

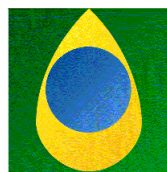


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**DETERMINAÇÃO ESTATÍSTICA DOS CONTATOS FLUIDOS  
EM PERFIS DE POÇO**

**ROOSEVELT TAVARES FLEXA**



**anp**  
Agência  
Nacional do  
Petróleo



**BELÉM**

**2001**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

**DETERMINAÇÃO ESTATÍSTICA DOS CONTATOS FLUIDOS  
EM PERFIS DE POÇO**

DISSERTAÇÃO APRESENTADA POR

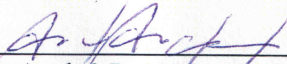
**ROOSEVELT TAVARES FLEXA**

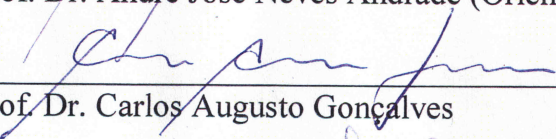
COMO REQUISITO PARCIAL À OBTENÇÃO DE GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS NA ÁREA DE GEOFÍSICA

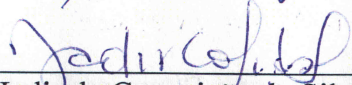
**Data da aprovação: 23/11/2001**

**Nota: 87% (EXCELENTE)**

**COMITÊ DE TESE:**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. André José Neves Andrade (Orientador)

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Carlos Augusto Gonçalves

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Jadir da Conceição da Silva

**BELÉM**

**2001**

FLEXA, Roosevelt Tavares. Determinação estatística dos contatos fluidos em perfis de poço. Belém, Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências, 2001. 29p.

Tese (Mestrado em Geofísica) – Curso de Pós-graduação em Geofísica, Centro de Geociências, UFPA, 2001.

1.GEOFÍSICA DE POÇO 2.ESTATÍSTICA MULTIVARIADA 3.POÇOS HORIZONTAIS-CONTROLE DE PERFURAÇÃO I.ANDRADE, André José Neves, Orientador II.Título

Dedico este trabalho aos meus pais, Reginaldo dos Santos Flexa (in memória) e Tânia Mara Tavares Flexa, que contribuíram em todos os momentos de minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

O autor expressa seus agradecimentos a CAPES, e ao convênio de infra-estrutura ANP/FINEP-UFPa-PRH06.

O autor agradece ao Prof. Dr. André José Neves Andrade pela orientação em todas as etapas de elaboração deste trabalho.

O autor agradece aos geólogos Mádio da Silva Amaral e Alexandre S. Santos pelo apoio prestado e a todos que contribuíram de alguma forma na realização deste trabalho.

## SUMÁRIO

<b>DEDICATÓRIA</b> .....	i
<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	ii
<b>RESUMO</b> .....	1
<b>ABSTRACT</b> .....	2
<b>1 - INTRODUÇÃO</b> .....	3
<b>2 - METODOLOGIA</b> .....	5
2.1 - ANÁLISE DISCRIMINANTE .....	5
2.1.1 - <b>Fundamentos Teóricos</b> .....	5
2.2 - DETERMINAÇÃO DOS CONTATOS FLUIDOS .....	10
2.2.1 - <b>Determinação dos limites verticais dos reservatórios</b> .....	11
2.2.2 - <b>Determinação do contato óleo-água</b> .....	12
2.2.3 - <b>Determinação do contato gás-óleo</b> .....	12
<b>3 - RESULTADOS</b> .....	14
3.1 - ANÁLISE DISCRIMINANTE NO POÇO DE REFERÊNCIA .....	14
3.2 - APLICAÇÃO DAS FUNÇÕES DISCRIMINANTES EM OUTROS POÇOS .....	20
<b>4 - CONCLUSÕES</b> .....	28
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	29

## RESUMO

No interior dos reservatórios petrolíferos, o efeito da gravidade produz naturalmente a segregação dos fluidos presentes. Em razão basicamente das forças capilares não existe uma superfície definida de separação entre cada dois fluidos. No entanto, é comum na engenharia de petróleo admitir-se uma superfície convencional de separação dos fluidos. À essa superfície dá-se o nome de interface fluida ou contato fluido.

A obtenção da localização dos contatos fluidos no interior dos reservatórios, como os contatos óleo-água, contatos gás-água e os contatos gás-óleo, sem a interpretação completa dos perfis geofísicos ou a realização dos procedimentos diretos dos testes de formação é um problema de difícil solução para a indústria do petróleo.

O posicionamento em profundidade dos contatos pode ser utilizado para a definição dos procedimentos de completação do poço e para o posicionamento do canhoneio nos horizontes produtores dos poços verticais. Temos também a aplicação do mapeamento deste parâmetro, para os projetos e controle da perfuração no caso dos poços direcionais e horizontais, que utilizam tal informação para o posicionamento do eixo do poço no interior da zona de hidrocarboneto no reservatório, a fim de se evitar, principalmente, a produção de água.

Este trabalho apresenta uma metodologia para a identificação e posicionamento dos contatos fluidos, através da aplicação da técnica da estatística multivariada, chamada de análise discriminante. Nesta aplicação, faz-se uso direto dos perfis de resistividade ( $R_T$ ), de raios gama natural ( $RG$ ), de densidade ( $\rho_b$ ), de porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ), de caliper ( $Cal$ ) e do perfil de volume de argila ( $V_{cla}$ ), como dados de entrada no programa de análise discriminante.

Para o caso de depósitos clásticos, com seqüências arenito-folhelho, a análise discriminante fornece ainda a indicação da litologia e as espessuras aparentes dos reservatórios.

As curvas de perfis geofísicos aplicadas para a avaliação desta metodologia são provenientes de poços perfurados na bacia do lago Maracaibo, na Venezuela, onde, segundo estudos geológicos, existe a ocorrência de seqüências estratigráficas, com camadas de folhelhos e arenitos, sendo também confirmada a presença de hidrocarbonetos nos poços utilizados neste trabalho.

## ABSTRACT

In oil reservoirs, the effect of gravity naturally produces the fluid segregation. Due to capillary forces, there is no defined surface of separation between two different fluids. However, it is common in petroleum engineering to admit a conventional fluid separation surface, called fluid interface or fluid contact.

The depth location of the fluid contacts (oil-water, gas-water and gas-oil) inside the reservoir rocks, without the complete well log interpretation or the accomplishment of the direct procedures involved in formation tests, is a petroleum industry problem. The knowledge of this parameter can be used for well completion procedures and for positioning perforating services in vertical wells. Another application of fluid contact mapping can be to control the drilling bit in directional and horizontal wells, where such information is used to maintain the well axis inside the hydrocarbon zone in order to avoid water production.

We present a methodology which can identify and locate fluid contacts, through an application of the multivariate statistical technique called discriminant analysis.

For clastics deposits, with sand-shale sequences, discriminant analysis may provide the indication of lithology and the apparent thicknesses of the reservoirs.

The well logs applied for the evaluation of this methodology (resistivity ( $R_t$ ), gamma ray ( $RG$ ), density ( $\rho_b$ ), neutronic porosity ( $\phi_N$ ), caliper ( $Cal$ ) and shaleness ( $Vcla$ )) are from wells in Lake Maracaibo, Venezuela.



## 1 - INTRODUÇÃO

A geofísica de poço aplicada à identificação e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos faz uso de diversos perfis geofísicos, como os perfis elétricos, acústicos e radioativos, que são utilizados na avaliação de formação, para qualificar e quantificar as camadas produtoras de fluidos de interesse (petróleo, gás natural, água subterrânea).

A determinação dos contatos fluidos no interior dos reservatórios petrolíferos é necessária na exploração de petróleo, uma vez que este parâmetro é utilizado para definição dos procedimentos de completação e posicionamento do canhoneio nos horizontes produtores nos poços verticais. Temos também a aplicação da determinação dos contatos fluidos na engenharia de petróleo, como para os projetos e controle da perfuração, no caso dos poços direcionais e horizontais, que utilizam tal informação para o posicionamento do eixo do poço no interior da zona de hidrocarboneto no reservatório, a fim de se evitar, principalmente, a produção de água.

Geralmente, a obtenção da localização dos contatos fluidos dentro do reservatório muitas vezes só é alcançada mediante a interpretação completa dos perfis geofísicos ou através dos onerosos e demorados testes de formação.

Apresenta-se neste trabalho, uma metodologia capaz de localizar, em profundidade, os contatos entre fluidos, particularmente, o contato óleo-água e gás-óleo; a partir dos perfis geofísicos de forma independente da sua completa interpretação e anterior ao procedimento dos testes de formação. Para o caso de depósitos clásticos (arenito-folhelho) esta metodologia produz ainda informações sobre a litologia, presença do hidrocarboneto, limites verticais dos reservatórios. Esta técnica é útil para a avaliação de formação, na situação de boca-de-poço (real time), com a utilização de dados de perfis obtidos durante a perfuração (LWD).

Vários trabalhos mostram a aplicação das técnicas da análise estatística multivariada, para o processamento e interpretação de dados geofísicos. Para o caso da geofísica de poço, uma das aplicações mais realizadas, trata sobre a identificação de eletrofácies (SERRA & ABBOT, 1989; BUCHEB, 1991 e COUTO, 1994), que promoveram a identificação e separação das eletrofácies e a sua associação às diversas litologias atravessadas pelo poço.

No interior dos reservatórios petrolíferos, o efeito da gravidade produz naturalmente a segregação dos fluidos presentes. Em razão, basicamente das forças capilares, não existe uma

superfície definida de separação entre os diversos fluidos. No entanto é comum na engenharia de petróleo admitir-se uma superfície convencional de separação dos fluidos. A essa superfície dá-se o nome de interface fluida ou contato fluido.

Considerando-se que a localização dos contatos fluidos é um assunto de extremo interesse para a indústria do petróleo, este trabalho propõe a utilização da técnica de análise discriminante para mapear no interior do reservatório as interfaces de separação dos fluidos (óleo-água, gás-óleo e gás-água), onde os dados empregados são apenas, as curvas dos perfis geofísicos.

Neste trabalho, assume-se os contatos fluidos no interior do reservatório como superfícies planas, de modo semelhante às eletrofácies, que podem então, ser determinados com a análise discriminante desenvolvida sobre os perfis geofísicos sensíveis aos fluidos.

As curvas de perfis geofísicos aplicadas para a avaliação desta metodologia são proveniente de poços perfurados na bacia do lago Maracaibo, na Venezuela. Os resultados aqui apresentados mostram uma grande coerência com os estudos geológicos realizados neste campo, onde são caracterizadas as ocorrências de depósitos clásticos, com seqüências arenito-folhelho e também é confirmada a presença de hidrocarbonetos. Neste caso, além da identificação e posicionamento dos contatos fluidos, obtém-se, ainda, a identificação das litologias, das profundidades de topo e base dos reservatórios e, conseqüentemente, das suas espessuras aparentes.

## 2 - METODOLOGIA

### 2.1- ANÁLISE DISCRIMINANTE

Existem diversas técnicas da estatística multivariada, que podem ser aplicadas na solução de uma enorme variedade de problemas, nas várias áreas do conhecimento, como na geofísica, na geoquímica, na geografia, estatística e outras. Uma destas técnicas é a análise discriminante, que tem grande eficiência na solução de determinados problemas geofísicos, quando não se dispõe de amostras de rochas (SERRA & ABBOT, 1989; BUCHEB, 1991 e COUTO, 1994).

A análise discriminante é utilizada nos casos em que se deseja realizar a separação estatística entre dois ou mais grupos de dados, que devem ser definidos previamente através da caracterização de suas variáveis discriminantes (DAVIS, 1973). Sendo estas combinadas linearmente para que seja acentuada a diferença entre os grupos, gerando os chamados coeficientes, que são empregados na solução da função discriminante, resultando, portanto em apenas um único índice discriminante, que representa a posição da amostra ao longo da reta definida pela função discriminante.

A técnica da análise discriminante consiste em encontrar-se uma transformação linear, que resulta na razão de mínima diferença entre um par de grupos com médias multivariadas e uma variância multivariada dentro de cada par de grupos. Considerando-se o caso de dois grupos, como consistindo de dois conjuntos em um espaço multivariado, deve-se buscar uma orientação junto a qual os dois conjuntos tenham a maior separação, enquanto simultaneamente cada conjunto tenha uma mínima variação. Isto pode ser mostrado ilustrativamente para o caso bidimensional (bivariado), como na Figura 1.

Como observa-se nesta figura, uma separação entre os grupos  $A$  e  $B$  não pode ser obtida usando as variáveis  $X_1$  e  $X_2$ . No entanto, é possível encontrar uma nova orientação junto a qual os dois conjuntos são separados o máximo possível e tendo uma mínima variação em cada grupo.

#### 2.1.1- Fundamentos Teóricos

A análise discriminante tenta pesar e combinar linearmente as variáveis discriminantes, de modo a maximizar as diferenças estatísticas entre os diversos grupos. As funções que

discriminam os grupos entre si denominam-se função discriminante, e são matematicamente definidas na forma:

$$R = \lambda_1 \psi_1 + \lambda_2 \psi_2 + \dots + \lambda_m \psi_m$$

ou

$$R = \sum_{k=1}^m \lambda_k \psi_k, \quad (1)$$

onde  $R$  é o índice discriminante da função,  $\lambda_k$  são os coeficientes da função discriminante e  $\psi_k$  são os valores da  $k$ -ésima variável de um determinado objeto, com

$$1 \leq k \leq m,$$

onde  $m$  é o número de variáveis utilizado na análise.

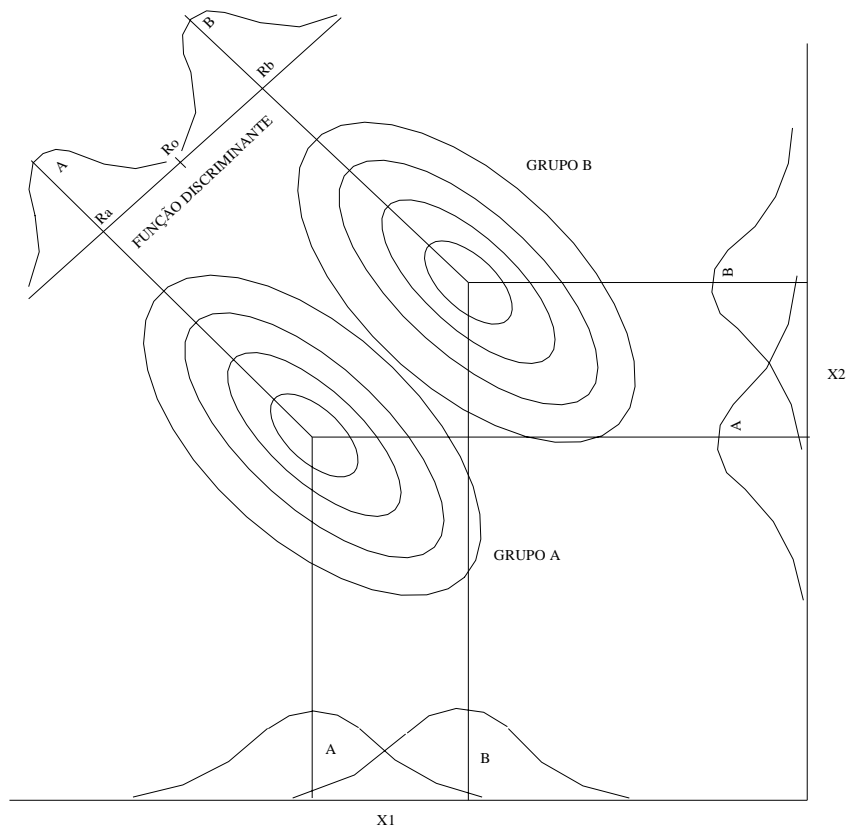


Figura 1: Representação da função discriminante aplicada a um exemplo de distribuição bivariada (DAVIS, 1973).

Um método que pode ser usado para encontrar os coeficientes da função discriminante, segundo DAVIS (1973), de modo que a probabilidade de classificar erroneamente um novo elemento em qualquer um dos grupos seja mínima, é usar a regressão múltipla onde a variável dependente consiste na diferença das médias multivariadas de dois grupos. Isto se traduz por uma equação matricial dada por

$$[S_c^2].[\lambda] = [d], \quad (2)$$

onde  $[S_c^2]$  é uma matriz  $m \times m$ , denominada de matriz das variâncias e covariâncias combinadas de  $m$  variáveis. O vetor coluna  $[\lambda]$  é o vetor formado pelos coeficientes da função discriminante. E o vetor coluna  $[d]$  representa um vetor formado pelas diferenças entre as médias dos dois grupos.

A equação (2) pode ser resolvida usando os conceitos da inversão e multiplicação de matrizes. Assim:

$$[S_c^2]^{-1}.[S_c^2].[\lambda] = [S_c^2]^{-1}.[d], \quad (3)$$

considerando que  $[S_c^2]^{-1}$  exista e como  $[S_c^2]^{-1}.[S_c^2] = [I_m]$ , onde  $I_m$  é a matriz identidade, temos

$$[I_m].[\lambda] = [S_c^2]^{-1}.[d]$$

ou

$$[\lambda] = [S_c^2]^{-1}.[d], \quad (4)$$

pois  $[I_m].[\lambda] = [\lambda]$ .

Para calcular os coeficientes da função discriminante devemos determinar as entradas na equação matricial na equação (4).

O vetor coluna  $[d]$  pode ser, simplesmente, encontrado por

$$d_j = \overline{A_j} - \overline{B_j} = \frac{\sum_{i=1}^{n_a} A_{ij}}{n_a} - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} B_{ij}}{n_b}. \quad (5)$$

Nesta notação,  $A_{ij}$  é  $i$ -ésima observação da variável  $j$  no grupo  $A$ ;  $\overline{A_j}$  é a média da variável  $j$  no grupo  $A$ . Essas mesmas convenções são aplicadas ao grupo  $B$ . Portanto, as médias multivariadas dos grupos  $A$  e  $B$  podem ser consideradas como formando dois vetores, da seguinte forma compacta,

$$[d] = [\overline{A}] - [\overline{B}] \quad (6)$$

ou, na forma expandida,

$$\begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ d_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{A_1} \\ \overline{A_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \overline{A_m} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \overline{B_1} \\ \overline{B_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \overline{B_m} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Para construir a matriz das variâncias e covariâncias combinadas, devemos calcular uma matriz das somas dos quadrados e os produtos cruzados de todas as variáveis no grupo  $A$  ( $SCA$ ) e uma matriz semelhante para a grupo  $B$  ( $SCB$ ).

Consideremos o grupo  $A$ , por exemplo,

$$SCA_{jk} = \sum_{i=1}^{n_a} (A_{ij} \cdot A_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_a} A_{ij} \sum_{i=1}^{n_a} A_{ik}}{n_a}, \quad (8)$$

onde  $A_{ij}$  representa a  $i$ -ésima observação da variável  $j$  no grupo  $A$ , e  $A_{ik}$  representa a  $i$ -ésima observação da variável  $k$  no mesmo grupo. Naturalmente, esta quantidade será a soma dos quadrados da variável  $k$  quando  $j = k$ .

Semelhantemente, uma matriz de somas dos quadrados e produtos cruzados pode ser encontrada para o grupo  $B$ , ou seja,

$$SCB_{jk} = \sum_{i=1}^{n_b} (B_{ij} \cdot B_{ik}) - \frac{\sum_{i=1}^{n_b} B_{ij} \sum_{i=1}^{n_b} B_{ik}}{n_b} \quad (9)$$

A matriz das variâncias e covariâncias pode agora ser calculado como

$$[S_c^2] = \frac{[SCA] + [SCB]}{n_a + n_b - 2}. \quad (10)$$

Desta forma, temos todas as entradas (termos) necessárias para resolver a equação (4), obtendo-se os  $\lambda$ 's, que são os coeficientes de entrada na equação da função discriminante (1).

Com o conjunto de  $\lambda$ 's podemos substituí-los na equação (1), para formarmos a equação discriminante ou seja montar a equação linear, que produzirá um único número, o índice discriminante.

A substituição do ponto médio entre os dois grupos na equação (1), produzirá o índice discriminante  $R_o$ , isto é, para cada valor de  $\overline{\psi}_j$  na equação (1) inserimos os termos:

$$\overline{\psi}_j = \frac{\overline{A_j} + \overline{B_j}}{2} \quad (11)$$

Assim obtemos:

$$R_0 = \lambda_1 \bar{\psi}_1 + \lambda_2 \bar{\psi}_2 + \dots + \lambda_m \bar{\psi}_m . \quad (12)$$

A seguir, podemos substituir a média multivariada do grupo  $A$  na equação (1) para obter  $R_A$  (isto é, fazendo  $\psi_j = \bar{A}_j$ ) e a média do grupo  $B$  para obter  $R_B$  ( $\psi_j = \bar{B}_j$ ). Estes valores ( $R_A$  e  $R_B$ ) definem os centros dos dois grupos originais ao longo da função discriminante.

Para o grupo  $A$ ,

$$R_A = \lambda_1 \bar{A}_1 + \lambda_2 \bar{A}_2 + \dots + \lambda_m \bar{A}_m \quad (13)$$

e para o grupo  $B$

$$R_B = \lambda_1 \bar{B}_1 + \lambda_2 \bar{B}_2 + \dots + \lambda_m \bar{B}_m . \quad (14)$$

Podemos calcular a *distância* entre as duas médias multivariadas pela simples subtração de  $R_A - R_B$ . Isto é equivalente a substituição do vetor de diferenças entre os dois grupos na equação da função discriminante, tomando  $\psi_j = d_j$ . Assim,

$$D^2 = \lambda_1 d_1 + \lambda_2 d_2 + \dots + \lambda_m d_m . \quad (15)$$

Esta medida de *distância* é denominada de distância de Mahalanobis ou distância generalizada,  $D^2$ . É a medida da separação entre as duas médias multivariadas expressas em unidade de variância combinada.

Podemos concluir que, se as médias dos grupos  $A$  e  $B$  ficarem próximas, será difícil distinguí-los, especialmente se ambos possuírem altos valores de variâncias. Por outro lado, se a diferença entre as duas médias for expressiva e as suas variâncias pequenas, a discriminação entre os dois conjuntos será mais efetiva.

A distância de Mahalanobis ajuda no cálculo da contribuição relativa de cada variável  $j$  e é dada na forma:

$$e_j = \frac{\lambda_j d_j}{D^2} . 100\% , \quad (16)$$

onde  $d_j$  é a diferença entre as  $j$ -ésimas médias dos dois grupos.

## 2.2- DETERMINAÇÃO DOS CONTATOS FLUIDOS

A análise discriminante na forma adotada neste trabalho trata apenas com distribuições bivariadas. Em que pese a existência de um grande número de variáveis intervenientes, optou-se pelo desmembramento do problema da interpretação estatística dos perfis geofísicos em três problemas bivariados. O primeiro trata da identificação das litologias ou, formalmente da separação entre selantes e reservatórios. Com a identificação dos reservatórios foi aplicado somente a estes a análise discriminante para a identificação do tipo de fluido e posicionamento do contato fluido. Assim, o segundo problema trata da identificação ou separação entre o hidrocarboneto e a água. Finalmente tratou-se da caracterização ou identificação do tipo de hidrocarboneto, identificando-se a presença do contato gás-óleo.

Neste trabalho, tomou-se para a formação dos bancos de dados, sugestões feitas por SERRA & ABBOT (1989), que realizaram a classificação das ferramentas de perfilagem, quanto aos seus parâmetros geológicos, neste caso sensibilidade litológica e aos fluidos da formação, o que permitiu a escolha dos conjuntos de curvas de perfis geofísicos mais indicados em cada discriminação.

A partir destes perfis, que são considerados sensíveis a litologia e a influência dos fluidos da formação, foram construídos três bancos de dados (arquivos do tipo ASCII), de onde foram selecionados conjuntos de variáveis discriminantes, que representam os padrões, que diferenciam um grupo do outro. O primeiro banco de dados, sensível a litologia, foi utilizado para identificar as classes (grupos) dos folhelhos e dos arenitos. O outro banco de dados, sensível ao fluido, foi utilizado para identificar as classes (grupos) de interesse, que são os reservatórios com hidrocarbonetos e os reservatórios com água. O último banco de dados visa a separação gás-óleo. É importante ressaltar que quanto mais discrepantes forem os valores das variáveis discriminantes destes grupos, maior será a chance de sucesso na discriminação.

Para a aplicação da análise discriminante adotou-se um poço particular como poço de referência (poço W1112). Sobre os perfis desse poço são interpretados e construídos os bancos de dados, que constituirão as funções discriminantes. Considerando a ausência de importantes efeitos diagenéticos, pode-se aplicar estas funções discriminantes aos poços vizinhos. Deste modo, tem-se o transporte da interpretação ao longo do campo petrolífero e, conseqüentemente, o mapeamento espacial dos contatos fluidos.



### 2.2.1 – Determinação dos limites verticais dos reservatórios

A partir do banco de dados sensível a litologia, o qual contém os perfis de raio gama ( $RG$ ), caliper ( $Cal$ ), volume de argila ( $Vcla$ ) e perfil de porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) (Figura 2), foram selecionados previamente trechos que caracterizam os grupos que se deseja discriminar. Estas são as variáveis discriminantes, que serviram como banco de entrada no programa de análise discriminante, construído com base nos princípios teóricos da análise discriminante de DAVIS, (1973), resultando nos coeficientes da função discriminante utilizado para o cálculo dos índices discriminantes em todos os pontos discretizados dos perfis.

Foi também calculado o índice discriminante  $R_0$  (índice médio entre os grupos dos folhelhos e arenitos), utilizado como referencial de separação entre os grupos dos folhelhos e arenitos. Desta forma, os trechos dos perfis discriminados como folhelhos são descartados, a fim de se aplicar a análise discriminante na etapa posterior somente a trechos considerados arenitos. Um filtro do tipo mediana foi aplicado aos trechos dos perfis considerados arenitos, com a finalidade de retirar prováveis ruídos gerados durante a perfilagem, resultantes dos efeitos da lama e dos efeitos do poço.

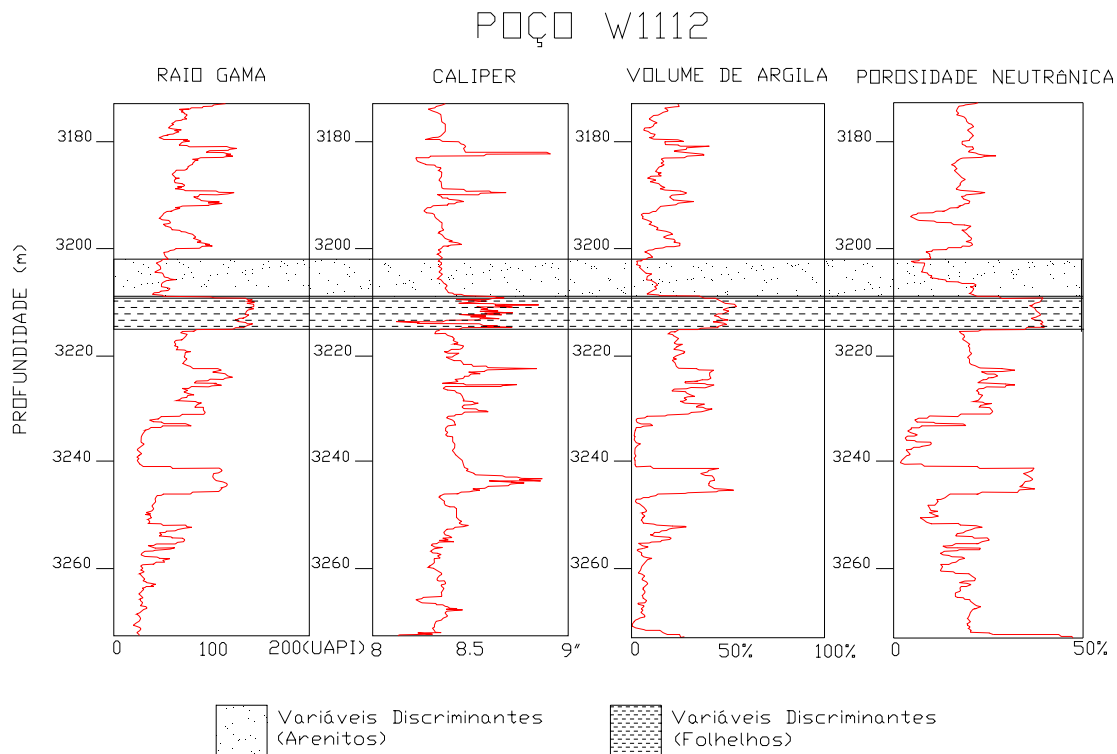


Figura 2: Perfis utilizados na escolha das variáveis discriminantes da litologia.

### 2.2.2 – Determinação do contato óleo-água

Na etapa seguinte, a partir do banco de dados que contém perfis sensíveis ao fluido, foi realizada a discriminação prévia das variáveis discriminantes, que serviram como banco de entrada no programa de análise discriminante. Determinou-se a seguir uma outra função discriminante, que foi utilizada para se obter os índices discriminantes em todos os pontos discretizados dos perfis considerados reservatórios.

Calculou-se  $R_o$  (índice médio entre os grupos de reservatório com hidrocarboneto e reservatório com água), utilizando-o para determinar a separação entre os grupos em estudo. Este valor serviu como referencial da interface de separação dos fluidos (hidrocarbonetos e água), ou seja, o contato óleo-água no interior dos reservatórios. Os trechos dos perfis discriminados como reservatório com água foram descartados, com a finalidade de na etapa seguinte ser realizada a discriminação somente dos trechos considerados reservatórios com hidrocarboneto.

### 2.2.3 – Determinação do contato gás-óleo

Na última etapa do processo, mediante a interpretação relativa das curvas de perfis de resistividade ( $R_r$ ), raio gama ( $RG$ ), densidade ( $\rho_b$ ) e porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ), que formam o banco de dados dos perfis sensíveis ao fluido da formação, selecionou-se as variáveis discriminantes, conforme mostrado na Figura 3. Estes caracterizaram os seguintes grupos: reservatório com gás e reservatório com óleo, os quais, trabalhados estatisticamente pelo programa de análise discriminante, resultam em uma nova função discriminante.

Esta função foi empregada para o cálculo de novos índices discriminantes em todos os pontos discretizados dos perfis considerados reservatório com hidrocarboneto. Foi também obtido o valor de  $R_o$  (índice discriminante médio entre os grupos), utilizado para a determinação da separação entre os grupos em estudo. Este valor serviu como um referencial da interface de separação entre reservatório com gás e reservatório com óleo, ou seja, o contato gás-óleo.

As funções discriminantes e os índices discriminantes médios resultantes da análise discriminante foram aplicados em outros poços da mesma unidade estratigráfica. O objetivo é verificar a sua eficiência na determinação dos limites verticais dos reservatórios e na localização dos contatos fluidos no interior dos reservatórios, mostrou-se que a partir de uma adequada

interpretação das variáveis discriminantes, pode-se obter funções discriminantes que conterão a “boa” interpretação dos perfis geofísicos.

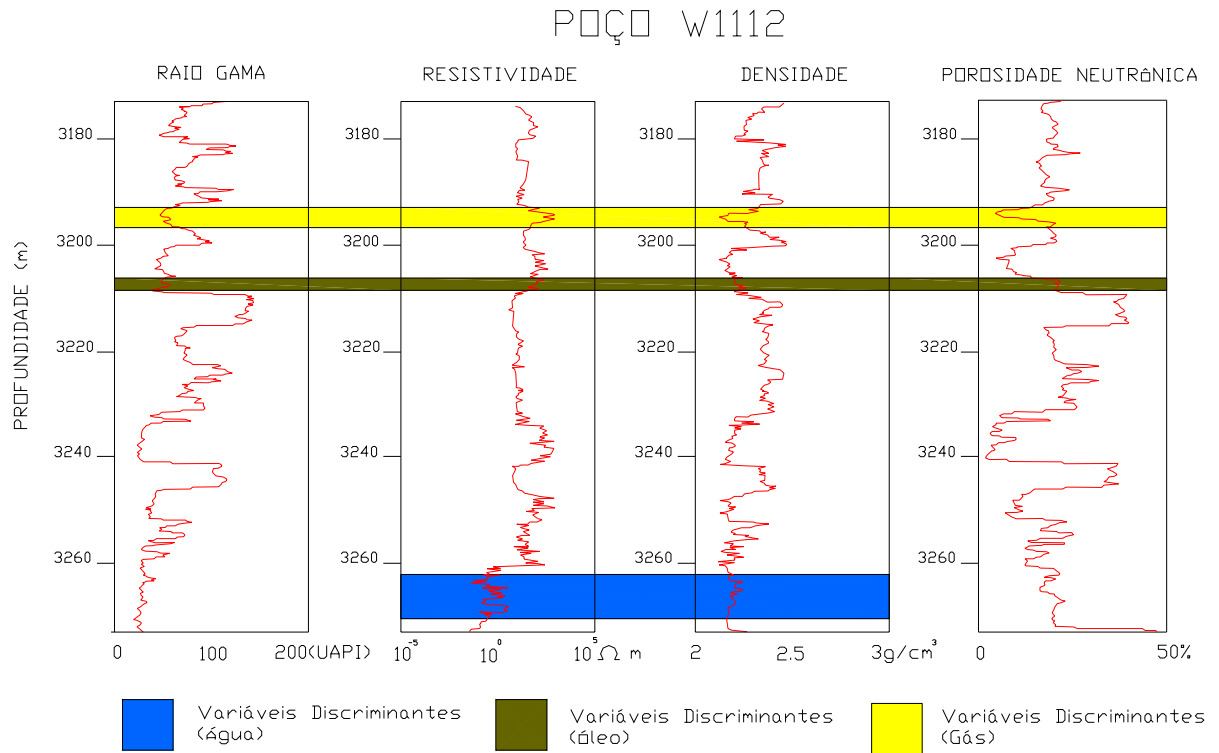


Figura 3: Perfis utilizados na escolha das variáveis discriminantes dos fluidos.

### 3 - RESULTADOS

A partir da interpretação realizada no poço de referência, obteve-se as funções discriminantes para cada um dos problemas bivariados. Apresentam-se aqui as verificações e as validações das funções discriminantes no poço de referência e em mais cinco poços da mesma bacia.

Deve ser ressaltado que aos perfis geofísicos utilizados neste trabalho não se aplicou qualquer pré-processamento, mantendo-se os dados originais. Deve-se observar que com a utilização das curvas dos perfis pré-processados e da análise discriminante associada a outros métodos da estatística multivariada, como análise de agrupamento, componente principal e outros, poderia ter-se uma melhoria no processo discriminatório. Mas isto, certamente, envolveria um maior esforço computacional capaz de inviabilizar sua utilização em computadores de campo.

#### 3.1- ANÁLISE DISCRIMINANTE NO POÇO DE REFERÊNCIA

A função discriminante, obtida para a determinação dos limites verticais dos reservatórios no poço de referência, é mostrada na Tabela 1, através dos seus coeficientes discriminantes para cada tipo de perfil utilizado. Apresenta-se ainda na Tabela 1 os índices discriminantes, onde  $R_0$  representa a separação entre as duas litologias,  $R_A$  é o índice discriminante característico dos arenitos e  $R_b$  é o índice discriminante característico dos folhelhos (Figura 4).

O critério de classificação adotado baseia-se na posição do índice discriminante médio ( $R_0$ ). Calculado o índice discriminante para cada profundidade, este é comparado com o índice discriminante médio. Para cada índice discriminante maior que  $R_0$ , assume-se a litologia nessa profundidade como um elemento da classe arenito. Para os outros índices menores que  $R_0$  assume-se a litologia nessa profundidade como elemento da classe folhelho.

Tabela 1: Coeficientes da função discriminante utilizada para a determinação dos limites verticais dos reservatórios.

Coeficiente discriminante ( $\times 10^2$ )				Índice discriminante ( $\times 10^2$ )		
$RG$	$Cal$	$Vcla$	$\phi_N$	$R_0$	$R_A$ (Arenito)	$R_B$ (Folhelho)
-1,50	-14,16	-10,74	-33,31	-272,74	-197,77	-347,72

Segundo MOURA (1985), os valores absolutos dos coeficientes discriminantes revelam a contribuição relativa das variáveis discriminantes associadas à função discriminante. O sinal dos coeficientes indica apenas se a variável está contribuindo positiva ou negativamente na função.

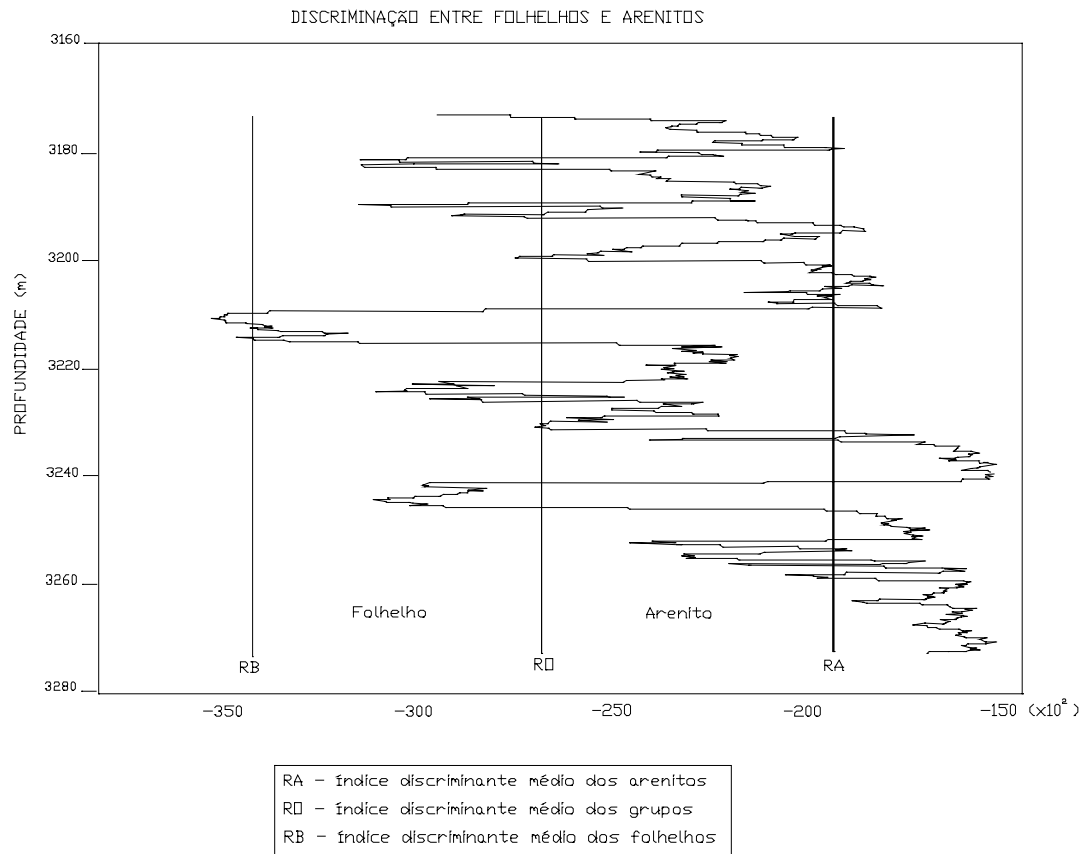


Figura 4: Exemplo do processo discriminatório dos limites verticais dos reservatórios no poço W1112.

Na Figura 5A, mostra-se o resultado da aplicação da função discriminante com os coeficientes definidos como na Tabela 1, para o poço de referência. Apresentam-se os limites dos

reservatórios, auxiliado com a apresentação do perfil de raio gama. Na Figura 5C, apresenta-se a descrição geológica deste mesmo trecho do poço, realizada por BRYANT (1989). Na Figura 5A, observa-se que entre os reservatórios V, VI, VII e VIII, ocorreram discriminações de lâminas de folhelhos, sendo diferente da interpretação feita na Figura 5C, que considera este trecho como um extenso arenito. Nos demais trechos da Figura 5A, observa-se a boa discriminação litológica comparado com a do intérprete.

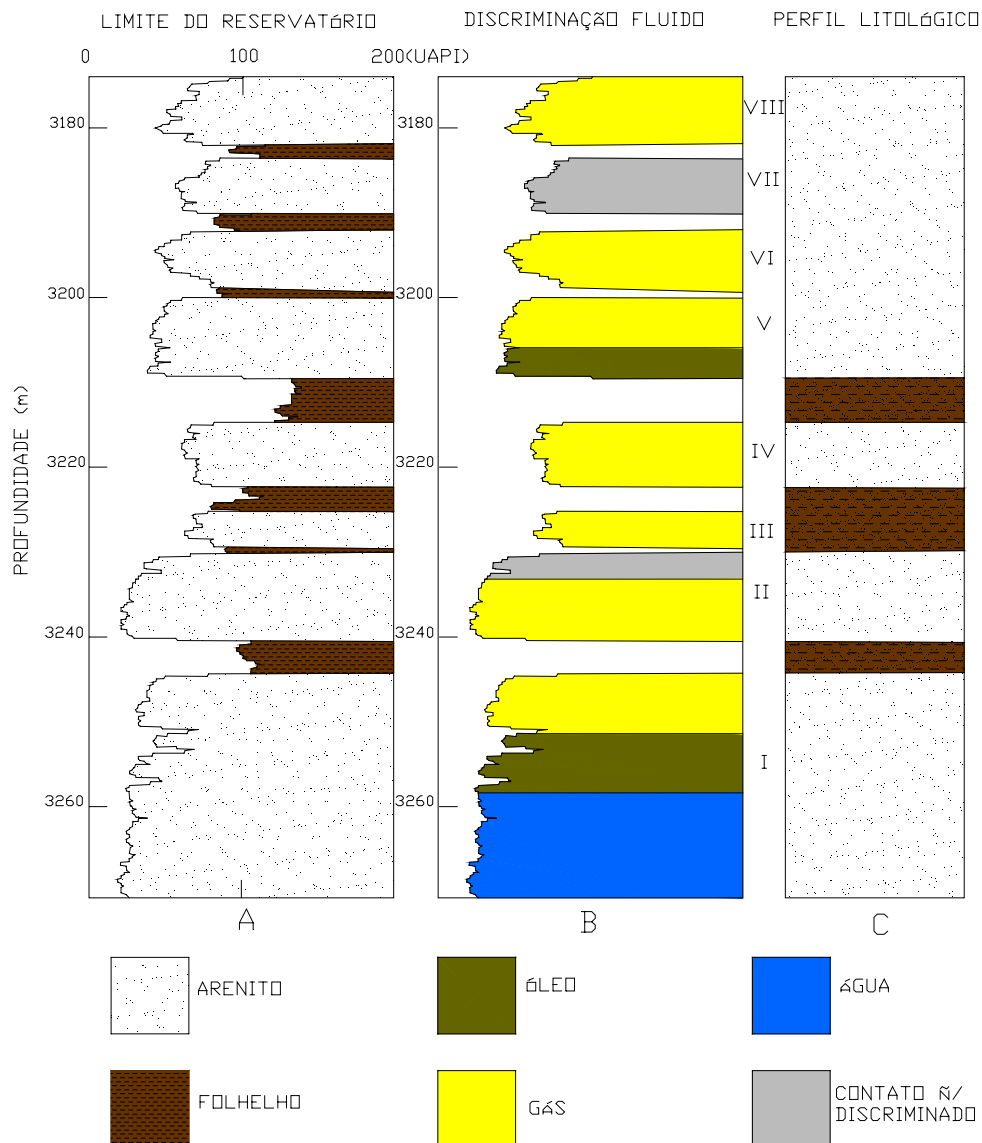


Figura 5: Poço W1112. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório, obtidos pela a análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).

As funções discriminantes utilizadas na determinação dos contatos fluidos no interior dos reservatórios (contato óleo-água e contato gás-óleo) (Figura 5B) têm seus coeficientes discriminantes mostrados na Tabela 2 e Tabela 3. Para a determinação dos contatos fluidos segue-se a mesma regra de classificação utilizada para identificação da litologia. Neste caso, o índice discriminante  $R_o$  indica o limite de separação entre os dois fluidos. Para a discriminação dos fluidos empregaram-se os coeficientes da Tabela 2, construindo-se uma função discriminante que foi especificamente aplicada nos trechos de perfil previamente classificados como reservatórios (Tabela 1). Deste modo, estabelecem-se os contatos água-hidrocarboneto e classificam-se os limites em profundidades dos reservatórios contendo hidrocarboneto.

Tabela 2: Coeficientes da função discriminante utilizada para a determinação dos contatos óleo-água.

<i>Coeficiente discriminante (<math>\times 10^2</math>)</i>				<i>Índice discriminante (<math>\times 10^2</math>)</i>		
<i>Vcla</i>	$R_T$	$\rho_b$	<i>Cal</i>	$R_o$	$R_A$ (Água)	$R_B$ (Hidrocarboneto)
39,35	0,012	-13,21	0,78	-18,54	-16,90	-20,17

Com a função discriminante, definida a partir dos coeficientes apresentados na Tabela 3, promove-se a identificação ou classificação dos limites em profundidade do tipo de hidrocarboneto presente (óleo ou gás). Em outras palavras, posicionam-se em profundidade os contatos gás-óleo. O critério de classificação é o mesmo adotado nas classificações anteriores, a partir do índice discriminante  $R_o$ , mostrado na Tabela 3.

Tabela 3: Coeficientes da função discriminante utilizada para a determinação dos contatos gás-óleo.

<i>Coeficiente discriminante (<math>\times 10^2</math>)</i>				<i>Índice discriminante (<math>\times 10^2</math>)</i>		
<i>RG</i>	$R_T$	$\rho_b$	$\phi_N$	$R_o$	$R_A$ (Óleo)	$R_B$ (Gás)
0,0086	0,00016	12,63	-21,29	25,36	26,30	24,42

Pode-se visualizar os resultados da discriminação dos contatos fluidos na Figura 5B, onde observa-se a discriminação dos fluidos presentes nos reservatórios, ali se pode determinar várias interfaces de separação dos fluidos, como a do reservatório I, onde ocorreu a discriminação do contato óleo-água na profundidade de 3260 m, e do contato gás-óleo na profundidade de 3252,77 m. No reservatório V, a determinação do contato gás-óleo ocorreu na profundidade de 3206 m.

Quanto à utilização da análise discriminante para indicar a presença de hidrocarboneto nos reservatórios, verifica-se que em vários reservatórios (III, IV, VI, VIII) e um trecho do reservatório II, ocorreu indicação da presença de gás (amarelo). Já nos reservatórios VII e um trecho do reservatório II, não foi possível precisar-se que fluido está presente (cinza). Tal fato deve-se à influência da argilosidade nesses reservatórios.

A Figura 6 mostra o resultado da determinação dos fluidos presentes nos reservatórios do poço W1112, obtidos através da análise discriminante, sendo comparado com a interpretação realizada através dos perfis geofísicos por BRYANT et al. (1998). Observa-se a coerência na determinação do contato gás-óleo no reservatório V na profundidade de 3206 m, comparando-se com estudos interpretativos recentes. Entretanto, no reservatório I, compreendido entre 3245 m e 3270 m, além do contato gás-óleo na profundidade de 3252,77 m, determinou-se o contato óleo-água na profundidade de 3260 m.

A discrepância entre a interpretação realizada pela técnica da função discriminante e a interpretação realizada pelo geólogo se deve primordialmente ao fato decorrente da interpretação relativa dos perfis, uma vez que se dispõe apenas do intervalo perfilado do poço (Figura 5). Assim, a formação do banco de dados foi realizada unicamente sobre este trecho. Deste modo, a discriminação prévia das variáveis discriminantes, na base do trecho do perfil analisado, classificou o fluido como sendo água. Isto pode ser visto na Figura 3, que mostra todos os trechos dos perfis utilizado na discriminação dos fluidos.

Em relação aos outros reservatórios (II, III, IV, VI, VIII), foi possível detectar a presença do hidrocarboneto, sendo que a discriminação do fluido nos reservatórios II e VI é coerente com a do intérprete. Já nos reservatórios III, IV e VIII, a discriminação não está de acordo com a do intérprete. Em relação ao reservatório VII e um trecho do reservatório II, não foi possível discriminar o tipo de fluido está presente.



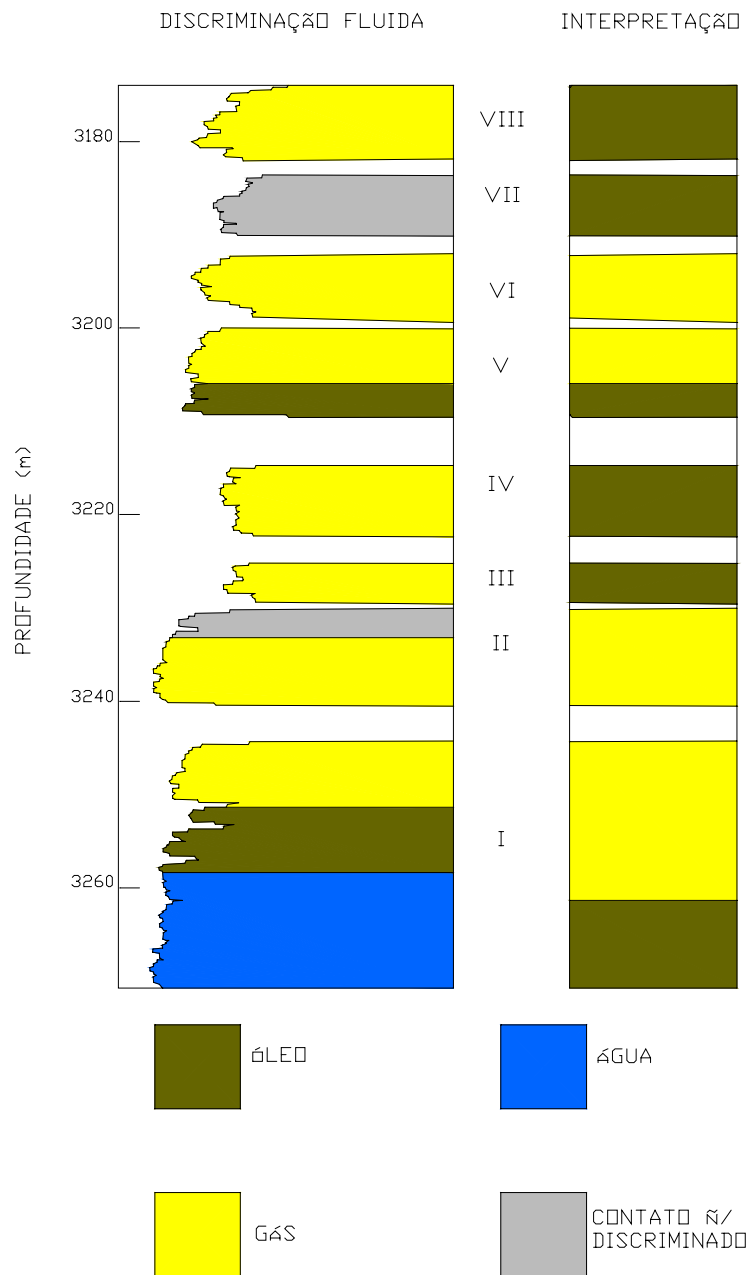


Figura 6: Comparação entre a análise discriminante e a interpretação feita por BRYANT et al. (1998).

A Tabela 4 mostra os percentuais de contribuição relativa das variáveis discriminantes resultantes da discriminação realizada no poço W1112, na qual pode-se verificar que o conjunto ótimo de perfis para a discriminação litológica deve conter os perfis de raio gama (*RG*) e

porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ), pois foram os que obtiveram os maiores valores percentuais na combinação com outros perfis.

Para a discriminação do contato óleo-água, os perfis que mais contribuíram foram os perfis de volume de argila ( $V_{cla}$ ) e resistividade ( $R_T$ ), sendo este último em maior proporção. Isto está de acordo com o esperado, pois o perfil de resistividade é de grande utilidade na interpretação dos perfis para a determinação do referido contato. Para a determinação do contato gás-óleo, os perfis de densidade ( $\rho_b$ ) e porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) foram os que mais contribuíram na discriminação. Isto já era esperado, pois são os dois perfis que melhor permitem identificar a presença de gás na formação.

Tabela 4: Contribuição relativa das variáveis discriminantes utilizadas na análise discriminante.

Função Discriminante Utilizado para:	Contribuição relativa das curvas de Perfis (%)					
	$RG$	$Cal$	$V_{cla}$	$R_T$	$\rho_b$	$\phi_N$
Limites Verticais do Reservatório	89,58	2,08	2,77			5,57
Contato Óleo-Água		0,16	27,37	70,35	2,12	
Contato Gás-Óleo	2,29			3,52	4,65	89,54

### 3.2- APLICAÇÃO DAS FUNÇÕES DISCRIMINANTES EM OUTROS POÇOS.

Na seção anterior apresentou-se a validação da análise discriminante para o poço de referência, onde apenas transportamos para todo o trecho do poço perfilado a interpretação ou as funções discriminantes definidas em um pequeno trecho para todo poço. Nesta seção, transportamos essa interpretação para outros poços vizinhos, a fim de se verificar sua eficiência na discriminação litológica da formação, indicar a presença de hidrocarboneto e localizar em profundidade os contatos fluidos nos reservatórios.

A Figura 7 mostra os resultados da discriminação dos limites verticais dos reservatórios e dos fluidos presentes na formação, para o poço W670. Na Figura 7A, é apresentado o resultado da discriminação dos limites verticais dos reservatórios e dos selantes, juntamente com o perfil de raio gama. Pode-se observar que, na comparação da Figura 7A com a Figura 7C, a função

discriminante identifica três reservatórios, denominados I, II, III, mostrando alguma concordância com a interpretação realizada pelo intérprete (BRYANT, 1989).

Na Figura 7B, apresenta-se o resultado das funções discriminantes para a identificação dos fluidos e determinação dos seus contatos. Da Figura 7B, tem-se que no reservatório III, foi identificado um contato gás-óleo na profundidade de 3048,76 m; no reservatório II não foi encontrado nenhum contato e o fluido presente foi identificado com óleo. Para o reservatório I, não foi possível a discriminação do tipo de fluido presente.

Na Figura 8, apresenta-se a aplicação das funções discriminante para o poço W706. Novamente, a identificação litológica observada na Figura 8A, juntamente com perfil de raio gama, mostra boa concordância com a interpretação geológica (BRYANT, 1989). A identificação dos fluidos presentes nos reservatórios é apresentada na Figura 7B, onde ocorreu a presença do contato gás-água no reservatório IV, na profundidade de 3118,92 m. Nos outros reservatórios não foram encontrados contatos fluidos. Nos reservatórios II e III, indicou-se a presença de gás e no reservatório I, indicou-se a presença de água.

Os resultados da aplicação das funções discriminante aos perfis do poço W866 são mostrados na Figura 9, onde se pode observar que as discriminações dos limites verticais dos reservatórios são na sua maioria coerentes com a interpretação da curva do perfil de raio gama, também mostrado na Figura 9A. Comparando-se a Figura 9A com a Figura 9C (perfil litológico), observa-se que no reservatório II e III ocorreu boa concordância, cabe ressaltar que no reservatório II, apresentou-se a inserção de uma camada selante, na profundidade de 3308 m, muito provavelmente decorrente do efeito do ruído.

Na Figura 9B mostra-se a identificação dos fluidos e o posicionamento dos seus contatos. A identificação foi possível apenas nos reservatórios II e III. Os bancos de dados desenvolvidos nos perfis do poço de referência, não foram capazes de discriminar os contatos fluidos nem o tipo de fluido presente no reservatório I.

Os resultados das aplicações das funções discriminantes para o poço W893 são visto na Figura 10, onde nota-se na Figura 10A a boa discriminação dos limites verticais dos reservatórios e dos selantes, comparados com a curva do perfil de raio gama lançado na mesma figura. Na comparação da Figura 10A com a Figura 10C (perfil litológico), nota-se boa concordância dos reservatórios e dos selantes.

As discriminações dos fluidos presentes na formação para o poço W893 são mostradas na Figura 10B. Observa-se que nos reservatórios II, III e IV e no topo do reservatório I houve a indicação da presença de gás. Já na base do reservatório I não foi possível precisar qual fluido está presente, com os coeficientes determinados pelas Tabelas 2 e 3.

Na Figura 11, onde é mostrado o resultado da aplicação das funções discriminantes para o poço W991, observa-se a excelente concordância da discriminação com a curva de perfil de raio gama (Figura 11A). Comparando-se a Figura 11A com a Figura 11C (perfil litológico) novamente repete-se a boa discriminação entre os limites verticais dos reservatórios e as camadas de selantes.

Na Figura 11B, mostra-se a discriminação de um contato gás-água no reservatório II na profundidade de 3259,58 m, onde se admite a não comunicabilidade entre os reservatórios II e I devido à presença de um selante com base na profundidade de 3270m.

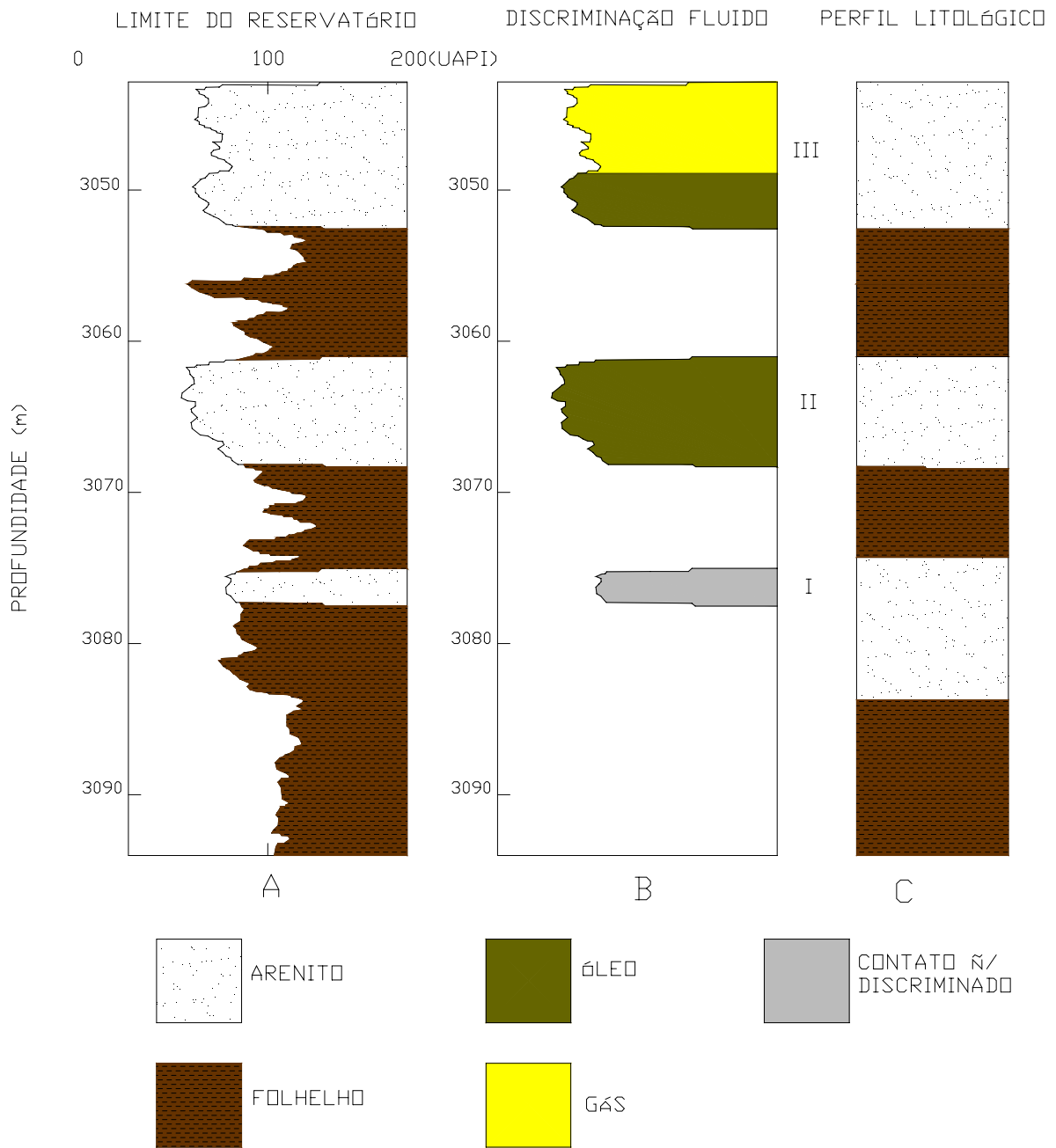


Figura 7- Poço W670. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório obtidos pela análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).

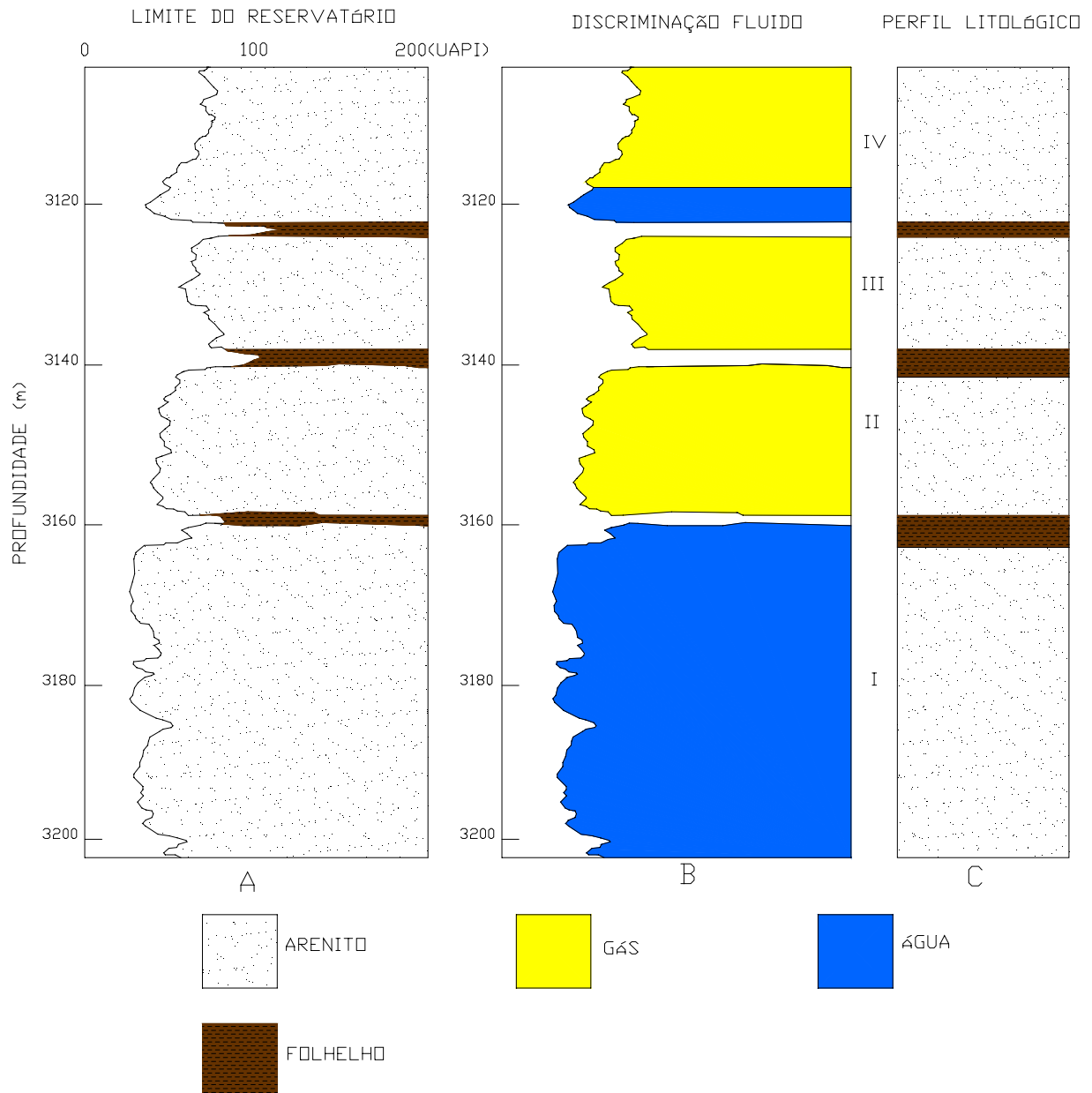


Figura 8- Poço W706. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório obtidos pela análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).

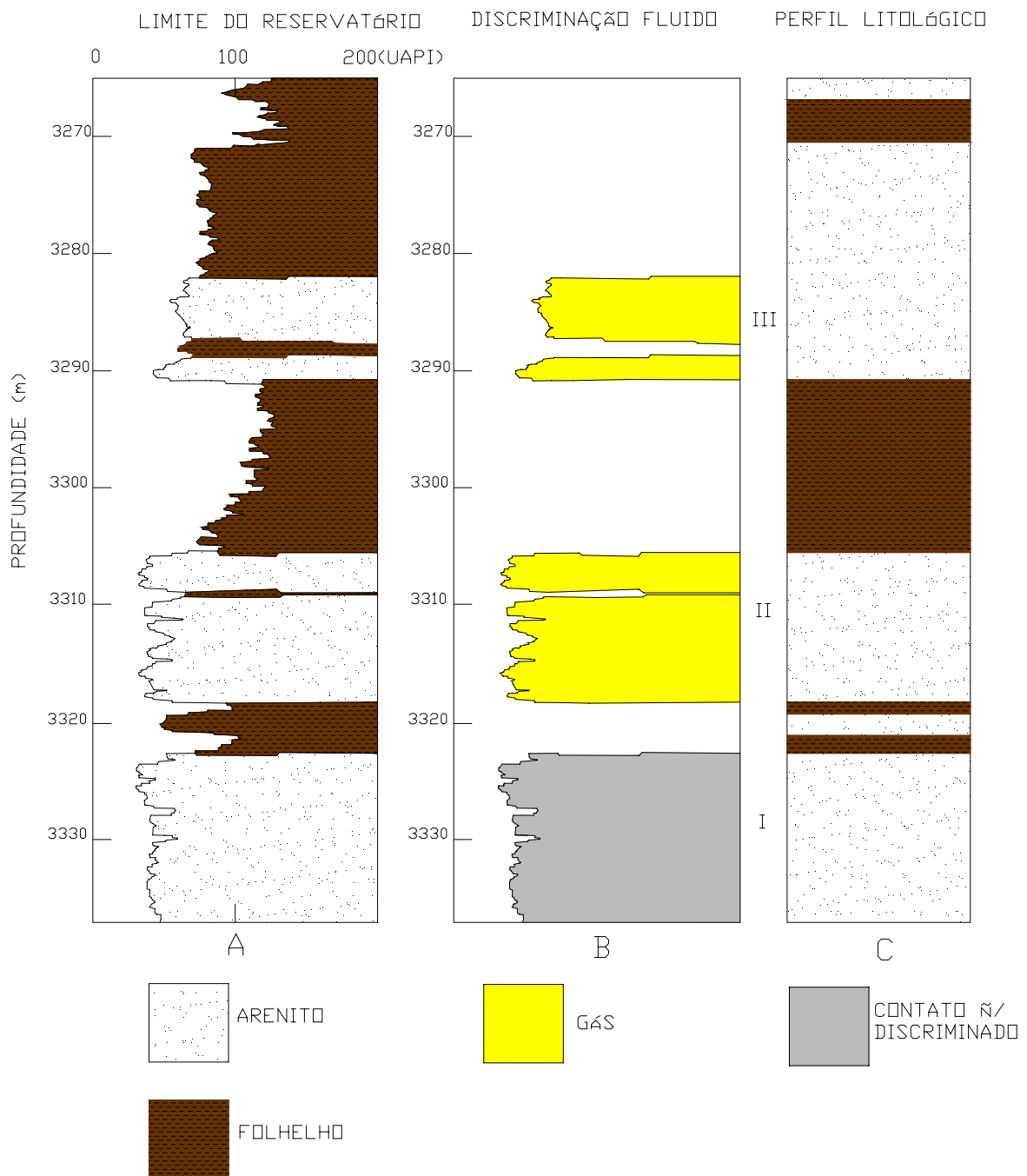


Figura 9- Poço W866. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório obtidos pela análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).

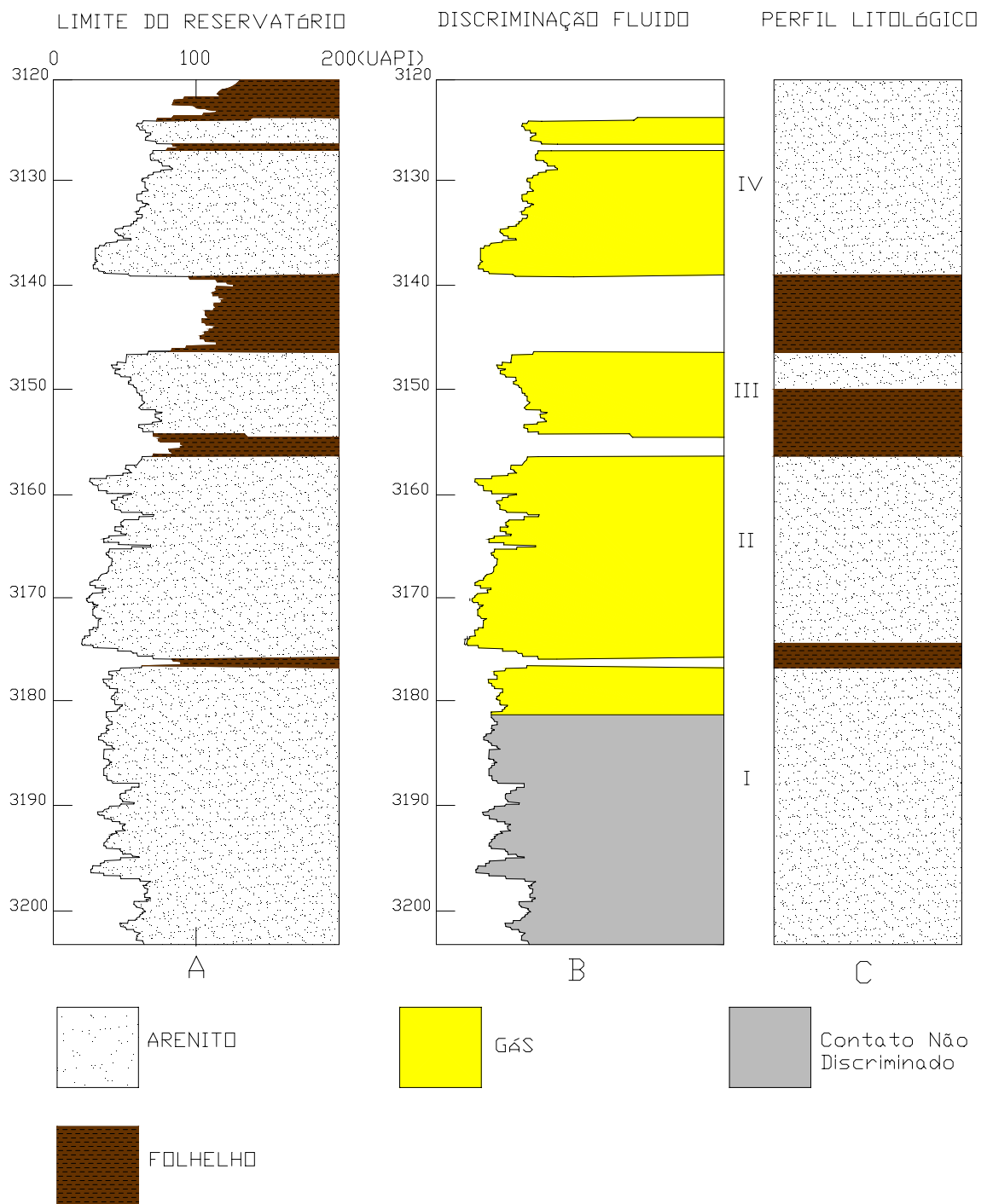


Figura 10- Poço W893. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório obtidos pela análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).



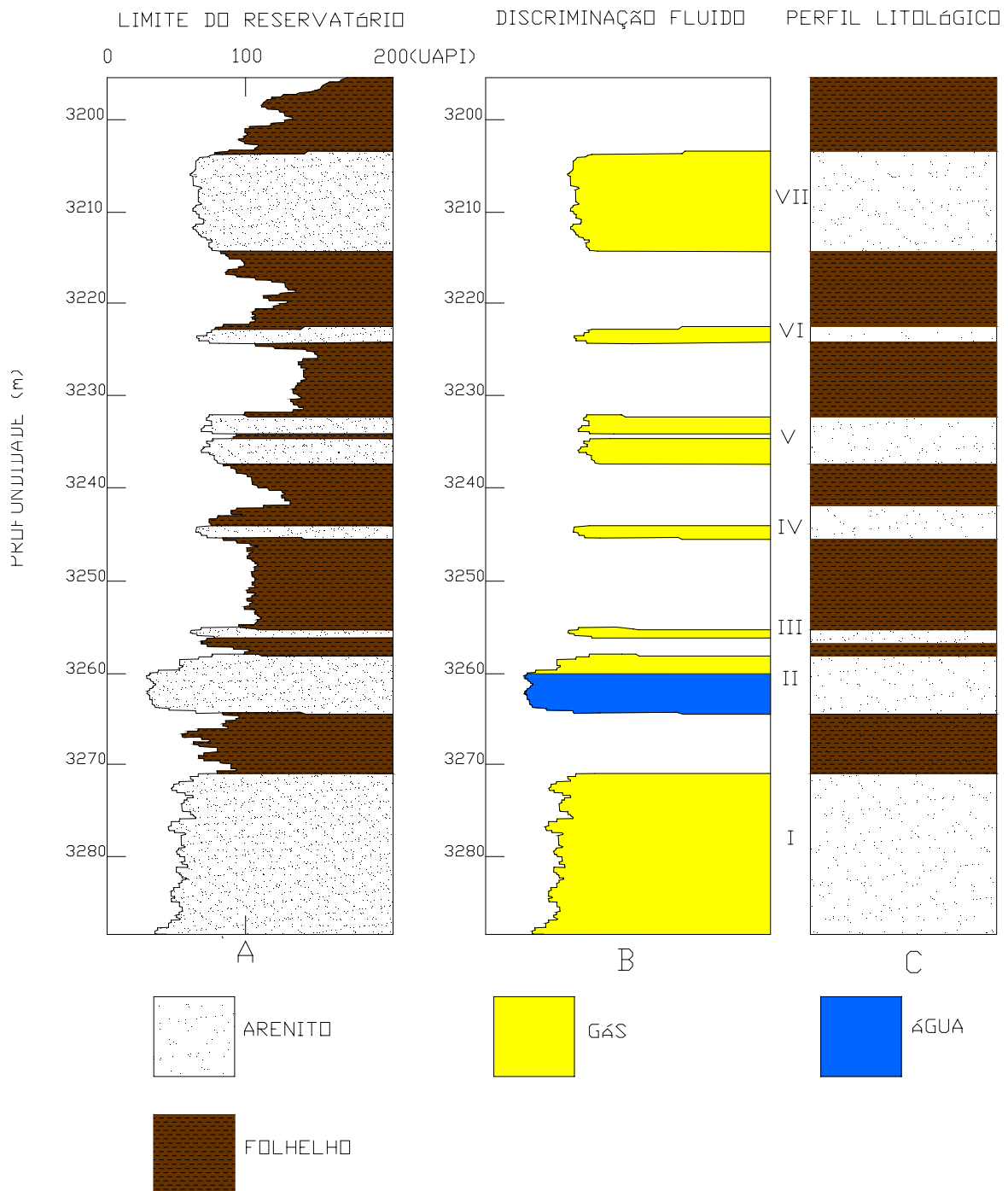


Figura 11- Poço W991. A – Limites verticais obtidos pela análise discriminante, B - Determinação dos contatos fluidos no interior do reservatório obtidos pela análise discriminante, C – Perfil litológico (BRYANT, 1989).

## 4 - CONCLUSÕES

A utilização da técnica de análise discriminante aplicada à localização em profundidade dos contatos fluidos, fazendo uso apenas das curvas de perfis geofísicos e sem utilizar informações de amostras de testemunhos ou laboratoriais para a formação dos bancos de dados, apresentou um bom desempenho, sendo seus resultados coerentes com a interpretação dos perfis na maioria dos poços investigados.

Além da determinação dos contatos fluidos, este trabalho buscou verificar o conjunto ótimo de perfis para a discriminação litológica, sendo indicado os perfis de raio gama ( $RG$ ) e o de porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) como os de maior influência no processo discriminatório, pois foram estes os que obtiveram os maiores valores percentuais em relação aos outros perfis.

Para a determinação do contato óleo-água, as variáveis que mais contribuíram foram os perfis de volume de argila ( $Vcl_a$ ) e resistividade ( $R_r$ ), sendo este em maior proporção, o que está de acordo com o esperado, pois o perfil de resistividade é tradicionalmente de grande utilidade para a interpretação dos perfis, a fim de determinar o referido contato. Em relação à determinação do contato gás-óleo, os perfis de densidade ( $\rho_b$ ) e porosidade neutrônica ( $\phi_N$ ) foram os que mais contribuíram, confirmando o esperado, pois são os perfis mais sensíveis a presença de gás na formação.

As funções discriminantes obtidas a partir das variáveis discriminatórias do poço W1112, foram utilizadas em outros poços da mesma unidade estratigráfica, a fim de validar a eficiência do processo discriminatório. Observa-se que com a realização de uma adequada escolha das variáveis discriminantes, as funções discriminantes resultantes conterão a “boa” interpretação dos perfis. Isto permite a aplicação deste processo discriminatório a outros poços, desde que se tenha disponível as mesmas curvas de perfis utilizadas na determinação das funções discriminantes.

Os resultados obtidos neste trabalho são bastante promissores, apontando para a possibilidade de aplicação desta técnica a dados de perfis obtidos durante a perfuração (LWD), onde certamente será de grande utilidade para a avaliação de formação na situação tempo real, proporcionando informações imediatas sobre litologia, presença de hidrocarboneto, limites verticais dos reservatórios e profundidade dos contatos fluidos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRYANT, I. D. 1989. *Sedimentology of the Lower Lagunillas Reservior, Pilot Area, Bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela.*
- BRYANT, I. D.; BAYGÜN, B.; HERRON, M. M.; MATTESON, A.; RAMAMOORTHY, R.; STEWART, L.; TARIQ, S. M.; COLL, C.; CORDOVA, P.; VILLARROEL, H. G.; HERNÁNDEZ, L.; JIMENEZ, Z.; LEÓN, K.; RONDÓN, L. 1998. *Integration of old and new measurements to optimize redevelopment of the Lower Lagunillas reservoir of bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela. Society of Petroleum Engineers. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Paper (SPE 36096).*
- BUCHÉB, J. A. 1991. *Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poços da Bacia de Sergipe-Alagoas.* Belém, Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências. 136p. (Tese de Mestrado).
- COUTO, N. A. P. 1994. *Construção de bancos de dados petrofísicos para determinação automática de litologias.* Belém, Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências. 113p. (Tese de Mestrado).
- DAVIS, J. C. 1973. *Statistic and data analysis in Geology.* New York, John Wiley & Sons, 550p.
- MOURA, C. A. V. 1985. *Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados geoquímicos de solo no mapeamento geológico na Província de Carajás (Alvo 2 – Corpo 4).* *Revista Brasileira de Geociências, SBV, 15(38): 241-247.*
- SERRA, O. & ABBOT, H. T. 1989. *The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy, SPE 9270, 18p.*