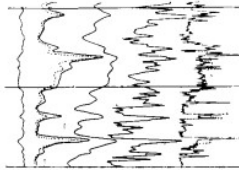


Integração de métodos geofísicos

Aula 6

Integração de sondagens de poço - estudo de caso

WELL LOGGING



Determination of a More Accurate Porosity and Mineral Composition in Complex Lithologies with the Use Of the Sonic, Neutron and Density Surveys

WAYLAND C. SAVRE

GULF OIL CORP.
ODESSA, TEX.

Abstract

The Permian system of West Texas contains large undifferentiated masses of carbonate rocks with admixtures of evaporites. These rocks exhibit markedly variable characteristics as observed with radioactivity, acoustic and electrical surveys.

All surveys used independently may present different porosity values as a result of mineralogical heterogeneity, inadequate information regarding pore geometry, or variance in residual oil.

The widespread, singular use of gamma ray-neutron surveys has resulted in general misconception regarding the occurrence of porosity and consequently various aspects of reservoir interpretation. Hydrogen bound by water of crystallization in gypsum produces high apparent porosities on the neutron survey. Only recently have analytical methods been employed which attempt to eliminate

erties and porosity are well known. The inaccuracies of computing porosity from average matrix parameters (grain density, matrix velocity and neutron response) are minimized by considering the matrix parameters to be limited variables and making simultaneous solutions of three equations. This method of analysis permits determination of more accurate porosity values, and the percentage of each of three minerals comprising the rock matrix-dolomite or limestone, gypsum and anhydrite. In certain cases gas may be detected.

Production tests, known reservoir characteristics and core information point out interesting correlative and corroborative results.

Introduction

The Permian system of West Texas and adjacent areas contain large masses of carbonate rocks that often

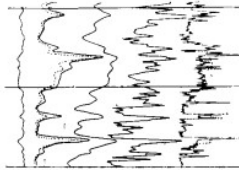
Log analysis has been difficult in carbonate rocks. It has been complicated by uncertainties in porosity determination and has depended heavily upon "experience factors" in particular areas or fields. The problems of calculating true porosity result from the many variations in rock type, particularly with reference to pore geometry; the changes in matrix composition, which affect to some degree the response of all porosity devices now in use; and the effects of residual oil. The thin-bedded nature of many zones of interest further compounds the problem.

This paper will consider some of these problems in detail and present a solution which has seen practical use with satisfactory results in a large number of applications.

It may appear, to some readers, that an excessive amount of space has been devoted to a discussion of rock characteristics in a paper pri-

Savre WC (1963), Determination of a more accurate porosity and mineral composition in complex lithologies with the use of the sonic, neutron, and density surveys. J Pet Technol 15:945-959

WELL LOGGING



Determination of a More Accurate Porosity and Mineral Composition in Complex Lithologies with the Use Of the Sonic, Neutron and Density Surveys

WAYLAND C. SAVRE

GULF OIL CORP.
ODESSA, TEX.

Abstract

The Permian system of West Texas contains large undifferentiated masses of carbonate rocks with admixtures of evaporites. These rocks exhibit markedly variable characteristics as observed with radioactivity, acoustic and electrical surveys.

All surveys used independently may present different porosity values as a result of mineralogical heterogeneity, inadequate information regarding pore geometry, or variance in residual oil.

The widespread, singular use of gamma ray-neutron surveys has resulted in general misconception regarding the occurrence of porosity and consequently various aspects of reservoir interpretation. Hydrogen bound by water of crystallization in gypsum produces high apparent porosities on the neutron survey. Only recently have analytical methods been employed which attempt to eliminate

erties and porosity are well known. The inaccuracies of computing porosity from average matrix parameters (grain density, matrix velocity and neutron response) are minimized by considering the matrix parameters to be limited variables and making simultaneous solutions of three equations. This method of analysis permits determination of more accurate porosity values, and the percentage of each of three minerals comprising the rock matrix-dolomite or limestone, gypsum and anhydrite. In certain cases gas may be detected.

Production tests, known reservoir characteristics and core information point out interesting correlative and corroborative results.

Introduction

The Permian system of West Texas and adjacent areas contain large masses of carbonate rocks that often

Log analysis has been difficult in carbonate rocks. It has been complicated by uncertainties in porosity determination and has depended heavily upon "experience factors" in particular areas or fields. The problems of calculating true porosity result from the many variations in rock type, particularly with reference to pore geometry; the changes in matrix composition, which affect to some degree the response of all porosity devices now in use; and the effects of residual oil. The thin-bedded nature of many zones of interest further compounds the problem.

This paper will consider some of these problems in detail and present a solution which has seen practical use with satisfactory results in a large number of applications.

It may appear, to some readers, that an excessive amount of space has been devoted to a discussion of rock characteristics in a paper pri-

Provavelmente uma das primeiras aplicações de uma solução matemática para a resolução da porosidade em rochas de reservatórios de carbonato Permiano

Savre WC (1963), Determination of a more accurate porosity and mineral composition in complex lithologies with the use of the sonic, neutron, and density surveys. J Pet Technol 15:945-959

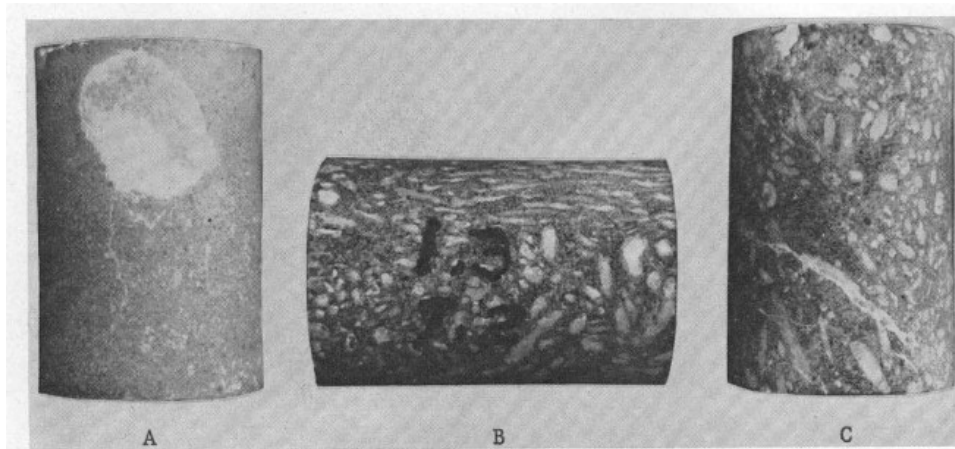


Fig. 3—Visible evaporites in well samples.

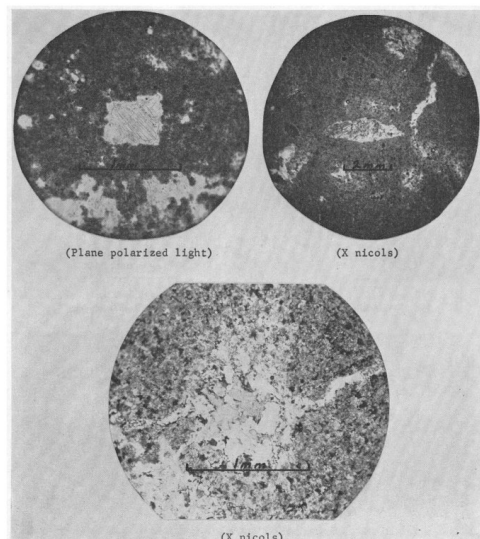


Fig. 4—Photomicrographs of intercrystalline and solution porosity.

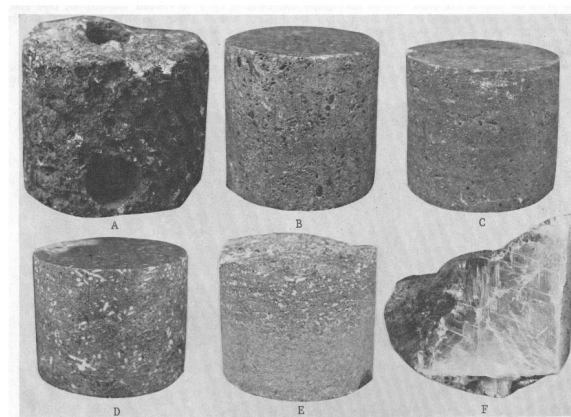


Fig. 2—Variability of porosity and evaporites in examples of San Andres lithology.

- Porosidades eram comumente estimadas a partir de registros do perfil de Neutrons;

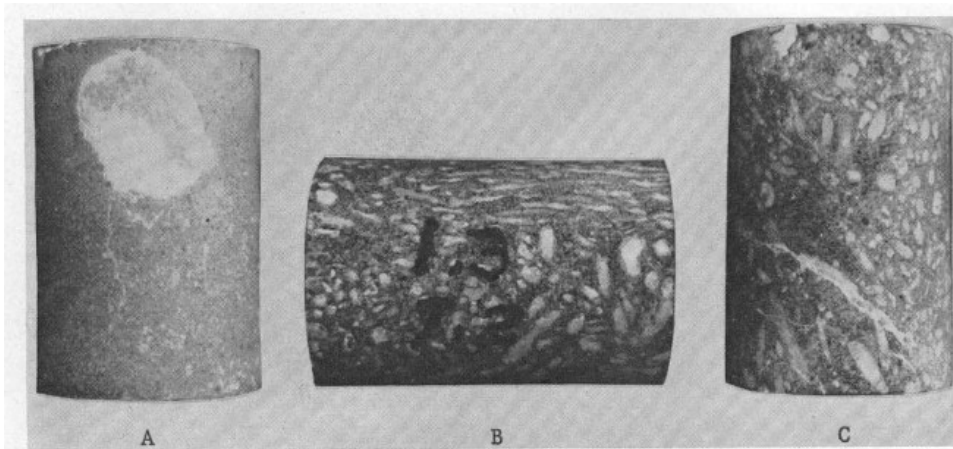


Fig. 3—Visible evaporites in well samples.

- Porosidades eram comumente estimadas a partir de registros do perfil de Neutrons;
- Valores eram excessivamente altos em zonas que continham gipsita devido a presença de hidrogênio dentro da água de cristalização.

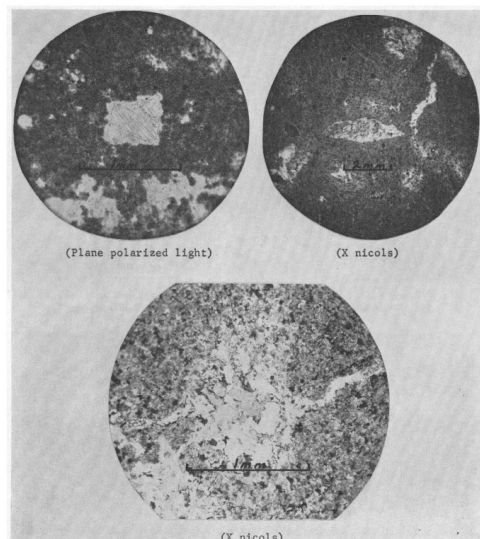


Fig. 4—Photomicrographs of intercrystalline and solution porosity.

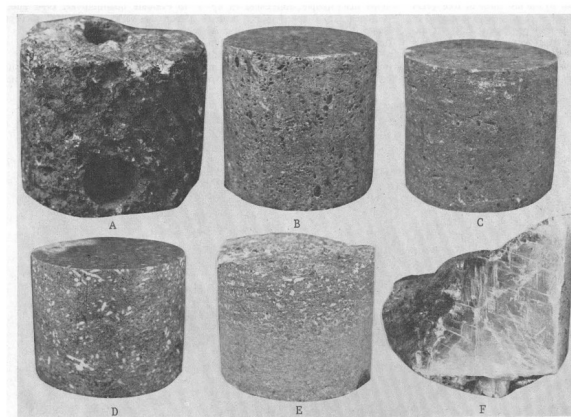


Fig. 2—Variability of porosity and evaporites in examples of San Andres lithology.

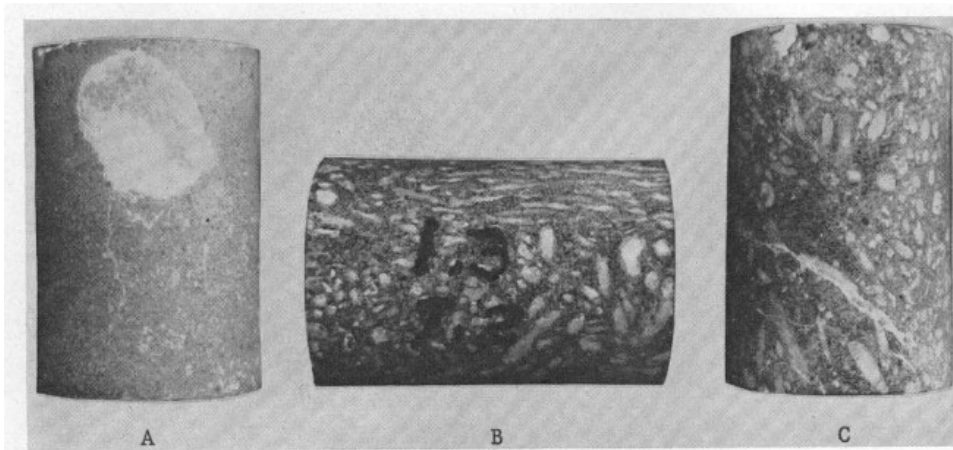


Fig. 3—Visible evaporites in well samples.

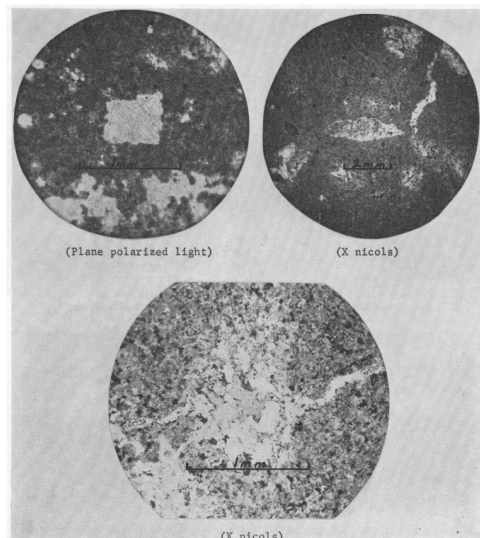


Fig. 4—Photomicrographs of intercrystalline and solution porosity.

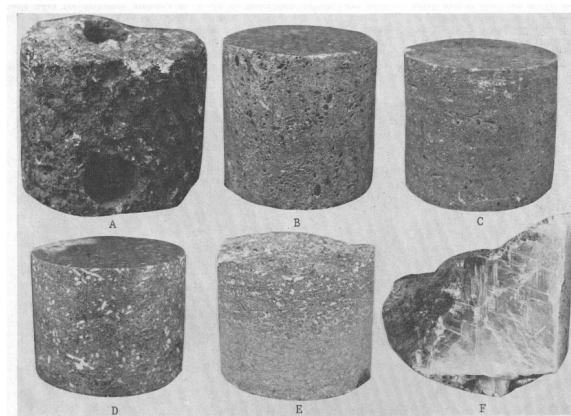


Fig. 2—Variability of porosity and evaporites in examples of San Andres lithology.

- Porosidades eram comumente estimadas a partir de registros do perfil de Neutrons;
- Valores eram excessivamente altos em zonas que continham gipsita devido a presença de hidrogênio dentro da água de cristalização.
- Quando o perfil de densidade era usado, a estimativa de porosidade era comprometida pela ocorrência de anidrita ou gipsita.

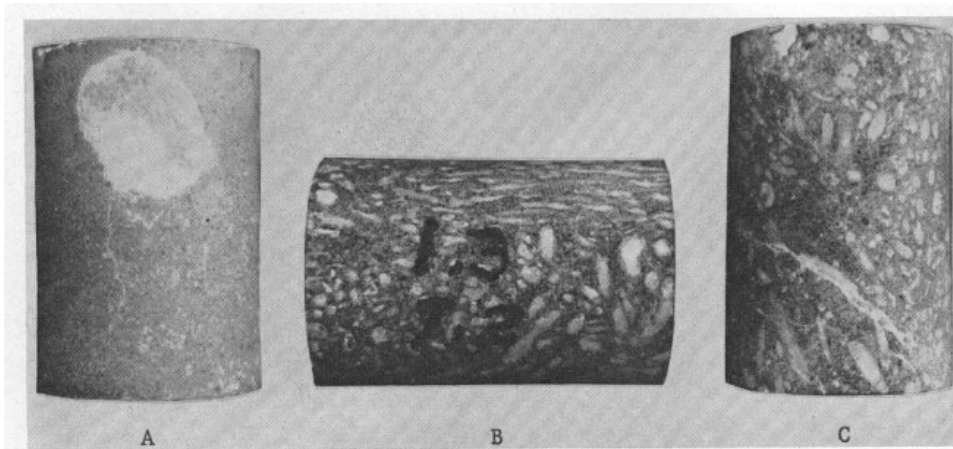


Fig. 3—Visible evaporites in well samples.

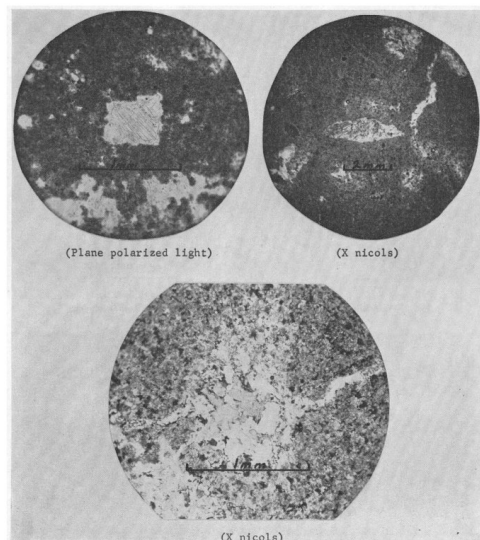


Fig. 4—Photomicrographs of intercrystalline and solution porosity.

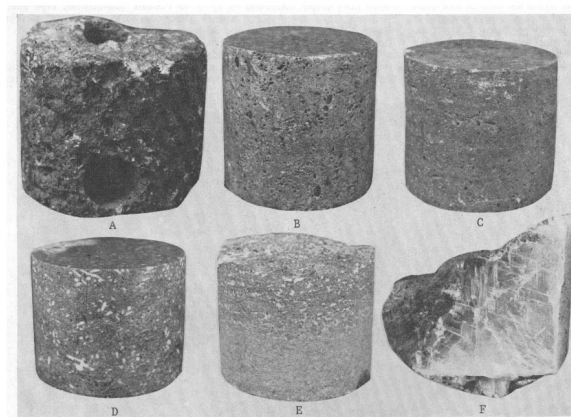


Fig. 2—Variability of porosity and evaporites in examples of San Andres lithology.

- Porosidades eram comumente estimadas a partir de registros do perfil de Neutrons;
- Valores eram excessivamente altos em zonas que continham gipsita devido a presença de hidrogênio dentro da água de cristalização.
- Quando o perfil de densidade era usado, a estimativa de porosidade era comprometida pela ocorrência de anidrita ou gipsita.
- A combinação dolomita, anidrita, gipsita dificultava a estimativa do volume de poros, não permitindo o uso de soluções gráficas tais como nomogramas que eram os procedimentos padrão da época.

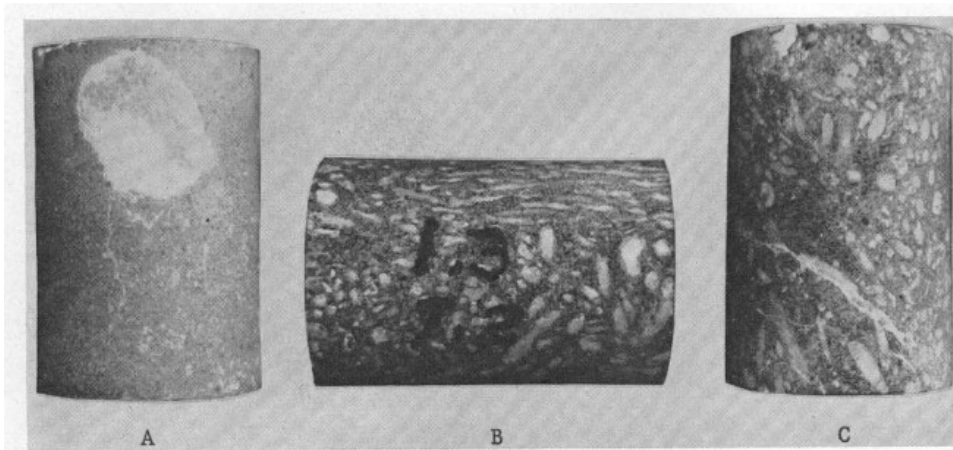


Fig. 3—Visible evaporites in well samples.

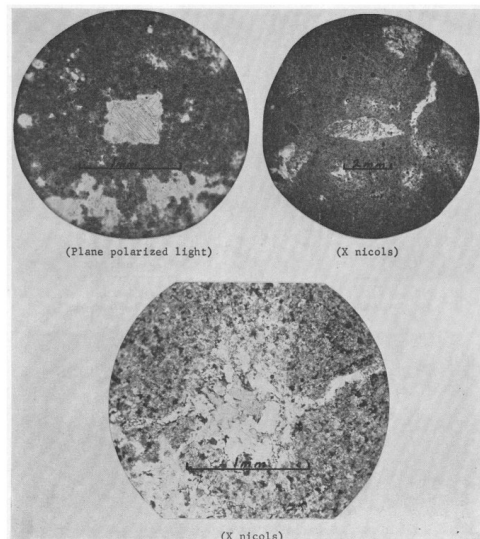


Fig. 4—Photomicrographs of intercrystalline and solution porosity.

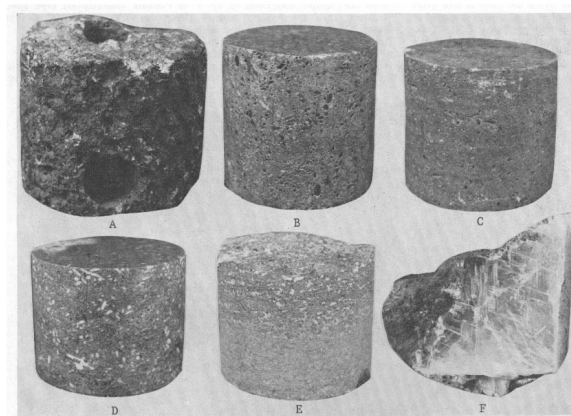


Fig. 2—Variability of porosity and evaporites in examples of San Andres lithology.

- Porosidades eram comumente estimadas a partir de registros do perfil de Neutrons;
- Valores eram excessivamente altos em zonas que continham gipsita devido a presença de hidrogênio dentro da água de cristalização.
- Quando o perfil de densidade era usado, a estimativa de porosidade era comprometida pela ocorrência de anidrita ou gipsita.
- A combinação dolomita, anidrita, gipsita dificultava a estimativa do volume de poros, não permitindo o uso de soluções gráficas tais como nomogramas que eram os procedimentos padrão da época.
- Foi reconhecido que as litologias compostas de vários minerais exigiriam diferentes logs de porosidade para serem executadas em combinação a fim de estimar a porosidade volumétrica mais confiável.

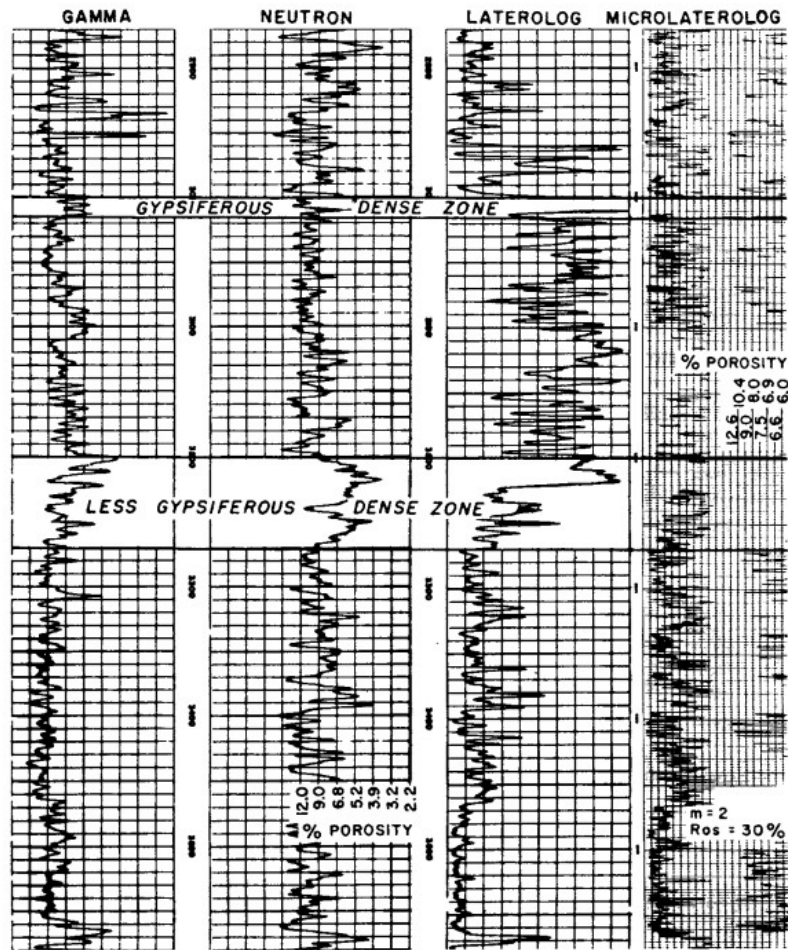


Fig. 1—The porosity surveys illustrated above (neutron and MicroLaterolog) show contrasting values throughout the logged interval. Note that the neutron log does not delineate the designated upper dense zone as the electrical surveys do. Relatively high porosities are indicated by the neutron survey because of the effects of the gypsum disseminated throughout the section. The Laterolog is included to show that the MicroLaterolog response is not a result of high residual oil saturation.

A análise dos logs é difícil nas rochas carbonáticas. Os problemas de cálculo da porosidade real resultam das muitas variações no tipo de rocha, particularmente com referência à geometria dos poros, às mudanças na composição da matriz, que afetam em algum grau a resposta no registro de porosidade e os efeitos do óleo residual.

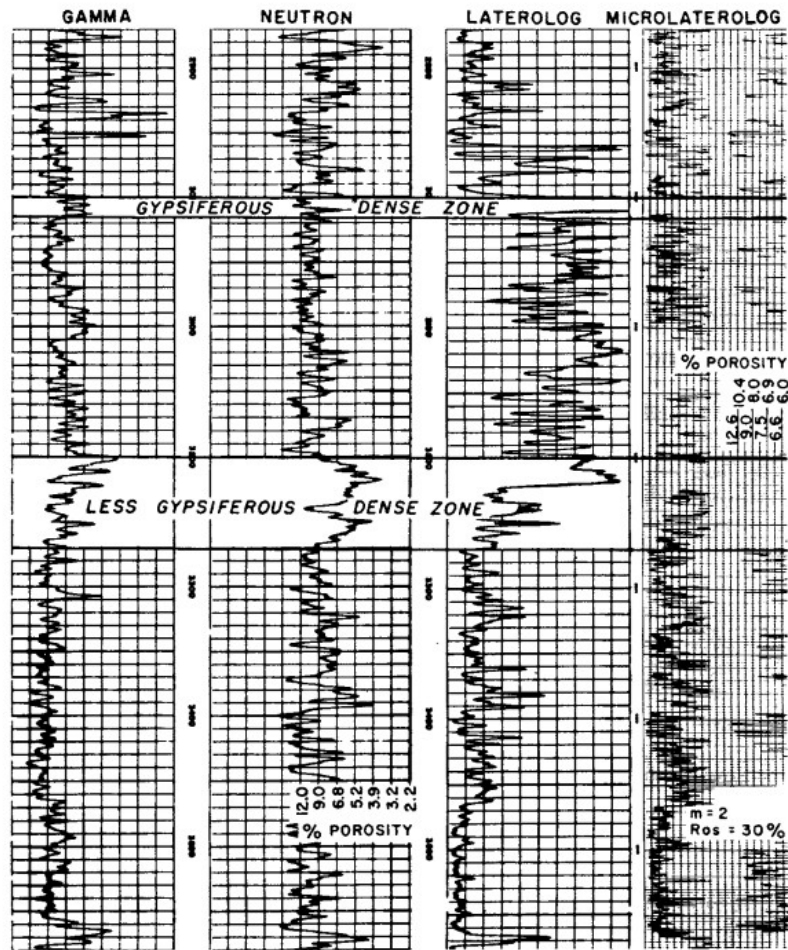


Fig. 1—The porosity surveys illustrated above (neutron and MicroLaterolog) show contrasting values throughout the logged interval. Note that the neutron log does not delineate the designated upper dense zone as the electrical surveys do. Relatively high porosities are indicated by the neutron survey because of the effects of the gypsum disseminated throughout the section. The Laterolog is included to show that the MicroLaterolog response is not a result of high residual oil saturation.

A análise dos logs é difícil nas rochas carbonáticas. Os problemas de cálculo da porosidade real resultam das muitas variações no tipo de rocha, particularmente com referência à geometria dos poros, às mudanças na composição da matriz, que afetam em algum grau a resposta no registro de porosidade e os efeitos do óleo residual.

Como os logs de nêutron, sônico e densidade fornecem soluções independentes para a porosidade e, dada a variação da composição da matriz, pretende-se encontrar uma solução para a qual todos os logs sejam ajustados. Com isso, pode-se obter um valor de porosidade mais preciso.

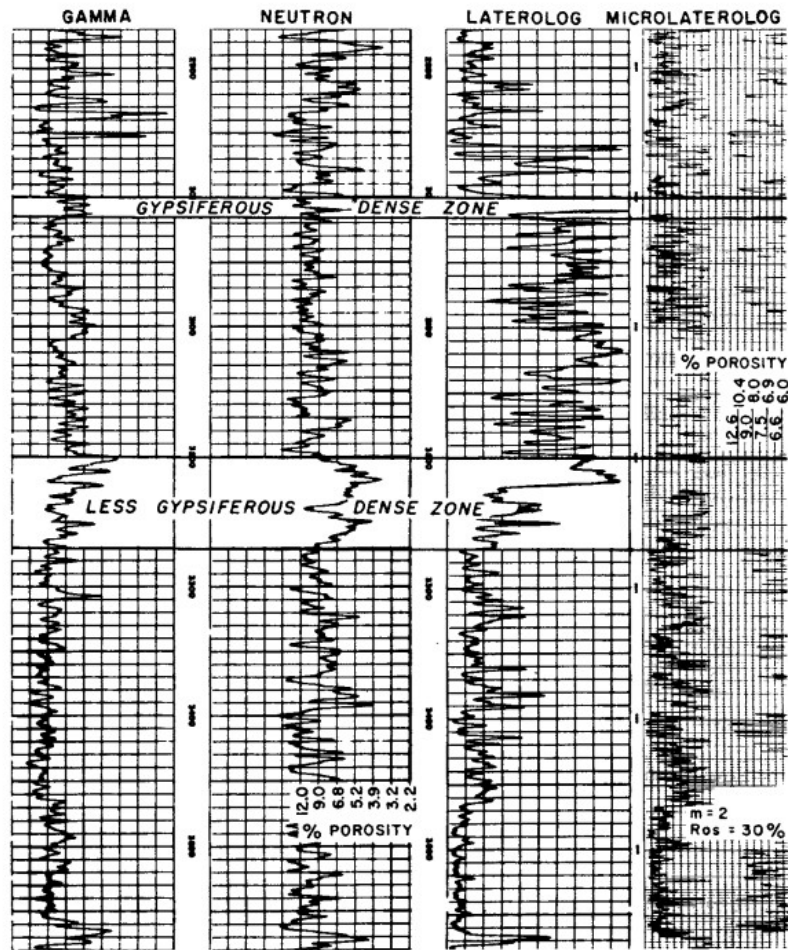


Fig. 1—The porosity surveys illustrated above (neutron and MicroLaterolog) show contrasting values throughout the logged interval. Note that the neutron log does not delineate the designated upper dense zone as the electrical surveys do. Relatively high porosities are indicated by the neutron survey because of the effects of the gypsum disseminated throughout the section. The Laterolog is included to show that the MicroLaterolog response is not a result of high residual oil saturation.

A análise dos logs é difícil nas rochas carbonáticas. Os problemas de cálculo da porosidade real resultam das muitas variações no tipo de rocha, particularmente com referência à geometria dos poros, às mudanças na composição da matriz, que afetam em algum grau a resposta no registro de porosidade e os efeitos do óleo residual.

Neutron + densidade +
sônico

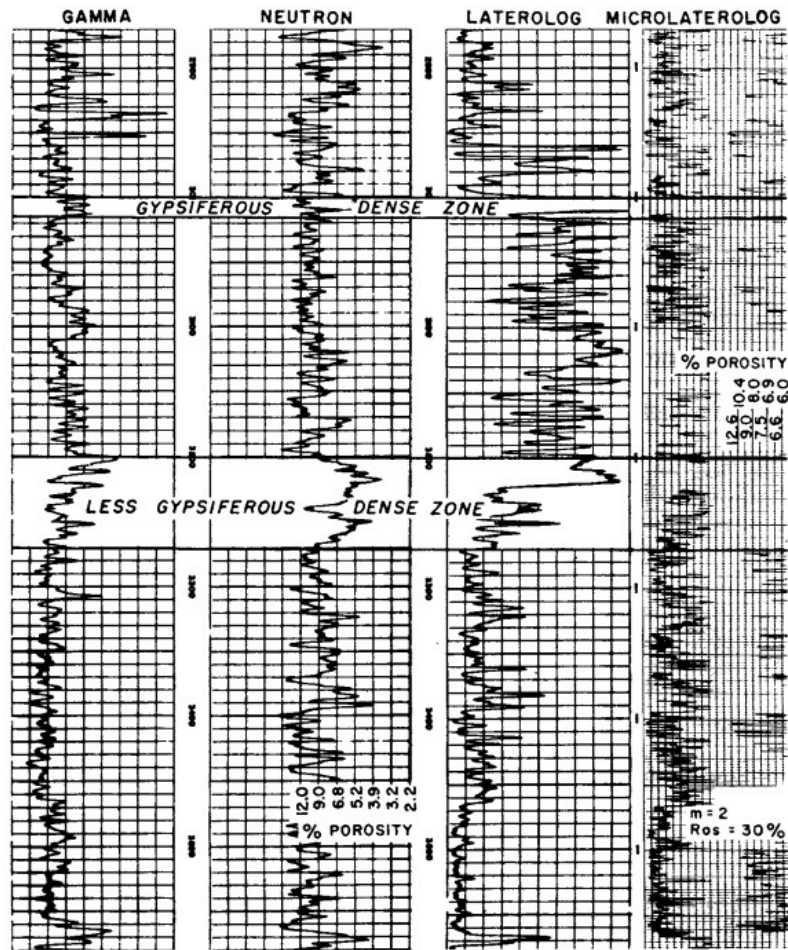


Fig. 1—The porosity surveys illustrated above (neutron and MicroLaterolog) show contrasting values throughout the logged interval. Note that the neutron log does not delineate the designated upper dense zone as the electrical surveys do. Relatively high porosities are indicated by the neutron survey because of the effects of the gypsum disseminated throughout the section. The Laterolog is included to show that the MicroLaterolog response is not a result of high residual oil saturation.

A análise dos logs é difícil nas rochas carbonáticas. Os problemas de cálculo da porosidade real resultam das muitas variações no tipo de rocha, particularmente com referência à geometria dos poros, às mudanças na composição da matriz, que afetam em algum grau a resposta no registro de porosidade e os efeitos do óleo residual.

Neutron + densidade +
sônico

$$d = A_p$$

Resumo de perfilagem de poço – Neutron

Resumo de perfilagem de poço – Neutron

Well Logging for Earth Scientists - Darwin V. Ellis, Julian M. Singer, Springer,
Year: 2008. ISBN: 9781402037382,1402037384

Principles and Applications of Well Logging - Hongqi Liu. Springer-Verlag Berlin
Heidelberg: 2017. ISBN: 978-3-662-53381-9, 978-3-662-53383-3

Applied Geophysics - William Murray Telford, L. P. Geldart, Robert E. Sheriff,
Cambridge University Press, 1990 - 770 p

An Introduction to Geophysical Exploration - Philip Kearey, Michael Brooks, Ian
Hill, John Wiley & Sons, 2013 - 272 p

Resumo de perfilagem de poço – Neutron

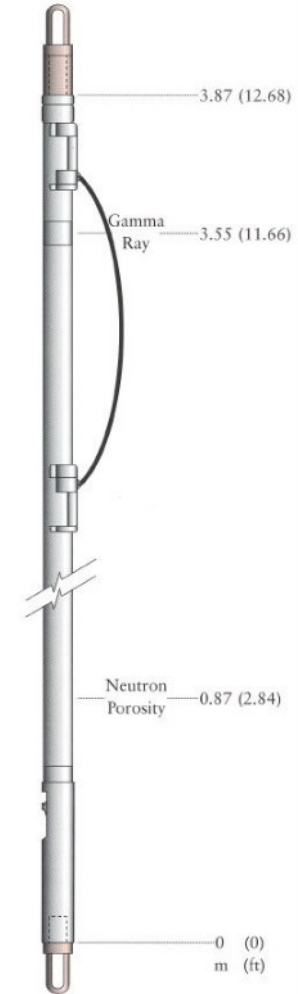
Applied Geophysics - William Murray Telford, L. P. Geldart, Robert E. Sheriff, Cambridge University Press, 1990 - 770 p

An Introduction to Geophysical Exploration - Philip Kearey, Michael Brooks, Ian Hill, John Wiley & Sons, 2013 - 272 p

Well Logging for Earth Scientists - Darwin V. Ellis, Julian M. Singer, Springer, Year: 2008. ISBN: 9781402037382,1402037384

Resumo de perfilagem de poço – Neutron

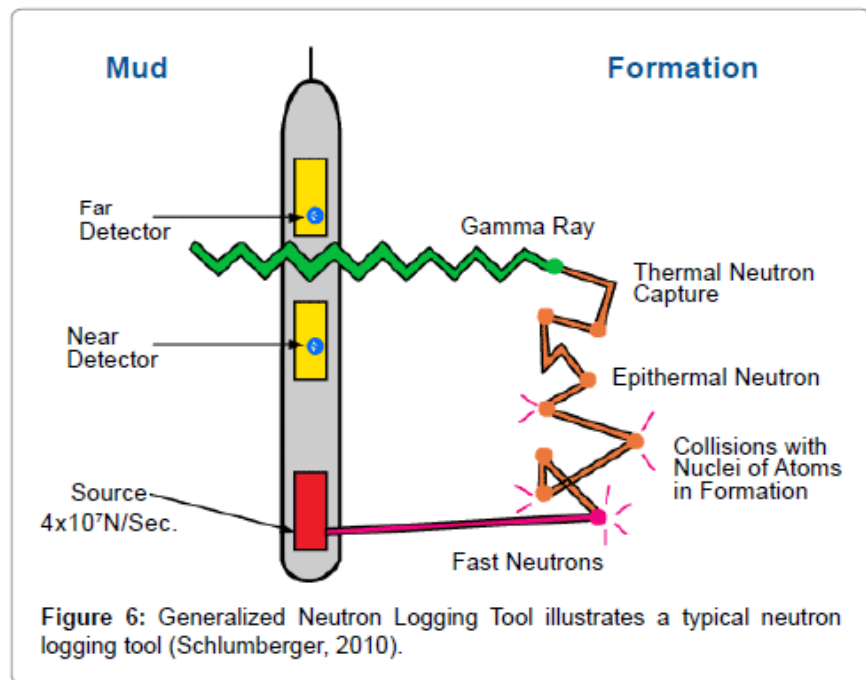
O registro de nêutrons é sensível principalmente à quantidade de átomos de hidrogênio numa formação. Seu principal uso está na determinação da porosidade.



Resumo de perfilagem de poço – Neutron

O registro de nêutrons é sensível principalmente à quantidade de átomos de hidrogênio numa formação. Seu principal uso está na determinação da porosidade.

A ferramenta opera bombardeando a formação com nêutrons de alta energia.

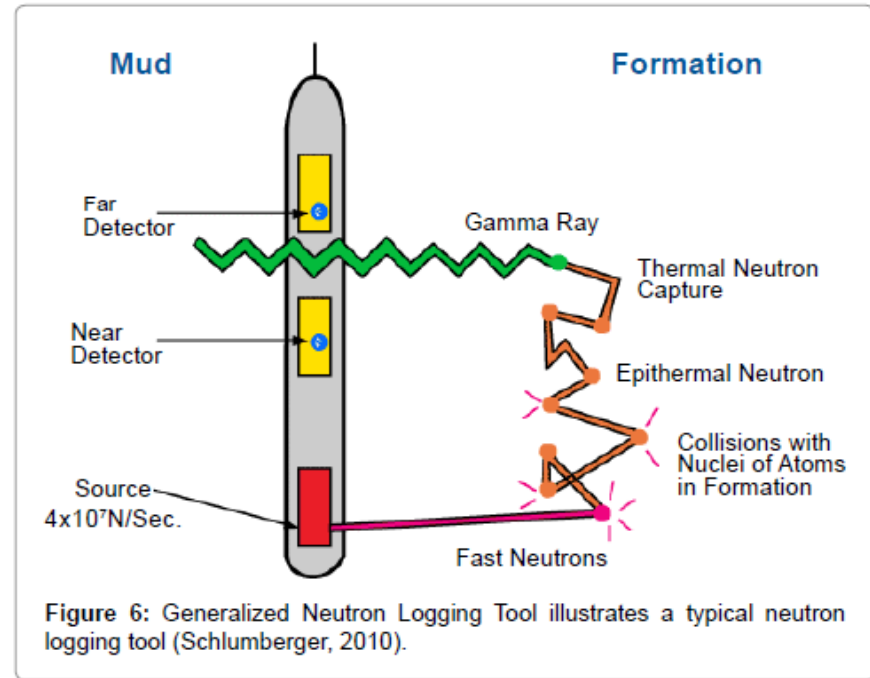


Resumo de perfilagem de poço – Neutron

O registro de nêutrons é sensível principalmente à quantidade de átomos de hidrogênio numa formação. Seu principal uso está na determinação da porosidade.

A ferramenta opera bombardeando a formação com nêutrons de alta energia.

Estes nêutrons sofrem dispersão na formação, perdendo energia e produzindo raios gama de alta energia.



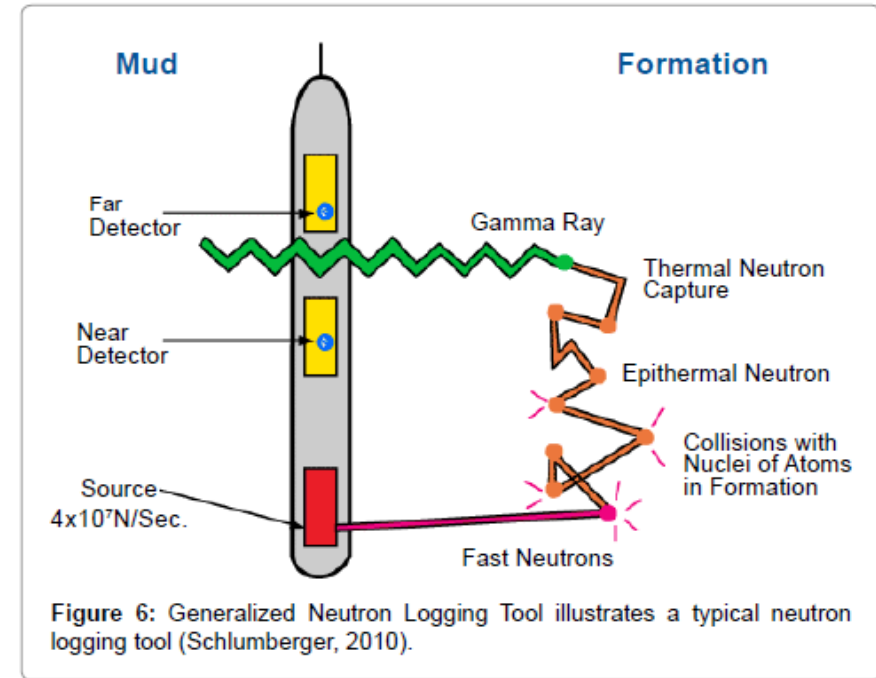
Resumo de perfilagem de poço – Neutron

O registro de nêutrons é sensível principalmente à quantidade de átomos de hidrogênio numa formação. Seu principal uso está na determinação da porosidade.

A ferramenta opera bombardeando a formação com nêutrons de alta energia.

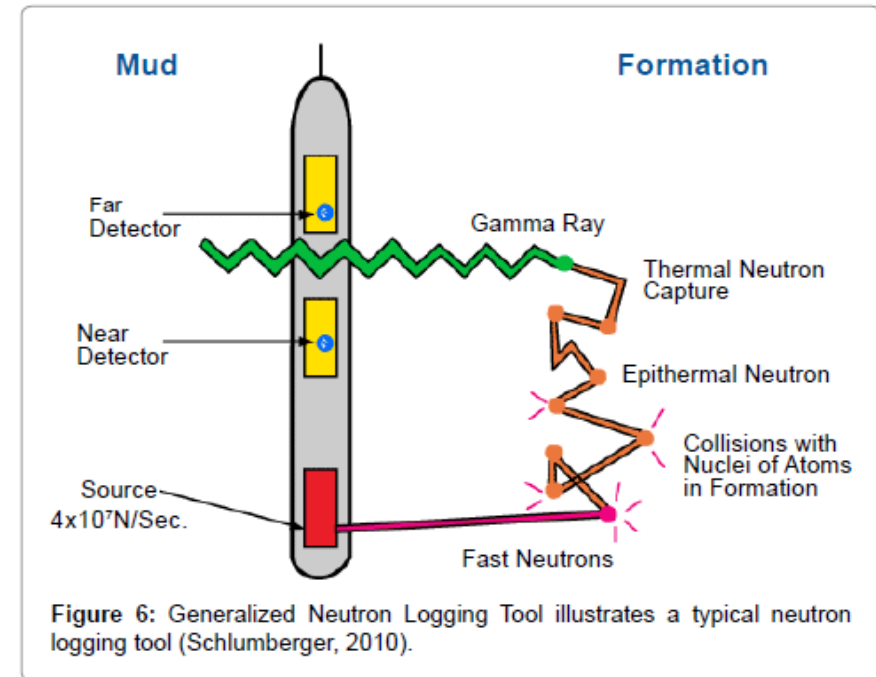
Estes nêutrons sofrem dispersão na formação, perdendo energia e produzindo raios gama de alta energia.

As reações de dispersão ocorrem de forma mais eficiente com átomos de hidrogênio. Os nêutrons de baixa energia ou raios gama resultantes podem ser detectados, e sua taxa de contagem está relacionada à quantidade de átomos de hidrogênio na formação.



Resumo de perfilagem de poço – Neutron

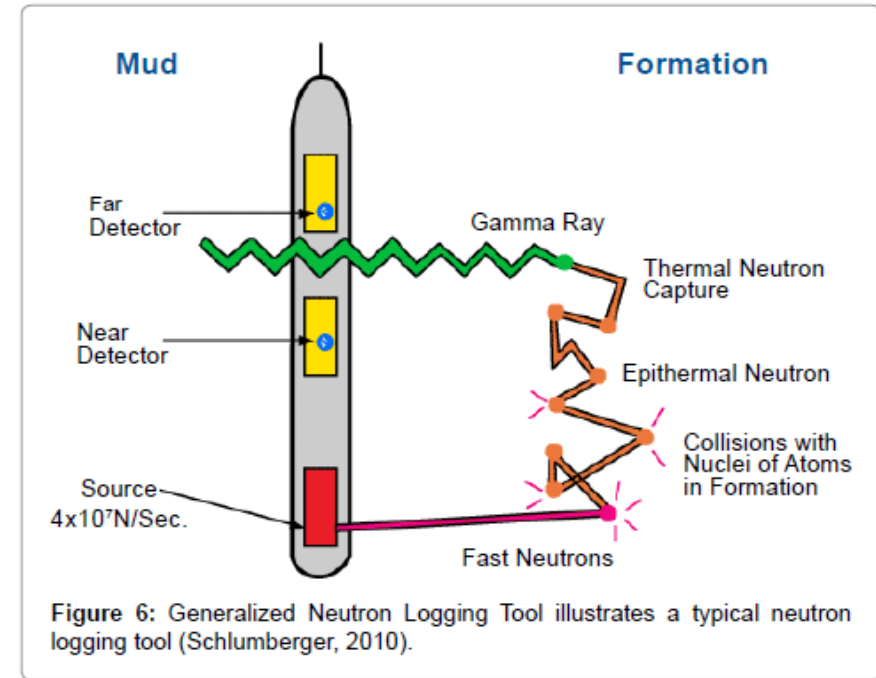
Formações com grande quantidade de átomos de hidrogênio - nêutrons são desacelerados e absorvidos muito rapidamente e em uma curta distância. A **taxa de contagem de nêutrons lentos ou de captura de raios gama é baixa** na ferramenta. Portanto, a taxa de contagem será baixa em rochas de **alta porosidade**.



Resumo de perfilagem de poço – Neutron

Formações com grande quantidade de átomos de hidrogênio - nêutrons são desacelerados e absorvidos muito rapidamente e em uma curta distância. A **taxa de contagem de nêutrons lentos ou de captura de raios gama é baixa** na ferramenta. Portanto, a taxa de contagem será baixa em rochas de **alta porosidade**.

Formações com pequena quantidade de átomos de hidrogênio - nêutrons são desacelerados e absorvidos mais lentamente e viajam mais através da rocha antes de serem absorvidos. A **taxa de contagem de nêutrons lentos ou de captura de raios gama na ferramenta é maior**. Portanto, a taxa de contagem será maior nas rochas de **baixa porosidade**.

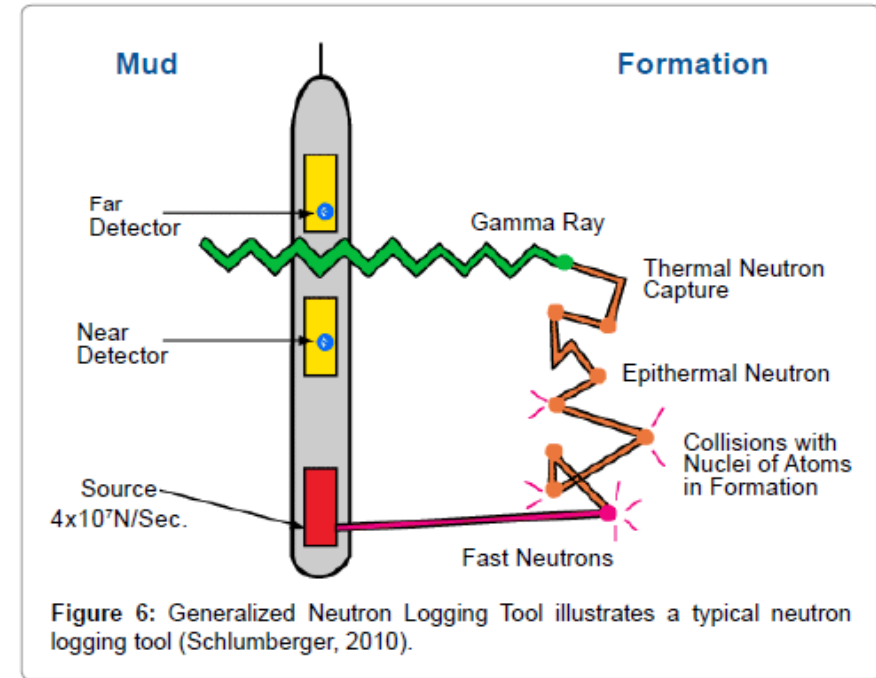


Resumo de perfilagem de poço – Neutron

Formações com grande quantidade de átomos de hidrogênio - nêutrons são desacelerados e absorvidos muito rapidamente e em uma curta distância. A **taxa de contagem de nêutrons lentos ou de captura de raios gama é baixa** na ferramenta. Portanto, a taxa de contagem será baixa em rochas de **alta porosidade**.

Formações com pequena quantidade de átomos de hidrogênio - nêutrons são desacelerados e absorvidos mais lentamente e viajam mais através da rocha antes de serem absorvidos. A **taxa de contagem de nêutrons lentos ou de captura de raios gama na ferramenta é maior**. Portanto, a taxa de contagem será maior nas rochas de **baixa porosidade**.

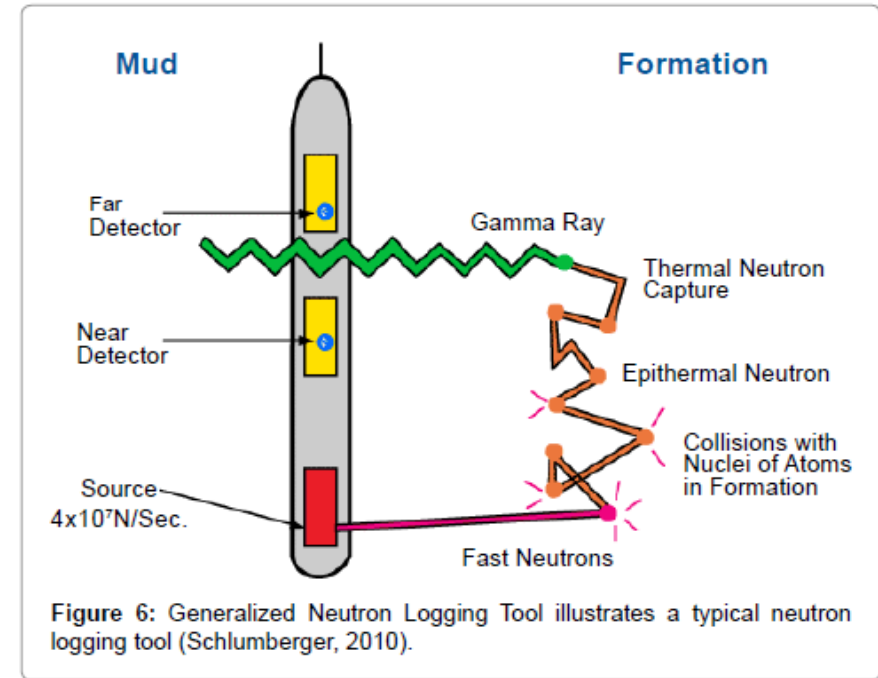
As rochas que contém gipsita produzirão uma porosidade de nêutrons superior àquela que está realmente presente.



Resumo de perfilagem de poço – Neutron

A porosidade aparente pode ser expressa pela equação

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

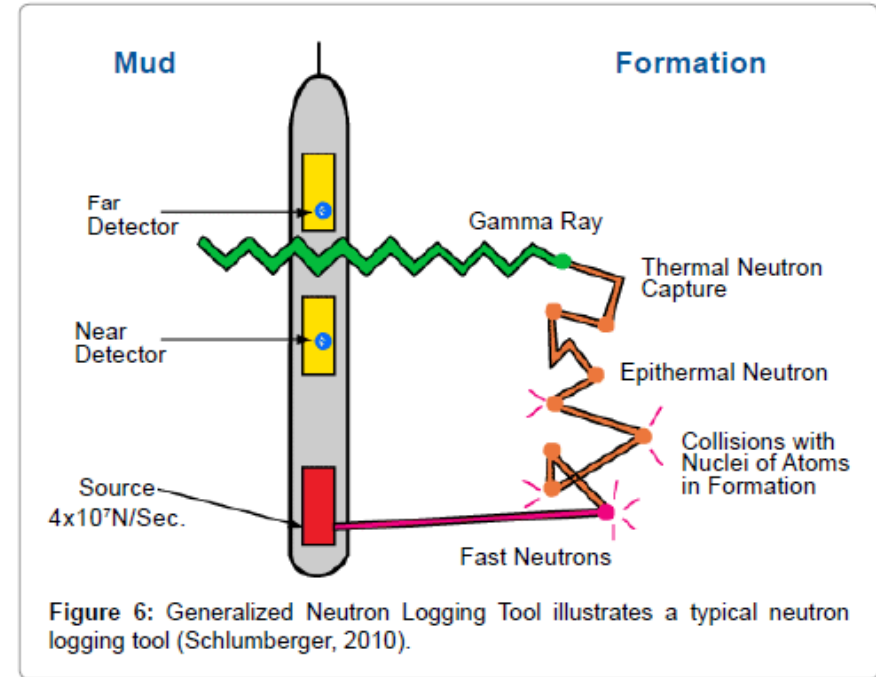


Resumo de perfilagem de poço – Neutron

A porosidade aparente pode ser expressa pela equação

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

↑
Porosidade
aparente

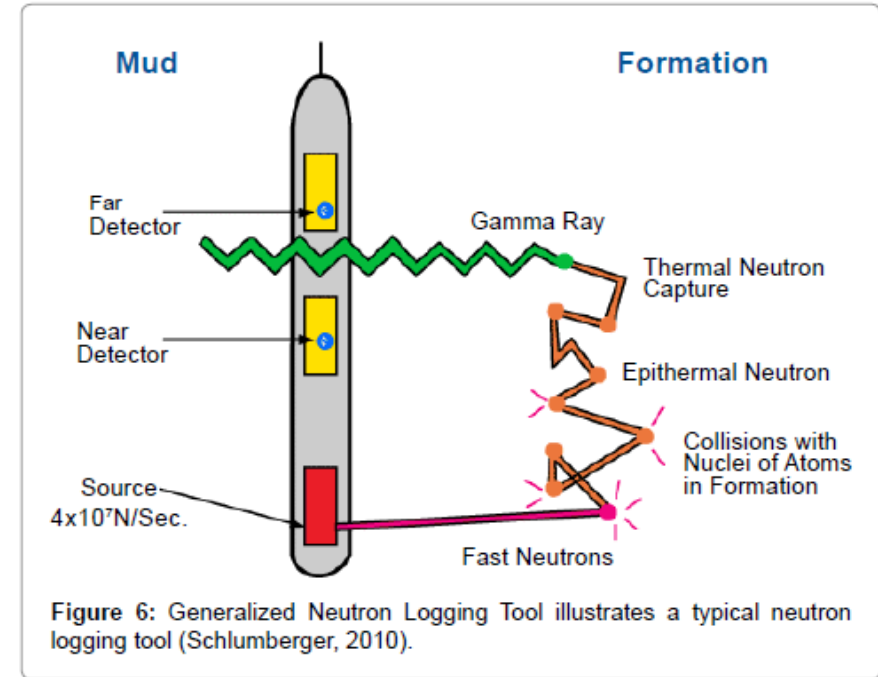


Resumo de perfilagem de poço – Neutron

A porosidade aparente pode ser expressa pela equação

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

↑ ↑
Porosidade
verdadeira
(porcentagem)

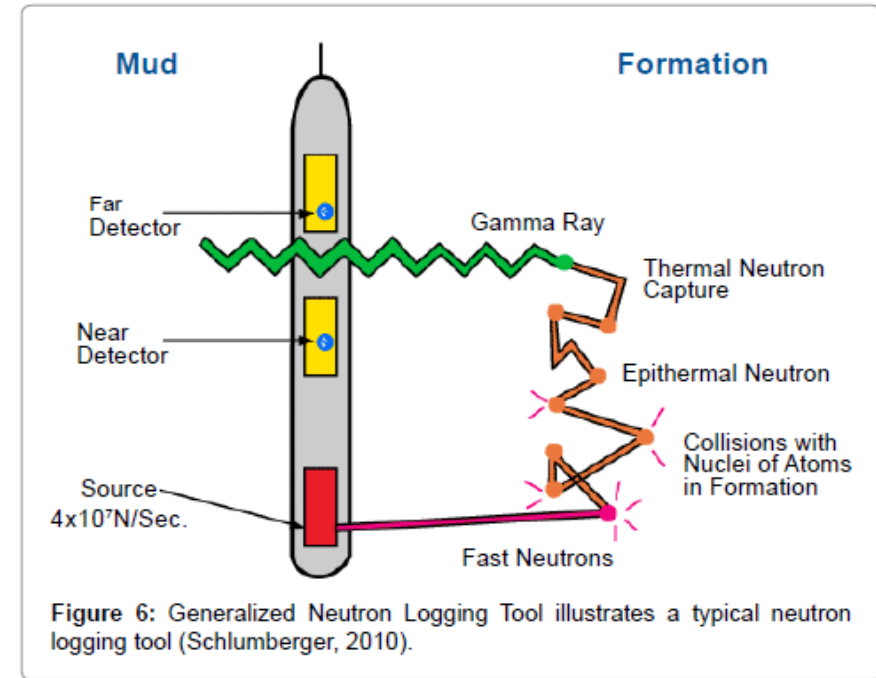


Resumo de perfilagem de poço – Neutron

A porosidade aparente pode ser expressa pela equação

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

↑
Porcentagem de
porosidade



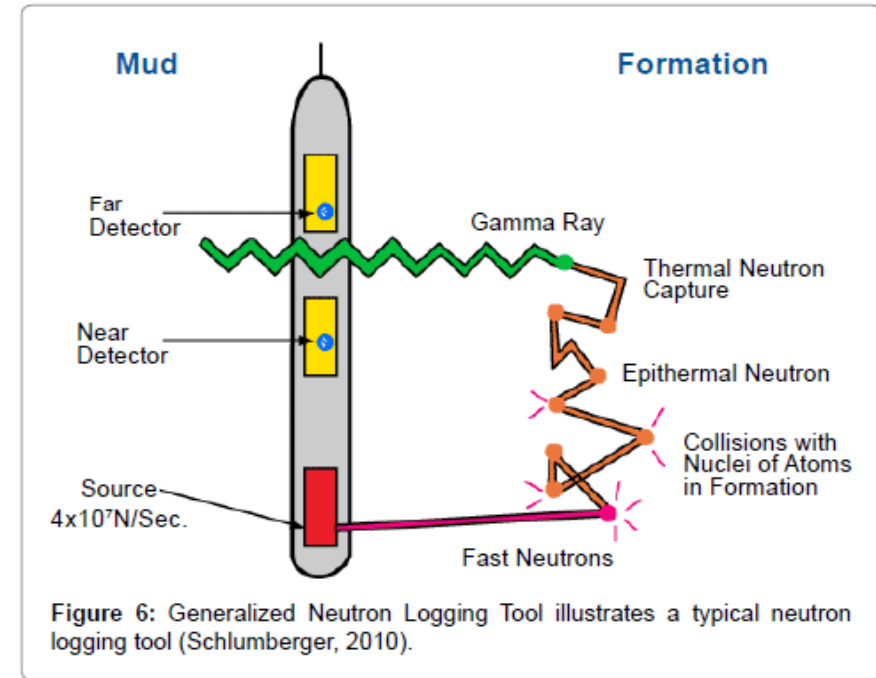
Resumo de perfilagem de poço – Neutron

A porosidade aparente pode ser expressa pela equação

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

↑
Porcentagem de
gipsita na
formação

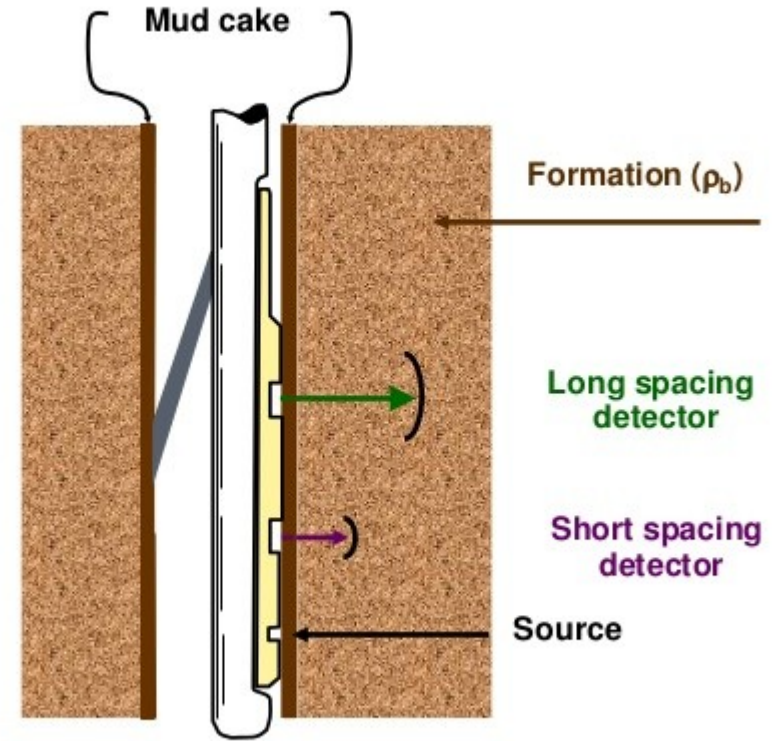
a "pseudo" porosidade contribuída pela gipsita
será 49 por cento da gipsita total presente



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Resumo de perfilagem de poço – Densidade

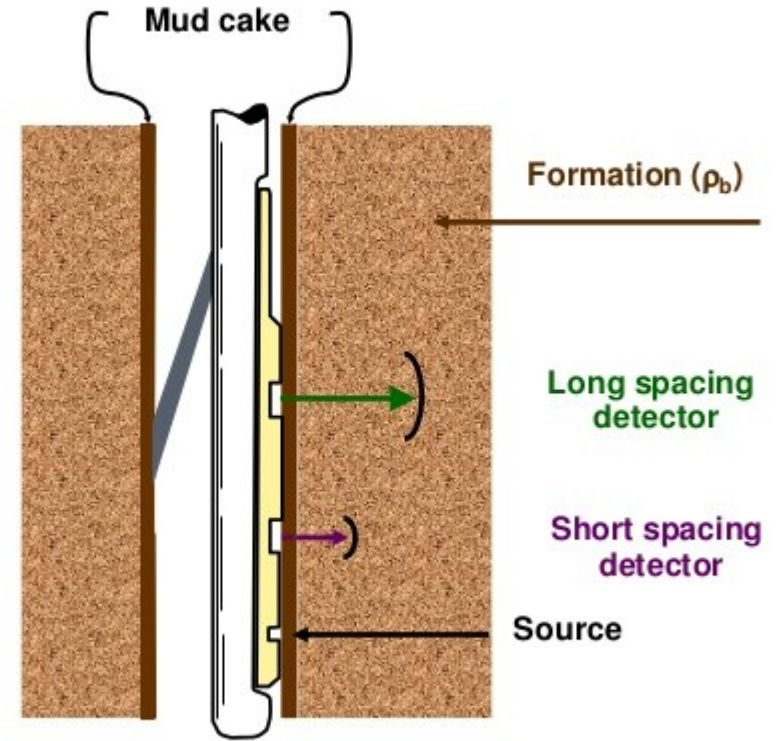
Fornece um registro contínuo da densidade aparente de uma formação ao longo do comprimento do poço. Na geologia, a densidade aparente é uma função da densidade dos minerais que formam uma rocha (isto é, matriz) e do fluido presente nos espaços porosos.



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Fornece um registro contínuo da densidade aparente de uma formação ao longo do comprimento do poço. Na geologia, a densidade aparente é uma função da densidade dos minerais que formam uma rocha (isto é, matriz) e do fluido presente nos espaços porosos.

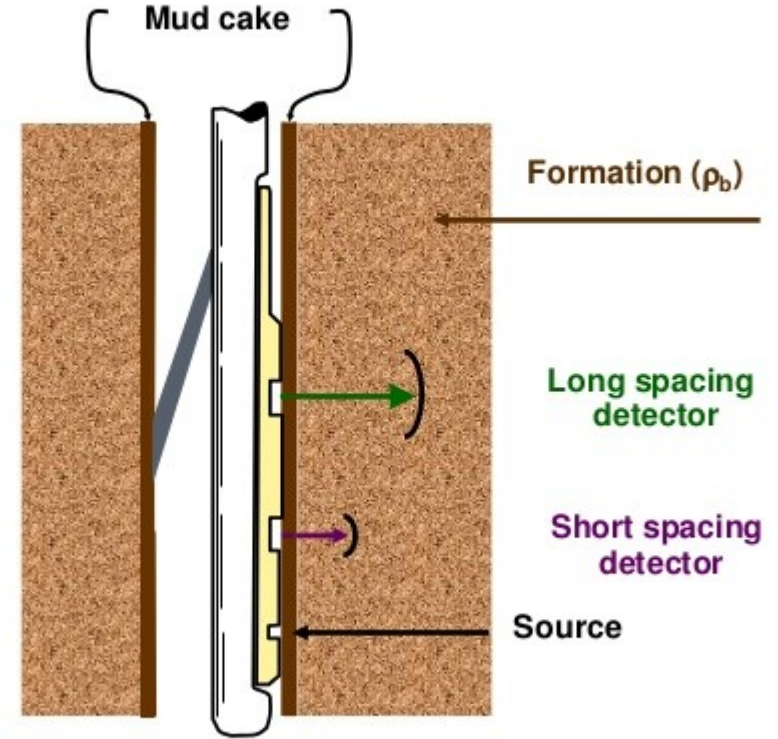
O equipamento envia raios gama para a formação e detecta aqueles que se dispersam de volta. As sondagens de registro típicas usam uma fonte de Césio-137, que emite raios gama de 0,66MeV.



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

O método depende um valor médio para a densidade da matriz que pode variar de acordo com a área ou formação de interesse.

Nos carbonatos evaporíticos, uma zona com anidrita é caracterizada por uma densidade aparente que se aproxima de 2,98 gm/cc.

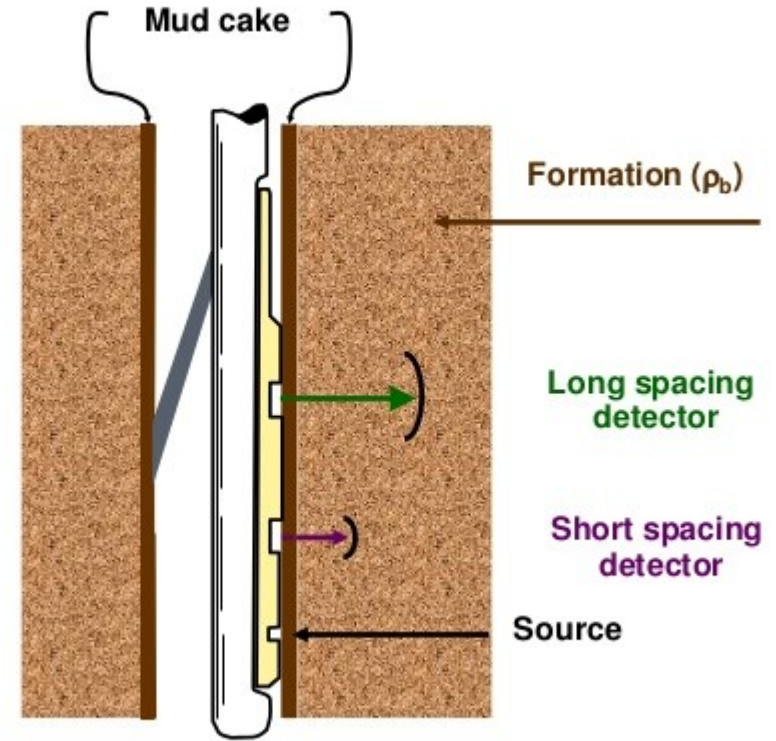


Resumo de perfilagem de poço – Densidade

O método depende um valor médio para a densidade da matriz que pode variar de acordo com a área ou formação de interesse.

Nos carbonatos evaporíticos, uma zona com anidrita é caracterizada por uma densidade aparente que se aproxima de 2,98 gm/cc.

Se, nessa zona, densidades médias de matriz de dolomita fossem observadas, teríamos uma porosidade menor que zero.



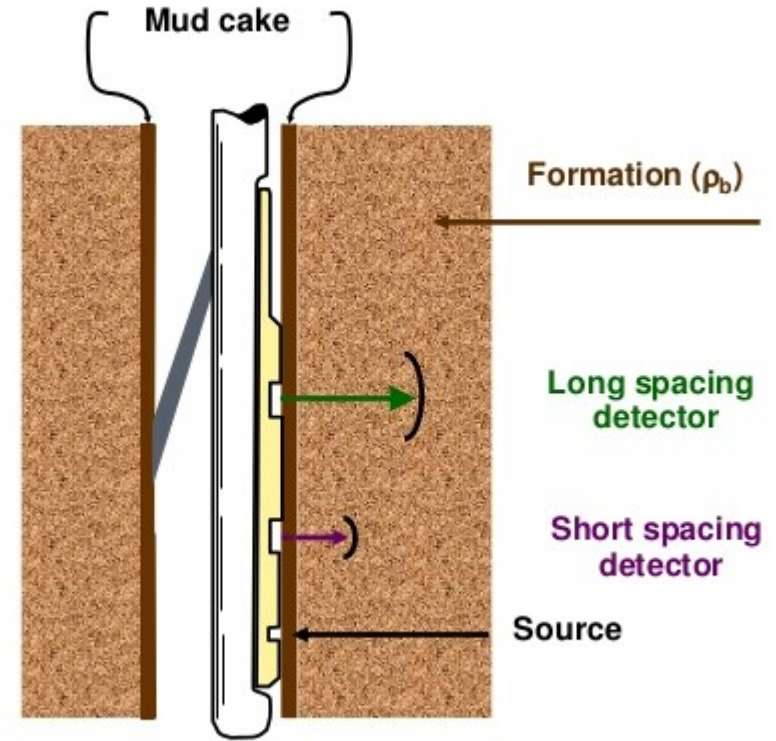
Resumo de perfilagem de poço – Densidade

O método depende um valor médio para a densidade da matriz que pode variar de acordo com a área ou formação de interesse.

Nos carbonatos evaporíticos, uma zona com anidrita é caracterizada por uma densidade aparente que se aproxima de 2,98 gm/cc.

Se, nessa zona, densidades médias de matriz de dolomita fossem observadas, teríamos uma porosidade menor que zero.

Assim, uma dolomita anidritica exibirá uma porosidade aparente (derivada da densidade) menor do que quando a anidrita não é adequadamente levada em consideração.



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

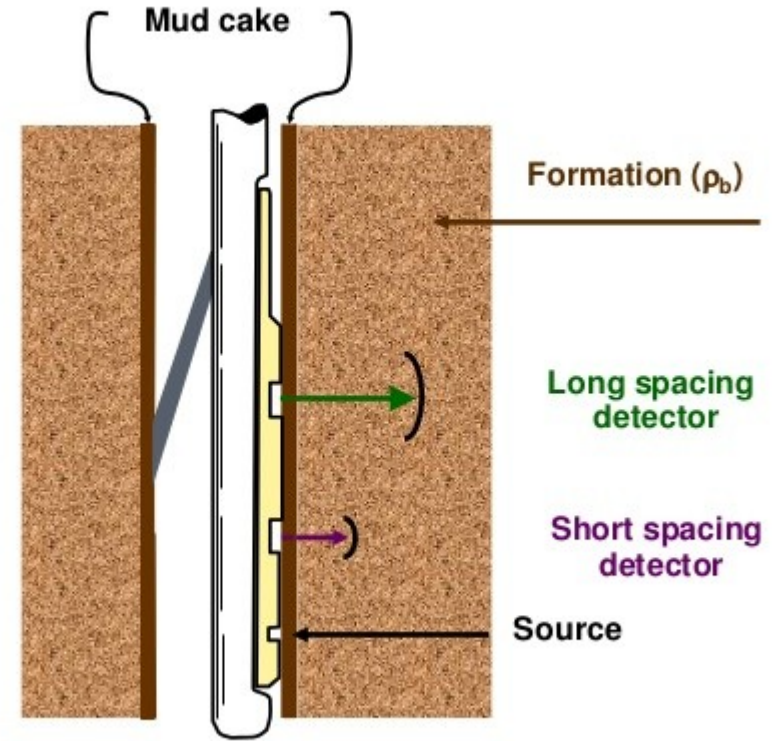
O método depende um valor médio para a densidade da matriz que pode variar de acordo com a área ou formação de interesse.

Nos carbonatos evaporíticos, uma zona com anidrita é caracterizada por uma densidade aparente que se aproxima de 2,98 gm/cc.

Se, nessa zona, densidades médias de matriz de dolomita fossem observadas, teríamos uma porosidade menor que zero.

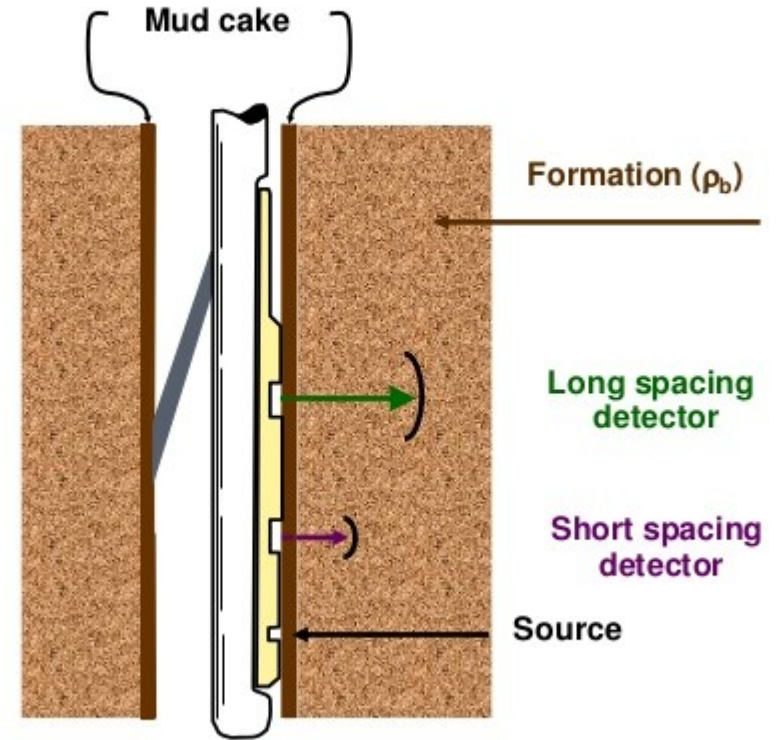
Assim, uma dolomita anidritica exibirá uma porosidade aparente (derivada da densidade) menor do que quando a anidrita não é adequadamente levada em consideração.

No entanto, quando a gipsita, com baixa densidade de grãos de 2,35, está presente, valores erroneamente altos de porosidade são computados.



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

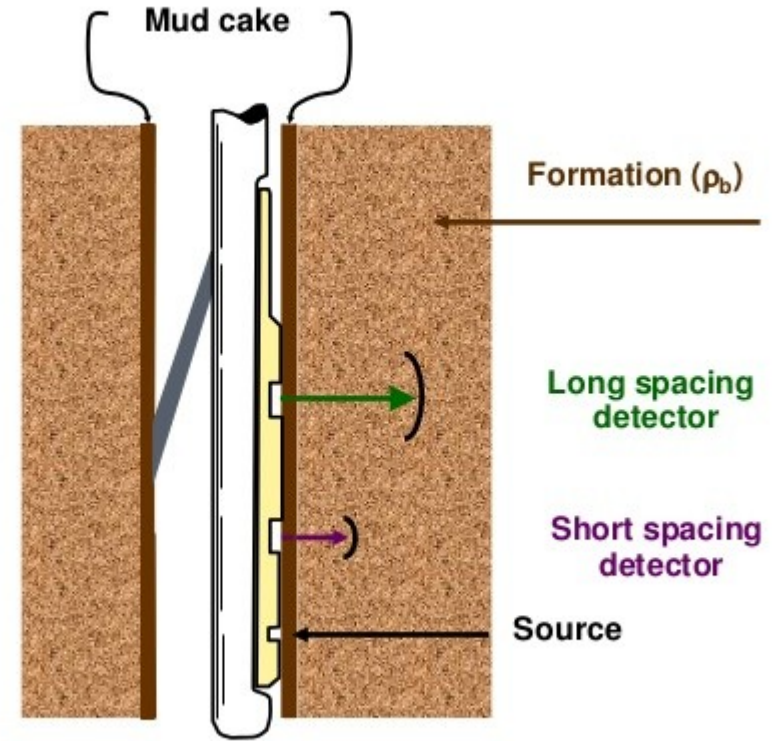
Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

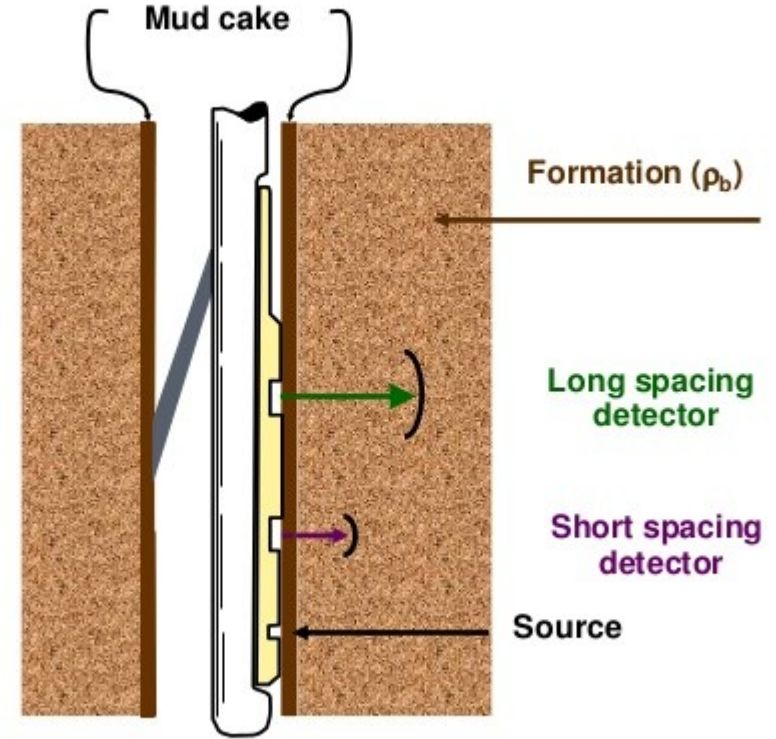


Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

↑
Densidade da
formação (bulk
density)

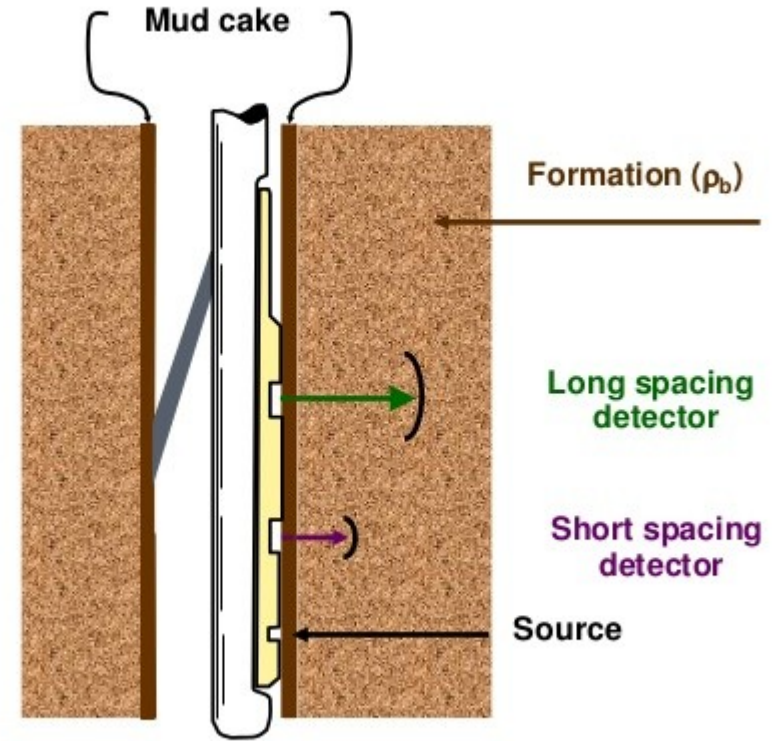


Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

↑ ↑
Porosidade verdadeira (porcentagem)

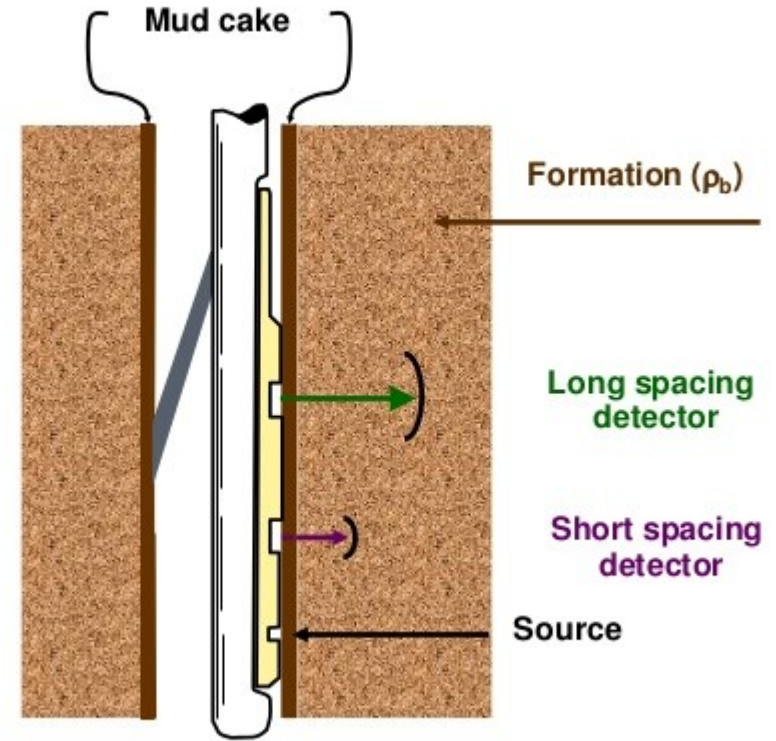


Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

↑
Densidade do
fluido

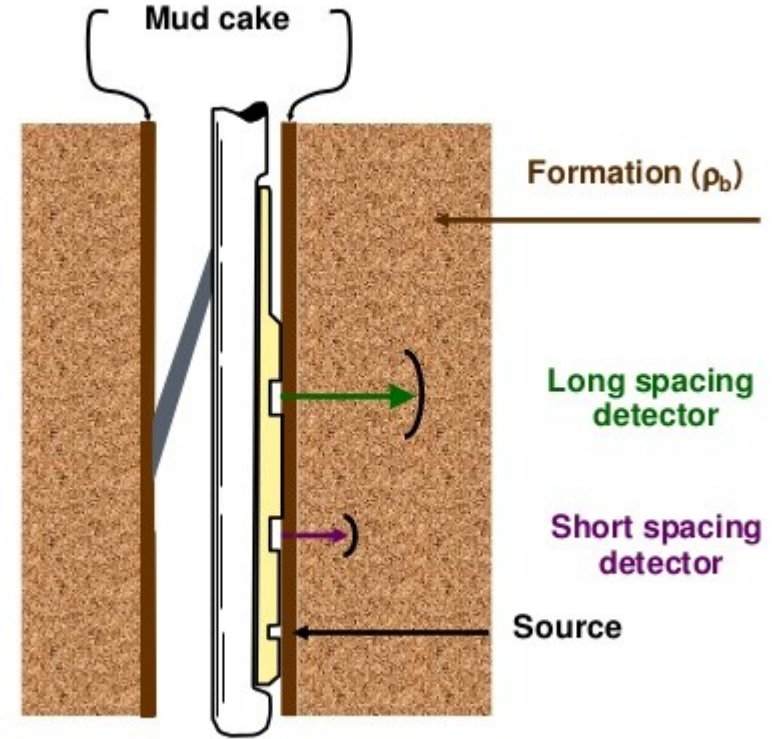


Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

↑
Média da
densidade da
matriz da rocha



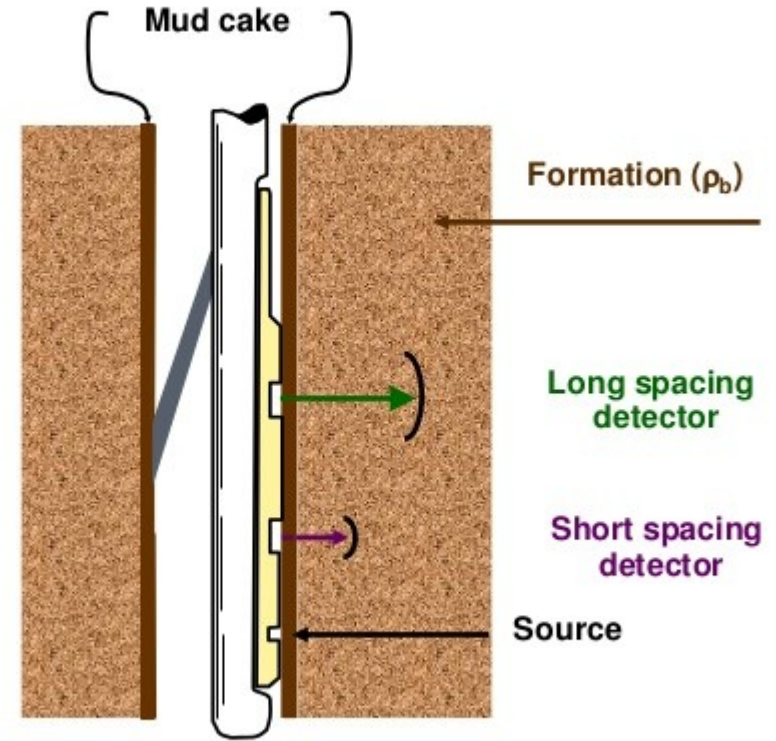
Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\tilde{\rho} = A \rho_a + D \rho_d + G \rho_g$$

↑ ↑ ↑
Densidade da
anidrita, dolomito
e gipsita



Resumo de perfilagem de poço – Densidade

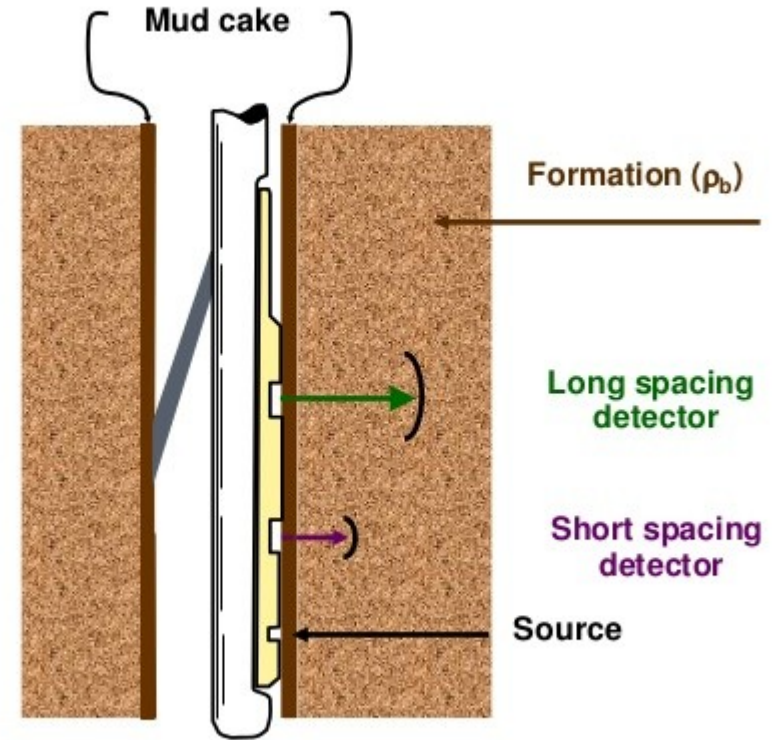
Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\tilde{\rho} = A \rho_a + D \rho_d + G \rho_g$$



Frações de
anidrita, dolomito
e gipsita na
matriz da rocha



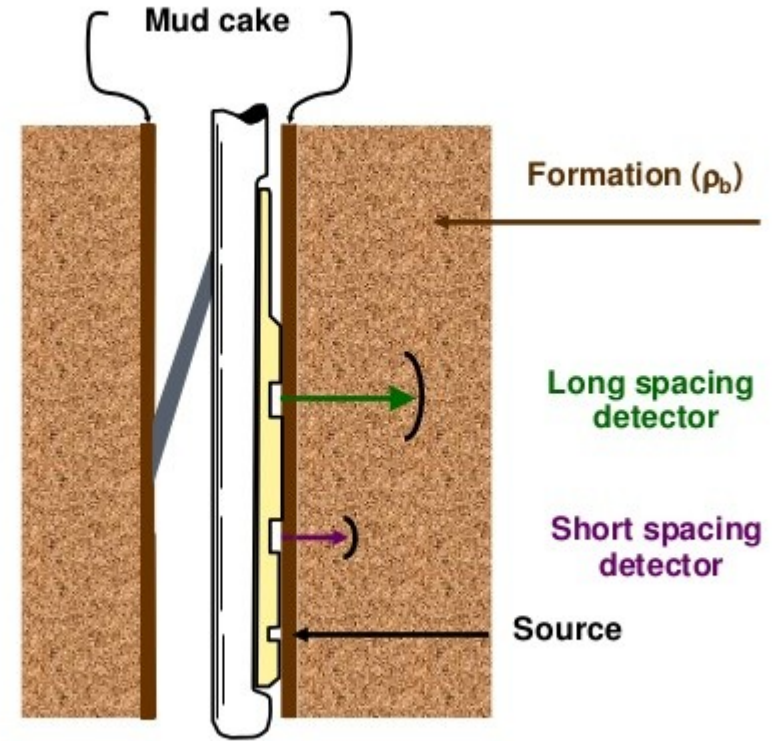
Resumo de perfilagem de poço – Densidade

Por exemplo, o gesso, com porosidade zero, apresenta a mesma densidade que uma dolomita com 25,8% de porosidade. As misturas de anidrita, gesso e dolomita ou calcário apresentam problemas de interpretação difíceis, a menos que a porcentagem relativa de cada uma delas possa ser determinada.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\tilde{\rho} = A \rho_a + D \rho_d + G \rho_g$$

$$A + D + G = 1$$



Resumo de perfilagem de poço – Sônico

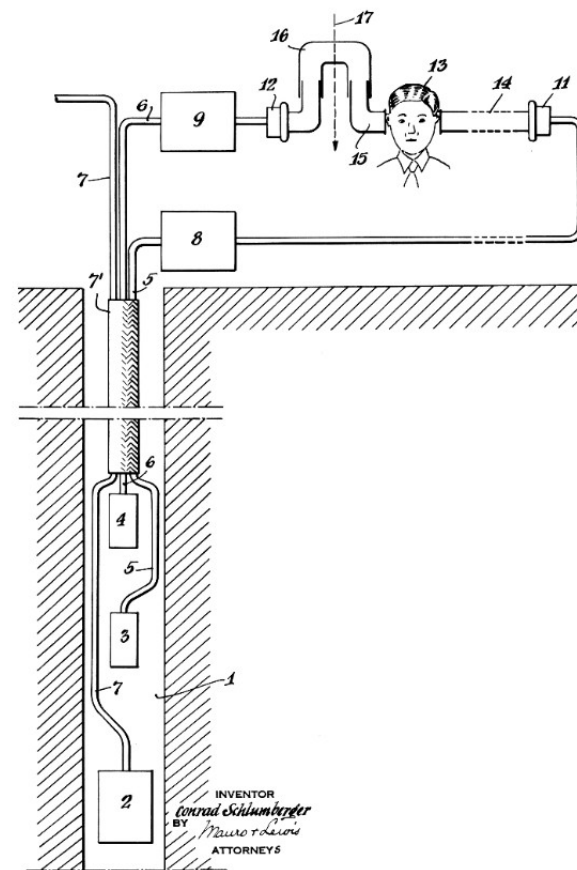


Fig. 17.1 Front cover of a 1935 patent for obtaining the interval transit time [1].

Resumo de perfilagem de poço – Sônico

O perfil sônico contém medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entre dois pontos fixos de uma formação, no poço.

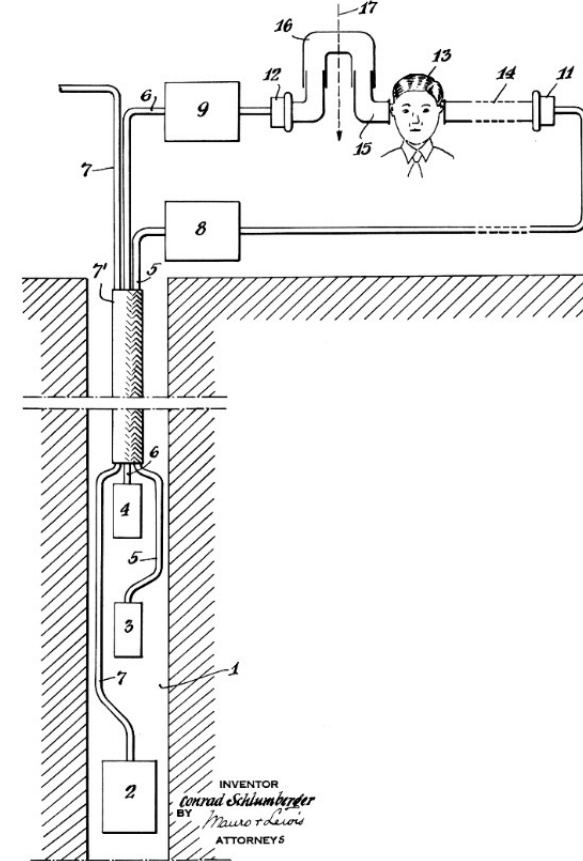


Fig. 17.1 Front cover of a 1935 patent for obtaining the interval transit time [1].

Resumo de perfilagem de poço – Sônico

O perfil sônico contém medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entre dois pontos fixos de uma formação, no poço.

Mede a vagarosidade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço.

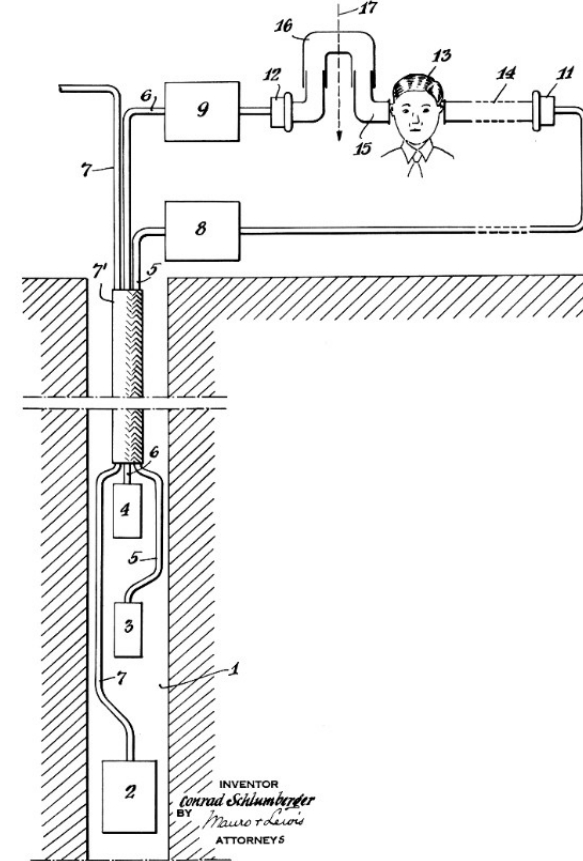


Fig. 17.1 Front cover of a 1935 patent for obtaining the interval transit time [1].

Resumo de perfilagem de poço – Sônico

O perfil sônico contém medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entre dois pontos fixos de uma formação, no poço.

Mede a vagarosidade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço.

Esta onda é produzida por uma fonte localizada na própria ferramenta, que se encontra imersa no fluido de perfuração, dentro do poço.

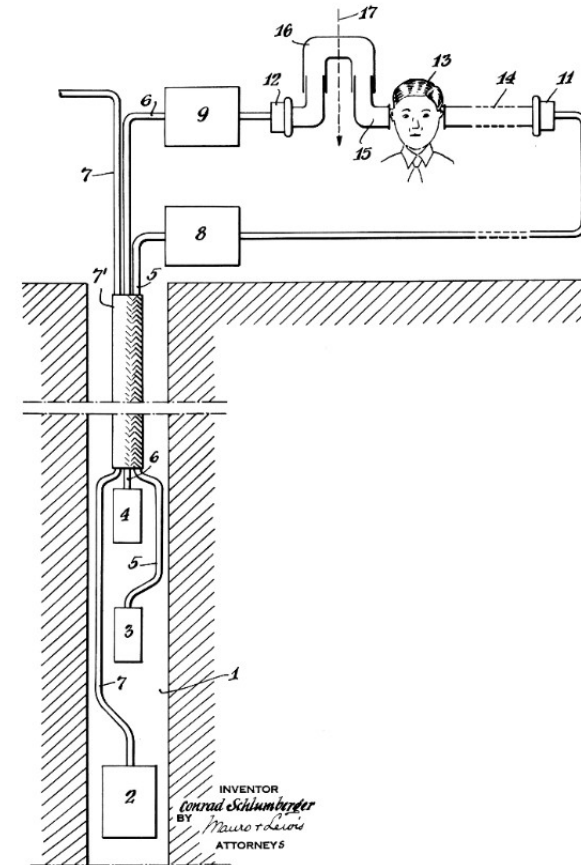


Fig. 17.1 Front cover of a 1935 patent for obtaining the interval transit time [1].

Resumo de perfilagem de poço – Sônico

O perfil sônico contém medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entre dois pontos fixos de uma formação, no poço.

Mede a vagariedade (inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço.

Esta onda é produzida por uma fonte localizada na própria ferramenta, que se encontra imersa no fluido de perfuração, dentro do poço.

Como produtos principais, destacam-se os registros de vagariedade da onda-P (onda compressional) e da onda-S (onda cisalhante) em função da profundidade.

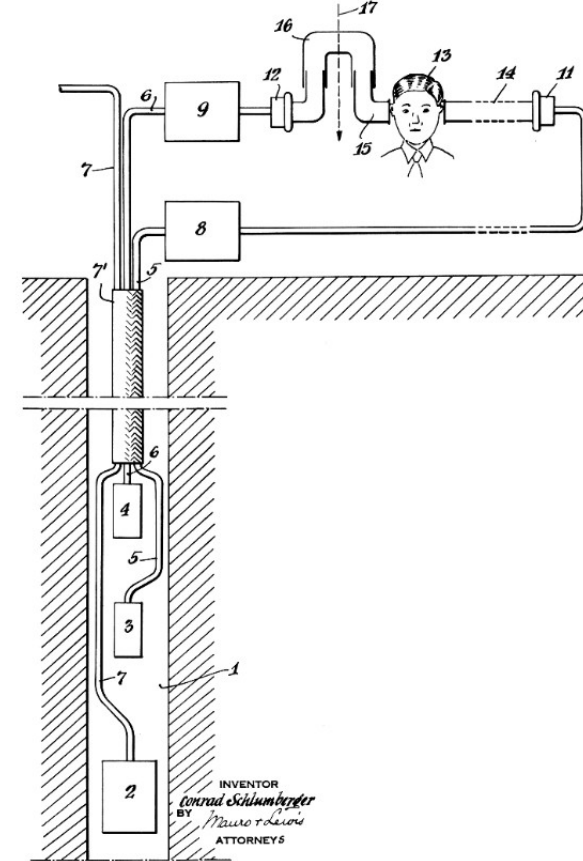


Fig. 17.1 Front cover of a 1935 patent for obtaining the interval transit time [1].

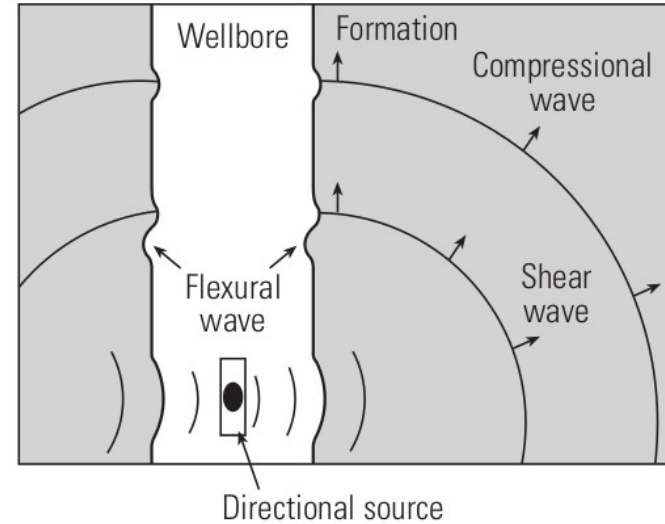
Resumo de perfilagem de poço – Sônico

A velocidade do som é maior nos sólidos do que nos líquidos e nos gases. Por isso, para meios com velocidades maiores, os tempos de trânsito são menores.

Se uma rocha, entre duas semelhantes, contém maior quantidade de fluidos nos seus poros (maior porosidade), então o tempo de trânsito do pulso será maior.

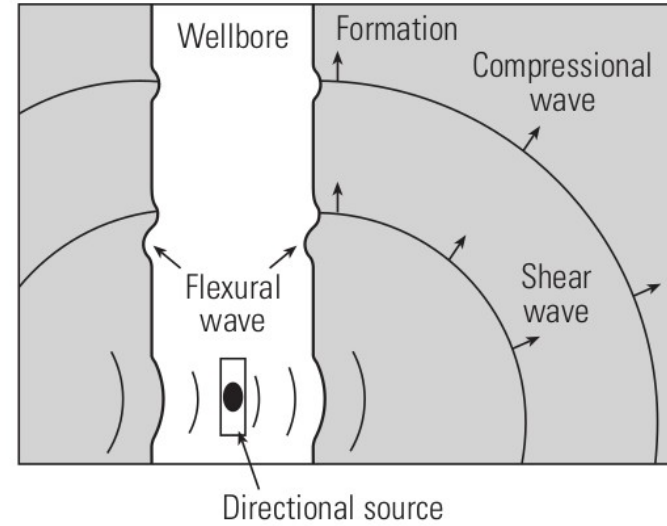
Por outro lado, as zonas de fratura também podem ser identificadas devido a um maior tempo de trânsito do pulso para alcançar o receptor (ou receptores).

Entre as principais aplicações do perfil sônico a estimativa da densidade, da porosidade intergranular, identificação de zonas fraturadas, na calibração da sísmica de superfície.



Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

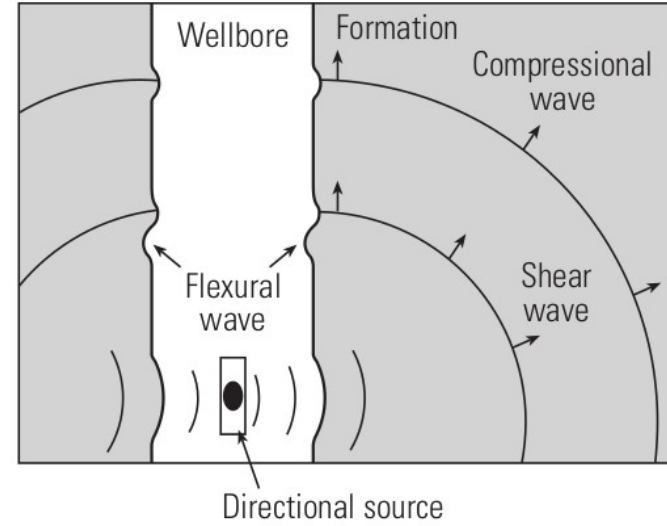


Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$



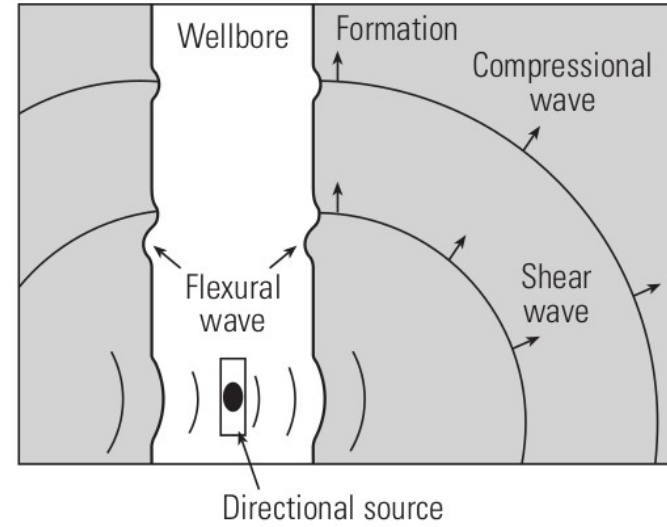
Tempo médio de
trânsito sônico
medido



Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

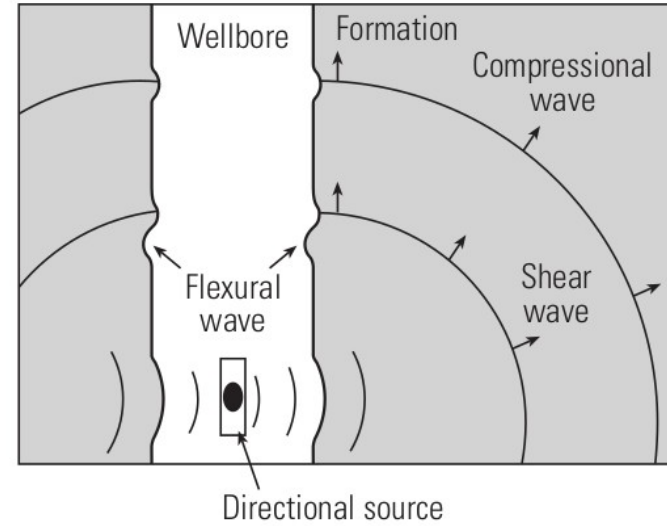
Tempo de
trânsito sônico
no fluido



Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

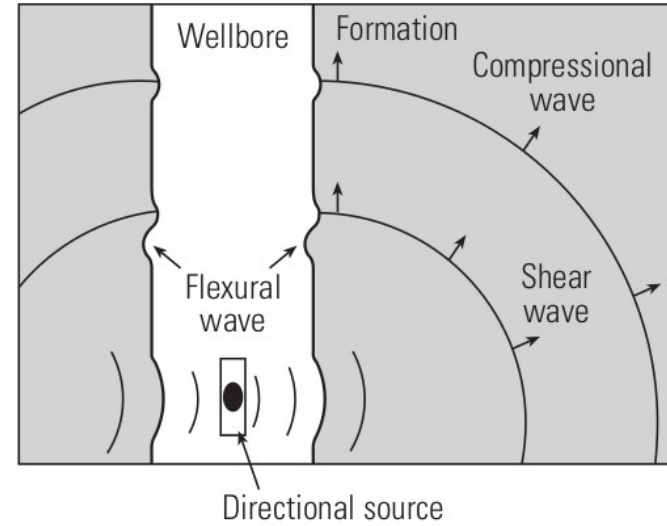
↑
Tempo médio de
trânsito da matriz
a partir da
equação Wyllie



Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$\tilde{\Delta}_t = A \Delta_{ta} + D \Delta_{td} + G \Delta_{tg}$$



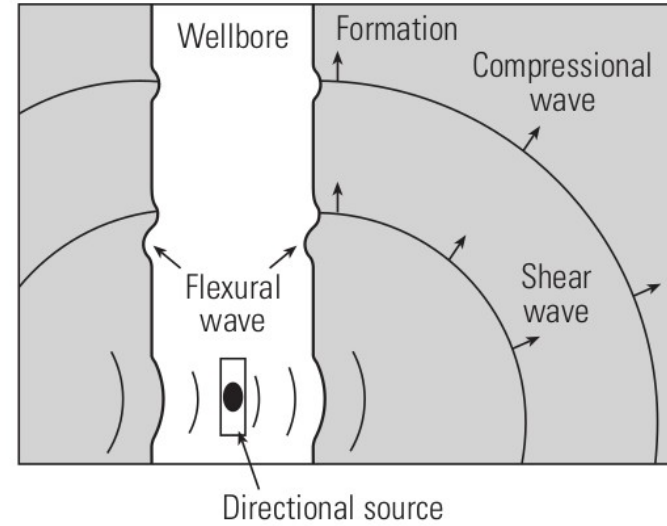
Resumo de perfilagem de poço – Sônico

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$\tilde{\Delta}_t = A \Delta_{ta} + D \Delta_{td} + G \Delta_{tg}$$



Tempo de
trânsito sônico
da anidrita,
dolomito e
gipsita



Ambiente geológico

Ambiente geológico

- Ambientes carbonáticos (Permian system of West Texas)

Ambiente geológico

- Ambientes carbonáticos (Permian system of West Texas)
- Variações litológicas consideráveis

Ambiente geológico

- Ambientes carbonáticos (Permian system of West Texas)
- Variações litológicas consideráveis
- Rochas predominantes - dolomita e calcário, cristalização fina a média com presença de anidrita e gipsita.
- Exibem a gama de variação de porosidade, incluindo fraturamento, solução orgânica entre os poros.

Integração dos perfis de poços

Como os perfis de nêutrons, sônico e densidade dão soluções independentes para a porosidade é possível encontrar uma solução que ajuste todos os perfis.

Integração dos perfis

Como os perfis de nêutrons, sônico e densidade dão soluções independentes para a porosidade é possível encontrar uma solução que ajuste todos os perfis.

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$1 = A + D + G$$

Integração dos perfis

Como os perfis de nêutrons, sônico e densidade dão soluções independentes para a porosidade é possível encontrar uma solução que ajuste todos os perfis.

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$1 = A + D + G$$

$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$

Integração dos perfis

Como os perfis de nêutrons, sônico e densidade dão soluções independentes para a porosidade é possível encontrar uma solução que ajuste todos os perfis.

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$1 = A + D + G$$

$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$



Porcentagem da
matriz da rocha

$$A' = A(1 - \phi)$$

$$D' = D(1 - \phi)$$

$$G' = G(1 - \phi)$$

Integração dos perfis

Como os perfis de nêutrons, sônico e densidade dão soluções independentes para a porosidade é possível encontrar uma solução que ajuste todos os perfis.

$$\phi_n = \phi + (1 - \phi)(0.49 G)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \tilde{\rho}$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + (1 - \phi) \tilde{\Delta}_t$$

$$1 = A + D + G$$

$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$



Porcentagem da
matriz da rocha

$$A' = A(1 - \phi)$$

$$D' = D(1 - \phi)$$

$$G' = G(1 - \phi)$$

Porcentagem de
volume do “bulk”

$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$

$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$



4 equações e 4 incógnitas

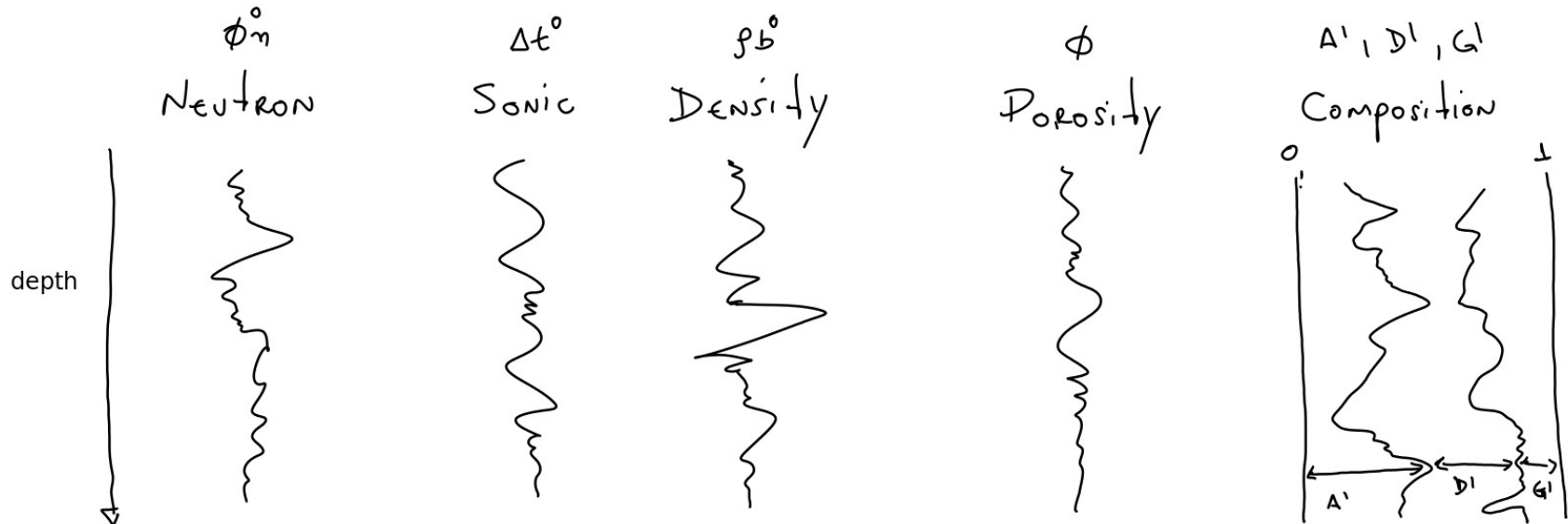
$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$

4 equações e 4 incógnitas

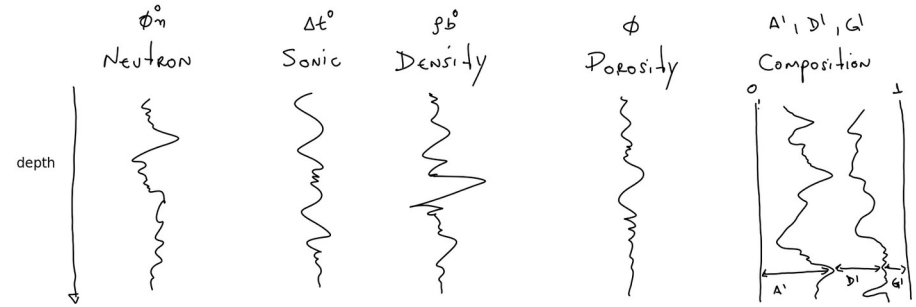


$$\phi_n = \phi + 0.49 G'$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + A' \rho_a + D' \rho_d + G' \rho_g$$

$$\Delta_t = \phi \Delta_{tf} + A' \Delta_{ta} + D' \Delta_{td} + G' \Delta_{tg}$$

$$1 = \phi + A' + D' + G'$$



Resultados

Resultados

TABLE 1

ρ_b	Δt	ϕ_n (Per Cent)	ρ_g	Δt_m (ave)	ϕ (Per Cent)	Anh. (Per Cent)	Gyp. (Per Cent)	Dol. (Per Cent)
2.69	50	18.8	2.709	48.4	1.1	38.5	36.5	25
2.68	51	15.25	2.745	46.5	4.0	22.5	23.5	54

Resultados

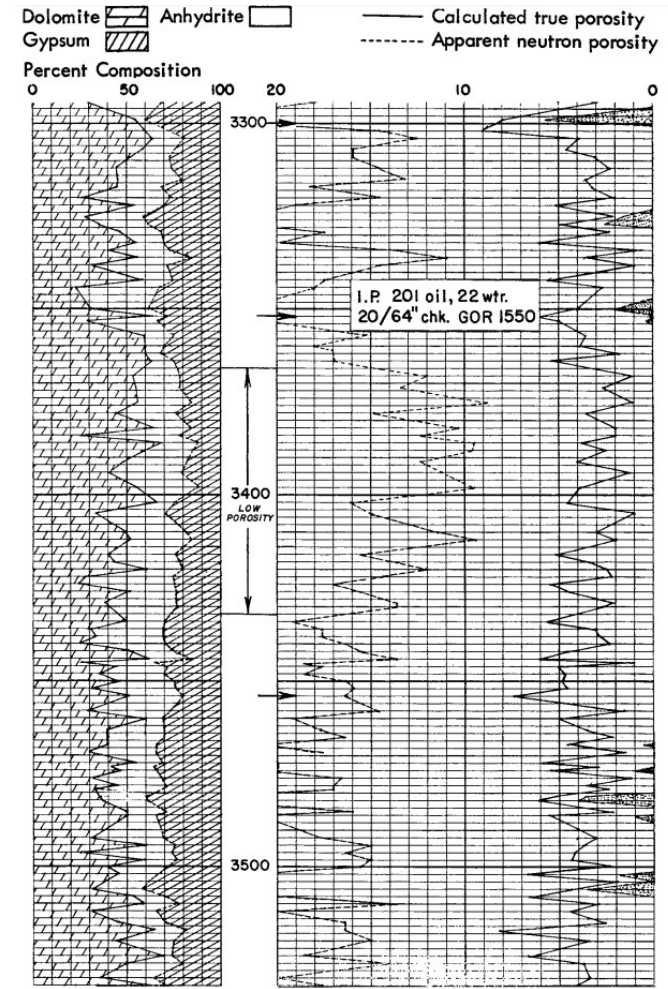


Fig. 14—A San Andres well in Crane County, Tex. Apparent neutron porosity and calculated true porosity are compared on the right. Points of entry (indicated by arrows) produced the fluid indicated above after treatment. The relatively large percentages of gypsum and generally low true porosities appear to mark the transition to lateral reservoir boundaries.

