

AVALIAÇÃO EM LABORATÓRIO DA SENSIBILIDADE DO MÉTODO SÍSMICO NO MONITORAMENTO DE PROCESSO TÉRMICO DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA NO CAMPO DE FAZENDA ALVORADA

LABORATORY EVALUATION OF THE SEISMIC METHOD IN MONITORING THERMAL ENHANCED OIL RECOVERY IN THE FAZENDA ALVORADA FIELD

Lúcia Duarte Dillon¹ e Guilherme Fernandes Vasquez¹

RESUMO - O método sísmico vem sendo utilizado em outras aplicações, além da simples identificação de estruturas com potencial de acumulação de hidrocarbonetos, dentre as quais se destaca o monitoramento sísmico de Processos Térmicos de Recuperação Secundária, que pode fornecer importantes subsídios à otimização da produção, além, é claro, de informações sobre as heterogeneidades do reservatório. O monitoramento sísmico baseia-se na dependência com a temperatura das velocidades em rochas saturadas, e para a sua eficácia é necessário que a mudança da velocidade com a temperatura seja detectável pelo método sísmico. Avaliou-se, em laboratório, o comportamento acústico do reservatório de Fazenda Alvorada, no estado da Bahia, em função da temperatura, no intuito de averiguar se a velocidade acústica (V_p) sofre variações detectáveis pelo método sísmico. Nesta avaliação, na qual foi empregado o método de emissão ultra-sônica pulsada, realizaram-se medidas em amostras do óleo do reservatório e em amostras de arenito-reservatório sob três diferentes condições de saturação: seca, saturada com salmoura e saturada com óleo, a temperaturas entre 25 °C e 90 °C. A fim de simular as condições reais do reservatório, antes e após o processo de injeção, realizaram-se, também, medidas a diferentes saturações parciais de óleo e salmoura. Finalmente, avaliou-se o efeito da dispersão de velocidades sobre os dados, uma vez que estes foram coletados a frequências bem superiores àquelas envolvidas no método sísmico. Interpretando-se os resultados, conclui-se que o monitoramento é possível e recomendável, desde que a temperatura do reservatório seja elevada acima de 120 °C. Assim, este tipo de monitoramento será viável caso o campo seja resubmetido à injeção de vapor ou a outro método térmico de recuperação secundária, que eleve a temperatura do reservatório acima deste valor.

(Originais recebidos em 25.01.93).

ABSTRACT - Seismic methods have been used in applications other than the simple mapping of potential hydrocarbon structures. Based on the temperature dependence of acoustic velocities in saturated rock, seismic monitoring of thermal enhanced oil recovery processes provides valuable subsidies for the optimization of production, in addition to information on reservoir heterogeneities. In order to ascertain whether variations in acoustic velocity (V_p) as a function of temperature in the Fazenda Alvorada field are large enough to be detected by the seismic method, a study was conducted on the acoustic behavior of the reservoir as a function of temperature. Using the ultrasonic pulsed transmission technique, velocities were measured in crude oil and reservoir sandstone samples under three different saturation conditions: dry, water-saturated, and oil-saturated, at temperatures ranging from 25 °C to 90 °C. Measurements were also taken with different partial saturations of oil and water in order to simulate real reservoir conditions before and after the injection process. The effect of velocity dispersion was also evaluated since laboratory measurements were carried out at frequencies much higher than those involved in field surveys. Results indicate that seismic monitoring is feasible and recommendable as long as reservoir temperature is raised above 120 °C, for example, if the field is resubmitted to steam injection or another thermal enhanced recovery method that increases reservoir temperature to this level.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

¹ - Setor de Geofísica (SEGEF), Superintendência de Exploração e Produção (SUPEP), Centro de Pesquisas (CENPES), Cidade Universitária, Quadra 7, Ilha do Fundão, CEP 21949-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

1 – INTRODUÇÃO

O método sísmico, além de seu papel clássico na exploração petrolífera como identificador de estruturas com potencial para acumulação de hidrocarbonetos, começa a ser utilizado na indicação direta da presença de hidrocarbonetos e/ou no melhor delineamento das propriedades físicas do reservatório que possam ser importantes na otimização da produção de acumulações já detectadas.

Trabalhos recentes (Wang e Nur, 1990 a,b; Nur e Wang, 1987; Tosaya *et al.* 1987) têm comprovado a variação da velocidade acústica compressional (V_p) em óleos de diversos graus API em função da temperatura. Este fenômeno, também verificado em rochas impregnadas com óleo, é uma das bases para a utilização do método sísmico no monitoramento de Processos Térmicos de Recuperação Secundária.

No caso de ocorrer uma variação significativa na velocidade de onda compressional no reservatório, em função da temperatura, é possível o monitoramento sísmico das frentes de calor desenvolvidas no processo de injeção, por meio da observação de V_p em levantamentos sísmicos antes e depois do processo. Este monitoramento é importante para a determinação da forma, direção e velocidade de propagação das frentes de vapor, e mesmo para um melhor conhecimento das heterogeneidades do reservatório.

Em função dos bons resultados citados na literatura (den Boer e Matthews, 1988; Greaves e Fulp, 1987), referentes ao monitoramento sísmico de frentes de calor, a PETROBRÁS (CENPES/SUPEP/SEGEF) vem estudando a viabilidade da aplicação desta técnica em reservatórios brasileiros, sendo o do Campo de Fazenda Alvorada, Bahia, uma das áreas indicadas.

Neste trabalho foi avaliado, em laboratório, o comportamento acústico do reservatório de Fazenda Alvorada, em termos da velocidade acústica (V_p). Esta avaliação foi realizada por meio de medidas de V_p , em amostras de óleo coletado no Campo de Fazenda Alvorada (poço 7-FAV-85-BA), e de amostras do arenito do Membro Água Grande (coletadas no mesmo poço), para variações de temperatura no intervalo de 25 °C a 90 °C.

Para as amostras de rocha, estudou-se o comportamento de V_p sob variação de temperatura e, também, sob variação das saturações parciais de óleo e água. O objetivo deste procedimento foi simular as condições reais do reservatório antes e após o processo de injeção de vapor, que causa mudanças na temperatura e saturações parciais das rochas-reservatório.

Ainda, a velocidade de propagação de ondas elásticas nas rochas apresentam um comportamento dispersivo, ou seja, dependente da frequência. Neste trabalho, foi avaliado o impacto desta dispersão na utilização dos resultados obtidos em laboratório (com frequências entre 50 KHz e 500 KHz), como referência àqueles a serem obtidos em levantamentos sísmicos no campo (que envolve frequências entre 10 Hz e 100 Hz). Esta avaliação foi realizada utilizando-se a análise qualitativa destes efeitos dispersivos, tomando-se como base os modelos de **Biot** e de **Fluxo Localizado**.

2 – PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Utilizou-se o método de transmissão ultra-sônica pulsada para as medições das velocidades elásticas, tanto no hidrocarboneto fluido quanto nas amostras de rocha - reservatório. Neste método, a perturbação mecânica é introduzida na rocha através da vibração de uma pastilha de material cerâmico piezoelétrico, havendo outro transdutor idêntico como receptor na outra extremidade da amostra. Assim, a aplicação de um pulso eletrônico excita a vibração mecânica do emissor, esta vibração percorre a amostra e é detectada pelo receptor, que a transforma em um pulso eletrônico a ser observado com auxílio de um osciloscópio.

A mesma instrumentação eletrônica é utilizada para as medidas de velocidades em fluidos e em rochas (fig. 1). Os transdutores utilizados são placas de material cerâmico piezoelétrico, com frequências naturais típicas de 50 KHz a 500 KHz (dependendo da espessura da pastilha), e temperatura de Curie da ordem de 350 °C, o que permite a realização de medidas com aquecimento a temperaturas de até 150 °C, sem riscos de despolarização dos transdutores. O sistema eletrônico consiste, basicamente, em: gerador de pulsos e funções programável, amplificadores na entrada e saída dos transdutores, osciloscópio digital na recepção do sinal e um microcomputador, conectado a este para armazenamento e processamento dos dados.

Os sistemas mecânicos e eletrônicos necessários às medições de V_p e V_s nos *plugs* rochosos estão representados nas figuras 1 e 2. As amostras de rocha são encapsuladas em uma camisa de borracha e posicionadas entre os transdutores de emissão e recepção. A pressão geostática é simulada por meio da imposição de uma pressão confinante (P_c) à amostra pela pressurização em vaso hidráulico. O sistema permite, também, a pressurização de fluidos intraporos a uma pressão de poros (P_p) desejada, de modo que as condições de reservatório possam ser simuladas. A pressão efetiva (P_{ef}), à qual a amostra está sujeita, é, então:

$$P_{ef} = P_c - P_p \quad (1)$$

A temperatura é imposta através de um termorresistor acoplado à parede externa do vaso hidráulico. Ao realizar medições variando-se a temperatura, é necessário esperar pelo menos uma hora, a partir do momento em que o óleo hidráulico está à temperatura desejada, para que as condições de equilíbrio térmico entre a amostra e o óleo hidráulico sejam alcançadas.

As medidas de V_p e V_s são obtidas por meio da razão entre o comprimento (L) da amostra e o tempo de trânsito (t_p ou t_s) da onda na rocha:

$$V_p = \frac{L}{t_p} \quad (2)$$

$$V_s = \frac{L}{t_s} \quad (3)$$

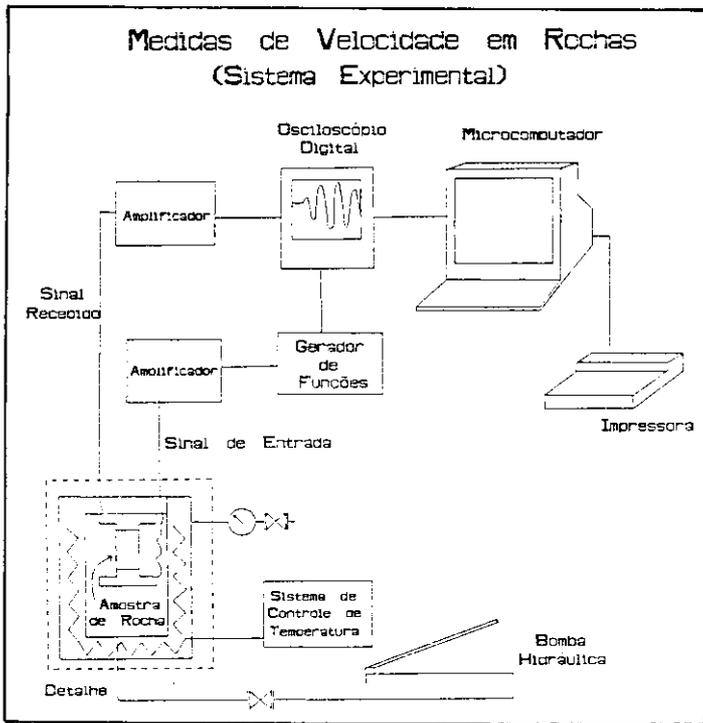


Fig. 1- Sistema de medidas de velocidades em rochas. A parte mecânica conta com um controlador de temperatura, uma bomba hidráulica para impor pressões confinantes e um sistema de imposição de pressão de poros (ver fig. 2). Um sinal eletrônico amplificado é aplicado no transdutor emissor, o sinal recebido é, também, amplificado, e pode ser observado em um osciloscópio, onde se lê o tempo de primeira chegada. O sinal pode ser armazenado e processado em um microcomputador acoplado ao osciloscópio.

Fig.1- System for measuring seismic velocity in rocks. Mechanical parts include a temperature control system, a hydraulic pump to control confining pressure, and a pore-pressure system (see fig. 2). An amplified electronic signal is emitted by a transducer; the received signal is also amplified and can be viewed on an oscilloscope screen and stored on a microcomputer for further

As medidas de tempo de trânsito pressupõem uma calibração para se obter o tempo do sistema (tempo perdido na parte eletrônica e nas cápsulas onde se encontram os transdutores), que deve ser descontado do tempo medido (primeira chegada do sinal), para se obter o tempo de trânsito.

Para medidas de V_p em fluidos utiliza-se outro sistema mecânico, que está representado na figura 3, sendo aplicado o mesmo método de emissão ultra-sônica pulsada. Os transdutores de emissão e recepção são colocados dentro da câmara de pressurização, imersos no fluido de interesse. O sistema permite que se varie a distância entre os transdutores. A câmara de pressão é aquecida através de um banho térmico de temperatura controlável.

A velocidade de propagação da onda compressional no fluido, para uma dada distância d entre emissor e receptor, é obtida pela relação:

$$V_p = \frac{d}{t_t} \quad (4)$$

Neste sistema, a calibração é realizada por intermédio de medidas do tempo de trânsito t_t da onda acústica em água destilada para diferentes distâncias d entre emissor e

receptor. Os dados assim levantados para d versus t_t ajustam-se a uma reta cuja inclinação fornece a velocidade da água, e cujo tempo lido para $d = 0$ coincide com o tempo do sistema. Esta calibração reproduz a velocidade de propagação do som na água com menos de 1% de erro.

3 - MEDIDAS DE VELOCIDADE COMPRESSIONAL NO ÓLEO

Observou-se o comportamento da velocidade acústica do óleo do Campo de Fazenda Alvorada, como função da variação de temperatura sob uma pressão constante, simulando a pressão de poros do reservatório.

O óleo de Fazenda Alvorada apresenta 25 °API e é muito parafínico. Nas condições de temperatura e pressão ambientes, este óleo apresenta-se sólido, e seu ponto de fluidez está em, aproximadamente, 40 °C.

Os resultados obtidos para a velocidade do óleo estão apresentados, de forma gráfica, na figura 4. Foram realizadas medições a duas diferentes distâncias entre emissor e receptor, para averiguar se variações em V_p , devido à separação gravimétrica das diferentes frações componentes do óleo, seriam observáveis. Este efeito de separação gravimétrica entre frações mais leves e mais pesadas pode ser relevante ao aumento da temperatura. Todavia, não detectaram-se variações significativas para as distâncias utilizadas.

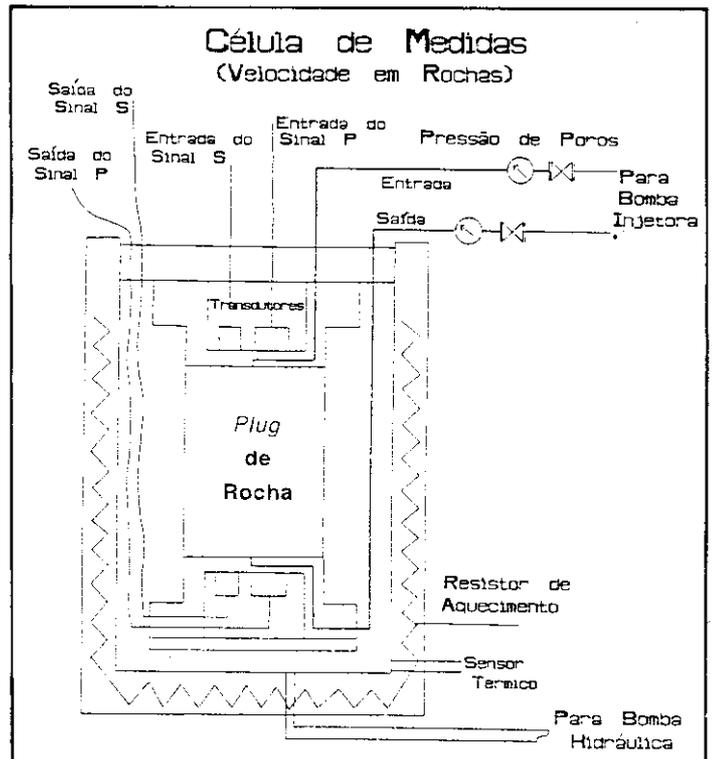


Fig. 2- Detalhe do sistema de medidas em rochas. Representa-se aqui os transdutores de emissão e recepção de ondas compressionais (P) e cisalhantes (S). O sistema de imposição de pressão de poros conta com manômetros na entrada e na saída, a bomba injetora, responsável pelo funcionamento deste sistema, não está representada.

Fig. 2- Detail of rock measurement system. Scheme shows the emitter and receiver transducers for both compressional (P) and shear (S) waves. The pore-pressure system has manometers on the inlet and outlet and an injection pump (not shown).

Obteve-se uma variação total na velocidade acústica de 17% com o aumento da temperatura, desde a de reservatório (35 °C) até 90 °C. Uma extrapolação destes dados até a temperatura de 120 °C resulta em uma variação de velocidade da ordem de 24%. As variações mais acentuadas em V_p ocorrem em temperaturas entre 35 °C e 50 °C, devido à fusão do óleo. Uma vez liquefeito o óleo, os valores de V_p continuam decrescendo, mas a uma taxa de variação menor.

TABELA I / TABLE I
VARIAÇÃO DA VELOCIDADE ACÚSTICA DO ÓLEO DE FAZENDA ALVORADA COM A TEMPERATURA À PRESSÃO DE RESERVATÓRIO
VARIATION IN THE ACOUSTIC VELOCITY OF FAZENDA ALVORADA OIL WITH TEMPERATURE AT RESERVOIR PRESSURE

T (°C) 35 a 90	T (°C) 35 a 120
ΔV_p Medida = 17%	ΔV_p Extrapolada = 24%

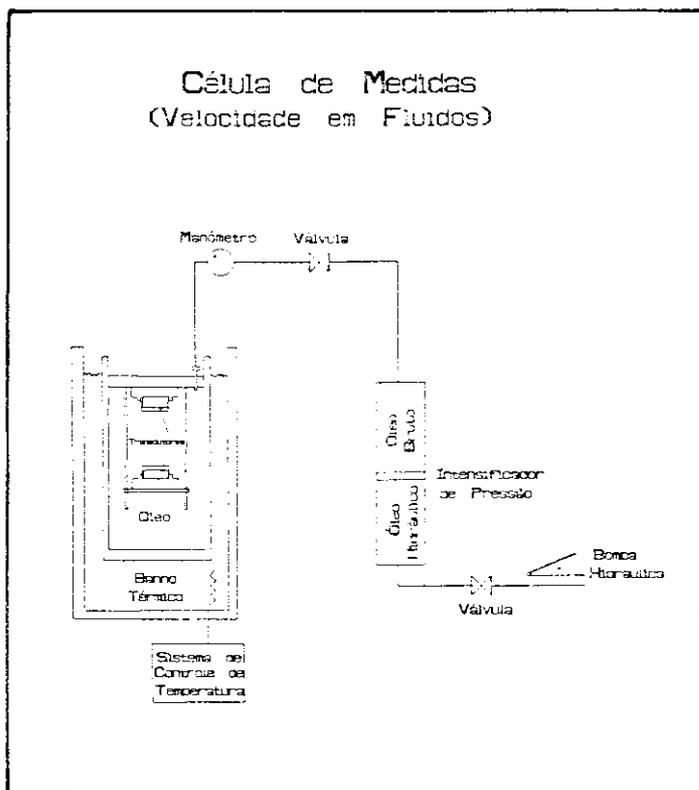


Fig. 3 - Sistema mecânico de medidas de velocidade em fluidos. Neste sistema a temperatura é imposta por um banho térmico. Aplicou-se uma pressão no fluido, com auxílio de uma bomba hidráulica e um intensificador de pressão, que separa o fluido hidráulico do fluido de interesse. A parte eletrônica deste sistema é a mesma da figura 1. Os transdutores ficam imersos no fluido de interesse, separados por uma distância que pode ser variada.

Fig. 3 - System for measuring velocity in fluids. Temperature is determined by a thermal bath. Pressure is applied with the aid of a hydraulic pump and a pressure intensifier, which separates the hydraulic fluid from the fluid of interest. The electronic system is the same as in fig. 1. The transducers are immersed in the fluid of interest and the distance between them can be easily varied.

O levantamento de valores de V_p e de densidade ρ_f do óleo a cada temperatura permite o cálculo do módulo bulk do óleo (K_f), segundo fórmula:

$$K_f = V_p^2 \rho_f \quad (5)$$

Os resultados assim obtidos estão listados na tabela II. Alguns autores (Wang, 1988) têm chamado a atenção para o fato de que a obtenção de propriedades elásticas por meio das velocidades, como é feito neste trabalho, introduz um erro bem menor do que a obtenção dos mesmos através de ensaios PVT, devido às próprias condições de medida atualmente utilizadas.

TABELA II / TABLE II
DENSIDADE E MÓDULO BULK DO ÓLEO DO CAMPO DE FAZENDA ALVORADA PARA DIFERENTES TEMPERATURAS
DENSITY AND BULK MODULUS OF FAZENDA ALVORADA OIL AT DIFFERENT TEMPERATURES

T (°C)	25	40	70	100
ρ (g/cc)	0,8681	0,8572	0,8360	0,8153
K_f (Kbar)	19,53	17,65	13,91	11,35

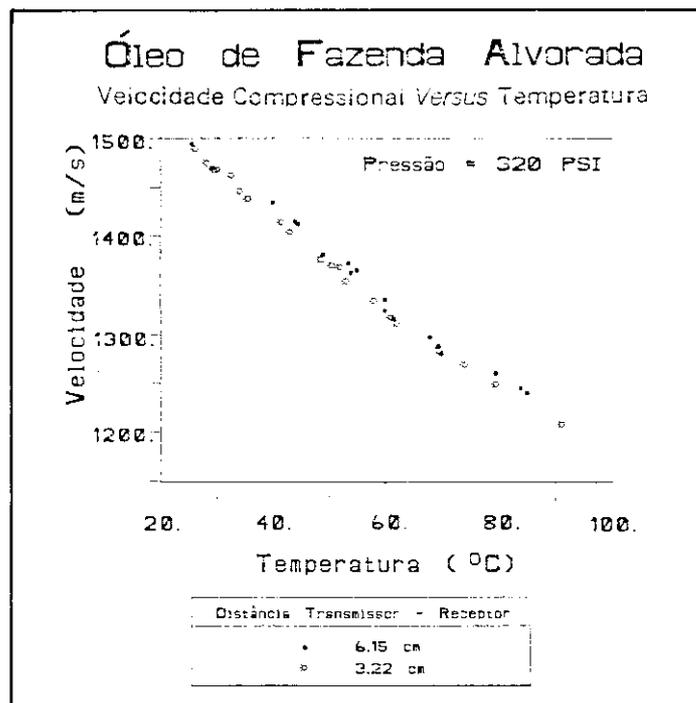


Fig. 4 - Variação da velocidade compressional do óleo em função da temperatura. Os dados de velocidade do óleo aqui apresentados foram obtidos para duas diferentes distâncias entre transmissor e receptor (6,15 cm e 3,22 cm). Observe que, a temperaturas inferiores a 60 °C, a velocidade decresce mais acentuadamente que para temperaturas maiores.

Fig. 4 - Variation in the compressional velocity of Fazenda Alvorada oil as a function of temperature. Data were collected at two different transmitter-receiver distances (6.15 cm and 3.22 cm). Note that the decrease in velocity is more pronounced at temperatures below 60 °C.

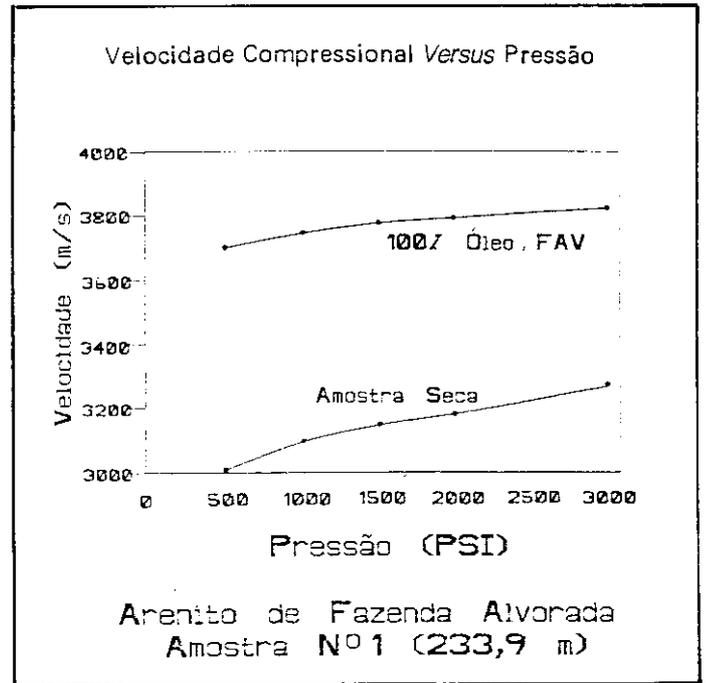
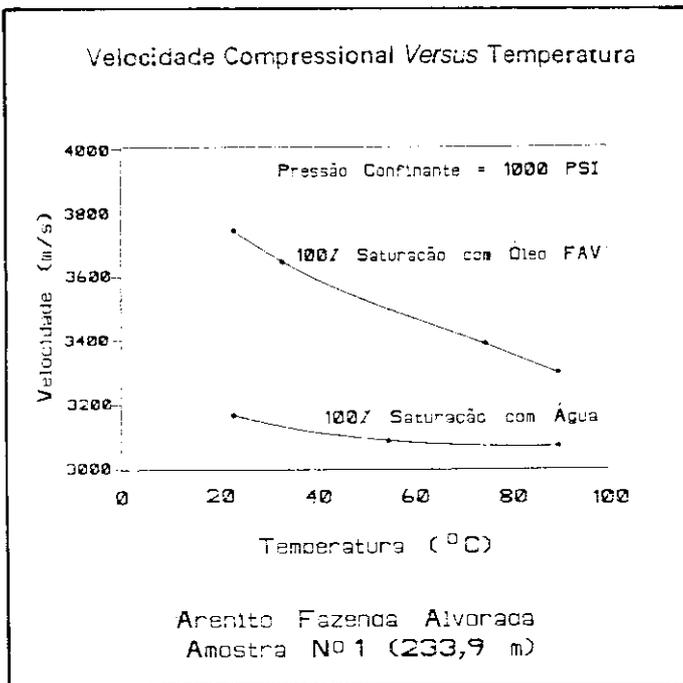


Fig. 5 - Velocidades compressionalis de uma amostra, saturada com óleo e com salmoura, em função da temperatura. Os dados aqui apresentados foram coletados à pressão de 1 000 PSI, simulando a pressão efetiva no reservatório. Observa-se que as velocidades da amostra (coletada a 233,9 m) saturada com óleo, são bem superiores àquelas referentes à saturação com água, principalmente para as temperaturas mais baixas. Este fato está relacionado à maior viscosidade do óleo e, também, à sua incompressibilidade (módulo bulk).

Fig. 5 - *Compressional velocity of a sample under oil - and water - saturation conditions as a function of temperature. Confining pressure was held at 1000 PSI, simulating effective reservoir pressure. Note that the velocities for the oil-saturated sample are much higher than those for the water-saturated sample, especially at lower temperatures, due to the greater viscosity of the oil and its higher bulk modulus. Sample collected at depth of 233.9 m.*

Fig. 6 - Velocidade compressional em função da pressão para uma amostra seca e saturada com óleo. No experimento que originou os dados aqui apresentados, manteve-se a temperatura em 25 °C. Nota-se que a amostra (coletada a 233,9 m) apresenta velocidades bem superiores quando saturada com óleo. Isto deve-se ao fato de o óleo estar sólido à temperatura do ensaio, apresentando um módulo bulk elevado, o que torna a amostra saturada bem mais rígida que a amostra seca.

Fig. 6 - *Compressional velocity of a sample in dry and oil-saturated conditions as a function of confining pressure. Temperature was held at 25 °C. Note that this sample displayed much higher velocities when saturated with oil, because the oil was in a solid state at test temperature, thereby presenting a high bulk modulus and making the saturated sample much more rigid than the dry one. Sample collected at depth of 233.9 m.*

4 - MEDIDAS DE VELOCIDADE EM ARENITOS - RESERVATÓRIO

Os arenitos do reservatório de Fazenda Alvorada apresentam boa permoporosidade. A zona produtora apresenta duas diferentes fácies (eólica e fluvial), com características mineralógicas similares.

As amostras utilizadas para as medidas de velocidade em laboratório devem ser cuidadosamente preparadas nos chamados *plugs*, um cilindro de uma polegada e meia de diâmetro e comprimento da ordem de 4 cm, com faces bem planas e paralelas. Para a saturação destas amostras, empregou-se o método de drenagem, no qual injeta-se óleo na amostra após a completa saturação desta com água.

Coletaram-se dados de velocidade compressional de diversas amostras de arenito, completamente saturadas com óleo original do campo, a diferentes pressões confinantes, aumentando-se a temperatura de 23 °C até 90 °C. Na figura 5, é apresentado um gráfico típico de velocidade compressional, determinado em função da temperatura para uma pressão de 1 000 PSI, para uma mesma amostra (coletada a 233,9 m) saturada com óleo e, também, à saturação plena com salmoura. Os valores de V_p para a

saturação com óleo são superiores àquelas para a saturação com salmoura devido, principalmente, à maior viscosidade do óleo (ver a discussão da próxima seção).

Durante estes experimentos, os tubos de pressão de poros foram abertos à atmosfera, de modo que a pressão confinante aplicada coincidissem com a pressão efetiva. Na tabela III, apresenta-se um sumário das variações de V_p em função da temperatura para uma amostra de arenito (coletada à profundidade de 233,9 m) saturada a 100% com óleo.

TABELA III / TABLE III
VARIAÇÃO DA VELOCIDADE ACÚSTICA DO ARENITO-RESERVATÓRIO DO CAMPO DE FAZENDA ALVORADA SATURADO A 100% COM ÓLEO
VARIATION IN ACOUSTIC VELOCITY OF FAZENDA ALVORADA RESERVOIR SANDSTONE FULLY SATURATED WITH OIL

T (°C) 25 a 90	T (°C) 25 a 120
ΔV_p Medida = 10.5%	ΔV_p Extrapolada = 14.8%

As principais propriedades petrofísicas desta mesma amostra, que será utilizada para as estimativas de dispersão de velocidades, estão listadas na tabela IV:

TABELA IV / TABLE IV
PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE UMA
AMOSTRA DE ARENITO-RESERVATÓRIO
DO CAMPO DE FAZENDA ALVORADA
PETROPHYSICAL PROPERTIES OF A SAMPLE OF
FAZENDA ALVORADA RESERVOIR SANDSTONE

Profundidade	Permeabilidade	Porosidade	Densidade dos Grãos
233,9	328 mD	25,6%	2,68 g/cc

Na figura 6, estão representadas as variações de V_p em função da pressão confinante, à temperatura constante de 25 °C, para a amostra seca e completamente saturada com óleo. Observa-se que os valores de V_p na amostra saturada são notavelmente superiores àqueles obtidos na amostra seca. Este fato ocorre em razão do óleo estar sólido nestas condições, apresentando módulo *bulk* bem elevado, além de que, neste caso, também a presença de um módulo de cisalhamento torna a amostra saturada bem mais rígida.

5 – ANÁLISE DA DISPERSÃO DE VELOCIDADES

Sabe-se que as velocidades de ondas elásticas em rochas dependem da frequência, isto é conhecido como comportamento dispersivo das velocidades. Ao se aplicarem resultados de medidas de velocidade obtidos em laboratório (com frequências ultra-sônicas) como referência às velocidades sísmicas (observadas a frequências bem inferiores), torna-se necessária uma avaliação do impacto destes efeitos dispersivos.

Descreve-se aqui uma análise qualitativa do efeito de dispersão das velocidades acústicas, realizada para uma amostra de arenito saturada a 100% com óleo e, também, à saturação plena com salmoura. Utilizou-se o método desenvolvido por Winkler (1985). Este método baseia-se na teoria de Biot, que prevê um comportamento não-dispersivo da velocidade de rochas secas, porém, quando a rocha estiver saturada com fluidos, dois regimes de velocidades, referentes aos intervalos de altas e baixas frequências, são previstos. A técnica consiste em comparar dados de velocidades medidas com as previsões desta teoria, considerando a dispersão aparente e a dispersão de Biot, definidas como:

$$\text{Dispersão Aparente} = \frac{(V_{\text{BiotAlta}} - V_{\text{BiotBaixa}})}{V_{\text{BiotAlta}}} \quad (6)$$

$$\text{Dispersão de Biot} = \frac{(V_{\text{medida}} - V_{\text{BiotBaixa}})}{V_{\text{medida}}} \quad (7)$$

Nas equações 6 e 7, V_{medida} é a velocidade determinada em laboratório e V_{BiotAlta} e $V_{\text{BiotBaixa}}$ são, respectivamente, os limites de velocidade para os intervalos de altas e de baixas frequências, previstos na teoria de Biot. A dispersão de Biot é a máxima dispersão prevista em sua teoria.

A teoria de Biot prevê diferentes valores de V_p para dois intervalos de frequências distintos (Murphy, 1982). O limite de baixas frequências para a velocidade compressional, V_{p1} , é dado por:

$$\rho_c V_{p1}^2 = \frac{(K_s - K_b)^2}{K_s [1 - \phi - (K_b - K_s) + \phi(K_s / K_f)]} + K_b + \frac{4}{3} N \quad (8)$$

e o limite de altas frequências da velocidade compressional, V_{p2} , é dado por:

$$V_{p2}^2 = \frac{A + [A^2 - 4B(PR - Q^2)]^{1/2}}{2B} \quad (9)$$

onde:

$$\begin{aligned} \rho_c &= (1 - \phi)\rho_s + \phi\rho_f \\ A &= P\rho_{22} + R\rho_{11} - 2Q\rho_{12} \\ B &= \rho_{11}\rho_{22} - \rho_{12}^2 \end{aligned}$$

$$P = \frac{(1 - \phi)[1 - \phi - (K_b / K_s)]K_s + \phi(K_s / K_f)K_b}{D} + \frac{4}{3} N$$

$$R = \phi^2 K_s / D$$

$$Q = \frac{[1 - \phi - (K_b / K_s)]\phi K_s}{D}$$

$$D = 1 - \phi - \frac{K_b}{K_s} + \phi \frac{K_s}{K_f}$$

$$\rho_{11} + \rho_{12} = (1 - \phi)\rho_s$$

$$\rho_{22} + \rho_{12} = \phi\rho_f$$

$$\rho_{12} = (1 - \alpha)\phi\rho_f$$

Nas fórmulas acima, é utilizada a nomenclatura também adotada por Winkler (1985):

$$\begin{aligned} K_s &= \text{módulo } \textit{bulk} \text{ do material sólido;} \\ K_f &= \text{módulo } \textit{bulk} \text{ do fluido;} \\ K_b &= \text{módulo } \textit{bulk} \text{ da matriz seca;} \end{aligned}$$

N = módulo de cisalhamento da matriz seca;
 ρ = densidade do material sólido;
 ρ_f = densidade do fluido;
 ϕ = porosidade da rocha;
 α = parâmetro de tortuosidade.

Para os cálculos do modelo de Biot, N (módulo de cisalhamento) e K_b (módulo *bulk*) foram calculados a partir de medidas de velocidades compressoriais e cisalhantes da amostra seca, V_{po} e V_{so} , segundo as fórmulas:

$$N = (1 - \phi) \rho_s V_{so}^2 \quad (10)$$

$$K_b = (1 - \phi) \rho_s \left(V_{po}^2 - \frac{4}{3} V_{so}^2 \right) \quad (11)$$

Os valores de V_{po} e de V_{so} medidos estão representados na figura 7. Os resultados obtidos para N e K_b , calculados por meio da fórmula acima para diferentes pressões, estão representados na figura 8.

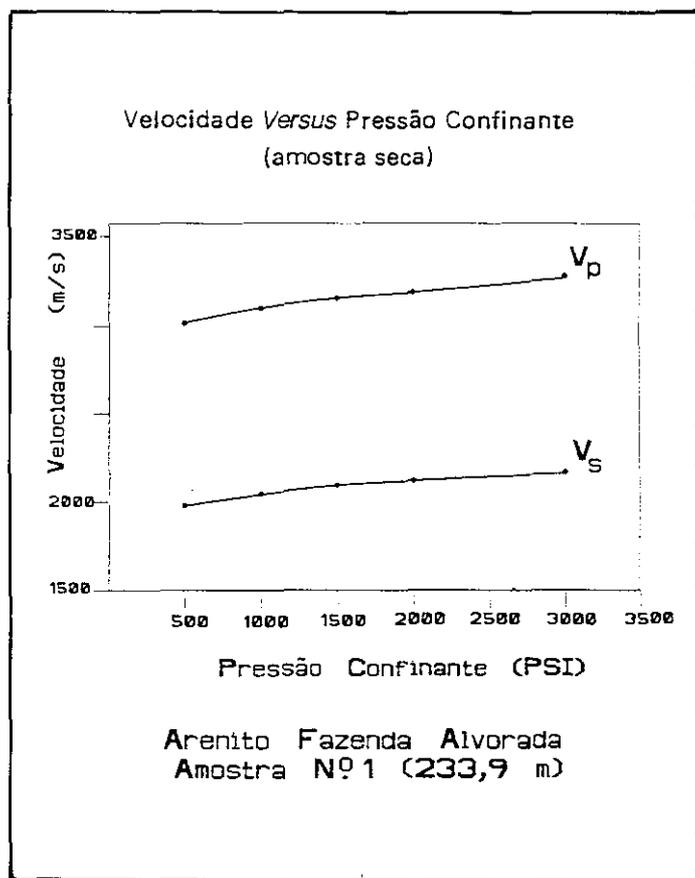


Fig. 7 - Velocidades compressoriais e cisalhantes de uma amostra seca (coletada a 233,9 m) em função da pressão. Estes dados de V_p e V_s foram utilizados para a obtenção dos módulos *bulk* incompressibilidade e de cisalhamento da amostra a serem utilizados na avaliação da dispersão de velocidades (vide texto).

Fig. 7 - *Compressional and shear velocities of a dry sample as a function of pressure. These V_p and V_s data were used to ascertain the bulk and shear moduli of the sample for use in velocity dispersion evaluations. Sample collected at depth of 233.9 m.*

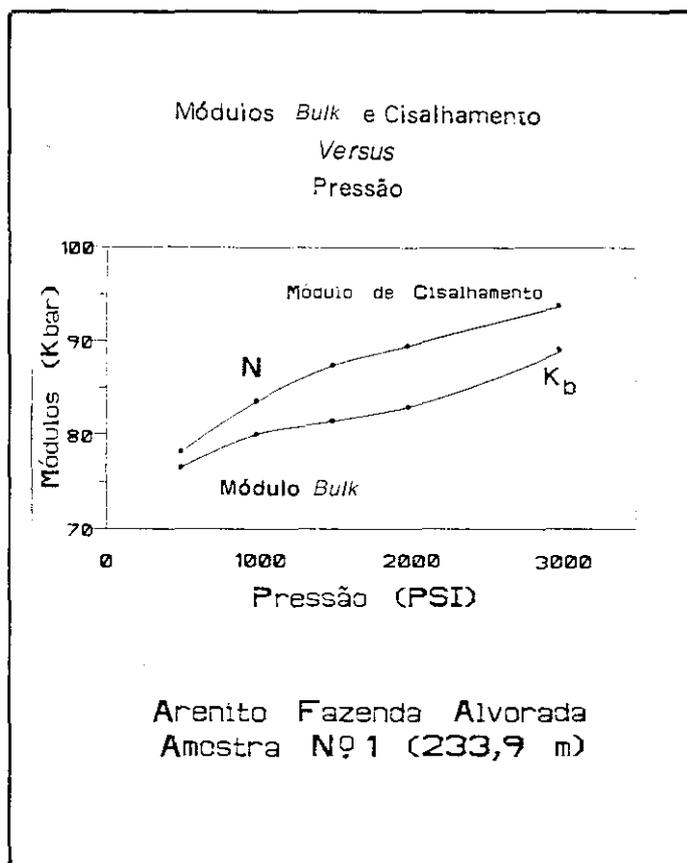


Fig. 8 - Módulos *bulk* e de cisalhamento de uma amostra (coletada a 233,9 m) em função da pressão. Os resultados aqui apresentados foram obtidos através das velocidades de ondas compressoriais e cisalhantes, por meio das equações 10 e 11, para serem utilizados na avaliação dos efeitos dispersivos das velocidades.

Fig. 8 - *Bulk and shear moduli of a sample as a function of pressure. Results were obtained from compressional - and shear - wave velocities by applying equations 10 and 11. Sample collected at depth of 233.9 m.*

O módulo *bulk* K_f do óleo foi obtido por intermédio de medidas de V_p e de densidade ρ_f do óleo para diferentes temperaturas, utilizando-se a equação 5. Os valores obtidos encontram-se na tabela II.

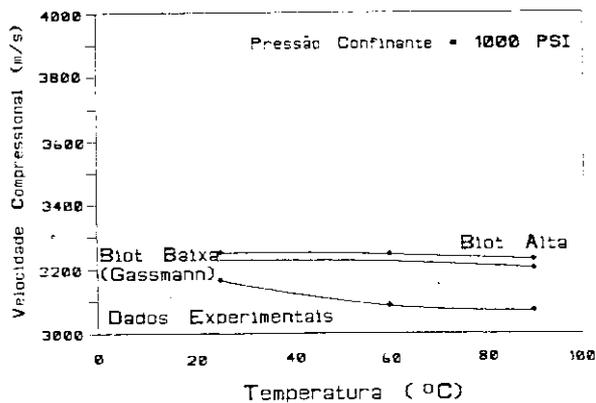
Análises petrofísicas forneceram os valores de porosidade e densidade da matriz. Outros parâmetros foram extraídos da literatura.

Os resultados dos cálculos obtidos neste trabalho para uma amostra de arenito, coletada à profundidade de 233,9 m do poço 7-FAV-85-BA, encontram-se nas tabelas V e VI e, de maneira gráfica, nas figuras 9 e 10.

Obtiveram-se valores de dispersão aparente negativos, no caso da saturação com salmoura, fato devido à interação química entre o fluido e a rocha, uma vez que, na presença de argilas, esta interação implica redução no grau de rigidez do arcabouço e conseqüente redução da velocidade. Note-se que esta interação é tão mais pronunciada quanto maior for a temperatura.

No caso da saturação com óleo, encontraram-se valores de dispersão aparente, sensivelmente superiores aos de dispersão de Biot, concordando com os resultados de Winkler (1985) e Wang (1988).

Comparação com o modelo de Biot



Arenito (Fazenda Alvorada)
 Amostra N^o 1 (233,9 m)
 100% de Saturação com Salmoura

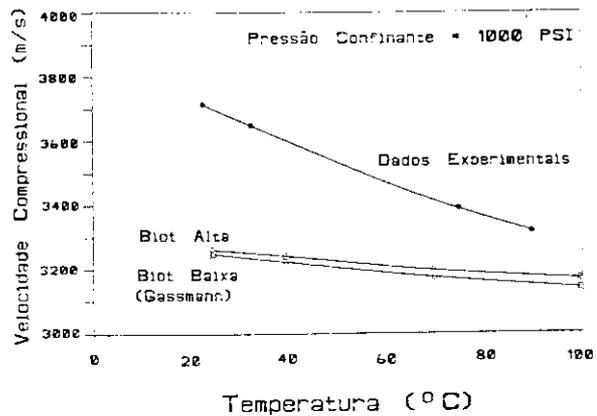
Fig. 9 - Previsões da teoria de Biot e valores medidos para a velocidade compressional de uma amostra (profundidade de 233,9 m) saturada a 100% com salmoura. Os valores de V_p medidos são inferiores àqueles previstos pela teoria de Biot devido à interação química entre a água e a rocha. Esta interação fluido-argilas reduz a rigidez da amostra e é tão mais notável quanto maior for a temperatura.

Fig. 9 - Biot theory predictions and measured values for compressional velocity of a sample fully saturated with water. Measured V_p values are lower than Biot predictions due to the chemical interaction between water and rock; this fluid-shale interaction reduces rigidity of the sample and grows more pronounced as temperature increases. Sample collected at depth of 233.9 m.

TABELA V / TABLE V
 VALORES DE DISPERSÃO DE BIOT E APARENTE PARA UMA AMOSTRA SATURADA A 100% COM SALMOURA A DIFERENTES TEMPERATURAS
 BIOT AND APPARENT DISPERSION VALUES FOR A SAMPLE FULLY SATURATED WITH WATER AT DIFFERENT TEMPERATURES

Amostra 1,100% com água	T = 25 °C	T = 60 °C	T = 90 °C
Dispersão de Biot	0.6 %	0.7 %	0.9 %
Dispersão Aparente	2.0 %	4.6 %	4.6 %

Comparação com o Modelo de Biot



Arenito (Fazenda Alvorada)
 Amostra N^o 1 (233,9 m)
 100% Saturação com Óleo

Fig. 10 - Previsões da teoria de Biot e valores medidos para a velocidade compressional de uma amostra (profundidade de 233,9 m) saturada a 100% com óleo. Os valores de V_p medidos são bem superiores às previsões da teoria de Biot, principalmente a menores temperaturas. Este comportamento é explicado pelo modelo de fluxo localizado, que relaciona a velocidade com a viscosidade do fluido. Observa-se que, com o aumento da temperatura (e redução da viscosidade do óleo), a curva medida aproxima-se das previsões de Biot, pois o mecanismo de fluxo localizado é tão pronunciado quanto maior a viscosidade do fluido saturante.

Fig. 10 - Biot theory predictions and measured values for compressional velocity of a sample fully saturated with Fazenda Alvorada oil. Measured V_p values are well above Biot predictions, especially at lower temperatures. This behavior can be explained by the local fluid flow model, which relates velocity to fluid viscosity. Note that as temperature increases (and oil viscosity decreases), the measure curve approaches Biot predictions, because the local flow mechanism grows more pronounced as fluid viscosity increases. Sample collected at depth of 233.9 m.

TABELA VI / TABLE VI
 VALORES DE DISPERSÃO DE BIOT E APARENTE, PARA A MESMA AMOSTRA DA TABELA V, SATURADA A 100% COM ÓLEO
 BIOT AND APPARENT DISPERSION VALUES FOR THE SAME AS TABLE V, FULLY SATURATED WITH OIL, AT DIFFERENT TEMPERATURES

Amostra 1,100% com óleo	T = 40 °C	T = 70 °C	T = 100 °C
Dispersão de Biot	1.1 %	1.8 %	1.9 %
Dispersão Aparente	12.9 %	11.6 %	7.3 %

Observa-se, a partir da figura 10, que a curva de velocidade medida da amostra saturada com óleo aproxima-se daquelas calculadas a maiores temperaturas. Assim, quanto maior a temperatura, menor a diferença entre a dispersão aparente e a dispersão de Biot. Isto deve-se à redução da viscosidade do óleo. Este efeito pode ser explicado pelo modelo de Fluxo Localizado (*Local FLuid Flow*), bem descrito por O'Connell e Budiansky (1977), segundo o qual, o fluxo de fluido nos poros atua como um mecanismo adicional àquele previsto por Biot.

O modelo de fluxo localizado relaciona a movimentação do fluido na escala dos poros com as variações em rigidez do espaço poroso. A passagem da onda acústica na rocha, deformando os poros, causa a movimentação do fluido intraporos das partes mais compressivas do espaço poroso (poros achatados e microfissuras), para aquelas menos compressivas do espaço poroso (poros arredondados). Como consequência deste mecanismo, em situações de fluidos de alta viscosidade, no interregno de passagem de meio período da onda acústica, ainda ocorre o fluxo localizado, de modo que a pressão de poros não se equilibra. Assim, durante a passagem da onda acústica, o sistema rocha+fluido não atinge seu estado de equilíbrio, apresentando-se mais resistente mecanicamente e, conseqüentemente, com maior velocidade acústica.

Os modelos de sólidos viscoelásticos prevêm que a passagem entre os regimes de baixas e altas freqüências é marcada por um máximo na atenuação do sistema, que ocorre a uma freqüência crítica f_c . Segundo o modelo de fluxo localizado, f_c está relacionada à viscosidade do fluido (η), ao módulo *bulk* da rocha (K_b) e à razão de achatamento dos poros (a) segundo:

$$f_c \cdot \eta = K_b a^3 \quad (12)$$

Compilando diversas medidas de laboratório, Jones (1986) observou que o produto $f_c \eta$ situa-se, geralmente, no intervalo:

$$1 \leq f_c \cdot \eta \leq 10 \text{ (Hz.Pa.s)} \quad (13)$$

Isto implica que, para fluidos de viscosidades muito altas (como é o caso do óleo em questão), as medidas de velocidades de laboratório e as de campo situam-se no mesmo regime de altas freqüências, uma vez que f_c será baixa.

O modelo de Biot, por sua vez, prevê que o máximo da atenuação do sistema rocha+fluido ocorre em:

$$f_c = \frac{\eta}{\pi \rho_f r^2} \quad (14)$$

onde:

r é o raio dos poros (tubos paralelos).

Segundo este modelo, se η é muito alta pode ocorrer que f_c seja tão elevada que mesmo as velocidades medidas no laboratório encontrem-se no regime de baixas freqüências.

Estimaram-se os valores das freqüências críticas f_c segundo os dois modelos, o de Biot e o de fluxo localizado, levando-se em conta as características do óleo de Fazenda Alvorada para as temperaturas de 35 °C e 65 °C.

Segundo o modelo de Biot, a 35 °C tem-se $f_c \approx 0.4 \text{ MHz}$, o que significa que as medidas de laboratório e as de campo encontram-se no regime de baixas freqüências. A 65 °C tem-se $f_c \approx 14 \text{ KHz}$, ou seja, as medidas de campo estão no regime de baixas freqüências, ao passo que as de laboratório estão no de altas freqüências.

Adotando-se o modelo de fluxo localizado, obtém-se $f_c \approx 5 \text{ Hz}$ a 35 °C, o que significa que tanto as medidas de laboratório como as de campo encontram-se no regime de altas freqüências estabelecido no modelo. Para a temperatura de 65 °C estima-se $f_c \approx 70 \text{ Hz}$, de modo que as medidas de laboratório estarão no regime de altas freqüências e as de campo continuarão, predominantemente, no regime de baixas freqüências.

Em suma, observa-se que, de fato, as velocidades medidas em laboratório estão no mesmo regime de freqüências que aquelas a serem obtidas pelo método sísmico, a temperaturas da ordem de 35 °C, qualquer que seja o modelo assumido. A temperaturas maiores, as velocidades de laboratório encontram-se no regime de altas freqüências, ao passo que as de campo estão no regime de baixas freqüências.

Estes resultados estão apresentados esquematicamente na figura 11. É importante frisar que, segundo as considerações acima, as variações nas velocidades observadas em laboratório serão, sempre, menores ou iguais àquelas detectáveis *in situ* pelo método sísmico.

6 – MEDIDAS DE VELOCIDADE A SATURAÇÕES PARCIAIS DE ÓLEO E SALMOURA

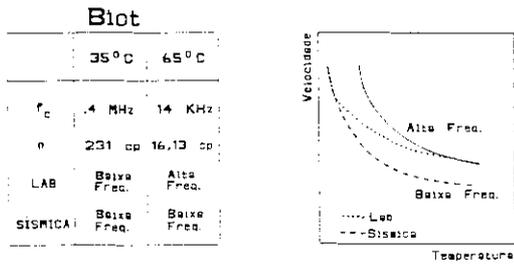
Ao submeter-se um reservatório à injeção de vapor, ocasionam-se contínuas e significantes mudanças nas saturações parciais de óleo e água. Quanto mais próximo do poço injetor, maior a redução na saturação de óleo. A obtenção de dados mais próximos à realidade requer a análise das variações de V_p em função da temperatura para valores intermediários de saturação parcial de óleo.

Deve-se observar que, antes de se submeter a zona produtora ao processo de injeção de vapor, os fluidos saturantes são óleo mais água residual, a uma temperatura de 35 °C. Após a injeção, no caso limite, os poros estarão saturados com água mais óleo residual, a temperaturas mais elevadas. A variação percentual em V_p , antes e após o processo de injeção, deve levar em conta as mudanças em saturação parcial de óleo, além daquelas em temperatura.

Neste sentido, realizaram-se experimentos a três diferentes saturações de óleo. O método de saturação foi o de drenagem, no qual injeta-se óleo na amostra após a completa saturação desta com água. Os dados obtidos com estas medidas estão apresentados na figura 12.

Na mesma figura 12, estão representados os resultados de V_p em função da temperatura, obtidos à pressão de 1 000 PSI para três diferentes saturações parciais de

Frequência Crítica (saturação com óleo)



Modelo de fluxo localizado

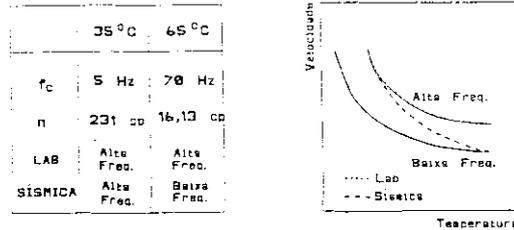


Fig. 11 - Regimes de frequências segundo os modelos de Biot e de fluxo localizado. Estão apresentadas aqui, de forma esquemática, as previsões de regime de frequências segundo os dois modelos para o caso da rocha saturada com o óleo de Fazenda Alvorada. Calcula-se, através das equações 8 e 10, as frequências críticas previstas pelos diferentes modelos para as temperaturas de 35 °C e 65 °C. O modelo de Biot prevê que, para a temperatura de 35 °C, as medidas de laboratório e as de campo serão realizadas no regime de baixas frequências, mas à temperatura de 65 °C, as medidas de laboratório estarão no regime de altas frequências, ao passo que as de campo estarão no de baixas frequências. O modelo de fluxo localizado prevê o mesmo regime (de altas frequências) para medidas de campo e de laboratório à temperatura de 35 °C, mas à temperatura de 65 °C a previsão é que as medidas de campo estarão no regime de baixas frequências, ao passo que as de laboratório estarão no de altas frequências. O importante é que, qualquer que seja o modelo, para temperaturas baixas as duas medidas estarão no mesmo regime de frequências e, para maiores temperaturas, as medidas de laboratório situam-se no regime de altas frequências e as de campo no de baixas frequências. Na prática, isto significa que as medidas de variações de velocidade a serem detectadas, através do método sísmico, serão sempre maiores (ou, no mínimo, iguais) às variações medidas em laboratório.

Fig. 11 - High- and low-frequency limits predicted by the Biot and local flow models for a sample fully saturated with Fazenda Alvorada oil. Critical frequencies were calculated from equations 8 and 10 at 35 °C and 65 °C, using both models. The Biot model predicts that laboratory and field measurements will fall in the low-frequency range at 35 °C, whereas at 65 °C laboratory measurements will fall in the high-frequency range and field measurements, in the low-frequency range. The local flow model predicts that both laboratory and seismic data will fall in the high-frequency range at 35 °C, whereas at 65 °C laboratory measurements will fall in the high-frequency range and field measurements, in the low-frequency range. In other words, whichever the model, both measurements fall in the same frequency range at low temperatures, whereas at high temperatures laboratory measurements fall in the high-frequency range and field measurements fall in the low-frequency range. In practical terms, this means that measurements of velocity variations detected through seismics will always be higher (or at least equal to) laboratory-measured variations.

óleo e água. A curva 1 representa as velocidades da amostra plenamente saturada com óleo, a curva 2 refere-se à saturação com óleo e água residual, e a curva 3 à saturação com água e óleo residual. O ponto A representa a situação inicial: óleo e água residual como fluidos saturantes à temperatura de 35 °C. O ponto B representa

a situação final esperada para o reservatório para o processo de injeção de vapor: água e óleo residual à temperatura de 90 °C. Com a curva tracejada, que vai do ponto A ao ponto B, procurou-se representar o comportamento da velocidade ao longo do processo, considerando-se tanto as mudanças na temperatura quanto na saturação parcial de óleo. Se for considerado que a temperatura final no reservatório pode chegar a 120 °C, por exemplo (dependendo da temperatura de injeção), obter-se-ia uma variação de 13% em V_p .

Os resultados para o arenito de Fazenda Alvorada concordam com aqueles obtidos por Tosaya *et al.* (1987) para arenitos venezuelanos. Os valores de V_p são menores com a diminuição da saturação de óleo. Para um dado intervalo de variação de temperatura, têm-se menores variações na velocidade acústica nos casos de saturações com maiores percentuais de água.

Variações de V_p a saturações fixas estão listadas na tabela VII, junto à variação esperada para a situação real no processo de injeção de vapor.

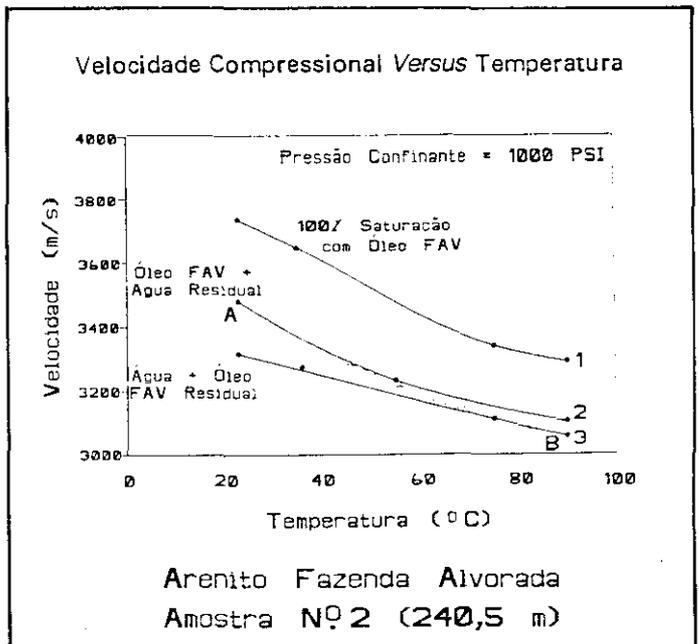


Fig. 12 - Velocidade acústica em função da temperatura para uma amostra (coletada a 340,5 m) a diferentes saturações parciais de óleo e água. Estão aqui representados os resultados de V_p em função da temperatura, obtidos à pressão de 1000 PSI para três diferentes saturações parciais de óleo e água. A curva 1 representa as velocidades da amostra plenamente saturada com óleo, a curva 2 refere-se à saturação com óleo e água residual e a curva 3 à saturação com água e óleo residual. O ponto A representa a situação inicial: óleo e água residual como fluidos saturantes à temperatura de 35 °C. O ponto B representa a situação final esperada para o reservatório para o processo de injeção de vapor: água e óleo residual à temperatura de 90 °C. Com a curva tracejada, que vai do ponto A ao ponto B, procurou-se representar o comportamento da velocidade ao longo do processo.

Fig. 12 - Acoustic velocity of a sample at three different levels of oil and water saturation as a function of temperature. Confining pressure held at 1000 PSI. Curve 1: samples fully saturated with oil; curve 2: saturated with oil and residual water; curve 3: saturated with water and residual oil. Point A represents the initial situation (oil and residual water at 35 °C), while B represents the final reservoir situation expected under the steam injection process (water and residual oil at 90 °C). The broken curve linking point A to point B represents the behavior of velocity during the process. Sample collected at depth of 340.5 m.

TABELA VII / TABLE VII
VARIAÇÕES DE V_p MEDIDAS A DIFERENTES
SATURAÇÕES DE ÓLEO E A VARIAÇÃO
ESPERADA PARA A SITUAÇÃO REAL
VARIATIONS IN V_p MEASURED AT DIFFERENT
OIL SATURATION LEVELS AND EXPECTED
VARIATION DURING ACTUAL FIELD SITUATION

Amostra 2	Óleo a 100%	Óleo + Água Residual	Água + Óleo Residual	Esperado (A → B)
ΔV_p de 35°C a 90°C	9.0 %	8.0 %	6.0 %	10.0 %

Observa-se que os efeitos combinados do aumento de temperatura e do decréscimo da saturação parcial de óleo correspondem a uma maior variação percentual em V_p que aquela correspondente a mudanças na temperatura somente. O aumento da variação percentual de V_p é relacionado ao decréscimo de V_p para menores saturações parciais de óleo.

7 – COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES

O método sísmico será eficaz no monitoramento do processo de injeção de vapor se for capaz de resolver as variações de velocidade aí envolvidas (den Boer e Matthews, 1988; Nur e Wang, 1987). Assim, quanto maior a variação de V_p devido ao processo de injeção, maiores são as chances de sucesso do método sísmico no monitoramento.

Analisou-se o comportamento da velocidade acústica para o reservatório de Fazenda Alvorada, Bahia, em função da temperatura, por meio de medidas de laboratório em amostras de rochas-reservatório, parcialmente, e, totalmente, saturadas com óleo deste campo a temperaturas entre 25 °C e 90 °C.

Os resultados mostram uma variação de V_p de 9% para amostras completamente saturadas com óleo no intervalo de 35 °C (temperatura de reservatório) a 90 °C.

Levando-se em conta os efeitos da mudança de saturações parciais dos fluidos (água e óleo) com o processo de injeção, foi encontrada uma variação de 10% em V_p , se for considerado inicialmente o reservatório à temperatura de 35 °C, com óleo mais água residual com fluidos saturantes e, como situação final, água mais óleo residual à temperatura de 90 °C. Cabe ressaltar que a temperatura final do reservatório pode chegar a até 120 °C, por exemplo, o que resultaria em uma variação de 13% em V_p .

Uma análise qualitativa dos efeitos dispersivos mostram que, tanto pela teoria de Biot quanto pelo modelo de fluxo localizado, as variações observadas em V_p a frequências ultra-sônicas serão sempre menores ou iguais àquelas a serem obtidas em levantamentos sísmicos no campo. Assim, as previsões para variações de V_p baseadas em dados de laboratório, poderão estar subestimadas mas nunca superestimadas.

Convém ressaltar que, no processo de injeção de vapor, outros fatores contribuem para uma variação de V_p no reservatório ainda maior que aquela detectada em laboratório. Os principais fatores são:

- 1) presença de fase gasosa, composta por vapor injetado e frações leves evaporadas do óleo;
- 2) aumento da pressão de poros, diminuindo a pressão efetiva.

Estes dois fatores causam um decréscimo adicional na velocidade acústica V_p do reservatório após a injeção, fazendo com que a variação de V_p seja ainda maior, uma vez que as condições iniciais (anteriormente à injeção) são constantes.

No caso específico do Campo de Fazenda Alvorada, a temperatura de reservatório é de, aproximadamente, 35 °C. Para que as variações de velocidade da ordem de 15% sejam obtidas, é necessária a elevação da temperatura do reservatório até o mínimo de 120 °C. Assim, nas condições atuais, onde a injeção é realizada com água quente (elevando a temperatura do reservatório a até 60 °C), não há possibilidade do monitoramento sísmico do processo. No entanto, está prevista a injeção de vapor neste campo pelo Departamento de Produção do Distrito da Bahia, da PETROBRÁS, o que permitirá a aplicação do monitoramento sísmico.

AGRADECIMENTOS

Aos colegas do SEGEF que contribuíram, direta ou indiretamente, à realização deste trabalho, especialmente aos geofísicos Guenther e Fernando e ao técnico Lincoln; ao pessoal do CENPES/SUPEP/DIGER pela presteza no trabalho de saturação das amostras, e também ao geólogo Glória Margarida, do DEXBA/DIRGEO/SELAB, pelo seu interesse e prontidão no envio das amostras de óleo e de rochas do reservatório do Campo de Fazenda Alvorada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- DEN BOER, L.D., MATTHEWS, L.W. Seismic characterization of thermal flood behavior. *In: INTERNATIONAL CONFERENCE OF HEAVY CRUDE AND TAR SANDS*, 4, [S.l.], 1988. *Proceedings...* Houston: Western Atlas International, 1988.
- DILLON, L.D., VASQUEZ, G.F. Comportamento acústico do reservatório de Fazenda Alvorada. *In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA*, 2, Salvador, 1991. *Trabalhos apresentados...* Salvador: Sociedade Brasileira de Geofísica, 1991.
- GREAVES, R.J., FULP, T.J. Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process. *Geophysics*, Tulsa, Okla, v. 52, n. 9, p. 1175-1187, 1987.
- JONES, T.D. Pore fluids and frequency - dependent wave propagation. *Geophysics*, Tulsa, Okla, v. 51, n. 10, p. 1939-1953, 1986.

- MURPHY III, W.F. *Effect of microstructure and pore fluids on the acoustic properties of granular sedimentary materials*. Stanford: Stanford University, 1982. Tese de mestrado.
- NUR, A.M., WANG, Z. In situ seismic monitoring EOR: the petrophysical bases. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1987. (SPE 16865).
- O'CONNEL, R.J., BUDIANSKY, B. Viscoelastic properties of fluid-saturated cracked solids. *Journal of Geophysical Research*, Washington, v. 82, p. 5719-5736, 1977.
- TOSAYA, C., NUR, A.M., VO-THANH, D., DAPRAT, G. Laboratory seismic methods for remote monitoring of thermal EOR. *SPE Reservoir Engineering*, Richardson, v.2, p. 235-242, 1987.
- WANG, Z. *Wave velocities in hydrocarbons and hydrocarbon saturated rocks: with applications to EOR monitoring*. Stanford: Stanford University, 1988. Tese de mestrado.
- WANG, Z., NUR, A.M., BATZLEI, M.L. *Acoustic velocity in petroleum oils*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1990 (a). (SPE 18163).
- WANG, Z., NUR, A.M. Wave velocities in hydrocarbon - saturated rocks: experimental results. *Geophysics*, Tulsa, Okla, v. 55, n.6, p. 723-733, 1990 (b).
- WINKLER, K.W. Dispersion analysis of velocity and attenuation in Berea sandstone. *Journal of Geophysical Research*, Washington, v. 90, p. 6793-6800, 1985.

EXPANDED ABSTRACT

The presence of very heavy or paraffinic oils creates production problems in certain Brazilian oil fields, some of which are currently submitted to thermal enhanced oil recovery processes. The present study monitored the steam fronts, mapping their preferential directions of propagation in time and identifying spatial heterogeneities of the reservoir in order to boost the efficiency of the production program.

Experiments by Wang and Nur (1990) have shown that the acoustic velocity of a sample saturated with heavy oil can decrease some 20% to 30% with a 120 °C rise in temperature. Reports of successful experiences with seismic monitoring of thermal EOR processes (den Boer and Matthews, 1988) have also been published.

Laboratory studies were conducted on the temperature dependence of acoustic velocity in samples from the Fazenda Alvorada field (Bahia, Brazil) in order to evaluate seismic sensitivity to changes in velocity related to thermal EOR, thus subsidizing plans for in-situ seismic monitoring. These studies have included acoustic velocity measurements in oil samples and reservoir sandstones under three different saturation states: dry, water-saturated, and oil-saturated, with the temperature varying from 25 °C to 90 °C.

During injection processes, the reservoir undergoes changes in temperature as well as in partial saturation. In order to simulate real conditions, measurements were taken not only at different temperatures and with different saturating fluids but also in different states of partial oil and water saturation.

Results shown a 9% variation in compressional velocity for samples fully saturated with oil when the temperature increases from 35 °C to 90 °C. Under partial saturation conditions, a 10% variation in velocity was observed when the initial state was oil plus residual water at 35 °C and the final state was water plus residual oil at 90 °C. With a final reservoir temperature of 120 °C, we can assume a total velocity change of 13%.

Since these data were obtained at much higher frequencies than those involved in actual seismic surveys, the effects of velocity dispersion phenomena were evaluated in order to prevent misinterpretation of field data. Considering both Biot and local fluid flow models, we concluded that velocity variations obtained in the laboratory may be equal to or smaller than those obtained in field, meaning that lab results may be underestimates but never overestimates.

Other factors may also produce much greater velocity variations in the field than in the laboratory. The most significant of these are the presence of a gas phase (consisting of injected steam and light fractions evaporated from the oil) and increased pore pressure (which reduces effective pressure), both of which would reduce final velocity. The Fazenda Alvorada field is currently submitted to hot-water injection, producing a final temperature of around 60 °C, insufficient for seismic monitoring purposes. However, since PETROBRÁS has plans to switch to steam injection in the near future, thereby raising the final temperature above 120 °C, it will become feasible to rely on the seismic monitoring method.