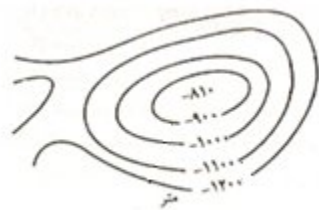
تمرین: کدام نفتگیر بیشترین کلوزور را دارد؟



تمرین: در شکل مقابل مشخص کنید کدام یک از دو ساختار A و B می‌تواند نفت را به تله بیاندازد و بستگی آن چقدر است.



در شکل مقابل یک نفتگیر حاوی هیدروکربن نمایش داده شده است. هیدروکربن در کدام قسمت می‌تواند تجمع می‌یابد؟



الف- مابین کنتور ۱۱۰۰ و ۸۱۰-

ب- مابین کنتور ۱۲۰۰ و ۸۱۰-

ج- مابین کنتور ۱۲۰۰ و ۱۰۰۰-

د- مابین کنتور ۸۱۰ و ۱۰۰۰-

از آنجاییکه که نفتگیر فوق از نوع تاقدیسی است لذا فاصله قله تاقدیس تا آخرین منحنی بسته برابر کلوزور است. با توجه به اینکه مخزن دارای آب شور نیز می‌باشد لذا احتمال اینکه مابین کنتور ۱۱۰۰ و ۱۰۰۰- نفت تجمع یابد خیلی کم است. بنابراین هیدروکربن در قسمتهای مرکزی تاقدیس بین کنتورهای ۸۱۰- و ۱۰۰۰- می‌تواند تجمع یابد.

پدیده مخروطی شدن در مخازن نفتی (Coning): عبارتست از حالتی که سطح بین دو سیال (به طور شاخص آب-نفت) در اثر تولید سیال بالایی به سمت بالا بصورت مخروطی شکل درمی‌آید.

۵-۲- انواع نفتگیرها

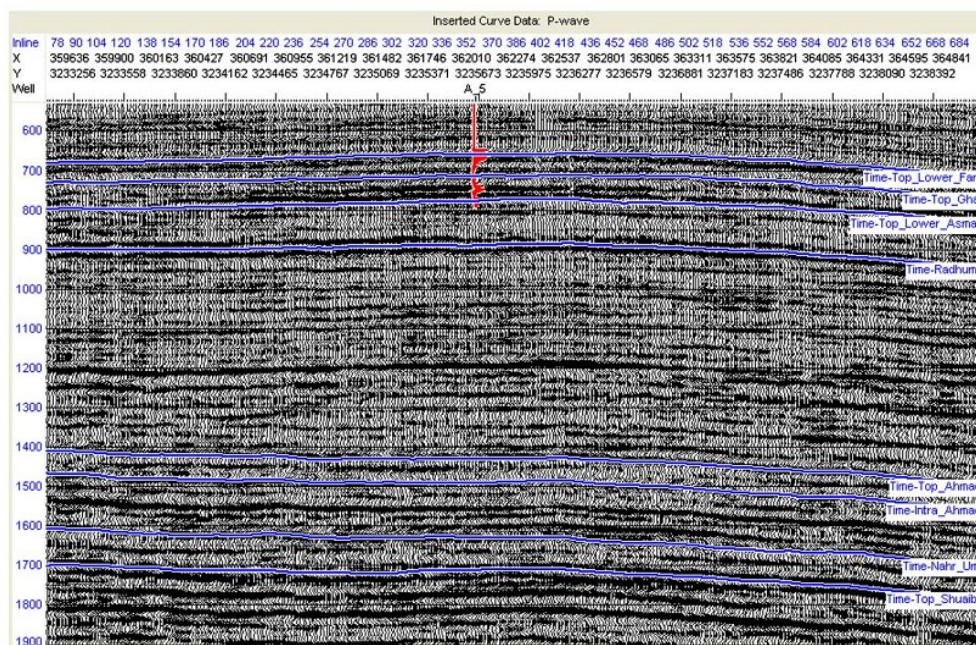
نفتگیرها انواع مختلفی دارند که عبارتند از نفتگیرهای ساختمانی (نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی، نفتگیرهای گسلی و و نفتگیرهای مرتبط با گنبدهای نمکی)، نفتگیرهای چینه‌ای (نفتگیرهای مرتبط با سطح ناپوستگی‌ها و نفتگیرهای غیرمرتبط با سطح ناپوستگی‌ها)، نفتگیرهای پالئوژئومورفولوژیک (توپوگرافی مدفون)، نفتگیرهای هیدرودینامیکی و نفتگیرهای مرکب

۵-۲-۱- نفتگیرهای ساختمانی

نفتگیرهای ساختمانی در اثر نیروهای تکتونیک تشکیل می‌شوند و به سه گروه اصلی زیر تقسیم می‌شوند:

الف- نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی

سه نوع نفتگیر ناشی از چین‌خوردگی وجود دارد که عبارتند از نفتگیرهای ناشی از نیروهای فشارشی (compressional pressure)، اختلاف فشردگی (differential compaction) و فرآیندهای دیپیری. داده‌های لرزه‌ای منبع خوبی برای به تصویر کشیدن شکل هندسی و گسترش ساختارهای زیرسطحی می‌باشند. با تفسیر داده‌های لرزه‌ای بازتابی می‌توان نقشه‌های کانتوری زیرزمینی (Uderground Contour Map) یا UGC را برای ساختمانهای زیرسطحی تهیه نمود. در شکل ۵-۲ یک نمونه از شناسایی نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی در داده‌های لرزه‌ای نشان داده شده است که مربوط به میدان ابوذر (خلیج فارس) می‌باشد.

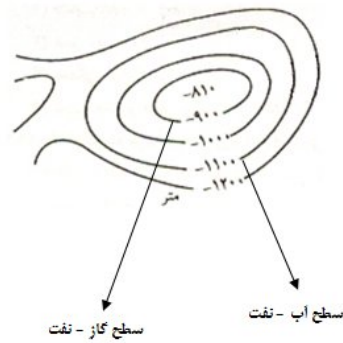


شکل ۵-۲- یک نمونه نفتگیر تاکدیسسی- میدان نفتی ابوذر، فلات قاره ایران

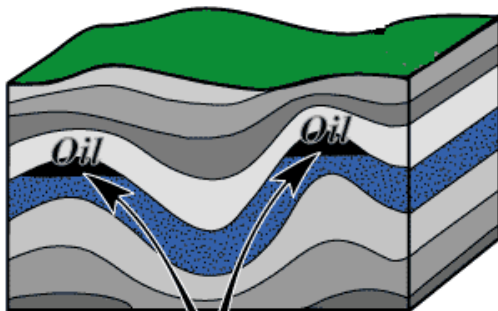
نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی به گروه‌های زیر تقسیم می‌شوند:

- نفتگیرهای تاکدیسسی ساده
- نفتگیرهای وابسته تراستی
- تاکدیس بالازدگی (Uplift)
- چین‌خوردگی‌های ناشی از اختلاف در فشردگی

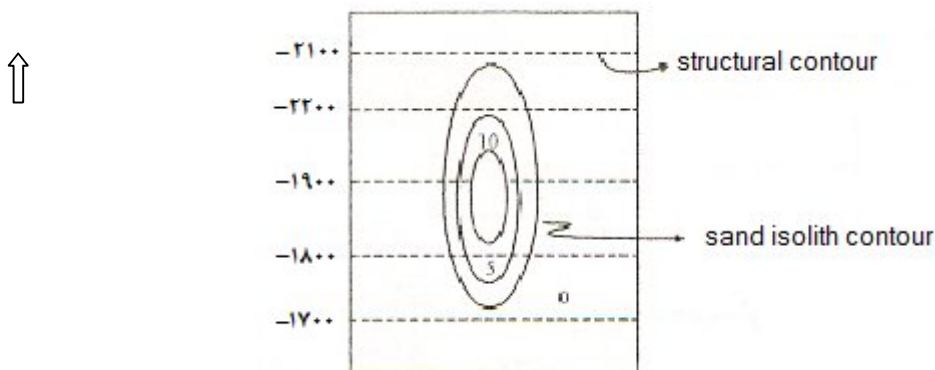
تمرین: در شکل زیر نقشه کانتوری ساختمانی یک تله نفتی داده شده است. نوع نفتگیر، میزان کلوزر، ضخامت زون گازی و ضخامت زون نفتی را تعیین کنید.



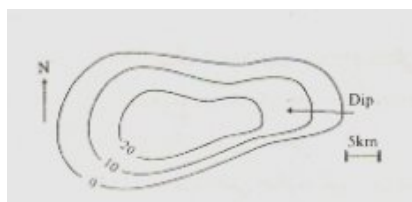
تمرین: در شکل زیر نفت در دو ناحیه تجمع یافته است. نوع نفتگیر را تعیین کنید. آیا نفت آنها با هم در ارتباط است؟ چرا؟



در نقشه‌های خطوط تراز ساختمانی (structural contour map) یا UGC که خطوط هم ضخامت واحد مخزنی مانند ماسه‌سنگ (isopach/isolith) که روی آنها نمایش داده شده است، برای شناسایی محل تجمع هیدروکربور لازم است که ابتدا با توجه به شیب ساختار نشان داده شده نواحی فراشیب و فروشیب تعیین شوند. مسلم است که نفت تمایل دارد در قسمت‌های کم عمق‌تر (فراشیب) که مصادف با قله تاقدیس است تجمع یابد. مثلاً در شکل مقابل نفت در قسمت جنوبی میدان تجمع خواهد یافت. زیرا جهت شیب ساختمانی به سمت شمال است. لذا بخش جنوبی قسمت فراشیب یا کم عمق‌تر را نشان می‌دهد و همانطور که مشخص است نفت تمایل دارد در قسمت قله تاقدیس‌ها تجمع یابد.



در شکل زیر نقشه isopach یک ماسه‌سنگ مخزنی نمایش داده شده است. با توجه به اینکه جهت شیب نشان داده شده به سمت غرب است نفت در بخش شرقی که کم عمق‌تر است، تجمع می‌یابد.

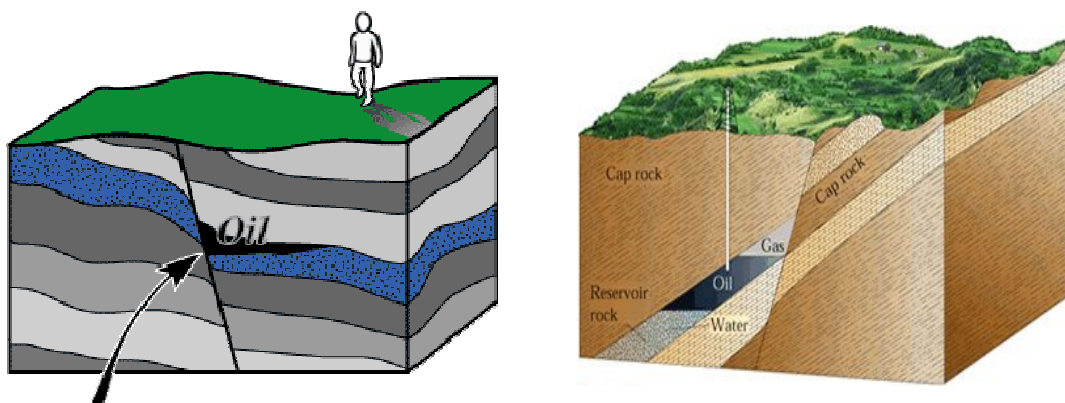


ب- نفتگیرهای گسلی

گسل‌ها تشکیل دهنده برخی از نفتگیرهای مهم دنیا هستند. دو شرط لازم برای اینکه گسلها تشکیل نفتگیر را بدهند عبارتند از (شکل ۳-۵):

۱- گسل لایه های مخزنی را در مقابل لایه های ناتراوا قرار دهد.

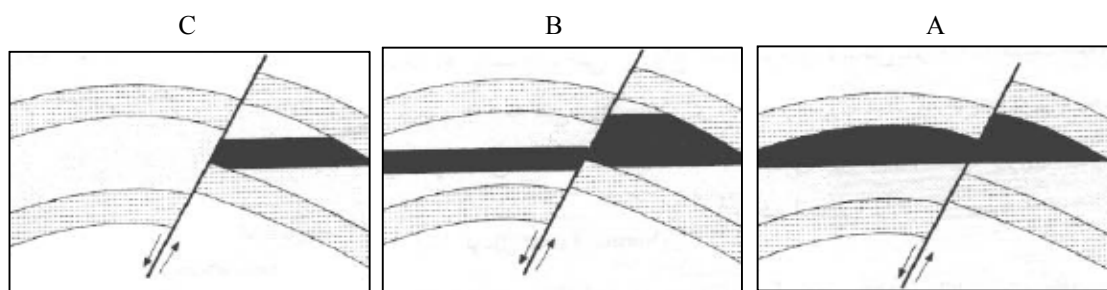
۲- سطح گسل باید عایق باشد (seal).



شکل ۳-۵- دو نمونه نفتگیر گسلی که حاوی هیدروکربن می‌باشند.

برای شناسایی باز (هادی) یا بسته (عایق) بودن می‌بایست سطح آب-نفت یا آب-گاز دو طرف بلوک گسل را مورد بررسی قرار داد. اگر سطحهای تماس آب-هیدروکربن مزبور در دو طرف گسل متفاوت باشند بیانگر عایق بودن سطح گسل است. همچنین اگر هیدروکربن در یک طرف سطح گسل واقع شده باشد و طرف دیگر فاقد هیدروکربن باشد دلیلی دیگر بر عایق بودن سطح گسل است.

تمرین: در شکل زیر سه نمونه نفتگیر گسلی نشان داده شده است. سطح گسل را از نظر عایق یا هادی بودن (مهاجرت عمودی) و نیز مهاجرت جانبی بررسی کنید.



انواع نفتگیرهای گسلی عبارتند از:

الف- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل نرمال

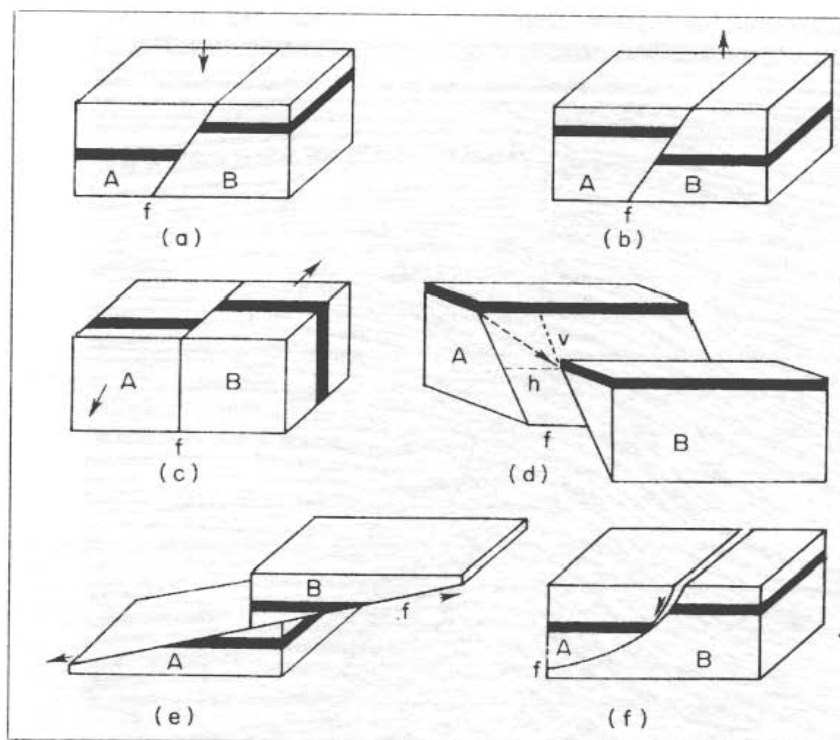
ب- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل معکوس

ج- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل تراستی (گسلهای معکوس با شیب کمتر از ۴۵ درجه)

د- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل امتداد لغز (راستالغز)

ه- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسلهای رشدی


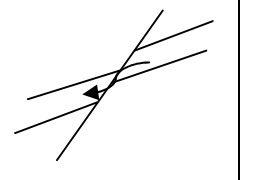
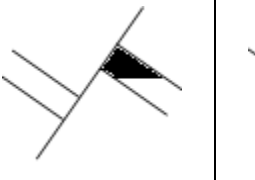
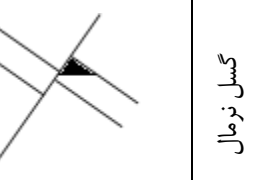


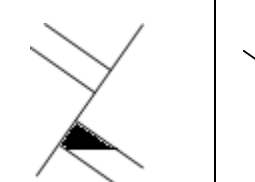
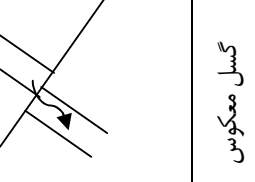
در شکل ۴-۵- بلوک دیاگرام انواع نفتگیرهای گسلی شامل نرمال، معکوس، راستالغز (امتداد لغز)، استرایک اسلیپ، تراستی و رشدی نشان داده شده است.



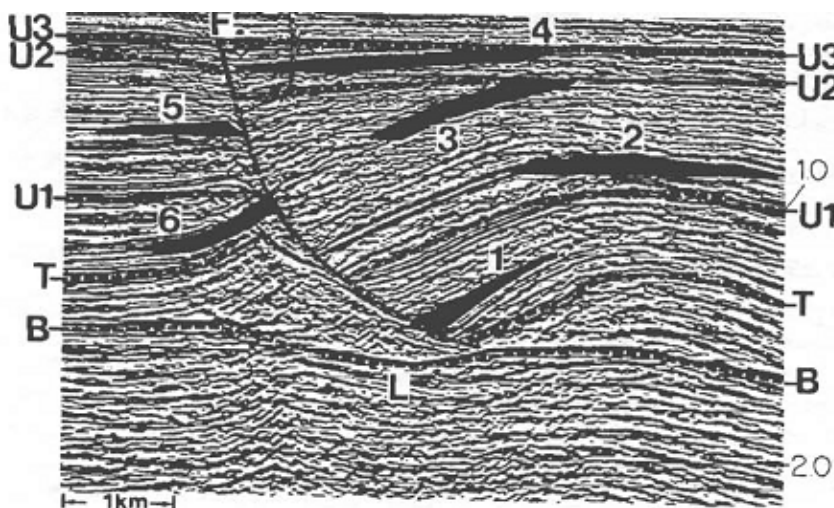
شکل ۴-۵- نشان دهنده بلوک دیاگرام انواع گسلهای اصلی

شکل ۵-۵ انواع نفتگیرهای مرتبط با گسل را در ارتباط با توافقی یا عدم توافقی شیب لایه‌ها با شیب گسل و رابطه جابجایی قائم گسل (vertical displacement, vd) و ضخامت لایه‌ها (h) نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود در گسلهای نرمال زمانی که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها موافق شیب گسل است، سطح گسل بصورت هادی عمل می‌کند. در گسلهای معکوس نیز زمانی که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها مخالف شیب گسل است، سطح گسل بصورت هادی عمل می‌کند. کمترین مقدار نفتگیری در گسلهای نرمال حالتی است که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها مخالف شیب گسل است. کمترین مقدار نفتگیری در گسلهای معکوس حالتی است که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها موافق شیب گسل است. بیشترین مقدار نفتگیری چه در گسلهای نرمال و چه در گسلهای معکوس حالتی است که جابجایی عمودی بیشتر از ضخامت لایه باشد، صرفنظر از اینکه شیب لایه‌های موافق یا مخالف گسل است.

در شکل ۶-۵ چند نمونه از نفتگیرهای گسلی تفسیر شده در داده‌های لرزه‌ای نشان داده شده است.

شیب لایه‌ها موافق شیب گسل است		شیب لایه‌ها مخالف شیب گسل است		
$h < vd$	$h > vd$	$h < vd$	$h > vd$	
D	C	B	A	گسل نرمال
				
مقدار نفت‌گیری خوب	سطح گسل هادی	مقدار نفت‌گیری خوب	مقدار نفت‌گیری یا فضای بسته کم	
H	G	F	E	گسل معکوس
				
مقدار نفت‌گیری خوب	مقدار نفت‌گیری کم	مقدار نفت‌گیری خوب	سطح گسل هادی	

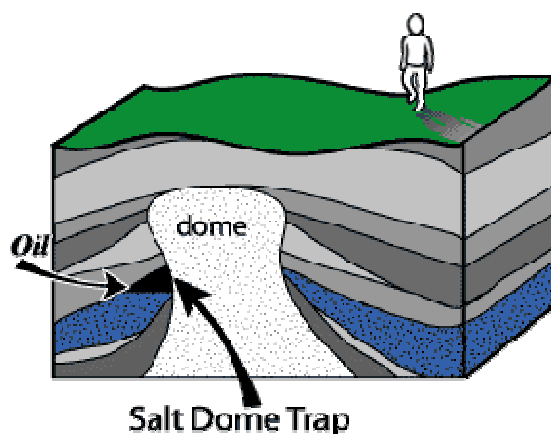
شکل ۵-۵- انواع نفت‌گیرهای مرتبط با گسل در ارتباط با توافق یا عدم توافق شیب لایه‌ها با شیب گسل و رابطه جابجایی قائم گسل و ضخامت لایه‌ها



شکل ۵-۶- چند نمونه از نفت‌گیرهای مرتبط با گسل را در مقطع لرزه‌ای نشان می‌دهد. گسل از نوع رشدی (لیستریک یا قاشقی) می‌باشد.

ج- نفتگیرهای در ارتباط با گنبد های نمکی

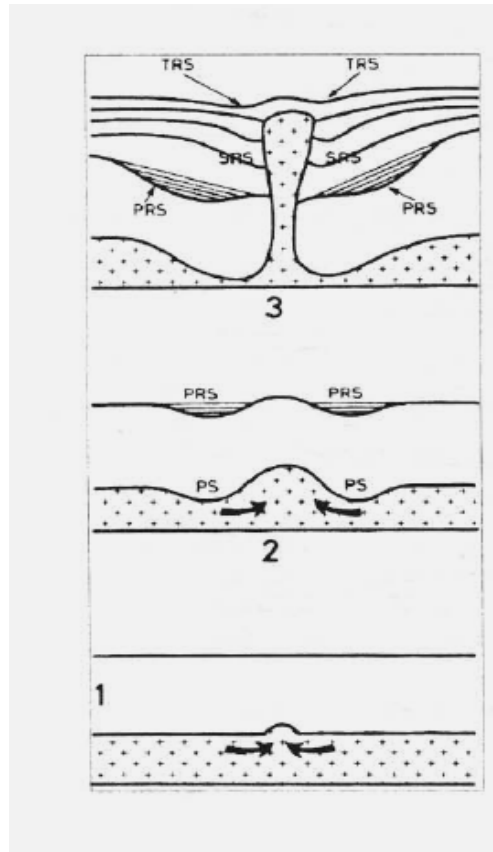
فرآیند دیاپیریسم نمک عامل ایجاد یکسری نفتگیرهاست که به آنها نفتگیرهای در ارتباط با گنبد های نمکی اطلاق می‌گردد (شکل ۷-۵). چگونه یک دیاپیر شکل می‌گیرد؟ مراحل تشکیل یک دیاپیر نمکی در شکل ۵-۸ نشان داده شده است. رسوبات تبخیری در اثر پیشروی دریا تدفین شده و به مرور زمان در اعماق زیادی قرار می‌گیرند. شروع تشکیل یک گنبد نمکی زمانی است که رسوبات نمکی که چگالی کمتری (2 gr/cm^3) نسبت به سایر رسوبات در برگیرنده دارند در اثر فشار طبقات رویی به سمت عمق کمتر (فشار کمتر) صعود می‌کنند. در حین جریان روبه بالای نمک طبقات بالایی آن تشکیل ساختارهایی به نام ناودیس‌های حاشیه‌ای اولیه (PRS) را تشکیل می‌دهند. توجه داشته باشید که ضخامت رسوبات PRS به سمت حاشیه دیاپیر کمتر می‌شود. گاهی در اثر معکوس شدگی ناودیس‌های حاشیه‌ای اولیه ساختار لاک‌پشتی (turtle structure) ایجاد می‌شوند. با شکل‌گیری دیاپیر سرعت نفوذ نمک به داخل رسوبات فوقانی بیشتر شده و تشکیل ساختارهایی به نام ناودیس‌های حاشیه‌ای ثانویه (SRS) را می‌دهد که به سرعت توسط رسوباتی که به سمت دیاپیر ضخامتشان زیاد می‌شود پوشیده می‌شود. ناودیس‌های حاشیه‌ای ثالث یا TRS معمولاً در قسمت فوقانی دیاپیر تشکیل می‌شوند. ناودیس‌های حاشیه‌ای اولیه، ثانویه و ثالث پتانسیل مخزنی خوبی برای انباشت نفت و گاز دارند.



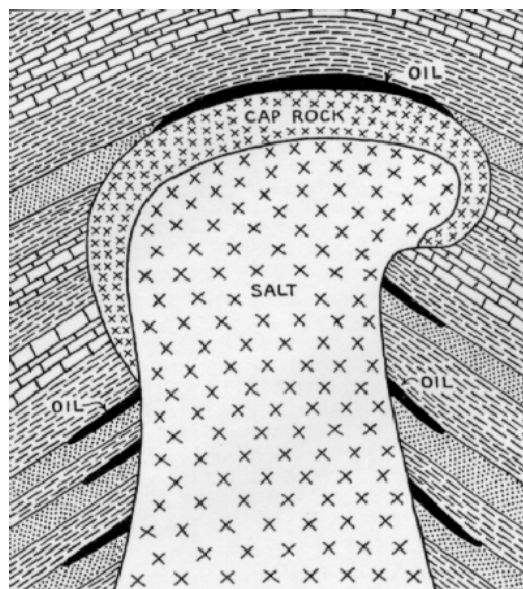
شکل ۷-۵- یک نمونه نفتگیر مرتبط با گنبد نمکی

انواع نفتگیرهای در ارتباط با گنبد های نمکی عبارتند از:

- نفت گیرهای تشکیل شده در مجاور گنبد های نمکی: ۱- ناشی از تغییر رخساره ۲- ناودیس‌های حاشیه ای اولیه یا PRS (Primary Rim Synclines) ۳- ناودیس‌های حاشیه‌ای ثانویه یا SRS (Secondary Rim Synclines) ۴- ساختارهای لاک پشتی (turtle structures) ۵- نفتگیرهای گسلی
- نفتگیرهای تشکیل شده در بالای گنبد های نمکی: ۱- نفتگیرهای تاقدیسی ساده ۲- ناودیس‌های حاشیه ای ثالث یا TRS (Tertiary Rim Synclines) ۳- نفتگیرهای گسلی. در یک تقسیم‌بندی دیگر نفتگیرهای بالای گنبد نمکی به دو گروه نفتگیرهای کلاhek و فوق کلاhek طبقه‌بندی می‌شوند.



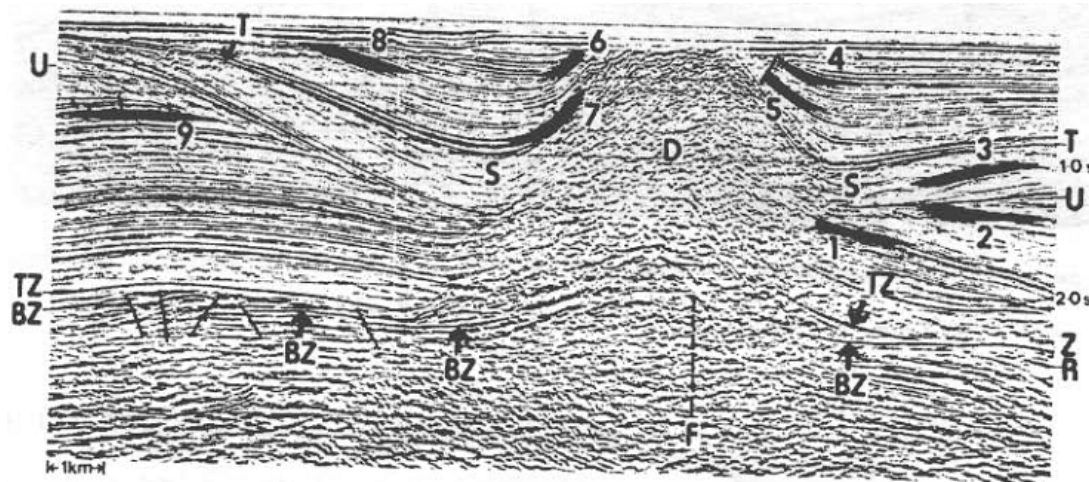
شکل ۵-۸- مراحل تشکیل یک دیابیر نمکی و ناودیس‌های حاشیه‌ای اولیه، ثانویه و سومین را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۹- یک گنبد نمکی و نفتگیرهای همراه آن را نشان می‌دهد.

در شکل ۵-۹ یک نمونه گنبد نمکی و نفتگیرهای همراه آن نمایش داده شده است. در شکل ۵-۱۰ نفتگیرهای مرتبط گنبدهای نمکی تفسیر شده در یک مقطع لرزه‌ای نمایش داده شده است. سرعت عبور موج فشارشی در گنبدهای نمکی بالاست و معمولاً بالا کشیدگی سرعت (velocity pull up) را در مقطع لرزه‌ای نشان می‌دهند (رفلکتورها یا بازتابنده‌ها حالت محدب و بالا کشیدگی به خود می‌گیرند). در حالیکه در گنبدهای گلی سرعت عبور موج فشارشی کم است و معمولاً در مقاطع لرزه‌ای پایین کشیدگی رفلکتورهای لرزه‌ای (حالت مقعر)

را نشان می‌دهند که به آن فروافتادگی شیلی سرعت (velocity shale sag) گویند. به این طریق می‌توان گنبد‌های نمکی را از گنبد‌های گلی در مقاطع لرزه‌ای شناسایی نمود.



شکل ۵-۱۰- چند نمونه از نفتگیرهای مرتبط با گنبدنمکی را در یک مقطع لرزه‌ای نشان می‌دهد.

۵-۲-۲- نفتگیرهای چینه‌ای

در اثر تغییرات لیتولوژیکی طی رسوبگذاری یا بعد از آن مانند فرآیندهای دیاژنزی تشکیل می‌شوند.

مثال تغییرات لیتولوژیکی طی رسوبگذاری: تغییر رخساره در رسوبات کانالی، رودخانه ای یا ریفها

مثال تغییرات لیتولوژیکی بعد از رسوبگذاری: ایجاد ناپیوستگی و فرسایش رسوبات (ایجاد تخلخل)

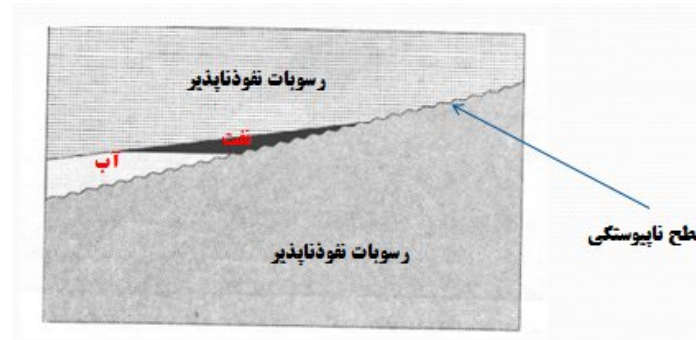
علم چینه‌شناسی لرزه‌ای و چینه‌نگاری سکانسی کمک فراوانی به تشخیص تله‌های چینه‌ای نموده است. امروزه زمین‌شناسان نفت و ژئوفیز کدانها با استفاده از ابررایانه‌ها و نرم افزارهای پیشرفته مانند Charisma, Fugro-Jason و Petrel قادر به تعبیر و تفسیر و مدل‌سازی تله‌های چینه‌ای می‌باشند. اما اکتشاف تله‌های ساختمانی با سهولت بیشتری صورت می‌گیرد چرا که ذخیره آنها بیشتر بوده و وسعت جانبی زیادی دارند. در حالیکه تله‌های چینه‌ای گسترش کمتری داشته و ذخیره آنها معمولاً بسیار کمتر از نفتگیرهای ساختمانی است. همچنین تعبیر و تفسیر آنها بمراتب مشکل‌تر و زمان‌برتر از تله‌های ساختمانی است. بنابراین هنوز ریسک اکتشاف در آنها بالاست. دریای خزر در کشورمان دارای تله‌های چینه‌ای فراوانی است و هم اکنون برنامه‌هایی برای حفاری و اکتشاف در بخش ایرانی در دست اجراست.

۵-۲-۲-۱- نفتگیرهای مرتبط با ناپیوستگی‌ها

الف- نفتگیرهای بالای سطح ناپیوستگی

سطوح ناپیوستگی می‌توانند مستعد ایجاد تله‌های نفتی باشند. ناپیوستگی‌ها نشان دهنده دوره‌های وقفه در رسوبگذاری کوتاه مدت و متوسط (hiatus و diastem) و بلند مدت (gap) هستند. در صورتی که بعد از دوره فرسایشی رسوبات متخلخل و تراوا مانند ماسه‌سنگ-های ساحلی روی سطح ناپیوستگی پیشروی کنند - که به این پدیده onlapping نیز گفته می‌شود- می‌توانند سنگ مخزن خوبی تشکیل دهند. اما برای تشکیل نفتگیر لازم است که مخزن مزبور توسط رسوبات نفوذناپذیر مانند شیل‌ها یا تبخیری‌ها پوشیده شود تا مانع فرار نفت شود. در شکل ۵-۱۱ یک نمونه از ماسه‌سنگ‌های پیشرونده روی سطح ناپیوستگی را مشاهده می‌کنید که دارای ژئومتری گوه‌ای می‌باشد. گوه ماسه‌سنگی مزبور توسط رسوبات ناتراوا پوشیده شده و مخزن خوبی را تشکیل داده است. نفتگیرهای بالای سطح ناپیوستگی می‌توانند به صورت دره‌های محدود (restricted valley) - که در آن کانال ماسه‌سنگی سطح ناپیوستگی را قطع و توسط رسوبات نفوذناپذیر پوشیده

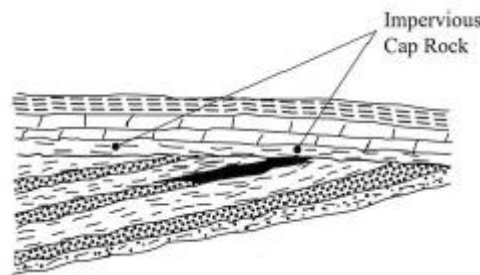
می‌شود- یا دره‌های امتدادی (strike valley)- که در آن ماسه سنگهای مخزنی در فرورفتگی‌های داخل تناوب سنگهای سخت و سست تشکیل شده‌اند- ظاهر شوند.



شکل ۵-۱۱- یک نمونه نفتگیر چینه‌ای بالای سطح ناپیوستگی

ب- نفتگیرهای زیر سطح ناپیوستگی

این نفتگیرها در زیر سطح ناپیوستگی‌ها واقع شده‌اند به طوری که آنها را قطع می‌کنند، به همین دلیل به آنها تله‌های ناشی از قطع شدگی (truncation trap) نیز اطلاق می‌گردد. در اثر فرآیندهای دیاژنزی مانند انحلال به کیفیت مخزنی آنها افزوده شود. در این نفتگیرها لازم است که لایه‌های ناتراوا روی سطح ناپیوستگی را بپوشانند. در شکل ۵-۱۲ یک نمونه از نفتگیرهای واقع شده در زیر سطح ناپیوستگی نشان داده شده است که توسط لایه‌های شیلی که نقش پوش سنگ (seal) را ایفا می‌کنند پوشیده شده است.



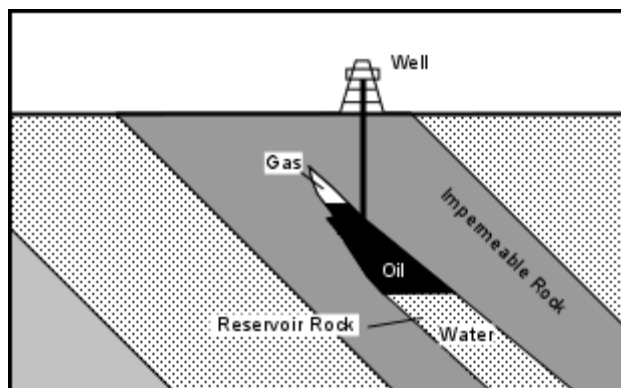
شکل ۵-۱۲- یک نمونه از نفتگیرهای واقع شده در زیر سطح ناپیوستگی

۵-۲-۲-۲- نفتگیرهای بدون ارتباط با ناپیوستگی‌ها

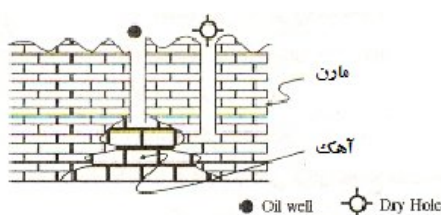
این نوع نفتگیرها به دو گروه چینه‌ای اولیه (تغییر رخساره‌ای) و چینه‌ای ثانویه (دیاژنزی) طبقه‌بندی می‌شوند.

الف- نفتگیرهای چینه‌ای اولیه یا تغییر رخساره‌ای

این نفتگیرها به طور غالب در رسوبات مربوط به محیط‌هایی مانند کانالها (channels)، سدها (bars) و ریف‌ها (reefs) تشکیل می‌شوند. این رسوبات به سهولت و سادگی تغییر رخساره می‌دهند. به همین دلیل نفتگیرهای این گروه حاصل تبدیل رسوبات متخلخل و تراوا به رسوبات فاقد تخلخل و تراوایی و دارای فشار موئینگی بالا هستند. عدسی‌های ماسه‌ای (sand lenses) و ماسه‌ای pinch out یا گوه‌ای که در اثر نازک شدن و از بین رفته یک لایه ماسه‌ای و تبدیل آن به یک لایه نفوذناپذیر مانند شیل ایجاد می‌شوند از انواع دیگر این نفتگیرها هستند. انباشت اقتصادی نفت و گاز در این نفتگیرهای چینه‌ای اولیه علاوه بر خواص مخزنی مستعد، مستلزم ضخامت و گسترش جانبی قابل ملاحظه آنهاست. مسلم است انباشت‌هایی که وسعت و ضخامت محدودی دارند، ذخیره کمتری نیز خواهند داشت و به تبع آن ریسک و هزینه اکتشاف در آنها بسیار بالا خواهد بود. در شکل‌های ۵-۱۳ و ۵-۱۴ دو نوع نفتگیر چینه‌ای اولیه ناشی از تغییر رخساره نشان داده شده‌اند.

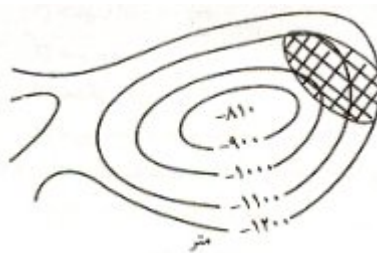


شکل ۵-۱۳- یک نمونه نفتگیر چینه‌ای ناشی از تغییر رخساره ماسه‌ای به شیل



شکل ۵-۱۴- یک نمونه نفتگیر چینه‌ای اولیه ناشی از تغییر رخساره آهک به مارن

هرگاه در نقشه‌های تراز ساختمانی نفت در یک یال از تاقدیس یا بخشی از ساختمان انباشته شود به احتمال زیاد دال بر وجود یک نفتگیر چینه‌ای خواهد بود. مثلاً در شکل زیر که در آن مخزن نفت توسط بخش هاشور خورده نشان داده شده است، نفتگیر از نوع چینه‌ای است. در صورت ترسیم یک نیمرخ در جهت شرقی-غربی مشاهده خواهد شد که در یک یال تاقدیس نفت به تله افتاده است و انباشت آن به تاقدیس ربطی ندارد. در حالیکه در نفتگیرهای ساختمانی نفت در سرتاسر قله تاقدیس تجمع می‌یابد.



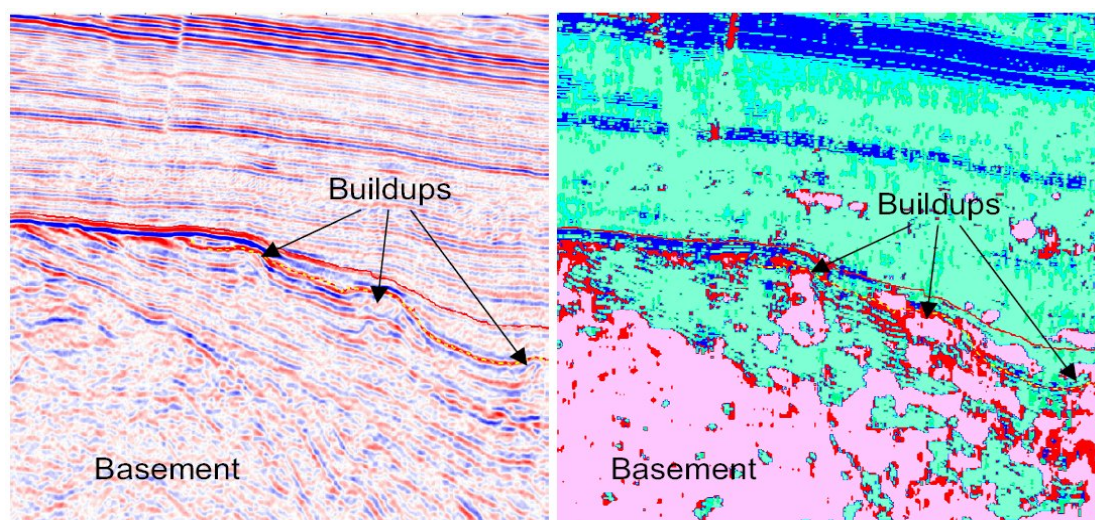
نفتگیرهای کانالی یکی از انواع مهم نفتگیرهای چینه‌ای اولیه هستند. کانالهای رودخانه‌ای توسط رسوبات دارای تخلخل و تراوایی بالا پر می‌شوند لذا پتانسیل مخزنی خوبی دارند و پس از پوشیده شدن با رسوبات نفوذناپذیر خواهند توانست مخازن خوبی تشکیل دهند. گاهی طول این کانالها زیاد بوده (به خصوص در رودخانه‌های ماندیری) و ارزش اقتصادی قابل ملاحظه‌ای دارند.

نفتگیرهای ریفی و بیلداپها دو ریخت مهم چینه‌ای هستند و پتانسیل ذخیره نفتی خوبی دارند. تفاوت ریفها و بیلداپها (buildup) (بالاآمدگی‌های کربناته) این است که ریفها توسط مرجانها تشکیل می‌شوند در حالیکه بیلداپها توسط سایر موجودات تولیدکننده کربنات مانند بریوزوئرها می‌توانند تشکیل شوند. ریفها موجودات کربنات‌سازی هستند که در محیطهای گرم و کم عمق تشکیل می‌شوند. آنها

برای زنده ماندن و تولید کربنات نیاز دارند که دائم در معرض نور آفتاب باشند. بایوهرم (bioherm) و بایوستروم (biostrome) دو ساختار ریفی هستند با این تفاوت که بایوهرم فاقد هرگونه لایه‌بندی می‌باشند و مورفولوژی آن محدود است. ولی بایوستروم‌ها در ساختار خود دارای لایه‌بندی می‌باشند. این ساختارهای کربناته مخازن مهم نفت و گازی را در دنیا تشکیل داده‌اند.

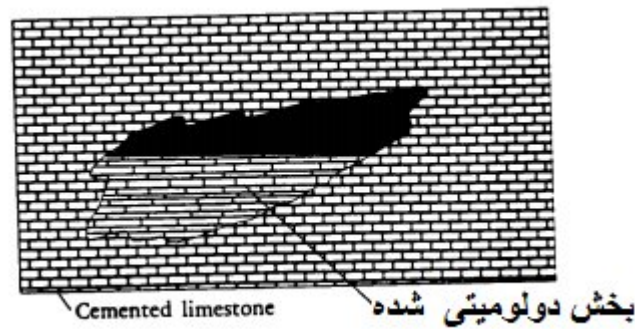
نفتگیرهای پشته‌های سدی (barrier bar) و ماسه‌های بندکفشی (shoestring sands) تشکیل دهنده مخازن مهمی در دنیا هستند. پشته‌های سدی همواره در معرض امواج آب دریا قرار دارند بنابراین انرژی بالای امواج منجر به شسته شدن ذرات رس و ماتریکس می‌شود. اینگونه ماسه‌ها دارای جورشدگی و گردشدگی خوب می‌باشند و از نظر بافتی بالغ محسوب می‌شوند. معمولاً این رسوبات توسط رسوبات دانه ریزتر لاگون مانند شیل‌ها پوشیده می‌شوند و یک سیستم نفتی را تشکیل می‌دهند. گاهی رسوبات پشته‌های سدی به موازات ساحل قدیمی گسترش می‌یابند و تشکیل نفتگیرهای بندکفشی (shoestring traps) را می‌دهند.

شکل زیر چند نمونه نفتگیرهای چینه‌ای اولیه از نوع بیلدآپ را در مقاطع لرزه‌ای نشان می‌دهد.

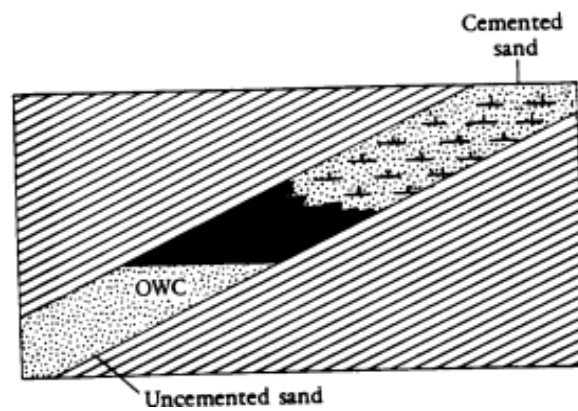


ب- نفتگیرهای دیاژنزی

نفتگیرهای دیاژنزی از طریق ایجاد تخلخل ثانویه در سنگهایی که مخزن نیستند شکل می‌گیرند. فرآیندهای دیاژنزی دخیل در تشکیل این نفتگیرها عمدتاً شامل انحلال، شکستگی و جانشینی می‌باشند. به این تله‌ها، نفتگیرهای چینه‌ای ثانویه نیز گفته می‌شود. در شکل‌های ۱۵-۵ الف و ۱۵-۵ ب بترتیب یک نمونه از نفتگیرهای دیاژنزی ناشی از فرآیند دولومیتی شدن و سیمانی شدن نشان داده شده‌اند.

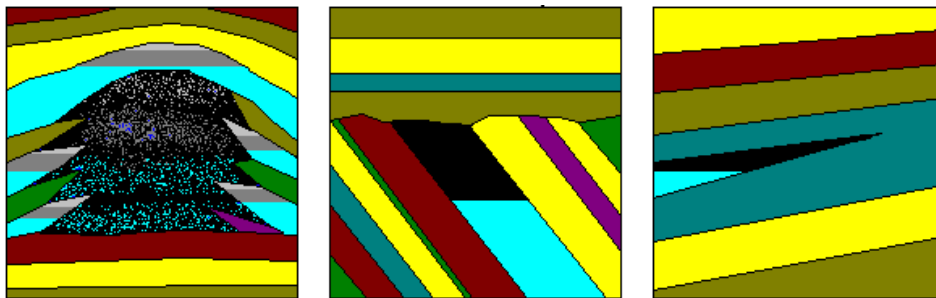


شکل ۵-۱۵ الف- یک نمونه نفتگیر دیاژنزی ناشی از فرآیند دولومیتی شدن



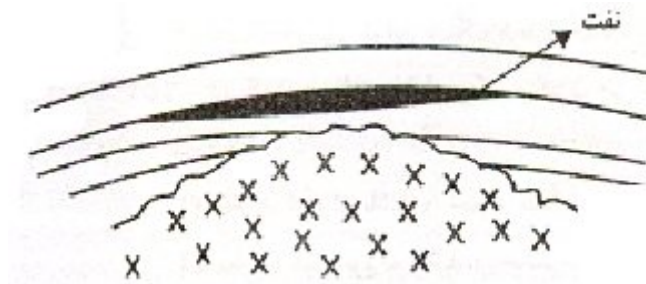
شکل ۵-۱۵ ب- یک نمونه نفتگیر دیاژنزی ناشی از فرآیند سیمانی شدن

تمرین: در شکل‌های زیر سه نوع نفتگیر چینه‌ای نشان داده شده است. آنها را تعیین کنید.



۵-۲-۳- نفتگیرهای PGM یا پالئوژئومورفولوژیک

نفتگیرهای پالئوژئومورفولوژیک یا توپوگرافی مدفون در اثر عوامل فیزیکی مانند حفر دره‌ها و پر شدن آنها ابتدا توسط رسوبات متخلخل و تراوا و سپس توسط رسوبات نفوذناپذیر تشکیل می‌شوند. این نوع نفتگیرها بسته به اینکه تشکیل ریخته‌های (feature) برآمده یا فرورفته را بدهند به دو گروه PGM مثبت (حالت اول) و PGM منفی (حالت دوم) تقسیم می‌شوند. در شکل ۵-۱۶ نفتگیر تشکیل شده در بالای توده آذرین از نوع تاقدیسی نیست. چرا که توده آذرین منجر به ایجاد برآمدگی تاقدیس مانند شده و نفتگیر پالئوژئومورفولوژیک مدفون (از نوع PGM مثبت) را شکل داده است.



شکل ۵-۱۶- یک نوع نفتگیر توپوگرافی مدفون (پالئوژئومورفولوژیک مثبت) را نشان می‌دهد.

شکل ۵-۱۷ الف و ب دو مورد از نفتگیرهای پالئوژئومورفولوژیک (از نوع قعر یا منفی) را نشان می‌دهد که ابتدا رسوبات آواری نهشته شده، سپس فرسایش یافته و سطح ناپیوستگی را ایجاد کرده‌اند و در نهایت رسوبات شیلی نفوذناپذیر روی آنها نهشته شده که بصورت پوش‌سنگ عمل می‌کند. کانال‌های مدفون از نوع نفتگیرهای توپوگرافی مدفون منفی و تپه‌های مدفون از نوع مثبت آنها هستند.



الف

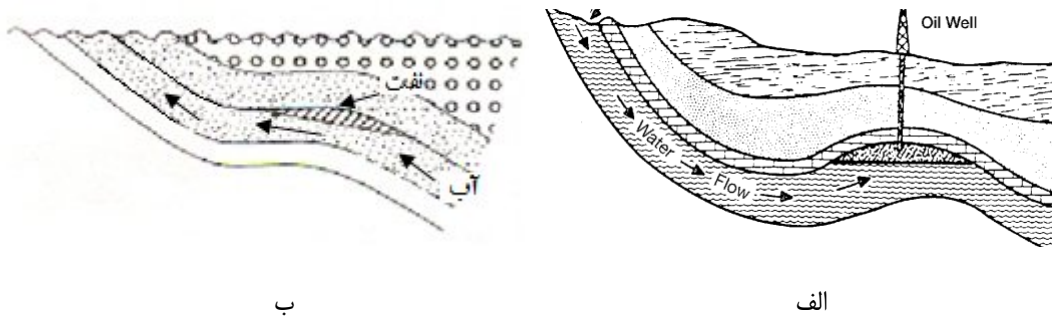


ب

شکل ۵-۱۷- دو نوع نفتگیر توپوگرافی مدفون (پالئوژئومورفولوژیک منفی) را نشان می‌دهد.

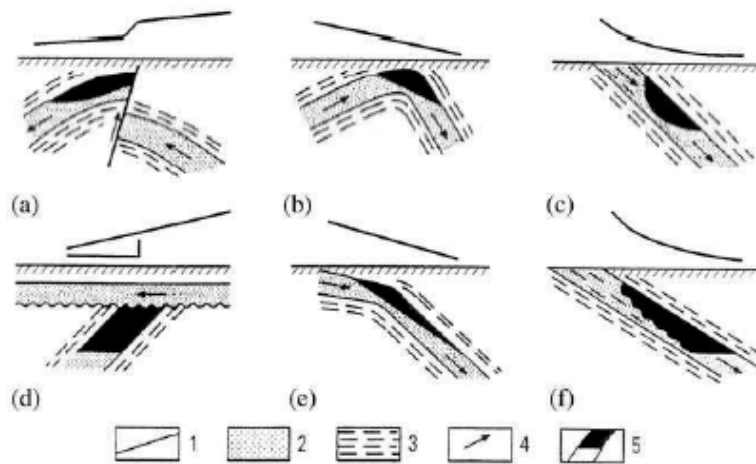
۵-۲-۴- نفتگیرهای هیدرودینامیکی

اگر حرکت روبه پایین آب مانع حرکت رو به بالای هیدروکربن‌ها شود، نفتگیر حاصله از نوع هیدرودینامیکی نامیده می‌شود. البته همیشه این حالت وجود ندارد. گاهی حرکت رو به بالای آب باعث به تله افتادن نفت می‌شود. مقدار ظرفیت نفتگیر در این حالت نسبت به حالت قبل کمتر است. در شکل ۵-۱۸ الف یک نمونه نفتگیر هیدرودینامیکی نشان داده شده است که در آن تجمع نفت در اثر حرکت رو به پایین آب بوده است و در مقایسه با شکل ۵-۱۸ ب که در اثر حرکت رو به بالای آب تشکیل شده، دارای ظرفیت نفتگیری بیشتری است.

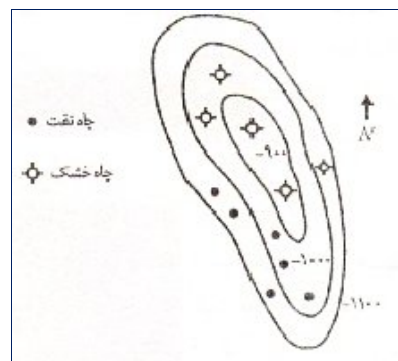


شکل ۵-۱۸- دو نوع نفتگیر هیدرودینامیکی که در اثر حرکت رو به پایین (الف) و بالای آب (ب) تشکیل شده‌اند.

در شکل زیر چند نوع نفتگیر هیدرودینامیکی نشان داده شده است که موقعیت آنها عبارتست از (a) مجاورت گسل‌های هادی (b) قله تاقدیس (c) در یک مونوکلاइन جاهاییکه که خواص مخزن عوض می‌شود (d) در یک مونوکلاइन واقع در زیر ناپیوستگی (e) در دماغه مونوکلاइन و (e) در نزدیکی مرز خارجی شیل. لجنند: ۱- سطح پیزومتریک، ۲- مخزن، ۳- شیل، ۴- جهت حرکت آب، ۵- تجمعات نفت و گاز



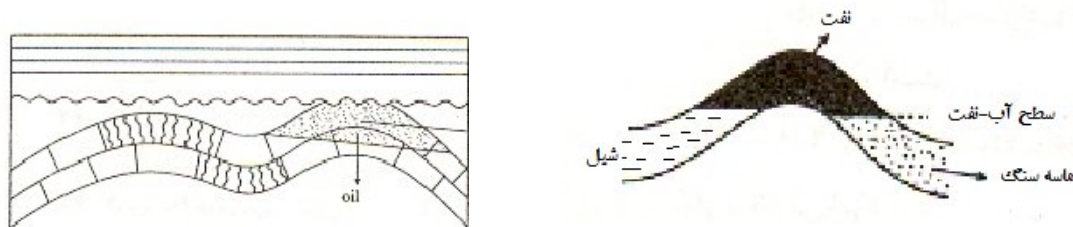
در نقشه‌های تراز ساختمانی زیرسطحی (Underground Contour Map, UGC) اگر چاههای بخشی از میدان به نفت برسند و بقیه چاهها خشک باشند (فقط به آب برسند) از نوع هیدرودینامیکی خواهد بود. مثلاً همانطور که در شکل ۵-۱۹ نشان داده شده است، چاههای بخش جنوبی و جنوب‌شرقی به نفت رسیده‌اند و بقیه چاهها فقط آب تولید کرده‌اند که حاکی از وجود یک نفتگیر هیدرودینامیکی است.



شکل ۵-۱۹- با توجه به اینکه فقط چاههای بخش جنوبی و جنوب‌شرقی میدان به نفت و بقیه به آب رسیده‌اند، نفتگیر از نوع هیدرودینامیکی است.

۵-۲-۵- نفتگیرهای مرکب

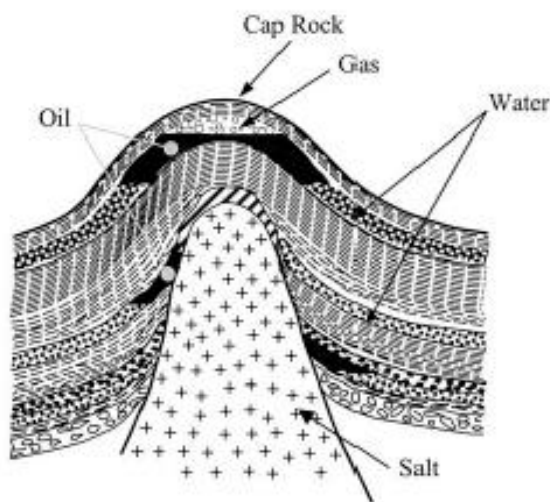
در نفتگیرهای مرکب ترکیب دو یا چند مجموعه از عوامل ساختمانی، چینهای و هیدرودینامیکی ایجاد نفتگیر می‌نماید. در شکل ۲۰-۵ الف و ب دو نمونه نفتگیر تاکدیدی نشان داده شده است که علاوه بر عوامل ساختمانی عوامل چینهای نیز در تشکیل آنها نقش داشته باشد.



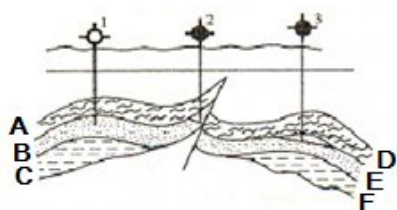
شکل ۲۰-۵- دو نمونه از نفتگیرهای مرکب را نشان می‌دهد.

نفتگیرهای مرکب حدود ۹ درصد از ذخایر نفتی دنیا را در خود جای داده‌اند. نفتگیرهای تاکدیدی حدود ۷۵٪ از ذخایر نفتی دنیا را شامل می‌شوند. میدانهای عظیم نفتی (giant oilfield) با بیش از ۵۰۰ میلیون بشکه ذخیره در نفتگیرهای تاکدیدی تشکیل شده‌اند. نفتگیرهای گسلی (۱٪) و مرتبط با گنبدنمکی (۲٪) کمترین ذخایر نفتی شناخته شده دنیا را دربرمی‌گیرند. حدود ۱۳٪ از نفت شناخته شده دنیا در نفتگیرهای چینهای تجمع یافته است.

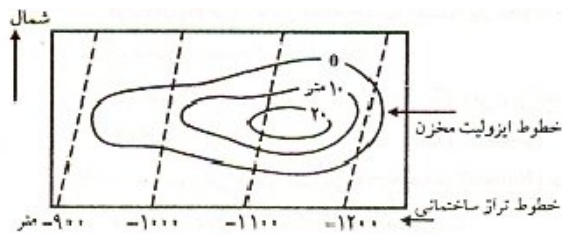
تمرین: نوع تله‌های نفتی مشخص شده در شکل زیر چیست؟



سوال: به نظر شما کدام یک از لایه‌های ۱ تا ۶ می‌تواند سنگ منشأ نفت در چاه شماره ۲ باشد؟

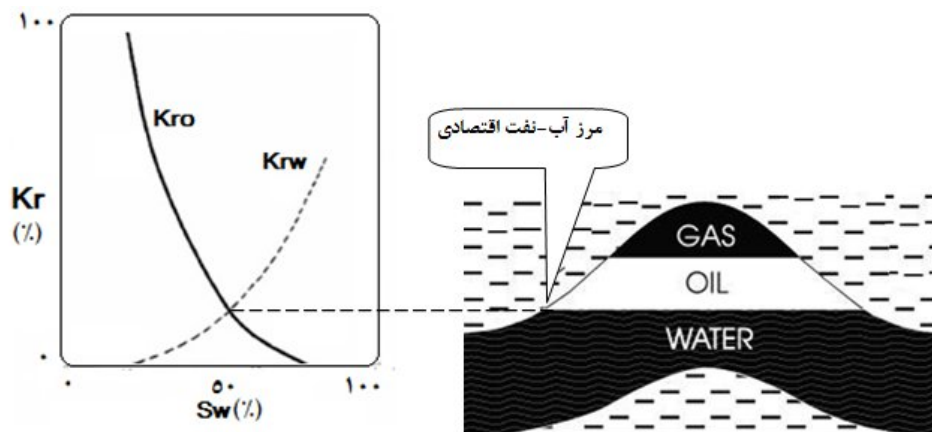


سوال: مطابق شکل مقابل نفت در کدام قسمت میدان می‌تواند تجمع یابد؟



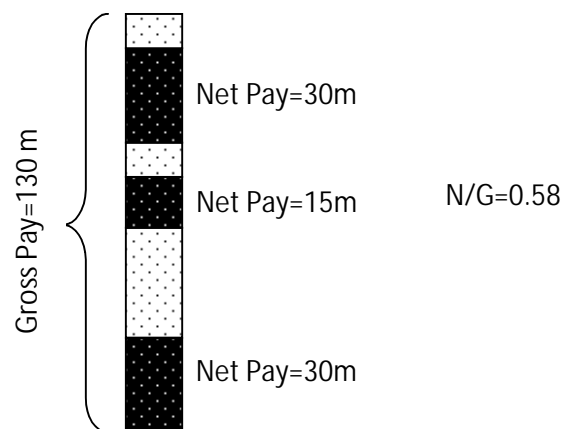
۵-۳- مرز آب-نفت اقتصادی

مرز آب-نفت اقتصادی محل تلاقی منحنی تراوایی نسبی نفت (K_{ro}) و آب (K_{rw}) است و بیانگر درصد اشباعی از آب است که پایین‌تر از آن تولید نفت بیشتر از تولید آب است یا درصد اشباعی از نفت است که بالاتر از آن نفت به اندازه اقتصادی به داخل چاه تولید می‌شود. در مخازن گازی مرز آب-گاز اقتصادی نیز تعریف مشابهی با آنچه گفته شد خواهد داشت. در شکل ۵-۲۱ مفهوم مرز آب-نفت اقتصادی نمایش داده شده است. همانطور که دیده می‌شود محل تلاقی منحنی تراوایی نسبی آب و نفت در $Sw=50\%$ یا $So=50\%$ می‌باشد. به این مفهوم که با شروع تولید نفت به داخل چاه درصد اشباع نفت کم کم کاهش می‌یابد و در عوض درصد تولید آب بیشتر می‌شود. تا قبل از زمانی که درصد اشباع آب مخزن به 50% می‌رسد تولید نفت بیشتر از آب است. در این نقطه تولید آب و نفت با هم برابر است و مرز آب-نفت اقتصادی نامیده می‌شود. بعد از این نقطه تولید آب بیشتر از نفت می‌شود. پس در کمتر از اشباع آب 50% یا اشباع نفت بیشتر از 50% تولید نفت بیشتر از آب است.



شکل ۵-۲۱- مفهوم مرز آب-نفت اقتصادی را نشان می‌دهد.

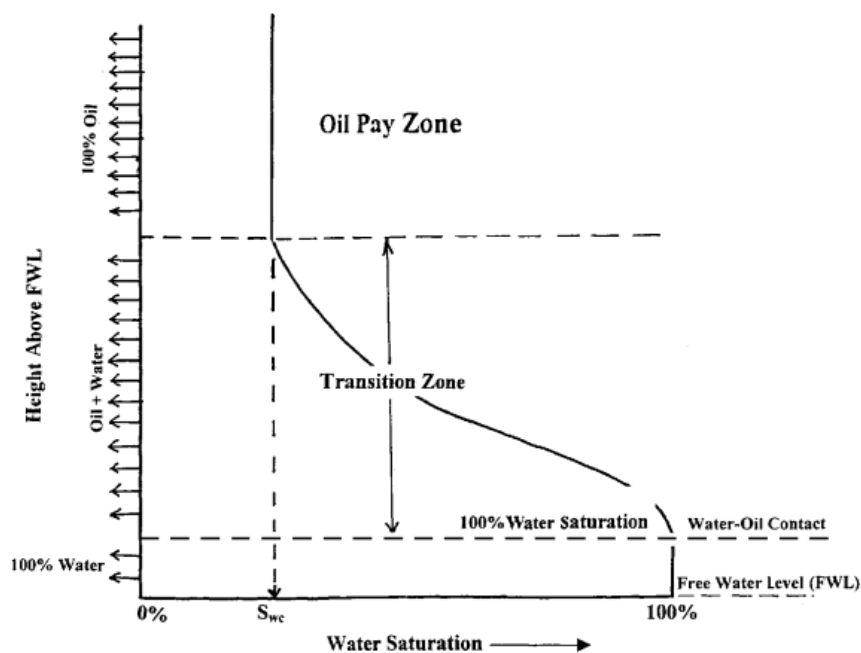
مرز آب-نفت تولیدی (productive oil-water contact) مرزی است که تولید آب بیشتر از نفت است به طوری‌که تولید نفت اقتصادی نیست. این مرز معمولاً منطبق بر آب اشباع شدگی ۸۵ تا 80% یا نفت اشباع شدگی ۱۵ تا 20% است. مرز نفت آزاد (free oil level) مرزی است که در آن اشباع نفت 100% و مرز آب آزاد (free water level) مرزی است که در آن اشباع آب برابر 100% است. معمولاً کل ضخامت ستون نفتی تولیدی نیست و تنها بخشهایی از آن کیفیت مخزنی خوب و توان تولید مناسبی دارند که به آنها زونهای تولیدی خالص (Net pay) یا Pay zones گفته می‌شود. اصطلاح Gross نیز به کل ضخامت ستون نفتی شامل زونهای تولیدی خالص و ناخالص گفته می‌شود. مثلاً اگر مطابق شکل زیر کل ضخامت مخزن در چاه حفاری شده برابر 130 متر است، اما تنها 75 متر آن تولیدی باشد که به آن زون تولیدی خالص گفته می‌شود. پس کیفیت یک ستون نفتی را می‌توان با توجه به نسبت ضخامت زونهای تولیدی خالص به ناخالص بیان نمود که به آن Net/Gross یا NTG گفته می‌شود.



۴-۵- تلفیق منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی

تلفیق منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار موینگی می‌تواند اطلاعات با ارزشی در خصوص ضخامت زون تدریجی یا تحولی نفت و آب فراهم کند. در یک مخزن نفتی معمولاً سه زون بر اساس خواص سنگ (فشار موینگی) و سیال (وجود آب یا هیدروکربن) وجود دارند. قسمت زیرین که ناحیه اشباع شده با ۱۰۰٪ آب است. قسمت میانی که نفت و آب با هم وجود دارند و به تدریج به سمت بالا از اشباع آب کاسته شده و به اشباع نفت افزوده می‌شود و قسمت فوقانی که ۱۰۰٪ با نفت اشباع است. در شکل ۵-۲۲ نحوه شناسایی سه زون مزبور از یک منحنی فشار موینگی نشان داده شده است. همانطور که در این شکل نشان داده شده است، بخش خمیده منحنی فشار موینگی منطبق بر زون تدریجی و بخش‌های بالایی و پایینی آن به ترتیب منطبق بر زون‌های تولیدی نفت و آب است. ابتدای شروع زون تدریجی منطبق بر سطح آب آزاد (free water level, FWL) است.

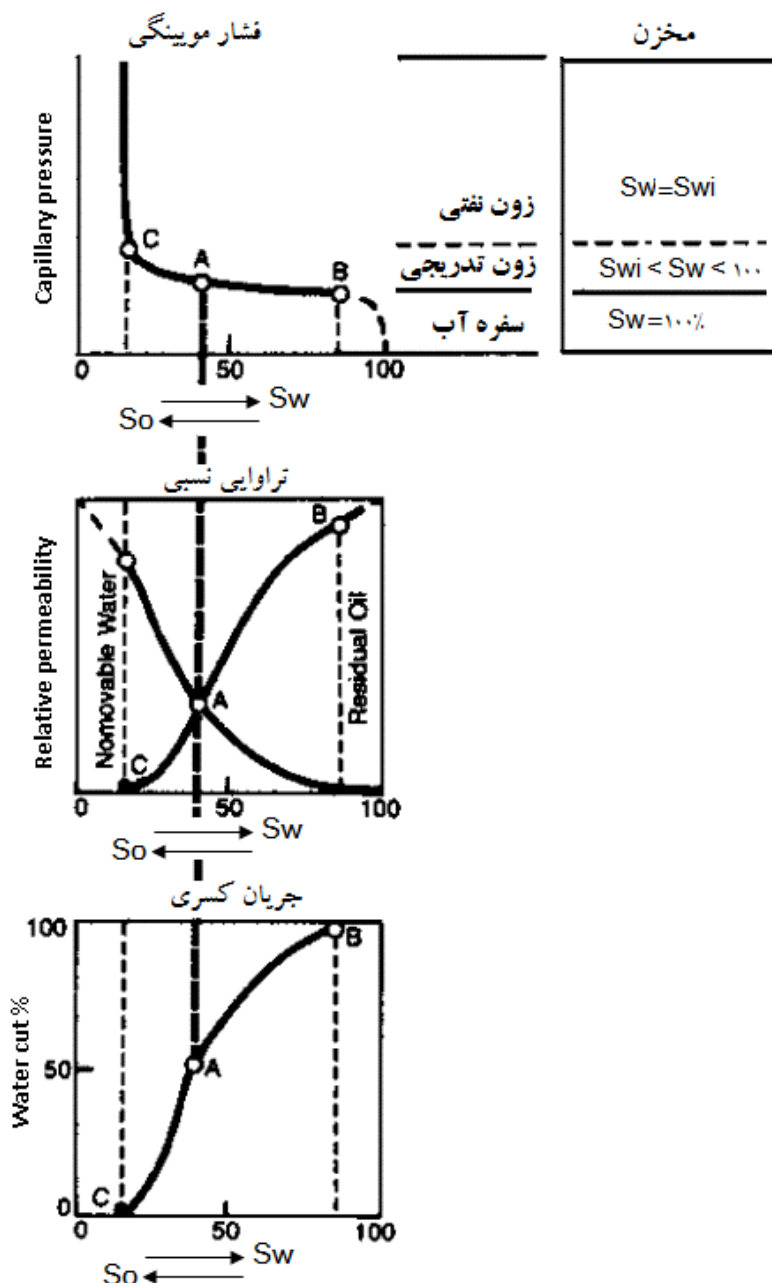
در شکل ۵-۲۳ ترکیب منحنی فشار موینگی و منحنی‌های تراوایی نسبی آب و نفت برای شناسایی زونهای محتوی آب، آب-نفت و نفت نشان داده شده است. نقطه A محل تقاطع منحنی تراوایی نسبی آب و نفت است. آب و نفت با نرخ یکسانی به داخل چاه جریان می‌یابند. بنابراین مقدار حد برش آب (watercut) یا آبی که از مخزن به داخل چاه تولید می‌شود ۵۰٪ است. اگر از این نقطه که محل تقاطع دو منحنی است، خطی به سمت بالا ترسیم کنیم، منحنی فشار موینگی را در نقطه A نمایش داده شده روی منحنی فشار موینگی قطع می‌کند. این نقطه نشان دهنده ارتفاع روی سطح آب آزاد است. نقطه B محلی است که به آن اشباع نفت باقیمانده یا نفت غیرقابل جابجایی گفته می‌شود که در این شکل منطبق بر $Sw=90\%$ یا $So=10\%$ است. به عبارت دیگر مقدار نفت باقیمانده برابر ۱۰٪ است که طی پدیده سیلاب زنی یا هر فرآیند بازیافت ثانویه قابل تولید نخواهد بود. نقطه B ترسیم شده روی منحنی فشار موینگی بیانگر مرز بین زون آبی و زون تحولی است. پس اگر از محل S_{or} در منحنی تراوایی نسبی خطی ترسیم کنیم که منحنی فشار موینگی متناظر را قطع کند به مرز زون ۱۰۰٪ اشباع از آب و زون تدریجی خواهیم رسید.



شکل ۵-۲۲- شناسایی زون‌های تولیدی آب، آب و نفت و نفت از منحنی فشار مویینگی

نقطه C روی منحنی فشار مویینگی نشان دهنده مقدار آب اشباع شدگی کاهش نیافتنی (S_{wir}) یا مقدار آب غیر قابل جابجایی است که به سطح دانه‌ها چسبیده است یا اینکه داخل ساختمان برخی کانی‌ها قرار دارد. امتداد این نقطه روی منحنی فشار مویینگی دال بر مرز زون تولید نفتی-زون تدریجی است. البته همیشه نقطه C یا مقدار آب اشباع شدگی کاهش نیافتنی نشان دهنده پایان انحنای منحنی نیست و ممکن است قبل از پایان یافتن بخش خمیدگی منحنی فشار مویینگی قرار گیرد. از این نقطه به بعد تولید نفت بدون آب خواهد بود.

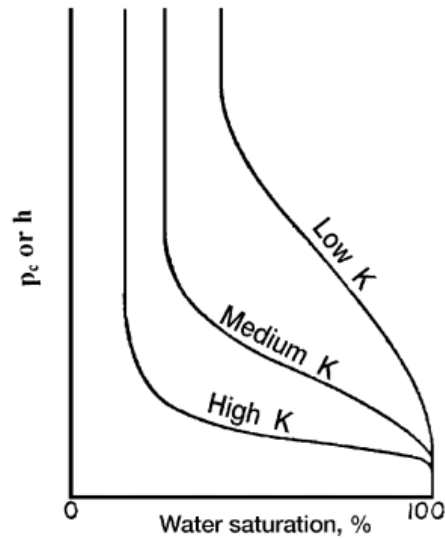
منحنی نشان داده شده در قسمت زیرین شکل ۵-۲۳ نشان دهنده نمودار تولید آب یا watercut به صورت کسری (fractional) است که منطبق بر منحنی S_{wf} است.



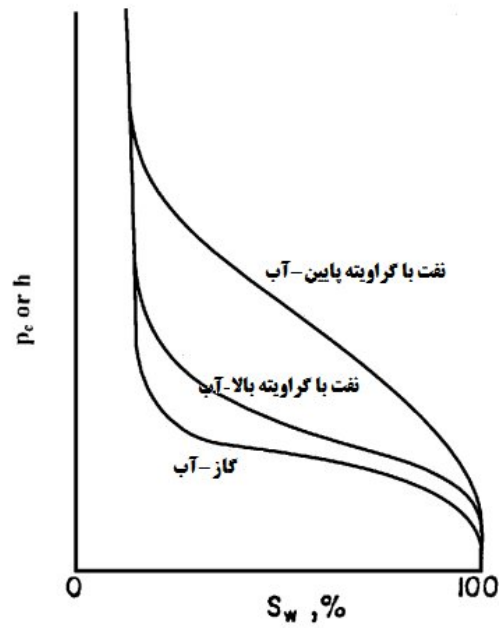
شکل ۵-۲۳- ترکیب منحنی فشار موینگی و منحنی‌های تراوایی نسبی آب و نفت برای شناسایی زونهای محتوی آب، آب و نفت (زون تدریجی) و نفت را نشان می‌دهد.

رابطه ضخامت زون تدریجی و تراوایی سنگهای مخزن در شکل ۵-۲۴ نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود هر چه تراوایی سنگهای مخزن بیشتر باشد، ضخامت زون تدریجی کمتر بوده و در نتیجه کیفیت مخزنی بهتر خواهد بود.

شکل ۵-۲۵ نیز رابطه تغییرات ضخامت زون تدریجی و گراویده سیال را نشان می‌دهد. همانطور که دیده می‌شود در مخازن حاوی گازی-آب شور، زون تدریجی ضخامت کم و در مخازن نفتی با گراویده کم-آب شور دارای بیشترین ضخامت است. مخازن نفتی با گراویده بالا (مقدار API کم) در حدفاصل بین این دو قرار دارند.



شکل ۵-۲۴- تغییر ضخامت زون تدریجی با تراوایی. محور افقی درصد اشباع آب و محور عمودی مقدار فشار موینگی یا ارتفاع بالای FWL را نشان می‌دهد.



شکل ۵-۲۵- رابطه تغییرات ضخامت زون تدریجی و گراوینه سیال را نشان می‌دهد.

۵-۵- نقشه‌های زیرسطحی

نقشه‌های زیرسطحی ابزارهایی بسیار مهم برای پی‌بردن به تغییرات خصوصیات سنگ‌های زیرسطح زمین است. انواع مهم این نقشه‌ها عبارتند از:

نقشه‌های کانتوری ساختمانی: تغییرات عمق یک سازند یا لایه خاص را به صورت خطوط کانتوری نشان می‌دهند. معمولاً به آنها نقشه‌های UGC (underground contour map) اطلاق می‌گردد.

نقشه‌های ایزوکور (isochor): نشان دهنده تغییرات ضخامت حفاری شده هستند.

نقشه‌های هم ضخامت یا ایزوپاک (isopach): نشان دهنده تغییرات ضخامت واقعی (عمودی) هستند.

نقشه‌های کانتوری خواص مخزن: نشان دهنده تغییرات خواص مخزن مانند دما و فشار هستند.

نقشه‌های نسبی یا مقایسه‌ای: نشان دهنده تغییرات نسبت یک واحد سنگی به واحدهای سنگی دیگر هستند. مانند نقشه‌های نسبت ماسه به شیل.

نقشه‌های درصدی: نشان دهنده تغییرات درصدی یک واحد سنگی هستند. مانند نقشه‌های درصدی ماسه.

نقشه‌های رخساره‌ای: نشان دهنده تغییرات رخساره‌های زیرسطحی به صورت دو بعدی هستند. گاهی از نقشه‌های مثلثی رخساره‌ای نیز به این منظور استفاده می‌شود.

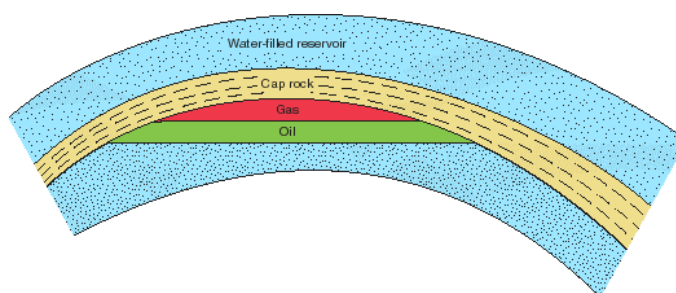
فصل ششم: پوش سنگ

پوش سنگ (Cap rock) یا Seal سنگی ناتراواست که از حرکت رو به بالای هیدروکربن در مخزن جلوگیری می‌کند و باعث به تله افتادن نفت و سیالات مهاجرت کننده می‌شود (شکل ۶-۱). مهمترین پوش سنگها به ترتیب اهمیت به قرار زیرند:

تبخیری‌ها؛ سنگ‌های تبخیری مانند انیدریت و نمک مهمترین پوش سنگها هستند. یکی از خواص مهم سنگ‌های تبخیری مانند نمک این است که وقتی تدفین می‌شود در اثر دما و فشار طبقات فوقانی خاصیت پلاستیک پیدا می‌کنند. یعنی در اثر فشارهای وارده دچار شکستگی نمی‌شوند و حالت خمیری به خود می‌گیرند. این مساله منجر به انعطاف‌پذیری قابل ملاحظه آنها به عنوان سدهای تراوایی و باعث به تله افتادن هیدروکربن‌ها می‌شود.

آواری‌ها؛ سنگ‌های آواری مانند شیل می‌توانند پوش سنگ‌های خوبی تشکیل دهند. اکثر میادین بزرگ جهان (giant oilfield) دارای پوش سنگ‌های شیلی هستند. شیل‌ها پس از تبخیری‌ها در درجه دوم اهمیت هستند و در مناطقی که از نظر تکتونیکی فعالیت بالایی دارند نسبت به سنگ‌های کربناته شکننده بهتر عمل می‌کنند. دیگر سنگ‌های آواری که در اثر سیمانی شدن یا تراکم به سنگ‌هایی ناتراوا تبدیل شده‌اند نیز می‌توانند نقش پوش سنگ را ایفا کنند.

کربنات‌ها؛ سنگ‌های کربناته هم می‌توانند در صورت عدم داشتن تخلخل و تراوایی مانع فرار هیدروکربن شوند. اما کربنات‌ها و مخصوصاً سنگ‌های دولومیتی به شدت شکننده هستند و در مناطقی که از نظر تکتونیکی فعال هستند ممکن است در اثر نیروهای وارده دچار شکستگی شده و خاصیت پوش سنگی آنها از بین رود.



شکل ۶-۱- یک نمونه پوش سنگ شیلی برای یک مخزن اشباع

۶-۱- نیروهای درگیر در مرز پوش سنگ به مخزن

فشار مویینگی یا Capillary pressure: هر چه اندازه منافذ ریزتر باشد مقدار فشار مویینگی نیز بالا خواهد بود. یکی از خواص مهم پوش سنگ‌ها این است که به علت منافذ بسیار ریز دارای فشار مویینگی بالایی هستند که این امر مانع فرار هیدروکربن می‌شود.

نیروی شناوری یا Buoyancy: که در مهاجرت جانبی یا عمودی هیدروکربن به سمت بالا عمل می‌کند.

نیروی هیدرودینامیکی روبه بالا: منجر به مهاجرت و جابجایی هیدروکربن می‌شود.

نیروی هیدرودینامیکی روبه پایین: منجر به توقف حرکت رو به بالای هیدروکربن و به تله افتادن آن می‌شود.

همانطور که مشاهده می‌شود نقش فشار موینگی بر خلاف نیروی شناوری و هیدرودینامیکی رو به بالا است. در ضمن نیروی هیدرودینامیکی روبه پایین در جهت فشار موینگی است. برای اینکه پوش‌سنگ مانع فرار رو به بالای نفت شود لازم است یکی از شرطهای زیر برقرار باشد:

نیروی شناوری + نیروی هیدرودینامیکی روبه بالا (مثبت) > فشار موینگی
نیروی شناوری > نیروی هیدرودینامیکی روبه پایین (منفی) + فشار موینگی

و در صورت فقدان نیروهای هیدرودینامیکی:

نیروی شناوری > فشار موینگی

۲-۶- کیفیت پوش‌سنگ

کیفیت پوش‌سنگ با

- ضخامت آن

- گسترش جانبی آن

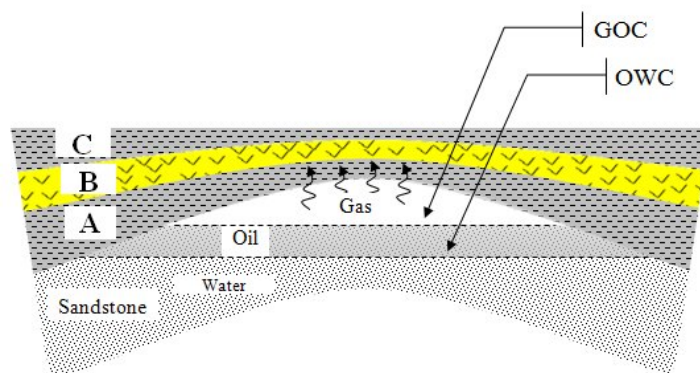
- ارتفاع ستون هیدروکربن زیر آن و

- فشار جابجایی یا (P_d , displacement pressure) بستگی مستقیم دارد.

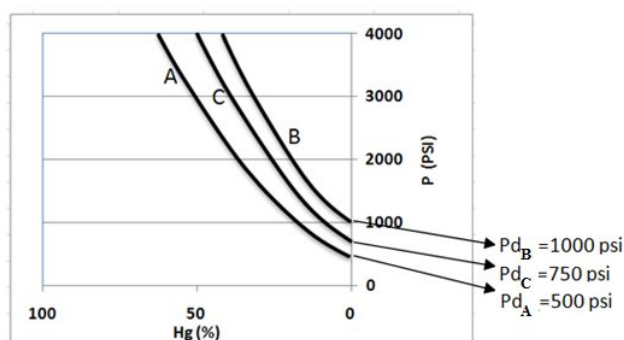
مسلم است که هر چه ضخامت و گسترش جانبی یک پوش‌سنگ بیشتر باشد، کیفیت آن بهتر خواهد بود. ارتفاع ستون هیدروکربن زیر یک پوش‌سنگ نیز دال بر توان بازدارندگی آن است. هرچه پوش‌سنگ بتواند ارتفاع بیشتری از ستون هیدروکربن را در بر گیرد، نشان از کیفیت و توان بازدارندگی مناسب آن خواهد داشت.

فشار جابجایی یا P_d حداقل فشاری است که برای جابجایی سیال (مانند آب یا جیوه) در منافذ پوش‌سنگ لازم است. هرچه فشار جابجایی یک لایه پوش‌سنگی بیشتر باشد، کیفیت یا توان بازدارندگی آن نیز بیشتر خواهد بود. فشار جابجایی یک لایه پوش‌سنگی به مراتب بالاتر از یک لایه مخزنی است، چرا که به علت قطر موین گلگاههای تخلخل فشار بسیار بالایی نسبت به یک لایه مخزنی متخلخل و تراوا لازم است تا جیوه بتواند وارد منافذ سنگ شود.

در شکل ۲-۶ الف یک مخزن اشباع هیدروکربنی نشان داده شده است که از سه واحد پوش‌سنگی A، B و C تشکیل شده است. در شکل ۲-۶ ب نمودارهای تزریق جیوه برای سه واحد مزبور آورده شده است. همانطور که از نمودارهای شکل ۲-۶ مشاهده می‌شود، فشار جابجایی برای واحد پوش‌سنگی A برابر ۵۰۰ psi، واحد B برابر ۱۰۰۰ psi و واحد C برابر ۷۵۰ psi می‌باشد. با توجه به اینکه واحد پوش‌سنگی B دارای بیشترین P_d می‌باشد، لذا از توان بازدارندگی بهتری نسبت به واحد A و C برخوردار است.



شکل ۲-۶-الف- یک مخزن هیدروکربنی اشباع که از سه واحد پوش سنگی A، B و C تشکیل شده است.



شکل ۲-۶-ب- نمودارهای تزریق جیوه برای سه واحد پوش سنگی نشان داده شده در شکل ۲-۶-الف

۳-۶- خواص پوش سنگ

۱-۳-۶- سنگ‌شناسی (Lithology)

سنگ‌شناسی یکی از خواص مهم پوش سنگ است، هر نوع سنگی می‌تواند نقش پوش سنگ را ایفا کند، به شرطی که مقدار P_d آن بیشتر از نیروی شناوری روبه بالای ستون نفت باشد. اما سنگ‌های تبخیری، آواری‌های دانه ریز مانند شیل‌ها و کربنات‌های دارای فشار مویینگی بالا به ترتیب بهترین پوش سنگ‌ها هستند. اما همانطور که قبلاً بحث شد سنگ‌های کربناته شکننده بوده و در درجات آخر اهمیت هستند.

۲-۳-۶- ضخامت (Thickness)

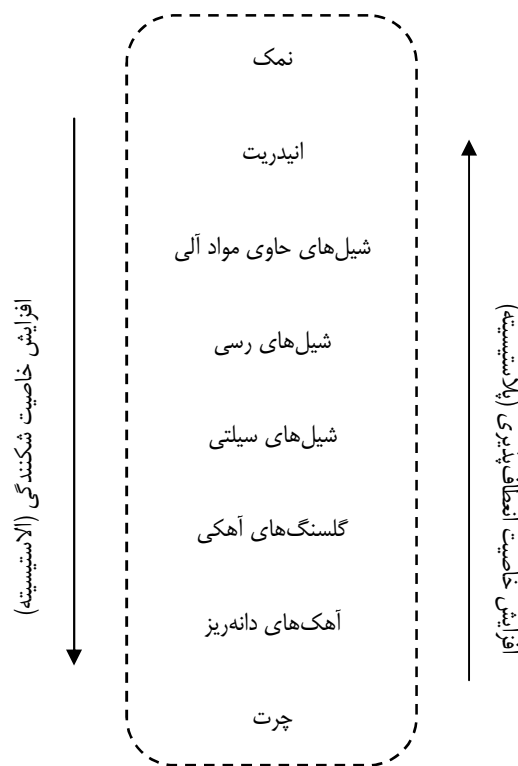
هرچه ضخامت پوش سنگ بیشتر باشد کیفیت آن بهتر خواهد بود. ضخامت پوش سنگ در مناطقی که دارای گسل هستند از اهمیت زیادی برخوردار است، چرا که در صورت نازک لایه بودن ممکن است در مناطق فعال تکتونیکی دچار شکستگی شده و خاصیت پوش سنگی خود را از دست دهد. البته پوش سنگ‌های انعطاف‌پذیر مانند تبخیری‌ها در مقایسه با پوش سنگ‌های شکننده ضخامت کمتری لازم دارند تا بتوانند ارتفاع ستون هیدروکربن را تحمل کنند.

۳-۳-۶- تداوم جانبی (Lateral continuity)

تنها وجود سنگ‌شناسی مناسب و ضخامت کافی برای جلوگیری از فرار هیدروکربن کافی نیست. لازم است که پوشش‌سنگ‌ها به طور جانبی تداوم کافی داشته باشند. سازند گچساران در حوضه زاگرس که پوشش‌سنگ مخزن آسماری می‌باشد نمونه شاخصی از پوشش‌سنگ‌های دارای ضخامت، سنگ‌شناسی، تداوم جانبی مناسب و انعطاف‌پذیری می‌باشد.

۳-۳-۶- انعطاف‌پذیری (Ductility)

پوشش‌سنگ‌های انعطاف‌پذیر بویژه در مناطق فعال تکتونیکی دارای اهمیت ویژه‌ای هستند. سنگ‌های شکننده در مناطقی که دچار چین‌خوردگی می‌شوند، ممکن است دچار شکستگی شده و خاصیت بازدارندگی خود را از دست دهند. تبخیری‌ها در سطح شکننده هستند اما در اعماق بیشتر دارای خاصیت پلاستیک می‌شوند و در چنین مناطقی در اثر تنش‌های وارده جریان می‌یابند و ساختارهای پیچیده‌ای را ایجاد می‌کنند. حضور مواد آلی در سنگ‌های آواری به افزایش خاصیت پلاستیسیته آنها کمک می‌کند. ترتیب خاصیت انعطاف‌پذیری سنگ‌ها به صورت زیر است:



۴-۶- خواص مویینه پوشش‌سنگ

در میان عوامل یاد شده مهمترین خاصیت یک پوشش‌سنگ فشار جابجایی آن یا حداقل فشاری است که برای جابجایی آب درون منافذ بسیار ریز پوشش‌سنگ لازم است. فشار جابجایی پوشش‌سنگ به قطر منافذ پوشش‌سنگ، ترشوندگی و کشش سطحی بین آب-هیدروکربن بستگی دارد.

$$P_d = \frac{-2\sigma \cos\theta}{r}$$

عوامل زیر منجر به افزایش فشار جابجایی و در نتیجه کیفیت بهتر پوشش‌سنگ می‌شوند:

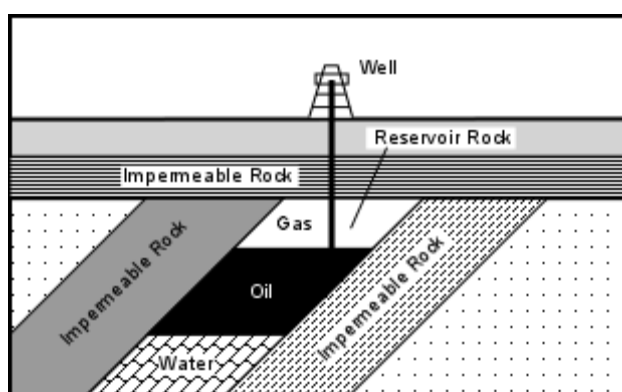
الف- کاهش قطر منافذ پوش سنگ

ب- افزایش کشش سطحی بین آب-هیدروکربن

ج- کاهش ترشوندگی

سوال- به نظر شما چرا کاهش ترشوندگی منجر به کیفیت بهتر پوش سنگ می‌شود؟

باید توجه داشت عواملی که ارتفاع ستون هیدروکربن را کنترل می‌کنند تراوایی مخزن و نیروهای موئینگی درگیر در مرز تماس سنگ مخزن و پوش سنگ هستند. مثلاً در شکل ۳-۶ هر سه لایه A، B و C بازدارنده بوده و در ارتفاع ستون هیدروکربن نقشی ندارند.



شکل ۳-۶- هر سه لایه A، B و C بازدارنده بوده و در ارتفاع ستون هیدروکربن نقشی ندارند.

۵-۶- پدیده انتشار در پوش سنگ

پدیده انتشار در پوش سنگها به نوع هیدروکربنها و اندازه مولکولهای آن، خواص موئین خلل و فرج، کشش سطحی آنها و زمان لازم برای انتشار بستگی دارد. بنابراین موثرترین پوش سنگها آنهايي هستند که میزان انتشار آنها در حد صفر یا بسیار ناچیز باشد. اگر هیدروکربن مخزن از نوع نفت باشد بعلت اندازه درشت مولکولهای آن پدیده انتشار و تراوش بسیار ناچیز است. اما اگر مخزن از نوع گازی بوده و پوش سنگ آن انیدریت یا نمک (که فاقد آب هستند) باشد، میزان تراوش در حد صفر است. اما اگر پوش سنگ مخزن گازی یک لایه شیلی آبدار باشد انتظار می‌رود به مرور زمان مولکولهای گاز متان که اندازه کوچکی دارند از طریق پدیده انتشار از مخزن خارج شوند و طی زمان زمین‌شناسی کاهش حجم ذخیره را خواهیم داشت.

سوال: همانطور که در شکل ۲-۶ الف نشان داده شده است مقداری گاز از مخزن گازی به واحد پوش سنگی A نشت کرده است. به نظر شما گاز مزبور از چه نوعی می‌تواند باشد؟

۶-۶- پوش سنگ‌های غیرعادی

گاهی اوقات پوش سنگ‌های غیرعادی روی تجمعات نفتی مشاهده می‌شوند. یک گروه از این نوع شامل پوش سنگهای دیاژنزی هستند. گاهی قسمت فوقانی یک مخزن نفتی تحت تاثیر پدیده‌های دیاژنزی کاهنده کیفیت مخزنی (مانند سیمانی شدن) قرار گرفته و شدیداً تخلخل و تراوایی آن کاهش می‌یابد. در این حالت بخش سیمانی شده در صورت داشتن ضخامت و تداوم جانبی کافی می‌تواند نقش پوش سنگی ایفا کند.

گروه دوم پوش‌سنگهای قیری هستند. گاهی در ماسه‌های قیری (tar sands) قسمت‌های سطحی آغشته به قیر کیفیت مخزنی خود را از دست داده و گلوگاههای خلل و فرج آنها توسط قیرهای جامد پرشود. در این حالت ماسه‌های مزبور می‌توانند نقش پوش‌سنگ را ایفا کنند. گروه سوم پوش‌سنگهایی هستند که توسط هیدراتهای گازی تشکیل شده‌اند. هیدراتهای گازی بعنوان یکی از منابع انرژی بالقوه برای آینده مطرح هستند. آنها شکل بلوری آب و متان هستند که در محیط با دمای پایین و فشار بالا شکل می‌گیرند. هیدراتهای گازی اشتعال‌پذیر بوده و یخ قابل احتراق، یخ جریان‌ی یا یخ مایع نیز خوانده می‌شوند. هیدراتهای گازی دارای انرژی بالا و گسترش وسیعی بوده و اندازه آنها بزرگ است که گمان می‌رود بعنوان یک انرژی نوین حیاتی برای قرن بیست و یکم مطرح باشند. چنین تخمین زده می‌شود که ۹۰٪ مناطق اقیانوسی، مستعد تولید هیدراتهای گازی هستند. در مناطقی که مخزن شیبدار است تجمع هیدراتهای گازی در قسمت فراشیب می‌تواند خلل و فرج را مسدود کند و باعث به تله افتادن نفت و گاز مهاجرت‌کننده از لایه‌های زیرین به طرف بالا شود.

فصل هفتم: نمودارگیری چاه (Well logging)

ثبت پیوسته خواص فیزیکی سنگ‌های زیرسطحی را در مقابل عمق، لاگ یا نگار گویند. لاگ‌ها اطلاعاتی درباره تغییرات خواص فیزیکی سازندهایی که چاه آن‌ها را قطع کرده و همچنین سیال (همچون نفت، گاز و آب) موجود در آن‌ها را در اختیار مهندسين نفت قرار می‌دهند. هر لاگ شعاع بررسی مشخصی دارد. تشریح کامل لاگهای چاه‌پیمایی به‌همراه مفاهیم و محاسبات پتروفیزیکی مربوط به مقاطع کارشناسی ارشد و دکتری زمین‌شناسی نفت، مهندسی اکتشاف نفت و مهندسی مخزن می‌باشد. در اینجا انواع مهم لاگها بصورت خلاصه به‌همراه کاربرد آنها در حد دوره کارشناسی معرفی شده‌اند.

۷-۱- لوازم و وسایل مورد نیاز در چاه‌نگاری

مجموعه تجهیزات چاه‌نگاری از یک سوند (sound) و کامیون یا اتاکی که تجهیزات الکترونیکی مرتبط با سوندها در درون آن جای می‌گیرد، تشکیل می‌شود.

پارامترهای فیزیکی مورد بررسی در هر نوع عملیات چاه‌پیمایی، از طریق سوندها به سطح زمین انتقال داده می‌شود. سوند محفظه‌ای استوانه‌ای شکلی است که فرستنده و در بعضی موارد گیرنده امواج نیز درون آن قرار می‌گیرند. سوند به کمک کابل‌های ویژه‌ای به درون چاه فرستاده می‌شود. کابل روی قرقره‌ای می‌چرخد که همراه لوازم دیگر کنترل‌کننده و تجهیزات الکترونیکی مورد نیاز در هر نوع عملیات چاه‌نگاری در کامیون آزمایشگاهی یا اتاقک ثابتی جای می‌گیرد.

۷-۲- کاربرد چاه‌نگاری و اهمیت آن در اکتشاف و مطالعه مخازن نفت و گاز

اطلاعات یک مخزن نفتی یا گازی از شیوه‌های مختلفی به دست می‌آید. یکی از این شیوه‌ها نمونه‌گیری یا مغزه‌گیری از سنگ مخزن است. نمونه‌گیری از یک سازند ابتدا از برونزد یا رخنمون (Outcrops) آن سازند (قسمتی از سازند که در سطح زمین قابل رویت است و از زیر زمین بیرون آمده است) آغاز می‌شود، اما در زیر سطح زمین یعنی در چاه‌های نفت، نمونه‌گیری با گرفتن مغزه (Coring) (دستگاهی را به درون چاه می‌فرستند و یک مغزه استوانه‌ای شکل از آن سازند مورد نظر کنده و به سطح می‌آورند) و یا با استفاده از خرده‌های حاصل از حفاری (Cutting) انجام می‌شود.

اهمیت گرفتن لاگ از این جهت قابل توجه است که می‌تواند اطلاعات حاصل از نمونه‌گیری و مغزه‌گیری را تکمیل کند. لاگ یک فناوری مهم بررسی تکمیلی برای تکمیل اطلاعات حاصل از چاه محسوب می‌شود که بدون آن هرگز مطالعاتی که تحت عنوان مطالعات جامع مخزنی برای شبیه‌سازی مخزن انجام می‌گیرد، نمی‌تواند ضریب اطمینان قابل قبولی داشته باشد.

البته ممکن است این پرسش مطرح شود که اگر می‌توان به طور پیوسته از تمام سازندهای موجود یک چاه مغزه‌گیری شود، در این صورت اطلاعات چاه‌نگاری، چه نقشی می‌تواند در مطالعات اکتشافی داشته باشد؛ چرا که در این صورت زمین‌شناس و مهندس مخزن می‌تواند تمام اطلاعات مورد نیاز خود را از راه آزمایش مغزه به‌دست آورد. اما مسائل و مشکلاتی در این زمینه وجود دارد که انجام عملیات چاه‌نگاری را گریزناپذیر می‌کند:

الف- بدست آوردن اطلاعات از طریق مغزه‌گیری مشکل‌تر و بسیار پرهزینه‌تر است.

ب- کافی نبودن حجم مغزه برای انجام آزمایش‌های مختلف روی آن.

ج- مطالعه کمی به وسیله کامپیوتر آنگونه که روی داده‌های چاه‌نگاری میسر است، به ۲ دلیل از طریق مغزه‌گیری امکانپذیر نیست.

- پیوستگی اطلاعات چاه‌نگاری: به وسیله عملیات چاه‌نگاری می‌توان به صورت پیوسته از سازندها اطلاعات گرفت، در حالی که مغزه از تمام سازندهای چاه گرفته نمی‌شود، بلکه تنها از برخی از نقاط چاه مغزه گرفته می‌شود.

- داده‌های لاگ به طور مستقیم برای نرم افزار تحلیل اطلاعات لاگ قابل استفاده‌اند، در حالی که مغزه‌گیری به خودی خود اطلاعاتی به دست نمی‌دهد، بلکه ابتدا باید روی مغزه‌ها آزمایشاتی صورت گیرد، پس از آن اطلاعات به دست آمده برای تحلیل به نرم افزار وارد شود.

به این ترتیب می‌توان به راحتی دریافت که تنها تکیه بر اطلاعات حاصل از مغزه‌ها و نادیده گرفتن اطلاعات چاه‌نگاری از نظر اقتصادی و دقت علمی، منطقی نیست. علاوه بر آن به دلایل تکنیکی، از آنجایی که امکان شکستن، یا ریزش مغزه به داخل چاه وجود دارد، همیشه مغزه‌گیری از چاه در اندازه مورد نظر امکان‌پذیر نیست.

بررسی‌های چاه‌نگاری یکی از مهمترین این تکنیک‌هاست. در سال‌های گذشته انواع نگارها با کارایی‌های مختلف و نیز روش‌های جدید تفسیر به طور روز افزونی گسترش یافته‌اند. نگارها به تعبیری نقش چشم زمین‌شناس را پیدا کردند. چشمی که کامل نیست، اما نابینا هم نیست. این دستگاه‌ها برای مهندسين مخزن جایگاه ویژه‌ای احراز کرده و نقش مهمی در تکمیل اطلاعات حاصل از مخزن و کاهش هزینه‌های کسب اطلاعات ایفا می‌کنند.

هزینه ثابت چاه‌نگاری در یک چاه باز برابر ۲ درصد هزینه‌ی کل چاه است، این در حالیست که اطلاعات حاصل از این داده‌ها هزینه‌ای در حدود پنجاه تا شصت برابر کمتر را در مقایسه با مغزه‌گیری نشان می‌دهد. این تفاوت اهمیت اقتصادی چاه‌نگاری را به خوبی نشان می‌دهد. اولین مطالعات چاه‌نگاری منسوب به برادران شلامبرژه (مارسل و کنواد شلومبرژه) است که برای اولین بار در محلی بنام «شل برن» فرانسه، مقاومت ویژه طبقات را اندازه‌گیری و تحت عنوان «مغزه‌گیری الکتریکی» ارائه دادند، به دنبال آن، پیشرفت‌های علمی و تکنیکی باعث شد ثابت پارامترهای مختلف با دستگاه‌هایی که هر روز پیشرفته‌تر می‌شد امکان پذیر شود، استفاده‌کنندگان عمده این تکنیک‌های ژئوفیزیکی، مهندسين نفت هستند که از این اطلاعات برای بدست آوردن تخلخل، حجم شیل، سنگ‌شناسی و درجه اشباع نفت بهره می‌برند. انواع مهم نمودارهای چاه به طور خلاصه در این بخش آورده شده‌اند:

۷-۳- نگارهای چاه

۷-۳-۱- نمودارهای تخلخل

به نمودارهای نوترون، صوتی و چگالی نمودارهای تخلخل اطلاق می‌شود، زیرا به وسیله آنها می‌توان تخلخل سازند را اندازه‌گیری نمود. البته با استفاده از ترکیب آنها می‌توان پارامترهای دیگری مانند سنگ‌شناسی و تخلخل دقیق را محاسبه نمود. نمودار نوترون به طور مستقیم تخلخل را اندازه‌گیری می‌کند، اما با توجه به اینکه ابزار آن برای آهک‌ها کالیبره شده است، به مقدار قرائت شده آن در ماسه‌سنگ‌ها ۴ واحد افزوده می‌شود. در صورتی که سنگ‌شناسی دولومیت باشد از مقدار قرائت شده آن ۲ تا ۸ واحد کسر می‌گردد. مقدار قرائت آن در آهک برابر تخلخل سنگ است. البته بعداً تصحیحاتی از نظر شیل، دما، شوری، قطر چاه، اثر گاز و غیره روی آنها صورت می‌گیرد که در اینجا به آنها پرداخته نمی‌شود.

۷-۳-۱-۱- نمودار نوترون (NPHI, TNPHI, CNL, SNP)

نمودار نوترون تخلخل سازند را اندازه می‌گیرد. واحد آن v/v یا fr (fraction) است. معمولاً مقدار استاندارد حداقل و حداکثر آن ۰/۱۵- و ۰/۴۵ می‌باشد. در این روش سازند را از طریق یک چشمه ساطع کننده نوترون بمباران می‌کنند. زمانی که سازند با نوترون‌های سریع بمباران می‌شود چندین نوع برهم‌کنش بین نوترون‌ها و هسته اتمی مواد می‌تواند رخ دهد. در اثر برهم‌کنش‌های مختلف ۳ مرحله افت انرژی حاصل می‌شود، در نتیجه هر نوع برهم‌کنش، می‌تواند موضوع یک روش اندازه‌گیری در بررسی‌های چاه‌نگاری باشد.

۱- در مرحله اول افت انرژی، انرژی نوترون به بین ۱/۰ تا ۱۰۰ الکترون ولت افت می‌کند که به این نوترون‌ها، نوترون‌های اپی‌ترمیک گویند.

۲- در مرحله بعدی افت انرژی، انرژی نوترون به بین ۱/۰ تا ۰/۲۵ الکترون ولت افت می‌کند که به آنها نوترون‌های ترمیک گویند.

۳- در مرحله آخر نوترون‌ها گیر افتاده و اصطلاحاً به دام می‌افتند و در این مرحله پرتوی گاما ساطع می‌شود.

انواع روش‌های چاه‌نگاری نوترون عبارتند از:

چاه‌نگاری نوترون-گاما:

چنانچه توضیح داده شد در مرحله سوم افت انرژی نوترون، نوترون‌ها به دام می‌افتند و پرتوی گاما ساطع می‌شود. در این روش، مقدار پرتوهای گامای حاصل از به دام افتادن نوترون‌ها توسط سازند را اندازه می‌گیرند. از آن جایی که هیدروژن بیشترین مقطع گیراندازی نوترون را دارد، هر چه تعداد نوترون بیشتری به دام بیافتد، نشان‌دهنده آن است که سازند دارای هیدروژن بیشتری و بالطبع دارای آب یا نفت است.

چاه‌نگاری نوترون-نوترون ترمیک

در این روش تعداد نوترون‌های ترمیک اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین در مرحله‌ی قبل از گیراندازی نوترون‌ها، این اندازه‌گیری انجام می‌گیرد.

چاه‌نگاری نوترون-نوترون اپی ترمیک

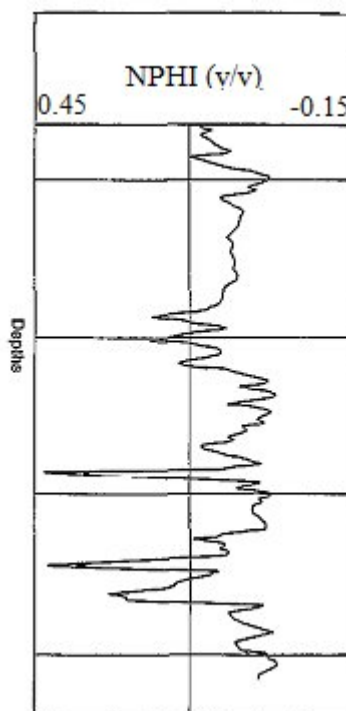
در این روش تعداد نوترون‌های اپی ترمیک اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین در مرحله قبل از تشکیل نوترون‌های ترمیک این اندازه‌گیری انجام می‌شود.

دستگاه‌های نوترون شامل:

الف- GNT: این دستگاه به طور هم‌زمان نوترون‌های ترمیک و پرتوهای گاما را اندازه‌گیری می‌کند و واحد مورد استفاده در آن API است.

ب- SNP: این دستگاه نوترون‌های اپی‌ترمیک را اندازه‌گیری می‌کند. چشمه و آشکارسازی روی بالشتکی سوار شده و به دیواره چاه می‌چسبد.

ج- CNL: نوع A این دستگاه نوترون‌های ترمیک و نوع G آن نوترون‌های ترمیک و اپی‌ترمیک را به طور هم‌زمان دریافت می‌کند. دستگاه (CNL-A) برای کاهش اثر چاه از ۲ آشکارساز استفاده می‌کند. نسبت و رابطه شمارش ۲ آشکار ساز با یکدیگر به وسیله نرم افزار و دستگاه‌هایی که در سرچاه قرار دارد، مستقیماً به واحد تخلخل یا شاخص هیدروژن (مقدار هیدروژن موجود در ترکیب سنگ و سیال موجود در آن) تبدیل می‌شود. در شکل ۷-۱ یک نمونه نمودار تخلخل نوترون نشان داده شده است.



شکل ۷-۱- یک نمونه نمودار تخلخل نوترون را نشان می‌دهد.

کاربردها

به طور فهرست‌وار کاربردهای اندازه‌گیری شاخص هیدروژن عبارتند از:

الف) ارزیابی تخلخل

ب) جداسازی زون‌های گازدار، زون‌های حاوی نفت یا آب

ج) تعیین لیتولوژی همراه با دیگر بررسی‌های چاه‌نگاری

د) تطابق چاه‌ها

۷-۳-۱-۲- نمودار صوتی (DT)

نمودار صوتی (شکل ۷-۲) زمان لازم برای عبور موج صوتی از یک فوت سازند را اندازه‌گیری می‌کند و واحد آن میکروثانیه بر فوت ($\mu\text{s}/\text{ft}$) است که عکس سرعت صوت است. بنابراین سنگ‌های سست و کم تراکم دارای سرعت عبور صوت کم و DT بالا هستند و لایه‌های متراکم و سخت برعکس.

معمولاً مقدار حداقل و حداکثر آن به ترتیب ۴۰ و ۱۴۰ میکروثانیه بر فوت است.

به کمک یک مولد که در سطح قرار دارد قطار موجی با فرکانس مشخص انتشار می‌یابد مدت زمان برنامه مذکور بسیار کوتاه است ولی چندین بار در ثانیه تکرار می‌شود. این نگار با محاسبه سرعت و یا دامنه صوت به بررسی ویژگی‌های سنگ و سیال می‌پردازد. اندازه‌گیری زمان انتشار امواج صوتی عمده‌تاً در تعیین تخلخل مخزن‌ها بکار می‌رود. از این بررسی‌ها در تعیین تخلخل، به خصوص زمانی که اندازه‌گیری حساسیت زیادی نسبت به تغییرات قطر چاه نداشته باشد و نیز برای تعیین تخلخل ثانویه در مخازن کربناته به طور سیستماتیک استفاده می‌شود. با استفاده از رابطه زیر می‌توان تخلخل را از نمودار صوتی بدست آورد:

$$\phi = \frac{DT_{\log} - DT_{mat}}{DT_{fluid} - DT_{mat}}$$

که در آن DT_{\log} مقدار قرائت شده توسط لاگ صوتی، DT_{mat} زمان عبور موج صوتی از ماتریکس سنگ (منظور قسمت جامد سنگ است، ماتریکسی که همراه اصطلاح سیمان بکار می‌رود نیست) و DT_{fluid} مقدار زمان عبور موج صوتی از سیال پرکننده منافذ سنگ مخزن در زون رخنه است.

تخلخل حاصل از نمودار صوتی از نوع تخلخل‌های به هم پیوسته یا مفید است. نمودار نوترون و چگالی تخلخل کل (اولیه و ثانویه) را اندازه می‌گیرند. بنابراین تفاضل تخلخل نمودارهای نوترون یا چگالی از تخلخل نمودار صوتی دال بر تخلخل‌های ثانویه (ϕ_s) است:

$$\phi_s = \phi_{NPHI} - \phi_{DT}$$

or

$$\phi_s = \phi_{RHOB} - \phi_{DT}$$

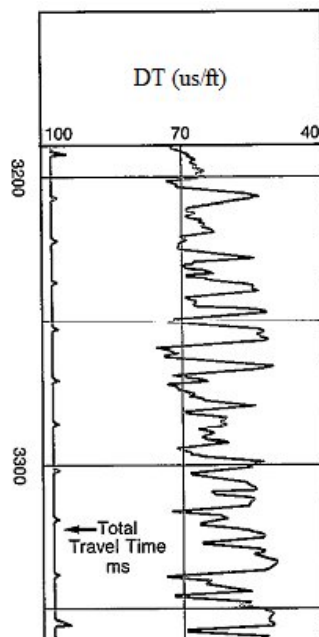
or

$$\phi_s = \phi_{ND} - \phi_{DT}$$

اندازه‌گیری‌های صوتی به خصوص همراه با لاگ‌های نوترون و چگالی می‌تواند در تعیین لیتولوژی به کار رود.

از آن‌جا که این اندازه‌گیری‌ها حساسیت زیادی نسبت به تغییرات قطر چاه ندارد می‌توان از آن برای بررسی تراکم سازندهای رسی - ماسه‌ای استفاده کرد.

از مقایسه اندازه‌گیری‌های صوتی با نگارهای دیگر (نوترون - چگالی - مقاومت ویژه) می‌توان سیال‌های موجود در سازند را تفکیک کرد. نظر به قدرت خوب جداسازی قائم چاه‌نگاری صوتی، از این مطالعات می‌توان برای تعیین ضخامت لایه‌ها استفاده کرد.



شکل ۷-۲- یک نمونه نمودار صوتی را نمایش می‌دهد.

۷-۳-۱-۳- نمودار چگالی

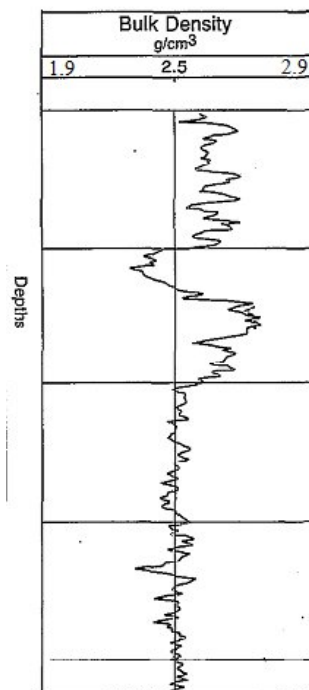
در این روش، سازند تحت تاثیر پرتوهای گامایی که از یک منبع خاص منتشر می‌شود قرار می‌گیرد و گاماهاى برگشتی ثبت می‌شوند. به کمک نگار چگالی می‌توان تخلخل را با شناخت چگالی ماتریکس (بخش جامد سنگ) و سیال موجود به طور مستقیم یا با همراهی روش نوترون محاسبه کرد. (به این ترتیب که هرچه تخلخل بیشتر باشد، چگالی کمتر است البته جنس سنگ و دیگر پارامترها هم تاثیر گذار هستند). با استفاده از رابطه زیر می‌توان تخلخل را از نمودار چگالی بدست آورد:

$$\phi = \frac{\rho_{mat} - \rho_{log}}{\rho_{mat} - \rho_{fluid}}$$

که در آن ρ_{log} مقدار چگالی قرائت شده توسط لاگ چگالی، ρ_{mat} چگالی ماتریکس سنگ (منظور قسمت جامد سنگ است، ماتریکسی که همراه اصطلاح سیمان بکار می‌رود نیست) و ρ_{fluid} مقدار چگالی سیال پرکننده منافذ سنگ مخزن در زون رخنه است. نگار چگالی به طور مستقیم در تعیین لیتولوژی سازندهای غیر متخلخل و یا از طریق همراهی با سایر روش‌ها در بررسی مخزن‌های متخلخل می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

مطالعه تغییر و تحول چگالی رس‌ها و یا ماسه‌ها بر حسب عمق در بررسی تغییرات تراکم مواد مذکور می‌تواند بکار رود. با مقایسه پاسخ‌های حاصل از روش نوترون و چگالی و با کمک لاگ‌های مقاومت ویژه می‌توان به شناسایی سریع سیالات موجود در مخزن‌ها و همچنین تعیین حدود زون‌های تماس گاز-نفت، گاز-آب و نفت-آب دست یافت.

از ترکیب نمودار نوترون با چگالی می‌توان در مورد سنگ‌شناسی سازند اظهار نظر نمود. اگر نمودار نوترون منطبق بر نمودار چگالی باشد، سنگ‌شناسی از نوع آهک، اگر نمودار نوترون در سمت راست نمودار چگالی باشد سنگ‌شناسی از نوع ماسه‌سنگ و اگر نمودار نوترون در سمت چپ نمودار چگالی قرار گیرد سنگ‌شناسی از نوع دولومیت خواهد بود. در شکل ۷-۳ یک نمونه نمودار چگالی نشان داده شده است.



شکل ۷-۳- یک نمونه نمودار چگالی را نشان می‌دهد.

۷-۳-۲- نمودار پرتوی گاما

نمودار پرتوی گاما جزء نگارهای هسته‌ای می‌باشد و برای اندازه‌گیری پرتوزایی گامای طبیعی (GR) سازند بکار می‌رود. منشا پرتوزایی گامای طبیعی سازندها عناصر توریم، پتاسیم و اورانیوم رادیواکتیو است. عناصر مزبور در شیل‌ها متمرکزند و لذا دارای مقدار GR بالایی هستند. مقدار GR معمولاً بین ۰ تا ۲۰۰ و واحد آن API است. مقادیر بالا نشان‌دهنده لایه‌های شیلی و مقادیر پایین و در حد صفر نشانگر سازند تمیز (مانند ماسه‌سنگ بدون رس یا سنگهای کربناته فاقد شیل) می‌باشد. لازم به ذکر است ماسه‌سنگ‌های آرکوزی بعلت داشتن پتاسیم در ساختار کانی‌های خود، مقدار GR بالایی هستند و نباید با لایه‌های شیلی اشتباه شوند. مقدار حجم شیل (V_{sh}) از نمودار گاما با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

که در آن GR_{log} مقدار قرائت شده توسط نمودار گاما، GR_{max} مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و GR_{min} مقدار حداقل گامای قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

پرتوزایی گاما طبیعی به کمک دستگاه‌هایی مانند شمارشگر گایگر مولر و اطاق یونیزاسیون اندازه‌گیری می‌شود، اما شمارشگر سوسوزن، به دلیل بازده بیشتر، ابعاد کوچکتر و قدرت جداسازی قائم‌بهتر، بر دو دستگاه دیگر برتری دارد. پاسخ حاصل از هر دستگاه تابعی از غلظت وزنی کانی پرتوزا در سازند و نیز چگالی آن است.

کاربردها نمودار پرتوزایی گامای طبیعی (GR) شامل موارد زیر است:

(الف) تعیین لیتولوژی یا جنس سنگ (شناخت رس‌ها، نمک‌های تبخیری، کانی‌های سنگین و پرتوزا)

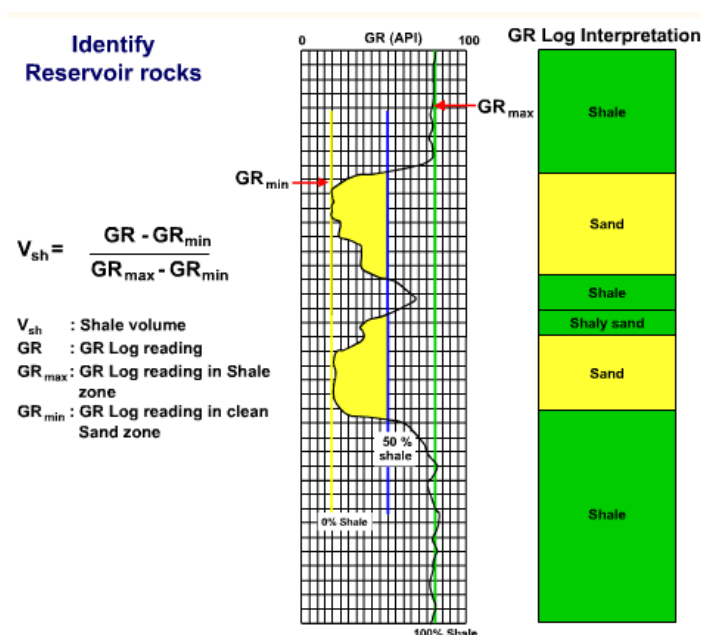
(ب) تعیین حجم شیل موجود در مخزن

(ج) تطابق چاه‌ها

(د) کنترل عمق حفاری و دستگاه‌های آزمایش‌کننده سیال و نیز استفاده از آن بجای SP زمانی که این اندازه‌گیری قابل اجرا نیست (چاه‌های سیمانی شده و دارای لوله جداری)

ه) ارزیابی تقریبی تراوایی

در شکل ۷-۴ یک نمونه نمودار پرتوی گاما برای سنگ‌های مختلف به تصویر کشیده شده است.



شکل ۷-۴- یک نمونه نمودار پرتوی گاما برای سنگ‌های مختلف را نشان می‌دهد.

نمودار CGR

نمودار CGR مشابه نمودار GR است با این تفاوت که ابزار آن فقط به عناصر توریم و پتاسیم رادیواکتیو حساس است. این نمودار دقیقترین داده برای محاسبه حجم شیل است، زیرا اورانیومی که توسط GR اندازه‌گیری می‌شود علاوه بر شیل‌ها در نفت نیز می‌تواند وجود داشته باشد. بهمین خاطر مقابل لایه نفتی گاهی نمودار گاما مقدار بالایی نشان می‌دهد که نشانگر شیل نیست، بلکه اورانیومی است که به عنوان عنصر فرعی در ساختمان نفت خام است. مقدار حجم شیل (V_{sh}) از نمودار CGR با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh} = \frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}}$$

که در آن CGR_{log} مقدار قرائت شده توسط نمودار CGR، CGR_{max} مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و CGR_{min} مقدار حداقل CGR قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

نمودار SGR

ابزار نمودار SGR علاوه بر توریم و پتاسیم رادیواکتیو به اورانیوم نیز حساس است. جدایش نمودار CGR از SGR می‌تواند شاخصی از وجود نفت باشد، چرا که اختلاف آنها در وجود اورانیوم است که در ساختمان برخی نفت‌های خام وجود دارد. گاهی تمرکز اورانیوم در شکستگی‌ها می‌تواند باشد، لذا جدایش مزبور می‌توان حاکمی از شکستگی‌ها باشد. البته لازم تأیید وجود شکستگی‌ها تطبیق آن با چرخه‌های پرشی (cycle skipping) موجود در نمودار صوتی و نمودارهای تصویری چاه مانند FMI و FMS است. مقدار حجم شیل (V_{sh}) از نمودار SGR با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh} = \frac{SGR_{log} - SGR_{min}}{SGR_{max} - SGR_{min}}$$

که در آن SGR_{log} مقدار قرائت شده توسط نمودار SGR ، SGR_{max} مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و SGR_{min} مقدار حداقل SGR قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

۷-۳-۳- نمودارهای اسپکتروسکوپی پرتوی گاما

میزان انرژی پرتوی گامای هر کانی پرتوزا با عناصر دیگر متفاوت است. در واقع انرژی پرتوی گامای ساطع شده از عناصر مختلف، طیف متغیری دارد. در این صورت مقدار انرژی پرتوی گاما می‌تواند مشخص کننده آن کانی باشند که این پرتو را ایجاد می‌کند. بنابراین اگر فناوری چاه‌نگاری توانایی آن را داشته باشد که طیف انرژی پرتوی گاما را مشخص کند، می‌تواند عنصری که این پرتو از آن ساطع شده است را نیز مشخص کند.

در نگار GR، پرتوزایی کلی گامای طبیعی حاصل از سازند اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. این نوع چاه‌نگاری تنها مشخص می‌کند که سازند دربردارنده چه اندازه از کانی‌های سنگین و پرتوزا هست. اما توانایی تشخیص جنس کانی‌های پرتوزا را ندارد. در حالی که نگار اسپکتروسکوپی (طیف‌سنجی) پرتوی گاما، دقیقاً طیف انرژی پرتوی گاما و در نتیجه جنس کانی‌ای که این طیف پرتوی گاما را تولید کرده است نیز مشخص می‌کند. همانطور که توضیح داده شد، پرتوزایی (گامای طبیعی) وابسته به سه عنصر پرتوزای پتاسیم و توریم و اورانیوم و یا عناصر پرتوزای حاصل از آنها است.

به این نمودار (NGS (natural gamma spectroscopy) نیز گفته می‌شود و قادر است مقدار هر سه عنصر توریم، پتاسیم و اورانیوم را به صورت کمی اندازه‌گیری کند. کاربردهای آن شامل موارد زیرند:

تعیین سنگ‌شناسی

تعیین نوع کانی‌های رسی

تعیین محیط (دریایی، رودخانه‌ای، دلتایی و...) رسوب‌گذاری

بررسی‌های ژئوشیمیایی

تطابق چاه‌ها

۷-۳-۴- نمودار SP

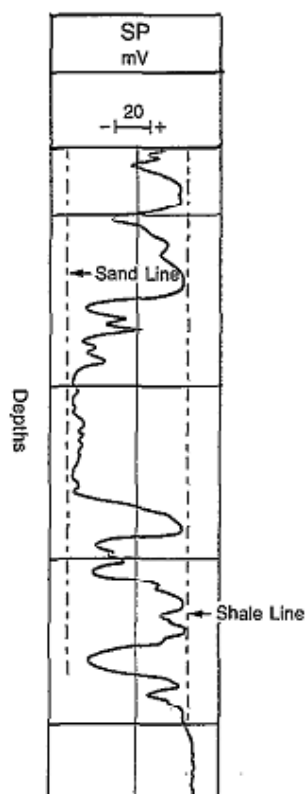
نمودار SP (Spontaneous potential) (شکل ۷-۵) برای اندازه‌گیری پتانسیل خودزا بین الکتروود ثابت واقع در سطح والکتروود دیگری که در چاه جابه‌جا می‌شود، کاربرد دارد. این پتانسیل که از سازندی به سازند دیگر متفاوت است، دارای تغییراتی در حدود چند ده یا چند صد میلی‌ولت است. در نمودارهای حاصل از این لاگ، مقدار SP حاصل از رس را به عنوان پتانسیل صفر در نظر می‌گیرند و مقدار جابجایی منحنی را در زون‌های دیگر نسبت به خطی که به نام خط مبنای شیل یا رس که همان صفر است می‌سنجند.

در حقیقت نمودار SP اختلاف بین مقاومت فیلتره گل (R_{mf}) و مقاومت آب سازند (R_w) را کمی می‌کند. هرچه این اختلاف بیشتر باشد شدت نمودار SP بیشتر است (جدایش بین خط شیل و ماسه بیشتر است) و بر عکس. اگر مقاومت آب سازند برابر مقاومت فیلتره گل حفاری باشد ($R_{mf}=R_w$) مقدار SP برابر صفر میلی‌ولت خواهد بود.

با استفاده از رابطه زیر می‌توان حجم شیل را از نمودار SP محاسبه نمود:

$$V_{sh} = \frac{SP_{log} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}}$$

که در آن SP_{log} مقدار قرائت شده توسط نمودار SP در نقطه مورد نظر، SP_{max} مقدار حداکثر انحنای نمودار SP و SP_{min} مقدار حداقل انحنای نمودار SP است.



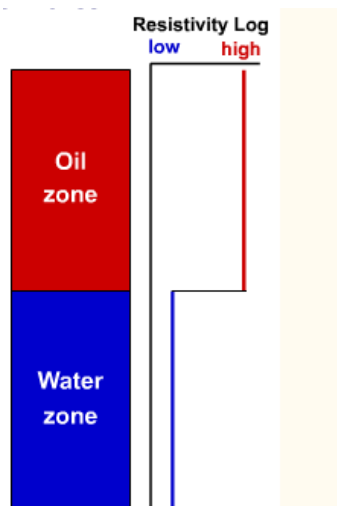
شکل ۷-۵- یک نمونه نمودار SP

منحنی SP در موارد زیر کاربرد دارد:

- الف) آشکارسازی طبقات متخلخل و تراوا؛ عموماً در این طبقات جابه‌جایی SP از خط مبنای شیل قابل مشاهده است.
- ب) تعیین مقاومت ویژه آب سازند (R_w)
- پ) تعیین لیتولوژی (شناخت افقهای رسی یا ذغالی و ارزیابی مقدار رس موجود در یک مخزن)
- د) همبستگی چاه‌ها (به این صورت که در چاه‌های مجاور سازندهای مختلفی را که به وسیله لاگ مشخص شده‌اند، با هم مقایسه کرده و با وصل کردن لایه‌های مشابه به یکدیگر مسیر گسترش آن لایه را تشخیص می‌دهند)
- ه) امکان بررسی‌های درجه اشباع نفت یا گاز در ماسه‌های شیلی
- و) امکان بررسی محل تماس گاز و آب در ماسه‌های شیلی

۷-۳-۵- نمودارهای مقاومت ویژه الکتریکی

زون‌های حاوی نفت و گاز مقاومت بالایی نسبت به زون‌های غیرهیدروکربنی و حاوی آب شور نشان می‌دهند. بنابراین لاگ‌های مقاومت به خوبی می‌توانند مناطق هیدروکربن دار را مشخص کنند (شکل ۷-۶).



شکل ۷-۶- زون‌های حاوی هیدروکربن مقاومت بالایی دارند.

مقاومت ویژه الکتریکی، با استفاده از روش‌های مختلفی اندازه‌گیری می‌شود، هر یک از این روش‌ها دستگاه‌های ویژه‌ای خود را دارند. البته اساس کار همه‌ی آن‌ها یکسان است که در زیر توضیح داده می‌شود: یک انتشار دهنده (الکتروود یا پیچه) جریان الکتریکی را به درون سازند می‌فرستد. گیرنده که در فاصله مشخصی نسبت به چشمه انتشار جریان الکتریکی قرار دارد عکس‌العمل این جریان را در درون سازند ثبت می‌کند. بر مبنای بزرگی بازه، سوندهای مختلفی قابل ارائه می‌باشند:

دستگاه‌های بزرگ بازه شامل:

۱- سوندهای نرمال و جانبی

۲- سوندهای القائی (IL)

۳- سوندهای لاترولاگ (LL)

۴- نگار کروی کانونی (SFL)

این نگارها مقاومت ویژه‌ای نزدیک به RT (مقاومت ویژه زون دست‌نخورده) را محاسبه می‌کنند. هر چه شعاع بررسی سوند بزرگتر باشد، کمتر تحت تاثیر گل حفاری در زون رخنه قرار می‌گیرد.

دستگاه‌های کوچک بازه شامل:

۱- میکرولاگ (ML)

۲- نگار پراکسی میتی (proximity)

۳- نگار ریزکروی کانونی (MSFL)

با توجه به این که شعاع بررسی این نگارها خیلی کم است، معمولاً این نگارها تنها امکان محاسبه مقاومت ویژه‌ای، نزدیک به R_{XO} را دارند (مقاومت ویژه محدوده‌ای که توسط گل حفاری فیلتره شده اشغال شده است).

۷-۳-۵-۱- سوندهای بزرگ بازه :

دستگاه‌های کوچک بازه و بزرگ بازه هر یک به انواع متمرکز و غیر متمرکز تقسیم می‌شوند. در دستگاه‌های متمرکز، جریانی که به درون سازند فرستاده می‌شود، در راستای مشخصی گسیل می‌شود، اما در دستگاه‌های غیر متمرکز جریان مسیر مشخصی ندارد و به صورت متمرکز وارد سازند نمی‌شود.

الف- سوندهای بزرگ بازه غیرمتمرکز:

شیوه آرایش الکترودها در دستگاه‌های بزرگ بازه به ۲ گونه نرمال و جانبی تقسیم می‌شود:

نرمال (Normal):

آرایش الکترودها:

در این روش الکترودها گیرنده در نزدیکی الکترودها فرستنده (جریان) در درون چاه قرار دارد.

بازه (AM) آرایش نرمال در دستگاه‌های شلومبرژه این گونه تعریف می‌شود:

۱/۱ اگر بازه ۱۶ اینچ ($AM=16$) باشد به آن نرمال کوچک بازه گویند.

۱/۲ اگر بازه ۶۴ اینچ ($AM=64$) باشد به آن نرمال بزرگ بازه گویند.

شعاع بررسی:

تقریباً ۲ برابر بازه سوند جانبی یا Inverse:

آرایش الکترودها:

در این آرایش الکترودها نسبت به نگار نرمال بسیار نزدیک به هم هستند.

شعاع بررسی:

در روش Inverse شعاع بررسی تقریباً برابر با بازه سوند می‌باشد.

نکته:

در شرایط یکسان لاگ نرمال، شعاع بررسی بیشتری نسبت به لاگ Inverse دارد.

همانطور که گفته شد آنچه که در واقع دستگاه لاگ اندازه‌گیری می‌کند مقاومت ظاهری محیط بررسی است و برای رسیدن به هدف بررسی

یعنی R_t باید اثر بقیه پارامترها را حذف کنیم، این تصحیحات در لاگ‌های جانبی با نمودارهای تصحیح کننده انجام می‌شود و همچنین

نمودارهای ساده‌تری هم به نام منحنی‌های تصحیح کننده ساده شده وجود دارد که در بازه‌های مشخص کاربرد دارند.

ایرادات سوندهای غیر متمرکز:

چاه‌نگاری مقاومت ویژه از طریق سوندهای غیر متمرکز که در پیش توضیح داده شد دارای معایبی است که در زیر به آن اشاره

می‌شود:

- عدم اندازه‌گیری‌های دقیق مقاومت ویژه حقیقی در طبقات نازک به دلیل اثر لایه‌های فوقانی و تحتانی

- مقدار مقاومت ویژه واقعی سازند مورد نظر حتی با استفاده از منحنی‌های تصحیح کننده به سختی به دست می‌آید.

- ستون گل، اغلب اندازه‌گیری‌ها را به شدت تحت تاثیر قرار می‌دهد.

- تعیین دقیق مرز بالا و پایین لایه‌های مختلف در بیشتر اوقات بسیار مشکل است.

ب- سوندهای بزرگ بازه متمرکز:

محدودیت‌های پیش گفته باعث شد که به تدریج با کنار گذاشتن دستگاه‌های غیر متمرکز از وسایلی استفاده شود که می‌توانند

جریان‌های الکتریکی تزریقی را در امتدادهای مشخصی متمرکز کنند این دستگاه‌ها به ۲ دسته تقسیم می‌شوند:

دسته اول: دستگاه‌هایی که از الکترودها استفاده می‌کنند: لاترولاگ (LL) و نگار کروی کانونی (SFL)

دسته دوم: دستگاه‌هایی که از پیچه استفاده می‌کنند: سوند القایی (IL)

a- نگار لاترولاگ (Log Latero)

در این آرایش جریان را با الکترودهای محافظ به طور متمرکز داخل سازند مورد نظر می‌فرستند سیستم مورد استفاده در این سوندها

به گونه‌ای است که جریان به صورت سفره‌ای از خطوط موازی و عمود بر محور سنگ، به سنگ واقع در جدار چاه وارد می‌شود.

جواب‌های حاصل از این دستگاه‌ها نسبت به سوندهای نرمال و جانبی بسیار کمتر تحت تاثیر گل حفاری و سازندهای مجاور است زیرا

جریان به صورت متمرکز در ضخامت کمی از سازند اصلی وارد شده و در نتیجه جواب حاصل به واقعیت نزدیک است چندین دستگاه از این نوع وجود دارد:

الف) لاترولوگ ۳ (LL3):

این دستگاه برای سازندهای رسانا کاربرد دارد.

ب) لاترولاگ ۷ (LL7):

LL7 نسبت به LL3 برای اندازه‌گیری سازندهایی با مقاومت بیشتر طراحی شده است.

ج) لاترولاگ ۸ (LL8):

این دستگاه مشابه لاترولاگ ۷ است با این تفاوت که بازه آن نسبت به لاترولاگ ۷ کوتاه‌تر است.

د) لاترولاگ دو تایی (DLL):

این دستگاه دو لاگ با شعاع بررسی کم (LLS) و زیاد (LLD) را به دست می‌آورد.

شعاع بررسی:

با توجه به آنچه گفته شد بیشترین شعاع بررسی با استفاده از LLD و به دنبال آن LLS و LL7 که مشابه یکدیگرند بدست می‌آید. در شرایط یکسان مقدار حاصل LLD بیشتر به R_T نزدیک است دستگاه‌های دارای کمترین شعاع بررسی عبارتند از LLS و LL8 این دستگاه‌ها بیشتر تحت تاثیر مقاومت زون رخنه (R_{XO}) هستند. معمولاً دستگاه‌های LL3 و LL7 به صورت مجزا در چاه به کار گرفته می‌شوند، اما LLD و LLD به صورت همزمان در یک سوند به نام (Dual Latero Log) DLL اندازه‌گیری می‌شوند.

b- نگار SFL (Spherical Focused Log):

این دستگاه از آرایش‌های متمرکز جدید است که با آن اندازه‌گیری مقاومت ویژه، به خصوص در زونهای مقاوم و محکم را انجام می‌دهند این نگار کمتر تحت تاثیر چاه قرار می‌گیرد و قدرت جداسازی بهتری نیست به نرمال ۱۶" دارد.

c- نگار القایی (IL, Induction log):

در این دستگاه یک نوسانگر جریان متناوبی با فرکانس بالا را در یک پیچه فرستنده، ایجاد می‌کند میدان الکترومغناطیسی متناوب حاصل، سبب گسیل جریان‌های هم محور با چاه می‌شود، جریان‌های مذکور به نوبه خود میدان‌های الکترومغناطیسی ایجاد می‌کنند، میدان کلی حاصل توسط یک پیچه گیرنده، آشکار سازی می‌شود. سیگنال‌های ایجاد شده در آشکار ساز تابع رسانایی زمین‌های اطراف سوند است. یکی از انواع این لاگ‌ها DIL است که دو لاگ با شعاع بررسی کم و زیاد به دست می‌آورد.

شعاع بررسی:

قسمت اعظم بررسی میدان الکترومغناطیسی از زونی که در فاصله‌ی بین $L/4$ تا L (همان بازه سوند است) قرار دارد به دست می‌آید و بطور خلاصه و بنابر آنچه گفته شد می‌توان نتیجه گرفت که:

الف) سوندهای القایی، دستگاه‌هایی هستند که برای اندازه‌گیری R_t از چاه‌هایی که توسط هوا، گل شیرین و یا گل همراه نفت حفر می‌شوند، و توسط لاگ‌های الکتریکی مقاومت الکترودار قابل اندازه‌گیری نیستند، مناسبند.

ب) سوندهای القایی برای حالت‌هایی که گل بسیار شور است و یا مقاومت ویژه زیاد باشد مناسب نیستند و خطای اندازه‌گیری زیادی دارند.

ج) اگر ضخامت لایه‌ها کم باشد سوند القایی امکان اندازه‌گیری دقیق مقاومت ویژه لایه‌ها را فراهم نمی‌سازد.

۷-۳-۵-۲- سوندهای کوچک بازه:

الف- سوندهای کوچک بازه غیرمتمرکز

a- نگار میکرولاگ (ML):

این سوند شامل یک بالشتک کائوچویی است که توسط یک سیستم قوی مناسب به قسمتی از جدار چاه می‌چسبد و به این ترتیب بالشتک مستقیماً روی سازند مورد بررسی قرار می‌گیرد. دستگاه میکرولاگ به طور همزمان از یک آرایش میکرو نرمال (۲ اینچ) و یک آرایش Microinverse (۱ اینچ \times ۱ اینچ) تشکیل شده است.

شعاع بررسی:

در صورت ضخیم بودن گل کبره اثر آن بر اندازه‌گیری قابل توجه خواهد بود. اما از آنجایی که دستگاه مذکور ۲ نگار (میکرونرمال و Microinverse) را بدست می‌دهد با شناخت ضخامت گل کبره و مقاومت آن می‌توان مقاومت ویژه زون شسته شده (R_{XO}) را بدست آورد.

ب- سوندهای کوچک بازه متمرکز

a- میکرو لاترولاگ (MLL):

این دستگاه کاملاً مشابه لاتروگ ۷ است که روی یک بالشتک کائوچویی و توسط فنر به دیواره چاه می‌چسبد. جداسازی قائم آن معادل ۱/۷ اینچ است همانطور که گفته شد شعاع بررسی این دستگاه کوچک است به طوری که اگر رخنه با گسترش کافی وجود داشته باشد زون دست نخورده تأثیری در اندازه‌گیری نخواهد داشت.

b- نگار پراکسی میتی (Proximity log):

اصول کار این دستگاه نزدیک به لاترولاگ ۳ است ولی الکترودهای آن مستطیلی شکل و هم مرکز است. تأثیر گل کبره بر این دستگاه نسبت به دستگاه‌های دیگر (MLL) کاهش می‌یابد، بنابراین تأثیر فیلترهای گل حفاری روی آن بیشتر است، البته به دلیل شعاع بررسی بزرگتر، تأثیر R_t روی آن افزایش می‌یابد.

c- نگار ریز آرایش کروی کانونی (MSFL):

سوند مذکور مشابه آرایش SFL است اما الکترودهای آن روی بالشتک قرار داشته و به دیواره چاه می‌چسبند. این سوند دارای ۲ مزیت است:

الف) توانایی تلفیق با سایر دستگاه‌ها مانند DLL و DIL را دارد که به این ترتیب می‌توان در زمان اندازه‌گیری و ثبت، صرفه‌جویی کرد. ب) به دست دادن مقداری نزدیک به R_{XO} حتی با وجود گل کبره ضخیم و رخنه ضعیف.

شعاع بررسی:

شعاع بررسی این دستگاه بین M LL و PL (proximity log) است.

بطور کلی سه نمودار مقاومت معمول در مطالعات پتروفیزیکی عبارتند از

نمودار مقاومت نزدیک (MSFL) یا Microspericity focused log: که عمق نفوذ کمی دارد و پس از تصحیحات آن را معادل مقاومت زون رخنه می‌گیرند (R_{XO})

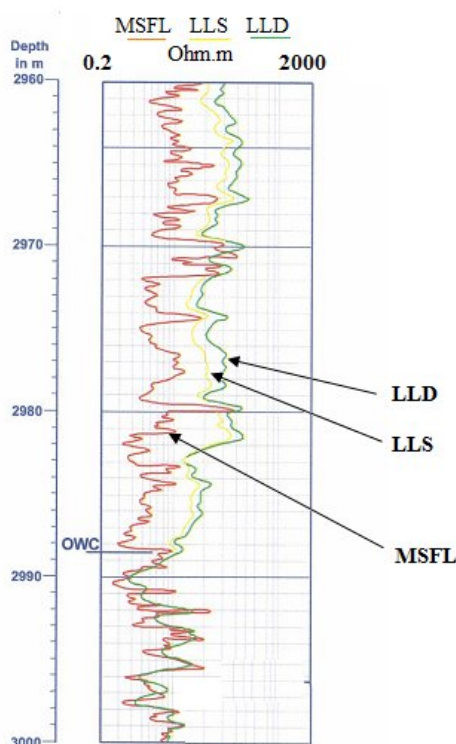
نمودار مقاومت متوسط (LLS) یا Shallow latero log: که عمق نفوذ متوسط دارد و آن را پس از تصحیحات معادل مقاومت منطقه تحولی (Transition zone) در نظر می‌گیرند.

نمودار مقاومت دور (LLD) یا Deep latero log: که عمق نفوذ زیادی دارد و قادر است مقاومت منطقه دور سازند را اندازه بگیرد و پس از تصحیحات آن را معادل مقاومت واقعی سازند (R_T) در نظر می‌گیرند.

باید توجه شود که منظور از عمق نفوذ زیاد، توانایی ابزار برای بررسی منطقه دورتر از چاه به داخل سازند (به طور جانبی) است، عمق نفوذ عمودی مد نظر نیست و عمق نفوذ کم بیانگر بررسی منطقه نزدیک به دیواره چاه (زون رخنه) است.

سوال- رابطه بین عمق نفوذ ابزار مقاومت و حد تفکیک قائم (vertical resolution) چیست؟

در زون‌های آبدار هر سه نمودار MSFL، LLS و LLD روی هم می‌افتند و مقاومت در حد ۱ اهم متر یا کمتر دارند. اما در زونهای هیدروکربن‌دار جدایشی در این سه نمودار دیده می‌شود و مقدار مقاومت عمیق تا ۲۰۰۰ اهم متر و بیشتر می‌رسد. اگر گل حفاری پایه آبی باشد مقدار LLD بیشتر از LLS و مقدار LLS بیشتر از MSFL خواهد بود. اگر گل حفاری پایه روغنی باشد، مقدار MSFL بیشتر از LLS و مقدار LLS بیشتر از LLD خواهد بود. لازم به ذکر است اگر مقدار MSFL به LLS نزدیکتر باشد، تراوایی مخزن زیاد بوده و بیانگر عمق نفوذ زیاد فیلتره گل به سازند است. درحالی‌که اگر مقدار LLS به LLD نزدیکتر باشد مخزن کم‌تراواست و عمق نفوذ فیلتره گل به سازند کم است.



شکل ۷-۷- همپوشانی نمودارهای MSFL، LLS و LLD را در یک مقیاس لگاریتمی نشان می‌دهد.

۷-۳-۶- نمودار PEF

نمودار PEF یا فوتوالکتریک (Photoelectric) که به آن LDL (Lithodensity log) نیز گفته می‌شود، اطلاعاتی مهم در مورد سنگ‌شناسی سازند را ارائه می‌دهد. آنرا با Pe نشان می‌دهند، واحد آن B/E یا بارنز بر الکترون است. مقدار استاندارد آن بین ۱ تا ۶ B/E می‌باشد. پرتوهای گامای برگشتی قسمت اعظم انرژی خود را بعلت جذب فوتوالکتریک از دست می‌دهند. مقدار لاگ PEF برای سه کانی کوارتز، دولومیت و کلسیت به ترتیب با 1.8، 3.1 و 5.1 برابر است. لذا این نمودار قادر است جهت تشخیص سنگ‌شناسی سازند اطلاعات مفیدی ارائه دهد.

۷-۳-۷- نمودار BS و CAL

نمودار کالیپر (Caliper, CAL) قطر چاه را اندازه می‌گیرد، در حالیکه نمودار قطر مته (Bit size, BS) برای اندازه‌گیری قطر مته کاربرد دارد. قاعدتاً می‌بایست انتظار داشته باشیم که دو نمودار CAL و BS بر هم منطبق باشند، چرا که قطر چاهی که حفاری می‌شود برابر قطر مته است. اما در برخی فواصل اینگونه نیست و ممکن است قطری که لاگ کالیپر قرائت می‌کند بیشتر از قطر مته باشد. در

لایه‌های شیلی به هنگام حفاری ممکن است دیواره چاه ریزش کند و بدین ترتیب قطری که نمودار CAL قرائت می‌کند بیشتر از قطر مته است. معمولاً با اعمال حد برش (Cut-off) معادل $CAL-BS > 1.5 \text{ inch}$ فواصل ریخته شده شناسایی می‌شوند. بدین معنی که اگر در لایه‌ای اختلاف نمودار کالیپر با قطر مته برای $1/5$ اینچ یا بزرگتر باشد به عنوان فاصله دارای ریختگی (Bad Hole Flag, BHF) در نظر گرفته می‌شود. البته مقدار این حد برش ثابت نیست با توجه به درجه تحکیم (Consolidation) لایه‌ها فرق می‌کند. داده‌های این فواصل قابل اعتماد نیستند، مخصوصاً لاگ چگالی و نوترون به ریختگی بسیار حساسند و نتایج آنها در اعماق دارای BHF غیر معتبر است. اما نمودار صوتی کمتر تحت تاثیر ریختگی قرار می‌گیرد، لذا در محاسبات پتروفیزیکی (مدلهای احتمالی) می‌توان با کاهش مقدار عدم قطعیت (Uncertainty) آن در محاسبات وزن آن را افزایش داد. گاهی اوقات عدد قرائت شده توسط نمودار CAL کمتر از BS است. بدین مفهوم که قطر چاه بعد از حفاری کاهش یافته است. فشارهای وارده به دیواره چاه توسط لایه‌هایی مانند نمک که در اعماق زیاد حالت خمیری و جریانی دارند و نیز اتساع کانی‌های رسی جذب کننده آب منجر به جمع شدن چاه و کاهش قطر آن می‌شوند. مورد اول یعنی فشار لایه‌های نمکی اطراف حتی بعد از گذاشتن لوله‌های جداری (Casing) در چاه ممکن است ادامه داشته باشد و به مرور زمان منجر به مچالگی لوله‌های جداری و بسته شدن چاه شود. به این پدیده مچالگی لوله‌های جداری یا Casing collapse گویند. اگر این پدیده اتفاق بیفتند تولید متوقف می‌شود و بایستی هزینه‌های فراوانی برای تعمیر چاه (Workover) صرف شود. به عنوان نمونه در میادین دهلران و مارون این مشکل بعلت فشار لایه‌های جریانی نمک به دیواره چاه وجود دارد.

۷-۳-۸- نمودارهای تصویری (Image logs)

نمودارهای تصویری قادرند که تصویری از دیواره چاه بر مبنای تباين مقاومت الکتریکی یا صوتی ارائه دهند که برای تفسیر شکستگی‌های مخزن مانند مقدار شیب و آزیموت آن، فاصله شکستگی‌ها (fracture spacing)، بازشدگی دهانه شکستگی‌ها (fracture aperture size) و چگالی شکستگی‌ها (fracture density) بکار می‌روند.

الف- ATV (Acoustic TeleViewer): که دارای منبع صوتی است. نمودار UBI (Ultrasonic Borehole Imager) از تباين صوتی برای ساخت تصویر دیواره چاه و شناسایی شکستگی‌های موجود استفاده می‌کند.

ب- FMI (Formation Micro Imaging) و FMS (Formation Micro Scaling): دارای منبع الکتریکی هستند و با استفاده از تغییرات مقاومت ویژه الکتریکی، شکاف‌های داخل چاه را شناسایی می‌کنند.

هر یک از این دستگاه‌ها برای مواردی کاربرد دارند به عنوان نمونه اگر گل حفاری، پایه روغنی باشد یا گلی باشد که رسانندگی خوبی نداشته باشد از لاگ ATV استفاده می‌شود.

دستگاه دیگری به نام Acoustic Television وجود دارد که از دیواره‌ی چاه تصویربرداری می‌کند اما اگر گل ما شفاف نباشد نمی‌تواند بخوبی این عمل را انجام دهد در ضمن این دستگاه محدوده‌ی عمقی برای استفاده دارد و در اعماق زیاد با توجه به افزایش زیاد دما و فشار قابل استفاده نیست. اما اگر شرایط برای استفاده این نگار تصویربردار در داخل چاه فراهم باشد اطلاعات دقیق‌تری درباره شکستگی‌ها نسبت به ATV و سایر لاگ‌ها در اختیار قرار می‌دهد.

برای نمونه در شکل ۷-۸، تصویر حاصله از نمودار FMI نشان داده شده است.



شکل ۷-۸- یک نمونه تصویر حاصله از نمودار FMI را نشان می‌دهد.

۷-۳-۹- نمودار تشدید هسته‌ای مغناطیسی (NMR)

نمودار NMR (Nuclear Magnetic Resonance) یا نمودار تشدید مغناطیسی هسته‌ای برای تخمین اندازه حفرات حاوی سیال، نوع سیال و حجم آن، تراوی سیال، چگالی هیدروکربن، حجم سیال باندی (BFV)، حجم سیال کاهش نیافتنی و آزاد سازند مورد استفاده قرار می‌گیرد. ابزار NMR از یک آهنربای دائمی که سازند را برای زمان از پیش تعیین شده‌ای مغناطیسی می‌کند، استفاده می‌کند. این ابزار خواص تشدید مغناطیسی هسته‌ای اتم‌های هیدروژن را در سازند اندازه‌گیری می‌کند. در این روش دو فاز اندازه‌گیری وجود دارند: پلاریزه شدن و برداشت. ابتدا اتم‌های هیدروژن (معادل پروتون) در جهت میدان مغناطیسی ایجاد شده مرتب می‌شوند. زمان لازم برای پلاریزه شدن T1 نامیده می‌شود. سپس اتم‌های هیدروژن در اثر واپاشی کوتاه مدت میدان مغناطیسی نوسانی منحرف می‌شوند. فرکانس این نوسان به نام لامور (Lamor frequency) نامیده می‌شود. انحراف اتم‌های هیدروژن از میدان مغناطیسی موجب ایجاد سیگنالی در آنتن می‌شود. زوال این سیگنال با گذشت زمان توسط آسایش عرضی ایجاد می‌شود. زمان آسایش طولی T1 و زمان آسایش عرضی T2 دو پارامتر اصلی هستند که مورد اندازه‌گیری قرار می‌گیرند. پارامتر T2 خروجی مهم NMR است که نشان دهنده مقدار زوال مغناطیسی است و از طیف آن می‌توان اطلاعات بسیار با ارزشی راجع به خواص سنگ و سیال بدست آورد. در فصل چهارم یک نمونه از نمودار NMR نشان داده شد.

۷-۳-۱۰- نمودار انتشار الکترومغناطیسی (EPT)

نمودار EPT یا Electro magnetic propagation tool زمان انتشار و آهنگ تضعیف یک موج الکترومغناطیسی را اندازه‌گیری می‌کند. در اغلب حالت‌ها به دلیل ترکیب غیرمغناطیسی سنگ‌ها، تراوایی مغناطیسی (امکان عبور امواج مغناطیسی) آن‌ها همانند هوا است، به طور معمول تغییرات این پارامترها به دلیل کوچک بودن قابل توجه نیست. این در حالی است که تراوایی مغناطیسی سیال کم‌تر از سنگ است. رسانایی یا مقاومت ویژه الکتریکی (نارسانایی) از نظر ارزیابی درجه اشباع زون‌های متخلخل حاوی آب و هیدروکربور بیشترین توجه را به خود اختصاص داده است. اما در حالت‌هایی که آب سازند از درجه شوری پائینی برخوردار است، تشخیص هیدروکربور از آب به وسیله پارامترهای رسانایی یا مقاومت ویژه، با مشکل روبرو می‌شود. در واقع نگار مقاومت ویژه امکان تشخیص آب‌های شیرین از هیدروکربورها را ندارد.

اما در روش الکترومغناطیسی، امکان تشیص آب شیرین نیز وجود دارد، بنابراین مستقل از درجه شوری آب، عمل می‌کند. برای تشیص درجه‌ی شوری آب نیز می‌توان از لاگ‌های مقاومت الکتریکی استفاده کرد. بدین ترتیب با مقایسه‌ی نتایج نگار الکترو مغناطیسی با نتایج حاصل از دیگر نگارها، امکان تعیین درجه شوری در زون شسته و ارزیابی هیدروکربور جابجا شده فراهم می‌شود. EPT در یک سوند مشترک همراه با نگارهای نوترون و چگالی به درون چاه فرستاده می‌شود.

لاگ EPT در گل‌های شیرین و سازندهایی با درجه تخلخل متوسط تا زیاد دارای کاربرد موثری است. در صورتی که عملیات چاه‌نگاری درست انجام گیرد، از این اندازه‌گیری‌ها می‌توان برای موارد زیر استفاده کرد:

الف) ارزیابی تخلخل آبدار: در صورتی که تخلخل کلی شناخته شده باشد، می‌توان میزان اشباع زون شسته شده از سیال‌ها مختلف را به وسیله این نگار مشخص کرد.

همچنین در صورتی که آب سازنده درجه شوری کمی داشته باشد و امکان تشیص آب از هیدروکربورها به وسیله نگار الکتریکی وجود نداشته باشد، به وسیله این نگار می‌توان هیدروکربورها را شناسایی کرد. این کاربردها در تفسیر و بررسی سریع در محل چاه می‌تواند به اجرا درآید.

ب) تعیین ترکیب سنگ‌ها به کمک چگالی ظاهری ماتریکس که حاصل از دستگاه‌های نوترون و چگالی است.

ج) ارزیابی میزان شیل سازند

ه) شناخت هیدروکربورها در تناوب ورقه‌های نازک ماسه- شیل

۷-۳-۱۱- نمودار شیب سنجی (Dipmeter)

هدف نمودار شیب سنجی شناخت هندسه ساختارهای زیر سطحی با بدست آوردن شیب و امتداد طبقات است. پارامترهایی که از شیب سنجی بدست می‌آیند عبارتند از: زاویه شیب، جهت شیب (آزیموت)، عمق، زاویه انحراف چاه و زاویه جهت انحراف چاه. انواع شیب سنجها عبارتند از ۱- ناپیوسته (قدیمی) و ۲- پیوسته (جدید) که شامل دو نوع: CDM و HDT هستند.

شیب سنج های CDM

مزایا: قابلیت اندازه‌گیری انحراف چاه، سمت انحراف چاه و اندازه‌گیری قطر چاه

معایب:

در چاههای دارای ریزش دیواره، یکی از بازوها (بالشتکها) به خوبی روی دیواره قرار نمی‌گیرد (اندازه‌گیری مقاومت ویژه گل)

در چاهها دارای ریزش دیواره، بالشتکها به خوبی به دیواره تکیه نمی‌کنند.

خطا در چاههایی که از گل حفاری خیلی شور استفاده می‌شود.

خطا در چاههایی که از گل حفاری بر مبنای نفت استفاده می‌شود.

تطابق منحنی‌ها دستی است.

شیب سنج های HDT

مزایا:

باز و بسته شدن بازو‌ها به آسانی صورت می‌گیرد

این ابزار شامل ۴ بازو است لذا در چاههای دارای ریزش و نیز چاههای انحرافی مشکل نداریم.

فشار بازوها (بالشتکها) قابل تنظیم است.

دارای دو قطر سنج هستند (حداکثر: ۱۸ و حداقل ۵/۴ اینچ باز میشوند).

نحوه نشان دادن نمودار شیب سنجی:

استفاده از نمودار پیکانی (برای شیب و امتداد شیب)

عمق در محور عمودی

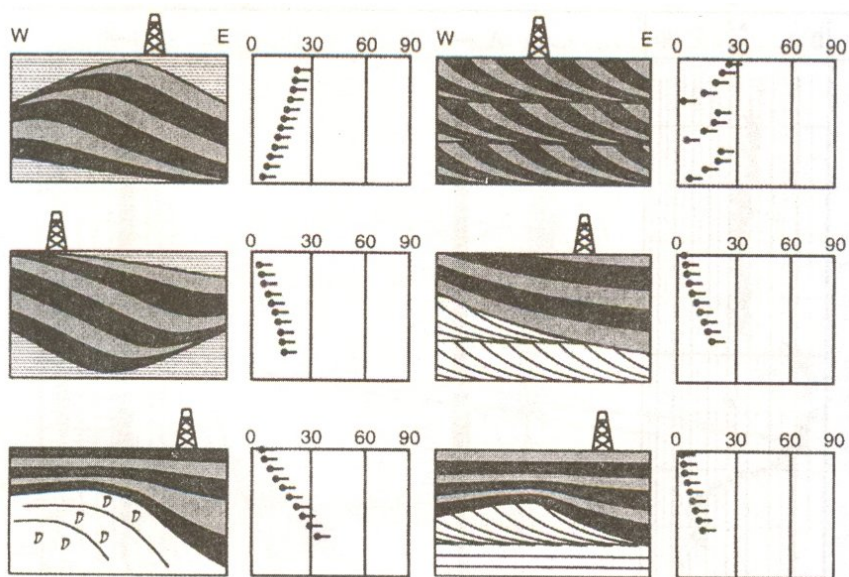
محور افقی شیب

شمال بالای نمودار در نظر گرفته می‌شود.

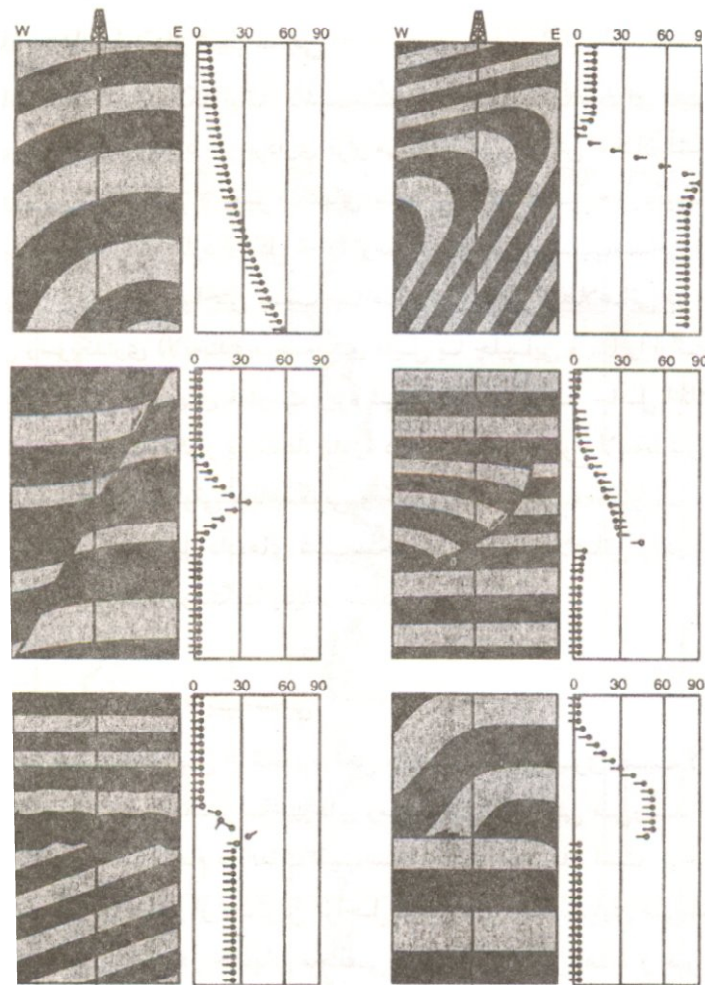
معمولاً در کنار نمودار پیکانی نمودار مقاومت ویژه نیز نشان داده می‌شود.

در نمودار شیب سنجی نقاط توپر نشان‌دهنده نقاط با کیفیت بالا و نقاط توخالی نشان‌دهنده نقاط با کیفیت پایین هستند.

شکل‌های ۷-۹ و ۷-۱۰ ساختارهای زمین‌شناسی و الگوی شیب همراه با آنها را نشان می‌دهند.



شکل ۷-۹- ساختارهای زمین‌شناسی مختلف و الگوی شیب همراه آنها (لوتی، ۲۰۰۱)



شکل ۷-۱۰- ساختارهای زمین‌شناسی مختلف و الگوی شیب همراه آنها (لوتی، ۲۰۰۱)

۷-۳-۱۲- روش ΔLogR

روش ΔLogR جهت محاسبه کمی مقدار کل کربن ارگانیکی (Total Organic Carbon) یا TOC از نمودارهای چاه‌پیمایی بکار می‌رود. در این روش پس از روی هم انداختن نمودارهای تخلخل و مقاومت منطقه عمیق، جدایش بین آنها را به عنوان شاخصی از محتوای کل کربن آلی محاسبه می‌کنند. معمولاً یکی از نمودارهای تخلخل نوترون، صوتی و یا چگالی به عنوان لاگ تخلخل انتخاب کرده و آن را در مقیاسی مناسب روی نمودار LLD پلات می‌کنند. معمولاً ترجیح داده می‌شود از روی هم انداختن نمودار صوتی و LLD برای محاسبه ΔLogR با استفاده از فرمول زیر استفاده شود:

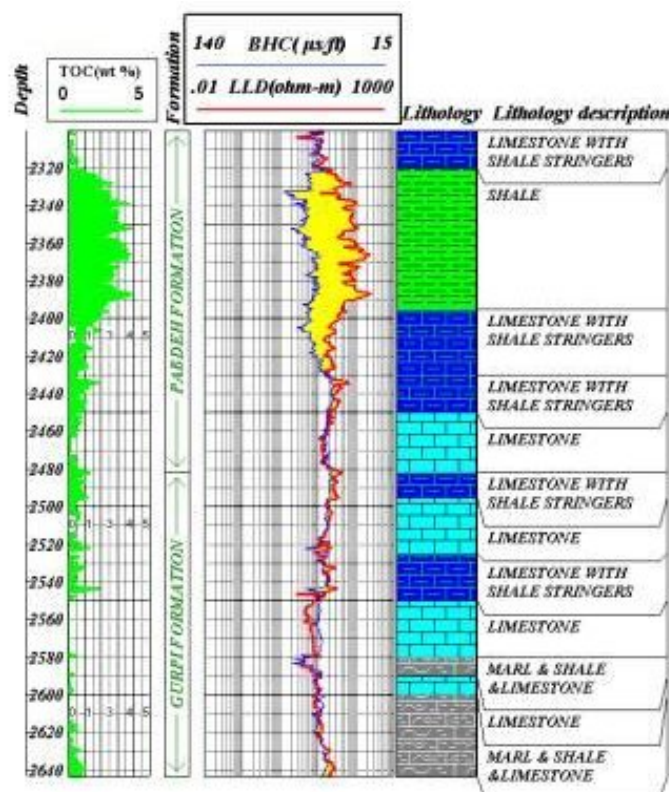
$$\Delta\text{logR} = \text{Log}(R/R_{\text{baseline}}) - P(DT - DT_{\text{baseline}})$$

که در آن ΔLogR مقدار جدایش منحنی‌ها می‌باشد و در چرخه‌های لگاریتمی مقاومت اندازه‌گیری می‌شود، R مقدار مقاومت قرائت شده در لاگ، DT مقدار زمان عبور صوتی قرائت شده برحسب میکروثانیه بر فوت، R_{baseline} مقدار مقاومت منطبق بر مقدار DT_{baseline} در فواصل غیر سنگ منشا و P بر اساس نسبت سیکل‌های DT در هر سیکل مقاومت است.

پس از محاسبه ΔLogR با استفاده از فرمول زیر مقدار TOC محاسبه می‌شود:

$$TOC = \Delta \text{LogR} * 10^{(2.297 - 0.1688 \text{LOM})}$$

که در آن LOM درجه پختگی سنگ است و از نتایج پیرولیز بدست می‌آید. همانطور که در شکل ۷-۱۱ نشان داده شده است، جدایش بین نمودار صوتی (BHC) و مقاومت (LLD) به عنوان شاخصی از TOC در محاسبات در نظر گرفته می‌شود.



شکل ۷-۱۱- جدایش بین نمودار صوتی (BHC) و مقاومت (LLD) به عنوان شاخصی از حضور ماده آلی بکار می‌رود. همانطور که مشاهده می‌شود در لایه شیلی بیشترین جدایش بین دو نمودار مزبور وجود دارد لذا دارای بیشترین TOC می‌باشد.

۷-۳-۱۳- نمودار انحراف سرعت (VDL)

نمودار انحراف سرعت (velocity deviation log) یک نمودار محاسباتی است و از ترکیب نمودار صوتی با نمودار نوترون و چگالی محاسبه می‌گردد. به وسیله آن می‌توان اطلاعاتی درباره انواع تخلخل‌های اصلی در کربنات‌ها (مانند تخلخل قالبی، بین دانه‌ای و شکستگی‌ها) با استفاده از لاگها، ردیابی توزیع فضاهای خالی دیاژنتیکی و نیز پیش‌بینی روند تراوایی بدست آورد. برای محاسبه این لاگ، ابتدا با تلفیق نمودارهای تصحیح شده نوترون و چگالی، تخلخل نوترون-چگالی را بدست می‌آوریم:

$$\varphi_{ND} = \sqrt{\frac{\varphi_N^2 + \varphi_D^2}{2}}$$

در مرحله بعد لازم است در فرمول وایلی (که توسط آن تخلخل از نمودار صوتی محاسبه می‌شود) به جای تخلخل صوتی، تخلخل نوترون-چگالی که در مرحله قبل بدست آوردیم قرار می‌دهیم و لاگ DT syn را از طریق این فرمول محاسبه می‌کنیم. شایان ذکر است

در فرمول وایلی برای محاسبه تخلخل پارامتر مجهول مقدار تخلخل است. اما در اینجا DT_{log} را با دانستن تخلخل حاصل از نمودار نوترون-چگالی مجهول می‌کنیم و آن را DT_{syn} می‌نامیم.

$$\varphi_S = \frac{DT_{log} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \quad \rightarrow \quad \varphi_{ND} = \frac{DT_{syn} - DT_{mat}}{DT_{fl} - DT_{mat}}$$

DT_{mat} ماتریکس، با توجه به ترکیب لیتولوژیکی هر اینتروال و در نظر گرفتن مدت زمان عبور برای هر کانی خالص بدست می‌آید. اگر نوع سیال آب شور باشد، DT_{fl} برابر ۱۸۹/۵ میکروثانیه بر فوت است. با بدست آوردن نمودار DT مصنوعی می‌توان از طریق رابطه زیر سرعت مصنوعی را بدست آورد:

$$Vp_{syn} = \frac{304.8}{DT_{syn}}$$

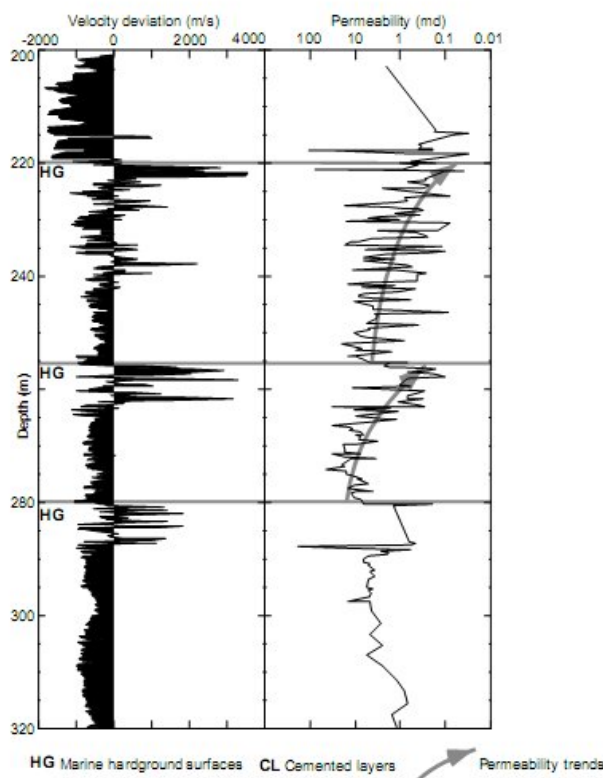
همچنین سرعت واقعی را با استفاده از فرمول زیر بدست می‌آوریم:

$$Vp_{real} = \frac{304.8}{DT_{log}}$$

اختلاف سرعت واقعی و مصنوعی صوت به عنوان نمودار انحراف سرعت (VDL) محاسبه می‌گردد:

$$\Delta Vp = Vp_{real} - Vp_{syn}$$

Velocity-Deviation Log



شکل ۷-۱۲- یک نمونه از نمودار انحراف سرعت (چپ) و نمودار روند تراوایی (راست). همانطور که مشاهده می‌شود زونهای حاوی مقادیر منفی انحراف سرعت پرتراوا بوده و زونهای دارای مقادیر مثبت انحراف سرعت، دارای تراوایی کمی هستند.

نمودار انحراف سرعت کاملاً با روند تراوایی حاصل از آنالیز مغزه مطابقت دارد.

بر اساس مقدار حاصل از نمودار انحراف سرعت، سه زون قابل تشخیص خواهد بود:

زون‌های دارای انحراف صفر: این زون‌ها انحراف اندکی دارند ($-500 < \Delta V_p < +500$) و اغلب بیانگر تخلخل بین ذره‌ای، بین بلوری و ریز تخلخل‌ها بوده که همه این تخلخل‌ها پس از ته‌نشست رسوبات به وجود می‌آیند و عموماً دارای ارتباط خوبی هستند و تراوایی بالایی را سبب می‌شوند به استثناء ریزتخلخل‌ها که تراوایی را کاهش می‌دهند.

زون‌های دارای انحراف مثبت ($\Delta V_p > +1500$): نشان‌دهنده سرعت‌های نسبتاً بالا هستند و اساساً توسط تخلخل‌هایی به وجود می‌آیند که فابریک چارچوبی دارند، همانند تخلخل قالبی یا درون فسیلی. در تخلخل قالبی، انحراف مثبت نشانگر دگرسانی دیاژنتیکی شدید است مثل انحلال یا ته‌نشست مواد محلول به صورت سیمان‌های پرکننده فضاهای خالی. بطور کلی انحرافات مثبت، نمایانگر ماتریکس‌های چگال و سیمان‌شده‌ای هستند که بین فضاهای خالی آن‌ها ارتباطی وجود ندارد. همچنین این زون‌ها تراوایی کمی را نشان می‌دهند.

زون‌های دارای انحراف منفی ($\Delta V_p < -1500$): که اساساً سرعت‌های پائین را نشان می‌دهند ولی تراوایی بالایی دارند. این زون‌ها نمایانگر این هستند که فاکتورهای دیگری به جز لیتولوژی وجود دارند که قادرند سرعت را در طول نمودار تغییر دهند. بنابراین می‌توان سه دلیل برای توجیه انحرافات منفی ذکر نمود که عبارتند از:

ریزش دیواره چاه

شکستگی‌های کوچک یا بزرگ مقیاس

محتوای گاز آزاد

۷-۳-۱۴- لاگ‌های تولیدی (Production logs)

در شرکت‌های بزرگ نفتی تکنیک‌های جدیدی که برای لاگ‌های بهره‌برداری استفاده می‌شوند عبارتند از:

Combinable production Logging Tools

این نوع لاگ نمایشی (Profile) برای تولید در چاه‌های تولیدی در اختیار قرار می‌دهد و اطلاعاتی شامل دبی جریان (flow rate) و چگالی سیال (fluid density) موجود در سازند ها و دما و فشار در جا را در اختیار قرار می‌دهد؛ همچنین لاگ قطر سنجی (Caliper log) که شامل ۳ بالشتک است و به دیواره چاه می‌چسبد نیز می‌تواند همراه این وسیله به درون چاه بدون لوله جداري فرستاده شود. از دیگر کاربردهای این دستگاه این است که می‌تواند نمایش (profile) تزریق سیالات را در چاه‌های تزریقی (به منظور ازدیاد برداشت نفت) نشان دهد. همچنین از وضعیت وجود کانال‌ها و حفره‌ها در سیمان پشت لوله‌های جداري خبر می‌دهد.

Scanner Flow

این لاگ برای چاه‌های با انحراف مختلف استفاده می‌شود. دستگاه‌هایی که قبلاً وجود داشت برای چاه‌های نزدیک به عمود (vertical well) یا چاه‌هایی که انحراف خیلی کمی داشتند استفاده می‌شد، اما این دستگاه در چاه با انحرافات مختلف می‌تواند تجزیه و تحلیل سیال داخل سازند را انجام دهد و هر نوع فاز (جامد- مایع- گاز) را تشخیص دهد. این دستگاه براساس تغییر سرعت امواج داخل سیالات و تاثیر آن روی دامنه (amplitude) امواج می‌تواند سیالات مختلف را برای چاه‌های مختلف با انحراف مختلف (از چاه‌های عمودی تا چاه‌هایی با انحراف بالا) شناسایی کند.

(Multi-Isotope spectroscopy Tool) MIST

این نوع لاگ به وسیله اشعه گاما کار می‌کند که میان ایزوتوپ‌های مختلفی که اشعه گاما را جذب و حذف می‌کنند تبعیض می‌گذارد و آن‌ها را از هم جدا می‌کند تا تجزیه و تحلیل درستی از شبیه‌سازی چند مرحله‌ای در محل چاه فراهم آید. در این دستگاه انرژی اشعه‌ی گاما از طریق ۱۶ درجه انرژی دریافت می‌شود. نمایش‌ها و انرژی‌ها به وسیله کامپیوتر در کنار یکدیگر قرار می‌گیرند و از آن‌ها برای مشخص کردن ایزوتوپ منشاء استفاده می‌شود. کاربرد مهم دیگر آن تخمین شکاف‌های سازند است.

(Phase velocity sonde) PVS

PVS یک لاگ تولیدی است که همراه با لاگ (Resistivity saturation tools) RST سرعت ۲ فاز جدا (آب و نفت) را در چاه‌های افقی و یا با انحراف زیاد اندازه می‌گیرد. به این ترتیب که یک نشانه (marker) شیمیایی را که مقطع گیراندازی نوترون ترمیک بالایی دارد و تنها در فاز مورد نظر (آب یا نفت) قابل حل است به درون چاه تزریق می‌کنند و مسیر پائین رفتن آن را توسط لاگ RST مشخص می‌کنند.

لاگ PVS جریان روبه بالا یا روبه پائین را می‌تواند اندازه‌گیری کند و این بستگی به موقعیت آن (بالا یا پائین) نسبت به RST دارد. سرعت سیالات می‌تواند از طریق فاصله بین گیرنده و تزریق کننده و همچنین مدت زمان رسیدن از تزریق کننده به گیرنده اندازه‌گیری شود. این لاگ همچنین می‌تواند حجم سیالات مختلف را محاسبه کرده و جریان سیالات در شرایط مخزن را نیز شناسایی و با جریان سیالات مختلف در شرایط سطح زمین مقایسه کند.

Production Logging PL Flagship

سرویس تشخیص جریان داخل چاه: مجموعه واحدی است که برای تخمین چاه‌های افقی بکار می‌رود. جریان‌های لایه- لایه، جریان‌های رو به پایینی (down flow)، مخازن آب (water sumps)، تله‌های نفتی و گازی و جریان‌های سه فازی همه پدیده‌هایی هستند که در چاه‌های افقی مورد توجه هستند. لاگ‌های تصویر ساز از جمله ابزارهایی هستند که برای شناسایی رژیم جریان‌های چند فازی به آن‌ها نیاز داریم. هیچ تکنیکی به تنهایی نمی‌تواند یک اندازه‌گیری قوی در چاه‌های افقی به دست دهد و پیچیدگی‌هایی که وجود

دارد مانند از کار افتادن پکرها (Packer) (ابزارهایی که برای نگه داشتن لوله بهره برداری درون چاه و جلوگیری از امتزاج سیالات سازندهای مختلف بکار می‌روند)، وجود قسمت‌های غیر سیمانی شده و همچنین جریان‌های داخل فضای حلقوی، به وسیله این لاگ قابل شناسایی هستند.

(Logging While Fishing) LWF

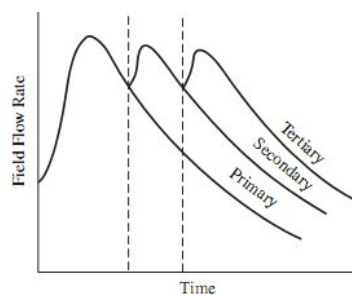
این روش هم زمان و هم هزینه را کم می‌کند و قابلیت انجام عملیات چاه‌نگاری را همراه با عملیات مانده‌یابی (fishing) به ما می‌دهد.

فصل هشتم: مکانیسم‌های رانش سیال در مخزن، بازیافت ثانویه و ازدیاد برداشت (بازیافت سوم) پس از عملیات تکمیل چاه (Well completion) که طی آن یک چاه حفاری به چاه تولیدی تبدیل می‌شود، نفت به دلیل فشار زیاد موجود در مخزن به داخل چاه سرازیر می‌شود. این مرحله از استخراج که علت آن فشار داخل خود مخزن است به بازیافت اولیه نفت (Primary oil recovery) موسوم است. با افزایش تولید، فشار مخزن به مرور زمان کاهش می‌یابد، در نهایت افت فشار به مرحله‌ای می‌رسد که دیگر مخزن قادر به تولید طبیعی نیست. در این مرحله ممکن است ۲۰ تا ۳۰ درصد کل نفت مخزن استخراج شود. علاوه بر فشار خواص فیزیکی سنگهای مخزن مانند تخلخل، تراوایی، اشباع شدگی نفت، فشار موینگی و حتی دمای مخزن در مقدار بازیافت اولیه نفت موثرند. لازم به ذکر است که ممکن است در اثر فشار مخزن، نفت به داخل چاه جریان یابد اما انرژی آن به حدی نباشد که نفت را از چاه به سطح برساند و این کار توسط روش‌های مصنوعی (Artificial lifting) نظیر پمپ‌های درون چاهی یا Gas lift تولید شود. در این حالت هنوز در مرحله تولید اولیه هستیم. لذا تزریق گاز در مخزن به منظور حفظ فشار مخزن (Pressure maintenance)، جز بازیافت اولیه محسوب می‌شود.

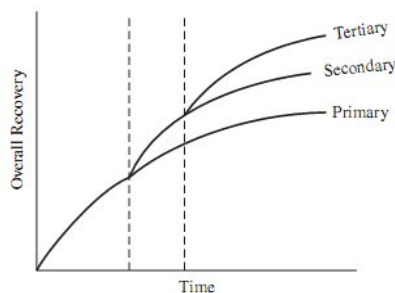
در روش‌های بازیافت ثانویه (Secondary oil recovery) دیگر مکانیسم‌های ذکر شده در بازیافت اولیه کارا نیست و لازم است از روش‌هایی مانند تزریق آب (سیلاب‌زنی یا آب رویی)، گاز (گاز رویی) یا روش‌های حرارتی (مانند احتراق درجا و تزریق بخار) جهت استخراج نفت باقیمانده در مخزن استفاده نمود. در این مرحله ۵۰ تا ۷۰ درصد ذخیره مخزن استخراج می‌شود اما هنوز ۳۰ تا ۵۰ درصد نفت در مخزن باقیمانده است.

پس از این مرحله لازم است از روش‌های بازیافت سوم (Tertiary oil recovery) جهت استخراج نفت باقیمانده بهره برد. ازدیاد برداشت (Enhance oil recovery) یا EOR نام دیگری است که به این روش‌ها اطلاق می‌گردد. در این مرحله سه روش کلی استفاده می‌شود که عبارتند از تزریق مواد شیمیایی (مانند سورفکتانت‌ها و پلیمرها)، بازیافت حرارتی و ازدیاد برداشت میکروبی.

در شکل‌های ۸-۱ الف و ب نرخ تولید سیال از میدان و بازیافت نهایی نفت در مقابل زمان طی بازیافت اولیه، ثانویه و سومین شده است.



الف



ب

شکل ۸-۱ الف- نرخ تولید سیال از میدان در مقابل زمان و ب- بازیافت نهایی نفت در مقابل زمان طی بازیافت اولیه، ثانویه و سومین

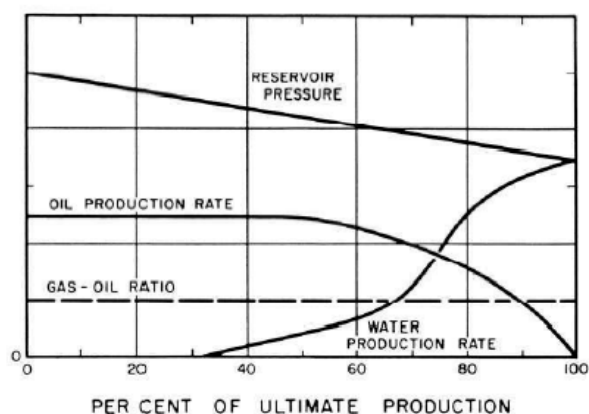
لازم به ذکر است در تقسیم‌بندی‌های روش‌های بازیافت ثانویه و ازدیاد برداشت اختلاف نظرهایی وجود دارد. آنچه در اینجا آورده شده است خلاصه‌ای از دیدگاه‌های رایج است.

۱-۸- مکانیسم‌های رانش سیال در مخزن (Drive mechanisms)

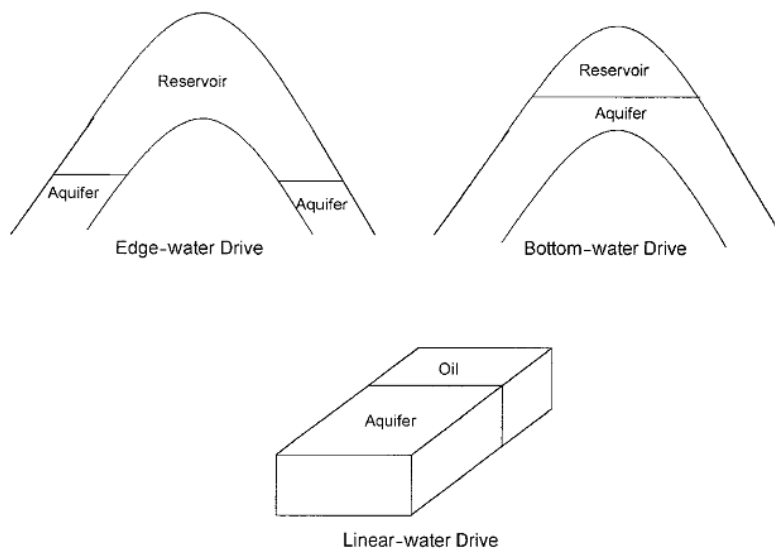
نوع انرژی برای راندن نفت در مخزن مکانیسم رانش نامیده می‌شود. به طور کلی ۵ مکانیسم باعث رانش سیال از مخزن به داخل چاه می‌شوند که عبارتند از:

۱-۱-۸- مکانیسم آبران (Water-drive)

در این نوع مکانیسم رانش، آب طی کاهش فشار مخزن از سفره (aquifer) به سمت مخزن رانده می‌شود تا کاهش فشار را جبران کند. حجم اولیه مخزن که توسط نفت اشباع شده است مرتباً کاهش می‌یابد. همانطور که در شکل ۲-۸ نشان داده شده است فشار مخزن (Reservoir pressure, Pr) به آرامی کاهش می‌یابد. به مرور زمان تولید نفت کمتر و تولید آب بیشتر می‌شود. شاخص تولید به صورت نسبت دبی (q) به تغییرات فشار (ΔP) محاسبه می‌شود (PI=). $\frac{q}{\Delta P}$ (مکانیسم آبران شامل رانش آب کناری (Edge water-drive)، رانش آب زیرین (Bottom-water drive) و رانش خطی آب (Linear-water drive) است (شکل ۳-۸). فاکتور بازیافت با این نوع مکانیسم بیش از ۶۰ درصد است.



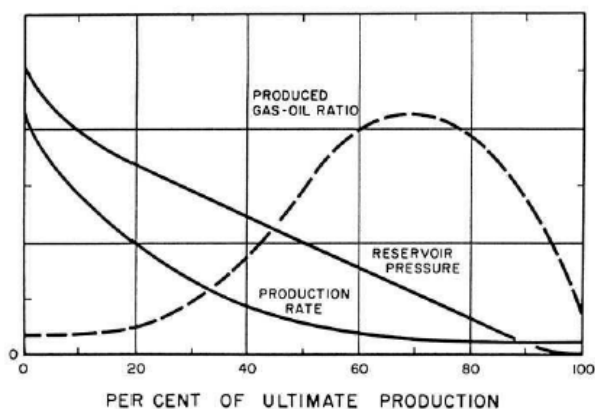
شکل ۲-۸- تغییرات فشار مخزن، GOR و نرخ تولید در مقابل دبی تجمعی برای مکانیسم آبران



شکل ۸-۳- هندسه انواع جریان آب در مکانیسم آبران

۸-۱-۲- مکانیسم گاز محلول‌ران (Dissolved gas-drive)

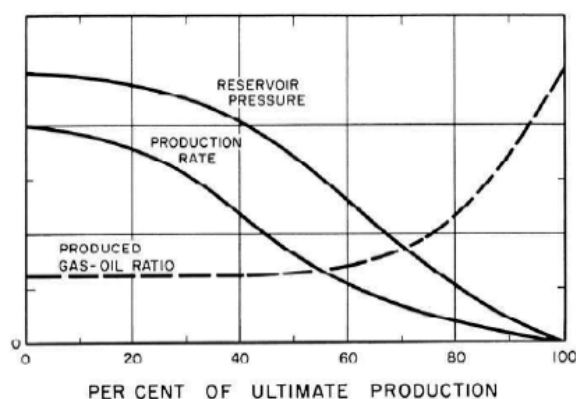
این مکانیسم مختص مخازن تحت اشباع (Under saturated) است که در آنها تنها یک فاز نفتی وجود دارد. گاز موجود به صورت محلول در نفت است. طی مکانیسم گاز محلول‌ران، فشار مخزن در اثر تولید مرتباً کاهش می‌یابد و با کاهش فشار گاز محلول در نفت افزایش می‌یابد. در ابتدا گاز بی حرکت است اما با کاهش بیشتر فشار و افزایش میزان گاز آزاد شده، فاز گاز شروع به حرکت کرده و نفت را به طرف چاه می‌راند. مشخصه این نوع مخزن این است که حجم اولیه مخزن ثابت می‌ماند و نفت توسط جبهه آب رانده نمی‌شود. همانطور که در شکل ۸-۴ نشان داده شده است نسبت گاز به نفت مرتباً افزایش می‌یابد تا به حداکثر خود برسد، سپس شروع به افت می‌کند. فشار مخزن و PI نیز با افزایش تولید کاهش می‌یابند. در این مخازن مدتی پس از تولید، یک کلاهک گازی روی ستون نفتی تشکیل می‌شود. در این حالت مخزن در وضعیت اشباع گاز بحرانی است و طی آن تولید نفت کاهش می‌یابد. باید این وضعیت را به تأخیر انداخت. فاکتور بازیافت توسط مکانیسم گاز محلول‌ران ۷ تا ۱۵ درصد است.



شکل ۸-۴- تغییرات فشار مخزن، GOR و نرخ تولید در مقابل دبی تجمعی برای مکانیسم گاز محلول‌ران

۸-۱-۳- مکانیسم رانش توسط انبساط کلاهک گازی (Gas cap expansion-drive)

این مکانیسم مختص مخازن اشباع (Saturated) است که در نمودار فشار-حرارت در منطقه دوفازی قرار می‌گیرند و در آنها یک کلاهک گازی روی ستون نفت وجود دارد. در اثر تولید و کاهش فشار، کلاهک گازی منبسط شده و نفت را به سمت چاه می‌راند. منحنی‌های IPR (Inflow Performance Relationship) بین حالت‌های بیان شدن برای مکانیسم آبران و گاز محلول‌ران می‌باشد (شکل ۸-۵). در این نوع مکانیسم نسبت گاز به نفت افزایش می‌یابد. فشار مخزن و شاخص تولید نیز به مرور زمان کاهش می‌یابند. اما همانطور که ذکر شد منحنی آنها بین منحنی‌های دو مکانیسم قبلی است. فاکتور بازیافت در این نوع مکانیسم ۲۵ تا ۵۰ درصد است.



شکل ۸-۵- تغییرات فشار مخزن، GOR و نرخ تولید در مقابل دبی تجمعی برای مکانیسم رانش توسط انبساط کلاهک گازی

۸-۱-۴- مکانیسم زهکشی ثقلی (gravity drainage)

زمانی که کلاهک گازی در مخازن اشباع ناپدید می‌شود یا در مخازن تحت اشباع گاز محلول در نفت آزاد می‌شود اگر هیچگونه رانش آبی هم وجود نداشته باشد، نفت تحت تاثیر نیروی ثقل به داخل چاه سرازیر می‌شود. نفت داخل چاه را می‌توان توسط پمپاژ استحصال نمود. این مکانیسم بازیافت اقتصادی بسیار کمی داشته و هر چه شیب مخزن بیشتر باشد تولید بیشتر خواهد بود.

۸-۱-۵- مکانیسم رانش مرکب (combinational drive)

معمولاً ترکیبی از مکانیسم‌های گفته شده در رانش هیدروکربن از مخزن به چاه دخیل هستند. مثلاً در یک مخزن اشباع دارای کلاهک گازی، رانش نفت توسط ترکیبی از مکانیسم‌های انبساط کلاهک گازی و آبران صورت گیرد.

۸-۲- روش‌های بازیافت ثانویه

روش‌های مهم بازیافت ثانویه شامل سیلابزنی با آب (تزریق آب) یا آبرویی (water flooding)، تزریق گاز (gas flooding) و تزریق بخار یا حرارت (fire flooding) هستند. این روش‌ها تداوم طولانی مدتی نداشته و قادرند بخشی از ذخیره باقیمانده در مخزن را که توسط فشار باقیمانده قابل استحصال نیستند را استخراج کنند. در این روش‌ها یک یا چند چاه تزریقی (injection well) در اطراف چاه‌های تولیدی (production well) حفر می‌شوند. آب، گاز یا بخار از چاه‌های تزریقی به داخل چاه‌های تولیدی تاثیر گذاشته و منجر به افزایش بازیافت از آنها می‌شوند.

۸-۲-۱- روش تزریق آب

در روش تزریق آب، آب با فشار زیاد در اطراف چاه تولیدی از طریق چاه‌های تزریقی وارد مخزن شده و نیروی محرکه لازم را برای استخراج نفت فراهم می‌کند. به طور معمول در اطراف هر چاه تولیدی، چهار چاه تزریقی وجود دارد. باید توجه شود که این روش در مخازنی

که تحت تاثیر رانش آب هستند، مورد استفاده قرار نمی‌گیرد. آبی که برای تزریق استفاده می‌شود باید در دسترس بوده، فاقد خوردندگی باشد، رسوب از خود به جای نگذارد و باعث تورم (Swelling) کانی‌های رسی نشود. در مخازن هتروژن (ناهمگون) سیستم حفرات مخزن و ارتباط آنها پیچیده بوده و بر خلاف مخازن همگن تشخیص اینکه تولیدی که صورت می‌گیرد مربوط به کدام چاه‌های تزریقی است مشکل است. برای اینکار از مواد رادیواکتیو یا ردیاب استفاده می‌شود.

۸-۲-۲- روش تزریق گاز

در روش تزریق گاز، گاز از طریق چاه‌های تزریقی با فشار تزریق می‌شود و نفت را به طرف چاه به جریان می‌اندازد. البته فشار گاز به حدی نیست که بتواند با نفت یا گاز درون مخزن مخلوط شود، لذا روش تزریق گاز مخلوط نشدنی (Immiscible gas flooding) نامیده می‌شود.

در یک روش تزریق گاز مخلوط نشدنی، دی اکسید کربن به مخزن تزریق می‌شود. دی اکسید کربن با نفت‌های مخزن مخلوط نمی‌شود و قادر است گراندروی نفت را به طور قابل ملاحظه‌ای کاهش داده و بدینوسیله بازیافت نفت را بهبود بخشد.

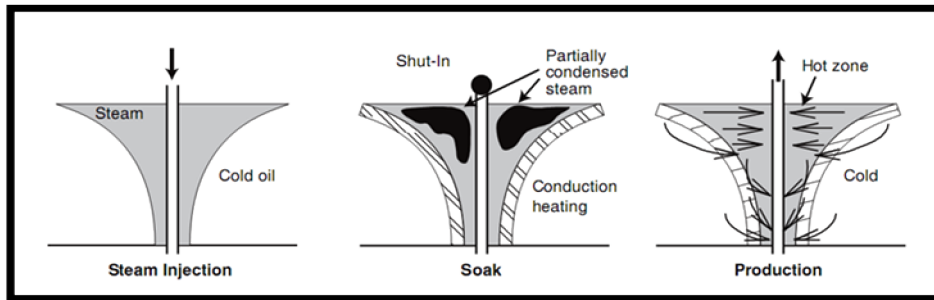
در روش دیگر که تزریق گاز مخلوط شدنی (Miscible gas flooding) نامیده می‌شود گاز با فشار زیادی به مخزن تزریق شده و با نفت آن مخلوط می‌شود و یک فاز همگن را ایجاد می‌کند. گاهی به گاز تزریقی هیدروکربن‌های سبک مانند اتان، پروپان، بوتان، پنتان و هگزان می‌افزایند تا به سهولت به نفت مخزن مخلوط شود و فشار تزریق کمتری لازم باشد. این هیدروکربن‌ها در شرایط مخزن به حالت مایع در می‌آیند. البته هزینه این روش بالاست.

۸-۲-۳- روش‌های حرارتی

در روش‌های حرارتی از تزریق حرارت جهت کاهش گراندروی و افزایش بازیافت نفت استفاده می‌شود. نشان داده شده است که افزایش حرارت منجر به افزایش درصد اشباع آب کاهش نیافتنی (Sw_{ir}) و کاهش نفت باقیمانده (S_{or}) می‌شود. در روش‌های تزریق بخار حرارت در سطح تولید می‌شود، لذا طی فرآیند تزریق مقداری از انرژی حرارتی هدر می‌رود. اما در روش‌های احتراق درجا حرارت داخل مخزن تولید می‌شود. انواع مهم روش‌های حرارتی به قرار زیرند:

۸-۲-۳-۱- تزریق دوره‌ای بخار (Cyclic steam injection)

در فرآیند تحریک، بخار با نرخ تقریبی ۱۰۰۰ بشکه در روز به درون مخزن تزریق می‌شود. و دوره ای در حدود یک تا چند هفته درون مخزن باقی می‌ماند و سپس اجازه داده می‌شود که سیال از چاه تولید شود. در صورتی که فشار مخزن به اندازه کافی باشد، نفت و بخار مایع شده خود به خود تولید می‌شوند، در غیر اینصورت، پمپ‌های تولید این کار را انجام می‌دهند. در دوره‌هایی که ممکن است بین چندین ماه و یا سال تغییر کند، نرخ تولید نفت تا اندازه ای کاهش می‌یابد که دیگر مزیتی برای تولید از چاه نخواهیم داشت و دوباره حجم بیشتری بخار تزریق می‌کنیم و این فرآیند را آنقدر تکرار می‌کنیم که دیگر نفت بازیافتی به اندازه‌ای کافی نباشد که بخواییم دوباره بخار تزریق کنیم. در این زمان میزان بازیافت چیزی در حدود ۱۵ درصد خواهد بود که البته مقدار بازیافت به طبیعت مخزن، پارامترهای اقتصادی برای تولید نفت، فاصله چاه‌ها و سایر موارد بستگی دارد.

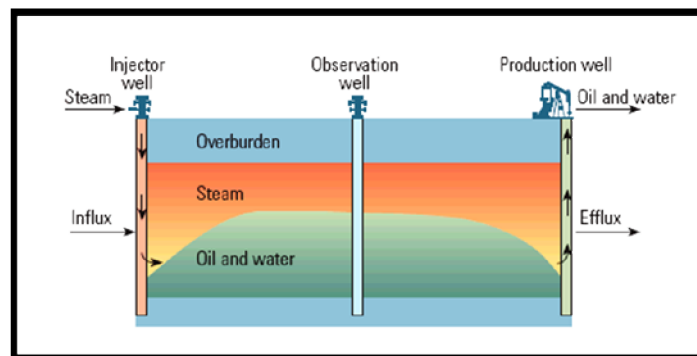


شکل ۸-۶- تحریک متناوب با بخار

تفاوت اصلی بین تحریک متناوب با بخار و سیلاب‌زنی با بخار این است که نفت تا زمانی که تولید شود گرم باقی می‌ماند، در حالی که در سیلاب‌زنی با بخار، نفت گرم شده باید از لایه‌های سرد نفت عبور کند تا زمانی که فرآیند کامل شود. تحریک متناوب با بخار در دو مورد کاربرد دارد. کاربرد اول، زمانی است که نفت قابلیت جابه‌جایی خیلی کمی دارد و یا اصطلاحاً جامد است. که نقش بخار "ذوب کردن جامد" است و مورد دیگر زمانی است که امکان تولید معمولی از مخزن وجود دارد اما سرعت تولید نفت خیلی کم است. که در اینجا نقش بخار کاهش مقاومت جریان اطراف چاه است. در مورد اول بخار نقش گرم کردن مخزن برای جابه‌جا کردن نفت و در مورد دوم افزایش نرخ برداشت را دارد که در هر دو مورد تأثیر بخار جلوگیری از خنک شدن منطقه گرم شده است که با تکرار چرخه تزریق انجام می‌شود. نام دیگر این فرآیند huff and puff است.

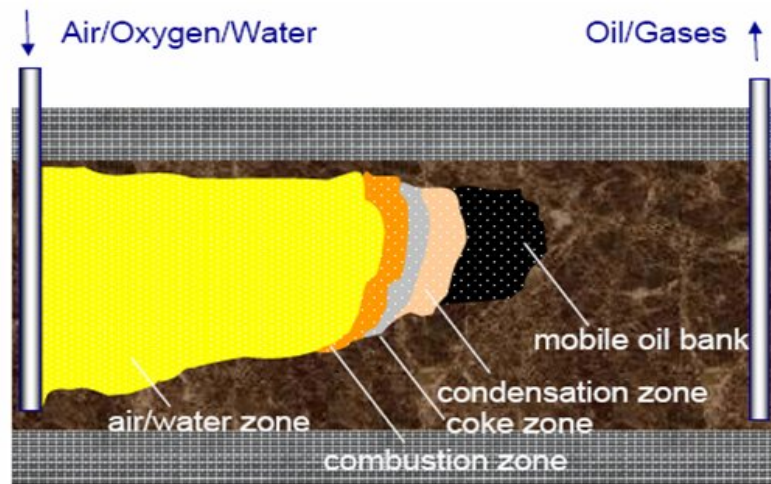
۸-۳-۲- روش تزریق بخار یا سیلاب‌زنی با بخار (Steam flooding)

در فرآیند سیلاب‌زنی با بخار، بخار به صورت پیوسته در یک یا چند چاه تزریق می‌شود و نفت به سمت چاه تولیدی رانده می‌شود. معمولاً چاه‌ها با پیروی از الگوهای و قاعده مشخصی قرار گرفته‌اند. فرآیند سیلاب‌زنی با بخار را به عنوان رانش با بخار هم بیان می‌کنند.



شکل ۸-۷- سیلاب‌زنی با بخار (تأثیر حرکت بخار به سمت بالای مخزن مشاهده می‌شود)

معمولاً هر دو فرآیند تزریق بخار با هم استفاده می‌شوند به این صورت که چاه‌ها در ابتدا به وسیله تحریک با بخار، تولید می‌کنند و بعد از این فرآیند سیلاب‌زنی با بخار شروع می‌شود و بخار به صورت پیوسته تزریق می‌شود. ارتباط بین چاه‌های تولید با تزریق معمولاً با ایجاد شکاف بین آنها به وجود می‌آید. ایجاد شکاف با تزریق بخار با فشار بالا و به اندازه کافی حاصل می‌شود. در مخازن ماسه‌های قیری (tar sand) با عمق بیش از ۱۰۰۰ ft بیشتر شکاف‌ها به صورت عمودی ایجاد می‌شوند. در عمق‌های کمتر شکاف‌های افقی شکل می‌گیرند. اگر بخار در شکاف‌های عمودی در یک سازند قیری سرد تزریق شود، عمل گرم کردن صورت می‌گیرد و سیال روان شده به سمت چاه تولیدی که با شکاف‌ها در تماس است شروع به حرکت خواهد کرد. بخار تمایل دارد که به سمت بالا حرکت کند و بنابراین قسمت بالایی شکاف شروع به گرم شدن می‌کند بدون اینکه گرمای چندانی به بخش پایینی برسد، تلاش می‌شود اختلاف فشار در شکاف‌ها مقدار کمی نگه داشته شود زیرا نمی‌خواهیم بخار را از چاه تولیدی تولید کنیم. در نتیجه، در حالی که گرما در حال انتقال به

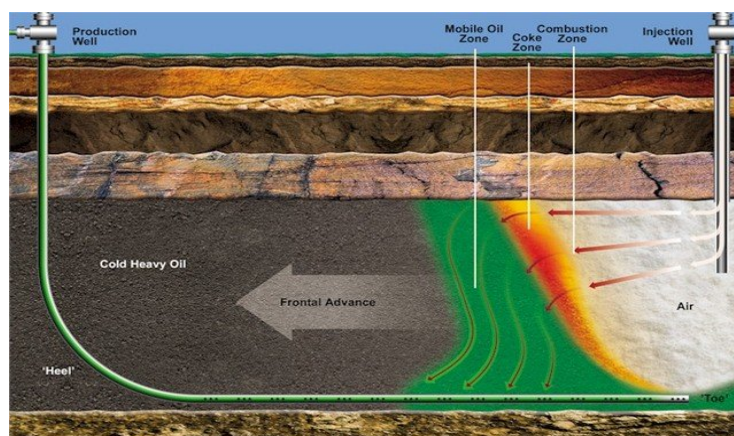


شکل ۸-۸- فرآیند احتراق در جا

هنگام احتراق مستقیم، نفت در نزدیکی چاه تزریقی سبک شده و جبهه احتراق در جهتی یکسان با سیال حرکت می‌کند. احتراق مستقیم هنگامی که هوای خشک یا غنی شده در مخزن تزریق شود، احتراق خشک و اگر هوا با آب مخلوط شود احتراق مرطوب نامیده می‌شود. در احتراق معکوس، فرآیند به طریقی یکسان با احتراق مستقیم آغاز می‌شود اما پس از مدتی جهت فرآیند معکوس می‌گردد و چاه تزریقی اولین، به چاه تولیدی و بالعکس تبدیل می‌شود.

۸-۳-۲-۵- فرآیند THAI

این فرآیند تکامل روش احتراق درجا برای بازیافت از نفت سنگین و بیتومن است. در این روش یک چاه تزریق هوا که بصورت عمودی و یک چاه تولیدی که بصورت افقی حفر شده استفاده می‌شود. در طول فرآیند، جبهه احتراق که دارای دمای بسیار زیادی است تشکیل می‌شود، طوری که مقداری از نفت مخزن سوخته و تولید گرمای زیادی می‌کند. گرمای آزاد شده گرانیوی نفت باقی مانده را کاهش داده و به نفت اجازه می‌دهد که توسط نیروی جاذبه و از طریق چاه تحتانی تولید شود. مزایای این روش شامل تولید بیشتر، کاهش هزینه تولید، استفاده از حداقل گاز طبیعی، آب و تولید گازهای گلخانه‌ای است.



شکل ۸-۹- فرآیند THAI

معایب روش های بازیافت حرارتی

روشهای حرارتی دارای معایب متعددی می‌باشند. انتشار دی اکسید سولفور که از احتراق سوخت حاوی سولفور حاصل می‌شود تأثیرات مخربی بر سلامتی و محیط اطراف دارد که شامل مشکلات برونشیتی برای انسان در کوتاه مدت و همچنین اسیدی شدن دریاچه ها است. روش های حرارتی همچنین باعث افزایش غلظت هیدروکربن های پلی آروماتیک در محصولات میعانی می‌شود زیرا کمبود هیدروژن شرایط را برای آروماتیزاسیون نفتان فراهم می‌کند و موجب میعان آروماتها از سیستم حلقه های بزرگ می‌شود. همانطور که قبلا اشاره شد، توسعه روش های حرارتی برای تولید از میادین نفت سنگین با کمترین هزینه از لحاظ عملیاتی، در سالهای اخیر توجه محققین بسیاری را به خود جلب کرده است. در بعضی مواقع عملیاتیهای حرارتی کاملا موفقیت آمیز و از لحاظ اقتصادی به صرفه بوده است. در فرآیند های حرارتی نظیر تحریک متناوب، احتراق حرارتی و فرآیند ریزش ثقلی به کمک بخار که در بسیاری از کشور ها از جمله ونزوئلا و کانادا در حال انجام است، گرانیوی با گرما دادن به مخزن کاهش می‌یابد. حداکثر بازیافت در روش تحریک متناوب معمولا ۲۰ درصد است و به ندرت از ۲۰ درصد تجاوز می‌کند. در روش احتراق در جا گرانیوی نفت باید به اندازه کافی کم باشد، تا بتواند از محدوده احتراق به سمت محدوده سرد مخزن جریان یابد. اگر چه فرآیند ریزش ثقلی در تولید از مخازن نفت سنگین موفقیت آمیز بوده، با این وجود، بازیافت کم، خصوصا در مخازنی با ضخامت کم، می تواند موجب غیر اقتصادی بودن فرآیند شود. نیاز به آب فراوان، آسیب دیدن سازند و متورم شدگی رس از دیگر معایب این روش است. بنابراین مهمترین مشکل در استفاده از روش های حرارتی مسائل اقتصادی است، طوری که این گونه روش ها باید قابل رقابت با فرآیند های جایگزین باشد. این رقابت باید حتی به مسئله ی افزایش نرخ سوخت مصرفی روی سطح زمین و همچنین بالا رفتن هزینه ها در اثر محدودیت های زیست محیطی نیز جواب دهد.

۸-۲-۳-۶- گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی

در این روش‌ها بخش‌های خاصی از مخزن گرم می‌شوند تا ویسکوزیته نفت کاهش پیدا کند. در روش الکترومغناطیسی از امواج با فرکانس ۱۰ HZ تا ۱۰ GHZ استفاده می‌شود. هرچه میزان فرکانس امواج ارسالی و رطوبت مخزن بیشتر باشد، مقدار جذب انرژی بیشتر است. این روش برای حذف موانع موجود در حرکت نفت از مخزن به چاه مانند رس‌های متورم، رسوبات پارافین و نفت‌های بسیار سنگین مناسب است

۸-۳-۳- روش‌های بازیافت سومین یا ازدیاد برداشت

همانطور که قبلاً گفته شد در تقسیم‌بندی روش‌های بازیافت ثانویه و ثالث اختلاف نظرهایی وجود دارد. در اینجا به چند مورد از روشهای مهم ازدیاد برداشت اشاره می‌شود.

۸-۳-۱- سیلاب‌زنی کاستیک

سیلاب زنی کاستیک شامل تزریق مواد آلكالینی به مخازن است. در این فرآیند آلكالین با نفت خام واکنش می‌دهد و نتیجه واکنش، کاهش نیروی کشش سطحی و تشکیل امولسیون کفی است. رایج ترین نوع آلكالین، هیدروکسید سدیم است. سیلیکات سدیم، فسفات سدیم و کربنات سدیم نیز از دیگر ترکیبات تشکیل دهنده آلكالین هستند. در واکنش‌های آلكالی- نفتی، اسیدهای طبیعی موجود در نفت توسط کاستیک‌های تزریقی خنثی می‌شود و تشکیل سورفکتانت در سطح نفت و آب می‌دهد. کاستیک آلكالی- آبی، فعالیت کاتیون‌های مولتی‌والانتی موجود در محلول نمکی را با رسوب دادن کاهش می‌دهد. کاهش کاتیون در نمک باعث افزایش فعالیت سورفکتانت‌ها و کاهش کشش سطحی شود. واکنش سنگ و آلكال در سیلاب‌زنی موجب مصرف کاستیک می‌شود. مصرف کاستیک برای رس زیاد و برای کوارتز، کلسیت و دولومیت کم می‌باشد. واکنش سنگ و آلكال همچنین موجب تغییر خاصیت ترشوندگی محیط می‌شود. ترشوندگی بسته به نوع فرآیند سیلاب زنی می‌تواند از حالت آب دوست به نفت دوست و یا بالعکس تغییر کند. ۴ مکانیزم اصلی که موجب بهبود بازیافت به روش سیلاب‌زنی کاستیک می‌شوند عبارتند از الف) فرآیند امولسیفیکاسیون و ایتریمنت ب) تغییر ترشوندگی از حالت نفت دوست به آب دوست ج) تغییر ترشوندگی از حالت آب دوست به نفت دوست د) فرآیند امولسیفیکاسیون و گیر افتادن

۸-۳-۲- سیلاب‌زنی پلیمری (Polymer flooding)

سیلاب زنی پلیمری شامل اضافه کردن پلیمرهایی با وزن مولکولی بالا به آب تزریقی است که موجب افزایش گرانیوی آب و یا کاهش تحرک‌پذیری آب-نفت شده و همچنین کاهش تراوایی نسبی آب می‌شود. افزودنی‌های پلیمری رایج پلی‌اکریل‌آمیدهای هیدرولیز شده و پلی‌ساکارید هستند. افزودنی‌های پلیمری موجب افزایش گرانیوی آب و نهایتاً کاهش تحرک‌پذیری آب-نفت و کاهش تراوایی نسبی آب به دلیل جذب سطحی بر سطح سنگ مخزن می‌شوند. این فرآیندها موجب افزایش کارایی جارویی و افزایش تولید از نفت می‌شوند.

۸-۳-۳- سیلاب‌زنی سورفکتانتی (Surfactant flooding)

سیلاب‌زنی سورفکتانتی معمولاً در مخازن نفت سبک و نیز در مخازن نفت نسبتاً سنگین می‌تواند به کار گرفته شود. تزریق سورفکتانت موجب کاهش نیروی کشش سطحی بین نفت و آب شده و کارایی پیستونی سیستم را افزایش می‌دهد. دو فرآیند سیلاب زنی پیشنهاد شده است. در نوع اول، محلولی که دارای غلظت پایین سورفکتانت است در حجم بالایی به مخزن تزریق می‌شود (۱۵ تا ۶۰ درصد). روش دیگر شامل تزریق محلولی با غلظت بالای سورفکتانت و حجم کم است. جذب پلیمر بر روی سنگ موجب کاهش بازدهی فرآیند تزریق سورفکتانت می‌شود. سیلاب زنی سورفکتانتی معمولاً در مخازن ماسه سنگی با گرانیوی کمتر از ۳۰ سنتی پواز کاربرد دارد و دمای مخزن نباید از ۷۹ درجه سانتیگراد تجاوز کند.

۸-۳-۴- سیلاب‌زنی امولسیون (Emulsion flooding)

در سیلاب‌زنی امولسیون، امولسیون روی سطح آماده شده، و سپس به داخل سازند تزریق می‌شود. محلول‌های امولسیون آب و نفت با اضافه کردن محلول رقیقی از هیدروکسیدهای فلزی-آلکالی (هیدروکسید پتاسیم و سدیم) به نفت خام حاوی ارگانیک‌های اسیدی حاصل می‌شوند. سیلاب زنی امولسیون میزان تحرک‌پذیری آب را کاهش داده و کارایی جارویی حجمی فرآیند در مخزن را افزایش می‌دهد.

۸-۳-۵- روش بخارات هیدروکربنی

روش بخارات هیدروکربنی بر خلاف روش‌های بالا یک روش غیرشیمیایی است که توسط باتلر و مکریس پیشنهاد شده است. آن روشی غیر حرارتی و غیر امتزاجی است. همانطور که در شکل ۸-۱۰ نشان داده شده است، این روش بسیار شبیه فرآیند ریزش ثقلی است. در این روش از دو چاه افقی که یکی در بالای دیگری قرار می‌گیرد استفاده می‌شود. این دو چاه افقی با فاصله‌ی عمودی چند متری، بسته به شرایط مخزن قرار می‌گیرند. چاه افقی بالایی، چاهی تزریقی و چاه افقی پایینی، تولیدی است. حلال تزریقی، مانند پروپان و یا بوتان به جای بخار برای بهبود تحرک‌پذیری نفت بکار می‌رود.



شکل ۸-۱۰- روش بخارات هیدروکربنی در مقایسه با روش ریزش ثقلی

روش بخارات هیدروکربنی روشی غیر حرارتی است، لذا نیازی به استفاده از ژنراتورهای تولید بخار نیست. بنابراین مشکلات مربوط به تولید گازهای گلخانه‌ای و همچنین تصفیه آب بازیافتی نیست.

شکست هیدرولیک (Hydraulic fracturing) و اسیدزنی (Acidizing) دو مورد دیگر از روش‌های ازدیاد برداشت نفت هستند. در روش شکست هیدرولیک تراوایی مخزن با استفاده از شکستگی‌های مصنوعی حاصل از نیروی آب افزوده می‌شود. در روش اسیدزنی از تزریق اسید به مخزن جهت ایجاد انحلال در سنگ‌ها (بخصوص در مخازن کربناته) و ایجاد تخلخل و تراوایی در آنها استفاده می‌شود.

References

- Ahmed, T., 2001. Reservoir Engineering Hand Book. Gulf Professional Publishing, Butterworth, Heinemann. Printed in US.1187 pp.
- Anselmetti, F., Eberli, G., 1999, "The velocity deviation log; a tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs", AAPG Bulletin, Vol. 83, No. 3, pp. 450-466.
- Biju-Duval, B., 2002. Sedimentary Geology: Sedimentary Basins, Depositional Environments, Petroleum Formation. Translated from the French by J. Edwin Swezey and Traduclair Translation Company. Editions Technip, France. 654p.
- Bordenave, M.L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry, Paris, Editions, Technip, 524p.
- Carrillat, A., Randen, T., Sonneland, L., Elvebakk, G., 2002. Automated Mapping of Carbonate Mounds Using 3D Seismic Texture Attributes. SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting, Salt Lake City, Utah, October 6-11
- Chilingar, G.V., Buryakovsky, L.A., Eremenko, N.A., Gorfunkel, M.V., 2005. Geology and Geochemistry of Petroleum. Elsevier, Development in Petroleum Science 52, 391p.
- Deighton, I., Hill, A.J., 1999. Thermal and Burial History: Chapter 9 in Petroleum Geology of South Australia, Cooper Basin. Vol. 4, pp. 143-155
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W. E. (ed.), Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir, p. 108-121.
- Embry, AF, and Klovan, JE, 1971, A Late Devonian reef tract on Northeastern Banks Island, NWT: Canadian Petroleum Geology Bulletin, v. 19, p. 730-781.
- Farouq Ali, S. M., 1994, Redeeming features of in situ combustion. Tulsa, OK, Apr. 21- 22, No. ISC 1, p. 3-8.
- Folk, R.L., 1959, Practical petrographic classification of limestones: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 43, p. 1-38.
- Folk, R.L., 1962, Spectral subdivision of limestone types, in Ham, W.E., ed., Classification of Carbonate Rocks-A Symposium: American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, p. 62-84.
- Foster Learning Inc., 2002. Chemistry of Petroleum, <http://www.lloydminsterheavyoil.com/petrochem01.htm>
- Glover, P., 2008. Formation Evaluation MSc Course Notes. Capillary Pressure. Pp. 84-94.
- Hall, Adrian and Brown, John Orkney Landscapes (Edinburgh, Scotland), 2005, Available from World Wide Web: <http://www.fettes.com/orkney/>.
- Heavy Oil subgroup of the technology task group of the NPC committee on global oil and gas, The National Petroleum Council (NPC), 2007
- <http://daneshnameh.roshd.ir/mavara/mavara>

<http://www.geoneurale.com/images/file008>

IGI report, 2008 (<http://www.igiltd.com/Basin%20Modelling%201D.htm>)

Jahn, F., Cook, M., Graham, M., 1999. Hydrocarbones Exploration and Production. Development in Petroleum Science. No. 46, 348p.

James, N.P., 1984, Shallowing-upward sequences in carbonates, in Walker, R.G., ed., Facies Models: Geological Association of Canada, Geoscience Canada, Reprint Series 1, p. 213–228.

Kadkhodaie, A., Rezaee, M.R., Moallemi, S.A. 2006. A fuzzy logic approach for the estimation of permeability and rock types from conventional well log data: an example from the Kangan reservoir in Iran Offshore Gas Field, Iran. Journal of Geophysics and Engineering 3, 356-369

Kadkhodaie, A., Rahimpour-Bonab, H., Rezaee, M.R., 2009. A Committee Machine with Intelligent Systems for Estimation of Total Organic Carbon Content from Petrophysical Data: An Example from the Kangan and Dalan Reservoirs in South Pars Gas Field, Iran. Computers & Geosciences, Elsevier Publications, 35, 459-474

Kadkhodaie, A., Rezaee, M.R., Rahimpour-Bonab, H., 2009. A Committee Neural Network for Prediction of Normalized Oil Content from Well Log Data: an Example from South Pars Gas Field, Persian Gulf. Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier Publications, 65, 23-39.

Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Rezaee, MR., Rahimpour-Bonab, H., Chehrazi, A., 2009c. Petrophysical data prediction from seismic attributes using committee fuzzy inference system. Computers & Geosciences, 35, 2314-2330

Kadkhodaie, A., Amini, A., 2009d. A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: A case study from the Ahwaz oilfield, South Iran. Journal of Petroleum Geology, Vol. 32(1), pp 1-12

Kamali, M.R., Mirshady, A.A., 2004. Total organic carbon content determined from well logs using $\Delta\log R$ and neuro fuzzy techniques. J. Pet. Sci. Eng. 45, 141–148.

Kim Kinoshita, Electrochemical Oxygen Technology p139, John Wiley & Sons, Inc. 1992.

Lopatin, N.V., 1971. Temperature and geologic time as factors in coalification. Izvestiya Akademii Nauk USSR seriya Geologicheskaya, 3, 95-196 (in Russian)

Lucia, F. J., 1999, Carbonate reservoir characterization: New York, Springer-Verlag, 226 p.

Lucia, J., 2007. Rock-Fabric Classification, chapter 2 in Carbonate Reservoir Characterization, Second Edition, An Integrated Approach. Springer Berlin Heidelberg. Pp. 29-67.

Naami, A., 2006. Cementation Factor for Two Fields in Nubian Sandstone Formation technology of oil and gas forum and exhibition, 12-14 September. 7pp.

Neasham, J.W., 1977. The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space, and fluid flow properties: Proceedings of the SPE Annual Meeting, October 9-12, paper SPE-6858.

North, F.K., 1990. Petroleum Geology. Chapman Hall, 631 p.

Petrolog Petrophysical and Imagemlog Analysis software platform, V10.2 Help Manual. SWE and SWT computation.

Rezaee, M.R., 2001., Petroleum Geology, Alavi Publications, 410 p.

Shelley, R.C., 1985, Elements of Petroleum Geology: San Francisco, W.H. Freeman, 449 p.

Shlumberger Log Interpretation Principles/Applications. 1991, Schlumberger.

Shokir, E., 2008. Laboratory Measurement of Capillary Pressure. PE 363. 17pp.

Sarvaramini, E., Mirzaie, S., Zamanzadeh, E., Sardar, H., 2009., A review of the thermal enhanced oil recovery and its application in simulation of the heavy oil reservoirs. Jahade Daneshgahi, Project No. 1635-10, Shahid Beheshti University.

Thomas, S., 2007. Enhanced Oil recovery- An Overview, oil and gas science and technology- Rev. IFP., p1-5.

Tissot, B. P., and Welte, D. H., 1984, Petroleum formation and occurrence (2nd edition): Berlin, Springer-Verlag, 699 p.

Tucker, M.E., 1991. Sedimentary Petrology: An introduction to the origin of the sedimentary rocks, Blackwell, 260 pp.

Waple, D.W., Maple, R.E., 1985. Geochemistry in petroleum exploration. Prentice Hall.

Wesley Emery: Crocker Data Processing. May 2001 Nuclea Magnetic Resonance Training

Wilson, M.D., 1994. Non-compositional controls on diagenetic processes, in M.D. Wilson, ed., Reservoir Quality Assessment and Prediction in Clastic Rocks: SEPM Short Course 30, p. 183-208. Discusses the effect that variables such as temperature and pressure have on diagenesis of sandstones. A good reference for predicting sandstone reservoir system quality.

Wilson, M.D., Pittman, E.D., 1977, Authigenic clays in sandstones: recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis: Journal of Sedimentary Petrology, vol. 47, no. 1, p. 3-31

Zimmerle, W., 1995. Petroleum sedimentology. Kluwer Academic Publishers. Pp. 424.