

AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO COM PERFILEGEM GEOFÍSICA

MATEUS RIBEIRO VEIGA DE MOURA¹; ADELIR JOSÉ STRIEDER²

¹Universidade Federal de Pelotas (UFPel) – vemathe@hotmail.com

²Universidade 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 fluidos. 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 Técnologia (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 interativos, estatísticos, métodos gráficos e modelos petroelásticos. Para a estimativa das porosidades foi utilizada a combinação de RHOB-NPHI; RHOB-DS; NPHI-DS para modelos matemáticos e posteriormente corrigida pelos efeitos das saturações irredutíveis, e de argilas

úmidas 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 plote 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.

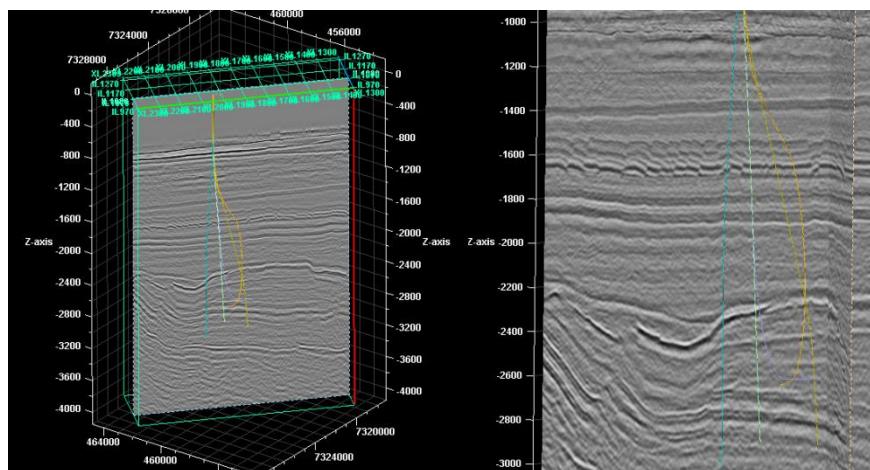


Figura 1- Localização e trajetória dos poços atingindo as zonas de reservatório.
Imagen sísmica 3D invertida para impedância acústica relativa, profundidade em domínio do tempo

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 fracionais

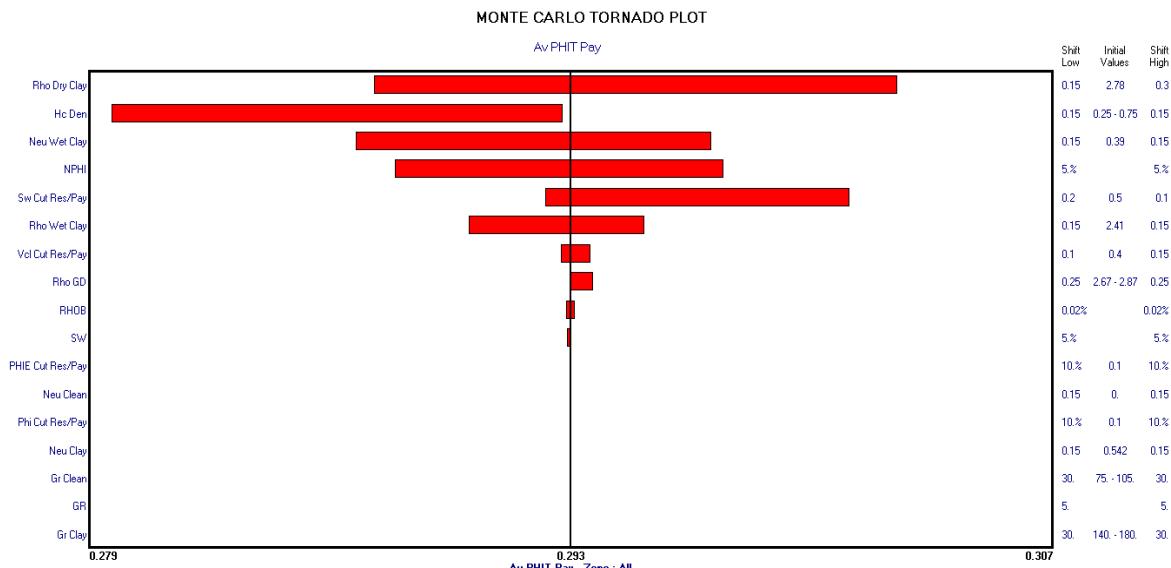
Poço	Média	Mediana	Moda	Desvio Padrão
660810-F-3 H	0,189	0,199	0,005	0,083
660810-F-1 H	0,206	0,204	0,295	0,074
660810-E-3 H	0,191	0,211	0,273	0,083
660810-E-3 AH	0,292	0,296	0,299	0,016
660810-E-2 H	0,256	0,269	0,284	0,048

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**

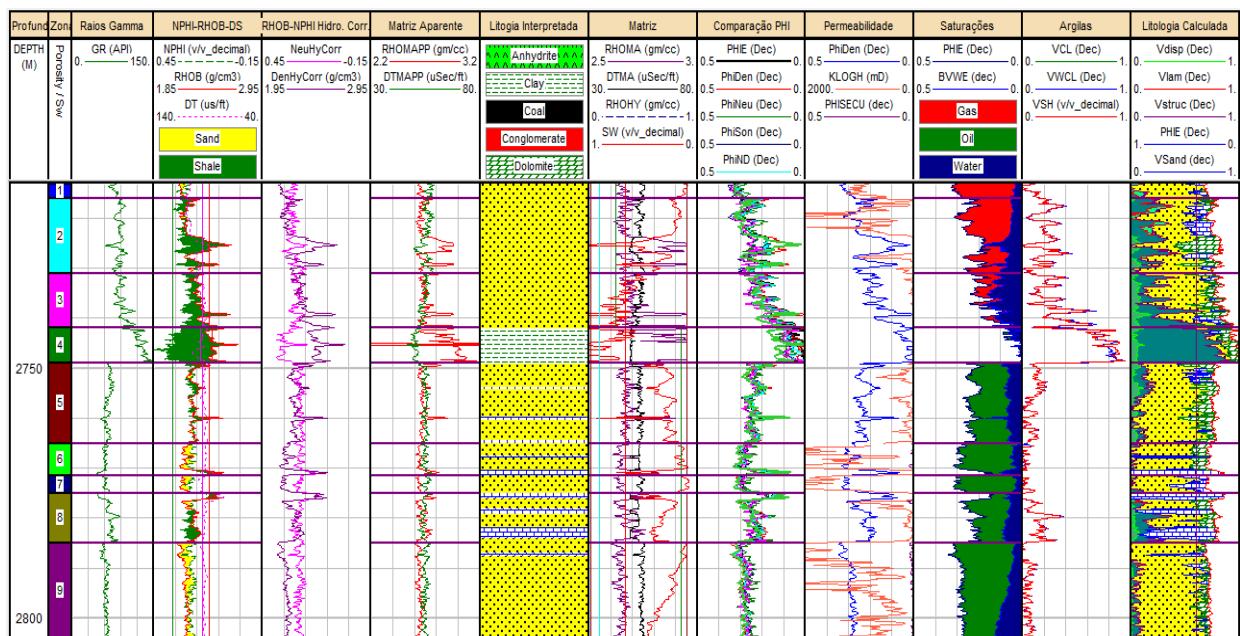


Figura 3 – Poço 660810-E-3 H interpretado na profundidade perfurada de 2712 m a 2780 m

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>