

# Caracterização Petrofísica dos Reservatórios de Hidrocarbonetos nos Furos Nhamura-1 e Rio Nhanguazi-1 no Onshore da Depressão do Delta do Zambezi

Hermínio Carlos Langa, Mestre Belarmino Massingue e Lic. Guidion Mavundla

Universidade Eduardo Mondlane, Faculdade de Engenharia (CS-OGET)

herminio.langa@uemep.uem.mz

## RESUMO

A Depressão do Delta do Zambezi, o maior Complexo Deltáico da Margem Este é parte integral da Bacia de Moçambique a maior do país. Segundo *United States Geological Survey* (USGS) mencionado por [1] os volumes médios de recursos convencionais de petróleo e gás não descobertos em Moçambique são estimados em 11,682 MMbbls de petróleo, 182,349 BFC de gás e 5,645 MMbbls de líquidos de gás natural. Do estudo realizado verificou-se que os reservatórios da Zona E, F e G e os da Zona 1, 2, 3 e 4 são da Formação Lupata e Sena reciprocamente onde durante as perfurações foram encontradas pequenos traços de hidrocarbonetos o que sustenta o potencial desta região.

## 1. INTRODUÇÃO

Moçambique possui enormes jazigos de gás natural e de outros recursos de elevado valor comercial. Com reservas estimadas em cerca de 277 TCF, Moçambique poderá integrar o grupo dos dez maiores produtores mundiais de gás natural e tornar-se no segundo maior produtor em África, depois da Nigéria (Banco de Moçambique, 2020).

A Depressão do Delta do Zambezi, o maior Complexo deltáico da Margem Este Africana é parte integral da Bacia de Moçambique é um destas áreas com o potencial para acumulação de reservas comerciáveis ainda não descobertos. Convém destacar que se estima que 40% dos reservatórios siliciclásticos de produção de hidrocarbonetos mundialmente são de origem deltáico, por outro lado para esta área autores como Coster *et al.*, (1989); Schiller *et al.*, (2008) e Chiulele (2014), sugerem que o gás natural actualmente em exploração nos campos de gás de Pande, Temane e Búzi terá sido gerado na Depressão do Delta do Zambezi na Formação do Domo de Argilito e Lupata e depois migrado para estas áreas. Outro facto que prova esta assunção é a presença de “Dead Oil” que segundo Veeken (2007) são prova clara de existência de migração e de uma Kitchen área favorável para geração de hidrocarbonetos

## 2. OBJECTIVOS

- Determinar os parâmetros petrofísicos: *Net to Gross*, porosidade, permeabilidade, volume de argila, saturação em água e hidrocarbonetos e o tipo de fluido nos furos Rio Nhanguazi-1, e Nhamura-1;
- Identificar os reservatórios prospectivos e suas ambientes deposicionais;
- Identificar o fluido nos reservatórios;
- Determinar a produtividade e a qualidade dos reservatórios.

## 3. LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

O Onshore da Depressão do Delta de Zambezi onde localizam – se os furos Nhamura-1 e Rio Nhanguazi-1 situa-se na Província de Sofala, no Distrito de Marromeu no Bloco anteriormente designado AQUITAINE C no Play de Exploração do Graben de Zambeze Inferior.

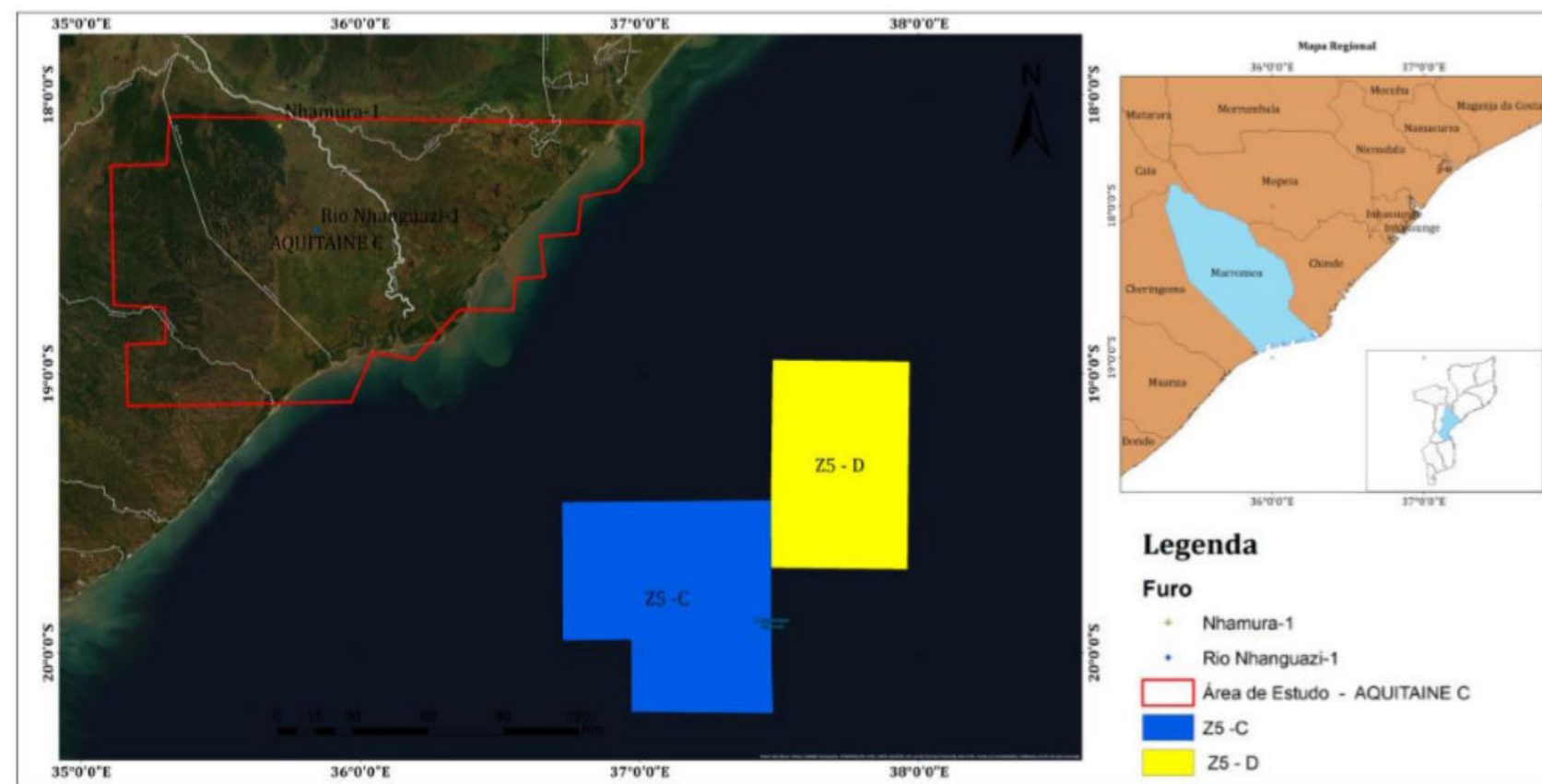


Figura 1: Mapa de Localização geográfica da área de estudo, Fonte (Autor: 2020).

## 4 - METODOLOGIA DE TRABALHO

Para o estudo foram selecionados dados do Furo Nhamura-1 e Rio Nhanguazi-1 executado pelas Empresas de exploração GULF, OIL, CO e AQUITAINE contendo as seguintes diagragias CALI, GR, SP, NPFI, DT, ILD, SN e RHOB. Check-shots e 23 secções sísmicas do Onshore da Depressão do Delta do Zambezi foram integrados no estudo (Figura 3). A figura 4 ilustra todos os passos tomados para a o alcance do objectivo do estudo.

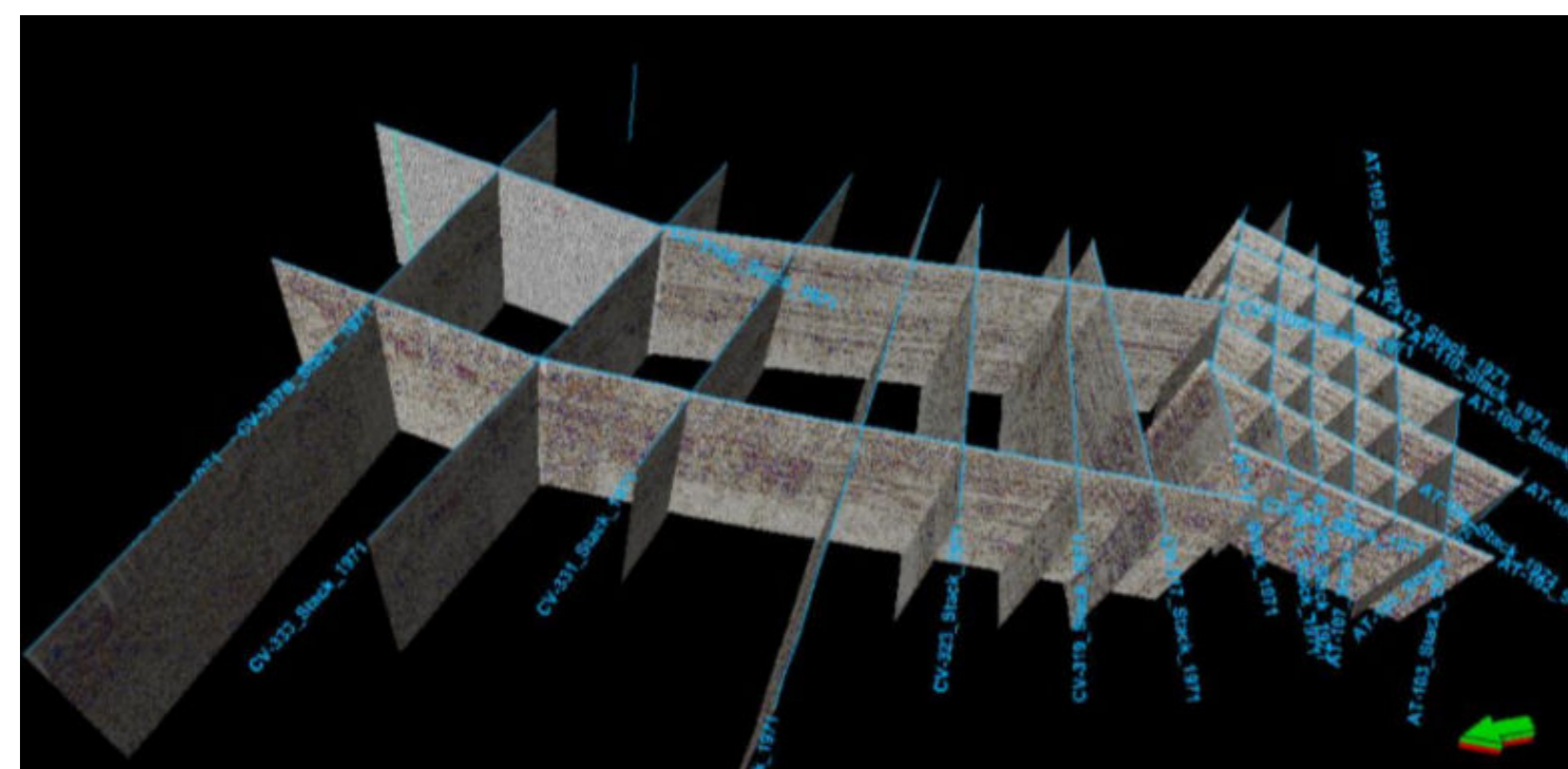


Figura 3: Secções sísmicas do Onshore da Depressão do Delta do Zambezi.

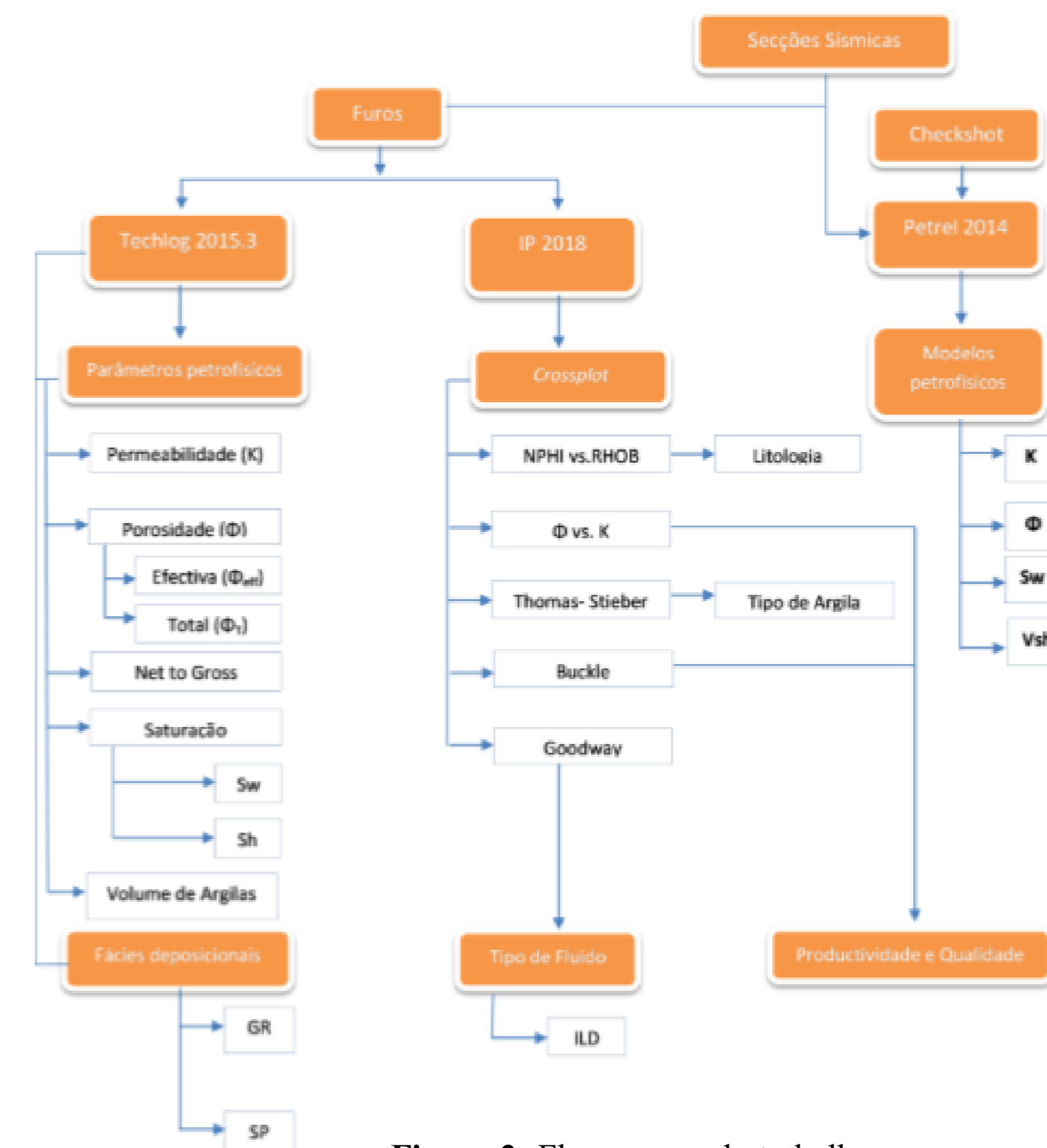


Figura 3: Fluxograma do trabalho.

## 5. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

### 5.1. Identificação de Reservatório e Fácies deposicionais

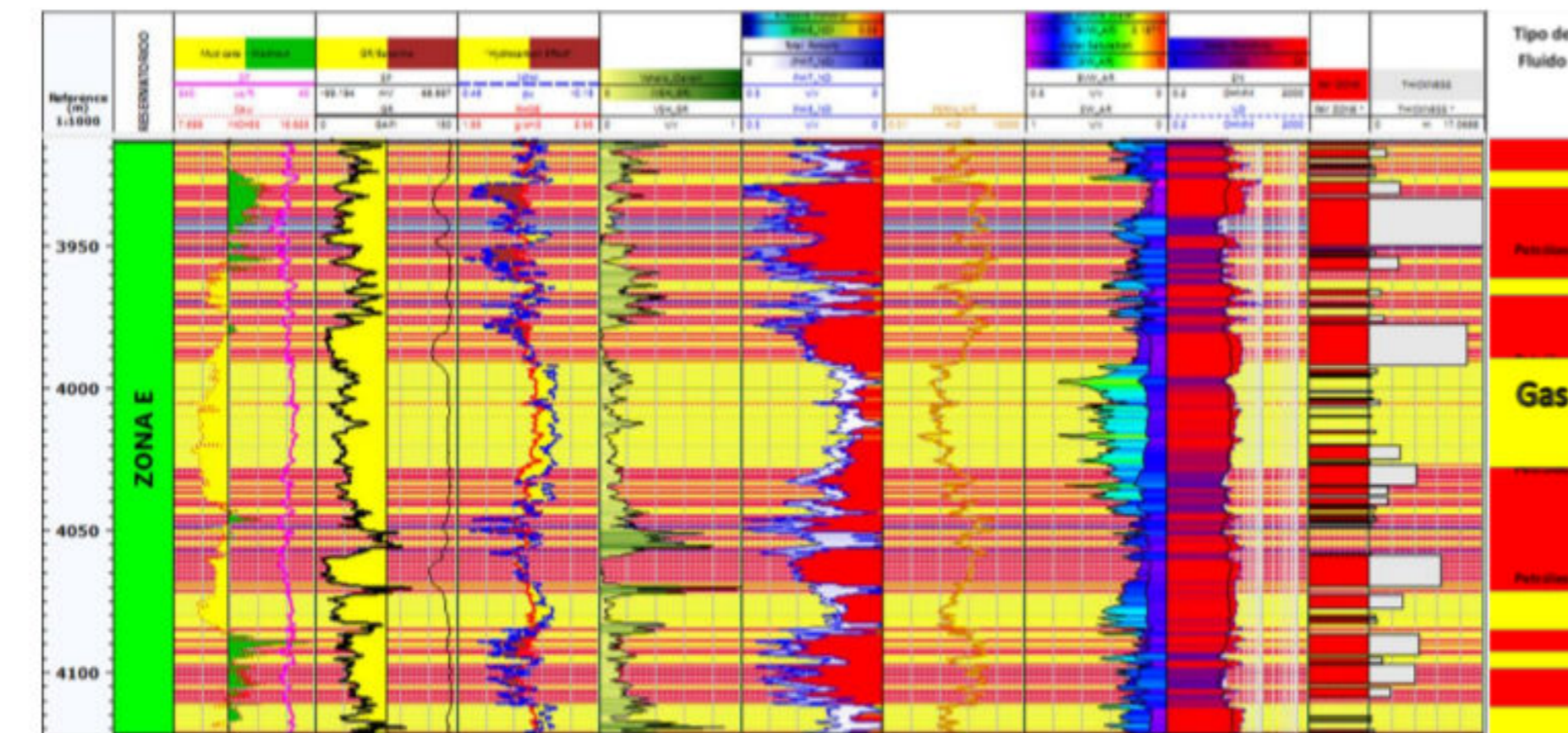


Figura 4: Reservatório da Zona E com diagragia de CALI e DT GR e SP, Combinação de NPFI-RHOB, Vsh, ØT, Øef, K, Sw e BVW, SN e ILD, pay zone, espessura do pay, e o tipo de fluido (Furo Nhamura-1).

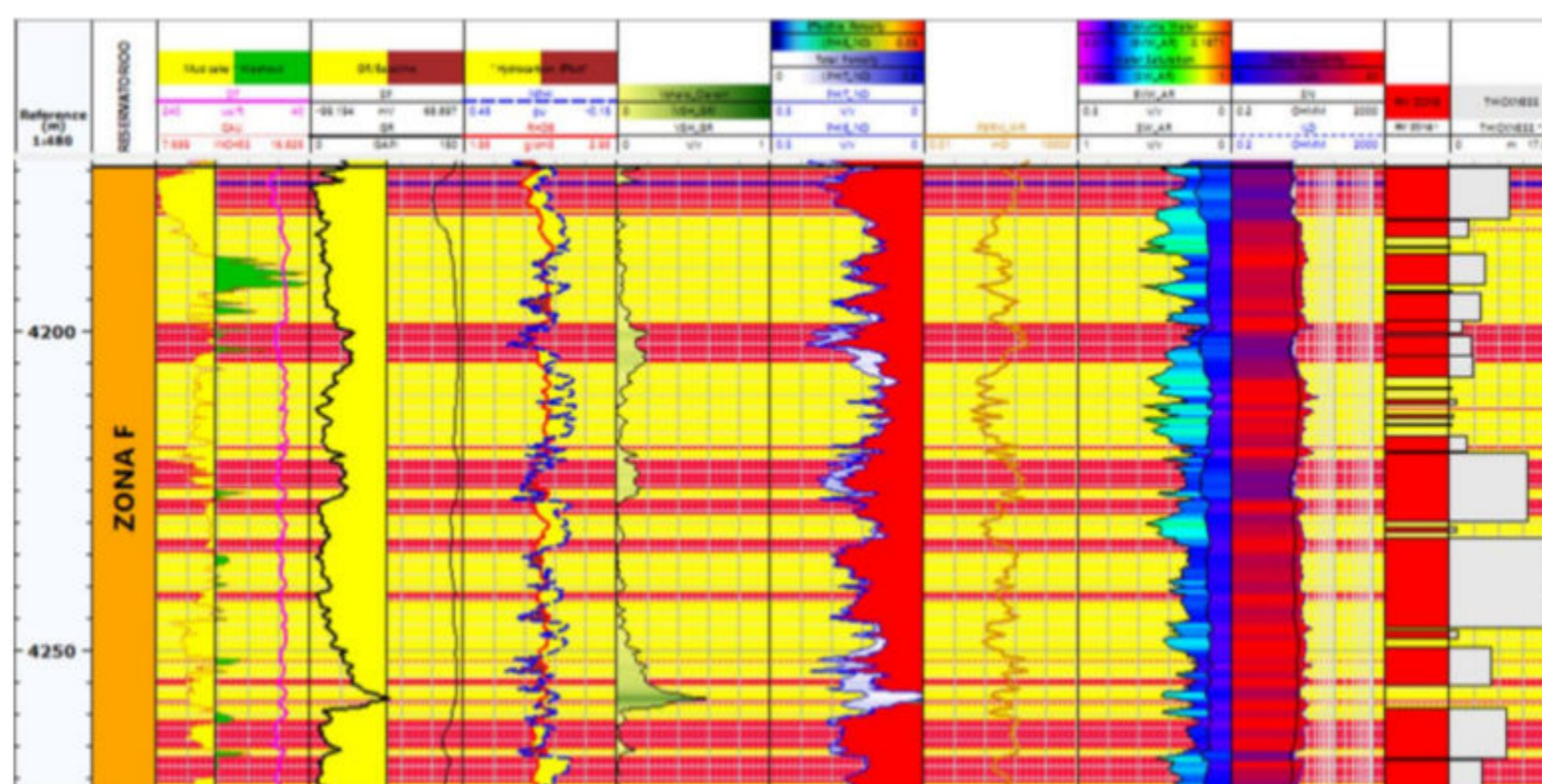


Figura 5: Reservatório da Zona F com diagragia de CALI e DT GR e SP, Combinação de NPFI-RHOB, Vsh, ØT, Øef, K, Sw e BVW, SN e ILD, pay zone, espessura do pay, e o tipo de fluido (Furo Nhamura-1).

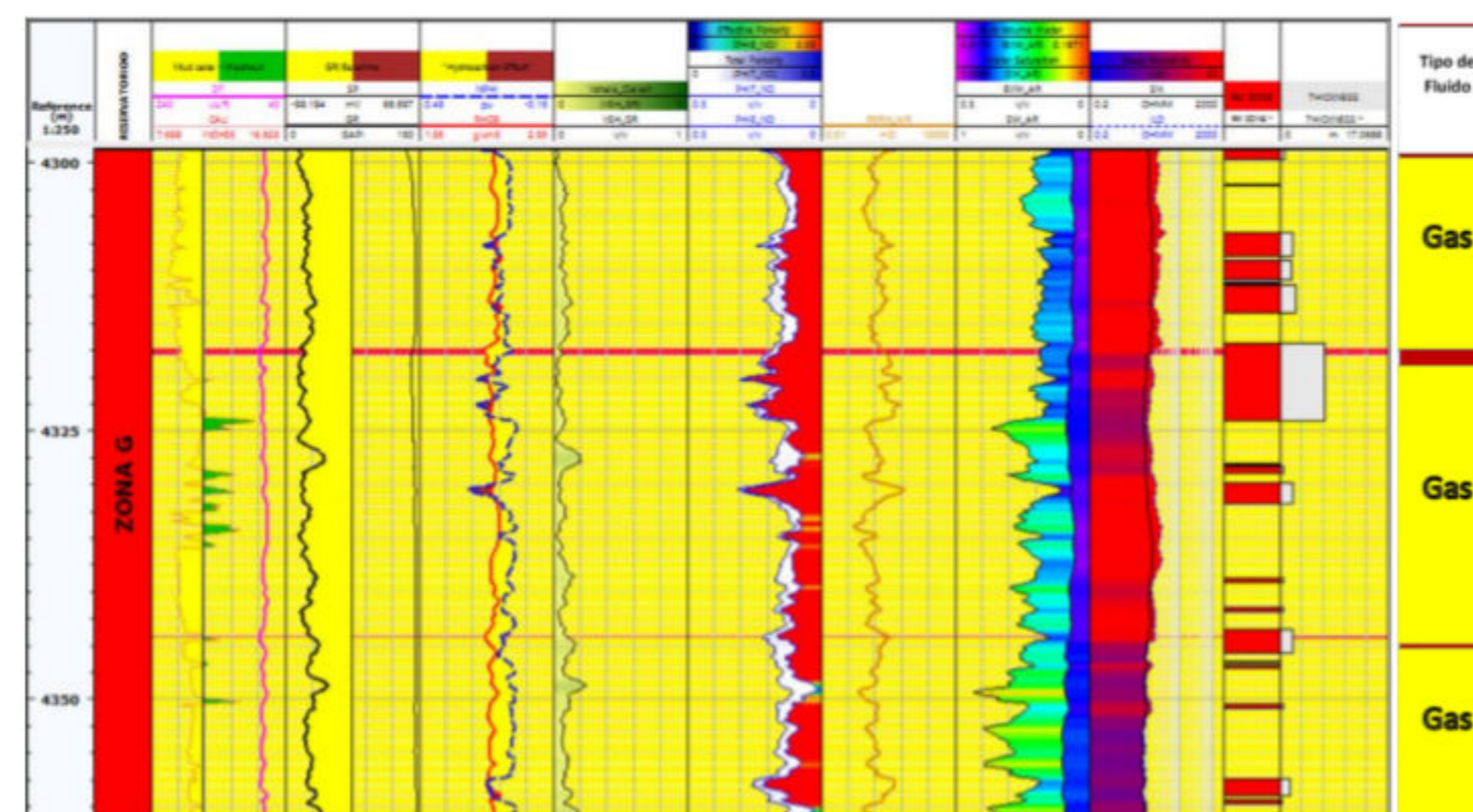


Figura 6: Reservatório da Zona G com diagragia de CALI e DT GR e SP, Combinação de NPFI-RHOB, Vsh, ØT, Øef, K, Sw e BVW, SN e ILD, pay zone, espessura do pay, e o tipo de fluido (Furo Nhamura-1).

### Composição litológicas

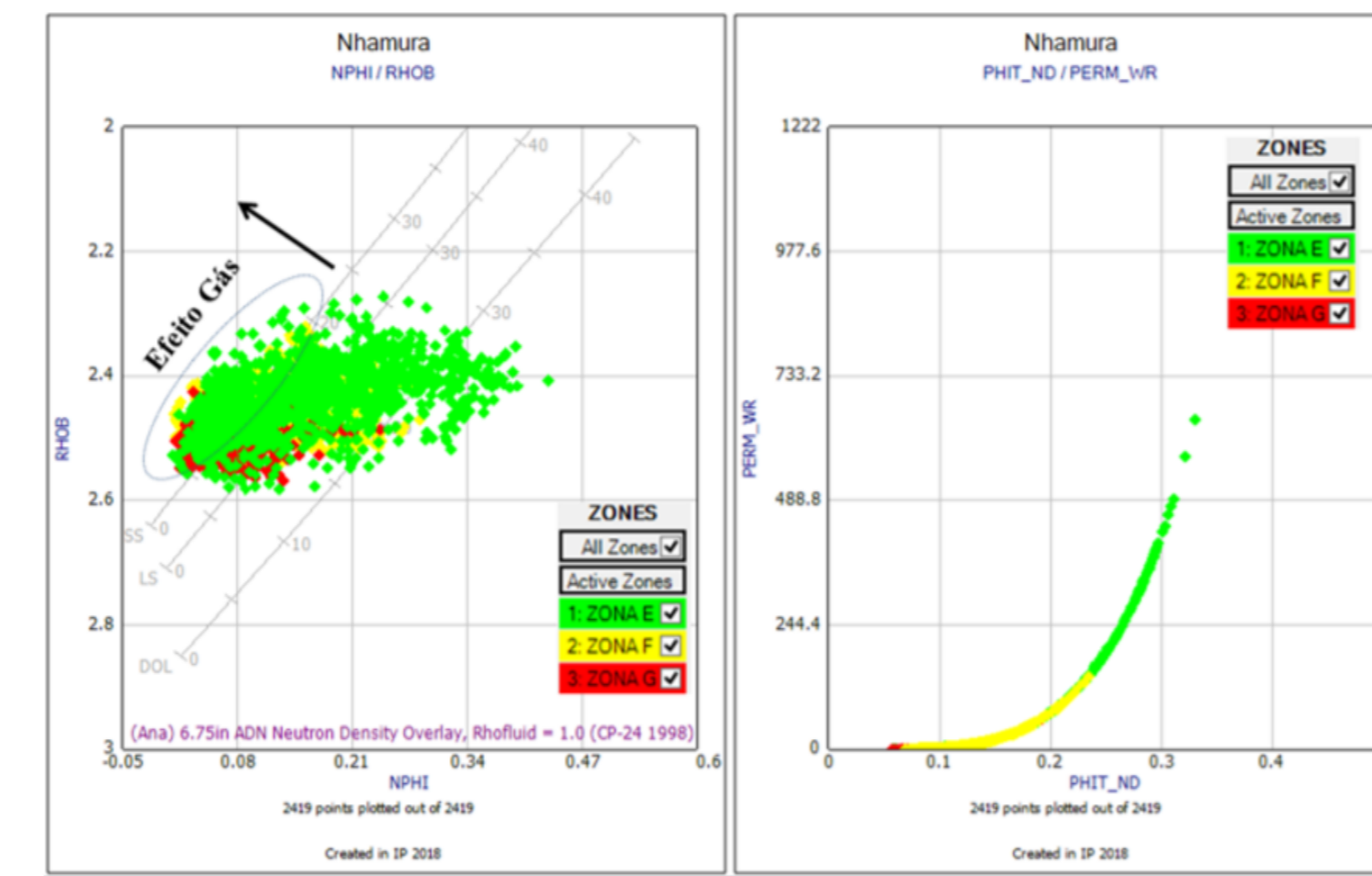


Figura 7: Crossplot de RHOB-NPFI mostrando a composição litológica da Zona E, F e G e o efeito de gás.

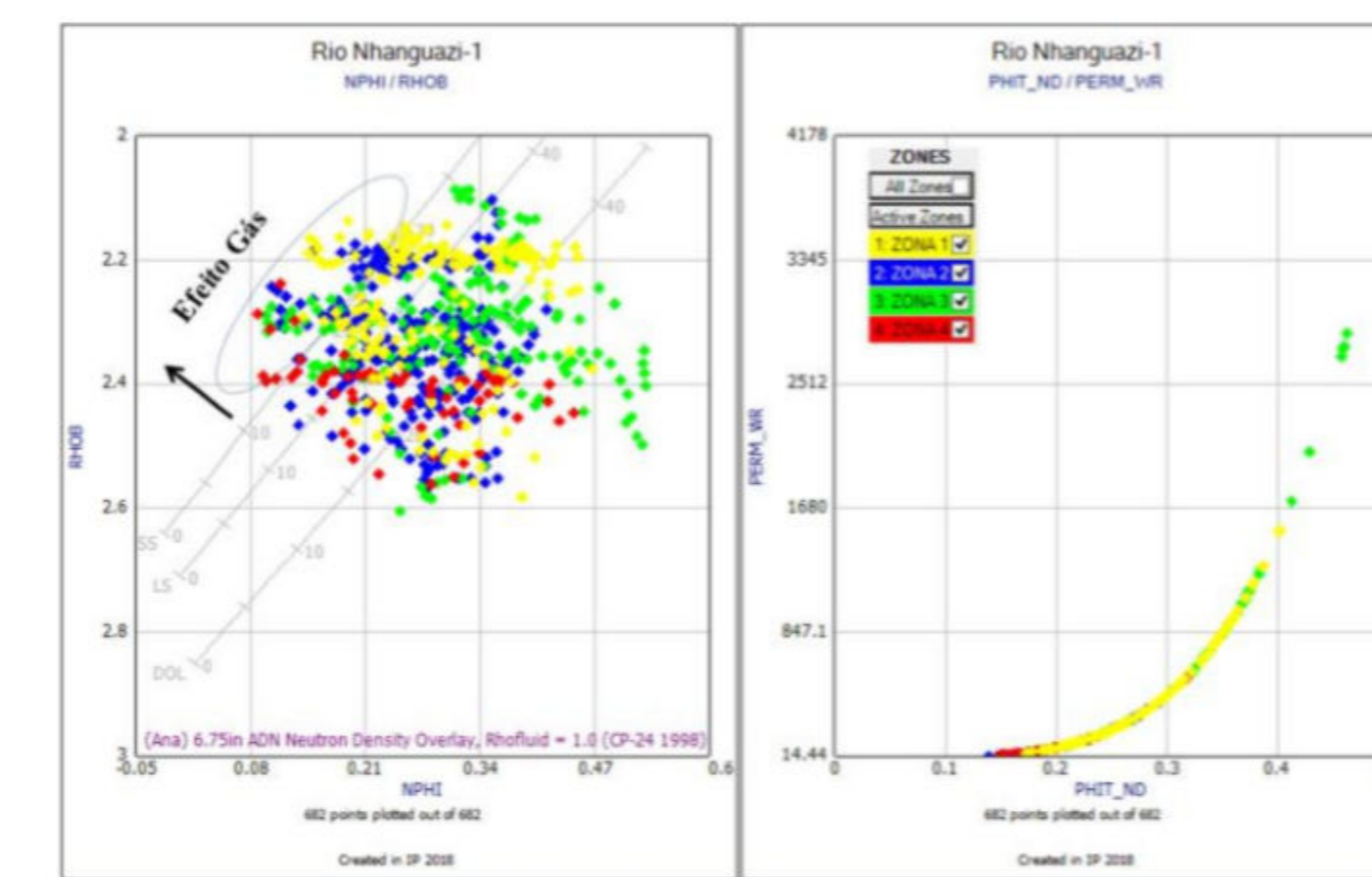


Figura 8: Crossplot de RHOB-NPFI mostrando a composição litológica da Zona 1, 2, 3 e 4 e o efeito de gás.

### 5.2. Parâmetros petrofísicos e identificação do tipo de fluido

Tabela 1: Parâmetros petrofísicos dos reservatórios das Zonas E, F e G do Furo Nhamura-1.

| Reservatório | Topo (m) | Base (m) | FLAG            | Gross (m) | Net (m) | NTG (%) | Vsh (v/v) | Ø <sub>eff</sub> (%) | Ø <sub>fm</sub> (%) | K (mD) | Sw <sub>at</sub> (%) | Sh <sub>at</sub> (%) |
|--------------|----------|----------|-----------------|-----------|---------|---------|-----------|----------------------|---------------------|--------|----------------------|----------------------|
| ZONA E       | 3927.58  | 4121.86  | Gross Reservoir | 194.28    | 148.74  | 76.55   | 0.103     | 16.1                 | 12.9                | 57.80  | 28.1                 | 71.9                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 194.28    | 190.69  | 98.15   | 0.167     | 16.3                 | 11.3                | 58.90  | 28.1                 | 71.9                 |
| ZONA F       | 4174.23  | 4271.63  | Gross Reservoir | 97.4      | 96.945  | 99.53   | 0.052     | 13.8                 | 12.2                | 21.25  | 34.1                 | 65.9                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 97.4      | 97      | 99.58   | 0.065     | 13.9                 | 11.9                | 21.52  | 33.9                 | 66.1                 |
| ZONA G       | 4298.76  | 4361     | Gross Reservoir | 62.24     | 62.088  | 99.75   | 0.080     | 10                   | 7.5                 | 4.98   | 45.6                 | 54.4                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 62.24     | 62.12   | 99.80   | 0.083     | 10                   | 7.4                 | 4.99   | 43.37                | 56.6                 |

Tabela 2: Parâmetros petrofísicos dos reservatórios das Zonas 1, 2, 3 e 4 do Furo Rio Nhanguazi-1.

| Reservatório | Topo (m) | Base (m) | FLAG            | Gross (m) | Net (m) | NTG (%) | Vsh (v/v) | Ø <sub>eff</sub> (%) | Ø <sub>fm</sub> (%) | K (mD) | Sw <sub>at</sub> (%) | Sh <sub>at</sub> (%) |
|--------------|----------|----------|-----------------|-----------|---------|---------|-----------|----------------------|---------------------|--------|----------------------|----------------------|
| ZONA 1       | 1454.32  | 1430.73  | Gross Reservoir | 23.59     | 2.43    | 10.30   | 0.280     | 22.3                 | 13.9                | 118.77 | 48.9                 | 51.1                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 23.59     | 1.21    | 5.12    | 0.276     | 23.1                 | 14.8                | 137.05 | 39.9                 | 60.1                 |
| ZONA 2       | 1573.24  | 1613.48  | Gross Reservoir | 40.24     | 5.48    | 13.61   | 0.252     | 20.3                 | 12.7                | 84.19  | 51.7                 | 48.3                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 40.24     | 2.89    | 7.18    | 0.235     | 19.5                 | 12.5                | 73.41  | 40.2                 | 59.8                 |
| ZONA 3       | 1707.59  | 1734.56  | Gross Reservoir | 26.96     | 2.89    | 10.71   | 0.259     | 19.2                 | 11.4                | 61.49  | 44.2                 | 52.8                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 26.96     | 2.13    | 7.90    | 0.254     | 19.3                 | 11.7                | 63.55  | 39.3                 | 60.7                 |
| ZONA 4       | 3020.38  | 3030.17  | Gross Reservoir | 9.79      | 0.91    | 9.30    | 0.291     | 21.8                 | 13.1                | 125.70 | 50.1                 | 38.1                 |
|              |          |          | Pay Zone        | 9.79      | 0.30    | 3.06    | 0.292     | 25.5                 | 16.7                | 224.39 | 45.0                 | 55                   |

### Identificação do tipo de fluido

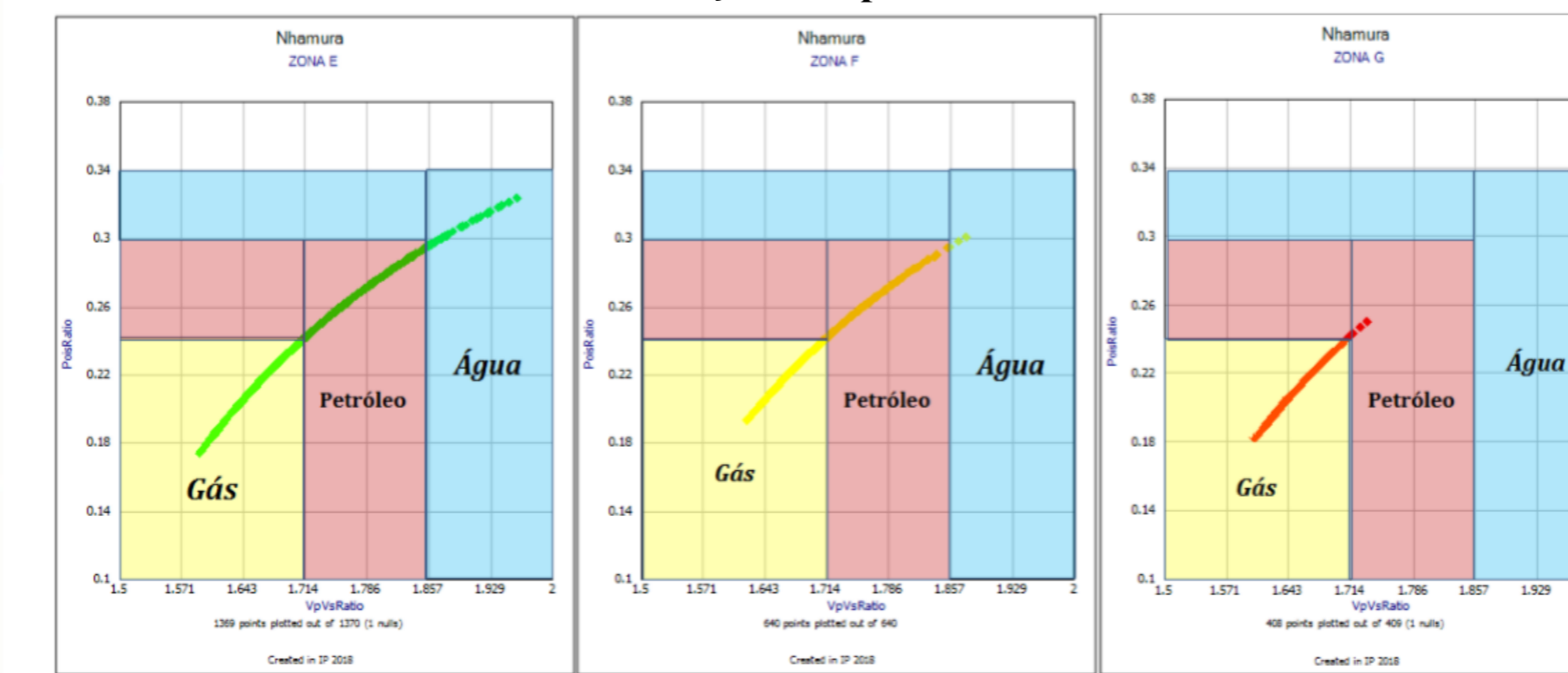


Figura 9: Identificação do tipo de fluido presente nos reservatórios da Zona E, F e G com Vp/Vs ratio e Poisson Ratio.

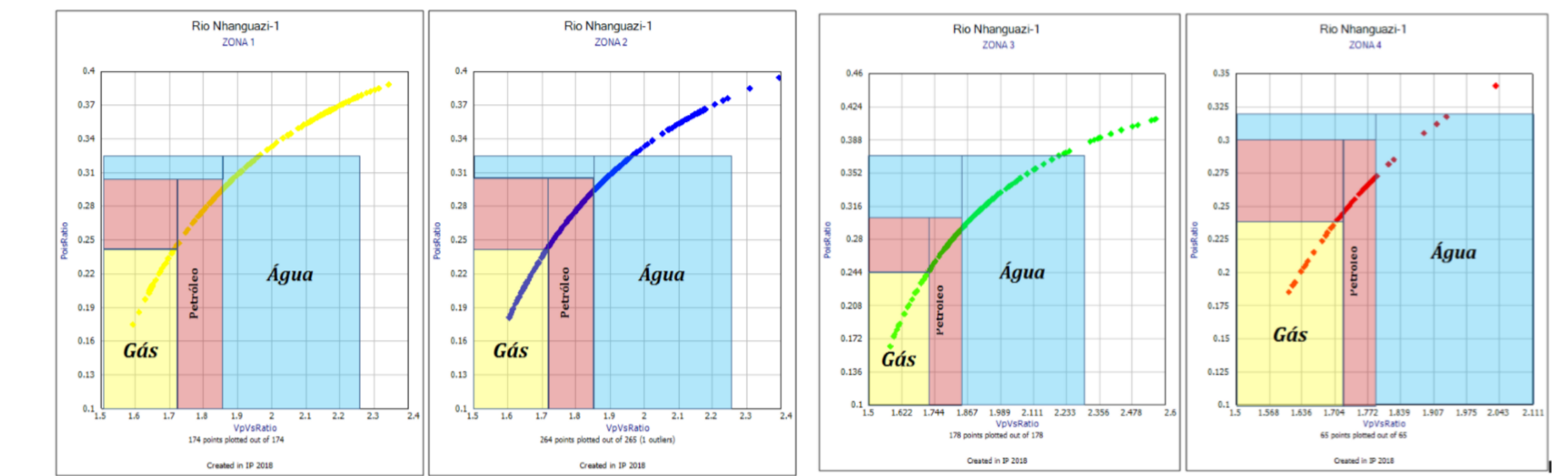


Figura 10: Identificação do tipo de fluido presente nos reservatórios da Zona 1, 2, 3 e 4 com Vp/Vs ratio e Poisson Ratio.

## 6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

- Os reservatórios E, F e G furo do Nhamura-1 destacaram-se em ser de potencial interesse econômico;
- A particularidade destes reservatórios (Zona E, F e G) esta no tipo de argilas que é predominantemente do tipo disperso o que reduz significativamente a porosidade e a permeabilidade;
- Os reservatórios da Zona E, F e G possuem conteúdo de argila (Vshale) baixo (8.3 -10.3%) o que torna estes reservatórios como os de melhor qualidade
- Em termos de produtividade os reservatórios tem alta produtividade com valores de Vsh e Sw são inferiores á 16.7% e 43.37% e a porosidade efectiva superior 7.4%;
- Os reservatórios do furo Rio Nhanguazi-1 (Zona 1, 2, 3 e 3) mostram se menos perspectivos devido ao ambiente deposicional e que foram formadas que é de águas profundas;
- A Zona F com mais de trinta (30) zonas produtiva é a mais prospectiva;
- O tipo de fluido mais dominante identificado nos reservatórios dos furos é o gás seguido de petróleo.

## 7. RECOMENDAÇÕES

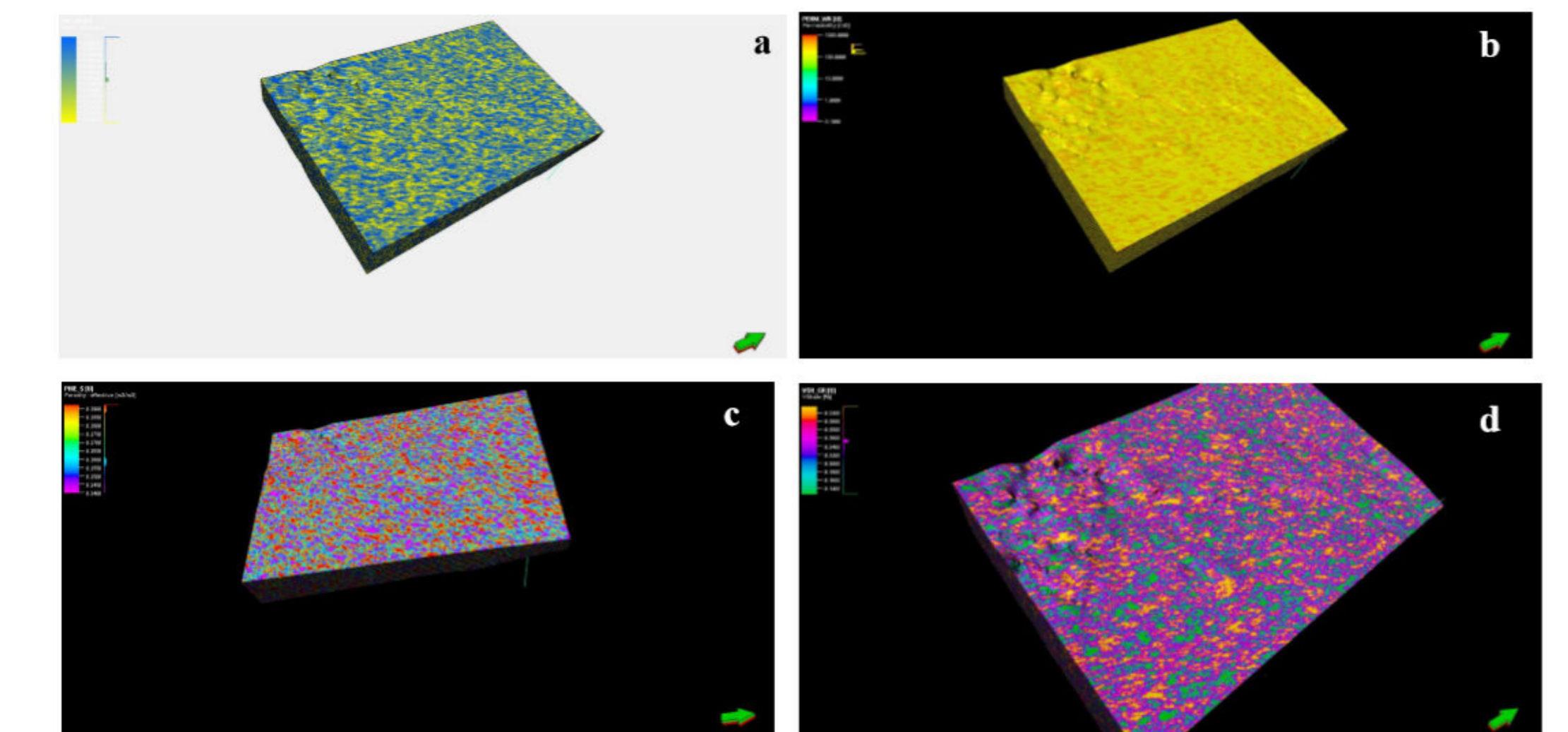


Figura 11: Modelo petrofísico de SW (a), K (b), Øeff (c) e Vsh (d) da zona no Onshore da Depressão do Delta de Zambezi.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco de Moçambique (2020). *Proposta do Fundo Soberano*. Ministério da Economia e Finanças.
- Chiulele, S. M. (2014). *Caracterização Sísmica Estrutural da Área de Búzi e a sua Influência na Acumulação de Hidrocarbonetos*. Departamento de Geologia, UEM.
- Coster, P., Lawrence, S., & Fortes, G. (1989). *Mozambique: A new geological Framework for Hydrocarbon exploration*. J. Pet. Geol., 205-23
- Schiller, D. M., Tarang, A., Mahmud, O. A., Iskander, M., Bakar, A. F., & Peter. (2008). *Petronas, A New Player in the Zambezi Delta Block, Offshore Mozambique*. AAPG
- Veeken, P. C. (2007). *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis And Reservoir Characterisation* (Vol. 37). France: Elsevier