

ملاحظة :- الكتابة بالون الأزرق شرح فقط لأنها غير موجودة في محاضرة الدكتور

Introduction to Production Technology مقدمة في تكنولوجيا الانتاج

The production engineering is that part of Petroleum Engineering which attempts to maximize production (or injection) in a cost manner.

هندسة الإنتاج هي ذلك الجزء من هندسة البترول الذي يحاول تعظيمه الإنتاج (أو الحقن) بطريقة التكلفة.

The appreciation of production engineering and methods of application are related directly and interpedently with other major areas of petroleum engineering such as Formation Evaluation, Drilling engineering and Reservoir Engineering.

يرتبط تقدير هندسة الإنتاج وطرق التطبيق بشكل مباشر وبشكل متداخل مع المجالات الرئيسية الأخرى لهندسة البترول مثل تقييم التكوين ، هندسة الحفر وهندسة المكامن.

The role of the Production Technologist is extremely broad. Currently within the operating companies in the petroleum industry, the role and responsibility does vary between companies but can be broadly said to be responsible for the production system.

دور تقني الإنتاج واسع للغاية. حاليا ضمن التشغيل الشركات في صناعة البترول ، الدور والمسؤولية لا يختلف بين الشركات ولكن يمكن القول على نطاق واسع أنه مسؤول عن نظام الإنتاج.

The production system is a composite term describing the entire production process and includes the following principal components:-

نظام الإنتاج هو مصطلح مركب يصف عملية الإنتاج بأكملها ويتضمن المكونات الرئيسية التالية: -

1- The reservoir - its productive capacity and dynamic production characteristics over the envisaged life of the development.

1- المكنن - القدرة الإنتاجية وخصائص الإنتاج الديناميكية فوق الحياة المتوخاة للتطوير.

2- The wellbore - the production interval, the sump and the fluids in the wellbore.

2- حفرة البئر - فترة الإنتاج والحوض والسوائل في حوض البئر.

3- Production Conduit - comprising the tubing and the tubing components.

3- قناة الإنتاج - وتشمل الأنابيب ومكوناتها.

4- Wellhead, Xmas Tree and Flow Lines .

رأس البئر وشجرة الكريسماس وخطوط التدفق .

5- Treatment Facilities . مرافق العلاج

In simple terms, the term "well completion" refers to the methods by which a newly drilled well can be finalized so that reservoir fluids can be produced to surface production facilities efficiently and safely. In general, the process of completing a well includes the following :

بعبارة بسيطة ، يشير مصطلح "إكمال البئر" إلى الطرق التي يمكن من خلالها الانتهاء من البئر المحفور حديثاً بحيث يمكن إنتاج سوائل الخزان إلى مرافق الإنتاج السطحية بكفاءة وأمان. بشكل عام ، تشمل عملية استكمال البئر ما يلي:

- 1) A method of providing satisfactory communication between the reservoir and the borehole.
(1) طريقة لتوفير اتصال مرضي بين الخزان والبئر.
- 2) The design of the tubulars (casing and tubing) which will be installed in the well.
(2) تصميم الأنابيب (الغلاف والأنابيب) التي سيتم تركيبها في البئر.
- 3) An appropriate method of raising reservoir fluids to the surface.
(3) طريقة مناسبة لرفع سوائل الخزان إلى السطح.
- 4) The design and the installation in the well of various components used to allow efficient production, pressure integrity testing, emergency containment of reservoir fluids, reservoir monitoring, barrier placement, well maintenance and well kill.
(4) التصميم والتركيب في البئر لمختلف المكونات المستخدمة للسماح بالإنتاج الفعال ، واختبار سلامة الضغط ، والاحتواء الطارئ لسوائل الخزان ، ومراقبة الخزان ، ووضع الحاجز ، وصيانة الآبار ، وقتل البئر.
- 5) The installation of safety devises and equipment, which will automatically shut a well in the event of a disaster.
(5) تركيب أجهزة ومعدات السلامة ، والتي ستغلق البئر تلقائياً في حالة وقوع كارثة.

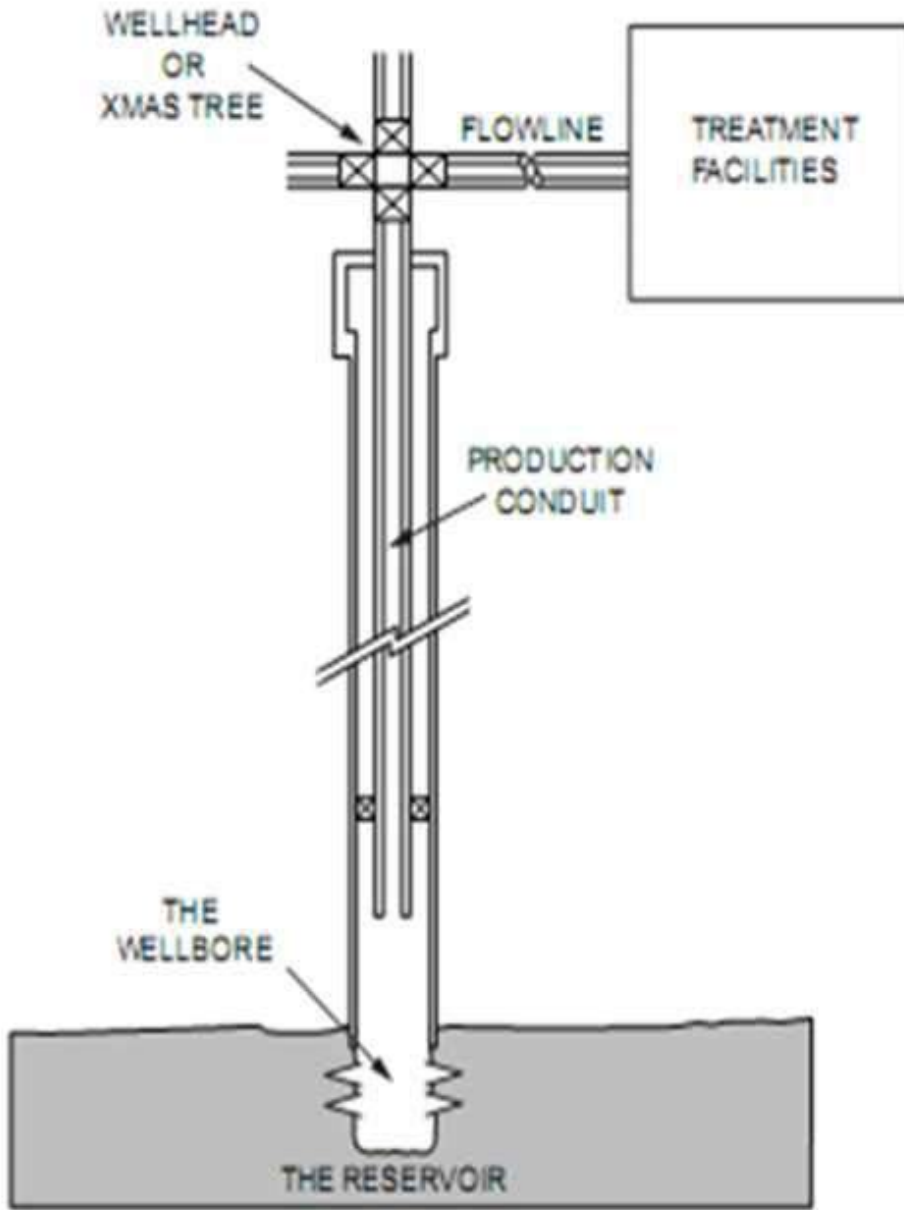


Figure (1):
Elements of the
production
technology
system
شكل (1): عناصر
نظام تكنولوجيا
الإنتاج

Before knowing the classification of completion, must know the main objective from wells drilling as following :

قبل معرفة تصنيف الإنجاز يجب معرفة الهدف الرئيسي من حفر الآبار كالتالي :

1) Exploration and evaluation wells: This type of wells is drill for exploration and evaluation.

(1) آبار التنقيب والتقييم: هذا النوع من الآبار يتم حفره للتنقيب والتقييم.

2) Production wells: The wells are drilled and completed for produce oil, gas and sometime water produce.

(2) آبار الإنتاج: يتم حفر الآبار واستكمالها لإنتاج النفط والغاز وإنتاج المياه في بعض الأحيان.

3) Injection wells: The wells are drilled and completed for inject water or gas or chemical material and sometimes petroleum products.

(3) آبار الحقن: يتم حفر الآبار واستكمالها لحقن الماء أو الغاز أو المواد الكيماوية وأحياناً المنتجات البترولية.

4) Measurement and observation wells: The wells are drilled and completed for observation the reservoir (reservoir fluid behavior, reservoir pressure, etc...).

(4) آبار القياس والمراقبة: يتم حفر الآبار واستكمالها لمراقبة الخزان (سلوك المكنن السائل ، ضغط المكنن ، الخ...).

5) Special operation wells: The wells are drilled and completed for special operation such as to kill the below out well.

I. Fluid flow

II. Reservoir dynamics

III. Equipment design, installation, operation and fault diagnosis

(5) آبار التشغيل الخاصة: يتم حفر الآبار واستكمالها للتشغيل الخاص مثل قتل الآبار أدناه.

ا. تدفق السوائل ب. حركة الخزان

ج. تصميم المعدات والتركييب والتشغيل وتشخيص الأعطال

From the above definition it can be seen that the responsibilities of Production Technology cover primarily subsurface aspects of the system but they can also extend to some of the surface facilities and treatment capabilities, depending on the operating company. The role of the Production Technologist is one of achieving optimum performance from the production system and to achieve this the technologist must understand fully the chemical and physical characteristics of the fluids which are to be produced and also the engineering systems which will be

utilized to control the efficient and safe production/injection of fluids. The importance of the production chemistry input has only recently been widely acknowledged. It is clear that the physico-chemical processes which take place in the production of fluids can have a tremendous impact on project economics and on both the production capacity and safety of the well.

The main disciplines which are involved in Production Technology are:

- I. Fluid flow
- II. Reservoir dynamics
- III. Equipment design, installation, operation and fault diagnosis

من التعريف أعلاه يمكن ملاحظة أن مسؤوليات تكنولوجيا الإنتاج تغطي الجوانب الجوفية للنظام في المقام الأول ولكن يمكن أن تمتد أيضًا إلى بعض المرافق السطحية وقدرات العلاج ، حسب الشركة المشغلة. دور الإنتاج التقني هو من تحقيق الأداء الأمثل من نظام الإنتاج وتحقيقه هذا يجب أن يفهم التقني تمامًا الخصائص الكيميائية والفيزيائية للسوائل التي سيتم إنتاجها وكذلك الأنظمة الهندسية التي سيتم استخدامها للتحكم في إنتاج / حقن السوائل بشكل فعال وآمن. أهمية المدخلات الكيميائية للإنتاج تم الاعتراف به على نطاق واسع مؤخرًا فقط. من الواضح أن العمليات الفيزيائية والكيميائية في إنتاج السوائل يمكن أن يكون لها تأثير هائل على اقتصاديات المشروع وعلى كل من الطاقة الإنتاجية وسلامة البئر.

التخصصات الرئيسية التي تشارك فيها تكنولوجيا الإنتاج هي:

I. تدفق السوائل II. حركة الخزان

III. تصميم المعدات والتركيب والتشغيل وتشخيص الأعطال

Reservoir Drive Mechanisms آليات حركة داخل الخزان

Ideally the hydrocarbons are recovered from the reservoir porous media by the assistance of the drive mechanisms weather it was natural or artificial. Drive mechanisms have two classifications:

من الناحية المثالية ، يتم استرداد الهيدروكربونات من الوسائط المسامية للخزان بمساعدة آليات الدفع سواء كانت طبيعية أو صناعية. آليات القيادة لها تصنيفان:

Internal drive: Using the internal energy of the reservoir configuration.

الحركة داخلية : استخدام الطاقة الداخلية لتكوين الخزان.

External drive: Which involves the invasion of the pore spaces by a replacement fluid, this type of drive called "Secondary recovery or Enhanced oil recovery".

محرك الأقراص الخارجي: والذي يتضمن غزو مساحات المسام بسائل بديل ، يسمى هذا النوع من المحرك "الاسترداد الثانوي أو الاسترداد المعزز للنفط".

Internal drive : الحركة الداخلية

This is known as primary recovery, which includes three drive mechanisms:

يُعرف هذا باسم الاسترداد الأساسي ، والذي يتضمن ثلاث آليات لمحرك الأقراص :

A. Depletion or internal gas drive (See Figure -2).

أ. النضوب أو محرك الغاز الداخلي (انظر الشكل -2)

B. External gas cap drive (See Figure – 3).

ب. محرك بغطاء غاز خارجي (انظر الشكل - 3).

C. Water drive (See Figure – 4).

ج. محرك المياه (انظر الشكل - 4).

A- Depletion or internal gas drive :

The compressibility of oil and water is relatively small. As soon as production commences, it is accompanied by a rapid drop of pressure in the producing zone which soon reaches the bubble point of entrained gas. Initially, this gas is dispersed, but it rapidly expands and assists in dispelling the oil. Eventually, however, the gas will start to form a gas front, which, having more mobility than the oil, will increase the production gas to oil ratios. This depletion or dissolved gas drive is characterized by a rapid decline in reservoir pressure and by the recovery of only a small percentage of the oil in situation, e.g. 5 to 20% maximum see figure – 5

انضغاط الزيت والماء صغير نسبيًا. بمجرد بدء الإنتاج ، يكون مصحوبًا بانخفاض سريع في الضغط في منطقة الإنتاج التي تصل قريبًا إلى نقطة فقاعة الغاز المحبوس. في البداية ، يتشتت هذا الغاز ، لكنه يتوسع بسرعة ويساعد في تبديد النفط. ومع ذلك ، في نهاية المطاف ، سيبدأ الغاز في تشكيل جبهة غاز ، والتي ، مع وجود قدر أكبر من

الحركة من النفط ، ستزيد من إنتاج الغاز إلى نسب النفط. يتميز هذا الاستنفاد أو محرك الغاز المذاب بانخفاض سريع في ضغط المكنم واستعادة نسبة صغيرة فقط من النفط في الحالة ، على سبيل المثال 5 إلى 20% كحد أقصى انظر الشكل - 5

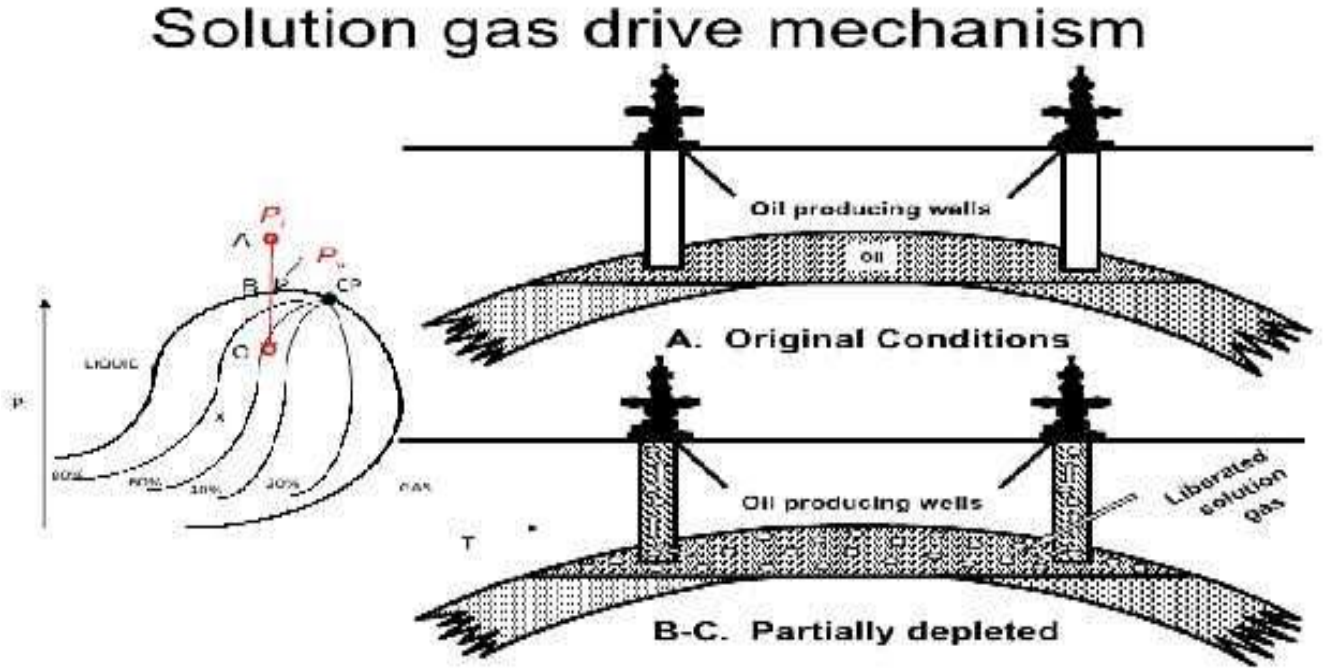


Figure – 2: Internal Gas Drive

B- External gas cap drive

Where the oil has a gas cap, the gas cap pressure together with the pressure of gas in solution tends to maintain pressure in the reservoir much longer than depletion drive. Therefore, gas cap reservoirs have higher recovery rates e.g. 20 to 40% see figure – 5

عندما يكون للزيت غطاء غاز ، فإن ضغط غطاء الغاز مع ضغط الغاز في المحلول يميل إلى الحفاظ على الضغط في الخزان لفترة أطول بكثير من محرك النضوب. لذلك ، تتمتع خزانات غطاء الغاز بمعدلات استرداد أعلى ، على سبيل المثال 20 إلى 40% انظر الشكل - 5

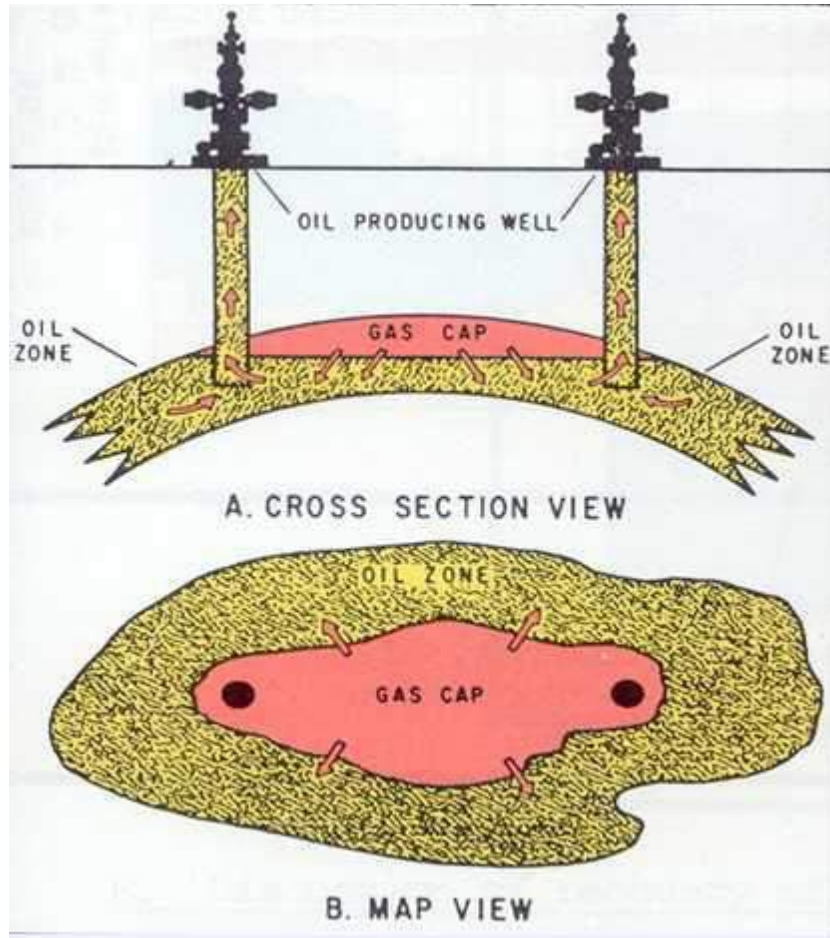


Figure – 3: Gas Cap Drive

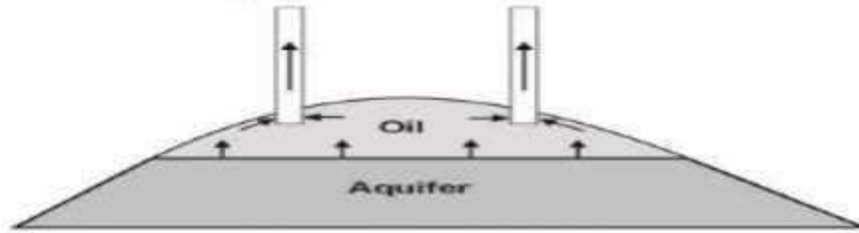
C- Water Drive

Water drive is characterized by large local deposits of water which expand as pressure is reduced in the reservoir. Eventually, recovery will decrease due to the greater mobility of the water front which eventually breaks through to the well-bore with increased water to oil ratios. Nonetheless, water drive is the most efficient of all the drive mechanisms and can produce recovery rates as high as 60% see figure – 5

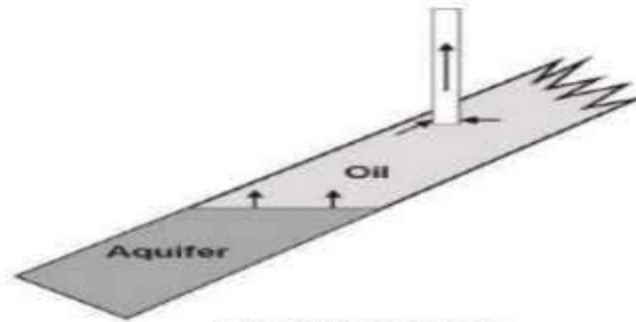
يتميز محرك المياه بوجود رواسب محلية كبيرة من المياه والتي تتمدد مع انخفاض الضغط في الخزان. في نهاية المطاف ، سينخفض الاسترداد بسبب زيادة حركة الواجهة المائية التي تخترق في النهاية إلى حفرة البئر مع زيادة نسب الماء إلى الزيت. ومع ذلك ، فإن محرك المياه هو الأكثر كفاءة من بين جميع آليات القيادة ويمكن أن ينتج معدلات استرداد تصل إلى 60%. انظر الشكل - 5

Water Drive Mechanism

Figure 3.5 Water Drive



Bottom Water Drive



Edge Water Drive

Figure – 4: Water Drive

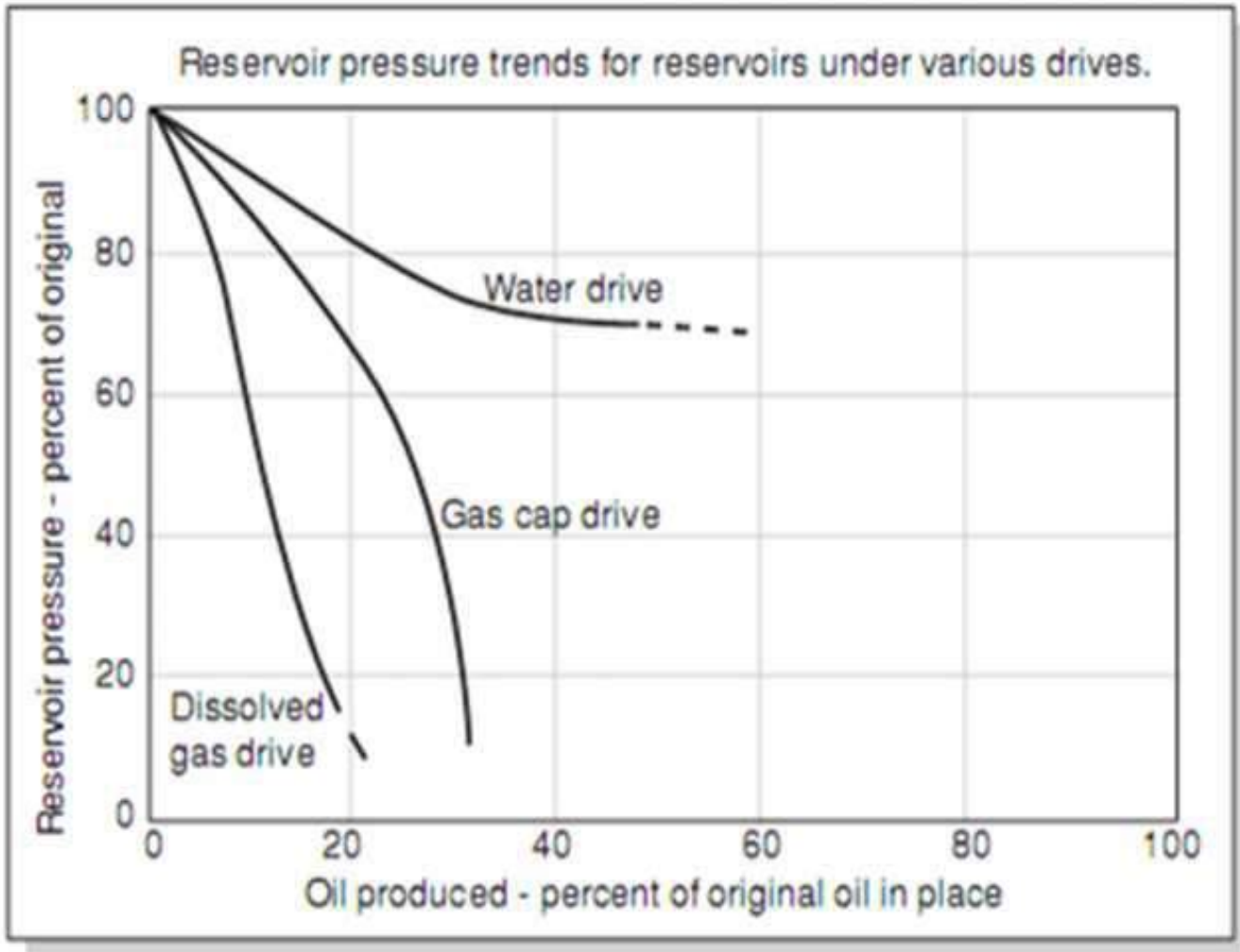


Figure – 5: Expected recovery from different drives.

الشكل - 5: الاسترداد المتوقع من محركات أقراص مختلفة

Radial Flow in the Reservoir:

Description of geometry is often possible only with the use of numerical simulators. For many engineering purposes, however, the actual flow geometry may be represented by one of the following flow geometries:

I. Radial flow

II. Linear flow

III. Spherical and hemispherical flow

التدفق الشعاعي (النصف قطري) في الخزان: غالبًا ما يكون وصف الهندسة ممكنًا فقط باستخدام المحاكاة العددية. للكثير لأغراض هندسية، ومع ذلك، قد يتم تمثيل هندسة التدفق الفعلي بواحد من هندسة التدفق التالية: 1- التدفق الشعاعي 2- التدفق الخطي 3- التدفق الكروي ونصف الكروي

I. Radial Flow:

In the absence of severe reservoir heterogeneities, flow into or away from a wellbore will follow radial flow lines from a substantial distance from the wellbore. Because fluids move toward the well from all directions and coverage at the wellbore, the term radial flow is given to characterize the flow of fluid into the wellbore. Figure - 6 shows idealized flow lines and isopotential lines for a radial flow system.

1- التدفق الشعاعي :

في حالة عدم وجود عدم تجانس شديد في الخزان، سيتبع التدفق إلى حفرة البئر أو بعيدًا عنها خطوط التدفق الشعاعي من مسافة كبيرة من جوف البئر. لأن السوائل تتحرك نحو حوضًا من جميع الاتجاهات والتغطية عند حفرة البئر، يُعطى مصطلح التدفق الشعاعي وصف تدفق السائل إلى جوف البئر. يوضح الشكل - 6 خطوط التدفق المثالية وتساوي الجهد خطوط لنظام التدفق الشعاعي.

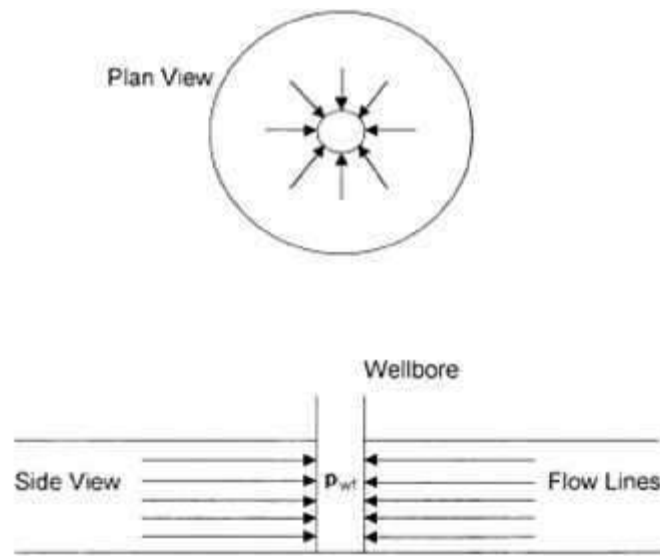


Figure – 6: Ideal Radial Flow into the Reservoir

الشكل 6: التدفق الشعاعي المثالي في الخزان

II. Linear Flow

Linear flow occurs when flow paths are parallel and the fluid flows in a single direction. In addition, the cross sectional area to flow must be constant. Figure - 7 shows an idealized linear flow system. A common application of linear flow equations is the fluid flow into vertical hydraulic fractures as illustrated in Figure - 8.

II. التدفق الخطي

يحدث التدفق الخطي عندما تكون مسارات التدفق متوازية ويتدفق السائل في اتجاه واحد. بالإضافة إلى ذلك ، يجب أن تكون مساحة المقطع العرضي للتدفق ثابتة. يوضح الشكل 7 نظام التدفق الخطي المثالي ، والتطبيق الشائع لمعادلات التدفق الخطي هو تدفق المائع إلى كسور هيدروليكية عمودية كما هو موضح في الشكل 8.

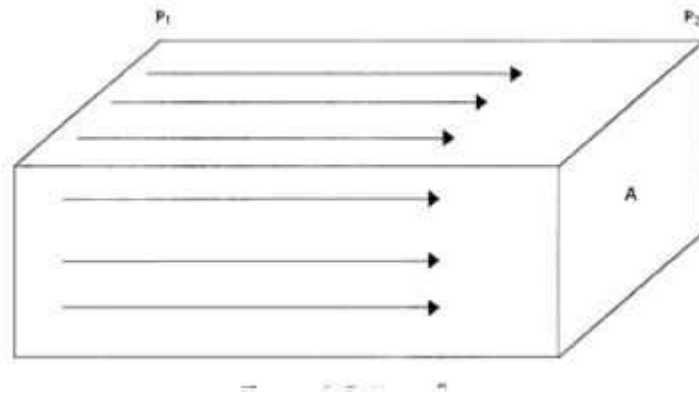


Figure - 7: Linear Flow

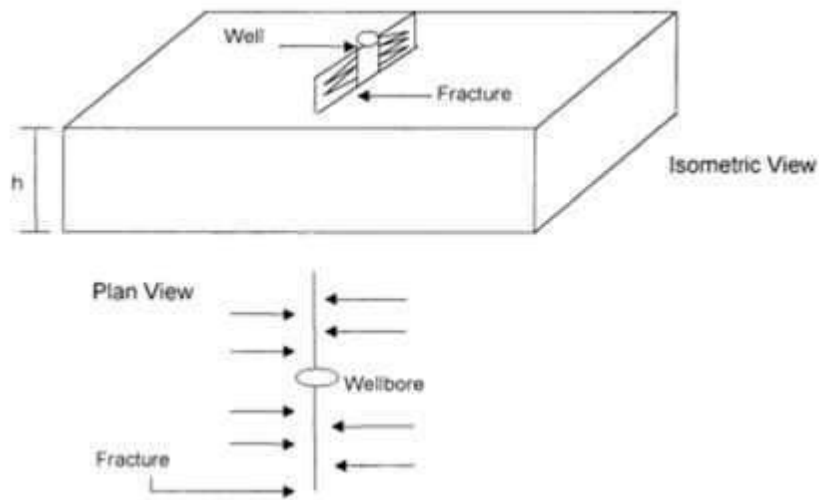


Figure - 8: Ideal Linear Flow into Vertical Fracture

الشكل 8 : التدفق الخطي المثالي في الكسر الرأسي

III. Spherical and Hemispherical Flow

Depending upon the type of wellbore completion configuration, it is possible to have a spherical or hemispherical flow near the wellbore. A well with a limited perforated interval could result in spherical flow in the vicinity of the perforations as illustrated in Figure - 9. A well that only partially penetrates the pay zone, as shown in Figure - 10, could result in hemispherical flow. The condition could arise where coning of bottom water is important.

ثالثاً. التدفق الكروي ونصف الكروي

اعتماداً على نوع تكوين إتمام حفرة البئر ، من الممكن أن يكون هناك تدفق كروي أو نصف كروي بالقرب من حفرة البئر. يمكن أن ينتج عن البئر ذات الفاصل الزمني المثقوب المحدود تدفق كروي بالقرب من الثقوب كما هو موضح في الشكل 9. قد يؤدي البئر الذي يخترق جزئياً فقط منطقة الدفع ، كما هو موضح في الشكل 10 ، إلى تدفق نصف كروي. يمكن أن تنشأ الحالة عندما يكون مخروط مياه القاع مهماً.

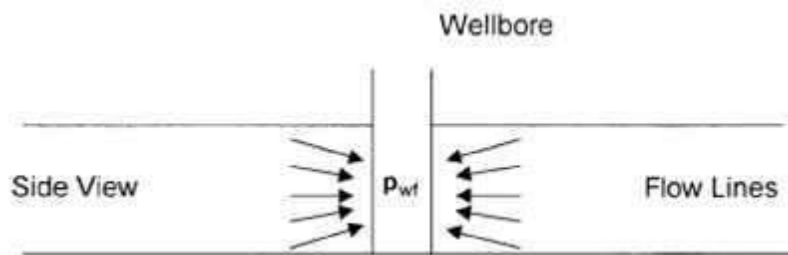


Figure - 9: Spherical Flow due to Limited Entry

الشكل 9: التدفق الكروي بسبب الدخول المحدود

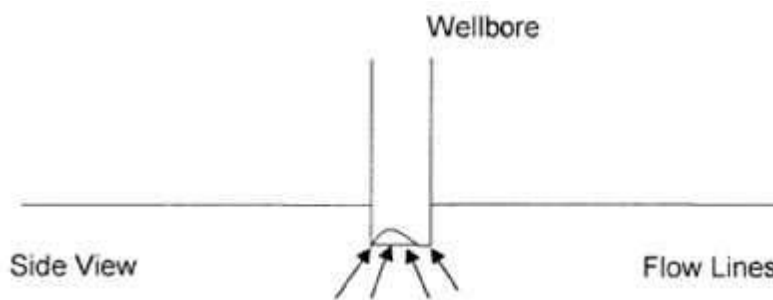


Figure - 10: Hemispherical Flow

الشكل 10: التدفق نصف الكروي

Darcy's Law قانون دارسي

The fundamental law of fluid motion in porous media is Darcy's Law. The mathematical expression developed by Henry Darcy in 1856 states the velocity of a homogeneous fluid in a porous medium is proportional to the pressure gradient and inversely proportional to the fluid viscosity. For a horizontal linear system, this relationship is:

$$v = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

القانون الأساسي للحركة السائلة في الوسائط المسامية هو قانون دارسي. يوضح التعبير الرياضي الذي طوره هنري دارسي في عام 1856 أن سرعة السائل المتجانس في وسط مسامي تتناسب طردياً مع تدرج الضغط وتتناسب عكسياً مع لزوجة السائل. بالنسبة للنظام الخطي الأفقي ، هذه العلاقة هي:

v is the apparent velocity in centimeters per second and is equal to q/A , where q is the volumetric flow rate in cubic centimeters per second and A is total cross-sectional area of the rock in square centimeters.

v هي السرعة الظاهرية بالسنتيمتر في الثانية وتساوي q / A ، حيث q هو معدل التدفق الحجمي بالسنتيمتر المكعب في الثانية و A هو إجمالي مساحة المقطع العرضي للصخر بالسنتيمتر المربع.

In other words, A includes the area of the rock material as well as the area of the pore channels.

بمعنى آخر ، تشمل A مساحة المادة الصخرية بالإضافة إلى مساحة القنوات المسامية.

The fluid viscosity, μ , is expressed in centipoise units, and the Pressure gradient, dp/dx , is in atmospheres per centimeter, taken in the same direction as v and q .

يتم التعبير عن لزوجة المائع μ ، بوحدات السنتيمتر ، وتدرج الضغط ، dp / dx ، في الغلاف الجوي لكل سنتيمتر ، مأخوذ في نفس اتجاه v و q .

The proportionality constant k , is the permeability of the rock expressed in Darcy units.

ثابت التناسب k ، هو نفاذية الصخور المعبر عنها بوحدات دارسي

The negative sign in the equation is added because the pressure gradient is negative in the direction of flow.

تمت إضافة العلامة السالبة في المعادلة لأن تدرج الضغط سالب في اتجاه التدفق.

For a horizontal-radial system, the pressure gradient is positive and Darcy's equation can be expressed in the following generalized radial form:

بالنسبة للنظام الأفقي الشعاعي ، يكون تدرج الضغط موجباً ويمكن التعبير عن معادلة دارسي بالشكل الشعاعي المعمم التالي :

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r$$

Where

q= volumetric flow rate at radius r (معدل التدفق الحجمي عند نصف القطر r)

A = cross-sectional area to flow at radius r (مساحة المقطع العرضي للتدفق عند نصف القطر r)

($\partial p/\partial r$)= pressure gradient at radius r (تدرج الضغط عند نصف القطر r)

v=apparent velocity at radius r (السرعة الظاهرة عند نصف القطر r)

The cross-sectional area at radius r is essentially the surface area of a cylinder. For a fully penetrated well with a net thickness of h, the cross-sectional area A is given by:

$$A_r = 2\pi r h$$

مساحة المقطع العرضي عند نصف القطر r هي في الأساس مساحة سطح الأسطوانة. بالنسبة للبئر المخترق بالكامل بسمك صافٍ h ، يتم إعطاء مساحة المقطع العرضي A من خلال.

Linear Flow of Incompressible Fluids التدفق الخطي للسوائل غير القابلة للضغط

In the linear system, it is assumed the flow occurs through a constant cross-sectional area A, Where both ends are entirely open to flow. It is also assumed that no flow crosses the sides, top, or bottom as shown in Figure -11 below:\

في النظام الخطي ، يُفترض أن التدفق يحدث من خلال منطقة مقطعية ثابتة A ، حيث يكون كلا الطرفين مفتوحًا تمامًا للتدفق. من المفترض أيضًا أنه لا يوجد تدفق يتقاطع مع الجوانب أو أعلى أو أسفل كما هو موضح في الشكل -11 أدناه:

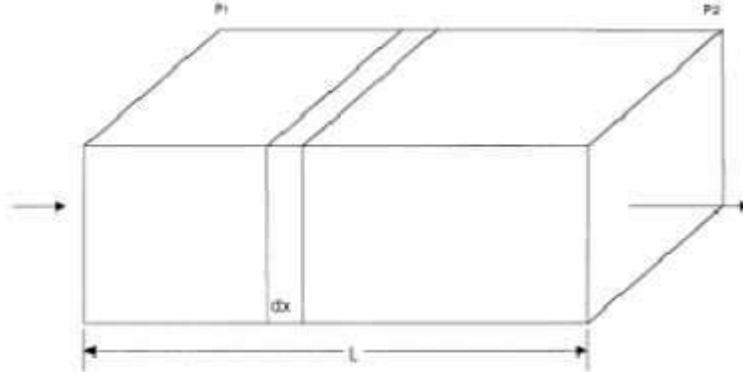


Figure - 11: Linear Flow Model

If an incompressible fluid is flowing across the element dx , then the fluid velocity v and the flow rate q are constants at all points. The flow behavior in this system can be expressed by the differential form of Darcy's equation and integrating over the length of the linear system gives

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = -\frac{k}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dp \rightarrow q = \frac{k A (p_1 - p_2)}{\mu L}$$

إذا كان سائل غير قابل للضغط يتدفق عبر العنصر dx ، فإن سرعة المائع v ومعدل التدفق q هما ثابتان في جميع النقاط. يمكن التعبير عن سلوك التدفق في هذا النظام بالصيغة التفاضلية لمعادلة دارسي والتكامل على طول النظام الخطي

OR It is desirable to express the above relationship in customary field units $q = \frac{0.001127 k A (p_1 - p_2)}{\mu L}$
أو من المستحسن التعبير عن العلاقة المذكورة أعلاه في وحدات الحقل العرفية

Where:

q = flow rate, bbl./day (معدل الصب) معدل المد والجزر

k = absolute permeability, md (النفذية المطلقة)

p = pressure, psia (الضغط)

μ = viscosity, cp (اللزوجة)

L = distance, ft. (المسافة)

A = cross-sectional area, ft^2 (مساحة المقطع العرضي)

Example: An incompressible fluid flows in a linear porous media with the following properties:

$$L = 2000 \text{ ft}$$

$$h = 20'$$

$$\text{width} = 300'$$

$$k = 100 \text{ md}$$

$$\phi = 15\%$$

$$\mu = 20 \text{ cp}$$

$$P_1 = 2000 \text{ psi}$$

$$P_2 = 1990 \text{ psi}$$

Calculate:

a. Flow rate in bbl./day (معدل الصب)

b. Apparent fluid velocity in ft./day (سرعة السائل الظاهر)

c. Actual fluid velocity in ft./day (سرعة السائل الفعلية)

Solution:

$$\text{Calculate cross-sectional area } A \rightarrow A = (h)(\text{width}) = (20)(300) = 6000 \text{ ft}^2$$

a. Calculate Flow rate

$$q = \frac{(0.001127)(k)(A)(P_1 - P_2)}{\mu L} \rightarrow$$

$$q = \frac{(0.001127)(100)(6000)(2000 - 1990)}{(20)(2000)} = 0.16905 \text{ md.ft.psi/c} \times 10 = 1.6905 \text{ bbl/day}$$

b. Calculate the apparent velocity:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{6000} \rightarrow v = 0.00158 \text{ ft/day}$$

c. Calculate the actual velocity :

$$v = \frac{q}{\phi A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{(0.15)(6000)} = 0.010546 \text{ ft/day}$$

Radial Flow of Incompressible Fluids

In a radial flow system, all fluids move toward the producing well from all directions. Before flow can take place, however, a pressure differential must exist. Thus, if a well is to produce oil, which implies a flow of fluids through the formation to the wellbore, the pressure in the formation at the wellbore must be less than the pressure in the formation at some distance from the well.

في نظام التدفق الشعاعي ، تتحرك جميع السوائل نحو بئر الإنتاج من جميع الاتجاهات. قبل أن يحدث التدفق ، يجب أن يوجد فرق ضغط. وبالتالي ، إذا كانت البئر ستنتج الزيت ، مما يعني تدفق السوائل عبر التكوين إلى جوف البئر ، يجب أن يكون الضغط في التكوين عند جوف البئر أقل من الضغط في التكوين على مسافة ما من البئر.

The pressure in the formation at the wellbore of a producing well is known as the bottom-hole flowing pressure (flowing BHP, P_{wf}). Consider Figure - 12 which schematically illustrates the radial flow of

يُعرف الضغط في التكوين عند تجويف البئر بضغط تدفق الحفرة السفلية (تدفق BHP ، P_{wf}). ضع في اعتبارك الشكل - 12 الذي يوضح بشكل تخطيطي التدفق الشعاعي لـ

an incompressible fluid toward a vertical well. The formation is considered to a uniform thickness h and a constant permeability k . Because the fluid is incompressible, the flow rate q must be constant at all radii. Due to the steady-state flowing condition, the pressure profile around the wellbore is maintained constant with time. Let P_{wf} represent the maintained bottomhole flowing pressure at the wellbore radius r_w and p_e denote the external pressure at the external or drainage radius. Darcy's equation as described earlier can be used to determine the flow rate at any radius r :

سائل غير قابل للضغط باتجاه بئر رأسية. يعتبر التكوين لسُمْك موحد h ونفاذية ثابتة k . نظرًا لأن السائل غير قابل للضغط ، يجب أن يكون معدل التدفق q ثابتًا على الإطلاق. نظرًا لحالة التدفق المستقرة ، يتم الحفاظ على ملف تعريف الضغط حول جوف البئر ثابتًا مع مرور الوقت. P_{wf} يمثل ضغط تدفق قاع البئر الذي تم الحفاظ عليه عند نصف قطر حفرة البئر r_w ويشير إلى الضغط الخارجي عند نصف القطر الخارجي أو نصف قطر الصرف. يمكن استخدام معادلة دارسي كما هو موضح سابقًا لتحديد معدل التدفق في أي نصف قطر r :

$$v = \frac{q}{A_r} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

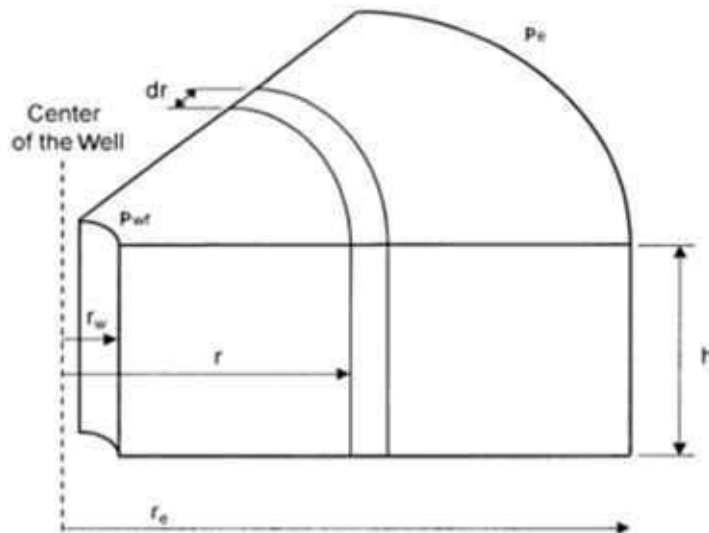


Figure - 12: Radial Flow Model

Frequently the two radii of interest are the wellbore radius r_w and the external or drainage radius r_e then :

$$Q_o = \frac{0.00708 K h (P_e - P_w)}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)}$$

Where :

Q_o = oil ,flow rate (STB/day) معدل تدفق النفط

P_e = external pressure (psi) الضغط الخارجي

P_{wf} = bottom-hole flowing pressure (psi) الضغط أسفل الضغط المتدفق

K = permeability (md) المسامية

μ_o = oil viscosity (cp) اللزوجة

B_o = oil formation volume factor (bbl/STB) عامل حجم التكوين النفطي

h = thickness (ft) السمك (ثخن)

r_e = external or drainage radius (ft) دائرة نصف قطرها خارجي او الصرف

r_w = wellbore radius (ft) نصف قطر البئر

To account for the convergence effects of flow, a simplified model based upon the assumption of radial flow to a central well located in the middle of a cylindrical reservoir unit is assumed as shown in Figure - 13 below:

لحساب تأثيرات التقارب للتدفق ، يُفترض نموذج مبسط يعتمد على افتراض التدفق الشعاعي إلى بئر مركزي يقع في منتصف وحدة خزان أسطواناني كما هو موضح في الشكل 13 أدناه:

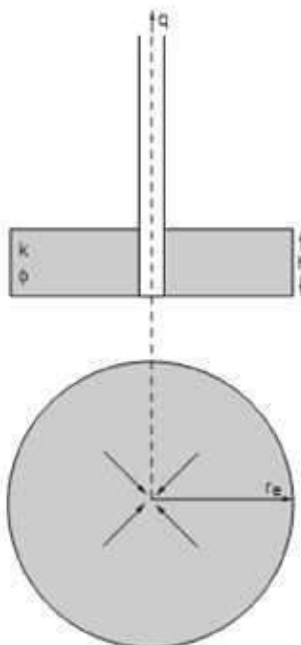


Figure 13: Radial Inflow Model

The model assumes: يفترض النموذج

- ❖ The reservoir is horizontal and of constant thickness h . الخزان أفقي وثابت السماكة
- ❖ The reservoir has constant rock properties of ϕ and K . الخزان له خصائص صخرية ثابتة ل
- ❖ Single phase flow occurs to the well bore. يحدث تدفق أحادي الطور إلى تجويف البئر
- ❖ The reservoir is circular of radius r_e . الخزان دائري نصف قطره
- ❖ The well is located at the center of the reservoir and is of radius r_w . يقع البئر في وسط الخزان وهو نصف قطره
- ❖ The fluid is of constant viscosity μ . السائل ذو لزوجة ثابتة
- ❖ The well is vertical and completed open hole, i.e. fluid enters the wellbore through the total height h . البئر عمودية ومفتوحة مكتملة ، أي يدخل السائل إلى جوف البئر من خلال الارتفاع الكلي

اعتبارات تصميم الإنجاز Completion Design Consideration

Production technology contributes substantially as one of the major technical functions within an operating company and in particular, to its economic performance and cashflow. As with any commercial venture, the overall incentive will be to maximize profitability and it is in this context that the operations for which the production technologist is responsible, are at the sharp end of project economics.

تساهم تكنولوجيا الإنتاج بشكل كبير كواحدة من الوظائف الفنية الرئيسية داخل الشركة العاملة وعلى وجه الخصوص ، في أدائها الاقتصادي وتدفقها النقدي. كما هو الحال مع أي مشروع تجاري ، سيكون الحافز العام هو زيادة الربحية إلى أقصى حد ، وفي هذا السياق ، تكون العمليات التي يكون تقني الإنتاج مسؤولاً عنها في النهاية الحادة لاقتصاديات المشروع. يمكن أن تكون أهداف شركة النفط على نطاق واسع

The objectives of an oil company operation could be broadly classified, with respect to two complimentary business drivers, namely :

يمكن أن تكون أهداف شركة النفط على نطاق واسع مصنفة فيما يتعلق بسائقي الأعمال التكميليين ، وهما:

- (a) Maximizing the magnitude of and accelerating cash flow تعظيم حجم التدفق النقدي وتسريع ونيرته
- (b) Cost minimization in terms of cost/bbl. تقليل التكلفة من حيث التكلفة / برميل.

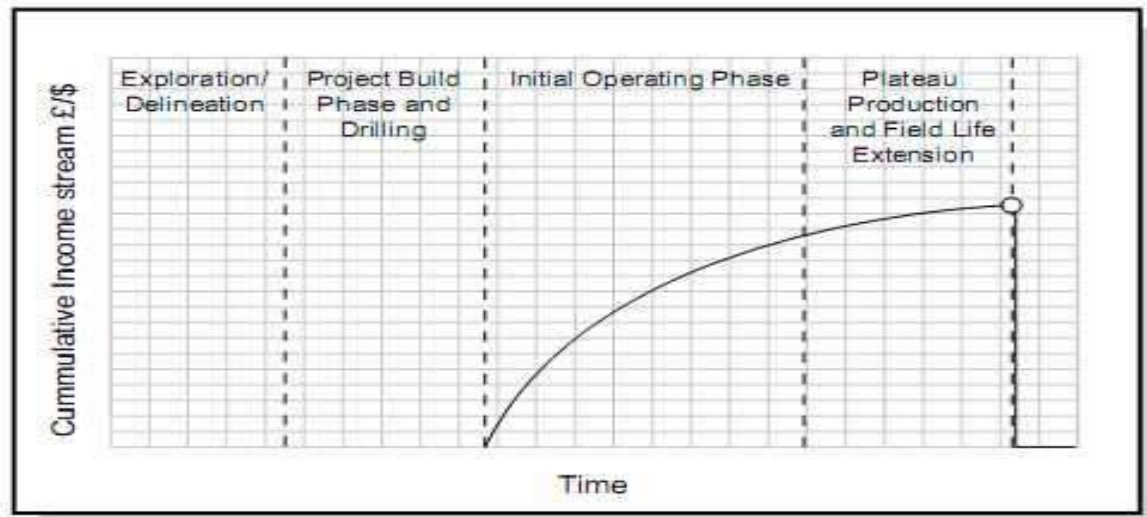
Total cost minimization may not be recommended. قد لا ينصح بتقليل التكلفة الإجمالية

1- Cashflow: The overall objectives would ideally be to maximize both cashflow and recoverable reserves. This would normally require maintaining the well in an operational state to achieve

التدفق النقدي: ستكون الأهداف العامة بشكل مثالي هي تعظيم كل من التدفقات النقدية والاحتياطيات القابلة للاسترداد. يتطلب هذا عادة الحفاظ على البئر في حالة تشغيلية لتحقيقه

- o maximum production rates معدلات الإنتاج القصوى
- o maximum economic longevity أقصى طول اقتصادي
- o minimum down time الحد الأدنى من وقت التوقف

This is shown in Figures bellow



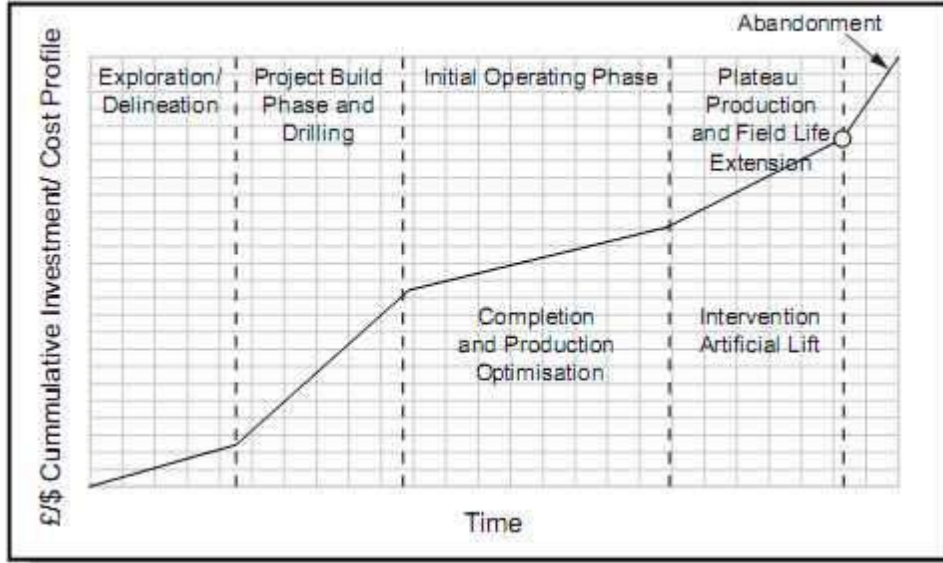
2- Cost: In this category there would be both fixed and direct costs, the fixed costs being those associated by conducting the operation and the direct or variable costs being associated with the level of production and the nature of the operating problems. The latter costs are therefore defined in terms of cost per barrel of oil produced. On this basis the production technologist would seek to:

2- التكلفة: في هذه الفئة ستكون هناك تكاليف ثابتة ومباشرة ، والتكاليف الثابتة هي تلك المرتبطة بإجراء العملية والتكاليف المباشرة أو المتغيرة المرتبطة بمستوى الإنتاج وطبيعة مشاكل التشغيل. وبالتالي يتم تحديد التكاليف الأخيرة من حيث تكلفة برميل النفط المنتج. على هذا الأساس ، سيسعى تقني الإنتاج إلى:

- o Minimize capital costs تقليل تكاليف رأس المال
- o Minimize production costs تقليل تكاليف الإنتاج
- o Minimize treatment costs تقليل تكاليف العلاج
- o Minimize workover costs تقليل تكاليف صيانة الآبار

From the above, the bulk of the operations for which the production technologist is responsible or has major inputs to, are at the sharp end of ensuring that the company's operations are safe, efficient and profitable. There for before a production well is drilled, a great deal of planning must be undertaken to ensure that the design of the completion is the best possible. A number of factors must be taken into account during this planning stage, which can broadly be split into the objective of well drilling, reservoir considerations and mechanical considerations.

مما سبق ، فإن الجزء الأكبر من العمليات التي يكون تقني الإنتاج مسؤولاً عنها أو لديه مدخلات رئيسية لها ، هي في نهاية المطاف لضمان أن عمليات الشركة آمنة وفعالة ومربحة هناك قبل حفر بئر الإنتاج ، يجب إجراء قدر كبير من التخطيط لضمان أن تصميم الإنجاز هو أفضل ما يمكن. يجب أخذ عدد من العوامل في الاعتبار خلال مرحلة التخطيط هذه ، والتي يمكن تقسيمها على نطاق واسع إلى هدف حفر الآبار ، واعتبارات الخزان والاعتبارات الميكانيكية.



Reservoir considerations اعتبارات (قرارات) الممكن النفطى

1- Natural rock reservoir مكمن الصخور الطبيعى

The geological and experimental studies that conduct to delineate the nature of rock reservoir (type of rock, including fault, reservoir permeability, etc...) is important to select the adequate completion design.

تعتبر الدراسات الجيولوجية والتجريبية التي تجري لتحديد طبيعة الخزان الصخري (نوع الصخور ، بما في ذلك الصدع ، ونفاذية الخزان ، إلخ ...) مهمة لاختيار تصميم الإكمال المناسب.

2- Producing rate معدل الانتاج

To provide maximum economic recovery is often the starting point for well completion design. Among other factors producing rate should determine the size of the producing conduit.

غالبًا ما يكون توفير أقصى قدر من الانتعاش الاقتصادي هو نقطة البداية لتصميم إكمال البئر. من بين العوامل الأخرى التي يجب أن تحدد معدل الإنتاج حجم قناة الإنتاج.

3- Multiple reservoirs مكامن متعددة

Multiple reservoirs penetrated by a well pose the problem of multiple completions in one drilled hole. Possibilities include multiple completions inside casing separated by packers, or several strings of smaller casing cemented in one borehole to provide in effect separate wells. Other possibilities include commingling of hydrocarbons from separate reservoir downhole, or drilling several boreholes from one surface location.

تشكل الخزانات المتعددة التي يخترقها البئر مشكلة عمليات الإنجاز المتعددة في حفرة واحدة محفورة. تشمل الاحتمالات عمليات إكمال متعددة داخل الغلاف مفصولة بالآلات تعبئة ، أو عدة خيوط من غلاف أصغر مثبت في حفرة واحدة لتوفير آبار منفصلة في الواقع. تشمل الاحتمالات الأخرى مزج الهيدروكربونات من قاع خزان منفصل ، أو حفر عدة آبار من موقع سطح واحد.

4- Reservoir drive mechanism آلية قيادة المكنن

Reservoir drive mechanism may determine whether or not the completion interval will have to be adjusted as gas-oil or water-oil contacts move. A water drive situation may indicate water production problems. Dissolved gas and gas drive reservoirs usually mean declining productivity index and increasing gas-oil ratio.

قد تحدد آلية محرك الخزان ما إذا كان سيتعين ضبط فترة الإكمال عند تحرك ملامسات الغاز والزيت أو الماء والزيت. قد يشير موقف محرك المياه إلى مشاكل في إنتاج المياه. عادةً ما تعني مكامن الغاز المذاب ومحرك الغاز انخفاضاً في مؤشر الإنتاجية وزيادة نسبة الغاز إلى الزيت.

5- Secondary recovery requirements متطلبات الاسترداد الثانوية

Secondary recovery needs may require a completion method conducive to selective injection or production. Water flooding may increase volumes of fluid to be handled. High temperature recovery processes may require special casing and casing cementing materials.

قد تتطلب احتياجات الاسترداد الثانوية طريقة إكمال موصلة للحقن الانتقائي أو الإنتاج. قد يؤدي فيضان المياه إلى زيادة أحجام السوائل التي يجب التعامل معها. قد تتطلب عمليات الاسترداد ذات درجات الحرارة المرتفعة مواد تغليف وغللاف خاصة.

6- Stimulation (تنشيط) تحفيز

Stimulation may require special perforating patterns to permit zone isolation, perhaps adaptability to high injection rates, and a well hookup such that after the treatment the zone can be returned to production without contact with killing fluids.

قد يتطلب التحفيز أنماط تنقيب خاصة للسماح بعزل المنطقة ، وربما القدرة على التكيف مع معدلات الحقن المرتفعة ، وربط البئر بحيث يمكن إعادة المنطقة بعد المعالجة إلى الإنتاج دون ملامسة سوائل القتل.

7- Sand control السيطرة على الرمال

Sand control problems alone may dictate the type of completion method and maximum production rates. On the other hand, reservoir fluid control problems may dictate that a less than desirable type of sand control be used.

قد تحدد مشاكل التحكم في الرمال وحدها نوع طريقة الإنجاز ومعدلات الإنتاج القصوى. من ناحية أخرى ، قد تملئ مشاكل التحكم في سائل الخزان استخدام نوع أقل من المرغوب فيه للتحكم في الرمال.

8- Artificial lift الرفع الاصطناعي

Artificial lift may mean single completions even where multiple zones exist.

قد يعني الرفع الاصطناعي عمليات إكمال فردية حتى في حالة وجود مناطق متعددة.

9- Workover requirements متطلبات صيانة الآبار

Workover frequencies, probably high where several reservoirs must be drained through one wellbore, often dictate a completion conducive to wireline or through-tubing type recompletion systems.

غالبًا ما تتطلب ترددات صيانة الآبار ، التي ربما تكون عالية حيث يجب تصريف العديد من الخزانات من خلال حفرة بئر واحدة ، إكمالاً يفضي إلى أنظمة إعادة الإكمال من النوع السلبي أو عبر الأنابيب.

Mechanical considerations الاعتبارات (القرارات) الميكانيكية

The mechanical configuration or "well hookup" is often the key to being able to deplete the reservoir effectively, monitor downhole performance, and modify the well situation when necessary. The mechanical configuration of the well is the key to being able to do what ought to be done in the well from the standpoint of controlling the flow of reservoir fluids, oil, gas, and water.

غالبًا ما يكون التكوين الميكانيكي أو "توصيل البئر" هو المفتاح للقدرة على استنفاد الخزان بشكل فعال ، ومراقبة أداء قاع البئر ، وتعديل وضع البئر عند الضرورة. يعد التكوين الميكانيكي للبئر هو المفتاح للقدرة على القيام بما يجب القيام به في البئر من وجهة نظر التحكم في تدفق سوائل الخزان والنفط والغاز والماء.

- | | |
|----------------------------|--------------------|
| 1. Functional requirements | المتطلبات الوظيفية |
| 2. Operating conditions | ظروف التشغيل |
| 3. Component design | تصميم المكونات |
| 4. Component reliability | موثوقية المكونات |
| 5. Safety | السلامة |

KEY SUBJECT AREAS IN PRODUCTION ENGINEERING

مجالات الموضوع الرئيسية في هندسة الإنتاج

Production technology is both a diverse and complex area. With the on-going development of the Petroleum Industry the scope of the technological activities continues to expand and as always increases in depth and complexity. It is however, possible to identify several key subject areas within Production Technology namely:-

تكنولوجيا الإنتاج هي منطقة متنوعة ومعقدة. مع التطور المستمر لصناعة البترول ، يستمر نطاق الأنشطة التكنولوجية في التوسع وكما هو الحال دائمًا يزداد العمق والتعقيد. ومع ذلك ، من الممكن تحديد عدة مجالات موضوعية رئيسية داخل تكنولوجيا الإنتاج وهي: -

- | | | |
|---|-----------------------------------|--------------------------|
| 1. Well Productivity | إنتاجية البئر | |
| 2. Well Completion | إتمام البئر | |
| 3. Well Stimulation | تحفيز البئر | |
| 4. Associated Production Problems | | مشاكل الإنتاج المصاحبة |
| 5. Remedial and Workover Techniques | | تقنيات المعالجة وصيانتها |
| 6. Artificial Lift / Productivity Enhancement | الرفع الاصطناعي / تحسين الإنتاجية | |
| 7. Surface Processing | معالجة السطح | |

Methods of completion: طرق الاكمال

In the development of a hydrocarbon reservoir, a large number of wells are drilled and require to be completed, to allow the structure to be depleted. However, the drilling and completion operations are crucial to the long term viability of the wells in meeting the specified objectives .The design and completion of both production and injection wells are required to satisfy a number of objectives including:

في تطوير خزان الهيدروكربونات ، يتم حفر عدد كبير من الآبار ويتطلب استكمالها للسماح باستنفاد الهيكل. ومع ذلك ، فإن عمليات الحفر والإكمال ضرورية لاستمرارية الآبار على المدى الطويل لتحقيق الأهداف المحددة ، ويلزم تصميم وإكمال كل من آبار الإنتاج والحقن لتحقيق عدد من الأهداف بما في ذلك:

- 1) Provision of optimum production/injection performance.
- 2) Ensure safety.
- 3) Maximize the integrity and reliability of the completion over the envisaged life of the completed well.
- 4) Minimize the total costs per unit volume of fluid produced or injected, i.e. minimize the costs of initial completion, maintaining production and remedial measures.

- 1) توفير الأداء الأمثل للإنتاج / الحقن.
- 2) ضمان السلامة.
- 3) تعظيم سلامة وموثوقية الإكمال على مدى العمر المتصور للبئر المكتمل.
- 4) تقليل التكاليف الإجمالية لكل وحدة حجم من السوائل المنتجة أو المحقونة ، أي تقليل تكاليف الإكمال الأولي ، والحفاظ على تدابير الإنتاج والعلاج.

The fundamental design of a completion consists of four principal decision areas, namely:

يتكون التصميم الأساسي للإكمال من أربعة مجالات قرار رئيسية ، وهي:

1. Specification of the bottomhole completion technique. مواصفات تقنية استكمال قاع البئر.
2. Selection of the production conduit. اختيار قناة الإنتاج.
3. Assessment of completion string facilities. تقييم مرافق سلسلة الإنجاز.
4. Evaluation of well performance / productivity-injectivity.

. تقييم أداء البئر / الإنتاجية – الحقن

These four decision areas, as shown in Figure - 16, should provide a conceptual design for the completion of the wells. However, this design process normally is initiated on the basis of data from exploration wells and considerable uncertainty may exist as to the validity and accuracy of that data. Thus a number of alternative designs for well completions will normally be selected and retained as a contingency.

يجب أن توفر مجالات القرار الأربعة هذه ، كما هو موضح في الشكل 16 ، تصميمًا مفاهيميًا لاستكمال الآبار. ومع ذلك ، تبدأ عملية التصميم هذه عادةً على أساس البيانات من آبار الاستكشاف وقد يكون هناك قدر كبير من عدم اليقين فيما يتعلق بصحة تلك البيانات ودقتها. وبالتالي ، عادة ما يتم اختيار عدد من التصاميم البديلة لإكمال الآبار والاحتفاظ بها كطوارئ.

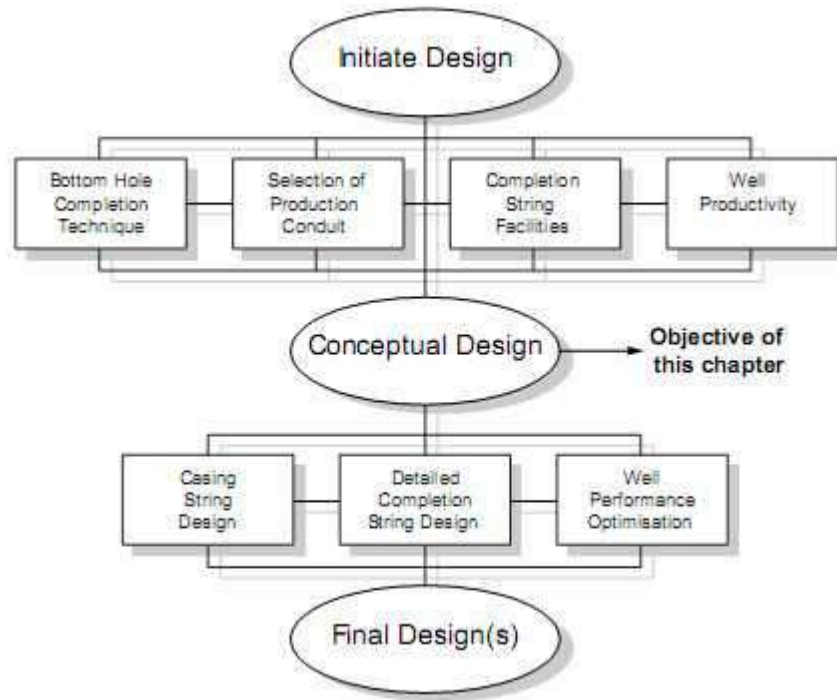


Figure - 16: Completion Design Strategy استراتيجية تصميم الإنجاز

Basically there are three main methods of completing a well which are:

هناك ثلاث طرق رئيسية لاستكمال البئر وهي

- 1- Open-hole completion استكمال الابار مفتوحة
- 2- Cased-hole completion استكمال الابار المفتوحة المغلفة
- 3- Liner completion; this completion can be include two types:

استكمال الخطوط الملاحية المنتظمة يمكن أن يشمل هذا الإكمال نوعين

- a. Screen and liner completion. استكمال الشاشة والبطانة
- b. Perforated liner completion. استكمال بطانة مثقبة

1- Open-hole Completion:

The simplest approach to bottomhole completion would be to leave the entire drilled reservoir section open after drilling, the production casing is set on top of producing zone before drill the production formation that contain the

hydrocarbon fluids, then after casing was cemented, producing formation drilled, see figure - 17. Generally open-hole has greater application in carbonate zones.

إن أبسط طريقة لإكمال قاع البئر هو ترك قسم الخزان المحفور بالكامل مفتوحًا بعد الحفر ، يتم وضع غلاف الإنتاج أعلى منطقة الإنتاج قبل حفر تكوين الإنتاج الذي يحتوي على سوائل الهيدروكربون ، ثم بعد لصق الغلاف ، وإنتاج التكوين المحفور ، انظر الشكل - 17. وعمومًا ، للفتحات المفتوحة تطبيقات أكبر في مناطق الكربونات.

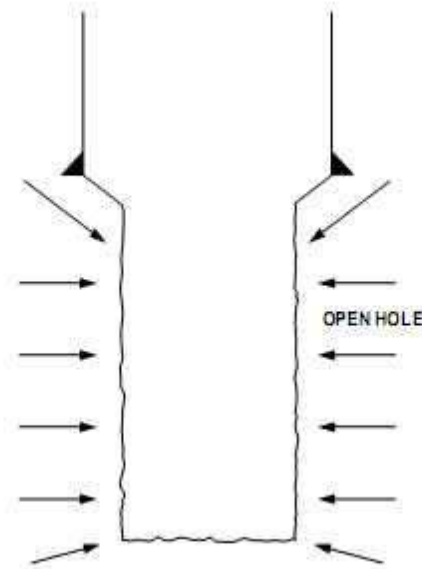


Figure - 17: Open-hole Completion

Advantages; مزايا

1- Adaptable to special drilling techniques to minimize formation damage or to prevent lost circulation into the producing zone.

قابل للتكيف مع تقنيات الحفر الخاصة لتقليل أضرار التكوين أو منع التدوير الضائع في منطقة الإنتاج

2- No perforating expense. لا نفقة تثقيب

3- Log interpretation is not critical since entire interval is open

تفسير السجل ليس بالغ الأهمية لأن الفاصل الزمني بأكمله مفتوح

4- Full diameter opposite pay. القطر الكامل الأجر المقابل

5- Can be easily deepened. يمكن تعميقها بسهولة

6- Easily converted to liner or perforated completion يمكن تحويلها بسهولة إلى بطانة أو مثقوبة

Limitation; تحديد

1- Excessive gas or water production difficult to control. يصعب التحكم في إنتاج الغاز أو الماء الزائد

2- Selective critical section in production zone to fracturing or acidizing more difficult.

القسم الانتقائي الحرج في منطقة الإنتاج للتكسير أو التحميض أكثر صعوبة

3- May require frequent well-bore cleanout. قد يتطلب تنظيفًا متكررًا لتجفيف البئر

4- Requires more rig time on completion. يتطلب المزيد من وقت الحفر عند الانتهاء

2- Cased-hole completion:

The production casing is cemented through producing zone and perforated, see figure - 18.

يتم تثبيت غلاف الإنتاج من خلال منطقة الإنتاج ومثقب,

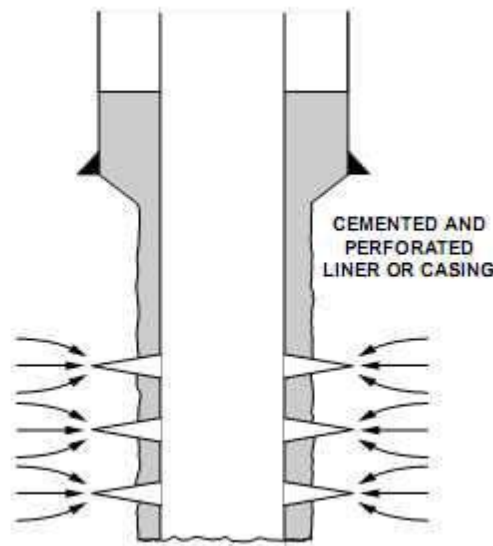


Figure - 18: Cased-hole Completion

Advantages;

- 1- Excessive gas or water production can be controlled more easily.
يمكن التحكم في إنتاج الغاز أو الماء الزائد بسهولة أكبر
- 2- Can be selectively stimulated. يمكن تحفيزه بشكل انتقائي
- 3- Log and formation samples available to assist in decision to set casing or abandon.
تتوفر عينات السجل والتشكيل للمساعدة في اتخاذ قرار تعيين الغلاف أو التخلي عنه.
- 4- Full diameter opposite pay. القطر الكامل الأجر المقابل
- 5- Can be easily deepened. يمكن تعميقها بسهولة
- 6- Will control most sand, and is adaptable to special sand control techniques.
سيتم التحكم في معظم الرمال ، وهو قابل للتكيف مع تقنيات التحكم في الرمال الخاصة.
- 7- Adaptable to multiple completion techniques. قابل للتكيف مع تقنيات الإنجاز المتعددة.
- 8- Minimum rig time on completion. الحد الأدنى من وقت الحفر عند الانتهاء

Limitation;

- 1- Cost of casing cement and perforating for long zones may be significant.
1- قد تكون تكلفة غلاف الإسمنت والتثقيب للمناطق الطويلة كبيرة
- 2- No adaptable to special drilling techniques to minimize formation damage.
2- لا يمكن تكيفه مع تقنيات الحفر الخاصة لتقليل أضرار التكوين
- 3- Log interpretation is critical for most of logs except production logging.
3- يُعد تفسير السجل أمرًا بالغ الأهمية لمعظم السجلات باستثناء تسجيل الإنتاج

Well productivity is less than productivity of open-hole well completion.

إنتاجية البئر أقل من إنتاجية إتمام البئر المفتوح

Liner completion: اكمال البطانة

I. Screen and Liner completion. استكمال الشاشة والبطانة

The production casing is set on top of producing zone, than the screen and the liner is set through producing zone, see figure - 19.

يتم وضع غلاف الإنتاج أعلى منطقة الإنتاج ، من الشاشة ويتم ضبط البطانة من خلال منطقة الإنتاج ، انظر الشكل - 19.

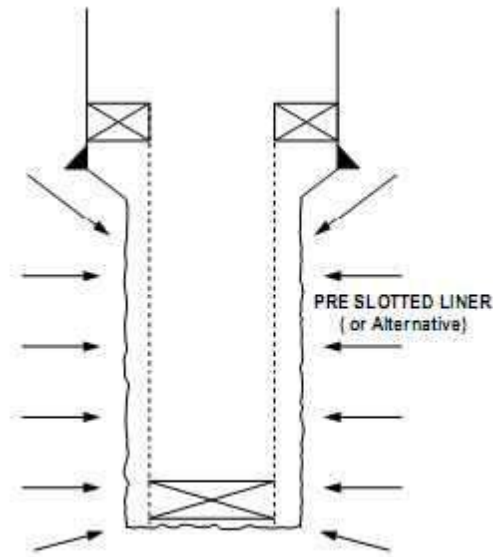


Figure - 19: Liner Completion

Advantages;

- 1- Adaptable to special drilling techniques to minimize formation damage or to prevent lost circulation into the producing zone.
قابل للتكيف مع تقنيات الحفر الخاصة لتقليل أضرار التكوين أو منع التدوير الضائع في منطقة الإنتاج.
- 2- No perforating expense. لا يوجد حساب تثقيب.
- 3- Log interpretation is not critical since entire interval is open
تفسير السجل ليس بالغ الأهمية لأن الفاصل الزمني بأكمله مفتوح
- 4- Do not require frequent well-bore cleanout. لا تتطلب تنظيفًا متكررًا لتجوية البئر.
- 5- Will control most sand, and is adaptable to special sand control techniques.
سيتحكم في معظم الرمال ، وهو قابل للتكيف مع تقنيات التحكم في الرمال الخاصة

Limitation;

- 1- Excessive gas or water production difficult to control. يصعب التحكم في إنتاج الغاز أو الماء الزائد
- 2- Selective critical section in production zone to fracturing or acidizing more difficult.
القسم الانتقائي الحرج في منطقة الإنتاج للتكسير أو التحميص أكثر صعوبة
- 3- Wellbore deepened is not easy. تعميق حفرة البئر ليس بالأمر السهل
- 4- Requires more rig time on completion. يتطلب مزيدًا من وقت الحفر عند الانتهاء

II. Perforated Liner completion

The production casing is set on top of producing zone, then the producing zone was drilled after that the liner is set and cemented through producing, then perforated, see figure - 18.

يتم وضع غلاف الإنتاج أعلى منطقة الإنتاج ، ثم يتم حفر منطقة الإنتاج بعد ذلك يتم تثبيت البطانة وتثبيتها من خلال الإنتاج ، ثم تنقيبها ، انظر الشكل - 18.

Advantages;

1. Adaptable to special drilling techniques to minimize formation damage or to prevent lost circulation into the producing zone.

قابل للتكيف مع تقنيات الحفر الخاصة لتقليل أضرار التكوين أو منع التدوير الضائع في منطقة الإنتاج.

2. Gas and water production easy to control. من السهل التحكم في إنتاج الغاز والماء.

3. Selective critical section in production zone to fracturing or acidizing more easy.

قسم انتقائي حرج في منطقة الإنتاج للتكسير أو التحميص بسهولة أكبر.

4. Can be easily deepened. يمكن تعميقها بسهولة.

5. Will control most sand because the liner obstructed sand movement, and is adaptable to special sand control techniques.

سيتحكم في معظم الرمال لأن البطانة تعرقل حركة الرمال ، وهي قابلة للتكيف مع تقنيات التحكم الخاصة بالرمال.

Limitation;

1- Cost of casing cement and perforating for long zones may be significant.

قد تكون تكلفة غلاف الأسمنت والتنقيب للمناطق الطويلة كبيرة.

2- Log interpretation is critical for most of logs.

تفسير السجل (الجس) أمر بالغ الأهمية لمعظم السجلات

3- Requires more rig time on completion. يتطلب المزيد من وقت الحفر عند الانتهاء

4- Difficult conduct good cement operations for liner compare with the first stage of casing cementing.

إجراء عمليات أسمنت جيدة للبطانة صعبة مقارنة بالمرحلة الأولى من لصق الغلاف.

SELECTION OF THE FLOW CONDUIT BETWEEN THE RESERVOIR AND SURFACE

اختيار قناة التدفق بين الخزان والسطح

There are a number of optional methods by which fluid which enters the wellbore will be allowed to flow to surface in a production well, or to the formation in an injection well. In the selection of the method, a range of considerations may influence the choice including: cost, flow stability, ability to control flow and ensure well safety or isolation; ensuring that the integrity of the well will not be compromised by corrosion or erosion. In the case of multizone reservoir, the zonal characteristics will determine to a large extent the flow system selected.

هناك عدد من الطرق الاختيارية التي يتم من خلالها السماح للسائل الذي يدخل حفرة البئر بالتدفق إلى السطح في بئر إنتاج ، أو إلى التكوين في بئر الحقن. عند اختيار الطريقة ، قد تؤثر مجموعة من الاعتبارات على الاختيار بما في ذلك: التكلفة واستقرار التدفق والقدرة على التحكم في التدفق وضمان سلامة البئر أو عزله ؛ ضمان عدم المساس بسلامة البئر بسبب التآكل أو التآكل. في حالة الخزان متعدد المناطق ، ستحدد خصائص المنطقة إلى حد كبير نظام التدفق المحدد.

However, for a single zone completion, the following alternatives exist:

ومع ذلك ، لإكمال منطقة واحدة ، توجد البدائل التالية:

1. Tubingless casing flow. تدفق الغلاف بدون أنابيب
2. Casing and tubing flow. غلاف وتدفق الأنابيب
3. Tubing flow without annular isolation. تدفق الأنابيب بدون عزل حلقي
4. Tubing flow with annular isolation. تدفق الأنابيب مع العزل الحلقي

Tubingless Casing Flow: This type of completion use in wells produces with high production rates and medium or low closed, flowing pressures. See figure - 20 .

تدفق الغلاف بدون أنابيب: ينتج هذا النوع من الاستخدام الكامل في الآبار بمعدلات إنتاج عالية وضغوط متدفقة متوسطة أو منخفضة. انظر الشكل - 20



Figure - 20: Tubingless Completion

Casing and Tubing Flow: In this type of completion the well produce through annulus and tubing in same time, but the production rate in this type being less than in type of producing through production casing. See figure - 21. Valid reasons for tubing may include:

تدفق الغلاف والأنابيب: في هذا النوع من الإنجاز ، ينتج البئر من خلال الحلقة والأنابيب في نفس الوقت ، لكن معدل الإنتاج في هذا النوع يكون أقل من نوع الإنتاج من خلال غلاف الإنتاج. انظر الشكل - 21. قد تشمل الأسباب الصحيحة للأنابيب ما يلي:

- 1- Better flow efficiency. كفاءة تدفق أفضل.
- 2- Permit circulation of kill fluids, corrosion inhibitors or paraffin solvents. السماح بتداول سوائل القتل ومثبطات التآكل أو مذيبات البارافين
- 3- Provide multiple flow paths for artificial lift system. توفير مسارات تدفق متعددة لنظام الرفع الصناعي.
- 4- Protect casing from corrosion, abrasion, or pressure. حماية الغلاف من التآكل أو التآكل أو الضغط.
- 5- Provide indicate of monitoring bottom-hole flowing pressure. تقدم إشارة لمراقبة ضغط تدفق الحفرة السفلية.

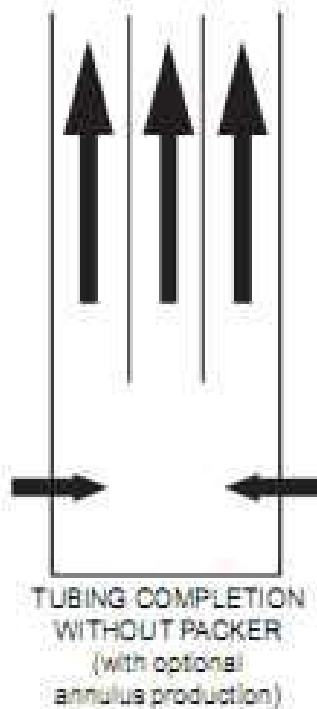


Figure - 21: Casing and Tubing Flow

Tubing Flow without Annular Isolation: In situations where annular flow in a casing-string completion would result in excessive phase slippage with consequent increased flowing pressure loss and potential instability, the consideration could be given to merely closing the annulus at surface and preventing flow. However, in reservoirs where the flowing bottomhole pressure is at or below the bubble point, gas as it flows from the formation to the tubing tailpipe will migrate upwards under buoyancy forces and some gas will accumulate in the annulus. This will result in an increase in the casing head pressure at surface. In this type of completion the casing is exposed continuously to produce fluid with the possibilities of erosion or corrosion. This, coupled with the potential for annular heading, suggests that unless annular flow is required then the annulus should not be left open to production, despite its simple design.

تدفق الأنابيب بدون عزل حلقي: في الحالات التي يؤدي فيها التدفق الحلقي في إكمال سلسلة الغلاف إلى انزلاق مفرط في الطور مع زيادة فقدان ضغط التدفق وعدم الاستقرار المحتمل ، يمكن النظر في مجرد إغلاق الحلقة عند السطح ومنع التدفق. ومع ذلك ، في الخزانات حيث يكون ضغط قاع البئر المتدفق عند نقطة الفقاعة أو أقل منها ، فإن الغاز أثناء تدفقه من التكوين إلى أنبوب العادم سوف يهاجر إلى أعلى تحت قوى الطفو وسيتراكم بعض الغاز في الحلقة. سيؤدي ذلك إلى زيادة ضغط رأس الغلاف عند السطح. في هذا النوع من الإكمال ، يتعرض الغلاف بشكل مستمر لإنتاج سائل مع احتمالية التآكل أو التآكل. يشير هذا ، إلى جانب إمكانية العنوان الحلقي ، إلى أنه ما لم يكن التدفق الحلقي مطلوبًا ، فلا ينبغي ترك الحلقة مفتوحة للإنتاج ، على الرغم من تصميمها البسيط.

Tubing Flow with Annulus Isolation: For cases where a large cross sectional area for flow is not necessary, then an open annulus can cause complications as discussed in 2.3 above. Therefore, in the majority of cases where tubing flow will take place, the annulus is normally isolated by the installation of a packer. The packer has a rubber element which when compressed or inflated will expand to fill the annulus between the tubing and the casing. The packer is normally located as close to the top of the reservoir as possible to minimize the trapped annular volume beneath the packer and hence the volume of gas which could accumulate there.

تدفق الأنابيب مع عزل الحلقة: في الحالات التي لا تكون فيها مساحة المقطع العرضي الكبيرة للتدفق ضرورية ، يمكن أن تتسبب الحلقة المفتوحة في حدوث مضاعفات كما نوقش في 2.3 أعلاه. لذلك ، في معظم الحالات التي يحدث فيها تدفق الأنابيب ، يتم عزل الحلقة عادةً عن طريق تركيب جهاز التعبئة. يحتوي جهاز التعبئة على عنصر مطاطي يتمدد عند ضغطه أو نفخه لملء الحلقة بين الأنبوب والغلاف. يقع المعبئة عادةً بالقرب من أعلى الخزان قدر الإمكان لتقليل الحجم الحلقي المحاصر أسفل المعبئة وبالتالي حجم الغاز الذي يمكن أن يتراكم هناك.

However, if the packer is installed, the ability to U-tube or circulate fluid between the tubing and annulus is removed. If such a circulation capability is required then it is necessary to install a tubing component which will allow annulus communication or alternatively rely upon the ability to perforate the tubing which consequently would necessitate tubing replacement prior to the recommencement of production. In both cases, the circulation point is normally as deep in the well as possible, but above the packer. This completion system is by far the most widely used and offers maximum well security and control. See Figure - 22 below:

ومع ذلك ، إذا تم تركيب المعبئة ، فإن القدرة على أنبوب U أو تدوير السائل بين الأنبوب والحلقة ستزال. إذا كانت هذه القدرة على الدوران مطلوبة ، فمن الضروري تثبيت مكون أنبوب يسمح بالاتصال الحلقي أو يعتمد بدلاً من ذلك على القدرة على تثقيب الأنبوب مما يتطلب بالتالي استبدال الأنابيب قبل بدء الإنتاج. في كلتا الحالتين ، تكون نقطة الدوران عادة عميقة في البئر قدر الإمكان ، ولكن فوق العبوة. يعد نظام الإكمال هذا هو الأكثر استخدامًا على نطاق واسع ويوفر أقصى قدر من الأمان والتحكم في الآبار. انظر الشكل - 22 أدناه:

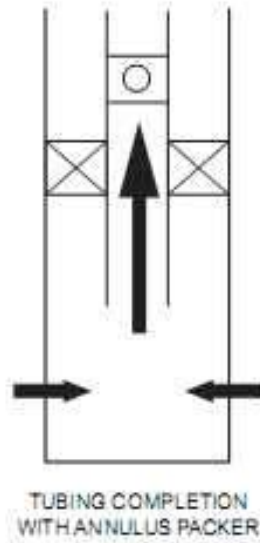


Figure - 22: Tubing Flow with Annulus Isolation

Completion String سلسلة الإكمال

For any completion string we can define a range of operations or capabilities which may be required. Some of the capabilities are considered to be essential, such as those providing operational security or safety, whilst others can provide improved performance or flexibility. However, as the degree of flexibility provided by the completion is increased, the more complex is the design process and normally a sophisticated design will result which includes a large number of string components.

بالنسبة لأي سلسلة إكمال ، يمكننا تحديد مجموعة من العمليات أو القدرات التي قد تكون مطلوبة. تعتبر بعض القدرات ضرورية ، مثل تلك التي توفر الأمن أو السلامة التشغيلية ، بينما يمكن أن يوفر البعض الآخر أداءً أو مرونة محسّناً. ومع ذلك ، مع زيادة درجة المرونة التي يوفرها الإكمال ، تزداد تعقيد عملية التصميم وعادة ما ينتج عن ذلك تصميم متطور يتضمن عددًا كبيرًا من مكونات السلسلة.

Basic completion string functions and facilities

The basic facilities provided by a completion string must allow it to continue the production or injection of fluids over as long a period as possible without major intervention to conduct well repairs. Further, at all times, the design must ensure the safe operation of the well and reliably allow for its shutdown in a variety of situations.

وظائف ومرافق سلسلة الإنجاز الأساسية
يجب أن تسمح التسهيلات الأساسية التي توفرها سلسلة الإنجاز لها بمواصلة إنتاج أو حقن السوائل لأطول فترة ممكنة دون تدخل كبير لإجراء إصلاحات البئر. علاوة على ذلك ، في جميع الأوقات ، يجب أن يضمن التصميم التشغيل الآمن للبئر والسماح بإغلاقه بشكل موثوق في مجموعة متنوعة من المواقف.

The completion string, production casing and wellhead must act as a composite pressure system which prevents formation fluids and pressure escaping from the reservoir except via the production tubing and the Xmas Tree into the surface processing facilities.

يجب أن تعمل سلسلة الإنجاز ، وغطاء الإنتاج ، ورأس البئر كنظام ضغط مركب يمنع سوائل التكوين والضغط الهروب من الخزان إلا عبر أنبوب الإنتاج وشجرة عيد الميلاد إلى مرافق المعالجة السطحية.

The following are considered to be the essential attributes for the majority of completion string installations:

يعتبر ما يلي سمات أساسية لمعظم عمليات تثبيت سلسلة الإكمال:

A. The ability to contain anticipated flowing pressure and any hydraulic pressures which may be employed in well operations and conduct fluid to surface (production) or the reservoir (injection wells) with minimal flowing pressure loss and optimal flow stability.

القدرة على احتواء ضغط التدفق المتوقع وأي ضغوط هيدروليكية التي يمكن استخدامها في عمليات الآبار وتوصيل السوائل إلى السطح (الإنتاج) أو الخزان (آبار الحقن) مع الحد الأدنى من فقدان ضغط التدفق واستقرار التدفق الأمثل

B. The ability to isolate the annulus between the casing and the production tubing if flow instability is likely or it is desirable to minimize reservoir fluid contact with the production casing.

القدرة على عزل الحلقة بين الغلاف وأنبوب الإنتاج إذا كان من المحتمل عدم استقرار التدفق أو كان من المرغوب فيه تقليل ملامسة مائع الخزان مع غلاف الإنتاج.

C. The ability to affect downhole shut-in either by remote control or directly activated by changing well flowing conditions, in the event that isolation at surface is not possible.

القدرة على التأثير على الإغلاق في قاع البئر إما عن طريق التحكم عن بعد أو تفعيله مباشرة عن طريق تغيير ظروف تدفق البئر، في حالة عدم إمكانية العزل على السطح.

D. A means to communicate or circulate (selectively when required) between the annulus and the tubing.

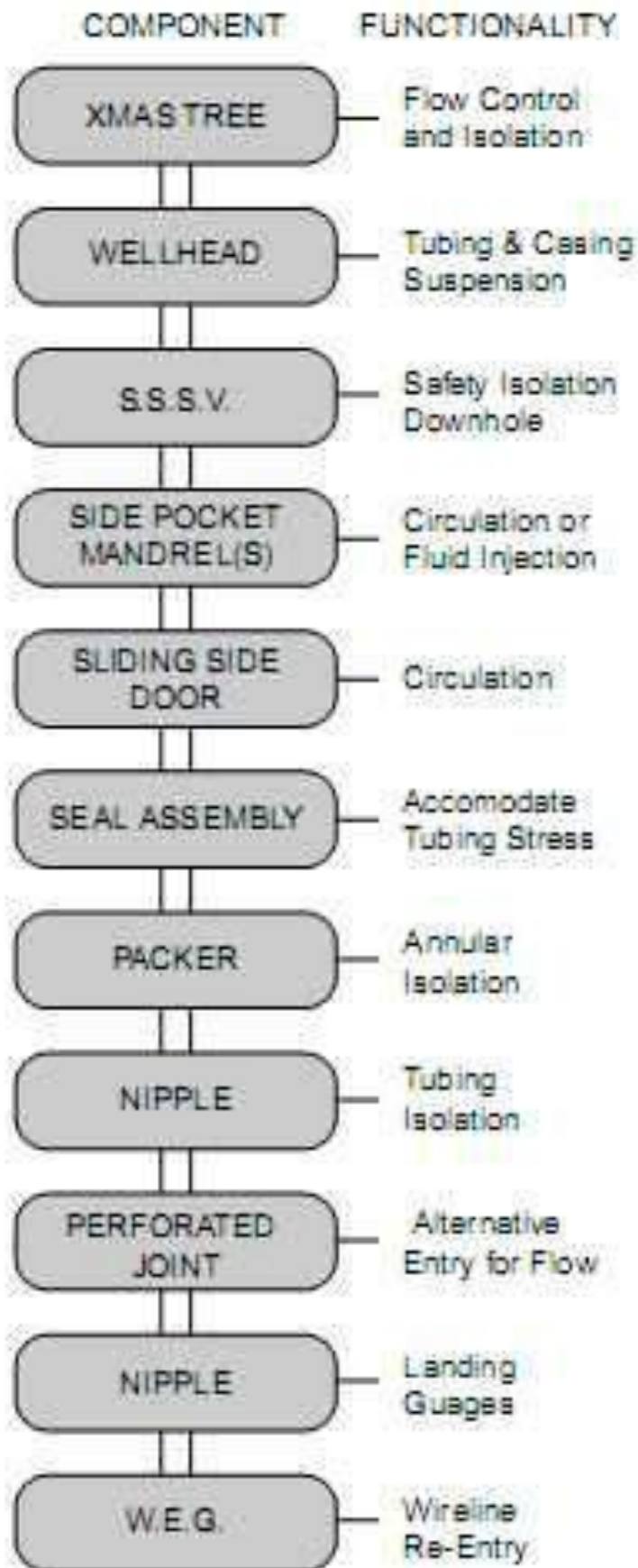
وسيلة للتواصل أو التداول (بشكل انتقائي عند الحاجة) بين الحلقة والأنابيب.

E. A provision for physical isolation of the tubing by the installation of a plug to allow routine isolation e.g. for pressure testing of the tubing.

شرط للعزل المادي للأنبوب عن طريق تركيب قابس للسماح بالعزل الروتيني على سبيل المثال لاختبار ضغط الأنبوب.

Figure - 23 bellow is showing the general completion string components:

الشكل 23 يوضح مكونات سلسلة الإكمال العامة:



Conventional tubular configurations: التكوينات الأنبوبية التقليدية

The conventional completions methods consist of production casing have outside diameter greater than 4 ½ inch, and include this is because that there are sizes production tubing vary to reach 4 ½ inches;

تتكون طرق الإكمال التقليدية من غلاف إنتاج بقطر خارجي أكبر من 4 بوصة ، وتشمل هذا بسبب وجود أحجام مختلفة لأنابيب الإنتاج لتصل إلى 4 بوصة ؛

Single-zone completion منطقة واحدة استكمال

Factors leading to selection of single-zone “conventional” completions:

العوامل التي تؤدي إلى اختيار الإكمالات "التقليدية" في منطقة واحدة:

- 1- High production rates. معدلات إنتاج عالية
- 2- Corrosive well fluids. سوائل الآبار المسببة للتآكل
- 3- Operator tradition. تقليد المشغل
- 4- High pressures governmental policies. ضغوط عالية على السياسات الحكومية

Probability of well competition for single-zone depending on objectives from well drilling, and that include:

تعتمد احتمالية منافسة البئر على منطقة واحدة على أهداف حفر الآبار ، والتي تشمل:

Well produce through production casing إنتاج جيد من خلال غلاف الإنتاج

This type of completion use in wells produce with high production rates and medium or low closed, flowing pressures. See figure - 24:

ينتج هذا النوع من الاستخدام الكامل في الآبار بمعدلات إنتاج عالية وضغوط متدفقة متوسطة أو منخفضة. انظر الشكل 24:

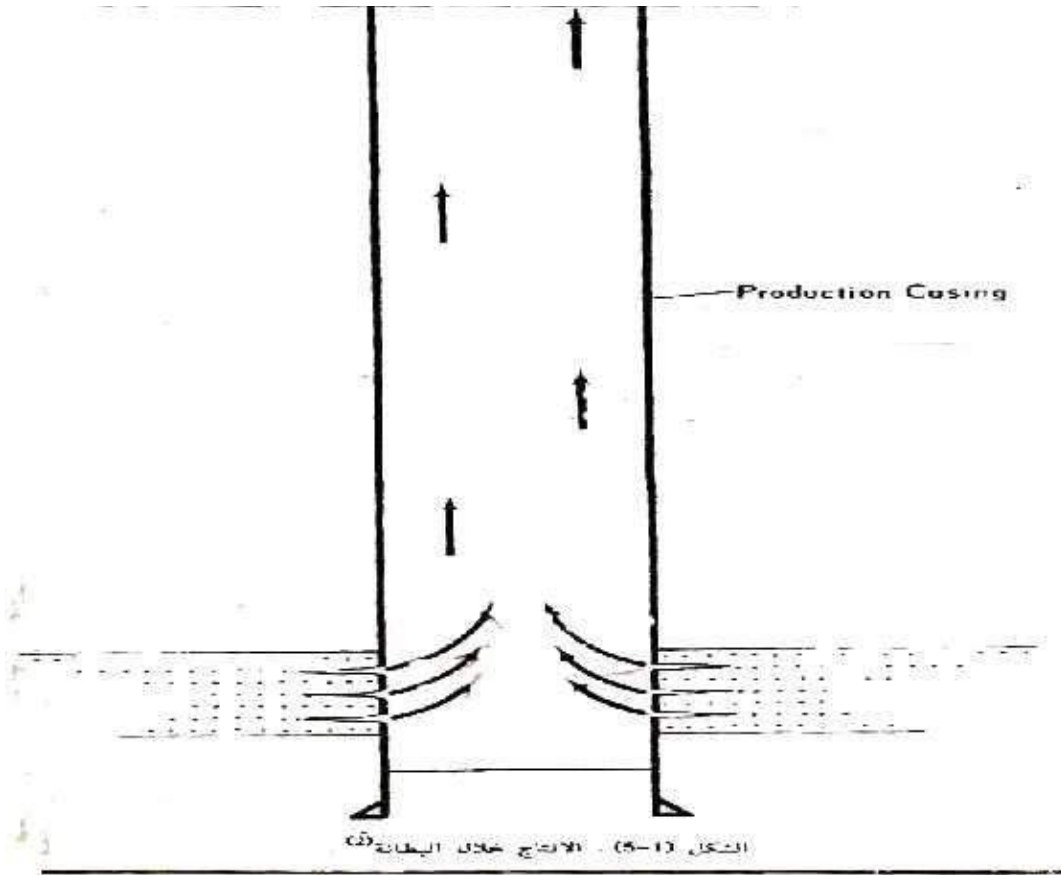


Figure - 24: Well produce through production casing

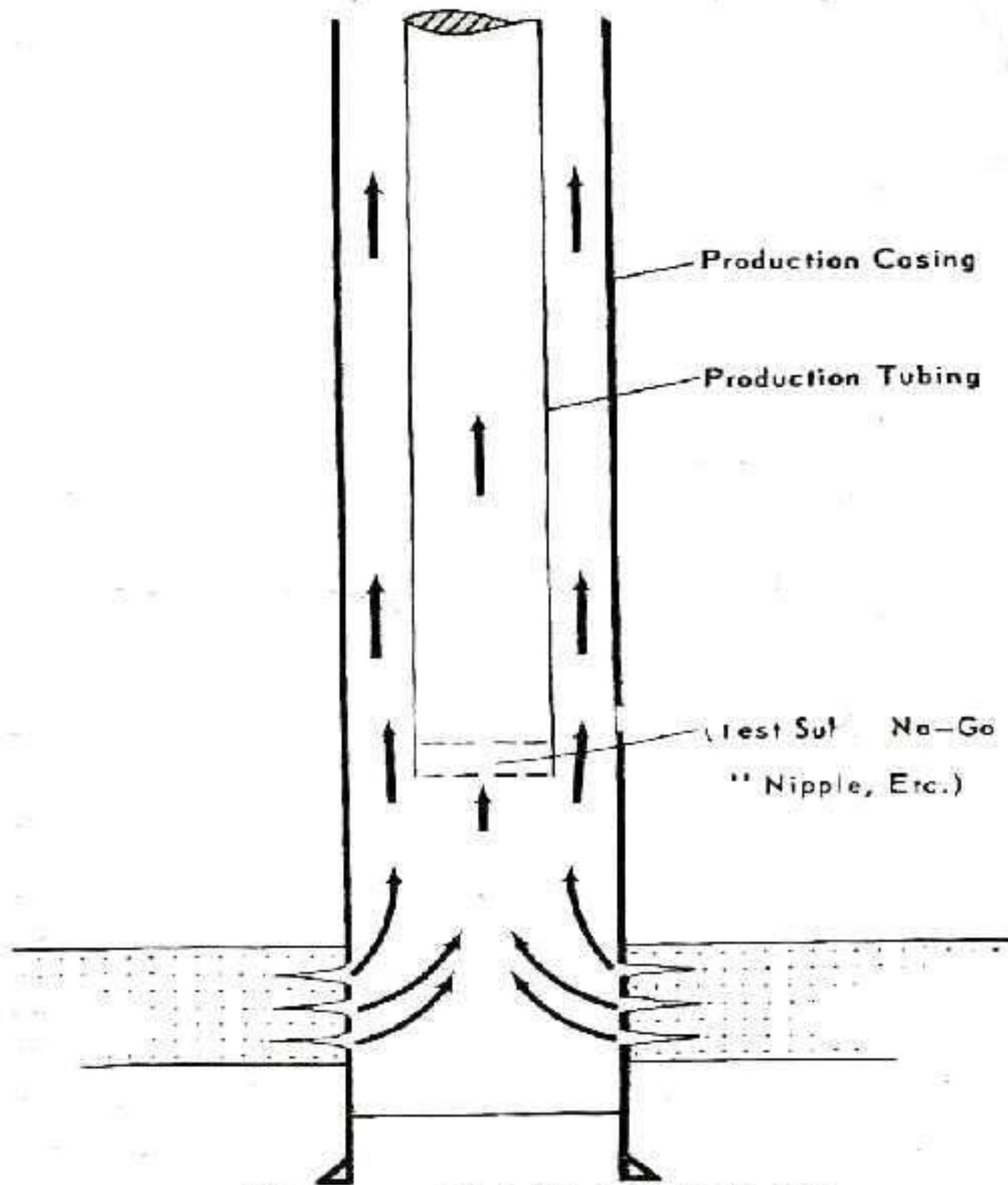
Well produce through production casing and production tubing

إنتاج جيد من خلال غلاف الإنتاج وأنابيب الإنتاج

In this type of completion the well produce through annulus and tubing in same time, but the production rate in this type being less than in type of producing through production casing. See figure - 25. Valid reasons for tubing may include:

في هذا النوع من الإنجاز ، يتم إنتاج البئر من خلال الحلقة والأنابيب في نفس الوقت ، ولكن معدل الإنتاج في هذا النوع يكون أقل من نوع الإنتاج من خلال غلاف الإنتاج. انظر الشكل 25. قد تشمل الأسباب الصحيحة للأنابيب ما يلي:

- 1) Better flow efficiency. كفاءة تدفق أفضل.
- 2) Permit circulation of kill fluids, corrosion inhibitors or paraffin solvents. السماح بتداول سوائل القتل ومثبطات التآكل أو مذيبات البارافين.
- 3) Provide multiple flow paths for artificial lift system. توفير مسارات تدفق متعددة لنظام الرفع الصناعي.
- 4) Protect casing from corrosion, abrasion, or pressure. حماية الغلاف من التآكل أو الضغط.
- 5) Provide indicate of monitoring bottom-hole flowing pressure. تقدم إشارة لمراقبة ضغط تدفق الحفرة السفلية



الشكل (6-1) - الانتاج خلال البطانة وانبوب الانتاج (2)

Figure – 25: Well produce through production casing and production tubing

Well produce by artificial lift **تنتج جيدا عن طريق الرفع الاصطناعي**

In this type the well produce by pumping, where the tubing run in hole with pump seating nipple to depth below working fluid level in well, see figure - 26.

في هذا النوع ، ينتج البئر عن طريق الضخ ، حيث يتم تشغيل الأنبوب في حفرة مع حلقة جلوس المضخة إلى عمق أقل من مستوى سائل العمل في البئر ، انظر الشكل 26

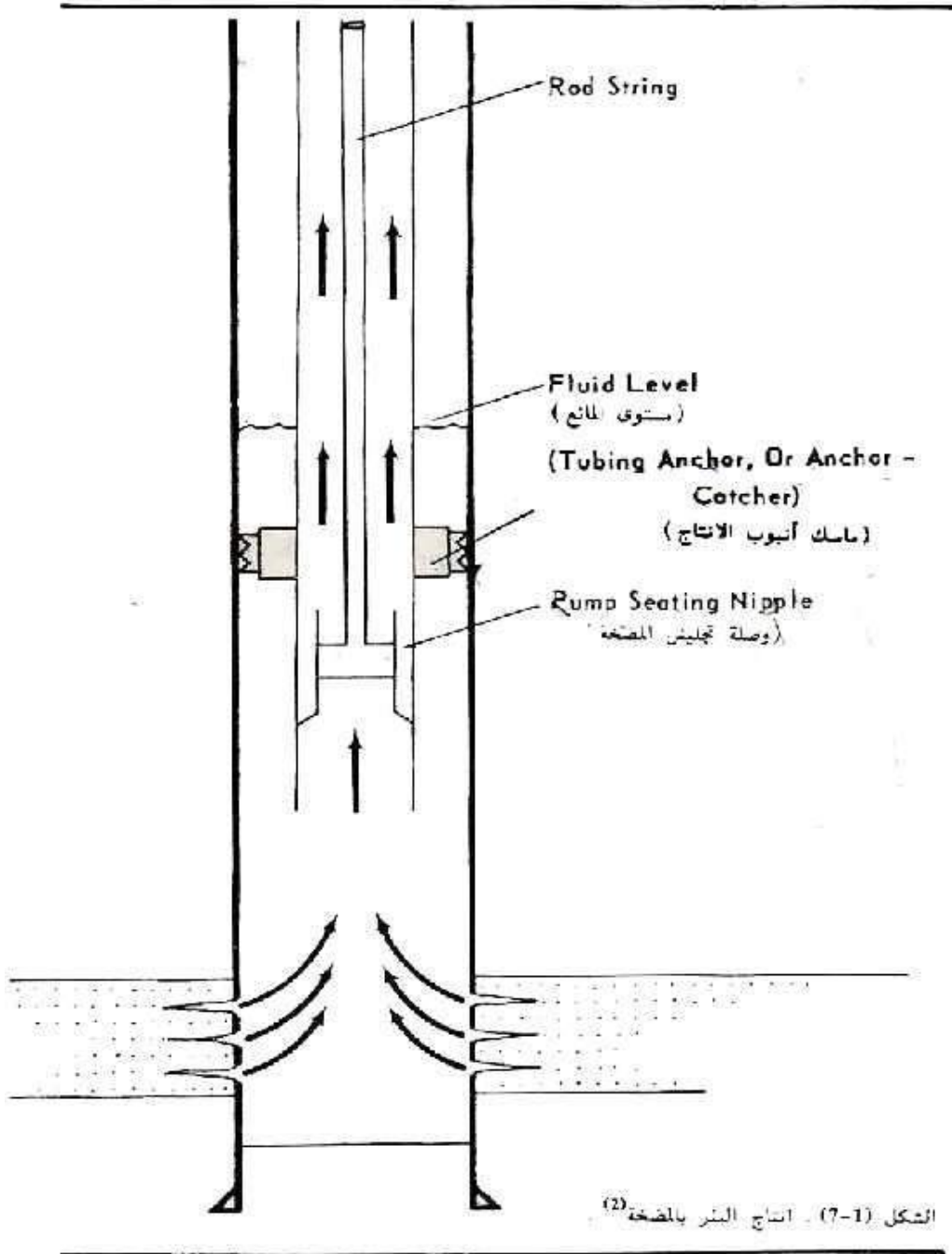


Figure - 26: Well produce by pumping

إنتاج جيد من خلال أنابيب الإنتاج Well produce through production tubing

The well completed by using tubing and single production packer, in this completion the maximum potential of well to produce by high flow rate impossible, compare with the well produce through production casing and the well produce through production casing and production tubing, see figure - 27.

تم الانتهاء من البئر باستخدام الأنابيب ومعبي الإنتاج الفردي ، وفي هذا الإكمال ، يستحيل الحد الأقصى لإمكانية إنتاج البئر بمعدل تدفق مرتفع ، مقارنة بمنتج البئر من خلال غلاف الإنتاج ومنتج البئر من خلال غلاف الإنتاج وأنابيب الإنتاج ، انظر الشكل - 27 .

A packer should be run only where it accomplishes a valid objective such as:

يجب تشغيل برنامج الحزم فقط عندما يحقق هدفًا صالحًا مثل:

- 1) Improve or stabilize flow. تحسين أو استقرار التدفق.
- 2) Protect casing from well fluids or pressure however, it should be recognized that use of a packer may increase pressure on casing in the event of a tubing leak.

قم بحماية الغلاف من سوائل البئر أو الضغط مع ذلك ، يجب إدراك أن استخدام عامل التعبئة قد يزيد الضغط على الغلاف في حالة حدوث تسرب في الأنابيب.

- 3) Contain pressure in conjunction with an artificial lift system or safety shut-in system.

احتواء الضغط بالتزامن مع نظام الرفع الاصطناعي أو نظام الإغلاق الآمن.

- 4) Hold on annular well-killing fluid. امسك بسائل قتل الآبار الحلقي.

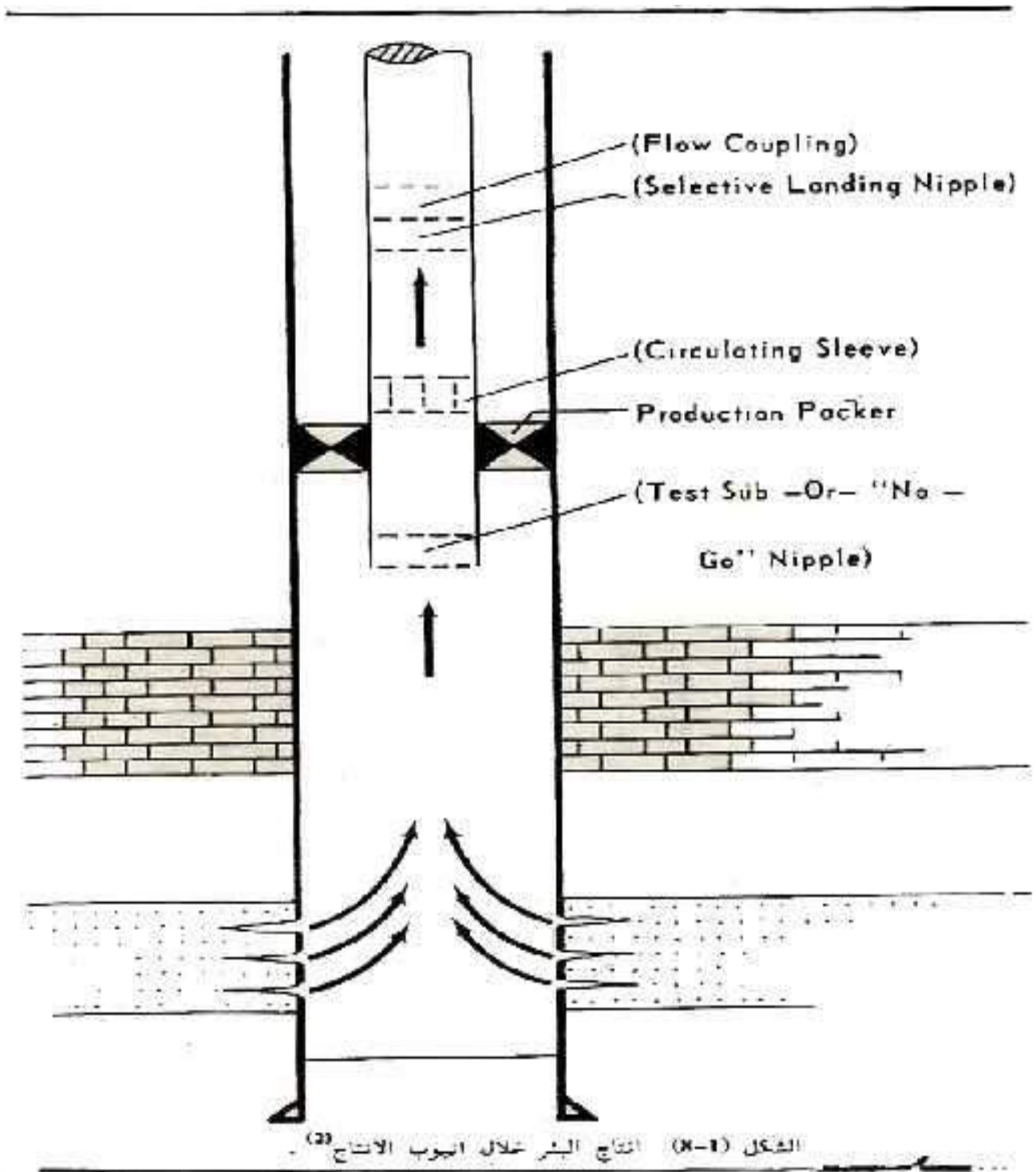


Figure - 27: Well produce through production tubing

Single- well with alternate completion

This type is used, when the well penetrate two producing formations. The alternate produce formation perforation at the primary well completion, then isolate by using dual production packer, the alternate formation started to produce after the lower producing formation depleted by perforating the part of tubing in front of alternate formation, see figure - 28. Blast joint used in tubing part in front of alternate producing formation to resist the scratch that cause by produce fluids, because the blast joint have thick wall.

يستخدم هذا النوع عندما تخترق البئر تشكيلتين منتجين. ثقب تكوين المنتج البديل عند اكتمال البئر الأولي ، ثم عزله باستخدام جهاز تعبئة إنتاج مزدوج ، بدأ التكوين البديل في الإنتاج بعد استنفاد تكوين الإنتاج السفلي عن طريق ثقب جزء الأنبوب أمام التكوين البديل ، انظر الشكل - 28. تستخدم في جزء الأنابيب أمام تشكيل إنتاج بديل لمقاومة الخدش الذي يسببه إنتاج السوائل ، لأن مفصل الانفجار له جدار سميك.

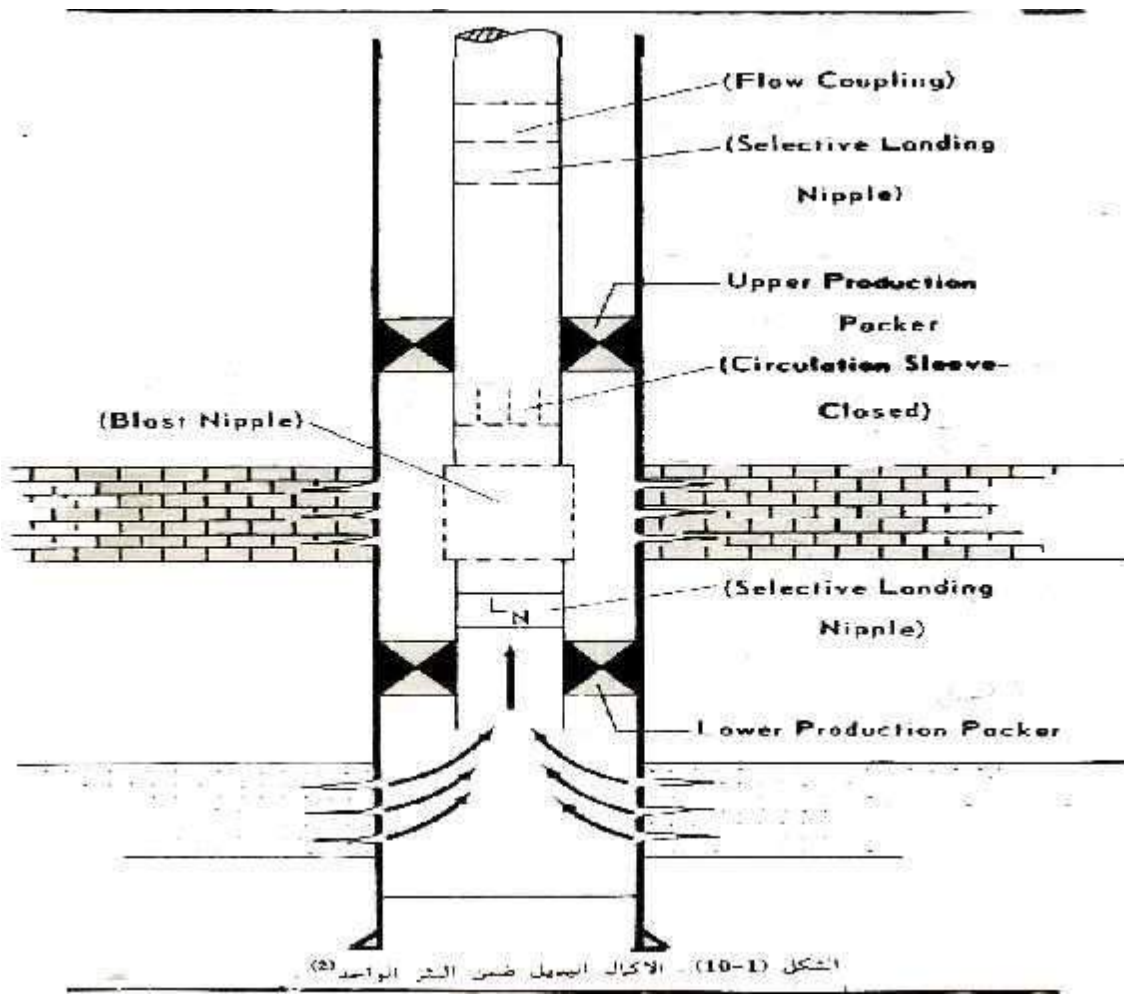


Figure - 28: Single- well with alternate completion

استكمال متعدد المناطق Multiple-zone completion

العوامل التي تؤدي إلى اختيار عمليات استكمال متعددة: Factors leading to selection of multiple completions:

- 1- High producing rate معدل إنتاج عالي
- 2- Faster payout دفع تعويضات أسرع
- 3- Multi-reservoir control equipment's معدات التحكم في الخزانات المتعددة

Numerous configurations are possible utilized single or multiple strings of tubing;

يمكن استخدام العديد من التكوينات باستخدام سلاسل مفردة أو متعددة من الأنابيب ؛

آلة تعبئة مزدوجة ذات سلسلة واحدة Dual completion-Single string-single packer

There is both tubing and annulus flow, see figure - 29. This is the lowest cost conventional dual.

يوجد تدفق الأنبوب والحلقة معًا ، انظر الشكل - 29. هذا هو أقل ثنائي تقليدي تكلفة.

محددات Limitations

- 1- Upper zone cannot be produced through tubing, unless lower zone is blanked off. لا يمكن إنتاج المنطقة العليا من خلال الأنابيب ، ما لم يتم إفراغ المنطقة السفلية.
- 2- Casing subject to pressure and corrosion. الغلاف عرضة للضغط والتآكل
- 3- Only lower zone can be artificially lifted. يمكن رفع المنطقة السفلية فقط بشكل مصطنع
- 4- Upper zone sand production may stick tubing. قد يلتصق إنتاج الرمل في المنطقة العليا بالأنابيب
- 5- Work-over of upper zone requires killing lower zone. يتطلب العمل فوق المنطقة العليا قتل المنطقة السفلية

إكمال مزدوج متقاطع - جهاز تعبئة مزدوج أحادي السلسلة Cross-over dual completion-Single string-dual packer

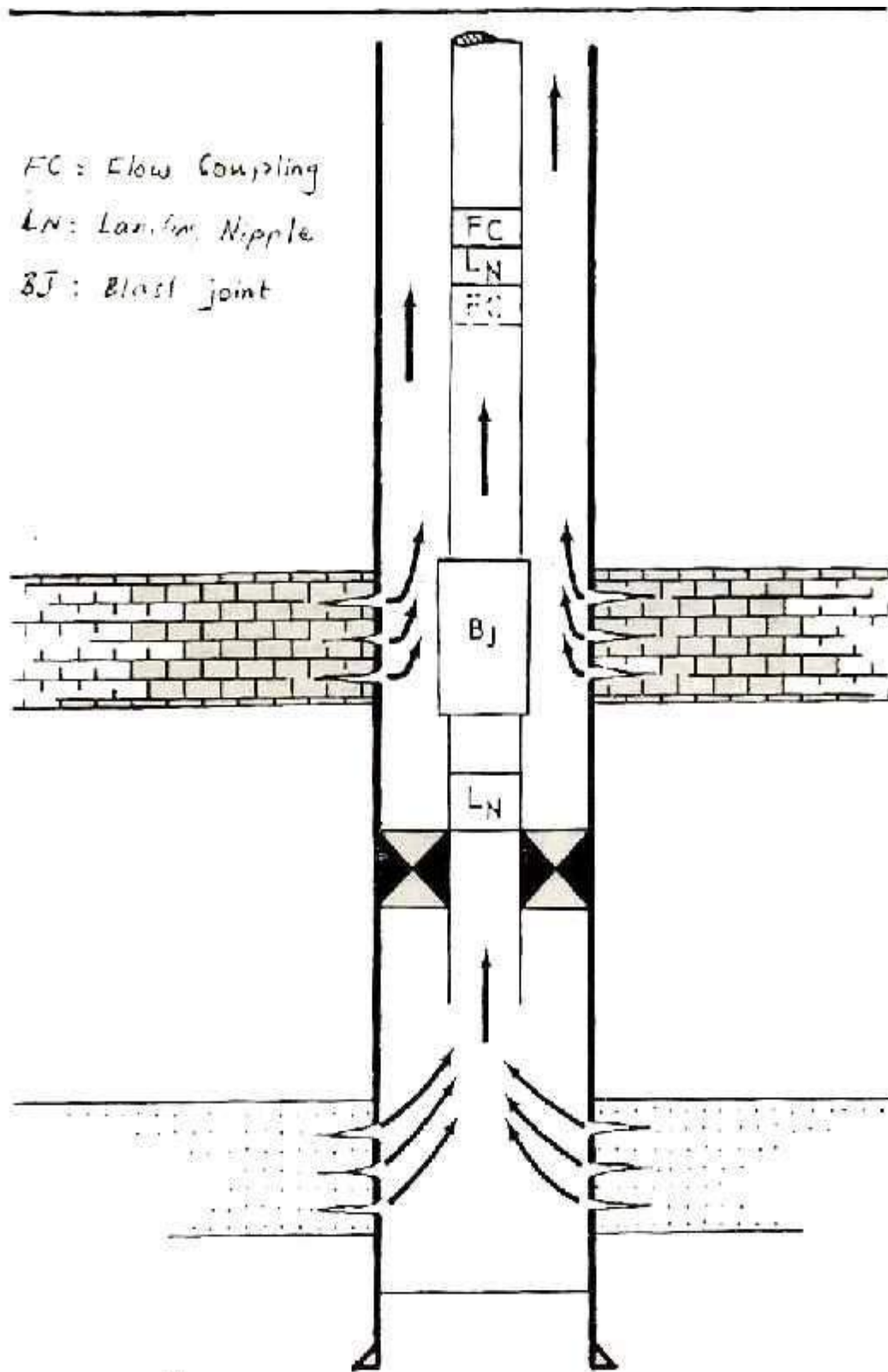
إكمال مزدوج متقاطع - جهاز تعبئة مزدوج أحادي السلسلة

Again, There is both tubing and annulus flow, see figure -30. Advantage is that cross-over choke permits upper zone to be flowed through tubing.

مرة أخرى ، يوجد كل من الأنابيب وتدفق الحلقة ، انظر الشكل -30. الميزة هي أن الخانق المتقاطع يسمح بتدفق المنطقة العليا من خلال الأنابيب.

محددات Limitations

- 1- Casing subject to pressure and corrosion. الغلاف عرضة للضغط والتآكل
- 2- Must kill both zones for work-over of upper zone. يجب أن تقتل كلا المنطقتين من أجل العمل فوق المنطقة العليا
- 3- Any zones impossible can be artificially lifted. يمكن رفع أي مناطق مستحيلة بشكل مصطنع



الشكل (11-1). الاكمال المزدوج - حشوة عزل واحدة والنوب انتاج واحد (2)

Figure - 29: Dual completion-Single string-single packer

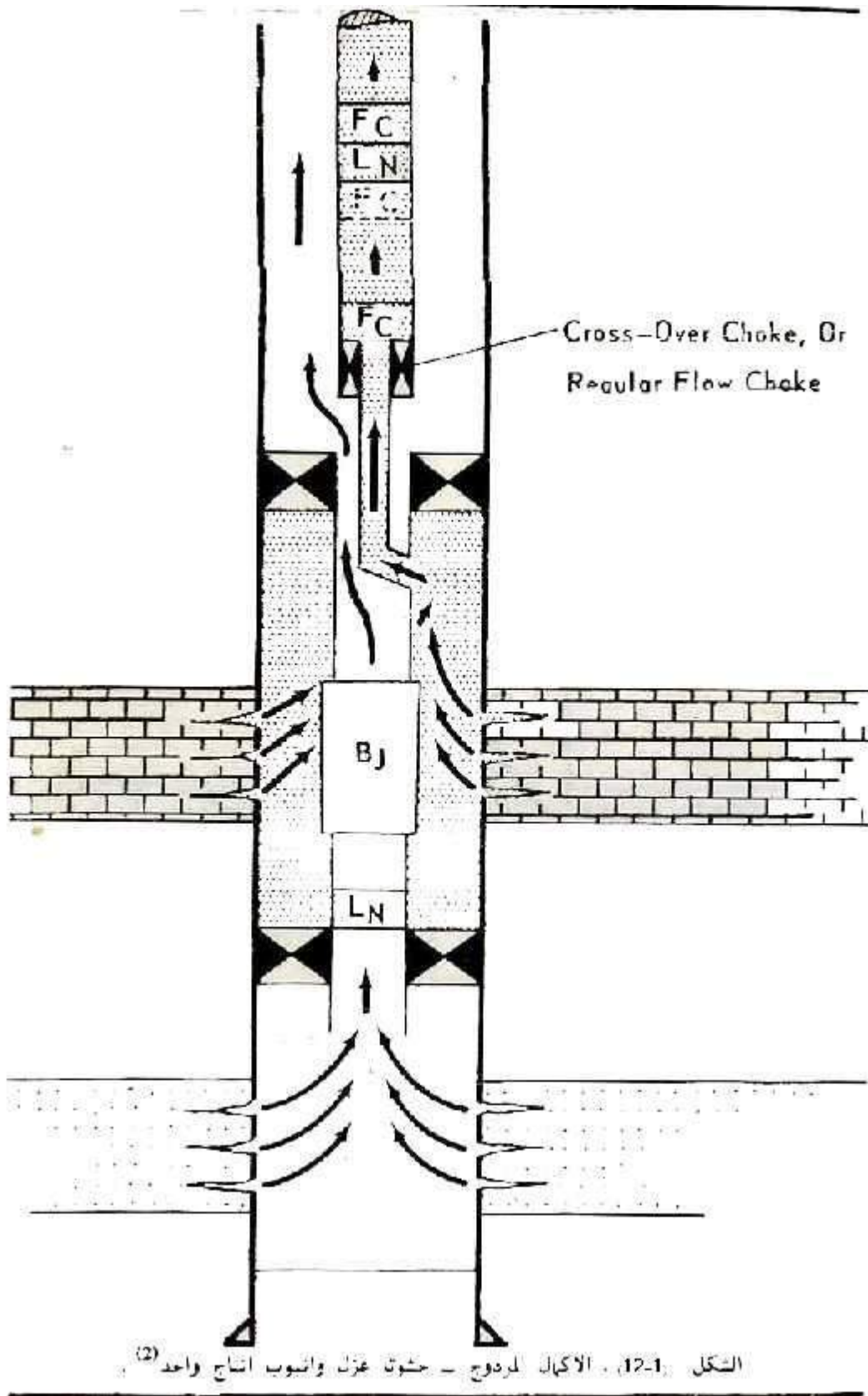


Figure – 30: Cross-over dual completion-Single string-dual packer

Dual completion-Parallel string-multiple packer

This is shown in figure - 31.

Advantages مزايا

- 1- Can lift several zones simultaneously. يمكن رفع عدة مناطق في وقت واحد
- 2- Concentric tubing and wire line work-over practical in all zones.

أنابيب متحدة المركز وخطوط الأسلاك عملية في جميع المناطق

Limitations محددات

- 1- High cost. التكلفة العالية
- 2- Susceptibility to tubing and packer leaks. القابلية لتسرب الأنابيب والتعبئة
- 3- Hesitation to perform stimulation treatments or work-over of individual zones. التردد في أداء علاجات التحفيز أو العمل على مناطق فردية

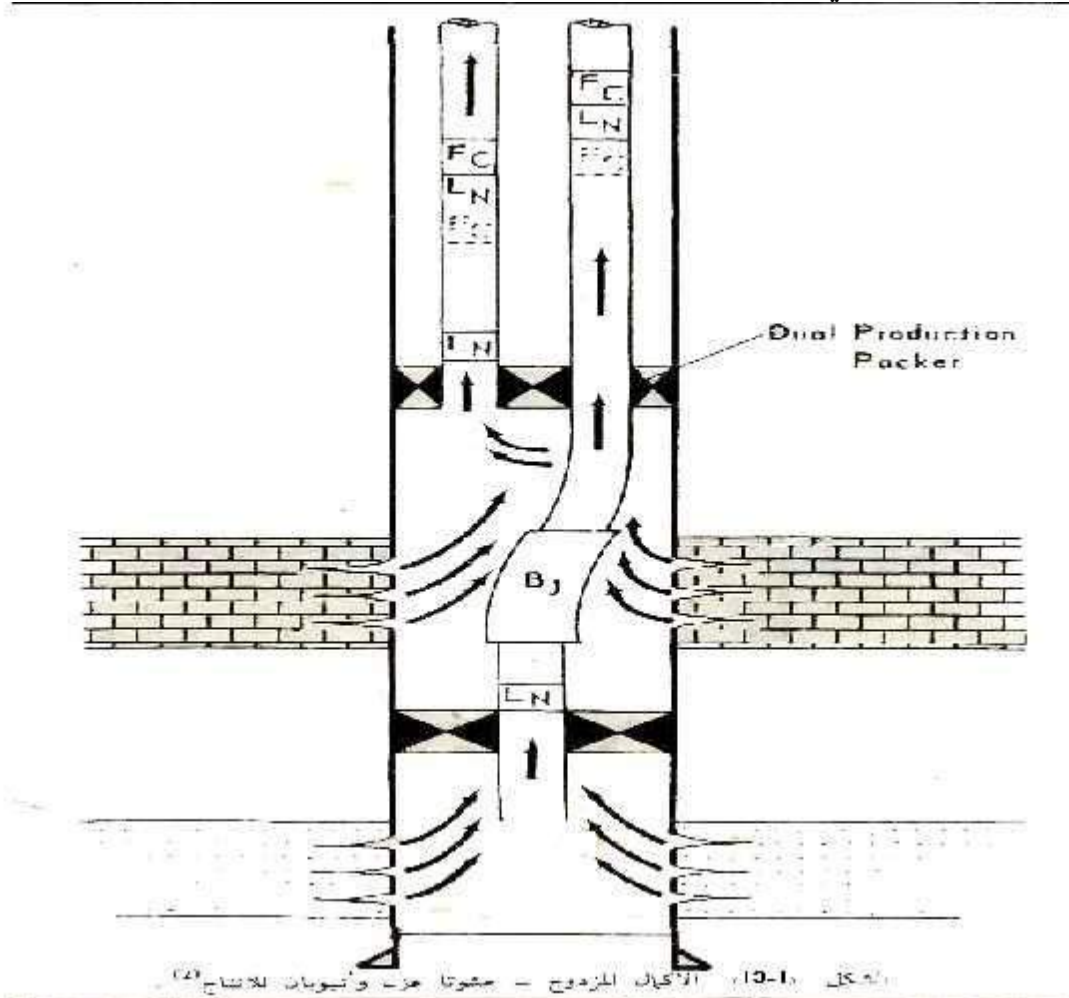


Figure - 31: Dual completion-Parallel string-multiple packer

Parallel dual completion with two alternate completions.

إكمال مزدوج متوازي مع إتمامين بديلين.

This is shown in figure - 32.

Limitations محددات

Difficult of treating or even reperfoming individual zones unless well is killed and tubing is pulled

من الصعب معالجة أو حتى إعادة تثقيب المناطق الفردية ما لم يتم قتل البئر وسحب الأنابيب

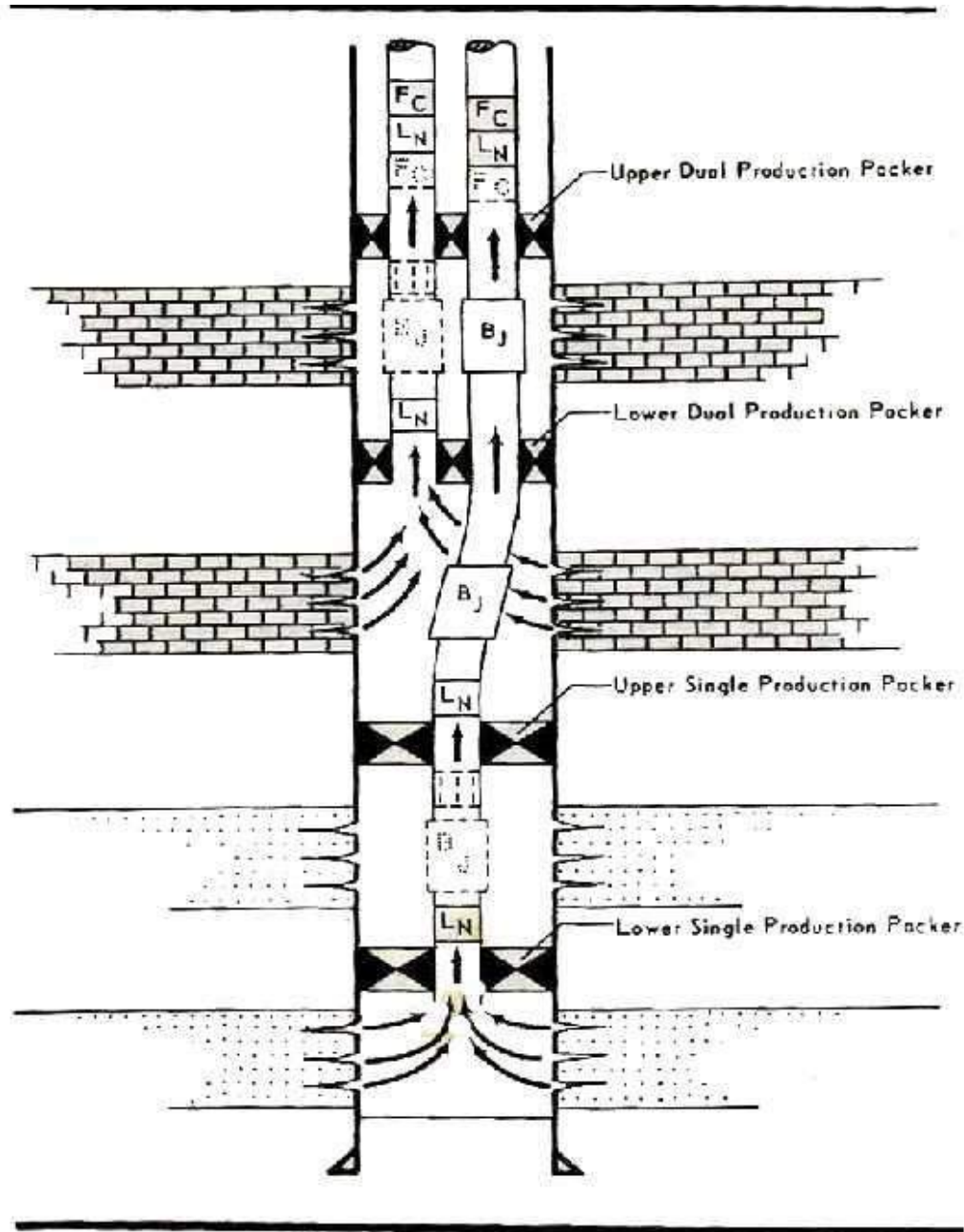


Figure - 32: Parallel dual completion with two alternate completions

Triple completion إنجاز ثلاثي

In this completion design, two or three production tubing used with production packers, see figure- 33. In this type could produce with high production rates in one well, that make faster payout.

في تصميم الإكمال هذا ، يتم استخدام أنبوبين أو ثلاثة أنابيب إنتاج مع آلات تعبئة الإنتاج ، انظر الشكل 33. في هذا النوع يمكن أن ينتج بمعدلات إنتاج عالية في بئر واحد ، مما يؤدي إلى دفع تعويضات أسرع.

Limitations

1- Difficult made this completion. جعلت من الصعب هذا الانتهاء.

May be communication occur between the fluids inside well, that produce from the three formations

قد يحدث اتصال بين السوائل الموجودة داخل البئر ، والتي تنتج من التكوينات الثلاثة

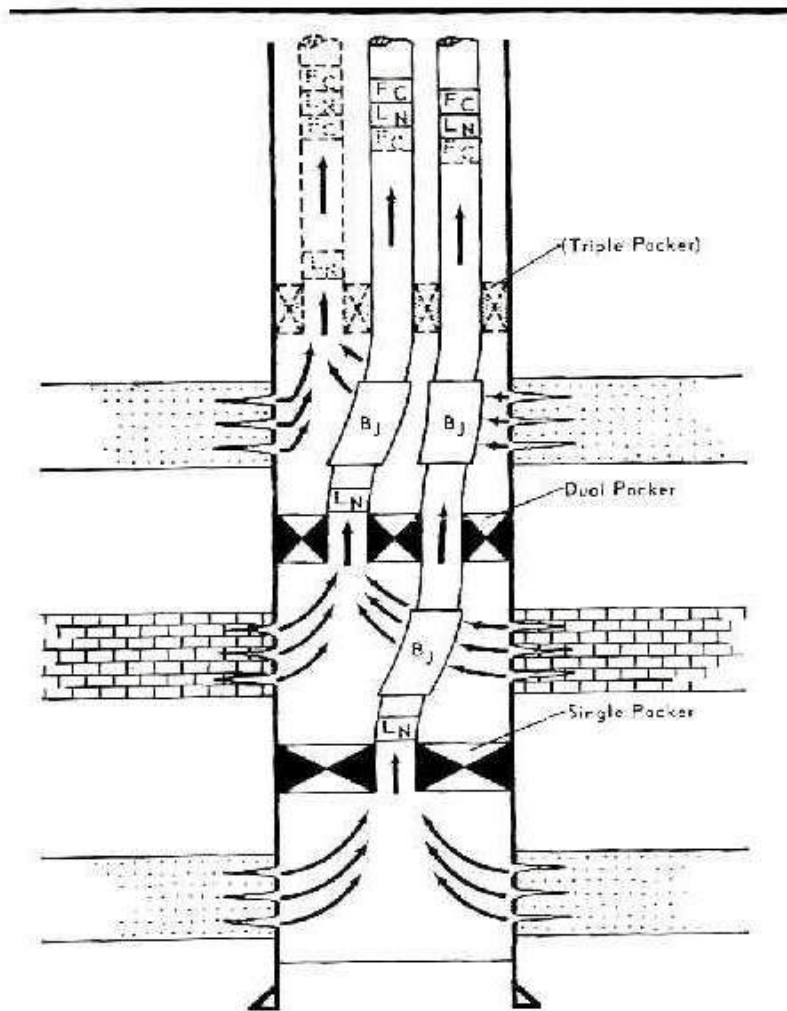


Figure – 33: Triple completion

Completion Equipment

1- Production casing غلاف الإنتاج

Production casing is the last casing, which runs in hole then seated and cemented. In some completions design the producing fluids produce through production casing, also run through it production tubing and production packer. The different types of casing are classified according to API standard classification. Selecting of casing type depending on completion programmer factors and operating condition.

غلاف الإنتاج هو الغلاف الأخير ، الذي يتم تشغيله في الفتحة ثم يتم تثبيته وتثبيتته. في بعض عمليات الإكمال ، يتم تصميم مواعيد الإنتاج التي يتم إنتاجها من خلال غلاف الإنتاج ، ويتم تشغيله أيضًا من خلال أنابيب الإنتاج ومعبي الإنتاج. يتم تصنيف الأنواع المختلفة من الغلاف وفقًا لتصنيف معيار API. اختيار نوع الغلاف حسب عوامل مبرمج الإنجاز وظروف التشغيل.

2- Production Tubing

The production tubing runs in hole for production and well control purpose, and to run in hole measurement instrument through it. There are several types of tubing according to standard API.

يتم تشغيل أنبوب الإنتاج في حفرة لغرض الإنتاج والتحكم في البئر ، وللتشغيل في أداة قياس الفتحة من خلاله. هناك عدة أنواع من الأنابيب وفقًا لمعيار API.

3- Liner

Liner is part of casing which hanger in well, it doesn't run from surface. Used to satisfy two purposes:

البطانة هي جزء من الغلاف الذي يتم تعليقه جيدًا ، ولا يسري من السطح. تستخدم لتحقيق غرضين:

1- Reduce the cost, which can be used as alternative to casing run from surface, when the casing was damaged.

- تقليل التكلفة ، والتي يمكن استخدامها كبديل لتدفق الغلاف من السطح ، عند تعرض الغلاف للتلف.

2- Used in sand control and gas coning. تستخدم في التحكم في الرمال و مخروط الغاز.

4- Production packer

Generally, production packers are classified into two types; permanent packer (this type could not pull it out of hole, unless milling it then cleanout) and retrievable packer (this type could pull it out of hole mechanically and can used it again). The main purpose from using packer is to isolate the annulus from production zone (see figure –34 for the major components in production packer), and it is useful to the following matters;

بشكل عام ، يتم تصنيف عبوات الإنتاج إلى نوعين ؛ آلة تعبئة دائمة (لا يمكن لهذا النوع إخراجها من الحفرة ، ما لم يتم طحنها ثم تنظيفها) ومعبئ قابل للاسترجاع (يمكن لهذا النوع أن يسحبه من الحفرة ميكانيكياً ويمكن استخدامه مرة أخرى). الغرض الرئيسي من استخدام المعبئ هو عزل الحلقة عن منطقة الإنتاج (انظر الشكل 34- للمكونات الرئيسية في آلة تعبئة الإنتاج) ، وهي مفيدة للأمور التالية ؛

1- Protection the upper parts of casing from high pressure, and from any reaction with the fluids that cause corrosion of casing in cases of production, injection and stimulation.

1- حماية الأجزاء العلوية من الغلاف من الضغط العالي ومن أي تفاعل مع السوائل يسبب تآكل الغلاف في حالات الإنتاج والحقن والتحفيز.

2- Protection the well form any leaks occur in casing.

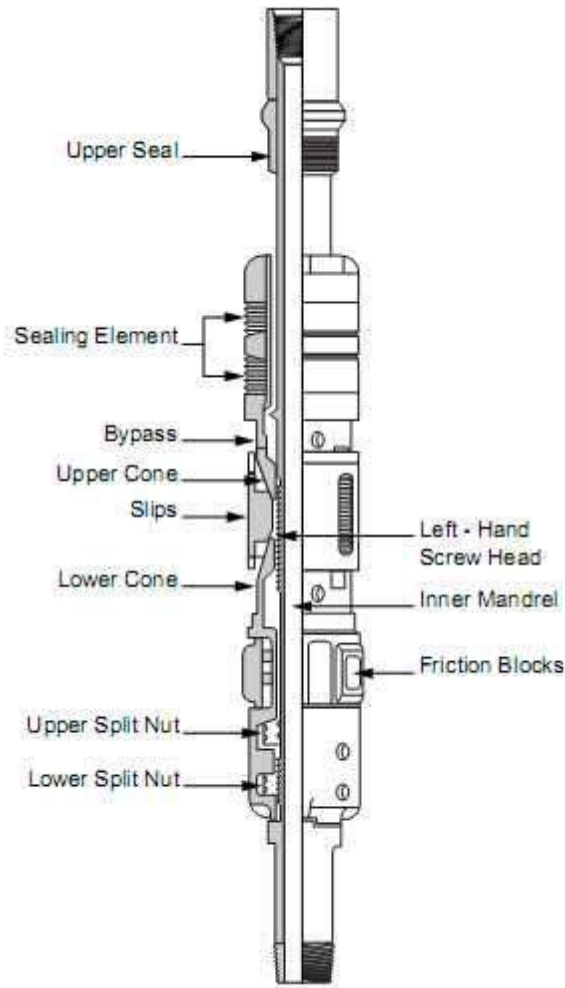
2- حماية البئر من أي تسرب يحدث في الغلاف.

3- Using in conjunction with subsurface safety valves (SSSV) to provide the safety.

3- تستخدم بالتزامن مع صمامات الأمان الجوفية (SSSV) لتوفير الأمان.

4- To hold kill fluids or treating fluids in casing annulus.

4 - حجز السوائل القاتلة أو معالجة السوائل في حلقة الغلاف.



Major Components of Production Packer

المكونات الرئيسية لإنتاج باكر

5- Sliding Sleeve

Sliding sleeve is a nipple seat above production packer, used to open production tubing above packer for fluids circulation operations and control on well in work-over operations. This nipple opened and closed by special tools run in well by slick-line through tubing.

الغلاف المنزلق عبارة عن مقعد حلمة فوق آلة تعبئة الإنتاج ، ويستخدم لفتح أنبوب الإنتاج فوق جهاز التعبئة لعمليات تدوير السوائل والتحكم في عمليات العمل الإضافية. يتم فتح هذه الحلمة وإغلاقها بواسطة أدوات خاصة يتم تشغيلها جيدًا بواسطة خط أملس عبر الأنابيب.

6- Subsurface Control Equipment

This equipment involves: تتضمن هذه المعدات:

1- Subsurface safety valves (SSSV) used inside tubing which plug the tubing (close in the well) at a certain depth in case the surface valves failed. Such as Ball valves and flapper valves. These valves can control directly and indirectly.

1- صمامات الأمان الجوفية (SSSV) المستخدمة داخل الأنابيب التي تسد الأنابيب (تغلق في البئر) على عمق معين في حالة فشل الصمامات السطحية. مثل الصمامات الكروية والصمامات الزعنفية. يمكن لهذه الصمامات التحكم بشكل مباشر وغير مباشر.

2- Bottom hole-chokes and regulator used to reduce well head flowing pressure to prevent hydrates (fluid freezing) in surface control equipment and surface flowing lines. This equipment used in wells has high pressure, such as Ground Seat Bean and Positive Orifice Bean.

2- خنق الفتحات السفلية والمنظم المستخدم لتقليل ضغط تدفق رأس البئر لمنع الهيدرات (تجميد السوائل) في معدات التحكم في السطح وخطوط التدفق السطحي. تتميز هذه المعدات المستخدمة في الآبار بضغط مرتفع ، مثل فول المقعد الأرضي وحبوب الفوهة الإيجابية.

3- Subsurface safety valves (chock valves) for injection wells, this valves used to prevent reverse flow (back flow, control on flow direction), such as stem and seat valve and ball valve.

3- صمامات الأمان الجوفية (صمامات السد) لآبار الحقن ، وتستخدم هذه الصمامات لمنع التدفق العكسي (التدفق العكسي ، والتحكم في اتجاه التدفق) ، مثل صمام الجذع والمقعد والصمام الكروي.

7-Wellhead/Xmas Tree

The wellhead provides the basis for the mechanical construction of the well at surface. It provides for:

توفر فوهة البئر الأساس للبناء الميكانيكي للبئر على السطح . تنص على:

☐ Suspension of all individual casings and tubulars , concentrically in the well.

• تعليق جميع الأغلفة الفردية والأنابيب بشكل مركز في البئر.

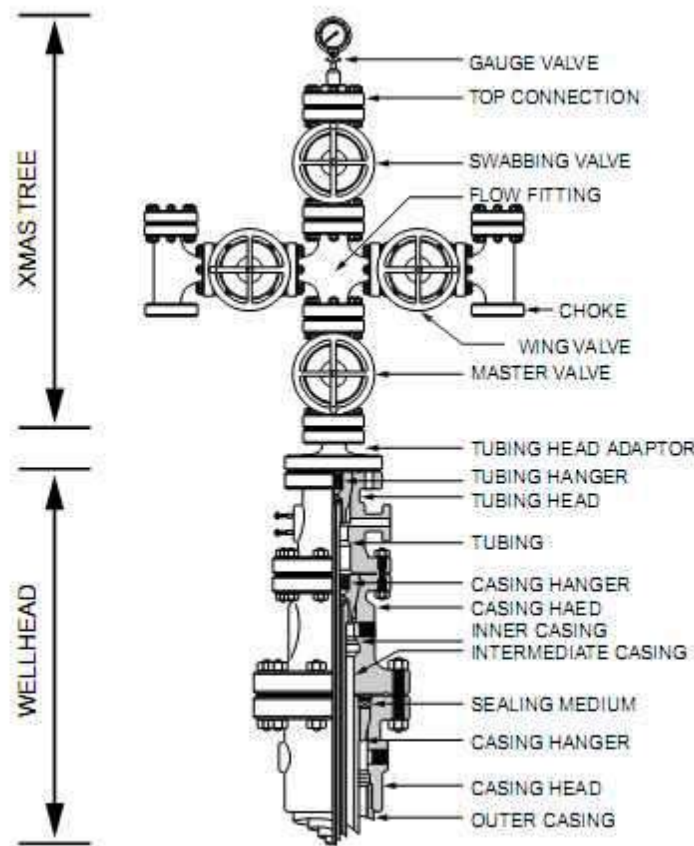
☐ Ability to install a surface closure/flow control device on top of the well namely: القدرة على تركيب جهاز إغلاق السطح / التحكم في التدفق أعلى البئر وهي

- Blow Out Preventer during drilling مانع النفخ أثناء الحفر

- X-mass tree for production and injection شجرة إكس-ماس للإنتاج والحقن

☐ Hydraulic access to the annuli between casing to allow cement placement and between the production casing and tubing for well circulation.

• الوصول الهيدروليكي إلى الحلقة بين الغلاف للسماح بوضع الإسمنت وبين غلاف الإنتاج والأنابيب لتداول البئر.



Simple Wellhead Assembly including Casing Spools and Xmas Tree

تجميع رأس البئر البسيط بما في ذلك مكبات الغلاف وشجرة عيد الميلاد

The purpose of the Xmas tree is to provide valve control of the fluids produced from or injected into the well. The Xmas tree is normally flanged up to the wellhead system after running the production tubing. The wellhead provides the facility for suspending the casing strings and production tubing in the well. There are a number of basic designs for Xmas trees, one of the simplest is shown in Figure -35. Briefly, it can be seen that it comprises 2 wing valve outlets, normally one for production and the other for injection, e.g. well killing. Additionally, the third outlet provides vertical access into the tubing for wireline concentric conveyancing of wireline or coiled tubing tools.

الغرض من شجرة الكريسماس هو توفير التحكم في الصمامات للسوائل المنتجة من البئر أو المحقونة فيه. عادة ما تكون شجرة الكريسماس مسفهة إلى نظام فوهة البئر بعد تشغيل أنبوب الإنتاج. يوفر رأس البئر مرفقاً لتعليق سلاسل الغلاف وأنابيب الإنتاج في البئر. يوجد عدد من التصميمات الأساسية لأشجار الكريسماس ، أحد أبسطها يظهر في الشكل -35. باختصار ، يمكن ملاحظة أنه يشتمل على منفذي صمام الجناح ، أحدهما عادةً للإنتاج والآخر للحقن ، على سبيل المثال حسنا القتل. بالإضافة إلى ذلك ، يوفر المخرج الثالث وصولاً رأسياً إلى الأنبوب من أجل النقل السلبي المتحد المركز لأدوات الأنابيب السلبيّة أو الأنابيب الملتفة.

The lower valve is the master valve and it controls all hydraulic and mechanical access to the well. In some cases, the importance of this valve to well safety is so great that it is duplicated. All outlets have valves which in some cases are manually operated or in the case of sophisticated platform systems and subsea wells are remotely controlled hydraulic valves operated from a control room.

الصمام السفلي هو الصمام الرئيسي ويتحكم في جميع المداخل الهيدروليكية والميكانيكية إلى البئر. في بعض الحالات ، تكون أهمية هذا الصمام لسلامة البئر كبيرة جداً لدرجة أنه يتكرر. تحتوي جميع المنافذ على صمامات يتم تشغيلها يدوياً في بعض الحالات أو في حالة أنظمة المنصات المتطورة والآبار تحت سطح البحر ، يتم التحكم فيها عن بُعد بصمامات هيدروليكية يتم تشغيلها من غرفة التحكم.

Production packer setting methods طرق إعداد باكر الإنتاج

1- Mechanical setting method طريقة الإعداد الميكانيكية

Production packer seated by moving production tubing in a certain direction, based on that there are three types of packers:

آلة تعبئة الإنتاج مثبتة بتحريك أنابيب الإنتاج في اتجاه معين ، بناءً على أن هناك ثلاثة أنواع من آلات التعبئة:

A- Weight-Set Packer الوزن المحدد باكر

The weight set packer is economical and ideally suited to low pressure situation, this packer employ a slip and cone arrangement with the slips attached to a friction device such as drag springs or drag blocks. The friction device engages the casing and holds the slips stationary with respect to the remainder of the packer, see figure - 36. The vertical movement of tubing causes the cone to move behind the slips and anchor the packer in the casing. Tubing weight is then applied to expand the packing element (rubber element). Release is affected by picking up tubing weight to pull the cone from behind the slips.

آلة تعبئة الأوزان اقتصادية ومناسبة بشكل مثالي لحالة الضغط المنخفض ، تستخدم ماكينة التعبئة هذه ترتيباً مخروطياً ومزلقاً مع الزلات المتصلة بجهاز احتكاك مثل زنبركات السحب أو كتل السحب. يشغل جهاز الاحتكاك الغلاف ويثبت القصاصات فيما يتعلق ببقية العبوة ، انظر الشكل - 36. تتسبب الحركة الرأسية للأنبوب في تحرك المخروط خلف الانزلاقات وتثبيت العبوة في الغلاف. ثم يتم تطبيق وزن الأنبوب لتوسيع عنصر التعبئة (عنصر المطاط). يتأثر التحرير بالتقاط وزن الأنبوب لسحب المخروط من خلف الزلات.

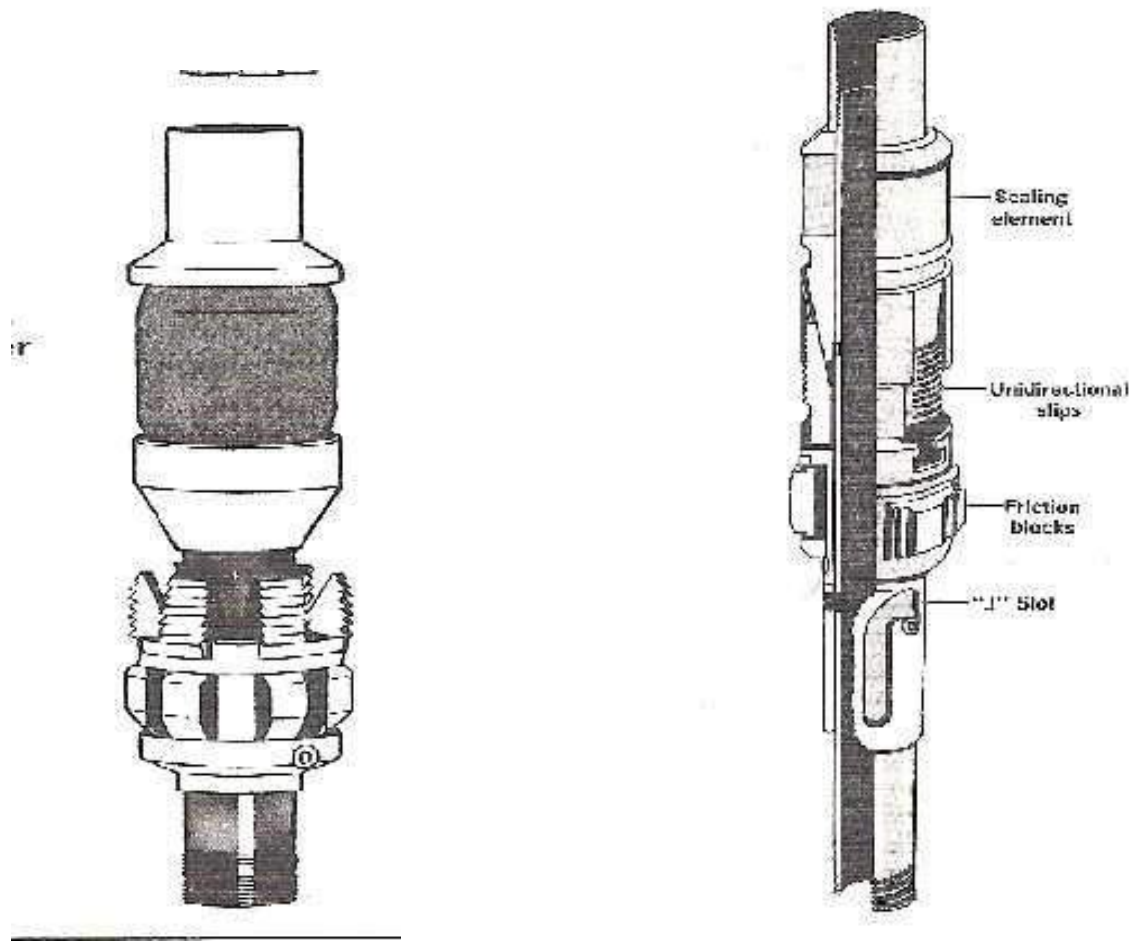


Figure -36: Weight set packer الوزن المحدد باكر

B- Tension-Set Packer باكر مجموعة التوتر

Tension packers are frequently used in shallow wells where insufficient tubing weight is available to seal a weight-set packer. It are essentially set by pulling tension on the tubing by run the tubing upside, release is effected by supply tension (run downside the tubing weight). This features renders the tension packer particularly suitable for water injection wells or stimulation work.

غالبًا ما تستخدم آلات تعبئة الشد في الآبار الضحلة حيث يتوفر وزن غير كافٍ للأنابيب لإغلاق آلة تعبئة الوزن. يتم ضبطه بشكل أساسي عن طريق سحب الشد على الأنبوب عن طريق تشغيل الأنبوب في الأعلى ، ويتم التحرير عن طريق شد الإمداد (الجري أسفل وزن الأنبوب) تجعل هذه الميزات أداة تعبئة الشد مناسبة بشكل خاص لآبار حقن المياه أو أعمال التحفيز.

C- Rotational -Set Packer دورانية-مجموعة باكر

These types of packers are set by rotate the production tubing and supply tubing weight in same time or by rotate only, Release or back of the packer is effected by rotate the tubing to right direction. It's better to use this type in vertical shallow or medium wells.

يتم تعيين هذه الأنواع من المعبئ عن طريق تدوير أنابيب الإنتاج ووزن أنابيب الإمداد في نفس الوقت أو بالدوران فقط ، ويتم تحرير أو الجزء الخلفي من المعبئ عن طريق تدوير الأنبوب في الاتجاه الصحيح. من الأفضل استخدام هذا النوع في الآبار العمودية الضحلة أو المتوسطة.

2- Hydraulic Setting method طريقة الإعداد الهيدروليكي

The packer with production tubing runs in hole through casing to a certain depth, after that the packer set hydraulically by supply or increase the pressure gradually inside tubing. There is shear plug below the packer, which cause pressure increased inside tubing (close tubing end) during packer setting operation, then it opened by drop steel segment or increased the pressure to critical value.

يعمل المعبئ مع أنبوب الإنتاج في الفتحة من خلال الغلاف إلى عمق معين ، وبعد ذلك يتم ضبط المعبئ هيدروليكيًا عن طريق تزويد الضغط أو زيادته تدريجياً داخل الأنبوب. يوجد سدادة قص أسفل المعبئ ، مما يؤدي إلى زيادة الضغط داخل الأنبوب (نهاية الأنبوب المغلق) أثناء عملية إعداد المعبئ ، ثم يتم فتحه بواسطة قطعة فولاذية متدللية أو زيادة الضغط إلى القيمة الحرجة.

There is another type of packers, which the tubing closed below packer by steel ball or equalizing check valve set in special nipple below packer. Principle advantage to use this type is: the tubing can be landed, Christmas tree installed, and well circulated with a light fluid or gas before setting the packer to initiate production without swabbing.

هناك نوع آخر من أجهزة التعبئة ، حيث يتم إغلاق الأنبوب أسفل المعبئ بواسطة كرة فولاذية أو صمام فحص موازن مثبت في حلقة خاصة أسفل المعبئ. الميزة الأساسية لاستخدام هذا النوع هي: يمكن هبوط الأنبوب ، وتركيب شجرة عيد الميلاد ، وتعميمه جيدًا باستخدام سائل خفيف أو غاز قبل ضبط المعبئ لبدء الإنتاج دون مسحه.

3- Electric setting method طريقة الإعداد الكهربائي

By wire-line and electric cable the entire assembly packer is run in hole to the desired setting depth. An electrically detonated powder charge was exploded inside packer that causes movement of setting tools which set the packer, then the production tubing run in to engage with packer.

عن طريق خط الأسلاك والكابل الكهربائي ، يتم تشغيل وحدة التجميع بالكامل في الفتحة إلى عمق الإعداد المطلوب. تم تفجير شحنة مسحوق تم تفجيرها كهربائياً داخل المعبئ مما تسبب في حركة أدوات التثبيت التي تثبت المعبئ ، ثم يتم تشغيل أنبوب الإنتاج للتفاعل مع المعبئ .

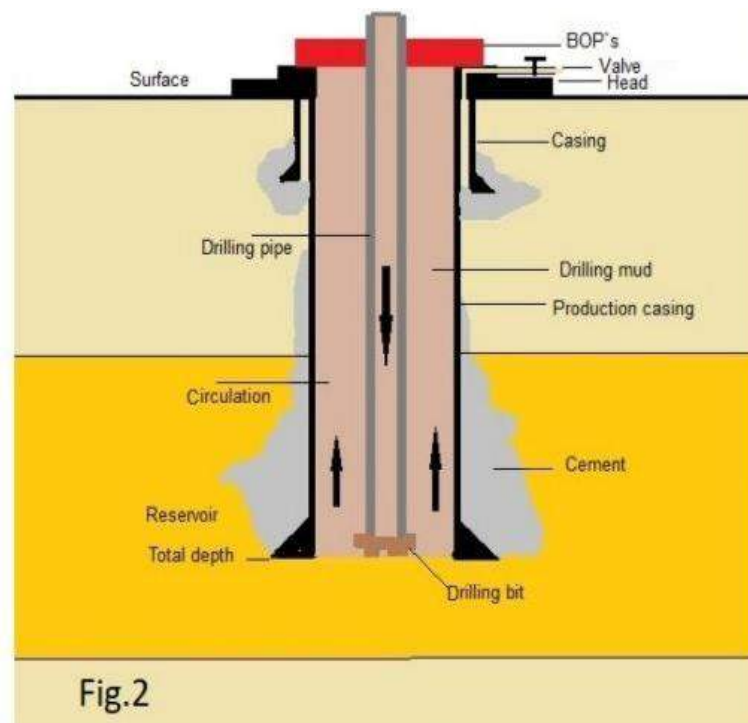
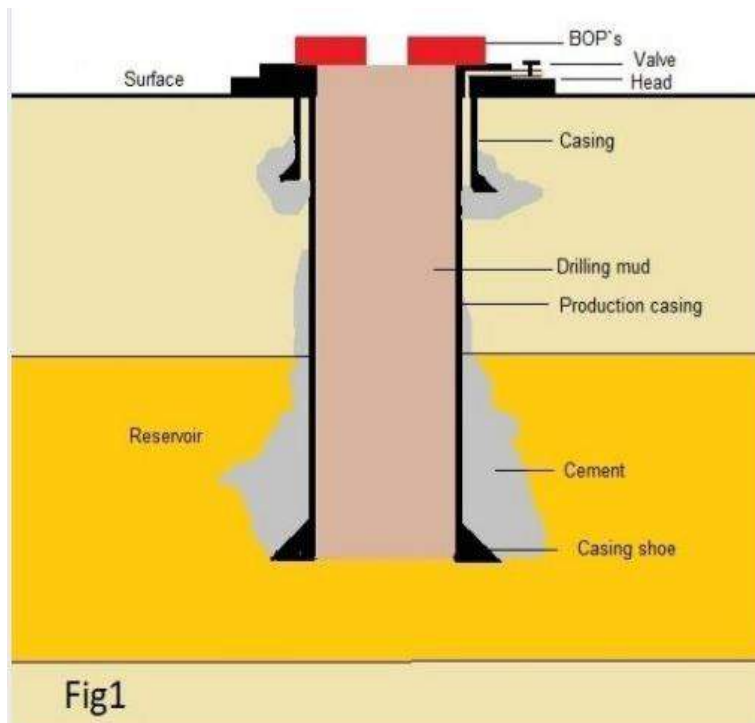
Well Completion Program برنامج إتمام الآبار

1- Run in hole the last casing (production casing), land and cement it. At least wait for 72 hours to dry the cement. then install blow out preventers (BOP`s). **Fig.1**

1- قم بتشغيل الفتحة في الغلاف الأخير (غلاف الإنتاج) ، وقم بتثبيتته وتثبيتته. انتظر لمدة 72 ساعة على الأقل لتجفيف الإسمنت. ثم قم بتثبيت مانعات الانفجار (BOP). **الشكل 1**

2- Run in hole adequate bit by drilling pipes to clean the well-bore from any residual cement, also to check the bottom hole (total depth). Circulating the drill mud inside the well to sure that well-bore be cleaning, then pull out of hole drilling pipes and bit. **Fig.2**

2- قم بتشغيل مثقاب مناسب في الحفرة عن طريق حفر الأنابيب لتنظيف حفرة البئر من أي اسمنت متبقي ، وكذلك لفحص الحفرة السفلية (العمق الكلي) قم بتدوير طين الحفر داخل البئر للتأكد من تنظيف تجويف البئر ، ثم اسحب أنابيب الحفر والبت. **الشكل 2**

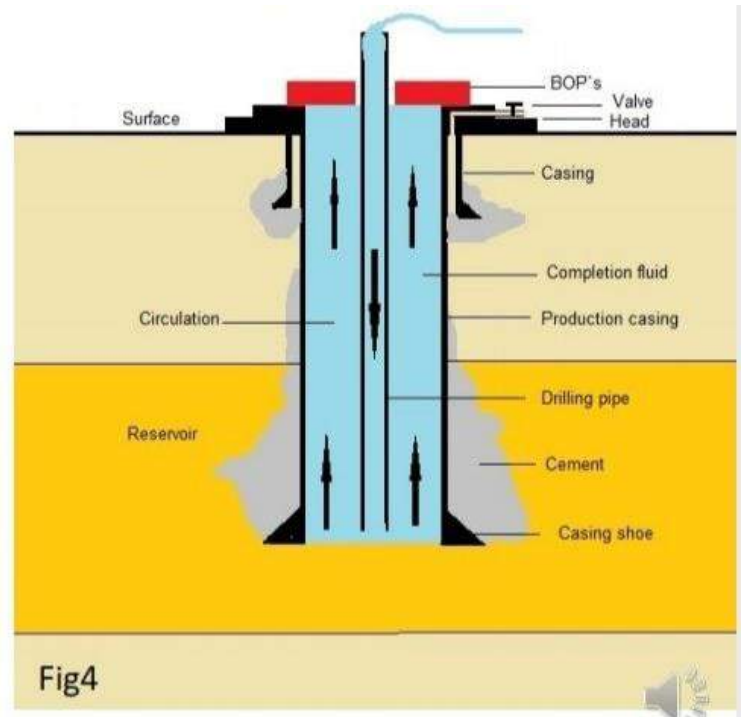
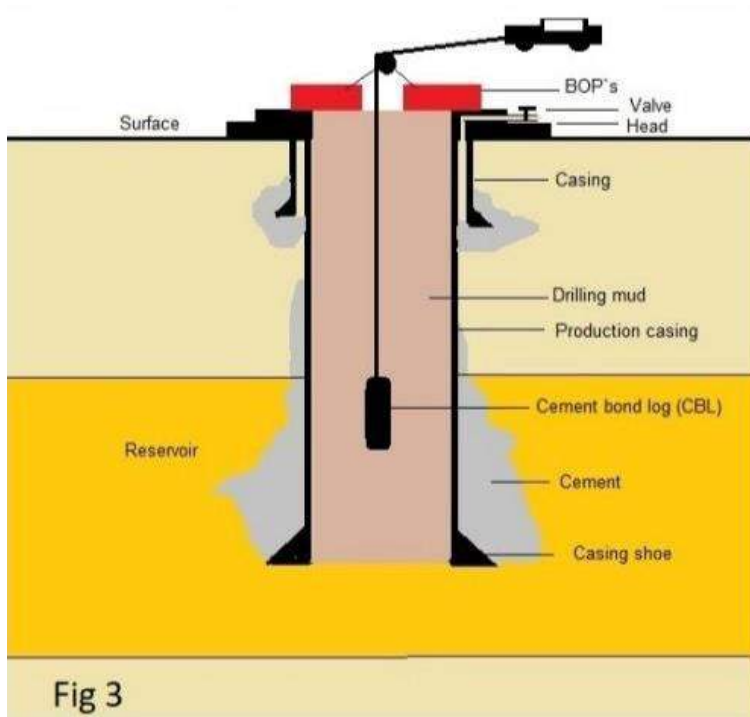


3- Run in hole Cement Bond Log (CBL) to check the quality of cementing of production casing. **Fig.3**

3- قم بتشغيل جذع سندات الإسمنت في حفرة (CBL) للتحقق من جودة تدعيم غلاف الإنتاج. **الشكل 3**

4- Run in hole production tubing to bottom hole, then displace drill mud by completion fluid through tubing until clean the well-bore from drill mud. **Fig.4**

4- قم بتشغيل أنبوب إنتاج الحفرة إلى الحفرة السفلية ، ثم قم بإزاحة طين الحفر عن طريق إكمال السائل عبر الأنابيب حتى يتم تنظيف حفرة البئر من طين الحفر. **الشكل 4**



5- Observe the well behavior by notice any flow of completion fluid, that take indicate for any leaks in production casing.

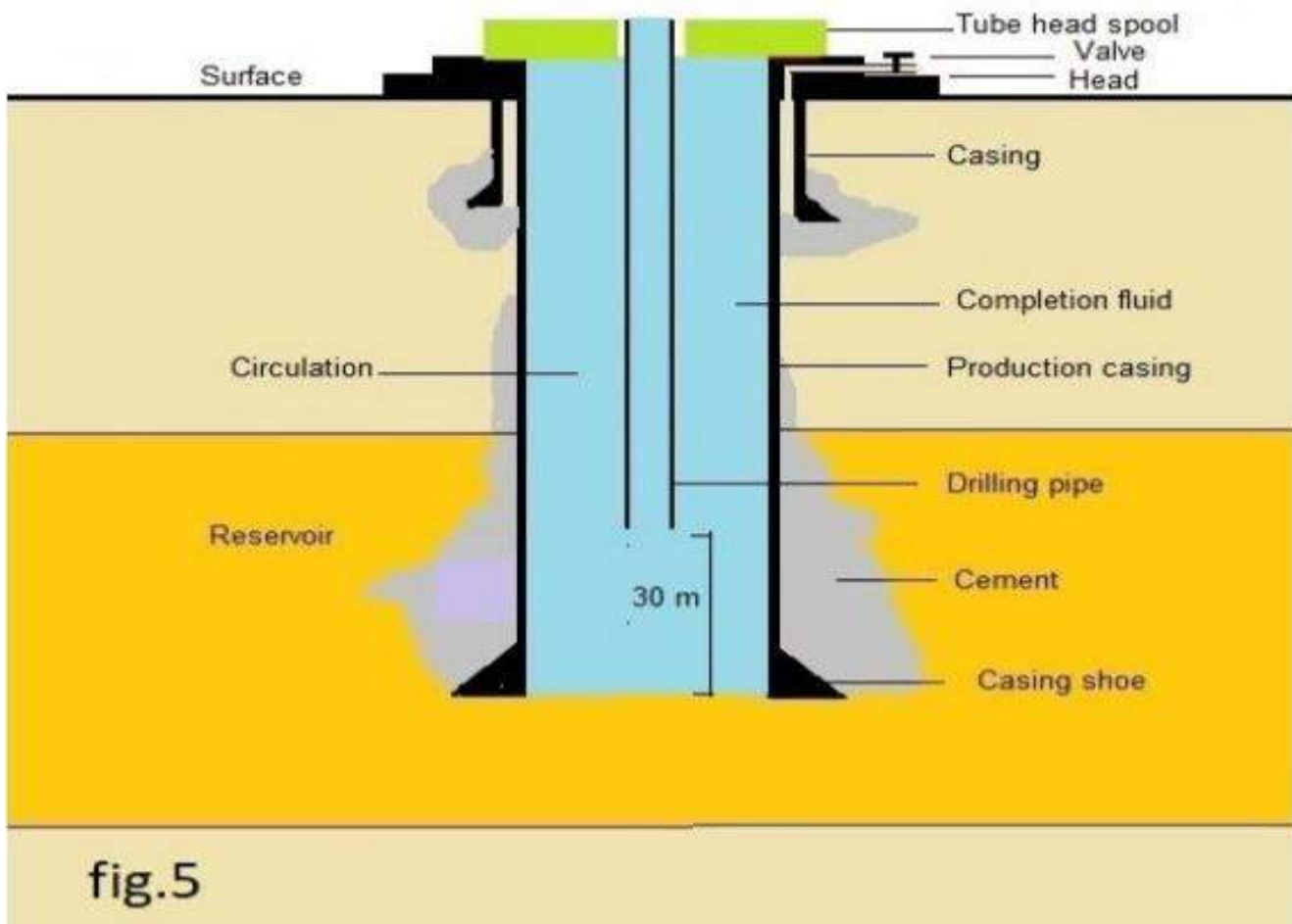
5- مراقبة سلوك البئر عن طريق ملاحظة أي تدفق لسائل الإكمال ، الذي يشير إلى أي تسرب في غلاف الإنتاج.

6- In case of no leaks, and the well behavior is normal (static) after displace the mud, then the tubing is rise and hang to depth above the highest perforated about 30 meters. After that the well is observed to insure from the well and pressure stabilized. **Fig.5**

6- في حالة عدم وجود تسربات وكان سلوك البئر طبيعي (ثابت) بعد إزاحة الطين فإن الأنبوب يرتفع ويتدلى إلى عمق أعلى مثقوب بحوالي 30 متر. بعد ذلك يتم ملاحظة البئر للتأمين من البئر واستقرار الضغط. **الشكل 5**

7- Removed the BOP's, and install the tubing head spool (donate). **Fig.5**

7- قم بإزالة مانع الانفجار BOP ، وقم بتركيب بكرة رأس الأنبوب (تبرع). **الشكل 5**



8- Install X-mas tree and construct the valves, then test the X-mas and valve by work pressure for time at least 15 minute per valve. **Fig.6**

8- قم بتثبيت شجرة X-mas وإنشاء الصمامات ، ثم اختبار X-mas والصمام بضغط العمل لمدة 15 دقيقة على الأقل لكل صمام. **الشكل 6**

9- Install special perforating equipment on well head, which include pressure control equipment and container that contain bullet and accessories.

9- تركيب معدات تثقيب خاصة على رأس البئر والتي تشمل معدات التحكم في الضغط والحماية التي تحتوي على رصاصة وملحقاتها.

10- Put the bullet gun in container, which the bullet is arranged according to perforating configuration and with respect to depth of the perforated zone.

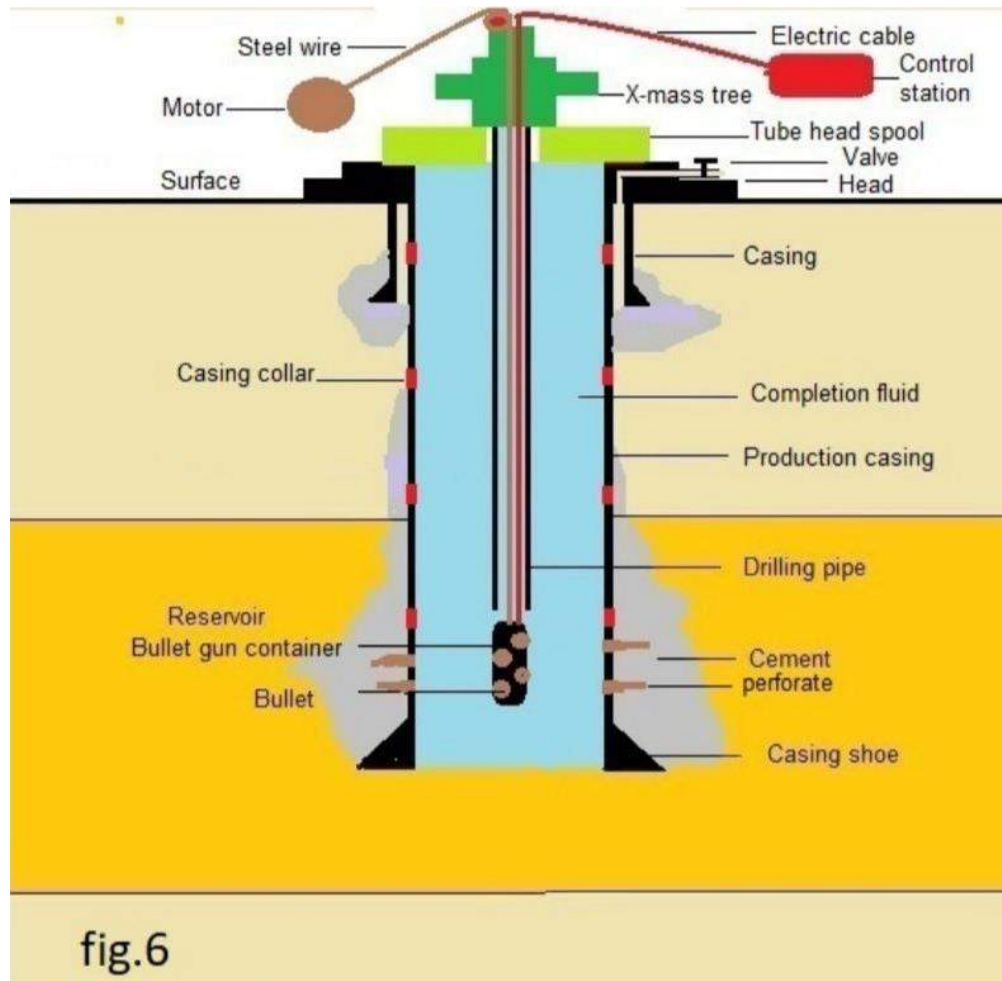
10- وضع مسدس الرصاص في الحاوية التي تكون الرصاصة مرتبة حسب تكوين التثقيب ونسبة لعمق المنطقة المثقوبة.

11- After set the container on X-mas tree, the master valves is opened then the bullet gun run in hole to depth of the zone that will be perforated. In perforated operations, the casing joints are avoided to perforated which the casing joints locator are characterized by run in hole Casing Collar Locater (CCL) log. **Fig.6**

11- بعد تثبيت الحاوية على شجرة X-mas ، يتم فتح الصمامات الرئيسية ثم يجري مسدس الرصاص في حفرة إلى عمق المنطقة التي سيتم ثقبها. في العمليات المثقبة ، يتم تجنب مفاصل الغلاف للتثقيب والتي تتميز بمواقع وصلات الغلاف من خلال تشغيلها في سجل فتحة غلاف الغلاف (CCL). **الشكل 6**

12- The zone will perforate by bomb the bullet from surface by special control station, generally noticed increased the well head pressure after the perforated of the production zone. **Fig.6**

12- المنطقة سوف تثقب بقنبلة الرصاصة من السطح بواسطة محطة تحكم خاصة ، يلاحظ بشكل عام زيادة ضغط رأس البئر بعد ثقب منطقة الإنتاج. **الشكل 6**



13- Pull out of hole the bullet gun and accessories to surface and closed the X-mas valves, the well head pressure continued increased gradually.

Fig.7

13- اسحب مسدس الرصاصة وملحقاته من الحفرة إلى السطح وأغلق صمامات X-mas ، واستمر ضغط رأس البئر بالتدريج. **الشكل 7**

14- The well head valves (tubing and annulus valves) linked to burn pipe to burn the fluid in burn pit. **Fig.7**

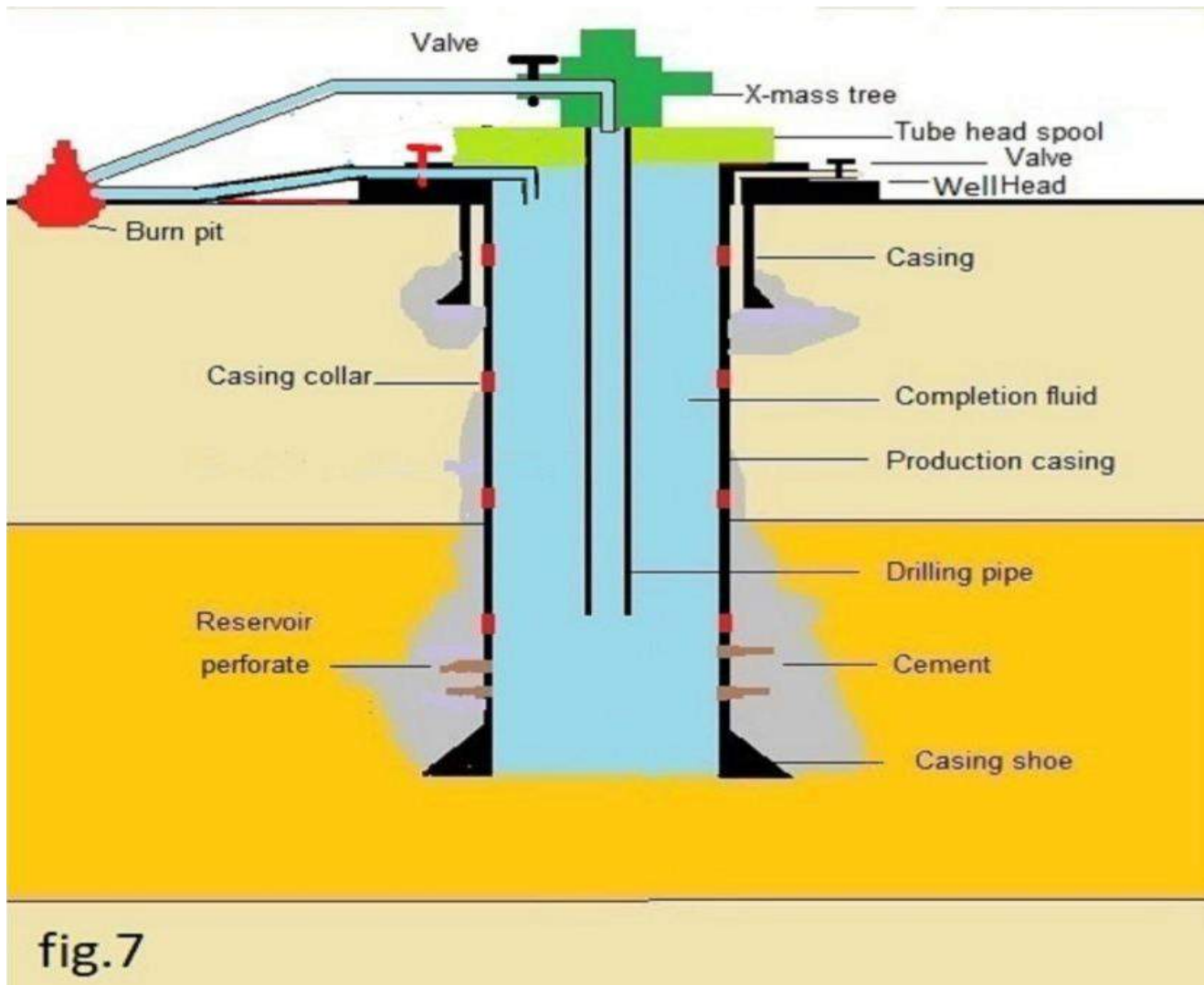
14- صمامات رأس البئر (الأنابيب والصمامات الحلقية) المرتبطة بحرق الأنابيب لحرق السائل في حفرة الاحتراق. **الشكل 7**

15- The well opened to flow by small choke size for cleanout purpose, the hydrocarbons fluid was burned in burn pit that far about 300 meters from the well. **Fig.7**

15- البئر الذي تم فتحه للتدفق بواسطة خنق صغير الحجم لغرض التنظيف ، تم حرق سائل الهيدروكربونات في حفرة حرق على بعد حوالي 300 متر من البئر. **الشكل 7**

16- The burned of hydrocarbons was continued until the well cleaned from completion fluid or water or residual drill mud, and the well reached stabilized condition. Then the well closed and it will be ready to done evaluated tests.

16- استمر حرق الهيدروكربونات حتى تنظيف البئر من سائل الإكمال أو الماء أو طين الحفر المتبقي ، ووصول البئر إلى حالة الاستقرار. ثم يتم إغلاق البئر وسيكون جاهزاً لإجراء الاختبارات المقيمة.



Perforation تثقيب

Perforating of Oil and Gas Wells تثقيب آبار النفط والغاز

In the majority of completions, once the reservoir has been drilled, production casing or a liner is run into the well and cemented in place. To provide the communication path between the reservoir and the wellbore, it will be necessary to produce holes through the wall of the casing, the cement sheath and penetrate into the formation. This is accomplished by a technique called perforating. The basic operation requires that a series of explosive charges are lowered into the well either on an electric conductor (wireline cable), or on tubing or drillstring, and when the charges are located at the required depth, they are detonated to produce a series of perforations through the wall of the casing and the cement sheath.

في معظم عمليات الإنجاز ، بمجرد حفر الخزان ، يتم تشغيل غلاف الإنتاج أو البطانة في البئر وتثبيته في مكانه. لتوفير مسار الاتصال بين الخزان وحفرة البئر ، سيكون من الضروري عمل ثقوب من خلال جدار الغلاف ، وغمد الإسمنت والاختراق في التكوين. يتم تحقيق ذلك من خلال تقنية تسمى التثقيب. تتطلب العملية الأساسية إنزال سلسلة من الشحنات المتفجرة في البئر إما على موصل كهربائي (كبل سلكي) ، أو على أنبوب أو خيط حفر ، وعندما تكون الشحنات على العمق المطلوب ، يتم تفجيرها لإنتاج سلسلة من ثقوب من خلال جدار الغلاف وغمد الإسمنت.

Since the perforations will hopefully provide the only communication between reservoir and wellbore, it is necessary to carefully design and execute the perforating operation, to provide the required degree of reservoir depletion control and maximize well productivity/ injectivity . Although technology is available insure good perforating in most wells, unsatisfactory perforating tends to be rule in many areas. The three most prevalent causes for poor perforating probably are:

نظرًا لأن الثقوب ستوفر الاتصال الوحيد بين الخزان وحفرة البئر ، فمن الضروري تصميم وتنفيذ عملية التنقيب بعناية ، لتوفير الدرجة المطلوبة للتحكم في استنفاد الخزان وزيادة إنتاجية / حقن البئر. على الرغم من توفر التكنولوجيا لضمان وجود ثقب جيد في معظم الآبار ، إلا أن التنقيب غير المرضي يميل إلى أن يكون هو القاعدة في العديد من المجالات. من المحتمل أن تكون الأسباب الثلاثة الأكثر شيوعًا لضعف الانتقاب هي :

1- A lack of understanding of the requirements for optimum perforating.

1- عدم فهم متطلبات التنقيب الأمثل.

2- Inadequate control of gun clearance. عدم كفاية السيطرة على تطهير السلاح

3- The rather widespread practice of a warding perforating job on the basis of price, rather than job quality.

3- الممارسة الواسعة الانتشار لوظيفة مثقبة على أساس السعر بدلاً من جودة الوظيفة.

تقنيات التنقيب Perforating Techniques

There are three main perforating methods of cased wells :

هناك ثلاث طرق رئيسية للتنقيب للآبار المغلفة :

1- Bullet Perforators ثقوب الرصاص

Bullet guns have outside diameter 3 ¼ inch or larger, are applicable in the formation with compressive strength less than about 6000 psi. Bullet perforators in the 3 ¼ inch or larger size range, may provide deeper penetration that many jet guns in formations with less than about 2000 psi compressive strength. **Fig.8**

مسدسات الرصاص ذات القطر الخارجي 3 بوصة أو أكبر ، وهي قابلة للتطبيق في التكوين مع قوة ضغط أقل من حوالي 6000 رطل / بوصة مربعة. قد توفر ثقوب الرصاص في نطاق حجم 3 بوصة أو أكبر اختراقًا أعمق للعديد من البنادق النفاثة في تشكيلات ذات قوة ضغط أقل من حوالي 2000 رطل لكل بوصة مربعة. **الشكل 8**

This type could not used it through X-mas tree and tubing because the larger size of outsider diameter of bullet guns, therefore, it used under drill mud control and install BOP`s on well head. The Bullet guns run in hole by wire-line and connected with electric bomb instrument, when the bullet is shoot, its velocity reached about 3300 ft./sec and it penetrate the casing and formation to depth about 5 inch. The bullet loses velocity and energy when the gun clearance exceeds 0.5 inch.

هذا النوع لا يمكن استخدامه من خلال شجرة X-mas والأنابيب لأن الحجم الأكبر للقطر الخارجي لبنادق الرصاص ، لذلك ، يتم استخدامه تحت التحكم في طين الحفر وتثبيت BOP على رأس البئر. تعمل مسدسات الرصاص في حفرة بواسطة خط سلكي وتتصل بأداة القنبلة الكهربائية ، عندما تطلق الرصاص ، تصل سرعتها إلى حوالي 3300 قدم / ثانية وتخرق الغلاف والتشكيل إلى عمق حوالي 5 بوصات. تفقد الرصاص السرعة والطاقة عندما يتجاوز خلوص البندقية 0.5 بوصة.

2- Jet perforators آلات ثقب نفثة

This type characterized small size of Jet guns (2 1/8, 1 11/16 inch), so it could use through X-mas and production tubing. Therefore, it is the better and more safety method used to perforate the wells. The bullet consist from a solid metal body moved at a high speed about 20000 ft./sec, which the solid material convert to liquid because the bomb wave high pressure, that make the bullet penetrate the casing and formation to depth about 12 inch behind the casing. Bullet density equal 4 bullet/ft. of perforated zone.

يتميز هذا النوع بالحجم الصغير للمدافع النفثة (2 1/8, 1 11/16 بوصة) ، لذلك يمكن استخدامها من خلال X-mas وأنابيب الإنتاج. لذلك فهي الطريقة الأفضل والأكثر أمانًا المستخدمة في ثقب الآبار. تتكون الرصاص من جسم معدني صلب يتحرك بسرعة عالية حوالي 20000 قدم / ثانية ، حيث تتحول المادة الصلبة إلى سائل لأن موجة القنبلة عالية الضغط ، مما يجعل الرصاص تخرق الغلاف والتشكيل إلى عمق حوالي 12 بوصة خلف السطح. غلاف. كثافة الرصاص تساوي 4 رصاص / قدم. من منطقة مثقبة.

3- Hydraulic perforators الثقب الهيدروليكي

Used to make a fracture in production casing and the formation behind the casing. The fracture create hydraulically by inject special liquid with high pressure and high inject velocity through small choke size (1/4 inch). Sometimes add to inject liquid solid material (like sand) to assist in penetration of casing and formation.

تستخدم لعمل كسر في غلاف الإنتاج والتشكيل خلف الغلاف. يتكون الكسر هيدروليكيًا عن طريق حقن سائل خاص بضغط عالٍ وسرعة حقن عالية من خلال حجم خنق صغير (4/1 بوصة). تضاف أحيانًا لحقن مادة صلبة سائلة (مثل الرمل) للمساعدة في اختراق الغلاف والتكوين.

This method used to penetrate wells that drilled for water injection because this method creating large perforate, which does not plug easily due to the suspension in the injected water.

تستخدم هذه الطريقة لاختراق الآبار المحفورة لحقن الماء لأن هذه الطريقة تخلق ثقبًا كبيرًا لا تسد بسهولة بسبب التعليق في الماء المحقون.

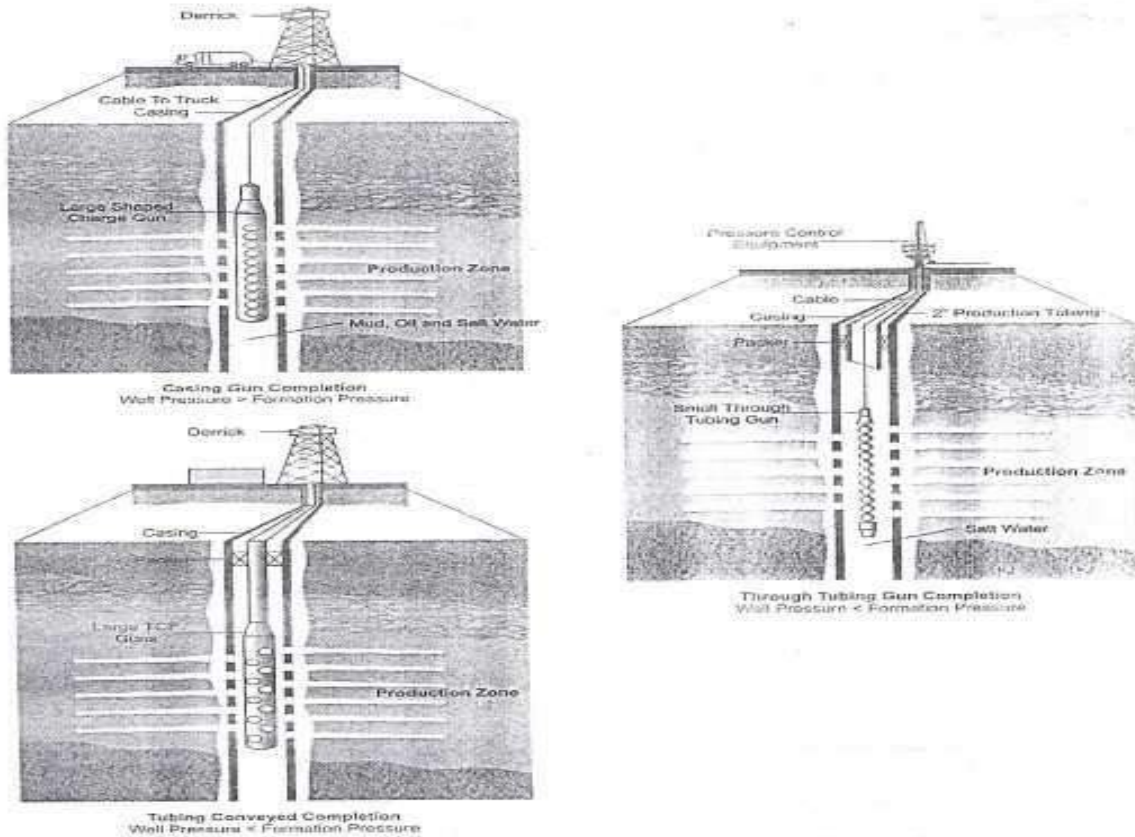


Figure 8 show different type of Perforating gun completion

يوضح الشكل 8 نوعًا مختلفًا من إكمال مسدس التنقيب

Effect of formation strength on perforator performance

تأثير قوة التشكيل على أداء الثقب

As shown in figure-9 , jets penetrate deeper than bullets in hard formation. However, some best bullet guns may penetrate deeper than some jets in low compressive strength formations, particularly if guns are fired at zero clearance.

كما هو مبين في الشكل 9 ، تخترق الطائرات النفاثة أعمق من الرصاص في تشكيل صلب. ومع ذلك ، قد تخترق بعض أفضل البنادق الرصاصية أعمق من بعض الطائرات النفاثة في تشكيلات قوة الضغط المنخفضة ، خاصة إذا تم إطلاق البنادق عند خلوص صفري.

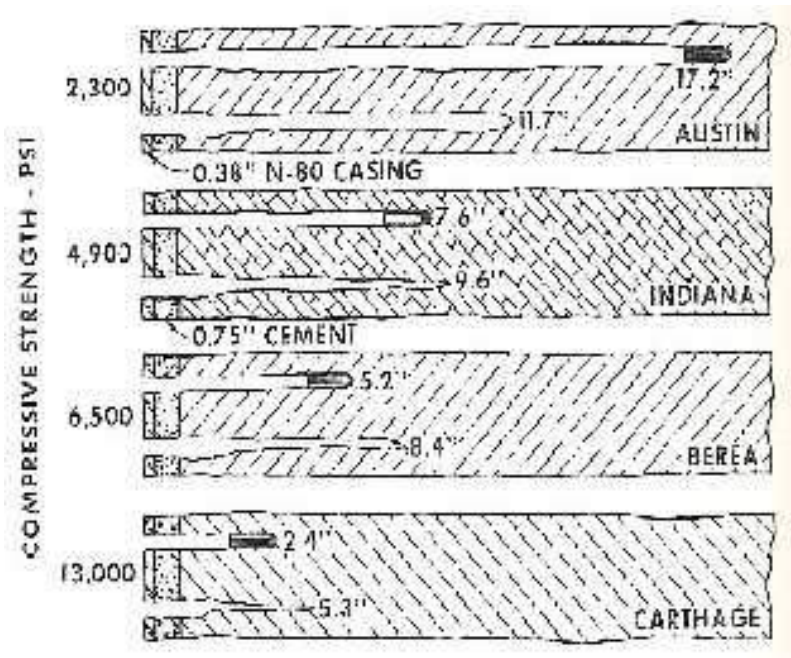


Figure-9 : Effect of formation compressive strength on penetration efficiency of bullet and jet perforators

شكل 9: تأثير مقاومة الانضغاط للتكوين على كفاءة اختراق ثقب الرصاص والنفث

Figure - 10 shows that penetration of jets, bullets, and hydraulic perforator was reduced with increased compressive strength of formation penetrated. However, bullet penetration declined at a more rapid rate as rock strength increased.

يوضح الشكل 10 أنه تم تقليل اختراق النفثات والرصاص والفتحة الهيدروليكية مع زيادة مقاومة الانضغاط للتكوين المخترق. ومع ذلك ، انخفض اختراق الرصاص بمعدل أسرع مع زيادة قوة الصخور.

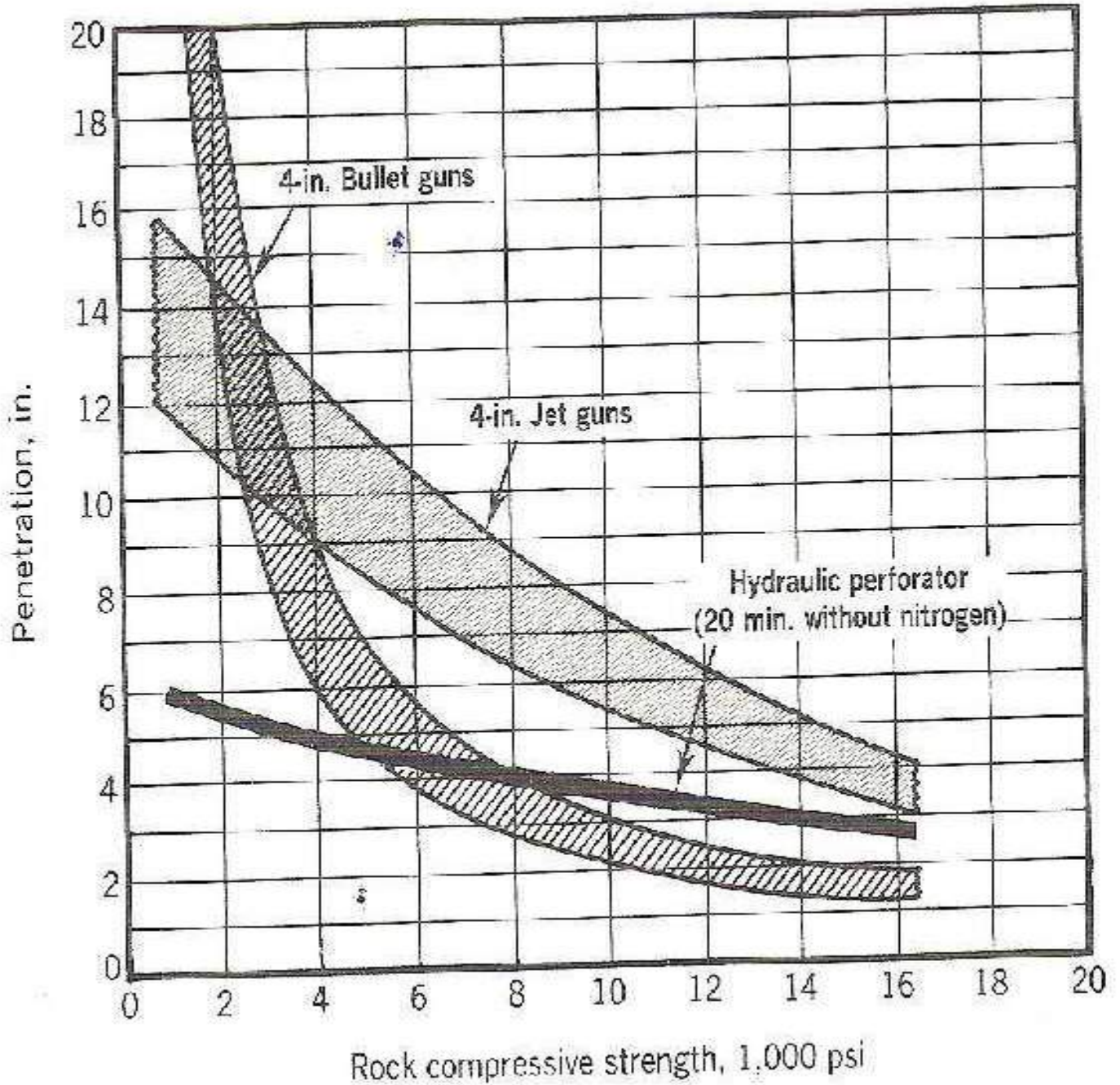


Figure -10 : Bullet, Jet and Hydraulic perforator performance in formations of various compressive strength

الشكل 10: أداء ثقب الرصاص والنفثة والهيدروليكية في تشكيلات مختلفة من قوة الضغط

Perforation Charge Arrangement ترتيب رسوم التثقيب

In the preparation of a perforation gun, a number of charges are assembled on a carrier such that upon detonation they will yield a series of perforations into the formation. The arrangement provides for variation in the number of shots to be fired per unit interval, i.e. the shot density and the direction in which all, or individual, charges will be shot, i.e. the shot phasing.

في إعداد مسدس التثقيب ، يتم تجميع عدد من الشحنات على حامل بحيث ينتج عن التفجير سلسلة من الثقوب في التشكيل. يوفر الترتيب تبايناً في عدد الطلقات التي سيتم إطلاقها لكل فاصل زمني للوحدة ، أي كثافة اللقطة والاتجاه الذي سيتم فيه إطلاق جميع الشحنات أو الفردية ، أي مراحل اللقطة.

The number of shots installed in a perforating gun varies from low shot density, e.g. less than 1 shot/ft., to higher shot densities of up to 16 shots/ft. The lower shot densities are normally adequate for production in reservoirs of moderate to high productivity or are selected for specific injection operations where flow control is required. The higher shot densities will provide improved inflow performance in all reservoirs but may only be significantly beneficial in reservoirs with a low vertical permeability or where severe local drawdown might give rise to formation sand collapse. The orientation of perforations defined as the angular phasing can be:

يختلف عدد الطلقات المثبتة في مسدس التثقيب عن كثافة طلقة منخفضة ، على سبيل المثال أقل من لقطة / قدم ، إلى كثافة تسديدة أعلى تصل إلى 16 لقطة / قدم. عادةً ما تكون كثافات الطلقة المنخفضة كافية للإنتاج في الخزانات ذات الإنتاجية المتوسطة إلى العالية أو يتم اختيارها لعمليات الحقن المحددة حيث يلزم التحكم في التدفق. ستوفر كثافات اللقطة الأعلى أداءً محسناً للتدفق في جميع الخزانات ، ولكنها قد تكون مفيدة بشكل كبير فقط في الخزانات ذات النفاذية الرأسية المنخفضة أو حيث قد يؤدي التراجع المحلي الشديد إلى انهيار رمال التكوين. يمكن أن يكون اتجاه الثقوب المحدد على أنه التدرج الزاوي :

1- 0° or in-line firing which can provide the minimum clearance for all perforation if the gun is positioned to fire on the low side of the hole.

Fig.11

1- إطلاق النار من 1 إلى 0 درجة أو في الخط الذي يمكن أن يوفر الحد الأدنى من الخلوص لجميع الثقوب إذا تم وضع المسدس لإطلاق النار على الجانب المنخفض من الفتحة. **الشكل 11**

2- 45° to 90° phasing which provides the nearest approximation to radial flow. **Fig.11**

2- 45 ° إلى 90 ° طور والذي يوفر أقرب تقريب للتدفق الشعاعي. **الشكل 11**

3- 180° phasing in either of the two planar directions. **Fig.11**

3- 180 درجة تدريجي في أي من الاتجاهين المستويين. **الشكل 11**

4- 120° phasing either with all 3 shots firing at 120° to each other or omitting 1 charge such that the 2 shots fire at +60° and -60° angular phase. **Fig.11**

4- 120 مرحليًا لإطلاق جميع الطلقات الثلاث عند 120 درجة لبعضها البعض أو إهمال شحنة واحدة تطلق طلقتان عند + 60 درجة و -60 درجة في الطور الزاوي. **الشكل 11**

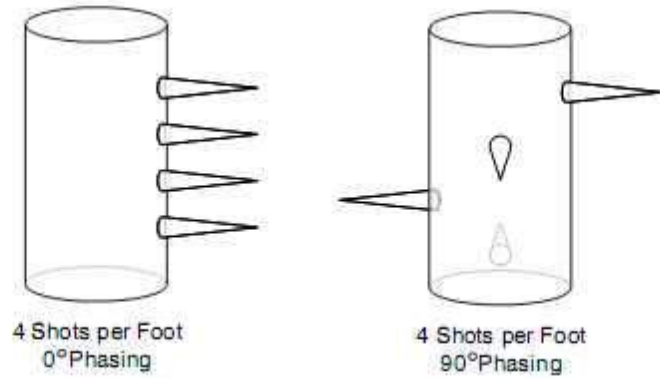
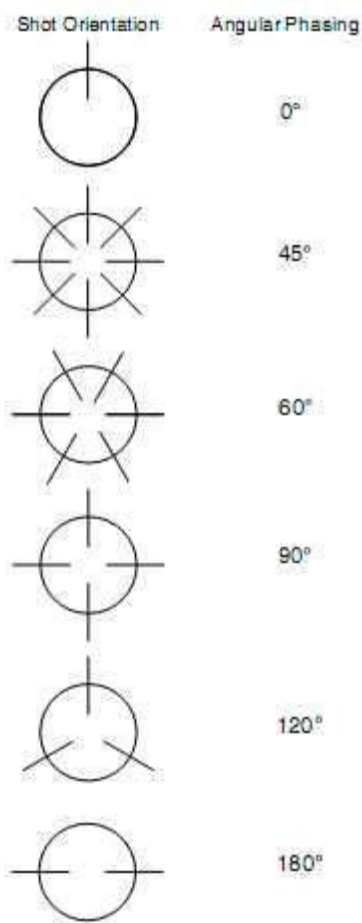


Figure-12: Perforation shot Density: Example of four shots/foot in line firing and 90° phasing

الشكل 12: كثافة طلقة التنقيب: مثال على أربع طلقات / قدم في إطلاق النار على الخط و 90 درجة على مراحل

Figure -11: Perforation Shot Phase Pattern شكل -11: نمط طور التنقيب

Perforating Fluid سائل تنقيب

Before perforation operators, the well should fill with a fluid does not cause any formation damage when it connect with produce formation. The perforation should done at formation pressure lager than hydrostatic pressure. There are different types of perforating fluid as following;

قبل عمليات التنقيب ، يجب أن تملأ البئر بسائل لا يسبب أي ضرر للتكوين عند اتصاله بتكوين المنتج. يجب أن يتم التنقيب عند ضغط التكوين الأكبر من الضغط الهيدروستاتيكي. هناك أنواع مختلفة من سائل التنقيب على النحو التالي ؛

1- Salt water (Brine) or Oil; when used purity fluid, it will do not cause perforate plug. But when the perforation operation done with difference pressure from well towards the perforated formation, which cause moving suspension (fines of jets or bullets) into perforators.

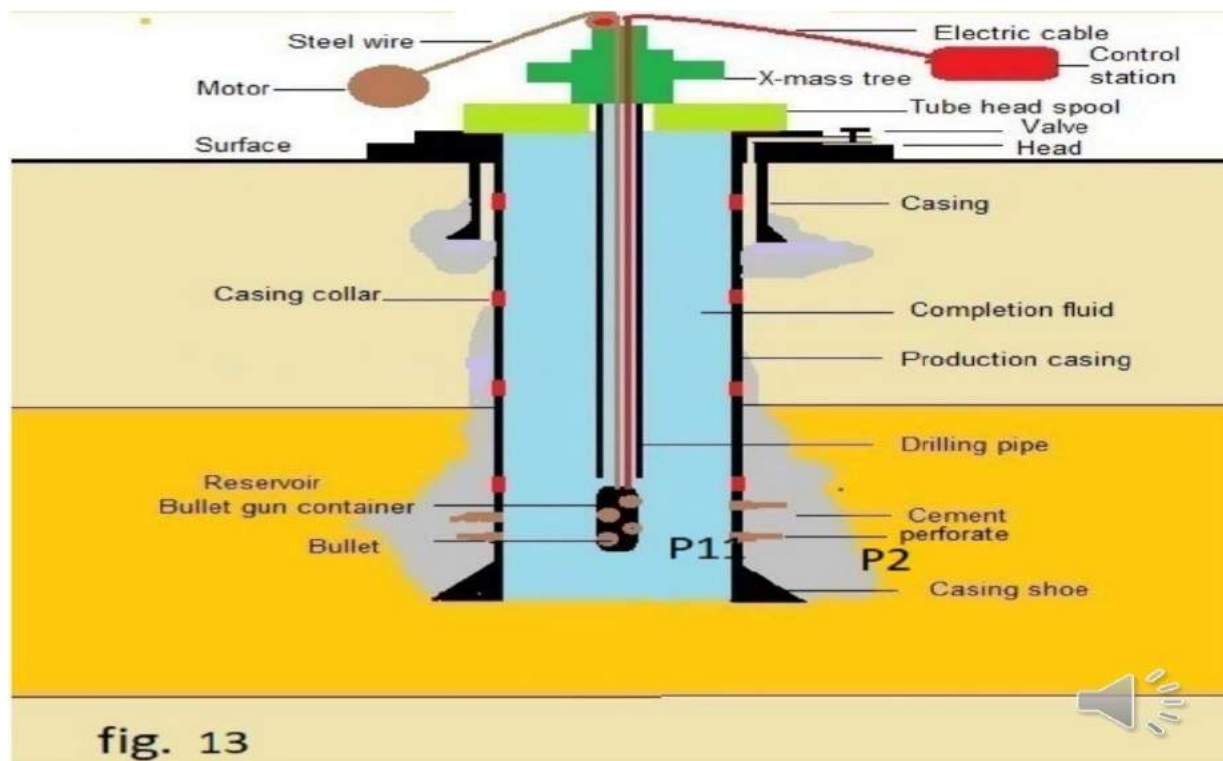
1- ماء مالح (محلول ملحي) أو زيت. عند استخدام سائل النقاء ، فإنه لن يسبب ثقب في المكونات. ولكن عند إجراء عملية التنقيب مع اختلاف الضغط من البئر نحو التكوين المثقوب ، مما يتسبب في تحريك التعليق (غرامات النفاثات أو الرصاص) في الثقب.

2- Acetic acid; this acid is the best perforating fluid under most conditions. Inhibitor corrosion add to acetic acid to prevent corrosion of metal when connect with the acid for long period and at high temperature, in case of absence of H₂S gas.

2- حمض الخليك. هذا الحمض هو أفضل سائل ثقب في معظم الظروف. يضيف تآكل المانع إلى حمض الأسيتيك لمنع تآكل المعدن عند الاتصال بالحمض لفترة طويلة وفي درجات حرارة عالية ، في حالة عدم وجود غاز H₂S.

3- Nitrogen gas; in case of perforation low pressure formation, or rig time and swabbing cost is very expensive, it better used Nitrogen gas in perforation operations.

3- غاز النيتروجين. في حالة تكوين الضغط المنخفض للتنقيب ، أو أن وقت الحفر وتكلفة المسح تعتبر نفقات كبيرة ، فمن الأفضل استخدام غاز النيتروجين في عمليات التنقيب.



Selection of Perforated Intervals اختيار فترات مثقبة

The perforated interval in production zone selected based on result all or most the following factors:

تم تحديد الفترة الزمنية المثقبة في منطقة الإنتاج بناءً على النتيجة جميعها أو معظم العوامل التالية :

1- Electric, sonic, and radioactive logs show the border of oil and water formation.

1- السجلات الكهربائية والصوتية والمشعة توضح حدود تكوين الزيت والماء.

2- Result of drill stem tests that conduct during well drilling.

2- نتيجة اختبارات جذع الحفر التي أجريت أثناء حفر الآبار.

3- Cores that extract from producing formation.

3- النوى المستخرجة من التكوين المنتج.

4- Geologic formations. التكوينات الجيولوجية.

Take in account the following factors when select the perforating intervals;

ضع في الاعتبار العوامل التالية عند تحديد فترات التثقيب ؛

1- The bottom perforated should far from Oil Water Contact (OWC) to avoid water coning. **Fig.14**

1- يجب أن يكون الجزء السفلي المثقوب بعيداً عن ملامسة الزيت بالماء (OWC) لتجنب تسرب الماء.
الشكل 14

2- The top perforated should far from Gas Oil Contact (GOC) to avoid gas coning. **Fig.15**

2- يجب أن يكون الجزء العلوي المثقوب بعيداً عن ملامسة زيت الغاز (GOC) لتجنب تكوّن الغاز.

الشكل 15

3- Select zones with high porosity and permeability and avoid shale zones.

3- حدد المناطق ذات المسامية العالية والنفاذية وتجنب مناطق الصخر الزيتي.

4- Select interval perforation that complete perforated with minimum numbers of guns run (the gun length is 10 meters), to minimize the cost and provide the safety.

4- حدد فترة التفقيب التي تكتمل مثقبة بأقل عدد من البنادق (طول البندقية 10 أمتار) ، لتقليل التكلفة وتوفير السلامة.

5- The well should fill with a fluid does not cause any formation damage.

5- يجب أن يمتلئ البئر بسائل لا يسبب أي تلف في التكوين.

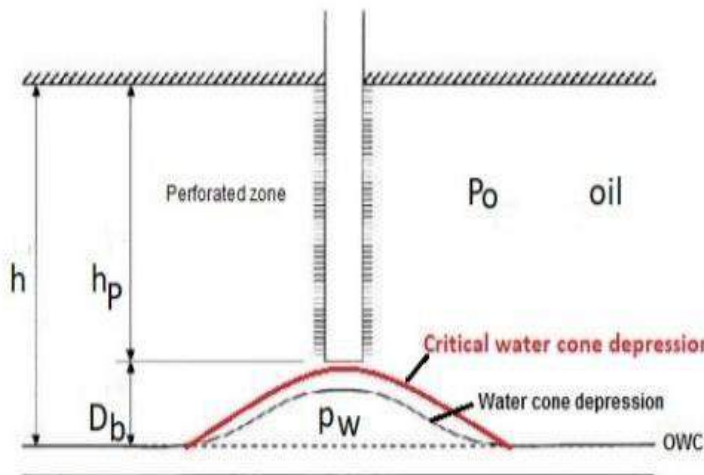


Fig.14

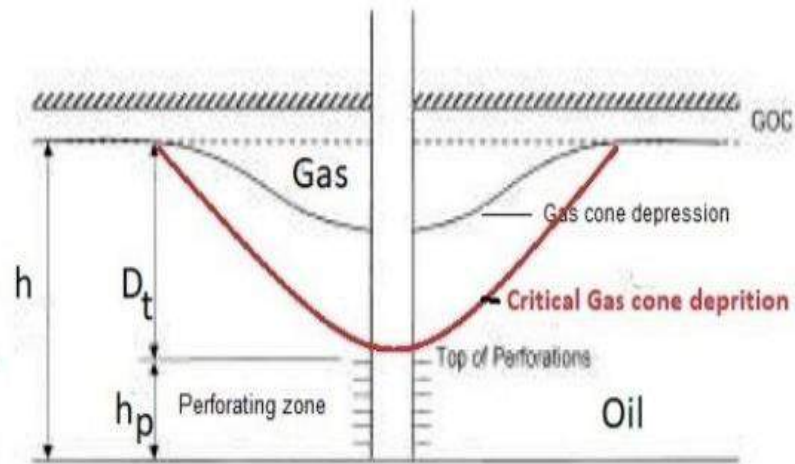


Fig.15

Water and Gas Coning

Coning is a term used to describe the mechanism underlying the upward movement of water and/or the down movement of gas into the perforations of a producing well or the open hole interval. Coning can seriously impact the well productivity and influence the degree of depletion and the overall recovery efficiency of the oil reservoirs. The specific problems of water and gas coning are listed below.

المخروط هو مصطلح يستخدم لوصف الآلية الكامنة وراء الحركة الصاعدة للماء و / أو الحركة السفلية للغاز في ثقب البئر المنتجة أو الفتحة الفاصلة. يمكن أن يؤثر المخروط بشكل خطير على إنتاجية البئر ويؤثر على درجة النضوب وكفاءة الاسترداد الإجمالية لخزانات النفط. يتم سرد المشاكل المحددة لمخاريط الماء والغاز أدناه.

- 1- Costly added water and gas handling. معالجة المياه والغاز المضافين بشكل مكلف
- 2- Reduced efficiency of the depletion mechanism. انخفاض كفاءة آلية الاستنفاد
- 3- The water is often corrosive and its disposal costly.

غالبًا ما تكون المياه مسببة للتآكل والتخلص منها مكلف

- 4- Loss of the total field overall recovery. فقدان إجمالي الاسترداد الميداني الإجمالي.

Delaying the encroachment and production of gas and water are essentially the controlling factors in maximizing the field's ultimate oil recovery.

يعد تأخير التعدي وإنتاج الغاز والماء عوامل تحكم أساسية في تعظيم الاستخراج النهائي للنفط في الحقل.

The coning is primarily the result of movement of reservoir fluids in the direction of least resistance, balanced by a tendency of the fluids to maintain gravity equilibrium. The analysis may be made with respect to either gas or water. Let the original condition of reservoir fluids exist as shown schematically in figure -16 , water underlying oil and gas overlying oil.

المخروط هو في المقام الأول نتيجة حركة سوائل الخزان في اتجاه أقل مقاومة ، متوازنة مع ميل السوائل للحفاظ على توازن الجاذبية. يمكن إجراء التحليل فيما يتعلق بالغاز أو الماء. دع الحالة الأصلية لسوائل المكن موجودة كما هو موضح بشكل تخطيطي في الشكل -16 ، الماء الكامن تحت النفط والغاز فوق النفط.

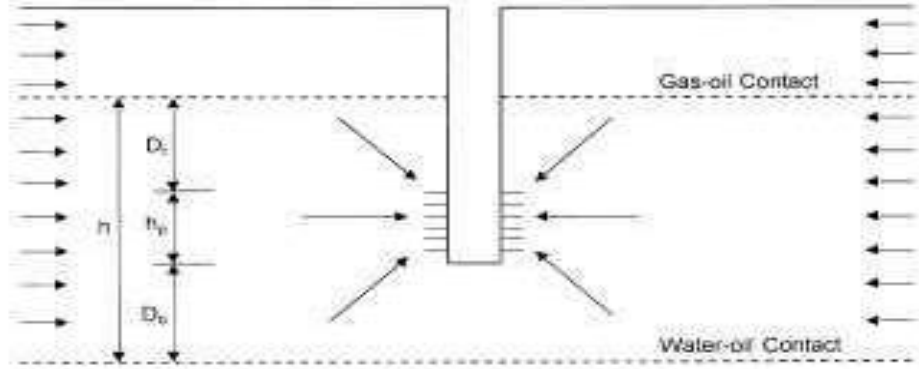


Fig. : Original reservoir static condition الحالة الثابتة للخزان الأصلي

شرح توضيحي من المصدر وليس من محاضرة الدكتور حول شكل 17

Production from the well would create pressure gradients that tend to lower the gas-oil contact and elevate the water-oil contact in the immediate vicinity of the well. Counterbalancing these flow gradients is the tendency of the gas to remain above the oil zone because of its lower density and of the water to remain below the oil zone because of its higher density. These counterbalancing forces tend to deform the gas-oil and water-oil contacts into a bell or cone shape as shown schematically in figure 17.

سيخلق الإنتاج من البئر تدرجات ضغط تميل إلى تقليل التلامس بين الغاز والزيوت ورفع التلامس بين الزيت والماء في المنطقة المجاورة مباشرة للبئر. إن موازنة تدرجات التدفق هذه هي ميل الغاز للبقاء فوق منطقة النفط بسبب كثافته المنخفضة والماء للبقاء تحت منطقة النفط بسبب كثافته العالية. تميل قوى الموازنة هذه إلى تشويه ملامسات الغاز والزيوت والماء والزيوت إلى شكل جرس أو مخروط كما هو موضح بشكل تخطيطي في الشكل 17.

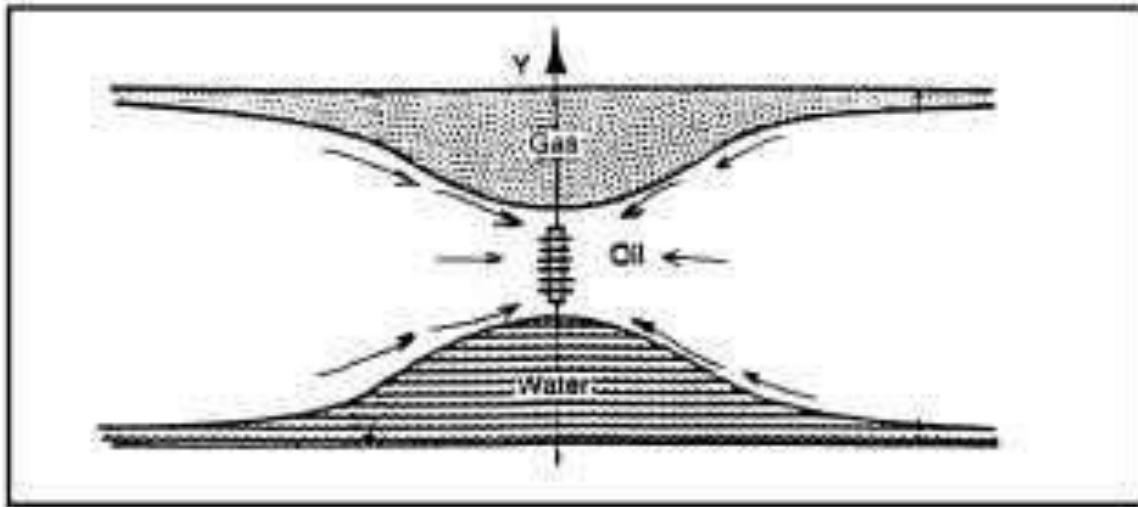


Figure -17 : Gas and Water coning

الشكل 17: مخروط الغاز والماء

There are essentially three forces that may affect fluid flow distributions around the well-bores. These are:

هناك ثلاث قوى أساسية قد تؤثر على توزيعات تدفق السوائل حول فتحات البئر. هؤلاء هم:

- 1- Capillary forces. القوى الشعرية
- 2- Gravity forces. قوى الجاذبية
- 3- Viscous forces. قوى لزجة

We can expand on the above basic visualization of coning by introducing the concept of:

يمكننا التوسع في التصور الأساسي أعلاه للخداع من خلال تقديم مفهوم

- Stable cone. مخروط مستقر
- Unstable cone مخروط غير مستقر
- Critical production rate. معدل الإنتاج الحرج

Defining the conditions for achieving the maximum water-free and/or gas-free oil production rate is a difficult problem to solve. Engineers are frequently faced with the following specific problems:

يعد تحديد شروط تحقيق الحد الأقصى لمعدل إنتاج الزيت الخالي من الماء و / أو الغاز مشكلة يصعب حلها. كثيرًا ما يواجه المهندسون المشكلات المحددة التالية:

1- Predicting the maximum flow rate that can be assigned to a completed well without the simultaneous production of water and/or free-gas.

توقع الحد الأقصى لمعدل التدفق الذي يمكن تخصيصه لبئر مكتمل دون الإنتاج المتزامن للمياه و / أو الغاز الحر.

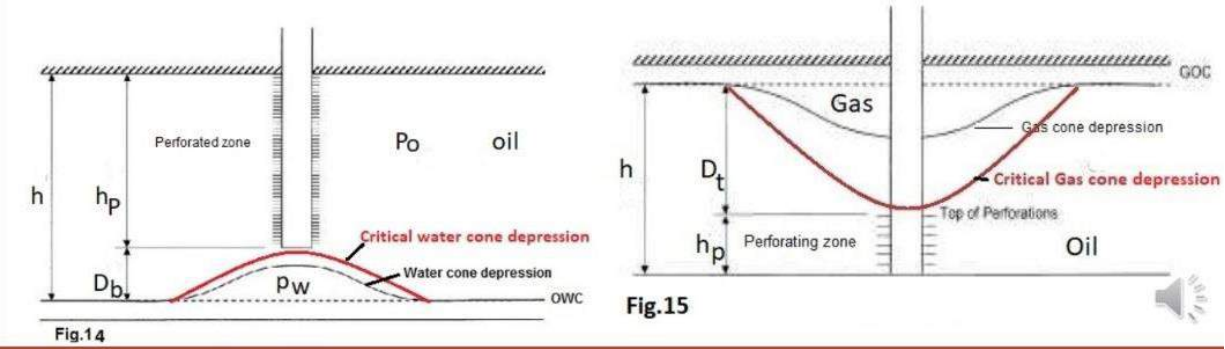
2- Defining the optimum length and position of the interval to be perforated in a well in order to obtain the maximum water and gas-free production rate.

تحديد الطول الأمثل وموضع الفاصل الزمني للثقيب في البئر من أجل الحصول على الحد الأقصى لمعدل الإنتاج الخالي من الماء والغاز.

Critical rate Q_{OC} is defined as the maximum allowable oil flow rate that can be imposed on the well to avoid a cone breakthrough. The critical rate would correspond to the development of a stable cone to an elevation just below the bottom of the perforated interval in an oil-water system or to an elevation just above the top of the perforated interval in a gas-oil system Fig14, fig.15 . There are several empirical correlations that are commonly used to predict the oil critical rate, including the correlations of:

يتم تعريف Q_{OC} المعدل الحرج على أنه الحد الأقصى لمعدل تدفق الزيت المسموح به والذي يمكن فرضه على البئر لتجنب اختراق المخروط. يتطابق المعدل الحرج مع تطور مخروط مستقر مع ارتفاع أقل بقليل من قاع الفترة المثقبة في نظام الزيت والماء أو إلى ارتفاع أعلى بقليل من الفاصل الزمني المثقوب في نظام زيت الغاز الشكل 14 ، الشكل 15 . هناك العديد من الارتباطات التجريبية التي تستخدم عادة للتنبؤ بالمعدل الحرج للنفط ، بما في ذلك الارتباطات :

- 1- Meyer and Gardner and Pirson Methods. طرق ماير وغاردنر وبيرسون
- 2- Craft and Hawkins Method. طريقة كرافت وهوكينز
- 3- Chaney Et AL. Method شاني وآخرون. طريقة



1- Meyer and Gardner and Pirson Methods طرق ماير وغاردنر وبيرسون

Meyer, Gardner, and Pirson suggest that coning development is a result of the radial flow of the oil and associated pressure sink around the well-bore. In their derivations, Meyer, Gardner, and Pirson assume a homogeneous system with a uniform permeability throughout the reservoir, i.e., $K_h = K_v$. It should be pointed out that the ratio K_h/K_v is the most critical term in evaluating and solving the coning problem. They developed three separate correlations for determining the critical oil flow rate:

يقترح ماير ، وغاردنر ، وبيرسون أن تطور المخروط هو نتيجة للتدفق الشعاعي للزيت وما يرتبط به من ضغط بالوعة حول حفرة البئر. في اشتقاقاتهم ، يفترض ماير ، وغاردنر ، وبيرسون نظامًا متجانسًا بنفاذية موحدة في جميع أنحاء الخزان ، أي $K_h = K_v$. وتجدر الإشارة إلى أن النسبة K_h/K_v هي المصطلح الأكثر أهمية في تقييم وحل مشكلة المخروط. طوروا ثلاث ارتباطات منفصلة لتحديد معدل تدفق الزيت الحرج:

- Gas coning مخروط الغاز
- Water coning مخروط الماء
- Combined gas and water coning. مخاريط الغاز والمياه المجمعة

Gas coning

Consider the schematic illustration of the gas-coning problem shown in figure - 15. Meyer, Gardner, and Pirson correlated the critical oil rate required to achieve a stable gas cone with the following well penetration and fluid parameters:

ضع في اعتبارك الرسم التوضيحي التخطيطي لمشكلة مخروط الغاز الموضح في الشكل 15. ربط ماير وغاردنر وبيرسون معدل الزيت الحرج المطلوب لتحقيق مخروط غاز مستقر مع تغلغل البئر ومعلومات السوائل التالية:

- Difference in the oil and gas density. الفرق في كثافة النفط والغاز.
- Depth D_t from the original gas-oil contact to the top of the perforations.

- العمق Dt من التلامس الأصلي بين الغاز والزيت إلى أعلى الثقوب.

- The oil column thickness h. سمك عمود الزيت h

The well perforated interval h_p in a gas-oil system, is essentially defined as:

تعرف الفترة الزمنية المثقبة جيدًا ، في نظام زيت الغاز ، بشكل أساسي على النحو التالي:

$$h_p = h - D_t$$

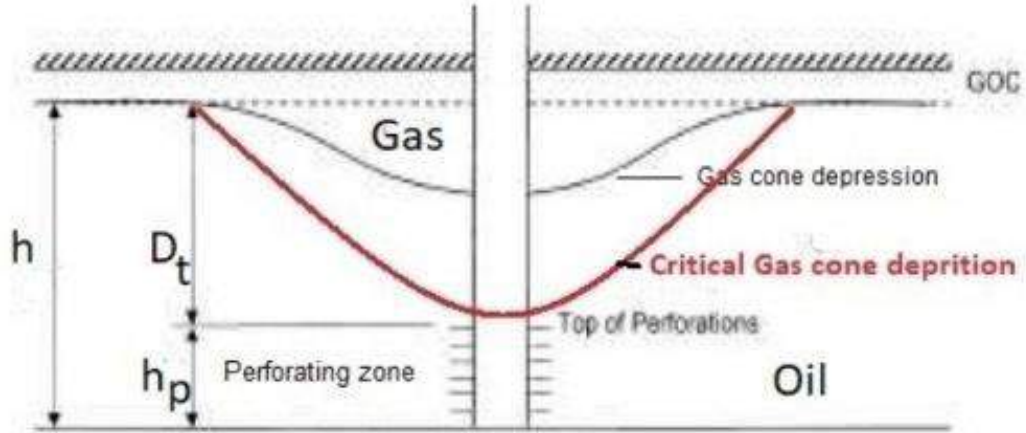


Fig.15

Meyer, Gardner, and Pirson propose the following expression for determining the oil critical flow rate in a gas-oil system:

يقترح ماير وغاردنر وبيرسون التعبير التالي لتحديد معدل التدفق الحرج للزيت في نظام زيت الغاز:

ملخص الافتراضات لنظام الغاز والزيت: Summary of assumptions for gas-oil system:

1. Capillary forces usually have negligible effect on coning and will be neglected.
1. عادة ما يكون للقوى الشعرية تأثير ضئيل على المخروط وسيتم إهمالها.
2. No gas drive, that means GOR remain constant
2. لا يوجد محرك يعمل بالغاز ، وهذا يعني أن GOR تظل ثابتة.

$$\Phi = \text{Potential القدرة} = H$$

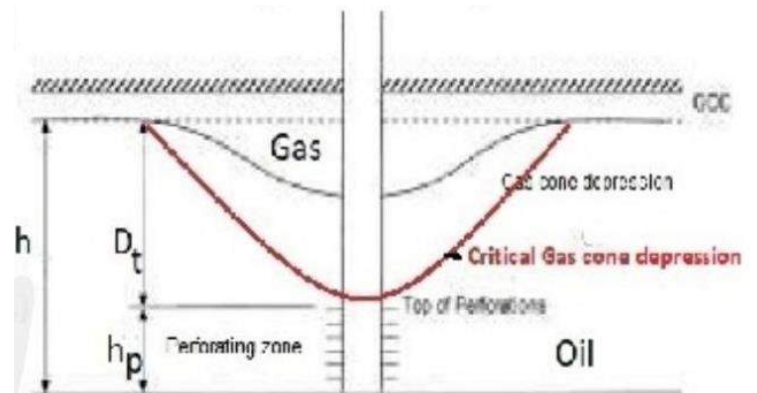
For any point, calculate H لأي نقطة ، احسب H

$$\Phi = g + \frac{P_o - P_g}{\rho_o}$$

$$\Phi = H * g \rightarrow H = \frac{\Phi}{g}$$

$$H_{\text{gas}} = z + P_g / (\rho_{\text{gas}} * g) \dots\dots\dots (2)$$

$$H_{\text{oil}} = z + P_o / (\rho_{\text{oil}} * g) \dots\dots\dots (3)$$



Since $P_c = \text{zero}$ i.e., $P_o = P_g$ (where $P_c = P_g - P_o = \text{zero}$)
 & $H_g = \text{constant}$ (i.e., no gas drive).

For eq.(2) , solving for $P_g \rightarrow$

$$(H_g - z) * \rho_g * g = P_g \dots\dots\dots(2-a)$$

& also eq.(3) becomes:-

$$(H_o - z) * \rho_o * g = P_o \dots\dots\dots(3-a)$$

Since $P_c = \text{zero} \rightarrow P_o = P_g$

Then eq. (2-a) = eq. (3-a)

$$(H_g - z) \rho_g * g = (H_o - z) \rho_o * g \dots\dots\dots(4)$$

Solve eq. (4) for H_o

$$H_o = H_g * (\rho_g/\rho_o) + z [(\rho_o - \rho_g)/\rho_o] \dots\dots\dots (5)$$

Where H_g is constant

Derivative equation (5) respect to H_o

$$dH_o = [(\rho_o - \rho_g)/\rho_o] dz \dots\dots\dots(6)$$

Darcy's law $Q = k A \Delta P / \mu L$ (for linear flow)'

Solving for oil flow:

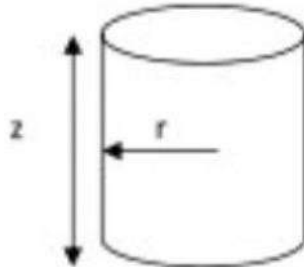
$$Q \rightarrow Q_o$$

$$k \rightarrow k_o$$

$$L \rightarrow dr$$

$$\mu \rightarrow \mu_o$$

$$\text{Radial area} \leftrightarrow A = 2\pi r z$$



$$\Delta P = \rho_o g dH_o$$

Where $P = \rho g H$

Then Darcy's law \rightarrow

$$Q_o = 2\pi \rho_o g (k_o/\mu_o) z r (dH_o/dr) \dots\dots\dots (7)$$

Substitute the value of (dH_o) [i.e. eg.(6) in eq.(7)]

For radial flow

$$Q_o = 2\pi (\rho_o - \rho_g) g (k_o/\mu_o) z r (dz/dr) \dots\dots\dots (8)$$

$$Q_{max} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{d}{r} = 2 (\rho_o - \rho_g) g \left(\frac{K_o}{\mu_o}\right) z r \int_{h-D_t}^h zd \dots\dots\dots (9)$$

$$Q_{max} = \pi g \left[\frac{\rho_o - \rho_g}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] * \left(\frac{K_o}{\mu_o}\right) [h^2 - (h - D_t)^2] \dots\dots\dots (10)$$

$$Q_{max} = 0.001535 * \left[\frac{\rho_o - \rho_g}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] * \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - (h - D_t)^2] \dots \dots \dots (11)$$

Qo max = maximum oil production rata without gas coning (critical rate), **STB/day**
 معدل إنتاج الزيت الأقصى بدون مخروط غاز (معدل حرج) ، STB / يوم

po = oil density, **gram/ cm³**

pg = gas density, **gram/ cm³**

re = drainage area radius, **ft.** نصف قطر منطقة الصرف ، قدم

rw= well-bore radius, **ft.** نصف قطر تجويف البئر ، قدم

ko = oil permeability, **md** نفاذية الزيت

μo = oil viscosity, **cp**

Bo = oil formation volume factor, **bb/STTB** عامل حجم تكوين الزيت

h = thickness of oil zone (producing zone), **ft** سمك منطقة النفط (منطقة الإنتاج)

Dt = Depth from the original gas-oil contact to the top of the perforations, **ft**
 العمق من التلامس الأصلي بين الغاز والزيت إلى أعلى الثقوب

hp = Completion interval (Perforated interval), **ft.** فاصل الإكمال (الفاصل الزمني المثقوب)

Example (1-1):

A vertical well is drilled in an oil reservoir overlaid by a gas cap. The related well and reservoir data are given below:

يتم حفر بئر رأسية في خزان نفط مغطى بغطاء غاز. فيما يلي بيانات البئر والخزان ذات الصلة:

Horizontal and vertical permeability, i.e., $k_h = k_v = 110$ md

Oil relative permeability, $k_{ro} = 0.85$

Oil density, $\rho_o = 47.5$ lb/ft³

Gas density, $\rho_g = 5.1$ lb/ft³

Oil viscosity, $\mu_o = 0.73$ cp

Oil formation volume factor, $B_o = 1.1$ bbl/day

Oil column thickness, $h = 40$ ft

Perforated interval, $h_p = 15$ ft

Depth from GOC to top of perforations, $D_t = 25$ ft.

Well-bore radius, $r_w = 0.5$ ft

Drainage radius, $r_e = 660$ ft

Using Meyer, Gardner, and Pirson relationships, calculate the critical oil flow rate.

باستخدام علاقات Meyer و Gardner و Pirson ، احسب معدل تدفق الزيت الحرج.

Solution

The critical oil flow rate for this gas-coning problem can be determined by applying equation (11). The following two steps summarize Meyer, Gardner, and Pirson methodology.

يمكن تحديد معدل تدفق الزيت الحرج لمشكلة تحويل الغاز من خلال التطبيق المعادلة (11). تلخص الخطوات التالية التاليتان ماير وغاردنر وبيرسون المنهجية.

Step 1. calculate effective oil permeability, k_o

$$k_o = k_{ro} k = 0.85 * 110 = 93.5 \text{ md}$$

Step 2. solve for Q_{oc} by applying equation (11)

$$Q_{oc} = Q_{o \max} = 0.001535 \left[\frac{47.5 - 5.1}{62.4 - 62.4} \right] \left[\frac{93.5}{0.73 * 1.1} \right] [40^2 - (40 - 25)^2]$$

$$Q_{oc} = Q_{o \max} = 21.20 \text{ STB/day}$$

Water Coning

Meyer, Gardner, and Pirson proposed a similar expression for determining the critical oil rate in the water coning system shown schematically in figure - 16.

اقترح ماير و غاردنر و بيرسون تعبيرًا مشابهًا لتحديد معدل الزيت الحرج في نظام مخاريط الماء الموضح تخطيطيًا في الشكل - 16.

The proposed relationship has the following form : العلاقة المقترحة لها الشكل التالي :

$$Q_{max} = 0.001535 * \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - (h - D_b)^2] \dots \dots \dots (12)$$

Example (1-2):

Resolve example (1-1) assuming that the oil zone is underlaid by bottom water. The water density is given as 63.76 lb/ft. the well completion interval is 15 ft as measured from the top of the formation (no gas cap) to the bottom of the perforations.

حل المثال (1-1) بافتراض أن منطقة النفط مغطاة بمياه القاع. كثافة الماء معطاة 63.76 رطل / قدم. يبلغ الفاصل الزمني لإكمال البئر 15 قدمًا كما تم قياسه من أعلى التكوين (بدون غطاء غاز) إلى قاع الثقوب.

Solution:

The critical oil flow rate for this water-coning problem can be estimated by applying equation (12). The equation is designed to determine the critical rate at which the water cone “touches” the bottom of the well to give.

يمكن تقدير معدل تدفق الزيت الحرج لمشكلة تحويل المياه هذه من خلال تطبيق المعادلة (12). تم تصميم المعادلة لتحديد المعدل الحرج الذي "يلمس" فيه مخروط الماء قاع البئر ليعطي.

$$Q_{max} = 0.001535 * \left[\frac{\rho_w - \rho_o}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right] \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) [h^2 - (h - D_b)^2] \dots \dots \dots (12)$$

$$Q_{max} = 0.001535 \left[\frac{\left(\frac{63.76}{62.4}\right) - \left(\frac{47.5}{62.4}\right)}{\ln\left(\frac{660}{0.25}\right)} \right] \left(\frac{93.5}{0.73 * 1.1} \right) [40^2 - 15^2]$$

→ Qo max = 8.13 STB/day

Simultaneous Gas and Water coning

If the effective oil-pay thickness h is comprised between a gas cap and a water zone figure - 47, the completion interval h_p must be such as to permit maximum oil-production rate without having gas and water simultaneously produced by coning, gas breaking through at the top of the interval and water at the bottom.

إذا كان سمك دفع الزيت الفعال h يتألف من غطاء غاز وشكل منطقة مائية - 47 ، فيجب أن يكون الفاصل الزمني للإكمال حصاناً للسماح بأقصى معدل إنتاج للنفط دون الحاجة إلى إنتاج الغاز والماء في وقت واحد عن طريق المخروط ، واختراق الغاز في الجزء العلوي من الفترة والماء في الجزء السفلي.

This case is of particular interest in the production from a thin column overlaid by bottom water and overlaid by gas.

هذه الحالة ذات أهمية خاصة في الإنتاج من عمود رقيق تحتها مياه قاع ومغطاة بالغاز.

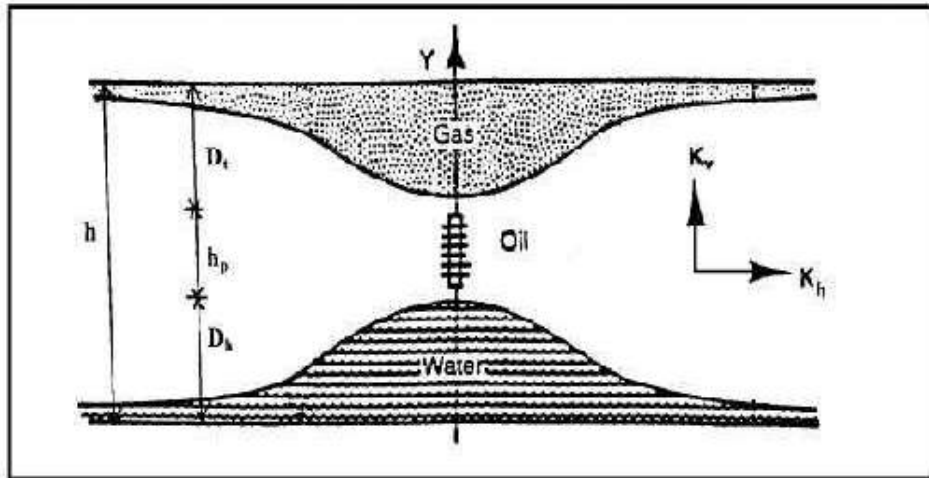


Figure - 17: The development of Gas and Water coning شكل - 17: تطوير مخاريط الغاز والمياه

For this combined gas and water coning, Prison (1977) combined equation (11) and (12) to produce the following simplified expression for determining the maximum oil-flow rate without gas and water coning:

بالنسبة لمخروط الغاز والماء المشترك ، Prison (1977) المعادلة المدمجة (11) و (12) لإنتاج التعبير المبسط التالي لتحديد الحد الأقصى لمعدل تدفق الزيت بدون مخروط الغاز والماء:

$$Q_{O \max} = Q_{ow} + Q_{og} \dots \dots \dots (13)$$

$$Q_{max} = 0.001535 \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) \left| \frac{h^2 - h_p^2}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right| \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)(\rho_o - \rho_g)}{(\rho_w - \rho_g)} \right]^2 + (\rho_o - \rho_g) \left(1 - \left[\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right]^2 \right) \dots \dots (14)$$

Example (1-3):

A vertical well is drilled in an oil reservoir that is overlaid by a gas cap and underlaid by bottom water. Figure - 18 shows an illustration of the simultaneous gas and water coning.

يتم حفر بئر رأسية في خزان نפט مغطى بغطاء غاز وتغطيته بمياه القاع. يوضح الشكل - 81 رسمًا توضيحيًا لمخروط الغاز والماء المتزامنة.

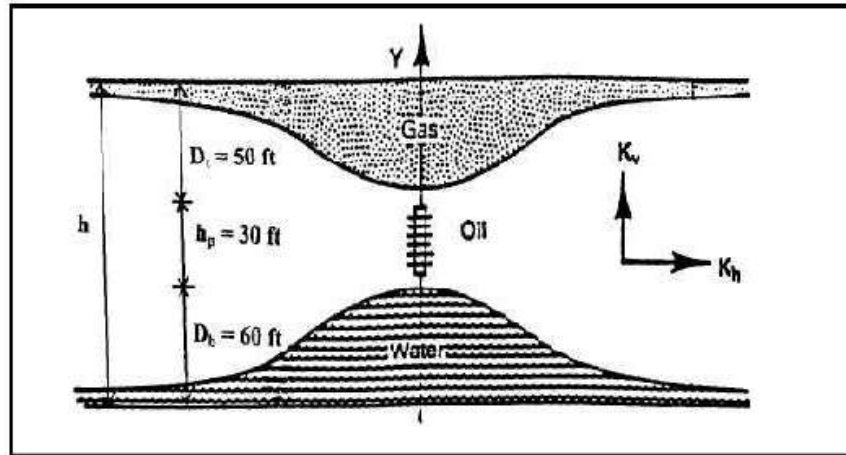


Figure – 18: Gas and Water coning problem (example, 1-3)

The following data are available:

Horizontal and vertical permeability, i.e., $k_h = k_v = 110$ md

Oil relative permeability, $k_{ro} = 0.85$

Oil effective permeability, $k_o = 93.5$ md

Oil density, $\rho_o = 47.5$ lb/ft³

Water density, $\rho_w = 63.76$ lb/ft³

Gas density, $\rho_g = 5.1$ lb/ft³

Oil viscosity, $\mu_o = 0.73$ cp

Oil formation volume factor, FVF, $B_o = 1.1$ bbl/STB

Oil column thickness, $h = 65$ ft

Perforated interval, $h_p = 15$ ft

Depth from GOC to top of perforations, $D_t = 25$ ft

Well-bore radius, $r_w = 0.5$ ft

Drainage radius, $r_e = 660$ ft

Calculate the maximum permissible oil rate that can be imposed to avoid cones breakthrough, i.e., water and gas coning.

Solution:

Apply equation (14) to solve for the simultaneous gas-and water coning problem, to give:

$$Q_{max} = 0.001535 \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) \left| \frac{h^2 - hp^2}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right| \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)(\rho_o - \rho_g)}{(\rho_w - \rho_g)} \right]^2 + (\rho_o - \rho_g) \left(1 - \left[\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right]^2 \right) \dots \dots (14)$$

$$Q_{o max} = 0.001535 \left(\frac{93.5}{0.73 * 1.1} \right) \left[\frac{65^2 - 15^2}{\ln \frac{660}{0.25}} \right] \left[\frac{\left(\frac{63.76}{62.4} - \frac{47.5}{62.4} \right) \left(\frac{47.5}{62.4} - \frac{5.1}{62.4} \right)}{\left(\frac{63.76}{62.4} - \frac{5.1}{62.4} \right)} \right]^2 + \left(\frac{47.5}{62.4} - \frac{5.1}{62.4} \right) \left[1 - \left(\frac{\frac{47.5}{62.4} - \frac{5.1}{62.4}}{\frac{63.76}{62.4} - \frac{5.1}{62.4}} \right)^2 \right]$$

Qomax = 17.1 STB/day

Prison derives a relationship for determining the optimum placement of the desired hp feet of perforation in an oil zone with a gas cap above and a water zone below. Prison proposes that the optimum distance Dt from the GOC to the top of the perforations can determined from the following expressed:

يشق السجن علاقة لتحديد الموضع الأمثل لأقدام حصان للثقب المطلوب في منطقة نفطية مع غطاء غاز أعلاه ومنطقة مائية أدناه. يقترح السجن أن المسافة المثلى Dt من GOC إلى أعلى الثقب يمكن تحديدها من ما يلي:

$$D_t = (h - h_p) \left[1 - \left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_w - \rho_g} \right) \right] \dots \dots \dots (15)$$

Where the distance Dt is expressed in feet. بالأقدام Dt حيث يتم التعبير عن المسافة.

Example (1-4):

Using the data given in example (1-3), calculate the optimum distance for the placement of the 15 foot perforations.

باستخدام البيانات الواردة في المثال (1-3) ، احسب المسافة المثلى لوضع الثقب التي يبلغ طولها 15 قدمًا.

Solution:

Applying equation (15) gives:

$$Dt = (65 - 15) \left[1 - \left(\frac{47.5 - 5.1}{63.76 - 5.1} \right) \right] = 13.9 \text{ ft.}$$

Completion Efficiency

Generally, there are difference types of well completions; the cased-hole completion has advantage characterize the open-hole completion by:

بشكل عام ، هناك أنواع مختلفة من إتمام الآبار ؛ يتميز إكمال الفتحة المغطاة بميزة تميز إكمال الفتحة المفتوحة من خلال:

1- Excessive gas or water production can be controlled more easily.

1- يمكن التحكم في إنتاج الغاز أو الماء الزائد بسهولة أكبر.

2- Can be selectively stimulated. يمكن تحفيزه بشكل انتقائي.

3- Adaptable to multiple completion techniques. قابل للتكيف مع تقنيات الإنجاز المتعددة.

The advantage of cased-hole completion comes in account of loss in well potential to produce with maximum rate because of casing and perforation. Also it is not unusual during drilling, completion, or work-over operations for materials such as mud filtrate, cement slurry, or clay particles to enter the formation and reduce the permeability around the well-bore which cause potential loss.

تأتي ميزة إكمال الفتحة المغطاة في حساب الخسارة في إمكانية إنتاج البئر بأقصى معدل بسبب الغلاف والتفتيب. كما أنه ليس من غير المألوف أثناء عمليات الحفر أو الإكمال أو العمل الإضافي للمواد مثل ترشيح الطين أو ملاط الأسمنت أو جزيئات الطين أن تدخل التكوين وتقليل النفاذية حول تجويف البئر مما يسبب خسارة محتملة.

This effect is commonly referred to as “well-bore damage” and the region of altered permeability is called the “skin zone” this zone can extend from a few inches to several feet from the well-bore as shown in figure – 18 , it express by positive skin factor ($s = +$). Many other wells are stimulated by acidizing or fracturing, which in effect increases the permeability near the well-bore, expressed by negative skin factor ($s = -$). Figure - 19 shows pressure profile through porous media.

يشار إلى هذا التأثير عمومًا باسم "تلف البئر" وتسمى منطقة النفاذية المتغيرة "منطقة الجلد" ويمكن أن تمتد هذه المنطقة من بضع بوصات إلى عدة أقدام من تجويف البئر كما هو موضح في الشكل 18 ، يعبر عن عامل الجلد الإيجابي ($s = +$). يتم تحفيز العديد من الآبار الأخرى عن طريق التحميص أو التأكسیر ، مما يؤدي في الواقع إلى زيادة النفاذية بالقرب من تجويف البئر ، والتي يتم التعبير عنها بواسطة عامل الجلد السلبي ($s = -$). يوضح الشكل - 19 ملف تعريف الضغط من خلال وسائط مسامية.

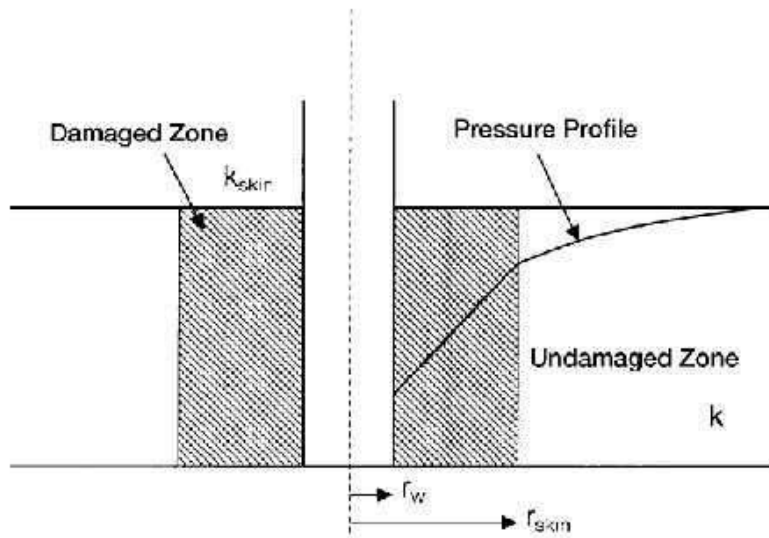


Figure – 18: near well bore skin effect.

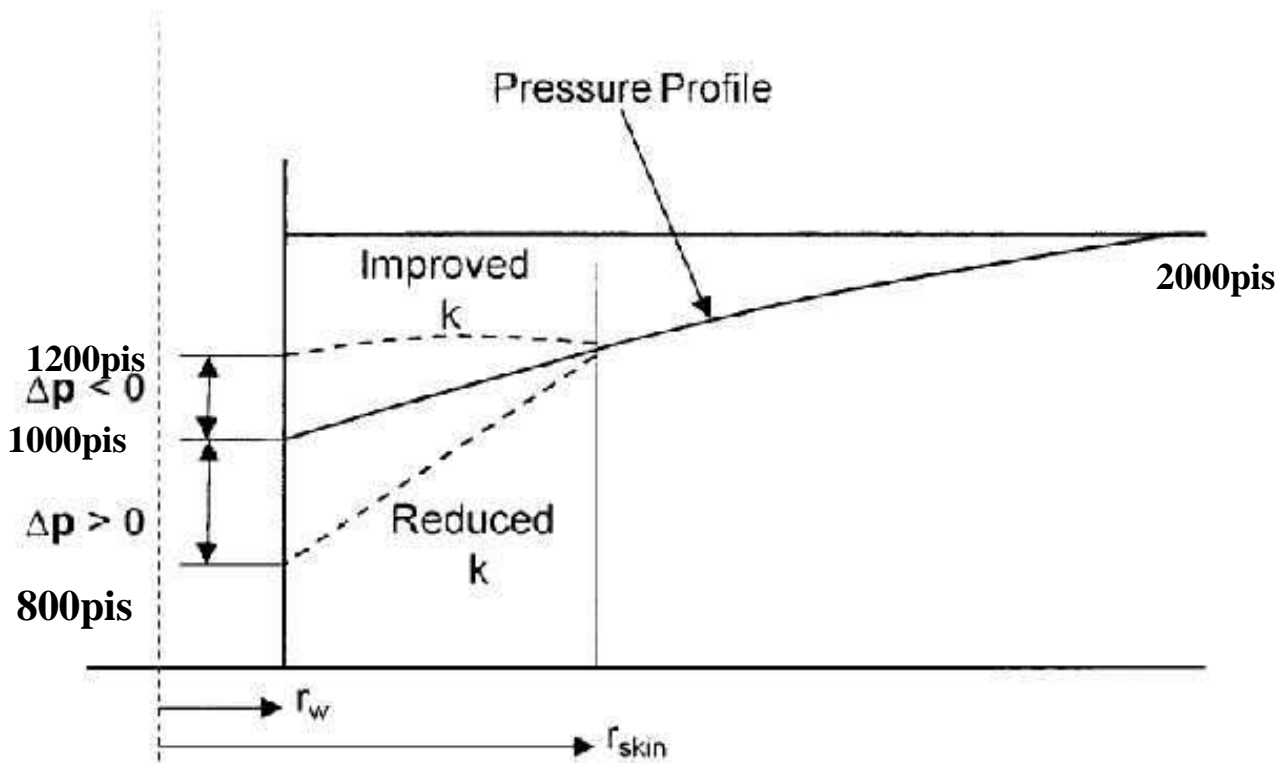


Figure – 19: pressure profile, comprehensive of positive and negative skin effects.

شكل - 19: ملف الضغط ، وازالة الآثار الجلدية الإيجابية والسلبية.

According to the above factors that cause pressure loss, there are many skin factors as following:

وفقاً للعوامل المذكورة أعلاه التي تسبب فقدان الضغط ، هناك العديد من العوامل الجلدية على النحو التالي:

$$S_t = S_{fm} + S_c + S_{pp}$$

Where;

S_{fm} = Formation skin factor due to alteration formation characteristics (permeability).

$= S_{fm}$ = عامل قشرة التكوين بسبب خصائص التكوين المتغير (النفاذية).

Many wells either have a zone of reduced permeability near the well-bore resulting from drilling or completion operations or have been stimulated by acidizing or hydraulic fracturing.

تحتوي العديد من الآبار إما على منطقة ذات نفاذية منخفضة بالقرب من حفرة البئر الناتجة عن عمليات الحفر أو الإكمال أو تم تحفيزها عن طريق التحميص أو التكسير الهيدروليكي.

Those factors that cause damage to the formation can produce additional localized pressure drop during flow. This additional pressure drop is referred to as ΔP_{skin} . On the other hand, well stimulation techniques will normally enhance the properties of the formation and increase the permeability around the well-bore, so that a decrease in pressure drop is observed. The resulting effect of altering the permeability around the well-bore is called the skin effect.

يمكن أن تؤدي هذه العوامل التي تسبب ضررًا للتكوين إلى انخفاض إضافي في الضغط أثناء التدفق. يشار إلى هذا الانخفاض الإضافي في الضغط باسم ΔP_{skin} . من ناحية أخرى، ستعمل تقنيات تحفيز البئر بشكل طبيعي على تعزيز خصائص التكوين وزيادة النفاذية حول تجويف البئر، بحيث يتم ملاحظة انخفاض في انخفاض الضغط. التأثير الناتج لتغيير النفاذية حول تجويف البئر يسمى تأثير الجلد.

compares the difference in the skin zone pressure drop for three possible outcomes:

يقارن الفرق في انخفاض ضغط منطقة الجلد بثلاث نتائج محتملة:

- **First outcomes:** $\Delta P_{skin} > 0$, indicates an additional pressure drop due to well-bore damage, i.e., $K_{skin} < k$ and $s = +$.

- **النتائج الأولى:** $0 < \Delta P_{skin}$ ، تشير إلى انخفاض إضافي في الضغط بسبب تلف تجويف البئر، أي $K_{skin} < k$ و $s = +$.

- **Second outcomes:** $\Delta P_{skin} < 0$, indicates less pressure drop due to well-bore improvement, i.e., $K_{skin} > k$ and $s = -$.

- **النتائج الثانية:** $0 > \Delta P_{skin}$ ، تشير إلى انخفاض أقل في الضغط بسبب تحسن تجويف البئر، أي $K_{skin} > k$ و $s = -$.

- **Third outcomes:** $\Delta P_{skin} = 0$, indicates no changes in the well-bore condition, i.e., $K_{skin} = k$ and $s = 0$.

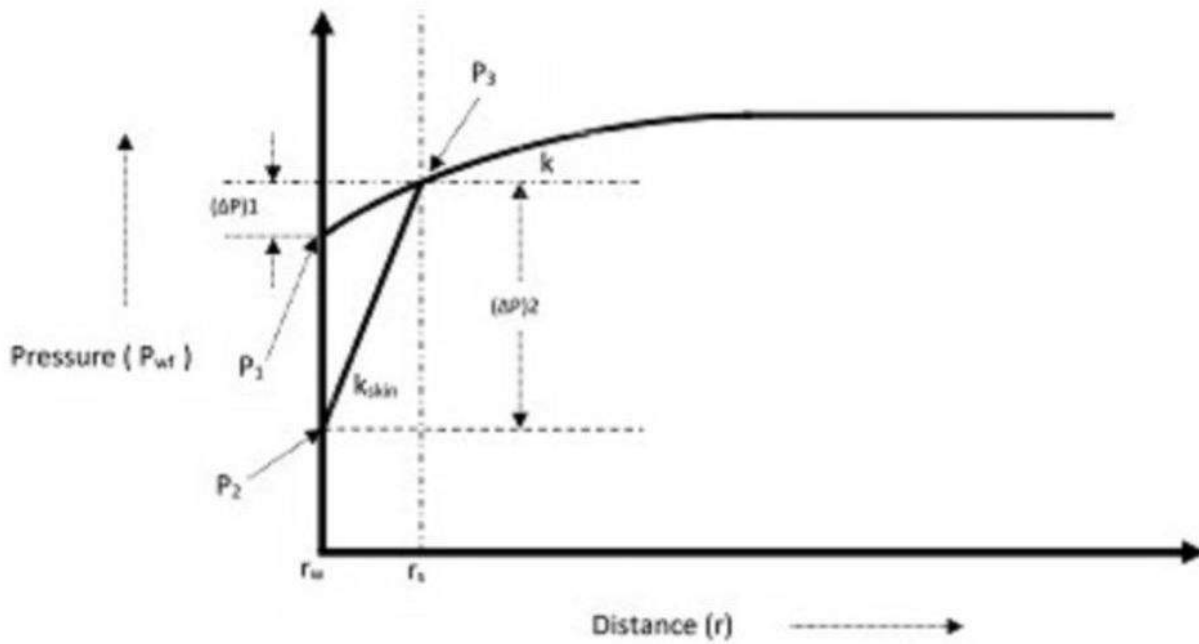
- **النتائج الثالثة:** $0 = \Delta P_{skin}$ ، تشير إلى عدم وجود تغييرات في حالة تجويف البئر، أي $K_{skin} = k$ و $s = 0$.

LE.13

Hawkins (1956), suggested that the permeability in the skin zone, i.e., K_{skin} , is uniform and the pressure drop across the zone can be approximated by Darcy's equation. Hawkins proposed the following approach as shown in below figure:

اقترح هوكينز (1956) أن النفاذية في منطقة الجلد ، أي K_{skin} ، موحدة ويمكن تقريب انخفاض الضغط عبر المنطقة بواسطة معادلة دارسي. اقترح هوكينز النهج التالي كما هو موضح في الشكل أدناه:

$$\Delta p_{skin} = [\Delta p \text{ in skin zone due to } k_{skin} - \Delta p \text{ in skin zone due to } k]$$



$$\Delta P_S = (\Delta P_2 - \Delta P_1) = (P_3 - P_2) - (P_3 - P_1) \dots \dots \dots (1)$$

$$\Delta P_S = (P_1 - P_2) \dots \dots \dots (2)$$

Where:

ΔP_2 = pressure drop in the altered zone around the well bore (r_s , K_{skin}).

ΔP_2 = هبوط الضغط في المنطقة المعدلة حول حفرة البئر (r_s , K_{skin}).

ΔP_1 = pressure drop in the undamaged zone (r_s , k).

ΔP_1 = انخفاض الضغط في المنطقة غير التالفة (r_s , k).

Apply Darcy's law for radial-steady state flow with field units.

قم بتطبيق قانون دارسي لتدفق الحالة المستقرة الشعاعية مع الوحدات الميدانية.

$$Q = 7.08 * 10^{-3} \frac{k * h (P - P)}{\mu_o * B * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

P_{ws} = static bottom hole (well bore) pressure, **psi**. (الضغط الثابت للثقب السفلي (تجويف البئر))

P_{wf} = flowing bottom hole (well bore) pressure, **psi**. (يندفق ضغط ثقب القاع (تجويف البئر))

$$\Delta P_1 = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}{kh} \dots \dots \dots (3)$$

$$\Delta P_2 = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}{k_{skin}h} \dots \dots \dots (4)$$

Substitute Eq. (3) & (4) in Eq. (2)

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}{k_{skin}h} - 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}{kh}$$

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh} \left[\frac{(k - k_{skin})}{k_{skin}} * \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right] \dots \dots \dots (5)$$

Van Everdingen defined ΔP_{skin} as:-

$$(\Delta P_{skin})_{fm} = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh} (S_{fm}) \dots \dots \dots (6)$$

Solving for S_{fm} equalizing Eqs. (5) & (6).

$$\color{blue}{\oplus} S_{fm} = \left[\frac{(k - k_{skin})}{k_{skin}} * \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \right] \dots \dots \dots (7)$$

Re-exam Eq. (7)

Case-1 $k = k_a$ No damage , No stimulation $S_{fm} = 0$, $\Delta P_{skin} = 0$

Case-2 $k < k_a$ Damage

$S_{fm} = +ve$, $\Delta P_{skin} = +ve$ زيادة انخفاض الضغط الكلي
increase total pressure drop
عندما تنتج بمعدل ثابت . when produce with constant rate.

Case-3 $k > k_a$ Stimulation

$S_{fm} = -ve$, $\Delta P_{skin} = -ve$ تقليل انخفاض الضغط الكلي
decrease total pressure drop
عندما تنتج بمعدل ثابت . when produce with constant rate.

Completion Efficiency كفاءة الإنجاز

S_{pp} = skin factor due to partial penetration of the formation.

S_{pp} = عامل الجلد بسبب الاختراق الجزئي للتكوين.

The skin factor S_{pp} , is affected by perforations in only a portion of the total formation thickness (effect of incompletely perforated interval). This factor causes an additional pressure drop near the well. The purpose from partial penetration of the formation is avoided water and gas coning.

يتأثر عامل الجلد S_{pp} بالثقب في جزء فقط من سمك التكوين الكلي (تأثير الفترة المثقوبة غير الكاملة). يتسبب هذا العامل في انخفاض إضافي في الضغط بالقرب من البئر. الغرض من الاختراق الجزئي للتكوين هو تجنب مخروط الماء والغاز.

S_{pp} is depended on penetration ratio ($b = \frac{h_p}{h_t}$) and $\left(\frac{h_p}{r_w}\right)$. Where, h_t is the total formation thickness, h_p is height of the perforated interval, and r_w is well-bore radius. As shown in figure -20.

يعتمد S_{pp} على نسبة الاختراق $\left(\frac{h_p}{h_t}\right)$ و $\left(\frac{h_p}{r_w}\right)$. حيث h_t هو السماكة الكلية للتكوين ، h_p هو ارتفاع الفاصل الزمني المثقوب ، و r_w هو نصف قطر البئر. كما هو مبين في الشكل -20.

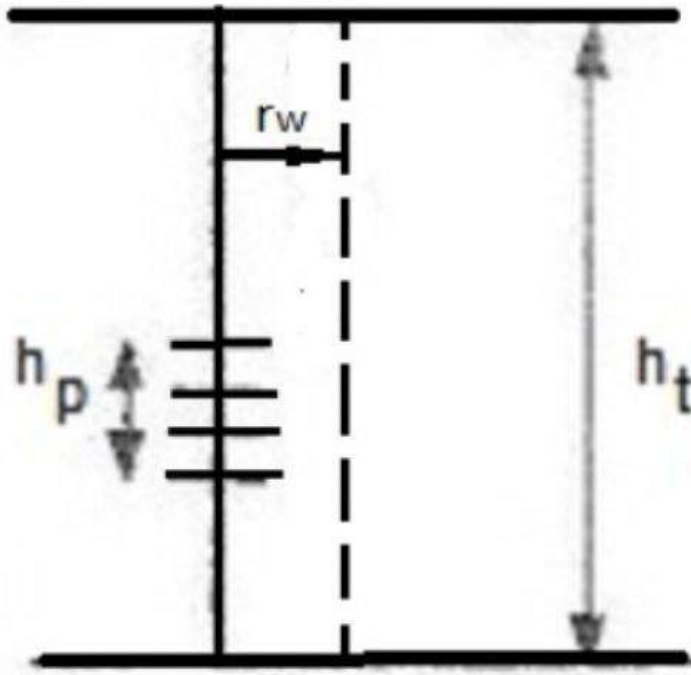


Figure – 20: partial penetration of formation by a well.

شكل - 20: اختراق جزئي للتكوين بواسطة بئر.

S_{pp} value is determined by figure – 21: by use value of b and $(\frac{h_p}{r_w})$.

يتم تحديد قيمة S_{pp} بالشكل - 21: عن طريق استخدام قيمة b و $(\frac{h_p}{r_w})$.

S_{pp} is always +ve.

Also:
$$(\Delta P_{skin})_{pp} = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh} (S_{pp})$$

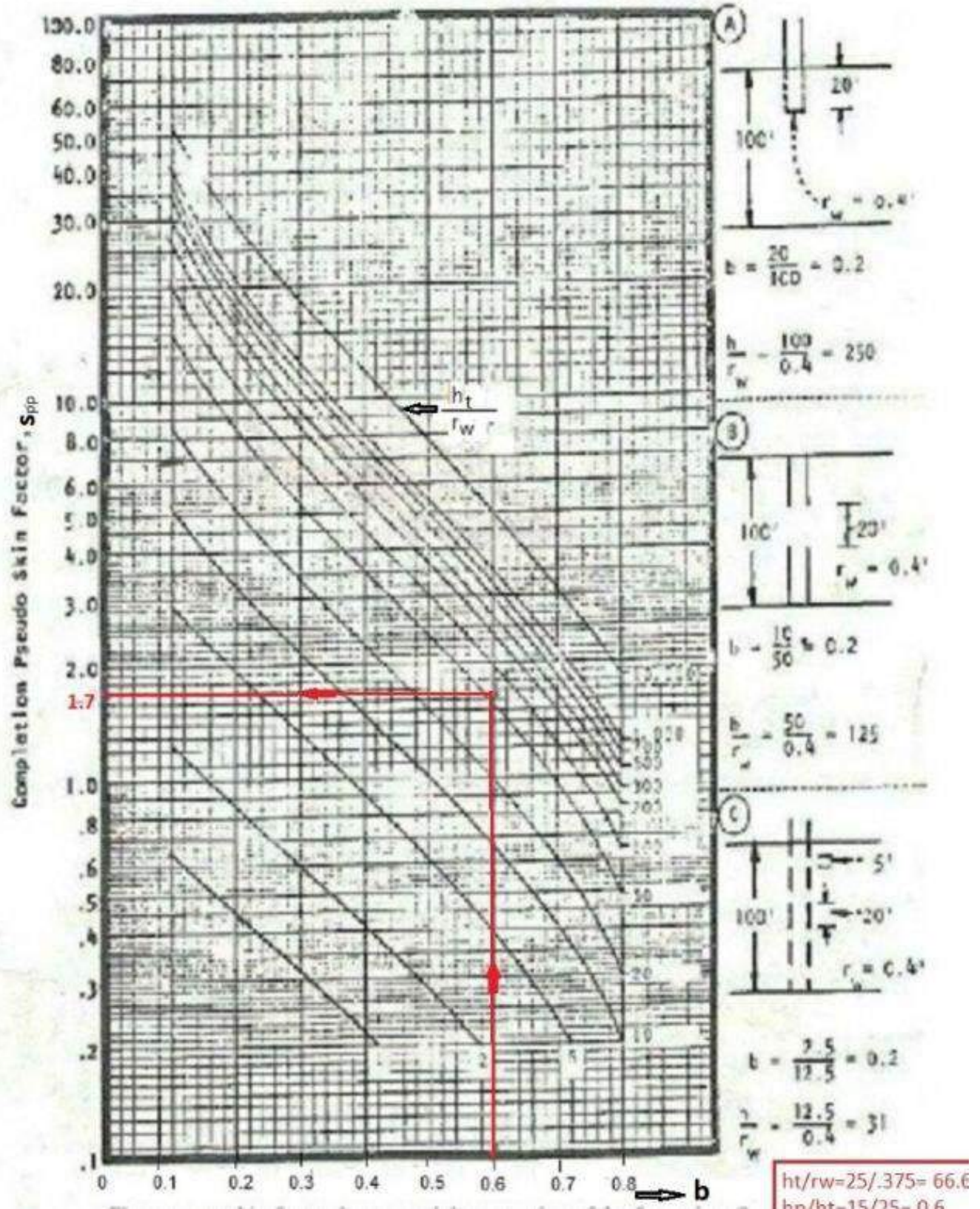


Figure – 21: skin factor due to partial penetration of the formation, S_{pp} .

الشكل - 21: عامل الجلد بسبب الاختراق الجزئي للتكوين ، S_{pp}

عامل الجلد بسبب التكوين الكامل. $S_c =$ skin factor due to completion configuration.

Skin factor due to completion configuration is determined by use figure (22), (23), and figure (24), and the following data.

يتم تحديد عامل الجلد بسبب التكوين الكامل من خلال استخدام الشكل (22) ، (23) ، والشكل (24) ، والبيانات التالية.

1- Perforating techniques (Bullet guns, Jet guns, Hydraulic perforator), and formation compressive strength. Used to determine formation penetration (distance of bullet penetrate the formation).

1- تقنيات التنقيب (مسدسات رصاص ، رشاش نفاث ، ثقب هيدروليكي) ، مقاومة ضغط التشكيل. تستخدم لتحديد اختراق التكوين (مسافة الرصاصة تخترق التكوين).

2- Perforation phase. مرحلة التنقيب

3- Area of perforated interval. مساحة الفاصل المثقوب

4- Perforation density, (number of perforation per foot of perforated interval).

4- كثافة الانتقاب (عدد الثقوب بالقدم في الفترة المثقبة).

$(S_c)_{chart}$ is corrected according to perforated zone, by:

$(S_c)_{chart}$ المخطط مصححًا وفقًا للمنطقة المثقبة ، بواسطة:

$$(S_c)_{cor} = (S_c)_{chart} \left(\frac{h_t}{h_p} \right)$$

Also:

$$(\Delta P_{skin})_c = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh} (S_c)_{cor}$$

or

$$(\Delta P_{skin})_c = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh_p} (S_c)_{chart}$$

$$so: \quad S_t = S_{fm} + S_c + S_{PP}$$

$$(\Delta P_{skin})_{total} = (\Delta P_{skin})_{S_{fm}} + (\Delta P_{skin})_{S_{PP}} + (\Delta P_{skin})_{S_c}$$

$$\oplus \quad (\Delta P_{skin})_{total} = 141.2 \frac{Q_o \mu_o B_o}{kh} (S_t)$$

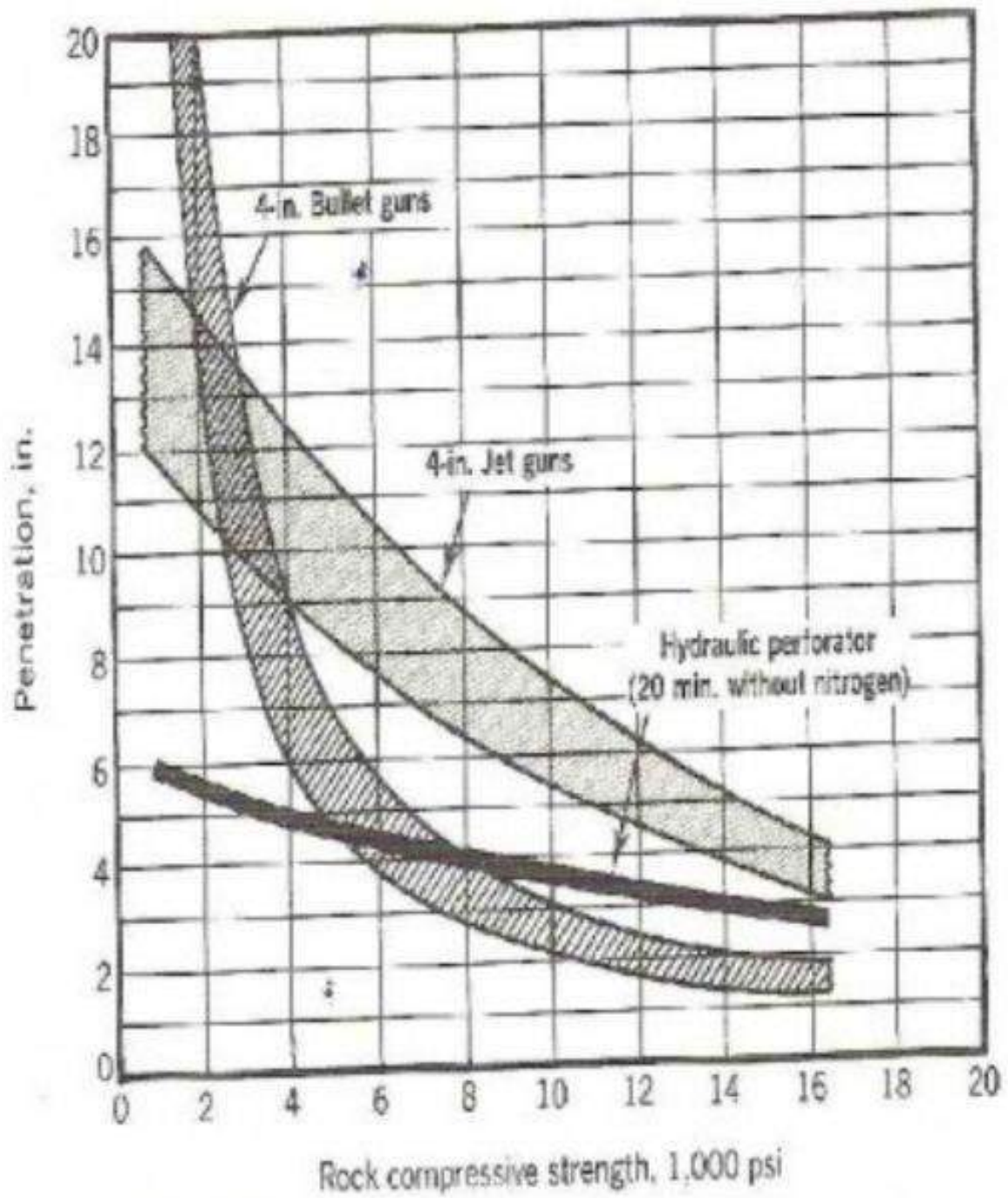


Figure - 22

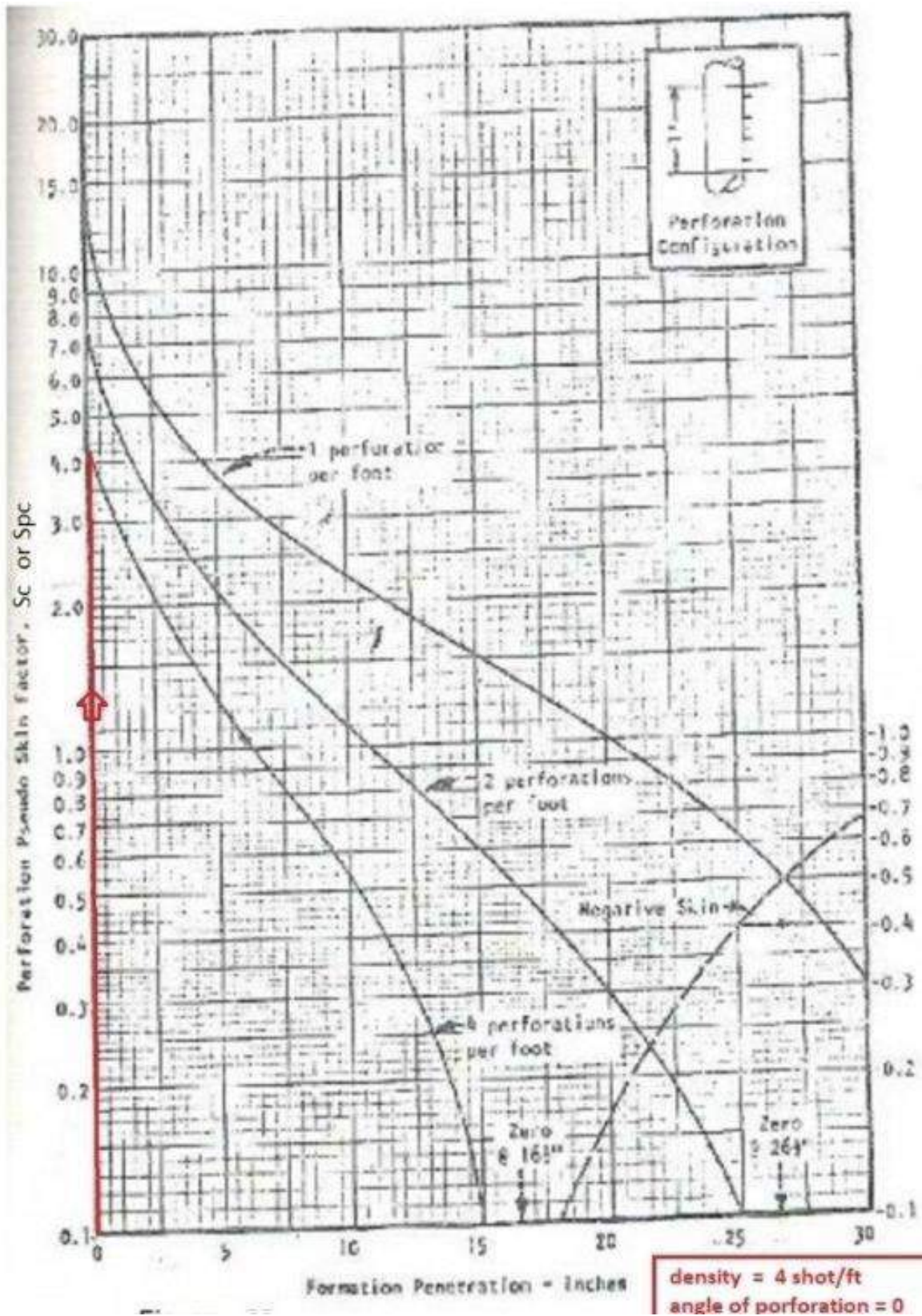


Figure - 23

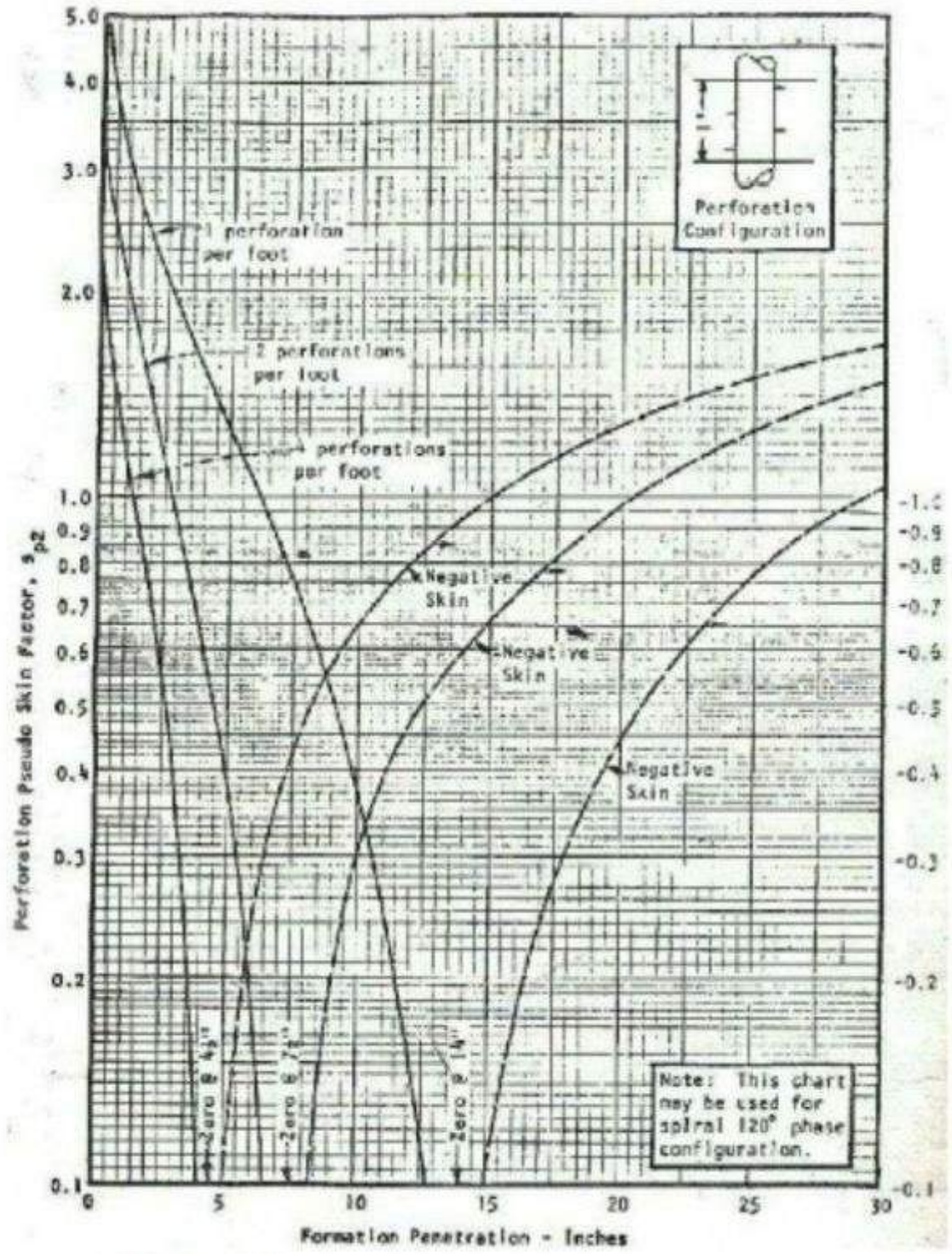


Figure - 24

LE.14

Flow efficiency كفاءة التدفق

$$F = \frac{A P_d \text{ which } \Delta r_o \Delta P_c r f \text{ the } w}{A P_d \text{ which } \Delta r_w \Delta P_{skin} r f_{sc} w}$$

$$\Delta P_{(a)} = \Delta P_{(T)} = \Delta P_{fm} + \Delta P_{skin}$$

Or

$$(P_e - P_{wf})_{actual} = (P_e - P_{wf})_{total} = (P_e - P_{wf})_{ideal} - (\Delta P)_{skin}$$

Then

$$F = \frac{[(P_e - P_{wf})_{actual} - (\Delta P)_{skin}]_{total}}{[(P_e - P_{wf})_{actual}]}$$

- Ideal case (St = 0)

$$(Q)_{ideal} = 7.08 * 10^{-3} \frac{K_o * h * [(P_e - P_{wf})_{ideal}]}{\mu_o * B * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

- Actual case

$$(Q)_{ideal} = 7.08 * 10^{-3} \frac{K_o * h * [(P_e - P_{wf})_{actual}]}{\mu_o * B * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$(Q)_{ideal} = 7.08 * 10^{-3} \frac{K_o * h * [(P_e - P_{wf})_{ideal} + (\Delta P)_{skin}]_{total}}{\mu_o * B * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Or

$$(Q_o)_{actual} = 7.08 * 10^{-3} \frac{K_o * h * [(P_e - P_{wf})_{actual}]}{\mu_o * B * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_t\right]}$$

FE > 1 Stimulation تنشيط

FE < 1 Damage تلف

P_e = Average reservoir pressure. متوسط ضغط الخزان

P_{wf} = Flowing bottom hole pressure. يتدفق ضغط ثقب القاع

Example;

From this data:

Oil column thickness = 25 ft, $K_o = 100$ md, $\mu_o = 0.5$ cp, Perforated zone thickness = 15 ft (from upper oil zone), Radius of drainage area = 660 ft, Total pressure drop = 1000 psi, well bore radius = (3/8) ft, Bo (oil formation volume factor) = 1.4 RB/STB, Perforating diameter = 2 inch, perforating (shots) density = 4 perforation(shots) / ft.

Jet guns used to perforation operation, and the bullet penetrate the casing and cement only (formation penetration = zero), and perforation phase in one side (all perforation in one side).

البنادق النفاثة المستخدمة في عملية التنقيب ، والرصاصات تخترق الغلاف والأسمنت فقط (اختراق التكوين = صفر) ، ومرحلة التنقيب في جانب واحد (جميع الثقوب في جانب واحد).

1- Ideal flow rate.

$$(Q_o)_{ideal} = 7.08 * 10^{-3} \frac{k * h * [(P_e - P_{wf})_{ideal}]}{\mu_o * B * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$(Q_o)_{ideal} = 7.08 * 10^{-3} \frac{100 * 25 * [1000]}{0.5 * 1.4 * \ln\left(\frac{660}{0.375}\right)}$$

$$(Q_o)_{ideal} = 3383.5 \text{ STB/DAY.}$$

2- Actual flow rate.

$$(Q_o)_{actual} = 7.08 * 10^{-3} \frac{k * h * [(P_e - P_{wf})_{actual}]}{\mu_o * B * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_t\right]}$$

$$S_t = S_{fm} + S_c + S_{PP}$$

$S_{fm} = 0 \rightarrow$ no information

$S_{PP} \rightarrow$

$$\left(\frac{h_t}{r_w}\right) = \left(\frac{25}{0.375}\right) = 66.67$$

$$\left(\frac{h_p}{h_t}\right) = \left(\frac{15}{25}\right) = 0.6$$

From figure (23) $S_{PP} = 1.7$

$(S_c)_{cor} \rightarrow$

From figure (23) $(S_c)_{chart} = 4.25$

$$(S_c)_{cor} = (S_c)_{chart} \left(\frac{h_t}{h_p}\right)$$

$$(S_c)_{cor} = 4.25 * \left(\frac{25}{15}\right) = 6.88$$

So:

$$S_t = S_{fm} + S_c + S_{PP}$$

$$S_t = 0 + 6.88 + 1.7 = 8.58$$

$$(Q_o)_{actual} = 7.08 * 10^{-3} \frac{100 * 25 * [1000]}{0.5 * 1.4 * \left[\ln\left(\frac{660}{0.375}\right) + 8.58\right]}$$

$$(Q_o)_{actual} = 1555.4 \text{ STB/DAY}$$

Drill Stem Testing, DST

Drill Stem testing provides a method of temporarily completing a well to determine the productivity characteristics of a specific zone. As originally conceived, a Drill Stem Test provided primarily an indication of formation content. Also the pressure versus time chart was available.

يوفر اختبار Drill Stem طريقة لإكمال البئر مؤقتًا لتحديد خصائص الإنتاجية لمنطقة معينة. كما كان متصورًا في الأصل ، قدم اختبار جذع المثقاب في المقام الأول مؤشرًا على محتوى التكوين. كما كان الضغط مقابل الدردشة الوقت متاحًا.

Reservoir characteristics that may be estimated from DST analysis include;

تشمل خصائص المكمن التي يمكن تقديرها من تحليل DST ؛

- Average effective permeability متوسط النفاذية الفعالة
- Reservoir pressure ضغط المكمن
- Identify reservoir fluids حدد سوائل الخزان
- Well-bore damage ضرر جيد التجويف
- Barriers, fluid contacts حواجز ، ملامسات السوائل
- Radius of investigation نصف قطر التحقيق
- Depletion نضوب

Tools Used in DST

The type of DST tools depends on the testing well, whether it is cased or open hole.

يعتمد نوع رسوم العصور على التوقيت الصيفي على بئر الاختبار ، سواء كانت مغلقة أو فتحة مفتوحة.

1- Surface pressure control equipment's معدات التحكم في ضغط السطح

It is a collection of valves, flanges and nipples set on well head, used to control on flow rate and internal closed or flowing pressure.

وهي عبارة عن مجموعة من الصمامات والشفاه و وصلة كاملة التسنين الموضوعة على رأس البئر ، وتستخدم للتحكم في معدل التدفق والضغط الداخلي المغلق أو المتدفق.

2- Drill pipe

Drill pipe used as connection between surface equipment and test equipment.

أنبوب الحفر يستخدم كوصلة بين معدات السطح ومعدات الاختبار.

3- Reverse circulation sub

عكس الدوران الفرعي

This sub valve used to circulation the drill mud (reverses circulation, from annulus to inside drill pipe), for killing the well and control on well after the test was finish or in emergency cases, and the valve used to empty the drill test stem from fluids when pull out of hole. During the tools run in hole this valve remain closed and still closed until the test was finished, after that its open to control on well.

يستخدم هذا الصمام الفرعي لتدوير طين الحفر (دوران التبريد ، من الحلقة إلى داخل أنبوب الحفر) ، لقتل البئر والتحكم في البئر بعد انتهاء الاختبار أو في حالات الطوارئ ، والصمام المستخدم لإفراغ أنبوب اختبار الحفر من السوائل عند الانسحاب من الحفرة. أثناء تشغيل الأدوات في الفتحة ، يظل هذا الصمام مغلقاً ولا يزال مغلقاً حتى الانتهاء من الاختبار ، وبعد ذلك يتم فتحه للتحكم في البئر.

4- Drill collar

حفر طوق (رقبة الحفر)

Used to set the packer and open or close tester valve by its weight.

يستخدم لضبط المعبئ وفتح أو إغلاق صمام الاختبار حسب وزنه.

5- Reverser circulation ports

منافذ الدوران العكسي

Also, used to reverse circulation of drill mud after the test was complete.

تستخدم أيضاً لعكس دوران طين الحفر بعد اكتمال الاختبار.

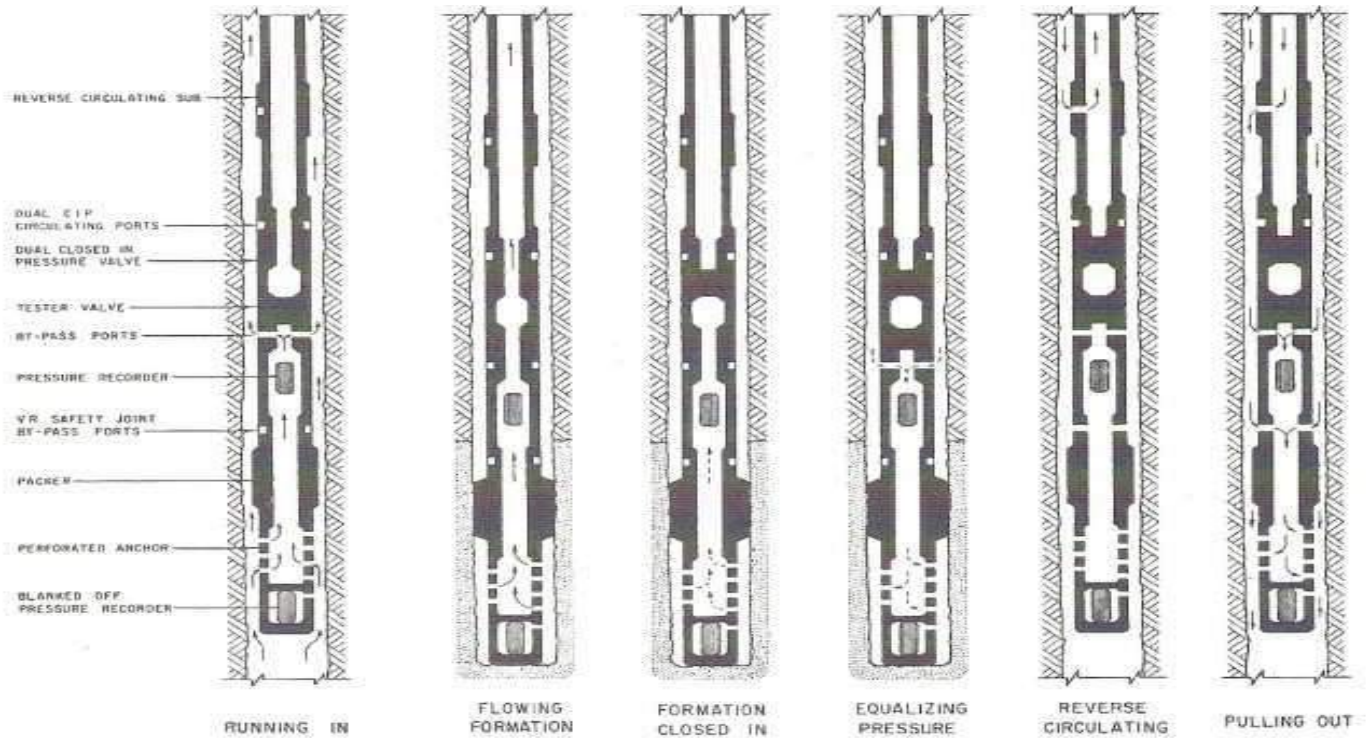


Figure – 25: Fluid passage diagram, open-hole drill stem test.

الشكل 25: مخطط مرور السوائل ، اختبار جذع الحفر المفتوح

6- Closed in pressure valve مغلق في صمام الضغط

The valve used to close the drill stem after the test was finish.

الصمام المستخدم لإغلاق جذع الحفر بعد انتهاء الاختبار.

7- Flow choke خنق التدفق

The flow choke with a specific diameter (5/8 inch) used to fluid flow through it and to calculations purpose.

خانق التدفق بقطر محدد (8/5 بوصة) يستخدم لتدفق السوائل خلاله ولغرض الحسابات.

8- Tester valve صمام اختبار

This valve used to control on fluid movement (flow or close), the valve is closed by put the drill stem under tension, or open it by slack off the stem. (Sometimes the valve called multi flow evaluator MFE).

يستخدم هذا الصمام للتحكم في حركة السوائل (التدفق أو الإغلاق) ، ويتم إغلاق الصمام عن طريق وضع جذع الحفر تحت الشد ، أو فتحه عن طريق الارتخاء من الجذع. (يسمى الصمام أحياناً مقيّم التدفق المتعدد (MFE)).

9- Upper pressure recorder مسجل الضغط العلوي

This instrument includes pressure record that consists from spiral tube that moves according to amount of supply pressure, the tube shifting is transit through a small needle to a black chart (previously, set on it lines with a specific pressure). All operations that occur during the test will recorded on the black chart as pressure versus time profile.

تشتمل هذه الأداة على سجل ضغط يتكون من أنبوب حلزوني يتحرك وفقاً لمقدار ضغط الإمداد ، ويتم نقل الأنبوب عبر إبرة صغيرة إلى مخطط أسود (سابقاً ، تم تعيينه على خطوط بضغط معين). سيتم تسجيل جميع العمليات التي تحدث أثناء الاختبار على الرسم البياني الأسود كملف تعريف للضغط مقابل الوقت.

10- Hydraulic jar جرة هيدروليكية

It is a motional nipple, used to release the test stem in stuck case.

وهي عبارة عن وصلة كاملة التسنين متحركة ، تستخدم لتحرير جذع الاختبار في حالة عالقة.

11- Safety joint مفصل أمان

This joint is useful in case of stem stuck. When stem does not release, could back the part of stem by open it from the safety joint.

هذا المفصل مفيد في حالة توقف الساق. عندما لا يتم تحرير الجذع ، يمكن أن يدعم جزء الجذع بفتحه من مفصل الأمان.

12- Packer حاجز تشييت

It is the important part of the test stem; consist from steel and rubber part. After set the packer by supply a certain weight, the rubber part will isolate the upper of well from the formation (remove the hydrostatic pressure from the formation). After the test on formation was completed, then the packer return to its normal situation by removes the supplied weight, and the formation will be under control by the hydrostatic mud column pressure.

إنه الجزء المهم من جذع الاختبار ؛ تتكون من جزء من الصلب والمطاط. بعد ضبط المعبئ عن طريق توفير وزن معين ، سيعزل الجزء المطاطي الجزء العلوي من البئر عن التكوين (يزيل الضغط الهيدروستاتيكي من التكوين). بعد اكتمال اختبار التكوين ، يعود المعبئ إلى وضعه الطبيعي عن طريق إزالة الوزن الموفر ، وسيكون التكوين تحت السيطرة بواسطة ضغط عمود الطين الهيدروستاتيكي.

13- Perforated pipe أنبوب مثقوب

Through this pipe the oil and gas enter inside the test stem.

من خلال هذا الأنبوب يدخل الزيت والغاز داخل جذع الاختبار.

14- Temperature recorder مسجل درجة الحرارة

This recorder used to record tested formation temperature.

يستخدم هذا المسجل لتسجيل درجة حرارة التكوين المختبرة.

15- Bottom pressure recorder مسجل الضغط السفلي

Its second pressure instrument also used to record flowing and closed bottom-hole pressure.

تستخدم أداة الضغط الثانية أيضًا لتسجيل ضغط التدفق وضغط الفتحة السفلية المغلقة.

16- Tail pipe anchor مرساة أنبوب الذيل

Tail pipe anchor is the last part of test stem used for support purpose.

مثبت الأنبوب الخلفي هو الجزء الأخير من جذع الاختبار المستخدم لغرض الدعم.

Pressure versus Time Plot الضغط مقابل مخطط الوقت

The entire sequence of events is recorded on a pressure vs time plot shown in figure-26.

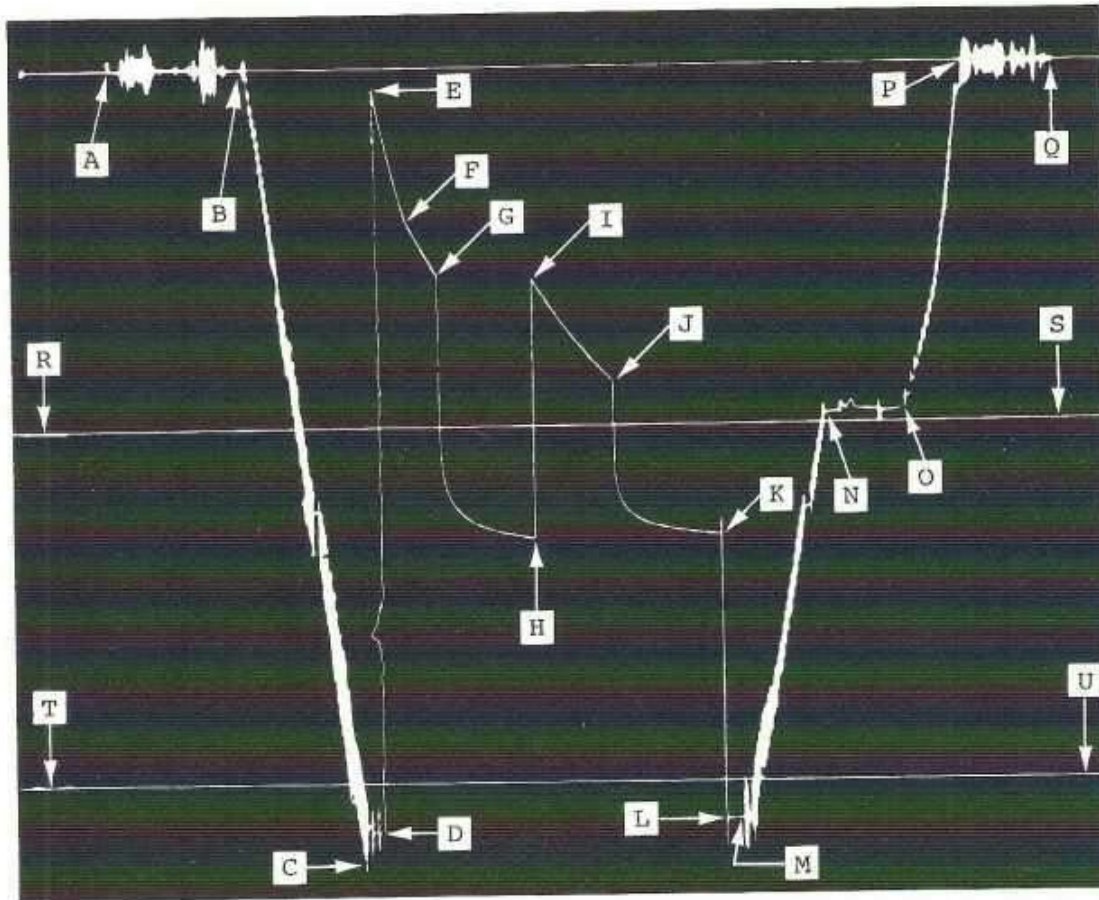
يتم تسجيل التسلسل الكامل للأحداث على مخطط الضغط مقابل الوقت الموضح في الشكل 26.

Initial Flowing and Shut-in Periods- one objective of the DST is to determine the static or shut—in reservoir pressure of the zone.

الفترة الأولى للتدفق والإغلاق - أحد أهداف التوقيت الصيفي هو تحديد الثابت أو الإغلاق - في ضغط خزان المنطقة.

Second Flowing and Shut-in Periods- the objective of the second flowing and shut-in periods is to permit the calculation of reservoir parameters, as well as to determine fluid production.

فترات التدفق والإغلاق الثانية - الهدف من فترتي التدفق والإغلاق الثاني هو السماح بحساب معلمات المكنن ، وكذلك تحديد إنتاج السوائل.



- | | |
|---|--|
| <p>A-Q Baseline drawn by recorder.
 A Recorder clock started.
 A-B Tools being made up.
 B-C Running in hole.
 C-D On bottom—completing surface hookup—initial hydrostatic mud pressure.
 D Tester valve opens.
 E Beginning 1st flow period (initial flow pressure).
 E-F Fluid filling small ID drill collars.
 F-G Fluid filling larger ID drill pipe.
 G End 1st flow period (final flow pressure).
 G-H First closed-in pressure period.</p> | <p>H Final closed-in pressure of 1st period.
 I Begin 2nd flow period (initial flow pressure).
 J End 2nd flow period (final flow pressure).
 K End 2nd shut-in period (final closed-in)
 K-L Equalizing hydrostatic pressure across packer.
 M-N Pulling out of hole.
 N-O Reached top of fluid fillup in drill pipe—reversing out fluid to surface.
 O-P Continued trip out of hole.
 P-Q Breaking down tools.
 R-S 1,000-psi lines drawn by
 T-U chart interpreter.</p> |
|---|--|

Theory of Pressure Build-up Analysis نظرية تحليل تراكم الضغط

Horner equation- transient pressure analysis of a DST is based on the Horner pressure build-up equation. This equation describes the repressing of the well-bore area during the shut-in period, as formation fluid moves into the "pressure drop" created by the following portion of the DST, Horner equation is the one of solutions of diffusivity equation for fluid flow in porous media:

معادلة هورنر- يعتمد تحليل الضغط العابر لـ DST على معادلة هورنر لتراكم الضغط. تصف هذه المعادلة قمع منطقة تجويف البئر خلال فترة الإغلاق ، حيث يتحرك سائل التكوين إلى "انخفاض الضغط" الناتج عن الجزء التالي من DST ، معادلة هورنر هي أحد حلول معادلة الانتشار لتدفق السوائل في الوسائط المسامية:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} * \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{0.000264 K} * \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots \text{(Diffusivity Equation) } \dots\dots\dots (2-1)$$

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q_o \mu_o B_o}{k_o h} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \dots\dots\dots \text{(Horner) } \dots\dots\dots (2 - 2)$$

$$P_{ws} = P_i + m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

$$m = 162.6 \frac{q_o \mu_o B_o}{k_o h} \dots\dots\dots (2 - 3)$$

Comparing Eq.(2-3) with the equation of a straight line,

$$y = m + b$$

$$y \sim P_{ws}$$

$$b \sim P_i$$

$$m \sim 162.6 \frac{q_o \mu_o B_o}{k_o h}$$

$$x \sim \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

$$y = a + mx$$

P_{ws} = shut in pressure (bottom hole pressure) measured in the well-bore during build up, **psi** الضغط المغلق (ضغط الفتحة السفلية) يقاس في تجويف البئر أثناء البناء

P_i = static or initial shut-in reservoir pressure, **psi** ضغط الخزان الثابت أو الأولي للإغلاق

k_o = oil permeability, **md** نفاذية الزيت

B_o = formation volume factor, **RB/STB** عامل حجم التكوين

Q_o = oil production rate, **STB/day** معدل إنتاج الزيت

Δt = shut in time, **hr** مغلق في الوقت المناسب

t_p = flowing time, **hr** الوقت المتدفق

μ_o = oil viscosity, **cp** لزوجة الزيت

h = production zone thickness, **ft** سمك منطقة الإنتاج

C_t = reservoir fluid compressibility, **dimensionless** انضغاط سائل الخزان

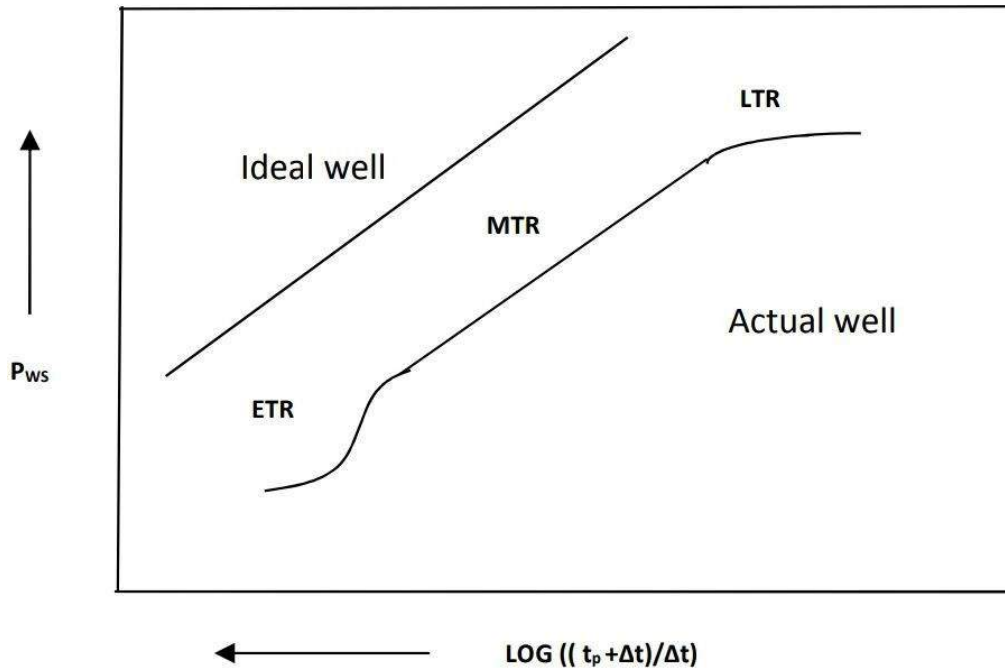
Conditions which must be assumed during the build-up period for Horner equation to be strictly correct are:

الشروط التي يجب افتراضها خلال فترة الإنشاء حتى تكون معادلة هورنر صحيحة تمامًا هي:

- 1- Radial flow, steady state flow تدفق شعاعي ، حالة تدفق ثابت
- 2- infinite-acting reservoir خزان لا نهائي المفعول
- 3- Homogenous & isotropic porous media وسائط مسامية متجانسة ومتجانسة الخواص
- 4- Single phase flow تدفق أحادي الطور
- 5- Gravitational force is ignored يتم تجاهل قوة الجاذبية

Assuming these conditions are met, then Horner build-up plot of P_{ws} versus $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ on semi-logarithmic paper should yield as shown in figure - 27:

بافتراض استيفاء هذه الشروط ، يجب أن ينتج مخطط تراكم هورنر لـ P_{ws} مقابل $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ على الورق شبه اللوغاريتمي كما هو موضح في الشكل - 27:



الشكل 27: مؤامرة هورنر لاختبار تراكم الضغط. الشكل -27: Horner plot for pressure buildup test.

For ideal buildup pressure test, obtain a single straight line for all times, any well-bore damage or stimulation is considered to be concentrated in a skin of zero thickness at the well-bore; at the instant of shut-in, flow into the well-bore ceases totally. For actual buildup test, obtain a curve with a complicated shape. To explain what went wrong, the radius of investigation concept is useful.

من أجل اختبار ضغط التراكم المثالي ، احصل على خط مستقيم واحد في جميع الأوقات ، يعتبر أي ضرر أو تحفيز جيد التجويف مركّزًا في جلد بسمك صفر عند تجويف البئر ؛ في لحظة الإغلاق ، يتوقف التدفق إلى تجويف البئر تمامًا. لاختبار التراكم الفعلي ، احصل على منحنى بشكل معقد. لشرح الخطأ الذي حدث ، يكون نصف قطر مفهوم التحقيق مفيدًا.

Based on this concept, we logically can divide a buildup curve into three regions;

بناءً على هذا المفهوم ، يمكننا منطقيًا تقسيم منحنى التراكم إلى ثلاث مناطق ؛

1- **An Early-Time Region (ETR)** during which a pressure transient is moving through the formation nearest the well-bore, (include well-bore effects → well-bore storage, skin factor and non-Darcy effects).

1- **منطقة الزمن المبكر (ETR)** التي يتحرك خلالها ضغط عابر خلال التكوين الأقرب لتجويف البئر ، (بما في ذلك تأثيرات تجويف البئر ← تخزين جيد التجويف ، وعامل الجلد وتأثيرات غير دارسي).

2- **A Middle-Time Region (MTR)** during which the pressure transient has moved away from the well-bore and into the bulk formation. And the data are take from this region to estimate formation properties because its consider reservoir behavior.

2- **منطقة منتصف الزمن (MTR)** يتحرك خلالها الضغط العابر بعيدًا عن تجويف البئر إلى تكوين الكتلة. ويتم أخذ البيانات من هذه المنطقة لتقدير خصائص التكوين لأنها تأخذ في الاعتبار سلوك المكمن.

3- **A Late-Time Region (LTR)**, in which the radius of investigation has reached the well's drainage boundaries.

3- **منطقة الوقت المتأخر (LTR)** ، حيث وصل نصف قطر التحقيق إلى حدود تصريف البئر.

Steps of determining reservoir properties by using Horner plot to analysis pressure buildup test:

1- Plot P_{ws} vs. $\left(\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}\right)$ on semi-logarithmic paper, then delineate the straight line from **MTR** is called the correct semi-log straight line , the straight line slope (m) is found by simply subtracting the pressure at any two points on the straight line that are one cycle apart on the semi-log paper. Using absolute value of (m) to estimate effective formation permeability (K_o), by using this equation;

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad K = 162.6 \frac{q_o \mu_o B_o}{m h}$$

Where

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad m = \frac{(P_{ws 2} - P_{ws 1})}{(\log(10) - \log(1))} = \frac{p}{c}$$

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad \text{Formation Capacity (F C)} = K h = \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{m}$$

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad \text{Transmissibility (T)} = \frac{K h}{\mu B} = 162.6 \frac{q}{m}$$

2- From semi-log graph, the original reservoir pressure (p_i), is estimated by extrapolating the straight line to infinite shut-in time where $\left(\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}\right) = 1$.

3- Also can determine skin factor, s from the data available, by use the following equation:

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad S = 1.151 \left[\frac{(P_i - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{K t_p}{\phi \mu C_t r w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots (2 - 4)$$

or

$$\color{blue}{\color{red}{\color{yellow}{\oplus}}} \quad S = 1.151 \left[\frac{(P_i hr - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu C_t r w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots (2 - 5)$$

In summary, if we plot P_{ws} vs. $\log\left(\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}\right)$ with information obtained from a pressure buildup test, we can estimate effective permeability, k, original reservoir pressure, p_i , and the skin factor, S.

Radius of investigation (r_i)

It's a distance that a pressure transient has moved into a formation following a rate change in a well, this distance is related to formation rock and fluid properties and time elapsed since the rate change.

$$r_i = \left(\frac{K t_p}{948 \phi \mu C_t} \right)^{0.5} \quad \text{or} \quad r_i = \left(\frac{K t_p}{5.67 \times 10^4 \phi \mu C_t} \right)^{0.5}$$

r_i = investigation radius, ft.

k_o = permeability, md.

t_p = flow time, hours.

ϕ = porosity.

μ_o = viscosity, cp.

C_t = total compressibility, psi^{-1}

Example:

DST analysis, from this data

Thickness of testing formation = 50 ft.

Section length of produce oil = 600 ft. (steam testing)

Steam testing consist of:

1- Drill collar pipe length = 300 ft. , capacity = 0.0061 bbl./ft.

2- Drill pipe capacity = 0.0142 bbl./ft.

Oil API = 35, reservoir temperature = 120 F

Δt_{pi} = 5 minute, Δt_i = 30 minute, $P_{ws i}$ = 1910 psi

t_{pf} = 60 minute, Δt_f = 45 minute, $P_{wf f}$ = 350 psi, $P_{ws f}$ = 1765 psi

Data of $P_{ws f}$ vs. Δt_f

$P_{ws f}$	Δt_f (min)	$P_{ws f}$ (psi)	Δt_f (min)
965	5	1725	30
1215	10	1740	35
1405	15	1753	40
1590	20	1765	45
1685	25		

Determine the following:

1- p_i

2- q_o

3- k_o = ?, μ_o = 1.5 cp, B_o = 1.15 RB/STB, Net pay thickness = 10 ft.

4- FE

5- $r_i = ?$, $\phi = 10\%$, $C_t = 8.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Solution

1- Plot p_{wsf} vs. $((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ on semi-log paper, draw the straight line from the transient region, extent the line to intercept it with $((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 1$, to determine $p_i = 1910 \text{ psi}$.

2- Total produce oil rise in drilling pipe = 600 ft during 65 minute flowing time, then oil volume in drill collar pipe = $(300 \times 0.0061 = 1.83 \text{ bbl})$, oil volume in drill pipe = $(300 \times 0.0142 = 4.26 \text{ bbl})$, the total oil volume produce = $(1.83 + 4.26 = 6.09 \text{ bbl})$.
 $q_o = 6.09 \text{ bbl} / 65 \text{ min} * 1440 \text{ min/day} = 135 \text{ bbl/day}$.

3- By slope of straight line, determine k_o

$$k_o = 162.6 \times 135 \times 1.5 \times 1.15 / 372 \times 10 = 10.2 \text{ md}$$

$$4- \text{Determine FE, } S = 1.151 \left[\frac{(P_i - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{K t_p}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{1910 - 350}{372} \right) - \left(\log(10.2 \times (65/60) / 0.1 \times 1.5 \times 8.4 \times 10^{-6} \times 0.333^2) \right) + 3.23 \right]$$

$$S = -0.55$$

$$(\Delta P_{skin})_{fm} = 141.2 \frac{q_o \mu_o B_o}{kh} (S_{fm})$$

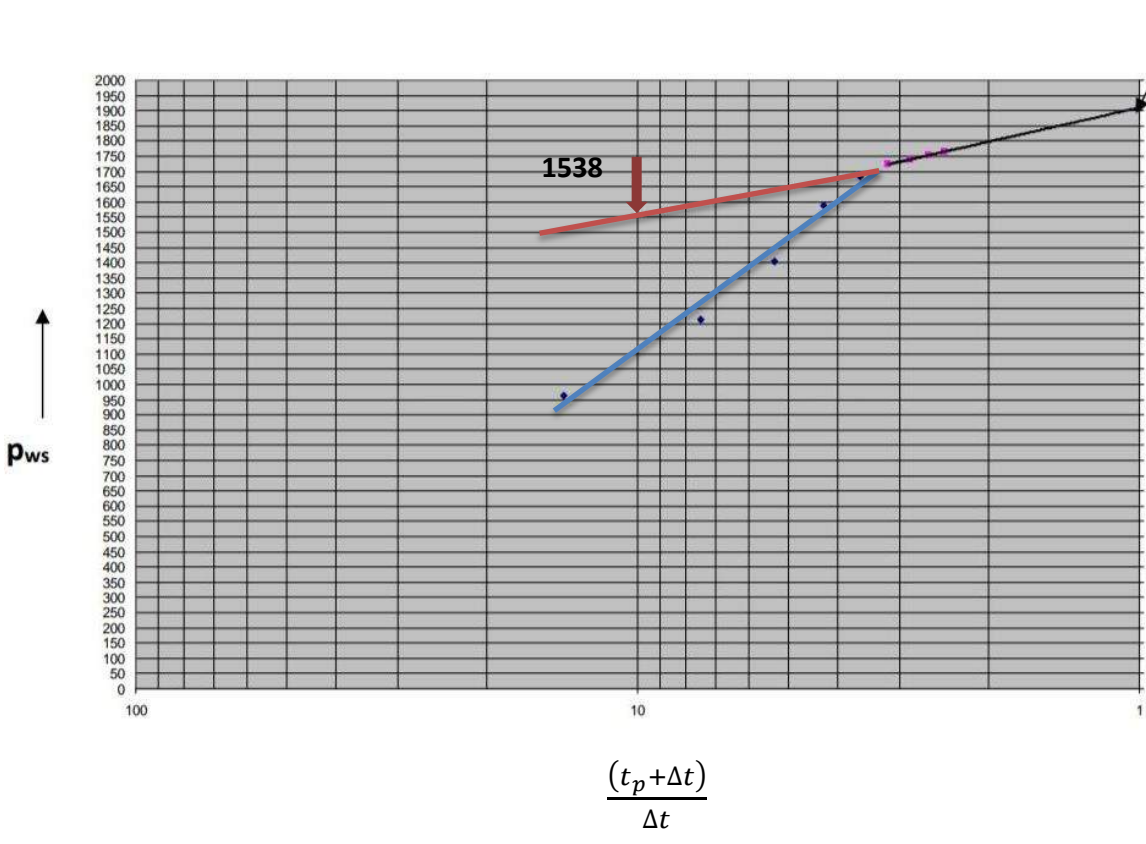
$$\Delta P_{skin} = 141.2 \times (135 \times 1.5 \times 1.15 / 10.2 \times 10) \times -0.55 = -323.4 \text{ psi}$$

$$FE = \frac{[(P_e - P_{wf})_{actual} - (\Delta P_{skin})_{total}]}{[(P_e - P_{wf})_{actual}]}$$

$$FE = 1910 - 350 - (-323.4) / 1910 - 350 = 1.2$$

$$5- r_i = \left(\frac{K t_p}{5.67 \times 10^4 \phi \mu C_t} \right)^{0.5}$$

$$r_i = \left(\frac{10.2 \times 65}{5.67 \times 10^4 * 0.1 \times 1.5 \times 8.4 \times 10^{-6}} \right)^{0.5} = 95.6 \text{ ft.}$$



$P_i = 1910$ psi

$\Delta t f$ (min)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$
5	14
10	7.5
15	5.33
20	4.25
25	3.6
30	3.16
35	2.85
40	2.62
45	2.22

Reservoir and fluid anomaly indications

Many times the assumption of the Horner build-up equation, homogeneous formation, single phase flow and infinite reservoir, do not hold in an actual case. If changes occur within the radius of investigation of the DST, they can be detected by a change in slope of the Horner build-up plot.

في كثير من الأحيان ، فإن افتراض معادلة بناء هورنر ، والتكوين المتجانس ، وتدفق الطور الأحادي والخزان اللانهائي ، لا يصمد في حالة فعلية. إذا حدثت تغييرات داخل نصف قطر التحقيق في التوقيت الصيفي ، فيمكن اكتشافها من خلال تغيير في منحدر مخطط بناء هورنر.

Permeability or Viscosity- Examining the Horner slope equation, it is seen that if rate of flow q remains constant, then permeability k , or fluid viscosity μ , are likely suspects for change as the wave of increasing pressure travels toward the well-bore.

النفذية أو اللزوجة- بفحص معادلة ميل هورنر ، يُلاحظ أنه إذا ظل معدل التدفق q ثابتًا ، فمن المحتمل أن تكون النفذية k ، أو لزوجة المائع μ ، مشتبهاً في حدوث تغيير مع انتقال موجة الضغط المتزايد نحو تجويف البئر.

Permeability may change due to natural lensing or due to formation damage, figure – 28 A. It is doubtful, however, that formation damage would affect sufficient volume of formation to be detected as a change of slope on the build-up plot.

قد تتغير النفذية بسبب العدسات الطبيعية أو بسبب تلف التكوين ، الشكل 28 أ. من المشكوك فيه ، مع ذلك ، أن ضرر التكوين سيؤثر على الحجم الكافي للتكوين ليتم اكتشافه كتغير في المنحدر على مخطط التراكم.

Fluid viscosity could change due to a change in fluid phase or type (i.e., gas to oil). "Seeing" the gas-liquid contact from the up-structure well of figure – 28 B, would be difficult, due to the normally short radius of investigation through a gas column. Seeing the gas-liquid contact from the down-structure well is a much more likely possibility.

يمكن أن تتغير لزوجة المائع بسبب تغير في طور المائع أو نوعه (أي الغاز إلى الزيت). قد يكون من الصعب "رؤية" التلامس بين الغاز والسائل من بئر الهيكل العلوي للشكل 28 ب ، نظرًا لقصر نصف قطر الفحص من خلال عمود غاز. إن رؤية ملامسة الغاز والسائل من بئر الهيكل السفلي هو احتمال أكبر بكثير.

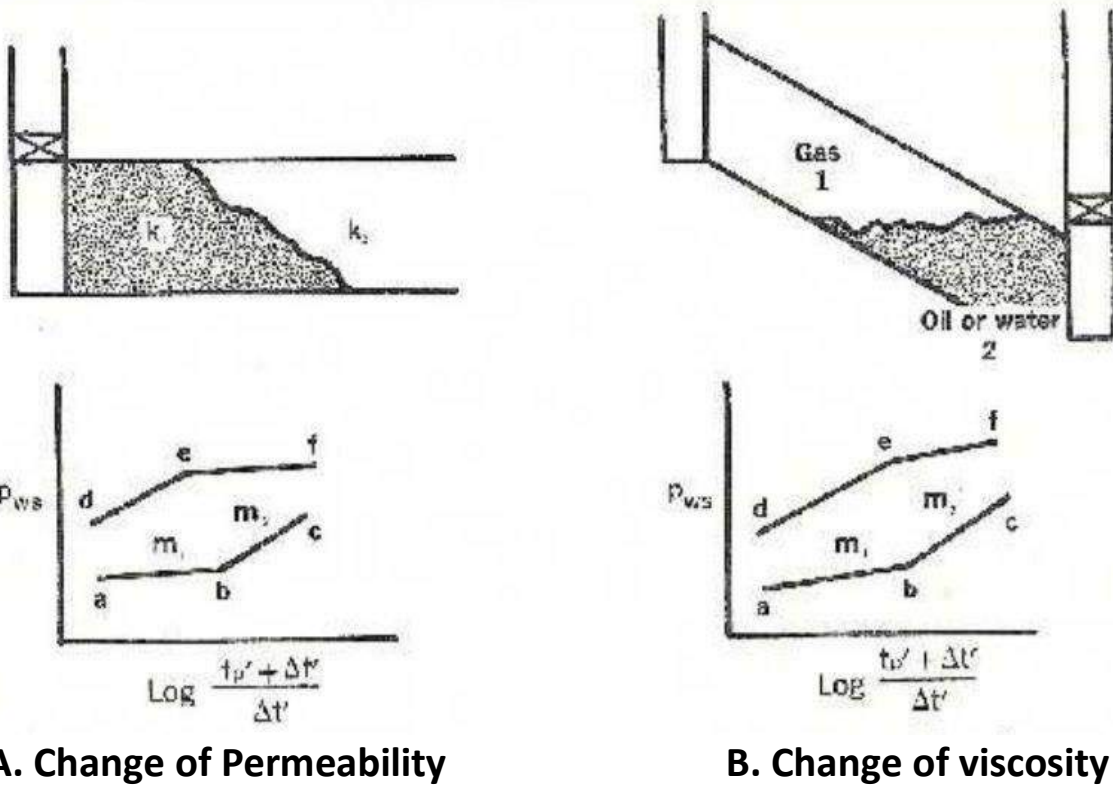


Figure – 28: Effect of changing permeability and viscosity

Barrier- A sealing barrier such as a fault or permeability pinch-out can cause a change of m . if the barrier is a straight line as A-A` in figure – 29 A, then the build-up slope will change by a factor of 2, figure – 29 B.

الحاجز- يمكن أن يتسبب حاجز الختم مثل عطل أو نفاذية قرصية في تغيير m . إذا كان الحاجز خطًا مستقيمًا مثل A-A` في الشكل - 29 أ، فإن منحدر التراكم سيتغير بمعامل 2، الشكل - 29 ب.

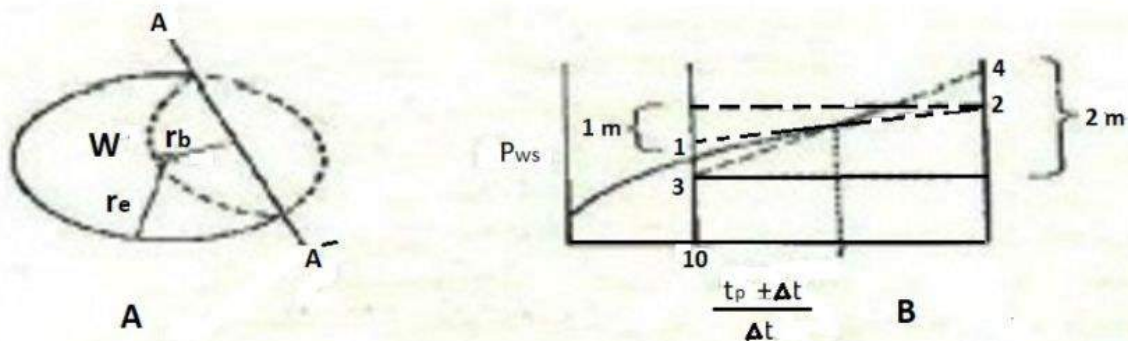


Figure – 29 Effect of a fault

In summary, a change in permeability, or viscosity, or existing of a barrier, all can cause a change in the slope of the Horner plot. Thus, the fact that a change in slope appears on the build-up plot leaves open the question of what caused the anomaly. This must be resolved through other geologic or reservoir information.

باختصار ، يمكن أن يتسبب التغيير في النفاذية ، أو اللزوجة ، أو وجود حاجز ، في حدوث تغيير في منحدر مخطط هورنر. وبالتالي ، فإن حقيقة ظهور تغيير في المنحدر على مخطط التراكم يترك السؤال مفتوحًا حول سبب الشذوذ. يجب حل ذلك من خلال معلومات جيولوجية أو مكامن أخرى.

Depletion

If the extrapolated or stabilized shut-in pressure from the second build-up is lower than the initial shut-in pressure, a depleting reservoir may be the cause. Obviously a reservoir must be extremely small for depletion to occur on a DST, but many field examples are available to prove that it can occur.

إذا كان ضغط الإغلاق المستقر أو المستقر من التراكم الثاني أقل من ضغط الإغلاق الأولي ، فقد يكون الخزان المستنفد هو السبب. من الواضح أن الخزان يجب أن يكون صغيرًا للغاية حتى يحدث النضوب في التوقيت الصيفي ، ولكن تتوفر العديد من الأمثلة الميدانية لإثبات إمكانية حدوثه.

Another possibility, however, is that the recorded initial shut-in pressure may be higher than true shut-in reservoir pressure. This effect is called supercharge. Supercharge could be due to leak off of drilling fluid filtrate over-pressuring the formation around the well-bore, or to compression of well fluid below the DST packer as it was set.

مع ذلك ، هناك احتمال آخر وهو أن ضغط الإغلاق الأولي المسجل قد يكون أعلى من ضغط الخزان المغلق الحقيقي. هذا التأثير يسمى الشحن الفائق. يمكن أن يكون الشحن الفائق بسبب التسرب من سائل ترشيح سائل الحفر الضغط الزائد على التكوين حول تجويف البئر ، أو إلى ضغط سائل البئر أسفل جهاز تعبئة DST كما تم ضبطه.

In some formations a short initial flowing period (1 to 3 minutes) is not sufficient to relieve the over-pressured condition. Where this condition is suspected to exist, longer initial flowing periods (perhaps 20 minutes) should be used.

في بعض التشكيلات ، لا تكفي فترة التدفق الأولي القصيرة (من 1 إلى 3 دقائق) لتخفيف حالة الضغط الزائد. في حالة الاشتباه في وجود هذا الشرط ، يجب استخدام فترات تدفق أولية أطول (ربما 20 دقيقة).

The important point is that the question of supercharge must be resolved before depletion can be diagnosed. A second DST is sometimes required to define depletion.

النقطة المهمة هي أن مسألة الشحن الفائق يجب حلها قبل تشخيص النضوب. يلزم أحيانًا التوقيت الصيفي الثاني لتعريف النضوب.

Oil and Gas Separation

Produced well-head fluids are complex mixtures of different compounds of hydrogen and carbon, all with different densities, vapor pressures, and other physical characteristics. As a well stream flows from the hot, high-pressure petroleum reservoir, it experiences pressure and temperature reductions. Gases evolve from the liquids and the well stream changes in character. The velocity of the gas carries liquids droplets, and the liquid carries gas bubbles. The physical separation of these phases is one of the basics operations in the production, processing, and treatment of oil and gas.

إن سوائل رأس البئر المنتجة عبارة عن مخاليط معقدة من مركبات مختلفة من الهيدروجين والكربون ، وكلها ذات كثافة مختلفة ، وضغط بخار ، وخصائص فيزيائية أخرى. عندما يتدفق تيار البئر من خزان البترول الساخن عالي الضغط ، فإنه يتعرض لانخفاضات في الضغط ودرجة الحرارة. تتطور الغازات من السوائل وتتغير خصائص تيار البئر. تحمل سرعة الغاز قطرات سائلة ، والسوائل تحمل فقاعات غازية. يعتبر الفصل المادي لهذه المراحل إحدى العمليات الأساسية في إنتاج ومعالجة النفط والغاز.

In oil and gas separator design, we mechanically separate from a hydrocarbon stream the liquid and gas components that exist at a specific temperature and pressure. Proper separator design is important because a separation vessel is normally the initial processing vessel in any facility, and improper design of this process component can “bottleneck” and reduce the capacity of the entire facility.

في تصميم فاصل الزيت والغاز ، نفصل ميكانيكيًا عن تيار الهيدروكربون مكونات السائل والغاز الموجودة عند درجة حرارة وضغط معينين. يُعد التصميم المناسب لجهاز الفصل أمرًا مهمًا لأن وعاء الفصل عادةً ما يكون وعاء المعالجة الأولي في أي منشأة ، ويمكن أن يؤدي التصميم غير المناسب لمكون العملية هذا إلى "الاختناق" وتقليل قدرة المنشأة بأكملها.

Separators are classified as “two-phase” if they separate gas from the total liquid stream and “three-phase” if they also separate the liquid stream into its crude oil and water components.

تصنف الفواصل على أنها "ثنائية الطور" إذا كانت تفصل الغاز عن مجرى السائل الكلي و "ثلاثية الطور" إذا فصلت أيضًا تيار السائل إلى الزيت الخام ومكونات الماء.

Separators are sometimes called “gas scrubbers” when the ratio of gas rate to liquid rate is very high. Some operators use the term “traps” to designate separators that handle flow directly from wells. In any case, they all have the same configuration and are sized in accordance with the same procedure.

تسمى أجهزة الفصل أحيانًا "أجهزة تنقية الغاز" عندما تكون نسبة معدل الغاز إلى معدل السائل عالية جدًا. يستخدم بعض المشغلين مصطلح "المصائد" لتعيين الفواصل التي تتعامل مع التدفق مباشرة من الآبار. في أي حال ، لديهم جميعًا نفس التكوين ويتم قياس حجمهم وفقًا للإجراء نفسه.

Factors effecting separation

Characteristics of the flow stream will greatly affect the design and operation of a separator. The following factors must be determined before separator design;

ستؤثر خصائص تيار التدفق بشكل كبير على تصميم وتشغيل الفاصل. يجب تحديد العوامل التالية قبل تصميم الفاصل ؛

- 1- Gas and liquid flow rates (minimum, average, and peak)
- 2- Operation and design pressures and temperatures.
- 3- Surging and slugging tendencies of the feed streams.
- 4- Physical properties of the fluids such as density and compressibility.
- 5- Designed degree of separation (e.g., removing 100% of particles greater than 10 microns).
- 6- Presence of impurities (paraffin, sand, scale, etc.).
- 7- Foaming tendencies of the crude oil.
- 8- Corrosive tendencies of the liquids or gas.

- 1- معدلات تدفق الغاز والسائل (الأدنى والمتوسط والذروة)
- 2- ضغوط التشغيل والتصميم ودرجات الحرارة.
- 3- اتجاهات الاندفاع والبطء في مجاري التغذية.
- 4- الخواص الفيزيائية للسوائل مثل الكثافة وقابلية الانضغاط.
- 5- درجة الفصل المصممة (على سبيل المثال ، إزالة 100٪ من الجسيمات الأكبر من 10 ميكرون).
- 6- وجود شوائب (بارافين ، رمل ، قشور ، إلخ).
- 7- اتجاهات الرغوة للنفط الخام.
- 8- ميول السوائل أو الغازات إلى التآكل.

Vessel internals

الشكل 30- تخطيطي للفاصل. Figure -30 is a schematic of a separator.

1- Inlet diverters (primary separation section); there are many types of inlet diverters. Two main types are baffle plates and centrifuge diverters (shown in figure - 31). A baffle plate can be a spherical dish, flat plate, angle iron, cone, or just about anything that will accomplish a rapid change in direction and velocity of the fluids and thus disengage the gas and liquid.

1- محولات المدخل (قسم الفصل الأولي) ؛ هناك أنواع عديدة من محولات المدخل. هناك نوعان رئيسيان هما لوحات الحاجز ومحولات الطرد المركزي (كما هو موضح في الشكل - 31). يمكن أن تكون الصفيحة الحاجزة طبقًا كرويًا أو لوحًا مسطحًا أو زاوية حديدية أو مخروطًا أو أي شيء من شأنه أن يحقق تغييرًا سريعًا في اتجاه وسرعة السوائل وبالتالي فصل الغاز والسائل.

2- Mist extractor (secondary separation section); some of the drops are of such a small diameter that they are not easily separated in the gravity settling section, before the gas leaves the vessel it passes through mist extractor. This section uses elements of vanes, wire mesh, or plates (as shown in figure - 32) to coalesce and remove the very small droplets of liquid in one final separation before the gas leaves the vessel.

2- مستخرج الضباب (قسم فصل ثانوي) ؛ بعض القطرات ذات قطر صغير بحيث لا يمكن فصلها بسهولة في قسم استقرار الجاذبية ، قبل أن يغادر الغاز الوعاء الذي يمر عبر مستخرج الضباب. يستخدم هذا القسم عناصر دوارات أو شبكات سلكية أو ألواح (كما هو موضح في الشكل - 32) لتجميع وإزالة قطرات السائل الصغيرة جدًا في فصل نهائي واحد قبل أن يغادر الغاز الوعاء.

3- Gas out; by controlling the rate at which gas leaves the vapor space of the vessel the pressure in the vessel is maintained, the pressure in the separator is maintained by a pressure controller.

3- خروج الغاز. من خلال التحكم في المعدل الذي يترك عنده الغاز مساحة بخار الوعاء ، يتم الحفاظ على الضغط في الوعاء ، يتم الحفاظ على الضغط في الفاصل بواسطة جهاز التحكم في الضغط.

4- Collection section; the liquid collection section provides the retention time required to let entrained gas evolve out the oil and rise to the vapor space.

4- قسم التحصيل. يوفر قسم تجميع السائل وقت الاستبقاء المطلوب للسماح للغاز المحبب بتطور الزيت والارتفاع إلى حيز البخار.

5- Liquid out; the liquid leaves the vessel through the liquid dump valve, where it is regulated by a level controller. The level controller senses changes in liquid level and controls the dump valve accordingly.

5- سائل خارج. يخرج السائل من الوعاء عبر صمام تفريغ السائل ، حيث يتم تنظيمه بواسطة جهاز تحكم في المستوى. يستشعر جهاز التحكم في المستوى التغيرات في مستوى السائل ويتحكم في صمام التفريغ وفقًا لذلك.

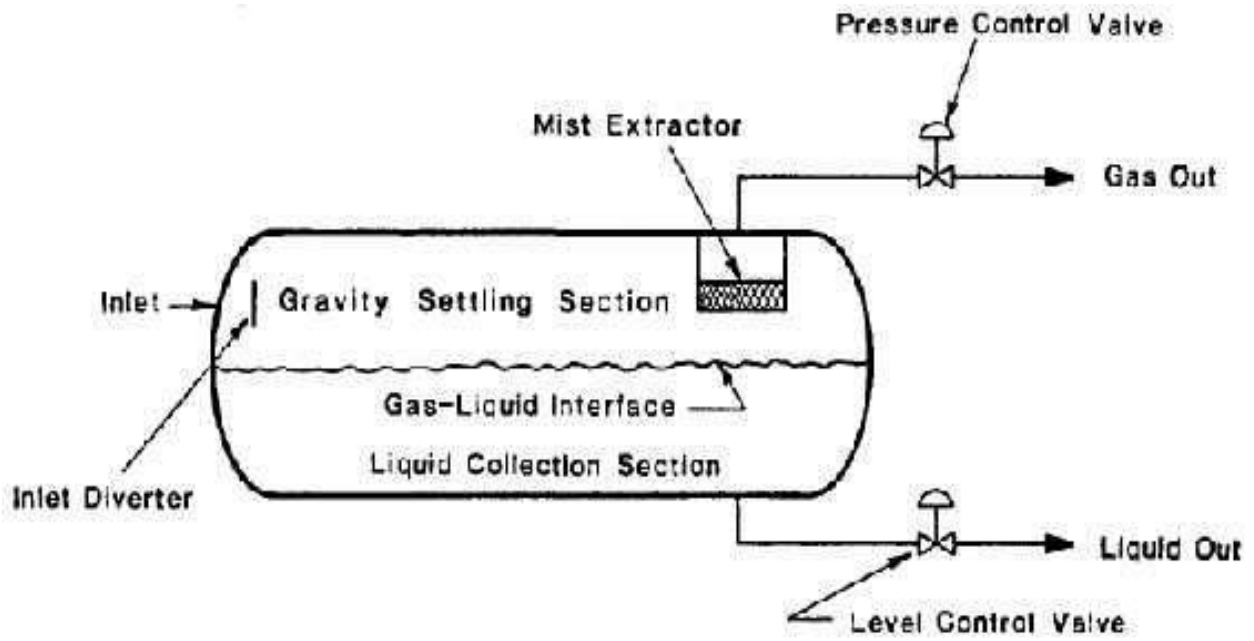


Figure – 30 : separator schematic.

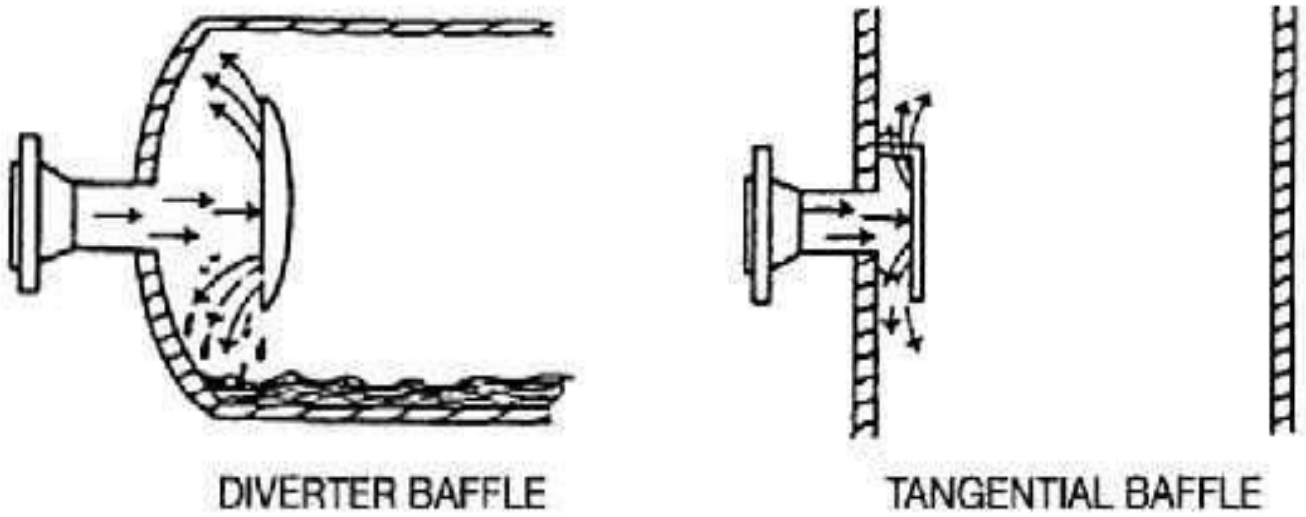


Figure –31: baffle plates.

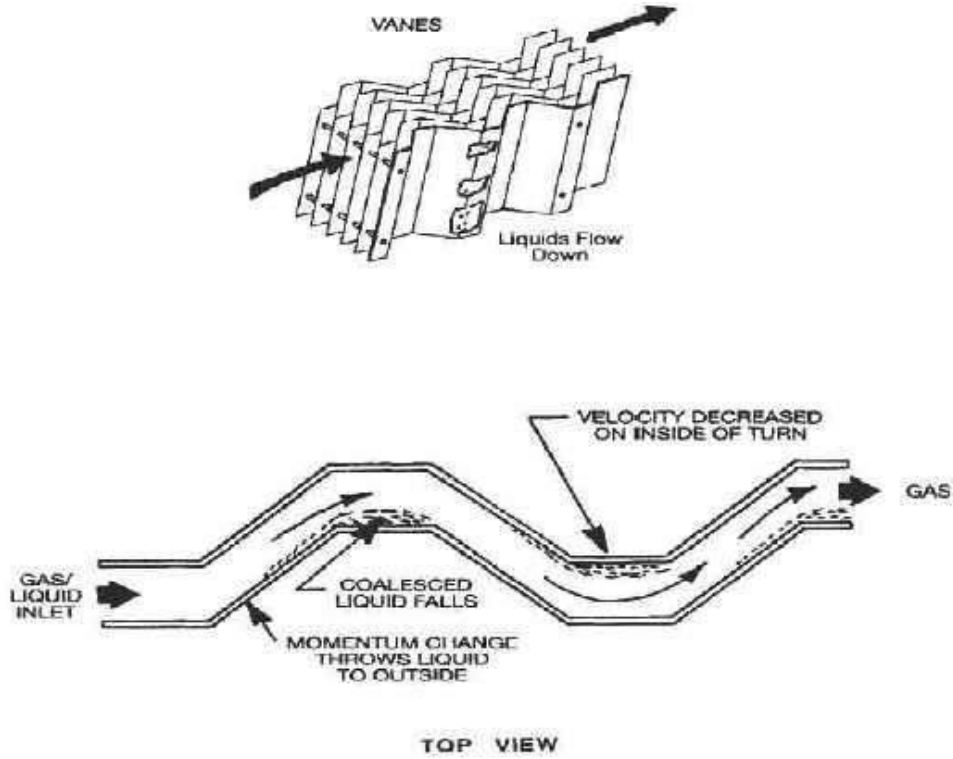


Figure -32 : mist extractor.

Separators types

Classification of separators according to configuration: تصنيف الفواصل حسب التكوين

- a- Vertical separators الفواصل العمودية
- b- Horizontal separation الفصل الأفقي
 - 1- mono tube أنبوب أحادي
 - 2- dual tube أنبوب مزدوج
- c- Spherical separators فواصل كروية

Vertical separator

Figure - 33 is a schematic of a vertical separator. شكل - 33 تخطيطي لفواصل العمودية.

The advantages are; الإيجابيات

- 1- Adequate for medium or low GOR fluids.
- 2- Easy to remove the impurities (paraffin, sand, scale, etc.) from inside the vessel.
- 3- Vertical vessel requires small plan area, it could be very important in offshore.
- 4- Relatively easy to deal with the effluent liquids waves.

- 1- مناسب لسوائل GOR المتوسطة أو المنخفضة.
- 2- سهولة إزالة الشوائب (البارافين ، الرمل ، القشور ، إلخ) من داخل الوعاء.
- 3- تتطلب السفينة العمودية مساحة صغيرة الحجم ، وقد تكون مهمة للغاية في عرض البحر.
- 4- سهولة التعامل مع موجات السوائل المتدفقة نسبياً.

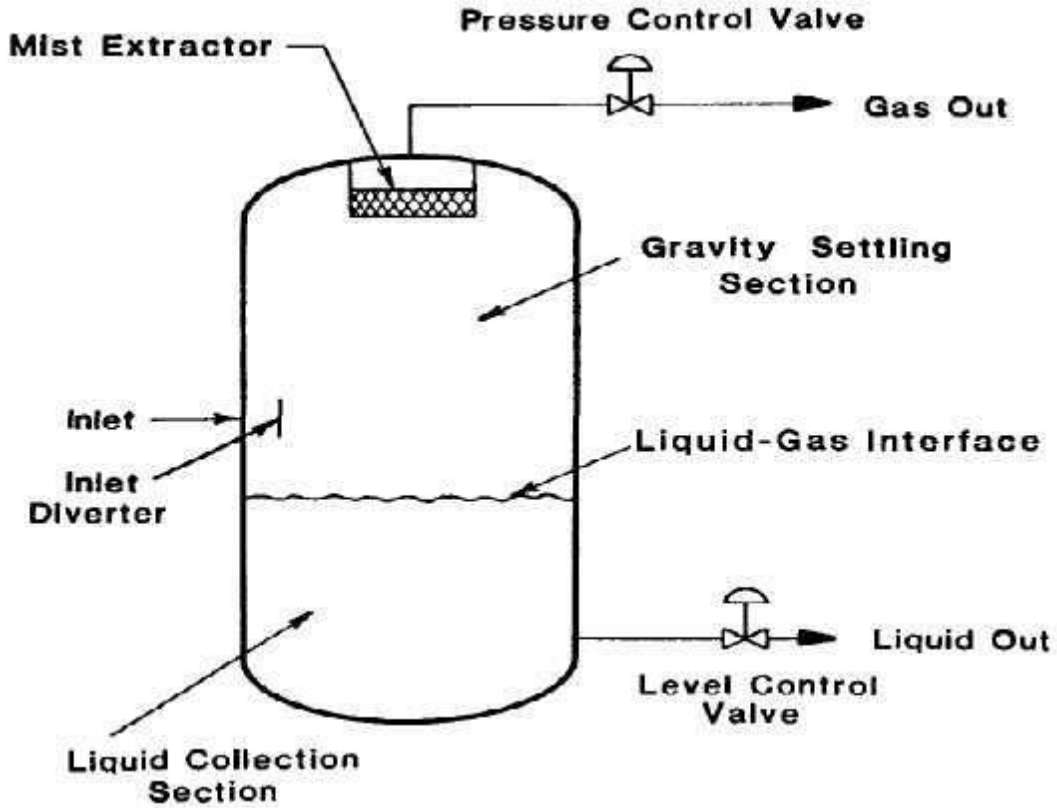


Figure -33 : schematic of a vertical separator.

Horizontal separator

Figure - 34 is a schematic of two types of horizontal separator.

The advantages are; الإيجابيات

- 1- Adequate for high GOR fluids and foaming oil.
- 2- Less expensive compare with the other types.
- 3- The interface area is larger in a horizontal vessel than the other types; it is easier for the gas bubbles, which come out of solution as the liquid approaches equilibrium, to reach the vapor space.
- 4- Easy to shipping and structure.

1- مناسب لسوائل GOR وزيوت الرغوة.

2- أقل تكلفة مقارنة بالأنواع الأخرى.

3 - مساحة السطح البيئي أكبر في السفينة الأفقية من الأنواع الأخرى. من الأسهل على فقاعات الغاز ، التي تخرج من المحلول مع اقتراب السائل من التوازن ، أن تصل إلى حيز البخار.

4- سهولة الشحن والهيكل.

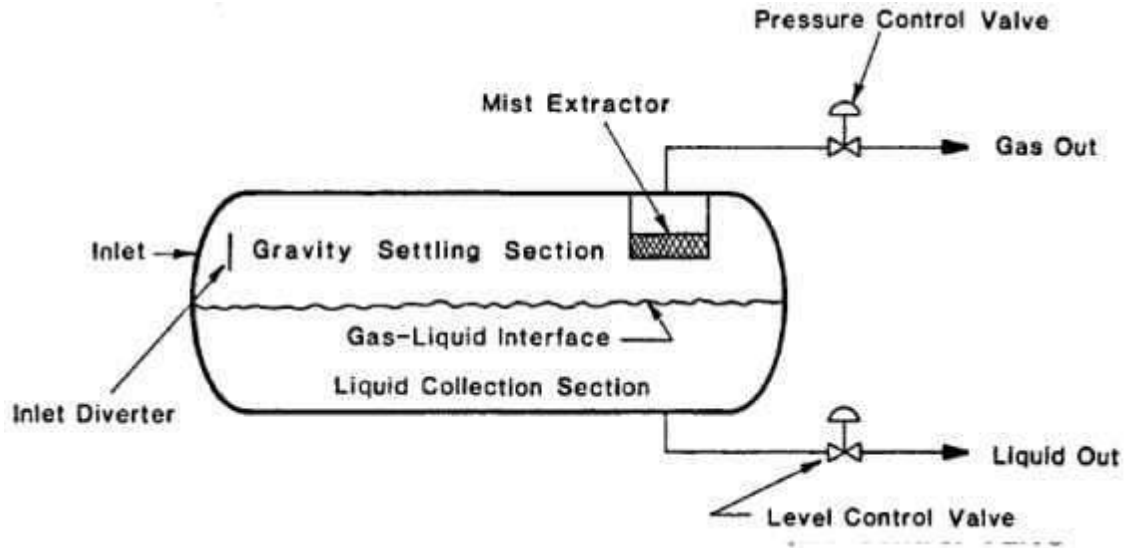


Figure – 34 : schematic of a horizontal separator.

Spherical separator

Figure – 34 is a schematic of a spherical separator.

The advantages are; الإيجابيات

- 1- Use for low and homogenous production rate.
- 2- More cheap than Vertical and horizontal separators.
- 3- Easy to clean and drain.

- 1- يستخدم لمعدل إنتاج منخفض ومتجانس.
- 2- أرخص من الفواصل الرأسية والأفقية.
- 3- سهل التنظيف والصرف.

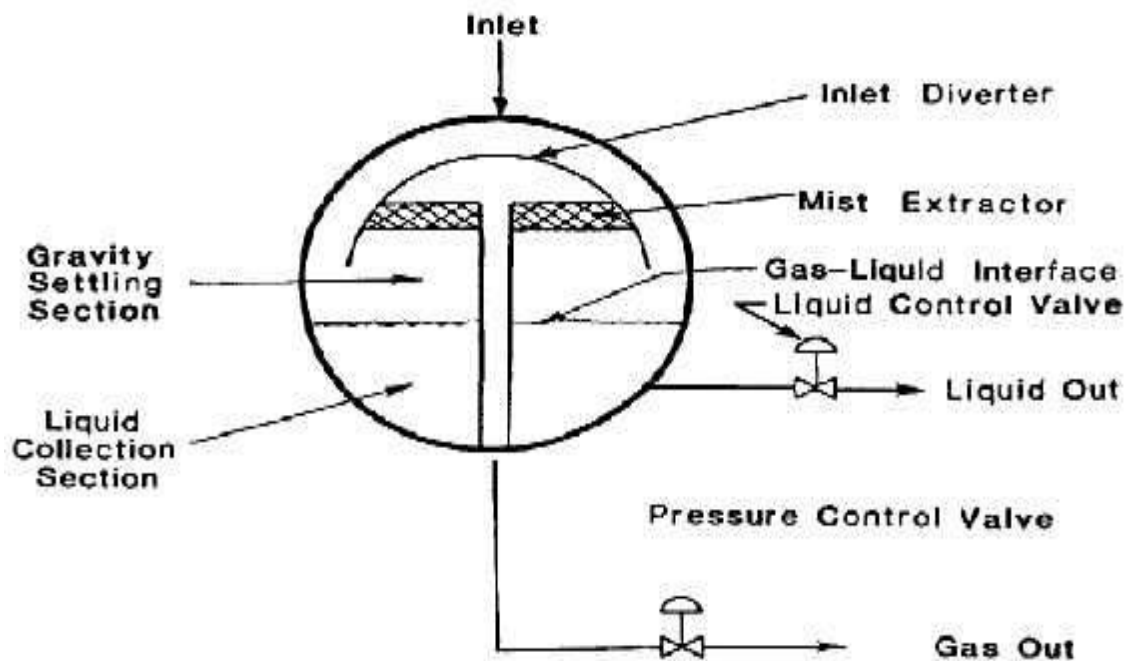


Figure – 35 : schematic of a spherical separator.

Classification of separators according to function: تصنيف الفواصل حسب الوظيفة

- 1- Two phases separators. فواصل مرحلتين
- 2- Three phases separators. ثلاث مراحل فواصل

Classification of separators according to operating pressure:

تصنيف الفواصل حسب ضغط التشغيل:

- 1- High pressure separators [1500 psi]
- 2- Medium pressure separators [650 psi]
- 3- Low pressure separators [60 psi]

Separators Design تصميم الفواصل

The basic factors that effect on separators design are; العوامل الأساسية التي تؤثر على تصميم الفواصل هي;

- 1- Working pressure.
- 2- Working temperature.
- 3- Fluid components.

Separator design consisting as follows; يتكون تصميم الفاصل على النحو التالي

- 1- Calculate gas section capacity. حساب سعة قسم الغاز.
- 2- Calculate oil section capacity. حساب سعة قسم النفط.