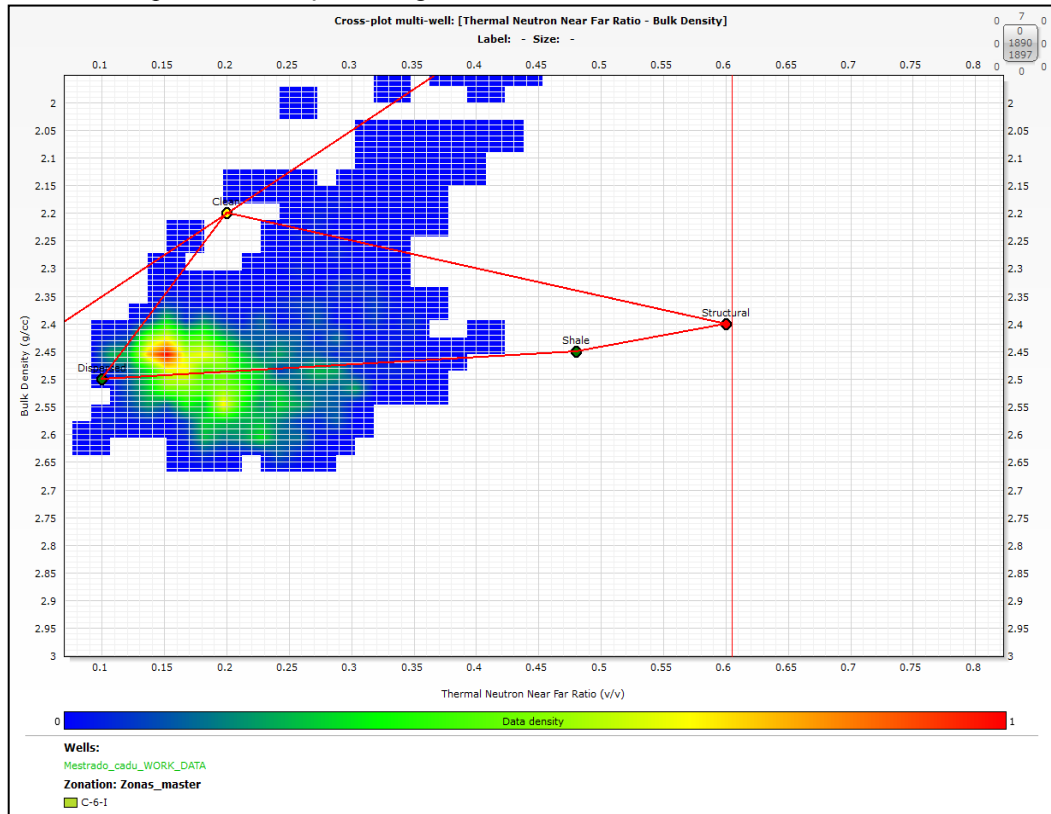
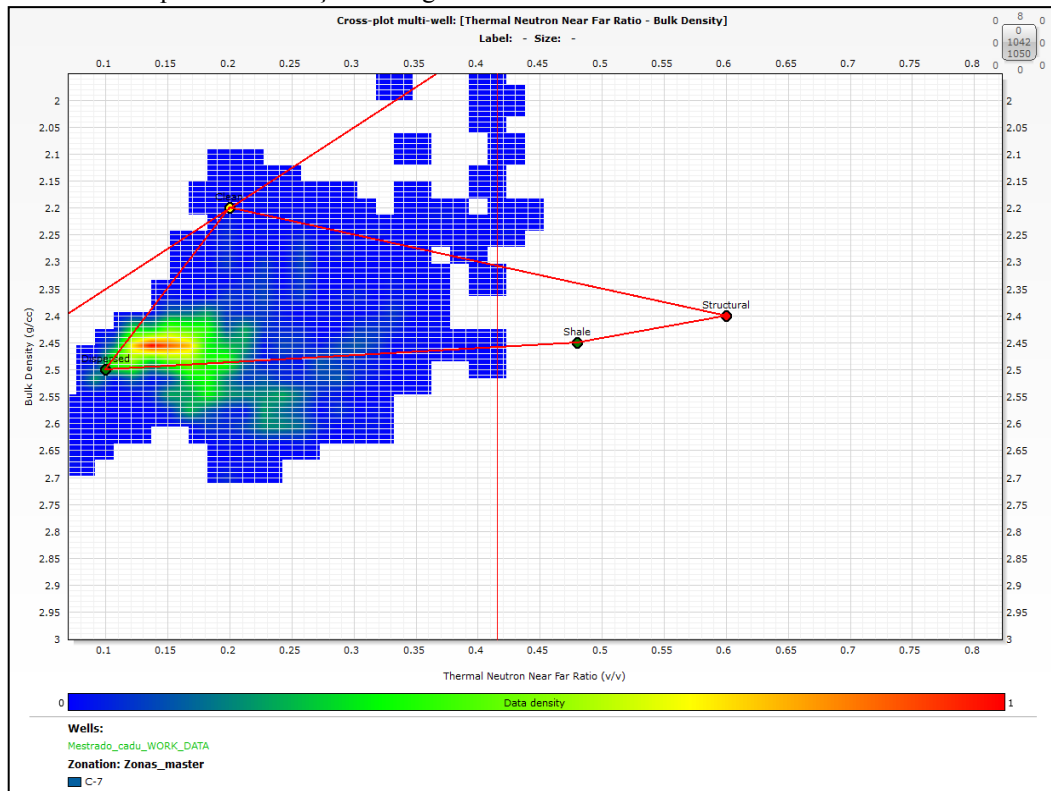


Figura 49- Modelo para distribuição de argilas na zona C-6



Legenda: evidencia de argila dispersa nbo reservatório usando modelo de Thomas Steiber (1975).
 Fonte: O autor, 2016.

Figura 50 - Modelo para distribuição de argilas na zona C-7



Legenda: evidencia de argila dispersa nbo reservatório usando modelo de Thomas Steiber (1975).
 Fonte: O autor, 2016.

Uma vez identificados os reservatórios, foram calculadas as porosidades totais a partir dos perfis de densidade (DPHI) e neutrão (NPHI).

A porosidade DPHI foi estimada a partir de um valor de densidade de matriz de 2,68g/cc, obtido pelo histograma das densidades de matriz aparente para os dois intervalos (Figura 26).

As porosidades obtidas pelos perfis de densidade e neutrão foram consideradas baixas nos intervalos mais arenosos, como nas zonas C-6 e na base da zona C-7 (Figura 47). A separação observada em alguns trechos, principalmente na porção superior da Res4, fornece uma indicação do aumento progressivo da argilosidade reservatório para cima, uma vez que as porosidades neutrônicas são muito afetadas pela presença de micas e/ou argilas, superestimando-as.

O cálculo de volume de argila foi feito utilizando uma combinação dos perfis de raios gama e dos perfis de densidade e porosidade neutrônica. Os gráficos das figuras 49 e 50 sugerem que a argila predominante nas areias da zona C-7 seja a dispersa, ao passo que na parte superior da zona C-6 ocorre uma leve predominância de argila laminar. Considerou-se a argila dispersa como predominante neste estudo.

Utilizou-se como resultado de argilosidade a curva VshaleND (através da densidade/neutrão), que pode ser considerada de menor ação da argila no reservatório por considerar os valores mais baixos do que o modelo através do GR. Optou-se por esta curva pelo fato do perfil de raios gama estarem afetados pela radioatividade dos arenitos arcóseos do reservatório.

O parâmetro “m” foi obtido a partir do *Picket Plot* (Figura 31) feito num reservatório com água da zona C-3 e representa o gradiente linear, o valor encontrado (1,8) é coerente, uma vez que estas areias estão moderadamente cimentadas. O fator de tortuosidade “a” e o expoente de saturação “n”, também utilizados nas equações de saturação, foram os usuais (1 e 1.8, respectivamente).

O R_w utilizado para os reservatórios Eocênicos foi de 0,5 ohm.m @ 75°F (10400 ppm NaCl), obtido através do perfil de *Picket Plot*. O R_{wa} foi calculado através do *software* IP, e apresenta valores contínuos que podem auxiliar nos modelos de saturação.

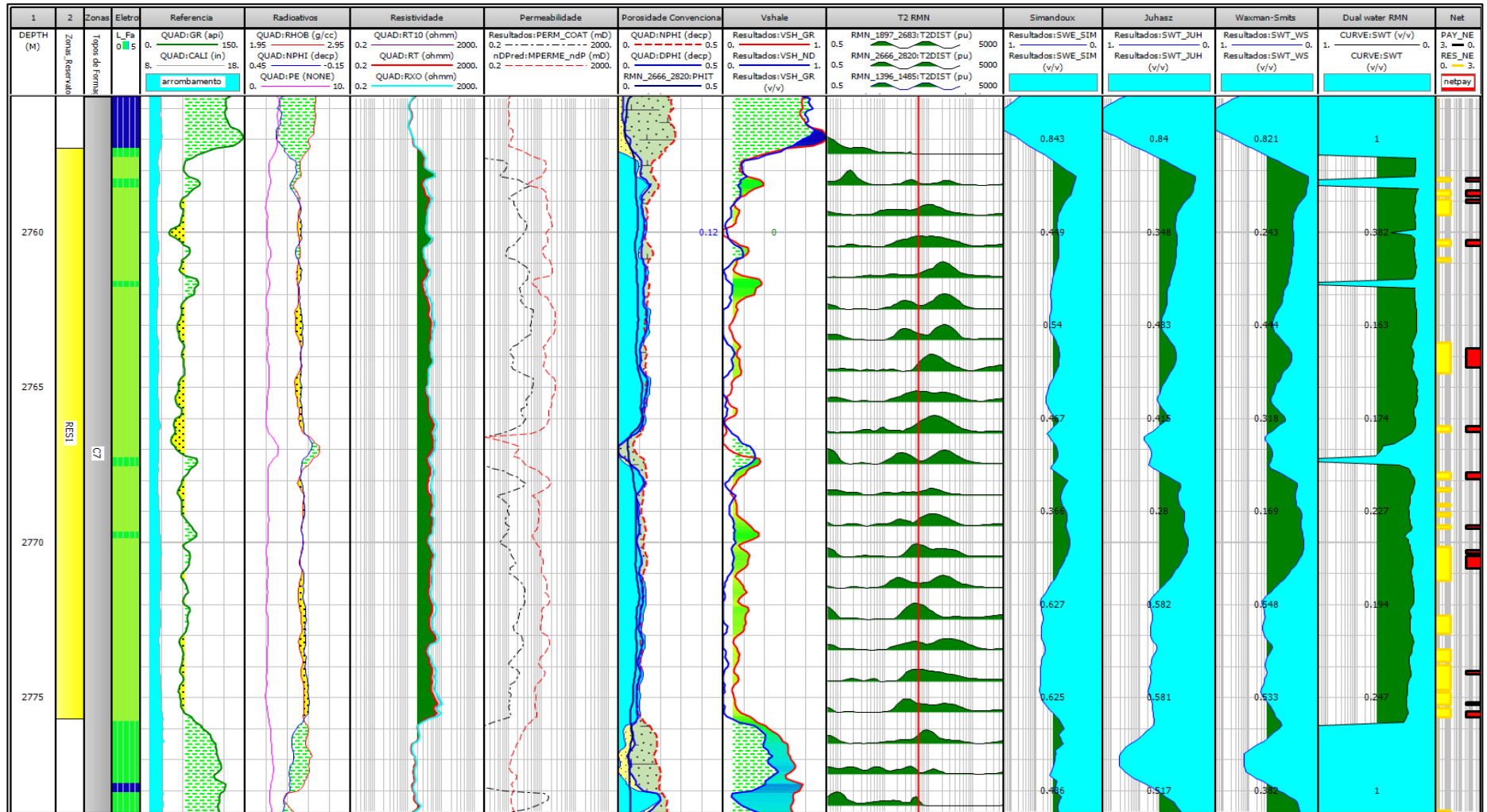
Os cálculos de saturação de água foram efetuados utilizando as equações de *Dual-Water*, Simandoux, Waxman-Smits e Juhasz (figura 51), e em função da argilosidade do reservatório não foi utilizado o modelo de Archie. Dentre eles, o Dual-Water foi mais otimista em relação à peculiaridade citada na utilização do perfil de ressonância magnética nuclear, enquanto nos demais foram utilizados os perfis básicos. O modelo de saturação Simandoux

foi o mais pessimista, seguido pelo Juhasz e Waxman-Smits (figura 51). A resistividade evidência a presença de fluidos, com valor de corte em torno de 20 ohmm (Figura 51).

Nos reservatórios argilosos, a utilização de um modelo adaptado é necessária pois se desconta a contribuição da argila no cálculo da saturação de água, aumentando a saturação de óleo no reservatório. Para tal, é necessário calcular a porosidade total do folhelho (ϕT), resistividade da água da argila (R_{wb}) e a saturação da água da argila (S_{wb}), onde todos os parâmetros foram retirados da ferramenta de ressonância magnética.

A figura 51 exibe um *layout* das curvas de volume de argila (V_{shale}) com valor de corte de 10% evidenciando zonas de reservatório areno argilosos, e saturação de água (SW) para os reservatórios analisados com corte de 50%, o que mostra a desvantagem de utilizar os métodos Simandoux, Juhasz e Waxman-Smits para o cálculo de saturação, devido a seu menor volume de óleo estimado, possivelmente ignorando zonas que podem contribuir para produção do intervalo (*net-pay*).

Figura 51 - Modelo de saturação utilizados em VNZ-A



Legenda: Comparação dos modelos de satuação utilizados no Poço VNZ-A, o que mostra a desvantagem de utilizar os métodos Simandoux, Juhasz e Waxman-Smits para o cálculo de saturação, (track 11 a 13), pois apresenta menores saturações (corte de 0.5% SW), utilizando dados de ressonância magnética nuclear (RMN).

Fonte: O autor, 2016.

7.11 Análise petrofísica através de ferramentas especiais (RMN e Imagem resistiva)

Nesta etapa, foi realizada a análise conjunta dos perfis básicos (raios gama, densidade, neutrão) e dos perfis de ressonância, além da identificação de estruturas e direção de camadas pelo perfil de imagem resistiva.

Vale destacar que as curvas de volume de argila e saturação de água calculada a partir do MRIL PRIME, ferramenta de RMN da Halliburton à base água, foram utilizadas somente nos intervalos de reservatório. Nas outras zonas foram mantidos os resultados obtidos através dos perfis básicos. A curva de saturação de água (SW) obtida a partir dos perfis básicos se ajustou aos resultados de Sw irreduzível obtidos pelo RMN.

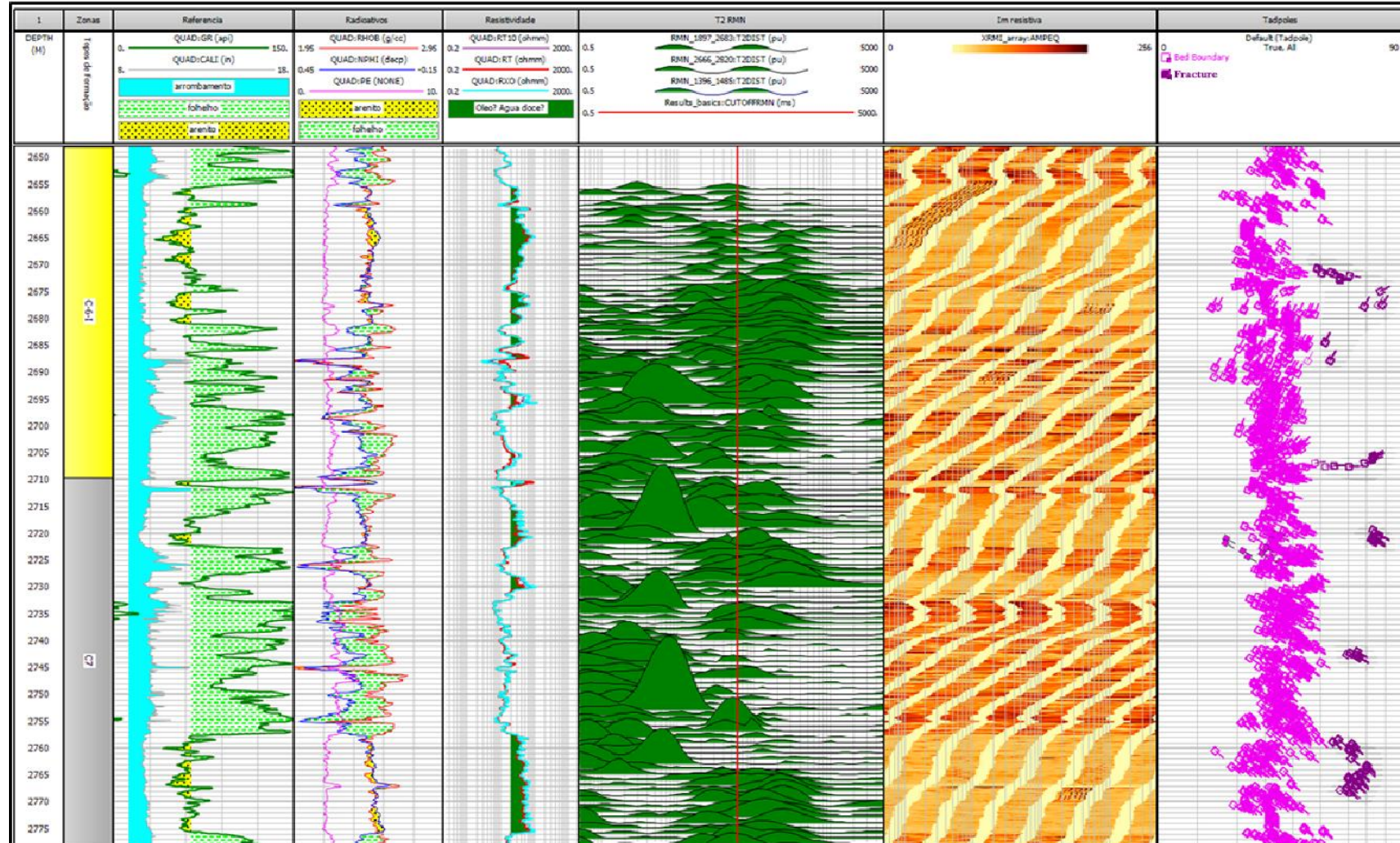
O critério para a escolha do modelo de saturação de *Dual-Water* se deve ao fato da utilização das respostas de fluido livre representativo através do perfil de ressonância magnética, colorido de amarelo na Figura 53. Na figura 52 observa-se a distribuição dos tempos de relaxamento T2 em que ocorre um deslocamento para a direita no reservatório C-7, que aponta para uma mudança de fluido abaixo de 2755m.

Os resultados obtidos mostraram que as utilizações do perfil de ressonância magnética em conjunto com perfis básicos no modelo de *Dual-Water* foi capaz de aumentar de 13% a 37% a saturação de hidrocarbonetos (SWo), na zona C-7. A saturação de água pelos demais modelos são significativamente maiores do que aquelas baseadas no modelo de *Dual-Water*.

O aumento de *net-pay* encontrado para a zona C-6 e C-7 foram de 15% e 25% respectivamente (figura 52 e 53). Esta ferramenta permitiu não somente aumentar zona com porosidade efetiva exploratória (*net-gross*) do intervalo, mas também calcular a saturação de água com base num valor de resistividade mais realista, uma vez que as presenças de folhelhos condutivos levam a uma diminuição da resistividade lida pela ferramenta de indução convencional.

A totalização dos resultados para o poço está apresentada no quadro 8, onde estão representados os valores de corte (*cut-off*) usando os perfis de volume de argila (VshaleND), porosidade efetiva (ϕ através de RMN), saturação de água (SWT), foram de: Vsh = 50%; ϕ = 9% e Sw = 50% respectivamente.

Figura 52 - Perfis básicos mostrando zonas de reservatório C-6 e C-7



Legenda: Perfis básicos mostrando as evidentes zonas de reservatório C-6 e C-7 em conjunto com perfis especiais de RMN e Imagem resistiva, que evidenciam a presença de fluidos. Através do *cut-off* dos espectros de T2 separamos 2 tipos de fluidos no reservatório e através da imagem resistiva, interpretamos zonas de fraturas ou falhas controlando o reservatório pela mudança de dips nas camadas.

Fonte: O autor, 2016.

Nota-se que o reservatório da zona C-7 inferior (RES1) foi a região com mais características favoráveis ao armazenamento e presença de hidrocarbonetos, possuindo 18.4m de intervalo reservatório e *net-pay* de 5m, apesar de ter menor saturação média SWo (quadro 8).

Quadro 8 - Resultados petrofísicos encontrados.

Parâmetros Petrofísicos do poço VNZ-A												RESERVATÓRIO	Res 1	Res 2	Res 3	Res 4
Propriedades	Modelo											Zona	C-7	C-7	C-6	C-6
Permeabilidade (K)	Coates											Topo (m)	2757.3	2715.7	2655.2	2566.6
Saturação de água	Dual Water											Base (m)	2775.7	2730.3	2681.6	2618.9
Porosidade efetiva	Dens/Neu											Vshale médio	0.17	0.23	0.2	0.43
Temp. superfície (°F)	75											Porosidade média (ϕ_t)	0.092	0.11	0.103	0.106
Temp. fundo (°F)	217											Porosidade média (ϕ_e)	0.08	0.1	0.1	0.1
												$R_{w \Omega m}$	0.5	0.5	0.5	0.5
												S_w	0.231	0.145	0.172	0.201
												S_{oil}	0.769	0.855	0.828	0.799
												Perm. K (mD)	20	29	14.7	21.7
												NET (m)	18.4	14.6	26.4	52.3
												NET PAY (m)	5	2.3	4.5	4.5
												NET RES (m)	18.4	14.6	26.4	52.3
												Net/Gross	0.272	0.158	0.17	0.086

valores de corte cálculo de net-pay											
Zonas do poço VNZ-A	topo	base	a	m	n	RW	TRW	Vshale	PHIE	SW	RMN
C-1	1428.9	1441.7	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-2	1441.7	1687.98	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-3	1687.98	1915.05	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-4-S	1915.05	2007.41	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-4-M	2007.41	2125.37	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-4-l	2125.37	2206.14	1	1.8	1.8	0.7	77	0.5	0.10	0.55	60
C-5	2206.14	2415.84	1	1.8	1.8	0.65	77	0.5	0.10	0.55	60
C-6S	2415.84	2520.08	1	1.8	1.8	0.5	77	0.5	0.10	0.5	60
C-6-l	2520.08	2709.67	1	1.8	1.8	0.5	77	0.5	0.10	0.5	60
C-7	2709.67	2825.7	1	1.8	1.8	0.5	77	0.5	0.08	0.5	60

Fonte: O autor, 2016.

Figura 53 – Perfil final das zonas de reservatório com *net-pay*.



Fonte: O autor, 2016.

Outra análise realizada foi avaliar qualitativamente as sequências laminadas de arenitos e folhelhos utilizando perfis de imagens resistivas à base água (XRMI da Halliburton). A figura 52 exhibe o perfil de ferramentas especiais obtidas para dois intervalos: C-6 e C-7, que engloba as ferramentas RMN e Imagem Resistiva. As imagens possuem alta resolução, diferenciaram o arenito maciço do interlaminado, e foram capazes de distinguir as zonas de reservatório C-6 e C-7 (Figura 53). Não foi realizada contagem de areia pela imagem resistiva, pois os perfis não possuem resolução vertical suficiente para sequências finamente laminadas. Ao todos foram interpretadas 47 fraturas que possuem alto ângulo de mergulho e 296 acamamentos com baixo ângulo e direção variando de Sudeste a Nordeste na zona C-6, e Sudeste a Leste dentro da zona C-7 (Figura 52 e 53).

CONCLUSÕES

A avaliação dos reservatórios areno argilosos do poço VNZ-A foram realizadas com base nas equações derivadas das respostas das ferramentas básicas e avançadas, utilizando diversas técnicas para retirar influência da argila nos cálculos petrofísicos, como o cálculo do volume de argila, o conhecimento de sua distribuição e seu efeito nos cálculos de saturação de fluidos.

O perfil de ressonância magnética mostra adequada correlação com a resistividade profunda, em que uma análise conjunta entre as duas ferramentas possibilita um melhor entendimento do reservatório.

Os atributos das cinco fácies petrofísicas analisadas através do perfil SOM representam finas camadas de areia, intercalados com folhelhos condutores que reproduzem características dos reservatórios da região o que pode ser adicionado futuramente num modelo geológico incluindo a análise de novos poços.

Os parâmetros utilizados para os cálculos de porosidade efetiva e saturação de água para os dois intervalos (C-6 e C-7) expõem suas características do reservatório areno argiloso. Os resultados mostram que as zonas com hidrocarbonetos seriam substancialmente subestimadas utilizando somente uma análise com perfis básicos (Waxman-Smits, Simandoux e Juahz) nos casos de reservatórios areno argilosos.

O net-pay encontrado mostra um aumento de espessura e da saturação de óleo chegam a 25% na zona C-7 e 15% na zona C-6. As imagens resistivas mostram um fator estrutural controlador dos melhores reservatórios, que deve ser estudado em conjunto com a sísmica.

Finalmente é importante destacar que integração de métodos é o melhor meio para caracterização de reservatórios complexos, como o areno argiloso da Bacia de Maracaibo.

Uma sugestão para outras pesquisas seria incluir dados de resistividade multi componente, trazendo o benefício de ter uma precisão maior na saturação de fluidos com a aquisição de uma resistividade verdadeira em zonas laminares, através da interação de resistividade horizontal e vertical, podendo retirar dessa relação a anisotropia. A perfilagem do intervalo com o perfil de indução multi-componente, cujas medidas integram todas as resistividades de todas as camadas dentro de um intervalo poderia iluminar as heterogeneidades do reservatório.

REFERÊNCIAS

- AMARAL, Mádio da Silva. Correlação de poços com múltiplos perfis através da rede neural multicamadas. Belém, Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências, 2001. 34p.
- AMBROSE, W.A; FERRER, E.R. , Seismic Stratigraphy and Oil Recovery Potential of Tide-dominated Depositional Sequences in the Lower Misoa Formation (Lower Eocene).: LL-652 Area, Lagunillas Field, Lake Maracaibo, Venezuela. 1. ed. Maracaibo: Geophysics, 1997. 62 p. v. 1.
- ARNAIZ, Rodriguez; MARIANO, S. Análisis gravimétrico y flexural del occidente de Venezuela.. 1. ed. Venezuela: Rev. Mex. Cienc. Geol, 2011. 420-438 p. v. 28.
- AUDEMARD, F. E. Tectonics of Western Venezuela. Houston: Rice University, 1991. 245 p.
- BARTOK, Peter. Pre-breakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean: Its relation to Triassic and Jurassic rift systems of the region: Tectonics. 1. ed. AGU, 1993.441-459 p. v. 12.
- BP; OIL COMPANY. Venezuela Statistical Review. ed. [S.l.: s.n.], 2016. 15p. Disponível em: <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-oil.pdf>>. Acesso em: 01 jul. 2016.
- BRYANT, I. D.; VILLARROEL, H. G. Sedimentology of the lower Lagunillas reservoir, pilot area, bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela. . 1. ed. Venezuela: SPE, 1995. 1-15 p. v. 1.
- CASTILLO, M. Structural analysis of Cenozoic fault systems using 3D seismic data in the southern Maracaibo Basin, Venezuela: Ph.D. dissertation. 1. ed. Austin:University Of Texas At Austin, 2001. 189 p.
- CASTILLO, M.; MANN. Cretaceous to Holocene structural and stratigraphic development in south Lake Maracaibo, Venezuela, inferred from poço and three-dimensional seismic data. 90. ed. Venezuela: American Association Of Petroleum Geology, 2006. 529-565 p. v. 1.
- CLAVIER, C.; COATES, G. Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water model for interpretation of shaly sands. 1. ed. US: SPE Journal, 1984. 153-168 p. v. 1.
- COATES, G.; XIAO, L. NMR logging: principles and applications. . 1. ed. Houston - Texas - US: Halliburton - Gulf Publishing Company, 1999. 200 p. v. 1.

CONTRERAS, Sérgio A. Cáceres; CASTRO, Joel Carneiro de. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. 3. ed. Ouro Preto: Rev. Esc. Minas, 2012. 305-312 p. v. 65.

COOPER, M. A. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. Colombia: AAPG Bulletin, 1995.1421-1443 p. v. 79.

COSENTINO, L. Integrated Reservoir Studies. 1 ed. Paris: Editions Technip, 2001. 100 p. v. 1.

CRAIN, E. Crain's Petrophysical Handbook. 1. ed. [S.l.: s.n.], 2001. 1 p. v. 1. Disponível em: <<http://www.spec2000.net>>. Acesso em: 01 jul. 2016.

DAVIES, D.K. Foundation of Petrophysics. 1. ed. Houston - Texas - US: Petroskills Training, 2002. 35 p. v. B.

DAVIS, J.C. WILEY, John. Statistics and Data Analysis in Geology. Houston - Texas - US: [s.n.], 1986. 1 p. v. 1.

DELGADO, I. Lama Field - Maracaibo Basin, Venezuela.. 1. ed. Zulia State: [s.n.], 1993. 271-294 p. v. 1.

DOVETON, J.H. Geological log analysis using computer methods: Tulsa: Computer Applications in Geology. 2. ed. [S.l.]: AAPG, 1994. 256 p. v. 2.

DRESSER, Atlas; Log Interpretation Charts: Well Logging and Interpretation Techniques. 1. ed. Houston, TX: Dresser Atlas, 1979. 1 p. v. 1.

ESCALONA, Alejandro; MANN, Paul. Tectonic controls of the right-lateral Burro Negro tear fault on Paleogene structure and stratigraphy, northeastern Maracaibo Basin. 4. ed. Doi:10.1306/10070505032: AAPG Bulletin, 2006. 479-504 p. v. 90.

ESCALONA, Alejandro; MANN, Paul. An overview of the Petroleum system of Maracaibo Basin. 4. ed. Doi:10.1306/10140505038: AAPG Bulletin, 2006. 657-678 p. v. 90.

ESCALONA, Alejandro; MANN, Paul. Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. 1. ed. Doi:10.1306/10140505038: Marine And Petroleum Geology, 2006. 8-39 p. v. 28.

ESCOBAR, M.B; MARTÍNEZ, M. Investigaciones sobre el carbon mineral en Venezuela: calidad, uso y proyección futura. 1.ed. Venezuela: Interciencia, 1997. 10-23 p. v. 22

GONZALEZ DE JUANA, C.; ITURRALDE, J. Geologia de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas: Caracas. 1 e 2. ed. Tomos: Ediciones Foninves, 1980. 1031 p. v. 1.

HAGELBERG, T.; SHACKLETON, N. Development of composite depth sections for sites 844 through 854. 1. ed. Init. Repts: ODP, 1992. 79-85 p. v. 138.

HEARST, J. R.; NELSON, P. H. Well Logging for Physical Properties. 1. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 1985. 569 p. v. 1.

JUHASZ, I. Normalised Qv. The Key to Shaly Sand Evaluation using the Waxman-Smits Equation in the Absence of Core Data. [S.l.]: SPWLA, 1981. 23-26 p. v. 22.

JUNIOR, KJ; BERGMAN, DJ. Nuclear magnetic resonance—petrophysical and logging applications. Amsterdam: Elsevier, 2002. 10 p. v. 1.

JUNIOR, Jaime R.; Aplicação dos Perfis de Imagem na Indústria do Petróleo. Bahia: UFBA, 2014. 76 p. v. 1.

KELLOGG, J. Cenozoic tectonic history of the Sierra de Perijá, Venezuela–Colombia, and adjacent basins: The Caribbean– South American plate boundary and regional tectonics. 239 –261. ed. [S.l.]: Geological Society Of America, 1984. 162 p. v. 1.

HESLOP, Kenneth; HESLOP, Alan. Interpretation of Shaly Sands . 1. ed. Canada: Datalog, 2003. 1 p. v. 1.

KRYGOWSKI, D. Guide to Petrophysical Interpretation. [S.l.]: Classfronter, 2003. 10 p. v. 1.

LAGAZZI, R.; CHACARTEGUI, F. An integrated view of the Eocene Misoa Formation, Maracaibo Basin, Venezuela.. 1. ed. Caracas: AAPG, 1993. 267 p. v. 1.

LEVORSEN, A. I. Geology of Petroleum. 2. ed. San Francisco: London, 1967. 10 p. v. 1.

LUGO, J.; Cretaceous to Neogene tectonic control on sedimentation: Maracaibo Basin, Venezuela:: Ph.D. dissertation. 1. ed. Austin: University Of Texas At Austin, 1991. 219 p. v. 1.

LUGO, J.; MANN, P. Jurassic – Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. Memoir 62. ed. Petroleum Basins Of South America: AAPG, 1995. 699–725 p. v. 1.

MAGUREGUI, J.; TYLER, N. Evolution of Middle Eocene tide-dominated deltaic sandstones, Lagunillas field, Maracaibo basin, western Venezuela: The ThreeDimensional Facies Architecture of Temgenous Clastic Sediments and its Implications for Hydrocarbon Discovery and Recovery. . 3. ed. [S.l.]: SEPM, 1991. 223-244 p. v. 1.

MANN, P.; GAHAGAN, L. Tectonic setting of the world's giant oil and gas fields: Giant oil fields of the decade 1990–1999. Memoir 78. ed. [S.l.]: AAPG, 2003. 15– 105 p. v. 1..

MANN, P.; ESCALONA, A. Regional Geoperfilic and Tectonic Setting of the Maracaibo supergiant basin, western Venezuela. Bulletin 90 . ed. Doi:10.1306/10110505031: AAPG,2006. 445-478 p. v. 4.

MARGUREGUI, J. A. Evolution and reservoir rock properties of middle Eocene tide-dominated deltaic sandstones in eastern Lagunillas field, Maracaibo Basin, Venezuela. M.A. thesis. ed. Austin: University Of Texas At Austin, 1990. 172 p. v. 1.

MARTINEZ, A.R; Giant Fields of Venezuela, in Geology of Giant Petroleum Fields. Memoir 14. ed. Halbouty: AAPG, 1976. 328 p. v. 1.

PARNAUD, Y.; GOU, Y. Stratigraphic synthesis of western Venezuela: Petroleum basins of South America. Memoir 62. ed. [S.I.]: AAPG, [1995b]. 681 –698 p. v. 1.

PINDELL, J.; HIGGS, R. . Cenozoic palinspatic reconstruction, paleogeographic reconstruction and hydrocarbon setting of the northern margin of South America: Paleogeographic evolution and non-glacial eustacy, northern South America. Special Publication 58. ed. [S.I.]: SEPM, 1998. 45 –85 p. v. 1.

ROD, E. Strike-slip faults of northern Venezuela. Bulletin 40. ed. [S.I.]: AAPG, 1956. 457 –476 p. v. 1.

ROGER, D.A; MARSHAL, J.E.A. Devonian and later movements on the Great Glen fault system, Scotland.. 3. ed. [S.I.]: Journal Of The Geological Society, 1989. 369-372 p. v. 146.

SANDRA, K.; RAEUCHLE, William . Integrated reservoir study, Lower Eocene Misoa reservoirs, Lagunillas Field, Lake Maracaibo, Venezuela. 16. ed. [S.I.]: The Leading Edge,1997. 1335-1337 p. v. 9.

SCHUBERT, C. Neotectonics of Boconó fault: Western Venezuela. 1. ed. [S.I.]: Tectonophysics, 1982. 205-220 p. v. 85.

SKLO, Alexandre Salem;Fundamentos do refino de petróleo. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005. 50 p. v. 1.

STIEBER, Thomas E. C.; The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity. 1. ed. [S.I.]: SPWLA 16th Annual Logging, Symposium, 1975. 10 p. v. 1. Timur, A. 1968. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationship for sandstone reservoirs. The Log Analyst, v. 9, no. 4, 8p.

STEVANATO, A. C.; Análise petrofísica de reservatórios. 1. ed. São Paulo: UNICAMP, 2011. 120 p. v. 1.

TALUKDAR, S.; MARCANO, F. . Petroleum systems of the Maracaibo Basin, Venezuela,: The petroleum system— From source to trap. Memoir 60. ed. [S.I.]: AAPG, 1994. 463–481 p.v. 1.

THEODOOR, W.F; Small Rock Samples using Image Analysis Techniques. 1. ed. [S.I.]: Technical University Of Delft, 2000. 1-193 p. v. 1.

VAN VEEN, F.; Ambientes sedimentarios de las formaciones Mirador y Misoa del Eoceno inferior y medio en la cuenca del lago de Maracaibo. Publicacion Especial. ed. Caracas: Boletin de Geologia, 1972. 1073-1104 p. v. 5.

WAXMAN, M.H; SMITS, L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sand. 1. ed. [S.l.]: Society Of Petroleum Engineers Journal, 1968. 107-122 p. v. 8.

WOLFF, M.; PELISSIER-COMBESCURE, J. Faciolog--automatic electrofacies determination. 23rd annual logging symposium. ed. Houston: Society Of Professional Well Log Analysts, 1982. 23 p. v. 1.

XAVIER, A. M.; Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo. Dissertação de mestrado . ed. São Paulo: Unicamp, 2004. 100 p. v. 1.

XIOMARA, B.; JHONNY, E. Casas. The La Rosa Basal Sand, Block I, Venezuela. 1. ed. Brazil: Latin American And Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1997. 10 p. v. 1.

YAN, J.; LUBBE, R. Log quality assessment and data correction for AVO. 10 th. ed. Rome Italy: EAGE Conference And Exhibition, 2008. 10 p. v. 1.

YARED, K.; M., Pelorosso. Novel Approach to Quantifying Deepwater Laminated Sequences Using Integrated Evaluation of LWD Real-Time Shear, Porosity, Azimuthal Density and HighResolution Propagation Resistivity. 1. ed. Galveston, Texas: Deepwater Drilling And Completion Conference - SPE, 2010. 134-515 p. v. 1.

YORIS, F.; OSTOS, M. Geology of Venezuela:General Geology and Oil Basins. 1. ed. Ira: [s.n.], 1997. 24-44 p. v. 1.

ZAMBRANO CABRERA, Carolina Del Valle Estudos numéricos e analíticos para quantificar a produção de areia em um campo da Bacia de Maracaibo, Venezuela. 1. ed. Rio de Janeiro: PUC RIO, 2009. 104 p.

ZAMBRANO, E.; VÁSQUEZ, B. . Síntesis paleogeográfica y petrolera del occidente de Venezuela. 4. ed. Caracas: Congreso Geológico Venezolano, 1971. 483-552 p. v. 1.

APÊNDICE A – Cabeçalho informativo com parâmetros de aquisição da perfilagem do poço VNZ-A

Tool	Parameter	Units	3OTTOM - TOP
SHARED	Bit Size	in	9.875
	Use Bit Size instead of Caliper for all applications.		No
	Mud Base		Water
	Borehole Fluid Weight	ppg	9.600
	Weighting Agent		Natural
	Borehole salinity	ppm	0.00
	Formation Salinity NaCl	ppm	0.00
	Percent K in Mud by Weight?	%	0.00
	Mud Resistivity	ohmm	1.01
	Temperature of Mud	degF	75.0
	Logging Interval is Cased?		No
	AHV Casing OD	in	7.000
	Surface Temperature	degF	75.0
	Total Well Depth	m	2819.400
	Bottom Hole Temperature	degF	200.0
	Navigation and Survey Master Tool		NONE
	High Res Z Accelerometer Master Tool		GTET
	Temperature Master Tool		NONE
Borehole Size Master Tool		NONE	
GTET	Process Gamma Ray?		Yes
	Gamma Tool Standoff	in	0.000
	Process Gamma Ray EVR?		No
	Tool Position for Gamma Ray Tools.		Eccentered
DSNT	Process DSN?		Yes
	Process DSN EVR?		No
	Neutron Lithology		Sandstone
	DSN Standoff - 0.25 in (6.35 mm) Recommended	in	0.250
	Temperature Correction Type		None
	DSN Pressure Correction Type		None
	View More Correction Options		No
SDLT	Use TVD for Gradient Corrections?		No
	Logging Horizontal Water Tank?		No
SDLT Pad	Process Caliper Outputs?		Yes
	Process Density?		Yes
	Process Density EVR?		No
	Logging Calibration Blocks?		No
	SDLT Pad Temperature Valid?		Yes
	Disable temperature warning		No
ACRt Sonde	Formation Density Matrix	g/cc	2.650
	Formation Density Fluid	g/cc	1.000
	Process ACRt?		Yes
	Minimum Tool Standoff	in	1.50
	Temperature Correction Source		P Lwr & FP Upr
	Tool Position		Eccentered
	Rmud Source		Mud Cell
Minimum Resistivity for MAP	ohmm	0.20	
Maximum Resistivity for MAP	ohmm	200.00	
Threshold Quality		0.50	

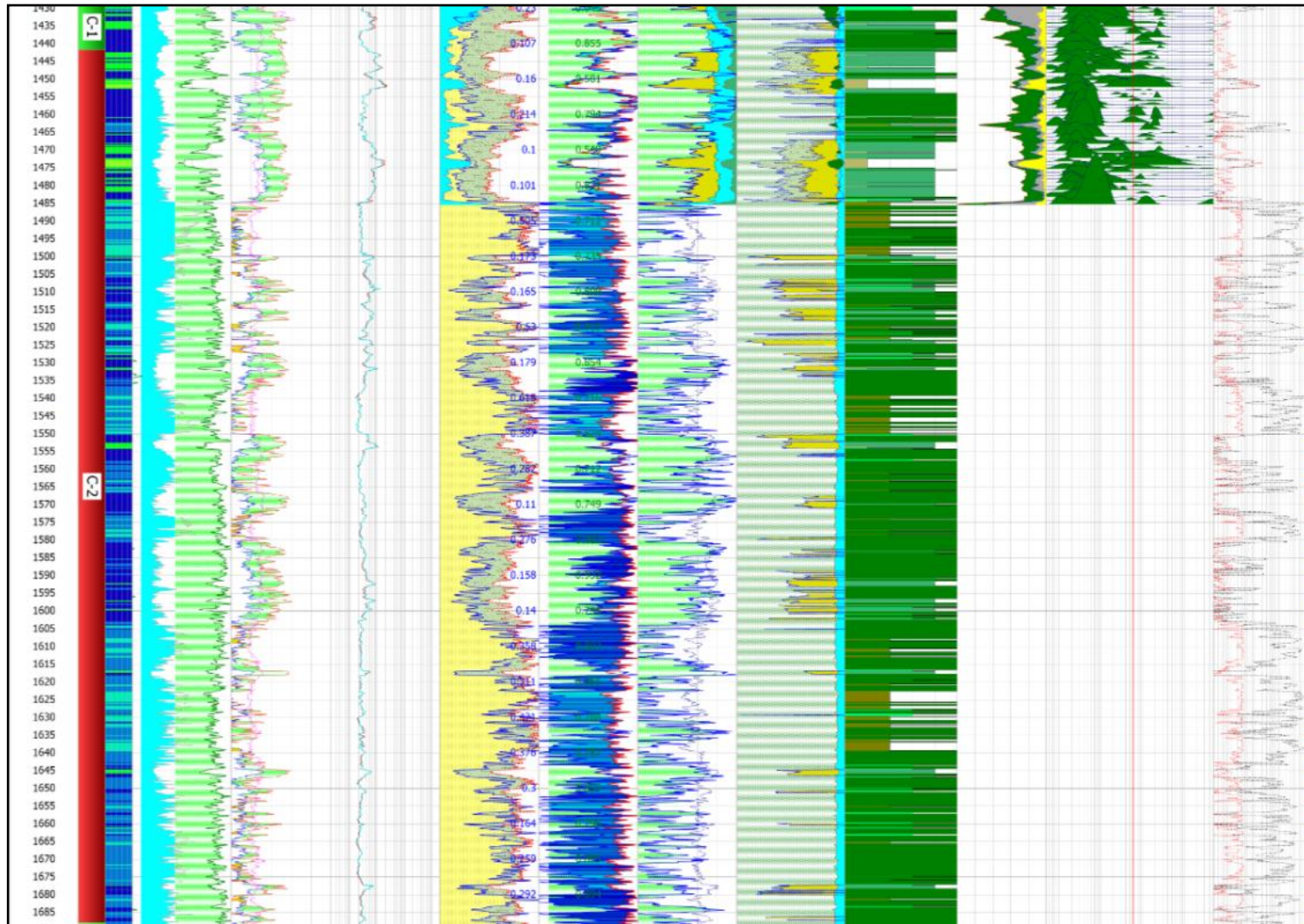
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE B – Parâmetros para cálculo de gradiente de temperatura

Name	Description	Zone 1 : 0 - 99999
Comp_Option	Calculation Options	2-point Gradient
TVD_Option	Use TVD Input	No
SURFT	Surface temperature (degF)	75
SURFT_DEPTH	Measured Depth of SURFT (ft)	0
BHT	Bottom Hole Temperature (degF)	210
BHT_DEPTH	Measured Depth of BHT (ft)	9184
ZONE_TOP_TEMPS	Zone Top Temperatures for Multi-point Gradient Option	75
SURFP	Surface Pressure (psia)	14.7
SURFP_DEPTH	Measured Depth of SURFP (ft)	0
BHP	Bottom Hole Pressure (psia)	4409
BHP_DEPTH	Measured Depth of BHP (ft)	9184
ZONE_TOP_PRESS	Zone Top Pressures for Multi-point Gradient Option	14.7
OPG_source	Overburden Pressure Gradient Option	RHOB Integration + POVER0
POVER0	Value of Overburden Pressure (psi) at POVER0_DEPTH	0
POVER0_DEPTH	Measured Depth of POVER0 (ft)	0
RHOBavg	Average Value of RHOB for Overburden Pressure Prediction (g/cc)	2.68
opg	Constant Overburden Pressure Gradient (psi/ft)	1
PPG_source	Pore Pressure Gradient Option	MudWeight (PPG = MudWeight * 0.052 + PPcorr)
MudWeight	Mud Weight (ppg)	9.6
PPcorr	Pore Pressure Correction Factor - Recommended Values: 0.05 for Shale, 0 Otherwise	0
ppg	Constant Pore Pressure Gradient (psi/ft)	0.433
PPcorrClay	Clay Pore Pressure Correction Factor - Recommended Values: 0.05 for Shale, 0 Otherwise	0
ppgClay	Clay Constant Pore Pressure Gradient (psi/ft)	0.433
PlotTemplate	Plot template file.	PREINT.ssf

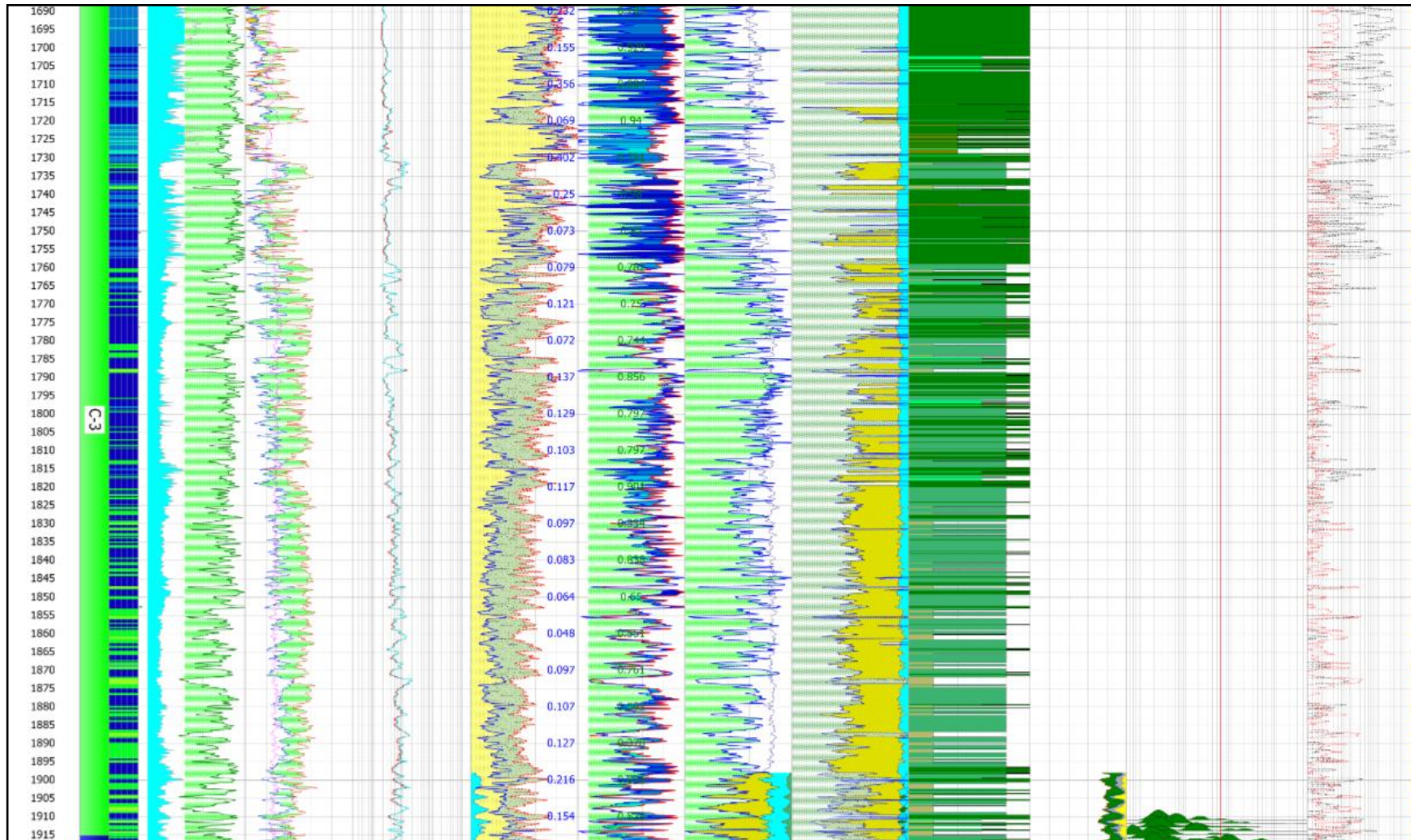
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE C – Perfil completo disponível das zonas C-1 e C-2



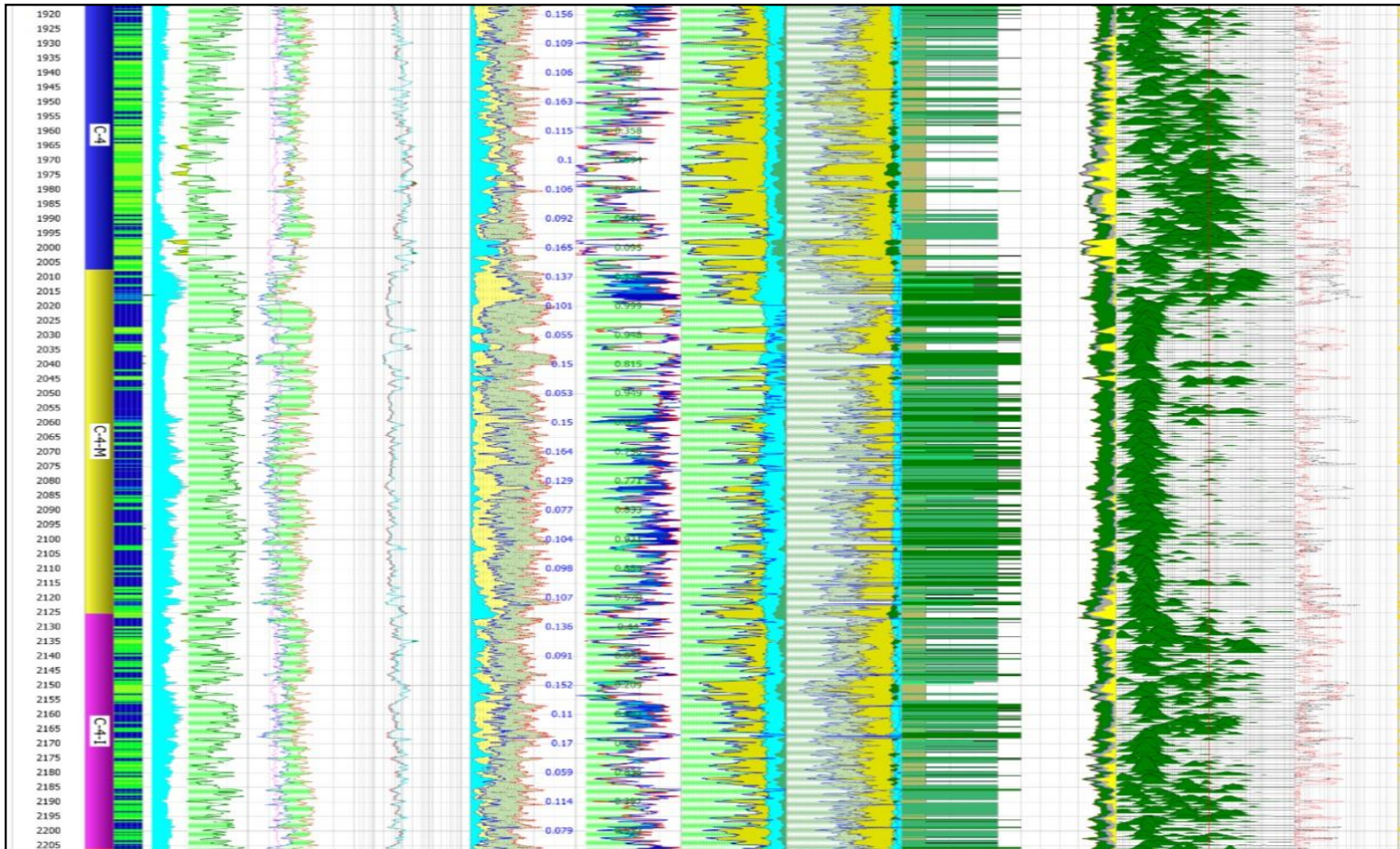
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE D – Perfil completo disponível da zona C-3



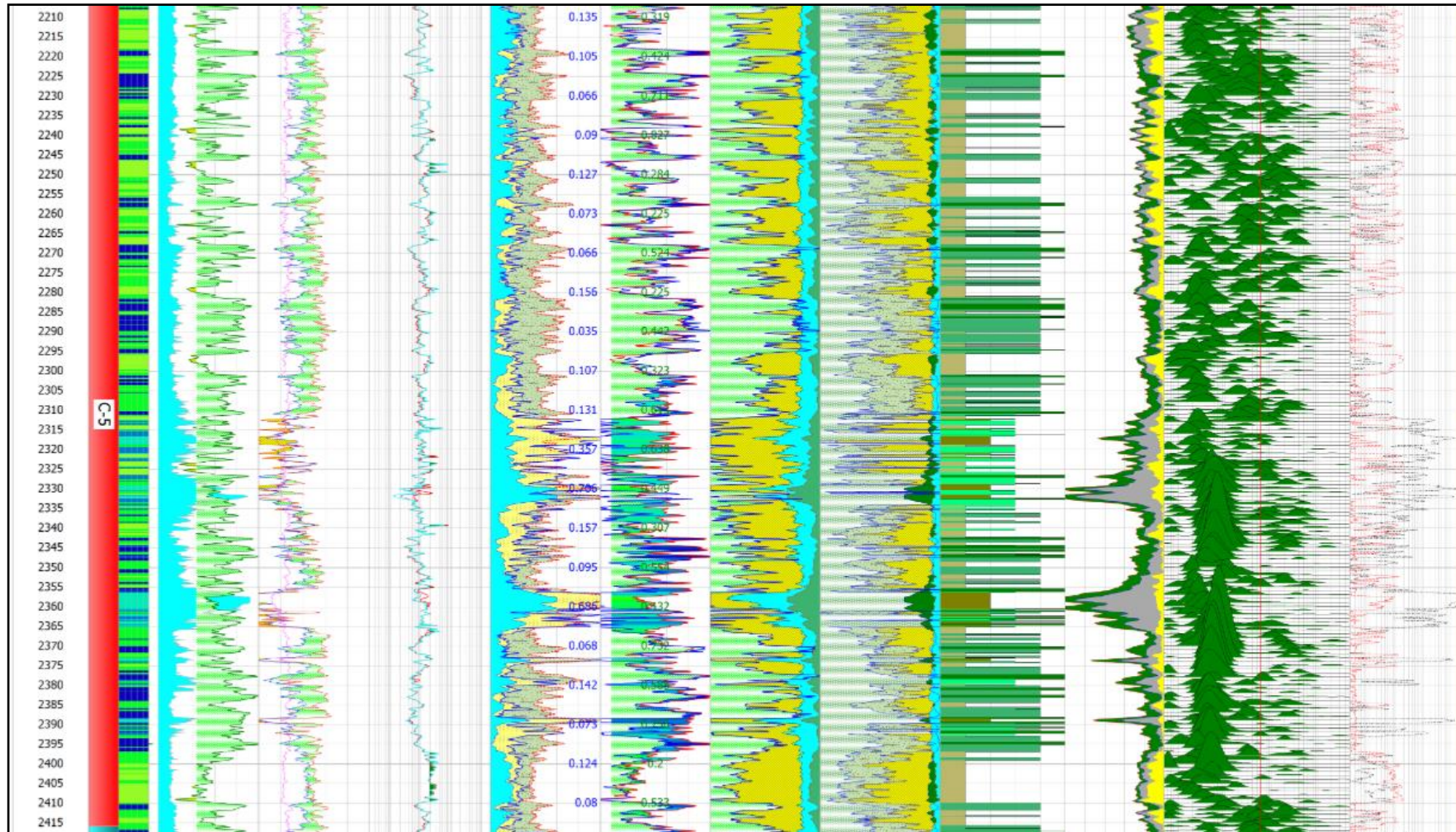
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE E - Perfil completo disponível da zona C-4



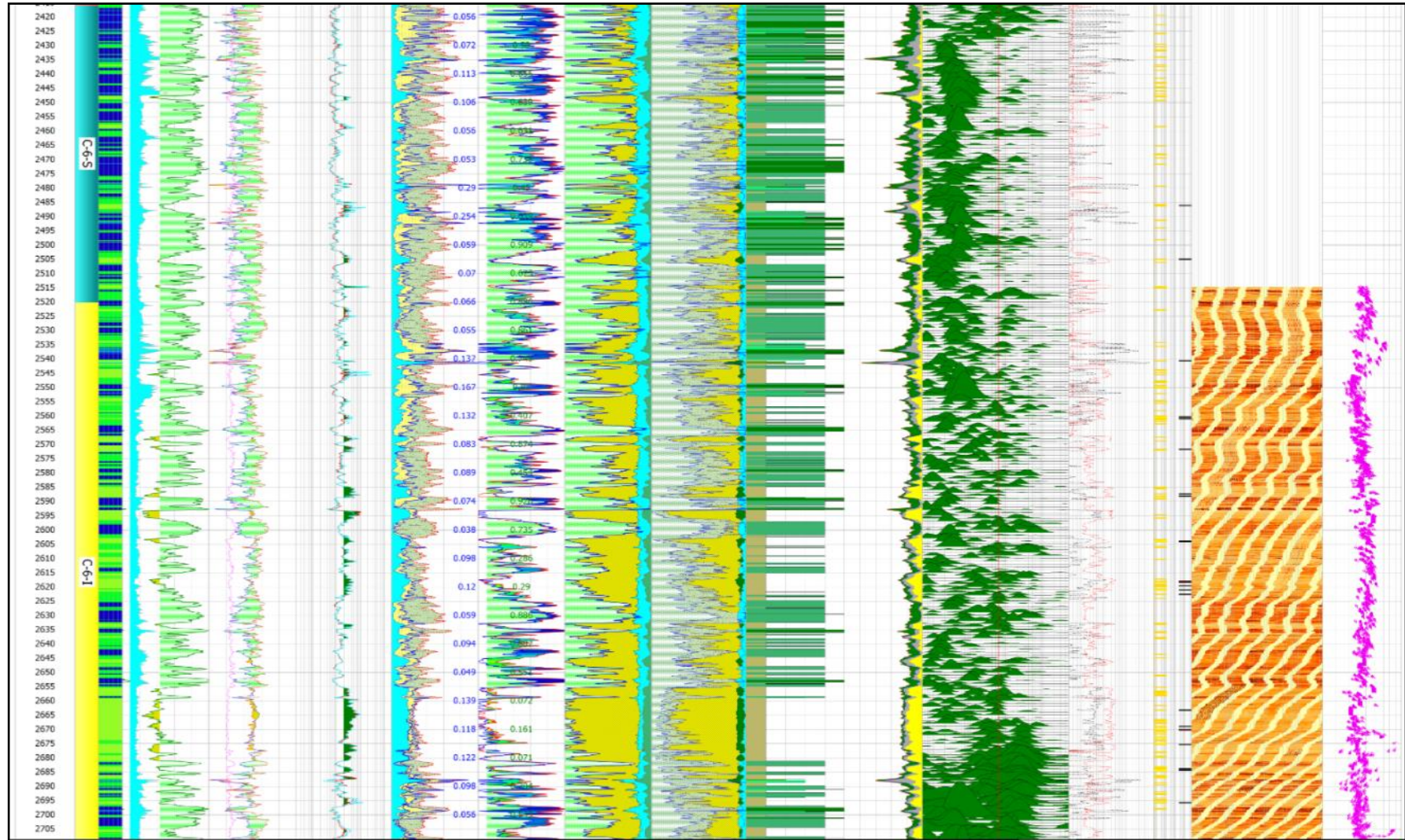
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE F - Perfil completo disponível da zona C-5



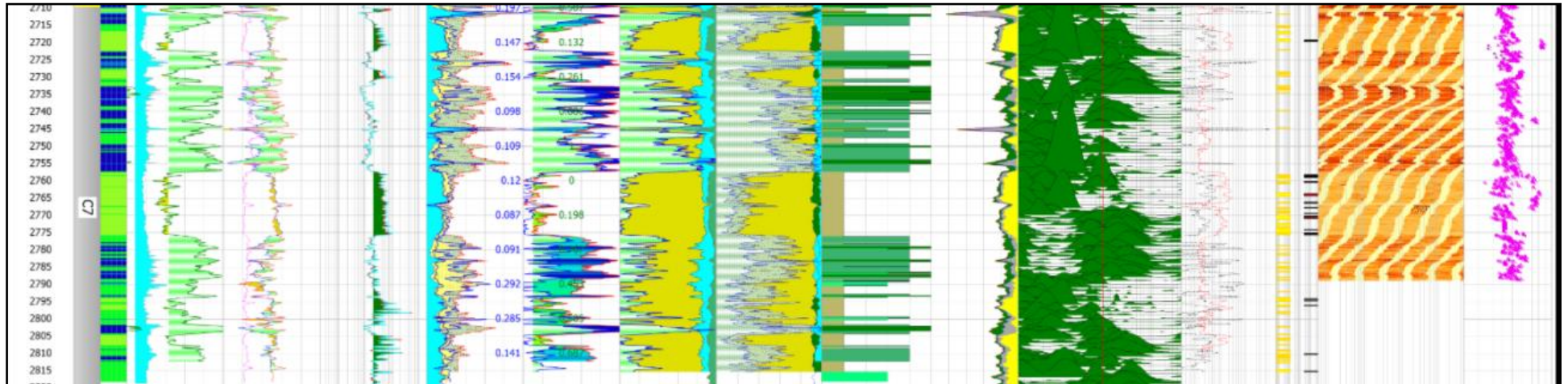
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE G - Perfil completo disponível da zona C-6 (C-6-S / C-6-I)



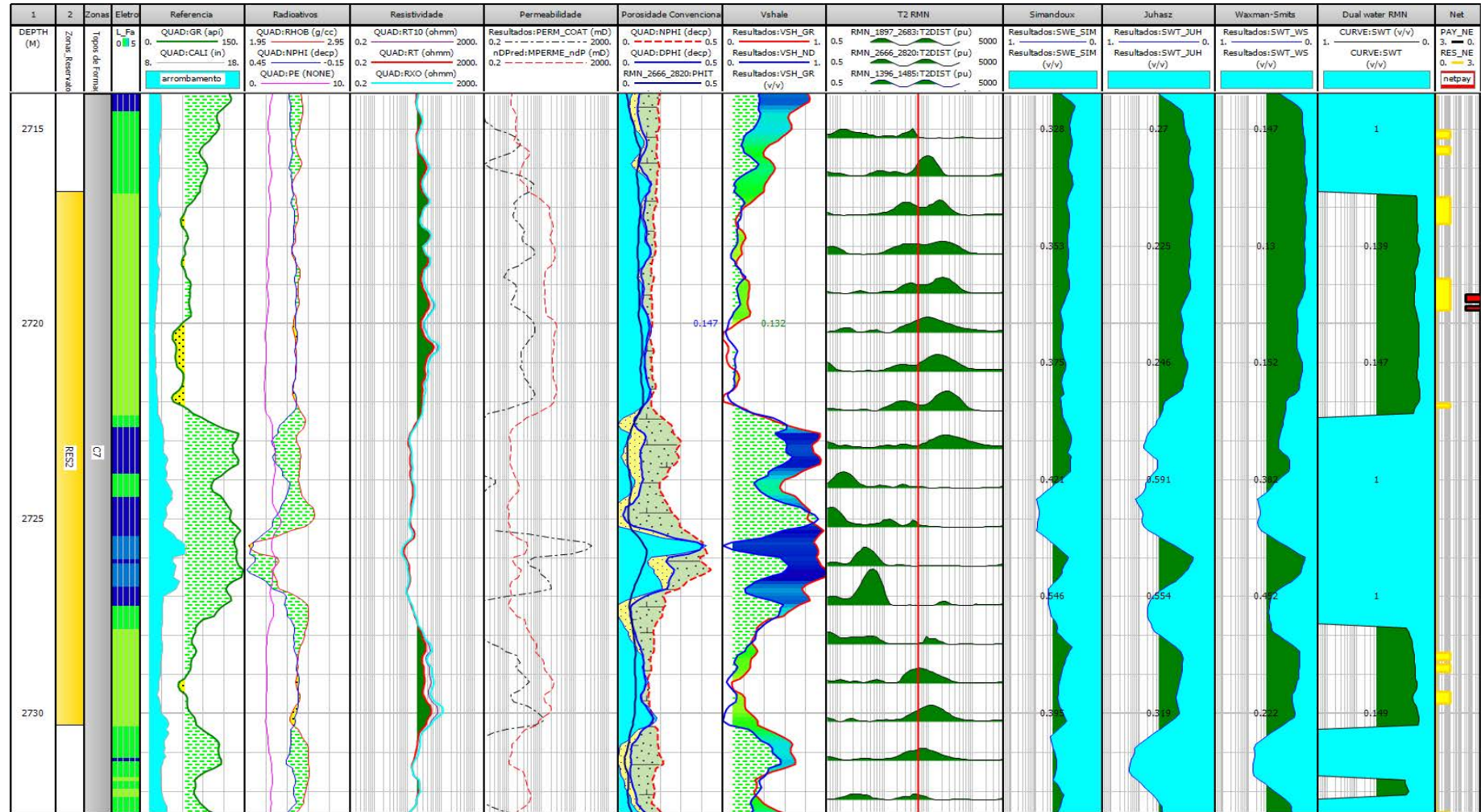
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE H - Perfil completo disponível da zona C-7



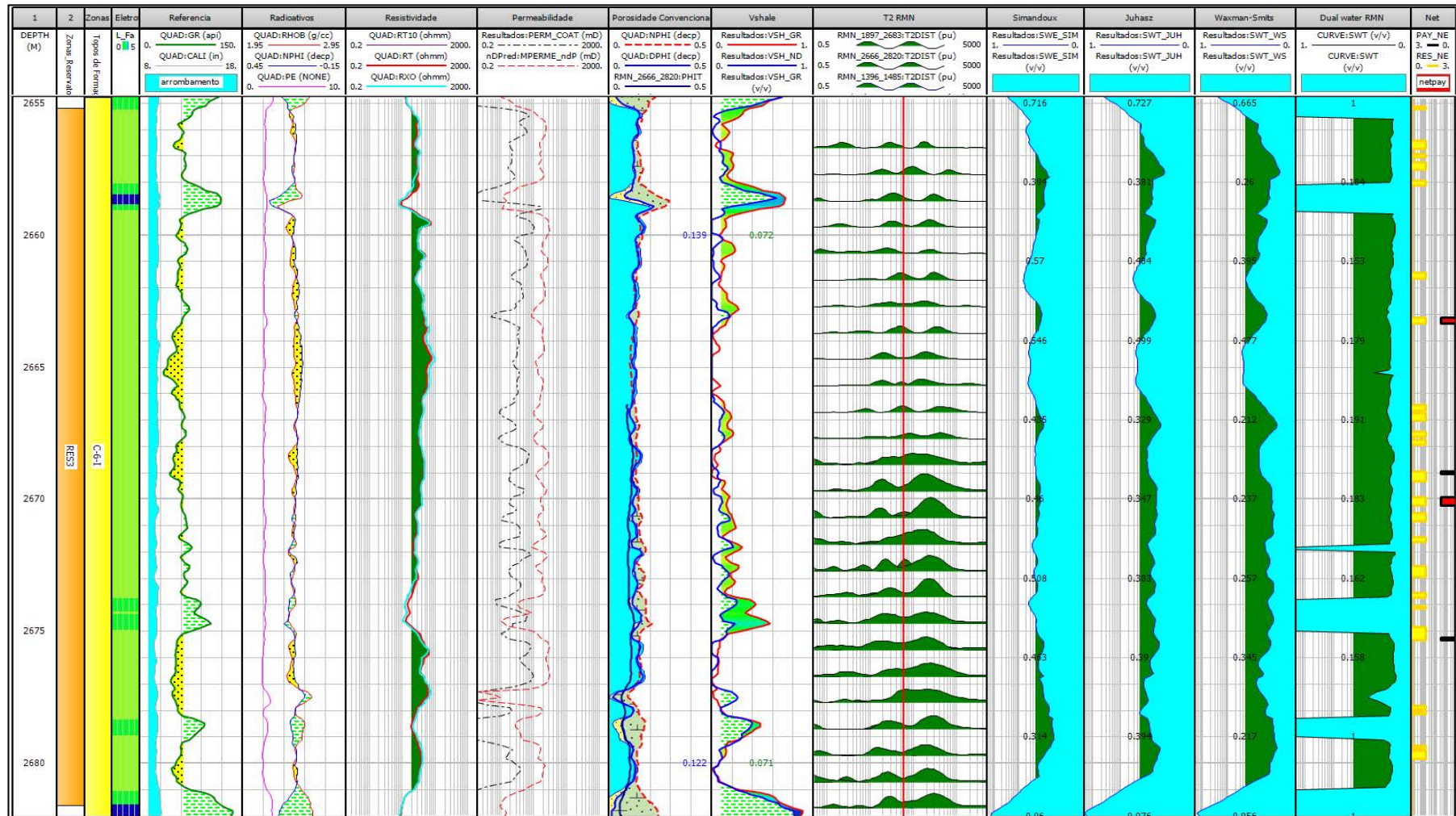
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE I - Saturação zona reservatório 2.



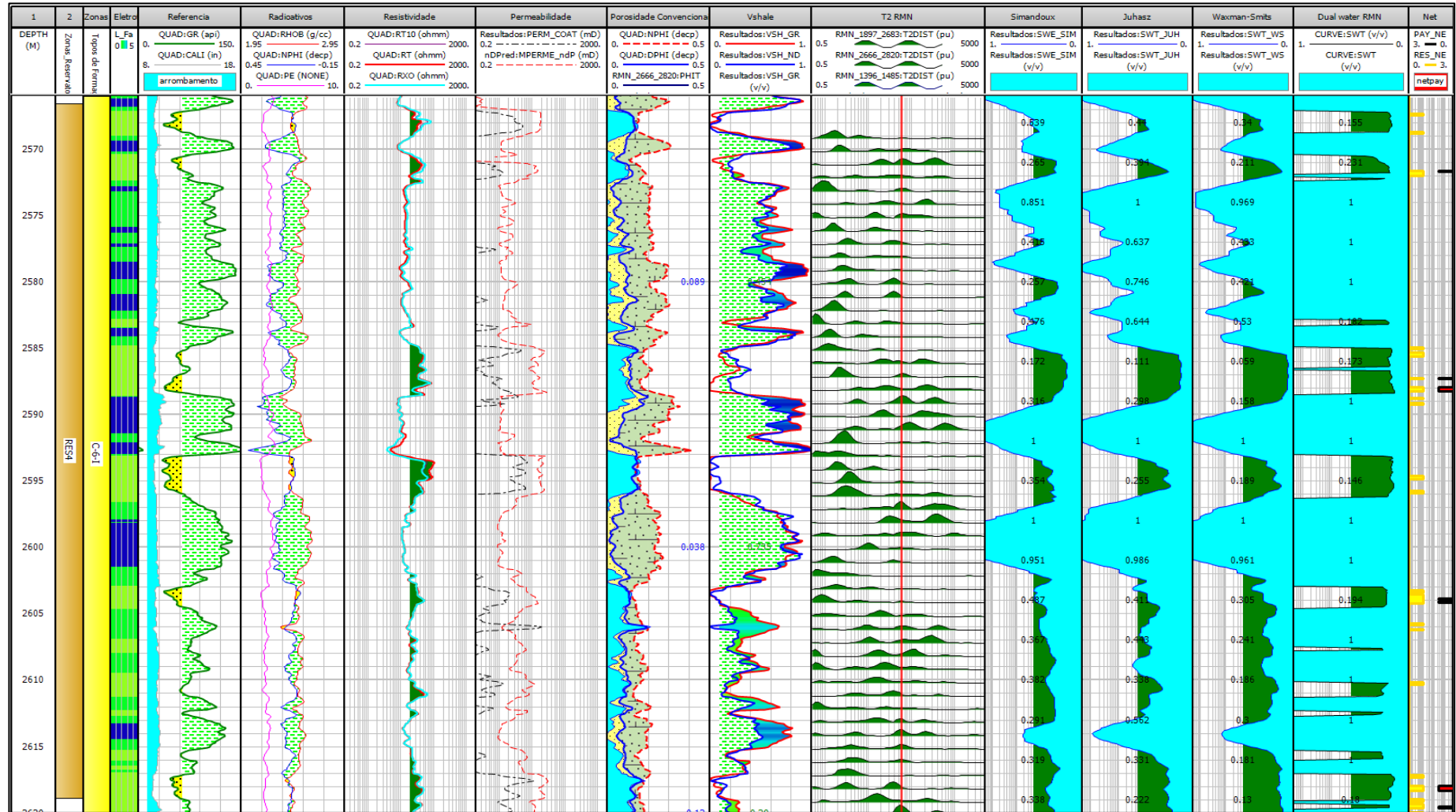
Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE J - Saturação zona reservatório 3.



Fonte: O autor, 2016.

APÊNDICE K - Saturação zona reservatório 4.



Fonte: O autor, 2016.