Iraqi National Journal of Earth Science

www.earth.mosuljournals.com

تقييم الخواص المكمنية لتكويني عليجي وجدالة في ابار مختارة من حقلي نفط جمبور وكركوك شمال شرق العراق

وسام احمد محمد [1]*، عمار جماد محمد [2]، فارس نجرس حسن [3]*

[1، 2، 3] قسم علوم الأرض التطبيقية، كلية العلوم، جامعة تكريت، تكريت ، العراق.

معلومات الارشفة

تاريخ الاستلام: 12- يوليو -2023

تاريخ المراجعة: 27- أغسطس -2023

تاريخ القبول: 10- سبتمبر -2023

تاريخ النشر الالكتروني: 01- يوليو -2024

الكلمات المفتاحية:

مجس اشعة گاما

مجس الكثافة

مجس النيترون

مجس الصوت

المراسلة:

الاسم: فارس نجرس حسن

Email: faris77@tu.edu.iq

الملخص

تم دراسة عدد من المجسات متمثلة بمجس اشعة گاما(Gamma Ray Log) ومجس الكثافة (Density Log) ومجس النيترون (Neutron Log) والمجس الصوتي (Sonic Log) لعدد من الابار في حقلي نفط جمبور وكركوك شمال شرق العراق هي بئر (Ja-40) وبئر (K-243) وبئر (K-411) لتكويني عليجي (Aaliji Formation) وتكوين جدالة (Jaddala Formation) ومن خلالها تم تحديد الحجم الكلي للسجيل بالاعتماد على قراءة مجس اشعة گاما بواسطة معادلات خاصة بذلك ومن ثم تحديد المسامية الكلية بالاعتماد على قراءة مجسي الكثافة والنيترون بعد تصحيحها من تأثير الغاز باستخدام معادلات رياضية معتمدة. تم حساب المسامية الأولية باستخدام قراءة المجس الصوتي بعد تصحيحها من تأثير السجيل والهايدروكاربونات ومن ثم حساب المسامية الثانوية من طرح المسامية الأولية من المسامية الكلية. بعد ذلك تم تقسيم تكاوين الدراسة في كل بئر الى خمس وحدات مكمنية لكلا التكوينين من الأعلى الى الأسفل (A, B, C, D, E) وتحديد أيها أفضل مسامية وايها اقل مسامية حيث تبين ان الوحدة (A) في اعلى تكوين جدالة أفضل الوحدات مسامية بينما الوحدة (E) أسفل تكوين عليجي اقل الوحدات مسامية.

DOI: 10.33899/earth.2024.141498.1109, ©Authors, 2024, College of Science, University of Mosul.
This is an open access article under the CC BY 4.0 license (http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Evaluation of the Reservoir Properties of The Aaliji and Jaddala Formation in Selected Wells from The Jambur and Kirkuk Oil Fields in Northeastern Iraq

Wissam A. Mohammed [1], **Amaar J. Mohammed** [2], **Faris N. Hassan** [3*]

[1,2,3] *Department of Applied Earth Sciences, College of Science, University of Tikrit, Tikrit, Iraq.*

Article information

Received: 12- Jul -2023

Revised: 27- Aug -2023

Accepted: 10- Sep -2023

Available online: 01- Jul – 2024

Keywords:
Gamma Ray Log
Density Log
Neutron Log
Sonic Log

Correspondence:
Name: Faris N. Hassan
Email: faris77@tu.edu.iq

ABSTRACT

A number of logs have been studied, represented by the Gamma Ray Log, the Density Log, the Neutron Log and the Sonic Log for a number of wells in the Jambur and Kirkuk oil fields in northeastern Iraq, namely the Ja-40 well, the K-243 well and the K-411 well for the Aaliji Formation and the Jaddala Formation, through which the total size of the shale was determined based on the Gamma ray log reading by special equations and then the total porosity was determined based on the reading of the density and neutron logs. After being corrected from the influence of gas using approved mathematical equations. The primary porosity was calculated using acoustic sensor reading after being corrected from shale and hydrocarbons effect and then calculating the secondary porosity from subtracting the primary porosity from the total porosity. After that, the study compositions in each well were divided into five reservoir units for both formations from top to bottom (A, B, C, D, E) and determine which is the best porosity and which is the least porous, as it was found that unit A in the upper Jaddala Formation of the best porous units while unit E below Aaliji Formation of the lowest porous units.

DOI: 10.33899/earth.2024.141498.1109, ©Authors, 2024, College of Science, University of Mosul.
This is an open access article under the CC BY 4.0 license (http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

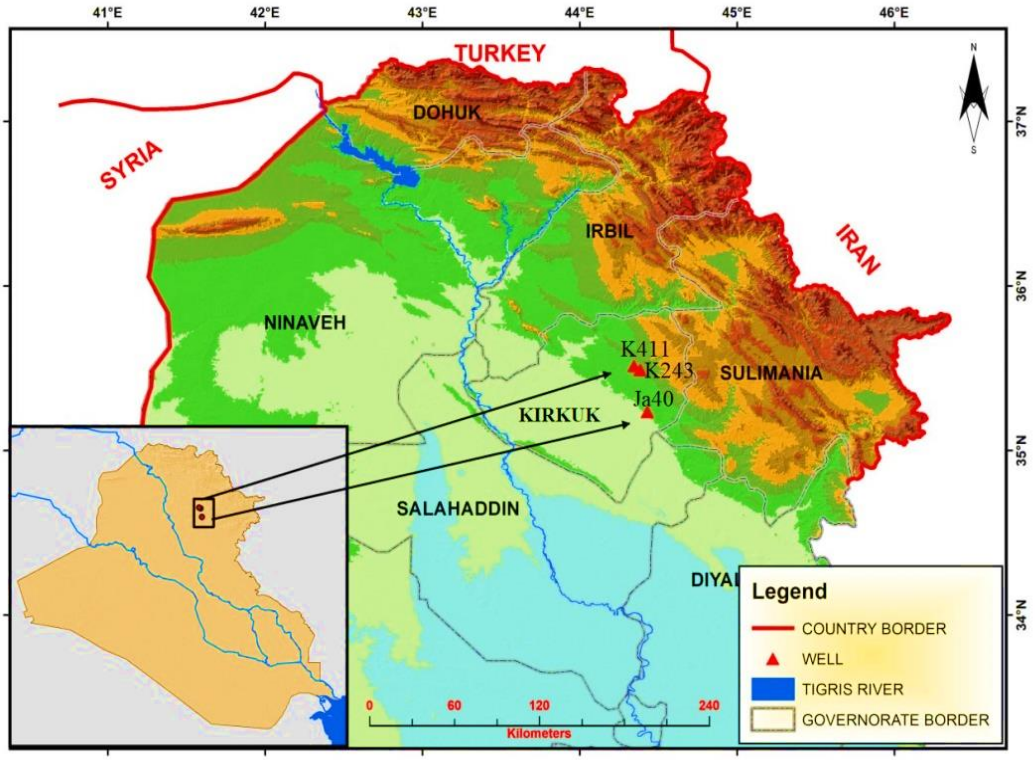
المقدمة

تعد دراسة الخواص المكمنية واحدة من الجوانب المهمة في دراسة الصخور وخواصها كصخور مكمنية بانها أدوات تستخدم لوصف التكوينات من خلال القياسات البئرية والذي يوفر الكشف عن تقييم التكوين والاحتياطي الهيدروكربوني للمكمن، أن الصخرة التي يطلق عليها مكمن يجب أن تتوفر فيها خاصيتين مهمتين وهما المسامية (Porosity) والنفاذية (Permeability) إذ تكون حاوية على المسامات لكي تتجمع فيها الهايدروكاربونات ويجب أن تحتوي على مسامية ذات فراغات متصلة تسمى بالمسامية الفعالة او النفاذية حيث ان المسامات المفتوحة والمتصلة مع بعضها البعض تسهل حركة الموائع داخل الصخور ويتطلب فهم العناصر التي تؤثر على جودة الخزان النفطي وحجم انتاجه فهما شاملا للخصائص البتروفيزيائية (Al_Baldawi, 2021)، تعد البيئات الترسيبية والعمليات التحويرية من العوامل الرئيسة المهمة والمتحكمة في الخواص البتروفيزيائية للصخور (Saleh, 2019) حيث يتأثر تكوين جدالة بعدد من العمليات التحويرية التي لها تاثير على الخواص المكمنية كذلك تكون الأرضية متكونة بصورة أساسية من المكرايت (Majeed, *et.al*., 2012) أما تكوين عليجي فيتأثر بنفس العمليات التحويرية ولو بنسب مختلفة ويتكون من الحجر الجيري والحجر الجيري المارلي والحجر الحجر الجيري الطيني واستخدمت في هذه الدراسة مجموعة من مجسات الآبار لحساب المسامية ، فضلا عن حساب حجم السجيل للوحدات المكمنية لصخور تكويني عليجي وجدالة في حقلي جمبور وكركوك للآبار(K-411, K-243 Ja-40) وهي مجسات اشعة گاما و مجسات المسامية (Logs Gamma Ray and Log Porosity) التي تحتوي على مجسات الكثافة والنيترون والصوت وتحديد المسامية الكلية ومن استخراج المسامية الأولية والثانوية . تم تقسيم الابار الى خمس وحات مكمنية وتحديد افضلها مسامية حيث تبين ان الوحدة (A) في تكوين جدالة افضل الوحدات تليها الوحدة (C) في تكوين

جدالة ثم الوحدة (D) في تكوين عليجي ثم الوحدة (B) في تكوين جدالة وتكون اقل الوحدات مسامية الوحدة (E) في تكوين ، وقد تم استخدام المجسات المعدة في قسم الجيلوجيا في شركة نفط الشمال الجدول (1). تقع منطقة الدراسة في نطاق اقدام الجبال الواقعة في نطاق جمجمال_ بطمة الثانوي وهو جزء من الرصيف غير المستقر للعراق في قبة بابا من حقل كركوك وطية جمبور الشكل (1).

الجدول 1. يمثل الاحداثيات والحد الأعلى والاسفل وسمك التكوين لأبار الدراسة

Jaddala Formation			Aaliji Formation			Geographical Coordinate	البئر Well
سمك التكوين	الحد الأسفل	الحد الأعلى	سمك التكوين	الحد الأسفل	الحد الأعلى		
170m	2035	1865m	125.5m	2160.5m	2035m	N:35 14 19 E:44 25 51	جمبور 40
112m	857m	745m	167m	1024m	857m	N:35 29 35 E:44 23 05	كركوك 243
80m	640	560	164m	804m	640m	N:35 31 05 E:44 20 41	كركوك411



الشكل 1. يمثل خارطة مواقع ابار الدراسة في حقلي جمبور وكركوك شمال شرق العراق

طراق العمل

تم اختيار ثلاث ابار من حقلي جمبور وكركوك ودراسة المجسات المعدة في شركة نفط الشمال وتحويلها من الصور الى القيمة الرقمية بصيغة (Las file) بواسطة برنامج (Neuralog) ومن ثم معالجة هذه القيم بمعادلات خاصة بواسطة برنامج (Excel) وإخراج هذه النتائج على شكل منحنيات وتقسيمها الى وحدات مكمنية بواسطة برنامج (Log Plot 15.6).

مجس اشعة گاما Gamma Ray Log(GR)

يستخدم مجس اشعة گاما في الكشف عن العناصر المشعة مثل اليورانيوم U والثوريوم Th والبوتاسيوم K (Pirson, 1993) حيث يتم استخدام مجس اشعة گاما لتحديد طبقات السجيل وكذلك تستخدم لقياس وتقييم المعادن المشعة (Schlumberger, 2013) ، كما يمكن أن يستعمل في معرفة الصخارية والمضاهاة الطباقية أيضا (Asquith and Gibson, 1982)، حيث تزداد قراءة مجس أشعة گاما كلما زاد المحتوى السجيلي في الصخور وتقل القراءة كلما قل السجيل داخل صخور التكوين ومع زيادة المحتوى السجيلي تزداد نسبة العناصر المشعة. استخدمت المعادلة الآتية لحساب معامل أشعة گاما ومن ثم حساب حجم السجيل في الصفات الصخرية حسب (Asquith and Krygowski, 2004)

$$IGR = (GRlog-GRmin) / (GRmax-GRmin) \text{ ------- } (1)$$

IGR: معامل أشعة گاما

GR_{log}: قراءة مجس أشعة گاما عند العمق المطلوب لحساب حجم السجيل فيه (قراءة من المجس)

GR_{min}: قيمة قراءة أشعة گاما الدنيا عند الجزء قليل السجيل أو المعدوم (حجر جيري ودولومايتي)

GR_{max}: قيمة قراءة أشعة گاما القصوى عند الجزء ذو المحتوى العالي من السجيل (أعلى قراءة)

الجدول 2. يوضح اقل وأعلى قيمة لمجس أشعة گاما في الأبار قيد الدراسة

الأبار	Ja_40		K_243		K_411	
التكوين	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة
العمق(m)	2040.5	1854.75	915.5	821.5	796	616.5
أقل قيمة	16.36	3.83	16.01	15.78	8.36	11.43
العمق(m)	2052.25	1861.25	995.75	857.75	681.75	571.5
أعلى قيمة	73.8	64.53	32.55	50.93	36.59	34.79

كذلك تم حساب حجم السجيل من المعادلة التي اقترحها (Larionov, 1969;Dresser Atlas, 1979, and Asquith and Gibson 1982) لحساب حجم السجيل.

$$Vsh = 0.33[2^{(2*IGr)}-1.0] \text{ ---------- } (2)$$

V_{sh}: حجم السجيل

مجسات المسامية Porosity Logs

تعد خاصية المسامية من أهم الخواص المكمنية المطلوب تحديدها في التكاوين حيث بالاعتماد على مسامية التكوين ونوع السائل والملاط يمكن الحصول على مسامية التكوين من خلال ثلاثة مجسات وهي مجس النيترون (CNL) ومجس الكثافة (FDC) والمجس الصوتي (BHC). إذا تم تحديد تاثير السوائل والملاط يمكن ان تكون أدوات الاستجابة مرتبطة بالمسامية لذلك يشار اليها عادة باسم مجسات المسامية (Schlumberger, 1989).

مجس الكثافة Density Log (FDC)

أصبح مجس الكثافة الأكثر استخداماً كدليل على مسامية التكوين، حيث تسلط على جانب البئر مصدر إشعاع گاما عالي السرعة وتبعث الأشعة مباشرة إلى التكوين ويتكون الجهاز من مصدر إشعاع باعث لأشعة گاما إلى داخل التكوين ومستلم واحد أو أكثر على مسافة محددة من المصدر تفقد أشعة گاما جزءاً من طاقتها عندما تصطدم مع اليكترونات المادة، وتنقل الطاقة إلى الاليكترونات الأخرى مع كل تصادم هذا النوع من التصادم يطلق عليه أشعة گاما المبعثرة والتي هي دليل على كثافة المادة أو كثافة الاليكترونات أي إذا كانت المادة ذات كثافة عالية فان معظم أشعة گاما سوف تمتص من قبل المادة ونسبة قليلة منها سوف تصل جهاز الكاشف وتسجل، أما إذا كانت المادة ذات كثافة قليلة فسوف تمتص المادة جزء قليل من أشعة گاما ويعود الجزء الأكبر إلى الكاشف ويسجل وبذلك يلاحظ الاختلاف حسب (Hartmann, 1997). عندما تكون كثافة الملاط (ma) وكثافة السوائل المشبعة (f) معروفة يمكن حساب المسامية من الكثافة الكلية للتكوينات النظيفة المملوءة بالسائل (Asquith and Krygowski, 2004) كذلك يمكن استخدام صيغة (Schlumberger, 1972) عندما تكون كثافة الملاط (ρma) وكثافة السائل (ρ_f) معروفة (Selley, 1998).

الجدول 3. يوضح القيم الدنيا والعليا لحجم السجيل

الأبار	Ja_40		K_243		K_411	
التكوين	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة
العمق (m)	2100	1851.5	915.75	820	796.25	631.75
أقل قيمة	0.00087	1.022405	0.0223	0.00013	0.00654	0.00078
العمق (m)	2052.5	1861	996	857.75	733.5	571.25
أعلى قيمة	0.90685	0.002142	0.9866	0.99	0.9764	0.9073

$$\text{ØD} = \rho ma - \rho b / \rho ma - \rho f \text{ .....(3)}$$

ØD: المسامية المقاسة من مجس الكثافة, ρma : كثافة الحشوة (g/cm^3) ρf : كثافة المائع (g/cm^3) Ø: المسامية (%) ρb: الكثافة الكلية للتكوين (g/cm^3) وتؤخذ من قراءة المجس

ρ_f : كثافة المائع إذ أنها (1.1) للطين المالح و (1) للطين العذب و(0.7) للغاز بوحدة (gm / cm^3) (Schlumberger, 1972; Asquith and Gibson 1982)

ρ_{ma} : كثافة الملاط (Matrix) بوحدة (gm / cm^3) يعوض للصخور الجيرية (ρ_{ma}=2.710) ، للدولومايت (ρ_{ma}=2.877) والانهايدرايت (ρ_{ma}=2.977) (Schlumberger, 1972; Asquith and Gibson 1982).

إن القيمة الناتجة تكون متأثرة بنسبة السجيل خصوصا إذا كان أكثر من 10% المتواجد ضمن صخور التكوين وبالتالي تصحح هذه القيم حسب معادلة (Dresser Atlas, 1979; Tiab and Donaldson, 2004) التالية:

$$\emptyset Dcorr = \rho ma - \rho b / \rho ma - \rho f - Vsh (\rho ma - \rho sh / \rho ma - \rho f) \ldots\ldots\ldots (4)$$

ρsh: الكثافة عند أعلى قيمة للسجيل

الجدول 4. يوضح القيم الدنيا والعليا لحساب المسامية المصححة من مجس الكثافة

الآبار	Ja_40		K_243		K_411	
التكوين	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة
العمق (m)	2040.5	2006	915.5	765	773.25	612.25
أعلى قيمة	0.0898	0.0353	0.0021	0.018	0.18	0.183
العمق (m)	2155	1955.5	885.25	812.75	733.5	571.5
أقل قيمة	0.0001	0.00002	0.0005	0.0007	0.009	0.006

مجس النيترون Neutron Log (NCL)

مجس النيوترون هو مجس مسامية يحسب المسامية مباشرة عن طريق قياس تركيز الهيدروجين في التكوين ولهذا المجس تسمية ثانية هي مجس الهيدروجين (Hydrogen Log). بين (Selley, 1998) أن نسبة الهيدروجين الموجودة في النفط تكون مساوية تقريبا للهيدروجين الموجود في الماء، لذلك يعطي المجس قيم متساوية تقريبا للنفط والماء أما الغاز فتكون نسبة الهيدروجين اقل من الماء والنفط وبذلك تكون قراءة المجس اقل عند وجود الغاز، وبما أن الهيدروجين موجود في جميع الموائع (الغاز والنفط والماء) فأن قراءة المجس النيتروني تعتمد بشكل أساس على المسامية وما تحتويه من موائع لكنها تتأثر بقطر التجويف ألبئري والصخارية والقيمة الناتجة تكون متأثرة بحجم السجيل المتواجد ضمن صخور التكوين وبالتالي تصحح هذه القيم حسب معادلة (Schlumberger, 1974) التالية:

$$\emptyset Ncorr = \emptyset N - (\emptyset Nclay/0.45)*0.3* Vsh \ldots\ldots\ldots\ldots (5)$$

ØNclay: قراءة مجس النيترون عند اعلى قيمة للسجيل

المجس الصوتي Sonic Log (BHC)

يعمل هذا المجس بتسجيل الوقت الذي تستغرقه موجة صوتية لكي تقطع مسافة معينة من التكوين وهو يقيس زمن انتقال الموجة الصوتية الانضغاطية (Δt) التي تنتقل خلال قدم واحد من التكوين ويقاس بوحدة (msec/ft) ويعتمد انتقال الموجة على طبيعة المعادن المكونة للصخرة ونوع المائع داخل الفراغ المسامي ومسامية الصخرة والضغط والحرارة (Selley, 1998). تستخرج قيمة المسامية من المجس الصوتي أما عن طريق مرتسم لشركة (Schlumberger, 1997) أو عن طريق معادلة (Wylli *et al.*, 1958) التالية:

$$\emptyset Sonic = \Delta tlog - \Delta tma / \Delta tf - \Delta tma \ldots\ldots\ldots\ldots (6)$$

ØSonic: المسامية المشتقة من المجس الصوتي

Δtlog: فاصلة انتقال الموجة خلال التكوين ويقاس من تسجيل المجس الصوتي

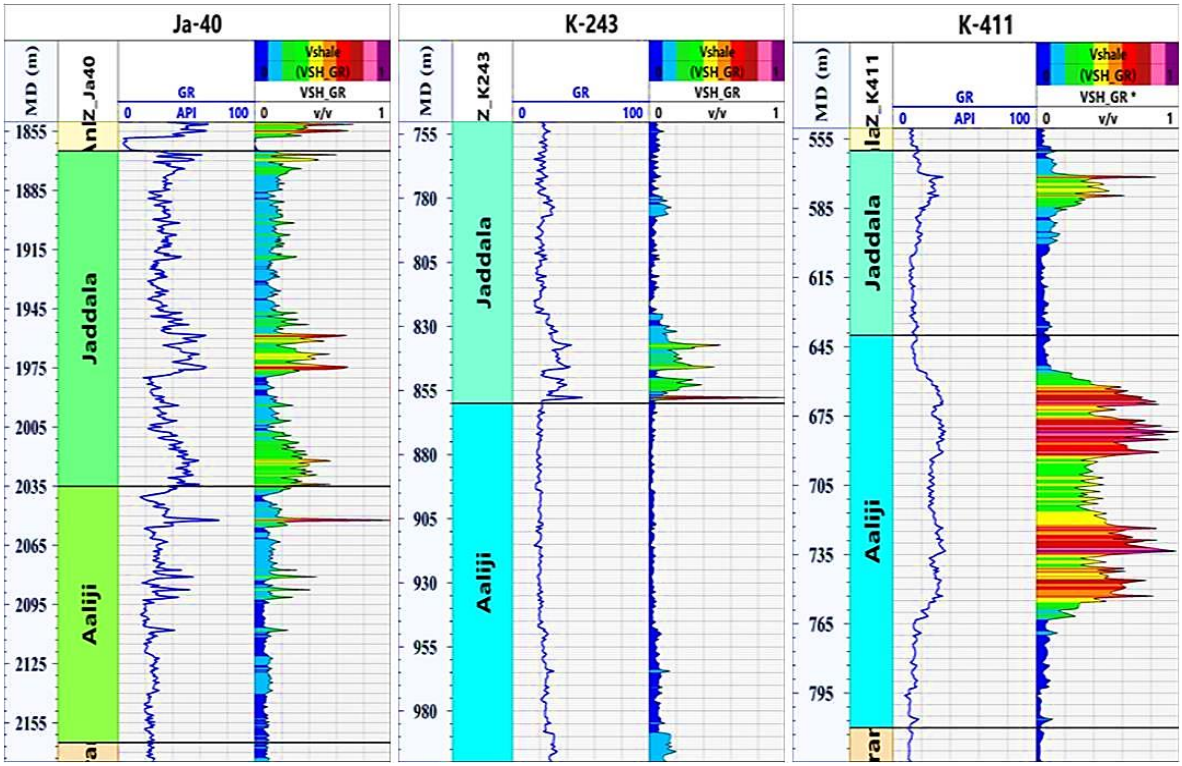
Δtma: فاصلة انتقال الموجة خلال الحشوة Limestone (Δtma = 47.6 µsec/ft), for dolomite

(Δtma = 43.05 µsec/ft), for Anhydrite (Δtma = 50 µsec/ft), (Schlumberger, 1972)

Δtf: فاصلة أنتقال الموجة خلال المائع وتساوي 189 مايكرو ثانية/ قدم للسائل العذب ،علما أن سائل الحفر هو طين عذب لجميع الآبار المدروسة وحسب المعلومات المستحصلة من التقارير النهائية للآبار قيد الدراسة من شركة نفط الشمال.

الجدول 5. يوضح أعلى واقل قيم المسامية المصححة لمجس النيترون

الآبار	Ja_40		K_243		K_411	
التكوين	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة
العمق (m)	2040.5	2005.5	969.25	772.75	773.5	634.75
أعلى قيمة	0.44	0.3546	0.2299	0.3093	0.166	0.0908
العمق (m)	2052.25	1862.5	990.5	857.75	739.5	579.5



الشكل 2. قراءة مجس اشعة كاما وحجم السجيل لتكويني عليجي وجدالة ابار الدراسة

$$\emptyset D = \rho ma - \rho b / \rho ma - \rho f \ldots\ldots\ldots\ldots (3)$$

ØD: المسامية المقاسة من مجس الكثافة

ρma: كثافة الحشوة (g/cm^3) ρf : كثافة المائع (g/cm^3) Ø: المسامية (%)

ρb: الكثافة الكلية للتكوين (g/cm^3) وتؤخذ من قراءة المجس

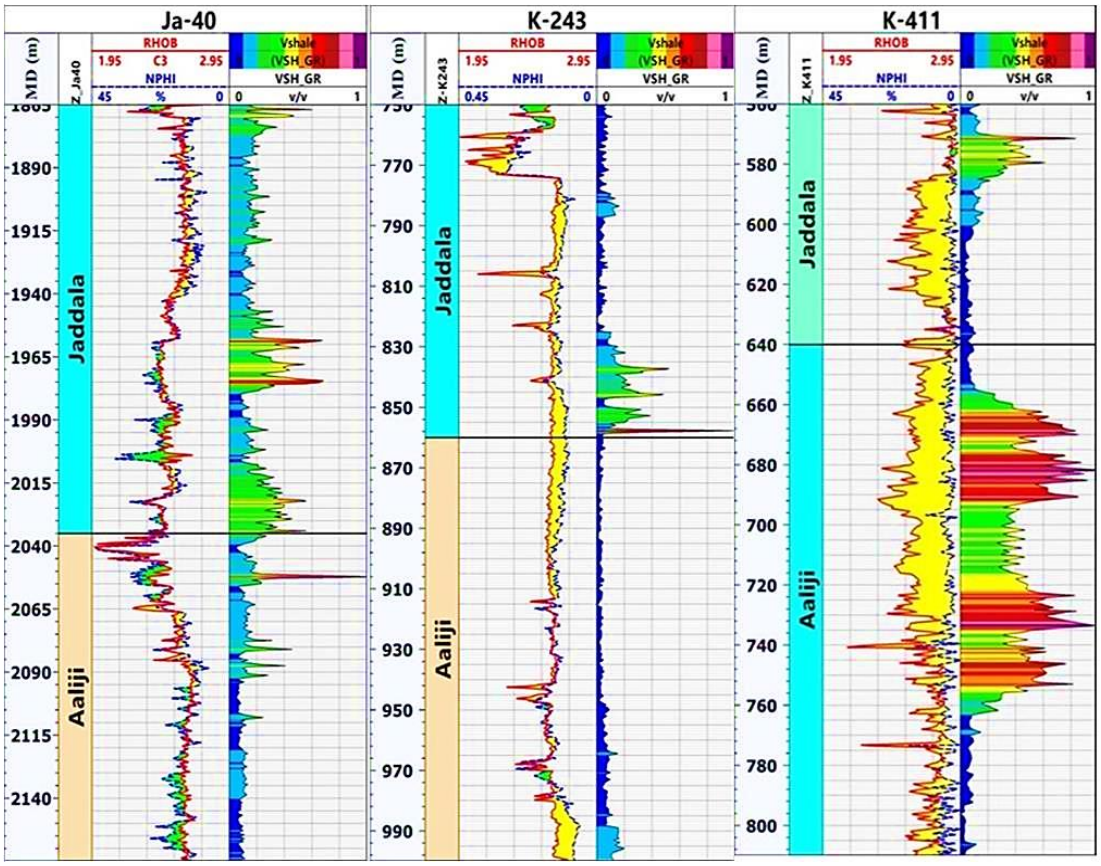
ρ_f : كثافة المائع إذ أنها (1.1) للطين المالح و (1) للطين العذب و(0.7) للغاز بوحدة (gm / cm^3) (Schlumberger, 1972; Asquith and Gibson 1982)

ρ_{ma} : كثافة الملاط (Matrix) بوحدة (gm / cm^3) يعوض للصخور الجيرية (ρ_{ma}=2.710) ، للدولومايت (ρ_{ma}=2.877) والانهايدرايت (ρ_{ma}=2.977) (Schlumberger, 1972; Asquith and Gibson 1982).

إن القيمة الناتجة تكون متأثرة بنسبة السجيل خصوصا إذا كان أكثر من 10% المتواجد ضمن صخور التكوين وبالتالي تصحح هذه القيم حسب معادلة (Dresser Atlas, 1979; Tiab and Donaldson, 2004) التالية:

$$\emptyset Dcorr = \rho ma - \rho b / \rho ma - \rho f - Vsh (\rho ma - \rho sh / \rho ma - \rho f) \ldots\ldots\ldots (Eq. 4)$$

ρsh: الكثافة عند أعلى قيمة للسجيل.



الشكل 3. قراءة مجسي الكثافة والنيترون وحجم السجيل لتكويني عليجي وجدالة في أبار الدراسة.

إن القيمة الناتجة تكون متأثرة بنسبة السجيل المتواجد ضمن صخور التكوين وبالتالي تصحح هذه القيم حسب المعادلة التالية:

$$Øscorr = (\Delta tlog-\Delta tma)/(\Delta tf-\Delta tma)*(100/\Delta tsh)-Vsh*(\Delta tsh-\Delta tma/\Delta tf-\Delta tma) \quad ...(7)$$

Δtsh: قراءة المجس الصوتي عند أعلى قيمة لنسبة السجيل

Øscorr: المسامية المحسوبة من المجس الصوتي مصححة من تأثير السجيل (msec/ft)

يؤدي وجود الهايدروكاربونات الى زيادة قيمة Δt (تأثير الهايدروكاربونات) اذا لم يتم تصحيح الهايدروكاربونات فسينتج عن ذلك مسامية صوتية عالية (Asquith and Gibson, 1982) لتصحيح هذا التاثير نستخدم المعادلة الاتية المقترحة من قبل (Tiab and Donaldson, 2004).

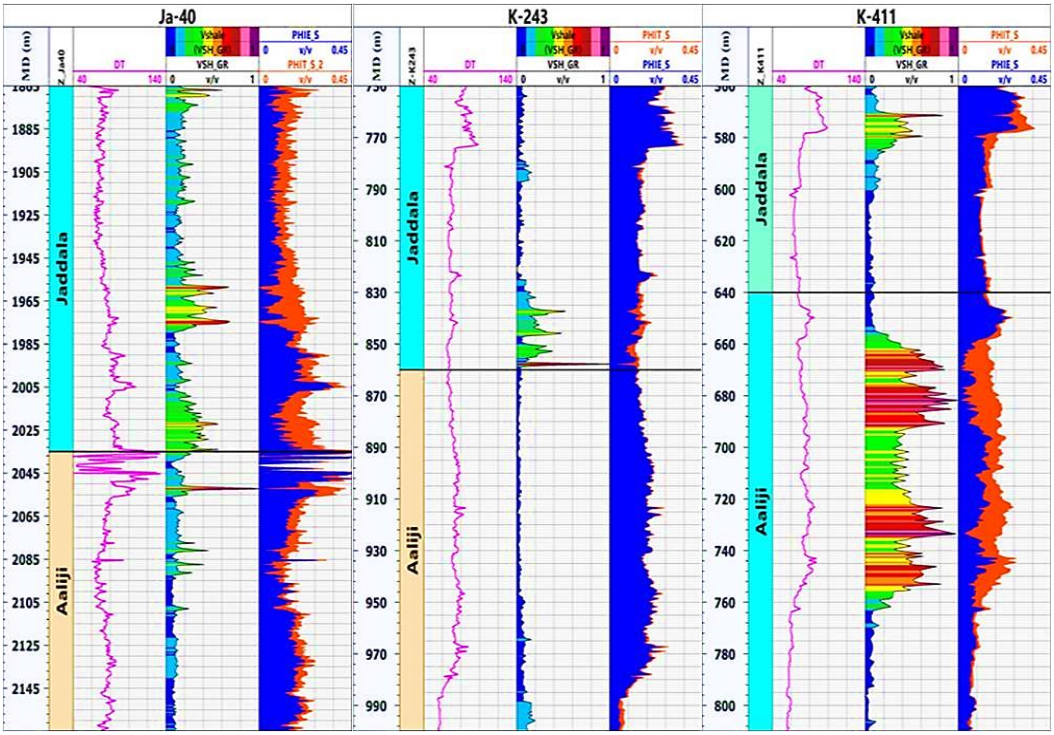
$$Ø = Øs * Bhc \quad .....(8)$$

Ø: المسامية المصححة من تأثير الهايدروكاربونات (النفط والغاز) Øs : المسامية المشتقة من المجس الصوتي

Bhc: معامل تأثير الهايدروكاربونات ويعوض (0.7) للغاز و(0.9) للنفط

الجدول 6. يوضح أعلى واقل قيمة للمسامية المشتقة من المجس الصوتي

الآبار	Ja_40		K_243		K_411	
التكوين	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة	عليجي	جدالة
العمق (m)	2044.75	2005	990.75	772.75	649.75	558.25
أعلى قيمة	0.49	0.533	0.0432	0.5282	0.3117	0.4012
العمق (m)	2052.5	1860	967.25	857.75	670	580
أقل قيمة	0.002	0.03755	0.4667	0.0692	0.0178	0.0147



الشكل 4. قراءة مجس الصوت وحجم السجيل والمسامية الاولية والمسامية المصححة من تأثير السجيل لتكويني عليجي وجدالة في أبار الدراسة.

حساب المسامية Porosity Calculation

تملى المكامن الطبيعية للنفط والغاز بالسوائل المحصورة داخل الفجوات لهذه الصخور وقدرة السوائل على التدفق عبر الصخور والخصائص الفيزيائية الأخرى وتعرف المسامية على انها نسبة حجم المسام الى الحجم الكلي للصخرة ويتم التعبير عنها غالبا بالنسبة المئوية وتكون كلية او فعالة (Canon, 2016) وقد تملى هذه الفجوات بالنفط او الغاز او الماء ويمكن التعبير عنها أيضا على انها جزء من المسام بين الحبيبات الصلبة الى الحجم الكلي للصخرة وتشمل الفراغات والشقوق والمسامات بين البلورات وداخل البلورات (Glover, 2008). ويمكن حساب المسامية الكلية في التكوينات المدروسة عن طريق دمج قراءات سجلات كثافة النيوترون (Bowen, 2003).

المسامية الكلية والأولية والمسامية الثانويةTotal, Primary and Secondary Porosity

المسامية الكلية Total Porosity

بشكل عام يمكن إدخال المسامية الكلية كنسبة مساحة مسام الصخور إلى الحجم الكلي للصخرة (Ezeke, 2010) حيث تحسب المسامية الكلية وفق معادلة (Schlumberger, 1987 and Doveton, 1999)

$$Ø_{N.D}= Ø_N+Ø_D/2\ldots\ldots\ldots(8)$$

$Ø_{N.D}$: المسامية الكلية $Ø_N$: المسامية المحسوبة من مجس النيترون$Ø_D$: المسامية المحسوبة من مجس الكثافة

ويمكن استخدام الجذر عندما تكون $ØN < ØD$ حسب (Bowen, 2003) بينما بين (Bassiouni, 1994) انه يمكن استخدام هذا القانون لإيجاد قيم المسامية المصححة من تأثير الغاز.

$$Ø_{N.D}=\sqrt{\frac{Ø(N)^2+Ø(D)^2}{2}}\ldots\ldots\ldots\ldots(9)$$

المسامية الأولية Primary Porosity

هي أي مسامية موجودة في الصخر عند نهاية عمليات الترسيب، والتي تتشكل على مرحلتين رئيسيتين، مرحلة ما قبل الترسيب ومرحلة الترسيب وعادة ما تعتمد على مقدار المساحة الموجودة بين الحبيبات التي تشكل الصخور (Halliburton, 2001). يتم تمثيل المسامية الأولية (بين الخلايا الحبيبية) بالمسامية الصوتية (Asquith and Gibson, 1982) وتستخدم قراءة المجس الصوتي في استخراج المسامية الأولية عن طريق تطبيق معادلة (Wyllie, 1958).

$$Ø_{Sonic} = \Delta tlog - \Delta tma / \Delta tf - \Delta tma \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (10)$$

$Ø_{Sonic}$: تمثل المسامية الأولية

حيث تشير المسامية الأولية إلى المسامية التي تكونت في المراحل المبكرة من الترسيب وتكون اقل من المسامية الكلية.

المسامية الثانوية Secondary Porosity

بعد ترسب الرواسب، تنتج العمليات الجيولوجية التحويرية (diagenesis) بعد الانطمار والتصلب مسامية ثانوية في شكل فجوات وقوالب وقنوات، بين البلورات، التكهف والكسور والدلمتة وإعادة الدلمتة (Taib and Donald, 2004) المسامية الثانوية التي شكلتها تأثيرات ما بعد الترسيب في الخزان يمكن تحديده بواسطة مؤشر المسامية الثانوي (SPI) (Ezeke, 2010) حيث تستخرج المسامية الثانوية من طرح قيمة المسامية الأولية من المسامية الكلية حسب معادلة (Schlumberger, 1997) التالية :

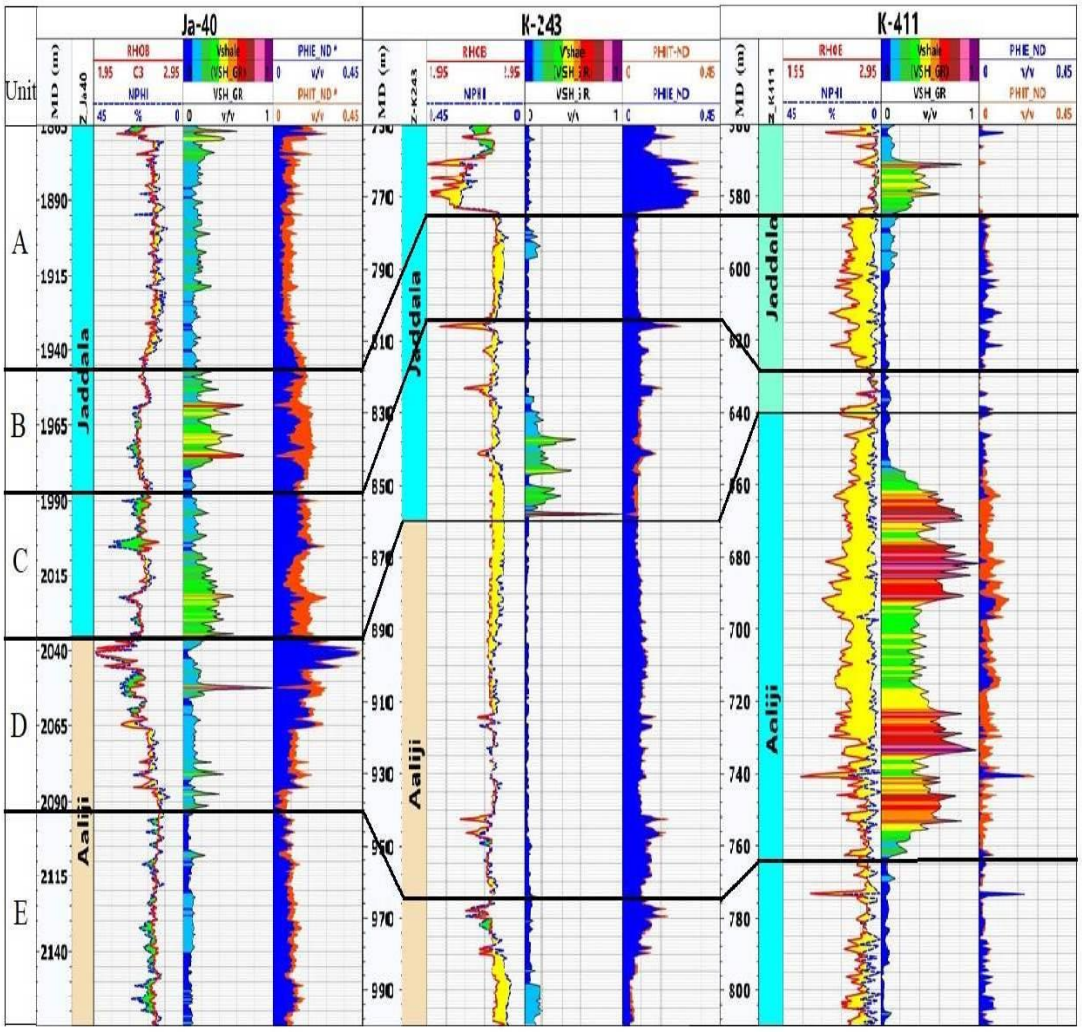
$$SPI = ØN\text{-}D - ØSonic \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (11)$$

SPI: معامل المسامية الثانوية (Secondary Porosity Index)

ØN-D: المسامية الثانوية

ØSonic: المسامية المشتقة من المجس الصوتي

بعد استخراج المسامية الكلية والثانوية يمكن تقسيم الابار والتكاوين الى وحدات مكمنية حيث تم تقسيمها الى خمس وحدات مكمنية اثنان في تكوين عليجي وثلاث في تكوين جدالة واعتبرت الوحدة (A) في اعلى تكوين جدالة افضل الوحدات مسامية والوحدة (E) في الجزء الأسفل من تكوين عليجي اقل الوحدات مسامية الشكل (5).



الشكل 5. منحنيات النتائج البتر وفيزيائية لتكويني عليجي وجدالة في ابار الدراسة.

الاستنتاجات

- تحديد حجم السجيل العالي في تكاوين الدراسة من خلال حسابها من مجس اشعة گاما GR حيث اتضح ان تكوين عليجي أكثر تواجد للسجيل من تكوين جدالة.
- استخراج المسامية الأولية لتكاوين الدراسة من خلال قراءة المجس الصوتي DT حيث يمثل تكوين جدالة مسامية أولية اقل من تكوين عليجي.
- استخراج المسامية الكلية والمسامية الثانوية للتكوينين بالاعتماد على قراءة مجسات الكثافة والنيترون والصوت باستخدام معادلات خاصة لذلك.
- تبين من النتائج المتحصلة من قراءة المجسات والمعادلات ان تكوين عليجي أكثر مسامية أولية من تكوين جدالة بينما تكوين جدالة أفضل مسامية ثانوية من تكوين عليجي.
- تم تقسيم التكوينان الى خمس وحدات مكمنية هي من الأعلى الى الأسفل A, B, C, D, E وتبين ان الوحدة A في اعلى تكوين جدالة أفضل الوحدات مسامية والوحدة E في أسفل تكوين عليجي اقل الوحدات مسامية.

المصادر

Afrah Hassan Saleh, 2019. Depositional Environment and Diagenesis processes impact on the carbonate rock quality: a case study, southeastern of Iraq. Iraqi Journal of Science, 2019, Vol. 60, No.5, pp: 1104-1114. DOI: https://doi.org/10.24996/ijs.2019.60.5.19

Al-Baldawi, B. A., 2021. Evaluation of Petrophysical Properties Using Well Logs of the Yammama Formation in Abu Amood Oil Field, Southern Iraq, Iraqi Geological Journal 54(1E), pp. 67-77. DOI: https://doi.org/10.46717/igj.54.1E.6Ms-2021-05-27

Asquith, G. B. and Krygowski,D., 2004. Basic Well Log Analysis, 2nd Edition: AAPG Methods in Exploration Series 16. Published by The AAPG Tulsa, Oklahoma, 244 P.

Asquith, G. and Gibson, C., 1982. Basic Well Log Analysis for geologists: Methods in Exploration Serise, AAPG, 216 P.

Bowen, D.G., 2003. Formation Evaluation and Petrophysics, Jakarta, Indonesia 194 P.

Cannon, S., 2016. Petrophysics: A Practical Guide: John Wiley & Sons, Ltd Registered, 209 P.

Doveton J. H., 1999. Basic of oil and gas log analysis. Kansas GeologicalSurvey, 32 P.

Dresser Atlas., 1979. Log Interpretation Charts. Houston, Dresser Industries, Inc.

Ezeke, N., 2010. Petrolum Reservoir Engineering Practice.pp.1-13.

Glover, P. W. J., 2008. Petrophysics: MSc Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK, 376 P.

Halliburton, E. S., 2001. Basic Petroleum Geology and Log Analysis: Houston, Texas, Halliburton Company. 80 P.

Hartmann, D. G., 1997. Gupco Petrophysics Workshop Cairo, Egypt 11111.

Larionov, V. V., 1969. Borehole Radiometry: Moscow, U.S.S.R., Nedra.

Pirson, S. J., 1993. Handbook of Well Log Analysis: Englewood Cliffs, N.J.,Prentice-Hall, Inc.

Sabah, A. Majeed, Lafta, S. Kadhim and Abdullah S. Shihab, 2012. Facies and Environmental Analysis Of Jaddala Formation (Middle-Late Eocene) For Selected Wells, North Iraq. Tikrit Journal of Pure Science 17 (4) 2012, pp. 1662-1813.

Schlumberger, 1974. Log Interpretation Manual/ Applications: Houston, Schlumberger Well Services, Inc, Vol. 2, 116 P.

Schlumberger, 2013. Petrel Geology and Geological Modeling. pp. 90-110.

Schlumberger., 1972. Log Interpretation, Vol. I Principles: New York, Schlumberger Limited, 112 P.

Schlumberger., 1987. Log Interpretation Principle / Application, New York.

Schlumberger., 1989. Log Interpretation Principles/Application.

Schlumberger., 1997. Log Interpretation Charts, Houston, Schlumberger Wireline and Testing. 193 P.

Selley, R.C., 1998. Elements of Petroleum Geology, Academic Press, London, United Kingdom.

Tiab, D. and Donaldson, E. C., 2004. Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, 2 nd Edition, GPP, 881 P.

Wyllie, M. R. J. Gregory, A. R. and Gardner H. F, 1958. An experimental investigation of the factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics, vol. 23, pp. 459-493.