



جامعة المرقب  
كلية الآداب والعلوم قصر الأخيار

ELMERGIB UNIVERSITY

FACULTY OF ART & SCIENCE KASR KHIAR - LIBYA



# مجلة العلوم الإنسانية والتطبيقية

Journal of Humanitarian and Applied Sciences

مجلة دورية نصف سنوية محكمة

في هذا العدد...

- علوم التدبير المدرسي: النظريات و أسئلة التأسيس
- (( دور المرشد النفسي في تحسين سلوك التواصل الاجتماعي لدى طفل التوحد ))
- جماليات الفنون العربية الإسلامية وأثرها على الفنون الغربية الحديثة
- حصر الغطاء النباتي في الجنوب الليبي
- *Arabic Language Character Recognition Using Walsh-Hadamard Transform (WHT) vs. Discrete Fourier Transform (DFT)*
- *Fekete-Szegő Inequalities for Certain Subclasses of P-Valent Functions of Complex Order Associated with Fractional Derivative Operator*



ديسمبر 2019

DESEMBER 2019

kshj@elmergib.edu.ly

<http://khsj.elmergib.edu.ly>

+21892516762

### المشرف العام

أ.النوري سليمان القماطي

### هيئة التحرير

د. سالم محمد المعلول  
رئيساً  
د. إمحمد عطية يحيى  
مدير التحرير  
أ. علي محمد نجاح  
سكرتير التحرير

### اللجنة الاستشارية

أ.د. علي الحوات  
أ.د. أحمد ظافر محسن  
أ.د. عبدالمجيد خليفة النجار  
أ.د. العربي علي القماطي  
د. عبدالرحمن محمد إرحومة  
د.الصادق المبروك الصادق  
د.أبوراي محمد الجرنازي  
د. حميدة ميلاد أبورونية

### المراجعة اللغوية

د. أبو عجيلة رمضان عويبي  
أ. يوسف دخيل علي  
أ. عصام علي عواج  
أ. عبدالرؤوف ميلاد عبدالجواد

### الإخراج والإشراف الفني

أ.أحمد عياد المنتصري



لا يسمح بإعادة إصدار محتويات المجلة أو نقلها أو نسخها بأي شكل من الأشكال دون

موافقة رئيس التحرير

إن كافة البحوث تعبر عن وجهة نظر أصحابها، ولا تعبر بالضرورة عن رأي المجلة أو الكلية

جميع الحقوق محفوظة



## قواعد النشر

حرصاً من هيئة التحرير على استخدام الأسلوب العلمي في كتابة البحوث والدراسات المراد نشرها، ينبغي اتباع القواعد التالية :

الغلاف ينبغي أن يحتوي على العنوان واسم الباحث ( الباحثين ) ، والدرجة العلمية وجهة العمل ، والدولة ، والبريد الإلكتروني ، وسنة النشر .

المتن يشتمل على ملخص للبحث ( عربي - إنجليزي ) يعكس لغة البحث لا يتجاوز ورقة واحدة. تخضع البحوث المقدمة للنشر للتحكيم العلمي ، وهيئة التحرير أن تطلب من المؤلف بناء على اقتراح المحكمين بإجراء التعديلات المطلوبة على البحث قبل الموافقة على نشره .  
ضوابط ومواصفات البحوث المقدمة للنشر:

1. أن يكون البحث أو الدراسة ضمن الموضوعات التي تختص بها المجلة .
2. ألا يكون البحث قد سبق نشره في إحدى المجلات أو مستلاً من أطروحة علمية أو يكون الباحث قد تناوله بعنوان آخر في وسيلة نشر أخرى ويوتق ذلك بتعهد خطي بهذا الخصوص .
3. فيما يخص البحوث العربية تكتب هوامش البحث وقائمة المراجع وفق دليل جمعية علم النفس الأمريكية American Psychological Association (APA) الطبعة الخامسة بالنسبة للبحوث العربية وتكون الطباعة على وجه واحد على ورق (A4) بخط (Traditional Arabic) بحجم (14) للنص مع ترك مسافة 1 بين السطور وتكون الهوامش 2.5 سم و مع ترك هامش 3 سم من جهة التجليد ،
4. فيما يخص البحوث باللغة الإنجليزية تكتب وفق نظام Modern Language Association (MLA) ، بحجم خط (12) بخط (Times New Roman) مع ترك مسافة 1 بين السطور مع وجود ملخص باللغة العربية في بداية البحث بحيث لا تزيد صفحات البحث 17 صفحة ي يكون التوثيق داخل المتن ( اللقب ، السنة ، الصفحة ) .
5. عنوان البحث يجب أن يكون مختصراً قدر الإمكان وأن يعبر عن هدف البحث بوضوح ويتبع المنهجية العلمية من حيث التناول والإحاطة بأسلوب بحثي علمي ، وأن لا تزيد ورقات البحث عن 25 صفحة بما في ذلك صفحات الجداول والصور والرسومات وغيرها .
6. يجب على الباحث التقييد بأصول البحث العلمي وقواعده من حيث أسلوب العرض والمصطلحات وتوثيق المصادر والمراجع في آخر البحث ، وهو المسئول بالكامل عن صحة النقل من المصادر والمراجع المستخدمة ، وهيئة التحرير غير مسئولة عن أي نقل خاطئ "سرقاات أدبية وعلمية " قد تحدث في تلك البحوث .
7. البحوث المقدمة للمجلة تخضع للتقييم من قبل متخصصين بشكل يضمن التقييم العلمي، ويتطلب من الباحث مراعاة سلامة بحثه من الأخطاء اللغوية والإملائية .
8. تلنزم المجلة بإشعار الباحث بقبول بحثه إن كان مقبولاً للنشر أو قابلاً للتعديل بعد التقييم على أن يرسل الباحث إذا قبل بحثه سيرة ذاتية ( CV ) مختصر قدر الإمكان يتضمن الاسم الثلاثي - والدرجة العلمية - والجامعة والكلية والقسم - وأهم المؤلفات إن وجدت - البريد الإلكتروني - والهاتف .

9. البحوث المقدمة للمجلة لا تعاد لأصحابها سواء نشرت أو لم تنشر ، وهي تعبر عن رأي أصحابها فهم المسئولون عنها أدبيا وقانونيا ولا يمثل بالضرورة رأي المجلة .
10. المجلة تنشر كل ما يتعلق بالجمال العلمي والبحثي وما يتعلق بالمؤتمرات والندوات والأنشطة الأكاديمية وملخصات الرسائل العلمية ونقد الكتب على أن لا تزيد عن خمس صفحات مطبوعة
11. إشعار الباحث بقبول بحثه وإرجاعه للتصحيح أو الإضافة أو التعديل على أن يقوم بتزويد المجلة بنسخة من البحث في صورته النهائية على قرص مدمج ( CD ) .
12. تعتبر البحوث قابلة للنشر من حيث صدور خطاب صلاحية النشر وتحال إلى الدور بانتظار الطبع حسب أولوية الدور وزخم الأبحاث الحالية للنشر .
13. يزود الباحث بنسخة من إعداد المجلة التي نشر بها بحثه .

هيئة تحرير المجلة

## افتتاحية العدد

### بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

يسر هيئة محرر مجله العلوم الإنسانية و لاجتماعية و العلمية أن تقدم الى القراء الكرام العدد الثامن بعد ان يم تعديل اسمها الى مجله العلوم الإنسانية و التطبيقية بدلا من العنوان السابق بناء على ملاحظات القراء الكرام.

باي هذا العدد حافلا بمجموعة من البحوث و الدراسات المتنوعة في مجالس العلوم الإنسانية و التطبيقية أملس أن يجد القارئ الكريم في هذا العدد مبتغاه.

وفي إطار تطور المجله بعد ان بالت المجله الاعياد الدولي و الاعياد العرقي فإننا نعيد تذكير السادة الباحث و المهتمس بالبحث العلمي بسياسة المجله التي تعمل على تقديم أفضل البحوث و الدراسات وفق مهجية علمية و تقديم مادة مفيدة من أجل يجويد و يحسس الإنتاج العلمي بحيث تكون الدراسات و البحوث تتناول موضوعات شتى في مجتلف ميادس المعرفة سواء في مجال العلوم الإنسانية أو التطبيقية.

كما نذكر السادة الباحث فإن المجله تفتح أبوابها لاستقبال المزيد من الإنتاج العلمي الرصص سواء على المستوي المحلي أو العرقي أو الدولي، وفي الوقت نفسه نعتذر للسادة الباحث النس قدموا بحويهم ولم ييم استكمال تقييمها نظرا للظروف التي يمر بها البلاد فإننا سننير الصالح منها في الاعداد القادمة بعون الله تعالى.

والله ولي التوفيق

## Source Rock Evaluation of the Lower and the Upper Silurian Tanazefet Shale

Mohamed Omer Musa

Mousa Mohamed Elyounsi

قسم الجيوفيزياء، كلية الآداب والعلوم بمسلماته، جامعة المرقب، ليبيا  
Mohammed\_mossa@yahoo.com

### الملخص

لقد تم تجميع عينات لبية من بئران من منطقة حوض مرزق لغرض عمل تحاليل جيوكيميائية وذلك لتقييم الصخور المصدرية للنفط في هذه المنطقة باستخدام جهاز الحرق الاهوائي للعينات. هذه التقييمات اشتملت تقييمي الكمية والجودة حيث تم استعمال مجموع الكربون العضوي لتقييم الكمية وتم استخدام نوعية الكيروجين لتقييم نوعية المادة العضوية المخزنة والتي يبنيتها العلاقة ما بين نسبي الأوكسجين والهيدروجين المتحصلة من التحاليل. النتائج أوضحت بأن الطبقة السفلي من تكوين تانازفت تعتبر صخر مصدرية ممتاز للنفط وفي المقابل النتائج أظهرت بأن الطبقة العلوية للتكوين تعتبر صخر ردي لتوليد النفط. وكذلك النتائج أوضحت أن الكيروجين من الفئة الثانية التي ولدت النفط.

### Abstract

Core samples of Tanazefet Shale from two wells at Murzuq Basin were collected and analyzed in the Pyrolysis Rock Eval instrument for source rock evaluation includes source rock quality and quantity. The studied samples were collected from NC 115 and NC 174 blocks. The analysis results of total organic carbon (TOC) are the parameter that was used to determine organic matter (OM) richness of shale samples understudy and source rock type was identified as Kerogen type II. This was done by using the cross plot between both Hydrogen and Oxygen Indexes (HI & OI) of the sample results. All indications from sample results shoes that the lower part of Tanazefet Formation (Hot Shale Member) is a very good source rock while the upper part is a poor source rock. These analyses shoes also the kerogen type of the Hot Shale Member is type II which indicate oil prone stage.

**Keywords:** *source rock, kerogen, hot shale*

## Introduction

Murzuq Basin is considered as a large intracratonic basin covering over 350 000 km<sup>2</sup>, consists nearly 3500 m thick of sedimentary sequences (Figure,1). However, the stratigraphy of the basin is comprised mostly Palaeozoic and Mesozoic sediments, the principal hydrocarbon play in the basin consists of preglacial sandstone reservoir of Ordovician age sourced and sealed by overlying Silurian shale [1, 2].

The northern part of the Murzuq Basin represents the most important part for the hydrocarbon discoveries in the basin [3, 4]. The distribution and the depositional conditions of the lower Silurian source rock as well as its maturity and the time of oil generation in this part of the basin need farther investigation. To date the geochemical studies remain rather few, with just a limited number of publications largely based on total organic carbon TOC, pyrolysis and uranium contents. A combination of organic geochemistry and organic petrology analyses is therefore necessary for a more complete potential assessment of the basin.

In this study, the lower and the upper parts of the Tanazeft Shale will be geochemically evaluated based on organic geochemistry analysis. Two conditions were chosen to select samples from the lower and the upper parts of Tanazefet shale which is called Hot Shale Member. These conditions are NC 115 and NC 174 ( Figure 1)

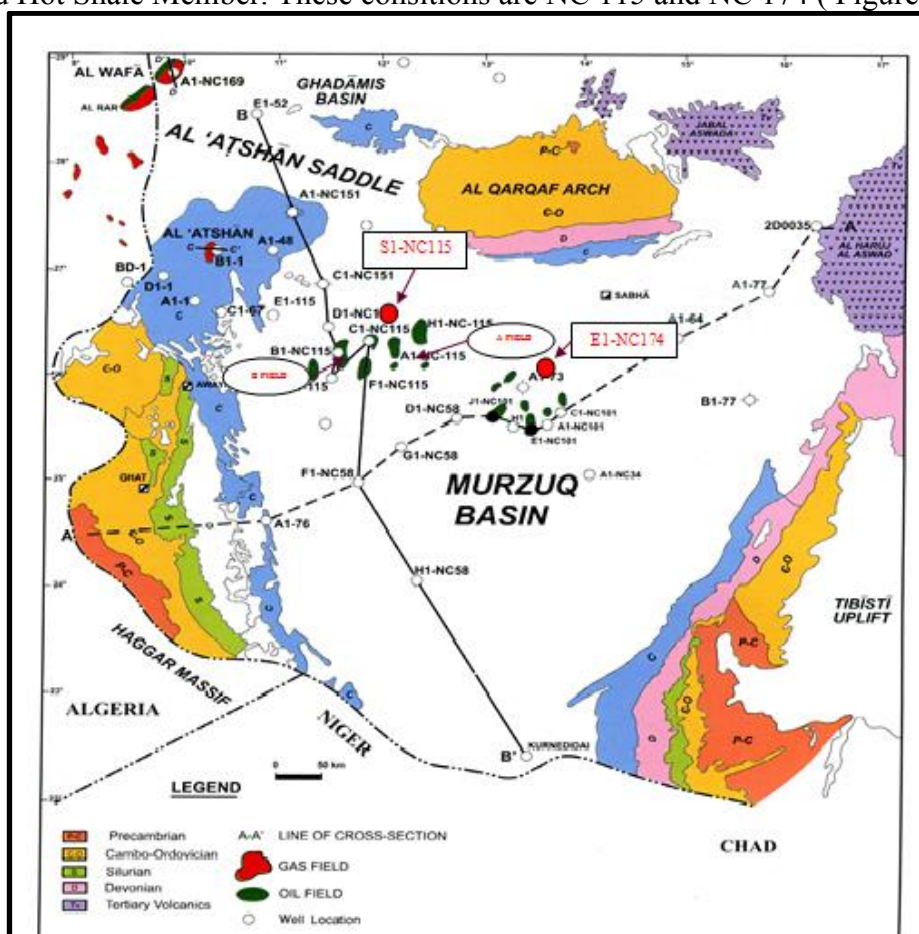


Figure (1): Location map of the NC 115 and NC 174 conditions at Murzuq Basin after [4].

## Stratigraphy and geology of study area.

The stratigraphic column of the Murzuq Basin is showing in Figure (2). The rock unites are reneing from the Precambrian to the Quaternary in age, with missing formations from Late Cretaceous and Cenozoic ages[4].

ERA	PERIOD / SUBPERIOD	EPOCH	AGE My	Repsol Oil Operations Stratigraphy Based on (IRC) Terminology		
				Formation	Remarks	
PALAEOZOIC	Permian	Zechstein	258.1			
		Rotliegendes	230.0			
	Carboniferous	Upper	Stephanian	303.0	Tiguentourine Fm.	
			Westphalian	318.0	Dembaba Fm.	
		Lower	Namurian	332.9	Assedjefar Fm.	
			Visean	349.5	Marar Fm. "Upr. Marar mbr."	
	Devonian	Upper	Tournaisian	362.5	"Lwr. Marar mbr."	
			Frasnian	372.4	Tahara Fm.	
	Silurian	Upper	Famennian	372.4	Awaynat Wanin Fm.	
			Frasnian	377.4	Acacus "BDS" Fm.	
		Lower	Givetian	388.0	Lowermost Awaynat Wanin Fm.	
			Pragian	388.5	Qan Kasa Fm.	
	Ordovician	Upper	Stagesian	408.5	Tedrat Fm.	
			Ludlow	424.0	Acacus Fm.	
		Lower	Wenlock	430.4		Upper Part (Cold shale)
Cambrian	Upper	Llandovery	428.0		Lower Part (Hot Shale) Study Section	
		Assel	428.0			
	Middle	Hirnantian int. mbr.				
		Mamuniyat Fm.				
	Lower	Melez Shugran Fm.				
		Pre-Meaz Shugran ss mbr.				
	Cambrian	Lower	Avonig	493.0	Hawaz Fm.	
Tremadoc			510.0	Achebyat "H9" Fm.		
Pre-Cambrian	Lower	Upper	517.0	Hasawneh Fm.		
		Lower	570.0	Mourizidie Fm.		
					Basement	

Figure (2): Stratigraphic column of Murzuq Basin [5]

The Silurian began with major transgression which spread from the north, across much of North Africa margin by melting of the ice led to eustatic sea level rise, culminating in highstand with deposition of the Tanezzuft Formation shales. An unconformity separates the Mamuniyat Formation from the overlying shale of the Silurian Tanezzuft Formation [6].

The Tanezzuft Formation consists of dark gray claystone usually with shaly lamination, very compact, frequently micaceous and pyretic, sometimes with silty and sandy interlaminae and beds, which become increasingly common upward[3]. The formation is very rich in graptolites and there are indicate an Early to Middle Llandovery age. The Tanezzuft Formation is up to 475 m thick in outcrop in the southwestern Murzuq Basin, while subsurface thickness in concession NC115 wells varies between 117 and 368 m [3]. The thickness distribution of this formation is showing in (Figure 3). The Tanezzuft shale is generally regarded as the main source in the Murzuq Basin. Tanezzuft hot shale most attractive source potential, the net thickness of the lower highly radioactive shale of the Tanezzuft Formation illustrated in (Figure 3). The geochemical results indicate that the hot shale in the Murzuq Basin has generated huge quantities of hydrocarbon, with in NC-115 alone the hot shale interval may have generated approximately 8.3 to 19.4 mmbbl/km<sup>2</sup>, giving the potential for



approximate amounts of entrapped hydrocarbons in the Murzuq Basin of around 40 billion barrels [3]. The anoxic conditions of deposition of the hot shales probably developed as a result of restricted marine circulation in shallow seas broken by numerous islands and peninsulas, the natural result of a low energy marine transgression over an irregular post-glacial topography. The Early Silurian bottom waters were dense and very anoxic which, coupled with very low sedimentation rates, allowed the preservation of very high concentration of organic matter [1].

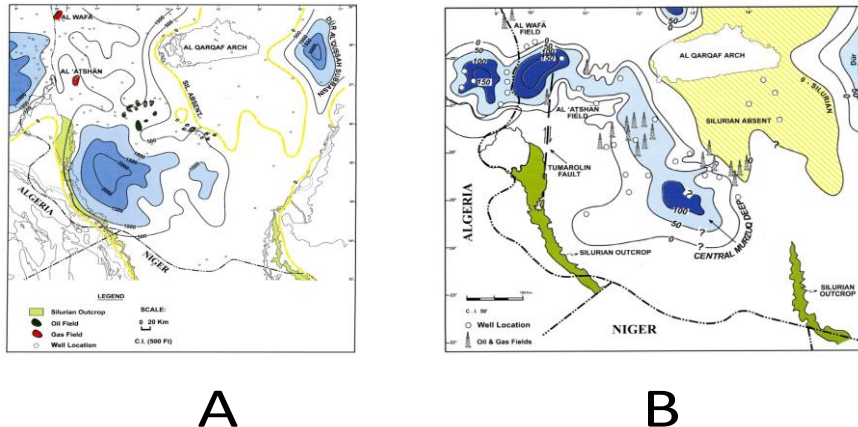


Figure (3): Isopach map of Tanezzuft Formation (A) and the Hot Shale Member (B) [4].

## Methodology

The Geochemical routine work started from washing, drying, lithological description, picking and crushing was done of all selected samples to be ready for further geochemical analyses. All samples cleaned from drilling mud and any contamination by normal water for many times and sieved by using very fine sieve (mesh No. 325 and Aperture 45 MIC) until all contaminated material is clearly removed. The samples kept in an oven under temperature about 40 °C for period time (24 hours) to be surely all water evaporated. The picking means pick-up the grains which believe are represented the specific interval of source rock. To be in safe, the big and strange grains which might be reworked or caved have been ignored. By using crushing machine all picked grains of the rock samples were crushed to become powder for further analysis. The normal water and organic solvent (Methanol) were importantly used for clean crushing machine container after each sample to avoid the contamination which may be caused between the samples. The pyrolysis technique (Rock Eval 6/TOC) is now widely used to evaluate the source rock richness and potentiality.

## Result and Discussion

Obtained results from analyzed rock samples ( cutting and core ) from S1-NC115 and E1-NC174 wells that have been run in Rock Eval 6/TOC instrument are shown in table (1, 2).

Table (1): showing the Rock-Eval results of the samples from well S1-NC115.

S.No	Formation	Depth (ft)	S1	S2	S3	Tmax	OI	HI	TPI	TOC
1	Awaynat-Wanin	3260.00	0.14	2.50	0.20	441	13	165	0.05	1.52
2	Awaynat-Wanin	3410.00	0.17	3.71	0.29	445	23	299	0.04	1.24
3	Tanazzuft	4670.00	0.17	0.95	0.06	448	16	242	0.15	0.39
4	Tanazzuft	4675.00	0.20	0.95	0.07	442	18	232	0.17	0.41
5	Tanazzuft	4700.00	0.56	1.98	0.09	446	8	187	0.22	1.06

Table (2): showing the Rock-Eval results of the samples from well E1-NC174.

S-NO	Formation	Depth (ft)	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	TPI	TOC
1	Tanazzuft	6350.00	0.03	0.44	0.80	439	83	152	0.06	0.52
2	Tanazzuft	6900.00	0.03	0.65	0.71	443	157	172	0.04	0.41
3	Tanazzuft	7242.00	2.58	16.47	0.18	442	278	3	0.14	5.92
4	Tanazzuft	7254	4.46	33.81	0.14	440	298	1	0.12	11.35
5	Tanazzuft	7268.00	3.00	23.68	0.14	446	320	2	0.11	7.40
6	Tanazzuft	7284.00	3.04	16.71	0.14	443	302	2	0.15	5.54

Table (3) summarizes the results from Rock-Eval and bulk geochemical analyses that were carried out on eleven samples from S1-NC115 (this project) and E1-NC174 (analyzed previously from MSc. dissertation) [5]. At the S1-NC115 and E1-NC174 wells the whole of the Tanazzuft Formation was geochemically analyzed, there is a vertical variation in the total organic carbon (TOC) content. The highest value of TOC (11.35 %) was recorded in well E1-NC174 at a depth of 7254 feet within the Lower Tanazzuft Formation, while the lowest value (0.39 %) occurred in S1-NC115 well at a depth of 4670 feet within the Upper Tanazzuft Formation. The TOC and hydrogen index (HI) profiles (Figure 4) peak at four points, within the Lower Tanazzuft Formation (7242' – 7284') with an average of 7.5% TOC and 300 HI (mg HC/gTOC). No systematic increase in the  $T_{max}$  (Table 3) was observed through the wells S1-NC115 and E1-NC174. But the PI increases from less than 0.1 to more than 0.1 in both wells (Figure 5).

Table (3): Summary of bulk geochemical analyses data, shown the mean average.

Location	Formation	Depth (ft)	T <sub>max</sub>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	TOC %	PI	HI
S1-NC115	Upper Tanezzuft	4670	448	0.17	0.95	0.39	0.15	242
	Lower Tanezzuft	4700	446	0.56	1.98	1.06	0.22	187
E1-NC-174	Upper Tanezzuft	6350	439	0.03	0.44	0.52	0.06	83
	Lower Tanezzuft	7254	440	4.46	33.81	11.35	0.12	320

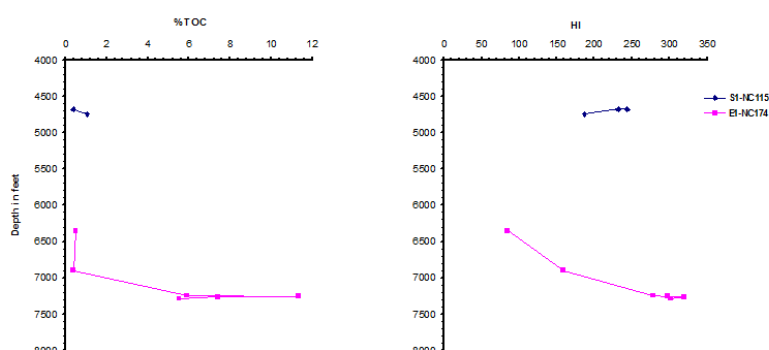


Figure (4): The variation of Total Organic Carbon (TOC wt %) and the Hydrogen Index (HI) with depth.

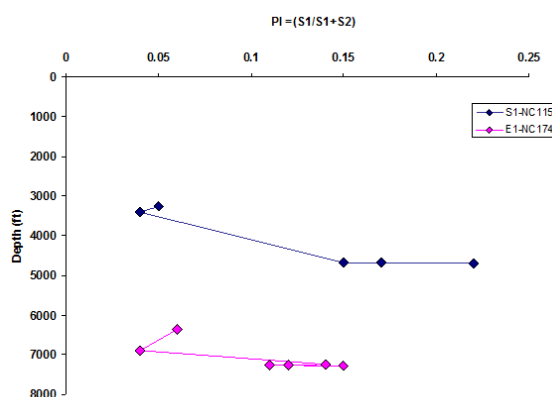


Figure (5): Productivity Index versus Depth.

The petroleum potential of source rock is defined by its geochemical parameters which represent the amount and quality of organic matter contained in the sediments along with its thermal maturity. The samples results can be discussed in this chapter into four points: Source Potential, Maturity, Source to oil correlation and Burial history and Timing of Oil Generation of the study wells. Generally, the Lower Tanezzuft Formation hot-shale are characterised by graptolitic laminated dark grey to black shale. The intervals of dark shale with high organic carbon content (TOC >1%) give initial indicators of a potential source rock; greater source potential is usually associated with

the darker-coloured lithologies. However, the colour and organic carbon content are not enough to characterise source rock potential, other geochemical characters of the organic matter (e.g. Hydrogen Index, Total yield and kerogen Type) are required to ensure the hydrocarbon potential.

The Lower Tanezzuft Formation Hot Shale, in well S1-NC115 and well E1-NC174 all have mean TOC values greater than 6 wt % (Table 3), which indicates very good source potential. Whereas the Upper Tanezzuft Formation cold-shale has mean TOC <1 wt%, which makes it only a fair to poor quality source rock, and represents the lowest potential unit within this section. The hydrogen index values for the whole section range from 83 to 320(mgHC/g TOC) (Table 3) with an average value of more than 210 denoting oil potential. The Lower Tanezzuft hot-shale characterised by hydrogen index values more than 300 suggesting an oil-prone source rock, while the Upper Tanezzuft cool-shale characterised by hydrogen indexes from 80 to 150 suggesting oil to gas prone source rocks [7].

To obtain an idea of the kerogen type and the source rock quality, the TOC values are plotted against the  $S_2$  (the amount of hydrocarbons that still remains within source rock). It can be observed from Figure (6) that the Lower Tanezzuft hot-shale consists predominantly of Type II kerogen with calculated hydrogen index values of 313(HI is calculated from the slope of TOC and  $S_2$ ). The Lower Tanezzuft Formation hot-shale at S1-NC115 and E1-NC174 has mean  $S_2$  values of 19 mg/g, indicating high residual potential. In contrast, the Upper Tanezzuft cold-shale is characterised by low  $S_2$  (mean  $S_2$  = 0.75 mg/g), indicating they retain very poor potential. However, the Lower Tanezzuft hot-shale is mature (see maturity displaying), and this may suggest that at these localities has already generated hydrocarbons, which causes a reduction in the calculated hydrogen values (calculated HI = the slope of TOC versus  $S_2$ ). Therefore, the cross plot of TOC and  $S_2$  is restricted to immature to early mature source rock samples [8].

Kerogen type can also be assessed from a plot of Hydrogen Index values against, oxygen index Figure (7). This cross plot was clearly shown that two samples from well E1-NC 174 in kerogen type III area , where all Lower Tanazzufthot-shale samples are classified in kerogen type II area.

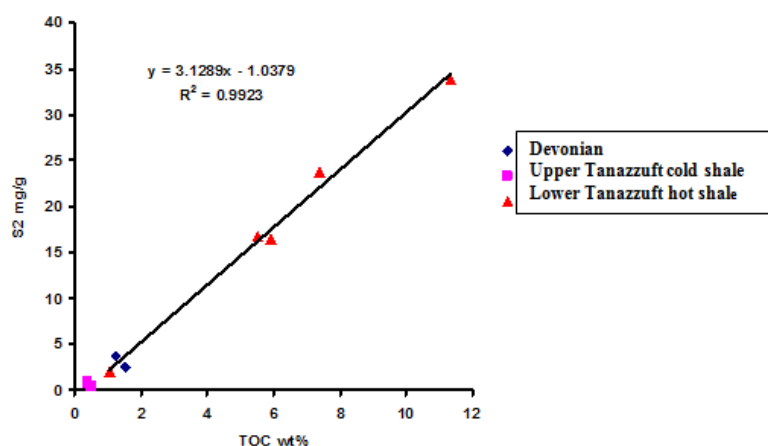


Figure (6): The relationship between the S<sub>2</sub> and TOC, with calculated values for the hydrogen index. Note; hydrogen index values were calculated from the slope of TOC and S<sub>2</sub> for S1 NC-115 and E1 NC-174 wells.

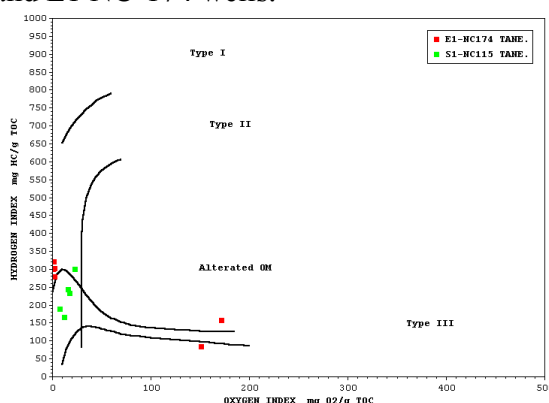


Figure (7): Across plot of the HI versus OI to investigate the kerogen type, all of the data is plotted in the area that indicates kerogen type II

## Conclusion

Interpretation based on the geochemical analysis which were carried out on the studied samples from S1-NC115 and E1-NC174 wells, a number of points can be concluded

The Lower Silurian source rocks (especially the lower part of Tanezzuft Formation hot-shale) are very good source rock potential characterised by graptolitic laminated dark grey to black shale. Consists predominantly of marine Type II oil prone kerogen with calculated hydrogen index values of 313mg HC/gm TOC.

The Lower Silurian Upper Tanezzuft Formation cold shale has mean TOC <1 wt% and low hydrogen index average 120 mg HC/gTOC, which makes it only a fair quality source rock and may produce gas if it is mature enough.

## Refernces

1. Davidson, L., Beswetherick, S., Craig, J., Eales, M., Fisher, A., Himmali, A., Jho, J., Mejrab, B. And Smart, J. , *The Structure, Stratigraphy And petroleum geology of the Murzuq Basin, southwest Libya. In Geological exploration in Murzuq Basin , 295 p . . 2000.*
2. International, R.R., *Source rock geochemistry and Burial History Study , NC – 115 Concession , Murzuq Basin , Libya . Internal Repsol Oil Operations Company Report . 1998.*
3. AZIZ, A., *Stratigraphy and hydrocarbon potential of the Lower Palaeozoic succession of License NC-115, Murzuq Basin, SW Libya. In Geological exploration in Murzuq Basin , 349 p. . 2000.*
4. Youssef, I.A., Y. I., *The petroleum Geology of the Palaeozoic Clastics of the Murzuq Basin, Al Atshan Saddle and Southren Part of the Ghadamis Basin, Libya. In The Geology of Northwest Libya , 213 p. 2000.*
5. SIJOK, A., *Evaluation of Lower Silurian Source Rock Distrbution, NW Murzuq Basin, SW Libya. Unpublished MSc dissertation. 2006.*
6. ECHIKH, K.S., M. A, *Geology and Hydrocarbon Occurrences in the Murzuq Basin, SW Libya. In Geological exploration in Murzuq Basin , 175 p. . 2000.*
7. PETERS, K.E.M., J. M, *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 363 pp. 1993.*
8. CORNFORD, C.G., P; & BURGESS, C., *Geochemical truths in large data sets. I: Geochemical screening data. Organic Geochemistry, 29, 519 – 530. 1998.*