

www.salampnu.com

سایت مرجع دانشجوی پیام نور

- ✓ نمونه سوالات پیام نور : بیش از ۱۱۰ هزار نمونه سوال همراه با پاسخنامه
- تستی و تشریحی
- ✓ کتاب ، جزوه و خلاصه دروس
- ✓ برنامه امتحانات
- ✓ منابع و لیست دروس هر ترم
- ✓ دانلود کاملاً رایگان بیش از ۱۴۰ هزار فایل مختص دانشجویان پیام نور

www.salampnu.com

- **نام درس: زمین شناسی نفت**
- **نام مولف: دکتر عباس افشار حرب**
- **تهیه کننده Power point: دکتر محمد بهرامی**

- زمین شناسی نفت کاربرد زمین شناسی در اکتشاف و استخراج نفت و گاز است. این دو ماده اهمیت بسیار زیادی در دنیای صنعتی امروز دارند. از اینرو اهمیت درس زمین شناسی نفت به عنوان یک درس اصلی در دوره کارشناسی زمین شناسی آشکار است.

- در این درس موارد زیر بررسی می شوند:
- فرضیه های مربوط به منشأ نفت و تبدیل مواد آلی به نفت و گاز
- سنگ مادر و چگونگی تشکیل نفت و گاز
- سنگ مخزن
- سنگ پوشش
- نفتگیرها
- سیالهای مخزن
- شرایط مخزن ، فشار، درجه حرارت ، مکانیسم مخزن و مهاجرت نفت

بخش اول

فرضیه های مربوط به منشأ نفت و

تبدیل مواد آلی

منشاء نفت

- فرضیه های ارائه شده درباره منشأ نفت را بر اساس آلی یا معدنی بودن مواد تولید کننده به دو گروه معدنی یا غیر آلی و آلی تقسیم کرده اند.
- در اواخر قرن گذشته قبول منشأ آلی جنبه عام یافت ولی در اینکه نفت از کدام ماده آلی است اختلاف نظر وجود داشت.

- قبل از شرح باورهای جدید به چند فرضیه بسیار معروف قدیمی که اکنون فقط از نظر تاریخی مورد توجهند و دلائل رد آنها بطور خلاصه اشاره می گردد.

• فرضیه های منشاء غیر آلی یا معدنی

- فرضیه های معدنی تشکیل نفت و گاز را حاصل واکنشهای شیمی معدنی می داند.

- مختصری از فرضیه های مهم ارائه شده که در زمان خود شهرتی یافته اند به شرح زیر است:

منشاء آتشفشانی یا آذرین

- فرضیه منشاء آذرین بر این پایه است که هیدروکربنها در اثر واکنشهای شیمی معدنی در اعماق زمین تولید می‌گردند و همراه با گدازه به لایه های کم عمق حمل می‌گردند.
- از این رو بانیان این فرضیه سعی در یافتن شواهدی طبیعی جهت ارتباط دادن نفت و گاز با سنگهای آذرین داشته اند.

منشاء از واکنش های شیمی معدنی

- آن چه از نوشتارهای علمی بر می آید تشکیل نفت در اثر واکنش های شیمی معدنی نخست در سال ۱۸۳۹ توسط د. سوکولف در روسیه مطرح شد.
- این فکر ناشی از تجارب آزمایشگاهی بود که در این زمان آغاز و در اواسط قرن نوزدهم به اوج گسترش خود رسید. این آزمایشها بر اساس معروف ترین فرضیه هایی که بر این پایه ارائه شده (فرضیه های برتلو (M.Berthelot) و مندلیف (D.Mendeleef) می باشد.

رد فرضیه های منشاء از واکنش های شیمی معدنی

- ادوارد ارتون (E.Orton) در سال ۱۸۹۱ درباره فرضیه های برتلو و مندلیف چنین اظهار نظر می کند: « این گروه از فرضیه ها چنانکه مشاهده می شود کار شیمیدانان است و نه زمین شناسان و همان طور که انتظار می رود بیشتر منطبق بر اصول شیمیایی می باشند تا زمین شناسی و بخصوص در تشریح علت تنوع نفت خامها و چگونگی توزیع نفت و گاز در پوسته زمین نیز توضیحی ندارد.»

- س.ف.پکهم (S.F.Peckham) شیمیدان معروف آمریکایی، در سال ۱۸۸۴، در مورد فرضیه های برتلو و مندلیف و کارهای همانند دیگر دانشمندان اظهار داشت که این نظریه ها بر پایه کارهای شیمی آزمایشگاهی و تحقیقاتی استادانه بنا و با نامهای بزرگی پشتیبانی شده اند ولی بر فرض هایی بنا شده اند که در طبیعت شاهد آن نبوده ایم.

فرضیه منشاء فضایی

- تفاوت عمده ای بین فرضیه فضایی و فرضیه های پیشین وجود ندارد.
- تنها در فرضیه فضایی منشاء نفت به خارج از کره زمین نسبت داده می شود.
- فرضیه منشاء فضایی متکی بر دو پایه است:
- الف- وجود هیدروکربن در شهاب سنگها که از اواسط قرن نوزدهم به وجود آن پی بردند.
- ب- مطالعات اسپکتروسکوپی در آغاز دهه ۱۹۳۰ نشان داد که بیشترین بخش جو سیارات مشتری، کیوان، اورانوس و نپتون از گاز متان تشکیل شده است. این فرضیه نیز توضیحی برای تنوع نفت خامها و نحوه توزیع آن در پوسته زمین ندارد.

فرضیه های منشاء آلی

- نخستین فرضیه های ارائه شده درباره منشاء آلی نفت نیز مانند فرضیه های غیر آلی پایه در آزمایش های شیمی داشته است. در این تجربه های آزمایشگاهی مواد آلی حیوانی و گیاهی در حد تخریب بافت تقطیر می شدند و گاه پژوهشگران هیدروکربنهای مایعی شبیه به نفت چشمه های نفتی به دست می آوردند.

- آزمایش‌های نخستین و ابتدایی، مشاهدات و بحث‌های علمی سه طرز تفکر را در نیمه دوم قرن هجدهم به شرح زیر به وجود آورد که در طول قرن نوزدهم نظر زمین شناسان را به خود معطوف داشت:
- الف- هیدروکربنها مشتق از مواد آلی گیاهی اند.
- هیدروکربنها مشتق از مواد آلی جانوری اند.
- ج- عامل تبدیل مواد آلی به هیدروکربن تقطیر است.

منشاء گیاهی

• منشاء از زغال سنگ

- در اوائل نیمه دوم قرن هجدهم شیمیدانان اروپایی از تقطیر زغال سنگ نفت سبکی شبیه نفت سفید بدست آوردند.
- بر این اساس نتیجه گرفته شد که در طبیعت نیز هیدروکربنها به همین ترتیب تولید می‌گردند. قبول این فرضیه علاوه بر الزام وجود لایه های زغال در زیر سنگ مخزن در مخازن نفتی برای نخستین بار مسئله مهاجرت نفت را نیز مطرح می‌ساخت.
- حفاریهای اولیه در پنسیلوانیا نشان داد که در زیر سنگ مخزن نفت لایه های زغال وجود ندارد و فرضیه اعتبارش را از دست داد.
- امروزه ثابت شده است که گر چه زغال سنگ تولید کننده منحصر به فرد هیدروکربنها نیست ولی در پاره ای مولد زغال سنگ می‌تواند منشاء گاز و مواد مخازن گازی باشد.

منشاء از گیاهان خشکی

- گروهی از پژوهشگران در اوایل قرن نوزدهم تشابهی بین منشاء زغال سنگ و نفت تصور می‌کردند و چون روشن بود که منشاء زغال سنگ گیاهان خشکی است بنابراین منشاء نفت را نیز از گیاهان خشکی دانسته و وجود گاز متان در مردابها و تالابها را نیز شاهدهی بر این ادعا می‌آوردند.

- این مطلب قابل قبول است که رودخانه ها مقدار زیادی مواد آلی که بیشتر شامل خرده های گیاهان خشکی است به دریاها حمل می نمایند که همراه با مواد آلی دریایی تبدیل به نفت و گاز می گردند.
- وجود نفت خامهای با موم زیاد نیز نمایانگر وجود گیاهان خشکی در مواد آلی اولیه تولید کننده این نفت هاست. ولی باید توجه داشت که گیاهان خشکی تنها تولید کننده نفت و گاز نیستند .

منشاء از گیاهان آبری

- گیاهان آب شور و شیرین در مطالعات منشاء نفت مورد توجه قرار گرفته اند.
- این امر بخصوص به این علت که نفت و گاز بیشتر در آب نهشته های دریایی یافت می شوند مورد توجه بوده است.
- گیاهانی که اغلب پژوهشگران نام برده اند شامل جلبك ها، خزه های دریایی و دیاتمه ها می باشند. امروزه نیز پلانکتونهای گیاهی را یکی از مهمترین گیاهان دریایی تولید کننده نفت می دانند.

منشاء جانوری

- مواد نفتی از بافتهای نرم جانوران دریایی تولید شده است. منشاء بیئومن در شیلهای بیئومیتی ناحیه تیرول ماهیها میباشند.
- بافتهای نرم، نرم تنان مولد مواد نفتی است. بخش نرم بدن ارتوسراس و دو کنه ایها به نفت تبدیل شده است.

- مشاهدات و اظهارنظرهایی مشابه آنچه در بالا آمده در نوشتارهای علمی قرنهای هجدهم و نوزدهم زیاد دیده می‌شود.
- بطور کلی از این مطلب می‌توان نتیجه گرفت که نظریه‌های نخستین ارائه شده درباره منشأ جانوری بر پایه مشاهدات محلی و محدود بنا شده است.
- اگر در داخل خلل و فرج سنگواره‌ای ماده نفتی دیده شده این امر را دلیل بر تبدیل بافت نرم آن جانور به نفت دانسته و آن را تعمیم داده‌اند.
- روشن است که وجود نفت با توجه به سیالیت آن در حفره‌های سنگواره، دلیل قطعی برای تشکیل در همان محل نمی‌تواند باشد.

چرخش نورپلاریزه

- در سال ۱۸۳۵ معلوم شد که برخی از ترکیبات آلی و همچنین بخشی از نفت که دارای نقطه جوش بالاست از نظر نوری فعالند یعنی صفحه نورپلاریزه ای را که بر آنها بتابد می‌چرخانند. این پدیده نیز از دلایلی بود که در جهت اثبات منشاء آلی نفت عنوان شد. این خاصیت مربوط به وجود کلسترول (cholesterin) در مواد آلی جانوری و فیتوسترین (Phytosterin) در مواد آلی گیاهی است.

نظریه های جدید درباره منشأ نفت

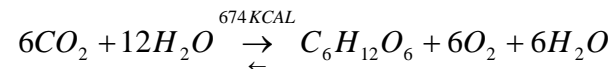
- با پیشرفت دانش شیمی آلی در اوائل قرن اخیر معلوم شد تمام اندامهائی زنده، چه گیاه و چه جانور، از ترکیبات شیمیائی مشابهی تشکیل شده اند که عبارتند از چربیها (Lipids)، پروتئینها (Proteins)، کربوهیدراتها (Carbohydrates) و در گیاهان رده های بالا لیگنین (Lignin) و تانین (Tannin). بدیهی است که در جانوران مختلف نسبت ترکیبات شیمیائی فوق و جزئیات ساختمان شیمیائی مولکول متفاوت است.

- مواد آلي چه گياهي و چه جانوري اگر حوادث زمين شناسي معيني را طي کنند نفت و گاز توليد خواهند نمود. آنچه سبب مي‌شود برخي از مواد آلي تبديل به نفت و گاز گردند شرايط محيط رسوبي و حوادث و عوامل بعدي زمين شناسي است نه منشاء جانوري و يا گياهي داشتن مواد آلي .

- شرط لازم برای تشکیل نفت و گاز، تولید، تجمع و حفظ مواد آلی است. برای تشکیل نفت باید مواد آلی به مقدار کافی توسط جانوران تولید و سپس همراه رسوبها ته نشین شده و محفوظ بماند. بخشی از این مواد آلی بنابر حوادث بعدی زمین شناسی ممکن است به نفت و گاز تبدیل شوند. در طول تاریخ زمین، شرایط برای تولید و حفظ مواد آلی ثابت نبوده است.

توليد مواد آلي

- فتوسنتز كه انرژي نوراني را به انرژي شيميايي تبديل مي‌كند پايه توليد انبوه مواد آلي در كره زمين است.
- در فتوسنتز هيدروژن آب آزاد شده با اتصال به كربن مولكول انيدريد كربنيك گلوکز توليد مي‌نمايد و اكسيژن آب آزاد مي‌شود.



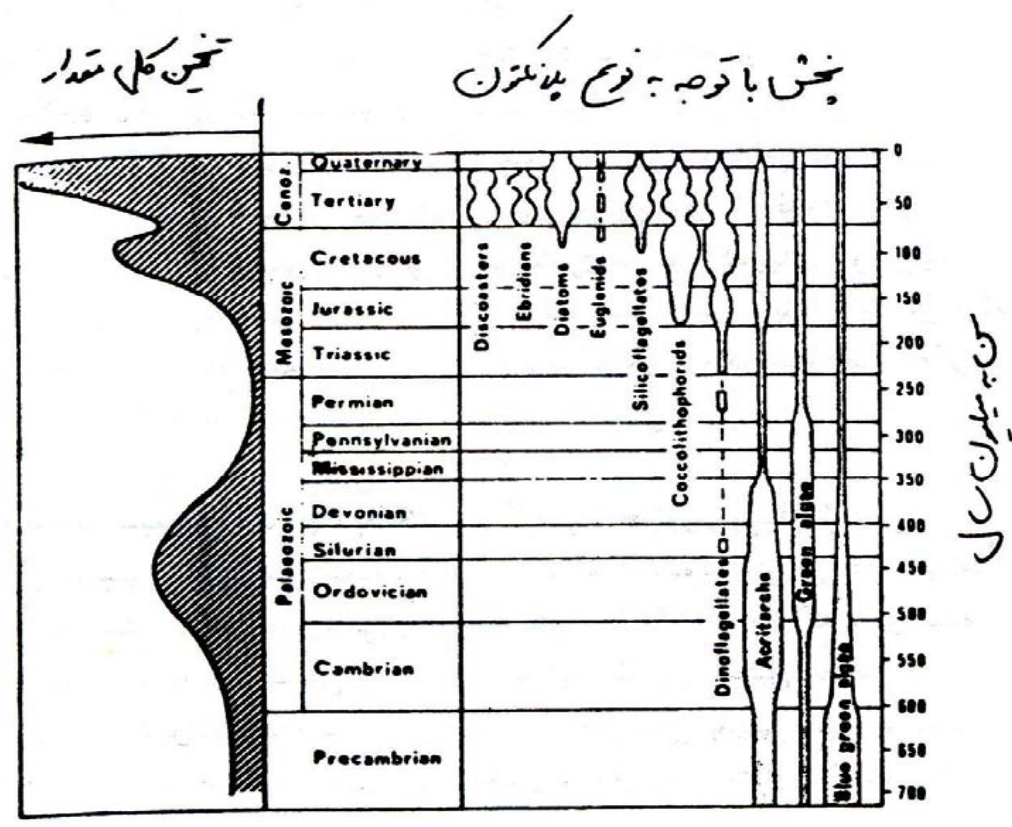
- گلوکز را جانداران اتوتروفیک (Autorophic) طبق نیاز خود به پلی ساکاریدها (Polysaccharides) مانند سلولز و نشاسته تبدیل می‌نمایند.
- جانداران اتوتروفیک مانند باکتریهای فتوسنتز کننده و آگ های سبز آبی (Blue green algae) اولین جانداران تولید کننده انبوه مواد آلی بوده اند. شرط لازم برای انجام عمل فتوسنتز وجود پیگمنت های (Pigment) سبز جاذب نور یعنی کلروفیل است. در جانداران اتوتروفیک، کلروفیل در حالت نسبتاً آزاد در سلول وجود دارد. در گیاهان تکامل یافته، کلروفیل در کلروپلاست برگهای سبز جمع شده است. کلروپلاستها بمانند کارخانه کامل فتوسنتزند.

- قدیمی‌ترین حیاتی که در رسوبات ثبت شده مربوط به باکتری و شبه آگهائی است که از حدود ۱/۳ تا ۳/۳ میلیارد سال قبل از جنوب آفریقا گزارش شده اند. تصور بر این است که از حدود ۲ میلیارد سال قبل تولید مواد آلی به وسیله فتوسنتز در روی کره زمین گسترش کامل داشته است.

- در طول تاریخ زمین متوسط حفظ کربن آلی در مقیاس جهانی کمتر از ۱/۰٪ تخمین زده می‌شود.
- حداکثر میزان حفظ مواد آلی در محیط‌های رسوبی بدون اکسیژن کنونی مانند دریای سیاه که مناسب‌ترین محیط برای حفظ کربن آلی است در حدود ۴٪ می‌باشد.

تکامل بیوسفر

- در طول کامبرین تا دونین تنها فیتوپلانکتونها، باکتریها و تا حدی الگهای کفزی (Bentonic) و واپلانکتونها (ZooPlankton) مولد مواد آلی تولید کننده هیدروکربنها بوده اند.
- از دونین به بعد گیاهان خشکی نیز با میزانی افزایش یافته در این امر شرکت داشته اند.
- امروزه تخمین زده می شود که فیتوپلانکتونهای دریایی و گیاهان خشکی به مقدار مساوی کربن تولید می کنند.



تغییرات فراوانی فسیل پلانکتونهای گیاهی در دوره‌های زمین‌شناسی

- از نظر كلي، فیتوپلانکتونها، زوآپلانکتونها، باکتریها و گیاهان رده هاي بالاتر چهار منبع عمده تامین کننده مواد آلي در رسوباتند.
- مقدار مواد آلي مشتق از جانوران عالي مانند ماهیها به قدری در رسوبات کم است که می توان آنرا نادیده گرفت.

تکثیر زیستی در محیط های آبی جدید

- تکثیر زیستی در محیطهای آبی به خصوص دریایی اهمیت فوق العاده ای در تشکیل سنگ نفتزا دارد.
- تکثیر زیستی در محیطهای دریایی جدید تحت تاثیر نور، درجه حرارت و ترکیب شیمیایی آب به ویژه کانیهای مغذی مانند فسفاتها و نیتراتها قرار میگیرد. مهم ترین بخشی که حیات در آن گسترش می یابد ۶۰ تا ۸۰ متری بالای ستون آب است.

- گسترش و تکثیر زیستی و تولید مواد آلی در آبهای ساحلی تقریباً دو برابر آبهای آزاد و در حدود صد گرم کربن آلی در متر مربع در سال است.

ترکیب شیمیایی باکتریها، پلانکتونهای گیاهی و جانوری و گیاهان عالی

- نوع ماده آلی ته نشین شده با رسوبات به نوع جاندار منشاء آن ماده بستگی دارد که آن نیز متأثر از محیط رسوبی است.
- پلانکتونهای گیاهی و جانوری، باکتریها و گیاهان عالی که تامین کننده اصلی مواد آلی در رسوباتند به طور اساسی از ترکیبات شیمیایی مشابهی تشکیل شده اند.
- این ترکیبات عبارتند از :
- چربیها، پروتئینها، کربوهیدراتها و لیگنین و تانین در گیاهان عالی.
- بدیهی است نسبت ترکیبات شیمیایی و جزئیات ساختمان مولکولی در هر يك از جانداران فوق متفاوت است.

چربیها

- چربیها مواد آلي توليد شده به وسيله جانداران مي باشند كه عملاً در آب نامحلول بوده ولي در حلالهاي چربیها مانند كلرفرم، تتراكلروركرين، بنزن و استن حل مي شوند. چربیها شامل روغنهاي جانوري، نباتي و مومها هستند. روغنها اغلب ذخيره غذايي موجودات زنده اند ولي مومها نقش حفاظت كننده دارند .

پروتئینها

- پروتئین ها پلیمرهای منظم ساخته شده از اسیدهای آمینه هستند. بیشترین ازتی که در ترکیبات بدن جانداران وجود دارد در مولکول پروتئین است. پروتئین طیف وسیعی از مواد آلی جانداران از فیبرهای ماهیچه ای تا آنزیم ها را که نقش کاتالیزور در واکنشهای بیوشیمی را دارند تشکیل می دهند.

کربوهیدرات

- واژه کربوهیدرات به شکر و پلیمرهای آن مانند منوساکارید، دی ساکارید و به طور کلی پلی ساکاریدها اطلاق می‌گردد. نام کربوهیدرات از فرمول تجربی $C_n(H_2O)_n$ که نمایانگر هیدرات کربن می‌باشد گرفته شده است.
- کربوهیدراتها منبع انرژی بوده و همچنین بافت‌های نگاهدارنده برخی از گیاهان و جانوران را تشکیل می‌دهند.
- سلولز و کیتین (Chitin) فراوان ترین پلی ساکارید در طبیعتند.
- پلی ساکارید سلولز شامل دو تا هشت هزار منوساکارید است.

لیگنین و تانین

- لیگنین و تانین دارای ساختمانی مولکولی حلقوی اشباع نشده بویژه فنلی (Phenolic) می‌باشند.
- ترکیبات حلقوی اشباع نشده و یا آروماتیک (Aromatic) معمولاً بوسیله جانوران تولید نمی‌شوند ولی در بافت‌های گیاهی فراوانند.
- لیگنین و تانین اسامی عامند و معرف ماده‌ای با تعریف و فرمول مولکولی خاص نیستند.
- لیگنین و تانین به علت حضور گسترده در رسوبات و نقشی که در ژئوشیمی‌آلی دارند از اهمیت خاصی برخوردارند.

کیفیت و کمیت مواد آلی مهم در پلانکتونها، باکتریها و گیاهان عالی

- گرچه جانداران فوق بیشتر از مواد شیمیایی همانند تشکیل شده اند ولی اختلاف قابل ملاحظه ای از نظر کیفیت و کمیت مواد آلی دارند.
- مثلاً مواد آلی تشکیل دهنده جلبک پلانکتونی کوچک تک یاخته ای با مواد تشکیل دهنده گیاهان رده های بالا اختلاف زیادی دارد.

تجمع و حفظ مواد آلی

- تجمع و حفظ مواد آلی در رسوبات را شرایط زمین شناسی کنترل می‌کند.
- در محیط خشکی مواد آلی به سرعت اکسیده شده، متلاشی و نابود می‌گردند.
- در رسوب های خشکی کربن آلی حفظ نمی‌شود.
- رسوبهای محیطهای آبی مانند دریایی، دلتایی، دریاچه ای و مردابی باید مقدار معینی مواد آلی دریافت کنند تا بخشی از آن حفظ شود.

- مواد آلي اغلب به صورت ذرات كوچك و يا مواد محلول درآبند.
- مواد آلي ممكن است در جا، يعني در ستون آب بالاي رسوبها توليد و يا از خارج به محيط رسوبي حمل شده باشد.
- رسوبهاي غني از مواد آلي يعني رسوبهايي كه بيش از ۵/۰٪ وزني كربن آلي دارند به نواحي خاص و شرايط معين رسوبي مربوط مي‌شوند.
- تجمع مواد آلي در رسوبهاي حاشيه قاره ها به علت كثرت جانداران و واردات مواد آلي از خشكي بيشتر است.

- تعادلي بين انرژي محيط و ميزان رسوبگذاري جهت حفظ مواد آلي در رسوبها لازم است.
- کانيهاي اندازه رس به راحتی به مواد ريز آلي متصل مي‌گردند.
- ذره حاصل به علت وزن مخصوص کم مواد آلي در ناحيه ايکه انرژي زياد است رسوب نمي‌کند ولي وقتي به آبهاي آرام تري برسد ته نشين مي‌گردد.
- دانه ريزي رسوب ها تماس اکسيژن محلول در آب را با مواد آلي محدود مي‌سازد.
- از اين رو سنگهاي غني از کربن آلي را در گروه سنگهاي رسوبي آواري رس سنگها و شيلها و در گروه سنگهاي آهکي ميکريتها تشکيل مي‌دهند.

- سرعت رسوبگذاری نیز حدي دارد. اگر سرعت رسوبگذاری کم باشد ذرات مواد آلي در جریان اکسیژن محلول در آب قرار گرفته اکسیده مي‌شوند.
- اگر سرعت رسوبگذاری زیاد باشد عيار مواد آلي در رسوب کم خواهد شد.
- شرایط مناسب براي تشکیل لایه هاي غني از مواد آلي در فلات قاره (Continental platform) و در محیطهاي آبي آرام مانند مصب رودخانه ها، درياهاي عمیق بسته با جريانهاي محدود زیر دریایی وجود دارد.

- عمل چربیها در حین رسوبگذاری با سایر مواد آلی تفاوت دارد.
- چون چربیها به طور کلی در آب حل نمی‌شوند و بیشتر در بخشهای مقاوم مانند پوسته، تخم، گرده و غیره وجود دارند. به علت مقاومت مکانیکی به صورت ذرات ریز در محیط رسوبی باقی می‌مانند.
- سهم ذرات مواد آلی در اغنای سنگ مادر بیشتر از مواد آلی محلول در آب است.

تبدیل مواد آلی به نفت و گاز

- درباره چگونگی تبدیل مواد آلی به نفت و گاز نیز فرضیه های مختلفی ابراز شده است. مختصری از نظریه هایی که در روزگار خود از اهمیتی برخوردار بوده اند و سپس نظریه های امروزی شرح داده می شوند.

فرضیه های قدیمی

- تشکیل مستقیم توسط جانداران
- تلاشی درجا
- تبدیل در اثر تقطیر
- تبدیل در اثر حرارت
- تبدیل در اثر فشار
- تبدیل در اثر پرتو رادیواکتیو
- نقش کاتالیزرها در تبدیل
- خلاصه نظریه های جدید در تبدیل مواد آلی به نفت و گاز

خلاصه نظریه های جدید در تبدیل مواد آلی به نفت و گاز

- فعالیت بیولوژیکی اولیه، درجه حرارت و فشار همان گونه که مواد معدنی سنگ را متاثر می سازد تحویل ماده آلی را نیز سبب می گردد.
- برای بررسی تغییراتی که مواد آلی در طول تاریخ حوضه رسوبی تحمل می نمایند، می توان تحولات ماده آلی را به چهار مرحله دیاژنز (Diagenesis)، کاتاژنز (Catagenesis)، متاژنز (Metagenesis) و تامورفیسم (Metamorphism) تقسیم نمود.

دیاژنز

- رسوب ته نشین شده در محیط آبی به مقدار زیاد آب به همراه دارد. فاز جامد رسوب از مواد معدنی، مواد آلی مرده و ریز جانداران (Microorganisms) تشکیل شده است. چنین مخلوطی از ترکیباتی مختلف در حالت عدم تعامل کامل است.

- در اوایل رسوبگذاری چربیها و کربوهیدراتها در اثر فعالیت میکروبی متلاشی شده و سپس زمانیکه رسوبها در حال سنگ شدن هستند این مواد نیز پلیمریزه (Polymerized) شده مولکولهای بزرگتری را تشکیل داده و در نهایت به تعادل می‌رسند. این حالت تعادل است که کروژن (Kerogen) نامیده می‌شوند.

کاتارنز

- تداوم رسوبگذاری سبب دفن لایه در زیر هزاران متر رسوب می‌گردد و آنرا تحت تاثیر حرارت و فشار فزاینده قرار می‌دهد.
- فعالیت زمین ساختی (Tectonic) نیز ممکن است گاه نقشی در این ازدیاد درجه حرارت و فشار داشته باشد.
- در مرحله کاتارنز رسوبها تحت تاثیر درجه حرارتی بین ۵۰ تا ۱۶۰ درجه سانتیگراد و فشاری در حدود ۳۰۰ تا ۱۲۰۰ اتمسفر قرار می‌گیرند.
- ازدیاد درجه حرارت و فشار تعادل سیستم را بر هم زده و تغییرات جدیدی را سبب می‌گردد.

- در این مرحله بافت سنگ و فازکانیها ثابت می‌ماند.
- تنها کانیهایی رسی تغییرات مختصری می‌یابند. سنگ فشرده شده تخلخل و نفوذپذیری آن کمتر می‌شود. معمولاً غلظت نمک در آب روزنه‌ای افزایش یافته و در بعضی موارد به حد اشباع نزدیک می‌شود.

- در مرحله کاتالیز مواد آلی بیشترین تغییرات را تحمل می‌کنند و طی تغییر وضع مداوم مولکولی کروژن ابتدا نفت‌های سنگین و سپس نفت‌های سبک و در مراحل نهایی گاز مرطوب و نفت میعانی (Condensate) تولید می‌کنند.
- در پایان این مرحله تقریباً تمام شاخه های زنجیری هیدروکربنها از مولکول کروژن جدا می‌گردد و مواد آلی از نظر بلوغ در مقایسه با زغال سنگ، وضعی مانند اوائل آنتراسیت دارد.
- ضریب انعکاس ویتروینایت در آغاز کاتالیز ۵/۰٪ و در پایان آن ۲٪ است.

متاژنز و متامورفیسم

- آخرین مرحله تغییر رسوبها، مرحله دگرگونی یا متامورفیسم است که در عمق زیاد و در فشار و درجه حرارت زیاد صورت می‌گیرد.
- در این مرحله علاوه بر عوامل فوق، سنگها در معرض، تاثیر گدازه و جریانات هیدروترمال نیز قرار می‌گیرند.
- زمین شناسی نفت فقط به مرحله ای از اوائل دگرگونی (Epimetamorphism or Early metamorphism) نظر دارد و آنرا مرحله متاژنز نامیده است.

بخش دوم

سنگ مادر (Source rock) و چگونگی

تشکیل نفت و گاز

- سنگ مادر در محیط های رسوبي خاصی تشکیل مي شود و براي توليد نفت و گاز نيز بايد در شرايط ويژه اي قرار گيرد.
- مواد آلي موجود در رسوبات در مرحله دياژنز تبديل به ماده آلي خاصی به نام کروژن مي گردد که نه خواص شيميايي و فزيکي ماده آلي اوليه را دارد و نه خواص نفت و گاز را.

- سنگ مادر در محیط های رسوبي خاصی تشکیل می شود و برای تولید نفت و گاز نیز باید در شرایط ویژه ای قرار گیرد.
- مواد آلي موجود در رسوبات در مرحله دیاژنز تبدیل به ماده آلي خاصی به نام کروژن می گردد که نه خواص شیمیایی و فیزیکی ماده آلي اولیه را دارد و نه خواص نفت و گاز را.

کروژن

- کروژن ماده آلی جامد موجود در سنگهای رسوبی است که در آب و حلالهای آلی مانند کلرفرم، بنزن، تتراکلرورکربن و استن حل نمیشود.
- کروژنها از انواع مختلف بوده و دارای فرمول مولکولی واحدی نیستند و منشاء آنها مواد آلی متفاوت است. کروژنها بیشتر آمورفند (Amorphous).

- تجزیه عنصری نشان می‌دهد که کروژن بیشتر از اتمهای کربن و هیدروژن تشکیل شده است.
- در برابر هر هزار اتم کربن در انواع مختلف کروژن بین پانصد تا یکهزار و هشتصد اتم هیدروژن وجود دارد.
- سومین اتم فراوان در مولکول کروژن اکسیژن است که بین ۲۵ تا ۳۰۰ اتم در مقابل هر هزار کربن است.
- اتمهای ازت و گوگرد به ترتیب ۱-۳۵ و ۳۰-۵ اتم در مقابل هر هزار اتم کربنند.

کیفیت کروژن

- برای ارزیابی و از نظر توان تولید نفت و گاز تاکنون دو گروه بندی در کروژنها به شرح زیر صورت گرفته است.
- گروه بندی قدیمی و گروه بندی جدید.

گروه بندی قدیمی

- در دهه ۱۹۶۰ و اوایل گسترش دانش ژئوشیمی کروژنها رابه سه گروه تقسیم می نمودند. کروژن نفتی، کروژن زغالی و کروژن گرافیتی.

کروژن نفتی

- این کروژن بیشتر از بقایای آمورف پلانکتونها، چربیهای آلی و گرده ها تولید شده و دارای هسته مولکولی کوچکی از هیدروکربنهای حلقوی آروماتیک و اشباع شده بوده و دارای شاخه های جانبی طویل هیدروکربنهای پارافینی می باشد.
- نسبت وزنی هیدروژن در این نوع کروژن ۱۱-۷٪ است. کروژن نفتی در اثر حرارت نفت تولید می کند .

کروژن زغالی

- این کروژن از بقایای مواد آلی گیاهان خشکی و دریایی تشکیل شده است.
- نسبت به کروژن نفتی دارای هسته مولکولی بزرگتر و سنگین تری است که از هیدروکربنهای حلقوی آروماتیک و اشباع شده تشکیل گردیده است.
- دارای شاخه های زنجیری کوتاه است که بیشتر متیل ($\text{Metil(-CH}_3\text{)}$) می باشند.
- علاوه بر دو عنصر اصلی کربن و هیدروژن دارای اکسیژن، گوگرد و ازت نیز می باشد.
- نسبت وزنی هیدروژن به کل وزن مولکول در حدود ۳-۵٪ است و در اثر حرارت بیشتر گاز تولید می کند.

کروژن گرافیتی

- این کروژن در سنگهای دگرگونی وجود دارد.
- نسبت وزنی هیدروژن آن به وزن مولکول کمتر از ۳٪ است.
- این کروژن قادر به تولید نفت و گاز نیست.
- کروژن گرافیتی و گاز متان محصول نهایی شکستن مولکول (Cracking) کروژن در اثر حرارت است.
- کروژنهای نفتی و زغالی پس از تولید نفت و گاز، در نهایت به کروژن گرافیتی تبدیل می‌گردند.

گروه بندی جدید کروژنها

- گروه بندی کنونی بر اساس ترکیب اتمی مولکول کروژن و سه عنصر اصلی تشکیل دهنده آن یعنی کربن، هیدروژن و اکسیژن انجام می‌گیرد.
- در این رده بندی نسبت اتمی هیدروژن به کربن (H/C) و اکسیژن به کربن (O/C) گروه کروژن را تعیین می‌سازد.
- بر مبنای تجزیه عنصری به طور کلی کروژنهای شناخته شده در طبیعت در سه گروه به شرح زیر قرار می‌گیرند:

کروژن گروه یک (Type I)

- کروژن گروه یک (Type I) : نسبت اتمی هیدروژن به کربن در این گروه بیشتر از ۱/۵ است.
- که بیشترین مقدار این نسبت در کروژنهاست.
- نسبت اتمی اکسیژن به کربن کمتر از ۱/۰ است.
- مواد آلی تولید کننده این نوع کروژن بیشتر چربی موجود در آگ هاست.
- این نوع کروژن دارای شاخه های هیدروکربنی زنجیری دراز بوده و توان تولید نفت و گاز زیادی را داراست.
- این کروژن در رسوبات دریاچه ای و دریایی به خصوص دریا های بسته وجود دارد و نسبت به دیگر انواع کروژن در طبیعت کمتر دیده می شود.
- کروژن گروه یک معادل نوع بسیار مرغوب کروژن نفتی در تقسیم بندی قبلی است.

کروژن گروه دو

- نسبت اتمی هیدروژن به کربن در این گروه از ۱/۵-۱ تغییر می‌کند و نسبت اتمی اکسیژن به کربن در حدود ۲/۰ است. منشاء این کروژن بیشتر از پلانکتونهای گیاهی، جانوری و باکتریهاست.
- این نوع کروژن در طبیعت فراوان بوده و معادل نفت و گاز بسیاری را تولید نموده است.
- توان نفتزایی آن کمتر از کروژن گروه یک است.
- این کروژن نیز معادل کروژن نفتی در تقسیم بندی قبلی است.

کروژن گروه سه

- نسبت اتمی هیدروژن به کربن در این کروژن کمتر از دو نوع قبلی بوده و معمولاً زیر یک است.
- نسبت اتمی اکسیژن به کربن بیش از دو گروه قبلی بوده و در حدود ۳/۰-۲/۰ است.
- مولکول این کروژن دارای هسته ای بزرگ مرکب از ترکیبات حلقوی اشباع شده و معطر است که هیدروکربنهای زنجیری اشباع شده کوتاه به آن متصل می‌باشند.
- تعداد هیدروکربنهای زنجیری دراز در مولکول آن کم است.
- این کروژن بیشتر از گیاهان خشکی منشاء می‌گیرد.
- توان تولید نفت آن بسیار کم است ولی اگر در شرایط مساعد قرار گیرد می‌تواند گاز زیادی تولید کند.
- کروژن گروه سه معادل کروژن زغالی در تقسیم بندی قبلی است.

کمیت کروژن یا عیار آن در سنگ مادر

- عیار کروژن در سنگهای مختلف تغییر می‌کند و بستگی به جنس سنگ و شرایط محیط رسوبی دارد.
- برای سهولت و تسریع در کار آزمایشگاهی معمولاً به جای محاسبه وزن کل کروژن فقط وزن کربن آلی موجود در آن را تعیین نموده و به عنوان نمودار مقدار کروژن و یا عیار مواد آلی در سنگ به کار می‌برند.
- باید توجه داشت که ۷۰-۸۰٪ وزن مولکول کروژن را وزن اتمهای کربن آن تشکیل می‌دهد.
- بنابراین عیار کربن آلی در سنگ بسیار نزدیک به عیار کروژن خواهد بود.

- شیل های دریایی به رنگ سیاه، خاکستری تیره، سبز مایل به خاکستری معمولاً در حدود ۱٪ کربن آلی دارند.
- در این نوع شیل ها وجود ۵/۰ و ۵/۱٪ کربن آلی عادی است.
- گاه کربن آلی به مقدار ۲-۱٪ نیز دیده می شود ولی عیاری بیش از ۲/۵٪ نادر است.
- شیل های آلگی مانند سازندهای کژدمی و سرگلو در ایران و شیل کیمبریج (Kimmerij) در دریای شمال (North Sea) در حدود ۱۰-۵/۰٪ کربن آلی دارا می باشند.
- مارنها به ندرت بیش از ۲/۵٪ کربن آلی دارند. سنگ آهکهای میکرایتی معمولاً کمتر از ۱٪ کربن آلی را دارا هستند. طبق یک تحقیق مواد آلی در شیل ها به طور متوسط ۱/۱٪ در سنگهای کربناته ۳/۰٪ و در ماسه سنگها ۰۵/۰٪ وزنی است.

- امروزه حد ۵/۰٪ کربن آلی را اکثر زمین شناسان نفت و ژئوشیمیستها به عنوان حداقل عیار کربن آلی در سنگ مادر پذیرفته اند و سنگی را که کمتر از آن کربن آلی داشته باشد نفتزا نمی‌دانند.
- اقلیتی از زمین شناسان نفت و ژئوشیمیست ها ترجیح می‌دهند عیار ۱٪ را به عنوان حد بپذیرند.
- شیلها با ۱-۵٪ وزنی کربن آلی معمولاً مخازن نفتی کوچک و متوسط را تشکیل می‌دهند.
- برای به وجود آمدن معادن نفتی و گازی عظیم (Giant oil & gas fields) سنگ مادر باید عیاری در حدود ۱۰-۵٪ وزنی کربن آلی داشته باشد.

از کروژن تا نفت

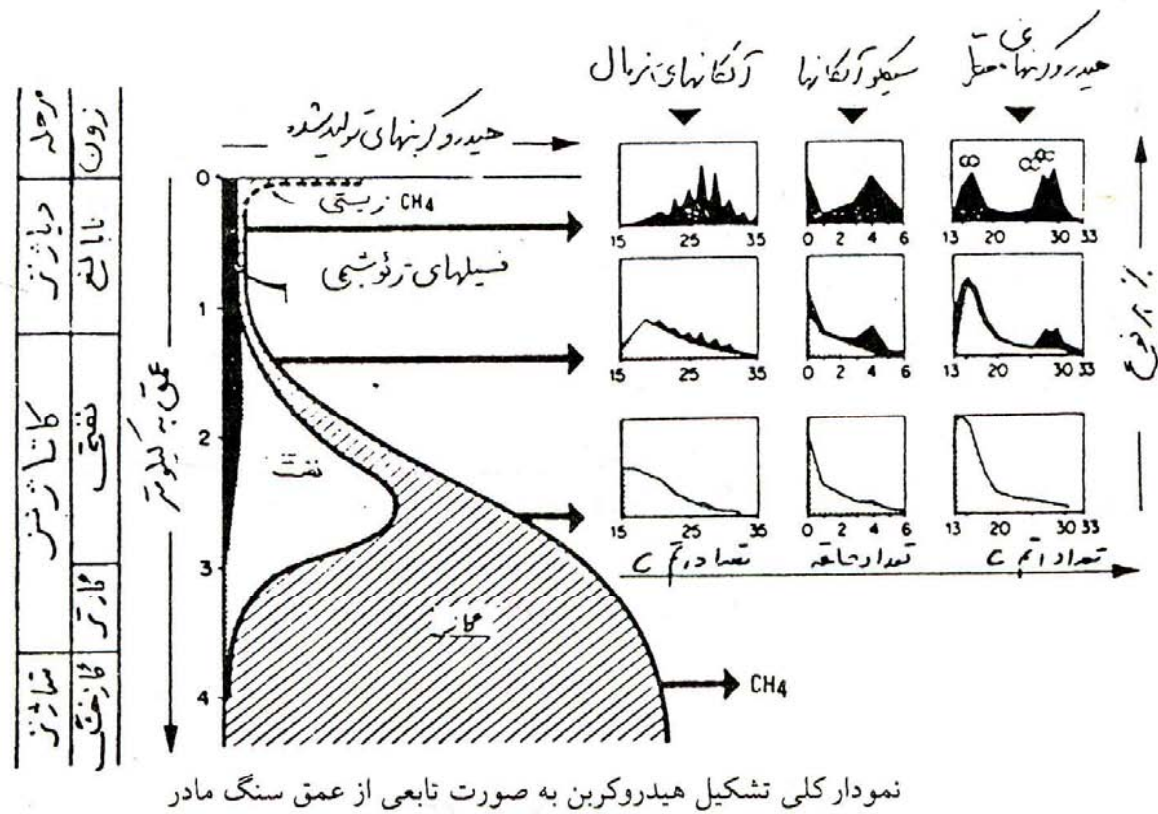
- با تداوم رسوبگذاری و نشست (Subsidence) حوضه رسوبي، کروژن موجود در لایه های زیرین تحت درجه حرارت و فشار بیشتری قرار می گیرد.
- ساختمان مولکولي کروژن با تغییر شرایط فیزیکی محیط از حالت تعادل ناپایداری که در مرحله دیاژنز به آن دست یافته بود خارج می شود.

کروژن در مراحل دیاژنز، کاتازنز و متازنز

- ساختمان مولکولی کروژن که در درجه حرارت و فشار کم شکل گرفته است دارای تعادل ناپایدار در رسوبات جوان است.
- این تعادل ناپایدار حتی در رسوبات بسیار قدیمی تا موقعی که در اعماق زیاد مدفون نشده اند برقرار می ماند و وضع ساختمانی مولکول تغییر نمی کند (زغال قهوه ای (Lignite) مسکو به سن کربنیفر).

- در مرحله دیاژنز در اثر تولید گاز کربنیک و آب مقدار اکسیژن مولکول کروژن به مقدار قابل ملاحظه ای کاهش می یابد.
- در این مرحله به طوریکه در نمودار وان کروئلن (Van Krevelen) دیده می شود نسبت اتمی O/C به مقدار زیاد کاهش می یابد ولی کاهش نسبت اتمی H/C مختصر است.
- در مرحله دیاژنز اتصالهای اکسیژن به کربن نیز حذف می گردند و ضریب انعکاس ویتترینایت (Vitrinite reflectance) که در مواد آلی مختلف متفاوت است در پایان مرحله به ۵/۰ می رسد.
- کروژن در مرحله دیاژنز نفت وگازی تولید نمی کند و نابالغ (Immature) نامیده می شود.

- در مرحله کاتالیز مولکول کروژن مقدار زیادی از هیدروژن خود را از دست می‌دهد.
- مثلاً در کروژن گروه II نسبت اتمی H/C از ۲۵/۱ به طور متوسط به ۵/۰ کاهش می‌یابد که در نمودار وان کرولن به خوبی دیده می‌شود.
- تغییرات نسبت اتمی O/C در این مرحله در کروژن‌های گروه I و II کم است.



نمودار فوق نمایانگر فراوانی، فاز، نوع هیدروکربنها و مراحل تحول کروژن نسبت به عمق است.

زمان و چگونگی تشکیل نفت و گاز

- زمان تشکیل نفت به قرار گرفتن لایه کروژن دار در عمق کافی و بنابراین به نحوه رسوبگذاری و سرگذشت حوضه رسوبی بستگی دارد.

- در آغاز رسوبگذاري مقدار کمی هیدروکربن در رسوبات جوان وجود دارد که همان هیدروکربني است که در بدن موجودات زنده مانند دياتمه ها توليد مي‌شود.
- به طوريکه در نمودار دیده مي‌شود اين هیدروکربنها در تمام طول دياژنز و در مرحله توليد نفت کاتارنز در نفت خام استخوان بندي مولکولي خود را حفظ مي‌نمایند.
- اين هیدروکربنهاي سنگين فسيلهاي ژئوشيمي نامیده مي‌شوند.

- در زمانی طولانی و همراه با افزایش عمق تغییرات بسیار کمی در ساختمان مولکولی کروژن صورت می‌گیرد و کروژن تعادل ناپایدار مولکولی خود را حفظ می‌کند و چون هیدروکربنی تولید نمی‌کند نابالغ خوانده می‌شود.
- در این مرحله باندهای اتم‌های ناهمجنس می‌شکند و به خصوص اکسیژن به صورت ترکیبات آب و گاز کربنیک از مولکول کروژن جدا می‌شود.
- در اواخر مرحله دیاژنز اتم‌های ازت و گوگرد از مولکول جدا می‌گردند.

- با افزایش درجه حرارت، فاز اصلی تولید نفت با شکستن اتصال های کربن به کربن آغاز می گردد.
- در ابتدا هیدروکربنهای زنجیری طویل شکسته می شود.
- در این زمان که آغاز مرحله کاتالیز است مولکولهای بزرگی که دارای ۱۵ تا ۳۰ اتم کربن نیز تولید می گردند.
- تصور می شود که این مولکولهای بزرگ بخشی از هیدروکربنهای زیستی یا فسیلهای ژئوشیمی می باشند.

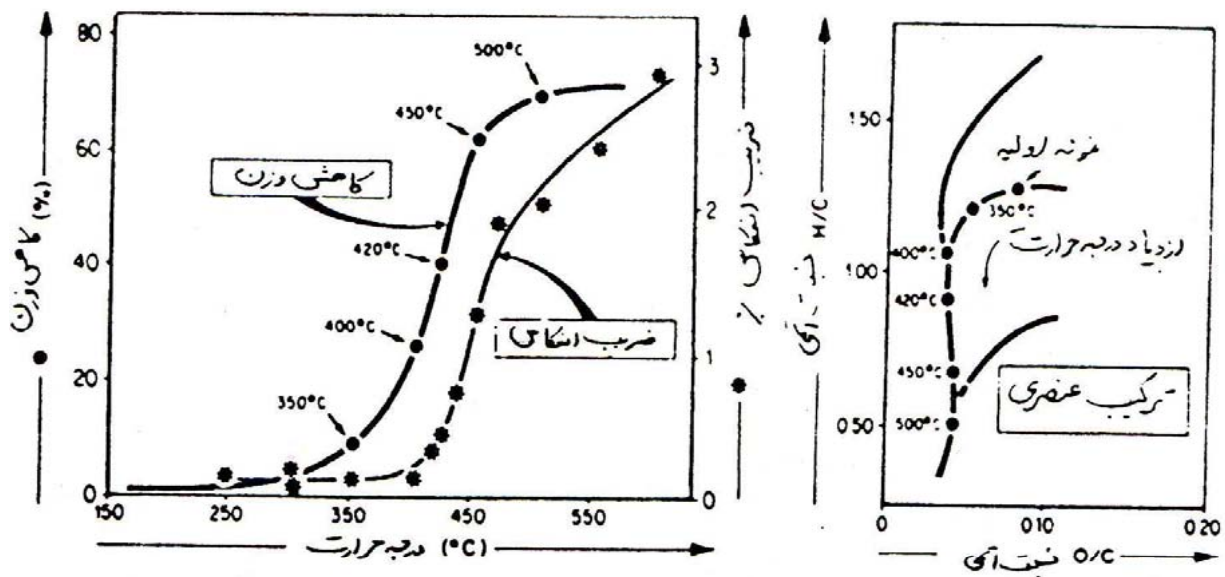
- به طور کلی نسبت اتمی H/C در هیدروکربنهای تولید شده از این نسبت در مولکول کروژن بیشتر است.
- این نسبت در نفت خام متوسط ۵/۱ تا ۲ و در گاز متان ۴ است.
- به این ترتیب طی مرحله کاتارز مولکول کروژن قسمت اعظم هیدروژن خود را از دست داده و در پایان این مرحله نسبت اتمی H/C به ۵/۰٪ می‌رسد.
- مرحله کاتارز با تولید نفت آغاز و با پایان تولید گاز مرطوب خاتمه می‌یابد.

- در مرحله دیاژنز، در عمق ۳۵۰ متری، تنها هیدروکربن موجود در سنگ فسیل های ژئوشیمی است که فراوانی آن در سطح زیر نمودار به رنگ سیاه نشان داده شده است.
- در آغاز مرحله کاتازنز، در عمق ۱۳۵۰ متری، نفت تولید شده به صورت سطح نقطه چین نمایان است.
- در این مرحله در عمق بیشینه تولید نفت، در عمق ۲۵۵۰ متری مقدار بسیار کمی از فسیلهای ژئوشیمی باقی مانده است.

- اعماق آغازین و پایانی مرحله کاتازنز به خیز زمین گرمایی، نوع کروژن و سن لایه کروژن دار بستگی دارد.
- کاتازنز از عمق ۱۵۰۰ تا ۲۵۰۰ متری آغاز و در اعماق ۴۰۰۰ تا ۵۰۰۰ متری خاتمه می‌یابد.
- بنابراین به طور کلی می‌توان نتیجه گرفت که در اعماق بیش از ۵۰۰۰ متری امکان یافتن نفت یا هیدروکربن مایع بسیار کم است.
- عمقی که پس از آن دیگر نفت یافت نمی‌شود سنگ کف نفت (Oil floor) می‌نامند.

تکامل مصنوعی کروژن

- کارهای تجربی زیادی در این زمینه انجام شده است که بیشتر مربوط به استخراج نفت از شیل های نفتی می گردد.
- تکامل مواد آلی و کروژن در طبیعت تحت تاثیر درجه حرارت و زمان زمین شناسی صورت می پذیرد.
- در آزمایشگاه عامل زمان را در مقیاس طبیعی آن یعنی میلیون سال نمی توان به کار گرفت.
- با ازدیاد درجه حرارت سعی در جایگزین ساختن حرارت به جای زمان شده و سعی می شود که با سرعت بخشیدن به واکنش شیمیایی این عامل بسیار کوتاه گردد.

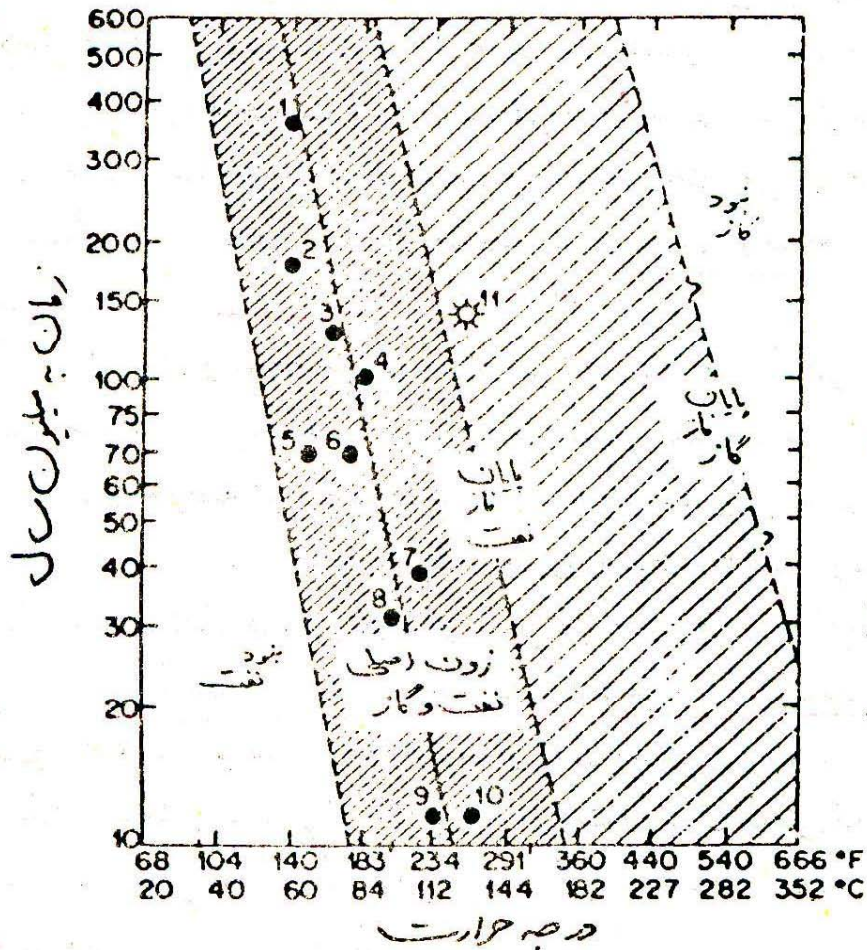


نمودار تکامل مصنوعی کروژنی از گروه ۲ را نشان می دهد. نمودار سمت راست تغییر ترکیب عنصری و نمودار سمت چپ کاهش وزن و تغییرات ضریب انعکاس را نشان می دهد

نقش درجه حرارت، زمان و فشار در تکامل کروژن

- تکامل کروژن و تولید نفت و گاز به طور کلی شیمیایی است و سرعت آن مانند هر واکنش شیمیایی به درجه حرارت و زمان بستگی دارد.
- بدیهی است از سنگ مادری که فقط يك میلیون سال تحت درجه حرارت دمایی ثابتی قرار داشته انتظار نمی‌رود همان قدر نفت تولید نموده باشد که سنگ مادر مشابهی با همان مشخصات در همان درجه حرارت طی صد میلیون سال تولید نموده است.

- اثر فشار در تکامل کروژن به خوبی شناخته نشده است.
- مقایسه حوضه های رسوبی لوس آنجلس و ونچورا که دو حوضه رسوبی نزدیک به یکدیگر ولی دارای خیز زمین گرمایی متفاوتند نشان می‌دهد که شروع مرحله کاتارنز در حوضه لوس آنجلس در عمق ۲۴۰۰ متری صورت می‌گیرد ولی آغاز این مرحله در حوضه ونچورا در عمق ۳۶۰۰ متری می‌باشد.
- با توجه به تفاوت خیز زمان گرمایی، درجه حرارت در هر دو حوضه در اعماق فوق مساوی و معادل ۱۱۵ درجه سانتیگراد است.
- اختلاف این دو عمق ۱۲۰۰ متر است که اختلاف فشاری در حدود ۳۰۰ اتمسفر را ایجاد می‌کند ولی این اختلاف فشار اثر محسوسی بر تکامل کروژن نداشته و در هر دو حوضه کروژن در درجه حرارت مساوی از نظر تکامل وضع مشابهی داشته است.
- از این رو می‌توان اثر فشار را در تکامل کروژن جزئی فرض نمود.

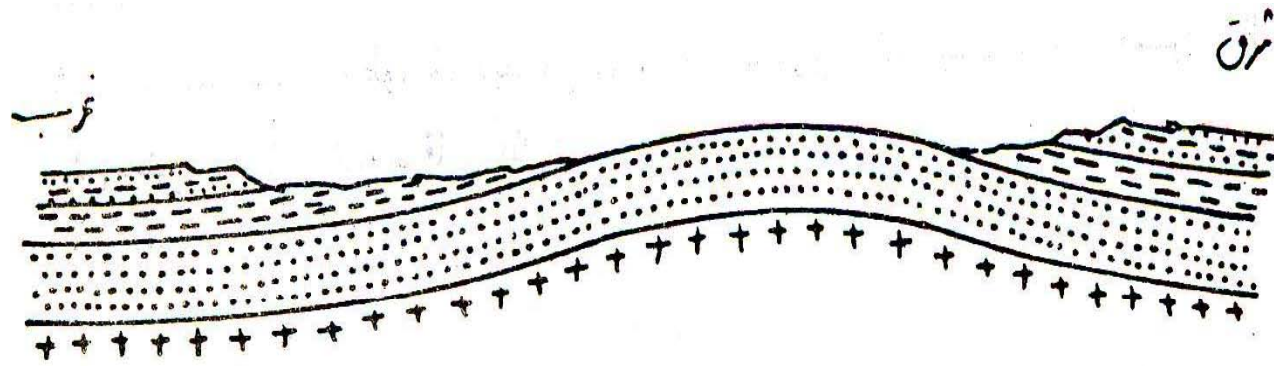


- ۱- حوضه رمازون، برزیل
- ۲- حوضه پاریس، فرانسه
- ۳- حوضه آرلوس، فرانسه
- ۴- حوضه رلیون، آرژانتین
- ۵- حوضه دوآلا، کامرون
- ۶- حوضه دریائی مارانائو، نیوزلند
- ۷- حوضه کامارو، فرانسه
- ۸- حوضه دریائی مارانائو، نیوزلند
- ۹- حوضه لوس رنچلیس، کالیفرنیا
- ۱۰- حوضه ونچورا، کالیفرنیا
- ۱۱- حوضه آرلوس، فرانسه

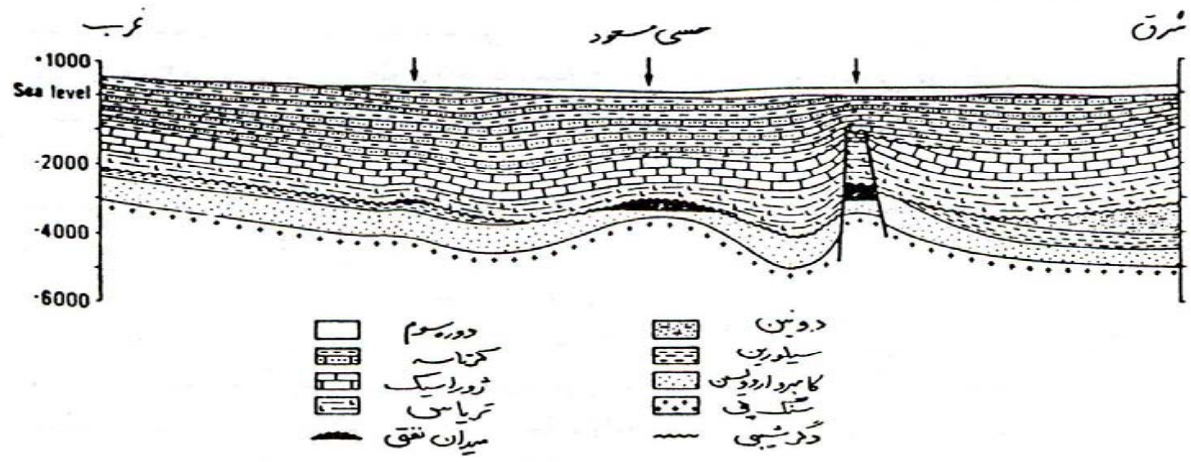
نمودار تجربی اثر درجه حرارت و زمان در تکامل کروژن و تشکیل نفت و گاز

زمان تشکیل سنگ مادر و زمان تولید نفت و گاز

- هنگامی نفت در زمانی کوتاه، در حدود ۵ تا ۱۰ میلیون سال پس از رسوبگذاری سنگ مادر تشکیل می‌شود که سرعت رسوبگذاری و نشست حوضه رسوبی زیاد باشد.
- مانند حوضه های رسوبی اندونزی، ساخالین و کالیفرنیا که در آنها ضخامت رسوبات میو-پلیوسن در حدود ۳۰۰۰ متر است.

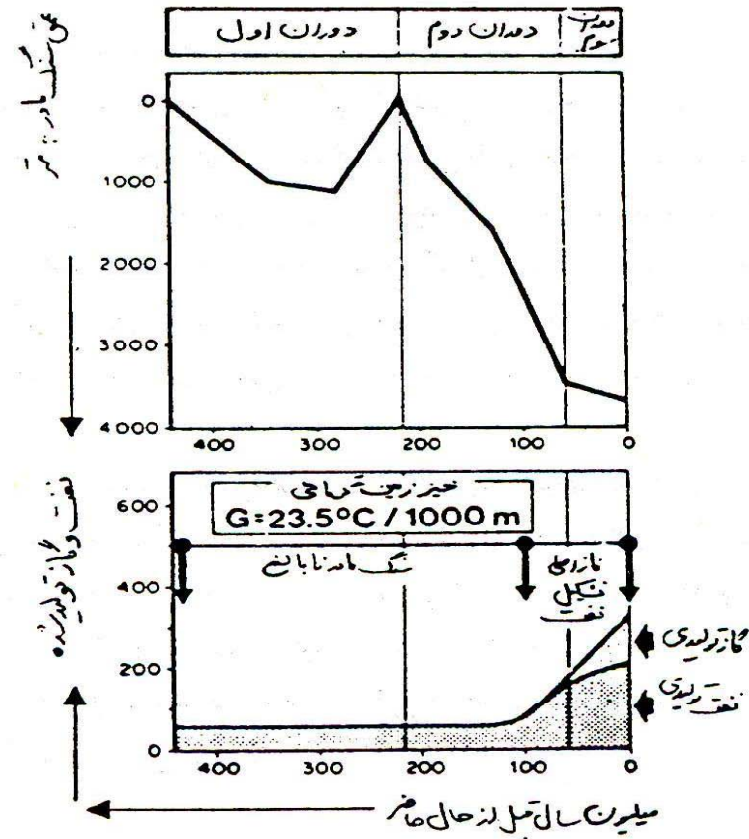


مقطع زمین ساختی ناقدیس حسی مسعود در پرمین میانی



مقطع زمین ساختی میدان نفتی حسی مسعود. سنگ مخزن کامبرودون و دوین و

سنگ مادر سیلورین را سنگ‌های دوران دوم با دگرشیبی پوشانیده است



وضع مدفون شدن و تولید نفت سنگ مادر سیلورین در طول زمان زمین‌شناسی

در تاقدیس حسی سعود

شیل های نفتی (Oil Shales)

- شیل‌های نفتی سنگ مادرهای بسیار غنی از کروژن می‌باشند که هیچگاه در عمق کافی مدفون نشده، نابالغ باقی مانده و نفتی تولید نکرده اند. این شیل‌ها نوعی سنگ مادر محسوب می‌شوند.

- ماده آلي موجود در شيلهاي نفتي کروژن است. اين شيلها به طور طبيعي فاقد نفت بوده و فقط مدار كمي فير در آنها يافت مي شود كه به وسيله حلالهاي نفتي قابل استخراجند.
- نفت شيل (Shale oil) تنها در اثر حرارت دادن شيل نفتي تا ۵۰۰ درجه سانتیگراد استخراج مي شود.
- اين حرارت زياد در زمان كم همان اثر حرارت كمي را دارد كه اگر سنگ در اعماق كافي مدفون مي شد در طول زمان زمين شناسي به طور طبيعي سبب بلوغ کروژن مي گرديد.

تاریخ استخراج نفت از شیل‌های نفتی

- نخستین نوشته درباره شیل‌های نفتی از قرن هفدهم در دست است.
- اولین تاسیسات استخراج نفت از شیل‌های نفتی در سال ۱۸۳۸ در فرانسه، در ۱۸۵۰ در اسکاتلند و سپس در بسیاری از کشورهای دیگر اروپایی به راه افتاد.
- استخراج نفت از شیل‌های نفتی در سال ۱۹۷۲ در چین ۱۰ میلیون تن و در شوروی ۳ میلیون تن بوده است.
- در برزیل در سال ۱۹۷۴ در حدود ۵۰۰۰۰ تن نفت از شیل‌های نفتی استخراج شده است.

مقایسه شیل نفتی با سنگ مادر

- کروژن موجود در شیل نفتی تفاوتی با کروژن سنگ مادر ندارد.
- حرارتی که به شیل نفتی داده می‌شود قابل مقایسه با حرارتی است که در اثر مدفون شدن سنگ مادر، در طبیعت به آن داده می‌شود تا نفت تولید گردد.
- تفاوت عمده بین سنگ مادر و شیل نفتی در عیار کروژن و درجه بلوغ آن است.

بخش سوم

سنگ مخزن

- سنگ مخزن (Reservoir rock) فضاهای خالی ظرف زیر زمینی نفت و گاز را تامین می‌کند. این فضاها را خلل و فرج بین ذرات کانیها ایجاد می‌کنند. هر سنگی که به اندازه کافی فضای خالی برای تجمع هیدروکربن داشته و هنگامی که چاهی در داخل آن حفر گردد سیال ذخیره شده را در چاه تخلیه کند می‌تواند سنگ مخزن باشد.

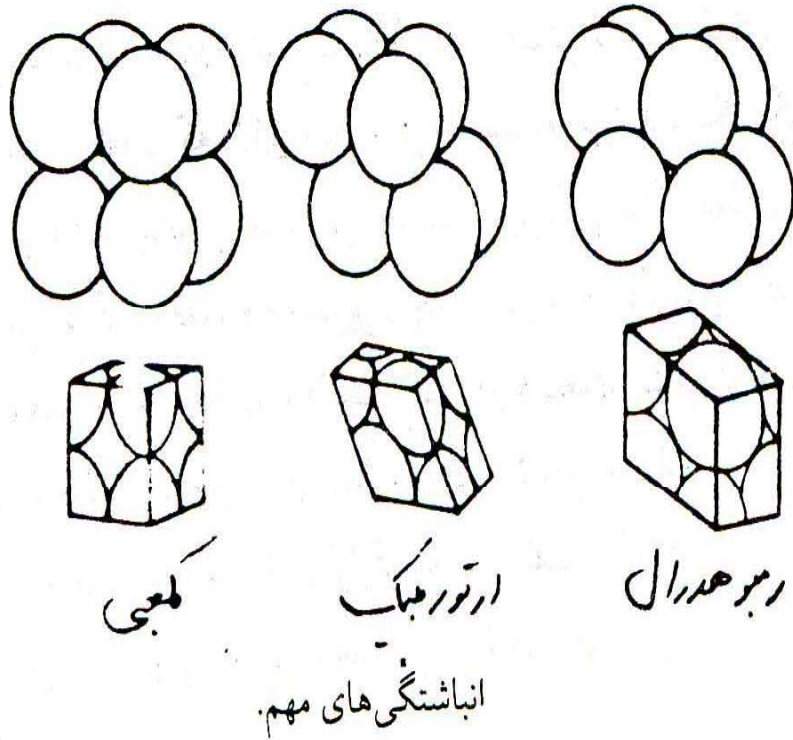
- سنگها کم و بیش دارای فضای خالی یا تخلخل (Porosity) می باشند ولی تنها سنگهایی که دارای خلل و فرج بیشتر و مرتبط با یکدیگرند سنگ مخزنهای مفید را تشکیل می دهند.
- بنابراین مهم ترین خاصیت فیزیکی سنگ مخزن دارا بودن تخلخل و تراوایی (Permeability) است.
- هر سنگ مدفون چه رسوبی، چه آذرین و چه دگرگونی (Metamorphic) در صورت داشتن این ویژگی می تواند نقش سنگ مخزن را داشته باشد.

تخلخل

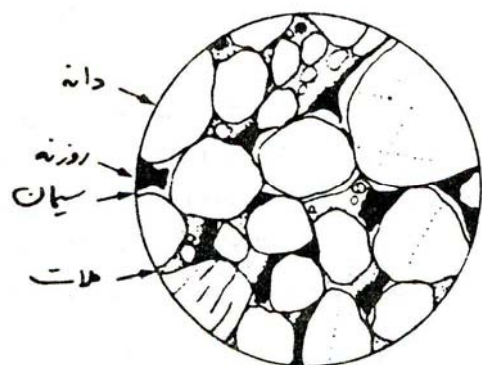
- تخلخل هر سنگ نسبت حجم فضاي خالي موجود در آن به حجم كلي سنگ است.
- $\text{تخلخل} = \frac{\text{حجم فضاي خالي}}{\text{حجم كلي سنگ}}$ اين نسبت معمولاً به صورت درصد و گاه به صورت كسري از واحد نشان داده مي‌شود.

لورسن (A.I. Levorsen) سنگ مخزن با تخلخل ۵-۱۰٪ را ناچيز، ۱۰-۱۵٪ را ضعيف، ۱۵-۲۰٪ متوسط، ۲۰-۲۵٪ را خوب و بيش از ۲۰٪ را عالي محسوب مي‌کند .

- تخلخل در انباشتگی مکعبی حدود ۴۸٪، انباشتگی رومبوئدریک ۲۶٪ و انباشتگی ارتورومبیک ۴۰٪ می باشد.



- سنگ رسوبی معمولاً از دانه ملات، سیمان و فضاهای خالی تشکیل شده است. دانه ها از کانیهای آواری بوده و بدنه سنگ را تشکیل می دهند.
- ملات از کانیهای آواری ریزتر تشکیل شده که همراه با دانه ها رسوب کرده است.
- سیمان از تشکیل و رشد بلور کانیها در فضاهای خالی سنگ پس از رسوبگذاری به وجود می آید.
- فضاهای خالی را ممکن است گاز، مانند ازت، گاز کربنیک و هیدروکربن مانند متان و یا مایع مانند آب شیرین، آب شور و یا نفت پر کرده باشد.



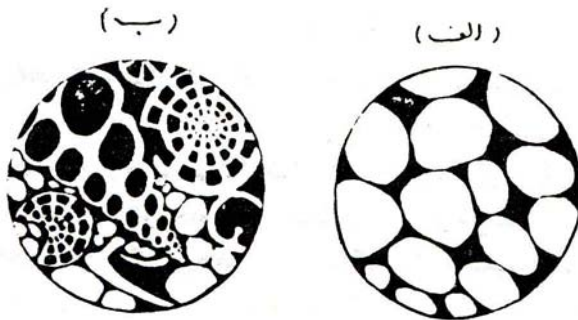
ترکیب سنگ رسوبی که شامل دانه، ملات، سیمان و روزنه است.

- تخلخل سنگها را به دو طریق می توان اندازه گرفت؛ اندازه گیری مستقیم که تخلخل نمونه برداشت شده از رخنمون و یا مغزه چاه در آزمایشگاه اندازه گیری می شود.
- اندازه گیری غیر مستقیم با استفاده از نمودارهای چاه نگاری (Well logging) مانند نمودار صوتی (Sonic log)، نمودار جرم مخصوص (Litho – density log) و نمودار نوترن جبران شده (Compensated neutron log) انجام می گیرد.

- تخلخل را پژوهشگران بر اساس توصیف شکل فضاهای خالی و یا منشاء زایشی (Genetic) به گروههای مختلف تقسیم کرده اند. ولی آن چه به طور گسترده مورد پذیرش قرار گرفته است تقسیم آن به دو گروه تخلخل اولیه (Primary Porosity) و تخلخل ثانوی (Secondary Porosity) است. تعریف دیگری نیز از تخلخل مفید و غیر مفید وجود دارد.

تخلخل اولیه

- تخلخل اولیه یا تخلخل رسوبگذاری، تخلخلی است که سنگ در بدو رسوبگذاری داراست و بیشتر به جورشدگی (Sorting) و گردشدگی (Rounding) دانه ها و انرژی محیط رسوبی بستگی دارد. اگر محیط رسوبی پر انرژی باشد گل یا ملات بین دانه ها رسوب نخواهد کرد در شکل دو نوع متخلخل اولیه در محیط پر انرژی دیده می شود.



تخلخل بین دانه‌ای (الف) و تخلخل مخلوط بین دانه‌ای و میان دانه‌ای (ب)

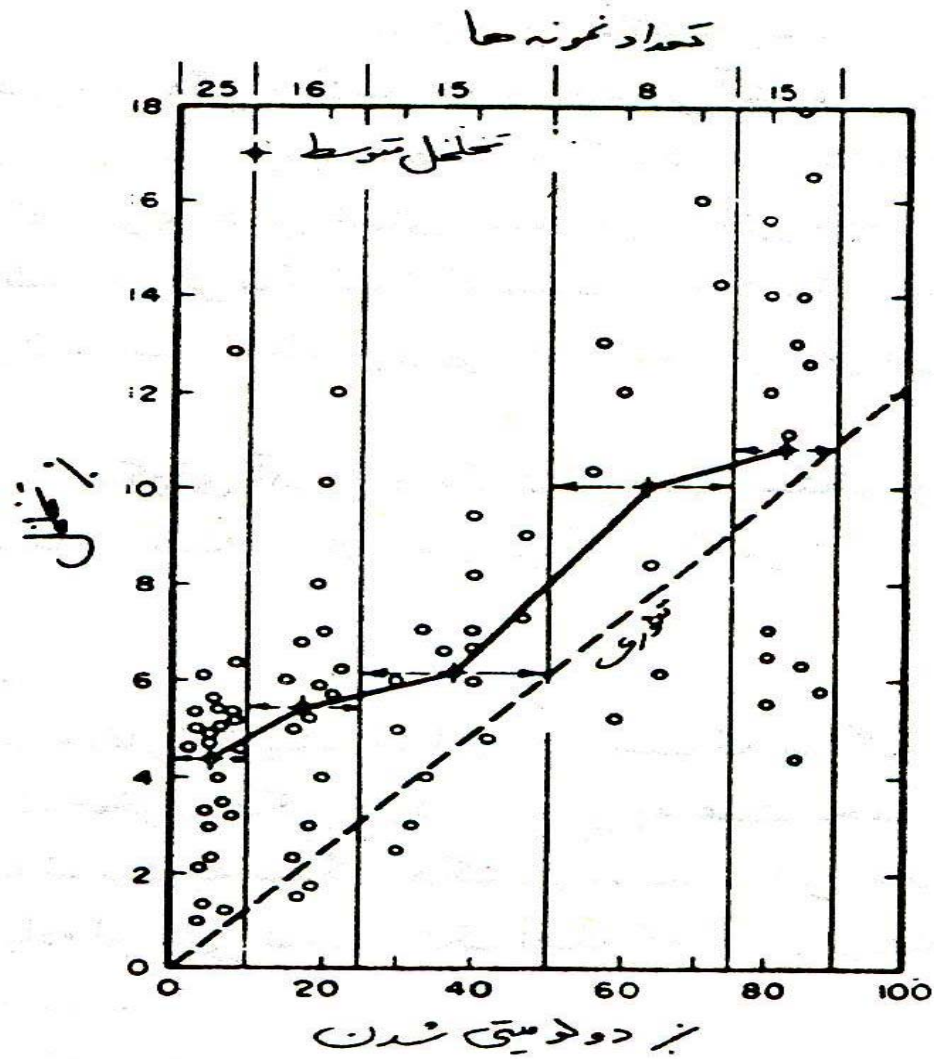
تخلخل ثانوی

- عوامل مختلف طی زمان زمین شناسی تخلخل اولیه سنگ را تغییر داده و تخلخل جدیدی را پدیدار می‌آورد که تخلخل ثانوی نامیده می‌شود. این تخلخل ممکن است کمتر از تخلخل اولیه یا بیش از آن باشد.
- به علت تعدد عواملی که سبب تغییر حجم فضاها یا خالی اولیه سنگ می‌شوند تخلخل ثانوی وضع پیچیده تری نسبت به تخلخل اولیه دارد.

- مهم ترین انواع تخلخل ثانوي به شرح زیر است. باید توجه داشت که در طبیعت ممکن است دو و یا چند نوع از این تخلخلها در سنگي وجود داشته باشد.
- **تخلخل بین بلوري (Intracrystalline porosity)**
- **تخلخل پنجره اي (Fenestral Porosity)**
- **تخلخل قالبی (Molding porosity)**
- **تخلخل حفره اي (Vuggy porosity)**
- **تخلخل شکافی (Fracture porosity)**

عوامل تغییر دهنده تخلخل

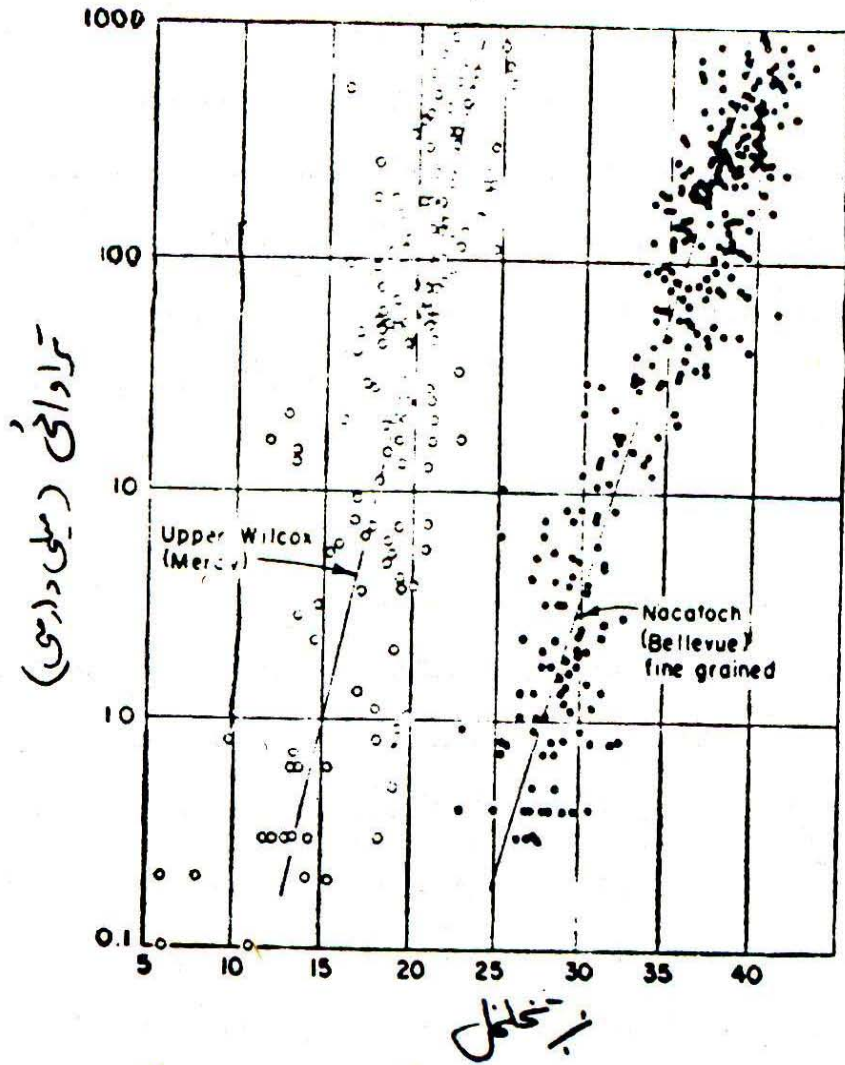
- عوامل مختلف زمین شناسی ممکن است حجم فضاهاي خالي سنگ را تغییر داده و تخلخلی کمتر و یا بیشتر ایجاد نمایند.
- تراکم (Compaction)، سیمانی شدن (Cementation) و تبلور مجدد (Recrystallization) سبب کاهش تخلخل می گردند. انحلال (Solution)، درز و شکاف و دولومیتی شدن (Dolomitization) بر تخلخل می افزایند.



رابطه بین تخلخل و درجه دولومیتی شدن در سنگ آهک آسمازی.

تخلخل مفید (Effective porosity)

- فضاهای خالی مرتبط با هم تخلخل مفید سنگ را تشکیل می‌دهند. تراوایی سنگ و توان بهره‌دهی آن بستگی به میزان تخلخل مفید دارد. معمولاً تخلخل مفید در حدود ۱۰-۵٪ از تخلخل کلی سنگ کمتر است.



رابط بین تخلخل و تراوایی در دو سنگ مخزن ماسه سنگی.

انواع مهم سنگ مخزن

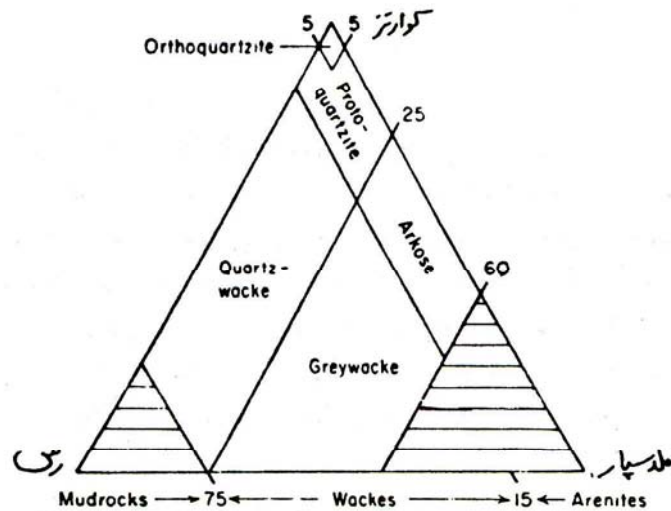
- طبقه بندي سنگ مخزن بر حسب جنس سنگ انجام مي‌گيرد و چون بيشتر مخازن عمده نفت و گاز در سنگ مخزنهائي رسوبي قرار دارند اين طبقه بندي از نوع سنگهائي رسوبي الهام مي‌گيرد. سنگ مخزنهائي مهم از نظر ميزان ذخيره و تعداد، در سه گروه عمده قرار مي‌گيرند، آواري، كربناته و متفرقه.

سنگ مخزنهای آواری

- سنگهای آواری از کانیها و سنگهای قدیمی خرد شده ای تشکیل می‌شوند که از نواحی فرسوده شسته شده و به محل رسوب گذاری حمل می‌گردیده اند. بنابراین ویژگی های سنگهای آواری به نوع سنگ فرسوده، عامل فرسایش، عامل حمل، مسافت طی شده، سرعت حمل و محیط رسوب گذاری بستگی دارد. بیشتر نزدیک به تمام سنگ مخزنهای آواری را ماسه سنگها و فقط تعداد کمی را کنگلومراها تشکیل می‌دهند.

سنگ مخزن های ماسه سنگی

- ماسه سنگها را از نظر اندازه دانه ها، محیط رسوبي و تركيب مي توان طبقه بندي نمود. اگر کوارتز، فلدسپات و رس سه جزء اصلي ماسه سنگها را در سه راس نموداري مثلثي قرار دهيم طبق نمودار ماسه سنگها در ۵ گروه قرار خواهند گرفت.



رده بندی ماسه سنگها بر اساس استفاده از رس به عنوان شاخص بلوغ بافتی و فلدسپار به عنوان شاخص بلوغ شیمیایی (از سیلی).

سنگ مخزنهای کنگلومرایی

- می‌توان کنگلومراها را ماسه سنگهای بسیار دانه درشت در نظر گرفت که ممکن است تمامی خواص لازم سنگ مخزن را دارا باشند ولی چون مقدار کنگلومرا در حوضه های رسوبی زیاد نیست از این رو نقش مهمی را در ایجاد نفت و گاز ایفا نمی‌کنند. سنگ مخزنهای کنگلومرایی معمولاً به صورت عدسی در داخل ماسه سنگها موجود می‌باشند.

سنگ مخزنهای کربناته

- سنگ کربناته سنگی است که بیش از ۵۰٪ وزن آن کربنات کلسیم یعنی کانی کلسیت و آراگونیت و یا کربنات مضاعف کلسیم و منیزیم یعنی کانی دولومیت باشد. همواره مقداری از کانیهای رسی و مواد آلی به صورت ناخالصی در سنگهای کربناته وجود دارد که سبب رنگین شدن سنگ می‌گردد.

- سنگهاي كربناته به دو گروه سنگهاي آهكي و سنگهاي دولوميتي تقسيم مي‌گردند. حدود سنگ آهك و سنگ دولوميت بر حسب درصد كاني كلسيت و دولوميت طبق جدول زير تعريف مي‌شود.

دولوميت	كلسيت	سنگ
۰ - ۵٪	۹۵ - ۱۰۰٪	آهك
۰.۵ - ۲۵٪	۷۵ - ۹۵٪	آهك كمی دولوميتی
۲۵ - ۵۰٪	۵۰ - ۷۵٪	آهك دولوميتی
۵۰ - ۷۵٪	۲۵ - ۵۰٪	دولوميت آهکی
۷۵ - ۹۵٪	۵ - ۲۵٪	دولوميت كمی آهکی
۹۵ - ۱۰۰٪	۰ - ۵٪	دولوميت

سنگ مخزنهای آهکی

- سنگهای آهکی در دو گروه قرار می‌گیرند: سنگ آهکهای آواری یا نابجا (allochemical) و سنگ آهکهای درجا (autochthonous).
- سنگ آهکهای آواری
- این گروه از سنگهای آهکی مانند سنگهای آواری از سه بخش دانه، ملات و سیمان تشکیل شده اند.
- زمین شناسان نفت سنگهای آهکی را اکنون بیشتر بر پایه نامگذاری فولک (R.Folk) و دانهام (R.J.Dunham) مورد مطالعه قرار می‌دهند. نامگذاری فولک بر اساس ویژگی دانه ها، وجود ملات گل آهکی و سیمان انجام می‌گیرد.

- دانه ها که فولك از آنها به عنوان اجزاء نابجا نام مي برد در چهار گروه به شرح زير قرار مي گيرند:
- الف- زيست آوارها (بيوكلستها)
- ب- اليت ها
- ج- پلت ها
- د- اينتراكلست

دانه‌ها



سنگ‌آهک‌های زواری

- سپان
کلیت - مخطط
- ریتراکلا
ریترا اسپارایت
- زولیت
زول اسپارایت
- زیت-آدار
بیو اسپارایت
- پلیت
پلیسپارایت

- ملاط
گل آهکی
- ریترا مایرایت
- زول مایرایت
- باد مایرایت
- پلما مایرایت

سنگ‌آهک‌های دری

- شیمانی
کلیت ریزیلور
بدون دانه
- مایکرایت
- دیسمایکرایت
- ریتی
- سنگ آهک ریتی
- بیولیتایت

کلیت مخطط 
 کلیت ریزیلور (مکریت) 

نمودار تصویری رده‌بندی اصلی سنگ‌های آهکی توسط فولک در سال ۱۹۵۹

بافت رسوبی اولیه				بافت رسوبی اولیه مشخص نیست	
اجزاء سنگ در				سنگهای کربناته	
دانه‌های سنگ در زمان رسوبگذاری متصل به هم نبوده‌اند				متبلور	
با ملات گل		بدون ملات گل	زمان رسوبگذاری	متصل به هم	
دانه‌ها در ملات گل پخش می‌باشند		دانه‌ها به هم منکی	متصل به هم	بوده‌اند	
دانه کمتر از ۱۰٪	دانه بیش از ۱۰٪	منکی می‌باشند	می‌باشند		
مَدستون	وَكستون	پكستون	گرینستون	باندستون	

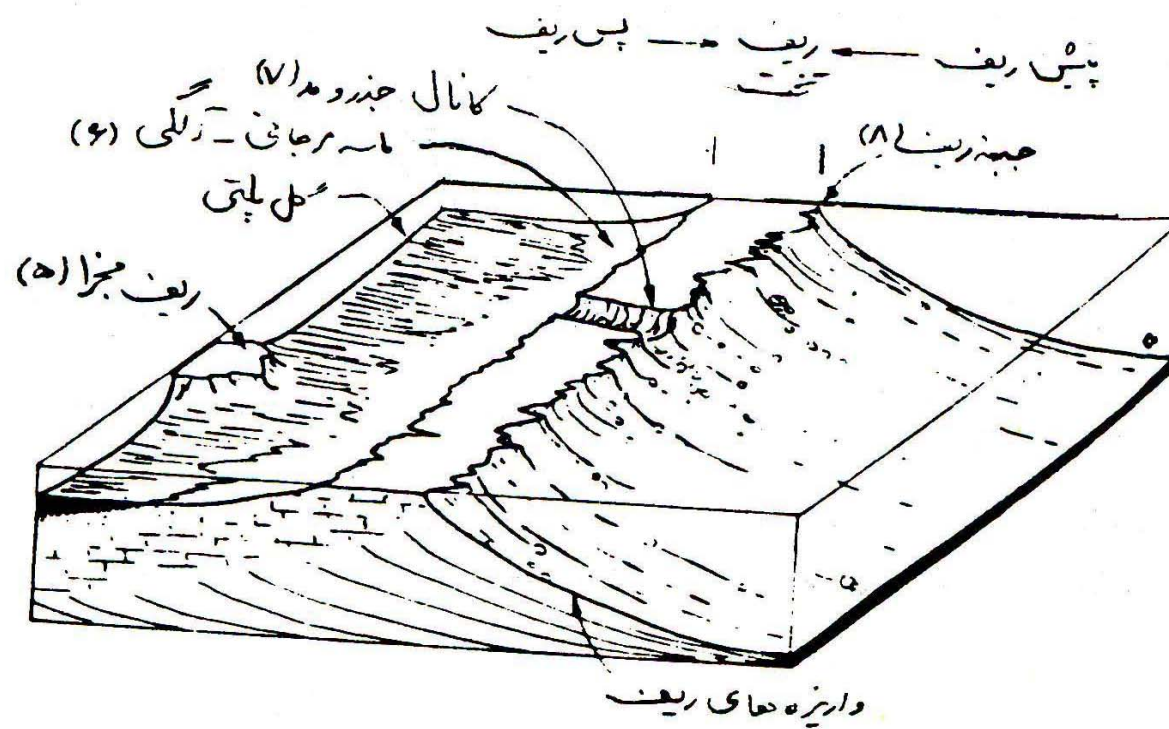
در جدول زیر دو سیستم فولک و دانهام با هم مقایسه شده اند

سیستم نامگذاری: فولک		دانهم		
انتراکلاست	آلیت	بایوکلاست	بلت	کمتر از ۱۰٪ دانه مدستون
مایکرایت	مایکرایت	مایکرایت	مایکرایت	
اینترامایکرایت	آامایکرایت	بایومایکرایت	پلمامایکرایت	بیش از ۱۰٪ دانه وکستون
اینترامایک اسپارایت	آامایک اسپارایت	بایومایک اسپارایت	پلمامایک اسپارایت	پکستون
اینتراسپارایت	آاسپارایت	بایواسپارایت	پلسپارایت	گرینستون
	بایولیتایت			باندستون

بطوریکه در این جدول دیده می شود در مقابل هر يك از سه سنگ وکستون، پکستون و گرینستون در سیستم نامگذاری دانهام، چهار سنگ در سیستم نامگذاری فولک وجود دارد.

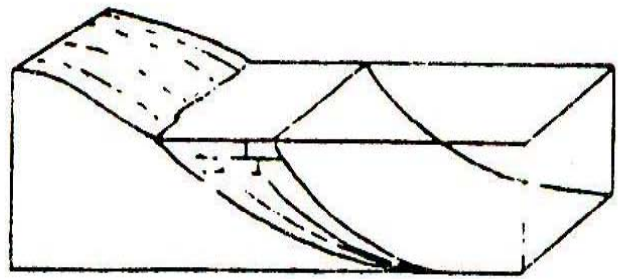
سنگ آهکهای درجا

- در این گروه از سنگ آهکها که در محل تشکیل باقی مانده و بدون جابجایی مرحله سنگ شدن را گذارنده اند از ریفها (Reef) می توان نام برد. تمام سنگهای آهکی ریفی تخلخل و تراوایی زیادی را دارا بوده و سنگ مخزنهای بسیار نامناسبی را تشکیل می دهند. سنگ آهک ریفی از سنگ شدن درجای اسکلت آهکی مجتمع جانداران به وجود می آید. این سنگها در سیستم فولک بنام بایولبنایت و در سیستم دانهام بنام باندستون نامیده می شوند.

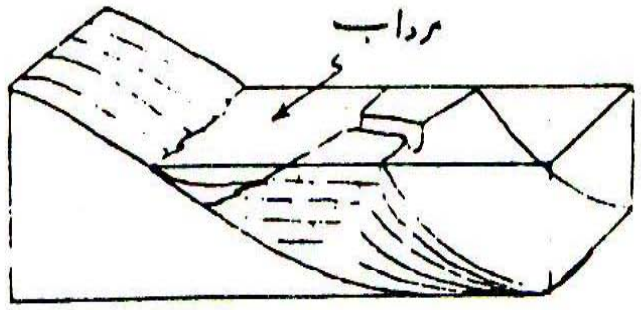


• جغرافیای طبیعی و رخساره های ریفی کنونی

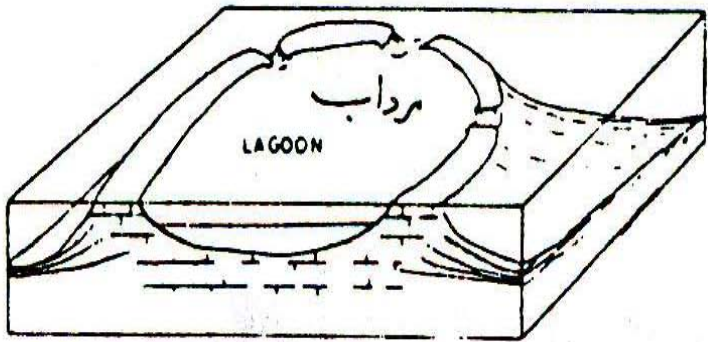
ریف
صفتی ای



ریف
سدی



ریف
طلقی



سه نوع مهم از ریف‌های کنونی

سنگ مخزنهای دلومیتی

- در گروه سنگ مخزنهای کربناته سنگهای دلومیتی اغلب دارای تخلخل و تراوایی بهتری نسبت به سنگهای آهکی می‌باشند. سنگهای آهکی در طول تاریخ تشکیل خود همواره امکان دولومیتیزه شدن را دارا می‌باشند. دو نوع دولومیتیزه شدن را می‌توان تشخیص داد: دولومیتیزه شدن قبل از دیاژنز که اغلب همزمان با رسوبگذاری صورت می‌گیرد و دولومیتیزه شدن پس از دیاژنز.

سنگ مخزنهای متفرقه

- سنگ مخزنهای عمده این گروه شامل سنگهای آذرین، دگرگونی و شیل های شکافدار است. این کانسارها گر چه از نظر زمین شناسی به علت تجمع نفت و گاز در سنگ مخزنهای غیر متعارف جالب توجهند ولی از نظر اقتصادی به ندرت حائز اهمیت می باشد.

بخش چهارم سنگ پوشش

- سنگ پوشش سنگ یا ترکیبی از سنگهای مختلف است که در مقابل عبور سیال ناتراوا باشد. سنگ پوشش قابل مقایسه با دیواره ظرف است که نقش آن نگهداری سیال در داخل ظرف می باشد. سنگ مخزن هر چه ناتراواتر بوده و شکنندگی آن کمتر باشد توان بیشتری برای حفظ هیدروکربن خواهد داشت.
- سنگ پوشش ها را می توان در پنج گروه طبقه بندی نمود که به ترتیب توان پوششی عبارتند از: سنگهای تبخیری، آواری، کربناته، مارنی و متفرقه.

سنگ پوشش های تبخیری

- مهم ترین سنگ پوشش ها را سنگ نمك (Halite) و گچ (Anhydrite and gypsum) تشکیل می دهند. نمك از ناتراواترین کانیهاست و معادن حفر شده در داخل توده های نمك بدون استثناء خشك بوده اند. قابلیت سیلان (Flowage) نمك تحت فشار پدیده ای شناخته شده است که در حرکت توده های نمك در گنبد های نمکی به خوبی نمایان است.

سنگ پوشش های آواری

- سنگهای آواری بسیار دانه ریز مانند رس سنگها (Claystone) و شیلها در بسیاری از موارد سنگ پوششهای مناسبی را تشکیل می‌دهند. شیلها از فراوان ترین سنگهای رسوبی بوده و به تناوب بین لایه های ماسه سنگ و یا سنگ آهک وجود دارد. بنابراین اغلب در رو و زیر سنگ مخزنهای ماسه ای و یا آهکی شیل قرار دارد.

سنگ پوشش های آهکی

- سنگ آهک ریزبلور یا میکرایت از دیاژنز گل آهکی به وجود می‌آید و از این نظر شبیه رس سنگها است و مانند آن سنگها به دلیل موئین بودن خلل و فرج ناتراواست. فرق این سنگ با رس سنگها در شکنندگی و در نداشتن خاصیت شکل پذیری است. در ناحیه ای آرام از نظر زمین ساخت (Tectonic) این سنگها می‌توانند نقش سنگ پوشش را ایفا نمایند.

سنگ پوشش های مارنی

- مارن ها مخلوطي از آهك و رس اند و به اين علت از سنگهاي رسي شكل پذيري كمترى داشته و بيشتر شكنده مي باشند، ولي از سنگ آهكهاي ميكريتى شكل پذيرتر بوده از اينرو نسبت به اين سنگها شكندگى كمترى دارد. خاصيت ناتراوايى مارنها بستگى به مقدار و نوع كاني رس موجود در آن تغيير مي كند ولي بهرحال مارنها نيز تحت تاثير نيروهاي زمين ساختى شديد شكاف بر مي دارند.

سنگ پوشش های متفرقه

- هیدروکربنهای جامد یا نیمه جامد مانند قیرها گاه با مسدود نمودن خلل و فرج سنگها راه عبور نفت و گاز را می بندند.
- بدیهی است چنین سنگ پوششها یعنی ماسه سنگهای قیردار فقط قادر به حفظ نفت در مخازن کم فشار می باشند. ماسه سنگهای رس دار نیز گاه به حد کافی ناتراوا بوده و مانع عبور هیدروکربن می گردند. سیلتها گرچه به ندرت ولی در برخی از مخازن نقش سنگ پوشش را داشته اند.

بخش پنجم نفتگیر

- فضاهای خالی یا روزنه های سنگ مخزن را در عمق آب پر می کند. قطره های نفت و گاز در داخل روزنه های آبدار سنگ مخزن به دلیل عوامل مختلف که مهمترین آنها اختلاف وزن مخصوص نفت و آب است به سوی بالا حرکت می کنند تا به لایه ای ناتراوا برسند.

- وجود هیدروکربن در داخل نفتگیر بستگی به تولید نفت در حوضه و جهت مهاجرت آن دارد. اگر در حوضه نفت تولید شده و در جهت مناسب مهاجرت کرده باشد ممکن است نفتگیر پر و یا نیمه پر باشد ولی اگر نفت تولید نشده و یا به سوی نفتگیر حرکت نکرده باشد، نفتگیر خالی خواهد بود.

- نفت و گاز پس از ورود به داخل نفتگیر و محبوس شدن در آن همراه با آب موجود در نفتگیر تحت تأثیر نیروی غوطه وری که ناشی از اختلاف وزن مخصوص نفت و گاز و آب است از یکدیگر جدا شده و به ترتیب درجه سبکی روزنه های سنگ مخزن را پر می کنند. گاز در بلندترین بخش نفتگیر و پس از آن نفت و آب به ترتیب قرار می گیرند.

- در نفتگیر داراي گاز و نفت و آب، پس از جدائي سيالها و رسيدن آنها به حالت سکون سطح جدائي سيالها کم و بيش به صورت صفحه اي افقي در آمده و سطح تماس گاز و نفت ستون گاز و سطح تماس آب و نفت، ستون نفت ناميده مي شود.

- گروه بندي نفتگيرها بر پايه مباني مختلفي صورت گرفته است ولي رده بندي بر اساس پيدايش بيشتر اصولي به نظر مي‌رسد. بر اين اساس نفتگيرها در سه گروه به شرح زير قرار مي‌گيرند:
- الف - نفتگيرهاي ساختماني که نيروهاي زمين ساختي در پيدايش و تکوين آنها عامل اصلي است.
- ب - نفتگيرهاي چينه اي که پيدايش آنها به رسوبگذاري و چگونگي گسترش رخساره هاي رسوبي بستگي دارد.

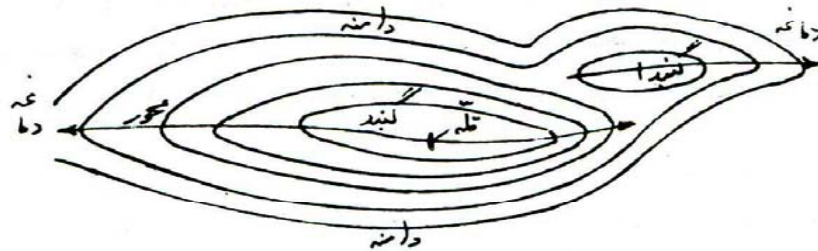
نفتگیرهای ساختمانی

- نفتگیرهای ساختمانی که در تکوین آنها نیروی زمین ساختی عامل اصلی است شامل سه نوع نفتگیر می‌باشد؛ نفتگیرهای تاقدیسی که حاصل چین خوردگی می‌باشند، نفتگیرهای گسلی که در تشکیل آنها گسل نقش اصلی را دارد و نفتگیرهای گنبد نمکی که در اثر نفوذ و بالا آمدن ستون نمک ایجاد می‌گردند.

نفتگیرهای تاقدیسی (Anticlinal traps)

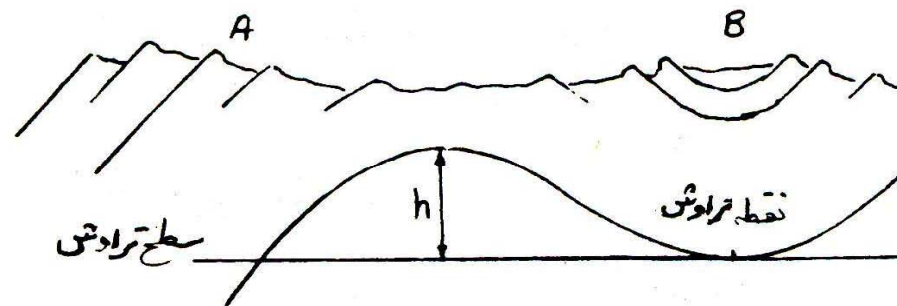
- این نفتگیرها که در اثر چین خوردگی (Folding) پدید می‌آیند و نفتگیرهای چینی (Fold traps) نیز نامیده می‌شوند مهم ترین نوع از نظر مقدار ذخیره و تعداد می‌باشند. تقریباً تمام مخازن نفت و گاز کشف شده در ایران از این نوع می‌باشند. بیشتر روش‌هایی که برای اکتشاف نفت ابداع شده برای یافتن نفتگیرهای تاقدیسی بوده است. تاقدیس‌ها را با برداشت زمین‌شناسی در نقاطی که رخنمون وجود دارد و با برداشت ژئوفیزیکی در زیر دشتهای و دریاها مشخص می‌نمایند.

- هر تاقدیس دارای دو دامنه (Flank)، دو یا چند دماغه (Plunge) ، يك صفحه محوري و خط محوري است که به طور خلاصه محور نامیده می‌شود.
- مرتفع ترین نقطه تاقدیس در هر افق قله (Culmination or Apex) تاقدیس در آن افق نامیده می‌شود. تاقدیس ممکن است دارای بیش از يك قله یا گنبد (Dome) باشد مانند تاقدیس گچساران که دارای دو گنبد گاز اولیه بوده است.



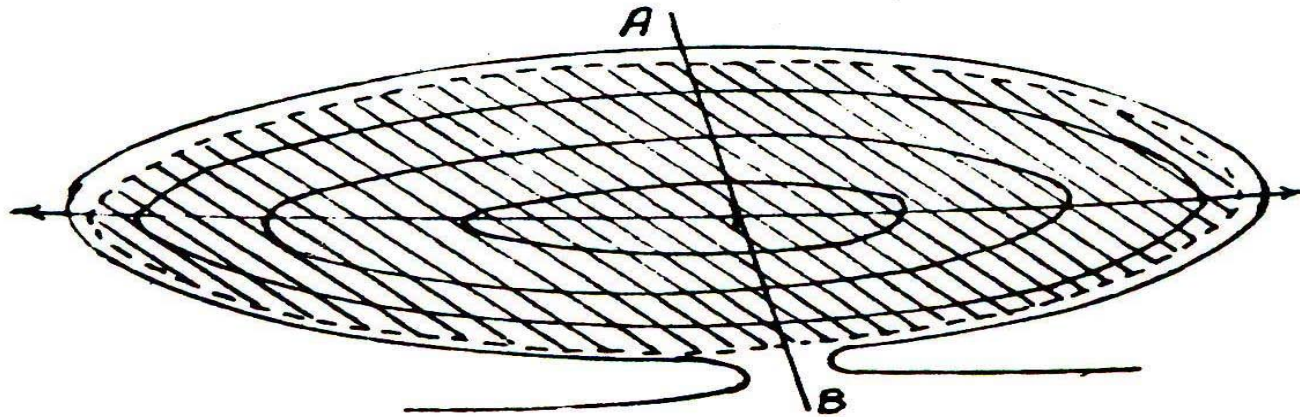
خطوط تراز تقریبی در افق فوقانی سازند آسماری در تاقدیس گچساران

- اندازه تقریبی تاقدیس با بستگی تاقدیس (Anticlinal closure) معلوم می‌شود. بستگی تاقدیس با ارتفاع بستگی یا بستگی قائم (Vertical Structural closure) و سطح بستگی (Areal closure) مشخص می‌شود. ارتفاع بستگی فاصله قله تاقدیس از صفحه ای افقی است که از نقطه باز شدن تاقدیس بگذرد.



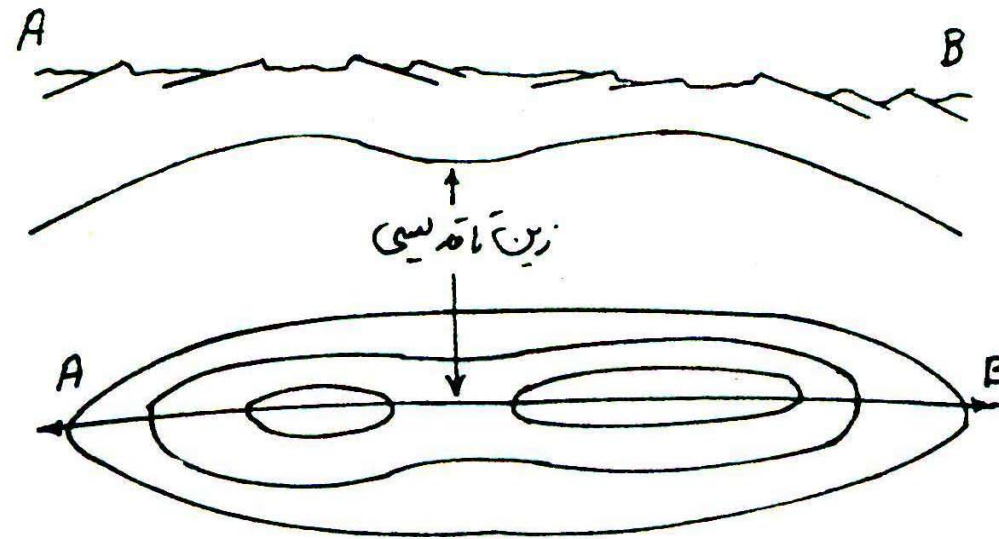
ارتفاع بستگی (h) در مقطع قائمی که از قله و نقطه تراوش می‌گذرد محل مقطع در شکل ۳۷ دیده می‌شود.

- سطح بستگی یا بستگی افقی مساحت سطحی است که در آخرین تراز بسته تاقدیس محصور است.



سطح بستگی تاقدیس با هاشور نشان داده شده است.

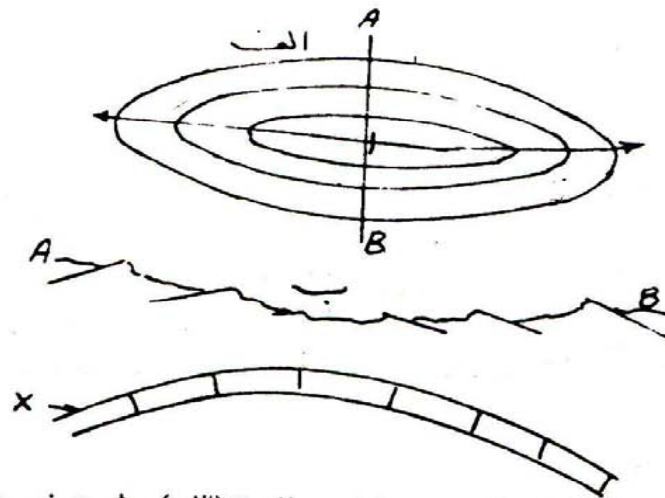
- زین تاقدیس به فرو رفتگی در طول محور تاقدیس گفته می‌شود. در شکل که برشی در طول محور تاقدیس می‌باشد زین تاقدیسی دیده می‌شود.



زین تاقدیسی در مقطع قائم و خطوط تراز مخزن در همان افق

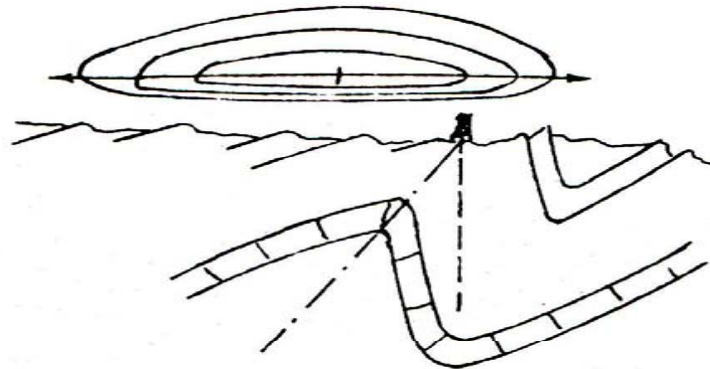
- اگر تاقدیس به طور کامل پر شود نقطه ای که نفت و گاز از آن به خارج تراوش می‌کند نقطه تراوش (Spill point) و صفحه ای افقی که از نقطه تراوش بگذرد سطح تراوش (Spilling plane) نامیده می‌شود. نقطه تراوش را که از نظر ساختمانی ضعیف ترین نقطه آن است زین بحرانی (Critical saddle) نیز می‌نامند.

- از نظر شیب دامنه ها تاقدیس ممکن است متقارن و یا نامتقارن باشد. در تاقدیس متقارن شیب دو دامنه تقریباً نزدیک به هم و صفحه محوری قائم است. شکل الف، خطوط تراز تاقدیس متقارنی را در افق X نشان می‌دهد. شکل ب برش عرضی همان تاقدیس را نشان می‌دهد.



خطوط تراز تاقدیس متقارنی در افق X (الف) برش عرضی همان تاقدیس (ب)

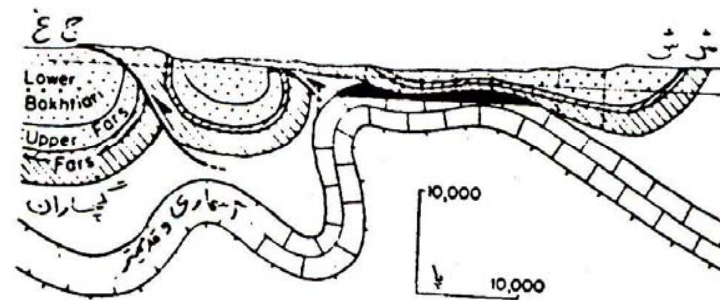
● در تاقديس نامتقارن شيب دامنه ها متفاوت بوده وحتي ممكن است يكي از دامنه ها برگشته باشد. در تاقديسهاي نامتقارن صفحه محوري قائم نيست و در نتيجه قله تاقديس در عمق به طرف دامنه كم شيب تغيير محل مي دهد. چاه قائم كه از قله سطحي تاقديس حفر شود با ازدياد عمق از محور تاقديس دورتر خواهد شد. شكل زير تاقديس نامتقارن را در برش و خطوط تراز آن را در افق X نشان مي دهد.



خطوط تراز تاقديس نامتقارنی در افق X (الف) و برش عرضی همان تاقديس و وضع چاه قائمی که از محور سطحي حفر شود (ب)

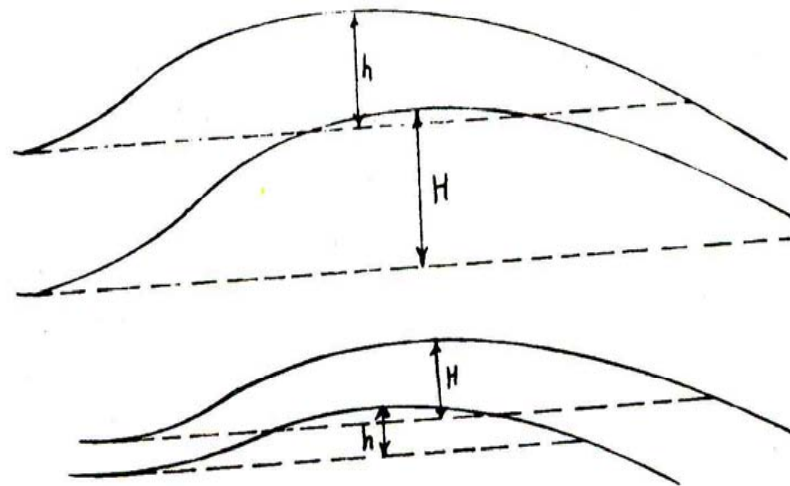
- در برخي از تاقدیس ها چین خوردگی هماهنگ صورت گرفته و شکل چین خوردگی تا مرکز انحنای تاقدیس تغییر نمی‌کند. در برخي دیگر از تاقدیس ها در چین خوردگی ناهماهنگی دیده می‌شود که وجود لایه های نامقاوم (Incompetent) در بین لایه های مقاوم یکی از علل عمده این ناهماهنگی است.

- شکل زیر برش عرضی میدان نفتی مسجد سلیمان را نشان می‌دهد. در این تاقدیس لایه های گچی و نمکی سازند گچساران به علت نرمی در داخل خود چین خورده و چین خوردگی کلی تاقدیس را به صورت ناهماهنگ در آورده است. به طوری که دیده می‌شود شکل چین خوردگی در زیر و روی این سازند کاملاً متفاوت است.



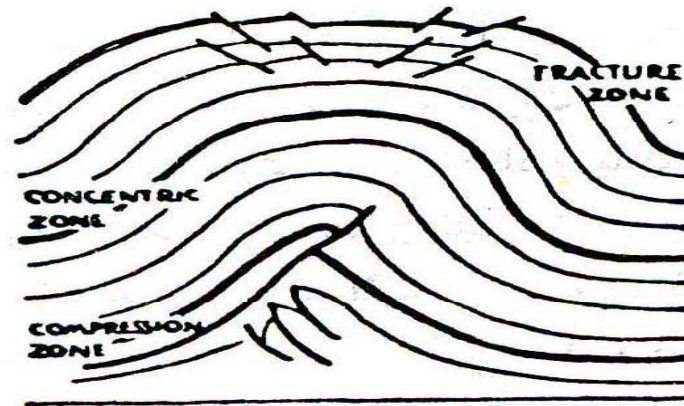
برش عرضی تاقدیس مسجد سلیمان. چین خوردگی ناهماهنگ در لایه های زیر و روی سازند گچساران. نفت به رنگ سیاه نشان داده شده است.

– تغییر ضخامت لایه ها نیز ممکن است سبب ازیاد و یا کاهش ارتفاع بستگی تاقدیس در عمق گردد. اگر لایه ها از يك طرف تاقدیس به سوي نقطه تراوش ضخیم شوند بستگی تاقدیس در زیر طبقه ضخیم شده بیشتر خواهد شد. اگر لایه ها به سوي نقطه تراوش نازك شوند بستگی تاقدیس در زیر لایه نازك شده کمتر خواهد شد. شکل زیر به صورت اغراق آمیز این مسئله را نشان می‌دهد.



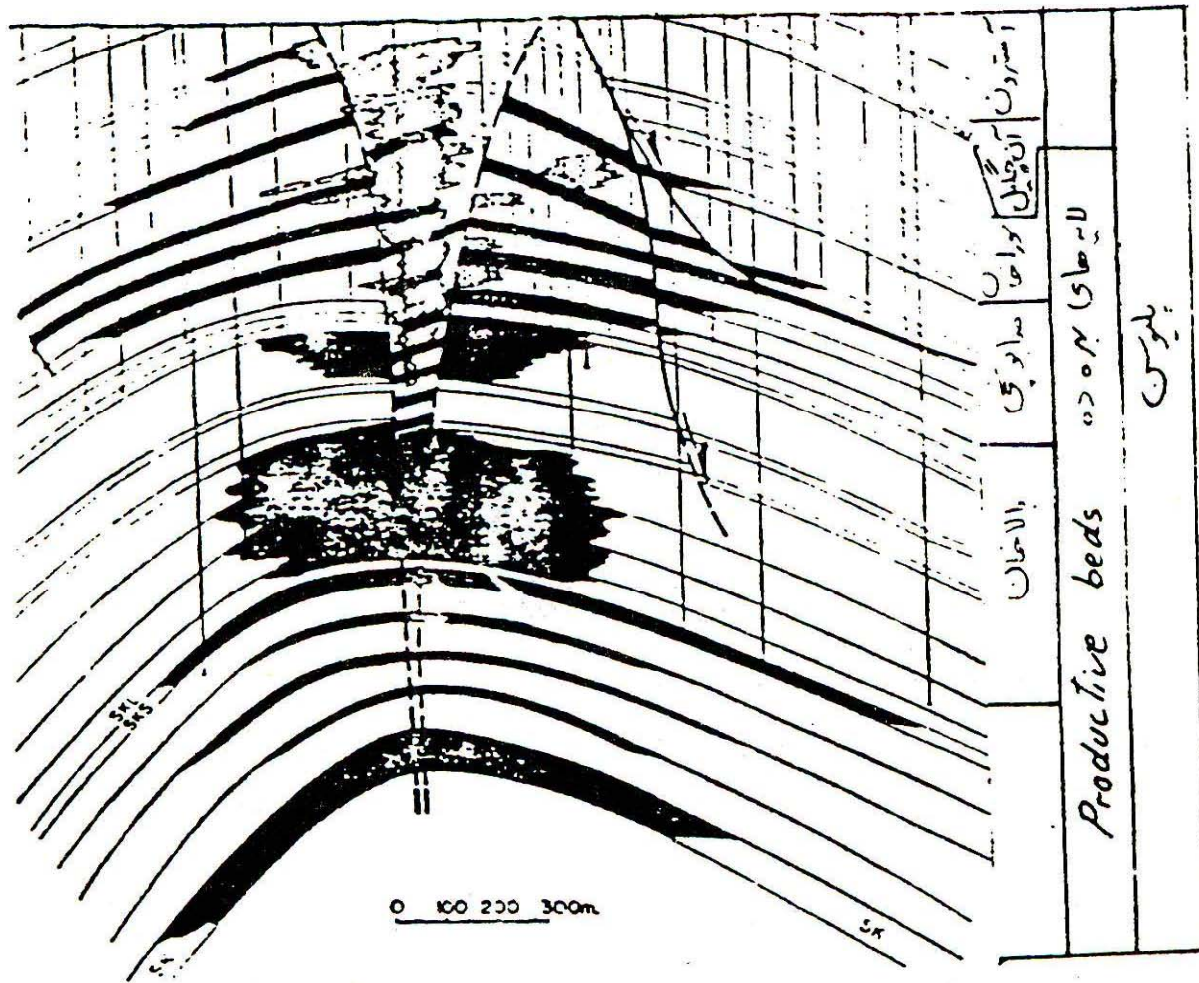
تغییر بستگی قائم تاقدیس به علت تغییر ضخامت.
 الف – ازدیاد بستگی در افقهای زیرین به علت
 ازدیاد ضخامت لایه ها به سوي نقطه تراوش. ب-
 کاهش بستگی در افقهای زیرین به علت کاهش
 ضخامت لایه ها به سوي نقطه تراوش.

- در هر تاقدیس با توجه به طول موج چین خوردگی پس از عمق معینی لایه‌های زیرین به علت نبود فضای کافی نمی‌توانند هماهنگ با لایه‌های زیرین چین بخورند و در زیر مرکز انحناء تاقدیس نظم چین بهم می‌خورد.



زون‌های چین خوردگی در یک تاقدیس، که زون شکاف دار در بخش مرکزی و فوقانی تاقدیس و زون چین خوردگی هم مرکز را در بالای مرکز انحناء نشان می‌دهد. زون فشرده در زیر آن مرکز با چین خوردگی درهم و گسله دیده می‌شود.

- در ساختمانهای تاقديسي چون لايه هاي متعددي با ضخامت زياد چين مي خورند اگر در ناحيه وضع چينه اي مناسب وجود داشته باشد امکان دارد در يك تاقديس مخزنهائي متعددي در افق هاي مختلف و مجزا از يکديگر تشکيل شوند. ماند ميدان نفتي سانتافه اسپرينگ در کاليفرنيا که از ۲۳ نفتگير مجزا و ميدان نفتي بي بي ايبت در باکوکه از بيش از ۱۵ مخزن مجزا در يك تاقديس تشکيل شده اند.



برش قائم میدان نفتی بی بی ایبت یکی از میدانهای چندمخزنی متعددی که در این ناحیه وجود دارد. دربخش مرکزی میدان گل فشان قدیمی غیرفعالی دیده می شود. ذخایر نفتی به رنگ سیاه نشان داده شده است. (از لورسن)

- بسیاری از تاقدیس های نفتی کشف شده در ایران نیز دارای چند مخزن مجزا می باشند مانند تاقدیس اهواز که دارای سه مخزن مجزا در سازندهای آسماری، سروک و گروه خامی است و میدان گازی خانگیران در ناحیه سرخس که دارای دو مخزن گازی مجزا در سازندهای شوریجه و مزدوران است.

کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی قوار

- کانسار قوار بزرگترین میدان نفتی جهان است. طول این میدان ۲۵۰ کیلومتر و عرض آن در حدود ۲۰ کیلومتر است. میزان ذخیره قابل استحصال نهایی در سال ۱۹۸۲ در حدود ۸۳ میلیارد بشکه برآورد شده است. سنگ مخزن این میدان را سنگهای کربناته ژوراسیک فوقانی تشکیل می‌دهد. جوان ترین سازند ژوراسیک را در این میدان انیدریت هیت تشکیل می‌دهد. در زیر آن سازند عرب قرار دارد که از بالا به پایین به ترتیب از بخش کربناته A، انیدریت، بخش کربناته B، انیدریت، بخش کربناته C، انیدریت و بخش کربناته D تشکیل شده است. در میدان نفتی قوار سنگ مخزن اصلی بخش D سازند عرب است که ۲۶۰ پا ضخامت دارد.

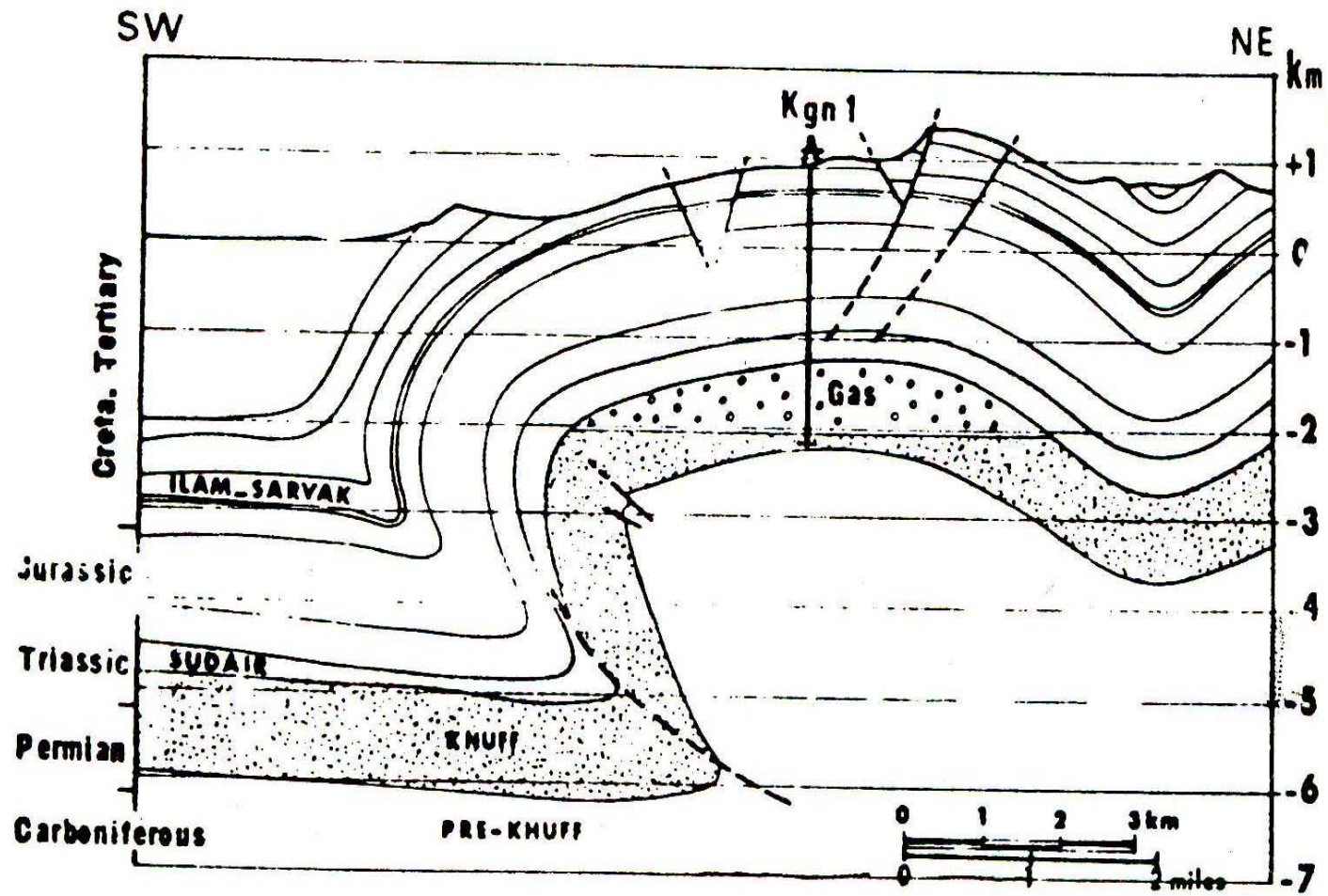
کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی بورغان

- تاقدیس گنبدی شکل بورغان دومین میدان نفتی دنیا از نظر مقدار ذخیره است. میدان نفتی بورغان اولین و مهم ترین میدان نفتی کشف شده در کویت می باشد. سنگ مخزنهای اصلی این میدان از ماسه سنگهای بورغان و وارا (Wara) تشکیل شده که ضخامتشان رویهم در حدود ۴۰۰ متر می باشد. سن ماسه سنگ وارا کرتاسه فوقانی (Cenomanian) و ماسه سنگ بورغان کرتاسه زیرین (Albian) است. سنگ پوشش این مخزنها شیل و آهک مارنی می باشد. میدان نفتی بورغان بزرگ با ذخیره ای در حدود ۷۲ میلیارد بشکه دومین میدان نفتی بزرگ جهان است.

کانسار نمونه، میدان گازی تاقدیسی کنگان

- میدان گازی فوق عظیم کنگان در ۱۵۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر بوشهر در سال ۱۳۵۲ کشف شده است. کانسار گازی کنگان تاقدیس نامتقارنی است که دامنه جنوب شرقی آن برگشته است. سنگ مخزن آن را سنگهای کربناته سازندهای کنگان و دالان که به ترتیب به سن تریاس زیرین و پرمین فوقانی می‌باشند تشکیل می‌دهند. سنگ پوشش مخزن را شیل آگار و لایه های تبخیری سازند دشتک می‌سازند. انیدریت بخش نار از سازند دالان سنگ مخزن را به دو بخش مجزا تقسیم می‌کند.

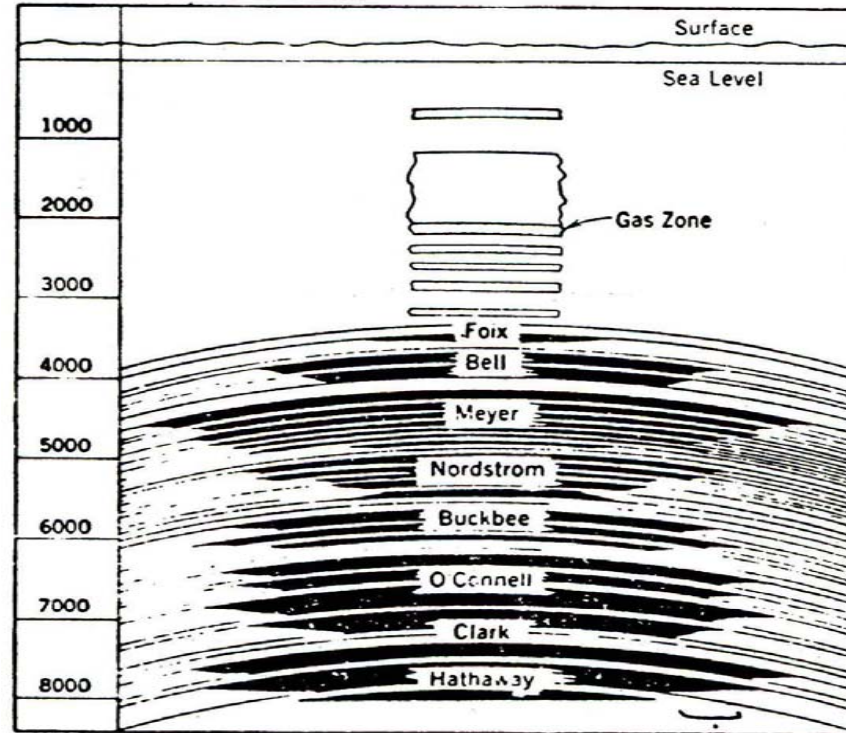
- کمترین عمق سنگ مخزن در حدود ۲۱۰۰ متر است. ذخیره قابل استحصال میدان کنگان در حدود ۲۴ تریلیون پای مکعب برآورده شده است. مقدار نفت میعانی این میدان در حدود ۲۰۰ بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب می‌باشد. شکل زیر برش عرضی این میدان را نشان می‌دهد.



برش عرضی تاقدیس کنگان. سازند سدیر در این شکل معادل سازند دشنک و سازند خوف معادل سازندهای کنگان و دالان می باشد. از ریبیر^۱

کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی چند طبقه سانتافه اسپرینگ (Santa Fe springs)

- این میدان در ۲۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر لوس آنجلس واقع و در سال ۱۹۱۹ کشف شده است. تاقدیسی گنبدی شکل متقارن با طول و عرض ۳ و ۵/۱ کیلومتر است. سنگ مخزن این کانسار از ۹ گروه ماسه سنگ بهره ده تشکیل شده که هر یک دارای ضخامتی بین ۱۰۰ تا ۶۵۰ پا می باشد. این میدان دارای ۲۴ مخزن جداگانه است که ۲۳ مخزن آن نفتی و یک مخزن گازیست. سن سنگ مخزن گازی و ۷ گروه از مخزنهای نفتی زیر آن پلیوسن و دو ماسه سنگ زیرین میوسن است.



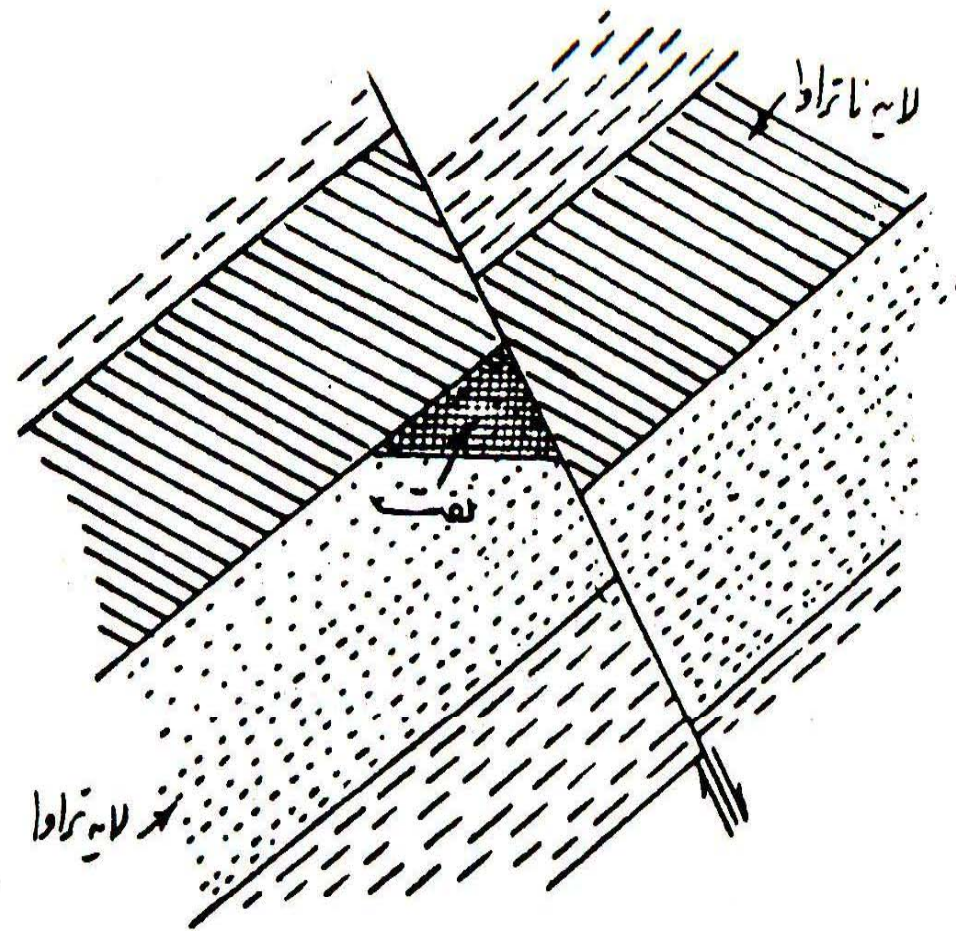
الف - محل میدان نفتی سانتافه اسپرینگ در کالیفرنیا. ب - برش عرضی میدان، گروه‌های سنگ مخزن و وضع ذخیره میدان در زمان کشف.

نفتگیرهای گسلی (Fault traps)

- گسل ها چه مستقیم و چه معکوس ممکن است نقشی کاملاً متفاوت در تجمع نفت و گاز داشته باشند. صفحه گسل گاه به صورت کانالی برای مهاجرت نفت و گاز عمل می‌کند و گاه به صورت عاملی مسدود کننده راه عبور سیال را می‌بندد. معمولاً در سنگهای تبخیری و شیلها صفحه گسل غیرقابل نفوذ است و در سنگهای آهکی و آذرین و متامورفیک که شکننده اند صفحه گسل محل مناسبی برای گذر سیال است.

شرایط زیر برای تشکیل نفتگیرهای گسلی لازم است

- الف - جابجایی گسل باید به نحوی باشد که بخشی از لایه های ناتراوا در دو سوی گسل مقابل هم قرار گیرند (شکل زیر).
- ب - بخشی از لایه های فوقانی سنگ مخزن در برابر لایه های ناتراوا قرار گیرد (شکل زیر).
- ج - گسل باید بخشی از تاقدیس را ببرد یا گسل های جانبی فرعی دیگر بخشی از سنگ مخزن را به صورت بلوکی جدا سازند.



برش عرضي نفتگيري گسلي که شرايط الف و ب را براي تشکيل نفتگير نشان مي دهد.

- **کانسار نمونه نفتگیر گسلی کرال (Creole)**

- نفتگیر گسلی کرال در ساحل لویزیانا در فاصله ۲ کیلومتری ساحل قرار دارد.

- **کانسار نمونه، نفتگیر گسلی فهود (Fahud)**

- میدان نفتی فهود در عمان نمونه جالبی از نفتگیری گسلی است. سنگ مخزن، سنگ آهک وازیا (Wasia) به سن کرتاسه زیرین (Cenomanian- Albian) ۴۲۰ تا ۴۵۰ متر ضخامت دارد و اغلب دولومیتی شده است.

نفتگیرهای گنبد نمکی

- لایه های نمک که گنبد های نمک ریشه در آن دارند در حوضه های رسوبی مختلف به سن های مختلف از پرکامبرین تا کواترنر دیده می شوند. وزن مخصوص نمک $1.6/2$ گرم بر سانتیمتر مکعب است که کمتر از وزن مخصوص متوسط سنگ های رسوبی است. سنگ نمک خاصیت شکل پذیری داشته و اگر در عمق کافی قرار گیرد به علت حرارت زمین گرمایی و فشار لایه های فوقانی به حالت نیمه سیال و خمیری در می آید و از نقاط پر فشار به نقاط کم فشار حرکت می کند.

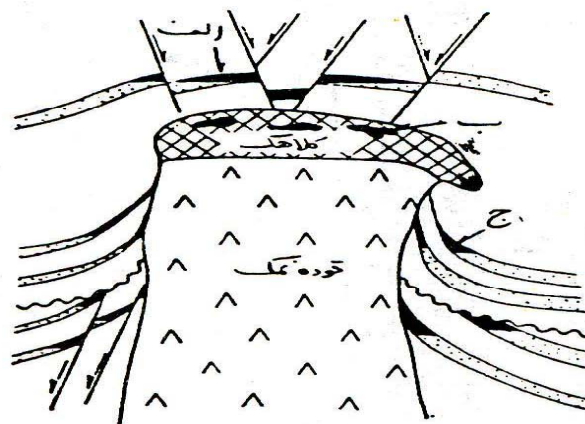
- پدیده های زیر که در گنبد های نمک مشاهده می شوند جریان و حرکت کند نمک را تایید می کنند.
- الف - حرکت نمک به صورت یخچالی در اطراف ستون نمک در سطح.
- ب - انحناء و گنبدی شکل شدن لایه های روی گنبد نمک در گنبد هایی که به سطح زمین نرسیده اند.
- ج - وجود کلاهک (Cap rock) در روی گنبد های نمکی. کلاهک شامل خرده سنگ های جدا شده از لایه های روی نمک است که پیشاپیش توده نمک به سوی بالا رانده می شود.
- د - وجود لایه بندی های تغییر شکل یافته و چین خورده در توده نمک.

- نفتگیرهای گنبد نمکی نسبت به سایر انواع نفتگیرها وضع ساختمانی پیچیده تری را دارا می‌باشند. مکانیسم تشکیل گنبد نمک با شکافتن و خم کردن لایه های فوقانی همراه است و گسل های متعددی را ایجاد می‌کند. این گسلها سبب پیچیدگی وضع ساختمانی نفتگیر می‌گردند. با این وجود درصد قابل ملاحظه ای از نفت و گاز جهان در این نفتگیرها کشف شده است.

- در ایران در حوضه رسوبی زاگرس بیش از ۱۱۰ گنبد نمک وجود دارد که در حدود ۷۵ گنبد آن در لارستان و جنوب شرق خلیج فارس قرار دارد. نمک این گنبدها ریشه در سازند هرمز به سن اینفراکرمبرین و کامبرین دارد. برخی از جزایر خلیج فارس مانند هرمز، لارک، ابوموسی و تنب ها را گنبدهای نمک هرمز تشکیل داده‌اند.

- در جنوب سمنان، در کویر مرکزی نیز گنبد‌های نمک متعددی وجود دارد که سن نمک آنها ائوسن و الیگومیوسن است. معروف ترین گنبد نمک در حوضه رسوبی ایران مرکزی، گنبد نمک قم است که کوه نمک نامیده می‌شود و ریشه اصلی آن در لایه های نمک سازند قرمز تحتانی می‌باشد. گنبد‌های نمکی در آذربایجان نیز وجود دارد که سن نمک آن میوسن است. نمک هایی به سن ژوراسیک نیز از ناحیه راور کرمان گزارش شده است.

- گنبد‌های نمکی سه نوع نفتگیر پدید می‌آورند. نفتگیر فوق کلاهک (Super cap trap)، نفتگیر کلاهک گنبد نمک (Cap rock trap) و نفتگیرهای دامنه‌ای (Flank trap)
- انواع مهم نفتگیرهای گنبد نمکی الف - نفتگیرهای فوق کلاهک. ب - نفتگیرهای کلاهک. ج - نفتگیرهای دامنه‌ای



انواع مهم نفتگیرهای گنبد نمکی الف - نفتگیرهای فوق کلاهک. ب - نفتگیرهای کلاهک. ج - نفتگیرهای دامنه‌ای

نفتگیر فوق کلاهک گنبد نمک

- اگر گنبد نمک به سطح زمین نرسد ممکن است باعث خم شدن لایه های فوقانی شده و نفتگیرهای تاکدیسی شکلی را ایجاد نماید. که در رده نفتگیرهای تاکدیسی هم می تواند قرار گیرد.

کانسار نمونه، نفتگیر فوق کلاهک دمام (Dammam)

- میدان نفتی دمام اولین میدان نفتی کشف شده در عربستان سعودی است. سنگ مخزن این میدان را چهار بخش سنگهای کربناته A، B، C و D سازند عرب به سن ژوراسیک فوقانی تشکیل می‌دهند که سنگ آهک‌هایی آلیتی و دولومیتی می‌باشند.

نفتگیر کلاهک گنبد نمک

- در بالای ستون نمک کلاهکی برشی از خرده سنگهای مختلف که توده نمک از لایه هایی که از آنها عبور نموده جدا کرده وجود دارد. علاوه بر این خرده سنگها قطعاتی از سنگ نیز در کلاهک وجود دارد. برش کلاهک اگر در شرایط مناسب قرار گیرد میتواند مخزن مناسبی برای تجمع نفت و گاز گردد. بدیهی است برای تشکیل این نوع نفتگیر گنبد نباید در سطح زمین ظاهر شده باشد.

کانسار نمونه، نفتگیر کلاهک گنبد نمک اسپیندل تاپ (Spindle top)

- کشف نفت در میدان اسپیندل تاپ تکزاس در سال ۱۹۰۱ آغاز صنعت نفت در ناحیه گلف کوست بود. چاه اکتشافی که در بالای تپه‌ای خاکی حفر شد به نفت برخورد. بهره دهی چاه ۷۵ هزار بشکه در روز و سنگ مخزن دولومیتی کارستی بود. نفت جمع شده در کلاهک اسپیندل تاپ بیش از ۵۰ میلیون بشکه بود که استخراج آن با حفر چاهها ادامه پیدا کرده است.

نفتگیرهای دامنه ای گنبد نمک

- گنبد نمک در حرکت به سوی بالا، طبقات فوقانی را خم نموده و سپس آنها را شکسته و شیبی در خلاف جهت حرکت ستون نمک به لایه ها می دهد. لایه های شیب یافته در فراشیب به ستون نمک که ناتراواست ختم می شوند. اگر این لایه ها دارای توالی مناسبی از سنگ مخزن و سنگ پوشش بوده و نفت نیز در ناحیه تولید شده باشد ممکن است کانسار قابل توجهی در دامنه های گنبد نمک تشکیل شود.

کانسار نمونه ، نفتگیر دامنه ای گنبد نمک اسپیندل تاپ

- در سال ۱۹۱۴ در نفتگیرهای دامنه‌ای میدان نفتی ساورلیک که مانند اسپیندل تاپ از کلاهِک آن بهره برداری می‌شد نفت کشف گردید. در دهه های بعدی از نفتگیرهای دامنه ای این میدان ۵۰٪ بیش از نفتگیرهای کلاهِک نفت استخراج شد.

نفتگیرهای چینه ای (Stratigraphic traps)

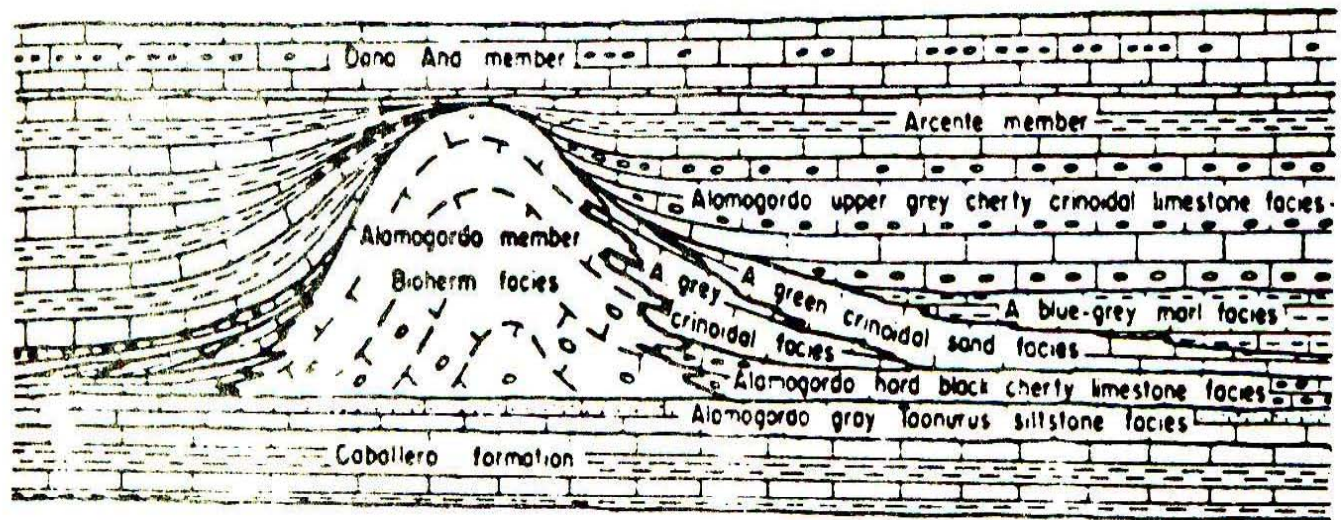
- در سنگ مخزنی که بر روی آن سنگ پوشش قرار دارد هیدروکربنها در جهت فراشیب (Up dip) حرکت می‌نمایند. اگر در این جهت رخساره سنگ مخزن تغییر کرده و به سنگی ناتراوا تبدیل گردد قطع تراوایی اثری همانند اثر گسل را در تجمع نفت و گاز خواهد داشت که لایه‌ای ناتراوا را در برابر لایه‌ای تراوا در فراشیب قرار می‌دهد. بدیهی است در مخازن چینه‌ای لایه تراوا را عوامل رسوبی در برابر لایه ناتراوا قرار می‌دهند نه عوامل زمین‌ساختی.

- قطع تراوایی سنگ مخزن ممکن است سریع باشد مانند از میان رفتن گوه مانند (Pinch out) عدسی های ماسه ای تراوا در داخل لایه های شیلی ناتراوا، و یا با تغییری تدریجی لایه تراوا به طور جانبی تغییر رخساره داده از ماسه سنگ تراوا به ماسه سنگ رسی کم تراوا و در نهایت به سنگ رس ناتراوا تبدیل گردد. در این روند سنگهای آهکی تراوا به آهک مارنی و مارن و شیل ناتراوا تغییر رخساره می دهند.

- کشف نفتگیرهای چینه ای دشوارتر از کشف نفتگیرهای ساختمانی است و به مطالعات چینه شناسی، رسوب شناسی، زمین ساختی و برداشت های لرزه نگاری دقیق نیاز دارد. نفتگیرهای چینه ای را میتوان در پنج گروه قرار داد. ریفها، عدسی های ماسه ای، تغییر رخساره های تدریجی، دگر شیبی و تپه های مدفون.

نفتگیرهای ریفی (Reef traps)

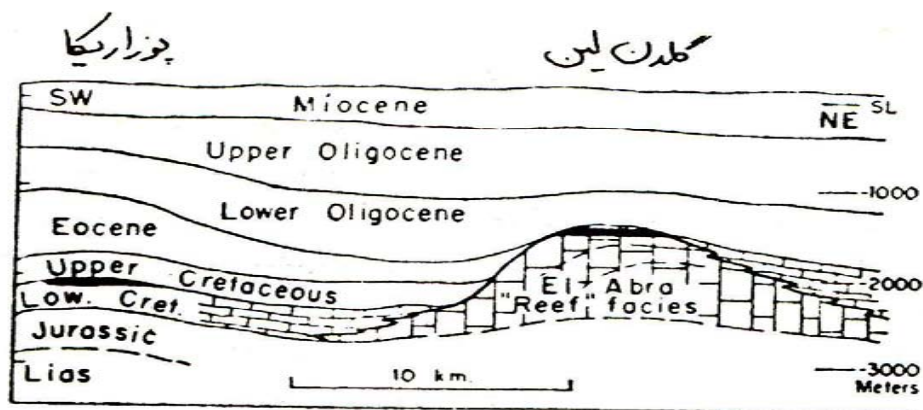
- گرچه ریفهای جدید بیشتر ریفهای مرجانی می‌باشند ولی در دورانهای گذشته زمین‌شناسی جانداران مختلفی نظیر آلهگهای آهکی (Calcareous algae) ، بریوزوواها (Bryozoans) و اسفنجها (Sponges) ریف ساز بوده اند. بدنه اصلی ریف پس از سنگ شدن نیز بسیار متخلخل و تراواست. معمولاً روی این مجموعه در پایان عمر ریف رسوبی تبخیری و یا دانه ریز قرار می‌گیرد و بدنه اصلی ریف به صورت مجموعه تراوایی در میان لایه های ناتراوا محصور می‌گردد.



برش زمین‌شناسی ریف بیوهرم آلاموگوردو. در این برش بدنه اصلی ریف و
 رخساره‌های پیش‌ریف در سمت راست و پس‌ریف با لایه‌های مارنی در سمت چپ شکل
 دیده می‌شود.

کانسار نمونه، نفتگیر ریفی گلدن لین (Lane)

- از نفتگیر ریفی گلدن لین در مکزیک بیش از یک میلیارد بشکه نفت استخراج شده است.



برش زمین‌شناسی میدانهای نفتی گلدن لین و پوزاریکا در مکزیک.

عدسی های ماسه ای (Lenticular sands traps)

- میدانهای نفت و گاز بسیاری در عدسیهای ماسه ای کشف شده است. این نفتگیرها در محیط های رسوبی خاصی به وجود می آیند که حجمهایی از ماسه را به طور کامل در رسوبهای دانه ریز مانند شیل و رس سنگ محصور می سازد. عدسیهای ماسه ای در محیطهای رسوبی مختلفی تشکیل می شوند و از این رو اشکال متفاوتی را دارا می باشند.

کانسار نمونه، نفتگیرهای ماسه سنگ بند کفشی گرین وود (Green Wood)

- گسترش بهینه ماسه سنگهای بندکفشی در ایالت گرین وود و جنوب شرق کانزاس است که در آن عرسی های طویل ماسه سنگ کوارتزی به سن کربنیفر دارای نفت است.

کانسار نمونه، نفتگیرهای ماسه سنگ دلتایی پورت آرتو (Port Arthur) و پورت ایکرز (Port Acres)

- این میدانها در عدسیهای ماسه سنگهای دلتایی تشکیل شده و در ناحیه گلف کوست تکزاس قرار دارد. این ناحیه در زمان الیگوسن تشکیل شده است.



نفتگیرهای تغییر رخساره ای (Change in facies traps)

- تشکیل نفتگیر به علت تغییر رخساره در اثر تبدیل ماسه سنگ به رس سنگ و یا سنگ آهک به مارن و شیل در جهت فراشیب لایه صورت می‌پذیرد. دولومیتی شدن نیز گاه بخش تراوایی در سنگ آهک ناتراوا ایجاد می‌کند. بدیهی است برای اینکه نفتگیر تغییر رخساره ای تشکیل گردد باید بر روی بخش تراوا را لایه های ناتراوا بپوشاند.

- کانسار نمونه، گازگیر تغییر رخساره ای هوگتن (Hugoton)
- تغییر رخساره در جهت فراشیب سبب تجمع گاز در میدان گازی بزرگ هوگتن در جنوب غرب کانزاس شده است.
- کانسار نمونه، نفتگیر تغییر رخساره ای دیپ ریور (Deep River)
- گرد آمدن نفت در این کانسار به علت دولومیتی شدن محلی سنگ آهکی ناتراوا است.

نفتگیرهای دگرشیبی (Angular unconformity traps)

- **نفتگیرهای دگرشیبی (Angular unconformity traps)**
- در زیر دگرشیبی ها سنگهایی قرار گرفته اند که در طول زمانهای زمین شناسی در سطح زمین تحت تأثیر عوامل جوی قرار داشته اند. نفوذ آبهای سطحی و انحلال بخش هایی از آهک و سیمانهای آهکی بر روزه های این سنگها افزوده و گاه حفره های کارستی در سنگهای آهکی پدید می آورد. پیشروی بعدی دریا و رسوبگذاری جدید اگر سنگهای زیر دگرشیبی را با رسوبهای ناتراوا بپوشاند نفتگیرهای مناسبی را برای تجمع نفت و گاز پدید خواهد آورد.

- زیر دگرشیبی ها سنگ مخزنهای مناسبی یافت می‌شود. گاه سنگ مادرهایی که در زیر دگرشیبی قرار گرفته اند نیز در دور اول رسوبگذاری در عمق کافی قرار نگرفته و نابالغ باقی می‌مانند. پس از پیشروی دریا و تشکیل رسوبهای جدید سنگ منشاء ممکن است در عمق کافی مدفون شده و هیدروکربن تولید نماید. میدان نفتی حسی مسعود در الجزیره نمونه بارزی از نفتگیرهای دگرشیبی است.

کانسار نمونه، نفتگیر دگرشیمی سریر (در لیبی)

- نفتگیر سریر یکی از ۱۰ تا ۱۲ میدان فوق عظیم جهان می‌باشد. ذخیره قابل استحصال آن یک میلیارد تن (بیش از ۳/۷ میلیارد بشکه) برآورد شده است. سنگ مخزن میدان سریر ماسه سنگی به سن کرتاسه فوقانی می‌باشد. در تشکیل نفتگیر علاوه بر دگر شیمی گسلها نیز نقش داشته اند. از این رو میدان سریر را می‌توان نفتگیری مختلط دانست.

کانسار نمونه، نفتگیر دگرشیمی اکلاهاسیتی

- میدان عظیم نفتی اکلاهاسیتی در ایالات متحده آمریکا در سال ۱۹۲۸ کشف شد. سنگ مخزن این میدان را دولومیت آرباکل (Arbuckle) و ماسه سنگ ویلکاکس (Wilcox) تشکیل می‌دهد. دولومیت آرباکل که قدیمی‌تر از ماسه سنگ ویلکاکس است بلافاصله در زیر دگرشیمی قرار دارد.

نفتگیر تپه های مدفون (Buried hill trap)

- نفتگیر تپه های مدفون نوع خاصی از نفتگیرهای دگرشیبی می باشد که در آن تپه های قدیمی نفتگیر را تشکیل می دهند. اگر تپه ماهورهایی در خشکی وجود داشته و پیشروی دریا سریع باشد به طوریکه این تپه ها فرسوده نشده و در زمان کوتاهی زیر آب قرار گیرند شکل خود را در آب و در زیر رسوبهای جدید حفظ خواهند نمود. این تپه ها که در طول زمانهای زمین شناسی در خشکی و تحت تأثیر عوامل جوی قرار داشته اند اگر از سنگهای کربناته تشکیل شده باشند متخلخل و گاه کارستی می باشند. اگر رسوبات جدیدی که آنها را می پوشاند ناتراوا باشد نفتگیر مناسبی پدید خواهد آمد.

کانسار نمونه، نفتگیر تپه مدفون رنکیو (Renqiu)

- در سال ۱۹۷۵ نخستین میدان نفتی در سنگهای پرکامبرین فوقانی (Sinian) در نفتگیر رنکیو که از نوع تپه های مدفون بود کشف گردید. تا سال ۱۹۸۱ بیش از ۴۰ نفتگیر از این نوع در منطقه شناخته شد. ذخیره نفت این میدانها ۲۲٪ ذخیره کل نفت منطقه و مقدار تولید از این مخازن ۳۰٪ تولید کل منطقه می باشد.
- ضریب موفقیت چاههای اکتشافی نفتگیر تپه های مدفون در این منطقه ۲۰٪ و یا یک به پنج بوده است.

بخش ششم

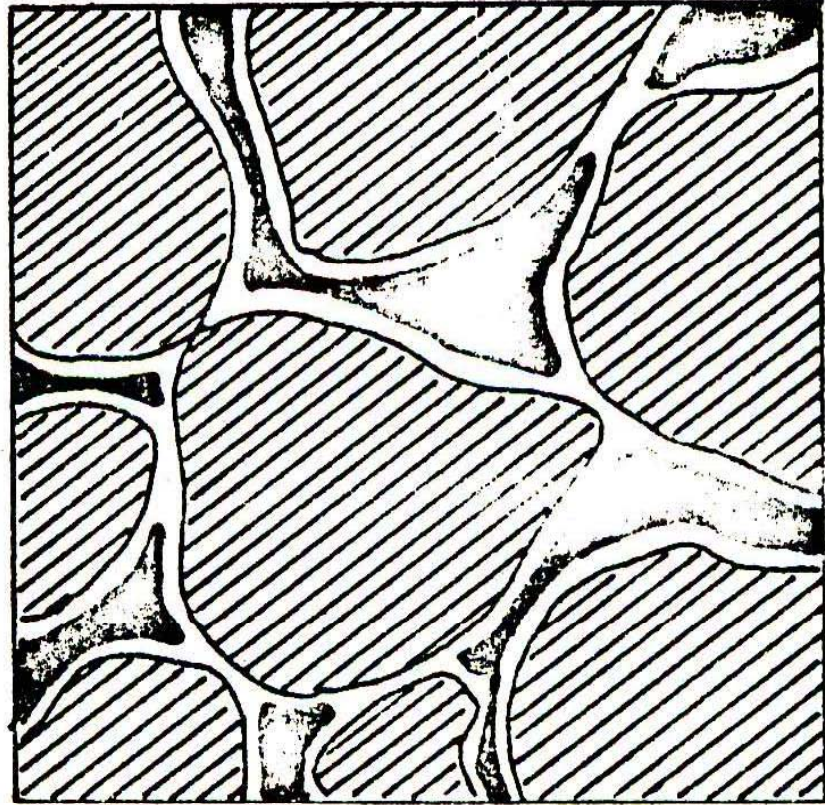
سیالهای مخزن

- سیالهای مخزن در حالت عام، گاز، نفت و آب، و در حالت‌های خاص گاز و آب و یا نفت و آب است. ترکیب شیمیایی، خواص فیزیکی و نسبت مقدار هر سیال به دیگر سیال‌های در کانسارهای مختلف متفاوت است.

- نفت و گاز و آب در مخزن بر پایه عواملی چون وزن مخصوص، فشار موی، کشش سطحی، شرایط هیدرودینامیکی و وضع تخلخل و تراوایی بخشهایی از مخزن را فرا می‌گیرند.

- آب به علت کشش سطحی بیشتری که دارد در تمام بخش های مخزن به صورت لایه بسیار نازکی سطح روزنه ها را می پوشاند و هیدروکربنها در داخل این لایه آب قرار گرفته و در تماس مستقیم با ذرات سنگ نیستند. بیشتر مخازن نفت و گاز در این گروه قرار می گیرند و مخازن «آب تر» (Water wet) نامیده می شوند.

- تنها در معدود مخازني نفت با ذرات سنگ در تماس مستقيم است. چنين مخازني را «نفت تر» (Oil wet) مي نامند. به طوركلي گاز که سبکترين سيال مخزن است بالاترني بخش نفتگير را اشغال مي کند در زير آن روزنه هاي سنگ مخزن بيشتري از نفت پر شده است و در زير آن فقط آب فضاهاي خالي را فرا مي گيرد.



تصویر تقریبی بزرگ شده‌ای از بخش نفتی مخزنی ماسه‌سنگی، دانه‌های ماسه با هاشور آب روزنه‌ای سفید و نفت سیاه نشان داده شده است.

- خواص فیزیکی سیال در شرایط مخزن که تحت فشار و درجه حرارت زیاد قرار دارد با خواص آن در سطح زمین یکسان نیست و بر همین اساس سیالی با خواص شیمیایی ثابت در مخازنی با اعماق متفاوت خواص فیزیکی متفاوتی را نشان خواهد داد.

- آشکار است که امکان مطالعه مستقیم سیال در داخل مخزن وجود ندارد. اطلاع درباره سیالهای مخزن از راههای غیر مستقیم به دست می‌آید که شامل مطالعه سیالهای موجود در مغزه (Core)، تراشه‌های چاه (Cuttings) و نمونه‌هایی می‌باشد که با نمونه‌گیری‌های مخصوص از سیال ته چاه برداشت می‌شود. در این دستگاه‌های نمونه‌برداری سعی می‌شود سیال در شرایط مخزن به آزمایشگاه برسد.

- اطلاع غیر مستقیم از سیالهای مخزن با استفاده از نمودارهای چاه نگاری مانند نمودارهای الکتریکی، رادیو اکتیو و غیره نیز به دست می‌آید. این روش‌ها هر یک محدودیتهای خود را دارا می‌باشند. مثلاً در مغزه‌ای که از عمق کنده شده و به سطح آورده می‌شود فشار و درجه حرارت به تدریج کاهش می‌یابد. گاز داخل روزنه‌ها منبسط شده و شروع به خروج از روزنه‌ها می‌نماید.

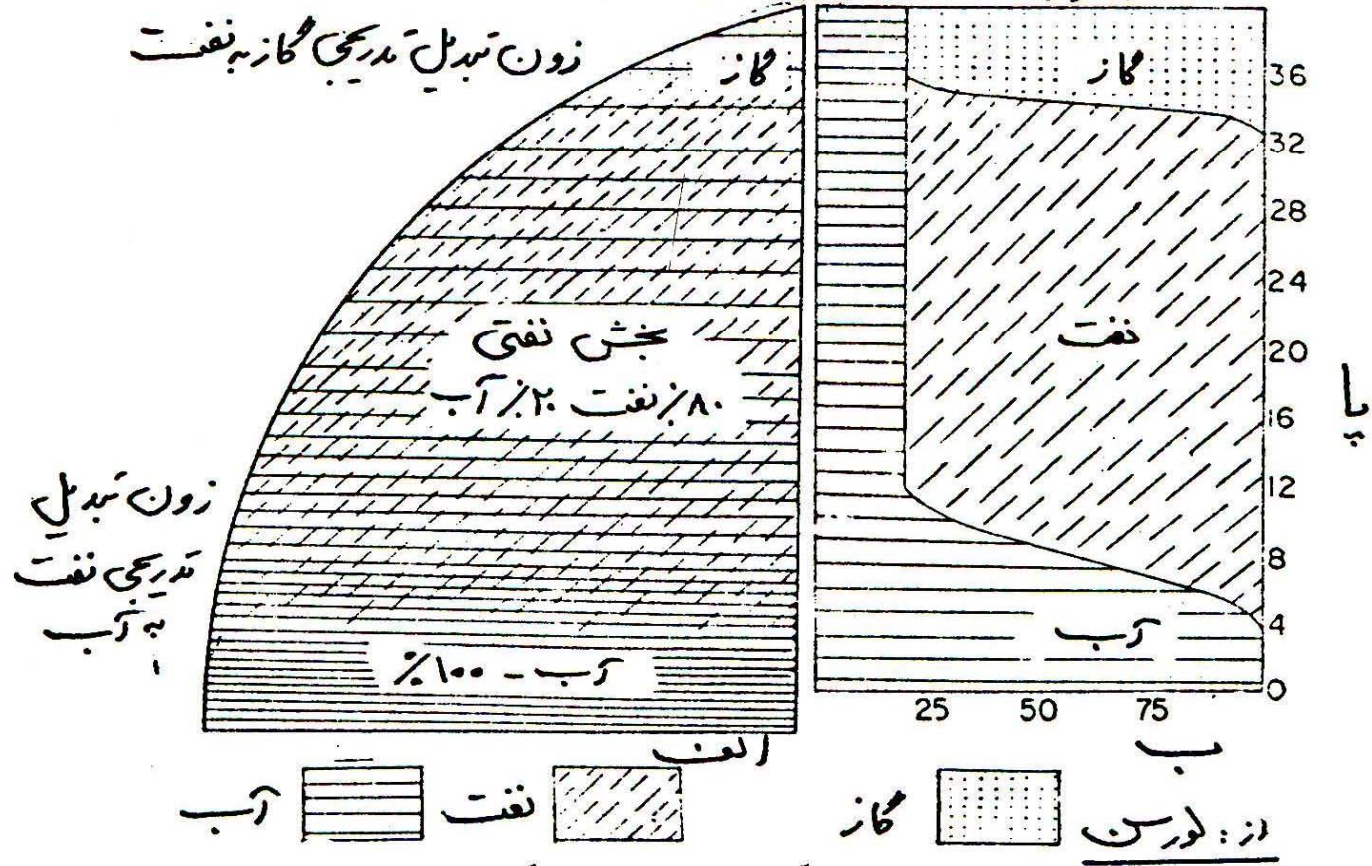
- اگر مغزه نفتي باشد بخشي از نفت نيز خارج مي‌گردد ولي چون نفت در فاز مايع است انبساط نسبت به گاز کمتر است. ولي به هر حال مقدار نفت و گاز باقي مانده در مغزه آن نيست که در شرايط مخزن بوده است. آب روزنه اي يا آبي که به صورت لايه نازکي سطح ذرات سنگ را مي‌پوشاند به علت کشش سطحي و فشار مويي در داخل روزنه هاي مغزه از نظر مقدار ثابت باقي مي‌ماند ولي به علت نفوذ آب گل حفاري غلظت املاح موجود در آن تغيير مي‌کند.

- روشهای مختلفی برای اصلاح برخی از این خطاها به کار می‌رود. مانند به کار گرفتن گل نفت سرشت (Oil base mud) در حفاری مخزن که اثری بر آب روزه ای نداشته و آب مغزه کم و بیش وضع اولیه خود را حفظ می‌نماید؛ یا منجمد نمودن مغزه بلافاصله پس از رسیدن به سطح زمین که تا حدی سیالهای داخل مغزه را حفظ می‌کند. مغزه گیرهای ویژه ای نیز وجود دارد که مغزه را در محفظه مغزه گیر (Core barrel) در شرایط مخزن نگه می‌دارد.

آب کانسار های نفت (Oil field water)

- بررسی مغزه ها و ازدیاد دانش از وضع مخازن نشان می دهد که جز در موارد معدود سطح روزنه ها را آب می پوشاند و نفت و گاز در داخل این پوشش بدون تماس با ذرات سنگ قرار گرفته اند. این آب که آب روزنه ای (Interstitial water) نامیده می شود بندرت از ۱۰٪ حجم روزنه ها کمتر بوده و در برخی از میدانهای نفتی به ۵۰٪ نیز می رسد. اگر این درصد از حدی بیشتر شود مخزن مخلوطی از آب و نفت تولید خواهد نمود. این موضوع تراوایی نسبی نامیده می شود.

به آن سو جاری شده و تا هس فشار را جبران می کند.
 اشباع نسبی سیال برش نیمه نفتگیر



وضع گاز و نفت و آب در نیمه یک نفتگیر تاقدیسی
 - اشباع نسبی نفت و گاز و آب در افق‌های مختلف مخزن و وجود آب روزنه‌ای را در تمام بخش‌های مخزن

- مقدار آب روزنه ای در نقاط مختلف مخزن بر حسب درصد فضای خالی اندازه گیری شده و اشباع نسبی آب (Water Saturation) نامیده می شود. در بخش نفتی مخزن در شکل فوق، اشباع نسبی آب ۲۰٪ است. بنابراین ۸۰٪ روزنه ها را در این بخش نفت پر کرده و به عبارت دیگر اشباع نسبی نفت (Oil saturation) ۸۰٪ است.

- موضوع مهم ديگري که در نمودار فوق نشان داده شده تغيير تدريجي اشباع نسبي نفت در زير ستون نفت است که صفحه اي نبودن فصل مشترك نفت و آب را نشان مي دهد. به طوري که در شکل ب دیده مي شود اشباع نسبي نفت به يکباره از ۸۰٪ به ۰٪ نمي رسد و اين تغيير در اين مثال در طول ۸ پا صورت مي گيرد که آن را فاصله تبديل تدريجي (Transition zone) مي نامند. به طور تجربی نتیجه شده که اشباع نسبي آب با کاهش تخلخل و تراوایی افزایش مي يابد.

- آب روزنه اي در روزنه ها شبکه لوله هاي نازكي را تشكيل مي دهند که نفت و گاز از داخل آن عبور نموده و در مخزن ذخيره شده است.

- نمکهای موجود در آب کانسارهای نفتی بیشتر کلرور، سولفات، کربنات و بیکربنات و یون فلزی این نمکها، سدیم، پتاسیم، کلسیم و منیزیم است. مقدار کمی از عناصر دیگر نیز ممکن است وجود داشته باشد. غلظت نمکها در آب معمولاً به میلی گرم در لیتر و یا جزء در میلیون (Parts Per million(ppm)) بیان می شود. جزء در میلیون نسبت میلی گرم نمک است به کیلوگرم محلول.

- برای محلولهای رقیق، که حجم يك كيلوگرم محلول نزدیک به يك لیتر است. این دو واحد به هم نزدیکند ولي با غلیظ شدن محلول از هم فاصله می‌گیرد. غلظت آب کانسارهای نفتی اغلب در حدود ۲۰۰ تا ۳۰۰ هزار جزء در میلیون است ولي به صورت نادر آب شیرین و غلظت‌های بسیار زیاد، در حدود ۶۴۰ هزار جزء در میلیون نیز در برخی از میدانهای نفت و گاز دیده شده است.

- غلظت آب دریاهاي کنوني در حدود ۳۵ هزار جزء در ميليون مي‌باشد که تقريباً معادل غلظتي در حدود ۳۵ گرم در ليتر است. آب شوري که در روزنه‌هاي سنگ مخزن وجود دارد چون تصور مي‌رود آب دريائي است که از زمان تشکيل رسوب در فضاهاي خالي آن قرار داشته «آب همزاد» (Connate water) نیز ناميده مي‌شود. آب همزاد واژه‌اي مترادف با «آب روزنه‌اي» مي‌باشد.

- غلظت آب میدانهای نفتی معمولاً چندین برابر غلظت آب دریا‌های امروزی است. برای این تغییر غلظت دلایل مختلفی بیان شده که به برخی از آنها در زیر به اختصار اشاره می‌شود:
- - جذب سطحی یون‌های کلر و سدیم موجود در آب دریا توسط ذرات کانی‌های رسی که وارد حوضه می‌گردد و آزاد شدن این یون‌ها و تشکیل نمک در مراحل پس از دیاژنز.
- - تبخیر آب و غلیظ شدن آب در دریا‌های بسته و دریا‌هایی که در حال خشکیدن می‌باشند.
- - حل بخشی از کانی‌های تبخیری موجود در رسوب‌های قاره‌ای در آب‌های فسیل

- با بالا رفتن درجه حرارت آب در اثر ازدیاد عمق در کانسارهایی که سنگ مخزن در ارتفاعات مجاور نفتگیر رخنمون دارد آبهای جوی (Meteoric water) به داخل سنگ مخزن نفوذ کرده، از غلظت آب شور مخزن کاسته و گاه آب لب شور (Brackish water) و یا حتی آب شیرین را جایگزین آن می‌سازد. اکسیژن و گاز کربنیک موجود در آب باران سولفیدها را به سولفات تبدیل و مقداری املاح کربنات و بیکربنات نیز تولید می‌کند.

تجزیه شیمیایی آب مخزن

- تجزیه شیمیایی آب مخزن و اطلاع از ترکیب نمکهای آن از نقطه نظرهای مختلف اهمیت دارد که به چند مورد اشاره می‌شود:
- - تجزیه آب مخزن مهم ترین کاربرد را در زمین شناسی در تعبیر و تفسیر نمودارهای الکتریکی چاه نگاری دارد. مقاومت الکتریکی را در درجه حرارت‌های مختلف می‌توان از مقدار املاح موجود در آب محاسبه کرد.

- در تشخیص ارتباط مخازن چند طبقه.
- - گاه ممکن است در آب برخی از سازندها نمکهاي خاصی وجود داشته باشد که بر پایه آن آبها را به هم نسبت مي دهد.
- - درك ارتباط آب مخزن با آبهاي جوي در صورت متغير بودن غلظت نمکها در نقاط مختلف مخزن و تشخیص جهت ارتباط.

- - انتخاب آب با خواص شیمیایی مناسب برای تزریق به مخزن در بهره برداری های ثانوی که در آن از تزریق آب استفاده می شود.
- - پیش بینی مسائل مربوط به خوردگی فلزات و ارائه روش هایی برای پیشگیری خوردگی لوله ها و تجهیزات چاه.
- - تغییرات و ازدیاد محلی غلظت نمکها ممکن است محل گنبد های نمک زیر زمینی را نشان دهد.

اشباع نسبی

- دو روش برای اندازه گیری اشباع نسبی آب روزنه ای به کار می رود: روش اندازه گیری مستقیم آزمایشگاهی با استفاده از مغزه؛ اندازه گیری غیرمستقیم از طریق محاسبه درجا در مخزن با استفاده از ضریب سازند و نمودارهای چاه نگاری.

اندازه گیری مستقیم

- در این روش با حرارت دادن مغزه و تقطیر سیالهای درون آن و با توزین آب مقطر حاصل و محاسبه حجم آن و اندازه گیری تخلخل مغزه در آزمایشگاه اشباع نسبی به دست می آید. نتیجه حاصله به دلیل آلودگی سیال مغزه با آب گل حفاری و خروج بخشی از آب روزنه ای از مغزه در اثرافت فشار در هنگام انتقال مغزه از عمق به سطح دارای تقریب می باشد.

اندازه گیری غیر مستقیم

- در این روش اندازه گیری اشباع نسبی آب با استفاده از نمودارهای الکتریکی چاه نگاری، اندازه گیری مقاومت مخصوص و آب طبقاتی و تخلخل محاسبه می شود. می دانیم که سنگها عایق الکتریسته می باشند مگر اینکه دارای رگه های فلزی خالص باشند و هدایت الکتریسته از طریق این رگه ها انجام شود.

- قابلیت هدایت الکتریسته سنگها بستگی به محلول الکترولیت موجود در آنها یعنی آب روزنه ای و درجه شوری آن دارد. مقدار آب روزنه ای خود به میزان تخلخل وابسته است. بنابراین میزان هدایت الکتریکی لایه ها با مقدار تخلخل سنگ و غلظت نمکهای آب روزنه ای بستگی مستقیم دارد.

- بدیهی است وجود آب روزنه ای در بخشهای گازی و نفتی مخزن بر روی نمودارهای الکتریکی در این بخشها نیز اثر میگذارد. بر این اساس اشباع نسبی آب در نقاط مختلف مخزن حساب می شود. در این محاسبه از ضریب مقاومت الکتریکی سازند (Formation resistivity factor) که آنرا به اختصار ضریب سازند (Formation factor) نیز می نامند و اندیس مقاومت (Resistivity index) استفاده می شود.

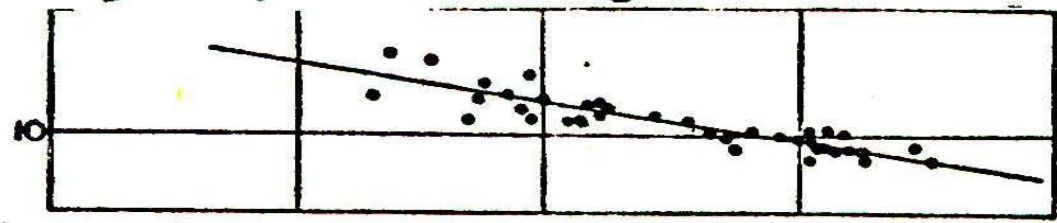
- ضریب سازند، نسبت مقاومت مخصوص سنگ مخزنی که روزنه های آن صد در صد از آب روزنه ای پر شده است به مقاومت مخصوص آب روزنه ای می باشد.

- در این فرمول F ضریب سازند، R_r مقاومت سنگ اشباع از آب روزنه ای و R_w مقاومت مخصوص آب روزنه ای است. روشن است که هرچه تخلخل سنگ بیشتر باشد آب روزنه ای بیشتری را در خود جای خواهد داد و مقاومت مخصوص آن کمتر خواهد شد. بنابراین ضریب سازند با تخلخل نسبت عکس دارد.

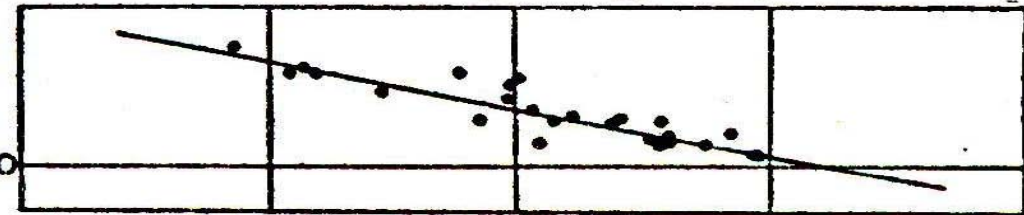
- رابطه تجربی بین تخلخل و ضریب سازند را آرچی (Archie) به صورت فرمول ارائه داده است. در این رابطه F ضریب سازند و P تخلخل و m ضریب سیمانی شدن (Cementation factor) می باشد و مقدار آن برای دانه های آزاد و سیمان نشده $3/1$ ، برای سنگ خوب سیمان شده $8/2$ و برای سنگ آهک و سنگ دولومیت 2 در نظر گرفته می شود. با کاهش مقدار ضریب سازند تراوایی سنگ افزایش می یابد.

ضریب مقاومت سازند

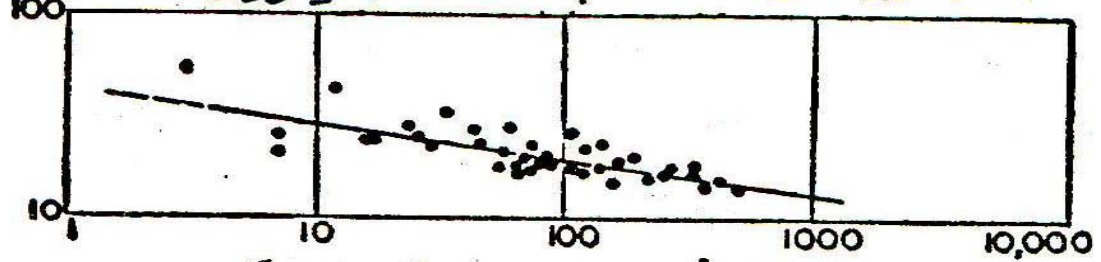
ماسنگ ناحیه گالف کوست پین (ریگوس)



ماسنگ ویلکاکس - ناحیه گالف کوست - ائوس



ماسنگ سایرین - ریلینویر



تراواخی بر حسب میلی در می

تغییرات تراواخی در برابر ضریب سازند

$$I = \frac{R_t}{R_r}$$

- اندیس مقاومت بنا به تعریف عبارت است از:..
- در این رابطه | اندیس مقاومت، R_t مقاومت واقعی سنگ با سیالهای مخزن یعنی آب روزنه ای و نفت و یا گاز درون آن و R_r - مقاومت همان سنگ است در حالی که روزنه های آن صددرصد از آب روزنه ای پر شده باشد.

- اندیس مقاومت رابطه معکوس با اشباع نسبی آب دارد. هر چه اشباع نسبی بیشتر باشد اندیس مقاومت کوچکتر خواهد شد و در نهایت به سویی یک میل خواهد نمود.
- آرچی رابطه تجربی زیر را بین اندیس مقاومت و اشباع نسبی آب ارائه داده است:
- n توان اشباع (Saturation exponent) نامیده می‌شود.

$$I = \frac{R_t}{R_r} = \frac{1}{S_w^n}$$

- در عمل دیده شده که عدد ۲ برای توان اشباع بیشتر سنگهای رسوبي قابل قبول است.

$$I = \frac{R_t}{R_r} = \frac{1}{S_w^2}$$

بنابراین رابطه ساده تر شده و به صورت

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

- در خواهد آمد و از آن خواهیم داشت

- از رابطه ضریب سازند داریم :

$$R_r = F R_w$$

- پس . اگر به جاي ضريب سازند از رابطه آرچي مقدار آن را برحسب تخلص قرار دهيم.

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{P^m R_t}}$$

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

- گفته شد براي سنگهاي کربناته $m=2$ قابل قبول است. پس براي سنگهاي کربناته رابطه ساده تر خواهد شد و به صورت درمي آيد.

$$S_w = \frac{1}{P} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}$$

- به این ترتیب با اندازه گیری مقاومت مخصوص آب سازند و اندازه گیری مستقیم تخلخل از مغزه و یا محاسبه آن از نمودارهای چاه نگاره مانند نمودار SP و یا نمودار نوترون و اندازه گیری مقاومت واقعی سنگ از نمودارهای الکتریکی می توان اشباع نسبی را به دست آورد. البته مقاومت مخصوص آب سازند را نیز از نمودارهای چاه نگاری می توان محاسبه نمود.

تراوایی مؤثر

- قانون تراوایی دارسی چنان که در بخش سنگ مخزن آمد بر پایه حرکت یک سیال در محیط متخلخل بیان شده است که در آن اشباع نسبی سیال صد در صد است. این تراوایی را «تراوایی مطلق» (Absolute permeability) می‌نامند.

- در مخازن نفت و گاز روزنه ها با بیش از يك سيال پر شده اند و هر سيال حرکت ديگر سيالها را سخت تر و مسير حرکت را تنگ تر مي سازند. در اين حالت مقدار گذر هر سيال از سنگ را «تراوايي موثر» (Effective permeability) سنگ در برابر آن سيال مي نامند.

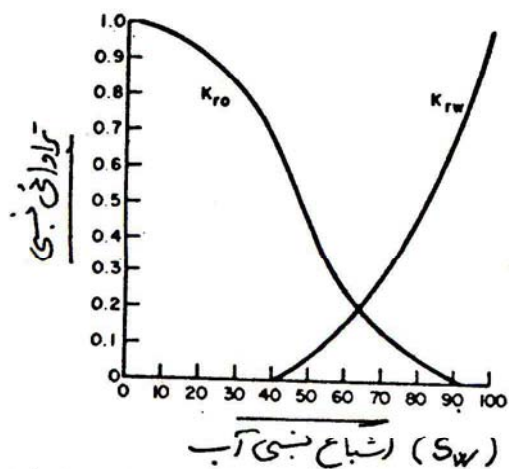
- تراوایی مؤثر تابعی از اشباع نسبی است و با تغییر اشباع نسبی تراوایی مؤثر نیز تغییر می‌کند. مقدار تغییر تراوایی مؤثر بر پایه تغییر اشباع نسبی به صورت تجربی تعیین می‌گردد. تراوایی مؤثر نیز مانند تراوایی مطلق به نوع سنگ، شکل روزنه ها، میزان تخلخل و چگونگی ارتباط روزنه ها نیز بستگی دارد. واحد اندازه گیری تراوایی مؤثر نیز میلی داری است.

تراوایی نسبی (Relative permeability)

- نسبت تراوایی مؤثر به تراوایی مطلق را تراوایی نسبی می‌نامند. تراوایی نسبی سیال در اشباع نسبی کم، صفر و در اشباع نسبی صد درصد یک است. تراوایی نسبی هر سیال به اشباع نسبی بستگی داشته و با تغییر اشباع نسبی تراوایی نسبی نیز تغییر خواهد کرد. با اندازه گیری تراوایی مطلق و تراوایی مؤثر می‌توان تراوایی نسبی را محاسبه نمود.

- روشن است که در طول بهره برداري از مخزن به تدریج اشباع نسبي مخزن تغییر کرده و اشباع نسبي آب افزایش می‌یابد. این تغییر سبب تغییر تراوایی نسبي خواهد شد. در بخش نفتي مخزن در روزه ها نفت و آب وجود دارد. چون آب ذرات سنگ را تر می‌کند به علت کشش سطحي، آب به ذرات ریز سنگ چسبیده و در اشباع نسبي کم آب، بي حرکت باقي می‌ماند: و در نتیجه محیط نسبت به آب ناتراوا خواهد بود و از مخزن تنها نفت استخراج خواهد شد.

- در شکل زیر تغییرات تراوایی نسبی آب و نفت در سازند رد ریور در شمال داکوتا در ایالات متحده آمریکا در برابر تغییرات اشباع نسبی آب رسم شده است. از این منحنی ها نتیجه می شود که تا اشباع نسبی آب زیر ۴۲٪ باشد محیط نسبت به آب ناتراوا خواهد بود و با استخراج نفت از مخزن آبی همراه آن استخراج نخواهد شد.



تغییرات تراوایی نسبی نفت و آب در سازند رد ریور با تغییر اشباع نسبی این دو سیال. منحنی K_{ro} نمایانگر تراوایی نسبی نفت و K_{rw} نمایانگر تراوایی نسبی آب است.

- اگر در سازند رد ریور میدان نفتی کشف شود که اشباع نسبی آب اولیه آن ۲۵٪ باشد از چاه‌های حفر شده در این میدان فقط نفت استخراج خواهد شد. با ادامه بهره برداری از مخزن به تدریج از مقدار نفت داخل مخزن کاسته شده و اشباع نسبی آب افزایش خواهد یافت تا هنگامی که اشباع نسبی آب به ۴۲٪ برسد. در این زمان نخستین قطره های آب همراه با نفت از چاه خارج خواهد شد.

- اگر بهره برداري از مخزن ادامه يابد اشباع نسبي آب افزايش خواهد يافت و متناسب با آن بر مقدار آب استخراجي همراه با نفت افزوده خواهد شد. پس از استخراج بايد آب را از نفت جدا ساخت. اين كار مستلزم ايجاد تاسيسات جداسازي است. با در نظر گرفتن مسائل اقتصادي، آلودگي محيط زيست و فشار مخزن ممكن است بهره برداري متوقف و مخزن ترك گردد.

- در مثال فوق اگر به فرض بهره برداري ادامه يابد تا حدي كه اشباع نسبي آب به ۶۲٪ برسد كه محل تلاقي دو منحنی تراوایی نسبی نفت و آب است تراوایی سازند نسبت به هر دو سیال یکسان خواهد بود و با استخراج هر بشکه نفت بشکه ای آب نیز از مخزن خارج خواهد شد.

- اگر باز به فرض به بهره برداري از مخزن ادامه داده شود هنگامی که اشباع نسبي آب به ۹۰٪ برسد ديگر نفتي از مخزن خارج نخواهد شد و سازند نسبت به نفت باقیمانده ناتراوا خواهد بود. با شرحی که گذشت دیده می شود اشباع نسبي آب نه تنها به طوریکه خواهیم دید در محاسبه ذخیره مخزن بلکه در تعیین روش بهره برداري و مقدار تولید نیز دخالت دارد.

نفت

- نفت از نظر اقتصادي مهمترين سيال مخزن است. نفت خام (Crude oil) به رنگ قهوه اي، قهوه اي تيره مايل به سياه تا زرد مايل به قهوه اي با سايه اي از نور انعكاسي به رنگ سبز و پر طاووسي مانند نور انعكاسي از روغن موتور ديده مي شود. معمولاً نفتهاي سنگين تيره تر مي باشند.

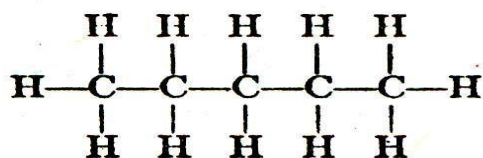
- بوي نفت خام بستگي به مقدار هيدروکربنهاي سبک و فرار و مقدار گوگرد دارد. نفت خامهاي غني از هيدروکربنهاي زنجيري اشباع شده سبک بوي بنزين را دارا هستند. نفت خامهاي که داراي هيدروکربنهاي حلقوي اشباع شده اند خوشبو مي‌باشند. نفت خامهاي که داراي ترکيبات گوگردی مانند مرکاپتانها (Mercaptans) و هيدروژن سولفور ه باشند بدبو هستند. نفت خامهاي ازت دار نیز اغلب بدبو مي‌باشند.

- نفت خام قابل اختلاط با آب نیست ولی در حلالهای نفتی مانند کلرفرم، استن، بنزن و تتراکلروکربن حل می‌شود. عناصر تشکیل دهنده نفتهای خام به طور متوسط ۸۴٪ وزنی کربن، ۱۳٪ هیدروژن، ۲٪ گوگرد، ۵٪ اکسیژن و ۵٪ ازت است.

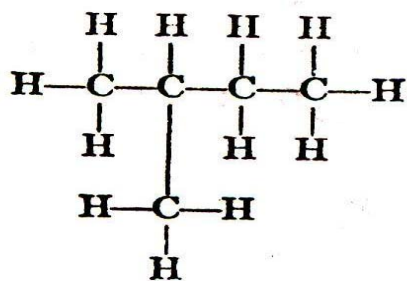
ترکیب شیمیایی نفت خام

- نفت خامهای مخلوطی از هیدروکربنهای پارافینی (Paraffins) یا آلکانها (Alkanes)، سیکلوپارافینی (Cycloparaffin) یا نفتن ها (Naphthene)، معطر یا آروماتیک (Aromatic) و به مقدار بسیار کم اولفینی (Olefins) یا آلکین ها (Alkenes) می باشند.

- هیدروکربنهای پارافینی، هیدروکربنهای زنجیری اشباع شده هستند که به صورت زنجیر ساده (Normal)، یا شاخه دار (Iso) به فرمول کلی C_nH_{2n+2} می‌باشند. هیدروکربنهای سبک این گروه در تمام نفت خامها وجود داشته و گازهای طبیعی تنها از این هیدروکربنها تشکیل شده اند. پنتان نرمال با نقطه جوش ۳۶ درجه سانتیگراد و ایزوپنتان با نقطه جوش ۲۸ درجه سانتیگراد از این گروه می‌باشند.

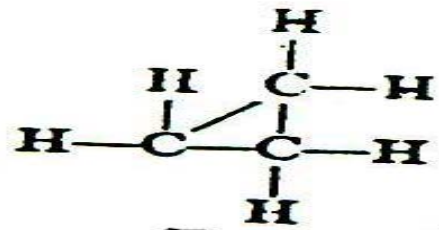


پنتان نرمال

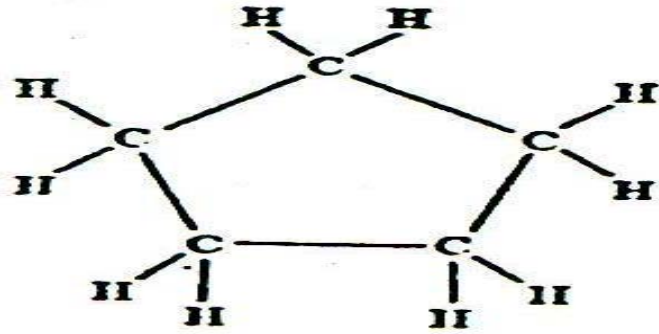


ایزوپنتان

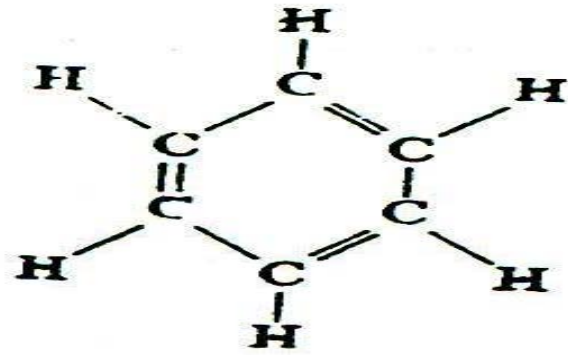
- هیدروکربنهای سیکلو پارافینی یا نفتنی که سیکلو آلکان هم نامیده می‌شوند هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده به فرمول کلی $C_nH_{2n-(2c-2)}$ می‌باشند. در این فرمول C تعداد حلقه های مولکول است. مانند سیکلو پروپان با نقطه جوش $4/34$ - درجه سانتیگراد و سیکلوپنتان با نقطه جوش $49/5$ درجه سانتیگراد.



سیکلو پروپان



سیکلو پنتان



بنزن

- هیدروکربنهای معطر یا آروماتیک، هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده به فرمول کلی C_nH_{2n-6} می‌باشند. در این فرمول c تعداد حلقه های مولکول است. بنزن با نقطه جوش ۸۰ درجه سانتیگراد یکی از هیدروکربنهای این گروه است.

- هیدروکربنهای اولفینی یا آلکینی دارای یک باند اشباع نشده می‌باشند. باندهای اشباع نشده نسبتاً ناپایدار می‌باشند. از این رو در نفت‌های خام بسیار کم دیده می‌شوند. مقدار بسیار کمی از هگزن نرمال (Normal Hexene)، هپتن نرمال (Normal Hepten) و اکتن نرمال (Normal Octene) در نفت خام پنسیلوانیا تشخیص داده شده است. فرمول کلی این هیدروکربنها C_nH_{2n} است.

- نفتهاي خام علاوه بر هيدروكربنهاي مایع دارای مقداری از هیدروكربنهاي گازی و جامد نیز می‌باشند که در فاز مایع حل شده اند بدیهی است که مقدار این هیدروكربنهاي غیر مایع در نفت خامهاي مختلف ثابت نبوده و متغیر است. نفتهاي سبک معمولاً هیدروكربنهاي گازی بیشتر و نفتهاي سنگین هیدروكربنهاي جامد بیشتری را در خود حل کرده اند.

- علاوه بر دو عنصر کربن و هیدروژن که سازنده اصلی هیدروکربنها می‌باشند عناصر دیگری نیز در نفت خام وجود دارد که مهمترین آنها گوگرد، ازت و اکسیژن است.

- گوگرد در ترکیب با مولکولهای هیدروکربن در بیشتر نفت خامها دیده می‌شود و در نفتهای سنگین و متوسط به صورت سومین عنصر پس از کربن و هیدروژن وجود دارد. مقدار متوسط گوگرد در نفت خامها ۰/۶۵٪ وزنی است. نفت خامهایی که کمتر از ۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند، «نفت خامهای کم گوگرد» (Low sulfur crude oils) و نفت خامهایی که بیش از ۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند «نفت خامهای پرگوگرد» (High sulfur crude oils) نامیده می‌شوند.

- ازت نیز در نفت خامها وجود دارد ولي مقدار آن بسيار کمتر از گوگرد است. بيش از ۹۰٪ نفت خامها داراي ازتي کمتر از ۲/۰٪ وزني مي‌باشند. متوسط وزني ازت در نفتهاي خام در حدود ۰۹۴/۰٪ وزني است. نفت خامهاي با بيش از ۲۵/۰٪ وزني ازت «نفت خامهاي پر ازت» (High nitrogen crude oils) و کمتر از آن «نفت خامهاي کم ازت» ناميده شوند.

- اکسیژن در نفت‌های خام بیشتر در ترکیبات اسیدی آلی و در نفت خام‌های جوان با درجه بلوغ کم دیده می‌شود .

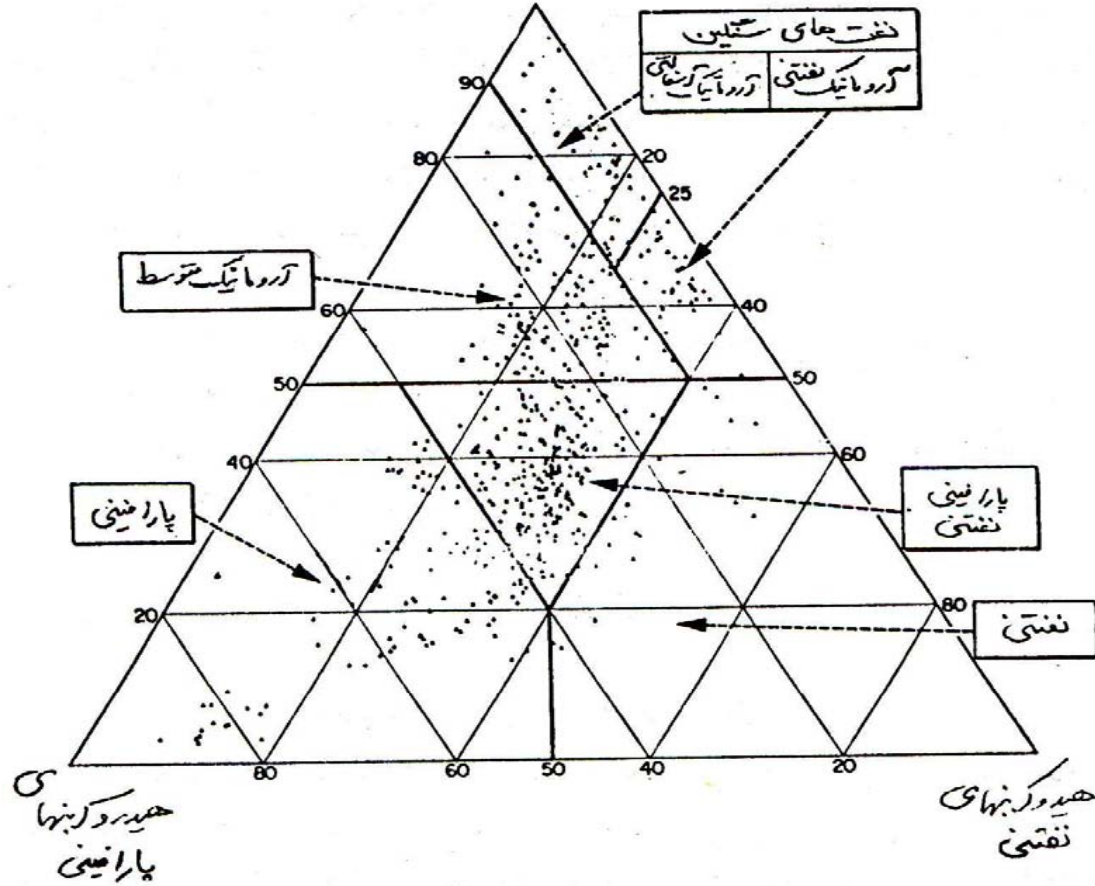
- فلز نیز در نفت خامها وجود داد به ویژه وانادیم و نیکل. مقدار این فلزها از کمتر از يك ppm تا ۱۲۰۰ ppm وانادیم و ۱۵۰ ppm نیکل تغییر می‌کند. فلزات دیگری مانند آهن، روی، مس، سرب، آرسنیک، مولیبدن، کبالت، منگنز و کرم نیز از برخی از نفتهای خام گزارش شده اند ولی آمار قابل قبولی از این فلزات در دست نیست. وانادیم و نیکل فراوان ترین فلزات موجود در نفتهای خام می‌باشند.

انواع نفت خامها

- طبقه بندی نفت خامها به صورتهای مختلف انجام گرفته است. پالایشگران بر اساس فرآورده های حاصل از تقطیر مستقیم و ژئوشیمیست ها و زمین شناسان نفت بر پایه رابطه نفت خام و سنگ مادر و تکامل نفت این طبقه بندی را انجام داده اند.

- در سالهاي اخير طبقه بندي بر پايه ساختمان مولكولي هيدروكربنهاي موجود در نفت خام (هيدروكربنهاي پارافيني، نفتي، آروماتيک) و مقدار عناصر گوگرد، ازت و اكسيژن تعيين مي‌شود. رزيناها (Resins) و آسفالتها (Asphalts) مولكولهاي بزرگ داراي اتمهاي گوگرد، ازت و اكسيژن مي‌باشند.

گروه ماتیک و
مکدهای سنگین در A.S.O. ۰.۰۰۰



نمودار مثلثی نمایانگر شش گروه نفت خامهای عمده (ازتیسوت و ولته)

- در این نمودار سه رأس مثلث نمایانگر سه گروه عمده از هیدروکربنهای نفتی است. در يك رأس این مثلث هیدروکربنهای آروماتیک و مولکولهای سنگین دارای گوگرد، ازت و اکسیژن و در دو رأس دیگر هیدروکربنهای پارافینی و نفتنی قرار گرفته اند. در این نمودار مثلثی هر نفت خامی بر پایه درصد این سه گروه هیدروکربن به صورت نقطه ای نشان داده شده است. در این نمودار به طوریکه دیده می شود نفت خامها به شش گروه به شرح زیر تقسیم شده اند:

- گروه ۱- نفتهاي خام پارافيني (Paraffinic crude oils) که داراي بيش از ۶۰-۵۰% هيدروکربنهای پارافيني، کمتر از ۵۰-۴۰% هيدروکربنهای نفتي و کمتر از ۵۰% هيدروکربنهای آروماتيك مي باشند.
- گروه ۲- نفتهاي خام نفتي (Naphthenic crude oils) که داراي بيش از ۶۰-۵۰% هيدروکربنهای نفتي، کمتر از ۵۰-۴۰% هيدروکربنهای پارافيني و کمتر از ۵۰% هيدروکربنهای آروماتيك مي باشند.
- گروه ۳- نفتهاي خام پارافيني - نفتي (Paraffinic Naphthenic crude oils) که داراي کمتر از ۶۰% هيدروکربنهای پارافيني، کمتر از ۶۰% هيدروکربنهای نفتي و کمتر از ۵۰% هيدروکربنهای آروماتيك مي باشند.

- گروه ۴- نفتهاي آروماتيك متوسط كه داراي بيش از ۵۰% هيدروكربنهاي آروماتيك و بيش از ۱۰% هيدروكربنهاي پارافيني و کمتر از ۴۰% از هيدروكربنهاي نفتي مي باشند.
- گروه ۵- نفتهاي سنگين آروماتيك نفتي كه داراي ۵۰ تا ۷۵% هيدروكربنهاي آروماتيك، ۲۵ تا ۵۰% هيدروكربنهاي نفتي و کمتر از ۱۰% هيدروكربنهاي پارافيني مي باشند.

- گروه ۶- نفتهاي سنگين آروماتيك آسفالتي كه داراي بيش از ۷۵% هيدروكربنهاي آروماتيك، کمتر از ۲۵% هيدروكربنهاي نفتي و کمتر از ۱۰% هيدروكربنهاي پارافيني مي باشند.

چگالی و درجه سبکی نفت خام

- چگالی نفت خامها معمولاً بین ۷۵/۰ تا ۹۵/۰ تغییر می‌کند ولی گاه نفت‌های خیلی سنگین (Very heavy oil) با چگالی بیش از یک نیز دیده می‌شود. سبکترین نفت خام ایران از میدان نفت شهر استخراج می‌شود که چگالی آن ۷۷۲/۰ است و سنگین‌ترین نفت در مخزن سوسنگرد کشف شده است که چگالی آن ۹۴/۰ است. در این ارقام چگالی نفت خام‌های میدان‌های دریایی و نفت‌های بسیار سنگین منظور نشده است.

- علاوه بر چگالی درجه سبکی یا درجه API نیز در صنعت نفت به کار می‌رود. این درجه را چون انستیتوی نفت آمریکا (American petroleum Institute) معرفی نموده به درجه API معروف شده است. رابطه بین چگالی و درجه سبکی API طبق فرمول زیر است:
- در این فرمول Sp.Gr چگالی (Specific gravity) نفت در ۶۰ درجه فارنهایت و فشار اتمسفری است. بر پایه این فرمول درجه API آب خالص ۱۰ است.

- درجه API این نفتها (نفت شهر و سوسنگرد) به ترتیب ۵۷ و ۱۷ درجه است که دامنه تغییرات آن برابر ۴۰ است. گرچه دامنه تغییرات درجه API اکثر نفتها بین ۱۵ تا ۵۷ درجه API است ولی نفتهایی با درجه API کمتر از ۱۰ یعنی سنگین تر از آب و نفتهای سبکی با ۶۰ درجه API نیز دیده شده است.
- بنا به تعریف نفت خامهایی با درجه API کمتر از ۲۱ نفت سنگین، بین ۲۱ تا ۳۱ درجه API نفت متوسط و بیشتر از ۳۱ نفت سبک نامیده می‌شوند.

گرمای ویژه نفتهای خام

- گرمای ویژه نفتهای خام گوناگون و از ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم تا ۱۷۰۰۰ کالری بر گرم تغییر می‌کند. گرمای ویژه نفت خام به نوع هیدروکربنهای تشکیل دهنده آن بستگی دارد و لی به طور کلی هرچه نفت خام سبک تر باشد ارزش حرارتی بیشتری دارد. گرمای ویژه نفت خام با چگالی ۷/۰ یا درجه API ۷۰ برابر ۱۱۷۰۰ کالری بر گرم است. گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۹۵/۰ یا درجه API ۱۷ برابر ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم است.

- در مقایسه تقریبی ارزش حرارتی با زغال سنگ و گاز طبیعی ارقام زیر را می‌توان ارائه داد.
- ۱ تن نفت خام ۶/۱ تن زغال سنگ بیتومینی (Bituminous coal) ۱۰۰۰ متر مکعب گاز.
- ۷ تن بشکه نفت خام ۶/۱ تن زغال سنگ بیتومینی ۳۵۰۰۰ پای مکعب گاز.

فرآورده های تقطیر

- یکی از ویژگیهای نفتهای خام درصد فرآورده هایی است که از تقطیر ساده به دست می آید. در تقطیر ساده تقریباً در درجه حرارتهای زیر برش های تقطیر به صورت فرآورده معینی جدا می شوند:

- درصد فرآورده هایی که از نفت خام میدان نفتی آغاچاری با تقطیر ساده به دست می آید به شرح زیر است:
- بنزین و حلال های نفتی ۳۲/۶%
- نفت سفید ۱۱/۵%
- گازوئیل ۱۹/۹%
- روغن ۱۳/۷%
- نفت کوره و باقی مانده تقطیر ۲۰/۸%
- گم شده تقطیر ۱/۵%

لزجت (Viscosity) نفت های خام

- لزجت يك سيال مقاومت آن در برابر جريان است. هرچه مقدار لزجت بيشتر باشد سيال سخت تر جاري خواهد شد. لزجت نفتهاي خام متفاوت است در حالي كه نفتهاي سبك بسيار سيالند نفتهاي سنگين اغلب لزج بوده و آسان جريان نمي يابند. واحد اندازه گيري لزجت در سيستم C.G.S پواز (Poise) است.

- ازدیاد گاز محلول در نفت سبب کاهش لزجت می‌گردد. بنابراین کاهش فشار و ازدیاد حرارت که سبب خروج گاز محلول از نفت می‌گردند سبب افزایش لزجت نفت خام می‌شوند. نفت خام اشباع از گاز دارای کمترین لزجت خود در هر درجه حرارت و فشار می‌باشد. وجود پارافین که در درجه حرارت کم منجمد می‌شود نیز بر لزجت نفت های دارای پارافین می‌افزاید. حرکت نفت خامهای پارافین دار در هوای سرد در لوله ها مشکل می‌گردد.

فلورسانس (Fluorecence)

- تمام نفت خامها کم و بیش دارای خاصیت فلورسانس می‌باشند. نفتهای آروماتیک بیشتر دارای این خاصیت می‌باشند. رنگ این پدیده از زرد تا سبز و آبی تغییر می‌کند. این خاصیت در چاهها اکتشافی در حال حفر برای تشخیص وجود نفت در تراشه ها و مغزه ها استفاده می‌شود. با قرار دادن مستقیم نمونه در زیر نور ماوراء بنفش و یا پودر کردن نمونه و ریختن پودر در داخل کلروفرم و گرفتن محلول در زیر نور ماوراء بنفش به وجود نفت پی می‌برند.

نقطه ابر (Cloud Point) و نقطه ریزش (Pour Point)

- تعیین اثر سرما بر نفت خام و فرآورده های نفتی از نظر حمل و نقل و ایجاد تاسیسات نفتی اهمیت دارد. به این منظور دو درجه حرارت به نام نقطه ابر و نقطه ریزش تعریف شده است.
- نقطه ابر درجه حرارتی است که در آن ابری در داخل نفت به علت انجماد ذرات پارافین به وجود می آید و اگر سرما بیشتر شود نفت سیالیت خود را از دست داده و جاری نمی شود این درجه حرارت نقطه ریزش نامیده می شود.

- براي اندازه گيري نقطه ابر و نقطه ريزش در حدود ۳۵ سانتيمتر مكعب نفت خام را در بشري ريخته و آنرا در داخل حمام يخ قرار داده و حرارت سنجي در داخل نفت نهاده و کاهش درجه حرارت را اندازه مي گيرند. درجه حرارتي كه نفت در آن ابري مي شود مشخص مي گردد. معمولاً درجه حرارت نقطه ريزش در حدود ۲ تا ۵ درجه فارنهايت كمتر نقطه ابر است.

نقطه شعله (Flash point) و نقطه اشعال (Burning point)

- نقطه شعله درجه حرارتي است که در آن گازهاي متصاعد از نفت خام به قدری می‌رسد که با جرقه اي که از فاصله معین و ثابتی زده می‌شود شعله بسیار مدتی می‌زند و خاموش می‌شود. اگر نفت بیشتر گرم شود شعله خاموش نشده و یکنواخت خواهد سوخت. این درجه حرارت نقطه اشتعال نامیده می‌شود. اندازه گیری نقطه شعله و نقطه اشتعال برای رعایت اصول ایمنی و دوری از خطر در حمل و نقل و انبار کردن نفت خام و فرآورده های نفتی لازم است.

واحد های اندازه گیری نفت خام

- نفت خام با بشکه و یا تن متریک اندازه گیری می شود. هر بشکه معادل ۹/۱۵۹ لیتر و ۴۲ گالن آمریکایی است. در اندازه گیری با بشکه چون حجم سنجیده می شود وزن مخصوص نفت نقشی ندارد.
- یک تن متریک نفت خام با درجه API ۲۰ یا چگالی ۰/۹۳۴، ۶/۷۵ بشکه حجم دارد.
- یک تن متریک نفت خام با درجه API ۵۰ یا چگالی ۰/۷۷۹، ۸/۰۹ بشکه حجم دارد.
- در محاسبات تقریبی یک تن نفت معادل ۷ بشکه در نظر گرفته می شود. حجم یک تن نفت با درجه API ۲۷ و یا چگالی ۰/۸۹۳ برابر با هفت بشکه است.

محاسبه مقدار ذخیره کانسارهای نفت

- « ذخیره نفتی» (Oil reserve) به ذخیره کشف شده قابل استحصال گفته می‌شود ولی برای روشن شدن کامل مطلب اغلب تحت عنوان « ذخیره قابل استحصال نهایی» (Ultimately recoverable reserve) بیان می‌شود و آن مقدار نفتی است که در نهایت با تکنولوژی موجود و بهره برداری اولیه می‌توان از مخزن استخراج نمود. این مقدار در فشار و حرارت سطح زمین به بشکه و یا تن محاسبه می‌شود.

- « ذخیره درجا» (Oil in place) مقدار نفت در داخل مخزن و در تحت فشار و درجه حرارت مخزن است. مقدار آن نیز بر حسب بشکه و یا متر مکعب محاسبه می‌گردد.
- « ذخیره ثابت شده» (Proved reserve) ذخیره مخزنی است که عملیات اکتشافی و تحدیدی کافی در آن انجام گرفته و اطلاعات کافی برای محاسبه ذخیره در دست بوده و مقدار ذخیره مخزن با دقت کافی تعیین شده است. «ذخیره محتمل» (Probable reserve) با اعتبار بیشتر و «ذخیره ممکن» (Possible reserve) با اعتبار کمترین نیز تعریف شده اند.

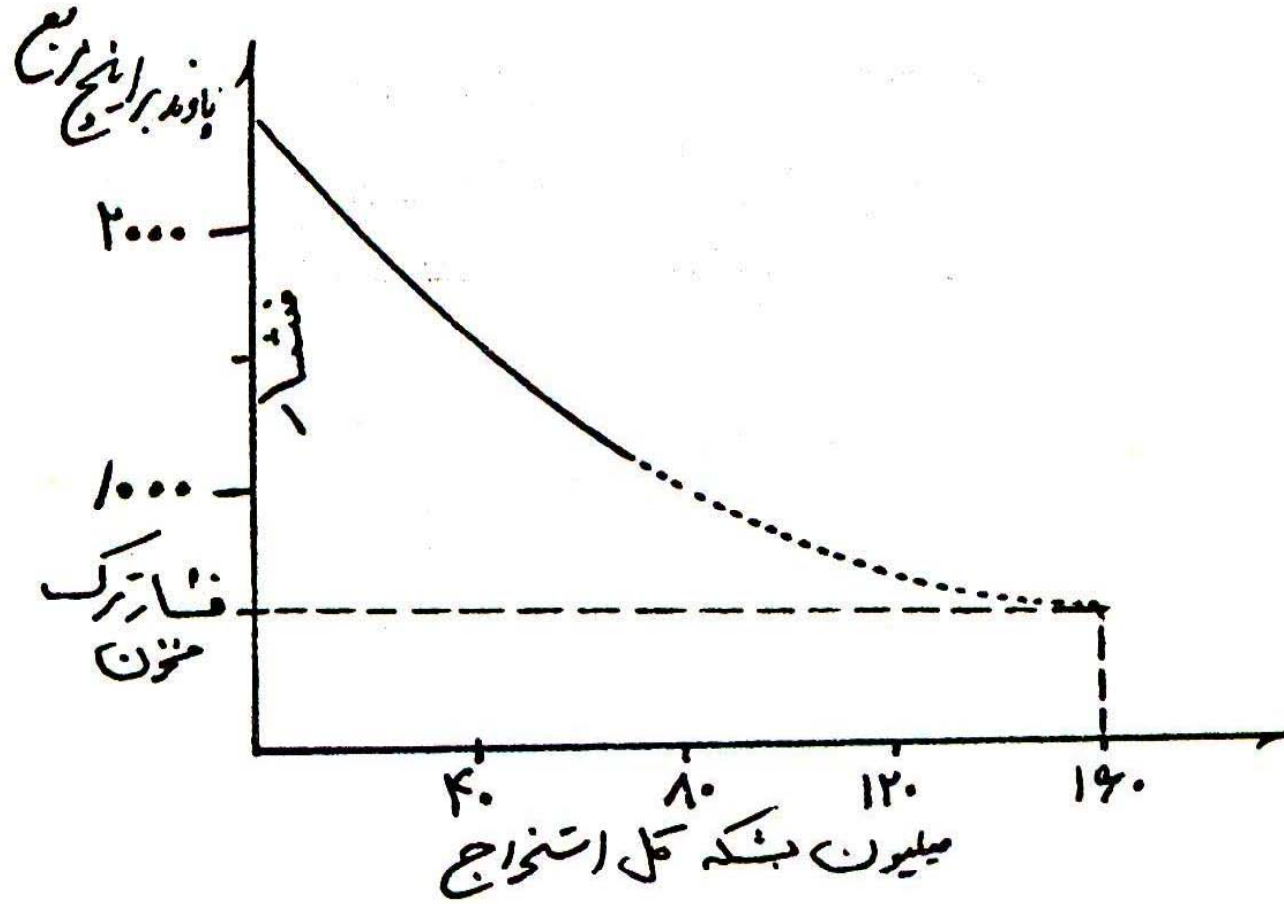
- مقدار ذخیره درجا از فرمول $Q=V.P.S_o$ به دست می‌آید که در آن Q ذخیره درجا، V حجم بخشی از سنگ مخزن که دارای نفت است، P تخلخل و S_o اشباع نسبی نفت می‌باشد. ذخیره قابل استحصال نهایی بخش ثابتی از ذخیره درجا نبوده و به عواملی نظیر وزن مخصوص، لزجت سیال، نوع و شکل خلل و فرج، جنس سنگ مخزن، مکانیسم رانش مخزن، فشار و درجه حرارت مخزن و فشار ترک نمودن میدان بستگی دارد. از ذخیره درجا تنها یک پنجم تا یک چهارم قابل استحصال با بهره برداری اولیه است.

- ذخیره قابل استحصال نهایی از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

- $q=Q.R.Ksh$

- در این رابطه q ذخیره قابل استحصال نهایی، Q ذخیره درجا، و R ضریب استحصال (Recovery factor) است که به عوامل یاد شده قبلی مانند وزن مخصوص، لزجت و غیره بستگی دارد. مقدار آن برای مخازن ایران در حدود $R=0.2/0.3$ است. Ksh ضریب افت حجم (Volume shrinkage factor) است.

منحنی نقطه چین پیش بینی روند منحنی در آینده است.



منحنی میزان کل استخراج در برابر افت فشار مخزن

- عامل مهم و تعیین کننده خروج گاز محلول است که کاهش حجم قابل ملاحظه ای را در پی دارد. مقدار این کاهش با ضریب افت حجم مشخص می‌گردد. ضریب افت حجم برای مخازن مختلف تغییر می‌کند ولی معمولاً مقدار آن $K_{sh} = 12/0.75/0$ است.

- اگر از مخزن مدتی بهره برداری شده باشد با ترسیم منحنی مقدار کل استخراج در برابر افت فشار و ادامه روند (Extrapolate)) منحنی تا فشار ترک مخزن می‌توان ذخیره قابل استحصال نهایی را به صورت تقریبی به دست آورد.

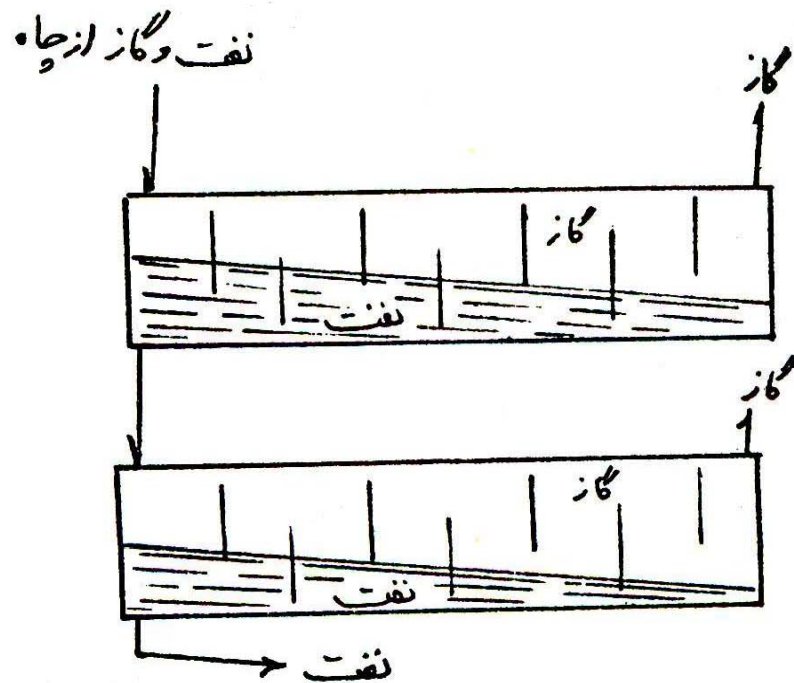
- در روش دیگر برای برآورد تقریبی ذخیره قابل استحصال نهایی از کاهش ضخامت ستون نفت مخزن در اثر استخراج نفت استفاده می‌شود. اگر با استخراج A بشکه نفت یک متر از ضخامت ستون کم شده و این ضخامت در آغاز بهره برداری h متر بوده باشد ذخیره قابل استحصال نهایی را می‌توان به تقریب $q=A.h$ بشکه تخمین زد.

نسبت گاز به نفت (Gas oil ratio)

- نسبت گاز به نفت مقدار گاز متصاعد به پای مکعب از یک بشکه نفت است که از مخزن به سطح زمین آورده شده و فشار آن به فشار سطح کاهش یافته باشد. آشکار است که مقدار گاز حل شده در نفت به فشار و درجه حرارت مخزن بستگی دارد. با استخراج نفت فشار مخزن کاهش می‌یابد و بخشی از گاز محلول در نفت در داخل مخزن از نفت جدا می‌شود.

- جداسازی گاز از نفت در سطح زمین در چندین مرحله و به تدریج انجام می‌گیرد. در هر مرحله فشار نسبت به مرحله قبل کم می‌شود. اگر کاهش فشار به یکبار اعمال شود مقدار قابل توجهی نفت به صورت ذرات ریز همراه گاز از فاز مایع جدا خواهد شد. اگر گاز به آتشگاه (Flare) رود نفت همراه آن نیز خواهد سوخت و اگر برای مصارف شهری به خطوط لوله انتقال یابد از فاز گازی جدا شده و در انتقال گاز مانع ایجاد خواهد کرد.

- جداسازی گاز از فاز مایع در دستگاههایی انجام می‌گیرد که «جداکننده» گاز (Gas separator) نامیده می‌شوند. دستگاه جداکننده گاز استوانه‌ای فلزی است که می‌تواند فشارهای زیاد را تحمل کند. دستگاه با شیب کم بر روی پایه‌ها قرار می‌گیرد.



دستگاههای جداکننده نفت و گاز

گاز

- گازهاي هيدروکربني که در مخازن نفتي وجود دارد گاز طبيعي (Natural gas) ناميده مي‌شود. اين گاز ممکن است در مخزن همراه نفت باشد و يا بدون نفت، مخزن گازي مستقلي را تشکيل دهد. در حالت نخست گاز همراه (Associated gas) و در حالت بعدي گاز ناهمراه (Non associated gas) ناميده مي‌شود.

- گاز همراه یا به صورت گاز آزاد، گنبد گاز نفتگیر را تشکیل می‌دهد و یا در نفت مخزن حل شده و گاز محلول (Dissolved gas) نامیده می‌شود. حجم گاز محلول در نفت در شرایط مخزن از چندپای مکعب تا حدود هزار پای مکعب در یک بشکه نفت تغییر می‌کند. گاز محلول هنگام استخراج نفت با آن از مخزن خارج می‌شود و پس از عبور از دستگاه‌های جدا کننده اگر برای آن مصرفی وجود نداشته باشد در آتشگاه سوزانده می‌شود.

- گانسارهاي نفتي که فاقد گنبد گاز مي باشند ميدانهاي نفتي اشباع نشده (Undersaturated Pool) و کانسارهايي که داراي گنبد گازند ميدان نفتي اشباع شده (Saturated Pool) ناميده مي شوند. گاز طبيعي در آب نيز حل مي شود و گاه تا ۲۰ پاي مکعب گاز در يك بشکه آب کانسار حل مي گردد. آب در حدود ۰.۶/۱۰ نفت توان حل گاز را دارد.

- گازی که از چاه استخراج می‌شود بنا بر مقدار مایع سبکی که همراه دارد گاز خشک و یا گاز تر خوانده می‌شود. گاز خشک کمتر از ۱/۰ گالن (۴۵/۰ لیتر) مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز تر بیش از ۳/۰ گالن (۳۵/۱ لیتر) مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز بین این دو را گاز لاغر (Lean gas) می‌نامند.

- چگالی گازهای طبیعی نسبت به هوا از ۰/۶۵ تا ۰/۹۵ تغییر می‌کند. چگالی متان که سبکترین هیدروکربن گازهای طبیعی است نسبت به هوا ۰/۵۵۴ می‌باشد. متان گازی بیرنگ، بی بو و به شدت قابل اشتعال است که در درجه حرارت و فشار مخازن نفتی همیشه به صورت گاز است. دیگر هیدروکربنهای گازی در شرایط مخازن ممکن است به صورت فاز گاز یا مایع وجود داشته باشند.

- «گاز نفتی مایع شده» (Liquified petroleum gas) که به اختصار L.P.G نامیده می‌شود از هیدروکربنهای پروپان، بوتان و مقدار کمی پنتان و ایزوپنتان تشکیل شده که در فشار اتمسفری و درجه حرارت‌های بالای صفر به حالت گاز است. در شرایط معمولی، پروپان در $1/42$ - درجه سانتیگراد و بوتان نرمال در $5/0$ - درجه سانتیگراد، به گاز تبدیل می‌گردند. درجه حرارت جوش پنتان 36 درجه سانتیگراد است. چگالی گاز مایع شده در حدود نصف چگالی آب است. گاز نفتی مایع شده خاصیت چرب‌کنندگی ندارد و در پمپ کردن آن باید به این امر توجه شود. برای مایع کردن آن باید فشار را زیاد کرد و یا درجه حرارت را پایین آورد.

«گاز طبیعی مایع شده» (Liquified natural gas)

- که به اختصار L.N.G نامیده می‌شود متان و اتان مایع شده است. با توجه به نقطه جوش این هیدروکربنها به مخازنی تحت فشار زیاد و با توان سردکنندگی بسیار، برای مایع کردن گاز، نیاز خواهد بود. نقطه جوش متان در فشار اتمسفری ۱۶۱/۴- درجه سانتیگراد و از آن اتان ۸۹- درجه سانتیگراد است. روش انتقال و ساخت کشتی های مخصوص برای حمل گاز طبیعی مایع شده در دست مطالعه است.

ترکیب شیمیایی گاز طبیعی

- بیشترین بخش گازهای طبیعی را متان که پایدارترین هیدروکربن نفتی است تشکیل می‌دهد. بخش کمتر شامل هیدروکربنهای سبک پارافینی مانند اتان، پروپان، بوتان و به مقدار کمی پنتان و هگزان می‌باشد. در مواردی نادر مقدار بسیار کمی هپتان نیز در گاز طبیعی وجود دارد. ترکیب گازی سه میدان نفت و گاز باکو در آذربایجان به شرح زیر است:

- ناخالصي گازهاي طبيعي اغلب گازكربنيك، ازت، هيدروژن سولفور ه و در برخي موارد هليوم است. اين ناخالصي ها بجز هيدروژن سولفور ه تنها از ارزش حرارتي گزي مي كاهند. گاز هليوم ارزش اقتصادي دارد و اگر مقدار آن قابل توجه باشد آنرا از گاز طبيعي جدا مي سازند. بعضي از ميدانهاي گزي ايالات متحده آمريكا به طور استثنائي داراي هليوم مي باشند. گاز طبيعي اين ميدانها داراي ۱ تا ۸ درصد حتمي هليوم است.

- هیدروژن سولفور ه بسیار خورنده بوده و در لوله ها و تأسیسات خورندگی ایجاد می‌کند. در گازهای طبیعی اگر علاوه بر هیدروژن سولفور ه گاز کربنیک نیز وجود داشته باشد خاصیت خورندگی تشدید می‌گردد. در این موارد از لوله ها و وسایل مقاوم در برابر خورندگی باید استفاده نمود که هزینه عملیات را افزایش می‌دهد. هیدروژن سولفور ه گازی سمی است، بنابراین باید از گاز مصرفی حذف گردد. گازی که دارای هیدروژن سولفور ه است گاز ترش (Sour gas) و گاز طبیعی بدون هیدروژن سولفور ه و یا دارای مقدار بسیار کم آن گاز شیرین (Sweet gas) نامیده می‌شود.

واحد اندازه گیری و ارزش حرارتی گاز طبیعی

- اندازه گیریهای گاز حجمی است و چون تغییر درجه حرارت و فشار در تغییر حجم گاز تأثیر دارد اندازه گیری باید در درجه حرارت و فشار معینی انجام گیرد که شرایط استاندارد نامیده می شود. در این شرایط فشار اتمسفری و درجه حرارت ۲۰ درجه سانتیگراد است. هر هزار پایی مکعب گاز در شرایط استاندارد يك واحد در نظر گرفته می شود و به علامت اختصاری MCF نشان داده می شود. MMCF نمایانگر يك میلیون پایی مکعب گاز است. واحد دیگر متر مکعب است که معادل ۳۱۹/۳۵ پایی مکعب است.

- توان حرارتي گاز طبيعي در حدود ۲۵۰ تا ۳۰۰ كيلوكالري براي هر پاي مكعب مي‌باشد. بر اساس ارزش حرارتي هر ۵۰۰۰ پاي مكعب و يا ۱۴۲ متر مكعب گاز طبيعي تقريباً معادل يك بشكه نفت خام است.

محاسبه ذخیره کانسارهای گاز

- محاسبه ذخیره در جای گاز همانند محاسبه ذخیره در جای نفت است با این تفاوت که در مورد گاز تأثیر تغییر درجه حرارت و فشار بر حجم بسیار زیاد است و ذخیره در جای مخزن باید در شرایط استاندارد ارائه شود تا مفهوم داشته باشد.

- می‌دانیم در مورد گازهای کامل رابطه بین حجم و فشار و درجه حرارت مطلق به قرار زیر است:
- در مورد گازهای غیر کامل و یا حقیقی ضریب انحرافی (Gas deviation factor) در رابطه فوق دخالت دارد و رابطه به صورت زیر در می‌آید:

- برای محاسبه ذخیره مخزن لازم است ابتدا ضریب حجمی (Volume factor) مخزن را حساب کنیم. ضریب حجمی، حجم يك پای مکعب از گاز مخزن در شرایط استاندارد است. اگر فشار اتمسفری را $14/7$ پوند بر اینچ مربع و درجه حرارت را 20 درجه سانتیگراد در شرایط استاندارد محسوب داریم و با توجه به اینکه در شرایط استاندارد ضریب انحراف نزدیک به يك است.

• با استفاده از رابطه قبلي خواهيم داشت:

$$\frac{14.7V_f}{20 + 273} = \frac{P}{X_2T}$$

$$V_f = 19.93 \frac{P}{X_2T}$$

- در رابطه فوق V_f ضريب حجمي بر حسب پاي مكعب در شرايط استاندارد، P فشار مخزن بر حسب پاوند بر اينچ مربع، T درجه حرارت مطلق مخزن بر حسب درجه سانتیگراد و Z_2 ضريب انحراف گاز در شرايط مخزن مي باشد. در رابطه فوق ديده مي شود كه ضريب حجمي با فشار مخزن رابطه مستقيم و با درجه حرارت مطلق مخزن رابطه معكوس دارد.

- براي مثال اگر فشار مخزني در عمق ۱۲۰۰۰ پايي ۵۰۰۰ پاوند بر اينچ مربع، درجه حرارت آن ۱۵۰ درجه سانتیگراد و ضريب انحراف براي اين فشار و درجه حرارت ۹/۰ باشد ضريب حجمي مخزن يعني يك پاي مكعب از گاز در جاي اين مخزن وقتي به سطح زمين برسد و تحت فشار و درجه حرارت استاندارد قرار گيرد ۷۵/۲۶۱ پاي مكعب حجم خواهد داشت.

- پاي مكعب

- يعني يك پاي مكعب از گاز در جاي اين مخزن وقتي به سطح زمين برسد و تحت فشار و درجه حرارت استاندارد قرار گيرد ۷۵/۲۶۱ پاي مكعب حجم خواهد داشت.

$$Q=V.P.(1-S_w)V_f$$

- حجم ذخیره در جای مخزن از رابطه
- بدست می‌آید که در آن Q ذخیره در جای مخزن در شرایط استاندارد، V حجم بخش گازدار سنگ مخزن، P تخلخل متوسط سنگ مخزن و S_w اشباع نسبی آب است و V_f ضریب حجمی مخزن می‌باشد.
- ذخیره گاز قابل استحصال نهایی مخزن از رابطه $q=Q.R$ به دست می‌آید. در این رابطه q ذخیره قابل استحصال نهایی مخزن، Q ذخیره درجا و R ضریب استحصال است. این ضریب به عوامل مختلف مانند مکانیسم رانش، فشار اولیه، فشار ترک مخزن، نوع تخلخل و شکاف سنگ مخزن بستگی دارد و مقدار آن ۷۵/۰ تا ۸۵/۰ است.

- روش دیگر برای برآورد تقریبی مقدار گاز قابل استحصال نهایی روش حجم - فشار است. این روش بر این اصل استوار است که با استخراج گاز، فشار مخزن کاهش می‌یابد. این کاهش فشار با مقدار گاز خارج شده از مخزن متناسب است. مقدار گاز استخراج شده را به ازای افت یک واحد فشار حساب می‌کنند و با دانستن فشار اولیه مخزن و فشار ترك مخزن مقدار گاز قابل استحصال را می‌توان محاسبه نمود. این محاسبه زمانی معتبر است که مدتی از مخزن بهره برداری شده، حجم قابل ملاحظه‌ای گاز استخراج و آمار دقیقی از میزان استخراج و افت فشار در دست باشد.

بخش هفتم

شرایط مخزن (Reservoir

Conditions)، فشار، درجه حرارت،

مکانیسم مخزن و مهاجرت نفت

- دو عامل متغیری که بر هر مخزن نفتی اثر می‌گذارد فشار و درجه حرارت است که هر یک انرژی ذخیره شده‌ای برای مخزن محسوب می‌گردند. اگر یکی از این دو عامل و یا هر دو تغییر کند حجم سیال داخل مخزن تغییر خواهد کرد. مهندسان نفت آزمایشهایی بر مبنای تغییر فشار، درجه حرارت و حجم در آزمایشگاه انجام می‌دهند که به اختصار آزمایشهای P.V.T نامیده می‌شود. بدیهی است که تغییر حجم گازها در اثر فشار و درجه حرارت بسیار بیشتر از مایعات است.

فشار

- فشار مخزن و فشار لایه های زیرزمینی نقش مهمی در برنامه ریزی حفاریهای اکتشافی و روش های بهره برداری از مخازن دارد. فشار لایه های زیر زمینی و مخزن اگر در زمان حفاری از کنترل خارج شود مسائل دشوار فنی، صدمات مالی و حتی جانی به بار می آورد. در دوره بهره برداری از مخزن توجه به فشار و سعی در حفظ آن نقش عمده در میزان بهره دهی و طول عمر مخزن دارد.

- فشار موجود در لایه ها در طول زمان زمین شناسی به تعادل رسیده است. حفر چاه این ثبات را بر هم می‌زند. برای ایجاد تعادل شناخت علل بی‌ثباتی ضروری است.
- فشارهای موجود و مؤثر در لایه های زیرزمینی را در دو گروه عمده می‌توان بررسی نمود. فشاری که مایعات موجود در روزنه های سنگ بر پایه قانون ظروف مرتبط ایجاد می‌نمایند که فشار ایستایی (Hydrostatic pressure) نامیده می‌شود. فشار دیگر فشاری می‌باشد که وزن لایه ها و سیال درون آن به لایه های زیرین وارد می‌آورند که فشار زمین ایستایی (Overburden pressure or Geostatic) یا ژئواستاتیک نامیده می‌شود.

فشار ایستابی

- فشار ایستابی ناشی از وزن ستون مایع است و بستگی به ارتفاع ستون مایع و وزن مخصوص آن دارد. برای آسانی محاسبات مربوط به فشار ایستابی از ضریب ستون سیال استفاده می‌شود. ضریب ستون يك سیال فشاری است که واحد طول ستون آن سیال به قاعده خود وارد می‌کند. در سیستم متریک وزن ستون آبی به طول يك متر و به قاعده يك سانتیمتر مربع در حرارت ۴ درجه سانتیگراد و فشار اتمسفری ۱/۰ کیلوگرم است. بنابراین در سیستم متریک ضریب ستون آب ۱/۰ کیلوگرم بر سانتیمتر مربع بر متر است.

- در سیستم واحدهای انگلیسی ضریب ستون آب فشاری می باشد که یک استوانه به طول یک پا بر یک اینچ مربع قاعده خود در ۶۰ درجه فارنهایت و فشار اتمسفری وارد می سازد. وزن یک پای مکعب ۴/۶۲ پاوند است و هر پای مربع ۱۴۴ اینچ مربع می باشد. بنابراین ضریب ستون آب خالص در سیستم انگلیسی ۴۳۳/۰ پاوند بر اینچ مربع بر فوت خواهد بود.
- برای به دست آمدن ضریب ستون گل حفاری و یا نفت خام کافی است چگالی آن را در ضریب ستون آب ضرب نمایند.

فشار زمین ایستایی

- فشار زمین ایستایی وزن تمام سنگها و آب موجود در تخلخل آنهاست که بر روی لایه مفروضی قرار داشته و وزن خود را بر آن لایه وارد می‌کنند.
- وزن آب درون سنگ + وزن سنگ = فشار زمین ایستایی سطح

- اگر سطح سنگ A، ضخامت لایه های روی آن h، تخلخل متوسط این سنگها، وزن مخصوص متوسط سنگ ها dr و وزن مخصوص متوسط آب طبقاتی dw باشد خواهیم داشت:

$$\frac{Ah(1-\rho)d_r + Ah\rho d_w}{A} = \text{فشار زمین ایستایی}$$

$$h(1-\rho)d_r + h\rho d_w = \text{فشار زمین ایستایی}$$

$$(1-\rho)d_r + \rho d_w = \text{ضریب ستون فشار زمین ایستایی}$$

- اگر سنگها رسوبي و وزن مخصوص متوسط آنها $2/7$ گرم بر سانتيمتر مكعب با تخلخل متوسط 10% و وزن مخصوص آب طبقاتي $1/0.7$ گرم بر سانتيمتر مكعب باشد و اين مقادير را در رابطه ضريب ستون فشار زمين ايستايي قرار دهيم خواهيم داشت:

- ضريب ستون فشار زمين ايستايي =

- اگر این فشار را تبدیل به کیلوگرم بر سانتیمتر مربع در متر نمایم خواهیم داشت:

- ضرب ستون فشار زمین ایستایی =

- با توجه به محاسبه فوق می‌توان فشار تقریبی زمین ایستایی لایه های رسوبی را برای هر ۴ متر تقریباً معادل یک اتمسفر دانست. اگر فشار فوق را به واحدهای انگلیسی تبدیل نماییم خواهیم داشت:

- ضریب ستون فشار زمین ایستایی

- بنابراین فشار زمین ایستایی را در این سیستم می‌توان تقریباً یک پاوند بر اینچ مربع در هر پا در نظر گرفت.

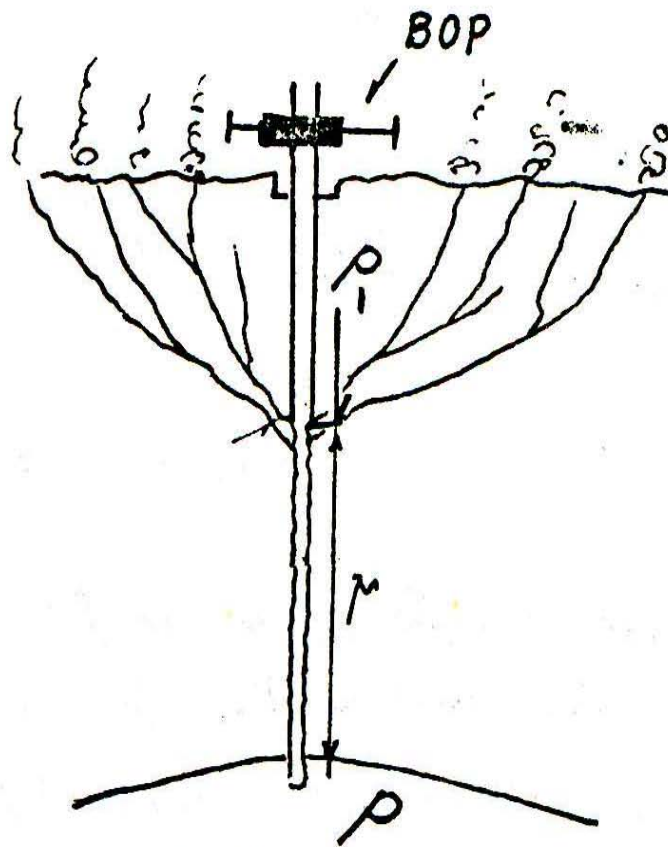
- اگر هنگام حفر چاه گل حفاری به قدری سنگین باشد که فشار ایستایی ایجاد شده بیش از فشار زمین ایستایی شود ممکن است لایه‌های ته چاه را بشکند. شکستن لایه‌ها سبب برهم خوردن تعادل فشار در چاه و هرز رفتن گل حفاری می‌شود و ممکن است فوران ناخواسته چاه را سبب شود. گاه از این پدیده برای بهبود تراوایی سنگ مخزن استفاده می‌شود و با ایجاد فشاری ایستایی بیش از فشار زمین ایستایی در لایه‌های سنگ مخزن شکاف ایجاد می‌گردد.

- اگر مخزن نفت و گاز دارای فشار بسته باشد فرسایش لایه های سطحی و کم عمق شدن مخزن در طول زمانهای زمین شناسی سبب کاهش فشار زمین ایستایی بر روی این مخازن می شود. این کاهش ممکن است به حدی برسد که لایه های روی مخزن قادر به تحمل فشار مخزن نبوده و شکاف بر دارند. این امر باعث راه یافتن نفت و گاز به خارج از مخزن می گردد. اگر مخزن دارای سنگ پوششی از سنگهای نمک و گچ باشد ممکن است پس از کاهش فشار مخزن و کمتر شدن آن از فشار زمین ایستایی شکافها ترمیم و باقی مانده نفت و گاز حفظ شود ولی اگر سنگ پوشش شکننده باشد ممکن است خروج نفت و گاز به صورت چشمه تا خالی شدن مخزن ادامه یابد .

- محاسبه و توجه به مقدار فشار زمین ایستایی در پاشنه آخرین لوله جداری ضروری است. چون اگر عمق زیادی از چاه بدون لوله جداری باشد و به هر دلیل چاه فوران نماید بستن شیرهای طغیان شکن (Blow out preventer) سرچاه فشار مخزن را به طبقات بدون پوشش زیر لوله جداری منتقل می‌نماید. ضعیف ترین این لایه ها از نظر فشار زمین ایستایی لایه های زیر پاشنه لوله جداری می‌باشند.

- اگر فشار مخزن در پاشنه لوله جداری بیش از فشار زمین ایستایی در این نقطه باشد لایه ها را شکافته و از اطراف دهانه چاه گاز و یا نفت فوران خواهد نمود. فاصله این شکافها از دهانه چاه ممکن است به چندین کیلومتر نیز برسد. به طوری که در شکل دیده می شود اگر چاه وارد مخزنی با فشار P شود و به علت هرز رفتن گل حفاری در مخزن و یا به هر دلیل دیگری چاه فوران نماید برای جلوگیری از فوران ناخواسته چاه شیرهای طغیان شکن را که به اختصار B.O.P نامیده می شوند می بندند.

- در بخش فوقانی چاه که لوله جداری وجود دارد فشاری به لایه ها وارد نمی آید ولی در بخش بدون پوشش لایه ها تخت فشار مخزن قرار می گیرند. ضعیف ترین بخش لایه های بدون پوشش کم عمق ترین آنها یعنی لایه هایی می باشند که بدون فاصله در زیر پاشنه لوله جداری قرار گرفته اند. اگر فشار مخزن P و فشار ستون سیال از ته چاه تا زیر پاشنه جداری r باشد فشاری که به پاشنه لوله جداری وارد می شود $P-r$ خواهد بود.



شکاف برداشتن لایه هادر صورتیکه $p_1 \leq p-r$ باشد. تنها بخشی از چاه دارای لوله جداری و بقیه چاه بدون پوشش است.

- اگر فشار زمین ایستایی در این نقطه P_1 و باشد امکان شکاف برداشتن لایه های بین پاشنه لوله جداری و سطح زمین وجود دارد و اگر اختلاف زیاد باشد این پدیده رخ داده و سیال از اطراف دهانه چاه فوران خواهد نمود. کنترل این فوران مشکل تر از کنترل فوران از دهانه چاه است. چنین فورانی در مخازن گازی بیشتر رخ می دهد چون به علت وزن مخصوص کم گاز و کم بودن فشار ایستایی ستون گاز، تقریباً نزدیک به تمام فشار مخزن به لایه های زیر پاشنه لوله جداری وارد می آید.

فشار سازند (Formation pressure)

- فشار سیالهای موجود در روزنه های سنگها مانند آب، گاز و نفت فشار سازند نامیده می شود. این فشار در سنگ مخزن نفت و گاز فشار مخزن را تشکیل می دهد. فشار سازند در بیشتر موارد معادل یا نزدیک به فشار ایستایی و همیشه کمتر از فشار زمین ایستایی است. چون اگر بیشتر از فشار زمین ایستایی و یا برابر آن باشد سبب شکاف برداشتن لایه ها و خروج سیال می گردد.

- مخزن نفت اگر فشاري در حد فشار ايستابي داشته باشد گویند داراي فشار طبيعي (Normal pressure) است. اگر فشار آن کمتر و يا بيشتري از فشار ايستابي باشد داراي فشار غير طبيعي (Abnormal Pressure) است. فشاري بيشتري از فشار ايستابي ممکن است در اثر تراکم در مخازن مسدود ايجاد گردد و يا سنگ مخزن در نزديک نفتگير در کوههاي بلند رخنمون داشته و نفوذ آبهاي سطحي در سنگ مخزن سبب ازدياد ارتفاع ستون آب مجاور مخزن و در نتيجه ازدياد فشار ايستابي شود.

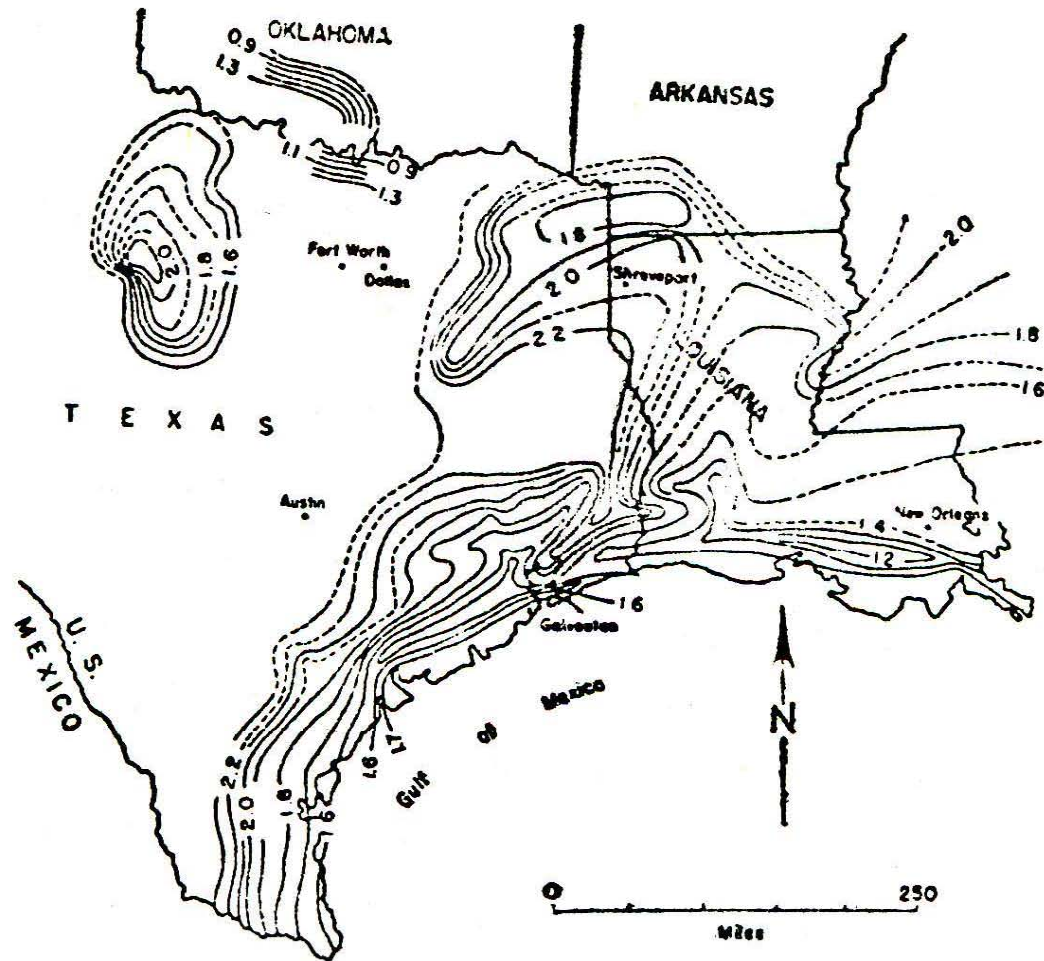
- فشار غیر طبیعی کم ممکن است به علت فرار گازهای سبک و یا کم شدن درجه حرارت مخزن و تبدیل بخشی از گاز مخزن به مایع در مخازن مسدود پیش آید. در حفاریهای اکتشافی فشار غیر طبیعی به سبب غیر قابل پیش بینی بودن بیشتر حادثه ساز است. فشار سازند را با وزن گل حفاری و قرار دادن لوله های جداری کنترل می نمایند. فشار سازند عامل اصلی برای حرکت سیال از مخزن به درون چاه و سطح زمین است و با بهره برداری از مخزن کاهش می یابد.

درجه حرارت

- درجه حرارت از سطح زمین به سوي عمق افزایش می‌یابد. مقدار افزایش برای واحد عمق، ضریب زمین گرمایی (Geothermal gradient) یا شیب زمین گرمایی نامیده می‌شود. ضریب زمین گرمایی تا عمق ۲۰ تا ۱۵۰ متری تحت تأثیر جنس آبرفت، جریان آبهای سطحی و نفوذی کم عمق و تغییرات درجه حرارت محیط و غیره قرار می‌گیرد ولی معمولاً پس از آن ثابت می‌ماند.

- ضریب زمین گرمایی برای هر ۳۰ متر عمق يك درجه سانتیگراد است که معادل يك درجه فارنهایت برای هر ۵۵ پا عمق می‌باشد ولی در نواحی مختلف به علت فعالیتهای آذرین، وجود گندهای نمک و تفاوت توان هدایت حرارتی لایه ها ممکن است تغییر کند. ضریب زمین گرمایی برای هر ناحیه از رابطه:
- درجه حرارت متوسط سالیانه سطح- درجه حرارت طبقه=
عمق •

• ضریب زمین گرمایی عمق به دست می‌آید.

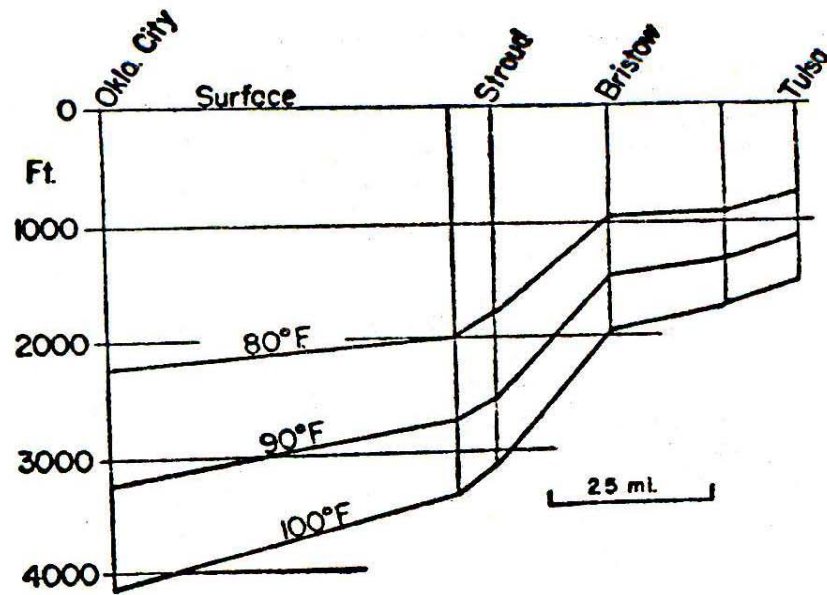


نقشه خطوط هم‌ضریب گرمایی در بخشی از تکزاس و لوئیزیانا ضریب زمین گرمایی به درجه فارنهایت برای هر ۱۰۰ پا عمق است

- تغییرات ضریب زمین گرمایی در مناطق مورد نظر ممکن است به صورت خطوط هم ضریب (Isograd) ترسیم گردد. مانند نقشه خطوط هم ضریب زمین گرمایی بخشهایی از تکزاس و لویزیانا که در شکل فوق نشان داده شده است.

- درجه حرارت در هر نقطه از نقشه و در هر عمقی را می‌توان با ضرب عمق در ضریب زمین گرمایی آن نقطه و تقسیم بر صد و افزودن درجه حرارت متوسط سطح به دست آورد. سطوح هم حرارت نیز در برش‌ها به صورت خطوط هم حرارت نشان داده می‌شود که کاربردهای مختلف دارد؛ مانند تشخیص درجه بلوغ کروژن و هیدروکربنها در نواحی مختلف يك حوضه رسوبي و تشخیص فارهیدروکربنها.

- شکل زیر یکی از برش های خطوط هم حرارت را بین شهرهای اکلاهما و تولسا نشان می دهد.



برش سطوح هم حرارت بین شهرهای اکلاهما و تولسا به فاصله تقریبی ۱۶۰ کیلومتر. در شرق توده گرانیتی به سن پرکامبرین وجود دارد که به سطح زمین نزدیک است.

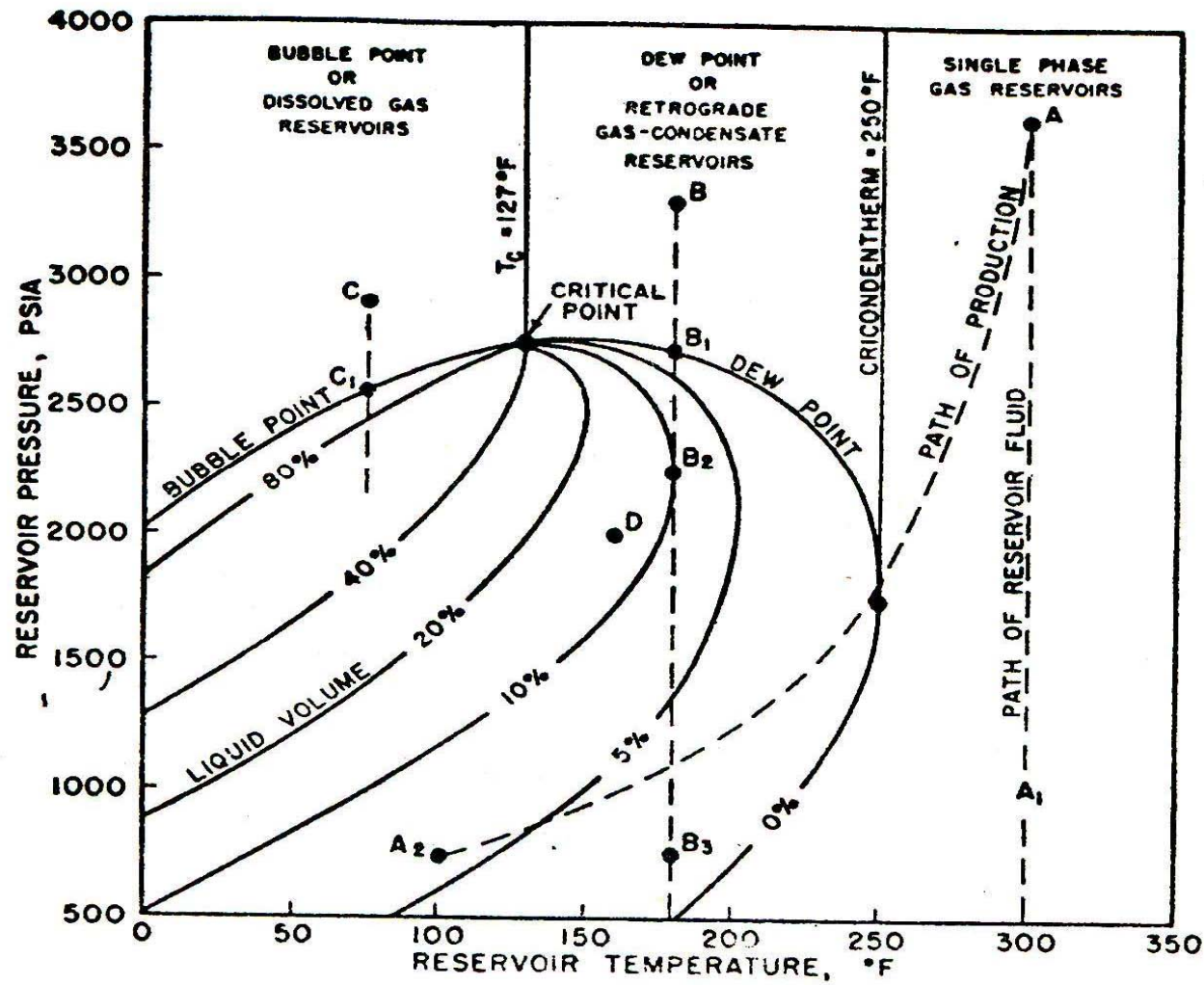
انواع مخازن نفت و گاز با ترکیبات هیدروکربنی ثابت در دما و فشارهای مختلف

- سیال مخزن با اختلاطی ثابت از هیدروکربنهای معین در دما و فشارهای مختلف که ناشی از عمقهای متفاوت مخزن است مخازن گازی و نفتی با خواص فیزیکی متفاوتی را تشکیل می‌دهد.

- در نمودار فازهاي مخزن كه بر حسب فشار و دما ترسيم مي‌شود سه ناحيه وجود دارد؛ ناحيه اي كه در آن سيال تنها به صورت مايع است. ناحيه اي كه در آن سيال فقط د ر فاز گازي است و ناحيه اي كه بين دو منحنى جوش و شبنم قرار دارد و در آن فازهاي گازي و مايع سيال با هم حضور دارند(شكل زير).

- براي مثال سيالي با تركيب هيدروكربني «گاز- نفت ميعاني» را بررسي مي‌كنيم كه سيالي مركب از هيدروكربنهاي سبك است. نمودار فازهاي اين مخزن در شكل نشان داده شده است.

- منحنی های داخل بخش دو فازی در صد حجم مایع را نسبت به جم کل هیدروکربن در فشار و درجه حرارت معین نشان می دهد. بدیهی است که منحنی های نمودار فازها برای نفت خامهای مختلف یکسان نیست. طبق این نمودار اگر دمای مخزنی در شروع بهره برداری ۳۰۰ درجه فارنهایت و فشار آن ۳۶۰۰ پاوند بر اینچ مربع باشد در نقطه A قرار خواهد داشت که نشان می دهد مخزن تک فاز و در فاز گازی است.



نمودار فازهای گاز و مایع در مخازن گاز و نفت میعانی برپایه تغییرات درجه حرارت و فشار

- چون مخزن در عمق ثابتی قرار دارد دمای مخزن در طول بهره برداری ثابت می ماند و تنها فشار کاهش می یابد. تغییرات وضع مخزن را طی مدت بهره برداری تا نقطه A1 خط AA1 نشان می دهد. به طوری که در شکل دیده می شود در تمام مدت بهره برداری مخزن در فاز گازی باقی می ماند. بنابراین نسبت ترکیب هیدروکربنهای مخزن در طول استخراج ثابت است. گاز استخراجی وقتی به سطح زمین می رسد علاوه بر افت فشار افت حرارت نیز دارد و مسیر AA2 را در آغاز بهره برداری طی می کند. در این نمودار در نقطه A2 گاز استخراج شده در حدود ۶٪ حجمی فاز مایع دارد که آن را نفت میعانی می نامند.

- با توجه به نمودار شکل فوق تمام مخازن با درصد هیدروکربنی همانند که دارای حرارتی بیش از ۲۵۰ درجه فازنهایت باشند نظیر مخزن گازی فوق عمل می‌نمایند.

- اگر مخزني با همان تركيب هيدروكربني، در بدو اكتشاف داراي دمائي برابر ۱۷۵ درجه فارنهایت و فشار ۳۳۰۰ پاوند بر اينچ مربع باشد در نمودار شكل فوق در نقطه B قرار مي‌گيرد. در اين حال نيز مخزن در فازي گازي است. در اثر بهره برداري و کاهش فشار هنگامي كه فشار مخزن به B1 برسد اولين قطره مايع در مخزن پديدار خواهد شد. بهره برداري از مخزن و عمل كرد آن در طول BB1 مانند مخزن A خواهد بود. در اين فاصله مخزن تك فازگازي است.

- با ادامه بهره برداري و افت فشار بيشتري بر مقدار مايع افزوده شده و سيال داخل مخزن دو فازي خواهد شد. از B1 تا B2 با بهره برداري از مخزن و كم شدن فشار حجم فاز مايع افزايش مي يابد و در B2 به حداكثر ۱۰% مي رسد. پس از اين با کاهش بيشتري فشار از B2 به B3 به تدريج از فاز مايع كاسته شده و مقداري از مايع دوباره به گاز تبديل مي گردد و به اين دليل اين نوع مخازن را مخازن ارتجاعي گاز ميعاني (Retrograde gas condensate) مي نامند.

- در این مخازن گاز مایع شده به جدار روزنه ها چسبیده و در مخزن باقی می ماند. گاز استخراج شده چون مقداری از هیدروکربنهای سنگین خود را در مخزن به حالت مایع باقی گذارد در سطح زمین با کاهش دما و فشار نفت میعانی کمتری نسبت به گاز مخزنی از نوع A تولید خواهد نمود.

- اگر این ترکیب هیدروکربنی در مخزنی با دمای ۷۰ درجه فارنهایت و فشار نخست ۲۹۰۰ پاوند بر اینچ مربع کشف شود بر روی نمودار در نقطه C قرار خواهد گرفت و سیال مخزن فقط در فاز مایع خواهد بود. در این حالت مخزن اشباع نشده (Unsaturated reservoir) و یا مخزن گاز محلول (Dissolved gas reservoir) نامیده می‌شود. در اثر بهره برداری و افت فشار در نقطه C1 اولین حباب گاز در مخزن ظاهر شده و با بهره برداری بیشتر و ادامه یافتن کاهش فشار مخزن دارای دو فاز می‌گردد. گاز جدا شده در مخزن گنبدگازی را تشکیل می‌دهد.

- اگر همین هیدروکربن در مخزنی با فشار اولیه ۲۰۰۰ پاوند بر اینچ مربع و درجه حرارت ۱۵۵ درجه فارنهایت قرار گرفته باشد در نمودار در نقطه D قرار خواهد داشت و دارای فاز مایع و گازی در کنار هم خواهد بود. طبق نمودار شکل این مخزن دارای ۱۵٪ حجمی نفت و ۸۵٪ گاز خواهد بود. چنین مخزنی دارای گنبدگازی وسیعی بوده و مخزن نفتی اشباع شده (Saturated reservoir) نامیده می‌شود.

مکانیسم حرکت سیال در مخزن

- برای رانش نفت از روزنه های سنگ مخزن به داخل چاه، مخزن باید انرژی لازم برای به حرکت درآوردن نفت خام و خنثی کردن نیروی کشش سطحی آب و نفت را داشته باشد. این انرژی را فشار مخزن تأمین می‌کند. انرژی لازم برای رانش گاز بسیار کمتر از انرژی لازم برای راندن نفت است.

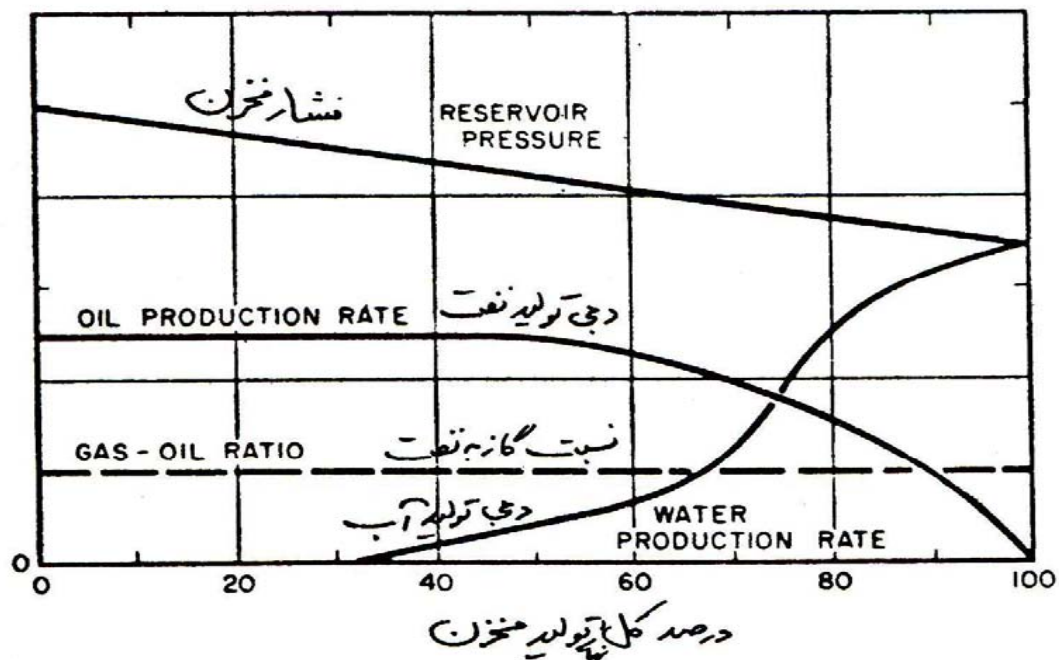
- اگر فشار مخزن كافي باشد نفت را به سطح زمين مي‌رساند و در غير اين صورت بايد به كمك تلمبه كمبود انرژي را تأمين كرد. مكانيسم رانش نفت مخزن به داخل چاه پنج نوع است: آبران، گاز محلولران، گازران، ثقل ران و رانش مختلط.

مخازن آبران (Water drive)

- مخازن آبران، مخازنی با تراوایی زیاد مانند سنگ آهک شکافدار و یا حفره دار در تماس با آبخوانهای (aquifer) وسیع می‌باشند. چنین مخازنی دارای رانش آبی فعالی می‌باشند. درجه جایگزینی آب به جای نفتی که برداشت می‌شود بازده مکانیسم رانش آبی را نشان می‌دهد. در یک سیستم آبران کامل که سیستمی نادر است آب به طور کامل جایگزین سیال برداشت شده می‌گردد.

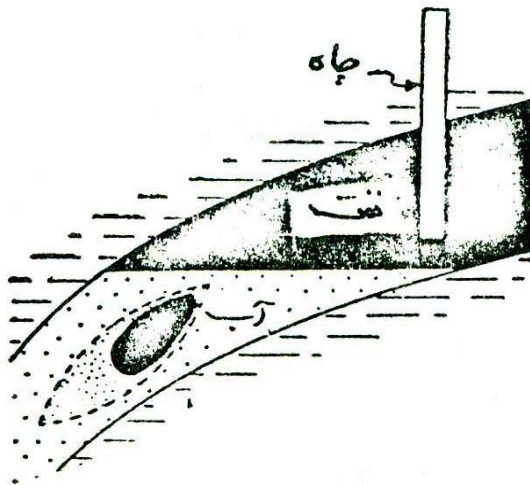
- اگر مخزن آبران در آغاز بهره برداري اشباع نشده باشد فشار مخزن طي بهره برداري با نفوذ آب به مخزن ممکن است براي مدتي طولاني هم چنان بالاتر از نقطه جوش باقي بماند. در طول اين زمان بخشي از فضاي خالي شده مخزن را نیز انبساط نفت پر مي‌کند. در انواع مخازن آبران حتي مخزن آبران کامل نیز کاهش فشار اوليه اي لازم است تا اختلاف فشار کافي براي حرکت آب ايجاد گردد.

- در این مخازن کاهش ظرفیت تولید چاه در طول عمر مخزن ناچیز است و تولید نفت تا موقعی که چاه به آب برسد با دبی تقریباً ثابت ادامه می‌یابد و نسبت گاز به نفت نیز کم و بیش ثابت باقی می‌ماند. در شکل زیر نمودار عملکرد مخزن آبران نمونه ای دیده می‌شود.



نمودار کلی عملکرد مخزن آبرانی کامل (از توری ۴)

- اگر استخراج هیدروکربن از مخازن آبران سریع انجام گیرد آب شکافهای مخزن را پر کرد و به داخل بخش های درشت تخلخل نفوذ می نماید و به هیدروکربنهای موجود در بلوکهای ریز تخلخل سنگ مخزن فرصت خروج نداده و آنها را در میان آب محصور و محبوس می سازد . این امر مقدار قابل استحصال مخزن را کاهش می دهد.



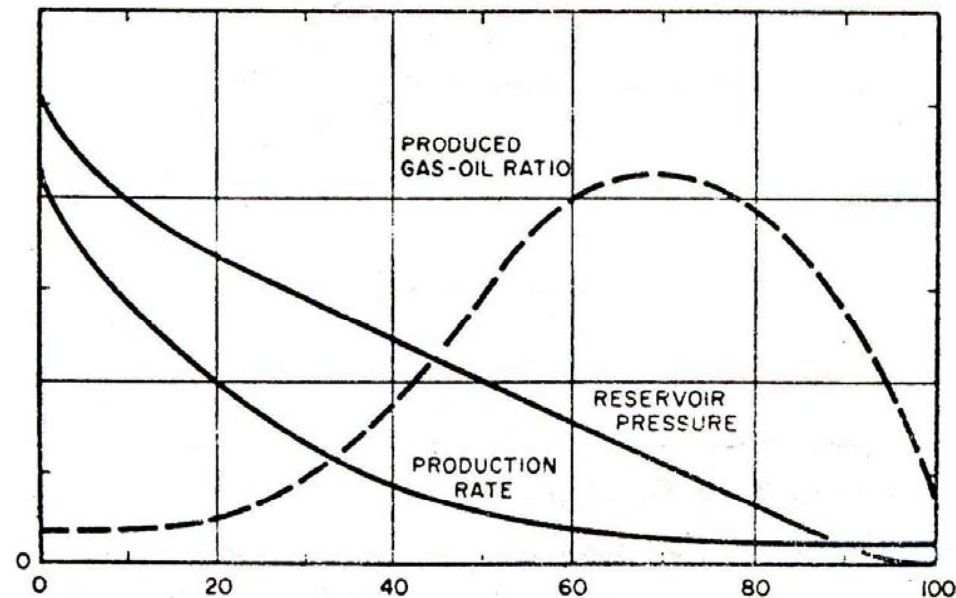
نفت محبوس در بخش ریز تخلخل سنگ مخزن در اثر برداشت سریع نفت از

مخزن

مخازن گاز محلولران (Solution gas drive)

- در این مخازن انرژی رانش نفت را گاز محلول در نفت تأمین می‌کند؛ از این رو مخازن گازران داخلی نیز نامیده می‌شود. در شروع بهره برداری افت فشار در اطراف چاه به وجود می‌آید که سبب جدا شدن گاز محلول از نفت می‌گردد. این گاز جایگزین نفتی می‌شود که از روزنه‌ها خارج و به داخل چاه جاری شده است. بخشی از گازهای جدا شده نیز به سوی چاه حرکت کرده و با کاهش فشار از دیاد حجم یافته و نفت را به سوی چاه می‌رانند.

- عملکرد يك مخزن گاز محلولران در شكل زير نشان داده شده است. به طوريكه در اين نمودار ديده مي‌شود برخلاف مخازن آبران با بهره برداري از مخزن فشار افت سريع دارد. دبي توليدي از چاه نيز بتدريج کاهش مي‌يابد. تغييرات نسبت گاز به نفت وضع پيچيده تري دارد.



درصد کل گولیه نهائی مخزن

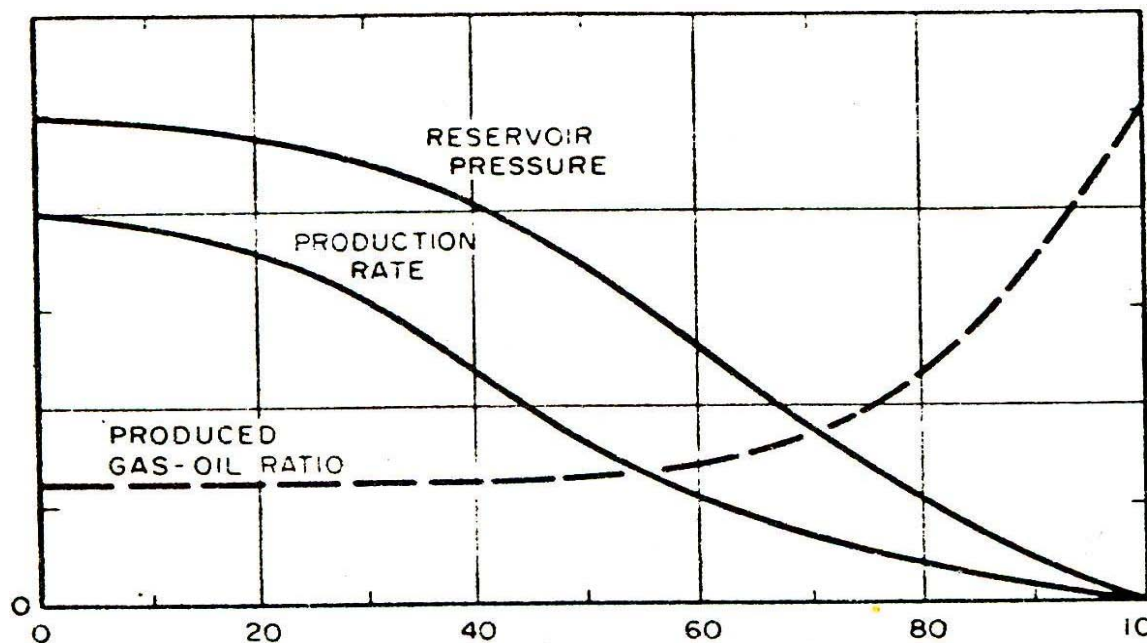
نمودار کلی عملکرد مخزنی گاز محلولران

- در آغاز بهره برداري، در تمام مخازن، حتي در مخازن آبران نيز در محيط اطراف چاه در اثر افت فشار گاز از نفت جدا شده و انبساط آن سبب رانش نفت به داخل چاه مي‌گردد. مدتي وقت لازم است تا افت فشار ايجاد شده در اثر استخراج نفت به سطح آب و نفت و يا گاز و نفت منتقل و حرکت آب و يا گاز را سبب گردد. بنا بر اين در آغاز بهره برداري در تمام مخازن، مکانیسم رانش، مکانیسم گاز محلولران است.

مخازن گازران (Gas drive)

- در میدانهای نفتی دارای گنبدگاز، انبساط گاز گنبد نیز تمام یا بخشی از انرژی لازم برای حرکت نفت را تأمین می‌کند. انبساط این گاز که در خارج بخش نفتی قرار دارد با مکانیسم رانش گاز محلول تفاوت دارد. در این مخازن رانش نفت هم در اثر خروج گاز محلول و هم در اثر انبساط گنبد گاز صورت می‌پذیرد.

- نمودار زیر عملکرد مخزنی گازران را نشان می‌دهد. به طوریکه در نمودار دیده می‌شود شتاب کاهش دبی تولید نفت و فشار مخزن کمتر از مخازن گاز محلولران است. نسبت گاز به نفت در نیمه اول عمر مخزن تقریباً ثابت می‌ماند ولی در نیمه دوم افزایش می‌یابد. در این مخازن حساسیت به میزان تولید از هر چاه بیشتر از مخازن گاز محلولران است.



درصد کلی تولید نهائی مخزن

نمودار کلی عملکرد مخزنی گازران (از توری، نقل از چنگلریان)

مخازن ثقلران (Gravity drainage)

- در مخازن ثقلران از آغاز بهره برداري جدائي ثقلي سيالهاي مخزن صورت مي گيرد. نفت در مخزن در جهت شيب لايه ها حرکت کرده و اشباع نفت را در بخش زيرين مخزن حفظ مي کند و گاز آزاد در بخش فوقاني نفتگير جمع مي شود. اگر گنبد گاز اوليه اي وجود داشته باشد در اثر اين جدائي انبساط مي يابد. اگر مخزني بدون گنبد گاز باشد در اثر بهره برداري به سرعت داراي گنبدگاز مي گردد.

- نسبت گاز به نفت در آغاز بهره برداري از مخزن بسيار افزايش يافته و سپس کاهش مي يابد. لزجت و چگالي کم نفت، شيب زياد لايه هاي سنگ مخزن و تراوايي خوب آن عوامل تسريع کننده حرکت ثقلي سيال در مخزن مي باشند. مخازن ثقلران در ارتباط با آبخوانهاي فعال نبوده و نفوذ آب به مخزن در برابر حجم نفت استخراج شده ناچيز است.

مخازن با رانش مختلط (Combination –Drive (reservoirs

- برخي از مخازن ممکن است در طول عمر بهره دهی خود مکانیسم های رانش مختلفی داشته و یا در يك زمان تحت تأثیر دو یا چند عامل رانش قرار گیرند. مانند مخزن آبرانی با گنبدگاز که هم آبخوان و هم گنبدگاز فعال باشد. با استخراج نفت از چنین مخزنی فصل مشترك گاز و نفت به سوی پایین حرکت می کند.

- دبي توليد از چاه بايد در حدي باشد كه سطح آب و نفت و يا گاز به آرامي و به حالت افقي تغيير كند. اگر ميزان بهره برداري بيش از ظرفيت مخزن باشد سطح آب و نفت در اطراف چاه به صورت مخروطي بالا مي آيد و يا سطح گاز و نفت به صورت مخروطي پايين مي آيد و چاه به جاي نفت آب و يا گاز توليد خواهد نمود. اين پديده را مخروطي شدن (Conning) مي نامند.

مهاجرت نفت (Migration)

- نفت و گاز چون سیالند اگر تحت تأثیر اختلاف فشار قرار گیرند تغییر محل می‌دهند. سیالیت فوق العاده نفت و گاز تردیدی در مورد جابجایی آن ایجاد نمی‌کند. نفي مهاجرت نفت و گاز مانند نفي حرکت آبهاي زیرزميني است.

- پدیده های زیر حرکت و جابجایی نفت و گاز یا مهاجرات آنرا تأیید می‌کنند:
- - چشمه های نفتی فعال که مهاجرت نفت را آشکارا نشان می‌دهند.
- - حرکت نفت از سنگ مخزن به داخل چاه.
- - معادن نفتی خالی شده که نفت آنها استخراج و با آب یا گاز جایگزین شده اند.
- - تجمع نفت در سنگهای فاقد مواد آلی و سنگهای آذرین.
- - یکسان بودن ترکیب نفت سنگ مخزن و نفت باقیمانده در سنگ مادر مربوطه.
- - کمیت نفت موجود در سنگ مخزن که با توجه به مقدار مواد آلی موجود در رسوبها نمی‌تواند بدون جابجایی نفت توجیه شود.
- - جدا بودن نفت و گاز در مخزن و اشغال مرتفع ترین بخش نفتگیر توسط گاز.

- حرکت نفت و گاز از سنگ مادربه سنگ مخزن را مهاجرت اولیه (Primary migration) و حرکت این دو سیال را در داخل سنگ مخزن مهاجرت ثانوی (Secondary migration) می‌نامند.

- مهاجرت اولیه با حرکت هیدروکربنها از سنگ مادر به سنگ مخزن در اثر تراکم پذیری بیشتر سنگهای دانه ریز و رانده شدن آب سازند و نفت و گاز به خارج لایه صورت می‌پذیرد. آب همراه با ذرات هیدروکربن به سوی سنگهای دانه درشت تر یعنی سنگ مخزن که تراکم ناپذیر است رانده می‌شود. تشکیل مولکولهای مایع و گاز از مولکول جامد کروژن خود ممکن است سبب ازدیاد سیالهای موجود در سنگ مادر و رانش نفت و گاز و آب به خارج از این سنگ گردد.

- مهاجرت ثانوي حرکت نفت و گاز در داخل سنگ مخزن است تا جمع شدن در نفتگیر و یا رسیدن به سطح زمین. این مهاجرت همیشه در اولین نفتگیر خاتمه نمی‌یابد و ممکن است با پر شدن مخزن از هیدروکربن مهاجرت نفت و گاز مازاد بر ظرفیت نفتگیر ادامه یابد. پس از اینکه مخلوطی از گاز و نفت و آب در داخل نفتگیر قرار گرفت تحت تأثیر نیروی جاذبه و در اثر اختلاف وزن مخصوص گاز به سمت نفتگیر رانده شده و نفت در زیر آن قرار می‌گیرد. جدا شدن گاز و نفت و آب از یکدیگر در داخل مخزن نیز بخشی از مهاجرت ثانوي است.

www.salampnu.com

سایت مرجع دانشجوی پیام نور

- ✓ نمونه سوالات پیام نور : بیش از ۱۱۰ هزار نمونه سوال همراه با پاسخنامه
- تستی و تشریحی
- ✓ کتاب ، جزوه و خلاصه دروس
- ✓ برنامه امتحانات
- ✓ منابع و لیست دروس هر ترم
- ✓ دانلود کاملاً رایگان بیش از ۱۴۰ هزار فایل مختص دانشجویان پیام نور

www.salampnu.com