



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE BACHARELADO EM GEOFÍSICA

GABRIEL FERNANDO ROCHA DOS SANTOS

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO POÇO
7-MP-22-BA, CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

Niterói
2019

GABRIEL FERNANDO ROCHA DOS SANTOS

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO POÇO
7-MP-22-BA, CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

Monografia apresentada ao curso
de Bacharelado em Geofísica, como
requisito parcial para a obtenção do
título de Bacharel em Geofísica.

Orientador:

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire

Niterói

2019

S237a Santos, Gabriel Fernando Rocha dos
AVALIAÇÃO PETROFÍSICA EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS DO POÇO 7-MP-
22-BA, CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA. / Gabriel
Fernando Rocha dos Santos ; Antonio Fernando Menezes Freire,
orientador. Niterói, 2019.
55 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,
Niterói, 2019.

1. Petrofísica. 2. Exploração. 3. Campo de Massapê. 4.
Bacia do Recôncavo. 5. Produção intelectual. I. Freire,
Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Universidade Federal
Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

GABRIEL FERNANDO ROCHA DOS SANTOS

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA EM SISTEMAS TURBIDÍDICOS DO POÇO
7-MP-22-BA, CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA.**

Projeto Final em Geofísica
apresentado ao curso de
Bacharelado em Geofísica, como
requisito parcial para a obtenção do
título de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em 11 de dezembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/GGO/UFF)

BSc. Anderson Rafael Rezende Alves (PETROBRAS)

BSc. Flávia Sabino de Carvalho (PETROBRAS)

Niterói, RJ
2019

Agradecimentos

Agradeço à minha esposa, Maria Clara, por ser a melhor companheira que alguém poderia ter, por estar comigo, acreditar em mim, me confortar nos momentos difíceis e celebrar nas vitórias nos seis anos de faculdade. Você é minha inspiração.

Agradeço à minha família, por prezarem pela minha educação, me darem forças e estarem ao meu lado em todos os momentos.

Aos meus amigos da UFF, principalmente à Panela. Dividimos momentos de alegrias e frustrações juntos. Ora tomando cafezinho no Luis, ora estudando pesado para Métodos Matemáticos.

Agradeço ao meu amigo Caio, que desde o início da faculdade e em especial esses dois anos esteve ao meu lado. Obrigado pela seu companheirismo e amizade.

Ao meu professor e orientador Fernando Freire, por acreditar em meu potencial e por todas oportunidades dadas. Obrigados pelos ensinamentos e conselhos e por servir de exemplo de professor e profissional a ser seguido.

Agradeço à todos os professores do Departamento de Geologia e Geofísica, em especial aos professores Wagner Lupinacci e Rodrigo Bijani. Obrigado pelos conhecimentos, ensinamentos dados e pela contribuição em minha formação.

Aos meus amigos do Projeto Caruaçu, por proporcionarem um ambiente de companheirismo e cooperação. Foi muito bom trabalhar com todos vocês.

Agradeço também ao Anderson Rezende, pelos ensinamentos quanto ao uso do *software* de avaliação de poço e por sempre ser solícito em ajudar e contribuir para realização deste trabalho.

À empresa Lloyd's Register pela permissão do uso e treinamento do *software* Interactive Petrophysics (IP).

Agradeço à Agência de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela liberação de dados técnicos públicos, sem os quais não seria possível realizar este trabalho.

Agradeço à Petrobras pela bolsa de iniciação científica que muito contribuiu para esta monografia.

Resumo

Este trabalho teve como finalidade avaliar sistemas turbidíticos contidos no poço 7-MP-22-BA do campo de Massapê, Bacia do Recôncavo, conhecidos como zonas de produção CR-1, CR-2 e CR-3. Estes reservatórios foram avaliados a partir das curvas de raios gama (GR), resistividade (RT), neutrão (NPHI), densidade (RHOB) e sônico (DT), tendo sido efetuados diferentes cálculos petrofísicos para a estimativa de argilosidade, porosidade e saturação de água para se alcançar resultados diferentes de *Net Pay*, visando encontrar os melhores parâmetros a serem utilizados nestes reservatórios. Para o cálculo do volume de argila (V_{clay}) foi utilizada a equação de Larionov, por apresentar o resultado intermediário entre as curvas Linear e de Stieber, respectivamente mais otimista e mais pessimista. Como os reservatórios contêm gás em sua formação, foi feita a correção de Gaymard & Poupon para o cálculo de porosidade. O cálculo de *Net Pay* foi feito através dos métodos de Archie e Simandoux. O cálculo de *Net Pay* demonstrou que os sistemas CR-2 e o CR-3 são as zonas mais produtivas da Formação Maracangalha neste poço, onde o primeiro apresenta o melhor resultado de *net/gross* e o segundo a melhor volume de óleo recuperável ($h\Phi_{iSo}$). Os resultados de saturação de água (SW) não se mostraram muito diferentes quando feitos pelos métodos de Archie e Simandoux. Uma possível explicação é a utilização de 15% de valor de corte para o volume de argila, uma vez que, quanto mais limpos os arenitos dos reservatórios analisados, mais próximos serão os valores desses dois métodos, semelhantes aos resultados contidos no Relatório Final de Produção, fornecido pela ANP. A utilização destes parâmetros permitiu a formulação de um fluxo de trabalho para a avaliação de perfis na área de estudo, podendo ser utilizado em outros poços do Campo de Massapê, conferindo homogeneidade na avaliação, otimizando custos e dando maior robustez ao processo exploratório.

PALAVRAS-CHAVE: PETROFÍSICA, DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO, SISTEMAS TURBIDÍTICOS, EXPLORAÇÃO.

Abstract

This work aimed to evaluate turbiditic systems present in well 7-MP-22-BA of Massapê field, Recôncavo Basin, known as production zones CR-1, CR-2 and CR-3. These reservoirs were evaluated from the GR, RT, NPHI, RHOB and DT well log curves, and different petrophysical calculations were performed to estimate clayey, porosity and water saturation to achieve different Net Pay results in order to find the best parameters to be used in these reservoirs. To calculate the clay volume (V_{clay}) the Larionov equation was used because it shows the intermediate result between the Linear and Stieber curves, respectively more optimistic and more pessimistic. As reservoirs contain gas in their formation, Gaymard & Poupon was corrected for porosity calculation. At the end the Net Pay calculation was done using the Archie and Simandoux methods. The Net Pay calculation showed that the CR-2 and CR-3 systems are the most productive areas of the Maracangalha Formation in this well, where the former has the best net/gross result and the latter the best recoverable oil volume ($h\Phi_{iSo}$). Water saturation (SW) results were not very different when done by Archie and Simandoux methods. A possible explanation is the use of a cutoff value of 15% for the clay volume, since the cleaner the sandstones of the analyzed reservoirs, the closer the values of these two methods, relatively similar to the results contained in the Well Final Report of Production, provided by ANP. The use of these parameters allowed the formulation of a workflow for the evaluation of profiles in the study area, and could be used in other wells of Massapê Field, giving homogeneity in the evaluation, optimizing costs and giving more robustness to the exploratory process.

KEY WORDS: PETROPHYSICS, PRODUCTION DEVELOPMENT, TURBIDITE SYSTEMS, EXPLORATION.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Mapa de localização do Sistema de Riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá.....	3
Figura 2: Mapa de localização da Bacia Recôncavo, demonstrando seus limites estruturais	4
Figura 3: Seção geológica esquemática na direção NW-SE, apresentando seu preenchimento sedimentar.....	5
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo.....	6
Figura 5: Seção paleogeográfica da fase pré-rifte da Bacia do Recôncavo. ...	8
Figura 6: Paleogeografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo.	11
Figura 7: Modelo paleogeográfico da deposição da Formação Taquipe	11
Figura 8: Mapa de localização do Campo de Massapê, Bahia.	13
Figura 9: Gráfico de evolução do histórico de produção do Campo de Massapê.	13
Figura 10: Fluxograma proposto para realização do trabalho.....	18
Figura 11: <i>Layout</i> do poço 7-MP-22-BA pelo programa <i>Interactive Petrophysics</i>	24
Figura 12: Exemplo de como é calculado o volume de argila pelo programa <i>Interactive Petrophysics</i>	25

Figura 13: <i>Zoom</i> no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de Vclay.	26
Figura 14: Resultados diferentes de porosidade apresentados no último <i>track</i>	29
Figura 15: <i>Zoom</i> no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de porosidade.....	330
Figura 16: Curva de porosidade total Gaymard & Poupon no último <i>track</i> em preto e efetiva em vermelho.	31
Figura 17: <i>Zoom</i> no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de porosidade Gaymard & Poupon.....	32
Figura 18: Resultados de Saturação de Água Archie e Simandoux no último <i>track</i> em azul e vermelho, respectivamente.....	34
Figura 19: Resultado de Saturação de Água Archie e Simandoux no Estágio Turbidítico CR-2A.	35
Figura 20: Resultado apresentado pelo Relatório Final de Produção.....	37
Figura 21: Resultado final do poço após todas as avaliações. Resultados de <i>Net Pay</i> nos dois últimos <i>tracks</i> , zonas de reservatórios em verde e de hidrocarboneto em vermelho.	38
Figura 22: Resultado final do poço após todas as avaliações ampliado no CR-2A. Resultados de <i>Net Pay</i> nos dois últimos <i>tracks</i> , zonas de reservatórios em verde e de hidrocarboneto em vermelho.	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Principais aplicabilidades dos perfis geofísicos.	14
Tabela 2: Valores típicos de densidade de cada litologia.	16
Tabela 3: Critérios utilizados para interpretação litológica.	19
Tabela 4: Valores utilizados para saturação de água em arenitos limpo	22
Tabela 5: Resultados de argilosidade para os diferentes métodos.	26
Tabela 6: Média do resultado porosidade totais adquiridos no poço MP- 22..	28
Tabela 7: Média de Porosidade Total e Efetiva para Gaymard & Poupon.....	28
Tabela 8: Resultados médios de Sw por Archie e Simandoux.	33
Tabela 9: Resultado de <i>Net Pay</i> quando utilizada Sw Archie.	37
Tabela 10: Resultado de <i>Net Pay</i> quando utilizada Sw Simandoux.	37

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVOS.....	1
2. CONTEXTO GEOLÓGICO.....	2
2.1 EMBASAMENTO DA BACIA.....	2
2.2 SEQUÊNCIAS SEDIMENTARES	5
2.2.1 <i>Supersequência Paleozóica</i>	7
2.2.2 <i>Supersequência Pré-Rifte</i>	7
2.2.3 <i>Supersequência Rifte</i>	8
2.2.4 <i>Supersequência Pós-Rifte</i>	12
2.3. ÁREA DE ESTUDO	12
3. PERFIS GEOFÍSICOS	14
3.1 PERFIL DE RAIOS GAMA.....	15
3.2 PERFIL DE RESISTIVIDADE.....	15
3.3 PERFIL DE DENSIDADE.....	16
3.4 PERFIL NEUTRÔNICO	17
3.5 PERFIL SÔNICO	17
4. MÉTODOS	18
4.1. INTERPRETAÇÃO LITOLÓGICA.....	19
4.2. ESTIMATIVA DE ARGILOSIDADE (V_{CLAY}).....	19
4.3. ESTIMATIVA DE POROSIDADE.....	20
4.4. ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA.....	21
4.5. CÁLCULO DE NETPAY	22
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	23
5.1. ANÁLISE VOLUME DE ARGILA	23
5.2. ANÁLISE DE POROSIDADE	27
5.3. ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÁGUA	33
5.4. RESULTADO DO NETPAY.....	36
6. CONCLUSÕES	40
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Recôncavo representa o braço abortado do sistema de riftes do Atlântico Sul, resultado da quebra do supercontinente Gondwana, durante o Mesozóico. A seção estratigráfica foco deste estudo corresponde aos sistemas lacustres e de fluxos gravitacionais da Formação Maracangalha, desenvolvida durante a fase rifte da bacia. Os arenitos que ocorrem nesta seção são subdivididos em Membro Caruaçu e Membro Pitanga e estão associados a esforços tectônicos e variações climáticas que condicionaram as subidas e descidas do nível do lago profundo “Maracangalha” (Gontijo, 2011).

Os reservatórios Caruaçu e Pitanga são importantes produtores de óleo e gás da Bacia do Recôncavo, mas a sua produção é considerada muito complexa. Mesmo apresentando espessos pacotes de arenitos, tais corpos são de difícil correlação, com baixas continuidades laterais e verticais de fácies. Segundo Caixeta (1988), o Membro Pitanga é caracterizado como arenitos muito argilosos, com valores permorosos baixos, depositados por fluxos de detritos. Já o Membro Caruaçu é composto por arenitos mais limpos, siltes e argilas, advindos de frentes deltaicas, deslizamentos, escorregamentos e turbiditos canalizados.

1.1. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo utilizar dados de perfis de poços e de laboratório do Campo de Massapê da Bacia do Recôncavo, fornecidos pelo BDEP/ANP, a fim de realizar uma avaliação petrofísica do complexo turbidítico Formação Maracangalha em alguns poços deste campo. Estes reservatórios são divididos em 3 sistemas turbidíticos, informalmente chamados de Caruaçu-1, Caruaçu-2 e Caruaçu-3, que foram divididos em 21 estágios turbidíticos (Freire *et al.* 2018), denominados nesse estudo como CR-1A a CR-1L, CR-2A a CR-2F e CR-3A a CR-3E. Os sistemas turbidíticos Caruaçu-1 e Caruaçu-2 são divididos por um marco estratigráfico denominado de Marco Acarajé, e o Caruaçu-2 e o Caruaçu-3 são divididos pelo Marco Abará (Freire *et al.* 2018), sendo estes sistemas o alvo deste estudo. Esses marcos são compostos por folhelhos lacustres, prováveis de um período de aquiescência tectônica.

Este trabalho permitiu a formulação de um fluxo de trabalho para a avaliação de perfis na área de estudo, podendo ser utilizado em outros poços do Campo de Massapê, conferindo homogeneidade na avaliação, otimizando custos e dando maior robustez ao processo exploratório. Abre espaço, também, para que este fluxo de trabalho seja aplicado aos estágios turbidíticos, com um maior refinamento estratigráfico.

Isto possibilitará um melhor entendimento sobre a distribuição dos eventos turbidíticos e, conseqüentemente, favorecer a predição das melhores fácies, incrementando e otimizando a produção e a exploração do campo. A avaliação com base nestes estágios turbidíticos traz maior precisão ao posicionamento dos intervalos a serem canhoneados, dando maior robustez ao desenvolvimento do Campo de Massapê.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Recôncavo é parte do sistema de riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá (RTJ), e ocupa uma área de aproximadamente 45.000 km², na região nordeste do Brasil (Figura 1). Situada no Estado da Bahia, ocupa uma área aproximada de 11.500km² e corresponde à porção sul do sistema RTJ. A bacia é limitada ao norte e noroeste pelo Alto de Aporá, pelo sistema de falhas da Barra a sul, pela Falha de Maragogipe a oeste, e pelo sistema de falhas de Salvador, a leste (MILHOMEM *et al.*, 2003) (Figura 2).

Sua arquitetura é de um meio-gráben na direção NE-SW, com falha de borda a leste (Falha de Salvador) e borda flexural a nordeste. A Figura 3 apresenta seção geológica do meio-gráben da bacia de NW-SE.

2.1 EMBASAMENTO DA BACIA

O embasamento cristalino da bacia é composto, predominantemente, por gnaisses granulíticos arqueanos pertencentes ao Bloco Serrinha, a oeste e a norte, aos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá, a oeste-sudoeste, e Salvador-Esplanada, a

leste-nordeste. Ocorrem também, rochas metassedimentares siliciclásticas e carbonáticas do Grupo Estância, ao norte da bacia (Silva *et al.*, 2007).

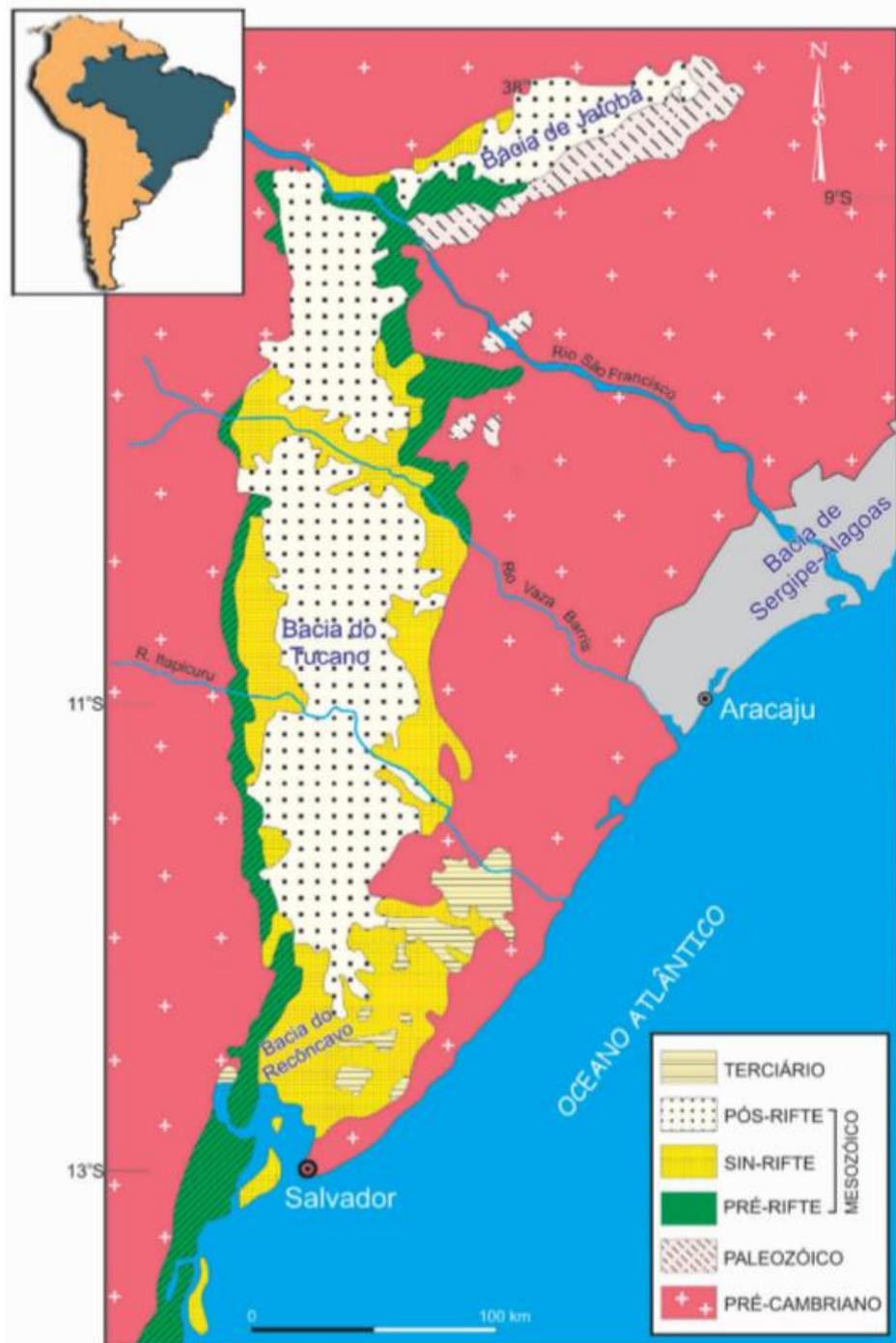


Figura 1: Mapa de localização do Sistema de Riftes Recôncavo-Tucano-Jatobá (Magnavita 2005).

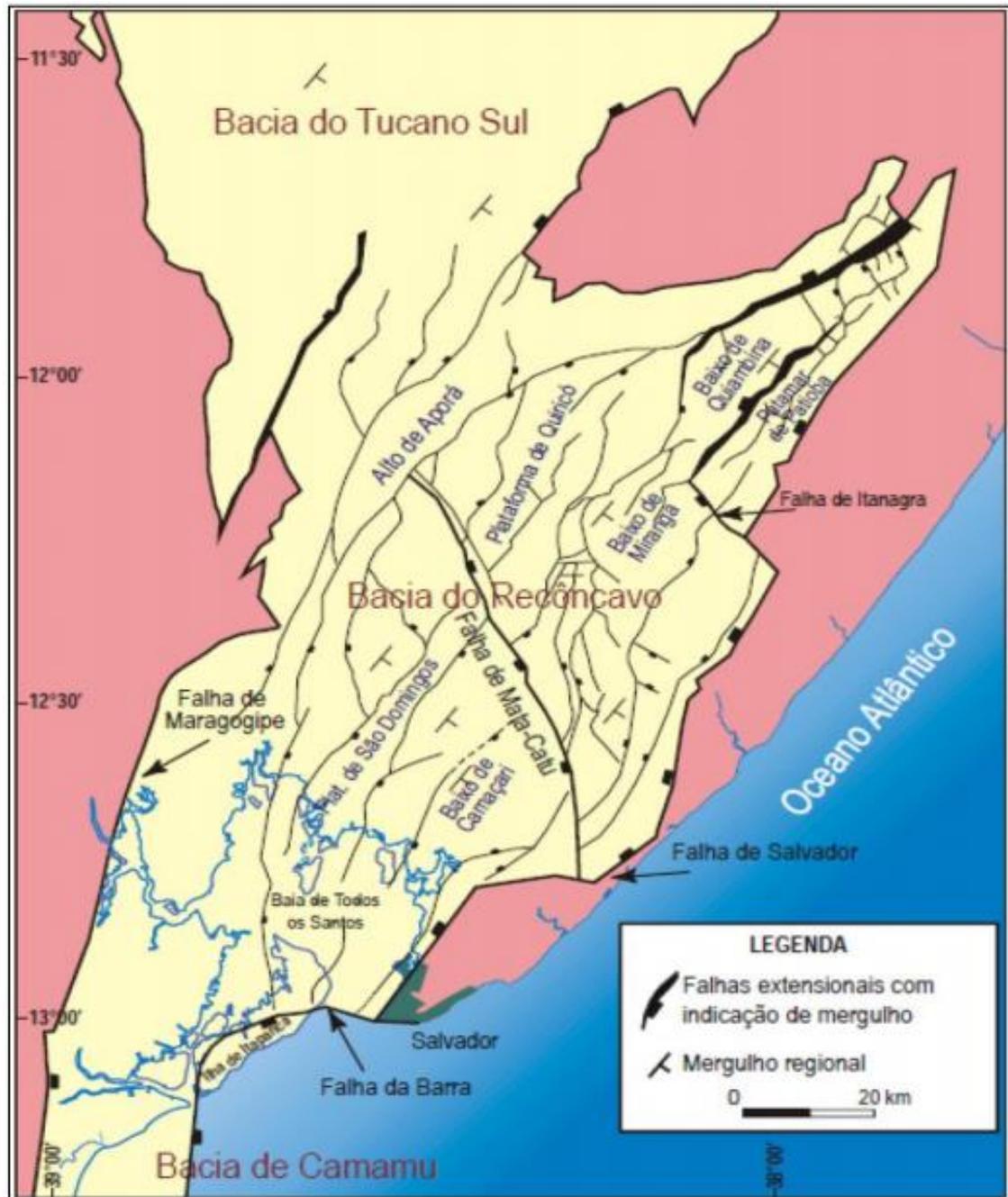


Figura 2: Mapa de localização da Bacia Recôncavo, demonstrando seus limites estruturais (Milhomem *et al.*, 2003).

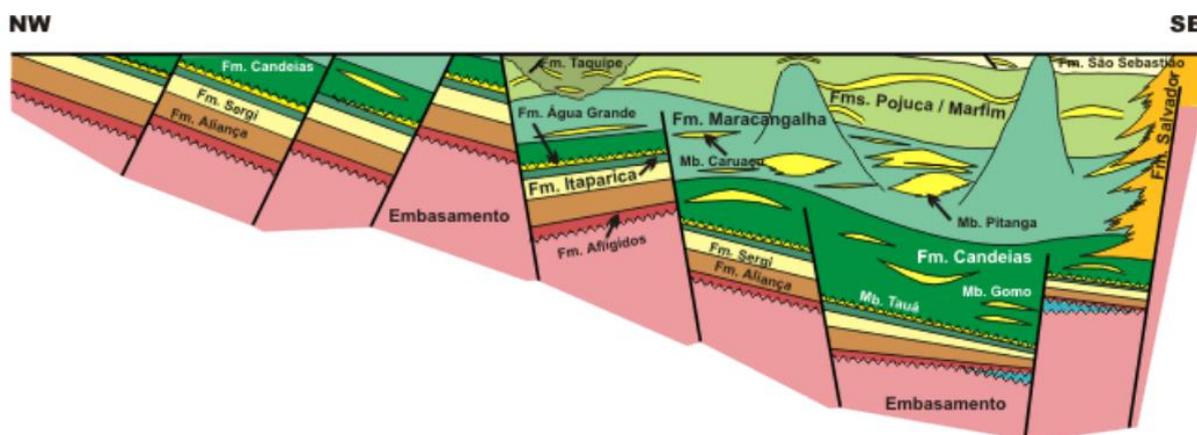
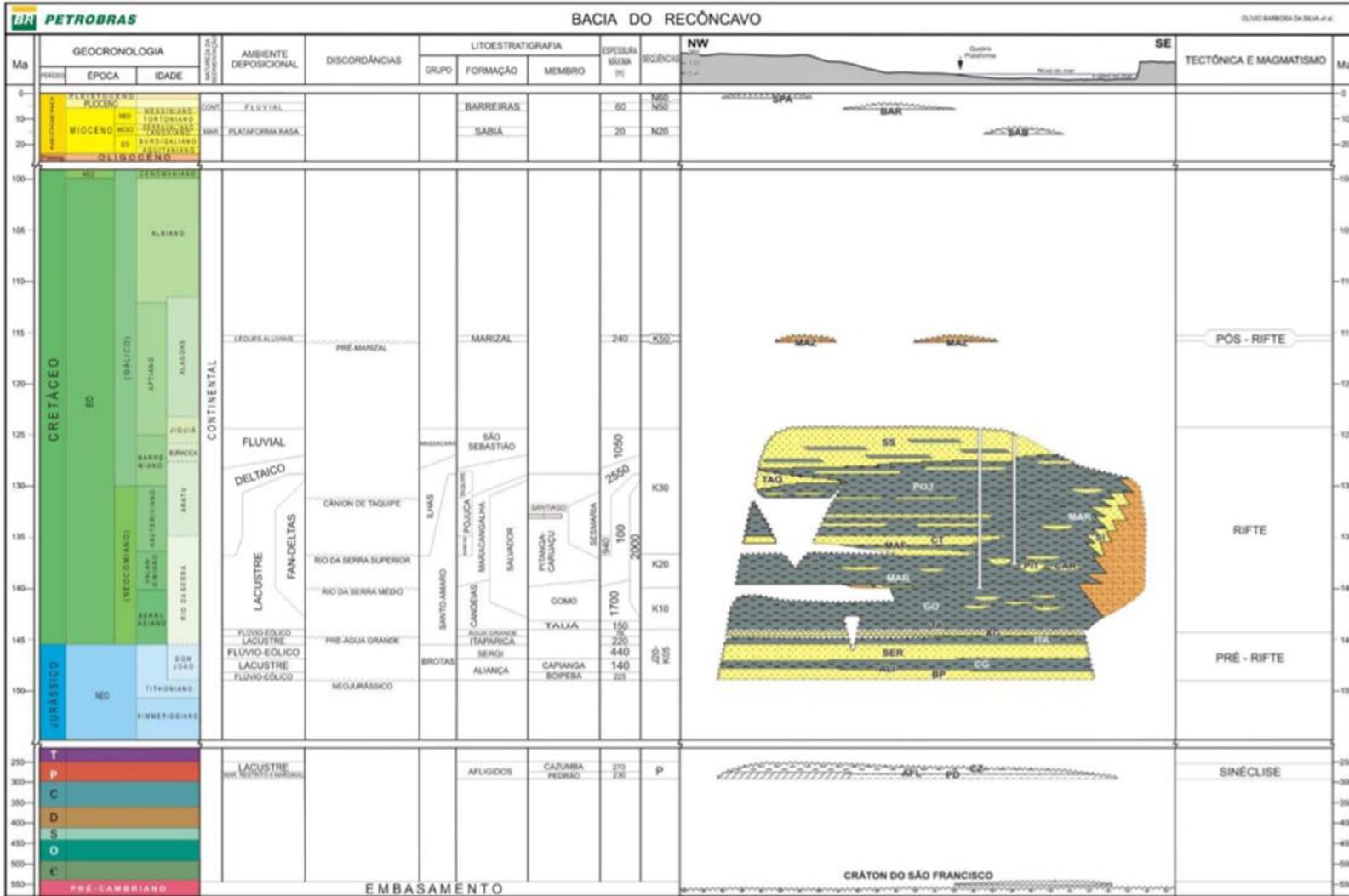


Figura 3: Seção geológica esquemática na direção NW-SE, apresentando seu preenchimento sedimentar (Milhomem *et al.*, 2003).

2.2 SEQUÊNCIAS SEDIMENTARES

Segundo estudos feitos por Caixeta *et al.* (1994), revisados por Silva *et al.* (2007), o histórico de deposição da bacia pode ser dividido em 5 sequências deposicionais, relacionadas aos estágios pré-rifte, sin-rifte e pós-rifte e estão vinculadas aos processos extensionais atuantes no juro-cretáceo. Sua espessura máxima pode ser verificada no Baixo de Camaçari, atingindo profundidades superiores a 6.500m. A seguir será descrito com mais detalhe cada superquência sedimentar presente na bacia e sua relação com as fases tectônicas que influenciaram em sua deposição. A Figura 4 apresenta a Carta Estratigráfica da Bacia do Recôncavo feita por Silva *et al.* (2007).



2.2.1 SUPERSEQUÊNCIA PALEOZÓICA

A Supersequência Paleozoica apresenta depósitos sedimentares anteriores à formação da bacia, depositados durante a fase sinéclise em um paleoclima árido. Ela é definida pelos Membros Cazumba e Pedrão, da Formação Afligidos. Esta fase deposicional registra a deposição em ambientes sedimentares distintos sendo estes os ambientes marinho raso, lacustre restrito do tipo *sabkha* e, por fim, o ambiente predominantemente lacustre nas áreas distais da margem continental (Aguiar e Mato, 1990). O Membro Pedrão é caracterizado como arenitos com feições de retrabalhamento por onda, lamitos de algas e evaporitos. No Membro Cazumba, predominam pelitos e lamitos vermelhos lacustres, com nódulos de anidrita na base da seção (Caixeta *et al.*, 1994).

2.2.2 SUPERSEQUÊNCIA PRÉ-RIFTE

A Sequência J20-K05 engloba os depósitos relacionados à fase inicial de flexura crustal, resultado dos esforços distensionais que deram origem ao sistema de riftes do Eocretáceo. Sequencialmente, da base para o topo, é representada pelas formações Aliança (Membros Boipeba e Capianga), Sergi, Itaparica e Água Grande.

Segundo Silva *et al.* (2007), a sequência pré-rifte pode ser dividida em três ciclos flúvio-eólicos (Mb. Boipeba, Fm. Sergi e Fm. Água Grande) sendo separadas por duas transgressões lacustres (Membro Capianga e Formação Itaparica). A Formação Sergi corresponde a arenitos finos a conglomeráticos, com intercalações de folhelhos. A Formação Água Grande é definida como arenitos finos a grossos (Caixeta *et al.* 1994). Estas formações são reconhecidas como importantes reservatórios de hidrocarbonetos na bacia. A Figura 5 ilustra a paleogeografia da fase pré-rifte (Medeiros e Pontes, 1981).

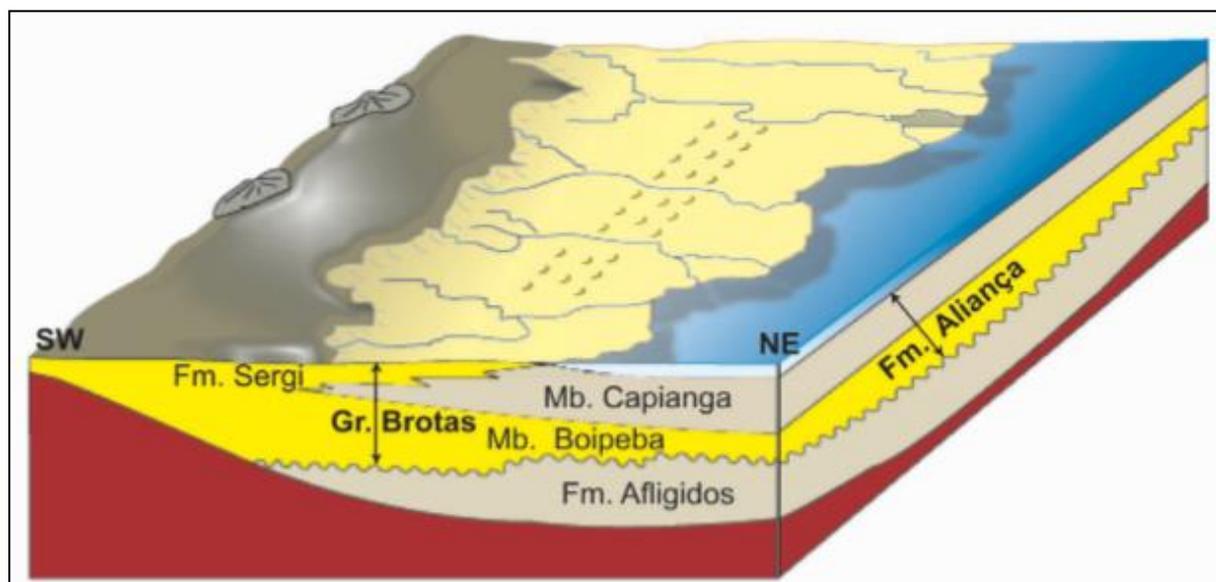


Figura 5: Seção paleogeográfica da fase pré-rifte da Bacia do Recôncavo (Medeiros e Ponte, 1981 *apud* Magnavita *et al.*, 2005).

2.2.3 SUPERSEQUÊNCIA RIFTE

A supersequência rifte abrange três sequências. As discordâncias que limitam cada sequência são bem definidas a oeste, na borda flexural da bacia, região mais sujeita a efeitos de variação do nível de base relacionada ao clima e à atividade tectônica. Em 1990, Lambiase propôs um modelo de deposição e associações de fácies em estágios de lagos profundos para bacias rifte. Diversos autores chegaram à conclusão que o padrão de empilhamento estratigráfico da fase sinrifte da bacia se assemelha com o autor citado (Caixeta *et al.* 1994; Cupertino e Bueno, 2005; Silva *et al.* 2007; Rocha, 2014).

As sequências K10 e K20 (Fig. 4) são compreendidas pela Formação Candeias (membros Tauá e Gomo) e pela Formação Maracangalha (membros Pitanga e Caruaçu), e abrangem grande parte do andar Rio da Serra. O Membro Tauá é caracterizado por folhelhos escuros e o Membro Gomo é descrito como folhelhos cinza-esverdeados com intercalações de calcários e eventuais lentes de arenitos finos, depositados por correntes de turbidez (Rocha, 2014). Estas litofácies evidenciam o contexto lacustre profundo que constituem o preenchimento inicial da

fase rifte. A fase é identificada como de bacia faminta, onde a geração de espaço de acomodação excede à taxa de sedimentação (Cupertino e Bueno, 2005).

Ao longo do Neo-Rio da Serra, a diminuição da atividade tectônica e o acréscimo no aporte sedimentar resultaram na redução dos gradientes deposicionais, com o progressivo assoreamento dos depocentros. Durante o processo, paleobatimetrias ainda relativamente elevadas mantiveram-se, ao tempo de deposição da Formação Maracangalha, acomodando um grande volume de depósitos relacionados a fluxos gravitacionais (membros Caruaçu e Pitanga). O Membro Pitanga é caracterizado por pelitos lacustres, cinza-esverdeados a cinza-escuros, dos quais ocorrem corpos areníticos finos, muito argilosos e maciços, enquanto o Membro Caruaçu apresenta camadas lenticulares de arenitos finos a médios, com estratificações cruzadas tangenciais e plano-paralelas (Rocha, 2014).

Esses depósitos apresentam fácies que indicam processos de ressedimentação de frentes deltaicas e constituem a parte distal desses sistemas, que posteriormente, progradiram ao longo da bacia, sob as condições de relativa quiescência tectônica que caracterizam a base da Sequência K30 (Silva *et al.*, 2007). A sobrecarga exercida pelos depósitos gravitacionais somada à fisiografia característica de um meio-gráben com blocos basculhados em direção à falha de borda, deu origem à argilocinese, representado por falhamentos lítricos sindeposicionais.

O início da sequência K30 (Fig. 4) registra as entradas dos sistemas deltaicos ao longo da bacia, com progressivos deslocamentos para sul, recobrando os sistemas lacustres representados pela Formação Maracangalha. Na base, o Membro Catu da Formação Marfim, depositou-se sobre áreas plataformais onde antes estavam sujeitas à erosão (Silva *et al.*, 2007). Este recobrimento deltaico sobre fases lacustres fez com que a fisiografia da bacia assumisse a geometria de rampa que caracteriza o Andar Aratu (Da Silva, 1993), onde ciclos deltaicos pertencentes à Formação Pojuca evidenciam uma redução no gradiente deposicional e baixas taxas de subsidência (Caixeta *et al.*, 1994).

A Formação Marfim é composta por arenitos muito limpos, finos a médios, bem selecionados, cinza-claros, com camadas intercaladas de folhelhos cinza-esverdeados. A Formação Pojuca é descrita como intercalações de arenitos cinza, muito finos a médios, folhelhos cinza-esverdeados, siltitos cinza-claros, e calcários castanhos (Caixeta *et al.*, 1994 *apud* Gontijo, 2011).

O Cânion de Taquipe, feição erosiva alongada na direção norte-sul da parte centro-oeste da bacia, teve origem no início do Aratu Médio. A porção sul da bacia, preferencialmente no Baixo de Camaçari, e o Cânion de Taquipe consistiam, então, regiões preferenciais para deposição lacustre, representados pelas formações Maracangalha e Taquipe, respectivamente (Silva *et al.*, 2007). A Formação Taquipe é caracterizada por folhelhos cinzas com estratificação plano-paralela e lentes de arenitos maciços muito finos com estruturas de escorregamento (Rocha, 2014).

Ao topo, a presença e o predomínio de sistemas fluviais, representados pela Formação São Sebastião, marca a fase final do assoreamento do rifte. As altas taxas de subsidência ainda presentes na bacia eram compensadas pelas elevadas cargas sedimentares, resultando em seções estratigráficas de caráter agradacional, como preservação de pacotes de características fluviais (Silva *et al.*, 2007). A Formação São Sebastião é composta por arenitos grossos, amarelados e avermelhados com intercalações de siltes e argila (Rocha, 2014).

Os conglomerados sintectônicos da Formação Salvador ocorrem ao longo de todo o intervalo até o Andar Jiquiá e são predominantemente presentes à borda de falha da bacia (Falha de Salvador), a leste. A Figura 6 apresenta a paleogeografia de deposição da Formação Maracangalha, durante a fase sin-rifte da bacia (Medeiros e Pontes, 1981), enquanto a Figura 7 mostra a da deposição da Formação Taquipe (Figueiredo *et al.*, 1994).

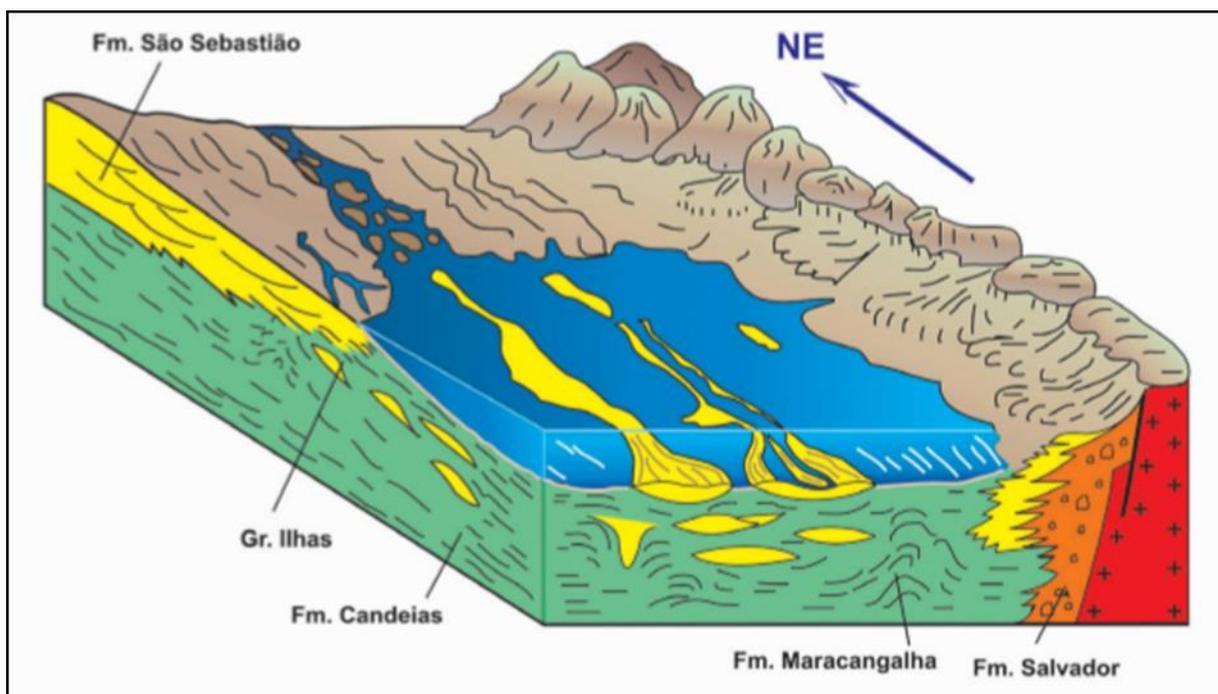


Figura 6: Paleogeografia sinrift da Bacia do Recôncavo (Medeiros e Ponte, 1981 *apud* Magnavita *et al.*, 2005).

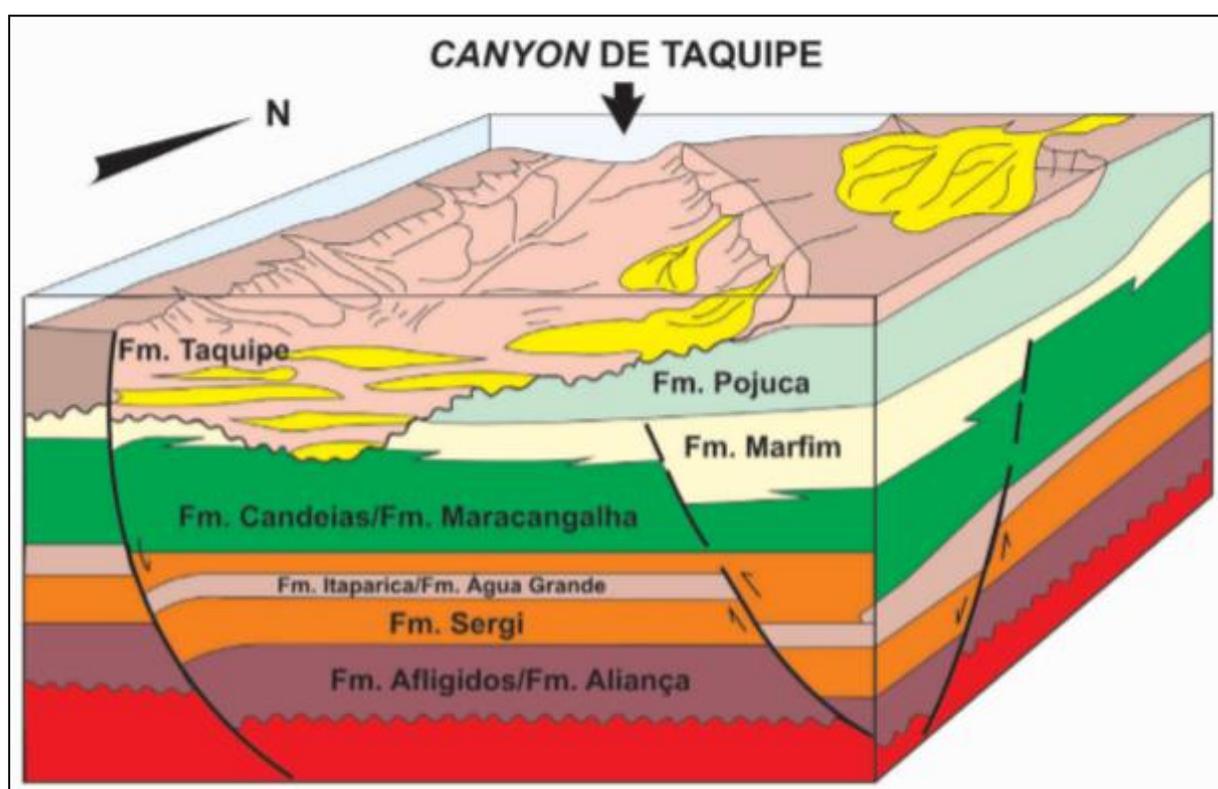


Figura 7: Modelo paleogeográfico durante a deposição da Formação Taquipe (Figueiredo *et al.* 1994 *apud* Magnavita *et al.*, 2005).

2.2.4 SUPERSEQUÊNCIA PÓS-RIFTE

Os clastos grossos (arenitos e conglomerados), folhelhos e calcários da Formação Marizal representam a sequência K50, datados do Neoptiano (112 Ma). Sua deposição está relacionada a sistemas aluviais desenvolvidos no contexto de subsidência termal, possuindo discordância angular que a separa da supersequência rifte (Caixeta *et al.*, 1994).

A Formação Sabiá e o Grupo Barreiras compõem, respectivamente, as sequências N20 e N50 (Fig. 4). A Formação Sabiá é composta por folhelhos cinza esverdeados e calcários, a qual a deposição está relacionada a uma transgressão marinha, datadas do Mioceno. O Grupo Barreiras é caracterizado por leques aluviais pleistocênicos. Sedimentos pleistocênicos e holocênicos de praias e aluviões representam a sequência N60 e compõem a geografia atual da bacia e recobrem o embasamento cristalino da borda leste. (Silva *et al.*, 2007).

2.3. ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo é o Campo de Massapê, que possui área aproximada de 23,96 km². O campo está localizado no município de São Sebastião do Passé, Bahia, a uma distância de 45 km a norte da cidade de Salvador. A Figura 8 apresenta o mapa de localização do campo, fornecido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Até o momento, o campo possui 55 poços perfurados, sendo 27 produtores, onde a Petrobrás detém 100% de participação. Os principais reservatórios são os arenitos do Membro Caruaçu, Formação Maracangalha, os quais produzem óleos de 38º API, correspondendo a 93% de óleo de todo o campo. O restante da produção provém dos reservatórios da Formação Pojuca e Formação Marfim (ANP, 2015). Desde 2004, o Campo de Massapê teve um grande aumento na produção de óleo e gás, fruto de mais investimentos tecnológicos e de pesquisas em toda a bacia (Figura 9).

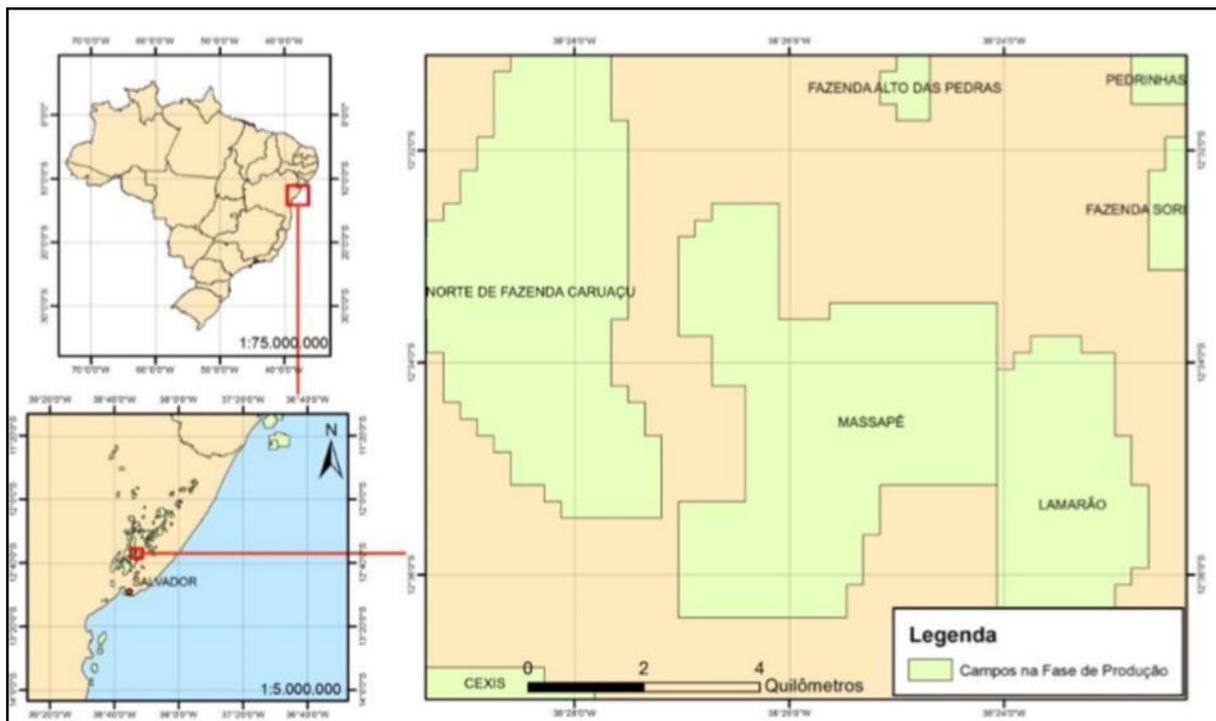


Figura 8: Mapa de localização do Campo de Massapé, Bahia (ANP, 2015).

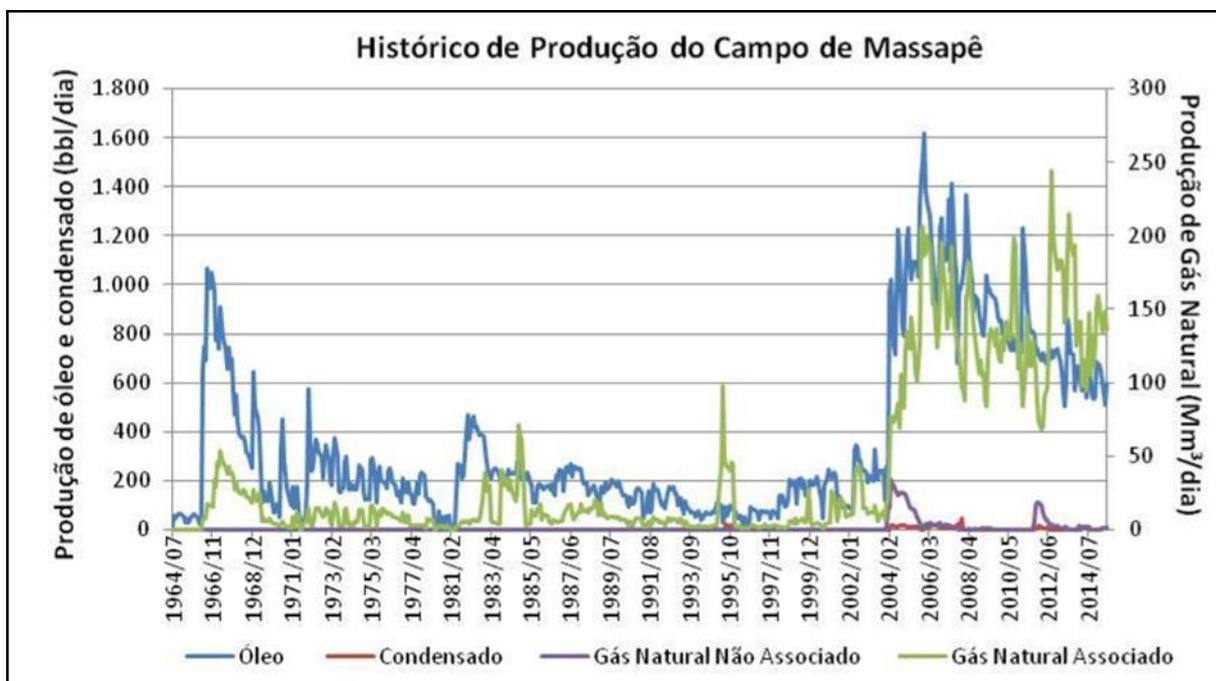


Figura 9: Gráfico de evolução do histórico de produção do Campo de Massapé (ANP, 2015).

3. PERFIS GEOFÍSICOS

As técnicas de perfilagem são muito utilizadas na investigação indireta de poços perfurados para a exploração de hidrocarbonetos, pois fornecem importantes propriedades das rochas reservatório. São utilizadas, também, na exploração hidrogeológica, geotécnica e na prospecção mineral.

Os perfis geofísicos são registros de propriedades radioativas, elétricas e acústicas em função da profundidade, típicas de cada litologia. Tais perfis são obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem dentro do poço. A seguir serão descritos os principais tipos de perfis utilizados: Raios Gama (GR), Resistividade (RT), Densidade (RHOB), Neutrônico (NPHI), Sônico (DT). A Tabela 1 detalha as diferentes aplicabilidades de cada perfil.

Tabela 1: Principais aplicabilidades dos perfis geofísicos (Rider, 2002 *apud* Pinheiro, (2014).

	Geologia Geral			Sísmica		Geologia do Reservatório		Geoquímica		Petrofísica				
	Litologia	Fácies Depositionais	Correlação estratigráfica	Veloc. Intervalar	Impd. Acústica	Idnt. Fraturas	altas pressões idnt	Idnt rocha fonte	Maturidade	Porosidade	Volume de Folhelho	Permeabilidade	Idnt. de gás	Saturação de Hidrocarbonetos
Resistividade	-	-	-				*	*	*			-	-	+
Raio Gama	-	-	-					*			+			
Sônico	*		-	*	*	*	*	*		+			-	
Densidade	*	-			*	*		*		+	+		-	+
Neutrão	*	-						-		+	+		-	
- usos qualitativos * uso semi-quantitativos/quantitativos + usos quantitativos														

3.1 PERFIL DE RAIOS GAMA

O perfil de raios gama mede a radioatividade natural das rochas, proveniente de três elementos naturais instáveis: potássio, urânio e tório. O perfil de raios gama simples fornece a radioatividade total combinada desses três elementos, enquanto que o raio gama espectral mostra a radioatividade individual de cada. (Kearey *et al.*, 2009). A unidade de medida do perfil de raios gama é dada em graus API e suas principais aplicações consistem na classificação qualitativa da litologia e quantitativa para determinação do volume de argila. Os perfis de raios gama são medidos através de uma ferramenta chamada cintilômetro, o qual possui um cristal que emite luz quando atingido por um fóton, além disso, é utilizado um fotomultiplicador a fim de amplificar a corrente (Nery, 2013).

A discriminação dos diferentes tipos de rochas depende da quantidade de elementos radioativos. As rochas ígneas e metamórficas são mais radioativas do que as rochas sedimentares. As rochas com argilas são naturalmente mais radioativas que as demais rochas sedimentares devido à presença de Potássio que está contida em minerais como micas, illita e feldspato potássicos, e Urânio e Tório. Mas é possível haver a confusão na identificação de picos anômalos de raios gama. Não necessariamente serão folhelhos, mesmo possuindo alta radioatividade. Arenitos arcóseos e sais potássicos também apresentam alta radioatividade, que pode ser corrigida a partir de perfis espectrais.

3.2 PERFIL DE RESISTIVIDADE

O perfil de resistividade é um perfil elétrico que mede a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica. A medida de resistividade da formação é um dos principais métodos de identificação do fluido no reservatório e no cálculo de saturação de água. São utilizados diferentes arranjos de eletrodos para gerar informações de resistividade sobre diferentes zonas do poço. Quanto maior o espaçamento dos eletrodos, mais profunda será a penetração da ferramenta, diminuindo assim a influência do fluido de perfuração.

O método diferencia as zonas de hidrocarboneto e de água. Os hidrocarbonetos apresentam valores altos de resistividade por serem maus condutores. O inverso é observado na zona de água.

3.3 PERFIL DE DENSIDADE

O perfil de densidade (RHOB) da formação é um registro contínuo de toda a formação. Essa densidade é uma função da densidade dos minerais formadores da rocha, ou seja, a matriz, e o fluido presente nos poros.

O valor de densidade é determinado através da colisão de raios gama artificiais, utilizando uma fonte de ^{60}Co ou ^{137}Cs , com os elétrons da formação, criando o fenômeno chamado Espalhamento Compton (Stevanato, 2011). A densidade da formação é estimada com a medição da radiação gama que retorna para o detector, já que a quantidade de radiação gama dependerá da abundância de elétrons presentes, que por sua vez, é função da densidade de formação (Keary *et al*, 2009). A unidade de medida é utilizada é de massa por volume, expressa em g/cm^3 .

A curva de densidade é amplamente utilizada qualitativamente para a interpretação litológica, quando combinada com a curva neutrônica, assim como a identificação de zonas de gás e para impedância acústica, combinada com o perfil sônico. Quantitativamente, a densidade é um bom fator para estimativa de porosidade, que será explicada no capítulo 4. A Tabela 2 demonstra a variação de algumas densidades típicas para as litologias mais comuns.

Tabela 2: Valores típicos de densidade de cada litologia (Rider, 2002).

Litologia	Densidade (g/cm³)	Matriz (g/cm³)
Folhelho	1,8 – 2,75	2,65 – 2,7
Arenito	1,9 – 2,65	2,65
Calcário	2,2 – 2,71	2,71
Dolomito	2,3 – 2,87	2,87

3.4 PERFIL NEUTRÔNICO

O perfil neutrônico (NPHI), ou neutrão, utiliza uma fonte de nêutrons que possui uma certa quantidade de substâncias radioativas e um cintilômetro a uma distância fixa. Elementos não radioativos são bombardeados com nêutrons e, como resposta à captura de nêutrons pelos núcleos, raios gama são emitidos e colididos com o cintilômetro. A intensidade da radiação é controlada pela distância que ela percorreu desde o ponto de captura do nêutron. Essa distância depende principalmente da concentração de íons de hidrogênio, que quanto mais alta, mais próxima do poço é a captura de nêutrons e maior o nível de radiação (Keary *et al.*, 2009).

O perfil mede o índice de hidrogênio e, conseqüentemente, o conteúdo de fluidos presentes nos poros da formação, podendo haver hidrogênio na estrutura dos minerais ou poros livre de água. A unidade de medida é a porcentagem do índice de hidrogênio na formação. Geralmente é aplicada para a determinação da porosidade e também como ótimo discriminador da zona de gás, juntamente com o perfil densidade. Pode ser usado para identificar evaporitos, minerais hidratados e rochas vulcânicas.

3.5 PERFIL SÔNICO

O perfil sônico (DT) ou perfil acústico mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. A capacidade de transmissão da onda sonora na formação geológica está diretamente relacionada com a formação, textura e porosidade da mesma (Nery, 2013). A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé de formação ($\mu\text{s}/\text{ft}$). Esta informação pode auxiliar na interpretação sísmica ao correlacionar velocidades da sísmica com as velocidades do perfil, fazendo a correlação tempo-profundidade, e para a elaboração do sismograma sintético.

A ferramenta de medição deste perfil consiste em uma fonte responsável pela emissão de pulsos ultrassônicos a uma frequência de 20-40 kHz e dois receptores, separados por uma distância de cerca de 300 mm, que registram os sinais emitidos pela fonte.

4. MÉTODOS

A metodologia utilizada neste trabalho se baseia nas seguintes etapas: estudo bibliográfico da Bacia do Recôncavo; carregamentos de poços fornecidos pela ANP, seguida de um controle de qualidade; criação de perfis de litologia a partir de interpretação da combinação das curvas de densidade - neutrão e de raios gama; estimativa de argilosidade (V_{clay}), porosidade (Φ) e saturação de água (S_w); cálculo e análise do resultado de *NetPay* na Formação Maracangalha. Todas as etapas, desde o carregamento de dados até o resultado de *NetPay*, foram realizadas através do *software* Interactive Petrophysics (IP) da empresa Lloyd's Register. A Figura 10 ilustra o fluxograma de trabalho que será realizado.

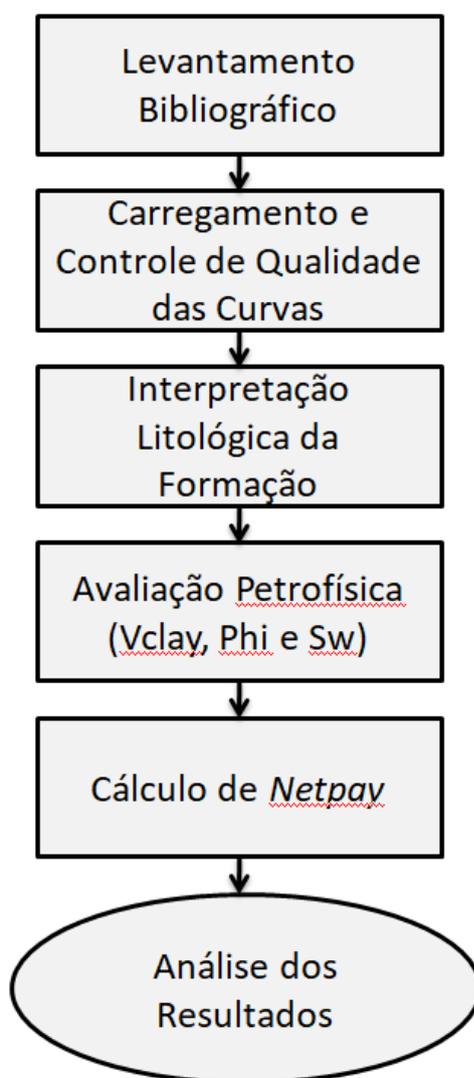


Figura 10: Fluxograma proposto para realização do trabalho.

4.1. INTERPRETAÇÃO LITOLÓGICA

A interpretação litológica foi feita a partir dos valores da curva DRDN (Delta RHOB Delta NPHI). O perfil DRDN é uma curva baseada nos limites das escalas dos perfis de densidade e neutrão e foi criada para os intérpretes de perfis poderem identificar zonas de arenitos e folhelhos. Sua fórmula (4.1) é feita a partir do ajuste dos limites adequados para apontar o cruzamento das duas curvas (Caetano, 2013). A Tabela 3 apresenta os valores de DRDN respectivo para cada litologia observada na área de interesse.

$$DRDN = \left(\frac{RHOB-2}{0.05} \right) - \left(\frac{0.45-NPHI}{0.03} \right). \quad (4.1)$$

Tabela 3: Critérios utilizados para interpretação litológica.

Valor de DRDN	Litologia
< -1	Arenito
≥ -1 e < -0,3	Slurry
≥ -0,3 e < 0,3	Siltito
> 0,3	Folhelho

4.2. ESTIMATIVA DE ARGILOSIDADE (V_{CLAY})

O volume de folhelho ou argila de uma zona de reservatório é um importante parâmetro a ser conhecido. Essa estimativa reflete diretamente a permeabilidade do meio, afeta a resistividade e a porosidade do mesmo. O cálculo de argilosidade deste trabalho se faz uso da curva de raios gama e pode ser utilizado para corrigir as porosidades aparentes determinadas pelos perfis de densidade, neutrão e sônico (Rider, 2002). Neste trabalho serão utilizados os cálculos de argilosidade pelos métodos Linear (4.2), Larionov (4.3) e Stieber (4.4).

Para o cálculo de argilosidade da forma Linear é considerado o valor lido da curva de raios gama (GRlog), a média dos valores máximos da curva (GRmax), onde é considerada como 100% argila, e a média dos valores mínimos (GRmin), 0% de argila:

$$V_{\text{clay}} = \text{IGR} = \frac{\text{GR}_{\text{log}} - \text{GR}_{\text{min}}}{\text{GR}_{\text{max}} - \text{GR}_{\text{min}}} \quad (4.2)$$

Segundo Nery (2013), a fórmula de Larionov (1969) se distingue em duas, aplicadas para diferentes idades das formações estudadas: mais novas, do Cenozoico e mais antigas que o Cenozoico. Essa diferença se dá pelo fato de a atuação da diagênese interferir na leitura de GR. A fórmula aplicada à Formação Maracangalha foi:

$$V_{\text{clay}} = 0,33(2^{(2 \times \text{IGR})} - 1). \quad (4.3)$$

A última equação utilizada é a de Stieber (1970), que também considera a idade da rocha. O fator A será igual a 1,5, considerado para rochas do Cretáceo, idade da formação estudada:

$$V_{\text{clay}} = \frac{\text{IGR}}{A - (A-1) \times \text{IGR}} \quad (4.4)$$

4.3. ESTIMATIVA DE POROSIDADE

A porosidade é a relação do espaço poroso da rocha que pode ser ocupado por fluidos com o volume total dela (Nery, 2013). É uma das propriedades mais importantes para a indústria do petróleo, pois ela fornece a informação da capacidade de armazenamento de fluidos nas rochas. A porosidade pode ser classificada como Absoluta e Efetiva. A porosidade absoluta mede o volume total de vazios de uma rocha, enquanto a efetiva é o volume poroso que pode de fato ser considerado para efeito de escoamento e de cálculo de reserva, pois representa os poros conectados.

O cálculo de porosidade pode ser feito a partir dos perfis de densidade, neutrônico, sônico e ressonância magnética. O resultado dado pela curva de densidade se dá pela fórmula:

$$\phi_d = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f} \quad (4.5)$$

O valor ρ_m é dado como a densidade da matriz da rocha, ρ_f como densidade do fluido e ρ_B como densidade medida no perfil. Os valores teóricos para a

densidade da matriz variam de acordo com a litologia estudada. Os arenitos apresentam valores da ordem de 2,65 g/cm³, dos calcários 2,71 g/cm³ e 2,87 g/cm³ para os dolomitos.

A porosidade calculada do perfil sônico (4.6) em arenitos consolidados e carbonatos com porosidade intergranular é calculada pela equação de Wyllie (1958) *apud* Stevanato (2011):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (4.6)$$

O fator Δt_m é dado como tempo de trânsito da onda na matriz sólida, Δt_f ao tempo no fluido de perfuração e Δt a leitura no ponto de investigação.

Outra forma, utilizada neste trabalho devido à presença comprovada de gás, é a correção de Gaymard & Poupon (ϕ_{gp}), 1968, que consiste na combinação da porosidade neutrão com a porosidade pela densidade (4.7) e permite uma estimativa de porosidade onde a formação apresenta a presença de fluidos leves.

$$\phi_{gp}^2 = \frac{\phi_n^2 + \phi_d^2}{2} \quad (4.7)$$

Por fim, para obtenção de um cálculo de porosidade com maior acurácia, é feito o de porosidade efetiva (4.8), onde a interferência da argilosidade é excluída. O fator ϕ_t é a porosidade total, seja pelas diferentes curvas.

$$\phi_e = \phi_t \times (1 - V_{clay}) \quad (4.8)$$

4.4. ESTIMATIVA DE SATURAÇÃO DE ÁGUA

Para o cálculo de saturação de água foi utilizada a equação de Archie (4.9), onde são levadas em consideração a porosidade, a resistividade da água (R_w), a resistividade profunda da formação (R_t), o fator de compactação (a), o fator de cimentação (m) e o expoente de saturação (n). A Tabela 4 corresponde aos valores utilizados em arenitos limpos e carbonatos.

Tabela 4: Valores utilizados para saturação de água em arenitos limpos e carbonatos. (Keary et al. 2009, *apud* Francis 2017).

Tipos de Rocha	a	m	n
Arenitos Limpos	0,6 - 1,0	2,0	2,0
Carbonáticas	1,0	1,8 - 2,6	1,5 - 2,2

A equação de Archie apresenta uma boa aplicabilidade somente em arenitos limpos e carbonatos. A presença de argila nos poros influencia na estimativa de saturação, pois a quantidade de íons localizados na superfície dos seus grãos afeta o valor da resistividade obtida. Logo, foi utilizado também o método de Simandoux (4.10) para a estimativa. Os fatores R_{clay} e V_{clay} correspondem aos valores de resistividade da argila e de argilosidade, respectivamente.

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \right)^{\frac{1}{n}} . \quad (4.9)$$

$$\left(\frac{\phi}{a \times R_w \times (1 - V_{clay})} \right) \times S_w^n + \frac{V_{clay}}{R_{clay}} \times S_w = \frac{1}{R_t} . \quad (4.10)$$

A resistividade da água foi calculada pela comparação dos valores de resistividade aparente (R_{wa}) (4.11), proveniente da equação de Archie, onde é assumido que a formação é totalmente saturada em água ($S_w = 1$). É suposto então que o menor valor de R_{wa} é a melhor aproximação de R_w da formação.

$$R_{wa} = \phi^2 \times R_t . \quad (4.11)$$

4.5. CÁLCULO DE NETPAY

Após obtenção das estimativas de argilosidade, porosidade e saturação de água, foi feito o cálculo de *Net Pay* para cada cenário feito. A determinação de *Net Pay* é de grande importância, pois ele indica a espessura efetiva de hidrocarboneto presente no intervalo a ser estudado, o qual está diretamente relacionado ao retorno/lucro do investimento da pesquisa exploratória (Nery, 2013).

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados atingidos a partir da metodologia aplicada no poço 7-MP-22-BA. A Figura 11 mostra como as curvas convencionais são apresentadas no *layout* do programa. No primeiro *track* está a profundidade medida e a profundidade em cota (em azul). Nos *tracks* 2, 3, 4 e 5 são mostradas as zonas do Complexo Turbidítico Maracangalha, os Sistemas Turbidíticos Caruaçu, os Estágios Turbidíticos e os Marcos Estratigráficos, respectivamente. No próximo estão as curvas de Raios Gama (GR) e de Cáliper (Cali) e o *track* 7 apresenta a litologia gerada pela curva de DRDN. O *track* 8 apresenta a curva de Resistividade Profunda (HT90), o *track* 9 exibe as curvas de densidade (RHOB), neutrão (NPHI) e densidade obtida em laboratório. O último apresenta a curva sônica (DT).

5.1. ANÁLISE VOLUME DE ARGILA

A Figura 12 mostra como é feito o cálculo de argilosidade do programa, onde o usuário pode escolher os valores de GR_{max} (linha vertical verde) e GR_{min} (linha vertical vermelha) para a fórmula descrita no capítulo anterior. Os valores de GR_{max} são escolhidos como a média dos valores máximos da curva de Raios Gama e GR_{min} como média dos valores mínimos da curva. No último *track* estão as curvas resultado dos diferentes métodos aplicados, onde a curva verde é para o método Linear, laranja para o método de Larionov e marrom para o de Stieber.

A Tabela 5 apresenta os valores médios do volume de argila para os diferentes métodos feitos nos três sistemas turbidíticos Caruaçu. Para ser feita a tabela, foi ignorada a espessura do Marco Acarajé no Caruaçu-2, pois como ela é muito grande (aproximadamente 200 metros), não representaria bem a argilosidade dos reservatórios. Esse procedimento também foi feito nas demais tabelas que serão apresentadas. É possível observar que os valores de Vclay Linear são os maiores, então mais pessimistas, os valores obtidos pelo Larionov são intermediários e os de Stieber considerados mais otimistas, por apresentarem os menores valores de argilosidade. A Figura 13 também pode auxiliar nessa observação.

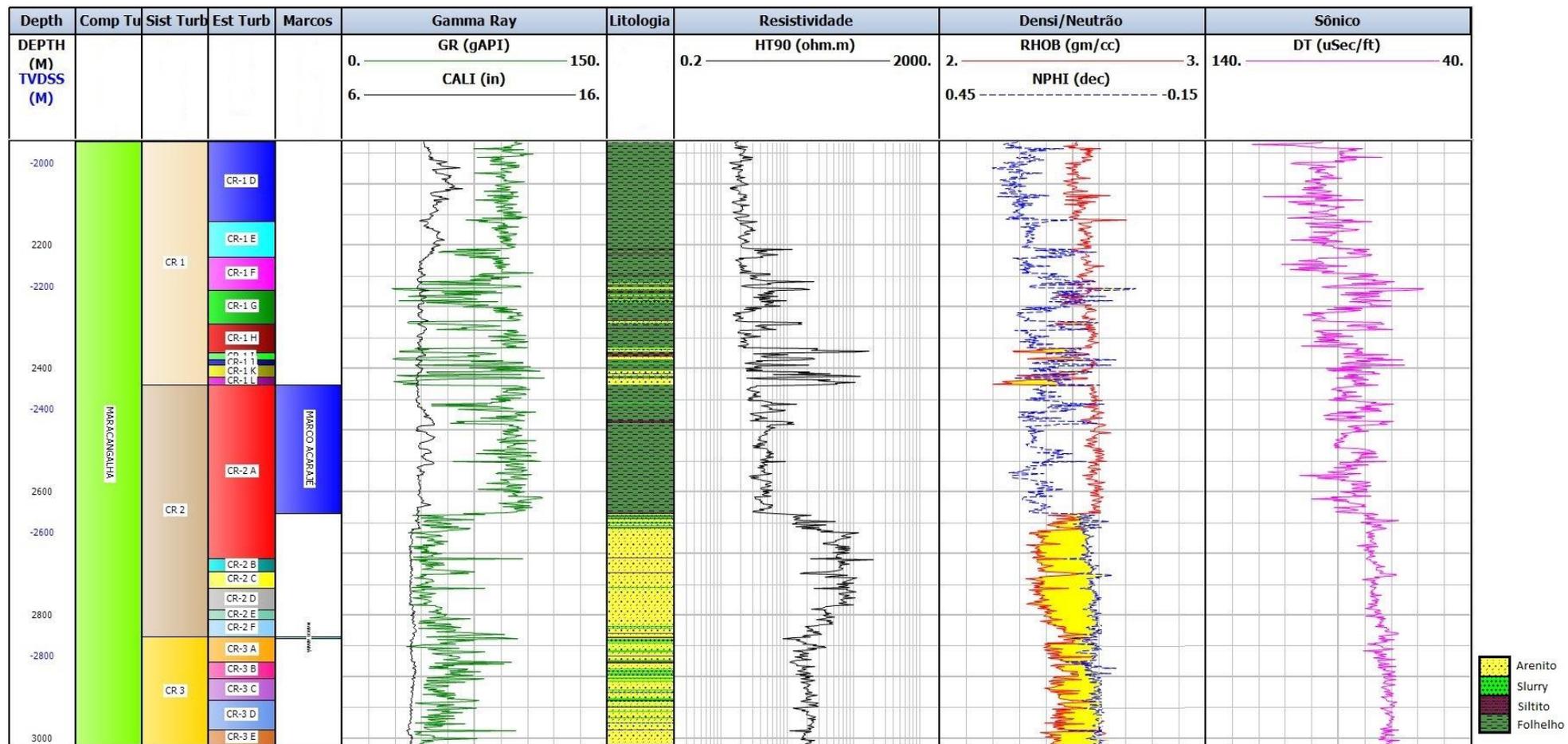


Figura 11: Representação das curvas no layout utilizado.

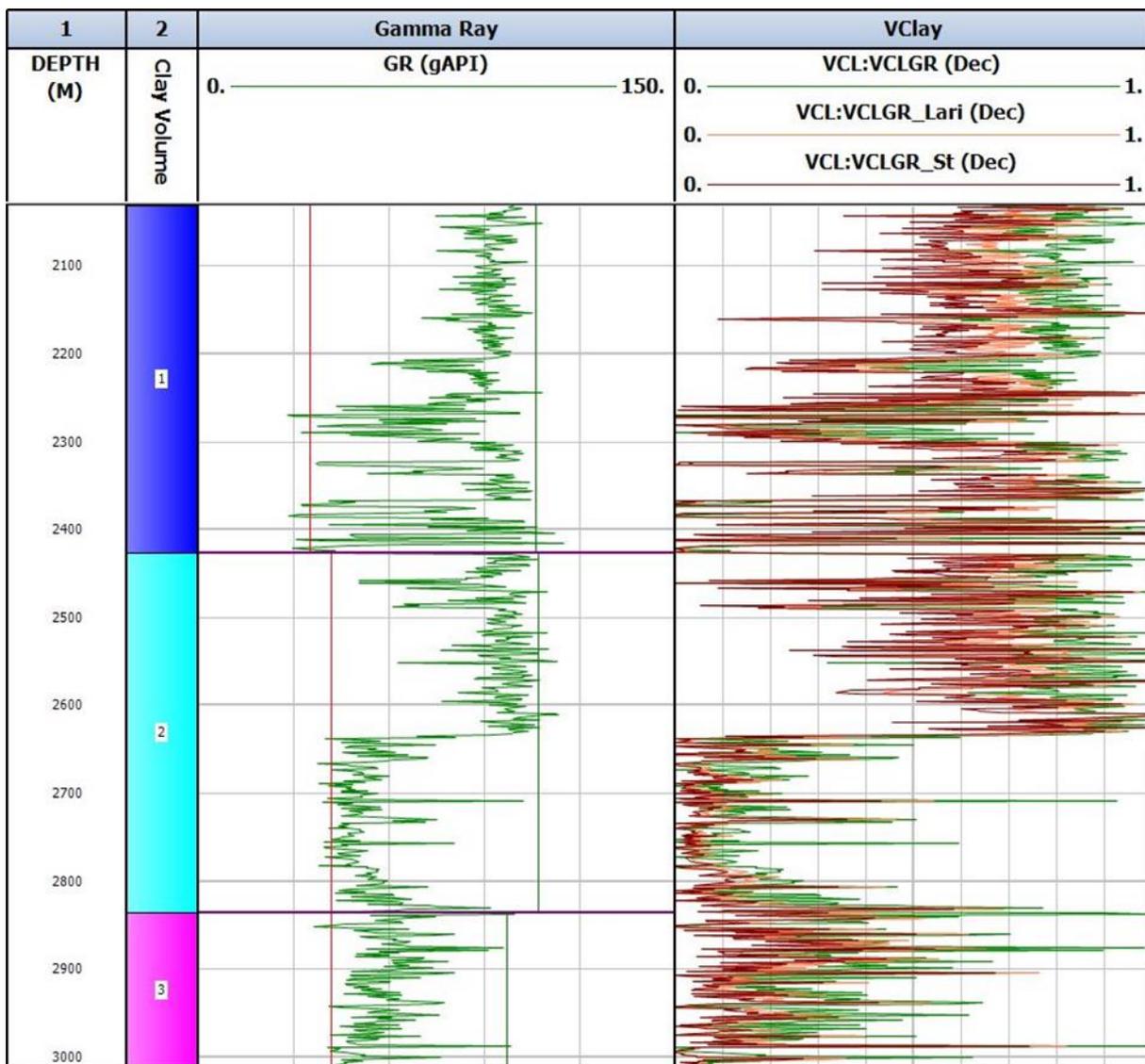


Figura 12: Exemplo de como é calculado o volume de argila pelo programa *Interactive Petrophysics*.

Tabela 5: Resultados de argilosidade para os diferentes métodos.

Zona	Argilosidade (%)		
	Linear	Larionov	Stieber
CR 1	68,70	57,79	49,50
CR 2	18,25	11,80	8,45
CR 3	29,16	19,04	14,66

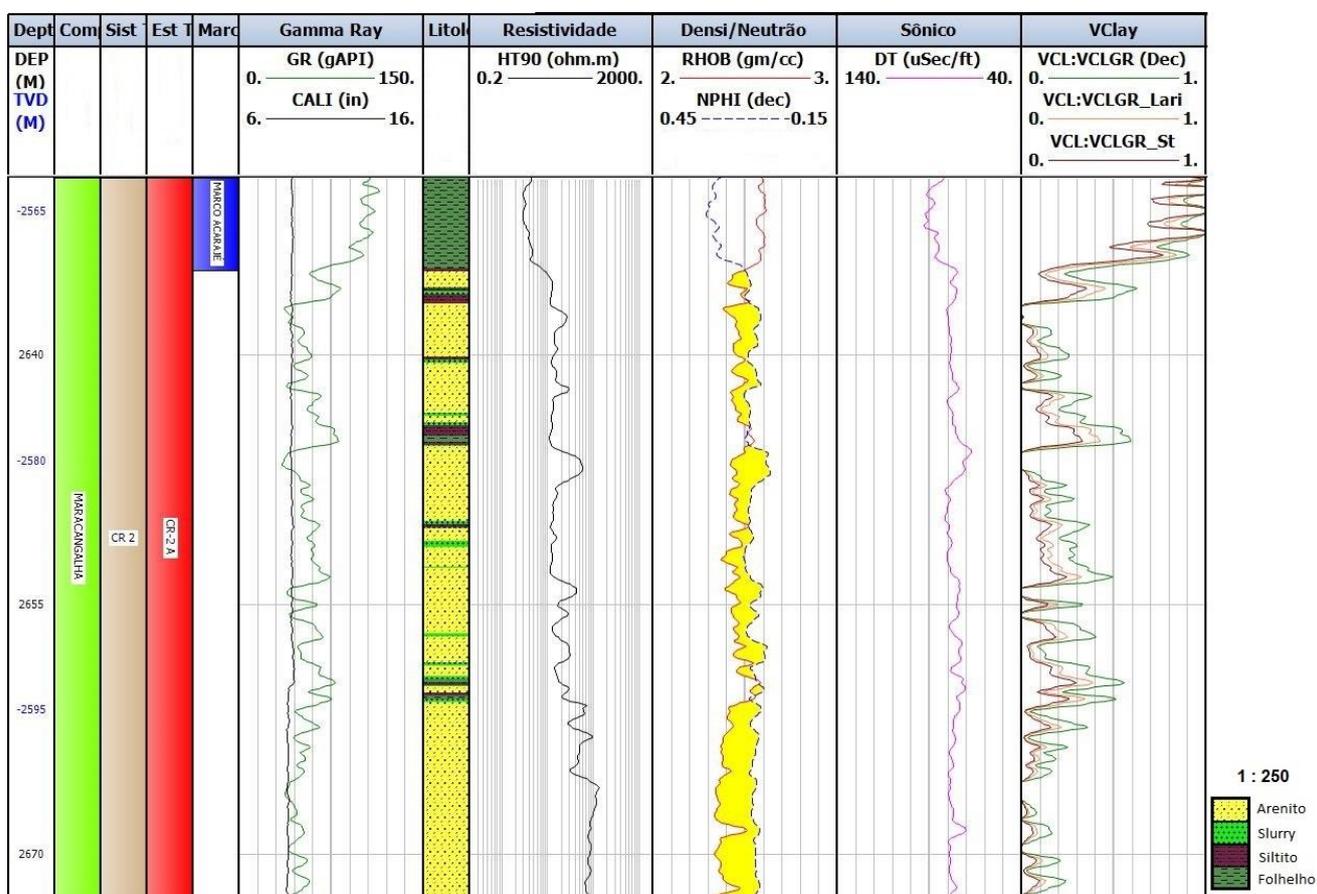


Figura 13: Zoom no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de Vclay.

Optou-se então pelo resultado de Larionov para se calcular a porosidade efetiva, saturação de água e pelo cálculo final de *netpay*, por ele se apresentar mais próximo do valor médio dos valores extremos (Stieber e Linear).

A partir da análise da Tabela 5, é possível observar que os reservatórios que compõem a zona Caruaçu-2 apresentam os reservatórios mais limpos, ou seja, uma razão arenito/folhelho maior, seguidos do Caruaçu-3 e por último a zona Caruaçu-1.

5.2. ANÁLISE DE POROSIDADE

As porosidades totais foram calculadas pelos diferentes métodos apresentados no capítulo anterior. Como se tem conhecimento que os reservatórios da Formação Maracangalha para o campo estudado apresentam a presença de gás e óleos leves, foi feita a correção de Gaymard & Poupon. Em seguida foi retirada a porosidade efetiva utilizando o volume de argila Larionov. Ao final, foi somente utilizada a porosidade efetiva de Gaymard & Poupon para o cálculo de *NetPay*.

As médias dos resultados da porosidade são apresentadas na Tabela 6, e o de porosidade efetiva de Gaymard & Poupon na Tabela 7. A Figura 14 exibe o resultado das porosidades totais no último *track* do poço, com um *zoom* no CR-2A na Figura 15. As Figuras 16 e 17 mostram os resultados de Gaymard & Poupon, com *zoom* na mesma zona.

É possível observar que o sistema Caruaçu-1 apresenta a maior porosidade total, porém ao se calcular a porosidade efetiva retirando o efeito de sua argilosidade, sua porosidade cai drasticamente.

Tabela 6: Média dos resultados de porosidade totais adquiridos no poço MP-22.

Zona	Porosidade Total (%)			
	Densidade	Neutrônico	Sônico	Gaymard-Poupon
CR 1	8,45	22,58	25,49	15,49
CR 2	16,07	11,15	15,52	14,58
CR 3	13,01	10,08	12,22	11,55

Tabela 7: Média de Porosidade Total e Efetiva para Gaymard & Poupon.

Zona	Por. Efetiva Gaymard & Poupon (%)	
	Total	Efetiva
CR 1	15,49	6,04
CR 2	14,58	11,93
CR 3	11,55	9,10

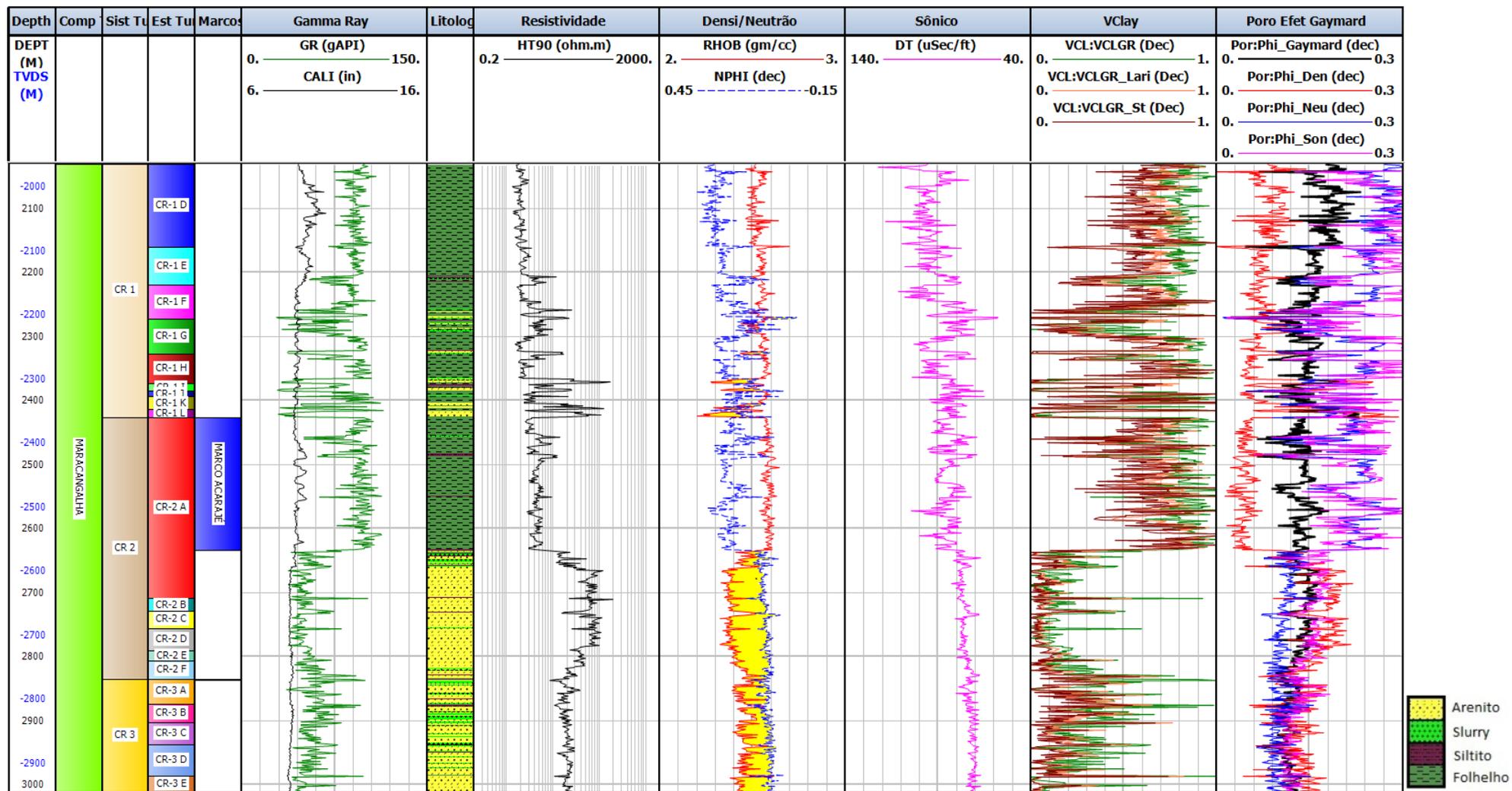


Figura 14: Resultados diferentes de porosidade apresentados no último track.

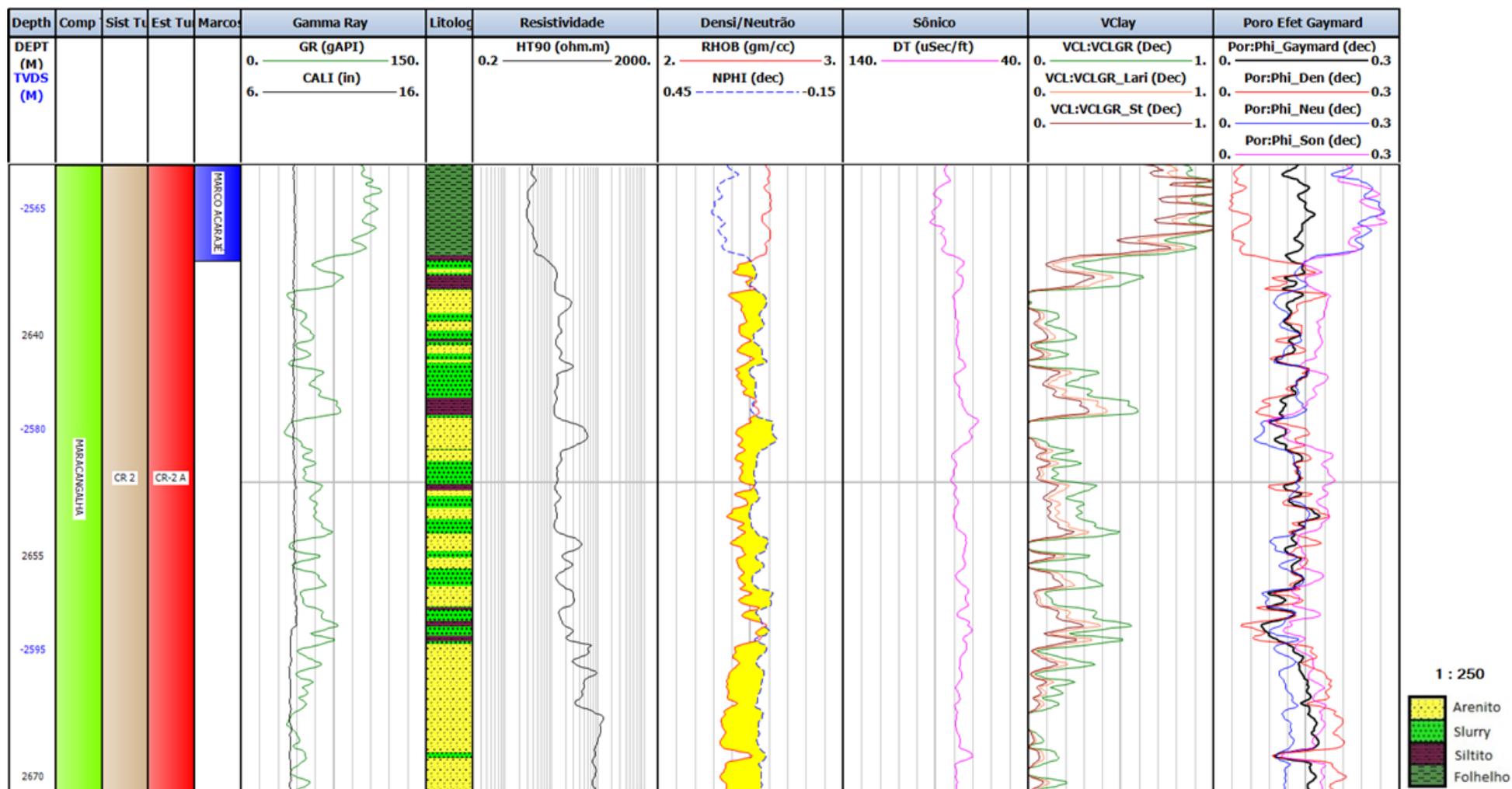


Figura 15: Zoom no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de porosidade.

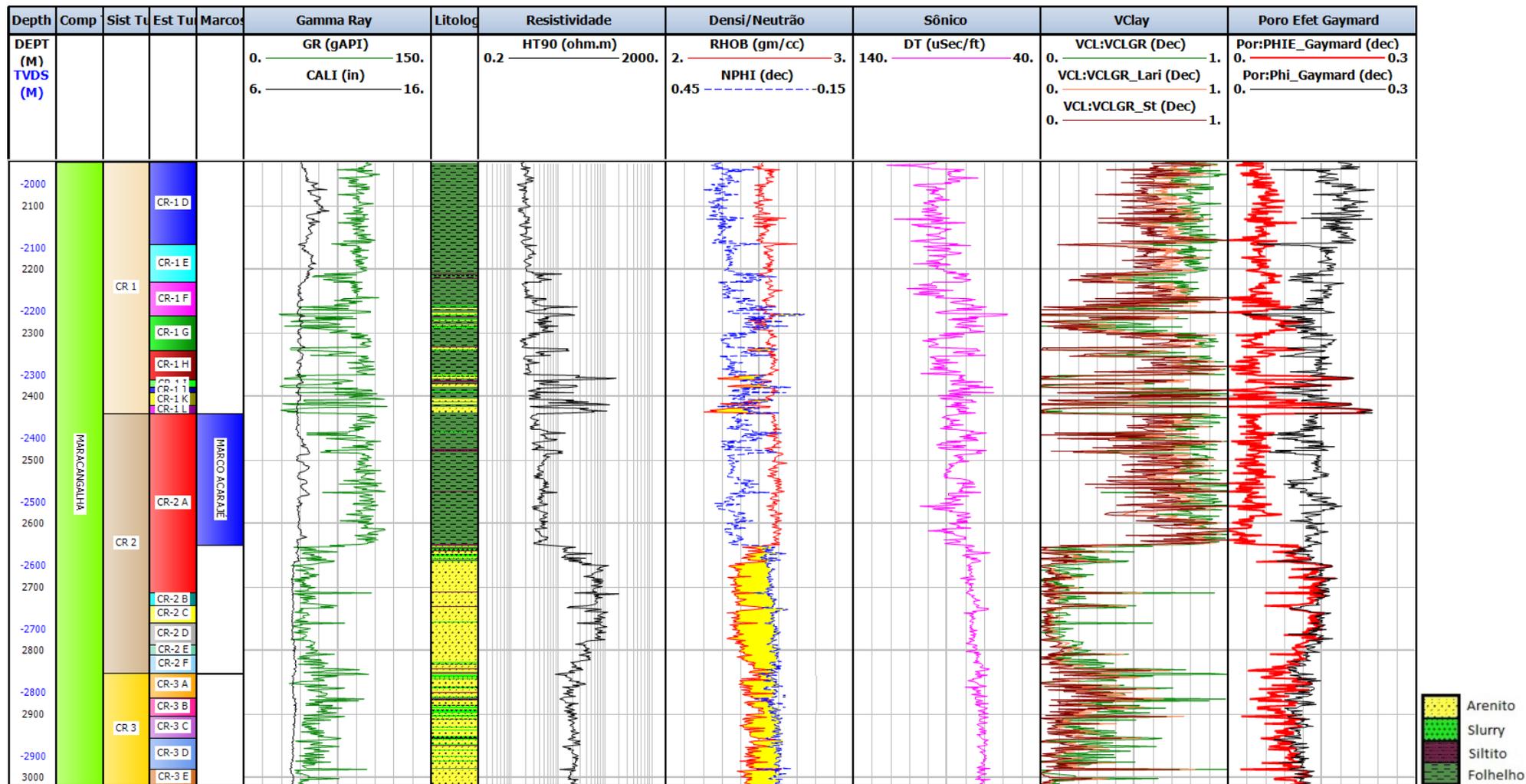


Figura 16: Curva de porosidade total Gaynard & Poupon no último track em preto e efetiva em vermelho.

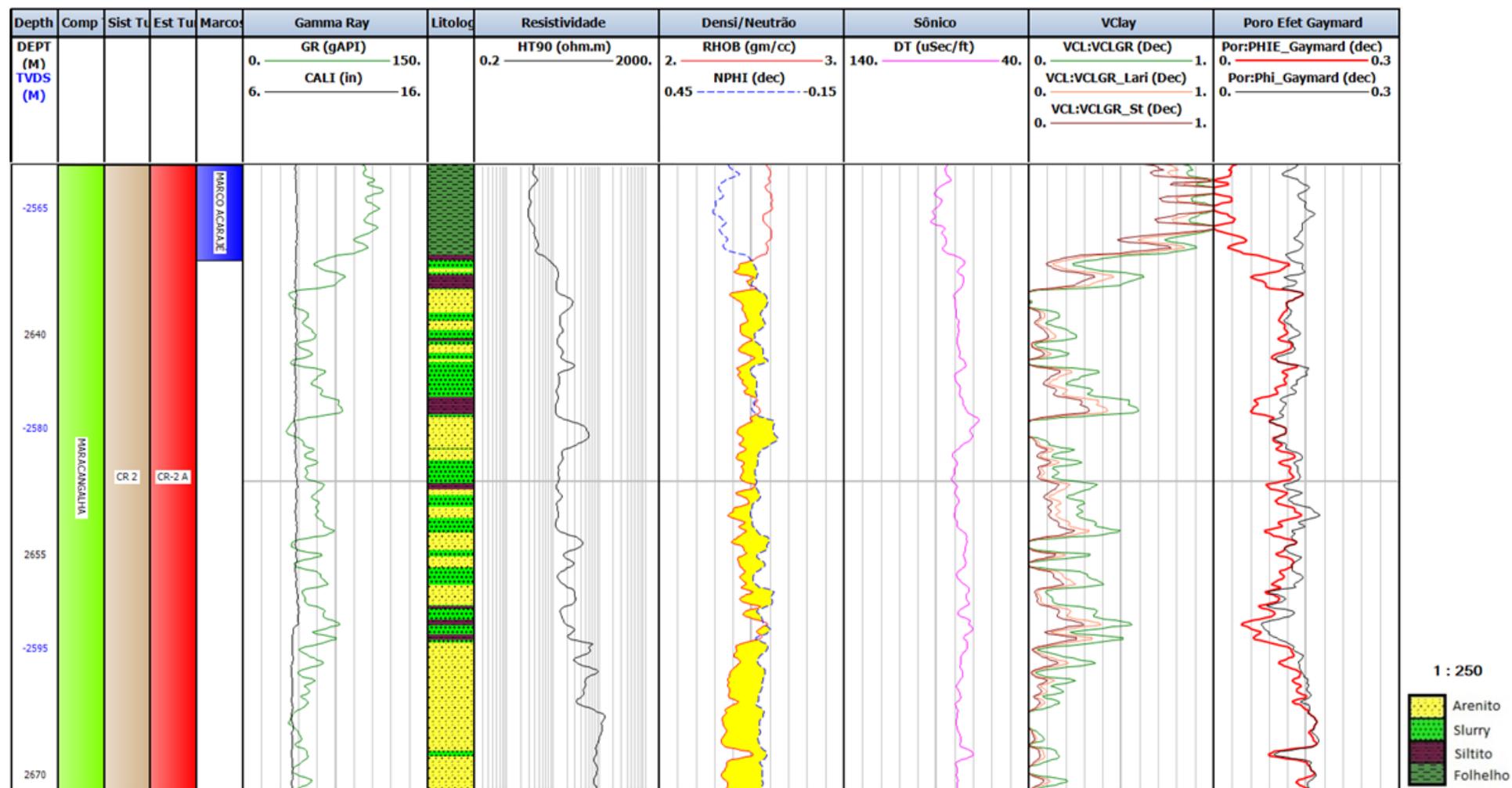


Figura 17: Zoom no CR-2A exemplificando os resultados diferentes de porosidade Gaymard & Poupon.

5.3. ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÁGUA

Antes de ser feito o cálculo de saturação de água foi estimada o valor da resistividade da água (R_w) pela fórmula 4.11. O resultado obtido foi de $R_w = 0,026$ ohm.m, bem próximo aos valores de 0,020 ohm.m utilizados convencionalmente no Campo de Massapê (Antonio Fernando Menezes Freire, informação verbal).

Em seguida pôde ser feita a saturação de água pelos métodos de Archie e Simandoux. A Tabela 8 apresenta os resultados médios de saturação de água dos sistemas Caruaçu. Mesmo não apresentando resultados muito discrepantes, é possível observar que o método de Simandoux mostrou um resultado menor. Isso se deve ao fato de ele levar em consideração a argilosidade da formação. Pode ser visto também que se obteve uma maior diferença no resultado do Caruaçu-1, onde a o volume de argila é maior. A Figura 18 ilustra o resultado de saturação de água na Formação Maracangalha, com ampliação na Figura 19.

Tabela 8: Resultados médios de S_w por Archie e Simandoux.

Zona	Saturação de Água (%)	
	Archie	Simandoux
CR 1	89,75	74,67
CR 2	24,55	19,49
CR 3	38,15	35,53

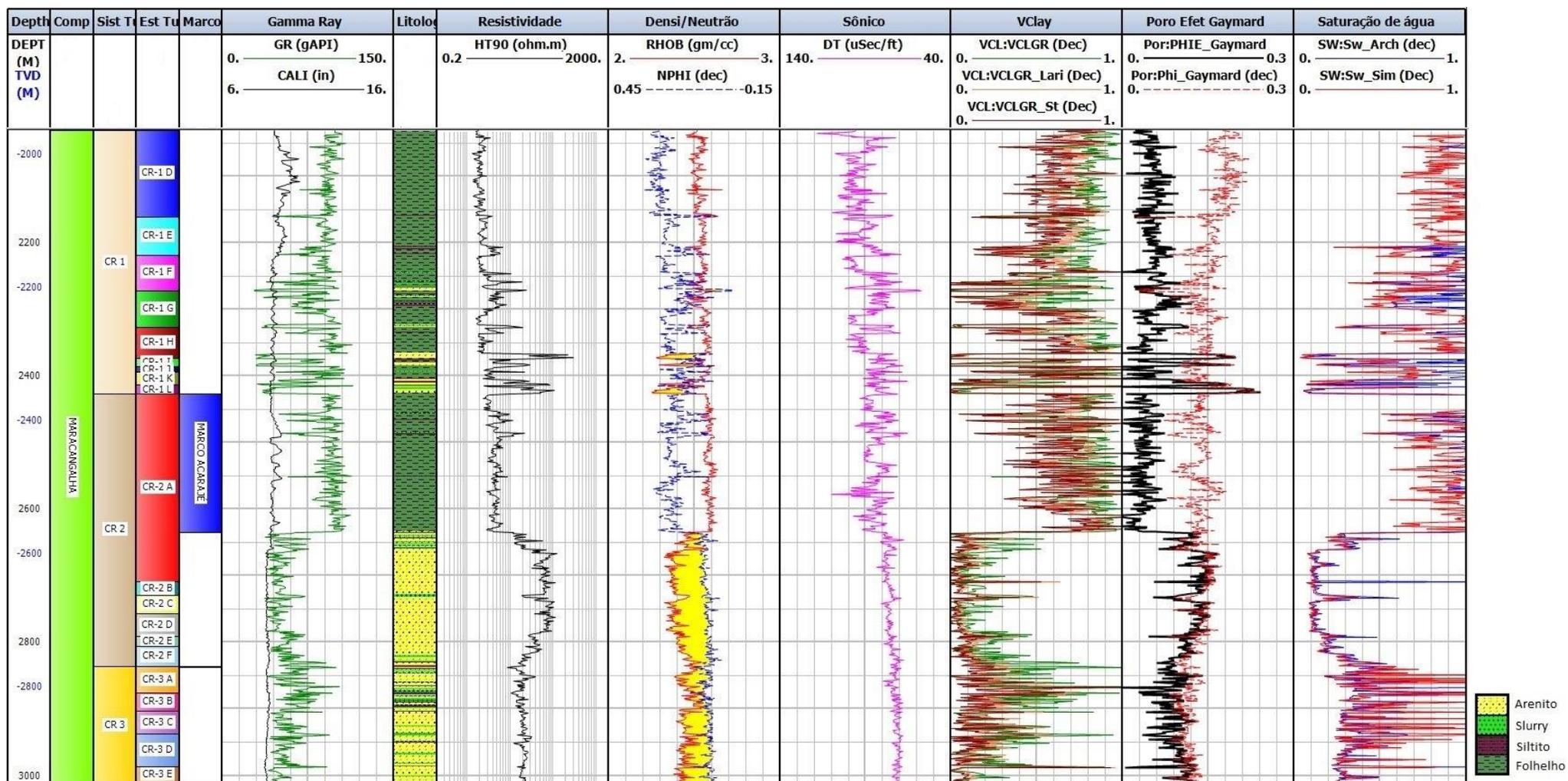


Figura 18: Resultado de Saturação de Água Archie e Simandoux no nos Sistemas Turbidíticos CR-1, CR-2 e CR3 do poço MP-22.

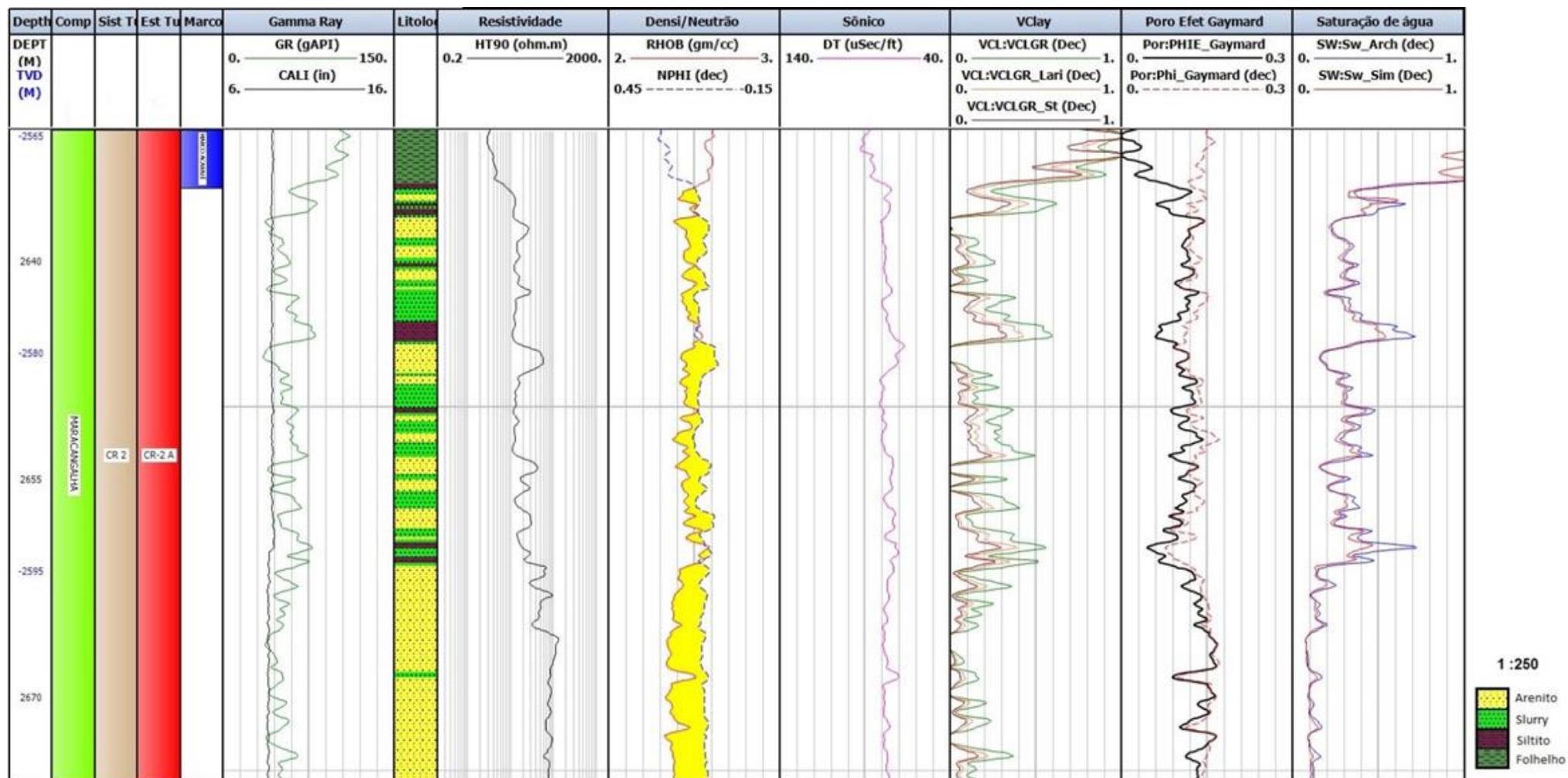


Figura 19: Resultado de Saturação de Água Archie e Simandoux no Estágio Turbidítico CR-2A.

5.4. RESULTADO DO *NETPAY*

Ao final dos cálculos para a estimativa das propriedades petrofísicas foi feito o cálculo de *Net Pay* com os seguintes valores de *cutoff*: Abaixo de 15% para o volume de argila Larionov, acima de 9% de porosidade efetiva por Gaymard & Poupon e abaixo de 50% de saturação de água, tanto para Archie quanto para Simandoux.

As Tabelas 9 e 10 são mostradas os valores obtidos quando analisados para saturação de água de Archie e Simandoux, respectivamente. O valor de *Gross* é a espessura total analisada e *Net* é a espessura em que foi estimada a presença de hidrocarbonetos a partir dos critérios de corte citados acima. As tabelas apresentam também a razão *Net/Gross*, a porosidade média, a saturação de água média nas zonas de hidrocarboneto e a espessura porosa saturada em hidrocarboneto (HPhiSo).

Quando analisadas as tabelas, é possível observar uma pequena diferença na espessura de *Net* apenas na zona Caruaçu-1, gerada pela utilização de saturações de água diferentes. O uso de diferentes equações para o cálculo saturação teve como resultado de HPhiSo na ordem de poucos centímetros. A zona Caruaçu-2 apresenta a melhor relação *Net/Gross* em consequência de sua maior razão arenito/folhelho. Ao se comparar os resultados obtidos neste trabalho com o Relatório Final de Produção feito pela Petrobras (Figura 20), nota-se resultados bem próximos de porosidade média nas 3 zonas. Os valores de saturação de água se mostraram mais discordantes, isso pode ser devido ao fato de o relatório ser escrito pela empresa enquanto o poço produz, logo o volume de óleo e gás diminuiu na formação e aumentou o S_w .

A Figura 21 apresenta os resultados obtidos de *Net Pay* nos dois últimos *tracks*, ao passo que a Figura 22 exemplifica o CR-2A.

Tabela 9: Resultado de *Net Pay* quando utilizada Sw Archie.

Zona	Resultados de NetPay Archie					
	Gross	Net	Net/Gross	Phi Médio	Sw Médio	HPhiSo
CR 1	395,54 m	29,34 m	0,074	17,2%	15,2%	4,28 m
CR 2	95,00 m	76,75 m	0,808	13,8%	15,0%	9,00 m
CR 3	281,01 m	165,80 m	0,586	12,6%	21,3%	16,44 m

Tabela 10: Resultado de *Net Pay* quando utilizada Sw Simandoux.

Zona	Resultados de NetPay Simandoux					
	Gross	Net	Net/Gross	Phi Médio	Sw Médio	HPhiSo
CR 1	395,54 m	30,89 m	0,078	17,0%	14,4%	4,50 m
CR 2	95,00 m	76,75 m	0,808	13,8%	13,7%	9,14 m
CR 3	281,01 m	165,80 m	0,586	12,6%	20,5%	16,61 m

ANÁLISE DE PERFIS							
INTERVALO (m) MEDIDA-COTA	FORMAÇÃO	PERFIS CORRIDOS: HRI/SDL/DSN/GR; SFT					
		LITO.	POR (%)	SAT (%)	EPV (m)	FLUIDO	CONTATO (m)/TIPO
2323,0/2427,0 (-2253,3/-2357,2)	MARACANGALHA/ CARUAÇU 1	ARN	18,2	23,8	21,20	GÁS (?)	---
2635,0/2730,0 (-2564,9/-2659,8)	MARACANGALHA/ CARUAÇU 2	ARN	14,3	25,1	65,8	ÓLEO	---
2730,0/3014,0 (-2659,8/-2943,0)	MARACANGALHA/ CARUAÇU 3	ARN	13,5	32,7	100,6	ÓLEO	---

Figura 20: Resultado apresentado pelo Relatório Final de Produção (Petrobras, 2007).

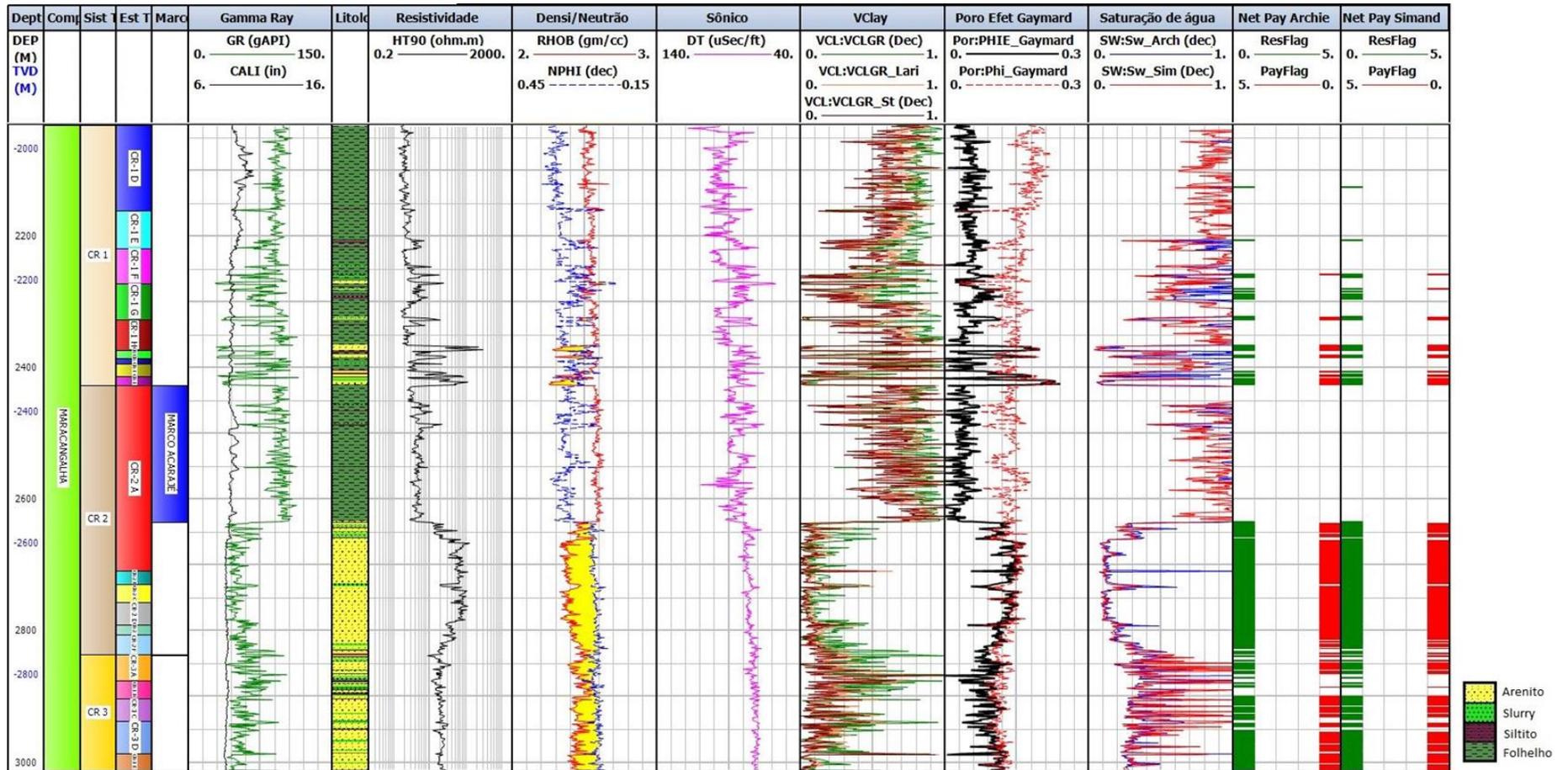


Figura 21: Resultado final do poço após todas as avaliações. Resultados de *Net Pay* nos dois últimos tracks, zonas de reservatórios em verde e de hidrocarboneto em vermelho.

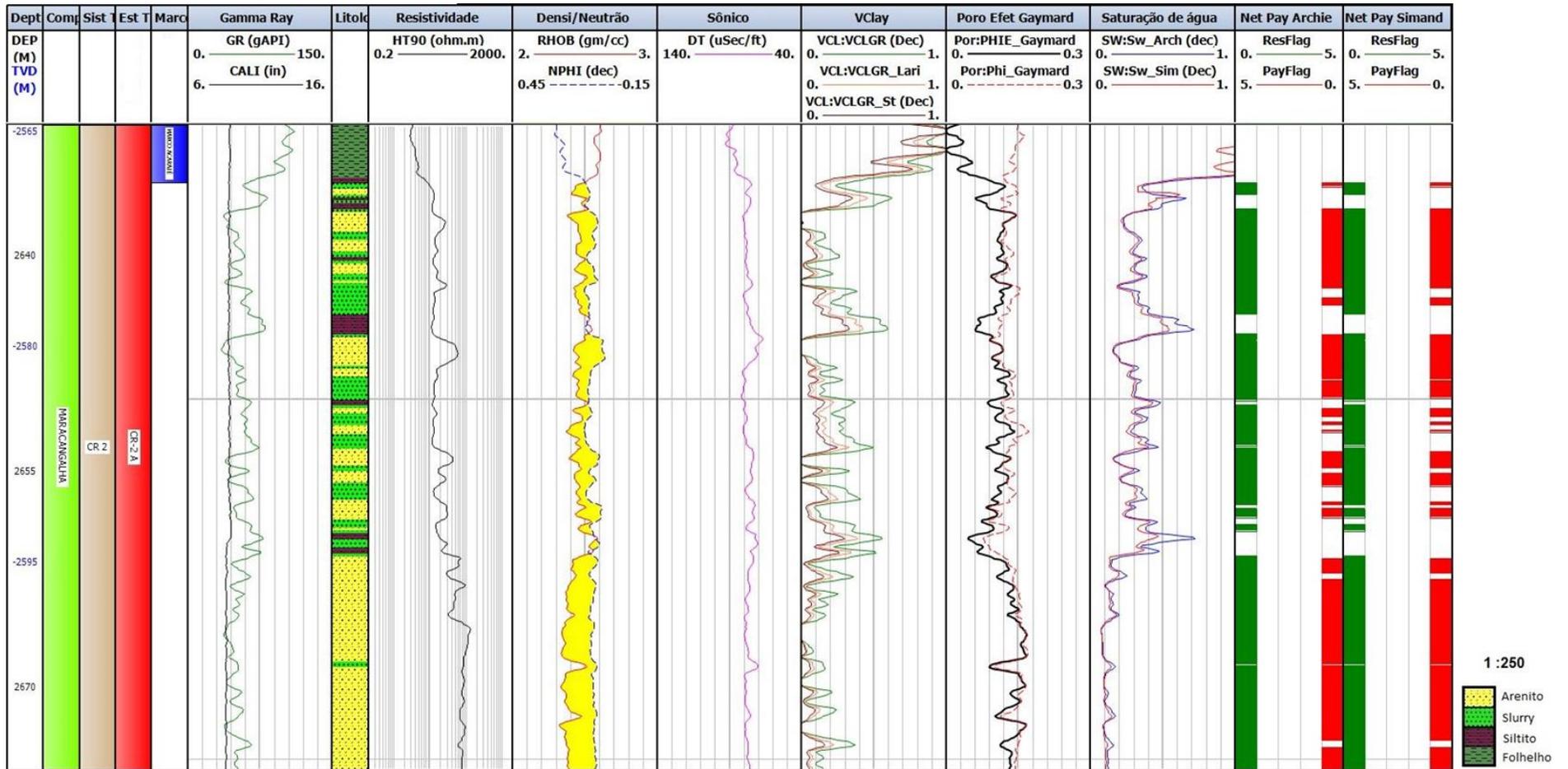


Figura 22: Resultado final do poço após todas as avaliações ampliado no CR-2A. Resultados de Net Pay nos dois últimos tracks, zonas de reservatórios em verde e de hidrocarboneto em vermelho.

6. CONCLUSÕES

Este trabalho teve como finalidade avaliar o poço 7-MP22-BA do campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. Nele, foram avaliados os reservatórios dos sistemas turbidíticos Caruaçu-1, Caruaçu-2 e Caruaçu-3 a partir das curvas de GR, RT, NPHI, RHOB e DT. Foram realizados diferentes cálculos petrofísicos para a estimativa de argilosidade, porosidade e saturação de água para se alcançar resultados diferentes de *Net Pay*. Quando analisados os resultados de V_{clay} , foi optado apenas pela utilização da equação de Larionov, por apresentar o resultado intermediário. Como os reservatórios contêm gás em sua formação, foi necessário ser feita a correção de Gaymard & Poupon para o cálculo de porosidade. Ao final foi feito o cálculo de *Net Pay* para as fórmulas de Archie e Simandoux. O cálculo de *Net Pay* demonstrou que os sistemas Caruaçu-2 e o Caruaçu-3 são as zonas mais produtivas da Formação Maracangalha neste poço, onde o primeiro apresenta o melhor resultado de *net/gross* e o segundo a melhor volume de óleo recuperável ($h\Phi_{iSo}$). Os resultados de SW não se mostraram muito diferentes quando feitos pelos métodos de Archie e Simandoux. Uma possível explicação é a utilização de 15% de valor de corte para o volume de argila, uma vez que, quanto mais limpos os arenitos dos reservatórios analisados, mais próximos serão os valores desses dois métodos, relativamente semelhantes aos resultados contidos no Relatório Final de Produção, fornecido pela ANP.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, G. A.; MATO, L.F. 1990. Definição e Relações Estratigráficas da Formação Afligidos nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia, Brasil. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 36, 1990, Natal. *Anais...* São Paulo: SBG, v.1, p.157-170.

CAIXETA, J.M. 1988. Estudo Faciológico E Características De Reservatório Dos Arenitos Produtores De Gás Do Campo De Jacuípe (Cretáceo Inferior) Bacia Do Recôncavo-Brasil. Ouro Preto, UFOP, 300p. (Dissertação de Mestrado).

CAIXETA, J.M.; BUENO, G.V.; MAGNAVITA, L.P. & FEIJÓ, F.J. 1994. Bacias do Recôncavo, Tucano & Jatobá. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 8: p. 163-172.

CAETANO, C. M. Caracterização de Eletrofácies de um Reservatório Turbidítico da Bacia de Campos por Meio de Perfis Geofísicos de Poços. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenheiro de Exploração e Produção de Petróleo) - Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, RJ, 2013.

CUPERTINO, J.A.; BUENO, G.V. 2005. Arquitetura das Sequências Estratigráficas Desenvolvidas na Fase de Lago Profundo no Rifte do Recôncavo. *B.Geoc. PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v.13, n.2: p.245-267.

FRANCIS, M.V. Estimativa E Análise De Propriedades Dos Reservatórios Do Campo De Maui Na Bacia De Taranaki, Nova Zelândia. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Geofísica) - Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2017.

FREIRE, A. F. M.; LUPINACCI, W. M.; PEQUENO, H.; SANTOS, G. F. R. ; LEONE, Y. ; SILVA, C. F.; RAMOS, M. M.. Estratigrafia de Alta Resolução em Estágios Turbidíticos de 3ª e 4ª Ordens do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha, No

Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. Anais de Congresso, Agosto 2018. 49º Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, RJ.

GAYMARD, R., AND POUPON A., 1968, Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations: The Log Analyst, 9, 3–12.

GONTIJO, L.F. Estudo de Mecanismos e Processos de Sedimentação em Fluxos Gravitacionais de Sedimento da Formação Maracangalha, Membro Caruaçu. Aplicação da Metodologia de Estudo Rocha X Perfil na Predição da Qualidade dos Reservatórios. 2011. Dissertação (Bacharel em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2011.

LAMBIASE, J. J. A model for tectonic control of lacustrine stratigraphic sequences in continental rift basins. In: KATZ, B. J. (Ed.) Lacustrine basin exploration: case studies and modern analogs. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, 1990. p. 265-276. (AAPG. Special Publication, 50).

MAGNAVITA, L.P., SILVA, R.R.DA., SANCHES, C.P. 2005. Roteiros geológicos, guia de campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. Bol. Geoci. Petrobrás, 13, p.301-334.

MEDEIROS, R.A.; PONTE, F.C. 1981. Roteiro Geológico da Bacia do Recôncavo, Bahia. PETROBRÁS/SEPES/DIVEN/ Setor de Ensino na Bahia. 63p.

MILHOMEM, P.S.; DE MAMAN, E.J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S. & SOUZA-LIMA, W. 2003. Bacias sedimentares brasileiras – Bacia do Recôncavo. Phoenix, n51, p.1-6.

NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Rio de Janeiro: SBGF. ISBN: 978-85-88690-19-6, 222p, 2013.

PINHEIRO, L.N. Caracterização Do Reservatório Carapebus Do Campo De Peregrino, Bacia De Campos, Através Da Análise De Perfis Geofísicos De Poços, Integrada À Interpretação Sísmica. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel

em Geofísica) - Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 2014.

RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. Rider-French Consulting Ltd, 2. Ed, Sutherland, Scotland, 290p., 2002.

ROCHA, C.H.A. Arquitetura de Fácies e Arcabouço Estratigráficos dos Depósitos de Fluxos Gravitacionais da Formação Maracangalha no Campo de Miranga, Bacia do Recôncavo. 2014. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

SILVA, O.B.; CAIXETA, J.M.; MILHOMEM, P.S. & KOSIN, M.D. 2007. Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências da Petrobras. v. 51: p. 423-431

STEVANATO, A.C.R.S. Análise Petrofísica De Reservatórios. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2011.