

## 5 MATERIAL E MÉTODO

### 5.1 Dados utilizados

Para elaboração da presente dissertação utilizou-se dados e perfis referentes a 9 poços perfurados na porção central da bacia (Figura 19 Tabela 4), solicitados pelo Departamento de Estratigrafia e Paleontologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Outras informações foram adquiridas de publicações, relatórios, dissertações, teses, livros, os quais são mencionados conforme são utilizados.

Cabe ressaltar que, 80% dos poços estudados foram perfurados entre as décadas de 50 e 60, quando a estratégia exploratória era voltada, exclusivamente, para a caracterização da rocha reservatório, assim a disponibilidade e integridade dos dados das rochas geradoras variam de um poço para o outro.

Figura 19 - Mapa de localização dos poços utilizados.



Fonte: A autora, 2014.

Tabela 4 - Poços utilizados.

Nome do Poço (ANP)	Coordenadas Decimal Datum SAD 69		Prof. Final (m)	Categoria	Reclassificação	Término da perfuração
	Lat	Long				
<b>1-AR-1A-AM</b>	-03:17:06,304	-59:52:24,692	3993	Pioneiro	Seco sem indício	18/12/1958
<b>1-FO-1-PA</b>	-03:36:09,097	-58:12:02,156	1738.6	Pioneiro	Seco com indício de gás	7/08/1963
<b>1-MA-1-PA</b>	-02:06:36,063	-54:19:50,661	3056.7	Pioneiro	Seco sem indício	12/01/1959
<b>1-PAM-1-AM</b>	-03:16:24,653	-59:53:32,918	1358	Pioneiro	Seco com indício de óleo	6/04/1975
<b>1-UA-1-AM</b>	-03:56:16,106	-58:52:50,244	3767.4	Pioneiro	Seco com indício	18/03/1958
<b>2-JUST-1-AM</b>	-01:53:10,052	-58:23:30,179	1330.3	Estratigráfico	Seco sem indício	17/08/1959
<b>2-LCST-1-AM</b>	-03:44:10,102	-60:26:57,675	2037.4	Estratigráfico	Seco sem indício	7/12/1959
<b>2-NAST-1-PA</b>	-01:43:00,046	-57:22:00,050	1959.4	Estratigráfico	Seco sem indício	9/08/1959
<b>2-OAST-1-PA</b>	-01:44:20,046	-55:52:47,857	3096.4	Estratigráfico	Seco com indício de gás	26/02/1962

Fonte: A autora, dados compilados do banco de dados da ANP.

## 5.2 Identificação de Intervalos de folhelhos potencialmente indicados para *Shale Gas*)

A zona de interesse foi determinada a partir da integração dos dados dos perfis de Raio Gama, Resistividade e Sônico.

- Perfil Raio Gama (RG) – os intervalos de folhelhos orgânicos apresentam alta radioatividade devido à concentração de tório, urânio e potássio na sua composição.
- Perfil de Resistividade (Res) – A resistividade na rocha geradora aumenta significativamente com a presença de óleo livre nos poros, e com a maturidade da rocha (a matéria orgânica não é condutiva). Isso faz com que seja possível utilizar a resistividade como indicador de maturidade da rocha geradora (AUTRIC & DUMESNIL, 1985).
- Perfil de Densidade (RHOB) – A densidade específica da matéria orgânica é estimada entre 0,95 e 1,05 gm/cc, valor bem próximo ao da água doce, e significativamente menor que a densidade da matriz de rochas comuns, que gira em torno de 2,6-2,9 gm/cc (BOYER et al., 2006). Assim, quando a matriz da rocha possui uma quantidade considerável de matéria orgânica, é esperada uma redução na densidade específica (SCHLUMBERGER, 1987).
- Perfil Sônico (DT) - Flower (1983) sugere para matéria orgânica o tempo de trânsito médio de 180  $\mu$ s/pés. No perfil acústico, em intervalos ricos em matéria orgânica observa-se um aumento do tempo de trânsito acima de 140  $\mu$ s/pés dependendo de sua distribuição na matriz.
- Perfil de Nêutrons (NPHI) - A ferramenta mede a concentração de hidrogênio presente nos poros da rocha na forma de água e/ou

hidrocarbonetos. A resposta para matéria orgânica é estimada em torno de 67 unidades de porosidade, enquanto a resposta da matriz é tipicamente perto de zero. Logo, a porosidade neutrônica em folhelhos orgânicos gerador é maior que em rochas não geradoras.

### 5.3 Método de interpretação - *Quick Look Interpretation*

Foi adotado o método *Quick Look* (SCHLUMBERGER, 1989) para interpretar os perfis geofísicos dos poços, e localizar os intervalos de interesse para *ShaleGas*. Este método baseia-se na comparação das curvas de diferentes perfis, cartas de interpretação e em métodos gráficos para minimizar o uso de cálculos mais complexos. Pode ser aplicado sem qualquer equipamento especial, e produz resultados bastantes aceitáveis referentes à estimativa de porosidade, argilosidade, saturação de fluidos, litologia, entre outros em reservatórios convencionais.

No presente trabalho tentaremos validar a utilização deste método para identificar prospectos em áreas de nova fronteira exploratória com potencial para *Shale Gas*, tais como a Formação Barreirinha.

#### 5.3.1 Comparação das curvas de porosidade

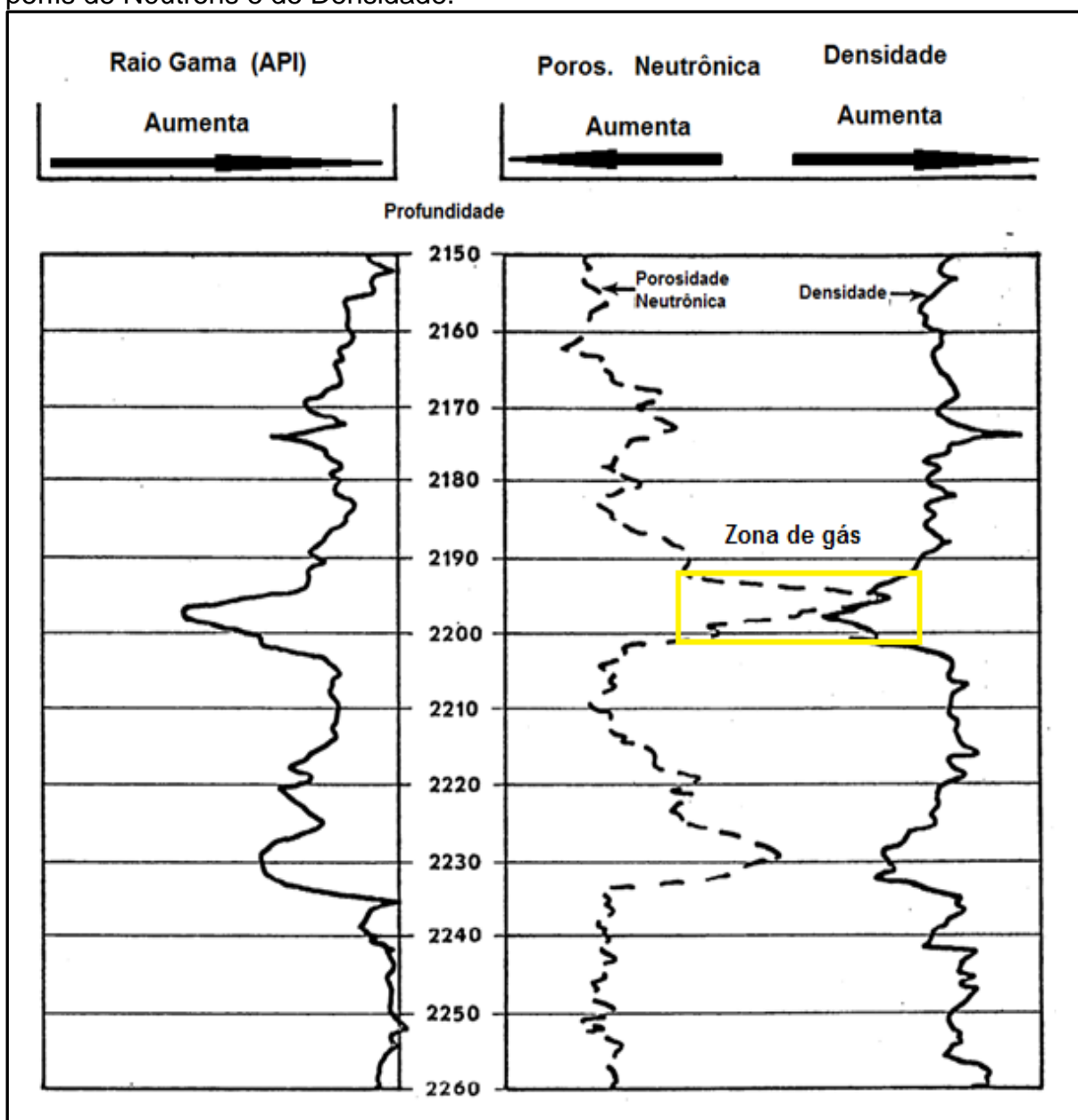
Quando disponível, os Perfis Sônico, de Densidade e de Nêutrons foram confrontados e as relações estudadas.

Valores precisos de porosidade não podem ser determinados de forma confiável nos folhelhos, no entanto a porosidade secundária (fratura) pode ser indicada comparando-se o Perfil Sônico, que registra apenas a porosidade primária (matriz), com os valores de porosidade indicado pelo Perfil de Nêutrons e de Densidade, que respondem a porosidade primária e secundária.

Informações adicionais podem ser obtidas a partir dos perfis de porosidade que respondem a presença de gás. Nesse caso, o valor da porosidade acústica aumenta, em comparação com as zonas próximas de folhelhos não reservatório, e

os perfis de Nêutrons e Densidade, respondem em direção oposta, devido ao fato da ferramenta de Nêutrons responder a presença de gás indicando falsa baixa porosidade, enquanto o perfil de densidade indica alta porosidade (Figura 20) (ASQUITH et al., 2004).

Figura 20 - Exemplo da assinatura típica da presença de gás (deflexão da curva) nos perfis de Nêutrons e de Densidade.



Fonte: Modificado de CURTIS & FINGLETON, 1979.

### 5.3.2 Identificação de possíveis zonas fraturadas

Os perfis geofísicos convencionais, tais como o Raio Gama, de Nêutrons, Sônico e de Resistividade podem fornecer assinaturas indicativas da presença de fraturas. Porém, estas evidências geralmente são afetadas por danos a fratura durante a perfuração, e pela alteração de minerais adjacentes à fratura, o que interfere na qualidade da interpretação e impede a sua utilização como indicação direta da permeabilidade secundária.

O Quadro 1 resume as respostas em perfil para fraturas naturais (LAONGSAKU & DÜRRAST, 2011; YAN et al., 2009):

Quadro 1 - Respostas em perfil para fraturas.

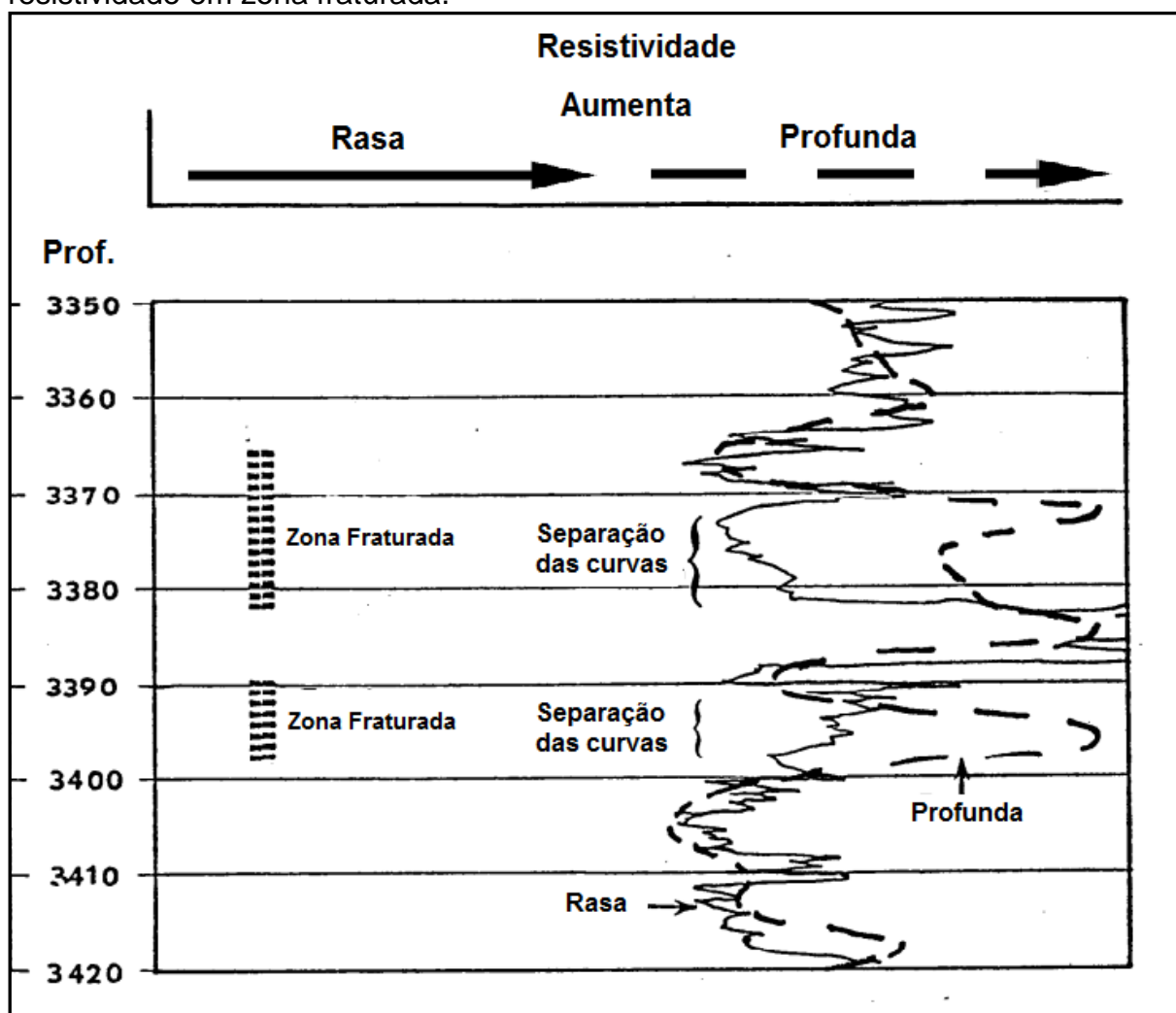
Perfil	Resposta	Parâmetros de identificação
<b>CALI</b>	Aumento de diâmetro	Variação repentina
<b>RG</b>	Aumenta	Pode apresentar picos elevados devido a concentração de matéria orgânica
<b>DT</b>	Salto de ciclo	Velocidade aumenta
<b>LLD LLS</b>	Separação entre as curvas LLD e LLS	LLD>LLS alto ângulo. LLD<LLS baixo ângulo LLD aumenta em função da presença de gás nas fraturas, ou pela maior concentração de querogênio
<b>RHOB</b>	Diminui	CALI não varia e resistividade da formação (Rxo) tem valores baixos em função de fluido de perfuração nas fraturas Em função da baixa densidade do querogênio
<b>NPHI</b>	Aumenta	Em função de fluido de perfuração nas fraturas

#### 5.3.2.1 Comparação das curvas de resistividade

De maneira semelhante ao procedimento adotado para os perfis de porosidade, as curvas de resistividade rasa (ILM, RSN, LLS) e profunda (ILD, RLL, LLD) foram comparadas e analisadas. Assim, partindo do princípio que as ferramentas empregadas possuem diferentes profundidades de investigação, o resultado é que os dispositivos de leitura de resistividade rasa (Laterolog,

Flicrolaterolog, entre outros) irá responder a presença de fraturas preenchidas por fluido de perfuração, enquanto as ferramentas de resistividade de leitura mais profunda não vão responder a essa situação e irão registrar valores mais elevados de resistividade. Idealmente, a separação dessas curvas será evidente em um intervalo fraturado. Num intervalo não fraturado não ocorrerá separação e as curvas seguem a mesma tendência (Figura 21) (ASQUITH et al., 2004).

Figura 21 - Exemplo da assinatura típica (separação das curvas) nos perfis de resistividade em zona fraturada.



Fonte: Modificado de CURTIS & FINGLETON, 1979.

### 5.3.2.2 Perfil de Densidade (RHOB)

No perfil de Densidade a análise visa localizar zonas onde ocorre acréscimo do valor de densidade, enquanto o perfil Caliper mostra que o diâmetro do poço continua uniforme. Esse aumento da densidade pode ser devido tanto aos efeitos do fraturamento, como também pode ocorrer em caso de “washout” (arrombamento do poço). Em virtude desta ambiguidade este perfil sozinho não é um bom indicador de fratura (ASQUITH et al., 2004).

### 5.3.2.3 Índice de Produtividade (IP)

Segundo Myung (1976), os intervalos fraturados podem ser identificados pelo aumento da intensidade da radioatividade, devido à presença de querogênio, e de fraturas preenchidas por gás. No perfil de densidade estes intervalos apresentam baixa densidade devido à menor densidade de querogênio, e a resistividade aumenta devido a presença de gás.

Considerando que as anomalias de radioatividade, densidade e resistividade são interpretadas como evidência de fraturamento e de presença de rocha fonte, Myung (1976) propôs uma tentativa de correlacionar os registros desses três perfis em um sistema de numeração simples, chamado de Índice de Produtividade (IP).

Essa correlação provou que valores altos de IP são proporcionalmente relacionados ao número de fraturas, potencialmente produtoras de gás, desenvolvida no reservatório *Shale Gas*. Neste contexto, é importante estabelecer o valor mínimo e máximo do IP para cada região.

$$IP = \frac{(G + R)}{Db} \quad (7)$$



Onde:

$$G = \frac{\text{Radioatividade medida lido no perfil GR}}{\text{Radioatividade média do folhelho}}$$

$$R = \frac{\text{Resistividade lido no perfil de indução}}{\text{Resistividade média do folhelho}}$$

Db = Valor da densidade lido no Perfil de Densidade (RHOB)

#### 5.4 Método $\Delta\text{LogR}$

Dados de perfil de porosidade e de resistividade podem ser utilizados para obter informações sobre localização e quantidade de matéria orgânica em um determinado pacote sedimentar.

O método  $\Delta\text{LogR}$  (PASSEY et al., 1990; 2010) é uma abordagem específica para a análise de rocha geradora, e pode ser utilizado para diferenciar a maturidade da rocha, determinar o conteúdo de carbono orgânico total e o tipo de matéria orgânica.

Nesta técnica a curva de tempo de trânsito e a curva de resistividade são dimensionadas de forma que  $-100\mu\text{s}/\text{ft}$  seja equivalente a 2 ciclos logarítmicos de resistividade. O perfil de porosidade responde ao tipo de matéria orgânica, e em uma provável rocha geradora observa-se alto tempo de trânsito, ou baixa densidade associado a alta resistividade em virtude da presença de hidrocarbonetos (PASSEY et.al., 1990).

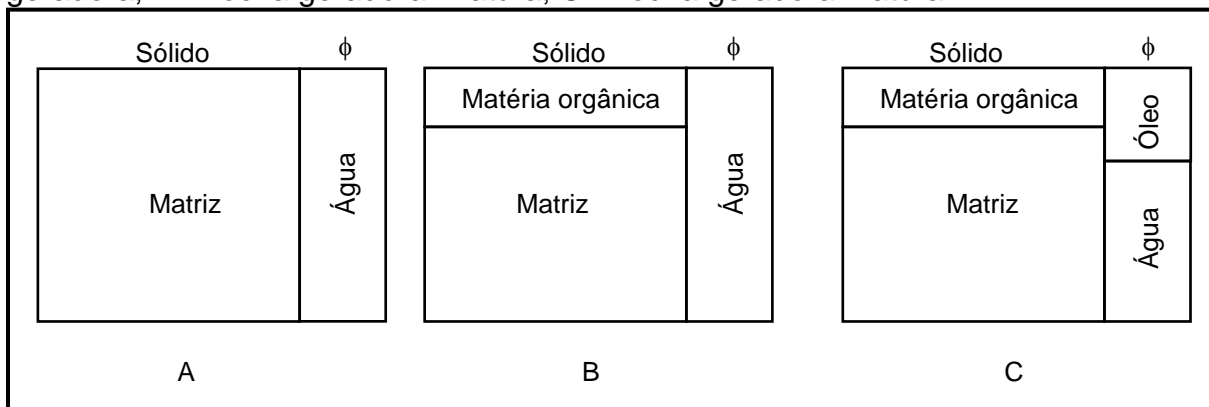
Os perfis são calibrados num intervalo de folhelho não gerador (acima ou abaixo da formação estudada), sendo a linha base marcada quando as duas curvas se sobrepõem diretamente ao longo de um intervalo de profundidade significativa.

Assim, os intervalos ricos em matéria orgânica são reconhecidos pela separação das duas curvas após o estabelecimento da linha de base (Figuras 22a e 22b), e a magnitude desta separação (parâmetro  $\Delta\log R$ ) representa uma relação entre a maturidade e a abundância de matéria orgânica.

Em linhas gerais, o significado da separação entre as curvas do perfil Sônico e Resistividade pode ser resumida da seguinte forma (PASSEY et.al., 1990):

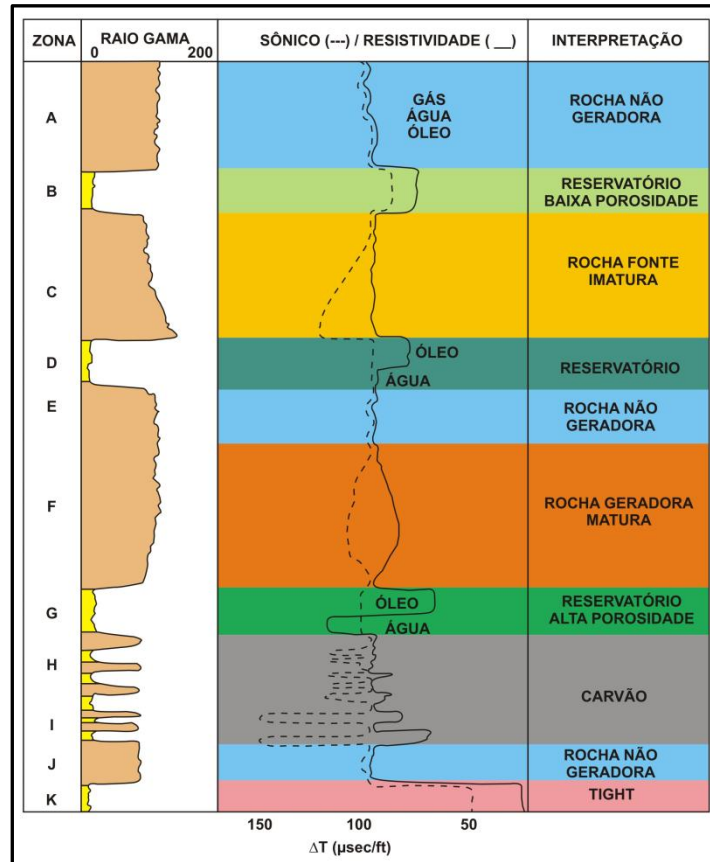
- a) Separação causada pela resistividade – rocha geradora/reservatório;
- b) Separação causada pela curva sônica – rocha geradora imatura;
- c) Separação causada pelo deslocamento das duas curvas – rocha geradora madura.

Figura 22a - Esquema de componentes sólidos e fluidos da rocha. A – rocha não geradora; B – rocha geradora imatura; C – rocha geradora madura.



Fonte: Modificado de PASSEY et al., 1990.

Figura 22b: Resposta dos perfis de Resistividade e Sônico em rochas fontes e reservatório.



Fonte: Modificado de PASSEY et al., 1990.

A expressão algébrica para calcular o  $\Delta\log R$  a partir da sobreposição dos perfis sônico/resistividade e neutrônico/resistividade são:

$$\Delta\log R_{\text{Sônico}} = \log_{10}(R/R_{\text{linhabase}}) + 0,02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{linhabase}}) \quad (4)$$

$$\Delta\log R_{\text{Neutrônico}} = \log_{10}(R/R_{\text{linhabase}}) + 4 \times (\phi N - \phi N_{\text{linhabase}}) \quad (5)$$

Onde  $\Delta\log R$  é a separação entre as curva, medida no ciclo de resistividade logarítmica.  $R$  é a resistividade medida em ohm-m pela ferramenta.  $R_{\text{linhabase}}$ ,  $\Delta t_{\text{linhabase}}$  e  $\phi N_{\text{linhabase}}$  são os valores medidos quando as curvas são calibradas no intervalo de folhelho não gerador.  $\Delta t$  e  $\phi N$  são as leituras dos perfis Sônico e de

Nêutrons. As constantes 0,02 e 4 correspondem a razão entre a escala do perfil de resistividade e a escala dos perfis Sônico e de Nêutrons, respectivamente.

$\Delta\log R$  é linearmente relacionado ao COT e é uma função da maturidade. A equação empírica para o cálculo do COT em rochas ricas em matéria orgânica é:

$$\text{COT} = (\Delta\log R) \times 10^{(2,297 - 0,1688 \times \text{LOM})} \quad (6)$$

Onde o COT é o conteúdo de carbono orgânico total medido em % e LOM é a medida do nível de maturidade. LOM é obtido a partir da reflectância da vitrinita ou do índice de alteração térmica utilizando os indicadores de maturação (Quadro 2, HOOD et al., 1975).

Quadro 2- Correspondência entre o nível de maturidade (LOM) e a reflectância da vitrinita (% $R_o$ ).

LOM	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$R_o$	0.20	0.24	0.29	0.32	0.36	0.38	0.42	0.48	0.56	0.67

LOM	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$R_o$	0.82	1.05	1.5	1.8	2.1	2.3	2.5	2.8	3.3	3.9	5

Fonte: HOOD et al., 1975.

## 5.5 Correlação Estratigráfica

Correlação Estratigráfica é uma técnica utilizada para determinar a partir das propriedades físicas registradas nos perfis geofísicos de poço, a equivalência espacial entre diversas unidades litológicas em subsuperfície.

A metodologia adotada neste trabalho utilizou como critérios para correlação: a posição relativa dos níveis de folhelho na sequência sedimentar; e as propriedades físicas que apareceram caracterizadas em todos os poços analisados (eletrofácies), e como *datum* de correlação foi utilizado o topo do Membro Abacaxis.

Definida a continuidade lateral do *datum*, foram então estabelecidas as linhas de correlação, que subsidiaram a definição da continuidade dos outros pacotes sedimentares aplicando o método de correlação pico-a-pico.

A partir da Correlação Estratigráfica foi possível inferir a disposição espacial das camadas de folhelhos orgânicos que compõem a porção inferior da Formação Barreirinha, bem como os tratos de sistemas nos quais foram depositados.

Cabe ressaltar que, como esta técnica está sujeita a inúmeras possibilidades de erro de interpretação da disposição geométrica ou da continuidade lateral das rochas, em função da variabilidade geológica e da ambiguidade das respostas das ferramentas, é recomendável a utilização de um conjunto de perfis mais diversificado possível para garantir a confiabilidade da correlação.

## 5.6 Cálculos Petrofísicos

### 5.6.1 Porosidade

Para o método de interpretação *Quick Look* o valor de porosidade, geralmente, corresponde a combinação dos valores obtidos a partir dos perfis de Densidade (RHOB) e de Nêutrons (NPHI) na mesma matriz (ASQUITH et al., 2004). Optou-se por aplicar correção ambiental para “efeito de gás” a todos os intervalos que apresentem bom a excelente potencial de geração, mesmo que estejam na zona imatura. Tal procedimento é uma tentativa de simular a estimativa e distribuição da porosidade desses intervalos, caso tivessem alcançado a maturidade termal necessária para geração.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (8)$$

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{lido} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (9)$$

$$\phi_{cor} = \phi S \times 0,7 \quad (10)$$

Onde:

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz ( $g/c^3$ )

$\rho_b$  = densidade da formação lida no perfil ( $g/c^3$ )

$\rho_{fl}$  = densidade de fluidos nos poros ( $1g/c^3$ )

$\phi D$  = porosidade-densidade

$\Delta t_{lido}$  = tempo de trânsito da formação lido no perfil ( $\mu s/ft$ )

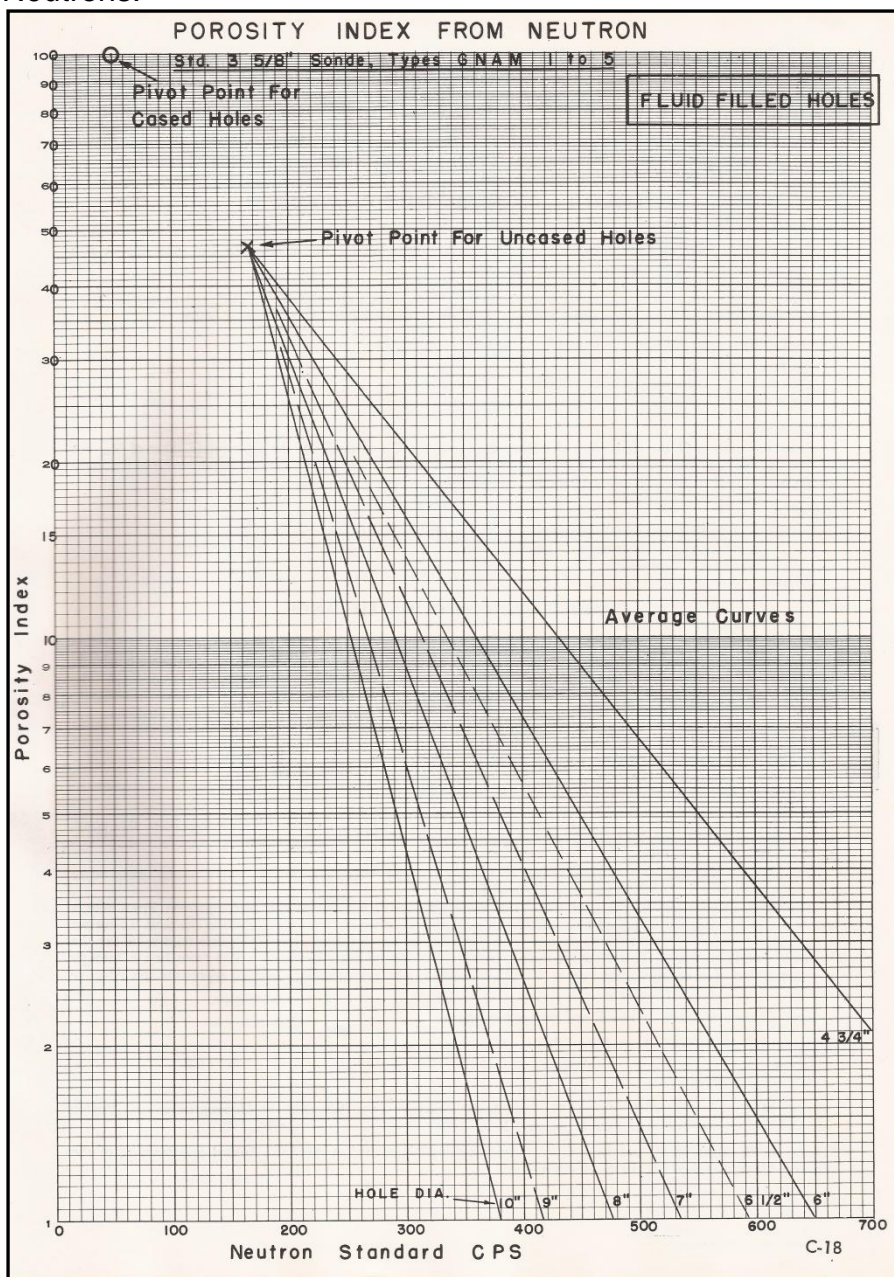
$\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito da matriz ( $\mu s/ft$ )

$\Delta t_{fl}$  = tempo de trânsito do fluido ( $\mu s/ft$ )

$\phi_{cor}$  = porosidade corrigida para gás

Em função do Perfil de Nêutron disponível, a estimativa do índice de porosidade foi calculada por meio da Carta da Schlumberger (1969) para ferramenta GNAM 1 a 5, que correlaciona o diâmetro do poço e a contagem de nêutrons em *counts per second* (cps) (Figura 23).

Figura 23 - Gráfico de índice de porosidade a partir do Perfil de Nêutrons.



Fonte: SCHLUMBERGER, 1969

### 5.6.2 Volume de argila

Para formações radioativas o cálculo do volume de argila ( $V_{sh}$ ) não pode ser feito a partir da aplicação da equação tradicional, sendo usada a equação demonstrada abaixo (ELLIS & SINGER, 2008):

$$V_{sh} = RHOB \times GR - \frac{GR_{min}}{RHOB - GR_{max}} \quad (11)$$

Onde:

GR = raio gama lido no perfil

GR<sub>min</sub> = raio gama mínimo

GR<sub>max</sub> = raio gama máximo

RHOB = registro de densidade lida no perfil

Entretanto, considerando que a maior parte dos poços estudados não possui registro de densidade, foi realizada uma tentativa de estimar o volume de argila de toda sucessão de folhelhos da Formação Barreirinha a partir da fórmula proposta por Larionov (1969) para rochas pré-Cenozóica.

$$V_{sh} = 0,33 \times (2^{2IGR} - 1) \quad (12)$$

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (13)$$



Onde:

IGR = Índice de Argilosidade

Cada uma das análises será discutida separadamente. E a uniformidade ou não uniformidade dos resultados foi determinada por meio da comparação entre os poços avaliados.

## 6 RESERVATÓRIO *SHALE GAS*

Apesar de produzir gás a partir de folhelhos desde 1821 (Formação Ohio Shale), as pesquisas para a exploração, desenvolvimento e produção de reservatórios *Shale Gas*, tiveram início nos Estados Unidos da América (EUA) durante a década de 1970, e desde então, a implementação de métodos avançados de perfuração e recuperação permitiram a exploração comercial de gás natural de formações com baixa permeabilidade (EIA, 2011). Em virtude destes avanços, a produção em grande escala começou entre as décadas de 1980 e 1990 no Barnett Shale, centro-norte do Texas, que em 2013 produziu em torno de 5 milhões de pés cúbicos por dia (EIA/RIMA, 2013).

Em 2013, a estimativa de recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho nos EUA foi de 1,16 Tcf, com previsão de contribuição de 53% na produção de gás natural dos EUA em 2040 (EIA/RIMA, 2013). Naturalmente, o sucesso da produção de *Shale Gas* nos EUA, levou a pesquisas sobre a viabilidade econômica deste tipo de prospecto em outros países.

### 6.1 Definição

Reservatório *Shale Gas* é uma expressão utilizada para descrever pacotes sedimentares compostos por folhelhos orgânicos que funcionam como um sistema petrolífero autossuficiente, atuando como rocha fonte, selo e reservatório de hidrocarbonetos.

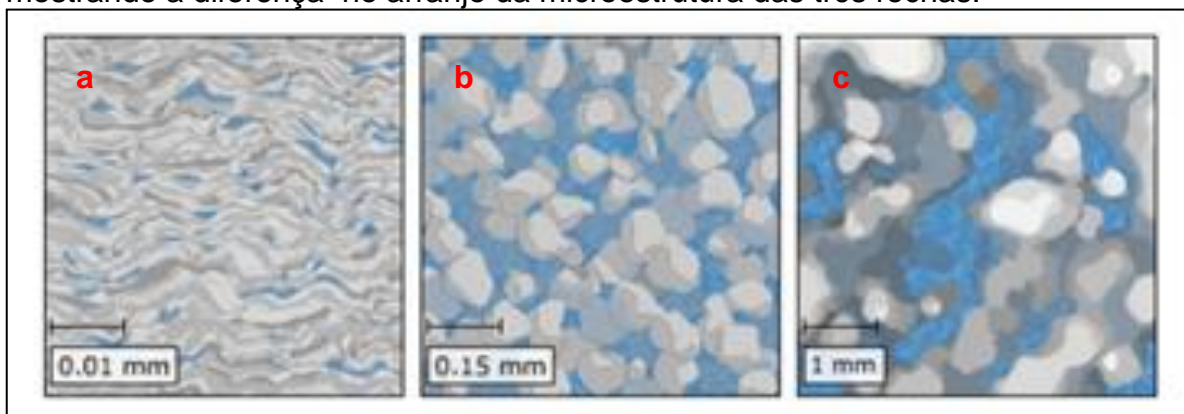
Apesar de se utilizar o termo “folhelho”, este tipo de reservatório engloba um amplo espectro litológico e textural, abrangendo de folhelhos propriamente ditos, a argilitos, siltitos e arenitos muito finos, caso estejam presentes no pacote sedimentar como intercalação.

Em função disto, sua composição é altamente heterogênea e complexa verticalmente, apresentando mudanças mineralógicas, de tamanho de grão, estrutura de poro e de padrão de fraturamento em escala submilimétrica (SPE et al., 2011). Essa complexidade composicional reflete tanto a entrada e a segregação

hidrodinâmica do material clástico, quanto os processos de produção primária e diagenéticos que ocorreram dentro da bacia.

Caracterizado pela baixa permeabilidade e porosidade, em linhas gerais o folhelho apresenta laminações, fissionabilidade ao longo dos planos de estratificação, e complexa microestrutura<sup>7</sup> (Figura 24). Além disso, sua variabilidade mineralógica e teor de matéria orgânica fazem com que cada intervalo sedimentar seja diferente em termos de propriedades geoquímica e geomecânicas (CRAMER, 2008).

Figura 24 - Imagem microscópica de folhelho (a), arenito (b) e carbonato (c) mostrando a diferença no arranjo da microestrutura das três rochas.



Fonte: Modificado de PCE, 2012.

É importante ressaltar ainda que, ao contrário dos convencionais, os reservatórios *Shale Gas* podem se estender de forma contínua ao longo de grandes áreas, não apresentam trapa, selo e contato gás/água definido, e geralmente o hidrocarboneto presente não está estratificado por densidade.

Em relação à origem, o gás presente nestes reservatórios pode ser gerado por dois processos: (1) Biogênico - devido a ação de microrganismos anaeróbios durante a fase inicial de soterramento ou pela ação de bactérias carregadas pela água meteórica; (2) Termogênico - oriundo da decomposição térmica do querogênio (BOYER et al., 2006; MAIULLARI, 2011).

---

<sup>7</sup> Mudanças em escala submilimétrica em mineralogia, tamanho do grão, estrutura de poro e padrão de fraturamento.

## 6.2 Características do reservatório

### 6.2.1 Mineralogia

Os folhelhos compreendem uma mistura variável de argilominerais, quartzo, feldspato, carbonatos, sulfetos, material amorfo, e matéria orgânica (BLATT et al., 1980; WEAVER, 1989; POTTER et al., 2005). Essa variabilidade fornece informações sobre os mecanismos de dispersão, origem, mudanças espacial e temporal da proveniência e transporte dos sedimentos (BOHACS, 1998).

Em termos composicionais, os argilominerais são os principais constituintes dos folhelhos, e apesar de possuírem mineralogia complexa, podem ser divididas basicamente em três grupos: caolinita, illita e montmorilonita.

A caulinita ocorre geralmente como agregados de cristais lamelares vermiformes que preenchem os poros intergranulares. É estável na presença de soluções ácidas, e por isso, ocorre como argila detrítal em depósitos continentais, e cimento autigênico em arenitos que foram percolados por águas ácidas, semelhantes às águas meteóricas. O hábito deste cristal diminui a porosidade do reservatório, mas pode ter apenas um pequeno efeito sobre a permeabilidade.

A illita autigênica cresce como cristais fibrosos, e normalmente ocorrem como capa de alteração sobre os grãos detríticos. Estas estruturas, muitas vezes preenchem a garganta entre os poros. Assim a illita quando em forma de cimento pode ter um efeito muito prejudicial sobre a permeabilidade. Em sedimentos marinhos ocorre predominantemente como argila detrítica, e em arenitos percolados por água alcalina, como argila autigênica.

Montmorilonita ou esmectita ocorre como placas muito finas flexíveis e onduladas, sua origem está associada à deposição de partículas heterogêneas de granulometria fina e de natureza vítrea, provenientes de rochas vulcânicas extrusivas, tais como tufas, cinzas, vidros vulcânicos, riolitos e andesitos, e são encontradas em depósitos continentais ou marinhos profundos (ROMERO et al., 2007).

### 6.2.2 Concentração de matéria orgânica

A concentração de carbono orgânico (COT) nos folhelhos é importante para a avaliação do seu potencial produtivo. Comparando as principais bacias produtoras dos EUA, verifica-se que o COT em *Shale Gas* produtores varia entre 1-10%.

### 6.2.3 Espessura e profundidade de soterramento

A espessura do reservatório *Shale Gas* é uma variável regional e interfere diretamente na produção - folhelhos com menos de 15 m de espessura dificultam a produção devido à área de contato, além disso, o risco exploratório quanto ao volume de gás *in place* aumenta. Em contrapartida, camadas muito espessas tornam a determinação dos melhores intervalos para produção mais difícil, diminuindo a eficácia dos poços horizontais.

A profundidade de soterramento varia para cada reservatório em função dos seguintes fatores: sobrecarga, gradiente geotérmico e pressão. Entretanto, a profundidade mínima de soterramento aceita é de 500 m, sendo o ideal, profundidade de soterramento entre 700 m e 1000 m (BOYER et al., 2006).

### 6.2.4 Maturidade termal

Maturidade termal é um dos parâmetros, utilizados na avaliação de um prospecto *Shale Gas*, mais importantes. Geralmente é quantificado por meio da Reflectância da Vitrinita (%R<sub>o</sub>) e representa uma característica particular de cada reservatório. A janela de gás é marcada por valores entre 1% e 1,3%.

### 6.2.5 Mecanismo de armazenamento do gás

A presença de vários tipos de rochas na composição deste reservatório resulta na formação de um mecanismo múltiplo de armazenamento, onde o gás gerado *in situ* está presente adsorvido na superfície da matéria orgânica, e na forma de gás livre nos poros e dentro das fraturas (BOYER et al., 2006). Interferindo também, diretamente na capacidade de fraturamento da rocha.

Assim, num reservatório *Shale Gas* existem três possibilidades de armazenamento:

- a maior parte do gás (> 50%), é adsorvida na matriz da rocha, e restante é armazenado como gás livre;
- a maior parte do gás é armazenado na matriz e em fraturas. A adsorção não é um fenômeno tão importante;
- a maior parte do gás é armazenado em gás livre em fraturas. O armazenamento na matriz não é possível devido à ausência absoluta de porosidade e permeabilidade.

### 6.2.6 Porosidade e permeabilidade

Nos folhelhos, em função da forma e tamanho dos grãos, os poros são planos, semelhantes a fendas lineares distribuídos de forma heterogênea na matriz da rocha. Seu volume poroso é composto por micro e nanoporos ( $10^{-1}\mu\text{m}$  e  $10^{-2}\mu\text{m}$ ) com diferentes graus de saturação de água, podendo estar parcialmente preenchido por matéria orgânica residual (PASSEY et al., 2010). Em virtude disto, o armazenamento do gás ocorre dentro das fraturas, entre os microporos da matriz e como uma fase adsorvida na superfície das partículas de querogênio.

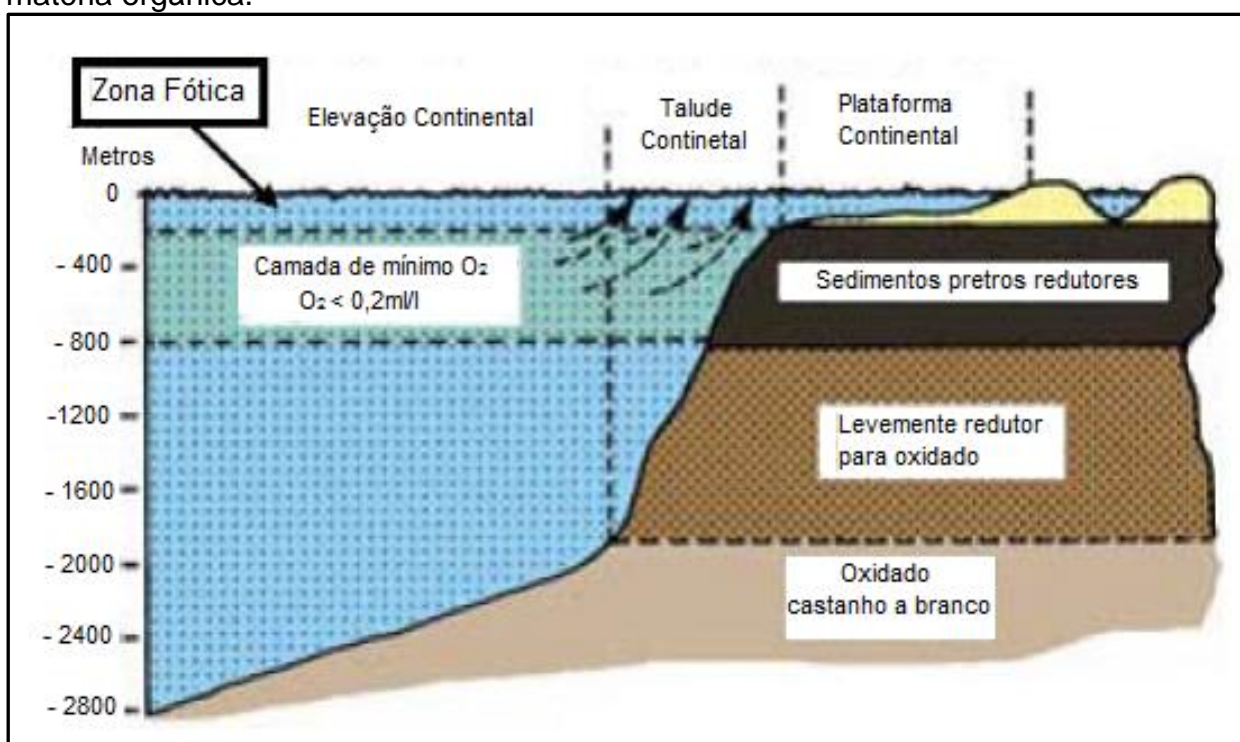
A permeabilidade absoluta intragranular também é extremamente baixa, varia entre  $10^{-6}$  e  $10^{-12}$  D. Atribuída ao pequeno diâmetro das gargantas dos poros, os quais são facilmente fechados pela diminuição da pressão, a permeabilidade é obtida por meio dos sistemas de fraturas naturais desenvolvidos a partir de influências estruturais, e/ou pela presença de intercalações de camadas de siltito e

arenito, que transmitem fluidos de forma mais eficiente do que os folhelhos (STEIGER & LEUNG, 1992).

### 6.2.7 Ambiente de Sedimentação

O ambiente de deposição afeta tanto a forma, quanto o tipo de hidrocarbonetos gerado. Neste caso em particular, considerando que a rocha reservatório é também a rocha fonte, a sedimentação do folhelho deve ocorrer num ambiente anóxico, propício para a deposição e preservação da matéria orgânica. No talude continental a região denominada por Ayers (2005) de Camada de Oxigênio Mínimo - OML (Figura 25) é um bom local para a deposição e preservação de sedimentos marinhos ricos em matéria orgânica. Além desse, ambiente de água profunda e de bacia restrita também são bons locais para deposição de rochas geradoras.

Figura 25 - Perfil esquemático ilustrando os locais de deposição e preservação da matéria orgânica.



Fonte: Modificado de AYERS, 2005.

### 6.2.8 Fraturas Naturais

Em virtude da baixíssima transmissibilidade própria dos folhelhos, muitos pesquisadores tem assumido que a presença de fraturas naturais abertas é fundamental para a produção de gás a partir de reservatórios *Shale Gas*, porém a intensidade e distribuição das fraturas é uma característica particular de cada reservatório. Em função disso, é necessário estudar e entender a orientação, extensão, tipo e frequência de cada set de fratura identificado, a fim de se estabelecer o mecanismo de armazenamento e migração do hidrocarboneto, bem como a estratégia de produção.

### 6.3 **Critérios para seleção de reservatórios *Shale Gas***

Nenhumas das características acima determinam a prospectividade do folhelho como reservatório, se utilizadas de forma isolada. A partir da descrição de cada uma delas, selecionou-se os principais parâmetros a serem considerados na seleção de reservatórios *Shale Gas*, são eles: conteúdo orgânico, espessura do intervalo, maturidade térmica, mecanismo de armazenamento e a mineralogia. Cabe ressaltar que, quando não existe disponibilidade de dados o método da analogia pode ser utilizado para definir os critérios de seleção de intervalos com maior potencial.

Neste processo, é importante ter em mente que esses critérios envolvem tanto propriedades específicas de cada bacia, tais como pressão e mecanismo de armazenamento dos intervalos de folhelho, quanto às propriedades comuns a qualquer reservatório *Shale Gas*, como maturidade termal e baixa porosidade. A Tabela 5 exemplifica os principais aspectos comuns e específicos de reservatório *Shale Gas*.



Tabela 5 - Classificação das propriedades do reservatório *Shale Gas*.

Específica	Geral
Pressão e profundidade do intervalo de folhelho	Maturidade termal
Padrão de faturamento	Ambiente de deposição
Mecanismo de armazenamento	Baixa porosidade e permeabilidade
COT %	Espessura da formação
Mineralogia	Fraturas naturais

#### 6.4 Reservatório *Shale Gas* vs. Reservatório Convencional

Uma das diferenças mais importantes entre o reservatório *Shale Gas* e o Convencional é o fato do folhelho atuar como rocha fonte, reservatório e trapa simultaneamente. Outro atributo relevante é a presença de gás adsorvido a superfície do querogênio associado ao gás livre, que é incapaz de migrar de forma eficiente ao longo da rocha devido à baixa permeabilidade e falta de conectividade dos poros (HAMBLIN, 2006).

Para reservatórios convencionais (arenitos e carbonatos em sua maioria), o gás migra a partir da rocha fonte até encontrar uma camada impermeável que o trapeie. Neste caso, raramente ocorre gás adsorvido devido a ausência de matéria orgânica.

Além disso, a porosidade dos reservatórios convencionais tende a ser muito mais alta quando comparada ao reservatório *Shale Gas*, o que contribui para o baixo nível de gás livre encontrado nos folhelhos (FARAJ et al., 2004; HAMBLIN, 2006).

Em termos de distribuição areal, reservatórios *Shale Gas* geralmente *apresentam* grande extensão, podendo cobrir parcelas significativas da bacia sedimentar (FARAJ et al., 2004). Em contrapartida, os reservatórios convencionais abrangem áreas muito menores, ocorrendo na maioria das vezes de forma concentrada e descontínua.

O Quadro 3 sintetiza as principais diferenças entre os reservatórios *Shale Gas* e Convencional. Ele demonstra que os conceitos tradicionais a respeito dos processos de geração, expulsão, migração, acumulação e qualidade do reservatório

não são estritamente relevantes para a avaliação de um potencial reservatório *Shale Gas*.

Quadro 3 - Principais diferenças entre reservatório *Shale Gas* e convencional.

<b>Reservatório</b>	<b><i>Shale Gas</i></b>	<b>Convencional</b>
<b>Trapa</b>	Indefinida	Estrutural e estratigráfica
<b>Sistema petrolífero</b>	Rocha fonte, reservatório e trapa simultaneamente	Reservatório e rocha fonte independentes
<b>Mecanismo de percolação</b>	Principalmente através de fraturas	Lei de Darcy
<b>Distribuição</b>	Contínua e no centro da bacia	Descontínua em corpos individuais ou em cluster
<b>Migração</b>	Primária e secundária alcança pequenas distâncias	Secundária pode alcançar grandes distâncias
<b>Contato Gás/Água</b>	Indefinido	Uniforme
<b>Relação dos fluidos</b>	Sem estratificação	Estratificados por densidade

#### 6.4 Desafios

Em virtude da complexidade e heterogeneidade do *Shale Gas*, o processo de exploração e avaliação deste tipo de prospecto envolve uma combinação de desafios operacionais e de técnicas específicas, bem como impasses na gestão ambiental.

Os métodos de avaliação utilizados em reservatórios convencionais não se mostram eficientes quando aplicados aos não convencionais, e o conjunto de perfis geofísico de poços tradicionais e testemunhos não fornecem todas as respostas quanto a caracterização de reservatório requeridas para o *Shale Gas*. Assim é razoável concluir que os principais desafios a serem enfrentados são: a caracterização e compreensão da arquitetura do reservatório, e a determinação da reserva potencial. Outros obstáculos significativos associados ao desenvolvimento

do gás a partir do folhelho incluem a maximização do fraturamento hidráulico e da eficiência da perfuração/produção, e minimização do impacto ambiental.

No Brasil, tendo em vista o grau de desenvolvimento dos estudos e a falta de uma política de incentivo é provável que a curto e médio prazo, a nova indústria de *Shale Gas* se mantenha incipiente. Esta perspectiva de baixo desenvolvimento é atribuída principalmente aos seguintes fatores: falta de dados e de metodologia de avaliação exploratória adequados, necessidade de infraestrutura, e alto custo de desenvolvimento e produção.

Além disso, a situação geopolítica da exploração de *Shale Gas* está se tornando especialmente complicada em virtude da ausência de estudo em relação ao impacto ambiental desta atividade. Uma série de especulações com relação a questões de saúde e segurança relacionados com tecnologia de fraturamento hidráulico e uso da água, contaminação de aquíferos, do solo e de animais; produção de tremores devido ao fraturamento; possibilidade de aceleração do efeito estufa por escape de metano tem sido levantadas e continuam sem resposta acadêmica e também regulatória.

Tendo em vista este cenário, para viabilizar o sucesso exploratório, a médio e longo prazo, de prospectos tipo *Shale Gas* será necessário além da uma seleção cuidadosa e desenvolvimento de tecnologias e métodos de pesquisa, a elaboração de uma regulamentação eficaz, a partir da análise de possíveis análogos de depósitos brasileiros em exploração no mundo.

## 7 ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A FORMAÇÃO BARREIRINHA E FORMAÇÃO MARCELLUS (BACIA APALACHIANA)

À medida que a exploração dos sistemas petrolíferos *Shale Gas* se expandem, os reservatórios dos Estados Unidos são continuamente utilizados como análogos para subsidiar as estratégias de interpretação e predição dos estudos realizados no Brasil.

No caso da bacia do Amazonas para diminuir o risco exploratório na avaliação do potencial da Formação Barreirinha como reservatório *Shale Gas*, a indústria tem utilizado a Formação Marcellus (Marcellus Shale), Devoniano Médio da bacia Apalachiana Central como análogo.

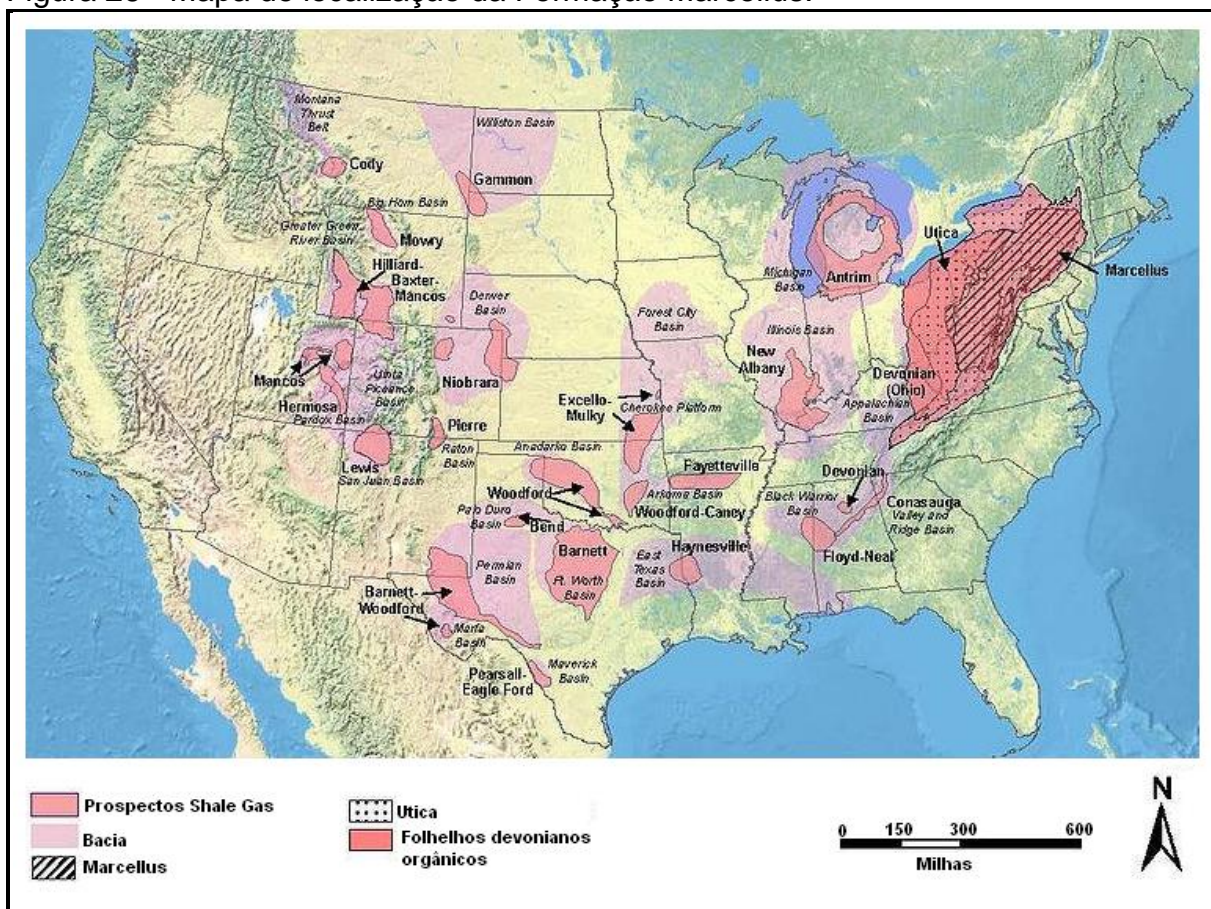
### 7.1 Formação Marcellus

#### 7.1.1 Localização

A Formação Marcellus se estende por cerca de 970 km através da bacia Apalachiana central, aflorando nas margens leste e norte da bacia. É limitado a leste pelo planalto de Allegheny, a nordeste pelo domo de Adirondack, e a oeste pelo arco de Cincinnati.

Cobrindo uma área de cerca de 200.000 km<sup>2</sup> constitui o maior reservatório *Shale Gas* identificado nos Estados Unidos (Figura 26). Segundo a USGS possui um total de 1.500 Tcf de gás *in place*, dos quais cerca de 350 Tcf é tecnicamente recuperável (USGS, 2013).

Figura 26 - Mapa de localização da Formação Marcellus.



Fonte: Modificado de EIA, 2008.

### 7.1.2 Geologia regional – Bacia Apalachiana

A bacia Apalachiana é uma bacia de antepaís formada ao longo de aproximadamente 220 milhões de anos em resposta a três eventos tectônicos principais: (1) Orogênese Grenville (Proterozóico Médio) que formou o embasamento; (2) Rifteamento interior oriental (Cambriano Inferior/Médio) que formou o gráben que deu origem ao depocentro da bacia; (3) Orogênese Apalachiana, responsável pela formação da bacia de antepaís, preenchimento e deformação dos sedimentos Paleozóicos. Nesta fase tectônica estão incluídas as orogêneses Taconiana (Ordoviciano), Acadiana (Devoniano) e Allegheniana (Pensilvaniana) (BRUNER & SMOSNA, 2011).

Localizada na porção leste-nordeste dos Estados Unidos, a história paleozóica da bacia consiste de três eventos orogênicos, desencadeados pela

colisão entre a Laurasia e a placa Báltica que transformou a região de margem passiva, durante o Ordoviciano, em bacia de antepaís (MARSHAK, 2010).

A primeira fase corresponde à orogênese Taconiana, sendo marcada pela colisão entre crosta continental e oceânica, seguida de flexura da bacia e desenvolvimento de arcos magmáticos associados ao evento colisional. Nesta fase, a deposição de sedimentos foi variada, composta por fácies fluvial, lacustre, de água profunda e de delta. (ETTENSohn, 1985, 1994, 2008; FAILL, 1997; LAVOIE, 2008).

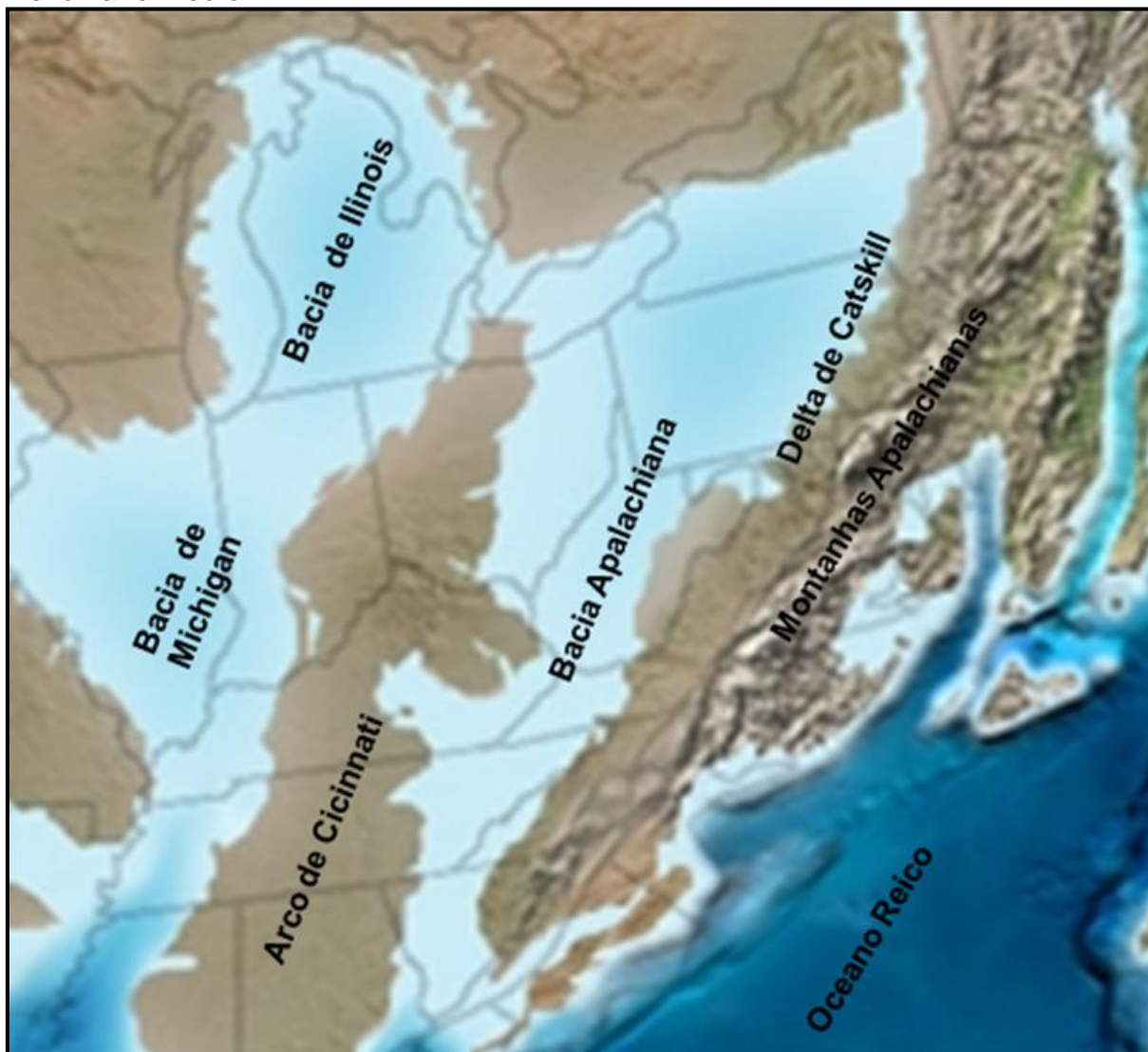
A fase intermediária corresponde à orogênese Acadiana, sendo marcada pelo espessamento crustal causado pelas falhas de empurrão, e pela presença de várias camadas de cinzas vulcânicas, que são provavelmente resultado da colisão entre a Laurasia e placa Báltica e dos arcos magmáticos associados a ela. As cadeias de montanhas, geradas nesta fase, atuaram como área fonte das rochas siliciclásticas do Devoniano/Mississípiano. Com a continuidade do processo tectônico, o soergimento das cadeias de montanhas cessa e começa a se formar um sistema deltaico. Por fim, ocorre erosão completa das montanhas Acadianas e deposição de sedimentos carbonáticos (ETTENSohn, 1985, 1994, 2008; FAILL, 1997; LAVOIE, 2008).

Na fase final, a bacia Apalachiana Carbonífera, é mais complexa tectonicamente do que nas etapas anteriores, e a deposição é controlada pela variação da subsidência e do soergimento flexural. (ETTENSohn, 1985, 1994, 2008; FAILL, 1997; LAVOIE, 2008). A bacia começa a evoluir ao longo de seu comprimento, com padrões de deposição variando muito em relação à localização na bacia em função da baixa profundidade, o que permitiu a deposição de fácies marinha profunda intercalada com fácies fluvial (FAILL, 1997).

A última alteração no desenvolvimento da bacia do Apalachiana foi a mudança de paleocorrente (Permiano), indicando que a área fonte migrou para o sul em função da orogênese Allegheniana (FAILL, 1997).

Além disso, a reconstrução paleogeográfica mostra que no Devoniano, a bacia Apalachiana estava situada na faixa equatorial úmida, sujeita a ação dos ventos alísios de leste que transportavam umidade do oceano adjacente. E que o espessamento crustal, associado a um evento de elevação no nível do mar criou um oceano epicontinental raso, ladeado por cadeias de montanha, cuja geometria restringia a circulação marinha (Figura 27) (HECKEL & WITZKE, 1979; ZIEGLER et al., 1979; ETTENSohn & BARON, 1981).

Figura 27 - Mapa de reconstrução paleogeográfica do leste dos EUA durante o Devoniano Médio.



Fonte: Modificado de GEOLOGY.COM, 2008.

Nesta época, segundo Werne et al., (2002), as montanhas bloqueavam os ventos, criando um efeito “sombra de chuva” gerando assim um clima árido a semi-árido na face voltada para a bacia. Com o fim do processo de soerguimento, a erosão das montanhas permitiu a circulação normal dos ventos, tornando então o clima mais ameno.

O estabelecimento de um clima tropical favoreceu o desenvolvimento de um sistema fluvial efetivo, a geração de material orgânica e a erosão total das montanhas adjacentes a bacia, fornecendo material clástico para deposição.

### 7.1.3 Estratigrafia

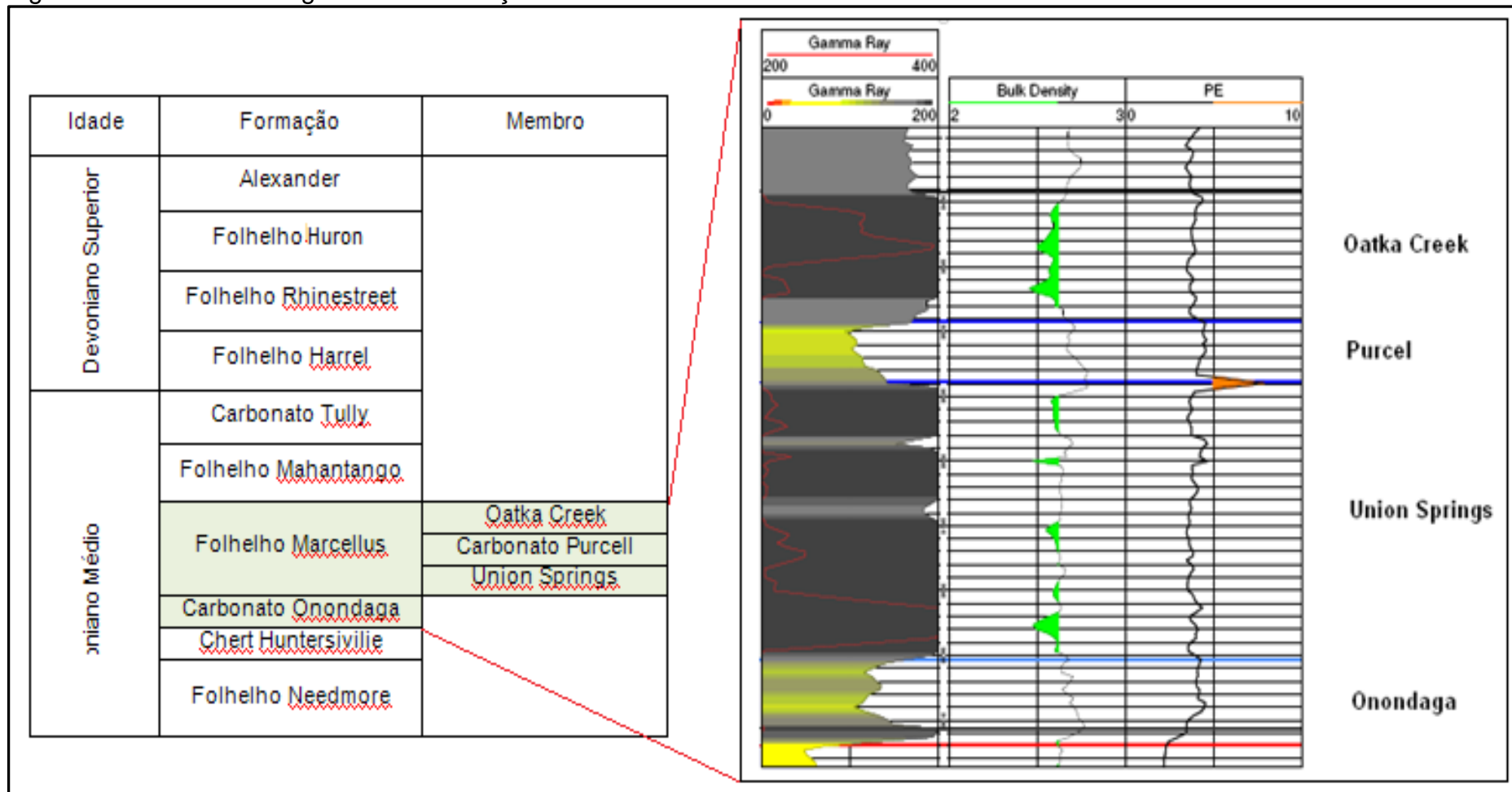
A Formação Marcellus em conjunto com a sobrejacente Formação Mahantango constituem o Grupo Hamilton (Figura 28 e 29) da bacia Apalachiana central. Composta pelos Membros Union Spring (base), Purcell e Oatka Creek (topo), apresenta um aumento significativo em espessura e complexidade de sudoeste para nordeste, podendo alcançar mais de 200 m no nordeste da Pensilvânia (ZIELINSKI & MCLVER, 1982; WRIGHTSTONE, 2008; BOYCE, 2009), e contato concordante com as formações do Devoniano Inferior ao longo da maior parte da bacia (DENNISON, 1960; BASAN et al., 1980; SHERRARD & HEALD, 1984).

Em termos litológicos, é composta por dois intervalos de folhelhos (Union Springe Oatks Creek) separados por uma sequencia de carbonatos, folhelhos e arenito (Carbonato Purcell) (CLARKE, 1903; CATE, 1963; DE WITT et al., 1993). E é geralmente descrito como um folhelho preto, laminado, homogêneo, carbonático, físsil, altamente radioativo, contendo concreções carbonáticas, poucos fósseis e localmente muita pirita, (ETTENSohn & BARON, 1981; HARPER, 1999).

O Membro Union Springs é composto por folhelhos preto, físsil, de baixa densidade, radioativos, depositados discordantemente sobre a Formação Onondaga. O Membro Oatka Creek é composto por folhelhos pretos, carbonático e fossilífero, com radioatividade basal mais elevada em relação ao topo (LASH & ENGELDER, 2011).

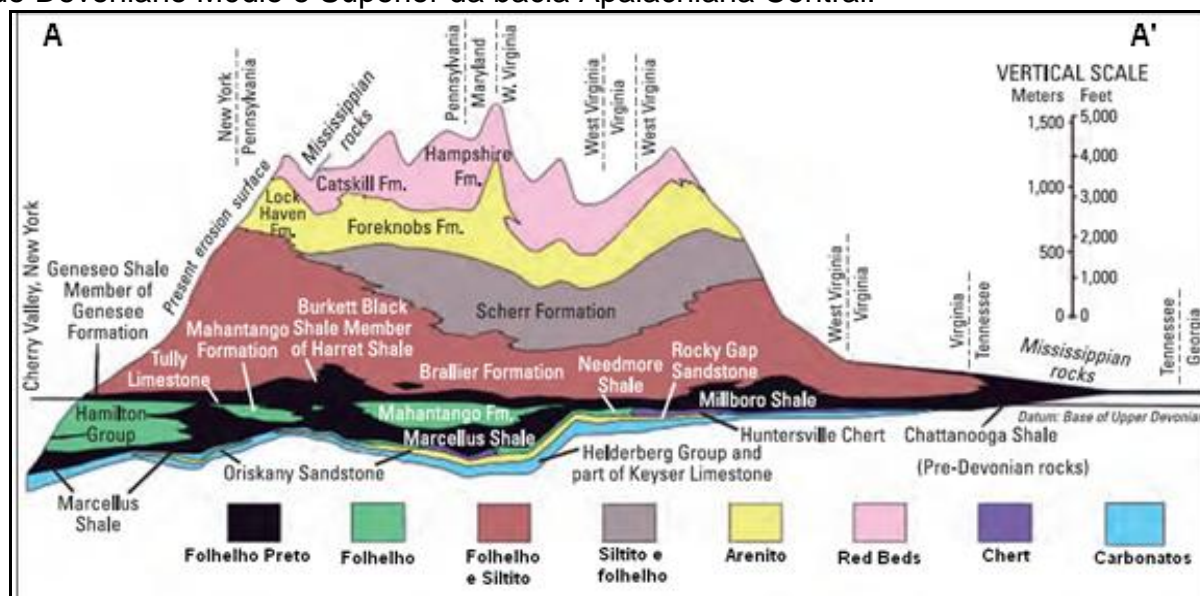


Figura 28 - Coluna estratigráfica da Formação Marcellus.



Fonte: Modificado de MILICI & SWEZEY, 2006; BOYCE, 2010.

Figura 29 - Seção esquemática ilustrando a relação estratigráfica entre as formações do Devoniano Médio e Superior da bacia Apalachiana Central.



#### 7.1.4 Tectônica e arranjo estrutural

Na faixa de empurrão oriental e na porção leste da Província do Platô de Allegheny, as principais estruturas geológicas são de descolamento. Estas estruturas se tornam menos complexas para oeste, e passam de blocos de cavalgamento, para estruturas duplex estreitas, zonas de dobramentos de alta amplitude, zonas de dobramentos de baixa amplitude e finalmente para estratos indeformados (SHUMAKER, 1996). Na porção norte da bacia, a Formação Marcellus está diretamente assentada sobre a zona de descolamento regional nas camadas de sal do Grupo Salina (Siluriano), enquanto que na porção sul da bacia o pacote sedimentar contém a principal falha de descolamento (SHUMAKER, 1996; MILICI & SWEZEY, 2006).

Além disso, um grande número de elementos estruturais é relacionado ao embasamento (SHUMAKER, 1996), incluindo os arcos de Cincinnati e Waverly. Grande parte da Formação Marcellus está na área da zona de dobramentos de baixa amplitude (amplitude menor do que 200m, mergulho máximo de 2-3°) com fraturas associadas (DENNISON, 1960).

São identificados em toda a bacia dois sets de fraturas considerados importantes na produção de gás, denominados  $J_1$  e  $J_2$ .

$J_1$  apresenta direção  $60^\circ$ - $75^\circ$ , são menos espaçadas e foram formadas antes do dobramento Allegheny.

$J_2$  tem direção  $315^\circ$ - $345^\circ$ , corta o set  $J_1$  e são síncronos ao dobramento Allegheny, sendo orientado perpendicular ao eixo das dobras.

Alguns autores defendem que ambos os sets podem ter sido produzido por fraturamento hidráulico natural, ocasionado pelo aumento da pressão de fluido, que superou a resistência à compressão da rocha próxima a profundidade máxima de soterramento (cerca de 4 km). O acúmulo de pressão de fluido é atribuído ao desequilíbrio de compactação por causa da baixa permeabilidade da rocha e da variação no volume de folhelho em virtude da conversão de matéria orgânica em hidrocarboneto (LASH, 2008; ENGELDER & LASH, 2009).

No entanto, para Arthur et al., (2008b) as fraturas foram formadas quando a pressão sobre o pacote sedimentar diminuiu devido a erosão e/ou soerguimento tectônico. Os sets se desenvolveram como microfratura, e em seguida continuam a evoluir para fraturas em grande escala (ENGELDER & LASH, 2008).

#### 7.1.5 Litofácies e litologia

Harper (1999) e Milici & Swezey (2006) desenvolveram um modelo de fácies regional para os folhelhos do Devoniano Médio e Superior, na qual são identificadas cinco litofácies (Figura 30):

1. Folhelho cinza escuro a preto, carbonático, piritoso, pouco fossilífero. Estas fácies estão presentes na Formação Marcellus. Marcam a base das sequências, e geralmente ocorre na parte ocidental da bacia se estendendo para o leste (HILL et al., 2004; ETTENSOHN et al., 1988).
2. Folhelho cinza escuro pouco fossilífero, intercalados com siltito cinza claro.
3. Folhelho fossilífero verde claro a escuro, marrom, roxo e vermelho, siltito e arenito fino.

4. Silte, argilito micáceo, siltito, arenito fino a médio e conglomerados.
5. Camadas de argilito cinza e vermelho, siltito, arenito e conglomerado.

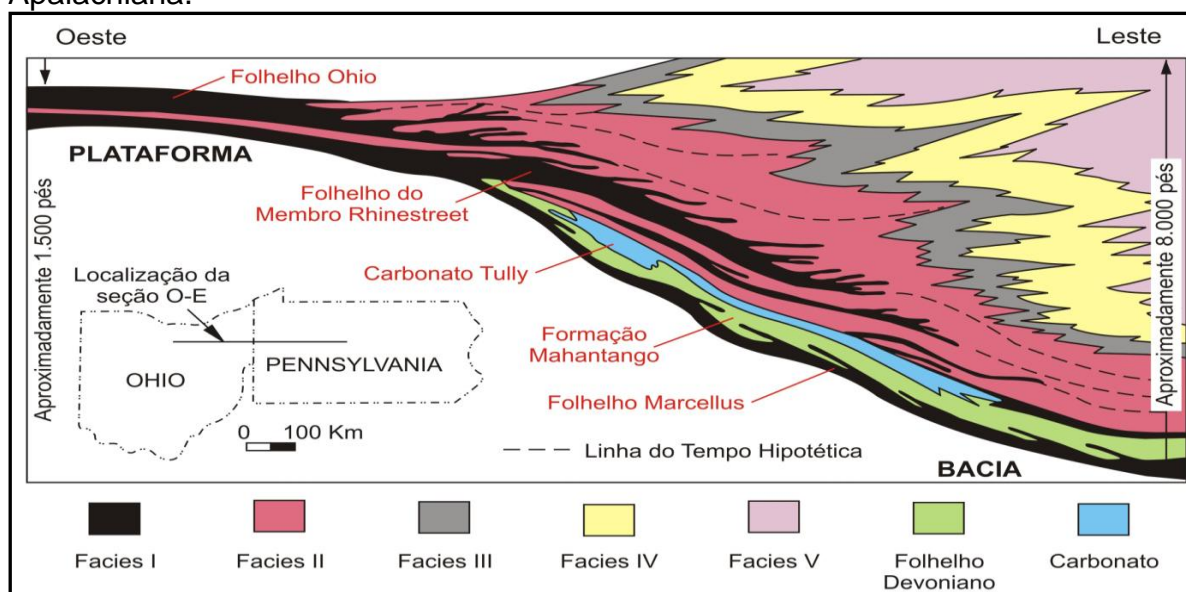
Geralmente estes folhelhos são laminados (físsil) e sem bioturbação, compostos principalmente por ilita, clorita, caulinita, e outros argilominerais (35%), quartzo (40-60%), feldspato (<10%), muscovita e clorita (5-30%), calcita (25%), além de pirita, carbonatos e matéria orgânica (ZIELINSKI & MCLVER (1982); ROEN, 1984, LYLE, 2009).

Zielinski & Nance (1979) relacionaram perfil de densidade a composição do folhelho, conforme a Tabela 6:

Tabela 6 - Classificação do folhelho em função do perfil de densidade.

Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Tipo de folhelho
2.65–2.73	carbonático
2.50–2.65	silicoso
<2.4	orgânico

Figura 30 - Modelo de fácies regional da cunha clástica Acadiana na bacia Apalachiana.



Fácies I: folhelho basal, preto, orgânico. Fácies II: folhelho subfíssil, intercalado com siltitos, e raros arenitos finos. Fácies III: rocha clástica marinha, fóssilífera, apresentando grande variação de cor e textura. Fácies IV: argilitos, folhelhos, siltitos, arenitos e conglomerados. Fácies V: rochas detríticas não marinhas.

Fonte: Modificado de HARPER, 1999.

### 7.1.6 Ambiente deposicional

A maioria dos modelos publicados para o folhelho Marcellus apresenta semelhança com o modelo de sedimentação de folhelhos do Mar Negro. Tal abordagem implica que as fácies enriquecidas em matéria orgânica na Formação Marcellus teriam sido depositadas em ambiente de água profunda disóxico a anóxico (BOSWELL, 1996; CURTIS, 2002; ETTENSOHN, 2008; BOYCE, 2009).

Contudo, estudos recentes de sedimentologia e estratigrafia, apontam que este modelo de deposição controlado pela paleobatimetria pode não ser apropriado para o folhelho Marcellus.

Neste contexto, aumento do COT de leste para oeste, poderia ser atribuído ao aumento do fluxo clástico para leste, como resultado do aumento do aporte sedimentar oriundo do delta Catskill. Logo a fácies orgânica da Formação Marcellus foram provavelmente depositados em um ambiente batimetricamente intermediário (semelhante a plataforma continental atual), e não na parte mais profunda da bacia.

Conseqüentemente a deposição do folhelho, não seria controlada pela profundidade da água, e sim pela combinação dos seguintes eventos: subsidência e soerguimento rápido, variações sazonais no fornecimento de nutrientes para proliferação de algas, mudanças na salinidade e entrada de sedimentos clásticos na bacia (EMMANUEL & SONNENBERG, 2013). Considerando este modelo:

- as litofácies orgânicas teriam sido depositadas durante os períodos de maior proliferação de algas e reduzido influxo clástico. E alterações na composição química da base da coluna de água teria favorecido tanto a preservação da matéria orgânica;
- durante o período de quiescência tectônica ocorre uma redução na sedimentação das litofácies orgânicas, e conseqüente diluição da matéria orgânica como resultado do aumento do influxo clástico oriunda da erosão das Montanhas Acadianas;

- e as fácies carbonáticas foram depositadas durante os períodos de reduzida floração das algas, baixas taxas de sedimentação e de pequenas mudanças química da água.

#### 7.1.7 Geração e migração

De acordo com o mapa de reflectância da vitrinita, a maturidade térmica da Formação Marcellus aumenta progressivamente para o leste-nordeste ao longo da bacia. Além disso, a distribuição das três áreas mais maduras, indicam que lineamentos ou estruturas do embasamento controlam localmente migração de calor (Figura 31) (REPETSKI et al., 2005).

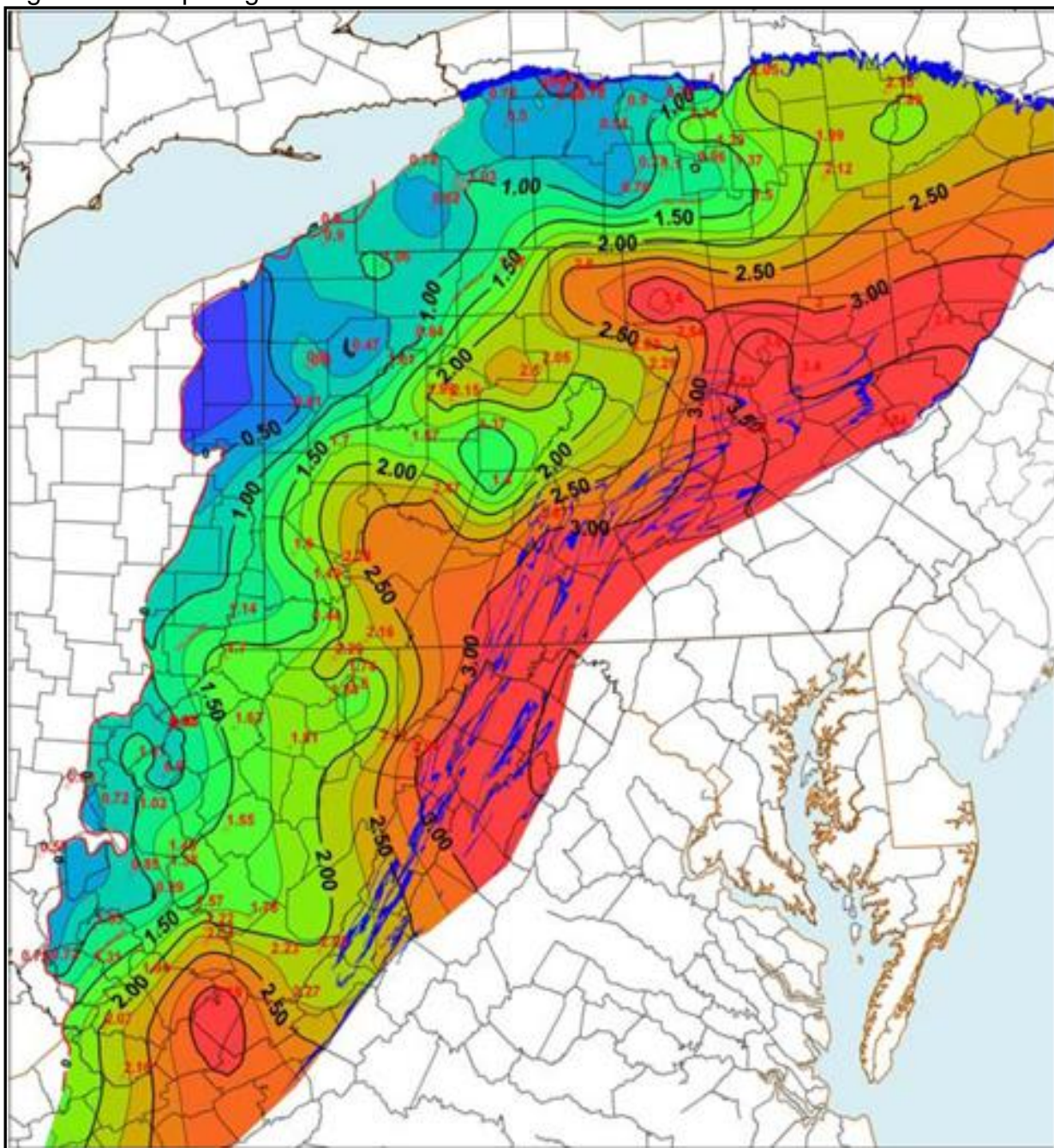
Essa variação regional da maturidade na Formação Marcellus explica a presença de gás úmido em algumas áreas e gás seco em outras (DURHAM, 2008).

Quanto a história de soterramento, a Formação Marcellus foi submetida a dois estágios de soterramento. O primeiro ocorreu durante o Devoniano/Mississipiano, pela ação da cunha clástica Acadiana, seguido de soerguimento durante a Orogênese Allegheniana (Pensilvaniano). O segundo estágio, ocorreu no Permiano/Triássico, pela ação da cunha clástica Allegheniana, seguido de contínuo soerguimento até os dias atuais (LASH, 2008).

Os hidrocarbonetos presentes na Formação Marcellus são de origem termogênica. O gás encontra-se adsorvido a matéria orgânica sólida e na superfície dos argilominerais (JARVIE et al., 2004; KUUSKRAA et al., 1983) e armazenados nos poros intersticiais e nas microfraturas. A proporção de gás livre aumenta para leste em toda bacia em função do aumento da porcentagem de quartzo na composição da rocha (Lyle, 2009).

Segundo Soeder (1988) e Gottschling (2007) a migração e distribuição do gás se dão por difusão molecular através da matriz do folhelho, por adsorção na face das fraturas ou de forma livre nas fraturas abertas.

Figura 31 - Mapa regional de reflectância de vitrinita.



Fonte: WRIGHTSTONE, 2008.

#### 7.1.8 Play Marcellus

Considerando a grande extensão areal da Formação Marcellus, para fins de modelagem a EIA a dividiu em duas unidades principais: área ativa (concedida) e área não desenvolvida (sem concessão). E para avaliar sua prospectividade

geralmente utiliza os seguintes parâmetros (HILL et al., 2004; GOTTSCHLING, 2007; SUMI, 2008, WRIGHTSTONE, 2008; LYLE, 2009):

- Espessura do folhelho orgânico - a partir de 15 m;
- COT  $\geq$  4%;
- $R_o \geq$  1.6%;
- Espaçamento, abertura e direção das fraturas – interferem na permeabilidade e porosidade.

Este *play* ocupa uma área total de aproximadamente 140.000 km<sup>2</sup>, apresentando espessura média de 30 m (CORADESQUI & SOUZA, 2013), podendo alcançar 150 m. Cabe ressaltar que, em geral a profundidade e a espessura aumentam para leste.

Estudos realizados mostram uma variação da taxa de COT em torno do play, alcançando valores maiores que 6% no membro inferior e entre 3-6% no membro superior. A porosidade da matriz do folhelho varia entre 0,5-5%, podendo chegar a 9%, entretanto os poros da matriz são pobremente conectados (MYERS, 2008). Os valores de vitrinita indicam que a porção central da bacia é a região de maior interesse para gás, apresentando valores acima de 1,6% (MILICI & SWEZEY, 2006), e saturação de água de aproximadamente 30% (AGBAJI et al., 2009). O volume de gás recuperável é de 1,9 Tcf (MILICI & SWEZEY, 2006).

As principais características da Formação Marcellus estão resumidas na Tabela 7:



Tabela 7 - Classificação do folhelho em função do perfil de densidade.

<b>Play</b>	Marcellus Shale
<b>Bacia</b>	Apalachiana
<b>Idade</b>	Devoniano
<b>Espessura (m)</b>	30-150
<b>Profundidade (m)</b>	1500-2600
<b>COT (wt%)</b>	2-12
<b>Ro</b>	1.6
<b>Porosidade (%)</b>	6
<b>Permeabilidade (mildarcy)</b>	0.13-0.77
<b>Sw (%)</b>	20-45
<b>Querogênio</b>	II e III

## 7.2 Comparação entre as formações Barreirinha e Marcellus

Em termos de composição estratigráfica as duas formações são compostas predominantemente por folhelho preto orgânico, e podem ser subdivididas em duas seções distintas, considerando o teor de matéria orgânica, litologia e o comportamento das curvas do perfil de Raio Gama e de Densidade, sendo a porção basal mais radioativa. No entanto, devido ao posicionamento paleogeográfico da Bacia do Amazonas, a Formação Barreirinha não contém a intercalação de níveis carbonáticos, presente em Formação Marcellus.

As rochas tipo da Formação Barreirinha incluem folhelho macio a semi-duro, variando entre preto e cinza claro a escuro, altamente radioativo, apresentando localmente concreções dolomítica e pirita. As rochas consideradas similares da Formação Marcellus, compreendem folhelho duro, semi-duro a macio, variando entre cinza, cinza acastanhado e preto, carbonático, altamente radioativo, apresentando localmente concreções carbonáticas, intercalado com carbonatos (Membro Purcell).

É possível identificar ambos os folhelhos radioativos por meio dos perfis de raio gama e densidade: Barreirinha apresenta leitura maior que 135°API e inferior a 2,4g/cm<sup>3</sup>; Marcellus apresentam leitura maior do que 150-200°API e densidade inferior a 2,40-2,50 g/cm<sup>3</sup>.

As diferenças geológicas são ainda mais relevantes. O Marcellus foi depositado em uma bacia de antepaís, assimétrica formada ao longo da margem convergente da placa Laurasia, localizada na faixa equatorial durante o Devoniano. Já o Barreirinha foi depositado numa bacia intracratônica em forma de prato, desenvolvida no interior da placa Sul-Americana, localizada próximo ao polo Sul.

Na bacia Apalachiana, imediatamente após a deposição do Marcellus, ocorreu a entrada de sedimentos deltaicos oriundos da faixa orogênica (Formação Mahantango), recobrando estes folhelhos pretos. Em contrapartida, na bacia do Amazonas, após a deposição do Barreirinha, ocorre entrada de sedimentos glacio-marinhos (Membro Curiri) e deltáicos pós-glacias (Membro Oriximiná).

O folhelho Marcellus ocorre de forma descontínua ao longo de toda bacia Apalachiana Central, e foi intensamente deformado durante a orogenia Allegheniana, desenvolvendo *pencil cleavage*, *cleavage duplexes*, e complexos dobramentos. Além disso, são identificados dois sets de fraturas, ortogonais entre si, provavelmente geradas hidraulicamente quando o folhelho alcançou a profundidade de geração. Este tipo de estruturação não é observado na Formação Barreirinha, que em sua maioria apresenta-se indeformada e horizontal.

Em termos de características geoquímica os folhelhos Marcellus e Barreirinha são parecidos:

- os valores de COT variam entre 1-8% no Barreirinha, e entre 2-10% no Marcellus;
- o querogênio de ambos é predominantemente do tipo II com mistura do tipo III;
- reflectância da vitrinita em torno de 1,6% para ambos. Sendo que a maturidade termal para Marcellus é relacionada ao soterramento e ao aquecimento hidrotermal; para o Barreirinha a maturidade está relacionada principalmente a intrusão de rochas ígneas.

Em termos de geração de hidrocarboneto, espessura e porosidade as diferenças também são pronunciadas:

- para Marcellus estima-se um volume de gás in place de 20-150 bcfg/ mi<sup>2</sup>, e para Barreirinha a estimativa é de 70 bcfg/mi<sup>2</sup>
- a porosidade em Marcellus é de aproximadamente 6%, e no Barreirinha de 4%;
- a espessura do Marcellus varia entre de 30-150 m, e do Barreirinha entre 60-70 m.

### **7.3 Método da Analogia**

Frequentemente, em função status do conhecimento geológico, os conjuntos de dados sobre reservatórios de uma determinada área tem que ser complementado para viabilizar uma avaliação mínima do prospecto. Nesses casos, a utilização de reservatórios análogos é muito importante no planejamento da exploração e desenvolvimento da jazida.

Considerando que os parâmetros utilizados para estabelecer a analogia não são exatamente iguais, e que a utilização inapropriada deste método pode resultar em conclusões erradas, é de suma importância que o processo de identificação de análogos seja direcionado por uma análise crítica que associe os principais problemas e objetivos envolvidos com os dados disponíveis.

Ressalta-se ainda que, todo análogo utilizado em geologia de reservatório sofre limitações em virtude da escala física e temporal em que cada comparação é feita e do número limitado de análogos bem documentados.

### 7.3.1 Princípios Básicos

Primeiramente proposto por Grace (1995), e posteriormente aprimorada por Schmoker (1995, 2002) e Klett et al., (2003), o método de Analogia Geológica é a principal técnica utilizada pela USGS para avaliar reservatório *Shale Gas*.

Para serem qualificados como análogos ambos os reservatórios devem ser contemporâneos e terem sido formados numa mesma área geográfica, por processos geológicos iguais ou semelhantes, no que diz respeito a ambiente tectônico e de sedimentação.

Cabe ressaltar que, a heterogeneidade dos folhelhos limita a utilização de análogos, e faz com que cada reservatório *Shale Gas* requeira um tratamento único e abordagens sistemáticas que detalhe e quantifique os aspectos particulares de cada reservatório antes da aplicação direta do método da analogia. Assim, para estabelecer a relevância da analogia e o tipo de análogo a ser utilizado, se faz necessário considerar os seguintes parâmetros: extensão areal e vertical, temperatura do reservatório, composição mineralógica, fácies sedimentar, conteúdo orgânico, idade de geração e migração, e tipo de hidrocarboneto (ALEXANDER, 1993).

#### 7.3.1.1 Tipos de análogos

##### a) Análogo por comparação de ambientes e processos deposicionais

É unânime a definição da determinação do processo formador da rocha como primeiro passo para a caracterização de um reservatório (GEEHAN et al., 1986; LASSETER, et al., 1986). Numa primeira análise, os modelos conceituais empregados para determiná-lo são amplamente baseados na comparação com depósitos e ambiente deposicionais análogos (READING, 1986; READING & ORTON, 1991).

#### b) Análogos a partir de simulações experimentais

Análogos em escala de laboratório, de modelos matemáticos ou químicos podem fornecer uma visão geológica, especialmente onde a analogia entre processos e de ambientes deposicionais não são diretamente observáveis.

Os principais problemas inerentes a este tipo de análogo é que eles são simplificações da realidade geológica, e são inevitavelmente baseadas em suposições. Assim, se os pressupostos que suportam os experimentos estiverem incorretos, o modelo gerado será questionável. Em contrapartida, sua principal vantagem é que pode ser utilizado para investigar diferentes efeitos de controle da deposição de forma independente, e para investigar os processos não observáveis (ALEXANDER, 1993).

#### c) Análogos a partir de registro sedimentar

Analogia de registro sedimentar são as comparações feitas com rochas ou estruturas observadas em outro lugar, ou com uma descrição publicada que pareça ser semelhantes. A comparação direta dos dados de reservatório com formações semelhantes podem levar a grandes avanços na compreensão das características dos reservatórios analisado. Em particular, dados de afloramento podem ser usados para modelo de geometria de fácies, tamanho e distribuição, de modo a dar uma indicação do controle diagenético na porosidade e permeabilidade e, por conseguinte, no comportamento do reservatório.

Esta é uma abordagem importante quando os dados não podem ser adquiridos na escala reservatório. Se a geometria e dimensão das fácies do reservatório estão sendo consideradas, pode ser útil utilizar os dados do registro sedimentar de análogos para obter resultados imediatos. No entanto, neste contexto, os análogos são utilizados como substituto dos modelos de deposição, e em geral, o controle da dimensão e a geometria das fácies podem ser mais bem entendidos, e potencialmente mais confiáveis se for aplicado modelos físicos teóricos (ALEXANDER, 1993).

### 7.3.1.2 Restrições do método

De forma geral, os problemas deste método estão relacionados a: interpretação; escala de comparação; período de duração e tempo geológico, grau de liberdade, e ausência de um banco de dados análogo adequados que permita a modelagem estatística ou teórica de reservatório. Sendo sua principal desvantagem o fato de que se o análogo escolhido for inadequado, a aplicação de comparação direta se estende além dos aspectos do sistema para o qual foi proposto resultando em conclusões errôneas (ALEXANDER, 1993).

#### a) Problemas de interpretação

Os problemas de interpretação se dividem em duas categorias: interpretação dos dados de reservatórios e interpretação dos análogos.

A fim de identificar um análogo adequado, interpretações do ambiente deposicional e de alterações pós-deposicionais devem ser realizadas. Caso essas interpretações estejam incorretas, o resultado pode introduzir uma incerteza não quantificada ao modelo, e o análogo selecionado será inapropriado.

#### b) Problemas de escala

Idealmente, as características do reservatório devem ser entendidas em todas as escalas, no entanto são raros os estudos utilizando análogos que consideram heterogeneidades em todas essas escalas.

Conseqüentemente, os problemas de escala surgem quando meus primeiros análogos continuam a ser utilizados na fase de desenvolvimento, quando mais dados já estão disponíveis, sem testes rigorosos das limitações da analogia. Outros problemas podem surgir quando análogos definidos por comparação em escala de formação são utilizados em escala menores.

c) Problemas por comparação do período de duração e do tempo geológico

Dado o longo período de tempo necessário para a deposição da rocha-reservatório (*sensu Shale Gás*), um único análogo definido com base em evidências temporais pode não ser suficiente para explicar os complexos padrões deposicionais de um reservatório.

Como os processos sedimentares e pós deposicionais são dependentes do tempo, o registro sedimentar do período de tempo do reservatório e do seu análogo deveriam idealmente ser correlativos. Uma vez que, se o análogo não for concebido tendo como base o mesmo período de tempo geológico parâmetros não reconhecidos tais como: comportamento dos canais, dispersão dos sedimentos, entre outros podem gerar incongruências no modelo. Análogos experimentais também apresentam problemas relativos ao tempo, pois raramente são produzidos considerando uma escala de tempo geológico realista.

d) Problemas resultantes do grau de liberdade

Considerando o grande número de fatores que controlam a deposição e a alteração pós deposicional das rochas (área fonte, tipo de bacia, clima, subsidência, ambiente tectônico, variação do nível do mar, controle de sedimentação, preservação de fácies, etc.), é impossível definir um análogo que represente fielmente o reservatório. Por isso, durante a modelagem é comum se adotar um grau de liberdade bem elevado para que reservatório seja representado pelo menos parcialmente.

Em muitos casos, uma única formação de outra bacia sedimentar e com idade diferente é utilizada como análogo para fornecer dados quantitativos para os modelos gerados. Tal analogia baseia-se no pressuposto de que, se os pacotes sedimentares contêm fácies semelhantes, a geometria e a continuidade lateral também serão (GEEHAN et al., 1986).

No entanto, é importante salientar que este tipo de analogia só gera resultados razoáveis quando o ambiente deposicional e a história de soterramento de ambos combinam com precisão. E, além disso, pode não fornecer dados sobre o sistema de deposição e controle físico das fácies, uma vez que distribuição e

arranjos de fácies semelhantes podem ser originados por processos de controles ambientais diferentes (HALDORSEN & CHANG, 1986).

### 7.3.2 Aplicação do método de analogia à Formação Barreirinha

Seguindo os princípios básicos para definição de reservatórios análogos descritos acima, as características sumarizadas no Quadro 4 demonstram que a Formação Marcellus não é uma escolha adequada como análogo a ser utilizado no desenvolvimento dos estudos do potencial como reservatório da Formação Barreirinha. Pois, apesar de serem compostas predominantemente por folhelhos orgânicos, estas duas formações apresentam idades distintas e são oriundas de ambientes tectônicos e geográficos completamente antagônicos, o que impõe características composicionais completamente distintas, limitando drasticamente qualquer tipo de predição quanto às características do reservatório e de produção de gás.

Para corroborar esta constatação destacamos duas diferenças cruciais entre essas formações: 1) a Formação Marcellus apresenta expressivas intercalações de carbonato. Enquanto que na Formação Barreirinha carbonatos são raros em virtude do Continente Gondwana estar posicionado próximo ao Pólo Sul durante o Devoniano; 2) A Formação Marcellus é intensamente deformada e falhada, formada em ambiente convergente; em contrapartida, a Formação Barreirinha é praticamente indeformada, gerada em ambiente intracratônico.

Diante deste contexto, é evidente que a definição da Formação Marcellus como reservatório análogo para a Formação Barreirinha não foi suportada por uma abordagem rigorosa, o que tornou a escolha subjetiva e o resultado questionável.



### 7.3.3 Proposta de um novo análogo - Formação Ohio

Após a constatação de que o uso da Formação Marcellus como análogo da Formação Barreirinha é inadequada, optou-se pela identificação de outro reservatório análogo com características mais semelhantes, a fim de melhorar a definição e previsão de arquiteturas estratigráficas dos intervalos de potenciais reservatórios.

Considerando a escassez de dados petrofísicos e mineralógicos relativos à Formação Barreirinha, bem como a falta de um banco de dados de possíveis análogos, adotou-se um grau de liberdade elevado na seleção do novo análogo para que o reservatório analisado fosse mais bem representado. Assim, a área paleogeográfica não foi considerada um parâmetro primordial, sendo mantidos como base para analogia, os folhelhos Devonianos da bacia Apalachiana. No entanto, o novo reservatório análogo foi selecionado valorizando-se a comparação de ambiente, processo e registro sedimentar.

Como parâmetros de analogia foram utilizados: extensão areal e vertical, fácies sedimentar, conteúdo orgânico, idade de geração e migração, e tipo de hidrocarboneto.

Após a comparação das características das sequências de folhelhos do Devoniano Superior, a Formação Ohio (Ohio Shale) mostrou-se uma escolha mais adequada (Quadro 4).

Quadro 4 - Resumo dos principais parâmetros da Formação Barreirinha, Marcellus e Ohio (continua).

	<b>Fm. Barreirinha Mb. Abacaxis</b>	<b>Fm. Marcellus</b>	<b>Fm. Ohio Mb. Huron</b>
<b>Localização</b>	Bacia do Amazonas	Bacia Apalachiana Central	Bacia Apalachiana Central
<b>Idade</b>	Devoniano Superior	Devoniano Médio	Devoniano Superior
<b>Área alvo</b>	111 km <sup>2</sup>	137 km <sup>2</sup>	126 km <sup>2</sup>
<b>Reserva</b>	15 a 70 Bcf/mi <sup>2</sup>	25-200 Bcf/mi <sup>2</sup>	5-10 Bcf/mi <sup>2</sup>
<b>Espessura efetiva</b>	30- 70 m	15-79 m	50-100 m
<b>Litologia</b>	Folhelho laminado altamente radioativo, macio a semiduro, variando de cinza claro a escuro a preto, com concreções carbonáticas, silte, finas camadas de arenito fino, raro carbonato	Folhelho laminado altamente radioativo, macio, semiduro a duro, variando de cinza a castanho a preto, carbonático, com intercalado com espessas camadas de carbonato	Folhelho laminado, variado de cinza a castanho a preto altamente radioativo com concreções carbonáticas, silte, finas camadas de arenito fino, raro carbonato
<b>Bacia</b>	Intracratônica, limitada por arcos magmáticos e escudos	Antepaís assimétrica limitada por proeminente faixa de empurrões, arcos estruturais e domos Pré-cambriano.	Antepaís assimétrica limitada por proeminente faixa de empurrões, arcos estruturais e domos Pré-cambriano
<b>Arranjo estrutural</b>	Praticamente indeformada, com fraturas irregulares e anastomosadas sem componente cinemático e falhamentos normais	2 sets de fraturas planar (J1 and J2), zonas de fratura do embasamento, falhas de baixa amplitude associadas a fratura	Pouco deformada, ocorre principalmente falhamentos normais, e fraturas planares
<b>COT</b>	1–8%, querogênio do tipo II	2–10%, querogênio do tipo II e III	0-4,5%; querogênio do tipo II

Quadro 4 - Resumo dos principais parâmetros da Formação Barreirinha, Marcellus e Ohio (continuação).

	<b>Fm. Barreirinha Mb. Abacaxis</b>	<b>Fm. Marcellus</b>	<b>Fm. Ohio Mb. Huron</b>
<b>Maturidade Termal</b>	$R_o \leq 1,60$ ou $T_{max} \geq 335/405^\circ\text{C}$ na área alvo; maturidade associada a intrusão de rochas ígneas	$R_o \geq 1.60$ (Máximo 3.5) ou $T_{max} \geq 470^\circ\text{C}$ na área alvo; maturidade associada a profundidade de soterramento; alto fluxo de calor pelas falhas profundas	$0,4\% < R_o < 1,3\%$
<b>Características do reservatório</b>	$\phi = 4\%$ , armazenado nos poros intersticiais e adsorvido na matéria orgânica sólida e na superfície dos argilominerais	$\phi = 6\%$ , $k = 0.13-0.77$ mD $S_w = 30\%$ ; armazenado nos poros intersticiais e em microfaturas, e adsorvido na matéria orgânica sólida e na superfície dos argilominerais	$\phi = 4,7\%$ , $k = 0,1-50$ mD
<b>Origem/Geração de gás</b>	Termogênico – intrusão ígnea e soterramento	Termogênico - soterramento	Termogênico/biogênico - soterramento
<b>Alvo</b>	Área alvo definida por $1,6\%$ de $R_o$ espessura mínima de 30m.	Área alvo definida por $R_o \geq 1.6$ , presença de frac barrier subjacente (Carbonato Onondaga), espessura mínima de 16 m.	Área alvo definida por $1\%$ de $R_o$ espessura mínima de 30m.
<b>Ambiente deposicional</b>	Água profunda, restrito, com coluna d'água estratificada com base anóxica	Água profunda com pouca circulação, base da coluna d'água anóxica sem estratificação	Ambiente de plataforma interno e externo durante a transgressão, coluna d'água estratificada com base anóxica, ressurgência marinha
<b>Sequência deposicional</b>	Glacial Plataforma rasa Plataforma profunda	Delta Plataforma distal	Glacial Plataforma rasa Plataforma profunda

### 7.3.3.1 Formação Ohio

Datada do Devoniano Superior, a Formação Ohio (Ohio Shale) compreende três Membros, da base para o topo são eles: Huron, Three Lick Bed (correspondente ao Chagrin Shale) e Cleveland (ETTENSohn et al., 1988; ETTENSHON, 1992a; DE WITT et al., 1993) (Figura 32 e 33).

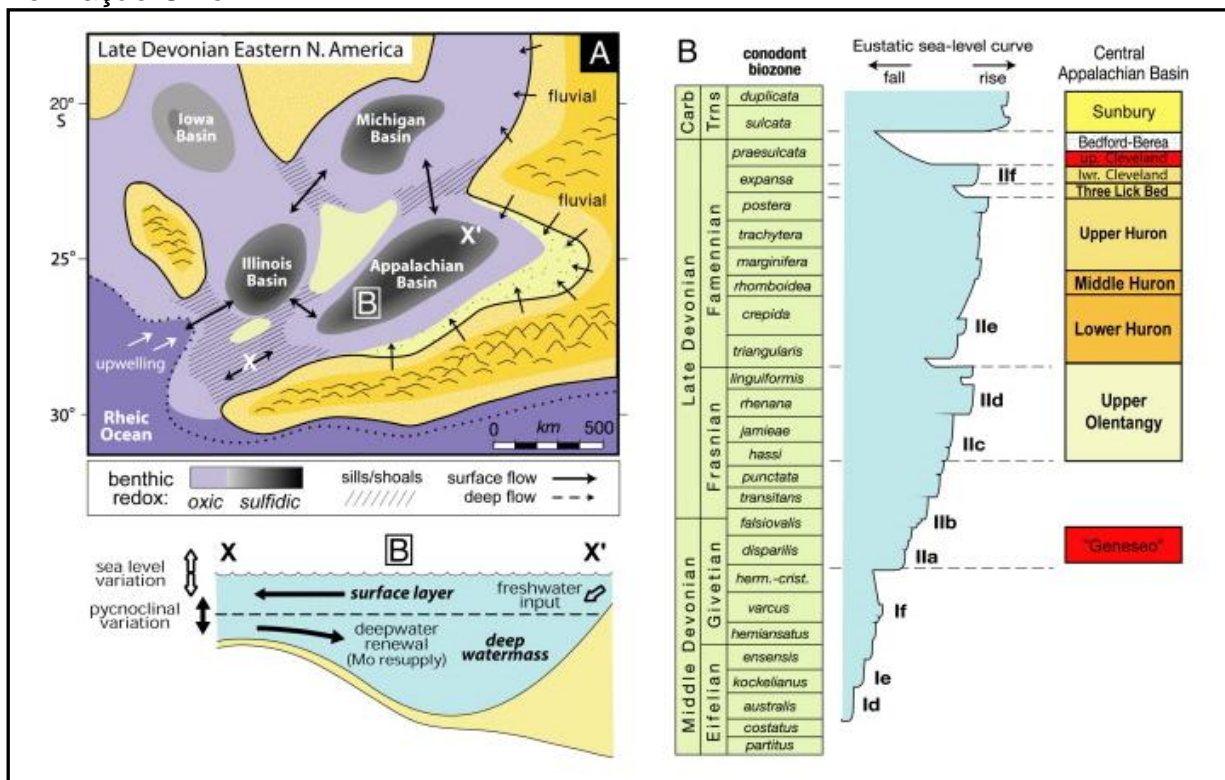
Figura 32 - Mapa de localização da Formação Ohio (Ohio Shale).



Fonte: EIA, 2011.

Finamente laminada, a Formação Ohio é composta por silte, folhelhos cinza escuro a preto, matéria orgânica, e pequenas quantidades de carbonato e pirita. A fração silte contém quartzo, feldspato, clorita, e mica; e a fração argila inclui argilominerais (principalmente illita, e rara caulinita) e grãos de quartzo (NELSON, 1955).

Figura 33 - Perfil da Bacia Apalachiana Central, com a coluna estratigráfica da Formação Ohio.

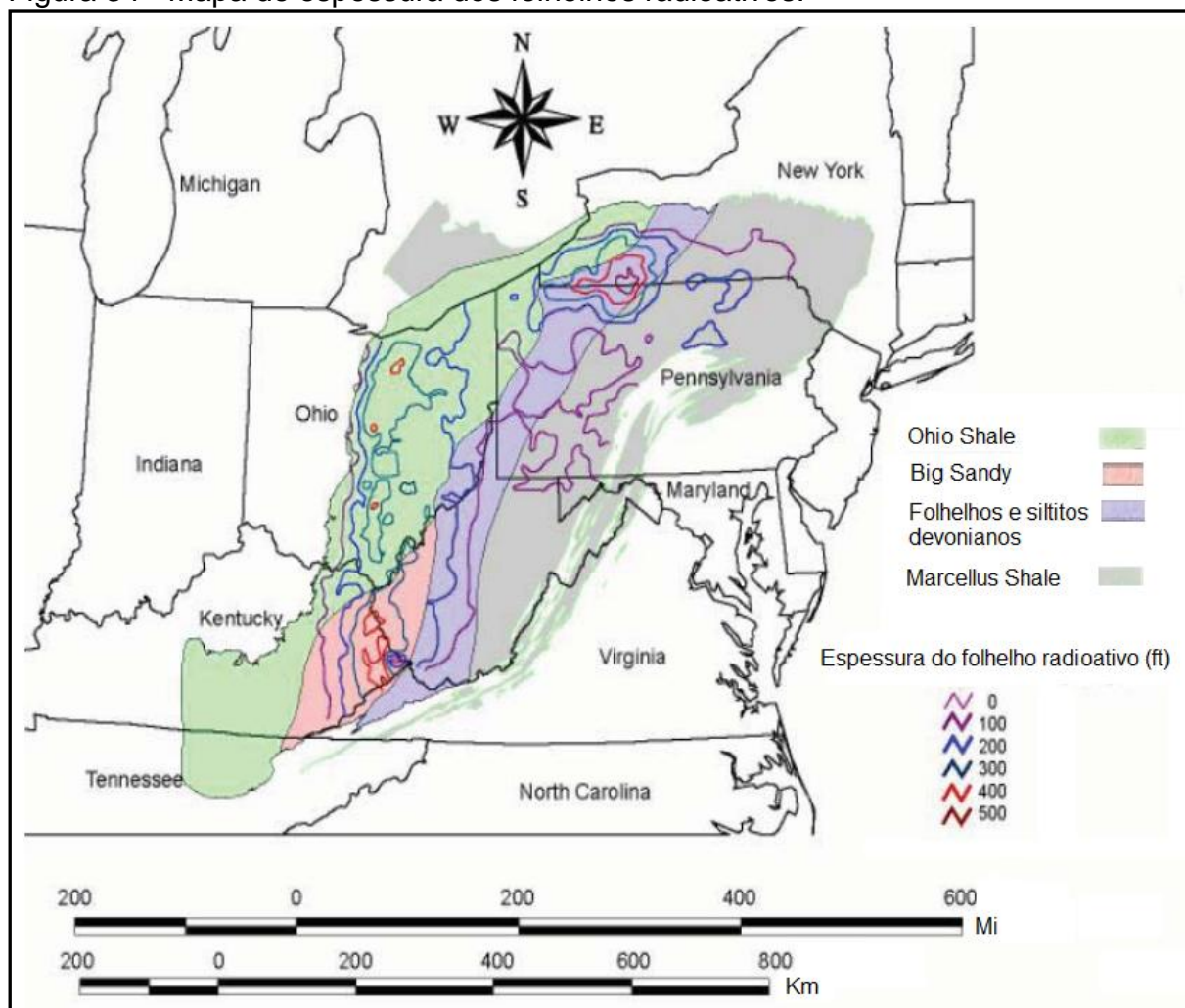


Fonte ETTENSOHN et al., 1988.

Estende-se por cerca de 300 km<sup>2</sup> ao longo da bacia, alcançando a espessura máxima de 1524 m, dos quais correspondem à sessão de folhelhos orgânicos 200 m a 500m (Figura 34).

A maior parte do seu conteúdo orgânico é de origem vegetal (querogênio Tipo II). Entre os fósseis de animais e plantas encontrados nesta formação predominam conodontes, radiolários (FOREMAN, 1959, 1963 *apud* SCHWIETERING, 1979), braquiópodes inarticulados e articulados, crinóides (WELLS, 1941 *apud* SCHWIETERING, 1979), peixes, esporos, algas, troncos de plantas terrestres (WELLS, 1947 *apud* SCHWIETERING, 1979). Essa associação de fósseis indica um ambiente de deposição marinho normal ou de água salobra.

Figura 34 - Mapa de espessura dos folhelhos radioativos.



Fonte: EIA, 2011.

Carbonatos estão presentes em forma de concreções, e como finas camadas descontínuas. Pirita ocorre disseminada como nódulos e pequenas concreções, e como mineral de substituição em Tasmanite (ETTENSohn & BARRON, 1981; POLLOCK et al., 1981; ETTENSohn et al., 1988; MOODY et al., 1988).

### a) Estratigrafia

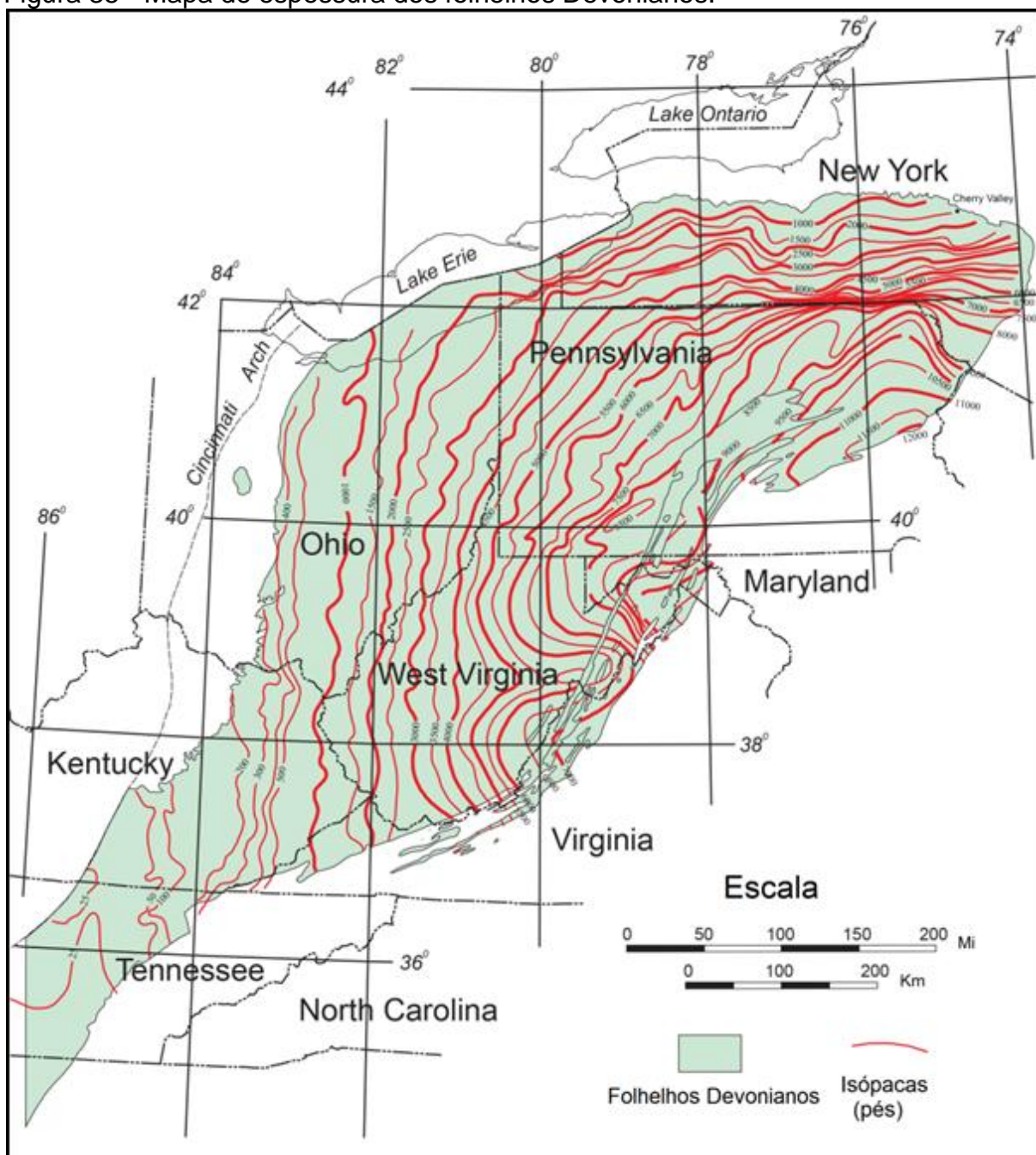
Composta pelos Membros Huron, Three Lick Bed (correspondente ao Chagrin Shale) e Cleveland, a Formação Ohio apresenta aumento em espessura para leste, podendo alcançar em torno de 500 m (Figura 35) (BARANOSKI & RILEY, 1988). Apresenta *trend* deposicional norte-sul, relacionado aos lineamentos estruturais do embasamento.

O Membro Huron é formado predominantemente por folhelho preto altamente orgânico, silte e folhelho cinza. Apresenta grandes concreções de septária na porção superior, mas carbonatos com estruturas *cone-in-cone* estão ausentes. E possui um *trend* deposicional aproximadamente norte-sul (N10°E, N20°E), diretamente relacionado aos lineamentos estruturais do embasamento.

Além disso, toda matéria orgânica contida nesta unidade é madura termicamente para geração de gás e óleo, apresentando as seguintes características geoquímicas (JOCHEN & LANCASTER., 1993; DE WITT et al., 1993; CURTIS, 2002; FARAJ et al., 2004):

- querogênio tipo II e III;
- COT - 0 - 4,5%;
- %R<sub>o</sub> - 0,4 - 1,3%.

Figura 35 - Mapa de espessura dos folhelhos Devonianos.



Fonte: Modificado de DE WITT et al., 1975.

Baseado na assinatura de raios gama, o Membro Huron pode ser dividido em três sub-unidades (Figura 36):

- 1) Inferior - mais radioativa, esta unidade espessa para leste, em direção ao eixo deposicional da bacia e apresenta *trend* principal norte-

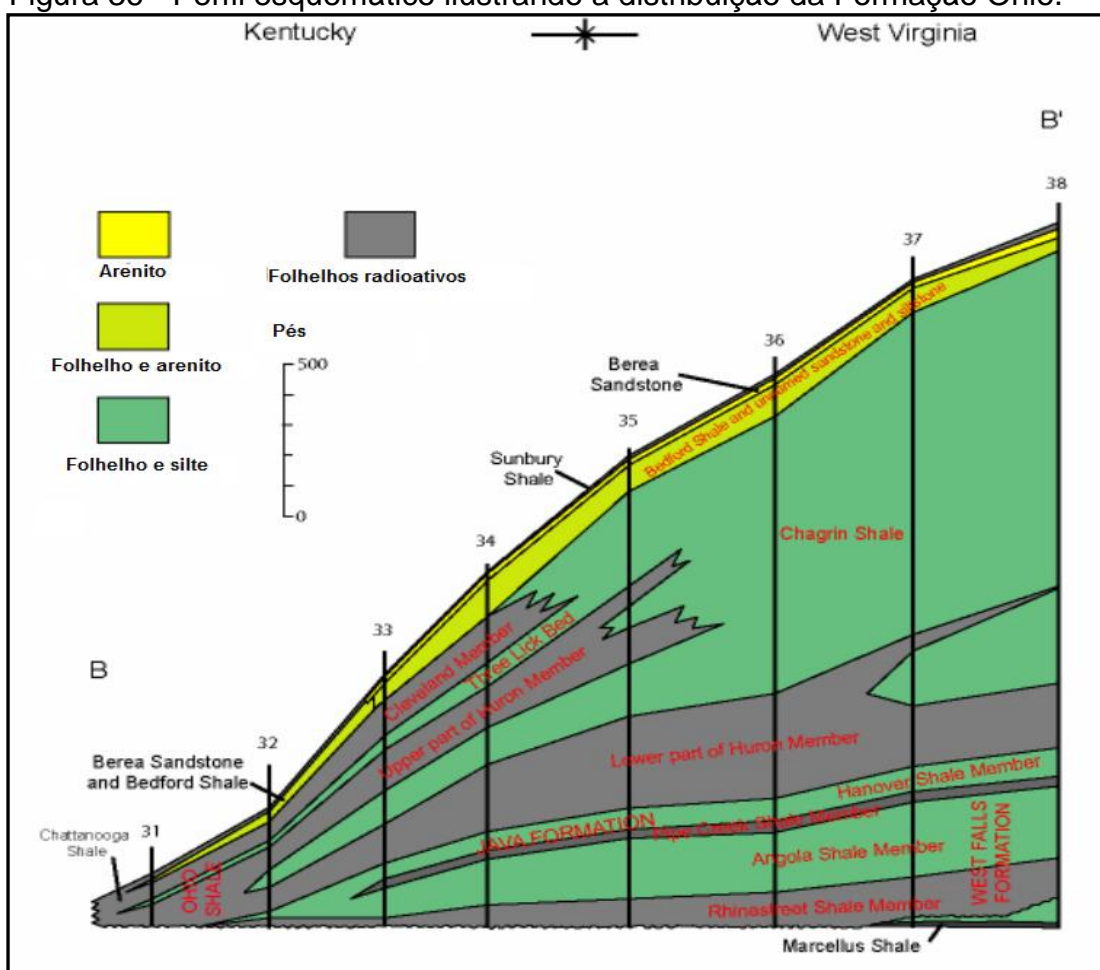


sul. Exibe um padrão distinto “high-low-high”, que é uma resposta para intercalações entre microfácies rica e sem matéria orgânica;

2) Média – sessão mais espessa da unidade, exibe uma série uniforme de deflexões negativas causado pelo aumento do teor de silte e argila nas camadas ricas em matéria orgânica;

3) Superior – sessão menos espessa da unidade, é composta por microfácies laminada rica em matéria orgânica. É marcada por deflexões positivas moderadamente elevadas, que a distinguem da unidade subjacente.

Figura 36 - Perfil esquemático ilustrando a distribuição da Formação Ohio.



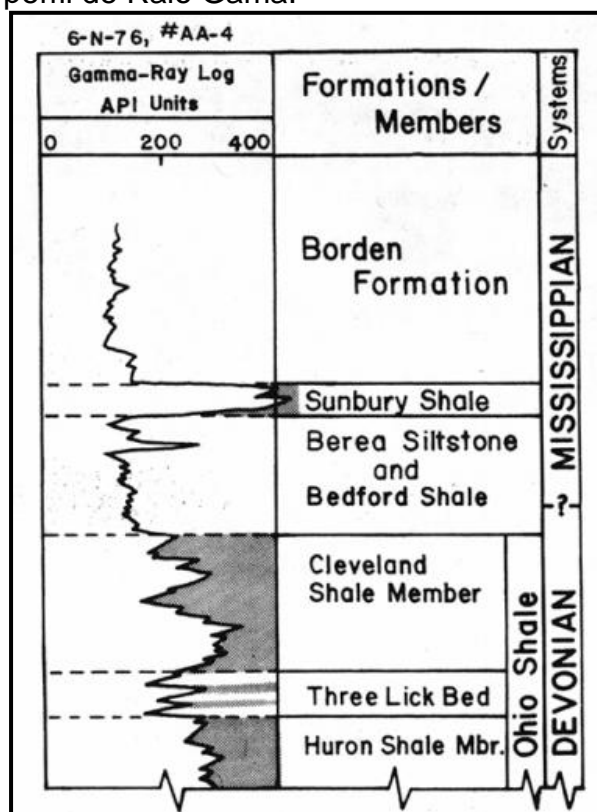
Fonte: Modificado de DE WITT et al., 1993.

O Membro Three Lick Bed é um marcador regional composto por três camadas de folhelho cinza separados por duas camadas de folhelhos pretos. Aparece no perfil de Raio Gama como três deflexões negativas pouco espaçadas, separados por duas deflexões positivas (Figura 37).

O Membro Cleveland é composto por folhelhos pretos, com intercalações pontuais de folhelhos cinza, silte e finas camadas de carbonatos com estruturas *cone-in-cone* (PROVO, 1977 *apud* Baranoski and Riley, 1988). Apresenta 6 m a 30 m de espessura em Cleveland (área do tipo), e afina para leste, não estando presente no leste Ohio.

Assim como a porção inferior do membro Huron inferior, tem um padrão de deflexões “high-low-high” (serrilhado), em perfil de Raio Gama (Figura 37), mas ao contrário do Huron, esta unidade é composta quase inteiramente de microfácies laminada com alto teor de carbono orgânico, elevada concentrações de elementos pesados, e concreções de fosfato, sem grandes concreções de seipitária. (HOOVER, 1960 *apud* SCHWIETERING, 1979; ETTENSOHN et al., 1988).

Figura 37 - Coluna estratigráfica da Formação Ohio Shale, com a resposta em perfil de Raio Gama.

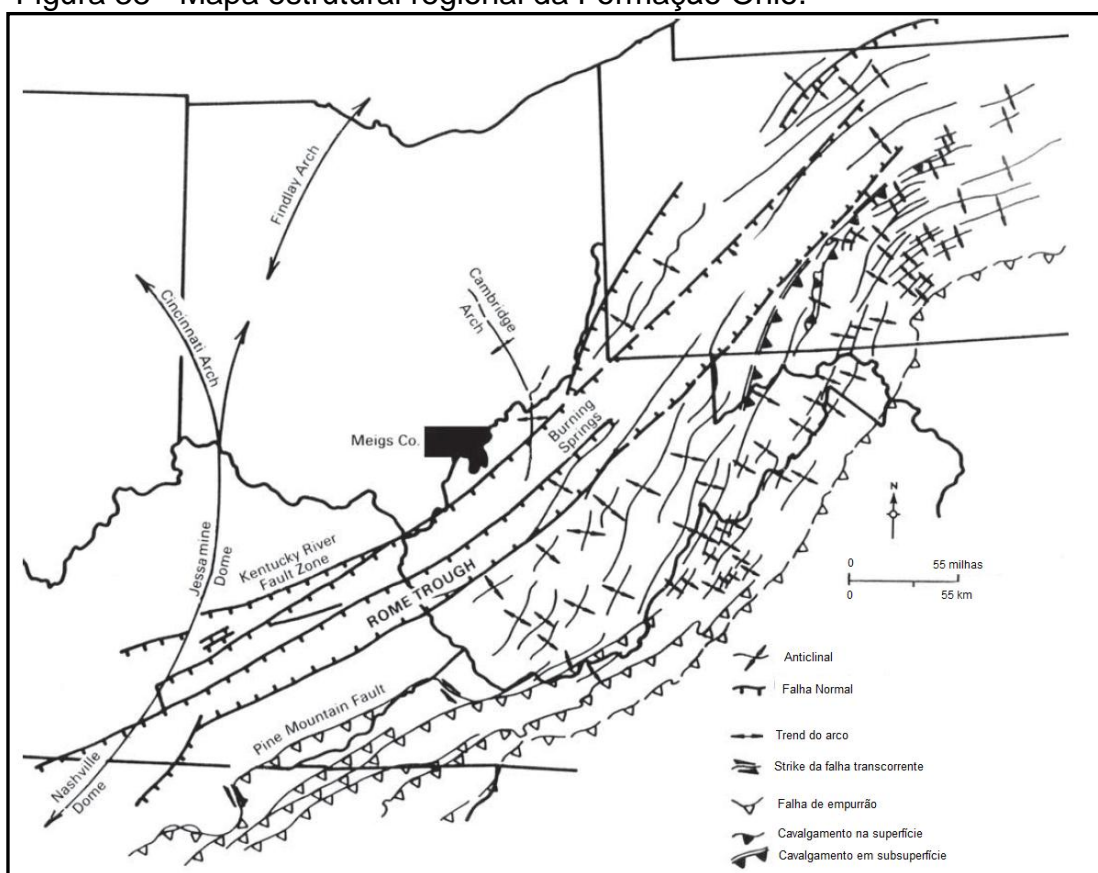


Fonte: ETTENSOHN et al., 2009b.

## b) Tectônica e arranjo estrutural

A formação Ohio está situada no flanco oeste da Bacia Apalachiana, dentro da província fisiográfica do Platô Apalachiano. Nesta porção a complexidade estrutural da Formação Ohio diminui para oeste em direção ao Arco de Cincinnati, onde se observa principalmente falhamentos normais com *trend* regional norte-sul associados às zonas de fraqueza do embasamento Pré-Cambriano, e subordinadamente zonas de dobramentos de baixa amplitude (Figura 38) (SHUMAKER, 1996).

Figura 38 - Mapa estrutural regional da Formação Ohio.



Fonte: Modificado de STRUBLE, 1982.

c) Ambiente deposicional

Estudos recentes com biomarcadores e estratigrafia indicam que a matéria orgânica na Formação Ohio é predominantemente proveniente de bactérias e algas marinhas (querogênio Tipo II), depositada em ambiente de água profunda (> 150 m), com a alternância de condições óxicas e anóxicas. Neste modelo a coluna d'água é sazonalmente estratificada. Durante a estação quente, a anoxia no fundo da coluna d'água permitiu acúmulo de fósforo e nitrogênio devido a decomposição anaeróbica da matéria orgânica. Com o decréscimo da temperatura a termoclina<sup>8</sup> é rompida, e a perda de calor da superfície produz correntes de convecção que misturam a coluna d'água em profundidade, aumentando a produtividade de algas na superfície devido a ressurgência de fósforo e nitrogênio. A integração desses dados a associação de fácies identificadas na Formação Ohio, indicam que esta sequência sedimentar é o registro de ciclos transgressivos e regressivos que afetaram a Bacia Apalachiana durante o segundo ciclo tectônico (KEPFERLE, 1989, SAGEMAN et al., 2003 *apud* KROON, 2011).

d) Geração e migração

A Formação Ohio apresenta o mesmo padrão de geração e migração da Formação Marcellus: a maturidade térmica aumenta para leste, enquanto a concentração de matéria orgânica aumenta para oeste (Figura 39, 40 e 41) em virtude da história tectônica da bacia e variação do aporte sedimentar proveniente do complexo oriundo do delta Catskill.

Quanto a origem do gás presente na Formação Ohio, os dados de biomarcadores sugerem origens diferentes em função do soterramento. A região sudeste alcançou profundidade suficiente para gerar quantidades significativas de gás termogênico. Porém, o mesmo não ocorre na porção noroeste, onde é atribuída duas possibilidades de origem para as acumulações de gás identificadas: biogênico,

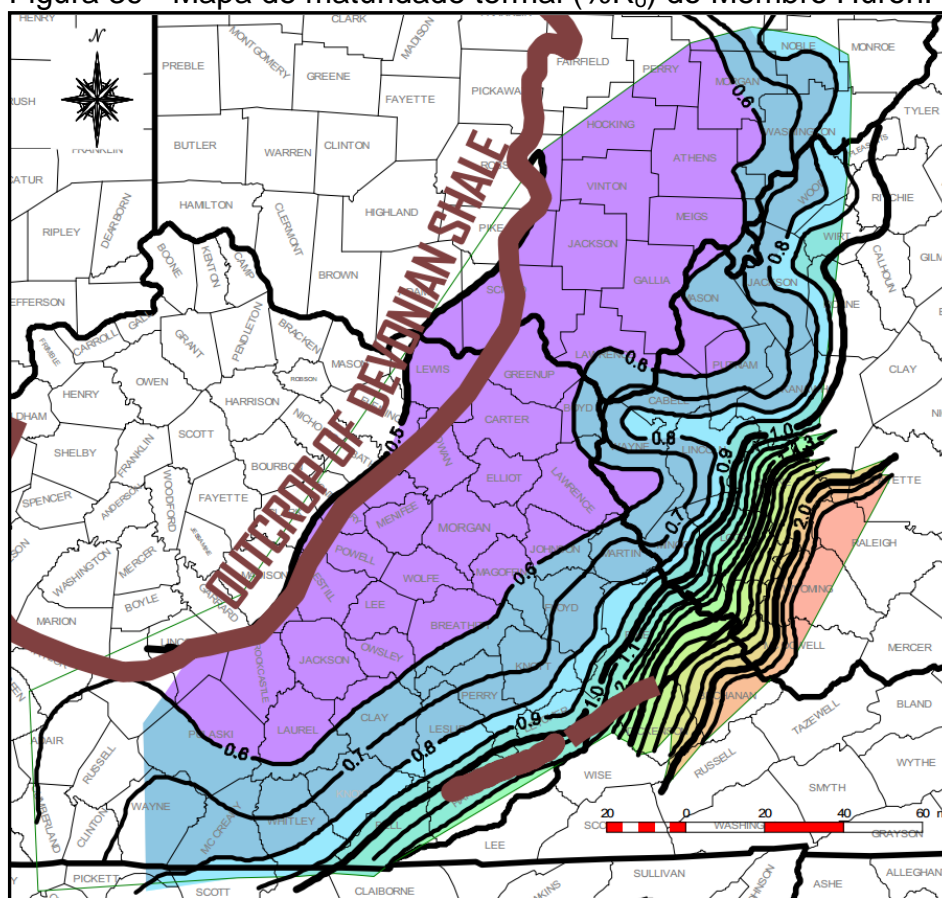
---

<sup>8</sup> Termoclina é um estrato na coluna d'água que separa uma camada superior, mais quente, menos densa e rica em oxigênio, de outra, inferior, mais fria, densa e anóxica.

ou gás termogênico migrado de áreas termicamente mais maduras a leste (HAMILTON-SMITH, 1993; CURTIS & FAURE, 1997; REPETSKI et al., 2005 *apud* KROON, 2011).

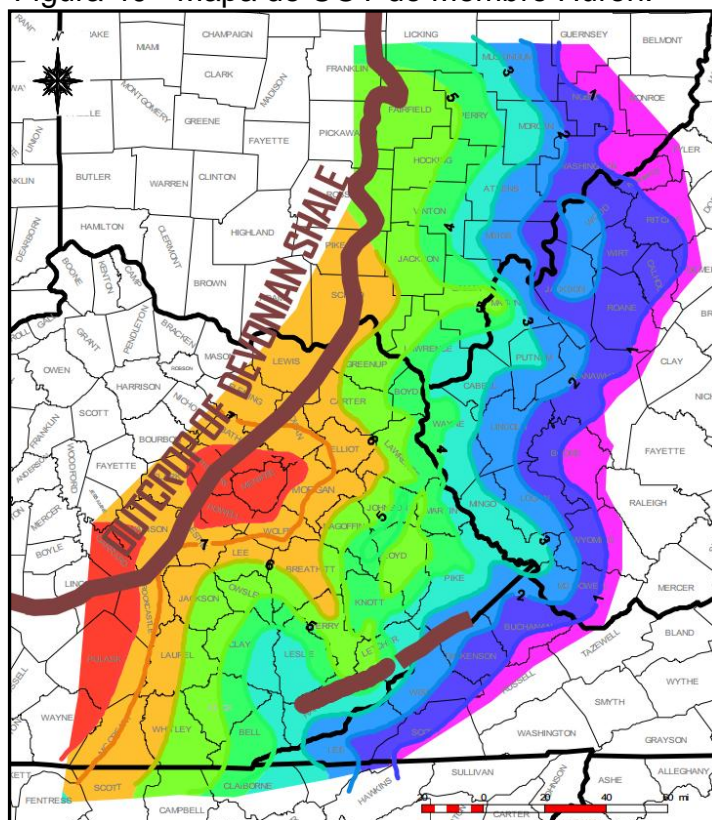
Segundo Kubik & Lowry (1993) o gás encontra-se adsorvido na superfície dos argilominerais e da matéria orgânica, e armazenados nos poros da matriz, e o processo de migração se dá por difusão e por adsorção.

Figura 39 - Mapa de maturidade termal ( $\%R_0$ ) do Membro Huron.



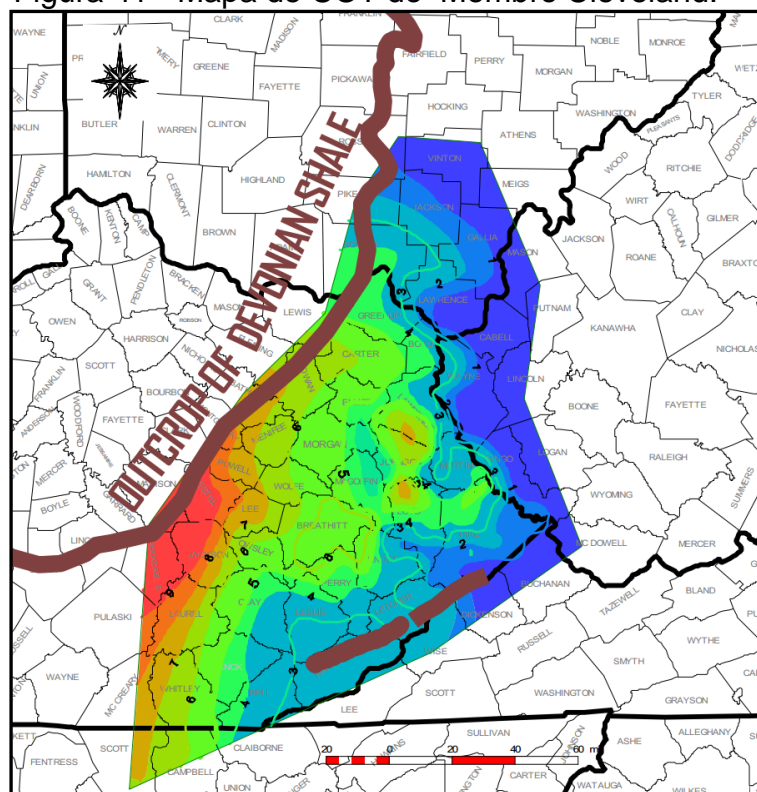
Fonte: MORRIS, 2008.

Figura 40 - Mapa de COT do Membro Huron.



Fonte: MORRIS, 2008.

Figura 41 - Mapa de COT do Membro Cleveland.



Fonte: MORRIS, 2008.

e) *Play* Ohio Shale

Este *play* ocupa uma área total de aproximadamente 120.000 km<sup>2</sup>, apresenta espessura média de 20 m, podendo alcançar 152 m, e ocorre em profundidades mais rasas que a Formação Marcellus (1220 m -1524 m) (DE WITT et al., 1993).

Os Membros Huron e Cleveland fazem parte do sistema petrolífero *Shale Gas* do Campo Big Sandy. Estudos realizados mostram uma variação da taxa de COT, alcançando valores maiores que 7% na porção sudoeste do *play*. A porosidade da matriz do folhelho varia entre 0,5-5%, e os valores de vitrinita indicam que a porção leste-sudeste da bacia é a região de maior interesse para gás, apresentando valores entre 0,7 e 1,3%.

As principais características da Formação Ohio estão resumidas na Tabela 8:

Tabela 8 - Principais características da Formação Ohio.

<b>Play</b>	Ohio Shale
<b>Bacia</b>	Apalachiana
<b>Idade</b>	Devoniano Superior
<b>Espessura (m)</b>	30-150
<b>Profundidade (m)</b>	610-1524
<b>COT (wt%)</b>	0-4,5
<b>%R<sub>o</sub></b>	0,4-1,3
<b>Porosidade (%)</b>	4,7
<b>Permeabilidade média (mildarcy)</b>	0,000093
<b>Querogênio</b>	II e III

### 7.3.3.2 Justificativa para escolha

A adaptação da Formação Barreirinha, a uma formação análoga adequada, demandou a identificação na Bacia Apalachiana de uma sequência de folhelhos com parâmetros geológicos equivalentes aos folhelhos Barreirinha.

O atual nível de compreensão das características do reservatório *Shale Gas* na Bacia do Amazonas tornou esta seleção bastante difícil e ambígua. Critérios como idade da bacia, ambiente de deposição, processo e registro sedimentar permitiriam sugerir a Formação Ohio como possível análogo.

Esta formação faz parte do sistema petrolífero do campo Big Sandy Gas, um dos maiores e mais antigos produtores de gás a partir de folhelhos devonianos no EUA. Porém, atualmente o seu desenvolvimento não tem priorizado pela indústria, ao contrário da Formação Marcellus, que em conjunto com a Barnett configura um dos sistemas petrolíferos mais estudados.

Levando-se em conta o ambiente de deposição e modelo sedimentológicos, tanto o Ohio quanto o Marcellus foram depositados em ambiente restrito de água profunda. Mas a configuração relativamente plana da margem oeste da Bacia Apalachiana, onde os folhelhos do Devoniano Superior foram depositados, associada a redução progressiva da quantidade de matéria terrestre devido ao distanciamento da área fonte aponta a Formação Ohio como análogo. Além disso, os modelos de processo de sedimentação estabelecem para a Formação Ohio e Barreirinha deposição durante a ocorrência de eventos transgressivos-regressivos, com distribuição contínua ao longo da bacia. Para a Formação Marcellus é postulada a deposição durante uma expressiva transgressão, e apesar de possuir maior destruição areal, ocorre de forma descontínua.

Em relação aos elementos estruturais, tanto o Barreirinha quanto a Ohio são pouco deformado, sendo afetados principalmente por falhamentos normais e fraturas associadas. Em contrapartida o Marcellus é intensamente deformado, apresentado dobras e fraturas de grande porte, além de falhas de descolamento.

Em termos de litofácies as três formações são unidades clásticas, pouco fossilíferas, compostas predominantemente por folhelho cinza claro a escuro preto, rico em matéria orgânica, silte e subordinadamente por arenitos finos a muito fino. E



considerando o teor de matéria orgânica, e o comportamento das curvas do perfil de Raio Gama podem ser subdivididas basicamente em duas porções, sendo a basal mais radioativa.

O folhelho Marcellus apresenta intercalações significativas de camadas de carbonato, e não se observa bioturbação, o que corrobora que não houve provavelmente exposição sub-aérea. Em contrapartida, no folhelho Ohio, assim como na Formação Barreirinha, carbonatos estão presentes em forma de concreções no topo das respectivas formações, e como finas e raras camadas descontínuas.

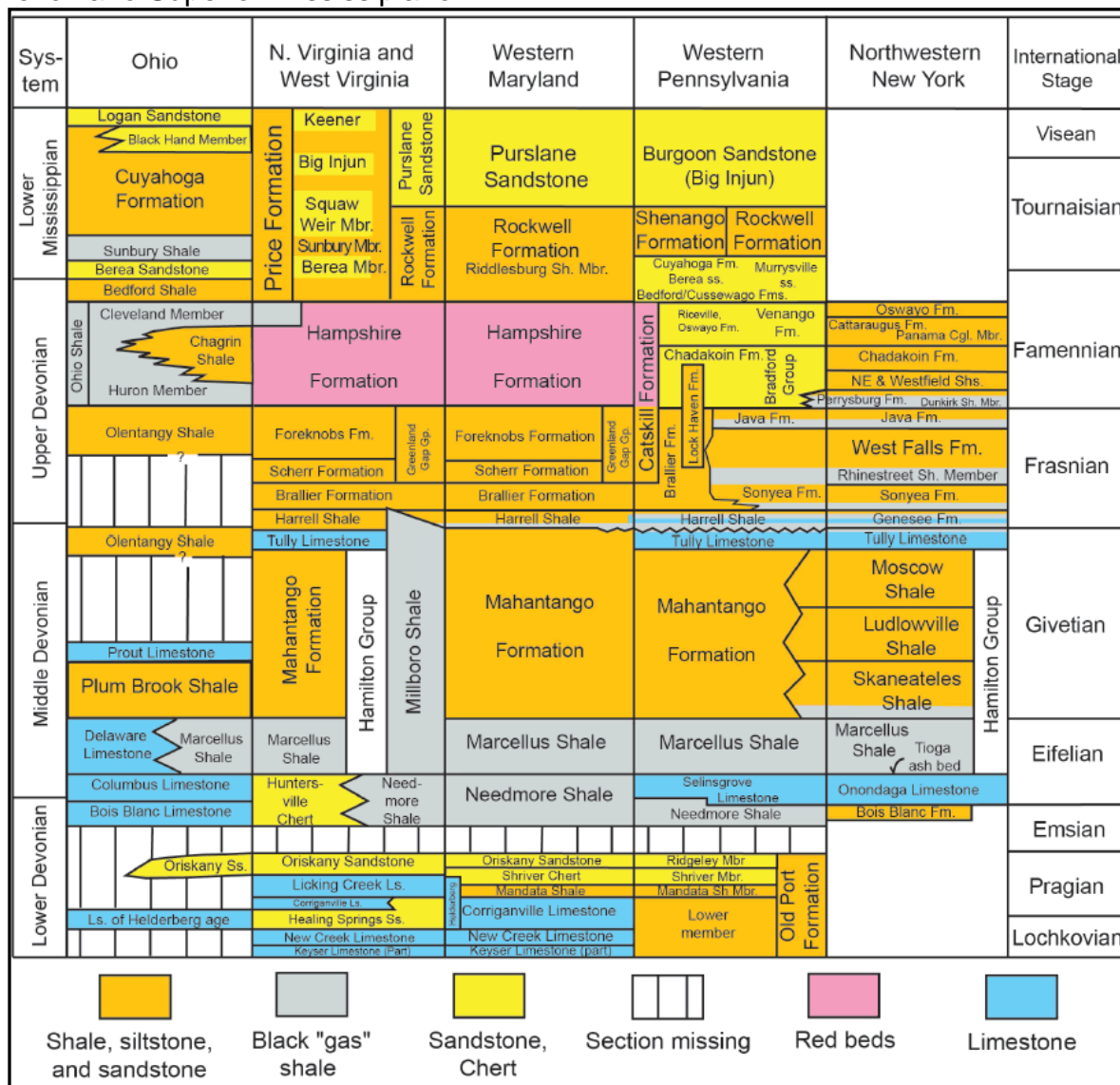
Além disso, estudos apontam que a Bacia Apalachiana, ao final da deposição da Formação Ohio, foi afetada por um evento glacial similar ao observado na Bacia do Amazonas (CAPUTO et al., 2008). O registro deste evento é restrito aos Estados da Pensilvânia e Maryland, e é caracterizado pela deposição de diamictitos polimíticos e arglitos das formações Rockwell e Membro Spechty Kopf (Figura 42) (BREZINSKI et al., 2010; LIERMAN, 2011).

Além disso, estudos apontam que a bacia Apalachiana, ao final da deposição da Formação Ohio, foi afetada por um evento glacial similar ao observado na Bacia do Amazonas (Caputo et al., 2008). O registro deste evento é restrito aos Estados da Pensilvânia e Maryland, e é caracterizado pela deposição de diamictitos polimíticos e arglitos das Formação Rockwell e Membro Spechty Kopf (Figura 42) (BREZINSKI et al., 2010; LIERMAN, 2011).

A fácies diamictito, comparável ao Membro Curiri, consiste em várias subfácies que são interpretadas como depósitos glaciais ressedimentados. E a fácies de argilito que se sobrepõe ao diamictito, comparável ao Membro Oriximiná, representam fluxos de detritos proximais subaquosos e ritimitos glaciolacustrino distal (BREZINSKI et al., 2010; LIERMAN, 2011).

Na Formação Rockwell, estes diamictitos recobrem sedimentos marinhos que representam a transgressão Oswayo que são correlatos palinologicamente ao Membro Cleveland (BREZINSKI et al., 2010; LIERMAN, 2011), topo da Formação Ohio.

Figura 42 - Nomenclatura estratigráfica generalizada representando as rochas do Devoniano Superior-Mississipiano.



Fonte: Modificado de MILICI & SWEZEY, 2006.

Cabe ressaltar que, o tipo de querogênio e teor de carbono orgânico não foram tomados como um parâmetro determinante para a seleção do análogo, uma vez que os três folhelhos possuem o mesmo tipo predominante de matéria orgânica, sendo que Ohio e Marcellus apresentam valores muito próximos de COT.

O Quadro 5 resume as características consideradas como determinante na indicação da Formação Ohio como análogo da Formação Barreirinha.

Quadro 5 - Principais parâmetros da analogia entre a Formação Barreirinha e Ohio.

<b>Idade</b>	Devoniano Superior
<b>Ambiente/Processo de deposição</b>	Água profunda, coluna d'água estratificada com base anóxica, ciclo transgressivo-regressivo
<b>Litofácies</b>	Folhelho cinza claro a escuro preto, rico em matéria orgânica, silte e subordinadamente por arenitos finos a muito fino, carbonatos estão presentes em forma de concreções no topo das respectivas formações, e como finas e raras camadas descontínuas.
<b>Arranjo estrutural</b>	Pouco deformado, falhas normais e fraturas associadas
<b>Distribuição</b>	Contínua