



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO PARA A
RECONSIDERAÇÃO DA ARGILA NO CÁLCULO DA POROSIDADE
PELO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO**

DIONIS FÁBIO CAMPOS DO ROSÁRIO

Belém - Pará
2018

DIONIS FÁBIO CAMPOS DO ROSÁRIO

**APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO PARA A
RECONSIDERAÇÃO DA ARGILA NO CÁLCULO DA POROSIDADE
PELO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO**

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Geofísica do
Instituto de Geociências da Universidade
Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às
exigências para estar apto para a obtenção do
título de Mestre em Geofísica.

Área de Concentração: Geofísica de Poço

Orientador: André José Neves Andrade

**Belém - Pará
2018**

Dados Internacionais de Catalogação de Publicação (CIP)
Biblioteca do Instituto de Geociências/SIBI/UFPA

Rosário, Dionis Fábio Campos do, 1989-

Aplicação do algoritmo genético modificado para a reconsideração da argila no cálculo da porosidade pelo Método Densidade-Neutrônico / Dionis Fábio Campos do Rosário. – 2018.

56 f. : il. ; 30 cm

Inclui bibliografias

Orientador: André José Neves Andrade

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Belém, 2018.

1. Prospeção - Métodos geofísicos. 2. Porosidade. 3. Folhelho.
I. Título.

CDD 22. ed. 622.15

Elaborada por
Maria do Socorro Albuquerque
CRB-2/ 871

DIONIS FABIO CAMPOS DO ROSARIO

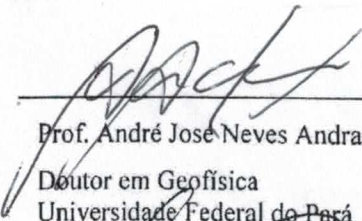
**APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO PARA A
RECONSIDERAÇÃO DA ARGILA NO CÁLCULO DA POROSIDADE
PELO MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO**

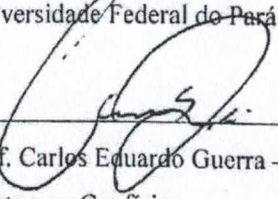
Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Geofísica do
Instituto de Geociências da Universidade
Federal do Pará - UFPA, em cumprimento às
exigências para estar apto para a obtenção do
título de Mestre em Geofísica.

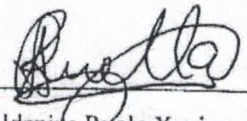
Data de Aprovação: 10/05/2018

Conceito: Excelente

Banca Examinadora


Prof. André José Neves Andrade – Orientador
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Pará


Prof. Carlos Eduardo Guerra – Membro
Doutor em Geofísica
Universidade Federal do Oeste Pará


Prof. Aldenize Ruela Xavier – Membro
Doutora em Geofísica
Universidade Federal do Oeste Pará

AGRADECIMENTOS

À Deus, por ele me capacitar e dar forças, diariamente, para que eu possa seguir em busca dos meus objetivos.

À PETROBRÁS, pelo apoio oferecido ao Laboratório de Processamento de Dados Geofísicos de Poço (PROLOG).

À CAPES, pelo apoio financeiro ofertado no decorrer do curso.

Ao meu professor e orientador Dr. André José Neves Andrade por todo o conhecimento compartilhado desde a graduação até a pós-graduação; pelo auxílio e orientação no desenvolvimento deste projeto.

A minha mãe Raimunda de Jesus Campos do Rosário, minha principal motivadora e incentivadora; por todo o apoio a mim atribuído durante a minha vida estudantil.

A toda a minha família pelo apoio moral e por acreditarem sempre no meu potencial.

A todos os meus amigos de laboratório, em especial Diogo Lopes, pelos companheirismos e ajuda nos estudos no decorrer do curso.

Ao CPGf juntamente com todos os professores por todo o aprendizado e por contribuírem para que eu pudesse concluir mais esta etapa da minha vida.

RESUMO

A realidade geológica dos valores de porosidade fornecidos pela Avaliação de Formação é fundamental para o sucesso da exploração de um reservatório de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, para a valoração do campo petrolífero. No entanto, em muitas ocasiões, a consideração sobre a presença da argila na constituição da rocha e a sua influência sobre a porosidade, em termos da estimativa das suas propriedades físicas é extremamente simplificada. Nesta dissertação é apresentado um método para estimar as propriedades físicas da argila com base na representação no Gráfico M-N das camadas de folhelhos presentes nas proximidades do reservatório. Um algoritmo genético modificado, inspirado na heurística evolutiva de algumas espécies, é projetado para interpretar esse gráfico e produzir estimativas para os valores de densidade e porosidade neutrônica a serem utilizados no cálculo da porosidade pelo método densidade-neutrônico. Baseado em um modelo petrofísico de rocha, esta metodologia foi aplicada a dados sintéticos, onde se observou boas aproximações de porosidade. Em dados reais para perfis geofísicos de poços perfurados no Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil, mostrou valores de porosidade mais conservadores em relação a métodos convencionais da Avaliação de formação.

Palavras-chave: Geofísica de Poço. Porosidade. Folhelho.

ABSTRACT

The geological reality of porosity values provided by the Formation Evaluation is fundamental for the successful exploration of a hydrocarbon reservoir and, consequently, for the valuation of the oil field. However, on many occasions, the consideration of the clay in the constitution of the reservoir rock and its influence on porosity in terms of its physical properties is greatly simplified. In this dissertation presents a method for estimating the clay physical properties based on the representation, in the M-N plot, of shale layers present in the vicinity of the reservoir. A modified genetic algorithm, inspired by the evolutionary heuristic of some species, is designed to interpret this M-N plot and estimates the bulk density and neutron porosity values for clay to be used in the neutron-density method for porosity calculation. According to petrophysical model, this methodology is presented with synthetic data, which shows a satisfying porosity approximation. On real data of geophysical profiles of wells drilled in Campo de Namorado, Campos Basin, Brazil, showed more conservative porosity values over conventional methods of the Formation Evaluation.

Keywords: Well logging. Porosity. Shale.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1	Representação de dois tipos de porosidades em uma rocha sedimentar: (a) porosidade primária ou deposicional; (b) porosidade secundária ou pós-deposicional. Fonte: Do autor.	4
Figura 2.2	Folhelho funcionando como rocha capeadora ou selante. Fonte: http://www.ebah.com.br/content/ABAAAeh6YAH/geologia	6
Figura 2.3	Saturação de fluido em uma rocha reservatório, onde somente o poro encontra-se destacado. Fonte: Do autor.	9
Figura 2.4	Modelo petrofísico para a rocha reservatório. Fonte: Do autor.....	10
Figura 3.5	Ferramenta de densidade: com imagem real à esquerda e imagem representativa à direita. Fonte: Do autor.	14
Figura 3.6	Imagem representativa da ferramenta sônica dentro de um poço. Fonte: Do autor... ..	17
Figura 4.7	Gráfico M-N como uma representação gráfica para as rochas reservatório, em função dos parâmetros M e N. Fonte: Do autor.....	19
Figura 4.8	Gráfico densidade-neutrônico. Fonte: Do autor.....	20
Figura 4.9	Gráfico densidade-sônico. Fonte: Do autor.....	21
Figura 5.10	Gráfico $\Delta D \times \Delta N$; a letra “H” contida no círculo vermelho indica uma região, afastando-se da bissetriz (reta de cor verde), que contem rochas com concentrações de hidrocarboneto. Fonte: Do autor.....	24
Figura 6.11	Fluxograma esquemático com as etapas do processo de aplicação do algoritmo genético na resolução de problemas complexos. Fonte: Do autor.....	28
Figura 7.12	Aproximação para o progenitor genético final (PG) pelo cálculo da função de aptidão. Fonte: Do autor.....	33
Figura 7.13	Fluxograma: etapas do processo de aplicação do algoritmo progenitor modificado. Fone: Do autor.....	34
Figura 8.14	Perfis sintéticos de raio gama juntamente com os perfis de porosidades; análise de testemunho com camadas arenito-folhelho-arenito. Fonte: Do autor.....	35
Figura 8.15	Gráfico M-N ampliado para destacar às camadas de arenito com alta argilosidade (cor vermelho) e baixa argilosidade (cor azul) e a camada de folhelho (cor preto). Fonte: Do autor.....	36

Figura 8.16	Amplificação do gráfico M-N para destacar o ponto médio da camada de folhelho, ponto médio das argilas, o resultado do modelamento (quadrado preto) e o progenitor final (círculo azul claro). Fonte: Do autor.....	37
Figura 8.17	Perfil de raio gama à esquerda (RG); aproximações das curvas de porosidades calculadas pelos métodos aqui abordados para um arenito com baixa argilosidade. Fonte: Do autor.....	39
Figura 8.18	Perfil de raio gama à esquerda (RG); aproximações de curvas de porosidades calculadas pelos métodos aqui abordados para um arenito de alta argilosidade. Fonte: Do autor.....	40
Figura 8.19	Perfis reais de raio gama (RG) e perfis de porosidade (densidade, porosidade neutrônico e sônico) para um trecho do poço com arenito arcossiano do campo de namorado, bacia de campos, brasil. Fonte: Do autor.....	41
Figura 8.20	Gráfico M-N ampliado destacando um trecho de poço com camada de folhelho (cor vermelho) e arenito arcossiano (cor azul) do campo de namorado, bacia de campos. Fonte: Do autor.....	42
Figura 8.21	Gráfico M-N ampliado para destacar o ponto médio dos folhelhos (quadrado vermelho); o ponto médio das argilas (quadrado verde); o ponto de convergência do progenitor final (círculo azul claro). Fonte: Do autor.....	43
Figura 8.22	Perfil de raio gama à esquerda com o trecho de arenito arcossiano (cor azul); aproximações de curvas de porosidades pelos métodos aqui abordados com destaque para as curvas referente ao método aqui abordado (perfis à direita). Fonte: Do autor.....	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Valores de M e N para os minerais mais comuns e para os argilominerais.....	18
Tabela 2	Propriedades físicas da argila adotadas no modelamento.....	37
Tabela 3	Propriedades físicas das argilas; pares ordenados M-N.....	38
Tabela 4	Propriedades físicas da argila.....	43

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	FUNDAMENTOS INICIAIS	3
2.1	POROSIDADE.....	3
2.2	FOLHELHOS.....	4
2.2.1	Argilas.....	6
2.3	SATURAÇÃO DE FLUIDO.....	9
2.4	MODELO PETROFÍSICO DE ROCHA.....	10
3	PERFIS DE POÇO	11
3.1	PERFIS DE POROSIDADE.....	12
3.1.1	Perfil de densidade.....	12
3.1.2	Perfil de porosidade neutrônica.....	14
3.1.3	Perfil sônico.....	16
4	GRÁFICO M-N	18
4.1	PARÂMETRO N.....	19
4.2	PARÂMETRO M.....	20
4.3	AMBIGUIDADE NO GRÁFICO M-N.....	21
5	MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO	23
6	ALGORITMOS GENÉTICOS	26
7	METODOLOGIA	30
7.1	ALGORITMO PROGENITOR MODIFICADO.....	30
7.1.2	Estimativa das propriedades físicas do folhelho.....	30
7.1.3	Geração filho.....	31
7.1.4	Função de aptidão.....	31
7.1.5	Progenitor final.....	33
8	RESULTADOS	35
8.1	DADOS SINTÉTICOS.....	35
8.2	DADOS REAIS.....	40
9	CONCLUSÕES	45

REFERÊNCIAS	46
APÊNDICE	47
C – SUPREMO E ÍNFINO DE UM CONJUNTO.	48

1 INTRODUÇÃO

A porosidade é uma das mais importantes propriedades petrofísicas, na medida em que afeta diretamente os valores calculados para a saturação de óleo. No entanto a porosidade é afetada pela argilosidade ou presença de argilomineral na composição da camada reservatório.

A influência da argilosidade ocorre de duas formas, a primeira refere-se ao volume de argila na composição da rocha reservatório onde este valor é normalmente referido como volume de argila e geralmente fornecido pela interpretação quantitativa do perfil de raio gama natural Ellis (2008), (Crain et al., 1986). A segunda forma de influência da argila trata-se da sua própria composição, ou seja, das propriedades físicas e volumes relativos de cada argilomineral presente na composição da argila que participa da constituição das camadas de folhelho e reservatório em um determinado intervalo atravessado pelo poço.

Neste último caso, a avaliação das propriedades físicas da argila não é tão imediata quanto no primeiro caso; não existindo um perfil ou procedimento laboratorial convencional que produza os valores das propriedades físicas da argila. Assim, a avaliação de formação adota uma aproximação extremamente grosseira que é assumir como propriedade física da argila os valores mensurados por uma ferramenta de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônico) frente a uma camada de folhelho.

Geologicamente esta aproximação não possui nenhum fundamento, uma vez que não se confundem os sedimentos que originam o folhelho com a argila. A argila é apenas um dos constituintes da rocha folhelho e necessariamente não pode ser assumida como principal constituinte ou aquele que aparece em maior volume. Este fato descaracteriza a hipótese de semelhança de propriedades física entre a argila e o folhelho. Uma aproximação simples para a estimativa das propriedades físicas da argila foi apresentada por Angelim (2016), que defende a hipótese de que as propriedades físicas da argila quando utilizadas no cálculo da porosidade pelo método densidade neutrônico, podem ser aproximadas pela média dos argilominerais identificados na bacia na qual o poço em análise foi perfurado.

Esta dissertação tem como objetivo apresentar uma aproximação mais realista da porosidade calculada pelo método densidade neutrônico apresentando uma aproximação local, ou seja, não se obtêm os valores reais das propriedades físicas da argila. Esta aproximação faz uma síntese dos dois casos apresentados. Aonde se considera os argilominerais presentes na bacia e o ponto médio dos folhelhos. Para tanto se apresenta um algoritmo genético, do tipo progenitor modificado Barros (2012). Esta dissertação busca

produzir uma aproximação das propriedades físicas da argila considerando uma perspectiva geologicamente realista e uma perspectiva numérica em função do espalhamento e localização da camada de folhelho no gráfico M-N.

A metodologia desenvolvida nesta dissertação é apresentada e discutida utilizando dados sintéticos, de acordo com o modelo petrofísico e dados reais de um poço do campo de namorado na bacia de campos, Brasil.

2 FUNDAMENTOS INICIAIS

2.1 POROSIDADE

Por definição, porosidade é a relação entre o volume dos espaços vazios de uma rocha e o seu volume total, expresso em percentual ou fração Nery (2013). É uma das propriedades petrofísicas mais importantes para a geofísica de poço, e expressa à capacidade de armazenamento de fluido por uma rocha sedimentar.

Para as rochas sedimentares, o valor da porosidade é bastante variado e se classifica em dois tipos: porosidade deposicional, que é inerente a gênese da rocha, e é influenciada pela forma, tamanho e grau de seleção dos grãos minerais, assim como pela compactação das camadas e cimentação dos grãos; porosidade pós-deposicionais, porque ocorrem quando os sedimentos já passaram por processos diagenéticos e se encontram consolidados transformados em rochas (litificação). Neste caso, os principais fatores que controlam este tipo de porosidade são fraturas, falhas e dissolução mineral. Este último fator é mais recorrente nos carbonatos devido à maior instabilidade química do carbonato de cálcio.

A porosidade é uma propriedade muito importante para a Geofísica de Poço, pois além de indicar uma maior concentração de fluido nas rochas, pode ser um dos parâmetros fundamentais que auxiliam na distinção das camadas em uma bacia sedimentar separando as camadas mais porosas das menos porosas. Utilizando-se de técnica sofisticadas de perfilagem dentro de um poço, com auxílio de ferramentas especiais capazes de medir as propriedades físicas das rochas em subsuperfície, é possível obter estimativas de porosidades das camadas.

Dentre as principais ferramentas que medem o grau de porosidade das camadas estão às ferramentas, Sônica, Densidade e de Porosidade-Neutrônica, cada qual com o seu princípio de medição das propriedades física das rochas. Contudo, visando a reduzir custos e o tempo na perfilagem, estas ferramentas podem ser acopladas juntas em uma única sonda, que é introduzida em um poço para realizar as medidas.

Ao final, cada ferramenta gera um perfil de poço denominados perfis de porosidade que podem ser interpretados de maneira independentes para estimar os intervalos das camadas. Assim, nas camadas em que os registros acusarem maior porosidade pode ser atribuído às rochas reservatórios, por terem menor densidade volumétrica dos seus minerais por centímetros cúbicos e, conseqüentemente, maior concentração de espaços vazios ou

preenchidos com fluidos, logo, as de maior densidade volumétrica podem ser atribuídos as camadas de rochas selantes ou ao folhelho.

A ferramenta Sônica, por exemplo, que utilizada como princípio a propagação de ondas mecânicas nas camadas, proporciona resultados satisfatórios quanto a estimativa da porosidade das camadas, desde que sejam feitas correções para minimizar os efeitos da porosidade secundária ou pós-deposicional, assim como o efeito da matriz e da argila, devido esta última ter menor densidade em relação à matriz.

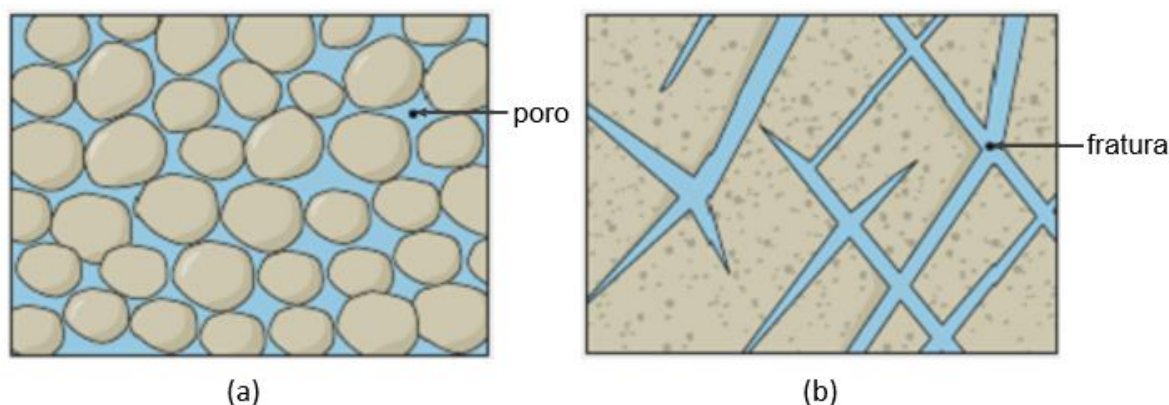


Figura 2.1: Representação de dois tipos de porosidades em uma rocha sedimentar: (a) porosidade primária ou deposicional; (b) porosidade secundária ou pós-deposicional. Fonte: Do autor.

2.2 FOLHELHOS

Os folhelhos são rochas sedimentares de granulação predominantemente fina de tamanho argila, que apresentam estratificações plano-paralelos formando finas camadas foliáveis e, com alto teor de argila em sua composição.

São originadas a partir de sedimentos das rochas preexistentes expostas a superfície e que sofreram atuação do intemperismo químico ao longo do tempo. Suas composições são bastante variadas, dependentes das rochas fontes e do ambiente deposicional. No processo de formação inicial, os detritos e resíduos químicos resultantes das transformações causadas pelo intemperismo das rochas afloradas são carregados por meio dos agentes de transportes (água, vento e gelo) até locais mais baixos e planos da crosta continental e fundos dos oceanos. A continuidade desse processo faz com que esses sedimentos sejam sucessivamente recobertos por outros mais novos, originando grandes depósitos sedimentares com sucessivas camadas de origens, idades e granulometrias diversas, e estes são denominados de bacias sedimentares.

Este acúmulo de sedimentos resulta no aumento da espessura da bacia, causando uma sobrecarga sedimentar no local, afundamento das camadas e, conseqüentemente, aumento da pressão e temperatura sobre os sedimentos mais antigos. A ocorrência do aumento da pressão e temperatura com a profundidade é fundamental e determinante para que os processos diagenéticos ocorram, dentre os quais a compactação, dissolução, cimentação, recristalização, sobre os sedimentos soterrados, sendo eles responsáveis por transformar sedimentos inconsolidados em novas rochas sedimentares.

As bacias são grandes depressões nas crostas oceânicas e continentais preenchidas por sedimentos diversos formando camadas, e podem ter formas, extensões e profundidades variadas. Em profundidade, por exemplo, considerando-se o gradiente geotérmico na direção do centro do planeta, suas camadas podem variar quanto a espessura, granulometria, constituição e idade, influenciados por fatores como período geológico de deposição, tipos de sedimentos e de possíveis eventos geológicos isolados como tempestades, erosão, enchentes e outros, ocorridos durante sua formação.

Considerando-se uma ordem direta de deposição das camadas, sem a ação de fatores externos, as mais jovens serão as que foram depositadas por último, por isso, deduz-se que elas estão a menores profundidades em relação as outras. E, as camadas mais antigas são as que foram depositadas no início da formação da bacia e, portanto, estima-se que elas se localizem a maiores profundidades. Contudo, essa ordem de idade e profundidade das camadas pode se inverter caso eventos geológicos (dobras, falhas inversas e outros) ocorram no interior destas bacias.

Durante o preenchimento da bacia por sedimentos, os agentes de transportes atuam na seleção e acomodação em camadas dos grãos minerais e partículas sedimentares dos sedimentos carreados da fonte. Dessa forma, os materiais são precipitados de acordos com o tamanho dos grãos ou partículas em relação à energia do transporte atuante. Assim, os grãos e partículas maiores e mais pesados serão os primeiros a serem depositados, quanto à energia do transporte ainda estiver suficientemente alta para carrear as partículas mais pesadas. Já as partículas menores são depositadas por último, quando a energia do transporte estiver suficientemente baixa.

Os folhelhos são formados em ambiente de calmaria e de baixa energia como lagos, regiões de baixa energia da plataforma continental, zonas abissais do fundo oceânico entre outros. As condições desses ambientes propiciam a deposição de materiais muito fino de

tamanho argila e silte, originando depósitos com granulométrica fina e de finas camadas plano paralelas esfoliáveis características dos folhelhos.

Dependendo do ambiente de sua formação, os folhelhos podem ter composições diferenciadas, refletido em suas colorações diversas indo desde tons mais claros ricos em cálcio ou sílica até tons mais escuros como os folhelhos betuminosos. Estes são assim chamados por serem ricos em betume, que é uma mistura escura e viscosa de hidrocarbonetos pesados, atribuído a grandes concentrações de matéria orgânica no seu volume, mas também possui outros compostos como o enxofre, em menores concentrações.

Devido a isso, os folhelhos são rochas sedimentares bastantes visadas e de grande interesse para a geofísica e para a indústria do petróleo, sobretudo por serem considerados como rochas fontes e geradoras de petróleo, caso sejam ricos em matéria orgânica, assim como rochas capeadoras ou selantes, pelas suas características impermeáveis, ideal para formar armadilhas que aprisionam o petróleo no interior das rochas reservatórios (arenitos, calcários e dolomitos) formando acúmulos de hidrocarbonetos economicamente viáveis de serem explorados.

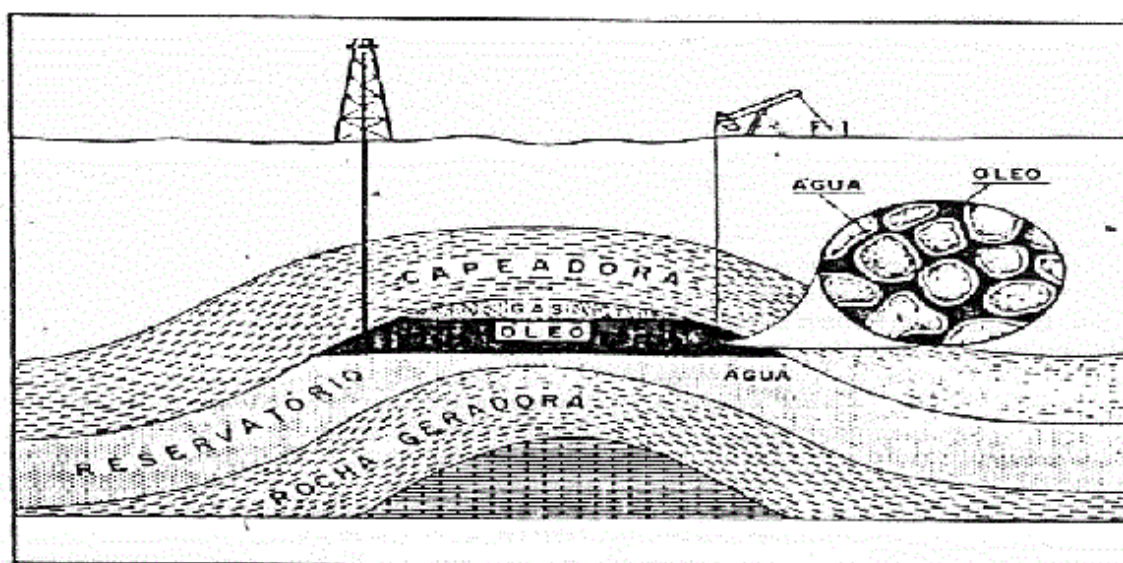


Figura 2.2: Folhelho funcionando como rocha capeadora ou selante. Fonte: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAeh6YAH/geologia>.

2.2.1 Argilas

As argilas são sedimentos de granulação muito fina que são os principais constituintes dos folhelhos. Originam-se a partir do resultado do intemperismo e erosão de

rochas preexistentes expostas à superfície, logo, suas composições e propriedades físicas são variadas, e ocorrem de acordo com os tipos de rochas degradadas.

Durante o intemperismo as alterações químicas e mineralógicas degradam as rochas e os seus resíduos são carreados por meio dos agentes de transporte até locais mais estáveis das crostas continentais e oceânicas, formando grandes depósitos sedimentares (bacias sedimentares).

Quando depositados, estes sedimentos são soterrados por outros mais novos formando camadas. Isso aumenta a sobrecarga sedimentar, a espessura da bacia e, conseqüentemente, a pressão e temperatura com a profundidade. Isto favorece a diagênese dos sedimentos, que são litificados dando origem a novas rochas, porém com as mesmas características mineralógicas e composicionais dos resíduos transportados além do surgimento de outros minerais durante a recristalização de alguns minerais preexistente nos sedimentos.

As argilas são partes composicionais das rochas sedimentares, porém, os folhelhos e os argilitos são as que têm maiores proporções volumétricas desses sedimentos de granulação fina de tamanho argila e silte que foram litificados, por isso, essas rochas são denominadas rochas pelíticas devido a fração argilosa presente nelas. Contudo, apesar da similaridade na composição destas rochas, os folhelhos apresentam estratificações plano paralelo acentuado e bem definido, enquanto que os argilitos apresentam pouca ou praticamente nenhuma estratificação.

As argilas são compostas, basicamente, por uma fração mineral, com estrutura cristalina definida, e granulometria com tamanho $< 2 \mu\text{m}$, e uma outra fração argilomineral, que compreende a maior parte do volume da argila e que, diferentemente da fração mineral, não possui estrutura cristalina (amorfo), entretanto, sua estrutura é em forma de “folhas” sobrepostas formando finas camadas constituídas por silicatos hidratados de alumínio ou ferro, denominados filossilicatos ou também de minerais de argila.

Essa diferença faz com que cada constituinte da argila apresente respostas diferentes às propriedades físicas das camadas. Os argilominerais, por exemplo, dependendo do elemento predominante em sua composição, podem apresentar expansividades variadas, devido à quantidade de água que pode ser absorvida pelas camadas sobrepostas dos argilominerais. Este acúmulo de água pode alterar o valor do registro das propriedades físicas das camadas, assim como surgir alterações na estimativa da argilosidade das rochas reservatórios medidas pelas ferramentas de perfilagem.

A associação das argilas as rochas sedimentares têm grande relevância para a geofísica, sobretudo para a Geofísica de Poço, devido ao comportamento anômalo que as argilas apresentam nos resultados obtidos em medidas de perfilagem de poço feitas por algumas ferramentas de perfilagem (perfis de porosidade). Por isso, estudos têm sido desenvolvidos a fim de entender esse comportamento das argilas nas formações sedimentares, principalmente em camadas de rochas reservatório, onde eles apontam alterações nos resultados dos registros influenciados pela presença das argilas (argilosidade).

Nas ferramentas de porosidade neutrônica, por exemplo, o alto teor de argila em uma camada pode produzir um maior valor de porosidade na aquela profundidade. Devido à presença de água na constituição das argilas e consequentemente maior concentração de hidrogênio, que é o elemento químico de maior poder de interação com os nêutrons rápidos emitidos por essa ferramenta.

- **Argilominerais**

Os argilominerais são sedimentos inorgânicos que fazem parte da composição das argilas, por isso, são também chamados minerais de argila ou minerais argilosos. Sua formação acontece a partir da transformação por processos químicos (intemperismo) de minerais preexistentes em rochas expostas a superfície e que foram intemperizadas.

Diferentemente dos minerais, os argilominerais não possuem estrutura cristalina definida, por isso, são considerados como amorfos (ausência de forma cristalina), porém tem uma estrutura interna plano paralelo em forma de folhas, formando camadas sobrepostas compostas por silicatos hidratados sendo, assim, denominados filossilicatos.

Existem diversos tipos de argilominerais, dos quais os mais conhecidos são a caulinita, illita, clorita, montmorilonita entre outros, que são diferenciados sob alguns aspectos tais como: suas composições, de acordo com o mineral que o originou; suas estruturas internas básicas, pois os argilominerais são formados por lâminas tetraédricas de silício, alternados as lâminas octaédricas de alumínio; e suas expansividades, onde cada tipo de argilomineral tem um comportamento particular quanto à retenção de água (água estrutural) em suas estruturas.

Estes fatores são muito importantes na identificação dos argilominerais e suas propriedades. Assim, levando-se em consideração as suas expansividades, os mais expansivos como as esmectitas, por exemplo, absorvem maiores quantidades de água na camada tornando-a mais hidratada e isso pode alterar os valores dos registros nas

ferramentas de perfilagem, sendo necessária a compensação dessas alterações (efeito da argilosidade) nos perfis posteriormente.

Por isso, em estudos de reservatórios, que utilizam técnicas de perfilagem dentro de um poço, é fundamental se ter conhecimento prévio do argilomineral predominante nas camadas de interesse ou a sua vizinhança, a fim de se fazer um cálculo mais realista das porosidades do reservatório para no final estimar o volume de óleo contido no reservatório.

2.3 SATURAÇÃO DE FLUIDO

A saturação de fluido é uma propriedade petrofísica muito importante para a qualificação de um reservatório. É responsável por caracterizar uma rocha reservatório como reservatório. Sua definição leva em consideração a coexistência dos fluidos água e hidrocarboneto na porção fluida de uma rocha reservatório, ou seja, ao volume correspondente ao poro.

Assim, segundo um modelo petrofísico de rocha simplificado e constituído basicamente de matriz e poro, a saturação de fluido é a fração do volume do poro de uma rocha ocupado pelos fluidos (água e óleo), em que a soma das saturações de água (S_w) e óleo (S_o) compreendem ao volume total (1 ou 100%) do poro, como mostrado a baixo onde apenas a parte correspondente ao poro está destacado.

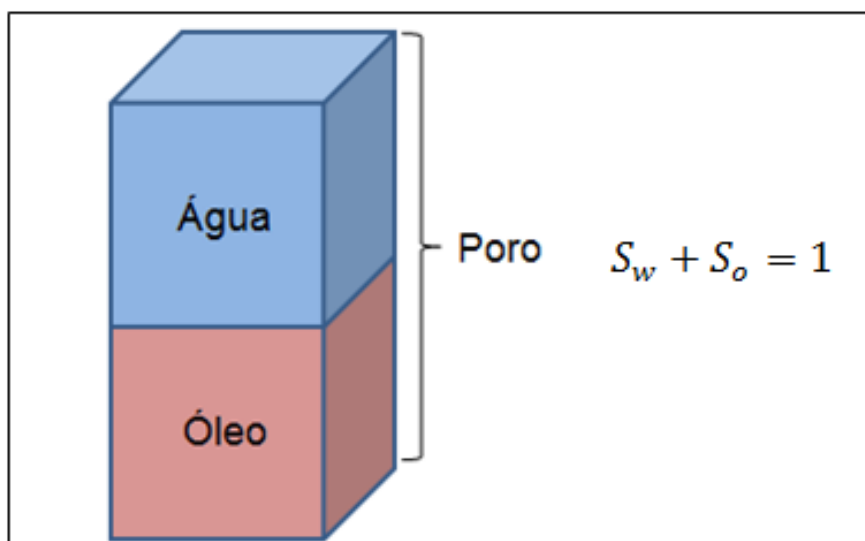


Figura 2.3: Saturação de fluido em uma rocha reservatório, onde somente o poro encontra-se destacado. Fonte: Do autor.

2.4 MODELO PETROFÍSICO DE ROCHA

Para esta dissertação consideramos um modelo de rocha sedimentar constituído por matriz, poro e argila. Devido à complexidade em relação à constituição, anisotropia e geometria complexa das rochas sedimentares no seu ambiente de formação (ambiente heterogêneo), o modelo considerado possui características isotrópicas para melhor compreensão de cada um de seus volumes, bem como das suas propriedades físicas. Assim, o volume total do modelo de rocha passa a ser medido a partir dos volumes da matriz, fluido e argila (figura 2.4).

Este modelo é perfeitamente aplicável às rochas reservatórios de hidrocarbonetos e serve como referência aos perfis de porosidade, os quais são regidos pela seguinte equação geral dos perfis de porosidade,

$$p = \phi p_w + V_{sh} p_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) p_m. \quad (2.1)$$

Nesta equação, p é um perfil de porosidade (densidade, sônico ou porosidade neutrônica), V_{sh} é a argilosidade e ϕ é a porosidade da rocha. Já os parâmetros p_{sh} e p_m são as propriedades físicas da argila e da matriz, respectivamente, para cada perfil de porosidade. Esta equação será analisada, detalhadamente, mais adiante de acordo com os parâmetros de cada perfil, no tópico “perfis de porosidade”.

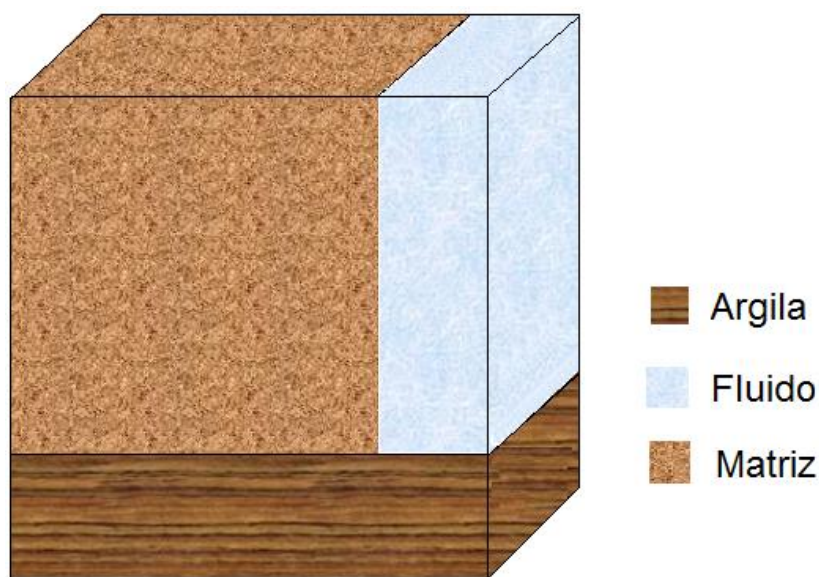


Figura 2.4: Modelo petrofísico para a rocha reservatório. Fonte: Do autor.

3 PERFIS DE POÇO

O termo perfilagem de poço é uma tradução do francês de *carottage électrique* que em português significa medição elétrica, e compreende uma técnica de prospecção geofísica criada em 1927. Uma tradução menos literal pode ser “um registro das características das formações rochosas atravessadas por um dispositivo de medição na trajetória de um poço” Ellis (2008).

No início, a perfilagem de poço era utilizada para a correlação de padrões semelhantes de condutividade elétrica de um poço para outro. E à medida que as técnicas de medição melhoraram e multiplicaram, as aplicações começaram a ser direcionadas para a avaliação quantitativa de hidrocarbonetos nas formações.

Atualmente, após diversas adaptações e aprimoramento das técnicas, a perfilagem de poço compreende ao conjunto de técnicas e métodos operacionais envolvidos na aquisição das medidas das propriedades físicas das rochas no interior de um poço. O resultado final da operação de perfilagem é denominado de perfil de poço, que é uma representação gráfica dos registros das variações das propriedades físicas das rochas com a profundidade, feitos na trajetória de um poço.

Para a obtenção destes registros são utilizadas ferramentas especiais que medem uma única propriedade física da rocha que posteriormente será utilizado para construir a curva ou perfil. Porém, é possível se obter diversas propriedades físicas das rochas em uma mesma medida, fazendo o acoplamento de diversas ferramentas formando apenas uma, descrita como sonda. Isso permite a redução do custo e do tempo gasto com as perfilagens.

Após a obtenção dos registros, a próxima etapa compreende a avaliação de formação que é o conjunto de técnicas de processamento e interpretação das propriedades físicas das rochas da vizinhança do poço. Esta interpretação pode ser realizada usando formulas estabelecidas, como as de Archie Ellis (2008), por exemplo, sofisticadas rotinas de computador ou mesmo a mão.

Esta etapa da perfilagem de poço é fundamental para produzir a qualificação do reservatório e determinar se um poço é produtor ou seco.

3.1 PERFIS DE POROSIDADE

Perfis de porosidade designam um conjunto de três perfis de poços que indicam a variação das medidas das propriedades físicas das rochas com a profundidade, e são utilizados para o cálculo da porosidade das camadas na trajetória de um poço. Dois desses perfis - Densidade, Porosidade neutrônico - são nucleares, ou seja, possui ferramentas com fonte radioativa (Raios Gama), já o terceiro é um perfil acústico - Perfil Sônico - e utiliza o princípio da propagação de ondas mecânicas através das camadas de rocha para produzir os dados nos receptores da ferramenta.

Para o cálculo da porosidade alguns pontos devem ser levados em consideração a fim de facilita-lo. Então, como o cálculo não é feito de maneira direta pelas ferramentas, além dos registros dos perfis é necessário também se ter informações sobre a litologia e fluidos que ocupam os poros da rocha. Para isso, devemos considerar um modelo petrofísico de rocha constituído basicamente de matriz, poro e argila (figura 2.4), e que em um volume unitário deste modelo, a porosidade represente o volume de fluido. Podemos escrever as equações dos perfis de porosidades como sendo,

$$\Delta t = \phi \Delta t_w + V_{sh} \Delta t_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \Delta t_M, \quad (3.2)$$

$$\rho_b = \phi \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \rho_M, \quad (3.3)$$

$$\phi_n = (\phi) \phi_w + V_{sh} \phi_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \phi_M. \quad (3.4)$$

Nas equações a cima, os parâmetros Δt , ρ_b e ϕ_n correspondem, respectivamente, aos perfis sônico, densidade e porosidade neutrônico; Δt_w , ρ_w , ϕ_w correspondem ao tempo de trânsito, densidade e porosidade neutrônica da água; Δt_{sh} , ρ_{sh} , ϕ_{sh} correspondem ao tempo de trânsito, densidade e porosidade neutrônica do folhelho; V_{sh} é o volume de argila ou argilosidade, ϕ é a porosidade da rocha e Δt_M , ρ_M , ϕ_M é o tempo de trânsito, densidade e porosidade neutrônica da matriz.

3.1.1 Perfil de densidade

O perfil de Densidade é um perfil de porosidade utilizado para calcular continuamente as variações de densidades das camadas com a profundidade Nery (2013). A

ferramenta utilizada por este perfil possui uma fonte radioativa de Raios Gama que quando emitidos na formação colidem com elétrons dos átomos da formação.

À medida que os raios gama atravessam a formação, há sucessivas colisões dos mesmos com elétrons do meio ocorrendo, assim, perda de energia pelo fóton. A probabilidade de ocorrência dessas colisões é conhecida como *seção de choque* (*cross section*) e tem por unidade o Barn = 10^{-24} cm, ou seja, quanto maior a seção de choque, ou quanto maior o diâmetro aparente de um núcleo a ser atingido, maior a probabilidade de uma interação se realizar.

No momento das interações três situações podem acontecer: (a) o *efeito de Produção de Par* - onde o fóton pode ser absorvido e produzido um par elétron-pósitron – essa interação requer uma radiação gama de alto nível energético; (b) o *efeito Fotoelétrico* – nele o fóton pode ser absorvido por um elétron deslocando-o de sua orbita normal – essa interação, a princípio ocorre com radiação com nível energético menor que 0,5 MeV e (c) o *efeito Compton* – nele os raios gama ao se chocarem com os elétrons, sofrem um desvio cedendo parte de sua energia cinética ao elétron. O efeito Compton é o tipo de interação mais importante entre o raio gama e a rocha para o perfil de Densidade, por utilizar uma fonte radioativa dentro de um nível energético exigido pela ferramenta para que a medida seja realizada.

O efeito Compton é diretamente proporcional ao número de elétrons por unidade de volume (densidade eletrônica) e este, por sua vez, é proporcional de densidade da formação, portanto, inversamente proporcional a sua porosidade.

A utilização do perfil de densidade carece de algumas providências operacionais para minimizar os erros de registros: utilizar um nível energético compatível para prevalecer o *efeito Compton*; blindar o detector para evitar o efeito foto elétrico.

Os perfis neutrônicos (densidade e porosidade neutrônico) mostram alta porosidade diante de formações argilosas devido à alta concentração de hidrogênio na água contida nas argilas, seja na forma livre ou contido em seus poros. Assim, torna-se necessário calibrar a ferramenta para litologias heterogêneas com presença de argilas ou hidrocarboneto. Ou seja, para litologias limpas e homogêneas, o valor da densidade medido pela ferramenta (ρ) é igual à densidade total ou aparente (ρ_B) da formação medida em laboratório ($\rho = \rho_B$), porém, em litologias heterogêneas a densidade ρ difere de ρ_B , sendo necessária uma correção das leituras.

Para a calibração recomenda-se calibrar a ferramenta em uma rocha de matriz conhecida (arenito, calcário ou dolomito), de acordo com a matriz mais compatível para a referida medida, devendo esta matriz também estar saturada com água doce.

Caso seja o calcário a matriz escolhida para se fazer a calibração da ferramenta para o perfil de densidade, a equação de calibração será:

$$\rho_{densidade} = 1,0704 \rho_e - 0,1883, \quad (3.5)$$

em que ρ_e é a densidade eletrônica da matriz escolhida. Para este caso, o registro do perfil passa a seguir as condições estabelecidas (calcário com água doce). Logo, correções compatíveis devem ser realizadas para o uso em outras litologias Nery (2013).

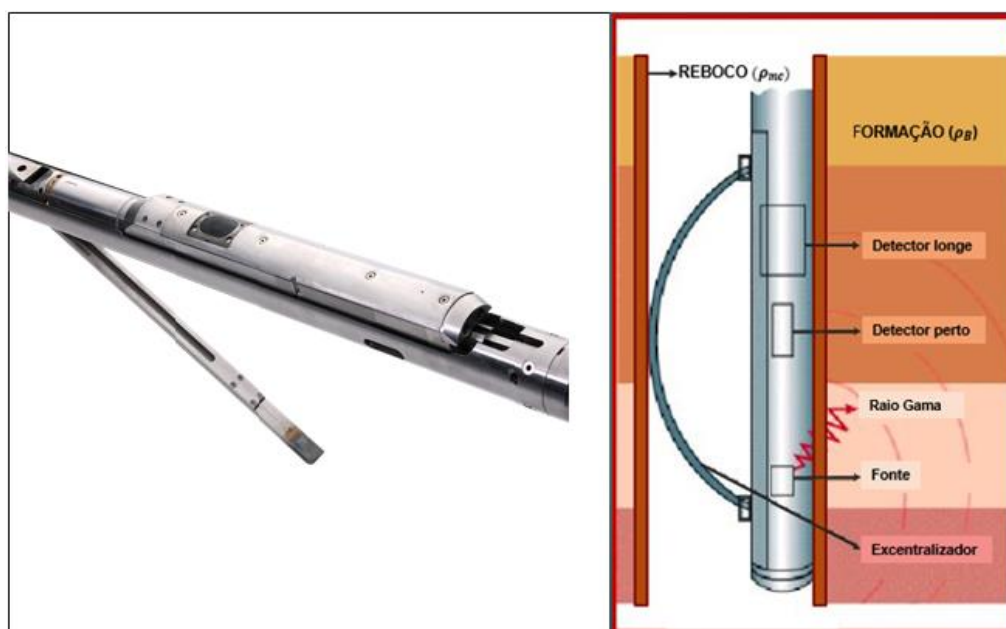


Figura 3.5: Ferramenta de densidade: com imagem real à esquerda e imagem representativa à direita. Fonte: Do autor.

3.1.2 Perfil de porosidade neutrônica

Os perfis de Porosidade Neutrônica são subdivididos em quatro perfis neutrônicos que se distinguem pelo método utilizado na detecção dos neutros. Alguns deles já se encontram obsoletos, porém o estudo do seu princípio ajuda a entender o funcionamento dos demais Nery (2013).

Os neutros são partículas destituídas de carga elétricas (não ionizáveis), por isso, podem penetrar profundamente na matéria interagindo diretamente com os núcleos dos

átomos que compõem as rochas, sofrendo interações elásticas e inelásticas. Estes elementos não existem de forma livre na natureza, logo, são emitidos artificialmente de forma induzida pelas ferramentas neutrônicas.

Diferentemente do perfil de Raio Gama, que detecta a radioatividade natural das rochas, os perfis neutrônicos medem a radioatividade induzida artificialmente nas rochas, pelo bombardeio de nêutrons de alta energia e velocidade (nêutrons rápidos) que interagem com os átomos das rochas.

Simplificadamente, essa interação acontece preferencialmente com o núcleo dos átomos de hidrogênio Luthi (2001), por eles possuírem massas praticamente idênticas as dos neutros. E, devido o hidrogênio estar essencialmente associado a constituição dos fluidos presentes nas rochas (água e hidrocarboneto), considera-se que a concentração desse elemento nas rochas interfere diretamente no valor do perfil de porosidade medido pela ferramenta neutrônica.

Assim, camadas reservatórios, por exemplo, contendo água e/ ou hidrocarboneto, podem indicar um aumento no perfil de porosidade neutrônica. Do mesmo modo, a alta argilosidade das rochas selantes (folhelho), também indicam um aumento no perfil neutrônico. No entanto, o grau de interferências desses elementos (argilas e hidrocarboneto) no valor da porosidade, depende da proporção que estes se encontram em cada camada.

Isso porque, a concentração do hidrogênio constituinte nas camadas selante (argilas) e nas rochas reservatório (água e/ ou hidrocarboneto) permitem um maior número de interações dos neutros induzidos com o núcleo desse elemento.

O princípio ferramental das ferramentas dos perfis neutrônicos, consiste em uma fonte de nêutrons e de um ou mais detectores. Foram as primeiras ferramentas nucleares a serem utilizadas para se obter uma estimativa direta da porosidade da formação adjacente a um poço perfurado. Um modelo mais simplificado das ferramentas neutrônicas contém uma fonte de nêutrons rápidos (energia maior que 0,1 MeV) e de dois detectores de nêutrons epitermais (intervalo da energia de 0,025 MeV a 0,1 MeV).

Esta ferramenta, assim a anterior, carece de calibração para litologias com presença de argilas ou hidrocarbonetos, devido a alta concentração de hidrogênio inerentes a estas formações. No entanto, a calibração da ferramenta de porosidade neutrônica é realizada em termos da ferramenta de densidade em uma rocha calcário padrão. Isso se faz necessário para que o resultado do perfil porosidade neutrônico esteja no padrão API. A equação de calibração para a ferramenta de porosidade neutrônica é escrita como:

$$\phi_N = 1,5848 - 0,585\rho, \quad (3.6)$$

onde ρ é o parâmetro referente ao perfil de densidade. A utilização da equação 3.4 do perfil de porosidade neutrônico só será possível em termos desta calibração.

3.1.3 Perfil sônico

Este perfil utiliza o princípio da propagação de ondas acústicas compressionais através das formações, para obter os registros das variações dos tempos de trânsitos das camadas atravessadas por um poço a medida que a profundidade aumenta, e assim, estimar os valores de porosidades para cada camada.

A física do problema referente ao perfil sônico envolve a lei de propagação de ondas mecânicas compressionais estudada na física e nas engenharias, que diz que o tempo de propagação de uma onda sonora varia de acordo com o material o qual se propaga, sendo mais rápido nos sólidos e mais lento nos líquidos e gases. Esta variação no tempo de propagação se dá devido a esses meios apresentarem densidades diferentes, logo, os mais densos têm menor tempo de propagação que os menos densos.

A ferramenta sônica, baseada nesse princípio, é composta basicamente por transmissores e receptores que são transdutores feitos de cristal, cerâmica ou bobinas magnéticas. O fato de serem transdutores possibilita que um transmissor produza uma deformação mecânica a partir da fonte, produzindo ondas mecânicas através de estímulos elétricos; e os receptores produzam sinais elétricos a partir de uma deformação mecânica recebida (ondas compressionais). O modelo mais simplificado da ferramenta sônica é formado por um transmissor (T) de frequência constante, e dois receptores (R_1 e R_2) posicionados com distâncias fixas predeterminadas na ferramenta (figura 6).

A medida de tempo de trânsito (Δt) obtido das camadas corresponde à distância (d) da figura 6, determinado pela subtração de um tempo T_1 (tempo de propagação da onda a partir da fonte T até o receptor R_2) de um tempo T_2 (tempo de propagação da onda a partir da fonte T até o receptor R_1).

A medida do tempo de trânsito pela ferramenta sônica pode ser afetada por alguns fatores como fraturas ou falhas presentes na formação que geram descontinuidade nas camadas dificultando a propagação da onda mecânica; desmoronamentos na parede do poço que descentralizam a ferramenta, pois se altera os valores das distâncias (a), (c) e (e) (figura 3.6) que conseqüentemente altera o valor do tempo de propagação entre fonte e receptor;

presença do reboco na parede do poço que pode influenciar no tempo de propagação da onda durante a refração nas camadas adjacente ao poço. Os fatores referentes à ferramenta e ao reboco necessitam ser compensado no processo de perfilagem a fim se gerar um perfil de poço mais realista.

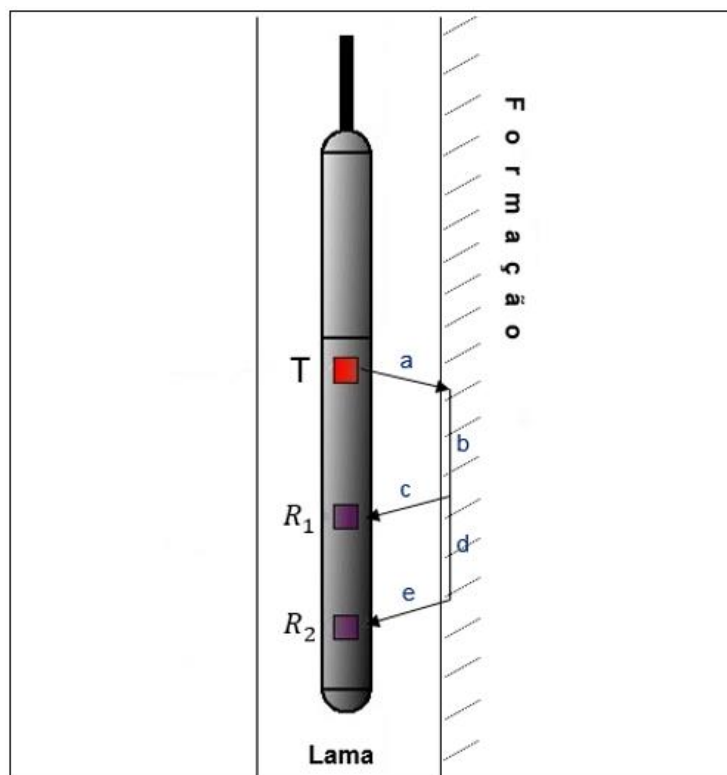


Figura 3.6: Imagem representativa da ferramenta sônica dentro de um poço. Fonte: Do autor.

4 GRÁFICO M-N

O gráfico M-N (Burke et al., 1969) é uma importante ferramenta de identificação litológica para os principais minerais e argilominerais em um determinado trecho de poço perfurado a partir das propriedades físicas do mineral principal. O gráfico M-N (figura 4.7) é construído da relação entre os parâmetros M e N que são resultados da combinação dos três perfis de porosidade (densidade, sônico e porosidade neutrônica). A combinação entre os parâmetros M e N formam pares ordenados que descrevem a localização dos principais minerais e argilominerais.

A tabela a baixo descreve as composições e os valores dos pares ordenados (M, N) referente aos principais minerais e argilominerais para o gráfico M-N.

Tabela 4.1: Valores de M e N para os minerais mais comuns e para os argilominerais.

Minerais	Composição	M	N
Quartzo	SiO_2	0.81	0.64
Calcita	CaO_3	0.83	0.56
Dolomita	$CaMg(CO_3)_2$	0.78	0.49
Anidrita	$CaSO_4$	0.70	0.50
Gesso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	1.01	0.30
Argilominerais			
	Ilita	0.6	0.49
	Caulinita	0.6	0.45
	Esmectita	0.6	0.50

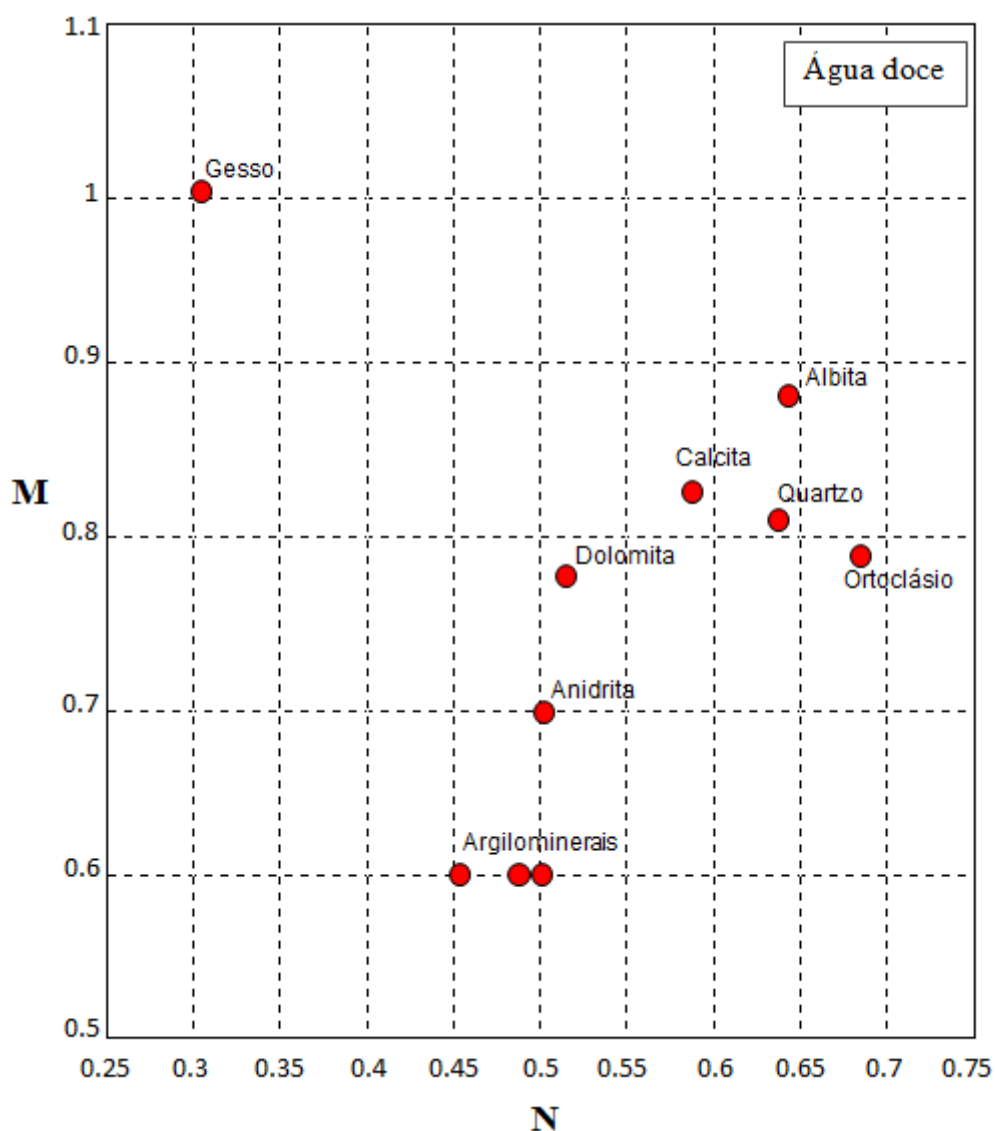


Figura 4.7: Gráfico M-N como uma representação gráfica para as rochas reservatório, em função dos parâmetros M e N. Fonte: Do autor.

4.1 PARÂMETRO N

O parâmetro N é formado a partir da combinação do perfil de densidade e do perfil de porosidade neutrônica. Ele é a cotangente do ângulo de inclinação da reta da porosidade (figura 4.8), onde $(\rho_{\omega}, \phi_{\omega})$ e (ρ_b, ϕ_N) representam, respectivamente, no gráfico densidade-neutrônico o ponto da água e o ponto de matriz, assim,

$$N = \frac{\phi_N - \phi_{\omega}}{\rho_b - \rho_{\omega}}. \quad (4.7)$$

Na equação 4.7, ϕ_w e ϕ_N representam a porosidade neutrônica da água e da matriz; ρ_w e ρ_b são as densidades da água e do mineral principal.

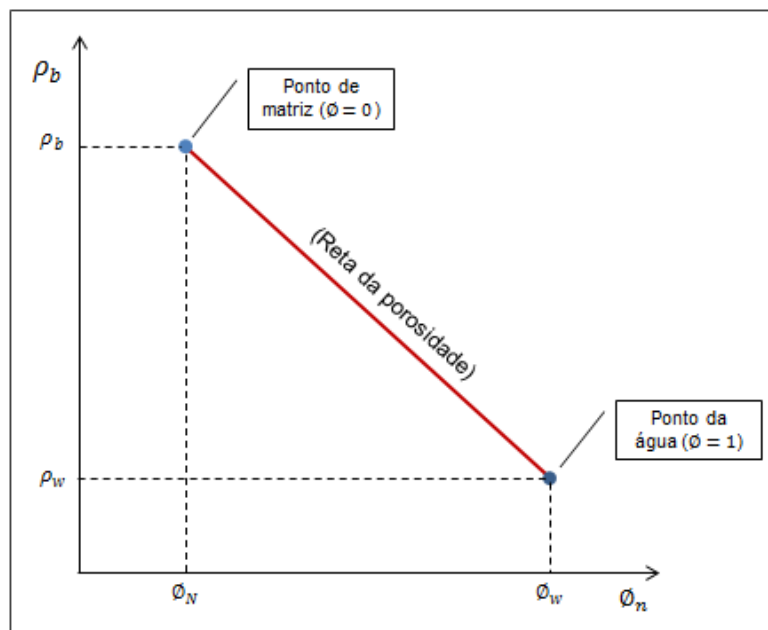


Figura 4.8: Gráfico densidade-neutrônico. Fonte: Do autor.

A figura 4.8 é o plote cruzado dos perfis de densidade e densidade neutrônica, onde o eixo (ρ_b) é correspondente ao perfil de densidade; o eixo (ϕ_n) é correspondente ao perfil de porosidade neutrônica. Nele, o ponto de matriz indica uma rocha composta 100% de matriz ($\phi = 0$) e 0% de porosidade, já no Ponto da Água, se considera que a rocha é 100% porosa e sem nenhuma porcentagem de matriz. A reta da porosidade, na cor *vermelho*, liga os pontos de matriz ao ponto da água.

4.2 PARÂMETRO M

Já o parâmetro M, é definido como a cotangente do ângulo de reta da porosidade do gráfico densidade-sônico, onde, $(\rho_w, \Delta t_w)$ e $(\rho_b, \Delta t)$ indicam, respectivamente, o ponto da água e o ponto da matriz. Assim,

$$M = \frac{\Delta t - \Delta t_w}{\rho_b - \rho_w}. \quad (4.8)$$

Na equação 4.8, Δt_w é o tempo de trânsito da água e Δt é o tempo de trânsito do mineral principal.

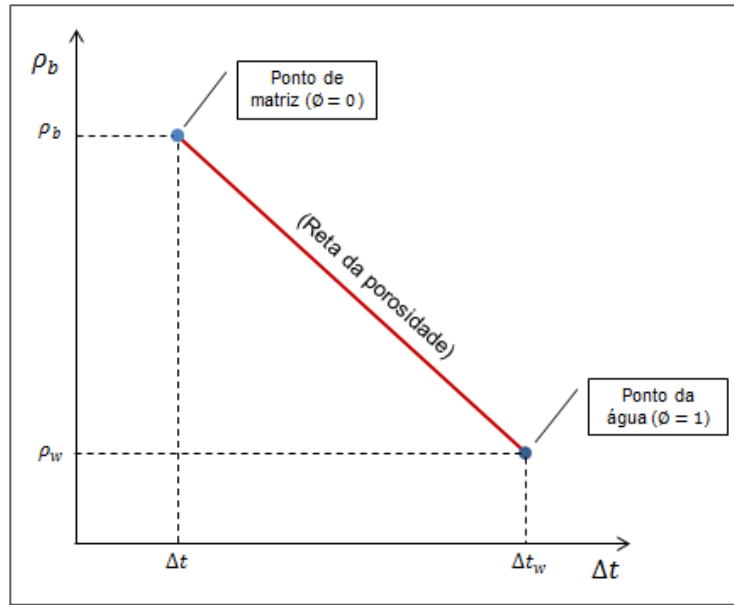


Figura 4.9: Gráfico densidade-sônico. Fonte: Do autor.

A figura 4.9 é correspondente ao plote cruzado dos perfis de densidade e sônico. O perfil sônico é representado pelo eixo (Δt). Assim como no gráfico densidade-neutrônico, o gráfico densidade-sônico tem o ponto de matriz que representa uma rocha com 100% de matriz, e o ponto da água que indica uma rocha 100% porosa, sem matriz na sua constituição. A reta da porosidade liga ambos os pontos. Isto indica que há uma proporção no valor de porosidade sobre esta reta para os dois perfis.

4.3 AMBIGUIDADE NO GRÁFICO M-N

Dado um par ordenado (N, M) no plano NM não existe uma única tripla ($\rho_b, \phi_N, \Delta t$) que produza esse par (N, M).

$$N = \frac{\phi_N - \phi_w}{\rho_b - \rho_w}, \quad (4.9)$$

$$M = \frac{\Delta t - \Delta t_w}{\rho_b - \rho_w}. \quad (4.10)$$

Assim, para um valor qualquer de ρ_b existe uma dupla $(\emptyset_N, \Delta t)$ que produz (N, M) . Logo, não existe solução única, ou seja, uma única tripla $(\rho_b, \emptyset_N, \Delta t)$ que produza o par (N, M) no gráfico.

5 MÉTODO DENSIDADE-NEUTRÔNICO

O método densidade-neutrônico se utiliza de dois perfis de porosidade (densidade e porosidade neutrônico) e é utilizado, sobretudo, para a estimativa da porosidade em uma rocha reservatório. Para isso, levando-se em consideração o modelo petrofísico de rocha (figura 2.4), tomamos as equações dos dois perfis envolvidos ao método na forma descrita a baixo:

$$\begin{cases} \rho_b = \phi \rho_w + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \rho_M \\ \phi_n = (\phi) \phi_w + V_{sh} \phi_{sh} + (1 - V_{sh} - \phi) \phi_M. \end{cases} \quad (5.11)$$

Partindo do sistema linear a cima, das equações dos perfis de porosidade, a sua solução final é a equação do cálculo da porosidade ou porosidade efetiva da rocha em função de ϕ_D e ϕ_N dada por,

$$\phi_e = \frac{\phi_D \phi_{Nsh} - \phi_N \phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}. \quad (5.12)$$

As variáveis ϕ_D e ϕ_N correspondem, respectivamente, as porosidades aparentes da rocha calculadas pelos perfis de densidade e porosidade neutrônica, de acordo com as equações a baixo:

$$\phi_D = \frac{\rho - \rho_M}{\rho_w - \rho_M}, \quad (5.13)$$

$$\phi_N = \frac{\phi_n - \phi_{nM}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}}. \quad (5.14)$$

Da mesma forma, as variáveis ϕ_{Dsh} e ϕ_{Nsh} correspondem às porosidades aparentes da argila calculadas pelos perfis de densidade e porosidade neutrônico, respectivamente, assim, são descritas abaixo com,

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_M}{\rho_w - \rho_M}, \quad (5.15)$$

$$\phi_{Nsh} = \frac{\phi_{nsh} - \phi_{nM}}{\phi_{nw} - \phi_{nM}} \quad (5.16)$$

Partindo da análise do gráfico densidade-neutrônico (figura 5.10), podemos notar a variação do valor de porosidade em função das porosidades calculadas pelos dois perfis de porosidade (densidade e porosidade neutrônica). De modo que a porosidade varia de zero, para ambos os perfis, localizado na origem (0,0), a qual é atribuído ao ponto de matriz (porosidade igual a zero); até 1 ou 100% de porosidade ao qual atribuímos o ponto da água (1,1), ou seja, uma rocha 100% porosa.

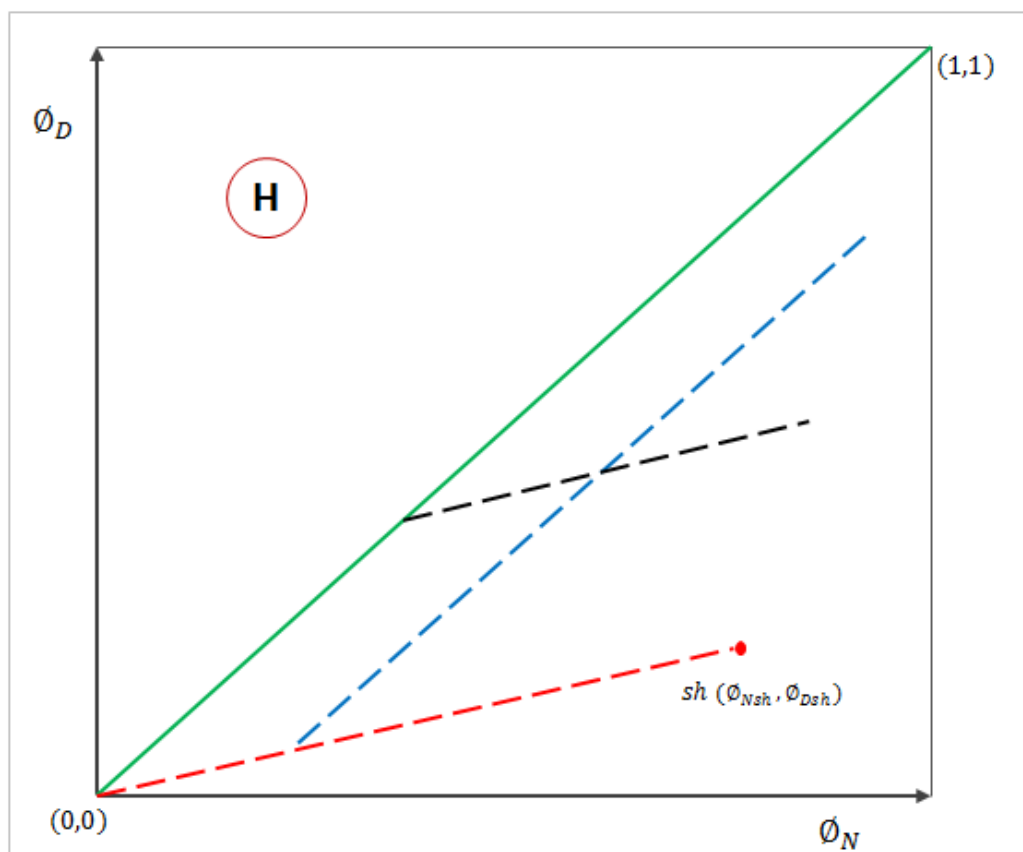


Figura 5.10: Gráfico $\phi_D \times \phi_N$; a letra “H” contida no círculo vermelho indica uma região, afastando-se da bissetriz (reta de cor verde), que contem rochas com concentrações de hidrocarboneto. Fonte: Do autor.

O valor da porosidade aumenta no sentido positivo dos eixos de densidade (ϕ_D) e porosidade neutrônica (ϕ_N), cujos valores são igualmente crescentes sobre a reta bissetriz de cor verde ($\phi_D = \phi_N$) se afastando da origem até ao ponto da água (1,1). Esta reta é também caracterizada como a reta das litologias limpas.

Os pontos que apresentam a mesma porosidade no gráfico estão sobre a reta de cor preto, e são regidos pela equação das *isoporosidades* definida por:

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_N + \phi \left(1 - \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \right). \quad (5.17)$$

A região acima da bissetriz (figura 5.10) corresponde as litologias com concentrações de hidrocarboneto, à medida que mais se afastam da reta das litologias limpas. Em conta partida, a região a baixo da bissetriz, compreende as litologias com maior concentração de argilas, à medida que mais se afastam da reta de litologias limpas. Nesta região está localizada a reta dos folhelhos, na cor *vermelha*, até o ponto da camada de folhelho (ϕ_{Dsh}, ϕ_{Dsh}) . Ou seja, a concentração de argila nas camadas aumenta à medida que um ponto sobre esta reta se afasta da origem ou ponto de matriz, por isso, esta reta pode também ser considerada de porosidade (ϕ_e) nula. A equação correspondente à reta dos folhelhos é expressa por,

$$\phi_D = \frac{\phi_{Dsh}}{\phi_{Nsh}} \phi_N. \quad (5.18)$$

Os pontos com o mesmo valor de argilosidade estão sobre a reta de cor *azul* e são regidos pela equação das *isoargilosidades*, dada por:

$$\phi_D = \phi_N + V_{sh}(\phi_{Dsh} + \phi_{Nsh}), \quad (5.19)$$

em que V_{sh} é o volume de folhelho.

6 ALGORITMOS GENÉTICOS

Os Algoritmos Genéticos são uma classe dos Algoritmos Evolutivos que simulam computacionalmente o processo de crescimento, adaptação e evolução das espécies baseado na teoria biológica da evolução natural das espécies, desenvolvida por Charles Darwin. Nesta teoria, Darwin defende que uma determinada geração de indivíduos de mesma espécie pode gerar, através do cruzamento, descendentes cada vez mais adaptados ao meio, isso devido à necessidade de se adequar as dificuldades que o próprio ambiente oferece.

Esta evolução e adaptação acontecem, principalmente, por meio de mutações genéticas a nível cromossômico durante cruzamentos ou fissões binárias de alguns dos indivíduos progenitores (melhores adaptados), os quais gerarão descendentes mais evoluídos, os quais diante a um processo de seleção natural serão os remanescentes dentre os demais, e assegurarão a permanência de sua espécie.

Do mesmo modo, os algoritmos genéticos fundamentados nesses conceitos biológicos de herança genética e evolução, compondo-se de etapas distintas e bem definidas, busca através de regras de transição probabilísticas, uma melhor otimização (soluções ótimas) de resultados para problemas complexos e de difícil manipulação em relação a métodos que utilizam técnicas tradicionais.

Simplificadamente, a etapa inicial da aplicação do algoritmo genético consiste na criação de uma primeira população com n indivíduos gerados aleatoriamente, onde cada indivíduo (cromossomo) representa uma possível solução para o problema e a população um conjunto de soluções. Em seguida, através do uso de uma função de aptidão, a qual avalia o qual de adaptação de cada indivíduo, é feito o cálculo da aptidão ordenando cada indivíduo de acordo com o seu grau de aptidão e, assim determinar aqueles considerados mais aptos desta primeira geração.

Após isso, a próxima fase consiste no processo de seleção natural aos indivíduos desta primeira geração, aplicando as restrições do meio (função de aptidão) e permitindo, probabilisticamente, que apenas os mais aptos sejam selecionados para formar, por cruzamento ou fissão binária, a geração seguinte. Durante o processo de cruzamento possíveis mutações podem acontecer, sobretudo, devido à necessidade de se criar descendentes cada vez mais adaptados as restrições. A combinação dos fatores (cruzamento e mutação) e a posterior avaliação pela função de aptidão é responsável por criar uma nova população e permitir com que ela seja, conseqüentemente, mais adaptada que a anterior.

Então, com a continuidade do processo, cada nova população é avaliada com as restrições e seleção natural, e os indivíduos mais adaptados são os que possuem maiores probabilidades de se reproduzirem e gerar soluções cada vez melhores e mais realistas. Este processo é repetido até que o algoritmo convirja a um indivíduo que represente a melhor solução (solução ótima) para o problema em questão. O processo descrito à cima está esquematizado passo a passo no fluxograma a seguir (figura 6.11).

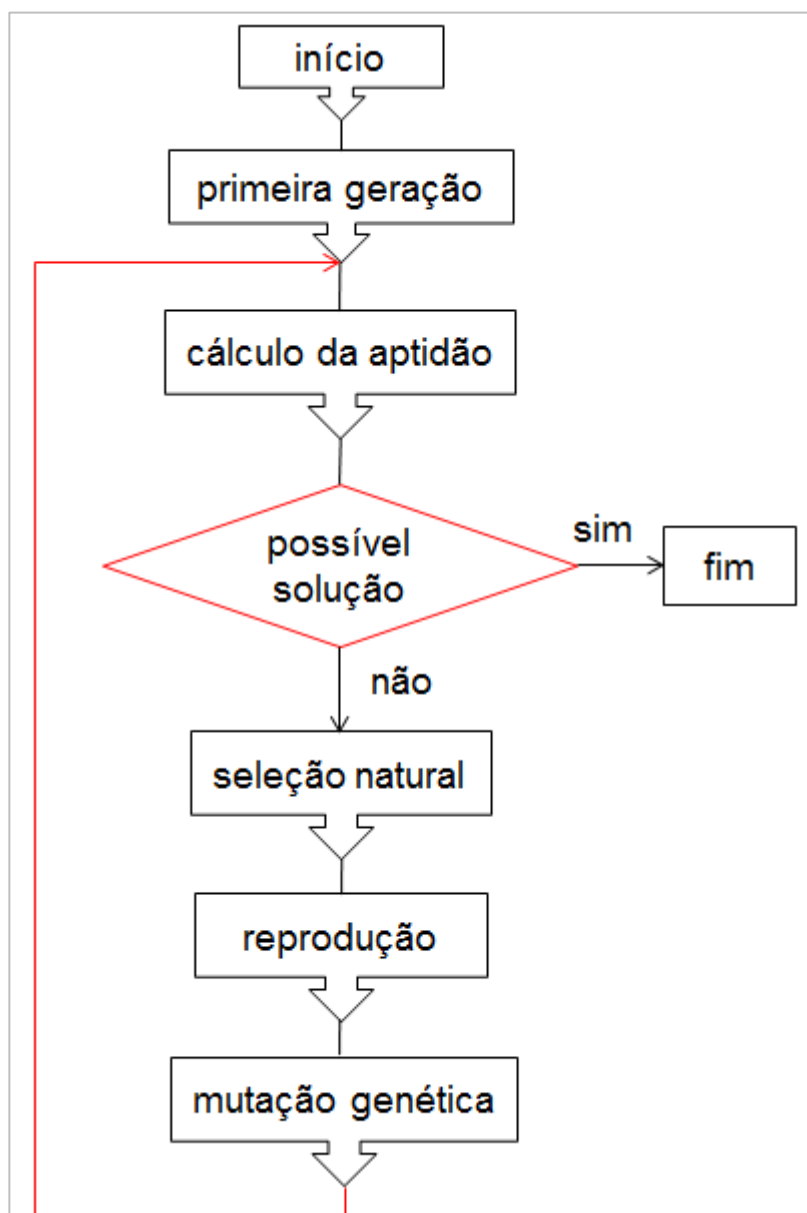


Figura 6.11: Fluxograma esquemático com as etapas do processo de aplicação do algoritmo genético na resolução de problemas complexos. Fonte: Do autor.

Como visto, a reprodução é um processo biológico pelo qual novos indivíduos são produzidos. Contudo, este processo está amplamente agrupado em dois tipos diferente: sexuada e assexuada.

Para esta dissertação, nosso interesse está voltado à reprodução assexuada. Neste caso, um indivíduo isolado cria uma cópia geneticamente similar de si mesmo sem uma contribuição de material genético de outro indivíduo. Bactérias dividem-se assexuadamente via fissão binária. Organismos que se reproduzem através da reprodução assexuada tendem a

multiplicar-se exponencialmente. Contudo, eles dependem de mutações por variações em seu próprio DNA, no entanto, todos os membros dessas espécies têm vulnerabilidades similares. De fato, em ambientes agressivos, apenas os indivíduos adaptados originarão de si mesmo uma nova população mais adaptada.

Com base nisto, os algoritmos genéticos são, poderosas técnicas de pesquisa e otimização estocástica e amplamente aplicáveis, baseadas em princípios da reprodução e na teoria da evolução Holland (1975), (Romero et al., 2001), (Tettamanzi et al., 2001), Tzeng (2004). Eles foram inspirados na biologia, particularmente nesses processos que descrevem o crescimento da população e adaptação ao meio ambiente: herança genética e sobrevivência do mais apto. Atua semelhante ao ciclo evolutivo, onde um grupo de indivíduos ou cromossomos são desenvolvidos através de operador crossover e mutação. Crossover é o principal operador genético, que faz uma mistura de cromossomos originais para gerar uma descendência. Mutação é um operador genético que produz mudanças aleatórias nos cromossomos descendentes.

A população progenitora é de valor real e os cromossomos representam uma possível solução para o problema. Uma nova geração é formada pela ação de operadores genéticos e de acordo com a função aptidão, apenas os melhores cromossomos na geração podem ser reproduzidos. Após várias gerações, o algoritmo converge para o melhor cromossomo, que represente uma solução ótima para o problema.

Dessa forma, o algoritmo genético no modificado pode ser considerado uma alternativa melhor à otimização de problemas, frente a outros métodos estocásticos, devido o mesmo convergir, através de um método numérico, a um valor ótimo e mais realista para um determinado problema e não, considerar como resultado a média dos valores do espaço amostral, como determinado por alguns métodos probabilísticos convencionais. Este algoritmo genético modificado será aplicado mais adiante, onde será analisado o seu desempenho quanto à solução de problemas.

7 METODOLOGIA

O gráfico M-N permite uma análise das propriedades físicas da matriz de forma relativamente independente do tipo e do volume de fluido presente na constituição de uma rocha sedimentar Luthi (2011). Apesar do gráfico M-N ter sido proposto por Burke e seus colegas (Burke, et al., 1969) como uma representação gráfica das rochas reservatório, nesta dissertação estende-se o conceito do gráfico M-N para as rochas selantes e admite-se que as rochas selantes ou os folhelhos sejam convenientemente representados no gráfico M-N.

7.1 ALGORITMO PROGENITOR MODIFICADO

O algoritmo progenitor genético, originalmente apresentado por Barros (2013), tratava da convergência de uma população de elementos filhos gerados por um único progenitor por reprodução assexuada e com ocorrência de mutação, semelhante a reprodução de alguns tipos de fungos; em relação a um ponto fixo do qual não se conhece os seus parâmetros geradores que são representados pelos cromossomos do indivíduo progenitor.

O algoritmo progenitor modificado conserva a heurística da evolução a partir da reprodução dos fungos e apresenta uma modificação na função de ajuste ou de representação do meio ambiente condicionante do processo evolutivo.

No caso geral considere uma região desconhecida do plano cartesiano nas proximidades de dois pontos conhecidos, ponto (A) de coordenadas (x_a, y_a) e (B) de coordenada (x_b, y_b) . O problema trata de identificar um ponto pertencente a região desconhecida tal que satisfaça uma relação entre os pontos A e B.

7.1.2 Estimativa das propriedades físicas do folhelho

Nesta dissertação aplica-se o algoritmo progenitor modificado ao plano do gráfico M-N para a estimativa das propriedades físicas da argila a ser utilizadas para o cálculo da porosidade pelo método densidade neutrônica nas camadas reservatórios adjacentes. Considere como cromossomo fundamental, a tripla $(\rho_b, \phi_N, \Delta t)$ como representativa das propriedades físicas da argila na constituição das camadas selantes e reservatórios em um determinado intervalo perfilado de um poço.

Considerando a interpretação previa dos limites que definem a ocorrência da camada de folhelho pode-se defini-la ou determina-la no gráfico M-N e deste modo tem-se os dois

pontos conhecidos, o primeiro é o centro de gravidade da distribuição de pontos da camada de folhelho no gráfico M-N, este ponto médio (N_{cg}, M_{cg}) é obtido considerando os valores médios dos perfis de densidade, porosidade neutrônica e sônico no intervalo interpretado como sendo a camada de folhelho a ser analisada. É importante observar a coerência geológica entre a camada de folhelho escolhida e as camadas reservatório de onde se busca estimar a porosidade.

Considerando ainda o gráfico M-N, o segundo ponto conhecido é o ponto médio dos argilominerais presentes ou previamente identificados na bacia sedimentar. A qualidade deste ponto depende da qualidade do conhecimento geológico da bacia. Considere ainda que a ausência de argilomineral na formação do ponto médio das argilas é menos danoso que a inclusão de um argilomineral que não ocorre na bacia.

Este algoritmo adota como cromossomo a tripla ($\rho_b, \phi_N, \Delta t$) que é representada através de um ponto no gráfico M-N.

O algoritmo inicia adotando como progenitor inicial os valores de densidade, porosidade neutrônica e sônico médios que geram o ponto do centro de gravidade dos folhelhos.

7.1.3 Geração filho

Cada nova geração é produzida a partir do cromossomo do progenitor identificado na geração anterior, ocorrendo mutação ou alteração genética em todos os filhos. Neste algoritmo o processo de criação de uma nova geração com mutação é simulado, com a associação de uma distribuição pseudoaleatória, do tipo gaussiana a cada elemento do cromossomo do progenitor definido na geração anterior. Neste caso a mutação ocorre em todos os elementos do cromossomo. Para a aplicação no gráfico M-N adota-se a distribuição normal com média igual a propriedade física do progenitor e variância igual a 10% do valor desta propriedade.

7.1.4 Função de aptidão

Na metodologia aqui apresentada admite-se que para efeito do cálculo de valores mais realistas para a porosidade os valores das propriedades físicas da argila gerariam um ponto no gráfico M-N em uma região desconhecida mais que seria distante do ponto do

centro de gravidade do folhelho e próximo do ponto representativo da média dos argilominerais sem, no entanto, se confundir com ele.

A definição da função de aptidão que define o progenitor ou o único indivíduo que dará origem a próxima geração utiliza os conceitos de supremo e ínfimo da teoria dos conjuntos reais e pode ser escrita na forma:

$$PG = SUP(U) \cap INF(Q). \quad (7.20)$$

O progenitor (PG) é o cromossomo formado a partir das propriedades físicas das argilas (ρ_b , ϕ_N , Δt) medidas pelos perfis de porosidade que gera um ponto no plano do gráfico M-N. Este ponto (PG) é a intersecção entre o conjunto (SUP) de U e o conjunto (INF) de Q . O conjunto U é composto pelas maiores distâncias entre os pontos do gráfico M-N produzidos por cada elemento da geração filho e o ponto médio do folhelho. O conjunto Q é formado pelas menores distâncias entre os pontos produzidos por cada elemento da geração filho e o ponto médio dos argilominerais.

Assim, levando em consideração o total de elementos que formam o conjunto U , temos que o (SUP) de U corresponde ao elemento de menor distância, desse conjunto U à média do folhelho. E, considerando o total de elementos que formam o conjunto Q , temos que o (INF) de Q corresponde ao elemento de maior distância, desse conjunto Q à média dos argilominerais. Dessa forma, a intersecção entre o (SUP) de U e o (INF) de Q dará origem ao progenitor final (PG).

Pode eventualmente, ocorrer duas situações. No primeiro caso pode ocorrer que o progenitor seja representado por um conjunto vazio, neste caso uma nova geração é produzida a partir do progenitor anterior. Nos nossos exemplos bastou uma segunda geração para evitar a solução como conjunto vazio. O segundo caso é quando o conjunto progenitor possui mais de um elemento. Neste caso adota-se como progenitor para a próxima geração o primeiro elemento do conjunto progenitor.

Informações adicionais referente as definições de supremo e ínfimo estão contidas no apêndice C desta dissertação.

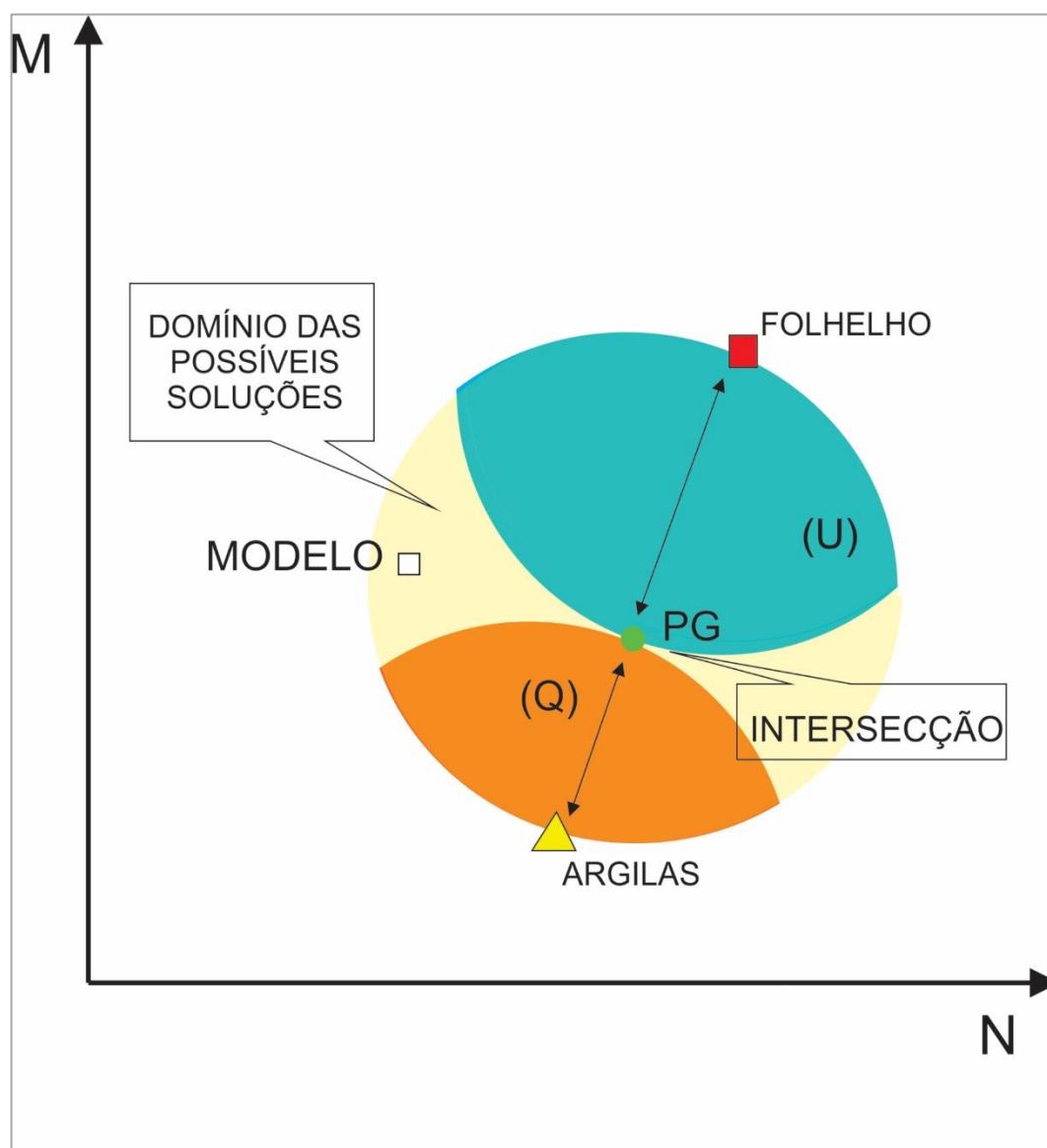


Figura 7.12: Aproximação para o progenitor genético final (PG) pelo cálculo da função de aptidão. Fonte: Do autor.

7.1.5 Progenitor final

Este procedimento é repetido até que se obtenha a diferença entre o progenitor atual e o progenitor anterior menor que $10^{(-5)}$. Nesta situação o progenitor mais novo é assumido como progenitor final e o seu cromossomo como a estimativa das propriedades físicas da argila para efeito do cálculo da porosidade pelo método densidade neutrônica.

Certamente não se busca aproximar o ponto representativo da argila no gráfico M-N que é desconhecido, muito menos as suas propriedades físicas. Busca-se valores realistas

para a densidade a porosidade neutrônica e o tempo de trânsito que resultem valores realistas da porosidade.

Este é um problema do tipo com infinitas soluções, assim, contenta-se com um valor que satisfaça a função de aptidão, que certamente não a melhor aproximação para as propriedades desconhecidas da argila, mas que promovem valores de porosidade mais realista.

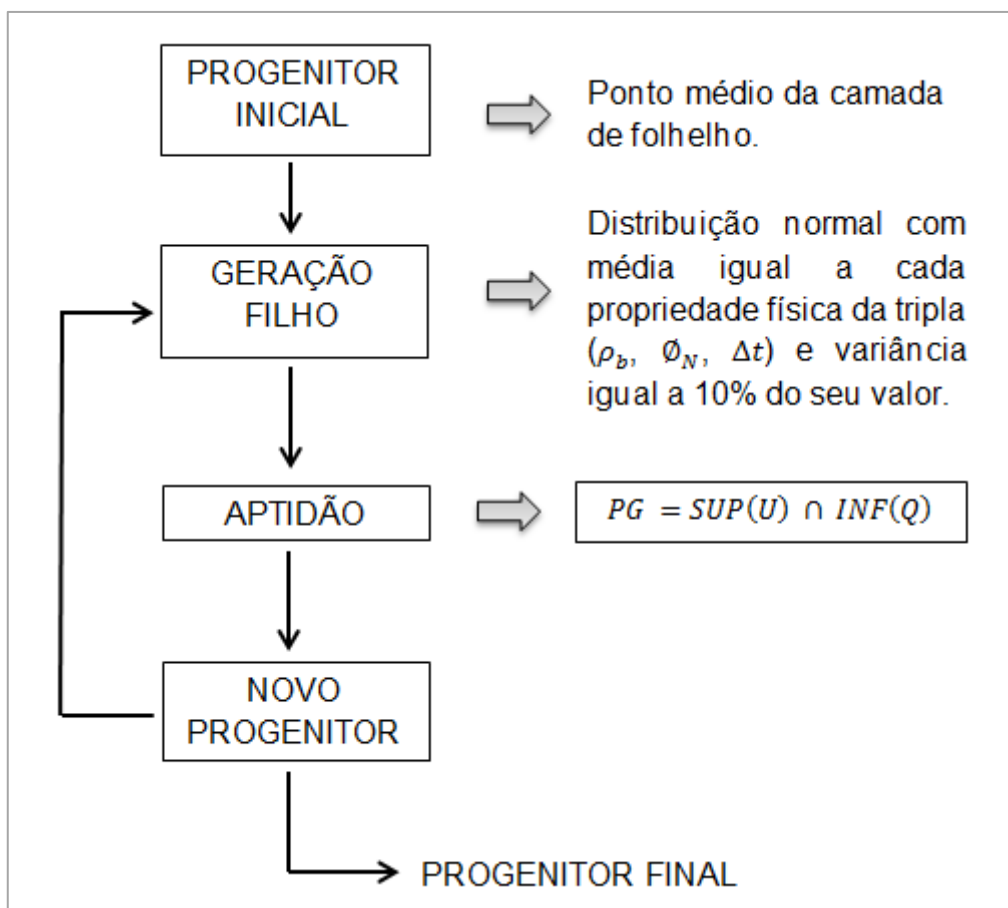


Figura 7.13: Fluxograma: etapas do processo de aplicação do algoritmo progenitor modificado. Fone: Do autor.

8 RESULTADOS

Discute-se a metodologia descrita nesta dissertação adotando-se um modelo sintético simples e um dado real.

8.1 DADOS SINTÉTICOS

Discute-se aqui uma situação geológica simples em que temos uma sequência arenito folhelho. A figura 8.14 mostra os perfis sintéticos de um poço que atravessa duas camadas de arenito e uma camada de folhelho. A diferença entre os arenitos se refere exclusivamente a argilosidade. Representado pela linha *azul* na figura, o caso de um arenito com baixa argilosidade ($0 \leq V_{sh} \leq 10\%$) e, pela linha *vermelha* um arenito com alta argilosidade ($0 \leq V_{sh} \leq 20\%$).

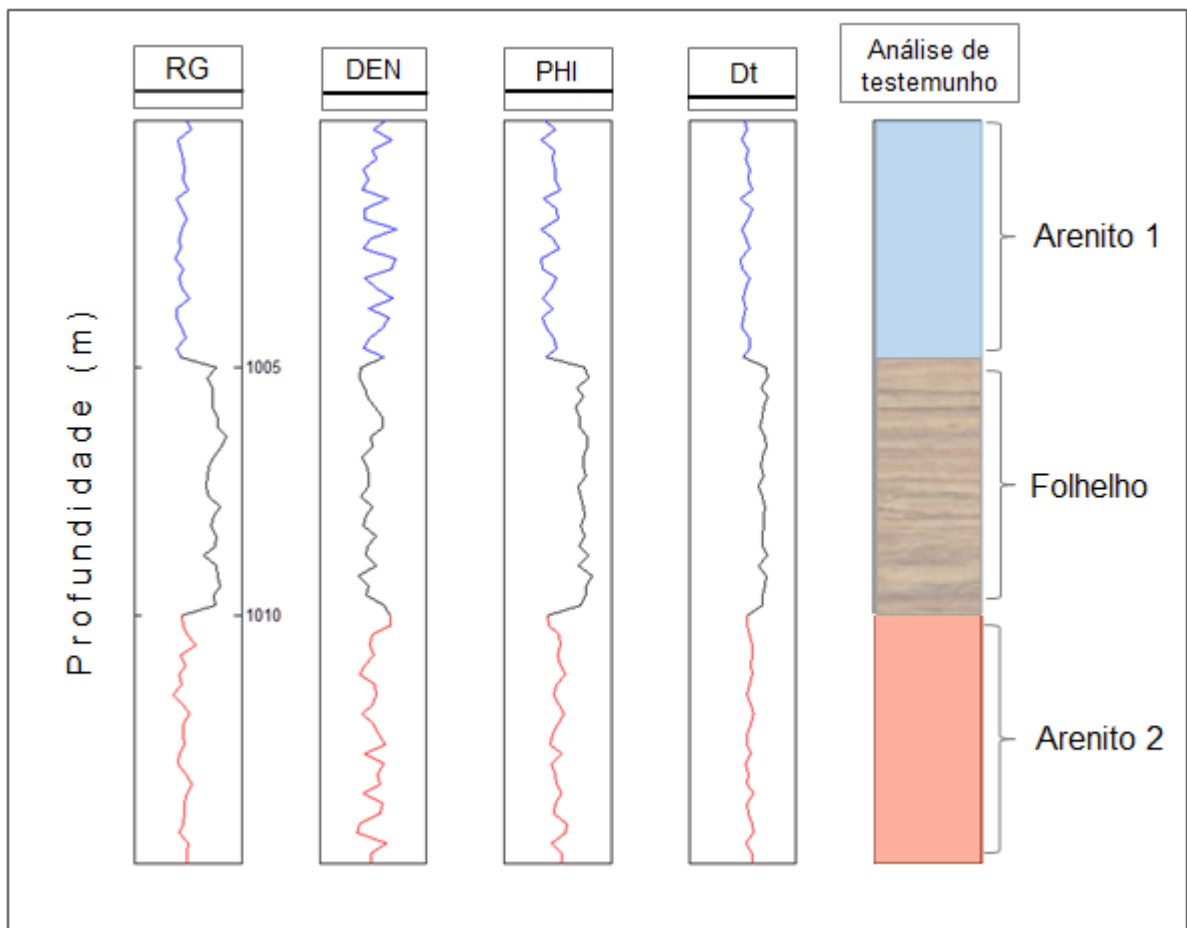


Figura 8.14: Perfis sintéticos de raio gama juntamente com os perfis de porosidades; análise de testemunho com camadas arenito-folhelho-arenito. Fonte: Do autor.

A figura 8.15 mostra o gráfico M-N no trecho apresentado na figura 8.14. A camada de folhelho está representada pelas cruzes pretas e observa-se a variação da argilosidade entre as duas camadas de arenito, onde o arenito de baixa argilosidade (cruzes azuis) está mais próximo do ponto do quartzo que os pontos vermelhos (arenitos de alta argilosidade).

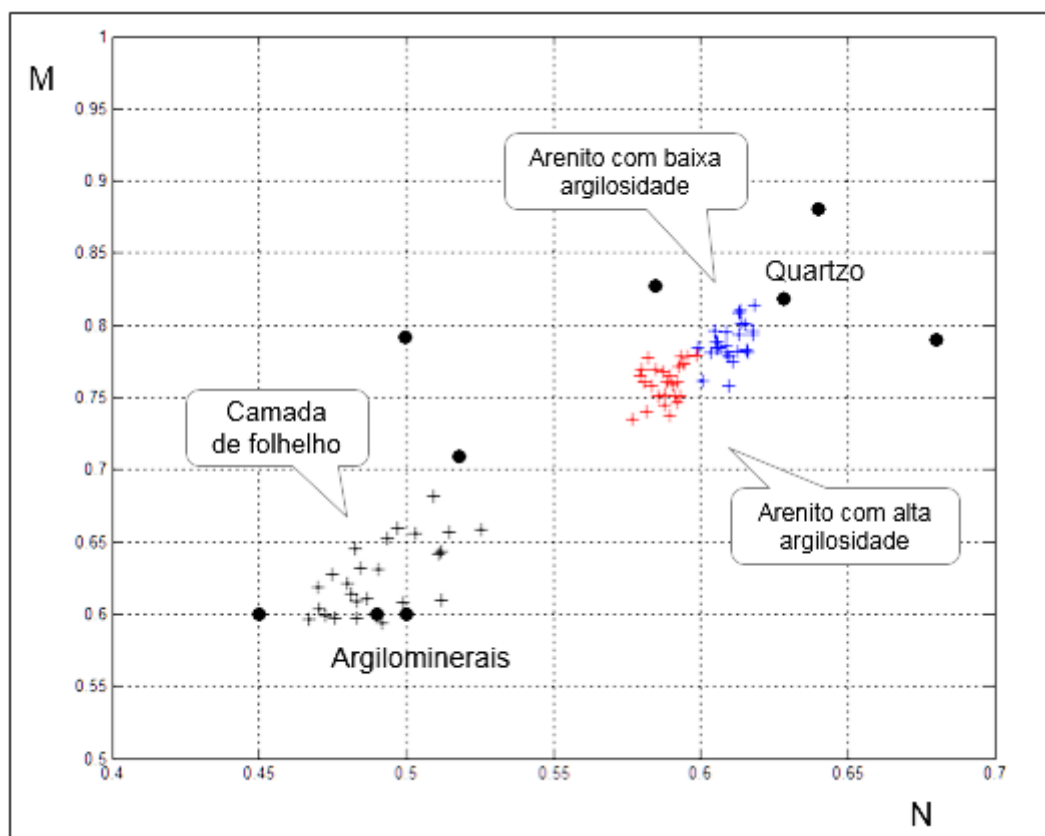


Figura 8.15: Gráfico M-N ampliado para destacar às camadas de arenito com alta argilosidade (cor vermelho) e baixa argilosidade (cor azul) e a camada de folhelho (cor preto). Fonte: Do autor.

A figura 8.16 mostra uma ampliação do gráfico M-N mostrado na figura 8.15 destacando a região dos pontos da camada de folhelho onde aparecem:

- Quadrado roxo: representa o ponto médio dos folhelhos;
- Quadrado verde: representa o ponto médio das argilas;
- Quadrado preto: representa o ponto (N, M) do gráfico obtido com as propriedades físicas da argila adotada no modelamento como mostrado na tabela 8.2.

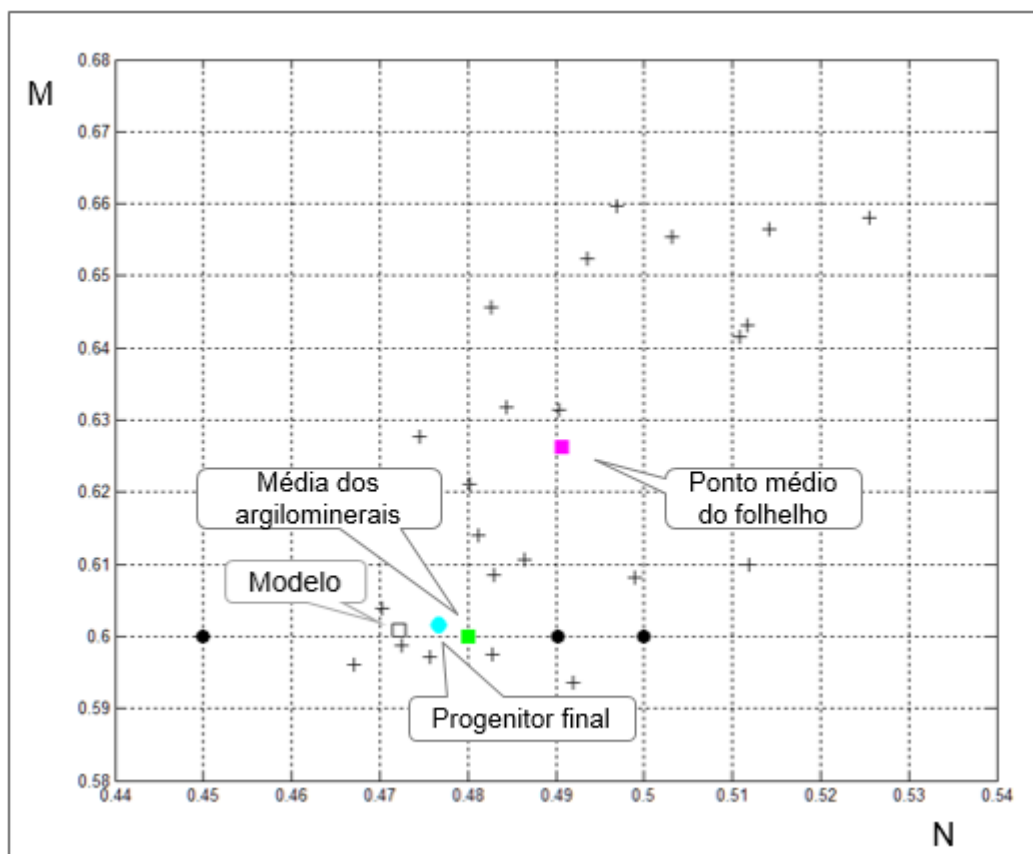


Figura 8.16: Amplificação do gráfico M-N para destacar o ponto médio da camada de folhelho, ponto médio das argilas, o resultado do modelamento (quadrado preto) e o progenitor final (círculo azul claro). Fonte: Do autor.

Tabela 8.2: Propriedades físicas da argila adotadas no modelamento.

	(Concentração)
CAULINITA	0,5
ILITA	0,2
ESMECTITA	0,3

O algoritmo progenitor modificado opera com os pontos do folhelho e dos argilominerais para produzir um progenitor final mostrado na figura 8.16 pelo círculo *azul claro* que foi produzido pelas propriedades físicas descritas na tabela 8.3 se tornando assim o progenitor final deste experimento.

Tabela 8.3: Propriedades físicas das argilas; pares ordenados M-N.

	DEN	PHI	Dt	N	M
PG	2.4066	0.3295	104.3819	0.4767	0.6016
PONTO CG	2.3576	0.3452	105.4129	0.4907	0.6263
PONTO ARGILA	2.3533	0.3503	107.6000	0.4801	0.6000
MODELO	2.3500	0.3625	107.8800	0.4722	0.6009

A figura 8.17, mostra na primeira trilha o perfil de raio gama natural destacando em *azul* a camada de arenito com baixa argilosidade. A segunda e terceira trilha mostram as porosidades calculadas pelo método aqui apresentado na cor *azul*; pelo método clássico da avaliação de formação considerando o ponto médio dos folhelhos (linha na cor *roxa*); pelo método da média dos argilominerais representado pela linha *verde*; e a porosidade adotada no modelamento na cor *preto*. Observa-se que ao método proposto nesta dissertação aproxima a linha da porosidade adotada no modelo com maior qualidade.

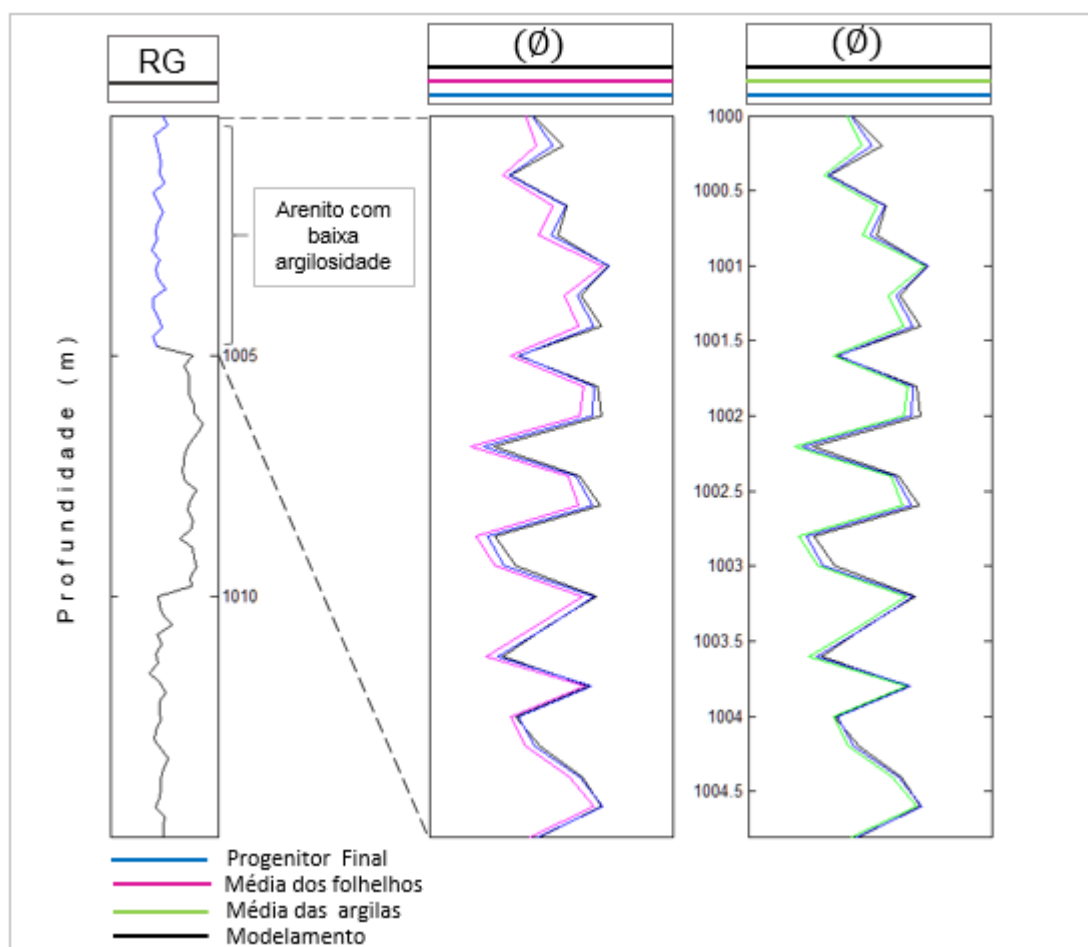


Figura 8.17: Perfil de raio gama à esquerda (RG); aproximações das curvas de porosidades calculadas pelos métodos aqui abordados para um arenito com baixa argilosidade. Fonte: Do autor.

Na figura 8.18 a primeira trilha consiste no perfil de raio gama natural, porém, agora destacando o arenito com alta argilosidade na cor *vermelho*. A segunda e terceira trilhas, mostram as porosidades calculadas pelo método aqui apresentado na cor *vermelho*; pelo método clássico da avaliação de formação, considerando o ponto médio dos folhelhos (linha de cor *roxa*); pelo método da média dos argilominerais representado pela linha *verde* e a porosidade adotada pelo modelamento na cor *preto* (valor de referência). Também neste caso se observa que ao método proposto nesta dissertação aproxima a linha da porosidade adotada no modelo com maior qualidade que demais.

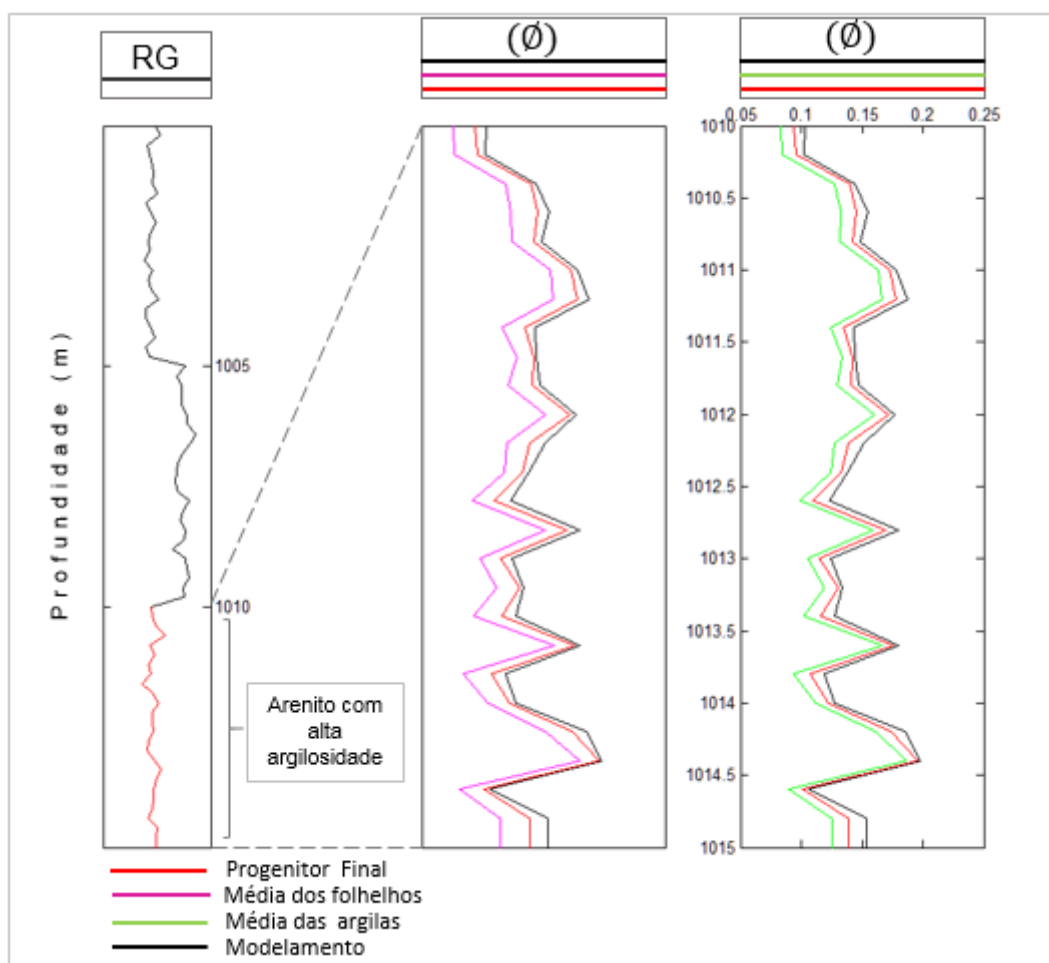


Figura 8.18: Perfil de raio gama à esquerda (RG); aproximações de curvas de porosidades calculadas pelos métodos aqui abordados para um arenito de alta argilosidade. Fonte: Do autor.

8.2 DADOS REAIS

Tomou-se um poço do campo de namorado para apresentar o cálculo da porosidade de um pequeno trecho de arenito arcossiano, como mostrado na figura 8.19, destacado com a cor *azul*. A linha *vermelha* identifica o intervalo apontado na análise de testemunha como uma camada de folhelho.

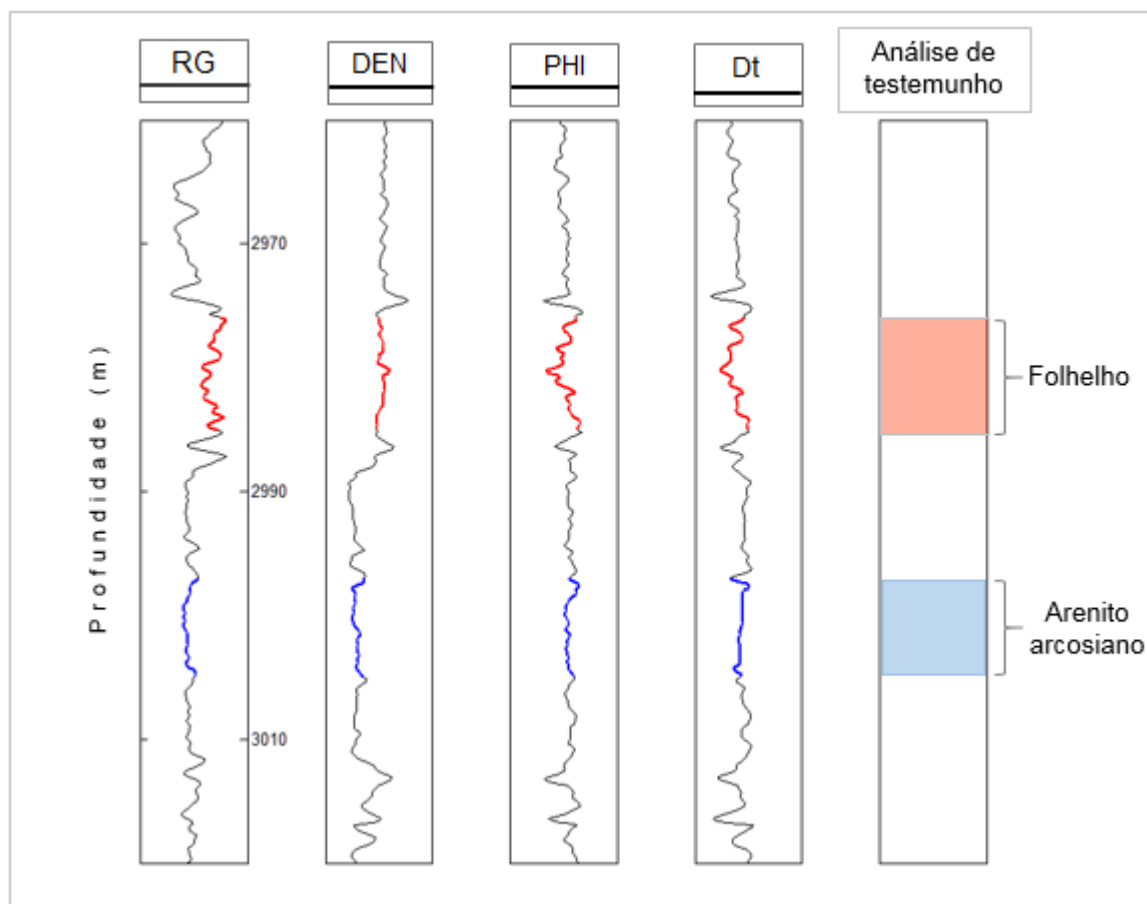


Figura 8.19: Perfis reais de raio gama (RG) e perfis de porosidade (densidade, porosidade neutrônica e sônica) para um trecho do poço com arenito arcossiano do campo de namorado, bacia de campos, brasil. Fonte: Do autor.

A figura 8.20 mostra o gráfico M-N das duas camadas em análise com as cores correspondentes a figura 8.19.

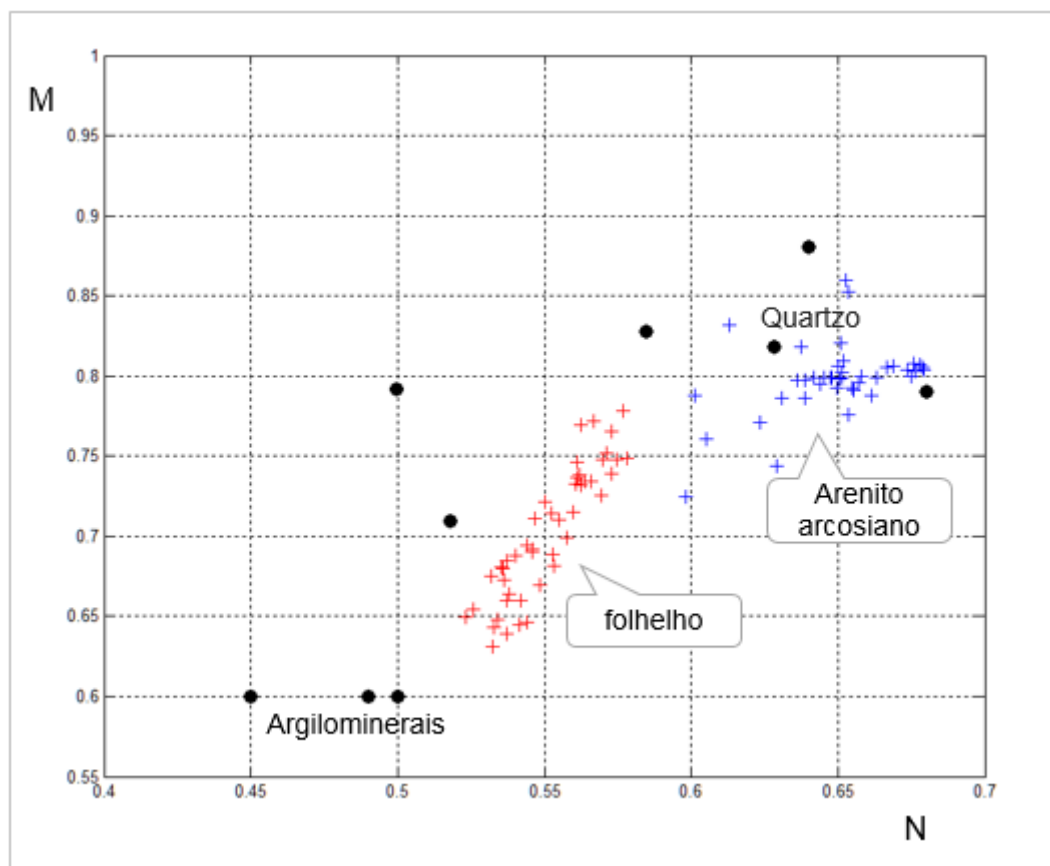


Figura 8.20: Gráfico M-N ampliado destacando um trecho de poço com camada de folhelho (cor vermelho) e arenito arcossiano (cor azul) do campo de namorado, bacia de campos. Fonte: Do autor.

A figura 8.21 mostra uma ampliação do gráfico da figura 8.20 na região do folhelho; os pontos de controle do algoritmo progenitor modificado e o progenitor final representado pelo círculo azul claro.

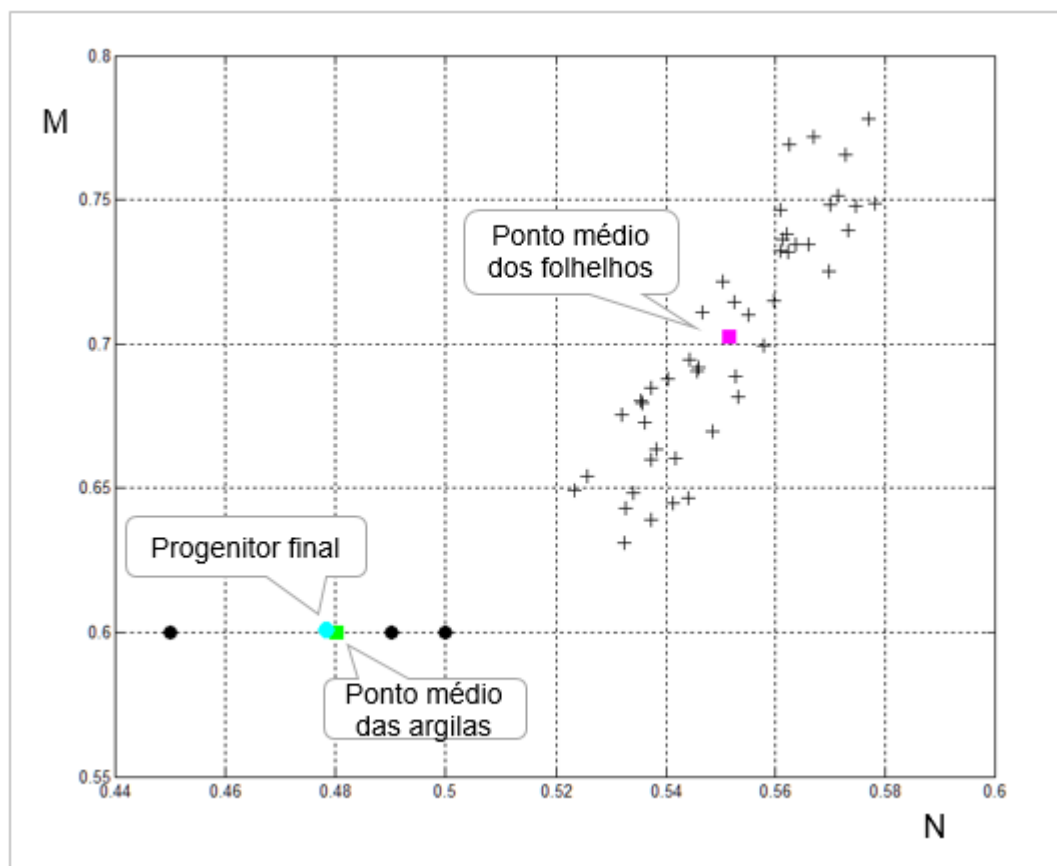


Figura 8.21: Gráfico M-N ampliado para destacar o ponto médio dos folhelhos (quadrado vermelho); o ponto médio das argilas (quadrado verde); o ponto de convergência do progenitor final (círculo azul claro). Fonte: Do autor.

A tabela 8.4 mostra os valores das propriedades físicas das argilas adotada no cálculo da porosidade pelo método porosidade-neutrônica.

Tabela 8.4: Propriedades físicas da argila.

	DEN	PHI
PG	2.4066	0.3295
PONTO CG	2.3576	0.3452
PONTO ARGILA	2.3533	0.3503

A figura 8.22, mostra para o trecho destacado em *azul* na primeira trilha, a comparação entre as três aproximações de propriedades físicas da argila para efeito do cálculo da porosidade. Neste caso por óbvio não se dispõe de uma linha representativa da

porosidade real dessa rocha e adotando-se o critério de tomar como a porosidade realista o menor valor entre aqueles produzidos por diferentes métodos observa-se que, em qualquer situação o método aqui apresentado produz este menor valor.

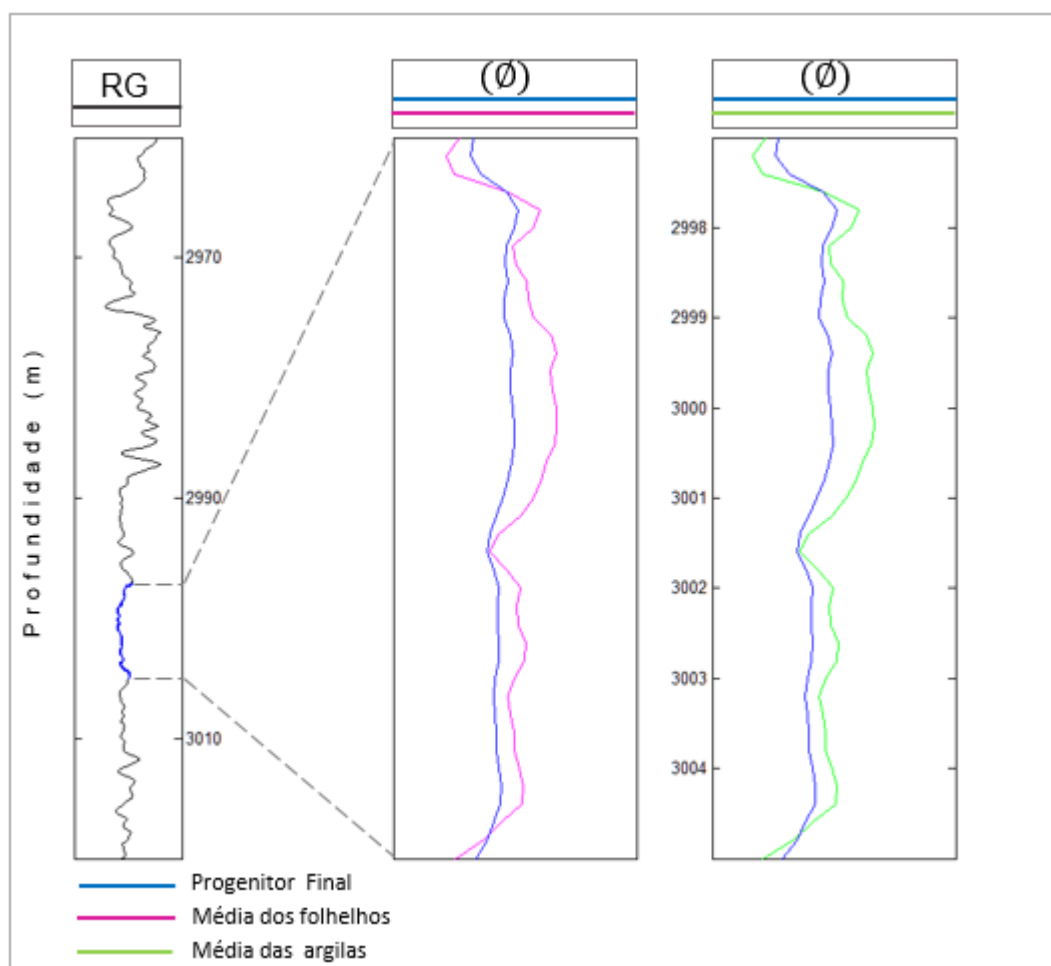


Figura 8.22: Perfil de raio gama à esquerda com o trecho de arenito arcossiano (cor azul); aproximações de curvas de porosidades pelos métodos aqui abordados com destaque para as curvas referente ao método aqui abordado (perfis à direita). Fonte: Do autor.

9 CONCLUSÕES

O cálculo da porosidade pelo método densidade-neutrônico implica no necessário conhecimento da densidade e da porosidade neutrônica da argila presente na constituição da rocha reservatório. Convencionalmente, a Avaliação de Formação os adota como os valores médios das medidas registradas nos perfis de densidade e porosidade neutrônica frente às camadas de folhelho presentes na vizinhança da camada reservatório.

Considerando o Gráfico M-N, essa aproximação da Avaliação de Formação equivale a interpretar a argila com o mesmo comportamento dos minerais, o que, em realidade, não procede, pois basta observar a distribuição dos minerais em comparação com a distribuição das argilas.

Esta dissertação apresenta um método que produz estimativas da densidade e de porosidade neutrônica das argilas especificamente para o cálculo da porosidade pelo método densidade-neutrônico, sem nenhum interesse em caracterizar fisicamente a argila.

Para os dados sintéticos, na grande maioria dos experimentos, o método aqui apresentado mostrou valores de porosidade mais próximos dos valores adotados no modelamento, mesmo para valores elevados de ruído nos perfis. No caso de dados reais, os valores de porosidade são conservadores em comparação ao método convencional e, como usual, trata-se de uma definição particular do engenheiro de petróleo ou do geofísico de poço, com base na sua experiência, a adoção dos parâmetros para o cálculo da porosidade.

Mesmo mostrando melhores resultados que a hipótese convencional da Avaliação de Formação, o método apresentado opera em um espaço infinito de soluções. Espera-se, no futuro, restringir o espaço de soluções com informações da sedimentologia e da análise de testemunhos de modo a produzir valores mais realistas da densidade, da porosidade neutrônica e do tempo de trânsito, de modo a possibilitar a caracterização física da argila presente na constituição da rocha reservatório.

REFERÊNCIAS

- Tettamanzi, A. and M. Tomassini, 2001, Soft computing, Springer-Verlag.
- Barros, C. and A. Andrade, 2013, Determination of water saturation by intelligent algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v. 102, p. 47–56.
- Burke, J. e., R. Campbell e, A. Schmidt, 1969, The lithoporosity crossplot. In: SPWLA Logging Symposium, 10th , 1969, Indiana. Proceeding Local: Society of petroleum engineers. p.01-29.
- Crain, E. R., 1986, The Log analysis handbook: quantitative log analysis methods, Tulsa: Pennwell Books.
- Ellis, D.V. and J.M., Singer, 2008, Well Logging for Earth Scientists. 2.ed. Berlin, Springer-Verlag.
- Luthi, S. M., 2001, Geological Well Logs – their use in reservoir modeling. Netherlands: Springer. 340 p.
- Hillier, S., 2003, Clay mineralogy. In: Middleton, G.V. e., Church, M.J. e., Coniglio, M. e., Hardie, L.A. e., Longstaffe, F.J. (eds.), 2003, *Encyclopaedia of sediments and sedimentary rocks*. Dordrecht., Kluwer Academic Publishers. p. 139-142.
- Holland, J. H., 1975, Adaptation in Natural and Artificial Systems. University of Michigan Press, Ann Arbor. (2nd Ed., MIT Press, 1992.)
- Nery, G. G., 2013, *Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. Rio de Janeiro: SBGF. 222 p.
- Reineck, H. E. and I. B. Singh, 1980, Depositional sedimentary environments, with reference to terrigenous clastics. 2. ed. Berlin, Heidelberg, Nova York: SpringerVerlag. 549p.
- Santos, R. S., 2014, *Identificação de fácies em perfis de poço com algoritmo inteligente*. 2014. 27f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará.

APÊNDICE

C – SUPREMO E ÍNFINO DE UM CONJUNTO.

Os termos supremo e ínfimo, assim como os termos cota superior e cota inferior, máximo e mínimo, entre outros, são conceitos da matemática que partem da análise do conjunto dos números reais e/ou funções reais e estão diretamente relacionados à ideia de limite para funções reais. Esses conceitos avaliam a convergência de uma função a um determinado valor. Porém, apesar da relação entre os conceitos, eles são distintos entre si.

Diante disso, os conceitos de supremo e ínfimo, por exemplo, são até semelhantes aos de máximo e mínimo, no entanto, podem ser mais úteis em uma análise, já que podem melhor caracterizar conjuntos especiais que não possuem máximo e mínimo. Dessa forma temos:

- **Supremo de um conjunto**

Partindo da definição de cota superior que diz: tendo um subconjunto Θ a partir de um conjunto ϕ arbitrário, um elemento $\beta \in \phi$ é cota superior de Θ se $\gamma \leq \beta, \forall \gamma \in \Theta$, ou seja, o elemento β de ϕ é maior ou igual a qualquer elemento de Θ ($\gamma \leq \beta$). Então, levando em consideração essa definição, temos que: ao se adotar um subconjunto Θ de um conjunto ϕ cotado superiormente (que possui cota superior), temos que uma cota superior de Θ é o supremo de Θ se ela for a menor de todas as cotas superiores desse subconjunto Θ .

Ou seja, se temos um conjunto dos números reais parcialmente ordenados ϕ e, sendo Θ um subconjunto de ϕ cotado superiormente. O supremo desse subconjunto Θ , também denotado por $\text{SUP}(\Theta)$, é a menor das cotas superiores de Θ ; ou o menor elemento em ϕ que é maior ou igual a todos os elementos de Θ , se esse tal elemento existir. Assim, o supremo também é referido como o limite superior mínimo de um conjunto. Em outras palavras, segundo Lima (2013), um elemento qualquer $\beta \in \phi$ é o supremo de um subconjunto Θ se β for uma cota superior de Θ e, se α for também uma cota superior de Θ , então, $\beta \leq \alpha$. Neste caso temos que β é o supremo de Θ .

Definição: Tomando Θ como sendo subconjunto de um conjunto ϕ parcialmente ordenado pela relação $\leq$ (menor ou igual), um elemento $\beta \in \phi$ é dito supremo de Θ se esse elemento for o menor entre os maiores valores de Θ .

Logo,

$$\left\{ \begin{array}{l} \gamma \leq \beta, \forall \gamma \in \Theta \text{ e} \\ \gamma \leq \alpha, \forall \gamma \in \Theta \Rightarrow \beta \leq \alpha \end{array} \right.$$

Sendo α também uma cota superior de Θ , temos que β é o supremo de Θ [$\text{SUP}(\Theta)$].

- **Ínfimo de um conjunto**

O conceito de ínfimo de um conjunto pode ser analisado de forma análogo a que foi abordado para definir o supremo, porém neste caso, a análise é referente à cota inferior de um conjunto; ou mínimo de uma função dos números reais.

A definição de cota inferior na matemática diz que: tomando um subconjunto Θ' de um conjunto Φ' , um elemento $\beta' \in \Phi'$ é cota inferior de Θ' se $\beta' \leq \gamma', \forall \gamma' \in \Theta'$, ou seja, o elemento $\beta' \in \Phi'$ é menor ou igual a qualquer elemento de Θ' ($\beta' \leq \gamma'$).

Partindo dessa definição temos que: adotando Θ' como sendo um subconjunto de um conjunto Φ' cotado inferiormente (possui cota inferior), admite-se que uma cota inferior de Θ' é o ínfimo de Θ' se ela for maior que qualquer outra cota inferior desse subconjunto Θ' .

Dessa forma, analisando o conceito de ínfimo apenas, e admitindo Φ' como sendo um conjunto dos números reais parcialmente ordenados e Θ' um subconjunto de Φ' cotado inferiormente. O ínfimo desse subconjunto Θ' , também denotado por $\text{INF}(\Theta')$, é a maior das cotas inferiores de Θ' ; ou o maior elemento em Φ' que é menor ou igual a todos os elementos de Θ' , caso este elemento exista. Assim, o ínfimo também é referido como maior limite inferior de um conjunto.

Outra forma de definir o ínfimo de um conjunto foi apresentada por Lima (2013), na qual diz que um elemento $\beta' \in \Phi'$ é o ínfimo de Θ' , se β' for uma cota inferior de Θ' e, sendo α' também uma cota inferior de Θ' , então, $\beta' \geq \alpha'$.

Definição: Sendo Θ' um subconjunto de um conjunto Φ' parcialmente ordenado pela relação $\leq$ (menor ou igual), um elemento $\beta' \in \Phi'$ é dito ínfimo de Θ' se esse elemento for o maior entre os menores valores de Θ' .

Logo,

$$\begin{cases} \beta' \leq \gamma', \forall \gamma' \in \Theta' \text{ e} \\ \alpha' \leq \gamma', \forall \gamma' \in \Theta' \Rightarrow \alpha' \leq \beta' \end{cases}$$

Sendo α' também uma cota inferior de Θ' , temos que β' é o ínfimo de Θ' [$\text{INF}(\Theta')$].

REFERÊNCIAS DO APÊNDICE

Lima, P. C., 2013, Fundamentos de Análise I: CEAD-UFMG.

Rudin, W., 1976, Principles of Mathematical Analysis, 3rd. ed.: McGraw-Hill.

Zakon. E., 2004, Mathematical Analysis I: Trillia Group.