الجمهورية العربية السورية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
الجامعة السورية الخاصة
كلية هندسة البترول

الجامعة السورية الخاصة
SYRIAN PRIVATE UNIVERSITY

دراسة خزنية لحقل العمر

دراسة أعُدت لنيل درجة الإجازة في هندسة البترول

إعداد :
علاء الدين بسام العمري

إشراف الدكتور المهندس:
أيمن شقوف

العام الدراسي 2025 -2024 م

كلمة شكر

لحظة أخيرة نقفها في منتصف الطريق بين ماضي نحن إليه و مستقبل غامض نتوق إليه داعين من المولى عز وجل أن يجعل كل ما عانيناه في سبيل العلم و المعرفة خلال سنين الدراسة في سجل أعمالنا التي نرجو أن تبيض بها وجوهنا يوم نلقاه.

والآن نحن على أعتاب الفراق نوجه كلمة شكر وعرفان بأسمى آيات الحب والتقدير لأولئك الذين وسعت قلوبهم لمحبتنا و وسعت عقولهم لإدراكنا فكانوا دائماً النور الذي أضاء أمامنا طريق العلم والمنارة التي اهتدينا بها إلى دروب المعرفة وساهموا بتزويدنا بكل ما لديهم من خبرة و علم **... إلى أساتذتنا في:**

كلية هندسة البترول

الذين تنحني أمامهم إجلالاً و تقديراً لجهودهم الصادقة التي بذلوها من أجلنا لنكون عمادة لهذا الوطن الغالي.

و نخص بالشكر:

الدكتور أيمن شقوف

الذي تكرم علينا بالإشراف على هذا المشروع و لم يبخل علينا بعلمه لإنجاح هذا المشروع و له جزيل الشكر.

و أخيراً نشكر كل من ساهم في إنجاح هذا العمل **والسلام**

أسرة المشروع

بسم الله الرحمن الرحيم

﴿يرفع الله الذين امنوا منكم والذين أوتوا العلم درجات والله بما تعملون خبير﴾

صدق الله العظيم

الحمد لله على نعم فضله علي الحمد لله حمدا طيبا كثيرا مباركا فيه لولا عون الله وجزيل فضله لما تخطينا الصعاب ولا اجتزنا الدروب الشاقة

فإلى الذين بأمثالهم تشمخ قامة العلم وتعلو راية الوطن الذين نثروا فينا بذور المعرفة والعلم نتوجه بخالص الشكر والوفاء والتقدير والعرفان بالجميل . لكم أساتذتي

(الدكتور أيمن شقوف - الدكتور أحمد سعيد - الدكتور محمد رياض الغزي - الدكتور يوسف فرج - الدكتور إدمون سلوم -الدكتور جان سعد الدكتور راتب جمول الدكتور حسن عايد الدكتور عبد الناصر هلال - الدكتور محمود حديد - الدكتور مسلم العبد الله الدكتور حازم جنيد - الدكتورة هناء الحلواني - الدكتورة منى عسكر - الدكتور عدنان البارودي - الدكتور رياض طيفور - الدكتور هيثم حاجة - الدكتور يوسف رضوان - الدكتور إبراهيم غالي الدكتور جليل ضمد عليم - الدكتور محسن سعيد)

كلمة شكر

الى من تحقق على يده الهدف الأسمى والغاية الكبرى الى دكتور القيم والمبادئ من وضع نصب أعيننا الطريق

وعلمنا الوصول

الدكتور المهندس أيمن أحمد شقوف

الفهرس

1.الفصل الأول 5

2.موقع الحقل..... 5

3.أقسام الحقل..... 6

4. لمحة تاريخية عن حقل العمر..... 7

5. البيانات المرجعية لحقل العمر..... 8

6. جيولوجية حقل العمر..... 10

7. منخفض الفرات 11

8. الوحدات البنيوية في منخفض الفرات..... 12

9. الوضع الجيولوجي السطحي للمنطقة..... 13

10. العمود الستراتغرافي و التتابع الطبقي في منخفض الفرات..... 13

11.الفصل الثاني..... 21

12. المواصفات الفيزيائية للنفط..... 22

13. الصفات الفيزيائية للمياه الطبقية..... 27

14. التركيب الكيميائي للمياه الطبقية..... 31

15. العوامل التي تؤثر في كل من المسامية و النفوذية..... 34

16. المسامية والنفوذية والعلاقة بينهما..... 32

17. السطح النوعي للصخور..... 35

18. جريان النفط والماء..... 36

19.الفصل الثالث..... 41

الفصل الأول

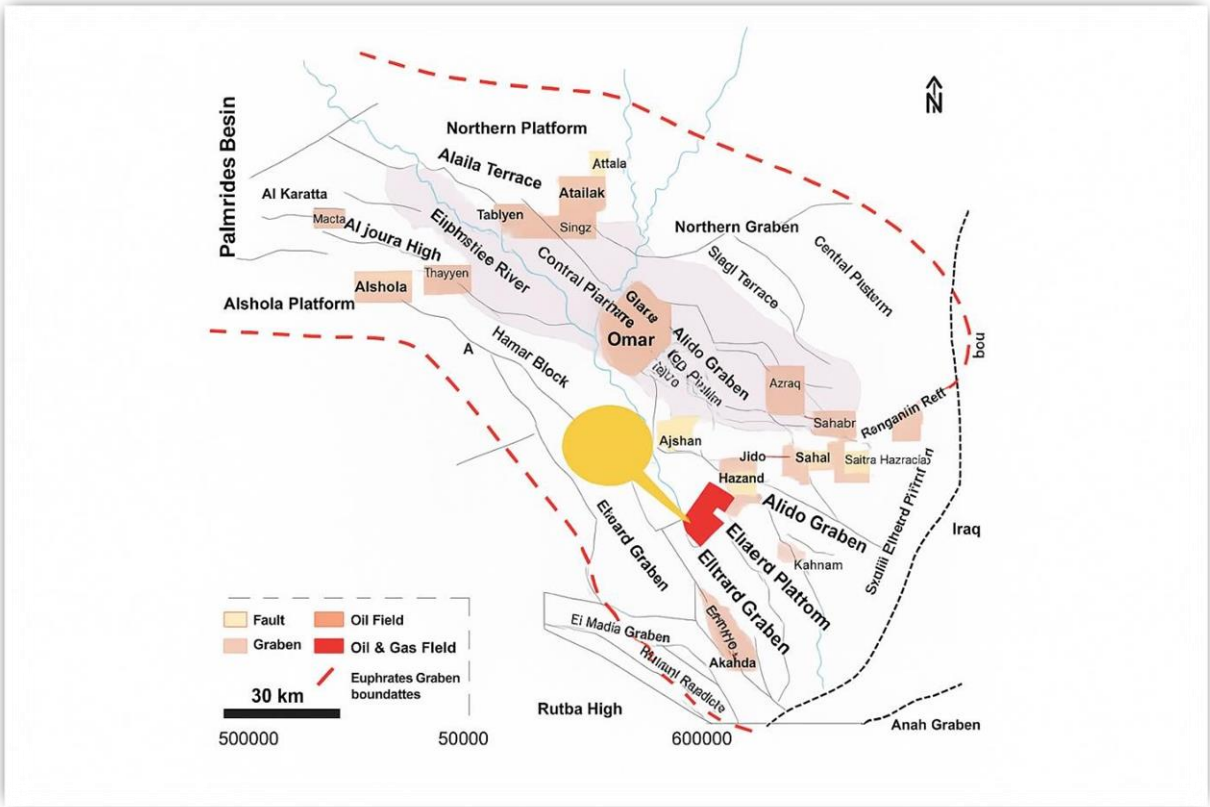
جيولوجيا منطقة الدراسة

١ - التعريف بحقل العمر

1-1- موقع الحقل:

يعتبر حقل العمر من أكبر الحقول النفطية في سـوريا، ومن أهم الحقول في منطقة منخفض الفرات على وجه الخصـوص، ومسـتثمر من قبل شـركة الفرات للنفط. يقع في شـمال شـرق الجمهورية العربية السورية, وعلى بعد 45 km جنوب شرق دير الزور.

.



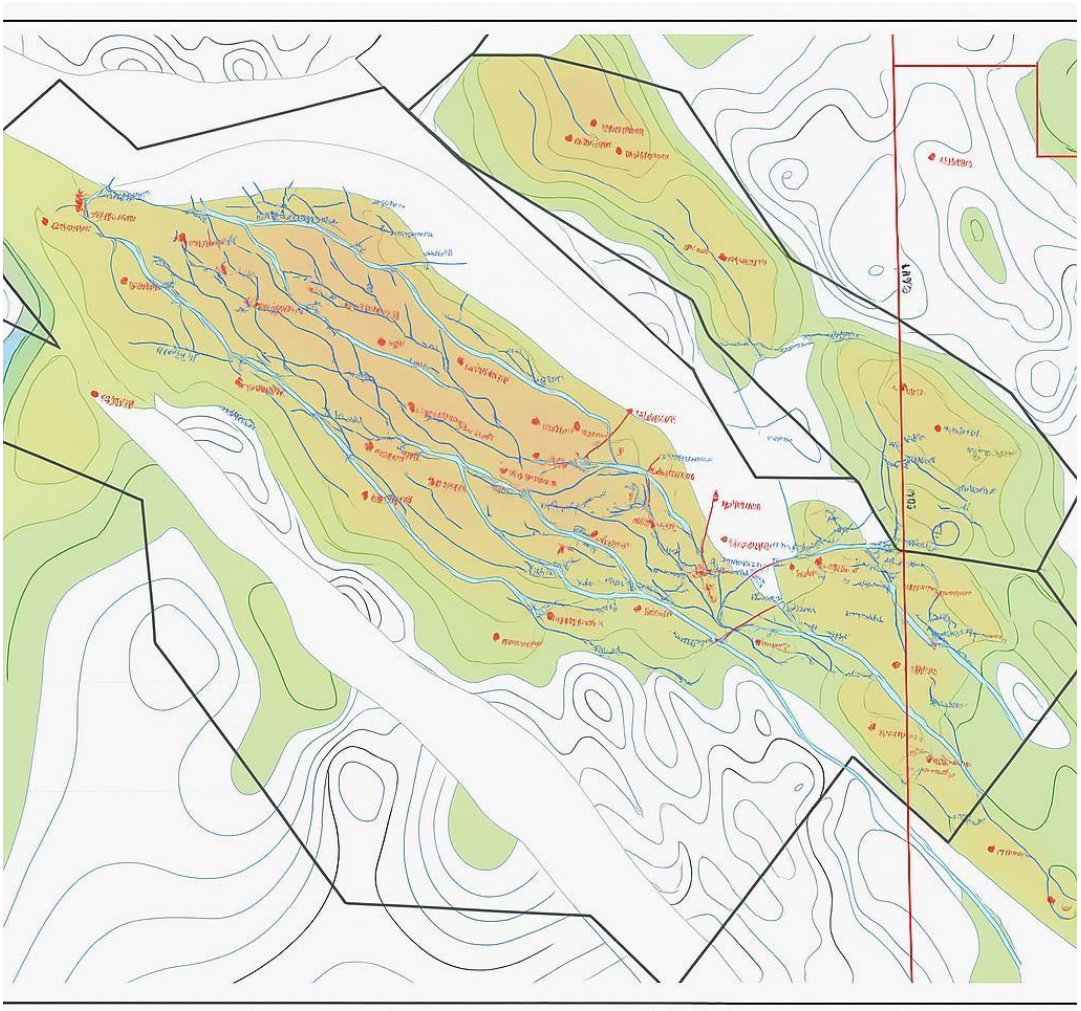
الشكل(1) : موقع حقل العمر في منطقة منخفض الفرات

2 -1- اقسام الحقل:

يتكون حفل العمر بشكل أساسي من ثلاث قطاعات :

- منطقة حقل العمر الرئيسي
- منطقة شمال شرق العمر
- منطقة شمال العمر

ويتشـــكل حقل العمر الرئيســـي من تراكم بلوك فالقي fault block مائل بشـــكل كبير والمعروف باسم البلوك المركزي central block مع بلوك غربي أصغر ومنطقة ثانوية متصـدعة باتجاه الشـرق والمعروفة باسـم old East و ONE 102 blocks كما يوضـحه الشكل (2)



الشكل (2) : بلوكات حقل العمر

3-1- لمحة تاريخية عن حقل العمر

- تم اكتشـــاف حقل العمر عام 1987 وبدأ الإنتاج منه عام 1989 من خلال تســعة آبار (ثمانية آبار انتجت من طبقة الرطبه السفلى ودئر واحد أنتج من طبقة المولوسا F).
- وصل الإنتاج الأولي إلى 80 kbopd عند بداية التشغيل ثم انخفض الإنتاج إلى 25kbopd في غضــون عام، وانخفض الضــغط الطبقي للمكمن(6155psi) بســرعة وتم إغلاق الآبار عندما وصل ضغط المكمن إلى ضغط الإشباع والذي يساوي 4160psi لتقليل كمية النفط الذي لا يمكن استخراجه.

- من أجل إنعاش الحقل من جديد تم البدء بحقن الماء عام 1991 مما أدى إلى زيادة في الأنتاجية وصلت إلى حواني 70kbopd في نهاية عام 1997.

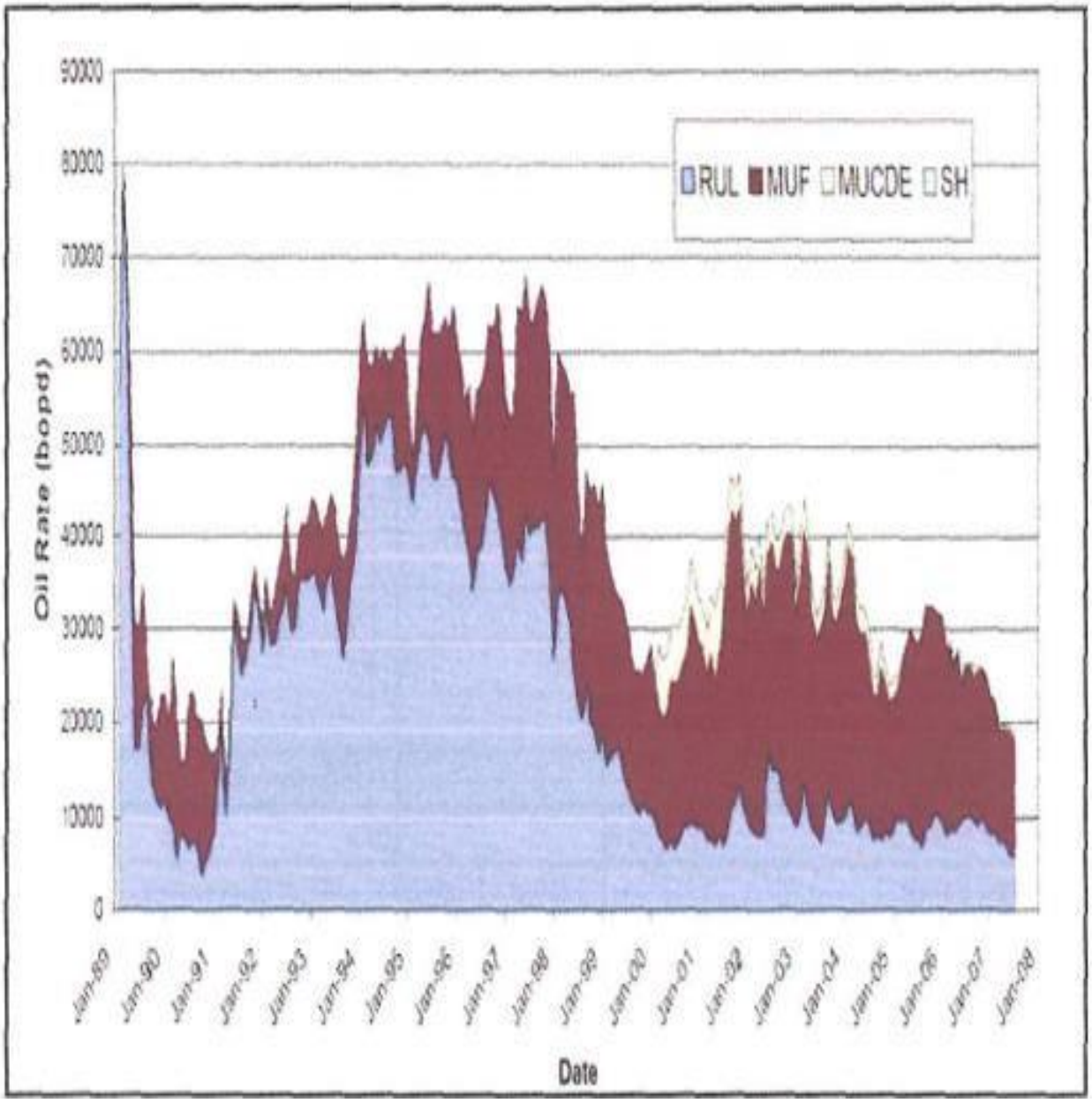
- في عام 1998 أصيب الحقل بأزمة ثانية بسبب انتاج معظم الاحتياطات السهلة في تشكيلة الرطبه السفليه RULولذلك تم التخطيط لحفر آبار جديدة في طبقة الرطبه ويسبب الانخفاض الحاد في أسعار النفط عام 1998 لم يتم حفر إلا بئر واحد ونتيجة لذلك انخفض إنتاج الحقل في عام 1999 إلى 25kbopd.

- بعدها تحول التركيز إلى تشكيلة المولوسا "الغير مطورة نسبيا واستؤنفت عمليات الحفر في بداية عام 2000 وتم تحقيق إنتاجية مرفعة وصلت لحوالي40 ــ40 ــ 35 في الفترة ما بين 2001 – 2003.

- عاد الانخفاض من جديد في أوائل عام 2004 ليصل في بداية 2005 إلى 25 kbopd لذلك تم صياغة حملة تطوير تتمثل بحفر 16 بئر لتنتج بشكل أساسي من تشـكيلة MUF اسـتناداً إلى دراسـة انجزت عام 2004 والتي اسـت ندت على البيا نات المتاحة آنذاك لإبطاء الإنخفاض بالإنتاجية .

- تم حفر الآبـار خلال عـامي 2005-2006 ونجحت في إيقـاف وتـأجيل انخفـاض الانتاجية.

بالنظر إلى الشـــكل(3) نجد أنه يعبر عن تغير إنتاجية حقل العمر وتبيان مقدار الإنتاج من كل طبقة الرمز MUCDE يعبر عن الإنتاج من الطبقات الكربونات ية ، Mulussa C, Mulussa E, Mulussa D, وهي تمثل طبقات خازنة صغيرة جداً تقع أسفل طبقة MUF.



الشكل (**3**) :تغيير إنتاجية طبقات حقل العمر

4-1- البيانات المرجعية لحقل العمر:

REFERENCE DATA STATUS

31.12.2004

General

Area : Omar
Concession : Deir Ez Zor
Discovery : September 1987
Production Start-up : February 1989

Wells

Total Number of Wells : 115
Active Wells : 45
Water Injection Wells : 18

History			
Date of Discovery		Sep. 1987	
Production Start-up		Feb.1989	
Reservoir			
Formation	Rutbah	Mulussa F	
Lithology	Sandstone	Sandstone / shale	
Gross thickness (m)	160	440	
Net/Gross ratio (%)	73	28	
Porosity (%)	10.4	11.3	
Water Saturation (%)	11	19	
Permeability (mD)	100	50	
Structure			
Culmination (mss)		3230 (Central)	
OGOC (mss)		n.a.	
OOWC (mss)	3750 ± 15 (West) – 3775 ± 15 (Central)		
	3815 ± 40 (East) – 3838 ± 18 (ONE102 Block)		
Total hydrocarbon column (m)		540	
Area (km^2)		25	
Dip (degrees)		10 – 25 (Central)	
Ground Elevation (mamsl)		200	
Reservoir Pressure and Temperature			
Datum (mss)		3600	
Initial Pressure (psia)		6155	
Min Reservoir Operating Pressure (psia)	Corresponds to 3% Sgc at compartment crest		
Temperature (°F)		288	
Initial Fluid properties			
Oil gravity (°API)		41	
Bubble point (psia)		4160	
Initial solution GOR (scf/stb)		1352	
Initial CGR (stb/scf)		n.a.	
H_2S/ CO_2 in sep. gas (vol %)		0/7-18	
In-situ Oil viscosity (cP)		0.28	
Oil formation volume factor (rb/stb)		2.03 – 1.70	

تم اكتشاف الحقل في سيبتمبر عام 1987 بواسطة البئر OMA1011 المحفور في البلوك المركزي ووضـــع الحقل بالإنتاج في فبراير عام 1989 بواســطة 9 أبار انتاج متضــمنة بئران 1OM103 المحفور في بلوك 103 الواقع في الشـــمال الغربي من حقل العمر الرئيســـي واحتوى الحقل في ذلك الوقت على محطتي تجميع 2 gatheren stations وجاء المؤشر الأول لتوسيع الحقل إلى الشرق مع الانتهاء من حفر بئر OMA 1241 في يوليو عام 1990 والذي وضــع بالإنتاج بعد شــهر من إكماله، أما بلوك ONE 102 فقد تم اكتشافه في أبريل عام 1995 بواسطة البئر ONE 1021 ووضع في الانتاج في وقت لاحق من ذلك العام ولكن نتيجة مجموعة من الأســـباب التقنية و التعاقدية لم يعترف به كامتداد لحقل العمر حتى عام 2004

5 -1- جيولوجية حقل العمر:

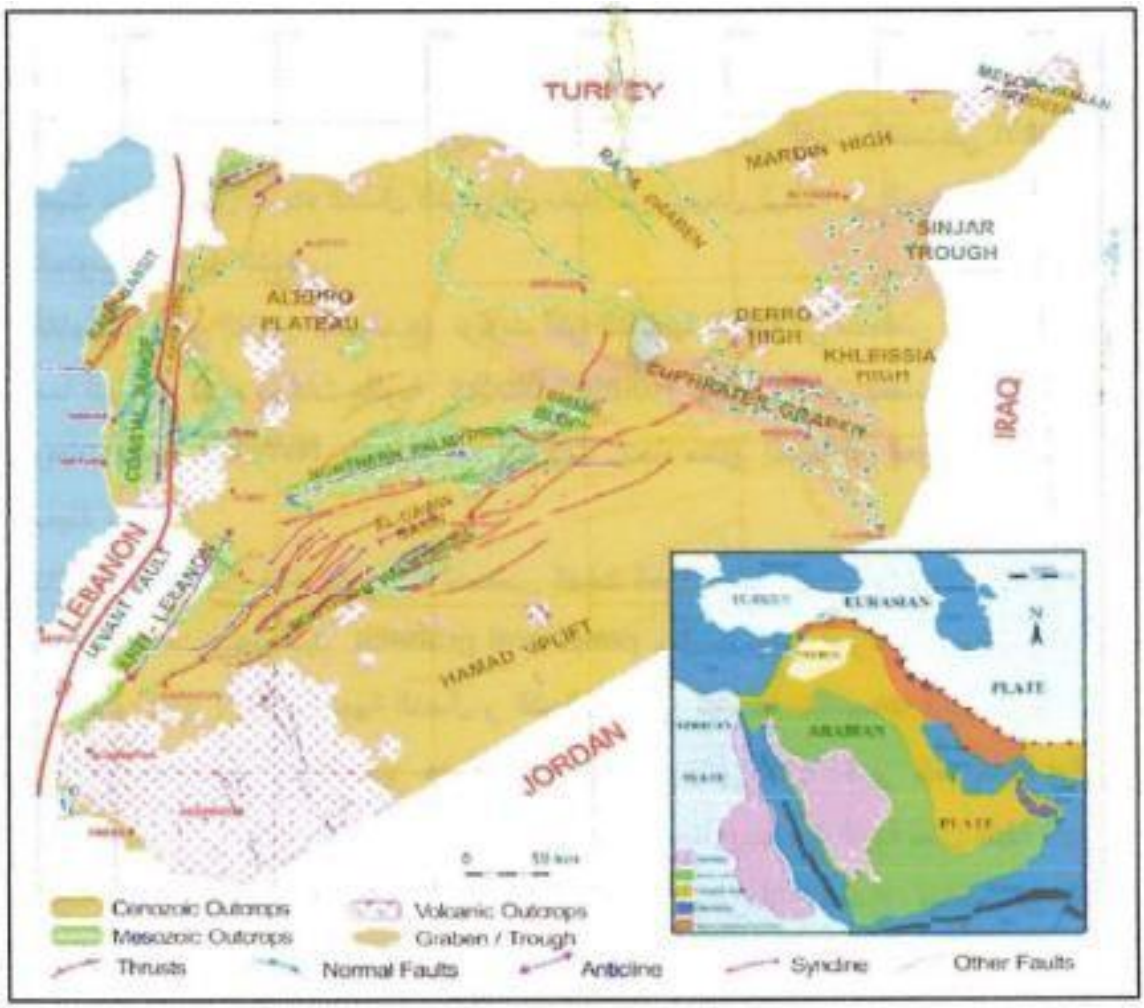
حقل العمر يحتوي على STOIP مســاو لـــــ MMSTB 760 يقع حوالي% 50 منه في طبقة الرطبة السـفلى) RUL(الموجودة في عصـر الكريتاسـي الأسـفل وحوالي% 45 منه موجود في طبقة المولوسـا F (MUF) الموجودة في العصـر الترياسـي الأعلى أما ال% 5 الباقية فتتوزع على طبقات المولوسـا E , D , C هذه الطبقات الصـغيرة متوضـعة تحت طبقة MUF . الحقل محدد بفالقين رئيسـيين ومغلق بواسـطة سـطح عدم توافق(BKU) الذي يمثل أعلى قاعدة الكريتاســـي والذي أزال طبقة الرطبة العليا كما يبين الشـــكل (3) اللاحق هذه الطبقات. حيث تكون تشــكيلة الطبقة الرطبة المتواجدة في الكريتاســـي الأســـفل تتكون من صـخور رملية وبنسـبة NTG (net to gross) حوالي (73%) وتتراوح السـماكة الكلية لتشـكيلة الرطبة السـفلى حوالي 160 m - 120 . أما تشـكيلة مولوسـا F التي تقسـم إلى مولوســـا F1 و 2 و F3 (MUFI, MUF2, MUF3)فتتكون من حجر رملي مع تداخلات من الغضـار وبسماكة
إجمالية تصـل إلى 350 m, تتميز MUFI بانخفاض نسـبي(% 22) NTG عن نسـبتها في 2MUF (35 %) وتشـكيلة MUF3 تمتلك نسـبة NTG أقل وهذه التشـكيلة MUF3 تقع أسفل 2MUF ويتوضع تحتها تشكيلة مولوسا E المتشكلة من صخور كربوناتية...

2. منخفض الفرات (Euphrates Graben) :

2.1.مقدمة

يعتبر منخفض الفرات من أكبر الأقاليم النفطية في الجمهورية العربية الســورية على الرغم من وجود أكثر من مليار برميل من احتياطي النفط القابل للاســتثمار والمثبت وكمية أقل من الغاز الطبيعي التي تم اكتشافها في منتصف الثمانينات من القرن الماضي.

يمتد النظام الفالقي لمنخفض الفرات من الحدود العراقية في الجنوب الشــرقي إلى الشــمال الغر بي باتجاه الحدود التركية كما يوضحها الشكل (4)



الشكل (4) : المناطق التكتونية الرئيسية في سوريا وموقع منخفض الفرات

حيث يقع منخفض الفرات في جنوب شرق سوريا وتبلغ مساحته حوالي 90x160 وهو

جزء من نظام التصدعات التي تنشأ في أواخر عصر الكريتاسي (الكريتاسي الأعلى).

2.2. الوحدات البنيوية في منخفض الفرات :

يمكن تقسيم منظومة تصدع الفرات استنادا إلى درجة التشوه Deformation degree والشـــكل الهندســـي البنيوي Structural Geometry إلى عدة وحدات بنيو ية وهي وحدة المنخفض المركزي الأعمق Deep central graben ومجموعة منخفضـــات مجاورة
محيطة بمنخفض الفرات المركزي Peripheral grabens وأرصفة platforms مستقرة ومرتفعة نسبيا بالإضافة إلى مصاطب أو مناطق مرتفعة مسطحة محيطية، ويشكل منخفض الفرات المركزي ذو الامتداد شـمال غرب جنوب شـرق الجزء الأعمق في حوض الفرات التصـــدعي Rift basin حيث يزداد العمق باتجاه الشـــمال الغربي أي بعيدا عن نهوض الرطبة و الروضة الواقعين في الجنوب والجنوب الشرقي.

أثناء الكريتاسـي العلوي (التصـدع) تركزت القوة التكتونية الشـدية في منخفض الفرات المركزي مما أدى إلى نشوء بلوكات مقلوبة Rotated blocks ومفصولة عن بعضها بفوالق ذات رميات كبيرة NW-SE ولا تميل هذه البلوكات باتجاه محور المنخفض المركزي بل تميل بعيدة عنه

نلاحظ وفقا للشكل(1) يتفرع عن منخفض الفرات المركزي إلى الجنوي والجنوب الشرقي منخفضـات صـغيرة جانبية peripheral grabens, مثل, منخفضـات (المادب والبرغوث والجيد و ال ورد) أما من جهة الشـمال والشـمال الشـرقي تتوضـع منخفضـات (سـيجان و الطياني والشـمالية) حيث تتميز هذه المنخفضـات بضـيقها وعمقها الكبير كما يحدها فوالق ذات رميات كبيرة جدا يملأ قسـم كبير من هذه المنخفضـات برسـوبيات قارية تمثل طبقة الديرو حيث نتجت عن تجوية الصـخور البركانية الاندفاعية أثناء مرحلة التصـدع، ويفصـل بين هذه المنخفضـات في الحوض التصـدعي أرصـفة مستقرة ومرتفعة نسبيا, مثل الرصـيف المركزي في شـمال شـرق المنخفض المركزي وبلوك سـيجان إلى الشـمال والرصـيف الجنوبي والورد والمـادب وعكـاش إلى الجنوب والجنوب الشـــرقي, يميـل معظم هـذه الأرصـفة باتجاه المحور المركزي المنظومة التصـدع أي أثناء مرحلة الهبوط الواسـع في زمن توضع الشيرانيش العلوي وفي زمن الباليوجين

2.3. الوضع الجيولوجي السطحي للمنطقة :

تتكشف صخور تشكيلة الفارس العلوي الكلسية والرملية والكونغلوميرا القارية العائدة إلى عصر النيوجين فترة البيلوسين على سطح منطقة الدراسة, وتعكس الوضع التكتوني الجيولوجي العام تحت السطح, تتكشف هذه الصخور (صخور الفارس العلوي أو السفلي البليوسيني) نتيجة لتأكل وتجوية الصخور العلوية الرباعية الأحدث في المناطق الناهضة تكتونيا (نهوض صخور الباليوزويك العميقة الميزوزويك أو السينوزويك).

في حين تغطي صخور التشكيلات الرباعية الأحدث المناطق الهابطة تكتونيا الناتجة عن هبوط البلوكات أو الصخور تحت السطحية, أي بعبارة أخرى يمكن معرفة المناطق الهابطة والناهضة في مناطق الدراسة من خلال تحديد عمر الصخور المتكشفة على السطح وبالتالي تحديد أولي لمناطق المصائد النفطية البنيوية .

2.4. العمود الستراتغرافي و التتابع الطبقي في منخفض الفرات :

يتوضع في منخفض الفرات مجموعة من الطبقات تتعاقب مع بعضها البعض وهي من الأعلى إلى الاسفل كما يلي:

1. **تشكيلة الفارس :** وتقسم إلى:

a. تشكيلة الفارس الأعلى : من عصر أعلى النيوجين وهي رسوبيات تغلب عليها السحنة القارية وتتألف من تناوبات من الغضار والحجر الرملي والرمال مع حصى و جلاميد مع طبيقات من الحجر الكلسي الغضاري سماكته الوسطية بحدود 200 m

b . تشكيلة الفارس الأسفل : من عصر أعلى النيوجين وهي رسوبيات تغلب عليها سحنة اللاغون وتتألف من تناوبات من المتبخرات الأنهدريت وجص مع الغضار مع وجود نطاقات من الملح في أسفل التشكيلة والسماكة الوسطية للطبقة بحدود (500-600) m.

2.**تشكيلة الجريبة** :

وهي من عصر النيوجين فترة الميوسين، وتبلغ قيمة سماكتها الوسطية بين 80-100 m يمكن وصفها جيولوجيا بأنها تبدأ من الأعلى بتوضعات حجر كلسي حطامي عضوي ودولوميت يتحول أحيانا ليصبح صخر حطامي عضوي دولوميتي مع وجود فجوات كبيرة وطبيقات رقيقة من الا نهدريت أو الدولوميت الأنهدريتي أسفل هذا النطاق الكربوناتي العضوي والجزء السفلي من الجريبة يتألف من حجر كلسي .

3.تشكيلة الدبانة:

وهي من عصر النيوجين فترة الميوسين, سماكتها الوسطية بين 30-60 m ويتم وصفها جيولوجيا بأنها تبدأ من الأعلى بطبقة من الأنهدريت وتنتهي بطبقة من الأنهدريت وهي تحتوي على ثلاث طبقات من الانهدريت غالبا ماتكون كتلية تفصـــل بينهم توضـــعات من الدولوميت والحجر الكلسي قليل الغضارية .

4.تشكيلة الفرات:

(الشيلو – أ) من عصر الني وجين فترة الميوسين تبدأ من الأسفل بطبقة من الأنهدريت سماكتها 5-10 m وهي طبقة هلام تفصل بين الميوسين وفترة الأوليغوسين في القصر الباليوجين ثم تتحول إلى سحنة حجر كلسي مارلي مستحاثي تبلغ السماكة فيها 150 m .

5.تشكيلة الشيلو:

من عصر الباليوجين فترة الأوليغوسين وتتألف من حجر كلسي وحجر كلسي غضاري إلى حواري سماكتها الوسطية 50-150 m وهي تمثل سحنة بحر عميق تتحول باتجاه لتأخذ سـحنة بحر مغلق أقرب إلى اللاغون حيث تزداد نسـبة الدولوميت والمتبخرات وتتوضـع بعدم توافق السطح الحتي لعصر الباليوجين .

6.تشكيلة الجدالة والعليجة :

تتوضع تشكيلة العليجة)كيرماف(الباليوسينية المؤلفة من صخور كلسية وشيلية وأرجيليت فوق صـخور الكريتاسـي العلوي بعدم توافق، تليها تشـكيلة الجدالة الايوسـينية المؤلفة من صخور الدولوميت والصخور الكلسية المتوضعة فوق تشكيلات العليجة في منطقة الدراسة.

7.تشكيلة الشيرانيش :

تنتمي إلى الكريتاسي العلوي, وتتألف من الحجر الكلسي في القسم العلوي من التشكيلة فقط بلون خفيف بالمقارنة مع تشـكيلة العليجة واللون رمادي خفيف إلى بني خفيف ثم يصـبح رمادي خفيف والوسط غضاري بشكل قليل, ويلي ذلك 40 من حجر كلسي داكن اللون بسبب زيادة الغضار فيه

8.تشكيلة الأرك EREK :

التي تتوضع فوق تشكيلة رماح والعائدة إلى الكريتاسي العلوي والمؤلفة من الدولوميت والحجر الكلسي والمارن الكلسي في معظم آبار سرحيت وشديها, حيث تصل سماكتها 12 m في البئر sarhit – 106

9.تشكيلة رماح :

تتوضع في عصر الكريتاسي الأعلى وتتألف من الحجر الكلسي الصواني البلاجي سماكتها قليلة جدا فهي تتراوح بين 1 m في بئر Sarhit - 106 إلى73 m في بئر Sarhit -103 هذه التشـــكيلة هامة جدا من الناحية الهيدروكربونية في منخفض الفرات نظرا لاعتبارها المصدر الرئيسي ل توليد الهيدروكربونات، حيث بلغت درجة نضجها إلى أكثر من 8.0 .

10.تشكيلة الديرو :

تنتمي إلى عصر الكريتاسي العلوي إلى عمر كونياسي، وتتألف من سحنات مختلفة ، منها التوضعات الغضارية وأنواع مختلفة من التوضعات البركانية وأحيانا رملية وإنهدريتية في أعلى التشكيلة.

a. **الغضار** : ذو لون بني محمر إلى رمادي مخضر، وقساوة جيدة أو ضعيفة يكون الوسط أحيانا رمليا وأخرى ملحيا وقد يكون كلسيا أو دولوميتيا ، ونادرا ما يكون بركانيا حمميا .

b. **الرمل** : ذو لون رمادي خفيف إلى بني أو أصـــفر وأحيانا قرنفلي ، ويتألف من حبات كبيرة بأقطار مختلفة بحجم الحصى أحيانا وتكون شبه زاوية متطاولة إلى شبه كروية .

c. **التوضـعات البركانية** : توجد بنماذج مختلفة فمنها صـخر بركاني معرض للتجوية وأخر رماد بركاني أو صخر ناري أو غضار بركاني، وهي متعددة الألوان وذات قساوة جيدة إلى ضـعيفة، وتوجد ضـمن توضـعات كلسـية ود ولوميتية وأحيانا رملية غضـارية معرضـة للتشـقق, يغطي الإنهدريت قمة هذه التشـكيلة حيث نجده فقط في حقل الصـعبان لكنها غير منتجة في بقية الحقول

11. تشكيلة الجوديا :

تعود هذه التشكيلة إلى عصر الكريتاسي الأسفل وتنقسم في منخفض الفرات إلى قسمين:

A. تشكيلة الجوديا العليا(PJS) ذات الصخر الرملي والغضار حيث أن القسم العلوي منها مؤلف من الحجر الرملي بشكل رئيسي وقليل من الغضار

a. الحجر الرملي : ذو لون بني خفيف إلى أسـمر وذو قسـاوة قليلة والحبيبات نقية جدا، وهي شبه زاوية إلى شبه مدورة

b. الغضـار : أسمر إلى بني مسمر, قليل القساوة ويكون شبه كتلي إلى كتلي ويوجد فيه دولوميت أحيانا .

أما الجزء السفلي من الجوديا العليا فهو مؤلف من الغضار حيث يكون اللون بني محمر إلى رمادي أخضر, والوسط قاس ورملي وخالي من الكلس أو الدولوميت

B. الجوديا الكربوناتية : تنتمي إلى عصـــر الكريتاســـي الســـفلي و تتألف من الكربونات المتبلورة (حجر كلسي / دولوميت), ويتصف الدولوميت بلون كريمي أبيض مائل للصفرة إلى بني خفيف وبقساوة عالية وهو معرض للتكسير أحيانا

12. **تشكيلة الرطبة** : وتنقسم إلى قسمين :

A. الرطبة العليا : التي تنتمي أيضا إلى الكريتاسي السفلي وتتألف من الغضار وقليل من الحجر الرملي .

a. الغضــار : رمادي إلى رمادي مخضــر مائل إلى البني قاســي إلى قليل القســاوة وأحيانا يكون رمليا غضاريا وأخرى كلسيا

b. الحجر الرملي : بني اللون إلى أســمر رمادي، شــفاف قاســي إلى قليل القســاوة وحباته براقة جدا ويمكن فرزها وتصـنيفها وهي شـبه زاوية إلى شـبه مدورة وأحيانا مدورة وهو ذو ملاط كلسي وأحيانا غضاري

B. الرطبة السفلي:

وهي من عمر الكريتاســـي الســـفلي وتتألف بشـــكل رئيســـي من الحجر الرملي وقليل من التوضعات الغضارية .

a. الحجر الرملي : بني خفيف إلى أبيض مســـمر اللون, قليل القســـاوة واحيانا هش متقصـف حياته صـافية جدا ونادرا ما تكون خشـنة, وهي مدورة إلى شـبه مدورة إلى شبه زاوية أما الملاط فهو سيليسي وأحيانا غضاري تتواجد فيه شقوق مجهرية .

b. التوضـعات الغضـارية : رمادية إلى بنية قليلة القسـاوة وأحيانا قابلة للغسـل، شـبه كتلية وأحيانا رملية وقد تحتوي على الفحم في بعض الحالات.

13.المولوسا:

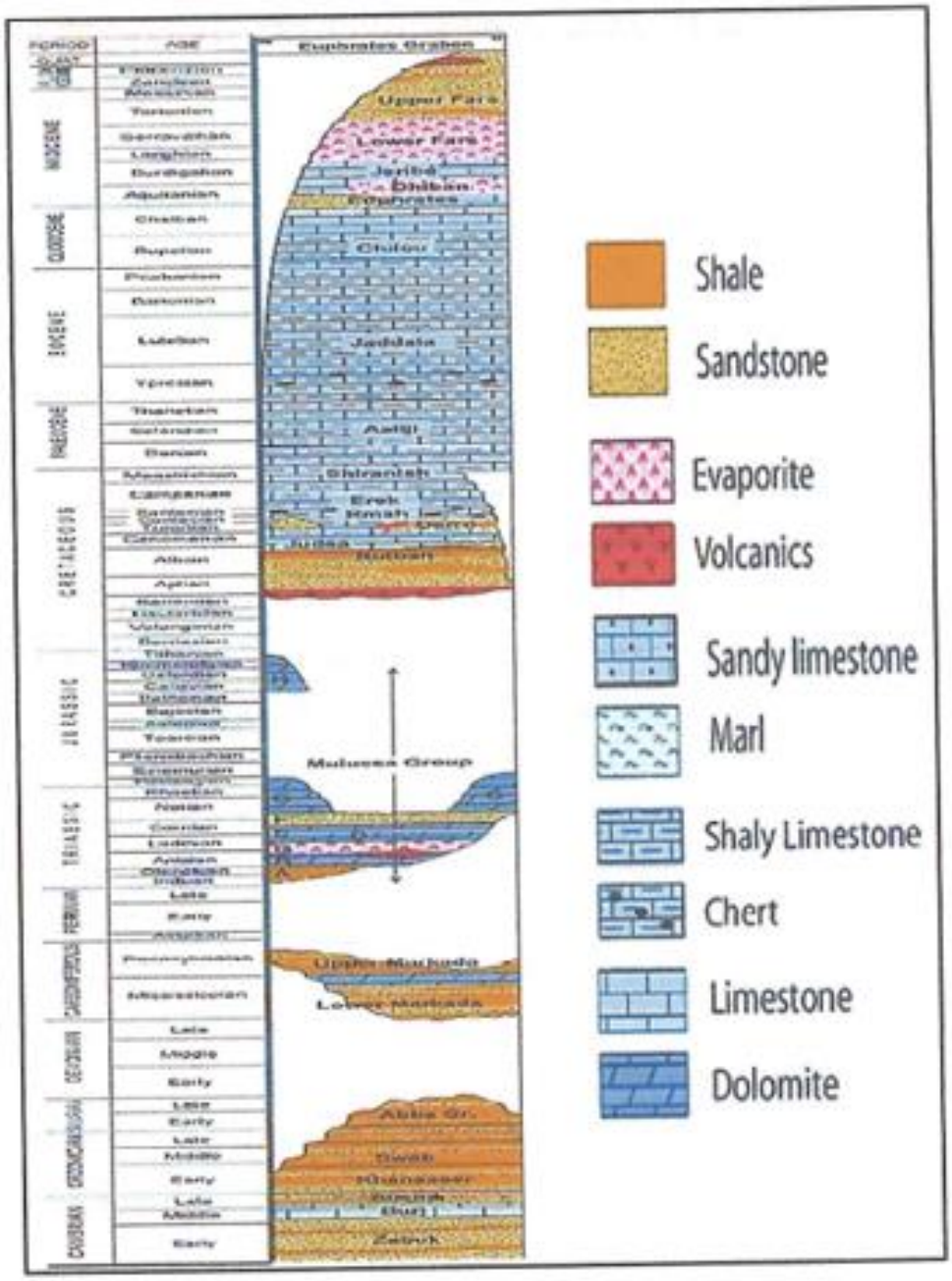
تتوضــع تشــكيلة المولوســا F (ســيرجلو) أســفل طبقة الرطبة وهذه التشــكيلة العائدة إلى التريــاســـي العلوي وتتألف من رمل وغضـــار صـــفائحي مع طبقات من الدولوميت والحجر

الرملي، وتشكل قمة هذه التشكيلة سطح عدم توافق لقاعدة الكريتاسي السفلي BKL وأسفل تشكيلة المولوسا F تتواجد تشكيلات عبارة عن صخور كربوناتية وهي تشكيلة مولوسا

E , D , C

14.الضبيات (أو مرقدة):

مؤلفة من ضـبيات علوي وسـفلي وكربوناتي، وتتألف هذه التشـكيلات من صـخور رملية وطبقات أرجيلية وصـخور دولوميتية كتلية تكتسـب تشـكيلة مرقدة أهمية كبيرة نظرا لاكتشـاف الهيدروكربونات (الغاز) في طبقاتها الدولوميتية في حقل الكشـمة, ولهذا يعتبر تفسير ومتابعة طبقات الضبيات في المنطقة المدروسة ذات أهمية استكشافية كبيرة، والجدير بالذكر بأن توضعات البرمي والترياسي السفلي غائبة تماما عن منطقة الدراسة بسبب انقطاع في الترسيب أو تأكلها يفعل الحت الشديد .



الشكل (5) :العمود الستراتغرافي لتتابع الطبقات في حوض الفرات

2.5. توزع الصـــخور الخازنة والمولدة للنفط في منخفض الفرات :

زمنياً يقسـم توضـع التشـكيلات الجيولوجية لحوض الفرات إلى ثلاث واحدات

- ما قبل التصدع pre-rift
- خلال التصدع syn-rift
- بعد التصدع post-rift

وحدة ما قبل التصـدع : بما أن بداية التصـدعات كانت في الكريتاسـي الأعلى فإن وحدة ما قبل التصـدع تتكون من طبقات موجودة على كامل حقب الباليوزوي Paleozoic ووصـولا إلى العصـر الكريتاسـي السـفلي Early Cretaceous, يتكون حقب الباليوزوي من تناوبات لفتاتات الصـخور السـابقة البحرية الضـحلة وتسـمى تشـكيلة الخابور من عصـر الأوردوفيشـي العلوي Ordovician تليها غضـــاريات الســـيلوري الســـفلي Lower Silurian وتســـمى بتشـكيلة التنف(Tanf fm), نلاحظ أن تشـكيلات السـيلوري العلوي وديفوني غائبة تماما عن منطقة الدراســة بسـبب النهوض الإقليمي المقترح، وفي هذه الوحدة توزعت الصــخور الكربوناتية في الجزء الأوسـط من العصــر الكربوني وعصــري الترياســي و الكريتاســي الأسـفل . فيما يتعلق بجيولوجيا النفط فإن وحدة ما قبل التصـدع تحتوي على مادة عضـوية موجودة بكثرة في الغضـاريات البحرية في الجزء الاسفل من السيلوري Tanf fm والتي تعتبر واحدة من صــخور المصــدر (المولدة للنفط) الرئيسـية في منطقة الدراســة وتتواجد الصـخور الخازنة في حقب الباليوزوي في تشكيلة الضـبيات والصـخور الخازنة الغزيرة في حوض الفرات تتواجد في حقب الميزوزوي وهي جزء من وحدة ما قبل التصدع وهي:

١. تشكيلة الرطبة الموجودة بعصر الكريتاسي الأسفل

٢. تشكيلة PJS (the Post Judea Sand)الجوديا العليا موجودة بالكريتاسي الأسفل .

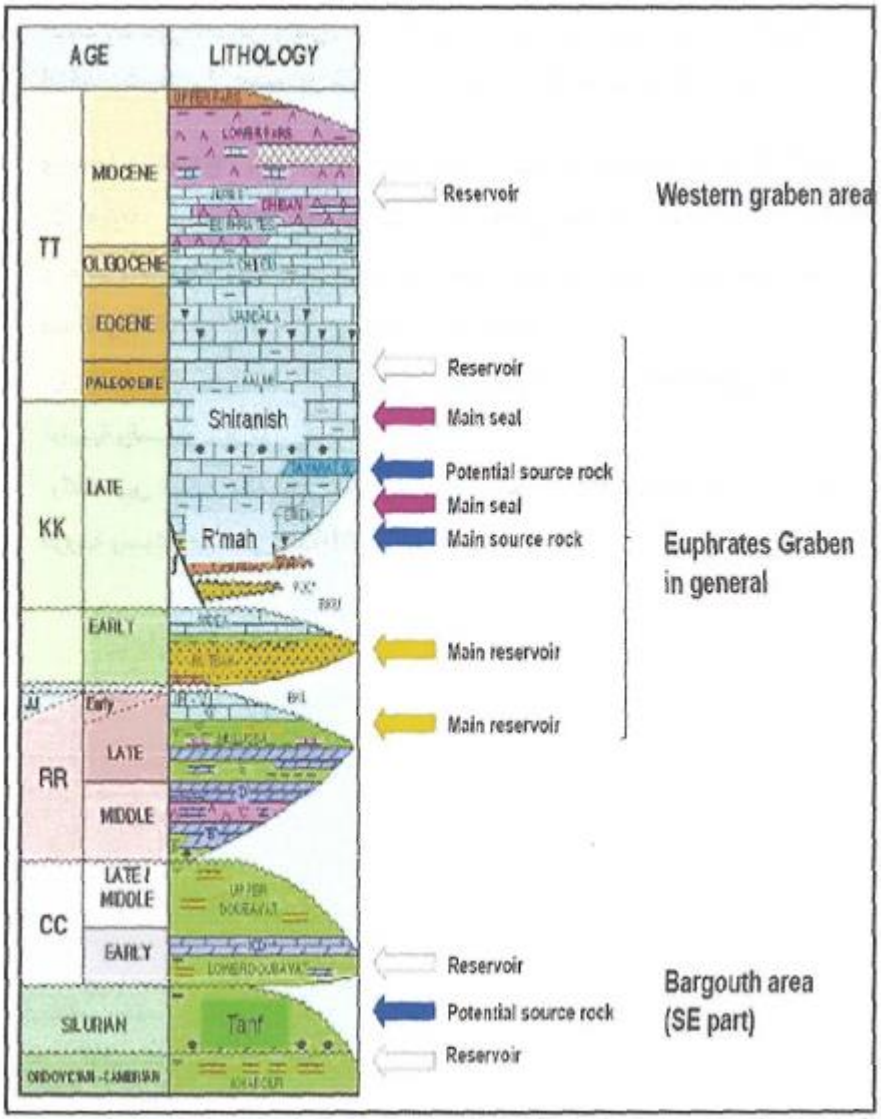
٣. تشكيلة مولوسا F في عصر الترياسي الأعلى

وحدة التصـدع : نعتبر تشـكيلة ديرو في عمر الكونياسـي هي أول الرسـوبيات التي ترسـبت في مرحلة التصـــدع يليها الحجر الكلســـي تشـــكيلة الرماح والكربونات في تشـــكيلة الاراك وترسـبات أسـفل تشـكيلة الشـيرانيش أيضـا تعتبر جزء من وحدة التصـدع ويتضـمن هذا التسـلسـل في وحدة التصـدع صـخور المصـدر (المولدة للنفط) الأكثر انتاجا للنفط وهي تشكيلة الرماح ويمكن لتشكيلة الشيرانيش أن تلعب دور ثنائي كمصدر مولد وصخر خازن في وقت واحد .

وحدة ما بعد التصـــدع : خلال ترســيب الجزء الأعلى من تشــكيلة الشــيرانيش فإن معظم الفوالق الفعالة توقفت أو انقطعت والصـــخور الخازنة متواجدة في الميوســين (تشــكيلات ذبيان و الفرات و جيريا) متوضــعة بشــكل رئيســي في الجزء الشــمالي الغربي من حوض الفرات على أعماق ضحلة وهذه التشكيلات صغيرة نسبيا وتعطي إنتاجية قليلة.

يبين الشكل(7) التالي العمود الستراتغرافي لحوض الفرات و يظهر عليه الصـخور المولدة الرئيسية والصخور الخازنة

وكذلك يبين الشكل(8) التالي العمود الستراتغرافي الحوض الفرات بشكل مفصل (قياسات نترونية وصوتية في البئر OMA1032) .



الشكل(6) :العمود الستراتغرافي لحوض الفرات يظهر عليه الصخور

الفصل الثاني

المواصفات الخزنية للطبقات الحاملة للنفط و الصفات الفيزيائية للموائع الطبقية

1 .المواصفات الفيزيائية للنفط:

يتواجد النفط والغاز في الطبقة عند ضغط ودرجة حرارة عاليين ,فتعد معرفة الصفات الفيزيائية للنفط في الشروط الطبقية أمرا ضروريا جدا ,حيث يسمح بمعرفة سلوكية هذا النفط عند أي تغيير في الشروط الطبقية من ضغط ودرجة حرارة ,بتحديد و هذه السلوكية نستطيع وضع استثمار خطط مثالية للمكامن النفطية للحصول على مردود أعلى ممكن

1.1.اللزوجة :

هي المقاومة التي يبديها السائل عند جريانه وتتأثر قيم الازوجة بدرجة الحرارة و الضغط وكمية الغاز المنحل ,ويمكن أن نميز المغاهيم التالية:

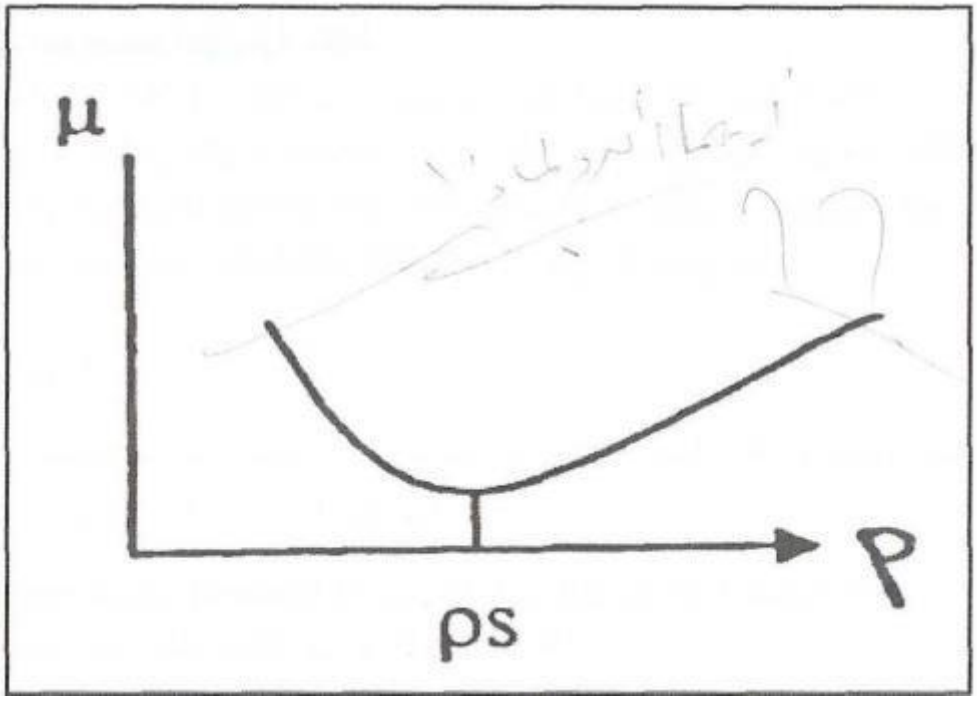
اللزوجة التحريكية (الديناميكية) :ويرمز لها بالرمز (μ) وهي تجسد المقاومة الداخلية لجزيئات السائل أثناء الحركة وتقدر ب pa.sالبواز p.

اللزوجة الحركية (الكينماتيكية):وبرمز لها بالرمز (ϑ) وهي تمثل اللزوجة الديناميكية إلى كثافة السائل في نفس درجة الحرارة وتقدر بالستوكس st

اللزوجة النسبية: هي عبارة عن النسبة بين لزوجة سائل ما و لزوجة الماء.

ونجد أن لزوجة النفط تختلف عند وجوده في الطبقة عن لزوجته على السطح بسبب انحلال الغاز في النفط عند شروط الطبقة من درجة حرارة وضغط ,وتتعلق اللزوجة بضغط الطبقة ودرجة حرارتها و نسبة الغاز المنحل فيها .

حيث مع ارتفاع درجة الحرارة وزيادة نسبة الغاز المنحل تنخفض لزوجة النفط وتزداد حركيته ؛ كما أن لزوجة النفط تنخفض بزيادة الضغط وحتى ضغط الإشباع وذلك نتيجة انحلال الغاز في النفط وبعد ذلك تزداد اللزوجة بزيادة الضغط بعد ضغط الاشباع نتيجة لانضغاط كل من الغاز و النفط الذي يؤدي إلى زيادة قوى الاحتكاك بين الجزيئات ,كما يبين الشكل التالي: (7) :



الشكل (7) : العلاقة بين الضغط و اللزوجة

أما لزوجة الغاز فتختلف حســـب درجة الحرارة والضـــغط وتحدد لزوجة الغاز بالمعادلة التالية:

$$\mu = \frac{\rho . V . \lambda}{3}$$

حيث :

V : السرعة الوسطى للجزيء .

ρ : كثافة الغاز .

λ : المسافة الوسطى لحركة الجزيء .

1.2.كثافة النفط :

تعرف كثافة النفط بأنها كتلة واحدة الحجوم من النفط و تقاس بـ kg/m^3 أو gr/cm^3

وتعطى بالعلاقة:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

وتعتبر الكثافة من الصـــفات الفيزيائية المميزة لأنواع النفط الخام ويعتمد ذلك على احتواء النفط للمركبات الخفيفة التي تتمتع بكثافة منخفضـــة أو على احتوائه على الراتنجات والأسفلتينات ذات الكثافة المرتفعة نسبيا ,وبشكل عام تتراوح كثافة الأنواع الخفيفة من النفط ما ب ين (0,82- 7.05) gr/cm^3

أما الأنواع الثقيلة فتزيد كثافتها عن 0,9 gr/cm^3

وهناك **مفهوم الكثافة النســبية** وهي عبارة عن كثافة النفط في الدرجة 20° إلى كثافة الماء في الدرجة ° 40 كما يمكن أن نعبر عن كثافة النفط بواحدة **API**والتي تعبر عن درجة الجودة حسب معهد النفط الأمريكي :

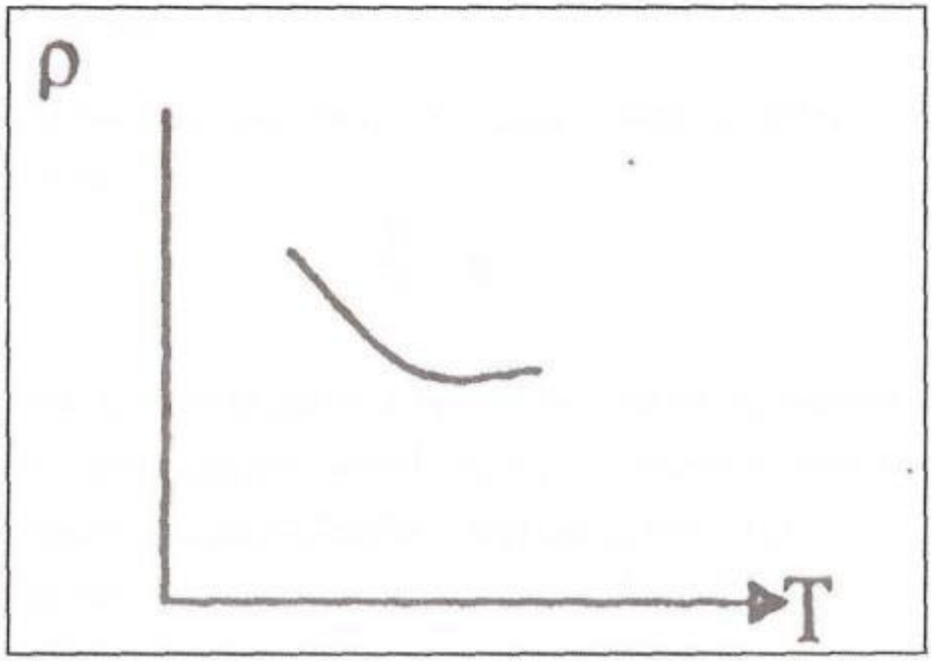
$$API = \frac{141.5}{\rho} - 131.5$$

حيث :

ρ : كثافة النفط النسبية عند الدرجة 15.5 °C .

وتنخفض كثافة النفط بزيادة درجة الحرارة كما يوضح الشكل (10) العلاقة بين كثافة النفط و

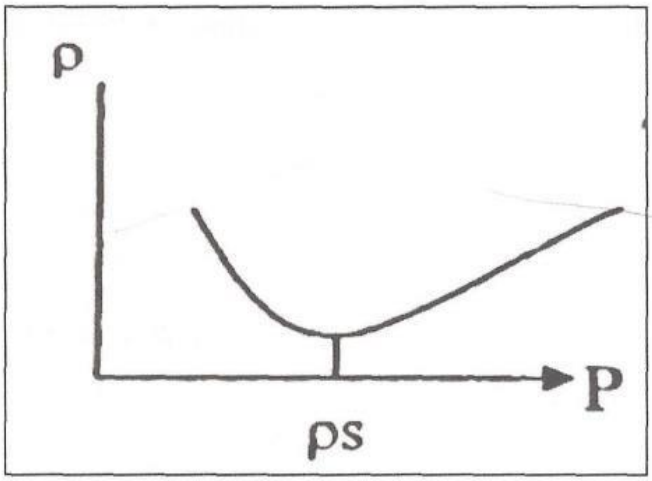
درجة الحرارة :



الشكل (8) : بين الكثافة ودرجة الحرارة

أما بالنسبة للضغط فإن كثافة النفط تنخفض مع زيادة الضغط حتى ضغط الاشباع **PS**

وبعد ضـــغط الاشـــباع تزداد الكثافة بزيادة الضـــغط ويعود ذلك إلى ان انضـــغاط الخليط ونقصان حجمه ,وفي شروط الطبقة يكون الضغط أكبر من ضغط الإشباع وعند وضع البئر في الانتاج ينخفض الضـــغط الطبقي تدريجيا بدءا من الكونتور وحتى قاع ال ب ئر ,وهذا مايؤدي إلى انخفاض الكثافة ويســـتمر هذا الأمر ضـــمن مواســـير الإنتاج وعند انخفاض الضـغط إلى قيمة أقل من ضـغط الإشـباع فسـوف ينفصـل الغاز المنحل في النفط مما يؤدي إلى زيادة الكثافة , ويوضح الشكل التالي(9)علاقة الكثافة بالضغط :



الشكل(9) : العلاقة بين الكثافة والضغط

وعادة يكون تأثير الضغط في الكثافة أكبر من تأثير درجة الحرارة ,أما بالنسبة لكثافة الغاز فيتم استخدام مفهوم الكثافة النسبية وهي نسبة كثافة الغاز إلى كثافة الهواء عند شروط نفس لحرارة الضغط و ,فكلما كان الغاز ثقيلا كلما كانت كثافته أكبر .

1.3.ضغط الإشباع:

وهو الضغط الذي تبدأ عنده أول فقاعة غازية بالإنفصال عن السائل ويتعلق بعدة عوامل منها :التركيب الكيميائي للنفط والغاز ــ نسبة حجم كل من النفط والغاز المنحل فيه ــ درجة الحرارة , حيث يزداد هذا الضغط بزدادة كثافة النفط وزيادة درجة الحرارة.

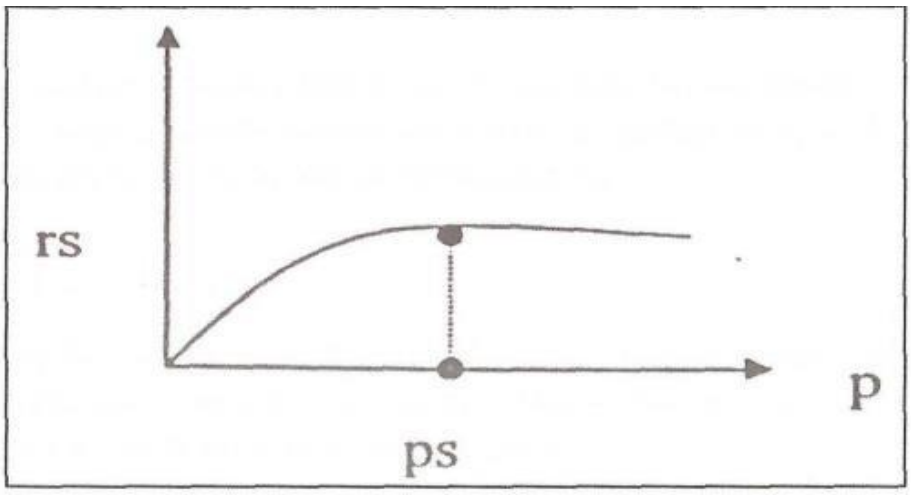
1.4.عامل حجم النفط (bo) :

هو النسبة بين حجم كمية معينة من النفط في الشروط الطبقية إلى حجم نفس الكمية في الشروط السطحية ,وهذا العامل يتغير بتغيرالضغط بسبب تمدد الغاز السائل في حيت يزداد هذا المعامل بانخفاض الضغط وحتى ضغط الإشباع بسبب تمدد الغاز في السائل أما تحت الإشباع نلاحظ انخفاض قيمة هذا العامل بسبب نقصان حجم ال نفط في الشروط الطبقية نتيجة انفصال الغاز منه , ويعتير معامل حجم المياه مسا و يا الواحد.

1.5.عامل انحلال الغاز:

هو كمية الغاز المقدرة بالأمتار المكعبة النظامية و التي يمكنها أن تنحل في متر واحد مكعب من النفط عند زيادة الضغط بمقدار latm .

ويزداد هذا العامل بزيادة الضغط وحتى ضغط الإشباع بعدها يثبت ,وهذا التغيير يظهر وفق الشكل الأتي(10)الذي يوضح علاقة **RS** مع الضغط



الشكل (10) :العلاقة بين RS و الضغط

1.6.الإنضغاطية :

هو التغير النسبي لواحدة الجم من النفط عند تغيير الضغط بمقدار ضغط جوي واحد عند درجة حرارة معينة ويعطى بالعلاقة:

$$B = -\frac{1}{V} * \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

V : حجم العينة النفطية الأولي Cm^3 .

ΔP : التغير في الضغط Kgf/cm^2 .

Δv : التغير في الحجم cm^3 .

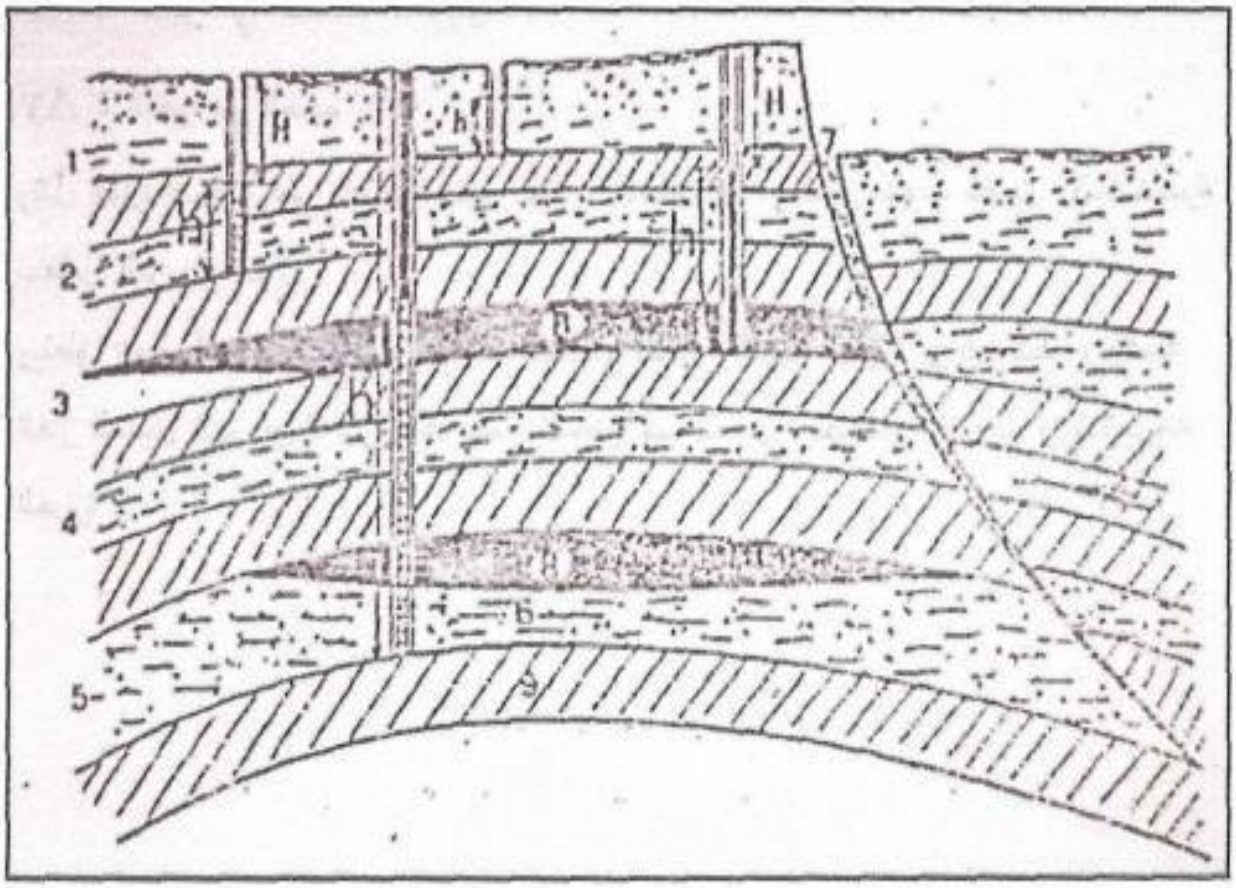
وتدل اشـــارة الســـالب على تناقص حجم النفط يزيادة الضـــغط ويســـمى مقلوب معامل الانضغاطية يمعامل المروبة للسائل.

ويتعلق عامل انضـــغاط النفط بالتركيب الكيمياني للنفط و درجة الحرارة و الضـــغط و بكمية الغاز المنحل الذي يزداد بازديادها بينما ينخفض هذا العامل بانخفاض الضغط وزيادة ثبات درجة الحرار ة

2.الصفات الفيزيائية للمياه الطبقية :

تكون المياه الطبقية دوما ملازمة للنفط ,حيث تتوضـــع ب نفس الطبقة الذي يتوضـــع فيها النفط وتشغل القسم السفلي منها ,وكذلك من الممكن وجودها في طبقات مائية مستقلة . لدى ســـير عمليات اســـتثمار النفط فإن المياه الطبقية تعبر إلى المكمن النفطي مزيحة النفط فيه ولذلك ونتيجة لأهميتها الضروري من معرفة كيفية توضع هذه المياه في المقطع الطبقي.

تصنف مياه الحقول النفطية بالنسبة إلى موقع الطبقات النفطية والمائية ,بالنظر إلى الشكل (11)التالي:



الشكل (11) : توضع الطبقات النفطية والمائية

1- مياه ذات سطح حر (مياه غير دفعية)

2- المياه العلوية بالنسبة للطبقة النفطية (مياه علوية دفعية)

3- مياه جانبية

4- مياه سفلية بالنسبة للطبقة النفطية المعنية سابقاً

5- مياه جانبية

6- مياه تماسية

7- مياه تكتونية

8- نفط

9- غضار

h- مستوى السائل

P- مقدار الدف ع

أولا :المياه الطبقية :

1- جانبية 2- تماسية 3 - متوسطة

ثانيا :المياه الغربية:

1 - علوية بالنسبة للطيفة النفطية

2- سفلية بالنسبة للطبقة ال نفطية المعنة سابقاً

3 - محقونة اصطناعيا في الطبقة

المياه الجانبية هي المياه التي تتوضـــع في القســم الســفلي للطبقة النفطية ,أما ولدى وجود المياه في حالة تماس مع النفط بحيث يكون خط التقاء النفط بالماء أعلى من الغطاء الســفلي للطبقة فتسمى بالمياه التماسية لطول المجال النفطي.

أما **المياه المتوســـطة** فهي التي تشـــغل الط بقة الوســـطى الواقعة بين طبقتين نفطيتين **المياه العلو ية** هي التي تشـــغل طيقة أعلى من الطبقة النفطية , أما **المياه الســفلية** فهي التي تشـغل طبقة أخفض من الطبقة النفطية **المياه التكتونية** هي التي تشغل الشق المحاذي للفالق

أما **المياه الاصـطناعية** فهي التي تحقت في الطبقة للمحافظة على الضـغط الطبقي بطريقة الحقن خلف منطقة التماس والحقن الداخلي ,وكذلك تنســب المياه التي عبرت إلى الطبقة في أثناء الحفر وإصلاح الأبار إلى المياه الاصطناعية.

تعتبر المياه الطبقية المادة الأساسية لإزاحة ال نفط من الطبقة وبالتالي فإن خواصها لها التأثير الفعال المزاحة على كمية النفط ,حيث أن هناك مياه تزيح النفط بأفضلية ,بينما البعض فيشكل أسوأ ولذلك فمن الضروري معرفة صفاتها الكيميائية و الفيزيائية

2.1.كثافة المياه الطبقية:

تزداد كثافة المياه الطبقية بزيادة نسبة الأملاح فيها , و بما أن نسبة الأملاح تتغير ض من مجال واسع ,ولذلك فالكثافة ستكون ذات قيم مختلفة.

تصل كثافة المياه الطبقية إلى 1450 gr/cm^3عند التركيز 642,8 gr/cm^3 من الأملاح والعلاقة التقريبية بين كثافة المياه الطبقية ونسبة الأملاح فيها يوضحها الجدول(1)التالي:

كثافة المياه الطبقية عند 15.5 °C (g/m^3)	كمية الأملاح المنحلة (g/m^3)
1000	لايوجد
1020	27,5
1040	55,4
1060	83,7
1080	113,2
1100	143,5
1120	175,8
1140	210

جدول (1) :كثافة مياه الحقول النفطية

2.2. لزوجة المياه الطبقية:

إن تأثير لزوجة الضغط على المياه الطبقية يعتبر ضئيلا إلى الحد الذي يمكن إهماله وخاصة لمجالات الضغط للمكامن النفطية ,أما درجة الحرارة فتؤثر بشكل كبير على لزوجة المياه فمع ازدياد الحرارة تقل اللزوجة ,كما تزيد الأملاح المنحلة من لزوجة المياه الطبقية لذا نجدأن لزوجة المياه الطبقية أعلى من لزوجة المياه المقطرة في نفس الشروط .

عند والحرارة شروط الضغط لمياه الطبقية تنحل في الطبقية كمية ضئيلة من الغازات تساه م في إنقاص لزوجة هذه المياه بشكل ضئيل ولم يعرف مقداره بعد .

لوحظ أن زيادة لزوجة المياه الطبقية نتيجة لاحتوائها على أملاح تتوازن تقريبا مع انخفاض اللزوجة الناجم عن انحلال الغاز فيها لذلك اعتبرت لزوجة المياه الطبقية مساوية

للزوجة المياه المقطرة عند الضـــغط الجوي والحرارة الطبقية ,كما يمكن في الظروف أن تتغير لزو جة المياه من 1. CP 3 إلى 0,3 CP .

2.3.درجة الحموضة للمياه الطبقية :

تحدد درجة الحموضـــة(PH)لوســـط ما باللوغاريتم العشـــري الســـالب لتركيز شـــوارد الهيدروجين أي:

$$PH = -\log[H^+]$$

فإذا كان :

- (PH >7) عندها يكون الوسط قلوي .
- (PH =7) عندها يكون الوسط معتدل .
- (PH <7) عندها يكون الوسط حمضي .

- **التركيب الكيميائي للمياه الطبقية**:

تحتوي المياه الطبقية على أملاح منحلة فيها كالصـــوديوم والمغنزيوم و الكالســـيوم و البوتاسيوم وغيرها ,حيث تتزاوح كمية الأملاح من عدة مئات KG/m^3 في المياه العذبةإلى $300\ KG/M^3$ في المحاليل المركزةٍ ,كذلك تحتوي أغلب المياه الطبقية على اليود والبروم حيث يعتبر وجودها دليل على وجود النفط في أثناء الحفر الاســتكشــافي ,لأن مثل هذه المياه تكون في أغلب الأحيان ملازمة للنفط, كذلك تحتوي المياه الطبقية على غازات المياه الهيدروكربونية وأحيانا على كميات كبيرة من كبريت الهيدروجين ,ويتعلق التركيب الكيميائي للمياه الطبقية بتركيب الصخور المكمنية وبالحرارة الطبقية والضغط الطبقي.

وبمقارنة المياه البحرية بالمياه الطبقية نرى أن الأخيرة تحتوي على نسب أكبر من الأملاح منها في المياه البحربة ,بالنظر للجدول(2)الذي يوضـــح المقارنة بين تركيب مياه طبقية استخرجت من البئر في الولايات المتحدة مع المياه البحرية

الشوارد	التركيب الملحي للمياه الطبقية (ملغ / لتر)	التركيب الملحي للمياه البحرية (ملغ / لتر)
Ca^{+2}	13260	420
Mg^{+2}	1940	1300
Na^{+2}	3950	10010
K^{+}	650	-
SO_4^{-2}	730	2000
Cl^{-}	77340	19410
Br^{-}	320	-

جدول (2) :مقارنة التركيب الملحي للمياه الطبقية والمياه البحرية

3- المسامية والنفوذية والعلاقة بينهما:

3.1.المسامية:

بشـــكل عام تعرف المســـامية على أنها حجم الفراغات الموجودة في الصـــخر إلى حجم الصـــخر الكلي ,وهنا نميز المســـامية المطلقة وتمثل حجم الفراغات المملوءة بالســـائل إلى الحجم الكلي للصـخر, **المسـامية الفعالة** وتمثل حجم المسـامات المتصـلة المشـبعة بالماء أو الهيدروكربون القابل للانتاج.

ومن حيث زمن التشـــكل نميز **المســـامية الأولية** وهي المســـامية المتكونة خلال عملية الترسيب وهذه المسامية المتكونة تقل مع عمق التوضع بسبب زيادة حمولة الصخور وهذا النقصـان بصـورة أسـاسـية في الصـخور الرس وبية تكون أعلى للمسـامية قيمة هي 40% وأقل قيمة هي الصـــفر ,المســـامية الأولية تتعرض إلى تغيير وتحول خلال تكوينها أثناء الترسيب ويعده بتأثير عمليات الانحلال و الاستبدال والتشقق قد تؤدي إلى زيادة المسامية حييث يتكون ما يعرف بالمسـامية الثانوية ,حيث الصـخور الرملية فيها مسـامية أولية فقط أما الصـخور الكلسـية ففيها مسـامية أولية وأخرى ثانوية ,والمسـامية ال ثانوية تكون على أشكال مختلفة هي

1.مسامية الشقوق (fracture porosity)

2.مسامية الكهوف (cavernous porosity)

3.مسامية القنوات (channel porosity)

إن المســـــامية الثانوية ذات أهمية كبيرة من الناحية الإنتاجية في المكامن الكلســـية أو الكربونية

1.1. 3.قياس المسامية:

تقاس المسامية الكلية(total porosity) كما يلي:

1)من خلال تسجيل الكثافة (density log)من خلال المعادلة التالية:

$$\emptyset_{density} = \frac{\rho_{matrix} - \rho_{log}}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}}$$

2)من خلال التسجيل الصوتي (sonic log)باستخدام المعادلة الأتية:

$$\emptyset_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matrix}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{matrix}}$$

3)من خلال التسجيل النتروني(neutron) بصورة م باشرة:

- أما المسامية الثانوية فتحسب بالمعادلة :

$$\emptyset_{secondary} = \emptyset_{total} - \emptyset_{sonic}$$

3.2النفوذية:

تعرف النفوذية بأنها قابلية الصـــخر على الســماح للموائع بالمرور من خلاله بحيث إذا كان هذا الصخر مشبع 100% بالمائع فإن هذ ه النفوذية تعرف بالنفوذية المطلقة وتقاس بوحدة دارسـي ومن خلال معادلات دارسـي وكوزيني و و يلي ومن خلال قياس الكمون الطبيعي (SP log)أما إذا لم تكن الطبقة مشـــبعة 100% بالمائع أو كان هناك موائع مصاحبة

(نفط ,غاز, ماء)فإن النفوذية المقاســة نكون النفوذية الفعالة وهي قابلية الصـــخر على الســـماح للموائع بالمرور من خلاله بوجود موائع أخرى ,وبذلك تتراوح قيمة النفوذية من الفعالة إلى المطلقة ويذلك تكون قمتها محصورة بين الصفر وقيمة النفوذية المطلقة.

3.3.العوامل التي تؤثر في كل من المسامية و النفوذية:

3.3.1 .العوامل المؤثر في نفوية الصخر:

1- طبيعة السائل والضغط الواقع عليه : أي نوع المائع وخواصه وعمق توضع الصخر

2ــ درجة تصنيف الحبيبات وطريقة ترتيبها : كلما كانت الحبيبات متجانسة وبحجم كبير تكون النفوذية عالية بي نما اذا كانت الحبي بات متجانسة وبحجم صغيرتكون النفوذية صغيرة كما في الغضار وكذلك تقل النفوذية في حال عدم تجانس الحبيبات .

3 ـ نوع الصخر :رملي ,غضاري, كلسي, ... الخ

4-المسامات متصلة أو مغلقة (غير متصلة) :

فمثلا الغضار يعتبر ذو مسامية عالية إلا أن مساماته غير متصلة بالتالي نفوذيته ضعيفة-

5ـــ قطر الحبيبات المكونة للصخر : كلما صغر قطر الحبيبات قلت نفوذية الصخر والعكس صحيح

3.3.2 .العوامل التي تؤثر في مسامية على الصخر:

1) الحبيبات شكل المكونة للصخر:

الصخور ذات الحبيبات الكروبة تكون أكثر مسامية من الصخور المكونة من حبيبات لها رؤوس حادة وذلك لأن الرؤوس الحادة تدخل بين المسامات في الصخر وتعمل على تقليلها.

2) درجة تصنيف الحبيبات الحبيبات:

يوجد نوعان من التصنيف: **جيدة التصنيف** وفيها تكون حبيبات الصخر كلها متساوية ومتماثلة سواء أكانت كبيرة أو صغيرة, **رديئة التصنيف** وفيها تكون الحبيبات غير متساوية وغير متماثلة وبالتالي تتداخل الحبيبات بعضها ببعض الصغيرة بين الكبيرة وتنتج مسامية صغيرة أي تزداد مسامية الصخر كلما كانت الحبيبات المكونة للصخر الحجم متقاربة في

3)درجة الالتصاق أو التماسك:

كلما زادت درجة الالتصاق بين الحبيبات ساعد ذلك على انسداد بعض الفراغات وبالتالي تتأثر المسامية وتقل بدرجة كبيرة كلما زادت نسبة ترسيب المواد اللاصقة بين

الحبيبات فالرواسب الرمادية المفككة تصل مساميتها إلى 35% ولكنها عندما تتماسك بواسطة مادة لاحمة فإن مساميتها تصبح حوالي 15%

4)الانضغاطية:

وهو عامل جيولوجي يساعد على تقليل المسامية نتيجة لوزن عمود الطبقة التي تعلو الطبقة المراد معرفة مساميتها مما يسبب انضغاطها وتعتمد درجة التأثير على عمق الطبقة وكذلك على معامل انضغاطية الص خر.

5)التكسير:

يحدث نتيجة لزيادة الانضغاطية وخاصة في الأعماق الكبيرة أن تتكسر وتتهشم الحبيبات الصخرية وتتفكك المواد الاسمنتية اللاصقة لها وتصبح ذات زوايا حادة وتتداخل فيما بينها وبالتالي تقل الفراغات ونقل المسامية .

6) نسبة الحبيبات الغضاربين الحبيبات :

يؤثر وجود الغضار بين الحبيبات نفس تأثير المواد الاسمنتية اللاصقة و يترسب قد الغضار في أثناء فترة تكون الصخر ومرور يحدث السوائل قد انتفاخ لحبيبات الغضار يكبر الدقيقة و حجمها وخاصة إذا كانت السوائل غير مالحة أو ذات ملوحة بسيطة وبالتالي تقل المسامية .

3.4.العلاقة بين المسامية والنفوذية

تعتمد نفوذية الصخر على المسامية الفعالة فكلما زادت المسامية الفعالة كلما زادت ال نفوذية , وتزداد المسامية الفعالة مع زيادة حجم الحبيبات في الصخور الرملية ذات التصنيف الجيد ولكن زيادة النفوذية مع زيادة المسامية الفعالة ليس دائما فهذه العلاقة ليست دائما صحيحة إذ من الممكن أن يقل حجم الحبيبات وتبقى المسامية ثابتة ولكن النفوذية تقل.

4. السطح النوعي للصخور :

يطلق على مجموعة سطوع الحبيبات لقنوات المشكلة للصخر أو واحدة المسامية في الحجم بالسطح النوعي ,حيث أنه كلما كانت الحبيبات المشكلة للصخور صغيرة الحجم كبر السطح النوعي وازداد تأثير القوى الشعرية وبالتالي ينخفض مردود الطبقة من النفط .

إن النفوذية وخاصة الامتصاص واحتواء الصخور للمياه المترابطة وغيرها من الصفات لها علاقة كبيرة بالسطح النوعي.

بفرض أن حبيبات الصخر ذات شكل كروي بالتالي يحسب سطح الحبيبات **S** الموجودة في $1m^3$ من الصخر بالعلاقة :

$$S = \frac{6(1-\emptyset)}{d}$$

حيث :

S : السطح النوعي **Ø** : المسامية **d** : قطر الحبيبات

ونتيجة للأبحاث والدراسات التي قام بها الباحثون, تم التوصل إلى أنه لحساب السطح النوعي الحقيقي علينا بضرب النتيجة المحصول عليها من العلاقة السابقة بقيمة

(4.1 -2.1)مع الأخذ بعين الاعتبار أن الصخور الحقيقية ذات حبيبات غير كروية .

ويمكننا إعطاء الشكل النهائي لعلاقة السطح النوعي بالعلاقة مع المسامية والنفوذية:

$$S = \frac{7 * 10^5}{\sqrt{k}} * \emptyset\sqrt{\emptyset}$$

ومن المعادلة نجد أنه كلما كان نصف قطر القنوات النفوذية و المسامية صغيرا كان السطح الن وعي كبيرا.

5.جريان النفط والماء :

إذا كانت الطبقة الرملية تحتوي على 20% من الماء فالنفوذية النسبية للماء لهذه الطبقة ستبقى مساوية للصفر ,لآن المياه في هذه الحالة تعتر غير م تحركة و تسمى بالمياه المترابطة وهذا يعلل بأن عند هذه الدرجة من التشبع تكون المياه موجودة في المسامات المسدودة أو بالأحرى غير المتصلة مع غيرها وفي المسامات الصغيرة وفي أماكن التحام الذرات الضيق , حيث لايدخل في عملية الارتشاح وبما أن هذه المياه موجودة بشكل دائم في الطبقة ,ففي أثناء عملية الاستثمار وبزيادة درجة تشبع الصخر بالماء فإن النفوذية النسبية للنفط ستبدأ بالانخفاض لذا ولدى وجود مياه مترابطة بطبقة رملية درجة تشبع الصخر فيها تساوي 30% فإن النفوذية النسبية لنفط ستنخفض إلى ال نصف ,ولهذا السبب علينا بالمحافظة على الطبقة النفطية والمنطقة القاعية من الإماهة السريعة ,ومن هنا تظهر أهمية المحافظة على نظافة الطبقة المنتجة أثناء عمليات الحفر.

6.خاصية التشبع بالسوائل:

إن الصـــخر يحتوي على فراغات وهذه الفراغات توجد بها ســوائل قد تكون ماء ونفط وغاز أ و ا ث نين منهما أو الثلاثة معا,وتنتشـــر هذه الســـوائل وتتوزع تحت ظروف ضغط وحرارة المكمن في توزيع يختلف قليلا عن حالة توزيعه في العينة عند إخراجها من المكمن إلى الســـطح في درجات الحرارة العادية و الضـــغط الجوي وذلك نتيجة لتداخل بعض ســوائل الحفر في الفراغات أو تمدد وهروب بعض الســوائل الموجودة نتيجة انخفاض الضغط عن ضغط المكمن.

يعبر عن حجم الســوائل الموجودة في الفراغات بنســبة من حجم هذه الفراغات تســمى درجة التشبع :

$$So = \frac{Vo}{Vp} \quad , \quad Sw = \frac{Vw}{Vp} \quad , \quad Sg = \frac{Vg}{Vp}$$

وبما أن مجموع درجات التشبع مساو 100%نكتب:

$$So + Sw + Sg = \frac{Vo + Vw + Vg}{Vp} = 1 = 100\%$$

ويجدر بالذكر أنه وفي نفس المكمن فإن درجة التشـــبع تختلف باختلاف العمق ,حيث تميل المياه لثقل جزئها بالنســـبة للنفط والغاز إلى الهبوط للأســـفل وبالتالي تزيد درجة تشـبع الماء كلما زاد العمق والعكس مع النفط و الغاز ,حيث يكون الغاز أعلى من النفط ويكون النفط أعلى من الماء في العمق

7.الصفات الشعرية :

7.1.خاصية التبلل:

نفرض أن لدينا اســطوانة مكونة من ســائلين لهما A,B صــفات متباينة بحيث أن أحدهم ا لايختلط بالأخر ,فعلى الحد الفاصل بين السائلين سيكون قوة التوتر السطحي (σ_{AB}) ,فإذا فصلنا بين هذين السائلين عن بعضهما فس يتشكل سطحان جديدان ,يتشكل السطح الأول من السائل والسطح A الأخر من السائل B ,والعمل اللازم لفصل هذين السائلين عن بعضـهما يسـاوي مجموع التوتر السـطحي لكل سـائل على حدى مطروحاً م نه قوة التوتر السطحي فيما بينهما هذا العمل يسمى بالأدهيزيا :

$$\sigma_A = \sigma_B - \sigma_{AB} = Adhezia$$

لنفرض الحالة التي يكون هناك اتصال بين الجسم الصلب وسائلين (نفط وماء) ,فقوة الأدهيزيا ستمثل العمل الذي يعتبر تابعا للتوتر ويعين أي نوعين من هذين السائلين له خاصية تبلل الجسم الصلب أكثر من الأخر.

لتعيين زاوية التبلل والتي تقاس دوما باتجاه السائل الذي له كثافة أكبر من السائل الأخر وتتغير من الصفر إلى ° 180 يمكننا كتا بة المعادلة التالية :

$$Ad = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} - cos\theta_{wo}$$

Ad : قوة الأدهيزيا .

σso : التوتر السطحي على الحد الفاصل بين النفط والجسم الصلب .

σsw : التوتر السطحي على الحد الفاصل بين الماء و الجسم الصلب .

σwo : التوتر السطحي على الحد الفاصل بين النفط و الماء .

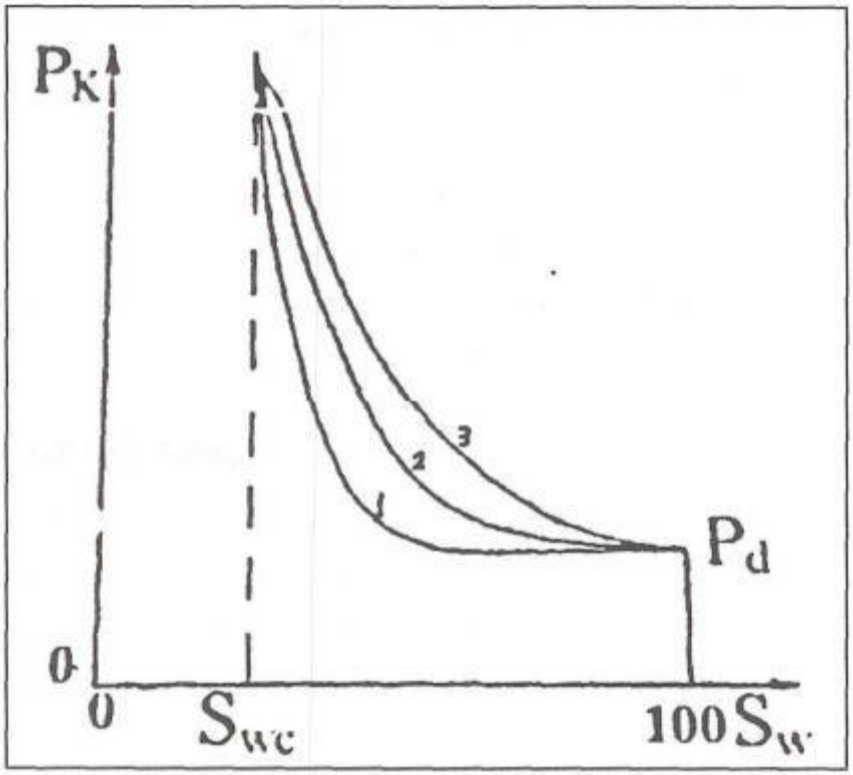
إذا كانت قيمة الأدهيزيا موجبة فهذا يعني أن الماء له خاصية تبلل الجسم الصلب أكثر من النفط , بينما إذا كانت القيمة تساوي الصفر فهذا يعني أن الماء والنفط لهما نفس لخاصية بالنسبة للجسم الصلب ,أي أنه إذا كانت قيمة الأدهيزيا كبيرة أو بالأحرى إذا كانت زاوية التبلل صغيرة فالماء على الجسم س ي نساب الصلب محاولاً تغطيته ,وإذا كانت زاوية التبلل كبيرة فإنه يلزمنا طاقة خارجية حتى ينساب الماء على الجسم الصلب.

مما ذكر نس تنتج أن تركيب الصخور وطبيعة السوائل له تأثير على خاصية التبلل, عدا عن ذلك يتضح مما ذكر أعلاه أن التركيب الكيميائي للسوائل والصخور عند النظام "ماء نفط - جسم صلب " له تأثير كبير على خاصية التبل وبال تالي يبين إذا كان الجسم الصلب محبا للماء أو غير محبا له

7.2.الضغط الشعري:

وندرسه من خلال دراسة ارتفاع السوائل في الأنابيب الشعربة فإذا كان لدينا أنبوب شعري ذ و قطر صغير جدا حيث أن هذا الأنبوب مغمور من إحدى نهايتيه بوعاء فيه ماء لمست وى معين فإن الماء سيرتفع في الأنبوب وسيكون مستواه فيه أعلى من مستواه في الوعاء وهذه الظاهرة تعلل نتيجة لقوة الأدهيريا بين جدران الأنب وب

الداخلية والسائل حيث أنها ستستمر إلى حين توازن ضغط عمود السائل في الأنبوب مع القوة التي تؤثر على السائل لدفعه إلى الأعلى , حيث أن الضغط في الوسط السائلي تحت الحد الفاصل بين الغاز والسائل في الأنبوب أقل من الضغط في الوسط الغازي فوق الحد الفاصل بين الغاز و السائل وفارق الضغط هذا مايسمى بالضغط الشعري .



الشكل (12) :العلاقة بين الضغط الشعري ودرجة التشبع

وهنا نذكر أهم النتائج التي توصل إليها في هذا المجال:

-1 يتوقف الضغط الشعري على حجم الفراغات في الصخر ,وتكون قيمة كبيرة في الصخور ذوات الحبيبات الصغيرة ,وقيمته صغيرة في الصخور ذوات الحبيبات الخشنة الكبيرة.

- 2 تربط الضغط الشعري علاقة مع در جة التشبع بالسائل المبلل ويتناسب معه عكسيا

-3 لا يوجد حد فاصـل بين مسـتوى النفط الطبقات و الماء في النفطية ولكن توجد منطقة يتغير فيها التشبع بالماء من القيمة 100% - S_w عند القيمة P_D-P_K اللى قيمة S_W-S_{WC}

وهذه المنطقة تدعى بالمنطقة الانتقالية و على هذا الأســـاس لايوجد مايســـمى الســـطح الفاصل بين النفط والماء WOC والسطح الفاصل GWC أو الغاز و النفط GOC .

تكون المنطقة الانتقالية صـــغيرة في حالة الصـــخور المتجا نســـة ذوات النفوذية الكبيرة ,بينما تكون كبيرة كلما كانت الطبقة غير منجا نسة وكلما كانت نفوذيتها صغيرة .

-5 تكون درجة التشـبع الأدئى بالماء(S_{WC}) كبيرة في حالة الصـخور غير المتجانسـة ذوات النفوذية الصغيرة والعكس صحيح.

7.3.التوتر السطحي:

نعلم أن الجزيئات المشكلة لمائع معين مترابطة مع بعضـها حيث تؤثر على كل جزيء قوى جذب من جميع الأطراف تجعله في حالة توازن ولكن إذا أخذنا الجزيئات الواقعة على الحد الفاصـــل بين مائعين فإنها لن تكون في حالة توازن كالجزيئات الموجودة في المنتصـــف ,وإنما هي تحدث تأثير قوى جذب للأســـفل وهذه القوة يطلق عليها التوتر الســـطحي وبرمز لها بالرمز O ,تمثل واحدة قياس التوتر الســـطحي العلاقة بين القوة و واحدة الطول :

$$\sigma = \frac{erg}{cm^2} = \frac{dyn.cm}{cm^2} = \frac{dyn}{cm}$$

اعتمادا على قوة التوتر السطحي نستطيع ان نحكم على صـفات تلامس المواد ,والتأثير المتبادل بين السـوائل و المواد الصـلبة ,وعلى نشـاط ظهور القوة الشـعرية وغيرها ,وقد أثبتت الدراسات المخبرية أن قوة التوتر السطحي على الحد الفاصل بين النفط والماء لاتتأثر بارتفاع الضـــغط والحرارة وتكون ثابتة ,وهذا يعلل بأن قوة تجاذ ب الجزيئات فيما بي نها على الحد الفاصل تكون غير كبيرة وتقريبا متساوية للسائلين في أثناء زيادة الحرارة و الضغط .

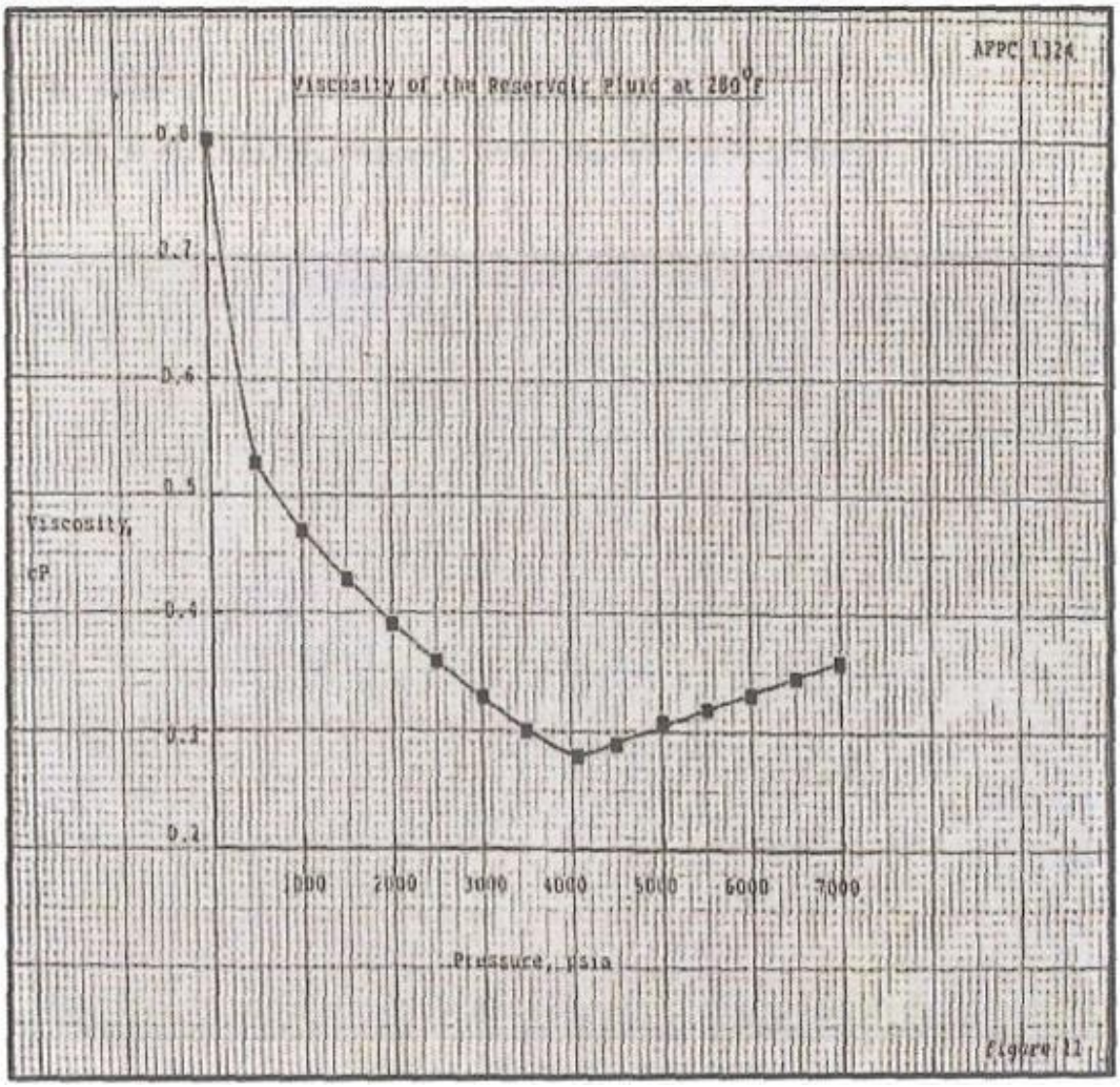
الفصل الثالث

الـدراســـــة الـخـزنـيــة

ومؤشرات الإنتاجية

1.اللزوجة:

تتأثر لزوجة النفط بشكل كبير بتغيرات الضغط وتعتمد بشكل كبير على تغير كمية الغاز المذاب في النفط RS ، ونلاحظ من الشكل(13) انخفاض في قيم اللزوجة بارتفاع الضغط حتى ضغط الإشباع" 4160" وذلك بسبب انحلال الغاز فب النفط.



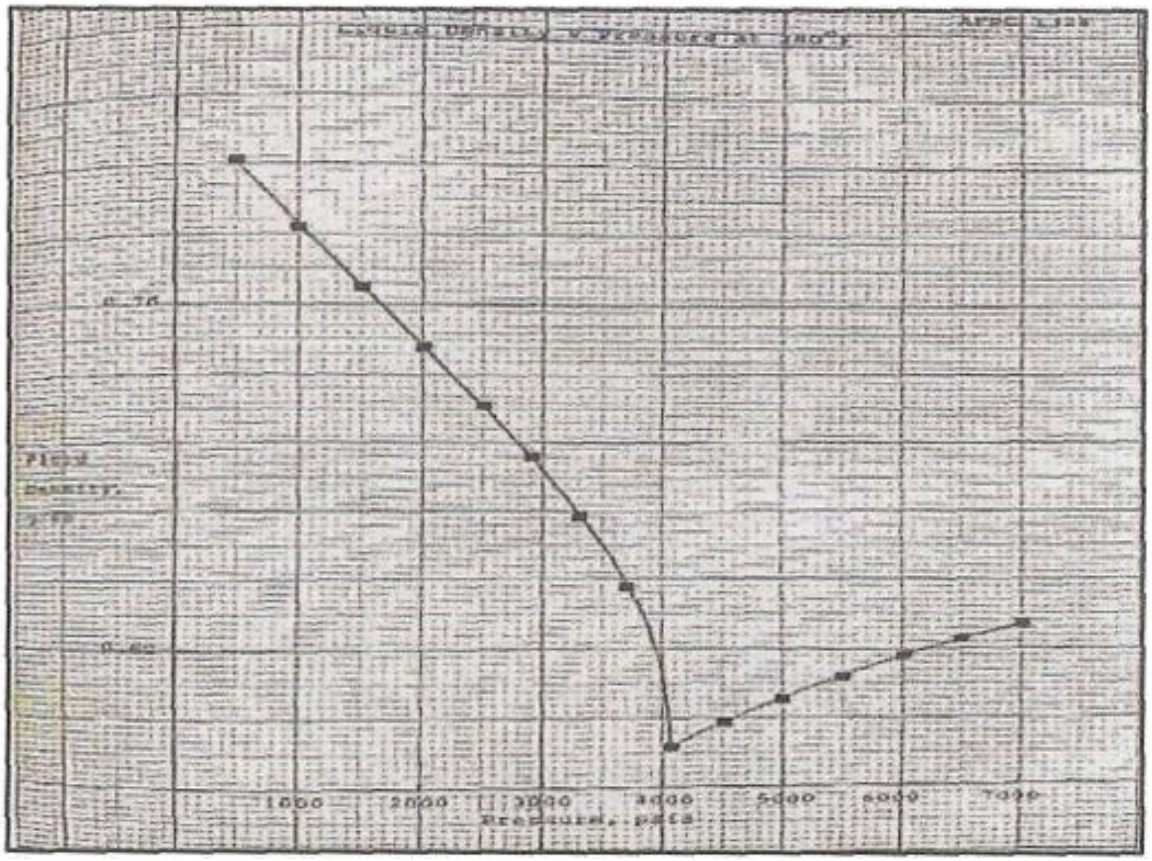
الشكل (13) : العلاقة بين الضغط واللزوجة

نلاحظ أن قيمة اللزوجة عند ضغط الإشباع تساوي CP 28.0 ، وتعود للارتفاع بارتفاع الضغط فوق ضغط الإشباع بسبب انضغاط السائل والغاز وزيادة احتكاكاته، نلاحظ أن لزوجة النفط عند الضغط البدائي" PSia 6155" حوالي Cp 34.0.

تلعب اللزوجة دور هام في فهم حركية النفط وتؤثر بشـــكل مباشـــر في زيادة احتمال تشكل المخاريط والألسنة المائية أو عدم تشكلها.

2.الكثافة:

بالنظر للشكل(14) التالي الذي يمثل العلاقة بين كثافة النفط مع الضغط:



الشكل(14) : العلاقة بين كثافة النفط والضغط

نلاحظ من المنحني ما يلي:

1_ تنخفض الكثافة بزيادة الضغط وذلك بسبب تمدد النفط وزيادة حجمه .

2_ نلاحظ أن كثافة النفط عند ضغط الإشباع حوالي 572.0 g/cm^3.

3_ تعود الكثافة للإرتفاع بزيادة الضغط فوق ضغط الإشباع وذلك بسبب انضغاط النفط.

4_ نلاحظ من الشكل أن قيمة الكثافة عند الضغط الأولي 6155 psin كانت حوالي 0.59 g/cm^3.

إن الكثافة خاصة مهمة في معرفة نوع النفط، فالكثافة المرتفعة تدل على أن النفط ثقيل وبالتالي معرفة الكثافة تعطي صورة أولية عن كيفية استثمار المكمن بشكل صحيح أي بأكبر مردود نفطي .

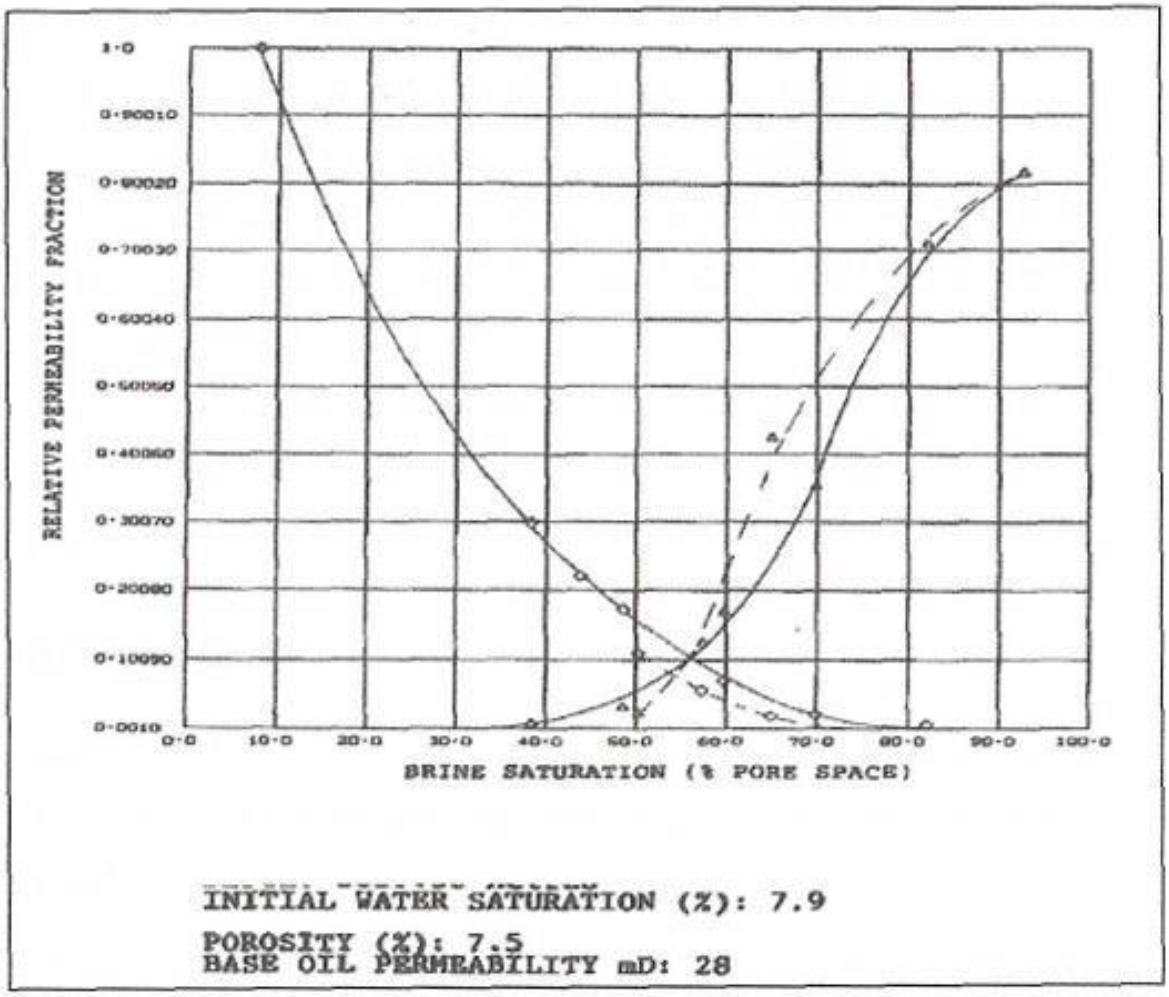
3.النفوذية النسبية:

تتناقص النفوذية النسبية للنفط بشكل مستمر بينما تتزايد النفوذية النسبية للماء في نفس الوقت ،يتوقف النفط عن الحركة عند درجة تشبع بالنفط صغرى والتي تقابل درجة التشبع بالنفط المتبقية .

نلاحظ من المنحني أن المياه لا تبدأ بالحركة حتى تبلغ درجة التشبع بالمياه حد معين وذلك لأن المياه تكون مترابطة مع الصخر قبل هذا الحد .

عند درجة التشبع بالنفط المتبقي يكون النفط متماسكا بشكل قوي مع الصخر بسبب تأ ثير القوى الشعرية عليه وبالتالي نستطيع ان نعتبر ان الحالة قد وصلت إلى مجال فعالية الكنس بالماء ، ويمكن اختبار إزاحة الماء بالنفط تسمى عندئذ تصريف drainage .

تظهر التجربة أن النفوذية النسبية غير مرتبطة بمعدل الإن تاجية أو معدل التدفق .



الشكل(15) : النفوذية النسبية للنفط والماء مع درجة التشبع بالماء

نلاحظ من الشكل(15) انعدام قيمة النفوذية النسبية للنفط عند درجة تشبع بالمياه عند Sw= 87% ، كما يتضح من المنحني أن نسبة المياه المترابطة Scw= 8% .

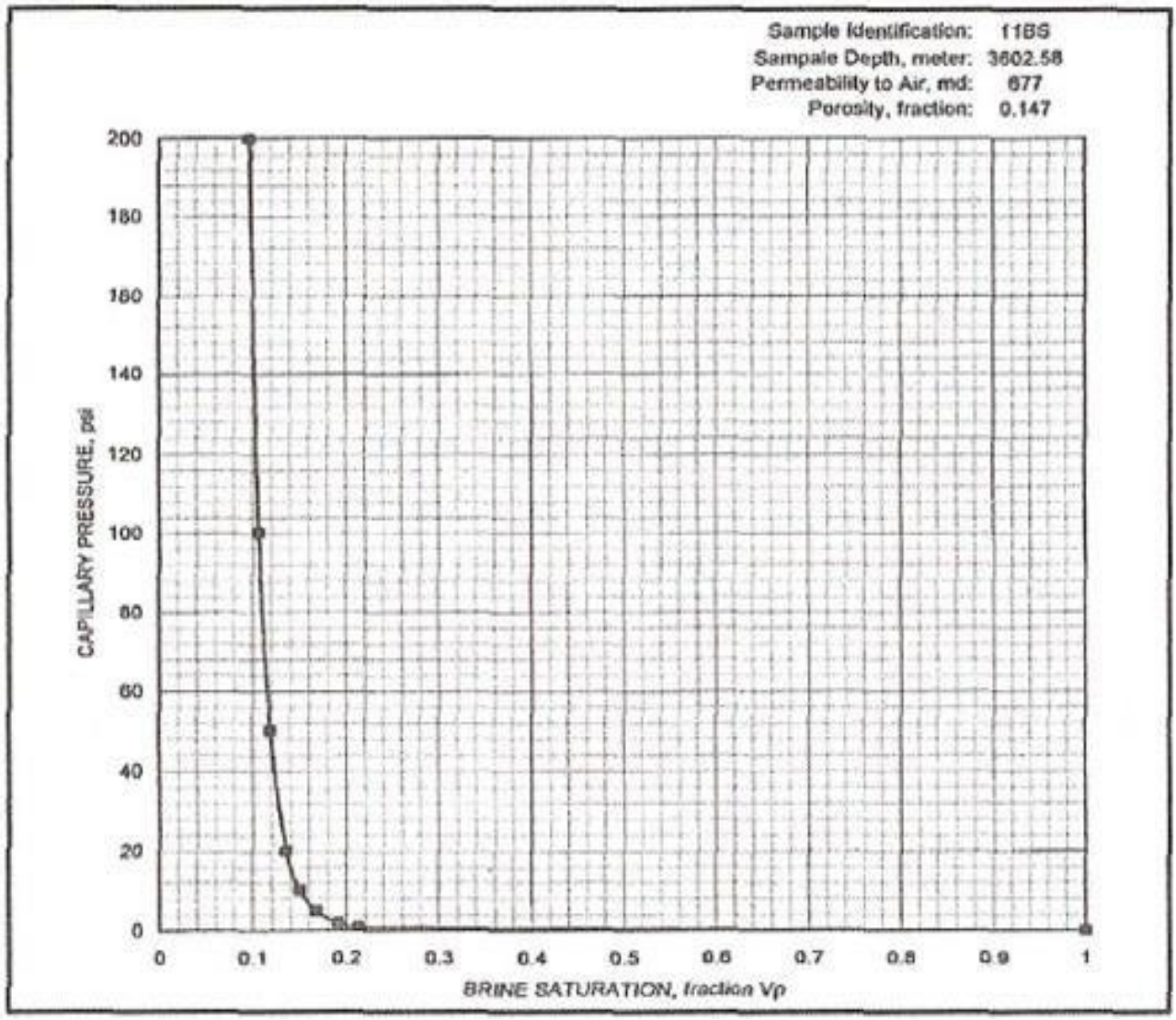
ملاحظة تم الحصـــول على م عطيات النفوذية النســـبية وذلك من خلال التحليل الخاص للعينات اللبية المأخوذة في البئر OMA 1032 .

4.الضغط الشعري:

تعتبر معطيات الضـــغط الشـــعري مهمة جد اً في دراســـة و نمذجة المكامن النفطية نظراً لتأثيرالضغط الشعري على التشبع بالهيدروكربونات في المنطقة الانتقالية

Transition Zone

وبتوقف هذا التأثير على مسامية ونفوذية الصخر بشكل أساسي، كذلك يمكن معرفة مدى تجانس أو عدم تجانس الصخر من خلال منحني الضغط الشعري حيث كلما كان الصخر أكثر تجانس كان منحني الضـغط الشـعري أكثر أفقية أي أن الصـخر لا يؤدي إلى تشكل ألسنة مائية وهذا ما تؤكده نسبة المياه المنتجة المنخفضة.



الشكل(16) : منحنى الضغط الشعري

كذلك يمكن من خلال هذا المنحني تقدير درجة التشبع بالمياه المتبقية Swc أقل قيمة للتشبع بالماء في المنحني " في كل تشـكيلة ولكن هذه القيم أقل دقة من القيم المحصـول عليها من منحنيات النفوذية النسـبية ويمكن كذلك تقدير سـماكة المنصـة الانتقالية من خلال تحويل منحنيات الضغط الشعري إلى منحنيات توضح الارتفاع فوق مستوى الماء الحر HAFWL

وذلك بالاعتماد على العلاقة ال تالية:

$$HAFWL = Pc / g(\rho_w - \rho_o)$$

. الاتفاع فوق مستوى الماء الحر. HAFWL: (Hight Above Free Water Level)

الضغط الشعريPC:

g: الجاذبية الأرضية .

ρ_w : كثافة الماء.

ρ_o : كثافة النفط .

تم إجراء اختبار الضـغط الشـعري للعينة 11Bs والمأخوذة على عمق 58.3602 m ذات النفوذية 677md ، وذات المسـامية 147.0 ، ومن ثم تم رسـم المنحني الذي يمثل العلاقة بين الضـغط الشـعري ونسـبة التشـبع بالماء بناء على هذه القيم، من منحني الضـغط الشـعري نلاحظ انخفاض في درجة تش بع العينة الصـخرية من 100% إلى 20% وذلك عند تطبيق ضـغط منخفض، أي أن العينة خسـرت 80% من المياه عند ضـغوط قليلة وهذا يدل على أن النفوذية عالية جداً، وهذا صحيح بالمقارنة مع قيمة النفوذية للعينة الصخرية والتي تبلغ md67.7 .

إن انخفاض قيمة الضـغط الشـعري يؤدي إلى انخف اض في سـماكة المنطقة الانتقالية وبالتالي هذا مؤشر جيد ويدل على مواصفات خزنية جيدة للطبقة.

5.درجات التشبع بالنفط :

تعرف نسبة التشبع لأي مائع من الموائع الموجودة في صخر المكمن بأنها نسبة الحجم الذي يشغله المائع إلى الحجم الكلي للفراغات وبعبر عنها كالآتي:

درجة التشـبع بالنفط : (حجم النفط الموجود في الفراغات / الحجم الكلبي للفراغات) وكذلك الحال بالنسبة للماء و الغاز.

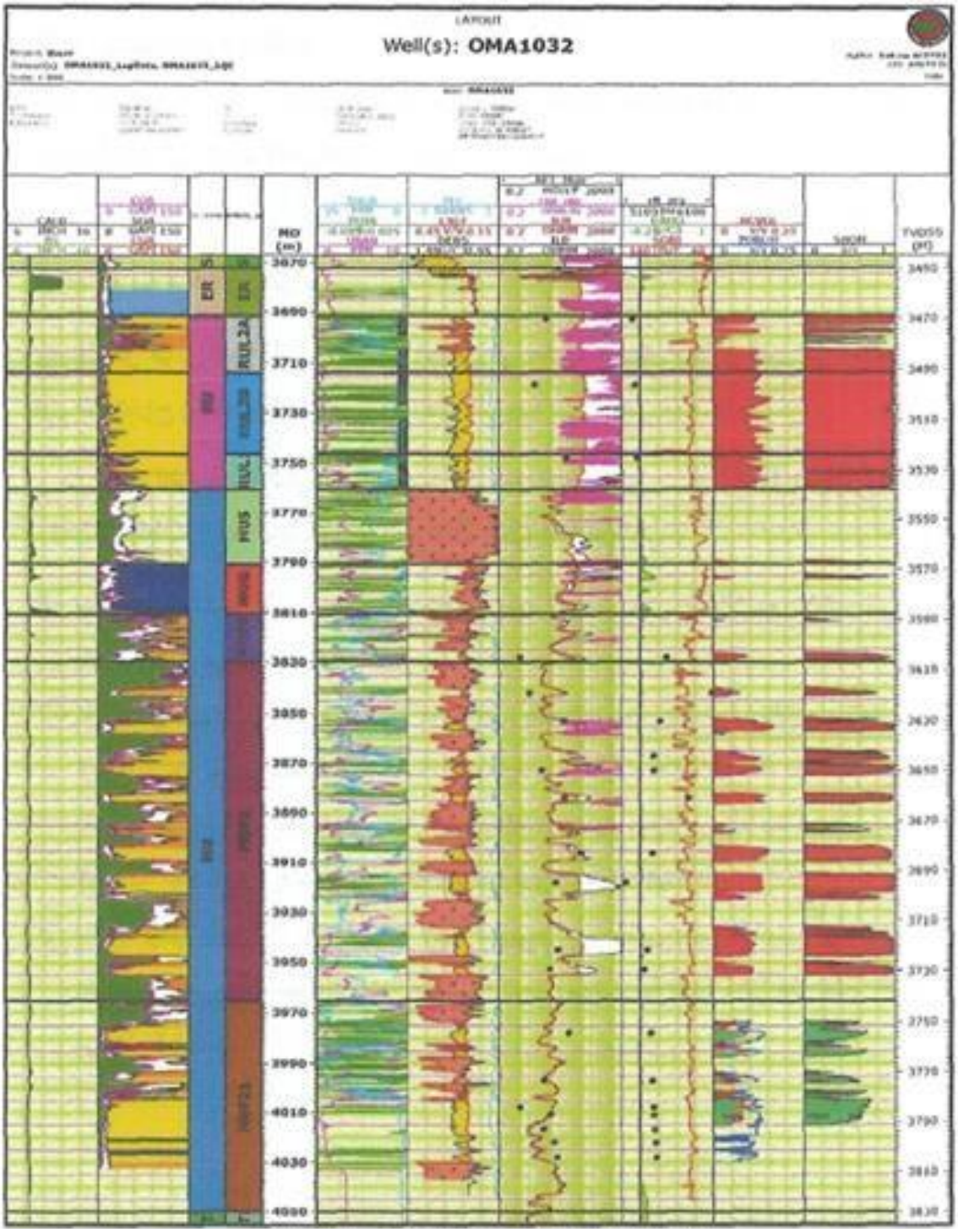
ويستفاد من قياس درجة التشبع لصخور المكمن في حساب كميات النفط و الغاز في المكمن قبل الاستخراج وأثنائه وذلك لتقدير الاحتياطي الموجود في المكمن واستخراجه .

زمن خلال القياسات (النترونية والصوتية) المأخوذة في البئرين (OMA1032 – OMA1251) كما يوضحها الشكلين (21-20) نلاحظ ما يلي:

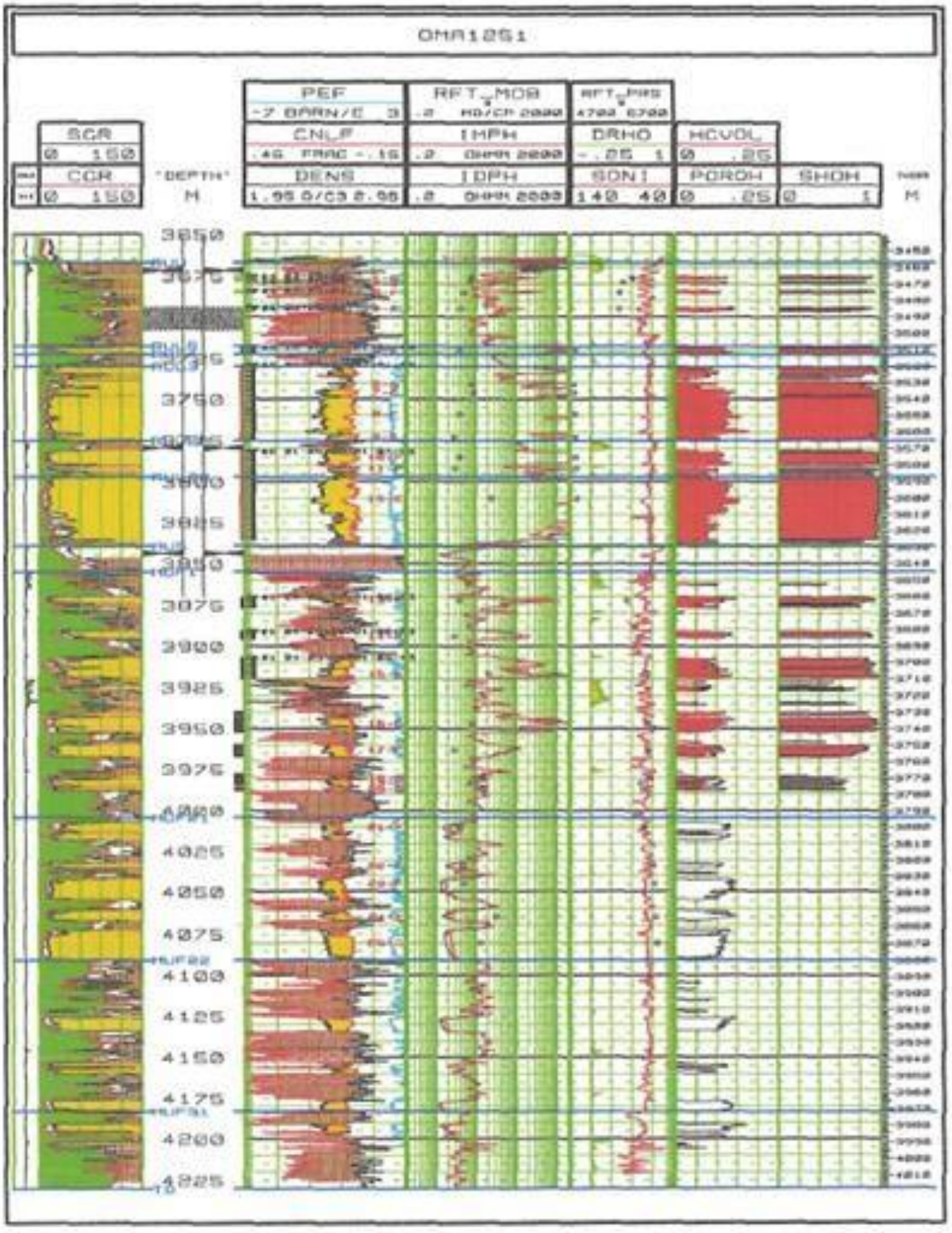
1_ وجود درجة تشـبع بالنفط عالية في طبقة الرطبة وصـلت حتى 99% مع الانتباه إلى أن طبقة الرطبة هي طبقة رملية

2_ نلاحظ أن طبقة المولوسـا هي عبارة عن تعاقب طبقات رملية وغضـارية و بالتالي نلاحظ ارتفاع لدرجة التشـــبع بالنفط أمام الطبقات الرملية حتى القيمة 99% وانعدام درجة التش بع بالنفط أمام الطبقات الغضـــارية وذلك كون الطبقات الرملية عبارة عن طبقات خازنة بينما الطبقات الغضارية طبقات غير خازنة (تلعب دور صخور كتيمة).

3- نلاحظ وجود طبقات كربوتانية تحت طبقة المولوســـا حيث تعتبر هذه الطبقات غير متجانسة بشكل كبير في مسـاميتها ونفوذيتها وبالتالي نلاحظ وجود درجة تشبع مائي متوسطة 50% في هذه الطبقات.

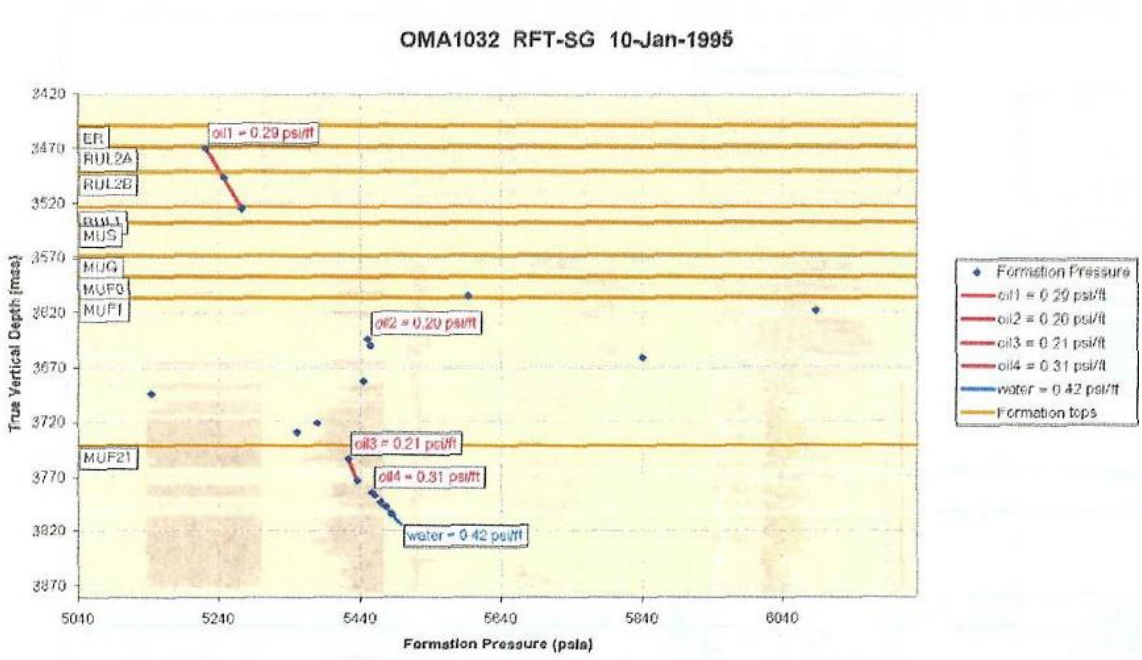


الشكل(17) :الدراسة الصوتية والنترونية في بئر OMA 103

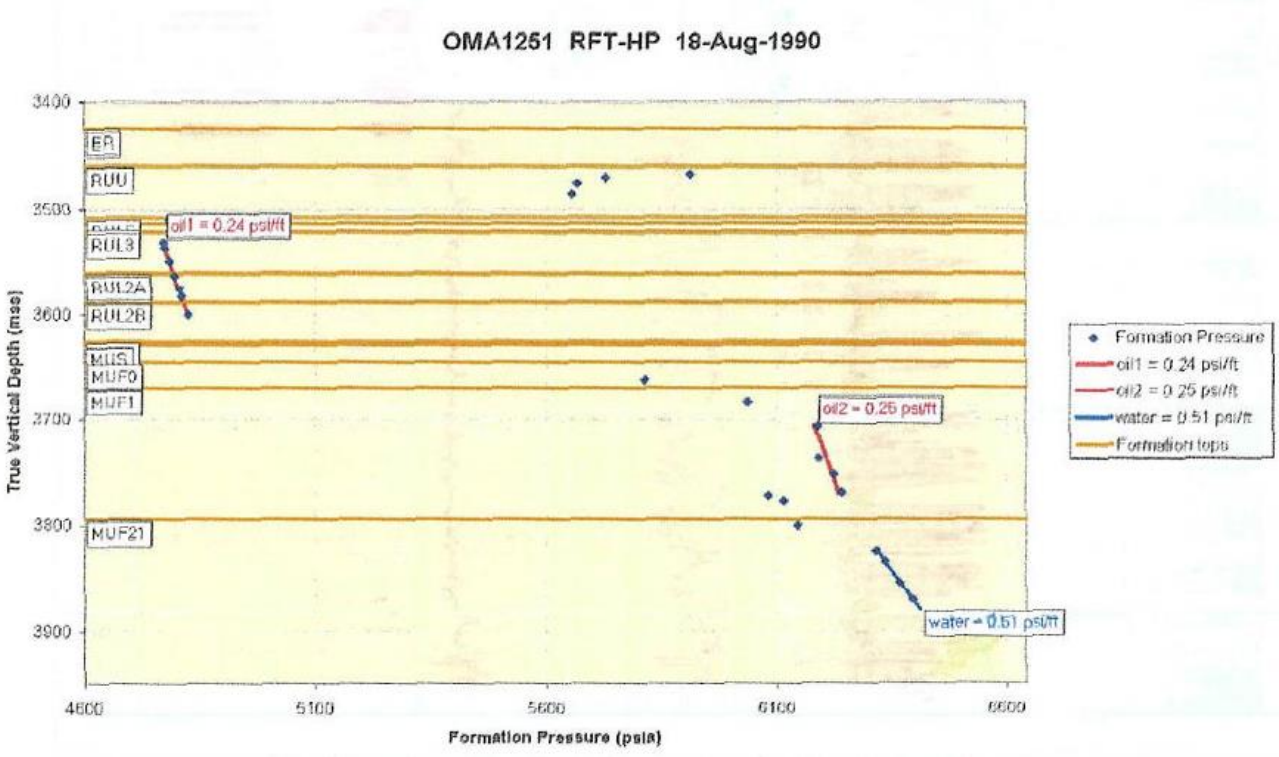


الشكل(18) :الدراسة الصوتية والنترونية في بئر OMA 1251

6.تحليل معطيات السابرة RFT:



الشكل(19) : معطيات السابرةRFT في الحقل OMA 1032



الشكل(20) : معطيات السابرةRFT في الحقل OMA 1251

- تم تقييم الشـروط الأ ولية للخزان بناء على تحليل قياسـات RFT والقياسـات البئرية لبئر مفتوح ومعطيات اختبار الآبار وقياسات الضغوط الستاتيكية والحركية (static& build up surveys)

- وننوه أن قيم الضغط والحرارة لكل بلوك تنسب إلى مستوي مقارنة(Reservoir Datum)
- يتم تحديد الضغط البدائي للخزان منسوب اً إلى مستوي المقارنة وكانت قيمته 6155psi والذي يتم حسابه وفق العلاقة:

Pres(Datum) – Pres(H) + (Datum_H) x oil gradient

Pres(Datum): ضـغط الخزان مسـتو ي اً إلى مسـتوي المقارنة Pres(H): ضـغط الخزان مستويا إلى العمق H وتؤخذ من معطيات الق يا س RFT حيث اخذ قيمة للعمق H وتؤخذ قيمة الضغط Pres(H) المقابلة لها.

Datum: عمق مستوي المقارنة.

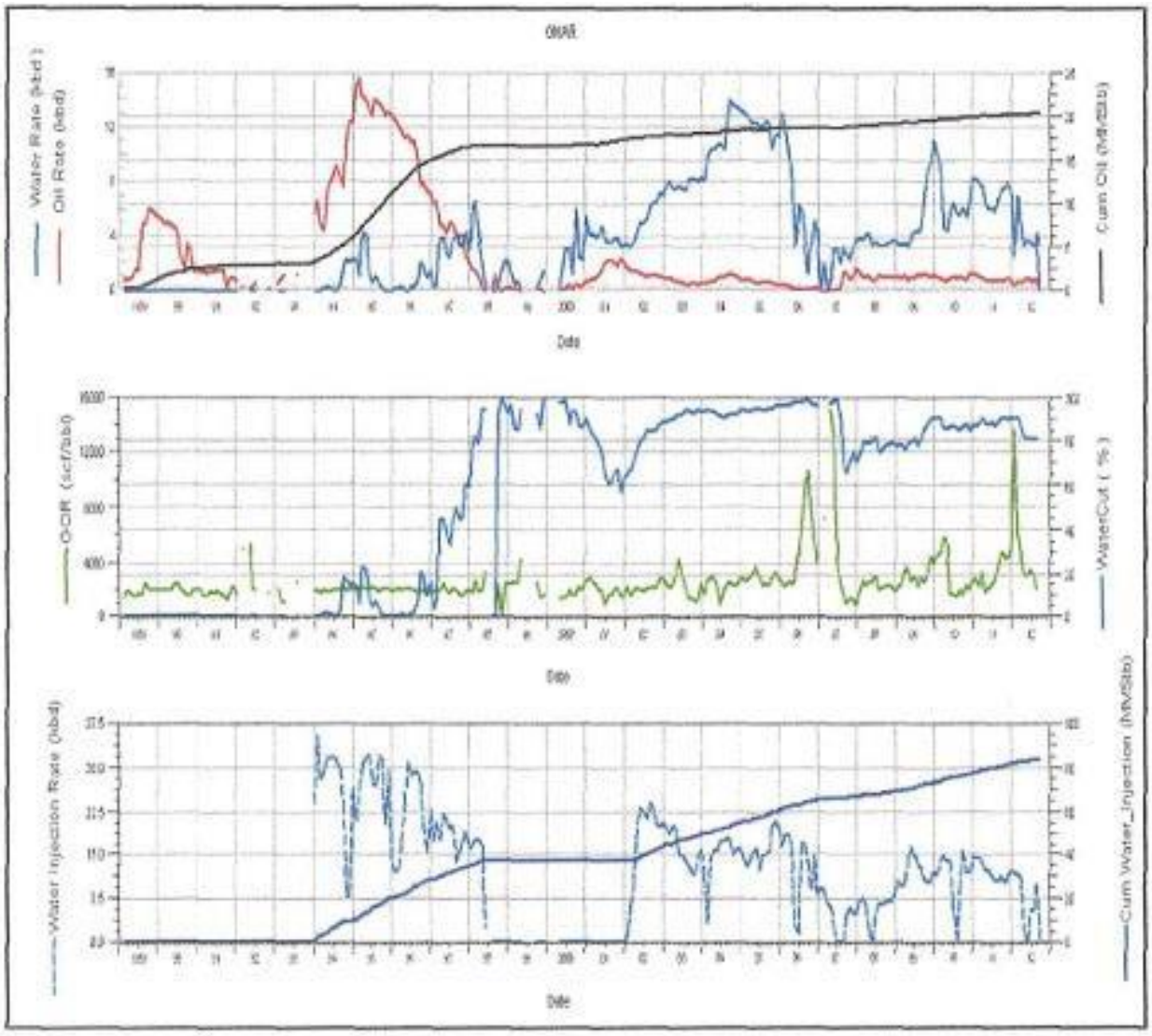
H: عمق النقطة المقابلة للضغط Pres(H)

oil gradient: تدرج الضغط في الطبقة للنفط .

- تم تحديد عمق مسـتوي الماء الحر Fwl بالمتر تحت سـطح البحر (mss) باسـتخدام السـابرة RFT في بئرين من الحقل كما في الشكلين السابقين.
- البئر OMA 1032 وذلك في عام 10_jan_1995 حيث كانت قيمة FWL= 3785mss
- البئر OMA 1251 وذلك في عام 18_Aug_1990 حيث كانت قيمة FWL= 3805mss
- بالإضـافة إلى المعطيّات المذك ورة سـابقا والناتج عن السـابرة RFT فإن هذه السـابرة تمكننا من الحصـول على معطيات عن حركية السـوائل Mobility الموجودة في التشـكيلات الصـخرية والتي تتوقف قيمتها على نفوذية الصخر ولزوجة السائل الموجودة فيه.

- البئر OMA 1251 في البلوك 103: من خلال معطيات RFT الموضحة بالشكل تبين أن تدرج الضغط في تشكيلة MUF يقدر حوالي 0. 25psi/ft وبالتالي فإن التشكيلة حاملة للنفط .
- ونجد من قياس RFT ان تدرج الضغط في تشكيلة 21MUF هو 0.51psi/ft وبالتالي فإن التشكيلة حاملة للمياه وهذا وقد تم تحديد مستوي الماء الحر FWL على العمق 3805mss .
- ومن خلال قياس RFT واختبار الآبار تبين أن درجة الحرارة الأولية للخزان منسوباً إلى مستوي المقارنة هي 288F .
- البئر OMA 1032 في البلوك: من خلال تحليل معطيات RFT الموضحة بالشكل تبين أن تدرج الضغط في تشكيلة MUF 21 هو 21.0 psi/ft وبالتالي فإن هذه التشكيلة تحتوي على جزء من النفط .
- وبالنسبة لتدرج الضغط في تشكيلة MUF21 هو 0.42psi/ft بالنسبة للمياه وبالتالي فإن هذه الطبقة حاملة للمياه هذا وقد تم تحديد مستوي الماء الحر FWL على عمق 3785mss .

7.تحليل مؤشرات حقل العمر :



الشكل(21) : مؤشرات الإنتاجية قر البلوك 103
المرجع تقارير الشركة

من أجل تسهيل عملية التفسير سنقوم بدراسة تغير مؤشرات الإنتاج خلال مجالات زمنية منفصلة :

8.1.المجال الزمني من بداية 1989 وحتى بداية 1994 :

نلاحظ من الشـكل ان في هذا المجال لم تبدأ عملية حقن الماء، ونلاحظ ان إنتاجية النفط قد أخذت بالارتفاع منذ بداية المجال حتى وصلت إلى أعظم قيمة لها في هذا المجال في نهاية عام 1989 وهي تقريباً 6000bbi/d ، ثم انخفضـــت بعد ذلك وهذا بســـبب الانخفاض

السريع في ضغط المكمن ووصوله الى قيمة قريبة من ضغط الاشباع, ومن اجل تلافي زيادة كمية النفط الغير قابل للاستخراج عمل وا إلى إغلاق الآبار المنتجة مما أدى إلى انخفاض الإنتاجية وانعدامها تقريبا في نهاية هذا المجال الزمني اي في نهاية عام 1993.

بالنسبة لـ GOR نلاحظ تقريبا ثبات قيمة المعامل GOR منذ بداية المجال الزمني وحتى عام 1992 ففي بداية هذا العام بدء ال GOR بالارتفاع وذلك بسبب نقصان الضغط في المنطقة المجاورة لبعض الآبار إلى ما دون ضغط الاشباع أدى ذلك إلى انفصال الغاز عن لنفط في الطبقة وبالتالي زيادة قيمة ال ، GOR ومن اجل تلافي التأثيرات السلبية لهذه الزيادة قاموا بإغلاق الآبار.

بالنسبة لقيمة نسبة الأماهه الـ water cut فنلاحظ أنه بقي معدوما على طول هذا المجال وذلك بسبب ان كمية المياه المنتجة مع النفط كانت معدومة لأن المياه لم تصل بعد إلى الآبار الإنتاجية .

8.2.المجال الزمني (من بداية. 1994 وحتى منتصف 1998):

في هذا المجال الزم ني بدأت عملية حفن المياه وذلك في بداية عام 1994 مما أدى إلى تأثير إيجابي على إنتاجية ال نفط حيث بدأت إنتاجية النفط بالازدياد لتصل إلى أعظم قيمة لها في هذا المجال عند بدايات عام 1995 وهي تقريباً 16000bbi/d وترافقت هذه الزيادة في الإنتاجية مع زيادة في كمية المياه المنتجة .

ثم بعد بداية العام 1995 بدأت إنتاجية النفط بالانخفاض من جديد وهذا بسبب إغلاق بعض الآبار وخاصة الآبار ال تي تقع بالقرب من بئر الحقن فهذه الآبار تميهت وارتفعت فيها نسبة الماء المنتج بشكل كبير وسريع إضافة الى سبب آخر وهو نقصان كمية المياه المحقونة فنلاحظ على منحني كمية المياه المحقونة خلال المجال الزمني بين عامي 1994 و1998 تذبذب كمية المياه المحقونة بين زاده ونقصان.

فالنقصان في كمية المياة المحقونة كانت بسبب عمليات التطوير الأخرى ال تي تجرى على نفس حقل العمر ولكن في بلوكات غير البلوك 103 بالإضافة إلى سبب اخر وهو انه في هذا المجال الزمني تم استخدام مياه نهر الفرات فقط في عملية الحقن وأثناء فصل الشتاء وسقوط الأمطار ستزداد عكارة مياه النهر وبالتالي ستحتاج إلى معالجات اكثر قبل حقنها وهذا بدوره أدى إلى انخفاض كمية المياه المحقونة .

بالنسبة إلى قيمة نسبة الاماهه الـ water cut يلاحظ انه اخذت قيمته بالارتفاع بالتزامن مع نقصان كمية النفط المنتج وزيادة كمية المياه المنتجة حيث وصلت قيمة الـ water

cut تقريبا إلى الواحد وذلك في منصف عام 1998 وهذا يدل على حدوث اختراق للمياه ووصـــلها إلى آبار الإنتاج بعد أن عملت على دفع معظم النفط الموجود في طبقة الرطبة السفلية اي أصبحت الآبار تنتج مياه فقط.

قيمة معامل الـــ GOR كانت ثابتة تقريبا على طول هذا المجال الزمني وذلك لأن عملية حقن الماء عملت على المحافظة على ضغط المكمن فوق ضغط الاشباع وبالتالي لا يوجد انفصال الغاز عن النفط.

8.3. المجال الزمني (من منتصف1998 إلى 2002):

في هذا المجال توقفت عملية حقن الماء وذلك بسبب استثمار معظم النفط الموجود في طبقة الرطبة السفلي(RUL) واصبحت تقريبا الآبار تنتج من هذه التشكيلة الماء فقط وتوجهت الانظار للقيام بعملية تطوير تستهدف طبقة المولوسF لكن بسبب ظروف اقتصادية تتمثل بالانخفاض الحاد في سعر برميل النفط في تلك الفترة أدى ذلك إلى عدم الإقدام على خطة التطوير وال تي تتمثل بحفر أبار جديده وبالتالي استمر التوقف في عملية الحقن على طول المجال الزمني تقريباً.

هذا التوقف بعملية الحقن أدى إلى انعدام إنتاجية النفط وذلك لأن المكمن كان يعتمد بشكل كلي على الطاقة الناتجة عن عملية حقن الماء.

في منتصف عام 2000 تم إدخال بئر واحد في الإنتاج وهو بئر1391 OMA هذا البئر أعطى إنتاجية قليلة من النفط مع نسبة لابأس بها من الماء موجودة مع السائل المنتج ، وبمحاولة تقليل هذه الكمية المنتجة من المياه تم القيام بعمليات عز ل للمجالات المماهة أدى ذلك إلى انخفاض نسبة المياه المنتجة لفترة قليلة ثم عادت بعدها كمية المياه المنتجة إلى الارتفاع بإشارة إلى فشل عملية العزل.

الإنتاج من هذا البئر مع عدم وجود دفع مائي فعال أدى إلى اســتنزاف طاقة المكمن وهذا يظهر جلي أًعلى قيمة معامل الـ GOR حيث ارتفعت قيمته في نهاية عام 2002 لتصل إلى SCF/STB3000 وهذا يشير بشكل واضح إلى أن الضغط في المنطقة من الطبقة التي يؤثر عليها البئر المنتج انخفضت إلى ما دون ضغط الإشباع مما أدى إلى انفصال الغاز عن النفط في الطبقة وبالتالي زيادة قيمة الـ GOR .

بالنسبة إلى قيمة نسبة الاماهه الـــ water cut فنلاحظ انها بقيت مرتفعة ضمن هذا المجال وهذا يدل على حدوث اختراق كبير للمياه ووصلها إلى آبار الإنتاجية.

8.4. المجال الزمني (من بداية عام 2002 وحتى عام 2012):

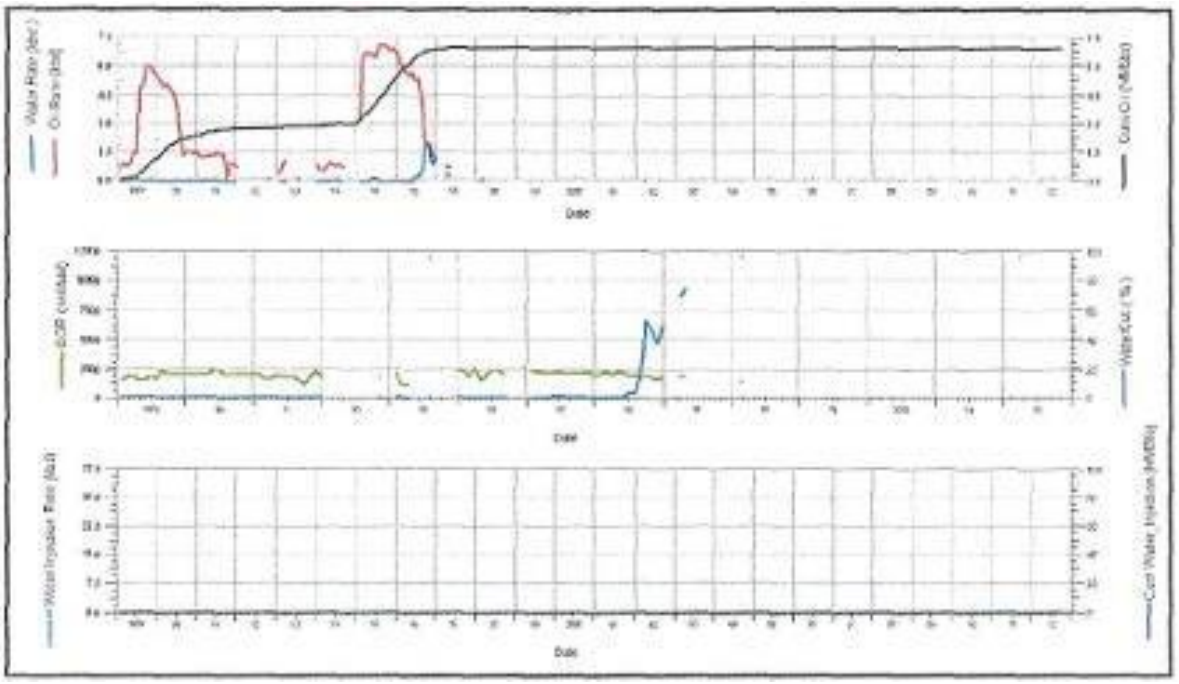
في بدية عام 2002 تم البدء بحق الماء من جديد في المكمن فلوحظ زيادة في إنتاجية النفط ترافقت مع زيادة في كمية المياه المنتجة من الآبار وبالتالي زيادة في معامل الـ water cut حيث نلاحظ وصول نسبة الاماهة في بداية عام 2003 إلى 0,9.

وبسبب نسبة الاماهة العالية في السائل المنتج عمدوا إلى تقليل كمية المياه المنتجة وذلك من خلا ل القيام بعمليات عزل للمجالات المماهة، ففي بداية هام 2006 ونتيجة لعمليات العزل نلاحظ حدوث انخفاض في كمية المياه المنتجة وهذا يدل على نجاح عمليات العزل.

بالنسبة لكمية المياه المحقونة يلاحظ في هذا المجال الزمني تذبذب كبير لكمية المياه المحقونة كما يلاحظ أيضا توقف عملية حقن الماء لمدة شهر إلى ثلاثة أشهر نتيجة أسباب تقنية وهذه التوقفات وإن كانت لفترات بسيطة كان لها تأثير كبير تعلى الطاقة الطيلة باس تمرار الإنتاج ، ففي عام 2007 تم التوقف عن الحقل لمدة ثلاثة أشهر ومع استمرار الإنتاج بدء الضغط الطبقي بالانخفاض حتى وصل إلى قيمة اقل من ضغط الاشباع مما ادى إلى انفصال الغاز عن النفط في الطبقة وبالتالي ارتفاع قيمة المعامل الـ GOR حيث وصلت قيم ته في منتصف عام 2007 إلى SCF/STB4500 ، وأيضاً في منتصف عام 2010 تم التوقف عن الحقن لمدة شهر وأدى ذلك إلى ارتفاع قيمة المعامل الـ GOR , وفي نهاية عام 2011 وصلت قيمة GOR حتى 13000SCF/STB وهي قيمة لم يصل لها عامل الـ GOR خلال مرحلة الإنتاج السابقة من بلوك 103 ولكن يلاحظ بعدها انخفاض قيمة الـ GOR نتيجة عودة عملية حقن الماء وارتفاع الضغط داخل المكمن وارتفاع قيمة الـ GOR ساهم بشكل او بآخر بتقليل إنتاجية النفط.

9.المؤشرات الإنتاجية لبعض الآبار :

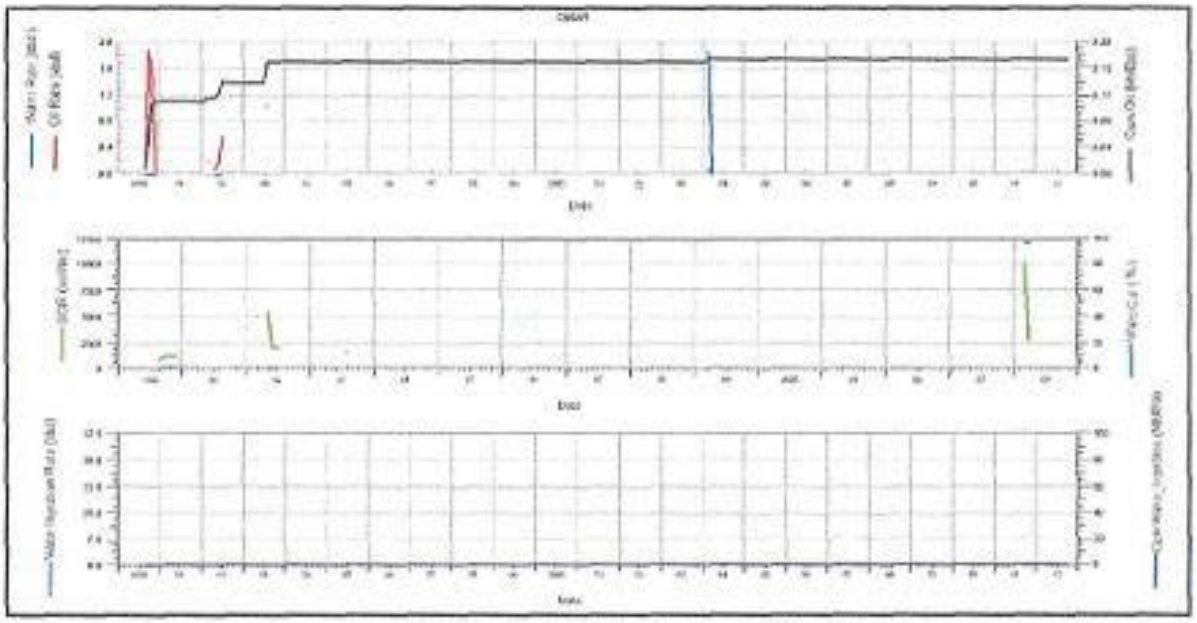
9.1. البئر OMA 1032 :



الشكل**(22)** :مؤشر الإنتاجية في بئر OMA 1032

- نلاحظ من الشكل ان البئرOMA1032 بئر إنتاجي حيث أنه قد تم وضعه بالإنتاج عام 1989 واستمرت كمية النفط المنتجة بالازدياد حتى بلغت قيمة 6000bbi/d في منتصف عام 1989، ثم بدأت الإنتاجية بالانخفاض نتيجة انخفاض الضغط الطبقي وعدم وجود حقن للمياه.
- نلاحظ انه قد تم اغلاق البئر لفترات من اربع الى ست شهور وذلك في المجال الزمني ما بين 1992 و1993 وهنا نلاحظ ا نه لا يوجد انتاجية للم ياه لأ نها لم تصل للبئر بعد، نلاحظ ان معامل ال GOR في هذه الفترة ما بين 1989 و1992 بقيت ثابتة على طول المجال الزمني.
- في عام 1995تم وضع البئر في الانتاج من جديد وارتفعت قيمة انتاجية النفط بشكل سريع وكبير حيث وصلت الى لbbi/d7300 وذلك في منتصف ال 1995 وهي اعظم قيمة للإنتاجية
- طيلة فترة تشغيله .
- في عام 1996 نلاحظ بده انتاج المياه وبعدها في عام 1998 قرر اغلاق البئر.
-

9.2. البئر OMA 1251B:



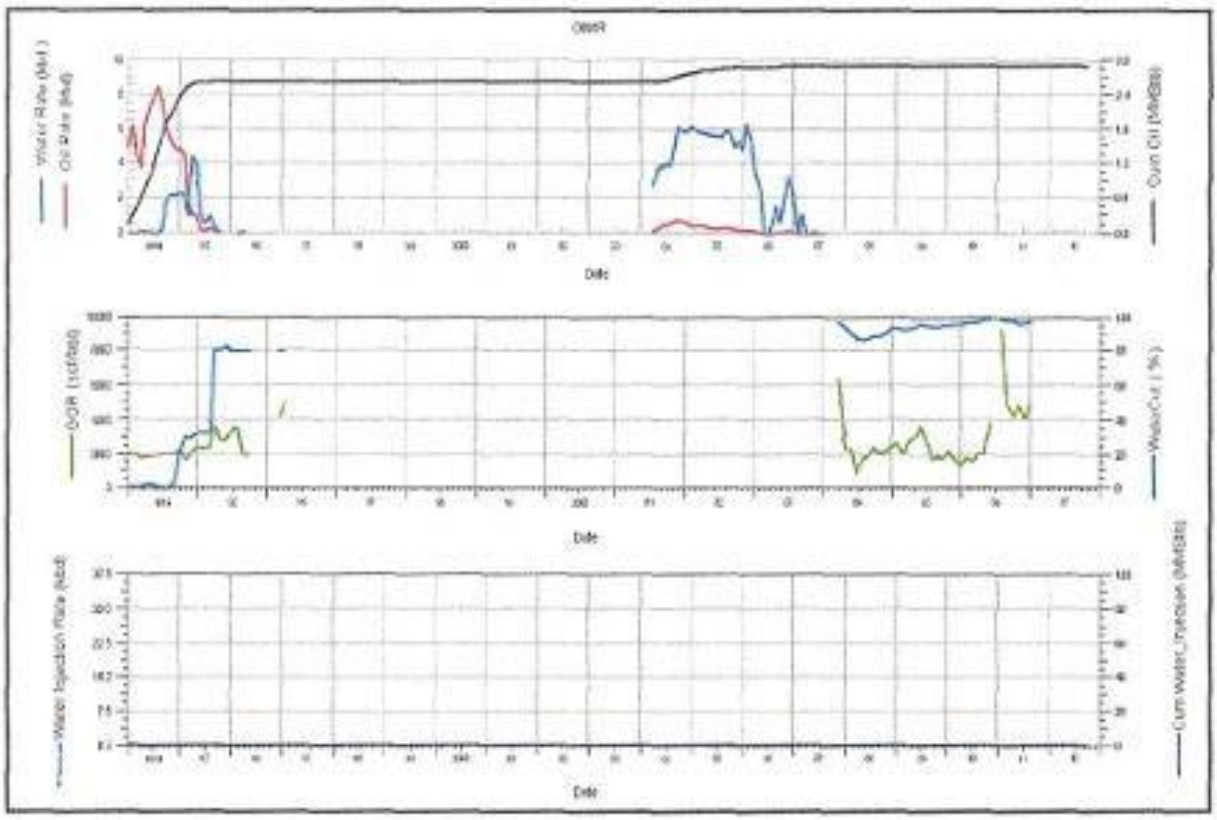
الشكل**(23)** :مؤشر الإنتاجية في بئر OMA 1251B

_ نلاحظ من الشـــكل ان البئر OMA1251B انه بئر انتاجي حيث انه قد تم وضـــعه في الانتاج اواخر العام 1990، ونلاحظ من الشكل ارتفاع سريع لمعدل انتاج النفط ثم انخفاض للإن تاجية بشكل سريع ايضا وذلك يسبب عم وجود دعم للضغط الطبقي اي ان عملية حقن المياه لم تبدء بعد .

_ نلاحظ اغلاق البئر في بداية 1991 وذلك من اجل المحافظة على قيمة الضـــغط الطبقي ,ثم العودة للإنتاج في عام 1992 الفترة قصـــيرة بلغت ثلاثة اشـــهر حيث وصـــلت قيمة انتاجية النفط عام 1992الى bbi/d600 تقريباً .

_ في منتصـف 1993 تم وضـع البئر في الانتاج لمدة شـهر واحد حيث بلفت قيمة انتاجية النفط 1000bbi/d وخلال هذه الفترة نلاحظ انخفاض قيمة المعامل ال GOR .

9.3. البئر OMA1251T :



الشكل**(24)** :مؤشر الإنتاجية في بئر OMA 1251B

_ نلاحظ من الشــكل ان البئر OMA1251T انه بئر انتاجي حيث تم وضــع ه في الانتاج عام ال 1994 وبلغت قيمة انتاجية النفط في منتصــف ال 1994 حوالي 8500bbi/d وتعود القيمة المرتفعة للإنتاجية الى البدء بعملية حقن الماء وكذلك لقر به من بئر الحقن.

_ نلاحظ انخفاض في كمية النفط المنتجة بدء اً من منتصف 1994 لمنع ازدياد كمية المياه المنتجة حيث وصــلت في الجزء الاول من عام 1995 الى قيمة بلغت bb/d4100 ترافق زيادة كمية إنتاج المياه مع زيادة في نسبة الاماهة الـــ Water Cut حيث نلاحظ وصولها الى قيمة 0,8 في عام 1995 مع زيادة في قيم معامل الـ GOR في نفس الفترة حيث بلغت قيمته 3500 scf/bbi .

_ تم إغلاق البئر في الجزْءِ الاخير من العام 1995 وحتى الجزء الأول من عام 2004.

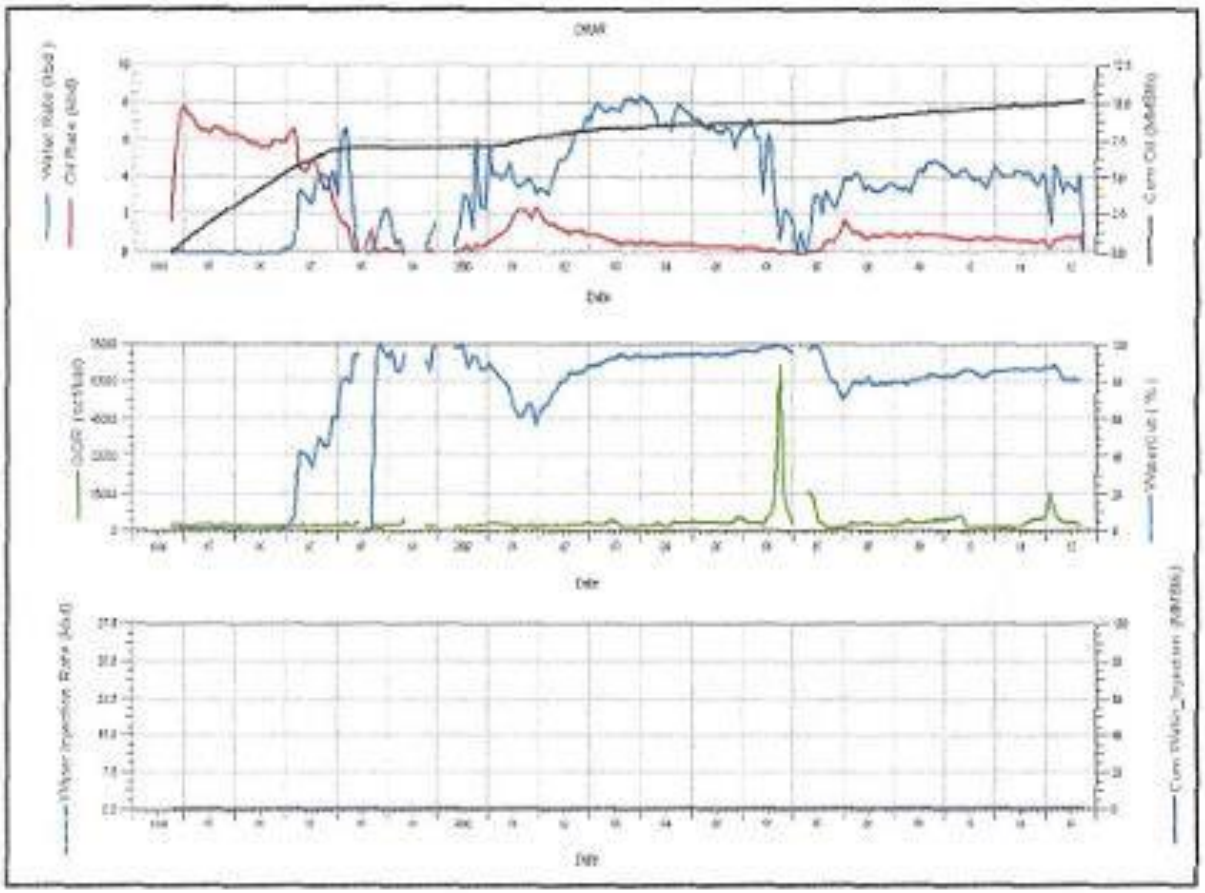
_ في عام 2004 تم وضـــعه في الانتاج من جديد فكانت قيمة انتاجية النفط قليلة جدا بالمقارنة مع كمية المياه المنتجة.

-

توافق ذلك مع نسبة اماهة عالية بلغت الواحد تقريبا ومعامل الـــ GOR مرتفع بلغت قيم ته العظمى 9000scf/bbi في منتصف ال 2006.

_ بسبب هذه المؤشرات تم اغلاق البئر في منتصف عام 2007.

9.4. البئر OMA1391N :



الشكل**(25)** :مؤشر الإنتاجية في بئر $OMA\ 1391_N$

_ بدء الإنتاج من بئر OMA1391N في اواخر عام 1994 بإنتاجية عالية وصـــلت لحدود
7900 bbi/d ثم انخفضت الإنتاجية قليلا بسبب انخفاض الضغط الطبقي حتى بداية عام 1999 .

-

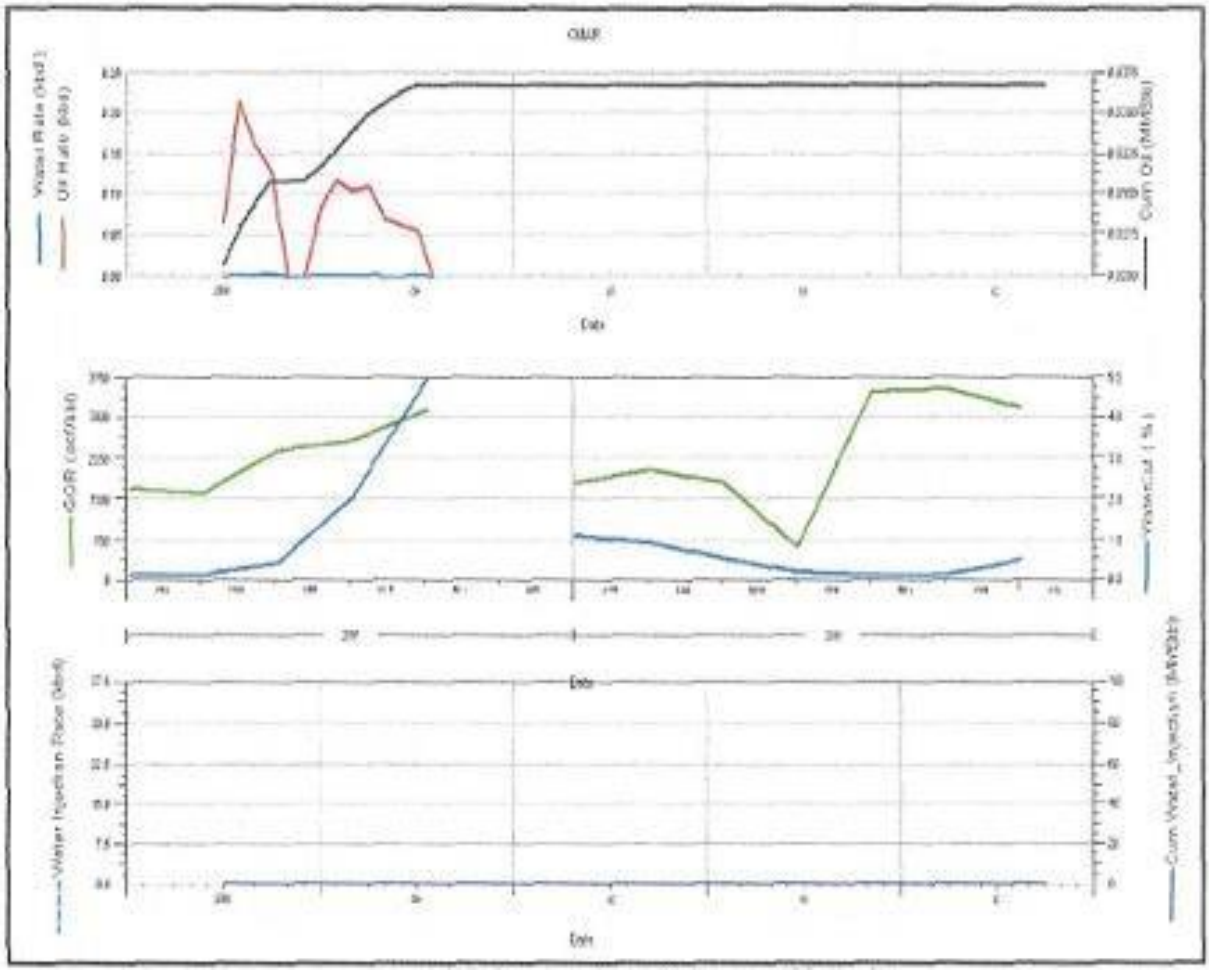
_ في بداية عام 1997 بدأت الإنتاجية بالانخفاض اكثر مع زيادة في كمية المياه المنتجة وارتفاع نسـبة الإماهة Water cut ، حيث في بداية عام 1998وصـلت كمية المياه المنتجة الى 6500bbi/d مع نسبة اماهه وصلت الى 0,96 تقريبا.

_ في المجال الزمني من منتصـف 1998 الى منتصـف عام 2000 تم اغلاق البئر عدة مرات لإجراء عمليات عزل للمياه.

_ منتصـف عام 2000 تم وضـع البئر من جديد ، بإنتاجية نفط قليلة وإنتاجية مياه عالية مع نسبة اماهه وصلت للواحد تقريبا وهذا دليل على فشل عمليات العزل.

_ استمر الإنتاج هكذا حتى عام 2012.

9.5. البئر OMA 2171B :



الشكل**(26)** :مؤشر الإنتاجية في بئر $OMA\ 2171_B$

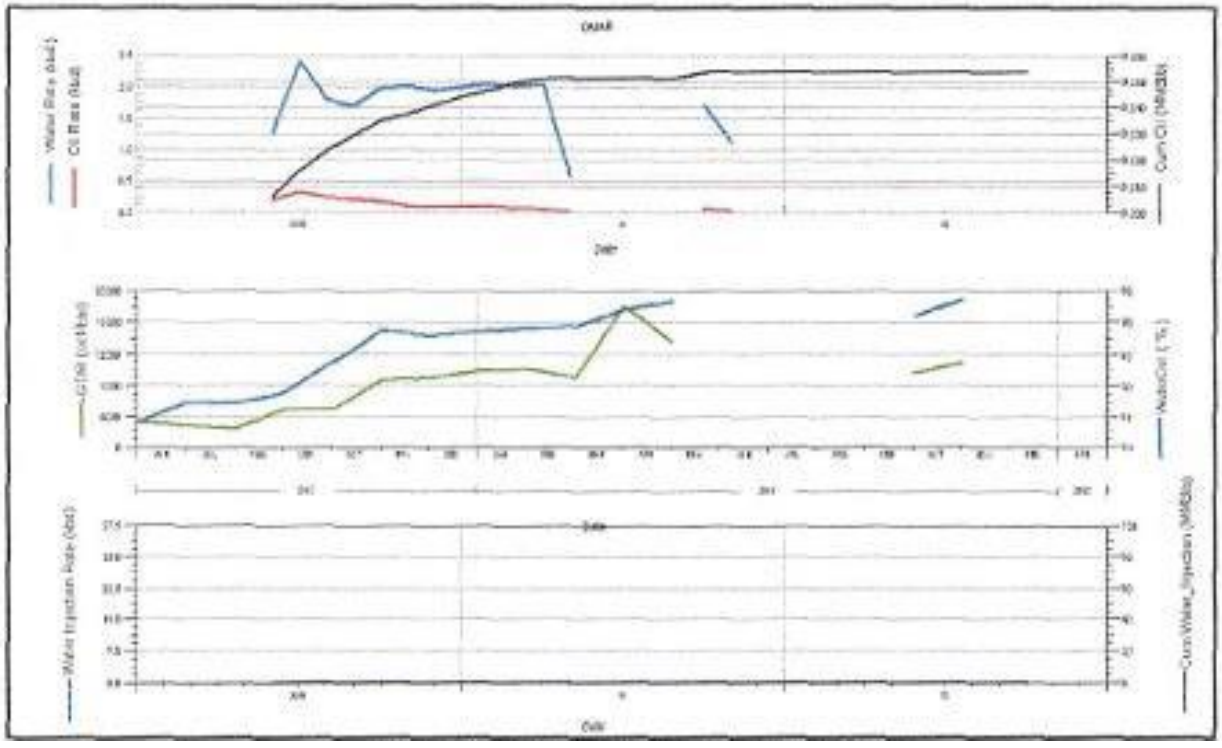
_ بدء الإنتاج من بئر OMA2171B في منتصف عام 2008 بإنتاجية وصلت إلى 215 bbi/d ، وكان معامل GOR عندها حوالي 1700scf/bbi .

_ تم إغلاق البئر في نهاية 2008 لمدة شـــهرين بعد الزيادة في نســـبة الإماهة حيث وصلت إلى 05.0 وارتفاع قيمة معامل GOR الى 3150scf/bbi تقريباً.

_ ثم أعيد الإنتاج الية في بداية عام 2009 بإنتاجية نفط وصلت 115 bbi/d مع نس بة اماهة 01.0، في قيمة معامل GOR حيث وصـــل الإنخفاض إلى 1800 scf/bbl هذا دليل على نجاح عمليات التطوير ودعم الضغط الطبقي.

_ في بداية الشهر الرابع من عام 2009 لوحظ ازدياد في قيمة معامل GOR حتى وصل إلى قيمة 3500scf/bbi مما ادى الى اغلاق البئر في نهاية الشهر السادس من عام 2009.

9.6.البئر OMA 2171T :



الشكل**(27)** :مؤشر الإنتاجية في بئر OMA 1271T

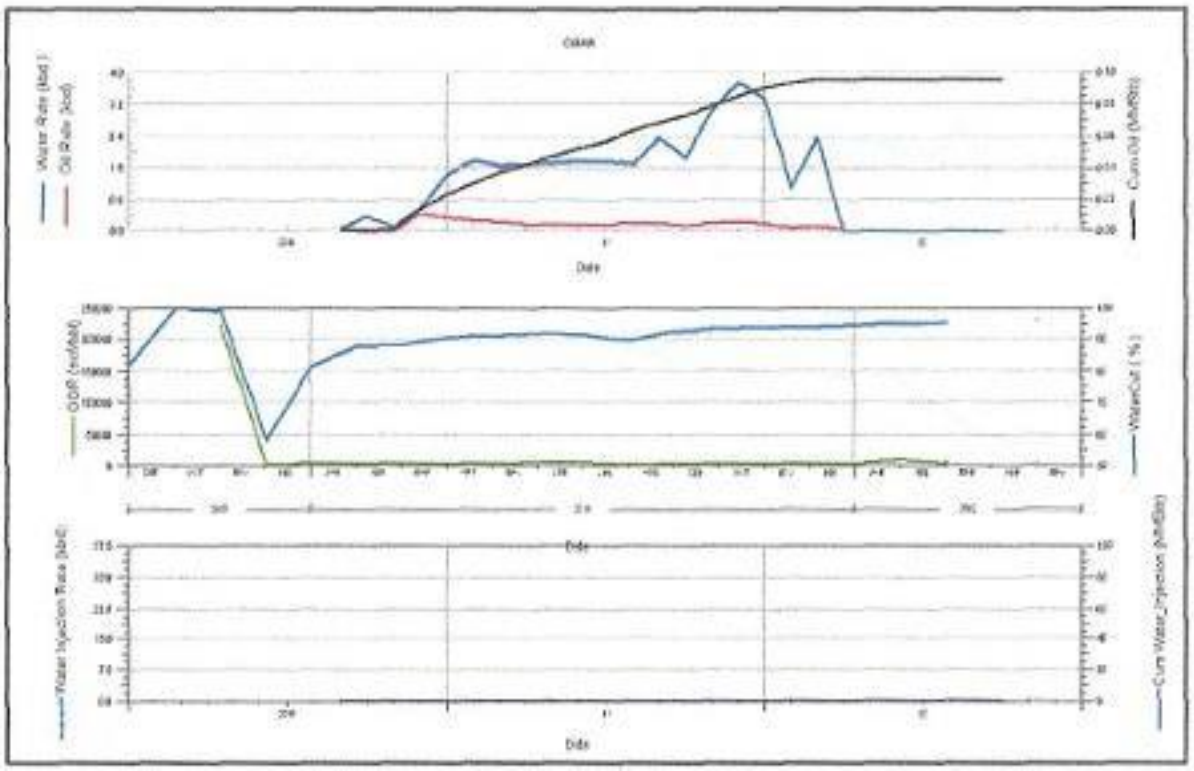
-

_ بدء الإنتاج من بئر OMA2171T في الشـــهر الخامس من عام 2010 بإنتاجية نفط قليلة قابلتها إنتاجية مياه عالية وصلت لحدود 2400bbl/d .

_ استمر الإنتاج على هذا الحال حتى نهاية الشهر الرابع من عام 2011، ولوحظ خلال هذه الفترة ازدياد نسبة الإماهة water Cut مع زيادة كذلك في قيمة معامل GOR .

_ ثم إغلاق البئر والقيام بعمليات عزل ودعم للطبقة لمدة خمس شـــهور، ثم أعيد البئر للإنتاج، فلوحظ بقاء المؤشرات على حالها من حيث كمية المياه المنتجة الكبيرة بالنسبة للنفط مع نسبة نسية اماهة عالية ومعامل GOR مرتفع وهذا يدل على فشل عمليات التطوير لذلك قرر اغلاق البئر بع د وضـعه في الإنتاج لمدة شـهر واحد فقط وذلك في الشـهر العاشـر من عام 2011.

9.7. البئرOMA 2171T :



الشكل**(28)** :مؤشر الإنتاجية في بئر $OMA\ 2211_N$

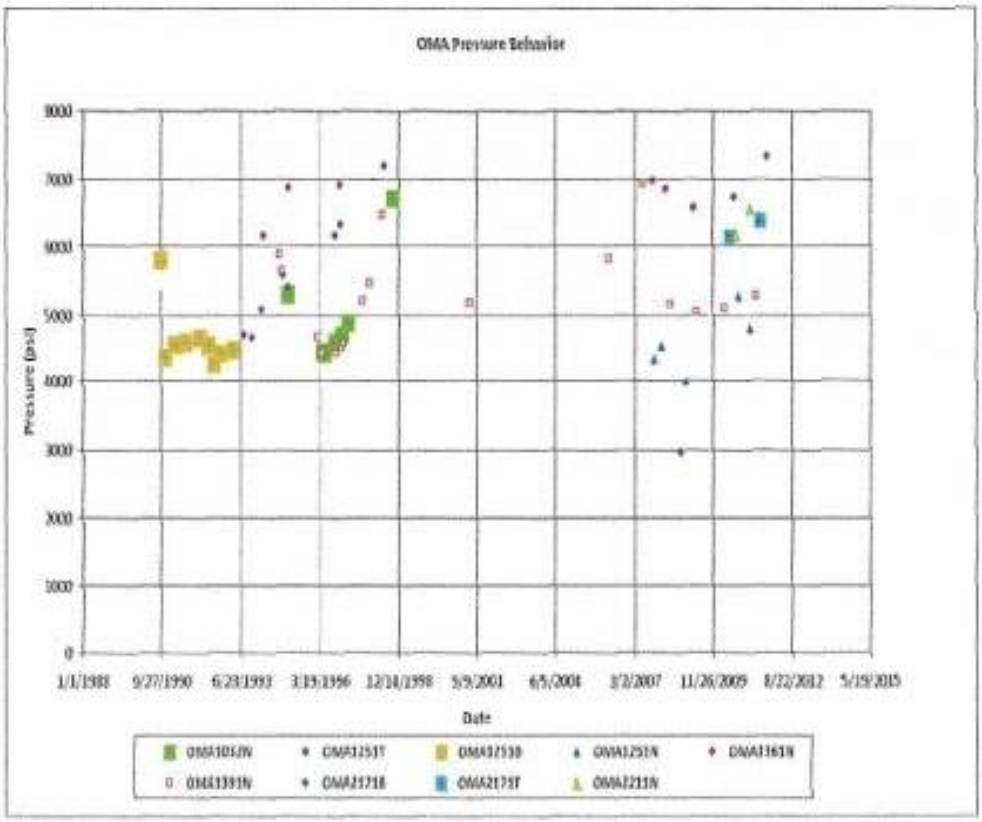
_ تم وضع البئر في الإنتاج في الشهر الثامن من عام 2010 بإنتاجية نفط وصلت إلى 500bbl/d حيث لوحظ في بداية الإنتاج وجود نسبة اماهة عالية وصلت للواحد تقريبا ومعامل GOR مرتفع وصلت قيمتة ل 22500 scf/bbl وذلك بسبب انخفاض الضغط الطبقي بسبب عدم وجود حقن للمياه.

_ في نهاية عام 2010 ثم العودة لحقن المياه من جديد مما ادى الى انخفاض كبير في قيمة GOR حيث وصـــلت قيمته الى 200 scf/bbl وهذا انعكس ايجابا على إنتاجية النفط حيث ارتفعت ل 500 bbl/d وكذلك انخفضت نسبة الإماهه الى 0,6.

_ في بداية عام 2011 عادت الإنتاجيه للانخفاض بسـبب زيادة نسـبة الاماهة من جديد ارتفاع كمية المياه المنتجة.

_ استمر الوضع هكذا حتى الشهر الثاني من عام 2013 حيث تح ول بعدها البئر لإنتاج المياه فقط فقرر اغلاق البئر بعدها.

10.تغير ضغوط الآبار مع الزمن:



الشكل**(29)** :تغير ضغوط الأبار الموجودة في بلوك 103مع الزمن

-

إن الشكل يوضح تغير ضغوط الآبار الموجودة في بلوك 103 من حقل العمر مع الزمن.

_ في البلوك 103 بدء حقن الماء عام 1994 وقبل هذا العام يلاحظ من الشـــكل أن الآبار التي كانت تنتج في تلك الفترة انخفض الضـغط فيها وعندما وصـلت قيمة الضـغط إلى قيمة قريبة من ضـغط الإشباع(4160 psi) عمدوا إلى إغلاق آبار الإنتاج فنلاحظ ثبات الضغط عند قيمة من ضغط الإشباع بعد عملية الإغلاق.

في عام 1994 بدأت عملية حقن الماء في بلوك 103 من حقل عمر وقاموا بفتح آبار الإنتاج بالتزامن مع عملية الحقن فنلاحظ ارتفاع الضغط في بئر OMA 125T مباشرة بعد عمليـة الحقن وذلـك لقربـه من بئر الحقن OMA 136N أمـا الآبـار OMA 1032N و OMA 1391N فنلاحظ أن الضغط فيها ينخفض مع وجود عملية حقن الماء وذلك لأن هذه الآبار بعيدة عن بئر الحقن، وبالتالي تأثير الحقن لم يصـــل إليها مباشـــرة بل ســـيأخذ فترة زمنية للوصـــل إليهما هذه الفترة تتعلق بمعامل الناقلية الإجهادية في الطبقة ، واســـتمر الانخفاض بالضـغط في هذه الآبار حتى منتصـف عام 1996 في تلك الاثناء وصـل تأثير بئر الحقن إلى هذه الآبار واخذ الضغط فيهما يرتفع.

_ في عام 1995 تم إغلاق بئر OMA1251T نتيجة ارتفاع نسـبة الإماهة في السـائل المنتج بشـكل كبير فيلاحظ أن الضـغط في ال بئر ارتفع بعد عملية الإغلاق ليصـل إلى قيمة مســاوية لـــــ 7195psi وهذه القيمة أكبر من قيمة الضـــغط البدئي في المكمن (6155 psi) أي نتيجة عملية الحقن أصبح الضغط في الم كمن بجوار بئر الحقن وبئر OMA1251T أكبر من الضغط البدئي.

_ في عام 1998 تم إيقاف عملية الحقن فتلاحظ أن الضـــغط في بئر OMA 1391N عاد مجدداً للانخفاض وذلك لأن المكمن لا يحتوي على طبقة مياه فعالة (لا يوجد تغذية لطبقة المياه المرافقة للنفط) .

_ في بداية عام 2002 تم البدء مجددا بعملية حقن الماء وهذه المرة تم حقن الماء في طبقة
(مولوســا MUF) أما في الفترة الأولى لعملية الحقن فقد تم حقن الماء في طبقة الرطبة السفلى RUL فيلاحظ تأثير عملية الحقن على الضغط في بئرOMA1034N حيث أخذ الضغط في هذا البئر بالارتفاع بعد وصول تأثير الحقن إليه.

_ في بداية عام 2003 نلاحظ أن الضـــغط في بئر OMA1034N بدء بالانخفاض مع استمرار عملية الحقن وهدا عائد إلى تقليل كمية المياه المحقونة.

_ وهكذا تقلب الضـــغط بين صـــعودا وهبوطا في بقية الآبار وذلك تبعا لكمية المياه المحقونة ولعمليات تلوث المنطقة المجاورة للبئر التي أدت إلى انخفاض الضـــغط في بعض الآبار بوجود عملية حقن الماء .

11.تأثير مؤشرات الآبار على مؤشرات الحقل العامة:

منذ بداية عام 1989 وحتى عام 1996 نلاحظ أن الإنتاج كان من بئري OMA 1032 – OMA 1251B فار تفعت قيمة الإنتاج حتى (6000 kbd) وكانت كمية المياه المنتجة معدومة ولا يوجد حفن مياه وتلافيا لزيادة معامل GOR تم إغلاق البئر OMA 1251B في منتصف عام 1992 وإغلاق البئر OMA 1032 في نهاية عام 1996.

وفي عام 1994 تم إدخال بئرين انتاجيين جديدين هما OMA1251T – OMA1391N إضافة إلى ذلك تم البدء بحقن المياه فأدى ذلك إلى زيادة كبيرة في كمية النفط المنتجة ووصلت إلى 15800kbd في بداية عام 1995 ولكن سرعان ما انخفضت هذه الإنتاجية بسبب الإماهة الكبيرة للابار، نلاحظ أن البئر OMA1391N وصل إلى إنتاج كميات كبيرة من المياه وذلك بعد فترة قصيرة من حفره إضافة إلى نسبة اماهة عالية وصلت للواحد تقريباً مما دعى إلى القيام بعمليات عزل أعطت نتائج سلبية مما دل على فشل هذه العمليات.

ونلاحظ من مؤشرات البئرين السابقين ارتفاع كبير لمعامل GOR وذلك في عام 2006 مما أثر سلباً على مؤشرات الحقل بشكل عام وأدى إلى استنزاف طاقة المكمن .

مما سبق نلاحظ أن تأثير هذين البئرين كان إيجابيا على مؤشرات الحقل في أول ثلاث سنوات من بداية الإنتاج وذلك على إنتاجية النفط ثم بدء الأثار السلبية لهما من انخفاض في إنتاجية النفط و زيادة في كمية المياه المنتجة وارتفاع بنسبة الإماهة ومعامل GOR.

تم اقتراح حفر بئر جديد وهو OMA2171B في منتصف 2008 أدى ذلك لارتفاع بسيط في إنتاجية النفط للحقل وكذلك ارتفاع معامل GOR.

في عام 2010تم حفر بئرين هما OMA2171T – OMA2211N نلاحظ أن إنتاجية النفط لهما ضعيفة مما أدى لارتفاع بسيط في كمية انتاج النفط للحقل كما يلاحظ الارتفاع.

السريع لمعدل إنتاج المياه ونسبة الإماهة وبالتالي أدى ذلك للتأثير سلبا على مؤشرات الحقل بشكل عام .

نلاحظ أن البئر OMA2171T لديه معامل GOR مرتفع حيث وصـــلت قيمته إلى (17500 scf/bbl) وذلك في بداية عام 2011 مما أدى لارتفاع كبير في قيمة GOR الخاص بالحقل مما استوجب إغلاق البئر.

12. تقييم الاتصال الهيدروديناميكي للآبار ضمن البلوك 103:

خلال حياة الحقل تم إجراء قياســـات RFT التي تمكننا من الحصـــول على الضـــغط البدائي للخزانات النفطية وتم أيضـــا إجراء اختبارات للبار(Well Tests) عن طريق القياســـين Build up and Gill off Surveys بالإضـــافة إلى قياســـات الضـــغط الط بقي الدورية لكي تتوفر إمكانية مراقبة تغيرات الضـــغط في كل من خزاني الرطبة والمولوســـا وهذه المعطيات مهمة جداً في عملية إدارة المكمن والإنتاج لأننا نحاول دائما الحفاظ على أكبر قيمة ممكنة للضغط الطبقي , الأمر الذي يحول دون استنزاف الضغط الضروري للإنتاج وكما أننا نحاول الحفاظ على الضغط الطبقي أعلى من ضغط التشبع لمنع تحرر الغاز من النفط وهذه المعطيات مهمة جدا في عمليات تقييم الاتصـــال الهيدروديناميكي في الحقول النفطية ومن أهم القيم المعتمدة في عمليات المحاكاة والنمذجة للمكامن النفطية.

يعتبر تقييم الاتصـــال الهيدروديناميكي من خلال معطيات الضـــغط مهم لفهم آلية الاتصـــال الهيدروديناميكي في الحقول النفطية ، وفي هذا البحث تم تقييم الاتصـــال الهيدروديناميكي بين الآبار ضـمن البلوك 103 في حقل العمر النفطي وذلك من خلال قياسـات الضـغوط في مختلف الآبار .

ومن منحني الضـــغوط نلاحظ انه لا يوجد تجانس في ارتفاع الضـــغوط وانخفاضـــها للبار المختلفة بمعنى آخر أن ضـــغوط الآبار تتغير مع الزمن وفق عدة مناحي مختلفة وهذا يدل على وجود اتصـــال هيدروديناميكي غير جيد في آبار البلوك 103 والســـبب في ذلك هو وجود شبكة معقدة وكبيرة من الفوالق.

13.النتائج:

1.من خلال منحنيات مؤشـــرات الحقل نجد أن عملية الحقن أعطت نتائج إيجابية على الإنتاجية حيث أعطت أعظم إنتاجية وذلك بين عامي 1995 و 1996.

2.انخفاض كبير في إنتاجية المكمن وتوقفها غالبا عند التوقف عن حقن المياه وهذا يدل على أن المكمن معزول هيدروديناميكيا ولا يوجد تغذية لطبقة المياه المرافقة

3- ارتفاع نسبة الإماهة وكمية المياه المنتجة وهذه إحدى مساوئ عملية الحقن.

4.نلاحظ الدور المهم لحقن المياه في دعم الضـــغط الطبقي و إبقائه فوق ضـــغط الإشـــباع وبالتالي منع انفصال الغاز عن النفط (تخفيض قيمة معامل GOR)

5.نلاحظ الأثر الســلبي الكبير لارتفاع معامل GOR حيث يؤدي إلى اســتنزاف طاقة المكمن بشكل كبير وغير منظم.

6.عند القيام بعملية العزل الثانية ونجاحها نلاحظ التأثير الإيجابي على مؤشـرات الحقل وذلك من خلال التقليل الكبير لكمية المياه المنتجة .

14.المقترحات:

1.حفر بئر حقن يتوضع في شمال آبار الإنتاج وذلك لأن بئر الحقن الوحيد موجود في جنوب آبار الإنتاج، هذا الأمر يؤدي إلى موازنة دفع النفط من كل الاتجاهات.

2.حفر شـبكة آ بار إنتاجية لاسـتثمار التوضـعات النفطية المتبقية و المحصـورة بالمخاريط المائية وذلك بعد دراسة الجدوى الاقتصادية.

3.إغلاق الآبار التي تنتج بنسـبة إماهة عالية وذلك من أجل زيادة فعالية عملية الحقن موازنة كمية المياه المحقونة مع الكمية المنتجة.

4.إغلاق الآبار التي لديها معامل GOR مر تفع لأنها تؤدي إلى اس ت نزاف طاقة المكمن.

5.القيام بعمليات عزل للبار التي تملك نســبة إماهة عالية مع الأخذ بعين الإعتبار الدراســة الدقيقة وال ت نفيذ الدقيق لهذه العمليات للتأكد من نجاحها.

6.مراقبة دقيقة لعملية الإســتثمار وذلك بالإعتماد على تحديد أقصــى معدل للجريان(الإنتاج) بحيث يبقى المخروط مستقراً في مكانه وعدم دخوله إلى البئر لمنع حدوث الإماهه هجر البئر

❖ المصطلحات العلمية :

bbl (barrel)	برميل : واحدة لقياس الحجم .
CGR (Condensate gas ratio)	نسبة الكوندنسات إلى الغاز .
Datum	مستوى المقارنة .
Fault block	بلوك فالقي: كتلة من الصخور محدودة على الأقل من جانبين متقابلين بواسطة فوالق .
GOR (Gas Oil Ratio)	نسبة الغاز إلى النفط .
Kbopd (Kilo barrels oil per day)	ألف برميل نفطي باليوم : واحدة لقياس إنتاجية النفط اليومية .
Kbwpd (kilo barrels water per day)	ألف برميل ماء باليوم : واحدة لقياس إنتاجية أو معدل حقن الماء باليوم .
mamsl(meter abovemean sea level)	متر فوق مستوى سطح البحر الوسطي : تستخدم لقياس المسافة من سطح البحر وإلى الأعلى .
mss (meter sub sea)	متر تحت سطح البحر : تستخدم لقياس المسافة ابتداءا من سطح البحر وإلى الأسفل .
MUF (Mulussa F)	مولوسا F :طبقة خازنة تقع في أعلى الترياسي ينتج منها حقل العمر .
MUF2 (Mulussa F2), MUF1 (Mulussa F1)	مولوسا F1 ومولوسا F2: عبارة عن التقسيمات الفرعية لطبقة مولوسا F .
NTG(Net To Gross)	نسبة الصافي إلى الإجمالي : نسبة السماكة الكلية للمجال المنتج إلى سماكة الصخر الخازن (التي تتضمن المجالات المنتجة وغير المنتجة).
ppm (part per million)	جزء بالمليون :وحدة لقياس التركيز .
Psi (pounds per square inch)	رطل بالإنش المربع : واحدة لقياس الضغط .
RFT (Repeat formation tester)	عبارة عن أداة تقوم بقياس الضغط بالعلاقة مع الزمن وأيضا تقوم بأخذ عينات من السوائل الطبقية .

RUL (Lower Rutbah)	الرطبة السفلى : طبقة خازنة تقع في أسفل الكريتاسي ينتج منها حقل العمر .
STOIIP (stock-tank oil initially in place)	الحجم الكلي للنفط في المكمن قبل البدء بالإنتاج .
Muf	طبقة خازنة تقع أعلى الكريتاسي ينتج منها حقل العمر .
Muf1 ,Muf2	مولوسا F1 مولوسا F2 , عبارة عن التقسيمات الفرعية لطبقة المولوسا F .
RFT	عبارة عن أداة تقوم بقياس الضغط بالعلاقة مع الزمن وتقوم أيضا بأخذ عينات من السوائل الطبقية .
Gravity Oil	كثافة النفط .
Porosity	المسامية .
Pemeability of Air	الكثافة النسبية بالنسبة للهواء.
Viscosity Oil	لزوجة النفط .
Brine Saturat	درجة التشبع .
Capillary Pressure	الضغط الشعري .
Gas Liquid Ratio Cor	نسبة الغاز إلى السائل المنتج SCF/STB .
Water Oil Contact	خط إلتقاء النفط بالماء .
Fwl (Free Water Level)	مستوى الماء الحر
Intial Fluid Properties	الضغط البداني .
Bubble Point	ضغط الفقاعة (ضغط التشبع) .

Datum Depth	عمق مستوى المقارنة .
Water Cut	نسبة الإماهة .
Water injection Rate	معدل حقن المياه .
Rul	طبقة الرطبة السفلى : عبارة عن طبقة رملية خازنة تقع فوق المولوسا .
drainage	التصريف .
Pressure distribution	توزع الضغط .
Pressure Gradient	تدرج الضغط .

❖المراجع العلمية :

المراجع العربية

1. د.غادة الخضور 2008 ـ جامعة حمص ـ هندسة مخزون النفط والغاز ـ مديرية الكتب والمطبوعات
2. د.جورج عبد الأحد 1997 ـ جامعة حمص ـ فيزياء الطبقة النفطية والغازية ـ مديرية الكتب والمطبوعات
3. د.محمود كابر ـ د.ديب ديب 2004جامعة حمص ـ هندسة إنتاج النفط(1) ـ مديرية الكتب والمطبوعات
4. د.غسان حسن 1995 ـ جامعة حمص ـ هندسة المخزون البترولي(2) ـ مديرية الكتب والمطبوعات
5. البيانات والمعلومات الحقلية من شركة الفرات .

المراجع الأجنبية

1. J. Neidhardt, H. Farran, I. Gonzalez, and P. Vledder, Shell Syria; and Y. Doughry, Al Furat Petroleum Company The Omar Field (N.E. Syria) is Overcoming Its Mid-Life Crisis (Copyright 2008, Society of Petroleum Engineers)
2. iNTERNATIONAL CHRONOSTRATIGRAPHIC CHART(2017)
3. H. Mahani, T.G. Sorop, D. Ligthelm, and A.D. Brooks, SPE, Shell Global Solutions International; P. Vledder, SPE, Petroleum Development Oman; and F. Mozahem, Y. Ali, Al-Furat Petroleum Company Analysis of Field Responses to Low-salinity Waterflooding in Secondary and Tertiary Mode in Syria (Copyright 2011, Society of Petroleum Engineers)
4. AHMED T.MCKINNY P.2005 – Advance reservoir engineering .GULF Professional Publishing ,USA.