

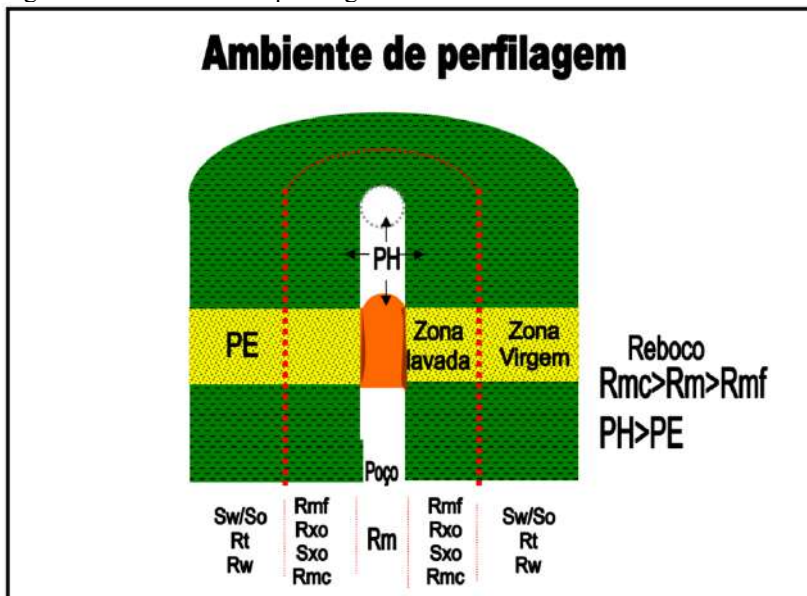
5.1.4 Perfil de Resistividade (RES)

Finalmente o perfil de Resistividade (RES), medido em ohmm, indica a habilidade de um material em resistir à condução elétrica, sendo o inverso da condutividade. A resistência das rochas irá depender de sua porosidade, da natureza do fluido contido em seus poros e do conteúdo de sal nele dissolvido.

Com relação à natureza dos fluidos, hidrocarbonetos não são bons condutores elétricos (alta resistividade), enquanto as águas de formação (águas salgadas) são boas condutoras (baixa resistividade). Está aí a grande diferença entre as medidas de resistividade em rochas arenosas preenchidas por hidrocarbonetos e aquelas preenchidas por água de formação. Cabe ressaltar que, no caso de água doce, o perfil resistividade apresentará altos valores da mesma forma que apresenta na presença de hidrocarbonetos. Além da salinidade da água outro fator que atinge os perfis de resistividade é a temperatura (quanto maior a temperatura, maior a condutividade elétrica). A lama de perfuração a base d'água (WBM – *water based mud*) ou sintética (OBM – *oil based mud*) também é um fator que deve ser considerado na interpretação do perfil de resistividade.

O perfil de resistividade é excelente para estudo de invasão já que a ferramenta possui vários receptores com diferentes espaçamentos, sendo assim capaz de obter várias leituras que quando interpretadas em conjunto ajudam a identificar a ação da lama de perfuração na formação (Figura 27). Atualmente, as ferramentas de resistividade são utilizadas para a geonavegação e contribuem muito para o aumento das empresas em se arriscar em reservatórios não tão espessos.

Figura 27 – Ambiente de perfilagem.



Legenda: RM: Resistividade da lama; RMF: Resistividade do filtrado da lama;
 RMC: Resistividade do reboco; RX0: Resistividade da zona lavada;
 SX0: Saturação de água da zona lavada; SW: Saturação de água;
 SO: Saturação de óleo; RT: Resistividade da zona virgem e RW:
 Resistividade da água de formação.

Fonte: FLORES, DUPUY *et Al.*, 2006.

5.2 Análise baseada na combinação dos perfis e dados de poço exploratório

Com base em todas estas informações sobre cada ferramenta, sabendo-se que as perfilagens foram realizadas com lama a base d'água, e após a eliminação de leituras com valores questionáveis como descrito no capítulo 4, os perfis foram avaliados em conjunto poço a poço e identificados intervalos de variações na respostas dos perfis que foram relacionados a mudanças litológicas.

O Arenito A1 é considerado uma areia com qualidade de porosidade e permeabilidade boas para produção de óleo. A resposta padrão de GR é em torno de 65 gapi. Na litologia padrão ao redor do mundo uma areia limpa apresenta leituras de GR abaixo de 40 gapi, normalmente o intervalo é entre 20 a 100 api como levantado por Glover (2000) e mostrado na Figura 29. Isso inicialmente pode levar a interpretação de que esta areia possui alguma argilosidade que é mostrada pelo GR. Lembramos que o GR é a leitura da radioatividade natural da rocha, sendo assim alguns minerais possuem radioatividade. Na avaliação de testemunho do poço de descoberta EXP1-RJS (Figura 28) foi realizada análise de mineralogia por difração de Raio X (XRD), apresentado na Tabela 4. Esta análise mostra um percentual alto de feldspato e

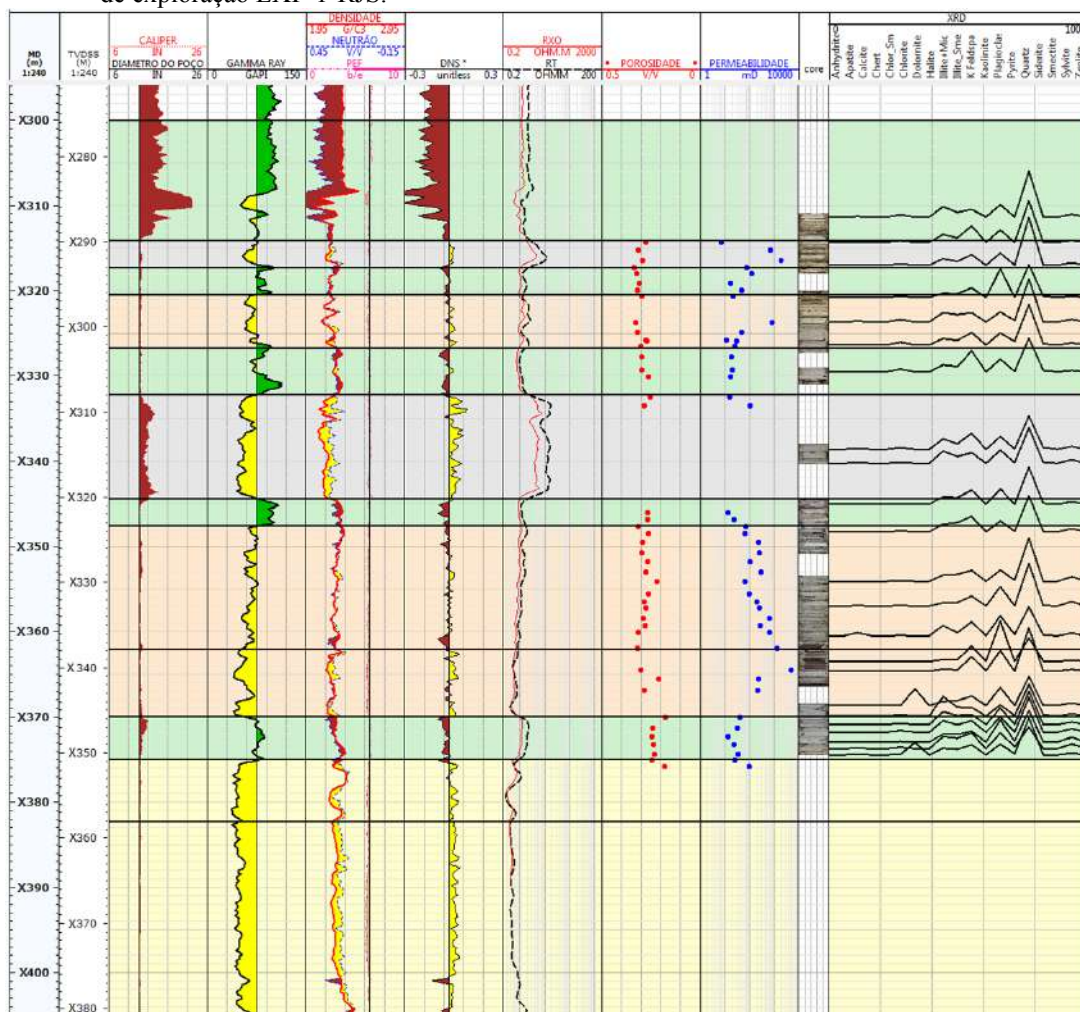
mica, minerais radioativos, que interferem na resposta da ferramenta de GR, aumentando suas medições, sendo assim, no campo de Peregrino, pelo menos nesta área nordeste, pode-se considerar respostas em torno de 65 gapi para areias mais limpas, ou com menor percentual de argila, conseqüentemente com valores maiores de porosidade e permeabilidade.

Na Figura 28 temos em destaque a zona testemunhada do poço exploratório EXP-1-RJS com o resultado da análise de difração de Raio X em destaque no último *track*.

Infelizmente, o último pacote de areia antes de atingir a formação Macaé não foi testemunhado, ela encontra-se abaixo do contato óleo água e não houve interesse da operadora em testemunhar.

Zonas classificadas como não produtivas tiveram seus valores médios de 97 gapi e zonas do reservatório com baixa produtividade, isto é, arenito argilosos ou siltitos apresentaram média de 79 gapi.

Figura 28 – Curvas de perfilagem a cabo e dados de petrofísica básica através de testemunho do poço de exploração EXP-1-RJS.



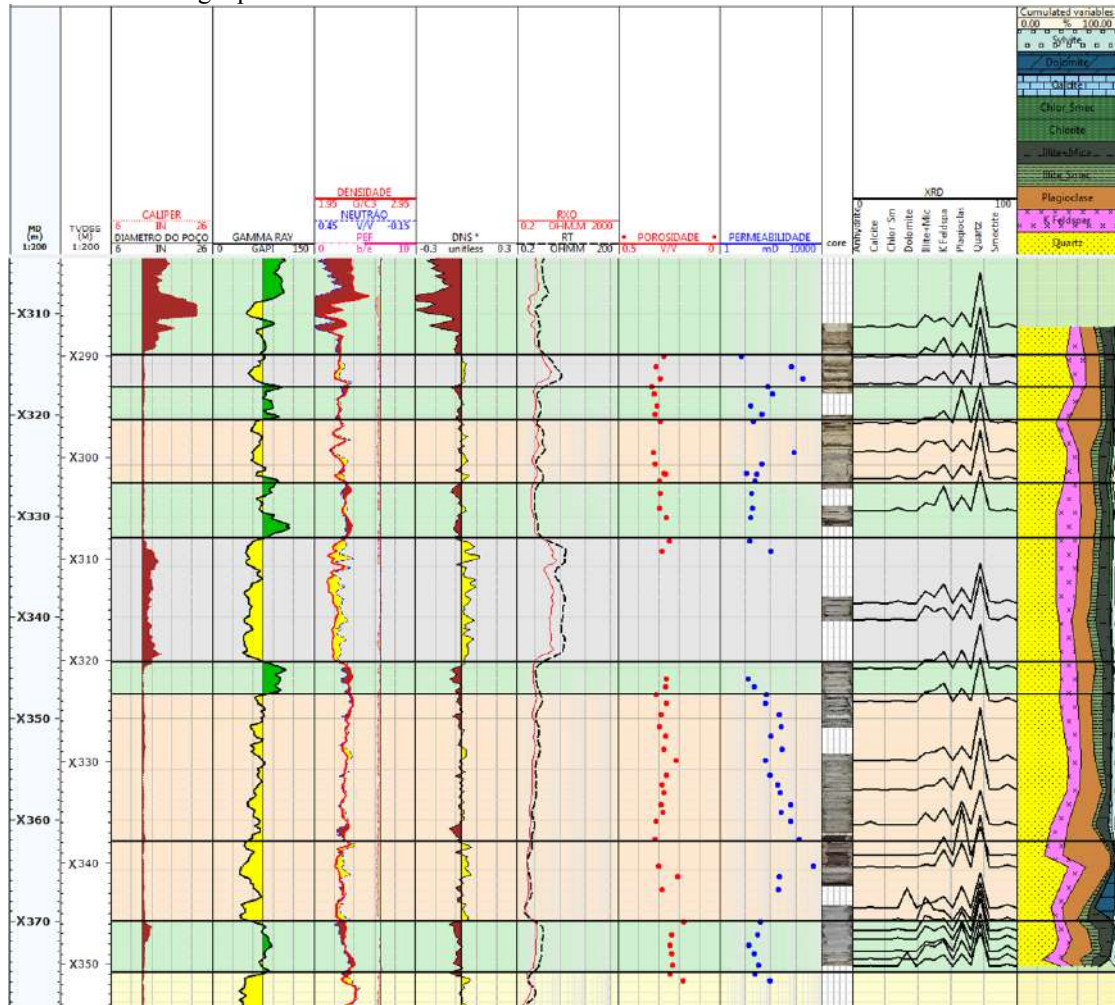
Fonte: A autora, 2016.

Tabela 4 – Resultado do teste de difração de Raio X nas amostras de testemunho do poço EXP-1-RJS.

| Core depth (m) | Smectite, weight % whole rock | Illite - Smectite, weight % whole rock | Illite plus Mica, weight % whole rock | Kaolinite, weight % whole rock | Chlorite - Smectite, weight % whole rock | Chlorite, weight % whole rock | Chert, weight % whole rock | Quartz, weight % whole rock | K-Feldspar, weight % whole rock | Plagioclase, weight % whole rock | Calcite, weight % whole rock | Dolomite, weight % whole rock | Siderite, weight % whole rock | Sylvite, weight % whole rock | Halite, weight % whole rock | Anhydrite, weight % whole rock | Pyrite, weight % whole rock | Apatite, weight % whole rock | Zeolite, weight % whole rock |
|----------------|-------------------------------|--|---------------------------------------|--------------------------------|--|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|
| X311,33 | 0,00 | 5,27 | 11,92 | 0,00 | 0,00 | 2,49 | 0,00 | 53,25 | 8,89 | 14,25 | 0,85 | 0,00 | 0,00 | 3,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X314,3 | 0,00 | 5,10 | 8,98 | 0,00 | 0,00 | 1,74 | 0,00 | 48,54 | 19,07 | 14,26 | 0,32 | 0,00 | 0,00 | 1,98 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X317 | 0,00 | 4,42 | 7,37 | 0,00 | 0,00 | 1,67 | 0,00 | 56,13 | 12,44 | 14,33 | 0,75 | 0,00 | 0,00 | 2,89 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X320,8 | 0,00 | 4,67 | 5,16 | 0,00 | 0,00 | 1,67 | 0,00 | 38,68 | 11,41 | 33,71 | 0,79 | 0,00 | 1,87 | 1,72 | 0,00 | 0,00 | 0,33 | 0,00 | 0,00 |
| X323,65 | 0,00 | 8,50 | 10,76 | 0,00 | 0,00 | 2,69 | 0,00 | 50,28 | 10,78 | 11,66 | 0,87 | 0,00 | 0,00 | 2,76 | 0,00 | 0,00 | 1,70 | 0,00 | 0,00 |
| X326,35 | 0,00 | 5,34 | 7,43 | 0,00 | 0,00 | 3,16 | 0,00 | 47,28 | 14,37 | 13,86 | 0,83 | 0,00 | 1,36 | 2,36 | 0,00 | 0,00 | 4,03 | 0,00 | 0,00 |
| X329,5 | 0,00 | 6,00 | 8,02 | 0,00 | 0,00 | 3,16 | 0,00 | 39,34 | 24,38 | 14,57 | 0,46 | 0,00 | 1,74 | 1,72 | 0,00 | 0,00 | 0,61 | 0,00 | 0,00 |
| X338,6 | 0,00 | 6,42 | 12,01 | 0,00 | 0,00 | 1,98 | 0,00 | 39,15 | 18,78 | 14,85 | 0,77 | 0,00 | 2,15 | 3,42 | 0,00 | 0,00 | 0,47 | 0,00 | 0,00 |
| X340,25 | 0,00 | 7,96 | 14,21 | 0,00 | 0,00 | 0,98 | 0,00 | 41,83 | 12,37 | 13,47 | 0,82 | 0,00 | 1,35 | 4,30 | 0,00 | 0,00 | 0,70 | 0,00 | 0,00 |
| X345,05 | 0,00 | 7,86 | 8,80 | 0,00 | 0,00 | 0,94 | 0,00 | 43,29 | 16,50 | 18,02 | 0,55 | 0,00 | 1,07 | 2,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X348,3 | 0,00 | 11,06 | 9,08 | 0,00 | 0,00 | 1,11 | 0,00 | 42,41 | 18,08 | 12,98 | 0,50 | 0,00 | 0,55 | 3,66 | 0,00 | 0,00 | 0,58 | 0,00 | 0,00 |
| X354,1 | 0,00 | 8,32 | 7,26 | 0,00 | 0,00 | 0,64 | 0,00 | 51,02 | 12,86 | 13,28 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,25 | 0,00 | 0,00 | 1,36 | 0,00 | 0,00 |
| X357 | 0,00 | 4,23 | 3,77 | 0,00 | 0,00 | 0,62 | 0,00 | 50,10 | 11,83 | 22,76 | 0,48 | 0,00 | 0,62 | 5,29 | 0,00 | 0,00 | 0,30 | 0,00 | 0,00 |
| X360,5 | 0,00 | 3,73 | 12,11 | 0,01 | 0,00 | 0,57 | 0,00 | 34,03 | 16,58 | 23,64 | 3,54 | 0,00 | 1,06 | 3,11 | 0,00 | 0,00 | 1,64 | 0,00 | 0,00 |
| X363,5 | 0,00 | 2,01 | 2,12 | 0,42 | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 27,61 | 18,13 | 47,53 | 0,26 | 0,00 | 0,36 | 1,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X364,65 | 0,00 | 1,52 | 2,38 | 0,57 | 0,00 | 0,51 | 0,00 | 50,85 | 17,13 | 24,24 | 0,72 | 0,00 | 0,00 | 2,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X368,67 | 0,00 | 5,69 | 4,84 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 34,14 | 11,14 | 21,06 | 0,46 | 0,00 | 19,67 | 2,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X369,9 | 0,00 | 10,23 | 22,84 | 0,00 | 0,00 | 1,74 | 0,00 | 36,97 | 9,84 | 13,02 | 0,64 | 0,00 | 1,50 | 2,72 | 0,00 | 0,00 | 0,51 | 0,00 | 0,00 |
| X370,9 | 0,00 | 10,71 | 14,93 | 0,00 | 0,00 | 1,49 | 0,00 | 38,99 | 11,68 | 19,37 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,83 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X371,8 | 0,00 | 8,59 | 13,42 | 0,00 | 0,00 | 1,78 | 0,00 | 41,15 | 13,44 | 17,66 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 3,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| X372,95 | 0,00 | 8,76 | 8,86 | 0,00 | 0,00 | 0,58 | 0,00 | 37,09 | 12,36 | 25,84 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,60 | 0,00 | 0,00 | 0,93 | 0,00 | 0,00 |
| X373,75 | 0,00 | 12,49 | 14,16 | 0,00 | 0,00 | 1,76 | 0,00 | 25,70 | 18,42 | 18,74 | 0,79 | 0,00 | 0,00 | 5,64 | 0,00 | 0,00 | 2,29 | 0,00 | 0,00 |
| X374,45 | 0,00 | 6,30 | 7,61 | 0,00 | 0,00 | 0,65 | 0,00 | 43,20 | 11,71 | 12,39 | 0,81 | 0,00 | 0,00 | 1,96 | 0,00 | 0,00 | 1,17 | 0,00 | 0,00 |

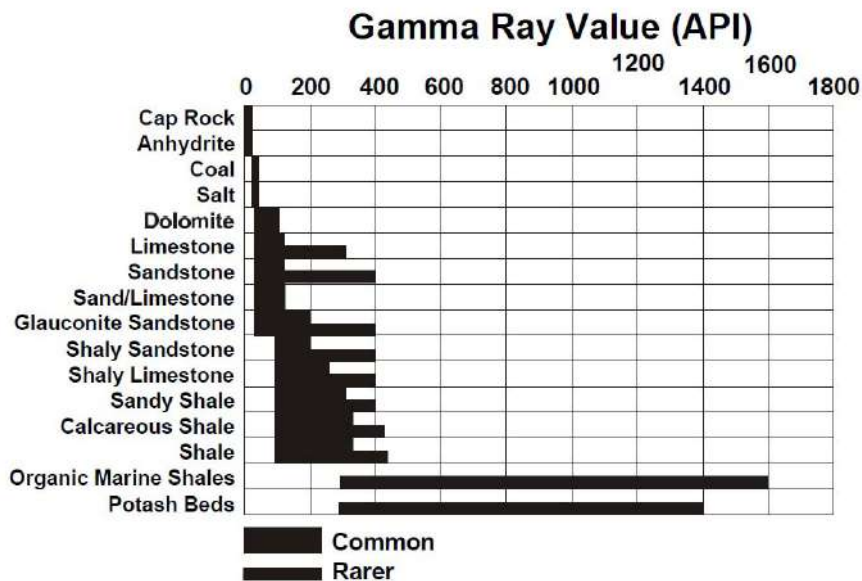
Fonte: A autora, 2016.

Figura 29 – Detalhe da zona testemunhada do poço exploratório EXP-1-RJs com os resultados das mineralogia pela técnica XRD.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 30 – Intervalo de valores comumente encontrados do perfil raios gama nas litologias mais comuns.



Fonte: GLOVER, P., 2000.

Sabendo-se que o reservatório não apresenta gás livre, a interpretação dos perfis de densidade e neutrão foi feita de forma combinada, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 30. Esta forma de avaliação é bem simples, fácil e rápida, inclusive é a mais usada nas chamadas *Quick look evaluations*. De forma bem simples:

Areias submersa em água:

Curvas de densidade e neutrão próximas;

Variações na densidade representam mudanças na porosidade (litologia mista).

Areias com Hidrocarbonetos:

Curvas de densidade e neutrão mais afastadas que as leituras em zona de água, curva de densidade ligeiramente com valores menores e curva de neutrão com valores muito similares ao da zona de água.

Areias com Gás:

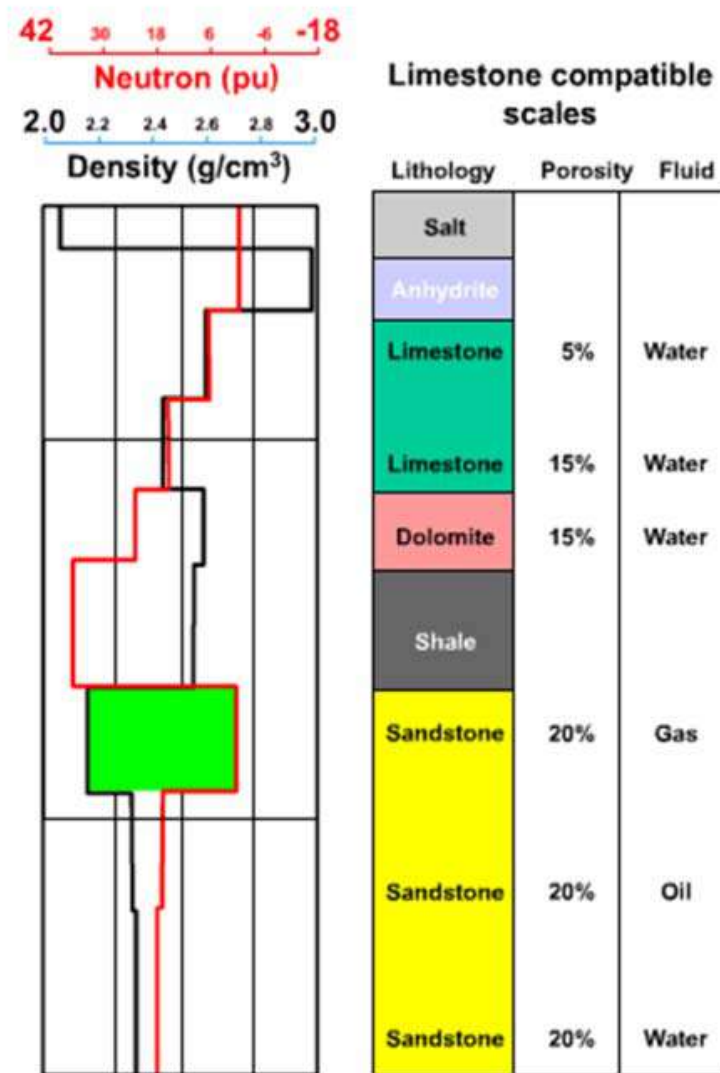
O perfil de densidade pode mostrar valores ligeiramente mais baixos que em zona de líquido (água ou hidrocarboneto) e a curva de neutrão mostra valores muito mais baixos devido a baixa concentração de hidrogênio no gás.

Em areias é considerado uma separação positiva, quando o perfil de neutrão está a direita do perfil de densidade. Quando o oposto acontece, isto é, a curva de neutrão encontra-se a esquerda do perfil de densidade, considera-se uma separação negativa, e este é o principal indicativo de zonas de baixa porosidade e permeabilidade. Quando ainda existe uma separação entre os perfis, isto é, o perfil neutrão ainda apresenta valores altos, em consequência da saturação de água irreduzível, conclui-se que a litologia é argila, conforme o perfil neutrão vai diminuindo de valores do perfil de densidade aumentando, pode indicar dolomitas e carbonatos, com baixas porosidades. A resposta da Anidrita e do sal está também representada na Figura 31.

A determinação da zona de água é sempre corroborada pela baixa resistividade, considerando que a água de formação é salgada, sendo assim, na Figura 31 é fácil de classificar o último pacote de arenito, destacado em amarelo, onde a separação dos perfis de densidade e neutrão é evidente, o perfil de GR mede valores baixos e o perfil de resistividade mede valores abaixo de 1 ohmm.

Como explicado anteriormente, os valores medidos do fator fotoelétrico (PEF) são excelentes para identificar litologias e podem ajudar na interpretação. Como o arcabouço do reservatório é a formação Macaé, calcário, valores altos de PEF ajudam a identificar o topo desta formação, como o intervalo destacado em azul da Figura 31, observa-se nesta área margas, que é um tipo de calcário contendo 35 a 60% de argila, intercaladas.

Figura 31 – Interpretação combinada dos perfis de densidade e neutrão.



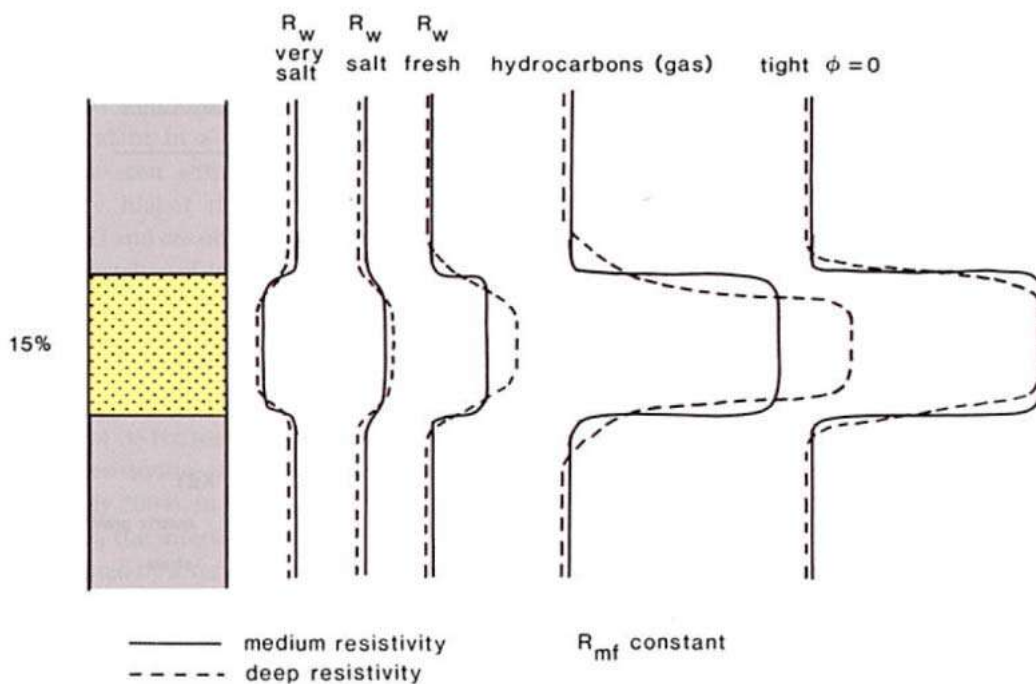
Nota: Atenção as cores da legenda. Perfil neutrão em vermelho e perfil densidade em preto.

Fonte: SHELL, 2007.

Mesmo sabendo-se da limitação da leitura das curvas de resistividade em poços horizontais, foi analisado de forma criteriosa os diferentes intervalos de resultados das curvas de resistividade média e profunda, além do comportamento destas curvas entre si nas diversas zonas dos onze poços horizontais destinados a esta análise. O comportamento destas curvas, considerando suas incertezas, pode informar ao intérprete em conjunto com outras curvas mais detalhes sobre possíveis litologias. Como podemos observar de forma bem simplificada na Figura 30 e com maiores detalhes na Figura 31. É importante ter em mente o ambiente de leitura da ferramenta de resistividade e principalmente quais zonas cada curva está medindo. Resistividades rasas são a leitura apenas das zonas invadidas, já as profundas pode ser uma média de todas as zonas ilustradas na Figura 27. Também existe um outro detalhe importante a

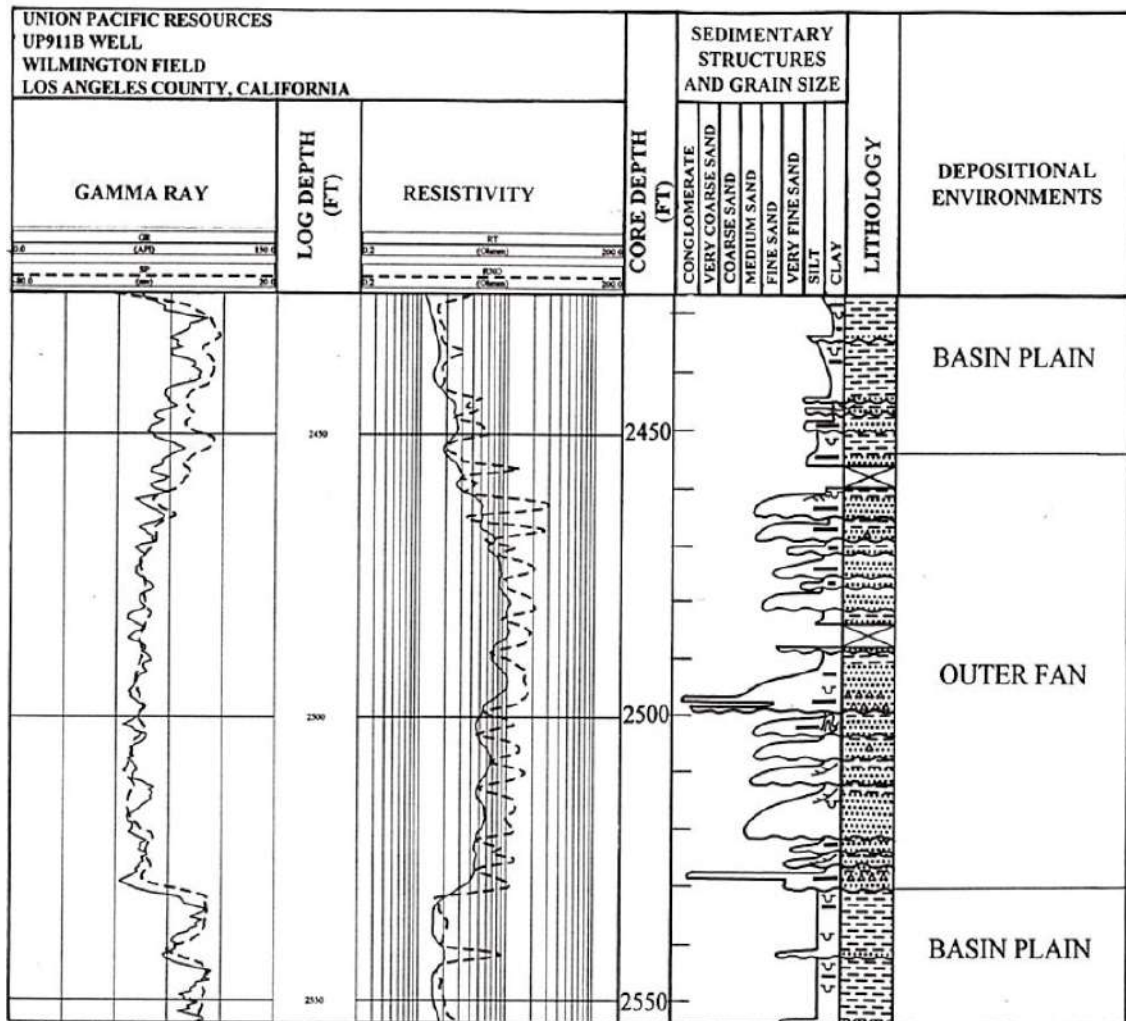
ser observado e analisado pelo intérprete. Leituras de resistividade rasa possuem resolução vertical pequenas, já nas resistividades mais profundas, a resolução vertical já não é tão boa. Se a zona de interesse for um reservatório laminado, isto é, finas camadas de areia e folhelho, as curvas de resistividade com investigação profunda apenas informarão a média da resistividade das camadas; já as micro resistividades com sua baixa resolução vertical poderão informar esta variação. Combinando esta informação com outras curvas podemos subestimar um reservatório. Esta análise foi feita de forma detalhada por E.C. Thomas e S. J. Stiber em 1975 no paper *The distribution of shale in sandstones and its effects upon porosity*, SPWLA Sixteenth Annual Logging Symposium, resultando dele o famoso gráfico de análise em reservatórios laminados Thomas-Stiber.

Figura 32 – Ilustração esquemática do comportamento das curvas de resistividade.



Fonte: RIDER, M & KENNEDY, M., 2011.

Figura 33 – Resposta dos perfis de raios gama e resistividades em formações areia e argila.

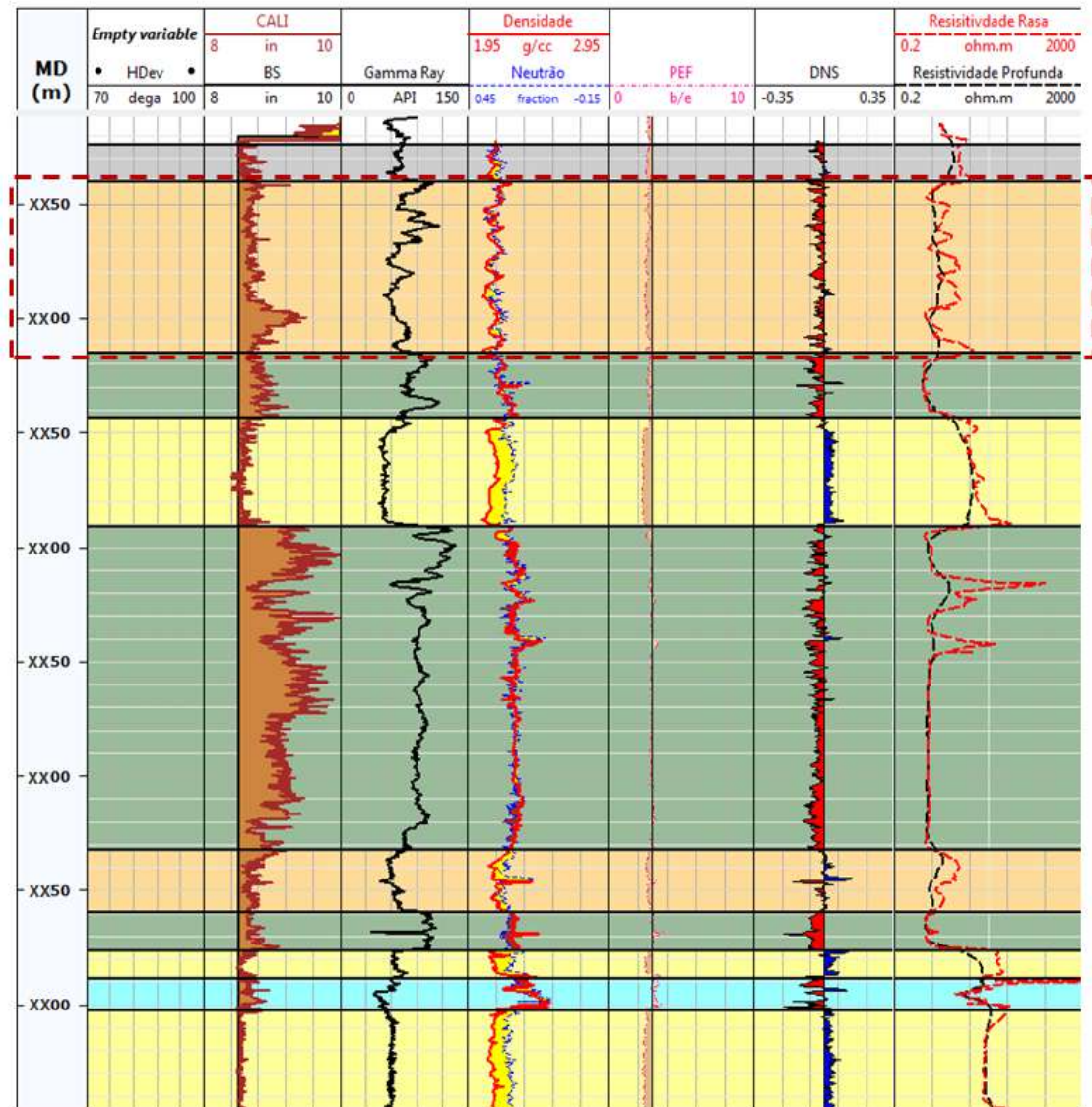


Nota: Atenção as leituras dos perfis de raios gama e resistividades RT e RXO.

Fonte: Petroskills, 2010.

Considerando as premissas levantadas até agora, observou-se em alguns poços horizontais comportamento similar em alguns trechos conforme os da Figura 32, e evidentemente estes foram classificados separadamente para análises mais detalhadas, como o segundo intervalo identificado no poço horizontal W4 destacado na Figura 33. Lembrando-se que a medida de referência da figura é MD (*measurement depth*), as medidas verticais indicam que este intervalo possui menos de 10 metros de espessura.

Figura 34 – Perfilagem do poço produtor horizontal W4.



Nota: Atenção para a primeira camada destacada em laranja onde apresenta um intervalo possivelmente de intercalação entre areia e folhelho.

Fonte: A autora, 2016.

Outras áreas entretanto não apresentaram este comportamento das curvas de resistividade e devido a seus valores mais altos de GR, DEN, NE, foram interpretadas como áreas apenas de baixa produtividade. Análises mais detalhadas foram realizadas e serão apresentadas adiante neste trabalho.

As curvas de resistividades também indicaram outra configuração de destaque. Areias inicialmente classificadas como limpas, isto é Areias A1, tiveram as leituras de resistividade mais baixas.

Areias A1 em média apresentam resistividades tanto médias como profundas acima de pelo menos 5 ohmm. No entanto, algumas zonas, apesar de apresentarem valores de densidade, neutrão, GR, PEF e separação de densidade e neutrão similares, suas leituras de resistividades

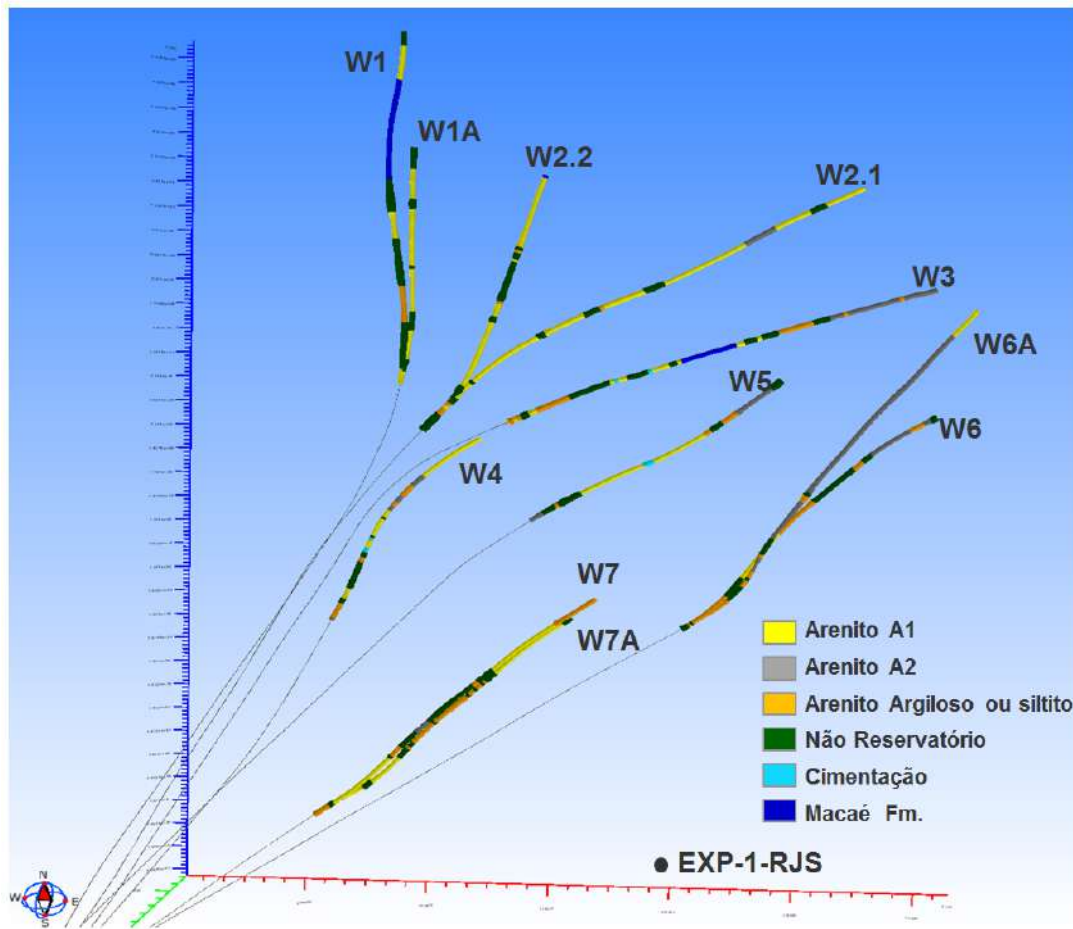
eram mais baixas, em torno de 3-4 ohmm. Como leituras de resistividade em poços horizontais são incertas devido a interferência de camadas próximas condutivas, só foi confirmado a diferença da qualidade da areia quando iniciou a produtividade do poço que ficou abaixo do esperado, no entanto com produtividade de água controlada, desde o início da produção. Estas areias então foram classificadas como A2. Elas foram identificadas em alguns poços onde a interferência de camadas condutivas próximas possuíam baixa probabilidade.

Lâminas de cimentação foram identificadas também. Comumente elas são estreitas, pontuais, e possivelmente pós deposicionais ou ligadas a fenômeno de falhas ou fraturamento, com resolução sub-sísmica. Algumas vezes estas zonas são passíveis de perda de lama durante a perfuração e podem representar riscos operacionais que podem ser mitigados para a perfuração de futuros poços na área. Estas cimentações são claramente identificadas com alto valor de Densidade, baixas medições de neutrão, alto valor de Fator fotoelétrico, normalmente baixo valor de GR e alta resistividade. Como as vezes são lâminas muito finas, dependendo a resolução da ferramenta só é claramente identificada pela Densidade e Neutrão.

A Formação Macaé é o arcabouço do reservatório. Não é objetivo deste trabalho a elaboração de estudos detalhados sobre esta formação, é importante apenas a informação de que ora foi identificado o membro Outeiro, com margas, e em outras áreas o membro Quissamã, que apresenta carbonatos limpos. Também não foi analisado neste trabalho, com as informações do poço EXP-1-RJS, o potencial de produção de petróleo na formação Macaé. Recomenda-se como tema para futuros estudos e análises.

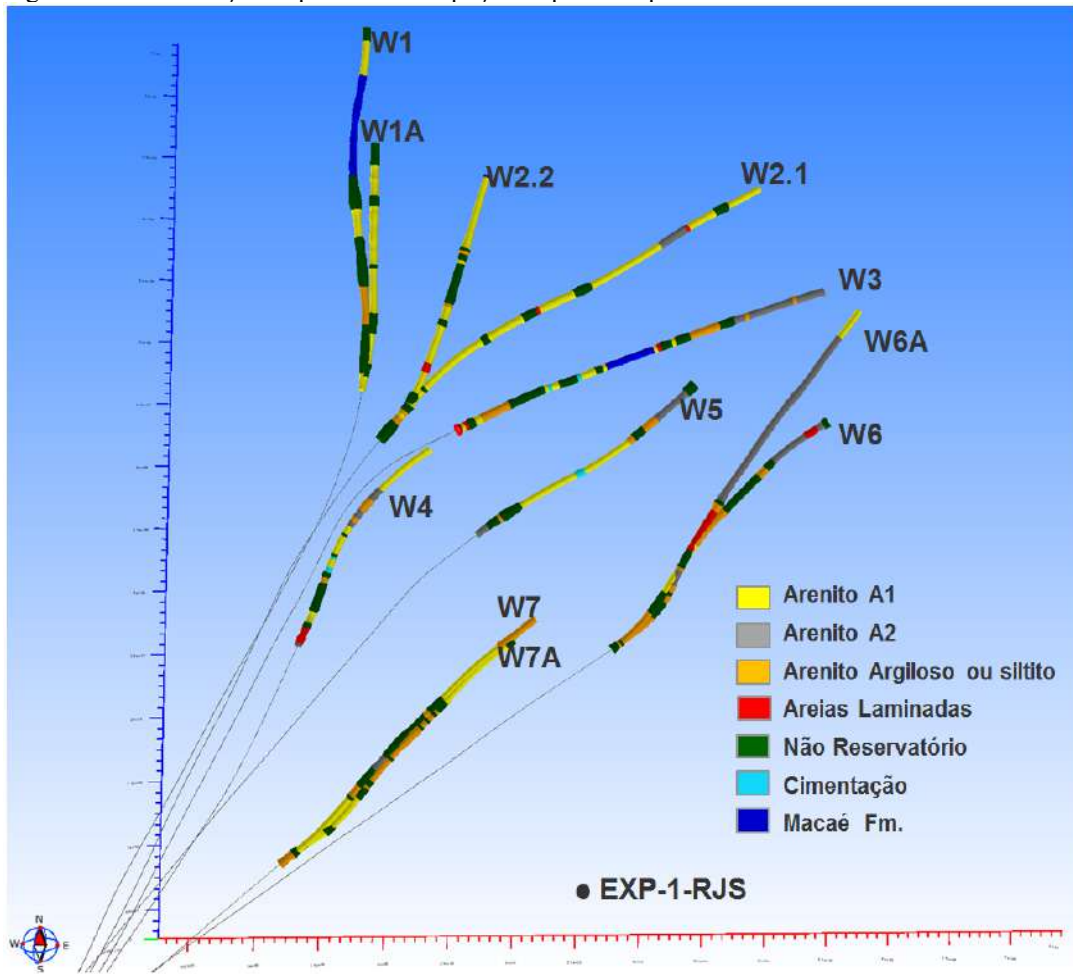
Nas Figura 35 e Figura 36, temos uma visão geral de todos os poços em análise segundo a classificação descrita neste capítulo.

Figura 35 – Localização esquemática dos poços disponíveis para análise.



Nota: Destaque nas zonas horizontais de produção nas cores da classificação proposta neste trabalho.
 Fonte: A autora, 2016.

Figura 36 – Localização esquemática dos poços disponíveis par análise.



Nota: Destaque nas zonas horizontais de produção nas cores da classificação proposta neste trabalho.
Em vermelho as potenciais zonas de areias laminadas.

Fonte: A autora, 2016.

6 POÇO EXPLORATÓRIO EXP-1-RJS

6.1 Considerações Gerais

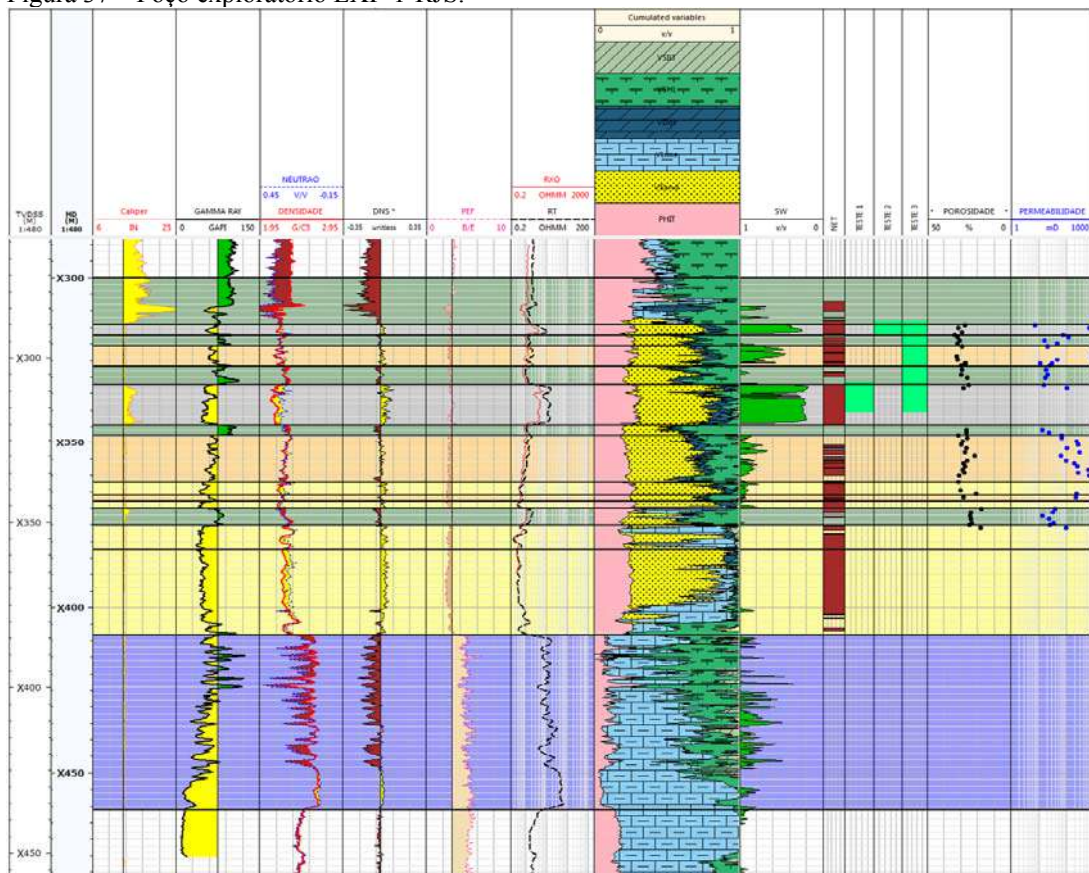
O objetivo do poço foi investigar a ocorrência de hidrocarbonetos em arenitos turbidíticos do Cretáceo superior. Foi testemunhado um total de 45 m de rocha com indício de hidrocarbonetos, onde predominam fácies de arenito argiloso totalmente bioturbado, com baixo potencial de produção. A porção de rocha recuperada com indício de boa porosidade aparente e permeabilidade (19 metros apenas recuperado) é constituída por fácies de arenito médio a fino maciço.

A análise biocronoestratigráfica e paleoecológica realizada, através de nanofósseis e foraminíferos, constatou a presença de fósseis de idade Maastrichtiano Superior e Inferior, no intervalo em que ocorrem os arenitos turbidíticos com óleo. A análise paleoecológica evidenciou ambiente marinho batial médio a inferior (em torno de 1000 m de lâmina d'água durante a deposição) (Fonte: Relatório Petrobrás, 2005).

Foram realizados três testes de formação conforme indicado na Figura 6-1. Os intervalos testados estão destacados em verde. Estes testes foram reavaliados neste trabalho uma vez que os resultados preliminares não se mostraram satisfatórios.

Análises geoquímicas de óleo revelaram baixa porcentagem de hidrocarbonetos saturados e alta porcentagem de resinas e asfaltenos. Com índice de biodegradação igual a 1.3. A interpretação dos dados indica geração de óleo a partir de sedimentos lacustres salobro/salino da Formação Lagoa Feia, evolução térmica compatível com os demais óleos da bacia e forte biodegradação que concentrou componentes com grandes cadeias moleculares (resinas e asfaltenos). O grau API medido em laboratório variou de 16,8 a 17,5.

Figura 37 – Poço exploratório EXP-1-RJS.



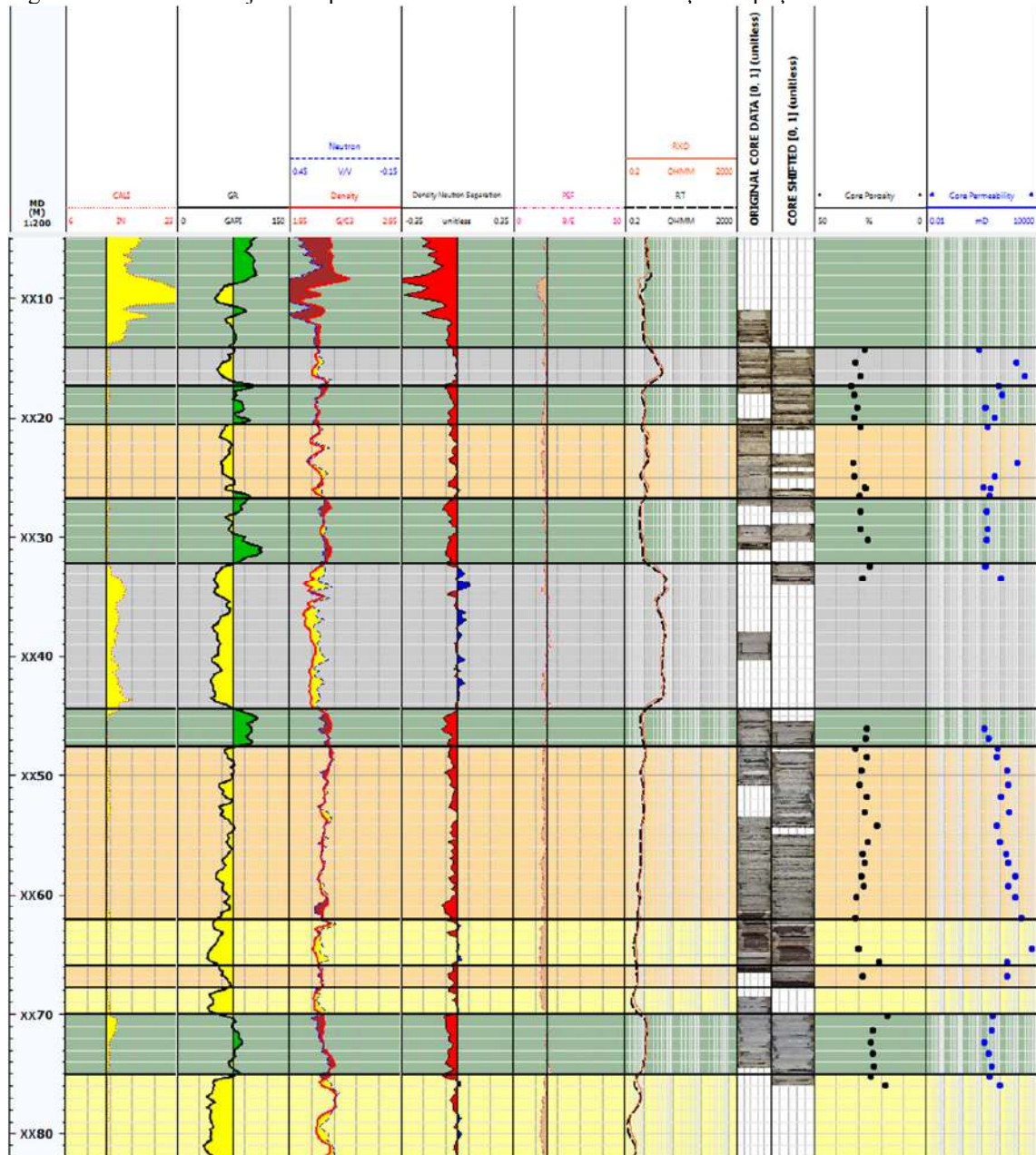
Fonte: A autora, 2016.

6.2 Análise dos testemunhos do poço EXP-1-RJS

Tentou-se testemunhar oito intervalos diferentes que cobririam 65 metros de reservatório, no entanto apenas 45 metros foi recuperado. Infelizmente, e como é rotineiramente comum, o intervalo com índices de porosidade mais elevados foram os menos recuperados.

Foi necessário fazer um ajuste de profundidade em relação aos dados de testemunho e os perfis de poço para uma melhor interpretação conjunta de dados e entendimento das classificações propostas neste trabalho. O ajuste foi feito conforme apresentado na Figura 37 e em detalhe na Figura 38. Este ajuste foi feito a partir dos valores de raio gama obtidos nos próprios testemunhos e comparados o perfil de raios gama corrida no poço, mas também com ajuste fino entre as interpretações das curvas e a imagem do testemunho. Esta etapa é demorada, mas importantíssima para a boa correlação de todos os dados e a extrapolação das informações do testemunho para outros poços que é o objetivo principal desta dissertação.

Figura 38 – Detalhe do ajuste de profundidade do testemunho em relação ao poço.



Fonte: A autora, 2016.

Uma vez realizado este ajuste de profundidade e classificados os intervalos segundo a Tabela 3, a média da permeabilidade e da porosidade baseada nos plugues retirados dos testemunhos do poço EXP-1-RJS está sumarizado na Tabela 5. Mesmo considerando a média é importante a informação que poucos pontos foram realmente analisados nos Arenitos A1 e A2, sendo assim, o range de resultados vai de 1380mD a 5030mD de permeabilidade nos arenitos A1 e 109mD a 692mD nos arenitos A2. As porosidades de estão no intervalo de 28 a 32%.

Tabela 5 – Valores médios por classificação proposta neste trabalho dos dados de permeabilidade e porosidade dos plugues retirados no testemunho do poço EXP-1-RJS.

| | PERMEABILITY (mD) | POROSITY (%) |
|------------------------------------|-------------------|--------------|
| Arenito A1 | 2358,67 | 30,83 |
| Arenito A2 | 697,11 | 28,90 |
| Arenito Argiloso ou Siltito | 200,41 | 27,72 |
| Não Reservatório | 38,31 | 26,13 |

Fonte: A autora, 2016.

Os Arenitos A1 testemunhados e recuperados no poço exploratório foram descritos como arenitos castanho escuro, fino/médio/grosso, subangular/subarredondado, seleção regular conforme revelado na análise granulométrica (Figura 40), quartzoso, micáceo, friável/semi friável, com fluorescência pontual ou sem indícios. Localmente glauconítico e granatífero (Figura 39).

Os Arenitos A2 testemunhados e recuperados no poço exploratório foram descritos como arenito cinza ou castanho escuro, muito fino/fino/médio, bem selecionado/seleção regular, subarredondado/subangular, quartzoso, argiloso, levemente calcífero, micáceo, glauconítico, semifriável, com intercalações de folhelho cinza escuro, síltico/arenoso, micáceo, levemente carbonático, duro, com fluorescência esparsa (50% a 90%) castanho amarelado, corte imediato radial, totalmente impregnado de óleo castanho escuro viscoso (Figuras 41 e 42).

Os Arenitos Argilosos ou Siltitos recuperados no testemunho e com maior metragem de recuperação obviamente foi descrito como arenito castanho escuro/cinza esverdeado, fino/médio, algum grosso e por vezes localmente conglomerático, subangular/subarredondado, micáceo, semifriável/friável, com fluorescência esparsa (30% a 90%) castanho escura, corte imediato radial com grãos impregnados de óleo castanho escuro viscoso. Em algumas porções do testemunho foi observado granatífero, raras lâminas milimétricas de folhelho cinza escuro e por vezes compacto. Visualmente com porosidade questionável e indicação de média a alta bioturbação (Figuras 43 e 44).

As porções consideradas não reservatório testemunhadas no poço exploratório foram classificadas como arenitos (ou siltitos) cinza escuro, fino/muito fino, bem selecionado, quartzoso, micáceo, argilo/síltico, glauconítico, levemente calcífero, compacto/semifriável, com intercalações laminares de folhelho cinza escuro sem indícios de hidrocarbonetos. Também totalmente bioturbados (Figura 45).

Não foram testemunhadas porções da formação Macaé e também não foi identificado neste poço cimentação.

As análises bioestratigráficas com base em nanofósseis coletadas nos testemunhos revelaram-se estéreis (Fonte ANP).

Figura 39 – Fotos de detalhe do testemunho do arenito A1.



a

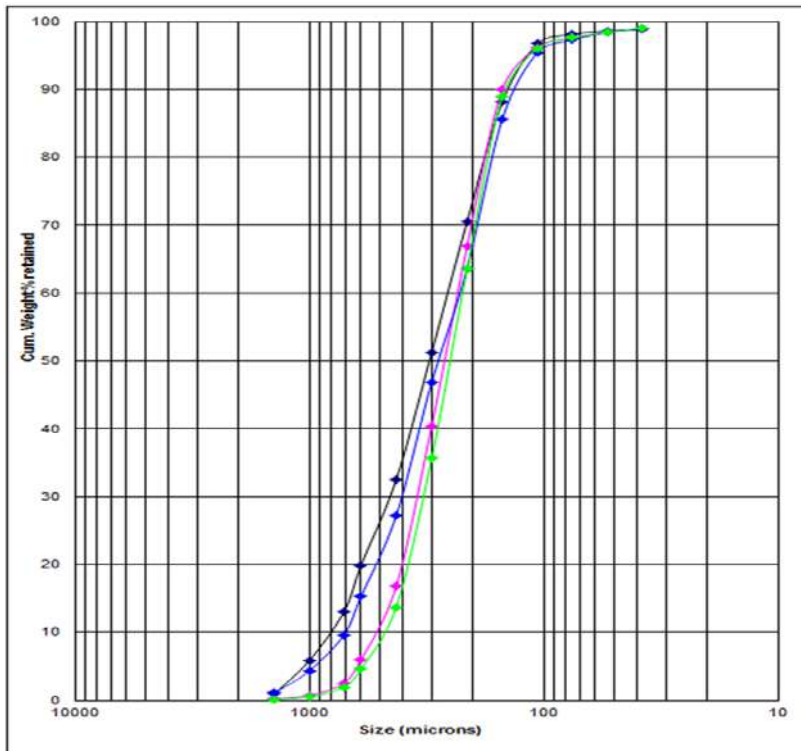
b

c

Nota: A: arenito impregnado de óleo; B: possível contato óleo água; C: arenito sem indício de hidrocarboneto.

Fonte: ANP, 2005.

Figura 40 – Análise granulométrica em quatro profundidades na primeira zona classificada como arenito A1.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 41 – Foto de detalhe do testemunho do poço exploratório EXP-1-RJS na porção classificada como arenito A2.



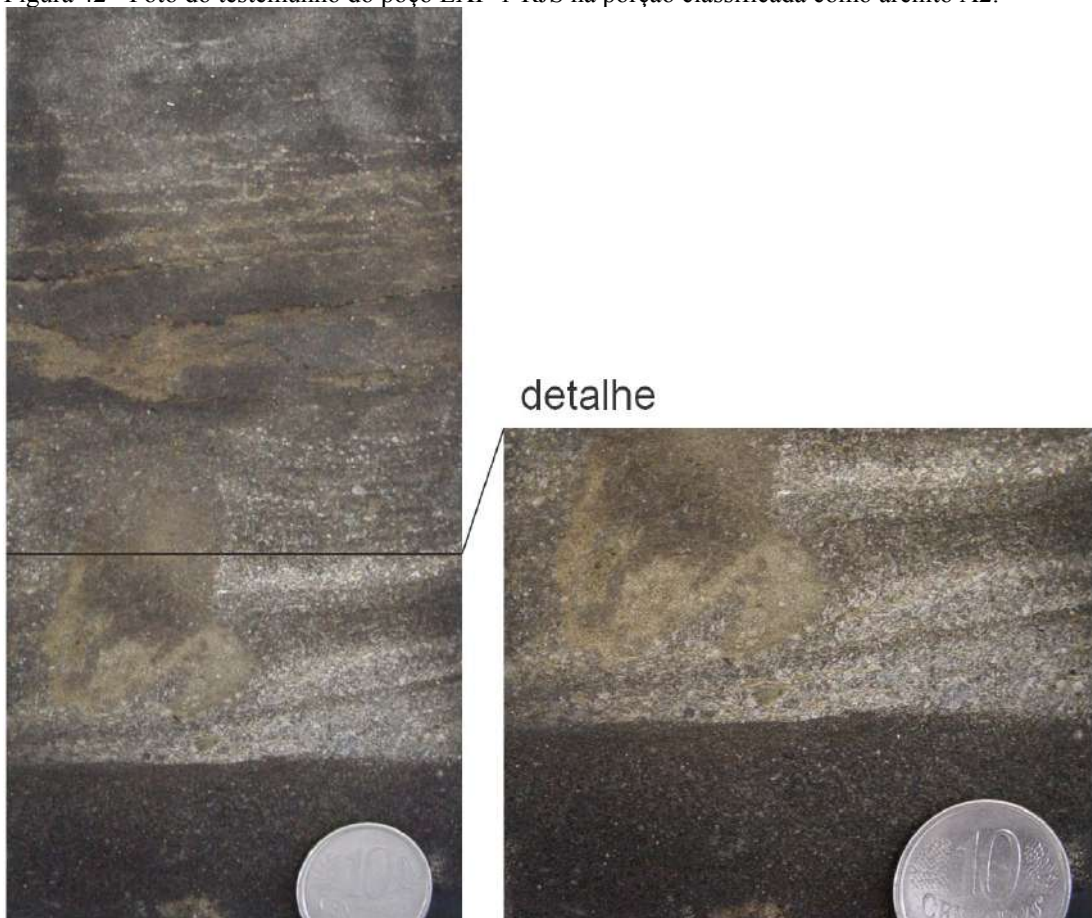
a



b

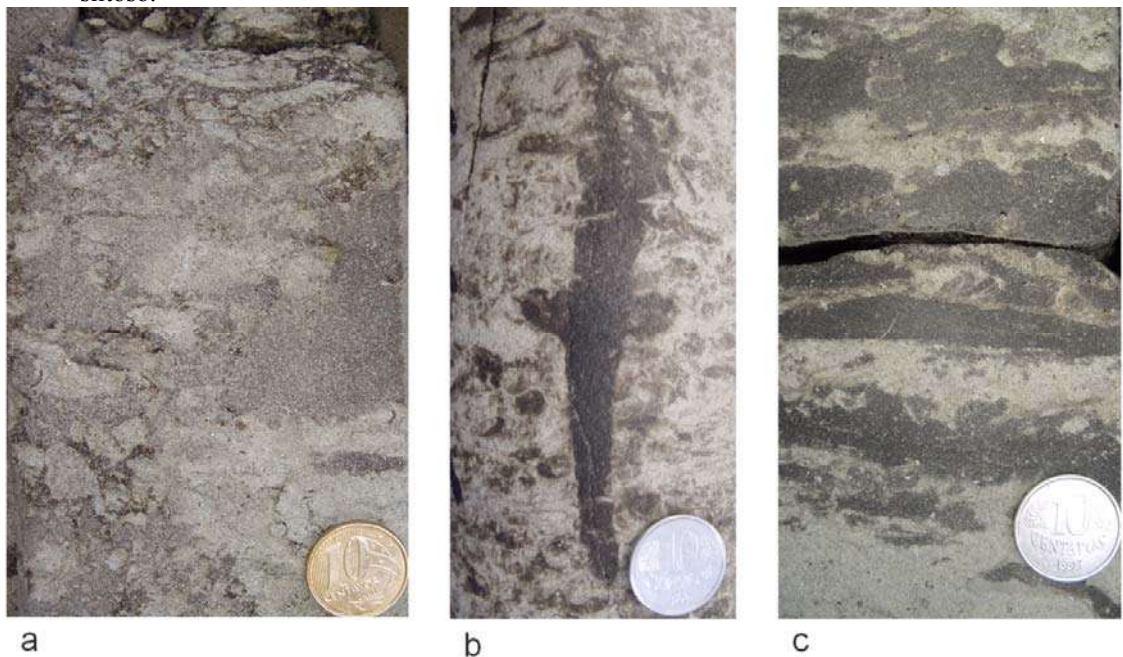
Fonte: ANP, 2005.

Figura 42 - Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito A2.



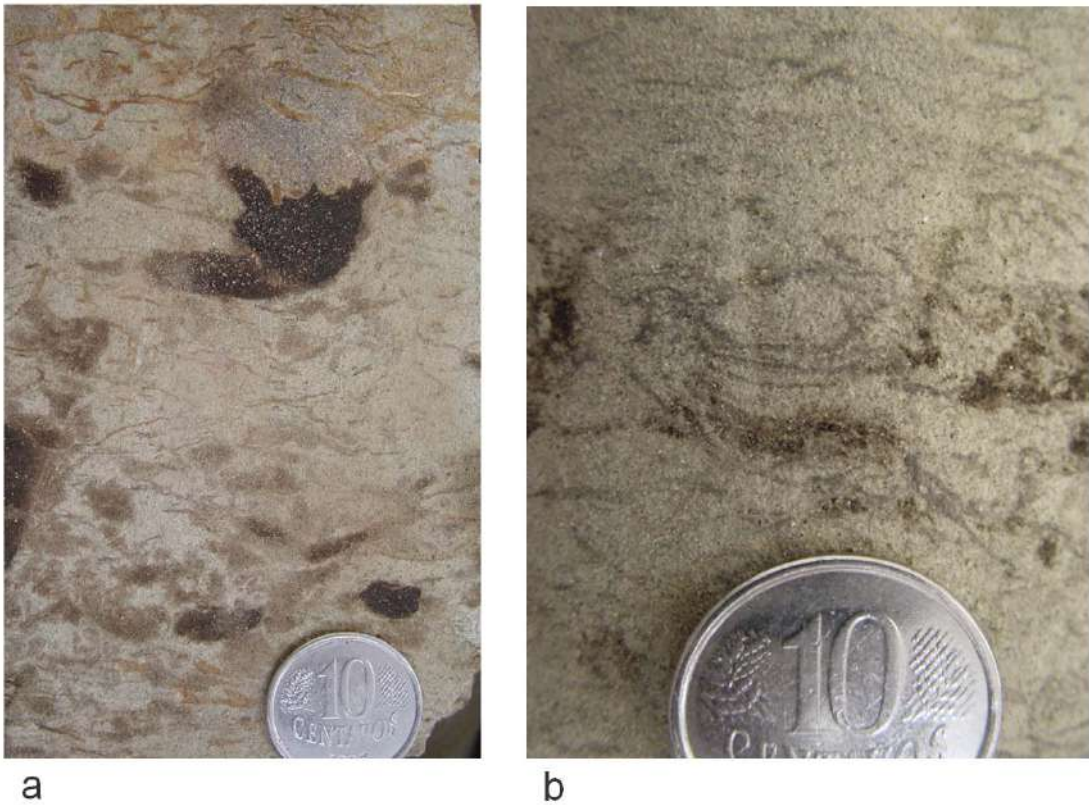
Nota: Detalhe para o contato óleo água observado no testemunho.
 Fonte: ANP, 2005.

Figura 43 – Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito argiloso ou siltoso.



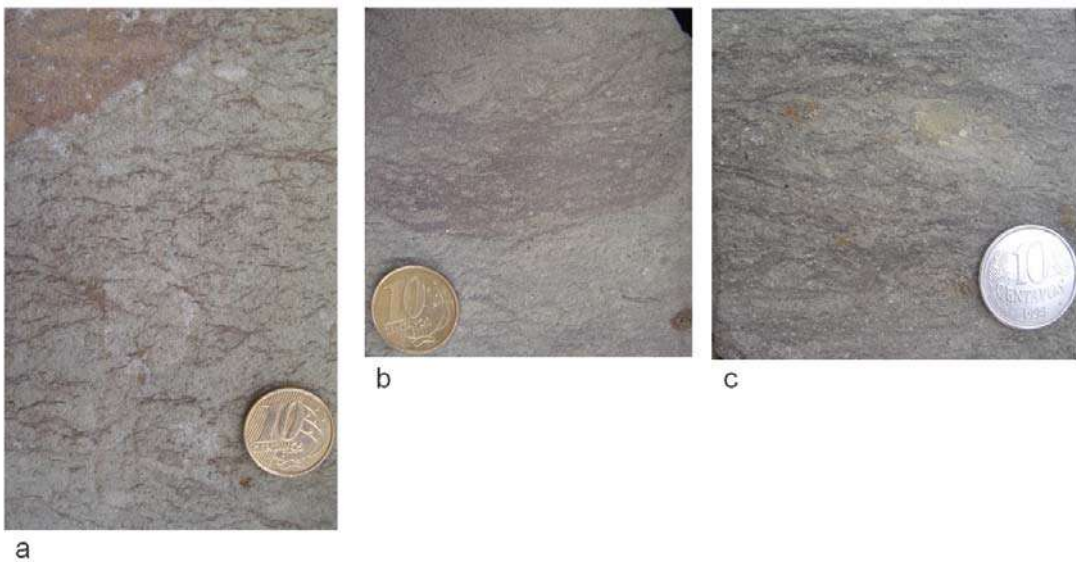
Nota: Destaque os diferentes índices de bioturbações.
 Fonte: ANP, 2005.

Figura 44 – Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como arenito argiloso ou siltito.



Nota: Em destaque a bioturbação e as microlaminas de folhelho.
Fonte: ANP, 2005.

Figura 45 – Foto do testemunho do poço EXP-1-RJS na porção classificada como não reservatório.



Fonte: ANP, 2005.

6.3 Análise do teste de produção do poço EXP-1-RJS

Conforme descrito na seção 6.1, foram realizados três testes de produção no poço EXP-1-RJS.

O primeiro teste foi realizado no segundo intervalo de Arenito A2 conforme a Figura 46 destaca. No entanto não possibilitou surgência, o *jet lift* de nitrogênio provocou congelamento do óleo na coluna.

O segundo teste foi realizado no primeiro intervalo de Arenito A2 (Figura 46) foi efetuado com perspectiva exploratório na intenção de avaliar a continuidade das camadas e a possibilidade de segregação gravitacional do óleo, que posicionaria óleo mais leve no topo da estrutura. Foi realizado *jet lift* com nitrogênio e injeção de diesel. O nitrogênio teve o mesmo tipo de atuação que no primeiro teste, congelando o óleo na coluna e trapeando pressões. A injeção de óleo diesel descumpriu a função de limpar o poço. O diesel foi recuperado após limpeza da coluna. O intervalo também não apresentou surgência.

O terceiro teste foi realizado nos dois intervalos já testados e com *gravel pack* (Figura 46). A intenção foi investigar o índice de produtividade, dano e depleção em produção mínima de 200m³, pois em virtude da alta viscosidade do óleo e da intensa produção de areia, os intervalos não permitiram quantificar a influência da produção de areia nos resultados obtidos no primeiro e segundo teste.

Durante a realização do terceiro teste, foi efetuado *jet lift* de nitrogênio e injeção de diesel. O gás provocou queda da temperatura da coluna, impedindo a passagem do óleo. A injeção de diesel facilitou a dissolução do tampão de óleo e permitiu surgência de 3 a 5 m³/d. Na tentativa de aumentar o volume produzido, foi realizada injeção de xileno para desobstruir o *gravel pack* liberando-o do óleo viscoso, permitindo surgência de 12 m³/d. A produção de água foi diminuindo gradativamente de 8% para 0.1%.

Como a produção de óleo foi baixa, não houve dados suficientes para pesquisa de depleção.

Os dados inicialmente foram interpretados com o valor de 50 a 75 μ de viscosidade. Após as análises de PVT com temperatura estimada no reservatório indicou uma viscosidade mais alta em torno de 210 μ . Os dados foram reinterpretados e consolidados na Tabela 6. A permeabilidade estimada no terceiro teste foi calculada com base nos dados obtidos do dois primeiros testes e a contribuição de cada um na vazão total do teste considerando a extensão (em metros) dos intervalos testados.

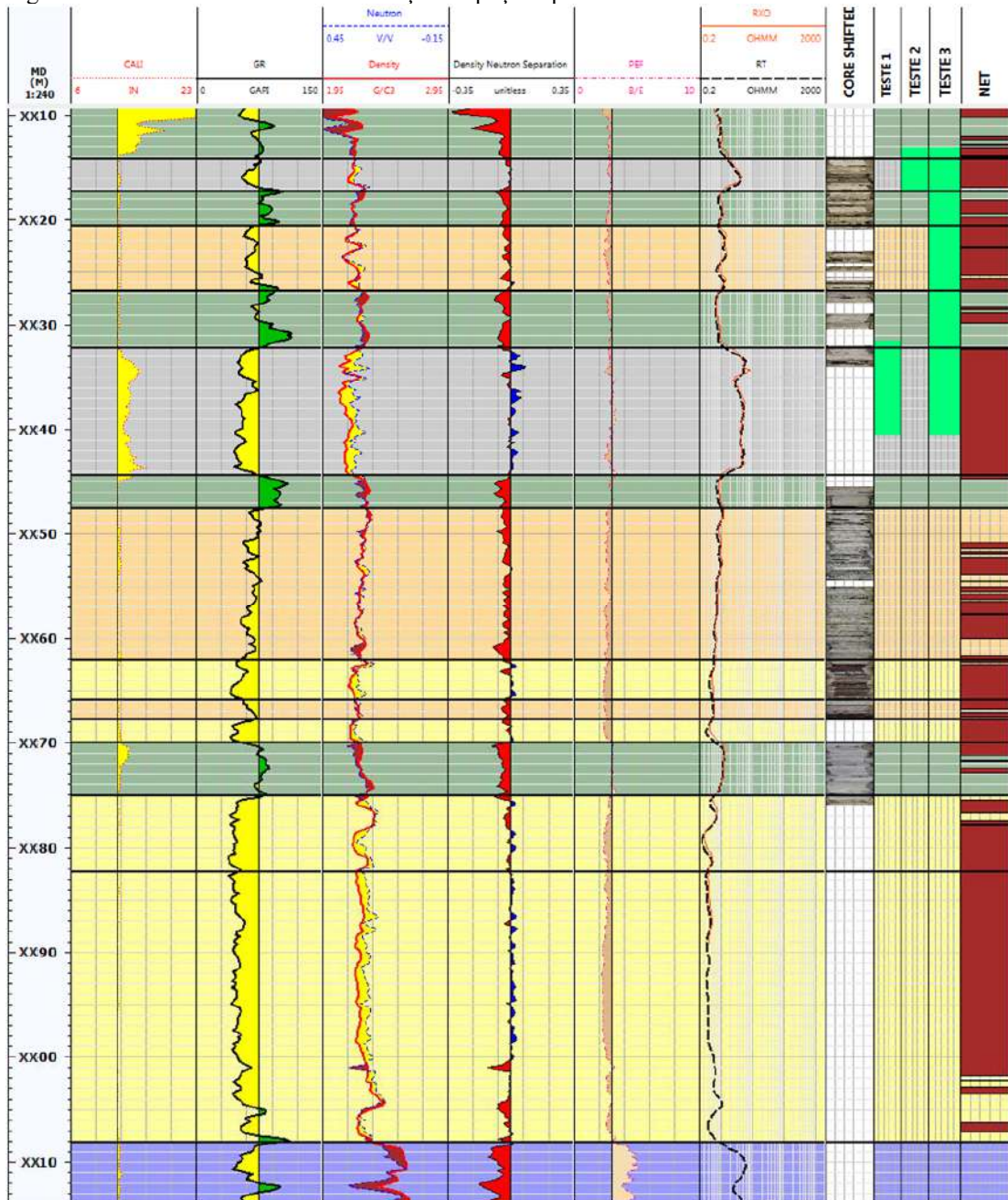
Tabela 6 – Resumo dos resultados dos testes de produção do poço EXP-1-RJS.

| Teste | Intervalo (m) | Completação | est Qmax (m3/d) | Volume (m3) | °api | BSW (%) | Mobilidade total (mD/cp) | Visc (μ) | PERM estimada (mD) |
|-------|---------------|-------------|-----------------|-------------|------|----------|--------------------------|----------|--------------------|
| 1 | 9 | Cased Hole | 786 | 12,6 | 17 | | 18,311 | 210 | 3845,31 |
| 2 | 4 | Cased Hole | 278 | 6,5 | 16,8 | 4 | 9,506 | 210 | 1996,26 |
| 3 | 27,4 | Gravel pack | 287 | 12 | 17 | 8 to 0,1 | | | 3200* |

Fonte: A autora, 2016.

Uma informação importante a ser analisada é que desde seus testes de produção já foi identificado produção de água no reservatório em zonas acima do contato óleo-água.

Figura 46 – Intervalos de testes de formação do poço exploratório EXP-1-RJS.



Fonte: A autora, 2016.

6.4 Análise petrofísica do poço EXP-1-RJS

Os pontos de pressão obtidos no poço exploratório estão listados na Tabela 7 e encontram-se plotados no Gráfico 1. Observa-se que o valor estimado do contato óleo-água do poço corrobora com o que foi identificado no testemunho (Figura 47) e pode ser visualizado no perfil na Figura 48, onde apresenta-se o resultado da análise petrofísica do poço exploratório.

A interpretação da possível composição da matriz foi baseada nas respostas das curvas de GR, DEN, NEU, separação entre DEN e NEU, PEF, RES e também na interpretação dos testes de poços. Não foi possível fazer um ajuste fino com K-feldspato e plagioclásio como os resultados do XRD, pois quando considerava estes dois elementos, a interpretação ficava com mais incógnitas que inputs, impossibilitando o cálculo. Como recurso foi considerado a matriz como “areia”, que entrou como a média dos três minerais. Os inputs padrões foram areia, calcário, dolomita, argila e silte.

A porosidade foi calculada com base na leitura da curva de densidade ajustada e da porção considerada areia.

A saturação de óleo foi baseada na porosidade e nas respostas das curvas de resistividade.

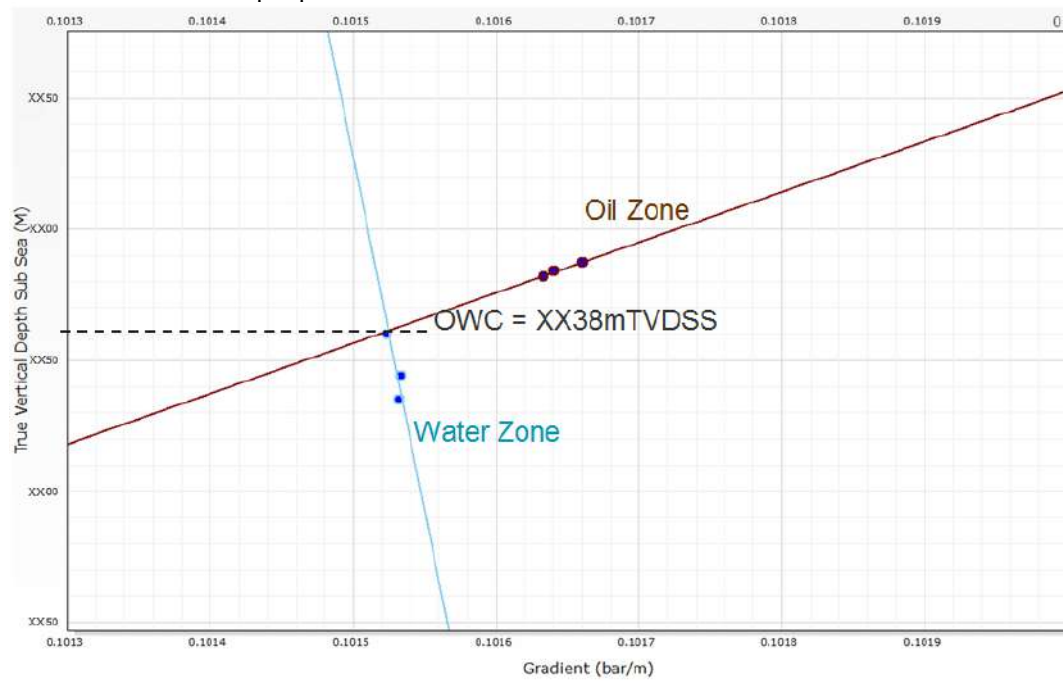
Houve um ajuste manual de interpretação nos resultados de output do software devido a questões de arrombamento do poço e resultados de laboratório.

Tabela 7 – Resultado dos pontos de pressão do poço exploratório EXP-1-RJS.

| TVDSS (m) | Formation Pressure (bar) | Grad (bar/m) |
|----------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| XX12,7 | 235,11 | 0,10166 |
| XX16,0 | 235,4 | 0,101641 |
| XX18,0 | 235,586 | 0,101633 |
| XX40,0 | 237,566 | 0,101524 |
| XX56,0 | 239,214 | 0,101534 |
| XX65,0 | 240,124 | 0,101532 |

Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 1 – Gradiente por profundidade.



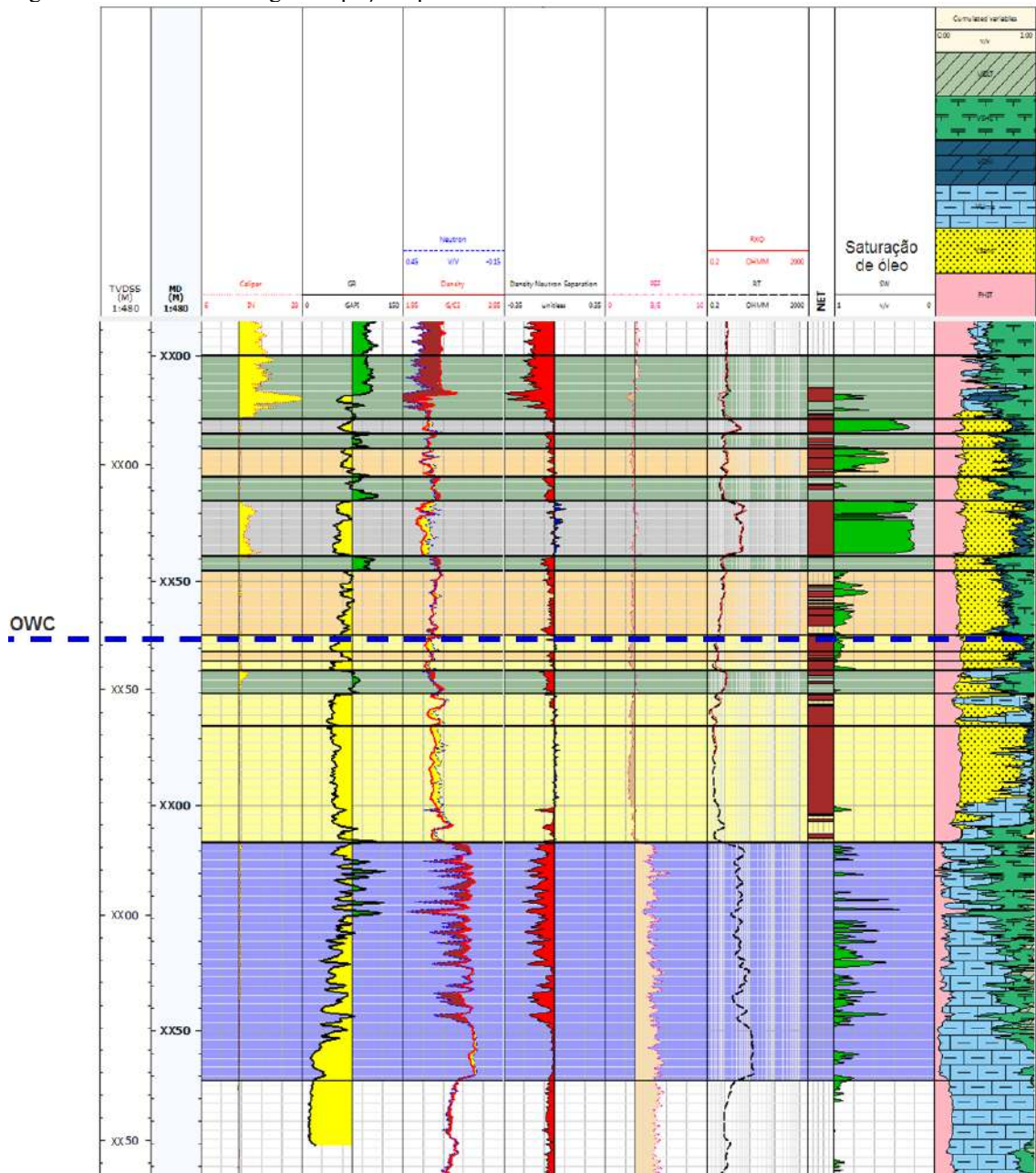
Nota: Estimativa da cota do contato óleo – água.
 Fonte: A autora, 2016.

Figura 47 – Detalhe do testemunho do poço EXP-1-RJS com a identificação do contato óleo água.



Fonte: A autora, 2016.

Figura 48 – Contato óleo água do poço exploratório EXP-1-RJS.



Nota: Na última coluna a porosidade destacada em rosa e a interpretação mineralógica da matriz.

Seguindo a ordem: Porosidade, Volume de areia, volume de calcário, volume de dolomita, volume de folhelho e volume de silte.

Fonte: A autora, 2016.

7 FACIES EM TURBIDITOS

Finalizando as análises das eletrofases com base nos dados de perfilagem, efetuou-se a análise dos dados do poço de exploração e a tentativa de correlacionar e expandir o conhecimento dos dados do poço EXP-1-RJS para toda a área nordeste do campo de Peregrino. Com a limitação de não podermos trabalhar com os dados sísmicos, este capítulo tem como finalidade encontrar dentro dos conceitos de um modelo geológico como estas eletrofases poderiam ser interpretadas. Como premissa consideraremos um modelo geológico turbidítico.

7.1 Considerações Gerais

A arquitetura dos turbiditos de águas profundas é complexa e envolve vários cenários e elementos, como os ilustrados na Figura 49, levantados por Henriksen *et al.* (2009).

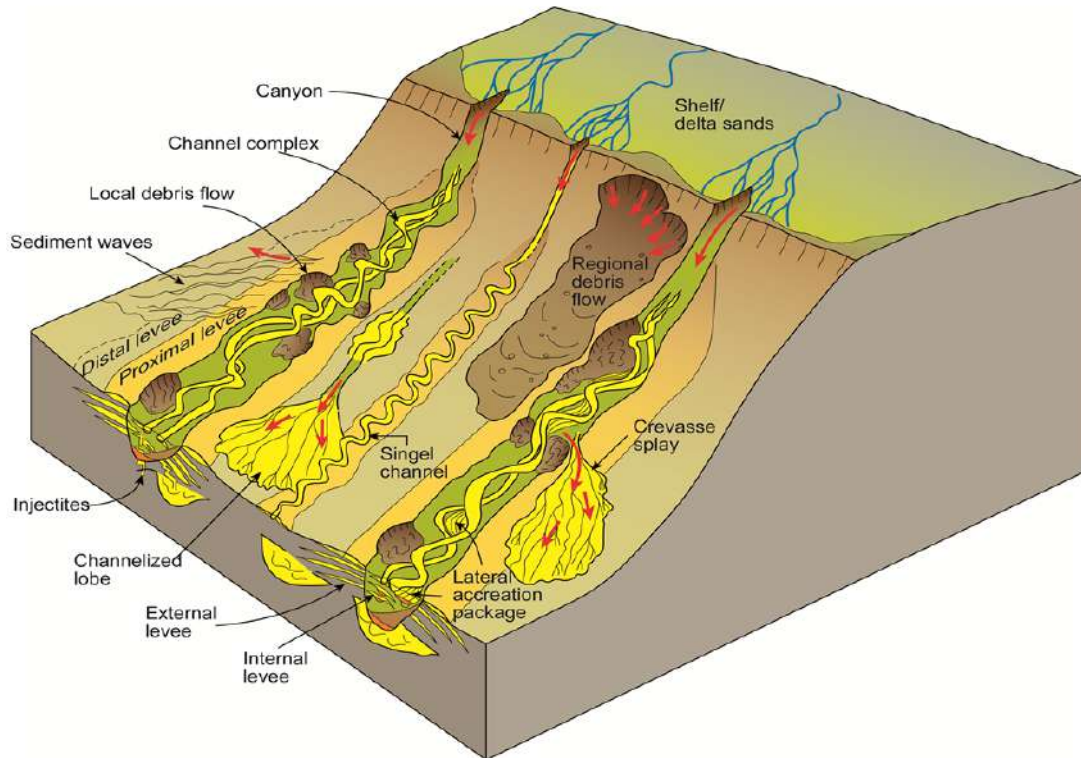
Em 1982, o *Committee for Submarine Fans* (COMFAN) declarou que, para turbiditos, cada caso é um caso. Della Fávera (2000), entretanto, afirma que se pode estabelecer um modelo deposicional para turbiditos baseado apenas em seu padrão de organização, utilizando modelos pré-existentes.

Bischoff *et al.* (2007) concluiu que existem diferentes perspectivas sobre o sincronismo do início do estágio final da ciência (Kuhn, 1970) no paradigma do turbidito. Por exemplo, Walker (1973) sugeriu que o estágio normal da ciência do paradigma do turbidito começou em 1950 (Figura 50). Entretanto, Stow (1985) sugeriu que o “tempo de ajuste” (isto é, estágio normal da ciência) começou em 1983. Para Shanmugan (2000), o paradigma do turbidito sempre esteve na modalidade da crise, e o estágio normal da ciência não foi conseguido nunca.

Bouma (1962) propôs o primeiro modelo vertical de fácies para turbiditos (Figura 51) o qual tem sido frequentemente referido como a “sequência de Bouma” e compreende cinco divisões (Ta, Tb, Tc, Td, Te). Trabalhos posteriores constataram que a fácies lamosa da sequência de Bouma (Te) não representava satisfatoriamente as divisões presentes em turbiditos lamosos (por exemplo, Piper, 1978). Esta constatação conduziu Stow e Shanmugan (1980) a propor um novo modelo vertical de fácies apenas para turbiditos de granulometria fina com nove divisões (T0, T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8). Similarmente, Lowe (1982) introduziu um

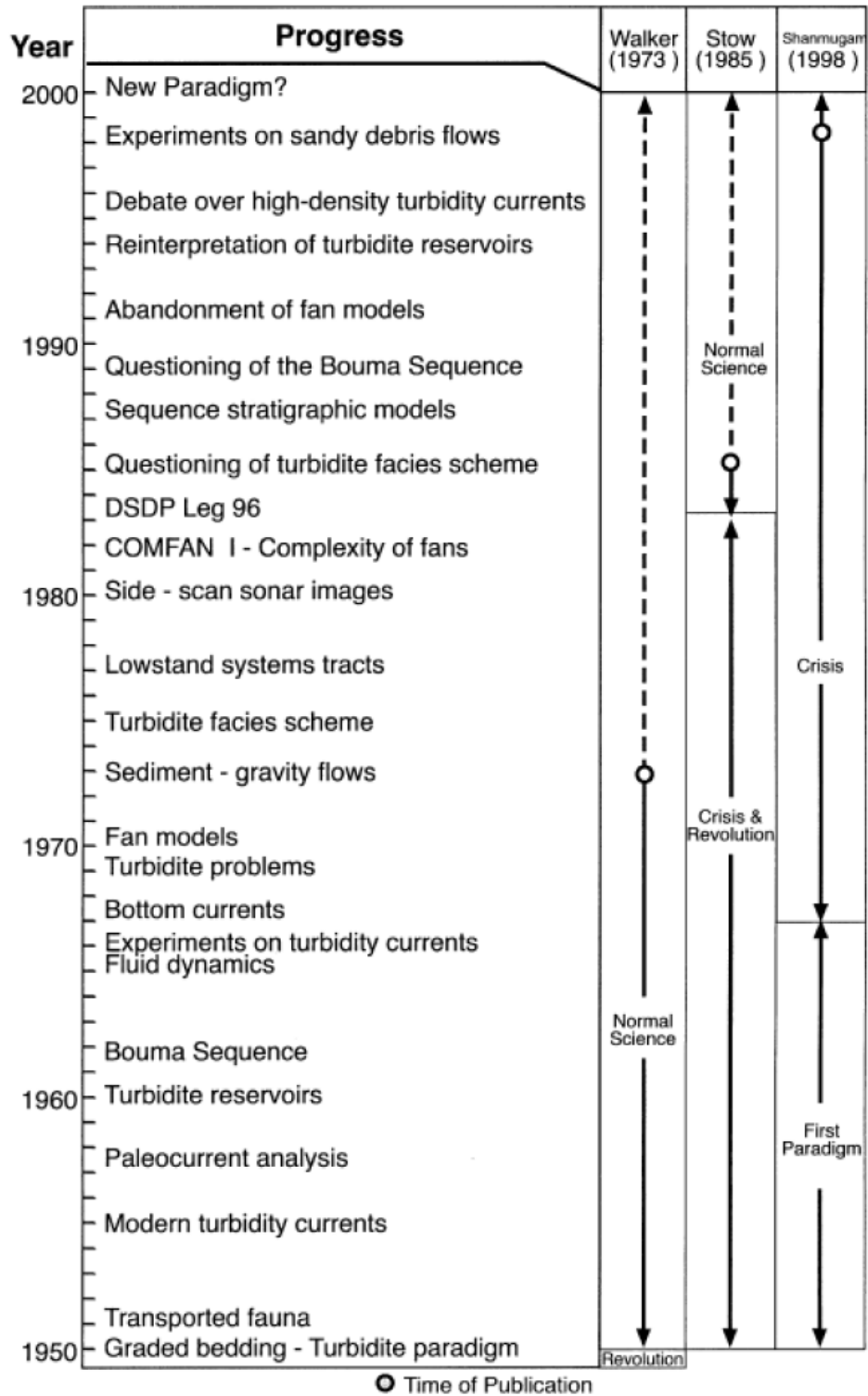
novo modelo vertical de fácies para os turbiditos de granulometria grossa (isto é, depósitos de correntes de turbidez de alta densidade) com seis divisões (R1, R2, R3, S1, S2, S3).

Figura 49 – Cenários possíveis em turbiditos de águas profundas.



Fonte: HENRIKSEN *et Al.*, 2009.

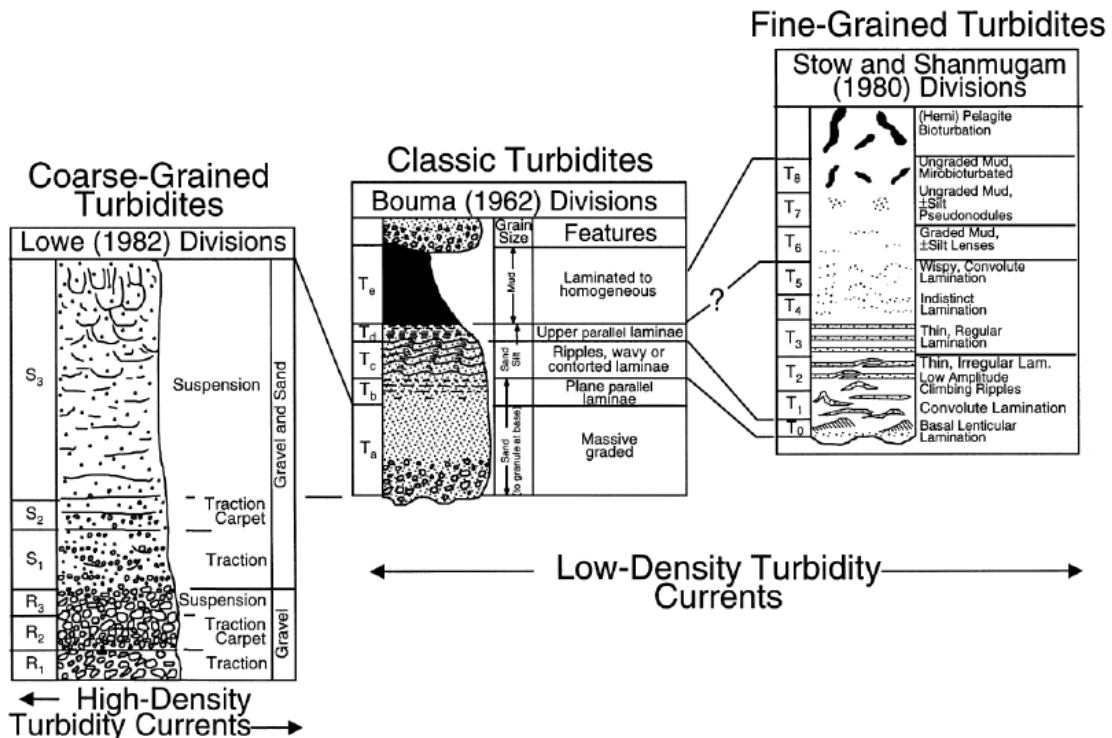
Figura 50 – Contribuição da pesquisa em águas profundas feitas durante os últimos 50 anos.



Nota: As perspectivas de WALKER (1973), STOW (1985) e SHANMUGAN (1988) nos adventos dos estágios da ciência.

Fonte: SHANMUGAN, 2001.

Figura 51 – Relações entre os modelos de fácies verticais.



Nota: Primeira a esquerda, turbiditos de granulometria grossa segundo LOWE, 1922; figura central os turbiditos clássicos também conhecidos como “Sequência de Bouma”; finalmente a direita da figura os turbiditos de granulometria fina segundo STOW e SHANMUGAN, 1980

Fonte: BISCHOFF *et al.*, 2007 .

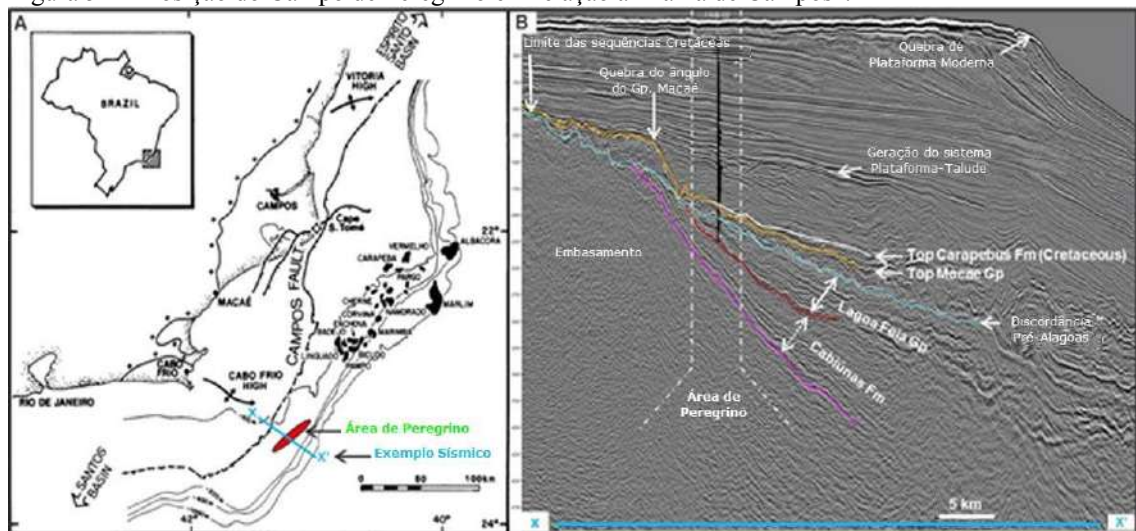
7.2 Modelo deposicional de Peregrino

Não é objetivo deste trabalho a definição de um modelo geológico para o campo de Peregrino, e também por questões de confidencialidade não é necessário analisar em detalhe o modelo adotado atualmente pelos geólogos do campo. O objetivo é, considerando as eletrofácies identificadas nos poços horizontais e a correlação aos dados obtidos no poço exploratório reinterpretado, estabelecer uma análise das prováveis fácies de turbiditos que podem ser relacionadas às eletrofácies e, assim, com base nesta informação, mapeá-las tridimensionalmente. Através da interpolação dos dados sísmicos e mapeamento das superficiais busca-se contribuir para um melhor entendimento da sequência dos acontecimentos geológicos que formaram o campo de produção de petróleo.

O campo de Peregrino está localizado na área mais ao sul da Bacia de Campos. Sua estrutura de reservatório é uma trapa estratigráfica com cerca de 60km de *pinch-out* (Figura 52).

O atual modelo geológico consiste num sistema turbidítico gravitacional, porém como sua localização está em uma área de *pinch out*, a predominância dos cenários é de um complexo sistema de canais, conforme ilustra a Figura 53, com destaque na área de interesse. Considerando-se o modelo apresentado na Figura 54, que representa um cenário dentre as possíveis arquiteturas de reservatório desde porções mais proximais até os limites mais afastados de um modelo turbidítico, o campo de Peregrino estaria entre o cenário “A” ou “B” identificado na Figura 54.

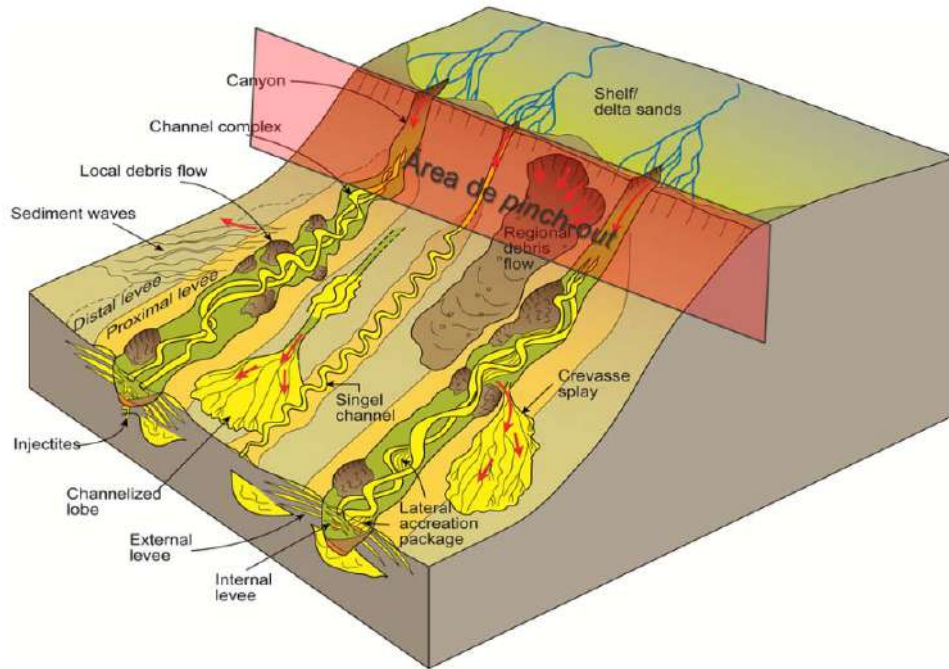
Figura 52 – Posição do Campo de Peregrino em relação à “Falha de Campos”.



Legenda: (A) Esquematisação em mapa da linha de charneira (em preto, tracejado: *Campos Fault* / Falha de Campos) e adjacências, enfatizando a localização do Campo de Peregrino. (B) Seção sísmica (X – X’) na direção dip ao longo do Campo de Peregrino (linha dip do cubo sísmico ST14016 FT PSDM).

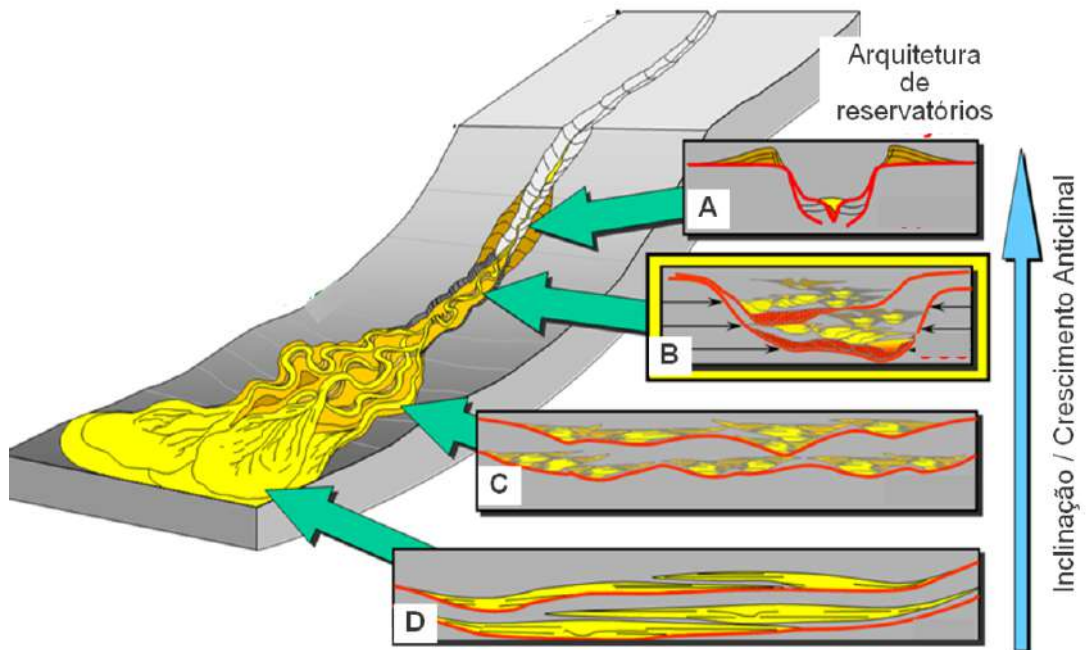
Fonte: GUARDADO *et al.*, 1989 modificado pelo autor.

Figura 53 – Esquema de sistema de turbiditos em águas profundas.



Nota: Destaque a área de *pinch-out* onde se localiza o campo de Peregrino.
 Fonte: HENRIKSEN et Al, 2009 modificado pelo autor.

Figura 54 – Esquema de arquitetura de reservatórios.



Nota: Considerando a localização do reservatório ao longo do sistema de canais turbidíticos.
 Fonte: Exxon Mobile, 2015.

7.3 Correlação de dados dos poços horizontais e poço exploratório EXP-1-RJS

Considerando as limitações de material de testemunho para analisar todas as classificações identificadas através das curvas de perfilagem e considerando as incertezas de suas medições, os dados levantados estão reunidos na Tabela 8 onde é proposto a classificação de Bowma para cada classe.

Espacialmente as fácies foram identificadas conforme a Figura 56 ao longo da seção de reservatório. Observa-se que o poço exploratório está localizado abaixo da área de pinch-out conforme a Figura 57 ilustra e os poços W1 e W1A estão localizados na área mais próxima, isso é provado inclusive com a identificação da Formação Macaé ao longo do poço W1. O poço W3 também atravessou a Formação Macaé, mas observam-se algumas cimentações próximo ao que pode indicar um sistema de falhas. De forma geral, a diferença entre os Arenitos A1 e A2 é a granulometria, e observa-se que os arenitos A2 são mais frequentes nos poços localizados quase no limite do campo e em profundidades mais rasas, como foi observado no poço exploratório EXP-1-RJS. As areias mais profundas são predominantemente as classificadas de A1 com uma granulometria maior e consequentemente permeabilidade melhor comparada ao A2.

Já os Arenitos Argilosos ou Siltito, foram localizados em áreas com intensa bioturbação, porém era possível ver algumas lâminas de folhelho. Em algumas áreas foi possível identificar laminações plano-paralelas, bem claras no regime de fluxo inferior.

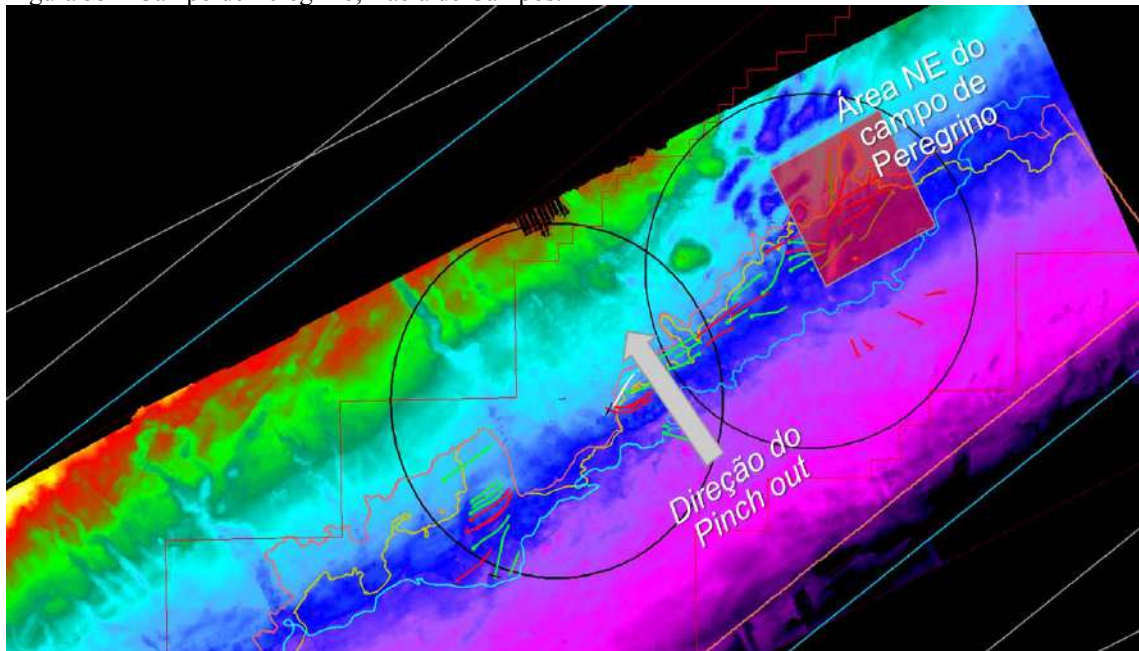
A classificação não reservatório, de material muito fino a fino, caracteriza sedimentação por decantação e baixa energia.

Tabela 8 – Levantamento dos dados de cada classe proposta neste trabalho.

| Classes | Matrix | Tamanho dos grãos | Seleção | Características | Porosidade / Permeabilidade | Modelo de Fácies Possível (Bowma) | Observações |
|-------------------------------|--|--|-----------------|-----------------------|---|-----------------------------------|--|
| Arenito 1 | Quartzoso | Fino / médio / grosso | regular | inconsolidado | Alta porosidade / alta permeabilidade (acima de 5D) | Ta | Baseado no testemunho do poço de exploração e dados dos poços horizontais |
| Arenito 2 | Quartzoso / argiloso / Levemente calcífero | Muito fino / fino / médio | Bem selecionado | consolidado | Alta porosidade / boa permeabilidade (3D) | Ta | Baseado no testemunho e teste de produção do poço exploratório e dados dos poços horizontais |
| Arenito Argiloso ou Siltito 1 | Quartzoso / argiloso | Fino / médio e localmente conglomerático | Muito regular | Bioturbação | Regular porosidade / permeabilidade baixa | Tb / Tc | Baseado no testemunho do poço de exploração e dados dos poços horizontais |
| Arenito Argiloso ou Siltito 2 | Quartzoso / argiloso | Fino / médio | Muito regular | Laminação | Regular porosidade / permeabilidade baixa | Tb / Tc | Observado nos perfis dos poços horizontais |
| Não reservatório | Siltito | Muito fino / fino | Bem selecionado | Compacto e bioturbado | Baixa porosidade e permeabilidade | Te | Baseado no testemunho do poço de exploração e dados dos poços horizontais |

Fonte: A autora, 2016.

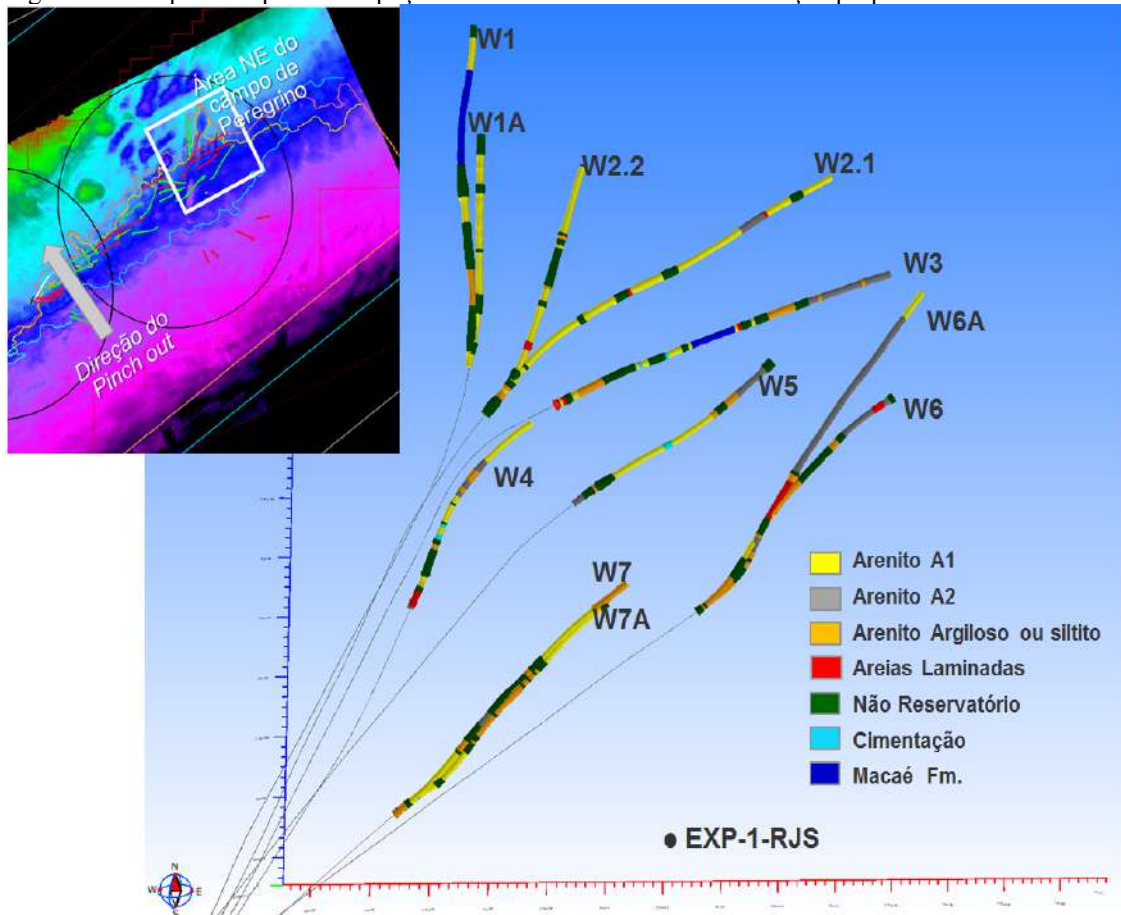
Figura 55 – Campo de Peregrino, Bacia de Campos.



Nota: Destaque área nordeste de interesse deste trabalho.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 56 – Esquema espacial dos poços em análise conforme a classificação proposta.



Fonte: A autora, 2016.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo de identificar eletrofácies baseadas nos perfis de perfilagem na área nordeste do campo de Peregrino e relacioná-las a possíveis eletrofácies fora atingido com algumas limitações devido ao pouco material de testemunho proveniente em apenas um poço de exploração disponível para este trabalho. Foi realmente muito difícil expandir o conhecimento deste pequeno ponto e expandir este conhecimento para uma área de grande extensão. Com certeza mais informações deveriam ser coletadas para uma melhor caracterização de algumas particularidades observadas nos perfis.

Procurou-se trabalhar com os perfis em seus detalhes, buscando a literatura disponível para identificar e classificá-las independente de *cut-offs* e limitações matemáticas. O objetivo sempre foi identificar e harmonizar um entendimento desta área para uma calibração do modelo geológico e não apenas utilizar modelos estatísticos para a formação do modelo estático e dinâmico do reservatório. Apesar do objetivo não ser construção deste modelo, este estudo é o primeiro passo para se iniciar uma reavaliação dele nesta área.

Por não ser possível a utilização da sísmica a fim de nortear as estruturas geológicas em que os poços estão localizados, utilizamos os modelos conceituais, considerando como premissa o reservatório ser turbidítico e encontrar-se numa área de *pinchout*.

Foi proposta então a classificação de sete eletrofácies, identificadas por perfis de perfilagem, caracterizadas com base nas litofácies observadas no material de testemunho do poço de exploração e corroborada pelos testes de pressão e de produção do poço. E finalmente identificadas as possíveis classificações de fácies turbidíticas (Tabela 8).

Recomenda-se continuar o trabalho, trabalhando melhor na interpretação das areias laminadas identificadas pelos perfis, o método de Thomas Stiber poderia ser útil para identificar se estas áreas poderiam ser consideradas barreiras apenas com baixa razão K_v/K_h (permeabilidade vertical por permeabilidade horizontal) e utilizando, se possível, dados de sísmica tridimensional, identificar melhor os pequenos corpos arenosos e suas continuidades para melhor definição tridimensional da área e possíveis esclarecimentos com relação aos resultados das simulações e ajustes destas do modelo dinâmico desta área do reservatório.

REFERÊNCIAS

- ASMUS, H. E. & FERRARI, A. L., “Hipótese sobre a causa do tectonismo Cenozóico na região sudeste do Brasil”. In: *Série Projeto REMAC nº 4. Aspectos Estruturais da margem Continental leste e Sudeste do Brasil*. PETROBRÁS – DNPM – CPRMDHN – CNPq. Rio de Janeiro, sd. p. 75 – 88.
- BISCHOFF, A., SOARES, A.P., MORENGHI, C.L., SOUSA, G. & ALMEIDA, J.P. – *Processos e Fácies em Turbiditos*, Rio de Janeiro, 2007.
- BRUHN, C. *Turbiditos da Bacia de Campos*. AAPG. 2001.
 ----- *Reservatórios Profundos no Brasil: a próxima fronteira exploratória?*. “Boletim de Geociências Petrobras”, V.4, n.4. out/dez 1990. Rio de Janeiro – RJ. P.349-386
- CAETANO, L. C., *Água Subterrânea em Campos dos Goytacazes (RJ-BRASIL): Uma Opção para o Abastecimento*, Dissertação de Mestrado em Geologia Instituto de Geociências - UNICAMP – Julho. 2000. 163p.
- CAINELLI, C. & MOHRIAK, W.U., *Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins*. 1998 AAPG International Conference & Exhibition Short Course – Brazilian Geology Part II, November 8 – 11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil
 ----- *Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin*. “Episodes, Journal of International Geoscience”, 22(3):206-216. 1999.
- COBBOLD, P.R., MEISLING, K.E., MOUNT, V.S. *Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, Southeastern Brazil*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 85, 1925-1944. 2001.
- DIAS, J. *et al*, *Integração do Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos com o Embasamento Pré-Cambriano Adjacente*, “Anais do 1º Simpósio de Geologia do Rio de Janeiro e Espírito Santo”. SBG - Sociedade Brasileira de Geologia. Rio de Janeiro. Agosto. 1987. 9p.
- FLORES, A.C., DUPUY, I.S., FORBRIG, L.C., SILVA, R. & CAMINHO, V., *Perfilagem – Conceitos e Aplicações*. Março, 2006.
- FONSECA, M.J.G., *Mapa Geológico do Estado do Rio de Janeiro*. DNPM. Rio de Janeiro. 1998. 141p.
- FYLLING, A., *Quantification of Petrophysical Uncertainty and its effect on in-place volume estimates: Numerous challenges and some solutions* – SPE 77637. 2002.
- GLOVER, P., *Petrophysics MSc Course Notes* – Aberdeen, 14th september 2000.
- MAKLER, M., *Aplicação dos Atributos de Inversão Sísmica na Caracterização Litológica do Campo de Peregrino – Bacia de Campos*. Dissertação de Mestrado. UFF. Niterói (RJ). 2010. s.n. 73 f.

- MENDES, J. C., *Elementos de Estratigrafia*. T. A. Queiroz, São Paulo, 1992. 567p.
- MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V. & GAMBOA, L.A.P., 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.18(3), p.351-396.
- MINISTÉRIO de Minas e Energia, Secretaria-Geral, Projeto RADAM: *Levantamento de Recursos Naturais volume 32, FOLHA SF.23/24 - RIO DE JANEIRO/VITÓRIA*, Projeto RADAM, Rio de Janeiro, 1983. 775p.
- MORAES, M. A. S.; Blaskovki, P. R.; Paraizo, P. L. B.. *Arquitetura de reservatórios de águas profundas*. Boletim de Geociências Petrobras, V. 14, n.1. nov. 2005/maio 2006. Rio de Janeiro – RJ. P. 7-25
- OREIRO, S.G., 2001. Evolução tectono-sedimentar da área de Cabo Frio (parte sul da Bacia de Campos). In: 7º Simpósio de Geologia do Sudeste, Rio de Janeiro, Boletim de Resumos, p.121.
- PETROBRÁS. Petróleo Brasileiro S.A., *Mapa em Profundidade de Topo do Embasamento ou Basalto*, Escala 1:100.000, DESUD/DIRSUL, Rio de Janeiro. 1987.
- PETROBRAS, *Análise de Resultado de Poço Exploratório*, Novembro 1994. Fonte ANP.
- PETROSKILLS, *Shaly Sand Petrophysics*, version 2, 2010.
- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C. “Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos”. In: *Torre A.J. & Associates, Searching For Oil and Gas in the Land of Giants / Capítulo 2 Cenário Geológico nas Bacias Sedimentares no Brasil*. Schlumberger, Argentina S.A., p.32-40. 1998.
- RANGEL, H.D., PONTES, C.E.S. SOLDAN, A.L. & TELLES JR., A.C.S. *Tectonic control on sedimentation during rifting stage: example from Campos Basin, southeastern Brazil*. “14th International Sedimentological Congress”, 1:S114- S115. [s.l.] 1994.
- RANGEL, H.D., MARTINS, F.A., ESTEVES, F.R. & FEIJÓ, F.J., 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras* 8(1), 203-217.
- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C., [ca. 2000]. Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos. In: *Apostila sobre prospecção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás* (Schlumberger).
- RIDER, M. & KENNEDY, M., *The Geological interpretation of well logs*. Published by Rider-French Consulting Limited, Scotland, 2011.
- ROCHA, L. A. S. & AZEVEDO, C. T. *Projetos de poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento*. Editora Interciência, 2009
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro. Interciência. 2006.832P

SCHALLER, H. *Estratigrafia da Bacia de Campos*, In: "Anais do XXVII Congresso de Geologia", v. 3. SBG. Aracaju, SE. Out. 1973. P. 247 – 258.

SHELL. *Introduction into Petrophysics Handbook*. [s.n.], [s.l.], Setembro 2007

SILVA, C.G., *Complexo Deltaico do Rio Paraíba do Sul*, SBG - Sociedade Brasileira de Geologia – "Anais do 1º Simpósio de Geologia do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Rio de Janeiro". Agosto. 1987. 48p.

SILVA, C.G. *et al. Modern Analogues to Ancient Depositional Systems Rio de Janeiro*. UFF/EGI. 1998. 56p.

SILVA, C.G., *Estudo da Evolução Geológica e Geomorfológica da Região da Lagoa Feia, RJ*. Dissertação de Mestrado. Instituto de Geociências - UFF – Agosto. 1987. 160p.

SILVA, M.M., *Análise da Caracterização Petrofísica de Reservatórios Turbidíticos da Bacia de Campos*. Dissertação de Mestrado – UFOP. Ouro Preto (MG). Agosto 1988. 86p.

STATOIL, Relatórios internos.

SUGUIO, K., *Roteiro de Excursão Geológica à Região do Complexo Deltaico do Rio Paraíba do Sul (Rio de Janeiro)*, SBG - Sociedade Brasileira de Geologia, Centro de Pesquisas e Desenvolvidos Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES PETROBRÁS), Instituto de Geociências da USP e Instituto de Geociências da UFRJ – "IV Simpósio do Quaternário no Brasil", Publicação Especial n.º 2, Rio de Janeiro. 1981.

THEYS, P., *Accuracy – Essential Information for Log Measurement* – SPWLA 38th Annual Logging Symposium, June 15-18, 1997. Paper V

THOMAS, E. & STIBER, S., *The distribution of shale in sandstones and its effects upon porosity*, SPWLA Sixteenth Annual Logging Symposium, June 4-7, 1975.

WINTER, W.R. *et al. A Bacia de Campos*. "Boletim de Geociências". Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 511-529, maio/nov. 2007.