



## الوضع الجيولوجي والاحتمالية النفطية لحوض تهامة الرسوبي - غرب الجمهورية اليمنية

### Geological Setting and Hydrocarbon Potential of Tihamah Sedimentary Basin, Western Republic of Yemen

أ. د/ عبد الوهاب صالح العوج - أستاذ الجيولوجيا - جامعة تعز

إسماعيل محمد إسماعيل الصلوي، إسماعيل عبد القادر إسماعيل

جلال عبد الحلیم سيف النابهي، رانيا جميل سيف المقطري

أسامة محمد غالب البعداني، أحمد سعيد أحمد المقطري

إدریس عبد الجلیل منصور أحمد

جيولوجيا البترول - قسم الجيولوجيا - كلية العلوم التطبيقية - جامعة تعز

#### الملخص:

يعد حوض تهامة في البحر الأحمر غرب الجمهورية اليمنية حتى الآن حوضاً قيد الاستكشاف بشكل كبير مقارنة مع أحواض البحر الأحمر ككل. وفي الآونة الأخيرة، شهد الحوض زيادة في الاهتمام بالاستكشاف؛ إذ تم حفر حوالي ١٤ بئراً، بعضها أعطت اكتشافات نفطية (الغاز والمكثفات مع كميات من النفط)، وقد لوحظ اتجاه استكشافي مماثل في القطاعات السعودية والإثيوبية والمصرية في البحر الأحمر، فقد تكون صدع البحر الأحمر نتيجة تفكك اللوحة الأفريقية - العربية في فترة الإيوسين - أوليجوسين، ويمكن تقسيم التطور التكتوني - الطبقي إلى ثلاث مراحل رئيسية: مرحلة ما قبل الصدع، والمرحلة المصاحبة للصدع، ومرحلة ما بعد الصدع بشكل عام، ترسبت الرواسب البحرية الشاطئية والقارية إلى جانب الرواسب البحرية العميقة مما أدى إلى وجود نوعية جيدة من الخزانات المحتملة والصخور المصدرية المحتملة.

ومن المتوقع أن تكون الصخور المصاحبة للصدع والمتمثلة بتكوين الزيدية، وتكوين مقنة، وصخور الطفل في تكوين الصليف صخور مصدرية جيدة للبترول في الحوض. وعلاوة على ذلك، تعد متداخلات الطفل في صخور المتبخرات المصدر الرئيس للهيدروكربونات المتراكمة المعروفة (الغاز والمكثفات)، إن الكمية المقاسة من مجمل الكربون العضوي (Total Organic Carbon)، دليل الهيدروجين (Hydrogen Index)، وتوليد الهيدروكربونات من العينات التي تم فحصها تشير إلى إمكانية توليد الصخور المصدر لهذه الفواصل الزمنية، وأن محتويات مجمل الكربون العضوي في بئري عباس-١ والزيدية-١ تتراوح من ٠,١٤ إلى ٠,٦٨٪، في حين أن قيم دليل الهيدروجين هي في حدود



٦٠ - ٣١٨ ملغم هيدروكربون/ غم كربون عضوي تشير في الغالب إلى كيروجين النوع الثاني والثالث مع كمية أقل من كيروجين النوع الرابع عديم الأهمية لقدرته التوليدية الضعيفة، وقد لوحظ أن هنالك قيم عالية ومتوسطة في مجمل الكربون العضوي ( $< 0,5$ ) ودليل الهيدروجين ( $< 100$ ) في آبار العوش-١، الميثاق-١ والميثاق-٢ التي تقتصر على بعض التتابعات الرسوبية داخل قطاعات هذه الآبار يمكن أن تعد جيدة جدا لتوليد النفط المكثف والغاز مقارنة مع ما يكافئها من تتابعات رسوبية في أحواض مدين وجيزان بالمملكة العربية السعودية.

وأثبتت هذه الدراسة وجود الاختلافات في قيم المادة العضوية وكذلك مستويات النضوج عبر الحوض من غير ناضجة إلى جيدة النضوج في نطاق الصخور المصدرية للنفط في آبار الزيدية-١، العوش-١، والميثاق-١، ومن غير ناضجة إلى ناضجة في مراحلها المبكرة في بئر الميثاق-٢ وناضجة في نطاق الغاز في بئر عباس-١



## Abstract

Tihamah Basin of Yemeni Red Sea like the other sedimentary basins of other countries of the Red Sea as Egypt and Saudi Arabia. Until now the Tihamah Basin has seen increased exploration interest, about 14 wells being drilled, some of which have been petroleum discoveries (gas and condensate with oil shows). A similar exploration trend has been seen in the Saudi, Eritrean and Egyptian sectors of the Red Sea. The Red Sea rift marks the break-up of the Afro-Arabian plate in Eocene-Oligocene time. The tectono-stratigraphic evolution can be subdivided into three major phases: Pre-rift, Syn-rift and Post-rift phase. Generally, terrestrials and marginal to deep marine sediments were deposited with both good reservoir quality and potential source rocks being present.

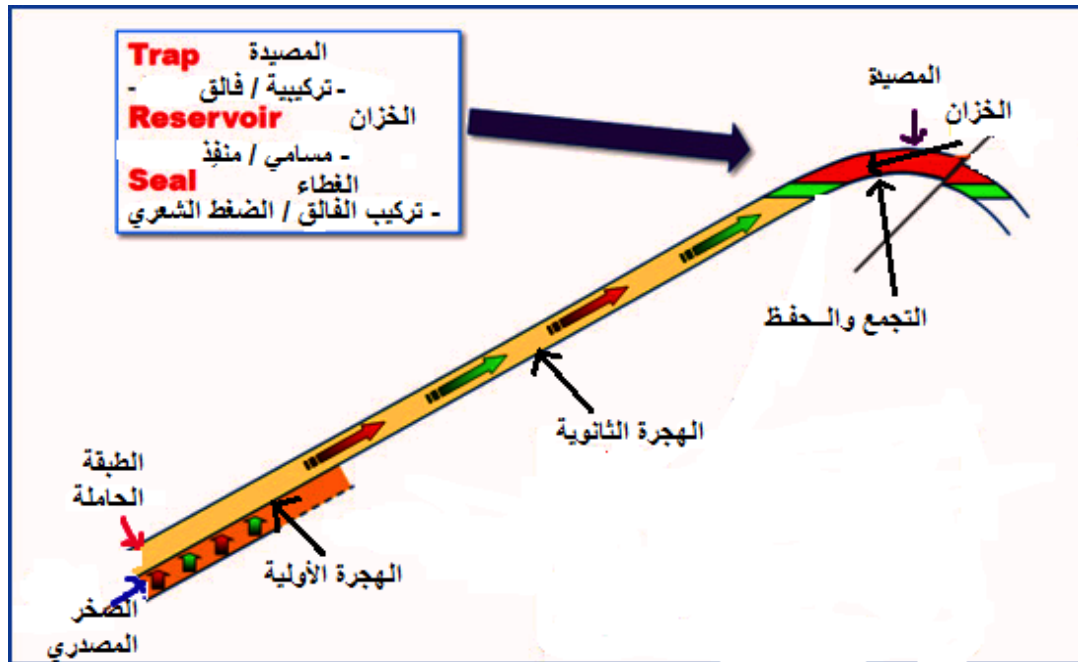
The Syn-rift Ziediyah, Maqna and Salif shales are expected to be good petroleum source rocks for the basin. Moreover, intra-evaporites shales are considered the main source of the known accumulated hydrocarbon (gas and condensate) in the shallow targets. The measured amount of Total Organic Carbon and Hydrogen Index of the examined samples indicate these source rocks was generative potential of these studied wells.

The Total Organic Carbon contents of Abbas-1 well and Ziediyeh-1 well range from 0.14 to 0.68 wt.%, while the hydrogen index values are in the range of 60-318 mgHC/gTOC with suggesting dominantly kerogen types III-II with less amount of type IV which usually poor generative potential. The high value of Total Organic Carbon (>0.5) and hydrogen index (>100) values of Auch-1 well, Meethag-1 well and Meethag-2 well are limited to some intervals within these wells which are considered very good for condensate and gas generation. In comparison to their equivalents Mydian and Jizan basins the hydrogen index values reach 350-600 mgHC/gTOC on the Saudi Red Sea sector.

The Red Sea's high pressure and temperature regimes have a significant impact on hydrocarbon maturation, generation and the quality of the preserved accumulations. Presently, the organic matter varies in maturity across the basin from immature to the oil window in the wells of Ziediyeh-1, Al Auch-1, and Meethag-1. The maturity of Tihamah Basin is mature to early mature specially in Meethag-2 well and reach to gas window in Abbas-1 well. The geothermal gradient of this basin is high and increasing in southern part more than in northern part of Tihamah Basin.

## المقدمة INTRODUCTION

ما زالت الدراسات حول النظام البترولي في حوض تهامة قليلة مقارنة بالأحواض الرسوبية للبحر الأحمر في كل من المملكة العربية السعودية وجمهورية مصر التي أكدت على احتوائها للهيدروكربونات رغم أن هنالك تسربات ونشوعات نفطية تم تسجيلها في عضو كمران والمشابهة لتلك الموجودة على طول ساحل البحر الأحمر السعودي والإثري، وخاصة في جزر فرسان ودهلك (Farasan & Dahlak) والتي تقدم دليلاً قوياً على عملية توليد النفط في حوض البحر الأحمر، واستناداً إلى هذه التقارير ونتائج اكتشافات الغاز والنفط التي أجريت في البحر الأحمر يمكن أن تدعم بقوة إمكانية تواجد النفط في البحر الأحمر اليمني الذي كان على الأرجح مصدره التكاوين الجيولوجية المصاحبة لعملية الانفتاح (الزيدية ومقنة والصليف) والصخور الجيرية المرجانية (Reef limestone) التابعة لتكوين عباس، كل هذه الاكتشافات تؤيد وتتطلب مزيد من التنقيب والتطوير في حوض تهامة غرب الجمهورية اليمنية طبقاً (Beydoun et al., 2010; As-Saruri et al., 1998).



شكل (١-١)، يوضح مكونات النظام البترولي (Wygrala 2013)

### ١-١ مشكلة الدراسة وأهميتها:

لا توجد دراسات كافية وشاملة لحوض تهامة لمعرفة النظام البترولي للحوض؛ لذلك فإن هذا البحث سوف يعمل على تحليل خصائص الصخور المصدرية للتكاوين الرسوبية في حوض تهامة لمعرفة الاحتمالية النفطية للحوض، مقارنة للاستكشافات والدراسات في بقية أجزاء البحر الأحمر.

## ٢-١ أهداف الدراسة:

يهدف البحث إلى:

- ١- استخدام البيانات والمعلومات الحديثة والدراسات السابقة والبحوث التي نشرت حول الحوض والتقارير غير المنشورة والمتوفرة.
- ٢- تحليل وتفسير بيانات التحاليل الجيوكيميائية للصخور المصدرية التابعة للتكاوين الرسوبية في حوض تهامة.
- ٣- محاولة تحديد الاحتمالية البترولية المتوقعة في منطقة الدراسة.

## ٣-١ منطقة الدراسة:

يقع حوض تهامة جنوب شرق البحر الأحمر ويمتد بطول ٤٠٠ كم على طول البحر الأحمر من نطاق عسير في الشمال وإلى باب المندب في الجنوب كما هو موضح بالصورة (٢-١)، وتكون نتيجة عملية الانخساف "Rifting" نتيجة انفصال الصفيحة الإفريقية عن الصفيحة العربية في عصر الأوليوسين "Oligocene" تقريبا عند ٣١ مليون سنة ويمتاز بوجود تراكيب القباب الملحية الاندفاعية وخاصة في الجنوب، وكذلك فوالق في اتجاه شمال شمال غرب - جنوب جنوب شرق " NNE-SSE " و"فوالق قطرية باتجاه شمال شرق - جنوب غرب " NE-SW (Beydoun et al,1998; As-) (Saruri et al, 2010).



شكل (٢-١)، يمثل موقع منطقة الدراسة طبقاً للحكمي وآخرون (Hakimi et al, 2016)

## ١-٣-١ الصخرية "Lithology":

طبقاً للقاموس الاستراتيجرافي للجمهورية اليمنية (Beydoun et al.,1998) نلاحظ أن الصخرية في حوض تهامة تتشكل من تتابعات سمكية تكونت في أثناء وبعد الانخساف " and Post-

rift Syn- والتمثلة بمجموعة تهامة "Tihamah Group" التي تضم الوحدات الطباقية الآتية مرتبة من الأسفل إلى الأعلى ابتداءً بتكوين الزيدية، تكوين مقنة، تكوين الصليف، وانتهاءً بتكوين عباس كما في شكل (١-٣) كما أنها تضم تتابعات رسوبية تابعة لفترة ما قبل الانخساف "Pre-rift" ممثلة بصخور الحجر الرملي القارية التابعة لتكوين كحلان "Bathonian-Callovian" والصخور الجيرية لمجموعة العمران "Oxfordian-LowerBerriasian" والرواسب الفتاتية لمجموعة الطويلة "Cretaceous" وفي الأجزاء الشمالية من الحوض تتواجد أيضًا صخور الطفل ذات المصدر الجليدي التابعة لتكوين عكبره "Akbrah Fm.) "Permian" أما التتابعات الرسوبية المتكونة في أثناء (Syn-rift) الانخساف (Beydoun et al.,1998; As-Saruri et al., 2010) فتمثل بالآتي:

### ١ - تكوين الزيدية (Zaydiyah Formation):

أقدم وحدة رسوبية اخترقت بواسطة آبار الاستكشاف في منطقة البحر الأحمر اليمني ويرجع عمرها إلى الميوسين المبكر (Early Miocene)، ويتكون من طبقات متداخلة من الصخور الطينية والحجر الرملي، ويتواجد المقطع النموذجي له في المقطع التحت سطحي في بئر "Zeidiye-1" في سهل تهامة على بعد ٦٠ كم شمال الحديدة، حوالي ٣٥ كم شرق شمال شرق الصليف كما تتوضع لا توافقيًا على مجموعة بركانيات اليمن (YVG) طبقًا لبيوضون وآخرون (Beydoun et al.,1998).

### ٢ - تكوين مقنة (Maqna Formation):

يمثل الجزء العلوي للتتابعات الرسوبية التي تكونت في أثناء انفتاح البحر الأحمر اليمني وتعد مكافئة لمجموعة مقنة (Maqna Group) في المملكة العربية السعودية؛ إذ تتكون صخور تكوين مقنة من صخور جيرية وأنهيدرايت وطفل وصخور طينية ترسبت في الميوسين المبكر إلى المتوسط (Early - Middle Miocene) طبقًا لبيوضون وآخرون (Beydoun et al.,1998).

### ٣ - تكوين الصليف (Salif Formation):

يتكون من صخور المتبخرات (Evaporates) التي تتكشف بشكل مؤقت على طول النطاق الساحلي للأجزاء الشمالية لسهل تهامة (El-Nakhil & Alaug)، 2013، ويتوضع بصورة متوافقة على صخور تكوين مقنة، ويضم في الأجزاء العلوية منه عضو جواس (Ghawwas Member) والذي يتكون بشكل رئيس من تداخلات من الطفل الأسود والهاليت، ويقع المقطع النموذجي لتكوين الصليف في قرية الصليف على بعد ٦٢ كم شمال مدينة الحديد، وتعدُّ صخور هذا التكوين مكافئة لتكوين منسية (Mansiyah Formation) في المملكة العربية السعودية وتكويني زيت وغريب (Gharib & Zeit Formations) في مصر ويرجع عمره إلى الميوسين الأعلى (Upper Miocene) طبقًا لبيوضون وآخرون (Beydoun et al.,1998).

#### ٤- تكوين عباس (Abbas Formation):

يمثل تتابعات ما بعد انفتاح البحر الأحمر "post-rift" ويتكون من صخور طينية وتتابعات من الحجر الرملي والحجر الجيري العضوي تكونت في البليوسين إلى البليستوسين (Pliocene - Pleistocene) ويقع المقطع النموذجي له في بئر "Abbas1"، ويُعدُّ مكافئًا لتكوين لسان "Lisan Formation" في السعودية وتكوين شجرة "Shagra Formation" في مصر ويضم في الأجزاء العلوية منه عضو كمران "Kamaran Member" الذي يتكون من صخور الحجر الجيري البحري "Reef Limestone" الذي يكافئ الصخور البحرية العضوية "Organic Reef" التابعة لجزر فراسان (Farasan Island) جنوب السعودية طبقًا لبيضون وآخرون (Beydoun et al., 1998).

المرحلة	العمر	التكوين / الأعضاء	الصخرية
بعد الإنفتاح post-rift	البليستوسين	عضو كمران	حجر رملي حجر جيري مرجاتي
	الباليوسين	تكوين عباس	طفل متبخرات صخور بركانية
أثناء الإنفتاح syn-rift	الميوسين المتوسط - المتأخر	تكوين الصليف	
	الميوسين المبكر	تكوين مقنة تكوين الزيدية	
	الأوليغوسين المتأخر	مجموعة بركانيات اليمن	

شكل (٣-١)، يمثل التتابعات الصخرية لحوض تهامة (Hakimi et al., 2016)

#### ١-٣-٢ الوضع التكتوني:

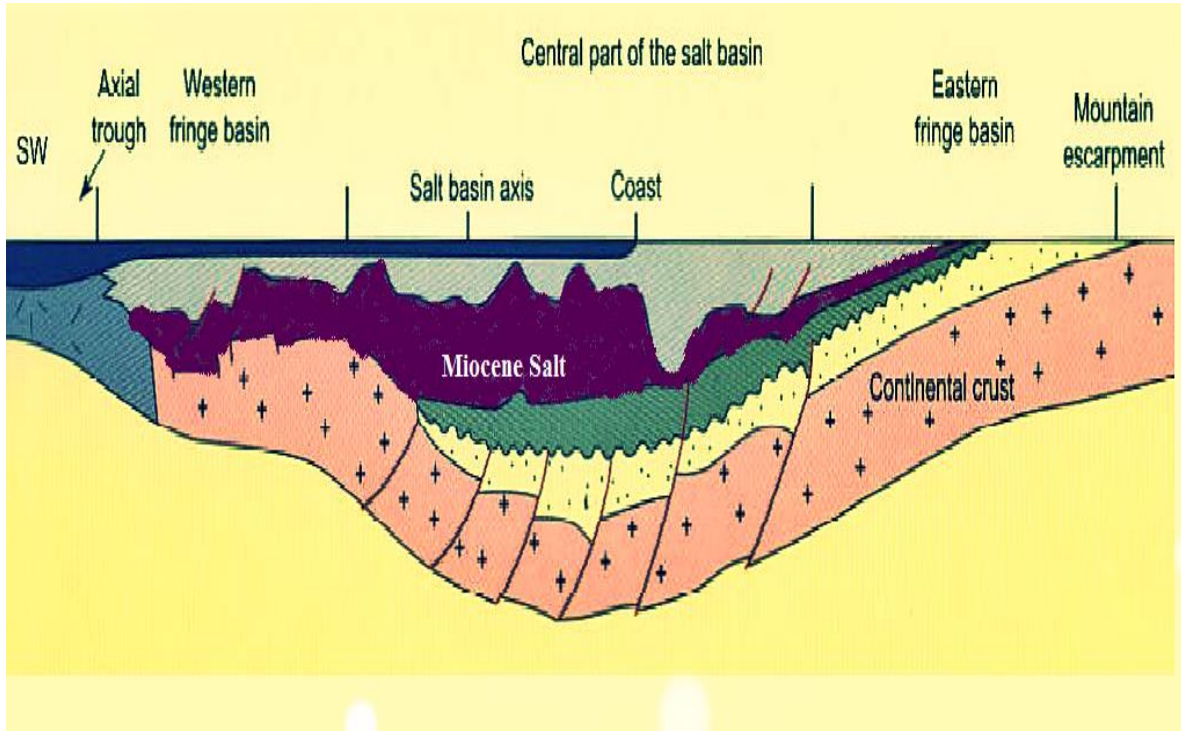
لا تزال هناك العديد من الأسئلة حول التكتونية تحت السطح للبحر الأحمر والقوى التي أدت إلى إنشائها، وطبقًا لـ (Bosworth, 2015) فإن توقيت الأحداث، سواء بشكلها المطلق ومقارنة بعضها ببعض تتمثل في ست خطوات رئيسية، هي:

- ١- بدأت البراكين البازلتية في إثيوبيا، والسودان وجنوب غرب اليمن قبل حوالي ٣١ مليون سنة، تلاها براكين ريولايتية؛ إذ تكونت هذه الماجما المبكرة دون حدوث أي شد للمنطقة مقارنة مع الوقت الحاضر، أدى إلى تكون "منخفض عفار" (Bosworth et al, 2004).
- ٢- في الفترة من ٢٩,٩ - ٢٨,٧ مليون سنة ترسبت الرواسب البحرية على القشرة القارية في وسط خليج عدن، ولهذا يعتقد أن براكين شرق عفار تكونت في بداية الأوليجوسين.
- ٣- في الفترة من ٢٧,٥ - ٢٣,٨ مليون سنة، بدأ تكون حوض صغير في البحر الأحمر الإريتري، وفي الوقت نفسه تقريباً (عند ٢٥ مليون سنة) بدأت عملية الشد والتصدع بداخل عفار نفسه أواخر الأوليجوسين بدأ تكون صدع البحر الأحمر كحوض.
- ٤- في الفترة من ٢٤-٢٣ مليون سنة، بدأت مرحلة جديدة من البراكين تتكون بشكل أساسي من القواطع البازلتية وطبقات من الجابرو والجرانوفير، ظهرت تقريباً بشكل متزامن في جميع أنحاء البحر الأحمر بأكمله من عفار واليمن إلى شمال مصر. تلى ذلك هبوط متزامن مع ظهور الشد في جميع أنحاء البحر الأحمر.
- ٥- في الفترة من ١٤ - ١٢ مليون سنة، قطع الحد التحولي خلال سيناء والمشرق العربي، وربط شمال البحر الأحمر بمنطقة تقارب بحرالتيثيس-زاغروس، وتزامن ذلك مع تصادم شبه الجزيرة العربية وأوراسيا، كما تغيرت عملية الشد في البحر الأحمر من الصدع العادي (N60°E) إلى مائل للغاية (N15°E)، وانخفضت عملية الشد عبر خليج السويس بحوالي ١٠٪، وانخفض التقارب بين أفريقيا وأوراسيا مرة أخرى بنحو ٥٠٪. وفي منطقة عفار تحول امتداد البحر الأحمر من إريتريا إلى الغرب من مرتفع دانكل، وبدأ النشاط في الصدع الأثيوبي الشمالي.
- ٦- في الفترة ١٠ مليون سنة، انتشر قاع المحيط بسرعة غرباً على بعد ٤٠٠ كم من وسط عدن إلى انقطاع شقرة- الشيخ، وفي جنوب وسط البحر الأحمر بدأ انتشار المحيط عند ٥ مليون سنة، وكان مركز الانتشار هذا في البداية غير متصل بمركز انتشار خليج عدن. في المليون سنة الأخيرة ارتبط حد البحر الأحمر الجنوبي بمركز انتشار عدن المنتشر من خلال خليج زولا، منخفض عفار، وخليج تاجورة، كما يظهر حوض تهامة في البحر الأحمر اليمني نشاط واسع من تراكيب القباب الملحية، وتنتشر القباب الملحية خلال الطبقات المصاحبة لانفتاح حوض البحر الأحمر كما في حوض تهامة؛ إذ تظهر الدراسات أن القباب الملحية والجدران الملحية والوسائد لعصر الميوسين تتداخل حوالي ٢ كم خلال طبقات الحوض الحديثة، وتقسم حافة الحوض إلى سلسلة من الأنطقة التركيبية موازية للحافة والجدران الملحية والوسائد والأحواض الصغيرة. وتتميز متبخرات الميوسين بشكل عام بتراكيب مشوهة ناتجة عن التراكيب الملحية ومن تميز الصخور المترسبة أعلى قبة الصليف الملحية بطي خفيف ومحدّب، مقطوع بفوالق عادية بدلاً من القباب الملحية (diapiric intrusion)، وذلك بسبب عدم وجود تراكيب مشوهة بشكل قوي بالرغم من



أنَّ حبيبات الهاليت خشنة - نتيجة إعادة التبلور والتشوه - الذي تعرض له بعد الترسيب (Davison et al, 1996).

وبعبارة أخرى فإن متبخرات الصليف لا تمثِّل قبة ملحية مثالية وهي بشكل عام غير متماثلة، ويرجع هذا إلى تأثير قوى الشد على المنطقة في أثناء تكوُّن منخفض البحر الأحمر والارتباط الوثيق مع الفوالق. حيث تنتج قبة الصليف الملحية فوالق عادية صغيرة في الرواسب الفوقية شكل (٤-١).



شكل (٤-١)، يمثل التراكيب في حوض تهامة منقولة من (PEPA, 2013)

وقد سجلت الدراسات امتداد حوالي ٢٥% في الصخور الواقعة أعلى الجناح الشرقي للقبة الملحية، حيث إن معدل ارتفاع السطح فوق قمة قبة الصليف الملحية ٤,٦ ملليمتر في السنة (Davison et.al, 1996) تركيبياً، فإنَّ قبة الصليف الملحية تشبه القبة الملحية في جزر فراسان في السعودية والمناطق الأخرى على طول ساحل البحر الأحمر.

### ٣-٣-١ التدرج الحراري الأرضي:

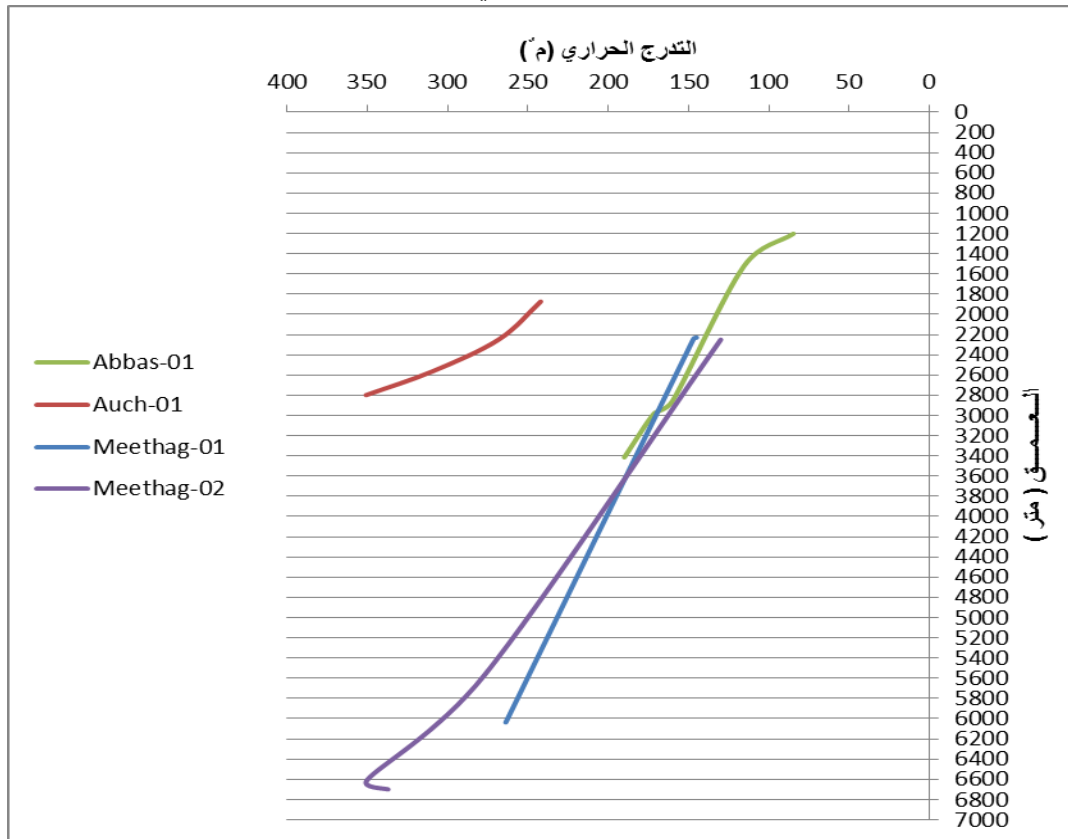
سجلت البيانات لقياسات درجات الحرارة والتدرج الحراري في حوض تهامة قيم مماثلة لدرجات الحرارة والتدرجات الحرارية للبلدان المجاورة والممتدة على حافتي البحر الأحمر مثل إثيوبيا والسعودية ومصر والسودان، حيث تتراوح قيمة التدرج الحراري الحالية في منطقة البحر الأحمر بين ٤٩ و ٧٧°م/كم، وتتراوح درجة الحرارة الحالية بين ٩٤ و ١٥٤ ملي وات /م<sup>٢</sup> (جدول ١-١) والتي تم الحصول عليها من بيانات لعدة آبار للنفط والغاز حفرت على أعماق مختلفة مثل العوش-١ وعباس-١ (et. al, 2015). والتي تتميز بتدفق حراري عالٍ، نتيجة لقربها من منطقة انفتاح البحر الأحمر



الذي بدأ في الأوليجوسين وما زالت مستمرة إلى وقتنا الحاضر؛ إذ يزداد التدفق الحراري تدريجيًا من الحواف وتكون أعلى قيمة لها في وسط الحوض. ويُعدّ التدرج الحراري الأرضي في البحر الأحمر غير ثابت، ويتغير من اتجاه إلى آخر (شكل ١-٥) طبقًا للمسافة من مركز الصدع، وسمك الملح المختلف، والتفاوت الجانبي والرأسي للترسبات الرسوبية في الحوض، والأنشطة البركانية، والتداخل بين التدفقات البركانية، والتداخلات من السدود. هذه القيم تأثرت بالتوازن الحراري بين الوشاح العلوي والقشرة، وقد أدى ذلك إلى تكوين هالات كبيرة نسبيًا وموزعة على نطاق واسع من منطقة البحر الأحمر.

اسم البئر	العمق الكلي (قدم)	التدرج الحراري (م/°م)	تدفق الحرارة (ملي وات/م <sup>٢</sup> )
عباس-١	١١٢٠.١	٨،٤٧	٨٥
العوش -١	٩٢٢٦	٩،٥٠	٩٠
الميثاق -١	٦٠٢٥	٩،٦٠	١٢٠
الميثاق -٢	٦٧١٢	٤،٧٢	١٤٥
الحديدة -١	٥٦٧٢	٦،٤٩	٨٥
الحديدة -٢	٨٩٦٥	٥،٤٨	٩٥
كمران -١	١٣٧١٠	٧،٣٣	٦٥

جدول (١-١)، يوضح التدرج الحراري وتدفق الحرارة في بعض آبار حوض تهامة وفقًا لـ (SPT)



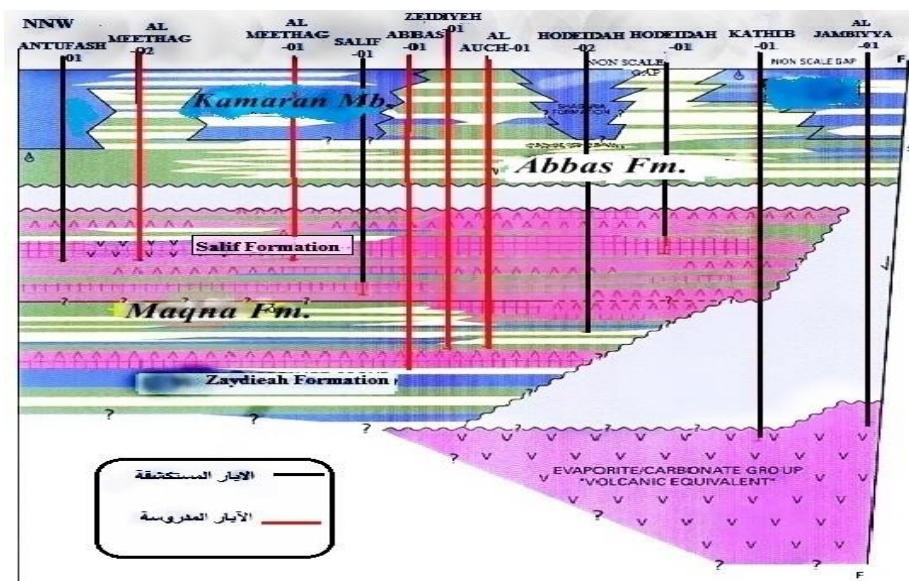
شكل (١-٥)، يوضح التغير في التدرج الحراري في حوض تهامة عدل وفقًا لـ (SPT).

### ١-٣-٤ الدراسات السابقة (Previous studies):

- أجريت العديد من الدراسات الجيولوجية والطباقية على حوض تهامة ومنها ما يأتي:
- بيضون وآخرون (١٩٩٢م) درسوا التتابعات الاستراتجرافية في اليمن وضمت الدراسة التتابعات والبيئات القديمة لأحواض البحر الأحمر وخليج عدن.
- السروري وآخرون (٢٠١٠م) درسوا الغطاء الرسوبي وفسروا وجود إمكانية جيدة للهيدروكربونات في شبه جزيرة الصليف.
- السروري وآخرون (٢٠١٣م) وصفوا النظام البترولي لحوض تهامة ولكنهم لم يستخدموا طرق علمية حديثة.
- الحكيمي وآخرون (٢٠١٦م) فسروا وفرة المادة العضوية المولدة للهيدروكربونات في الصخور الطينية التابعة لتكوين الصليف، كما أنهم درسوا خصائصها وأكدوا أن نسبة الكربون العضوي الكلي تتراوح من (5.40% - 0.59%).

### ١-٤ تاريخ استكشاف الهيدروكربونات في حوض تهامة

بدأ النشاط الاستكشافي في النفط في حوض تهامة الجمهورية اليمنية في بداية الستينات حيث تم حفر أول بئرين استكشافيين في حوض تهامة وهما صليف ١ وصليف ٢ من قبل شركة Mecom Oil. وكان أول اكتشاف لتواجد الهيدروكربونات في حوض تهامة عام ١٩٦٢م في بئري الحديدية ١ والحديدية ٢ اللذين تم حفرهما من قبل شركة Mecom Oil ولحقت هذه الاستكشافات بحفر العديد من الآبار عن طريق شركة أجنبية مختلفة، وكانت واعدية أغلب الآبار جيدة أبرزها بئر الميثاق ١ والميثاق ٢ اللذان تم حفرهما من قبل شركة Hunt عام ١٩٨٦-١٩٨٧م، وبئر فاطمة من قبل شركة Mayfai عام ٢٠٠٦م كما في الشكل (١-٦).

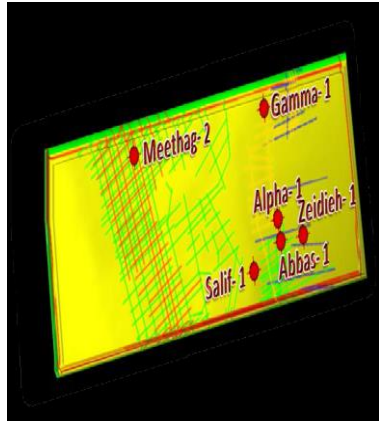


شكل (١-٦)، يوضح الآبار الاستكشافية في حوض تهامة طبقاً لتقرير SPT



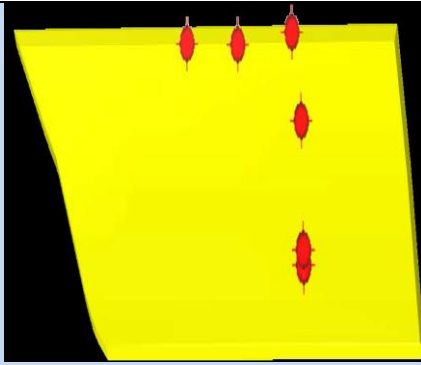
وتتلخص الآبار الاستكشافية في حوض تهامة في الجدول (١-١)، (٢-١)، (٣-١)

القطاع	البئر	اسم الشركة	عام الحفر	نتائج الاستكشاف
قطاع ٢٢ ران	الصليف - ٢	Mecomoil	١٩٦١م	جاف
	الزيدية - ١	Mecomoil	١٩٦١-١٩٦٢م	غاز
	عباس - ١	Shell	١٩٨٠-١٩٨١م	غاز وبنفط مكثف (condensate)
	الميثاق - ٢	Hunt	١٩٨٧م	نفط
	ألفا - ١	Mayfair	١٩٩٦م	كميات قليلة
	جاما - ١	Mayfair	١٩٩٨م	غاز



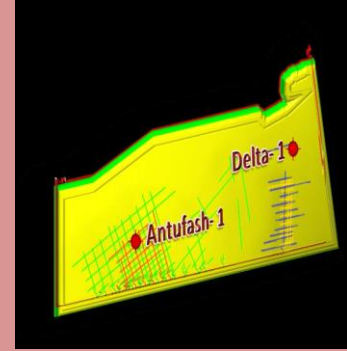
جدول (١-١)، يوضح الآبار المحفورة في قطاع ٢٢ حوض تهامة، اليمن عدل وفقاً لـ (PEPA)

القطاع	البئر	اسم الشركة	عام الحفر	نتائج الاستكشاف
قطاع ٢٣ ران	الصليف - ١	Mecomoil	١٩٦١م	جاف
	الحديدة - ١	Mecomoil	١٩٦٢م	غاز
	الحديدة - ٢	Mecomoil	١٩٦٢م	غاز وبنفط
	العوش - ١	Shell	١٩٨٠م	غاز
	الميثاق - ١	Hunt	١٩٨٦م	غاز وبنفط
	فاطمة - ١	Myafair	٢٠٠٦م	نفط



جدول (٢-١)، يوضح الآبار المحفورة في قطاع ٢٣ حوض تهامة، اليمن عدل وفقاً لـ (PEPA)

القطاع	البئر	اسم الشركة	عام الحفر	نتائج الإستكشاف
ميدى ٥٥	Antufash-1	BP	١٩٩٢م	غاز
	دلتا - ١	Myafair	١٩٩٨م	غاز



جدول (٣-١)، يوضح الآبار المحفورة في قطاع ٥٥ حوض تهامة، اليمن عدل وفقاً لـ (PEPA)

## أولاً: الطرق المستخدمة (METHODOLOGY)

### ١-٢ التحليل الجيوكيميائي للصخور المصدرية:

#### ١- تحديد إجمالي الكربون العضوي (TOC wt%):

يتم تحديد إجمالي الكربون العضوي باستخدام جهاز (LECO)، وباستخدام جهاز الكروموجراف (Py-GC)، وجهاز التقطير الإتلافي CG-MS إذ تعد الصخور الكربونية صخوراً مصدرية إذا زادت نسبة الكربون العضوي عن 0.3%، كما تعد صخور السجيل أو الطفل صخوراً مصدرية إذا زادت نسبة الكربون العضوي عن 0.5% كما في جدول (١-٢) طبقاً لـ (Peters & Cassa, 1994)

الكمية الوصف	TOC wt %)	S1 (ملغم/غم)	S2 (ملغم/غم)	البيثومين (جزء في المليون)	الهيدروكربونات (جزء في المليون)
فقير	< 0.5	< 0.5	< 2.5	< 500	< 300
إلى حد ما	0.5-1	0.5-1	2.5-5	500-1000	300-600
جيد	1-2	1-2	5-10	1000-2000	600-1200
جيد جداً	2-4	2-4	10-20	2000-4000	1200-2400
ممتاز	> 4	> 4	> 20	> 4000	> 2400

جدول (١-٢)، المعاملات المستخدمة في تقييم كمية المادة العضوية في الصخور المصدرية

طبقاً لـ (Peters & Cassa, 1994)

### ٢- تحليل التكسير الحراري Rock-Eval Pyrolysis:

تعد هذه الطريقة في الوقت الحاضر من أكثر الطرق استخداماً في الاستكشافات النفطية حيث يمكن تحديد كمية ونوعية ونضوج المادة العضوية بهذه الطريقة، كما أن المقاييس المستنبطة من هذه التحليلات ومعاملاتها متعددة ونذكرها بشكل موجز اعتماداً على (Peters & Cassa, 1994) و (Langford and Blanc-Valleron (1990)، كما يأتي:

S1: يمثل كمية الهيدروكربونات الحرة في النموذج الصخري المحلل والموجودة حالياً في الصخور التي تتحرر بدرجات حرارية تتراوح ما بين (250°C - 300°C) وتقاس بوحدة (ملغم هيدروكربونات / غم أنموذج صخري mg HC/g of rock) ويستخدم في استنباط عدد من المعاملات الأخرى مثل دليل الإنتاج (PI) والكفاءة الهيدروكربونية المحتملة (PP) وكدليل على مدى النضوج العضوي للمواد العضوية الرسوبية.

S2: يمثل كمية الهيدروكربونات الناتجة من تكسر الكيروجين الموجود في النموذج الصخري في درجة حرارة تتراوح ما بين (300°C-600°C) ويقاس بوحدة (ملغم هيدروكربونات/ غم أنموذج صخري mg HC/g of rock) ويستخدم هذا المقياس في استنباط عدد المعاملات مثل دليل الإنتاج (PI) والكفاءة البترولية المحتملة (PP) ودليل الهيدروجين (HI) ودليلاً على مستوى النضوج العضوي للصخور المصدرية.



S3: يمثل كمية ثاني أكسيد الكربون (CO<sub>2</sub>) الناتجة من تأكسد المادة العضوية المتبقية في النموذج الصخري المحلل بالتكسير الحراري ويقاس بوحدة (ملغم ثاني أكسيد الكربون/ غم نموذج صخري mg CO<sub>2</sub>/g of rock) ويستخدم في استنباط دليل الأوكسجين (OI).

T<sub>max</sub>: درجة الحرارة القصوى التي تُسجل عند أكبر إنتاج وتحرر للهيدروكربونات (S2) من النموذج الصخري والناتجة من التكسير الحراري للكبروجين ووحدة القياس الدرجة المئوية (°C) وتستخدم دليلاً على نضوج المادة العضوية.

HI: دليل الهيدروجين (Hydrogen Index): ويستنبط من المعادلة الآتية:  $HI = (S_2/TOC) \times 100$  ووحدة القياس (ملغم هيدروكربونات/ غم من الكربون العضوي الكلي mg HC/g TOC) ويستخدم هذا الدليل مع معاملات أخرى للاستدلال على نوع الكبروجين (Kerogen Type) ودليلاً للنضوج العضوي ونوعية المواد المحتمل إنتاجها هل هي هيدروكربونات غازية أو نفطية أو الاثنين معاً كما في جدول (٢-٢).

OI: دليل الأوكسجين (Oxygen Index): ويستنبط من المعادلة الآتية:

$$OI = (S_3/TOC) \times 100$$

ويقاس بوحدة (ملغم هيدروكربونات/ غم من الكربون العضوي الكلي mg CO<sub>2</sub>/g TOC) ويستخدم مع معاملات أخرى لتحديد نوع الكبروجين ودليلاً على مستوى النضوج.

PI: معامل الإنتاج (Production Index): ويستنبط من المعادلة الآتية:

$$PI = S_1 / (S_1 + S_2)$$

ووحدة القياس (ملغم هيدروكربونات/ غم من النموذج صخري mg HC/g of rock)

PP: الاحتمالية البترولية (Petroleum Potential): ويستنبط من المعادلة الآتية:

$$PP = S_1 + S_2$$

البنر	رقم العينة	العمق (متر)	TOC (wt%)	S1 (ملغم/غم)	S2 (ملغم/غم)	S3 (ملغم/غم)	max (°C)	HI (ملغم/غم)	OI (ملغم/غم)	PP (ملغم/غم)	PI (ملغم/غم)
LAUCH-1	AU-1	2231	1.17	1.92	2.98	0.27	438	255	23	4.9	0.39
	AU-2	2233	0.94	0.13	1.37	0.16	436	146	17	1.5	0.09
	AU-3	2243	1.35	1.4	4.05	0.46	434	300	34	5.45	0.26
	AU-4	2252	1.02	1.2	2.72	0.44	436	267	43	3.92	0.31
	AU-5	2282	0.69	0.7	2.92	0.11	440	423	16	3.62	0.19
	AU-6	2321	0.63	0.83	1.93	0.33	433	308	52	2.67	0.3
	AU-7	2330	0.59	0.62	2.6	0.21	437	441	35	3.22	0.19
AL MEETHAQ -1	ME 1-1	701	2.14	0.67	6.83	1.18	436	319	55	7.59	0.1
	ME 1-2	945	1.68	0.48	6.84	0.89	430	407	53	7.32	0.07
	ME 1-3	1067	3.7	0.95	18.94	2.11	431	512	57	19.89	0.05
	ME 1-4	1082	2.9	0.39	7.77	1.68	437	268	58	8.16	0.05
	ME 1-5	1097	2.8	1.35	16.13	1.34	432	576	48	17.48	0.08
	ME 1-6	1128	2.14	1.2	10.25	1.13	430	479	53	11.45	0.1
	ME 1-7	1189	2.54	2.2	12.83	0.91	434	505	36	15.03	0.15
	ME 1-8	1219	1.74	0.99	5.41	0.85	434	368	56	6.4	0.15
	ME 1-9	1250	1.25	1.45	5.09	0.64	437	407	51	6.59	0.22
	ME 1-10	1372	3.42	2.85	16.42	1.54	435	480	45	19.07	0.14



0.25	19.79	67	386	439	2.59	14.94	4.85	3.87	1463	ME 1-11
0.36	4.97	73	238	437	0.97	3.17	1.8	1.33	1554	ME 1-12
0.36	9.21	85	282	441	1.78	5.89	3.32	2.09	1585	ME 1-13
0.41	11.95	98	233	443	2.97	7.06	4.89	3.03	1615	ME 1-14
0.39	10.52	56	264	435	1.36	6.42	4.1	2.43	1631	ME 1-15
0.53	2.17	135	64	428	2.16	1.02	1.15	1.6	1737	ME 1-16
0.58	7.37	129	84	439	4.71	3.07	4.3	3.65	1768	ME 1-17
0.53	3.4	40	81	431	0.79	1.6	1.8	1.98	1783	ME 1-18
0.63	2.53	98	80	424	1.14	0.3	1.6	1.16	1798	ME 1-19
0.2	4.01	63	257	434	0.82	3.34	0.67	1.3	1097	ME 2-1
0.28	3.05	53	290	435	0.43	2.38	0.67	0.82	1128	ME 2-2
0.23	3.53	68	268	432	0.73	2.87	0.66	1.07	1158	ME 2-3
0.46	3.73	89	168	412	1.08	2.03	1.7	1.21	1189	ME 2-4
0.58	13.88	58	112	415	3.05	5.89	7.99	5.26	1372	ME 2-5
0.29	12.26	45	176	438	2.43	9.5	2.76	5.4	1524	ME 2-6
0.43	9.75	78	146	414	2.96	5.55	4.2	3.8	1585	ME 2-7
0.59	6.8	128	107	410	3.38	2.82	3.98	2.64	1615	ME 2-8
0.58	12.14	109	141	415	3.98	5.15	6.99	3.65	1646	ME 2-9
0.64	9.71	66	111	417	2.09	3.51	6.2	3.16	1676	ME 2-10
0.78	8.6	78	70	409	2.11	1.9	6.7	2.71	1694	ME 2-11

AL MEETHAQ -2

وحدة القياس (ملغم هيدروكربونات /غم من النموذج صخري) mg HC/g of rock

نوع الهيدروكربون المتوقع	نوع الكيروجين Kerogen Type	دليل الهيدروجين (HI) mgH.C/gTOC
نفط	I	>600
نفط	II	300-600
نفط وغاز (مختلط)	II/III	200-300
غاز	III	50-200
لا يوجد احتمالية	IV	<50

جدول (٢-٢)، استخدام دليل الهيدروجين في تقييم جودة المادة العضوية ونوع الهيدروكربون

في الصخور المصدرية طبقاً لـ (Peters & Cassa)، (1994)

وفي هذا البحث تم تحليل بيانات سبعة وثلاثين (٣٧) عينة صخرية مأخوذة من دراسة للحكيمي وآخرين ٢٠١٦م وتقرير (SPT) التي أجريت لدراسة الخواص الجيوكيميائية لتكوين الصلبي جمعت من ثلاثة آبار (بئر العوش-٠١) (AL-Auch-01 على اليابسة ((onshore وبئر الميثاق -٠٢، الساحلي وبئر الميثاق -٠١ البحري) في حوض تهامة على طول البحر الأحمر اليمني موضحة في جدول (٢-٢). تم إجراء التحاليل الجيوكيميائية العضوية والصخرية على عينات صخر الصلبي لتوصيف الصخور المصدرية وإمكانية توليد النفط؛ إذ نفذت التحاليل الجيوكيميائية العضوية والصخرية في مختبرات سيمون للتقنيات البترولية المحدودة، المملكة المتحدة. بالإضافة إلى دراسة وتقييم الصخور المصدرية لبئري عباس-١ والزيدية-١، حيث تم تحليل الخواص الجيوكيميائية لـ ٢١ عينة مأخوذة من تقرير غير منشور لـ (SPT) كما في جدول (٢-٣). وتشمل التحليلات الجيوكيميائية العضوية محتوى



الكربون العضوي الكلي (TOC) ومعاملات التكسير الحراري للصخور (S1، S2، S3، ودرجة الحرارة القصوى (Tmax) ودليل الهيدروجين (HI)، ودليل الأكسجين (OI)، ودليل الإنتاج (PI).

جدول (٢-٣)، يوضح التحاليل الجيوكيميائية لصخور الصليف المصدرية مأخوذة من الحكيمي وآخرون ٢٠١٦.

البئر	العمق (متر)	TOC (wt%)	S2*1 (ملغم/غم)	S3*2 (ملغم/غم)	T <sub>max</sub> (°م)	HI (ملغم/غم)	OI (ملغم/غم)	PI (ملغم/غم)	PP ppm
عباس - ١	2871	0.39	1.19	0.46	439	305	118	0.37	180
	2883	0.38	1.21	0.38	439	318	100	0.38	1190
	2976	0.68	0.27	0.26	458	40	38	0.53	270
	2985	0.6	0.23	0.23	476	38	38	0.48	230
	2997	0.44	0.18	0.44	455	41	100	0.31	180
	3288	1.37	2.25	0.38	459	164	28	0.60	2240
الزيدية - ١	5500	0.55	0.92	0.9	428	167	164	0.31	920
	5540	0.36	0.81	1.45	428	225	403	0.21	810
	5630	0.2	0.31	0.83	430	155	415	0.34	310
	5760	0.2	0.32	0.85	438	160	425	0.36	320
	6230	0.22	0.43	1.21	421	195	550	0.32	430
	6410	0.14	0.24	0.48	424	171	343	0.41	240
	6650	0.31	1.02	0.72	429	332	232	0.25	1030
	7170	0.58	0.35	0.89	433	60	153	0.43	350
	7490	0.36	0.32	1.2	440	89	333	0.4	320
	7690	0.33	0.25	0.87	441	76	264	0.47	250
	7910	0.19	0.31	0.72	471	163	379	0.3	310
	8000	0.23	0.39	0.67	447	170	291	0.41	390
	8430	0.17	0.33	0.59	447	194	347	0.39	330
	8730	0.4	0.89	1.5	438	223	375	0.38	890
8970	0.32	0.5	0.69	433	156	216	0.4	500	
9200	0.18	0.24	0.31	440	133	172	0.57	240	

$$S2=(HI*TOC)/100 *1$$

$$S3=(OI*TOC)/100 *2$$

جدول (٢-٤)، يوضح الخواص الجيوكيميائية لبئري عباس-١ والزيدية-١ مأخوذة من تقرير غير منشور لـ (SPT)



## ثانياً: النتائج والمناقشة

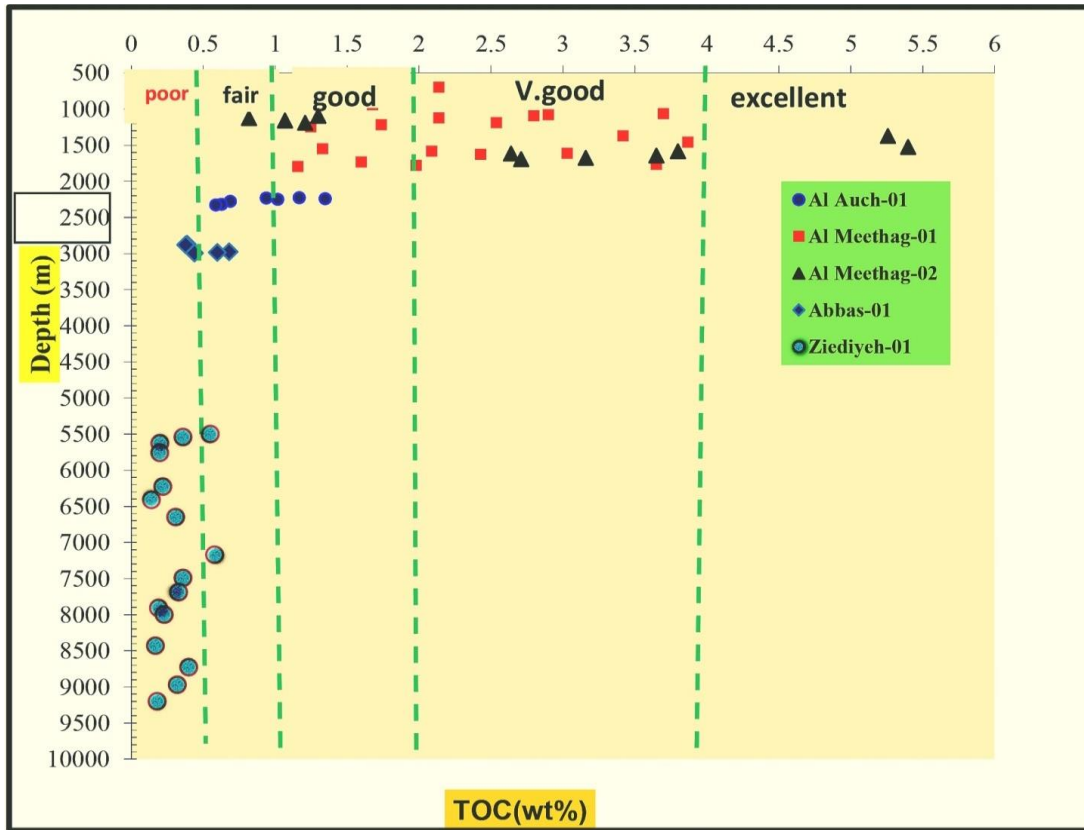
### ٣-١ تقييم الصخور المصدرية:

تم تقييم الصخور المصدرية استناداً إلى بيانات الخواص الجيوكيميائية المتوفرة والناجمة من التكسير الحراري (Rock-eval Pyrolysis) للصخور المصدرية والتي تستخدم لتحديد الاحتمالية النفطية، والنضوج الحراري للمادة العضوية، والقدرة على توليد النفط و/ أو الغاز، وتستخدم على نطاق واسع لتحديد كمية ونوع المواد العضوية في الصخور (Alaug, 2011b; Peters and Cassa, 1994) على الرغم من عدم توفر بيانات مفصلة، وشملت عمل الرسومات البيانية للمعلومات التي تم الحصول عليها من تقرير غير منشور (SPT VOL.6) ودراسة للحكيمي وآخرون (٢٠١٦ م).

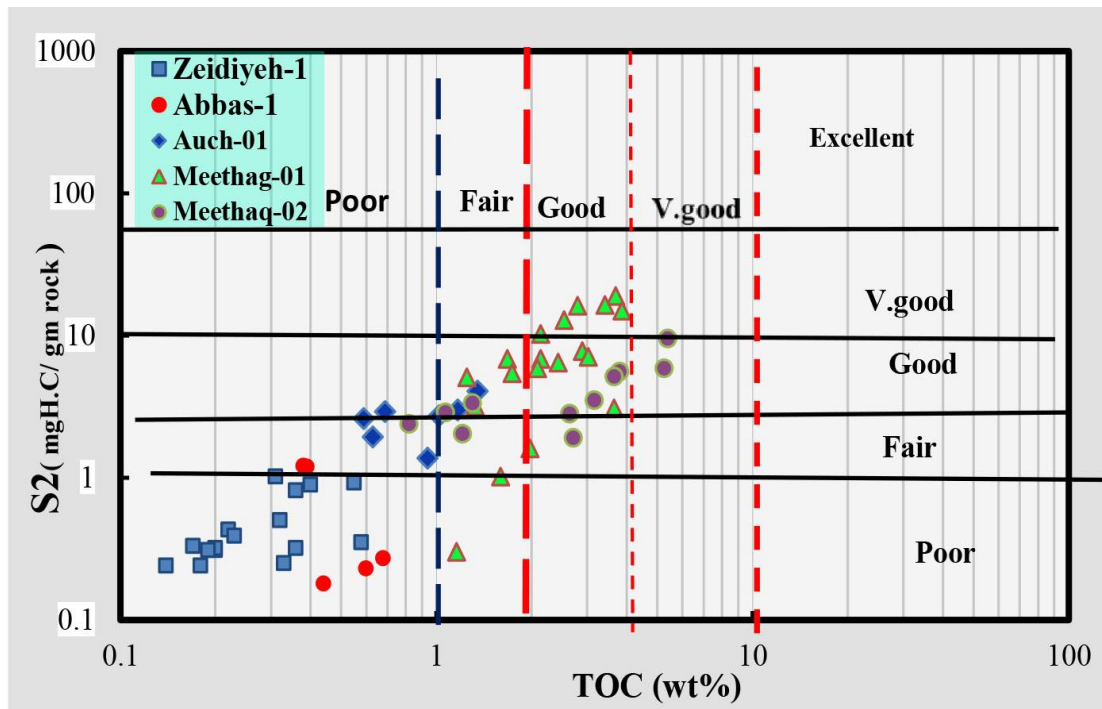
### ٣-١-١ وفرة المادة العضوية والاحتمالية النفطية:

يختلف توزيع ووفرة المادة العضوية بالنسبة للعمق في الآبار المدروسة شكل (٣-١)، ففي بئري عباس-١ والزبدية-١ تتراوح قيمة الكربون العضوي (TOC) للعينات المدروسة من 0.14 wt% إلى 0.68 wt % ويبلغ متوسطها 0.34 wt % ولذلك تعد الصخور المصدرية في هذين البئرين فقيرة جداً بالمادة العضوية (جدول ٢-٤). وفي بئر العوش-١ (Auch-01) تتراوح قيمة الكربون العضوي (TOC) من 0.59 wt% إلى 1.35 wt % ويبلغ متوسطها 2.14 wt % جدول (٢-٢)، ومن ثم فإن الصخور المصدرية في هذا البئر تعد جيدة نوعاً ما إلى جيدة جداً. وفي بئري الميثاق-١ والميثاق-٢ تتراوح قيمة الكربون العضوي (TOC) من 0.82 wt% إلى 5.40 wt % يبلغ متوسطها 2.55 wt % جدول (٢-٢)، ومن ثم فإن الصخور المصدرية في هذا البئر تعد صخوراً مصدرية جيدة إلى ممتازة.

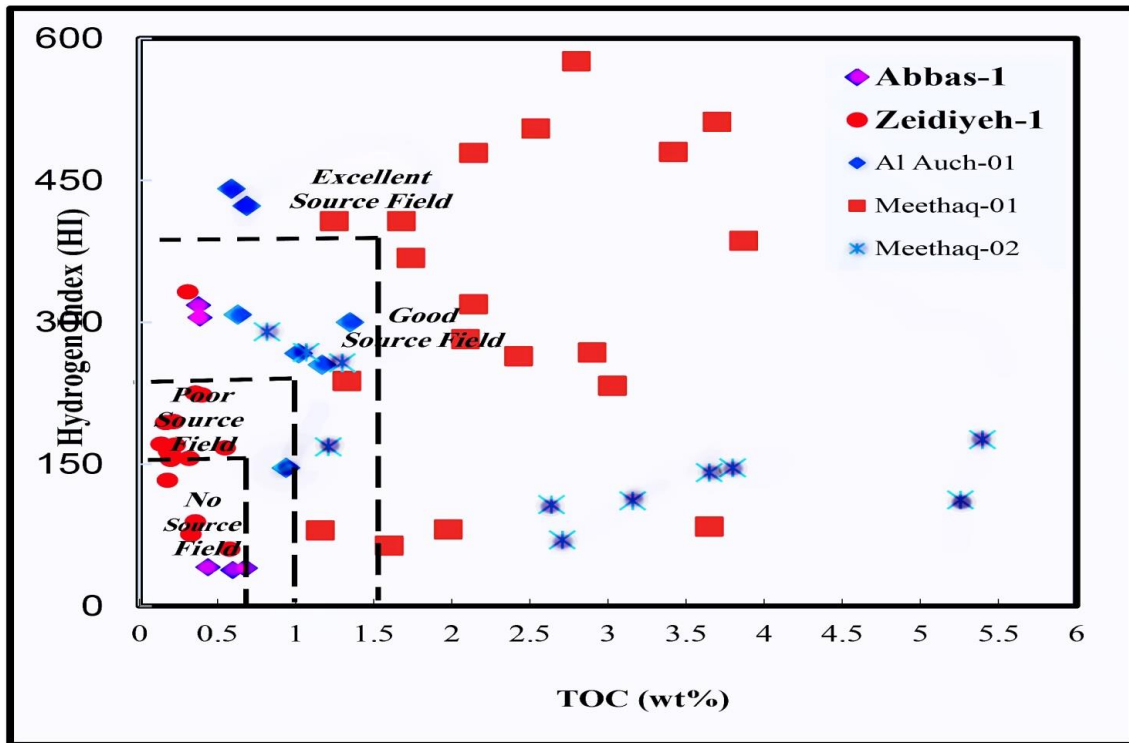
كذلك فإن منحنى العلاقة بين S2 ومحتوى الكربون العضوي الكلي (TOC) يعكس أن معظم العينات الصخرية المدروسة للتكاوين الجيولوجية في بئري عباس-١ والزبدية-١ تمثل صخوراً مصدرية فقيرة بالمادة العضوية وليس لها القدرة في توليد الهيدروكربون (شكل ٣-٢). مع وجود عينات قليلة ذات قدرة جيدة على توليد الهيدروكربونات (شكل ٣-٣) الذي يمثل العلاقة بين معامل الهيدروجين (HI) ومجملي الكربون العضوي (TOC). وفي الآبار (العوش-١، الميثاق-١، والميثاق-٢) يوضح منحنى العلاقة S2 ومجملي الكربون العضوي (TOC) (شكل ٣-٢) أن الصخور المصدرية في هذه الآبار جيدة إلى حدٍ ما إلى ممتازة.



شكل (١-٣)، يوضح توزيع الكربون العضوي الكلي بالنسبة للعمق في الآبار المدروسة.



شكل (٢-٣)، يوضح منحنى العلاقة بين S2 و TOC للآبار المدروسة في حوض تهامة.



شكل (٣-٣)، يوضح العلاقة بين TOC و HI المستخدمة في تقييم الصخور المصدرية في الآبار المدروسة في حوض تهامة

٢-١-٣ نوع الكيروجين والنضوج الحراري للمادة العضوية:

\* بئر عباس-١

من خلال جدول (٤-٢) تبلغ قيمة دليل الهيدروجين في بئر عباس-١ عند الأعماق ٢٨٧١ متر و ٢٨٨٣ متر  $305 \text{ mg HC / g TOC}$  و  $318 \text{ mg HC / g TOC}$  على التوالي وهذا يدل على أن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كيروجين نوع II، كذلك من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودليل الأكسجين (OI) كما في (شكل ٤-٣) فإن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كيروجين نوع II و IV كما تبلغ درجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ )  $439^\circ \text{C}$  وطبقاً لهذا فإن مرحلة النضوج للمادة العضوية هي مرحلة النضوج المبكر، ولكن عند الأعماق أكبر من ٢٩٠٠ متر تصل قيمة دليل الهيدروجين إلى أقل من  $50 \text{ mg HC / g TOC}$  ومن ثم فإن نوع الكيروجين هو كيروجين نوع IV نتيجة لزيادة درجة حيث تتراوح قيمة درجة الحرارة العظمى من  $455^\circ \text{C}$  إلى  $476^\circ \text{C}$  وهذا يؤكد أن مرحلة النضوج عند عمق أكبر من ٢٩٠٠ متر نضوج متأخر إلى فوق ناضج، ويتم تأكيد هذه النتيجة من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودرجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ ) شكل (٣-٥).

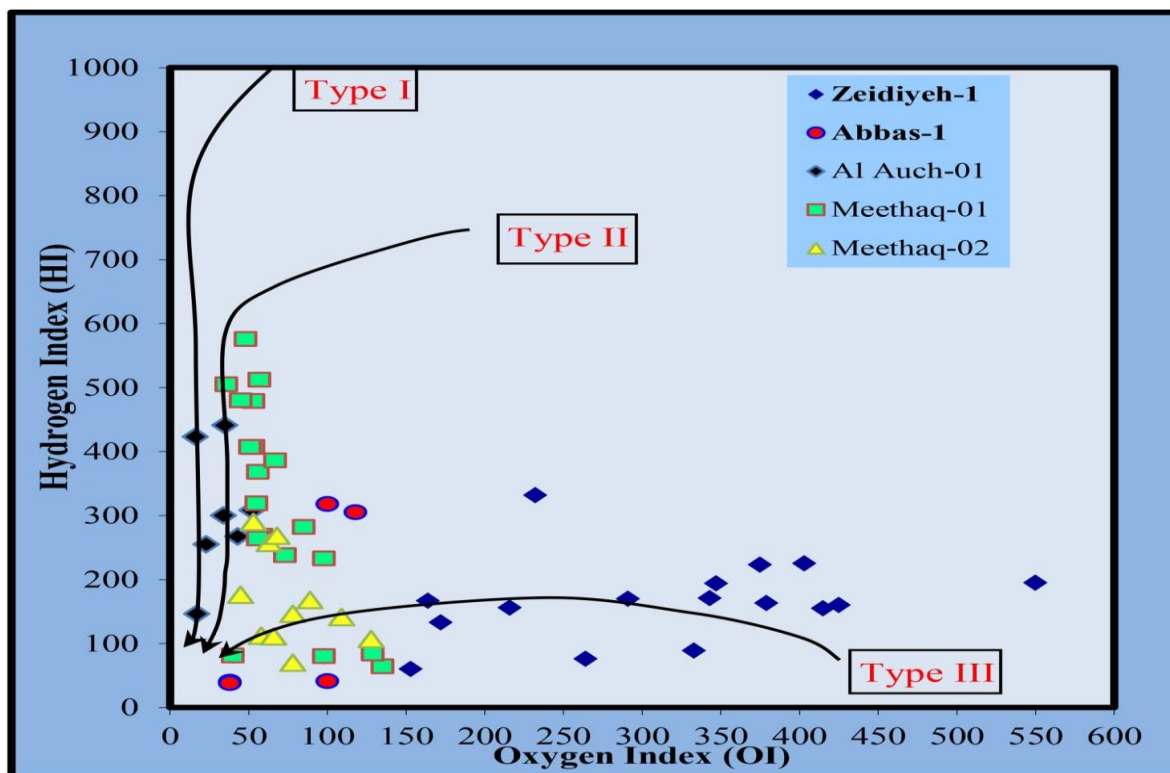
\* بئر الزيدية-١

تتراوح قيمة دليل الهيدروجين من  $60 \text{ mg HC / gTOC}$  إلى  $225 \text{ mg HC / gTOC}$  بمتوسط ( $155.8 \text{ mg HC / gTOC}$ ) وهذا يدل على أن نوع الكيروجين هو كيروجين نوع III، مع وجود كميات قليلة من

كبروجين نوع II حيث تبلغ قيمة دليل الهيدروجين  $332 \text{ mg HC / g TOC}$  عند عمق ٦٦٥٠ متر، كذلك من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودليل الأوكسجين (OI) شكل (٣-٤) فإن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كبروجين نوع III و II. وتتراوح قيمة درجة الحرارة العظمى ( $T_{\max}$ ) في بئر الزيدية-١ من  $424^{\circ}\text{C}$  إلى  $447^{\circ}\text{C}$  (جدول ٢-٤) مما يدل على أن مرحلة النضوج الحراري للمادة العضوية في هذا البئر تتراوح من غير ناضجة إلى قمة النضوج (peak mature) وعند عمق ٧٩١٠ متر تبلغ قيمة درجة الحرارة العظمى ( $T_{\max}$ )  $471^{\circ}\text{C}$  وهذا يعطينا إشارة أن مرحلة النضوج الحراري عند هذا العمق هي فوق ناضجة نتيجة لزيادة درجة الحرارة، ويتم تأكيد هذه النتيجة من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودرجة الحرارة العظمى ( $T_{\max}$ ) كما هو موضح في شكل (٣-٥).

#### \* بئر العوش - ١

تتراوح قيمة دليل الهيدروجين من  $146 \text{ mg HC / gTOC}$  إلى  $423 \text{ mg HC / gTOC}$  بمتوسط ( $283.17 \text{ mg HC / gTOC}$ ) جدول (٢-٢) وهذا يدل أن نوع الكبروجين هو كبروجين نوع II/III و II، كذلك من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودليل الأوكسجين (OI) شكل (٣-٤) فإن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كبروجين نوع II و II/III. وتتراوح قيمة درجة الحرارة العظمى ( $T_{\max}$ ) من  $430^{\circ}\text{C}$  إلى  $440^{\circ}\text{C}$  بمتوسط  $434,75^{\circ}\text{C}$  مما يدل على أن مرحلة النضوج الحراري للمادة العضوية في هذا البئر من غير ناضجة إلى قمة النضوج (peak mature)، ويتم تأكيد هذه النتيجة من خلال منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودرجة الحرارة العظمى ( $T_{\max}$ ) كما هو موضح في شكل (٣-٥).



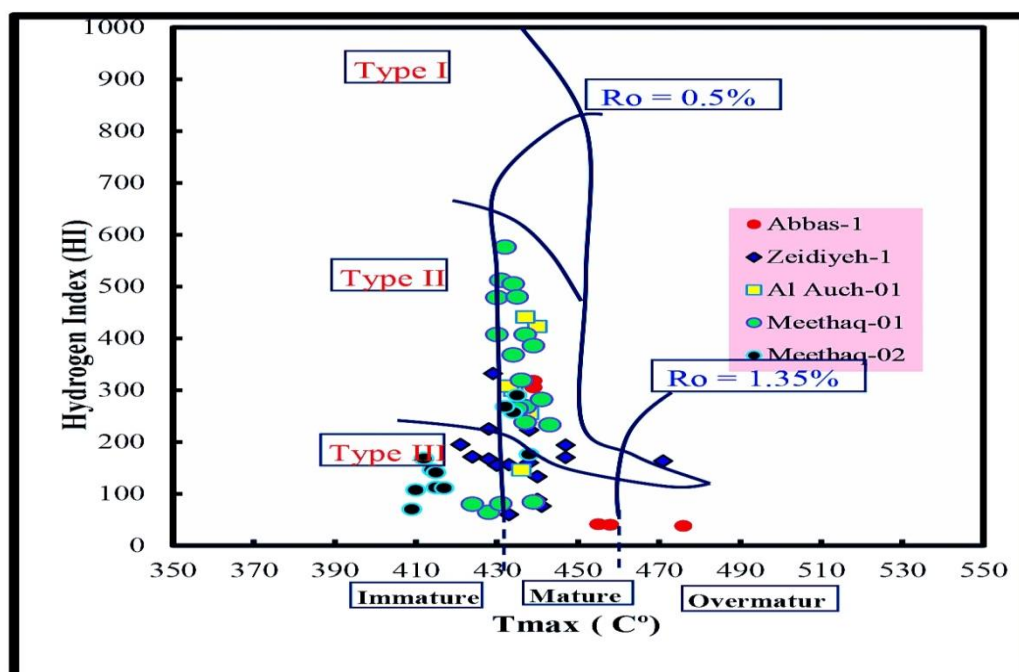
شكل (٣-٤)، يوضح العلاقة بين OI و HI المستخدمة في معرفة نوع الكبروجين في الآبار المدروسة في حوض تهامة.

### \* بئر الميثاق-١

تتراوح قيمة دليل الهيدروجين من 64 mg HC /gTOC إلى 576 mg HC /gTOC بمتوسط (303.17mg HC /gTOC) وهذا يدل أن نوع الكيروجين هو كيروجين نوع II وكميات أقل من كيروجين نوع II/III و III، كذلك من خلال منحني العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودليل الأكسجين (OI) شكل (٣-٤) فإن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كيروجين نوع II و III. وتتراوح قيمة درجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ ) من ٤٢٨م° إلى ٤٤٣م° مما يدل على أن مرحلة النضوج الحراري للمادة العضوية في هذا البئر من غير ناضجة إلى قمة النضوج (peak mature) ويتم تأكيد هذه النتيجة من خلال منحني العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودرجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ ) شكل (٣-٥).

### \* بئر الميثاق-2

تتراوح قيمة دليل الهيدروجين من 70 mg HC /gTOC إلى 290 mg HC /gTOC بمتوسط (167.82mg HC /gTOC) وهذا يدل أن نوع الكيروجين هو كيروجين نوع III ونوع II/III، كذلك من خلال منحني العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودليل الأكسجين (OI) شكل (٣-٤) فإن نوع المادة العضوية المتوفرة هي كيروجين نوع III و II/III. وتتراوح قيمة درجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ ) من 410م° إلى 438م° مما يدل على أن مرحلة النضوج الحراري للمادة العضوية في هذا البئر من غير ناضجة إلى نضوج مبكر، ويتم تأكيد هذه النتيجة من خلال منحني العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) ودرجة الحرارة العظمى ( $T_{max}$ ) كما هو موضح في شكل (٣-٥).



شكل (٣-٥)، يوضح العلاقة بين  $T_{max}$  و HI المستخدمة في معرفة نوع الكيروجين في الآبار المدروسة في حوض تهامة.

## ٣-١-٣ إمكانية التوليد Generation Potential:

تعتمد عملية توليد الهيدروكربون بشكل أساسي على وفرة المادة العضوية وجودتها وكذلك على النضوج الحراري للمادة العضوية ونستعرض الدراسة كما يأتي لكل بئر على حدة:

## \* بئر عباس-١

من خلال قيم دليل الهيدروجين جدول (٢-٤) الذي يعطينا كيروجين نوع II مع وجود كميات قليلة من نوع IV، وكذلك من خلال قيم درجة الحرارة العظمى فإن نوع الهيدروكربون المحتمل توليده هو نفط، ولكن من خلال قيم الكربون العضوي الكلي فإن إمكانية توليد الهيدروكربون في هذا البئر ضعيفة، أيضًا من خلال منحنى العلاقة بين  $T_{max}$  و PI شكل (٣-٦) فإن إمكانية التوليد ضئيلة جدًا.

## \* بئر الزيدية-١

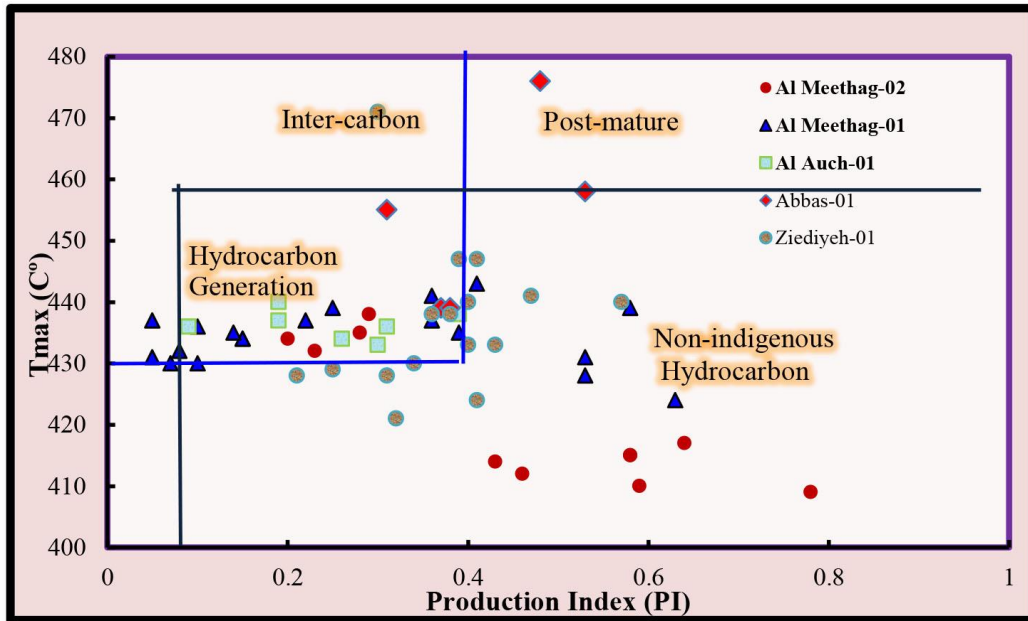
من خلال قيم دليل الهيدروجين جدول (٢-٤) الذي يعطينا كيروجين نوع III مع وجود كميات قليلة من نوع II، وكذلك من خلال قيم درجة الحرارة العظمى فإن نوع الهيدروكربون المحتمل توليده هو غاز، ولكن من خلال قيم الكربون العضوي الكلي فإن إمكانية توليد الهيدروكربون في هذا البئر ضعيفة. ومن خلال منحنى العلاقة بين  $T_{max}$  و PI شكل (٣-٥) فإن إمكانية التوليد قليلة جدًا أيضًا؛ إذ إن المادة العضوية لمعظم العينات لم تصل إلى مرحلة النضوج الحراري.

## \* بئر العوش-١

من خلال قيم دليل الهيدروجين جدول (٢-٣) الذي يعطينا كيروجين نوع هي كيروجين نوع III و II/III، ومن خلال قيم درجة الحرارة العظمى فإن نوع الهيدروكربون المحتمل توليده هو نفط وهيدروكربونات مختلطة نفط وغاز، وكذلك فإن منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) والكربون العضوي الكلي (TOC) شكل (٣-٧) يؤكد أن الهيدروكربونات المحتمل توليدها هي نفط وهيدروكربونات مختلطة نفط وغاز، ومن خلال منحنى العلاقة بين  $T_{max}$  و PI شكل (٣-٦) فإن الصخور المصدرية في هذا البئر لها قدرة جيدة على توليد الهيدروكربون.

## \* بئر الميثاق-١

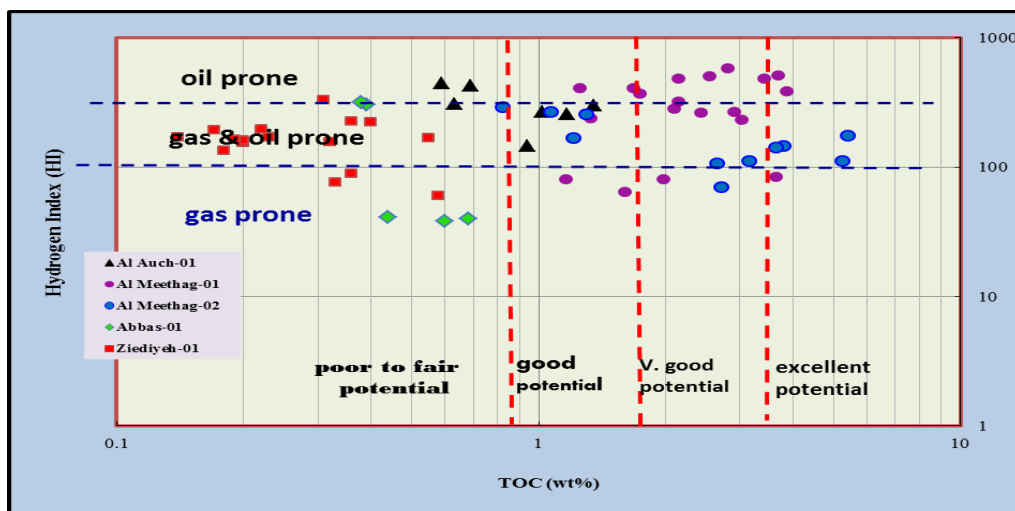
من خلال قيم دليل الهيدروجين جدول (٢-٣) الذي يعطينا كيروجين نوع هي كيروجين نوع II و II/III، ومن خلال قيم درجة الحرارة العظمى فإن نوع الهيدروكربون المحتمل توليده هو نفط وهيدروكربونات مختلطة نفط وغاز، وكذلك فإن منحنى العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) والكربون العضوي الكلي (TOC) شكل (٣-٧) يؤكد أن الهيدروكربونات المحتمل توليدها هي نفط وهيدروكربونات مختلطة نفط وغاز، ومن خلال منحنى العلاقة بين  $T_{max}$  و PI شكل (٣-٦) فإن عملية التوليد للهيدروكربونات لم تتم بشكل كامل لأن المادة العضوية فيه لم تصل إلى مرحلة النضوج بشكل كامل.



شكل (٦-٣)، يوضح العلاقة بين PI وTmax للآبار المدروسة في حوض تهامة.

### \* بئر الميثاق-2

من خلال قيم دليل الهيدروجين جدول (٣-٢) الذي يعطينا كيروجين نوع هي كيروجين نوع II وII/III، ومن خلال قيم درجة الحرارة العظمى فإن نوع الهيدروكربون المحتمل توليده هو غاز وهيدروكربونات مختلطة غاز ونفط ولكنها لم تصل إلى مرحلة توليد الغاز، وكذلك فإن منحني العلاقة بين دليل الهيدروجين (HI) والكربون العضوي الكلي (TOC) شكل (٣-٧) يؤكد أن الهيدروكربونات المحتمل تولدها هي غاز وهيدروكربونات مختلطة نفط وغاز، ومن خلال منحني العلاقة بين PI وTmax شكل (٦-٣) فإن عملية التوليد للهيدروكربونات لم تتم بشكل كامل لأن المادة العضوية في الصخور المصدرية في هذا البئر لم تصل إلى مرحلة النضوج بشكل كامل.



شكل (٣-٧)، يوضح العلاقة بين HI وTOC للآبار المدروسة في حوض تهامة.

## الصخور الخازنة المحتملة:

تعد صخور الحجر الرملي في التكاوين الجيولوجية (الزيدية، مقنة، الصليف وعباس) إمكانات جيدة للمكامن ذات مسامية جيدة ونفاذية جيدة أيضًا؛ إذ يبلغ متوسط المسامية الفعالة في بئر الميثاق- ١ حوالي ٣٠% وفي بئر الميثاق-٢ حوالي ٢٣%. إضافة إلى ذلك، يعد حد القطع بالنسبة للنفاذية ١٠ مللي دارسي طبقًا لـ. (PEPA,2013)

### ثالثًا: الاستنتاجات

من خلال البيانات المتوفرة والمتاحة، يعد حوض تهامة منطقة ذات تدرج حراري أرضي عالي بالمقارنة مع المتوسط العالمي، يزداد تدريجيًا من الجوانب باتجاه جنوب الحوض وخاصة بالقرب من باب المنذب حيث تتعدم أي إمكانية لتجمعات هيدروكربونية نتيجة التدرج الحراري الأرضي العالي والناجم عن مناطق النشاط البركاني والتكتوني "hot spot and trend of midoceanic ridge" ومن ثم، بغض النظر عن نوع الكيروجين فإن زيادة النضوج الحراري يكون أعلى في الآبار البحرية.

كما يتضح أن التكاوين الجيولوجية المصاحبة لعملية الانفتاح لديها إمكانات محدودة لتوليد الهيدروكربونات. ومع ذلك، وبالنظر إلى هذه البيانات المحدودة والأعمال المنشورة حول الصخور المصدرية في البحر الأحمر، أظهرت الدراسة الحالية أن مصدر الغاز والنفط هو المتداخلات الموجودة داخل هذه الصخور المصدرية المحتملة المصاحبة للانفتاح التي يرجع عمرها إلى الميوسين، ولكن هذا من الصعب تحقيقه بسبب عدم نضوج المادة العضوية في معظم الآبار. حيث يعرض بئر عباس-١ ١ كيروجين نوع II عند الأعماق ٢٨٧١ متر و ٢٨٨٣ متر (دليل الهيدروجين = 305 mg HC / g TOC) وفي مرحلة النضوج المبكر، ونوع الكيروجين هو كيروجين نوع IV في عمق ٢٩٠٠ متر (دليل الهيدروجين أقل من 50 mg HC / gTOC) نتيجة لزيادة في مرحلة النضوج المتأخر إلى فوق ناضج (درجة الحرارة العظمى من ٤٥٥م° إلى ٤٧٦م°)، ومن ثم يحتمل أن يولد نفط ثقيل ولكن بكميات ضئيلة لقلة محتوى الكربون العضوي الكلي، كذلك بئر الزيدية-١ يعطي كيروجين نوع III وكميات أقل من كيروجين نوع II (دليل الهيدروجين = 60 mg HC / g TOC إلى 225 mg HC / g TOC) في مرحلة النضوج الحراري تتراوح من غير ناضج إلى قمة النضوج (درجة الحرارة العظمى ٤٢٤م° إلى ٤٤٧م°) ومن ثم يحتمل أن يولد نفط وغاز ولكن بكميات ضئيلة لقلة محتوى الكربون العضوي الكلي عند عمق ٧٩١٠ متر مرحلة النضوج الحراري فوق ناضجة درجة الحرارة العظمى = ٤٧١م°.

أما في بئر العوش-١ وبئر الميثاق-١ وبئر الميثاق-٢ فإن نتائج التحليل تكشف وجود كيروجين نوع II وكميات أقل من كيروجين نوع III و II/III حيث تتراوح قيمة دليل الهيدروجين من 146 mg





TOC / g HC إلى 423 mg HC / g TOC في بئر العوش-١ ومن 64mg HC/g TOC إلى 576 mg HC/ g TOC تقع في مرحلة النضوج من غير ناضجة إلى قمة النضوج في بئري العوش-١ والميثاق-١ ومن غير ناضجة إلى بداية النضوج في بئر الميثاق-٢ ومن ثم فإن قدرتها على إنتاج وتوليد الهيدروكربون بكميات جيدة؛ إذ تتراوح الاحتمالية البترولية من 1.5 mg HC/g of rock إلى 19.89 mg HC/g of rock هذه النتائج تدعم بقوة إمكانية تواجد النفط في حوض تهامة، الذي كان على الأرجح مصدره التكاوين الجيولوجية المصاحبة لعملية الانفتاح (الزبدية ومقنة والصليف) والصخور الجيرية المرجانية (reef limestone) التابعة لتكوين عباس، ومن ثم فإنها تؤيد وتتطلب مزيد من التنقيب والتطوير في حوض تهامة غرب الجمهورية اليمنية.

### المراجع

1. Alaug, A.S., 2011b. Source rocks evaluation, hydrocarbon generation and palynofacies study of Late Cretaceous succession at 16/G-1 offshore well in Qamar Basin, Eastern Yemen. *Arab. J. Geosci.* 4. pp. 551-566.
2. Albaroot, M., Ahmad, A.H.M., Al-Areeq, N. and Sultan, M.2016. Tectonostratigraphy of Yemen And Geological Evolution: A New Prospective. *IJNTR*.2. pp.19-33.
3. Al Kubati M., Al Qraafi F., Mattash M., Al Nethary M., Geothermic Characters Of The Most Promising Geothermal Filed For Power Generation In Republic Of Yemen. *International Journal of Scientific & Technology Research.* 6.pp. 2277-8616
4. Al-Sabri A., Al-Kohlani T., Al-Nethary M., Sharian A., Al-Dukhain A., Al-Hosam A., Al-Hosam M., and Sultan M.,2015. Geothermal Exploration in Some Interesting Geothermal Area in Republic of Yemen, *Proceedings World Geothermal Congress.*
5. As-Saruri,M.A., Sorkhabi, R., Baraba, R., 2010. Sedimentary basins of Yemen: their tectonic development and lithostratigraphic cover. *Arab. J. Geosci.* 3, pp.515-527.
6. Beydoun, Z.R., Al-Saruri, M., El-Nakhal, H., Al-Ganad, I.N., Baraba, R.S., Nani, A.S.O., Al-Aawah, M.H., 1998. *International Lexicon of Stratigraphy.* International Union of Geological Sciences and Ministry of Oil and Mineral Resources second ed. vol. III. Republic of Yemen Public-ation 34, Republic of Yemen, p. 245.
7. Bosworth, W., Huchon, P., Mecday, K., 2005. The Red Sea and Gulf Aden Basins, *Journal of African Earth.* 43, pp. 334-378.
8. Bosworth, W., 2015. *Geological Evolution of the Red Sea: Historical Background, Review and Synthesis,* researchgate. pp.45-78
9. Davison, I.; Al-Kadasi, M.; Al-Khirbash, S.; AL-Subbary, A.K.; Baker, J.; Blakey, S.; Bosence, D.; Dart, C.; Heaton, R.; Mcclay, K. ; Menzies, M.,1994. Geological evolution of the south-eastern Red Sea rift margin, Republic of Yemen. *Geological Society of America Bulletin,* 106, (11), pp. 1474-1493.
10. Davison, I.; Bosence, D.; Alsop, I.; Al-Aawah, M.H. 1996. Deformation and sedimentation around active Miocene salt diapirs on the Tihama Plain, northwest Yemen. *Geological Society of London Special Publication (Salt Tectonics),* 100, pp. 23-39.



11. El-Anbaawy, M. I. H.; Al-Aawah, M. A. H.; Al-Thour, K. A.; and Tucker, M. E., 1992. Miocene evaporites of the Red Sea rift, Yemen Republic: sedimentology of the Salif halite. *Sediment. Geol.* 81. pp. 61–71.
12. El-Anbaawy, M. I.H., Al-Aawah, M. A.H., Al-Thour, K. A. and Tucker, M. E. Miocene evaporites of the Red Sea rift, Yemen Republic: sedimentology of the Salif halite. Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam. 81.pp.61-71
13. El-Nakhal, H. A., and Alaug, A. S., 2013. Nomenclature Review of the Rock Units in the Stratigraphic Lexicon of Yemen, *Iranian J. of Earth Sci.* 5, 43-53.
14. Gassal, B.I. 2010. Petroleum Geochemistry and Geology of the Madyan and Al Wajah Basins, Northern Red Sea, Saudi Arabia. Msc Thesis. University of Utah. p.161.
15. Hadad, Y.T., Abdullah, W.H., 2015. Hydrocarbon source rock generative potential of the Sudanese Red Sea. *J. Mar. Pet. Geo.* 65. pp.269-289.
16. Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., Ahmed, A.F., 2016. Organic geochemical and petrographic characteristics of the Miocene Salif organic rich shales in the Tihama. *International Journal of Coal Geology* 154–155. pp. 193–204.
17. Hughes, G. W. and Beydoun, Z. R. 1992. The Red Sea - Gulf of Aden: Biostratigraphy, Lithostratigraphy and Paleoenvironments. *Journal of Petroleum Geology*, vol. 15 (2), April 1992, pp. 135-156
18. Langford, F.F., and Blanc-Valleron, M.M. 1990. Interpreting Rock-eval Pyrolysis Data Using Graphs of Pyrolyzable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon. *Geological Society of America Bulletin*, 74,(6), pp. 799-804.
19. Peters, K.E. and Cassa, M.R. (1994). Applied source rock geochemistry. In: *The Petroleum System – from Source to Trap*, Magoon L.B. and Dow W.G. (Eds.), AAPG Memoir, 60, 93-120. petroleum and ancient sediments, Prentice Hall, pp.93-97.
20. SPT (Simon Petroleum Technology) (1994) *The Petroleum Geology of the Sedimentary Basins of the Republic of Yemen*. Nonexclusive report in 7 volumes.
21. Sweeney, J. J. 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics. *Geological Society of America Bulletin*, 74, (10). Pp.1559-1570.
22. [Http//WWW. PEPA, Yemen](http://WWW.PEPA, Yemen).