

oil-yasuj.ir

Petrophysical Properties of Oil and Gas
Reservoir Rocks

خواص پتروفیزیکی سنگ
مخازن
نفتی و گازی

تالیف: دکتر عبدالمجید مومدی نیا

(دکترای مهندسی نفت)





فهرست مطالب

۲	فهرست
۵	مقدمه
۶	تاریخچه و موقعیت میادین نفت و گاز ایران
۸	میادین مشترک خشکی و دریا با کشورهای همسایه
۱۸	تخلخل (Φ Porosity)
۱۹	تقسیمات تخلخل بر اساس ارتباط فضای بین ذرات سنگ مخزن
۱۹	تغییرات تخلخل
۲۱	درصد تخلخل در سنگ های رسوبی
۲۲	کیفیت و کمیت تخلخل
۲۳	تقسیمات تخلخل بر اساس فرآیند زمین شناسی

تخلخل اولیه یا ماتریکس (Φ Primary or Matrix) ۲۳

تخلخل ثانوی یا القائی (Φ Secondary or Induced) ۲۵

اشباع سیالات Fluid Saturation ۲۶

اشباع اولیه آب S_{wi} ۲۷

استفاده از پارامترهای اشباع سیالات و تخلخلدر محاسبات ۲۸

قانون کلی استفاده از اشباع سیالات در تولید نفت ، گاز و آب Thumb Rules ۳۱

وزن مخصوص سنگ مخزن ۳۲

نفوذ پذیری، (K) Permeability ۳۳

پیشفرض ها برای معادله نفوذ پذیری هنری دارسی ۳۵

طبقه بندی نفوذپذیری بر اساس حضور سیالات در سنگ مخزن ۳۶

دسته بندی نفوذ پذیری براساس زمان پیدایش ۳۸

کیفیت و کمیت نفوذ پذیری k ۳۹

عوامل مؤثر بر روی نفوذ پذیری ۴۰

رابطه تخلخل و نفوذ پذیری ۴۲

نفوذ پذیری در جهت های مختلف برای سیالات قابل متراکم و غیر متراکم ۴۳

عدد رینالد ۴۵

۴۶ Relative Permeability نفوذ پذیری نسبی

۴۷ K_w/K_o بررسی کیفی نفوذ پذیری نسبی آب به نفت

۵۰ K_g/K_o بررسی کیفی نفوذ پذیری نسبی گاز به نفت

۵۱ Wettability ترشوندگیسنگمخزن

۵۲ زاویه تماس یا زاویه ترشوندگی

۵۳ Capillary pressure فشار موئینگی

۵۴ عوامل موثر بر فشار موئینه

۵۶ انواع مکانیسم های فشار موئینگی

۵۷ منابع

۶۲ پایان

پنیا

موسسه علمی



مقدمه

از آنجایی که اکثر قریب به اتفاق منابع و مآخذ رشته مهندسی نفت به زبان انگلیسی به رشته تحریر در آمده ، تقویت این زبان به عنوان زبان فنی توجیه پذیر و ضروری بنظر می رسد . از سوی دیگر رشته مهندسی نفت از نظر موقعیت شغلی ، در مقایسه با سایر رشته های فنی ، در سطح مطلوبی در ایران و سایر کشورهای نفت خیز قرار دارد از همین رو تألیف و فراهم آوردن منابع علمی به زبان فارسی نیز امری بایسته و درخور اعتنا به نظر می رسد ؛ امری که نویسنده در این نوشتار برای کسب موفقیت ، به دانشجویان توصیه می نماید ، یادداشت برداری در کلاس را به همراه مطالعه کتب مربوطه و مجلات نفتی و پایگاه های علمی ، سر لوحه کار خود قرار دهند .

توصیه نگارنده در تدریس مبحث پتروفیزیک ، استفاده از تجارب آزمایشگاهی و مطالعات محیط های متخلخل طبیعی و مدل های فیزیکی در شرکت ملی نفت ، جهت پر بار نمودن مطالب درسی می باشد از این رو و در همین راستا ، مطالب کتاب حاضر برای دانشجویانی که خواستار یادگیری به منظور ارتقاء سطح دانش ، شکل دهی و نگاه حرفه ای به شغل آینده خود می باشند ، مفید به نظر می رسد .

همه نوشتارهای این کتابچه بدون حاشیه پردازی شبیه کتاب مرجع (Hand book) در **بهمن ماه سال ۱۳۸۷** به اتمام رسید ؛ امید است که پس از این ، بصورت دوره ای مورد بازنگری نویسنده قرار بگیرد ، لذا از هر پیشنهادی جهت پر بار کردن این مطالب ، استقبال و تقدیر خواهد شد .

در امر ویرایش این مجموعه از جناب آقای دکتر فاموری ، مدیر گروه زبان و ادبیات فارسی ، دانشگاه آزاد اسلامی واحد یاسوج استفاده مطلوب شده ، که بدین وسیله از ایشان کمال تشکر را می نمایم

تاریخچه و موقعیت میادین نفت و گاز ایران

ایران یکی از اولین کشورهای جهان است که در آن عملیات اکتشافی جهت پیدا کردن نفت و گاز انجام گرفته است.

در سال ۱۲۸۰ قرارداد اکتشاف و تولید نفت خام بین BP به مالکیت ویلیام ناکس داری و دولت وقت ایران منعقد گردید. که این قرارداد در سال ۱۳۲۹ شمسی (۱۹۵۰) با ملی شدن نفت در ایران خاتمه یافت.

اولین چاه نفتی در سازند آسماری، میدان مسجد سلیمان با چشمه های نفتی Oil (seepage) مانند چشمه علی در ۵ مرداد ۱۲۸۷ به نفت رسید. بهره برداری از این میدان در سال ۱۲۹۰ (۱۹۱۲) شروع شد.

شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۳۰ شمسی (۱۹۵۱) تأسیس گردید، و در سال ۱۳۳۳ شمسی (۱۹۵۴) مجدداً قرارداد دیگری با گروه شرکتهای آمریکایی و اروپایی منعقد گردید که این قرارداد نیز در سال ۱۳۵۲ شمسی

(۱۹۷۳) لغو و کنسرسیوم مذکور تحت نظارت شرکت ملی نفت ایران به عملیات اکتشاف و بهره برداری ادامه داد. تا اینکه بالاخره این قرارداد نیز پس از پیروزی انقلاب اسلامی در سال ۱۳۵۷ ملغاً گردید و شرکت ملی نفت ایران مستقیماً کلیه عملیات مربوط به اکتشاف، استخراج و پالایش رابعهده گرفت. ایران هم اکنون یکی از کشورهای اصلی تولید کننده نفت و گاز در جهان می باشد.

میدانهای نفتی ایران در مناطق شمالی، مرکزی و جنوب غربی قرار گرفته و قسمت عمده نفت و گاز ایران در میدانهای واقع در جنوب کمر بند رشته جبال زاگرس قرار گرفته است که از جنوب شرقی ترکیه شروع و در ۱۸۰۰ کیلومتر به جنوب شرقی خلیج عمان منتهی می گردد. نفت و گاز ایران در خلل و فرج سنگ های رسوبی واقع شده اند که از عمر این رسوبات در حدود ۲۴۰ میلیون سال (Late Paleozoic) تا ۲۲ میلیون سال (Middle Cenozoic) می گذرد.

بیشترین مقدار نفت ایران در سازند آهکی آسماری که رسوبات آن متعلق به دوران های زمین شناسی (Oligocene) و (Miocene) می باشد قرار گرفته است.

هم چنین مقادیر زیادی از نفت میدانهای ایران در سنگهای رسوبی به دوران (Cretaceous) بوده و در سنگهای رسوبی دوران (Jurassic) نیز مقادیر قابل توجهی نفت و گاز یافت می شود.

قسمت اعظم گاز ایران در ناحیه فارس در سازندهای گروه (DehRam) مربوط به دوران های (Permian-Triassic) کشف گردیده است.

در ناحیه دریای خزر، حفاری های اکتشافی و توسعه ای همچنان ادامه دارد ولی هنوز وضعیت زمین شناسی این منطقه کاملاً روشن نگردیده ولی اطلاعات قابل توجهی در آذربایجان شوروی جمع آوری گردیده است.

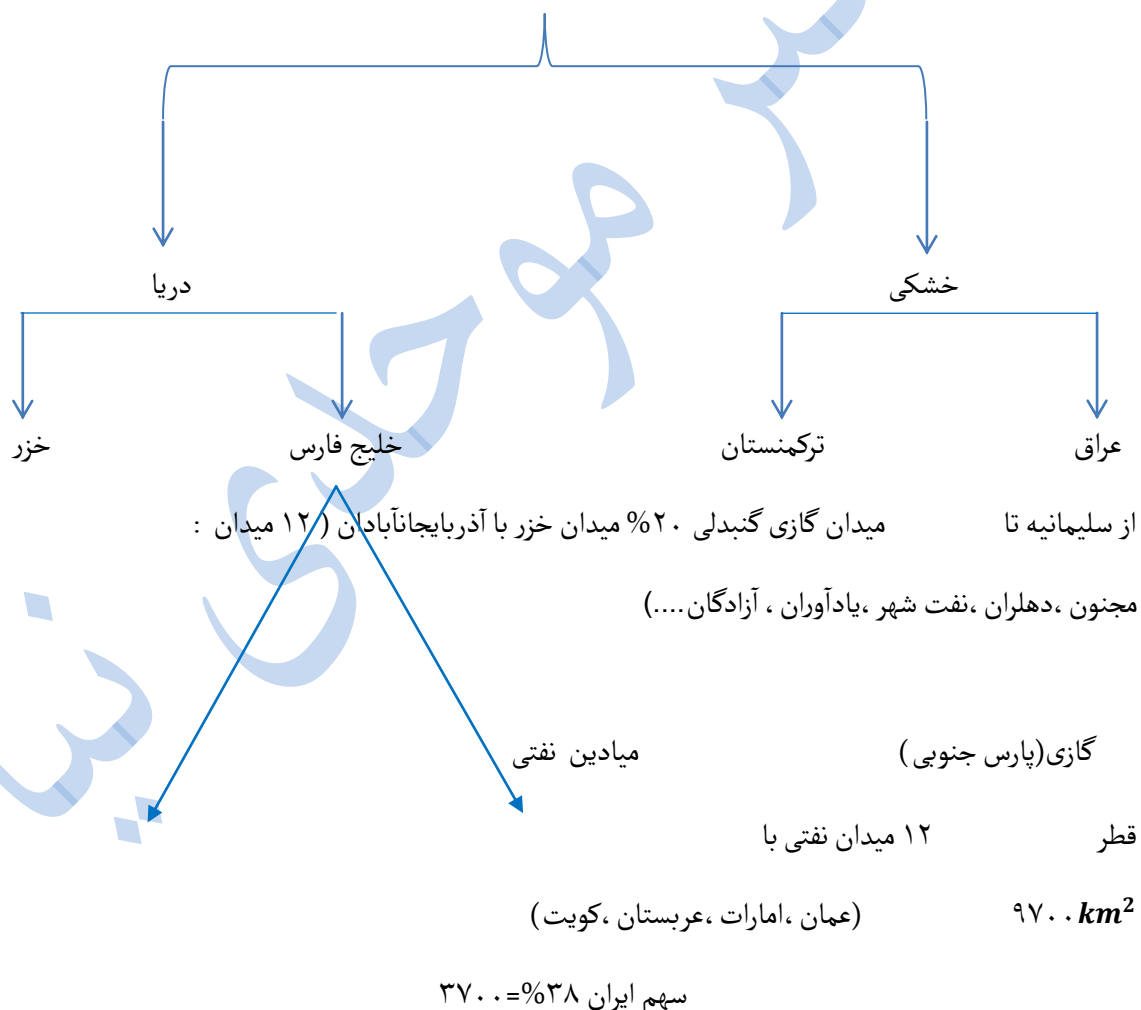
در ناحیه شمال شرقی ایران در منطقه سرخس دو میدان گازی خانگیران و گنبدلی واقع گردیده اند.

در میدان خانگیران از دو سازند ماسه سنگی شوربچه و سازند آهکی مزدوران و در میدان گنبدلی از سازند شوربچه استخراج گاز در جریان است و در میدان خانگیران همچنین مقادیر زیادی گاز در سازند پر فشار ماسه سنگی کشف فرود قرار گرفته است که در آتیه مورد بهره برداری قرار خواهد گرفت.

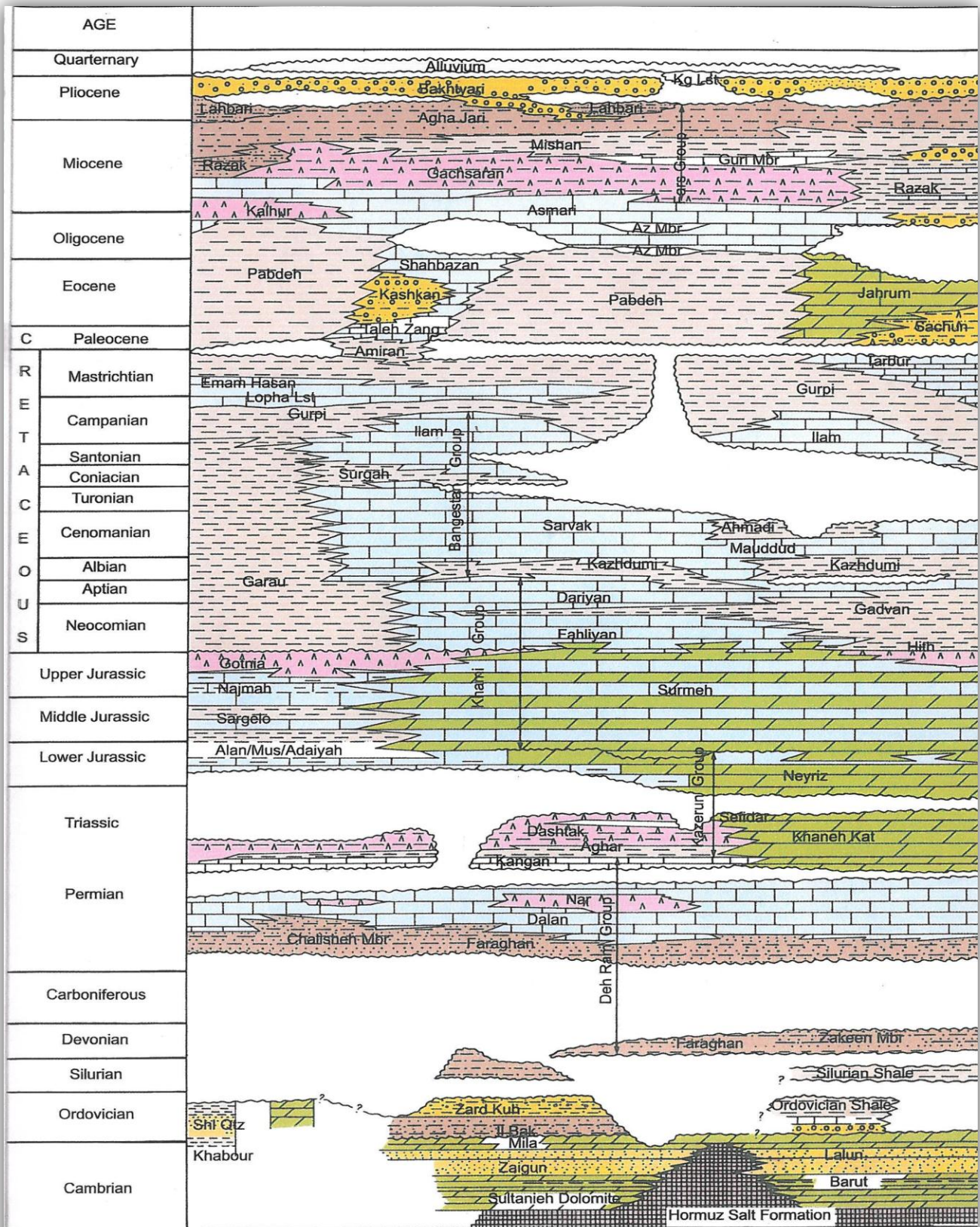
در ناحیه مرکزی نیز مقادیری هیدروکربن در میدان های البرز و سراج کشف گردیده است که توسعه این میدانها نیز در دست مطالعه است.

میادین مشترک خشکی و دریا با کشورهای همسایه

میادین مشترک نفتی و گازی

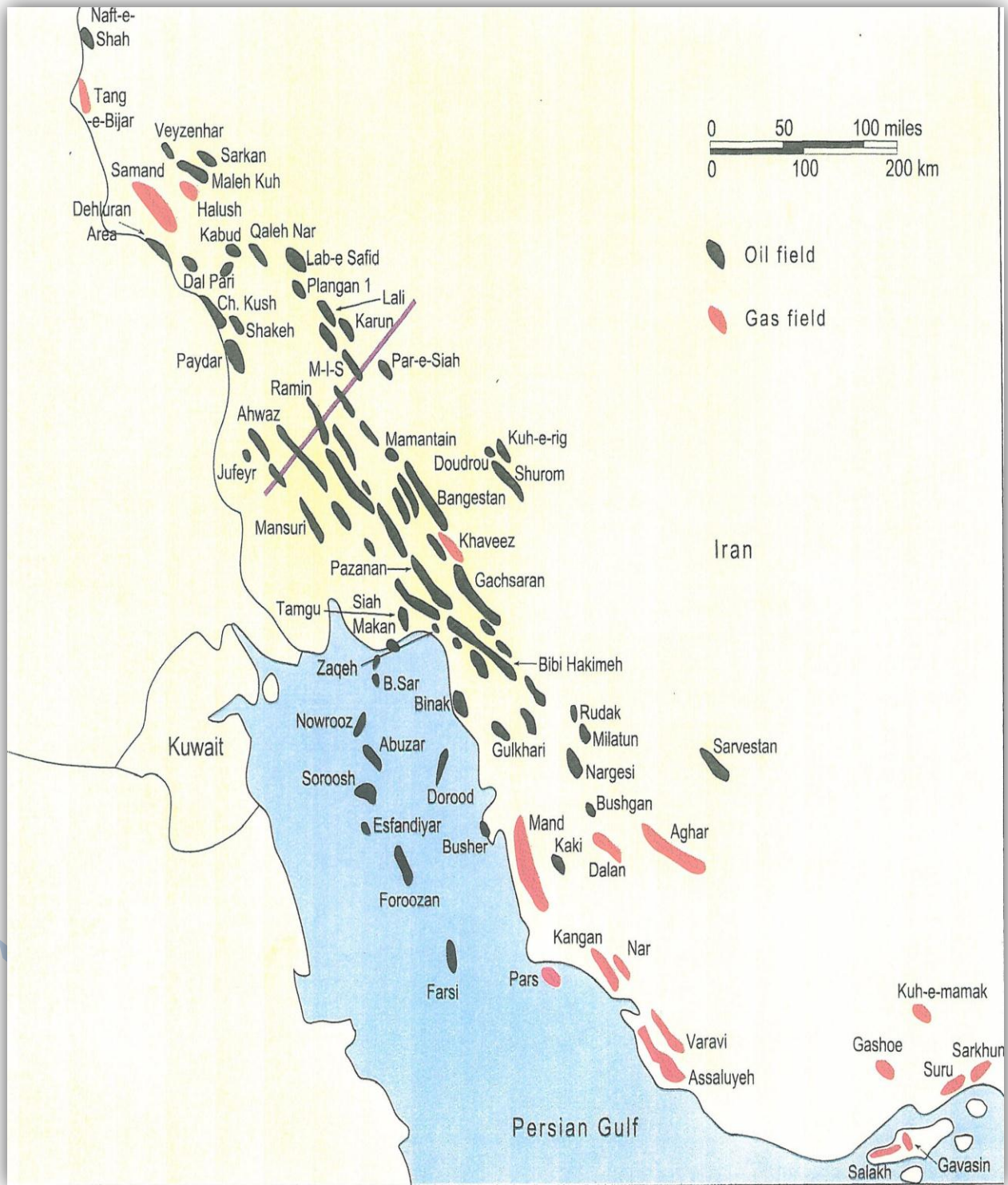


دکتر موحلی نیا



Stratigraphic column across southwest Iran.





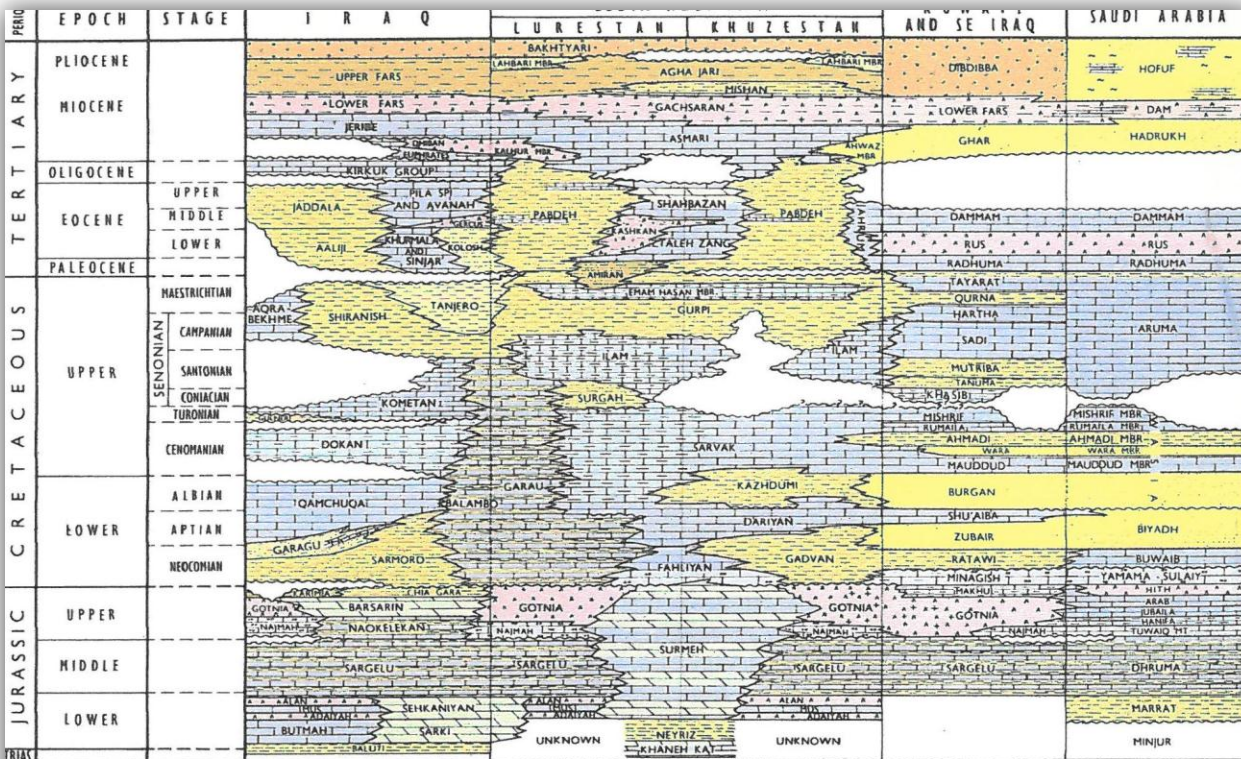


FIG. I-7 : Formation correlation chart of Iraq, Zagros Range, Kuwait and Saudi Arabia (Ref. 9)

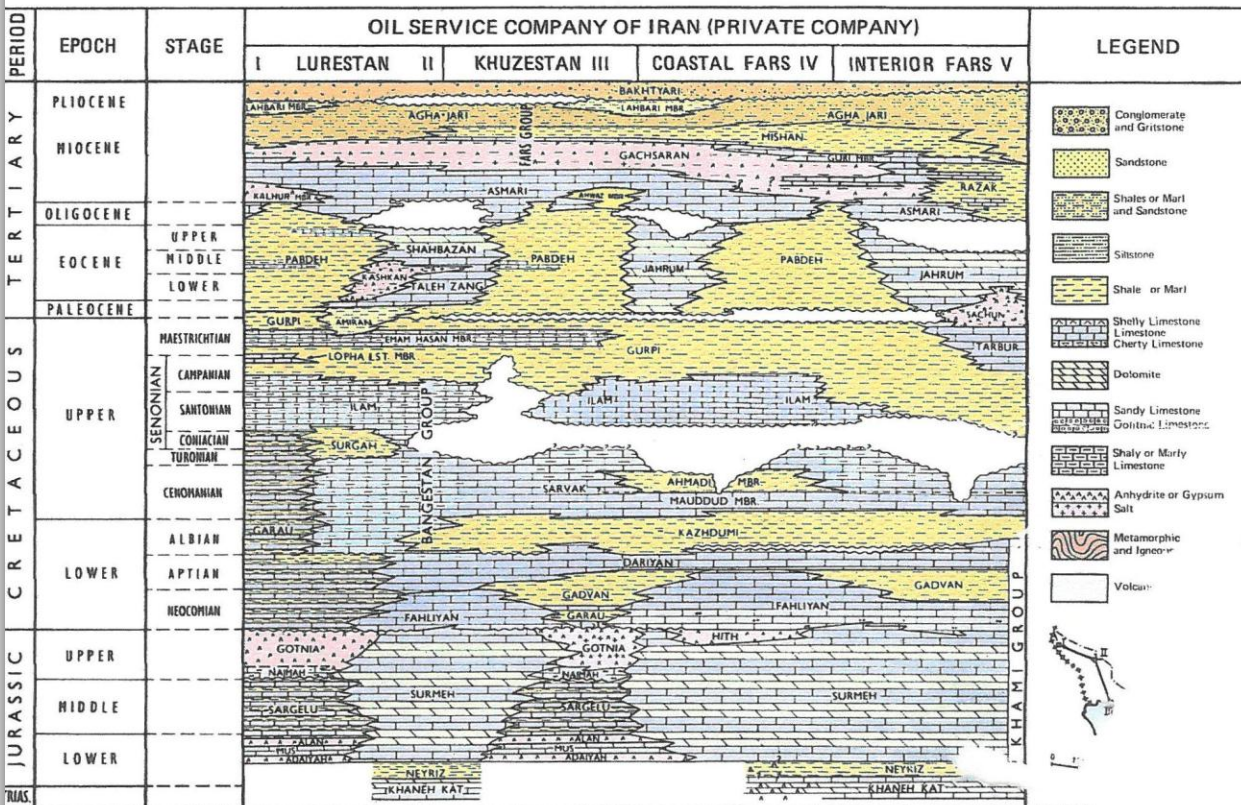
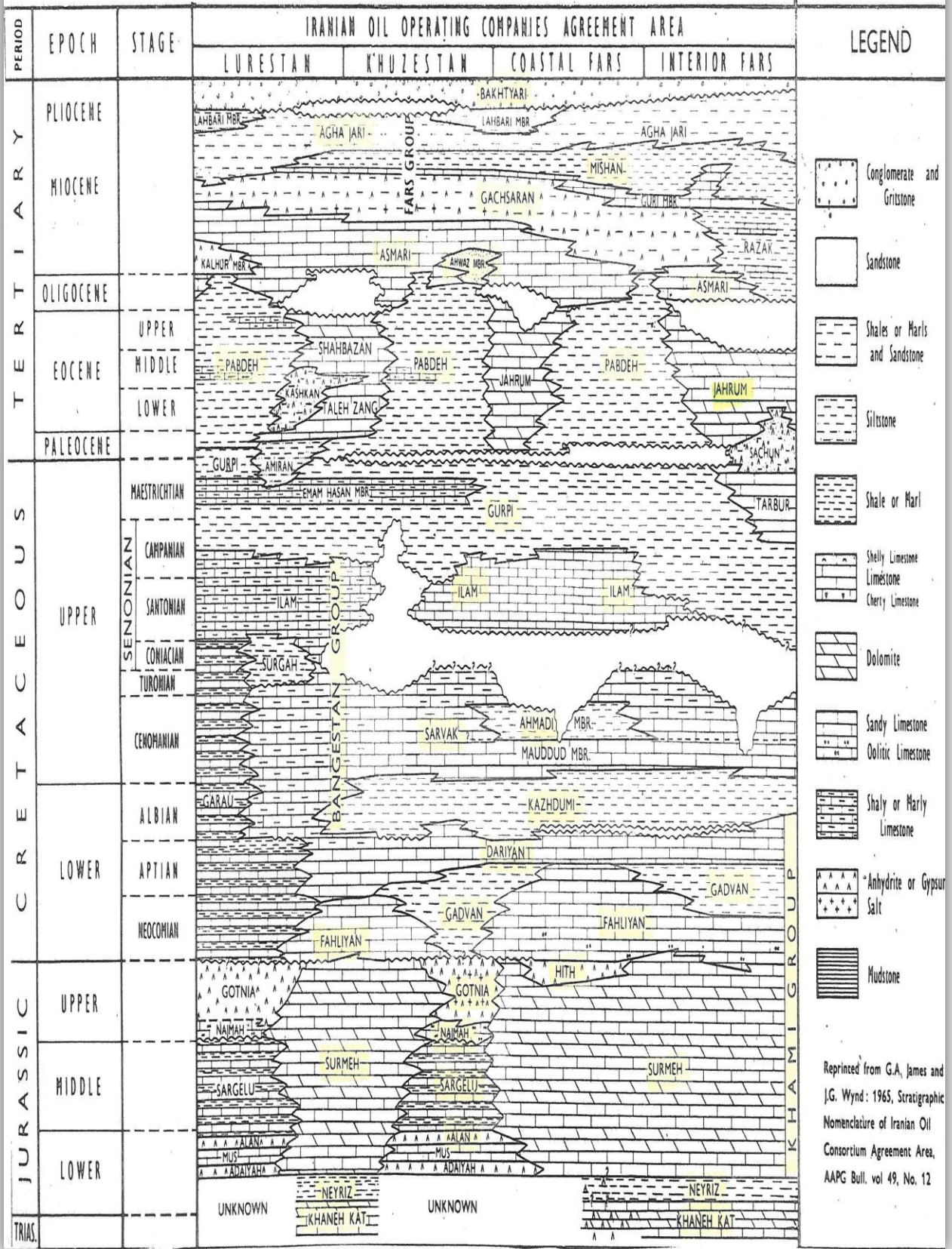


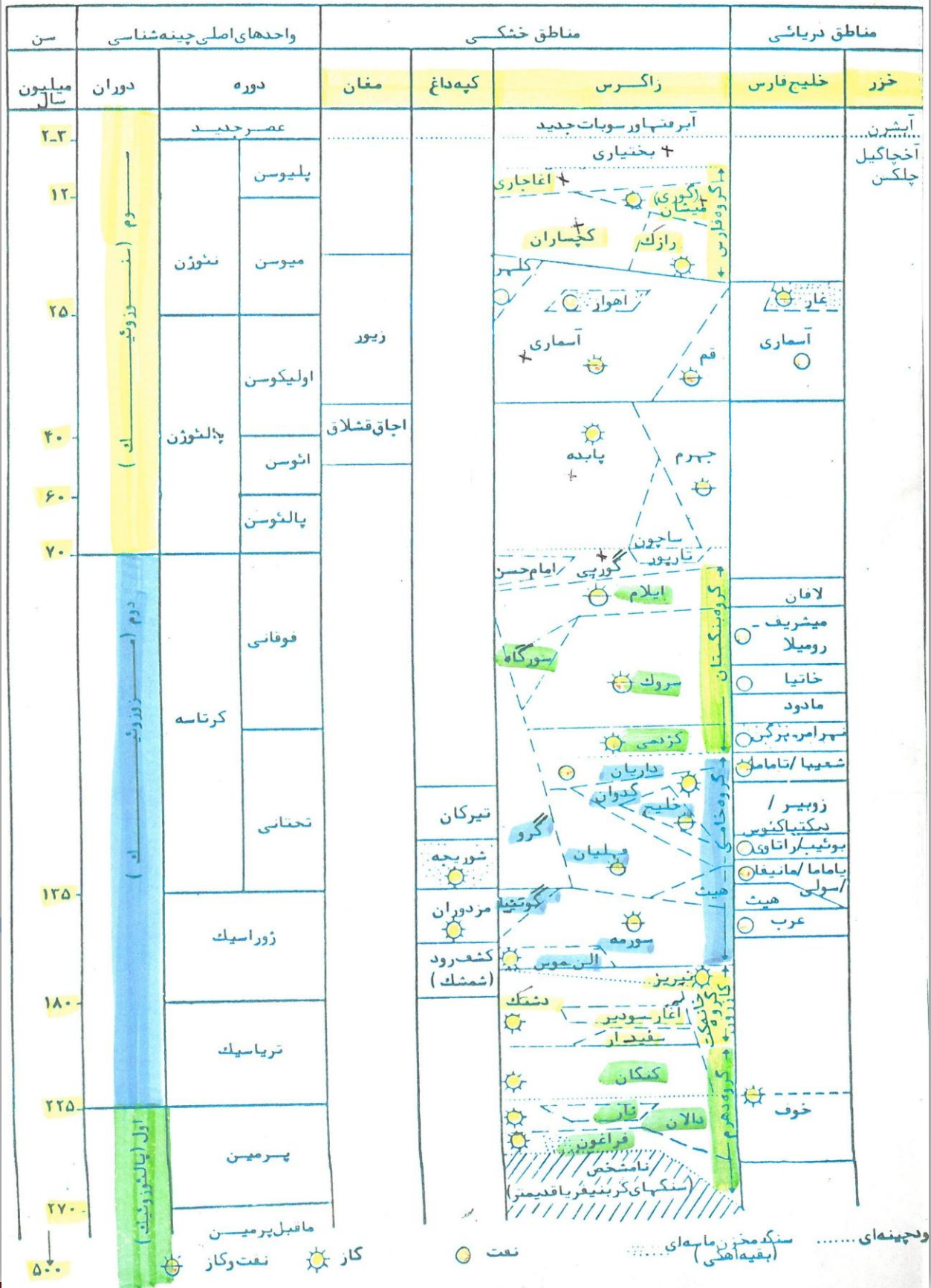
FIG. I-8 : Formation correlation chart, Lurestan to Fars Provinces (After G.A. JAMES)

FORMATION CORRELATION CHART



Reprinted from G.A. James and J.G. Wynd: 1965, Stratigraphic Nomenclature of Iranian Oil Consortium Agreement Area, AAPG Bull. vol 49, No. 12

نام و موقعیت چینه شناسی سنگهای مخزنی میادین هیدروکربوری ایران



پتروفیزیک

از ابتدای استفاده بشر از نفت حدود ۵۰۰۰ سال می‌گذرد در این مدت بشر همواره سعی کرده نفت را به طریقی بشناسد تا بتواند این ماده ی فروزنده را بیشتر به تملک و تصرف خود در آورد. از آن زمان تا کنون بشر برای دست یافتن به این طلای سیاه و استفاده بهینه از فراورده های آن ، خالق هزاران نوع فناوری بوده ؛ این مسیر بی وقفه همچنان ادامه دارد.

قبل از پرداختن به مباحث پتروفیزیک ، شناخت نفت ، گاز ، آب و سنگ مخزن ضروری به نظر می آید. گرچه خواص فیزیکی و شیمیائی این مؤلفه ها هر یک به تنهائی ، ساده جلوه می کند ولی مطالعه رفتار همزمان آنها در شرایط فشار و دمای مخزن ، بسیار پیچیده بوده ؛ همین خصوصیات منجر به کشف فرمول های مختلف حرکت سیالات در نظام های متخلخل طبیعی و آزمایشگاهی از سال ۱۸۵۹ تا ۱۹۲۴ در صنعت نفت گردید.

خواص سنگ مخازن نفتی و گازی به همراه فعل و انفعالات سیالات درون آن ، **نفت ، گاز ، آب** را خواص پترو فیزیکی گویند. این خواص به دو دسته در حالت سکون (**Static**) - مثل **متخلخل** - و در حالت دینامیک (**Dynamic**) - مانند **نفوذ پذیری نسبی** - تقسیم شده است.

مطالعه **خواص پتروفیزیکی** بر آمده از مطالعات محیط های متخلخل طبیعی و آزمایشگاهی ، نقش بسزایی در مقدار تولید و کنترل میزان جریان سیالات ایفا می کند.

مطالعات جهانی نشان می دهد که معمولا حدود ۴۰ درصد از سیالات بعد از برداشت اولیه و اعمال روش های مختلف ازدیاد برداشت ، در محیط های متخلخل مخازن باقی می مانند. بررسی و مرور خواص پتروفیزیکی مخازن نفت و گاز از ابتدای کشف تا انتها بمر تولید ، نقش شایانی در ارزیابی و مدیریت این مخازن به عهده دارد. شناخت این خواص ، به اتفاق استفاده از نرم افزارهای مدرن ، فرصت مناسبی را برای مهندسان نفت به وجود آورده تا بتوانند بیشترین مقدار تولید ، یا به عبارتی ، تولید صیانتی از مخازن را مدیریت کنند.

تخلخل، Porosity ϕ

ذرات تشکیل دهنده ماسه سنگ ، سنگ آهک و دولومیت ،هیچگاه آنچنان به هم چسبیده نیستند که به پر شدن تمامی فضاهای میان آنها منجر شود بلکه به علت شکل های نامنظم ذرات در این سنگها ، معمولاً فاصله ای بین آنها وجود دارد که این فضا را **Interstices** یا **Pore Spaces** یا **Voids volume of rock** نامند. این فضاها که به وسیله نفت ، گاز و آب به تنهایی یا توأم اشغال شده ، خود درصدی از کل حجم سنگ مخزن محسوب میشود که آنرا تخلخل (**Porosity**) گویند.

به عبارتی دیگر ، تخلخل ، توانایی سنگ مخزن در ذخیره کردن سیالات ، **نفت ، آب و گاز** درون خود میباشد و بوسیله حرف لاتین فی (ϕ) نشان داده میشود.

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} \times 100 = \frac{V_p}{V_b} \times 100$$

Bulk volume V_b = حجم سنگ مخزن

Grain volume V_{gr} = حجم ذرات سنگ مخزن

Pore volume V_p = حجم فضای خالی

سوال ۱

نمونه **Whole core** از سنگ مخزن میدان نفتی x تهیه گردید. بعد از شستن و خشک کردن ، وزن آن به ۶۲۰ گرم رسید. سپس با آب مخزن به وزن مخصوص ۱/۱ اشباع کامل گردید و وزن آن به ۶۸۰ گرم افزایش یافت. اگر قطر و طول نمونه به ترتیب ۶ و ۱۶ سانتی متر باشد ، تخلخل این نمونه را بدست آورید.

تقسیمات تخلخل بر اساس ارتباط فضای بین ذرات سنگ مخزن

این نوع تخلخل بر اساس تفکر ، علاقه و نیاز مهندسان نفت در ارتباط با فضای بین ذرات سنگ مخزن به دو نوع تخلخل کلی یا مطلق **Absolute or Total Porosity** یا تخلخل مؤثر **Effective Porosity** تقسیم می گردد.

۱- تخلخل کلی یا مطلق (**Absolute or Total Porosity**):

در این نوع تخلخل ، گرچه فضای خالی بین ذرات سنگ وجود دارد ، ولی ارتباطی بین همه فضاها یافت نمی شود. از این روی ، از این نوع تخلخل در محاسبات مهندسی نفت استفاده نمی شود. این پدیده ممکن است در سنگ های رسوبی بر اثر سیمانی شدن ، تغییرات نوع سنگ و فشردگی فضای بین ذرات که نهایتاً منجر به عدم ارتباط منافذ قسمتی از سنگ مخزن گردد ، اتفاق بیفتد. سنگ پا به عنوان سنگ آذرین ، نمونه بارزی از یک سنگ با تخلخل کلی یا مطلق بالا ولی با کمترین تخلخل مؤثر بحساب می آید.

۲- تخلخل مؤثر (**Effective Porosity**):

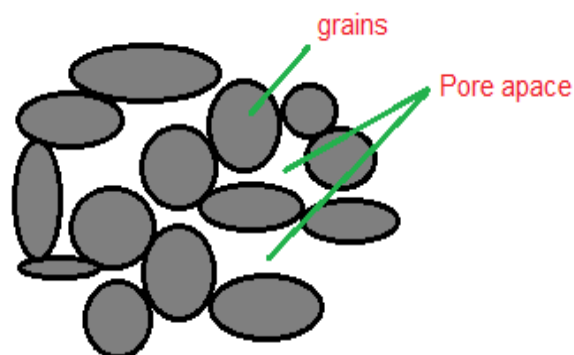
در این نوع تخلخل فضاهای بین ذرات سنگ مخزن ، به هم ارتباط دارند. در مباحث پتروفیزیک این نوع تخلخل مد نظر مهندسان نفت می باشد.

تغییرات تخلخل:

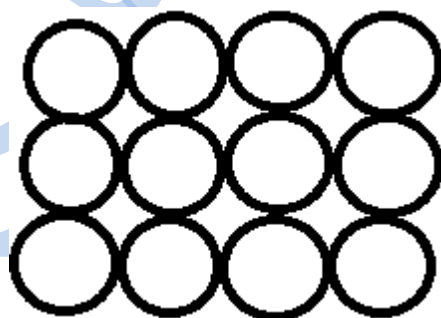
تغییرات تخلخل بستگی به اندازه ، شکل و نحوه ی توزیع و جورشدن (**Sorting**) ذرات و دانه های تشکیل دهنده ی سنگ مخزن دارد. (شکل ۱).

آرایش مکعبی ذرات کروی با اندازه های مساوی (Cubic Packing) دارای تخلخل $47/6\%$ ولی همین آرایش با دو اندازه ی کوچک و بزرگ ذرات ،تخلخل به $12/5\%$ کاهش پیدا می کند (شکل های ۲، ۳).

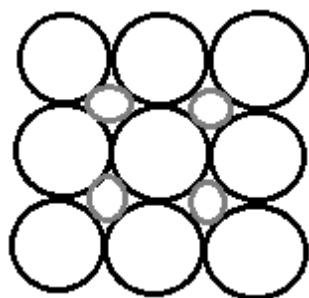
در آرایش لوزی ذرات کروی با اندازه های مساوی (Rhomboidal Arrangement) مقدار تخلخل به 26% می رسد .



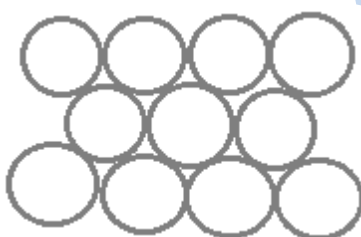
شکل ۱ - محیط متخلخل سنگ مخزن



شکل ۲-آرایش مکعبی ذرات با اندازه های مساوی ، $\phi = 47/6\%$



شکل ۳- آرایش مکعبی ذرات با دو نوع اندازه ، $\phi = 12/5\%$



شکل ۴- آرایش لوزی ذرات با اندازه های مساوی ، $\phi = 26\%$

در مبحث نحوه توزیع و ترتیب (**Sorting**) ذرات و دانه های تشکیل دهنده سنگ مخزن ، حضور ذرات ، رس و **Silt** به عنوان ذرات بسیار ریز با سطح فراوان ، در بین دانه های ماسه سنگ بعنوان اجسام درشت تر ، باعث کاهش تخلخل ماسه سنگ می شود. به عبارتی دیگر ، هر چه مواد سیمانی مانند **کربنات کلسیم** ، **کربنات منیزیم** ، **کربنات آهن** ، **سولفات کلسیم** ، **هماتیت** ، **سولفید آهن** ، **دولومیت** ، **رس** و ... در ماسه سنگ بیشتر شوند ، مقدار تخلخل کاهش بیشتری پیدا می کند.

بنابراین بالا رفتن هرچه بیشتر درجه ی سیمانی شدن در ماسه سنگ ، افزایش مواد یاد شده و کاهش بیشتر تخلخل را به همراه خواهد داشت.

فشار لایه های زمین (**Overburden pressure**) بر سنگ های رسوبی باعث تراکم ، فشردگی ، بسته شدن منافذ و بیرون راندن سیالات درون سنگ و نهایتاً انسجام و نزدیک تر شدن ذرات سنگ مخزن به همدیگر و در نتیجه

کاهش تخلخل می شود. این پدیده عامل حرکت سیالات از سنگ مادر به سنگ مخزن و همچنین کاهش تخلخل در لایه های قدیمی و عمیق زمینی می باشد.

درصد تخلخل در سنگهای رسوبی:

- ۱- **ماسه سنگ:** تخلخل این سنگ بین ۱۰ تا ۴۰ درصد ، بستگی به درجه سیمانی شدن در نهایت ، وضعیت استحکام سنگ مخزن ، متراکم یا غیر متراکم (**Unconsolidated** یا **Consolidated**) دارد .
- ۲- **سنگ آهک و دولومیتی:** تخلخل این سنگ بین ۵ تا ۲۵ درصد می باشد. وجود شکاف و شکستگی در سنگ مخزن عامل افزایش تخلخل است.
- ۳- **سنگ رسی:** تخلخل این سنگ بین ۲۰ تا ۴۵ درصد و بستگی به منشاء و عمق دارد. با افزایش عمق ، تخلخل کاهش می یابد.

کیفیت و کمیت تخلخل:

- ۱- اگر تخلخل کمتر از ۵ درصد باشد ، قابل چشم پوشی به شمار می آید ، این مرز را Cut off می گویند.
- ۲- تخلخل بین ۵ تا ۱۰ درصد ، تخلخل کم انگاشته می شود.
- ۳- اگر تخلخل بین ۱۰ تا ۲۵ درصد باشد ، تخلخل خوب انگاشته می شود .
- ۴- تخلخل بیش از ۲۵ درصد ، خیلی خوب شمرده می شود.

تقسیمات تخلخل بر اساس فرآیند زمین شناسی

تخلخل به زمان پیدایش، شیوه شکل گرفتن منشاء رسوبات و رابطه توزیع منافذ و فضای بین ذرات سنگ مخزن بستگی دارد. بر این اساس، تخلخل به دو گونه اولیه یا ماتریکس و ثانویه یا القایی تقسیم میشود.

تخلخل اولیه یا ماتریکس (Φ Primary or Matrix)

این نوع تخلخل در زمان منشأ و پیدایش سنگ مخزن به وجود آمده، توسعه می یابد و به چهار دسته تقسیم میشود.

۱- تخلخل بین کریستالی (Φ Intercrystalline):

در این نوع تخلخل، فضا بین شکاف های کریستالی، ما بین کریستال ها و بین شبکه های کریستالی یافت میشود. بیشتر این فضاها از نظر اندازه منافذ، پایین تر از محدوده مؤینگی یا کیلاری کمتر از ۰/۲ میکرونی باشند لذا این نوع تخلخل را میکرو تخلخل می نامند. در موارد خاص تولید آب از سنگ کربناته ممکن است بخاطر وجود گسترده میکرو تخلخل در سنگ مخزن باشد.

۲- تخلخل بین دانه ای سنگ مخزن (Φ Intergranular or Interparticle):

در این نوع تخلخل انواع فضا و منافذ بین ذرات و دانه های سنگ ها ی مختلف رسوبی پیدا می شوند و اندازه ی منافذ در محدوده پایین و بالای موئینگی یا کیلاری بین ۰/۲ تا ۵۰۰ میکرومی باشد.

۳- تخلخل در سطوح لایه بندی (Φ Bedding Plane):

انواع گوناگون تخلخل به طور موازی در سطوح لایه بندی قرار دارند و اکثر مخازن نفتی توسط این نوع تخلخل کنترل می شوند. در این نوع تخلخل، اختلاف نوع رسوب، اندازه ذرات، نحوه آرایش و محیط رسوب گذاری باعث به وجود آمدن سطوح لایه بندی می شود.

۴- تخلخل های گوناگون رسوبی (Φ Miscellaneous Sedimentary voids):

الف- تخلخلی که بر اثر تجمع ذرات خورد شده فسیل ها به دست می آید.

ب- منافذی که در اثر آرایش و بسته بندی اولیتها Oolites حاصل می شوند.

ج- حفره ها و غارهای غیر منظم با اندازه های متفاوت که در زمان رسوب گذاری ایجاد می شوند.

د- فضاهای ایجاد شده توسط موجودات زنده در زمان رسوب گذاری.

تخلخل ثانوی یا القائی (Φ Secondary or Induced)

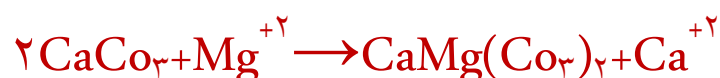
این نوع تخلخل نتیجه فرآیند زمین شناسی دیاژنز و کاتازنز بعد از رسوب گذاری می باشد. حجم، اندازه، شکل و ارتباط داخلی منافذ ممکن است رابطه مستقیمی باشکله اولیه ذرات و دانه های سنگ مخزن نداشته باشد. تخلخل ثانویه به انواع زیرتقسیم میشود

۱) تخلخل محلولی (Φ Solution):

مجرههایی که بر اثر حل شدن قسمتی از رسوبات به وسیله ی محلول های گرم، منافذی که بر اثر عوامل جوی از قبیل وسیع شدن درزها (Joints)، غارهای محلولی (Solution caverns) و فضاهایی که به وسیله موجودات ایجاد شده و بعداً توسط محلولها وسعت بیشتر پیدا کرده، همگی متعلق به این نوع تخلخل هستند.

۲) تخلخل دو لومیتی (Φ Dolomization):

فرآیند تغییر شکل سنگ آهک به دولومیت را تخلخل دو لومیتی گویند:



بعضی از سنگ ها ی آهکی تقریباً خالص هستند (مانند سنگ آهک لایه میشریف در میدان نفتی الوند A، جزیره سیری)، اگر جریان محلولی در این نوع محیط ها دارای مقدار قابل توجهی یون های منیزیم باشد، جابجایی یون های منیزیم بجای یون های کلسیم رخ می دهد و دو لو میت به وجود می آید .

از طرفی حجم یون های منیزیم کوچک تر از حجم یون های کلسیم می باشد؛ لذا با اتمام این فرآیند، افزایش حجم منافذ را به همراه خواهد داشت؛ بطوریکه اگر این جابجایی به صورت کامل انجام گیرد، افزایش حجم منافذ به ۱۲ تا ۱۳ درصد خواهد رسید .

۳) تخلخل شکافی (Fractured) (Φ) :

در این نوع تخلخل، منافذ در اثر شکست ساختمانی سنگ مخازن توسط فعالیت های تکتونیکی از قبیل چین خوردگی (Fold) و گسل ها (Faults) ایجاد می شوند. این منافذ شامل درزها (Joints)، ترک ها (Fissures) و شکاف ها (Fractures) می شوند.

اشباع سیالات (Fluid Saturation)

حضور سیالات نفت، گاز و آب در منافذ سنگ مخزن را، اشباع سیالات گویند. این پدیده به صورت درصدی از حجم کل منافذ موجود در سنگ مخزن در نظر گرفته می شود. به عبارتی دیگر نسبت حجم سیالات موجود در منافذ سنگ مخزن به حجم کل منافذ را درصد اشباع سیالات می نامند.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100 \text{ . Oil saturation درصد اشباع نفت}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100 \text{ . Gas saturation درصد اشباع گاز}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \text{ . Water saturation درصد اشباع آب}$$

$$S_h = \frac{V_h}{V_p} \times 100 \text{ . Hydrocarbon saturation (نفت و گاز) درصد اشباع هیدروکربن}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \text{ جمع درصد اشباع نفت، گاز و آب برابر یک}$$

جمع حجم نفت ، گاز و آب برابر حجم کل منافذ $V_o + V_g + V_w = V_p$

$S_w = 30\%$ ، نمایانگر این است که 30% منافذ را آب فرا گرفته و بقیه 70% توسط هیدروکربن اشغال

شده است. $(S = 1 - 0.3 = 0.7)$

تمام سیالات می توانند بطور همزمان در منافذ سنگ مخزن حضور داشته باشند. با توجه به وزن مخصوص سیالات ، به ترتیب از بالا به پایین گاز ، نفت و آب در مخازن یافت می شوند.

اشباع اولیه آب S_{wi}

اشباع اولیه آب را در پتروفیزیک با عناوین مانند Initial water saturation

Irreducible water saturation

Connate water saturation

Interstitial water saturation

به کار می برند. این پدیده بر اثر جذب سطحی آب مخزنه صورت لایه بسیار نازک میکروسکوپی از آبه ضخامت فیلم (لایه های مولکول آب) ، بر روی سطوح ذرات و دانه های سنگ مخزن تشکیل می شود .

اشباع اولیه آب موجب ترشوندگی سنگ مخزن می شود . این خاصیت ترشوندگی در همان ابتدای تشکیل رسوبات ، نفت و گاز در طول دوران زمین شناسی شروع به شکل گرفتن می شود .

اشباع اولیه آب در سنگ مخزن ، قابل کم شدن نیست و قسمتی از تخلخل مفید مخزن را اشغال می کند.

در تئوری، مقدار اشباع اولیه آب S_{wi} از صدم درصد پایین ستون نفت تا صفر بالای سطح آزاد ستون آب (Aquifer) در نظر می‌گیرند. ولی در عمل تقریباً مقدار ثابتی از آب تحت عنوان S_{wi} بشکل فیلم نازک بالای منطقه جابه‌جایی (بین ستون آب و نفت) بر سطوح دانه‌ها و ذرات سنگ مخزن تشکیل می‌گردد.

مقدار S_{wi} و ارتفاع یا ضخامت ناحیه ترانزیت بستگی به اندازه منافذ و بافت سنگ مخزن دارد. هر چقدر اندازه منافذ کوچکتر باشد S_{wi} بیشتر خواهد بود. این ناحیه دارای S_{wi} متنوع می‌باشد و اگر چاهی در این قسمت از مخزن حفر گردد، هیدروکربن و آب از آن تولید می‌شود. چنانچه چاهی بالای این منطقه حفر شود، در اصل در منطقه‌ای حفر می‌گردد که دارای S_{wi} و نفت از این چاه تولید خواهد شد.

استفاده از پارامترهای "اشباع سیالات و تخلخل" در محاسبات

۱- محاسبه مقدار "نفت اولیه در جا" مخازن نفتی:

یکی از ساده‌ترین روش محاسبه مقدار "نفت اولیه در جا" مخازن نفتی استفاده از روش حجمی (Volumetric method) به شرح ذیل می‌باشد:

$$N = 7758 \times A \times h \times \phi \times S_{oi} \quad (1)$$

N = مقدار نفت اولیه در جا مخزن، (بشکه) (bbl) Original or initial oil-in-place

A = Surface area of the reservoir, (اکر) (acres)

h = Thickness of formation, ft (فوت)، ضخامت لایه نفتی

ϕ = Porosity, (Fraction) (درصد)، تخلخل

S_{oi} = Initial Oil Saturation, (Fraction) (درصد)، اشباع اولیه نفت

ضریب، برای تبدیل واحدها ۷۷۵۸

فرمول فوق مقدار نفت اولیه در جای مخزن را در شرایط دما و فشار مخزن محاسبه می کند.

برای فروش نفت خام بایستی شرایط سطح زمینی $60^\circ F, 14.7 \text{ psi}$ را در نظر گرفت؛ چون بر اثر تغییرات و افت دما T و فشار P مخزن به شرایط سطح زمین، مقداری از ترکیبات سبک نفت شامل گازها توسط دستگاههای جدا کننده (Separators) در واحدهای بهره برداری جدا می شوند و پدیده (Shrinkage) انقباض یا افت حجمی نفت در سطح زمین اتفاق می افتد. این کم شدن حجم نفت را با پارامتر **Oil formation volume factor, B_{oi}** نشانمی دهند و مقدار آن بیشتر از یک می باشد.

$$N = 7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_{wi}) / B_{oi} \quad (2)$$

واحد B_{oi} ، بشکه مخزن بر بشکه استاک تانک bbl / STB بیان می شود. در فرمول شماره ۲، به جای S_{oi} از ۱- (S_{wi}) استفاده می شود. این فرمول در مخزنی به کار می رود که گاز به صورت آزاد در آن یافت نمی شود.

سوال :

مقدار نفت در جای مخزنی را در شرایط محیطی محاسبه نمایید که سطح آن ۱۶۰۰ acres، ضخامت لایه نفتی ۳۲ پا، تخلخل ۲۲٪، S_{wi} اشباع اولیه آب ۲۰٪ و B_{oi} آن ۱/۲۳ bbl / STB باشد. ($STB = 56/8 \times 10^6$)

۲- محاسبه مقدار گاز اولیه در جای مخازن گازی:

برای محاسبه مقدار گاز اولیه در جای مخازن گازی در شرایط محیط استاندارد سطح زمین $60^\circ F, 14.7 \text{ psi}$ بجای B_{oi} از B_{gi} (Initial gas volume factor) استفاده می کنیم.

$$G = 43,560 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_{iw}) / B_{gi} \quad (3)$$

مقدار گاز اولیه در جای مخزن (SCF), Standard Cubic Foot, $G =$

$$B_{gi} = 0.02829 (Z_i T / P_i) \text{-----} (4)$$

B_{gi} = Cubic Foot / Standard Cubic Foot ,ft/SCF

Z_i = Initial Compressibility factor

Z_i ، فاکتور انحراف اولیه گاز یا فاکتور تراکم پذیری گاز در فشار اولیه مخزن P_i محاسبه می شود.
این مولفه ، اختلاف بین حجم گاز حقیقی و گاز ایده آل را در نظر می گیرد و مقدار آن کمتر از یک است.
واحد دمای مخزن در فرمول شماره ۴ ، راکین ($R = 460 + F$) می باشد.

سوال :

حجم گاز در جای مخزن گازی با مشخصات زیر را در شرایط محیط محاسبه کنید. (81.539×10^9 SCF).

$$A = 1320 \text{ , acres}$$

$$h = 45 \text{ , ft}$$

$$\phi = 0.175$$

$$S_{wi} = 0.23$$

$$T = 200 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$P_i = 4000 \text{ psia}$$

$$Z_i = 0.916$$

"قانون کلی یا Rule of thumb" جهت استفاده از اشباع سیالات

در تولید نفت ، گاز و آب

برای بدست آوردن مقدار اشباع آب و نفت ، یک تکه نمونه سنگ مخزن را وزن کرده و در تیمبل کاغذی قرار داده ، و با استفاده از دستگاه سوکسله (Soxhelt) شستشو نموده و حجم آب را اندازه گیری می کنند ؛ آنگاه با استفاده از اختلاف وزن و وزن مخصوص آب و نفت مقدار حجم نفت هم بدست می آید.

با داشتن حجم آب و نفت و همچنین حجم کل منافذ ، مقدار اشباع نفت و آب را بدست می آورند.

برای تعیین مقدار اشباع گاز ، با استفاده از دستگاه تزریق جیوه (Mercury injection pump) ، تزریق جیوه تا فشار ۱۰۰۰ psi را در نمونه بدون شستشو انجام داده و سپس مقدار اشباع گاز را می توان محاسبه می نمایند.

جدول زیر " قانون کلی یا Rule of thumb " جهت استفاده از پارامترهای اشباع سیالات در تولید

نفت ، گاز و آب از مخزن ، به شرح نشان داده می شود ؛

$$S_o > 10\% \text{ and } S_w < 50\% = \text{oil production}$$

تولید نفت

$S_o < 10\%$ and $S_w < 50\%$ = gas production

تولید گاز

$S_o < 10\%$ and $S_w > 50\%$ = water production

تولید آب

وزن مخصوص سنگ مخزن

وزن مخصوص سنگ مخزن توسط فرمول زیر بدست می آید :

$$\text{Grain density} = \frac{\text{وزن پودر نمونه سنگ } P_s}{\text{حجم پودر نمونه سنگ } V_g}$$

برای بدست آوردن وزن مخصوص سنگ مخزن ، ابتدا نمونه ای از آن تهیه کرده ، آن را توسط محلول های مناسب مانند تولوئن ، در سوکسله شستشو نموده و در مرحله بعدی در کوره (Oven) خشک کرده ، پودر آن را از مش ۱۰۰ عبور داده و وزن آن را تعیین نموده ، سپس حجم پودر نمونه سنگ را توسط دستکاه پیکنومتر اندازه گیری می نمایند. با کمک فرمول فوق می توان وزن مخصوص سنگ مخزن را پیدا کرده و با استفاده از این پارامتر می توان در جهت شناسایی سنگ مخزن کمک گرفت .

در جدول شماره ۱ وزن مخصوص تعدادی از سنگهای رسوبی نشان داده شده است.

TABLE OF SOME GRAIN DENSITY VALUES
(in g/cm³)

Rock	$m_v = \frac{P_s}{V_s}$
Anhydrite	2.90 to 3.00
Clay	2.64 to 2.66
Limestone-Calcite	2.70 to 2.76
Dolomite	2.82 to 2.87
Feldspar	2.64 to 2.66
Sandstone	2.65 to 2.67
Gypsum	2.30 to 2.40
Quartz	2.59 to 2.66
Schist	2.64 to 2.66
Massive salt	2.14

نفوذ پذیری (K) ، Permeability

توانایی یک سازند برای هدایت و عبور سیال در محیط متخلخل را نفوذپذیری گویند. این خاصیت سنگ مخزن به تولید هیدرو کربن در سطح زمین کمک می کند .

در سال ۱۸۵۶ مهندس فرانسوی ، هیدرولوژیست ، هنری داری (Henry D'arcy) ، نتیجه تحقیقات پیرامون محیط متخلخل (ماسه سنگ غیر متراکم) و سیال تک فاز(آب) را به صورت فرمول دیفرانسیل به شرح ذیل ارائه کرد.

$$v \propto -1/\mu \cdot dP/dL \quad \text{----- (۱)}$$

$$V = -k/\mu \cdot dP/dL$$

$$V = q/A = -k/\mu \cdot dP/dL$$

$$\frac{q}{A} \int_{l=0}^{l=L} dL = \frac{-k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dP$$

$$\frac{q}{A}L = \frac{K}{\mu} \cdot (p_1 - p_2)$$

$$q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p}{\mu \cdot L}$$

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \text{----- (۲)}$$

V=Flow velocity , cm/sec ، سانتی متر بر ثانیه

Q=Flow rate , cm³/sec ، سانتی متر مکعب بر ثانیه

A = Cross sectional area , cm² متخلخل . سانتیمتر مربع محیط سطح مقطع

K=Permeability of the porous rock , darcy نفوذ پذیری محیط متخلخل

μ =Viscosity of flow fluid, Centipoise, cp ، سانتی پویز ، طول مسیر جریان L=length,cm

dp/dl= Pressure gradient in the direction of flow, atm/cm گرادیان فشار در جهت

جریان سیال ، اتمسفر بر سانتی متر

علامت منفی در معادله شماره ۱ ، نشان دهنده افت فشار در جهت جریان سیال در محیط متخلخل است . نفوذ

پذیری (k) ، ضریب ثابت این معادله ، نمایانگر ماهیت محیط متخلخل است . واحد نفوذ پذیری ، داریسی و

برگرفته از اسم هنری داریسی می باشد .

$$1 \text{ darcy} = 10^{-8} \text{ perm} = 10^{-8} \text{ cm}^2$$

$$1 \text{ darcy} = 10^3 \text{ millidarcy (mD)}$$

$$1 \text{ mD} = 10^{-11} \text{ perm} = 10^{-11} \text{ cm}^2$$

با توجه به مطالب فوق ، می توان گفت واحد نفوذ پذیری همان واحد سطح می باشد . از طرفی چون مقدار داریسی بزرگ به نظر می رسد معمولاً از میلی داریسی mD یا یک هزارم داریسی در محاسبات استفاده می شود .

در معادله شماره (۲) اگر نفوذ پذیری K برابر با یک داری باشد ، این بدان معناست که سیال تکفازی مانند آب به تنهایی با گرانی یک سانتیپوز محیط متخلخل را اشباع کرده و با سرعت یک سانتی متر بر ثانیه یا به عبارتی دیگر با دبی یک سانتی متر مکعب بر ثانیه از مسیری به طول یک سانتی متر و سطح مقطع یک سانتی متر مربع و با اختلاف فشار یک اتمسفر عبور می کند.

پیشفرض ها برای معادله نفوذ پذیری هنری داری

۱. توسط سیال تکفازی مانند آب ، محیط متخلخل شامل ماسه سنگ غیر متراکم به طور کامل اشباع می شود.
۲. سیال نبایستی هیچگونه فعل و انفعال شیمیایی با سنگ مخزن داشته باشد. گاز خنثی بهترین سیال اشباع کننده بدون هیچ گونه عکس العمل روی سنگ مخزن می باشد.
۳. شرایط جریان بایستی پایدار (Steady state) باشد. برای رسیدن به این منظور ، دبی سیال بایستی پایدار و ثابت باشد. $q = C$, (constant). به عبارتی دیگر ، دبی ورودی و خروجی جریان به درون محیط متخلخل ، باید ثابت و پایدار باشد ؛ در غیر این صورت بایستی اختلاف فشار ΔP (فشار ورودی و خروجی مایع) ثابت تنظیم شود.
۴. گرانی سیال بایستی ثابت باشد ؛ $\mu = C$. با توجه به اینکه گرانی تحت تأثیر و تابع فشار و دمای مخزن می باشد ، چنانچه در محاسبات میانگین فشار و دمای مخزن ؛ ثابت در نظر گرفته شود ، این تغییرات قابل اغماض می باشد.

۵. جریان سیال به صورت افقی و خطی باشد.
۶. شرایط دما در کل مخزن ثابت باشد. معمولاً دمای مخازن نفتی و گازی را ثابت در نظر می گیرند.
۷. جریان سیال بایستی لایه ای (Laminar or Stream flow) باشد.

طبقه بندی نفوذپذیری بر اساس حضور سیالات در سنگ مخزن

۱. نفوذپذیری مطلق (K), Absolute Permeability :

در این نوع نفوذ پذیری ، محیط متخلخل فقط با یک سیال به طور کامل اشباع می شود. سیال نباید هیچگونه فعل و انفعال شیمیایی با سنگ مخزن داشته باشد.

۲. نفوذ پذیری مؤثر (k_o , k_g , k_w) Effective permeability :

نفوذپذیری سنگ مخزن را به یک سیال خاص ، نفوذپذیری مؤثر گویند. این نوع نفوذ پذیری ، معرف حضور دو یا چند سیال (نفت ، گاز و آب) در محیط متخلخل به طور همزمان می باشد .

به علت تداخل سیالات هنگام حرکت درون سنگ مخزن، جمع مقدار نفوذپذیری مؤثر آب K_w ، نفت K_o و گاز K_g از مقدار کل نفوذپذیری مطلق کمتر است. $(K > K_o + K_g + K_w)$

مقدار نفوذپذیری مؤثر هر یک از سیالات، به تنهایی ممکن است بین صفر و یک، یعنی برابر مقدار نفوذپذیری مطلق باشد.

$$0 \leq K_w, K_g, K_o \leq K$$

۳. نفوذپذیری نسبی، (K_{ro}, K_{rg}, K_{rw}) : Relative Permeability

نسبت نفوذپذیری مؤثر هر فاز (K_w, K_g, K_o) به نفوذپذیری مطلق (K_{air}) را نفوذپذیری نسبی گویند معمولا در آزمایشگاه K_w یا مبنا (Base) را نفوذپذیری مطلق در نظر می گیرند

$$\frac{K_o}{K} = K_{ro} \text{ Relative permeability to oil, نفوذپذیری نسبی به نفت}$$

$$\frac{K_w}{K} = K_{rw} \text{ Relative permeability to water, نفوذپذیری نسبی به آب}$$

$$\frac{K_g}{K} = K_{rg} \text{ Relative permeability to gas, نفوذپذیری نسبی به گاز}$$

مقدار نفوذپذیری نسبی هر یک از سیالات به تنهایی ممکن است بین صفر و یک، یعنی مساوی مقدار نفوذپذیری مطلق و فاقد دیمانسیون باشد.

$$. \leq K_w, K_g, K_o \leq K$$

نسبت نفوذ پذیری مؤثر یا نسبی آب به نفت ، گاز به نفت و همچنین گاز به آب را نفوذ پذیری نسبی $(\frac{K_g}{K_o}, \frac{K_w}{K_o})$ گویند. این نسبت ها در آزمایشگاه قابل محاسبه می باشند.

$$\frac{K_w}{K_o} = \frac{K_{rw}}{K_{ro}}, K_{rwo}$$

نفوذ پذیری آب به نفت

$$\frac{K_g}{K_o} = \frac{K_{rg}}{K_{ro}}, K_{rgo}$$

نفوذ پذیری گاز به نفت

مقدار این نوع نفوذ پذیری بین صفر تا بی نهایت می باشد و دیمانسیون ندارد.

دسته بندی نفوذ پذیری براساس زمان پیدایش

۱- نفوذ پذیری مطلق یا متریکس K Absolute or Primary or Matrix

منشاء و پیدایش این نوع نفوذ پذیری ، در زمان رسوب گذاری و فشردگی ، $\text{Hardening \& Lithification}$ رسوبات می باشد.

۲- نفوذ پذیری ثانوی یا القائی K Secondary or Induced

درست مشابه تخلخل ثانوی یا القائی ، این نوع نفوذ پذیری نتیجه تغییرات سنگ مخزن توسط فرآیند سیمانی شدن ، متراکم شدن ، شکسته شدن و جریان محلولهای زیرزمینی می باشد.

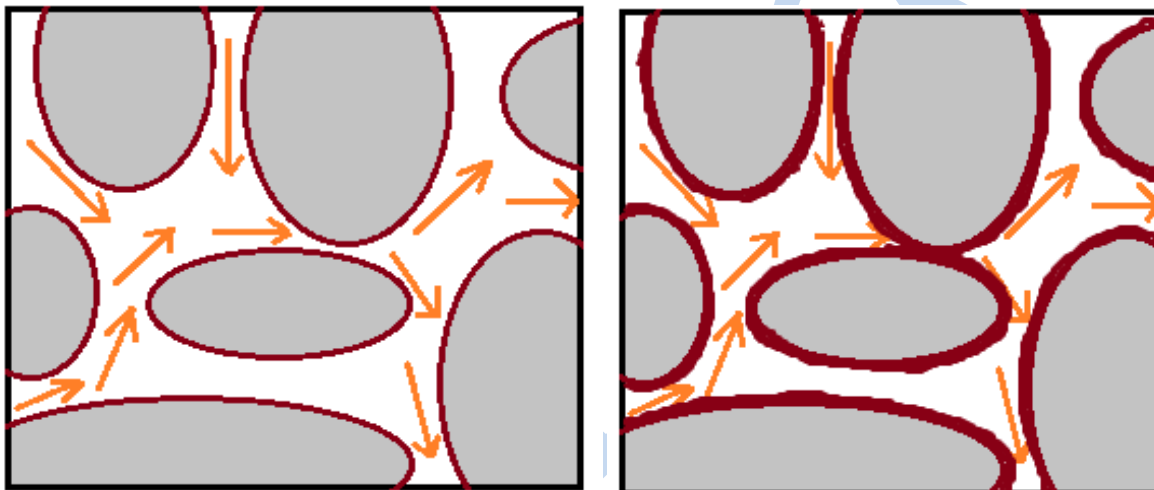
معمولاً متراکم شدن و سیمانی شدن سنگ مخزن ، باعث کاهش نفوذ پذیری ، (اشکال ۱ ، ۲)؛ و افزایش جریان محلولها و شکسته شدن سنگ مخزن ، موجب افزایش نفوذ پذیری می شود.

در مخازن کربناته- که دارای تخلخل نسبتاً پایینی هستند-شکافهای ایجادشده بعنوان نفوذ پذیری ثانوی عامل هدایت سیالات در سنگ مخزن می باشند.

$$K_H = 1000 \text{ mD} \quad DK_H = 100 \text{ mD}$$

$$K_V = 600 \text{ mD} \quad DK_V = 1020 \text{ mD}$$

$$\phi = 36\% \quad \phi = 20\%$$



شکل 1: دانه های ماسه سنگ بدون مواد سمناسیون رس
شکل 2: دانه های ماسه سنگ همراه با مواد سمناسیون

کیفیت و کمیت نفوذ پذیری k

(۱) نفوذ پذیری کمتر از یک میلی داری ($K < 1 \text{ mD}$) را نفوذ پذیری ضعیف در نظر می گیرند.

(۲) مقدار نفوذ پذیری $1 < K < 10 \text{ mD}$ ، نفوذ پذیری مناسب می باشد.

(۳) اگر مقدار نفوذ پذیری $10 < K < 50 \text{ mD}$ باشد، آنرا نفوذ پذیری متوسط نامند.

(۴) چنانچه مقدار نفوذ پذیری $50 < K < 250 \text{ mD}$ باشد، آنرا خوب گویند.

(۵) اگر مقدار نفوذ پذیری $K > 250 \text{ mD}$ باشد، خیلی خوب در نظر گرفته می شود.

معمولاً مخازنی را که دارای نفوذ پذیری کمتر از یک میلی داری می باشند، مخازن سفت (Tight) می نامند. این نوع نفوذ پذیری در مخازن آهکی متریکسی یافت می شود.

حدود بیست سال قبل به مخازنی که کمتر از ۵۰ میلی داری نفوذ پذیری داشتند ، مخازن سفت می گفتند ؛ ولی با پیشرفت فناوری در تحریک پذیری چاه توسط عملیاتشکاف هیدرولیکی (Hydraulic Fracturing) و شکاف اسیدی (Acid fracturing) ، مخازن سفت با نفوذ پذیری کمتر از یک میلی داری مورد توجه قرار گرفتند.

تخلخل و نفوذ پذیری نمونه ماسه سنگ، sand stone

مخزن، ماسه سنگ	ϕ %	K, mD
A	12.0	100.0
B	9.6	0.9
C	22.0	81.5
D	17.5	25.0
E	20.5	35.0
F	24.9	147.5

عوامل مؤثر بر روی نفوذ پذیری

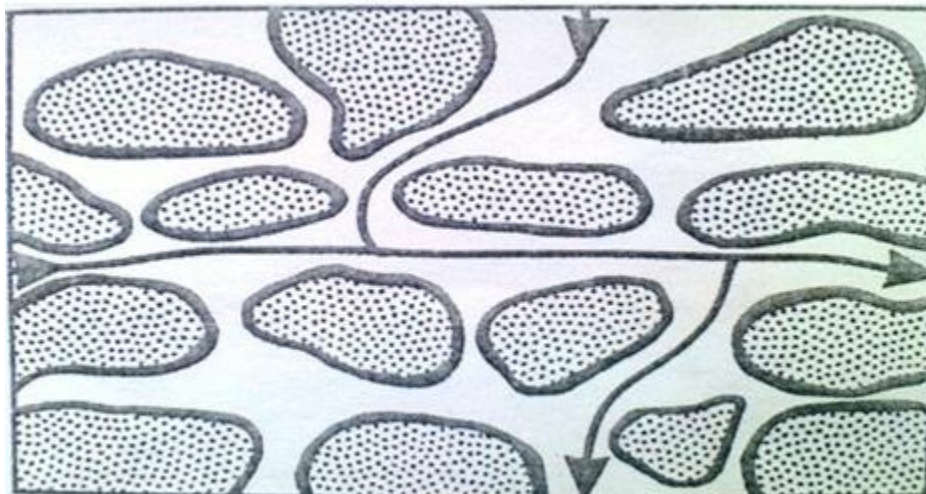
۱- اندازه و شکل ذرات:

در سنگ مخزن هایی که از ذرات بزرگ و پهن به صورت یکنواخت تشکیل شده اند ، اگر اضلاع بزرگ ذرات به طور افقی (شکل ۳) چیده شده باشند ، نفوذ پذیری افقی (K_H) خیلی بالا ، ولی در عوض مقدار نفوذ پذیری عمودی (K_V) آن متوسط تا زیاد می باشد.

مخازنی که از ذرات نسبتاً بزرگ و کروی به صورت یکنواخت تشکیل میشوند ، دارای نفوذ پذیری نسبتاً بالا در هر دو جهت افقی (K_H) و عمودی (K_V) می باشند ، (شکل ۴).

اگر مخازن ماسه ای از ذرات ریز با اشکال غیر منظم تشکیل شود (شکل ۵) ، این نوع مخازن دارای نفوذ پذیری عمودی (K_V) کم می باشند. معمولاً مخازن ماسه ای دارای چنین خصوصیتی می باشند و اکثر مخازن نفتی در این محدوده قرار می گیرند ($K_H > K_V$).

$$K_H = 200 \text{ mD}, \quad K_V = 800 \text{ mD}$$



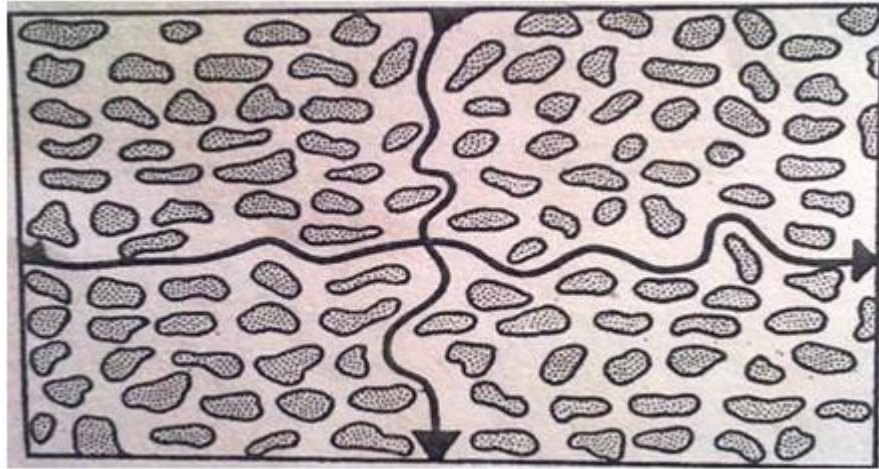
شکل 3، اثرات دانه های بزرگ و پهن روی نفوذ پذیری

$$K_H = 2000 \text{ mD}, \quad K_V = 1000 \text{ mD}$$



شکل 4، اثرات دانه های بزرگ و گروی روی نفوذ پذیری

$$K_H = 100 \text{ mD}, \quad K_V = 10 \text{ mD}$$



شکل 5، اثرات دانه های کوچک با اشکال غیر منظم بر روی نفوذ پذیری

۲-سیمانی شدن :

همانطوریکه در شکل ۲ مشاهده می شود ، حضور رس و شیل در سنگ مخزن ، باعث کاهش تخلخل (ϕ) و نفوذپذیری می شود.

۳-شکست سنگ مخزن و محلول های زیر زمینی:

در مخازن ماسه ای معمولا شکست سنگ مخزن اهمیت چندانی ندارد ، مگر زمانی که ماسه با شیل ، سنگ آهک و یا دولومیت تداخل پیدا می کند. در مخازن آهکی و دولومیتی ، جریان آب های اسیدی و همچنین شکست سنگ مخزن ، باعث افزایش نفوذ پذیری میشود.

رابطه تخلخل و نفوذ پذیری

کوزنی (Kozney) برای درک رابطه بین نفوذ پذیری و تخلخل، محیط متخلخلی را در نظر گرفت که دارای سطح مقطع A ، Cm^2 و طول L باشد. ولی به جای ذرات و دانه های سنگ، از لوله های کپیلاری یا موئینه استفاده کرد.

او فضای خالی بین لوله های کپیلاری را از مواد سمند پر و آب بندی نمود و شعاع تمام لوله های موئینها برابر r ، Cm و دبی جریان درون لوله های q ، را cm^3/s در نظر گرفت. در نتیجه، با استفاده از معادلات جریان سیالات درون محیط متخلخل، نفوذ پذیری، به عنوان تابعی از تخلخل و به صورت فرمول زیر بیان گردید:

$$K = 0.125 \phi r^2$$

$$K = cm^2$$

$$1 cm^2 = 10^{-8} \text{ darcy}$$

نفوذ پذیری در جهت های مختلف برای سیالات قابل متراکم و غیر قابل متراکم

با استفاده از فرمول دارسی، جریان سیالات قابل متراکم - مانند گاز - و سیالات غیر قابل متراکم - مانند آب - به درون محیط متخلخل را می توان به شرح ذیل توضیح داد:

۱- جریان عمودی سیال غیر قابل متراکم مانند آب :

$$q = \frac{KA(h_1 - h_2)}{\mu.l}$$

h_1 = ارتفاع مایع

۲- جریان افقی سیالات غیر قابل تراکم مانند آب:

$$q = \frac{kA \Delta P}{\mu \cdot l}$$

۳- جریان افقی سیالات قابل تراکم مانند گاز:

$$q_g = \frac{kA(P_1^2 - P_2^2)}{2 \mu \cdot L} \cdot \frac{T_s}{T_f} \cdot \frac{1}{P_s}$$

$$T_s = 60 \cdot F (52 \cdot R)$$

$$P_s = 1 \text{ atm}$$

$$T_f = \text{Flowing Temperature}$$

درجه حرارت در شرایط آزمایشگاه

فشار در شرایط آزمایشگاه

درجه حرارت جریان سیال

۴- جریان شعاعی سیالات غیر قابل تراکم مانند آب:

$$q = \frac{\pi h k (P_e - P_w)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$h = \text{Thickness of bed, cm}$ ضخامت لایه

$r = \text{Radius or distance from center, cm}$ شعاع یا فاصله از مرکز

r_e شعاع اطراف چاه

r_w شعاع داخل چاه

$A = 2\pi rh$ سطح جریان بصورت شعاعی

$P_w =$ Bottom hole flowing pressure فشار ته چاه

$P_e =$ Bottom hole static pressure فشار ثابت مخزن یا فشار اطراف چاه

۵- جریان شعاعی سیالات قابل متراکم مانند گاز:

$$q_g = \frac{\pi h k (P_e^2 - P_w^2)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \frac{T_s}{T_f} \cdot \frac{1}{P_s}$$

پیوست:

عدد رینالد :

به وسیله این عدد می توان نوع جریان آرام ، لایه ای و متلاطم را پیدا کرد.

$$Re = \frac{928 \rho v d}{\mu}$$

d= Pipe inside dia , in

$$v = \text{ft/sec} = q / 2.45d^2$$

q = Circulating volume , gal/min

μ = cp , Viscosity of liquid

P = fluid density , lb/gal

$R_e < 2000$, Flow is laminar جریان لایه ای

$R_e > 4000$, Flow is turbulent متلاطم جریان

$2000 < R_e < 4000$, flow is transition جریان گذرا، ترانزیت

نفوذ پذیری نسبی Relative Permeability

نفوذ پذیری نسبی ، نقش بسزایی در جابجایی یک فاز معمولاً نفت به وسیله آب یا گاز دارد. این جابجایی در مخازن در حین تولید اتفاق می افتد. این مولفه تابعی از اشباع سیالات یا به عبارتی دیگر ، توزیع سیالات درون سنگ مخزن می باشد. توزیع سیالات ، خود تابعی از ترشوندگی مخزن ، فشار موئینه و تاریخچه اشباع سیالات است.

داده های نفوذ پذیری ، موثر ترین اطلاعات را راجع به جابجایی هیدروکربن در مخازن ، پیشبینی نموده ؛ از این طریق موجب می شود تا بیشترین مقدار نفت و گاز به بهترین نحو ممکن تولید گردد.

مولفه های برآمده از آزمایش های نفوذ پذیری نسبی ، عبارتند از :

۱) Initial Saturation (e.g. S_{wi}) اشباع اولیه مانند اشباع اولیه آب

۲) Residual Saturation (e.g. S_{or}) اشباع باقیمانده مانند اشباع نفت باقیمانده

۳) End point relative permeability to displacing phase (fractional to base permeability) نقطه پایانی فاز جابجا کننده

۴) Recovery factor $(1 - S_{or} - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$ ضریب برداشت

نفوذ پذیری نسبی Relative Permeability

الف - بررسی کیفی نفوذ پذیری نسبی آب به نفت K_w/K_o

آزمایش های نفوذ پذیری نسبی آب به نفت ، مدلی فیزیکی از تزریق آب به مخزن نفتی می باشد و در دو حالت فشار ثابت (Constant Pressure) یا دبی ثابت (Constant Rate) توسط پمپ تزریقی اعمال می گردد

مرحله اول آزمایشها:

۱) نمونه پلاگ (Plug) ۱/۵ اینچ از تمام مغزه (Whole core) تهیه و توسط محلول های آلی- مانند تولوئن- شستشو شده ، سپس در کوره (Oven) خشک می شود.

۲) محلول آب نمک با ppm مشابه آب مخزن تهیه می گردد. نمونه پلاگ بعد از قرار دادن در دستگاه Saturator توسط آب مخزن اشباع کامل می شود. $S_w = 100\%$

۳) سیلابزنی (Flooding) با آب و سپس اندازه گیری دبی جریان؛ با استفاده از فرمول داریسی، می توان (K_w) نفوذ پذیری مطلق یا نفوذ پذیری مبنا (Base) را محاسبه کرد.

PV، از تفریق وزن اشباع شده پلاگ از وزن خشک آن، تقسیم بر وزن مخصوص آب مخزن، بدست می آید

مرحله دوم آزمایش ها:

در ادامه آزمایش ها برای ایجاد (S_{wi})، در نمونه پلاگ با استفاده از مغزه نگهدار (Core holder) عمل سیلاب زنی با **نفوذ** انجام گرفته، سیال خروجی شامل نفت و آب به طور همزمان از پلاگ خارج می شوند.

با ادامه آزمایش، نسبت نفت به آب خروجی زیاد شده و آنقدر PV نفت از نمونه عبور داده می شود تا عملاً حجم آب خروجی ثابت که این نشانه قطع و عدم خروج آب می باشد. مقدار آب خروجی (V_w) اندازه گیری می شود. در این زمان (S_{wi}) در نمونه پلاگ ایجاد شده و برای محاسبه مقدار آن، می توان از حجم آب خروجی (V_w) که برابر است با حجم نفتی (V_o) که در نمونه پلاگ مانده و جایگزین آب شده، استفاده نمود. با تفریق (V_o) از PV، حجم آب باقی مانده در Plug بدست می آید که اگر این حجم به PV تقسیم شود، (S_{wi}) بدست می آید.

$$S_{wi} = \frac{PV - V_o}{PV} \times 100\% \quad \text{اشباع اولیه آب}$$

با ادامه سیلاب زنی با نفت، (q_o) و نهایتاً با استفاده از فرمول داریسی (K_o) در شرایط (S_{wi}) در پلاگ بدست می آید. نسبت نفوذ پذیری مؤثر نفت (K_o) به نفوذ پذیری مطلق یا مبنا (K_w) را نفوذ پذیری نسبی نفت (K_{ro} در شرایط S_{wi}) در پلاگ گویند.

مرحله سوم آزمایش ها:

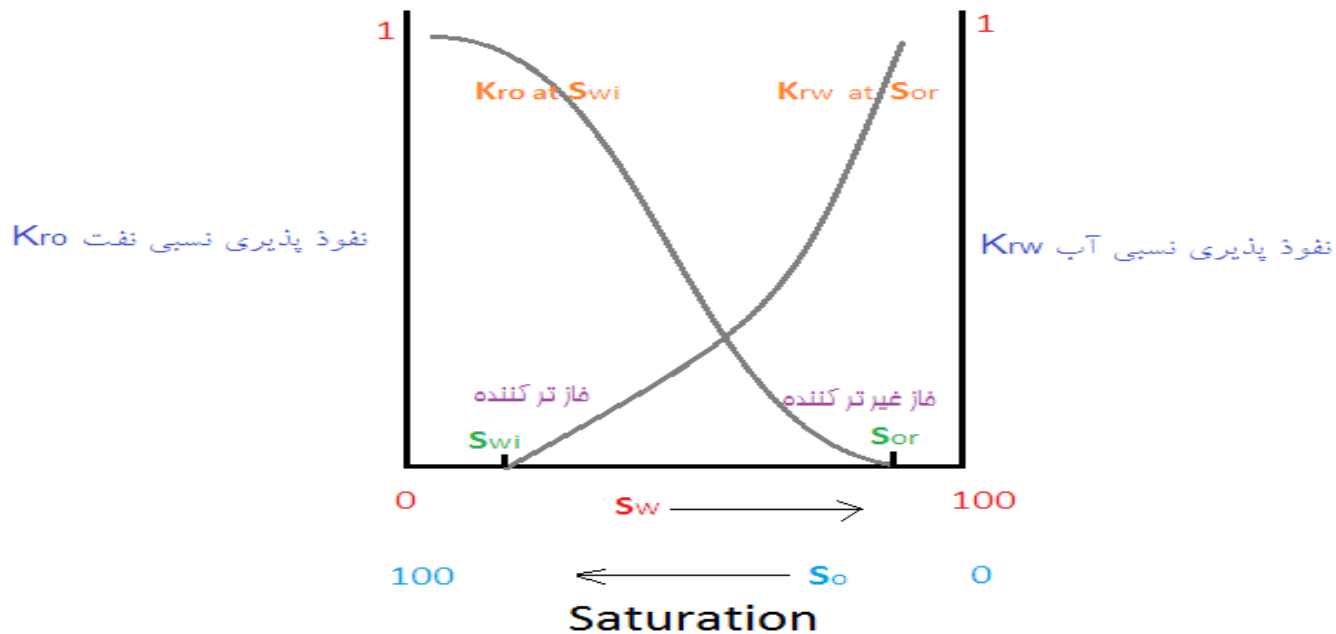
در ادامه آزمایش های فوق ، آزمایشبا سیلاب زنی **آب (Water flooding)** تداومی یابد. در این حالت ، سیال خروجی متشکل از **آب و نفت** می باشد. در ادامه نسبت **آب به نفت خروجی زیاد** می شود و با تداوم این عمل ، مقدار **آب (Watercut)** عملاً به حدود ۱۰۰% می رسد و خروجی نفت قطع می شود.

در این شرایط که " S_{or} (اشباع نفت باقی مانده)" در پلاگ تثبیت شده ، مقدار حجم نفت خروجی (V) را اندازه گیری می شود. با استفاده از کرنومتر ، دبی جریان (q) را اندازه گیری کرده و با استفاده از فرمول داری ، نفوذ پذیری موثر آب (K_w) در شرایط (S_{or}) را بدست می آوریم.

$$S_{or} = \frac{V_o - V}{V_o} \times 100 \dots \dots \dots \text{اشباع نفت باقیمانده}$$

سپس مقدار (K_{rw}) در شرایط (,) ، (S_{or} End point) در پلاگ محاسبه می گردد. زمان تجمع (**Cumulative time**) برای خروج آب و نفت تا قطع کامل نفت خروجی یا به عبارت دیگر تا هنگام رسیدن مقدار آب خروجی (**Water cut**) به حدود ۱۰۰% ، یادداشت می شود. پس از آن ، گرانیوی سیالات در شرایط معین ، اندازه گیری می شود. در صورت نیاز به فشار درون منافذ (**Pore pressure**) ، این کار با استفاده از **Back pressure regulator (BPR)** اعمال می گردد ، در غیر این صورت ، فشار تزریق سیال (**Psig**) همان فشار دو سر مغزی نگهدار می باشد. با کمکتایج حاصله از مراحل مختلف آزمایش ها و استفاده از نرم افزارهای **CoreLab** ، منحنی (K_w/K_o) به صورت نمونه زیر ترسیم می گردد.





منحنی نفوذ پذیری آب به نفت K_w/K_o

همانطوری که از منحنی (K_w/K_o) برمی آید، در نقطه (S_{wi}) ، ساکن بودن آب مخزن نشان داده میشود. در این حالت، (K_{rw}) برابر صفر است و برعکس، (K_{ro}) تقریباً ثابت و بیشترین مقدار را دارا می باشد.

با افزایش (S_w) به مقدار $(K_{rw} > .)$ ، آب در مخزن به حرکت در می آید. گرچه در این زمان، هر دو فاز آب و نفت به حرکت در می آیند، ولی (S_o) رو به کاهش می نهد و در نتیجه، (K_{ro}) هم کاهش پیدا می کند. این پدیده در منحنی بالا (K_w/K_o) نشان داده شده است.

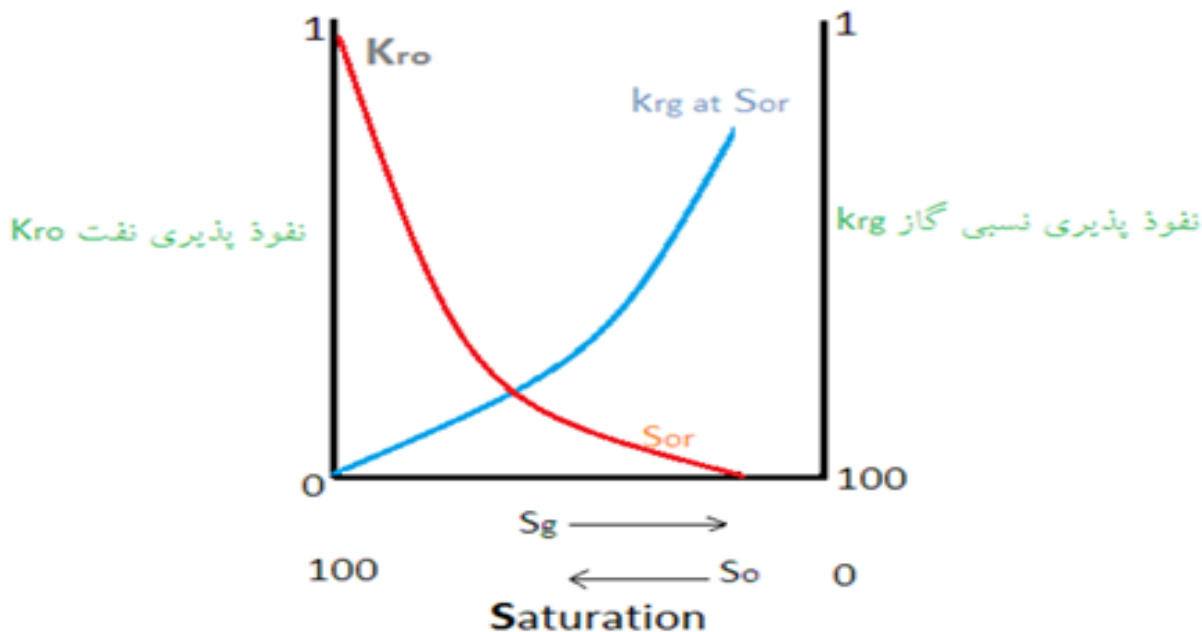
با افزایش (S_w) مقدار (S_o) نهایتاً به (S_{or}) رسیده؛ در این نقطه، نفت از حرکت باز می ایستد و تولید نفت متوقف می شود.

ب- بررسی کیفی نفوذ پذیری نسبی گاز به نفت K_g/K_o

آزمایش های نفوذ پذیری نسبی گاز به نفت، مدلی فیزیکی از تزریق گاز به مخزن نفتی می باشد و در دو حالت فشار ثابت (Constant Pressure) یا دبی ثابت (Constant Rate) توسط پمپ تزریقی اعمال می گردد

ادامه آزمایشات:

برای بدست آوردن منحنی (K_g/K_o) ، مراحل اول و دوم آزمایش ها ی (K_w/K_o) انجام می شود تا (S_{wi}) در پلاگ تثبیت گردد. سپس به جای سیلاب زنی با آب ، سیلاب زنی با **گاز** را انجام داده ؛ این عمل را آنقدر ادامه می دهیم تا دیگر نفت تولید نشود و اشباع نفت به (S_{or}) برسد . در این شرایط دبی (q_g) گاز ، توسط دستگاه گازمتر اندازه گیری شده ، K_g (نفوذ پذیری مؤثر گاز) را از فرمول داری محاسبه نموده و نهایتاً نفوذ پذیری نسبی گاز (K_{rg}) را بدست می آوریم . پس از این ، مشابه با محاسبات (K_w/K_o) ، محاسبات (K_g/K_o) انجام شده و سپس منحنی (K_g/K_o) به صورت نمونه زیر ترسیم می گردد. نحوه آنالیز منحنی (K_g/K_o) مشابه منحنی (K_w/K_o) می باشد.



منحنی نفوذ پذیری نسبی گاز به نفت K_g/K_o

ترشوندگی سنگ مخزن Wettability

نسبت چسبندگی دو سیال به سطح جامد را "ترشوندگی سنگ مخزن" گویند. در محیط متخلخلی که دو یا بیشتر از دو سیال غیر قابل امتزاج حاضر باشند ، ترکندگی نشان دهنده تمایل نسبی یکی از دو سیال به **تر کردن** یا **پخش شدن** یا **چسبیدن** به سطح منافذ سنگ مخزن می باشد.

در بخش هایی از سنگ مخزن که دارای H_2O بالایی می باشد ، نفت روی یک لایه بسیار نازک فیلم مانند آب قرار می گیرد.

اگر سطح سنگ مخزن ترجیحاً آب دوست (Water - wet) باشد و اشباع از نفت شود ، چنانچه همینسنگ با آب تماس برقرار کند ، آب جذب (Imbibe) منافذ کوچکتر شده و نفت را جابجا می کند این پدیده در مکانیزم Water flooding در مخازن آب دوست اتفاق بیفتد.

اگر سطح سنگ مخزن ترجیحاً نفت دوست (Oil wet) باشد و با آب اشباع شود ، چنانچه همینسنگ با نفت تماس برقرار نماید نفت جذب منافذ کوچکتر شده و آب را جابجا می نماید. این پدیده را می توان در آزمایشگاه با دستگاه سانتی فیوژ انجام داد. در هر دو حالت بالا عمل Imbibition یا افزایش فاز ترکننده اتفاق می افتد.

انجام Water flooding در مخازنی که نفت دوست (Oil wet) هستند سبب کم شدن فاز ترکننده یا به عبارتی دیگر ، عمل Drainage رخ می دهد.

دامنه ترشوندگی سنگ مخزن می تواند از خیلی قوی آب دوست تا خیلی قوی نفت دوست نوسان داشته باشد و این بستگی به فعل و انفعالات آب و نفت با سنگ مخزن دارد.

اگر سنگ مخزن هیچگونه تمایلی در تر شدن نسبت به هیچکدام از سیالات نشان ندهد ، نوع ترشوندگی را خنثی (Neutral wettability) و یا متوسط (Intermediate wettability) گویند. این بدان معنی است که هر کدام از سیال ها ۵۰٪ باعث تر کنندگی سنگ مخزن می شوند.

اویه تماس یا زاویه ترشوندگی:

این زاویه بستگی به تمایل نیروی مولکولی بین مولکولهای مایع و از طرف دیگر ، بین مولکول های مایع و سطح سنگ مخزن دارد. در شرایط تعادل ، این سه نیرو را می توان به وسیله معادله یانگ نوشت:

$$\delta_{AS} = \delta_{LS} + \delta_{LA} \cos \theta$$

δ_{AS} = کشش سطحی بین هوا و سنگ = *SurfacetensionbetweenAirandSolid*

δ_{LS} = کشش سطحی بین مایع و سنگ = *SurfacetensionbetweenLiquidandsolid*

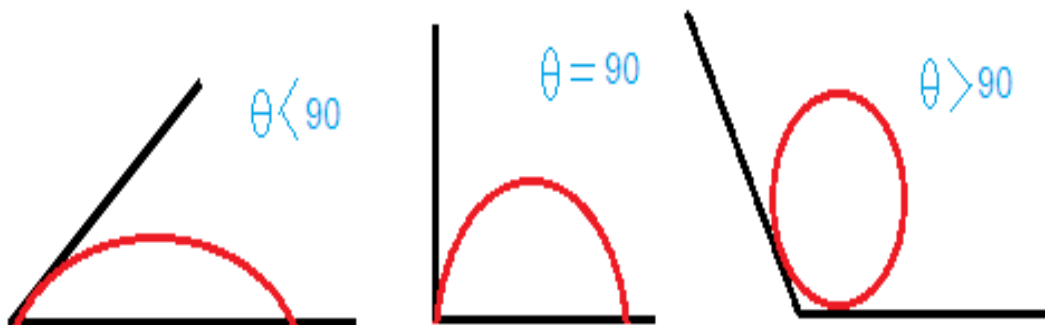
و سنگ

δ_{LA} = کشش سطحی بین مایع و هوا = *SurfacetensionbetweenLiquidandAir*

هوا

زاویه صفر درجه ، نشانه ترکنندگی قوی است. زاویه ۱۸۰ درجه بیانگر غیر ترکنندگی قوی ، در این حالت ، ذرات ریز مایع کاملاً کروی می باشند.

زاویه ۹۰ درجه ، نشانه خنثی بودن ترکنندگی است.



فشار موئینگی Capillary pressur

اختلاف فشار بین دو فاز سیال غیر قابل امتزاج که در حال سکون و در سنگ مخزن موجود می باشند ، فشار موئینه گویند. منافذ دارای اندازه موئینه بین ۰/۲ تا ۵۰۰ میکرون تعریف می شوند.

این فشار در مخازن هیدروکربنی بین آب و نفت ، نفت و گاز و یا بین آب و گاز می باشد. به بیان دیگر چنانچه دو فاز غیر قابل امتزاج در سیستم موئینه موجود باشند ، فشار موئینه از تفاضل فشار فاز غیر تر کننده و فشار

فاز تر کننده به دست می آید.

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

$P_c = \text{capillary pressure}$ فشار موئینه

$P_{nw} = \text{Non Wetting phase}$ فاز غیر ترکننده

$P_w = \text{Wetting phase}$ فاز ترکننده

یانگ و لاپلاس پس از یک سری آزمایشات بر روی فشار موئینگی ، معادله ای را جهت یافتن مقدار آن به شرح ذیل ارائه دادند.

$$P_c = \frac{2\delta \cos \theta}{r}$$

$\theta = \text{Contact angle}$ زاویه تماس

$r = \text{Radius}$ شعاع لوله های موئینه یا شعاع منافذ سنگ مخزن

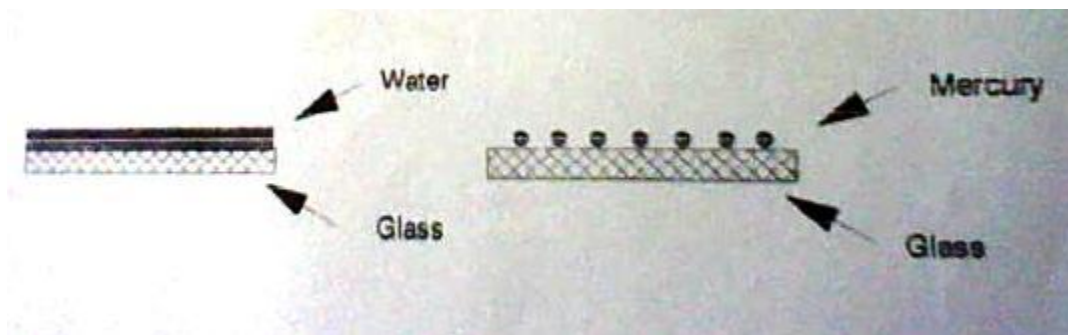
در معادله فوق θ ، زاویه تماس بین مایع و جامد در سیستم "مایع - جامد" می باشد و همیشه مقدار این زاویه را نسبت به سیال سنگین تر اندازه گیری می کنند.

عوامل موثر بر فشار موئینه

الف- زاویه تماس سنگ و سیال (تر کننده):

هرگاه زاویه تماس کمتر از 90° باشد ، فاز را تر کننده گویند مانند عمل پخش شدن آب بر روی سطح شیشه .

چنانچه زاویه تماس بیشتر از 90° باشد فاز را غیر تر کننده گویند مانند عمل پخش جیوه بر روی شیشه .



نحوه پخش جیوه و آب بر روی سطح شیشه

دلیل این پدیده را می توان با استفاده از نیروهای **چسبندگی** و **چسبندگی سطحی** توجیه کرد. همانطور که می دانیم نیروهای **چسبندگی** بین **مولکولهای یک ماده** وجود دارد در حالیکه نیروهای **چسبندگی سطحی** بین **مولکولهای دو ماده مختلف** که در مجاورت یکدیگر واقعند، وجود دارد.

در عمل پخش شدن آب بر روی سطح شیشه به خاطر نیروهای **چسبندگی سطحی** بین مولکولهای آب و شیشه می باشد که بیشتر از نیروهای **چسبندگی** بین مولکولهای آب است لذا آب به راحتی بر روی شیشه پخش می شود. ولی در مورد **جیوه** این حالت عکس می شود یعنی نیروهای **چسبندگی** بین مولکولهای جیوه بیشتر از نیروهای **چسبندگی سطحی** بین مولکولهای جیوه و شیشه می باشد لذا جیوه بر روی شیشه به صورت قطره های کروی پخش می شود.

ب – شعاع لوله یا شعاع خلل و فرجها:

فشار موئینه با **شعاع لوله های موئینه نسبت معکوس** دارد و هرچه لوله باریکتر باشد فشار **موئینه** بیشتر است. با استفاده از معادله یانگ – لاپلاس مقدار فشار **موئینه** بصورت تابعی از کشش سطحی، زاویه تماس و شعاع خلل و فرج بدست می آید.

ج – کشش سطحی :

نیروهای کشش سطحی باعث کشیده شدن سیال در لوله‌موئینه به طرف بالا شده و سطح سیال به صورت مقعر یا گود ایجاد می‌گردد.

اگر سطح سنگ نفت تر (Oil wet) باشد، زاویه تماس θ بزرگتر از 90° شده و مقدار $\cos \theta$ کوچکتر از صفر می‌شود، در نتیجه نیروهای کشش سطحی به سمت پایین عمل می‌کنند و سطح سیال درون لوله موئینه به طرف پایین کشیده شده و سطح محدب یا برجسته ای ایجاد می‌شود مانند ایجاد سطح محدب توسط جیوه نسبت به هوا در یک لوله موئینه که دلیل آن بالاتر بودن فشار جیوه نسبت به هوا می‌باشد.

د - اختلاف دانسیته سیال:

فشار موئینه با اختلاف دانسیته دو سیال نسبت معکوس دارد. یعنی هرچه این اختلاف کمتر باشد (بین آب و نفت سنگین) P_c بیشتر خواهد بود زیرا میدانیم هرچه اختلاف دانسیته کمتر باشد نیرویی که سبب پایین آوردن ستون می‌شود کمتر بوده لذا P_c افزایش می‌یابد.

ه - اثر تاریخچه اشباع (Saturation history effect):

تاریخچه اشباع بستگی مستقیم به تر شونده‌گی سنگ دارد. می‌دانیم که فشار موئینه در سنگهای Oil wet نسبت به سنگهای Water-wet متفاوت است.

انواع مکانیسم های فشار موئینگی

در اندازه گیری فشار موئینه (Capillary pressure) دو روش اساسی وجود دارد که عبارت اند از روش های آشام (Imbibition) و تخلیه (Drainage).

۱- روش تخلیه (Drainage):

در این روش سیال غیر تر شونده ، سیال تر شونده را جابجا (*Displace*) می کند برای انجام این آزمایش ، ابتدا سنگ توسط فاز تر شوندهمانند آب اشباع گردیده و سپس با فاز غیر تر شوندهمانند نفتجابجا می گردد و در نتیجه این عمل ، فاز تر کننده کم می شود.

۲- روش آشام (*Imbibition*):

در این روش ابتدا سنگ با فاز غیر تر شونده اشباع گردیده و سپس با فاز تر شونده جابجا (*Displace*) می گردد. و در نتیجه این عمل ، فاز تر کننده زیاد می شود.

میزان و اندازه آشام بستگی به تر شوندگی ، ویسکوزیته ، کشش بین سطحی (*IFT*) ، ساختمان منافذ (*Pore structure*) و تاریخچه اشباع و اشباع اولیه دارد و در طول عمر مخزن هر دو مکانیزم ها می توانند اتفاق بیفتند.



References

- James Broke "Applied open-Hole log analysis" vol. 2, 2000
- Core lab "Fundamentals of Rock Properties and Core Analysis" Revision 2001
- API-RP-40 "Recommended Practices for Core Analysis" American Petroleum Institute, Dallas, 1998
- Robert P. Monicard "Properties of Reservoir rocks: Core Analysis" IFP, Paris, 1980
- Djebbar tiab & Erle c. Donaldson "Petrophysics", 1999
- Von Gonten, W.D., McCain, W.D., Jr., Wu, C.H. "Petroleum Engineering 311 Reservoir Petrophysics" 1992
- E, Richardson. Tx (1971) 3.
- API-RP-40 "Recommended Practices for Core Analysis", American Petroleum Institute, Dallas, 1998
- API-RP-27 "Recommended Practices for Determining Permeability of Porous Media", American Petroleum Institute, Dallas, 1992
- Keelan, D.K., "A Critical Review of Core Analysis Technique", J. Canadian Pet. Tech. (April-June 1972).
- Keelan, D. "Core Analysis for Aid in Reservoir Description", JPT (1982), 2483-2491
- Hewitt, C.H., "How Geology Can Help Engineer Your Reservoir", Oil and Gas Jour. Nov 14, 1966
- McAfee, A., "Digital Core Description: The Missing Link in Effective Reservoir Characterisation", 16 European Formation Evaluation Symposium, Oct 1994.
- Keelan, D. "Coring", World Oil (March, 1980), 83.
- Worthington, A.E. et al. "Reservoir Petrophysics of Poorly Consolidated Rocks I. Well-Site Procedures and Laboratory Methods" Trans. SPWLA 28th Annual logging Symposium, London, (1987), BB1-17.

Rathmell, J.J., "Development of a Method for Partially Uninvaded Coring in High Permeability Sandstone", SPE 20413

Rathmell, J.J. Germley, R.B., "Field Application of low Invasion", SPE 22907

Sinor, L.A., Warren, T., "Development of an Antiwhirl Core Bit", SPE 24587

Eaton, N., Coring Horizontal Holes, ASME PD Vol. 27. Drilling and Technology Symposium, Houston Texas.

McGregor, K., Park, E., Sincock, K., "Effective Unconsolidated Core Preservation in the Arctic Environment: An Aid to Accurate Reservoir Evolution", SPE 22128

Whitabay, L., "Improved Coring and Core Holding Procedures for the Unconsolidated Sands of the Green Canyon Area, Gulf of Mexico", SPE 10380

Wunderlich, R.W., "Obtaining Samples with Preserved Wettability", Chapter 4 in "Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery", ed Morrow, N. R., 1990, Marcel Dekker Inc, New York

Bouchard, A.J., Fox, M.J., "Incorporating Core Analysis Data Uncertainty in Asset Value Assessment", SCA 9905, 1999

Darcy, H., "The Public Fountains in the Town of Dijon", Dalmont, Paris Klinkenberg, L.J., "The permeability of Porous Media to Liquid and Gas", API Drill. and Prod. Pract. p 200, (1941)

Coast, K.H. and Smith, B.D., "Dead-End Pore Volume and Dispersion in Porous Media: SPE 647, SPEJ (March, 1964), 73-84

Hagedorn, A.R. and Blackwell, R.J., "Summary of Experience with Pressure Coring", SPE 3962, 1972

DiFoggio, R., et al., "Improved Method for Extraction and Quantification of Hydrocarbon Content of Sponge Core Liners", SCA-9010, 4th Annual Conference of SCA, (1990), Vol. 2, 19.

Bloys, J.B., Rathmell, J.J., "Development and application of a Mineral Oil Based Mud and Tracer for Low Invasion Coring at Point McIntyre Field", SPE 3326

Pallatt, N., Stockden, I. et al., "Low invasion Coring Gives 'Native' Reservoir Water Saturation's", European SPWLA, London Dec 1991.

Bush, D.C. and Jenjins, R.E., "Proper Hydration of clays for rock Property Determination", SPE 2089, JPT(July, 1970), 800.

Jones, S.C. "A Rapid Accurate Unsteady-State Klinkenberg Permeameter", SPEJ(Oct. 1972), 383-97.

Walls, J.D., Nur, A.M. and Bourbie, T., "Effects of Pressure and Partial Water Saturation on Gas Permeability in Tight Sands: Experimental Results" JPT, (April, 1982), 930-936.

Keelan, D.K. "Automated Core Measurement System for Enhanced Core Data at Overburden Conditions", SPE 10180 Rock Mountain Regional Meeting Trans., (1980), 100-17.

Juhasz, I. "Conversion of Routine Air-Permeability Data into Stressed Brine-Permeability Data", European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, (April 22-25, 1986)

Jones, S.C., "The Profile Permeameter: A New, Fast, Accurate Minipermeameter" SPE 24707, 1992.

Amaefule, J.O. et al., "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/wells, SPE 2643, 1993

Amott, E., "Observation relating to wettability of Porous Rocks: Pet Trans AIME, V216, p106 (1959)

Donaldson, E.C., Thomas, R.D., and Lorenz, P.B.: "Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency", SPEJ (March 1969) 13-20.

Cuiec, L.E., "Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples", J. Cdn. Pet. Tech. (Oct.-Dec. 1977) 16, No. 4, 68-80.

Cuiec, L.E., Longeron, D., and Paciszky, J., "on the Necessity of Respecting Reservoir Conditions in Laboratory Displacement Studies" SPE 7780, 1979 SPE Middle East oil Technical Conference, Bahrain, March 20-29

Donaldson, E.C., "Oil-Water-Rock Wettability Measurement", preprints, American Chemical Soc., Div. of Petroleum Chemistry (March 29 April 3, 1981) 26. No. 110-22.

Sharma, M.M. and Wunderlich, R.W., "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluid Components" SPE 14302, 1980 SPE

Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25, 1980

Jia, D., Buckley, J.S., Morrow, N.R., "Alteration of Wettability by Drilling Mud Filtrates", SCA 94.8, 1994

Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability", SPE 13932, JPT(Oct. 1986) 1120-44

Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurements", SPE 13933, JPT(Nov. 1986) 1246-62

Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey – Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media", SPE 13934, JPT(Dec. 1986) 1371-78

Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey – Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure", SPE 10271, JPT(Oct. 1987) 1283-1300

Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effect of Wettability on Relative Permeability", SPE 16323, JPT(Nov. 1987) 1403-68

Anderson, W.G., "Wettability literature Survey – Part 6: The Effects of Wettability on Relative Waterflooding", SPE 16471, JPT(Dec. 1987) 1600-1622

Leverett, M.C., "Capillary Behaviour in Porous Solids", Trans., AIME (1941) 142, 102-69.

Hassler, G.L. and Brunner, E. "Measurement of Capillary Pressure in small Core Samples", Trans., AIME (1940) 160, 114-23

Purcell, W.R. "Capillary Pressures – Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom", Trans., AIME (1949) 186, 39-48

Purcell, W.R., "Interpretation of Capillary Pressure Data", Trans., AIME (1950) 189, 369-71.

Slobod, R.L., Chambers, A., and Prehn, W.L. "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples", Trans., AIME (1951) 192, 127-34.

Melrose, J.C. "Wettability as Related to Capillary Action in Porous Media", SPEJ (Sept. 1960) 209-71, Trans., AIME, 234.

Pickell, J.J., Swanson, B.F., and Hickman, W.B. "Application of Air-Mercury and Oil-Air Capillary Pressure Data in the Study of Pore Structure and Fluid Distribution", SPEJ (March 1969) 50-61.

Swanson, B.F."A simple Correlation Between Permeabilities and mercury Capillary Pressures",JPT,(Dec. ۱۹۸۱),۲۴۹۸.

Hawkins, J.T. and Bouchard, A.J."Reservoir-engineering Implications of Capillary-pressure and Relative – Permeability Hysteresis" , The log Analyst,(July-August ۱۹۹۲),p۴۱۵-۴۲۰.

Forbes, P.L., "Centrifuge Data Analysis Techniques: An SCA Survey on the Calculation of Drainage Capillary Pressure Curves from Centrifuge Measurements"Society of Core Analysts,۱۹۹۷.

Mcphee, C., Arthur ,K., "Relative Permeability Measurements:An inter Laboratory Comparison" , ۱۶ European Formation Evaluation Symposium, Oct ۱۹۹۴(SPE ۲۸۸۲۶)

Buckley,S.E. and Leverett, M.C. "Mechanism of Fluid Displacement in Sands" , Trans AIME. V۱۴۶,p۱۰۷,(۱۹۴۲)

Bruce. W.A. and Welge.H.J., "Restored – state Method for Determination of Oil in Place and Connate Water" ,Oil & Gas J.(July ۲۶,۱۹۴۷) ۴۶,۲۲۳-۳۸.

Osoba, J.S. et. al. "Laboratory Measurements of Relative Permeability", Trans., AIME ۱۹۲,(۱۹۵۱),۴۷.

Welge, H.J. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive " ,Pet Trans AIME ,V۱۹۵,p۹۱(۱۹۵۲)

Rapoport, L.A. and Leas, W.J. "Properties of Linear Waterfloods " ,Pet Trans AIME,V۱۹۸,p۱۳۹,(۱۹۵۳)

Moore, T.F. and Slobod , R.L. "The Effect of Viscosity and Capillary on the Displacement of Oil by Water" , Prod. Monthly , ۲۰ ,(۱۹۵۶), ۲۰.

Kyte , J.R. and Rapoport L.A "Linear Waterflood Behaviour and End Effects in Water Wet Porous Media " ,Trans AIME V.۲۱۳ p۴۲۳-۴۲۶ ۱۹۵۸.

Fatt. I. and Kilkoff. W.A.: "Effect of Fractional Wettability on multiphase Flow Through Porous Media " , Trans., AIME (۱۹۵۹)۲۱۶.۴۲۶-۳۲.

Johnson , E.F., Bossler, D.P . and Naumann ,V.O. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments" ,Trans AIME, V۲۱۶, p۳۷۰,(۱۹۵۹).

Amyx. J.W., Bass. D., and Whiting . R.L. " Petroleum Reservoir Engineering " ,McGraw – Hill Book Co., New York City (۱۹۶۰).

Mungan , N. “Certain Wettability Effects in Laboratory Waterfloods”,JPT,
(Feb. ۱۹۶۶),۲۴۷.

Land , C.S. “Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two and Three phase
Flow, from Rock Properties” , SPEJ ,(June, ۱۹۶۸),۱۴۹.

Donaldson . E.C, Thomas .R.D., and Lorenz. P.B. “Wettability Determination and its effect
on Recovery Efficiency” , SPEJ(March ۱۹۶۹)۳-۲۰.

Morrow, N.R. “The Retention of Connate Water in Hydrocarbon Reservoirs:Part ۱ A
review of Basic Principles” , Canadian Journal of Petroleum p.۳۸,(Jan ۱۹۷۱).

Morrow , N.R. “The Retention of connate water in Hydrocarbon Reservoirs:Part ۲
Environment and Properties of Connate Water” ,Canadian Journal of Petroleum p. ۴۷ jan
۱۹۷۱.

Craig, F.F. “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding” ,Monograph Series, SP

