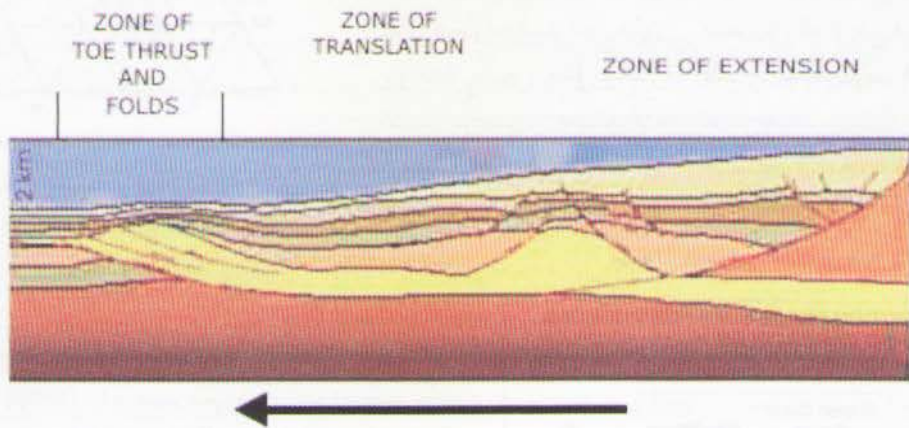


ژئوشیمی مخزن :

پل ارتباطی بین زمین شناسی مخزن و مهندسی مخزن

محمد کمایی نجفی
«بخش پایانی»



کنترل کننده‌های توزیع ترکیبات آلی در مخازن: نقش ماده آلی

معمولاً فرض می‌شود که جذب سطحی هیدروکربور بر روی سطح‌های داخل مخزن به این دلیل صورت می‌گیرد که این مواد از نظر حجمی بیشترین مواد موجود در مخزن هستند. اما توانایی بالای جذب ترکیبات نفتی توسط مواد آلی رسوبی جامد (کروژن و بیتومن) قابل تأمل است.

تعدادل بین گروه‌های ترکیبات نفتی و اجزای تشکیل دهنده سنگ مخزن به خوبی شناخته نشده است. توزیع حقیقی ترشده‌گی و فازهای ترشده مختلف را نمی‌توان در مقیاس میکرونی در جایی که ممکن است ناهمگنی وجود داشته باشد

بررسی کرد. امامی‌توان از فرآیندهایی که در زمان آغازین پرشدن سنگ مخزن اتفاق می‌افتند مسایلی را در نظر گرفت. در شکل ۵ نمودار یک سنگ حامل - سنگ مخزن و تعادلی که ممکن است به وجود آید، نشان داده شده است. در اینجا فرض شده که سیال اولیه که هم با فاز کانی و هم با فاز ماده آلی جامد در تماس بوده، آب است، به طوری که تماس مستقیم بین نفت و فازهای بالقوه «نفت تر» از قبیل ماده آلی جامد، بعدها پس از شکسته شدن صفحه نازک آب برقرار خواهد شد.

جداسازی تعادلی اجزای بین فازهای نفتی و آب را می‌توان با استفاده از ضریب جدایی (partition coefficient) P

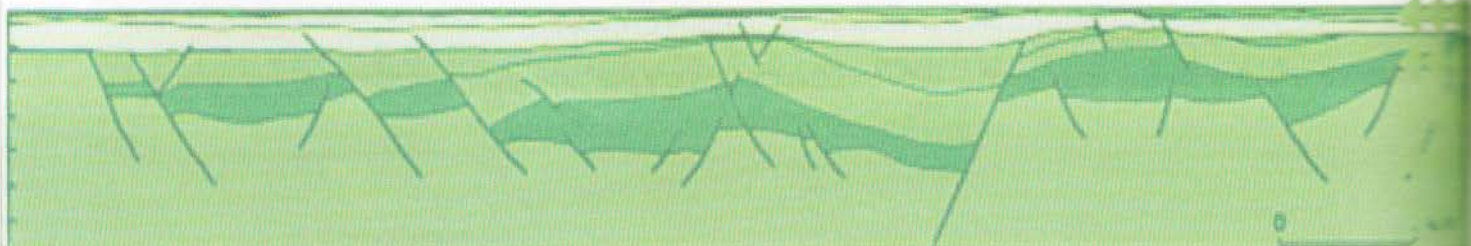
نشان داد که عبارت است از غلظت تعادلی جزء موجود در فاز نفتی (برحسب kg/m^2 یا g/L) تقسیم بر غلظت در فاز آبی:

$$P = C_{oil} / C_{water}$$

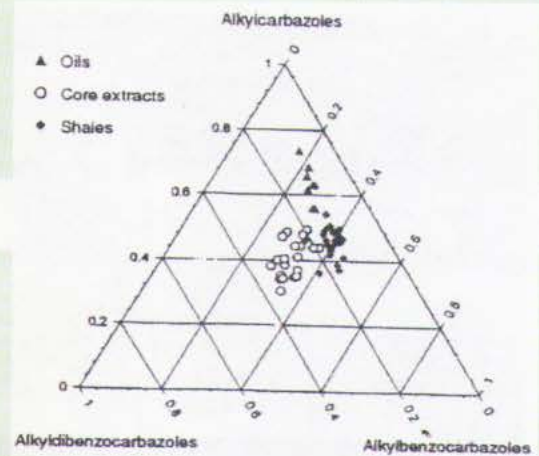
جدایی تعادلی اجزای بین فازهای آبی و جامد (کانی و یا ماده آلی) را می‌توان توسط ضریب انتشار K (distribution coefficient) نشان داد که عبارت است از غلظت تعادلی اجزای روی فاز سنگ (برحسب mg/g یا kg/g) تقسیم بر غلظت در فاز آب:

$$K = C_{oil} / C_{solid}$$

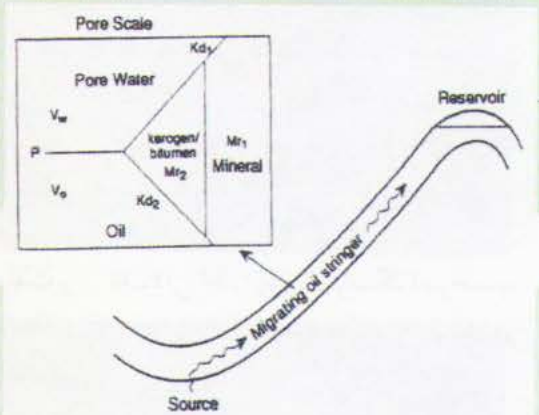
شکل ۴. توزیع ترکیبات نیتروژنی خنثی در نفت‌های تولید (مثلث‌ها) نفت‌های جداسازی شده از مغزها توسط



حلال (دایره‌های توخالی) و سنگ‌های مادر (لوزی‌های توپر) در ماسه‌های مخزنی نفت‌دار دریای شمال.



شکل ۵. تاثیرات متقابل بین نفت، آب و فازهای جامد در مقیاس تخلخل در یک مسیر مهاجرت ثانویه. تعادل بین فازها توسط ضریب جدایی (partition coefficient)، دو ضریب توزیع که نشان‌دهنده تعادل بین ماده آلی «نفت تر» (kd2) و همچنین بین آب و فاز مینرالی «آب تر» (kd1) و جرم یا حجم نسبی چهار فاز موجود [نفت (Vo)، آب (Vw)، ماده آلی «نفت تر» (Mr2) و کانی‌های «آب تر» (Mr1)] کنترل می‌شود.



اندازه K رامی‌توان از روی خطوط حرارتی هم‌تراز جذب تعیین کرد، به طوری که برای نفت در حالت تعادل با فاز جامد به واسطه فاز آب خواهد بود.

$$C_{soild} / C_{oil} = K/P$$

«مک لی‌بود و همکارانش»

(Macleod et. al.) پیشنهاد کرده‌اند که اجزایی مانند آلکیل فنول‌های دارای وزن مولکولی سبک بین فازهای نفت و آب جداسازی می‌شوند. توزیع آلکیل فنول‌های دارای کمترین وزن ملکولی یعنی فنول و کاسترول در آب‌های حوضه‌های نفتی از میان دیگر فنول‌ها توزیع غالب است در حالی که در فازهای نفتی همراه مقدار فنول‌های دی‌متیل و تری‌متیل بیشتر است. براساس مطالعات آزمایشگاهی ضریب انتقال

جرم (masstransfer)، امکان به تعادل رسیدن خیلی سریع (از نظر زمان زمین‌شناسی) نفت و آب در مقیاس تخلخل سنگ وجود دارد. بنابراین، برای آزمودن مدل کنترل‌کننده‌های توزیع ترکیبات قطبی در مخزن فنول‌ها گروه ایده‌آلی هستند.

در جدول ۱ ارزش P و K برای آلکیل فنول‌ها و ارزش P برای آلکیل کاربازول‌ها نشان داده شده است. تعیین ارزش K برای جذب سطحی آلکیل کاربازول‌ها بر روی فازهای جامد در محیط آبی به دلیل بسیار پایین بودن انحلال پذیری کاربازول‌ها در آب مشکل است. ضریب جدایی آلکیل کاربازول‌ها نسبت به ترکیباتی مانند فنول‌ها و اسیدهای کربوکسیلی (به اندازه چند ضریب ده‌دهی) بیشتر است. (جدول ۱) پیش‌بینی شده است که در مراحل اولیه پرشدن مخزن غالب فازهای

جذب‌شده را ترکیبات دارای انحلال پذیری بیشتر در آب مانند فنول‌ها و اسیدهای کربوکسیلی تشکیل می‌دهند. اجزای آلکیلی دارای وزن مولکولی سنگین مانند آسفالتن‌ها و رزین‌ها احتمالاً ترشوندگی را کنترل می‌کنند. بیشتر به نظر می‌رسد که ضریب جدایی این اجزا بسیار بالا باشد. بنابراین به کندی از فاز آب جذب سطوح مواد جامد می‌شوند. جذب سریع‌تر در صورتی اتفاق می‌افتد که ورقه نفت به طور مستقیم با فاز «نفت تر» در تماس باشد. جدول ۱. خواص انتشاری فنول کاربازول‌ها

جدول ۱. خواص انتشاری فنول کاربازول‌ها.

Compound	K		P Oil/water
	Brown Coal/ Water (mL/g)	Illite/Water (mL/g)	
2,5 dimethylphenol	990	25	15
2,3 dimethylphenol	920	11	13
3,4 dimethylcarbazole	—	—	7 250
1,8 dimethylcarbazole	—	—	26 733

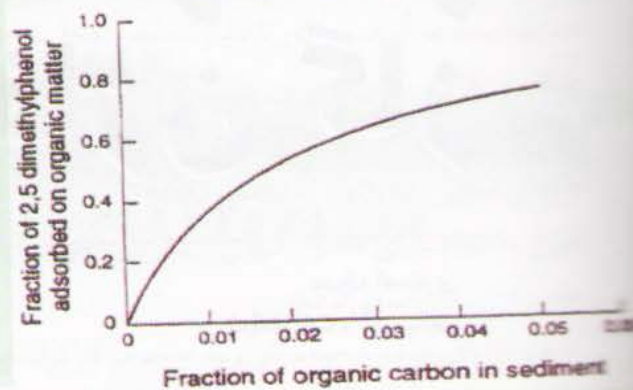
Values were determined at ambient conditions (25°C). P-values for phenols were determined at 80°C with a solution-gas-free oil from Eldfisk field. Knaepen et al.⁴⁰ have indicated that P values are significantly pressure dependant; we are currently measuring phenol P values under subsurface conditions. Carbazole data are from Ref 26.

جرم نسبی اجزایی که در مراحل اولیه از فاز آب جذب سطوح فازهای مختلف (کانی‌ها و مواد آلی) می‌شوند با ارزش‌های K مربوط به کانی-آب و ماده آلی-آب ضرب در نسبت جرمی هر فاز تناسب دارد. در شکل ۶ توزیع ۲ و ۵ دی‌متیل فنول، بین کانی‌ها (به فرض دارای خواص کانی ایلیت) و ماده آلی (به فرض دارای خواص ذغال قهوه‌ای) به عنوان تابعی از کربن آلی کل نشان داده شده است. منحنی این شکل از داده‌های جدول ۱ به دست آمده است. کل فتولی که جذب سطح ماده آلی شده در مقابل ماده آلی موجود در رسوب رسم شده است (با فرض این که فاز تماس آب است). ارزش بسیار بالاتر ضریب انتشار ماده آلی-آب موجب جذب سطح

انتخابی بر روی ماده آلی شده است. بیشترین مقدار جذب فنول در مقدار ماده آلی، بیشتر از دودرصد صورت گرفته است.

گرچه توزیع حقیقی ماده آلی (مانند فتوکلاست های بلوکی در برابر پوشش انتشار یافته بر روی دانه ها) توزیع غایی ترهای ترکنده را تحت تاثیر قرار می دهد، احتمال بیشتر آن است که ماده آلی تاثیر مهمی را بر روی گروه های هیدروفوبیک در مخزن اعمال کنند. مقدار "TOC" در ماده های مخزنی و کربنات ها از یک تا دودرصد متغیر است. پاسخ این پرسش که آیا از مطالعه سیستماتیک ترکندگی مخزن، ارتباطی با مقدار "TOC" یا توزیع آن به دست خواهد آمد، روشن نیست، اما بررسی این که ممکن است تحت شرایط مناسب مقدار زیاد "TOC" در رسوبات مخزن با عمل کردن به صورت پیوسته ای برای غیرهیدروکربن های نفتی هیدروفوبیک موجب پایدار ماندن فازهای مینرالی «آب تر» شود، امکان پذیر است.

شکل ۶. مقدار ۵ و ۲ دی متیل فنول جذب شده بر روی سطح فاز جامد ماده آلی به عنوان تابعی از کربن آلی کل (TOC) موجود در رسوب. در مقادیر ۲٪ کربن آلی، ۵۰٪ فنول جذب سطح ماده آلی شده است. این سطحی براساس داده های مندرج در جدول محاسبه شده است.



ترشوندگی بخشی (Fractional Wettability)

مطالعات انجام شده (در مقیاس کوچک تر از مطالعات سیستمیکی تا حد اندازه های تخلخل) بر روی مخازن نشان می دهد که ترشوندگی بخشی مخزن متغیر است و این تغییرات از اختلافات موجود در کانی شناسی که خود بر اساس مطالعات پتروفیزیکی نتیجه گیری می شوند، ناشی می شوند. توزیع ناهمگن غیرهیدروکربن ها در مقیاس یک بلوک گسلی و یا در حد فضای یک مخزن (به اندازه صدها هزار متر) نیز ممکن است به ترشوندگی های بخشی متفاوت منجر گردد. مقیاس ترشوندگی بخشی بر اساس برآورد مقیاس مشاهده شده در سنگ های رسوبی تعیین می شود و بر اساس آن مکانیزم های "capillary trapping" مختلف که به منظور بررسی توزیع نفت پسمانده پس از سیلاب زنی پیشنهاد می شوند، مورد بررسی قرار می گیرند.

مطالعه های تفصیلی دانش زمین شناسی مخزن، مهندسی و ژئوشیمی رابه هم پیوند می دهند و برای تایید این مفاهیم، تعیین مقیاس ترشوندگی بخشی و برآورد اهمیت آن در محاسبه توزیع نفت در جا و استراتژی تولید نفت لازم است.

تا به امروز یک تطابق کلی از نفت- کانی با قابلیت ترکندگی، یافت نشده و روش های آنالیزی مناسب برای تعیین ویژگی های فازهای جذب شده در سطح سنگ در مقیاس های مناسب به صورت

روتین در نیامده است و حتی در بعضی حالات چنین تکنیک هایی در دسترس نیستند. هدف کارهای جاری ما پیوند دادن اختلافات موجود در ترکیب شیمیایی

نفت مخزن در کوچک مقیاس، با رفتار جریان (flow behavior) اندازه گیری شده و مدل سازی شده در کوچک مقیاس است.

نتیجه

دانش ژئوشیمی مخزن یک ابزار مقرون به صرفه از نظر اقتصادی است. کاربردهای به اثبات رسیده آن در مهندسی نفت تشخیص مسایل مربوط به ادامه یافتگی مخزن، سطح تماس فازهای مختلف، تشخیص نشت نفت در سیستم لوله بندی و تعیین لایه های قیری را شامل می شود. شواهد موجود در مورد اینکه پدیده های زمین شناسی کوچک مقیاس خواص تحت الارضی نفت را کنترل می کنند و در کنار آن پژوهش های انجام شده بر روی توزیع غیرهیدروکربن ها در مخازن قویا پیشنهاد می کنند که برخی از آشفتگی ها در شبیه سازی ممکن است به اختلاف در خواص سیال ها مربوط شود و نه به خواص سنگ (تخلخل و تراوایی) که به طور سنتی به آنها نسبت داده می شوند. در مورد این که نفت و آب موجود در مخزن از نظر ترکیب ناهمگن هستند، اطمینان حاصل شده، شک بر این است که این اختلاف به طور موثر بر عملیات مهندسی نفت اثر می گذارد. اما این مطلب هنوز به اثبات نرسیده است. ژئوشیمی مخزن این امکان بالقوه را دارد که درک تاثیرات متقابل سنگ- سیال را پیشرفت داده و مهندسان نفت را قادر نماید که با مساله نفت پسمانده (residual oil) به نحو سیستماتیکی برخورد نمایند. ■

منابع: باتوجه به کثرت منابع استفاده شده برای تهیه این مقاله (بیش از ۴۰ منبع) از ذکر آنها خودداری شده است. علاقه مندان می توانند برای دسترسی به این منابع، با دفتر نشریه تماس بگیرند.