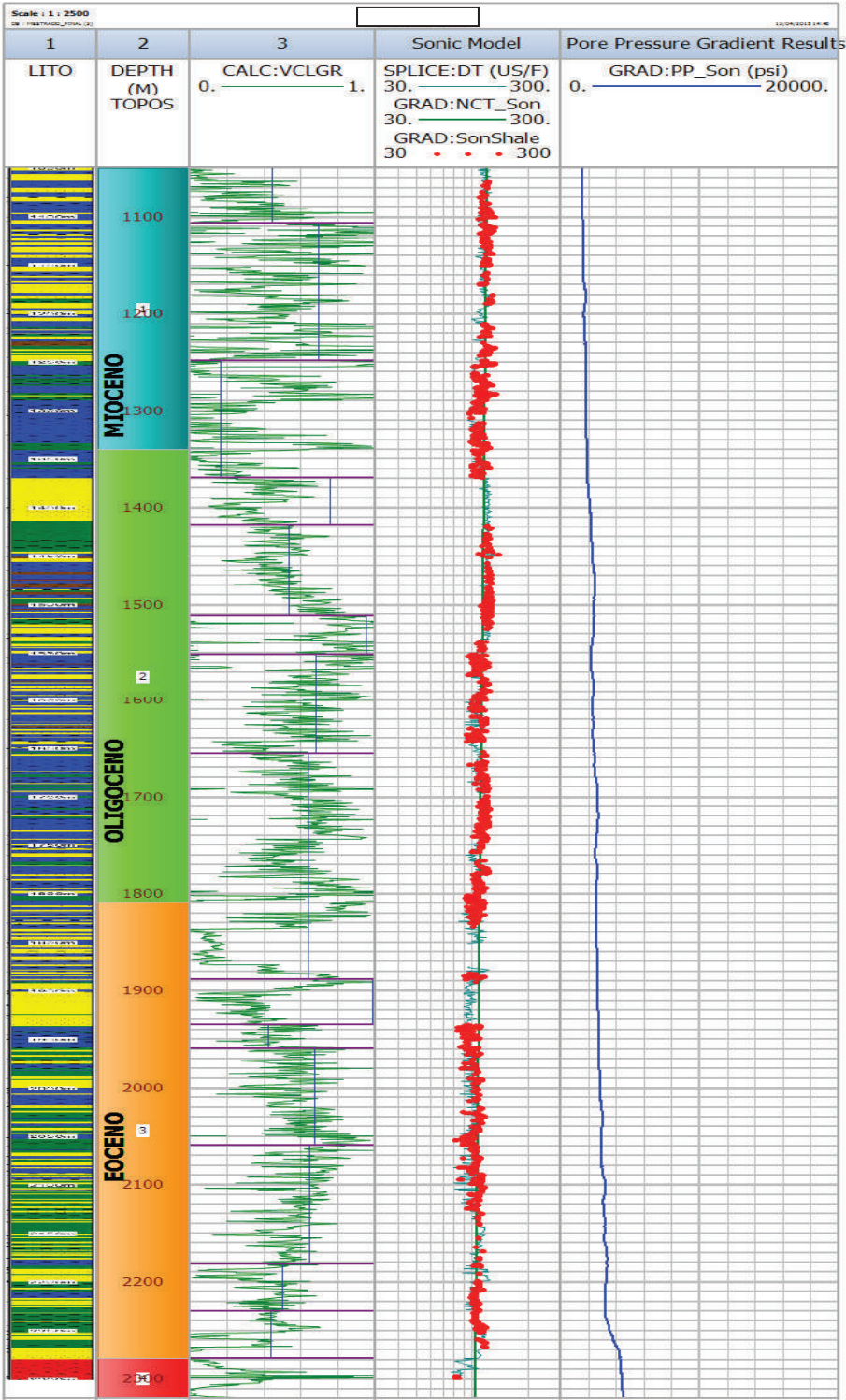


4.2.1.7 Sétimo Passo: ajustar/definir o trend de compactação nos folhelhos através do perfil *NCT_Son* e analisar intervalos com gradientes de pressões de poros anormais

Seguindo a linha de abordagem dos autores citados neste trabalho, onde HOTTMAN e JOHNSON (1965) correlacionaram os desvios do trend de compactação normal com medições diretas da pressão de poros e EATON (1975), trabalhando com um método similar relacionando o perfil de porosidade, neste caso velocidade da onda compressional (DT), com um tendência esperada em caso de compactação normal de rochas argilosas, O perfil de *NCT_son* - Trend de Compactação Normal é definido por uma reta utilizando o tempo de trânsito em escala logarítmica. Por apresentarem maior variação na porosidade em relação ao soterramento e serem pouco permeáveis, as rochas finas acabam sendo o agente calibrador no mecanismo de subcompactação quando o intervalo não apresentar sobrepressão. O afastamento da curva de velocidade de trânsito da onda (DT) do trend normal de compactação, indica anomalia de pressão.

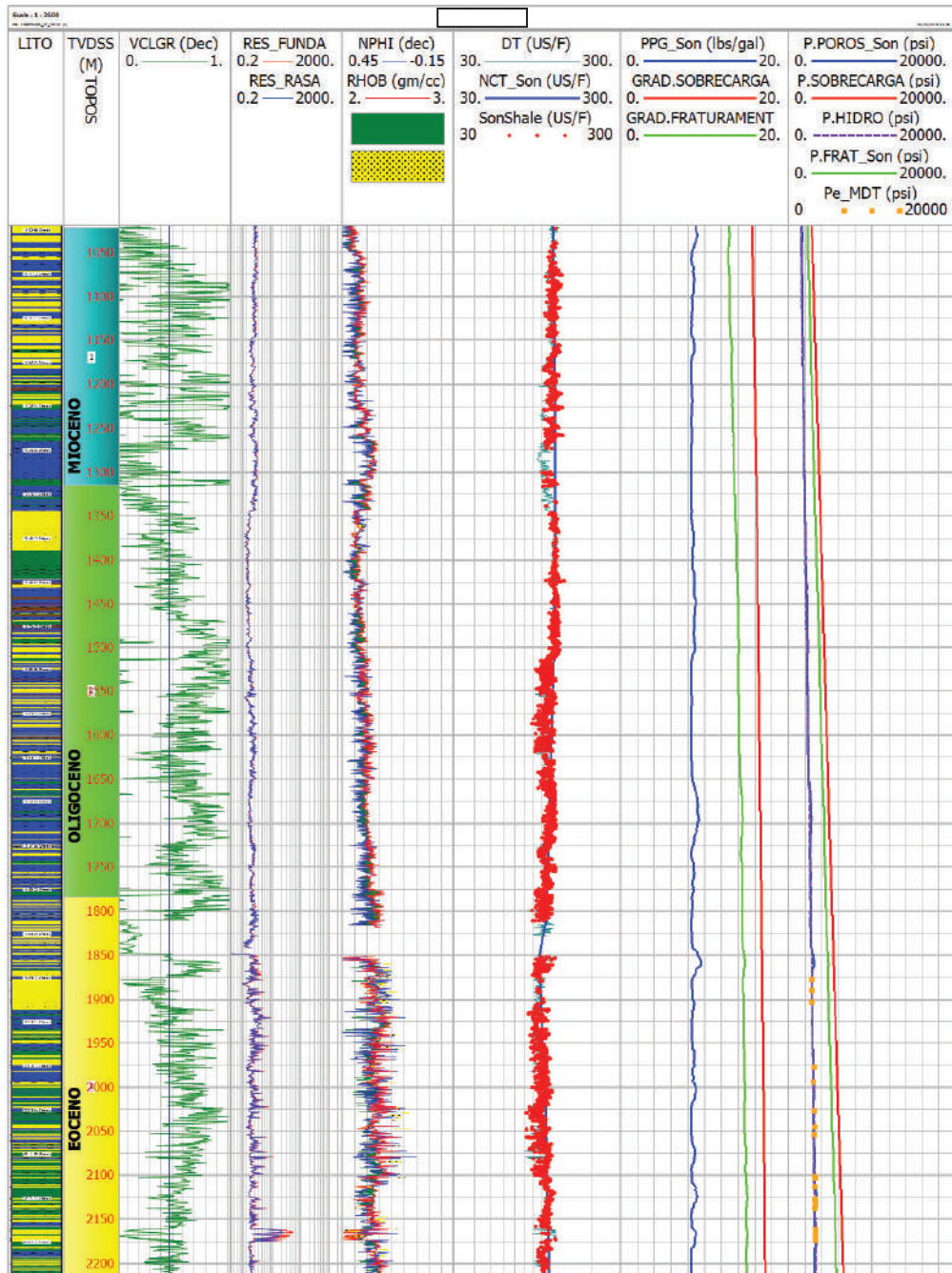
Figura 21 - Perfil de ajuste e definição do trend de compactação, quando se move o perfil NCT_Son, linha verde, automaticamente o cálculo da curva de pressão de poros é alterado



Fonte: O autor, 2015.

4.2.1.8 Oitavo Passo: Avaliar os resultados obtidos pela análise nos poços e comparar com o dado de pressão de poros medido diretamente na formação pela ferramenta de teste a cabo MDT

Figura 22 Perfil final com os gradientes de pressões de poros, fraturamento, soterramento e suas respectivas pressões calculadas. Representado por bolas laranjas está o dado de pressão de poros medido diretamente no reservatório pela ferramenta de teste a cabo MDT



Fonte: O autor, 2015.

5 RESULTADOS OBTIDOS

Aplicando o método acima exposto para os demais poços estudados, foram obtidos os seguintes resultados apresentados abaixo.

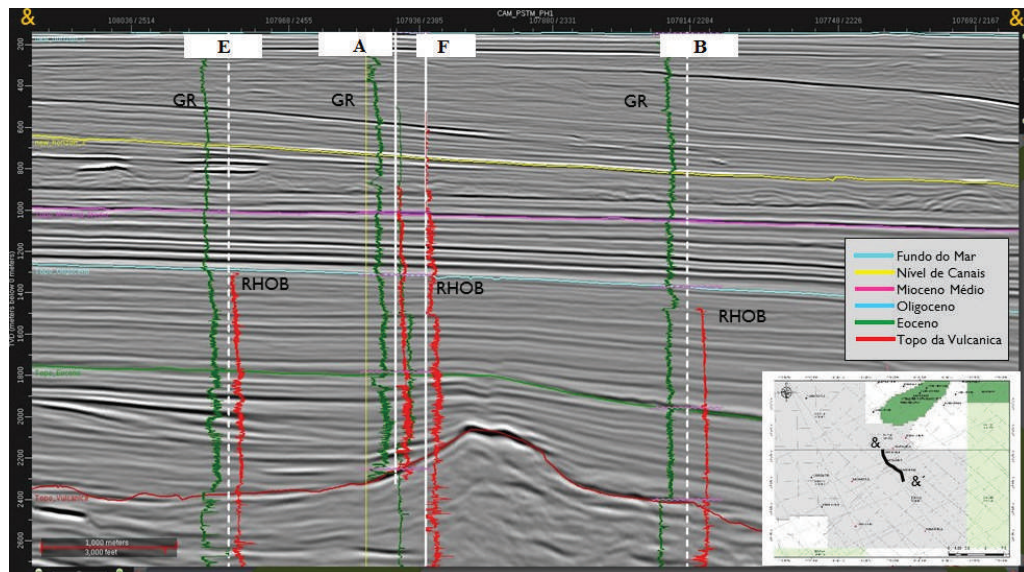
5.1 Interpretação sísmica

Com o auxílio de um dado sísmico 3D de aproximadamente 100 km², concedido pela empresa detentora dos direitos **Petroleum Geo-Service (PGS)**, adquirido em campanha sísmica no ano de 2010 na Bacia de Campos, foi possível interpretar horizontes em diferentes níveis estratigráficos. O dado sísmico trabalhado é resultado de um processamento PSTM realizado pela própria PGS o qual foi convertido em profundidade a partir de modelagem de velocidades e calibração dos poços perfurados. Todo trabalho de interpretação sísmica se deu a partir do dado já convertido em profundidade. A malha sísmica utilizada possui uma distância entre linhas e traços de 25m.

Para uma visualização sísmica mais clara dos eventos ocorridos no intervalo estudado foram selecionados para mapeamento, quatro níveis estratigráficos e um nível correspondente ao topo do evento vulcânico de idade terciária. Todos os níveis mapeados possuem bom contraste de impedância no dado sísmico com boa resposta nos perfis elétricos dos poços utilizados. Foi realizada uma interpretação equidistante em linhas e traços de 500m.

Usando como suporte a plataforma *OpenWorks* / softwares *SeisWorks* e *DecisionSpace* da *Landmark* foi possível interpretar os horizontes conforme ilustrado na Figura 23. Os horizontes sísmicos interpretados correspondem aos marcadores, conforme carta estratigráfica da bacia de Campos mostrada na Figura 6. São eles: Fundo do Mar, Mioceno Médio, Oligoceno, Eoceno e Topo da Vulcânica.

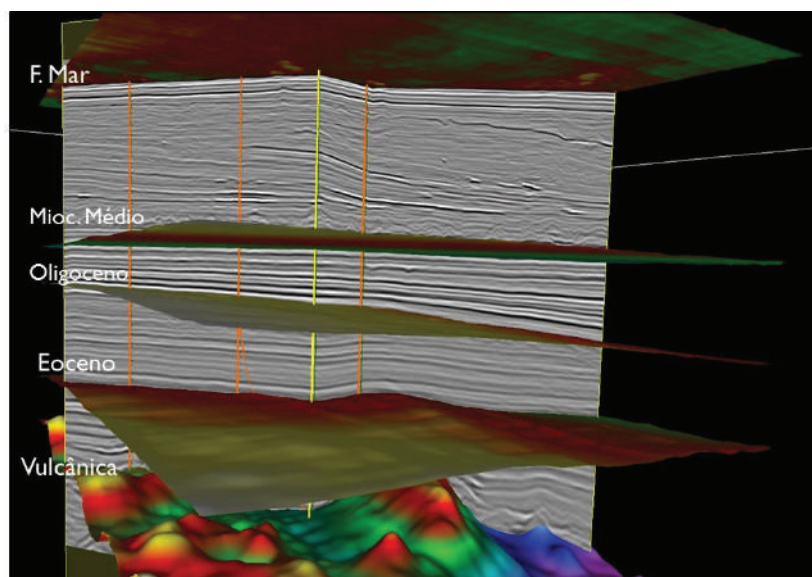
Figura 23 - Seção sísmica arbitrária no sentido do mergulho da bacia (NW-SE) contendo os horizontes interpretados



Fonte: O autor, 2015.

A partir de cada horizonte interpretado foi gerado um mapa estrutural conforme observado na Figura 24. Como a distância entre linhas interpretadas de 500m, os mapas foram gerados a partir de interpolação.

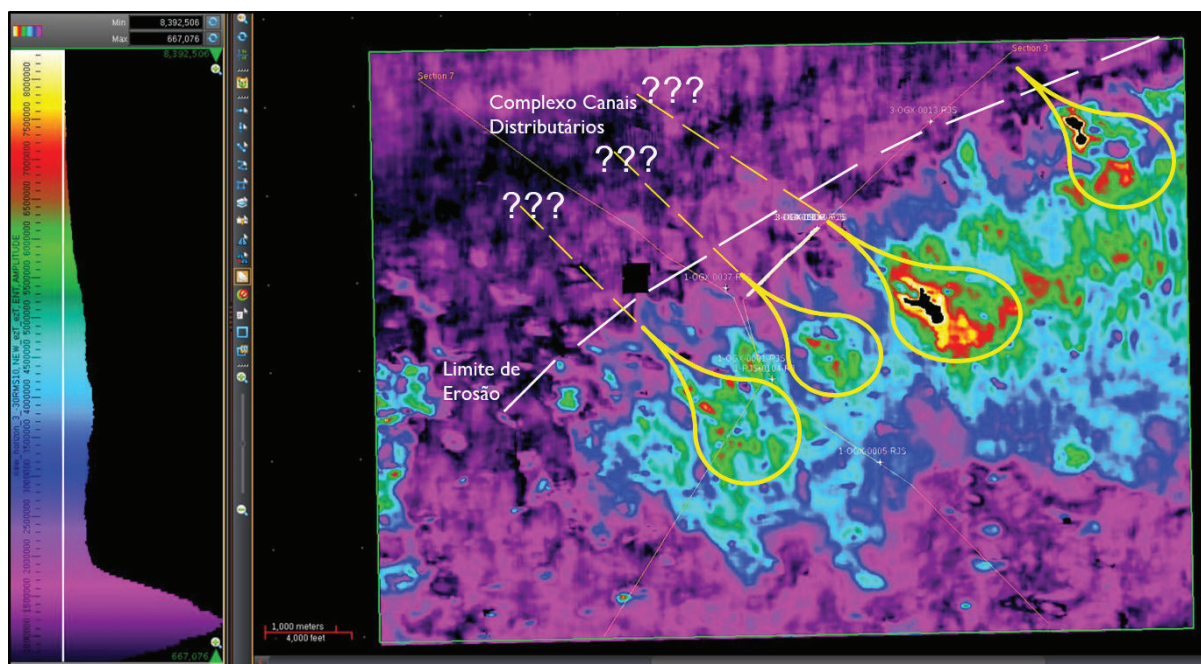
Figura 24 - Ilustração composta por visualização 3D do dado sísmico e horizontes interpretado



Fonte: O autor, 2015.

Em relação aos sistemas deposicionais, a Figura 25 ilustra a geometria dos leques presentes no Mioceno superior. O mapa de amplitude de máxima negativa foi obtido a partir do mapa estrutural desse nível acrescido de uma janela de 100m com o intuito de visualizar os leques aluviais. No mesmo mapa pode se observar o limite erosivo deste sistema, que interrompe a continuidade dos canais oriundos da costa.

Figura 25 - Mapa de amplitude máxima negativa 100 m abaixo do horizonte interpretado



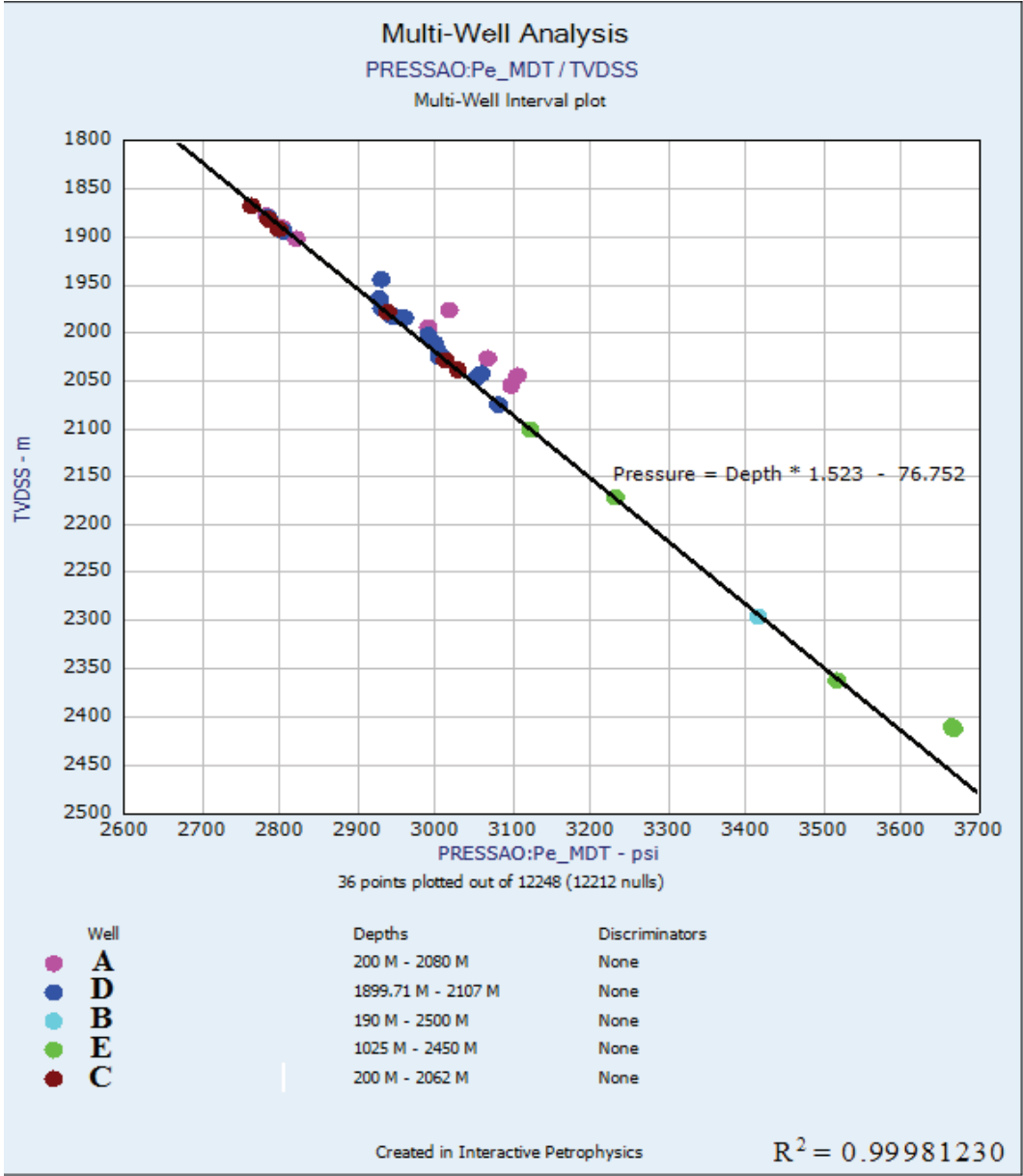
Fonte: O autor, 2015.

5.2 Definição do gradiente de pressão hidrostática

O gradiente de pressão estática utilizado para os cálculos de pressão de poros foi obtido a partir de um gráfico *crossplot* (Figura 26) dos registros de pressão, medidos diretamente na formação pela ferramenta MDT, em função da profundidade (TVDSS), utilizando-se apenas os registros obtidos nos reservatórios interpretados como portadores de água, de idade desde Oligoceno até Eoceno, desprezando-se os pontos com evidência de sobrecarga (induzida por efeito de invasão do filtrado do fluido de perfuração). Foi construída uma reta de tendência, a partir de uma regressão linear, que corresponde ao gradiente de pressão hidrostática equivalente a um fluido com densidade $1,07 \text{ g/cm}^3$, que neste caso é água

salgada. O gráfico apresenta a equação obtida pela regressão linear, cujo R^2 evidencia um excelente ajuste da reta aos pontos utilizados.

Figura 26 - Gráfico da profundidade vs. pressão de formação estática (MDT) com pontos tomados na zona de água. A reta preta representa o melhor ajuste obtido através de regressão linear dos pontos de pressão de 5 poços



Fonte: O autor, 2015.

5.3 Resultado por poço

Calculadas as pressões de poros nos intervalos propostos neste trabalho, Mioceno Médio, Oligoceno Superior e Eoceno, juntamente com assinatura dos perfis, que seguiram o trend normal de compactação e o comportamento semelhante do dado medido diretamente na formação, não foram identificados intervalos com altas pressões para o poço A (ANEXO A, Figura 28). Observa-se nestes intervalos que o perfil sônico segue com os valores de tempo de trânsito diminuindo normalmente em função da profundidade, ou seja, soterramento. Os valores médios de pressão de poros apresentados na Tabela 1 referentes aos intervalos, são considerados valores normais de pressão e estão entre 8,5 e 8,7 lb/gal.

Calculadas as Pressões Oligoceno e Eoceno (ANEXO A, Figura 29), juntamente com assinatura dos perfis, que seguiram o trend normal de compactação e o comportamento semelhante do dado medido diretamente na formação não foram identificados intervalos com altas pressões. Nota-se mais uma vez que não há escape do perfil sônico da tendência normal nos folhelhos, seus valores médios de Pressão de Poros mostrados na Tabela 1 estão entre 8.5 e 8.7 lbs/gal.

O poço C (ANEXO A, Figura 30), a pressão de poros foi calculada nos intervalos Oligoceno e Eoceno, uma vez que os registros referentes a ferramenta de perfilagem sônica não recobrem o intervalo Mioceno. Pela observação dos perfis e comparando com os registros da ferramenta de MDT não foi identificado anomalia de pressão nos intervalos analisados. Não há alterações no perfil sônico e os perfis que medem densidade e porosidade (RHOZ e NPHI) respectivamente, também não mostram valores anormais em suas assinaturas para a tendência de soterramento nos intervalos estudados.

No poço D (ANEXO A, Figura 31), a similaridade entre o gradiente de pressão hidrostática normal, juntamente com o cálculo de pressão de poros e a pressão registrada pelo MDT, não evidencia anomalia de pressão nesses intervalos. Com os valores normais do perfil sônico diminuindo o tempo de transito em função da profundidade, acompanhado dos valores normais de densidade e porosidade, também neste poço, são considerados normais os valores de pressão de poros obtidos e apresentados na Tabela 1.

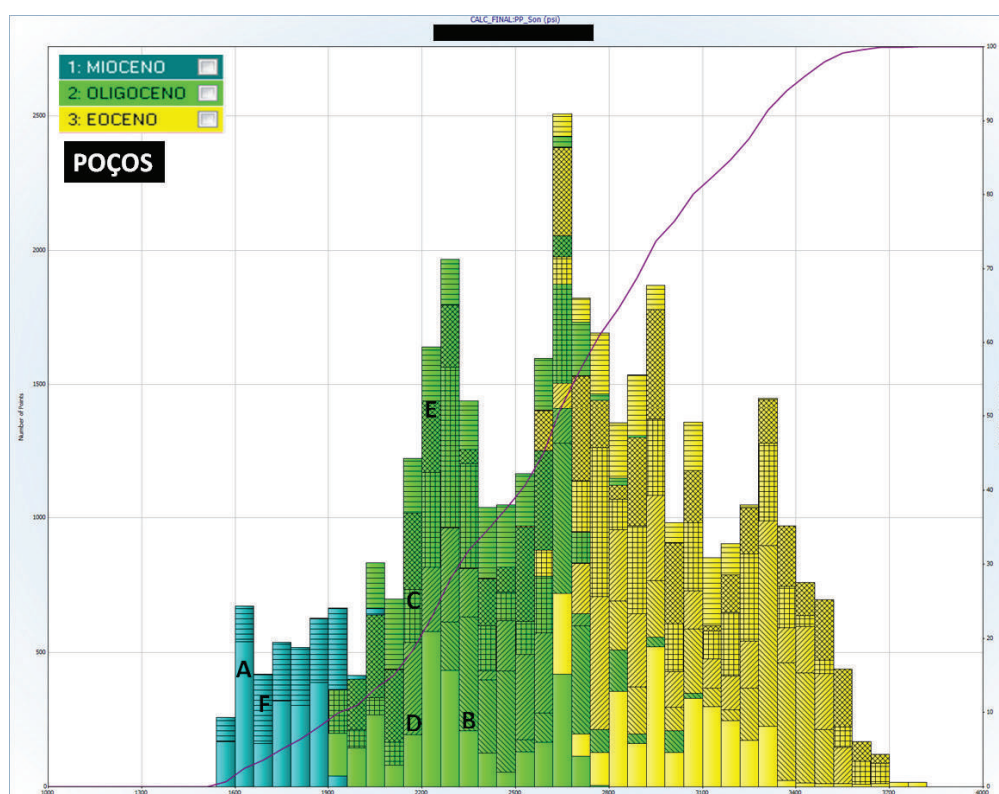
Pela mesma razão apontada para o poço anterior, no poço E (ANEXO A, Figura 32), a pressão de poros foi calculada nos intervalos Oligoceno e Eoceno. Pela observação dos perfis não foi identificado anomalia de pressão nesses dois intervalos. O pacote argiloso mais espesso, no intervalo Oligoceno segue a tendência de diminuição da porosidade (NPOR) e aumento da Densidade (RHOB) em função do soterramento, mais abaixo no Eoceno, a zona de reservatório, tem seus valores de pressão de poros também dentro da média de pressões normais, apresentados na Tabela 1.

O poço F (ANEXO A, Figura 33), perfurado pela Petrobras não possui dados de registro direto de pressão na formação, porém, assim como os outros poços deste trabalho, houve similaridade entre os dados de pressão calculados e o gradiente de pressão hidrostática; portanto, não há evidência de anomalia de pressão. O perfil sônico (DT) segue registrando a diminuição do tempo de transito na formação em relação a tendência esperada para as rochas argilosas e os valores calculados também estão dentro da normalidade.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Seguindo o trabalho de EATON (1975), a construção dos modelos para os cálculos da pressão de poros seguiu tendências normais de compactação referentes a resposta do perfil sônico em folhelhos ou rochas finas. A Figura 27 apresenta o histograma que corrobora em números a análise de que os intervalos pertencentes aos poços selecionados para este estudo possuem pressões de poros normais não havendo assim anomalia de pressão nos mesmos. Apesar de ter sido alimentada por um forte aporte sedimentar e possuir um mecanismo causador de anomalia de pressão (Delta Terciário - Desequilíbrio de compactação), com os resultados obtidos neste estudo de caso, e sabendo que há um sistema poroso e permeável, acredita-se que a província estudada teve seu sistema de circulação de fluidos atuante ao longo do tempo geológico, aliviando assim as geopressões existentes. A Tabela 1 mostra os intervalos estratigráficos usados para o cálculo de geopressões (Mioceno, Oligoceno e Eoceno), preenchida com a Média e Moda dos valores de Pressão de Poros em (psi e lbs/gal) em todos os poços. Consideramos para este trabalho gradientes normais de pressão entre 8.5 e 9.5 lbs/gal. A unidade ppg (libras por galão) é utilizada na fase de acompanhamento de perfuração de poços, onde representa o peso equivalente do fluido de perfuração, que é usado para controlar a pressão hidrostática do poço, permitindo que se trabalhe com segurança, porém sem comprometer o andamento da operação.

Figura 27 - Histograma referentes aos dados de pressão de poros calculado a partir do perfil sônico



Fonte: O autor, 2015.

Tabela 1 - Números reais de média e moda das pressões de poros e seus gradientes em psi e ppg calculadas nos intervalos estratigráficos de cada poço analisado

CURVA	POÇO	INTERVALO	TOPO	BASE	PP_MIN (PSI)	PP_MAX (PSI)	PP_MEDIA (PSI)	PP_MODA (PSI)	PPG_MEDIA (LBS/GAL)	PPG_MODA (LBS/GAL)
PP_Son	A	MIOCENO	1047.19 M	1340 M	1551.6224	1908.7733	1731.4802	1630	8.5059	8.46
PP_Son	B	MIOCENO	1075 M	1398 M						
PP_Son	C	MIOCENO	1040 M	1280 M						
PP_Son	D	MIOCENO	900 M	1291 M						
PP_Son	E	MIOCENO	1030 M	1315 M						
PP_Son	F	MIOCENO	1053 M	1353 M	1551.1401	2080.4426	1789.9707	1930	8.5027	8.34
Todas Zonas					1551.1401	2080.4426	1757.0784	1630	8.5045	8.46
CURVA	POÇO	INTERVALO	TOPO	BASE	PP_MIN (PSI)	PP_MAX (PSI)	PP_MEDIA (PSI)	PP_MODA (PSI)	PPG_MEDIA (LBS/GAL)	PPG_MODA (LBS/GAL)
PP_Son	A	OLIGOCENO	1340 M	1809.04 M	1908.9905	2744.958	2315.6084	2230	8.6247	8.34
PP_Son	B	OLIGOCENO	1398 M	1983 M	2266.5154	3049.6982	2571.5815	2650	8.5162	8.34
PP_Son	C	OLIGOCENO	1280 M	1812 M	2159.1499	2687.3008	2395.1191	2290	8.5128	8.34
PP_Son	D	OLIGOCENO	1291 M	1798.83 M	1903.3409	2713.4543	2349.5964	2290	8.7973	8.34
PP_Son	E	OLIGOCENO	1315 M	1793 M	1973.0573	2664.9924	2304.2197	2590	8.4935	8.34
PP_Son	F	OLIGOCENO	1353 M	1828 M	2034.5035	2884.3845	2370.8159	2410	8.5822	8.34
Todas Zonas					1903.3409	3049.6982	2383.1389	2290	8.5955	8.34
CURVA	POÇO	INTERVALO	TOPO	BASE	PP_MIN (PSI)	PP_MAX (PSI)	PP_MEDIA (PSI)	PP_MODA (PSI)	PPG_MEDIA (LBS/GAL)	PPG_MODA (LBS/GAL)
PP_Son	A	EOCENO	1809.04 M	2277.21 M	2624.5493	3777.2629	3008.2998	2950	8.6438	8.46
PP_Son	B	EOCENO	1983 M	2428 M	2826.1272	3514.8523	3229.2698	3310	8.6015	8.34
PP_Son	C	EOCENO	1812 M	2280 M	2628.9502	3558.5	3042.439	2770	8.7199	8.34
PP_Son	D	EOCENO	1799 M	2337 M	2581.4331	3694.2256	3046.1479	2770	8.6577	8.58
PP_Son	E	EOCENO	1793 M	2388 M	2559.3494	3666.6233	3045.1233	2950	8.5891	8.34
PP_Son	F	EOCENO	1828 M	2155.4 M	2652.0801	3295.6238	2934.4026	3130	8.536	8.46
Todas Zonas					2559.3494	3777.2629	3058.9668	2950	8.6318	8.34

Fonte: O autor, 2015.

7 CONCLUSÕES

O presente trabalho propôs uma maior evidência para o estudo petrofísico atentando para a correlação entre medidas diretas de pressão e cálculos baseados em perfis, no sentido de entender o comportamento das pressões atuantes em subsuperfícies. Aplicando a metodologia de EATON (1975), calculou-se a pressão de poros para cada poço a partir do perfil sônico nos intervalos propostos neste trabalho (Mioceno Médio, Oligoceno e Eoceno), e se comparou essas pressões com dado real obtido diretamente na formação pela ferramenta de registro de pressão a cabo MDT.

A boa calibração entre o dado calculado e o dado medido, embasada na aplicação do método com excelência, desde a escolha da província estudada, até a separação e controle de qualidade dos dados, juntamente com o auxílio de toda bibliografia utilizada para o processo, nos evidencia que os resultados alcançados neste experimento comprovaram a aplicabilidade da análise de pressão de poros tendo como base a metodologia de Eaton.

Observamos em todos os poços analisados a similaridade entre os resultados obtidos pelo estudo petrofísico, calculado a partir dos perfis de poços, e o dado de pressão de poros medido diretamente na formação. Em suma, não foram encontradas anomalias de pressão para os intervalos selecionados para cálculo de geopressões em nenhum dos poços estudados, o que evidencia que, apesar da existência de um mecanismo causador de anomalia de pressão (Desequilíbrio de Compactação) na bacia, fruto do intenso aporte sedimentar associado ao soerguimento da Serra do Mar nesta época, houve uma equalização das geopressões atuantes na formação, é fato relevante que um sistema permo-poroso possa ter atuado como agente facilitador na circulação de fluidos permitindo assim uma dissipação das geopressões aliviando o sistema. Neste sentido, os resultados obtidos provenientes de todos os processos envolvidos no trabalho nos deixa seguro de que o método pode ser aproveitado e difundido na indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos, pois se trata de um método de fácil aplicação e bastante prático, onde precisamos apenas de parâmetros como o gradiente de pressão de poros normal e o trend de compactação normal em rochas argilosas, além de poder ser utilizado para predição de geopressões envolvidas em outros tipos de mecanismos causadores de altas pressões.

Recomenda-se a utilização da análise de pressão de poros pelo método de Eaton para estimar intervalos com pressão de formação anormal, avaliar pressões dos poços após a

perfuração, gerar modelos espaciais de pressões e auxiliar na construção de projetos de poços seguros, reduzindo o risco de perdas materiais e principalmente humanas e ambientais.

Recomenda-se também, a realização de estudos adicionais de petrografia e petrofísica no sentido de melhor compreender a trama do espaço poroso, bem como a elaboração de modelos de permeabilidade e argilosidade nos intervalos de interesse.

REFERÊNCIAS

- ASQUITH, G.; KRYGOWSKI, D. *Basic well log analysis*. 2. ed. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 2004. (Methods in exploration series, n.16).
- ASMUS, H. E.; PONTE, F.C. *As bacias marginais brasileiras*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1970.
- ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA DA S. B. G, 26., 1972, Belém. *Anais...* Belém, PA: [s.n.], 1972. p. 67-90.
- ASMUS, H. E.; PONTE, F. C. The brazilian marginal basins. In: NAIRN, A. E. M.; STEHLI, F. G. (Ed.). *The Ocean Basins and Margins*. New York, USA: Plenum Publishing Co., 1973. v. 1, p. 87 - 133.
- BOWERS, G. L. *Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction*. [S. l.]: SPE drilling and completion, 1995, v. 6, p. 89-95.
- BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P.A. *Estatística básica*. 4. ed. São Paulo: Atual, 1995. 321p.
- CAINELLI, C.; MOHRIAK, W.U. Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the eastern brazilian continental margin. *Episodes, Journal of International Geoscience*, v. 22, n. 3, p. 206-216, 1999.
- CASTRO, J.Q. de. *A utilização de atributos sísmicos na caracterização de reservatórios de petróleo*. 1996. 115f. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1996.
- DIAS, J. L. M. et al. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Ed.) *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990. p. 333-360.
- DIAS, J.L. Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 1, p. 13, maio 2005.
- DIAZ, M. R. *Geração de um arcabouço estratigráfico de alta resolução para depósitos carbonáticos terciários da Bacia de Campos*. 2007. 128p. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- DOMINGUES, M. *Estudo comparativo de métodos de estimativa de pressão de poros em poços da Bacia do Espírito*. 2008. 99f. Dissertação (Mestrado em Geologia) –

Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.

EATON, B. A. The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs. *SPE Journal*, n. 3719. 1972.

EATON, B. A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *SPE Journal*, n. 5544, 1975.

FERTL, W. H.; CHILINGARIAN, G. V. Importance of Abnormal Formation Pressures. *SPE Paper*, n. 5946, 1977.

GABAGLIA, G.P.R.; MILANI, E.J. *Origem e Evolução das Bacias Sedimentares*, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1990.

GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. Formation velocity and density : the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39., p. 770–780, 1974.

GIRÃO, G. *Apostilas de perfilagem em geofísica de poços*. Disponível em <<http://geraldogirao.com/apostilas.htm>>. Acesso em: jul. 2014.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. *Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil: a model for a producing atlantic-type basin*. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1990. p. 3-79. (Memoir, n. 48)

GUARDADO, L. R. et al. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (Ed.) *Petroleum systems of the South Atlantic Margins*. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 2000. p. 317-324. (Memoir, n. 73).

GUIMARÃES, A. O. *Modelagem geológica e geoestatística de reservatórios da Bacia de Campos, RJ*. 2002. 115f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

HOTTMAN, C. E.; JOHNSON, R. K. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties. *J. Petr. Tech.*, v. 17, p. 717– 722, 1965.

LAMMOGLIA, T.; OLIVEIRA, J. K.; SOUZA FILHO, C. R. Lithofacies Recognition Based on Fuzzy Logic and Neural Networks: A Methodological Comparison. *Revista Brasileira de Geofísica*, Rio de Janeiro, p. 85-95, 2014.

LAW, B.E; SPENCER, C.W. *Abnormal pressures in hydrocarbon environments*. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1998. p. 1-11. (Memoir , n. 70)

MARTINS, P.S. *Petrografia e estratigrafia química de rochas carbonáticas do Terciário da Bacia de Campos: Membro Siri*. 2007. 117f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.