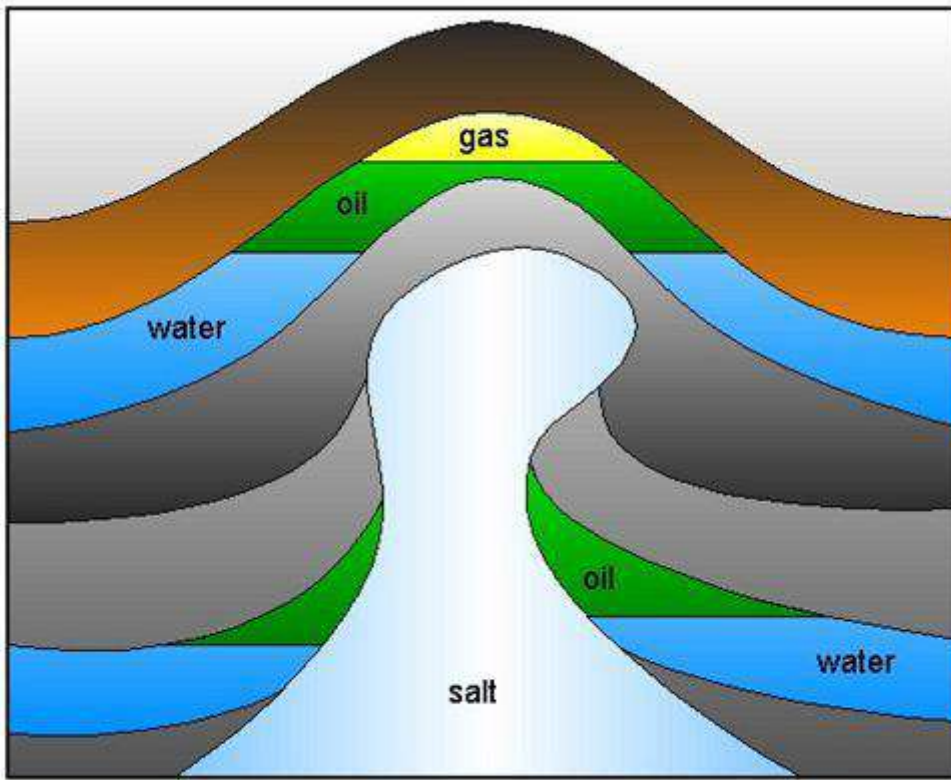




الجامعة السورية الخاصة
SYRIAN PRIVATE UNIVERSITY

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

هندسة مخزون النفط - ١



تأليف الدكتور المهندس

أمين أحمد شقوف

الفصل الأول

المفاهيم الأساسية لارتشام السوائل ضمن الطبقات

قانون دارسي وتطبيقاته:

١-١ - مقدمة:

يعتبر قانون دارسي للتدفق التجريبي للموائع اول تطبيق لمبادئ الديناميك الكلاسيكي لتدفق الموائع خلال الوسط المسامي، وتكمن اهمية قانون دارسي في انه يأخذ بعين الاعتبار معدلات التدفق عند تطبيقه في هندسة المخزون، حيث اعتبر ان اجمالي معدل انتاج النفط على السطح من الممكن هو :

$$q_{res} = \frac{dN_p}{dt}$$

١-٢ - قانون دارسي: طاقة (جهد) المائع

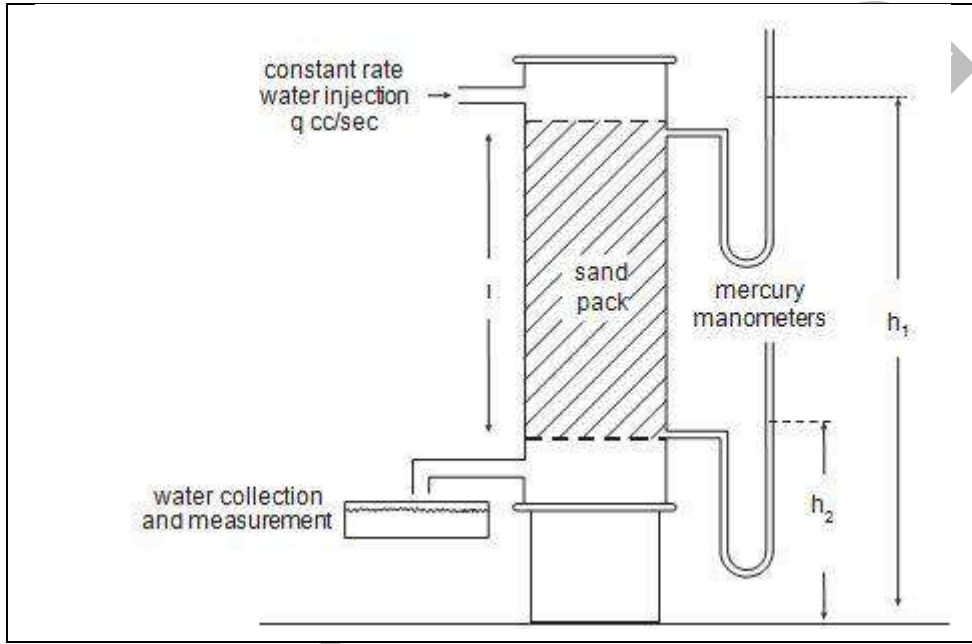
يعتبر دارسي اول مهندس درس العلاقة التجريبية للمكان (عام ١٩٥٦)، حيث صمم جهازا موضحا بالشكل (1.1)، والذي يمثل الرسم التخطيطي للمعدات التي استخدمها دارسي في دراسته ، يتكون الجهاز من المعدات التالية:

اسطوانة معدنية تحتوي على رمل غير متماسك يبلغ طولها (1 m)، تم وضعها بين مقياسين للضغط زئبقيين وتحتوي الاسطوانة في الاعلى على فتحة لدخول الماء المحقون وتحتوي فتحة في الاسفل لخروج الماء مع حوض لقياس حجم الماء الخارج من الاسطوانة ، اثبت دارسي انه عند أي معدل تدفق، تتناسب سرعة التدفق طردا مع الاختلاف في ارتفاعات مقاييس الضغط (فرق الضغط) والعلاقة هي:

$$u = k \frac{h_1 - h_2}{l} = k \frac{\Delta h}{l} \quad (1.1)$$

حيث ان:

- u - سرعة التدفق بوحدة (cm/sec) وهي تساوي اجمالي معدل التدفق المقاس (q) مقسوما على مساحة المقطع العرضي لكتلة الرمل.
- Δh - الفرق في المستويات المانومترية بالـ (cm) (أي مستويات الماء).
- L - الطول الكلي لكتلة الرمل بـ (cm).
- K - ثابت.



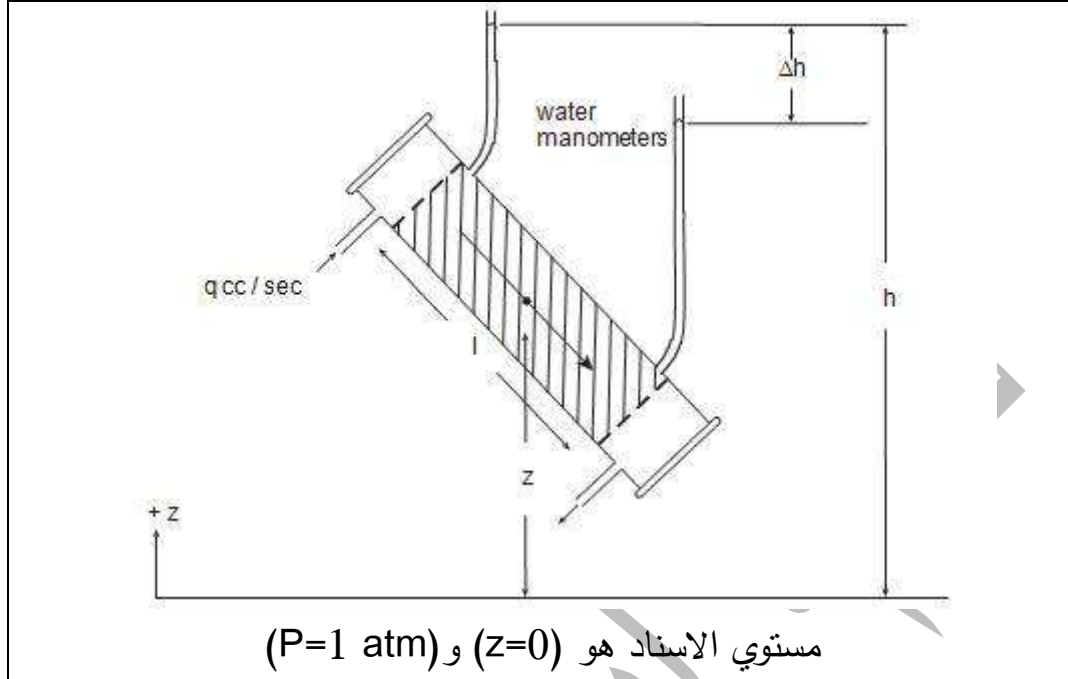
الشكل (1.1) الرسم التخطيطي للمعدات التي استخدمها دارسي

التنوع الوحيد الذي اجراه دارسي في هذه التجربة هو تغيير نوع كتلة الرمل والتي كان لها تأثيرا في تغير قيمة الثابت (k) ، كما تم إجراء جميع التجارب باستخدام الماء وبالتالي لم يتحقق من تأثير كثافة الموائع ولزوجتها على قانون التدفق ، بالإضافة إلى ذلك تم الحفاظ على الاسطوانة المعدنية في الوضع الراسي (بوضع عمودي).

بعد ذلك قام باحثون اخرون بإجراء تجربة دارسي وذلك بعد توجيه كتلة الرمل بزاوية مختلفة فيما يتعلق برأس الاسطوانة المعدنية، كما هو موضح بالشكل (1.2).

ومع ذلك فقد وجدوا انه بغض النظر عن اتجاه كتلة الرمل (زاوية الميل)، فان الفرق في الارتفاع (Δh) اللازم لتأمين معدل تدفق معين نفسه لم يتغير، وهكذا تبين ان قانون دارسي

التجريبي مستقل عن اتجاه التدفق (افقي - عمودي - مائل) في مجال الجاذبية الارضية.



الشكل (1.2) تغير اتجاه جهاز دارسي في مجال الجاذبية الارضية

تجدر الإشارة إلى ان مصطلح (Δh) الظاهر في قانون دارسي هو الضغط في اية نقطة في مسار التدفق، الشكل (1.2). النقطة التي لها ارتفاع (z) بالنسبة لمستوي الاستناد

ويمكن التعبير عنها (أي Δh) بوحدات مطلقة كما يلي: $P = \rho \cdot g (h - z)$

ان (h) في هذه المعادلة هي ارتفاع السائل لمقياس الضغط العلوي بدا من سطح الاستناد $(z=0)$ ، و (ρ) هي كثافة السائل (الماء).

يمكن التعبير عن المعادلة السابقة بالشكل التالي:

$$h \cdot g = \left(\frac{P}{\rho} + g \cdot z \right) \quad (1.2)$$

يمكن كتابة المعادلة (1.1) بشكل تفاضلي كما يلي:

$$u = k \frac{dh}{dl} \quad (1.3)$$

بمفاضلة المعادلة (1.2) والتعويض في المعادلة (1.3) نحصل على:

$$u = \frac{k}{g} \frac{d}{dl} \left(\frac{P}{\rho} + g \cdot z \right) \quad (1.4)$$

الحد $(\frac{P}{\rho} + g.h)$ في المعادلة الاخيرة ، هو الطاقة الكامنة لكل واحدة كتلة ، طاقة هذا المائع ، يرمز لها عادة بـ (Φ) ، وتعرف على انها العمل المطلوب لنقل واحدة الكتلة من المائع من حالة الضغط الجوي والارتفاع الصفري إلى النقطة المعنية خلال عملية غير احتكاكية وبالتالي نكتب:

$$\Phi = \int_{1-atm}^P \frac{dP}{\rho} + z.g \quad (1.5)$$

رغم تعريفها بهذه الطريقة، فانه لا يتم دائماً قياس طاقات الموائع بالنسبة للضغط الجوي والارتفاع الصفري (مستوي الاسناد)، بل بالأحرى بالنسبة لأي مستو اسناد عشوائي للضغط والارتفاع (P_b, Z_b) ، وبالتالي يمكن تعديل المعادلة (1.5) لتصبح:

$$\Phi = \int_{P_b}^P \frac{dP}{\rho} + g(Z - Z_b) \quad (1.6)$$

والسبب في ذلك هو أن تدفق المائع بين النقطتين A و B يحكمه الفرق في الطاقة بين النقط (الطاقات النسبية)، وليس الطاقات المطلقة ، أي:

$$\Phi_A - \Phi_B = \int_{P_b}^{P_A} \frac{dP}{\rho} + g(Z_A - Z_b) - \int_{P_b}^{P_B} \frac{dp}{\rho} + g(Z_B - Z_b)$$

$$\Phi_A - \Phi_B = \int_{P_B}^{P_A} \frac{dP}{\rho} + g(Z_A - Z_B)$$

لذلك، من المعتاد في هندسة المخزون اختيار مستوى كيفي وسهل بالنسبة للمكمن والتعبير عن كل الطاقات بالنسبة لهذا المستوى. علاوة على ذلك إذا اعتبرنا ان مائع المكمن غير قابل للانضغاط (الكثافة (ρ) مستقلة عن الضغط) ، عندئذ يمكن التعبير عن المعادلة (1.5) كما يلي:

$$\Phi = \frac{P}{\rho} + g.Z \quad (1.7)$$

وهو بالضبط المصطلح الذي يظهر في المعادلة (1.4) ، لذلك يمكن ملاحظة أن المصطلح (h) في معادلة دارسي يتناسب طردياً مع الاختلاف في طاقة المائع بين نهايات كتلة الرمل. ان الثابت (k/g) قابل للتطبيق على تدفق الماء فقط ، وهو السائل المستخدم حصرياً في تجارب دارسي. أجريت تجارب بمجموعة متنوعة من الموائع والتي بينت أن القانون يمكن تعميمه كما يلي:

$$u = \frac{k \cdot \rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl} \quad (1.8)$$

حيث تعتمد سرعة التدفق على كثافة المائع ρ واللزوجة μ إلى حد ما، اما الثابت الجديد (k) فيعتمد فقط على طبيعة الرمل والمعبّر عنها بالنفوذية. وهي في الحقيقة النفوذية المطلقة للرمل، بشرط ان يكون الرمل مشبعاً تماماً بالمائع وبسبب طريقة الاشتقاق سيكون لها نفس القيمة بغض النظر عن طبيعة المائع.

ان التعبير الاخير صحيح الى حد كبير ، في ظل الضغوط الطبيعية للمكامن ولظروف التدفق الطبيعية والاستثناء هو عند تدفق الغاز الحقيقي تحت ضغوط منخفضة جداً، حيث يحدث انزلاق بين جزيئات الغاز وجدران كل مسام تؤدي إلى زيادة واضحة في النفوذية. هذه الظاهرة تسمى تأثير كلينكنبرج، ونادراً ما تدخل في حسابات هندسة المخزون، ولكنها مهمة في التجارب المخبرية التي تعتبر مفيدة لتحديد نفوذية الصخور عن طريق قياس معدلات تدفق الهواء من خلال العينات الأسطوانية عند ضغوط قريبة من الضغط الجوي. هذا يتطلب تصحيحاً عند تحديد النفوذية المطلقة.

بسبب اللزوجة المنخفضة جداً ، فإن سرعة تدفق الغاز الحقيقي في المكمن تكون كبيرة أكبر من سرعة النفط أو الماء.

في منطقة محدودة حول جدران البئر حيث يكون انخفاض الضغط كبير ، يمكن أن تصبح سرعة الغاز كبيرة لدرجة أن قانون دارسي لا يعد قابلاً للتطبيق، وصف هذه الظاهرة

وطريقة قياسها كميًا في معادلات تدفق الغاز تم شرحها بالكامل في كتاب هندسة خزانات الغاز الطبيعي.

١-٣- معادلة دارسي للجريان الخطي:

إن التدرج المحتمل ($d\Phi / dl$) المقاس في اتجاه الجريان له قيمة سالبة (عكس اتجاه محور السينات (محور x))، تنتقل السوائل من الطاقات العالية إلى المنخفضة، لذلك ، فإن قانون دارسي يكتب كما يلي:

$$u = - \frac{k \cdot \rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl} \quad (1.9)$$

١-٤- معادلة دارسي للجريان الشعاعي:

في الجريان الشعاعي والذي يعتبر فيه البعد موجبًا كلما ابتعدنا عن مركز البئر ، فإن ($d\Phi/dr$) تعتبر موجبة في الاتجاه المعاكس للجريان ، وبالتالي يكتب قانون دارسي في هذه الحالة كما يلي:

$$u = \frac{k \cdot \rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dr} \quad (1.10)$$

١-٥- الوحدات : تحويل الوحدات

في أي مجموعة مطلقة من الوحدات تكون معادلة دارسي للتدفق الخطي هي:

$$u = \frac{k \cdot \rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl} \quad (1.8)$$

حيث يكون للمؤشرات المختلفة الأبعاد التالية:

$$u = \frac{L}{T}, \quad \rho = \frac{M}{L^3}, \quad \mu = \frac{M}{LT}, \quad l = L, \quad \Phi = \frac{L^2}{T^2}$$

وبتحليل الأبعاد في المعادلة (1.8) نجد :

$$\frac{L}{T} = [k] \frac{[M/L^3]}{[M/LT]} \frac{[L^2/T^2]}{[L]}$$

والتي منها نستنتج ان : $[k] = [L^2]$ ، إذا يجب ان تكون واحدة النفوذية هي (cm^2) في الجملة السغنية cgs أو (m^2) في الجملة الدولية units.

كلتا الواحدتين كبيرتين بشكل غير عملي بالنسبة لغالبية صخور المكن ، وبالتالي ، تم وضع مجموعة من الواحدات التي سيكون فيها للنفوذية حجم رقمي أكثر ملاءمة، تسمى بواحدات دارسي" (انظر الجدول 1.1) حيث تكون واحدة النفوذية هي الدارسي. هذه الأخيرة تم تعريفها من بيانات قانون دارسي للتدفق الأفقي والخطي للسائل غير قابل للانضغاط كما يلي:

$$u = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad (1.11)$$

وبالتالي تكون $(k= 1 D)$ عندما تكون $(u= 1 \text{ cm/sec})$ و $(\mu= 1 \text{ cp})$ و تكون $(dp/dl=1 \text{ atm/cm})$. وبما ان المعادلة (1.9) مطبقة على مائع غير قابل للانضغاط $(\rho= \text{constant})$

$$u = - \frac{k \cdot \rho}{\mu} \frac{d\Phi}{dl} = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} + \rho \cdot g \frac{dZ}{dl} \right) \quad (1.12)$$

وفي الواحدات المطلقة نكتب:

$$u = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} + \frac{\rho \cdot g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dZ}{dl} \right) \quad (1.13)$$

في واحداث الدارسي ، ان الثابت (1.0133×10^6) هو عدد الـ $(dyne/cm^2)$ عند (1 atm) وهو مطلوب لأن كلا من (ρ) و (g) لهما نفس الواحدات في كلا من الجملة السغنية (cgs) ومنظومة دارسي ، ومع ذلك ، فإن الحد الثاني داخل الأقواس في المعادلة (1.13) يجب أن يحتوي على نفس الواحدات الأولى ، وهي (atm/cm)

على الرغم من هذا العيب الواضح ، يميل مهندسو المخزون إلى العمل نظرياً باستخدام المعادلات المعبر عنها بواحدات دارسي. وقد تم الالتزام بهذه الواحدات بشكل عام، حيث وضعت المعادلات معبرا عنها بهذه الواحدات.

نظرًا للاختلاف الواسع في أنظمة الوحدات التي تستخدمها الصناعة النفطية، فمن المهم جدًا أن يكون مهندسو المخزون بارعين في تحويل المعادلات المعبر عنها بوحدات دراسي إلى الشكل المكافئ في الوحدات الحقلية ، أو أي مجموعة أخرى من الوحدات.

Parameter	Symbol	Dimensions	Absolute units		Hybrid units	
			cgs	SI	Darcy	Field
Length	l	L	cm	metre	cm	ft
Mass	M	M	gm	kg	gm	lb
Time	t	T	sec	sec	sec	hr
Velocity	u	L/T	cm/sec	metre/sec	cm/sec	ft/sec
Rate	q	L ³ /T	cc/sec	metre ³ /sec	cc/sec	{ stb / d (liquid) Mscf / d (gas)
Pressure	p	(ML/T ²)/L ²	dyne/cm ²	Newton/meter ² (Pascal)	atm	psia
Density	ρ	M/L ³	gm/cc	kg/metre ³	gm/cc	lb/cu.ft
Viscosity	μ	M/LT	gm/cm.sec (Poise)	kg/metre.sec	cp	cp
Permeability	k	L ²	cm ²	metre ²	Darcy	mD

الجدول (1.1) يبين كيفية تحويل الوحدات

وعلى سبيل المثال تحويل المعادلة (1.11) من وحدات دراسي إلى الوحدات الحقلية:

$$q = u \left(\frac{cm}{sec} \right) \times A(cm^2)$$

يمكن التعبير عن المعادلة بشكل أكثر عملية ، بوحدات دراسي ، كما يلي:

$$q \left(\frac{cc}{sec} \right) = - \frac{k(D) \times A(cm^2)}{\mu(cp)} \frac{dP}{dl} \left(\frac{atm}{cm} \right) \quad (1.14)$$

وبالوحدات الحقلية سيكون لها الشكل التالي:

$$q \left(\frac{stb}{d} \right) = -(constant \ t) \frac{k(md) \times A(ft^2)}{\mu(cp)} \frac{dP}{dl} \left(\frac{psia}{ft} \right) \quad (1.15)$$

حيث يتم استخدام نفس الرموز في كلا المعادلتين.

لنجعل التحويل يرقى إلى تحديد الثابت في المعادلة (1.15) وهذا يمكن تحقيقه ببساطة من خلال تذكر أن المعادلات يجب أن تتوازن. وبالتالي، إذا كانت q في المعادلة (1.14) هي على سبيل المثال (200 res cc/sec) وعندها فإن الجانب الأيسر من المعادلة (1.15) يجب ان يكون له أيضًا القيمة العددية (٢٠٠)، على الرغم من أن q في المعادلة الأخيرة بوحدة (stb / d)، أي:

$$q \left(\frac{stb}{d} \right) \times (conversion\ factor) = q \left(\frac{res\ cc}{sec} \right) \rightarrow$$

$$q \left(\frac{stb}{d} \right) \times \left(\frac{res\ cc/sec}{stb/d} \right) = q \left(\frac{res\ cc}{sec} \right)$$

وللمحافظة على التوازن في الجانب الأيسر من كلا المعادلتين نكتب:

$$\left[\frac{res\ cc/sec}{stb/d} \right] = \left[\frac{res\ cc/sec}{res\ b/d} \right] = \left[\frac{res\ b/d}{stb/d} \right]$$

وبتطبيق هذه الطريقة نحصل على:

$$q \frac{stb}{d} \left[\frac{res\ cc/sec}{res\ b/d} \right] \left[\frac{res\ b/d}{stb/d} \right] = - \frac{k(md) \left[\frac{D}{md} \right] \times A(ft^2) \left[\frac{cm^2}{ft^2} \right]}{\mu(cp)} \times \frac{dP\ psi}{dl\ ft} \left[\frac{atm}{psi} \right] \left[\frac{cm}{ft} \right] \quad (1.16)$$

$$\left[\frac{D}{md} \right] = \left[\frac{1}{1000} \right], \left[\frac{cm^2}{ft^2} \right] = 30.48, \left[\frac{atm}{psi} \right] = \left[\frac{1}{14.7} \right] \quad \text{وبما ان :}$$

نعوض في المعادلة (1.16) فنحصل على:

$$q = -1.127 \times 10^{-3} \frac{k.A\ dP}{\mu_o\ dl} \quad (stb/d) \quad (1.17)$$

مسألة (١):

١- ما هو عامل التحويل بين (k) معبراً عنها بالدارسي و cm^2 و m^2 ، على التوالي.

٢- قم بتحويل معادلة التدفق الخطي لمائع غير قابل للضغط بشكل كامل من واحدات دارسي الى الواحدات الحقلية.

$$q = u \times A = - \frac{k.A}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} + \frac{\rho.g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dZ}{dl} \right) \quad (1.13)$$

الحل:

١- من اجل التدفق الافقي الخطي للمائع غير القابل للانضغاط نكتب:

$$q(\text{cc/sec}) = - \frac{k(D)A(\text{cm}^2) \cdot dP}{\mu(\text{cp}) dl} (\text{atm/cm}^2) \quad (\text{Darcy units})$$

$$q(\text{cc/sec}) = - \frac{k(\text{cm}^2)A(\text{cm}^2) \cdot dP}{\mu(\text{poise}) dl} \left(\frac{\text{dyne}}{\text{cm}^2} \right) \quad (\text{Absolute cgs units}) \quad \text{و}$$

يمكن تحويل المعادلة السابقة من Darcy إلى وحدات cgs المطلقة عن طريق المساواة بين طرفي المعادلة الناتجة كما يلي:

$$q(\text{cc/sec}) = - \frac{k(\text{cm}^2) \left(\frac{D}{\text{cm}^2} \right) A(\text{cm}^2) \cdot dP}{\mu(\text{poise}) \left[\frac{\text{cp}}{\text{poise}} \right] dl} \frac{(\text{dyne/cm}^2) \left[\frac{(\text{atm/cm}^2)}{\text{dyne/cm}^2} \right]}{\text{cm}}$$

ولتحديد عوامل التحويل:

$$q = - \frac{k(\text{cm}^2) \left(\frac{D}{\text{cm}^2} \right) A \cdot dP}{\mu(\text{poise}) [100] dl} (\text{dyne/cm}^2) \left[\frac{1}{1.0133 \times 10^6} \right] \rightarrow$$

$$q = - \frac{k(\text{cm}^2) \left[\frac{D}{\text{cm}^2} \right] A \cdot dP}{\mu dl} \left[\frac{1}{1.0133 \times 10^8} \right]$$

لكن الثابت العددي في هذه المعادلة يجب أن يكون واحداً، وبناء عليه نكتب:

$$\left[\frac{D}{\text{cm}^2} \right] = 1.0133 \times 10^8$$

لهذا السبب فان : $(1 \text{ Darcy} \approx 10^{-8} \text{ cm}^2 = 10^{-12} \text{ m}^2)$

يقترح في المنظومة العالمية ان تكون واحدة النفوذية هي (m^2) ونظرا لان هذه الواحدة

كبيرة تم اقتراح استخدام الميكرومتر (μm^2) ، حيث ان:

$$1 \mu\text{m}^2 = 10^{-12} \text{ m}^2, \text{ then } 1 \text{ Darcy} = 1 \mu\text{m}^2$$

كما تم الاقتراح بالحفاظ على استخدام كل من الدارسي والميلي دارسي.

٢- بالنسبة للتدفق الأفقي ، التحويل من دارسي إلى وحدات حقلية للجزء الأول معادلة

الجريان هو:

$$q = -1.127 \times 10^{-3} \frac{k.A}{\mu B_o} \frac{dP}{dl} \quad (1.17)$$

لتحويل مصطلح الجاذبية ، باستخدام الطريقة التقليدية الموصوفة في النص ، هي مملة نوعاً ما ولكن يمكن تحقيقها بسهولة بطريقة بديهية. الحد الثاني من المعادلة (1.13) وهو $\left(\frac{\rho \cdot g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dz}{dl} \right)$ وعند التحويل الى الواحدات الحقلية يجب ان يحتوي على (psi/ft) ، المتغير الوحيد المتضمن في هذا المصطلح الأخير هو (ρ) كثافة المائع. إذا تم التعبير عنها بالوزن النوعي (γ) ، إذن، ونظراً لأن الماء النقي له تدرج ضغط يبلغ (0.4335 psi/ft) ، يمكن التعبير عن مصطلح الجاذبية كما يلي $(0.4335 \gamma \frac{dz}{dl} \text{ psi/ft})$ يقاس (z) بشكل موجب في الاتجاه الرأسى التصاعدي ، الشكل (1.2)، وإذا كانت (θ) هي زاوية الميل عن المستوي الافقي فان $\left(\frac{dz}{dl} = \sin \theta \right)$ وتصبح المعادلة كاملة بالواحدات الحقلية كما يلي:

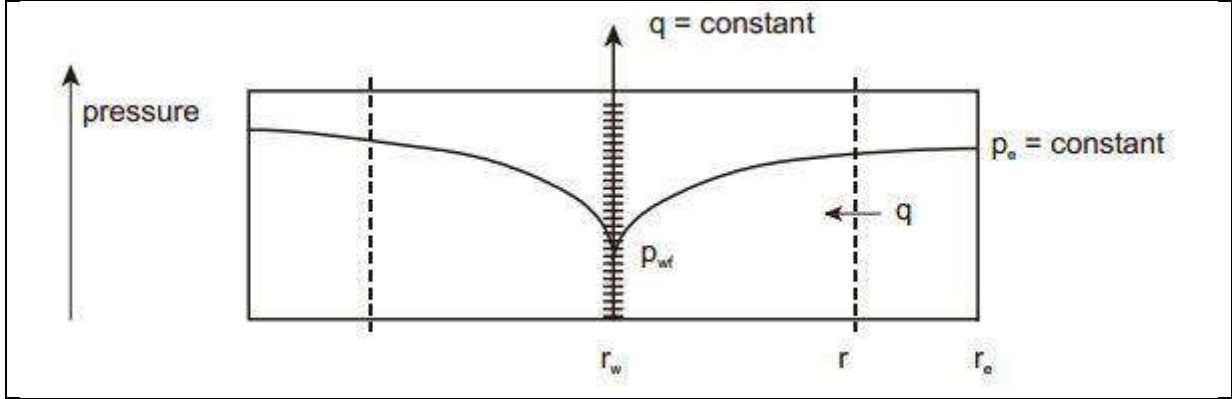
$$q = -1.127 \times 10^{-3} \frac{kA}{\mu B_o} \left(\frac{dP}{dl} + 0.4335 \gamma \sin \theta \right) \quad (1.18)$$

١-٦- التدفق الشعاعي وفق الحالة المستقرة : محاكاة البئر

ان الوصف الرياضي للتدفق الشعاعي للموائع يحاكي التدفق من الممكن، او جزء الممكن الذي يوجد ضمنه البئر. في هندسة التدفق الشعاعي الموضحة بالشكل (1.3) سيتم وصف التدفق في ظروف الحالة المستقرة ، هذا يعني ان البئر ينتج بمعدل ثابت (q) أي $\left(\frac{dP}{dt} = 0 \right)$ ، في جميع النقاط داخل منطقة الجريان الشعاعي. وبالتالي فإن الضغط عند الحدود الخارجية (p_e) ثابتا كما ان بروفيل الضغط بأكمله يبقى ثابتا مع الزمن.

حتى تتحقق هذه الحالة يجب أن يكون معدل الجريان عبر نصف قطرا لتصريف (r_e) مساوياً لمعدل الجريان عند نصف قطر البئر (r_w) ويتحقق ذلك إذا توفرت الإزاحة المناسبة بالماء (Water Drive)، والتي يتساوى فيها معدل التغذية بالماء مع معدل الإنتاج. تفيد معادلات الحالة المستقرة في تحليل الظروف بالقرب من البئر، لأنه حتى في ظروف الحالة

غير المستقرة غالباً ما يكون معدل الجريان بالقرب من البئر ثابتاً، لهذا فان معادلات جريان الحالة المستقرة يمكن تطبيقها لهذا الجزء من الممكن دون أي خطأ ملحوظ، بالإضافة إلى ذلك ، لتبسيط الدراسة ، سيتم الافتراض أن الممكن متجانس تماماً في جميع مؤشرات، وان البئر مثقب على كامل سماكة الممكن.



الشكل (1.3) يبين التدفق الشعاعي للنفط داخل البئر عند ظروف جريان الحالة المستقرة

في ظل هذه الظروف يمكن ان يعبر عن قانون دارسي للجريان الشعاعي للنفط احادي الطور في الوسط المسامي كما يلي:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (1.19)$$

نظراً لأن معدل التدفق ثابت ، فهو نفسه عبر أي منطقة تقع على مسافة (r) من مركز المنظومة من التدفق الشعاعي ($A = 2\pi rh$). لذلك يمكن كتابة المعادلة (1.19) كما يلي:

$$q = \frac{2\pi rkh}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

وبفصل المتغيرات والتكامل تجد:

$$\int_{P_{wf}}^P dP = \frac{q\mu}{2\pi kh} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r}$$

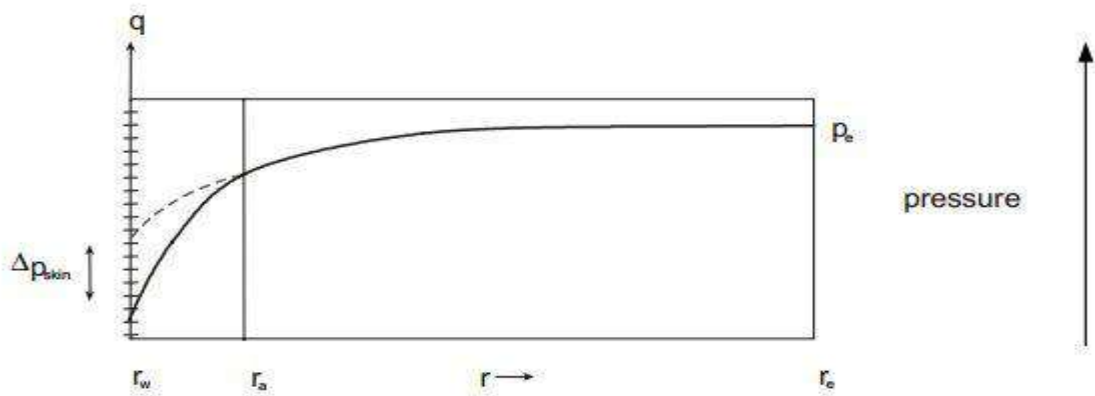
حيث ان (P_{wf}) هو ضغط قاع البئر الجرياني. باجراء التكامل نحصل على:

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad (1.20)$$

تدل هذه المعادلة على أن الضغط يزداد لوغاريتمياً مع زيادة نصف القطر ، كما هو موضح بالشكل (1.4)، بالتالي يكون انخفاض الضغط أكثر حدة بالقرب من البئر بدءاً من الحدود الخارجية. على وجه الخصوص ، عندما ($r = r_e$) ومنه:

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (1.21)$$

تختلف نفوذية المنطقة المجاورة للبئر عنها في عمق المكمن، و يمكن أن تكون بسبب تلوث الطبقة نتيجة لدخول سائل الحفر، مما يشكل منطقة ذات نفوذية ضعيفة حول جدران البئر، الأمر الذي يتطلب تطبيق فرق ضغط إضافي لإعطاء معدل تدفق معين، وكون أن امتداد هذه المنطقة الملوثة صغير جداً نسبياً حول جدران البئر فيعبر عنه بمعامل الظاهرة السطحية (Skin Effect) ويكون في هذه الحالة ذو قيمة موجبة، وبالمقابل عند إجراء معالجة جيدة وناجحة للبئر ستصبح المنطقة حول جدران البئر ذات نفوذية عالية، أعلى منها في عمق المكمن مما يتطلب فرق ضغط اقل لإعطاء معدل تدفق معين، ويأخذ في هذه الحالة قيمة سالبة. هذا الموضع مبين بالشكل (1.4) ، حيث يمثل (r_a) نصف قطر هذه المنطقة. إذا لم يتضرر البئر فان بروفيل الضغط عندما يكون ($r < r_e$) سيكون كما هو مبين بالخط المتقطع ، بينما بسبب الانخفاض في النفوذية في المنطقة المتضررة ، فان المعادلة (1.21) تشير الى ان انخفاض الضغط سيكون اكبر من المعتاد أو ان (p_{wf}) سيكون اقل.



الشكل (1.4) يبين بروفيل الضغط للجريان الشعاعي لبئر متضرر

يتم تحديد هذا الانخفاض الإضافي في الضغط بالقرب من جدران البئر بواسطة تعريف Everdingen كما يلي:

$$\Delta P_{skin} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad (1.22)$$

حيث يعود (ΔP_{skin}) إلى انخفاض النفوذية في المنطقة الملوثة حول جدران البئر (الظاهرة السطحية) و (S) هو معامل الظاهرة السطحية وهو عدد بلا أبعاد ، هذا التعريف يمكن ادراجه في المعادلة (1.21) فنحصل على معادلة تدفق الحالة المستقرة الكاملة :

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (1.23)$$

يمكن ملاحظة أنه إذا كانت S موجبة ، فإن انخفاض الضغط $(P_e - P_{wf})$ سيحتوي على انخفاض اضافي في الضغط بسبب تأثير الظاهرة السطحية.

ان المعادلة (1.23) يستخدمها مهندسو الإنتاج كثيرًا ، فمن المفيد التعبير عنها بالواحدات الحقلية بدلاً من واحدات دارسي كما يلي:

$$P_e - P_{wf} = 14.2 \frac{q\mu B_o}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (1.24)$$

حيث ان (2π) تم ادخالها في الثابت. هذه المعادلة كثيرا ما يتم التعبير عنها كما يلي:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{\text{oil rate (stb/d)}}{\text{pressure drawdown (psi)}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (1.25)$$

حيث ان (IP) مؤشر إنتاجية البئر (عامل الانتاجية) ، معبراً عنه بـ $(\text{stb} / \text{d} / \text{psi})$ والذي يعتبر مقياساً مباشراً لأداء البئر. ان احد الاهداف الرئيسية لهندسة الانتاج هي جعل عامل الانتاجية (IP) كبيراً بما يتفق مع اقتصاديات القيام بذلك ، ويسمى هذا محاكاة البئر ، يمكن استنتاج الطرق التي يمكن من خلالها محاكاة البئر من خلال التفكير في كيفية تغيير المؤشرات بشكل افرادي في المعادلة (1.25) لزيادة (IP) ويمكن تلخيص هذه الطرق بما يلي:

١-٦-١ - ازالة الظاهرة السطحية (S) :

قبل القيام بأي إنفاق مالي لإزالة الظاهرة السطحية ذات القيمة الموجبة ، يجب أولاً التحقق من أن التشكيل قد تضرر بالفعل أثناء الحفر. وهذا يمكن إجراؤه بشكل أفضل عن

طريق إجراء اختبار استعادة الضغط ، والذي يتم إجراؤه عادةً بشكل روتيني فور الانتهاء من حفر البئر. و منه يتم تحديد معامل الظاهرة السطحية بدقة.

إذا تم تحديد (S) وكانت موجبة ، يمكن تقليل الضرر الذي اصاب التشكيل بإجراء عملية التحميص. يعتمد نوع الحمض المستخدم على طبيعة صخر المكمن ونوع المواد الملوثة التي يجب إزالتها. إذا كان التشكيل عبارة عن حجر كلسي فإن العلاج بحمض كلور الماء سيزيل الظاهرة السطحية بسبب قابلية الذوبان من الصخرة نفسها. في مكامن الحجر الرملي حيث تكون الصخور غير قابلة للذوبان ، يتم استخدام أحماض خاصة بسوائل الحفر ، وتكون عملية التحميص ناجحة اذا اصبحت قيمة معامل الظاهرة السطحية صفر او سالبة .

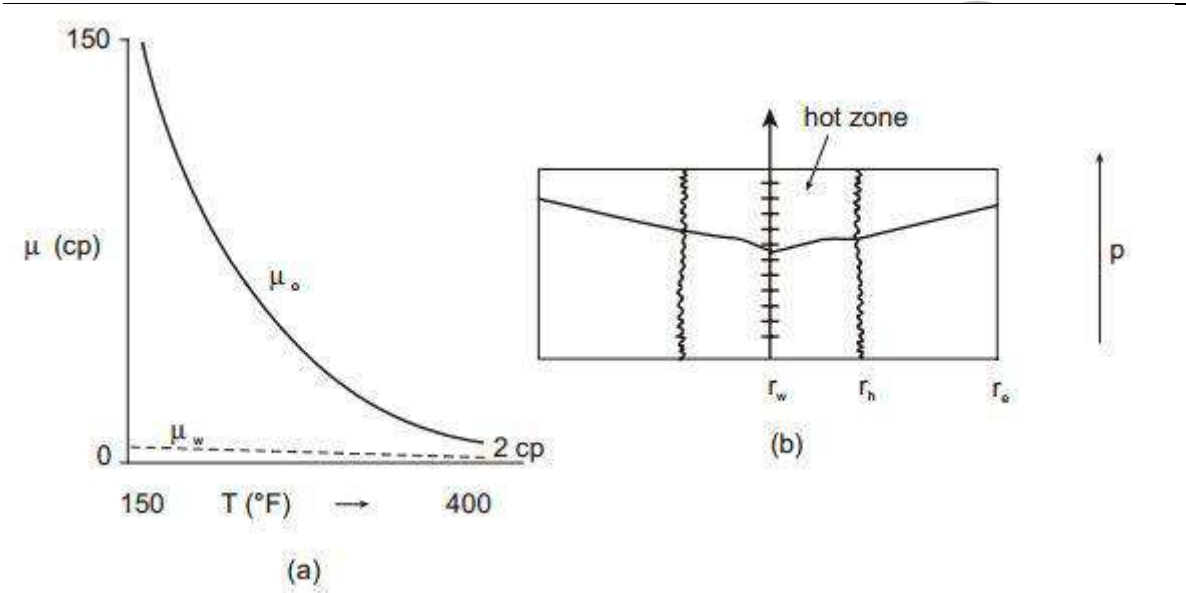
١-٦-٢- زيادة النفوذية الفعالة (K):

لوحظ انه بسبب الزيادة اللوغاريتمية للضغط مع نصف القطر ، يحدث انخفاض جزئي للضغط بالقرب من البئر. لذلك ، إذا كانت النفوذية الفعالة في هذه المنطقة منخفضة جدا يمكن زيادتها، يمكن تحسين الانتاجية الى حد كبير وذلك بواسطة التشقيق الهيدروليكي باستخدام ضغوط عالية، حيث ستؤدي السوائل ذات الضغوط العالية الى حدوث تشققات عمودية في التشكيل. بمجرد بدء تشقق الصخور، يمكن ان تنتشر في عمق التشكيل عن طريق زيادة الضغط على قاع البئر بحقن مائع تشقيق مناسب ودعم هذه الشقوق بحقن حبيبات رملية للحفاظ عليها مفتوحة وذلك في الطبقات الكلسية ويمكن ايضا التشقيق الهيدروليكي باستخدام سائل حمضي.

١-٦-٣- خفض اللزوجة (μ):

إذا كانت لزوجة النفط عالية جدًا ، سيكون معدل التدفق في المكمن منخفضًا ، وسيكون الزمن اللازم لعملية التحسين كبيرًا ، يمكن تقليل اللزوجة بشكل ملحوظ عن طريق رفع درجة حرارة النفط ، تظهر علاقة درجة الحرارة واللزوجة بشكل نموذجي في الشكل (a-1.5) . تطبق عملية التحفيز الحراري لتقليل لزوجة النفط وذلك بحقن بخار في المكمن، في النموذج

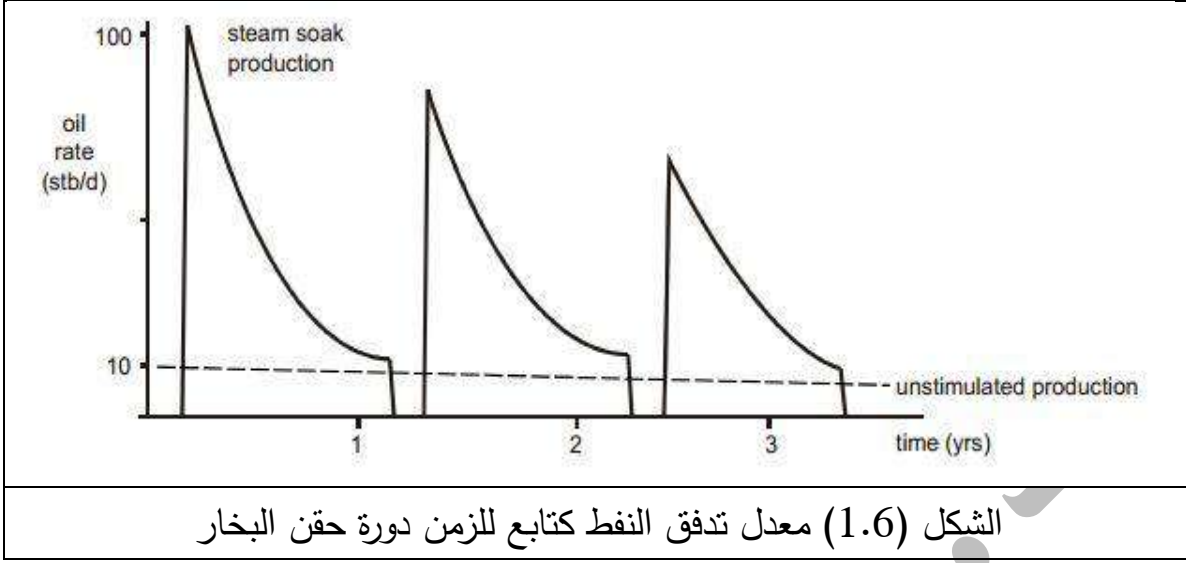
البسيط الموضح في الشكل (1.5-b)، يصل البخار إلى نصف قطر (r_h) والذي يتبع أساساً إلى كمية البخار المحقون، وعادةً يتم حقن عدة آلاف من الأطنان على مدى عدة أيام. أثناء الحقن يتم ضياع جزء من الحرارة في عمود البئر والغطاء والصخر الأساسي، ولكن منذ بدء استخدام البخار، فإن هذه الضياعات تتعكس على شكل انخفاض في الحرارة الكامنة وبالتالي يحدث تغير في درجة حرارة الصخور والنفط.



الشكل (1.5) يبين: a- رسم نموذجي للزوجة النفط الماء كتابع لدرجة الحرارة

b- بروفيل الضغط ضمن نصف قطر تصريف لجزء البئر المشبع بالبخار

بعد الحقن، يتم فتح البئر للإنتاج وعبور النفط البارد داخل المنطقة الحلقية المسخنة مما يؤدي إلى انخفاض لزوجته بشكل كبير، وبالتالي يزداد (IP)، كما يظهر بالشكل (1.6) هناك زيادة أولية في الإنتاج تليها زيادة مطردة تتخفض حيث تتخفض درجة الحرارة في المنطقة الساخنة، بسبب الفقد المستمر للحرارة، عندما ينخفض معدل الإنتاج إلى قيمته قبل الحقن، تكرر عملية الحقن وهكذا بشكل دوري.



١-٦-٤ - تخفيض عامل حجم النفط (B_o):

يمكن تصغير (B_o (rb / stb) عن طريق اختيار الفاصل الصحيح على السطح او مجموعة الفواصل.

١-٦-٥ - تخفيض النسبة (r_e/r_w):

تظهر النسبة (r_e/r_w) كمصطلح لوغاريتمي حيث لها تأثير ضئيل على (IP) وتعديل النسبة يمكن على سبيل المثال من خلال انقاص نصف قطر البئر وهذا غير منطقي.

١-٦-٦ - زيادة اختراق البئر للطبقة (زيادة السماكة الفعالة h)

كان الفرض عند اشتقاق المعادلة (1.25) أن اكمال البئر كان على كامل سماكة التشكيل وبالتالي كان التدفق بالكامل شعاعيا .

إذا لم يكن البئر مخترقا لكامل سماكة التشكيل، فهناك تشويه لنمط التدفق الشعاعي بالقرب من البئر مما يؤدي إلى انخفاض إضافي للضغط. يتم احتساب هذا بشكل عام باستخدام كامل سماكة التشكيل في المعادلة (1.25) بما في ذلك تأثير الاختراق الجزئي على انه معامل ظاهرة سطحية اضافي.

ان زيادة اختراق الآبار، إن أمكن ، سيزيد بشكل واضح (IP)، ولكن في كثير من الحالات يتم انهاء الآبار على جزء محدود من الممكن لتجنب إنتاج الغاز أو الماء أو إلى منع تشكل المخاريط المائية او الغازية.

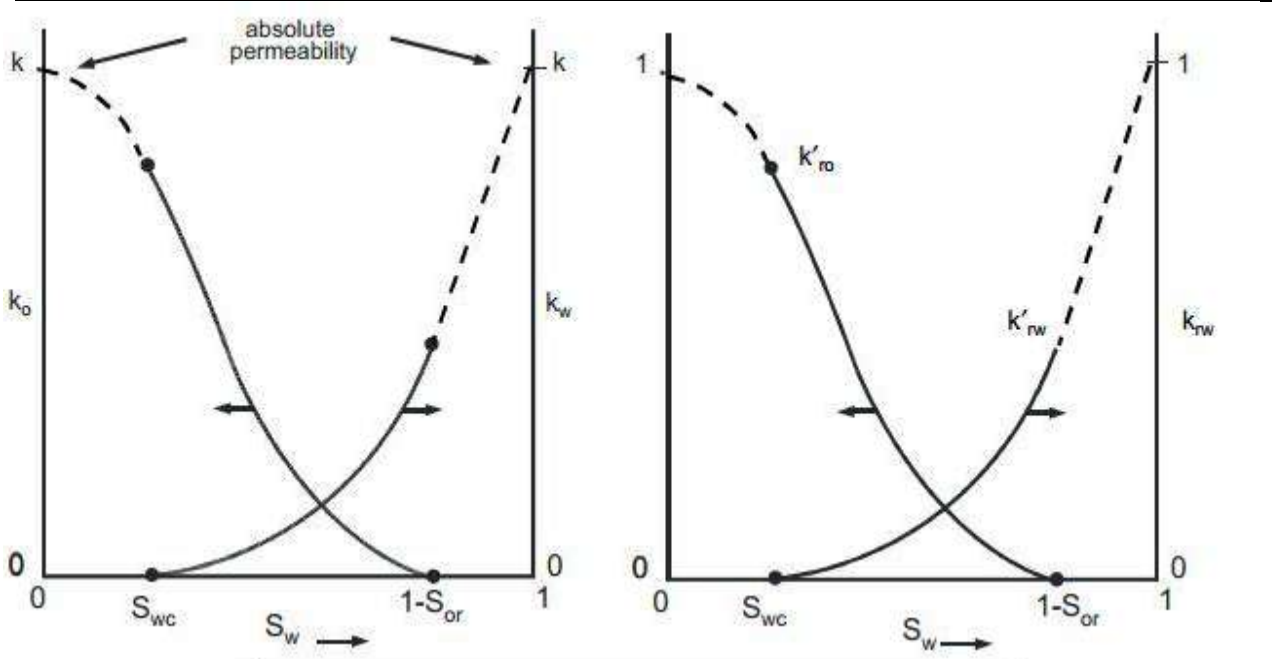
١-٧- تدفق طورين : النفوذيات الفعالة والنسبية

في وصف قانون دارسي ، تم افتراض أن النفوذية هي خاصية ثابتة ، بغض النظر عن طبيعة المائع الذي يتدفق عبر المسام. هذا صحيح (مع استثناء ملحوظ لتدفق الغاز إما عند ضغوط منخفضة أو معدلات عالية جداً) بشرط أن تكون الصخور مشبعة تماماً بالمائع المعني، والنتائج من تعريف k في المعادلة (1.8) كنفوذية ، بدلاً من K في المعادلة (1.3) حيث تعتمد الأخيرة على خصائص المائع. هذه النفوذية تسمى النفوذية المطلقة.

إذا كان هناك سائلين ، مثل النفط والماء ، يتدفقان في وقت واحد من خلال وسط مسامي، لكل سائل نفوذية فعالة خاصة به. تعتمد هذه النفوذيات على درجة التشبع بكل سائل ومجموع النفوذية الفعالة دائماً أقل من النفوذية المطلقة. تعتمد درجة التشبع على النفوذية الفعالة للنفط والماء. الاعتماد على النفوذية الفعالة للنفط والماء موضح في الشكل (1.7-a) وهو رسم تقليدي للنفوذية الفعالة كتابع لدرجة التشبع بالماء، ودرجة التشبع بالنفط هي $(S_o=1-S_w)$. بالنظر إلى منحنى النفوذية الفعالة للمياه، هناك نقطتان معروفتان على هذا المنحنى هما: الأولى عندما $(S_w=S_{wc})$ أي درجة التشبع بالمياه المترابطة والغير قابلة للحركة، أي لن يحدث أي تدفق للمياه وتكون $(k_w = 0)$ وإيضاً عندما تكون $(S_w=1)$ فالصخر مشبع كلياً بالماء وتكون $(K_w=K)$ أي ان النفوذية الفعالة تساوي النفوذية المطلقة.

والنقطة الثانية المعروفة هي بالنسبة للنفط عندما تكون $(S_o=1, S_w=0)$ فان $(k_o=k)$ ، وعندما تتخفض درجة التشبع إلى درجة التشبع بالنفط المتبقي (S_{or}) ، عندها لن يكون هناك تدفق للنفط أي $(K_o=0)$ ،

بين هذه القيم المحددة فان الاشكال النموذجية لتابع النفوذية الفعالة المفترض مبين بالشكل (1.7-a) . التأثير الرئيسي على اشكال المنحنيات الظاهرة هي خاصية التبلل وهي قابلية السائل للالتصاق بسطح الصخر، على الرغم من صعوبة تحديد هذا المؤشر إلا أنه يمكن تحديد منحنيات النفوذية من القياسات المخبرية والتي تتضمن خاصية التبلل في الشروط السائدة في المكن.



الشكل (1.7) -a النفوذية الفعالة و -b النفوذية النسبية كتتابع لدرجة التشبع بالماء وهذه التتابع مناسبة لنمذجة تدفق النفط والماء في الوسط المسامي

النفوذية النسبية نحصل عليها من تقسيم النفوذية الفعالة على النفوذية المطلقة اي:

$$k_{ro}(s_w) = \frac{k_o(s_w)}{k} , k_{rw}(s_w) = \frac{k_w(s_w)}{k} \quad (1.26)$$

تتطابق منحنيات (k_{ro} , k_{rw}) المبينة بالشكل (1.7-b) مع منحنيات النفوذية المطلقة المبينة بالشكل (1.7-a) ، نلاحظ ان المنحنيات تتطابق بالشكل والفرق الوحيد هو ان النفوذية النسبية تاخذ القيم من الصفر وحتى الواحد.

تُستخدم النفوذية النسبية كوسيلة رياضية لعدد كبير جداً من حسابات الإزاحة. تظهر نسبة النفوذية الفعالة في المعادلات والتي يمكن تبسيطها على شكل نسبة كما يلي:

$$\frac{k_o(s_w)}{k_w(s_w)} = \frac{k \times k_{ro}(s_w)}{k \times k_{rw}(s_w)} = \frac{k_{ro}(s_w)}{k_{rw}(s_w)}$$

في الشكل (1.7)(a,b) ان درجة التشبع بالمياه في اسفل المنحني ($s_w = s_{wc}$) وفي الاعلى ($s_w = 1 - s_{or}$) يتم رسمها كخطوط منقطة لأنه على الرغم ان هذه الاجزاء من المنحني يمكن تحديدها بالقياسات المخبرية الا انه لن يتم مصادفتها عند إزاحة الموائع في المكامن ، حيث ان المجال الفعلي لدرجة التشبع بالمياه هو :

$$s_{wc} \leq s_w \leq 1 - s_{or}$$

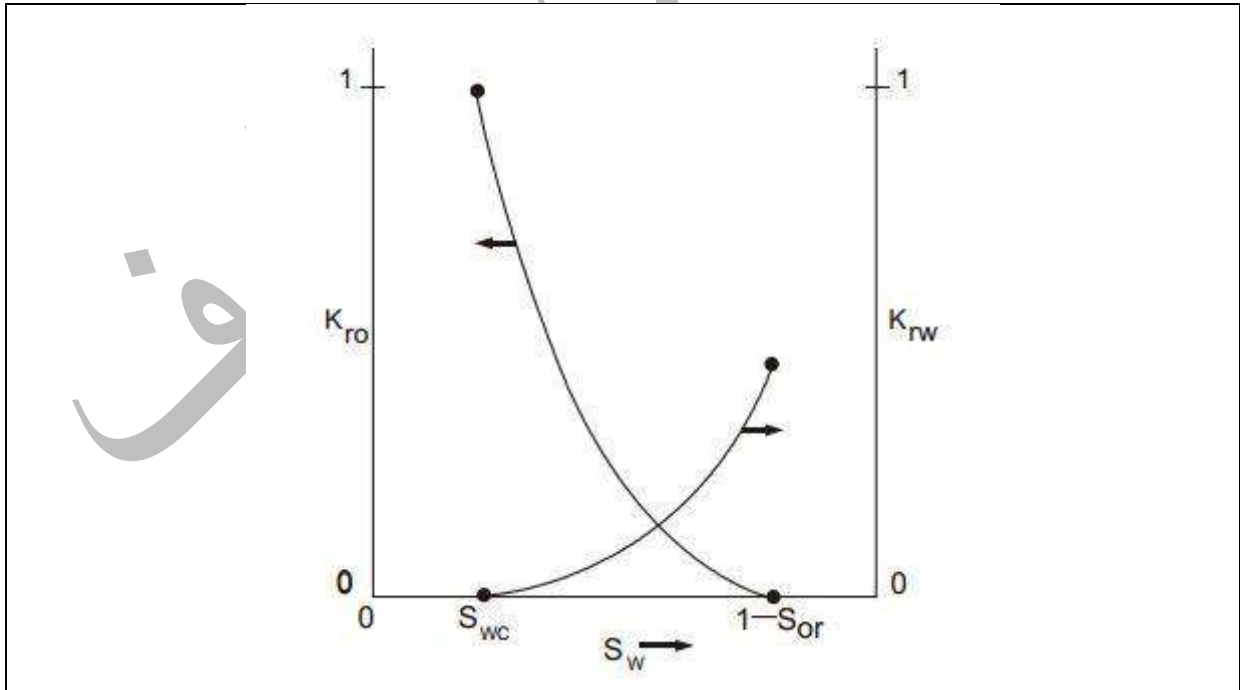
ان القيمة القصوى للنفوذية النسبية للنفط والماء والتي يمكن ان نحصل عليها اثناء عملية الازاحة تدعى نقطة النهاية للنفوذية النسبية وتعرف كما يلي:

$$k'_{ro} = k_{ro}(at \ s_w = s_{wc}) , k'_{rw} = k_{rw}(at \ s_w = 1 - s_{or}) \quad (1.27)$$

تشتق في بعض الاحيان منحنيات النفوذية الفعالة بطريقة مختلفة عن الموصوفة أعلاه عن

بقسمة مقاييس (تدرجات) الشكل (1.7-a) بواسطة قيمة أقصى نفوذية فعالة لنفط

$$(k_o(s_w = s_{wc}) = k \times k'_{ro}) \text{ والمنحنيات الناتجة مبين في الشكل (1.8)}$$



الشكل (1.8) يبين طريقة بديلة لاشتقاق منحنيات النفوذية النسبية من منحنيات النفوذية الفعالة

تعرف، في هذه الحالة، منحنيات النفوذية النسبية التي تم الحصول عليها كما يلي:

$$k_{ro}(s_w) = \frac{k_o(s_w)}{k_o(s_w = s_{wc})}, k_{rw}(s_w) = \frac{k_w(s_w)}{k_o(s_w = s_{wc})} \quad (1.26)$$

لوصف نمذجة تدفق النفط والماء في المكمن ، يطبق قانون دارسي، النفوذية المطلقة (k)

المستخدمة سابقا في هذا الفصل يجب استبدالها بالنفوذيات الفعالة $S_o(S_w)$ و $S_w(S_w)$.

الطرق البديلة لاستنتاج منحنيات النفوذية الفعالة، النفوذية المطلوبة يمكن ان تحدد كما يلي:

$$k_o(s_w) = k \times k_{ro}(s_w) \text{ or } k_o(s_w) = k_o(s_w = s_{wc})k_{ro}(s_w) \\ k_w(s_w) = k \times k_{rw}(s_w) \text{ or } k_o(s_w) = k_w(s_w = s_{wc})k_{rw}(s_w) \quad (1.27)$$

ان كلا التفسيرين ، بطبيعة الحال ، يعطي نفس قيم النفوذية الفعالة، كما سبق ذكره ، في

العديد من المعادلات التي تصف إزاحة مائع واحد غير قابل للامتزاج، من جانب آخر هو

نسبة النفوذية الفعالة المطلوبة ، ومن المعادلة ((1.27) يمكن التعبير عن هذا كما يلي:

يتم قياس النفوذية النسبية في المخبر من خلال دراسة إزاحة النفط بالماء (او الغاز) في

العينات الاسطوانية، والتي يفترض فيها ان درجة التشبع بالسائل تتوزع بشكل متساو على

كامل السماكة، لذلك فان استخدام القيم المقاسة مخبريا والعلاقات المستخدمة لحساب

النفوذية النسبية إلا للوصف المباشر للتدفق في المكمن الذي تكون فيه درجة التشبع أيضاً

متوزعة بشكل متساو على كامل سماكة المكمن، ولكن يوجد عدم انتظام في توزيع المياه في

الاتجاه العمودي ، حيث انه محكوم بقوى الجاذبية والقوى الشعرية، وبالتالي يجب أن يكون

هناك أيضاً توزيع متساو للنفوذية النسبية بالنسبة لكامل سماكة المكمن. وبسبب هذا ، نادرا

ما تستخدم النفوذية النسبية للصخور مباشرة في حسابات الإزاحة في الحقول .

ولكن هناك طرق لحساب متوسط النفوذية النسبية (أو الزائفة) ، كتابع لمتوسط السماكات

ومتوسط درجة التشبع بالماء. والتي تستخدم لوصف إزاحة النفط بالماء والتي تعتبر أكثر

طريقة واقعية ، مع الاخذ بعين الاعتبار طريقة توزيع التشبع بالمائع بالنسبة للسماكة.

على الرغم من أن الوصف أعلاه لمفهوم النفوذية النسبية اقتصر على منظومة طورين هما النفط والماء ، ينطبق نفس المبدأ العام على أي نظام من طورين مثل الغاز والنفط أو الغاز والمياه.

د.ج. ايمن شقوف

الفصل الثاني

المفاهيم الأساسية لعمليات الاستثمار

١-٢ - استثمار الحقول النفطية:

- إن نظام استثمار الحقل النفطي هو مجموعة القرارات الهندسية المترابطة التي تحدد مايلي:
- ١- وحدات الاستثمار (وحدة الاستثمار بالتعريف هي التشكيل الجيولوجي الذي يحتوي على احتياطات صناعية من المواد الهيدروكربونية).
 - ٢- تتابع عمليات حفر هذه الوحدات وتجهيزها.
 - ٣- آلية التأثير على الطبقات بهدف استخراج الموائع منها.
 - ٤- عدد آبار الإنتاج والحقن ونسبتها وتوزيعها.
 - ٥- عدد الآبار الاحتياطية.
 - ٦- الحفاظ على الطبقة والبيئة المحيطة.

يؤدي توحيد عدد اكبر من الطبقات في وحدة استثمار واحدة إلى التقليل من عدد الآبار والتجهيزات المستخدمة والأنابيب وغير ذلك ، لكن إذا كان عدد الطبقات كبيرا فقد يؤدي ذلك إلى تعقيد عملية استخراج النفط وانخفاض المردود النفطي وبالتالي تدهور المؤشرات الاقتصادية.

لذلك عند فرز وحدات الاستثمار يجب الأخذ بعين الاعتبار مايلي:

١-٢-١ - الخصائص الجيولوجية الفيزيائية لصخور المكامن النفطية:

تتضمن (النفوذية - المسامية - الشقوقية - التركيب الحبيبي) ،حيث انه من غير المناسب استثمار عدة طبقات كوحدة استثمار واحدة عند الاختلاف الكبير بالنفوذية والسماكة الفعالة والعامة وعدم تجانس الطبقات طالما أن هذا يؤثر على الإنتاجية والضغط الطبقي بشكل كبير.

٢-١-٢- الخصائص الفيزيائية - الكيميائية للنفط والماء والغاز :

وتتضمن (الكثافة - اللزوجة - عامل انحلال الغاز في النفط - ضغط الإشباع - درجة التشبع الأولية بالنفط والغاز - التركيب الكيميائي للنفط - كمية المياه المترابطة) فمن غير المناسب توحيد الطبقات في وحدة استثمار عند الاختلاف الكبير في هذه الخواص.

٢-١-٣- نظام عمل الطبقات والحالة الطورية للفحوم الهيدروجينية:

ان دمج عدة طبقات متقاربة عموديا فيما بينها ولكن بعضها يحتوي على قبعة غازية وبعضها يعمل بنظام دفع الماء في وحدة استثمار واحدة غير مناسب بسبب الاختلاف الكبير بمخططات توزيع الآبار وعددها واختلاف تكنولوجيا استخراج النفط منها.

٢-١-٤- ظروف توجيه عملية الاستثمار :

يؤدي إدخال عدد كبير من الطبقات والطبقات في وحدة استثمار واحدة إلى صعوبة مراقبة أماكن الأجزاء النفطية والوسائط المزيحة لها تقنيا وتكنولوجيا وبالتالي إلى التقليل من المردود النفطي.

٢-١-٥- تقنية وتكنولوجيا استغلال الآبار :

يمكن أن يؤدي توحيد عدة طبقات في وحدة استثمار واحدة إلى عدم رفع كامل السائل من البئر.

٢-٢- الطاقة الطبقيّة والقوى المؤثرة في المكن:

الطاقة : هي المقدار الفيزيائي الذي يحدد إمكانية الأجسام في تحقيق عمل، ويعبر هنا عن الطاقة المحررة الضرورية لإزاحة النفط من الطبقة إلى البئر ثم إلى السطح وتصرف الطاقة الطبقيّة في المكن كما يلي:

١- يصرف الجزء الرئيسي من الطاقة الطبقيّة للتغلب على قوى الاحتكاك الداخلي والتي تنشأ بسبب لزوجة الموائع وقوى الاحتكاك التي تنشأ عن حركة الموائع بالنسبة لبعضها البعض.

- ٢- يصرف جزء من الطاقة الطباقية للتغلب على قوى العطالة التي تنشأ عند ارتشاح الموائع بسرعات كبيرة، لأنها تنشأ بسبب تغير سرعة حركة جزيئات المائع وتغير اتجاه حركتها وهي تتناسب طرذاً مع كثافة المائع ومع مربع سرعة حركته.
- ٣- يصرف جزء من الطاقة الطباقية للتغلب على الضغوط الشعرية وعلى تحطيم الطبقات السطحية المدمصة على سطح الصخر عند غسل النفط لها.
- ٤- يصرف جزء من الطاقة الطباقية في أنابيب الإنتاج عند الإنتاج الذاتي للآبار
- ٢-٢-١ - أنظمة عمل الطبقات النفطية:**

اعتماداً على شكل الطاقة ومصدرها يمكن تقسيم أنظمة عمل الطبقات إلى خمسة أنظمة هي:

نظام دفع الماء - النظام المرن - نظام دفع الغاز (القبة الغازية) - نظام الغاز المنحل - نظام الجاذبية.

٢-٢-١-١ - نظام دفع الماء: تعتبر القوة المحركة الأساسية في هذا النظام المياه الجانبية والتي تتغذى من السطح أو من آبار الحقن.

خصائص هذا النظام : يكون في هذا النظام :

❖ الضغط الطبقي ثابت واكبر من ضغط الإشباع $(P_K = Const > P_S)$ ويكون الضغط الطبقي في هذه المكامن مساوياً للضغط الهيدوستاتيكي لعمود الماء والذي ارتفاعه يساوي عمق توضع الطبقة.

❖ ضغط قاع البئر ثابت و اكبر من ضغط الإشباع $(P_w = Const > P_S)$ مما يعني عدم ارتشاح غاز حر في الطبقة.

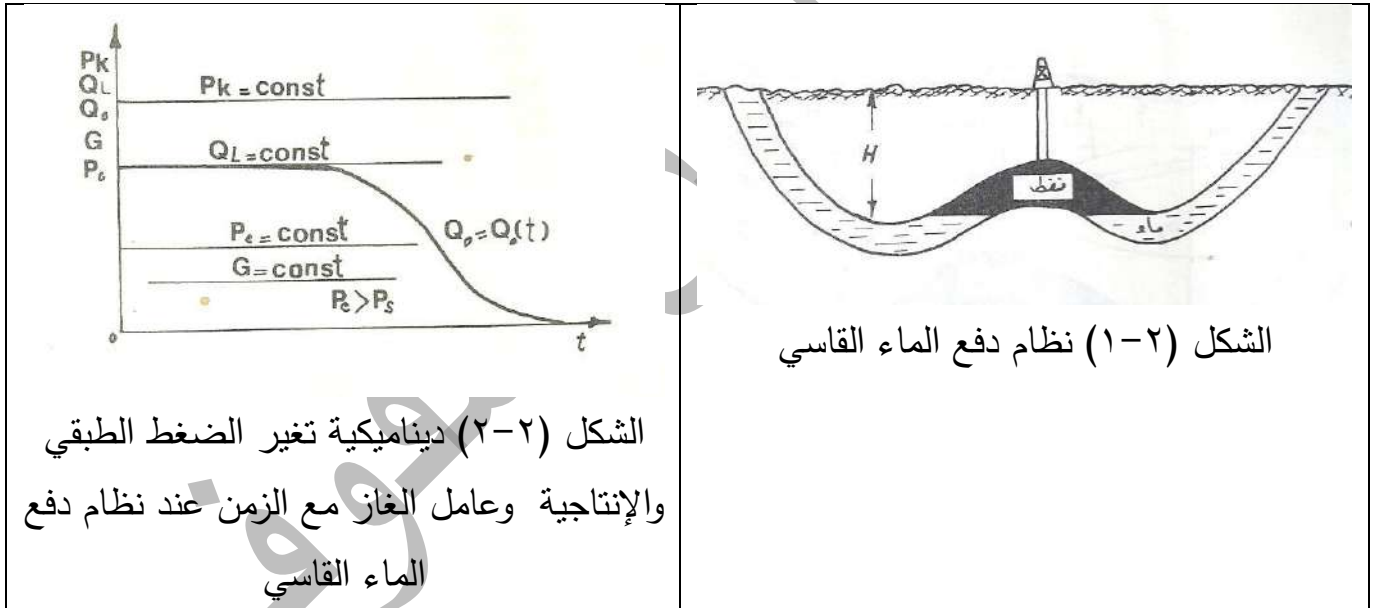
❖ يحدث تغير قليل للإنتاجية حيث أن إنتاجية السائل (ماء + نفط) تبقى ثابتة بينما ستتغير إنتاجية النفط مع الزمن أي أن $(Q_o = Q_o(t) , Q_L = Const)$.

❖ يبقى العامل الغازي ثابتاً مع الزمن طالما بقي $(P_w > P_S)$.

❖ تحصل اماهة الآبار في هذا النظام بشكل أسرع نسبيا من باقي الأنظمة الأخرى لان كونتور التغذية يتحرك بشكل دائم إلى مركز المكن.

❖ عندما تكون الخصائص الخزنية لجزء الطبقة المشبع بالماء جيدة فانه لا يحصل تغير كبير على قيمة الضغط الطبقي حتى عند إنتاج كميات كبيرة من النفط ويسمى نظام عمل الطبقة في هذه الحالة نظام دفع الماء القاسي ، حيث يحدث توزع سريع ولحظي للضغط في الطبقة.

❖ عند وصول نسبة اماهة الآبار إلى حد يصبح فيه الإنتاج غير اقتصادي عندها يتم إغلاق هذه الآبار واعتمادا عليه تخرج أولا من الاستثمار صفوف الآبار الأقرب إلى الكونتور النفطي رغم عدم استخراج الاحتياطيات النفطية الأساسية .



٢-١-٢-٢ - النظام المرن : يظهر هذا النظام في:

- ❖ المكان المعزولة هيدروديناميكيا.
 - ❖ المكان ذات ضغوط طبقية أعلى من ضغط الإشباع.
 - ❖ إن المصدر الرئيسي للطاقة في هذا النظام مرونة صخور المكن والسوائل المشبعة بها .
- الآلية : لدى انخفاض الضغط الطبقي يحدث مايلي:

١- ازدياد حجم السائل الطبقي.

٢- تمدد الهيكل الصخري مؤديا إلى نقصان حجم الفراغات المسامية.

وبسبب ذلك يتحرك السائل باتجاه البئر . إن انضغاطية السوائل والهيكل الصخري ليست كبيرة ، ولكن عند الحجوم الكبيرة للطبقة ويشكل خاص الجزء المشبع بالماء منها يمكن إزاحة كمية كبيرة من النفط تحت تأثير هذا التمدد المرن.

❖ إن التغير الذي حدث على الضغط في الممكن سيتوزع عمليا في الطبقة ببطء حيث ينتقل هذا التغير مع الزمن من الممكن إلى الحدود الخارجية أو بالأحرى إلى الكونتور الطبقي المغلق ، وإن هذا التغير في الضغط وقبل وصوله إلى الكونتور الطبقي المغلق سيتوزع في الطبقة بشكل خطوط بيزومترية ويكون الضغط في نهايتها مساويا للضغط الأولي مما يمكننا افتراض تسمية الخط الذي يصل جميع النقاط التي يكون فيها الضغط مساويا للضغط الطبقي الأولي بكونتور التغذية .

❖ يكون في هذا النظام حجم السائل المزاح من الطبقة يساوي مقدار ازدياد حجم السائل + مقدار تناقص حجم المسامات.

$$\Delta V = \Delta V_L + \Delta V_\pi$$

يعرف عامل المرونة الحجمي لوسط ما : بأنه مقدار تغير حجم الوسط مقسوما على الحجم الكلي لذلك الوسط لدى تغير الضغط بمقدار واحدة الضغط ، وبناء على هذا التعريف نكتب:

$$(\beta_L = -\frac{\Delta V_L}{V_L \times \Delta P})$$

عامل المرونة الحجمي للسائل :

$$(\beta_\pi = -\frac{\Delta V_\pi}{V_\pi \times \Delta P})$$

عامل المرونة الحجمي للصخر :

عامل المرونة الحجمي الكلي:

$$(\beta^* = -\frac{\Delta V}{V \times \Delta P}) \iff \Delta V = -\beta^* \times V \times \Delta P \quad (2-1)$$

حيث أن : الإشارة (-) تعود إلى أن $(P_2 < P_1)$

$$(\Delta P = (P_2 - P_1))$$

(ΔV) هو التغير المرن لحجم الماء والنفط والصخر وذلك لواحدة حجم الطبقة.

$$\Delta V = -\beta^* \times V \times \Delta P \rightarrow$$

$$\Delta V = -[\beta_w \times V \times m \times S_w \times \Delta P + \beta_o \times V \times m \times S_o \times \Delta P + \beta_\pi \times V(1 - m)\Delta P]$$

وبالاختصار نحصل على:

$$\beta^* = m(\beta_w \times S_w + \beta_o \times S_o) + \beta_\pi(1 - m) \quad (2 - 2)$$

هذه العلاقة تعبير عام عن العامل الحجمي لمرونة النظام الطبقي ، يمكن كتابة عامل

المرونة الحجمي بالشكل التفاضلي كما يلي :

$$\beta^* = -\frac{dV}{V \times dP} \leftrightarrow \beta^* \times dP = -\frac{dV}{V}$$

نكامل هذه المعادلة ضمن الحدود من ($P_2 \leftarrow P_1$) ومن ($V_2 \leftarrow V_1$) مفترضين ان

(β^*) لاتتعلق بالضغط فنجد:

$$\beta^*(P_1 - P_2) = -\ln \frac{V_1}{V_2} = \ln \frac{V_2}{V_1}$$

إذا ضربنا الحد الأيسر في المعادلة بالعدد ($\ln e = 1$) يصبح لدينا:

$$\ln e^{\beta^*(P_1 - P_2)} = \ln \frac{V_2}{V_1} \leftrightarrow e^{\beta^*(P_1 - P_2)} = \frac{V_2}{V_1} \leftrightarrow V_2 = V_1 e^{\beta^*(P_1 - P_2)}$$

ب طرح (V_1) من طرفي المعادلة نحصل على:

$$\Delta V = V_2 - V_1 = V_1 \times e^{\beta^*(P_1 - P_2)} - V_1$$

$$\Delta V = V_1 [e^{\beta^*(P_1 - P_2)} - 1] \quad (2 - 3)$$

وهي المعادلة الدقيقة لحساب كمية السائل المزاح من الطبقة وحيث أن :

V_2, V_1 هي الحجوم عند الضغوط (P_2, P_1) على التسلسل.

إن العدد (e^x) يمكن كتابته كسلسلة عددية كما يلي:

$$e^X = 1 + X + \frac{X^2}{2!} + \frac{X^3}{3!} + \dots$$

فإذا حللنا الطرف الأيسر من المعادلة ($e^{\beta^*(P_1 - P_2)} = \frac{V_2}{V_1}$) وأهملنا الحد الثالث وما

بعده لصغره نجد :

$$1 + \beta^*(P_1 - P_2) = \frac{V_2}{V_1} \leftrightarrow V_2 = V_1[\beta^*(P_1 - P_2)]$$

ب طرح (V_1) من طرفي المعادلة فإننا نجد مقدار الزيادة المرنة للحجم (كمية السائل المنتجة بفعل التمدد المرن):

$$\Delta V = V_1 \times \beta^*(P_1 - P_2) \quad (2 - 4)$$

هذه المعادلة تقريبية تعطي قيم صحيحة عندما تكون (β^*) صغيرة.

إن الظروف الجيولوجية لتحقيق النظام المرن هي:

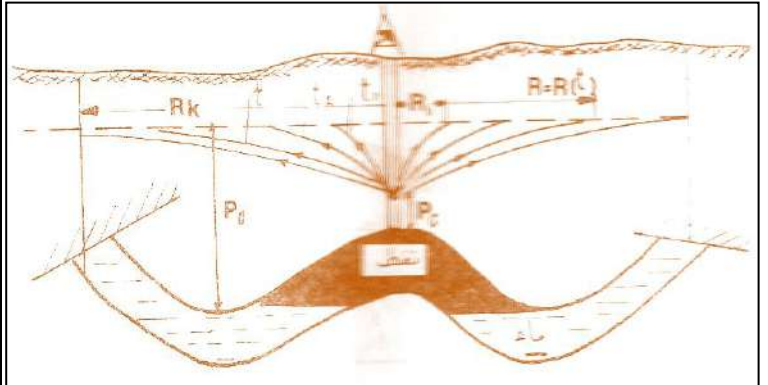
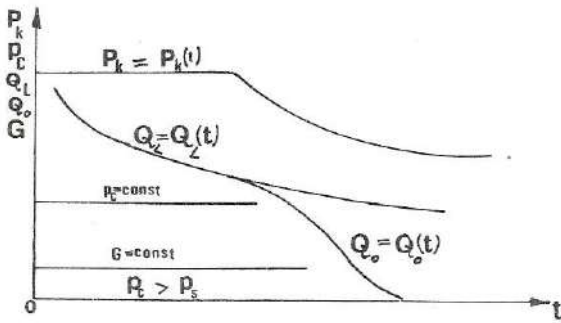
١-مكن مغلق ليس له تغذية منتظمة.

٢-منطقة واسعة مشبعة بالماء تقع خارج الكونتور النفطي.

٣-لايوجد قبعة غازية.

٤-الضغط الطبقي اكبر من ضغط الإشباع.

٥-يوجد اتصال هيدروديناميكي فعال بين الجزء المشبع بالنفط للطبقة والمنطقة المشبعة بالماء.



الشكل (٢-٤) مميزات نظام الاستثمار المرن للمكن

الشكل (٢-٣) نظام دفع الماء المرن

٢-٢-١-٣- نظام دفع الغاز (القبعة الغازية):

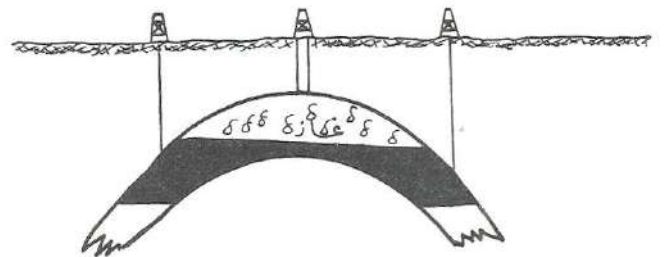
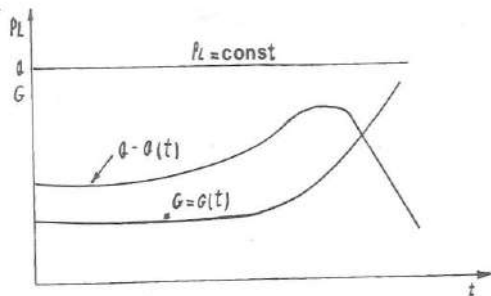
يفهم من هذا النظام إزاحة النفط من الطبقة إلى قاع البئر تحت تأثير دفع الغاز

المتجمع في القبعة الغازية أي أن مصدر الطاقة هو مرونة الغاز في القبعة الغازية .

- ١- حتى يتحقق هذا النظام يجب أن يكون الممكن معزولا بصخور غير نفوذه أي لا يوجد اتصالاً هيدروديناميكياً مع المنطقة المشبعة بالماء.
- ٢- يكون الضغط الطبقي في هذا النظام مساوياً لضغط الإشباع ($P_K = P_S$) ولهذا يحصل انفصال للغاز عند انخفاض الضغط وستؤدي طاقة تمدده إلى تحريك النفط.
- ٣- إن استثمار الممكن في هذا النظام يرافقه انخفاض دائم للضغط الطبقي والذي يرافقه انخفاض الإنتاجية واختصار فترة الإنتاج الذاتي وكذلك انتقال الآبار النفطية إلى غازية.
- ٤- تستثمر هذه المكامن من خلال دعم الضغط الطبقي بحقن الغاز في القبة الغازية أو حقن السوائل المختلفة في الطبقة المنتجة.
- ٥- المردود النهائي لا يتجاوز ٤٠-٥٠ % بشكل تقريبي.
- ٦- يكون إنتاج الآبار بشكل عام بدون ماء.
- ٧- يزداد العامل الغازي في هذا النظام باستمرار وتخرج آبار نفطية متحولة إلى آبار غازية تنتج غازاً فقط .

تزداد فعالية نظام دفع الغاز عندما يكون :

- ١- وجود نفوذية عمودية وأفقية عاليتين.
- ٢- الممكن ذو تركيب متجانس.
- ٣- الطبقات ذات انحدار شديد.



الشكل (٦-٢) مميزات نظام دفع الغاز القاسي

الشكل (٥-٢) نظام دفع الغاز القاسي (القبة الغازية)

٢-١-٤ - نظام الغاز المنحل:

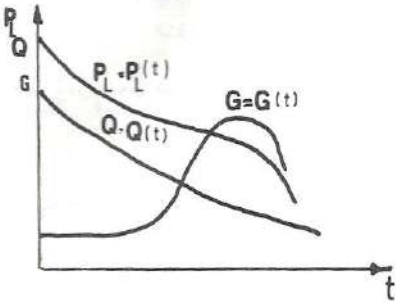
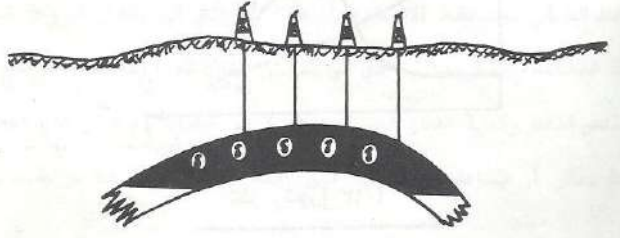
يظهر هذا النظام في المكامن النفطية عند انخفاض الضغط الطبقي إلى قيمة أقل من ضغط الإشباع ($P_K < P_S$) حيث سيتحرر الغاز من النفط على شكل فقاعات تملئ الوسط المسامي والتي تزيح النفط من الطبقة إلى البئر عند تمددها.

ظروف تكون هذا النظام :

- ١- الضغط الطبقي أقل من ضغط الإشباع.
 - ٢- غياب المياه خارج الكونتور أو عند وجود مياه غير فعالة.
 - ٣- غياب القبة الغازية.
- تتوزع الطاقة الطبقيّة الناتجة عن تمدد الغاز في هذا النظام بشكل متساو على كامل حجم الجزء المشبع بالنفط من الطبقة.

صفات هذا النظام:

- ١- ينخفض الضغط الطبقي بسرعة ويزداد العامل الغازي.
- ٢- يعتبر غير فعال بدون استخدام طرق الإزاحة المختلفة للمكمن.
- ٣- لزوجة الغاز أقل بكثير من لزوجة النفط وبالتالي حركيته أكبر ويصل بشكل أسرع إلى قاع البئر.
- ٤- تقل حركية النفط بسبب ازدياد لزوجته نتيجة انفصال الغاز منه.
- ٥- تزداد النفوذية الطورية للغاز وتتناقص للنفط بزيادة درجة التشبع بالغاز في الوسط المسامي.

	
الشكل (٨-٢) مميزات نظام الغاز المنحل	الشكل (٧-٢) نظام الغاز المنحل

٢-٢-١-٥ - نظام الجاذبية : يرتشح السائل في هذا النظام إلى قيعان الآبار تحت تأثير

القوى الثقالية للنفط وقد يظهر في أي مكن عند المرحلة النهائية من استثماره.

تختلف أنظمة الجاذبية عن بعضها البعض بحسب درجة ميلان طبقاتها وتقسم إلى :

١- نظام الجاذبية ذوالكونتور المتحرك: يتواجد هذا النظام في الطبقات ذات الانحدار الشديد

حيث يتحرك النفط الى قاع البئر نتيجة تأثير وزن عمود النفط الشكل (٩-٢). إن إنتاجية

الآبار عند هذا النظام غير عالية ولكنها تبقى ثابتة حتى اقتراب الكونتور النفطي منها

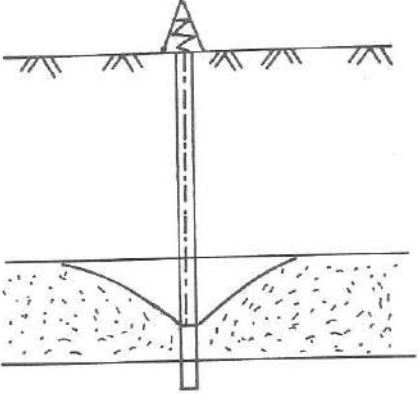
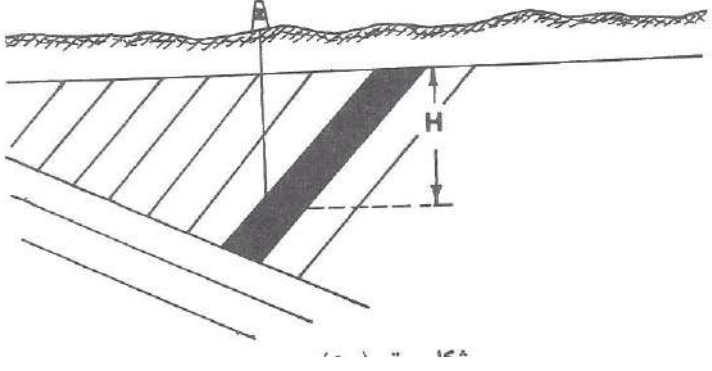
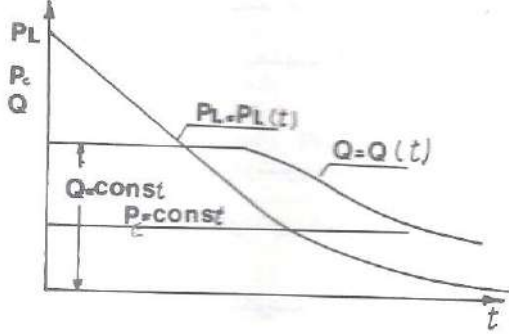
الشكل (١١-٢).

٢- نظام الجاذبية ذو الكونتور غير المتحرك : يكون مستوي النفط اخفض من مستوي السطح

العلوي للطبقة النفطية حيث تكون الطبقة المنتجة أفقية. ولدى استثمار الآبار عند هذا

النظام فان مستوي النفط سيتناقص بالتساوي في جميع أنحاء المكن حسب قانون فروق

الضغط البيزومترية كما في الشكل (١٠-٢).

	
الشكل (١٠-٢) نظام الجاذبية ذو الكونتور غير المتحرك	الشكل (٩-٢) نظام الجاذبية ذو الكونتور المتحرك
	
الشكل (١١-٢) مميزات نظام الجاذبية	

٢-٣- مراحل استثمار المكنم النفطي: يمكن أن يمتد استثمار المكنم النفطي الى عشرات

السنين واعتمادا على ديناميكية إنتاج النفط يقسم إلى أربع مراحل هي:

١- المرحلة الأولى: يستثمر المكنم النفطي بإنتاجية أعظمية بإمالة قليلة مع حفر الآبار

الأساسية التي تشكل ٦٠-٨٠ % من العدد الاعظمي للآبار ووضع نظام الحقن وتنتهي

هذه المرحلة عند الوصول إلى المستوي الاعظمي من إنتاج النفط.

٢- المرحلة الثانية: المحافظة على المستوي الإنتاجي الكبير الذي يتصف بإنتاجيته الثابتة

والتي تتحقق باستخدام الطرق المنشطة للإنتاج مع إدخال آبار الرصيد الاحتياطي في

الإنتاج.

٣- المرحلة الثالثة: تتناقص الإنتاجية من النفط بشكل كبير بسبب الإمالة الكبيرة حيث انه :

١- تتناقص إنتاجية النفط وسطيا من ١٠-١٥ % بالسنة.

٢- تحول كل الآبار تقريبا إلى الإنتاج بالطرق الميكانيكية ويتم خروج بعض الآبار من الإنتاج.

٣- تنشط في هذه المرحلة طرق الحقن الداخلي بالماء مع استخدام طرق أخرى للمحافظة على المستوي الإنتاجي الذي تم التوصل إليه .

٤- في نهاية هذه المرحلة يستثمر بحدود ٨٠-٩٠ % من الاحتياطي الإنتاجي وتكون نسبة الاماها ٨٠-٩٠ %

٥- المرحلة الرابعة: وتسمى المرحلة النهائية وتتصف بمستوى إنتاجي منخفض من النفط وذات اماهة كبيرة في جميع الآبار وينخفض عدد الآبار العاملة بشكل كبير وقد يصل إلى ١ % من العدد الكلي للآبار . وتمثل نهاية هذه المرحلة نهاية الاستثمار ككل وتحدد من خلال دراسة لإنتاجية النفط من الوجهة الاقتصادية.

٢-٤ - عامل المردود النفطي: بالتعريف هو النسبة بين كمية النفط المستخرج من الطبقة والاحتياطي الجيولوجي في الطبقة ويعتبر المؤشر الرئيسي لاستخراج النفط من الطبقة. يتعلق عامل المردود النفطي بعدة عوامل منها (الخصائص الفيزيائية للصخور والموائع المكمية - عدم تجانس الخصائص الخزنية للمكمن - أنظمة عمل الطبقات النفطية وغيرها).

إن العوامل التي تؤدي إلى احتجاز النفط ضمن الطبقات النفطية عديدة منها:

١- الطبقات الرقيقة ذات المسامية المغلقة.

٢- أيا كانت الطرق والتقنيات المطبقة لإنتاج النفط فإن عملية إزاحة النفط لن تشمل النطاقات كافة إذ أن النفط المتبقي في المناطق التي لا تشملها جبهة الإزاحة لعدم تجانس الصخور، ولعدم تجانس جبهة الإزاحة لن يزاح النفط منها، كما أن المائع المزيج سيمر ويطرد النفط من الأماكن ذات النفوذية الأعلى التي تعتبر الممر الأسهل له .

٣- النفط المتبقي خلف جبهة الإزاحة بسبب القوى الشعرية.

يعطى المردود النفطي بالعلاقة التالية:

$$\eta = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 \quad (2 - 5)$$

حيث أن :

η_1 = معامل بأخذ بعين الاعتبار أبعاد المجال المفتوح من الطبقة ويعطى بالعلاقة التالية:

$$\eta_1 = \frac{V_1}{V_2}$$

V_1 = حجم الطبقة المشبعة بالنفط والمختقة من البئر (سواء كانت الطبقة مختقة من

البئر ومعزولة أو كانت الطبقة غير مختقة بشكل كامل)

V_2 = الحجم الكلي للطبقة.

بعبارة أخرى: هو النسبة بين كمية النفط المستخرج إلى الاحتياطي النفطي الذي يقع في جزء الطبقة الداخل بالاستثمار

η_2 = معامل بأخذ بعين الاعتبار درجة سيطرة مائع الإزاحة في منطقة تقدمه في النطاقات جميعها ،والذي يميز درجة امتلاء الفراغات المسامية بالمادة المزيجة أثناء عملية الاستثمار ويعطى بالعلاقة التالية:

$$\eta_2 = \frac{V_3}{V_4}$$

V_3 = الحجم الحقيقي من أجزاء الطبقة المنتجة الخاضعة لتأثير مائع الإزاحة .

V_4 = الحجم الحقيقي للطبقة التي يجب أن يشملها مائع الإزاحة.

وبسبب عدم تجانس جبهة الإزاحة فان مائع الإزاحة سيشمل جزءا من الطبقة فقط.

η_3 = معامل يحدد تجريبيا من خلال التجارب المخبرية التي تجرى على العينات

الاسطوانية باستخدام مائع الإزاحة نفسه المستخدم في الطبقة والذي يؤثر تأثيرا كبيرا في

عامل المردود النفطي. ويعطى بالعلاقة التالية:

$$\eta_3 = \frac{V_s - V_d}{V_s}$$

$V_s =$ الحجم الأولي للنفط الموجود في فراغات العينة المدروسة .

$V_d =$ حجم النفط المتبقي نتيجة القوى الشعرية وغيرها من القوى في العينة المدروسة

العوامل التي تؤثر في عامل الإزاحة:

- ١- الفرق الكبير بين لزوجة النفط ومائع الإزاحة.
 - ٢- وجود الغضار في الطبقة (عندما يصبح الغضار على تماس مع الماء ينتفخ ويؤدي إلى حجز كمية من النفط) .
 - ٣- عدم تحقيق إزاحة كاملة للنفط الموجود داخل الطبقة حتى عند النفوذيات العالية وذلك عند الإزاحة اللامتزاجية.
 - ٤- عدم شمولية الإزاحة لنطاقات الطبقة جميعها وذلك عند استخدام ذات ضغط الحقن.
- تؤثر في قيم η_1 و η_2 العوامل الآتية:
- ١- التعقيدات البنيوية في المكن.
 - ٢- درجة عدم تجانس الصخور التي تتكون منها الطبقة المنتجة.
 - ٣- توزع الآبار والمسافات فيما بينها.
 - ٤- نظام عمل المكن.

علاقة عامل المردود بسرعة إزاحة النفط من الطبقة :

- ❖ لكل طبقة سرعة حدية لإزاحة النفط بالماء منها ، فعند زيادة سرعة الإزاحة عن القيمة الحدية لها سيؤدي ذلك إلى انخفاض المردود وهذا يحدث أيضا عند عملية إزاحة النفط من الطبقات المتشقة والمسامية المتشقة.
- ❖ يتصف نظام دفع الماء بعامل مردود كبير اكبر من أنظمة الإزاحة الأخرى عند نفس الشروط والذي يعلل بسبب فعالية الماء على غسل الفراغات المسامية من النفط.

- ❖ عند وجود مياه مترابطة على جدران القنوات المسامية سوف يزداد عامل المردود فيما إذا تمت عملية الإزاحة بالماء لان الصخور محبة للماء، حيث أن الماء سيعبر إلى القنوات المسامية الصغيرة تحت تأثير القوى الشعرية مزيحا النفط منها إلى المسامات الكبيرة.
 - ❖ عند إزاحة النفط بالغاز والذي يعتبر طور غير مبلل فان الغاز سيزيح النفط من المسامات الكبيرة تاركا وراءه النفط الموجود في المسامات الصغيرة دون إزاحة نتيجة للقوى الشعرية المؤثرة على النفط وبالتالي فان عامل المردود سيكون اقل من نظام دفع الماء
 - ❖ عند نظام الجاذبية سيكون عامل المردود اقل بكثير من النظامين السابقين لعدم وجود إزاحة للنفط على الكونتور.
 - ❖ عند نظام الغاز المنحل سيكون عامل المردود ذو قيمة صغيرة جدا .
- الخلاصة : إن الأنظمة الدفعية (نظام دفع الماء - ونظام دفع الغاز) وخاصة نظام دفع الماء ذات فعالية كبيرة والتي تؤمن مستوا إنتاجيا مرتفعا لطيلة فترة الاستثمار.

الفصل الثالث

مبدأ استثمار المكامن النفطية وطرق تصميمها

والرسوم التخطيطية لاستثمارها

يتميز مبدأ استثمار المكامن النفطية بالأمور الآتية:

- ١- كيف تتوضع الآبار الإنتاجية وآبار الحقن على المكن وما هو عددها وترتيب حفرها.
 - ٢- ما نظام عمل الآبار الإنتاجية وآبار الحقن.
 - ٣- ما نظام عمل الطبقة.
 - ٤- هل ستقام عمليات المحافظة على الضغط الطبقي وذلك باستخدام مواد مزيحة في الطبقة أو يستثمر المكن على حساب الضغط الطبقي.
- إن مبدأ استثمار كل حقل يجب أن يخطط له مسبقاً وذلك باستخدام المعلومات التي تم الحصول عليها من الآبار الاستكشافية ومن التجارب الاستثمارية.

٣-١- تصنيف مبدأ الاستثمار:

يصنف مبدأ الاستثمار حسب ما يلي:

- ٣-١-١- توزيع شبكة الآبار.
- ٣-١-٢- ترتيب وضع الآبار في الإنتاج.
- ٣-١-٣- المحافظة على الضغط الطبقي.

٣-١-١- توزيع شبكة الآبار:

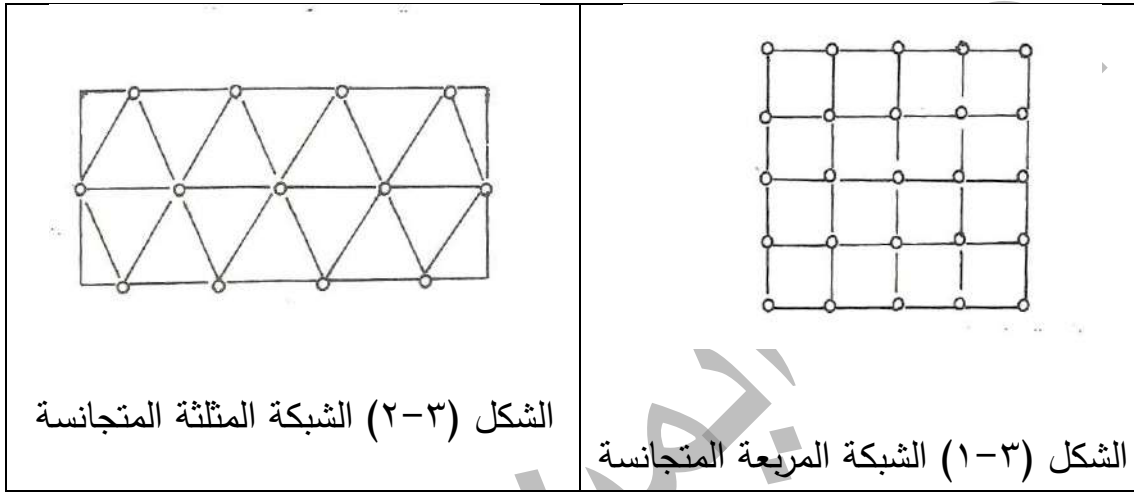
يصنف مبدأ الاستثمار حسب توزيع شبكة الآبار على المكامن النفطية إلى:

- ١- النظام ذو التوزيع المتجانس للآبار (الشبكة المتجانسة)
- ٢- النظام ذو التوزيع غير المتجانس للآبار (الشبكة غير المتجانسة)

كانت تستعمل الشبكة المتجانسة للآبار بغض النظر عن شروط استثمار المكنم ، حيث تكون المسافة بين بئرين متجاورين في جميع أنحاء المكنم متساوية ونميز نوعين من الشبكات المتجانسة :

١- الشبكة المتجانسة المربعة (الشكل ١-٣).

٢- الشبكة المتجانسة المثلثة (الشكل ٢-٣).



للحصول على شبكة مربعة متجانسة يتم سحب خطوط مستقيمة بحيث يكون البعد بينها يساوي البعد بين الآبار التي توزع على رؤوس المربعات المتشكلة . أما الشبكة المثلثة المتجانسة فتتشكل نتيجة لسحب مستقيمات مزاحة فيما بينها بزاوية قدرها (٦٠ درجة) ، حيث توزع الآبار على رؤوس المثلثات المتساوية الأضلاع.

تستعمل عادة شبكة الآبار المتجانسة عند توزيع الطاقة الطباقية بشكل متجانس على المكنم النفطي وفقط عند الأنظمة ذات الكونتور غير المتحرك (نظام الغاز المنحل ونظام الجاذبية أما عند الأنظمة ذات الكونتور المتحرك (نظام دفع الماء ،نظام دفع الغاز) فان الآبار توزع حسب شبكة غير متجانسة بشكل صفوف تتعلق بصفات وشكل المكنم ذو الكونتور المتحرك ،حيث أن المسافة بين بئرين متجاورين في الصف الواحد تختلف عنها في الصف الثاني للآبار.

كما وتوزع صفوف الآبار بشكل مواز للكونتور النفطي التي تساهم في تأمين بعض التجانس لتحرك خط التقاء الماء بالنفط.

٣-١-٢- ترتيب وضع الآبار في الإنتاج: يقسم مبدأ الاستثمار حسب ترتيب وضع الآبار في الإنتاج إلى:

١- النظام الممتد - عندما يحفر المكمن تقريبا لكامل مساحته.
٢- النظام المكثف - عندما يحفر المكمن بالبداية بسلسلة من الآبار المتجانسة موزعة على كامل مساحة المكمن ومن ثم تكثف شبكة الآبار وذلك بحفر السلسلة الثانية من الآبار الموزعة بين الآبار السابقة.

٣- النظام الزاحف - عندما تحفر الآبار على المكمن بشكل خطوط موازية للكونتور النفطي. يستعمل النظام الممتد عندما يكون المكمن ذو أبعاد صغيرة ، أما في الحالات الأخرى من المكمن فان النظام سيكون إما مكثفا أو زاحفا أو الاثنين معا.

٣-١-٣- المحافظة على الضغط الطبقي:

لدى سير عمليات استثمار المكمن فان الضغط الطبقي سيقبل تدريجيا مما سيؤدي إلى استخدام الطرق الميكانيكية لرفع السائل إلى السطح والذي سيؤدي إلى زيادة الكلفة من جهة وإلى نقصان عامل المردود بشكل كبير من جهة أخرى.

الأمر الذي يستدعي استخدام طرق للمحافظة على الضغط الطبقي وينحصر جوهر هذه الطرق بحقن الماء أو الغاز في الطبقة المنتجة بأحجام معينة وعلى هذا الأساس:

- ١- إما أن تعوض المادة المحقونة كامل الطاقة المصروفة لرفع السائل من البئر .
- ٢- وإما أن تحافظ على تواجد الضغط الطبقي عند المستوى الأمثل وبالتالي ستعمل على زيادة عمر الآبار الذاتية وتحسين المؤشرات الاقتصادية لاستثمار المكمن النفطية.

في المكامن النفطية ذات القبعة الغازية يحقن الغاز في القسم العلوي للقبعة الغازية والذي يساهم في المحافظة على الضغط الطبقي وبالتالي المحافظة على الإنتاجية نفسها أو على زيادتها.

يجب استخدام طرق المحافظة على الضغط الطبقي في بداية الاستثمار حيث تعمل على المحافظة على الضغط الطبقي عند مستوى الضغط الأولي وعلى زيادة إنتاجية المكامن وبالتالي تأمين عامل مردود نفطي كبير.

كما تستعمل هذه الطرق في المراحل الأخيرة لاستثمار الحقول النفطية بعد فقدان قسم من الطاقة الطبقيّة للمكامن.

١-٣-١-٣ حقن الماء في الطبقة للمحافظة على الضغط الطبقي:

توجد عدة طرق لحقن الماء في الطبقة النفطية وهي:

١- حقن الماء في منطقة المياه الطبقيّة خلف منطقة التماس المائي والنفطي.

٢- حقن الماء في منطقة التماس.

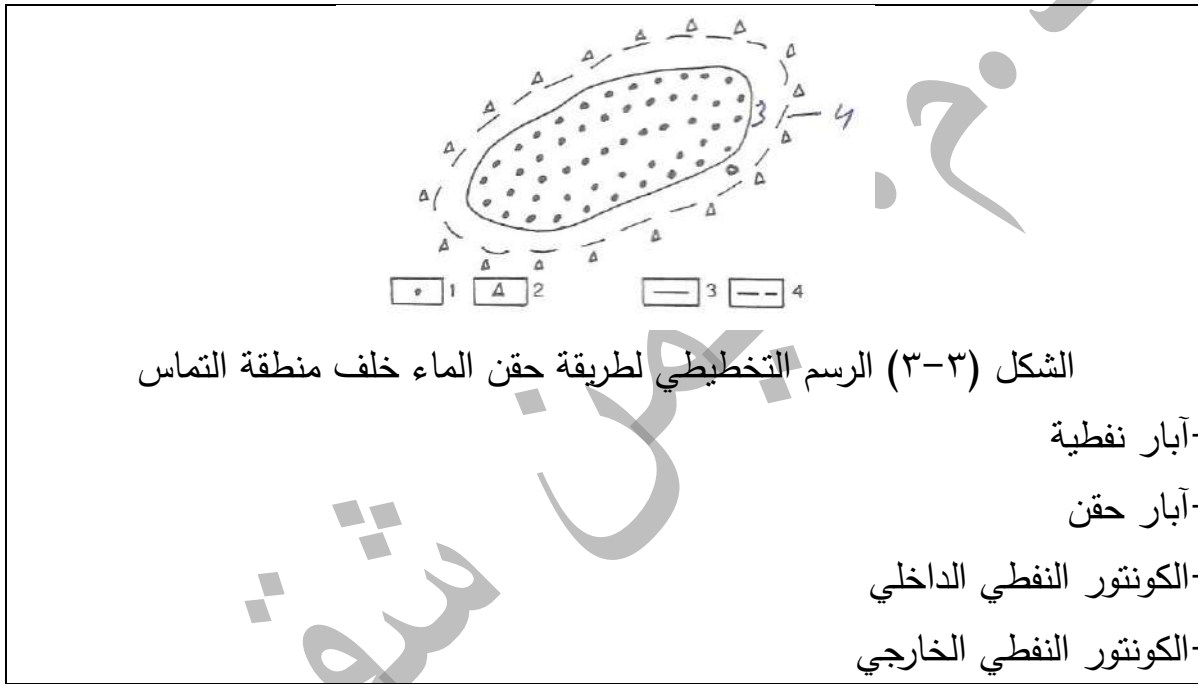
٣- الحقن الداخلي بالماء (الحقن المحوري - الحقن المركزي - الحقن الحلقي).

٤- الحقن خلف منطقة التماس والحقن الداخلي معا.

١ - طريقة حقن الماء في منطقة المياه الطبقيّة خلف منطقة التماس المائي والنفطي:

يتكون في مثل هذه الحالة كونتور تغذية اصطناعي يسيطر محيطيا على كامل المكامن النفطي من خلال تأثيره على الآبار الإنتاجية الموزعة بشكل صفوف موازية لهذا الكونتور إن الصفة العملية المهمة لدى حقن الماء بهذه الطريقة هي باختيار المسافة بين صفوف الآبار الإنتاجية وآبار الحقن وكذلك المسافة بين آبار الحقن. للوهلة الأولى يتبين انه كلما كانت المسافة بينها كبيرة كلما كانت النتيجة أفضل وذلك بسبب ضعف احتمال عبور الماء إلى الآبار الإنتاجية وبالتالي اماهتها ، ولكن بزيادة المسافة بين الآبار الإنتاجية وآبار الحقن

أكثر من (١.٥ - ٢) كيلومتر فان كونتور التغذية الاصطناعي المتشكل نتيجة لحقن الماء يمكن ان يكون معزولا عن الصفوف الأخرى من الآبار الإنتاجية وبالتالي ستقل فعاليته. تسمح هذه الطريقة بتقريب كونتور التغذية مباشرة إلى المكن وتحافظ على ضغط طبقي كبير فيه والذي يساهم بدوره على زيادة كمية الإنتاج، وتنفذ هذه الطريقة بحقن الماء في آبار حقن خاصة موزعة خارج حدود الكونتور النفطي الخارجي وذلك بصف واحد من الآبار موزعة على محيط المكن. (انظر إلى الشكل (٣-٣))



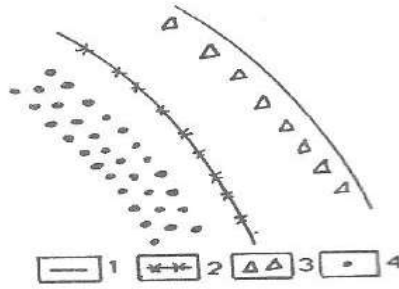
الشروط الملائمة لاستخدام طريقة حقن الماء خلف منطقة التماس:

- ١- نفوذية (k) وناقلية ($\frac{k \times h}{\mu}$) عاليتين.
- ٢- اتصال هيدروديناميكي جيد بين المنطقة النفطية وخلف منطقة التماس.
- ٣- ضغط طبقي اكبر بكثير من ضغط الإشباع.
- ٤- عدم وجود قبة غازية وإذا وجدت يجب أن تكون ذات أبعاد صغيرة بالمقارنة مع المنطقة النفطية.
- ٥- درجة تشبع الفراغات المسامية بالنفط عالية.

٦- عدم وجود فوالق تقسم المكن إلى أقسام مستقلة.

٧- تعتبر فعالة للمكامن ذات الأبعاد الصغيرة والمتوسطة فقط حيث تسمح بتوزيع جميع صفوف الآبار المقترحة على المكن (من ٢-٣ - وأربعة صفوف من الآبار كحد أقصى).
إن الشرط الرئيسي الذي يساعد ويسهل تطبيق هذه الطريقة هو وجود نظام دفع مائي.

٢- طريقة حقن الماء في منطقة التماس: تطبق هذه الطريقة عندما تكون نفوذية المكن خلف منطقة التماس صغيرة ولذا توزع آبار الحقن ضمن منطقة التماس مباشرة بقرب صف الآبار الإنتاجية لأن طريقة الحقن خلف منطقة التماس في هذه الحالة تصبح ذات فعالية ضعيفة وستكون طريقة الحقن في منطقة التماس ذات فعالية أكبر. (الشكل (٣-٤))، حيث يحقن الماء مباشرة عند الكونتور النفطي الذي يساعد على رفع إنتاجية الآبار النفطية نتيجة لتوفر شروط ملائمة لتسلل الماء باتجاهها وبالتالي إزاحة النفط إزاحة جيدة والآبار المستعملة لحقن الماء في منطقة التماس هي آبار نفطية مماهة.



الشكل (٣-٤) الرسم التخطيطي للاستثمار باستخدام طريقة حقن الماء في منطقة التماس

- الكونتور النفطي الخارجي

- الكونتور النفطي الداخلي

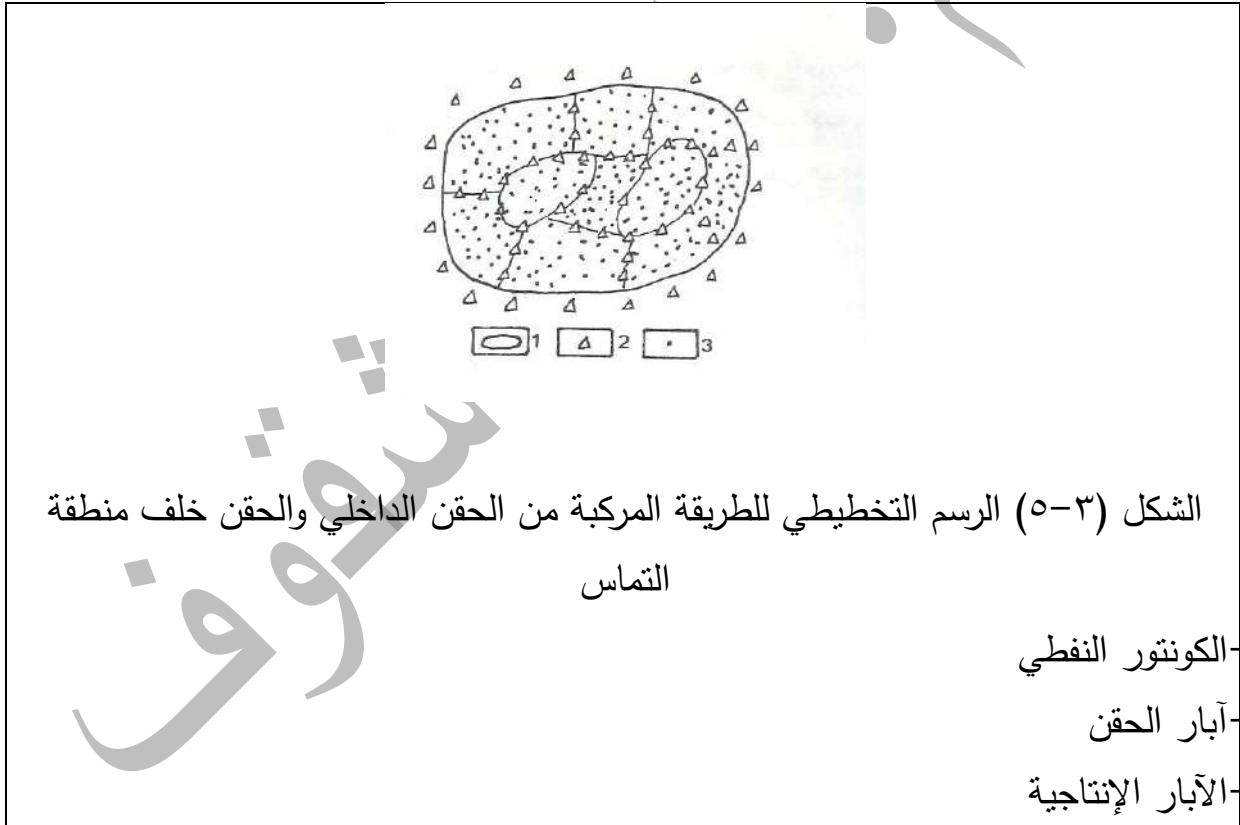
- آبار الحقن

- الآبار الإنتاجية

٣- طريقة الحقن الداخلي بالماء (الحقن المحوري - الحقن المركزي - الحقن الحلقي)**والطريقة المركبة:**

أدخلت الطريقة المركبة لزيادة فعالية استثمار المكامن النفطية وهي طريقة مركبة من حقن الماء خلف منطقة التماس مع حقن ماء أيضا ضمن المنطقة النفطية بعد تقسيمها إلى عدة مناطق مستقلة بحقن الماء على جوانبها.

في مثل هذه الحالة فان مجال التغذية لا يقترب من الكونتور النفطي فقط بل يتم عبوره أيضا بشكل مباشر في المكنم وكل منطقة من المناطق المذكورة ستستثمر باستقلالية تامة عن المنطقة الأخرى (الشكل (٣-٥)).

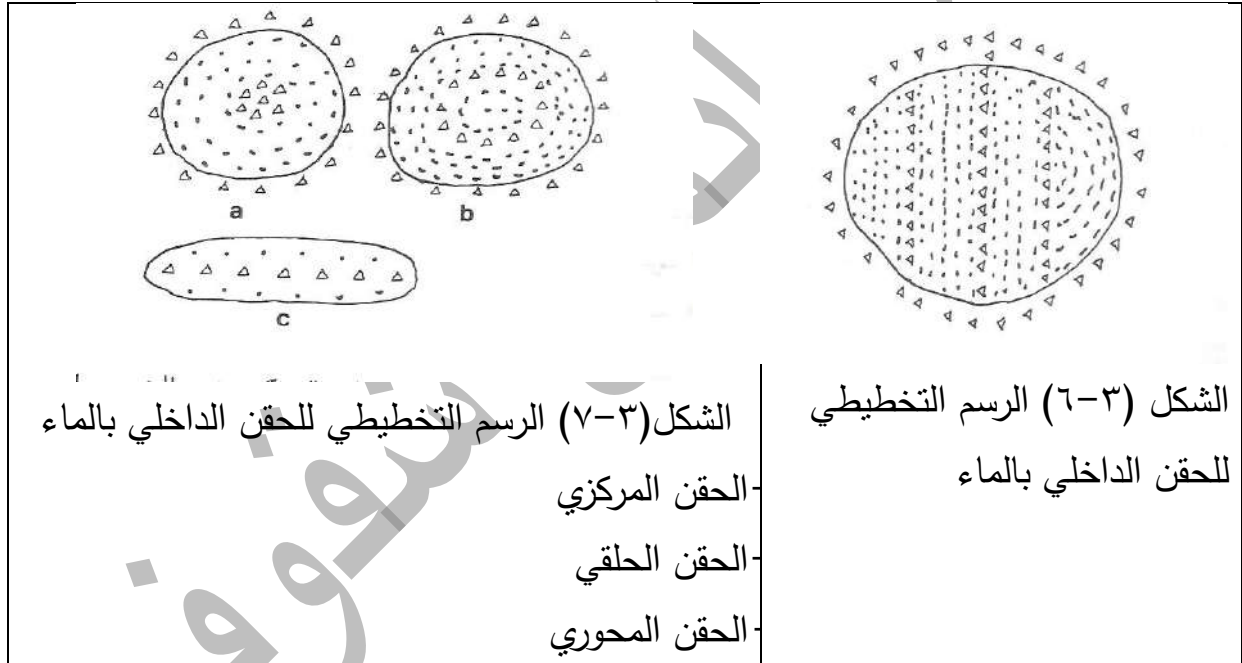


❖ تتجزأ طريقة الحقن الداخلي بالماء كما يلي : في البداية ينجز الحقن الداخلي وذلك بحقن الماء مباشرة في الطبقة ولكن ليس بكل الآبار التي تقطع المكنم إلى مناطق مستقلة وإنما بين كل بئرين حقن سيترك بئر إنتاجي يستثمر النفط من خلاله بسرعة كبيرة حتى يماه ومن

ثم يحول إلى بئر حقن. لدى الحقن الداخلي فإن إنتاجية صفوف الآبار الواقعة في المناطق الفعالة ستزداد وبالتالي ستقصر مدة استثمارها.

المسافة الملائمة بين صفوف آبار الحقن و الآبار الإنتاجية فهي بحدود (٩٠٠-١٠٠٠) متر أما عند النفوذية الصغيرة للمكمن فهي بحدود (٦٠٠ - ٧٠٠) متر.

تحفر آبار الحقن في هذه الطريقة على طول الخط العمودي على محور المكمن ، وتوزع بين صفوف آبار الحقن من ثلاثة إلى خمسة صفوف من الآبار الإنتاجية (الشكل ٢-٦). كما أدخلت عدة أنواع من الحقن الداخلي بالماء منها (الحقن المحوري- الحقن المركزي- الحقن الحلقي) (الشكل ٣-٧).



❖ تستعمل طريقة الحقن الداخلي الحلقي والمركزي بالماء لاستثمار المكمن ذات الأبعاد الكبيرة والنفوذية الصغيرة في المنطقة المائية ومنطقة التماس، حيث يحفر في منتصف المكمن مجموعة من آبار الحقن (الشكل ٣-٧- a) أو على شكل حلقة (الشكل ٣-٧- b).

❖ يمكن استخدام طرق الحقن الداخلي المركزية مع طريقة حقن الماء خلف منطقة التماس حتى لاستثمار المكامن ذات الأبعاد الكبيرة جدا والنفوذية الجيدة خلف منطقة التماس وذلك لزيادة إنتاجيتها من النفط وتقصير فترة استثمارها .

❖ لاختيار نظام حقن الماء بهدف زيادة الإنتاجية مع الأخذ بعين الاعتبار الأمور الاقتصادية للمكن ذي الأبعاد الكبيرة فيجب معرفة كل الصفات والمميزات الجيولوجية للمكن للتمكن من اختيار الطريقة الملائمة لاستثمار المكن بالشكل المناسب .

❖ عندما يكون التركيب الجيولوجي للمكن على شكل عدسات فانه من المفروض تطبيق طريقة الحقن المركزي (الشكل ٣-٧- a) .

❖ أما طريقة الحقن المحوري بالماء فتستخدم إذا كان المكن النفطي ذا أبعاد صغيرة ونفوذية ضعيفة جدا في المنطقة المائية ومنطقة التماس، أو بالأحرى لدى تناقص النفوذية من الكونتور وباتجاه المركز (الشكل ٣-٧- C)

٣-١-٢-٣ - حقن الغاز:

تستخدم طريقة حقن الغاز أو الهواء للمحافظة على الضغط الطبقي في الطبقة المنتجة لحقول النفطية المستثمرة بنظام الغاز المنحل (ضعف فعالية المياه الكونتورية، تقارب ضغط الإشباع والضغط الطبقي، عامل غازي كبير والخ)

وأيضا تستخدم للحقول التي لها قبعة غازية حيث يحقن الغاز في القسم العلوي من المكن أو في مجال القبعة الغازية ويضغط يفوق الضغط الطبقي بحدود (١٥ - ٢٠ %) .

إن الشروط الملائمة لتطبيق هذه الطريقة هي:

١- النفط ذو لزوجة منخفضة.

٢- الطبقة المنتجة متجانسة وذات نفوذية عالية.

٣- أن تكون التراكيب الجيولوجية ذات زاوية ميل لاتقل عن (١٢-١٥) درجة وذلك لان عملية الفصل الثقلي للنفط والغاز في التراكيب المعتدلة تكون أقل منها في التراكيب المائلة.

❖ في الطبقات ذات النفوذية غير المتجانسة وعند وجود تحولات تكتونية تخف حدة فعالية حقن الغاز وبالتالي صعوبة تنظيمها.

❖ في الطبقات المعتدلة ذات النفوذية الضعيفة والمشبعة بنفط ثقيل فان عملية المحافظة على الضغط الطبقي بحقن الغاز تكون غير فعالة ، وذلك لان الغاز في مثل هذه الحالة سيتوغل إلى البئر دون إزاحة النفط.

❖ تكون طريقة حقن الغاز ذات فعالية كبيرة في المراحل الأولية لاستثمار المكامن النفطية ولكن يمكن تطبيقها في المراحل المتأخرة ، كما يفضل استعمال الغاز النفطي كمادة حقن ، أما إذا لم تكن كميته كافية فيستخدم الهواء حيث يقترح حقنه في الطبقة المنتجة عند عدم تواجد قبة غازية ، حيث ستتشكل هنا قبة هوائية اصطناعية وبالتالي تشكل نظاما دفعيا فعالا لاستثمار المكامن.

❖ المشاكل التي قد تعترضنا عند حقن الهواء في الطبقات النفطية المنتجة :

١- تأكد النفط وبالتالي زيادة لزوجته وكثافته نتيجة لتشكيل الراتنجات والتي توفر الشروط غير الملائمة لحركة وإزاحة النفط.

٢- انخفاض قدرة الغاز النفطي الحرارية نتيجة لاختلاطه مع الهواء.

٣- زيادة تآكل معدات الآبار الإنتاجية.

٤- تشكل مستحلب ثابت من النفط والماء.

٥- احتمال كبير لتشكيل خليط انفجاري لدى احتواء الهواء على (٥-١٥ %) من الميثان

أو على (١.٥-٦ %) من بخار البنزين مما يتطلب عناية فائقة وإجراءات خاصة

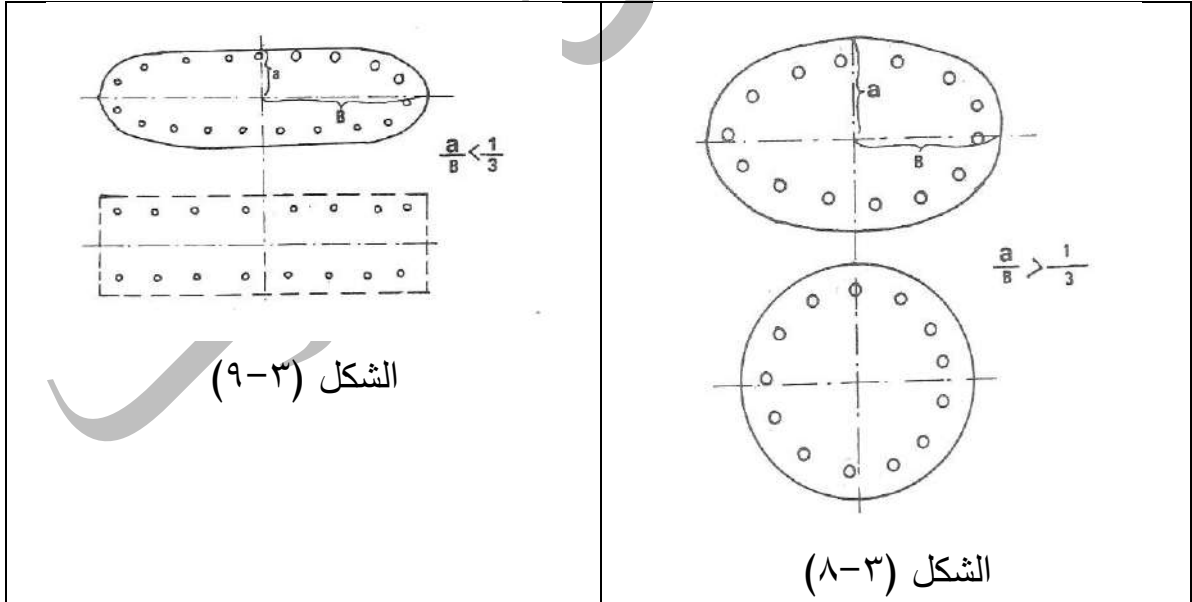
للمحافظة على قواعد الأمن والسلامة.

رغم ذلك فان هذه المشاكل لاتحدث دائما ولهذا فان الهواء يستعمل بشكل واسع كمادة حقن.
ملاحظة أخيرة : دائما وللحفاظ على الضغط الطبقي عند المستوى البدائي له يجب ألا يقل حجم المادة المحقونة في المكمن بالشروط الطبقيّة عن الحجم الكلي للسائل والغاز المستخرج منه .

٢-٣ الرسوم التخطيطية لاستثمار مكامن الحقول النفطية:

١-٢-٣ - الرسم التخطيطي لشكل المكمن:

تصادفنا - في الواقع العملي - مكامن ذات أشكال مختلفة منها (المستطيلي والدائري والقطع الناقص) وعند إجراء الحسابات المخزونية فانه من الممكن تبديل أي شكل من المكامن بالشكل المستطيلي أو الدائري أو الاثنين معا وذلك لتبسيط العمليات الحسابية فمثلا يمكننا تبديل المكمن البيضوي كمكمن دائري فيما إذا كانت نسبة محاور المكمن $(\frac{a}{b} > \frac{1}{3})$ (انظر الشكل رقم (٨-٣))، أما عندما تكون نسبة المحاور $(\frac{a}{b} < \frac{1}{3})$ عندئذ فالشكل البيضوي يمكن اعتباره مستطيلا (انظر الشكل (٩-٣))

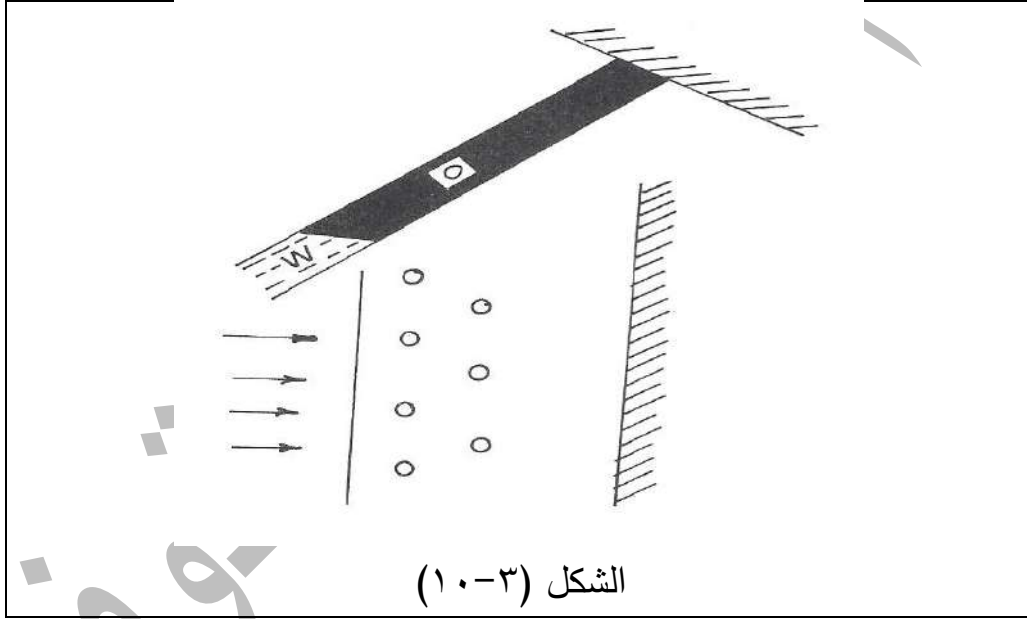


لدى تخطيط المكمن الذي تكون محاوره $(\frac{a}{b} < \frac{1}{3})$ من الضروري التقيد بالشروط التالية:

- ١- تساوي الاحتياطي من النفط في كلا من المخطط الحقيقي والتخطيطي.
- ٢- تساوي محيط الكونتور النفطي المحسوب في المكمن الحقيقي والتخطيطي.

٣- عدد الآبار على الخارطة الحقيقية للحقل يجب أن يساوي عدد الآبار على الرسم التخطيطي إضافة إلى تساوي الاحتياطي من النفط لكل صف من صفوف الآبار على حدى.

عند تبديل الشكل البيضوي الممتد بالشكل المستطيلي فإننا نحصل على مستطيل ذي دفع رباعي الاتجاه ولكن بما انه في الظروف العملية غالبا ماتكون الأجزاء المنحنية للمكمن ذات نفوذية ضعيفة وسماكة صغيرة لهذا يبدل الشكل البيضوي الممتد بمستطيل ذو دفع ثنائي الاتجاه، أما المكمن ذات الدفع الوحيد الاتجاه والمائلة فيمكننا تبديلها بنفس الشروط السابقة إلى مستطيل ذي دفع وحيد الاتجاه (انظر الشكل (١٠-٣)).



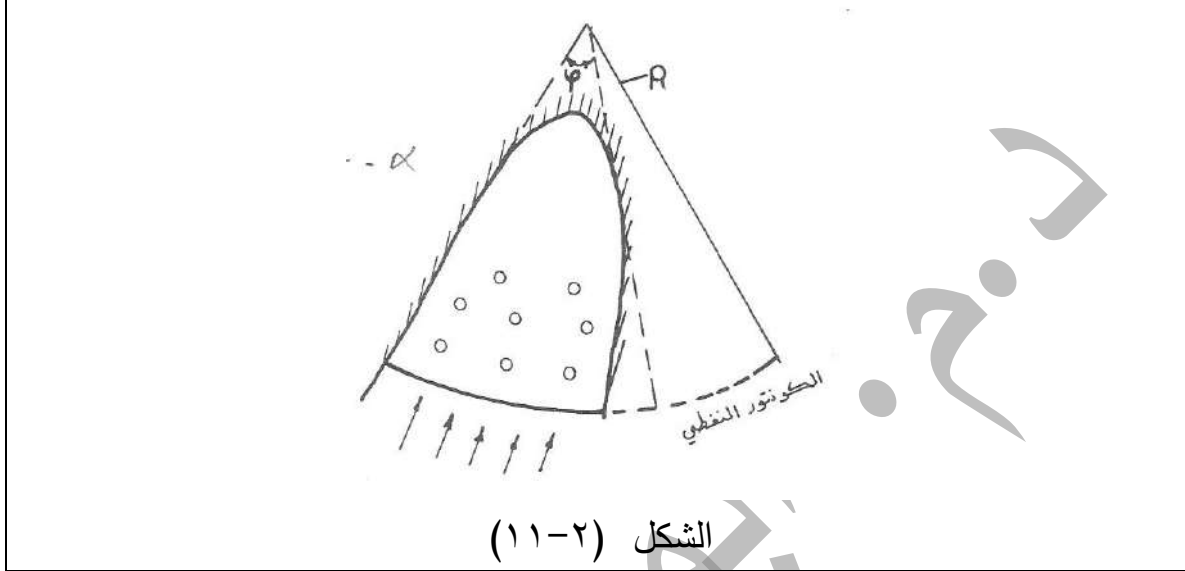
أما عندما تكون $(\frac{a}{b} > \frac{1}{3})$ فإن شكل المكمن من الشكل الدائري واثبت الباحثون ان أفضل تطابق بين النتائج الحسابية والحقيقية (الفعلية) يتم عندما يبدل المكمن البيضوي بدائرة ترسم على أساس تساوي محيطها ومحيط المكمن الفعلي.

٣-٢-١-١ - المكمن النطاقي :

انظر الشكل (١١-٣)، يبدل هذا المكمن النفطي بمقطع من دائرة نصف قطرها

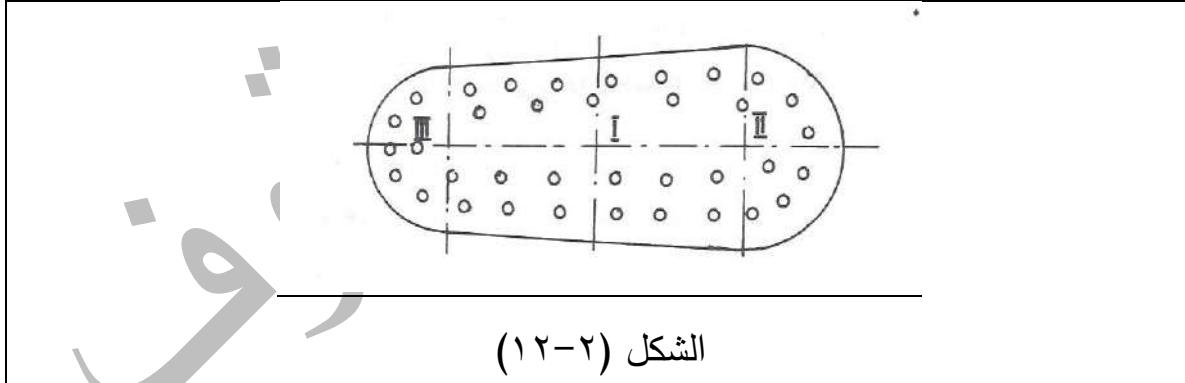
يساوي R ، حيث أن إنتاجية آبار هذا المقطع من الدائرة تتناسب طرذا مع الزاوية (φ) مقدرة بالراديان.

$$\alpha = \frac{\varphi}{360}, \dots, Q = \frac{2\pi Kh \Delta P}{\mu \ln \frac{RK}{r_w}} \alpha$$



٢-١-٢-٣ - المكمن المركب من مستطيل ودائرة : انظر الشكل (١٢-٣)

يبدل الجزء (I) بمستطيل أما الأجزاء (II و III) فتحسب حسب الرسم التخطيطي الدائري .



٢-٢-٣ - الرسم التخطيطي للكونتور النفطي:

يعين عادة على الخارطة المكمنية كونتورين للنفط الكونتور الداخلي (حسب الغطاء السفلي) والكونتور الخارجي (حسب الغطاء العلوي) حيث تتعلق المسافة بينهما بسماكة الطبقة وبزاوية ميلانها.

لدى استثمار المكن فانه من الممكن تحرك الكونتورين النفطيين في أن واحد ويسرع مختلفة حيث يقتربان من الآبار بعد فترات زمنية مختلفة.

عادة يتم إدخال كونتور وهمي حسابي إلى العمليات الحسابية الهيدروديناميكية وذلك لتبسيط عمليات الحساب ولذلك من الضروري تعيينه ، وهنا يقترح ان خط التقاء النفط مع الماء يقع ضمن مستوي عمودي على الغطاء العلوي والسفلي. إن اماهة الآبار بعد وصول الكونتور الداخلي إليها تتعلق بالارتفاع الوسطي لخط التقاء الماء بالنفط عند المنطقة القاعية ،وبما أن الآبار لدى اماهتها إلى نسبة معينة توقف عن الإنتاج لذا فان هذه النسبة من الماء توافق نسبة وسطية بين سماكة الطبقة المشغولة بالنفط والسماكة المشغولة بالماء أو بالأحرى كمية الماء والنفط غير المزاحة.

لتبسيط عملية الحسابات الهيدروديناميكية نعتبر أن كل نقاط الكونتور النفطي تتحرك بسرعة واحدة ،في مثل هذه الحالة فان النسبة بين سماكة المنطقة النفطية والمائية يمكن تعيينها اعتمادا على النسبة المعينة من اماهة البئر (n_w) بالمعادلة الآتية:

$$\frac{h_o}{h_w} = \left(\frac{100}{n_w} - 1 \right) \frac{k'_w}{k} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

حيث ان:

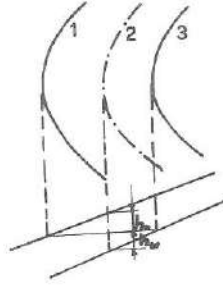
K النفوذية المطلقة للطبقة.

K'_w النفوذية الفعالة للماء بعد إزاحة النفط بالماء.

μ_w, μ_o لزوجة النفط والماء على التوالي.

بعد تعيين النسبة ($\frac{h_o}{h_w}$) نحصل بواسطة مقطع المكن على خط التقاء النفط بالماء الذي يوافق هذه النسبة (انظر الشكل (٣-١٣)) ومن ثم واعتمادا على خط التقاء النفط مع الماء يرسم الكونتور النفطي الحسابي.

لرسم الكونتور النفطي الحسابي عند زاوية ميل كبيرة للطبقة وسماكة صغيرة نأخذ القيمة الوسطية بين الكونتور النفطي الداخلي والخارجي.



الشكل (٣-١٣)

٣-٢-٣- اعتبار زاوية ميل الطبقة وحساب الضغط المصغر (المنسوب - المحول) :

بما ان المكامن النفطية لاتتوضع أفقيا لذا من الضروري الأخذ بعين الاعتبار زاوية ميل الطبقة لدى تعيين الضغوط فيها وذلك بإدخال مايسمى الضغط المصغر (المنسوب - المحول) (P_R) ويعين بالمعادلة التالية:

$$P_R = P + \rho \cdot g \cdot h$$

حيث ان :

P - الضغط الحقيقي (الضغط المقاس) في النقطة المعينة من الطبقة.

h - ارتفاع النقطة المدروسة عن المستوي الذي ينسب إليه الضغط.

ρg - الوزن النوعي للسائل.

إن إدخال الضغط المصغر سيوفر لنا إمكانية مقارنة الضغوط في نقاط مختلفة من الطبقة ورسم منحنيات الايزوبار لها أو بالأحرى وكأنه جرى تبديل الطبقة النفطية المائلة بطبقة أفقية وذلك بنسب جميع الضغوط الحقيقية إلى مستو معين وعادة وفي الظروف الحقيقية تنسب إلى خط التقاء النفط بالماء أو إلى سطح البحر.

على سبيل المثال إذا كانت الضغوط المقاسة في ثلاثة آبار كما في الشكل (٢-١٤) هي

(P_{W3}, P_{W2}, P_{W1}) فان الضغط المحول في كل منها كما يلي:

$$P_{R1} = P_{W1} + \rho_O \cdot g \cdot h_1$$

$$P_{R2} = P_{W2} + \rho_O \cdot g \cdot h_{21}$$

$$P_{R3} = P_{W3} + \rho_W \cdot g \cdot h_3$$

حيث أن :

h_3, h_2, h_1 - المسافة من منتصف الطبقة في الآبار حتى سطح التقاء الماء والنفط (WOC).

ρ_w, ρ_o - كثافة النفط والماء على التوالي بالشروط القياسية Kg/m^3 .

P_{R3}, P_{R2}, P_{R1} - الضغوط المحولة في الآبار ١ و ٢ و ٣ - Pa

إذا ارتفع سطح التقاء الماء مع النفط (تحرك نحو الأعلى) بمقدار (ΔZ) وبقي سطح التحويل هو خط التقاء النفط مع الماء فعندها يكون الضغط المحول في الآبار الثلاثة كما يلي:

$$P_{R1} = P_{W1} + \rho_o \cdot g \cdot h_1 + \rho_w \cdot g \cdot \Delta Z$$

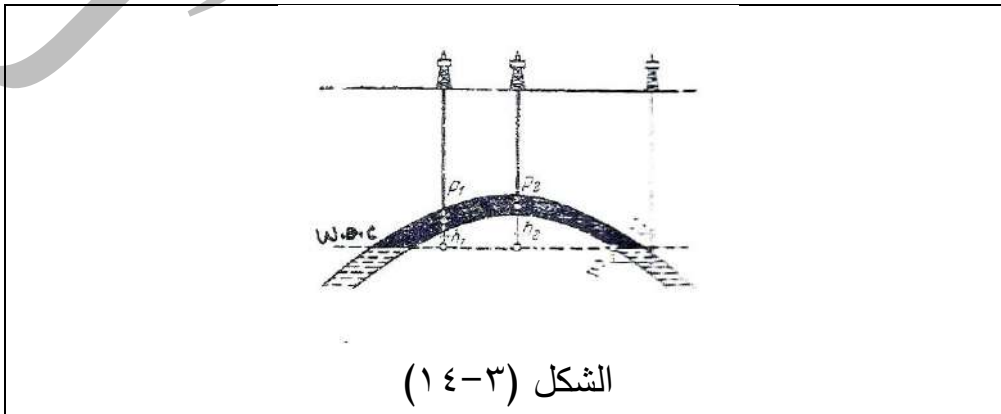
$$P_{R2} = P_{W2} + \rho_o \cdot g \cdot h_{21} + \rho_w \cdot g \cdot \Delta Z$$

$$P_{R3} = P_{W3} - \rho_w \cdot g \cdot h_3$$

حيث أن :

h_3, h_2, h_1 - الفرق بالارتفاع بين منتصف الطبقة المنتجة والوضع المتغير لمستوي التقاء النفط والماء.

ان تساوي قيم الضغط المحول في الآبار المختلفة يدل على عدم حركة السائل في الطبقة أي ان الممكن لا يستثمر.



الشكل (٣-١٤)

الفصل الرابع

الطرق الهيدروديناميكية لبحث الآبار

١-٤ - بحث الآبار عند النظام المستقر:

يساعدنا بحث الآبار عند النظام المستقر على تعيين مايلي:

١- معامل إنتاجية الآبار.

٢- دراسة صفات الطبقة.

٣- نظام عمل الطبقة.

تعتمد الدراسات و الأبحاث التي تجرى بطريقة بحث الآبار عند النظام المستقر على

تغيير نظام عمل البئر أو بالأحرى على تغيير ضغط قاع البئر لتعيين الإنتاجية المستقرة من النفط والماء والغاز ويتم ذلك:

١- بتغيير فرق الضغط بين الطبقة المنتجة والبئر إذا كان البئر ينتج ذاتيا.

٢- بتغيير عدد أشواط المضخة إذا كان البئر ينتج ميكانيكيا وذلك لزيادة أو انقاص ارتفاع عمود السائل في البئر.

يتعلق زمن توزع الضغط في الطبقة بعد تغيير نظام عمل البئر بما يلي:

١- أبعاد الطبقة.

٢- البعد حتى مجال كونتور التغذية.

٣- درجة انخفاض الضغط.

٤- نفوذية الطبقة.

٥- لزوجة النفط.

٦- وجود أو عدم وجود الغاز الحر في الطبقة.

من المعروف انه أثناء عمل الآبار فان منطقة الانخفاض الأكبر للضغط حولها ليست بكبيرة ، لهذا فان الضغط في هذه المنطقة سيستقر بسرعة (بعد تغيير نظام عمل البئر). أكدت الدراسات العملية انه لا يوجد جريان مستقر بالمطلق (١٠٠%) وذلك بسبب حدوث تغيرات مستمرة أثناء استثمار المكمن لتوزع السائل والضغط الطبقي ، لكن يفترض عمليا وجود نظام مستقر مع إهمال التغيرات المذكورة وان الجريان المستقر المفترض يحدث عند ظروف طبيعية مختلفة وخلال فترات زمنية مختلفة والتي يتم تحديدها خلال عملية دراسة إنتاجية البئر وضغط القاع، حيث ان هذا الزمن يمكن ان يتراوح بين بضعة ساعات وحتى عدة أيام .

ثبت عمليا أن آبار المكمن الواحد تؤثر على بعضها البعض وسيكون عمل البئر له تأثيرا فعلا على البئر المجاور له وبالتالي فانه عند إجراء الأبحاث على الآبار لايسمح بتغيير نظام عمل الآبار المجاورة ليس فقط أثناء القياس وإنما لبضعة ساعات وإذا كان بالإمكان لعدة أيام.

٤-١-١- الطرق التخطيطية لتوضيح نتائج بحث الآبار عند النظام المستقر:

يعتمد بحث الآبار عند النظام المستقر على قياس الإنتاجية (q) من المائع مع القيمة المقابلة لها من ضغط قاع البئر الجرياني (P_{wf}) بحيث لا تقل هذه القياسات عن ثلاثة قياسات .

يتعلق زمن استقرار نظام عمل البئر بالخصائص الارتشاحية للطبقات ، حيث تستقر إنتاجية البئر بشكل أسرع كلما كانت نفوذية الطبقة أكبر ويحدد عادة بشكل تجريبي بعد عدة قياسات للإنتاجية وقد يستغرق من عدة ساعات إلى بضعة أيام ويمكن تحديد زمن استقرار البئر بشكل تجريبي من العلاقة التالية:

$$t = \frac{\beta^* \cdot R_k^2}{2.25 (k/\mu_l)} \quad (4 - 1)$$

حيث أن:

t = زمن استقرار البئر بالثانية.

β^* = عامل الانضغاط (المرونة) الكلي للصخر والسائل ، $(\frac{1}{\rho a})$

R_K = نصف قطر منطقة التأثير ، m

K = نفوذية الطبقة. m^2

μ_l = لزوجة السائل ، $Pa.s$

اعتمادا على نتائج القياسات عند هذا النظام يتم رسم المنحني الذي يمثل الإنتاجية مقابل فاقد الضغط ما بين الضغط الطبقي وضغط قاع البئر.

تستخدم معادلتني دارسي وديوبي لتحديد مؤشرات الطبقة وذلك بقياس الإنتاجية والضغط مباشرة وتستخدم المعطيات الجيوفيزيائية والمخبرية لتقدير سماكة الطبقة ولزوجـة المائع الطبقي والانضغاطية وغيرها.

٤-١-٢- الأشكال الرئيسية للأدلة البيانية ومعالجتها عند النظام المستقر:

ننطلق من معادلتني دارسي وديوبي في تحليل الأدلة البيانية وتحديد المؤشرات المختلفة عند النظام المستقر.

سرعة الارتشاح وفقا لقانون دارسي تعطى بالعلاقة التالية:

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (4-2)$$

حيث ان : K = النفوذية .

μ = اللزوجة الديناميكية.

$\frac{dP}{dr}$ = تدرج الضغط على طول خط الجريان.

من المعادلة (٢-٤) نجد :

$$q = A \cdot u = 2\pi r h \cdot u = -2\pi r h \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr} \Rightarrow \frac{dr}{r} = -\frac{2\pi k h}{\mu \cdot q} dP$$

نكامل المعادلة عند الحدود ($P_K \leftarrow P_{WF}$) و ($R_K \leftarrow r_w$) فنحصل على:

$$\int_{r_w}^{R_K} \frac{dr}{r} = -\frac{2\pi kh}{q \cdot \mu} \int_{P_{wf}}^{P_K} dp \Rightarrow \ln \frac{R_K}{r_w} = -\frac{2\pi kh}{\mu \cdot q} (P_K - P_{wf})$$

عند الجريان الشعاعي الذي يعرف فيه البعد بالموجب كلما ابتعدنا عن البئر نكتب:

$$q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{wf})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_w}} = \frac{2\pi \varepsilon (P_K - P_{wf})}{\ln \frac{R_K}{r_w}} \quad (4 - 3)$$

وهي معادلة ديوي للارتشاح الخطي والتي منها نلاحظ ان إنتاجية البئر من السائل تتعلق بفرق الضغط بين ضغط الطبقة والبئر ،حيث أن:

(r) = نصف قطر الاسطوانة اعتبارا من مركز البئر .

(h) = السماكة الفعالة للطبقة المنتجة التي يتم الارتشاح من خلالها.

($\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$) = الناقلية الهيدروديناميكية .

إذا رمزنا ب (j) لمجموعة القيم الثابتة في المعادلة (٣-٤) أي:

$$j = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_K}{r_w}} = \frac{2\pi \varepsilon}{\ln \frac{R_K}{r_w}} \quad (4 - 4)$$

عندها تكون الإنتاجية مساوية :

$$q = j (P_K - P_{wf}) \quad (4 - 5)$$

إن المعادلات (٣-٤) و (٥-٤) تحدد إنتاجية السائل في الظروف الطبقة ولكن عمليا يجري قياس الإنتاجية في الشروط السطحية وبوحدة الطن في اليوم ، لهذا يتم إدخال عامل حجم النفط (B_0) وكثافة النفط (ρ_0) وبالتحويل من الثانية إلى اليوم تكتب المعادلة (٥-٤) كما يلي:

$$Q = q \frac{86400}{B_0} \rho_0 = J \frac{86400}{B_0} \rho_0 (P_K - P_{wf}) \quad (4 - 6)$$

يمكن كتابة المعادلة (٦-٤) كما يلي:

$$Q = K(P_K - P_{wf}) \quad (4 - 7)$$

$$K = \frac{86400 j}{B_o} \rho_o = \frac{86400 (2\pi kh)}{\mu \cdot B_o \ln \frac{R_K}{r_w}} \rho_o \quad (4-8)$$

حيث ان (k) هو معامل الإنتاجية، (T / day.Pa)

(Q) = الإنتاجية في الشروط القياسية (T / day)

تسمى المعادلة (٧-٤) معادلة الجريان ومنها نلاحظ ان التدفق يرتبط خطيا بفارق الضغط أو ضغط قاع البئر عند ثبات الضغط على كونتور التغذية.

من المعادلة (٧-٤) نجد :

$$k = \frac{Q}{P_K - P_{wf}} \quad (4 - 9)$$

أي أن معامل الإنتاجية: هو الانتاج اليومي للبئر عند انخفاض الضغط بمقدار واحدة الضغط وبتعبير أدق :

معامل الإنتاجية: هو مقدار الزيادة اليومية في إنتاجية البئر بالتر المكعب عند فاقد ضغط يساوي (١ كغ / سم^٢).

الأدلة البيانية: هي منحنيات الإنتاجية بالعلاقة مع فرق الضغط بين الضغط الطبقي وضغط قاع البئر كما في الشكل رقم (١-٤)، حيث يوضع على محور السينات إنتاجية البئر (Q) وعلى محور العيّنات فارق الضغط المقابل للإنتاجية، أي ($\Delta P = P_K - P_{wf}$) أو مقدار انخفاض مستوي السائل في البئر (ΔH)، أما إذا لم يكن معروفا لدينا الضغط الطبقي فيتم رسم المنحني البياني ($Q = f(P_{wf})$) ومنه يتم تحديد الضغط الطبقي عند نقطة تقاطع الدليل البياني مع محور العيّنات كما في الشكل (٢-٤)، حيث تكون الإنتاجية مساوية للصفر اما عند تمديد هذا الخط إلى محور السينات فنقطة تقاطعه تعطي قيمة الإنتاجية العظمى للبئر (أقصى معدل للجريان المفتوح) وهي الإنتاجية عندما يكون ضغط قاع البئر مساويا للصفر (أو واحد ضغط جوي) .

الشكل (٢-٤) الدليل البياني $Q = f(P_{wf})$	الشكل (١-٤) أشكال الأدلة البيانية $Q = f(\Delta P)$ ١، ٤ - الأنظمة الدفعية ٢ - أنظمة غير دفعية ٣ - عدم استقرار الإنتاجية وضغط القاع

يمكن أن تكون الأدلة البيانية خطية المنحني رقم (١) أو منحنية باتجاه محور الإنتاجية (Q) المنحني رقم (٣) أو منحنية باتجاه محور فاقد الضغط (ΔP) المنحني رقم (٢) أو مستقيمة في البداية ومن ثم وزيادة فارق الضغط تتحول إلى منحني باتجاه محور فاقد الضغط المنحني رقم (٤).

سبب انحناء الأدلة البيانية:

١- إذا كان انحناء الأدلة البيانية باتجاه محور فاقد الضغط المنحني رقم (٢) هذا يعني أنه توجد زيادة في المقاومة الارتشاحية بالمقارنة مع حالة الارتشاح الموصوفة بالقانون الخطي لدارسي. (أي الإخلال بقانون دارسي حيث ان سبب ذلك هو زيادة سرعة الارتشاح عن السرعة الخطية).

٢- إذا كان الانحناء نحو محور الإنتاجية المنحني رقم (٣) فسببه :

أ- قراءات خاطئة وذلك بسبب إجراء قياس الإنتاجية قبل الوصول إلى الاستقرار.

ب - عدم دخول جميع الطبقات في الإنتاج نتيجة الاختلاف بقيم الضغط الطبقي ضمنها إذا كانت الطبقة غير متجانسة.

تعين هذه الأدلة البيانية مايلي:

١- نظام التدفق في الطبقة (نظام الارتشاح).

٢- طبيعة السوائل والغازات المتحركة.

٣- العمليات غير المستقرة في الطبقة.

٤- مقدار مقاومة السائل لدى حركته من الطبقة إلى البئر.

إن الأدلة البيانية للآبار النفطية ستكون خطية فقط عندما يكون نظام تدفق المكنم دفعياً (دفع ماء) وعندما تكون حركة السائل المتجانس مستقرة وتحقق قانون الارتشاح الخطي لدارسي، وعند ذلك يمكن صياغة جريان النفط إلى قاع الآبار بمعادلة ديوي للجريان الخطي التالية:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_{wf})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_w}} \quad (4 - 10)$$

حيث أن:

Q = إنتاجية البئر . K = نفوذية الطبقة . h = سماكة الطبقة . μ = لزوجة النفط

(P_{wf} و P_k) = الضغط الطبقي وضغط قاع البئر الجرياني على التسلسل.

(r_w و R_k) = نصف قطر كونتور التغذية والبئر على التسلسل.

العوامل الرئيسية والتي تحتل المرتبة الأولى بتأثيرها الفعال على صفات الأدلة البيانية

هي:

١- الإخلال بقانون الارتشاح الخطي (قانون دارسي).

٢- انخفاض نفوذية الطبقة بسبب انضغاطها عند انخفاض الضغط.

٣- انخفاض النفوذية الفعالة عند المنطقة القاعية لدى انخفاض ضغط القاع عن ضغط الإشباع.

٤- تغير الصفات الفيزيائية للسائل (تغير اللزوجة بالعلاقة مع الضغط).

٥- تغير سماكة الطبقة الفعلية وذلك بسبب مشاركة الطبقات الرقيقة ذات النفوذية الضعيفة عند زيادة فاقد الضغط أي عند تخفيض ضغط قاع البئر.

٦- قياسات غير ناهجة تم إجراؤها قبل الوصول إلى حالة الاستقرار.

الإخلال بقانون الارتشاح الخطي للسائل:

يحدث الإخلال بقانون الارتشاح الخطي للسائل نتيجة لعدم تمام البئر حسب فتح الطبقة وذلك بسبب الارتفاع الحاد في سرعة الارتشاح من خلال المجال المثقب حتى القيم الحدية أو بالأحرى سيصبح عدد رينولدز أكبر من قيمته الحدية وفي هذه الحالة سيكون للأدلة البيانية شكل المنحني رقم (٢) الموضح بالشكل رقم (٤-١) عندها لا يحق لنا استعمال العلاقة الخطية رقم (٤-٧) وإنما جريان السائل في البئر سيحقق المعادلة ذات الحدين التالية:

$$P_k - P_{wf} = aQ + bQ^2 \quad (4 - 11)$$

في الحالة العامة لمعادلة الجريان كيفما كان اتجاه انحناء الدليل البياني تأخذ الشكل التالي:

$$Q = K(P_K - P_{wf})^n \quad (4 - 12)$$

(١) عندما تكون (n=1) فإن المعادلة تصف خطاً بيانياً مستقيماً المنحني رقم (١) من الشكل (١-٣).

(٢) عندما تكون (n<1) يكون الدليل البياني منحنياً باتجاه محور فاقد الضغط المنحنيات رقم (٢ و٤) من الشكل (٤-١).

(٣) عندما تكون (n>1) يكون الدليل البياني منحنياً باتجاه محور الإنتاجية المنحني رقم (٣) من الشكل (٤-١).

ان معامل الإنتاجية عند قانون الارتشاح الخطي ستكون له قيمة ثابتة لكامل المجال الذي يحافظ على قانون دارسي بينما عند الإخلال بقانون الارتشاح الخطي فان قيمته ستكون متغيرة ومتعلقة بفاقد الضغط.

أحيانا يبذل فارق الضغط بين الضغط الطبقي وضغط قاع البئر في معادلة الجريان بفارق البعد مابين فوهة البئر والمستوى الستاتيكي والديناميكي الموافق أي:

$$Q = k'(h_w - h_d) \quad (4-13)$$

في هذه الحالة فان المؤشر (k') الذي تكون قيمته مساوية للجريان اليومي من السائل بالمتري المكعب عند انخفاض مستوى السائل في البئر بمقدار واحد متر مكعب يسمى بالإنتاجية النوعية.

٤-١-٣- معالجة نتائج بحث الآبار (اختبار الآبار) عند النظام المستقر:

تتضمن معالجة نتائج بحث الآبار عند النظام المستقر للآبار النفطية رسم الدليل البياني بالعلاقة ($Q = f(\Delta P)$) أما للمعادلة ذات الحدين (المعادلة (٤-١)) فيتم رسم الدليل البياني بالإحداثيات ($Q, \frac{\Delta P}{Q}$) حيث تصبح المعادلة :

$$\frac{\Delta P}{Q} = a + b Q \quad (4-14)$$

وهي معادلة مستقيم، لذلك سيكون الدليل البياني خطيا كما في الشكل (٤-٣) حيث ان:
 a = عامل يمثل طول القطعة المستقيمة التي يقطعها الخط المستقيم على محور ($\frac{\Delta P}{Q}$)
 وتمثل ضياعات الضغط على الاحتكاك عند ارتشاح السائل في الوسط المسامي (قوى دارسي) وله واحدة قياس عكس واحدة عامل الانتاجية.

$$a = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_{wR}}, k = \frac{1}{a} \quad (4-15)$$

حيث أن:

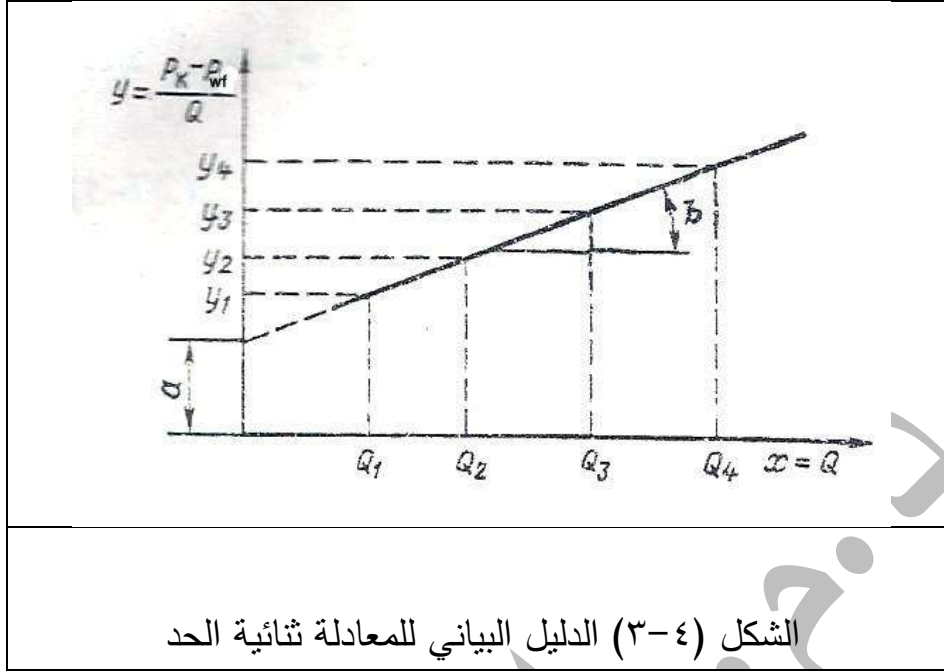
r_{wR} = نصف قطر البئر المصغر ويعطى بالعلاقة التالية:

$$r_{wR} = r_w \cdot e^{-(c_1+c_2)} \quad (4-16)$$

c_1, c_2 = مقاومات الارتشاح التي تعين عدم تمام البئر حسب فتح واختراق الطبقة.

b = عامل يمثل ميل الخط المستقيم ($b = \tan \alpha$) وهو يصف الضياعات بسبب قوى

العطالة ووحدته هي: (MPa.day²/T²).



أما المعادلة العامة رقم (١٢-٤) فعندما يكون الدليل البياني مستقيماً فإن عامل الإنتاجية (k) يمكن إيجاده من نقطتين حقيقيتين على المستقيم كالتالي:

$$k = \frac{Q_1 - Q_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2} \quad (4-16)$$

إذا كان لدينا عدة قياسات حقيقية للإنتاجية (Q_i) وما يقابلها من قيم ضغط القاع فإنه من الممكن تحديد جميع القيم للمعادلة العامة للجريان وهي ثلاثة (n, P_k, k) لهذا يجب ان يكون لدينا ثلاث معادلات :

$$\begin{aligned} Q_1 &= K(P_k - P_{w1})^n & \text{I} \\ Q_2 &= K(P_k - P_{w2})^n & \text{II} \\ Q_3 &= K(P_k - P_{w3})^n & \text{III} \end{aligned} \quad (4-17)$$

بتقسيم I على II وبأخذ لوغاريتم الطرفين نجد :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left[\frac{P_k - P_{w1}}{P_k - P_{w2}} \right]^n \Rightarrow \ln \frac{Q_1}{Q_2} = n \ln \frac{(P_k - P_{w1})}{(P_k - P_{w2})} \quad (4-18)$$

وبنفس الطريقة نقسم II على III وناخذ لوغاريتم الطرفين نجد:

$$\frac{Q_2}{Q_3} = \left[\frac{P_k - P_{w2}}{P_k - P_{w3}} \right]^n \Rightarrow \ln \frac{Q_2}{Q_3} = n \ln \frac{(P_k - P_{w2})}{(P_k - P_{w3})} \quad (4-19)$$

وبتقسيم المعادلة (١٨-٤) على (١٩-٤) واختصار n نجد:

$$N = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \frac{Q_2}{Q_3}} = \frac{\ln \frac{(P_K - P_{w1})}{(P_K - P_{w2})}}{\ln \frac{(P_K - P_{w2})}{(P_K - P_{w3})}} = M \quad (4 - 20)$$

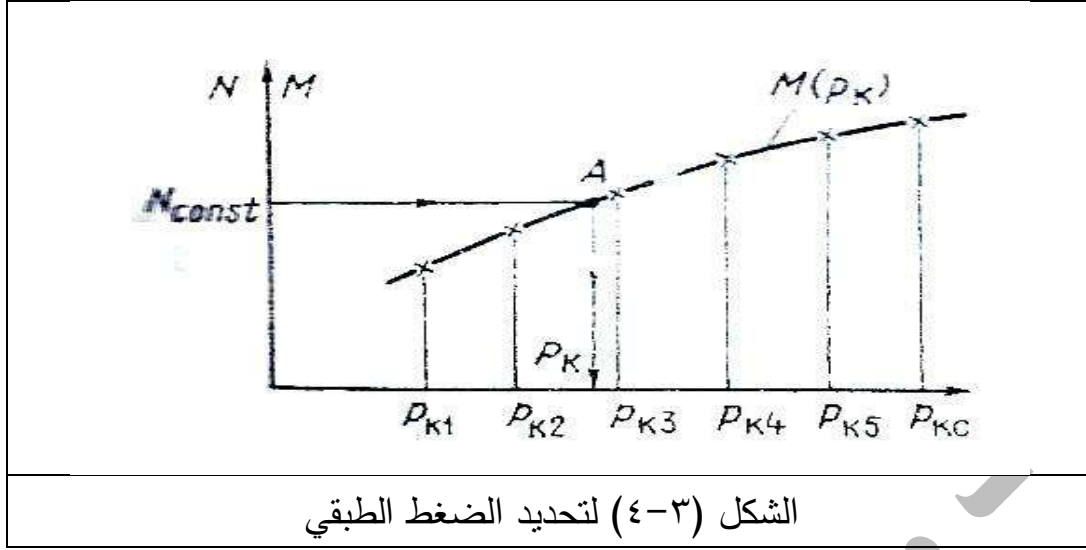
الجزء اليساري (N) من المعادلة (٢٠-٤) معلومة لان (Q_3, Q_2, Q_1) معلومة ولكن في الطرف اليميني (M) فان (P_K) غير معلومة ولهذا يمكن تحديد (P_K) بانيان ، وذلك بإعطاء قيم للضغط الطبقي قريبة من القيمة الحقيقية ومن ثم نحسب (M) وهي الجزء اليميني من المعادلة (٢٠-٤) ثم نرسم المنحني البياني للعلاقة $M(P_K)$ كما في الشكل (٤-٤)، وبما ان قيمة $(N=CONST)$ نعيناها على محور العينات ونرسم منها خطا يوازي محور السينات حيث يتقاطع مع المنحني المرسوم $M(P_K)$ بنقطة (A) سيناتها هي (P_K) المطلوبة وهي قيمة (P_K) والتي عندها تكون قيمة $(N=M)$ ، ولتعيين قيمة (n) نحل المعادلة (١٨-٤) أو (١٩-٤) بعد تبديل (P_K) بقيمتها فنجد :

$$n = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\frac{(P_K - P_{w1})}{(P_K - P_{w2})}} \quad (44 - 21)$$

وبعد معرفة قيم (P_K) و (n) يتم تبديلها في أي من المعادلات I، II، III فنحصل على قيمة (k):

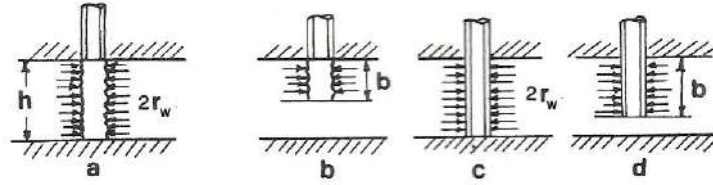
$$K = \frac{Q_3}{(P_k - P_{w3})^n} \quad (4 - 22)$$

ثم نأخذ المتوسط الحسابي للقيم الثلاث التي نحصل عليها لكل من (k, n) .



٤-١-٤ - عدم تمام الآبار هيدروديناميكيا:

تطبق معادلة ديوي على الآبار التامة أو بالأحرى الآبار التي تم بها فتح الطبقة لكامل السماكة وذات القاع المفتوح ، ولكن غالبا ماتخترق الآبار الطبقات المنتجة ليس لكامل السماكة وإنما جزئيا ثم يتم تغليفها وسمنتتها انظر الشكل (٤-٥).



الشكل (٤-٥) يمثل أشكال عم تمامية الآبار

a- بئر تام.

b- بئر غير تام بالنسبة لاختراق الطبقة.

c- بئر غير تام بالنسبة لفتح الطبقة.

d- بئر غير تام بالنسبة لاختراق وفتح الطبقة.

الشكل (٤-٥-b) يمثل بئر مفتوحة ولكنها تخترق الطبقة جزئيا بالمقدار (b)

الشكل (٤-٥-c) يمثل بئر تخترق كامل الطبقة المنتجة وهي مغلفة ومثقبة .

الشكل (٤-٥-d) يمثل بئر لا تخترق كامل الطبقة المنتجة وهي مغلفة ومثقبة (أي تخترق

الطبقة جزئيا بالمقدار (b).

يؤدي عدم تمام الآبار إلى انحناء خطوط التدفق عند قاع الآبار ونتيجة لذلك ستحدث مقاومة ارتشاحية إضافية . في هذه الحالة فان **معادلة ديوي** تكتب بالشكل التالي:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_{wf})}{\mu (\ln \frac{R_k}{r_w} + c)} \quad (4 - 23)$$

حيث أن :

$c = c_1 + c_2$ ثابته تأخذ بعين الاعتبار عدم تمام البئر بالنسبة لاختراق وفتح الطبقة.
تتعلق قيمة (c) بعدد الثقوب في مواسير التغليف وبقطرها وبشكل توزيعها على سطح مواسير التغليف وبطول القنوات المنقوبة في الطبقة وبمجال اختراق الطبقة .
معامل تمام البئر (ϕ): هو نسبة إنتاجية الآبار غير التامة إلى إنتاجية الآبار التامة .

$$\phi = \frac{Q_n}{Q} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_w}}{\ln \frac{R_k}{r_w} + c} \quad (4-24)$$

ومنه فان:

$$c = \frac{1-\phi}{\phi} \ln \frac{R_k}{r_w} \quad (4-25)$$

عين الباحث شورو ف مخبريا قيمة (c) لأشكال مختلفة من عدم تمام الآبار باستخدام موديل كهربائي ورسم العلاقة للقيمة (c_1) بالعلاقة مع عدد وقطر الثقوب ، أقطار الآبار ، عمق القنوات ودرجة اختراق الطبقة . توضح الأشكال (٤-٦)، (٤-٧)، (٤-٨)، (٤-٩)، (٤-١٠) هذه المنحنيات واعتمادا عليها يمكننا الحصول على قيمة (c_2) للآبار غير التامة ناحية فتح الطبقة. بالعلاقة مع المؤشر (nD) والذي يتعلق بصفات فتح الطبقة. وضع على محور السينات المؤشر (nD) حيث ان (n) عدد الثقوب على (١ م) من المواسير المثقبة، و D- قطر الأنبوب حسب الدقاق (قطر البئر) بالمتر) ، وعلى محور العيانات قيمة (c_1).

تتفق المنحنيات مع قيم مختلفة للمؤشر $(\alpha = \frac{d}{D})$ (حيث ان d - قطر الثقب) والمخططات البيانية المذكورة اعلاه تصلح كل منها عند قيمة معينة ل $(l = \frac{l'}{D})$ (حيث ان l' هي المجال الذي اخترقته الطلقة في الصخر (عمق الثقب)).

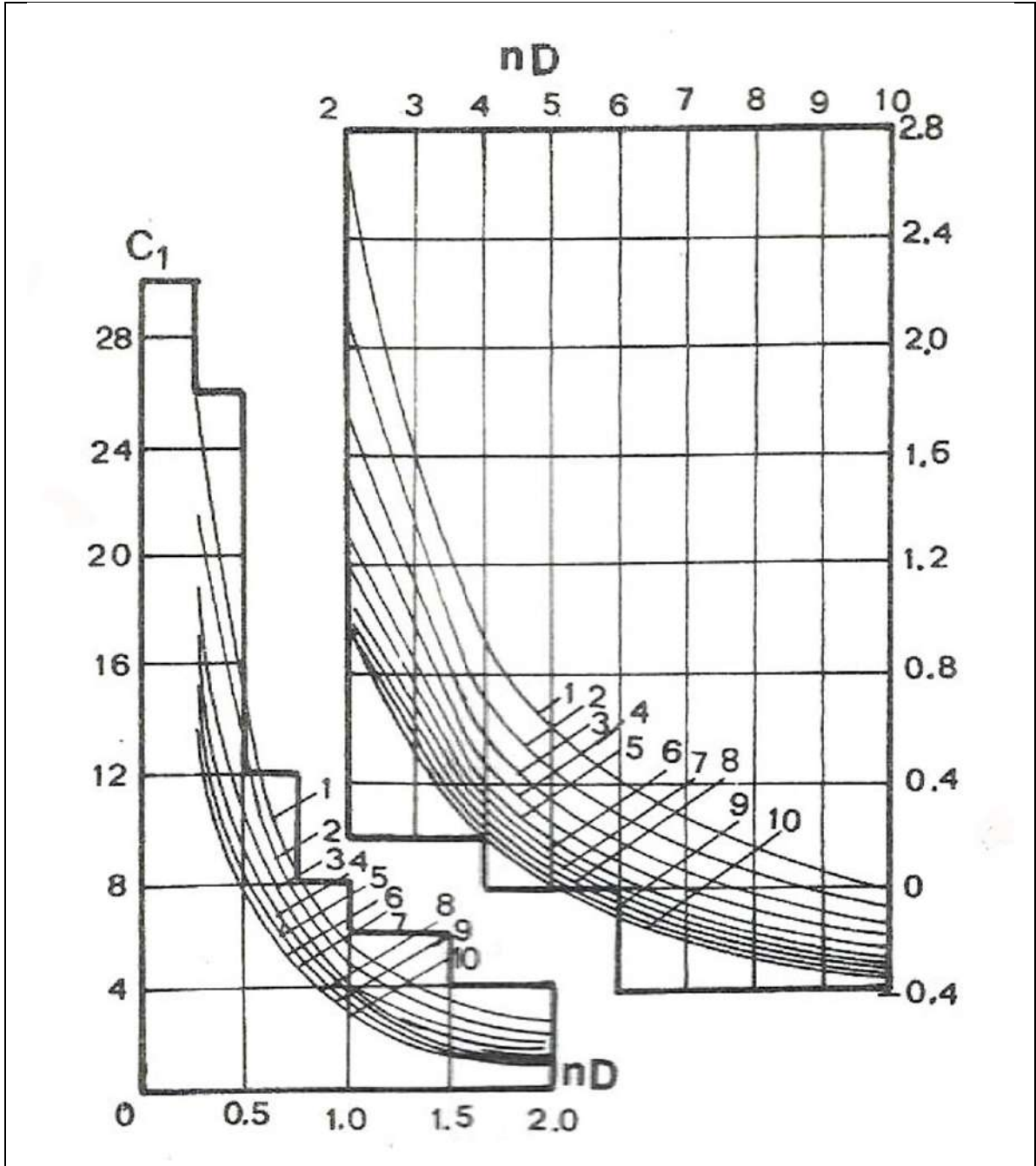
لتعيين الثابت (c_2) الذي يأخذ بعين الاعتبار عدم تمام البئر من ناحية اختراق الطبقة فان الباحث شوروف رسم المنحني المبين بالشكل رقم (١١-٤) .

تتعلق المقاومة الإضافية لجريان السائل إلى البئر غير التام من ناحية اختراق الطبقة بما يلي :

١- بالنسبة $(\delta = \frac{h}{H})$ حيث ان $(h -$ السماكة المثقبة - و $H -$ السماكة الفعلية للطبقة) .

٢- بالنسبة $(\alpha = \frac{H}{D})$ حيث ان $(H -$ السماكة الفعلية للطبقة - و $D -$ قطر البئر)

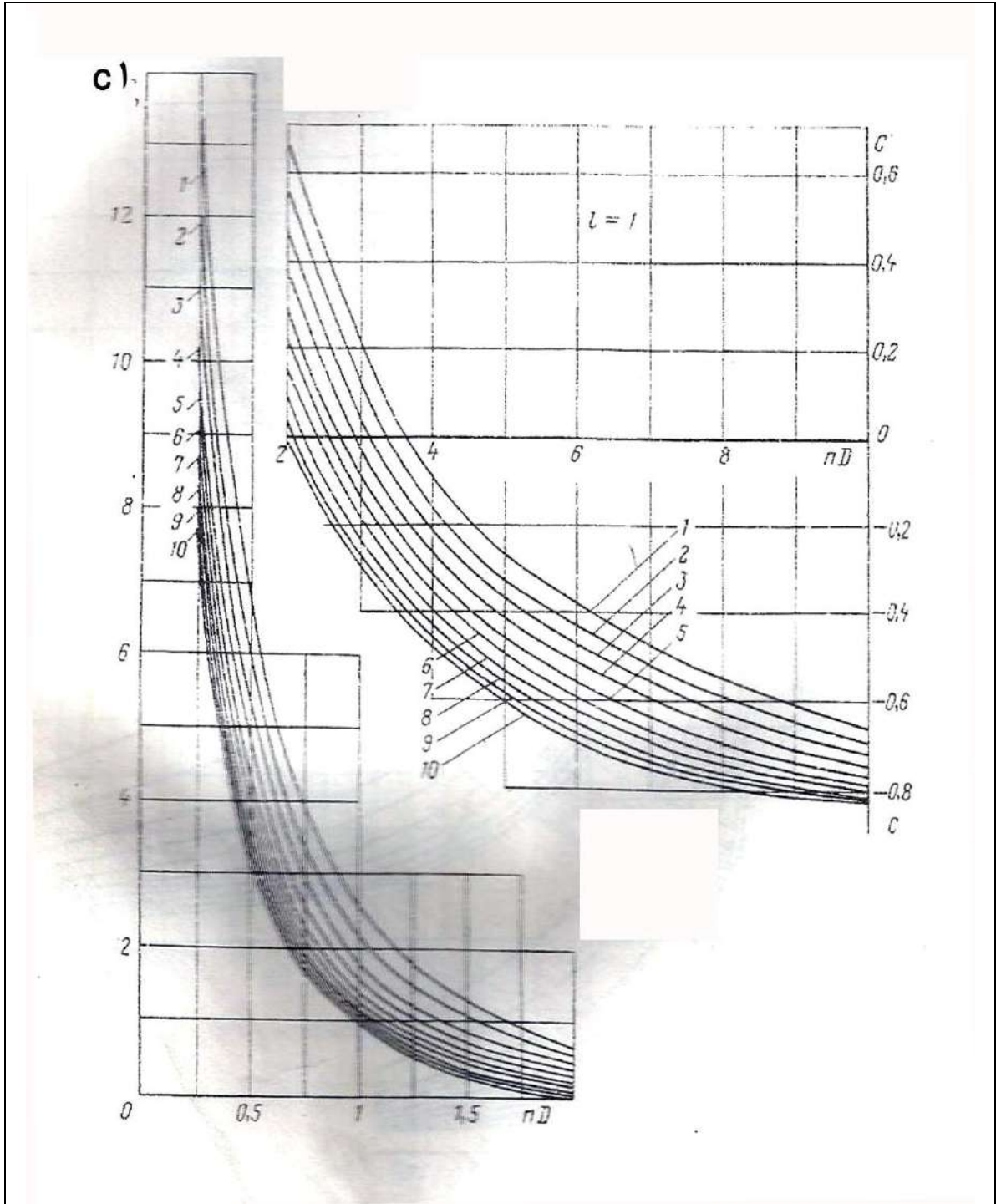
حيث وبالاتماد على قيم (α, δ) نحصل على قيمة (c_2) من المنحني المبين بالشكل رقم (١١-٤).



الشكل (٤-٦) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_1) والذي يأخذ بعين الاعتبار مقاومة

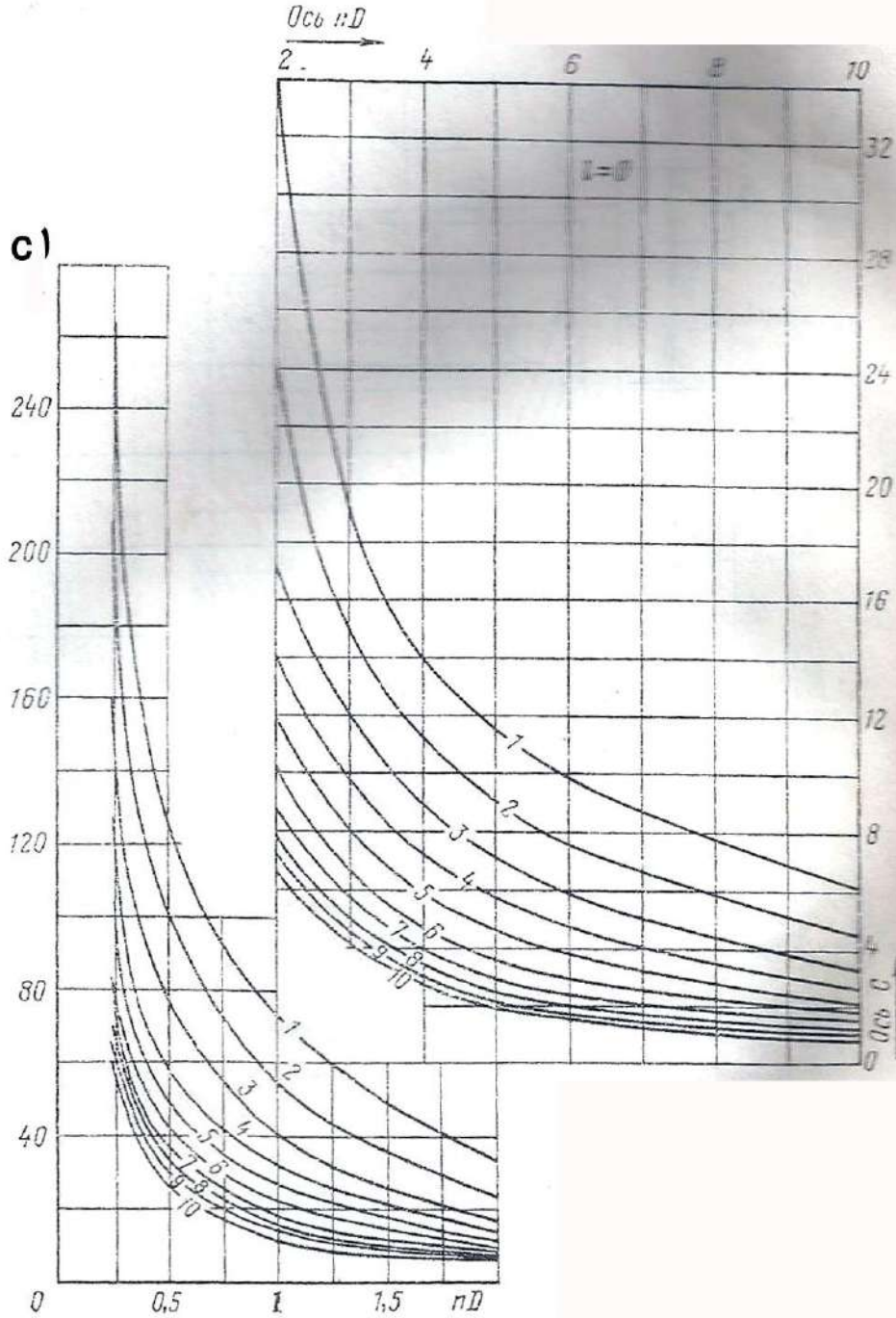
الارتشاح الاضافي إلى البئر غير التام بالنسبة لفتح الطبقة عند $l=0.5$

1, $\alpha=0.02$	2, $\alpha=0.04$	3, $\alpha=0.06$	4, $\alpha=0.08$
5, $\alpha=0.10$	6, $\alpha=0.12$	7, $\alpha=0.14$	8, $\alpha=0.16$
9, $\alpha=0.18$	10, $\alpha=0.20$		



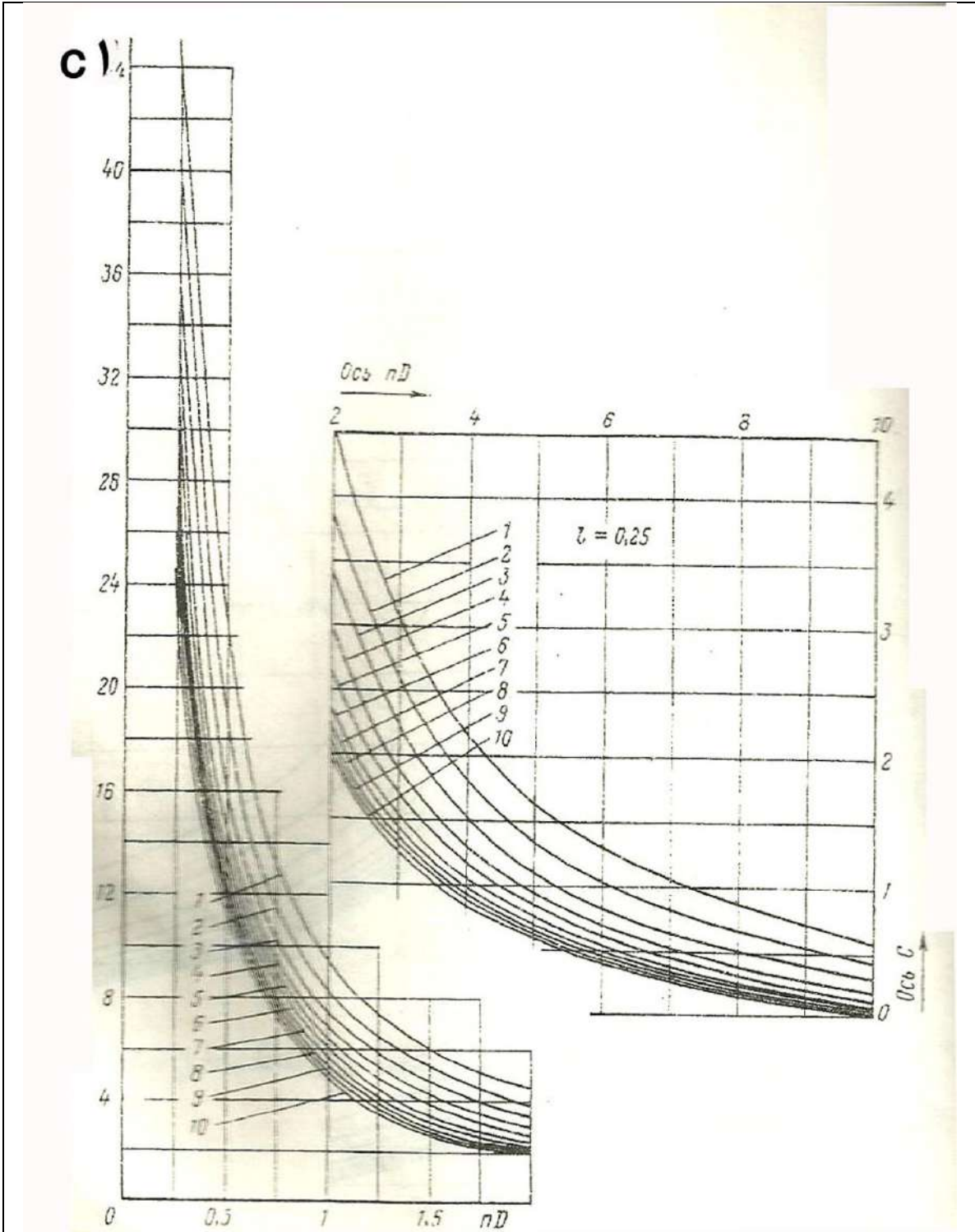
الشكل (٧-٤) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_1) والذي يأخذ بعين الاعتبار مقاومة الارتشاح الإضافي إلى البئر غير التام بالنسبة لفتح الطبقة عند $l = 1$

1, $\alpha = 0.02$	2, $\alpha = 0.04$	3, $\alpha = 0.06$	4, $\alpha = 0.08$
5, $\alpha = 0.10$	6, $\alpha = 0.12$	7, $\alpha = 0.14$	8, $\alpha = 0.16$
9, $\alpha = 0.18$	10, $\alpha = 0.20$		



الشكل (٤-٨) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_1) والذي يأخذ بعين الاعتبار مقاومة الارتشاح الإضافي إلى البئر غير التام بالنسبة لفتح الطبقة عند $l=0$

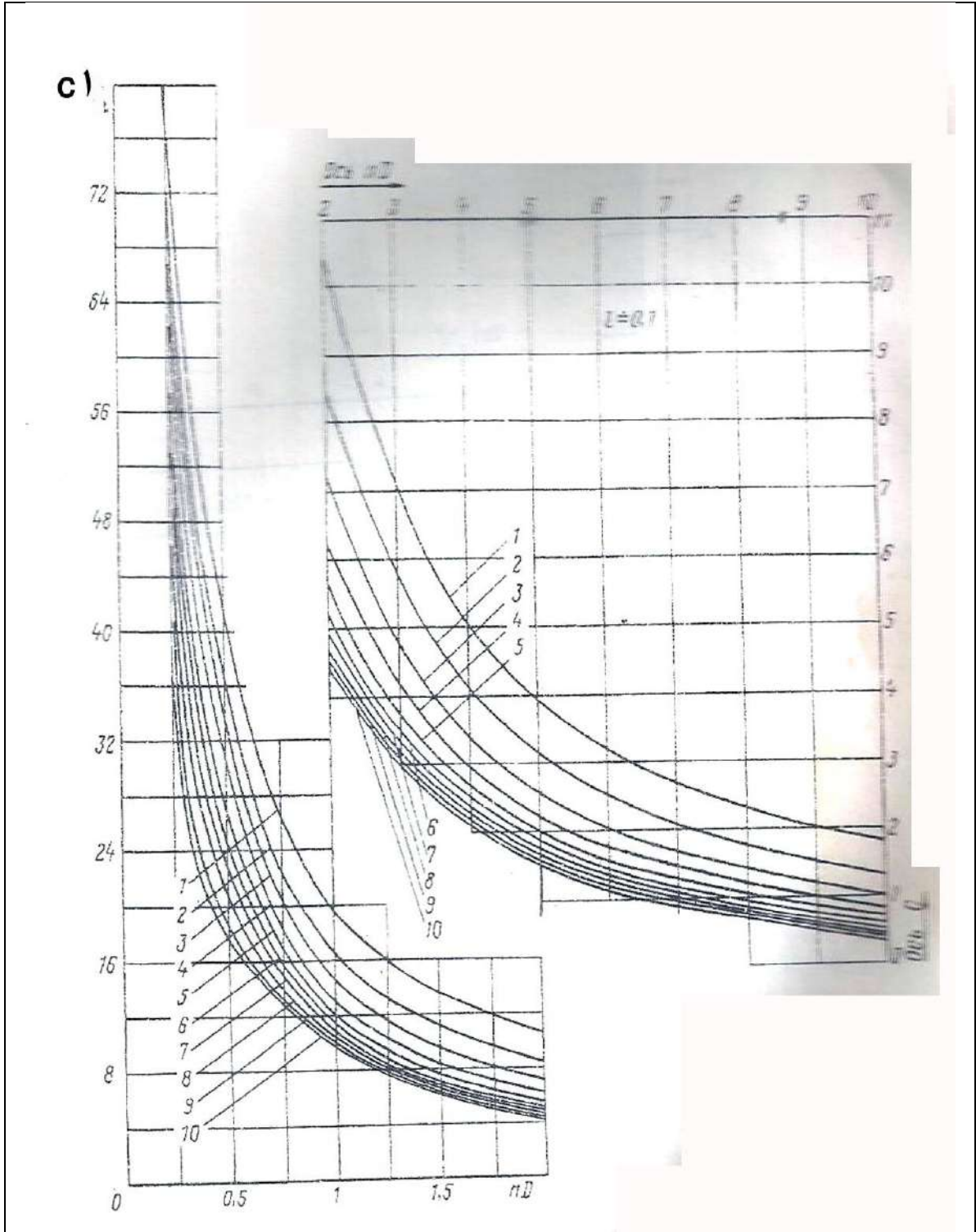
1, $\alpha = 0.02$	2, $\alpha = 0.04$	3, $\alpha = 0.06$	4, $\alpha = 0.08$
5, $\alpha = 0.10$	6, $\alpha = 0.12$	7, $\alpha = 0.14$	8, $\alpha = 0.16$
9, $\alpha = 0.18$	10, $\alpha = 0.20$		



الشكل (٩-٤) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_1) والذي يأخذ بعين الاعتبار مقاومة

الارتشاح الاضافي إلى البئر غير التام بالنسبة لفتح الطبقة عند $l = 0.25$

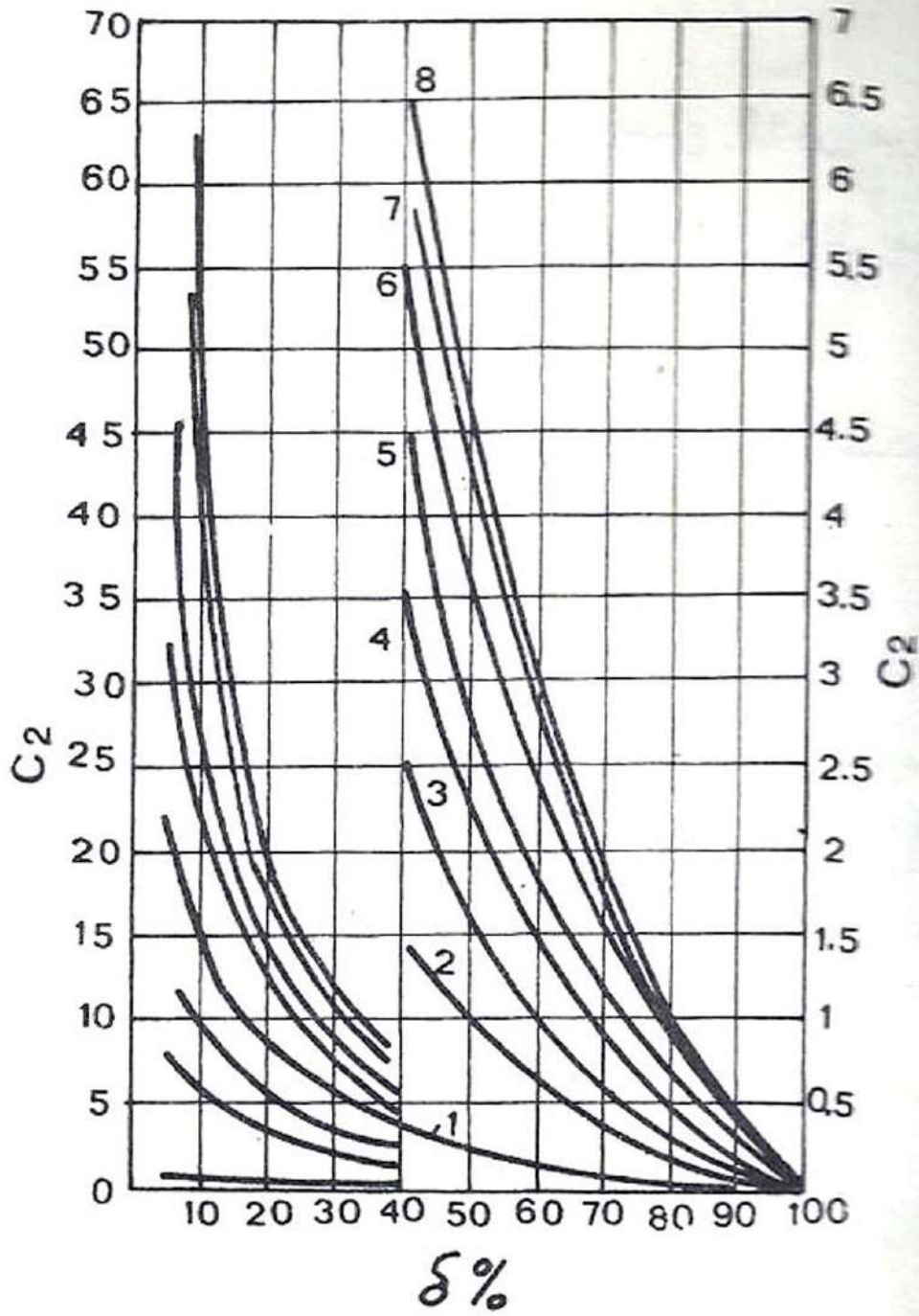
1, $\alpha = 0.02$	2, $\alpha = 0.04$	3, $\alpha = 0.06$	4, $\alpha = 0.08$
5, $\alpha = 0.10$	6, $\alpha = 0.12$	7, $\alpha = 0.14$	8, $\alpha = 0.16$
9, $\alpha = 0.18$	10, $\alpha = 0.20$		



الشكل (١٠-٤) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_1) والذي يأخذ بعين الاعتبار

مقاومة الارتشاح الإضافي إلى البئر غير التام بالنسبة لفتح الطبقة عند $l = 0.1$

1, $\alpha = 0.02$	2, $\alpha = 0.04$	3, $\alpha = 0.06$	4, $\alpha = 0.08$
5, $\alpha = 0.10$	6, $\alpha = 0.12$	7, $\alpha = 0.14$	8, $\alpha = 0.16$
9, $\alpha = 0.18$	10, $\alpha = 0.20$		



الشكل (١١-٤) منحنيات شوروف لتعيين المؤشر (C_2) والذي يأخذ بعين الاعتبار مقاومة الجريان إلى البئر غير التام بالنسبة لاختراق الطبقة الطبقة .

1, $\alpha = 1$	2, $\alpha = 5$	3, $\alpha = 10$	4, $\alpha = 20$	5, $\alpha = 40$
6, $\alpha = 80$	7, $\alpha = 160$	8, $\alpha = 300$		

إذا أخذنا بعين الاعتبار عدم تمام البئر ، فهذا يعني تبديل البئر غير التام ببئر تام .
يسمى نصف قطر البئر التام المفترض بنصف القطر المصغر (r_{wR}). بعد الأخذ بعين الاعتبار عدم تمام البئر فان معادلة ديوي ستأخذ الشكل التالي:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_{wf})}{\mu (\ln \frac{R_k}{r_{wR}})} \quad (3 - 26)$$

بالمقارنة بين المعادلة (٢٣-٤) و (٢٦-٤) نحصل على:

$$\ln \frac{R_k}{r_w} + c = \ln \frac{R_k}{r_{wR}}$$

وبضرب (C) بـ ($\ln e = 1$) وبعد الاصلاح نجد:

$$\ln \frac{R_k}{r_w} - \ln \frac{R_k}{r_{wR}} = \ln e^{-c}$$

ومنه نجد:

$$r_{wR} = r_w \cdot e^{-c} \quad (4-27)$$

ومن المعادلة (٢٧-٤) يمكننا حساب نصف القطر المصغر للبئر التام. وباستبدال (r_w) بـ (r_{wR}) في معادلة ديوي أو المعادلات الأخرى يتم إجراء الحسابات المطلوبة للبئر غير التام هيدروديناميكيا.

٤-٢- بحث (اختبارات) الآبار عند النظام غير المستقر:

إن طرق بحث الآبار عند النظام المستقر هي طرق شرطية إلى حد ما وذلك لان هذه الطرق وبهدف تعيين مؤشر الناقلية ونفوذية الطبقة تتطلب تحديد كل من المؤشرات التالية:

١- نصف قطر كونتور التغذية.

٢- نصف قطر البئر.

٣- المقاومة الإضافية للارتشاح.

وهذه المؤشرات يتم حسابها عند افتراض شروط تقريبية معينة حيث تنعكس مثل هذه التسهيلات المفترضة على دقة قيم هذه المؤشرات.

أما طرق بحث الآبار عند النظام غير المستقر لارتشاح السائل تخلص من السيئات المذكورة أعلاه حيث تسمح هذه الطرق بتعيين كل من مؤشر الناقلية ونفوذية الطبقة دون الحاجة إلى تعيين المؤشرات المذكورة سابقاً، لهذا تستعمل هذه الطرق الهيروديناميكية بكثرة لتعيين مؤشرات الطبقة باستخدام منحنيات استعادة الضغط.

يعتبر توفر المعلومات التفصيلية للمكمن ضرورية لمهندس البترول من أجل تحليل السلوك الحالي والأداء المستقبلي للمكمن، لقد تم تصميم اختبار الضغط الانتقالي لتزويد المهندس بالتحليل الكمي لخصائص المكمن.

يتم إجراء الاختبارات الانتقالية بشكل أساسي عن طريق إحداث اضطراب في ضغط المكمن وتسجيل استجابة الضغط في قاع البئر (على سبيل المثال ضغط قاع البئر الجرياني كتاب للزمن).

ان أكثر الاختبارات الانتقالية شيوعاً في صناعة البترول مايلي:

١- اختبار انخفاض الضغط (Pressure Drawdown Test)

٢- اختبار استعادة الضغط (Pressure Buildup Test).

تتضمن المعلومات التي نحصل عليها من اختبارات الآبار بهذه الطرق مايلي:

(١) تحديد النفوذية الفعالة .

(٢) متوسط ضغط المكمن.

(٣) قياس درجة حرارة وضغط المكمن.

(٤) تحديد تصريف الآبار.

(٥) الكشف عن الشقوق وطولها وسعتها.

(٦) تحديد ماهية الموائع المنتجة وتحديد النسب الحجمية لها.

(٧) تحديد الاتصال الهيروديناميكي بين الآبار.

(٨) الحصول على العينات المناسبة لإجراء تحاليل إلى (PVT).

(٩) تحديد مدى تضرر الآبار.

(١٠) تحديد كفاءة إكمال الآبار.

(١١) تحديد أعمال التحسين ومدى كفاءتها.

٤-٢-١ - اختبار انخفاض الضغط : يتم هذا الاختبار بترك البئر ينتج بمعدل ثابت ومن

ثم قياس تغير ضغط قاع البئر مع الزمن، وعادة ما يتم إغلاق البئر قبل إجراء الاختبار لفترة زمنية كافية للسماح للضغط بالاستقرار في جميع أنحاء المكن، أي الوصول إلى ضغط ثابت ، يوضح الشكل (٤-١٢) مخطط مثالي لمعدل التدفق وسجل الضغط.

أثناء التدفق بمعدل ثابت (Q_0) فان سلوك ضغط البئر في المكن غير المحدود يعطى

بالعلاقة التالية:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 Q_0 B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (4-28)$$

حيث أن:

K = النفوذية (md). r_w = نصف قطر البئر . S = معامل الظاهرة السطحية - .
 t = الزمن (hr).

يمكن كتابة المعادلة السابقة كما يلي:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 Q_0 B_o \mu_o}{kh} \left[\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (4-29)$$

المعادلة (٤-٢٩) هي معادلة مستقيم ويمكن التعبير عنها كما يلي:

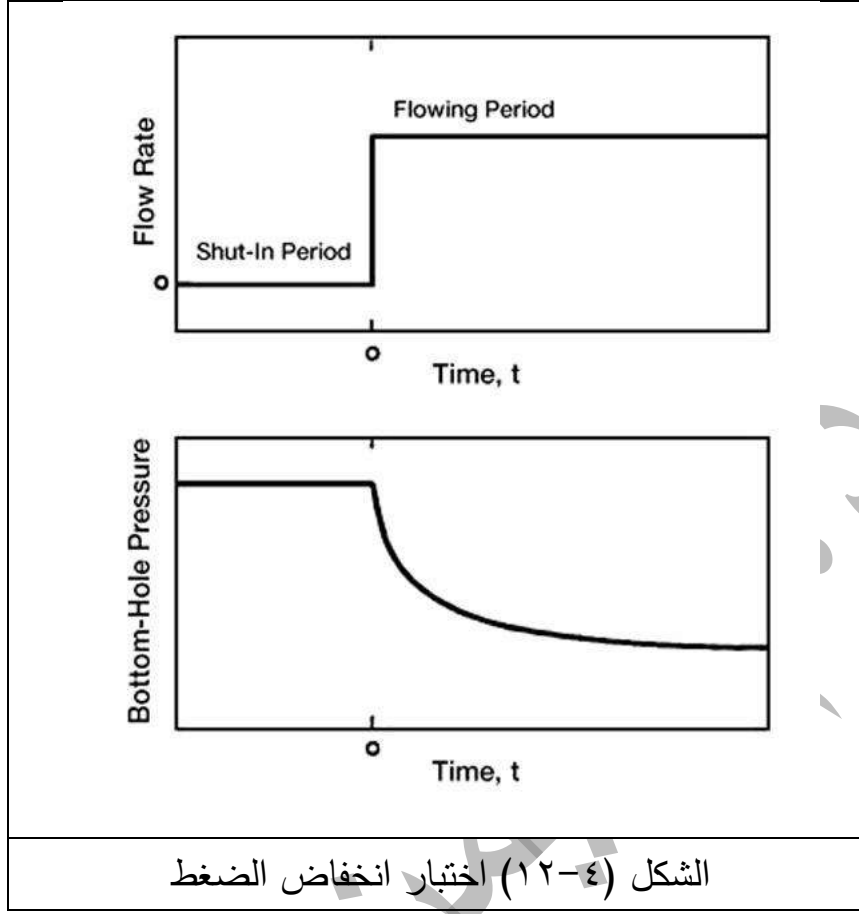
$$P_{wf} = a + m \log(t) \quad (4-30)$$

حيث أن :

$$a = P_i - \frac{162.6 Q_0 B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (4-31)$$

والميل (m) يعطى بالعلاقة التالية:

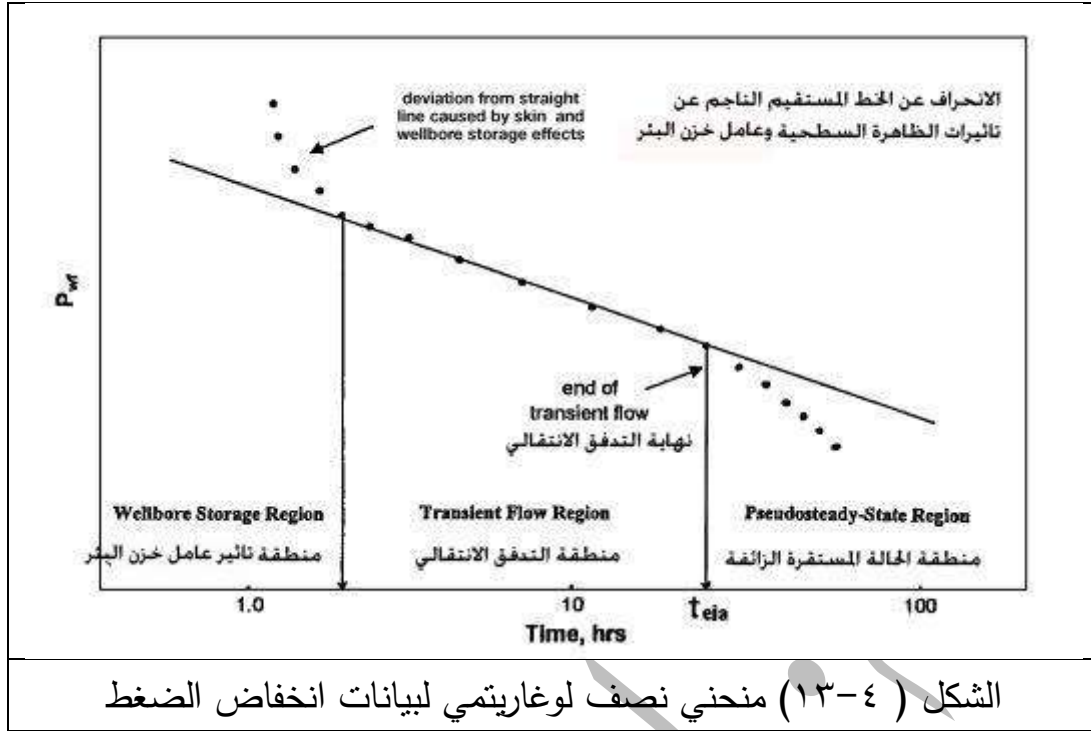
$$m = - \frac{162.6 Q_0 B_o \mu_o}{kh} \Rightarrow k = \frac{-162.6 Q_0 B_o \mu_o}{mh} \quad (4-32)$$



يتم رسم المعادلة (٤-٣٠) على ورقة نصف لوغاريتمية حيث يكون (P_{wf}) على محور العينات و (t) على محور السينات ذو الإحداثيات اللوغاريتمية فنحصل على خط مستقيم ميله (m) كما في الشكل (٤-١٣) والذي منه نحصل على قيمة النفوذية (k) ومنها نحصل على سعة جريان منطقة تصريف البئر (kh) ومعامل الناقلية $(\frac{kh}{\mu})$ ، لاحظ ان الميل المحصول عليه من المنحني المذكور أعلاه ذو قيمة سالبة.

$$kh = \frac{-162.6 Q_0 B_0 \mu_0}{m} \quad (4 - 33)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{-162.6 Q_0 B_0}{m} \quad (4 - 34)$$



يمكن الحصول على تأثير الظاهرة السطحية من خلال اعادة ترتيب المعادلة (٤-٢٩) على النحو التالي:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{wf} - P_i}{m} - \log(t) - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

وبشكل أكثر ملائمة عند قيمة (t = 1) فإن (P_{wf} = P_{1hr}) والذي نحصل عليه من امتداد الخط المستقيم عند (t = 1) وحيث أن (log 1 = 0) إذن نكتب:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (4-35)$$

في هذه المعادلة يجب ان تقع (P_{1hr}) على الخط المستقيم إذا كانت بيانات الضغط المقاسة صحيحة والا يجب ان يتم تحديدها على امتداد الخط المستقيم وهذا الإجراء ضروري لتجنب حساب الظاهرة السطحية بشكل غير صحيح وذلك عند استخدام ضغطا متأثرا بعامل خزن البئر.

بشكل اساسي يتعامل تحليل اختبار البئر مع تفسير مدى استجابة ضغط قاع البئر لتغير معين في معدل التدفق (من صفر إلى قيمة ثابتة عند اختبار انخفاض الضغط ومن معدل

ثابت إلى الصفر عند اختبار استعادة الضغط) لسوء الحظ يتم التحكم بمعدل الإنتاج على السطح وليس ضمن الممكن ولهذا لا يضمن البئر أن يتم إنتاج كامل المعدل القادم من الطبقة وهذا يرجع إلى عامل خزن البئر.

في اختبار انخفاض الضغط فانه عند فتح البئر لأول مرة للتدفق بعد فترة الإغلاق سينخفض الضغط في البئر والذي يتسبب بنوعين من تأثير عامل خزن البئر هما:

١- تأثير عامل خزن البئر الناتج عن تمدد السوائل.

٢- تأثير عامل خزن البئر الناتج عن تغير مستوى السائل في الفراغ الحلقي لمواسير التغليف.

عندما ينخفض الضغط في البئر يتمدد المائع وبالتالي فان معدل التدفق الأولي إلى السطح ليس كله من الطبقة وانما بشكل اساسي من السائل الذي تم تخزينه في البئر وهذا ما يسمى بعامل خزن البئر بسبب تمدد المائع.

النوع الثاني من تخزين عمود البئر يرجع إلى تغير مستوى المائع في الفراغ الحلقي (انخفاض مستوى السائل أثناء اختبار انخفاض الضغط وارتفاع مستوى السائل أثناء اختبار استعادة الضغط) عندما يكون البئر مفتوحا في اختبار انخفاض الضغط سيؤدي انخفاض الضغط إلى انخفاض مستوى السائل في الفراغ الحلقي (والذي يحوي سائلا من الطبقة) والذي يساهم في التدفق الكلي من البئر مما يساهم في زيادة الإنتاج .

تشير المناقشة أعلاه إلى انه سيتم المساهمة بجزء من التدفق من عمود البئر بدلا من الممكن أي:

$$q = q_f + q_{wb} \quad (4 - 36)$$

حيث ان :

q = معدل التدفق على السطح (bbl/day)

q_f = معدل التدفق من الطبقة (bbl/day)

q_{wb} = معدل التدفق الذي يساهم به عمود البئر (bbl/day)

مع زيادة زمن الإنتاج تقل مساهمة عمود البئر ويزداد معدل التدفق من الطبقة حتى يتساوى في النهاية معدل التدفق من الطبقة مع معدل التدفق على السطح وهنا ينتهي تأثير عامل خزن البئر.

ان الضغوط المقاسة في اختبار انخفاض الضغط لن تعطي خطأ مستقيماً بشكل كامل عند تمثيلها بإحداثيات نصف لوغاريتمية كما هو متوقع لها مما يدل على تأثير عامل خزن البئر والذي يتم تعريفه كما يلي:

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta P} \quad (4 - 37)$$

C = عامل خزن البئر (bbl/psi)

ΔV_{wb} = التغير في حجم السائل في البئر.

يمكن استخدام هذه العلاقة للتمثيل الرياضي للتأثير الفردي لتمدد السائل في عمود البئر وهبوط (أو ارتفاع) مستوى السائل والذي يبين:

١- تأثير عامل خزن البئر بسبب تمدد السائل:

$$C = V_{wb} \times C_{wb} \quad (4 - 38)$$

V_{wb} = الحجم الكلي للمائع في البئر (bbl).

C_{wb} = متوسط انضغاطية المائع في البئر (PSI^{-1}).

٢- تأثير عامل خزن البئر بسبب تغير مستوى المائع: إذا كان (A_a) مساحة المقطع العرضي للفراغ الحلقي و (ρ) هي متوسط كثافة المائع في البئر فيعطى عامل خزن البئر بالعلاقة التالية:

$$C = \frac{144 \times A_a}{5.615 \times \rho} \quad \therefore A_a = \frac{\pi[(ID_C)^2 - (OD_T)^2]}{4 \times (144)} \quad (4 - 39)$$

A_a = مساحة المقطع العرضي للفراغ الحلقي (ft^2)

OD_T = القطر الخارجي لمواسير الإنتاج (in).

ID_C = القطر الداخلي لمواسير التغليف (in).

$$\rho = \text{كثافة مائع البئر (lb/ft}^3\text{)} .$$

إن إجمالي تأثير عامل خزن البئر هو مجموع كلا التأثيرين. ان تمدد السوائل بشكل عام غير مهم بسبب عامل الانضغاط الصغير لها ، لتحديد مدة تأثير عامل خزن البئر من الملائم التعبير عن عامل خزن البئر بالشكل اللابعدي كما يلي :

$$C_D = \frac{5.615 C}{2\pi h \phi C_t r_w^2} = \frac{0.894 C}{\phi h C_t r_w^2} \quad (4-40)$$

C_D = معامل خزن البئر بدون أبعاد.

C = معامل خزن البئر (bbl/psi).

C_t = الانضغاطية الكلية (psi^{-1}).

r_w = نصف قطر البئر (ft).

h = السماكة (ft).

اشار هورن (١٩٩٥) إلى ان ضغط قاع البئر يتناسب طرذا مع الزمن خلال فترة الاختبار التي يهيمن عليها عامل خزن البئر ويتم التعبير عنها كما يلي:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (4 - 41)$$

بأخذ لوغاريتم الطرفين نجد :

$$\log P_D = \log t_D - \log C_D \quad (4 - 42)$$

P_D = الضغط اللابعدي خلال فترة تأثير عامل خزن البئر.

t_D = الزمن اللابعدي.

التعبير اعلاه له خاصية الكشف عن اثار عامل خزن البئر ، فاذا رسمنا منحنى بياني يمثل (P_D) مقابل (t_D) على مقياس لوغاريتمي - لوغاريتمي سيعطي خطا مستقيما يميل عند تأثير عامل خزن البئر نظرا لان (P_D) يتناسب مع (ΔP) و (t_D) يتناسب مع الزمن، فهو كذلك مناسب لتسجيل $(P_i - P_{wf})$ مقابل (t) ومراقبة مكان انحدار المنحنى لدورة واحدة

للضغط لكل دورة من الزمن . ويعد المنحني البياني المسجل اداة مساعدة لاكتشاف تأثير عامل خزن البئر في الاختبارات الانتقالية. عند انحدار المنحني المرسوم فانه يمكن تحديد زمن بدء انحدار الخط المستقيم من العلاقة:

$$t_D > (60 + 3.5 \times S)C_D \quad (4 - 43)$$

أو بشكل تقريبي نكتب:

$$t > \frac{(200000 + 12000 \times S) \times C}{kh/\mu} \quad (4 - 44)$$

t = الزمن الكلي الذي يمثل نهاية تأثير عامل خزن البئر وبداية الخط المستقيم النصف لوغاريتمي .

C = عامل خزن البئر (bbl/psi).

٤-٢-٢- اختبار استعادة الضغط :

يصف اختبار استعادة الضغط تزايد الضغط في البئر مع الزمن بعد اغلاقه. وان الاهداف الرئيسية من اجراء هذا الاختبار هي تحديد : متوسط ضغط المكمن دون الحاجة إلى الانتظار اسابيع أو اشهر حتى يستقر الضغط في المكمن بأكمله وتحديد النفوذية الفعالة وسعة الجريان وعامل ناقلية الطبقة وعامل الظاهرة السطحية.

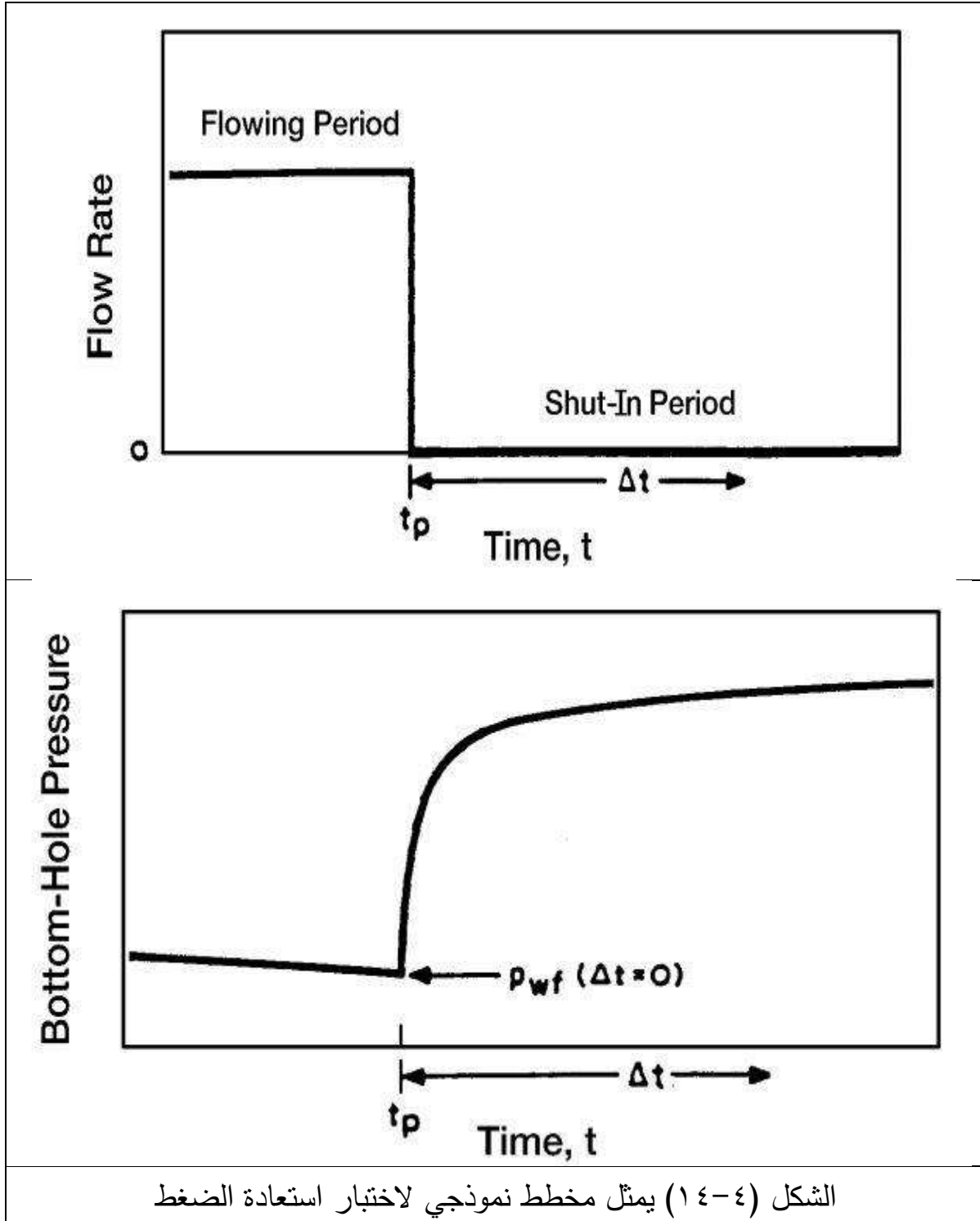
آلية إجراء الاختبار: يترك البئر لينتج بمعدل ثابت (Q_0) لفترة من الزمن (t_p) ثم يغلق البئر ويتم قياس الضغط (P_{ws}) مع زمن الإغلاق (Δt) ،حيث تؤخذ قيمة الإنتاجية وضغط قاع البئر الجرياني (P_{wf}) لحظة الاغلاق وزمن الإنتاج. ويتم التعبير عن زمن التدفق كزمن تدفق حقيقي كما يلي:

$$t_p = \frac{N_p}{Q_0} \quad (4 - 45)$$

t_p = زمن التدفق الكلي الفعال.

N_p = كمية النفط التراكمية المنتجة قبل الاغلاق (STB)

Q_0 = معدل التدفق النهائي المستقر قبل الإغلاق (STB/day)



يتغير ضغط قاع البئر المغلقة بسبب الخواص المرنة للغازات والصخور والموائع حيث يتم هنا بحث مسألة جريان المائع المرن إلى البئر في طبقة مرنة لانتهائية بعد توقفها بشكل مفاجئ عن الإنتاج.

عند تحليل نتائج اختبارات استعادة الضغط يتم الافتراض مايلي:

١- بالنسبة للمكمن : متجانس ومتماثل الخواص وافقي بسماكة واحدة.

٢- بالنسبة للسائل : أحادي الطور - ذو انضغاطية ضعيفة - (μ_o, c_o) ثابتتين.

٣- بالنسبة للتدفق : التدفق خطي - لا يوجد تأثير للجاذبية الأرضية.

يعطى الضغط السكوني لقاع البئر المغلق بالعلاقة التالية:

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \quad (4-46)$$

P_i = الضغط الأولي (الابتدائي) للمكمن (Psi).

P_{ws} = ضغط قاع البئر السكوني (Psi)

t_p = زمن التدفق قبل الاغلاق (hr).

Δt = زمن الاغلاق (hr).

معالجة (تحليل) نتائج اختبار استعادة الضغط بطريقة هورنر:

يتم رسم (P_{ws}) مقابل $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ على ورق نصف لوغاريتمي فنحصل على خط مستقيم ميله

(m) ويتقاطع مع محور الضغط بالقيمة (P_i) انظر الشكل (٤-١٥). وتحسب النفوذية من

معادلة الميل كما يلي:

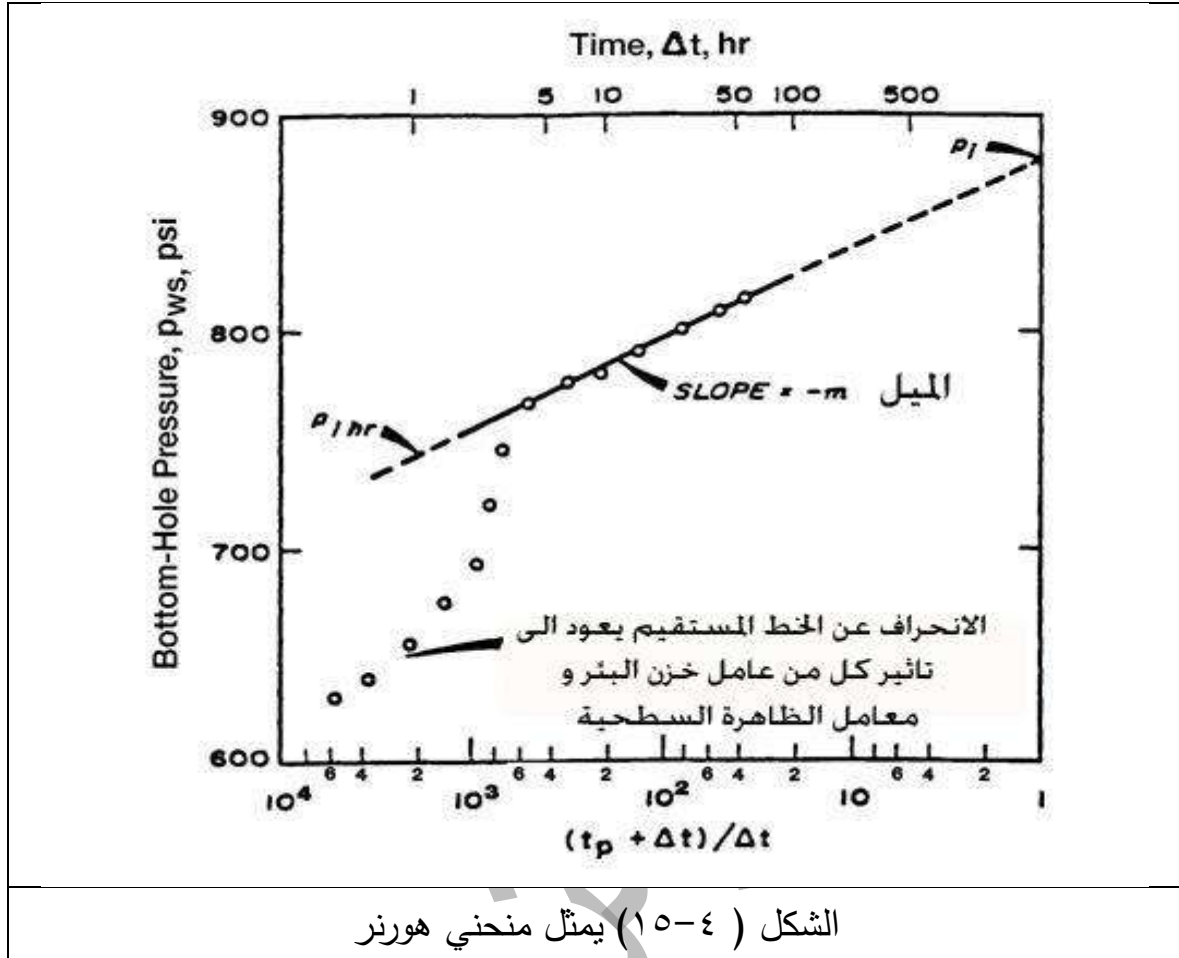
$$m = - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh}, k = - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} \quad (4-47)$$

أما معامل الناقلية فيحسب كما يلي:

$$\frac{kh}{\mu_o} = - \frac{162.6 Q_o B_o}{mh} \quad (4-48)$$

ويحسب معامل الظاهرة السطحية من العلاقة التالية :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (4-49)$$



يجب أن تؤخذ قيمة (p_{1hr}) من خط هورنر المستقيم. في كثير من الأحيان ، لا تقع بيانات الضغط على الخط المستقيم عند (١) ساعة بسبب تأثير عامل خزن البئر أو ان عامل الظاهرة السطحية ذو قيمة كبيرة سالبة. في هذه الحالة، فإنه يجب الحصول على قيمة (p_{1hr}) من امتداد الخط المستقيم. وتجدر الإشارة إلى أنه عند إغلاق البئر لاختبار استعادة الضغط ، يتم إغلاق البئر عند السطح وعلى الرغم من ذلك يستمر سائل المكنم بالتدفق ويتراكم في عمود البئر حتى يملأ البئر بشكل كافٍ لنقل تأثير الإغلاق إلى المكنم. هذا السلوك "بعد التدفق" له تأثير كبير على بيانات استعادة الضغط. خلال فترة تأثيرات عامل خزن البئر ، تنخفض نقاط البيانات الضغط إلى ما دون الخط المستقيم. يمكن تقدير هذه التأثيرات من خلال رسم منحنى للبيانات لوغاريتم - لوغاريتم الموصوف سابقاً. لاختبار استعادة الضغط ، حيث يمثل ($P_{ws} - P_{wf}$) مقابل (Δt). يلاحظ انه عندما يهيمن عامل خزن البئر، فان ذلك المنحني البياني سيكون خطا مستقيما منحدرًا .

يمكن تحديد الزمن اللازم عند بدء الخط المستقيم بالاحداثيات النصف لوغاريتمية من العلاقة التالية:

$$\Delta t > \frac{170000 C e^{0.14 S}}{(kh/\mu)} \quad (4 - 50)$$

Δt = زمن الاغلاق (hr)

C = عامل خزن البئر المحسوب (bbl/psi)

K = النفذية (md) ، μ = اللزوجة (cp) ، h = السماكة (ft) ،

S = معامل الظاهرة السطحية.

الفصل الخامس

الموازنة المادية

تعتبر معادلة الموازنة المادية (MBE) احدى الأدوات الأساسية لمهندسي المخزون لتفسير والتنبؤ بأداء المكن. يمكن استخدام MBE ، عند تطبيقه بشكل صحيح ، من أجل:

- ٠١ تقدير كميات الهيدروكربون الأولية الموجودة في المكن (الاحتياطي الجيولوجي).
- ٠٢ توقع أداء المكن في المستقبل.

- ٠٣ توقع عامل المردود النهائي عند مختلف الأنواع من اليات الدفع الاولى للنفط في المكن. تم وضع المعادلة للحفاظ على جرد جميع المواد الداخلة والخارجة والمتراكمة في المكن. تم تعريف معادلة توازن المادة بواسطة Schilthuis في عام ١٩٤١. في كتابه وبأبسط شكل، يمكن كتابة المعادلة على أساس الحجم على النحو التالي:

$$\text{الحجم الأولي} = \text{الحجم المتبقي} + \text{الحجم المستخرج}$$

نظرًا لوجود النفط والغاز والماء في المكامن النفطية ، يمكن التعبير عن معادلة توازن المواد لكامل الموائع أو لأي مائع موجود بمفرده .

قبل اشتقاق معادلة الموازنة المادية ، سنعرف بعض المصطلحات بالرموز. تتوافق قدر الامكان مع المصطلحات القياسية المعتمدة من قبل جمعية مهندسي البترول.

p_i	Initial reservoir pressure, psi
p	Volumetric average reservoir pressure
Δp	Change in reservoir pressure = $p_i - p$, psi
p_b	Bubble point pressure, psi
N	Initial (original) oil in place, STB
N_p	Cumulative oil produced, STB

G_p	Cumulative gas produced, scf
W_p	Cumulative water produced, bbl
R_p	Cumulative gas-oil ratio, scf/STB
GOR	Instantaneous gas-oil ratio, scf/STB
R_{si}	Initial gas solubility, scf/STB
R_s	Gas solubility, scf/STB
B_{oi}	Initial oil formation volume factor, bbl/STB
B_o	Oil formation volume factor, bbl/STB
B_{gi}	Initial gas formation volume factor, bbl/scf
B_g	Gas formation volume factor, bbl/scf
W_{inj}	Cumulative water injected, STB
G_{inj}	Cumulative gas injected, scf
W_e	Cumulative water influx, bbl
m	Ratio of initial gas-cap-gas reservoir volume to initial reservoir oil volume, bbl/bbl
G	Initial gas-cap gas, scf
$P.V$	Pore volume, bbl
c_w	Water compressibility, psi-1
c_f	Formation (rock) compressibility, psi-1

تتطلب العديد من حسابات الموازنة المادية معرفة الحجم الكلي للفراغات المسامية

(P.V) كما هو معبر عنه من حيث حجم النفط الأولي N وحجم القبة الغازية. يمكن

التعبير عن الحجم الكلي للفراغات بواسطة الرمز m كما يلي:

$$m = \frac{\text{Initial volume of gas cap}}{\text{Volume of oil initially in place}} = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

حجم الغاز في القبة الغازية يعطى بالعلاقة:

$$\text{Initial volume of the gas cap} = G \cdot B_{gi} = m \cdot N \cdot B_{oi}$$

الحجم الكلي لمنظومة الهيدروكربون تعطى كما يلي:

$$\text{Initial oil volume} + \text{initial gas cap volume} = (P.V) (1 - S_{wi})$$

$$N B_{oi} + m N B_{oi} = (P.V) (1 - S_{wi})$$

$$P.V = \frac{NB_{oi}(1 + m)}{1 - S_{wi}} \quad (5.1)$$

حيث ان:

S_{wi} = initial water saturation

N = initial oil in place, STB

$P.V$ = total pore volume, bbl

m = ratio of initial gas-cap-gas reservoir volume to initial reservoir oil volume, bbl/bbl

معالجة مسام المكن كوعاء مثالي كما هو موضح في الشكل (5.1) ، يمكن اشتقاق علاقات التوازن الحجمي لحساب التغيرات الحجمية التي تحدث أثناء الإنتاج الطبيعي من حياة المكن.

يمكن كتابة MBE بشكل عام على النحو التالي:

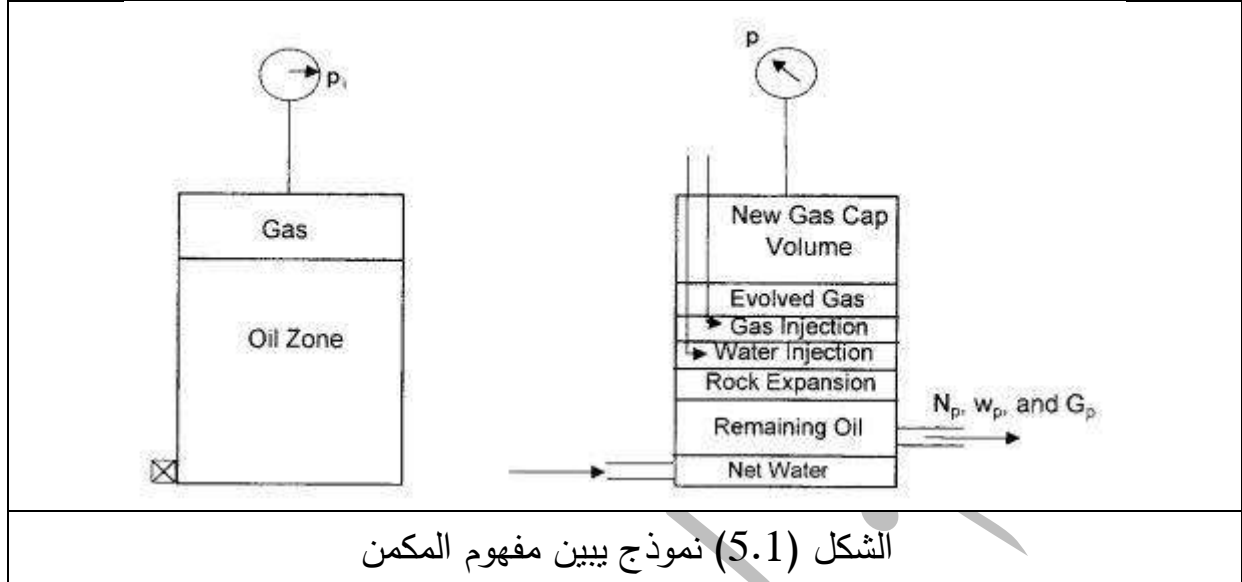
Pore volume occupied by the oil initially in place at p_i

+

Pore volume occupied by the gas in the gas cap at p_i

=

Pore volume occupied by the remaining oil at p



+

Pore volume occupied by the gas in the gas cap at p

+

Pore volume occupied by the evolved solution gas at p

+

Pore volume occupied by the net water influx at p

+

Change in pore volume due to connate water expansion and pore volume reduction due to rock expansion

+

Pore volume occupied by the injected gas at p

+

Pore volume occupied by the injected water at p (5.2)

يمكن تحديد المصطلحات التسعة المذكورة أعلاه المكونة لـ MBE بشكل منفصل عن خصائص الهيدروكربون PVT وخصائص الصخور ، على النحو التالي:

1- Pore Volume Occupied by the Oil Initially in Place

١ - حجم المسام المشغول بالنفط الأولي المتواجد في المكمن:

$$\text{Volume occupied by initial oil in place} = N B_{oi} \quad (5.3)$$

حيث ان :

N = oil initially in place, STB

B_{oi} = oil formation volume factor at initial reservoir pressure p_i ,

bbl/STB

2- Pore Volume Occupied by the Gas in the Gas Cap

٢ - حجم المسام المشغول بالغاز في القبة الغازية:

$$\text{Volume of gas cap} = m N B_{oi} \quad (5-4)$$

حيث ان m هي مؤشر لابعدي وتمثل نسبة حجم الغاز في القبة الغازية الى حجم المنطقة النفطية.

3- Pore Volume Occupied by the Remaining Oil

٣ - حجم المسام المشغول بالنفط المتبقي:

$$\text{Volume of the remaining oil} = (N - N_p) B_o \quad (5-5)$$

حيث ان :

N_p = cumulative oil production, STB

B_o = oil formation volume factor at reservoir pressure p , bbl/STB

4- Pore Volume Occupied by the Gas Cap at Reservoir

Pressure p :

٤ - حجم المسام المشغول بغاز القبة الغازية عند الضغط P :

عندما ينخفض ضغط المكمن إلى مستوى جديد p ، سيتمدد الغاز الموجود في القبة الغازية ويشغل حجمًا أكبر. بافتراض عدم إنتاج غاز من القبة الغازية أثناء انخفاض الضغط ، فإن الحجم الجديد للغاز في القبة الغازية يمكن تحديده كما يلي:

$$\text{Volume of the gas cap at } p = \left[\frac{m.N.B_{oi}}{B_{gi}} \right] B_g \quad (5.6)$$

حيث ان:

B_{gi} = gas formation volume factor at initial reservoir pressure, bbl/scf

B_g = current gas formation volume factor, bbl/scf

5-Pore Volume Occupied by the Evolved Solution Gas:**٥ - حجم المسام المشغول بالغاز المنحل المتحرر:**

يمكن تحديد هذه الحد الحجمي بتطبيق الموازنة المادية على الغاز المنحل:

حجم المسام المشغول بالغاز المنحل المتحرر = حجم الغاز الأولي المنحل - حجم الغاز المنتج - حجم الغاز المتبقي المنحل.

$$\text{volume of the evolved solution gas} = [NR_{si} - N_p R_p - (N - N_p)] B_g \quad (5.7)$$

حيث ان :

N_p = cumulative oil produced, STB

R_p = net cumulative produced gas-oil ratio, scf/STB

R_s = current gas solubility factor, scf/STB

B_g = current gas formation volume factor, bbl/scf

R_{si} = gas solubility at initial reservoir pressure, scf/STB

6-Pore Volume Occupied by the Net Water Influx;**٦ - حجم المسام المشغول بكمية المياه الفعلية المتدفقة:**

$$\text{net water influx} = W_e - W_p B_w \quad (5-8)$$

حيث ان :

 W_e = cumulative water influx, bbl W_p = cumulative water produced, STB B_w = water formation volume factor, bbl/STB**7- Change in Pore Volume Due to Initial Water and Rock Expansion:**

٧- التغير في حجم المسام بسبب تمدد المياه الأولية وتمدد الصخور:

المكون الذي يصف الانخفاض في حجم المسامات المملوءة بالهيدروكربون بسبب تمدد المياه الأولية (connate) وصخور المكنن لا يمكن إهمالها في مكنن نفطي غير مشبع. تكون انضغاطية الماء C_w وانضغاط الصخور C_f بشكل عام من نفس نوع انضغاطية النفط. ومع ذلك يمكن اهمال تأثير هذين المكونين في مكنن يعمل بنظام دفع الغاز (القبة الغازية)، أو عندما ينخفض ضغط المكنن إلى ما دون ضغط نقطة الفقاعة (ضغط الاشباع).
معامل الانضغاط C الذي يصف التغيرات في حجم (تمدد) المائع أو المادة مع تغير الضغط يعطى بالعلاقة التالية:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \quad \text{or} \quad \Delta V = V \cdot C \cdot \Delta P$$

حيث تمثل ΔV التغيرات الفعلية أو تمدد المادة كنتيجة للتغيرات في الضغط. لذلك فإن الانخفاض في حجم المسام بسبب تمدد المياه الأولية (connate) في منطقة النفط والقبة الغازية يعطى بالعلاقة:

$$\text{Connate water expansion} = [(\text{pore volume}) S_{wi}] c_w \cdot \Delta p$$

وبالتعويض عن حجم المسامات (PV) من المعادلة (5.1) نحصل على:

$$\text{Expansion of connate water} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} S_{wi} C_w \Delta P \quad (5.9)$$

حيث ان :

 Δp = change in reservoir pressure, (pi – p) c_w = water compressibility coefficient, psi⁻¹

m = ratio of the volume of the gas-cap gas to the reservoir oil

volume, bbl/bbl

وبالمثل ، فإن انخفاض حجم الفراغات المسامية بسبب تمدد صخور المكن نحصل عليها كما يلي:

$$\text{Change in pore volume} = \frac{NB_{oi}(1+m)}{1-S_{wi}} C_f \Delta P \quad (5.10)$$

التغير الكلي في حجم الفراغات المسامية الكلي يساوي إلى مجموع تمدد المياه والتشكيل والمعدة بالمعادلتين (5.9) و (5.10) وجمعهما نحصل على:

$$\text{Total changes in the pore volume} = NB_{oi}(1+m) \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right) \Delta P \quad (5.11)$$

8- Pore Volume Occupied by the Injection Gas and Water:

٨ - حجم المسام المشغول بالغاز والماء المحقون:

بافتراض أن G_{inj} هو حجم الغاز المحقون و W_{inj} هو حجم الماء المحقون ن حيث تم حقنها من أجل الحفاظ على الضغط الطبقي ، فالحجم الكلي للمسام المشغول بكلا المائعين يعطى بالعلاقة التالية:

$$\text{Total volume} = G_{inj} B_{g_{inj}} + W_{inj} B_w \quad (5-12)$$

حيث ان :

G_{inj} = cumulative gas injected, scf

$B_{g_{inj}}$ = injected gas formation volume factor, bbl/scf

W_{inj} = cumulative water injected, STB

B_w = water formation volume factor, bbl/STB

بدمج المعادلات (5.3) حتى (5.12) مع المعادلة (5.2) وإعادة الترتيب نحصل على:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g - (W_e - W_p B_w) - G_{inf} B_{g_{inj}} - W_{inj} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1+m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1-S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (5.13)$$

حيث ان:

N = initial oil in place, STB

G_p = cumulative gas produced, scf

N_p = cumulative oil produced, STB

R_{si} = gas solubility at initial pressure, scf/STB

m = ratio of gas-cap gas volume to oil volume, bbl/bbl

B_{gi} = gas formation volume factor at p_i , bbl/scf

B_{ginj} = gas formation volume factor of the injected gas, bbl/scf

يمكن التعبير عن إجمالي الغاز التراكمي المنتج بواسطة النسبة التراكمية بين الغاز والنفط R_p والنفط المتراكم المنتج N_p بواسطة:

$$G_p = N_p \times R_p \quad (5.14)$$

بدمج المعادلتين (5.13) و (5.14) نحصل على:

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{inf} B_{ging} - W_{ing} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (5.15)$$

يشار إلى العلاقة أعلاه بمعادلة توازن المواد (MBE). يمكن تحديد شكل أكثر ملاءمة لـ MBE من خلال تقديم مفهوم عامل حجم التشكيل الكلي (ثنائي الطور) B_t في المعادلة. يتم تعريف B_t باستخدام خواص النفط PVT لي النحو التالي:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (5.16)$$

بإدخال B_t في المعادلة (5.15) و من أجل تبسيط المعادلة نفترض انه لا يتم حقن الماء و الغاز:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_s) B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{ti} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P} \quad (5.17)$$

حيث ان:

S_{wi} = initial water saturation

R_p = cumulative produced gas-oil ratio, scf/STB

Δp = change in the volumetric average reservoir pressure, psi

في ممكن ذو دفع مركب، حيث توجد جميع آليات الدفع في الوقت نفسه ، فمن المهم عملياً تحديد الحجم النسبي لكل من آليات الدفع ومساهمتها في عملية الانتاج.

بإعادة ترتيب المعادلة (5.17) نحصل على:

$$\frac{N(B_t - B_{ti})}{A} + \frac{N \cdot m B_{ti} (B_g - B_{gi}) B_{gi}}{A} + \frac{(W_e - W_p B_w)}{A} + \frac{N B_{oi} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] (P_i - P)}{A} = 1 \quad (5.18)$$

حيث ان المؤشر A يعرف كما يلي:

$$A = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] \quad (5.19)$$

يكن اختصار المعادلة (5.18) والتعبير عنها على النحو التالي:

$$DDI + SDI + WDI + EDI = 1.0 \quad (5.20)$$

حيث ان:

DDI مؤشر دفع الاستنزاف (النضوب).

SDI مؤشر دفع القبة الغازية.

WDI مؤشر دفع الماء.

EDI مؤشر تمدد السائل والصخر.

تمثل الحدود الاربعة للجانب الايسر من المعادلة (5.20) اهم (معظم) اليات الدفع الأولية والتي يمكن بواسطتها استخراج النفط من مكامن النفط كما تم الاشارة له سابقا ان قوى الدفع هي:

١ - دفع الاستنزاف: هي آلية استخراج النفط من صخر المكنم والذي يحدث بتمدد حجم النفط الاولي مع كل الغاز الاولي المنحل بالنفط ، حيث يتم تمثيل الية الدفع هذه بالحد الاول من المعادلة (5.18) وهو:

$$DDI = \frac{N(B_t - B_{ti})}{A} \quad (5.21)$$

٢- مؤشر دفع القبة الغازية: هي الآلية التي يتم فيها إزاحة النفط من التشكيل عن طريق تمدد الغاز الحر الأولي الموجود في القبة الغازية. توصف قوة الدفع هذه بالحد الثاني من المعادلة (5.18) وهو:

$$SDI = \frac{N \cdot m B_{ti} (B_g - B_{gi}) B_{gi}}{A} \quad (5.22)$$

٣- دفع الماء: هي الآلية التي يتم فيها إزاحة النفط يتم إنجازها من خلال اجتياح الماء للمنطقة النفطية، توصف هذه الآلية بالحد الثالث من المعادلة (5.23) وهو:

$$WDI = \frac{(W_e - W_p B_w)}{A} \quad (5.23)$$

٤- دفع تمدد السوائل والصخر: لمكان النفط غير المشبعة (تحت مشبعة) مع عدم وجود تدفق للمياه من الطبقة مائية، حيث يكون المصدر الرئيسي للطاقة هو نتيجة تمدد الصخور والسوائل. حيث تساهم جميع آليات الدفع الثلاث الأخرى في إنتاج النفط والغاز من الممكن ، تكون مساهمة تمدد الصخور السوائل في استخراج النفط صغيرة جدًا، ولا يعتمد عليه بشكل اساسي ويمكن تجاهله.

$$EDI = \frac{NB_{oi} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] (P_i - P)}{A} \quad (5.24)$$

أشار كول (١٩٦٩) إلى أنه: بما أن مجموع مؤشرات الدفع يساوي الواحد، فهذا يعني أنه إذا كان مؤشر حجم أحدها منخفضاً، فانه يجب زيادة أحد المؤشرين المتبقين أو كلاهما في المقابل. عادة ما ينتج عن دفع المياه المردود الاعظمي للمكمن، لذلك ، إذا أمكن ، يجب أن يتم انتاج المكمن بواسطة دفع المياه للحصول على أقصى مؤشر لدفع المياه والحد الأدنى من قيم مؤشرات دفع الاستنزاف ودفع القبة الغازية.

يجب الاستفادة القصوى من الدفع الأكثر كفاءة المتاح، وإذا كان دفع المياه ضعيفاً جداً بحيث لا تؤمن قوة فعالة للإزاحة، عندها يمكن الاستفادة من طاقة الإزاحة للقبة الغازية

ودفع الاستنزاف. في أي حال، يجب الحفاظ على مؤشر دفع الاستنزاف منخفضاً إذا كان ذلك ممكناً في جميع الأوقات ، لأنه هو عادة قوة الدافع الأكثر فاعلية المتوفرة.

يمكن حل المعادلة (5.20) عند أي زمن لتحديد مقدار أي من مؤشرات الدفع المختلفة. القوى التي تزيج النفط والغاز من الممكن عرضة للتغيير من وقت لآخر ولهذا السبب حل المعادلة (5.20) بشكل دوري لتحديد ما إذا كان هناك أي تغيير في مؤشرات الدفع.

التغييرات في معدلات سحب السائل هي المسؤولة بشكل أساسي عن التغييرات في مؤشرات الدفع. على سبيل المثال ، قد يؤدي تقليل معدل إنتاج النفط إلى زيادة مؤشر دفع المياه وانخفاض مؤشر دفع الاستنزاف وذلك في ممكن ذو دفع مائي ضعيف. أيضاً ، من خلال إغلاق الآبار التي تنتج كميات كبيرة من المياه، سيزداد مؤشر دفع المياه ككمية تدفق تراكمي صافي للمياه (إجمالي تدفق المياه مطروحاً منه المياه المنتجة) هو عامل مهم.

عندما يحتوي المكن على دفع مياه ضعيف جداً، ولكن كمية كبيرة إلى حد ما من الغاز في القبة الغازية. قد تكون آلية إنتاج الممكن الأكثر كفاءة هي دفع غاز القبة الغازية، في هذه الحالة، يكون من المرغوب فيه ان تكون قيمة مؤشر دفع غاز القبة الغازية كبيراً.

نظرياً، ان استخراج النفط بواسطة دفع القبة الغازية مستقل عن معدل الإنتاج لان الغاز سهل التمدد و النفوذية العمودية المنخفضة يمكن أن تحد من معدل تمدد غاز القبة الغازية، كما سيؤدي دخول الغاز إلى آبار الإنتاج إلى تقليل فعالية التمدد في القبة الغازية بسبب إنتاج الغاز الحر.

الافتراضات الأساسية في MBE:

يعتمد حساب معادلة توازن المواد على التغييرات في ظروف الممكن خلال فترات زمنية منفصلة من سجل الإنتاج. الحساب هو الأكثر عرضة للعديد من الافتراضات الأساسية في وقت مبكر من الاستنزاف، عندما تكون حركة السوائل محدودة وتغيرات الضغط صغيرة. فان الاستنزاف غير المتكافئ والممكن الجزئي يضاعف من مشكلة عدم الدقة في الحساب.

الافتراضات الأساسية في معادلة توازن المواد (MBE) هي كما يلي:

١ - درجة حرارة ثابتة. تغييرات الحجم و الضغط في الممكن من المفترض حدوثه دون حدوث أي تغييرات في درجة الحرارة. فإذا كان هناك أي تغير في درجة الحرارة، فإنها تكون عادة صغيرة بما يكفي ليتم تجاهلها بدون أي خطأ كبير.

٢ - ضغط متوازن: جميع أجزاء الممكن لها نفس الضغط ، وبالتالي فإن خصائص السوائل ثابتة على طوال الزمن. اذا كانت الفروقات طفيفة في الضغط بين الممكن و المنطقة المجاورة من قاع الآبار فيمكن تجاهلها. لكن اذا كان الاختلاف في الضغط كبيراً فان ذلك يتسبب في حدوث خطأ كبيراً في الحساب.

٣ - حجم الممكن ثابت: يُفترض أن يكون حجم الممكن ثابتاً باستثناء ظروف التمدد الصخري والمائي أو تدفق الماء التي يتم أخذها بعين الاعتبار على وجه التحديد في المعادلة. يعتبر التشكيل ذو كفاءة كافية بحيث لن يحدث تغير كبير في الحجم بسبب الحركة. كما يرتبط افتراض ان الحجم ثابتاً بالمجال الذي يتم تطبيق المعادلة عليه.

٤ - بيانات الإنتاج صحيحة: يجب تسجيل جميع بيانات الإنتاج بنفس الفترة الزمنية إذا أمكن، كما يجب الاحتفاظ بسجلات إنتاج القبة الغازية وسجلات إنتاج الغاز المنحل بشكل منفصل. يجب تسجيل قياسات الوزن النوعي للغاز والنفط بالتزامن مع بيانات حجم المائع. تتطلب بعض المكامن تحليلاً مفصلاً وأن يتم حل توازن المواد للقطاعات الحجمية.

سوف تساعد الاوزان النوعية للموائع المنتجة في اختيار القطاعات الحجمية، وكذلك في متوسط خصائص المائع. هناك ثلاثة أنواع أساسية من بيانات الإنتاج التي يجب تسجيلها من أجل استخدامها في MBE عند إجراء حسابات موثوقة للمكامن هي:

A. بيانات إنتاج النفط: حتى بالنسبة للخصائص غير الهامة، والتي يمكن الحصول عليها عادة من مصادر مختلفة ، وعادة ما تكون موثوقة إلى حد ما.

- B. بيانات إنتاج الغاز: التي أصبحت أكثر توفرًا وموثوقية مع زيادة قيمة هذه السلعة في السوق؛ ولكن غالبًا ما تكون البيانات مشكوكًا فيها بدرجة أكبر عندما يتم حرق الغاز.
- C. بيانات إنتاج الماء : الذي يجب أن يمثل فقط صافي كمية المياه المسحوبة ؛ لذلك ان معظم الاخطاء بسبب قلة البيانات عن كمية المياه المنتجة فعليا.

الفصل السادس

دراسة ارتشام (جريان) الموائع في المنطقة القاعية

ان تحفيز الطبقات الحاملة للنفط يعتبر من العمليات الهامة جدا في جريان النفط، ولكن في البداية يجب دراسة تأثير المنطقة المجاورة مباشرة للبئر على الجريان.

٦-١ - تأثير المنطقة المجاورة للبئر على إنتاجية البئر (على تصريف البئر):

ان المنطقة المجاورة مباشرة للبئر والتي تشكل صلة الوصل مابين البئر والطبقة يجب ان تتوفر لها الظروف المثالية لتؤدي وظيفتها في اتجاهين (طبقة - بئر) عند عملية الإنتاج و (بئر - طبقة) عند عملية الحقن. لهذا يجب اتخاذ الاجراءات المناسبة لتحسين ظروف جريان الموائع من الطبقة إلى البئر ومن البئر إلى الطبقة.

عند دراسة معادلة جريان الموائع في المنطقة المجاورة للبئر نرى وجود عدة عوامل لها تأثير مباشر على تغيير قدرة البئر على الإنتاج أو تقبل الموائع عند الحقن.

إذا افترضنا ان الجريان هو مستوي نصف قطري وفي نظام ثابت وغير انضغاطي والوسط المسامي متجانس والبئر تام هيدروديناميكيا من حيث فتح واختراق الطبقة الخازنة للنفط، عند ذلك فان معدل الإنتاج من هذا البئر يعطى بعلاقة ديوي كما يلي:

$$q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{wf})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_w}} = \frac{2\pi \varepsilon (P_K - P_{wf})}{\ln \frac{R_K}{r_w}} \quad (4 - 3)$$

من هذه المعادلة نستنتج انه يمكن زيادة معدل الإنتاج (معدل الجريان) كما يلي:

١- زيادة نفوذية الطبقة.

٢- نقصان لزوجة المائع.

٣- زيادة فرق الضغط وذلك اما بانقاص ضغط قاع البئر أو بزيادة ضغط الطبقة (بالحقن).

٤- بتحسين شروط جريان الموائع في هذه المنطقة وذلك من خلال:

أ - التقليل قدر الامكان من تأثير الظاهرة السطحية.

ب - تقليل التوتر السطحي للموائع التي تلوث هذه المنطقة.

وفيما يلي سندرس تلوث المنطقة المجاورة للبئر وتأثيرها على الإنتاجية وطرق تعيين درجة التلوث والاسباب التي تقلل من إنتاجية البئر.

٦-٢ - تلوث المنطقة المجاورة للبئر :

يعني وجود شوائب مختلفة داخل القنوات المسامية التي يجري من خلالها المائع في الطبقة وفي المنطقة المجاورة للبئر .

اسبابها: كما شرحنا في الفصل الاول، فانه عند حفر الطبقة المنتجة بواسطة رأس الحفر أو عند اجراء بعض عمليات الاصلاح، ولتجنب حدوث الاندفاعات، يجب تشكيل ضغط معاكس على الطبقة وذلك باستخدام سائل حفر ذو وزن نوعي معين بحيث يكون الضغط الذي سيشكله عمود هذا السائل اكبر من ضغط الطبقة مما سيؤدي إلى دخول راسح من سائل الحفر إلى الطبقة المنتجة، وكلما كان فرق الضغط بين البئر والطبقة اكبر كلما ازدادت كمية السائل التي تدخل إلى الطبقة.

يؤدي وجود هذه الشوائب في المنطقة المجاورة للبئر إلى نقصان النفوذية ، وذلك للأسباب التالية:

١- انتفاخ حبيبات الغضار الموجودة ضمن مسامات هذه الطبقة نتيجة تسرب المياه من البئر كفاقد رشح.

٢-تشكل منطقة مشبعة بالماء بجوار البئر نتيجة فاقد الرشح أيضا والتي تؤدي إلى نقصان النفوذية النسبية للنفط أو الغاز.

٣-تشكل مستحلب بين النفط والماء المتسرب إلى الطبقة وهذا المستحلب ذو لزوجة عالية.

٤-اغلاق بعض المسامات بالمواد الصلبة التي تدخل مع السائل من البئر أو بالحبيبات

الرملية التي يحملها المائع معه أثناء جريانه في الطبقة باتجاه البئر.

تختلف قيمة نصف قطر المنطقة الملوثة نتيجة للأسباب السابقة الذكر وتعتمد على:

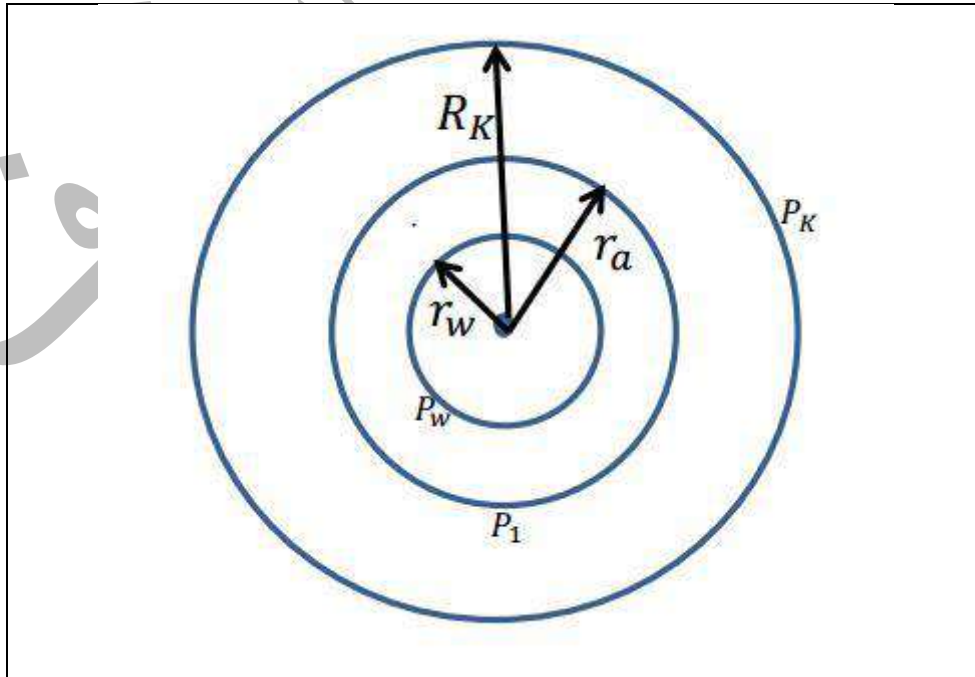
A. فرق الضغط مابين البئر والطبقة.

B. النفوذية الأولية للطبقة وخواص السائل الملوث.

ان نصف قطر المنطقة الملوثة بالسائل هو بالتأكيد اكبر من نصف قطر المنطقة الملوثة بالحببيات الصلبة التي تدخل من البئر والتي تعتمد على أبعاد الحبيبات الصلبة. وفي الحالة العادية فان نصف قطر المنطقة الملوثة بالسائل لا تتجاوز (5 m)، ونادرا ما تصل إلى هذه المسافة . اما التلوث بنتيجة دخول الحبيبات الصلبة فيمتد كحد اعظمي إلى (50 cm).

٦-٣- تأثير المنطقة الملوثة على تصريف البئر (انتاجية البئر):

لتحديد تأثير المنطقة الملوثة والمتواجدة بجوار البئر حتى نصف قطر (مسافة) (r_a) كما هو مبين بالشكل (٦-١)، نميز منطقتين متمركزتين احدهما ذات نفوذية (k_2) تمثل النفوذية الأولية للطبقة والاخرى ذات نفوذية (k_1) تمثل نفوذية المنطقة الملوثة.



الشكل (٦-١)

ان معدل الإنتاج من هذه الطبقة يمكن تعيينه باستخدام نفوذية وسطية ($\bar{k}$) لمنطقتين. لتعيين هذه النفوذية الوسطية نفترض ان معدل الإنتاج ثابت وحتى جدران البئر وبكتابة معدل الإنتاج عند الخروج من المنطقتين ثم للبئر ككل نحصل على مايلي:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_1 - P_{wf})}{\mu \ln \frac{R_a}{r_w}} = \frac{2\pi kh(P_k - P_1)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_a}} = \frac{2\pi kh(P_1 - P_{wf})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_w}} \quad (6-2)$$

حيث ان:

P_1 - ضغط السائل عند عبوره من المنطقة ذات النفوذية الأولية (k_2) إلى المنطقة الملوثة ذات النفوذية (k_1).

$\bar{k}$ - النفوذية الوسطية للطبقة ككل.

r_a - نصف قطر المنطقة الملوثة.

ان فرق الضغط مابين ضغط الطبقة وضغط قاع البئر يمكن كتابته بالشكل:

$$P_k - P_{wf} = (P_k - P_1) + (P_1 - P_{wf}) \quad (6-3)$$

حدود هذه العلاقة يمكن تعيينها من العلاقة (6-2) على الشكل التالي:

$$P_k - P_1 = \frac{Q \mu \ln \frac{R_k}{r_a}}{2\pi K_2 h} \quad (6-4)$$

$$P_1 - P_{wf} = \frac{Q \mu \ln \frac{r_a}{r_w}}{2\pi K_1 h} \quad (6-5)$$

$$P_k - P_{wf} = \frac{Q \mu \ln \frac{R_k}{r_w}}{2\pi \bar{k} h} \quad (6-6)$$

بتعويض المعادلات (6-4) و (6-5) و (6-6) في المعادلة (6-3) نحصل على:

$$\frac{Q \mu \ln \frac{R_k}{r_w}}{2\pi \bar{k} h} = \frac{Q \mu}{2\pi h} \left(\frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{r_a} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_a}{r_w} \right)$$

والتي منها نعين قيمة النفوذية الوسطية كما يلي:

$$\bar{k} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_w}}{\frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{r_a} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_a}{r_w}} \quad (6-7)$$

بمساعدة هذه العلاقة يمكن تحديد مدى تأثير المنطقة الملوثة على إنتاجية الطبقة.

مثال: إذا افترضنا ان : $R_k = 213 \text{ m}$, $r_w = 0.1 \text{ m}$, $r_a = 0.6 \text{ m}$ وان

$k_1 = 5 \text{ md}$, $k_2 = 500 \text{ md}$ والمطلوب تعيين تأثير المنطقة الملوثة على إنتاجية البئر من الطبقة.

الحل: بتطبيق المعادلة (6-7) نعين النفوذية الوسطية للطبقة كما يلي:

$$\bar{k} = \frac{\ln \frac{213}{0.1}}{\frac{1}{0.5} \ln \frac{213}{0.6} + \frac{1}{0.005} \ln \frac{0.6}{0.1}} = 0.021 D = 21 \text{ md}$$

نقسم هذه النفوذية على النفوذية الأولية للطبقة قبل التلوث فنجد:

$$\frac{\bar{k}}{k_2} = \frac{21}{500} = 0.04$$

والنتيجة : ان معدل الإنتاج من هذا البئر يمثل فقط (4 %) من المعدل الذي كان سينتجه لولا تلوث المنطقة المجاورة للبئر.

٦-٤ - طرق تعيين تلوث المنطقة المجاورة للبئر :

عندما يكون معدل انتاج البئر قليلا فذلك سببه:

A. اما بسبب ان نفوذية الطبقة قليلة (حيث ان النفوذية الأولية للطبقة يمكن ان تكون قليلة).

B. أو ان نفوذية الطبقة قد قلت نتيجة تلوث المنطقة المجاورة للبئر.

بشكل عام يتم التقييم بالمقارنة مابين مؤشرات إنتاجية بئر مثالية (لاتوجد منطقة ملوثة) ومؤشرات البئر التي يفترض ان إنتاجيتها اقل من المعدل الطبيعي لها. مع العلم ان البئرين يجب ان ينتجا من نفس الطبقة وتحت تأثير الشروط ذاتها . أو المقارنة بين هذه المؤشرات على نفس البئر، حيث تقارن المؤشرات الأولية للطبقة مع المؤشرات عندما يقل الإنتاج

والذي يفترض انه بسبب التلوث، كما يمكن المقارنة مع بئر مجاورة شرط ان للطبقة خواص اولية متجانسة على كامل التركيب.

٦-٤-١ - طريقة أو معيار معامل الإنتاجية:

عامل الإنتاجية : هو النسبة بين معدل انتاج البئر وفرق الضغط الذي تم بتأثيره انتاج هذا البئر. واعتمادا على هذا التعريف نكتب:

$$IP = \frac{Q}{P_K - P_{wf}} = \frac{2\pi kh}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{R_K}{r_w} \right)} \quad (1.25)$$

حيث نعين (Q) في الشروط الطبقيّة والشروط السطحية كما يلي:

١- في الشروط الطبقيّة وفي واحداث الجملة الدولية:

$$q = \frac{IP}{P_K - P_{wf}} = \frac{23.6 kh}{\mu_o \left(\ln \frac{R_K}{r_w} \right)} \quad (6 - 8)$$

٢- في الشروط السطحية وفي واحداث الجملة الدولية:

$$Q = \frac{IP}{B_o (P_K - P_{wf})} = \frac{23.6 kh}{\mu_o B_o \left(\ln \frac{R_K}{r_w} \right)} \quad (6 - 9)$$

حيث ان :

B_o - عامل حجم النفط.

IP - معامل الإنتاجية. $\frac{m^3/day}{kgf/cm^2}$

q - معدل الإنتاج بالشروط الطبقيّة. m^3/day

Q - معدل الإنتاج بالشروط السطحية. m^3/day

إذا عرف معامل الإنتاجية بالشروط الطبقيّة يمكن تحويله إلى الشروط السطحية كما يلي:

$$IP = \frac{q B_o}{(P_K - P_{wf})} \quad (6 - 10)$$

ولتعيين درجة التلوث اعتمادا على معامل الإنتاجية تحدد قيمته عند الشروط الأولية للطبقة

ثم قيمته عند إجراء التحليل على البئر وبمقارنة القيمتين يمكن تحديد درجة تلوث الطبقة.

عند المقارنة بين عامل انتاجية البئر المدروسة مع عامل انتاجية بئر مجاورة يستعمل عامل إنتاجية خاص من اجل واحدة السماكة للطبقة كما يلي:

$$IP_S = \frac{IP}{h} = \frac{q}{h(P_k - P_{wf})} = \frac{B_o q}{h(P_k - P_{wf})} \quad (6 - 11)$$

حيث ان :

$$IP_S - \text{عامل إنتاجية واحدة السماكة من الطبقة} . \frac{m^3/day}{m.kgf/cm^2}$$

٦-٤-٢ - معيار النفوذية (عامل الفعالية):

يمكن تعيين النفوذية الوسطية للطبقة المنتجة للنفط بعد زمن ما من الإنتاج بطرق بحث الآبار، فعند بحث الآبار عند النظام المستقر ويفرض ان البئر تام هيدروديناميكيا والسوائل متجانسة وغير انضغاطية تحسب بالمعادلة:

$$\bar{k} = \frac{B_o Q \mu_o \log \frac{R_k}{r_w}}{23.6 h (P_k - P_{wf})} \quad (6 - 12)$$

ان قيمة هذه النفوذية لاتمكننا من تحديد فيما إذا كانت إنتاجية البئر القليلة هي نتيجة التلوث أو ان النفوذية الأولية للطبقة هي صغيرة، لذلك نلجا إلى مقارنة هذه النفوذية مع النفوذية التي يتم تعيينها مخبريا للعينات الاسطوانية الماخوذة من الطبقة ، وذلك بعد بعد تحويل النفوذية المطلقة إلى نفوذية فعالة وذلك باستخدام النفوذية النسبية للنفط ويستخدم لهذا الغرض عامل الفعالية الذي يعطى بالعلاقة التالية:

$$E = \frac{\bar{K}_o}{K_{ro} \bar{K}} = \frac{Q}{Q_T} \quad (6 - 13)$$

حيث ان :

$\bar{K}_o$ - القيمة الوسطية للنفوذية الفعالة.

k_{ro} - النفوذية النسبية للنفط.

$\bar{K}$ - القيمة الوسطية للنفوذية المطلقة والتي تعين من تحليل العينات الاسطوانية.

Q_T - معدل الانتاج النظري للطبقة غير الملوثة في نظام مستقر (m^3/day).

Q - معدل انتاج البئر من النفط. (m^3/day)

إذا يتيح هذا المعيار تعيين درجة التلوث فقط عند توفر عينات اسطوانية منها مع توفر امكانية تحليل هذه العينات.

مثال:

يطلب تعيين تأثير التلوث على إنتاجية البئر إذا علمت المعطيات الآتية:

١ - المعطيات المتوفرة من بحث الآبار :

$$\log \frac{R_k}{r_w} = 3.04, P_{wf} = 175.5 \frac{kg}{cm^2}, P_k = 210 \frac{kg}{cm^2}, Q_T = 15.9 m^3/day$$

٢ - المعطيات المتوفرة من تحليل الموائع :

$$P_s = 170 kg/cm^2, B_o = 1.2, \mu_o = 3 cp$$

٣ - المعطيات المتوفرة من تحليل العينات الاسطوانية:

النفوذية المطلقة (ميلي دارسي)	مجال العمق	السماكة
50	1855-1853.5	1.5
0	1856.5-1855	1.5
150	1858-1856.5	1.5
100	1861-1858	1.5

الحل:

النفوذية المطلقة الوسطية من تحليل العينات الاسطوانية :

$$\bar{k} = \frac{\sum k_i h_i}{\sum h} = \frac{1.5 \times 50 + 0 + 1.5 \times 150 + 1.5 \times 100}{6} = 100 md$$

النفوذية الفعالة الوسطية من اختبار الآبار :

$$\bar{k}_o = \frac{B_o Q \mu_o \log \frac{R_k}{r_w}}{23.6 h (P_k - P_{wf})} = \frac{1.2 \times 15.9 \times 3 \times 3.04}{23.6 \times 6 \times (210 - 175.5)} 0.036 D = 36 md$$

باعتبار ان $(P_K > P_S)$ يمكن قبول ان النفوذية للنفط تساوي الواحد $(K_{ro}=1)$:

وبالتالي يكون عامل الفعالية :

$$E = \frac{\bar{K}_O}{K_{ro} \times \bar{k}} = \frac{36}{100} = 36 \%$$

أي ان البئر ينتج ٣٦ % فقط من المعدل الذي كان سينتجه لو لم يحدث تلوث للمنطقة المجاورة له.

٦-٤-٣- معيار نسبة الإنتاجية:

يعتمد هذا المعيار على اختبار البئر عند النظام غير المستقر ، والذي منه نحدد النفوذية الفعالة للنفط ، كما تم شرحه في الفصل الرابع.
بعدها نقوم بحسب النفوذية الوسطية من العلاقة:

$$\bar{k} = \frac{B_O Q \mu_o \log \frac{R_k}{r_w}}{23.6 h (P_k - P_{wf})} \quad (6 - 12)$$

ولتعيين تأثير التلوث نحدد النسبة ما بين هاتين النفوذيتين والتي تقايل عمليا النسبة ما بين عامل الإنتاجية للمنطقة الملوثة والمنطقة غير الملوثة والتي تعرف بنسبة الإنتاجية وهي:

$$R_p = \frac{IP_S}{IP} = \frac{\bar{K}}{K_O} = \frac{2 m \log \frac{R_k}{r_w}}{P_k - P_{wf}} \quad (6 - 14)$$

حيث ان (m) هو ميل الجزء المستقيم من منحنى استعادة الضغط وهو يساوي:

$$m = -\frac{162.6 Q_O B_O \mu_o}{kh}, k = -\frac{162.6 Q_O B_O \mu_o}{mh}, \quad (4 - 47)$$

عند تعيين الوضع في البئر باستخدام هذا المعيار نميز الحالات التالية:

A - إذا كان $(R_p=1)$ هذا يعني ان $(\bar{K} = K_O)$ أي لا يوجد أي تغير في نفوذية المنطقة المجاورة للبئر وبالتالي لم يحدث تلوث لهذه المنطقة.

B - إذا كان $(R_p<1)$ هذا يعني ان $(\bar{K} < K_O)$ فهذا يعني ان المنطقة المجاورة للبئر ملوثة ، مما يسبب نقصان إنتاجية البئر.

C - إذا كان ($R_p > 1$) هذا يعني ان ($\bar{K} > K_o$) فهذا يعني ان المنطقة المجاورة للبئر اجري لها عملية تحسين ، والمنطقة ذات استطاعة إنتاجية اكبر .

٦-٤-٤ - معيار الظاهرة السطحية:

يعتمد هذا المعيار على فرضية ان المنطقة المنطقة الملوثة ذات نصف قطر صغير جدا مقارنة مع نصف قطر منطقة تأثير البئر ويمكن تمثيلها بغشاء رقيق يوضع في طريق جريان الموائع من الطبقة إلى البئر . هذا الغشاء يقوم بدور مصفاة وبالتالي يقاوم الجريان . ولتلافي تأثير يجب زيادة فرق الضغط والتي يتم حسابها بالوحدات الدولية بالمعادلة :

$$\Delta P_{skin} = \frac{q \mu_o B_o}{23.6 k_2 h} \frac{1}{2.3} \left[\frac{K_2 - K_1}{K_1} \ln \frac{r_a}{r_w} \right] = \frac{q B_o \mu_o}{23.6 h k_2} \frac{1}{2.3} S \quad (6 - 15)$$

حيث ان:

K_1 - نفوذية المنطقة الملوثة والموجودة بجوار البئر . D

K_2 - نفوذية المنطقة غير الملوثة والبعيدة عن البئر . D

r_a - نصف قطر المنطقة الملوثة.

S - معامل الظاهرة السطحية.

$$S = \frac{(k_2 - k_1) \ln \frac{r_a}{r_w}}{k_1} = \left(\frac{K_2}{K_1} - 1 \right) \ln \frac{r_a}{r_w} \quad (6 - 16)$$

من دراسة هذه العلاقة نلاحظ الحالات التالية:

١- إذا كانت ($S=0$) هذا يعني ($\frac{K_2}{K_1} = 1$) ومنها ($K_2 = K_1$) أي لا يوجد تلوث.

٢- إذا كانت ($S>0$) هذا يعني ($\frac{K_2}{K_1} > 1$) ومنها ($K_2 > K_1$) هذا يعني وجود منطقة

ملوثة بجوار البئر تؤدي إلى تقليل الإنتاجية.

٣- إذا كانت ($S<0$) هذا يعني ($\frac{K_2}{K_1} < 1$) ومنها ($K_2 < K_1$) هذا يعني ان النفوذية

تحسنت بجوار البئر وذلك بفعل عمليات التحسين التي اجريت على البئر التي تؤدي إلى زيادة الانتاجية.

حل مسائل (solve problems)

حل مسائل الفصل الاول:

مسألة (1):

ما هو عامل التحويل بين (k) معبرًا عنها بالدارسي و cm^2 و m^2 ، على التوالي.

الحل:

١- من اجل التدفق الافقي الخطي للمائع غير القابل للانضغاط نكتب:

$$q(cc/sec) = - \frac{k(D)A(cm^2).dP}{\mu(cp)} \frac{dl}{dl} (atm/cm^2) \quad (\text{Darcy units})$$

$$q(cc/sec) = - \frac{k(cm^2)A(cm^2).dP}{\mu(poise)} \frac{dl}{dl} \left(\frac{dyne}{cm^2} \right) \quad (\text{Absolute cgs units}) \quad \text{و}$$

يمكن تحويل المعادلة السابقة من Darcy إلى وحدات cgs المطلقة عن طريق المساواة بين طرفي المعادلة الناتجة كما يلي:

$$q(cc/sec) = - \frac{k(cm^2) \left(\frac{D}{cm^2} \right) A(cm^2).dP}{\mu(poise) \left[\frac{cp}{poise} \right]} \frac{dl}{dl} \frac{(dyne/cm^2) \left[\frac{(atm/cm^2)}{dyne/cm^2} \right]}{cm}$$

ولتحديد عوامل التحويل:

$$q = - \frac{k(cm^2) \left(\frac{D}{cm^2} \right) A.dP}{\mu(poise)[100]} \frac{dl}{dl} (dyne/cm^2) \left[\frac{1}{1.0133 \times 10^6} \right] \rightarrow$$

$$q = - \frac{k(cm^2) \left[\frac{D}{cm^2} \right] A}{\mu} \frac{dP}{dl} \left[\frac{1}{1.0133 \times 10^8} \right]$$

لكن الثابت العددي في هذه المعادلة يجب أن يكون واحدًا، وبناء عليه نكتب:

$$\left[\frac{D}{cm^2} \right] = 1.0133 \times 10^8$$

لهذا السبب فان : $(1 \text{ Darcy} \approx 10^{-8} cm^2 = 10^{-12} m^2)$

يقترح في المنظومة العالمية ان تكون واحدة النفوذية هي (m^2) ونظرا لان هذه الواحدة كبيرة تم اقتراح استخدام الميكرومتر (μm^2) ، حيث ان:

$$1 \mu m^2 = 10^{-12} m^2 , \text{ then } 1 \text{ Darcy} = 1 \mu m^2$$

حل مسائل الفصل الثاني:

مسألة (2):

احسب حجم النفط الذي يمكن استخراجه اعتمادا على الطاقة المرنة لمكمن دائري إذا كان نصف قطر المكمن (16 km) وسماكته (45 m) ، وكان انخفاض الضغط الطبقي منذ بداية الاستثمار هو (5 MPa) مع العلم ان مسامية الطبقة المنتجة (20 %) وانضغاطية السائل ($\beta_l = 4 \times 10^{-4}$) وانضغاطية الصخر ($\beta_\pi = 1 \times 10^{-4}$).

الحل:

$$\Delta V = \beta^* \times V \times \Delta P$$

حساب حجم المكمن :

$$V = \pi(16 \times 10^3)^2 \times 45 = 3.619 \times 10^{10} m^3$$

حساب عامل المرونة الحجمي الكلي (عامل الانضغاطية الكلي):

$$\beta^* = m\beta_l + \beta_\pi = 0.2(4 \times 10^{-4}) + 1 \times 10^{-4} = 1.8 \times 10^{-4} \text{ Psi}^{-1}$$

$$\Delta V = 1.8 \times 10^{-4} \times 3.619 \times 10^{10} \times 5 = 32.571 \times 10^6 m^3$$

مسألة (3):

نستثمر مكمنا نفطيا اعتمادا على طاقته المرنة ، طوله (25 km) وعرضه (8 km) وسماكة الطبقة المنتجة (15 m) ، الضغط الطبقي الأولي (18 MPa) وضغط الإشباع (8 MPa).

احسب حجم النفط الذي يمكن استخراجه من الطبقة عندما ينخفض الضغط الطبقي حتى ضغط الإشباع. وذلك إذا كان:

$$١- (\beta^* = 2 \times 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}) , , ٢- (\beta^* = 1 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1})$$

$$\beta^* = 5 \times 10^{-4} MPa^{-1} \text{ - ٣,}$$

الحل:

١- المعادلة التقريبية:

$$\Delta V = -\beta^* \times V \times \Delta P$$

$$V = 25 \times 10^3 \times 8 \times 10^3 \times 15 = 3 \times 10^9 m^3$$

$$\Delta V_1 = 3 \times 10^9 \times 2 \times 10^{-5} \times (18 - 8) = 6 \times 10^5 m^3$$

$$\Delta V_2 = 3 \times 10^9 \times 1 \times 10^{-4} \times (18 - 8) = 3 \times 10^6 m^3$$

$$\Delta V_3 = 3 \times 10^9 \times 5 \times 10^{-4} \times (18 - 8) = 15 \times 10^6 m^3$$

٢- المعادلة الدقيقة:

$$\Delta V = V[e^{\beta^*(P_1 - P_2)} - 1]$$

$$\Delta V_1 = 3 \times 10^9 [e^{2 \times 10^{-5} \times 10} - 1] = 6 \times 10^5 m^3$$

$$\Delta V_2 = 3 \times 10^9 [e^{1 \times 10^{-4} \times 10} - 1] = 3 \times 10^6 + 1500 m^3$$

$$\Delta V_3 = 3 \times 10^9 [e^{5 \times 10^{-4} \times 10} - 1] = 15 \times 10^6 + 37500 m^3$$

حل مسائل الفصل الثالث

مسألة (4):

١- حدد الضغوط المنسوبة بالنسبة لسطح التقاء الماء مع النفط الذي يقع على عمق (1250 m) عن سطح البحر في الآبار (1,2,3) المبينة في الشكل التالي. إذا علمت ان الضغوط المقاسة في النقاط (A,B,C) على الاعماق:

$$(L_A = 1756 m, L_B = 1451 m, L_C = 1535 m)$$

كانت كما يلي:

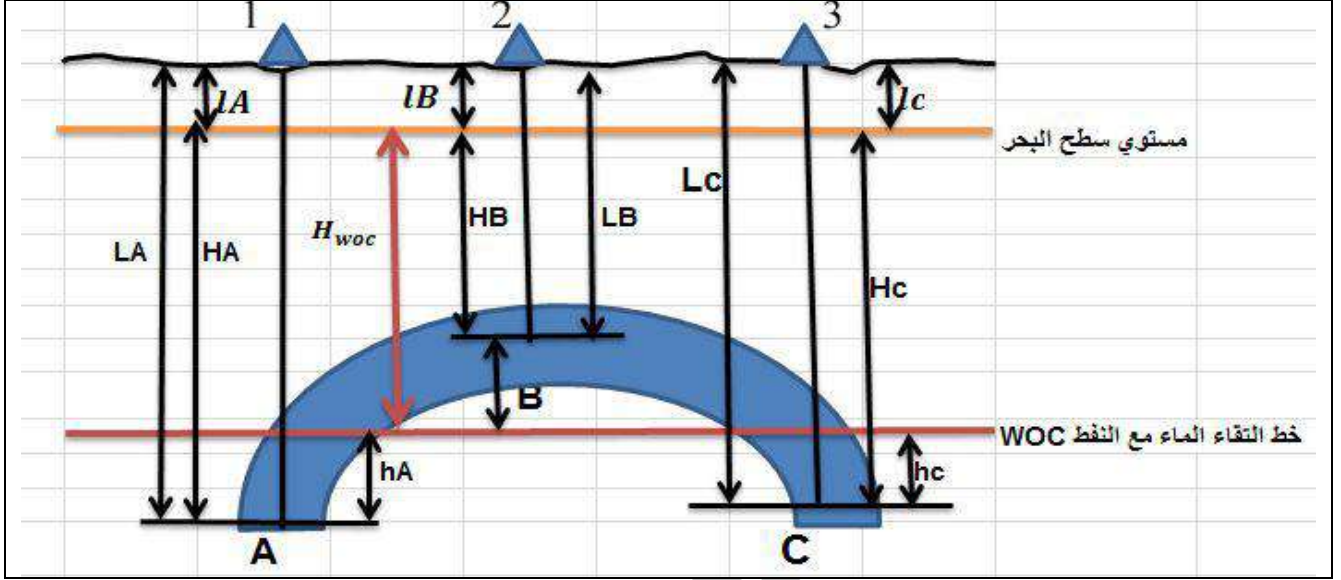
$$P_A = 17.9 MPa, P_B = 16.5 MPa, P_C = 17.2 MPa$$

ارتفاع الآبار عن سطح البحر هي كما يلي:

$$l_A = 427 m, l_B = 272 m, l_C = 276 m$$

$$\rho_w = 1.1 \frac{T}{m^3}, \rho_o = 0.76 T/m^3 \quad \text{كثافة النفط والماء هي :}$$

- ٢- إذا افترضنا ان خط التقاء الماء مع النفط ارتفع بعد فترة من الاستثمار ($\Delta z = 10 \text{ m}$) ما هي التغيرات التي تطرا على قيمة الضغط المحول.



الحل:

⊗ الضغط المحول للبئر (1) يحسب كما يلي:

$$P_1 = P_A - \rho_w \cdot g \cdot h_A$$

$$h_A = L_A - l_A - H_{WOC} = 1756 - 427 - 1250 = 79 \text{ m}$$

$$P_1 = 17.9 \times 10^6 - [(1.1 \times 10^3)(9.81)(79)] = 17.05 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$= 17.05 \text{ MPa}$$

⊗ الضغط المحول للبئر (2) يحسب كما يلي:

$$P_2 = P_B + \rho_o \cdot g \cdot h_B$$

$$h_B = H_{WOC} - H_B = H_{WOC} - (L_B - l_B) = 1250 - (1451 - 272)$$

$$= 71 \text{ m}$$

$$P_2 = 16.5 \times 10^6 - [(0.76 \times 10^3)(9.81)(71)] = 17.03 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$= 17.03 \text{ MPa}$$

⊗ الضغط المحول للبئر (3) يحسب كما يلي:

$$P_3 = P_c - \rho_w \cdot g \cdot h_c \quad \otimes$$

$$h_c = L_c - l_c - H_{WOC} = 1535 - 276 - 1250 = 9 \text{ m} \quad \otimes$$

$$P_3 = 17.2 \times 10^6 - [(1.1 \times 10^3)(9.81)(9)] = 17.10 \times 10^6 Pa$$

$$= 17.10 MPa$$

بأخذ القيمة الوسطية نجد:

$$P_{WOC} = \frac{17.05 + 17.03 + 17.10}{3} = 17.06 MPa$$

٢- الضغط المحول في البئرين (1,3) لا يتغير، اما في البئر (2) يصبح كما يلي:

$$P_1 = P_B + [\rho_o \cdot g(h_B - \Delta z)] + \rho_w \cdot g \cdot \Delta z$$

$$P_1 = 16.5 \times 10^6 + [0.76 \times 10^3 \times 9.81(71 - 10)] + 1.1 \times 10^3$$

$$\times 9.81 \times 10 = 17.06 \times 10^6 Pa = 17.06 MPa$$

بأخذ القيمة الوسطية نجد:

$$P_{WOC} = \frac{17.05 + 17.06 + 17.10}{3} = 17.07 MPa$$

مسائل الفصل الرابع

مسألة (5):

تم إجراء قياسات عند النظام المستقر لتغير الإنتاجية مع ضغط قاع البئر الجرياني والنتائج مبينة في الجدول التالي:

النظام	Q, T/d	P _{wf} , MPa
1	45	21.2
2	99	18.85
3	153	14.93
4	195	10.98

إذا علمت ان الضغط الطبقي هو (22 MPa)

ضغط الإشباع في الطبقة هو (8 MPa)

والمطلوب:

١- احسب عامل انتاجية البئر.

٢- اوجد معادلة الجريان ثنائية الحد لهذا البئر.

٣- احسب ضغط قاع البئر عندما تكون (Q=95 T/d).

٤- حدد المعادلة العامة للجريان لهذا البئر ($Q = K(P_k - P_{wf})^n$).

٥- احسب معامل الناقلية الهيدروديناميكية لمنطقة قاع البئر والنفوذية إذا كان لدينا المعطيات التالية :

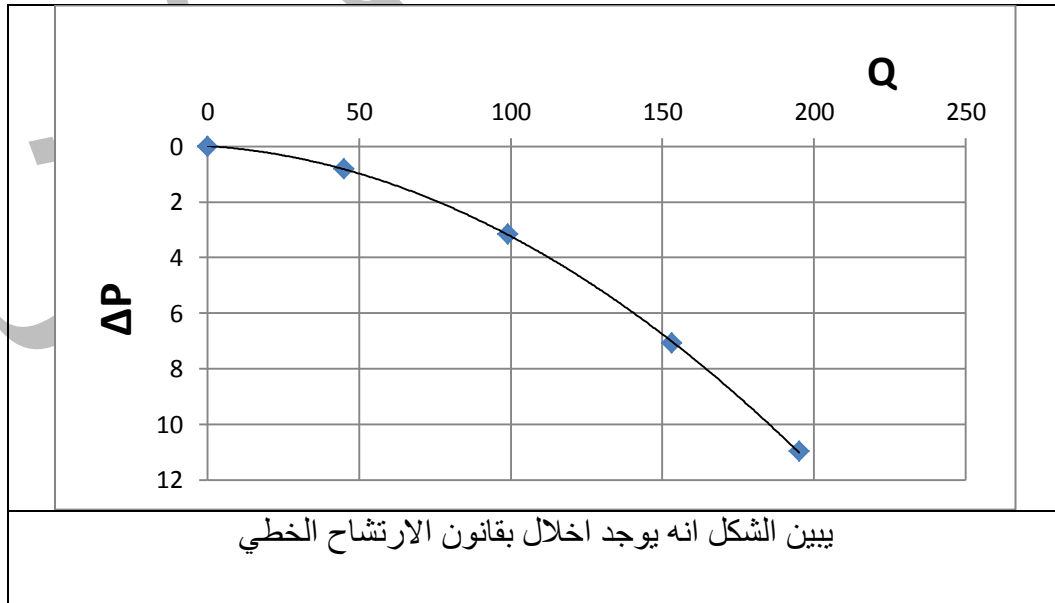
$$h=75 \text{ m}, r_w=0.124 \text{ m}, R_k=350 \text{ m}, b_o=1.1, \mu_o=20 \text{ cp}, \rho_o=840 \text{ kg/m}^3$$

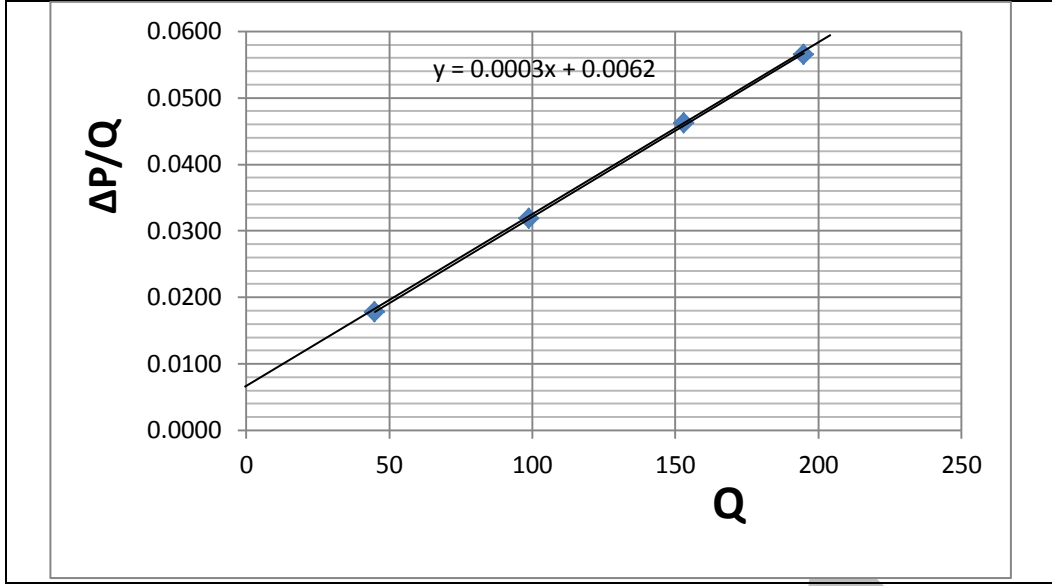
الحل:

يتم حساب $(\Delta P/Q)$ والنتائج مبينة في الجدول التالي. ثم نرسم المنحني الذي يمثل $(\Delta P/Q)$ مقابل (Q) على ورق بياني باحداثيات ديكارتية كما هو موضح في الشكل التالي رقم (2). ونرسم المنحني الذي يمثل (ΔP) مقابل (Q) كما هو موضح بالشكل رقم (3).

النظام	Q, T/d	P_{wf} , MPa	ΔP	$\Delta P/Q$
1	45	21.2	0.8	0.0178
2	99	18.85	3.15	0.0318
3	153	14.93	7.07	0.0462
4	195	10.98	11.02	0.0565

الشكل رقم (2)





الشكل رقم (3)

من الشكل رقم (3) نجد: $b = \text{tg}\alpha = 0.0003$, $a = 0.0062$

١- حساب معامل الإنتاجية : $k = \frac{1}{a} = \frac{1}{0.0062} = 161.29 \frac{T/d}{MPa}$

٢- ايجاد معادلة الجريان ثنائية الحد لهذا البئر:

$$\Delta P = 0.0062 Q + 0.0003 Q^2$$

٣- حساب ضغط قاع البئر عندما تكون $(Q=95 T/d)$:

$$22 - P_{wf} = 0.0062 \times 95 + 0.0003 \times (95)^2$$

$$P_{wf} = 22 - 0.589 - 2.7075 = 18.7035 MPa$$

٤- تحديد المعادلة العامة للجريان لهذا البئر $(Q = K(P_k - P_{wf})^n)$.

$$Q_1 = k(\Delta P_1)^n \quad \text{I} \quad n_{1,2} = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}} = 0.575$$

$$Q_1 = k(\Delta P_2)^n \quad \text{II} \quad n_{1,3} = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_3}}{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_3}} = 0.562$$

$$Q_1 = k(\Delta P_3)^n \quad \text{III} \quad n_{1,4} = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_4}}{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_4}} = 0.56$$

$$Q_1 = k(\Delta P_5)^n \quad \text{V} \quad n_{2,3} = \frac{\ln \frac{Q_2}{Q_3}}{\ln \frac{\Delta P_2}{\Delta P_3}} = 0.538$$

$$Q_1 = k(\Delta P_6)^n \quad \text{IV} \quad n_{2,4} = \frac{\ln \frac{Q_2}{Q_4}}{\ln \frac{\Delta P_2}{\Delta P_4}} = 0.543$$

$$Q_1 = k(\Delta P_7)^n \quad \text{IIV} \quad n_{3,4} = \frac{\ln \frac{Q_3}{Q_4}}{\ln \frac{\Delta P_3}{\Delta P_4}} = 0.551$$

$$\bar{n} = \frac{0.575 + 0.562 + 0.56 + 0.538 + 0.543 + 0.551}{6} = 0.555$$

$$K_1 = \frac{Q_1}{(\Delta P_1)^{n1}} = 51.16$$

$$K_2 = \frac{Q_1}{(\Delta P_2)^{n2}} = 51.97$$

$$K_3 = \frac{Q_1}{(\Delta P_3)^{n3}} = 51.186$$

$$K_4 = \frac{Q_1}{(\Delta P_4)^{n4}} = 53.67$$

$$\bar{K} = \frac{51.16 + 51.97 + 51.186 + 53.67}{4} = 52$$

والمعادلة العامة هي:

$$Q = 52 (P_k - P_{wf})^{0.555}$$

٥- حساب معامل الناقلية الهيدروديناميكية لمنطقة قاع البئر والنفذية:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{b_o \ln \frac{R_k}{r_w}}{2\pi \cdot a \cdot \rho \cdot 86400} = \frac{1.1 \ln \frac{350}{0.124} \cdot 10^3}{2 \times 3.14 \times 0.0062 \times 10^6 \times 86400 \times 840} = 2.9 \times 10^{-9}$$

$$k = \frac{2.9 \times 10^{-9} \times 20 \times 10^{-3}}{75} = 0.773 \times 10^{-12} m^2 = 773 \text{ md}$$

مسألة (6):

تنتج بئرا ذاتيا (50) طنا في اليوم عند فرق ضغط بين الطبقة والبئر (3.5 MPa) احسب

نفذية منطقة قاع البئر إذا كان لدينا المعطيات التالية:

$$\rho_o = 800 \frac{kg}{m^3}, \mu = 4 \text{ cp}, b_o = 1.1, H = 40 \text{ m}$$

$$R_k = 250 \text{ m} \quad \text{نصف قطر منطقة تأثير البئر}$$

تم اختراق الطبقة المنتجة حتى (24 m) وتم تغليفها وتنقيتها فكان عدد الثقوب في المتر الواحد من سماكة الطبقة (n=20) وعمق اختراق الطلقة للطبقة ($l' = 25 \text{ mm}$) وقطر الثقب ($d = 15 \text{ mm}$) وقطر الدقاق (25 cm).

الحل:

$$k = \frac{Q b_o \mu \ln \frac{R_k}{r_{wR}}}{2\pi \cdot h \cdot \Delta P}, \quad r_{wR} = r_w \cdot e^{-(c_1 + c_2)}$$

$$c = c_1 + \frac{1}{\delta} c_2 + \frac{1 - \delta}{\delta} \ln 5$$

تحديد C_1 : لتحديد من المنحنيات البيانية المبينة في الشكل (4-11) يجب معرفة

$$: (nD, \alpha, L)$$

$$nD = 20 \times 0.25 = 5, \alpha = \frac{d}{D} = \frac{1.5}{25} = 0.06, L = \frac{L'}{D} = \frac{0.025}{0.25} = 0.1$$

حيث ان (H - السماكة الفعلية للطبقة - و D - قطر البئر (قطر الدقاق))

من المنحنيات البيانية المبينة في الاشكال من (4-6) حتى (4-10) نجد:

$$C_1 = 2.6$$

تحديد C_2 : لتحديد من المنحنيات البيانية المبينة في الشكل (4-11) يجب معرفة

$$\delta = \frac{h}{H} = \frac{24}{40} = 0.6 = 60\% : (\delta, \alpha)$$

($\delta = h/H$) حيث ان (h - السماكة المثقبة - و H - السماكة الفعلية للطبقة) .

من المنحنيات البيانية نجد: $C_2 = 2.9$

$$C = C_1 + C_2 = 2.6 + 2.9 = 5.5$$

$$r_{wR} = \left(\frac{25}{2}\right) \times e^{-5.5} = 0.051 \text{ cm} = 5.1 \times 10^{-4} \text{ m}$$

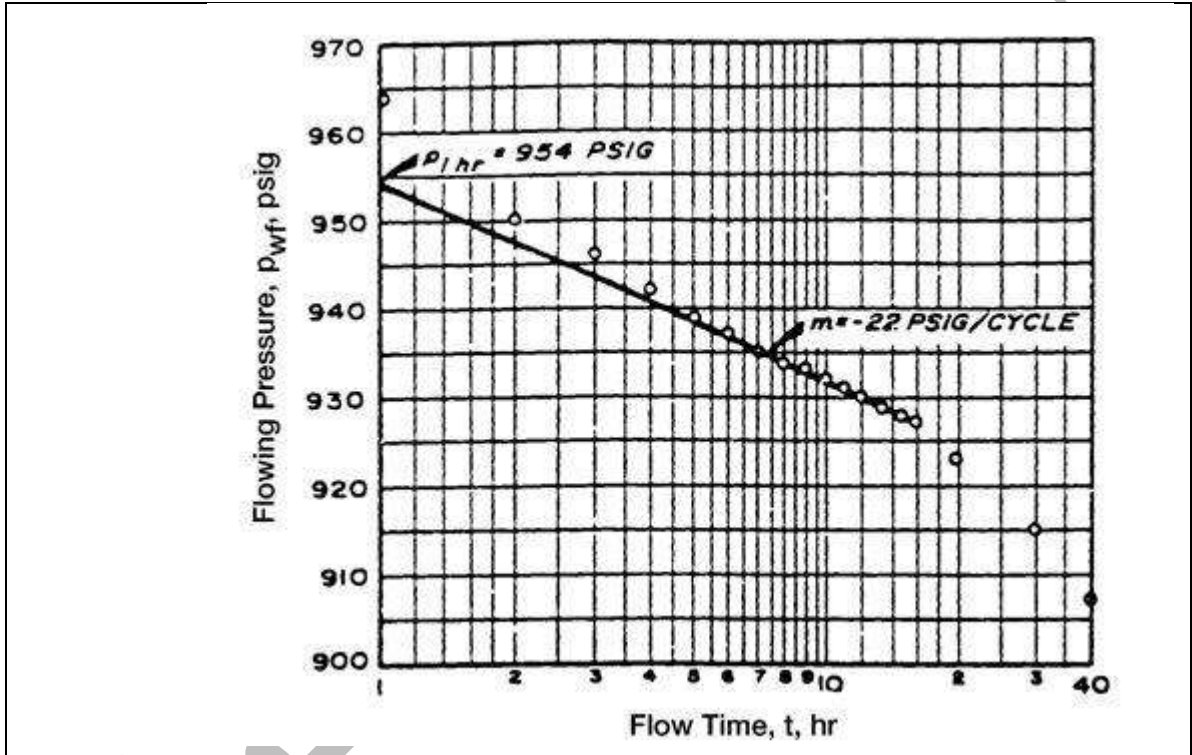
$$k = \frac{50 \times 10^3 \times 1.1 \times 4 \times 10^{-3} \ln \frac{250}{5.1 \times 10^{-4}}}{2\pi \times 24 \times 3.5 \times 10^6 \times 86400 \times 800} = 7.9 \times 10^{-14} m^2$$

$$= 7.9 \times 10^{-2} \mu m = 7.9 \times 10^{-2} D = 79 md$$

مسألة (7):

حدد النفوذية ومعامل الظاهرة السطحية من بيانات انخفاض الضغط المبينة في الشكل

التالي:



أما بيانات المكنم فهي كما يلي:

$$p_i = 1154 \text{ psia} \quad \phi = 20 \% \quad \mu_o = 3.93 \text{ cp} \quad r_w = 0.25 \text{ ft} \quad h = 130 \text{ ft}$$

$$Q_o = 348 \frac{\text{STB}}{\text{d}}, \quad c_t = 8.74 \times 10^{-6} \text{ Psia}^{-1}, \quad B_o = 1.14 \text{ bbl/d}$$

$$m = -22 \text{ psia/cycle}$$

بافتراض ان عامل خزن البئر ليس كبيراً، احسب: النفوذية ومعامل الظاهرة السطحية.

الحل: الخطوة الأولى: من الشكل السابق نحسب (P_{1hr}) فنجد:

$$P_{1hr} = 954 \text{ psi}$$

الخطوة الثانية: نحدد ميل خط التدفق الانتقالي :

$$m = -22 \text{ psi/cycle}$$

الخطوة الثالثة : حساب النفوذية من المعادلة (٣٢-٤):

$$k = \frac{-(162.6) (348) (1.14) (3.93)}{(-22)(130)} = 89 \text{ md}$$

الخطوة الرابعة : حساب معامل الظاهرة السطحية من المعادلة (٣٥-٤):

$$s = 1.151 \left\{ \left(\frac{954 - 1154}{-22} \right) - \log \left[\frac{89}{0.2 \times 3,93 (8.7410^{-6} (0.25)^2)} \right] + 3.23 \right\} = 4.6$$

مسألة (8):

تم اختبار بئر بإنتاجية ثابتة مقدارها (1500 STB/day) لمدة (100 hrs) ومن القياسات الجيولوجية والسايسمية تبين ان البئر يصرف من منطقة مستطيلة والنسبة بين بعديها (2:1) واجري اختبار انخفاض الضغط بهدف تأكيد ذلك. أما بيانات المكنم وضغط تدفق قاع البئر خلال الاختبار مبينة بالجدول التالي:

$$h = 20 \text{ ft}$$

$$c = 15 \times 10^{-6} / \text{psi}$$

$$r_w = .33 \text{ ft}$$

$$\mu_o = 1 \text{ cp}$$

$$\phi = .18$$

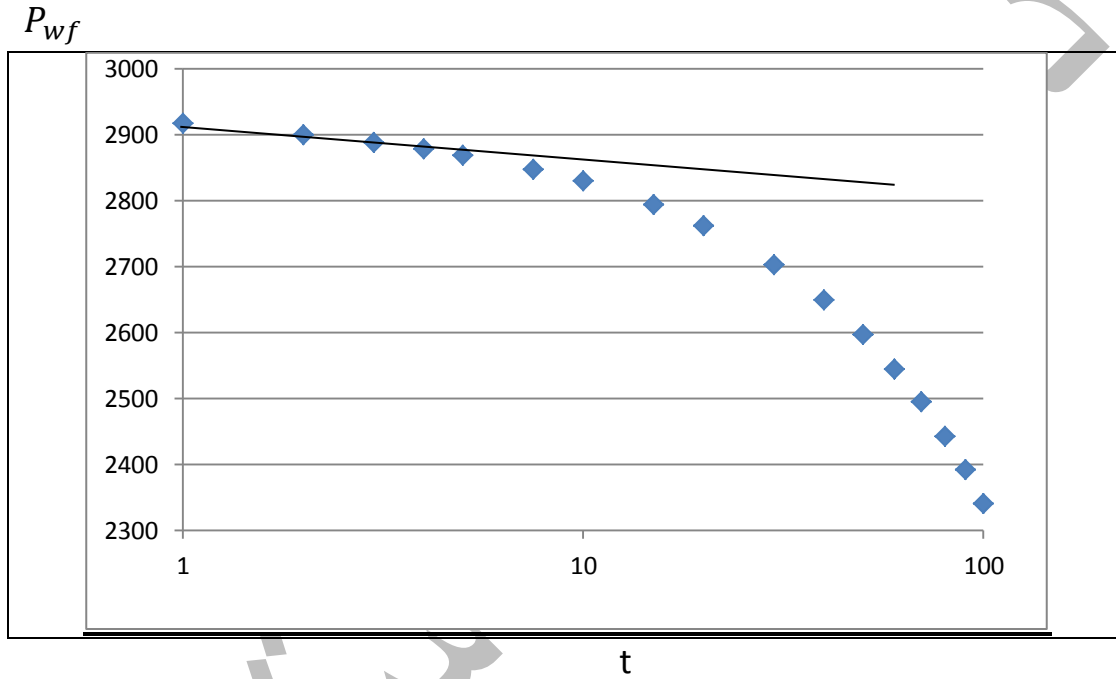
$$B_o = 1.20 \text{ rb/stb}$$

احسب النفوذية و سعة الجريان والناقلية الهيدروديناميكية ومعامل الظاهرة السطحية. ثم احسب فرق الضغط الاضافي اللازم تطبيقه للتغلب على الظاهرة السطحية.

t,hr	Pwf,psia	t,hr	Pwf,psia
0	3500(Pi)	20	2762
1	2917	30	2703
2	2900	40	2650
3	2888	50	2597
4	2879	60	2545
5	2869	70	2495
7.5	2848	80	2443
10	2830	90	2392
15	2794	100	2341

الحل: يمكن الحصول على النفوذية وعامل الظاهرة السطحية من تحليل فترة التدفق الانتقالي باستخدام المعادلة (٣٢-٤) وذلك برسم (P_{wf}) مقابل $(\log t)$ والذي سيعطي خطا مستقيما ميله (m) ومنه نحسب (k) و (kh) و (kh/μ) وبمعرفة (P_{1hr}) نحسب (S) من العلاقة التالية :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right]$$



ميل الجزء المستقيم من المنحني هو $(m = -61 \text{ psi/log cycle})$ والتقاطع عند $(t=1 \text{ hr})$ هو $(P_{1hr} = 2917 \text{ psia})$

$$k = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{-162.6 \times 1500 \times 1.2 \times 1}{-61 \times 20} = 239.9 \text{ md}$$

$$kh = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{m} = 20 \times 239.9 = 4798 \text{ md. ft}$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{-162.6 Q_o B_o}{m} = \frac{4798}{61} = 78.66 \text{ md. ft. log cycle/psi}$$

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right] =$$

$$S = 1.151 \left[\frac{2917 - 3500}{-61} - \log \frac{239.9}{0.18 \times 1 \times 15 \times 10^{-6} \times (0.33^2)} + 3.23 \right] = 4.5$$

٢- فرق الضغط الاضافي اللازم تطبيقه للتغلب على الظاهرة السطحية:

$$\Delta P_{skin} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S = \frac{1500 \times 1}{2\pi \times 239.9 \times 20} \times 4.5 = 0.224 \text{ Psia}$$

مسألة (9) : البيانات التالية لاختبار انخفاض الضغط لبئر نفطي:

- حجم السائل في البئر (180 bbl).
- القطر الخارجي لمواسير الإنتاج (2 in).
- القطر الداخلي لمواسير التغليف (7.675 in).
- متوسط كثافة النفط في البئر (45 lb/ft³).

$$h = 20 \text{ ft} , \phi = 15 \% , r_w = 0.25 \text{ ft} , \mu_o = 2 \text{ cp}$$

$$k = 30 \text{ md} , S = 0 , c_t = 20 \times 10^{-6} \text{ Psia}^{-1} , c_o = 10 \times 10^{-6} \text{ Psia}^{-1}$$

إذا تم وضع البئر في الإنتاج بمعدل ثابت فما هو الزمن اللازم حتى ينتهي تأثير معامل خزن البئر.

الحل:

الخطوة الأولى : حساب مساحة المقطع العرضي (A_a) :

$$A_a = \frac{\pi((7.675)^2 - 2^2)}{4 \times 144} = 0.2996 \text{ ft}^2$$

الخطوة الثانية : حساب عامل خزن البئر الناتج عن تمدد السوائل:

$$C = V_{wb} \cdot C_{wb} = (180)(10 \times 10^{-6}) = 0.0018 \text{ bbl/psi}$$

الخطوة الثالثة : تحديد عامل خزن البئر الناتج عن انخفاض مستوى السائل :

$$C = \frac{144 \times A_a}{5.615 \rho} = \frac{144(0.2996)}{5.615 \times 45} = 0.1707 \text{ bbl/psi}$$

الخطوة الرابعة: حساب عامل خزن البئر الكلي:

$$C = 0.0018 + 0.1707 = 0.1725 \text{ bbl/psi}$$

الخطوة الخامسة: تحديد الزمن اللازم لانتهاؤ تأثير عامل خزن البئر:

$$t = \frac{(200000 + 12000 \times S)C \cdot \mu}{kh} = \frac{(200000 + 0)(0.1725) \times 2}{30 \times 20} = 115 \text{ hrs}$$

مسألة (10):

في الجدول التالي بيانات اختبار استعادة الضغط لبئر نفط مع نصف قطر تصريف يقدر بـ (٢٦٤٠) قدم . وقبل الاغلاق كان البئر ينتج بمعدل ثابت يقدر بـ (٤٩٠٠) برميل باليوم لمدة (٣١٠) ساعة. واذا كانت بيانات المكمن كما يلي:

$$\text{depth} = 10476 \text{ ft}$$

$$r_w = 0.354 \text{ ft}$$

$$c_t = 22.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$Q_o = 4900 \text{ STB/d}$$

$$h = 482 \text{ ft}$$

$$p_{wf}(\Delta t = 0) = 2761 \text{ psig}$$

$$\mu_o = 0.20 \text{ cp}$$

$$\phi = 0.09$$

$$B_o = 1.55 \text{ bbl/STB}$$

$$\text{casing ID} = 0.523 \text{ ft}$$

$$t_p = 310 \text{ hours}$$

Δt (hours)	$t_p + \Delta t$ (hours)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} (psig)
0.0	—	—	2,761
0.10	310.10	3,101	3,057
0.21	310.21	1,477	3,153
0.31	310.31	1,001	3,234
0.52	310.52	597	3,249
0.63	310.63	493	3,256
0.73	310.73	426	3,260
0.84	310.84	370	3,263
0.94	310.94	331	3,266
1.05	311.05	296	3,267
1.15	311.15	271	3,268
1.36	311.36	229	3,271
1.68	311.68	186	3,274
1.99	311.99	157	3,276
2.51	312.51	125	3,280
3.04	313.04	103	3,283
3.46	313.46	90.6	3,286
4.08	314.08	77.0	3,289
5.03	315.03	62.6	3,293
5.97	315.97	52.9	3,297
6.07	316.07	52.1	3,297
7.01	317.01	45.2	3,300
8.06	318.06	39.5	3,303
9.00	319.00	35.4	3,305
10.05	320.05	31.8	3,306
13.09	323.09	24.7	3,310
16.02	326.02	20.4	3,313
20.00	330.00	16.5	3,317
26.07	336.07	12.9	3,320

31.03	341.03	11.0	3,322
34.98	344.98	9.9	3,323
37.54	347.54	9.3	3,323

١- احسب النفوذية ومعامل ناقلية الطبقة.

٢- احسب عامل الظاهرة السطحية.

٣- فرق الضغط الاضافي اللازم تطبيقه للتغلب على الظاهرة السطحية:

الحل:

١- ارسم منحنى يمثل P_{ws} مقابل $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ على ورق نصف لوغاريتمي.

٢- حدد الجزء المستقيم الصحيح للمنحنى البياني ثم حدد قيمة الميل:

$$m = 40 \text{ psi/cycle}$$

٣- احسب النفوذية باستخدام المعادلة (٤٧-٤):

$$k = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} = \frac{(162.6)(4900)(1.55)(0.22)}{(40)(482)} = 12.8 \text{ md}$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{12.8 \times 482}{0.20} = 30848$$

٤- حدد ضغط قاع البئر الجرياني بعد مرور ساعة واحدة على الجزء المستقيم :

$$P_{1hr} = 3266 \text{ psi}$$

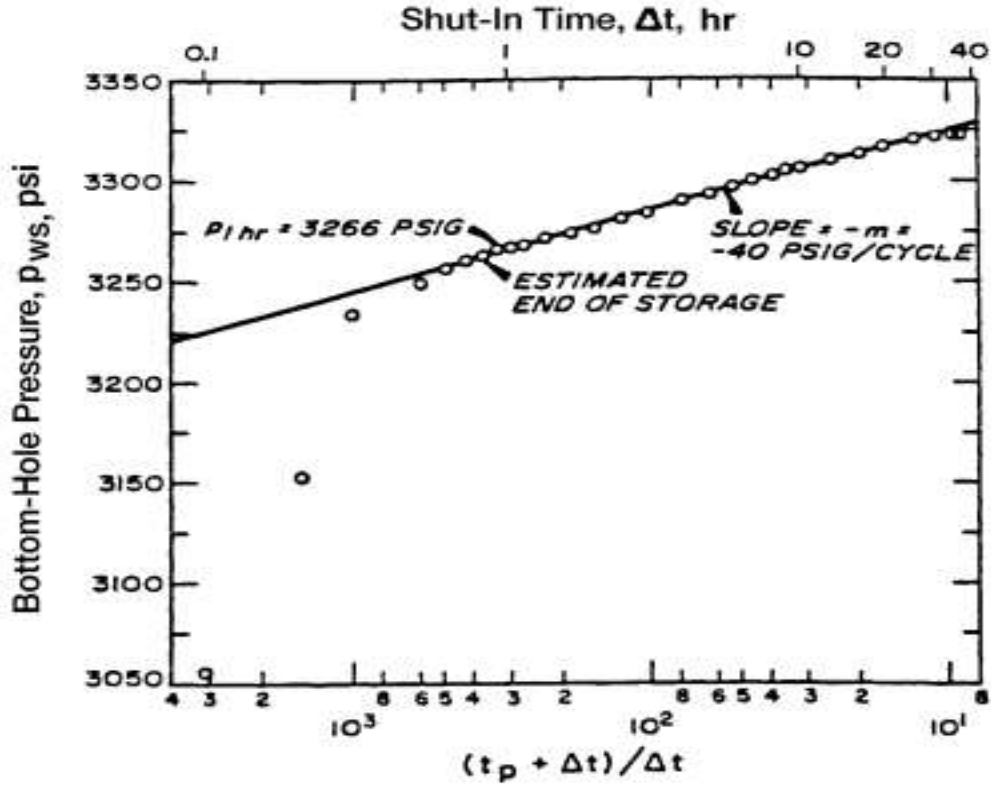
٢- حساب معامل الظاهرة السطحية من المعادلة:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o C_t r_w^2} + 3.23 \right] =$$

$$s = 1.151 \left[\frac{3266 - 2761}{40} - \log \frac{12.8}{(0.09)(0.20)(22.6 \times 10^{-6})(0.354)^2} + 3.23 \right] = 8$$

٢- فرق الضغط الاضافي اللازم تطبيقه للتغلب على الظاهرة السطحية:

$$\Delta P_{skin} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S = \frac{4900 \times 0.2}{2\pi \times 12.8 \times 482} \times 8 = 0.202 \text{ Psia}$$



مسائل الفصل الخامس

مسألة (11):

يحتوي مكمن ذو دفع مختلط على 10 MMSTB من النفط الاولي (الاحتياطي الجيولوجي)، نسبة الحجم الاولي للغاز في القبة الغازية إلى الحجم الاولي للنفط يقدر بـ (0.025)، يبلغ الضغط الأولي للمكمن (3000 Psia) عند درجة حرارة المكمن (150 °F)، أنتج المكمن (1 MMSTB) من النفط ، (1100 MMscf) من الغاز وزنه النوعي (0.8) و (50000 STB) من الماء، وذلك خلال الزمن الذي انخفض فيه ضغط المكمن إلى القيمة (2800 Psia). بيانات الـ PVT هي:

	3000 Psia	2800 Psia
B_o , bbl/STB	1.58	1.48
R_s , scf/STB	1040	850

Bg, bbl/scf	0.00080	0.00092
Bt, bbl/STB	1.58	1.655
Bw, bbl/STB	1	1

يتوفر أيضا البيانات التالية:

$$S_{wi} = 0.20 , c_w = 1.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} , c_f = 1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

المطلوب:

- ١ - كمية المياه التراكمية المتدفقة.
- ٢ - الكمية الصافية من المياه التراكمية المتدفقة.
- ٣ - مؤشرات الدفع الأساسية عند الضغط (2800 Psia).

الحل:

لأن الممكن يحتوي على قبعة غازية ، وتمدد الصخور والسوائل يمكن إهمالها ، أي كل من (C_w and $C_f=0$) . ولكن بهدف التوضيح (هدف تعليمي) ، سيتم تضمين حد تمدد الصخور والسوائل في الحسابات.

١ - حساب كمية المياه التراكمية المتدفقة:

الخطوة ١: حساب النسبة التراكمية بين الغاز والنفط R_p :

$$R_p = \frac{1100 \times 10^6}{1 \times 10^6} = 1100 \text{ scf/STB}$$

الخطوة ٢. ترتيب المعادلة (5.17) لحساب (W_e) :

$$W_e = N_p [B_t (R_p - R_{si}) B_g] - N \left[(B_g - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{ti} (1 + m) \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + W_p B_{wp}$$

$$\begin{aligned}
W_e &= 10^6 [1.655 + (1100 - 1040)0.00092] \\
&- 10^7 \left[(1.655 - 1.58) + 0.25(1.58) \left(\frac{0.00092}{0.00080} - 1 \right) \right. \\
&\left. + 1.58(1 + 0.25) \left(\frac{0.2(1.5 \times 10^6)}{1 - 0.2} \right) (3000 - 2800) \right] + 50000 \\
&= 411281 \text{ bbl}
\end{aligned}$$

بإهمال حد التمدد الصخري والسوائل، التدفق التراكمي للماء هو (417700 bbl).

٢- حساب الكمية الصافية من المياه التراكمية المتدفقة:

$$\text{Net water influx} = W_e - W_p B_w = 411281 - 50000 = 361,281 \text{ bbl}$$

٣- حساب مؤشرات الدفع الأساسية عند الضغط (2800 Psia):

الخطوة ١: حساب المؤشر A باستخدام المعادلة (5.19):

$$A = 10^6 [1.655 + (1100 - 1040) 0.00092] = 1710000$$

الخطوة ٢. حساب DDI و SDI و WD/ بتطبيق المعادلات (5.21)، (5.22)، (5.23):

على التوالي:

$$\begin{aligned}
DDI &= \frac{10 \times 10^6 (1.655 - 1.58)}{1710000} = 0.4385 \\
SDI &= \frac{10 \times 10^6 (0.25)(1.58)(0.00092 - 0.00080)/0.0008}{1710000} = 0.3465 \\
WDI &= \frac{411281 - 50000}{1710000} = 0.2112 \\
EDI &= 1 - 0.4385 - 0.3465 - 0.2112 = 0.0038
\end{aligned}$$

تظهر هذه الحسابات أنه تم الحصول على ٤٣.٨٥٪ من الانتعاش عن دفع الاستنزاف و ٣٤.٦٥٪ بدفع غاز القبة الغازية و ٢١.١٢٪ بالدفع المائي و ٠.٣٨٪ فقط عن طريق تمدد الصخور والمياه. تشير النتائج إلى أنه يمكن إهمال مؤشر دفع التمدد (EDI) عند وجود قبة غازية أو عندما ينخفض ضغط المكمن إلى ما دون ضغط نقطة الفقاعة. في المكمن ذات الانضغاطية العالية للمسام مثل الكلسية والرملية غير المترابطة ، ومع ذلك ،

فإن مساهمة الطاقة لتمدد المياه والصخور لا يمكن تجاهلها حتى في حالة درجة التشبع العالية بالغاز.

مسألة (12):

مكمن نفطي ذو دفع مختلط، يقدر الضغط الحالي للمكمن بـ (2500 Psia). بيانات إنتاج المكمن و نتائج تحاليل PVT هي كما يلي:

الشروط الأولية للمكمن	الشروط الحالية للمكمن	
P, Psia	3000	2500
B_o , bbl/STB	1.35	1.33
R_S , csf/STB	600	500
N_P , MMSTB	0	5
G_P , MMMscf		5.5
B_w , bbl/STB	1	1
W_e , MMBBL	0	3
W_P , MMbbl	0	0.2
B_g , bbl/scf	0.0011	0.0015
C_w , C_f	0	0

ولدينا أيضا البيانات التالية:

حجم اجمالي المنطقة النفطية هو : (100000 ac-ft)

حجم اجمالي المنطقة الغازية هو : (20000 ac-ft)

احسب الاحتياطي الجيولوجي (النفط الأولي الموجود في المكمن).

الحل :

الخطوة ١. بافتراض ان المسامية و المياه المترابطة لمنطقتي النفط والغاز هي نفسها لا

تتغير فتحسب نسبة الغاز في القبة الغازية الى النفط الاولي الموجود في المكن كما

$$m = \frac{20000}{100000} = 0.2 \quad \text{يلي:}$$

الخطوة ٢ - حساب النسبة التراكمية بين الغاز والنفط R_p :

$$R_p = \frac{5.5 \times 10^9}{5 \times 10^6} = 1100 \text{ scf/STB}$$

الخطوة ٣ - حساب الاحتياطي الجيولوجي بتطبيق المعادلة (4.15):

$$N = \frac{5 \times 10^6 [1.33 + (1100 - 500)0.0015] - (3 \times 10^6 - 0.2 \times 10^6)}{(1.35 - 1.33) + (600 - 500)0.0015 + (0.2)(1.35) \left[\frac{0.0015}{0.0011} - 1 \right]} = 31.14 \text{ MMSTB}$$

الفهرس

رقم الصفحة	الموضوع
١	الفصل الاول
	المفاهيم الاساسية لارتشاح السوائل ضمن الطبقات
١	قانون دارسي وتطبيقاته
١	١-١- مقدمة
١	١-٢- طاقة (جهد المائع)
٦	١-٣- معادلة دارسي للجريان الخطي
٦	١-٤- معادلة دارسي للجريان الشعاعي
٦	١-٥- الواحدات : تحويل الواحدات
١١	١-٦- التدفق الشعاعي وفق الحالة المستقرة
١٤	١-٦-١- ازالة الظاهرة السطحية
١٥	١-٦-٢- زيادة النفوذية الفعالة
١٥	١-٦-٣- خفض اللزوجة
١٧	١-٦-٤- تخفيض عامل حجم النفط
١٧	١-٦-٥- تخفيض النسبة r_e/r_w
١٧	١-٦-٦- زيادة اختراق البئر للطبقة
١٨	١-٧- تدفق طورين - النفوذيات الفعالة والنسبية
٢٣	الفصل الثاني
	المفاهيم الاساسية لعمليات الاستثمار
٢٣	٢-١- استثمار الحقول النفطية
٢٣	٢-١-١- الخصائص الجيولوجية - الفيزيائية لصخور المكامن النفطية
٢٤	٢-١-٢- الخصائص الفيزيائية - الكيميائية للنفط والماء والغاز
٢٤	٢-١-٣- نظام عمل الطبقات والحالة الطورية للفحوم الهيدروجينية

٢٤	٢-١-٤- ظروف توجيه عملية الاستثمار
٢٤	٢-١-٥- تقنية وتكنولوجيا استغلال الآبار
٢٤	٢-٢- الطاقة الطباقية والقوى المؤثرة في المكنم
٢٥	٢-٢-١- أنظمة عمل الطبقات النفطية
٢٥	٢-٢-١-١- نظام دفع الماء
٢٦	٢-٢-١-٢- النظام المرن
٢٩	٢-٢-١-٣- نظام دفع الغاز
٣١	٢-٢-١-٤- نظام الغاز المنحل
٣٢	٢-٢-١-٥- نظام الجاذبية
٣٣	٢-٣- مراحل استثمار المكنم النفطي
٣٤	٢-٤- عامل المردود النفطي
٣٨	الفصل الثالث
	مبدأ استثمار المكنم النفطية وطرق تصميمها والرسوم التخطيطية لاستثمارها
٣٨	٣-١- تصنيف مبدأ الاستثمار
٣٨	٣-١-١- توزيع شبكة الآبار
٤٠	٣-١-٢- ترتيب وضع الآبار في الإنتاج
٤٠	٣-١-٣- المحافظة على الضغط الطبقي
٤١	٣-١-٣-١- حقن الماء في الطبقة للمحافظة على الضغط الطبقي
٤٦	٣-١-٣-٢- حقن الغاز
٤٨	٣-٢- الرسوم التخطيطية لاستثمار مكنم الحقول النفطية
٤٨	٣-٢-١- الرسم التخطيطي لشكل المكنم
٤٩	٣-٢-١-١- المكنم النطاقي
٥٠	٣-٢-١-٢- المكنم المركب من مستطيل ودائرة
٥٠	٣-٢-٢- الرسم التخطيطي للكونتور النفطي
٥٢	٣-٢-٣- اعتبار زاوية ميل الطبقة

٥٤	الفصل الرابع
	الطرق الهيدروديناميكية لبحث الآبار
٥٤	١-٤-١ بحث الآبار عند النظام المستقر
٥٥	١-٤-١-١ الطرق التخطيطية لتوضيح نتائج بحث الآبار عند النظام المستقر
٥٦	١-٤-٢ الاشكال الرئيسية للأدلة البيانية ومعالجتها عند النظام المستقر
٦٢	١-٤-٣ معالجة نتائج بحث الآبار عند النظام المستقر
٦٥	١-٤-٤ عدم تمام الآبار هيدروديناميكيا
٧٤	١-٤-٢ بحث الآبار عند النظام غير المستقر
٧٦	١-٤-٢-١ اختبار انخفاض الضغط
٨٢	١-٤-٢-٢ اختبار استعادة الضغط
٨٧	الفصل الخامس
	الموازنة المادية
١٠١	الفصل السادس
	دراسة ارتشاح الموائع في المنطقة القاعية
١٠١	١-٦-١ تأثير المنطقة المجاورة للبئر على إنتاجية البئر
١٠٢	١-٦-٢ تلوث المنطقة المجاورة للبئر
١٠٣	١-٦-٣ تأثير المنطقة الملوثة على تصريف البئر
١٠٥	١-٦-٤ طرق تعيين درجة تلوث المنطقة المجاورة للبئر
١٠٦	١-٦-٤-١ طريقة أو معيار معامل الانتاجية
١٠٧	١-٦-٤-٢ معيار النفوذية
١٠٩	١-٦-٤-٣ معيار نسبة الإنتاجية
١١٠	١-٦-٤-٤ معيار الظاهرة السطحية

المراجع العلمية

باللغة العربية:

- ١ - ف.مورافيوف، 1980 - استغلال آبار البترول والغاز. دار مير للطباعة والنشر - موسكو، (523) صفحة.
- ٢ - عبد الأحد، جورج، -نصور، طاهر، 1982- هندسة المخزون والانتاج. مديرية الكتب والمطبوعات - جامعة البعث، حمص، (202) صفحة.

باللغة الإنكليزية:

- 3- L.p.Dake, 1988- Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam, Netherlands,(438)P.
- 4-Willim C .Gary ,Michael,2016 - Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. NEW YORK,(1817) P
- 5- Roland.N.Horne,1995- Modern Well Test Analysis. Second Edition , Published by Petroway.Ins "Society of Petroleum Engineers" ,Dallas, TX, USA,(255)P.
- 6-Peter J. Westaway, 1994- Principles of Petroleum Reservoir Engineering Scotland Great Britain ,(440) P.
- 7- John Wiley-Sons, 1998- Well Testing. Third Edition, Schlumberger Educational Services,(865)P.
- 8- Michael J.Economides-Kenneth G.Nolte, 2000-Reservoir Stimulation. First Edition, Schlumberger Educational Services,(710)P.
- 9- Schlumbeger ,Well Test Interpretation,2002- Schlumbeger website