



دانشگاه پیام نور



زمین شناسی نفت

(رشته زمین شناسی)

تالیف: دکتر عباس افشارحرب



دانشگاه شاهرود



زمین شناسی نفت

دانشگاه صنعتی شاهرود
۱۳۷۶
(رشته زمین شناسی)

ای وای در این دار فنا عسکی اها
چیوی نبود جز غم دلبری اها

مهرداد رضا عبدلرود

۹ مردی ۱۳۸۲



دانشگاه صنعتی شاهرود
۱۳۷۶

تالیف: دکتر عباس افشار حرب

ط	مقدمه
۱	بخش اول - فرضیه‌های مربوط به منشأ نفت و تبدیل مواد آلی به نفت و گاز
۳	۱. منشأ نفت
۱۸	۲. تبدیل مواد آلی به نفت و گاز
۲۷	بخش دوم - سنگ مادر و چگونگی تشکیل نفت و گاز
۲۹	۱. کروژن
۳۲	۲. از کروژن تا نفت
۳۸	۳. تکامل مصنوعی کروژن
۳۹	۴. نقش درجه حرارت، زمان و فشار در تکامل کروژن
۴۱	۵. زمان تشکیل سنگ مادر و زمان تولید نفت و گاز
۴۳	۶. شیل‌های نفتی
۴۷	بخش سوم - سنگ مخزن
۴۹	۱. تخلخل
۵۹	۲. تراوایی
۶۱	۳. انواع مهم سنگ مخزن
۸۳	بخش چهارم - سنگ پوشش
۸۹	بخش پنجم - نفتگیرها
۹۲	۱. نفتگیرهای ساختمانی
۱۱۵	۲. نفتگیرهای چینه‌ای
۱۳۱	بخش ششم - سیال‌های مخزن
۱۳۵	۱. آب کانسارهای نفت
۱۴۲	۲. نفت
۱۵۵	۳. گاز
۱۶۱	بخش هفتم - شرایط مخزن، فشار، درجه حرارت مکانیسم مخون و مهاجرت نفت
۱۶۳	۱. فشار

۱۶۷

۲. درجه حرارت

۱۶۹

۳. انواع مخازن نفت و گاز با ترکیب هیدروکربنی ثابت در دما و فشارهای مختلف

۱۷۱

۴. مکانیسم حرکت سیال در مخزن

۱۷۷

۵. مهاجرت نفت



زمین شناسی نفت^۱

هدفها

پس از مطالعه مقدمه باید بتوانید:

- ۱- از تاریخ مختصر نفت و شناخت بشر از این ماده در قرون گذشته آگاهی یابید.
- ۲- دلائل گسترش صنعت نفت در قرون نوزدهم و بیستم میلادی را بیان کنید.
- ۳- مختصری از تاریخ اکتشاف نفت در ایران و نتایج حاصل از آن را شرح دهید.
- ۴- علل پیدایش رشته زمین شناسی نفت را بیان کنید.
- ۵- اصول زمین شناسی نفت را شرح دهید.

مقدمه

زمین شناسی نفت کاربرد زمین شناسی در اکتشاف و استخراج نفت و گاز است. نفت و گاز، دو فاز مختلف یک ماده معدنی، در طبیعت چنان به هم وابسته اند که واژه «نفت» در بیشتر نوشتارها به معنی «نفت و گاز» به کار می رود. این امر در مورد عنوان این کتاب، «زمین شناسی نفت» نیز صادق است.

ریشه واژه نفت در زبان فارسی به یقین معلوم نیست. زبان شناسان گفته اند در زبان اوستایی «نپتا» بوده که کلدانیان و اعراب آن را از زبان مادری گرفته و «نفتا» خوانده اند. واژه انگلیسی هم ارز نفت، «پترولیم»^۲ به معنی روغن سنگ از دو واژه لاتین «پترا»^۳ به معنی سنگ و «الیوم»^۴ به معنی روغن تشکیل شده است. به تعریف ه. د. هربرگ^۵ «پترولیم مخلوط طبیعی پیچیده ای از هیدروکربنهای مختلف است که شامل فازهای مایع، گاز و جامد است». گرچه برداشت عموم از این واژه بیشتر متوجه فاز مایع آن یعنی نفت خام^۶ است. چون دو عنصر

1. Geology of petroleum

2. Petroleum

3. petra

4. Oleum

5. H.D Hedberg

6. Crude oil

اصلی سازنده نفت هیدروژن و کربن است به انواع جامد، مایع و گاز آن هیدروکربن^۱ نیز گفته می‌شود. فاز جدید هیدروکربنها قیر و آسفالت نامیده می‌شود.

۱- مختصری از تاریخ نفت

هیدروکربنها به صورت چشمه‌های نفت و گاز و رگه‌های قیر در طول زمانهای زمین شناسی در سطح زمین وجود داشته و امروزه نیز وجود دارند. از این رو از گذشته دور انسان نفت و قیر را می‌شناخته و با برخی از کاربردهای آن آشنا بوده است. در کتابهای تاریخی نشانه‌هایی از این کاربردها آمده است. قدیمی‌ترین نوشته‌ها درباره نفت را می‌توان در تورات یافت که در آن به قیراندود کردن کشتی نوح و هم چنین سبدي که موسی را مادرش در آن به نیل سپرد اشاره شده است.

کلدانیان، عیلامیان، آکادیان و سومریان قیر را از معادن سطحی استخراج و به مصر صادر می‌کرده‌اند. قیر در مصر برای مومیایی نمودن اجساد، قیر اندود نمودن بدنه قایقها و کشتیها و جواهرکاری مصرف می‌شده است. نفت در مصر قدیم با نامهای روغن سبز، یا روغن سَریانی کاربرد دارویی داشته و به عنوان مسهل و داروی زخم بندی مصرف داشته است.

دردنیای قدیم و تمدنهای ابتدایی در بین‌النهرین قیر استخراج شده از رگه‌های سطحی را برای قیر اندود نمودن بدنه کشتیها و ملات دیوارها به کار می‌برده‌اند. کاوشهای باستانی شناسی نشان داده که در دیوارهای معبد بابل موزاییک‌هایی از سفال در زمینه‌ای از قیر وجود داشته است (۶۰۰ ق. م.) در بابل راهها را از آجر فرش کرده با قیر بند کشی می‌کرده‌اند. باستان شناسان معتقدند که در باغهای معلق بخت‌النصر، بند کشی سنگ فرش کف باغها از قیر بوده است.

بررسیهای باستان شناسی در ایران نماینگر استفاده سومریان از قیر برای نصب نگین بر روی دستبند و گردن بند و بکارگرفتن آن به جای ملات بین سنگ‌ها و آجرهای ساختمان بوده است (۳۵۰۰ ق. م.) ایرانیان قدیم آتش را مقدس دانسته و احترام می‌کردند. گاز نفت را که در برخی نقاط از زمین خارج می‌شد و می‌سوخت، آتش جاویدان نامیده و برفراز آن آتشکده بنا می‌کردند. در مسجد سلیمان، باکو، بلخ و دامغان چنین آتشکده‌هایی وجود داشته است.

در نوشتارهای تاریخی آمده است که ایرانیان در محاصره شهر آتن تیرهای آلوده به نفت را آتش زده و به سنگ‌های یونانیان پرتاب می‌کرده‌اند (۴۸۰ ق. م.) تاریخ نویسان رومی نیز از تیرهای آلوده به نفت و آتش‌زای ایرانیان در جنگ شاهپور دوم با رومیان نام برده‌اند. از نفت در جنگها به عنوان سلاحی آتش‌زا در سده‌های بعد نیز استفاده شده است.

در چین در دوره سلطنت سلسله شوهان (۲۰۰ ب. م.) نفت را از چاههای کم عمق

1. Hydrocarbon

استخراج و به مصرف سوخت می‌رسانده‌اند.

در قاره آمریکا، مردم اولیه به ویژه در ونزوئلا با مواد نفتی آشنا بوده آن را برای ایجاد روشنایی و مصارف دارویی بکار می‌گرفته‌اند. اینکایان^۱ نیز همانند مردم بین‌النهرین در ساختن بنا از مواد نفتی استفاده می‌نموده‌اند. نفت را در ظروف گلی ریخته و در زیر نور آفتاب قرار می‌دادند و پس از تبخیر بخشهای سبک باقی مانده را با آهک و ماسه مخلوط و مانند ساروج بکار می‌برده‌اند.

در ادبیات بعد از اسلام ایران نیز در شعر و نثر شعرا و نویسندگان، واژه نفت آمده است. در شاهنامه فردوسی بارها به این واژه برمی‌خوریم مانند: به اسب و به نفت آتش اندرز دند همه هندیان دست برسر زدند. سخن سرای بزرگ، سعدی در باب هفتم گلستان آورده است: «هندویی نطف اندازی همی آموخت حکیمی گفت ترا که خانه نین است بازی نه این است.» مسعودی در سال ۳۰۰ هجری به باکو رفت و پس از دیدن کانسارهای نفت چنین نوشت «در آن جا چشمه‌های نفت سفید بود و زیر دودکشهای آتش جاویدان می‌سوخت.»

۲- آغاز صنعت نفت

تا آغاز قرن نوزدهم نفت بیشتر کاربرد محدودی برای تولید روشنایی و یا مصرف دارویی داشت ولی از شروع قرن دوم کاربرد نفت برای ایجاد روشنایی به تدریج گسترش یافت و نخستین بار در سال ۱۸۱۵ در یکی از شهرهای لهستان که نزدیک به یک کانسار نفت بود خیابانهای مهم را با چراغ نفتی روشن کردند. در همین زمان خان باکو نیز دستور ساختن چراغ نفتی را داد. نفت به مقدار زیاد از باکو بار شتر شده به نقاط مختلف ایران حمل می‌شد. پس از جدایی قفقاز از ایران در سال ۱۸۲۳ پالایشگاه کوچک و ساده‌ای در باکو بنا گردید. روش استخراج ابتدایی و ساده بود. چاهها با دست حفر می‌شد و عمق متوسط هر چاه بیست متر بود. تولید سالیانه از چاههای باکو ۳۵ هزار بشکه بود که نیمی از آن به ایران و نیمی به روسیه حمل می‌شد.

در شروع قرن نوزدهم، در آمریکا، در پنسیلوانیا، کنتاکی، ویرجینیا و اوهایو نمک مورد نیاز را از آب نمک چاههای کم عمق به دست می‌آوردند. گاه چاهی که به هدف آب نمک حفر می‌شد به نفت می‌رسید و سبب ناخشنودی حفاران می‌شد. نفت برخی از این چاهها را در بطری ریخته و مانند نفت چشمه‌های نفتی به فروش می‌رساندند ولی اغلب نفت این چاهها به دور ریخته می‌شد.

پس از اختراع ماشین بخار مدتی آنها را با روغن حیوانی و ماشینهای بافندگی را با روغن زیتون روان می‌کردند. اسید موجود در این روغنها سبب خوردگی آهن و فولاد می‌گردید. برای

1. Incas

رفع خورندگی از نفت برای روان کردن چرخ این ماشینها استفاده شد.

در آغاز قرن نوزدهم با گسترش صنعت چاپ و در دسترس همه قرار گرفتن کتاب، انسان می‌آموخت مطالعه کند و با غروب آفتاب نخوابد. برای خواندن نیاز به نوری بهتر از نور آتش داشت که آن را چراغ‌های نفتی تأمین نمودند. نفت سفید مصرفی این چراغ‌ها از تقطیر زغال سنگ به دست می‌آمد. استفاده از نفت سفید برای تولید روشنایی با استقبال زیاد روبرو شد. از نیمه قرن نوزدهم در آمریکا، پالایش نفت خامی که از چشمه‌ها و یا پناههای آب نمک به دست می‌آمد آغاز شد. نفت چراغ یا نفت سفید^۱ حاصل در داروخانه‌ها به فروش می‌رسید. شرکت‌هایی که از تقطیر زغال سنگ نفت سفید تهیه می‌کردند نتوانستند با این روش نور ثابت نمایند و سرعت و رشکست شدند.

در آمریکا برای نخستین بار حقوق‌دان جوانی به نام ژرژ بیسل^۲ جهت به دست آوردن نفت خام، پالایش و فروش آن برای تولید روشنایی تصمیم به حفر چاه گرفت و شرکتی به این منظور تشکیل داد. مشاور علمی این شرکت دکتر سیلیمن^۳ استاد شیمی، زمین‌شناسی و کانی‌شناسی دانشگاه ییل^۴ بود. شرکت، ادوین دریک^۵ راننده و مکانیک سابق لکوموتیو معروف به کلنل دریک و ویلیام اسمیت^۶ حفار چاه‌های آب نمک را برای حفر چاه استخدام کردند. جالب توجه بود اگر گفته می‌شد محل چاه را زمین‌شناس یعنی سیلیمن تعیین کرده، ولی چنین نبود. کار او تنها تجزیه و تقطیرهای شیمیایی نفت خام و پژوهش درباره کاربرد فرآورده‌ها بود.

محل چاه، که به چاه دریک معروف است در ژوئن ۱۸۵۹ در کنار یک چشمه نفتی در پنسیلوانیا انتخاب شد و در ۲۷ اوت همان سال در عمق ۲۱ متری به نفت رسید. بهره‌دهی چاه دریک ۲۵ بشکه در روز بود که در روزگار خود مقدار بی‌سابقه‌ای محسوب می‌شد. دریک اولین شخصی بود که نفت را از چاهی که با وسایل مکانیکی به منظور استخراج نفت حفر شد به دست آورد. اقبال نیز با او همراه بود و در عمق بسیار کم به نفت رسید. جریان مداوم نفت از این چاه و تکمیل مرفق آن صنعت جدیدی را بنیان نهاد.

مصرف نفت سفید در چراغ‌های نفتی برای ایجاد روشنایی، در نیمه دوم قرن نوزدهم گسترش یافت. فرآورده پالایشی که بازار مصرف بیشتری داشت نفت سفید بود. از این رو نیمه دوم قرن نوزدهم عصر نفت سفید^۷ نامیده شده است. در این عصر روغن حاصل از پالایش نفت نیز جایگزین روغن‌های نباتی و حیوانی برای روغن‌کاری ماشینها شد. زیاد شدن درخواست برای این دو فرآورده سبب گسترش حفاری به منظور استخراج نفت گردید. پس از تکمیل اختراع

1. Kerosene

2. G.H. Bissel

3. B. Sillimen

4. Yale

5. E.L. Drake

6. W.A. Smith

7. Kerosene age

موتورهای احتراق داخلی توسط دایملر^۱ در سال ۱۸۸۵ که سوخت آن بنزین بود و اختراع موتورهای دیزل در سال ۱۸۹۲ فراورده‌های دیگری از پالایش نفت بازار فروش یافت. چندی بعد مشعلهایی اختراع شد که به وسیله آن نفت سیاه یا مازوت را نیز درزیردیگهای بخار می‌سوزاندند و به این ترتیب تمام فراورده پالایش ارزش پیدا کرد. دیری نگذشت که قدرت حرارتی نفت، ارزانی قیمت و سهولت حمل و نقل بترتیب نفت را بر زغال سنگ ثابت نمود. از آغاز قرن بیستم، بکار گرفتن گسترده نیروی ماشینی و اختراعات جدید، مصرف نفت را به طرز بی سابقه‌ای افزایش داد. این امر سبب سرمایه‌گذاری بیشتر در اکتشاف و استخراج نفت و توسعه فنون مربوط به آن گردید. سهم این ماده در تولید انرژی جهانی در قرن بیستم این سده را به قرن نفت مشهور ساخت.

در پانزده سال نخست پس از حفر چاه دریک، آمریکا انحصار استخراج نفت دنیا را در دست داشت. از ۳۶۶ هزار تن نفت تولیدی جهان در سال ۱۸۶۵، نزدیک به ۳۵۲ هزار تن آن در آمریکا تولید شد. در خاورمیانه نفت در ایران در سال ۱۹۰۸، در عراق در سال ۱۹۲۷، در بحرین در سال ۱۹۳۲ و در عربستان سعودی و کویت در سال ۱۹۳۸ کشف شد.

۳- مختصری از تاریخ اکتشاف نفت در ایران

ویلیام ناکس دارسی^۲ یک میلیونر استرالیایی نخستین فردی بود که با روشهای جدید روز و دستگاههای حفاری مکانیکی در ایران به اکتشاف نفت و حفر چاه پرداخت. او ابتدا گروهی فنی را به سرپرستی زمین شناسی به نام برلز^۳ استخدام و به ایران اعزام نمود. این گروه پس از بررسیهای زمین شناسی گزارش رضایت بخشی داد. احتمال وجود نفت در حوالی قصر شیرین و شوشتر را زیاد و در دیگر نقاط امیدوار کننده دانست. پس از دریافت این گزارش، دارسی نماینده‌ای به نام ماریوت را در سال ۱۹۰۱ به دربار ایران فرستاد. ماریوت امتیاز اکتشاف و استخراج نفت در تمام ایران بجز پنج ایالت شمالی را از مظفرالدین شاه گرفت. چند ماه پس از امضای قرار داد، حفاری اولین چاه در محلی به نام چپاسرخ یا چاه سرخ، در شمال غرب قصر شیرین آغاز شد. کار حفاری به علت نبود راه و ناامنی به کندی پیش می‌رفت تا آنکه در تابستان ۱۹۰۳ چاه در عمق ۵۰۷ متری به گاز و کمی نفت رسید. چاه دوم هم در همین ناحیه در عمقی مشابه به نفت رسید. بهره‌دهی این چاه در حدود ۱۷۵ بشکه در روز بود. دارسی با ارزیابی نتایج دریافت اگر در ناحیه چپاسرخ نفتی بیش از این مقدار هم بیاید به علت دوری از دریا و نبود امکان حمل به بازار مصرف، سودی عاید او نخواهد شد. ناحیه را ترک کرد و به خوزستان روی آورد.

1. Daimler

2. William Knox D'Arcy

3. H.T. Burls

ناحیه چیا سرخ در سال ۱۹۱۳ که مرز بندی جدیدی در غرب کشور با امپراتوری عثمانی صورت گرفت به آن دولت واگذار گردید و اکنون میدان نفتی کوچکی در کشور عراق است. در خوزستان اولین و دومین چاه بر روی تاقدیس مامتین حفر شد که دارای چشمه های نفتی متعددی است و در جنوب شرق میدان نفتی هفتکل قرار دارد. چاهها خشک بود. دو چاه بعد، در محلی به نام میدان نفتون حفر شد که علاوه بر آثار سطحی نفت، خرابه آتشکده ای نیز در نزدیک آن قرار داشت که مردم محل آن به نام مسجد سلیمان می شناختند.

در نیمه اول سال ۱۹۰۸ سرمایه شرکت رو به پایان بود و هنوز نفتی کشف نشده بود. بنا به مشهور رؤسای شرکت به مسئول عملیات که مهندسی به نام رینولدز بود دستور توقف عملیات را می دهند. ولی او که در محل وضع را بهتر ارزیابی می کرده چند روزی از اجرای دستور خودداری نمود و به حفاری ادامه می دهد. در روز پنجم خرداد ماه ۱۲۸۷ شمسی (۲۶ مه ۱۹۰۸) مته حفاری به لایه نفت دار برخورد و نفت با فشار از چاه فوران نمود. عمق چاه ۳۶۰ متر بود. دومین چاه که ده روز بعد به نفت رسید ۳۰۷ متر عمق داشت. با به نفت رسیدن این دو چاه وجود نفت به مقدار زیاد در ایران به اثبات رسید. پس از کشف نفت در ایران در سال ۱۹۰۹ (۱۲۸۸ شمسی) شرکت سابق نفت ایران و انگلیس تشکیل شد.

از سال ۱۹۰۸ تا سال ۱۹۲۸ تمام نفت تولیدی ایران از میدان نفتی مسجد سلیمان استخراج شد. در این سال میدان نفتی هفتکل، در سال ۱۹۳۰ میدان نفتی گچساران، در سال ۱۹۳۶ میدان نفتی آغا جاری و در سال ۱۹۳۸ میدان های نفتی لالی و نفت سفید کشف گردید. میدان نفت خانه را در عراق، در سال ۱۹۲۷ شرکت نفت انگلیس و عراق کشف کرد. تیمی از این میدان در خاک ایران قرار دارد که اکنون نفت شهر نامیده می شود. با کشف این هفت میدان نفتی حوزه مورد قرار داد شرکت نفت سابق ایران و انگلیس به صورت یکی از مناطق مهم نفتی جهان درآمد.

در سال ۱۳۲۹ با ملی شدن صنعت نفت از شرکت نفت ایران و انگلیس خلع ید به عمل آمد. پس از کودتای ۲۸ مرداد ۱۳۳۲ و عقد قرارداد با کنسرسیومی که از چندین شرکت بزرگ نفتی تشکیل شده بود عملیات اکتشافی گسترده ای در دو دهه ۱۹۶۰ و ۱۹۷۰ در حوضه رسوبی زاگرس انجام شد و تعداد میدان های نفتی بزرگ و کوچک که در این حوضه و در خشکی کشف شده بود به پنجاه میدان رسید.

اکتشاف نفت در خلیج فارس در اواخر دهه ۱۹۵۰ آغاز گردید و اولین میدان نفتی، بهرگانسر در سال ۱۹۶۰ کشف گردید. در دهه ۱۹۶۰ بیش از ده میدان نفتی در بخش ایرانی خلیج فارس کشف گردید. این دهه از نظر تعداد میدان های نفتی کشف شده در خشکی و دریا در ایران دهه منحصر به فردی است.

در خارج از حوزه قرار داد شرکت سابق نفت ایران و انگلیس، نخستین اقدام رسمی برای

اکتشاف نفت در سال ۱۳۰۵ بعمل آمد. در این سال سه مهندس روس براساس اجاره نامه‌ای که یک گرجی تبعه روسیه تزاری به نام خوشتاریا^۱ از ورثه بازرگانی تهرانی به نام حاجی علی اکبر به دست آورده بود در خوریان سمنان اقدام به حفر چاه نمودند. حاجی علی اکبر خود طی فرمانی از طرف ناصرالدین شاه در سال ۱۲۹۷ قمری امتیاز بهره‌برداری از معادن سمنان و دامغان را به دست آورده بود. چاه حفر شده در خوریان شهرت یافت که به نفت رسیده است ولی واقعیت این بود که در عمق صدمتری چاه به آبی مخلوط با مقدار کمی نفت برخورد کرده بود.

در سال ۱۳۰۵ شمسی، پس از حفر چاه خوریان، دولت وقت از شرکت نفت سابق ایران و انگلیس درخواست نمود زمین شناسان مجربی را برای ارزیابی ناحیه سمنان به آن محل گسیل دارد. این امر به صورت پنهانی و بسیار محرمانه صورت گرفت. زمین شناسان پس از برداشت‌های صحرائی و بررسی‌های لازم گزارش دادند که گمان نمی‌رود در ناحیه سمنان نفت قابل ملاحظه‌ای موجود باشد و اگر نفتی هم تشکیل شده باشد به مرور از میان رفته است.

در سال ۱۳۰۸ چند زمین شناس خارجی توسط شرکت تحقیقات ایران و فرانسه به نواحی مازندران و سمنان اعزام و مطالعاتی انجام دادند و پس از حفر دو حلقه چاه کم عمق در مشرق بابلسر که نتیجه‌ای به بار نیاورد شرکت منحل و کارشناسان آن در سال ۱۳۱۰ ایران را ترک کردند.

در سال ۱۳۱۴ هنگام حفر قنات در جنوب قم آثاری از مواد نفتی در روی آب قنات دیده شد. دولت وقت پس از اطلاع واحدی به نام اداره مهندسی اکتشافی در وزارت دارایی تأسیس نمود که وظیفه آن اکتشاف نفت در نواحی مرکزی و شمالی کشور بود. این واحد با استخدام چند کارشناس آلمانی و خرید دو دستگاه حفاری ضربه‌ای و دورانی عملیاتی را در نواحی قم و مازندران آغاز کرد. دو حلقه چاه درخشت سر و دو حلقه چاه نزدیک به کوه نمک حفر نمود. حفاری‌ها نتیجه‌ای به بار نیاورد و در سال ۱۳۱۸ متوقف شد.

در سال ۱۳۱۵ دولت ایران با شرکت نفتی آمریکایی سی برد^۲ شرکتی به نام شرکت نفت امیرانین^۳ برای اکتشاف و استخراج نفت در شمال و شرق کشور تشکیل داد. این شرکت پس از دو سال کار و مطالعات زمین شناسی به دولت ایران اطلاع داد که از ادامه عملیات منصرف شده است.

در سال ۱۳۲۷ دولت ایران برای انجام اکتشاف در خارج از حوزه قرار داد شرکت نفت سابق ایران و انگلیس، شرکت سهامی نفت ایران را تشکیل داد. این شرکت از سال ۱۳۲۸ عملیات اکتشافی را با استخدام زمین شناسان سوئیسی و مهندسیین معدن ایرانی آغاز و در سال ۱۳۳۵ در تاقدیس البرز در ناحیه قم نفت قابل ملاحظه‌ای کشف نمود. در سال ۱۳۳۷ میدان

1. A.M.Khoshtaria

2. Sea board oil company

3. Amiranian oil company

گازی سراجه در شرق قم کشف شد. کشف نفت در تاقدیس البرز و گاز در میدان سراجه، نخستین کشف مواد نفتی به مقدار قابل توجه در خارج از حوزه قرار داد سابق شرکت نفت ایران و انگلیس و حوضه رسوبی زاگرس بود. پس از ملی شدن صنعت نفت و تشکیل شرکت ملی نفت ایران، شرکت ایران نفت در سال ۱۳۳۹ به آن پیوست و به فعالیت اکتشافی در خارج از حوزه قرار داد با کنرسیوم سابق با نام «امور اکتشاف و استخراج» ادامه داد. این امور علاوه بر کشف میدانهای نفت و گاز، تنگ بیجار، سروستان و سعادت آباد در حوضه زاگرس، در سال ۱۳۴۵ در دشت مغان آذربایجان و در سال ۱۳۴۶ در گرگان به ترتیب نفت و گاز کشف کرد. بهره‌برداری از نفت دشت مغان به علت تراوایی بسیار کم سنگ مخزن اقتصادی نیست. گاز کشف شده در گرگان نیز به علت بهره‌دهی کم چاه که در حدود پنج میلیون پای مکعب در روز است اقتصادی تشخیص داده نشده است.

امور اکتشاف و استخراج شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۴۷ میدان عظیم گازی خانگیران و در سال ۱۳۶۰ میدان گازی گنبدلی را به ترتیب در غرب و جنوب شهر سرخس کشف کرد.

۴- مختصری از تاریخ زمین شناسی نفت

پس از کشف نفت توسط دریک، سایر جویندگان نفت سعی کردند در نقاطی چاه حفر نمایند که از نظر پستی و بلندی و ریخت زمین^۱ شبیه به محل چاه دریک باشد. بیهوده بودن این روش که پایه علمی نداشت به زودی هویدا شد.

سپس حفاری در نزدیکی چشمه‌های نفتی مرسوم گردید. چاه در این روش در ناحیه‌ای حفر می‌شد که به هر دلیل در آن نفت تشکیل شده بود. از این رو سالها بعد نیز که اصول ابتدایی زمین شناسی نفت شناخته شد حفاری در کنار چشمه‌های نفتی ادامه یافت. حفاریهای اکتشافی نخستین نیز در ایران، در چیا سرخ، مامتین و مسجد سلیمان، نزدیک به چشمه‌های نفتی انجام گرفت.

در سال ۱۸۴۲ ویلیام لوگن^۲ زمین شناس کانادایی برای اولین بار متوجه شد که بیشتر چشمه‌ها نفتی نزدیک به محور تاقدیسها هستند. یک سال پس از حفر چاه دریک پرفسور ه. د. راجرز^۳ توجه داد که چاه دریک و سایر چاههای موفق نفتی که بعد از آن حفر شدند بر روی ساختمانهای تاقدیسی قرار دارند. ولی برای اولین بار زمین شناسی کانادایی به نام ت. س. هانت^۴ در سال ۱۸۶۱ تعریف روشنی از فرضیه تاقدیسی ارائه داد.

1. Morphology

2. W.Logan

3. H.D.Ragers

4. T.S.Hunt

از پیش گامان فن زمین شناسی نفت باید از ج. ف. کارل^۱ و آی. ک. وایت^۲ نام برد. کارل مهندس ساختمانی بود که در میدانهای نفتی پنسلوانیا تجربه زمین شناسی کسب کرد و در سال ۱۸۷۴ به عضویت سازمان زمین شناسی پنسلوانیا پذیرفته شد. کارل برای اولین بار شرح داد که مخازن نفت به صورت دریاچه و حوضهای زیر زمینی نبوده و نفت در خلل و فرج سنگها جای دارد و تخلخل ماسه سنگها برای ذخیره مقدار قابل توجهی نفت و گاز کافی است. او به نقش گاز مخازن در استخراج نفت پی برد و فهمید که برای بیشینه بهره برداری از مخزن باید به حفظ گاز آن توجه کرد. وایت در اوایل دهه ۱۸۸۰ فرضیه جمع شدن نفت در تاقدیسها را به کار گرفت و با استفاده از دانش زمین شناسی خود موفق به کشف معادن نفت و گاز بسیاری در ایالات مختلف آمریکای شمالی شد و موفقیت و معروفیت فوق العاده ای به دست آورد.

در اواخر قرن نوزدهم زمین شناسان هلندی در اندونزی و زمین شناسان انگلیسی در مکزیک به اکتشاف نفت اشتغال داشتند. در سالهای آخر قرن نوزدهم تأسیس واحدهای زمین شناسی در شرکتهای نفتی آغاز و در دهه اول قرن بیستم نقش زمین شناس در اکتشاف نفت کاملاً روشن و ظایف آن مشخص شده بود. در این دهه بیشتر میدانهای نفتی با به کار گرفتن دانش زمین شناسی کشف شدند و انجام عملیات زمین شناسی برای کاوش نفت به صورت قانونی در اکتشاف نفت درآمد. زمین شناسان کاوشگر نفت و گاز با دست یابی به اصول این فن، کارشناسانی بودند در رشته ای خاص از زمین شناسی، یعنی زمین شناسی نفت.

۵- اصول زمین شناسی نفت

برای کاوشگر یک ماده معدنی باید سه اصل زیر روشن باشد:

الف - منشاء یا طرز تشکیل کانی برای درک اینکه در چه مناطقی باید به جستجوی آن

کانی پردازد.

ب - مکانیسم تجمع کانی در کانسار برای درک اینکه به چه بخش هایی در منطقه باید

بیشتر توجه شود.

ج - چگونگی محفوظ ماندن کانسار در طول زمان. برای اینکه عملیات اکتشافی به نقاطی

هدایت شود که در آن هنوز ماده معدنی وجود داشته باشد.

کاوشگر نفت نیز باید به سه اصل فوق توجه داشته باشد به ویژه چون نفت برخلاف اکثر

مواد معدنی، سیال است اصول دوم و سوم از اهمیت بیشتری برخوردار است.

علاوه بر سه اصل فوق، آشنایی با زمین شناسی، طرز تشکیل و عملکرد معادن نفت و گاز

مهم جهان به عنوان مثال های واقعی در ارزیابی اصول نظری زمین شناسی نفت برای کارشناس

1. J.F. Carl

2. I.C. White

نفت لازم است.

با توجه به مطالب فوق، در زمین شناسی نفت، منشاء، چگونگی و زمان تشکیل نفت، سنگ مادر، سنگ مخزن، سنگ پوشش، نفتگیرها، سیال‌های مخزن، شرایط مخزن، مکانیسم حرکت سیال در مخزن مهاجرت نفت و شرح کانسارهای مهم نفت مورد بحث قرار می‌گیرد.

بخش اول

فرضیه‌های مربوط به منشاء نفت و تبدیل مواد آلی

اهداف

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر عنوان مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- فرضیه‌های مهم منشاء غیر آلی یا معدنی را به طور خلاصه شرح داده و دلایل رد آنها را بیان کنید.
- ۳- شرح دهید تنوع و نحوه توزیع نفت در پوسته زمین چه اهمیتی در رد منشاء غیر آلی نفت دارد.
- ۴- فرضیه‌های مهم منشاء آلی را شرح داده و اعتبار این نظریه‌ها را با دانش امروز بسنجید.
- ۵- دلیل چرخش نورپلاریزه را شرح دهید.
- ۶- بیان کنید چرا مواد آلی گیاهی و جانوری فرقی در تولید نفت و گاز ندارند.
- ۷- شرح دهید شرط لازم برای تشکیل نفت و گاز چیست؟
- ۸- تولید انبوه مواد آلی را شرح دهید.
- ۹- تکامل بیوسفر و منابع تأمین کننده مواد آلی در رسوبات را شرح دهید.
- ۱۰- تکثیر مواد آلی در محیط‌های آبی جدید را شرح دهید.
- ۱۱- ترکیب شیمیایی باکتریها، پلانکتونها و گیاهان خشکی را بیان کنید.
- ۱۲- کیفیت و کمیت مواد آلی مهم در جانداران تشکیل دهنده هیدروکربنها را شرح دهید.
- ۱۳- تفاوت مومها با چربیها را بیان کنید.
- ۱۴- شرایط تجمع و حفظ مواد آلی در رسوبات را شرح دهید.
- ۱۵- اگر سرعت رسوبگذاری کم باشد و با رسوب دانه درشت باشد شرح دهید بر مواد آلی موجود در آن چه خواهد گذشت؟
- ۱۶- بیان کنید فرضیه تشکیل مستقیم نفت تا چه حدی بر واقعیت منطبق است.
- ۱۷- فسیل ژئوشیمی را تعریف کنید.

- ۱۸- بیان کنید نظریه جان ریچ از چه نظر حائز اهمیت است.
 ۱۹- «زمان پخت» را شرح دهید.
 ۲۰- شرح دهید که فشار چه نقشی در تشکیل نفت دارد.
 ۲۱- بیان کنید چه هیدروکربنی در مرحله دیاژنز تشکیل می شود.
 ۲۲- بیان کنید در مرحله متاژنز چه هیدروکربنی تولید می گردد و چه تفاوتی با هیدروکربن مرحله دیاژنز دارد.

مفاهیم پیش نیاز

- پلانکتون	- بیوسفر	- اسپکترسکوپی
- گلیسرین	- جلبک	- دیاتمه
- میکریت	- نسبت اتمی	- پیگمنت
- پرتوهای رادیوآکتیو	- فشار زمین ایستایی	- فشار برشی
- هیدروکربنهای اولفینی	- هیدروکربنهای پارافینی	- کاتالیزر
- زغال قهوه ای	- تورب	- پلیمریزه شدن
- آنتراسیت	- نفت میعانی	- ضریب انعکاس و تیرینایت
- شیست سبز	- آب تبلور	- آب بین لایه ای رسها
- گرافیت	- متا آنتراسیت	- آمفیبولایت
- نرم تنان	- ارتوسراس	- پرفیرین
- تولوئن	- نام هیدروکربنهای زنجیری و حلقوی	- دو کفه ایها
- نورپلاریزه	- آلبومین	- کسین
	- فیتوسترین	- گلسترین

مفاهیم تازه

- کراکینک یا شکستن مولکول	- تری گلیسرید	- گل فشان
- دیاژنز	- پروتئین	- فتوستنز
- کاتاژنز	- کربوهیدرات	- جانداران اتوتروفیک
- متاژنز	- لیگنین و تانن	- جانداران هتروتروفیک
- کربن گرافیتی	- ایزوپیرین	- چربیها

درباره منشاء نفت، آلی یا معدنی بودن مواد تولیدکننده فرضیه‌های بسیاری ارائه شده است. از اواخر قرن نوزدهم قبول منشأ آلی عمومیت یافت. درباره تبدیل مواد آلی به نفت و گاز نیز در نیمه اول قرن اخیر نظریه‌های متعددی اظهار شده است. در این بخش فرضیه‌های مهم قدیمی بطور خلاصه بررسی و باورهای جدید شرح داده شده است.

۱- منشاء نفت

فرضیه‌های ارائه شده درباره منشاء نفت را بر اساس آلی یا معدنی بودن مواد تولیدکننده به دو گروه معدنی یا غیرآلی^۱ و آلی^۲ تقسیم کرده‌اند. در اواخر قرن گذشته قبول منشاء آلی جنبه عام یافت ولی در اینکه نفت از کدام ماده آلی است اختلاف نظر وجود داشت. در قرن اخیر با توسعه دانش شیمی آلی و ژئوشیمی به بسیاری از این مسائل پاسخ داده شده است. قبل از شرح باورهای جدید به چند فرضیه بسیار معروف قدیمی که اکنون فقط از نظر تاریخی مورد توجهند و دلایل رد آنها بطور خلاصه اشاره می‌گردد.

۱.۱ فرضیه‌های منشاء غیرآلی یا معدنی

فرضیه‌های معدنی تشکیل نفت و گاز را حاصل واکنشهای شیمی معدنی می‌داند. مختصری از فرضیه‌های مهم ارائه شده که در زمان خود شهرتی یافته‌اند به شرح زیر است:

۱.۱.۱ 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 لایه‌های کم عمق حمل می‌گردد. از این رو باتیان این فرضیه سعی در یافتن شواهدی طبیعی جهت ارتباط دادن نفت و گاز با سنگ‌های آذرین داشته‌اند. در سال ۱۸۰۴ فن هومبولد^۳ چشمه‌های نفتی ونزوئلا را بررسی و سال بعد شاهد آتشفشانی عظیم کوه وزو بود. او شباهتی بین بوی گاز چشمه‌های نفتی و گاز آتشفشان حس کرد و بر این پایه منشاء نفت را در ارتباط با فعالیت آتشفشانی دانست. تا ربع دوم قرن کنونی تکنولوژی لازم برای جمع‌آوری و تجزیه گازهای آتشفشانی وجود نداشت. آتشفشان‌شناسان جدید شواهد کمی از وجود هیدروکربنها، در گازهای آتشفشانی یافته‌اند. تنها هیدروکربن موجود در گازهای آتشفشانی متان است که مقدار آن به ندرت از یک درصد تجاوز می‌کند. زمین‌شناسان شوروی مقدار متان را حدود ۰/۰۰۴٪ گزارش نموده و یادآور شده‌اند که حتی این مقدار ناچیز نیز ممکن است در نتیجه تماس گدازه با سنگ‌های رسوبی تولید شده باشد.

در سال ۱۸۳۲، ویرله دست^۱ زمین شناس فرانسه‌ای که از پیشگامان نظریه منشاء آذرین بود بر پایه گزارش آکادمی سلطنتی سنت پترزبورگ فعالیت گل فشان^۲ های اطراف دریای خزر را مربوط به فعالیت های آتشفشانی دانست. شباهت مخروط گل فشان در مقیاسی کوچک به مخروط آتشفشان و چگونگی خروج گل و گاز از دهانه گل فشان این تصور را ایجاد نمود. زمین شناسانی که برای نخستین بار گل فشانها را دیدند آنها را شبه آتشفشان^۳ نامیدند. در سال ۱۸۷۰ به چگونگی تشکیل گل فشانها پی بردند و معلوم شد که در اثر فرار گاز از مخازن هیدروکربنی عمیق ایجاد می شوند. گاز در راه خروج آب طبقاتی را نیز به سطح زمین می آورد و اگر از لایه های رسی و ماری بگذرد آب با آنها مخلوط شده و به صورت گل همراه با گاز به سطح زمین حمل می شود. در سطح گاز از گل جدا شده و متصاعد می گردد. گل به صورت مخروط در اطراف محل خروج درمی آید.

پایه دیگر استدلال فرضیه منشاء آذرین وجود و استخراج نفت در برخی نقاط از سنگهای آذرین و دگرگونی بود. چاههایی در این گونه مخازن دیده شده که در ابتدای بهره برداری تا ۱۷۰۰۰ بشکه نفت در روز تولید نموده اند. از این مخازن در ونزوئلا و کالیفرنیا تا یک صد میلیون بشکه نفت نیز تولید شده است. پیروان فرضیه منشاء آذرین وجود نفت در سنگهای آذرین را دلیل قاطعی برای اثبات نظریه خود می دانستند. ک. ک. لاندیس^۴ در سال ۱۹۶۰ ضمن بحث درباره مقدار نفتی که از پی سنگها^۵ و سنگهای آذرین استخراج می شود تأکید نمود که این سنگها مخازنی هستند که نفت مهاجر از یک سنگ مادر رسوبی را در خود جای داده اند. ه. د. هدبرگ^۶ در سال ۱۹۶۴ اظهار داشت که با توجه به وضع خاص زمین شناسی هر یک از مخازن نفتی آذرین و دگرگونی می توان سنگ رسوبی مولد نفت آن را مشخص نمود. البته یکی دو مورد استثنایی وجود دارد که توجیه حضور هیدروکربن در سنگ آذرین مشکل است ولی این امر کلی نیست. در ایران چشمه نفتی فعالی در قریه ده نفتی در حدود ۱۰۰ کیلومتری شمال شرق بندرعباس وجود دارد که نفت سبک آن از سنگهای دگرگونی تراوش می نماید. در این محل سنگهای دگرگونی بر روی سنگهای رسوبی حوضه زاگرس رانده شده اند.

۲.۱.۱ منشاء از واکنش های شیمی معدنی

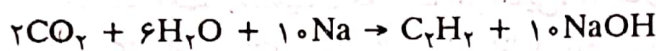
آن چه از نوشتارهای علمی برمی آید تشکیل نفت در اثر واکنش های شیمی معدنی نخست در سال ۱۸۳۹ توسط د. سوکولف^۷ در روسیه مطرح شد. این فکر ناشی از تجارب آزمایشگاهی بود که در این زمان آغاز و در اواسط قرن نوزدهم به اوج گسترش خود رسید. این آزمایشها بر اساس

- | | | |
|--------------------|-------------------|-----------------------|
| 1. Virlet d'Arrost | 2. Mud Volcanoes | 3. Pseudo - Volcanoes |
| 4. K.K. Landes | 5. Basement rocks | 6. H.D Hedberg |
| 7.D. Sokolov | | |

ترکیب هیدروژن آزاد شده از آب، با کربن گاز کربنیک و یا کربیدهای فلزی بود. معروفترین فرضیه‌هایی که بر این پایه ارائه شده فرضیه‌های برتلو^۱ و مندلیف^۲ است.

۱.۲.۱.۱ فرضیه برتلو، فلزهای قلیایی گرم با گاز کربنیک

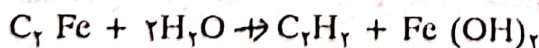
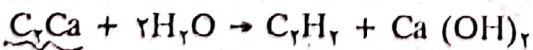
م. برتلو شیمیدان مشهور فرانسوی در سال ۱۸۶۶ بر پایه نظر زمین‌شناس هموطنش ژ. آدبره^۳ که گفت در داخل زمین و در درجه حرارت بالا ممکن است فلزهای قلیایی آزاد وجود داشته باشد به تجارب آزمایشگاهی پرداخت و بر اساس نتایج به دست آمده فرضیه‌ای ارائه نمود که طبق آن در اعماق زمین در درجه حرارت بالا فلزات قلیایی آزاد در تماس با گاز کربنیک و آب، استیلن تولید می‌کنند:



برتلو منکر تشکیل نفت از مواد آلی نبوده و خود اظهار می‌دارد: «مواردی وجود دارد که مواد نفتی آشکارا از مواد آلی منشاء می‌گیرد ولی آیا این امر عمومیت دارد؟». با وجود این برتلو اعتقاد داشت که بخش عمده‌ای از هیدروکربنها از تاثیر اسید کربنیک و آب بر فلزهای قلیایی به دست آمده‌اند. برتلو با هیدروژنه کردن استیلن در آزمایشگاه اتیلن و سپس اتان به دست آورد. برتوله نهایتاً درباره فرضیه خود چنین اظهار نظر نموده است: «ممکن است این فرضیه بعدها گسترش یابد ولی تا زمانی که امکان وقوع آن از نظر زمین‌شناسی اثبات نشود ترجیح می‌دهم فقط در حد آزمایشهای من محدود بماند.»

۲.۲.۱.۱ فرضیه مندلیف، کربید گرم با آب

دیمیتری مندلیف شیمیدان بزرگ روس که با تنظیم جدول تناوبی عناصر شهرت جهانی یافت. به علت بهره‌برداری قابل توجهی که از نفت منطقه باکو می‌شد نظرش به این ماده معطوف گردید. او در سال ۱۸۷۷ فرضیه معروف کربید خود را درباره منشاء نفت ارائه نمود. بنابراین فرضیه در داخل پوسته زمین لایه‌هایی از کربور آهن وجود دارد که در برخورد با آبهای نفوذی استیلن تولید می‌نماید. تولید گاز استیلن از تاثیر آب بر روی کربور کلسیم، یک واکنش معروف از این نوع است:



به علت مقام والای علمی مندلیف نظریه او بسرعت مورد قبول واقع شد.

1. M. Berthelot

2. D. Mendeleef

3. G.A. Daubrèe

۳.۲.۱.۱ رد فرضیه‌های منشاء از واکنش‌های شیمی معدنی

ادوارد ارتون^۱ در سال ۱۸۹۱ نظریه‌های ارائه شده درباره منشاء نفت را بررسی و درباره فرضیه‌های برتلو و مندلیف چنین اظهار نظر می‌کند: «این گروه از فرضیه‌ها چنانکه مشاهده می‌شود کار شیمیدانان است و نه زمین‌شناسان و همان طور که انتظار می‌رود بیشتر منطبق بر اصول شیمیایی می‌باشند تا زمین‌شناسی و بخصوص در تشریح علت تنوع نفت خامها و چگونگی توزیع نفت و گاز در پوسته زمین نیز توضیحی ندارد.»

فرضیه‌های برتلو و مندلیف در روزگار ارتون بیشتر از این نظر مورد توجه بود که بهترین سوخت و منبع انرژی یعنی نفت را پایان‌ناپذیر می‌ساخت.

س.ف. پکهم^۲ شیمیدان معروف آمریکایی، در سال ۱۸۸۴، در مورد فرضیه‌های برتلو و مندلیف و کارهای همانند دیگر دانشمندان اظهار داشت که این نظریه‌ها بر پایه کارهای شیمی آزمایشگاهی و تحقیقاتی استادانه بنا و با نامهای بزرگی پشتیبانی شده‌اند ولی بر فرض‌هایی بنا شده‌اند که در طبیعت شاهد آن نبوده‌ایم. در سال ۱۹۲۴ کلارک^۳ به این مسئله اشاره نمود که وجود لایه‌های کریید در طبیعت به اثبات نرسیده است.

هنوز عده‌ای از پژوهشگران شیمی در صدد تکمیل فرضیه غیرآلی می‌باشند. یکی از آخرین نظریه‌ها در این زمینه را پ.ک.مارکس^۴ در سال ۱۹۶۴ به نام فرضیه پیل^۵ ارائه نمود. بر پایه این فرض در عمق ۹ مایلی زمین لایه‌های گرافیت و سولفید آهن وجود دارد که با رسیدن آب به آن مانند پیل عظیمی عمل نموده و جریان برق ایجاد می‌کند. این جریان آب را تجزیه و هیدروژن آزاد می‌کند. هیدروژن آزاد شده بر گرافیت اثر نموده و هیدروکربن تولید می‌کند. مارکس وجود پرفیرین^۶ را که یک ماده آلی است و در نفت خام وجود دارد به این ترتیب توجیه نموده است که مهاجرت نفت به سوی بالا و عبور از لایه‌های رسوبی سبب آغشته شدن آن با پرفیرین می‌گردد. این فرضیه زمانی ارائه شده که زمینه‌ای برای پذیرش ندارد.

۳.۱.۱ فرضیه منشاء فضایی

تفاوت عمده‌ای بین فرضیه فضایی و فرضیه‌های پیشین وجود ندارد تنها در فرضیه فضایی منشاء نفت به خارج از کره زمین نسبت داده می‌شود. ولی در فرضیه‌هایی مانند منشاء آذری و یا واکنش‌های شیمی معدنی منبع تولید در اعماق زمین است که اگر فرض شود هیدروکربنها از فضای خارج نیز وارد زمین نشده‌اند باز منبع اولیه آن یعنی عناصر کربن و هیدروژن به نحوی به فضا مربوط می‌گردد. فرضیه منشاء فضایی متکی بر دو پایه است:

1. E.Orton
4. P.C.Marx

2. S.F.Peckham
5. Battery theory

3. F.W.Clarke
6. Porphyrin

الف - وجود هیدروکربن در سنگ‌های فضایی^۱ که از اواسط قرن نوزدهم به وجود آن پی بردید.

ب - مطالعات اسپکتروسکوپی^۲ در آغاز دهه ۱۹۳۰ نشان داد که بیشترین بخش جو سیارات مشتری^۳، کیوان^۴، اورانوس^۵ و نپتون^۶ از گاز متان تشکیل شده است.

از نظر ستاره‌شناسان طرفدار این فرضیه، هیدروکربنها بخشی از مواد تشکیل‌دهنده منظومه شمسی بوده و پس از تشکیل سیارات در اعماق زمین قرار گرفته‌اند. بخشهای کوچکی از این هیدروکربنها به سوی سطح زمین گریخته و در سنگهای کم عمق جمع شده و مخازن نفت و گاز را تشکیل داده‌اند و این فرآیند هنوز ادامه دارد.

چون عناصر کربن و هیدروژن در زمان تشکیل کره زمین وجود داشته‌اند می‌توان تصور کرد که بخشی از این دو عنصر نیز به حال ترکیب بوده‌اند و این نقطه ختم نظریه فضایی است و دیگر مسائل آن همانند سایر فرضیه‌های غیرآلی است. این فرضیه نیز توضیحی برای تنوع نفت خامها و نحوه توزیع آن در پوسته زمین ندارد.

۲.۱ فرضیه‌های منشاء آلی

نخستین فرضیه‌های ارائه شده درباره منشاء آلی نفت نیز مانند فرضیه‌های غیرآلی پایه در آزمایش‌های شیمی داشته است. در این تجربه‌های آزمایشگاهی مواد آلی حیوانی و گیاهی در حد تخریب بافت تقطیر می‌شدند و گاه پژوهشگران هیدروکربنهای مایعی شبیه به نفت چشمه‌های نفتی به دست می‌آوردند. بر اساس این آزمایشها، فرضیه تقطیر بافت‌های آلی و تبدیل آن به هیدروکربن را بیان کردند.

اولین فرضیه‌های منشاء آلی نفت در اواسط قرن هجدهم ارائه شده است. 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 زمین‌شناسان را به خود معطوف داشت:

الف - هیدروکربنها مشتق از مواد آلی گیاهی‌اند.

ب - هیدروکربنها مشتق از مواد آلی جانوری‌اند.

ج - عامل تبدیل مواد آلی به هیدروکربن تقطیر است.

پیروان فرضیه منشاء آلی گرچه در اصل نظریه واحدی داشتند ولی در جزئیات و اینکه نفت محصول کدام ماده آلی است هم نظر نبودند. مختصری از فرضیه‌هایی که در روزگار خود مشهور بودند، بشرح زیر است:

1. Meteorites

2. Spectroscopy

3. Jupiter

4. Saturn

5. Uranus

6. Neptune

۱.۲.۱ منشاء گیاهی

۱.۱.۲.۱ 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 ف. فن برولدینگن^۱ شیمیدان آلمانی در سال ۱۷۷۸ نتیجه گرفت که در طبیعت نیز هیدروکربنها به همین ترتیب تولید می گردند. 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 می ساخت چون فرض بر این بود که محصول تقطیر به طرف بالا حرکت کرده و در سنگ مخزن جمع می شود.

حفریهای اولیه در پنسیلوانیا نشان داد که در زیر سنگ مخزن نفت لایه های زغال وجود ندارد فرضیه اعتبارش را از دست داد.

امروزه ثابت شده است که گرچه زغال سنگ تولیدکننده منحصر به فرد هیدروکربنها نیست و فرضیه به شیوه ای که عرضه شده مردود است ولی در پاره ای مواد زغال سنگ می تواند منشاء گاز و مولد مخازن گازی باشد.

۲.۱.۲.۱ منشاء از گیاهان خشکی

گروهی از پژوهشگران در اوایل قرن نوزدهم تشابهی بین منشاء زغال سنگ و نفت تصور می کردند 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 می آوردند.

ریخنباخ^۲ در سال ۱۸۳۴ با تقطیر چوب و برگهای سوزنی کاج مایعی شبیه نفت پارافینی به دست آورد. و.ک. ایلینگ^۳ در سال ۱۹۳۸ یادآور می شود که گاز مردابی^۴ یا متان حاصل از تجزیه گیاهان تنها وجه مشترک بین زغال سنگ و نفت است و بیش از حد نباید بر آن تأکید نمود چون گاز مردابی ناشی از تخمیر و تجزیه گیاهان فقط از متان تشکیل شده و فاقد هیدروکربنهای سنگین تر است در حالی که در گاز، نفت علاوه بر متان، اتان، پروپان و بوتان و به مقدار کم پنتان و هگزان نیز وجود دارد.

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 خامهایی با موم زیاد^۵ نیز نمایانگر وجود گیاهان خشکی در مواد آلی اولیه تولیدکننده این نفت هاست. ولی باید توجه داشت که گیاهان خشکی تنها تولیدکننده نفت و گاز نیستند.

1. F.Von Beroldingen

2. Riechenbach

3. V.C.Illing

4. Marsh gas

5. High Wax oil

۳.۱.۲.۱ منشاء از گیاهان آبی

گیاهان آب شور و شیرین در مطالعات منشاء نفت مورد توجه قرار گرفته‌اند. این امر بخصوص به این علت که نفت و گاز بیشتر در آب نهشته‌های دریایی یافت می‌شوند مورد توجه بوده است. در بسیاری از میدان‌های نفتی بقایای گیاهان دریایی به صورت فسیل در سازنده‌های تولیدکننده نفت و گاز دیده شده است. گیاهانی که اغلب پژوهشگران نام برده‌اند شامل جلبک‌ها^۱، خزه‌های دریایی^۲ و دیاتمه‌ها^۳ می‌باشند.

س.ر. مورچیسن^۴ در سال ۱۸۵۴ به اهمیت جلبکها در تشکیل نفت اشاره کرده است. امروزه نیز پلانکتونهای گیاهی^۵ را یکی از مهمترین گیاهان دریایی تولیدکننده نفت می‌دانند.

۲.۱.۱ منشاء جانوری

در سال ۱۷۹۴، هاکت پس از مشاهده فسیل در سنگ‌های بیتومن در نظر داد که مواد نفتی از بافتهای نرم جانوران دریایی تولید شده است.

س.ر. مورچیسن در سال ۱۸۲۹ ماهی‌ها را منشاء بیتومن در شیل‌های بیتومنی ناحیه تیروول معرفی نمود.

گیدئون مانتل^۶، یک زمین‌شناس آماتور انگلیسی در سال ۱۸۴۰ بافتهای نرم، نرم‌تنان^۷ را مولد مواد نفتی دانست. زمین‌شناس دیگری به نام ج.ج. جان^۸ در سال ۱۸۹۲، ارتوسراس^۹ و دوکفه‌ایهایی^{۱۰} پر از نفت در شیل‌های سیلورین یافت و نتیجه گرفت که بخش نرم بدن این جانوران به نفت تبدیل شده است.

مشاهدات و اظهارنظرهایی مشابه در نوشتارهای علمی قرنهای هجدهم و نوزدهم زیاد دیده می‌شود. بطور کلی از این مطالب می‌توان نتیجه گرفت که نظریه‌های نخستین ارائه شده درباره منشاء جانوری بر پایه مشاهدات محلی و محدود بنا شده، 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.

علاوه بر نظریاتی که فقط پایه بر مشاهدات داشته‌اند کارهای تجربی و آزمایشگاهی نیز برای اثبات منشاء جانوری نفت انجام شده است. وارن و استورر^{۱۱} شیمیدانهای آمریکایی در سال ۱۸۶۵ با تقطیر روغن ماهی، دور از جریان هوا و در دمای زیاد مخلوطی از هیدروکربنها را

1. Algae

4. S.R. Murchison

7. Molluscs

10. Lamellibranch

2. Sea Weeds

5. Phytoplanktons

8. J.J. Jahn

11. C.M. Warren & Storer

3. Diatoms

6. Gideon A Mantel

9. Orthoceratite

به دست آوردند که به سختی قابل تشخیص از نفت سفید یا نفتهای حاصل از تقطیر زغال سنگ یا شیل‌های نفتی بود. از این مخلوط توانستند هیدروکربنهای پنتان، هگزان، هپتان و اکتان و هیدروکربنهای الفینی، هگزیلن، هپتیلن، اکتیلن تا دو اُدسیلن^۱ همراه با هیدروکربنهای حلقوی بتزین، تولوئن و کسیلن^۲ جدا کنند و خود نتیجه گرفته‌اند: «برای اولین بار واقعاً نفتی به طریق مصنوعی تهیه شده است.»

هانس هوفر^۳ طرفدار پرشور فرضیه منشاء از مواد آلی جانوری پس از دیدار از میدانهای نفتی ایالات متحده آمریکا در سال ۱۸۷۶. فرضیه خود را تنظیم نمود و کارل انگلر^۴ شیمیدان آلمانی دلائل آزمایشگاهی برای اثبات این فرضیه تهیه نمود. هوفر در سال ۱۸۸۸ این فرضیه را منتشر نمود. طبق این نظریه اگر مواد آلی حیوانی تحت تأثیر درجه حرارت نسبتاً کم و فشار زیاد، شبیه شرایط طبیعی موجود در لایه‌های رسوبی قرار گیرند نفت و گاز تولید می‌کنند. در همان سال انگلر با حرارت دادن روغن ماهی و سپس گوشت ماهی در درجه حرارت‌های ۳۰۰ - ۴۰۰ درجه سانتیگراد و فشار ده اتمسفر فرآورده‌هایی شبیه به هیدروکربنهای نفتی به دست آورد. هوفر پس از این آزمایش اعلام نمود که فرضیه او توسط انگلر به اثبات رسیده و این فرضیه پس از این بایستی قانون انگلر - هوفر نامیده شود.

فرضیه انگلر - هوفر در اواخر قرن نوزدهم و اوایل قرن بیستم بیش از هر نظریه دیگر افکار زمین‌شناسان را به خود جلب کرد. انگلر و هوفر در سال ۱۹۱۵ آخرین عقیده خود را درباره منشاء نفت چنین بیان داشتند: «بنابر دانش فعلی ما ماده اصلی تولیدکننده نفت چربیها هستند و به طور جزئی مومها^۵، رزین‌ها^۶، و آلبومین^۷. این مواد بخصوص چربیها و آلبومین اغلب در جانوران آلی و پست هردو وجود دارد و از این رو منشاء اصلی نفت منشاء جانوری است گرچه ممکن است در برخی موارد چربیهای گیاهی و دیاتمه‌ها نیز در تشکیل نفت نقشی داشته باشند.»

۳.۲.۱ چرخش نورپلاریزه^۸

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 نورپلاریزه‌ای را که بر آنها بتابد می‌چرخانند. این پدیده نیز از دلائلی بود که در جهت اثبات منشاء آلی نفت عنوان می‌شد. بعداً معلوم شد که این خاصیت مربوط به وجود گلسترین^۹ در مواد آلی جانوری و فیتوسترین^{۱۰} در مواد آلی گیاهی است.

1. Duodecylene, C₁₂ H₂₂

4. Carl Engler

7. Albumen

2. Xylene

5. Wax

8. Optical activity

3. Hans Hofer

6. Resin

9. Cholesterin

آخرین پژوهش در این زمینه در سال ۱۹۶۴ توسط م. لویی^۱ بعمل آمده است. او پس از انجام کارهای آزمایشگاهی بر روی نفت خام یکی از میدان‌های تکزاس و تأیید فعالیت نوری آن نتیجه گرفت که اگر وجود این خاصیت در نفت به علت منشاء آلی آن باشد باید مواد آلی رسوبات جدید نیز چنین خاصیتی را دارا باشند. برای اثبات این موضوع آزمایشاتی بر روی رسوبات جدید ساحل اقیانوس اطلس در غرب فرانسه انجام داد. پس از جدا کردن هیدروکربنهای مواد آلی رسوبات به طریق آزمایشگاهی دیده شد که این هیدروکربنها نیز از نظر نوری فعالند.

۳.۱ نظریه‌های جدید درباره منشاء نفت

با پیشرفت دانش شیمی آلی در اوائل قرن اخیر معلوم شد تمام اندامهای زنده، چه گیاه و چه جانور، از ترکیبات شیمیایی مشابهی تشکیل شده‌اند که عبارتند از چربیها^۲، پروتئینها^۳، کربوهیدراتها^۴ و در گیاهان رده‌های بالا لیگنین^۵ و تانین^۶. بدیهی است که در جانداران مختلف نسبت ترکیبات شیمیایی فوق و جزئیات ساختمان شیمیایی مولکول متفاوت است ولی اختلاف اساسی بین مواد آلی جانوری و گیاهی وجود ندارد. مواد آلی چه گیاهی و چه جانوری اگر حوادث زمین‌شناسی معینی را طی کنند نفت و گاز تولید خواهند نمود. آنچه سبب می‌شود برخی از مواد آلی تبدیل به نفت و گاز گردند شرایط محیط رسوبی و حوادث و عوامل بعدی زمین‌شناسی است نه منشاء جانوری و یا گیاهی داشتن مواد آلی.

شرط لازم برای تشکیل نفت و گاز، تولید، تجمع و حفظ مواد آلی است. مواد معدنی اندامها مانند استخوانها، پوسته آهکی و غیره نقشی در تولید نفت ندارند. برای تشکیل نفت باید مواد آلی به مقدار کافی توسط جانداران تولید و سپس همراه رسوبها ته‌نشین شده و محفوظ بماند. بخشی از این مواد آلی بنا بر حوادث بعدی زمین‌شناسی ممکن است به نفت و گاز تبدیل شوند.

باید توجه داشت که در طول تاریخ زمین، شرایط برای تولید و حفظ مواد آلی ثابت نبوده و تغییرات قابل ملاحظه‌ای داشته است.

۱.۳.۱ تولید مواد آلی

فتوستنتز که انرژی نورانی را به انرژی شیمیایی تبدیل می‌کند پایه تولید انبوه مواد آلی در کره زمین است. در فتوستنتز هیدروژن آب آزاد شده با اتصال به کربن مولکول انیدرید کربنیک گلوکز تولید می‌نماید و اکسیژن آب آزاد می‌شود.

1. M.Louis

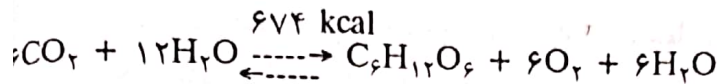
2. Liquids

3. Proteins

4. Carbohydrates

5. Lignin

6. Tannin



به طوریکه در فرمول فوق دیده می شود اکسیژن آزاد شده از مولکول آب جدا شده است. گلوکز را جانداران اتوتروفیک^۱ طبق نیاز خود به پلی ساخاریدها^۲ مانند سلولز و نشاسته تبدیل می نمایند. جانداران اتوتروفیک مانند باکتریهای فتوسنتزکننده و آگهای سبز آبی^۳ اولیتر جانداران تولیدکننده انبوه مواد آلی بوده اند. شرط لازم برای انجام عمل فتوسنتز وجود پیگمنت^۴ های 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 شد است. کلروپلاستها بمانند کارخانه کامل فتوسنتزند.

قدیمی ترین حیاتی که در رسوبات ثبت شده مربوط به باکتری و شبه آگهائی است که حدود ۳/۱ تا ۳/۳ میلیارد سال قبل از جنوب آفریقا گزارش شده اند. تصور بر این است که حدود ۲ میلیارد سال قبل تولید مواد آلی به وسیله فتوسنتز در روی کره زمین گسترش کامل داشته است. به عقیده بسیاری جو اولیه زمین فاقد اکسیژن آزاد و شامل هیدروژن، متان آمونیاک، ازت و بخار آب بوده است. (البته این نظریه مخالفینی نیز دارد). جانداران اولیه تجزیه مواد آلی نظیر متان انرژی لازم را کسب می نموده اند. متان موجود در جو به علت عدم جایگزینی نمی توانسته انرژی لازم را برای همیشه تأمین نماید و در هنگامیکه این ذخیره د شرف اتمام بوده جاندارانیکه انرژی خود یا بخشی از آنرا از طریق فتوسنتز تهیه می کردند توسعه و تکامل یافتند. ابتدا جانداران هتروتروفیک^۵ که علاوه بر تجزیه متان قادر بودند بخشی از انرژی مورد نیاز خود را از نور خورشید بگیرند و آن را به عنوان منبع دیگری از انرژی بکار برند توانستند از کمبود غذایی بگریزند. امروزه نیز نوعی باکتری ارغوانی رنگ وجود دارد که هم با تجزیه مواد آلی کسب انرژی می کند و هم با داشتن کلروفیل عمل فتوسنتز را انجام می دهد.

از حدود ۲ میلیارد سال قبل فتوسنتز به صورت پدیده ای جهانی درآمد و پایه هرم غذایی برای تکامل انواع عالی تر حیات نهاده شد. تصور می شود که بعد از اواسط پریکامبرین جو زمین به تدریج اکسیدان شده یعنی مولکول آزاد اکسیژن در آن پدیدار گشته است. در فتوسنتز انرژی پرتو خورشید بکار گرفته می شود. طول موج بخشی از پرتو که بیشتر مورد استفاده قرار می گیرد بین ۴۰۰۰ تا ۸۰۰۰ آنگسترم است یعنی نوری که با چشم انسان نیز دیده می شود.

در طول تاریخ زمین متوسط حفظ کربن آلی در مقیاس جهانی کمتر از ۱/۰٪ تخمین زده می شود. حداکثر میزان حفظ مواد آلی در محیطهای رسوبی بدون اکسیژن کنونی مانند دریا، سیاه که مناسب ترین محیط برای حفظ کربن آلی است در حدود ۴٪ می باشد.

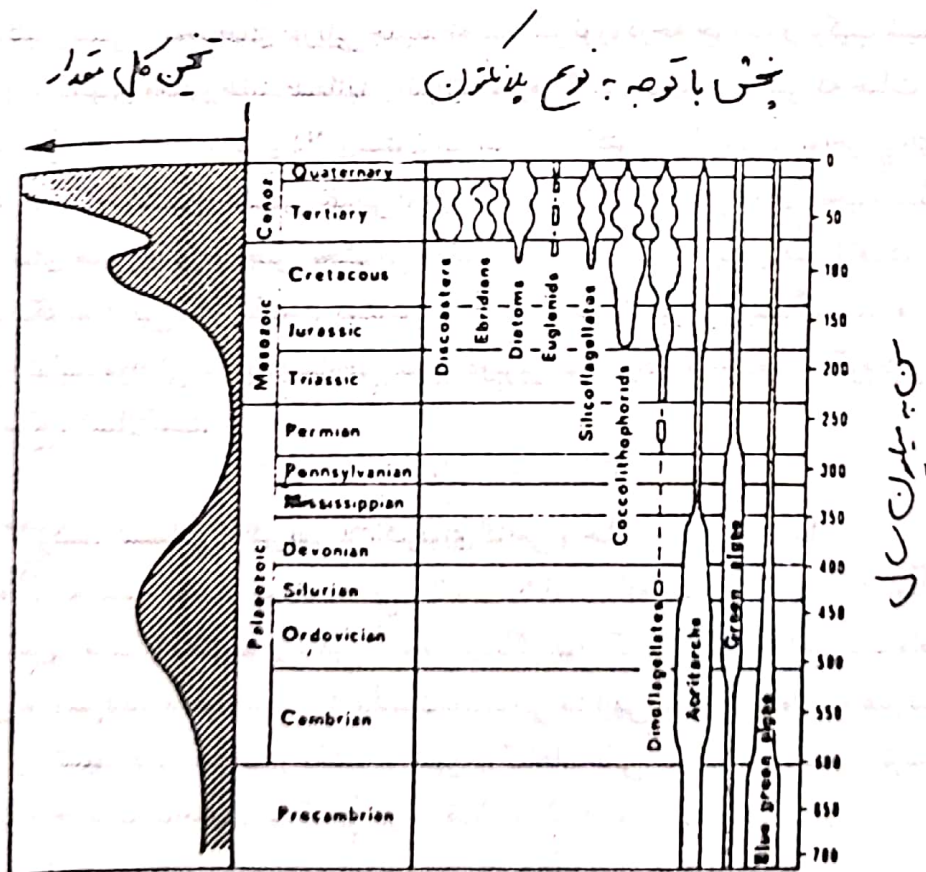
• Autotrophic
• Pigment

2. Polysaccharides
5. Heterotrophic

3. Blue green algae

۱.۱.۳.۱ تکامل بیوسفر

در طول کامبرین تا دونین تنها فیتوپلانکتونها، باکتریها و تا حدی آله‌های کف زی^۱ و زوآپلانکتونها^۲ مولد مواد آلی تولیدکننده هیدروکربنها بوده‌اند. از دونین به بعد گیاهان خشکی نیز با میزانی افزایش یافته در این امر شرکت داشته‌اند. امروزه تخمین زده می‌شود که فیتوپلانکتونهای دریایی و گیاهان خشکی به مقدار مساوی کربن تولید می‌کنند.



شکل ۱ - تغییرات فراوانی فسیل پلانکتونهای گیاهی در دوره‌های زمین‌شناسی از: تاپان و لوئبلیخ^۳ ۱۹۷۰

به طور کلی فراوانی جانداران در دوره‌های مختلف زمین‌شناسی فرق می‌کند. چنانکه در شکل (۱) دیده می‌شود فیتوپلانکتونها در اواسط دوران اول بسیار زیاد بوده و از اواخر دونین به شدت کاهش یافته‌اند. ولی از اوایل ژوراسیک به بعد روندی افزایشی داشته است بجز مرز کرتاسه و

1. Benthic

2. Zooplankton

3. Tappan and Loeblich

دوران سوم.

از نظر کلی، فیتوپلانکتونها، زووپلانکتونها، باکتریها و گیاهان رده‌های بالاتر چهار منبع عمده تأمین‌کننده مواد آلی در رسوباتند. مقدار مواد آلی مشتق از جانوران عالی مانند ماهیها به قدری در رسوبات کم است که می‌توان آنرا نادیده گرفت.

۲.۱.۳.۱ تکثیر زیستی در محیط‌های آبی جدید

تکثیر زیستی در محیط‌های آبی به خصوص دریایی اهمیت فوق‌العاده‌ای در تشکیل سنگ نفتزا دارد. تکثیر زیستی در محیط‌های دریایی جدید تحت تأثیر نور، درجه حرارت و ترکیب شیمیایی آب به ویژه کانیهای مغذی مانند فسفاتها و نتراتها قرار می‌گیرد. مهم‌ترین بخشی که حیات در آن گسترش می‌یابد ۶۰ تا ۸۰ متری بالای ستون آب است. پلانکتونهای گیاهی در نواحی دارای نور و درجه حرارت مناسب و کانیهای غذایی فراوان تکثیر می‌یابند و بنابر قانون زنجیره غذایی پلانکتونهای جانوری نیز در چنین بخشهایی تراکم بیشتری دارند. باکتریهای هتروتروفیک نیز در محیطهاییکه مواد آلی برای تغذیه در دسترس دارند به سرعت تکثیر می‌یابند. گسترش و تکثیر زیستی و تولید مواد آلی در آبهای ساحلی تقریباً دوبرابر آبهای آزاد و در حدود صدگرم کربن آلی در متر مربع در سال است.

۳.۱.۳.۱ ترکیب شیمیایی باکتریها، پلانکتونهای گیاهی و جانوری و گیاهان عالی

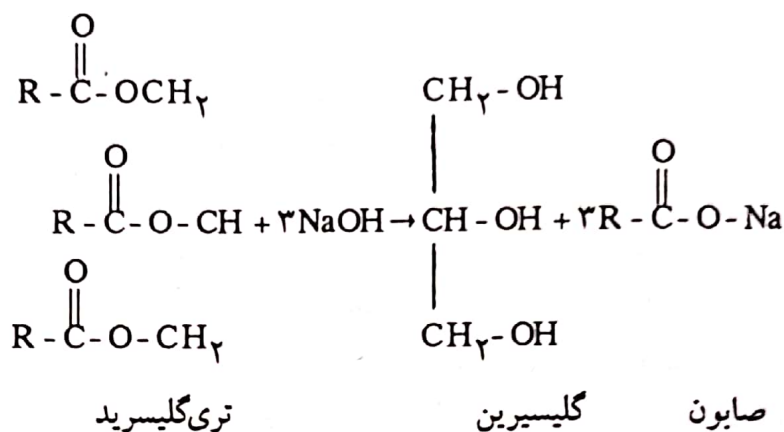
نوع ماده آلی ته نشین شده با رسوبات به نوع جاندار منشاء آن ماده بستگی دارد که آن نیز متأثر از محیط رسوبی است. پلانکتونهای گیاهی و جانوری. باکتریها و گیاهان عالی که تأمین‌کننده اصلی مواد آلی در رسوباتند به طور اساسی از ترکیبات شیمیایی مشابهی تشکیل شده‌اند که عبارتند از: چربیها، پروتئینها، کربوهیدراتها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

۱.۳.۱.۳.۱ چربیها

چربیها به تعریف سال ۱۹۶۳، برگمن^۱، مواد آلی تولید شده به وسیله جانداران می‌باشند که عملاً در آب نامحلول بوده ولی در حلالهای چربیها مانند کلرفرم، تتراکلروکربن، بنزن و استن حل می‌شوند. چربیها شامل روغنهای جانوری، نباتی و مومهاست. روغنها اغلب ذخیره غذایی موجودات زنده‌اند ولی مومها نقش حافظت‌کننده دارند. چربیهای طبیعی مخلوطی از تری‌گلیسریدهای^۲ مختلفند که در گروه نمکهای آلی قرار می‌گیرند.

1. W.Bergmann

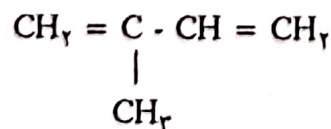
2. Triglycerides



گلیسریدها اگر توسط سود سوز آور هیدرولیز شوند گلیسرین و صابون تولید می‌کنند. اسیدهای چرب چرب‌های طبیعی دارای تعداد کربنهای زوج‌اند چون از سنتز بیوشیمی استات‌ها حاصل می‌گردند که دارای دو اتم کربن است. آنچه در طبیعت بیشتر وجود دارد اسیدهای چرب با ۱۶ و ۱۸ اتم کربن است که به ترتیب اسیدپالمیتیک^۱ و اسیداستئاریک^۲ نامیده می‌شوند. اسیدهای چرب اشباع نشده در روغنهای گیاهی فراوانند. چون چرب‌ها انرژی زیادی را در خود جمع می‌نمایند در جانوران و گیاهان نقش ذخیره غذایی را دارند بویژه تخم گیاهان و میوه‌ها از چربی غنی هستند. دیاتمه‌ها گاه تا ۷۰٪ وزن خشک خود دارای چربینند. مقداری چربی در جلبکهای آبهای سرد و کم‌نیتروزن بیشتر است.

مومهای طبیعی، چه موم زنبور و چه موم گیاهی مخلوطی از مواد مختلفند. فرق مومها با چربها در جایگزین شدن گلیسرین چربها با الکل‌های زنجیری طویل زوج کربن است که در ردیف C_{۱۶} تا C_{۲۶} قرار دارند.

علاوه بر چربها مواد شبه چربی مانند پیگمنت‌ها و روغنهای پیچیده دیگری مانند فسفولیپیدها وجود دارند که در نفت حل می‌شوند. واحد اولیه سازنده این مولکولهای بزرگ ایزوپیرین^۳ است.



ایزوپیرین

ایزوپیرین به علت وجود باندهای اشباع نشده امکان پلیمریزاسیون و تشکیل هیدروکربنهای حلقوی و هم‌هیدروکربنهای زنجیری طویل را دارد.

1. Palmitic

2. Stearic

3. Isoprene

۱-۳-۱-۲- پروتئین‌ها و کربوهیدرات‌ها

پروتئین‌ها پلیمرهای منظم ساخته شده از اسیدهای آمینه^۱ هستند. بیشترین ازتی که در ترکیبات بدن جانداران وجود دارد در مولکول پروتئین است. پروتئین‌ها طیف وسیعی از مواد آلی جاندار از فیبرهای ماهیچه‌ای تا آنزیم‌ها را که نقش کاتالیزر در واکنشهای بیوشیمی را دارند تشکیل می‌دهند.

واژه کربوهیدرات به شکرها پلیمرهای آن مانند منوساخارید، دی‌ساکارید و به طور کلی پلی‌ساکاریدها 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^۲ فراوان‌ترین پلی‌ساکارید در طبیعتند. پلی‌ساکارید سلولز شامل دو تا هشت هزار منوساخارید است.

۱-۳-۱-۳- لیگنین و تانین

لیگنین و تانین دارای ساختمان مولکولی حلقوی اشباع نشده بویژه فنلی^۳ می‌باشند. ترکیبات حلقوی اشباع نشده و یا آروماتیک^۴ 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 که شبکه خالی بین فیبرهای سلولز را چوب پر می‌کند پلی‌فنلی است با وزن مولکولی بالا که از پلیمریزه شدن فتیل پروپان تشکیل شده است. در گیاهان، لیگنین از بی‌آب کردن تغلیظ الکلها ساخته می‌شود. تانین‌ها ترکیبی بین سلولز و لیگنین دارند. چوب از ۶۰-۴۰٪ سلولز و بقیه از لیگنین و تانین تشکیل شده است. لیگنین و تانین به علت حضور گسترده در رسوبات و نقشی که در ژئوشیمی آلی دارند از اهمیت خاصی برخوردارند.

۱-۳-۱-۴- کیفیت و کمیت مواد آلی مهم در پلانکتونها، باکتریها و گیاهان عالی

گرچه جانداران فوق بیشتر از مواد شیمیایی همانند تشکیل شده‌اند ولی اختلاف قابل ملاحظه‌ای از نظر کیفیت و کمیت مواد آلی دارند. مثلاً مواد آلی تشکیل دهنده جلبک پلانکتونی کوچک تک یاخته‌ای با مواد تشکیل دهنده گیاهان رده‌های بالا اختلاف زیادی دارد. مواد آلی تشکیل دهنده پلانکتون‌ها شامل ۵۰٪ یا بیشتر پروتئین، ۲۵-۵۰٪ چربی و مقدار متغیری کربوهیدرات است که معمولاً از ۴۰٪ بیشتر نیست. در حالی که گیاهان خشکی و اغلب درختان دارای ۵۰-۳۰٪ سلولز و ۲۵-۱۵٪ لیگنین‌اند که فقط در ساخت اسکلت گیاه و برای برپا نگاهداشتن آن بکار رفته است که در پلانکتون نیازی به آن نیست.

3. Phenolic

2. Chitin

1. Amino Acids

4. Aromatic

باکتریها ابتدایی ترین جانداران بوده و دارای قدرت انطباق بسیار با محیط بوده و از این رو دارای ترکیبات متغیر در محیطهای مختلف است. بطور متوسط، باکتریها از ۵۰٪ پروتئین، ۲۰٪ مواد تشکیل دهنده پوسته و ۱۰٪ چربی تشکیل شده اند. ۲۰٪ باقی مانده را مواد مختلف تشکیل می دهند. پوسته خود از مواد شبه چربی و چربی ساخته شده است. بسیاری از باکتریها قادر به ذخیره مواد چربی، پلی ساخارید و ترکیبات فسفریند.

۷۰-۵۰٪ وزن گیاهان خشکی را که چهارمین تأمین کننده مواد آلی رسوباتند چوب (سلولز و لیگنین) تشکیل می دهد. پروتئین موجود در گیاهان خشکی ممکن است به ۱۰٪ نیز برسد ولی به طور متوسط در حدود ۳٪ یا کمتر است. چربیهای میوه درختان چنان متغیرند (۵۰٪ - ۱٪) که رقم متوسطی برای آن نمی توان داد. گرده ها در حدود ۸-۲٪ چربی دارند. برگها دارای مقدار قابل ملاحظه ای چربی و شبه چربی اند. چربیهای گیاهان عالی دارای مولکول هیدروکربنهای اشباع شده نرمال با تعداد کربن آلی از C_{10} تا C_{26} هستند که در آنها نسبت تعداد مولکولهای با کربن فرد به تعداد مولکول با کربن زوج در حدود ۱۰ یا بیشتر است. این امر بویژه از C_{23} تا C_{25} بیشتر ظاهر می گردد به خصوص از هیدروکربنهای C_{27} ، C_{29} و C_{31} به مقدار زیاد وجود دارد. کمترین وزن مولکولی آلی گزارش شده از گیاهان عالی مربوط به هپتان نرمال و بیشترین وزن مربوط به مولکول $C_{62}H_{124}$ است.

مواد آلی حل شده از خشکی به محیط رسوبی دریایی و دریاچه ای بیشتر شامل لیگنین و کربوهیدراتها بوده و شامل ترکیبات حلقوی اشباع نشده و غنی از اکسیژن است. لیگنین تأمین کننده اصلی ترکیبات حلقوی اشباع نشده در رسوبات جدید است. نسبت اتمی H/C در مواد آلی مشتق از گیاهان خشکی ۱/۵ - ۱ است در صورتیکه در پلانکتونهای دریایی این نسبت در حدود ۱/۹ - ۱/۷ می باشد.

۱-۳-۲- تجمع و حفظ مواد آلی

تجمع و حفظ مواد آلی در رسوبات را شرایط زمین شناسی کنترل می کند. در محیط خشکی مواد آلی به سرعت اکسیده شده متلاشی و نابود می گردند. در رسوب های خشکی کربن آلی حفظ نمی شود. رسوب های محیطهای آبی مانند دریایی، دلتایی، دریاچه ای و مردابی باید مقدار معینی مواد آلی دریافت کنند تا بخشی از آن حفظ شود. این مواد اغلب به صورت ذرات کوچک و یا مواد محلول در آیند. مواد آلی ممکن است در جا، یعنی در ستون آب بالای رسوب ها تولید و یا از خارج به محیط رسوبی حمل شده باشد. رسوبهای غنی از مواد آلی یعنی رسوبهاییکه بیش از ۵٪ وزنی کربن آلی دارند به نواحی خاص و شرایط معین رسوبی مربوط می شوند. تجمع مواد آلی در رسوبهای حاشیه قاره ها به علت کثرت جانداران و واردات مواد آلی از خشکی بیشتر است. تعادلی بین انرژی محیط و میزان رسوبگذاری جهت حفظ مواد آلی در

رسوبها لازم است. کانیهای رس اندازه به راحتی به مواد ریز آلی متصل می‌گردند. ذره حاصل به علت وزن مخصوص کم مواد آلی در ناحیه‌ایکه انرژی زیاد است رسوب نمی‌کند ولی وقتی به آبهای آرام‌تری برسد ته نشین می‌گردد.

دانه ریزی رسوب هاتماس اکسیژن محلول در آب را با مواد آلی محدود می‌سازد. از این‌رو سنگ‌های غنی از کربن آلی را در گروه سنگ‌های رسوبی آواری رس سنگ‌ها و شیلها و در گروه سنگهای آهکی میکریتها تشکیل می‌دهند.

سرعت رسوبگذاری نیز حدی دارد. اگر سرعت رسوبگذاری کم باشد ذرات مواد آلی در جریان اکسیژن محلول در آب قرار گرفته اکسیده می‌شوند. اگر سرعت رسوبگذاری زیاد باشد عیار مواد آلی در رسوب کم خواهد شد. شرایط مناسب برای تشکیل لایه‌های غنی از مواد آلی در فلات قاره^۱ و در محیطهای آبی آرام مانند مصب رودخانه‌ها، دریا‌های عمیق بسته با جریانهای 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 داشته و به علت مقاومت مکانیکی به صورت ذرات ریز در محیط رسوبی باقی می‌مانند. پژوهشهای انجام شده نشان داده است که سهم ذرات مواد آلی در اغنای سنگ مادر بیشتر از مواد آلی محلول در آب است.

۲- تبدیل مواد آلی به نفت و گاز

درباره چگونگی تبدیل مواد آلی به نفت و گاز نیز فرضیه‌های مختلفی ابراز شده است. مختصری از نظریه‌هایی که در روزگار خود از اهمیتی برخوردار بوده‌اند و سپس نظریه‌های امروزی شرح داده شده است.

۲-۱- فرضیه‌های قدیمی

۲-۱-۱- تشکیل مستقیم توسط جانداران

ل. ب. بکینگ و همکارانش^۲ طی طرحی پژوهشی در سال ۱۹۲۷، درباره منشاء نفت که تحت نظر انستیتوی نفت آمریکا اجرا شد ثابت کردند که در برخی از دیاتمه‌ها بخشی از هیدروکربنهای نفتی به صورت ذرات زیر نفت وجود دارد. بکینگ از پژوهش خود نتیجه گرفت که هیدروکربنهای نفتی مستقیماً توسط ارگانهای زنده تولید می‌گردند. امروزه ثابت شده است که دیاتمه‌ها برای سبک شدن و شناور ماندن در آب بخش محدودی از طیف وسیع هیدروکربنهای نفتی را تولید می‌کنند.

1. Continental platform

2. L.B.Becking et. al

سازمان زمین شناسی آمریکا در سال ۱۹۲۶ به دعوت انستیتوی نفت آن کشور برای پژوهش درباره منشأ نفت پروژه‌ای را تحت عنوان «منشاء و محیط رسوبگذاری رسوبات نفتزا»^۱ تحت سرپرستی پ. د. تراسک^۲ آغاز نمود. تراسک طی عملیات بسیار گسترده‌ای بیش از دو هزار نمونه از رسوبهای جدید محیطهای مختلف مانند: قعر اقیانوسها، فلات قاره، دلتاها، مردابها، دریاچه‌ها، دریاچه‌های آب شیرین و غیره جمع آوری نمود. مطالعات آزمایشگاهی وجود هیدروکربن به مقدار قابل اندازه‌گیری را در نمونه‌ها نشان نداد.

تراسک در سال ۱۹۳۴ نتایج تحقیقات را منتشر نمود و نوشت: «فقدان نفت در نمونه‌ها گویای این واقعیت است که نفت در رسوبات هنگام رسوبگذاری تشکیل نمی‌شود» گرچه نتیجه‌گیری تراسک بر واقعیتهای اثبات شده کنونی منطبق است ولی اگر تکنولوژی آزمایشگاهی ربع قرن بعد در اختیار تراسک بود شاید نتیجه دیگری از کار پژوهشی گسترده خود می‌گرفت.

در سال ۱۹۵۲ پ. د. اسمیت^۳ توانست هیدروکربنهایی شبیه هیدروکربنهای نفتی در رسوبات جدید بیابد. کشف او بوسیله پژوهشگران دیگر نیز تأیید شد.

امروزه معلوم شده که برخی از جانداران بعضی از مولکولهای آلی بزرگ را تولید می‌کنند که با تغییرات مولکولی بسیار اندک در داخل رسوبات جدید و قدیم و تا مراحل در داخل نفت خام باقی می‌مانند. این مولکولها که استخوان بندی کربن مولکول خود را در داخل رسوبات جدید و سپس در داخل رسوبات سخت شده و نهایتاً تا مراحل در نفت خام حفظ می‌کنند «فسیلهای ژئوشیمی»^۴ نامیده می‌شوند. نقطه جوش این مولکولها در نفت خام بیش از ۴۰۰ درجه سانتیگراد بوده و تعداد اتم کربن مولکولشان بین ۲۶-۳۵ است. این هیدروکربنها بخش بسیار کوچکی از حجم نفت خام را تشکیل می‌دهند و از نظر تعداد نیز معدودند.

«فسیلهای ژئوشیمی» تنها هیدروکربنهایی هستند که فرضیه تشکیل مستقیم نفت درباره آنها صادق است. تراسک گرچه به علت ضعف تکنولوژی آزمایشگاهی زمان خود قادر به تشخیص این مولکولها در رسوبات جدید نشد ولی به طور کلی نتیجه‌گیری او در مورد عدم تشکیل نفت در زمان رسوبگذاری منطبق بر واقعیت است.

۱-۲- تلاشی درجا

ک. ج. بیشوف^۵ پرفسور شیمی دانشگاه بن در سال ۱۸۵۴ نوشت که نفت از تجزیه آرام مواد آلی

1. Origin and Environment of source sediments of petroleum

2. P.D.Trask

3. P.V. Smith

4. Geochemical Fossils or Biological Markers

5. K.G.Bischof

تولید می‌شود. ت. س. هانت^۱ در سال ۱۸۶۳ نوشت که نفت به خصوص در سنگ‌های آهکی از تجزیه و تلاشی مواد آلی ته نشین شده با آن سنگها تولید می‌شود. این مطلب با الهام از مخازن آهکی ایالت‌های انتاریو و اوهایو آمریکا که سنگ مخزن آهکی پرفسیل و خلل و فرج فسیل‌ها پراز نفت بوده بیان شده است. تصور شده که بخش نرم بدن این جانوران در جا متلاشی و هیدروکربنها را تولید کرده است.

س. ف. پکهم در سال ۱۸۸۴ در مورد نظریه هانت نوشت «این مشاهدات محلی بوده و از آن نتیجه گیری کلی شده است.

۲-۱-۳- تبدیل در اثر تقطیر

در اواخر قرن هجدهم و اوائل قرن نوزدهم اکثر زمین شناسان اروپایی معتقد بودند که نفت و گاز محصول تقطیر مواد آلی در اعماق زمینند. خصوصاً در دهه ۱۸۳۰ بهره‌برداری از شیل‌های نفتی و تهیه نفت از طریق تقطیر این شیل‌ها چنین طرز تفکری را تقویت می‌نمود. گفته شد که ریخنباخ از تقطیر برگ و چوب کاج موادی شبیه به هیدروکربنهای نفتی به دست آورد. وارن و استورر نیز در سال ۱۸۶۵ با تقطیر روغن ماهی مخلوطی از هیدروکربنهای نفتی را تهیه کردند. این کارهای آزمایشگاهی نیز تقطیر را عامل تبدیل معرفی می‌نمود. ج. س. نیوبری^۲ در سال ۱۸۶۰ از مدافعین سرسخت فرضیه تقطیر بود و در حالیکه نفت‌های پنسیلوانیا را فرآورده تقطیر مواد آلی می‌دانست در معرفی منشأ حرارتی که سبب تقطیر بود عاجز ماند و تقطیر در «درجه حرارت کم» را مطرح ساخت. پکهم در سال ۱۸۸۴ سعی کرد که بر پایه گزارش‌های زمین شناسان فرانسوی از نقاط مختلف جهان، تشکیل نفت در هر منطقه خاص را براساس تقطیر مواد آلی توجیه و حرارت لازم در هر منطقه را به فعالیت‌های آذرین، آب‌های گرم زیر زمینی و تکتونیک مربوط سازد.

۲-۱-۴- تبدیل در اثر حرارت

جان ریچ^۳ در سال ۱۹۲۷ مدفون شدن مواد آلی و قرار گرفتن در زیر رسوبها و روراندگیها^۴ و در نتیجه تحت تأثیر حرارت زمین گرمایی^۵ قرار گرفتن مواد آلی را مطرح ساخت و تشکیل نفت را ناشی از شکستن مولکولهای آلی^۶ در اثر حرارت و فشار در طول زمان زمین‌شناسی دانست. این نظریه در زمان خود مورد توجه واقع نشد.

1. T.s.Hunt

2. J.S. Newberry

3. J. L.Rich

4. Thrust

5. Geothermal

6. Cracking

هوئرینک^۱ و آبلسون^۲ در سال ۱۹۶۳ نوشتند «طی سالهای گذشته پژوهشهای ما شواهد مدلی در شکستن ملایم کروژن^۳ در اثر حرارت به دست داده که مکانیسم اصلی تشکیل نفت و گاز است. تحت شرایط همانند طبیعت ما آزاد شدن یک سری از هیدروکربنهای اشباع شده خطی از متان تا دودکان^۴ را مشاهده نمودیم که در نفت و گاز طبیعی فراوانند. از شیلهای نفتی گرین ریور^۵ هیدروکربنهای سبک اشباع شده به مقدار قابل اندازه گیری در حرارتی پائین در حدود ۱۸۵ درجه سانتیگراد بدست آوردیم در سال ۱۹۶۴ آبلسون مسئله جایگزینی زمان به جای درجه حرارت را مطرح ساخت. در سال ۱۹۶۵ گ.ت. فیلیپی^۶ اثر دوجانبه درجه حرارت و زمان را در تشکیل نفت مطرح ساخت و در سال ۱۹۶۷ ک.ک. لاندیس^۷ بر اهمیت زمان پخت^۸ تأکید نمود.

امروزه باور بر اینست که شکستن مولکول مواد آلی در اثر حرارت کم طی زمانی طولانی سبب تبدیل مواد آلی به نفت و گاز می شود. با مطالعه موارد مختلف طبیعی و تجربه های آزمایشگاهی این نظریه مورد قبول واقع شده است که شرح آن خواهد آمد.

۲-۱-۵- تبدیل در اثر فشار

عامل حرارت و ازدیاد آن با عمق توجه پژوهشگران را به عامل مشابه دیگری یعنی فشار جلب نمود. مک کوی^۹ در سال ۱۹۱۹ پس از قرار دادن شیلهای نفتی تحت فشاری در حدود پنج تا شش هزار پاوند بر اینچ مربع در حدی که سیلان سنگ^{۱۰} ایجاد شد گزارش کرد که ذرات کوچک نفت را با ذره بین روی سنگها دیده است. در سال ۱۹۲۵ پژوهشگر دیگری آزمایش مک کوی را بر روی شیلهای نفتی مختلف تکرار کرد ولی نفتی مشاهده ننمود.

انستیتی نفت آمریکا در سال ۱۹۲۶ پروژه ای را تحت عنوان «تولید نفت در سنگها در اثر فشار برشی»^{۱۱} به سرپرستی هاولی^{۱۲} اجرا نمود. پس از سه سال کار پژوهشی هاولی اعلام نمود که با اعمال فشارهای برشی بر روی شیلهای نفتی استرالیا، کنتاکی و اوهایو در حرارت متعارف نتیجه ای برای تولید نفت بدست نیاورده است. در این آزمایش فشارهایی از ۳۸۰۰۰ تا یکصد هزار پاوند بر اینچ مربع بکار گرفته شده بود و در هیچ حالتی میزان حرارت ایجاد شده در اثر اصطکاک مقداری قابل سنجش نبوده است. پیشینه فشار بکار گرفته شده معادل فشار زمین ایستایی در عمق سی کیلومتری است.

1. T.C.Hoering

2. P.H.Abelson

3. Kerogen

4. C₁₂H₂₆

5. Green River

6. G.T. Philippi

7. K.K.Landes

8. Cooking Time

9. A.W.Mc coy

10. Rock Flowage

11. The generation of oil in rocks by shearing pressures

12. J.E.Hawley

پس از اعلام نتایج پژوهش هاولی، مک کوی در سال ۱۹۳۴ چنین نوشت: «اثر فشار در تبدیل مواد آلی به نفت پس از آزمایش های هاولی بایستی غیر قابل توجه در نظر گرفته شود».

۲-۱-۶- تبدیل در اثر پرتو رادیو آکتیو

در سال ۱۹۲۶، س. ک. لیند^۱ و د. ک. باردول^۲ طی مطالعات خود درباره تأثیر پرتو α بر واکنش های شیمیایی به این نتیجه رسیدند که هیدروکربنهای گازی در اثر تابش اشعه آلفا ب هیدروکربنهای مایع تبدیل می گردند. پس از این آزمایشها آنها تشکیل نفت را در اثر تابش اشعه آلفا به گاز متانی دانستند که فرآورده تخمیر و تجزیه میکروبی مواد آلی است.

در سالهای ۱۹۴۰ و ۱۹۴۱، ک. گ. بل^۳ و ای. ن. تیراتسو^۴ نفت را فرآورده تجزیه مواد آلی تحت تأثیر پرتو آلفا دانستند. در سال ۱۹۴۴، و. ل. راسل^۵، ر. ف. بیرزوک. گودمن^۶ ب وجود مقادیر قابل توجهی از مواد رادیو آکتیو در برخی از شیل های نفتی پی بردند و این نظر را ک نفت فرآورده تجزیه مواد آلی تحت تأثیر پرتو آلفاست تأیید کردند.

انستیتوی نفت آمریکا در اواخر دهه ۱۹۴۰، برنامه ای پژوهشی درباره امکان تبدیل مواد آلی تحت تأثیر مواد رادیو آکتیو به هیدروکربنهای نفتی طرح نمود. این پژوهش در انستیتوی تکنولوژی ماساچوست تحت نظر و. ل. وایت هد^۷ انجام شد. او در سال ۱۹۵۴ درباره نتیجه طرح چنین نوشت، «امید اینکه هیدروکربنهای مایع از بمبارد مان متان و یا سایر هیدروکربنهای گازی اشباع شده با پرتو آلفا به دست آید قطع شد. کار آزمایشگاهی دقیق ثابت کرد که می توان هیدروکربنهای گازی و مایع را از بمبارد مان اسید آلی توسط پرتو آلفا به دست آورد ولی حجم این هیدروکربنها در مقایسه با حجم هیدروژن، گاز کربنیک و اکسید کربن حاصل ناچیز است».

۲-۱-۷- نقش کاتالیزرها در تبدیل

درباره تبدیل مواد آلی به نفت و گاز و به نقش کاتالیزرها نیز اشاره شده ولی کار آزمایشگاهی و شواهد قانع کننده ای که این مطلب را ثابت کند ارائه نشده است. مک درموت^۸ در سال ۱۹۴۰ سعی نمود با قرار دادن گاز اتیلن در کنار آب نمک هیدروکربنهای سنگین تری تولید نماید ولی نتیجه ای به دست نیامد.

ب. ت. بروکس^۹ در سال ۱۹۴۸ توانست با استفاده از کاتالیزر هیدروکربنهای اولفینی رابه هیدروکربنهای پارافینی تبدیل کند ولی این امر مطلبی را درباره نقش کاتالیزرها در تبدیل مواد آلی به نفت و گاز ثابت نمی کند.

1. S.C.Lind

4. E.N.Tiratsoo

7. W.L.Whithead

2. D.C. Bardwell

5. R.F. Beers

8. E.Mc Dermott

3. K.G.Bell

6. C. Goodman

9. B.T.Brooks

۲-۲- خلاصه نظریه‌های جدید در تبدیل مواد آلی به نفت و گاز

تغییرات شیمی فیزیکی مواد آلی موجود در رسوبات، در طول تاریخ زمین شناسی حوضه رسوبی، از عواملی تأثیر می‌پذیرد که فازهای معدنی جامد و آب موجود در خلل و فرج سنگ رانیز متأثر می‌سازند. علاوه بر فعالیت بیولوژیکی اولیه، درجه حرارت و فشار همان گونه که مواد معدنی سنگ را متأثر می‌سازد تحول ماده آلی را نیز سبب می‌گردد. برای بررسی تغییراتی که مواد آلی در طول تاریخ حوضه رسوبی تحمل می‌نمایند، می‌توان تحولات ماده آلی را به چهار مرحله^۱ دیاژنز^۲، کاتاژنز^۳ و متامورفیزم^۴ تقسیم نمود.

۱.۲.۲ دیاژنز

رسوب ته‌نشین شده در محیط آبی به مقدار زیاد آب به همراه دارد. رسی که در عمق پنج سانتیمتری کف دریا قرار دارد دارای ۸۰٪ تخلخل است که آترا آب پر کرده است. وزن این آب تقریباً نزدیک به ۶۰٪ وزن رسوب است. فاز جامد رسوب از مواد معدنی، مواد آلی مرده و ریز جانداران^۵ تشکیل شده است. چنین مخلوطی از ترکیباتی مختلف در حالت عدم تعادل کامل است. در مرحله^۱ دیاژنز این سیستم نامتعادل در اعماقی کم معمولاً در حدود چندصدمتری به سوی تعادل می‌رود. رسوبات سخت شده و تبدیل به سنگ می‌گردند. تغییرات و رسیدن به تعادل در تحت شرایط ملایم و آرام صورت می‌گیرد. در اوایل دیاژنز فعالیت میکروبی شدید است. ریزجانداران هوازی در بالاترین سطح رسوبات اکسیژن موجود را مصرف می‌کنند. ریزجانداران غیرهوازی برای به دست آوردن اکسیژن لازم سولفات‌ها را تجزیه می‌کنند. به این ترتیب بخشی از مواد آلی طی این اعمال حیاتی تبدیل به گاز کربنیک، آب و آمونیاک می‌شود. این تبدیل در رسوبهای ماسه‌ای تقریباً کامل و در رسوبهای گلی به صورت جزئی انجام می‌شود. در مرحله دیاژنز ابتدا مقداری از مواد جامد نظیر کربنات کلسیم خرده فسیلها و کوارتز حل می‌شوند و پس از اشباع آب روزنه‌ای همراه با کانیهای مانند سولفید آهن، سولفیدهای مس، سرب و غیره دوباره رسوب می‌کنند. مواد آلی نیز در داخل رسوبها به سوی تعادل می‌روند. در اوایل رسوبگذاری چربیها و کربوهیدراتها در اثر فعالیت میکروبی متلاشی شده و سپس زمانیکه رسوبها در حال شدنند، این مواد نیز پلیمریزه^۶ شده مولکولهای بزرگتری را تشکیل داده و در نهایت به تعادل می‌رسند. در این حالت تعادل است که کروژن^۷ نامیده می‌شوند.

اگر حجم مواد آلی گیاهی نسبت به حجم مواد معدنی بسیار زیاد باشد زغال نارس یا

1. Diagenesis

2. Catagenesis

3. Metagenesis

4. Metamorphism

5. Microorganisms

6. Polymerized

7. Kerogen

تورب^۱ و سپس زغال قهوه‌ای^۲ تشکیل می‌شود. مهم‌ترین هیدروکربنی که در طول دیاژنز تولید می‌شود متان است که در مراحل اولیه دیاژنز در اثر فعالیت زیستی همراه با گاز کربنیک و آب تشکیل می‌گردد. مواد آلی در پایان مرحله دیاژنز در مقایسه با بلوغ^۳ زغال سنگ بین زغال قهوه‌ای و زغال سخت^۴ قرار دارند. در پایان مرحله دیاژنز، مواد آلی دارای ضریب انعکاس ویتترینایتی^۵ در حدود ۵/۰٪ می‌باشند.

۲.۲.۲ کاتازنز

تداوم رسوبگذاری سبب دفن لایه در زیر هزاران متر رسوب می‌گردد و آنرا تحت تأثیر حرارت و فشار فزاینده‌ای قرار می‌دهد. فعالیت زمین‌ساختی^۶ نیز ممکن است گاه نقشی در این ازدیاد درجه حرارت و فشار داشته باشد. در مرحله کاتازنز رسوبها تحت تأثیر 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 برهم زده و تغییرات جدیدی را سبب می‌گردد. در این مرحله بافت سنگ و فاز کانیها ثابت می‌ماند. تنها کانیهای 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 کاتازنز 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 مبعانی^۷ تولید می‌کنند. در پایان این مرحله تقریباً تمام شاخه‌های 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 ویتترینایت در آغاز کاتازنز ۵/۰٪ و در پایان آن ۲٪ است.

۳.۲.۲ متازنز و متامورفیسم

آخرین مرحله تغییر رسوبها، مرحله دگرگونی یا متامورفیسم است که در عمق زیاد و در فشار و دما و جریانات هیدروترمال نیز قرار می‌گیرند. در این مرحله علاوه بر عوامل فوق، سنگها در معرض تأثیر زمین‌شناسی نفت فقط به مرحله‌ای از اوائل دگرگونی^۸ نظر دارد و آنرا مرحله متازنز نامیده است. واکسیدهای آهن آب تبلور خود را از دست می‌دهند. با انحلال فشاری کانیها و تبلور مجدد بافت

1. Peat

4. Anthracite

2. Lignite

5. Vitrinite Reflectance

8. Epimetamorphism or Early metamorphism

3. Maturity

6. Tectonic

اصلی سنگ نیز تغییر می‌یابد.

مواد آلی یا کروژن باقیمانده در سنگ تبدیل به متان و کربن باقیمانده^۱ می‌شود. انتهای مرحله متاژنز معادل مرحله تبدیل زغال سنگ به آنتراسیت است. ضریب انعکاس ویتروینایت طی این مرحله از ۲٪ به ۴٪ می‌رسد.

در مرحله متامورفیسم که رخساره‌های شیست سبز^۲ و آمفیبلایت^۳ گسترش می‌یابد. زغال سنگ تبدیل به متاآنتراسیت^۴ می‌شود که ضریب انکسار ویتروینایتی بیش از ۴٪ دارد. در این مرحله باقیمانده مواد آلی که در مرحله متاژنز به صورت کربن باقیمانده درآمده بود به کربن گرافیتی^۵ تبدیل می‌گردد.

1. Carbon residue

2. Greenschiste

3. Amphibolite

4. Meta - anthracite

5. Graphitic

بخش دوم

سنگ مادر و چگونگی تشکیل نفت و گاز

هدفها

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر عنوان مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- شرایط لازم برای تشکیل سنگ مادر را شرح دهید.
- ۳- محیط‌های رسوبی مختلفی را که کروژنها در آن تشکیل می‌شوند شرح دهید.
- ۴- گروه‌بندی قدیمی و جدید کروژنها را شرح داده و امتیاز گروه‌بندی جدید را بیان کنید.
- ۶- عیار کروژن در سنگ مادر را شرح دهید.
- ۷- تولید نفت از سنگ مادر را در مراحل دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز شرح دهید.
- ۸- تکامل انواع کروژنها را بر مبنای نمودار وان کرولن شرح دهید.
- ۱۰- متان مردابی را از متان تولید شده در مراحل کاتاژنز و متاژنز تشخیص دهید.
- ۱۲- شرح دهید که چرا در اعماق بیش از ۵۰۰۰ متر امکان کشف نفت کم است.
- ۱۳- بیان کنید چگونه تکامل مصنوعی کروژن انجام می‌شود و مراحل تکامل مصنوعی با موارد مشابه در طبیعت مقایسه می‌شود.
- ۱۴- درباره نقش درجه حرارت، زمان و فشار در تکامل کروژن بحث کنید.
- ۱۵- درباره زمان تشکیل نفت بحث کنید.
- ۱۶- اهمیت مثال میدان نفتی حسی مسعود را درباره زمان تشکیل نفت شرح دهید.
- ۱۷- شرح دهید که چرا نفت اغلب میدان‌های نفتی از زمان کرتاسه فوقانی به بعد تشکیل شده است.
- ۱۸- بیان کنید که چرا در دور اول رسوبگذاری نفتی در میدان نفتی حسی مسعود تشکیل نشده است.

- ۱۹- شیل نفتی را تعریف کنید.
 ۲۰- تفاوت‌های شیل نفتی را با سنگ مادر شرح دهید.
 ۲۱- درباره عیار کروژن در شیلهای نفتی و مسائل اقتصادی آن بحث کنید.

مفاهیم پیش نیاز

- گروه واسپور
 - خیز زمین گرمایی
 - گاز خشک
 - دوره‌های زمین‌شناسی - گاز مرطوب

مفاهیم تازه

- سنگ مادر
 - کروژن زغالی
 - کروژن
 - کروژن گرافیتی
 - پیرویتومن
 - کروژن گروه ۱
 - کروژن نفتی
 - کروژن گروه ۲
 - سنگ کف نفت
 - کروژن گروه ۳
 - بلوغ کروژن
 - شیل نفتی
 - نفت شیل

شرط لازم برای تشکیل کانسارهای نفت و گاز وجود لایه‌های روغنی از مواد آلی در حوضه رسوبی است. چنین لایه‌هایی سنگ مادر نامیده می‌شوند. چون سنگ مادر باید مواد آلی را حفظ و مانع از اکسید شدن آن گردد ناچار باید سنگی بسیار دانه ریز بوده و در محیطی احیاءکننده رسوب کرده باشد. چنین سنگی در گروه سنگ‌های تخریبی دریایی، گِل سنگ^۱ یا شیل^۲، در گروه سنگهای کربناته، آهک میکربیتی^۳ و در گروه بینابین، مارن خواهد بود. سنگ مادر در محیط‌های رسوبی خاصی تشکیل می‌شود و برای تولید نفت و گاز نیز باید در شرایط ویژه‌ای قرارگیرد. مواد آلی موجود در رسوبات در مرحله دیاژنز تبدیل به ماده آلی خاصی به نام کروژن می‌گردد که نه خواص شیمیایی و فیزیکی ماده آلی اولیه را دارد و نه خواص نفت و گاز را. برای شناخت بهتر توان نفتزایی سنگ مادر و چگونگی تشکیل نفت و گاز باید مواد آلی موجود در آن یعنی کروژن را شناخت و آن را از نظر کیفی و کمی ارزیابی نمود و با مراحل بلوغ و تکامل آنکه از نظر تولید نفت و گاز اهمیت دارد آشنا شد و عواملی را که در تکامل کروژن مؤثرند بررسی و تأثیر هر یک از این عوامل را سنجید.

سنگ مادر باید دارای کروژن با عیار کافی بوده و دارای ضخامت و گسترش یعنی حجم قابل ملاحظه‌ای باشد.

۱- کروژن

واژه کروژن در اوائل دهه ۱۹۲۰ به مواد آلی شیلهای نفتی گفته می‌شد که در حلال‌های نفتی نامحلول بوده و در اثر حرارت هیدروکربن تولید می‌کردند. ک.ک. لاندیس^۱ در سال ۱۹۵۱ کروژن را به شرح زیر تعریف کرده است «مواد آلی غیرقابل حل که در اصل پیروپیتومن^۲ بوده و در شیلهای نفتی پخش است و در اثر تقطیر موادی شبیه نفت تولید می‌کند. تبدیل این ماده از جامد به مایع فقط در اثر حرارت زیاد انجام می‌گیرد و فشار در حدی که در طبقات زمین وجود دارد نفتی از کروژن خارج نمی‌سازد.»

اکنون کروژن را چنین تعریف می‌کنند: 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 غشاء آنها مواد آلی متفاوت است. کروژنها بیشتر آمورفند^۳. 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 یک هزار و هشتصد اتم هیدروژن وجود دارد. سومین اتم فراوان در مولکول کروژن اکسیژن است که بین ۲۵ تا ۳۰ اتم در مقابل هر هزار کربن است. اتمهای ازت و گوگرد به ترتیب ۳۵-۱ و ۳۰-۵ اتم در مقابل هر هزار اتم کربنند.

۱.۱ کیفیت کروژن

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

۱.۱.۱ گروه بندی قدیمی

در دهه ۱۹۶۰ و اوایل گسترش دانش ژئوشیمی کروژنها را به سه گروه تقسیم می‌نمودند به شرح زیر:

۱.۱.۱.۱ کروژن نفتی

این کروژن بیشتر از بقایای آمورف پلانکتونها، چربیهای آلی و گرده‌ها تولید شده و دارای هسته مولکولی کوچکی از هیدروکربنهای حلقوی روماتیک و اشباع شده بوده و دارای شاخه‌های جانبی طولیل هیدروکربنهای پارافینی می‌باشد. نسبت وزنی هیدروژن در این نوع کروژن ۱۱-۷٪ است. کروژن نفتی در اثر حرارت نفت تولید می‌کند.

1. K.K.Landes

2. Pyrobitumen

3. Amorphous

۲.۱.۱.۱ کروژن زغالی
 این کروژن از بقایای مواد آلی گیاهان خشکی و دریایی تشکیل شده و نسبت به کروژن نفتی دارای هسته مولکولی بزرگتر و سنگین تری است که از هیدروکربنهای حلقوی آروماتیک و اشباع شده تشکیل گردیده و دارای شاخه‌های زنجیری کوتاه است که بیشتر متیل^۱ می‌باشند. علاوه بر این عنصر اصلی کربن و هیدروژن دارای اکسیژن، گوگرد و ازت نیز می‌باشد. نسبت وزنی هیدروژن به کل وزن مولکول در حدود ۵-۳٪ است و در اثر حرارت بیشتر گاز تولید می‌کند.

۳.۱.۱.۱ کروژن گرافیتی
 این کروژن در سنگهای دگرگون 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^۲ کروژن در اثر حرارت است. کروژنهای نفتی و زغالی پس از تولید نفت و گاز در نهایت به کروژن گرافیتی تبدیل می‌گردند.

۲.۱.۱ گروه‌بندی جدید کروژنها
 گروه‌بندی کنونی بر اساس ترکیب اتمی مولکول کروژن و سه عنصر اصلی تشکیل دهنده آن کربن، هیدروژن و اکسیژن انجام می‌گیرد. در این رده‌بندی 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:

IV	III	II	I	H/C
	۱	۱/۵	۱/۱	۱/۵
۱/۱۲	۱/۱۲	۱/۵	۱/۱	۱/۵

۱.۲.۱.۱ کروژن گروه یک^۲
 نسبت اتمی هیدروژن به کربن در این گروه بیشتر از ۱/۵ است. این بیشترین مقدار این نسبت در کروژنهاست. نسبت اتمی اکسیژن به کربن کمتر از ۱/۱۰ است. مواد آلی تولیدکننده این نوع کروژن بیشتر چربی موجود در آگ‌هاست. این نوع کروژن دارای شاخه‌های هیدروکربنی زنجیری بوده و توان تولید نفت و گاز زیادی را داراست. این کروژن در رسوبات دریاچه‌ای و دریایی به خصوص دریا‌های بسته وجود دارد و نسبت به دیگر انواع کروژن در طبیعت کمتر دیده می‌شود. کروژن گروه یک معادل نوع بسیار مرغوب کروژن نفتی در تقسیم‌بندی قبلی است.

۲.۲.۱.۱ کروژن گروه دو
 نسبت اتمی هیدروژن به کربن در این گروه از ۱/۵ - ۱ تغییر می‌کند و نسبت اتمی اکسیژن به کربن

Metil (-CH₃)

2. Cracking

3. Type I

در حدود ۰/۲ است. منشاء این کروژن بیشتر از پلاتکونهای گیاهی، جانوری و باکتریهاست. این نوع کروژن در طبیعت فراوان بوده و معادن 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.

۳.۲.۱.۱ 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 ۰/۳ - ۰/۲ است. مولکول این کروژن دارای هسته‌ای 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 قرارگیرد می‌تواند گاز زیادی تولید کند. کروژن گروه سه معادل کروژن زغالی در تقسیم بندی قبلی است.

۲.۱ 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 ۸۰ - ۷۰٪ وزن مولکول کروژن را وزن اتمهای کربن آن تشکیل می‌دهد. بنابراین عیار کربن آلی در سنگ بسیار نزدیک به عیار کروژن خواهد بود. آمار زیر از پرفسور و.د. گیل^۱ از دانشگاه لندن نقل شده است: شیل‌های دریایی به رنگ سیاه، خاکستری تیره، سبز مایل به خاکستری معمولاً در حدود ۱٪ کربن آلی دارند. در این نوع شیل‌ها وجود ۰/۵ تا ۱/۵٪ کربن آلی عادی است. گاه کربن آلی به مقدار ۲-۱/۵٪ نیز دیده می‌شود ولی عیاری بیش از ۲/۵٪ نادر است. شیل‌های آلگی مانند سازندهای کژدمی و سرگلو در ایران و شیل کیمریج^۲ در دریای شمال^۳ در حدود ۱۰-۵٪ کربن آلی را دارا می‌باشند. مارنها به ندرت بیش از ۲/۵٪ کربن آلی دارند. سنگ آهکهای میکربیتی معمولاً کمتر از ۱٪ کربن آلی را دارا هستند. آمار زیر را ژئوشیمیست آمریکایی ج.م. هانت^۴ ارائه داده است: مواد آلی در شیل‌ها به طور متوسط ۱/۱٪، در سنگهای کربناته ۰/۳٪ و در ماسه سنگ‌ها ۰/۰۵٪ وزنی است. تغییر رنگ شیل‌ها از سبز به خاکستری و سیاه در بیشتر موارد ولی نه همیشه به علت ازدیاد مقدار مواد آلی در آنها می‌باشد. برای اینکه سنگی در گروه سنگ مادر قرارگیرد باید از

1. W.D.Gill

2. Kimmerij

3. North Sea

4. J.M.Hunt

حداقل معینی بیشتر کروژن و یا کربن آلی داشته باشد. این حداقل را پژوهشگر شوروی اب. رنف^۱ به طور تجربی در سال ۱۹۵۸ با مطالعه ۲۶۰۰۰ نمونه از حوضه‌های رسوبی مختلف با محیط‌های رسوبی متفاوت و سنین مختلف از مناطق نفتخیز و مناطق خشک (بدون نفت) شوروی به دست آورده است. رنف به این نتیجه رسید که در نواحی غنی از نفت و گاز مقدار کربن آلی بین ۵-۵٪ و به طور متوسط ۱/۶۷٪ وزنی سنگ مادر بوده است. در نواحی خشک مقدار کربن آلی به طور متوسط از ۵/۵٪ وزن سنگ مادر تجاوز نمی‌کند. امروزه حد ۵/۵٪ کربن آلی را اکثر زمین‌شناسان نفت و ژئوشیمیست‌ها به عنوان حداقل عیار کربن آلی در سنگ مادر پذیرفته‌اند و سنگی را که کمتر از آن کربن آلی داشته باشد نفتزا نمی‌دانند. اقلیتی از زمین‌شناسان نفت و ژئوشیمیست‌ها ترجیح می‌دهند عیار ۱٪ را به عنوان حد بپذیرند.

م. ل. بردنف^۲ ژئوشیمیست فرانسوی که در اواخر دهه ۱۹۶۰ کار ژئوشیمی وسیعی را در حوضه رسوبی زاگرس انجام داده سنگهایی با بیش از ۵/۵٪ وزنی کربن آلی را سنگ مادر محسوب نموده است. به نوشته گیل شیلهایی با ۱/۵ - ۱٪ وزنی کربن آلی معمولاً مخازن نفتی کوچک و متوسط را تشکیل می‌دهند. برای به وجود آمدن معادن نفتی و گازی عظیم^۳ سنگ مادر باید عیاری در حدود ۱۰-۵٪ وزنی کربن آلی داشته باشد.

۲- از کروژن تا نفت

با تداوم رسوبگذاری و نشست^۱ حوضه رسوبی، کروژن موجود در لایه‌های زیرین تحت درجه حرارت و فشار بیشتری قرار می‌گیرد. ساختمان مولکولی کروژن با تغییر شرایط فیزیکی محیط از حالت تعادل ناپایداری که در مرحله دیاژنز به آن دست یافته بود خارج می‌شود. تنظیم مجدد کروژن که با ازدیاد درجه حرارت و فشار ادامه می‌یابد باعث جدا شدن باندهای ضعیف مولکول شده و ترکیبات جدیدی را تولید می‌کند که شامل هیدروکربنهایی با وزن مولکولی کروژن در جهت تثبیت و تکامل پیش رفته و خود را با شرایط فیزیکی جدید محیط متعادل می‌سازد. در یک حوضه رسوبی دگرگونی نیافته تکامل کروژن به مرحله نهایی نرسیده است. تغییراتی در حد متامورفیسیم منطقه‌ای لازم است تا کروژن را به آخرین مرحله تکامل آنکه کربن گرافیتی است برساند که وضع پایدار آن تحت درجه حرارت و فشار زیاد است.

1. A.B.Ronov

2. M.L.Bordenove

3. Giant oil & gas fields.

۱.۲. کروژن در مراحل دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز

ساختمان مولکولی کروژن که در درجه حرارت و فشار کم شکل گرفته است دارای تعادل ناپایدار در رسوبات جوان است. ولی این تعادل ناپایدار حتی در رسوبات بسیار قدیمی تا موقعی که در اعماق زیاد مدفون نشده‌اند برقرار می‌ماند و وضع ساختمانی مولکول تغییر نمی‌کند. مثلاً زغال قهوه‌ای^۱ مسکو به سن کربنیفر با اینکه ۳۰۰ میلیون سال از زمان تشکیل آن گذشته است از نظر بلوغ^۲ در سطحی بسیار پایین قرار دارد چون در هیچ زمانی در عمقی بیش از ۲۰۰ متر قرار نگرفته است.

حداکثر موارد کروژن به علت تداوم رسوبگذاری و ازدیاد عمق که سبب ازدیاد درجه حرارت و فشار می‌گردد تعادل ناپایدار مولکولی را از دست داده دچار تغییراتی در ساختمان مولکولی می‌گردد. تنظیم و تغییر وضع ساختمان مولکول در طی مراحل کاتاژنز و متاژنز با ازدیاد عمق ادامه می‌یابد و مولکول کروژن با تولید هیدروکربن در جهت تعادل پایدار ساختمانی پیش می‌رود. در مرحله دیاژن در اثر تولید گاز کربنیک و آب مقدار اکسیژن مولکول کروژن به مقدار قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد. در این مرحله به طوریکه در نمودار وان کرولن^۳ دیده می‌شود نسبت اتمی O/C به مقدار زیاد کاهش می‌یابد ولی کاهش نسبت اتمی H/C مختصر است. در مرحله دیاژنز اتصالهای اکسیژن به کربن نیز حذف می‌گردند و ضریب انعکاس ویتترینایت^۴ که در مواد آلی مختلف متفاوت است در پایان مرحله به ۰/۵ می‌رسد. کروژن در مرحله دیاژنز نفت و گازی تولید نمی‌کند و نابالغ^۵ نامیده می‌شود. در مرحله کاتاژنز مولکول کروژن مقدار زیادی از هیدروژن خود را از دست می‌دهد مثلاً در کروژن گروه II نسبت اتمی H/C از ۱/۲۵ به طور متوسط به ۰/۵ 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. گاه به علت تشکیل هیدروکربن و جدا شدن اتمهای هیدروژن و کربن از مولکول کروژن، نسبت اتمی O/C اندکی افزایش می‌یابد. در مرحله کاتاژنز تغییر نسبت اتمی H/C در کروژنهای مختلف متفاوت است. در کروژن شروع به تولید نفت و گاز می‌کند که گفته می‌شود به مرحله بلوغ رسیده است. ضریب انعکاس ویتترینایت که در آغاز این مرحله ۰/۵ است در پایان آن به ۰/۲ می‌رسد. در مرحله متاژنز تنظیم نهایی ساختمان مولکول صورت می‌گیرد. اتمهای هیدروژن به کندی همراه با اتمهای کربن به صورت متان از مولکول کروژن جدا می‌شوند. تغییرات نسبی اتمی H/C در این مرحله بسیار محدود است و از ۰/۵ در آغاز این مرحله به ۰/۴ در پایان آن می‌رسد. به طوریکه در نمودار وان کرولن دیده می‌شود نسبت اتمی H/C و O/C در انواع کروژنها در این مرحله بسیار بهم نزدیکند.

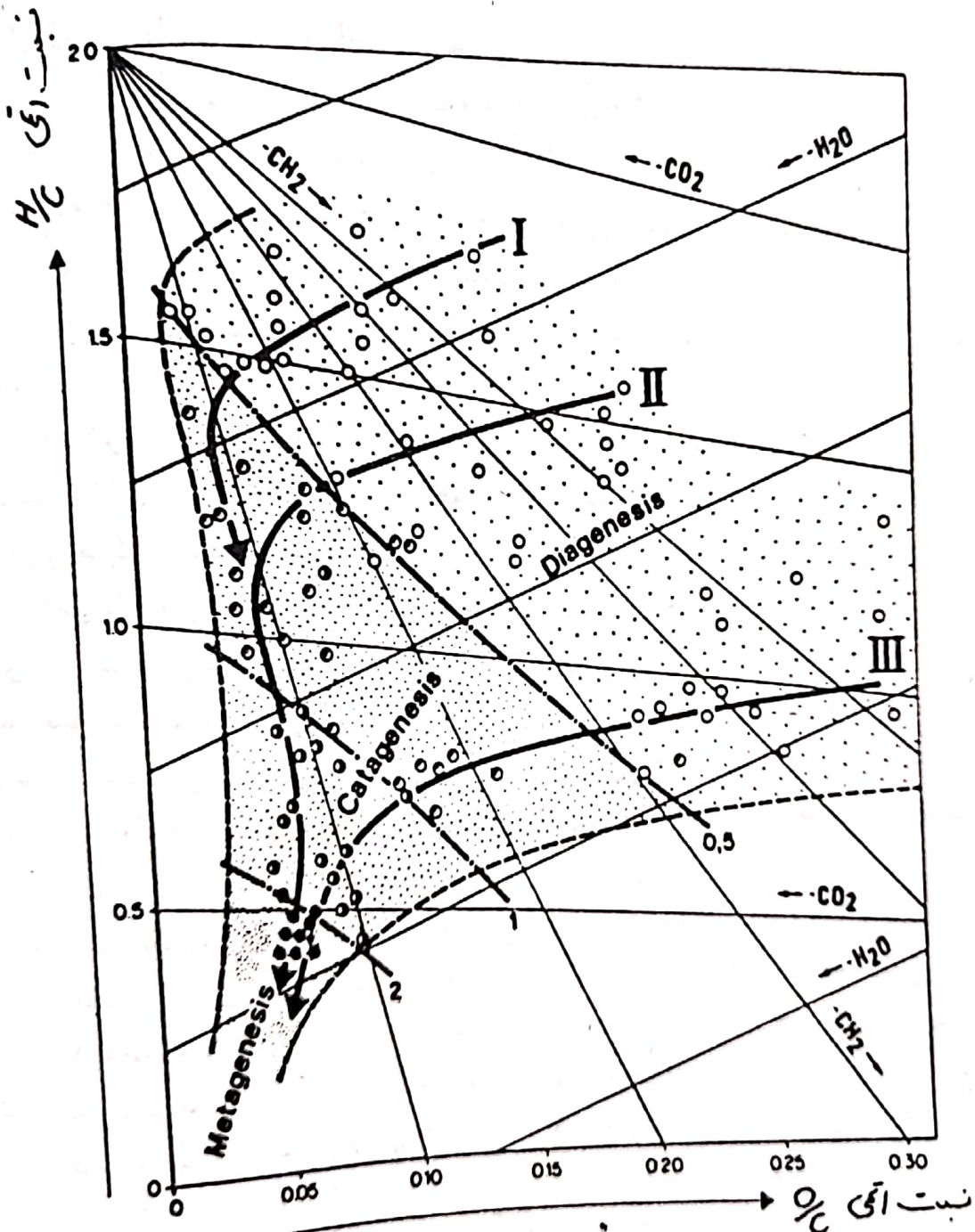
1. Lignite

2. Maturity

3. Van Krevelen

4. Vitrinite reflectance

5. Immature



ضریب اشکاس و تیرنهایت			
0.5	1	2	4
○	○	○	○

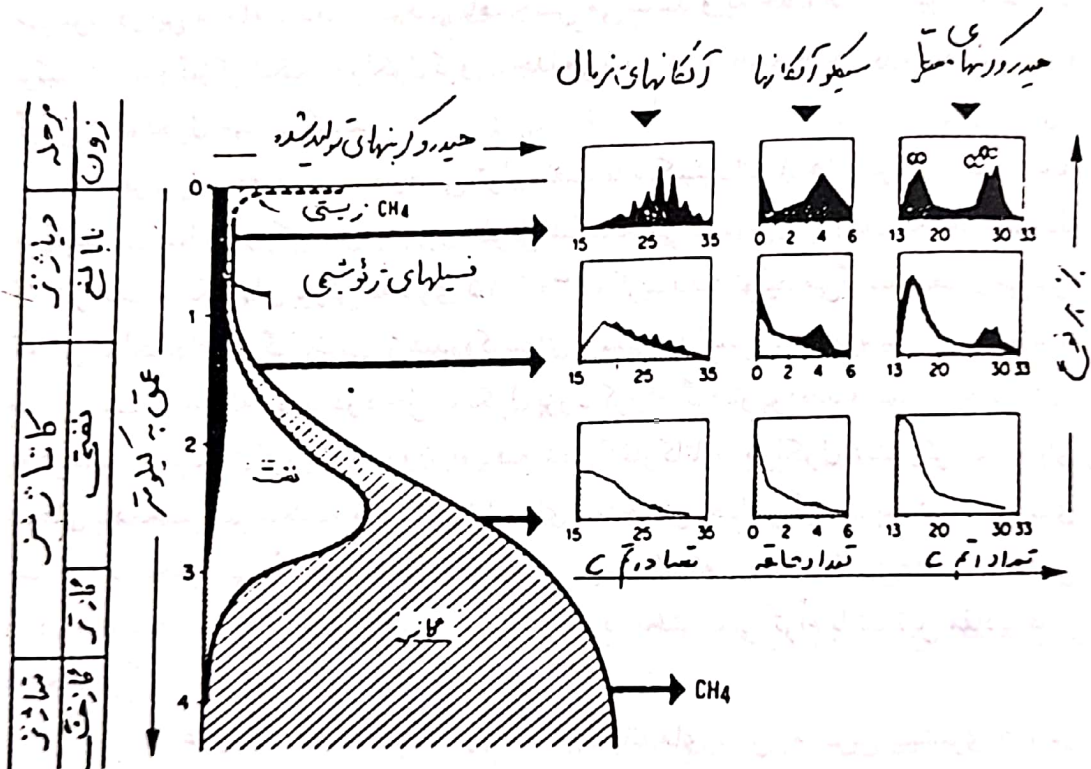
- خط طام از ضریب اشکاس و تیرنهایت
- مرز میدان کردن
- گذر تکاملی رسوبات اصلی کردن

شکل ۲- مسیر کلی تکامل کروژن در مراحل دیازنز، کاتازنز و متازنز در نمودار وان کروین

رنگ گرده‌ها و اسپورها^۱ از زرد در مرحله دیاژنز به طلایی و قهوه‌ای در مرحله کاتاژنز و در نهایت به سیاه در مرحله متاژنز تغییر می‌یابد.

۲.۲. زمان و چگونگی تشکیل نفت و گاز

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



شکل ۳- نمودار کلی تشکیل هیدروکربن به صورت تابعی از عمق سنگ مادر

نمودار شکل ۳ نمایانگر فراوانی، فاز، نوع هیدروکربنها و مراحل تحول کروژن نسبت به عمق است. این نمودار بر اساس مثالی از سنگ مادرهای دوران پالئوزوئیک و مزوزوئیک و کروژنهای گروه یک و دو ترسیم شده است. اعداد مربوط به عمق در این نوع نمودارها تابع نوع کروژن، خیز زمین گرمایی^۲ و سن لایه کروژن دار یا سنگ مادر است.

در آغاز رسوبگذاری مقدار کمی هیدروکربن در رسوبات جوان وجود دارد که همان هیدروکربنی است که در بدن موجودات زنده مانند دیاتمه‌ها تولید می‌شود. به طوری‌که در نمودار دیده می‌شود این هیدروکربنها در تمام طول دیاژنز و در مرحله تولید نفت کاتاژنز در نفت

1. Pollen & Spores .

2. Geothermal gradient

خام استخوان بندی مولکولی خود را حفظ می نمایند. این هیدروکربنهای سنگین فسیل های ژئوشیمی نامیده می شوند. تنها هیدروکربنی که در اوائل دوره دیاژنز تولید می شود متان است که در برخی شرایط خاص به علت فعالیت زیستی^۱ شدید حجم زیادی از گاز متان تولید شده و گاز مردابی^۲ را تشکیل می دهد. به طوری که در نمودار دیده می شود در زمانی طولانی و همراه با افزایش عمق تغییرات بسیار کمی در ساختمان مولکولی کروژن صورت می گیرد و کروژن تعادل ناپایدار مولکولی در خود را حفظ می کند و چون هیدروکربنی تولید نمی کند نابالغ خوانده می شود. در این مرحله باندهای اتم های ناهمجنس می شکند و به خصوص اکسیژن به صورت ترکیبات آب و گاز کربنیک از مولکول کروژن جدا می شود. در اواخر مرحله دیاژنز اتمهای ازت و گوگرد از مولکول جدا می گردند.

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 کاتازنز است مولکولهای بزرگی که دارای ۱۵ تا ۳۰ اتم کربنند نیز تولید می گردند. تصور می شود که این مولکولهای بزرگ بخشی از هیدروکربنهای زیستی یا فسیل های ژئوشیمی می باشند که ممکن است در مرحله دیاژنز در داخل مولکول بزرگ کروژن گرفتار بوده اند و پس از خرد شدن بخش هایی از مولکول کروژن به بیرون راه یافته اند. در آغاز کاتازنز مولکول هیدروکربنهای دارای اتم های ناهمجنس نیز شکسته و بخشی از اتمهای نامتجانس جدا می گردند. بیشتر مولکولهای جدا شده در بخش نفتی^۳ هیدروکربنهای سبک و متوسط اند که برخلاف فسیل های ژئوشیمی دارای ساختمان مولکولی خاصی نیستند. تولید نفت در بخش نفتی توأم با تشکیل مقادیر قابل ملاحظه ای گاز است.

با ازدیاد عمق و در نتیجه ازدیاد درجه حرارت باندهای کربن به کربن بیشتری هم در هیدروکربن تشکیل شده و هم در کروژن باقی مانده می شکند و هیدروکربنهای سبکتر در اثر خرد شدن مولکولهای سنگین تر تولید شده و نسبت هیدروکربنهای سبک به سایر هیدروکربنها افزایش می یابد. 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 ۱/۵ تا ۲ و در گاز متان ۴ است. به این ترتیب طی مرحله کاتازنز مولکول کروژن قسمت اعظم هیدروژن خود را از دست داده و در پایان این مرحله نسبت اتمی H/C به ۰/۵ می رسد. مرحله کاتازنز با تولید نفت آغاز و با پایان تولید گاز مرطوب خاتمه می یابد (شکل ۱).

در مرحله متازنز کروژن قدرت تولیدی محدودی داشته و فقط مقداری متان یا گاز خشک تولید می کند. بهترین متان در مرحله متازنز از خرد شدن مولکول هیدروکربنهای تولیدی قبلی

1. Biogenic
4. Oil Zone

2. Marsh gas

3. Cracking

حاصل می‌گردد. این امر شامل هیدروکربنهای موجود در سنگ مخزن نیز می‌گردد. در شکل ۳ در چهار عمق، ترکیب هیدروکربنهای ایجاد شده در سمت راست تصویر نشان داده شده است. در ردیف چپ فراوانی هیدروکربنهای اشباع شده زنجیری^۱ به تعداد اتمهای کربن در مولکول، در ردیف وسط فراوانی هیدروکربنهای اشباع شده حلقوی^۲ به تعداد حلقه در مولکول و در ردیف راست فراوانی هیدروکربنهای معطر^۳ به تعداد اتمهای کربن در مولکول به صورت نمودار ترسیم شده است. در مرحله دیاژنز، در عمق ۳۵۰ متری، تنها هیدروکربن موجود در سنگ فسیل‌های ژئوشیمی است که فراوانی آن در سطح زیر نمودار به رنگ سیاه نشان داده شده است. در آغاز مرحله کاتاژنز، در عمق ۱۳۵۰ متری، در آغاز مرحله کاتاژنز نفت تولید شده به صورت سطح نقطه‌چین نمایان است. در این مرحله در عمق بیشینه تولید نفت، در عمق ۲۵۵۰ متری مقدار بسیار کمی از فسیل‌های ژئوشیمی باقی مانده است. در نهایت در عمق ۳۹۰۰ متری که در اواسط بخش تولید گاز خشک^۴ یا مرحله متاژنز قرار دارد نزدیک به تمام هیدروکربنها را متان تشکیل می‌دهد.

فرق متان حرارتی که در این مرحله ایجاد شده با متان زیست نهادی^۵ که در آغاز مرحله دیاژنز تولید می‌شود وجود هیدروکربنهای سنگین‌تر در متان ایجاد شده در مرحله متاژنز و به طور کلی در متان حرارت نهادی است.

اعماق آغازین و پایانی مرحله کاتاژنز به خیز زمین‌گرمایی، نوع کروژن و سن لایه کروژن‌دار بستگی دارد. کاتاژنز 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 (۱۶۵۰۰ پایی) امکان یافتن نفت یا هیدروکربن مایع بسیار کم است. عمقی که پس از آن دیگر نفت یافت نمی‌شود سنگ کف نفت^۶ می‌نامند.

چون پایداری مولکول متان در مقابل حرارت برخلاف سایر هیدروکربنها زیاد و در حدود ۵۵۰ درجه سانتیگراد است. عمقی که پس از آن امکان وجود گاز متان نمی‌رود در حدود ۱۶۵۰۰ متری است. که با توجه به عمق حفاری‌های جاری عمق بسیار زیادی است. عمیق‌ترین چاهی که تاکنون در ایران حفر شده، چاه شماره ۲ قزل تپه در شمال شرق گنبدکاووس به عمق ۵۸۲۷ متر است. چون تخلخل سنگها نیز با افزایش عمق کاهش می‌یابد در اعماق زیاد ممکن است تخلخل کم به عنوان عامل مؤثر، اقتصادی بودن مخزن را با وجود حضور گاز متان نفی نماید.

1. Normal Alkanes

2. Cycloalkanes

3. Aromatics

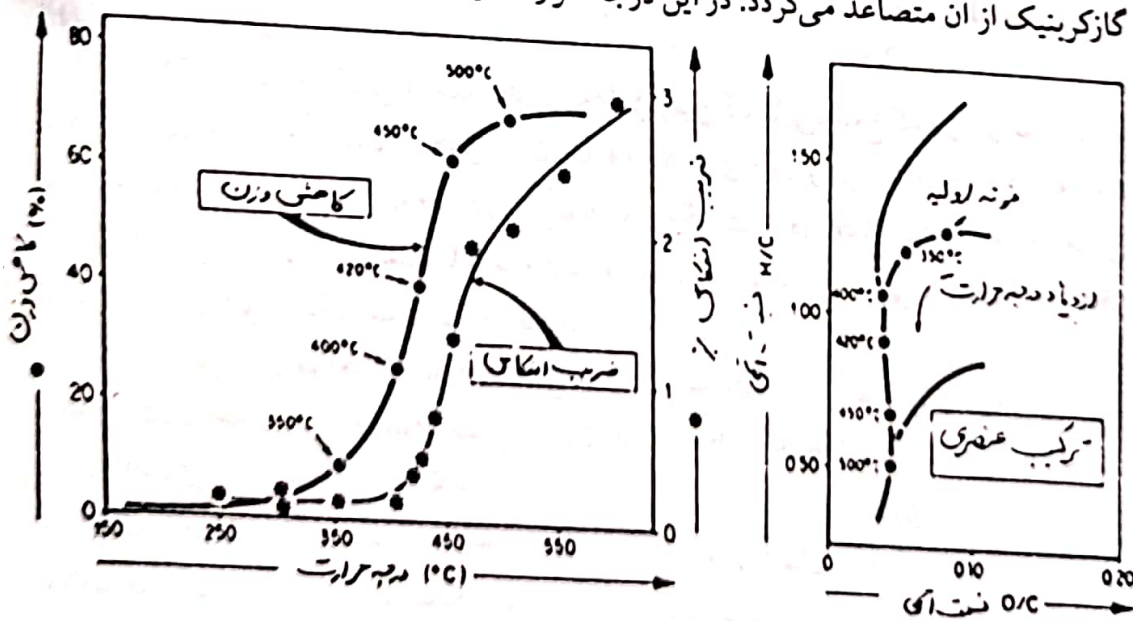
4. Dry gas

5. Biogenetic

6. Oil floor

۳- تکامل مصنوعی کروژن

کارهای تجزیه‌ی زیادی در این زمینه انجام شده است که بیشتر مربوط به استخراج نفت از شیل‌های نفتی می‌گردد. تکامل مواد آلی و کروژن در طبیعت تحت تأثیر درجه حرارت و زمان زمین‌شناسی صورت می‌پذیرد. در آزمایشگاه عامل زمان را در مقیاس طبیعی آن یعنی میلیون سال نمی‌توان به کار گرفت با ازدیاد درجه حرارت سعی در جایگزین ساختن حرارت به جای زمان شده و سعی می‌شود تا با سرعت بخشیدن به واکنش شیمیایی عامل بسیار کوتاه گردد. چون هنوز رابطه مشخصی بین زمان و درجه حرارت به دست نیامده است این سری تجربیات آزمایشگاهی نخست جوای این واقعیت است که تا چه حد این آزمایشات منطبق بر تکامل کروژن در طبیعت است. در این کارهای تجربی معمولاً نمونه‌ای کم عمق از طبقه معینی را از یک حوضه رسوبی در آزمایشگاه حرارت داده و سپس کروژن تحول یافته را با کروژن همان طبقه در اعماق بیشتر مقایسه می‌کنند. این کارهای آزمایشگاهی در فشار اتمسفری صورت می‌گیرد و ازدیاد درجه حرارت را چهار درجه سانتیگراد در دقیقه تنظیم می‌نمایند که تا حدی شبیه ازدیاد عمق تدریجی در طبیعت باشد. نمونه تا ۳۵۰ درجه سانتیگراد کاهش وزن کمی دارد و تنها آب و گاز کربنیک از آن متصاعد می‌گردد. در این درجه حرارت آزمایشگاهی نمونه‌ها به حالتی شبیه‌اند



شکل ۴- نمودار تکامل مصنوعی کروژنی از گروه ۲ را نشان می‌دهد. نمودار سمت راست تغییر ترکیب عنصری و نمودار سمت چپ کاهش وزن و تغییرات ضریب انعکاس را نشان می‌دهد (نیوت ۱۹۷۴)

که در طبیعت اغلب در عمق ۱۵۰۰ متری دیده می‌شود. تکامل مصنوعی کروژن را در ۳۵۰ درجه سانتیگراد می‌توان معادل آغاز مرحله کاتازنز در حوضه‌های رسوبی دانست. از ۳۵۰ تا ۵۰۰ درجه سانتیگراد کاهش وزن نمونه زیاد است. فرآورده‌های تولید شده هیدروکربنها هستند. این فاصله حرارتی معادل کاتازنز در طبیعت است. زمانی که درجه حرارت نمونه به ۵۰۰ درجه

سانتیگراد می‌رسد نسبت اتمی H/C در کروژن در حدود ۰/۵٪ و ضریب انعکاس ویتزینایت ۲٪ است. نمونه از ۵۰۰ تا ۶۰۰ درجه سانتیگراد، کاهش وزن کمی دارد. در ۶۰۰ درجه سانتیگراد ضریب انعکاس ویتزینایت به ۳٪ می‌رسد. این فاصله حرارتی معادل متاژنز در طبیعت است. در شکل ۴ تکامل مصنوعی کروژنی از گروه ۲ دیده می‌شود. نمونه از عمق کم از شیلی به سن ژوراسیک تحتانی از حوضه رسوبی پاریس گرفته شده است. در نمودار سمت چپ تغییر وزن نمونه در اثر حرارت رسم شده است. تغییرات ضریب انعکاس ویتزینایت نیز در اثر حرارت نشان داده شده است. نمودار سمت راست تغییر ترکیب و تغییر نسبت‌های اتمی H/C و O/C را در اثر حرارت در همان نمونه نشان می‌دهد. کروژن گروه ۱ بیشترین و کروژن گروه سه کمترین مقدار هیدروکربن را در این آزمایش‌ها تولید می‌کنند. مقدار هیدروکربن تولید شده با کاهش وزن نمونه متناسب است.

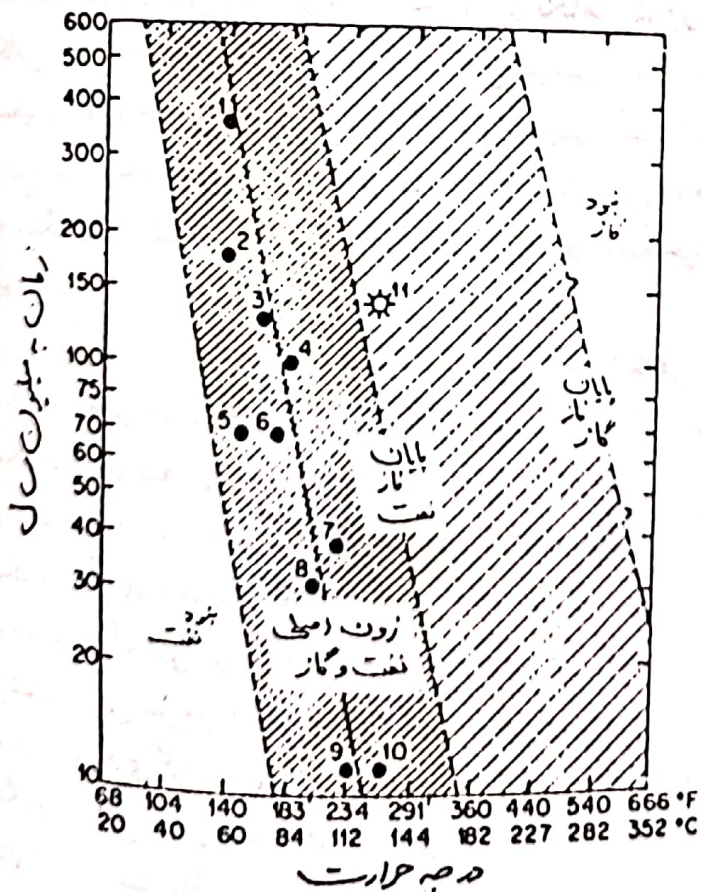
۴- نقش درجه حرارت، زمان و فشار در تکامل کروژن

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 یک میلیون سال تحت درجه حرارت دمای 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 زمان و درجه حرارت علاوه بر تجارب آزمایشگاهی در بررسی تعداد زیادی نمونه از سنگ مادرهای حوضه‌های رسوبی مختلف نیز مشاهده شده است. درجه تکاملی را که کروژن سنگ مادر حوضه آبی تا در غرب کانادا به سن سیلورین - دونین در درجه حرارت ۵۰ درجه سانتیگراد به آن رسیده‌اند در سنگ مادر ژوراسیک حوضه پاریس در ۶۰ درجه سانتیگراد و در سنگ مادر کرتاسه فوقانی آفریقای غربی در ۷۰ درجه سانتیگراد و در سنگ مادر میو - پلیوسن حوضه لوس آنجلس در ۱۱۵ درجه سانتیگراد می‌توان مشاهده نمود. از این بررسی نتیجه می‌شود که بین عوامل درجه حرارت و زمان نسبتی وجود دارد و هر یک تا حدی می‌توانند جایگزین دیگری گردد. ولی اگر درجه حرارت از میزان معینی کمتر باشد واکنش آغاز می‌گردد و سنگ مادرهایی که در عمق کافی قرار نمی‌گیرند مواد آلی آنها، در مراحل ابتدایی تکامل در طول زمان زمین‌شناسی باقی ماند.

ژ. کنان^۱ در سال ۱۹۷۳ نمودار تجربی شکل ۵ را ارائه داده است که در آن تأثیر عوامل زمان و درجه حرارت در تکامل کروژن نشان داده شده است. در این نمودار دیده می‌شود که آغاز

مرحله کاتازنز در سنگ مادری به سن ۳۰۰ میلیون سال در حدود ۴۰ درجه سانتیگراد است و در سنگ مادری به سن ۲۰ میلیون سال در حدود ۷۰ درجه سانتیگراد می باشد. اثر فشار در تکامل کروژن به خوبی شناخته نشده است. مقایسه حوضه های رسوبی لوس آنجلس^۱ و ونچورا^۲ که دو حوضه رسوبی نزدیک به یکدیگر ولی دارای خیز زمین گرمایی^۳ متفاوتند نشان می دهد که شروع مرحله کاتازنز در حوضه لوس آنجلس در عمق ۲۴۰۰ متری صورت می گیرد ولی آغاز این مرحله در حوضه ونچورا در عمق ۳۶۰۰ متری می باشد. 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 می کند 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 می توان اثر فشار را در تکامل کروژن جزئی فرض نمود.



- ۱- حوضه لوس آنجلس، کالیفرنیا
- ۲- حوضه کاماریو، فرانسه
- ۳- حوضه دیانی ماراگانی، نیوزلند
- ۴- حوضه دیانی ماراگانی، نیوزلند
- ۵- حوضه دودالا، کامرون
- ۶- حوضه رلیتون، زربنای غربی
- ۷- حوضه ورتیس، فرانسه
- ۸- حوضه پاریس، فرانسه
- ۹- حوضه رازون، بزریل

شکل ۵- نمودار تجربی اثر درجه حرارت و زمان در تکامل کروژن و تشکیل نفت و گاز (ز. کنان ۱۹۷۲)

1. Los Angeles basin

2. Ventura basin

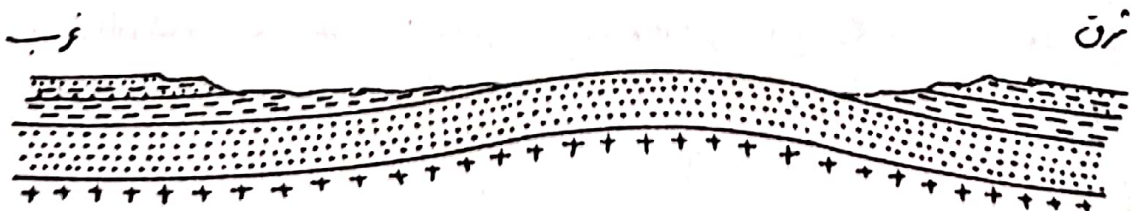
3. Geothermal gradient

۵- 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 حوضه‌های رسوبی اندونزی، ساخالین و کالیفرنیا که در آنها ضخامت رسوبات میو - پلیوسن در حدود ۳۰۰۰ متر است. سرعت متوسط رسوبگذاری در این حوضه‌ها در حدود ۵۰۰ متر در میلیون سال بوده است. تشکیل نفت در مدت طولانی در حوضه‌هایی صورت می‌گیرد که میزان رسوبگذاری بر روی سنگ مادر کم یا متوسط باشد مانند حوضه‌های رسوبی دوران اول صحرا و ژوراسیک زیرین در حوضه رسوبی پاریس که سرعت متوسط رسوبگذاری ۱۵ - ۳۵ متر در میلیون سال بوده است. فاصله زمانی بین رسوبگذاری سنگ مادر و تولید نفت در آن زمان ثابتی نیست و بستگی به شرایط زمین‌شناسی و تاریخ حوضه رسوبی داشته و ممکن است از ۱۰ تا بیش از ۳۰۰ میلیون سال به طول انجامد. مثلاً در حوضه آبرتای جنوبی در کانادا، سنگ مادری به سن دونین بیشترین مقدار نفت را در اواخر کرتاسه و اوایل دوران سوم تولید کرده است یعنی از زمان تشکیل سنگ مادر تا زمان تشکیل نفت ۳۰۰ میلیون سال به طول انجامیده است. مثال جالب دیگری در این مورد زمان تشکیل نفت در میدان حسی مسعود در الجزایر است. در این میدان دو دوره رسوبگذاری وجود داشته است.

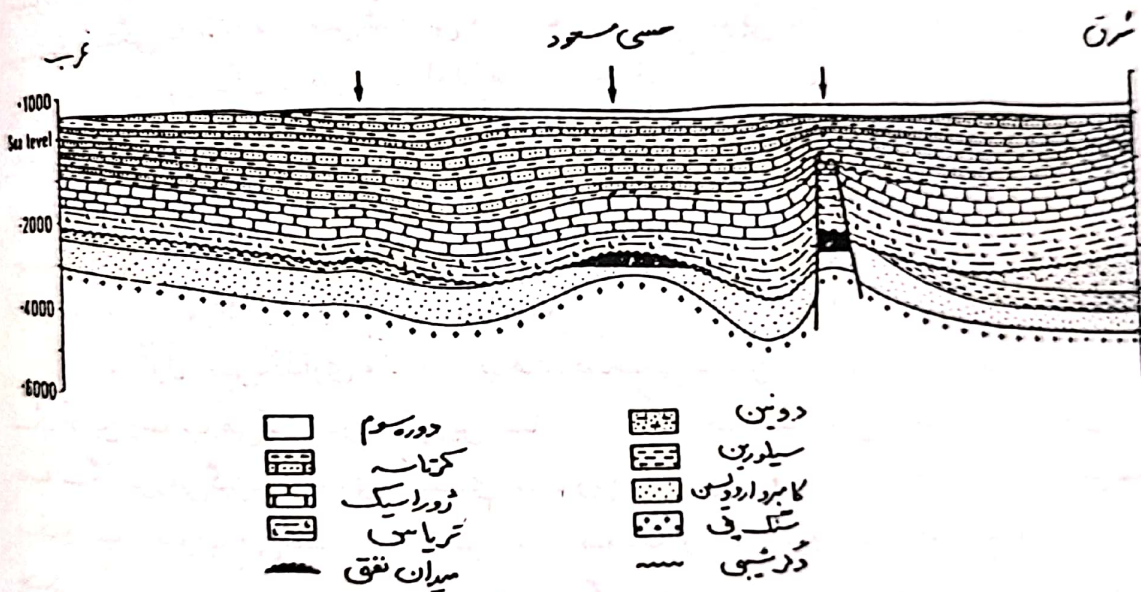
دور اول رسوبگذاری ماسه سنگ‌های ضخیمی به سن کامبرین - اردوئین بر روی پی سنگ اذین رسوب می‌کند. در سیلورین شیل‌های تیره رنگ بسیار غنی از مواد آلی بر روی این ماسه سنگ قرار می‌گیرد. بر روی شیل‌های سیلورین، در دوره دونین، لایه‌های متناوب ماسه سنگ و شیل رسوب می‌کند. در آغاز کربنیفر، رسوبگذاری با پسروی دریا قطع شده و ناحیه به خشکی به تبدیل شده و تحت فرسایش قرار می‌گیرد. در این زمان سنگ مادر سیلورین در عمق ۱۰۰۰ متری قرار می‌گیرد. در اواخر کربنیفر رسوبات به آرامی چین خورده و تاقدیس حسی مسعود تشکیل می‌گردد.

دوره دوم پرمین این تاقدیس فرسایش عمیق یافته و سنگ مخزن کامبرو اردوئین باز می‌شود. در پایان این دوره سنگ مادر سیلورین بار دیگر در سطح زمین و یا در اعماق نزدیک به سطح قرار می‌گیرد (شکل ۶).



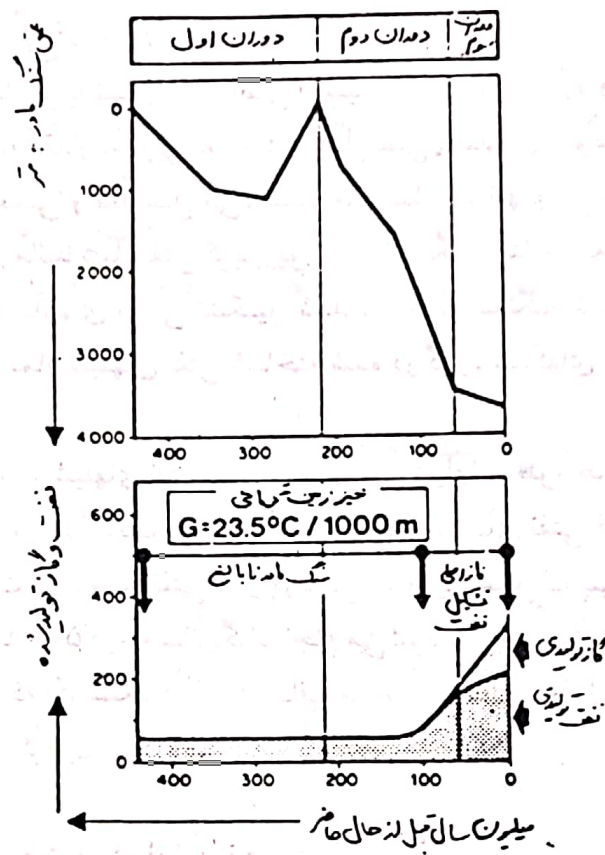
شکل ۶ - مقطع زمین ساختی تاقدیس حسی مسعود در پرمین میانی برای شرح لایه‌ها به راهنمای شکل ۷ مراجعه شود

در دور اول رسوبگذاری هیچگاه این سنگ مادر در عمق کافی برای تولید نفت قرار نگرفته است. ولی اگر تصور شود نفتی هم تولید نموده باشد به علت بازبودن سنگ مخزن این نفت حفظ نشده است. دور دوم رسوبگذاری با تشکیل لایه‌های ضخیم نمک و پیشروی دریا در دوره تریاس آغاز می‌شود. در دوره کرتاسه سنگ آهک ماسه‌ای و شیل رسوب می‌کنند. در پایان دوران سوم ضخامت رسوبات بر روی شیل سیلورین به حدود ۴۰۰۰ متر می‌رسد. در پایان دوران دوم ناحیه بار دیگر چین خورده و تاقدیس حسی مسعود به وضع ساختمانی کنونی درمی‌آید (شکل ۷). در زمان کرتاسه فوقانی سنگ مادر سیلورین در عمق کافی قرار گرفته و شروع به تولید نفت نمی‌نماید. این نفت در زیر لایه‌های نمک تریاس در ماسه سنگ‌های کامبرو اردوئین محبوس و محفوظ باقی می‌ماند (شکل ۷).



شکل ۷- مقطع زمین ساختمانی میدان نفتی حسی مسعود. سنگ مخزن کامبرو اردوئین و سنگ مادر سیلورین را سنگ‌های دوران دوم با دگرشیبی پوشانیده است (پوله و ررکانه، ۱۹۶۹)^۱

در نمودار الف شکل ۸ ضخامت رسوبات بر روی لایه‌های شیل سیلورین در زمانهای مختلف نشان داده شده است. در نمودار شکل ۸ مراحل بلوغ سنگ مادر سیلورین در طول زمان نشان داده شده است. به طوریکه دیده می‌شود مرحله کاتائز در این سنگ از ۱۰۰ میلیون سال پیش یعنی از زمان کرتاسه فوقانی آغاز شده است.



شکل ۸- وضع مدفون شدن و تولید نفت سنگ مادر سیلورین در طول زمان زمین شناسی در ناقدیس حسی سعود (تیسوت و همکاران ۱۹۷۵)

باید توجه نمود که نفت میدان حسی سعود گرچه در سنگی به سن کامبرو اردوئیسین جمع شده ولی سن سنگ تولیدکننده آن، سیلورین و سن نفت کرتاسه فوقانی است. به طور کلی به علت حرکات کوهزایی و سایر حوادث زمین ساختی و زمین شناسی، نفتهای تشکیل و جمع شده در گذشته دور، در کانسارها باقی نمانده و از میان رفته اند. ۹۰٪ میدانهای نفت و گاز جهان نفتی را در خود ذخیره دارند که در ۱۰۰ میلیون سال گذشته یعنی از اواسط کرتاسه به بعد تشکیل شده است.

۶- شیل های نفتی^۱

شیل های نفتی سنگ مادرهای بسیار غنی از کروژن می باشند که هیچگاه در عمق کافی مدفون نشده، نابالغ باقی مانده و نفتی تولید نکرده اند. این شیلها چون نوعی سنگ مادر محسوب

1. Oil Shales

می شوند در این بخش شرح داده شده اند.
تعریف زمین شناسی یا شیمیایی خاصی از شیل نفتی وجود ندارد و هر سنگ کم عمقی که در اثر حرارت نفت به مقدار تجارتی تولید کند شیل نفتی نامیده می شود. جنس سنگ «شیل» نفتی متفاوت است. بعضی واقعاً شیل می باشند یعنی بیشتر کانیهای تشکیل دهنده سنگ از رس هاست. ولی برخی مانند شیل نفتی گرین ریور^۱ که از سنگ کربناته دانه ریز با مقدار ناچیزی کوارتز، فلدسپار^۲ و کانیهای رسی تشکیل شده، از نظر سنگ شناسی در گروه شیلها قرار نمی گیرند. تا کنون تمام شیلهای نفتی شناخته شده در گروه سنگهای شیل، مارن و آهک دانه ریز^۳ قرار داشته اند.

ماده آلی موجود در شیلهای نفتی کروژن است. این شیلها به طور طبیعی فاقد نفت بوده و فقط مدار کمی بیتومن در آنها یافت می شود که به وسیله حلالهای نفتی قابل استخراجند. نفت شیل^۴ تنها در اثر حرارت دادن شیل نفتی به وجود می آید و این عمل که پیرولیز^۵ نامیده می شود با حرارت دادن سنگ تا ۵۰۰ درجه سانتیگراد انجام می شود. این حرارت زیاد در زمان کم همان اثر حرارت کمی را دارد که اگر سنگ در اعماق کافی مدفون می شد در طول زمان زمین شناسی به طور طبیعی سبب بلوغ کروژن می گردید.

۱.۶ تاریخ استخراج نفت از شیلهای نفتی

نخستین نوشته درباره شیل های نفتی از قرن هفدهم در دست است. این نوشته درباره دادن امتیاز استخراج نفت از شیلهای نفتی اسکاتلند به شخصی به نام مارتین ایل^۶ در سال ۱۹۶۹ است. در این امتیازنامه آمده است: «... او راهی یافته است که مقدار زیادی نفت و قیر از یک نوع سنگ استخراج نماید.»

اولین تأسیسات 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 ایالات متحده آمریکای شمالی، در سال ۱۸۵۰ مطرح و کوره ای نیز برپا شد ولی کشف نفت در چاه حفر شده توسط دریک و بهره برداری از آن این پروژه را به دست فراموشی سپرد. حداکثر توسعه صنعت استخراج نفت از شیلهای نفتی در زمان جنگ دوم جهانی و در سالهای بعد از آن بود. در آن زمان واحدهای تولید نفتی ایجاد شد که ظرفیت تولید هریک ۵۰ تا ۲۰۰ تن نفت در روز بود. از دهه ۱۹۵۰ با جریان نفت ارزان خاورمیانه به بازارهای جهان، عملیات استخراج نفت از شیلهای نفتی غیراقتصادی شد و تأسیسات مربوط از گاز باز ایستاد. تنها در شوروی و چین استخراج ادامه یافت.

1. Martin Eale
4. Shale Oil

2. Feldspar
5. Pyrolysis

3. Micrite
6. Martin Eale

در سال ۱۹۷۳ با گران شدن قیمت نفت بسکیاری از شرکت‌های نفتی ادعا کردند که استخراج نفت از شیل‌های نفتی مقرون به صرفه است ولی تورم ناشی از گرانی نفت مانع از اقتصادی شدن عملیات گردید. تنها مطالعات اولیه و سرمایه‌گذاری در ایجاد تأسیسات آزمایشی^۱ انجام شد.

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 ۵۰۰۰۰۰ تن نفت از شیل‌های نفتی استخراج شده است.

۲.۶. 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. سنگ مادری با حداقل ۵/۰٪ کربن آلی اگر در عمق کافی قرارگیرد نفت و گاز تولید می‌نماید. چون هیدروکربن حاصل از سنگ مادر مهاجرت کرده و در سنگ مخزن ذخیره می‌شود اگر عیار مواد آلی در سنگ مادر هم کم باشد باز امکان تشکیل مخازن اقتصادی نفت و گاز وجود دارد. ولی شیل نفتی باید مقدار زیادی کربن آلی را دارا باشد تا معدن کاری آن از نظر اقتصادی قابل توجیه باشد. حداقل توقع از یک شیل نفتی این است که انرژی حاصل به صورت هیدروکربن بیش از انرژی حرارتی مصرفی برای استخراج نفت آن باشد. درجه حرارت متوسط برای تبدیل کروژن به هیدروکربن ۵۰۰ درجه سانتیگراد است. هرکدام از سنگ شیل نفتی برای رسیدن به این درجه حرارت به طور متوسط ۲۵۰ کالری لازم دارد. با توجه به اینکه گرمای ویژه کروژن ۱۰۰۰۰ کالری در گرم است هر گرم کروژن می‌تواند ۴۰ گرم سنگ را به درجه حرارت ۵۰۰ درجه سانتیگراد برساند. بنابراین ۱۰۰ گرم سنگ برای رسیدن به این درجه حرارت نیاز به ۲/۵ گرم کروژن خواهد داشت. یعنی اگر سنگی ۲/۵٪ وزنی کروژن داشته باشد نفت حاصل فقط ۵٪ صرف گرم کردن سنگ خواهد شد. کمترین عیاری که برای شیل‌های نفتی در نظر گرفته شده ۵٪ وزنی کروژن است. چنین سنگی می‌تواند ۲۵ لیتر در تن نفت تولید کند.

تفاوت دیگر بین سنگ مادر و شیل نفتی درجه بلوغ کروژن آنهاست. سنگ مادر برای تولید نفت باید در عمق کافی قرارگیرد ولی شیل نفتی برای اینکه توان تولید نفت بیشتری داشته باشد باید در طول عمرش در اعماق زیاد قرارنگرفته و به بلوغ نرسیده باشد.

بخش سوم

سنگ مخزن

هدفها

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- بیان کنید سنگ مخزن چه ویژگیهایی را باید دارا باشد.
- ۳- شرح دهید اندازه، گردشگری و جورشدگی دانه‌ها چه تأثیری در تخلخل اولیه دارد.
- ۴- بیان کنید سنگ رسوبی معمولاً از چه اجزایی تشکیل شده است.
- ۵- شرح دهید تخلخل اولیه سنگ به چه عواملی بستگی دارد.
- ۶- انواع تخلخل‌های ثانوی را شرح دهید.
- ۷- بیان کنید چه عواملی سبب تغییر تخلخل می‌شود و چرا.
- ۸- ازدیاد تخلخل در اثر دولومیتی شدن را حساب کنید.
- ۹- بیان کنید بیشینه مقدار ازدیاد تخلخل در اثر درز و شکاف چقدر است.
- ۱۰- فرمول تراوایی داری را برای عبور سیال از محیط متخلخل شرح دهید.
- ۱۱- بیان کنید برای تراوا بودن سنگ باید چه ویژگیهایی را دارا باشد.
- ۱۲- رابطه بین تخلخل و تراوایی را شرح دهید.
- ۱۳- انواع مهم سنگهای مخزن را نام برید.
- ۱۴- انواع ماسه‌سنگها را بر پایه اندازه دانه‌ها و بر اساس جدول ونت ورس شرح دهید.
- ۱۵- سنگهای کربناته و اهمیت آنها را در ذخیره نفت و گاز شرح دهید.
- ۱۶- بیان کنید چرا اطلاع از طرز عملکرد مخازن ماسه‌ای پیش از مخازن کربناته است.
- ۱۷- درصد کانی کلسیت و دولومیت را در سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی، سنگ دولومیت آهکی و سنگ دولومیت بیان کنید.
- ۱۸- بیان کنید چرا درز و شکاف را در سنگ مخزن نمی‌توان اندازه‌گیری کرد.
- ۱۹- بیان کنید از بود و نبود ملات در سنگ آهک چگونه می‌توان به ویژگیهای محیط رسوبی

پی برد.

- ۲۰- نامگذاری سنگهای آهکی را بر اساس نامگذاری فولک شرح دهید.
- ۲۱- نامگذاری سنگهای آهکی را بر اساس نامگذاری دانهم شرح دهید.
- ۲۲- شرح دهید چه اختلاف اساسی در نامگذاری فولک و دانهم وجود دارد.
- ۲۳- مرفولوژی و انواع ریفهای جدید را شرح دهید.
- ۲۴- سنگ مخزنهای دولومیتی را شرح دهید.
- ۲۵- بیان کنید وجود نفت و گاز در سنگهای آذرین از چه نظر اهمیت دارد.
- ۲۶- مثالهایی از سنگ مخزنهای آذرین را بیان کنید.

مفاهیم پیش نیاز

- کربنوئید	- آراگونایت	- ارتورمبیک
- ریولیت	- مگنزایت	- رمبوهدرال
- بازالت	- چرت	- جورشدگی
- گابرو	- لزجت	- گردشدگی
- توف	- فلدسپار	- روزن داران
- الیوین بازالت	- میکا	- دو کفه ایها
- فونولیت	- گرانیت	- شکم پایان
- سرپانتین	- فلات قاره	- آلگها
	- مرفولوژی	- کوارتز

مفاهیم تازه

- زیست آوار	- تخلخل مفید	- تخلخل
- آلیت	- تراوایی	- تخلخل اولیه
- پلت	- دارسی	- تخلخل ثانوی
- اینتراکلاست	- ارتوکوارتزیت	- تخلخل بین دانه ای
- کالسیرو دایت	- پروتوکوارتزیت	- تخلخل میان دانه ای
- کالکرنایت	- ماسه سنگ کوارتزی	- تخلخل بین بلوی
- کالسیلو تایت	- ماسه سنگ گریواکی	- تخلخل پنجره ای
- مایکرایت	- ماسه سنگ کوارتزواکی	- تخلخل قالب
- اسپارایت	- ماسه سنگ آرکوزی	- تخلخل حفره ای
- اینتراسپارایت	- سنگ آهکهای آواری	- تخلخل شکافی

- ریف تخت	- بایومایک اسپارایت	- آاسپارایت
- پس ریف	- پلمایک اسپارایت	- بایواسپارایت
- ریف حاشیه‌ای	- بایولیتایت	- پلسپارایت
- ریف سدی	- باندستون	- اینترامایکرایت
- ریف حلقوی	- گرینستون	- آامایکرایت
- ریف بیوهرم	- بکستون	- بایومایکرایت
- ریف بیوستریم	- وکستون	- پلمایکرایت
- ریف پیناکل	- مدستون	- اینترامایک اسپارایت
	- پیش ریف	- آامایک اسپارایت

سنگ مخزن^۱ فضاهای خالی ظرف زیرزمینی نفت و گاز را تأمین 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 می‌گردد سیال ذخیره شده را در چاه تخلیه کند می‌تواند سنگ مخزن باشد. سنگها کم و بیش دارای فضای خالی یا تخلخل^۲ می‌باشند ولی تنها سنگهایی که دارای خلل و فرج بیشتر و مرتبط با یکدیگرند سنگ مخزنهای مفید را تشکیل می‌دهند. بنابراین مهم‌ترین خاصیت فیزیکی سنگ مخزن دارا بودن تخلخل و تراوایی^۳ است. هر سنگ مدفون چه رسوبی، چه آذرین و چه دگرگونی^۴ در صورت داشتن این ویژگی می‌تواند نقش سنگ مخزن را داشته باشد. در طبیعت بیشترین نفت و گاز در سنگهای ماسه‌ای و کربناتها قراردارند چون این سنگها دارای تخلخل و تراوایی بوده و در حوضه‌های رسوبی یعنی در بخشی از پوست زمین قرارگرفته‌اند که نفت و گاز در آن تولید می‌گردد. علاوه بر این سنگهای آذرین و دگرگونی اغلب به علت تبلور فاقد تخلخل و تراوایی کافی می‌باشند.

۱- تخلخل

تخلخل هر سنگ نسبت حجم فضای خالی موجود در آن است به حجم کلی سنگ.

$$\text{تخلخل} = \frac{\text{حجم فضای خالی}}{\text{حجم کلی سنگ}}$$

این نسبت معمولاً به صورت درصد و گاه به صورت کسری از واحد نشان داده می‌شود.

1. Reservoir rock

2. Porosity

3. Permeability

4. Metamorphic

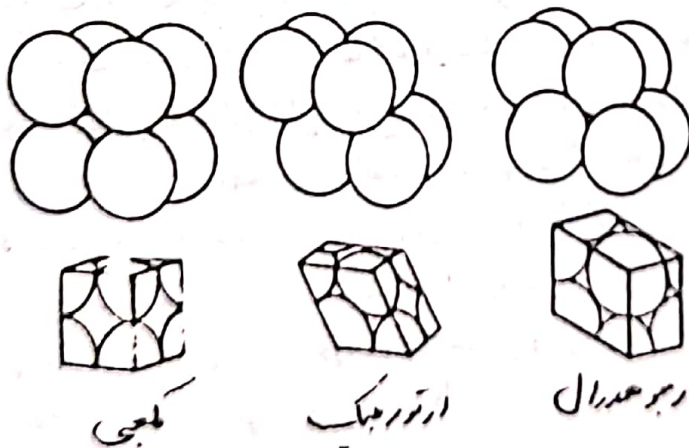
اگر در ظرف مکعبی گلوله‌های کروی یک اندازه به شعاع ۳ به صورت انباشتگی مکعبی قرار دهیم و در طول یک یال مکعب n کره قرارگیرد طول یال مکعب $2n^2$ و تعداد کرات داخل مکعب n^2 کره خواهد بود. تخلخل یا فضای خالی بین کره‌ها را در این مکعب به آسانی می‌توان محاسبه کرد:

$$\text{حجم کره‌ها} = \frac{4}{3} \pi n^2 r^3$$

$$\text{حجم مکعب} = 8 n^2 r^3$$

$$\text{تخلخل یا } \frac{4\pi}{3} = \frac{8n^2 r^3 - \frac{4}{3} \pi n^2 r^3}{8 n^2 r^3}$$

در انباشتگی رمبوهدرال^۲ تخلخل در حدود ۲۶٪ و در انباشتگی ارتورمبیک^۳ در حدود ۴۰٪ محاسبه می‌گردد. در این محاسبات دیده می‌شود که تخلخل به شعاع کره یا به عبارت دیگر به اندازه دانه‌ها بستگی نداشته و تنها ترتیب قرارگرفتن کره‌ها و یا نوع انباشتگی مقدار آن را تعیین می‌کند. (شکل ۹).



شکل ۹- انباشتگی‌های مهم.

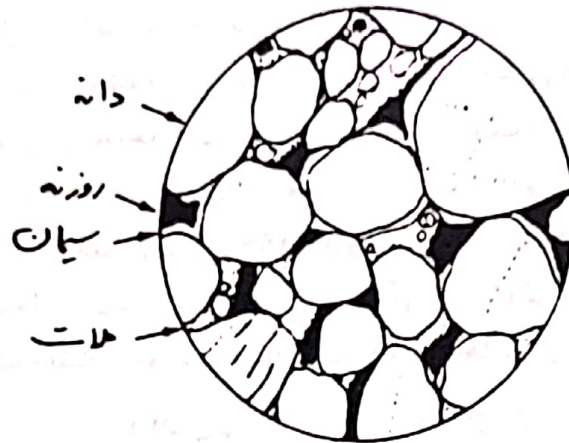
در رسوبگذاری طبیعی فشرده‌ترین انباشتگی که نزدیک به انباشتگی ارتورمبیک است صورت می‌پذیرد اگر ماسه‌ای با دانه‌های تقریباً هم اندازه و گرد در آب ریخته شود تخلخلی در حدود ۲۸ - ۲۶٪ ایجاد می‌گردد. در طبیعت معمولاً دانه‌ها کروی و یک اندازه نبوده و قرارگرفتن دانه‌های کوچکتر بین دانه‌های بزرگتر نیز از مقدار تخلخل می‌کاهد. وجود ملات و سیمان نیز کاهش بیشتر تخلخل را سبب می‌شود. سنگ رسوبی معمولاً از دانه ملات، سیمان و فضاهای خالی تشکیل شده است. دانه‌ها از کانیهای آواری بوده و بدنه سنگ را تشکیل می‌دهند. ملات از کانیهای آواری ریزتر تشکیل شده که همراه با دانه‌ها رسوب کرده است. مرز مشخصی برای اندازه دانه و ملات تعیین شده است. کنگلومرا ممکن است دارای ملاتی از ماسه سنگ و ماسه سنگ

1. Packing

2. Rhombohedral

3. Orthorhombic

دارای ملاتی در سیلت سنگ و یا رس سنگ باشد. سیمان از تشکیل و رشد بلور کانیها در فضاهای خالی سنگ پس از رسوبگذاری به وجود می آید. روزنه یا فضاهای خالی بخشی از سنگ است که به وسیله دانه، ملات و یا سیمان اشغال نشده باشد. فضاهای خالی را ممکن است گاز، مانند ازت، گازکربنیک و هیدروکربن مانند متان و یا مایع مانند آب شیرین، آب شور و یا نفت پر کرده باشد. (شکل ۱۰)



شکل ۱۰- 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. گاه از مغزه گرفته شده از چاه مغزه کوچکتري برای این کار تهیه می شود. اندازه گیری غیرمستقیم با استفاده از نمودارهای چاهنگاری^۱ مانند نمودار صوتی^۲، نمودار جرم مخصوص^۳ و نمودار نوترون جبران شده^۴ انجام می گیرد.

لورسن^۵ تخلخل ۵-۰٪ را ناچیز و سنگ مخزن با تخلخل ۱۰-۵٪ را ضعیف، ۱۵-۱۰٪ متوسط، ۲۰-۱۵٪ را خوب و بیش از ۲۰٪ را عالی محسوب می کند.

تخلخل را پژوهشگران بر اساس توصیف شکل فضاهای خالی و یا منشاء زایشی^۶ به گروههای مختلف تقسیم کرده اند. ولی آن چه به طور گسترده مورد پذیرش قرار گرفته است تقسیم آن به دو گروه تخلخل اولیه^۷ و تخلخل ثانوی^۸ است. تعریف دیگری نیز از تخلخل مفید و غیرمفید وجود دارد که شرح داده خواهد شد.

1. Well logging

2. Sonic log

3. Litho - density log

4. Compensated neutron log

5. A.I. Levorsen

6. Genetic

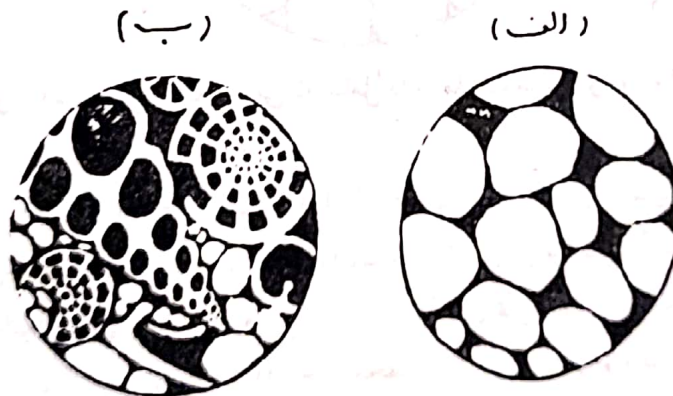
7. Primary Porosity

8. Secondary Porosity

۱.۱ تخلخل اولیه

تخلخل اولیه یا تخلخل رسوبگذاری، تخلخلی است که سنگ در بدو رسوبگذاری داراست و بیشتر به جورشدگی^۱ و گردشدگی^۲ دانه‌ها و انرژی محیط رسوبی بستگی دارد. اگر محیط رسوبی پر انرژی باشد گل یا ملات بین دانه‌ها رسوب نخواهد کرد در شکل دو نوع تخلخل اولیه در محیط پر انرژی دیده می‌شود.

در شکل ۱۱- الف تخلخل بین دانه‌ای^۳ و در شکل ۱۱- ب تخلخل بین دانه‌ای و تخلخل میان دانه‌ای^۴ نشان داده شده است. تخلخل بین دانه‌ای از فضای خالی بین دانه‌ها تشکیل می‌شود و نوع بسیار مهمی از تخلخل است. مقدار این تخلخل اغلب در طی دیاژنز و در اثر رسوب‌کانیها به خصوص کلسیت^۵ کاهش می‌یابد. تخلخل بین دانه‌ای تنها نوع تخلخل موجود در ماسه سنگهاست. راجرز و هید^۶ در سال ۱۹۶۱ با پژوهش بر روی دانه‌های ماسه مصنوعی به این نتیجه رسیدند که تخلخل میان دانه‌ای به اندازه دانه بستگی ندارد. ولی پژوهشهایی که بر روی سنگهای طبیعی انجام شده نشان داده است که با کاهش قطر دانه‌ها مقدار تخلخل کمی افزایش می‌یابد.



شکل ۱۱- تخلخل بین دانه‌ای (الف) و تخلخل مخلوط بین دانه‌ای و میان دانه‌ای (ب)

رسوبهای آهک زیست‌آوری^۷ که از اسکلت ریز جانداران و خرده اسکلت‌ها تشکیل می‌شود علاوه بر فضاهای خالی بین دانه‌ای دارای فضای خالی میان‌دانه‌ای نیز می‌باشد مانند فضاهای خالی حجره‌های روزن داران^۸ شکم پایان^۹ و غیره. بسیاری از این فضاهای خالی میان دانه‌ای نیز طی مرحله دیاژنز و یا بعد از آن توسط سیمان پر می‌شود.

1. Sorting
4. Intraparticle
7. Bioclastic

2. Rounding
5. calcite
8. Foraminifera

3. Intergranular
6. J.J. Rogers & W.B. Head
9. Gastropods

۲.۱ تخلخل ثانوی

عوامل مختلف طی زمان زمین‌شناسی 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 و یا بیش از آن باشد. به علت تعدد عواملی که سبب تغییر حجم فضاهاى خالی اولیه سنگ می‌شوند تخلخل ثانوی وضع پیچیده‌تری نسبت به تخلخل اولیه دارد. مهم‌ترین انواع تخلخل ثانوی به شرح زیر است. باید توجه داشت که در طبیعت ممکن است دو و یا چند نوع از این تخلخل‌ها در سنگی وجود داشته باشد.

۱.۲.۱ تخلخل بین بلوری^۱

این تخلخل را فضای خالی بین بلورهای سنگ متبلور ایجاد می‌کند. از این رو بیشتر در سنگهای متبلور به ویژه در سنگهای آذرین و دگرگونی دیده می‌شود. این تخلخل در سنگهای آذرین تخلخل اولیه است ولی در سنگهای دگرگونی و سنگ دولومیت که تبلور مجدد بافت اولیه سنگ را تغییر می‌دهد تخلخل ثانوی محسوب می‌شود. شکل ۱۲ تخلخل موجود بین بلورهای سنگ دولومیت را نشان می‌دهد.



شکل ۱۲- تخلخل صفحه‌ای بین بلوری

۲.۲.۱ تخلخل پنجره‌ای^۲

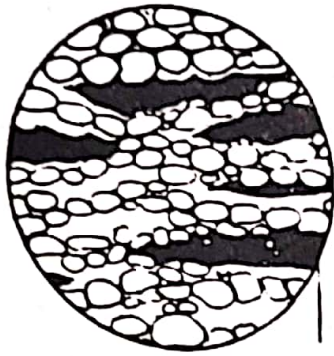
این تخلخل در سنگهای کربناته و بیشتر در سنگهایی که منشاء گل‌آهکی داشته و دارای بافت ورقه‌ای^۳ باشند دیده می‌شود. شاید فضای خالی در اثر وجود گاز در لایه هنگام سنگ شدن و یا به علت از دست دادن آب^۴ پدید آید. در شکل ۱۳ این تخلخل نشان داده شده است.

1. Intracrystalline porosity

2. Fenestral Porosity

3. Lamination

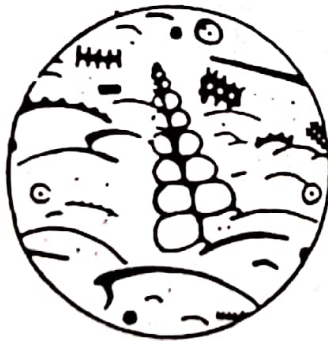
4. Dehydration



شکل ۱۳- تخلخل پنجره‌ای

۳.۲.۱ تخلخل قالبی^۱

این تخلخل در اثر انحلال انتخابی نوع خاصی از کانیها پدید می‌آید و بر دیگر کانیها و سیمنان اثر نمی‌گذارد مانند حل شدن پوسته آهکی برخی از جانداران به علت سیستم تبلور ویژه آن. شکل فضاهای خالی کاملاً بستگی به شکل بخش‌های حل شده دارد. اگر دانه‌های آلایت^۲ حل شوند خلل و فرج شکلی یکنواخت خواهد داشت و اگر خرده فسیل‌ها حل گردند فضاهای خالی با شکلهای نامنظم ایجاد می‌گردد مانند شکل ۱۴.



شکل ۱۴- تخلخل قالبی

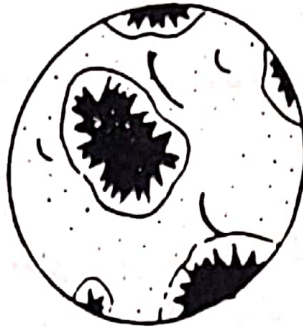
۴.۲.۱ تخلخل حفره‌ای^۳

حفره‌ها نوعی از تخلخل می‌باشند که در اثر انحلال به وجود می‌آیند و در سنگهای کربناته دیده می‌شوند. فرق این تخلخل قالبی در عملکرد عام عامل انحلال است که بر تمام بخش‌های سنگ اثر می‌گذارد. فضاهای خالی ایجاد شده بزرگتر از فضای ایجاد شده در تخلخل قالبی می‌باشند (شکل ۱۵). با بزرگ شدن حفره در اثر انحلال تخلخل غاری^۴ پدید می‌آید. در برخی از میدلهای نفتی مانند ابوقایق در عربستان سعودی و دالرهایده^۵ در تگزاس تخلخل غاری هنگام حفر چاه دیده شده است.

- 1. Molding porosity
- 4. Cavernous porosity

- 2. Oolite
- 5. Dollar hide

- 3. Vuggy porosity



شکل ۱۵- تخلخل حفره‌ای

۵.۲.۱ تخلخل شکافی^۱

تخلخل شکافی در اثر شکاف برداشتن سنگ‌های سخت و شکننده پدید می‌آید. شکافها بیشتر در اثر عوامل زمین‌ساختی و در زمانی ایجاد می‌شود که رسوب تبدیل به سنگی سخت و شکننده شده است. بنابراین تخلخل شکافی دیرتر از سایر انواع تخلخل به وجود می‌آید. حجم فضاهای خالی ایجاد شده در تخلخل شکافی محدود است. چلنگریان مقدار آن را $0/6 - 0/5\%$ می‌داند که در هر حال هیچگاه بیش از ۲ - ۱٪ نیست. تخلخل شکافی تنها به سنگ‌های آهکی و ماسه سنگهای بسیار خوب سیمان شده منحصر نبوده و در سنگهای آذرین، دگرگونی و گاه در شیلهای نیز دیده می‌شود. شکل ۱۶ این نوع تخلخل را نشان می‌دهد.



شکل ۱۶- تخلخل شکافی

تخلخل شکافی به علل مختلف ممکن است ایجاد گردد ولی عوامل زمین‌ساختی بیشترین نقش را در تشکیل آن دارد. مانند شکافهایی که در طی چین خوردن در سطح فوقانی لایه‌های سخت در تاقدیس‌ها پدید می‌آید که در شکل ۴۳ نشان داده شده است.

۳.۱ عوامل تغییردهنده تخلخل

عوامل مختلف زمین‌شناسی ممکن است حجم فضاهای خالی سنگ را تغییر داده و تخلخلی کمتر و یا بیشتر ایجاد نمایند. تراکم^۲ سیمان شدن^۳ و تبلور مجدد^۴ سبب کاهش تخلخل

1. Fracture porosity

2. Compaction

3. Cementation

4. Recrystallization

می‌گردند. ولی انحلال، درز و شکاف برداشتن^۲ و دولومیتی شدن^۳ بر تخلخل می‌افزایند.

۱.۳.۱ تراکم

تراکم سنگ معمولاً در اثر وزن لایه‌های زیرین صورت می‌گیرد. ذرات سنگ به یکدیگر فشرده شده و از حجم فضای خالی بین ذرات کاسته می‌گردد. به این دلیل تخلخل سنگها با ازدیاد عمق کاهش می‌یابد. فشارهای زمین‌ساختی نیز ممکن است سبب تراکم سنگها شوند.

۲.۳.۱ سیمان شدن

سیمان شدن ذرات سنگ بوسیله رسوب کانیها در فضای خالی بین ذرات صورت می‌پذیرد. کلسیت و کوارتز فراوان‌ترین کانی سیمان‌کننده می‌باشند. سیمان عامل مهمی است که ذرات آزاد رسوبی را به سنگ سخت تبدیل می‌کند. سیمان ممکن است فضای کمی از خلل و فرج را اشغال نماید و یا چنان کامل باشد که فضای خالی باقی نگذارد. معمولاً سیمان گرچه از میزان تخلخل می‌کاهد ولی در اکثر موارد فضای کافی برای تجمع نفت و گاز و یا آب باقی می‌گذارد.

۳.۳.۱ تبلور مجدد

تبلور مجدد سنگ را تبدیل به بلوکهایی از بلورهای متراکم می‌نماید و با پیشرفت میزان تبلور مقدار تخلخل کاهش می‌یابد. سنگهای متامورفیک که در مراحل نهایی تبلور مجدداً معمولاً فاقد تخلخل می‌باشند.

۴.۳.۱ انحلال

آبهای نفوذی که دارای اسید کربنیک و اسیدهای آلی می‌باشند از خلل و فرج سنگ به داخل آن نفوذ کرده و بخشهایی از سنگ را که قابلیت انحلال بیشتری دارند مانند نمک‌های سدیم، پتاسیم و کربناتهای کلسیم و منیزیم را در خود حل نموده و بر فضای خالی سنگ می‌افزایند. این افزایش تخلخل عبور آبهای نفوذی بعدی را آسان‌تر می‌نماید. اگر سنگ به طور مداوم در معرض عبور این گونه آبها قرارگیرد به تدریج تخلخل و تراوایی آن افزایش یافته و کارستی می‌گردد.

انحلال کربناتها در محلول اسید به ترتیب آراگونیت، کلسیت، دولومیت و منگنزیت صورت می‌گیرد. در سنگهایی که دارای بلورهای کلسیت و دولومیت می‌باشند در برابر انحلال ۲۴ بخش کلسیت یک بخش دولومیت حل می‌گردد.

انحلال در ازدیاد تخلخل و تراوایی سنگهای کربناته نقش عمده دارد ولی در مساله

سنگهایی نیز که دارای سیمان آهکی و یا دانه‌های آهکی هستند نفوذ آبهای اسیدی سبب ازدیاد تخلخل و تراوایی می‌گردد.

در سنگ مخزن کربناته ژوراسیک فوقانی عربستان سعودی که سازند عرب نامیده می‌شود، در لایه‌های سنگ دولومیتی و سنگ آهک آلیتی آن حفره‌هایی وجود دارد که در اثر انحلال ایجاد شده‌اند. در برخی از سنگ مخزنهای کربناته ایران نیز این پدیده دیده شده است مانند سازند کربناته مزدوران در ناحیه سرخس.

۵.۳.۱ درز و شکاف

درز و شکاف در سنگهای شکننده مانند سنگ آهک، سنگ دولومیت، چرت^۱، سنگهای آذرین و دگرگونی و گاه در شیلها تشکیل می‌شود. درز و شکاف تنها تخلخلی است که در چرت شیل و سنگهای آذرین و دگرگونی ممکن است وجود داشته باشد. درز و شکاف در اثر حرکات زمین‌ساختی مانند چین‌خوردگی و گسل به وجود می‌آید. در برخی موارد کم شدن فشار زمین ایستایی^۲ در اثر فرسایش سبب ازدیاد حجم می‌گردد که با تشکیل درز و شکاف همراه است. وجود درز و شکاف راه را برای عبور آبهای اسید باز و تأثیر عامل انحلال را آسان‌تر می‌سازد.

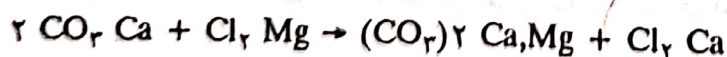
تخلخل ایجاد شده در اثر شکاف زیاد نیست (از ۱ - ۲٪ تجاوز نمی‌کند ولی وجود درز و شکاف در سنگ مخزن سبب ازدیاد تراوایی می‌گردد. این امر در مورد سنگ مخزنهای کربناته ایران نیز صادق است.

در معادنی که از سنگهای آذرین و دگرگونی نفت استخراج می‌شود نفت تنها در درزها و شکافها جمع می‌شود مانند میدان نفتی آماریلو^۳ در تگزاس.

۶.۳.۱ دولومیتی شدن

تجزیه استخراج نفت از مخازن کربناته نشان داده است که سنگ مخزن دولومیتی توان تولیدی بیشتری نسبت به سنگ مخزن آهکی دارد. این امر به علت تخلخل و تراوایی بیشتری است که اغلب سنگ دولومیت نسبت به سنگ آهک داراست. به این جهت چگونگی مکانیسم تبدیل کلسیت به دولومیت یا دولومیتی شدن سنگ آهک که سبب ازدیاد تخلخل می‌گردد مورد توجه پژوهشگران نفتی بوده است.

فرمول شیمیایی تبدیل کلسیت به دولومیت:



نشان می‌دهد که ۲۰۰ گرم کلسیت به ۱۸۴ گرم دولومیت تبدیل می‌گردد. وزن مخصوص کلسیت

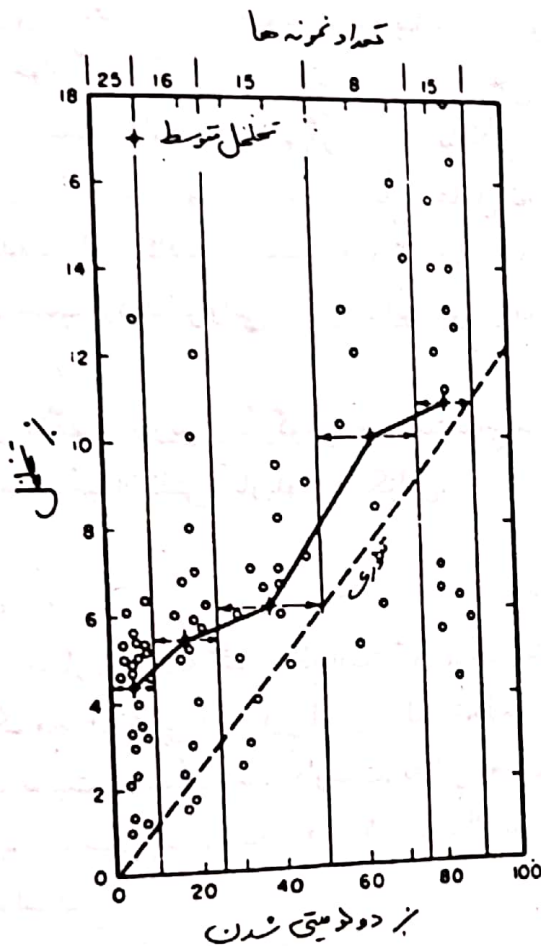
1. Chert

2. Geostatic pressure

3. G.V. Chillnaar

و دولومیت به ترتیب ۲/۷ و ۲/۸ گرم بر سانتیمتر مکعب است. بنابراین حجم کلسیت در واکنش شیمیایی فوق ۷۴ سانتیمتر مکعب است که تبدیل به ۶۵/۷ سانتیمتر مکعب دولومیتی می‌گردد. پس در این واکنش ۸/۳ سانتیمتر مکعب کاهش حجم ایجاد می‌گردد که در چهارچوب سنگ سبب ازدیاد فضای خالی خواهد شد. این کاهش حجم معادل ازدیاد تخلخلی برابر ۱۱/۲٪ است.

در تبدیل آراگونیت به دولومیت ازدیاد تخلخل معادل ۵/۴٪ است. نمودار شکل ۱۸ رابطه تخلخل و دولومیتی شدن را در سنگ آهک آسماری نشان می‌دهد. این نمودار بر اساس اندازه‌گیریهای آزمایشگاهی تخلخل و مقدار دولومیتی شدن ۷۹ نمونه سنگ از سازند آسماری ترسیم شده است. ازدیاد تخلخل در این نمونه‌ها به طوریکه دیده می‌شود تابع ازدیاد درجه دولومیتی شدن سنگ است. روند ازدیاد تخلخل در این نمودار به روند نظری فرمول شیمیایی بسیار نزدیک است.



شکل ۱۸- رابطه بین تخلخل و درجه دولومیتی شدن در سنگ آهک آسماری. از ج. و. چیلینگر^۱

برخی از پژوهشگران ازدیاد تخلخل را به علت بهم خوردن نظم جهت یافته محور C بلور کلسیت می‌دانند. معتقدند که در سنگ آهک این محور موازی لایه‌بندی سنگ است ولی در

1. G.V. Chilingar

دولومیت جهت خاصی نداشته و نامنظم است و انباشتگی بازتری را ایجاد می‌کند.
 آنچه مسلم است دولومیتی شدن سنگ آهک در اکثر موارد باعث ازدیاد تخلخل می‌گردد.

۴.۱ تخلخل مفید^۱

فضاهای خالی مرتبط 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.

۲- تراوایی^۲

تراوایی سنگ توان عبور سیال از داخل آن و یا توانایی سنگ در انتقال سیال است. تراوایی، مهم‌ترین خاصیتی است که سنگ مخزن باید دارا باشد. واحد اندازه‌گیری تراوایی، داریسی است که به نام هنری داریسی^۳ فرانسوی که حرکت مایعات را در محیط متخلخل مطالعه نموده نامیده شده است. در اواسط قرن نوزدهم داریسی برای مطالعه قوانین عبور مایعات از محیط متخلخل، استوانه‌ای را از ماسه پر کرد و با ایجاد اختلاف فشار در ابتدا و انتهای لوله مقدار مایعی را که در زمان ثابتی از این محیط متخلخل می‌گذشت اندازه گرفت.

داریسی با تغییر دادن ابعاد استوانه، اختلاف فشار در دو سر استوانه و نوع مایع به این نتیجه رسید که مقدار مایعی که در زمان ثابتی از استوانه عبور می‌نماید با اختلاف فشار دوسر استوانه و سطح مقطع آن نسبت مستقیم و با طول استوانه و لزجت^۴ مایع نسبت عکس دارد. داریسی نتیجه بررسی‌های خود را به صورت فرمول:

$$Q = K \frac{A \cdot \Delta p}{L \cdot M}$$

ارائه داد. در این فرمول Q دبی مایع بر حسب سانتیمتر مکعب در ثانیه است. A سطح مقطع استوانه به سانتیمتر مربع و L طول آن به سانتیمتر. Δp اختلاف فشار دوسر استوانه به اتمسفر و M لزجت مایع بر حسب سانتی‌پواز است. اگر در این فرمول Q یک سانتیمتر مکعب، A یک سانتیمتر مربع، Δp یک اتمسفر، L یک سانتیمتر و M یک سانتی‌پواز باشد ضریب K نیز مساوی یک خواهد شد که آنرا واحد تراوایی و یک داریسی می‌نامند. اگر سنگ متخلخلی که تمام خلل و فرج آن با مایعی به لزجت یک سانتی‌پواز پر شده است از سطح مقطعی به وسعت یک سانتیمتر مربع در طول یک سانتیمتر با اختلاف فشار یک اتمسفر یک سانتیمتر مکعب از آن مایع را در مدت یک ثانیه از خود عبور دهد دارایی تراوایی یک داریسی است.

1. Effective porosity

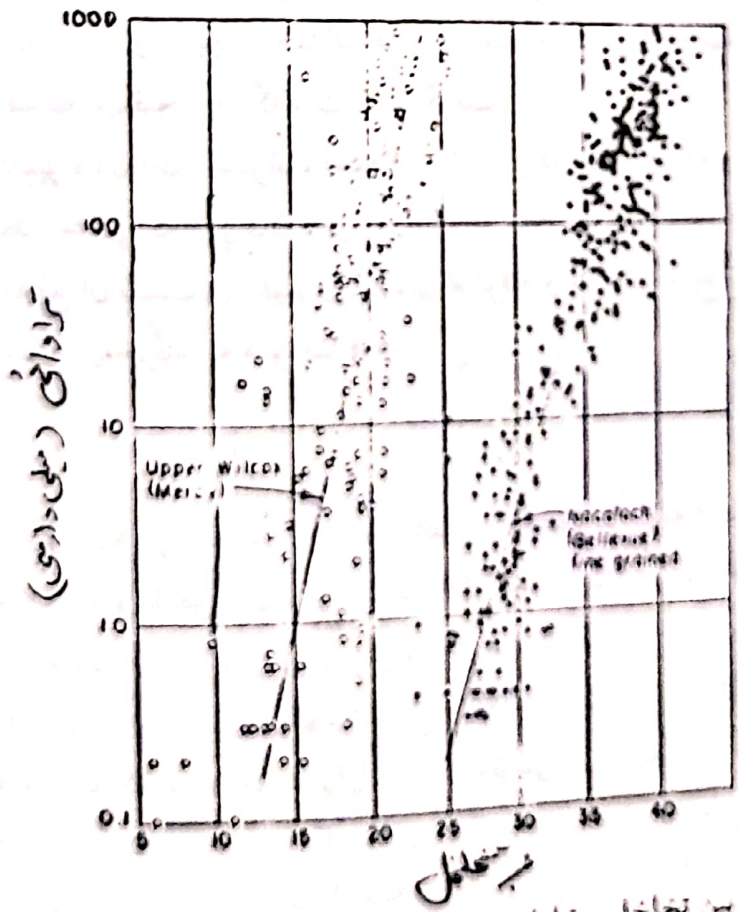
2. Permeability

3. H.d'Arcy

4. Viscosity

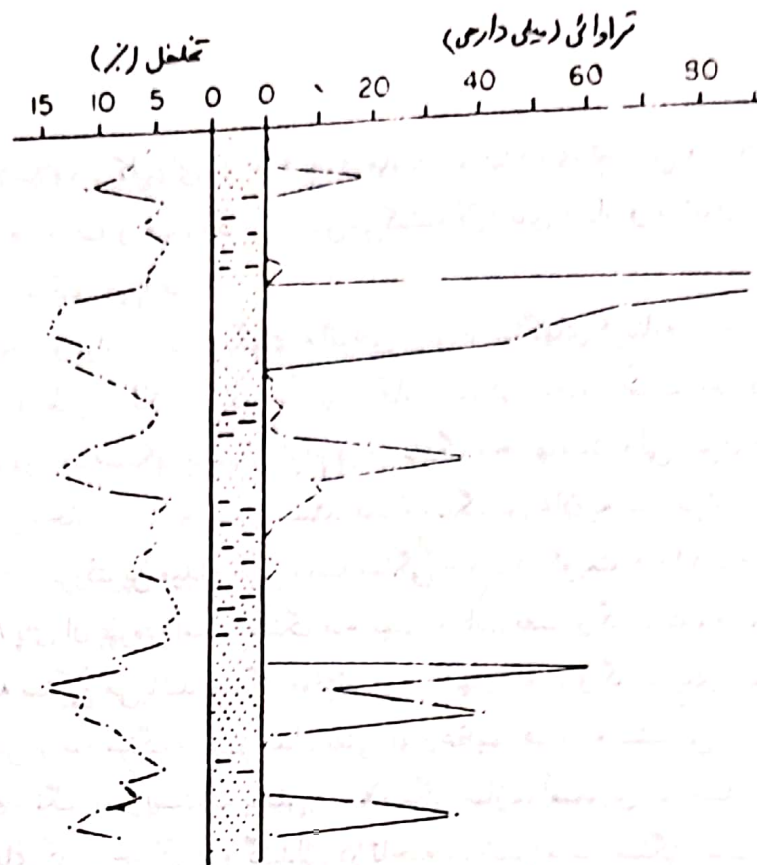
اگر از مکعبی به یال یک پا از ماسه با افت فشار یک پاوند بر اینچ مربع در دو وجه مقابل یک بشکه نفت در شبانه روز عبور کند تراوایی آن یک داری خواهد بود.
 داری واحد بزرگی است و در اندازه گیری تراوایی سنگها میلی داری به کار می رود.
 تراوایی سنگ مخزن بین ۵ تا ۱۰۰۰ میلی داری تغییر می کند. لورسن تراوایی سنگ مخزنی با تراوایی ۱۰ - ۱ میلی داری را متوسط ۱۰۰ - ۱۰ میلی داری را خوب و از ۱۰۰ میلی داری بیشتر را بسیار خوب می داند.

برای تراوا بودن سنگ باید متخلخل باشد و فضاهای خالی به هم مربوط باشند این ارتباط باید با مجراهایی با قطری بیشتر از قطر موین برقرار شود. گرچه یک سنگ تراوا بایستی متخلخل باشد ولی هر سنگ متخلخلی الزاماً تراوا نیست مانند سنگ پا که بسیار متخلخل است ولی به علت در ارتباط نبودن فضاهای خالی فاقد تراوایی است. شیل ها و رس سنگها با اینکه دارای تخلخل می باشند به علت موئین بودن خلل و فرج امکان حرکت سیال در آنها وجود نداشت و فاقد تراوایی می باشند. شکل ۱۹ رابطه تراوایی و تخلخل را در دو سنگ مخزن ماسه سنگی آمریکا و شکل ۲۰ این رابطه را در تغییرات قائم مخزنی ماسه سنگی نشان می دهد.



شکل ۱۹- رابطه بین تخلخل و تراوایی در دو سنگ مخزن ماسه سنگی، ماسه سنگ ویلکاکس به سن لورسن و ماسه سنگ ناکالوج به سن کرتاسه فوقانی. نمودار از آرچی^۱

1. G.E. Archie



شکل ۲۰- تغییرات تخلخل و تراوانی در مقطع قائمی از یک ماسه سنگ. شکل از سیلی^۱

انواع مهم سنگ مخزن

طبقه‌بندی سنگ مخزن بر حسب جنس سنگ انجام می‌گیرد و چون بیشتر مخازن عمده نفت و گاز در سنگ مخزنهای رسوبی قرار دارند این طبقه‌بندی از نوع سنگهای رسوبی الهام می‌گیرد. سنگ مخزنهای مهم از نظر میزان ذخیره و تعداد، در سه گروه عمده قرار می‌گیرند، آواری، کربناته و متفرقه.

۱.۳ سنگ مخزنهای آواری

سنگهای آواری از کانیها و سنگهای قدیمی خرد شده‌ای تشکیل می‌شوند که از نواحی فرسوده شسته شده و به محل رسوب‌گذاری حمل گردیده‌اند. بنابراین ویژگی‌های سنگهای آواری به نوع سنگ فرسوده، عامل فرسایش، عامل حمل، مسافت طی شده، سرعت حمل و محیط رسوب‌گذاری بستگی دارد. بیشتر نزدیک به تمام سنگ مخزنهای آواری را ماسه سنگها و فقط تعداد کمی را کنگلومراها تشکیل می‌دهند.

۱.۱.۳ سنگ مخزنهای ماسه سنگی

در حدود ۳۰٪ از پوشش رسوبی کره زمین ماسه و ماسه سنگ است که به علل مختلف اقتصادی

بورغان کویت
مستوعب کار کویت
نفت و گاز کویت
۱۳۶۲ هـ. ش

مورد توجه می باشند. علاوه بر کانیهای موجود چون ماسه سنگها دارای تخلخل و تراوایی بوده و فضای کافی برای ذخیره آب و هیدروکربن تأمین می کنند، لایه های آبدار و مخازن مناسبی را برای ذخیره نفت و گاز تشکیل می دهند.

یکنواختی تخلخل و تراوایی در سنگهای ماسه ای بیش از سنگهای کربناته بوده و از اینرو پیش بینی حجم مخزن و طرز عملکرد آن در مخزنهای ماسه سنگی ساده تر است. تعداد مخازن نفت و گاز کشف شده در ماسه سنگها بیش از انواع دیگر سنگ مخزنهاست ولی میزان ذخیره و مقدار کل بهره برداری از مخازن کربناته بیشتر است. ماسه سنگ بورغان به سن کرتاسه، سنگ مخزن میدان نفتی بورغان بزرگترین میدان نفتی ماسه سنگی جهان در کویت ۱۱۰۰ پا ضخامت دارد که در حدود ۸۰۰ پای آن بهره ده است. سنگ مخزنهای معادن نفت و گاز باکو، مایکوپ و گروزنی در قفقاز ماسه سنگی می باشد. سنگ مخزنهای میدانهای نفت و گاز دریای شمال نیز ماسه سنگی است. یکی از سه سنگ مخزن میدان نفتی فوق عظیم اهواز که بیشترین ذخیره این میدان را دربردارد ماسه سنگ اهواز است که بخش ماسه سنگی سازند آسماری می باشد. یکی از سنگ مخزنهای میدانهای گازی، خانگیران و گنبدلی در ناحیه سرخس ماسه سنگی است. ماسه سنگ ویلکاس^۱ که در کانزاس و اکلاهما هیدروکربنی متعددی را بوجود آورده از سنگ مخزنهای ماسه سنگی معروف است.

ماسه سنگها را از نظر اندازه دانه ها بیشتر بر اساس جدول ونت ورس^۲ نامگذاری می نمایند. اگر اندازه دانه ها بین ۲ - ۱ میلیمتر باشد ماسه سنگ بسیار دانه درشت بین ۱ - ۱/۴ میلیمتر دانه درشت از ۱/۴ - ۱/۸ میلیمتر دانه متوسط از ۱/۸ - ۱/۱۶ میلیمتر دانه ریز و از ۱/۱۶ - ۱/۳۲ میلیمتر بسیار دانه ریز می نامند.

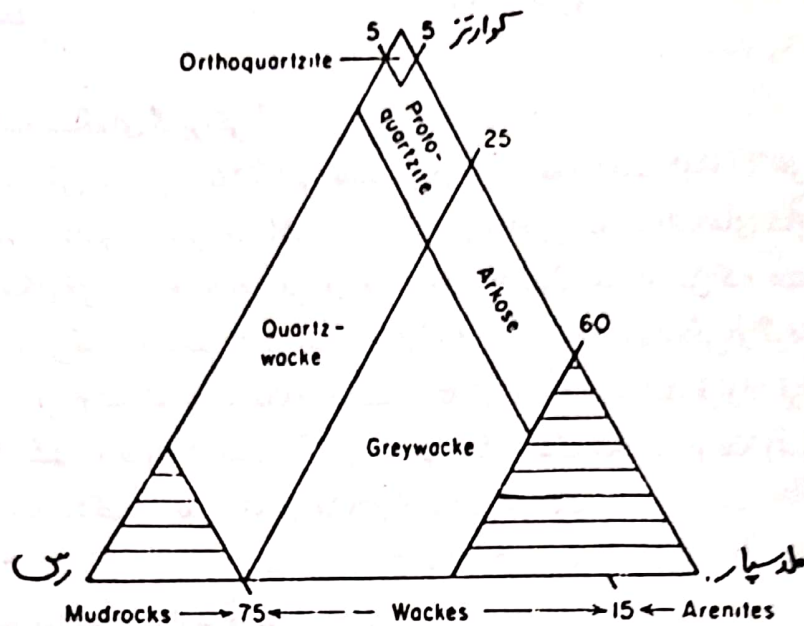
ماسه سنگها را از نظر محیط رسوبی نیز می توان طبقه بندی نمود مانند ماسه سنگهای دریایی، قاره ای، دلتایی، دریاچه ای و غیره. اگر کوارتز، فلدسپار و رس سه جزء اصلی ماسه سنگها را در سه رأس نموداری مثلثی قرار دهیم طبق نمودار شکل ۲۱ ماسه سنگها در پنج گروه قرار خواهند گرفت به شرح زیر:

۱.۱.۱.۳ ارتوکوارتزیتها و پروتوکوارتزیتها^۳

ارتوکوارتزیتها ماسه سنگهایی هستند که بیش از ۹۵٪ مواد تشکیل دهنده آن دانه های کوارتز و سیمان سیلیس می باشد. پروتوکوارتزیتها دارای کمتر از ۲۵٪ فلدسپار و کمتر از ۱۵٪ رس می باشند. این دو گروه به طور کلی کوارتزیت بر نامیده می شوند. در زمین شناسی نفت به نام

1. Wilcox
2. Went worth
3. Orthoquartzites and protoquartzite

ماسه سنگهای کوارتزی^۱ معروفند. گاه ماسه سنگ تمیز^۲ و یا ماسه سنگ ناب^۳ نیز نامیده



شکل ۲۱- رده بندی ماسه سنگها بر اساس استفاده از رس به عنوان شاخص بلوغ بافتی و فلدسپار به عنوان شاخص بلوغ شیمیایی (از سیلی).

می شوند. در ارتوکوارتزیتها تقریباً تمام دانهها از کوارتز تشکیل شده است برخی از کانیهای سنگین مانند زیرکن، تورمالین، گارنت و آپاتیت^۴ نیز اغلب به مقدار کم وجود دارد. ماسه سنگهای کوارتزی یا کوارتزیتها به علت جورشدگی^۵ و گردشدگی^۶ بسیار خوب و مقدار کم رس از تخلخل و تراوایی بسیار خوبی در هنگام رسوبگذاری برخوردارند. بدیهی است پس از دیاژنز سیمان از مقدار تخلخل اولیه می کاهد. کوارتزیتها را سیلیس و یا کلسیت سیمان می کند. این ماسه سنگها چند دوره ای^۷ بوده از فرسایش مجدد ماسه سنگهای قدیمی به وجود می آیند و طی فرسایش، حمل و رسوبگذاری مجدد، کانیهایی که از نظر مقاومت مکانیکی و شیمیایی ضعیف ترند از دانه های کوارتز جدا می گردند. اگر این ماسه سنگها چند دوره ای نبوده و از فرسایش مستقیم سنگهای آذرین و دگرگونی منشاء گیرند باید راهی طولانی را با سرعت طی و در محیطی پر انرژی رسوب کنند تا کانیهای کم مقاومت را از دست داده و دانه های کوارتز باقی بماند. این عوامل سبب جورشدگی و گردشدگی بسیار خوب دانه های کوارتز نیز می گردد. ماسه سنگهای کوارتزی اغلب در دریاها کم عمق تشکیل شده و دارای گسترش جانبی زیاد می باشد

1. Quartzose Sandstones

2. Clean sandstone

3. Pure sandstone

4. Zircon, Tourmaline, Garnet and Apatit

5. Sorting

6. Pounding

7. Polycyclic

به این سبب ماسه سنگ ورقه‌ای^۱ نیز نامیده می‌شود. ماسه سنگ ویلکاکس ماسه سنگی کوارتزی است.

۲.۱.۱.۳ ماسه سنگهای گریواکی^۲
سنگهای تیره رنگی با بیش از ۲۵٪ کانی فلدسپار در برخی موارد بیش از ۲۰٪ خرده سنگهای مختلف، میکا و کانیه‌های رسی می‌باشند. به علت طی راهی کوتاه دانه‌های ناپایدار از نظر شیمیایی و مکانیکی در مجموعه باقی می‌ماند. مانند کانیه‌های میکا و رس که همراه دانه‌های کوارتز رسوب می‌کند. به همین دلیل سنگ دارای ملات بوده و جورشدگی و گردشدگی دانه‌ها ضعیف و تخلخل اولیه کم است. دانه‌ها اغلب زاویه دار بوده و درملات فراوان قراردارند. این ماسه سنگها بیشتر به صورت عدسی^۳ رسوب می‌کنند. سنگ مخزن حوضه رسوبی مفان در آذربایجان، ماسه سنگهای زیور و اجاق قشلاق گریواکی می‌باشند.

۳.۱.۱.۳ ماسه سنگهای کوارتز واکي^۴
این ماسه سنگ از نظر شیمیایی دارای دانه‌های ناپایدار کمتری است. دانه‌ها بیشتر از کوارتز و خرده سنگهای مختلف تشکیل شده‌اند. ماسه سنگ از نظر مکانیکی نابالغ بوده و مانند ماسه سنگهای گریواکی دارای ملات است. در این ملات این ماسه سنگ رس به مقدار زیاد وجود دارد. جورشدگی ضعیف دانه‌ها گویای هم زمان بودن رسوبگذاری دانه‌ها و ملات است. ماسه سنگ کوارتزوکی در رسوبهای آبرفتی، قاره‌ای و دلتایی دیده می‌شود. در رسوبهای قاره‌ای به دلیل اکسید شدن آهن و وجود اکسیدفیریک اغلب به رنگ قرمز مایل به قهوه‌ای است. ماسه سنگ شورجه، یکی از سنگ مخزنهای ناحیه گازخیز سرخس ماسه سنگی کوارتزوکی می‌باشد.

۴.۱.۱.۳ ماسه سنگهای آرکوزی^۵
این ماسه سنگها علاوه بر کوارتز دارای ۲۵٪ یا بیشتر فلدسپار و کمتر از ۱۵٪ رس می‌باشند. مقدار فلدسپار معمولاً از ۶۰٪ کمتر است. این سنگ از فرسایش ناکامل سنگ‌های آذرین اسید به خصوص گرانیت تولید می‌گردد. ماسه سنگهای آرکوزی گاه چنان به محل فرسایش سنگ منشاء نزدیکی که «سنگ گرانیت»^۶ نامیده می‌شوند و به این علت دانه‌ها زاویه دار بوده و جورشدگی بسیار ضعیف است. این ماسه سنگها ممکن است از فرسایش سنگ دیگرگونی گنابیس^۷ نیز تولید گردند. رنگ و بافت ظاهری این ماسه سنگ بسیار شبیه گرانیت است. یکی از سنگ مخزنهای

1. Blanket sand

4. Quartz wacky sandstones

7. Gneiss

2. Graywacky Sandstones

5. Arkosic sandstones

3. Lens

6. Granite wash

میدان نفتی آنادارکو در تکزاس ماسه سنگ آرکوزی است. در ایران سنگ مخزن آرکوزی تا حال شناخته نشده است ولی در برخی نقاط ماسه سنگهای آرکوزی در بخشهای زیرین سازند شمشک دیده می شود.

۲.۱.۳ سنگ مخزنهای کنگلومرای

می توان به کنگلومرا به نظر ماسه سنگهای بسیار دانه درشت نگریست که گاه 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 نمی کنند. سنگ مخزنهای کنگلومرای معمولاً به صورت عدسی در داخل ماسه سنگها موجود می باشند. در پنسیلوانیا کنگلومراهای دارای نفت در تناوب با ماسه سنگهای گریواکی قرار گرفته اند. در میدان نفتی شرقی تکزاس عدسیهای کنگلومرای نفت دار در ماسه سنگ وودباین^۱ وجود دارد. سنگ مخزن میدان نفتی کارامی^۲ در چین کنگلومرای مخروط افکنه ای به سن تریاس است. برش های^۳ کلاهدک گنبدیهای نمکی را نیز که گاه دارای هیدروکربن می باشند می توان در این گروه از سنگ مخزنها قرارداد.

۲.۲ 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 می گردد. سنگهای کربناته به رنگهای خاکستری، خاکستری تیره، خاکستری مایل به قهوه ای، زرد روشن، نخودی و غیره دیده می شود. بیشتر ذخائر کشف شده نفت و گاز در ایران و بیشتر نفت و گاز کشف شده در حوضه عظیم نفتی خاورمیانه در سنگهای کربناته قرار دارند. با اینکه بیش از نیمی از نفت و گاز جهان در سنگ مخزنهای کربناته یافت شده است اطلاعات و دانش موجود درباره خواص فیزیکی و رفتار مخزنهای کربناته بسیار کمتر از مخزنهای ماسه سنگی است علت این امر تنوع رسوبهای کربناته و قابلیت تغییرناپذیری بیشتر تخلخل آنها در اثر عوامل مختلف به ویژه انحلال، دولومتیزه شدن، شکاف و درز پذیری و سیمان شدن و رسوب کانیهای محلول در آب در درزها و شکافها به صورت بلور است. تخلخل سنگهای کربناته اغلب محلی بوده و در بیشتر موارد در جهات افقی و قائم تغییر می کند و کمتر تخلخلی یکنواخت در لایه ای دیده می شود. فرم و شکل تخلخل در سنگهای کربناته ممکن است میان دانه ای، بین دانه ای، بین بلوری و یا حفره ای و کارستی باشد که نوع اخیر سبب تراوایی زیاد سنگ مخزن می گردد. درز و

1. Woodbine

2. Karamay

3. Breccia

شکافتها نیز در ازدیاد تراوایی نقشی عمده را دارای می باشند. بهمین سبب بهره‌دهی مخزن کربناته زیاد و عمره بهره‌دهی کوتاه است.

وجود درز و شکاف حتی با عرض کم در بالا بردن تراوایی سنگ مخزن اثر زیاد دارد. قابلیت جریان نفت در سنگ مخزن کربناته درزدار به مراتب پیش از سنگ مخزن ماسه سنگی متوسط است. وجود درز و شکاف در ازدیاد مقدار تخلخل مربوط به درزه‌ها را به طور متوسط در حدود ۵/۰٪ می‌دانند که به پژوهشگران ازدیاد تخلخل مربوط به درزه‌ها را به طور متوسط در حدود ۵/۰٪ می‌دانند که به ندرت به ۱ تا ۲٪ می‌رسد. ارقام به دست آمده از اندازه‌گیری تراوایی آزمایشگاهی مغزه‌های سنگهای کربناته به طور قابل ملاحظه‌ای کمتر از مقدار اندازه گرفته شده به روش تحلیلی فشارگیری چاه بوده و بهره‌دهی چاههای حفر شده در این سنگها به مراتب بیش از آن می‌باشد که بر مبنای محاسبه از تراوایی مغزه‌ها پیش‌بینی می‌شود. این اختلاف به علت وجود درزه‌ها و حفره‌هایی است که در سنگ مخزن کربناته وجود دارد و در مغزه که نمونه بسیار کوچکی در برابر حجم تمام سنگ مخزن است خود را نشان نمی‌دهد. اندازه‌گیری آزمایشگاهی درزه‌ها عملاً غیرممکن است چون امکان دارد درزه‌هایی هنگام مغزه‌گیری ایجاد گردد و یا فواصل درزه‌های موجود تغییر نماید.

سنگهای کربناته به دو گروه سنگهای آهکی و سنگهای دولومیتی تقسیم می‌گردند. حدود سنگ آهک و سنگ دولومیت بر حسب درصد کانی کلسیت و دولومیت طبق جدول زیر تعریف می‌شود.

سنگ	کلسیت	دولومیت
آهک	۹۵-۱۰۰٪	۰-۵٪
آهک کمی دولومینی	۷۵-۹۵٪	۵-۲۵٪
آهک دولومینی	۵۰-۷۵٪	۲۵-۵۰٪
دولومیت آهکی	۲۵-۵۰٪	۵۰-۷۵٪
دولومیت کمی آهکی	۵-۲۵٪	۷۵-۹۵٪
دولومیت	۰-۵٪	۹۵-۱۰۰٪

۱.۲.۳ سنگ مخزنهای آهکی

سنگهای آهکی در دو گروه قرار می‌گیرند: سنگ آهکهای آواری^۱ یا نابجا^۲ و سنگ آهکهای درجا^۳.

1. Detrital

2. Allochemical

3. Autochthonous

۱.۱.۲.۲ سنگ آهکهای آواری

این گروه از سنگهای آهکی مانند سنگهای آواری از سه بخش دانه، ملات و سیمان تشکیل شده‌اند. باید توجه داشت که در سنگهای آهکی آواری، دانه‌ها در حوضه رسوبی تشکیل شده و از خارج وارد آن نمی‌شود. دانه‌ها شامل زیست‌آوار^۱ یا اسکلت آهکی خرد شده جانداران، آلیت، پلت^۲ و خرد شده سنگهای آهکی در حال تشکیل^۳ می‌باشد. از نظر اندازه دانه‌ها سنگهای آهک آواری در سه گروه قرار می‌گیرند: کالسیرو دایتها^۴ که دانه‌ها از یک میلی‌متر بزرگ‌تر است. کالکرنایتها^۵ که اندازه دانه‌ها بین یک تا $\frac{1}{16}$ میلی‌متر است و کالسیلوتایتها^۶ که اندازه دانه‌ها کوچکتر از $\frac{1}{16}$ میلی‌متر بوده و معادل سیلت و رس در سنگهای آواری بوده و به صورت گل آهکی در حوضه رسوب می‌کنند. به خصوص تخلخل، تراوایی و شکنندگی آن به ترکیب این سه بخش یعنی دانه، ملات و سیمان بستگی دارد. این ترکیب نیز وابسته به محیط رسوبی است. وجود ملات گل نمایانگر رسوبگذاری در محیطی آرام و کم انرژی مانند مرداب^۷، بخش عمیق فلات قاره^۸ بوده و سبب کم شدن تخلخل اولیه سنگ می‌گردد. سنگهایی که در چنین محیطهایی رسوب می‌کنند اغلب به علت دارا بودن مواد آلی تیره‌رنگ بوده و بیشتر تولیدکننده هیدروکربن می‌باشند تا ذخیره‌کننده آن. نبود ملات گل نشانه رسوب در محیطی پرانرژی است. در این محیط فضای بین دانه‌ها خالی مانده و سنگ دارای تخلخل اولیه زیادی است. گرچه بعد سیمان بخشهایی از این فضاهای خالی را پرمی‌کند ولی تخلخل کافی برای ذخیره نفت و گاز باقی می‌ماند.

زمین‌شناسان نفت سنگهای آهکی را اکنون بیشتر بر پایه نامگذاری فولک^۹ و دانهم^{۱۰} مورد مطالعه قرار می‌دهند. نامگذاری فولک بر اساس ویژگی دانه‌ها، وجود ملات گل آهکی و سیمان انجام می‌گیرد.

دانه‌ها که فولک از آنها به عنوان اجزاء نابجا^{۱۱} نام می‌برد در چهارگروه به شرح زیر قرار می‌گیرند:

الف - زیست‌آوارها - این دانه‌ها از اسکلت آهکی ریز جانداران و خرده اسکلت‌های جانداران تشکیل می‌شود.

ب - آلیت‌ها - این دانه‌ها در محیطی پرانرژی و گرم از رسوب کانی آراگومیت به دور هسته‌ای در حال چرخش تشکیل می‌شوند. هسته اغلب دانه کوارتز و یا زیست‌آوار می‌باشد. آراگونیت در آلیت‌های قدیمی به کلسیت تبدیل می‌شود.

ج - پلت‌ها - دانه‌هایی بدون زاویه و گرد می‌باشند ولی برخلاف آلیت‌ها بدون ساخت

- | | | |
|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1. Bioclast | 2. Pellet | 3. Intraclasts |
| 4. Calcirudites | 5. Calcarenites | 6. Calcilutites |
| 7. Lagoon | 8. Deep Shelf | 9. R.Folk |
| 10. R.J. Dunham | 11. Allochem | |

داخلی بوده و از کربنات کلسیم نهان بلور^۱ تشکیل شده‌اند. پلت‌ها منشأ مختلف داشته و برخی ممکن است از مدفوع بی‌مهره مانند روزن‌داران تولید شده باشند.

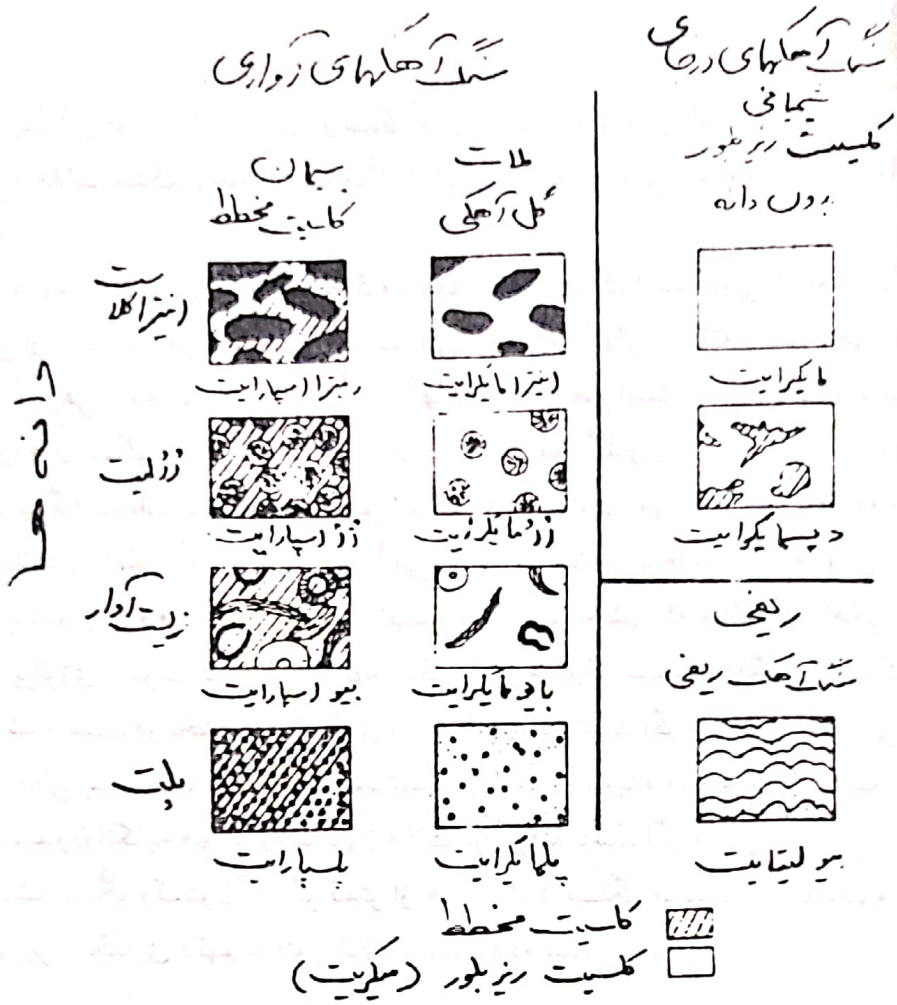
د- انیتوز کلیست‌ها - این دانه‌ها خرده‌سنگهای آهکی می‌باشند که در داخل حوضه رسوبی و هم‌زمان با شروع سنگ شدن به وسیله جریانهای زیردریایی و یا موج فرسایش یافته‌اند. چنین فرسایشی در حوضه‌های رسوبی کربناته پدیده‌ای عام است. ملات را گل آهکی تشکیل می‌دهد. گل آهکی در اثر خرد شدن دانه‌های آهکی بزرگتر در اثر موج، جذر و مد، فعالیت‌های زیستی، باد و یا از رسوب مستقیم کربنات کلسیم محلول تشکیل می‌شود. گل‌های آهکی که امروزه در دریاها رسوب می‌کنند بیشتر از کانی آراگونیت تشکیل شده‌اند ولی سنگ آهک‌های قدیمی که دارای منشأ گل آهکی می‌باشند از کانی کلسیت ساخته شده‌اند. گل آهکی ممکن است به مقدار کم تنها ملات سنگ را تشکیل دهد و یا سنگ به طور کامل از آن ساخته شده باشد که در این صورت سنگ، مایکرایت^۲ و یا کالسیلوتایت نامیده می‌شود.

سیمان از کلسیت متبلور تشکیل می‌شود و چون در مقطع نازک در زیر میکروسکوپ شفاف و مخطط دیده می‌شود «اسپار»^۳ نامیده می‌شود.

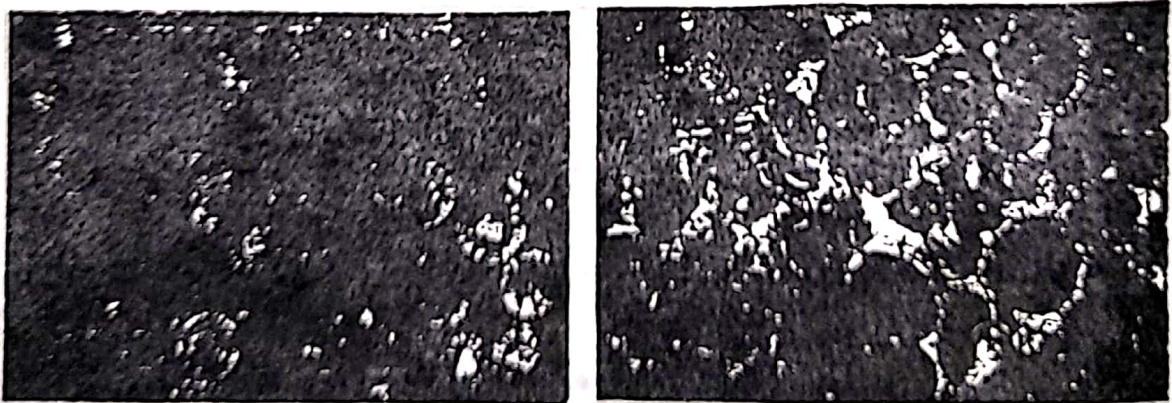
در نامگذاری فولک، پیشوند نام سنگ را از دانه تشکیل‌دهنده گرفته و برحسب اینکه دانه‌ها در گل آهکی قرار گرفته و یا با بلور کلسیت سیمان شده باشند به ترتیب پسوند «مایکرایت» یا «اسپارایت» را به آن می‌افزایند. به این ترتیب با توجه به وجود چهار نوع دانه‌آواری و اینکه دانه‌ها در داخل ملات گل آهکی قرار گیرند و یا دارای سیمان کلسیت مخطط باشند فولک هشت نوع سنگ آهک آواری اصلی را معرفی می‌نماید که عبارتند از: ایترا اسپارایت^۴، اسپارایت^۵، بایواسپارایت^۶، پلسپارایت^۷، ایترامایکرایت^۸، آمایکرایت^۹، بایومایکرایت^{۱۰}، پلمایکرایت^{۱۱} در شکل ۲۲ تصویری از این سنگها نشان داده شده است. شکلهای ۲۳ و ۲۴ مقطع نازک اسپارایت و آمایکرایت را نشان می‌دهد. سنگ مایکرایتی که دارای روزنه‌های خالی بوده و این روزنه‌ها را سیمان کلسیت مخطط پر کرده باشد دیسمایکرایت^{۱۲} نامیده می‌شود.

در تکمیل شناسایی سنگهای آواری آهکی فولک سنگهایی را معرفی نموده است که هم دارای ملات گل آهکی و هم سیمان کلسیت متبلور می‌باشند. این سنگها را به ترتیب فوق: ایترامایک اسپارایت^{۱۳}، آمایک اسپارایت^{۱۴}، بایومایک اسپارایت^{۱۵}، پلمایک اسپارایت^{۱۶} نامیده است.

- | | | |
|----------------------|-------------------|--------------------|
| 1. Cryptocrystalline | 2. Micrite | 3. Spar |
| 4. Intrasparite | 5. Oosparite | 6. Biosparite |
| 7. Pelsparite | 8. Intramicrite | 9. Oomicrite |
| 10. Biomicrite | 11. Pelmicrite | 12. Dismicrite |
| 13. Intramicasparite | 14. Oomicasparite | 15. Biomicasparite |
| 16. Pelmicasparite | | |



شکل ۲۲- نمودار تصویری رده بندی اصلی سنگهای آهکی توسط فولک در سال ۱۹۵۹



شکل ۲۳- آاسپارایت، سازند ترگان، مقطع نمونه ۱۶ x= شکل ۲۴- آاماکرایت، سازند ترگان، مقطع خور ۱۷ x=

نام سنگ آهکهای ریوی در نامگذاری فولک با بیولیتایت^۱ است. بهترین سنگ مخزنها را

1. Biolithite

بیشتر به ملات سنگ توجه دارد که متأثر از انرژی محیط رسوبی است و به جنس دانه‌ها تقسیم نمی‌دهد.

دانه‌های کربناته را به دو گروه عمده تقسیم می‌کنند، سنگهایی که به علت تبلور یافت رسوبی اولیه در آنها قابل تشخیص نیست. این گروه را سنگهای کربناته متبلور^۱ می‌نامند. گروهی را که بافت رسوبی اولیه در آنها قابل تشخیص است به دو زیرگروه تقسیم می‌کنند: زیرگروه اول سنگهایی هستند که اجزاء آن در زمان رسوبگذاری به هم متصل بوده و به همان ترتیب سنگ شده‌اند مانند ریف‌ها. این سنگها را باندستون^۲ می‌نامند. زیر گروه دوم سنگهای دارای دانه‌های آهکی آواری و یا نابجا^۳ می‌باشند این سنگها برحسب اینکه دارای ملات گل آهکی باشند و یا فاقد آن به دو بخش تقسیم می‌گردند. بخشی که ملات گل آهکی ندارد و در محیط پراثری رسوب کرده، دانه‌ها بهم متکی بوده و دارای سیمان آهکی است گریستون^۴ نامیده شده است. در بخش دوم که دارای ملات گل آهکی است اگر دانه‌ها به هم متکی بوده و گل فضای خالی بین دانه‌ها را پر کرده باشد سنگ پکستون^۵ نامیده می‌شود. اگر دانه‌ها به طور پراکنده، بدون اتکا به هم، در زمینه‌ای از ملات قرار گرفته باشند اگر مقدار دانه‌ها در زمینه بیش از ۱۰٪ باشد سنگ وکستون^۶ و اگر کمتر از ۱۰٪ باشد سنگ مدستون^۷ نامیده می‌شود. در جدول زیر نامگذاری دانه‌ها به طور خلاصه نشان داده شده است.




بافت رسوبی اولیه مشخص است				اجزاء سنگ در زمان رسوبگذاری متصل به هم بوده‌اند	بافت رسوبی اولیه مشخص نیست
با ملات گل		بدون ملات گل	دانه‌های سنگ در زمان رسوبگذاری متصل به هم نبوده‌اند		
دانه‌ها در ملات گل پخش می‌باشند		دانه‌ها به هم متکی می‌باشند	دانه‌ها به هم متکی می‌باشند	زمان رسوبگذاری متصل به هم بوده‌اند	سنگهای کربناته متبلور
دانه کمتر از ۱۰٪	دانه بیش از ۱۰٪	پکستون	گریستون	باندستون	
مدستون	وکستون				

در جدول زیر دو سیستم فولک و دانه‌ها با هم مقایسه شده‌اند:

- 1. Crystalline Carbanate
- 4. Grainstone
- 7. Mudstone

- 2. Boundstone
- 5. Packstone

- 3. Allochthonous
- 6. Wackstone

سیستم نامگذاری: فولک				
دانه				
کمتر از ۱۰٪ دانه مدستون	بلت مایکرایت	بایوکلاست مایکرایت	آلیت مایکرایت	اینتراکلاست مایکرایت
بیش از ۱۰٪ دانه و کستون	 پلممایکرایت	بایومایکرایت	آمایکرایت	اینترامایکرایت
		 بایومایک اسپارایت	آمایک اسپارایت	اینترامایک اسپارایت
			 آاسپارایت	اینتراسپارایت
گرینستون باندستون	پلسپارایت	بایواسپارایت	بایولیتایت	

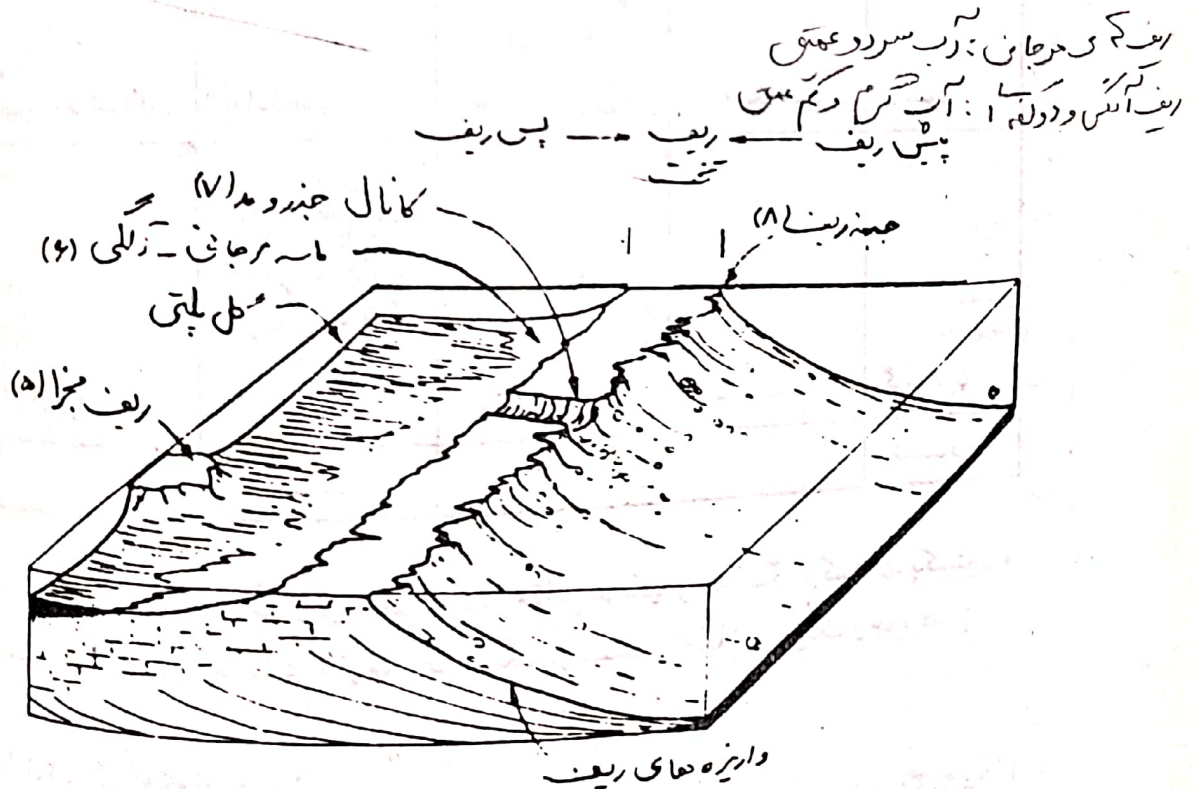
- بطوریکه در این جدول دیده می شود در مقابل هریک از سه سنگ و کستون، پکستون و گرینستون در سیستم نامگذاری دانه، چهار سنگ در سیستم نامگذاری فولک وجود دارد.

۲.۱.۲.۳ سنگ آهکهای درجا

در این گروه از سنگ آهکها که در محل تشکیل باقی مانده و بدون جابجایی مرحله سنگ شدن را گذرانده اند از ریفها می توان نام برد. تمام سنگهای آهکی ریفی تخلخل و تراوایی زیادی را دارا بوده و سنگ مخزنهای بسیار مناسبی را تشکیل می دهند. سنگ آهک ریفی از سنگ شدن در جای اسکلت آهکی مجتمع جانداران به وجود می آید.

ریف‌های کنونی ساختمانهای آبی مقاوم در برابر موج می‌باشند که اغلب مرجانها آنها می‌سازند. شناخت پیدایش و سنگ شدن ریفها در زمین‌شناسی نفت بسیار اهمیت دارد چون این گروه از سنگهای آهکی مخازن نفتی بسیار بهره‌دهی را تشکیل می‌دهند.

ریفهای جدید را زیست‌شناسان و زمین‌شناسان به دقت مورد مطالعه قرار داده، ریخت، ساختمان و محیط زیست آنها را به خوبی شناسایی نموده‌اند. ریفهای کنونی در گستره وسیعی از نظر عمق آب، درجه حرارت و درجه شوری دیده شده‌اند. حتی ریفهای آلگی و دوکفه‌ای در دریاچه‌ها نیز گسترش یافته‌اند و ریفهای مرجانی در آبهای سرد و عمیق نیز وجود داشته‌اند ولی به طور کلی بیشتر نزدیک به تمام ریفهای جدید در آبهای گرم، صاف و کم عمق تشکیل می‌شوند و سازنده آنها نیز مرجانها می‌باشند. ریف‌های جدید به طوریکه در شکل ۲۵ دیده می‌شود از سه ناحیه مهم از نظر مرفولوژی و رسوبگذاری، پیش‌ریف^۲، ریف تخت^۳ و پس‌ریف^۱ تشکیل شده‌اند. در ناحیه پیش‌ریف، واریزه‌های ریف^۵ از ریف تخت به دریای آزاد ریخته و به تدریج از کالسی رودایت و کلکرنایت به کالسیلوتایت تبدیل می‌شوند.

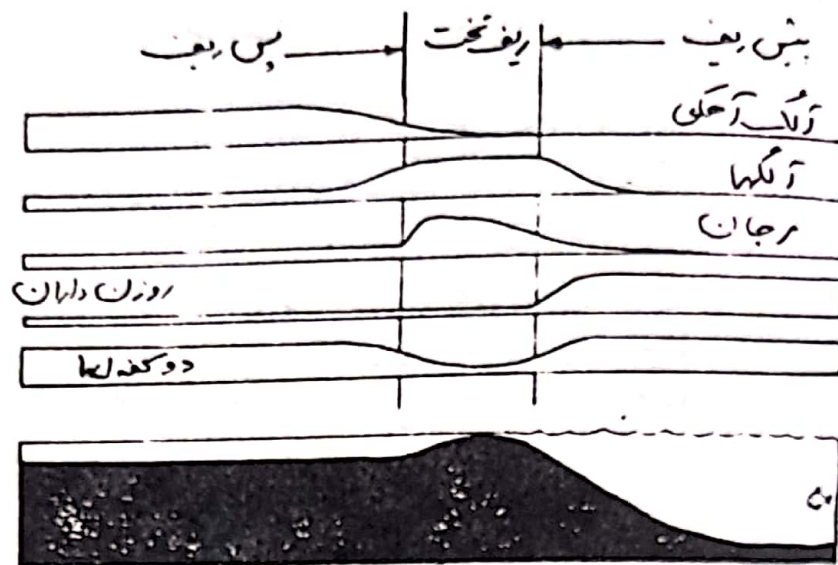


شکل ۲۵- جغرافیای طبیعی و رخساره‌های ریفی کنونی. (از سیلی)

- 1. Morphology
- 4. Back - reef
- 7. Coralgal sand

- 2. Fore reef
- 5. Reef talus
- 8. Tidal channel

- 3. Reef flat
- 6. Patch reef
- 9. Reef front

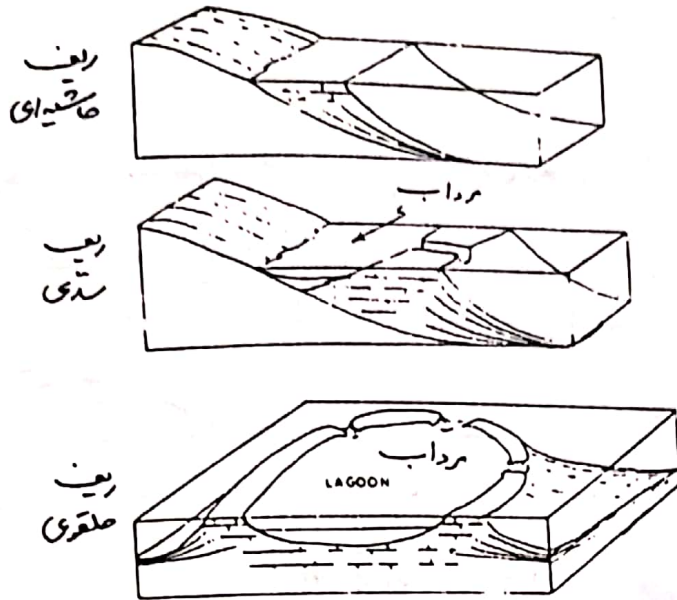


شکل ۲۶- برش قائم ریف کنونی فلوریدا که نمایانگر ریخت و اکولوژی آن است (از گیسبرگ^۱)

ریف تخت مسطح است چون جانداران سازنده آن نمی توانند مدتی طولانی خارج از آب زنده بمانند و تنها در طول زمان جذر از آب بیرون می آیند. ریف تخت بدنه اصلی و زیستگاه جاندار تشکیل دهنده ریف است. به طوریکه در شکل دیده می شود کانالهای جذر و مدی در ریف تخت وجود دارد که از آن آب دریا هنگام مد به مرداب پشت ریف جاری و در زمان جذر از آن خارج می شود.

در ناحیه پس ریف تخت آنرا به صورت مردابی از دریای آزاد جداسی کند خرده های ریز ریف که در اثر موج و طوفان فرسوده شده اند به صورت گل آهکی پلت دار رسوب می کنند. در مرداب گاه گسترش کوچک و محدودی از ریفهای مجزا مطابق آن چه در شکل ۲۵ نشان داده شده وجود دارد.

در نمودار بالای شکل ۲۶ گسترش جانداران و نوع آنها در سه ناحیه پس ریف، ریف تخت و پیش ریف نشان داده شده است.



شکل ۲۷- سه نوع مهم از ریف‌های کنونی

در دریا‌های کنونی سه نوع ریف دیده می‌شود: ریف حاشیه‌ای^۱ که متصل به ساحل و در امتداد آن گسترش می‌یابد. چون ریفها برای تکثیر به آب صاف و شوری ثابت نیاز دارند ریفهای حاشیه‌ای در مناطقی توسعه می‌یابند که ورود آب شیرین و گل به دریا بسیار محدود باشد یعنی مناطقی که بارندگی بسیار کم باشد. در زمان حاضر چنین ریفهایی در خلیج عقبه در دریای سرخ گسترش یافته‌اند.

ریف سدی^۲ نیز در امتداد ساحل گسترش می‌یابد ولی بین ریف و ساحل، مردابی وجود دارد که اغلب کم عرض است ولی حالتی نادر مانند ریف سدی استرالیا نیز وجود دارد که ناحیه پس ریف بیش از ۱۰۰ کیلومتر عرض داشته و خود دریای آزادی است. ریف حلقوی^۳ به صورت حلقه‌ای همانند دایره مردابی را از دریای آزاد جدا می‌کند. این نوع ریف در اقیانوس آرام و در اطراف جزایر آتشفشانی گسترش دارد. ریف بیکنی^۴ نمونه‌ای از ریفهای حلقوی است. (شکل ۲۷). در انواع سنگ آهکهای ریفی می‌توان از ریفهای بیوهرم^۵، بیوسترم^۶ و پیناکل^۷ نام برد. ریفهای بیوهرم شبیه تپه‌های کم عرض و دراز می‌باشند و اغلب از مرجان^۸ها، آلگها و استروماتوپوریدها^۹ ساخته شده‌اند.

ریفهای بیوهرم مطابق بوده و از اسکلت جاندارانی مانند دوکفه‌ایها^{۱۰}، مرجانها، کرینئیدها^{۱۱} و غیره به وجود آمده، فاقد شکل هندسی مشخص ولی دارای لایه بندی می‌باشند. ریفهای پیناکل دارای وسعت سطحی کم ولی رشد عمودی زیادند.

1. Fringing reef
4. Bikini
7. Pinnacle.
10. Lamellibranch

2. Barrier reef
5. Bioherm
8. Coral
11. Crinoidea

3. Atoll
6. Biostrom
9. Stromatoporoid

در سیستم نامگذاری فولک سنگ آهکهای ریفی با یولیتایت و در سیستم نامگذاری دانهم باندستون نامیده شده‌اند. دلیل اصلی بهره‌دهی زیاد برخی از ریفها تخلخل و تراوایی بسیار زیاد است. بخشی از تخلخل اولیه در ریفها ناشی از فضای خالی بین پوسته آهکی جانداران که نامنظم کنار یکدیگر قرار می‌گیرند و بخشی دیگر از حجره‌های داخل پوسته تأمین می‌گردد. برخی از حجره‌ها به هم مربوط بوده و برخی پس از ترک آن به وسیله جانور کاملاً مسدود می‌گردد. اگر این حجرات مسدود به نحوی با خارج ارتباط پیدا نکنند نقشی در ذخیره نفت و گاز نخواهند داشت. در ریفهایی با بهره‌دهی زیاد هیدروکربن این ارتباط برقرار شده است. ارتباط حجره با خارج زمانی که ریف نزدیک به سطح زمین است در اثر انحلال و سپس در اثر دولومیتیزه شدن و یا شکاف برداشتن در اثر عوامل تکتونیکی صورت می‌پذیرد.

ریف‌های دارای نفت و گاز در تمام افق‌های زمین‌شناسی و در سراسر دنیا یافت شده‌اند ولی در آمریکای شمالی فراوان‌ترند. این شاید به علت حفاریهای بیشتر در این بخش از جهان باشد. در تکزاس و نیومکزیکو نفت و گاز در ریفهایی به سن کربنیفر و پرمین یافت شده‌است. در غرب کانادا از نواحی قطبی تا مرز جنوبی آن کشور ریفهایی به سن دونین فوقانی وجود دارد که دارای نفت و گاز می‌باشند. نفت قابل استحصال برخی از آنها مانند میدانهای نفتی لیدوک^۱ و ردواتر^۲ تا مرز نیم میلیارد بشکه می‌رسد. سنگ مخزن میدانهای نفتی گلدن‌لین^۳ و پوزاریکا^۴ در مکزیک که ذخیره نفت قابل استحصال هریک بیش از یک میلیارد بشکه بوده است سنگ آهک ریفی می‌باشد.

۲.۲.۳ سنگ مخزنهای دولومیتی

در گروه سنگ مخزنهای کربناته سنگهای دولومیتی 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.

امروزه دولومیتیزه شدن قبل از دیاژنز در رسوبهای کربناته بین جذر و مد و بالای مد مشاهده می‌شود مانند آنچه در ساحل جنوبی خلیج فارس و ساحل بهاما تشکیل می‌گردد. در این محیط رسوبی دولومیت به صورت بلورهای آزاد سیلت اندازه تشکیل می‌شود و تخلخل بین دانه‌ها همانند تخلخل بین دانه‌های سیلت است. چون بلورهای کلسیت و آراگونیت به صورت آزاد و سنگ نشده به دولومیت تبدیل می‌گردند و بلورهای دولومیت نیز آزاد می‌باشند از زیاد تخلخلی در اثر دولومیتیزه شدن حاصل نمی‌گردد.

1. Leduc

2. Red water

3. Golden lane

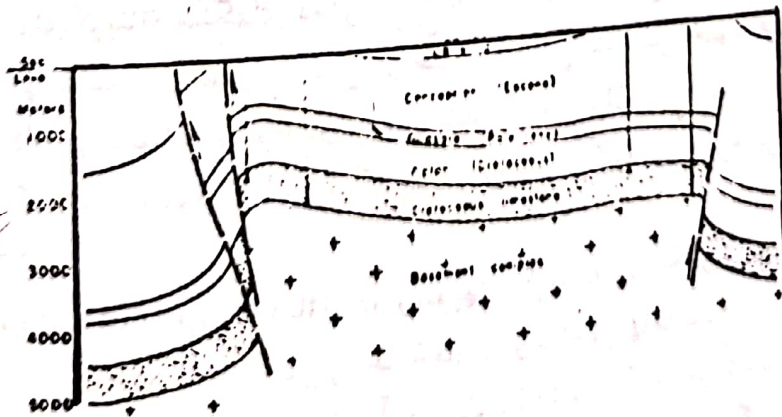
4. Poza rica

دولومیتیزه شدن پس از دیاژنز چنانکه در زیر سرفصل تخلخل شرح داده شد از زیاد تخلخلی در حدود ۱۱٪ ایجاد می‌کند. تخلخلی که ایجاد می‌شود نامنظم و به صورت تکه تکه است. بسیاری از سنگ مخزنهای دولومیتی به صورت لایه‌های سنگ دولومیت در تناوب با لایه‌های سنگ آهک قرار گرفته‌اند. گاه به علت گذر آب دولومیت‌کننده از مجاری خاص مانند سطح گسل، شکافها و غیره توده‌هایی از دولومیت با شکلهای نامنظم در داخل سنگهای آهکی تشکیل می‌شود. در سازندهای آسماری، مزدوران و بسیاری از سنگ مخزنهای کربناته ایران و خاورمیانه لایه‌های دولومیت وجود دارد.

۳.۳ سنگ مخزنهای متفرقه

سنگ مخزنهای عمده این گروه شامل سنگهای آذرین، دگرگونی و شیل‌های شکافدار است. این کانسارها گرچه از نظر زمین‌شناسی به علت تجمع نفت و گاز در سنگ مخزنهای غیرمتعارف جالب توجهند ولی از نظر اقتصادی به ندرت حائز اهمیت می‌باشند.

در سنگهای آذرین مختلفی مانند گرانیت، ریولیت، بازالت و گابرو نفت یافت شده است. در بیشتر این کانسارها سنگ نفتزای رسوبی قابل تشخیص بوده و با سنگ مخزن آذرین اغلب در تماس است. سنگ مخزن میدانهای نفتی مارا^۱ که در شکل ۲۸ نشان داده شده و لاپاز^۲ در ونزوئلا سنگ آهکی به سن کرتاسه است که بر روی سنگ پی‌گرانیت قرار دارد و علاوه بر سنگ آهک از شکافهای گرانیت نیز نفت استخراج می‌گردد.



شکل ۲۸- مقطع زمین‌شناسی میدان نفتی مارا در غرب ونزوئلا. نفت از سنگ آهکی کرتاسه و گرانیت شکافدار سنگ پی استخراج می‌شود. طول مقطع در حدود ۱۰ کیلومتر است. از منچر و همکاران^۳

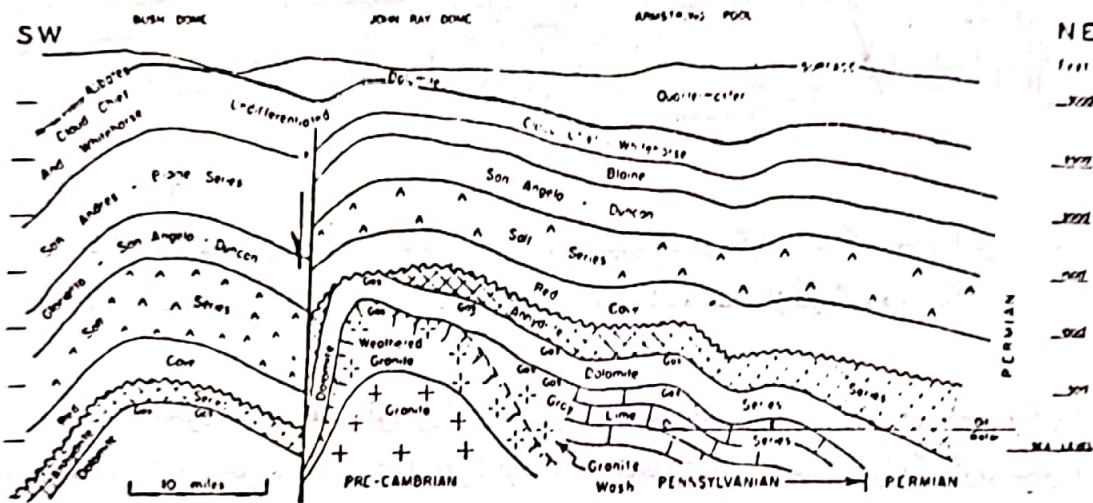
1. Mara

2. Lapaz

3. Mencher, et al

سنگ مخزن اصلی میدان نفتی توپونگاتو^۱ در ایالت مندوزای^۲ آرژانتین، لایه‌های توف^۳ به تناوب بین لایه‌های شیل قرار گرفته است. ضخامت کلی لایه‌های توف و شیل ۳۰۰ متر است. توف‌ها دارای تخلخل زیاد و تراوایی کم می‌باشند.

میدان نفتی آماریلو^۴ در تکزاس که ذخیره قابل استحصالی بیش از یک میلیارد بشکه نفت و ۳۱ تریلیون پای مکعب گاز داشته است دارای یک مخزن مرکبی شامل گرانیت فرسوده، ماسه سنگ، آرکوزی و سنگهای کربناته است. شکل ۲۹ مقطع زمین ساختی این میدان را نشان می‌دهد.

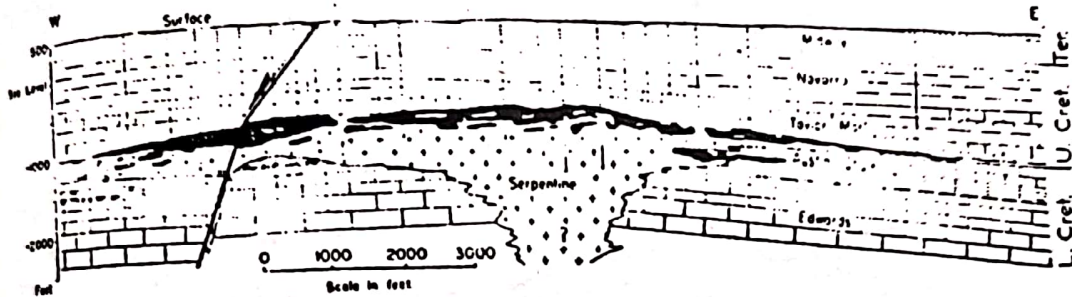


شکل ۲۹- مقطع زمین‌شناسی میدان نفتی آماریلو در تکزاس که دارای ۳۱ تریلیون پای مکعب گاز و بیش از یک میلیارد بشکه نفت قابل استحصال بوده است. از کاتر و کروم

گاز به صورت اقتصادی از یکی از دو لایه بازالتی متخلخل در راتل اسنیک هیل^۵ و اشنگتن استخراج می‌شود. برخی از معادن نفتی تکزاس در عدسی‌های سنگ‌های آذرینی به سن کرتاسه فوقانی کشف شده‌اند. این سنگها اغلب از گدازه بازالتی مانند الیوین بازالت^۶، فونولیت^۷ و گابرو تشکیل شده‌اند. بخشهای فرسوده این سنگها و به طور کلی تمام سنگهای آذرین این نواحی را

- | | | |
|--------------|-----------------------|-------------------|
| 1. Tupungato | 2. Mendoza | 3. Tuff |
| 4. Amarillo | 5. Rattel snake hills | 6. Olivine basalt |
| 7. Phonolite | | |

حفاران چاههای نفتی به غلط «سرپانتین»^۱ نامیده‌اند. میزان بهره‌دهی چاههای این مخازن بسیار متغیر بوده و از چند بشکه تا ۵۰۰۰ بشکه در روز تغییر می‌کند. میزان بهره‌دهی نقطه‌ای بوده و چاههایی با بهره‌دهی کم نزدیک به چاههایی با بهره‌دهی زیاد قرار دارند. میدان نفتی لیستون اسپرینگ^۲ که برش زمین ساختی آن در شکل ۳۰ دیده می‌شود نمونه‌ای از این نوع مخازن است. ولی سنگ مخزن میدان نفتی جاتیبونیکو^۳ در کوبا واقعاً سنگ سرپانتین شکافدار است.



شکل ۳۰- مقطع زمین‌شناسی میدان نفتی لیستون اسپرینگ در تگزاس. سنگ مخزن این میدان سنگ آذرین فرسوده است که «سرپانتین» نامیده شده است. از گلینگوود و رتگر^۴.

سنگ مخزن میدان نفتی فوربرو^۵ در وراکروز^۶ کشور مکزیک گابرویی می‌باشد که به صورت سیل^۷ به داخل لایه‌های شیل نفوذ کرده و در محل تماس با شیل آنرا دگرگون نموده است.

سنگ‌های آذرین اسید در ژاپن مخزنهای هیدروکربنی مهمی را تشکیل داده‌اند. ریولیت‌هایی^۸ که در آغاز میوسن از فوران گدازه^۹ به داخل دریایی عمیق تشکیل شده‌اند با تخلخلی در حدود ۲۵ - ۲۰٪ و تراوایی ۴۰ - ۱۰ میلی دارسی مخازن نفت و گاز متعددی را ایجاد نموده‌اند. تخلخل اولیه در این سنگها در اثر سرد شدن سریع و شدید گدازه در آب و پرشی^{۱۰} شدن آن بوجود آمده است و تخلخل ثانوی در اثر جریان آبهای گرم^{۱۱} و حرکات زمین‌ساختی به وجود آمده است. سنگ مادر این مخازن شیلهایی دارای مواد آلی است که پس از پایان آتشفشانی بر روی ریولیت‌ها رسوب کرده‌اند. از بزرگترین معادن این گروه میدانهای گازی یُشی‌ای^{۱۲} و

1. Serpentine

4. Collingwood and Rettegr

7. Sill

10. Brecciation

2. Lytton spring

5. Furbero

8. Rhyolite

11. Hydrothermal

3. Jatibonico

6. Vera Cruz

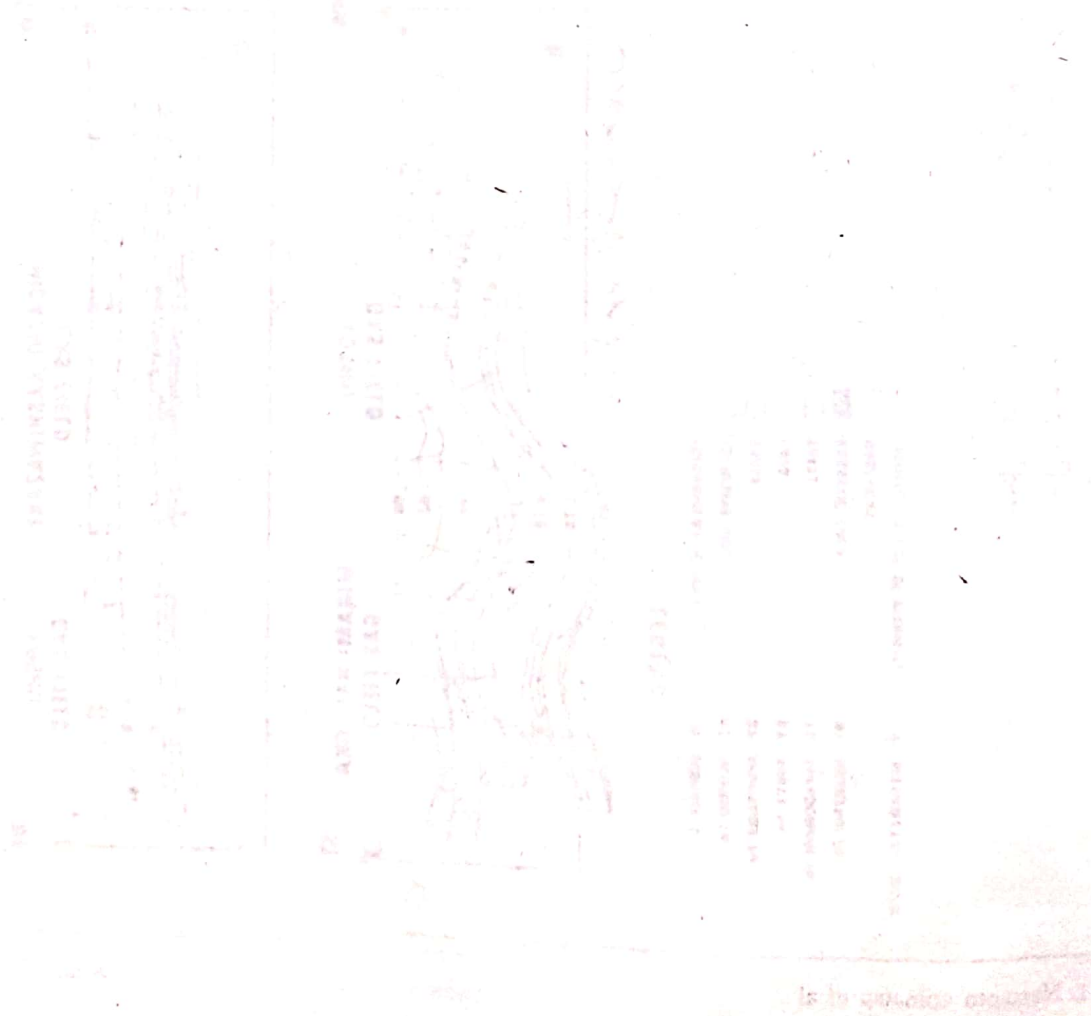
9. Lava

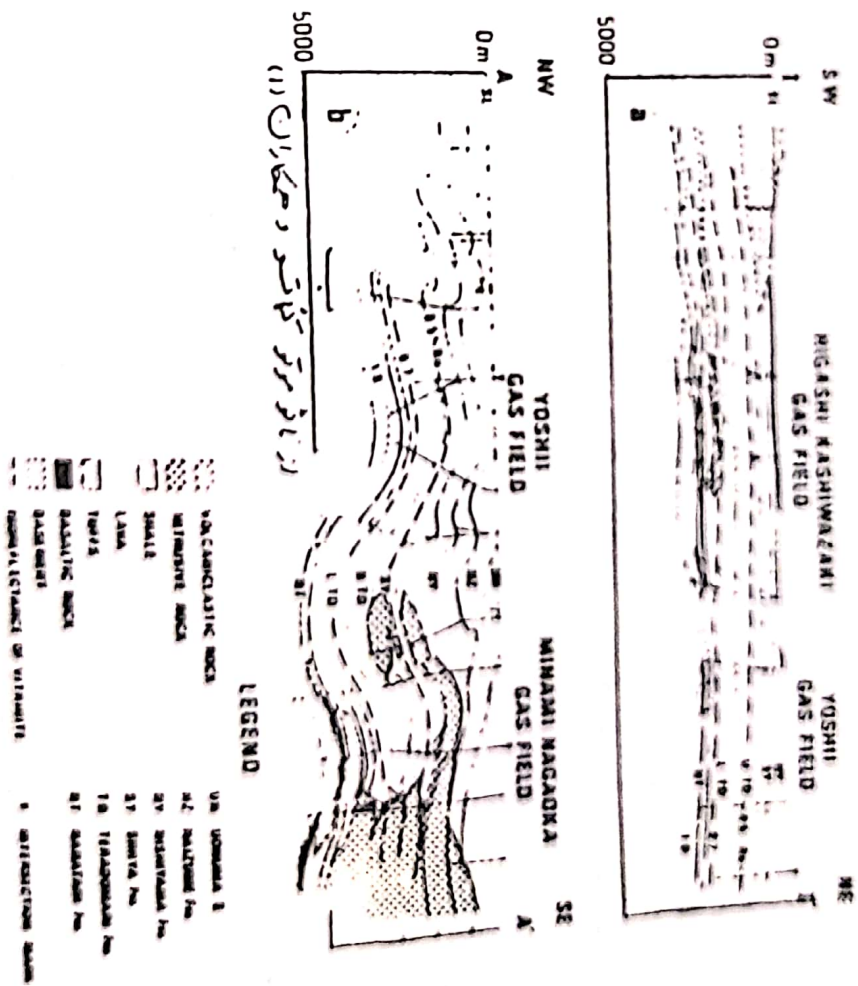
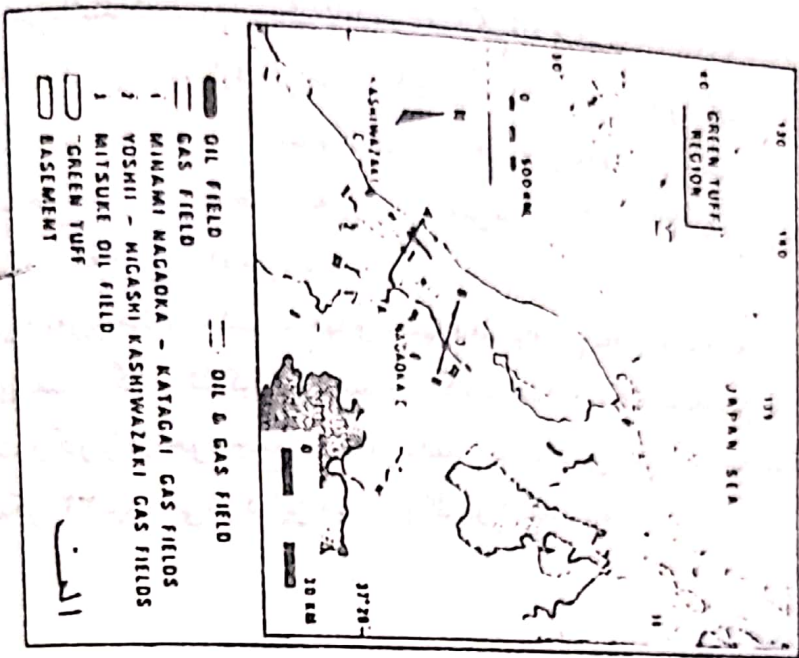
12. Yoshil

هیگاشی کاشیوازاکمی^۱ می‌باشند که بر روی یک تاق‌دیس قرار گرفته و در سال ۱۹۶۸ کشف شده‌اند و تا سال ۱۹۸۳ بیش از ۹ میلیارد متر مکعب گاز از آنها استخراج شده و ذخیره قابل استحصال آن ۱۵ میلیارد متر مکعب برآورد شده است. در برخی از چاه‌های این میدانها از توفهای سبز نیز گاز استخراج می‌شود. به طوری‌که در برش زمین‌شناسی شکل ۳۱ دیده می‌شود چاه‌ها در سنگ‌های آذرین متفاوتی گازده می‌باشند.

سنگ‌های آواری دانه‌ریز مانند سیلت سنگها و شیلها فاقد تراوایی کافی بوده و به ندرت سنگ مخزن میدانهای نفت و گاز را تشکیل می‌دهند ولی گاه به علت شکاف برداشتن دارای تراوایی گردیده و نفت و گاز را در خود جمع می‌کنند مانند میدان نفتی فلورانس که برش زمین‌شناسی آن در شکل ۳۲ دیده می‌شود. این میدان در کلرادو کشف شده است.

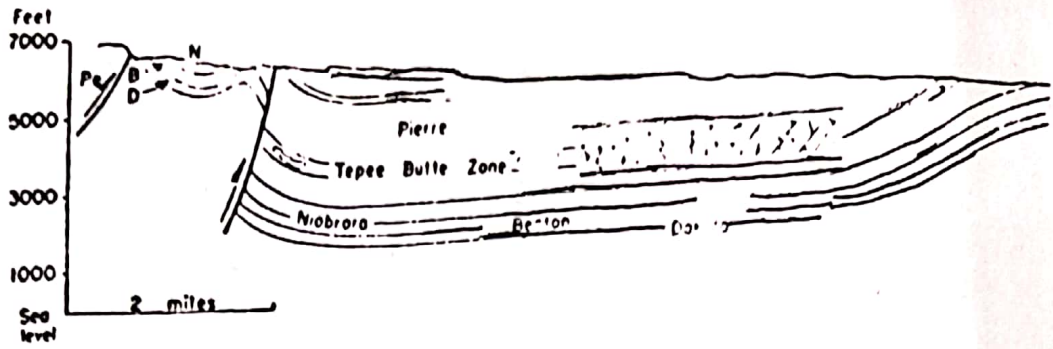
1. Higashi - Kashiwazaki





شکل ۲۱- الف) محل میدانهای گازی میکانی کانیزواری و دیگر میدانهای منطقه و محل برشهای زمین‌شناسی شکل ۲۱ ب) برشهای زمین‌شناسی میدانهای گازی

1. Naomoto Komatsu et al



شکل ۳۲- برش زمین شناسی میدان نفتی فلورنس^۱ از لورسن^۲.

1. Florence

2. Levocene

بخش چهارم

سنگ پوشش

هدفها

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- نقش مهم سنگ مخزن را در تشکیل مخازن نفت و گاز شرح دهید.
- ۳- امتیاز سنگ پوشش های تبخیری را بر سایر سنگ پوشش ها شرح دهید.
- ۴- بیان کنید سنگ های آهکی در چه شرایطی می توانند نقش سنگ پوشش را داشته باشند.
- ۵- سنگ پوشش چه خواص فیزیکی را باید دارا باشد تا بهتر بتواند نقش خود را ایفا کند.
- ۶- سنگ پوشش مخازن آسماری را در مناطق نفتخیز ایران شرح دهید.
- ۷- بیان کنید سنگ پوشش سازند عرب چیست؟
- ۸- تعدادی از سنگ پوشش های شیلی و مارنی ایران را نام برید.

مفاهیم پیش نیاز

- خاصیت شکل پذیری
- قابلیت سیلان
- مونتمریلونیت
- کائولن

مفاهیم تازه

- سنگ پوشش تبخیری
- سنگ پوشش آواری
- سنگ پوشش مارنی
- سنگ پوشش متفرقه
- سنگ پوشش آهکی

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 هرچه ناتراوتر بوده و شکنندگی آن کمتر باشد توان بیشتری برای حفظ هیدروکربن خواهد داشت. سنگهای دارای خاصیت شکل پذیری^۱ چون کمتر شکننده می باشند بهترین سنگ پوشش ها را می سازند. سنگهای نمک، گچ و رس دارای این خاصیت می باشند. شکنندگی سنگ از توان پوششی آن به شدت می کاهشد. سنگهایی مانند آهک میکریتی، مارن و شیل در صورت بی شکاف بودن ناتراوا بوده و ممکن است در شرایط مساعد سنگ پوشش مناسبی را تشکیل دهند. سنگ پوشش ها را می توان در پنج گروه طبقه بندی نمود که به ترتیب توان پوششی، سنگهای تبخیری، آواری، کربناته، مارنی و متفرقه به شرح زیر است:

۱- سنگ پوشش های تبخیری

مهم ترین سنگ پوشش ها را سنگهای نمک^۲ و گچ^۳ تشکیل می دهند. نمک از ناتراوترین کانیست و معادن حفر شده در داخل توده های نمک بدون استثناء خشک بوده اند. قابلیت سیلان^۴ نمک تحت فشار پدیده ای شناخته شده است که در حرکت توده های نمک در گنبد های نمکی به خوبی نمایان است. این خاصیت نمک سبب می شود که اگر گسلی هم از داخل لایه نمک عبور نماید صفحه گسل در داخل نمک بسته شود. به عبارت دیگر اگر دیواره ظرف ترک بردارد خود دیواره آن را ترمیم خواهد نمود. در زیر سنگ نمک معمولاً لایه ای از انیدریت وجود دارد که سنگ پوشش اولیه را ایجاد می کند. فراوانی انیدریت در حوضه های رسوبی بیش از نمک است و از این رو این کانی نقش مهمی در ایجاد سنگ پوشش دارد. در مناطق نفتخیز ایران سنگ پوشش مخزن آسماری را لایه های تبخیری سازند گچساران تشکیل می دهد که از مهم ترین و معروف ترین سنگ پوشش ها در جهان است. در قاعده این سازند لایه هایی از انیدریت به ضخامتی در حدود ۴۰ متر و بر روی آن لایه های ضخیم نمک قرار دارد. در حوضه رسوبی ایران مرکزی در بخش زیرین سازند قرمز فوقانی^۵ نیز لایه های انیدریت و نمک همانند بخش زیرین سازند گچساران وجود دارد که سنگ پوشش سنگ مخزن قم را تشکیل می دهد.

سازند هیت به سن ژوراسیک پسین در حوضه رسوبی زاگرس - خلیج فارس از سنگ گچ تشکیل شده است و سنگ پوشش سازند عرب را در عربستان سعودی تشکیل می دهد. انیدریت های سازند دشتک به سن تریاس و انیدریت نار به سن پرمین از سنگ پوشش های تبخیری مهم ایران در حوضه رسوبی زاگرس می باشند.

انیدریت نار : پرمین
سنگ پوشش گچساران
انیدریت دشتک : تریاس
تخانه لیت

تبخیرات آسماری
فوقانی
تهدت
سازند عرب

1. Plasticity

2. Halite

3. Anhydrite and gypsum

4. Flowage

5. Upper red formation

۲- سنگ پوشش های آواری

سنگهای آواری بسیار دانه ریز مانند رس سنگها^۱ و شیلها در بسیاری از موارد سنگ پوششهای مناسبی را تشکیل می دهند. شیلها از فراوانترین 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.

میزان ناتراوایی رس سنگها و شیلها بستگی به بافت و نوع کانی موجود در آنها دارد. برخی کانیهای رسی از ذرات فلسی شکل تشکیل شده اند که به طور موازی روی یکدیگر قرار گرفته ناتراوایی کامل ایجاد می نمایند ولی برخی دیگر از کانیها دارای ذرات یکنواخت نبوده و ناتراوایی کمتری دارند. بین کانیهای رسی مونتموریلونیت^۲ خاصیت شکل پذیری داشته و پیش از بقیه کانیهای رسی ناتراوا می باشند کائولن^۳ها پیش از همه در مقابل فشار حالت شکنندگی داشته و سنگ پوشش های ضعیف تری را می سازند.

مونت موریلونیت - رس
کائولن - رس
شیل - رس

۳- سنگ پوشش های آهکی

سنگ آهک ریز بلور یا میکریت از دیاژنز گیل آهکی به وجود می آید 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^۴ این سنگها می توانند نقش سنگ پوشش را ایفا نمایند. ولی نداشتن خاصیت شکل پذیری همواره در معرض خط شکستن قرار می دهد. مایکرایت ها اگر در اثر نیروهای زمین ساختی شکاف بردارند نه تنها دیگر نقش پوششی نخواهند داشت بلکه در مواردی با ذخیره نفت و گاز در شکافها سنگ مخزنهای ضعیفی را تشکیل می دهند.

از سنگ آهک میکریتی فقط در تاق دیس هایی با چین خوردگی ملایم و شیب دامنه های کم و یا در نفتگیرهای چینه ای^۲ می توان انتظار داشت که سدی در برابر عبور نفت و گاز ایجاد نماید.

۴- سنگ پوشش های مارنی

مارن ها مخلوطی از آهک و رس اند و به این علت از سنگهای رسی شکل پذیری کمتری داشته و بیشتر شکننده می باشند. ولی از سنگ آهکهای میکریتی شکل پذیرتر بوده از اینرو نسبت به این سنگها شکنندگی کمتری دارد. خاصیت ناتراوایی مارنها بستگی به مقدار و نوع کانی رس موجود در آن تغییر می کند ولی بهر حال مارنها نیز تحت تأثیر نیروهای زمین ساختی شدید شکاف برمی دارند. مارنها و شیل های آهکی سازنده های پاینده و گورپی در برخی از میدانهای نفتی حوضه

1. Claystone

2. Montmorillonite

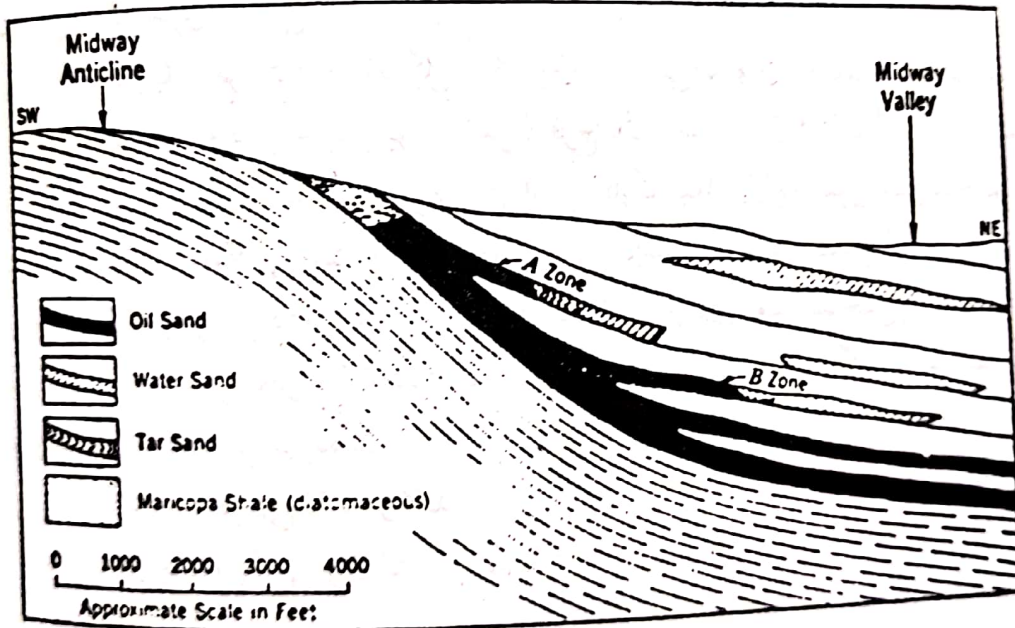
3. Tectonic

4. Stratigraphic traps

زاگرس مانند اهواز و مارون مخزنهای آسماری و سروک را جدا می‌سازند در حالی که در برخی دیگر از معادن نفتی مانند گچساران و آغاچاری سیال این دو سنگ مخزن در ارتباط با هم می‌باشند.

۵- سنگ پوشش های متفرقه

هیدروکربنهای جامد یا نیمه جامد مانند قیرهاگام با مسدود نمودن خلل و فرج سنگها راه عبور نفت و گاز را می‌بندند. میدان نفتی تاقدیس میدوی^۱ در کالیفرنیا چنین سنگ پوششی دارد. به طوریکه در شکل ۳۳ دیده می‌شود لایه‌های ماسه سنگی در دامنه این تاقدیس دارای نفت است ولی این لایه در دامنه تاقدیس رخنمون دارد و اگر ماسه قیردار راه خروج نفت را سد نمی‌کرد تمام نفت مخزن تخلیه می‌شد. در این کانسار با باز شدن مخزن خروج نفت از سنگ مخزن آغاز



شکل ۳۳- برش زمین‌شناسی میدان نفتی میدوی. ماسه سنگ قیردار که نقش سنگ پوشش را دارد به صورت فلسی، ماسه سنگ نفت‌دار سیاه و ماسه سنگ آبدار با هاشور نشان داده شده است.

می‌گردد ولی به علت فشار کم مخزن و یا پس از کاهش فشار آن به علت خروج نفت سرعت

1. Midway

جریان کاهش می یابد و با کاهش سرعت هیدروکربنهای فرّار و سبک خارج شده و هیدروکربنهای سنگین به صورت قیر در خلل و فرج باقی مانده و راه خروج نفت باقیمانده را بسته است. میدان نفتی گاچوتا^۱ در آرژانتین نیز نفت به همین ترتیب در مخزن باقی مانده است. 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 و پوشش را داشته اند.

بخش پنجم

نفتگیر

هدفها

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- بیان کنید برای نگهداشت هیدروکربن نفتگیر چه ویژگیهایی را باید دارا باشد.
- ۳- بیان کنید ظرفیت نفتگیر برای ذخیره نفت و گاز به چه عواملی بستگی دارد.
- ۴- نفتگیرهای ساختمانی و انواع آن را شرح دهید.
- ۵- بیان کنید نفتگیرهای تاقدیسی از چه نظر اهمیت دارند.
- ۶- بستگی سطحی و ارتفاع بستگی یا بستگی قائم تاقدیس را شرح دهید.
- ۷- بیان کنید در تاقدیس نامتقارن قله تاقدیس در عمق به سوی کدام دامنه میل می‌کند.
- ۸- شرح دهید در حفاری تاقدیسه‌های نامتقارن و انتخاب محل چاه به چه مسئله‌ای باید توجه نمود.
- ۹- شرح دهید چه عواملی سبب چین خوردگی ناهماهنگ در تاقدیسه‌ها می‌گردد.
- ۱۰- بیان کنید چین خوردگی لایه‌ها در زیر و روی سازند گچساران در میدان نفتی مسجد سلیمان چه وضعی دارد و چرا.
- ۱۱- شرح دهید اگر ضخامت سازندی به سوی نقطه تراوش زیاد شود بستگی تاقدیس در زیر سازند با روی آن چه تفاوتی خواهد داشت.
- ۱۲- نفتگیر تاقدیسی قوار را شرح دهید.
- ۱۳- بیان کنید سازند عرب از چند بخش تشکیل شده، جنس و سن آن چیست و دارای چه اهمیت اقتصادی می‌باشد.
- ۱۴- بیان کنید سازند خوف معادل چه سازندی در ایران است و از چه نظر اهمیت دارد.
- ۱۵- نفتگیر تاقدیسی بورغان را شرح دهید و بیان کنید چه تفاوتی با نفتگیر قوار دارد.
- ۱۶- میدان گازی تاقدیسی کنگان را شرح دهید.

- ۱۷- نفتگیر تاقدیسی سانتافه اسپرینگ را شرح دهید.
- ۱۸- بیان کنید که گسل چه ویژگی‌هایی باید داشته باشد تا بتواند نفتگیری را تشکیل دهد.
- ۱۹- نفتگیر گسلی کرال را شرح دهید.
- ۲۰- نفتگیر گسلی فهود را شرح دهید.
- ۲۱- بیان کنید چه تفاوت عمده‌ای بین سنگ نمک و دیگر سنگهای رسوبی وجود دارد.
- ۲۲- بیان کنید گنبد‌های نمکی در کدام مناطق ایران دیده می‌شود و سن نمک هر منطقه چیست.
- ۲۳- علت تشکیل گنبد‌های نمک را شرح دهید.
- ۲۴- شرح دهید گنبد‌های نمکی چند نوع نفتگیر را تشکیل می‌دهند.
- ۲۵- نفتگیر فوق کلاهک و تام را شرح دهید.
- ۲۶- نفتگیرهای کلاهک و دامنه‌ای گنبد نمک اسپتیدل تاپ را شرح دهید.
- ۲۷- بیان کنید نفتگیرهای چینه‌ای چند گروه می‌باشند. گروه‌ها را نام ببرید.
- ۲۸- شرح دهید نفتگیرهای چینه‌ای را با چه نوع نفتگیرهای ساختمانی می‌توان مقایسه نمود.
- ۲۹- میدان نفتی گلدن لین را شرح دهید.
- ۳۰- میدان نفتی لِدوک را شرح دهید.
- ۳۱- میدان نفتی گرین وود را شرح دهید.
- ۳۲- بیان کنید ماسه‌های بندکفشی هم ارز چه ماسه‌هایی در زمان کنونی می‌باشند.
- ۳۳- میدانهای نفتی پورت آرتور و پورت ایگز را شرح دهید.
- ۳۴- بیان کنید نفتگیرهای تغییر رخساره‌ای چه تفاوتی با نفتگیرهای عدسی شکل دارند.
- ۳۵- نفتگیر هوگتن را شرح دهید.
- ۳۶- نفتگیر دیب را شرح دهید.
- ۳۷- نفتگیر دگرشیبی سربر را شرح دهید.
- ۳۸- نفتگیر دگرشیبی اکلاماسیتی را شرح دهید.
- ۳۹- نفتگیر تپه مدفون رنکیور را شرح دهید.
- ۴۰- بیان کنید چه تفاوتی بین نفتگیر دگرشیبی و نفتگیر تپه مدفون وجود دارد.
- ۴۱- بیان کنید نفتگیر حسی مسعود که شرح آن در فصل دوم آمده در گروه نفتگیرهای دگرشیبی قرار می‌گیرد یا تپه‌های مدفون.

مفاهیم پیش نیاز

- نیروی غوطه‌وری
- تاقدیس
- مرکز انحناء تاقدیس
- خطوط تراز ساختمانی
- لایه‌های نامقاوم
- شوکومین
- صفحه محوری
- تاقدیس مرکب
- درجه API*

- نفت میانی *
- سنگ شکل پذیر
- فشار استاتیک *
- گرابن
- اسفنج
- ماسه‌های سدی
- سنونی
- گسل مستقیم
- شیب گسل
- حرکت یخچالی
- فراشیب
- استروماتوپوزئید
- ماسه سنگهای دلتایی
- پالژوژن
- گسل معکوس
- لغت قائم گسل
- اینفرا کامبرین
- بریزو و آ
- جغرافیای دیرین
- حفره‌های کارستی

مفاهیم تازه

- نفتگیر
- ستون گاز
- نفتگیرهای چینه‌ای
- نفتگیر گنبدنمکی
- خط مجوری تاقدیس
- گنبد گاز
- ارتفاع بستگی
- سطح تراوش
- تاقدیس نامتقارن
- نفتگیر چینه‌ای
- نفتگیر تغییر رخساره‌ای نفتگیر دگرشیبی
- سطح تماس نفت و گاز
- ستون نفت
- نفتگیرهای تاقدیسی
- دامنه تاقدیس
- قله تاقدیس
- بستگی تاقدیس
- زین تاقدیسی
- زین بحرانی
- نفتگیر فوق کلاهدک گنبدنمک
- نفتگیر ریفی
- سطح تماس آب و نفت
- نفتگیرهای ساختمانی
- نفتگیر گسلی
- دماغه تاقدیس
- گنبد تاقدیس
- بستگی سطحی
- نقطه تراوش
- تاقدیس متقارن
- نفتگیر دامنه‌ای گنبدنمک
- نفتگیر عدسیهای ماسه‌ای
- نفتگیر تپه‌های مدفون

فضاهای خالی یا روزنه‌های سنگ مخزن را در عمق آب پرمی‌کند. قطره‌های نفت و گاز در داخل روزنه‌های آبدار سنگ مخزن به دلیل عوامل مختلف که مهم‌ترین آنها اختلاف وزن مخصوص نفت و آب است به سوی بالا حرکت می‌کنند تا به لایه‌ای ناتراوا برسند. سپس در جهت فراشیب لایه تراوا به حرکت ادامه می‌دهند و اگر مانعی این حرکت را متوقف نسازد تا سطح زمین ادامه می‌یابد. در سطح زمین بخش‌های سبک تبخیر شده و هیدروکربنهای سنگین به صورت قیر باقی می‌ماند. اگر شرایط مناسب وجود نداشته باشد قیر نیز اکسیده شده و از میان می‌رود.

حرکت قطره‌های نفت و گاز در داخل روزنه‌های سنگ مخزن را با حرکت قطره‌های باران می‌توان مقایسه نمود. همان‌گونه که برای جمع کردن آب باران باید ظرف مقعری را در برابر قطره‌ها قرار داد که تقعر آن در خلاف جهت حرکت قطره‌ها یا در جهت خلاف نیروی ثقل باشد. برای تجمع هیدروکربنها نیز باید چنین ظرفی در برابر حرکت قطره‌های هیدروکربن وجود داشته

و با توجه به جهت حرکت، تقعر آن باید در جهت نیروی ثقل باشد. نفتگیر ظرفی طبیعی است که چنین خواصی را داراست و نفت و گاز را جمع کرده و مانع حرکت آنها می شود. جداره نفتگیر را سنگ پوش و فضای داخل آن را روزنه های سنگ مخزن می سازند. بدیهی است دیواره ظرف باید سالم و بدون درز و شکاف باشد تا سیال به خارج نشت نکند.

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^۱ 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 پرمی کنند. گاز در بلندترین بخش نفتگیر و پس از آن نفت و آب به ترتیب قرار می گیرند. ظرفیت نفتگیر برای ذخیره نفت و گاز به حجم نفتگیر، به تخلخل مفید سنگ مخزن و به فشار و درجه حرارت سیال داخل نفتگیر بستگی دارد.

در نفتگیر دارای گاز و نفت و آب، پس از جدایی سیالها به حالت سکون سطح جدایی سیالها کم و بیش به صورت صفحه ای افقی درآمده و سطح تماس گاز و نفت^۲ و سطح تماس آب و نفت^۳، ستون نفت^۴ نامیده می شود.

گروه بندی نفتگیرها بر پایه مبانی مختلفی صورت گرفته است ولی رده بندی بر اساس پیدایشی^۵ بیشتر اصولی به نظر می رسد. بر این اساس نفتگیرها در سه گروه به شرح زیر قرار می گیرند:

الف - نفتگیرهای ساختمانی^۶ که نیروهای زمین ساختی در پیدایش و تکوین آنها عامل اصلی است.

ب - نفتگیرهای چینه ای^۷ که پیدایش آنها به رسوبگذاری و چگونگی گسترش رخساره های رسوبی بستگی دارد.

۱- نفتگیرهای ساختمانی

نفتگیرهای ساختمانی که در تکوین آنها نیروی زمین ساختی عامل اصلی است شامل سه نوع نفتگیر می باشد؛ نفتگیرهای تاقدیسی که حاصل چین خوردگی می باشند، نفتگیرهای گسلی که

1. Buoyancy

4. Gas Column

7. Stratigraphic traps

2. Gas - Oil contact

5. Genetic

3. Oil - water contact

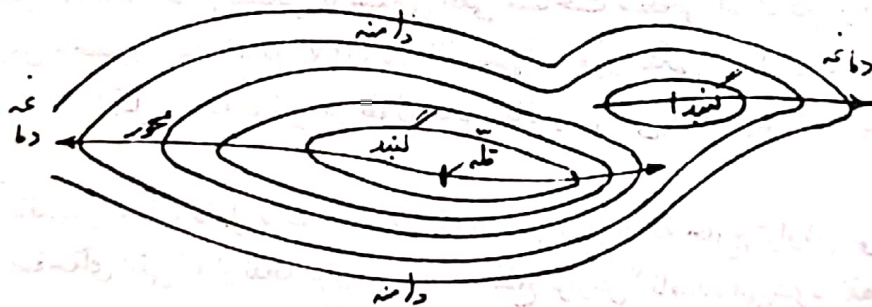
6. Structural traps

در تشکیل آنها گسل نقش اصلی را دارد و نفتگیرهای گنبد نمکی که در اثر نفوذ و بالا آمدن ستون نمک ایجاد می گردند.

۱.۱ نفتگیرهای تاقدیسی^۱

این نفتگیرها که در اثر چین خوردگی^۲ پدید می آیند و نفتگیرهای چینی^۳ نیز نامیده می شوند مهم ترین نوع از نظر مقدار ذخیره و تعداد می باشند. تقریباً تمام مخازن نفت و گاز کشف شده در ایران و حدود ۸۰٪ ذخائر کشف شده در کشورهای غربی از این نوع می باشند. بیشتر روش هایی که برای اکتشاف نفت ابداع شده برای یافتن نفتگیرهای تاقدیسی بوده است. تاقدیس ها را با برداشت زمین شناسی در نقاطی که رخنمون وجود دارد و با برداشت ژئوفیزیکی در زیر دشتهای دریاها مشخص می نمایند.

هر تاقدیس دارای دو دامنه^۴، دو یا چند دماغه^۵، یک صفحه محوری و خط محوری است که به طور خلاصه محور نامیده می شود. شکل ۳۴ محور فصل مشترک صفحه محوری با صفحه تصویر است. دماغه ممکن است یک یا چند شاخه باشد. شکل ۳۵ خطوط تراز تقریبی تاقدیس امیرآباد را در افق فوقانی سازند تیرگان در ناحیه سرخس نشان می دهد. دماغه شرقی این تاقدیس سه شاخه و دماغه غربی آن یک شاخه است.

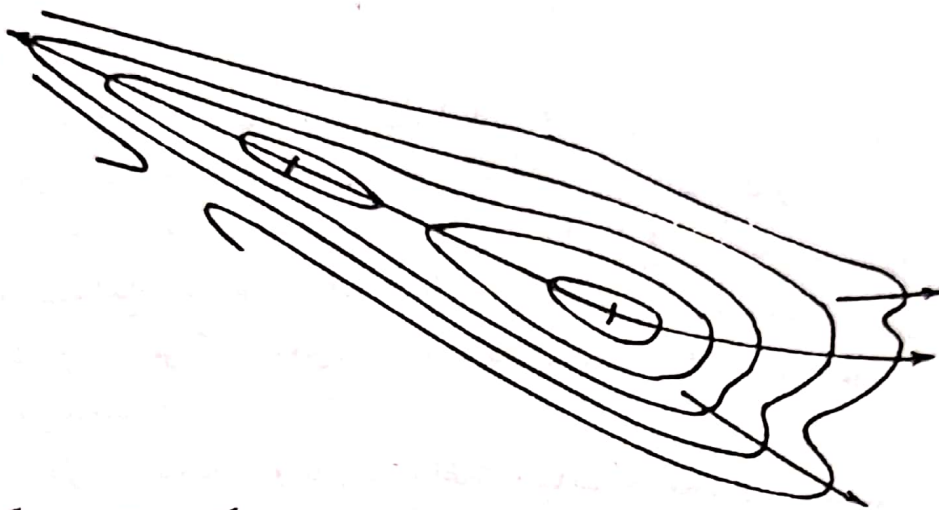


شکل ۳۴- خطوط تراز تقریبی در افق فوقانی سازند آسماری در تاقدیس گچساران

مرتفع ترین نقطه تاقدیس در هر افق قله^۶ تاقدیس در آن افق نامیده می شود. تاقدیس

- | | | |
|---------------------|------------|------------------------|
| 1. Anticlinal traps | 2. Folding | 3. Fold traps |
| 4. Flank | 5. Plunge | 6. Culmination or Apex |

ممکن است دارای بیش از یک قله یا گنبد^۱ باشد مانند تاقدیس گچساران که دارای دو گنبدگان اولیه بوده است. (شکل ۳۴)



شکل ۳۵- خطوط تراز تقریبی در افق فوقانی سازند تیرگان در تاقدیس امیرآباد

اندازه تقریبی تاقدیس با بستگی تاقدیس^۲ معلوم می شود. بستگی تاقدیس با ارتفاع بستگی یا بستگی قائم^۳ و سطح بستگی^۴ مشخص می شود. ارتفاع بستگی فاصله قله تاقدیس از صفحه ای افقی است که از نقطه باز شدن تاقدیس بگذرد (شکل ۳۶ - n) سطح بستگی یا بستگی افقی مساحت سطحی است که در آخرین تراز بسته تاقدیس محصور است (شکل ۳۷) زین تاقدیسی^۵ به فرورفتگی در طول محور تاقدیس گفته می شود. در شکل ۳۸ که برشی در طول محور تاقدیس می باشد زین تاقدیسی دیده می شود.

اگر تاقدیس به طور کامل پر شود نقطه ای که نفت و گاز از آن به خارج تراوش می کند نقطه تراوش^۶ و صفحه ای افقی که از نقطه تراوش بگذرد سطح تراوش^۷ نامیده می شود. نقطه تراوش را که از نظر ساختمانی ضعیف ترین نقطه آن است زین بحرانی^۸ نیز می نامند (شکل ۳۶). 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 ۳۹ الف، خطوط تراز تاقدیس متقارنی را در افق x نشان می دهد. شکل ۳۹ ب برش عرضی همان تاقدیس را نشان می دهد. در تاقدیس نامتقارن شیب دامنه ها متفاوت بوده و حتی ممکن است یکی از دامنه ها

1. Dome

4. Areal closure

7. Spilling plane

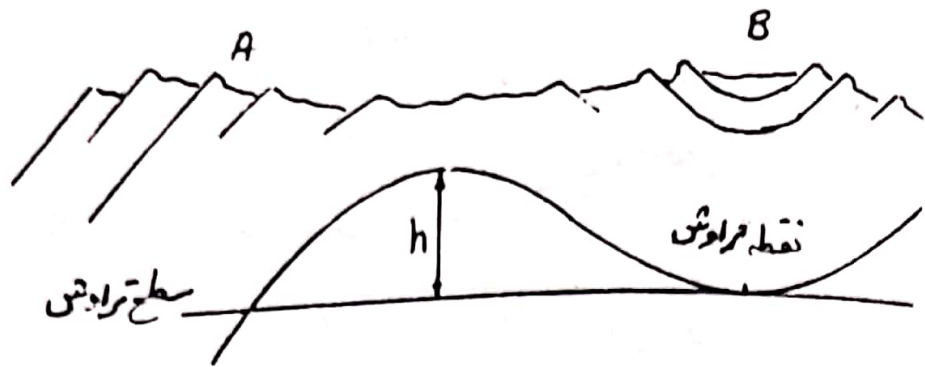
2. Anticlinal closure

5. Anticlinal Saddle

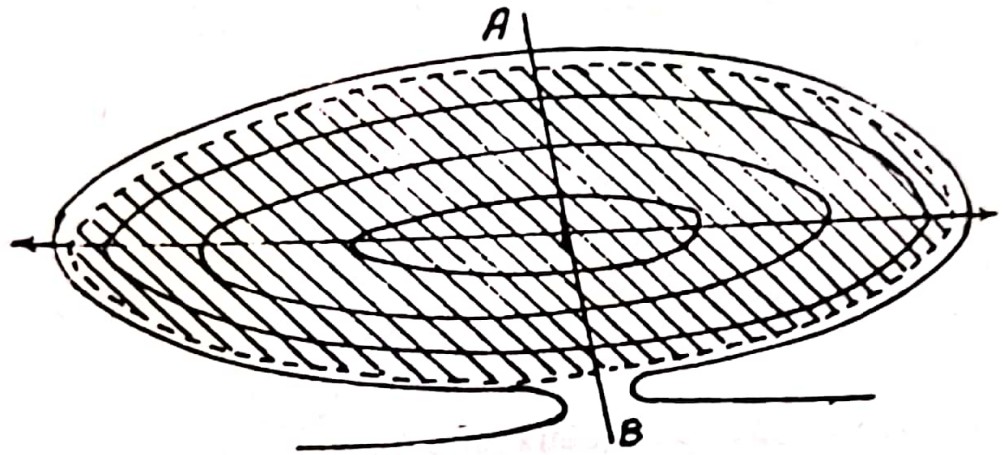
8. Critical saddle

3. Vertical or Structural closure

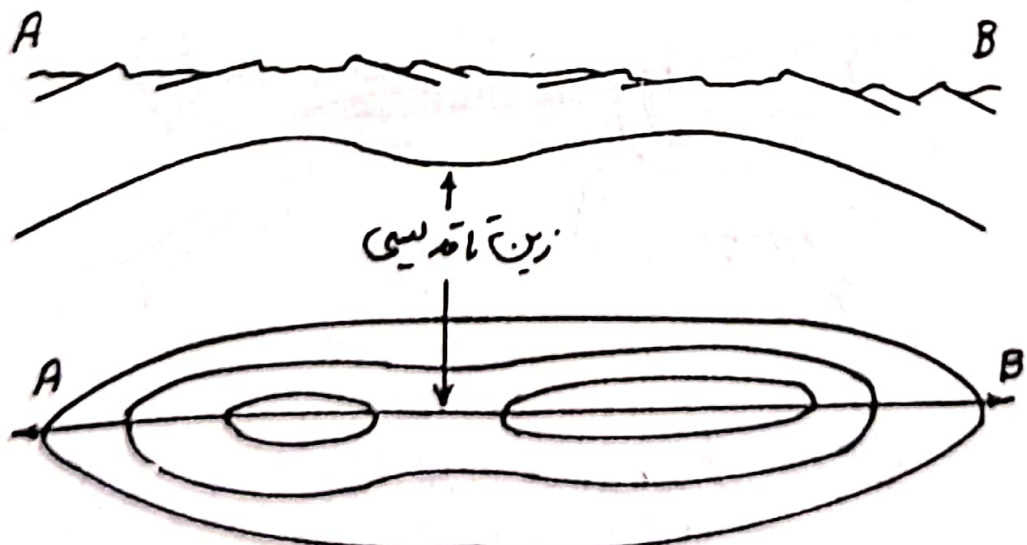
6. Spill point



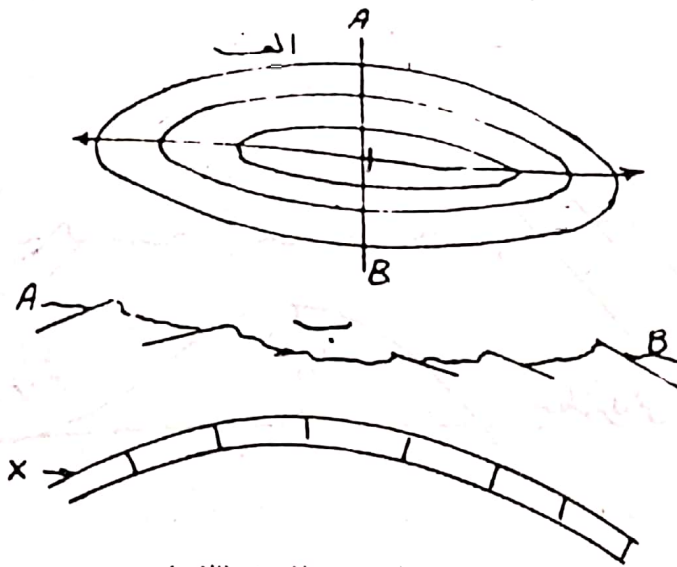
شکل ۳۶- ارتفاع بستگی (h) در مقطع قائمی که از قله و نقطه تراوش می‌گذرد محل مقطع در شکل ۳۷ دیده می‌شود.



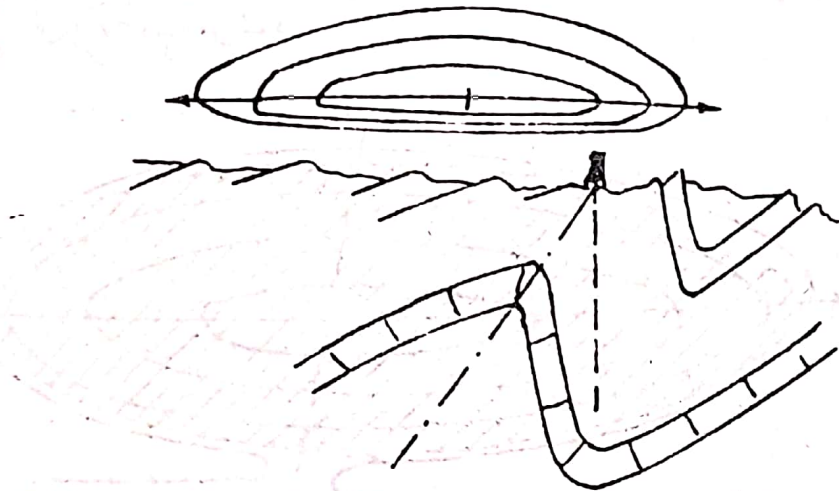
شکل ۳۷- سطح بستگی تاقدیس با هاشور نشان داده شده است.



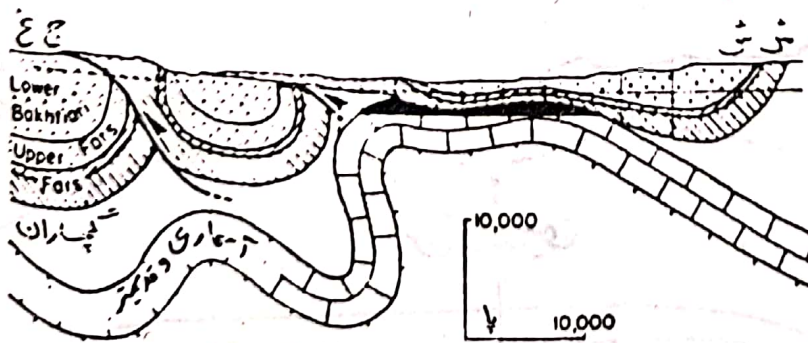
شکل ۳۸- زین ناقدیسی در مقطع قائم و خطوط تراز مخزن در همان افق



شکل ۳۹- خطوط تراز تاقدیس متقارنی در افق X (الف) برش عرضی همان تاقدیس (ب)



شکل ۴۰- خطوط تراز تاقدیس نامتقارنی در افق X (الف) و برش عرضی همان تاقدیس و وضع چاه قائمی که از محور سطحی حفر شود (ب)



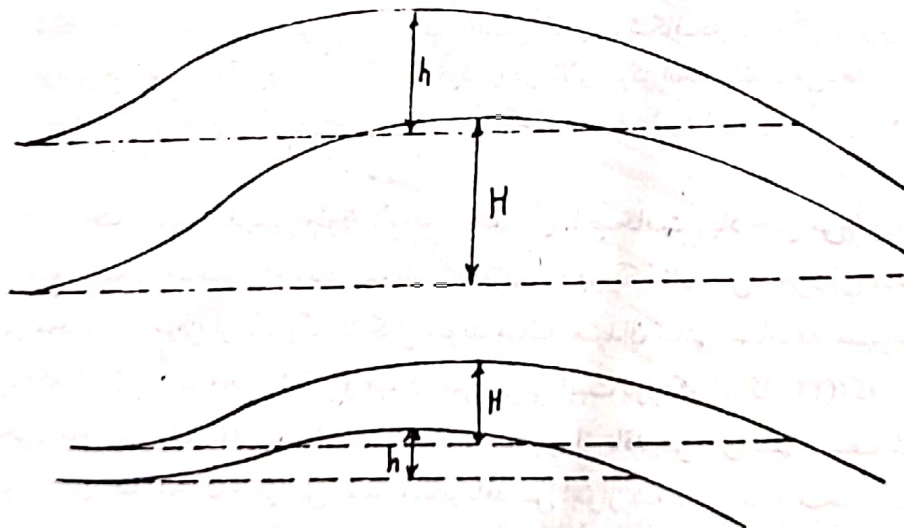
شکل ۴۱- برش عرضی تاقدیس مسجد سلیمان. چین خوردگی ناهماهنگ در لایه‌های زیر و روی سازند گچساران. نفت به رنگ سیاه نشان داده شده است.

برگشته باشد. در تاقدیسهای نامتقارن صفحه محوری قائم نیست و در نتیجه قله تاقدیس

مق به طرف دامنه کم شیب تغییر محل می دهد. چاه قائمی که از قله سطحی تاقدیس حفر شود از دیاد عمق از محور تاقدیس دورتر خواهد شد. شکل ۴۰ تاقدیس نامتقارن را در برش عرضی خطوط تراز آن را در افق x نشان می دهد.

در برخی از تاقدیس ها چین خوردگی هماهنگ صورت گرفته و شکل چین خوردگی تا مرکز انحنای تاقدیس تغییر نمی کند. در برخی دیگر از تاقدیس ها در چین خوردگی ناهماهنگی دیده می شود که وجود لایه های نامقاوم^۱ در بین لایه های مقاوم یکی از علل عمده این ناهماهنگی است. شکل ۴۱ برش عرضی میدان نفتی مسجد سلیمان را نشان می دهد. 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 می شود شکل چین خوردگی در زیر و روی این سازند کاملاً متفاوت است.

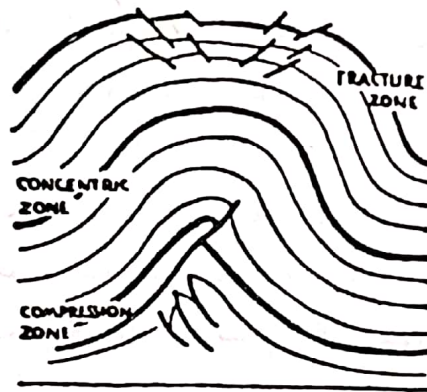
تغییر ضخامت لایه ها نیز ممکن است سبب از دیاد و یا کاهش ارتفاع بستگی تاقدیس در عمق گردد اگر لایه ها از یک طرف تاقدیس به سوی نقطه تراوش ضخیم شوند بستگی تاقدیس در زیر طبقه ضخیم شده بیشتر خواهد شد. اگر لایه ها به سوی نقطه تراوش نازک شوند بستگی تاقدیس در زیر لایه نازک شده کمتر خواهد شد. شکل ۴۲ به صورت اغراق آمیز این مسئله را نشان می دهد.



شکل ۴۲- تغییر بستگی قائم تاقدیس به علت تغییر ضخامت. الف - از دیاد بستگی در انقهای زیرین به علت از دیاد ضخامت لایه ها به سوی نقطه تراوش. ب - کاهش بستگی در انقهای زیرین به علت کاهش ضخامت لایه ها به سوی نقطه تراوش

وجود لایه‌های ضخیم فشارپذیر^۱ مانند شیل نیز سبب تغییر شکل چین خوردگی در زیر روی این لایه‌ها خواهد شد. چون به دامنه‌های تاقدیس هنگام چین خوردن فشار بیشتری وارد می‌شود در آن جا این لایه‌ها نازک‌تر می‌گردند.

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 (شکل ۴۳).



شکل ۴۳- زون‌های چین خوردگی در یک تاقدیس، که زون شکاف‌دار در بخش مرکزی و فوقانی تاقدیس و زون چین خوردگی هم‌مرکز را در بالای مرکز انحناء نشان می‌دهد. زون فشرده در زیر آن مرکز با چین خوردگی در هم و گسله دیده می‌شود (ازدستیر)^۲

در ساختمانهای تاقدیسی چون لایه‌های متعددی با ضخامت زیاد چین می‌خورند اگر در ناحیه وضع چینه‌ای مناسبی وجود داشته باشد امکان دارد در یک تاقدیس مخزنهای متعددی در افق‌های مختلف و مجزا از یکدیگر تشکیل شوند مانند میدان نفتی سانتافه اسپرینگ^۳ در کالیفرنیا که از ۲۳ نفتگیر مجزا (شکل و میدان نفتی بی‌بی ایبت در باکو (شکل ۴۴)) که از بیش از ۱۵ مخزن مجزا در یک تاقدیس تشکیل شده‌اند. بسیاری از تاقدیس‌های نفتی کشف شده در ایران نیز دارای چند مخزن مجزا می‌باشند 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 شوربجه و مزدوران است.

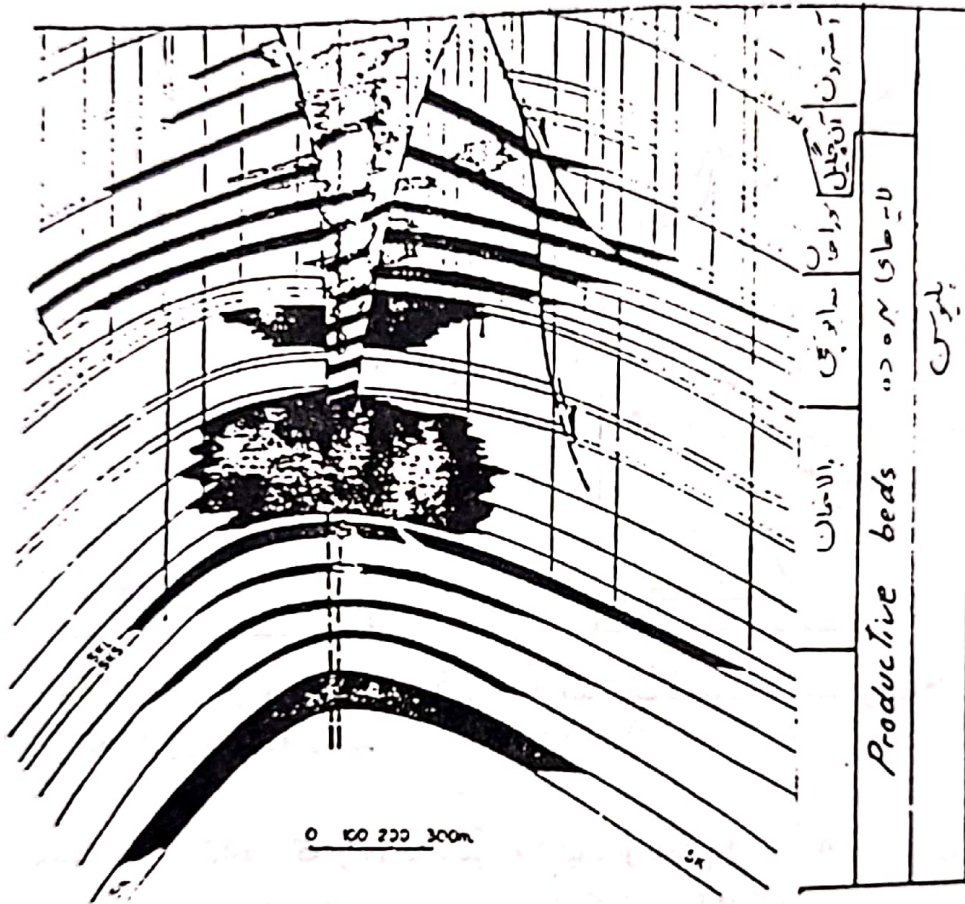
1. Comperciable

2. De Sitter, L.U

3. Santa Fe spring

۱.۱.۱ کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی قوار

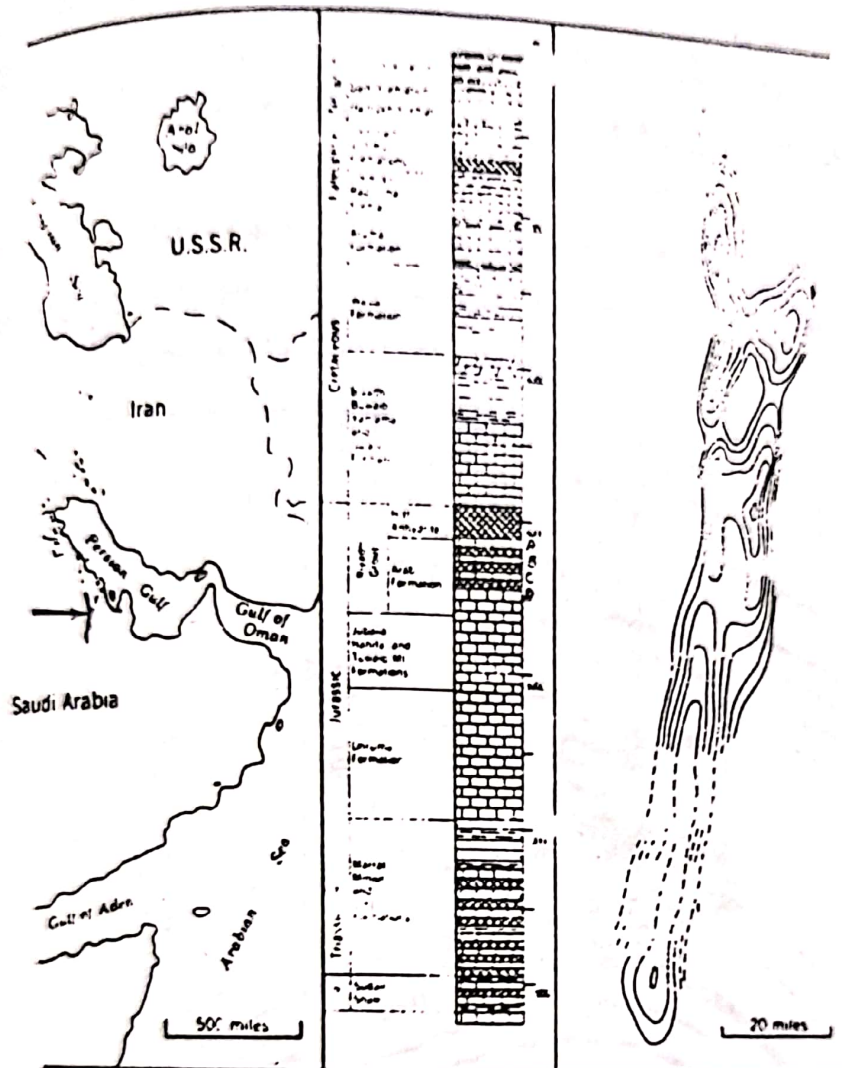
کانسار قوار بزرگترین میدان نفتی جهان است. این نفتگیر تاقدیس مرکبی^۱ می باشد که از شش تاقدیس ساده تشکیل شده است. طول این میدان ۲۵۰ کیلومتر و عرض آن در حدود ۲۰ کیلومتر است. این میدان نفتی فوق عظیم در سال ۱۹۴۸ با حفر چاهی در ناحیه عین الدار کشف شده و تا سال ۱۹۵۷ تعداد ۹۰ حلقه چاه بهره برداری بر روی آن حفر شد. عمق متوسط چاهها ۷۳۰۰ پا و ظرفیت بهره دمی متوسط هر چاه ۱۱۰۰۰ بشکه در روز بوده است. میزان ذخیره قابل استحصال نهایی در سال ۱۹۸۲ در حدود ۸۳ میلیارد بشکه برآورد شده است.



شکل ۴۴- برش قائم میدان نفتی بی بی ایت یکی از میدانهای چندمخزنی متعددی که در این ناحیه وجود دارد. در بخش مرکزی میدان گل فشان قدیمی غیر فعالی دیده می شود. ذخایر نفتی به رنگ سیاه نشان داده شده است. (از لورسن)

شیب دامنه های تاقدیس بسیار ملایم و در حدود ۳ تا ۵ درجه است سنگ مخزن این میدان را سنگهای کربناته زوراسیک فوقانی تشکیل می دهد. به طوریکه در ستون چینه شناسی شکل دیده می شود جوان ترین سازند زوراسیک را در این میدان انیدریت هیت تشکیل می دهد.

1. Anticlinorium



شکل ۲۵- میدان نفتی فوق عظیم قوار. الف - محل میدان. ب - ستون چینه‌شناسی میدان. ج - خطوط تراز مخزن. از لاندیس^۱

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. در سال ۱۹۷۹ تا ۵/۰۹ میلیون بشکه در روز نفت از این میدان استخراج شده است. تا اواسط این سال کل نفت استخراج شده از این میدان بالغ بر ۱۸/۹۸ میلیارد بوده است. درجه سبکی نفت مخزن D تاقدیس قوار بین ۳۲ تا ۳۷ درجه API است. در این تاقدیس بخش کربناته C نیز مخزن کوچکی را تشکیل می‌دهد. درجه سبکی نفت مخزن C در حدود ۲۴ درجه API است. سازند خوف نیز در این تاقدیس دارای گاز است. این سازند معادل سازند دالان در حوضه رسوبی

۱ K.K. Landes

زاگرس می باشد.

۲.۱.۱ کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی بورغان

تاقدیس گنبدی شکل بورغان دومین میدان نفتی بورغان از نظر مقدار ذخیره است. اولین سپاه اکتشافی در این تاقدیس در سال ۱۹۳۸ حفر شد ولی گسترش میدان به علت جنگ جهانی دوم به تأخیر افتاد. بهره برداری از آن از سال ۱۹۴۶ آغاز شد. این کانسار بخش جنوبی تاقدیسی پیچیده و گسلی است که سه میدان نفتی بورغان، احمدی و مقوا^۱ را تشکیل می دهد و بورغان بزرگ^۲ نامیده می شود. کانسار نفتی بورغان از گنبدی گسله بیضی شکل با امتداد محوری شمالی - جنوبی تشکیل شده است (شکل ۴۶ - ب). طول و عرض آن به ترتیب ۲۴ و ۱۶/۵ کیلومتر، ارتفاع بستگی آن ۳۶۰ متر و شیب متوسط گنبد در حدود ۳ درجه 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^۳ تشکیل شده که ضخامتشان رویهم در حدود ۴۰۰ متر می باشد. سن ماسه سنگ وارا کرتاسه فوقانی^۴ و ماسه سنگ بورغان کرتاسه زیرین^۵ است. سنگ پوشش این مخزنها شیل و آهک مارنی می باشد. کمترین عمق سنگ مخزن در این میدان ۱۰۸۰ متر است. سنگ آهک آلیتی سازند فیاقیش به سن نئوکومین^۶ مخزن درجه دوم را در این میدان تشکیل می دهد. میدان نفتی بورغان بزرگ با ذخیره ای در حدود ۷۲ میلیارد بشکه دومین میدان نفتی بزرگ جهان است. تا سال ۱۹۸۰ از این میدان ۱/۱ میلیارد بشکه نفت استخراج شده است. درجه سبکی نفت مخازن مختلف این میدان بین ۲۸/۵ تا ۳۶ درجه API تغییر می کند.

۳.۱.۱ 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 می باشند تشکیل می دهند. سنگ پوشش مخزن را شیل آغار و لایه های تبخیری سازند دشتک می سازند. انیدریت بخش نار از سازند دالان سنگ مخزن را به دو بخش مجزاتقسیم می کند. کمترین عمق سنگ مخزن در حدود ۲۱۰۰ متر است. ذخیره قابل استحصال میدان کنگان در حدود ۲۴ تریلیون پای مکعب برآورد شده است. مقدار نفت میعانی^۷ این میدان در حدود ۲۰۰ بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب می باشد. شکل ۴۷ برش عرضی این میدان را نشان می دهد.

1. Magwa

2. Greater Burghan

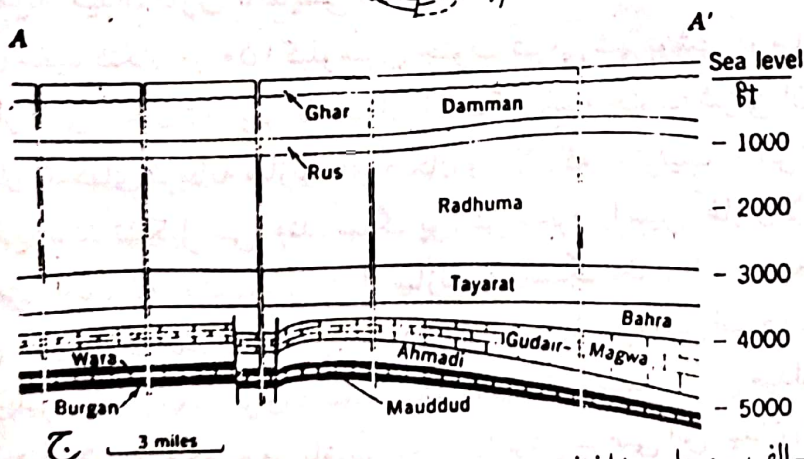
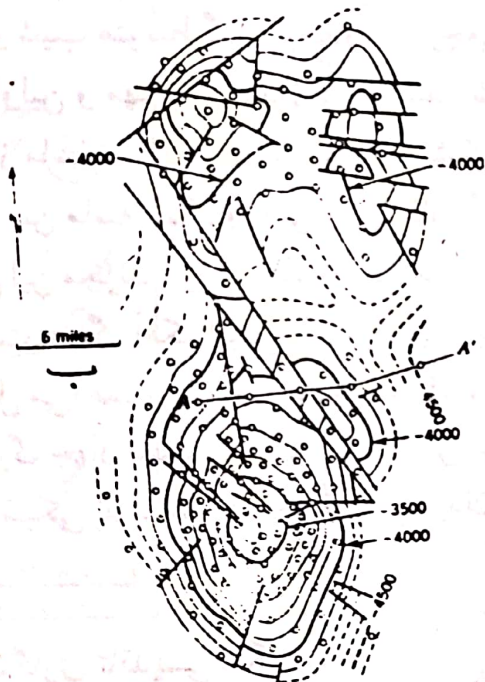
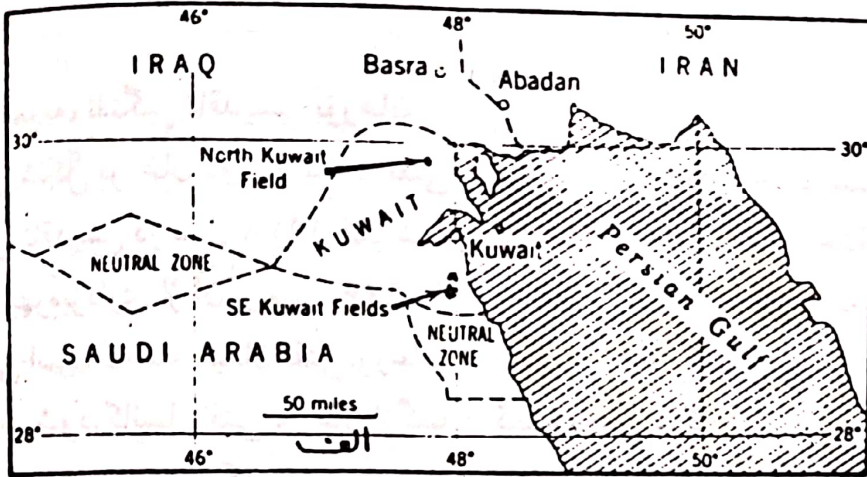
3. Wara

4. Cenomanian

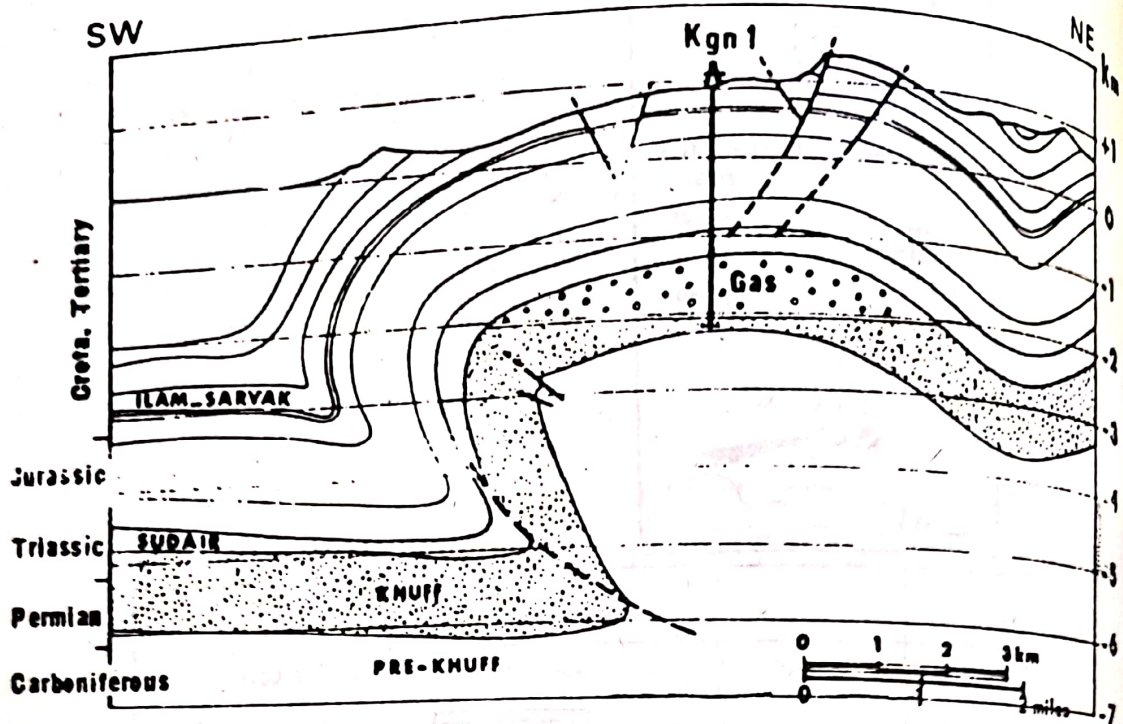
5. Albian

6. Neocomian

7. Multiple reservoir



شکل ۴۶- الف - محل میدان نفتی بورغان بزرگ. ب - خطوط تراز میدان نفتی بورغان بزرگ در افق فوقانی سنگ آهک محدود. فاصله خطوط تراز ۱۰۰ پاست. ج - مقطع عرضی گنبد بورغان. از ا.ف. فاکس



شکل ۴۷- 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

۴.۱.۱ کانسار نمونه، نفتگیر تاقدیسی چند طبقه سانتافه اسپرینگ^۲

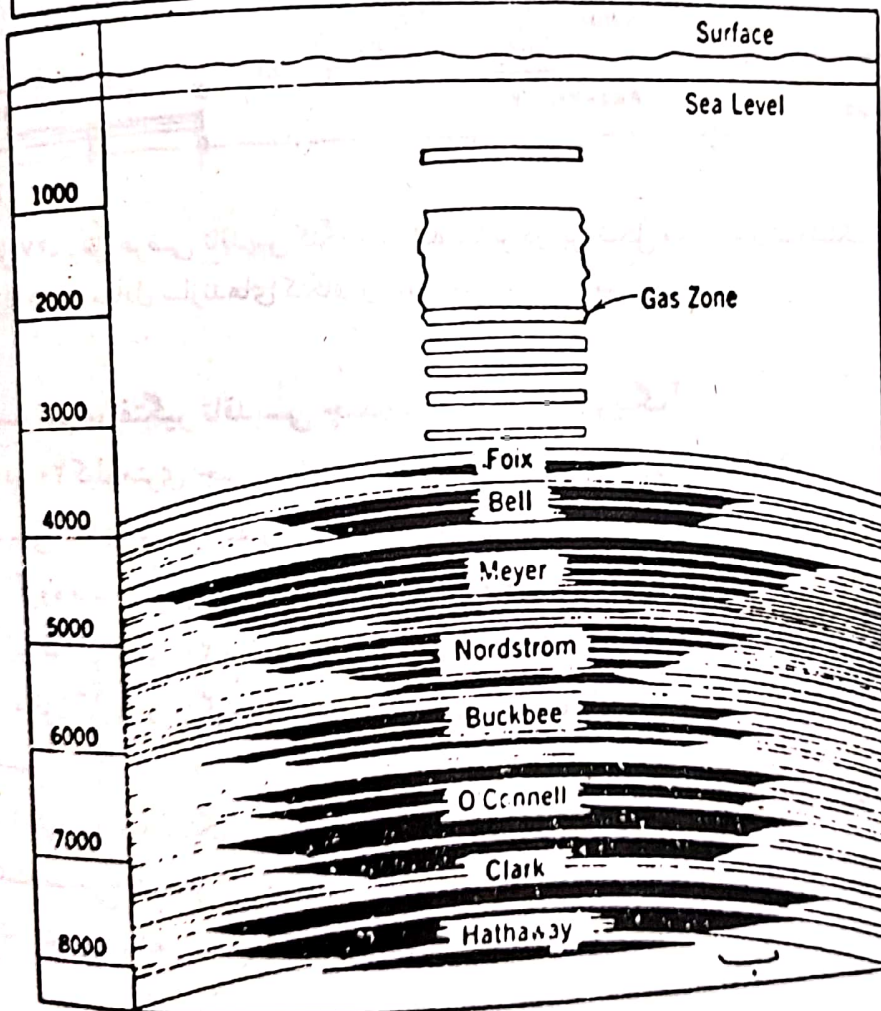
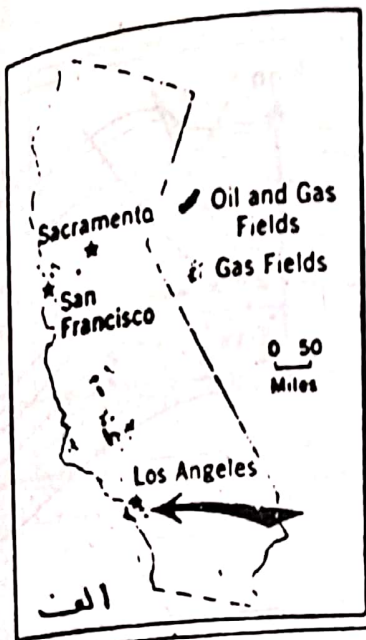
این میدان در ۲۰ کیلومتری جنوب شرق شهر لوس آنجلس واقع و در سال ۱۹۱۹ کشف شده است. تاقدیسی گنبدی شکل متقارن با طول و عرض ۳ و ۱/۵ کیلومتر است. سنگ مخزن این کانسار از ۹ گروه ماسه سنگی بهره ده تشکیل شده که هریک دارای ضخامتی بین ۱۰۰ تا ۶۵۰ پا می باشد. این میدان دارای ۲۴ مخزن جداگانه است که ۲۳ مخزن آن نفتی و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

بهره ده ترین ماسه سنگها را گروه میبیر^۳ تشکیل می دهند که با ضخامتی در حدود ۶۵۰ پا نبی از نفت استخراج شده از این کانسار را تأمین نموده است. از این کانسار در حدود نیم میلیارد بشکه نفت استخراج شده است.

1. D.Reyer

2. Santa Fe springs

3. Meyer



شکل ۲۸-الف - محل میدان نفتی سانتافه اسپرینگ در کالیفرنیا. ب - برش عرضی میدان، گروه‌های سنگ مخزن و وضع ذخیره میدان در زمان کشف. (از وینتر)^۱

I. H.E. Winter

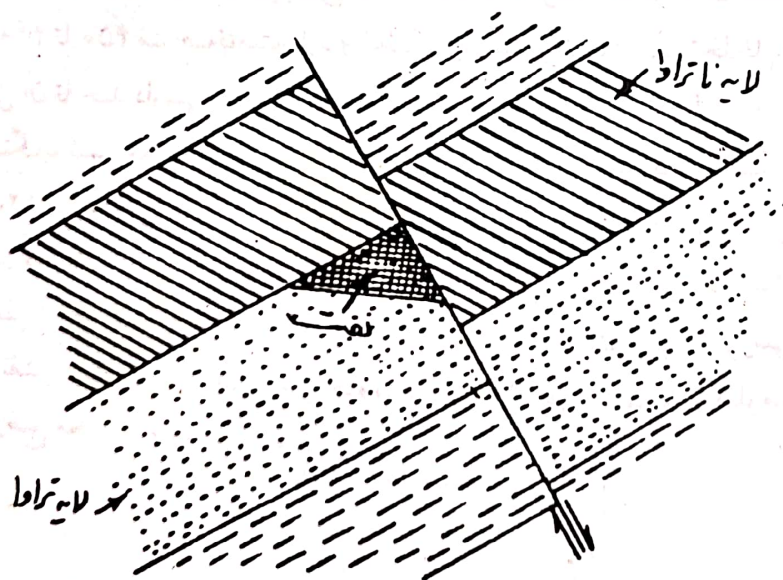
۲.۱ نفتگیرهای گسلی^۱

گسل‌ها 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 مسدودکننده راه عبور سیال را می‌بندد. این امر به وضع لایه‌های دوسوی صفحه گسل و جنس سنگ لایه‌ها بستگی دارد. اگر سنگهای اطراف صفحه گسل شکننده بوده و پرشی^۲ شوند راهی برای عبور سیال پدید می‌آید و اگر سنگها شکل پذیر^۳ باشند صفحه گسل غیرقابل نفوذ خواهد بود. معمولاً در سنگهای تبخیری و شیلها صفحه گسل غیرقابل نفوذ است و در سنگهای آهکی و آذرین و متامورفیک که شکننده‌اند صفحه گسل محل مناسبی برای گذر سیال است. شرایط زیر برای تشکیل نفتگیرهای گسلی لازم است:

الف - جابه‌جایی گسل باید به نحوی باشد که بخشی از لایه‌های ناتراوا در دو سوی گسل مقابل هم قرارگیرند.

ب - بخشی از لایه‌های فوقانی سنگ مخزن در برابر لایه‌های ناتراوا قرارگیرد (شکل ۴۹).
 ج - گسل باید بخشی از تاقدیسی را ببرد یا گسل‌های جانبی فرعی دیگر بخشی از سنگ مخزن را به صورت بلوکی جدا ساخته و حجمی از سنگ مخزن را توسط لایه‌های غیرقابل نفوذ محدود سازند و یا لایه تراوای سنگ مخزن به طور جانبی تغییر رخساره داده و به لایه‌ای ناتراوا تبدیل گردد.

گسل‌ها در مورد تشکیل مخازن هیدروکربنی در تاقدیس‌های باز و یا دماغه‌ها^۴ نقش اصلی را دارا می‌باشند.



شکل ۴۹- برش عرضی نفتگیری گسلی که شرایط الف و ب را برای تشکیل نفتگیر نشان می‌دهد.

- 1. Fault traps
- 2. Brecciated
- 3. Plastic
- 4. Nose

گسلها در نفتگیرهای ساختمانی و چینه‌ای نیز ممکن است سبب ازدیاد یا کاهش حجم مخزن گردند.

۱.۲.۱ کانسار نمونه نفتگیر گسلی کرال^۱
 نفتگیر گسلی کرال در ساحل لویزیانا در فاصله ۲ کیلومتری ساحل قرار دارد (شکل ۵۰- الف) و اولین کشفی است که در آبهای باز خلیج مکزیک صورت گرفته است. شکل ۵۰- ب وضع نفتگیرها را در ماسه سنگهای گالف^۲، استیت^۳ و کرال به سن میوسن نشان می‌دهد. نفتگیرهای مجزا را سه گسل مستقیم تشکیل داده‌اند و لایه‌های سنگ مخزن نیز با چین خوردگی آرامی در برابر صفحات گسل بستگی ایجاد نموده‌اند. این چین خوردگی در خطوط تراز افق فوقانی نفتگیرها در شکل ۵۰- ج به خوبی دیده می‌شود. در این شکل سطح تماس گاز و نفت و نفت آب نیز در نفتگیرها نشان داده شده است. میدان نفتی کرال از نخستین میدانهای دریایی است که در آن از فراز یک سکو چندین چاه انحرافی حفر شده است.

۲.۲.۱ کانسار نمونه، نفتگیر گسلی فهود^۴
 میدان نفتی فهود در عمان نمونه جالبی از نفتگیری گسلی است. شیب گسل ۴۵ درجه و افت قائم آن ۱۵۰۰ متر است. بستگی افقی نفتگیر^۵ ۱۰۸ کیلومتر مربع و بستگی قائم آن ۹۶۰ متر است. شیب لایه‌های سنگ مخزن ۱۵ تا ۲۰ درجه و ضخامت ستون نفت در حدود ۵۰۰ متر می‌باشد. میدان دارای گنبد گاز کوچکی است. سنگ مخزن، سنگ آهک و ازیا^۶ به سن کرتاسه زیرین^۷ ۴۲۰ تا ۴۵۰ متر ضخامت دارد و اغلب دولومیتی شده است. تخلخل آن در حدود ۳۰٪ و تراوایی آن تا چند داری هم می‌رسد. درجه سبکی نفت ۳۳ درجه API و دارای ۱/۵٪ گوگرد است. سنگ پوشش مخزن را شیلهای سازند آروما^۸ به سن کرتاسه زیرین^۹ تشکیل می‌دهد. مقدار ذخیره ۱۲۵ میلیون تن (در حدود ۹۲۰ میلیون بشکه برآورد شده است. اولین چاه اکتشافی پر این میدان در سال ۱۹۵۶ حفر شد و به طوری که در شکل ۵۱ دیده می‌شود بیشتر در بلوک گسله زیرین حفر شده و تنها به بخش زیرین مخزن وارد گردیده است. پس از بررسی‌های بعد از حفر این چاه نقش گسل روشن شد. دومین چاه در سال ۱۹۶۳ در فاصله ۱/۵ کیلومتری چاه اول حفر شد که وضع مخزن را مشخص نمود.

1. Creole

2. Gulf sandstone

3. State sandstone

4. Fahud

5. Throw

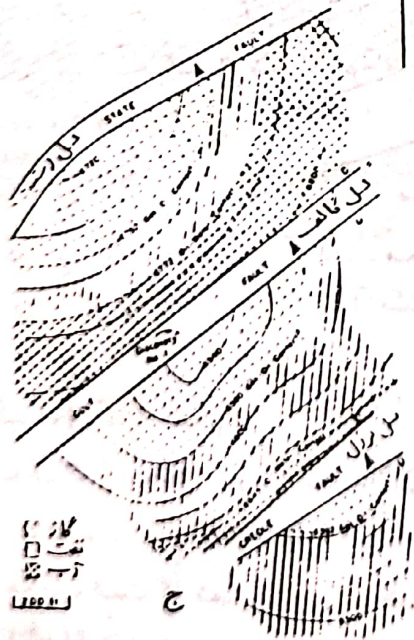
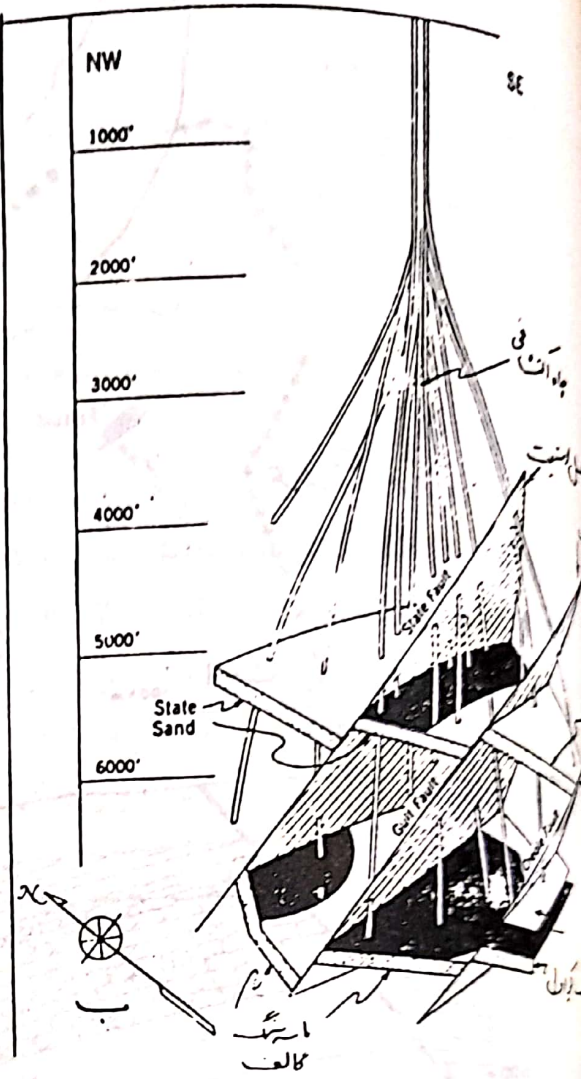
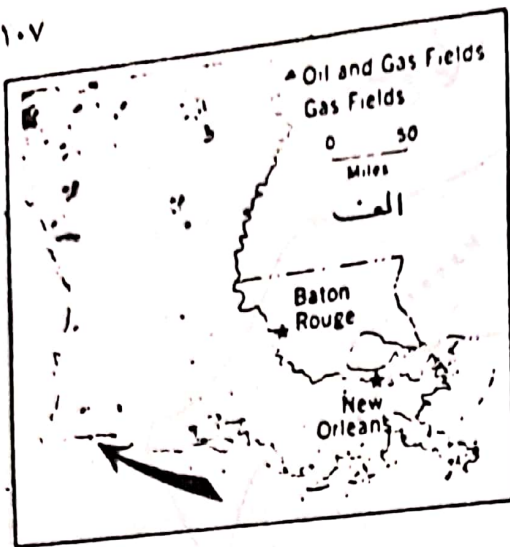
6. Wasia

7. Cenomanian - Albian

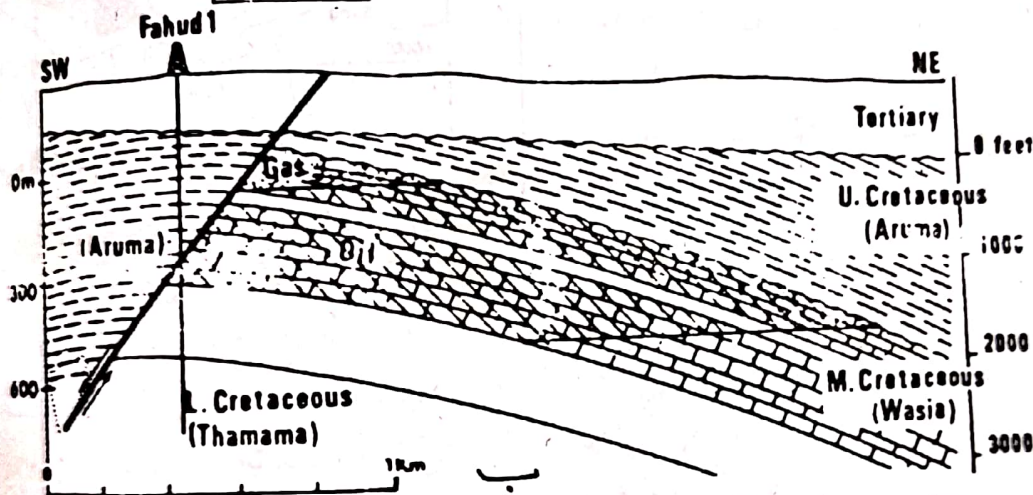
8. Aruma

9. Campanian - Santonian

۱۰۷



شکل ۵۰ - نفتگیر گسلی کرآل . الف - محل میدان . ب - پرس پکتیو سنگ مخزنهای میدان کرآل و صفحات گسل و چاهها . ج - خطوط تراز نفتگیرها در برابر صفحه های گسل و وضع سیاههای مخزن . از لاندیس .



شکل ۵۱- نفتگیر گسلی فهود. الف - محل میدان در کشور عمان. ب - برش قائم زمین‌شناسی میدان نفتی فهود و فصل مشترک‌های گاز و نفت و نفت و آب. از تسجوب

۳.۱ نفتگیرهای گنبد نمکی

لایه‌های نمک که گنبد‌های نمک ریشه در آن دارند در حوضه‌های رسوبی مختلف به سن‌های مختلف از پرکامبرین تا دوران چهارم دیده می‌شوند. وزن مخصوص نمک ۲/۱۶ گرم بر سانتیمتر مکعب است که کمتر از وزن مخصوص متوسط سنگهای رسوبی است. سنگ نمک خاصیت شکل‌پذیری داشته و اگر در عمق کافی قرارگیرد به علت حرارت زمین‌گرمایی و فشار لایه‌های فوقانی به حالت نیمه سیال و خمیری درمی‌آید و از نقاط پرفشار در حوضه به نقاط کم فشار حرکت می‌کند و چون از سنگهای فوقانی سبک‌تر است در نقاط ضعف لایه‌های فوقانی معمولاً سطح گسل و یا قله تاقدیس‌ها می‌باشد نفوذ کرده و به سوی سطح زمین حرکت می‌کند.

1. Tschopp, R.H

و نفی توده نمک به صورت ستون استوانه‌ای شکل درآمد اختلاف فشار استاتیک در ستونی که استوانه نمک در آن قرار دارد و قسمت‌های مجاور آن بیشتر شده و به حرکت توده‌های زیر ستون نمک شتاب بیشتری می‌دهند. پدیده‌های زیر که در گنبد‌های نمک مشاهده می‌شوند جریان و حرکت گنبد نمک را تایید می‌کنند.

الف - حرکت نمک به صورت یخچالی در اطراف ستون نمک در سطح.
ب - انحناء و گنبدی شکل شدن لایه‌های روی گنبد نمک در گنبد‌هایی که به سطح زمین نرسیده‌اند.

ج - وجود کلاهِک^۱ در روی گنبد‌های نمکی، کلاهِک شامل خرده سنگ‌های جدا شده از لایه‌های روی نمک است که پیشاپیش توده نمک به سوی بالا رانده می‌شود.

د - وجود لایه‌بندی‌های تغییر شکل یافته و چین خورده در توده نمک.
گروهی از پژوهشگران مانند نتلتن^۲ با به کار گرفتن مایعات سنگین با وزن مخصوص متفاوت و قرار دادن مایع سبک در زیر و پارکر^۳ با به کار گرفتن آسفالت به جای نمک و گل پلاستیک سنگین شده بوسیله باریت در روی آن مکانیسم تشکیل گنبد‌های نمکی را به صورت تجزیه آزمایشگاهی نشان داده‌اند.

نفتگیرهای گنبد نمکی نسبت به سایر انواع نفتگیرها وضع ساختمانی پیچیده‌تری را دارا می‌باشند. مکانیسم تشکیل گنبد نمک با شکافتن و خم کردن لایه‌های فوقانی همراه است و گل‌های متعددی را ایجاد می‌کند. این گسلها سبب پیچیدگی وضع ساختمانی نفتگیر می‌گردند. با این جود درصد قابل ملاحظه‌ای از نفت و گاز جهان در این نفتگیرها کشف شده است. مهم‌ترین میدانهای نفت و گاز کشف شده در نفتگیرهای گنبد نمکی، در مناطق گالف کوست^۴ آمریکا، رومانی، آلمان و امبا^۵ در شمال دریای خزر است. سن نمک‌های گالف کوست کاملاً مشخص نیست. برخی سن آن را ژوراسیک و برخی پرمین می‌دانند. سن گنبد‌های حوضه رسوبی هانور آلمان در شمال غرب آن کشور پرمین است و نمک زخستاین نامیده می‌شود. لایه‌های نمک رومانی در دو افق چینه شناسی قرار گرفته‌اند. بیشتر نمکها متعلق به میوسن میانی و مقدار کمتری به سن میوسن زیرین است. سن نمک حوضه امبا تصور می‌شود پرمین باشد.

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 انیفراکمبرین و کامبرین دارد. برخی از جزایر خلیج فارس مانند هرمز، لارک، ابوموسی و نسبها 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. معروف‌ترین گنبد نمک

1. Cap rock

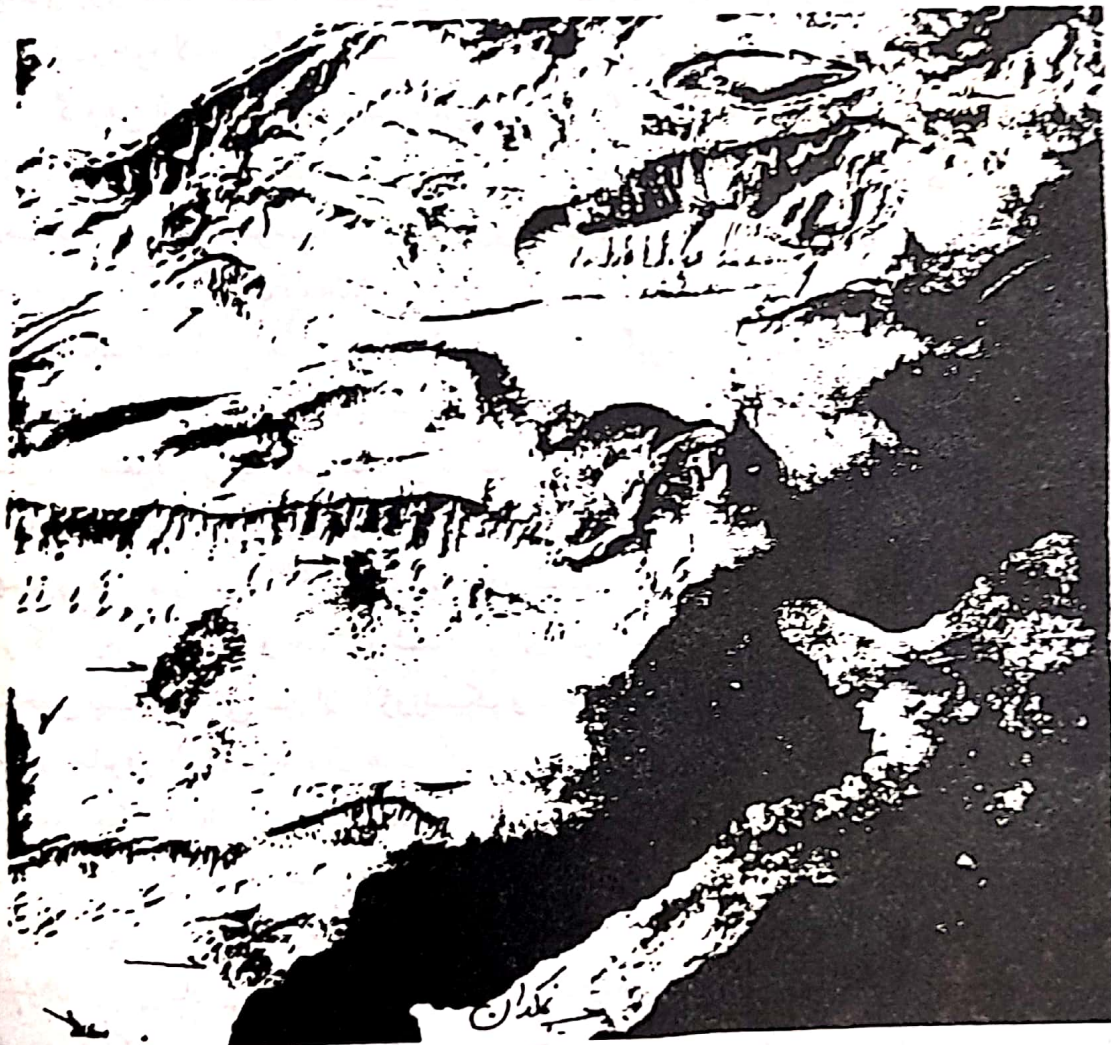
4. Gulf Coast

2. L.L. Nettleton

5. Emba

3. T.J. Parker

در حوضه رسوبی ایران مرکزی، گنبد نمک قم است که کوه نمک نامیده می‌شود و ریشه اصلی آن در لایه‌های نمک سازند قرمز تحتانی می‌باشد. گنبد های نمکی نیز در آذربایجان وجود دارد که سن نمک آن میوسن است. نمک‌هایی به سن ژوراسیک نیز از ناحیه راور کرمان گزارش شده است. گنبد نمک‌های سطحی را به آسانی بر روی عکس‌های هوایی (شکل ۵۲) می‌توان تشخیص داد. گنبد های پوشیده را نیز به علت وزن مخصوص کم نمک با ثقل سنجی به سادگی می‌توان مشخص نمود. در نواحی خشک وقتی نمک به سطح زمین می‌رسد مانند رسوبهای یخچالی جریان می‌یابد. این پدیده در بسیاری از گنبد های نمکی ایران مانند گنبد نمک قم و گنبد نمک نریجان در لارستان به خوبی دیده می‌شود. در نواحی مرطوب وقتی نمک به سطح برسد حل می‌شود و از گنبد در سطح فرورفتگی مدوری دیده می‌شود.

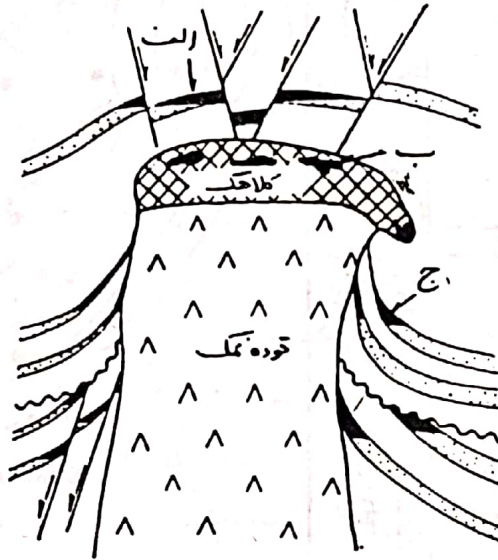


شکل ۵۲- عکس ماهواره‌ای لندست^۱ به مقیاس ۱:۱۰۰۰,۰۰۰/ از غرب بندرعباس و جزیره قشم گنبد نمکدان در قشم و گنبد نمک‌های متعددی در خاک اصلی دیده می‌شوند گنبد های نمکی سه نوع نفتگیر پدید می‌آورند. نفتگیر فوق کلاهدک^۲، نفتگیر کلاهدک گنبد

1. landest

2. Super cap trap

۱.۳.۱ نفتگیر فوق کلاهک گنبد نمک
اگر گنبد نمک به سطح زمین نرسد ممکن است باعث خم شدن لایه‌های فوقانی شده و
نفتگیرهای تاقدیسی شکلی را ایجاد نماید (شکل ۵۳- الف)، که در رده نفتگیرهای تاقدیسی هم
می‌تواند قرار گیرد.



شکل ۵۳- انواع مهم نفتگیرهای گنبد نمکی الف - نفتگیرهای فوق کلاهک. ب - نفتگیرهای
کلاهک. ج - نفتگیرهای دامنه‌ای

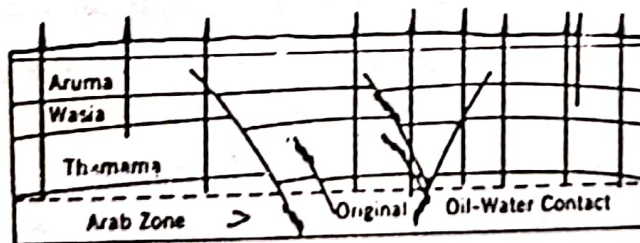
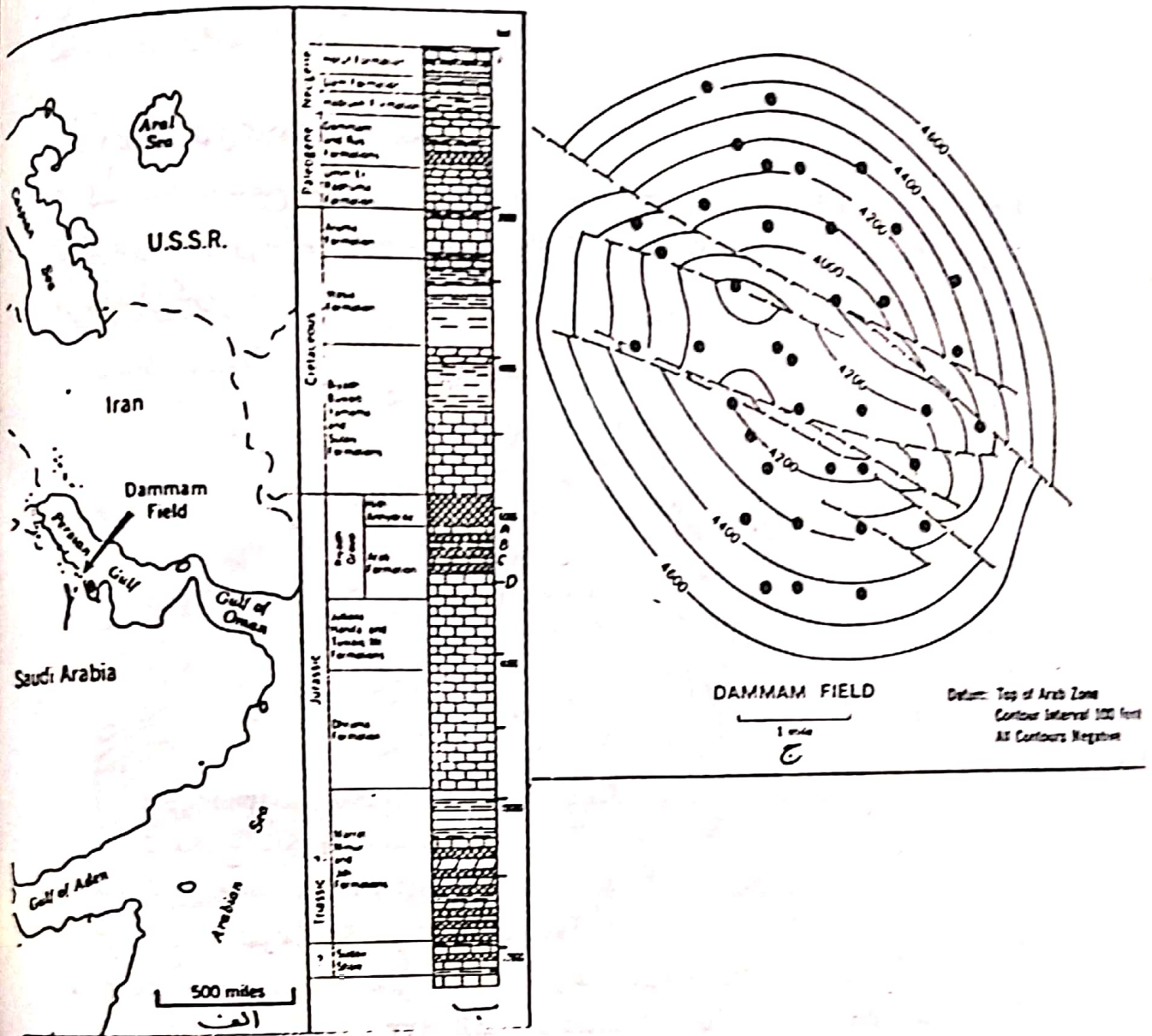
۱.۳.۱ کانسار نمونه، نفتگیر فوق کلاهک دمام^۳

میدان نفتی دمام اولین میدان نفتی کشف شده در عربستان سعودی است. زمین‌شناسان نفتی که
در بحرین کار می‌کردند در سال ۱۹۳۳ نقشه زمین‌شناسی این تاقدیس گنبدی شکل را با تخته سه
پایه برداشت و ثابت نمودند تپه‌ای که در سطح دیده می‌شود منشاء زمین‌ساختی دارد. قطر بزرگ
این تاقدیس ۶ کیلومتر و قطر کوچک آن ۴/۸ کیلومتر است ارتفاع بستگی آن در افق فوقانی
سازند عرب ۲۱۵ متر است. به طوریکه در برش قائم زمین‌ساختی و خطوط تراز شکل ۵۴ دیده
می‌شود. در بخش مرکزی این میدان گرابنی وجود دارد که ۱۲۰ متر جابجایی ایجاد نموده است.
با برداشت ثقل سنجی محاسبه شده است که گنبد نمکی در عمقی بین ۲۴۰۰ تا ۳۲۰۰ متر باید
وجود داشته باشد. سنگ مخزن این میدان را چهار بخش سنگهای کربناته A, B, C و D سازند
عرب به سن ژوراسیک فوقانی تشکیل می‌دهند که سنگ آهکهای آلیتی و دولومیتی می‌باشند.
نفتگیر دمام در مقیاس میدانهای نفتی عربستان سعودی که پس از این میدان کشف شده‌اند
(شکل ۵۴ - ب)

1. Cap rock trap

2. Flank trap

3. Damman



شکل ۵۴- نفتگیر فوق کلاهیگنبد نمکی دمام. الف - محل نفتگیر. ب - ستون چینه شناسی حفاری شده تا سازند خوف (پرمین). ج - خطوط تراز مخزون در افق فوقانی سازند عرب. د - برش قائم نفتگیر از لاندیس

میدان نفتی کوچکی است که ذخیره قابل استحصال آن در حدود ۶۴۷ میلیون بشکه برآورد شده است. در سال ۱۹۷۹ میزان استخراج از این نفتگیر ۲۱۰۰۰ بشکه در روز بوده است و کل بهره‌برداری از این میدان تا آن سال ۵۶۸ میلیون بشکه بوده است. درجه سبکی نفت این میدان ۳۴ درجه API و مقدار گوگرد آن ۱/۵٪ است. در سال ۱۹۵۷ چاهی به عمق ۳۱۱۶ متر در این میدان حفر شد که در لایه‌های پرمین (سازند خوف) از عمق ۲۵۹۱ تا ۲۶۲۱ متری به گاز برخورد. سازند خوف قدیمی‌ترین سازندی است که در عربستان سعودی، تانگون، هیدروکربن در آن یافت شده است.

۲.۳.۱ نفتگیر کلاهدک گنبد نمک

در بالای ستون نمک کلاهدکی برشی از خرده سنگهای مختلفی که توده نمک از لایه‌هایی که از آنها عبور نموده جدا کرده وجود دارد. علاوه بر این خرده سنگها قطعاتی از سنگ نیز در کلاهدک وجود دارد. سنگ گچ در توده نمک وجود داشته و پس از انحلال نمکهای بخش فوقانی توده نمک در برخورد با آبهای زیرزمینی باقی مانده است. برش کلاهدک اگر در شرایط مناسب قرارگیرد می‌تواند مخزن مناسبی برای تجمع نفت و گاز گردد (شکل ۵۳ - ب) بدیهی است برای تشکیل این نوع نفتگیر گنبد نباید در سطح زمین ظاهر شده باشد.

۱.۲.۳.۱ کانسار نمونه، نفتگیر کلاهدک گنبد نمک اسپیندل تاپ^۱

کشف نفت در میدان اسپیندل تاپ تکراس در سال ۱۹۰۱ آغاز صنعت نفت در ناحیه گالف کوست بود. چاه اکتشافی که در بالای تپه‌ای خاکی حفر شد به نفت برخورد. بهره‌دهی چاه ۷۵ هزار بشکه در روز و سنگ مخزن دولومیتی کارستی بود. ۶۴ چاه دیگر در مدت ۹ ماه پس از کشف نفت در این میدان حفر شد که ظرفیت تولید هریک در حد چاه اکتشافی بود. سنگ مخزن در کلاهدک گنبد نمک قرارداد (شکل ۵۵). بهره‌برداری به مقدار زیاد در زمان کوتاهی کانسار را خالی کرد. در پنجمین سال کشف میدان، تولید از آن به چهار هزار بشکه در روز کاهش یافت.

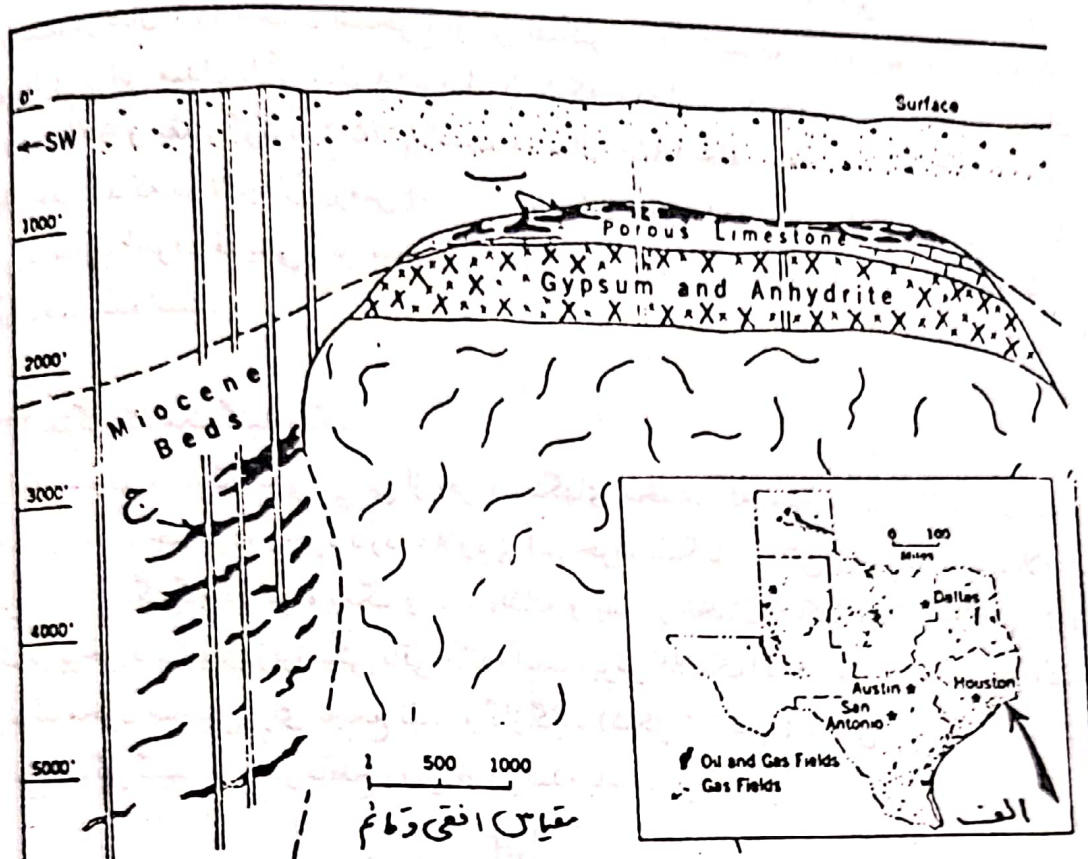
در این پنج سال سه میدان همانند به نامهای «ساورلیک»^۲، «باتسن»^۳ و «هامبل»^۴ کشف شد که هر سه نفتگیرهای گنبد نمکی بوده و از نظر میزان ذخیره و تولید مانند اسپیندل تاپ دارند. پس از آن در ناحیه گالف کوست میدانی به بزرگی این چهار کانسار کشف نشد. نفت جمع شده در کلاهدک اسپیندل تاپ بیش از ۵۰ میلیون بشکه بود.

1. Spindle top

2. Sour Lake

3. Batson

4. Humble



شکل ۵۵- نفتگیر گنبد نمکی اسپیندل تاپ. الف - محل نفتگیر. ب - نفتگیرهای کلاهدک گنبد نمکی. ج - نفتگیرهای دامنه‌ای. از لاندیس

۳.۳.۱ نفتگیرهای دامنه‌ای 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 لایه‌ها می‌دهد. لایه‌های شیب یافته در فراشیب به ستون نمک که ناتراواست ختم می‌شوند (شکل ۵۳). اگر این لایه‌ها دارای توالی مناسبی از سنگ مخزن و سنگ پوشش بوده و نفت نیز در ناحیه تولید شده باشد ممکن است کانسار قابل توجهی در دامنه‌های گنبد نمک تشکیل شود.

۱.۳.۳.۱ کانسار نمونه، نفتگیر دامنه‌ای گنبد نمک اسپیندل تاپ

در سال ۱۹۱۴ در نفتگیرهای دامنه‌ای میدان نفتی ساورلیک که مانند اسپیندل تاپ از کلاهدک آن بهره‌برداری می‌شد نفت کشف گردید. در سال ۱۹۲۶ نیز در نفتگیرهای دامنه‌ای گنبد نمکی اسپیندل تاپ نفت یافت شد و بار دیگر بهره‌برداری از این میدان رونق گرفت. در دهه‌های بعدی از نفتگیرهای دامنه‌ای این میدان ۵۰٪ بیش از نفتگیرهای کلاهدک نفت استخراج شد. سنگ

مخزن نفتگیرهای دامنه‌ای (شکل ۵۵) ماسه سنگ فلمینگ^۱ به سن میوسن است. در این گنبد نمک مقداری نفت نیز در لایه‌های ماسه سنگی فوق کلاک به سن پلیستوسن مهاجرت کرده است که مقدار آن از نظر اقتصادی قابل توجه نیست.

۲. نفتگیرهای چینهای^۲

در سنگ مخزنی که بر روی آن سنگ پوشش قرارداد هیدروکربنها در جهت فراشیب^۳ حرکت می‌نماید. 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^۴ عدسی‌های ماسه‌ای تراوا در داخل لایه‌های شیلی ناتراوا، و یا با تغییری تدریجی لایه تراوا به طور جانبی تغییر رخساره داده از ماسه سنگ تراوا به ماسه سنگ کمی 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 می‌دهند.

کشف نفتگیرهای چینهای دشوارتر از کشف نفتگیرهای ساختمانی است و به مطالعات چینه‌شناسی، رسوب‌شناسی، زمین‌ساختی و برداشت‌های لرزه‌نگاری دقیق نیاز دارد. نفتگیرهای چینهای را می‌توان در پنج گروه قرارداد. ریفها، عدسی‌های ماسه‌ای، تغییر رخساره‌های تدریجی، گرتشیبی و تپه‌های مدفون.

۱.۲. نفتگیرهای ریفی^۵

گرچه ریفهای جدید بیشتر ریفهای مرجانی می‌باشند ولی در دورانهای گذشته زمین‌شناسی جانداران مختلفی نظیر آله‌های آهکی^۶، بریوزوواها^۷ و اسفنج‌ها^۸ ریف ساز بوده‌اند. انواع ریفهای قدیم و جدید در بخش سنگ مخزن شرح داده شده است. بدنه اصلی ریف پس از سنگ شدن نیز بسیار متخلخل و تراواست. رخساره رو به دریای ریف رخساره پیش ریف^۹ و رخساره رو به خشکی، رخساره پس ریف^{۱۰} نامیده می‌شوند. واریزه‌های ریف با شیب زیاد به بخش عمیق‌تر دریا سرازیر می‌شوند. اطراف واریزه و لابلاهای آنرا رسوبهای دانه‌ریز می‌پوشاند که پس از سنگ شدن تبدیل به لایه‌های ناتراوا می‌گردند. معمولاً روی این مجموعه در پایان عمر ریف رسوبی

1. Fleming

4. Pinch out

7. Bryozoans

10. Back reef facies

2. Stratigraphic traps

5. Reef traps

8. Sponges

3. Up dip

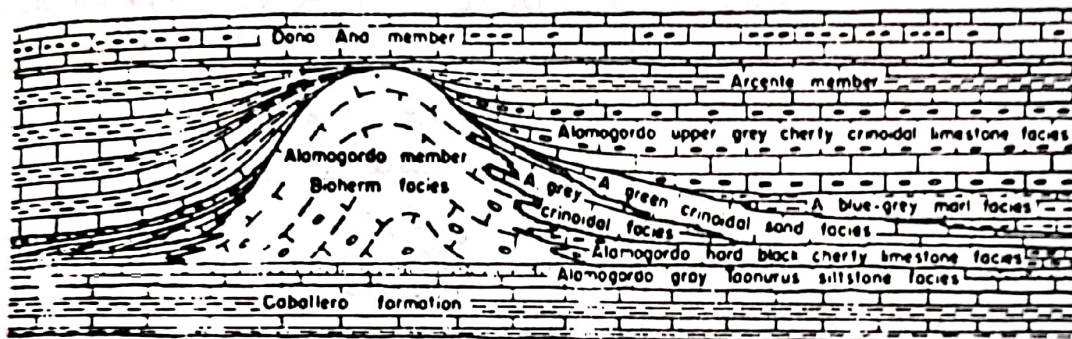
6. Calcareous alga

9. Fore reef facies

تبخیری و یا دانه ریز قرار می گیرد و بدنه اصلی ریف به صورت حجم تراوایی در میان لایه های ناتراوا محصور می گردد. مانند ریف بخش آلاموگوردو^۱ از سازند لیک ولی^۲ در جنوب نیومکزیکو که در شکل ۵۶ مشاهده می شود. تصور بر این است که ریفهای بیوهرمی که در شمال مرکزی تکزاس میدانهای نفتی متعددی را ایجاد نموده اند همانند ریف آلاموگوردو باشند.

۱.۱.۲ کانسار نمونه، نفتگیر ریفی گلدن لین^۳

از نفتگیر ریفی گلدن لین در مکزیک بیش از یک میلیارد بشکه نفت استخراج شده است. سنگ مخزن این میدان آهک ریف سدی طولی است که بیش از ۸۰ کیلومتر طول و کمتر از ۱/۵



شکل ۵۶- برش زمین شناسی ریف بیوهرم آلاموگوردو. در این برش بدنه اصلی ریف و رخساره های پیش ریف در سمت راست و پس ریف با لایه های مارنی در سمت چپ شکل دیده می شود. این ریف در کوه های ساکرافتو در جنوب نیومکزیکو رخنمون دارد. (از لودن و باوشر)

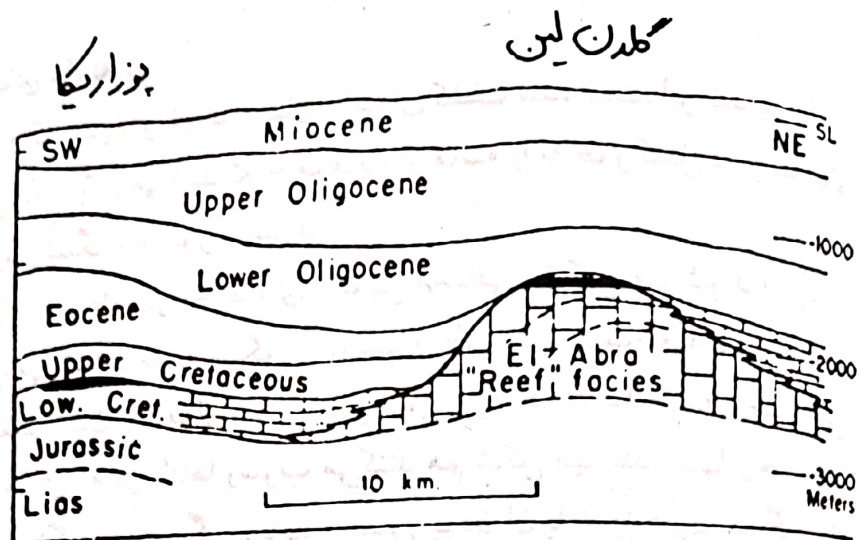
کیلومتر عرض دارد نفت در بالاترین بخش ریف جمع شده است. شیب دامنه دو سوی ریف متفاوت می باشد. دامنه جنوب غربی که به سوی دریای آزاد بوده شیبی در حدود ۲۰ درجه و دامنه شمال شرقی که به سوی مرداب و خشکی یعنی پس ریف بوده دارای شیب ملایم تری است. میدان نفتی دیگری به نام پوزاریکا^۴ در جنوب گلدن لین قرار دارد که سنگ مخزن آن نیز آهکی ریفی به سن کرتاسه و ذخیره قابل استحصال آن نزدیک به یک میلیارد بشکه بوده است.

1. Alamo Gordo.

2. Lake Valley.

3. Golden Lane.

4. Poza Rica.



شکل ۵۷- برش زمین‌شناسی میدانهای نفتی گلدن‌لین و پوزاریکا در مکزیک. از روجاس^۱

۲.۱.۲ کانسار نمونه، نفتگیر لدوک^۲

کانسار لدوک در پانزده کیلومتری جنوب ادمنتن^۳ در آلبرتای کانادا قرار دارد. این میدان در سال ۱۹۴۷ کشف شد. ظرفیت تولید چاه اول آن هزاربشکه در روز از سنگ کربناته دونین در عمق تقریبی ۵۰۰۰ پایی بوده است. برای گسترش میدان بیش از ۱۲۰۰ چاه بر روی آن حفر شده و ذخیره قابل استحصال میدان ۲۵۰ میلیون بشکه تخمین زده شده بود. نفت کانسار لدوک در دو لایه سنگ کربناته شبه ریف^۴ قرار دارد. سازند ریفی لدوک که در زیر واقع است ریفی بیوهرم و سازند ریفی نیسکو^۵ که در رو قرار دارد ریفی از نوع بیوسترم است. این دو سازند متخلخل را ۱۰۰ پاشیل غیر قابل نفوذ جدا می‌سازد. ضخامت متوسط ستون نفت در ریف لدوک ۳۵ پا و در ریف نیسکو ۶۳ پاست. در این میدان نفت نخست در سازند نیسکو کشف شد که سنگ دولومیتی بنلور و متخلخل است و سنگواره مرجان و بریوزوآ فراوان دارد. در زیر سازند نیسکو شیل خاکستری مایل به سبزی قرار دارد که سازند لدوک را می‌پوشاند سنگ مخزن لدوک از دولومیت بنلور با آثاری از بقایای بریوزوآ، مرجان، استروماتوپوروئید^۶ و آلگ تشکیل شده است. تخلخل این مخزن در حدود ۸٪ و معمولاً از فضای خالی بین بلورها تشکیل شده است. ضخامت ریف بیوهرمی لدوک ۱۸۰ متر است. تجمع هیدروکربن در این ریف کاملاً به تخلخل سنگی داشته و نفتگیری چینه‌ایست. تجمع نفت در ریف بیوسترم نیسکو را ترکیبی از عوامل چینه‌ای و زمین‌ساختی سبب شده است.

1. A.G. Rojas.

4. Reefoid.

2. Leduc.

5. Nisku.

3. Edmonton.

6. Stromatoporoid.

۲.۲ عدسی های ماسه ای^۱

میدانهای نفت و گاز بسیاری در عدسیهای ماسه ای کشف شده است. این نفتگیرها در محیطهای رسوبی خاصی به وجود می آیند که حجمهایی از ماسه را به طور کامل در رسوبهای دانهریز مانند شیل و رس سنگ محصور می سازد.

عدسیهای ماسه ای در محیطهای رسوبی مختلفی تشکیل می شوند از این رو اشکال متفاوتی را دارا می باشند. ماسه سنگهای باریک و طولی که به نام ماسه بندکفشی^۲ نامیده می شوند از سنگ شدن ماسه های سدی^۳ زیردریایی نزدیک به ساحل به وجود می آیند و با عدسی های ماسه ای که در دلتاها رسوب می کنند هم شکل نیستند. تنها وجه مشترک این نفتگیرها ماسه سنگ بودن سنگ مخزن، محصور بودن آن با شیل و رس سنگ و تغییر بسیار سریع ماسه سنگ به شیل است.

۱.۲.۲ کانسار نمونه، نفتگیرهای ماسه سنگ بندکفشی گرین وود^۴

گسترش بهینه ماسه سنگهای بندکفشی در ایالت گرین وود و جنوب شرق کانزاس است که در آن عدسی های طویل ماسه سنگ کوارتزی به سن کرنیفر دارای نفت است در شکل ۵۹ - الف ماسه سنگهای بندکفشی که دارای نفت می باشند به رنگ سیاه نشان داده شده که میدانهای نفتی متعدد جداگانه ای را تشکیل داده اند. این عدسیهای دراز را به طور کامل شیل احاطه کرده است. ضخامت هر عدسی ۱۵ تا ۳۰ متر عرض آن ۱ تا ۲/۵ کیلومتر و درازای آن از ۲ تا ۱۱ کیلومتر است. در شکل ۵۹ - ب میدانهای نفتی ماسه سنگ بندکفشی گرین وود نشان داده شده است در این شکل که نقشه جغرافیای دیرینه منطقه است میدانهای نفتی کنونی ماسه های سدی دریای چروکی^۵ را در دوره کرنیفر تشکیل می دهند. در شکل ۵۸ - الف نقشه جغرافیای طبیعی قسمتی از ساحل نیوجرسی در کنار اقیانوس اطلس نشان داده شده است. در این نقشه ماسه های سدی به رنگ سیاه دیده می شود شباهت کامل گسترش این ماسه سنگها که یکی مربوط به دریای کرنیفر و دیگری متعلق به عصر حاضر است منشاء ماسه سنگهای بندکفشی را به خوبی نمایان می سازد.

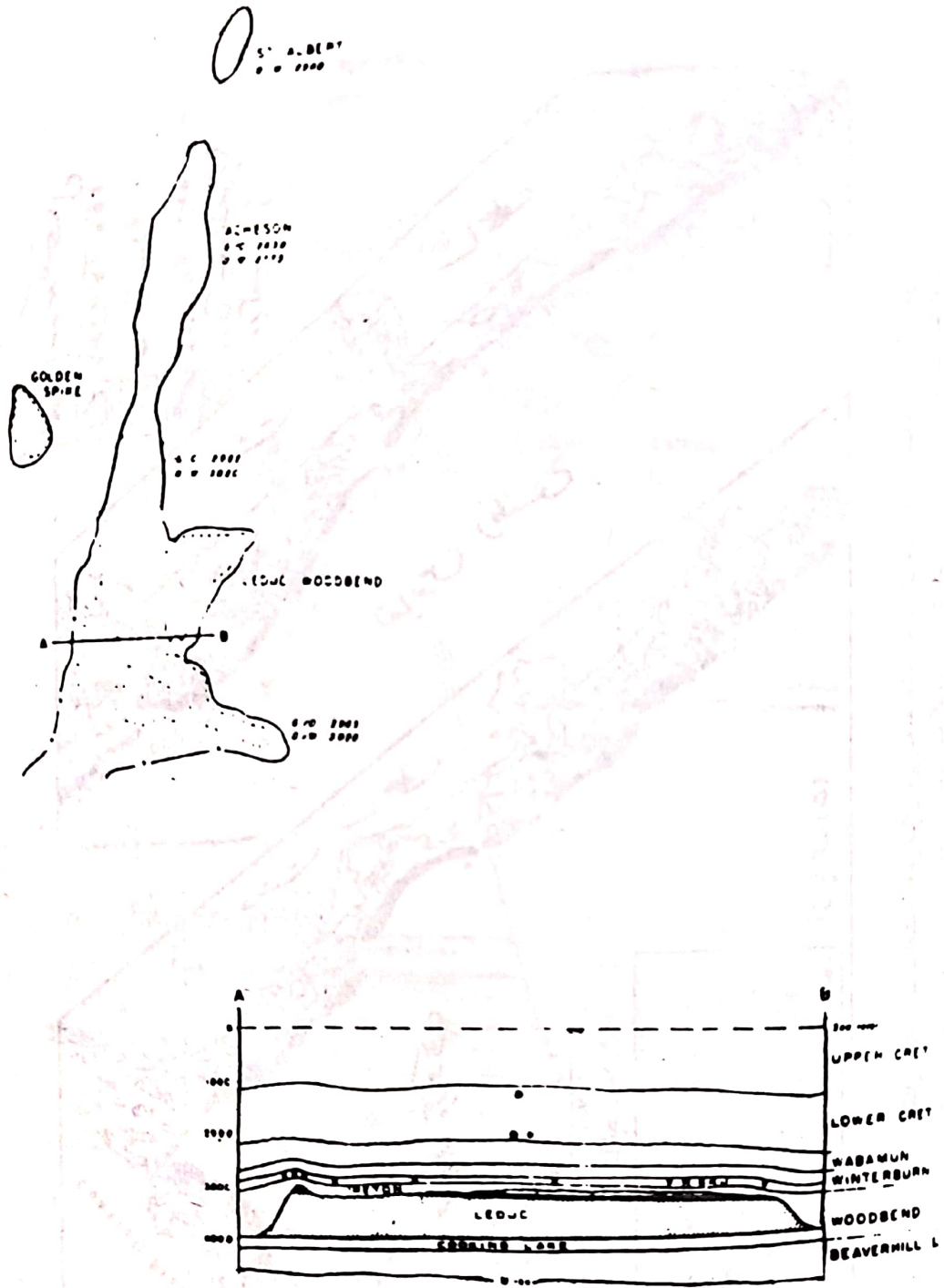
۲.۲.۲ کانسار نمونه، نفتگیرهای ماسه سنگ دلتایی پورت آرتور^۶ و پورت ایکرز^۷

این میدانها در عدسیهای ماسه سنگهای دلتایی تشکیل شده و در ناحیه گالف کوست تکزاس قرار دارد. به طوریکه در شکل ۶۰ الف در نقشه جغرافیای دیرینه ناحیه در زمان الیگوسن دیده می شود این ماسه سنگها متعلق به دلتایی می باشند که در دریاچه ای تشکیل شده است. در این

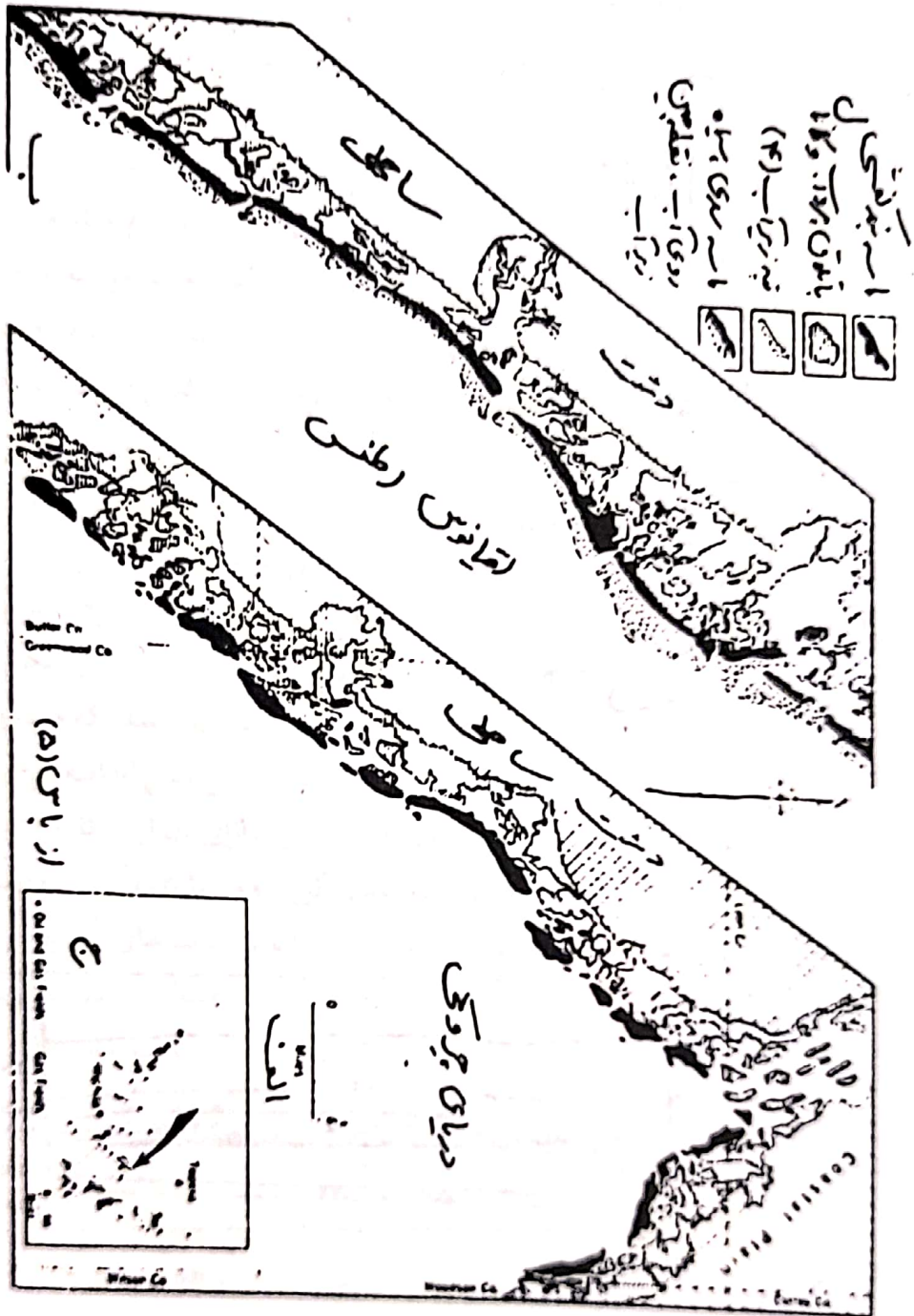
1. Lenticular sands
4. Green Wood
7. Port Acres

2. Shoestring sand
5. Choals

3. Sand bar
6. Port Arthur



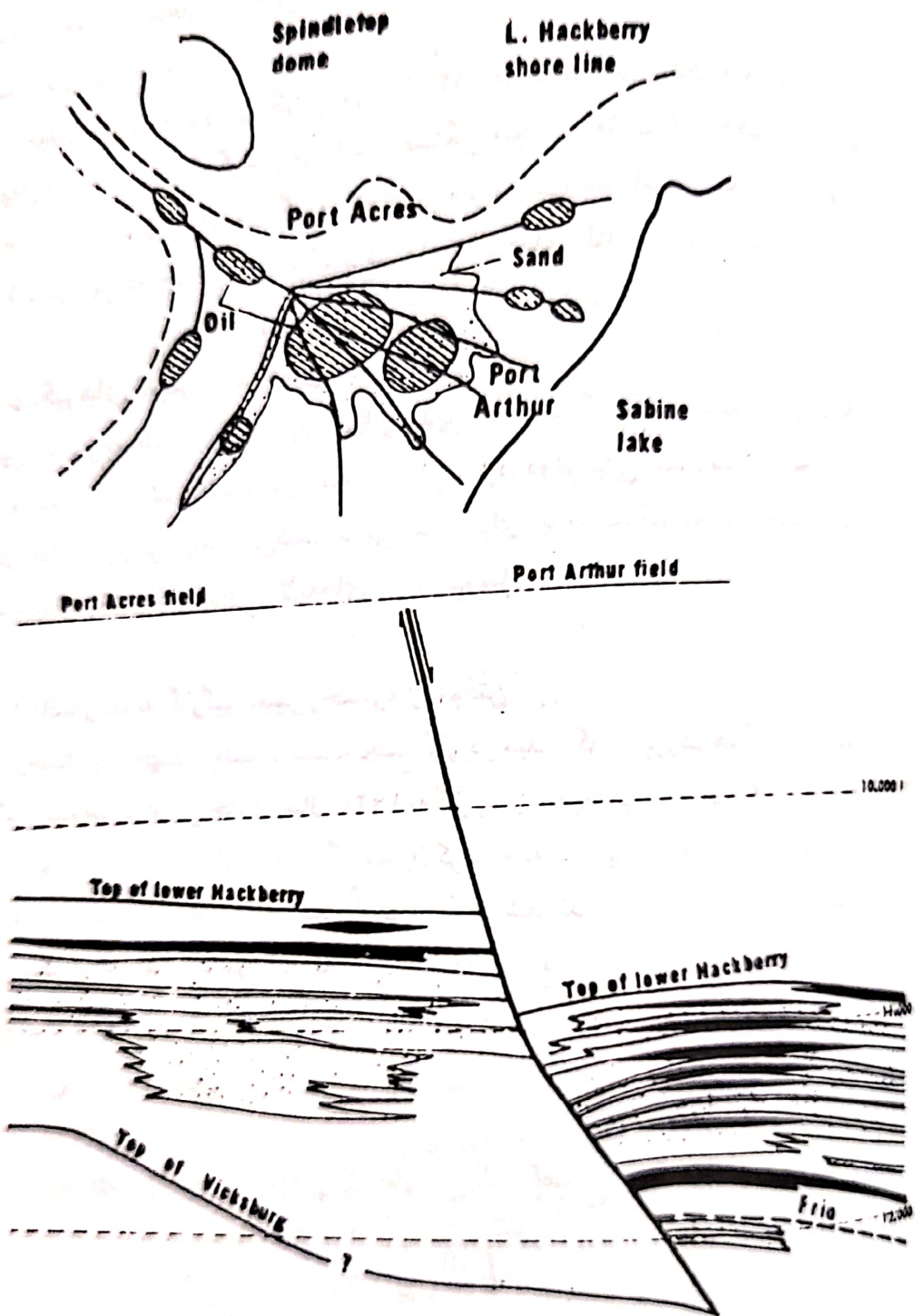
شکل ۵۸- میدان نفتی لدوک در آلبرتا، کانادا. الف - وضع گسترش ریف لدوک سطح
 تماس آب و نفت در این نقشه خط چین نشان داده شده است. ب - برش زمین شناسی
 میدان نفتی لدوک. مقیاس قائم این برش پنج برابر مقیاس افقی آن است. در این مقطع نفت
 به رنگ سیاه و گاز روی آن نقطه چین و آب زیرنفت با هاشور نشان داده شده است. محل
 برش در نقشه الف دیده می شود. از ک. ک. لاندیس



شکل ۵۹- الف - نقشه چنوزایی دیرینه منطقه که نشان می دهد ماسه های سدی دریای چورماقی در کرینتور اکون نقشه های بندکشی را تشکیل داده اند. ب - نقشه چنوزایی طبیعی کنونی ساحل نیوجرسی در کنار اقیانوس اطلس و ماسه سنگهای سدی. ج - محل نقشه گیری

1. Shoals

2. Bacs N.W



شکل ۶۰ الف - نقشه تقریبی جغرافیای دیرین که وضع میدانهای پورت آرتور و پورت ایگزرا در دلتای زمان الیگوسن نشان می دهد. ب - برش زمین شناسی در طول میدانهای پورت آرتور و پورت ایگزرا. از هالوتی و باربر^۱

1. Halbouty & Barber

دلالتا مجموعه‌ای از مخازن عدسی دلتایی وجود دارد که مهم‌ترین آنها دو میدان پورت‌آرتور و پورت ایکروز می‌باشند.

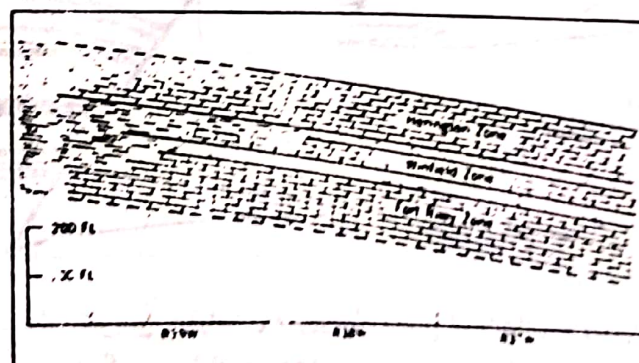
میدان پورت‌آرتور در تکزاس در سال ۱۹۵۴ کشف شد. سنگ مخزن این میدان ماسه سنگهای دلتایی به سن الیگوسن می‌باشند. بستگی سطحی افق بهره‌ده ۷ کیلومتر مربع و مقدار ذخیره آن ۱۱ میلیون متر مکعب گاز و ۳ میلیون متر مکعب نفت است. شکل ۶۰- ب برش قائم زمین‌شناسی این دو میدان و وضع گسترش ماسه سنگهای دلتایی را نشان می‌دهد.

۳.۲ نفتگیرهای تغییر رخساره‌ای^۱

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 ناتراوایی ایجاد می‌کند. بدیهی است برای اینکه نفتگیر تغییر رخساره‌ای تشکیل گردد باید بر روی بخش تراوا را لایه‌های ناتراوا بپوشاند.

۱.۳.۲ کانسار نمونه، گازگیر تغییر رخساره‌ای هوگتن^۲

تغییر رخساره در جهت فراشیب سبب تجمع گاز در میدان گازی بزرگ هوگتن در جنوب غرب کانزاس شده است. اولین چاه در سال ۱۹۲۷ به گاز رسید. بهره‌دهی این چاه ۶ میلیون پای مکعب در روز بود. این میدان دارای سه سنگ مخزن کربناته به سن پرمین است که رویهم ۲۵۰ پا ضخامت داشته و از دولومیت و آهک آلیتی تشکیل شده‌اند. بیشتر تخلخل در اثر انحلال ایجاد شده است. برش زمین‌شناسی این گازگیر در شکل ۶۱ دلیل تجمع گاز را نشان می‌دهد. به طوریکه در شکل دیده می‌شود سنگهای کربناته در فراشیب تبدیل به شیل می‌گردد.



شکل ۶۱- برش زمین‌شناسی میدان گازی هوگتن که افزایش سنگهای ناتراوا را به سوی غرب نشان می‌دهد از لاندیس

1. Change in facies traps.

2. Hugoton

۲.۳.۲ کانسار نمونه، نفتگیر تغییر رخساره ای دیپ ریور^۱

گرد آمدن نفت در این کانسار به علت دولومیتی شدن محلی سنگ آهکی ناتراوا است. این میدان در سال ۱۹۴۳ کشف شد. از ۱۵۰ حلقه چاه گسترشی که بر روی آن حفر شد یک سوم آن خشک بود. درصد غیر عادی چاههای گسترشی خشک به علت عرض کم بخش دولومیتی و بهره ده سنگ مخزن است. خطوط تراز زمین ساختی شکل ۶۲ - الف افق زیرین سازند تراورس^۲ را نشان می دهد. خطوط تراز نمایانگر گنبدی زیرزمینی است ولی تجمع نفت به طوریکه از گسترش چاههای نفتی پیدا است (شکل ۶۲ - الف) ارتباطی به این گنبد نداشته و به صورت باریکه ای در دامنه شمال شرقی آن قرار دارد. سازند راجرزسیتی^۳ (شکل ۶۲ - ب) سنگ آهکی ناتراواست ولی در این میدان در نقاطی که بهره دهی وجود دارد این سنگ آهک به دولومیتی متخلخل تبدیل شده است. برش زمین شناسی این میدان در شکل ۶۲ - ب وضع تقریبی دولومیتی شدن سازند راجرزسیتی را نشان می دهد. محدوده دولومیتی شده را وجود ۵۷ حلقه چاه خشک به خوبی مشخص نموده است و چون هیچ یک از این چاهها در عمق به دولومیت و نفت برخورد نکرده اند فرض بر اینست که ناحیه دولومیتی شده تقریباً قائم است تصور بر اینست که محلول دولومیت کننده از شکاف قائمی که در طول سنگ آهک وجود داشته عبور و اطراف آن را دولومیتی نموده باشد. آنچه مسلم است بخش دولومیتی شده فضای خالی کافی برای گرد آمدن نفت ایجاد کرده است.

۴.۲ نفتگیرهای دگرشیبی

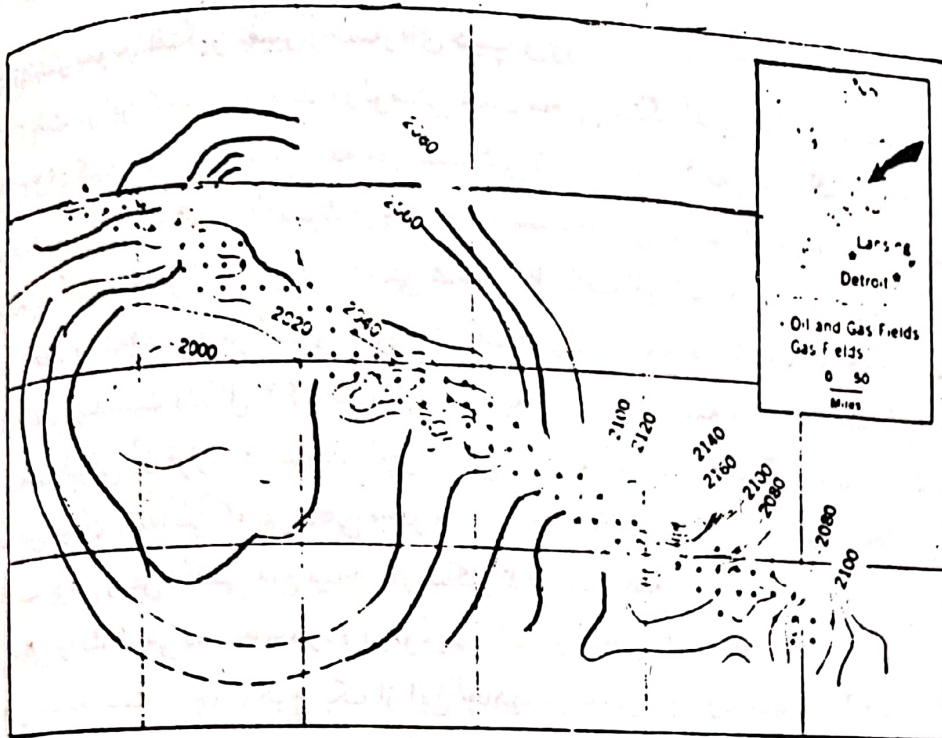
در زیر دگرشیبی ها سنگهایی قرار گرفته اند که در طول زمانهای زمین شناسی در سطح زمین تحت تأثیر عوامل جوی قرار داشته اند. نفوذ آبهای سطحی و انحلال بخش هایی از آهک و سیمانهای آهکی بر روزه های این سنگها افزوده و گاه حفره های کارستی در سنگهای آهکی پدید می آورد. پیشروی بعدی دریا و رسوبگذاری جدید اگر سنگهای زیر دگرشیبی را با رسوبهای ناتراوا بپوشاند نفتگیرهای مناسبی را برای تجمع نفت و گاز پدید خواهد آورد. علاوه بر اینکه اغلب در زیر دگرشیبی ها سنگ مخزنهای مناسبی یافت می شود گاه سنگ مادرهایی که در زیر دگرشیبی قرار گرفته اند نیز در دور اول رسوبگذاری در عمق کافی قرار نگرفته و نابالغ باقی می مانند. 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 که در بخش دوم این کتاب شرح آن آمده است.

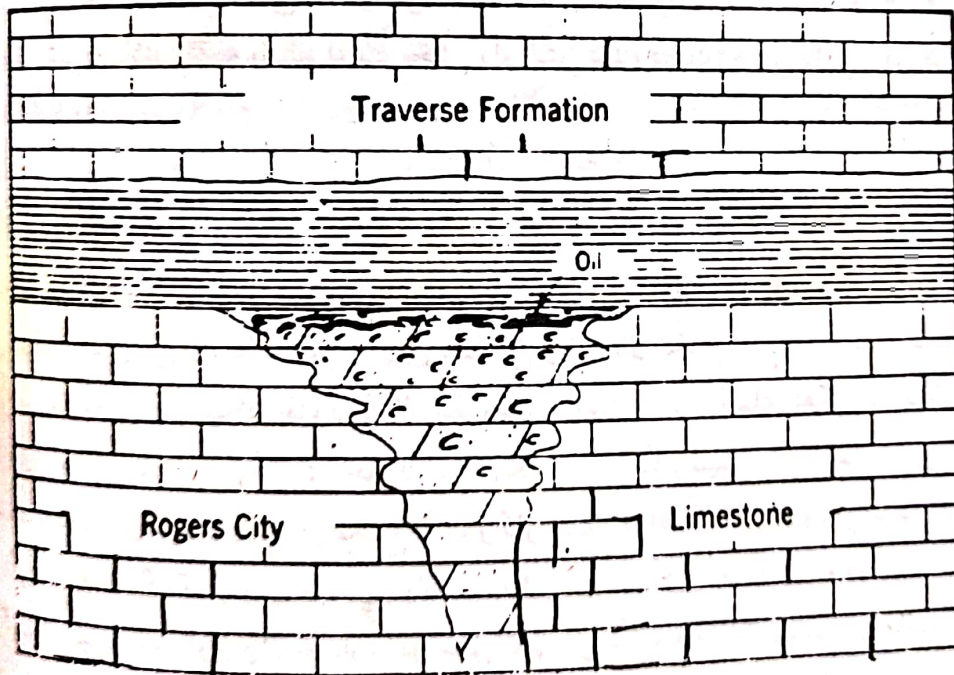
1. Deep River

2. Traverse Formation.

3. Rogers City Formation.



After Landes (1948)

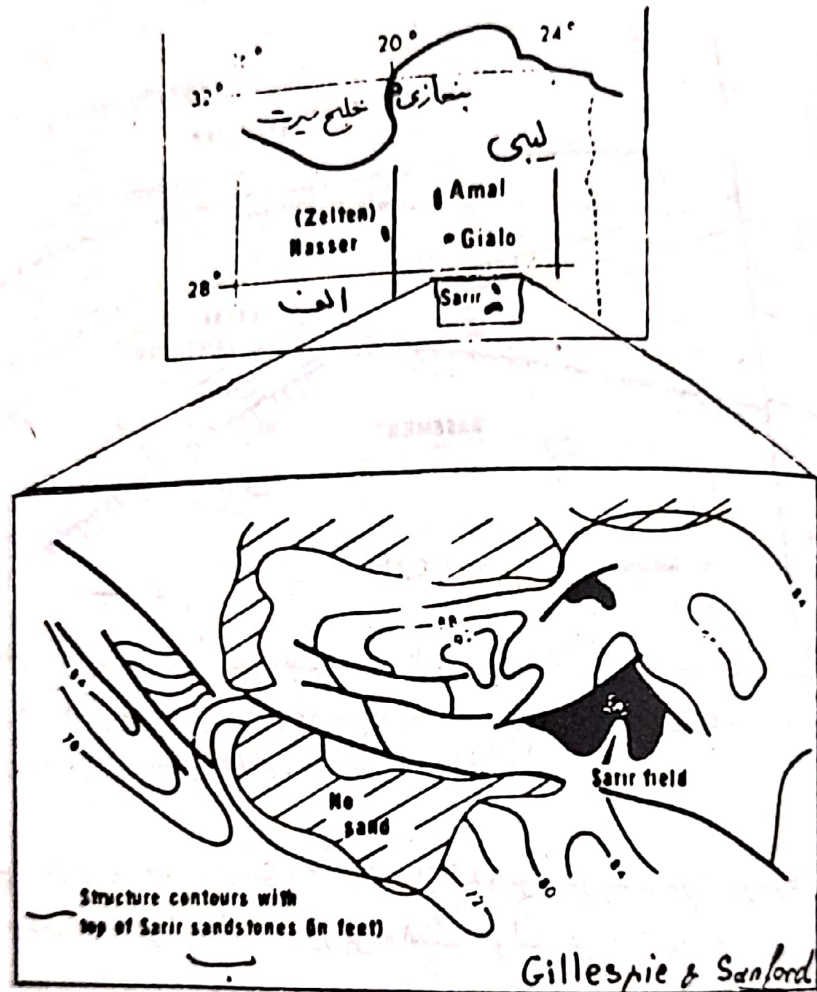


سنگ دولومیت
 شارهک
 شیل
 رودیه

شکل ۶۲-الف - نقشه خطوط تراز زیرزمینی در افق زیرین سازند تراورس و چاههای نفتی میدان دیپ ریبور، ب - برش زمین شناسی فرضی میدان که بخش دولومیتی را نشان می دهد، ج - محل میدان، از لاندیس

۱.۲.۲ کانسار نمونه، نفتگیر دگرشیبی سریر

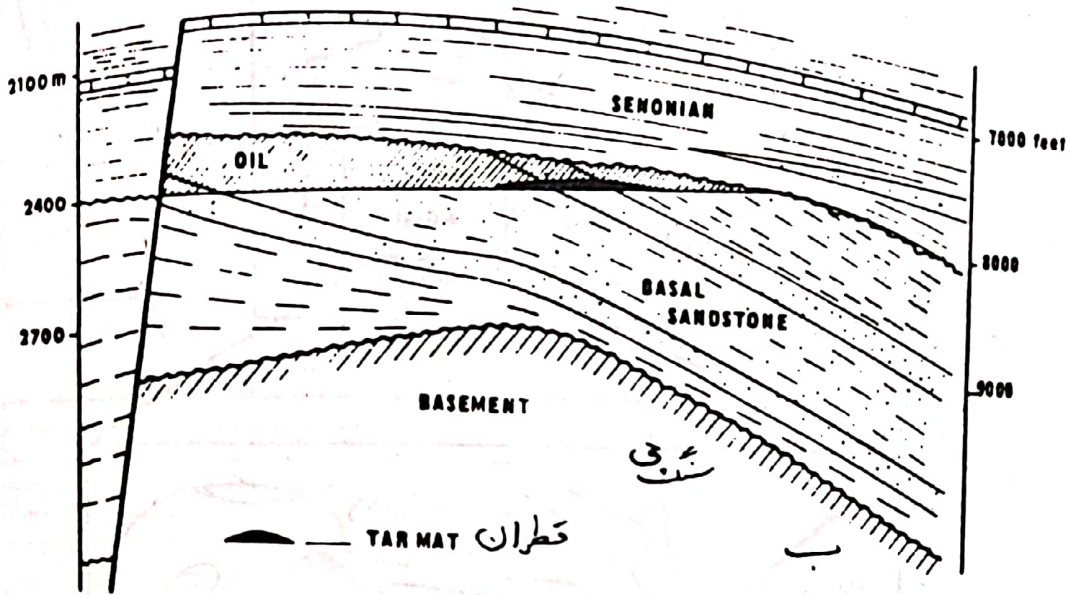
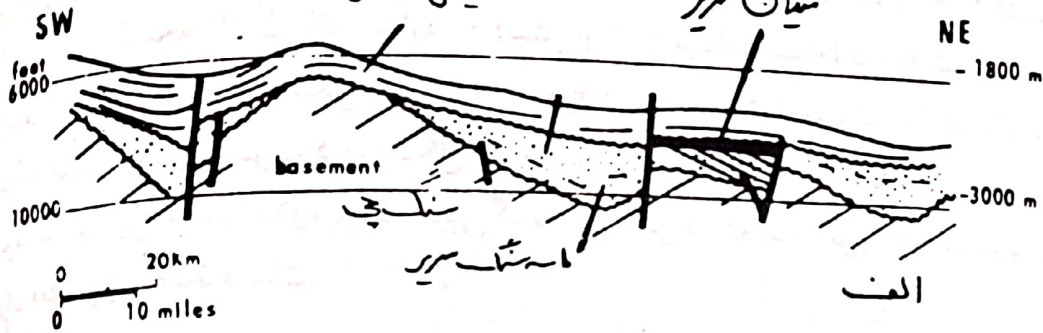
نفتگیر سریر یکی از ۱۰ تا ۱۲ میدان فوق عظیم جهان می باشد. این میدان در سال ۱۹۶۱ کشف شد. ذخیره قابل استحصال آن یک میلیارد تن (بیش از $7/3$ میلیارد بشکه) برآورد شده است. سنگ مخزن میدان سریر ماسه سنگی به سن کرتاسه فوقانی و قدیمی تر از سنونین می باشد که در فرودفتگی های سنگ پی رسوب کرده (شکل ۶۳ - ب و ۶۴ الف) و ماسه سنگ سریر نامیده می شود. در تشکیل نفتگیر علاوه بر دگر شیبی گسلها نیز نقش داشته اند از این رو میدان سریر را می توان نفتگیری مختلط دانست.



شکل ۶۳ - الف - محل نفتگیر ب - خطوط تراز ساختمانی در افق فوقانی سازند سریر - نبود ماسه سنگ با هاشور نشان داده شده است.

شکل ۶۳ - الف - محل نفتگیر ب - خطوط تراز ساختمانی در افق فوقانی سازند سریر - نبود ماسه سنگ با هاشور نشان داده شده است. سنگ ذخیره قابل استحصال آن یک میلیارد تن (بیش از $7/3$ میلیارد بشکه) برآورد شده است. سنگ بستگی سطحی نفتگیر ۴۰۰ کیلومتر مربع و سطح بخش بهره ده آن ۳۸۰ کیلومتر مربع است. ارتفاع بستگی نفتگیر ۱۲۰ متر و ضخامت ستون نفت ۱۰۰ متر می باشد. به طوری که در برش زمین شناسی شکل ۶۴ - ب دیده می شود در بخش شرقی میدان در زیر ستون نفت لایه ای از قطران وجود دارد که به رنگ سیاه نشان داده شده است. شکل ۶۳ - الف

محل این میدان را در کشور لیبی نشان می دهد. تا سال ۱۹۷۰ بیش از یکصد چاه در این نفتگیر
شکل های حراته نوماینی



شکل ۶۴- برش زمین شناسی میدان نفتی سریر. الف - برش ناحیه ای به رسوب ماسه سنگ سریر در فرورفتگی های سنگی توجه شود. ب - برش زمین شناسی میدان سریر و نقش دگرشیبی و گسل در تشکیل نفتگیر از گیلسی و سانفورد^۱

حفر شد. بهره برداری از این میدان از سال ۱۹۶۶ آغاز شده بود. در سال دوم بهره برداری برداشت متوسط از این میدان ۳۰۰ هزار بشکه در روز بوده است. تولید بهره ده ترین چاه این میدان ۴۰۰۰ تن در روز (در حدود ۳۰ هزار بشکه در روز) بوده است.

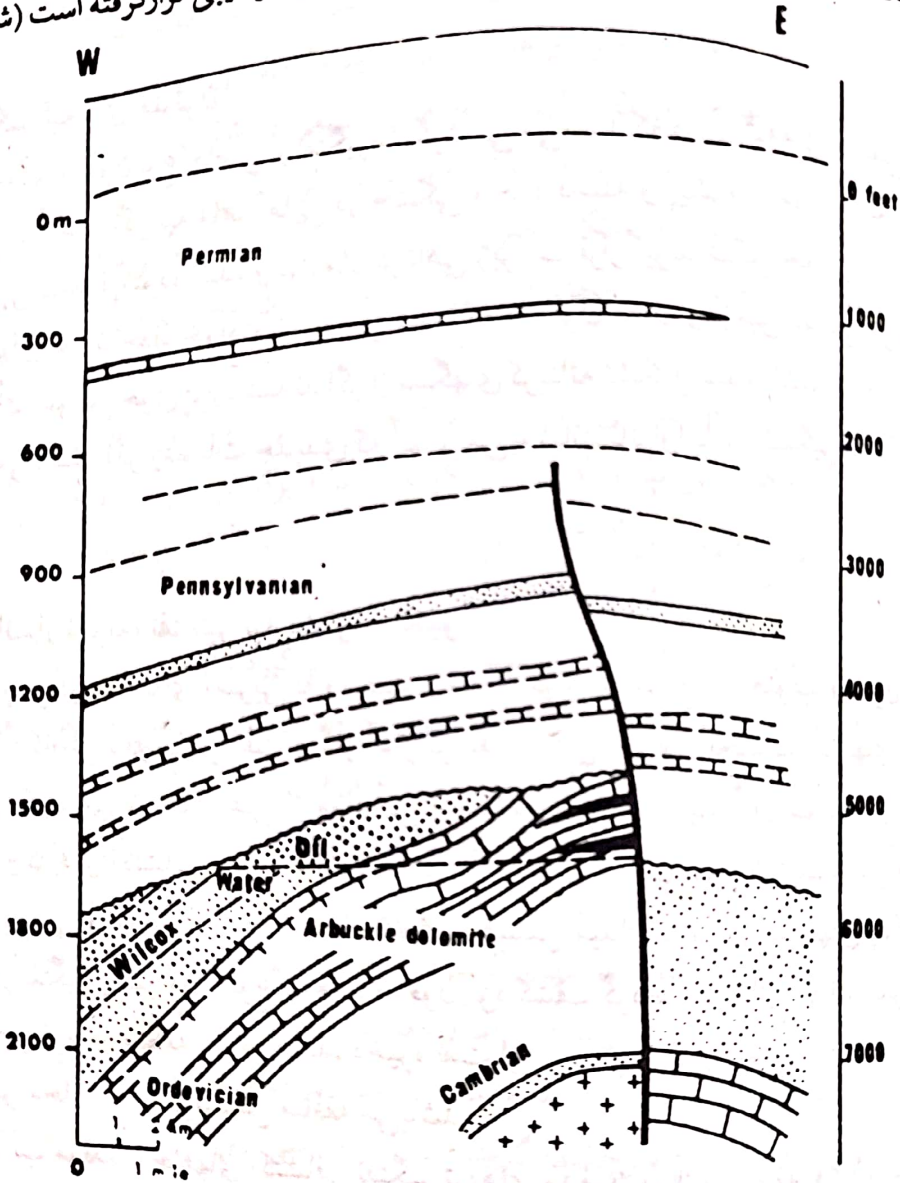
۲.۴.۲ کانسار نمونه، نفتگیر دگرشیبی اکلاهاسیتی^۲

میدان عظیم نفت اکلاهاسیتی در ایالات متحده آمریکا در سال ۱۹۲۸ کشف شد. حفاری براساس وجود تاقدیس ملایمی که در سطح وجود داشت انجام گرفت که ارتفاع بستگی آن در سطح بیش از ۱۰۰ پا نبود. بعد از حفاری و روشن شدن وضع ساختمان زیرزمینی معلوم شد ارتفاع بستگی آن ۱۰۰۰ پا طول آن ۲۹ و عرض آن ۷ کیلومتر است.

1. Gillespie, J & Sanford, R.M

2. Oklahoma City

سنگ مخزن این میدان را دولومیت آریاکل^۱ و ماسه سنگ ویلکاکس^۲ تشکیل می دهد. دولومیت آریاکل که قدیمی تر از ماسه سنگ ویلکاکس است بلافاصله در زیر دگرشیبی قرار دارد. ماسه سنگ ویلکاکس است بلافاصله در زیر دگرشیبی قرار دارد. ماسه سنگ ویلکاکس که جوانترین سنگ زیر دگرشیبی می باشد نیز بلافاصله در زیر دگرشیبی قرار گرفته است (شکل ۶۵).



شکل ۶۵- برش زمین شناسی میدان نفتی اکلاهمی سیتی. سنگهای کربنیفر فوقانی با دگرشیبی بر روی ماسه سنگ و دولومیت اردوئین قرار دارد. برش نقش اصلی دگرشیبی را در تشکیل نفتگیر نشان می دهد. از گیت وود^۳

سنگ دولومیت آریاکل و ماسه سنگ ویلکاکس اردوئین است. بر روی دگرشیبی رسوبهای کربنیفر فوقانی قرار دارد. دولومیت آریاکل تراوایی زیاد دارد و بسیار بهره ده است. تولید

1. Arbuckle.

2. Wilcox.

3. Gatewood, L.E

بهره‌ده‌ترین چاه این مخزن ۴۳۰۰۰ بشکه در روز بوده است. خیره قابل استحصال آن ۷۵۰ میلیون بشکه برآورد شد. تا سال ۱۹۸۱ در حدود ۷۳۷ میلیون بشکه نفت از این میدان استخراج شده است. در شکل ۶۵ که برش قائم زمین‌شناسی این میدان است تجمع نفت در زیر دگرشیبی به خوبی دیده می‌شود.

۵.۲ نفتگیر تپه‌های مدفون^۱

نفتگیر تپه‌های مدفون نوع خاصی از نفتگیرها دگرشیبی می‌باشد که در آن تپه‌های قدیمی نفتگیر را تشکیل می‌دهند. اگر تپه ماهورهایی در خشکی وجود داشته و پیشروی دریا سریع باشد به طوری که این تپه‌ها فرسوده نشده و در زمان کوتاهی زیر آب قرار گیرند شکل خود را در آب و در زیر رسوبهای جدید حفظ خواهند نمود. این تپه‌ها که در طول زمانهای زمین‌شناسی در خشکی و تحت تأثیر عوامل جوی قرار داشته‌اند اگر از سنگهای کربناته تشکیل شده باشند متخلخل و گاه کارستی می‌باشند. اگر رسوبات جدیدی که آنها را می‌پوشاند ناتراوا باشد نفتگیر مناسبی پدید خواهد آمد.

۱.۵.۲ کانسار نمونه، نفتگیر تپه مدفون رنکیو^۲

در شمال چین در حوضه‌ای رسوبی به وسعت ۳۰۰۰۰ کیلومتر مربع در جنوب و شرق پکن از سال ۱۹۶۰ کاوش برای یافتن نفت و گاز آغاز گردید. در این حوضه نخست سنگهای رسوبی دوران سوم که دارای لایه‌های غنی از مواد آلی و سنگهای منشاء پرتوان بود مورد توجه قرار گرفت و کارهای اکتشافی منجر به کشف نفت در سنگهای دوران سوم گردید. سپس هدفهای قدیمی‌تر بررسی و ارزیابی شد و در سال ۱۹۷۵ نخستین میدان نفتی در سنگهای پرکامبرین فوقانی^۳ در نفتگیر رنکیو که از نوع تپه‌های 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 و مقدار تولید از این مخازن ۳۰٪ تولید کل منطقه می‌باشد.

ضریب موفقیت چاههای اکتشافی نفتگیر تپه‌های مدفون در این منطقه ۲۰٪ و یا یک به پنج بوده است.

زمین‌شناسی منطقه نشان می‌دهد که از اواخر پرکامبرین تا اردوسین میانی دریای فلات قاره‌ای^۴ شمال چین را می‌پوشانیده که در حدود ۱۲۰۰ متر رسوب کربناته و آواری به جا گذاشته است. از اواسط اردوسین دریا پسروی نموده و تا اواخر کربنیفر زیرین یعنی در حدود ۱۳۰ میلیون سال این سنگها تحت تأثیر عوامل جوی و فرسایش قرار داشته‌اند. از آنجا کربنیفر

1. Buried hill.

2. Renqiu.

3. Sinian.

4. Continental platform.

نوفانی تا پایان پرمین دریا پیشروی و پسروی‌هایی چند داشته و بار دیگر بخشهایی از منطقه را به زیر آب می‌برد. در این دوره ۵۰۰ تا ۱۰۰۰ متر رسوب دریایی و قاره‌ای تشکیل شده است. در پایان دوران اول دریا به طور کامل پسروی نموده و در دوران دوم و نیمه اول پالئوژن^۱ یعنی در حدود ۱۶۰ میلیون سال دیگر منطقه خشکی و در معرض فرسایش و تحت تأثیر عوامل جوی قرار می‌گیرد. طی این زمان طولانی، کوههای آهکی و کم ارتفاع منطقه تحت تأثیر نفوذ آبهای جوی به شدت کارستی شده و حفره و غار در آنها پدید می‌آید. در اثر حرکت بلوکهای گسله و فروزانش برخی از بلوکها در دوران سوم، دریاچه‌های وسیعی در شمال چین تشکیل می‌شود که در برخی از آنها ضخامت رسوب به هفت تا ده هزار متر می‌رسد این رسوبها که دارای لایه‌های ضخیم غنی از مواد آلی بوده و سنگ اصلی تولیدکننده نفت در منطقه می‌باشند. نفت تولیدی این سنگهای نفتزا علاوه بر سنگ مخزنهای دوران سوم در سنگ مخزن تپه‌های مدفون نیز جمع شده است.

یک نفتگیر بزرگ از تپه‌های مدفون میدان نفتی رنکیو با بستگی سطحی ۲۰۰ کیلومتر مربع است. سنگ مخزن این تپه مدفون را سنگهای کربناته پرکامبرین پسین و کامبروآردوئیسین تشکیل داده‌اند. این تپه در زمانی که در سطح زمین قرار داشته در اثر فرسایش و نفوذ آبهای سطح به شدت متخلخل و کارستی شده است.

در پالئوژن میانی این تپه در زیر آب دریاچه قرار می‌گیرد و رسوبهای دریاچه‌ای غنی از مواد آلی به تدریج تمام تپه را می‌پوشاند. سه گسل این میدان نفتی را قطع می‌کند که جابه‌جایی قائم گسل غربی ۱۶۰۰ متر است (شکل ۶۶). سنگ مادرهای پالئوژن را سازندهای «کنگ دیان»^۲ و شاهی‌جای^۳ تشکیل می‌دهند. سطح تماس این سنگهای نفتزا با تپه مدفون رنکیو از طریق سطح دگرشیبی به وسعت ۴۵۰ کیلومتر مربع و از طریق سطح گسل‌ها به وسعت ۹۰ کیلومتر مربع تأمین می‌شود. این سطح تماسهای گسترده مهاجرت نفت تولید شده در سنگهای دوران سوم را به سنگ مخزن قدیمی تپه مدفون آسان نموده است. (شکل ۶۶).

آزمایشهای ژئوشیمیایی نشان داده‌است که نفت موجود در مخزن کامبروآردوئیسین از سازندهای زیرین دوران سوم سرچشمه گرفته است. از بررسی‌های گرده شناسی نیز نتیجه گرفته شده که گرده‌های گیاهی موجود در نفت خام میدان رنکیو از نوع گرده‌هایی است که در سازند شاهی‌جای دیده می‌شود.

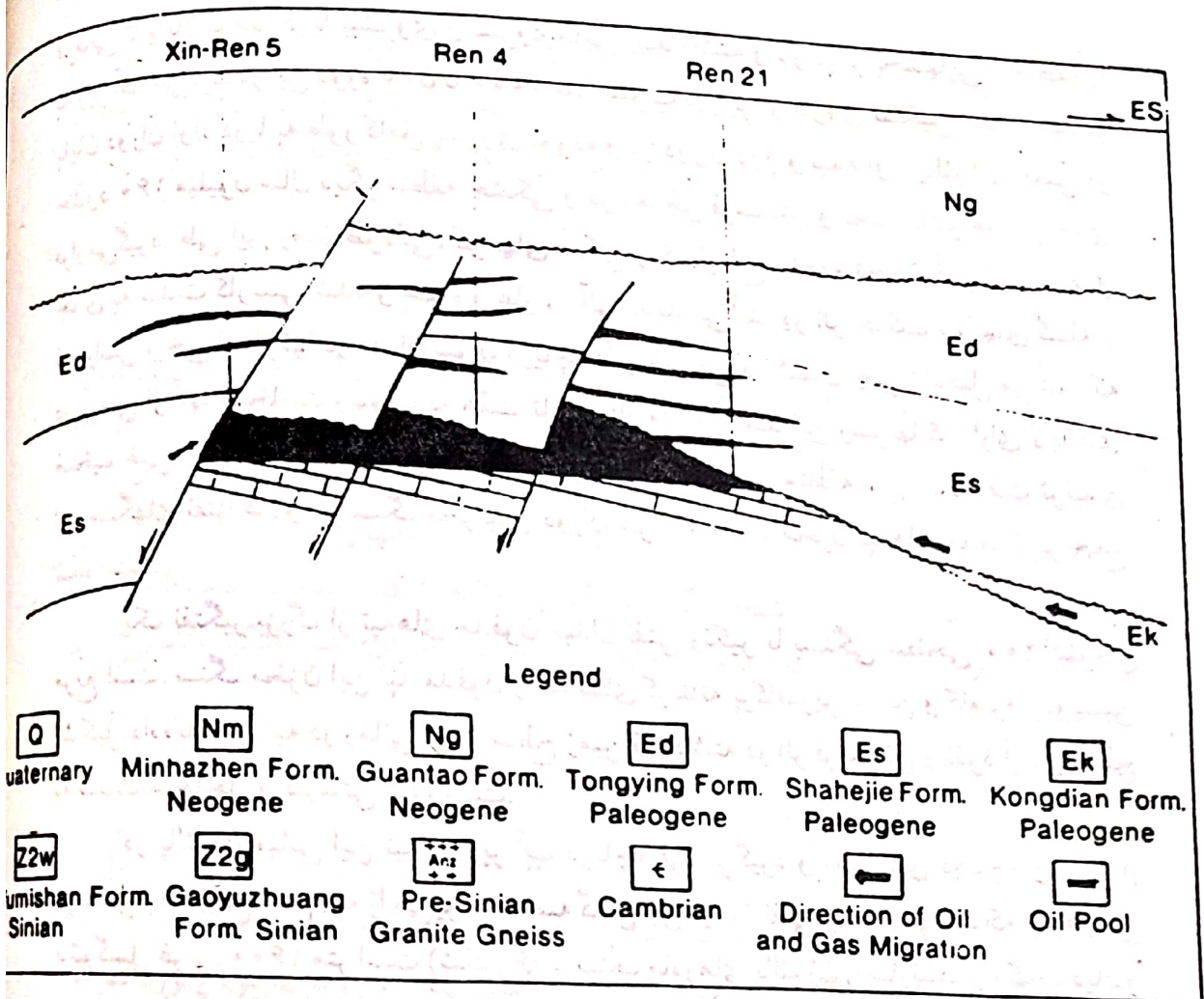
چگالی نفت مخزن رنکیو ۰/۸۸ تا ۰/۸۹ و لزجت آن ۶۰ سانتی پواز است.

1. Paleogene.

2. Kongdian.

3. Shahejie.

4. Viscosity.



شکل ۶۶- برش زمین شناسی نفتگیر تپه مدفون رنکیو. در مقطع علاوه بر تپه مدفون نفتگیرهای دیگر در سازندهای دوران سوم نیز دیده می شود. از یان دون شی^۱ و زای گوانگ مین^۲

1. Yan Dunshi

2. Zhai Guangming.

بخش ششم

سیالهای مخزن

اهدفا

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر عنوان مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- تقسیم آب روزه‌ای و نفت و گاز را در روزه‌های سنگ مخزن شرح دهید.
- ۳- بیان کنید از اشباع نسبی چه استفاده‌ای می‌شود.
- ۴- نمکهای موجود در آب مخزن و حدود آنرا برحسب جزء در میلیون بیان کنید.
- ۵- بیان کنید املاح آب دریاها را کنونی چند جزء در میلیون می‌باشد.
- ۶- روشهای اندازه‌گیری مستقیم و غیرمستقیم اشباع نسبی آب را شرح دهید.
- ۷- فرمول تجربی آرچی را در رابطه بین اندیس مقاومت و اشباع نسبی شرح دهید.
- ۸- تأثیر تغییرات اشباع نسبی را بر تراوایی نسبی شرح دهید.
- ۹- بیان کنید اشباع نسبی آب تا چه حدودی باشد مخزن تنها نفت تولید خواهد کرد.
- ۱۰- خواص فیزیکی نفتهای خام را شرح دهید.
- ۱۱- ترکیب شیمیایی نفتهای خام را شرح دهید.
- ۱۲- بیان کنید چه عناصر فلزی در نفت خام وجود دارد.
- ۱۳- طبقه‌بندی نفت خامها را شرح دهید.
- ۱۴- چگالی و درجه سبکی یا درجه API نفت خام را شرح دهید.
- ۱۵- نفت خامهای سبک، متوسط و سنگین را تعریف کنید.
- ۱۶- گرمای ویژه نفت خامها را شرح دهید.
- ۱۷- بیان کنید یک تن و یک بشکه نفت خام از نظر ارزش حرارتی معادل چندپای مکعب گاز است.
- ۱۸- فرآورده‌های تقطیر ساده نفت خام را نام ببرید.
- ۱۹- لزجت نفت خام را تعریف کنید.

- ۲۰- وجود پارافین در نفت خام چه تأثیری بر خواص فیزیکی آن دارد.
- ۲۱- بیان کنید از خاصیت فلورسانس نفت چه استفاده‌ای در اکتشاف نفت می‌شود.
- ۲۲- بیان کنید از نقطه ریزش چه استفاده‌ای می‌شود.
- ۲۳- بیان کنید از نقطه شعله و اشتعال چه استفاده‌ای می‌شود.
- ۲۴- بیان کنید هر بشکه چند لیتر است و یک تن نفت تقریباً معادل چند بشکه است.
- ۲۵- طرز محاسبه ذخیره نفت پک کانسار را شرح دهید.
- ۲۶- بیان کنید با ترسیم منحنی میزان کل استخراج در برابر افت فشار چگونه می‌توان ذخیره قابل استحصال نهایی را به دست آورد.
- ۲۷- دستگاه‌های جداکننده نفت و گاز را شرح دهید.
- ۲۸- بیان کنید مخزن گازی ناهمراه از نظر استخراج گاز چه برتری بر مخزن گاز همراه دارد.
- ۲۹- بیان کنید چه تفاوتی بین گاز نفتی مایع شده «LPG» و گاز طبیعی مایع شده «LNG» وجود دارد.
- ۳۰- ترکیب شیمیایی گاز طبیعی را شرح دهید.
- ۳۱- ناخالصی‌های گاز طبیعی را بیان کنید.
- ۳۲- شرح دهید وجود هیدروژن سولفور در نفت و گاز چه اشکال و خطراتی را ایجاد می‌کند.
- ۳۳- تفاوت گازهای کامل و گازهای حقیقی را شرح دهید.
- ۳۴- واحدهای اندازه‌گیری گاز طبیعی را شرح دهید.
- ۳۵- ارزش حرارتی گاز طبیعی را بیان کنید.
- ۳۶- ذخیره کانسارهای گاز را محاسبه کنید.
- ۳۷- بیان کنید ضریب استحصال گاز چه تفاوتی با ضریب استحصال نفت دارد.

مفاهیم پیش نیاز

- | | | |
|------------------------|-----------------------|----------------|
| - فشار موی | - گل نفت سرشت | - تیول |
| - کشش سطحی | - مغزه‌گیر | - تیوفن |
| - نمودارهای چاه‌نگاری | - قوانین انبساط گازها | - نمودار مثلثی |
| - نمودارهای الکتریکی | - الکترولیت | - فلورسانس |
| - نمودارهای رادیواکتیو | - جذب سطحی | - گرمای ویژه |
| - تراشه چاه | - خوردگی فلزات | - لزجت |
| - گل حفاری | - مرکابتانها | |
| - مفاهیم تازه | | |
| - مخازن آب تر | - مخازن نفت تر | - آب روزنه‌ای |

اشباع نسبی آب	نفتنی	- ضریب استحصال
- اشباع نسبی نفت	- نفتهای خام آروماتیک	- ضریب افت حجم
- اشباع نسبی گاز	متوسط	- نسبت گاز به نفت
- جزء در میلیون ppm	- نفتهای خام آروماتیک	- گاز طبیعی
- آب همزاد	نفتنی	- گاز همراه
- آب فسیل	- نفتهای خام آروماتیک	- گاز نامرآه
- آب جوی	آسفالتی	- گاز محلول
- آب لب شور	- درجه سبکی یا درجه API	- میدان نفتی اشباع شده
- ضریب سازند	- نفتهای خام خیلی سنگین	- میدان نفتی اشباع نشده
- اندیس مقاومت	- نفتهای خام سنگین	- گاز خشک
- توان اشباع	- نفتهای خام متوسط	- گاز تر
- تراوایی مؤثر	- نفتهای خام سبک	- گاز لاغر
- تراوایی مطلق	- نقطه ابر	- گاز نفتی مایع شده LPG
- تراوایی نسبی	- نقطه ریزش	- گاز طبیعی مایع شده
- هیدروکربنهای پارافینی	- نقطه شعله	LNG
- هیدروکربنهای نفتنی	- نقطه اشتعال	- گاز ترش
- هیدروکربنهای معطر	- ذخیره قابل استحصال	- گاز شیرین
- هیدروکربنهای اولفینی	نهایی	MCF -
- نفت خامهای کم گوگرد	- ذخیره درجا	MMCF -
- نفت خامهای کم ازت	- ذخیره ثابت شده	- گازهای حقیقی
- نفتهای خام پارافینی	- ذخیره محتمل	- ضریب حجمی
- نفتهای خام پارافینی	- ذخیره ممکن	

سیالهای مخزن در حالت عام، گاز، نفت و آب در حالت‌های خاص گاز و آب و یا نفت و آب است. ترکیب شیمیایی، خواص فیزیکی و نسبت مقدار هر سیال به دیگر سیالها 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 فرامی‌گیرند. آب به علت کشش سطحی بیشتری که دارد در تمام بخش‌های مخزن به صورت لایه بسیار نازکی سطح روزنه‌ها را می‌پوشاند 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 می‌گیرند و مخازن

«آب تر»^۱ نامیده می شوند. تنها در معدود مخازنی نفت با ذرات سنگ در تماس مستقیم است.



شکل ۶۷- تصویر تقریبی بزرگ شده‌ای از بخش نفتی مخزنی ماسه‌سنگی، دانه‌های ماسه با هاشور آب روزنه‌ای سفید و نفت سیاه نشان داده شده است.

چنین مخازنی را «نفت تر»^۲ می‌نامند. به طور کلی گاز که سبکترین سیال مخزن است بالاترین بخش نفتگیر را اشغال می‌کند در زیر آن روزنه‌های سنگ مخزن بیشتر از نفت پر شده است و در زیر آن فقط آب فضاهای خالی را فرامی‌گیرد.

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 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^۳، تراشه‌های چاه^۴ و نمونه‌هایی می‌باشد که با نمونه‌گیرهای 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 چاه‌نگاری مانند نمودارهای الکتریکی، رادیواکتیو 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 نفتی باشد بخشی از نفت نیز خارج

1. Water wet
4. Cuttings.

2. Oil wet.

3. Core.

می‌گردد ولی چون نفت در فاز مایع است انبساط نسبت به گاز کمتر است. ولی به هر حال مقدار نفت و گاز باقی مانده در مغزه آن نیست که در شرایط مخزن بوده است. آب روزنه‌ای یا آبی که به صورت لایه نازکی سطح ذرات سنگ را می‌پوشاند به علت کشش سطحی و فشار مویبی در داخل روزنه‌های مغزه از نظر مقدار ثابت باقی می‌ماند ولی به علت نفوذ آب گل حفاری غلظت املاح موجود در آن تغییر می‌کند. روشهای مختلفی برای اصلاح برخی از این خطاها به کار می‌رود مانند به کار گرفتن گل نفت سرشت^۱ در حفاری مخزن که اثری بر آب روزنه‌ای نداشته و آب مغزه کم و بیش وضع اولیه خود را حفظ می‌نماید و یا منجمد نمودن مغزه بلافاصله پس از رسیدن به سطح زمین که تا حدی سیالهای داخل مغزه را حفظ می‌کند. مغزه‌گیرهای ویژه‌ای نیز وجود دارد که مغزه را در محفظه مغزه‌گیر^۲ در شرایط مخزن نگه می‌دارد و ارتباط آن را با خارج به طور کامل قطع می‌نماید. به علت هزینه زیاد این روش از آن تنها در موارد بسیار لازم و نادر استفاده می‌شود.

۱. آب کانسارهای نفت^۳

در گذشته تصور بر این بود که در کانسارهای نفت در بخش فوقانی نفتگیر فقط گاز و در بخش میانی تنها نفت روزنه‌ها را پر کرده است. ولی بررسی مغزه‌ها و ازدیاد دانش از وضع مخازن نشان داد که جز در موارد معدود سطح روزنه‌ها را آب می‌پوشاند و نفت و گاز در داخل این پوشش بدون تماس با ذرات سنگ قرار گرفته‌اند. این آب که آب روزنه‌ای^۴ نامیده می‌شود بتدریج از ۱۰٪ حجم روزنه‌ها کمتر بوده و در برخی از میدانهای نفتی به ۵۰٪ نیز می‌رسد. اگر این درصد از حدی بیشتر شود مخزن مخلوطی از آب و نفت تولید خواهد نمود. این موضوع که تراوایی نسبی است به تفصیل شرح داده خواهد شد.

نمودار شکل ۶۸ - الف وضع نسبی آب و نفت و گاز را در نیمه یک نفتگیر تاقدیسی و در نمودار شکل ۶۸ - ب درصد سیالها را در افق‌های مختلف مخزن نشان می‌دهد. به طوریکه در این شکل دیده می‌شود در تمام مخزن ۲۰٪ حجم روزنه‌ها را آب روزنه‌ای فراگرفته است. مقدار آب روزنه‌ای در نقاط مختلف مخزن بر حسب درصد فضای خالی اندازه‌گیری شده و اشباع نسبی آب^۵ نامیده می‌شود. در بخش نفتی مخزن شکل ۶۸، اشباع نسبی آب ۲۰٪ است بنابراین ۸۰٪ روزنه‌ها را در این بخش نفت پر کرده و به عبارت دیگر اشباع نسبی نفت^۶ ۸۰٪ است. موضوع مهم دیگری که در نمودار فوق نشان داده شده تغییر تدریجی اشباع نسبی نفت در زیر ستون نفت است که صفحه‌ای نبودن فصل مشترک نفت و آب را نشان می‌دهد. به طوریکه در شکل ۶۸ - ب دیده می‌شود اشباع نسبی نفت به یکباره از ۸۰٪ به ۰٪ نمی‌رسد و این تغییر در

1. Oil base mud.

2. Core barrel.

3. Oil field water.

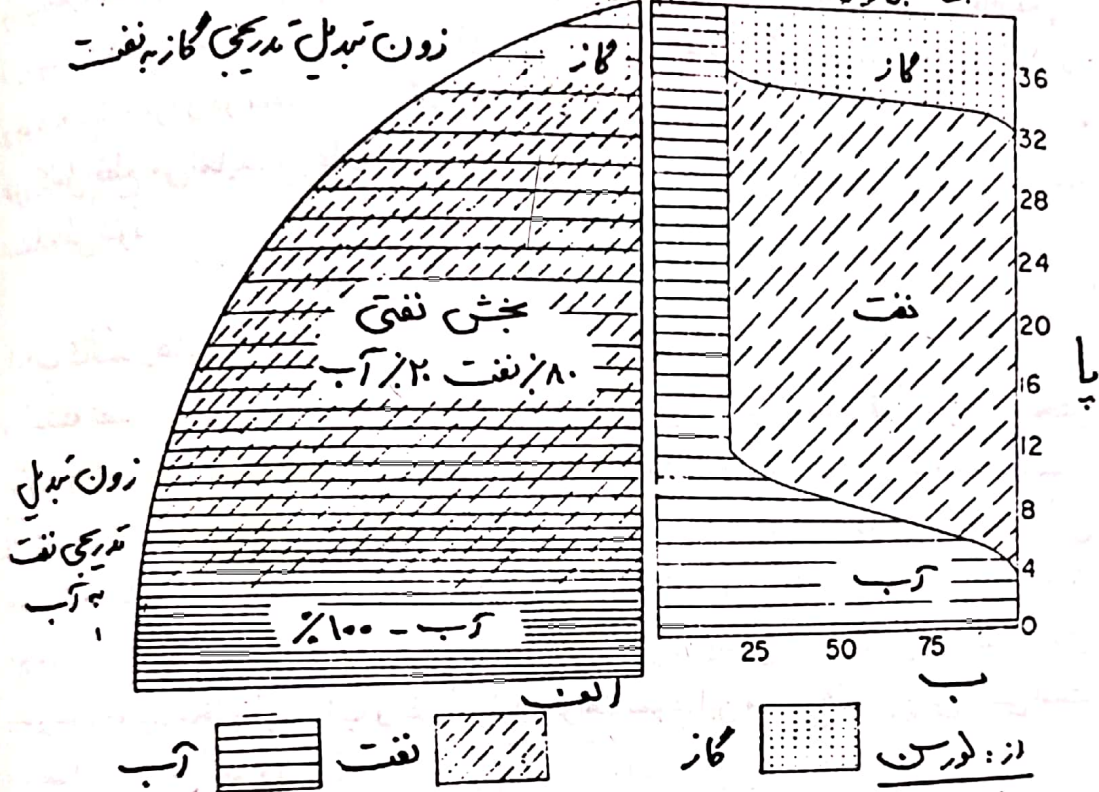
4. Interstitial water.

5. Water Saturation.

6. Oil saturation.

این مثال در طول ۸ پا صورت می گیرد که آن را فاصله تبدیل تدریجی^۱ می نامند. به طور تجربی نتیجه شده که اشباع نسبی آب با کاهش تخلخل و تراوایی افزایش می یابد. اطلاع از میزان اشباع نسبی آب برای برآورد مقدار ذخیره مخزن و پیش بینی چگونگی تولید ضروری است. آب روزنه ای در روزنه ها شبکه لوله های نازکی را تشکیل می دهند که نفت و گاز از داخل آن عبور نموده و در مخزن ذخیره شده است. این آب نظیر شبکه آب شهری هر جا فشار کم شود به آن سو جاری شده و کاهش فشار را جبران می کند.

اشباع نسبی سیال
برش نیمه متغیر



شکل ۶۸- الف - وضع گاز و نفت و آب را در نیمه یک نفتگیر تاقدیسی نشان می دهد. ب - اشباع نسبی نفت و گاز و آب را در افق های مختلف مخزن و وجود آب روزنه ای را در تمام بخش های مخزن نشان می دهد. از لورسن

نمکهای موجود در آب کانسارهای نفتی بیشتر کلرور، سولفات، کربنات و بی کربنات 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^۲ بیان می شود. جزء در میلیون نسبت میلی گرم نمک است به کیلوگرم محلول. برای محلولهای رقیق که حجم کیلوگرم محلول نزدیک به یک لیتر است این دو واحد به هم نزدیکند ولی با غلیظ شدن محلول از هم فاصله می گیرند. غلظت آب کانسارهای نفتی اغلب در حدود ۲۰۰ تا ۲۰۰۰

1. Transition zone.

2. Parts per million (ppm).

هزار جزء در میلیون است ولی به صورت نادر آب شیرین و غلظت‌های بسیار زیاد در حدود ۶۴ هزار جزء در میلیون نیز در برخی از میدانهای نفت و گاز دیده شده است. غلظت آب دریا‌های کنونی در حدود ۳۵ هزار جزء در میلیون می‌باشد که تقریباً معادل

غلظتی در حدود ۳/۵ گرم در لیتر است. آب شوری که در روزنه‌های سنگ مخزن وجود دارد چون تصور می‌رود آب دریایی است که از زمان تشکیل رسوب در فضا‌های خالی آن قرار داشته «آب همزاد»^۱ نیز نامیده می‌شود. آب همزاد واژه‌ای مترادف با «آب روزنه‌ای» می‌باشد. باید توجه داشت که 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 کلروسدیم 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^۲ به داخل سنگ مخزن نفوذ کرده از غلظت آب شور مخزن کاسته و گاه آب لب‌شور^۳ و یا حتی آب شیرین را جایگزین آن می‌سازد. اکسیژن و گازکربنیک موجود در آب باران سولفیدها را به سولفات تبدیل و مقداری املاح کربنات و بی‌کربنات نیز تولید می‌کند.

۱.۱ تجزیه شیمیایی آب مخزن

تجزیه شیمیایی آب مخزن و اطلاع از ترکیب نمکهای آن از نقطه‌نظرهای مختلف اهمیت دارد که به چند مورد اشاره می‌شود:

- تجزیه آب مخزن مهم‌ترین کاربرد را در زمین‌شناسی در تعبیر و تفسیر نمودارهای الکتریکی چاه‌نگاری 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 نمکهای خاصی وجود داشته باشد که بر پایه آن آنها را به هم نسبت داد.

- درک ارتباط آب مخزن با آبهای جوی در صورت متغیر بودن غلظت نمکها در نقاط مختلف مخزن و تشخیص جهت ارتباط.

1. Connate water.

2. Meteoric water.

3. Brackish water.

- انتخاب آب با خواص شیمیایی مناسب برای تزریق به مخزن در بهره‌برداری‌هایی ثانوی که در آن از تزریق آب استفاده می‌شود.
 - پیش‌بینی مسائل مربوط به خوردندگی فلزات و ارائه روش‌هایی برای پیشگیری خوردگی لوله‌ها و تجهیزات چاه.
 - تغییرات و ازدیاد محلی غلظت نمکها ممکن است محل گنبد‌های نمک زیرزمینی را نشان دهد.

۲.۱ اشباع نسبی

دو روش برای اندازه‌گیری اشباع نسبی آب روزنه‌ای به کار می‌رود: روش اندازه‌گیری مستقیم آزمایشگاهی با استفاده از مغزه و اندازه‌گیری غیرمستقیم از طریق محاسبه درجا در مخزن با استفاده از ضریب سازند و نمودارهای چاه‌نگاری.

۱.۲.۱ اندازه‌گیری مستقیم

در این روش با حرارت دادن مغزه و تقطیر سیالهای درون آن و با توزین آب مقطر حاصل و محاسبه حجم آن و اندازه‌گیری تخلخل مغزه در آزمایشگاه اشباع نسبی به دست می‌آید. نتیجه حاصل به دلیل آلودگی سیال مغزه با آب گل حفاری و خروج بخشی از آب روزنه‌ای از مغزه در اثر افت فشار در هنگام انتقال مغزه از عمق به سطح دارای تقریب می‌باشد.

۲.۲.۱ اندازه‌گیری غیرمستقیم

در این روش اندازه‌گیری اشباع نسبی آب با استفاده از نمودارهای الکتریکی چاه‌نگاری، اندازه‌گیری مقاومت مخصوص و آب طبقاتی و تخلخل محاسبه می‌شود. می‌دانیم که سنگها عایق الکتریسته می‌باشند مگر اینکه دارای رگه‌های فلزی خالص باشند و هدایت الکتریسته از طریق این رگه‌ها انجام شود. قابلیت هدایت الکتریسته سنگها بستگی به محلول الکترولیت موجود در آنها یعنی آب روزنه‌ای و درجه شوری آن دارد. مقدار آب روزنه‌ای خود به میزان تخلخل وابسته است. بنابراین میزان هدایت الکتریکی لایه‌ها با مقدار تخلخل سنگ و غلظت نمکهای آب روزنه‌ای بستگی مستقیم دارد. بدیهی است وجود آب روزنه‌ای 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 می‌شود. در این محاسبه از ضریب مقاومت الکتریکی سازند^۱ که آنرا به اختصار ضریب سازند^۲ نیز می‌نامند و اندیس مقاومت^۳ استفاده می‌شود

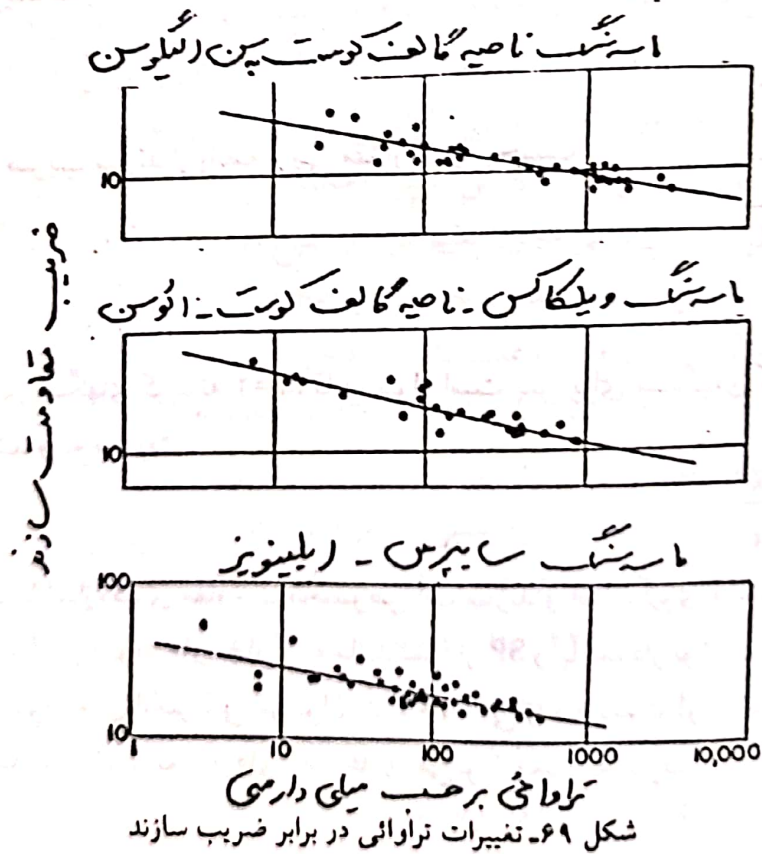
2. Formation factor.

1. Formation resistivity factor.
3. Resistivity index.

ضریب سازند، نسبت مقاومت مخصوص سنگ مخزنی می باشد که روزنه های آن صد در صد از آب روزنه بای پر شده است به مقاومت مخصوص آب روزنه ای که با فرمول $F = \frac{R_r}{R_w}$ نشان داده می شود.

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 ای تجربی بین تخلخل و ضریب سازند را آرچی^۱ به صورت فرمول $F = \frac{1}{p^m}$ ارائه داده است در این رابطه F ضریب سازند و P تخلخل و m ضریب سیمانی شدن^۲ می باشد و مقدار آن برای دانه های آزاد و سیمان نشده $1/3$ و برای سنگ ضریب سیمان شده $2/8$ می باشد و برای سنگ آهک و سنگ دولومیت ۲ در نظر گرفته می شود. با کاهش مقدار ضریب سازند تراوایی سنگ افزایش می یابد. شکل ۶۹ چند مثال در این باره را نشان می دهد. اندیس مقاومت بنا به تعریف عبارت است از: $I = \frac{R_1}{R_r}$



شکل ۶۹ - تغییرات تراوایی در برابر ضریب سازند

1. G.E. Archie. 2. Cementation factor.

در این رابطه I اندیس مقاومت R_t واقعی سنگ با سیالهای مخزن یعنی آب روزنه‌ای و نفت و یا گاز درون آن و R_r مقاومت همان سنگ است در حالی که روزنه‌های آن صددرصد از آب روزنه‌ای پر شده باشد. این نسبت رابطه معکوس با اشباع نسبی آب دارد. هرچه اشباع نسبی بیشتر باشد اندیس مقاومت کوچک‌تر خواهد شد و در نهایت به سوی یک میل خواهد نمود.

آرچی رابطه تجربی زیر را بین اندیس مقاومت و اشباع نسبی آب ارائه داده است:

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

n توان اشباع^۱ نامیده می‌شود. در عمل دیده شده که عدد ۲ برای توان اشباع بیشتر

سنگهای رسوبی قابل قبول است بنابراین رابطه ساده‌تر شده و به صورت $I = \frac{R_t}{R_r} = \frac{1}{S_w^2}$ در خواهد آمد و از آن خواهیم داشت

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

$$R_r = FR_w$$

از رابطه ضریب سازند

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

پس

اگر به جای ضریب سازند از رابطه آرچی مقدار آن را برحسب

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

تخلخل قراردهیم.

گفته شد برای سنگهای کربناته $m=2$ قابل قبول است پس برای سنگهای کربناته رابطه ساده‌تر خواهد شد و به صورت درمی‌آید.

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

به این ترتیب با اندازه‌گیری مقاومت مخصوص آب سازند و اندازه‌گیری مستقیم تخلخل از مغزه و یا محاسبه آن از نمودارهای چاه‌نگاره مانند نمودار SP و یا نمودار نوترون و اندازه‌گیری واقعی سنگ از نمودارهای الکتریکی می‌توان اشباع نسبی را به دست آورد البته مقاومت مخصوص آب سازند را نیز از نمودارهای چاه‌نگاری می‌توان محاسبه نمود.

1. Saturation exponent.

۳.۱ تراوایی مؤثر

فانون تراوایی داری 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»^۱ می نامند.

در مخازن نفت و گاز روزنه‌ها با بیش از یک سیال پر شده‌اند و هر سیال حرکت دیگر سیالها را سخت‌تر و مسیر حرکت را تنگ‌تر می‌سازد. در این حالت مقدار گذر هر سیال از سنگ را «تراوایی مؤثر»^۲ سنگ در برابر آن سیال می‌نامند. پژوهش‌های انجام شده نشان داده است که 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 روزنه‌ها، میزان تخلخل و چگونگی ارتباط روزنه‌ها نیز بستگی دارد واحد اندازه‌گیری تراوایی مؤثر نیز میلی داری است.

۴.۱ تراوایی نسبی^۳

نسبت تراوایی مؤثر به تراوایی مطلق را تراوایی نسبی می‌نامند. تراوایی نسبی سیال در اشباع نسبی کم، صفر و در اشباع نسبی صد در صد یک است. تراوایی نسبی هر سیال به اشباع نسبی بستگی داشته و با تغییر اشباع نسبی تراوایی نسبی نیز تغییر خواهد کرد. با اندازه‌گیری تراوایی مطلق و تراوایی مؤثر می‌توان تراوایی نسبی را محاسبه نمود. روشن است که طول بهره‌برداری از مخزن به تدریج اشباع نسبی مخزن تغییر کرده و اشباع نسبی آب افزایش می‌یابد. این تغییر سبب تغییر تراوایی نسبی خواهد شد. در بخش نفتی مخزن در روزنه‌ها نفت و آب وجود دارد. چون آب ذرات سنگ را تر می‌کند به علت کشش سطحی، آب به ذرات نیاز سنگ چسبیده و در اشباع نسبی کم آب، بی حرکت باقی می‌ماند و در نتیجه محیط نسبت به آب ناتراوا خواهد بود و از مخزن تنها نفت استخراج خواهد شد.

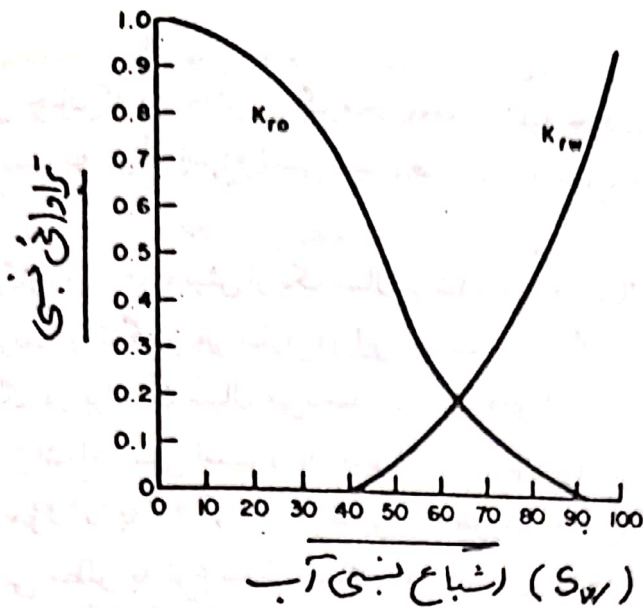
در شکل ۷۰ تغییرات تراوایی نسبی آب و نفت در سازند رد ریور^۴ در شمال داکوتا در ایالات متحده آمریکا در برابر تغییرات اشباع نسبی آب رسم شده است. از این منحنی‌ها نتیجه می‌شود که تا اشباع نسبی آب زیر ۴۲٪ باشد محیط نسبت به آب ناتراوا خواهد بود و با استخراج نفت از مخزن آبی همراه آن استخراج نخواهد شد. اگر در 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 بهره‌برداری 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 قطره‌های

1. Absolute permeability.

2. Effective permeability.

3. Relative permeability.

4. J.J. Arps.



شکل ۷۰- تغییرات تراوانی نسبی نفت و آب در سازند ردریور با تغییر اشباع نسبی این دو سیال. منحنی K_{ro} نمایانگر تراوانی نسبی نفت و K_{rw} نمایانگر تراوانی نسبی آب است. از ج.ج. آرپس^۱

آب همراه با نفت از چاه خارج خواهد شد. اگر بهره‌برداری از مخزن ادامه یابد اشباع نسبی آب افزایش خواهد یافت و متناسب با آن بر مقدار آب استخراجی همراه با نفت افزوده خواهد شد. پس از استخراج باید آب را از نفت جدا ساخت. این کار مستلزم ایجاد تأسیسات جداسازی است. با در نظر گرفتن مسائل اقتصادی، آلودگی محیط زیست و فشار مخزن ممکن است بهره‌برداری متوقف و مخزن ترک گردد.

در مثال فوق اگر به فرض بهره‌برداری ادامه یابد تا حدی که اشباع نسبی آب به ۶۲٪ برسد که محل تلاقی دو منحنی تراوانی نسبی نفت و آب است تراوانی سازند نسبت به هر دو سیال یکسان خواهد بود و با استخراج هر بشکه نفت بشکه‌ای آب نیز از مخزن خارج خواهد شد. اگر باز به فرض به بهره‌برداری از مخزن ادامه داده شود هنگامی که اشباع نسبی آب به ۹۰٪ برسد دیگر نفتی از مخزن خارج نخواهد شد و سازند نسبت به نفت باقیمانده ناتراوا خواهد بود. با شرحی که گذشت دیده می‌شود اشباع نسبی آب نه تنها به طوریکه خواهیم دید در محاسبه ذخیره مخزن بلکه در تعیین روش بهره‌برداری و مقدار تولید نیز دخالت دارد.

۲. نفت

نفت از نظر اقتصادی مهمترین سیال مخزن است. نفت خام^۲ به رنگ قهوه‌ای، قهوه‌ای تیره مایل به سیاه تا زرد مایل به قهوه‌ای با سایه‌ای از نور انعکاسی به رنگ سبز و پر طاووسی مانند نور

1. J.J.Arps

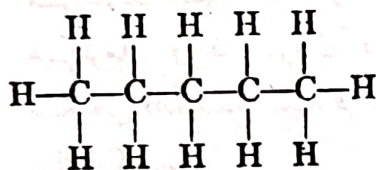
2. Crude oil

انعکاسی از روغن موتور دیده می شود. معمولاً نفتهای سنگین تیره تر می باشند. بوی نفت خام بستگی به مقدار هیدروکربنهای سبک و فرّار و مقدار گوگرد دارد. نفت خامهای غنی از هیدروکربنهای زنجیری اشباع شده سبک بوی بنزین را دارا هستند. نفت خامهایی که دارای هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده اند خوشبو می باشند. نفت خامهایی که دارای ترکیبات گوگردی مانند مرکاپتانها^۱ و هیدروژن سولفور باشند بدبو هستند. نفت خامهای ازت دار نیز اغلب بدبو می باشند.

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

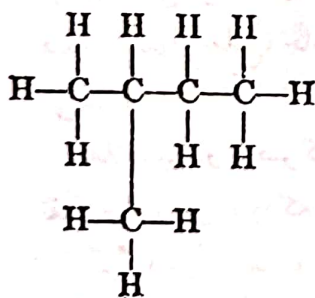
چون نفت خامها مخلوطی از هیدروکربنهای مختلف می باشند خواص فیزیکی، شیمیایی و درصد تقطیر در فواصل حرارتی ثابت برای آنها یکسان نیست.

۱.۲ ترکیب شیمیایی نفت خام



پنتان نرمال

نفت خامها مخلوطی از هیدروکربنهای پارافینی^۲ یا آلکانها^۳، سیکلپارافینی^۴ یا نفتنها^۵، معطر یا آروماتیک^۶ و به مقدار بسیار کم اولفینی^۷ یا آلکینها^۸ می باشند.



ایزوپنتان

هیدروکربنهای پارافینی، هیدروکربنهای زنجیری اشباع شده هستند که به صورت زنجیر ساده^۹، یا شاخه دار^{۱۰} به فرمول کلی $C_n H_{2n+2}$ می باشند. 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 می باشند.

هیدروکربنهای سیکلو پارافینی یا نفتنی که سیکلو آلکان هم نامیده می شوند هیدروکربنهای حلقوی اشباع

1. Mercaptans

4. Cycloparaffin

7. Olefins

10. Iso

2. Paraffins

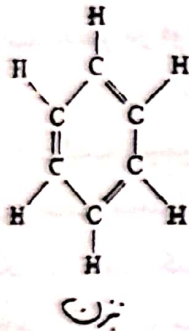
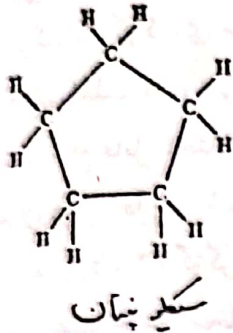
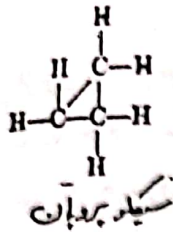
5. Naphthene

8. Alkenes

3. Alkanes

6. Aromatic

9. Normal



شده به فرمول کلی $C_n H_{2n} - (2n-2)$ می‌باشند. در این فرمول C تعداد حلقه‌های مولکول است. مانند سیکلو پروپان با نقطه جوش $34/4$ - درجه سانتیگراد و سیکلو پنتان با نقطه جوش $49/5$ درجه سانتیگراد.

هیدروکربنهای معطریا آروماتیک، هیدروکربنهای حلقوی اشباع شده به فرمول کلی $H_{2n} \cdot C_{n+c}$ می‌باشند. در این فرمول C تعداد حلقه‌های مولکول است. بنزن با نقطه جوش 80 درجه سانتیگراد یکی از هیدروکربنهای این گروه است.

هیدروکربنهای اولفینی یا آلکینی دارای یک بانده 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^۱، هپتن نرمال^۲ و اکتن نرمال^۳ در نفت خام پنسیلوانیا تشخیص داده شده است. فرمول کلی این هیدروکربنها $C_n H_{2n}$ است.

نفتهای خام علاوه بر هیدروکربنهای مایع دارای مقداری از هیدروکربنهای گازی و جامد نیز می‌باشند که در فاز مایع حل شده‌اند بدیهی است که مقدار این هیدروکربنهای غیر مایع در نفت خامهای مختلف ثابت نبوده و متغیر است. نفتهای سبک معمولاً هیدروکربنهای گازی بیشتری را در خود حل کرده‌اند و نفتهای سنگین هیدروکربنهای جامد بیشتری را، ترکیب و اختلاط هیدروکربنهای مایع، جامد و گازی متفاوت و ویژگیهای هر نفت خام را در تقطیر ساده آن مشخص می‌سازد.

علاوه بر دو عنصر کربن و هیدروژن که سازنده 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 بر پایه ۹۳۴۷ تجزیه از نفت خامهای مختلف، ۰.۶۵٪ وزنی است. نفت خامهایی که کمتر از ۰.۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند، «نفت خامهای کم گوگرد»^۴ و نفت خامهایی که

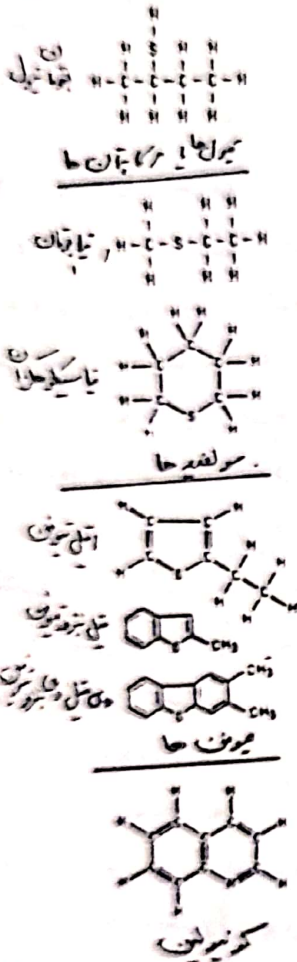
1. Normal Hexene

2. Normal Hepten

3. Normal Octene

4. Low sulfur crude oils

بیش از ۱٪ وزنی گوگرد داشته باشند و نفت خامهای پرگوگرد^۱ نامیده می‌شوند. از بیش از نه هزار نمونه تجزیه شده ۷۵۰۰ نمونه کم گوگرد و ۱۸۰۰ نمونه، پرگوگرد بوده‌اند. گوگرد تشخیص داده شده در نفت خامهای سبک و متوسط بیشتر به صورت



نیولها^۲، سولفیدها^۳، دیسولفیدها^۴ تیوفن‌ها^۵ می‌باشند. نیول، «مرکاپتان»^۶ نیز نامیده می‌شود. در نفتهای خام با درجه بلوغ کم ترکیبات غیرتیوفنی^۷ بیشتر وجود دارد. سولفیدها شامل سولفید هیدروژن یا هیدروژن سولفور (H₂S) نیز می‌گردد. گوگرد در نفت خامها به صورت آزاد، هیدروژن سولفور و یا در مولکول هیدروکربنها وجود دارد. ازت نیز در نفت خامها وجود دارد ولی مقدار آن بسیار کمتر از گوگرد است. بیش از ۹۰٪ نفت خامها دارای ازتی کمتر از ۰/۲٪ وزنی می‌باشند. متوسط وزنی ازت در نفتهای خام در حدود ۰/۰۹۴٪ وزنی است. نفت خامهایی با بیش از ۰/۲۵٪ وزنی ازت و نفت خامهای پر ازت^۸ و کمتر از آن «نفت خامهای کم ازت»^۹ نامیده می‌شوند. اتم ازت بیشتر در مولکولهای سنگین با نقطه جوش بالا یافت می‌شود که اغلب هیدروکربنهای چند حلقه‌ای می‌باشند. یکی از ساده‌ترین این مولکولها کوریلین^{۱۰} می‌باشد.

اکسیژن در نفتهای خام بیشتر در ترکیبات اسیدی آلی و در نفت خامهای جوان با درجه بلوغ کم دیده می‌شود. اسیدهای آلی اشباع شده چرب از C_۱ تا C_{۲۱} در این نفتها دیده شده است. برخی از اسیدهای نفتی در نفت خامهای نفتی و آروماتیکی روسیه مانند گروژنی و بی‌بی آیت باکو گزارش شده است.

فلز نیز در نفت خامها وجود دارد به ویژه وانادیم و نیکل. مقدار این فلزها از کمتر از یک ppm در برخی از نفت خامهای ایالات متحده آمریکا و الجزایر تا ۱۲۰۰ ppm وانادیم و ۱۵۰ ppm نیکل در نفت خام میدان نفتی بسکان^{۱۱} در ونزوئلا تغییر می‌کند. از تجزیه ۶۴ نمونه نفت خام از میدانهای نفتی خاورمیانه، غرب آفریقا، روسیه، ایالات متحده آمریکا، کانادا، ونزوئلا و

- | | | |
|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| 1. High sulfur crude oils | 2. Thiols | 3. Sulfides |
| 4. Disulfides | 5. Thiophene | 6. Mercaptans |
| 7. Nonthiophenic | 8. High nitrogen crude oils | 9. Low nitrogen crude oils |
| 10. Quinoline | 11. Basen | |

استرالیا نتیجه شده است که مقدار متوسط وانادیم ۶۳ ppm و نیکل ۱۸ ppm بوده است. فلزات دیگری مانند آهن، روی، مس، سرب، آرسنیک، مولیبدن، کبالت، منگنز و کرم نیز از برخی از نفتهای خام گزارش شده‌اند ولی آمار قابل قبولی از این فلزات در دست نیست. وانادیم و نیکل فراوان‌ترین فلزات موجود در نفتهای خام می‌باشند.

۲.۲ انواع نفت خامها

طبقه‌بندی نفت خامها به صور مختلف انجام گرفته است. پالایشگران و ژئوشیمیست‌ها مبنای متفاوتی را برای این کار انتخاب نموده‌اند. پالایشگران بر اساس فرآورده‌های حاصل از تقطیر مستقیم و ژئوشیمیست‌ها و زمین‌شناسان نفت بر پایه رابطه نفت خام و سنگ مادر و تکامل نفت این طبقه‌بندی را انجام داده‌اند. در نیمه اول قرن اخیر بیشتر تقسیم‌بندی‌ها بر پایه فرآورده‌های حاصل از تقطیر ساده نفت خام بوده است. ولی در بیست سال اخیر طبقه‌بندی بر پایه ساختمان مولکولی هیدروکربنهای موجود در نفت خام مقدار هیدروکربنهای پارافینی، نفتنی، آروماتیک و مقدار عناصر گوگرد، ازت و اکسیژن تعیین می‌شود. رزینها^۱ و آسفالتها^۲ مولکولهای بزرگ دارای اتمهای گوگرد، ازت و اکسیژن می‌باشند. یکی از این طبقه‌بندیها در نمودار مثلی شکل ۷۱ بر پایه تجزیه شیمیایی ۵۴۱ نمونه نفت خام از میدانهای نفتی مختلف نشان داده شده است.

در این نمودار سه رأس مثلث نمایانگر سه گروه عمده از هیدروکربنهای نفتی است. در یک رأس این مثلث هیدروکربنهای آروماتیک و مولکولهای سنگین دارای گوگرد، ازت و اکسیژن و در دو رأس دیگر هیدروکربنهای پارافینی و نفتنی قرار گرفته‌اند. در این نمودار مثلی هر نفت خامی بر پایه درصد این سه گروه هیدروکربن به صورت نقطه‌ای نشان داده شده است. در این نمودار به طوریکه دیده می‌شود نفت خامها به شش گروه به شرح زیر تقسیم شده‌اند:

- گروه ۱- نفتهای خام پارافینی^۳ که دارای بیش از ۶۰ - ۵۰٪ هیدروکربنهای پارافینی، کمتر از ۵۰-۴۰٪ هیدروکربنهای نفتنی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربنهای آروماتیک می‌باشند.
- گروه ۲- نفتهای خام نفتنی^۴ که دارای بیش از ۶۰ - ۵۰٪ هیدروکربنهای نفتنی، کمتر از ۵۰-۴۰٪ هیدروکربنهای پارافینی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربنهای آروماتیک می‌باشند.
- گروه ۳- نفتهای خام پارافینی - نفتنی^۵ که دارای کمتر از ۶۰٪ هیدروکربنهای پارافینی، کمتر از ۶۰٪ هیدروکربنهای نفتنی و کمتر از ۵۰٪ هیدروکربنهای آروماتیک می‌باشند.
- گروه ۴- نفتهای آروماتیک متوسط که دارای بیش از ۵۰٪ هیدروکربنهای آروماتیک و بیش از ۱۰٪ هیدروکربنهای پارافینی و کمتر از ۴۰٪ از هیدروکربنهای نفتنی می‌باشند.

1. Resins

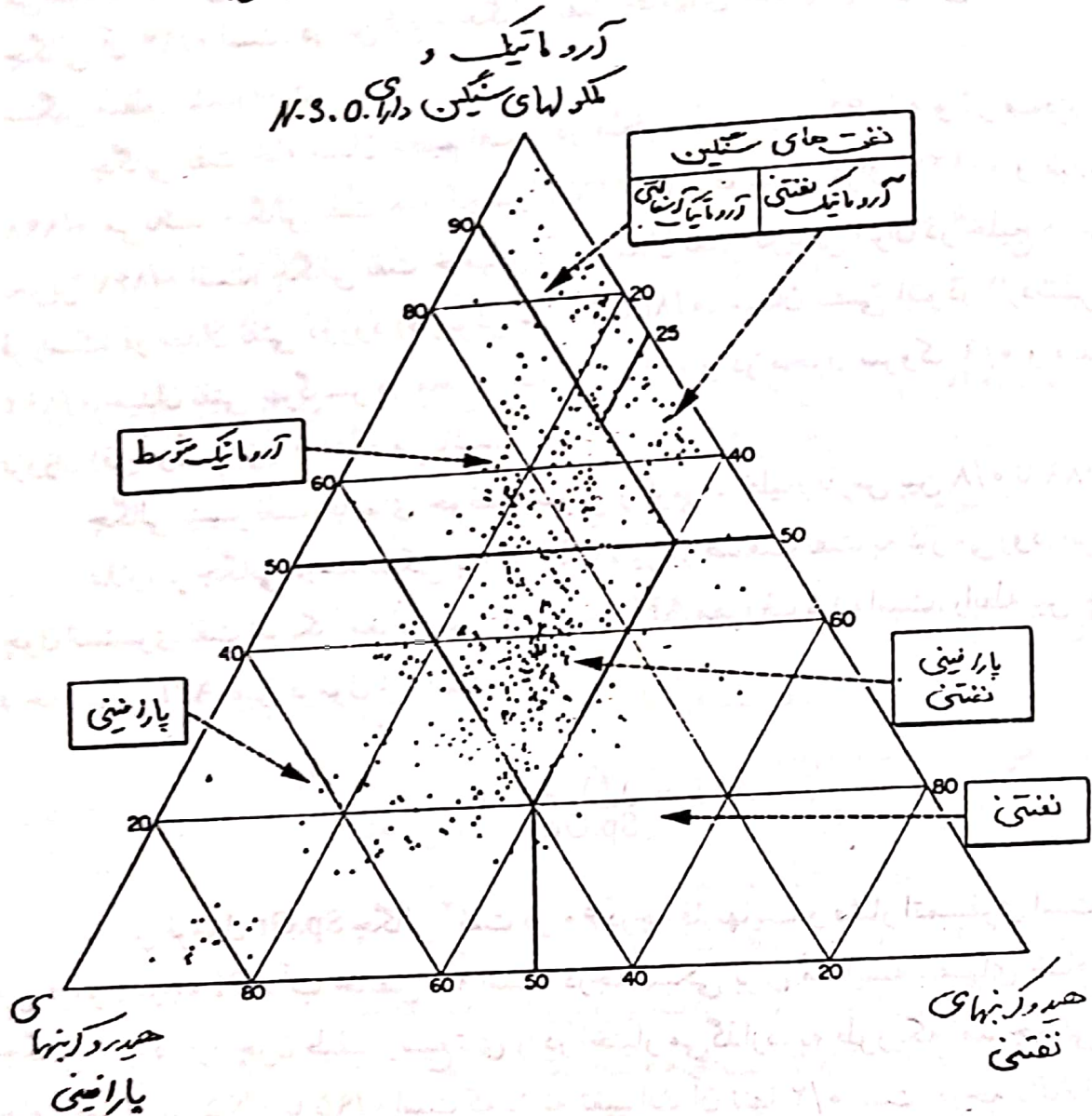
4. Naphthenic crude oils

2. Asphalt

5. Paraffinic Naphthenic crude oils

3. Paraffinic crude oils

گروه ۵- نفتهای سنگین آروماتیک نفتنی که دارای ۵۰ تا ۷۵٪ هیدروکربنهای آروماتیک، ۲۵ تا ۵۰٪ هیدروکربنهای نفتنی و کمتر از ۱۰٪ هیدروکربنهای پارافینی می باشند.



شکل ۷۱- نمودار مثلثی نمایانگر شش گروه نفت خامهای عمده (ازتیسوت و ولته)

گروه ۶- نفتهای سنگین آروماتیک آسفالتی که دارای بیش از ۷۵٪ هیدروکربنهای آروماتیک، کمتر از ۲۵٪ هیدروکربنهای نفتنی و کمتر از ۱۰٪ هیدروکربنهای پارافینی می باشند. باقی مانده تقطیر نفت های پارافینی واکسهای کم رنگ و بیرنگ و نفتهای آسفالتی، آسفالت سیاه رنگ است.

۳.۲ چگالی و درجه سبکی نفت خام
چگالی نفت خامها معمولاً بین ۰/۷۵ تا ۰/۹۵ تغییر می کند ولی گاه نفتهای خیلی سنگین^۱ با

چگالی بیش از یک نیز دیده می شود. سبکترین نفت خام ایران از میدان نفت شهر استخراج می شود که چگالی آن ۰/۷۷۲ است و سنگین ترین نفت در مخزن سوسنگرد کشف شده است که چگالی آن ۰/۹۴ است. در این ارقام چگالی نفت خامهای میدانهای دریائی و نفتهای بسیار سنگین منظور نشده است.

چگالی نفت خام میدان عظیم اهواز در مخزن آسماری ۰/۸۶۴ و در مخزن سروک ۰/۸۹۸ می باشد. چگالی نفت خام گچساران ۰/۸۳۷، کرکوک در عراق ۰/۸۴۴ و میدان نفتی بحرین ۰/۸۶۷ است. چگالی نفت خامهای چند میدان نفتی دریایی ایران در خلیج فارس از این قرار است: در میدان نفتی دورود (داریوش سابق) ۰/۸۵۵، میدان نفتی ابوزر (اردشیر سابق) ۰/۸۹۲، میدان نفتی بهرگانسر در مخزن آسماری ۰/۸۷ و در مخزن سروک ۰/۹ و میدان نفتی فروزان (فریدون سابق) ۰/۸۷۶ می باشد.

چگالی بیشتر نفت خامهای حوضه رسوبی زاگرس - خلیج فارس بین ۰/۸ تا ۰/۸۹ است. علاوه بر چگالی درجه سبکی یا درجه API نیز در صنعت نفت به کار می رود. این درجه را چون انسیتوی نفت امریکا^۱ معرفی نموده به درجه API معروف شده است. رابطه بین چگالی و درجه سبکی API طبق فرمول زیر است:

$$API = \frac{141.5}{Sp.Gr.} - 131.5$$

در این فرمول Sp.Gr چگالی^۲ نفت در ۶۰ درجه فارنهایت و فشار اتمسفری است. بر پایه این فرمول درجه API آب خالص ۱۰ است. درجه سبکی برای مقایسه نفتهای خام بهتر از چگالی کاربرد دارد چون طیف وسیع تری را در اختیار می گذارد. به طوریکه آمد چگالی نفتهای خام معمولاً بین ۰/۷۵ تا ۰/۹۵ است که دامنه تغییرات آن تنها ۰/۲ است. درجه API این نفتها به ترتیب ۵۷ و ۱۷ درجه است که دامنه تغییرات آن برابر ۴۰ است. گرچه می توان گفت 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 می شوند.

۴.۲ گرمای ویژه نفتهای خام

گرمای ویژه نفتهای خام گوناگون از ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم تا ۱۱۷۰۰ کالری بر گرم تغییر می کند.

1. American petroleum Institute

2. Specific gravity

گرمای ویژه نفت خام به نوع هیدروکربنهای تشکیل دهنده آن بستگی دارد ولی به طور کلی هرچه نفت خام سبک تر باشد ارزش حرارتی بیشتری دارد. گرمای ویژه متوسط نفتهای خام با چگالیهای مختلف به شرح زیر است:

گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۰/۷ یا درجه API ۷۰ برابر ۱۱۷۰۰ کالری بر گرم است.
 گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۰/۸ یا درجه API ۴۵ برابر ۱۱۱۰۰ کالری بر گرم است.
 گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۰/۹ یا درجه API ۲۵ برابر ۱۰۶۷۵ کالری بر گرم است.
 گرمای ویژه نفت خامی با چگالی ۰/۹۵ یا درجه API ۱۷ برابر ۱۰۵۰۰ کالری بر گرم است.

در مقایسه تقریبی ارزش حرارتی با زغال سنگ و گاز طبیعی ارقام زیر را می توان ارائه داد.
 ۱ تن نفت خام \cong ۱/۶ تن زغال سنگ بیتومینی^۱ \cong ۱۰۰۰۰ متر مکعب گاز.
 ۷ تن بشکه نفت خام ۱/۶ تن زغال سنگ بیتومینی \cong ۳۵۰۰۰ پای مکعب گاز.

۵.۲ 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 جدا می شوند:

۱۸۸ - ۲۷ درجه سانتیگراد - بنزین و حلال های نفتی (نفتا)

۲۷۷ - ۱۸۸ درجه سانتیگراد - نفت سفید

۳۵۰ - ۲۷۷ درجه سانتیگراد - گازوئیل

۴۵۰ - ۳۵۰ درجه سانتیگراد - نفت کوره و باقی مانده تقطیر

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 ۲۰/۸٪

گم شده تقطیر ۱/۵٪

۶.۲ لزجت نفت های خام

لزجت یک سیال مقاومت آن در برابر جریان است. هرچه مقدار لزجت بیشتر باشد سیال سخت تر جاری خواهد شد لزجت نفت های خام متفاوت است در حالی که نفت های سبک بسیار سیالند نفت های سنگین اغلب لزج بوده و آسان جریان نمی یابند.

واحد اندازه گیری لزجت در سیستم C.G.S پواز^۲ است. سیالی دارای لزجت یک پواز است که نیرویی مماسی به مقدار یک دین بتواند سطحی به مساحت یک سانتیمتر مربع را در فاصله یک سانتیمتری سطح ثابتی با سرعت یک سانتیمتر در ثانیه به حرکت درآورد. پواز واحد نسبتاً بزرگی است و $\frac{1}{100}$ آن یعنی سانتی پواز کاربرد عملی دارد.

لزجت را با لزجت سنج^۳ اندازه می گیرند. دستگاه های مختلفی برای این اندازه گیری ساخته شده مانند ردوود^۴ یا سیبولت یونیورسال^۵. لزجت آب $10^{-2} \times 1$ و لزجت بنزین $10^{-2} \times 0.6$ می باشد.

ازدیاد گاز محلول در نفت سبب کاهش لزجت می گردد. بنابراین کاهش فشار و ازدیاد حرارت که سبب خروج گاز محلول از نفت می گردند سبب افزایش لزجت نفت خام می شوند. نفت خام اشباع از گاز دارای کمترین لزجت خود در هر درجه حرارت و فشار می باشد. وجود پارافین که در درجه حرارت کم منجمد می شود نیز بر لزجت نفت های دارای پارافین می افزاید. حرکت نفت خام های پارافین دار در هوای سرد در لوله ها مشکل می گردد.

۷.۲ فلورسانس^۶

تمام نفت خامها کم و بیش دارای خاصیت فلورسانس می باشند. نفت های آروماتیک بیشتر دارای این خاصیت می باشند. رنگ این پدیده از زرد تا سبز و آبی تغییر می کند. از این خاصیت در جاهای اکتشافی در حال حفر برای تشخیص وجود نفت در تراشه ها و مغزه ها با قراردادن مستقیم نمونه در زیر نور ماوراء بنفش و یا پودر کردن نمونه و ریختن پودر در داخل کلروفوم و گرفتن محلول در زیر نور ماوراء بنفش به وجود نفت پی می برند. معمولاً نفت های جوان فلورسانس بیشتری می دهند. در زیر نور ماوراء بنفش یک جزء نفت را با چشم غیر مسلح در ده هزار جزء حلال می توان تشخیص داد.

۸.۲ نقطه ابر^۷ و نقطه ریزش^۸

تعیین اثر سرما بر نفت خام و فرآورده های نفتی از نظر حمل و نقل و ایجاد تأسیسات نفتی

1. Viscosity

2. Poise

3. Viscosimeters

4. Redwood

5. Saybolt universal

6. Fluorecence

7. Cloud Point

8. Pour point

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. برای اندازه گیری نقطه ابر و نقطه ریزش در حدود ۳۵ سانتیمتر مکعب نفت خام را در بشری ریخته و آنرا در داخل حمام یخ قرار داده و حرارت سنجی در داخل نفت نهاده و کاهش درجه حرارت را اندازه می گیرند. درجه حرارتی که نفت در آن ابری می شود مشخص می گردد. معمولاً درجه حرارت نقطه ریزش در حدود ۲ تا ۵ درجه فارنهایت کمتر از نقطه ابر است.

نقطه ریزش نفت خام کرکوک عراق زیر صفر درجه فارنهایت و نفت خام میدان نفتی ابوقایق در عربستان سعودی ۱۵ - درجه فارنهایت است. نقطه ریزش نفت اکلاهاسیتی ۵ درجه فارنهایت می باشد.

باید برای حمل و نقل و دیگر مسائل نفتهایی که نقطه ریزش آنها بیشتر از درجه حرارت محیط در فصل های سرد باشد چاره اندیشی نمود.

۹.۲ نقطه شعله^۱ و نقطه اشتعال^۲

نقطه شعله درجه حرارتی است که در آن گازهای متصاعد از نفت خام به مقداری می رسد که با جرقه ای که از فاصله معین و ثابتی زده می شود شعله بسیار کوتاه مدتی می زند و خاموش می شود. اگر نفت بیشتر گرم شود شعله خاموش نشده و یکنواخت خواهد سوخت. این درجه حرارت نقطه اشتعال نامیده می شود. 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.

۱۰.۲ واحدهای اندازه گیری نفت خام

نفت خام با بشکه و یا تن متریک اندازه گیری می شود. هر بشکه معادل ۱۵۹/۹ لیتر و ۴۲ گالن آمریکایی است. در اندازه گیری با بشکه چون حجم سنجیده می شود وزن مخصوص نفت نقشی ندارد. رابطه تن متریک با بشکه برای چند نفت خام با چگالی های مختلف به طور مثال به شرح زیر است:

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 ۳۰ یا چگالی ۰/۸۷۶ ، ۷/۱۹ بشکه حجم دارد

1. Flash point

2. Burning point

یک تن متریک نفت خام با درجه API ۴۰ یا چگالی ۰/۸۲۵، ۷/۶۴ 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. بنابراین هرچه درجه API
 نفت خام از ۲۷ فاصله داشته باشد تقریب بیشتر خواهد بود.

۱۱.۲ محاسبه مقدار ذخیره کانسارهای نفت

«ذخیره نفتی»^۱ به ذخیره کشف شده قابل استحصال گفته می شود ولی برای روشن شدن کامل
 مطلب اغلب تحت عنوان «ذخیره قابل استحصال نهایی»^۲ بیان می شود و آن مقدار نفتی است که
 در نهایت با تکنولوژی موجود و بهره برداری اولیه می توان از مخزن استخراج نمود. این مقدار در
 فشار و حرارت سطح زمین به بشکه و یا تن محاسبه می شود.
 «ذخیره درجا»^۳ 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 می گردد.
 «ذخیره ثابت شده»^۴ 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»^۵ ذخیره مخزنی است که حفاری های اکتشافی و تحدیدی
 تکمیل نشده و محاسبه مقدار ذخیره به علت ضعف اطلاعات، دقیق نبوده و با تکمیل عملیات
 ممکن است تغییر یابد. «ذخیره ممکن»^۶ به ذخیره مخزنی گفته می شود که در مراحل اولیه
 اکتشافی بوده و به علت ضعف اطلاعات ذخیره محاسبه شده تخمینی بوده و ممکن است
 دستخوش تغییرات زیاد شود.

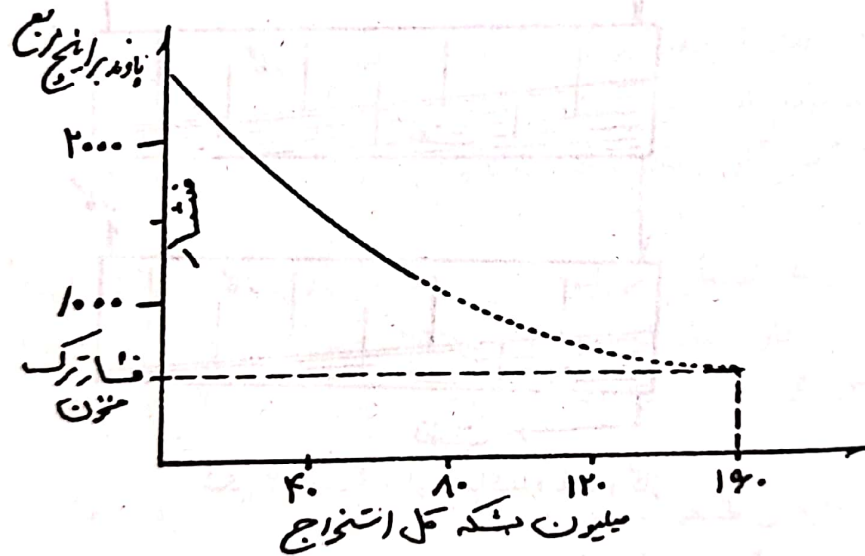
مقدار ذخیره درجا از فرمول $Q = V.P.S_0$ به دست می آید که در آن Q ذخیره درجا، V
 حجم بخشی از سنگ مخزن که دارای نفت است. P تخلخل و S_0 اشباع نسبی نفت می باشد.
 ذخیره قابل استحصال نهایی بخش ثابتی از ذخیره درجا نبوده و به عواملی نظیر وزن
 مخصوص، لزجت سیال، نوع و شکل خلل و فرج، جنس سنگ مخزن، مکانیسم رانش 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 می شود.

$$q = Q.R.K_{sh}$$

1. Oil reserve
3. Oil in place
6. Possible reserve

2. Ultimately recoverable reserve
4. Proved reserve
5. Probable reserve

در این رابطه q ذخیره قابل استحصال نهایی، Q ذخیره درجا، R ضریب استحصال^۱ است که به عوامل یاد شده قبلی مانند وزن مخصوص، لزجت و غیره بستگی دارد. مقدار آن برای مخازن ایران در حدود $R = 0/2 \pm 0/03$ است. K_{sh} ضریب افت حجم^۲ است. نفت پس از خروج از مخزن تحت تأثیر عوامل متضاد قرار می‌گیرد. کاهش فشار از طرفی باعث خروج گاز محلول شده و کاهش حجم را سبب می‌گردد و از طرف دیگر باعث انبساط فاز مایع و ازدیاد کم حجم می‌شود. کاهش درجه حرارت سبب کاهش کم حجم فاز مایع می‌گردد. ولی در جمع عامل مهم و تعیین‌کننده خروج گاز محلول است که کاهش حجم قابل ملاحظه‌ای 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 $K_{sh} = 0/75 \pm 0/12$ است. اگر از مخزن مدتی بهره‌برداری شده باشد با ترسیم منحنی مقدار کل استخراج در برابر افت فشار و ادامه روند^۳ منحنی تا فشار ترک مخزن می‌توان ذخیره قابل استحصال نهایی را به صورت تقریبی به دست آورد. در شکل ۷۲ این منحنی ترسیم شده است. منحنی پر مقدار واقعی کل استخراج را در برابرافت فشار نشان می‌دهد.



شکل ۷۲- منحنی میزان کل استخراج در برابر افت فشار مخزن

منحنی نقطه‌چین پیش‌بینی روند منحنی در آینده است. اگر در محور بهره‌برداری کل هر واحد نمایانگر استخراج ۴۰ میلیون بشکه نفت باشد تا فشار ترک مخزن ۱۶۰ میلیون بشکه نفت استخراج خواهد شد که ذخیره قابل استحصال نهایی است. 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

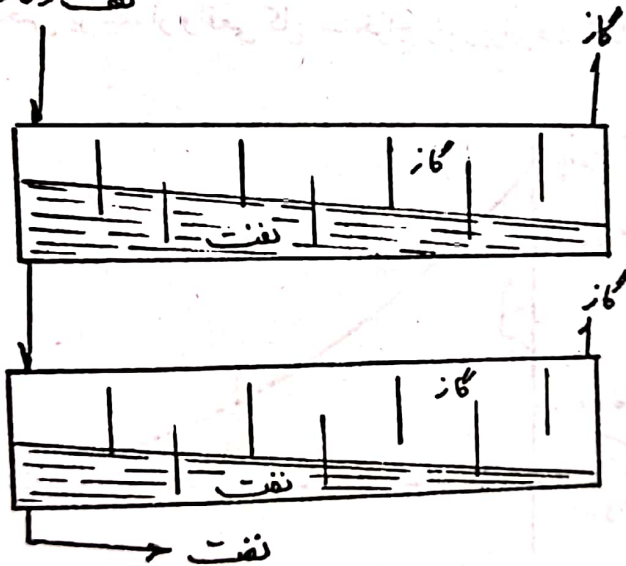
1. Recovery factor
2. Volume shrinkage factor
3. Extrapolate

بهره‌برداری h متر بوده باشد ذخیره قابل استحصال نهایی را می‌توان به تقریب $q=A.h$ بشک تخمین زد.

۱۲.۲ نسبت گاز به نفت^۱

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. این نسبت یکی از ویژگیهای مهم هر مخزن و نفت خام درون آن است. 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. این نفت وقتی به سطح زمین برسد از آن گاز کمتری خارج خواهد شد. با ادامه بهره‌برداری نسبت گاز به نفت به تدریج کاهش می‌یابد.

نفت و گاز از جا



شکل ۷۳- دستگاه‌های جداکننده نفت و گاز

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^۲ روه 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^۳ نامیده می‌شوند. دستگاه جداکننده گاز استوانه‌ای فلزی است که می‌تواند فشارهای زیاد را تحمل کند. دستگاه با شیب کم بر روی پایه‌ها قرار می‌گیرد. محور

1. Gas oil ratio

2. Flare

3. Gas separator

استوانه زاویه کوچکی با افق می‌سازد (شکل ۷۳). در داخل استوانه صفحه‌ای به صورت مارپیچ نصب شده که مسیر عبور نفت و گاز را طولانی‌تر می‌کند. برای جداسازی کامل فازهای مایع و گاز چندین جداکننده را به طور سری به هم وصل می‌نمایند.

۳. گاز

گازهای هیدروکربنی که در مخازن نفتی وجود دارد گاز طبیعی^۱ نامیده می‌شود. این گاز ممکن است در مخزن همراه نفت باشد و یا بدون نفت مخزن گازی مستقلی را تشکیل دهد در حالت نخست گاز همراه^۲ و در حالت بعدی گاز ناهمراه^۳ نامیده می‌شود.

گاز همراه یا به صورت گاز آزاد، گنبد گاز نفتگیر را تشکیل می‌دهد و یا در نفت مخزن حل شده و گاز محلول^۴ نامیده می‌شود. حجم گاز محلول در نفت 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 جداکننده اگر برای آن مصرفی وجود نداشته باشد در آتشگاه سوزانده می‌شود.

کانسارهای نفتی که فاقد گنبد گاز می‌باشند میدانهای نفتی اشباع نشده^۵ و کانسارهایی که دارای گنبد گازند میدان نفتی اشباع شده^۶ نامیده می‌شوند. گاز طبیعی در آب نیز حل می‌شود و گاه تا ۲۰ پای مکعب گاز در یک بشکه آب کانسار حل می‌گردد. آب در حدود ۰/۰۶ نفت توان حل گاز را دارد.

گازی که از چاه استخراج می‌شود بنابر مقدار مایع سبکی که همراه دارد گاز خشک و یا گاز تر خوانده می‌شود. گاز خشک کمتر از ۰/۱ گالن (۰/۴۵ لیتر) گاز مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز تر بیش از ۰/۳ گالن (۱/۳۵ لیتر) گاز مایع در هزار پای مکعب دارد. گاز بین این دو را گاز لاغرو^۷ 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، بی‌بو 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 به صورت فاز گاز یا مایع ممکن است وجود داشته باشند.

«گاز نفتی مایع شده»^۸ که به اختصار L.P.G نامیده می‌شود از هیدروکربنهای بوتان، پروپان و مقدار کمی پنتان و ایزوپنتان تشکیل شده که در فشار اتمسفری و درجه حرارتهای

1. Natural gas

4. Dissolved gas

7. Lean gas

2. Associated gas

5. Undersaturated Pool

8. Liquefied petroleum gas

3. Non associated gas

6. Saturated pool

بالای صفر به حالت گاز است. در شرایط معمولی بوتان نرمال در ۵/۰ - درجه سانتیگراد، ایزوبوتان در ۱۰/۲ - درجه سانتیگراد و پروپان در ۴۲/۱ - درجه سانتیگراد به گاز تبدیل می‌گردند. درجه حرارت جوش پنتان و ایزوپنتان به ترتیب ۳۶ و ۲۷ 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» 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 کشتی‌های مخصوص برای حمل گاز طبیعی مایع شده در دست مطالعه است.

۱.۳ 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. برای نمونه ترکیب گازی میدان پانهندل - آماریلو در ایالات متحده آمریکا و آمار متوسط سه میدان نفت و گاز باکو در آذربایجان آمده است.

متان	اتان	پروپان	بوتان	پنتان و سنگین تر	گاز کربنیک
پانهندل - ۹۱/۳٪	۳/۲٪	۱/۷٪	۰/۹٪	۰/۵۶٪	۱٪
آماریلو ۸۸٪	۲/۲۶٪	۰/۷٪	۰/۷٪	۰/۵٪	۶/۵٪
باکو					

ناخالصی گازهای طبیعی اغلب گاز کربنیک، ازت، هیدروژن سولفور و در برخی موارد هلیوم است. این ناخالصی‌ها بجز هیدروژن سولفور تنها از ارزش حرارتی گازی می‌کاهند. گاز هلیوم ارزش اقتصادی دارد و اگر مقدار آن قابل توجه باشد آنرا از گاز طبیعی جدا می‌سازند. بعضی از میدانهای گازی ایالات متحده آمریکا به طور استثنایی دارای هلیوم می‌باشند. گاز طبیعی این میدانها دارای ۱ تا ۸ درصد حجمی هلیوم است.

هیدروژن سولفورده بسیار خورنده بوده و در لوله‌ها و تأسیسات خوردندگی ایجاد می‌کند. در گازهای طبیعی اگر علاوه بر هیدروژن سولفورده گاز کربنیک نیز وجود داشته باشد خاصیت خوردندگی تشدید می‌گردد. در این موارد از لوله‌ها و وسایل مقاوم در برابر خوردندگی باید استفاده نمود که هزینه عملیات را افزایش می‌دهد. هیدروژن سولفورده گازی سمی است که تنفس مقدار کم آن نیز سبب مسمومیت می‌شود و ممکن است منجر به مرگ شود. بنابراین باید از گاز مصرفی حذف گردد. گازی که دارای هیدروژن سولفورده است گاز ترش^۱ و گاز طبیعی بدون هیدروژن سولفورده و یا دارای مقدار بسیار کم آن گاز شیرین^۲ نامیده می‌شود.

۲.۳. واحد اندازه‌گیری و ارزش حرارتی گاز طبیعی

اندازه‌گیریهای گاز حجمی است و چون تغییر درجه حرارت و فشار در تغییر حجم گاز تأثیر دارد اندازه‌گیری باید در درجه حرارت و فشار معینی انجام گیرد که شرایط استاندارد نامیده می‌شود. در این شرایط فشار اتمسفری و درجه حرارت ۲۰ درجه سانتیگراد است. هر هزارپای مکعب گاز در شرایط استاندارد یک واحد در نظر گرفته می‌شود و به علامت اختصاری MCF^۳ نشان داده می‌شود. MMCF نمایانگر یک میلیون پای مکعب گاز است. واحد دیگر متر مکعب معادل ۳۵/۳۱۹ پای مکعب است.

توان حرارتی گاز طبیعی در حدود ۲۵۰ تا ۳۰۰ کیلوکالری برای هر پای مکعب می‌باشد. بر اساس ارزش حرارتی هر ۵۰۰۰ پای مکعب و یا ۱۴۲ متر مکعب گاز طبیعی تقریباً معادل یک بشکه نفت خام است.

۳.۳. 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 دانسته باشد.

می‌دانیم در مورد گازهای کامل رابطه بین حجم و فشار و درجه حرارت مطلق به قرار زیر است:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

در مورد گازهای غیرکامل و یا حقیقی ضریب انحرافی^۴ در رابطه فوق دخالت دارد و رابطه

1. Sour gas

2. Sweet gas

3. Gas deviation factor

4. Gas deviation factor

به صورت

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2}$$

درمی آید. برای محاسبه ذخیره مخزن لازم است ابتدا ضریب حجمی^۱ مخزن را حساب کنیم. ضریب حجمی، حجم یک پای مکعب از گاز مخزن در شرایط استاندارد است. اگر فشار اتمسفری را ۱۴/۷ پاوند بر اینچ مربع و درجه حرارت را ۲۰ درجه سانتیگراد در شرایط استاندارد محسوب داریم و با توجه به اینکه در شرایط استاندارد ضریب انحراف نزدیک به یک است. با استفاده از رابطه قبلی خواهیم داشت:

$$\frac{14/77}{20+273} = \frac{P}{x_2 T}$$

$$V_2 = 19/93 \frac{P}{x_2 T}$$

در رابطه فوق V_2 ضریب حجمی بر حسب پای مکعب در شرایط استاندارد، P فشار مخزن بر حسب پاوند بر اینچ مربع T درجه حرارت مطلق مخزن بر حسب درجه سانتیگراد و Z_2 ضریب انحراف گاز در شرایط مخزن می باشد. در رابطه فوق دیده می شود که ضریب حجمی با فشار مخزن رابطه مستقیم و با درجه حرارت مطلق مخزن رابطه معکوس دارد. برای مثال اگر فشار مخزنی در عمق ۱۲۰۰۰ پایی ۵۰۰۰ پاوند بر اینچ مربع، درجه حرارت آن ۱۵۰ درجه سانتیگراد و ضریب انحراف برای این فشار و درجه حرارت ۰/۹ باشد ضریب حجمی مخزن

$$V_2 = 19/93 \frac{5000}{0/9 (150+273)} = 261/75 \text{ پای مکعب}$$

یعنی یک پای مکعب از گاز در جای این مخزن وقتی به سطح زمین برسد و تحت فشار و درجه حرارت استاندارد قرارگیرد ۲۶۱/۷۵ پای مکعب حجم خواهد داشت. حجم ذخیره در جای مخزن از رابطه

$$Q = V \cdot P \cdot (1 - S_w) \cdot V_2$$

بدست می آید 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_2 ضریب حجمی مخزن می باشد.

ذخیره گاز قابل استحصال نهایی مخزن از رابطه

$$q = Q \cdot R$$

در این رابطه q ذخیره قابل استحصال نهایی مخزن، Q ذخیره درجا و R ضریب

1. Volume factor

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 $0/75$ تا $0/85$ 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 می یابد. این کاهش فشار با مقدار گاز خارج شده از مخزن متناسب است. مقدار گاز استخراج شده را به ازای افت یک واحد فشار حساب می کنند و با دانستن فشار اولیه مخزن و فشار ترک مخزن مقدار گاز قابل استحصال را می توان محاسبه نمود. این محاسبه زمانی معتبر است که مدتی از مخزن بهره برداری شده، حجم قابل ملاحظه ای گاز استخراج و آمار دقیقی از میزان استخراج و افت فشار در دست باشد.

بخش هفتم

شرایط مخزن، فشار، درجه حرارت، مکانیسم مخزن و مهاجرت نفت

اهداف

پس از مطالعه این فصل باید بتوانید:

- ۱- اصطلاحات و مفاهیمی را که در زیر عنوان مفاهیم تازه آمده است تعریف کنید.
- ۲- بیان کنید در حفاری چاههای نفت چند نوع فشار را باید در نظر داشت.
- ۳- ضریب ستون آب را در سیستمهای متریک و انگلیسی حساب کنید.
- ۴- حساب کنید اگر عمق چاه نفتی ۵۰۰۰ پا، چگالی نفت ۰/۸ و فشار ته چاه ۳۰۰۰ پاوند بر اینچ مربع باشد فشار بسته سر چاه چقدر خواهد بود.
- ۵- حساب کنید اگر فشار بسته سر چاه نفتی ۱۵۰۰ پاوند بر اینچ مربع، عمق چاه ۷۰۰۰ پا و چگالی نفت ۰/۸ باشد فشار در ته چاه چقدر خواهد بود.
- ۶- فشار زمین ایستایی را در اعماق مختلف حساب کنید.
- ۷- ضریب ستون فشار زمین ایستایی را برای سنگهای رسوبی در سیستمهای متری و انگلیسی بیان کنید.
- ۸- بیان کنید اگر فرسایش به تدریج لایه‌های روی مخزن نفتی را حذف کند چه موقع نفت مخزن شروع به فرار از مخزن خواهد نمود و به چه علت.
- ۹- شرح دهید در حفاری‌های چاههای نفت از چه نظرهایی باید به فشار زمین ایستایی توجه داشت.
- ۱۰- حساب کنید اگر بخواهیم سنگ مخزنی را در عمق ۶۰۰۰ پایی شکافدار نماییم و چگالی گل حفاری ۱/۹ باشد چه فشاری پمپ باید به گل وارد کند.
- ۱۱- فشار سازند را تعریف کنید و شرح دهید چرا همیشه کمتر از فشار زمین ایستایی است.
- ۱۲- شرح دهید چرا در مناطقی که گنبد‌های نمکی وجود دارند ضریب زمین گرمایی زیاد است.

1. Reservoir Conditions

- ۱۳- فاز سیالهای مخزن را بر پایه تغییرات فشار و درجه حرارت شرح دهید.
- ۱۴- مکانیسم حرکت سیال در مخازن را شرح دهید.
- ۱۵- یک سیستم آبران کامل را شرح دهید.
- ۱۶- توضیح دهید چرا در مخازن آبران کامل ظرفیت تولید چاه در طول عمر مخزن تقریباً ثابت می ماند.
- ۱۷- شرح دهید چرا در مخازن آبران کامل نسبت گاز به نفت در طول بهره برداری از مخزن ثابت می ماند.
- ۱۸- شرح دهید اگر در مخازن آبران سرعت استخراج نفت از مخزن بیش از سرعت نفوذ آب باشد چه وضعی پیش خواهد آمد.
- ۱۹- شرح دهید اگر استخراج نفت از مخزن آبران کامل سریع انجام شود به چه علت ضریب استحصال نفت کاهش می یابد.
- ۲۰- بیان کنید رانش با گاز محلول علاوه بر مخازن گاز محلولران در چه نوع مخازن دیگر نیز فعال است.
- ۲۱- شرح دهید چرا بر خلاف مخازن آبران در مخازن گاز محلولران افت فشار در برابر استخراج زیاد است.
- ۲۲- تغییرات نسبت گاز به نفت را در مخازن گاز محلولران شرح دهید.
- ۲۳- شرح دهید چرا شتاب کاهش دبی تولید نفت و گاز مخزن در مخازن گازران کمتر از مخازن گاز محلولران است.
- ۲۴- شرح دهید اگر در چاههای مخازن گازران بیش از اندازه مجاز نفت تولید شود چه پدیده‌ای رخ خواهد داد.
- ۲۵- توضیح دهید چرا در مخازن گازران هر چه حجم گنبد گاز بیشتر باشد ضریب استحصال نفت بیشتر خواهد شد.
- ۲۶- شرح دهید در مخازن بارانش مختلط شناخت مکانیسم مخزن چه نقشی در تنظیم برنامه حفاری چاهها دارد.
- ۲۷- پدیده‌هایی که مهاجرت نفت را نشان می دهند شرح دهید.

مفاهیم پیش نیاز

- قانون ظروف مرتبطه
- شیرهای طغیان شکن
- لوله‌های جداری
- منحنی‌های جوش و شبنم
- مفاهیم تازه
- فشار زمین ایستایی
- فشار زمین ایستایی
- ضریب ستون آب

- ضریب ستون نفت
- مخازن ارتجاعی گاز- مخازن نفلران
- ضریب ستون فشار زمین میعانی
- مخازن بارانش مختلط
- ایستایی
- مخزن نفتی اشباع نشده - پدیده مخروطی شدن
- فشار سازند
- مخزن گاز محلول - مهاجرت نفت
- فشار طبیعی
- مخزن نفتی اشباع شده - مهاجرت اولیه
- فشار غیر طبیعی
- مخازن آبران - مهاجرت ثانوی
- ضریب زمین گرمایی
- مخازن گاز محلولران
- نفت میعانی
- مخازن گازران

دو عامل متغیری که بر هر مخزن نفتی اثر می‌گذارد فشار و درجه حرارت است که هر یک اثری 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 می‌گیرند 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.

۱. فشار

فشار مخزن و فشار لایه‌های زیر زمینی نقش مهمی در برنامه ریزی حفاریهای اکتشافی و روش‌های بهره‌برداری از مخازن دارد. فشار لایه‌های زیر زمینی و مخزن اگر در زمان حفاری از کنترل خارج شود مسائل دشوار فنی، صدمات مالی و حتی جانی به بار می‌آورد. در دوره بهره‌برداری از مخزن توجه به فشار و سعی در حفظ آن نقش عمده در میزان بهره‌دهی و طول عمر مخزن دارد.

فشار موجود در لایه‌های 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 لایه‌های زیرزمینی را در دو گروه عمده می‌توان بررسی نمود. فشاری که مایعات موجود در روزنه‌های سنگ بر پایه قانون ظروف مرتبط ایجاد می‌نمایند که فشار ایستایی^۱ نامیده می‌شود. فشار دیگر فشاری می‌باشد که وزن لایه‌ها و سیال درون آن به لایه‌های زیرین وارد می‌آورند که فشار زمین ایستایی^۲ یا ژئواستاتیک نامیده می‌شود.

1. Hydrostatic pressure

2. Overburden pressure or Geostatic

۱.۱ 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 یک سیال فشاری است که واحد طول ستون آن سیال به قاعده خود وارد می‌کند. در سیستم متریک وزن ستون آبی به طول یک متر و به قاعده یک 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 می‌باشد که یک استوانه به طول یک پا بر یک اینچ مربع قاعده خود در ۶۰ درجه فارنهایت و فشار اتمسفری وارد می‌سازد. وزن یک پای مکعب ۶۲/۴ پاوند است و هر پای مربع ۱۴۴ اینچ مربع می‌باشد. بنابراین ضریب ستون آب خالص در سیستم انگلیسی ۰/۴۳۳ 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.

۲.۱ فشار زمین ایستابی

فشار زمین ایستابی 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.

$$\text{وزن آب درون سنگ} + \text{وزن سنگ} = \frac{\text{فشار زمین ایستابی}}{\text{سطح}}$$

اگر سطح سنگ A، ضخامت لایه‌های روی آن h، تخلخل متوسط این سنگها ρ ، وزن مخصوص متوسط سنگها d_r و وزن مخصوص متوسط آب طبقاتی d_w باشد خواهیم داشت:

$$\text{فشار زمین ایستابی} = \frac{A \cdot h \cdot (1-\rho) d_r + A \cdot h \cdot \rho \cdot d_w}{A}$$

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

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

اگر سنگها رسوبی و وزن مخصوص متوسط آنها ۲/۷ گرم بر سانتیمتر مکعب با تخلخل متوسط ۱۰٪ و وزن مخصوص آب طبقاتی ۱/۰۷ گرم بر سانتیمتر مکعب باشد و این مقادیر را در

رابطه ضریب ستون فشار زمین ایستایی قرار دهیم خواهیم داشت:

$$\text{ضریب ستون فشار زمین ایستایی} = \frac{\frac{gr}{cm}}{(1 - 0/1)} \times \frac{2/7}{cm} + 0/1 \times \frac{1/0.7}{cm} = \frac{2/53}{cm} \frac{gr}{cm}$$

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

$$\text{ضریب ستون فشار زمین ایستایی} = \frac{0/253}{m} \frac{kg}{cm^2}$$

با توجه به محاسبه فوق می توان 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 نمایم خواهیم داشت:

$$\frac{0/253}{m} \frac{kg}{cm^2} \times \frac{2/2.4}{cm^2} \frac{kg}{in^2} = \frac{3/59}{m} \frac{p}{in^2}$$

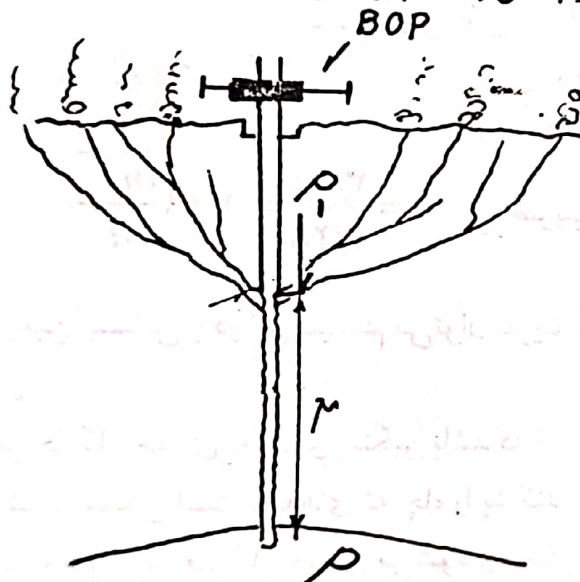
$$\text{ضریب ستون فشار زمین ایستایی} = \frac{3/59}{3/28} = \frac{1/0.9}{ft} \frac{p}{in^2}$$

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

اگر هنگام حفر چاه گل حفاری به قدزی سنگین باشد که فشار ایستایی ایجاد شده بیش از فشار زمین ایستایی شود ممکن است لایه های ته چاه را بشکند. شکستن لایه ها سبب برهم خوردن تعادل فشار در چاه و هرز رفتن گل حفاری می شود و ممکن است فوران ناخواسته چاه را سبب شود. گاه از این پدیده برای بهبود تراوایی سنگ مخزن استفاده می شود و با ایجاد فشاری ایستایی بیش از فشار زمین ایستایی در لایه های سنگ مخزن شکاف ایجاد می گردد.

اگر مخازن نفت و گاز دارای فشار بسته باشند 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 بردارند 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^۱ سر چاه فشار مخزن را به طبقات بدون پوشش زیر لوله جداری منتقل می نماید. ضعیف ترین این لایه ها از نظر فشار زمین ایستایی لایه های زیر پاشنه لوله جداری می باشند. 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 ۷۴ دیده می شود اگر چاه وارد مخزنی به فشار P شود 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 تحت فشار مخزن قرار می گیرند



شکل ۷۴- شکاف برداشتن لایه هادر صورتیکه $P_1 \leq P - \tau$ باشد. تنها بخشی از چاه دارای لوله جداری و بقیه چاه بدون پوشش است.

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 τ باشد فشاری که به پاشنه لوله جداری وارد می شود $P - \tau$ خواهد بود. اگر فشار زمین ایستایی در این نقطه P_1 باشد و $P_1 \leq P - \tau$ 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 و اگر

1. Blow out preventer

نزدیک به محل حفاری نواحی مسکونی وجود داشته باشد ممکن است آتش سوزی و تلفات جانی به بار آید. چنین فورانی در مخازن گازی بیشتر رخ می دهد چون به علت وزن مخصوص کم گاز و کم بودن فشار ایستابی ستون گاز تقریباً نزدیک به تمام فشار مخزن به لایه های زیر پاشنه لوله جداری وارد می آید. توان مقاومت لایه ها در برابر فشار زمین ایستابی معمولاً از مقدار محاسبه شده کمی کمتر است.

۳.۱ فشار سازند^۱

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 ایستابی و همیشه کمتر از فشار زمین ایستابی است. چون اگر بیشتر از فشار زمین ایستابی و یا برابر آن باشد سبب شکاف برداشتن لایه ها و خروج سیال می گردد. مخزن نفت اگر فشاری در حد فشار ایستابی داشته باشد گویند دارای فشار طبیعی^۲ است. اگر فشار آن کمتر و یا بیشتر از فشار ایستابی باشد دارای فشار غیر طبیعی^۳ است. فشاری بیش از فشار ایستابی ممکن است در اثر تراکم در مخازن مسدود ایجاد گردد و یا سنگ مخزن در نزدیک نفتگیر در کوههای بلند رخنمون داشته و نفوذ آبهای سطحی در سنگ مخزن سبب ازدیاد ارتفاع ستون آب مجاور مخزن و در نتیجه ازدیاد فشار ایستابی 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.

۲. درجه حرارت

درجه حرارت از سطح زمین به سوی عمق افزایش می یابد. مقدار افزایش برای واحد عمق، ضریب زمین گرمایی^۴ یا شیب زمین گرمایی نامیده می شود. 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 می گیرد ولی معمولاً پس از آن ثابت می ماند. ضریب زمین گرمایی برای هر ۳۰ متر عمق یک درجه سانتیگراد است که معادل یک

1. Formation pressure

2. Normal pressure

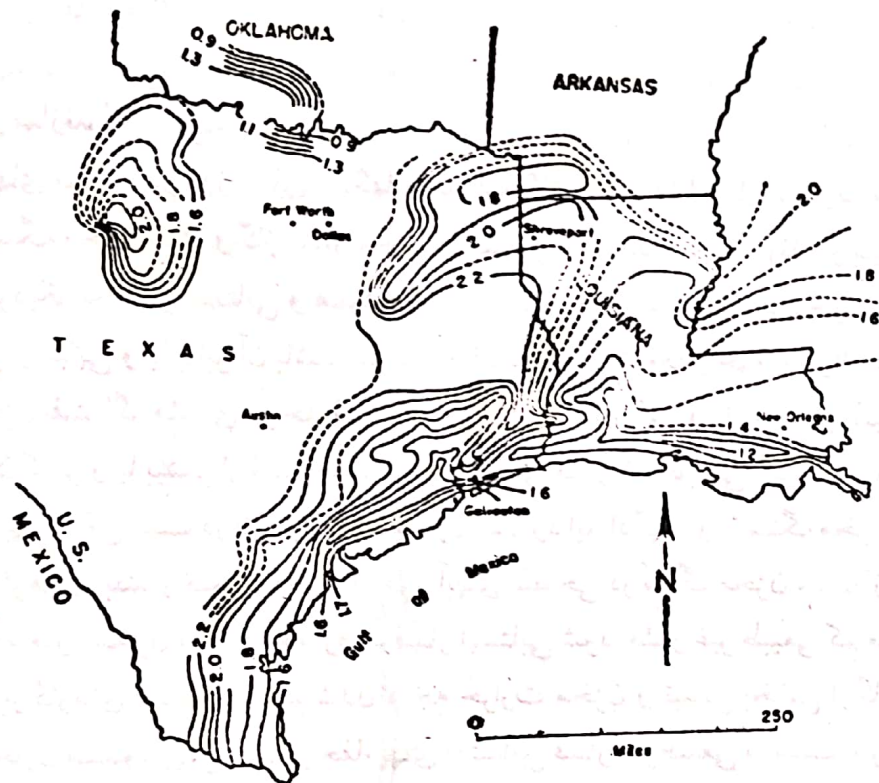
3. Abnormal Pressure

4. Geothermal gradient

درجه فارنهایت برای هر ۵۵ پا عمق می‌باشد ولی در نواحی مختلف به علت فعالیت‌های آذرین وجود گنبد‌های نمک و تفاوت توان هدایت حرارتی لایه‌ها ممکن است تغییر کند. ضریب زمین

گرمایی برای هر ناحیه از رابطه:

$$\text{ضریب زمین گرمایی} = \frac{\text{درجه حرارت طبقه} - \text{درجه حرارت متوسط سالانه سطح}}{\text{عمق}}$$
 به دست می‌آید.



شکل ۷۵- نقشه خطوط هم‌ضریب گرمایی در بخشی از تکزاس و لویزیانا ضریب زمین گرمایی به درجه فارنهایت برای هر ۱۰۰ پا عمق است (از لورسن)

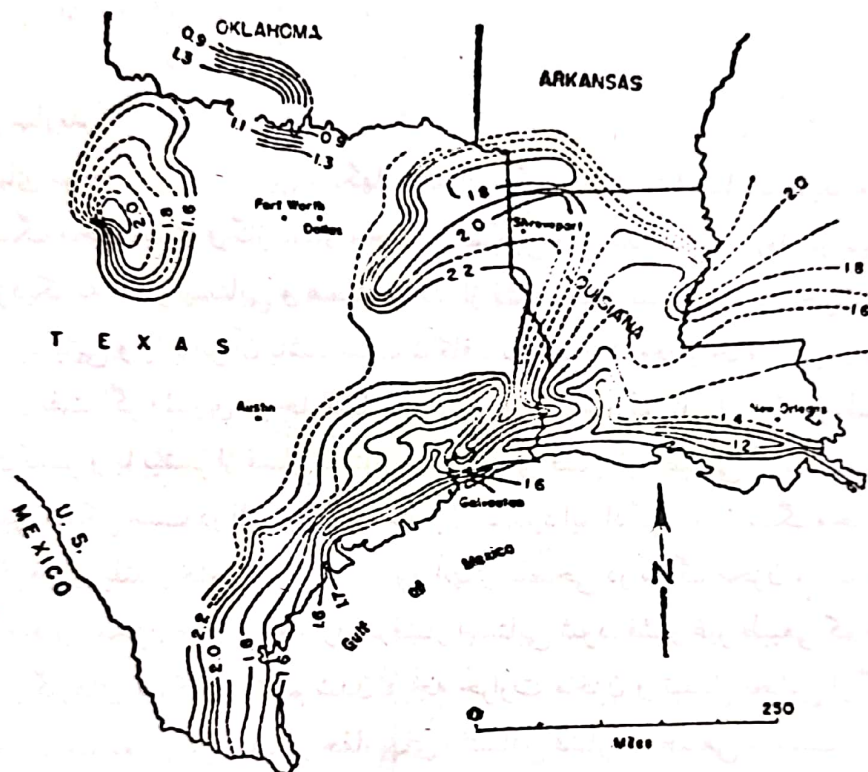
تغییرات ضریب زمین گرمایی در مناطق مورد نظر ممکن است به صورت خطوط هم‌ضریب^۱ ترسیم گردد. مانند نقشه خطوط هم‌ضریب زمین گرمایی بخش‌هایی از تکزاس و لویزیانا که در شکل ۷۵ نشان داده شده است. درجه حرارت در هر نقطه از نقشه و در هر عمقی را می‌توان با ضریب عمق در ضریب گرمایی آن نقطه و تقسیم بر صد و افزودن درجه حرارت متوسط سطح به دست آورد سطوح هم‌حرارت نیز در برش‌ها به صورت خطوط هم‌حرارت نشان داده می‌شود که کاربردهای مختلف دارد مانند تشخیص درجه بلوغ کروژن و هیدروکربنها در نواحی مختلف یک حوضه رسوبی و تشخیص فاز هیدروکربنها به طوری که خواهد آمد. شکل ۷۶ یکی از این برش‌های خطوط هم‌حرارت را بین شهرهای اکلاهما و تولسا نشان می‌دهد.

1. Isogradient

درجه فارنهایت برای هر ۵۵ پا عمق می باشد ولی در نواحی مختلف به علت فعالیت های آذرین وجود گنبد های نمک و تفاوت توان هدایت حرارتی لایه ها ممکن است تغییر کند. ضریب زمین

گرمایی برای هر ناحیه از رابطه:

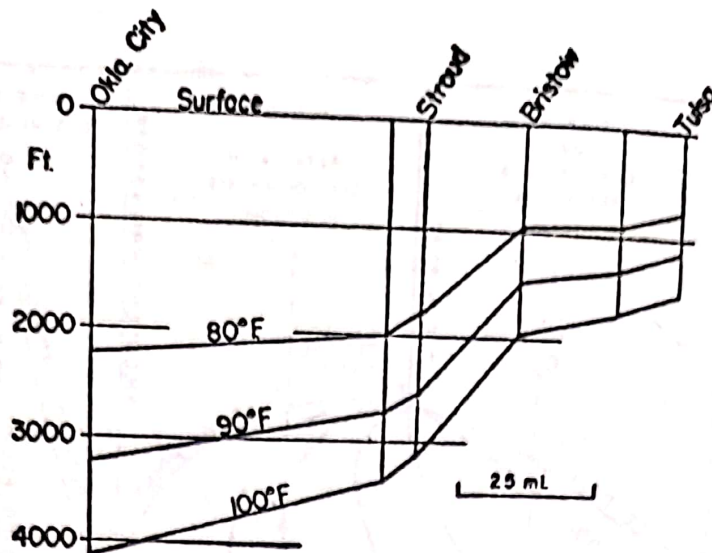
$$\text{ضریب زمین گرمایی} = \frac{\text{درجه حرارت طبقه} - \text{درجه حرارت متوسط سالانه سطح}}{\text{عمق}}$$
 به دست می آید.



شکل ۷۵- نقشه خطوط هم ضریب گرمایی در بخشی از تکزاس و لوئیزیانا ضریب زمین گرمایی به درجه فارنهایت برای هر ۱۰۰ پا عمق است (از لورسن)

تغییرات ضریب زمین گرمایی در مناطق مورد نظر ممکن است به صورت خطوط هم ضریب^۱ ترسیم گردد. مانند نقشه خطوط هم ضریب زمین گرمایی بخشهایی از تکزاس و لوئیزیانا که در شکل ۷۵ نشان داده شده است. درجه حرارت در هر نقطه از نقشه و در هر عمقی را می توان با ضریب عمق در ضریب گرمایی آن نقطه و تقسیم بر صد و افزودن درجه حرارت متوسط سطح به دست آورد سطوح هم حرارت نیز در برش ها به صورت خطوط هم حرارت نشان داده می شود که کاربردهای مختلف دارد مانند تشخیص درجه بلوغ کروژن و هیدروکربنها در نواحی مختلف یک حوضه رسوبی و تشخیص فاز هیدروکربنها به طوری که خواهد آمد. شکل ۷۶ یکی از این برش های خطوط هم حرارت را بین شهرهای اکلاهما و تولسا نشان می دهد.

1. Isogradient

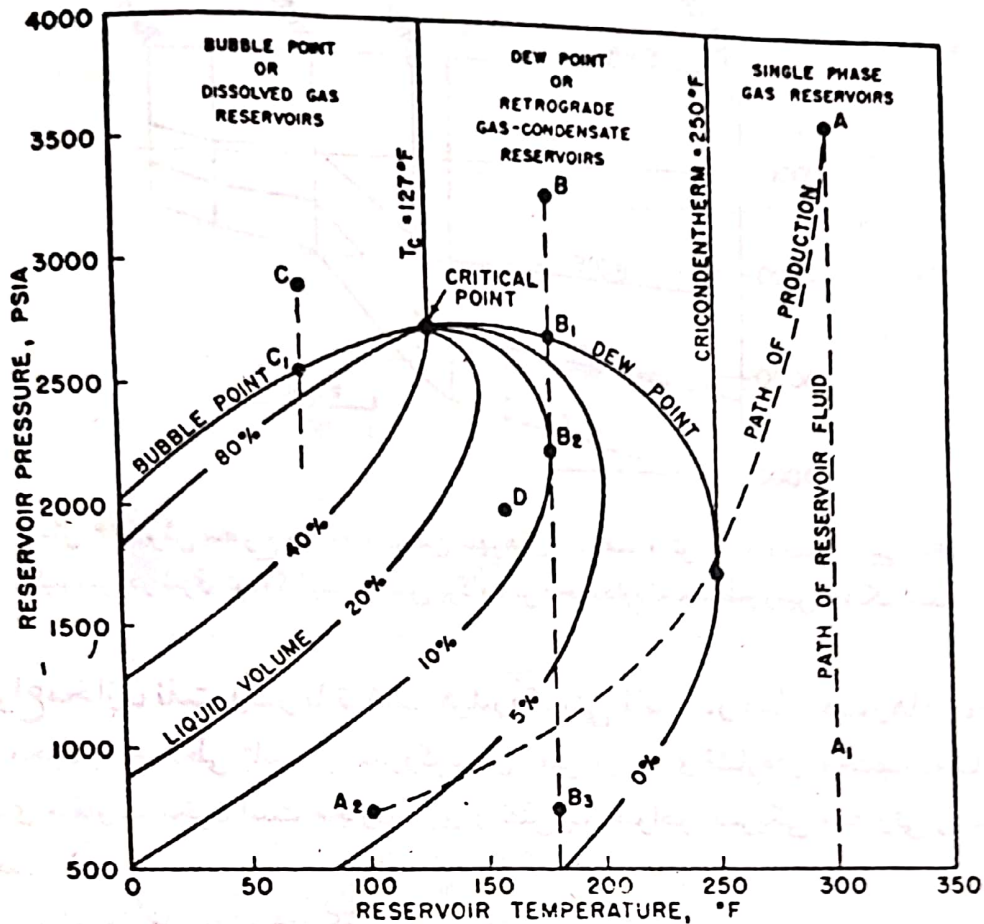


شکل ۷۶- برش سطوح هم حرارت بین شهرهای اکلاهما و تولسا به فاصله تقریبی ۱۶۰ کیلومتر. در شرق توده گرانیبی به سن پرکامبرین وجود دارد که به سطح زمین نزدیک است.

۳. انواع مخازن نفت و گاز با ترکیب 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 فازهای مخزن که بر حسب فشار و دما ترسیم می‌شود سه ناحیه وجود دارد؛ ناحیه‌ای که در آن سیال تنها به صورت مایع است. ناحیه‌ای که در آن سیال فقط در فاز گازی است و ناحیه‌ای که بین دو منحنی جوش و شبنم قرار دارد و در آن فازهای گازی و مایع سیال با هم حضور دارند (شکل ۷۷).

برای مثال سیالی با ترکیب هیدروکربنی «گاز-نفت میعانی» را بررسی می‌کنیم که سیالی مرکب از هیدروکربنهای سبک است. نمودار فازهای این مخزن در شکل ۷۷ نشان داده شده است. منحنی‌های داخل بخش دو فاز در درصد حجم مایع را نسبت به حجم کل هیدروکربن در فشار و درجه حرارت معین نشان می‌دهد. بدیهی است که منحنی‌های نمودار فازها برای نفت خامهای مختلف یکسان نیست. طبق این نمودار اگر دمای مخزنی در شروع بهره‌برداری ۳۰۰ درجه فارنهایت و فشار آن ۳۶۰۰ پاوند بر اینچ مربع باشد در نقطه A قرار خواهد داشت که نشان می‌دهد مخزن تک فاز و در فاز گاز نیست. چون مخزن در عمق ثابتی قرار دارد دمای مخزن در طول بهره‌برداری ثابت می‌ماند و تنها فشار کاهش می‌یابد. تغییرات وضع مخزن را طی مدت بهره‌برداری تا نقطه A_۱ خط AA_۱ نشان می‌دهد. به طوری که در شکل ۷۷ دیده می‌شود در تمام مدت بهره‌برداری مخزن در فاز گازی باقی می‌ماند. بنابراین نسبت ترکیب هیدروکربنهای مخزن



شکل ۷۷- نمودار فازهای گاز و مایع در مخازن گاز و نفت میعانی بر پایه تغییرات درجه حرارت و فشار

در طول استخراج ثابت است. گاز استخراجی وقتی به سطح زمین می‌رسد علاوه بر افت فشار افت حرارت نیز دارد و مسیر AA_1 را در آغاز بهره‌برداری طی می‌کند. در این نمودار در نقطه A_2 گاز استخراج شده در حدود ۶٪ حجمی فاز مایع دارد که آن را نفت میعانی می‌نامند. با توجه به نمودار شکل ۷۷ تمام مخازن با درصد هیدروکربنی همانند که دارای حرارتی بیش از ۲۵۰ درجه فارنهایت باشند نظیر مخزن گازی فوق عمل می‌نمایند.

اگر مخزنی با همان ترکیب هیدروکربنی، در بدو اکتشاف دارای دمایی برابر ۱۷۵ درجه فارنهایت و فشار ۳۳۰۰ پاوند بر اینچ مربع باشد در نمودار شکل ۷۷ در نقطه B قرار می‌گیرد. در این حال نیز مخزن در فاز گازی است. در اثر بهره‌برداری و کاهش فشار هنگامی که فشار مخزن به B_1 برسد اولین قطره مایع در مخزن پدیدار خواهد شد. بهره‌برداری از مخزن و عمل کرد آن در طول BB_1 مانند مخزن A خواهد بود. در این فاصله مخزن تک فازگازی است. با ادامه بهره‌برداری و افت فشار بیشتر بر مقدار مایع افزوده شده و سیال داخل مخزن دو فاز خواهد شد. از B_1 تا B_2 با بهره‌برداری از مخزن و کم شدن فشار حجم فاز مایع افزایش می‌یابد و در B_2

به حداکثر ۱۰٪ می‌رسد. پس از این با کاهش بیشتر فشار از B_2 به B_3 به تدریج از فاز مایع کاسته شده و مقداری از مایع دوباره به گاز تبدیل می‌گردد و به این دلیل این نوع مخازن را مخازن ارتجاعی گاز میعانی^۱ می‌نامند. در این مخازن گاز مایع شده به جدار روزنه‌ها چسبیده و در مخزن باقی می‌ماند. 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 پاندو براینچ 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^۲ و یا مخزن گاز محلول^۳ نامیده می‌شود. در اثر بهره‌برداری و افت فشار در نقطه C_1 اولین حباب گاز در مخزن ظاهر شده و با بهره‌برداری 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 پوند 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 ۷۷ این مخزن دارای ۱۵٪ حجمی نفت و ۸۵٪ گاز خواهد بود. چنین مخزنی دارای گنبدگازی وسیعی بوده و مخزن نفتی اشباع شده^۴ نامیده می‌شود.

۴. مکانیسم حرکت سیال در مخزن

برای رانش نفت از روزنه‌های 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 کافی باشد نفت را به سطح زمین می‌رساند و در غیر این صورت باید به کمک تلمبه کمبود انرژی را تأمین کرد. مکانیسم رانش نفت را مخزن به داخل چاه پنج نوع است: آبران، گاز محلول‌ران، گازران، ثقل ران و رانش مختلط.

۱.۴ مخازن آبران^۵

مخازن آبران، مخازنی با تراوایی زیاد مانند سنگ آهک شکافدار و یا حفره‌دار در تماس با

1. Retrograde gas - Condensate

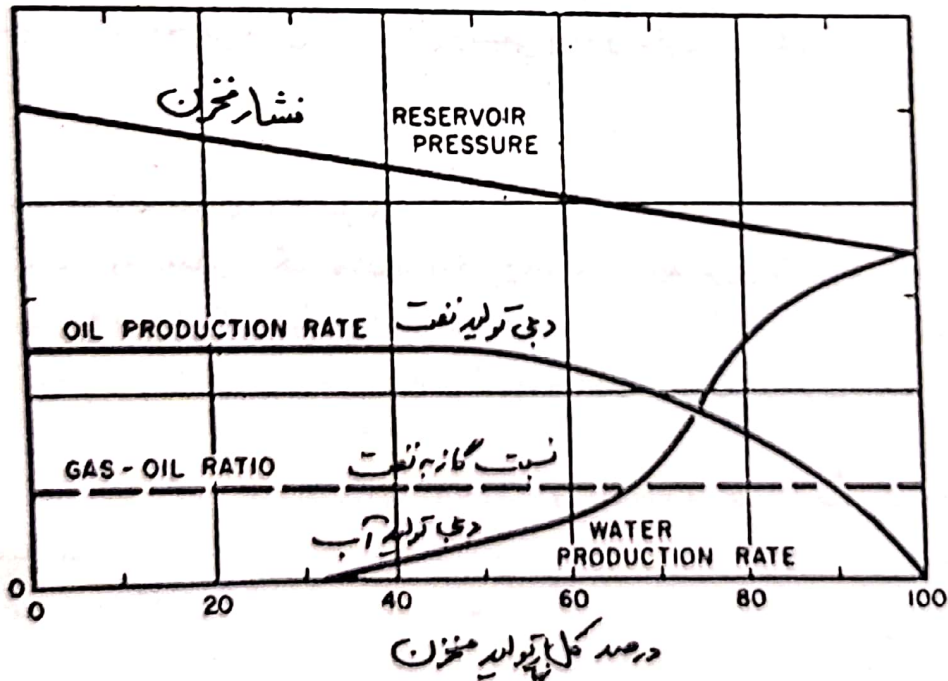
2. Unsaturated reservoir

3. Dissolved gas reservoir

4. Saturated reservoir

5. Water drive

آبخوانهای^۱ 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. سنگ مخزن آهکی آرباکل^۲ در کانزاس و آرکانزاس ایالات متحده آمریکای شمالی نمونه چنین سنگ مخزنی است. اگر مخزن آبران در آغاز بهره‌برداری اشباع نشده باشد فشار مخزن طی بهره‌برداری با نفوذ آب به مخزن ممکن است برای مدتی طولانی هم چنان بالاتر از نقطه جوش باقی بماند. در طول این زمان بخشی از فضای خالی شده مخزن را نیز انبساط نفت پر می‌کند. در انواع مخازن آبران حتی مخزن آبران کامل نیز کاهش فشار اولیه‌ای لازم است تا اختلاف فشار کافی برای حرکت آب ایجاد گردد. در این مخازن کاهش ظرفیت تولید چاه در طول عمر مخزن ناچیز است و تولید نفت تا موقعی که چاه به آب برسد بادی تقریباً ثابت ادامه می‌یابد و نسبت گاز به نفت نیز کم و بیش ثابت باقی می‌ماند. در شکل ۷۸ نمودار عملکرد مخزن آبران نمونه‌ای دیده می‌شود. در این نمودار تغییرات فشار، دبی تولید نفت، نسبت گاز به نفت، درصد آب استخراج شده همراه نفت در برابر کل تولید نفت مخزن نشان داده شده است. در شکل ۷۹ نمودار عملکرد سنگ مخزنی ریفی در میدان نفتی اکسلسیور^۳ در آلبرتا کانادا دیده می‌شود. در این نمودار نیز تغییرات فشار، نسبت گاز به نفت، درصد آب استخراج شده همراه نفت و دبی تولید نفت در طول زمان

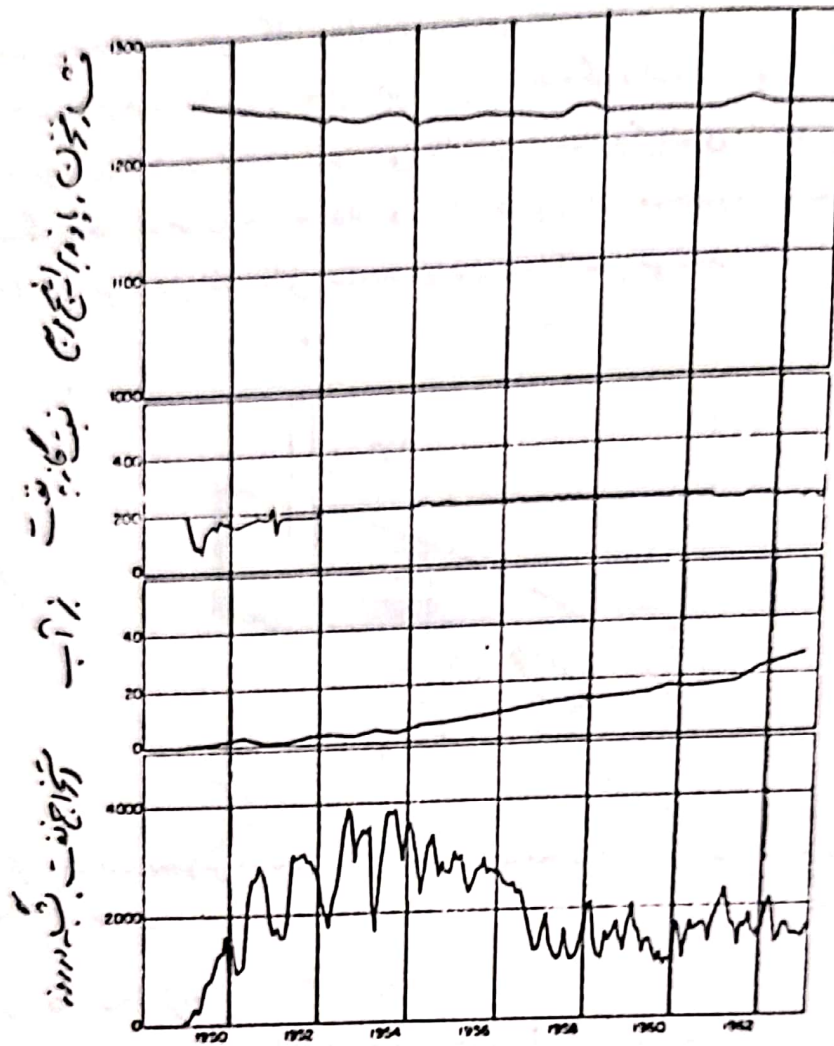


شکل ۷۸- نمودار کلی عملکرد مخزن آبرانی کامل (از توری^۴)

1. aquifer
4. Torrey

2. Arbuckle

3. Excelsior

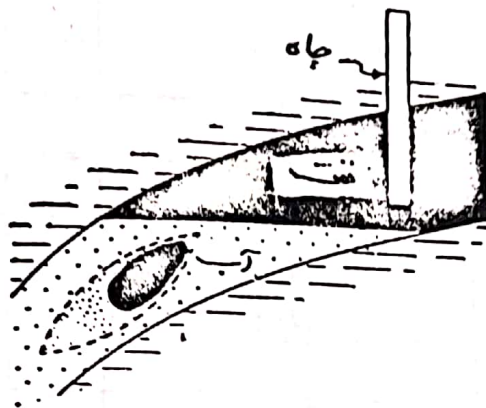


شکل ۷۹- نمودار عملکرد مخزن ریفی آبران اکلسبیور در آلبرتا کانادا

بهره برداری ترسیم شده است. به طوریکه در این دو منحنی دیده می شود افت فشار مخزن در مخازن آبران در اثر استخراج هیدروکربن کم است و نسبت گاز به نفت نیز به علت تغییرات کم فشار مخزن تقریباً ثابت است مخزن در نیمه دوم عمر خود همراه با نفت آب نیز تولید می کند و با گذشت زمان مقدار آب استخراجی همراه نفت افزایش می یابد در مخازن آبران ضریب استحصال نفت^۱ به مشخصات سنگ و سیالهای مخزن مانند اندازه و شکل روزنه ها، توزیع شکافها، لزجت و تراوایی نسبی نفت و گاز و آب و شکل هندسی مخزن دارد. دبی بهره برداری از مخزن نیز بر ضریب استحصال اثر دارد به خصوص اگر مخزن به صورت جزئی آبران باشد. در این گونه مخازن میزان استخراج نفت بر میزان نفوذ آب به داخل مخزن پیشی می گیرد و مکانیسم

1. Recovery factor

مخزن به سوی مکانیسم مخزن گاو محلولران میل می‌کند. اگر استخراج هیدروکربن از مخازن آبران سریع انجام گیرد آب شکافهای مخزن را پر کرده و به داخل بخش‌های درشت تخلخل نفوذ می‌نماید و به هیدروکربنهای موجود در بلوکهای ریز تخلخل سنگ مخزن فرصت خروج نداده و آنها را در میان آب محصور و محبوس می‌سازد (شکل ۸۰). این امر مقدار نفت قابل استحصال مخزن را کاهش می‌دهد.



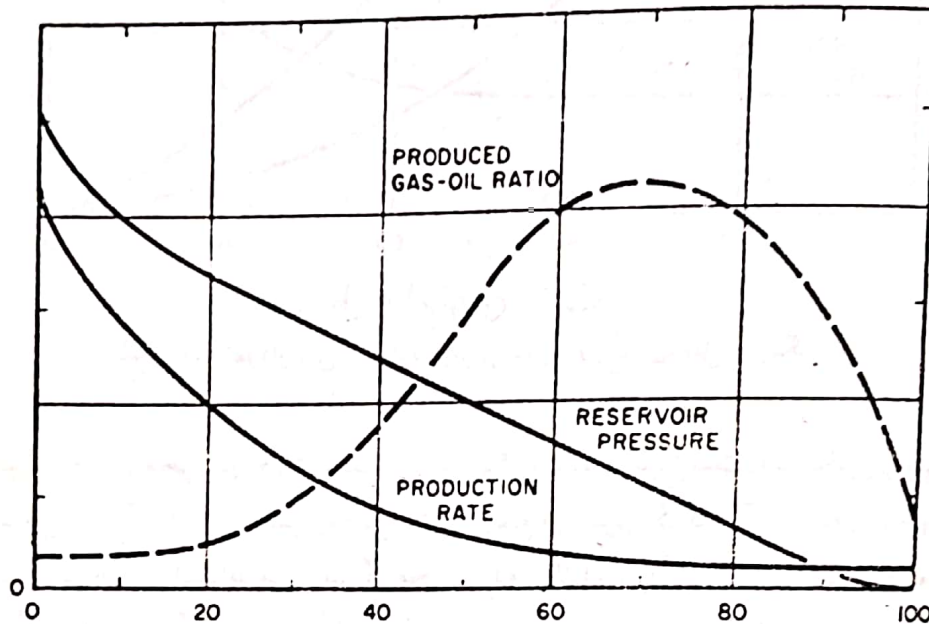
شکل ۸۰- نفت محبوس در بخش ریز تخلخل سنگ مخزن در اثر برداشت سریع نفت از مخزن (از لورسن)

۲.۴ مخازن گاز محلولران^۱

در این مخازن انرژی رانش نفت را گاز محلول در نفت تأمین می‌کند از این رو مخازن گازران داخلی نیز نامیده می‌شود، در شروع بهره‌برداری 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 ازدیاد حجم یافته و نفت را به سوی چاه می‌رانند. عملکرد یک مخزن گاز محلولران در شکل ۸۱ نشان داده شده است. به طوریکه در این نمودار دیده می‌شود برخلاف مخازن آبران با بهره‌برداری از مخزن فشار افت سریع دارد. دبی نفت تولیدی از چاه نیز بتدریج کاهش می‌یابد. تغییرات نسبت گاز به نفت وضع پیچیده‌تری دارد. در شروع بهره‌برداری به علت جدا شدن گاز در مخزن و افزایش نسبت گاز به نفت در مخزن، گاز کمتری در نفت استخراجی وجود دارد ولی سپس گازهای جدا شده نیز همراه نفت خارج شده و نسبت گاز به نفت استخراجی افزایش می‌یابد ولی در اواخر عمر مخزن که انرژی رانش یعنی گاز محلول به پایان می‌رسد این نسبت نیز در نفت تولیدی به سرعت کاهش می‌یابد.

1. Solution gas drive

در آغاز بهره‌برداری، در تمام مخازن، حتی در مخازن آبران نیز در محیط اطراف چاه در اثر افت فشار گاز از نفت جدا شده و حجم گاز جدا شده و انبساط آن سبب رانش نفت به داخل چاه می‌گردد. مدتی وقت لازم است تا افت فشار ایجاد شده در اثر استخراج نفت به سطح آب و نفت و یا گاز و نفت منتقل و حرکت آب و یا گاز را سبب گردد. بنابراین در آغاز بهره‌برداری در تمام مخازن، مکانیسم رانش، مکانیسم گاز محلول‌ران است.



درصد کل تولید نهائی مخزن

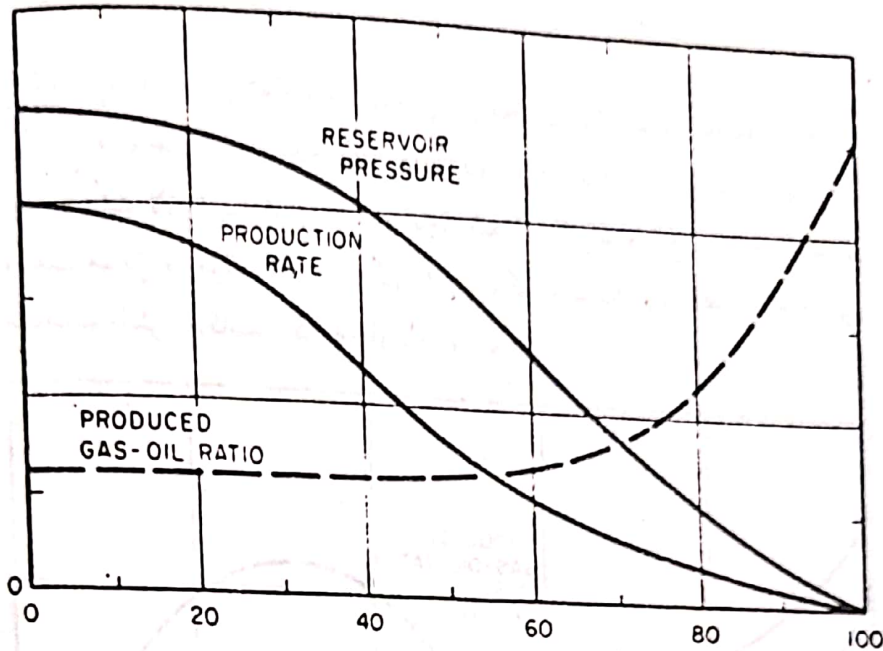
شکل ۸۱- نمودار کلی عملکرد مخزنی گاز محلول‌ران

۳.۴ مخازن گازران^۱

در میدانهای نفتی دارای گنبد گاز، 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 شکل ۸۲ 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. چون اگر از چاههایی نزدیک به فصل مشترک نفت و گاز بهره‌برداری جدایی ثقلی سیالهای مخزن صورت

1. Gas drive



در صد کل تولید نهانی مخزن

شکل ۸۲- نمودار کلی عملکرد مخزنی گازران (از توری، نقل از چنگلریان)

می‌گیرد. نفت در مخزن در جهت شیب لایه‌ها حرکت کرده و اشباع نفت را در بخش زیرین مخزن حفظ می‌کند و گاز آزاد در بخش فوقانی نفتگیر جمع می‌شود. اگر گنبد گاز اولیه‌ای وجود داشته باشد در اثر جدایی انبساط می‌یابد. اگر مخزنی بدون گنبد گاز باشد در اثر بهره‌برداری به سرعت دارای گنبد گازی می‌گردد. نسبت گاز به نفت در آغاز بهره‌برداری از مخزن بسیار افزایش یافته و سپس کاهش می‌یابد. لزجت و چگالی کم نفت، شیب زیاد لایه‌های سنگ مخزن و تراوایی خوب آن عوامل تسریع‌کننده حرکت ثقلی سیال در مخزن می‌باشند. مخازن ثقلران در ارتباط با آبخوانهای فعال نبوده و نفوذ آب به مخزن در برابر حجم نفت استخراج شده ناچیز است.

۴.۴ مخازن ثقلران^۱

در مخازن ثقلران از آغاز بهره‌برداری جدایی ثقلی سیالهای مخزن صورت می‌گیرد. نفت در مخزن در جهت شیب لایه‌ها حرکت کرده و اشباع نفت را در بخش زیرین مخزن حفظ می‌کند و گاز آزاد در بخش فوقانی نفتگیر جمع می‌شود. اگر گنبد گاز اولیه‌ای وجود داشته باشد در اثر این جدایی انبساط می‌یابد. اگر مخزنی بدون گنبد گاز باشد در اثر بهره‌برداری به سرعت دارای گنبد گاز می‌گردد. نسبت گاز به نفت در آغاز بهره‌برداری از مخزن بسیار افزایش یافته و سپس کاهش می‌یابد. لزجت و چگالی کم نفت، شیب زیاد لایه‌های سنگ مخزن و تراوایی خوب آن عوامل تسریع‌کننده حرکت ثقلی سیال در مخزن می‌باشند. مخازن ثقلران در ارتباط با آبخوانهای فعال

1. Gravity drainage

نبوده و نفوذ آب به مخزن در برابر حجم نفت استخراج شده ناچیز است.

۵.۴ مخازن با رانش مختلط^۱

برخی از مخازن ممکن است در طول عمر بهره دهی خود مکانیسم‌های رانش مختلفی داشته و یا در یک زمان تحت تأثیر دو یا چند عامل رانش قرار گیرند. مانند مخزن آبرانی با گنبدگاز که هم آبخوان و هم گنبد گاز فعال باشد. با استخراج نفت از چنین مخزنی فصل مشترک آب و نفت به سوی بالا و فصل مشترک گاز و نفت به سوی پایین حرکت می‌کند. شناخت شتاب حرکت این دو فصل مشترک از نظر انتخاب محمل چاههای گسترشی و تکمیل آنها بر روی مخزن بسیار مهم است. اگر شناخت کامل وجود داشته باشد می‌توان چاه را به نحوی تکمیل نمود که تا اواخر عمر مخزن مورد بهره‌برداری قرار گیرد یعنی فصل مشترک آب و نفت و گاز و نفت تقریباً هم زمان به چاه برسند.

دبی تولید از چاه باید در حدی باشد که سطح آب و نفت و یا گاز به آرامی و به حالت افقی تعمیر کند. اگر میزان بهره‌برداری بیش از ظرفیت مخزن باشد سطح آب و نفت در اطراف چاه به صورت مخروطی بالا می‌آید و یا سطح گاز و نفت به صورت مخروطی پایین می‌آید و چاه به جای نفت آب و یا گاز تولید خواهد نمود. این پدیده را مخروطی شدن^۲ می‌نامند.

بهره‌برداری بیش از ظرفیت مخزن سبب می‌شود که در مخازن ماسه سنگی نفتهایی که در بخشهای کم تخلخل سنگ مخزن وجود دارند فرصت خروج نیافته و به وسیله آب نفوذی محصور می‌گردند. در مخازن آهکی که اغلب دارای شکافند آب در داخل شکافها بالا آمده و بلوکهای سنگی مخزن را محصور می‌سازد. نفت موجود در خلل و فرج این بلوکها محبوس و غیرقابل استخراج می‌گردند.

۵. مهاجرت نفت^۳

نفت و گاز چون سیالند اگر تحت تأثیر اختلاف فشار قرار گیرند تغییر محل می‌دهند. سیالیت فوق‌العاده نفت و گاز تردیدی در مورد جابجایی آن ایجاد نمی‌کند. نفتی مهاجرت نفت و گاز مانند نفی حرکت آبهای زیر زمینی است. پدیده‌های زیر حرکت و جابجایی نفت و گاز یا مهاجرت آنرا تأیید می‌کنند:

- چشمه‌های 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 شده‌اند.

1. Combination _ Drive reservoirs

2. Conning

3. Migration

- 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 رسوبات
 نمی تواند 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 مادر به سنگ مخزن را مهاجرت اولیه^۱ و حرکت این دو سیال
 را در داخل سنگ مخزن مهاجرت ثانوی^۲ می نامند.
 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 می پذیرد. آب
 همراه با ذرات هیدروکربن به سوی سنگهای دانه درشت تر یعنی سنگ مخزن که تراکم پذیر رانده
 می شود. 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 ثانوی 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 نمی یابد و ممکن است با
 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 می گیرد. جدا شدن
 گاز و نفت و آب از یکدیگر در داخل مخزن نیز بخشی از مهاجرت ثانوی است.



1. Primary migration

2. Secondary migration

شابک ۸ - ۲۱۴ - ۴۵۵ - ۹۶۴

ISBN 964 - 455 - 214 - 8

دانشگاه پیام نور ۵۰۲
گروه زمین شناسی ۲۸/د

