



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA

ILSON DE OLIVEIRA PIO FILHO

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA DO RESERVATÓRIO POTI NO POÇO 3-PGN-5-MA
- CAMPO DE GAVIÃO CABOCLO, BACIA DO PARNAÍBA-**

Niterói

2019

ILSON DE OLIVEIRA PIO FILHO

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA DO RESERVATÓRIO POTI NO POÇO 3-PGN-5-MA
- CAMPO DE GAVIÃO CABOCLO, BACIA DO PARNAÍBA –**

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

Orientador:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Niterói

2019

P662a Pío filho, Ilson de Oliveira
Avaliação Petrofísica do Reservatório Poti no Poço 3-
PGN-5-MA - Campo de Gavião Cabloco, Bacia do Parnaíba /
Ilson de Oliveira Pío filho ; Antonio Fernando Menezes Freire,
orientador. Niterói, 2019.
61 f. : il.

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

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

CDD -

ILSON DE OLIVEIRA PIO FILHO

**AVALIAÇÃO PETROFÍSICA DO ARENITO POTI NO POÇO 3-PGN-5-MA
- CAMPO DE GAVIÃO CABOCLO, BACIA DO PARNAÍBA –**

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

Aprovada em 03 de julho de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire - UFF

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - UFF

BSc. Anderson Rafael Rezende Alves

Niterói

2019

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à Deus pela vida e oportunidade de usar meu conhecimento para o bem da ciência.

Agradeço à minha família, meus pais Ilson e Suely, e meu irmão Douglas por todos os momentos em que estive ausente, mas mesmo assim confiaram e acreditaram em meu potencial para concluir essa etapa.

Agradeço à minha namorada Sherlyê, que por todos esses anos me acompanhou e foi essencial para o meu crescimento na faculdade e como ser humano. As noites mal dormidas e os momentos de falta de fé foram acompanhados pelo seu amor, carinho e companheirismo. Sem isso, não estaria no fim dessa etapa. Essa conquista também é sua.

Agradeço às amigas que construí na Geofísica, principalmente ao Avengers e à Panela, que me proporcionaram momentos de alegria em meio aos turbulentos momentos de desespero. Nossas risadas ficaram sempre marcadas, sobretudo nos estudos em grupo para os cálculos.

Agradeço ao meu professor, orientador e amigo Antônio Fernando Menezes Freire, por toda a dedicação para que eu tivesse meu Projeto Final de Graduação apresentado com maestria. Obrigado pela paciência e por acreditar no meu potencial, mesmo quando eu duvidei.

Agradeço também aos professores que durante toda minha graduação contribuíram para minha formação, apresentando aulas de forma didática e lúdica para o entendimento dessa nossa grande área.

Agradeço Loyds Register pela permissão de uso de uma licença acadêmica do software Interactive Petrophysics e ao geólogo mestrando Anderson Rafael Rezende Alves pelo treinamento na utilização do mesmo.

Não poderia esquecer dos funcionários da limpeza e servidores do Instituto de Geociências, que todo dia incessantemente fazem com que tenhamos dias mais tranquilos na UFF. E aos amigos do Bar do Luis, que nos divertem sempre com bom humor e serviço excelente, o meu muito obrigado.

Por fim, agradeço à UFF pela bolsa de Iniciação Científica para que eu pudesse realizar essa pesquisa e ao BDEP/ANP pelos dados cedidos.

RESUMO

A Bacia do Parnaíba se desenvolveu sobre um embasamento continental durante o Estágio de Estabilização da Plataforma Sul-Americana. Ocupa uma área de aproximadamente 600.000 km² da porção noroeste do Nordeste Brasileiro. A sucessão de rochas sedimentares e magmáticas da Bacia do Parnaíba pode ser disposta em cinco supersequências: Siluriana, Mesodevoniana-Eocarbonífera, Neocarbonífera-Eotriássica, Jurássica e Cretácea (que são delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia ou abrangem regiões extensas). A área de estudo deste trabalho localiza no Parque dos Gaviões, tendo a empresa Parnaíba Gás Natural (PGN) como sendo a única operadora. Os principais reservatórios deste campo são os arenitos das formações Poti e Cabeças, que são constituídos por arenitos quartzosos finos a grossos, depositados em contexto de deltas e estuários, progradando sobre uma extensa plataforma dominada por marés. Por ser uma bacia paleozoica, a história evolutiva desta bacia é complexa, com vários eventos magmáticos, exposições subaéreas e presença de sais. Esta monografia tem como principal objetivo estimar, avaliar e comparar as propriedades petrofísicas do reservatório arenoso da Formação Poti, utilizando dados de perfis, cedidos pelo BDEP/ANP, calibrados com dados obtidos através de uma descrição pormenorizada de amostras de calha, cedidas à UFF pela PGN, com vistas a identificar a presença de minerais metálicos, já descritos na literatura, capazes de interferir na avaliação quantitativa. Para isto, foram utilizados os perfis de caliper, sônico, raios gama, densidade, neutrão e resistividade. A metodologia consistiu na identificação das zonas reservatórias nos perfis e na escolha dos métodos para as estimativas das seguintes propriedades petrofísicas: volume de argila (V_{clay}), porosidade (Φ) e saturação de água (S_w), com o objetivo de determinar o volume poroso com gás (*net pay*). O objetivo principal deste estudo foia comparação de diversos métodos de avaliação quantitativa de perfis para determinar as diferentes respostas aos perfis e, conseqüentemente, identificar os melhores métodos de avaliação petrofísicas para a área do Parque dos Gaviões.

PALAVRAS-CHAVE: PETROFÍSICA, DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO, EXPLORAÇÃO, PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA.

ABSTRACT

Parnaíba Basin, also known as Maranhão or Piauí-Maranhão Basin, in old papers, occupies an area of approximately 600,000 km² of the Northwest portion of the Brazilian Northeast. The Parnaíba Basin was developed on a continental basement during the stage of stabilization of the Sul-Americana Platform. The origin or initial subsidence of the Parnaíba Basin is probably linked to deformations and thermal events sin-and pós-orogenic events of the Brasiliano cycle. The succession of magmatic and sedimentary rocks of the Parnaíba basin can be separated in five supersequences: Silurian, Mesodevonian-Eocarboniferous, Neocarboniferous-Eotriassic, Jurassic-Cretaceous, which are delimited by unconformities that extend throughout the basin or cover extensive areas, having the Parnaíba Natural gas company (PGN) as being the only operator. The main reservoirs of the Parque dos Gaviões field are the sandstones of the Poti and Cabeças formations, which consist of quartz thin thick sandstones, deposited in deltas and estuaries context, prograding on an extensive tide-dominated shelf. For being a paleozoic basin, the evolutionary history of this basin is complex, with several magmatic events, unconformities, presence of salts, among others. This monograph has as main objective to assess, evaluate and compare the petrophysics properties of the Poti sandstone, using data from logs, gently provided by BDEP/ANP, calibrated with data obtained through a detailed description of cutting samples, provided to UFF by PGN, in order to identify the presence of metallic minerals, already described in the literature. For this, this work use basic logs curves as caliper, sonic, gamma rays, neutron, density and resistivity. The methodology consists in the identification of reservoir zones and in the choice of the methods for the estimates of the following petrophysics properties: clay volume (V_{clay}), porosity (Phi) and saturation (S_w) to infer the net pay. The main objective of this study is the comparison of various methods of quantitative log evaluation, since the presence of pyrite cause influence in the calculations and the evaluation of the profiles.

KEYWORDS: PETROPHYSICS, PRODUCTION DEVELOPMENT, EXPLORATION, PARQUE DOS GAVIÕES, PARNAÍBA BASIN.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa do Parque dos Gaviões na Bacia do Parnaíba.....	10
Figura 2 - Mapa com a localização e os limites da Bacia do Parnaíba.....	11
Figura 3 - Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba.....	12
Figura 4 - Histórico de produção da Bacia do Parnaíba.....	14
Figura 5 - Levantamentos geofísicos e geoquímicos na Bacia do Parnaíba.....	15
Figura 6 - <i>Workflow</i> utilizado neste trabalho.....	22
Figura 7 - Curvas de volume de argila.....	24
Figura 8 - Relação entre porosidade, permeabilidade e conectividade da rocha.....	27
Figura 9 - <i>Tracks</i> com a litologia interpretada e o perfil composto.....	31
Figura 10 - Gráfico do gradiente de pressão.....	33
Figura 11 - Ampliação da imagem para evidenciar o contato gás-água.....	35
Figura 12 - Grãos de pirita disseminada no arenito da Fm. Poti.....	36
Figura 13 - <i>Tracks</i> com os perfis básicos e o volume de argila	38
Figura 14 - <i>Tracks</i> com os perfis básicos e a porosidade efetiva.....	40
Figura 15 - <i>Tracks</i> com os perfis básicos e a saturação de água.....	44
Figura 16 - <i>Tracks</i> com os perfis básicos e os <i>Net Pays</i> calculados.....	46

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de cota e pressão de formação.....	33
Tabela 2 - Valores máximos e mínimos para volume de argila.....	36
Tabela 3 - valores máximos e mínimos para a porosidade efetiva.....	39
Tabela 4 - Valores máximos e mínimos para a saturação de água.....	42
Tabela 5 - Valores para o <i>Net Pay</i>	45

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
2 ÁREA DE ESTUDO	10
2.1 BACIA DO PARNAÍBA.....	11
2.1.1Histórico de Produção.....	13
3 PERFIS GEOFÍSICOS	15
3.1 CÁLIPER.....	16
3.2 RAIOS GAMA.....	16
3.3 INDUÇÃO.....	17
3.4 DENSIDADE.....	18
3.5 NEUTRÃO.....	19
3.6 SÔNICO.....	20
4 AMOSTRA DE CALHA	21
5 METODOLOGIA	22
5.1 VOLUME DE ARGILA.....	23
5.2 POROSIDADE CALCULADA.....	25
5.3 SATURAÇÃO DE ÁGUA.....	27
5.4 <i>NET PAY</i>	29
6 RESULTADOS E DISCUSSÃO	29
6.1 LITOLOGIA INTERPRETADA E PERFIS CONVENCIONAIS.....	30
6.2 PRESENÇA DE FLUIDOS.....	32
6.3 VOLUME DE ARGILA.....	36
6.4 POROSIDADE EFETIVA.....	39
6.5 SATURAÇÃO DE ÁGUA.....	41
6.6 <i>NET PAY</i>	45
7 CONCLUSÃO	47
8 REFERÊNCIAS	49
ANEXOS	52
DESCRIÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA.....	52

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por gás para a ativação de termelétricas no Brasil fez com que, em meados do século XX, a bacia do Parnaíba entrasse no foco exploratório pela Petrobras. Com potencial para recursos minerais e petrolíferos, a Bacia do Parnaíba começou a ser estudada, fazendo uso de técnicas geofísicas, como, perfis geofísicos e sísmica. A descoberta de campos de gás nessa bacia fez com que o interesse por ela, aumentasse, havendo a oferta destas áreas, através de leilões da ANP, sendo atualmente explorada pela companhia Parnaíba Gás Natural (PGN).

O presente trabalho tem como finalidade avaliar perfis do poço 3-PGN-5-MA, cedidos pelo BDEP/ANP, visando qualificar e identificar a acumulação de gás existente no campo Gavião Cabloco (Fig. 1), a fim de analisar o reservatório arenoso que compõe a Fm. Poti, gerando curvas de volume de argila, porosidade, saturação de água e *net pay*, através de diversos métodos para comparação entre eles.

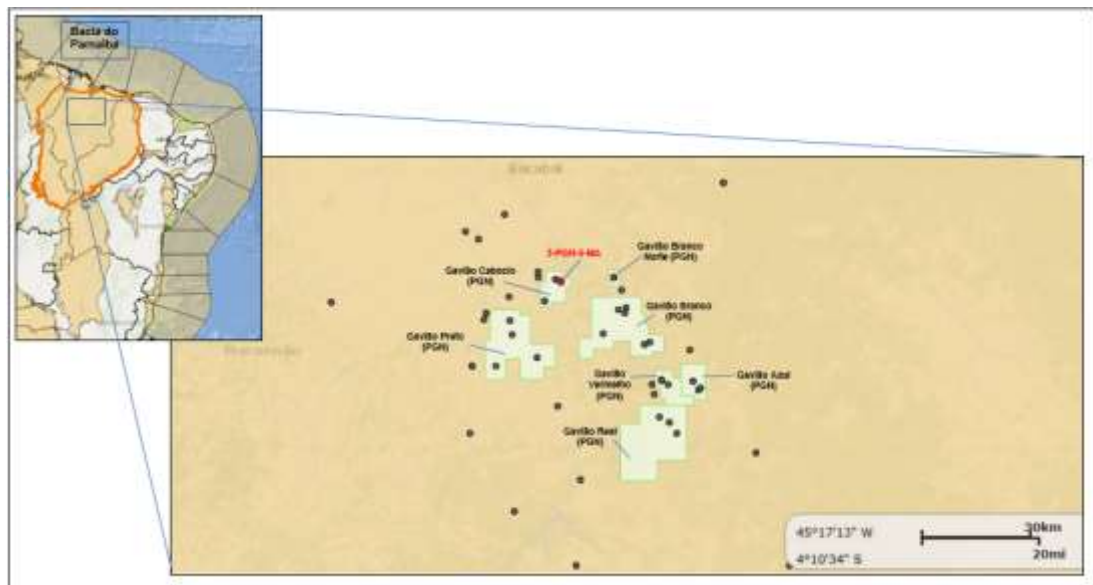


Figura 1: Mapa do Parque dos Gaviões na Bacia do Parnaíba. Em destaque a localização do poço 3-PGN-5-MA, no Campo de Gavião Cabloco. Fonte: BDEP/ANP.

2 ÁREA DE ESTUDO

2.1 BACIA DO PARNAÍBA

A Bacia do Parnaíba está localizada no Nordeste brasileiro e ocupa um território de aproximadamente 600.000km² (Fig. 2), com um depocentro com espessura de cerca de 3.500m. De acordo com Almeida e Carneiro (2004, apud VAZ *et al.*, 2007) essa bacia foi desenvolvida sobre um embasamento continental durante o Estágio de Estabilização da Plataforma Sul-Americana. A bacia engloba os estados do Maranhão, Piauí, Tocantins, Pará, Ceará e Bahia e sua formação é tida como uma sinéclise paleozoica com geometria elíptica e eixo maior com direção NE-SW (Fig. 2). Limita-se a noroeste com a Bacia de Marajó e o Arco de Tocantins; a norte pelas bacias de São Luiz e Barreirinhas, das quais está separada pelo Arco Ferrer-Urbano Santos; a oeste pela faixa Paraguai-Araguaia, e a sul e sudeste pelo lineamento Senador Pompeu (GOÉS, 1995 apud CRUZ, 2016). Essa bacia também é cortada pelo Lineamento Transbrasiliiano, que é uma faixa intensamente falhada.

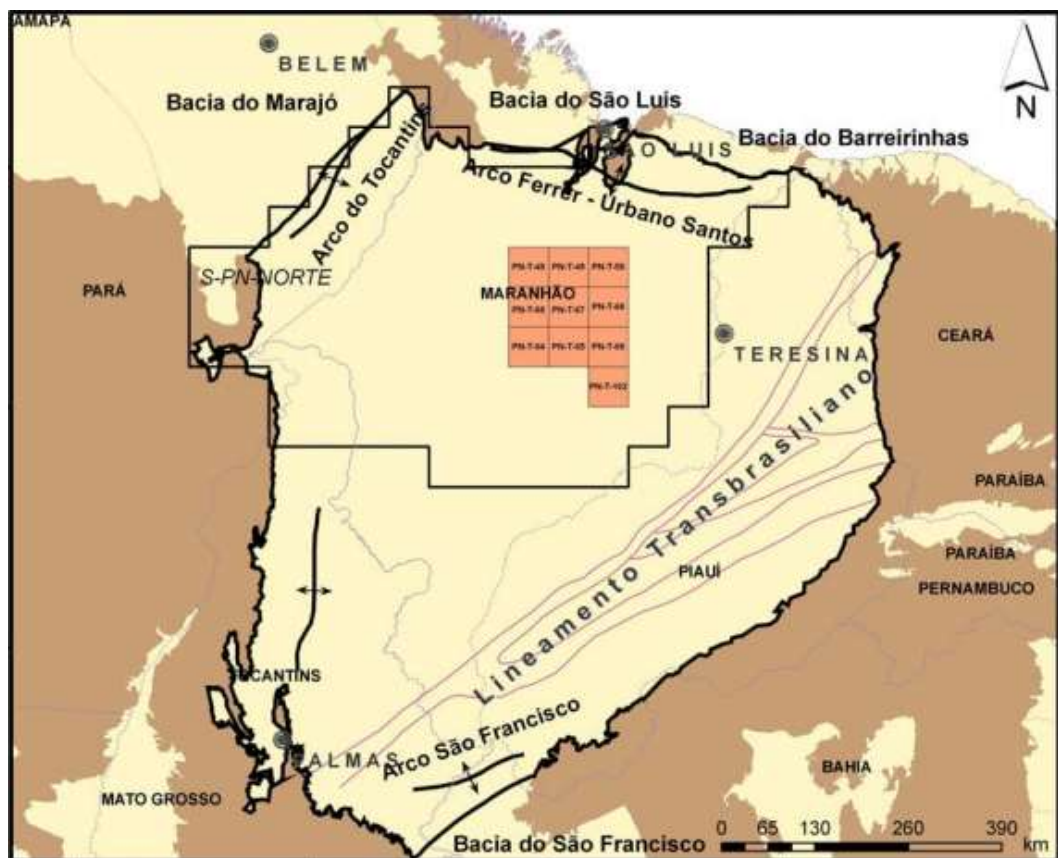


Figura 2: Mapa com a localização e os limites da Bacia do Parnaíba. Fonte: Petersohn (2007).

Segundo Vaz *et al.* (2007), essa bacia pode ser dividida em cinco supersequências: Siluriana, Mesodevoniana-Eocarbonífera, Neocarbonífera-Eotriássica, Jurássica e Cretácea, sendo todas elas delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia ou abrangem áreas extensas (Fig. 3). O presente trabalho foca o estudo na sequência Mesodevoniana Eocarbonífera, na qual estão localizadas as geradoras e os reservatórios mais importantes da bacia.

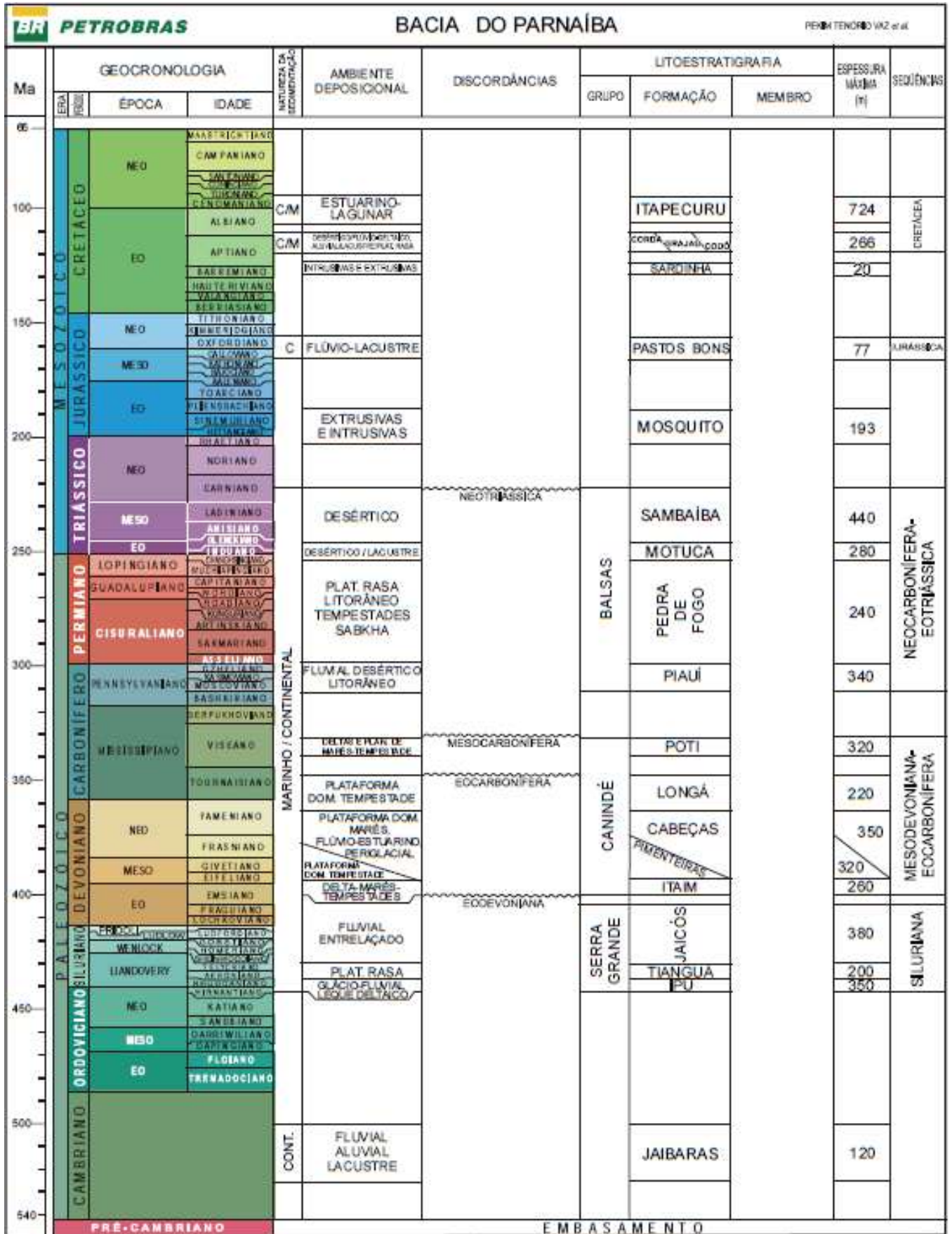


Figura 3: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba. Fonte: Vaz et al. (2007).

A litoestratigrafia dessa supersequência é composta pelo grupo Canindé, que é composta pelas Formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti. A Formação Itaim designa arenitos finos a médios com grãos subarredondados e bem selecionados. Segundo Góes e Feijó (1994 apud VAZ *et al.*, 2007), essa formação é proveniente de ambientes deltaicos e plataformais retrabalhados por marés e tempestades. A Formação Pimenteiras consiste de folhelhos cinza-escuros a pretos, esverdeados, são radioativos, ricos em matéria orgânica e são resultado da ingressão marinha mais importante da bacia. A Formação Cabeças é composta por arenitos cinza-claro a brancos, médios a grossos. Um ambiente plataformal dominado por marés é defendido por Góes e Feijó (1994) para a deposição destes arenitos. O litotipo da Formação Longá é predominantemente composto por folhelhos cinza-escuros a pretos, em parte arroxeados, derivados de plataforma dominada por tempestades (GÓES E FEIJÓ, 1994). A Formação Poti é composta por arenitos cinza-esbranquiçados e cinzas (Vaz *et al.*, 2007) e também foram depositados em ambientes deltaicos e de planícies de marés, com influência de tempestades (GÓES E FEIJÓ, 1994).

2.1.1 Histórico de Produção

Existem 4 principais fases (Fig. 4) no que diz respeito à exploração de petróleo na Bacia do Parnaíba. A primeira fase deu-se no início da década de 1950, com o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que resultou na perfuração de dois poços e em levantamentos geológicos. A segunda fase, em 1953, com a criação da Petrobras, onde foram realizados diversos levantamentos geológicos, gravimétricos e sísmicos, com a perfuração de 25 poços, nas quais foram detectados indícios de óleo e gás. A terceira fase começou em 1975, com novos levantamentos sísmicos e levantamentos aerogravimétricos. A ESSO e a Anschutz iniciaram levantamentos sísmicos na porção central-noroeste da bacia, com uso principal de sísmica de reflexão. A quarta fase teve a criação da ANP e com isso teve início as rodadas de leilões de blocos. (ARAÚJO E FERREIRA, 2017)

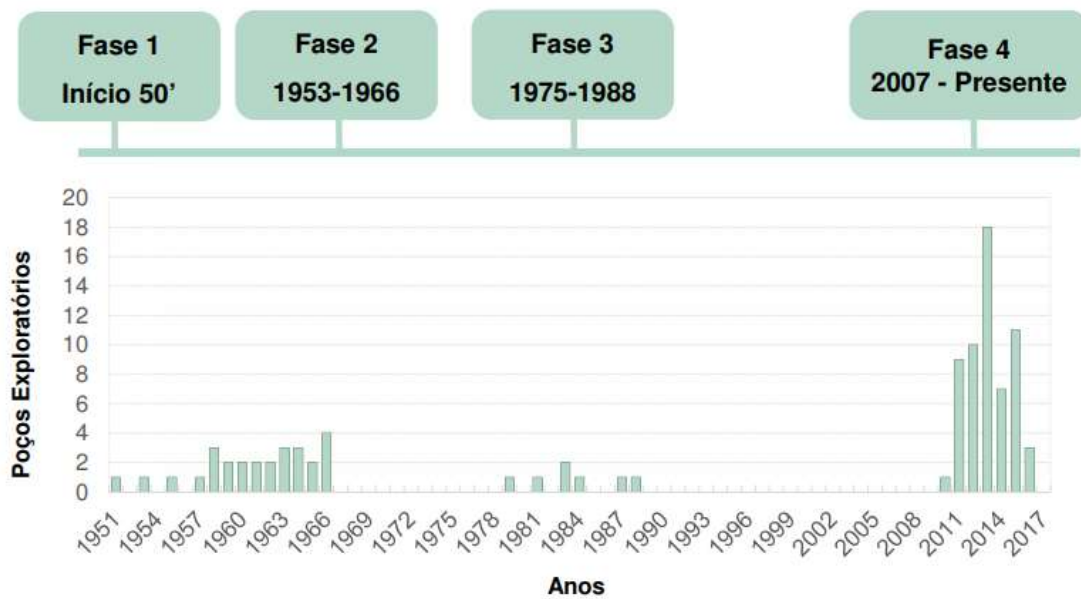


Figura 4: Histórico de produção da Bacia do Parnaíba. Fonte: BDEP/ANP (2017).

Foram perfurados 93 poços exploratórios, sendo 49 pioneiros e 12 estratigráficos, além de levantamentos sísmicos, gravimétricos e magnetométricos em toda a sua extensão (Fig. 5). Atualmente existem 25 blocos em concessão nesta bacia. Como resultado, sete campos de gás natural foram descobertos, onde três estão em produção e os demais em desenvolvimento. A Bacia do Parnaíba é hoje a segunda maior produtora de gás *onshore* e responde aproximadamente com 7% da produção de gás natural do Brasil. (ARAÚJO E FERREIRA, 2017)

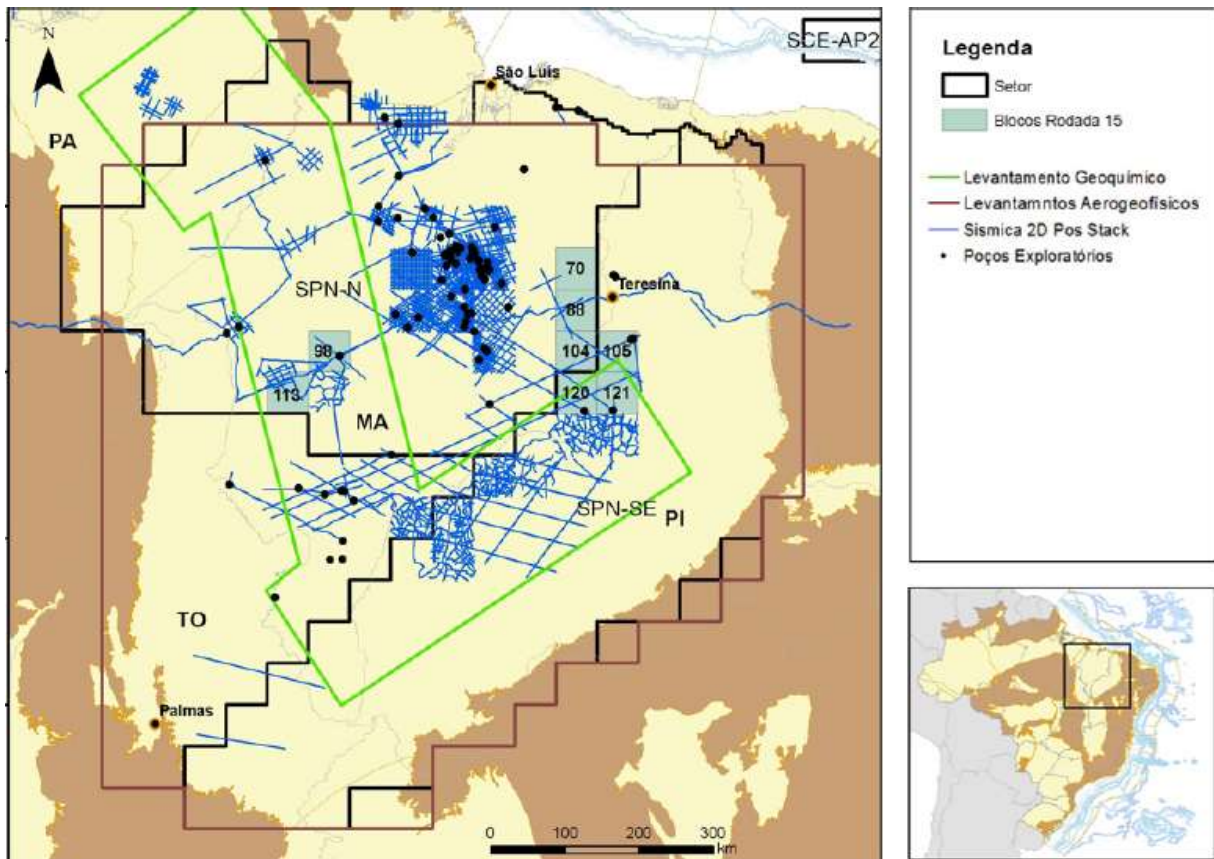


Figura 5: Levantamentos geofísicos e geoquímicos na Bacia do Parnaíba. Fonte: Modificado de ANP (2017).

3 PERFIS GEOFÍSICOS

Os perfis geofísicos de poço são utilizados na indústria de petróleo desde o início do século XX, quando foram feitos os primeiros estudos com essa ferramenta. Conhecidos também como *wireline logs* ou *well-logs*, esses dados são obtidos através de equipamentos de medidas (*logging tools*) carregados por um cabo pelo poço. As medidas são transmitidas para cima pelo cabo (que contém uma série de condutores) para um laboratório na superfície ou uma unidade computacional. A gravação desses dados é conhecida com *well-log*. Um grande número de diferentes perfis pode ser corrido no poço, cada um para medir um tipo de propriedade física das rochas. (SERRA, 1984)

Neste trabalho foram usados perfis básicos para a avaliação do poço 3-PGN-5-MA: Caliper, Raios Gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico.

3.1 CÁLIPER

A ferramenta de caliper foi criada para medir o diâmetro do poço. Essa ferramenta é corrida fazendo contato com a parede do poço, usando extensões conhecidas como braços. Essa é uma ferramenta mecânica em que, na medida que a ferramenta vai sendo corrida, o perfil é gerado devido à relação pressão-sensibilidade dos braços. Os tipos mecânicos de caliper mais conhecidos são os de 1, 2, 3 ou 4 braços (HILCHIE, 1968).

Poços de petróleo normalmente são cilíndricos, seguindo o diâmetro da broca, porém podem ficar alargados (elipsoidal) devido ao processo de perfuração. O diâmetro do poço é definido em polegadas. Uma forma circular define um correto tamanho de poço (HILCHIE, 1968).

Conhecer o tamanho e formato do poço não é apenas vital para permitir correções ambientais adequadas de ferramentas nucleares, mas também para entender a mecânica das rochas e respostas de ferramentas sônicas (MARKET e PARKER, 2011).

3.2 RAIOS GAMA

A radioatividade é a propriedade pela qual os átomos de grande número atômico (Z) emitem espontaneamente radiação, devido à instabilidade de seus núcleos (NERY, 2013). No perfil de raios gama, apenas três elementos da tabela periódica são importantes para os estudos dos ambientes sedimentares: U (Urânio), Th (Tório) e K (Potássio). Cada um deles emite uma radioatividade específica, podendo assim ser possível inferir o tipo de rocha presente na formação.

A medição da atividade natural dos Raios Gama de uma formação rochosa é uma das mais básicas medidas na perfilagem de poço. Perfis de raios gama naturais são comumente usados para correlação com outros poços e um importante indicador de presença de argila (XU et al., 2016).

Segundo Nery (2013), as rochas podem ser subdivididas em três grupos distintos:

- 1- Rochas altamente radioativas – folhelhos e argilas de águas profundas formadas por lamas de radiolários e globigerinas; folhelhos pretos e betuminosos; evaporitos potássicos e algumas rochas ígneas e/ou metamórficas;
- 2- Rochas medianamente radioativas – folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas e carbonatos/dolomitos argilosos;
- 3- Rochas de baixa radioatividade – grande maioria de carvões e evaporitos não potássicos.

Os folhelhos apresentam alto teor de K^{40} , razão pela qual esse perfil é bastante usado na distinção litológica entre folhelhos e não-folhelhos, ressalvadas as condições de enriquecimento eventual por minerais radioativos (NERY, 2013).

As ferramentas de Raios Gama de poço usam cintilômetro, um detector que é afetado pela radioatividade da formação, que contém um cristal que emite uma luz quando atingido por um fóton. Acoplado a esse cristal está um tubo fotomultiplicador que amplifica a corrente elétrica, e assim, fazendo proporcionalidade, pode-se gerar o perfil de Raios Gama. A unidade usada para medir a quantidade de Raios Gama é o Grau API (NERY, 2013).

3.3 INDUÇÃO

O perfil de indução é usado para medir as resistividades das rochas, utilizando a propagação das ondas eletromagnéticas. É uma ferramenta que não precisa de contato com a parede do poço. Esse tipo de perfil foi pensado para minimizar os efeitos da lama de perfuração e do poço, sofridos por eletrodos galvânicos (NERY, 2013).

Uma ferramenta de indução é formada por duas bobinas, sendo uma transmissora e uma receptora. O campo magnético primário, emitido pela bobina transmissora, tem formato toroidal e flui coaxialmente ao poço, varrendo as rochas

defronte a ela. Ao penetrar nas rochas, este campo magnético primário induz, nos fluidos contidos no espaço poroso, uma corrente elétrica que desenvolve um campo magnético secundário (NERY, 2013). Esse campo magnético secundário que é responsável pela medida de resistividade, pois a intensidade desse campo é inversamente proporcional à resistividade da formação.

Devido ao grande volume investigado pelo perfil de indução, ele tende a sofrer a influência do diâmetro do poço. Quanto menor o diâmetro do poço, maior a profundidade de investigação da ferramenta, fazendo com que se tenha uma R_t (resistividade verdadeira da rocha) mais realista. Ele é importante para o cálculo do Fator de Formação e uma primeira aproximação da saturação de água da formação (NERY, 2013).

3.4 DENSIDADE

Segundo Bateman (1985, apud CORREA NETO, 2014), o perfil de densidade é um dos mais importantes na avaliação de formação. Na maioria dos poços perfurados, a densidade é utilizada como indicador de porosidade e pode ser utilizada para indicar litologia e fluido da formação em combinação com outros perfis.

A densidade (ρ), ou massa específica da rocha, é uma propriedade física da rocha que é definida como sendo a massa da rocha sobre seu volume total. O que controla a densidade da rocha são a composição mineralógica, a porosidade e a composição dos fluidos. Em uma rocha sem poros (e, portanto, sem fluidos), a densidade total pode ser descrita como sendo a soma das densidades de seus minerais constituintes ponderada pelo volume total de cada fase mineral. Esta densidade corresponde à densidade da matriz e é descrita pela equação abaixo:

$$\rho = \frac{\text{massa}}{\text{volume}} \quad (3.1)$$

Onde a unidade da densidade é g/cm³ ou kg/m³.

O perfil de densidade, também conhecido como Rhob (ρ_b), registra a densidade

eletrônica da rocha (ρ_e) que, por definição, é a quantidade de elétrons por volume amostrado (NERY, 2013) e infere a densidade da rocha a partir da emissão e da captação de raios gama, considerando a natureza dos dados adquiridos em função do sistema rocha, poro e fluidos. A aquisição dos dados a partir de uma fonte torna a estimativa de porosidade calculada, com base no perfil de densidade, uma das mais precisas (SERRA, 1984 apud CORREA NETO, 2014).

Segundo Nery (2013) sendo conhecido a constante de Avogadro ($6,02 \times 10^{23}$ átomos/átomo-grama), o número atômico Z (número de prótons ou de elétrons/átomo-grama), a massa atômica A (número de gramas/átomo-grama) e a densidade ρ_{LAB} , chega-se a seguinte relação:

$$\rho_e = \frac{2Z}{A} \rho_{LAB} \quad (3.2)$$

Com essa equação, é possível ter a relação entre a densidade medida no poço, a partir dos raios gama, e a densidade medida em laboratório, e assim, caracterizar a formação quanto à sua composição.

3.5 NEUTRÃO

Os nêutrons são partículas, enquanto os raios gama são energia eletromagnética destituídas de cargas elétricas. Sendo neutras, elas podem penetrar profundamente na matéria, interagindo elástica ou inelasticamente com os núcleos dos elementos que compõem as rochas (NERY, 2013).

As ferramentas neutrônicas são constituídas por uma fonte de nêutrons e de um, dois ou quatro detectores. Os nêutrons rápidos bombardeiam as camadas adjacentes ao poço, onde sucessivas e múltiplas colisões elásticas, com os átomos do meio, fazem com que os nêutrons percam parte da energia inicial. Esta perda de energia depende da massa relativa do núcleo colidido (NERY, 2013).

A partir do momento em que os nêutrons atingem a energia termal do meio (0,025 eV), eles difundem-se erráticamente sem mais perdas de energia até serem

capturados por qualquer núcleo. O núcleo que o captura se torna excitado e emite raios gama de alta energia, para retorno da estabilidade. Com esse processo, as ferramentas podem detectar a radiação e fazer a aferição da porosidade da formação e a presença de hidrocarbonetos (NERY, 2013).

Do ponto de vista exploratório, para minimizar os cálculos, usa-se sempre uma combinação de perfis. Uma das melhores é a do perfil Neutrão com o de Densidade, excelente arma na identificação da presença de hidrocarbonetos leves (gás) nas rochas reservatórios (NERY, 2013).

3.6 SÔNICO

A velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos do que nos líquidos e gases. Velocidade de propagação maior significa tempo de trânsito menor. Assim, o tempo gasto pelo som para percorrer uma mesma distância fixa nos sólidos é bem menor do que nos líquidos e nos gases (NERY, 2013).

Ao se considerar duas rochas semelhantes, a que contiver maior porosidade mostrará um tempo de trânsito maior do que uma com menor porosidade. Intuitivamente, o perfil Sônico nos mostra a existência de uma relação direta entre o tempo de propagação do som e a porosidade das rochas (NERY, 2013).

Segundo Lima (2005, apud CHAGAS *et al.*, 2009) a ferramenta sônica consiste, basicamente, no registro do tempo decorrido entre o momento em que o pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor até a sua chegada a dois receptores distintos na mesma ferramenta. A diferença entre o tempo de chegada (transmissor – receptor perto T-RP e transmissor – receptor longe T-RL é chamada de tempo de trânsito ou *delay time* (DT).

Tendo em mente que a porosidade está diretamente relacionada com o tempo de trânsito da onda compressional na formação, Wyllie (1956, apud CHAGAS *et al.*, 2009) estabeleceu a seguinte fórmula para a estimativa da porosidade:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\Phi}{V_f} + \frac{1-\Phi}{V_m} \quad (3.3)$$

Onde:

V_p : velocidade média compressional na rocha;

V_m ; velocidade média da matriz da rocha;

V_f : velocidade da onda no fluido de perfuração;

Φ : porosidade.

4 AMOSTRAS DE CALHA

Uma das partes mais importantes para uma boa análise petrofísica é a descrição de amostras de calha, presentes na maioria dos poços. Fazer um estudo minucioso com a rocha tem grande valia pois um dos objetivos do trabalho é correlacionar a rocha com os dados da perfilagem.

As amostras de calha são fragmentos das formações originadas pela broca durante a perfuração do poço. Essas amostras são carregadas para superfície pelo fluido de perfuração, peneiradas e depositadas em compartimentos conhecidos como calhas. Essas rochas podem não ser totalmente fiéis quanto à representação da litologia da formação devido ao processo de perfuração (com o contato da broca elas tendem a sofrer alterações), mistura com a lama de perfuração, transporte e armazenamento. Contudo, são amostras intervalares do poço (9 m ou 3 m), fazendo com que sejam boas representações médias das litologias nestes intervalos perfurados.

Após esse processo, as amostras são levadas para o laboratório, onde são analisadas em uma lupa binocular, sendo possível qualificar e quantificar os sedimentos presentes na amostra quanto, por exemplo, ao tipo de rocha, a granulometria, ao grau de selecionamento e à compactação. Ainda são feitos teste

diversos para determinar a presença de indícios de hidrocarbonetos, presença de rochas carbonáticas e sais, tendo assim uma excelente descrição da litologia que, quando combinada ao perfil fornece a análise necessária para uma caracterização da área estudada.

Para a organização e plotagem das descrições foi usado o software *Open Source SedLog 3.1*. A descrição completa do poço está disponível nos anexos do trabalho.

5 METODOLOGIA

Para fazer o estudo e a avaliação petrofísica foi selecionado o poço 3-PGN-5-MA, cedido pelo BDEP/ANP, que está localizado no campo Gavião Caboclo. O estudo foi dividido em 4 etapas: recebimento dos dados, importação dos dados para o software de interpretação de perfis, análise e cálculos com os perfis e avaliação dos resultados. O software utilizado para fazer a interpretação dos perfis foi o Interactive Petrophysics® (IP), cedido pela Lloyds Register. A figura 6 mostra o fluxograma de trabalho (*workflow*) utilizado.

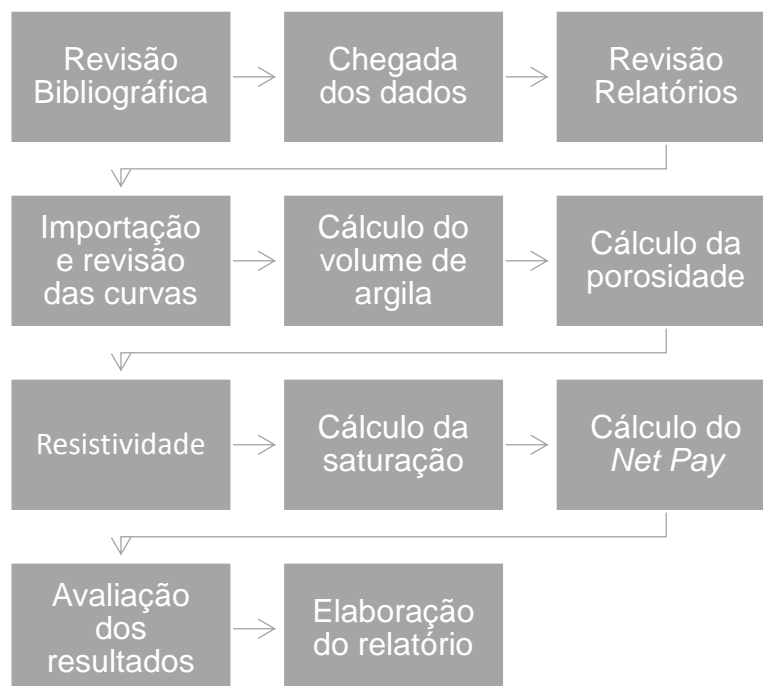


Figura 6: *Workflow* utilizado neste trabalho. Fonte: Autor (2019).

Após ter recebido os dados e feitos análises iniciais nos perfis para averiguação de possíveis erros, foram gerados a curva de gradiente de pressão e os cálculos necessários para a avaliação do reservatório da área, o arenito Poti. A metodologia empregada para a análise do reservatório visou a identificação de cenários exploratórios. Os cálculos feitos, que serão abordados nas seções posteriores, geraram cenários otimistas e pessimistas, tendo assim um melhor entendimento do potencial de acumulação desse reservatório.

5.1 CÁLCULO DO VOLUME DE ARGILA (V_{clay})

A distribuição de argila influencia na avaliação de todas as principais características de um reservatório (porosidade efetiva, saturação de água e permeabilidade) (WORTHINGTON, 1985 apud MORADI et al., 2016).

O cenário ideal para um bom reservatório é quando este apresenta uma pequena quantidade de argila em sua composição, pois, com isso, a porosidade efetiva e a permeabilidade serão maiores. Os cálculos de volume de argila usados nesse trabalho são a equação linear e a equação de Stieber (1970). Como visto na figura 7, existem diversos cálculos para o volume de argila, mas para o método de cenários foram usadas as equações que subestimam e superestimam a quantidade de argilominerais na formação.

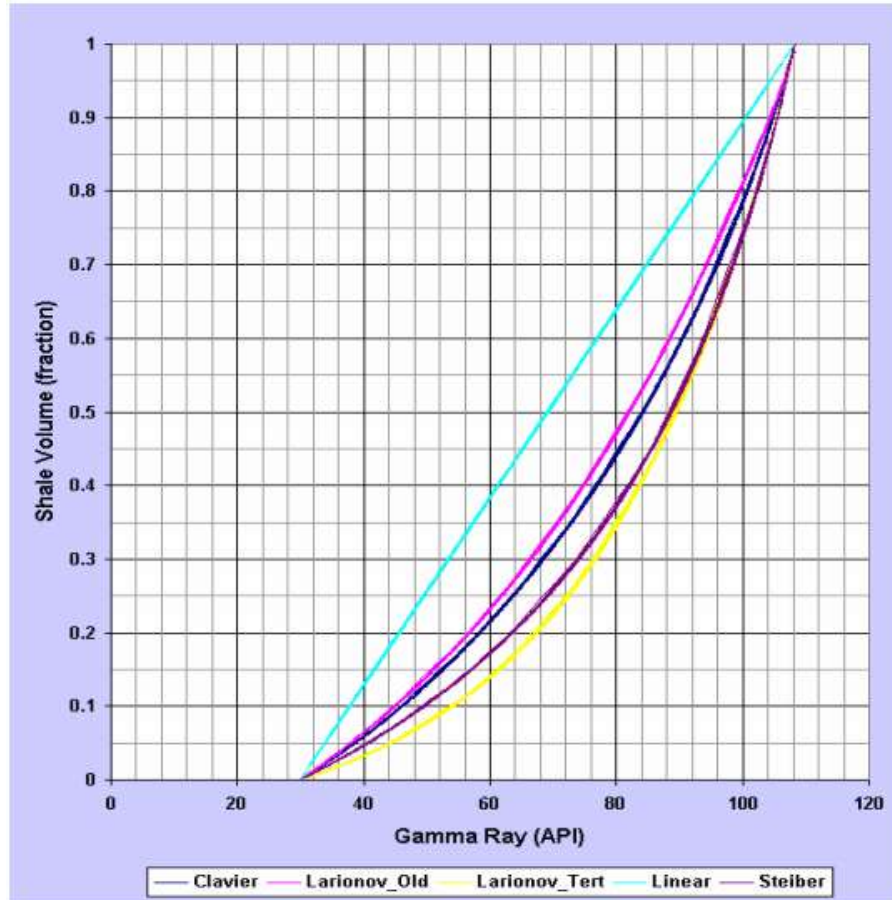


Figura 7: Curvas de volume de argila. Verificar que a curva linear apresenta o cenário com o maior volume de argila para um mesmo valor de GR, se comparado a as outras curvas. A curva de Larionov apresenta os menores valores. Fonte: Saputra (2008).

Para o cenário pessimista, que apresenta o maior volume de argilas, foi usada a equação linear apresentada abaixo:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (5.1)$$

Onde:

V_{sh} : volume de argila;

I_{gr} : cálculo do volume de argila linear;

GR_{log} : valor lido no perfil de raios gama no reservatório;

GR_{min} : valor lido no folhelho adjacente ou no arenito com água no reservatório;

GR_{max} : valor lido no folhelho adjacente ao reservatório.

A equação linear para o cálculo do volume de argila é sempre uma das mais usadas, pois ela possibilita uma primeira aproximação para a argilosidade da formação. O método simples e rápido do cálculo possibilita que essa equação seja um excelente indicador preliminar, dando resultados razoáveis para reservatórios profundos. Entretanto, por ser uma equação linear, ela superestima os valores de volume de argila das rochas, principalmente formações mais rasas e reservatórios recentes. Para isso, foram estabelecidas novas equações que visam amenizar essa quantidade de argila, criando cenários mais otimistas.

Stieber (1970) formulou uma equação para o cálculo do volume de argila na formação em que a resposta do perfil de raios gama não seria diretamente proporcional ao volume de argila. Por não ter uma relação linear entre a resposta do perfil de Raios Gama e o conteúdo de argila calculado, essa equação, que está descrita abaixo, representa o cenário otimista, pois diminui a quantidade de argila do reservatório:

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3-2 \times I_{GR}} \quad (5.2)$$

Para o cálculo do volume de argila, foi usado o módulo *Clay Volume* do software Interactive Petrophysics®.

5.2 CÁLCULO DA POROSIDADE (PHIE)

A porosidade é definida como a capacidade de uma rocha armazenar fluidos em seus espaços vazios, os poros. A porosidade é adimensional, medida em porcentagem e é representada pela letra grega Φ (Φ). Uma formação rochosa sedimentar não é maciça, existindo espaços entre seus grãos, que serão preenchidos por fluidos (gás, óleo ou água). Para o cálculo da porosidade, existe a seguinte equação:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (5.3)$$

Onde:

V_p : volume de poros da rocha;

V_t : volume total da rocha.

Existem dois tipos de porosidade: a porosidade primária e a secundária. A porosidade primária é aquela proveniente da deposição dos sedimentos e a porosidade secundária é devido aos processos posteriores, como, compactação, cimentação, diagênese e dissolução (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A porosidade apresentada acima é a porosidade total, onde todos os poros da rocha são contabilizados. Para a caracterização de um reservatório, a porosidade importante é a efetiva, em que apenas os poros interconectados são avaliados, permitindo assim a avaliação do potencial da formação para a produção de óleo. Na perfilagem, os perfis usados para o cálculo da porosidade efetiva são o de Densidade, o Neutrão e o Sônico.

Normalmente é assumido que, em formações saturadas com óleo, os perfis de Neutrão e Densidade não são significativamente afetados pelo fluido residual nas zonas invadidas e eles respondem como se o volume investigado fosse totalmente preenchido pelo filtrado de lama. Entretanto, quando temos uma porosidade ligeiramente alta, esse fluido residual pode afetar os dados, principalmente quando o fluido é óleo leve ou gás (GAYMARD & POUPON, 1968).

O arenito Poti é um reservatório de gás, sendo assim, os perfis de densidade e neutrão são muito afetados, fazendo com que a leitura seja afeta e exista um erro nos cálculos em que esses perfis são usados. Visando a correção para o gás, Gaymard & Poupon (1968) formularam uma equação para correção do cálculo da porosidade, usando as porosidades calculadas por esses dois perfis. A equação, conhecida por Correção de Gaymard-Poupon, pode ser vista abaixo:

$$\Phi_t^2 \approx \frac{\Phi_N^2 + \Phi_D^2}{2} \quad (5.4)$$

Onde:

Φ_t : porosidade corrigida;

Φ_N : porosidade calculada com neutrão;

Φ_D : porosidade calculada com densidade.

Com essa equação, tem-se um valor aproximado mais realista da porosidade do reservatório. Com o intuito de comparação, neste trabalho foram feitos todos os cálculos usando os perfis, mas para o cálculo do *Net Pay* foi usado apenas a porosidade Gaymard-Poupon.

5.3 CÁLCULO DA SATURAÇÃO DE ÁGUA (S_w)

Como dito na seção anterior, os espaços vazios de uma rocha podem estar parcial ou completamente preenchidos por um fluido (gás ou líquido), como mostra a figura 8.

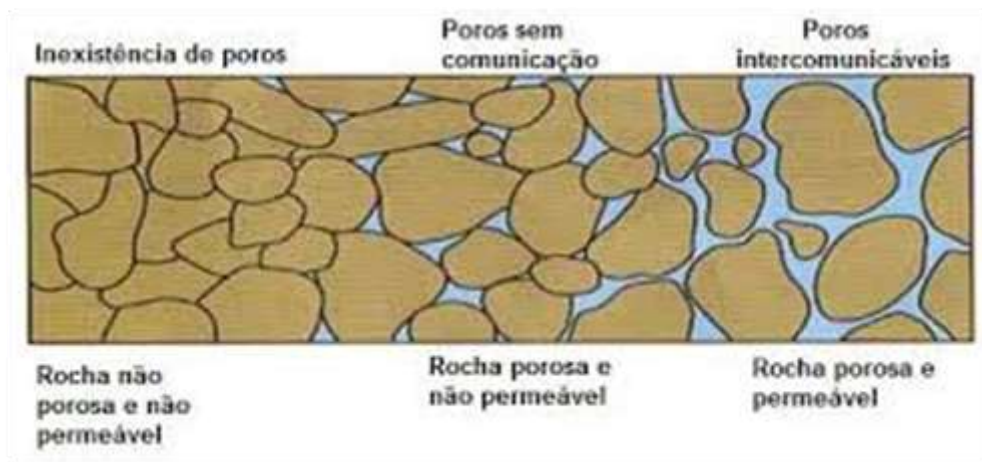


Figura 8: Relação entre porosidade, permeabilidade e conectividade da rocha.

Fonte: Viana Junior (2017).

A saturação é definida como sendo o volume de fluidos que preenchem o volume poroso de uma rocha (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). A equação que define essa relação é mostrada abaixo:

$$S_w = \frac{V_f}{V_p} \quad (5.5)$$

Onde:

S_w : saturação de água;

V_f : volume de fluidos;

V_p : volume de poros.

Neste trabalho, foram usadas duas fórmulas amplamente conhecidas na indústria. Em arenitos limpos (desprovidos de material argiloso) a equação usada é a de Archie (1942), que foi a primeira equação para cálculo de saturação de água e é apresentada a seguir:

$$S_{wArchie} = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{-n} \quad (5.6)$$

Onde:

a: tortuosidade;

m: expoente de cimentação;

n: expoente de saturação;

R_w : resistividade da água;

R_t : resistividade da formação.

Para arenitos consolidados, como é o caso do Poti, reservatório de estudo:

$$a = 0,81;$$

$$m = 1,7;$$

$$n = 2,0 \text{ (ARCHIE, 1942).}$$

Os reservatórios normalmente não são limpos pois possuem uma determinada quantidade de argilominerais. Assim, posteriormente, foram formuladas equações em que o volume de argila é contabilizado nos cálculos. A equação utilizada neste trabalho foi a equação de Simandoux (1963):

$$S_{wSimandoux} = \frac{a \times R_w}{2 \times \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \times \phi^m}{a \times R_w \times R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (5.7)$$

Onde:

V_{sh} : volume de argila;

R_{sh} : resistividade do folhelho adjacente ao reservatório.

5.4 NET PAY

Depois de calcular o volume de argila, a porosidade e a saturação de água, pode-se calcular o conteúdo saturante de hidrocarbonetos da formação. Denomina-se como *Net Pay* a espessura de rocha na qual o espaço poroso está realmente saturada com petróleo em um intervalo, que deverá proporcionar o retorno/lucro do investimento da pesquisa exploratória (NERY, 2013).

Nos intervalos onde as variáveis descritas acima são mais favoráveis à acumulação de hidrocarboneto, foi calculado o VOR (volume de óleo recuperável *in place*), descrito pela seguinte fórmula (NERY, 2013):

$$VOR = \frac{\text{áreaNP} \times \Phi_m \times (1 - S_{wm})}{B_o} \quad (5.8)$$

Onde:

ÁreaNP: área efetiva da espessura de hidrocarbonetos;

Φ_m : porosidade média do intervalo;

S_{wm} : saturação média do intervalo;

B_o : fator volume do hidrocarboneto a ser obtido em condições de superfície.

Os perfis com *Net Pay* para o estudo de acumulação do reservatório Poti foram gerados no módulo *Cutoffs and Summation* do Interactive Petrophysics.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão apresentados os resultados desse trabalho. Juntamente com esses resultados, será realizada uma discussão destes dados sobre os parâmetros utilizados e os resultados para cada reservatório. Cada componente da petrofísica básica será discutido em uma seção, a fim de ser ter um melhor

entendimento sobre cada parâmetro.

6.1 LITOLOGIA INTERPRETADA E PERFIS CONVENCIONAIS

Foi realizada uma interpretação geológica dos perfis no intervalo 1125/1530m, tendo sido elaborada uma curva de litologia interpretada, calibrada com a ajuda da descrição de amostra de calha. A curva litológica gerada através desta integração rocha-perfil foi comparada com a litologia interpretada existente no perfil composto fornecido pelo BDEP/ANP. A figura 9 nos mostra esse comparativo.

É possível ver uma grande diferença entre a trilha de litologia interpretada neste estudo daquela disponibilizada no perfil composto pela BDEP/ANP. A curva fornecida tem a presença de 4 litologias diferentes: arenito, diabásio, folhelho e metassedimento. Já na curva confeccionada neste estudo, foi possível identificar uma litologia a mais: o siltito. A oportunidade de poder descrever amostras de calha e a observação dos espaçamentos entre as curvas RHOB e NPOR foram imprescindíveis para tal realização.

A presença do siltito, além do folhelho, resulta em um perfil de raios gama mais alto. Além disso, também no diabásio, são verificados picos de GR mais alto do que esperado para essa litologia, e isso pode ser devido à presença de metassedimentos que não foram totalmente transformados pela intrusão magmática.

Com a descrição de amostras e a análise do perfil, foi possível ver que a curva de litologia do perfil composto não é totalmente confiável, uma vez que ele pode ter sido interpretado a partir apenas dos perfis geofísicos, sem a devida calibração com dados de rocha.

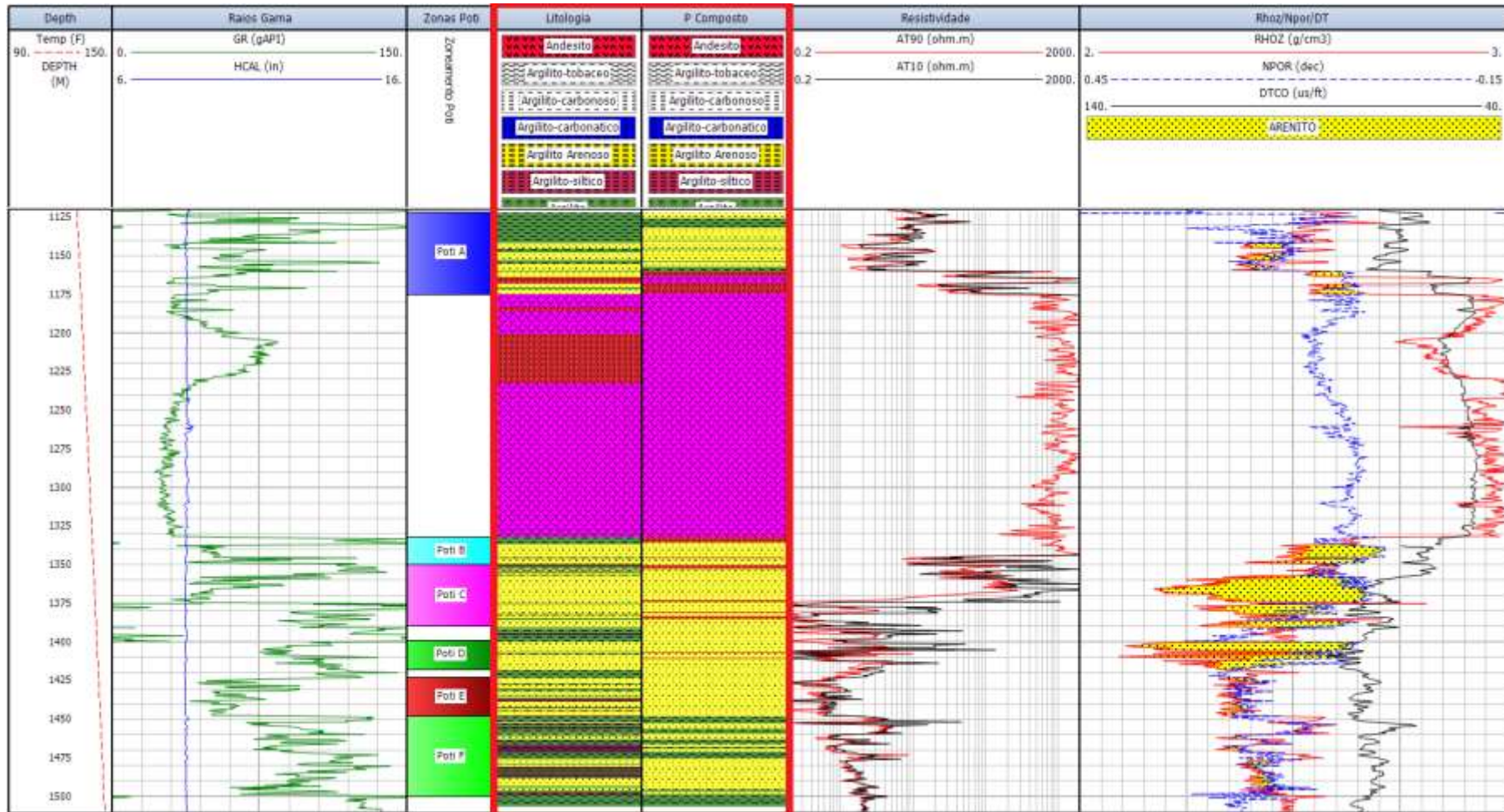


Figura 9: Plot com a litologia interpretada e o perfil composto, juntamente com os perfis básicos de poço. Fonte: Autor (2019).

A figura 9 mostra também os perfis de resistividade, onde a curva AT90 representa a resistividade profunda (da formação). Para o diabásio, é esperado uma resistividade alta, já que ele é uma rocha vulcânica intrusiva compacta e pouco porosa. Logo abaixo, dentro do reservatório Poti B, existe ainda uma resistividade alta, porém um pouco mais baixa do que no diabásio. Sendo o arenito Poti o reservatório do campo, esse é um forte indicativo para a presença de gás na formação. Na profundidade 1375m, é possível ver uma queda acentuada de resistividade, o que representa uma condutividade maior no meio, e como é conhecido da literatura, indica uma mudança de fluido saturante. Essa profundidade pode ser o contato gás-água.

As curvas indicam que o reservatório Poti A (acima do diabásio) não está saturado com gás, e além disso, os prováveis melhores reservatórios são os arenitos Poti A, Poti B e Poti C.

6.2 PRESENÇA DE FLUIDOS

A resistividade tem grande importância na avaliação dos reservatórios, em combinação com os perfis de porosidade. Uma queda acentuada de resistividade pode representar a passagem do gás (hidrocarboneto saturante da área de caráter resistivo) para a água (fluido condutivo). Essa passagem – conhecida como contato gás-água – foi confirmada pelo gráfico de gradiente de pressão, que será abordado posteriormente.

Foram observadas nos reservatórios Poti B, Poti C e Poti D, zonas com alta separação entre as curvas de RHOZ e NPOR, formando um amplo *crossover* (inversão e separação das curvas de densidade e neutrão). Esta separação sugere a presença de gás.

O gráfico do gradiente de pressão, em que o eixo Y é a profundidade (cota) e o eixo X são as pressões de formação, é uma ferramenta determinante para caracterizar o fluido presente no reservatório. A tabela 1 mostra os valores de pressão e logo a seguir e a figura 10 ilustra o gráfico com os gradientes de pressão.

Tabela 1: Valores de cota e pressão de formação.

Cota (m)	Cota (pés)	Pressão (psi)	
-1309,8	-4297,24	2211,87	
-1327,0	-4353,67	2214,85	
-1340,0	-4396,33	2216,27	
-1363,3	-4472,77	2220,11	
-1370,1	-4495,08	2221,82	
-1375,0	-4511,16	2223,24	G
-1388,5	-4555,45	2235,62	A
-1394,1	-4573,82	2245,01	
-1404,4	-4607,61	2262,07	
-1423,2	-4669,29	2299,48	

Fonte: Autor (2019).

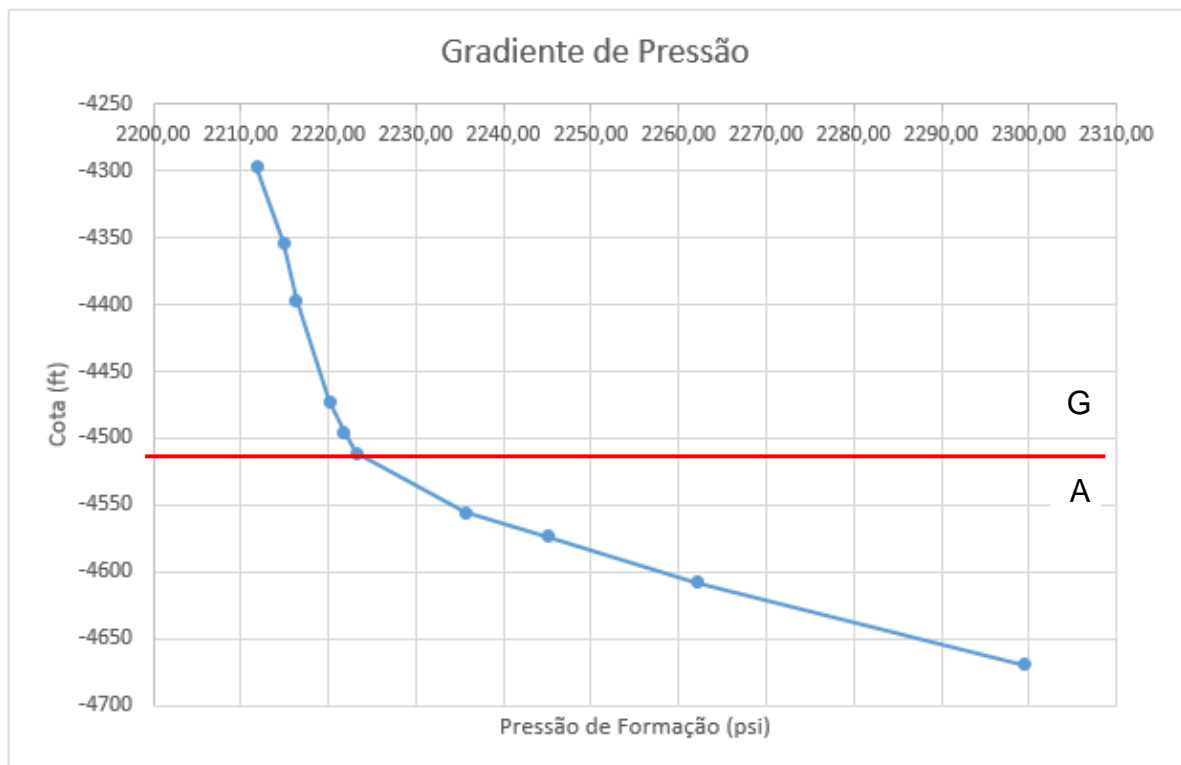


Figura 10: Gráfico do gradiente de pressão. Notar que o gradiente da reta muda em -1375,0 m (-4511,16 pés), evidenciando o contato gás-água. Fonte: Autor (2019).

Devido à falta de mais informações sobre o gás, não foi possível calcular os

gradientes de pressão, necessários para a confirmação da mudança de fluido. Entretanto, como é de conhecimento da indústria, as tomadas de pressão no poço, quando plotadas em um gráfico de profundidade (cota) x pressão, as declividades das retas indicam o gradiente de pressão. Sendo assim, na pressão em que a declividade muda, está a profundidade onde ocorre a mudança de fluido. O arenito Poti é um reservatório de gás, portanto a mudança de fluido indicado pelo contato é de gás para água.

Observa-se no gráfico acima, que o contato gás-água está na profundidade 1414 m (-4511,16 pés). Contudo, ao comparar a profundidade deste contato, obtido através dos gradientes de pressão, com aquele determinado pela curva de resistividade, onde ocorre uma queda brusca na resistividade a 1375 m, observa-se que estas informações são conflitantes. A figura abaixo (Fig.11) evidencia o contato gás-água no reservatório.

Essa queda de resistividade no arenito é possivelmente explicada pela presença de pirita, um mineral de coloração dourada com propriedades condutivas. Essa pirita pode ser observada em amostras de calha provenientes da perfuração do poço 3-PGN-5-MA (Fig. 12) e explica porque em um reservatório de gás, tem-se uma resistividade baixa.

A descrição das amostras de calha e a plotagem do gráfico de gradiente de pressão são confirmados como sendo de grande importância para a confirmação do reservatório, sobretudo nessa área da bacia, onde há claramente uma grande quantidade de pirita que afeta os perfis e faz com que se tenha cálculos errados, podendo inclusive afetar os cálculos de estimativa de gás.

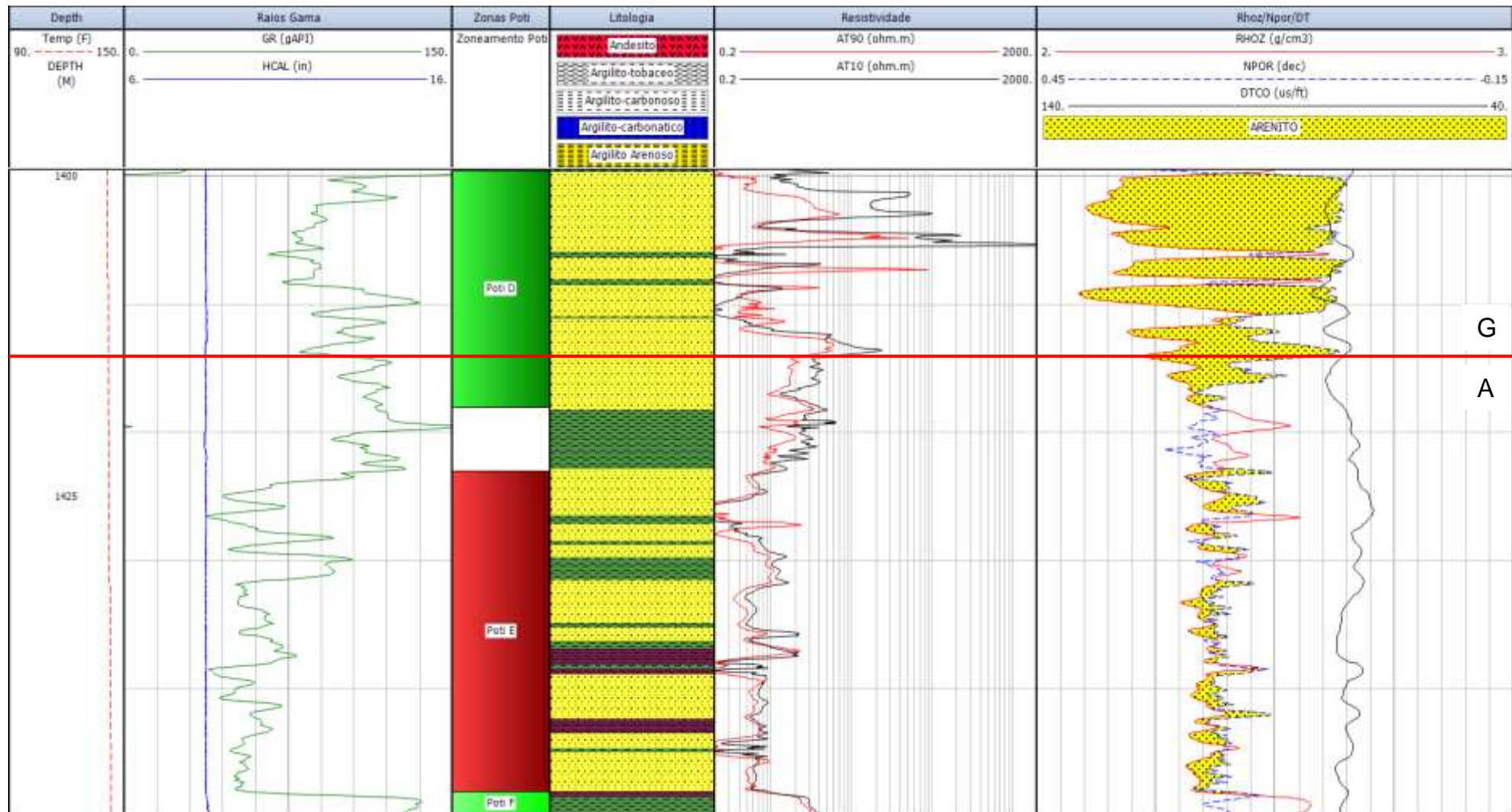


Figura 11: Ampliação da imagem para evidenciar o contato gás-água. Fonte: Autor (2019).



Figura 12: Grãos de pirita disseminada no arenito da Fm. Poti. Fonte: Autor (2019)

6.3 CÁLCULO DO VOLUME DE ARGILA

A tabela 2 mostra os valores de volume de argila pelo cálculo linear e pela equação de Stieber.

Tabela 2: Valores máximos e mínimos para volume de argila.

Zona	Linear (%)	Stieber (%)
Poti A	0 - 74	0 - 48
Poti B	5 - 96	1 - 88
Poti C	3 - 79	1 - 56
Poti D	14 - 75	5 - 50
Poti E	11 - 78	4 - 54
Poti F	10 - 90	4 - 76

Fonte: Autor (2019).

O volume de argila ficou bastante alto com os cálculos pelos dois métodos. Observando os valores na tabela acima, nota-se que dentro de todos os reservatórios existem valores baixos e altos de volume de argila, devido à argilosidade da formação.

Os Potis A, B e C são os que tiverem menores valores de volume de argila quando comparados com os Potis D, E e F.

Com isso, é possível verificar na figura 13 pode ser observado que, mesmo dentro do arenito, o perfil de Raios Gama evidencia um alto valor de argilosidade. Isso comprova que essa formação se trata de um arenito argiloso. Além disso, a presença de níveis de folhelho e siltito contribuem ainda mais para o aumento da argilosidade do reservatório.

Devido à alta do volume de argila, o *cutoff* para esse parâmetro também será igualmente elevado, a fim de que se tenha um cálculo mais realista para a quantidade de hidrocarbonetos saturantes do reservatório. Esse assunto será tratado na seção sobre *Net Pay*.

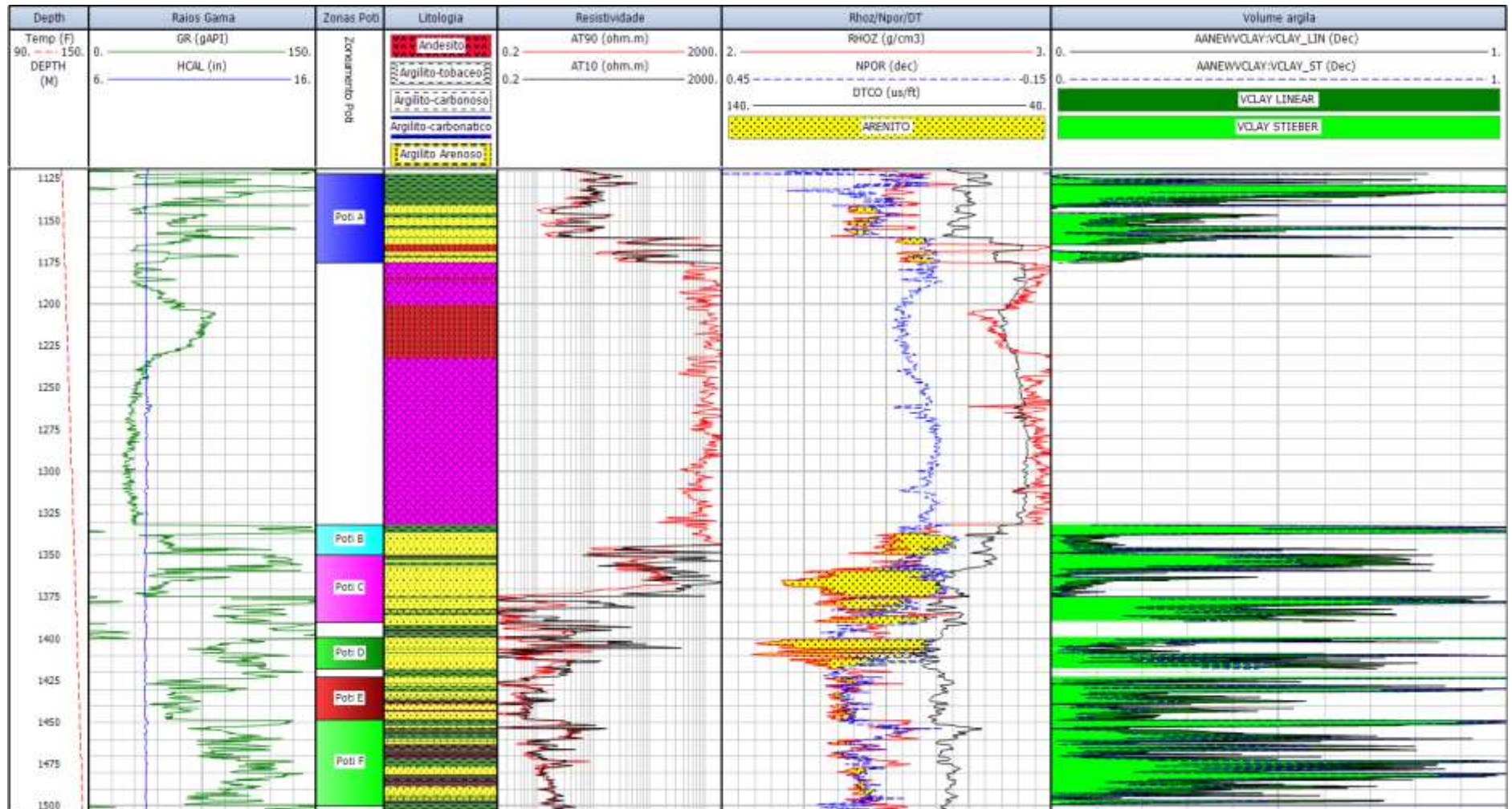


Figura 13: *Tracks* com o perfis básico e o volume de argila (vclay). Notar que todos os reservatórios possuem valores elevados para os dois métodos. Fonte: Autor (2019).

6.4 CÁLCULO DA POROSIDADE EFETIVA

Para a porosidade efetiva, foram utilizados diversos métodos de cálculo, que são apresentados na tabela 3. Os valores médios obtidos para a porosidade são baixos, mas bons para um reservatório arenítico argiloso, portador de gás. As medidas feitas com a curva de densidade e de neutrão não podem ser utilizadas diretamente, em função da presença de gás, tendo sido assim utilizados outros métodos para o cálculo da porosidade (Fig. 14).

Tabela 3: valores máximos e mínimos para a porosidade efetiva.

Zona	Densidade (%)	Neutrão (%)	Sônico (%)	Gaymard Poupon (%)
Poti A	0 - 14	0 - 24	0 - 9	0 - 18
Poti B	0 - 9	0 - 10	0 - 7	0 - 13
Poti C	0 - 21	0 - 11	0 - 11	0 - 18
Poti D	2 - 26	0 - 25	0 - 16	0 - 21
Poti E	0 - 17	0 - 24	0 - 13	0 - 20
Poti F	0 - 15	0 - 30	0 - 13	0 - 23

Fonte: Autor (2019).

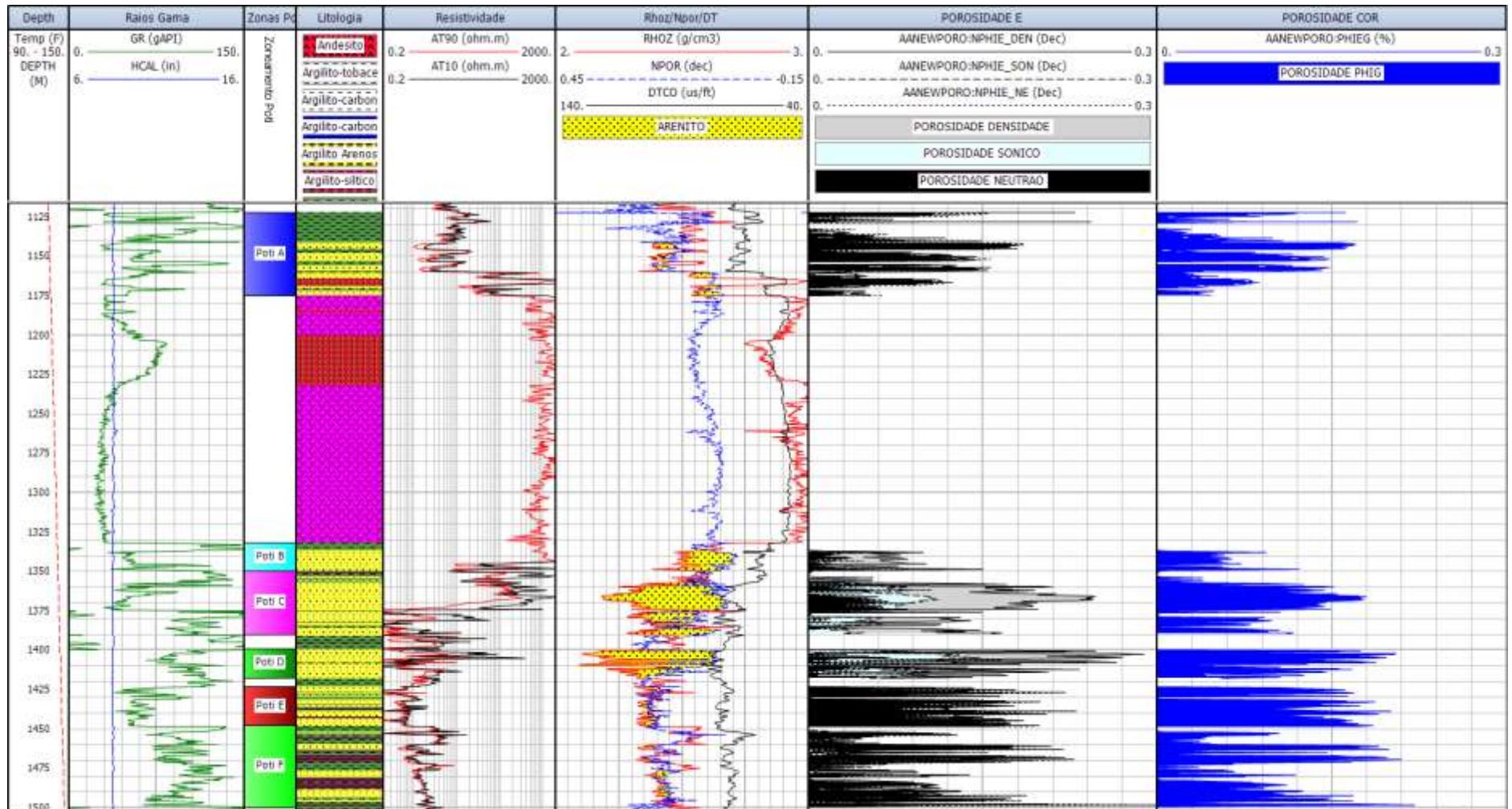


Figura 14: Tracks com os perfis básicos e a porosidade efetiva. No quarto *track* temos as porosidades calculadas com os perfis de densidade, sônico e neutrão. A seguir, temos a porosidade calculada a partir da correção de Gaymard-Poupon. Fonte: Autor (2019).

Pelo gráfico gerado para o trabalho (Fig. 14), onde são observados os *tracks* de porosidade variando entre 0% e 30%, pode-se notar que os valores para a porosidade são altos, mesmo com o alto teor argiloso do reservatório. Isso pode ser explicado pelo fato de ser um reservatório de gás, afetando os resultados desses cálculos.

Entretanto, no Poti A, vemos que os valores para a porosidade por todos os cálculos são bem próximos devido esse reservatório não ser saturado por gás. Com isso, essa faixa da formação tem o valor mais próximo da realidade, pois nessa área os perfis provavelmente não foram afetados.

Já nos reservatórios abaixo do diabásio, os valores são mais discrepantes, tendo por exemplo, no Poti C, valores bem diferentes de porosidade. Contudo, esses valores em média, ainda são elevados para esse tipo de reservatório. Isso pode estar associado à porosidade secundária, em que o diabásio, após a intrusão, resfriou e com sua expansão, fraturou essa formação, criando espaço vazio dentro da rocha, que posteriormente foi preenchido com gás e água.

Mesmo dentro do reservatório, obteve-se valores nulos para a porosidade, um possível indicativo de uma região fechada ou alta concentração de argila.

Os reservatórios comprovados pelo gradiente de pressão (Poti B, C e D), para a porosidade calculada por Gaymard-Poupon, tiveram valores satisfatórios e terem bons resultados no cálculo do *Net Pay*, podendo acarretar em bons valores de coluna de óleo.

6.5 CÁLCULO DA SATURAÇÃO DE ÁGUA

Nessa seção serão apresentados os valores e a discussão sobre a saturação de água no reservatório. A tabela 4 e a figura 15 mostram as saturações calculadas por diversos métodos.

Tabela 4: Valores máximos e mínimos para a saturação de água (Sw).

Zona	Archie (%)	Simandoux GP (%)
Poti A	6 - 100	0 - 100
Poti B	3 - 100	0 - 28
Poti C	2 - 100	0 - 100
Poti D	4 - 100	2 - 100
Poti E	34 - 100	85 - 100
Poti F	37 - 100	19 - 100

Fonte: Autor (2019).

Na tabela acima, é possível determinar como a argilosidade da formação afeta para os valores de saturação, que pode não condizer com a realidade. Devido à alta presença de siltito e folhelhos (rochas que retêm muita água) no reservatório, os valores de saturação variaram muito, pois existem áreas limpas e sujam dentro dos reservatórios.

No gráfico da saturação (fig.15) é possível definir exatamente onde estão os melhores reservatórios. Os reservatórios Poti B e Poti C são os que tem os menores valores de saturação de água, sendo onde está a maior concentração de gás do poço. Isso também foi confirmado pelo gráfico de gradiente de pressão, uma vez que a mudança da derivada da curva é registrada e 1414 m (-4511,16 pés).

Os valores de saturação para o método Simandoux são maiores do que os valores para Archie, o que era esperado uma vez que Simandoux representa melhor a realidade pois leva em consideração a argilosidade presente na formação.

Nos reservatórios Poti B e Poti C é observado como a parte superior dos intervalos tem uma saturação de água menor, que é crescente para a base. Isso deve-se pelo fato de existir uma barreira de permeabilidade nas bases desses reservatórios, nos intervalos 1350 m e 1382 m.

Já no Poti D foi possível identificar uma transição de fluido saturante, com a ajuda do gradiente de pressão e o perfil de resistividade, além do *crossover* do

densidade e neutrão, onde parece existir uma acumulação de gás com elevada saturação de água, também conhecida como “sonrisal” (jargão utilizado na indústria de petróleo para determinar uma fase mista de água e gás). Isso é evidenciado por sucessivos aumentos e diminuições nos valores de saturação, mostrando a fase mista.

Já os reservatórios Poti E e Poti F, abaixo do contato, estão totalmente saturados com água, uma vez que no modelo de Simandoux, fica claro a alta concentração de água, por vez chegando a valores de 100% de saturação.

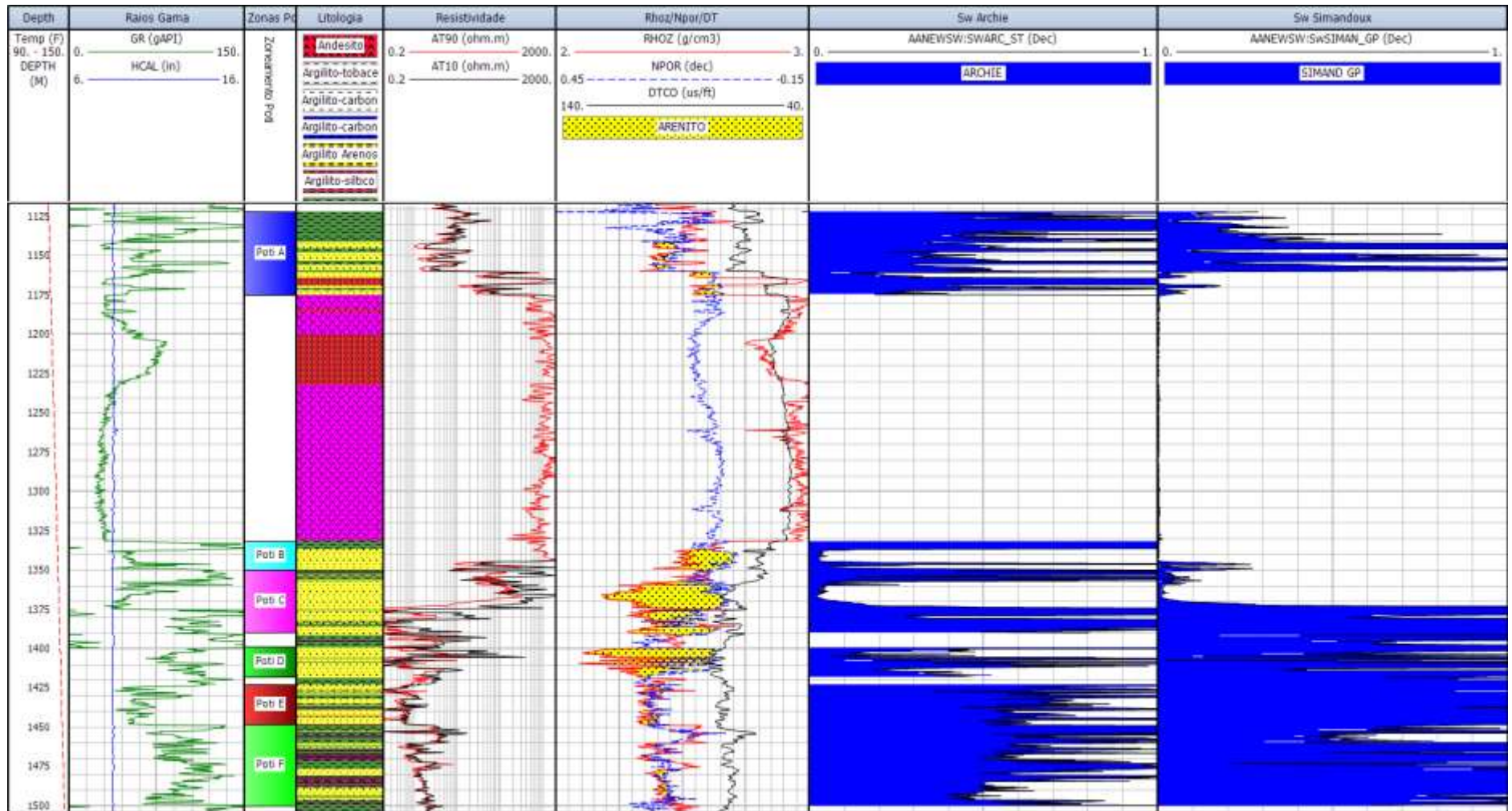


Figura 15: Tracks com os perfis básicos e a saturação de água. Fonte: Autor (2019).

6.6 CÁLCULO DONET PAY

O cálculo bem feito desse parâmetro é muito importante para a caracterização do reservatório. Sendo preciso, é possível fazer a integração desses dados com a sísmica (amarração de poço) e ter assim a espessura e dimensões do reservatório todo.

Para os cálculos de *net pay*, baseados nos valores obtidos para saturação, porosidade e volume de argila, foi possível delimitar os intervalos portadores de gás (Fig. 16),. Os valores usados como *cutoff* (que são os valores de corte para a determinação do tamanho da coluna de óleo) foram: 50% para a saturação, 9% para a porosidade e 15% para o volume de argila. Abaixo, a tabela 5 mostra os valores calculados para o *Net Pay*. Importante observar que os parâmetros usados para esses cálculos foram a porosidade Gaymard-Poupon, a saturação por Simandoux e o volume de argila calculado pela equação de Stieber, sendo possível chegar ao melhor cenário de reservatório para essa área.

Tabela 5: Valores para o *Net Pay*.

Zona	Gross (m)	<i>Net Pay</i> (m)	Net/Gross (%)
Poti A	53,00	2,74	5
Poti B	18,00	1,22	6
Poti C	40,00	13,41	33
Poti D	19,00	2,44	13
Poti E	25,00	0,00	0
Poti F	52,00	0,30	0,6

Fonte: Autor (2019).

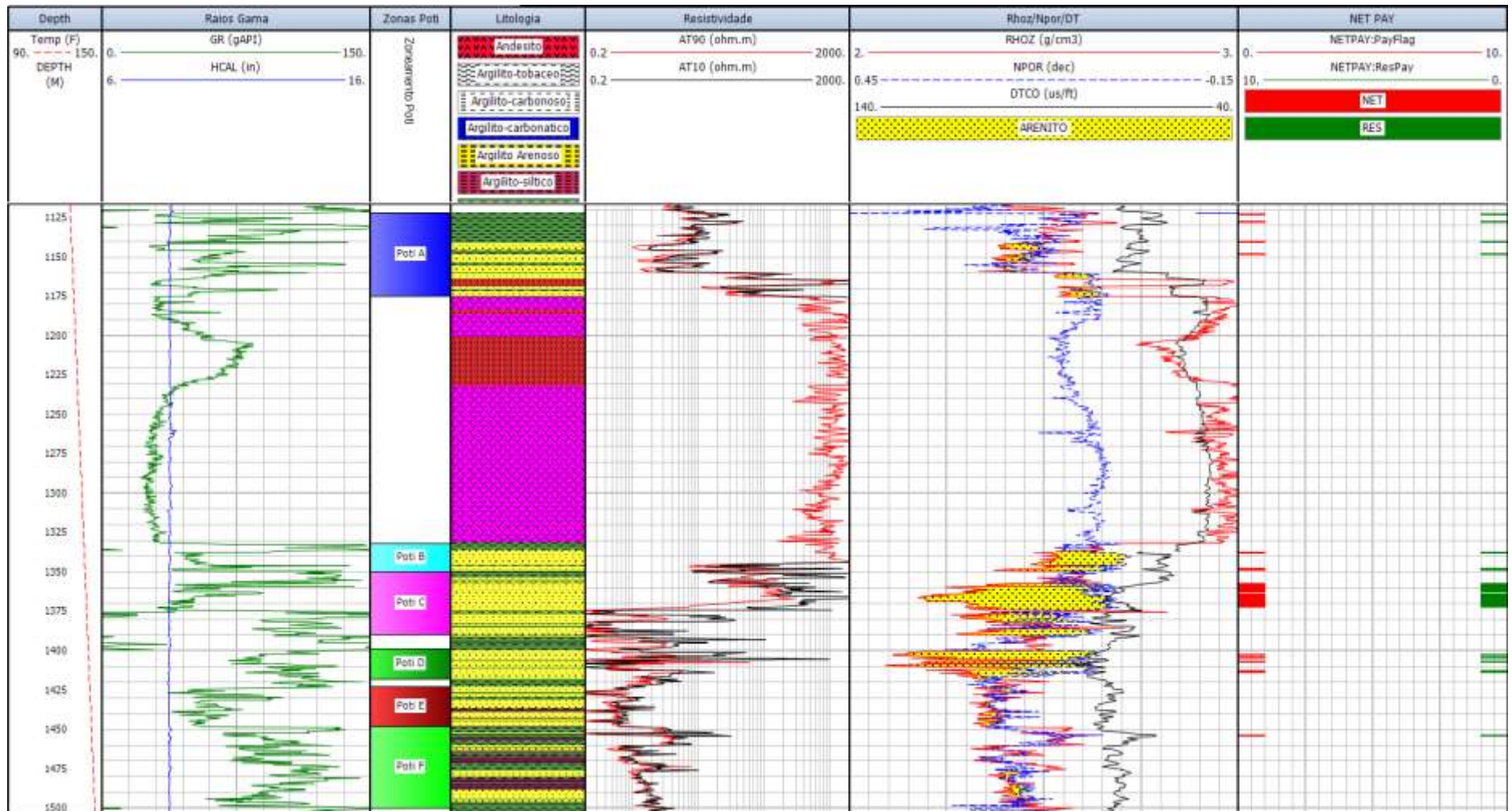


Figura 16: Tracks com os perfis básicos e os *Net Pays* calculados pela porosidade Gaymard-Poupon, saturação de Simandoux e volume de argila pela equação de Stieber. Fonte: Autor (2019).

O *Gross* corresponde à espessura do reservatório e o *Net Pay* é o tamanho da coluna de gás. A última coluna da tabela 5, denominada *Net/Gross* é muito importante para a avaliação final do reservatório, pois ela indica a quantidade percentual do fluido saturante, que será explorado, na formação.

Os valores para o *Net Pay* são baixos, mas esperados devido à alta taxa de volume de argila e à saturação de água, comprovados pelos cálculos feitos anteriormente. Como era de conhecimento que os Potis B, C e D eram os melhores reservatórios, devido ao gradiente de pressão e aos perfis básicos, também foi concluído por esse método que eles têm os maiores valores de *Net Pay*, dando destaque para o Poti C que tem o valor mais elevado. Olhando abaixo na figura 16, é possível comparar as áreas de *Net Pay* com os amplos *crossovers* nos perfis de Densidade e Neutrão.

Os Potis E e F não obtiveram valores significantes, explicado pelo alto valor de saturação de água dessas áreas.

7 CONCLUSÃO

O objetivo desse trabalho foi avaliar os perfis do poço 3-PGN-5-MA, na Bacia do Parnaíba, visando determinar quais os melhores métodos para estes estudos. A alta concentração de pirita nos intervalos avaliados afeta bastante os valores de resistividade, impactando diretamente nos cálculos de saturação de água, que por sua vez afeta o *Net Pay* do intervalo, podendo subestimar a espessura da coluna de gás. Isto reforça a importância da integração rocha-perfil para uma correta avaliação dos perfis. A avaliação dos reservatórios foi feita através do uso dos perfis de densidade e neutrão, corrigidos pela equação de Gaymard-Poupon para a obtenção da porosidade efetiva corrigida para o efeito do gás. Devido ao elevado volume de argila encontrado pelo método de Stieber, este trabalho utilizou a equação de Simandoux para calcular a saturação de água, tendo sido fundamental a utilização do estudo dos gradientes de pressão para definir a posição do contato gás-água. Os altos valores de volume de argila e saturação de água evidenciam a alta argilosidade da formação. Além disso, os vários níveis de folhelho e siltito presentes nos reservatórios, faz com

que os valores de saturação de água aumentem, diminuindo ainda mais a coluna de gás. Contudo, foi possível concluir que, de fato, o arenito Poti é um reservatório de gás, e que para essa área os melhores métodos são o volume de argila pela Equação de Stieber, que minimiza a argilosidade, a porosidade pela correção de Gaymard-Poupon, que faz a correção do cálculo da Densidade-Neutrão para a área de gás e a saturação por Simandoux, que leva em consideração o volume de argila do reservatório. Recomenda-se estudos petrográficos e petrofísicos que minimizem o efeito da pirita nos cálculos.

8 REFERÊNCIAS

ARAÚJO, D.; FERREIRA, A. **BACIA DO PARNAÍBA Sumário Geológico e Setores em Oferta**. [s.l: s.n.].

ARCHIE, G. E. **The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics**. Transactions of the AIME, v. 146, n. 01, p. 54–62, 1942.

CORREA NETO, D. **Utilização de perfil geofísico de densidade e de imagem de densidade associada a algoritmos de aumento de contraste para estimativa de Net Pay em poços horizontais**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2014.

CHAGAS, E. S.; SIMON, V. H.; RUSSO, S. L. **ANÁLISE DO PERFIL SÔNICO SINTÉTICO ATRAVÉS DOS MODELOS DE REGRESSÃO MÚLTIPLA**. SalvadorXXIX Encontro Nacional de Engenharia de Produção, , 2009. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2009_TN_WIC_096_649_14536.pdf>. Acesso em: 21 nov. 2018

CRUZ, E. M. A. **Análise Estratigráfica Da Sequência Siluriana Da Bacia Do Parnaíba, Nordeste Do Brasil** **Análise Estratigráfica Da Sequência Siluriana Da Bacia Do Parnaíba , Nordeste Do Brasil**. [s.l.] Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016.

DANIEL, A.; FERREIRA, L. **BACIA DO PARNAÍBA Sumário Geológico e Setores em Oferta**. [s.l: s.n.], 2018.

GAYMARD, R; POUPON, A. **Response of Neutron and Formation Density Logs In Hydrocarbon Bearing Formations**. The Log Analys, v. 9, p.18, 1968.

HILCHIE, D. W. Caliper Logging - Theory And Practice. **The Log Analyst**, v. 9, n. 01, p. 10, 1968.

MARKET, J.; PARKER, T. J. **Reliable LWD Calliper MeasurementsOffshore**

EuropeAberdeen, UKSociety of Petroleum Engineers, , 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/146245-MS>>

MORADI, S. et al. **Determination of Shale Volume and Distribution Patterns and Effective Porosity from Well Log Data Based On Cross-Plot Approach for A Shaly Carbonate Gas Reservoir**. World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium. **Anais...2016**Disponível em: <<http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/44/4/042002/pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2018

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. Rio de Janeiro: SBGf, 2013.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

ROSA, H. **Estudo de Caracterização de Eletrofácies por meio de Perfis Geofísicos de Poços e de Amostras de Testemunho Utilizando Estatística Multivariada**. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2006.

SAPUTRA, I. **Shale Volume Calculation**. CGG, 2008.

SERRA, O. **Fundamentals of well-log interpretation. 1, The acquisition of logging data**. [s.l.] Elsevier, 1984.

STIEBER, S. J. **Pulsed Neutron Capture Log Evaluation - Louisiana Gulf Coast**Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME Houston, TexasSociety of Petroleum Engineers, , 1970. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/2961-MS>>

VAZ, P. T. et al. **Bacia do Parnaíba**.Boletim de Geociências da Petrobras, p. 253–263, 2007.

XU, L. et al. **Spectral Gamma-Ray Measurement While Drilling**. Petrophysics, v. 57,

n. 04, p. 377–389, 2016.

