

## AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO COM PERFILAGEM GEOFÍSICA

MATEUS RIBEIRO VEIGA DE MOURA<sup>1</sup>; ADELIR JOSÉ STRIEDER<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pelotas (UFPEL) – vemathe@hotmail.com

<sup>2</sup>Universidade Federal de Pelotas (UFPEL) – geomodel.ajs@gmail.com

### 1. INTRODUÇÃO

A perfilagem desempenha papel fundamental para a quantificação de parâmetros petrofísicos, os quais são utilizados em modelos computacionais de caracterização da formação. Os dados de perfilagem permitem a obtenção de uma faixa de valores em perfis dos parâmetros avaliados, os quais determinam as potenciais zonas de interesse a até mesmo a zonas economicamente favoráveis, com a comprovação da presença de hidrocarbonetos (CRAIN, 2015). Como os dados de perfilagem são medidas indiretas obtidas a partir de métodos geofísicos, esses dados dependem de interpretação e de um processamento o qual pode apresentar grande divergência de resultados entre as diferentes técnicas e métodos empregados. Além disso, fornecem informações que podem muitas vezes serem ambíguas e representar em um mesmo valor, diferentes observações geológicas possíveis.

Neste trabalho foi conduzida uma avaliação de formação do campo de *Norne* com a utilização de perfilagem geofísica para a determinação de propriedades petrofísicas essenciais a interpretação geológica, e a avaliação de zonas produtoras. Além disso, a obtenção desses resultados é fundamental para alimentar trabalhos seguintes realizados.

Neste trabalho foi utilizado os dados do campo de *Norne*, o qual está localizado na plataforma Norueguesa no Mar do Norte. *Norne* apresenta reservatórios compartimentalizados sem comunicação dos fluídos. O reservatório está situado nas formações do *Grupo Båt* e do *Grupo Fangst*.

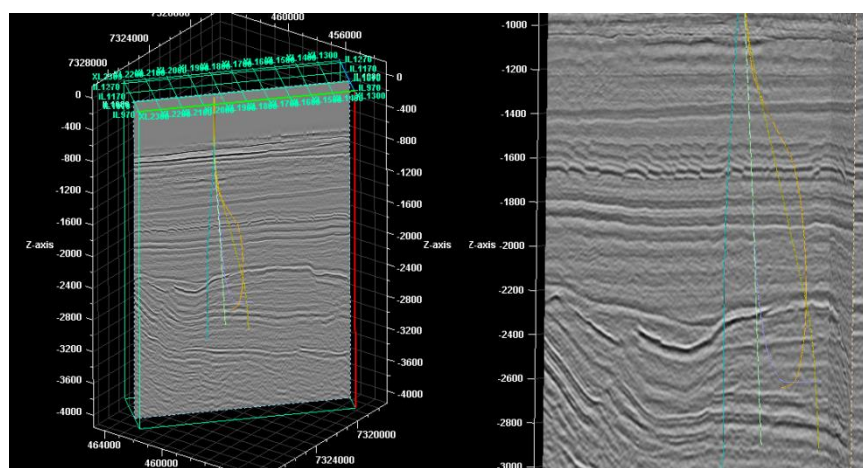
### 2. METODOLOGIA

Os dados utilizados são provenientes da empresa Norueguesa *Statoil* o qual foi cedido pela Universidade Norueguesa de Ciências e Tecnologia (NTNU). Os dados recebidos continham perfis de 5 poços, com perfis de densidade (RHOB); Porosidade de Nêutros (NPHI); Resistividade, já transformado em saturação de água (SW); Raios Gamma (GR); Sônico compressional (DS); Sônico de Cisalhamento; Profundidade perfurada (MD); Profundidade vertical verdadeira (TVD). Apenas 2 poços continham os perfis Sônicos.

Para a determinação das propriedades petrofísicas diversos novos perfis foram calculados, seguindo as orientações de cálculo a partir do *Log Interpretation Charts – 2009* da *Schlumberger*. Correções das unidades, efeitos de hidrocarbonetos e correções de ambiente de poço, foram conduzidas a fim de se garantir um dado limpo e claro a interpretação.

As litologias foram determinadas baseando-se em interpretações visuais e quantitativas utilizando-se métodos matemáticos iterativos, estatísticos, métodos gráficos e modelos petroelásticos. Para a estimação das porosidades foi utilizada a combinação de RHOB-NPHI; RHOB-DS; NPHI-DS para modelos matemáticos e posteriormente corrigida pelos efeitos das saturações irreduzíveis, e de argilas

úmida presente na matriz. As argilas foram estimadas com a utilização de Raios Gama e corrigidas por indicadores duplos RHOB-NPHI, a forma da distribuição das argilas foi feita através do plot Thomas-Stieber. A permeabilidade foi determinada através de uma relação log-normal entre a porosidade por RHOB. A saturação de óleo já veio na forma final calculada pela *Statoil*, utilizando-se o método de Archie Simples. Com as propriedades petrofísicas estimadas e com a interpretação geológica feita, foi estimado as zonas de reservatório (*Net Reservoir to Gross*) e as zonas pagas dentro do reservatório (*Net Pay To Gross*). Ao final uma análise de incerteza por Monte Carlo e análise de sensibilidade foi conduzida a fim de se gerar perfis resultantes para cenários otimistas, prováveis e pessimistas garantindo uma abordagem probabilística aos resultados do trabalho.



**Figura 1-** Localização e trajetória dos poços atingindo as zonas de reservatório. Imagem sísmica 3D invertida para impedância acústica relativa, profundidade em domínio do tempo

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir dos dados de base foram obtidos 44 novos perfis para cada poço, os quais foram utilizados para as análises.

O resultado das principais propriedades petrofísicas estimadas e dos resultados finais da avaliação de formação para os 5 poços pode ser analisado na Tabela 1 e 2 abaixo. Uma demonstração da interpretação feita pode ser observada na Figura 3. A Figura 1 mostra o resultado da análise de sensibilidade por Monte Carlo, indicando quais os atributos incertos que mais impactaram a porosidade total da zona paga do reservatório.

**Tabela 1** - Estimativa da porosidade efetiva por poço, valores fracional

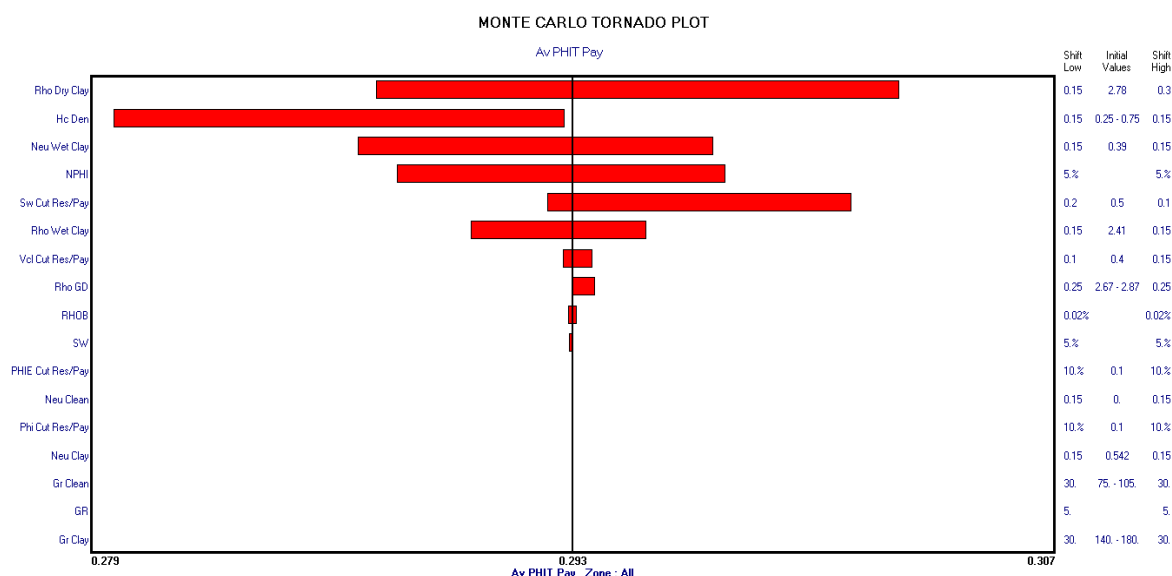
Poço	Média	Mediana	Moda	Desvio Padrão
660810-F-3 H	0,189	0,199	0,005	0,083
660810-F-1 H	0,206	0,204	0,295	0,074
660810-E-3 H	0,191	0,211	0,273	0,083
660810-E-3 AH	0,292	0,296	0,299	0,016
660810-E-2 H	0,256	0,269	0,284	0,048

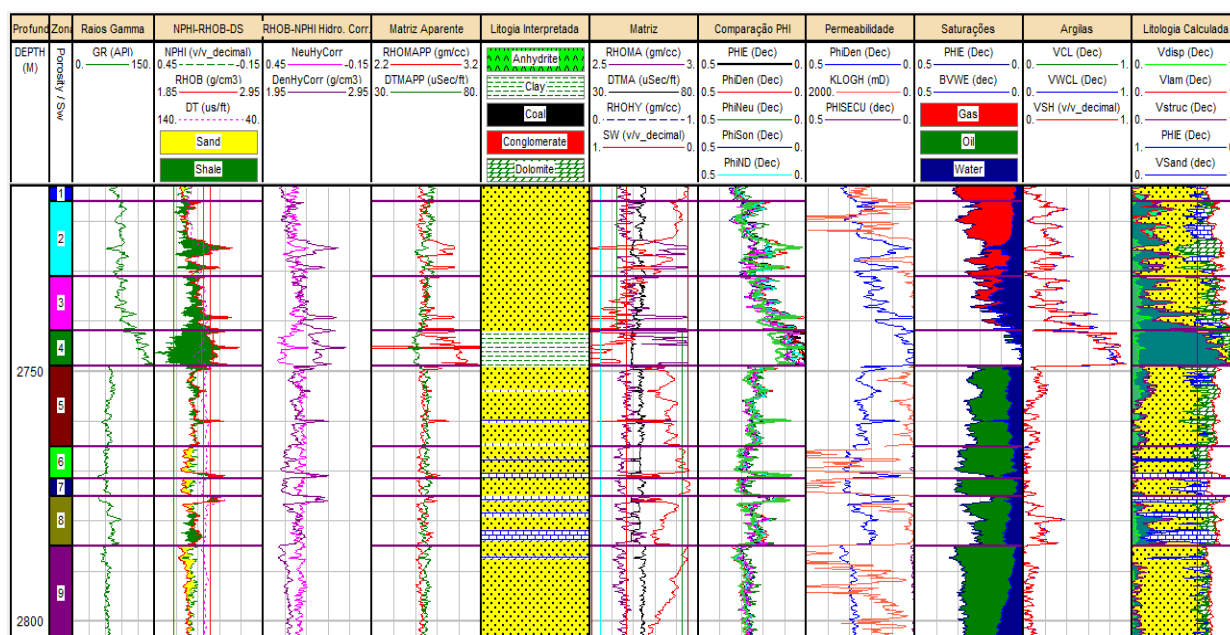
**Tabela 2** – Estimativa da permeabilidade resultante, valores em milidarcys

Poço	Média	Mediana	Moda	Desvio Padrão
660810-F-3 H	301,65	4,776	100	910,2
660810-F-1 H	238,988	1,066	100	911,878
660810-E-3 H	596,61	17,59	100	1772,383
660810-E-3 AH	618,659	620,04	665,771	241,007
660810-E-2 H	1294,103	928,84	99,622	1290,561

**Tabela 3** – Resultados finais para a determinação das zonas de interesse. Os poços assinalados com “x”, são injetores e por isso não possuem zonas pagas. A Saturação, *Net Reservoir to Gross*, *Net Pay to Gross* são expressos em valores fracionais. Espessuras são expressas em metros.

Poço	Net Reservoir to Gross	Net Pay to Gross	Espessura de Reservatório	Espessura Pay	Saturação Média de Água
660810-F-3 H	0,899	x	341,77	x	x
660810-F-1 H	0,659	x	211,27	x	x
660810-E-3 H	0,690	0,256	194,86	72,23	0,255
660810-E-3 AH	0,999	0,887	37,07	32,91	0,078
660810-E-2 H	0,915	0,854	44,20	41,24	0,180

**Figura 2** - Análise de sensibilidade por Monte Carlo. Atributos incertos mais impactantes na porosidade total



**Figura 3** – Poço 660810-E-3 H interpretado na profundidade perfurada de 2712 m a 2800 m

#### 4. CONCLUSÕES

A avaliação de formação feita neste trabalho foi um passo fundamental para quantificar propriedades petrofísicas que foram inseridas em estudos seguintes com o reservatório. Além disso, a perfilagem contribuiu para a realização de uma análise estratigráfica, e petrológica detalhada corrigindo e refinando aspectos feitos pela própria empresa.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SCHLUMBERGER. **Log Interpretation Charts – 2009**. Sugar Land, Texas, E.U.A. Schlumberger, ed. 2009.

CRAIN'S PETROPHYSICAL HANDBOOK, **Integrated Petrophysical Analysis**, acessado em 15 abr. 2016. Online. Disponível em : <https://www.spec2000.net/01-introduction.htm>