ارزیابی توان هیدروکربن زایی سازند کشف رود در تاقدیس خانگیران با استفاده از روش $\Delta logR$

حسین حسین پور صیامی

فارغ التحصیل مهندسی اکتشاف معدن - دانشکده معدن - دانشگاه صنعتی امیر کبیر

(تاریخ دریافت ۸۱/۴/۴ ، تاریخ تصویب ۸۲/۲/۲۰)

چکیده

ارزیابی توان هیدروکربن زائی سازند ها با استفاده از روش $\Delta logR$ (روشی بر اساس جدایی بین نمودارداردرون چاهی تخلخل (DT/CNL/RHOB) ونمودار درون چاهی مقاومت ویژه (R)) امروزه به عنوان روشی مناسب در بسیاری از چاه های مشهور جهان به کار برده شده است . این روش توسط پسی و همکارانش (Passey et al., 1990) برای پیش بینی غنی شدگی آلی سنگ های مادر ارائه شده و می تواند برای محدوده وسیعی از درجه بلوغ صحیح باشد. اساس این روش از برهم نهی نمودارهای درون چاهی تخلخل(صوتی ، نوترون ، چگالی) مقیاس بندی شده بر روی نمودارداردرون چاهی مقاومت ویژه[1] و تعیین مقدار جدائی بین این دو نمودار و محاسبه مقدارکل کربن آلی (TOC)[2] و (S2) (مقدار هیدروکربن (نفت و گاز) آزاد شده در طی فرآیند پیرولیز در دستگاه راک اوال (ROCK-EVAL) برحسب (mgHC / g (ROCK) می باشد . با این روش می توان در مراحل اکتشاف ارزیابی نسبی مناسبی از سازندها را بدون تهیه نمونه به دست آورد . در این مطالعه مناطق غنی شدگی آلی سازند کشف رود در چاه های ۱۶ و ۳۰ واقع درتاقدیس خانگیران (کپه داغ) با استفاده از روش$\Delta logR$ مورد بررسی قرار گرفته و برای چاه خانگیران ۳۰ نتایج حاصل از این بررسی با داده های مربوط به نمونه های مغزه مقایسه شده اند .

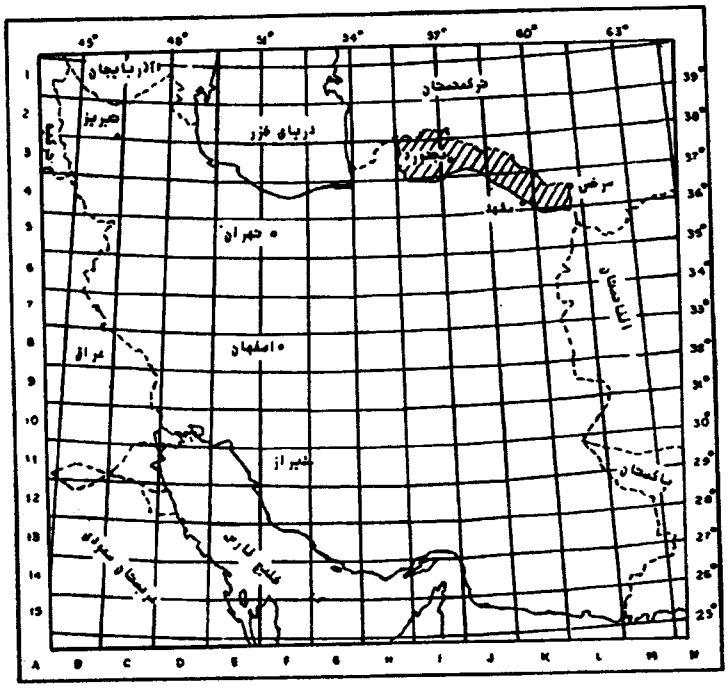
واژه های کلیدی: کل کربن آلی، هیدروکربن باقیمانده ، درجه دگرگونی آلی ، مقاومت ویژه ، صوت

مقدمه

اهمیت اقتصادی، سیاسی و اجتماعی منابع نفتی و گازی از یک سو و هزینه های زیاد مطالعات اکتشافی آن از سوی دیگر باعث شده تا پژوهشگران به دنبال روش های جدید و کم هزینه برای اکتشاف منابع هیدروکربنی باشند. آنچه در این گونه مطالعات اکتشافی همواره وجود داشته و دارد، نمودار گیری درون چاهی از چاه ها است. بنابراین با به کارگیری و استفاده از روش های نوین مرتبط با این گونه اندازه گیری ها می توان هزینه های اکتشافات را پائین آورد. برای مطالعه سنگ مادر ، هزینه های زیادی مربوط به نمونه برداری، حمل، آماده سازی وآزمایش وجود دارد. استفاده از روش های جدید به ویژه روش $\Delta logR$ می تواند برای تعیین مناطق غنی از مواد آلی که تنها نیاز به نمودارهای درون چاهی و داده های اولیه در مورد نوع و درجه بلوغ کروژن دارد هزینه ها و زمان مربوط به این مطالعات را تا حد قابل ملاحظه ای کاهش دهد و در مراحل بعدی اکتشاف با توجه به نتایج به دست آمده از این روش می توان توجه خود را به محدوده هائی از سازند که از مواد آلی غنی هستند ، معطوف کرد و با تهیه نمونه از این مناطق ارزیابی دقیق تری از سازند در عمق به دست آورد .

موقعیت جغرافیایی کپه داغ

حوضه رسوبی کپه داغ در شرق دریای خزر، شمال شرقی ایران ، جنوب ترکمنستان وشمال افغانستان قرار دارد. وسعت این حوضه در ایران بیش از ۵۰۰۰۰ کیلومترمربع است و در طول جغرافیایی ۵۴ درجه تا ۶۱ درجه و ۱۴ دقیقه و عرض جغرافیایی ۳۶ درجه تا ۳۸ درجه و ۱۶ دقیقه قرار گرفته است (شکل۱)[۱،۲]. منطقه کپه داغ با رسوبات دریایی ضخیم و بدون فعالیت آتشفشانی مهم، یک منطقه امید بخش برای اکتشاف بوده است. کشف میدان گازی خانگیران در سال ۱۳۴۷ و میدان گازی گنبدلی در سال ۱۳۶۱ باعث شد تا منطقه بیشتر مورد توجه قرار گیرد. بعد از حفاری سه چاه خشک در تاقدیس های امیر آباد ، چهچهه و سنگ مجاور میدان گازی خانگیران، حفاری اکتشافی با توجه به دیگر اولو یت های اکتشافی کشور به طور موقت متوقف شده است [۱،۲] .



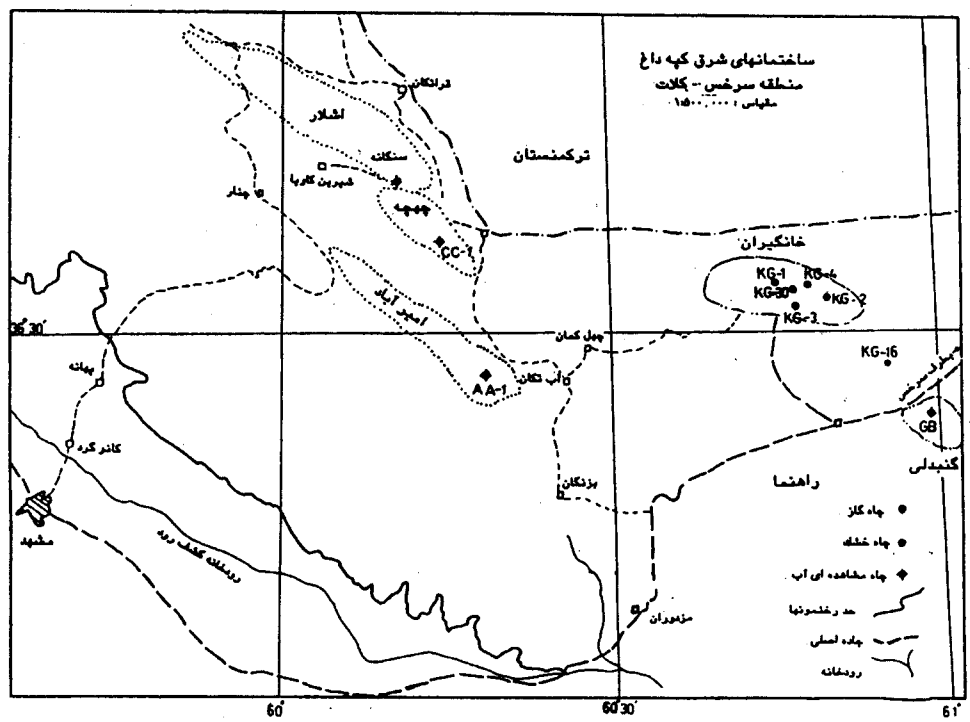
شکل ۱: موقعیت جغرافیایی کپه داغ در ایران[۱] .

سازند کشف رود

نام این سازند از رودخانه کشف رود که جنوب شرقی کپه داغ را زهکشی می کند ، گرفته شده است. نام این سازند توسط گلداشمید بدون معرفی مقطع و محل تیپ معرفی شده بود (گزارش منتشر نشده شرکت ملی نفت ایران) . مقطعی از این سازند در سال ۱۳۴۷ توسط افشار حرب در جنوب دهکده درخت بید و غرب دهکده مزدوران مطالعه شده است. مقاطع چندی نیز در شرق دهکده مزدوران توسط نارانی در سال ۱۳۴۷ مطالعه شده اند[۲]. سازند کشف رود برای اولین بار به تفصیل توسط مدنی (۱۳۵۷) مطالعه شده است . مقطع تیپ این سازند بوسیله مدنی در ۱۵ کیلومتری شرق دهکده بغ بغو بر روی جاده معدن زغال آق دربند مطالعه شده است . این سازند اساسا شامل شیل سیلتی و ماسه سنگ می باشد و ضخامت آن در محل مقطع تیپ ۱۸۰۰ متر است . سازند کشف رود تنها در قسمت جنوب شرقی کپه داغ رخنمون دارد و مطابق با مطالعات مدنی سن این سازند باژوسین پسین ـ باتونین است و از نظر محیط رسوبگذاری، رخساره های فلیشی و ساختمان های رسوبی بیان می کنند که این سازند در یک گودی عمیق ته نشست کرده است[۲] .

سازند کشف رود در چاههای خانگیران ۱۶ و ۳۰

تاقدیس خانگیران درفاصله تقریبی ۱۸۰ کیلومتری شمال شرقی مشهد و ۲۵ کیلومتری غرب سرخس واقع است (شکل۲). براساس اطلاعات ژئوفیزیکی روند کلی ساختمان، شمال غربی- جنوب شرقی بوده و تاقدیسی نامتقارن است ویال شمالی نسبت به یال جنوبی از شیب بیشتری برخوردار است.دراین تاقدیس چاه های ۱۶ و۳۰ بدلیل حفرسازندکشف رودو دارا بودن نمودارهای درون چاهی و نیز مقداری مغزه، برای مطالعه حاضر انتخاب شده اند. چاه خانگیران ۱۶ در جنوب شرقی و چاه خانگیران ۳۰ در نزدیکی راس تاقدیس خانگیران قرار دارند (شکل ۲). سازند کشف رود در چاه خانگیران۱۶ از عمق ۴۲۱۵/۹ متری شروع می شود و به علت حفاری تا عمق ۴۵۶۷ متر، سازند بطور کامل قطع نشده است. بنابراین ضخامت حفاری شده این سازند در چاه خانگیران ۱۶، ۳۵۱/۱ متر می باشد. همچنین این سازند در چاه خانگیران ۳۰ از عمق ۴۳۲۰ متری شروع و تا عمق ۴۴۷۳ متری ادامه دارد و بطور کامل قطع نشده و ضخامت حفاری شده آن ۱۵۳ متر می باشد . لازم به توضیح است ، فاصله تقریبی



شکل ۲: موقعیت تاقدیس خانگیران در کپه داغ[۱].

چاههای خانگیران ۱۶و۳۰ از یکدیگر حدود ۱۷ کیلومتر است [۲،۳].

ارزیابی توان هیدرو کربن زایی سنگ مادر با $\Delta logR$

روش های معمول برای تشخیص غنی شدگی و بلوغ سنگ مادر آلی، تنوعی از آنالیزهای آزمایشگاهی مانند پیرولیز، آنالیز عنصری، ضریب بازتابندگی ویترینایت، شاخص آلتراسیون دمایی، کروماتوگرافی گازی و ... است [۴]. در این نوشتار از تاثیرماده آلی بر روی ابزارهای چاه پیمایی رایج در صنعت نفت بحث می شود و روشی آسان با استفاده از بر هم نهی نمودارهای درون چاهی بیان می شود. در سنگ های فقیر از ماده آلی و اشباع از آب، نمودارهای مقاومت ویژه و صوتی با یکدیگر موازی خواهند بود و می توانند برروی هم قرار بگیرند . چون هردو نمودار به تغییرات تخلخل سازند پاسخ می دهند[۵] . در مقابل در سنگ مخزن دارای هیدروکربن و سنگ مادر دارای کروژن و هیدروکربن ، جدایشی بین این دو نمودار اتفاق خواهد افتادکه با استفاده از نمودار پرتو گاما می توان مناطق مربوط به سنگ مخزن را تشخیص داد و از تحلیل حذف کرد.جدایی بین دو نمودار اخیر ناشی از دو اثر مهم است[۶ ، ۷ ، ۸] :

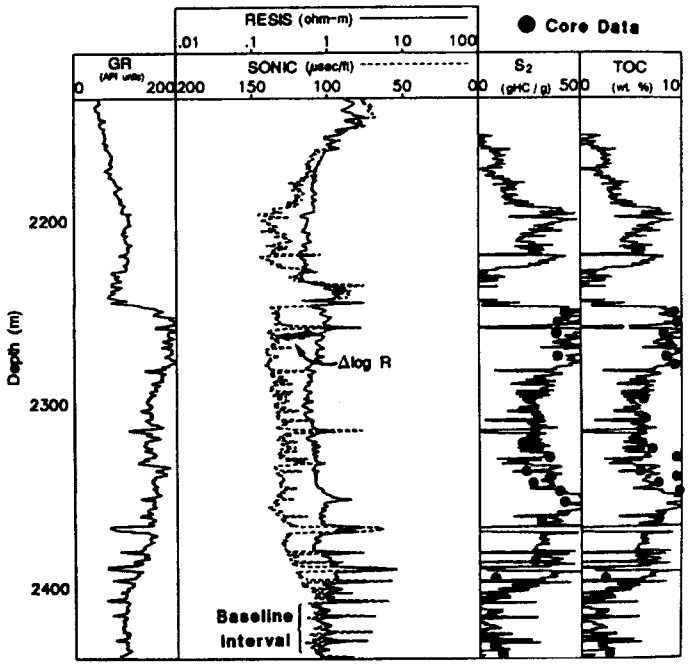
اول) پاسخ نمودار تخلخل (صوتی ، چگالی ، نوترون) به حضور چگالی و سرعت پایین کروژن .

دوم) پاسخ نمودار مقاومت ویژه به سیال سازند.

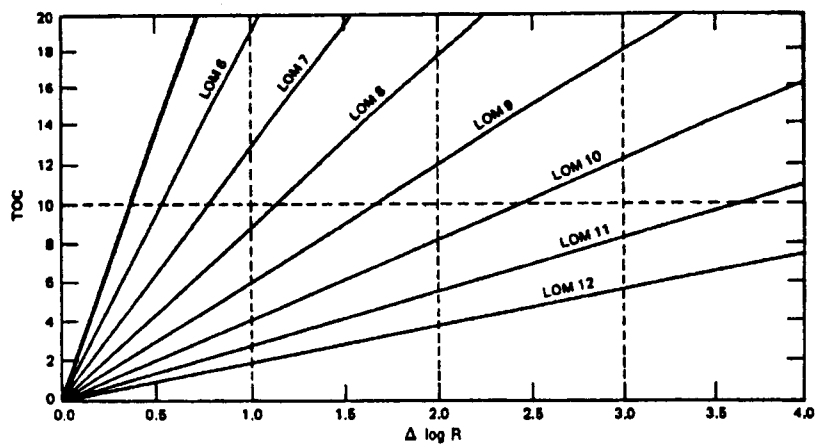
در یک سنگ مادر نابالغ غنی از ماده آلی، هیچ هیدروکربنی تولید نشده، جدایی مشاهده شده (بین دو نمودار اخیر) مربوط به پاسخ نمودار تخلخل (صوتی، نوترون، چگالی) است. در صورتیکه در سنگ مادر بالغ آلی، علاوه بر پاسخ نمودار تخلخل، مقاومت ویژه بدلیل حضور هیدروکربن های تولید شده، افزایش می یابد [۶،۷،۸] .

در سال ۱۹۹۰، پسی[۳] روش عملی $\Delta \log R$ رابرای پیش بینی غنی شدگی آلی سنگ های مادر با استفاده از نمودارهای درون چاهی ارایه داد .این روش در دو نوع سنگ کربناته و تخریبی به قدر کافی موثر واقع می شود و در پیش بینی کل کربن آلی (TOC) در محدوده وسیعی ازدرجه بلوغ صحیح است[۹،۱۰]. در این روش ازبرهم نهی دو نمودارون چاهی مقاومت ویژه و تخلخل (به

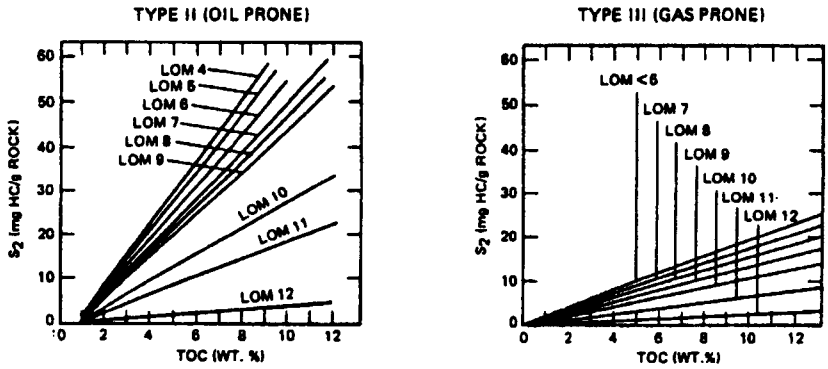
ویژه صوتی) با مقیاس نسبی مناسب (۱۰۰ میکروثانیه بر فوت در دو سیکل لگاریتمی مقاومت ویژه) استفاده می شود. جدایی بین این دو نمودار بصورت $\Delta \log R$ به گونه ای است که در هر عمقی قابل محاسبه است(شکل۳) [۱۰] . پسی نشان داد که جدایی $\Delta \log R$ به طور خطی با کل کربن آلی (TOC) ارتبا ط دارد و تابعی از درجه بلوغ است و با استفاده از دیاگرام $\Delta \log R$ (شکل۴) این جدایی می تواند به طور مستقیم به TOC تبدیل شود و این در صورتی است که درجه بلوغ با استفاده از روش های گوناگون مانند ضریب بازتابندگی ویترینایت ، شاخص دگرسانی دمایی یا Tmax و ... به دست آید[۱۰]. او همچنین نشان داد که اگر نوع ماده آلی در دست باشد می توان مقادیر پیرولیز(S2) را همانند روش راک اوال[۴] [۱۱] با استفاده از تبدیل های TOC به S2 (شکل ۵) پیش بینی کرد. نمودارهای درون چاهی مقاومت ویژه و صوتی در مناطق غنی از ماده آلی دارای جدائی مثبت هستند .جدائی مثبت زمانی اتفاق می افتد که نمودار درون چاهی مقاومت ویژه در سمت راست ونمودار درون چاهی صوتی درسمت چپ قرار بگیرند (شکل ۳) .



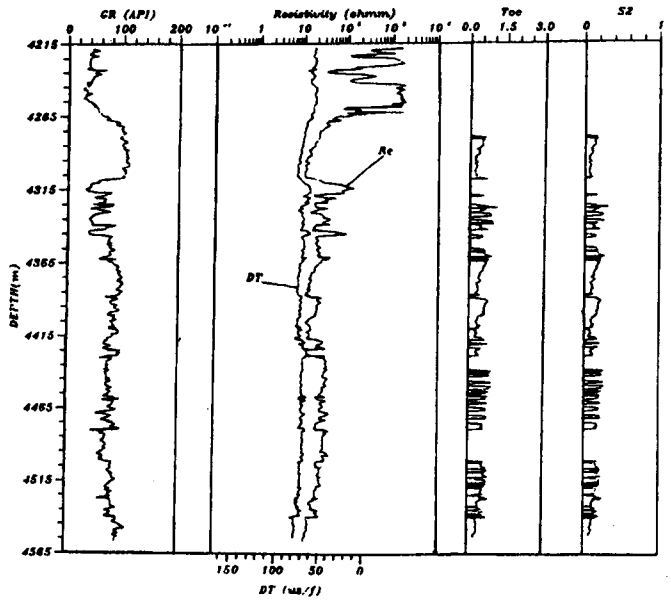
شکل ۳: روش $\Delta \log R$ در تعیین مناطق غنی شدگی آلی[۹] .



شکل ٤ : نمودار $\Delta \log R$ و TOC برای LOM های مختلف[۱۰] .



شکل ۵: نمودار TOC ، S2 و LOM برای کروژن نوع ۲ و۳[۱۰] .



شکل ٦: نمودارهای درون چاهی سازند کشف رود در چاه خانگیران ١٦[١٥] .

با توجه به اینکه این جدائی رابطه مستقیمی با درصد کربن آلی کل (TOC) و پتانسیل هیدروکربن باقیمانده (S2) دارد، می توان با استفاده از روش $\Delta \log R$ مقادیر TOC و S2 را بر حسب عمق محاسبه و سپس آن را به صورت نمودار درون چاهی ترسیم نمود . پسی توانست با استفاده از عبارات ریاضی- تجربی (۱) ، (۲) ، (۳) و (۴) مقدار $\Delta \log R$ و TOC را محاسبه کند[۱۰] :

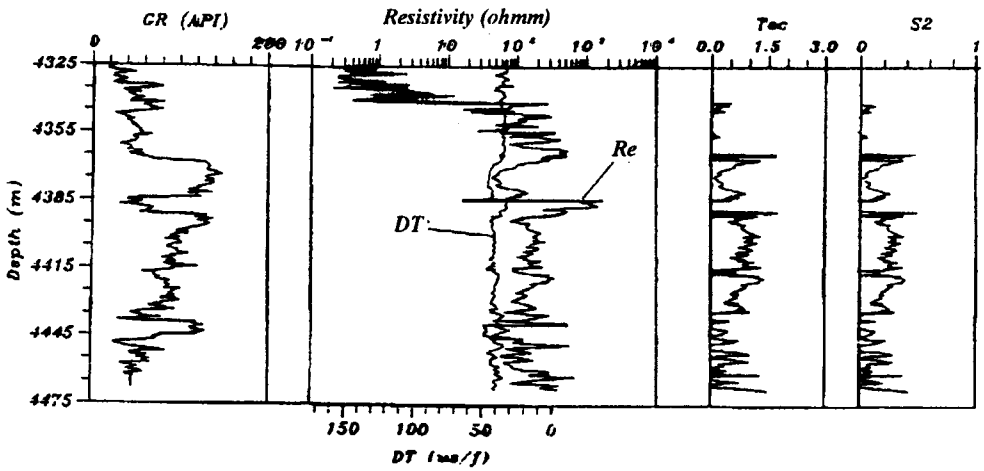
$$\Delta \log R_{DT} = \log_{10}(R / R_{baseline}) + 0.02(DT - DT_{baseline}) \quad (1)$$

$$\Delta \log R_{Neu} = \log_{10}(R / R_{baseline}) + 4.00(\phi_N - \phi_{N(baseline)}) \quad (2)$$

$$\Delta \log R_{Den} = \log_{10}(R / R_{baseline}) - 2.50(\rho_b - \rho_{b(baseline)}) \quad (3)$$

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (4)$$

و برای محاسبه مقدار S2 از شکل (۵) استفاده نمود. برای این منظور درجه دگرگونی آلی(LOM)[5] و نوع کروژن باید از طریق روش های گوناگون ژئوشیمی آلی تعیین شود [۱۰،۱۲ . پسی توصیه می کند، برای تعیین $\Delta \log R$ از رابطه (۱) و در صورت عدم دسترسی به نمودار درون چاهی صوتی، از رابطه (۲) یا (۳) و برای تعیین TOC از رابطه (۴) استفاده شود. او علت تقدم رابطه (۱) به روابط



شکل ۷: نمودارهای درون چاهی سازند کشف رود در چاه خانگیران ۳۰[۱۵] .

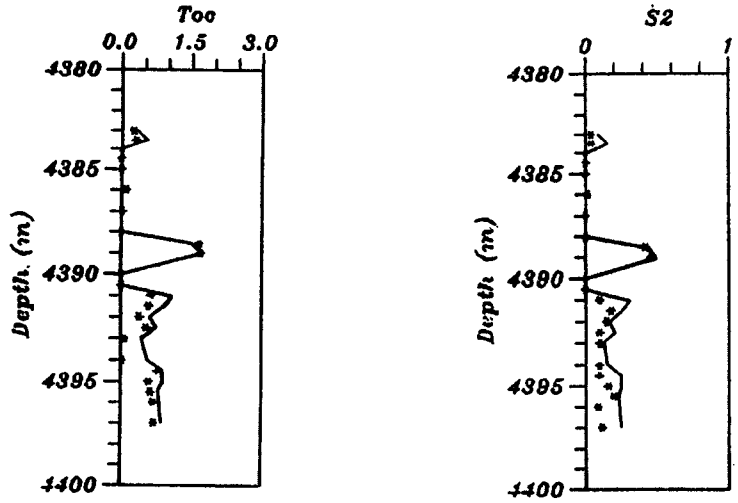
جدول ۱: مقادیر میانگین TOC ، S2 ، Tmax و درصد نسبت (S2/TOC) با استفاده از نمونه های آزمایشگاهی و روش $\Delta \log R$.

روش اندازه گیری	محل نمونه	تعداد نمونه	TOC (درصد وزنی)	$S2$ (میلیگرم هیدروکربن بر گرم سنگ)	$T\max$ (درجه سانتیگراد)	$\frac{S2}{TOC}\times 100$
			میانگین	میانگین	میانگین	میانگین
روش آزمایشگاهی	درچاه خانگیران ۳۰	۲۲	۰/۵۹	۰/۱۴	۴۷۷	۲۴
روش $\Delta \log R$	در چاه خانگیران ۱۶	۲۲	۰/۵۴	۰/۰۷	-	۱۳
	در چاه خانگیران ۳۰	۲۲	۰/۶۴	۰/۱۲	-	۱۹

(۲) و (۳) را ناشی از تاثیر اثرات چاهی بر روی نمودارهای درون چاهی نوترون و چگالی بیان کرده است[۱۰].

برای ارزیابی پتانسیل هیدروکربن زایی سازند کشف رود با استفاده از روش $\Delta \log R$، ابتدا نمودارهای درون چاهی مقاومت ویژه ، صوتی و پرتو گاما برای سازند کشف رود از سری نمودارهای درون چاهی شلومبرژه در دو چاه خانگیران ۱۶ و۳۰ به شکل رقمی در آمده اند و سپس نقاط بدست آمده به عنوان داده های اولیه به شکل نمودارهای درون چاهی رسم گردیدند. برای به دست آوردن جدائی بین دو نمودار درون چاهی مقاومت ویژه وصوتی ابتدا با توجه به وضعیت خط مبنا در نمودارهای مذکور ومقیاس مناسب و فرمولهای تجربی پسی، مقدار $\Delta \log R$ محاسبه گردید[۱۴،۱۳،۱۵]. اما برای تعیین مقدار TOCو S2 ازروش $\Delta \log R$ نیاز به دانستن درجه بلوغ یا درجه دگرگونی آلی سازند داریم . برای این منظور با استفاده از نمونه های تراشه به دست آمده از سازند کشف رود در چاه ۳۰ [۱۶] خانگیران ضمن تعیین Tmax و بر اساس مطالعات پتروگرافی آلی در نور انعکاسی و نور گذرا و آنالیز عنصری کروژن و نسبت H/C و O/C [۱۷] بطور متوسط نمونه های اخذ شده از سازند کشف رود دارای کروژن نوع ۳ با پتانسیل گاز زائی و درجه دگرگونی آلی (LOM) برابر با ۱۲ هستند [۱۷]. لذا در این مرحله

ضمن محاسبه TOC از فرمول پسی (با LOM= 12) و تعیین S2 (باکروژن نوع ۳) از روی نمودار شکل (۵) ، تغییرات آنها بر حسب عمق برای هر دو چاه ۱۶ و ۳۰ خانگیران معین گردید[۱۶]. شکلهای (۶ و ۷) تغییرات TOC و S2 را بر حسب عمق در سازند کشف رود و در چاههای خانگیران ۱۶ و ۳۰ نشان می دهند[۱۶]. همان طوری که از این شکل ها مشاهده می شود مناطقی از سازند کشف رود دارای TOC و S2 نسبتا مناسبی هستند و با نمونه گیری از این مناطق می توان در مراحل بعدی اکتشاف ارزیابی دقیقتری را از این سازند بدست آورد .با استفاده از روش $\Delta \log R$ ، میانگین TOC برای این سازند در چاه خانگیرن ۱۶ ، ۰/۵۴ و در چاه خانگیران ۳۰، ۰/۶۴ و میانگین S2 در چاه های خانگیران ۱۶ و ۳۰ به ترتیب۰/۰۷ و۰/۱۲ میلی گرم هیدروکربن بر گرم سنگ می باشد (جدول ۱). همچنین درصد نسبت (S2 / TOC) برای این سازند در چاه های خانگیران ۱۶ و ۳۰ بترتیب ۱۳و ۱۹ درصد می باشد (جدول ۱) . با توجه به پایین بودن مقدارS2 و نسبت S2 / TOC چنین استنباط می شود که سازند کشف رود بر اساس داده های چاه پیمایی عمدتادارای پتانسیل گاززائی می باشد [۱۶]. برای مقایسه نتایج TOC و S2حاصل از روش $\Delta \log R$ با نتایج آزمایشگاهی نیاز به تعدادی نمونه مغزه از این سازند در دو چاه خانگیران ۱۶ و ۳۰ است . اما با توجه به عدم دسترسی به این نمونه ها در چاه خانگیران ۱۶، این مقایسه تنها برای سازندکشف رود در چاه خانگیران ۳۰ از عمق ۴۳۸۳ متر تا ۴۳۹۷ متر میسر شد. در این مقایسه از تعدادی مغزه مربوط به این سازند از چاه خانگیران ۳۰ که در آزمایشگاه ژئوشیمی آلی پژوهشگاه صنعت نفت مورد تجزیه قرار گرفته ، استفاده شده است. شکل (۸) این مقایسه را نشان می دهد. در این شکل نقاط ستاره دار و خطوط پیوسته به ترتیب مربوط به نتایج TOC و S2 حاصل از مغزه و روش $\Delta \log R$ می باشد. همان طوری که در شکل (۸) پیداست؛ مقادیر TOC و S2 از دو راه اندازه گیری مستقیم(مغزه) ومحاسبه با روش $\Delta \log R$ همبستگی و نزدیکی خوبی را نشان می دهند و انطباق منحنی محاسبه شده و نتایج آزمایشگاهی در مقادیر زیاد ، بیشتر و برای مقادیر کم ،کمتر است. وجود اختلاف بین مقادیر محاسبه شده و نتایج آزمایشگاهی (مغزه) می تواند بدلیل تجربی بودن فرمول پسی و خطاهای آزمایشگاهی باشد ولی آنچه که اهمیت دارد این است که انطباق بین مقادیر محاسبه شده و نتایج آزمایشگاهی برای مناطقی از سازند که از نظر غنی شدگی آلی فقیر و غنی هستند ، قابل قبول است[۱۶] .



شکل ۸: مقایسه مقادیر TOCوS2 ازدو راه اندازه گیری مستقیم و روش $\Delta \log R$ [۱۵] .

نتیجه گیری

۱- بر اساس مطالعات ژئوشیمی آلی و چاه پیمایی ، سازند کشف رود در منطقه کپه داغ عمدتا قابلیت تولید گاز را دارد .

۲- صحت و دقت نمودارهای درون چاهی TOC و S2 با توجه به داده های حاصل از نمونه های مغزه برای سازند کشف رود در چاه خانگیران ۳۰ نسبتا قابل قبول است .

۳- برای استفاده از روش $\Delta \log R$ نیاز به اطلاعات ژئوشیمی آلی است ، لذا این روش بطور کامل مستقل از اندازه گیری های آزمایشگاهی نیست .

۴- با بکارگیری روش $\Delta \log R$ که به نمودارهای درون چاهی و اطلاعات اولیه در مورد نوع و درجه بلوغ کروژن نیاز دارد ، هزینه و زمان مربوط به این. مطالعات با تعیین مناطق پتانسیل دار تا حد قابل ملاحظه ای کاهش می یابد.

مراجع

1- Afshar Harb, A. (1979). "The stratigraphy, tectonics & petroleum geology of the kopet-dagh region, Northern Iran." *A Thesis Submitted for the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum Geology, U*niversity of London.

2 - Madani, M. (1977). "A study of the sedimentology stratigraphy and regional geology of the jurasic rocks of eastern Kopet-Dagh N.E.Iran." *A Thesis Submitted for the Degree of Doctor of Philosophy in Petroleum geology*, University of London.

3 - Afshar Harb, A. (1970). "Geology of sarakhs area & khangiran field." *National Iranian Oil Company*, Published Report.

4 - Meyer, B. L. and Nederlof, M. H. (1984)." "Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity & sonic transit time/resistivity crossplots." *AAPG Bulletin,* Vol. 68.

5 - Schmoker, J. W. (1981). "Determination of organic-matter content of application Devonian shales from gamma-ray logs." *AAPG Bulletin,* Vol. 65.

6 - Schmoker, J. W. (1979). "Determination of organic content of application Devonian shales from formation-density logs." *AAPG Bulletin,* Vol. 63.

7 - Schmoker, J. W. and Hester, T. C. (1983). "Organic carbon in Bakken formation, United States portion of Williston basin." *AAPG Bulletin,* Vol. 67.

8 - Dellen Bach, J., Espitalie, J. and Lebreton, F. (1983). "Source rock logging." *Transactions of the 8th European SPWLA Symposium,* Paper D.

9 - Passey, Q. R., Creany, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J.and .Stroud, J. D. (1989). "Well log evaluation of organic-rich rocks." *14th International Meeting on Organic Geochemistry,* Paris, abstract 75.

10 - Passey, Q. R., Creany, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J.and .Stroud, J. D., (1990). "A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs." *AAPG Bulletin,* Vol..74.

11 - Tissot, B. P. and Welte, D. H. (1984*). Petroleum formation and occurance,* New York, springer-verlag.

12 - Autric, A. and Dumensil, P. (1985). "Resistivity, radioactivity and sonic transit time logs to evaluate the organic content of low permeability rocks." *OTC,* Vol. 26.

13 - Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., Menning, J. J., and Leptal, P. (1977). "Source rock characterization method for petroleum exploration." *OTC,* Paper 2935.

14 - Schlumberger limited, (1972). "Schlumberger log interpretation charts." *Houston, Tex.*

15 - Schlumberger, (1987). "Log interpretation principles/applications." *Houston,* schlumberger Educational services.

۱۶ - حسین پورصیامی، ح . "ارزیابی توان نفت زایی سازند های چمن بید و کشف رود در کپه داغ." پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی معدن، گرایش اکتشاف، دانشکده معدن و متالورژی دانشگاه صنعتی امیر کبیر، (۱۳۷۳).

۱۷ – تولایی، م. ، کرامتی، م. و کسایی، م. "بررسی توان هیدروکربن زایی سازند کشف رود با استفاده از روش های مطالعه پتروگرافی آلی." فصلنامه تحقیق پژوهشگاه صنعت نفت ، سال پنجم ، شماره ۱۹، (۱۳۷۴).

واژه های انگلیسی به ترتیب استفاده در متن

1 – Resistivity Log
2 – Total Organic Carbon (WT%)
3 – Passey
4 – Rock-Eval
5 – Level of Organic Metamorphism