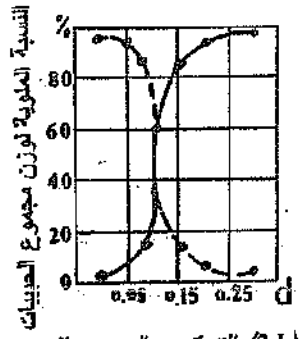
بالماء وستتغير من 49.1 إلى 47.7 % أما درجة التشبع بالنفط الأولية فستتغير في أثناء عبور راشح سائل الحفر وخلال انخفاض الضغط في العينة تغيرا كبيرا من 50.9 والى 26.7 % . مما سبق نستنتج أن درجة التشبع بالماء لدى استعمال سائل حفر ذو أساس نفطي لا تتغير إلا تغيرا بسيطا ويمكن اعتبارها درجة التشبع بالماء الأولية . لذلك وللحصول على معلومات صحيحة حول درجة التشبع في أثناء عملية أخذ العينة الأسطوانية يجب اختيار سائل الحفر اللازم استعماله .

1-3- التركيب الحبيبي للصخور

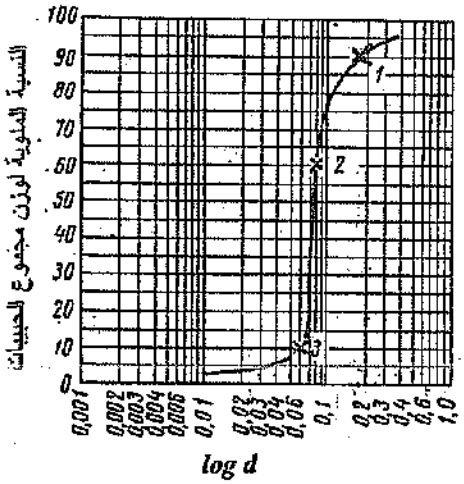
تتكون الطبقات الرملية من حبيبات ذوات أقطار وأشكال مختلفة ، حيث أن كمية احتواء الصخور لهذه الحبيبات يسمى بالتركيب الحبيبي (الميكانيكي) وهذه الصفة لها تأثير كبير على المسامية والنفوذية والسطح النوعي والصفات الشعرية وغيرها. تكون المسامية أكبر كلما كانت الحبيبات المشكلة للصخور متجانسة وكلما كانت غير متجانسة قلت المسامية وزاد السطح النوعي والسطح الكلي القابل للتبلل وذلك بسبب توضع الحبيبات الصغيرة ضمن الفراغات المتشكلة من تجمع الحبيبات ذوات الأقطار الكبيرة وبالتالي ستؤدي إلى تقليل النفوذية . باستخدام التركيب الحبيبي يمكننا معرفة الشروط الجيولوجية لترسب وتشكل صخور المكمن ولذلك يعتبر التركيب الحبيبي المرحلة الأولى للبدء بدراسة أصل ومنبت تشكل الصخور الرسوبية . وبما أن هذه الحبيبات الرملية ذوات المقاسات المختلفة تكون السطح الكلي للطبقة المقاسة مع النفط ، نرى أن التركيب الحبيبي له تأثير فعال على النفط المتبقي في المكمن بعد انتهاء عملية الاستثمار على شكل طبقة رقيقة والتي تغطي سطوح هذه الحبيبات .

إن التركيب الحبيبي للصخور الرملية له أهمية عملية كبيرة في استثمار الحقول النفطية ، حيث بواسطته – ولمنع دخول الرمل من الطبقة إلى البئر – يتم اختيار المصفاة اللازم وضعها في القاع .

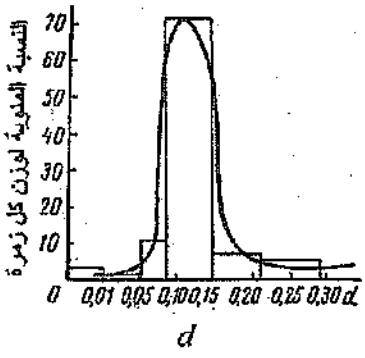
نتيجة للأبحاث والدراسات التي أجريت للصخور المكمنية تبين أن أغلبيـــة هـــذه الصخور الحاوية على النفط تتكون من حبيبات ذوات أبعاد ومقاييس تـــتراوح بيـــن 0.1 – 1 مم . يعين التركيب الحبيبي بطريقة الهزازات المنخلية والتحليل الترسيبي، حيث أن النتائج التي يتم الحصول عليها تمثل في جـــداول أو بمنحنيـــات الـــتركيب الحبيبي الكلي والتوزع الحبيبي ، الشكل رقم (21) و (22) و (23) .



الشكل رقم (21) التركيب الحبيبي للصخور في الإحداثيات العادية



الشكل رقم (22) التركيب الحبيبي للصخور في الإحداثيات النصف لغاريتمية



الشكل رقم (23) التوزع الحبيبي للصخور

لرسم المنحني شكل رقم (21) و (22) توضع على إحداثية العين النسبة المئوية لوزن مجموع الحبيبات وعلى إحداثية السين أقطار الحبيبات المكونة للصخور . من الشكل رقم (21) نرى أنه إذا رسمنا المنحني مبتدئين بالأقطار الصغيرة للحبيبـــات

فإنه سيأخذ شكلا تصاعديا ، بينما إذا رسمناه مبتدئين بالأقطار الكبيرة للحبيبات فسيأخذ شكلا انحداريا ، ولكن المنحني الذي يفضل استعماله دوما هو المنحني ذو الشكل التصاعدي . أما في الحالات التي يعين فيها التركيب الحبيبي للصخور ذي المجال الواسع بين الحد الأصغري والحد الأعظمي لأقطار الحبيبات برسم منحني التركيب الحبيبي الكلي في إحداثيات نصف لوغاريتمية ، كما في الشكل رقم (22) ، والذي يساعدنا على تقليص إحداثية السين .

مما ذكر أعلاه يتبين أنه باستخدام المنحنيات المذكورة بإمكاننا تعيين جميع الزمر الحبيبية التي يحتويها الصخر .

أما الطريقة الثانية المستخدمة لرسم النتائج المحصول عليها بطريقة التحليل الميكانيكي فيطلق عليها بالتوزع الحبيبي ، انظر الشكل رقم (23) . لرسم هذا المنحني توضع على إحداثية السين أقطار الحبيبات المكونة للصخور وعلى إحداثية العين النسبة المئوية لوزن كل زمرة لوحدها . يبين هذا المنحني أنّ كل زمرة وزنية تمثل بشكل مستطيل ، توضح قاعدته الفرق بين الحد الأدنى والحد الأقصى لأقطار حبيبات الزمرة وارتفاعه يوضح النسبة المئوية لاحتواء الصخر لهذه الزمرة . لإمكانية المقارنة بين صخر مكون من حبيبات منتظمة وصخر ذي حبيبات غير منتظمة هناك العلاقة d_{60}/d_{10} والتي يطلق عليها معامل التجانس ، حيث أن :

d_{60} – قطر الحبيبات والتي مجموع وزن زمرها ذوات الأقطار المبتدئة من الصفر وتنتهي عند القطر d_{60} يساوي 60 % من مجموع وزن كل الزمر الداخلة في تركيب الصخر المدروس .

d_{10} – قطر الحبيبات والتي مجموع وزن زمرها ذوات الأقطار المبتدئة من الصفر وتنتهي عند القطر d_{10} يساوي 10 % من مجموع وزن كل الزمر الداخلة في تركيب الصخر المدروس .

يتبين من الشكل رقم (19) ذي المنحني التصاعدي أن $d_{60} = 0.1125$ و= d_{10} 0.075 ، لذا يحسب معامل التجانس من المعادلة المذكورة أعلاه :

$$\frac{d_{60}}{d_{10}} = \frac{0.1125}{0.075} = 1.5$$

كلما كان معامل التجانس قريبا من الواحد كانت الحبيبات المشكلة للصخور متجانسة .

هناك ثلاث نقط مميزة على الشكل رقم (22) . تمثل النقطة الأولى فتحة مصفاة يبقى فوقها 10 % من الحبيبات والتي مقاييسها أكبر من أن تمر عبر المصفات وبينما يمر 90 % من خلالها وهذه النقطة هامة جدا ويتم بالإعتماد عليها اختيار المصفاة اللازم وضعها في قاع البئر والتي على ضوئها نتجنب أخطار دخول الرمل إلى البئر . أما النقطتان الثانية والثالثة فتمثلان الأقطار d_{60} و d_{10} .

1-4- نفوذية الصخور

النفوذية هي الخاصية الهامة التي يتصف بها الصخر لتمرير النفط والغاز إلى قاع البئر لدى وجود فارق ضغط ΔP بين الضغط الطبقي وضغط القاع . إن أغلب الصخور الرسوبية مثل الصخور الرملية والرملية المسمنتة والكلسية والدولوميتية وحتى الغضارية لها خاصية النفوذية ، ولكن الصخور الغضارية وبالرغم من مساميتها العالية نرى أن نفوذيتها ضعيفة جدا ، وهذا يعلل بسبب أن القنوات المسامية غير متصلة مع بعضها ، بالإضافة إلى صغر مقاييسها وبالتالي التأثير الكبير للقوى الشعرية عليها ومنع السوائل والغازات بالتحرك ضمنها .

نتيجة للدراسات والأبحاث النظرية والعملية توصل الباحثون إلى أن كميات النفط المستثمرة من الحقول النفطية تمر ضمن قنوات مسامية إلى قاع الآبار ذوات المقاييس الأكبر من 1 ميكرون ، بينما هذا لا يعني أن حركة السائل تتوقف في القنوات المسامية والتي مقاييسها أصغر من 1 ميكرون ، كما لا يحق لنا اعتبارها دون مردود ، وخاصة في الظروف الحالية ، حيث وباستخدام الطرق الاصطناعية (مثلا عمليات التحميض والتشقيق الهيدروليكي) نتمكن من زيادة مقاييس هذه

القنوات ولكن مردودها سيكون أقل من مردود القنوات المسامية والتي مقاييسها أكبر من 1 ميكرون ويحقق الأخير إنتاجية عالية من النفط .

لدى عمليات الاستثمار في الحقول النفطية نجد غالبا أن هناك نوعين أو ثلاثة أنواع من المواد التي تمر ضمن القنوات المسامية (نفط – ماء ، نفط – غاز ، نفط – ماء – غاز) وعلى هذا الأساس تكون النفوذية لهذه الفراغات المسامية نفسها مختلفة لكل مادة من هذه المواد في أثناء ارتشاحها ، لذا تقسم النفوذية إلى النفوذية المطلقة والفعالة والنسبية .

النفوذية المطلقة هي نفوذية الوسط المسامي التي يتم تعيينها وذلك بتمرير مادة ما خلاله ذات صفات كيميائية خاملة غير قابلة للتفاعل مع الصخر ، ويستخدم عادة الهواء أو الغاز . أما إذا مرر سائل في الوسط المسامي فعلى نفوذيته تؤثر الصفات الفيزيائية والكيميائية لهذا السائل .

النفوذية الفعالة هي نفوذية الصخر لمادة ما لدى وجود عدد معين من المواد فيه ومقدارها ليس له علاقة فقط بالصفات الفيزيائية للصخر وإنما بدرجة تشبع الفراغات المسامية بالسوائل والغازات وبالصفات الكيميائية والفيزيائية لها . أما النفوذية النسبية فهي نسبة النفوذية الفعالة إلى النفوذية المطلقة .

لتعيين نفوذية الصخور الطبقية المطلقة يستعمل القانون الخطي (قانون دراسي) والذي يوضح أن سرعة انتشار السائل في الوسط المسامي تتناسب طردا مع فارق الضغط وعكسا مع اللزوجة التحريكية .

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{K}{\mu} = \frac{\Delta P}{L} \qquad (8\text{-}1)$$

حيث أن :

V – سرعة الارتشاح الخطي .

Q – الكمية المصروفة من السائل في وحدة زمنية .

μ – اللزوجة التحريكية .

ΔP – فارق الضغط .

L – طول الوسط المسامي .

من المعادلة (1–8) نستطيع حساب المعامل K الذي يطلق عليه بمعامل النفوذية :

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \qquad (9\text{-}1)$$

لدى قياس النفوذية باستخدام الغاز فالمعادلة (1–9) ستأخذ الشكل التالي:

$$K = \frac{\overline{Q}_g \cdot \mu_g \cdot L}{\Delta P \cdot F} \qquad (10\text{-}1)$$

حيث أن :

$\overline{Q}_g$ – الكمية الحجمية الوسطية المصروفة من الغاز والمحسوبة على أساس الضغط الوسطي $\overline{P}$ في العينة .

استعمل في المعادلة (1–10) الكمية الحجمية الوسطية المصروفة من الغاز ، وذلك بسبب عدم ثبات هذه الكمية في أثناء تغير الضغط عند دخول وخروج الغاز من العينة .

يحسب الضغط الوسطي بالشكل التالي :

$$\overline{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

حيث أن :

P_1 – ضغط الغاز عند الدخول في العينة .

P_2 – ضغط الغاز عند الخروج من العينة .

لنفترض أن عملية تمدد الغاز في أثناء ارتشاحه خلال العينة الأسطوانية تتم مع ثبات درجة الحرارة وباستعمال قانون بويل – ماريوت نحصل على :

$$Q_o . P_o = \overline{Q}_g . \overline{P} \longrightarrow \overline{Q}_g = \frac{2Q_o . P_o}{P_1 + P_2} \qquad (11\text{-}1)$$

حيث أن :

Q_o – كمية الغاز المصروفة عند الضغط الجوي P_o ودرجة الحرارة العادية ، عندئذ فالمعادلة لتعيين نفوذية الصخور باستخدام الغاز يمكن كتابتها بالشكل التالي :

$$K = \frac{2Q_o . P_o . \mu_g . L}{\left(P_1^2 - P_2^2\right).F} \qquad (12\text{-}1)$$

للحصول على واحدة النفوذية K في الجملة السغثية نضع جميع واحدات المعادلة (1–9) كما يلي :

$$\mu = P \text{ (بواز)} = \frac{dyn . S}{Cm^2} = \frac{g}{Cm . S}$$

وحيث أن :

$$1\ dyn = g . Cm / S^2$$
$$Q = Cm^3 / S$$
$$L = Cm$$
$$F = Cm^2$$
$$\Delta P = dyn / Cm^2 = g / Cm . S^2$$

وبالتعويض في المعادلة (1–9) نحصل على :

$$K = \frac{Cm^3 . g . Cm . Cm . S^2}{S . Cm . S . g\ Cm^2} = Cm^2$$

من هذا يتبين أن معامل النفوذية له واحدة السطح ، وهذا يعلل من الناحية الفيزيائية أن عملية الارتشاح تتم ضمن سطح مقطع قنوات الوسط المسامي . وبما أن النفوذية صغيرة جدا بالنسبة لهذه الواحدة من القياس لذلك استعيض بدلا عنها بالواحدة العملية وواحداتها هي على الشكل التالي :

$$Q = Cm^3/S \ , \ \mu = Cp \ , \ F = Cm^2 \ , \ L = Cm \ , \ P = atm$$

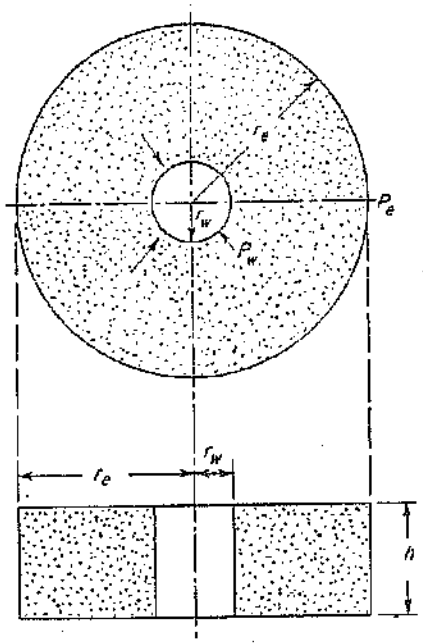
فإذا عوضنا هذه الواحدات في المعادلة (1–9) نحصل على :

$$K = \frac{Cm^3 \cdot Cp \cdot Cm}{S \cdot atm \cdot Cm^2} = \frac{Cm^2 \cdot Cp}{S \cdot atm} = 1\ D^*$$

سميت هذه الواحدة بواحدة دارسي ويمكن تعريفها بالشكل التالي :

هي نفوذية وسط مسامي لعينة ما طولها 1 سم مساحة مقطعها 1 سم^2 يمرر من خلالها بزمن قدره ثانية واحدة كمية 1 سم^3 من السائل لزوجته 1 سنتي بواز عند فارق ضغط يساوي 1 ضغط جوي .

تتراوح نفوذية الصخور للمكامن النفطية والغازية بين عدة ميلي دارسي وإلى 2 – 3 دارسي ونادرا ما تكون أكثر من ذلك مما ذكر أعلاه يتبين أن المعادلة (1–9) تمثل قانون دارسي في أثناء الجريان الخطي ، ولكن من الضروري تعيين النفوذية للعينة لدى الجريان الدائري فقط أو بالأحرى وكأننا نمثل الجريان من الطبقة وإلى البئر ، انظر الشكل رقم (24) ، عندئذ ستكون النفوذية لدى جريان السائل في مثل هذه الحالة على النحو التالي :



شكل رقم (24) الرسم التخطيطي للجريان الدائري

* 1 D = 1×10^{-8} Cm^2 = 1×10^{-12} m^2

$$K_o = \frac{\mu_o . Q . Ln \frac{r_e}{r_w}}{2\pi h (P_e - P_w)} \qquad (13\text{-}1)$$ *

ولدى جريان الغاز ستكون :

$$K_g = \frac{\mu_g \overline{Q}_g Ln \frac{r_e}{r_w}}{2\pi h (P_e - P_w)} = \frac{\mu_g Q_g Ln \frac{r_e}{r_w}}{\pi h (P_e^2 - P_w^2)} \qquad (14\text{-}1)$$

حيث أن :

μ_g, μ_o : لزوجة السائل والغاز التحريكية .

Q : كمية السائل المصروفة .

$Q_g, \overline{Q}_g$: كمية الغاز المصروفة عند الضغط الجوي والضغط الوسطي في العينة

r_e , r_w : نصف القطر الداخلي والخارجي للعينة الأسطوانية المثقوبة .

P_w , P_e : الضغط على السطح الخارجي والداخلي للعينة الأسطوانية المثقوبة .

h : طول العينة (سماكة الطبقة) .

هناك طبقات تختلف فيها النفوذية العمودية عن النفوذية الأفقيـــة وتســمى هــذه الطبقات بالطبقات عير المتجانسة بالنسبة للنفوذية . إن تعيين هـــذه الأنــواع مــن النفوذية هي من الأمور الضرورية وذلك لتحديد مجال التثقيب في مواسير التغليــف وكيفية توزيع آبار الحقن .

4-1- العوامل المؤثرة على قياس النفوذية المطلقة

4-1-1- تأثير انزلاق الغاز (gas slippage)

يسمى هذا التأثير بتأثير كلينكنبرغ (klinkenberg effect) نسبة إلى العـــالم الذي حدده ، فقد لاحظ كلينكنبرغ أن نفوذية الصخور التي هي خاصية من خــواص

* استخراج المعادلة (1-13) بحث مفصل في مقرر هيدرو ليك الموائع الجوفية .