

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

CURSO DE GEOFÍSICA

O MODELO DE CAPACIDADE PRODUTIVA DE FOLHELHO E SUA INFLUÊNCIA NA OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO E MONITORAMENTO MICROSSÍSMICO NA FORMAÇÃO *MARCELLUS*, BACIA *APPALACHIAN*, EUA.

Trabalho realizado no âmbito da disciplina de Projeto II

VICTOR HUGO TEIXEIRA SCHUBACK

Niterói,

2014

O MODELO DE CAPACIDADE DE FOLHELHO E SUA INFLUÊNCIA NA OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO E MONITORAMENTO MICROSSÍSMICO NA FORMAÇÃO *MARCELLUS*, BACIA *APPALACHIAN*, EUA.

> Projeto Final IIde Conclusão de Curso apresentado à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

ORIENTADORA: Prof. Eliane da Costa Alves COORIENTADOR: Prof. Rogerio de Araujo Santos

Niterói,

2014

TERMO DE APROVAÇÃO

Projeto Final II requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em 03 de Julho de 2014, examinada por:

Prof.^a Dr.^a Eliane da Costa Alves

UFF

Prof. Dr. Rogério de Araujo Santos

Petrobras / UFF

Prof. Dr. André Luiz Ferrari

UFF

Prof. Dr. José Antônio Baptista Neto

UFF

AGRADECIMENTOS

A sensação de dever cumprido é sem sombra de dúvida algo indescritível. Não seria possível em hipótese alguma a realização deste sonho sem o apoio daqueles que me rodeiam. Gostaria de agradecer imensamente todo e qualquer tipo de apoio que meus pais me proporcionaram, foi fundamental para mais uma conquista. Agradeço por poder contar sempre com meus irmãos, mesmo quando não estão por perto.

Agradeço imensamente a todos os meus amigos, em especial Beatriz e Davi por estarem sempre ao meu lado me dando força para sempre seguir em frente com humildade, companheirismo e dedicação.

Agradeço toda dedicação dos professores do curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, por sempre estarem presentes na vida dos alunos, com excelência em nos educar e a incrível capacidade de ampliar nossos horizontes para além da nossa visão. Em especial agradeço a orientadora deste projeto Eliane Alves por toda amizade, paciência e dedicação para este projeto.

Agradeço também aos investimentos feitos pelo CNPQ e pelo programa Ciências sem fronteiras, pela ímpar oportunidade de participar de projetos no Brasil e no exterior, essa experiência irei levar para toda a minha vida.

A empresa **Sigma**³ e ao meu chefe Francois Lafferiere por me introduzirem no mundo do monitoramento microssísmico e fraturamento hidráulico que se tornaram essenciais para o desenvolvimento deste projeto.

Por fim, agradeço a todos pela contribuição na realização deste sonho.

RESUMO

Explorações de hidrocarbonetos em sistema não convencional no território Norte Americano tem crescido vertiginosamente nos últimos anos, sendo responsável somente em território americano por 100.000 perfurações por ano.

Modernas técnicas geofísicas e de engenharia permitem o sucesso exploratório de hidrocarboneto em rochas pouco permeáveis, como no caso dos folhelhos ricos em matéria orgânica da formação *Marcellus*, pertencente a bacia *Appalachian*, localizada nos Estados Unidos. Tais métodos revolucionaram a exploração em reservatório não convencional e atualmente representam a fonte principal de extração de gás natural em solo Americano. O sucesso exploratório tornou-se possível com o surgimento de modernas técnicas de perfuração e de fraturamento hidráulico, possibilitando o aumento da permeabilidade e da zona de prospecção. Com o intuito de se mapear as melhores zonas de extração de hidrocarbonetona formação, foram criados modelos em 3 dimensões de porosidade, raio gama, densidade de fraturas e fragilidade com o auxílio de dados sísmicos, poços, atributos e inversões por intermédio do software *Crystal.* O modelo final de capacidade produtiva de folhelho torna-se para o presente trabalho, uma excelente ferramenta para a identificação de "*sweetspot*", na formação.

Com o advento da microssísmica em 2008 tornou-se possível um melhor entendimento do reservatório durante processos de fraturamento hidráulico, otimizando os processos de perfuração e exploração. A qualidade do resultado final torna-se função direta de métodos e processos realizados anteriormente ao levantamento microssísmico, assim como, a criação de um modelo de velocidade do terreno utilizado para se identificar as melhores janelas de profundidades para a aquisição de dados microssísmicos. Para este trabalho, foram utilizados dados de poço (vp, vs e densidade) e processados no software *Madagascar.* O resultado final mostra um perfil 2D do modelo de velocidade e a consequente propagação da frente de onda sísmica na formação *Marcellus*.

O modelo final de capacidade produtiva de folhelho e a modelagem do campo de velocidades na formação *Marcellus* se apresentam como excelentes ferramentas para otimizar e criar expectativas reais acerca do rendimento produtivo de um poço quando submetido a processos de fraturamento hidráulico.

Palavras-chave: Formação *Marcellus*, Fraturamento Hidráulico e Monitoramento Microssísmico.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização Bacia Appalachian. (fonte : http://www.Appalachianbasin.info)

Figura 2- Mapa de Limites da bacia Appalachian.

Figura 3 – Ilustração que representa as alterações tectônicas do território Norte Americano durante o Cambriano Médio e o surgimento da Orogenia *Tactônic*. (Fonte: Blakey et al.,2009)

Figura 4 - Movimentos Tectônicos durante o Devoniano inferior. (Blakey et al,. 2009)

Figura 5 - Movimentos Tectônicos durante o Permiano inferior. (Blakey et al, 2009)

Figura 6 - Evolução dos processos Orogênicos no território Norte Americano. (Fonte: <u>http://www.geo.hunter.cuny.edu/bight/highland.html</u>)

Figura 7 - Corte A-A' ao longo da bacia Appalachian. (Fonte: Milici et al., 2006)

Figura 8 - Seção Geológica A-A' do pacote sedimentar Devoniano de Nova Iorque ao Alabama e suas respectivas fácies. (fonte: Milici et al.,2006)

Figura 9 – Reconstituição Paleográfica do continente Norte Americano durante o período DevonianoMédio. (Fonte: Blakey et al., 2009)

Figura 10 - Carta Estratigráfica do período Devoniano da bacia *Appalachian* (fonte: Carter etal., 2007).

Figura 11 - Tabela indicando as fases do processo de geração de hidrocarbonetos, tipos de hidrocarbonetos formados, índice da vitrinita (Ro), a temperatura da reação, temperatura ambiente e maturação. (Fonte: Adaptado de Tissot & Welte, 1980)

Figura 12 - Estratigrafia de Formação *Marcellus.* (Fonte: Adaptado de Wrightstone, 2011)

Figura 13 - Ilustração diferenciando exploração de gás na formação *Marcellus* de reservatório não convencional e sistemas convencionais. (Fonte: modificado de Kostelnick, 2010)

6

Figura 14 – Mapa da bacia *Appalachian*, ilustrando a extensão do folhelho devoniano e Mississipiano inferior. As Isolineas representam valores de índice de Vitrinita em %. (Fonte: Milice& Swezey,2006).

Figura 15 - Orientações aproximadas do conjunto de fraturas naturais no folhelho de *Marcellus*, na localidade de Pensilvânia, EUA. (Fonte: modificado de Harper 2008).

Figura 16 - Orientação das juntas J1 e J2 na formação *Marcellus*próximo de Pensilvânia, EUA. (Fonte: modificado de Harper & Kostelnik, 2009).

Figura 17 - Composição de fluido durante processos de fraturamento típico utilizado na formação *Marcellus*. (Fonte: Modificado de Arthur, 2009).

Figura 18 - Representação de equipamentos comuns utilizados durante fraturamento hidráulico (Fonte: Answer and questions Magazine: U.S.Department of interior, 2012).

Figura 19 - Modelo de fraturamento hidráulico vertical e horizontal na formação *Marcellus* (Fonte: modificado de Independent oil and gas association of Pennsylvania).

Figura 20 - Relação do conjunto de fraturas na formação *Marcellus* e direção da perfuração de poços horizontais para fraturamento hidráulico. (Fonte: modificado de Duncan & William, 2009).

Figura 21 - Ilustração representativa de um monitoramento microssísmico durante processos de fraturamento hidráulico. Os dados coletados do monitoramento microssísmico e do monitoramento de fraturamento podem ser analisados a distância. (Fonte: modificado de Schlumberger).

Figura 22 – Modelo gerado que exibe a propagação da frente de onda através do campo de velocidade. As sequências mostram como a frente de onda é distorcida quando ela percorre, em função do tempo, um plano de modelagem em duas dimensões. A partir dessas imagens podemos observar a variação da amplitude das frentes de ondas na zona estimulada, representado por uma camada de menor velocidade abaixo de camadas de maior velocidade. A partir desta análise, o arranjo de geofones é inserido na melhor posição no eixo x procurando zonas pobres em distorções da frente de ondas e preferencialmente com amplitudes preservadas (fonte: modificado de Mahrer, 2013).

Figura 23 - Exemplo de aquisição híbrida com dois poços instrumentais rasos e dois poços observadores profundos. Caminhões em superfície coletam os dados sísmicos que foram gerados por processos de fraturamento hidráulico (seta verde) por meio de geofones inseridos no interior dos poços.

Figura 24 – Imagem representativa do afastamento desejável para se obter bons resultados num levantamento microssísmico. O comprimento da rede de geofones deve ser o dobro da distância em relação a zona estimulada (Fonte: Maher, 2013).

Figura 25 - Microssísmica e histórico temporal de estimulação. Este gráfico indica a pressão de superfície, taxa de fluido, concentração de *proppant* e eventos microssísmicos registrados para um estágio de estimulação ao longo do dia (fonte: modificado de Mahrer, 2013).

Figura 26 - Registro microssísmico em geofones de 3 componentes (Norte, Vertical, Leste) para um arranjo de 40 geofones. A primeira onda registrada é a onda P, que viaja numa velocidade superior a onda S, a segunda onda registrada é a onda S. Também, observa-se o registro migrado que representa a soma das componentes dos geofones (Fonte: modificado de Maher, 2012).

Figura 27 - Ilustração do método de orientação de eventos microssísmicos por análise de hodogram. Em A observa-se o momento da fratura, gerando frentes de ondas sísmicas. Em B, observa-se o poço e o geofone de 3 componentes (x,y,z). Em C, observa-se a marcação da amplitude da primeira energia a chegar, no caso a onda P em cada componente (x e y amplitude positiva e z amplitude negativa). Em D, observa-se o gráfico da componente X e da componente Y do geofone, a reta azul indica a direção do evento (Fonte: modificado de Maher, 2012).

Figura 28 - Método para mensurar a magnitude do evento microssísmico, de acordo com a escala Richter. Os dados utilizados de input são a amplitude máxima registrada pelo geofone e o atraso de tempo entre a chegada da onda P e da onda S. Para esta imagem, uma amplitude de 23 milímetros (deslocamento do geofone coma passagem da onda) e uma diferença da onda P e onda S de 24 segundos, equivale a um sismo de 5 na escala Richter (Fonte: Modificado de Bolt, 1993).

Figura 29 - Regiões de compressão e dilatação em torno do foco do sismo, a linha contínua representa o plano de falha e a tracejada o plano auxiliar (Fonte: Matias,2010).

Figura 30 - Demonstração do mecanismo das fraturas através de monitoramento microssísmico. A linha azul representa o poço que foi fraturado, esferas em azul representam os eventos microssísmicos (em magnitude sísmica) e as esferas maiores em amarelo e cinza representam os mecanismos focais associados (Fonte: Maher, 2012).

Figura 31 - Mapeamento das fraturas produzidas durante processos de fraturamento. O poço estimulado é representado pela linha vermelha, as pequenas esferas verdes e azuis representam os microssismos e em amarelo as falhas mapeadas. (Fonte: Modificado de Maher,2012)

Figura 32 - Processo de fraturamento hidráulico de vários estágios, o poço horizontal é indicado pela linha rosa, cada cor representa um estágio diferente. Os eventos microssísmicos foram agrupados numa malha de volume estimado do reservatório. (Fonte: Maher, 2012)

Figura 33 – Modelos Estruturais utilizado para a geração do grid. Observa-se os horizontes da formação em estudo, assim como as falhas que se desenvolvem em seu interior. Observa-se também, inseridos no modelo os poços que foram utilizados para este projeto.

Figura 34 – Grid estratigráfico feito com horizontes e falhas já mapeadas. Construído em 3 zonas no interior da formação *Marcellus*, sendo zona 1 observado na cor rosa como topo da formação *Marcellus* e topo do grupo *Purcell*, zona 2 aparentando cor verde compreende o grupo *Purcell* e zona 3 representado pela cor roxa, compreende a base do grupo *Purcell* e a base da formação *Marcellus*. As linhas em preto representam os cinco poços utilizados para este projeto, sendo assim: *Kerr_unit, Phelps unit, Stone Unit, Garrison Unit e Polovitch unit*.

Figura 35 - Relação Carbono orgânico total X Raio Gama elaborado por Zagorski, Bowman, Emery & Wrighstone, 2010.

Figura 36 – Perfil de Raio Gama de 3 poços na região da Pensilvânia. Observa-se a formação *Marcellus* entre a profundidade de 7000 a 7600 pés com elevados valores de Raio Gama, excedendo 300 API.

Figura 37 - Comparativo entre o Log de Raio Gama dos modelos calculados e do modelo real no poço *Phelps Unit 1*. Da esquerda para a direita: log do poço *Phelps*, log do modelo 2, log do modelo 3 e log do modelo 6. Observa-se uma boa correlação entre os modelos e o real.

Figura 38 – Diagrama Fence do modelo de Raio Gama em 3 dimensões. Observa-se em vermelho maiores valores de Raio Gama e em azul menores valores. Podemos observar em todo o modelo gerado uma linha em azul que representa os carbonatos da formação *Purcell* com baixíssima resposta de raio Gama. Logo abaixo, na formação *Marcellus* inferior observamos uma elevada resposta, podendo ultrapassar 250 API.

Figura 39 – Logs de porosidade dos poços *Kerr Unit* e *Phelps Unit*. Os marcadores dos tops estão indicados nas linhas, sendo *Marcellus, Purcell, Base Purcell* e *Onondaga*. Observa-se valores mínimos de porosidade nos carbonatos do grupo Purcell. Marcellus inferior, apresenta maiores valores de porosidade, quando comparados com Marcellus superior.

Figura 40 – Comparativo entre o log real extraído do grid de porosidade e o Log resultado da modelagem por intermédio da ferramenta Neural Net do mesmo poço. Observa-se que as tendências se preservam. A pequena resolução verificada nesses logs é resultado do grid escolhido na hora de construir o modelo geológico.

Figura 41 - Diagrama Fence do modelo de porosidade em 3 dimensões. Observa-se em vermelho valores elevados de porosidade em lilás valores menores. Podemos observar valores elevados de porosidade na região inferior da formação *Marcellus*.

Figura 42 - Logs do poço *Phelps* calculado por intermédio das ferramentas do Software Crystal em conjunto com as equações 4, 5, 6, 7 e de dados de poço como Vp, Vs, densidade e porosidade.O log da esquerda representa valores para modulo de Young em Giga Pascal, em vermelho observamos valores máximos, chegando a 50 Gpa, em azul observamos valores minimos, chegando a 20 Gpa.O perfil do meio representa o a razão de Poisson ao longo do Poço, observamos valore máximos em vermelho de até 0,45 e em azul valores mínimos de até 0.12. Na direita observamos o Log gerado em função da equação 7, representando valores de fragilidade ao longo do poço, elevados valores são representados na cor vermelha. Os limites da formação*Marcellus* estão indicados entre as duas linhas em preto.

Figura 43 - Diagrama Fence do modelo de fragilidade ao longo do grid em 3 dimensões na formação *Marcellus*. Celulas que apresentam coloração em vermelho representam maior fragilidade e em lilás observamos valores minimos. A linha verde ao longo do grid representa o poço *Phelps Uni1* e seu repectivo log de fragilidade, a linha em azul representa o poço *Kerr Unit* e seu respectivo log de fragilidade.

Figura 44 - Comparativo entre o Log de resistividade e o log criado de densidade de fraturas do poço *Phelps Unit 1* ao longo da formação *Marcellus*. Podemos observar uma boa relação entre a resistividade da formação e densidade de frauras naturais.

Figura 45 - Diagrama Fence do grid em 3 dimensões do modelo de densidade de fraturas ao longo da formação *Marcellus*. A linha em azul representa o poço *Phelps_Unit1*.

Figura 46 - Diagrama Fence do modelo gerado de capacidade produtiva de folhelho na formação *Marcellus*. A escala varia de 0 a 100, zero indica zonas com nenhum potencial de produção de hidrocarbonetos e valores proximos de 100, que apresetam cor vermelha, indicam excelentes lugares para produção de hidrocarbonetos por fraturamento hidráulico.

Figura 47 - Logs utilizados para construção do modelo de velocidade. Na esquerda observa-se o log de Vp em metros por segundo, cores quentes indicam maiores velocidades chegando a 6400 m/s e as cores frias indicam menores velocidades alcancando 3000m/s. No centro observa-se o log de Vs variando de 1800 a 3700 m/s, na direita observa-se o log de desnidade com variação de 2,4g/cm³ a 2.8g/cm³. A formação *Marcellus* encontra-se limitada entre as linhas pretas a 7000 pés de profundidade.

Figura 48 – Perfil 2D com 1800 metros de extensão e 3000 metros de profundidade. A formação *Marcellus* e *Tully* encontram-se demarcadas com linha preta. Na direira observa-se escala de cores acerca da velocidade da onda P variando de 3000m/s a 5500 m/s e um perfil do log de Velocidade da onda P do poço *Kerr_Unit_B2H*. Este modelo foi gerado somente com dados do poço *Kerr_UnitB2H*. Na profundidade de 2280 metros, dentro da formação *Marcellus* inferior, situa-se a fonte explosiva, simulando o campo de ondas liberadas durante a criação de fraturas por processos de fraturamento hidráulico.

Figura 49 - Resultado final da modelagem, observamos uma evolução (1- 4) de imagens que indicam os efeitos da propagação da frente de onda (fonte sísmica) através do campo de velocidade. As sequências mostram como a frente de onda é distorcida quando ela percorre, em função do tempo, um plano de modelagem em duas dimensões. A partir dessas imagens podemos observar a variação da amplitude das frentes de ondas na zona estimulada, em preto. A partir desta análise, o arranjo de geofone é inserido na melhor posição no eixo x procurando zonas pobres em distorções da frente de ondas e preferencialmente com amplitudes preservadas. Cores quentes indicam velocidade elevadas, chegando a 5500m/s cores frias indicam velocidades de até 3500m/s. Observa-se a formação *Marcellus* como uma zona de baixa velocidade a 2200 metros de profundidade, a zona estimulada situa-se a 2280 metros de profundidade, exatamente na formação *Marcellus* inferior.

Figura 50 - Perfil do modelo de capacidade produtiva de folhelho dos poços *Squier_Unit_B2H* (linha preta) e *Polovitck_West_Union* (linha azul). Verifica-se que o poço *Polovitck* foi perfurado ao longo de uma zona com reduzida capacidade produtiva de folhelho , enquanto que o poço *Squier Unit B2h*encontra-se inserido numa boa janela de capacidade produtiva de folhelho .

Figura 51 – Resultado da modelagem do campo de velocidades para a região da formação *Marcellus*. Na região ampliada podemos observar a concentração de energia sísmica ao longo da formação *Marcellus* em decorrência da baixa velocidade de propagação da onda quando comparada as camadas superiores e inferiores, podemos observar também uma possivel profundidade para a inserção do arranjo de geofones, local este de facil visualização da onda P e da onda S.

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1 – Etapas e ferramentas utilizadas para a construção de modelos geológicos de porosidade, COT, densidade de fraturas e fragilidade.

Fluxograma 2 - Etapas necessárias para a construção de um modelo de velocidade destinado ao estudo da propagação de ondas sísmicas, a partir de dados de poços e scripts para modelagem no software *Madagascar*.

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVO	17
1.2 MOTIVAÇÃO	17
1.3 METODOLOGIA	18
2. BACIA APPALACHIAN (EUA)	20
2.1. EVOLUÇÃO DA BACIA APPALACHIAN	21
2.1.1. EMBASAMENTO	22
2.1.2 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	23
2.2. FORMAÇÃO <i>MARCELLUS</i>	26
3. SISTEMA PETROLÍFERO	30
3.1 ROCHA GERADORA	30
3.2 ROCHA RESERVATÓRIO	33
3.3 ROCHA SELANTE	33
3.4 SINCRONISMO	34
4. CARACTERÍSTICA DO RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL NA FORMAÇÃO <i>MARCELLUS</i>	34
4.1 OCORRÊNCIA DE GÁS	
4.2 FRATURAS NATURAIS	
5.HISTORICO EXPLORATORIO NA FORMAÇÃO MARCELLOS	41
6. FRATURAMENTO HIDRÁULICO	43
6.1. FLUIDOS DE FRATURAMENTO E ADITIVOS	44
6.2. FRATURAMENTO NA FORMAÇÃO <i>MARCELLUS</i>	47
7.MONITORAMENTO MICROSSÍSMICO	48
8 AQUISICÃO MICROSSÍSMICA	49
8.1 CONFIGURAÇÃO DE AQUISIÇÃO	50
8.2 PLANEJAMENTO DE AQUISIÇÃO	52
8.3 TECNICAS DE ESTIMULAÇÃO	54
9. PROCESSAMENTO MICROSSÍSMICO	55
9.1 LOCALIZAÇÃO DOS EVENTOS	55
9.2 DIREÇÃO DOS EVENTOS	57
9.3 MAGNITUDE DOS EVENTOS MICROSSÍSMICOS	59
9.4 CARACTERÍSTICAS DAS FRATURAS	60
10. INTERPRETAÇÃO MICROSSÍSMICA	62
10.1 IDENTIFAÇÃO DE FALHAS E FRATURAS	62
10.2 VOLUME DE RESERVATÓRIO ESTIMULADO	63
11 ΙDENTIFICAÇÃO DE "SWEET SPOT" ΝΑ ΕΩΡΜΑÇÃO ΜΑΡΩΕΙ Η S	64
	04
12. FLUXO DE TRABALHO	65

ÍNDICE

13. CAPACIDADE PRODUTIVA DE FOLHELHO NA FORMAÇÃO MARCELLUS	67
13.1 MODELO DE CARBONO ORGÂNICO TOTAL.	67
13.2 Modelo de Porosidade:	71
13.3 MODELO DE FRAGILIDADE	74
13.4 Modelo de Densidade de Fraturas Naturais	
14. MODELO FINAL DE CAPACIDADE PRODUTIVA DE FOLHELHO	80
15.MODELAGEM DO CAMPO DE VELOCIDADE E POSICIONAMENTO DE GEOFONES	81
15.MODELAGEM DO CAMPO DE VELOCIDADE E POSICIONAMENTO DE GEOFONES 16.ANÁLISE DOS DADOS E DISCUSSÃO	81 85
15.MODELAGEM DO CAMPO DE VELOCIDADE E POSICIONAMENTO DE GEOFONES 16.ANÁLISE DOS DADOS E DISCUSSÃO 17.CONCLUSÃO	81 85 89

1. INTRODUÇÃO

Recentes descobertas de acumulações de gás natural em reservatórios de baixa permeabilidade mais que dobraram a produção de hidrocarbonetos em território Norte Americano. Em reservatórios de baixa permeabilidade, o hidrocarboneto é trapeado dentro dos folhelhos, sendo a própria rocha geradora. Este sistema petrolífero é chamado de não convencional. Os folhelhos de baixa permeabilidade (*Shale gas*) da formação *Marcellus*, pertencentes a bacia *Appalachian* nos Estados Unidos, são responsáveis por consideráveis volumes de hidrocarbonetos, com reservas estimadas de 530 milhões de litros.

O desenvolvimento da tecnologia de perfuração associada a técnicas de fraturamento hidráulico permitiram a exploração em larga escala de hidrocarbonetos em rochas pouco permeáveis. Modernas técnicas de fraturamento hidráulico associado ao desenvolvimento de poços horizontais são peças chave para o aumento da permeabilidade e a extração numa maior área na formação.

Na última década de desenvolvimento em reservatórios não convencionais tem-se observado nos campos exploratórios que mesmo se utilizando as mesmas técnicas de engenharia de perfuração, a produção atual pode vir a variar significantemente, mesmo para poços vizinhos. Para se entender esta "heterogeneidade", a aplicação de geofísica de reservatório destinada a elaboração de modelos de capacidade produtiva de folhelho (identificação de "*sweet spot*") é ferramenta crucial para se identificar as melhores propriedades físicas das rochas, item de fundamental importância para o posicionamento de poços em reservatórios não convencionais.

O monitoramento microssísmico torna-se também uma ferramenta essencial para o sucesso exploratório em sistemas não convencionais, por permitir o aumento da produtividade e de auxiliar nas etapas de perfuração. Quando o monitoramento microssísmico ocorre dentro do poço, observa-se muitas vezes que a profundidade de posicionamento dos geofones (sensores de 3 componentes) influenciam na qualidade de registro dos eventos. Muitas vezes geofones posicionados próximos as camadas de elevada velocidade de onda sísmica encaixada entre camadas de baixa velocidade

costumam registrar uma elevada quantidade de ruídos, que prejudicam o monitoramento do fraturamento.

1.1 OBJETIVO

O objetivo do projeto final é identificar áreas favoráveis para extração de gás em reservatórios não convencionais (*shale-gas*) por processos de fraturamento hidráulico e determinar a melhor janela de profundidade para o monitoramento microssísmico durante o fraturamento na formação *Marcellus*, pertencente a bacia *Appalachian*, localizado a leste dos Estados Unidos no estado da Pensilvânia.

1.2 MOTIVAÇÃO

A crescente demanda pelo mercado mundial de gás natural, principalmente o Norte Americano, responsável por mais de 100.000 mil perfurações somente no estado da Pensilvânia desde 1960 mostram para o mundo um novo conceito de exploração de hidrocarboneto em sistema não convencional. O desenvolvimento de modernas e confiáveis técnicas de exploração e monitoramento em reservatórios não convencionais de gás de folhelho (*Shale gas*), como o advento da microssísmica tem contribuído significativamente para o aumento de produção de hidrocarboneto em território norte Americano.

Observando que grande parte desta tecnologia desenvolvida encontra-se limitada no continente Norte Americano, a motivação deste trabalho é de divulgar parte da tecnologia atualmente utilizada pela indústria petrolífera na identificação de plays exploratórios em sistema não convencional, assim como modelos de capacidade produtiva de folhelho e o monitoramento microssísmico para o atual mercado Brasileiro, que vem apresentando grande interesse nesta área.

1.3 METODOLOGIA

A aquisição dos dados para este projeto foi realizada em 2012. Parte deste trabalho consiste em detectar zonas favoráveis para o fraturamento hidráulico na formação Marcellus. Foi utilizada uma malha sísmica 3D com 540 linhas e 236 traços já processados com taxa de amostragem de 1ms, dados de perfilagem, marcadores das formações, horizontes e falhas. Utilizamos dados de 5 poços, denominados: Kerr_Unit_B2H, Phelps_Unit1, Polovitch_Unit1, Stone_Unit1 e Garrison_Unit1 que contêm perfis de raio-gama, sônico, densidade, porosidade e resistividade. Para se criar um modelo de zonas favoráveis para extração de gás natural por processos de fraturamento hidráulico na formação Marcellus foram construídos, com base em dados sísmicos, de poços, atributos e inversões, 4 modelos da formação Marcellus, sendo assim: modelo 3D de Raio Gama, Porosidade, densidade de fraturas e fragilidade. O produto destes 4 modelos resulta no modelo de Shale Capcity, que representa um bom indicador de zonas favoráveis para extração de gás natural por processos de fraturamento hidráulico. Todos os dados foram fornecidos pela empresa Sigma³ e o fluxo de trabalho foi realizado no software Crystal, pertencente a empresa Sigma³ (Fluxograma 1).



Fluxograma 1: Etapas e ferramentas utilizadas para a construção de modelos geológicos de porosidade, COT, densidade de fraturas e fragilidade.

O monitoramento do fraturamento hidráulico ocorre através da microssísmica, que consiste em posicionar um determinado número de geofones numa dada profundidade para então coletar um maior número de informações acerca do fraturamento. Com o intuito de se detectar a profundidade ideal para posicionar os geofones durante o monitoramento microssísmico pretende-se criar um modelo de velocidade do local e de se estudar o desenvolvimento do campo de ondas. Para isto utilizamos dados de Vp, Vs e de densidade do poço *Kerr_Unit_B2H*, utilizando scripts fornecidos pela empresa **Sigma³** e utilizados no software **Madagascar** para construir um modelo de velocidade do local do local en estudo, simulando assim o comportamento do campo de ondas numa parte pontual do projeto, ao longo do poço *Kerr_Unit_B2H*. Todos os dados utilizados neste projeto foram fornecidos pela empresa **Sigma³**.



Modelo de velocidade e análise da propagação de ondas.

Fluxograma 2: Etapas necessárias para a construção de um modelo de velocidade destinado ao estudo da propagação de ondas sísmicas, a partir de dados de poços e scripts para modelagem no software *Madagascar*

2. BACIA APPALACHIAN (EUA)

A bacia Appalachian é uma bacia de retroarco, localizada na porção Leste do território dos Estados Unidos, composta por rochas sedimentares Paleozóicas formadas durante o período Cambriano Inferior (540 Ma) até Permiano Inferior (270 Ma). A bacia Appalachian é assimétrica com espessura sedimentar progradante de Oeste a Leste variando de 600 a 1500 metros e atingindo valores de até 15000 metros na porção oriental da bacia (Witt et al., 1993). Como mostra a figura 1, a província da bacia Appalachian corta de Norte a





Sul, os seguintes estados Americanos: Nova Iorque, Pensilvânia, Ohio, Alabama, Georgia, Kentucky, Maryland, Tennessee e Virginia, cobrindo uma área aproximada de 450.000 km². A provincial se estende por 1.730 km sentido Nordeste - Sudoeste e entre 30 a 500 km sentido Noroeste-Sudeste (Ryder *et al., 1995*).

2.1. EVOLUÇÃO DA BACIA APPALACHIAN

Durante o desenvolvimento da Bacia *Appalachian*, o campo de tensão mudou drasticamente de um ambiente calmo de margem passiva para um ambiente de margem ativa, com a consequente construção de extensas cadeias de montanhas, vulcanismo, dobramentos e amalgamentos do relevo (Carter et al.,2007).

De acordo com Colleman *et al.* (2003), a bacia *Appalachian* é classificada estruturalmente como uma bacia Pericratônica ou bacia de margem continental uma vez que se desenvolvem em áreas alongadas de margens cratônicas e sofreram subsidências mais ou menos acentuadas. As bacias Pericratônicas se dividem em:

Bacias de Rift Bacias de margem Passiva Bacias de retroarco (*Appalachian*) Bacias de borda de plataforma Bacia transtensional /Transpressional

As bacias pericratônicas de retroarco (ex.bacia *Appalachian*) formam-se próxima de zonas onde ocorre soerguimento de estruturas anticlinais, permitindo que rochas sedimentares estejam em contato com os limites da falha de empurrão, que por sua vez também está incluída na bacia. A bacia de retroarco *Appalachian* se desenvolveu próxima a falha de descolamento (sistema compressivo) apresentando a fisionomia de bacia alongada e paralela ao cordão orogênico, como pode ser observado na figura 2.

Esta bacia é composta por carbonatos de margem passiva que se desenvolveram durante Cambriano-Ordoviciano, Siluriano e Mississipiano e cunhas sedimentares de bacia de retroarco oriundos de três processos consecutivos de orogenia sendo, por ordem de ocorrência: Orogenia *Tactonic* (Ordoviciano), orogenia *Acadian* (Devoniano) e orogenia *Alleghenian* (Peninsylvaniano-Permiano).



2.1.1. EMBASAMENTO

Segundo Blakey *et al.*(2008), o embasamento é aflorante em toda a metade norte do continente Americano, chamado de *CanadianShield*. Este embasamento está na base da cobertura sedimentar cratônica e se estende por vastas planícies do interior do continente e encontra-se atenuado e metamorfizado em profundidade abaixo dos orôgenos das margens continentais. Formado entre o Arqueano e Neo-Proterozóico, o embasamento estrutural das bacias Americanas foi resultado de uma série de orôgenias colisionais com o consequente surgimento do Paleo-Continente *Rodinia* (Blakey *et al.*, 2008).

A quebra do Paleo-Continente *Rodinia*s e iniciou com o desenvolvimento de um sistema de Rift (800 Ma) acarretando no isolamento no atual continente norte Americano (600 Ma), este novo continente passa então a se chamar de *Laurentia* (Blakey *et al.*, 2008).

2.1.2 EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

O desenvolvimento da bacia *Appalachian*, de acordo com Carter et al. (2007) pode ser dividido em duas principais fases tectônicas, a primeira fase composta por processos de margem passiva e a segunda por processos de intensa orogenia:

1º Fase

No início da Era Paleozóica (Cambriano inferior ± 540Ma), a região *Appalachian* era uma zona de margem passiva, a região pertencia ao Paleocontinente *Laurentia*. O Paleo-Oceano *lapetus* se concentrava na margem leste do continente e foi um oceano em crescimento durante este período. Neste momento o continente era periodicamente submerso por ambiente marinho raso. Durante este período a região da bacia *Appalachian* recebia sedimentos consideráveis de carbonatos e sedimentos que eram depositados num ambiente de mar raso. Quando o nível de mar recuou predominaram a erosão e deposição de sementos terrígenos (Carter *et al.*,2007).

2º Fase

Iniciado durante o período Cambriano Médio (500 Ma), uma mudança na dinâmica das placas tectônicas alterou a dinâmica de margem passiva para uma margem ativa. Neste momento o paleo-oceano *lapetus* a leste do paleo-continente *Laurentia* começa a se fechar e predominam três processos orogênicos que ocorrem ao longo da margem leste do território Norte Americano, possibilitando assim o surgimento da cadeia de montanhas *Appalachian* e a consequente formação da bacia de retroarco.

Orogenia Tactonic:

A medida que o Oceano lapetus começava a se fechar, o peso sedimentar associado com forças de compressão na parte oriental do continente iniciou um processo de dobramento gradual da crosta para baixo. Neste período, um limite de placas convergentes se desenvolve. O material crustal que era carregado para a zona de subducção possibilitou o surgimento do arco de ilhas *Tactonic*. Este arco de ilhas havia colidido com o continente Norte Americano até o Ordoviciano Médio (470 Ma) (figura 3). Pacotes sedimentares e de rocha ígnea foram submetidos a intensos graus de metamorfismo. Este episódio culminou na formação de cadeia de montanhas

Tactonic e na bacia de retroarco *Appalachian*. A bacia *Appalachian* começa então a receber sedimentos terrígenos oriundos da erosão da cadeia de montanhas *Tactonic* (Blakey *et al.*, 2009).



Figura 3: (esq) Alterações tectônicas do território Norte Americano durante o Cambriano Médio. (dir) Surgimento da Orogenia Tactônic. (fonte: Blakey et al.,2009)



Figura 4: Movimentos Tectônicos durante o Devoniano inferior. (Fonte: Blakey et al,. 2009)

Orogenia Acadien

Iniciada durante o Devoniano inferior com clímax máximo no Devoniano superior. Esta orogenia colidiu uma série de fragmentos continentais na margem leste do continente *Laurasia*, acarretando no fechamento do paleo-oceano *lapetus* e a construção de grandes cinturões montanhosos (Blackey et al., 2009; figura 4).

Orogenia Allegheniam

Representa a colisão final entre os Paleo-Continentes *Gondwana* e *Laurentia*, com consequente formação do continente *Pangea*, iniciado durante o Carbonífero se desenvolvendo de sul a norte como um grande processo orogênico durante 15 milhões de anos (figura5), esse campo de tensão gerado sobre a Litosfera de Laurentia poderiam ter controlado a orientação das fraturas existentes para as rochas formadas entre o Devoniano e Mississipiano ao longo de 1500 Km, incluindo a formação *Marcellus* (Blakey *et al.*, 2009).

Segundo Blakey *et al.* (2009), os três processos consecutivos que o continente Norte Americano sofreu durante o Paleozóico (figura 6), foi o responsável por encurtamento crustal de 100 a 400 Km e por intensas formações de falhas cavalgantes com elevado grau de metamorfismo, intrusões magmáticas e o desenvolvimento das montanhas *Appalachianas* acima do plano de falha de desligamento.



Figura 5 - Movimentos Tectônicos durante o Permiano inferior. (Blackey et al, 2009) Descreva melhor a legenda



Figura 6 – Evolução dos processos Orogênicos no território Norte Americano. (Fonte: <u>http://www.geo.hunter.cuny.edu/bight/highland.html</u>)

2.2. FORMAÇÃO MARCELLUS

Porção sedimentar principal no estudo realizado, a formação Marcellus, pertencente ao grupo Hamilton, se desenvolveu sedimentar no pacote Devoniano (médio) da bacia, na base do Classificado leque Catskill. essencialmente como folhelho rico em matéria orgânica, ocupa uma área de 140.000 km² interior no da bacia conforme Appalachian, observado na figura 7. A distribuição dos diferentes estratos na formação Marcellus podem ser observados na figura 8 ao longo de



Figura 7- Distribuição da formação *Marcellus*. (Modificado de Milici et al.,2006)

uma seção A-A' obtida na figura7. Verifica-se em geral uma progradação da sedimentação da bacia para leste, próximo da cadeia de montanhas *Appalachian*, atingindo uma espessura máxima de até 2.700 metros na atual região da Pensilvânia (Milici et al., 2006).



Figura 8 Seção Geológica do pacote sedimentar Devoniano de Nova Iorque ao Alabama (EUA) e suas respectivas fácies. (fonte:Milici et al.,2006)

A intensa erosão da cadeia das montanhas *Acadian* (Orogenia *Acadian*) proporcionou grandes volumes de sedimentos para o interior da bacia *Appalachian*. A leste, enormes cunhas de sedimentação se formam, como no caso do delta *Catskill*. Os folhelhos da formação *Marcellus* foram os primeiros depósitos sedimentares a se depositarem na calha da bacia *Appalachian*, e se desenvolveram paralelamente as cadeias de montanhas. Os fragmentos clásticos foram transportados do delta *Castkill* por rios até a bacia, onde permaneceram suspensos no mar sendo depositados a algumas centenas de metros da linha de costa (figura 9; Blakey *et al.*,2009).



Figura 9 Reconstituição Paleográfica do continente Norte Americano durante o período Devoniano Médio. (Fonte: Blakey et al., 2009)

0 material matéria rico em orgânicada formação Marcellus foi depositado em ambiente anóxico (abaixo da piroclina, um gradiente de densidade estável na coluna de áqua que separa a áqua superior da água inferior, não permitindo assim que a água rica em oxigênio das camadas superiores, penetrem nas camadas mais profundas), preservando o conteúdo de matéria orgânica. A deposição de grandes quantidades de matéria orgânica abaixo da piroclina e os sucessivos impulsos tectônicos possibilitou um

acelerado soterramento da matéria orgânica, preservando assim seu conteúdo.

O rápido soterramento da formação *Marcellus* resultado da sedimentação contínua acompanhada por constantes impulsos de falhas tectônicas, possibilitaram a inserção dos sedimentos numa janela de alta pressão e temperatura, conduzindo a formação de grandes reservas de gás natural nos interstícios dos folhelhos. O posterior soerguimento e erosão da bacia propiciaram na formação o desenvolvimento de falhamento natural, com falhas (ou fraturas) orientadas verticalmente (Arthur *et al.*,2009).



Figura 10 - Carta Estratigráfica do período Devoniano da bacia Appalachian (fonte: Carter et al., 2007).

3. SISTEMA PETROLÍFERO

Ao longo de décadas de exploração, a indústria petrolífera foi percebendo que para se encontrar jazidas de hidrocarbonetos com volume significativo era imprescindível que um determinado número de requisitos geológicos ocorresse simultaneamente nas bacias sedimentares. Com o objetivo de se reduzir o risco exploratório envolvido nas perfurações de poços (item de elevado custo), foi consolidado em um único conceito o conjunto de fatores necessários para o sucesso de um play exploratório: o de sistema petrolífero (Magoon *et al*, 1994).

Segundo Milani *et al.* (2000), um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos dos seguintes elementos:

- Presença de rocha Geradora matura
- Presença de rocha Reservatório
- Presença de rochas Selantes
- Trapas ou Armadilhas

Além de dois fenômenos geológicos dependentes no tempo:

- Migração
- Sincronismo

3.1 ROCHA GERADORA

Responsável por produzir quantidades suficientes de hidrocarbonetos. São rochas constituídas de material de granulometria fina (matriz argilosa) tais como folhelhos ou calcilutitos, representantes de antigos ambientes sedimentares de baixa energia que sofreram deposição em conjunto com matéria orgânica. Quanto maior a quantidade de matéria orgânica, maior será a possibilidade de a rocha de produzir elevada quantidade de petróleo. Entretanto, a incorporação desta matéria orgânica na rocha deve vir acompanhada da preservação de seu carbono orgânico original, rico em compostos de Hidrogênio e Carbono. Para isto o ambiente deve ser livre de oxigênio, que representa um agente oxidante (Milani *et al*, 2000).

Segundo Milani *et al.* (2000), para uma rocha ser considerada geradora, deve possuir teores de carbono orgânico Total (COT) superiores a 1% e estar inserida num ambiente de baixa energia e anóxico. Grande porcentagem das rochas geradoras descobertas, se desenvolveu em ambiente marinho ou lacustre, como no caso dos folhelhos negros ricos em matéria orgânica da formação *Marcellus*.

Porém, com o desenvolvimento do sistema petrolífero ao longo de sua história geológica, a matéria orgânica pode passar por diferentes estados de alteração, que pode ser mensurado através do índice de reflectância da Vitrinita. Fragmentos de plantas são alterados de um material sem brilho para um material que se torna mais brilhante com o aumento da temperatura. Isto pode ser quantificado com o intuito de se obter um índice Ro (% da reflectância da vitrinita) analisando a reflexão de luz de parte de material de planta (vitrinita) sob o microscópio como mostrado na figura 11. Um índice de Vitrinita de 1.2 (Bjørlykke, 2010) indica uma boa geração de óleo pela rocha fonte, conforme figura 11. Valores entre 0,7 - 0,8 são encontrados em rocha fonte que não passaram por processo térmico adequado, sendo classificados assim como imaturas. Valores próximos a 2 indica um elevado grau de soterramento da matéria orgânica acompanhado de elevados valores de temperatura e pressão, permitindo o "cozimento" do óleo e consequente geração de gás.

Segundo Almir *et al.* (2007), o processo de geração de hidrocarbonetos pode ser resumido em três etapas de maturação da matéria, segundo a figura 11.

Fases	HC's	Ro, %	Temp. da Reação	Temp. Ambiente	Maturação
Diagênese	Metano Bioquímico	0,2			Imaturo
		0,6	440	60°C	
Catagênese	Óleo	1.2	470	100%	Maturo
	Gás Úmido	2.0	1.0	100 C	Waturo
Metagênese	Metano Termoquímico	2,0			Senil
		4.0			

Figura 11: Tabela indicando as fases do processo de Geração de hidrocarbonetos, tipos de hidrocarbonetos formados, índice da vitrinita (Ro), a temperatura da reação, temperatura ambiente e maturação. (Fonte: Adaptado de Tissot & Welte, 1980)

A diagênese se inicia no momento da deposição sedimentar, com poucas centenas a 2000 metros. A atividade microbiana representa um dos principais agentes nesta etapa, observa-se o início das atividades bioquímicas com geração em sua grande maioria de gás metano bioquímico. Este conjunto de fatores transformam a matéria orgânica em Querogênio e alguns compostos orgânicos (ácidos, cetonas, aldeídos). Esta primeira etapa é fundamental para a geração de hidrocarbonetos, porém é uma fase imatura.

A principal fase de geração de óleo e gás úmido é a **catagênese**, que ocorre em profundidade de vários quilômetros, conforme observado na figura 11. Observa-se uma temperatura ideal de 80°C e índice de Vitrinita em torno de 1 % para geração de óleo, considerado maturo. Porém, com o aumento da temperatura e pressão e a consequente degradação termal do querogênio o óleo se torna pesado e de qualidade ruim. Nesta etapa, gás úmido é produzido, tal como etano, propano e butano

A fase metagênese é alcançada com profundidades na ordem de várias dezenas de quilômetros e precede processos de metamorfismo na rocha. Com o aumento da profundidade da bacia, as rochas geradoras passam a experimentar temperaturas e pressões cada vez maiores, chegando a temperaturas extremas capazes de destruir os hidrocarbonetos líquidos, preservando apenas o gás seco (figura 11). Nesta etapa as

rochas são consideradas senis ou supermaturas. Na formação *Marcellus*, em função da dinâmica tectônica local, com intenso metamorfismo, intrusões magmáticas, as rochas experimentaram temperaturas elevadas, possibilitando assim a geração de grandes reservas de gás.

3.2 ROCHA RESERVATÓRIO

Compreendido basicamente por arenitos, Calcários e conglomerados diversos, com porosidade(relação entre espaço poroso e volume total da rocha, expressa em porcentagem) variante de 5 % a 35% e permeabilidade (medida de condutividade da rocha medida em mili Darcy,1 Darcy $=1 \times 10^{-12} m^2$) com valores superiores a 100mD (Milani *et al*, 2000). A pressão existente na rocha geradora acarreta na expulsão do hidrocarboneto para zonas de menor pressão. O hidrocarboneto irá migrar através de rochas carreadoras que compreendem rochas porosas e permeáveis. Este processo de migração primária irá cessar quando o hidrocarboneto encontrar obstáculos estruturais, estratigráficos ou hidrodinâmico, denominadas trapas. Neste local o hidrocarboneto se acumula numa rocha porosa e permeável denominada rocha reservatório, não sendo mais possível sua migração (Pacheco, 2007).

3.3 ROCHA SELANTE

Uma vez capturado para o interior de trapas ou armadilhas, o hidrocarboneto deve encontrar uma situação de impermeabilização capaz de impedir sua migração, situação esta, provida por rochas selantes que normalmente se situam acima de rochas reservatório, aprisionando o hidrocarboneto, formando assim uma acumulação petrolífera. Rochas selantes comuns são folhelhos e evaporitos e apresentam baixas permeabilidades e porosidades (Milani *et al*, 2000).

3.4 SINCRONISMO

É o fenômeno geológico dependente do tempo capaz de fazer com que rochas geradoras, reservatórios, selantes, trapas e migração se originem e se desenvolvam numa escala de tempo adequada para a formação de acumulações de petróleo (Milani *et al*, 2000).

4.CARACTERÍSTICA DO RESERVATÓRIO NÃO CONVENCIONAL NA FORMAÇÃO MARCELLUS

Para fins de avaliação, recursos de petróleo e gás são geralmente divididos em dois tipos distintos de sistemas petrolíferos: convencional e não convencional (Lee et al.,2011).

Recursos convencionais são caracterizados por representarem a cadeia de um sistema petrolífero, ou seja, o hidrocarboneto gerado na rocha geradora migra através de fraturas e falhas porosas e permeáveis até se deparar com estruturas de armadilha (trapas) ficando acumulado na rocha reservatório, sendo assim prospectado.

Já os reservatórios não convencionais, como os folhelhos da formação *Marcellus*, o hidrocarboneto gerado encontra-se aprisionado nos poros de rocha geradora pouco permeáveis, dificultando assim a movimentação do fluido, este sistema petrolífero é chamado de não convencional. Neste caso, por possuir baixa permeabilidade torna-se necessário para a sua exploração a estimulação mecânica (fraturamento hidráulico), necessária para criar zonas fraturadas, aumentando assim a permeabilidade para uma possível prospecção, esta técnica será tratada com mais detalhes no capítulo 6.2. Os sistemas não convencionais podem também ser chamados de sistemas contínuos, uma vez que a acumulação do hidrocarboneto se expande numa larga área geográfica. (Lee et al.,2011). A figura 12 ilustra sistema convencional e sistema não convencional.



Figura 12: Ilustração diferenciando exploração de gás na formação *Marcellus* de reservatório não convencional e sistemas convencionais. (Fonte: modificado de Kostelnick, 2010).

Outro importante fator responsável por manter o hidrocarboneto dentro de sua própria rocha geradora é o fato da formação *Marcellus* estar aprisionada entre duas formações compostas por rochas carbonáticas, no topo os carbonatos da formação *Tully* e na base os carbonatos do Grupo *Onondaga*. No centro da formação *Marcellus* existe uma pequena camada de carbonatos separando os folhelhos de *Marcellus* superior do inferior, este grupo pertence a formação *Marcellus* e se denomina *Purcell*. Podemos ver na figura 13

Na formação *Marcellus*, que representa hoje o reservatório, foi na verdade a rocha geradora durante o processo de maturação da matéria orgânica, responsável pela geração de hidrocarboneto. As características do processo de deposição e consequente compactação permitiram a formação de finas camadas paralelas de argilominerais com limitada permeabilidade horizontal e



Figura 13: Estratigrafia de Formação *Marcellus.* (Fonte: Adaptado de Wrightstone, 2011)

argilominerais com limitada permeabilidade horizontal e mínima permeabilidade na

vertical, aprisionando assim o hidrocarboneto, especificamente gás, na sua estrutura. Normalmente a permeabilidade para folhelhos não fraturados varia na ordem de 1 a 100 NanoDarcy (Arthur et al.,2009).

De acordo com Arthur et al. (2008) um folhelho gerador típico com grande potencial para representar formações de gás de folhelho (shale gas) deve satisfazer as seguintes características:

- Baixa porosidade e permeabilidade;
- Carbono orgânico total entre 1% a 10% (ou mais);
- Assinatura de raio Gama superior a 140 API;
- Coloração escura a preta;

As principais características responsáveis por consolidar a ideia de que os folhelhos da formação *Marcellus* representam um play exploratório de shale gas tendo em mente as observações feitas por Arthur (2008) no parágrafo anterior foram:

Radioatividade da formação;

De acordo com publicação de Resnikoff (2012), dados de perfilagem de poço coletados na formação *Marcellus*, próximo da localidade de *Chenango County* (EUA) observou-se assinatura de Raio gama superior a 300 API, esta elevada resposta relaciona-se com ambiente redutor existente.

Índice de reflectância da Vitrinita:

Verifica-se uma variação no índice de Vitrinita entre 0,6 a 3% na formação *Marcellus*, conforme verificado na figura 14. Valores, considerados satisfatórios. Altos valores do índice de Vitrinita (3%) ocorrem na região Sudoeste da Bacia *Appalachian*, provavelmente associados a maturação da matéria orgânica inserida numa janela de grande profundidade e pressão, acordo com a imagem do perfil na figura 8.


Figura 14 – Mapa da bacia *Appalachian*, ilustrando a extensão do folhelho do Devoniano e Mississipiano inferior. As Isolineas representam valores de índice de Vitrinita em %. (Fonte: modificado de Milice& Swezey,2006).

COT – Carbono orgânico Total

Atributo fundamental para análise do carbono orgânico presente no reservatório, de acordo com análise de Pollastro et al. (2004), a formação *Marcellus* apresenta valores de COT que variam entre 0,5% a 23%.

Segundo Milici&Swezey (2006), o carbono orgânico total da formação *Marcellus* diminui geralmente do Sudoeste de Nova Iorque até Virginia Ocidental. A variação de COT ao longo da bacia deflete a Paleogeografia do delta *Acadian* (figura 9). Apresentando assim elevados valores em áreas distais ao delta (Nova Iorque), indo para valores cada vez menores para regiões mais próximas ao delta (Virginia

Ocidental), porém em algumas zonas observa-se uma maior concentração no centro da bacia.

Porosidade do reservatório:

Porosidade estimada a partir da matriz do folhelho indica variação entre 0,5 a 5% (Myers,2008) com valores extrapolando 9% em direção a Oeste Virginia (Soeder,1988). Porém os poros são muito pouco conectados, tornando necessário para a exploração de gás incursões de fraturamentos na região.

Permeabilidade do reservatório

Segundo Myers (2008), a permeabilidade da formação *Marcellus* é baixa em todo o reservatório, variando geralmente entre 1nD (NanoDarcy) a 100 nD. A permeabilidade do reservatório é tão baixa, algumas vezes apresentando características semelhantes a uma rocha selante.

4.1 OCORRÊNCIA DE GÁS

De acordo com Agbaji (2009), a ocorrência de gás natural na formação *M*arcellus ocorre em 3 modos:

- No espaço poroso do folhelho
- Dentro de fraturas (juntas) verticais que se propagaram através do folhelho
- Adsorvido nos grãos minerais e no material orgânico

4.2 FRATURAS NATURAIS

A ocorrência de fraturas naturais, também chamadas de juntas, que se desenvolvem na formação *Marcellus* é um fator de grande relevância para uma análise exploratória na região. Segundo Engelder & Lash, (2008), a ocorrência de fraturas hidráulicas naturais na formação *Marcellus* teve início durante a evolução da janela de produção de

hidrocarbonetos. A reação química que converte o querogênio em gás e óleo, gera um aumento de pressão em torno dos flocos de querogênio, este aumento de pressão era aliviado com o surgimento de fendas que cresciam a partir dos flocos de querogênio. A medida que o hidrocarboneto é gerado as rachaduras começam a evoluir atingindo expressões macroscópicas, que são fraturas hidráulicas naturais. Na formação observase o desenvolvimento de dois conjuntos principais de fraturas hidráulicas naturais, J1 e J2 (figura15).



Figura 15: Orientações aproximadas do conjunto de fraturas naturais no folhelho de *M*arcellus, na localidade de Pensilvânia, EUA. (Fonte: modificado de Harper 2008)

Segundo Engelder & Lash (2008), a combinação da matéria orgânica trapeada na rocha e a história de atividade tectônica na área permitiram o fraturamento natural do folhelho. A conversão da matéria orgânica para gás natural, na formação *Marcellus* criou pressões que auxiliaram no desenvolvimento de juntas. O desenvolvimento destas

juntas foi agravado pela colisão de placas tectônicas durante a orogenia Alleghanian (capitulo 2.1.2).

Os dois conjuntos de juntas J1 e J2 possuem características únicas, J1 possui orientação Leste-Noroeste e paralela a direção do campo horizontal de esforço máximo e J2 de orientação Noroeste conforme observado na figura 16(Engelder & Lash 2008).



Figura16: Orientação das juntas J1 e J2 na formação *Marcellus* proximo de Pensilvânia, EUA. (Fonte: modificado de Harper & Kostelnik, 2009).

Podemos verificar também na figura 16 que J1 possui um espaçamento menor quando comparado a J2 e que ambos são quase ortogonais. Ainda segundo Engelder & Lash (2008), o conjunto de juntas J2 não pode ser considerado um caminho para escoamento do gás por estar cimentado. Porém, como este cimento é relativamente mais fraco quando comparado com os estratos da rocha circundante, podendo assim representar locais de fragilidade.

5.HÍSTÓRICO EXPLORATÓRIO NA FORMAÇÃO MARCELLUS

As primeiras evidencias de gás natural em território Americano foram observadas em 1626, quando exploradores franceses descobriram nativos queimando gases que emanavam do solo ao redor do lago Erice.

A história de produção de óleo e gás de folhelho de idade Devoniana na bacia *Appalachian* tem seu início durante o século 1800. Após ser informado de que bolhas de gás emanavam da superfície de um riacho na localidade de Fredonia, Nova Iorque, em 1821, William Hart perfurou um poço com o intuito de obter um bom fluxo de gás para a superfície. Após perfurar 8 metros, obteve gás natural em quantidade suficiente para fornecer luz para duas lojas e um moinho (Montgomery *et al.*, 2010).

Para muitos William Hart é considerado o pai do gás natural na América. Logo em seguida, com a expansão do trabalho de William, a primeira empresa Americana de gás natural foi criada em 1858 (Fredonia Gas Light Company) e destinada para iluminar a cidade de Fredonia (Harper *et al.*,2009).

Outro feito histórico foi realizado por Coronel Edwin Drake, em 1859 perfurou um poço de 20 metros produzindo óleo e gás natural. Construindo também a primeira rede de dutos destinada a gás da América. Com duas polegadas de diâmetro, percorreram 8 Quilômetros até a vila Titusville, Pensilvânia, fornecendo luz e aquecimento para a região (Montgomery et al.,2010).

A história do fraturamento hidráulico pode ter sido iniciada em 1860, quando nitroglicerina era injetada no solo da Pensilvânia, Nova Iorque Kentucky e West Virginia com o intuito de se estimular as rochas de elevada dureza em poços rasos. Apesar de extremamente perigoso, o uso da nitroglicerina oferecia resultados incríveis de permeabilidade por fraturar com eficiência a formação petrolífera, logo em seguida esta pratica foi estendida para poços de água e gás (Montgomery *et al.*,2009).

Em 1930 a ideia de injetar fluidos não explosivos (ácidos) no solo para estimulação de um poço começou a ser testada pela empresa *Stanolind Oil & gas* com resultados

satisfatórios, iniciando assim uma nova era na exploração de gás e óleo (Montgomery*et al.*,2009).

Em 1970 o governo Americano com o programa EASTERN GAS SHALES PROJECT (EGSP), iniciou um programa para determinar a extensão, espessura, estrutura e estratigrafia de todo folhelho rico em matéria orgânica do Devoniano na bacia *Appalachian*, com desenvolvimento de novas tecnologias para perfuração e fraturamento. Produzindo assim uma grande quantidade de seções da bacia, mapas e relatórios técnicos sobre o período devoniano na bacia *Appalachian* próximo de Pensilvânia (Harper *et al.*,2009).

Porém, muito embora algumas técnicas de estimulação tenham sido criadas, o uso na formação *Marcellus* era inviável. A tecnologia existente não era suficiente para uma extração rentável na formação de baixa permeabilidade que compreendia os folhelhos ricos em matéria orgânica da formação *Marcellus*.

Somente em 2003, o potencial petrolífero da formação foi redescoberto. A empresa *Ranger Resources* perfurou um poço na localidade de Pensilvânia para atingir rochas do reservatório do período Siluriano (abaixo do Devoniano), porém o resultado não foi produtivo. No entanto a formação *Marcellus* mostrou indícios de produção e em 2004 graças ao avanço da tecnologia e a utilização do fraturamento hidráulico, o resultado foi satisfatório. Este primeiro experimento resultou na elaboração do relatório de produção em 2005 e com este resultado os investimentos rapidamente se iniciaram, permissões de exploração na bacia *Appalachian* tiveram um aumento de 25% somente no estado da Pensilvânia. Porém o grande "Boom" veio com o relatório de Dr.Terry Engelder (professor da faculdade de Geociências da Pensilvania) e Dr.Gary Lash (professor de Geociências da faculdade SUNY Fredonia) publicado para a comunidade da Pensilvânia, com uma primeira estimativa do volume de gás *in place* totalizando 4.76 trilhões de metros cúbicos. Este relatório teve ampla repercussão na mídia, atraindo muitos empreendedores para a região.

Na bacia *Appalachian*, os poços horizontais começaram a ser uma realidade a partir de meados de 2008, antes deste período, a grande maioria dos poços de fraturamento eram verticais. Baseado em relatos de empreendedores da região, Arthur *et al.* (2008)

afirma que tanto poços horizontais como verticais continuarão a ser uma realidade na região, porém com um significativo aumento dos poços horizontais. Existe um grande leque de opções para a escolha do poço horizontal ou vertical. Embora a perfuração de um poço vertical requeira menor capital, sua produção em termos econômicos é menor, é necessário até 4 poços verticais para produzir o mesmo que um poço horizontal. Os investimentos para a escolha do poço devem partir de \$800.000 para poço vertical (excluindo a infraestrutura) comparado a um horizontal com gasto em média de \$2.5 milhões ou mais por poço (Montgomery*et al.*, 2009).

6.0.FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Fraturamento hidráulico associado a novas técnicas de perfuração representam as principais tecnologias que tornam possível a recuperação de gás natural a partir de folhelhos negros ricos em matéria orgânica com baixa permeabilidade (*shale gas*). Para que se torne viável a produção comercial em reservatórios de baixa permeabilidade a estimulação de fraturas no folhelho de *Marcellus* torna-se necessária.

Segundo AGBAJI (2009), fraturamento hidráulico consiste principalmente na injeção de grandes volumes fluidos como água, ácido ou gásatravés de segmentos isolados do poço no qual se comunicam com a formação rochosa com intuito de se criar novas fraturas e/ou propagar novas fraturas dentro da formação, aumentando assim a permeabilidade.

Tendo em vista que durante o fraturamento, a formação pode vir a experimentar pressões hidráulicas de até 15.000 psi e volumes de água superiores a 15 milhões de litros (Arthur *et al.*,2009), torna-se essencial um estudo preliminar acerca da geologia da formação, assim como da pressão do reservatório. Parâmetros que devem ser analisados para um fraturamento seguro e rentável.

Na formação *Marcellus*, utiliza-se fluido a base de água por apresentar baixo custo, alto desempenho e facilidade de manuseio. Quando se utiliza água como fluido de pressurização, observa-se um retorno através do poçode 20% do conteúdo injetado na superfície, esta água pode ser tratada e reutilizada (Answer and questions Magazine:U.S.Department of interior, 2012).

Quando a injeção de fluido ocorre apenas num segmento isolado do poço, passa a ser caracterizado como fraturamento hidráulico de um único estágio, caso o fraturamento ocorra em vários segmentos isolados ao longo do poço, é então denominado multi estágio (podendo atingir até 30 estágios). Atualmente poços perfurados utilizam a técnica de multi estágios durante o fraturamento hidráulico, resultando num aumento da densidade de fraturas na formação e consequente aumento na produção de gás.

6.1. FLUIDOS DE FRATURAMENTO E ADITIVOS

Conforme observado na figura 17, a grande quantidade de substância injetada na formação *Marcellus* é composta de água e areia. A injeção de água em grande quantidade e em elevadas pressões permite o desenvolvimento de fraturas, porém com o fim da injeção, a pressão interna do reservatório irá reduzir e as fraturas irão se fechar. Para evitar este efeito, quantidades significativas de areia são misturadas no fluido e adicionadas durante a estimulação. Areias com diferentesdiâmetros são injetadas, iniciando por areias de pequena granulometria e próximo do fim da estimulação em areias de elevada granulometria. Este tipo de areia com elevado grau de selecionamento pode ser substituída por cerâmicos biodegradáveis, ambos são chamados de *proppant*. Este método previne o fechamento das fraturas e permite um malhar acesemente de gás (Arthur et al 2000).



Figura 17 – Composição de fluido durante processos de fraturamento típico utilizado na formação *Marcellus* (Fonte: Modificado de Arthur,2009).

Além de areia e fluido, outros compostos são injetados no poço como ácido, agentes inibidores, controladores, conforme observado na figura 17. Todos esses compostos visam na preservação e na manutenção da vida útil do poço ao longo de sua produção e também de auxiliar no aumento da permeabilidade na formação (Montgomery*et al.,*2010).

Porém, a dinâmica de mistura de todos os componentes (figura 17) no fluido de estimulação exige grande experiência em logística e elevados investimentos, conforme verificado na figura 18.



Figura 18 -Representação de equipamentos comuns utilizados durante fraturamento hidráulico (Fonte: modificado de Answer and questions Magazine: U.S.Department of interior, 2012).

O sucesso de explorações de gás natural através de técnicas de fraturamento hidráulico surgiu principalmente com o desenvolvimento de novas técnicas de perfuração de poços, assim como poços horizontais (figura 19). Segundo AGBAJI(2009), a produtividade de poço horizontal é de duas a três vezes a produtividade de poço vertical.

A perfuração de poço horizontal apresenta os seguintes benefícios:

- A grande maioria de reservatórios de óleo e gás são mais extensos na horizontal do que na vertical (reservatórios de pouca espessura, como *Marcellus*). Com poços verticais a extração de óleo e gás ocorre apenas numa pequena área ao redor do poço, porém em poços horizontais, pode-se aproveitar toda a superfície do reservatório.
- Redução no impacto a superfície. Este método permite perfuração de vários poços a partir de uma única localização em superfície.
- Produz uma zona de contato máxima ao longo do poço.



Figura 19: Modelo de fraturamento hidráulico vertical e horizontal na formação *Marcellus* (Fonte: modificado de Independent oil and gas association of Pennsylvania).

6.2. FRATURAMENTO NA FORMAÇÃO MARCELLUS

Estudos geológicos e geofísicos realizados antes dos processos de fraturamento, otimizam o processo,tornando-o mais produtivo e rentável.

Um fator crucial para o direcionamento dos poços a serem perfurados compreende o entendimento do conjunto de fraturas naturais na formação, conforme visto no capítulo 4.1, a formação *Marcellus* contém dois conjuntos principais de fraturas naturais, J1 e J2.

Segundo LEE (2011), para a extração de gás natural na formação, as fraturas J1 devem ser escolhidas como alvo. Primeiramente por correr paralelamente na



Figura 20 - Relação do conjunto de fraturas na formação *Marcellus* e direção da perfuração de poços horizontais para fraturamento hidráulico. (Fonte: modificado de Duncan & William, 2009).

direção do campo de força horizontal máximo (SHmax), tornando J1 mais permeável que J2 e em segundo por J1 ser mais desenvolvida que J2, apresentando assim maior densidade de fraturas ao longo da rocha quando comparado a J2 (figura 20).

Todos os processos de fraturamento em *Marcellus* tendem a perfurar a formação em sentido perpendicular a J1, permitindo assim interceptar um maior número de juntas com menos esforço e consequentemente uma maior rede de escoamento para o gás.

7. MONITORAMENTO MICROSSÍSMICO

O monitoramento microssísmico consiste no registro, por equipamentos situados em superfície ou em poços de observação, de eventos de pequena sismicidade (chamado de microssismicidade) que são gerados durante processos de fraturamento hidráulico (figura 21). A tecnologia microssísmica fornece dados importantes acerca do reservatório, ajudando no aumento de produtividade e também auxiliando em tempo real nas etapas de perfuração, completação de poço e fraturamento hidráulico (Maxwell *et al.*,2012).

Segundo Gilleland (2012), o monitoramento microssísmico é o único meio capaz de se gerar imagens em terceira dimensão (3D) da rede de drenagem do reservatório sendo assim peça chave para um melhor entendimento do reservatório.

Falhas, juntas préexistentes e planos de falha quando ativados por intermédio do fraturamento hidráulico criam eventos microssísmicos, o monitoramento de microssismos fornece os meios para monitorar a propagação de fraturas durante a estimulação hidráulica, permitindo aos operadores de poço de reagirem em tempo real para evitar áreas de riscos geológicos como falhas, alterar o espaçamento ou alterar o número de seções (estágios de injeção) na zona a ser fraturada. Ajudam no entendimento de propriedades chaves numa fratura, como azimute, altura. comprimento, volume de reservatório afetado e a complexidade de fraturas induzidas. Com o mapeamento em tempo real das fraturas os operadores podem também evitar zonas úmidas (lencol freático) nas proximidades que possam vir a inundar o poco, assim como falhas que possam servir de rota de migração para água, óleo ou gás. É possível com o monitoramento microssísmico obter uma média do número, dimensão e direção das fraturas que são criadas durante processos de estimulação hidráulica (Gilleland et al.,2012).



Figura 21: Ilustração representativa de um monitoramento microssísmico durante processos de fraturamento hidráulico. Os dados coletados do monitoramento microssísmico e do monitoramento de fraturamento podem ser analisados a distância. (Fonte: modificado de Schlumberger).

8 AQUISICÃO MICROSSÍSMICA

Os dados microssísmicos são registrados continuamente durante várias horas por geofones de 3 componentes (Leste, Norte, Vertical) que são inseridos em poços ou na superfície. Os dados coletados pelos geofones são transmitidos por cabos de fibra ótica até o caminhão de monitoramento, onde são analisados, processados e transmitidos em tempo real para escritórios localizados em qualquer lugar do mundo (figura 21).

As frequências observadas durante o processo de fraturamento variam entre 200 Hz a alguns KHz. O número de geofones utilizados podem variar de 4 num único poço a 40 com espaçamento de 5 a 15 metros entre geofones. Os poços que contém os geofones são chamados de poços observadores e atualmente é crescente o número de geofones e de poços de observação para a aquisição de dados. O bom acoplamento dos

geofones na parede do poço é crucial para assegurar a estabilidade do levantamento (Fuller et al.,2007).

8.1 CONFIGURAÇÃO DA AQUISIÇÃO

Antes de se iniciar o monitoramento, algumas etapas já devem estar estabelecidas e planejadas. Assim como o número de geofones a serem utilizados, seu espaçamento, profundidade de investigação, localização e afastamento em relação ao poço de estimulação. Para isso, é necessário um conhecimento do modelo de velocidade do local, que muitas vezes é obtido através de dados de perfilagem sônica, indicador do tempo de propagação da onda no sedimento. Simulações da progradação de frentes de ondas sísmicas no solo são realizadas com softwares de modelagem (exemplo software Madagascar) a partir dos modelos de velocidades, conforme observado na figura 22. Esta metodologia permite uma boa análise do comportamento dos microssismos gerados em profundidade e a coberturado arranjo de geofones testado. Com isto, pretende-se construir um arranjo de receptores (geofones 3C) capaz de adquirir ao máximo os sinais que são gerados durante o fraturamento (Fuller *et al.*, 2007).



Figura 22: A esquerda, observamos um perfil de velocidade com a profundidade, cores quentes indicam maiores velocidades. A direita observamos uma evolução de imagens que indicam os efeitos da propagação da frente de onda (fonte sísmica) através do campo de velocidade. As sequências mostram como a frente de onda é distorcida quando ela percorre, em função do tempo, um plano de modelagem em duas dimensões. A partir dessas imagens podemos observar a variação da amplitude das frentes de ondas na zona estimulada, em preto. A partir desta análise, o arranjo de geofones é inserido na melhor posição no eixo x procurando zonas pobres em distorções da frente de ondas e preferencialmente com amplitudes preservadas (fonte: modificado de Mahrer, 2013).

8.2 PLANEJAMENTO DE AQUISIÇÃO

Nesta etapa é realizada uma análise no tipo de arranjo de geofones que serão utilizados para o monitoramento. Segundo MAHER (2013) existem 4 tipos de arranjos de geofones utilizados para aquisição microssísmica, são elas:

- Malha 2D na superfície
- Poço observador (em profundidade)
- Poço instrumental (próximo a superfície, <100 metros)
- Sistema hibrido (poço instrumental raso e poço instrumental fundo)

Cada tipo de arranjo é feito de acordo com as necessidades do cliente, porém utiliza-se em grande escala sistemas híbridos com dois ou mais poços profundos, conforme se observa na figura 23.



Figura 23: Exemplo de aquisição híbrida com dois poços instrumentais rasos e dois poços observadores profundos. Caminhões em superfície coletam os dados sísmicos que foram gerados por processos de fraturamento hidráulico (seta verde) por meio de geofones inseridos no interior dos poços.

Segundo MAHER (2013) durante os processos de bombeamento, os geofones inseridos em poços observadores, experimentam elevado ruído, porém tais ruídos não são observados nos poços instrumentais por estarem longe da zona a ser estimulada. Em contrapartida, por estarem inseridos próximos das zonas estimuladas. os geofones dos poços observadores adquirem uma maior quantidade

de informações acerca do fraturamento que os geofones situados próximos a superfície em poços instrumentais.

Por último, antes da aquisição, é realizado dois tipos de calibração. Compreendido por calibração instrumental e calibração do modelo



Figura 24 – Em vermelho observa-se a zona estimulada por fraturamento hidráulico, os triângulos representam os geofones. Esta imagem representa o afastamento desejável para se obter bons resultados num levantamento microsísmico. O comprimento da rede de geofones deve ser o dobro da distância em relação a zona estimulada (Fonte: Maher, 2013).

de velocidade. Os geofones são orientados ao longo do poço de acordo com o Norte verdadeiro, para auxiliar durante o processamento dos dados, na localização das fraturas. Este método é realizado com os geofones previamente inseridos no poço e utilizando fontes sísmicas ou realizado um estágio teste de bombeamento de fluido na formação, capaz de propagar ondas sísmicas no solo a serem registradas pelos geofones. Este mesmo sinal é aproveitado para se obter um ajuste do modelo de velocidade do terreno.Esta calibração deve ser feita, pois um erro de 10% no modelo de velocidade acarreta numa margem de erro superior a 10% na localização do evento.

Segundo, MAHER (2013) é possível utilizar múltiplos poços com geofones, podendo se situar acima ou abaixo da zona estimulada. Segundo a figura 24 observa-se que os melhores resultados durante o reconhecimento de microssismos ocorrem quando o comprimento da rede de geofones representa o dobro da distância entre o poço observador e a zona a ser estimulada.

8.3TECNICAS DE ESTIMULAÇÃO

Durante o monitoramento microssísmico, as principais variáveis do sistema são monitoradas (figura 25), principalmente a pressão do poço medida na superfície, taxa de fluido injetado, concentração de proppant injetado e o consequente surgimento de fraturas, que nestes processos são associados a eventos microssísmicos.



Figura 25: Microssísmica e histórico temporal de estimulação. Este gráfico indica a pressão de superfície, taxa de fluido, concentração de proppant e eventos microsísmicos registrados para um estágio de estimulação ao longo do dia (fonte: modificado de Mahrer 2013).

De acordo com a figura 25, podemos observar uma boa relação entre a pressão de fluido injetada no reservatório e o registro de microssismos (bolas amarelas). Verifica-se também um crescimento gradual da quantidade de proppant, chegando num máximo e a consequente redução da pressão, este método permite que os grãos de proppant penetrem e permaneçam no interior das fraturas, não permitindo seu fechamento. É notável o grande tempo de registro, neste caso foram mais de 3 horas para apenas um estágio de fraturamento.

9. PROCESSAMENTO MICROSSÍSMICO

Técnicas de análise sismológica de terremotos são utilizadas quase que em sua totalidade nos métodos de processamento microssísmico. Este método pretende principalmente obter a localização dos eventos (no plano x,y,z), assim como sua orientação e dimensão. O primeiro critério após a aquisição compreende filtrar o sinal para uma banda de 10 a 250 Hz, que representa a frequência dominante do campo de ondas esperados para monitoramentos microsísmicos (MSI-Microseismic downhole moitoring).

9.1 LOCALIZAÇÃO DOS EVENTOS

Um método comum de se localizar as fraturas da formação via dados sísmicos de poços é baseado em técnicas de localização de terremotos. Para o sucesso deste método, é necessário que a fratura criada tenha gerado energia de onda-P e onda-S no momento de sua abertura. A distância das fraturas aos geofones pode ser estimada em função da diferença do tempo de viagem entre a onda P e a onda S (formula 1), este método é realizado de forma automática uma vez que durante processos de fraturamento hidráulico são produzidos de dezenas a milhares de eventos. Tendo o tempo P-S e suas respectivas velocidades (obtida no modelo de velocidade, cap. 8.1), podemos então obter a distância do evento (Fuller *et al.*,2007).



Figura 26: Registro microssísmico em geofones de 3 componentes(Norte, Vertical, Leste) para um arranjo de 40 geofones. A primeira onda registrada é a onda P, que viaja numa velocidade superior a onda S, a segunda onda registrada é a onda S. A direita, observa-se o registro migrado que representa a soma das componentes dos geofones (Fonte: modificado de Maher, 2012).

Porém, segundo FULLER (2007), alguns problemas são encontrados com este método. Em primeiro lugar, alguns registros sísmicos de campo mostram que nem sempre o par de ondaP/OndaS são gerados no momento da fratura da rocha, em outras palavras, uma onda P pode vir a ocorrer sem necessariamente gerar ondas de cisalhamento (ondas-S), ao mesmo tempo que uma onda S pode ser gerada e não acarretar no surgimento de onda P. Também, não há garantia de que o par gerado (onda P/ondaS) analisados em função de suas diferenças de tempo em registro correspondam a mesma origem na localização da fratura.

As ondas cisalhantes geradas durante o processo de fraturamento são difíceis de se identificar, para sanar este problema, de acordo com a formula 1, podemos calcular a distância sem saber do tempo da onda S, para isto devemos ter em mente a razão VP/VS que pode ser substituída na formula, normalmente utiliza-se uma razão igual a 2.

$$T_{S-P} = T_S - T_P = \frac{r}{V_S} - \frac{r}{V_P} = \frac{r}{V_P} (\eta - 1)$$

Equação1: Cálculo do tempo Vs-Vp. T representa tempo, r distância e n é a razão VP/VS.

Ao utilizar a formula anterior, iremos obter as distâncias referentes da fratura gerada a cada arranjo do geofone.

A acurácia do método de marcação da onda P e da onda S e o respectivo cálculo da distância da fratura em relação aos geofones pode sofrer um erro na localização, considerando num espaço (x,y,z) de 5 a 20 metros. Este erro na localização pode ser quase que em sua totalidade oriundo de um erro no modelo de velocidade ou então numa má marcação dos tempos de chegada da onda P e S (MSI-Microseismic downhole moitoring).

9.2 DIREÇÃO DOS EVENTOS

A direção do evento de fratura em relação ao arranjo de receptor é aproximadapor encontrar o ângulo de rotação das componentes do geofone (X, Y, Z). Este método visa indicar a direção percorrida pela onda sísmica da sua origem (fratura) até o geofone (Maher., 2012).

Esta técnica é realizada por meio de análise de hodogram. Hodogram é uma representação gráfica, utilizando tempo como parâmetro, nos planos x-y, x-z, y-z da correspondente amplitude (medida escalar, positiva ou negativa da magnitude da oscilação) registradas em cada uma das três componentes do geofone. Normalmente utiliza-se somente a primeira chegada de fase P, por apresentar elevada amplitude, sendo fácil sua visualização, conforme se observa na figura 27 (c) (Han., 2010).



Figura 27: Ilustração do método de orientação de eventos microssísmicos por análise de hodogram. Em A observa-se o momento da fratura, gerando frentes de ondas sísmicas. Em B, observa-se o poço e o geofone de 3 componentes (x,y,z). Em C, observa-se a marcação da amplitude da primeira energia a chegar, no caso a onda P em cada componente (x e y amplitude positiva e z amplitude negativa). Em D, observa-se o gráfico da componente X e da componente Y do geofone, a reta azul indica a direção do evento (Fonte: modificado de Maher, 2012).

9.3 MAGNITUDE DOS EVENTOS MICROSSÍSMICOS

A magnitude de um evento de terremoto é usualmente registrada em função da magnitude Richter(Richter: 'A magnitude de qualquer liberação de energia pode ser medida numa base logarítmica do maior registro de amplitude , expressa em microns medida por um sensor de movimento , sismómetro'). Porém, segundo MAHER (2012), uma falha que se desenvolve com comprimento de 200 metros, pode vir a gerar um sismo de magnitude 2, num caso real de terremoto. Porém, um evento de fraturamento hidráulico pode vir a produzir fraturas com 2 metros de extensão, gerando energia sísmica muito pequena, não podendo assim ser representado por meio da escala Richter.



Figura 28: Método para mensurar a magnitude do evento microssísmico, de acordo com a escala Richter. Os dados utilizados de input são a amplitude máxima registrada pelo geofone e o atraso de tempo entre a chegada da onda P e da onda S. Para esta imagem, uma amplitude de 23 milímetros (deslocamento do geofone coma passagem da onda) e uma diferença da onda P e onda S de 24 segundos, equivale a um sismo de 5 na escala Richter (Fonte: Modificado de Bolt, 1993).

Tendo em vista a dimensão das fraturas geradas, o método do cálculo do momento sísmico torna-se necessário para o estudo dos microssismos. Segundo HANKS (1979), o cálculo do momento sísmico representa uma ferramenta com bons resultados para mensurar o tamanho físico do evento. Observa-se os parâmetros utilizados de acordo com a seguinte equação:

$$M_0 = \mu A u$$

Equação 2: Representação do momento sísmico. 'A' representa a área de ruptura ao longo da falha, 'u' representa o deslocamento médio, ' μ ' é o módulo de cisalhamento da rocha fraturada.

9.4 CARACTERÍSTICAS DAS FRATURAS

Através de análise do mecanismo focal gerado durante os processos de fraturamento hidráulico, é possível identificar a dinâmica da zona fraturada. O mecanismo focal é uma ferramenta útil para descrever a direção, tamanho e mergulho da zona fraturada. Esta informação auxilia no entendimento da orientação do campo de esforços locais, da geologia e representa um bom indicador da variação da componente máxima de esforços no local (MSI-Microseismic downhole moitoring).



Figura 29: Regiões de compressão e dilatação em torno do foco do sismo, a linha contínua representa o plano de falha e a tracejada o plano auxiliar (Fonte: Matias,2010).

A análise do mecanismo focal baseia-se na

polaridade das primeiras chegadas da onda P nos geofones. Partindo do princípio de que a polaridade do movimento se mantém ao longo do raio sísmico.

Este conceito pode ser facilmente visualizado se considerarmos o foco sísmico rodeado por uma esfera, a esfera local e se considerarmos o movimento vertical registrado num

geofone localizado no poço. Neste caso, o primeiro movimento da onda P é para cima, que se trata de uma compressão (Matias *el al.*,2010; figura 29).

Este método torna-se muito útil na identificação do tipo de falha gerado durante o fraturamento hidráulico, podendo vir a caracterizar uma falha normal, inversa e de cisalhamento.



A figura 30, representa o resultado final da análise do mecanismo focal da fratura gerada. Podemos observar que a direção das fraturas tem tendência paralela com os eventos microssísmicos gerados. Neste caso, a direção do plano de falha é NO-SE. A análise do mecanismo focal, para a parte superior do registro levando em conta que a cor cinza indica processo de compressão e consequente valores de amplitudes positivas, pode ser realizada inferindo que a fratura gerou uma falha de desligamento dextral.

Figura 30: demonstração do mecanismo das através de monitoramento fraturas microsísmico de poço. A linha azul representa o poço que foi fraturado, esferas representam em azul os eventos microsísmicos (em magnitude sísmica) e as esferas maiores em amarelo e cinza representam os mecanismos focais associados (Fonte: Maher, 2012).

10. INTERPRETAÇÃO MICROSSÍSMICA

O mapeamento microssísmico fornece os dados essenciais para calibração do fraturamento hidráulico com a vantagem de poder observar o percurso dos fluidos através das zonas fraturadas, além de poder direcionar as etapas de fraturamento para áreas com maior índice de recuperação de óleo e gás natural. Porém o monitoramento microssísmico sempre será limitado, eventos podem vir a ser localizados, porém o mecanismo focal pode não ser determinado (Gilleland *et al.*,2012).

10.1IDENTIFAÇÃO DE FALHAS E FRATURAS



Figura 31 Mapeamento das fraturas produzidas durante processos de fraturamento. 0 estimulado é poço representado pela linha vermelha, as pequenas esferas verdes e azuis representam os microssismos e em amarelo as falhas mapeadas. (Fonte: Modificado de Maher, 2012)

O processamento da microssísmica, provê informações como localização, orientação e tamanho das fraturas geradas. Informações estas, cruciais para o mapeamento das falhas na formação.

O mecanismo focal encontrado para alguns eventos microssísmicos pode então ser utilizado para mapear o conjunto de falhas produzidas pelo sistema de injeção de fluidos. De acordo com a figura 31, observamos que o lineamento dos microssismos corresponde a direção da falha gerada.

62

10.2 VOLUME DE RESERVATÓRIO ESTIMULADO

Nesta etapa, os eventos microssísmicos que tinham sido localizados, são então agrupados sob a forma de um volume de valores. Este método é passível a identificar o volume total de fraturas e o volume do reservatório estimulado.

De acordo com a figura 32 observa-se o desenvolvimento de um fraturamento hidráulico ao longo do poço com múltiplos estágios (um de cada cor). O método de agrupamento dos eventos microssísmicos processador permite identificar áreas de maior densidade de fraturas, assim como o efetivo volume fraturado na formação.



Figura 32: Processo de fraturamento hidráulico de vários estágios, opoço horizontal é indicado pela linha rosa, cada cor representa um estágio diferente. Os eventos microssísmicos foram agrupados numa malha de volume estimado do reservatório. (Fonte: Maher, 2012)

11. Identificação de "sweet spot" na formação Marcellus

A utilização de fluxo de trabalho em modelo geofísico de reservatório é a chave para se identificar as melhores zonas para o fraturamento hidráulico. Um recente fluxo de trabalho que foi desenvolvido com o intuito de se quantificar as melhores zonas para o fraturamento hidráulico a partir de dados geológicos e geofísicosé o modelo de capacidade produtiva de folhelho. Segundo Ouenes *et al.* (2014) capacidade produtiva de folhelho se baseia em 4 fatores principais num reservatório não convencional que afetam diretamente a produtividade de um poço, que são: Porosidade, Carbono orgânico total (COT), fragilidade (*Britleness*) e densidade de fraturas.

Capacidade produtiva de folhelho representa a habilidade do folhelho de produzir hidrocarboneto quando fraturado, seu conteúdo é mensurado ao longo de todo o volume de reservatório em 3 dimensões e é estimado a partir de dados sísmicos e de poço. A equação utilizada para construção do modelo de capacidade produtiva de folhelho nos folhelhos ricos em matéria orgânica da formação *Marcellus,* segundo *Ouenes* (2014) é:

Capacidade produtiva de folhelho= COT net • FD net • BRT net • Φ net

- COT net = 0 quandoCOT<COT cut-off
- FD net = 0 quando FD < FD cut-off
- BRT net = 0 quando BRT < BRT cut-off
- Φ net = 0 quando $\Phi < \Phi$ cut-off

Equação 3: modelo para cálculo de capacidade produtiva de folhelho. Equação que ralaciona carbono organico total, densidade de fraturas, fragilidade e porosidade.

De acordo com a equação 3, observa-se que sua resultante será nula quando alguma variável apresentar valores abaixo dos valores de corte (cut-off). Como exemplo, no caso de termos um folhelho muito dúctil, logo terá valores de fragilidade (*Britleness*) muito baixos, podendo ir a valores abaixo do limite, fazendo com que a equação fique igual a zero.

12. Fluxo de trabalho

Como descrito no capítulo anterior, a criação de um fluxo de trabalho destinado a elaboração de um modelo geofísico de reservatório é a chave para identificação de melhores zonas para fraturamento. Este fluxo foi totalmente realizado a partir das ferramentas do software CRYSTAL[™] para a geração modelo de um de capacidade produtiva de folhelho.



Figura 33 – Modelo estrutural utilizado para a geração do grid. Observa-se os horizontes da formação em estudo, assim como as falhas que se desenvolvem em seu interior. Observa-se também, inseridos no modelo os poços que foram utilizados para este projeto.

O processo inicia-se com a utilização da ferramenta *THINMAN*, do Software *CRYSTAL*[™] para fornecer um maior ganho de resolução na sísmica 3D. Esta nova sísmica com maior resolução é utilizada em todos os processos seguintes incluindo para amarração de poços e para cálculo de atributos sísmicos. Os atributos calculados são de curvatura volumétrica e decomposição espectral, Inversões Pós-Stack também são calculadas, assim como inversão determinística e Estocástica. Para o dado Pré-Stack, a ferramenta EEI-*Extended Elastic Impedance* é utilizada para o cálculo de variáveis como velocidade compressional, velocidade cisalhante, densidade e outros parâmetros elásticos e petrofísicos.

Utilizando os horizontes e falhas interpretados, conforme observado na figura 33, um grid estratigráfico foi construído no domínio do tempo para 3 zonas dentro da formação *Marcellus*, conforme observado na figura 34. As 3 zonas se dividem em: zona 1: Compreendida entre o Topo *Marcellus* e o Topo do grupo *Purcell*, zona 2: entre o topo e base do grupo *Purcell* e a zona 3: entre Base *Purcell* e Base da formação *Marcellus*.



Figura 34 –Grid estratigráfico feito com horizontes e falhas já mapeadas. Construído em 3 zonas no interior da formação *Marcellus*, sendo zona 1 observado na cor rosa como topo da formação *Marcellus* e topo do grupo Purcell, zona 2 aparentando cor verde compreende o grupo Purcell e zona 3 representado pela cor roxa, compreende a base do grupo Purcell e a base da formação *Marcellus*. As linhas em preto representam os cinco poços utilizados para este projeto, sendo assim: Kerr_unit, Phelps unit, Stone Unit, Garrison Unit e Polovitch unit.

O grid estratigráfico no domínio do tempo é então convertido para profundidade através da ferramenta *Convert 3D Grid to Depth,* com auxílio dos tops de poços, horizontes e suas amarrações. Como as leituras dos poços foram feitas no sistema de unidade métrica Americana, em pés, o novo grid em profundidade encontra-se utilizando suas medidas em pés. (1 pé é igual a 0,3048 metros).

Os múltiplos atributos calculados a partir da sísmica (decomposição espectral, curvatura...) e a própria sísmica são então inseridos no grid em profundidade, que já apresenta informações dos horizontes e falhas, através da ferramenta *Snap Seismic to Grid*.

Numa etapa final, para a geração dos modelos geológicos necessários para o cálculo de capacidade produtiva de folhelho, assim como, modelos de raio gama, porosidade...

tornam-se necessário a utilização da ferramenta *Neural Net.* Esta ferramenta constrói modelos geológicos baseados em atributos sísmicos e dados de poços. A sísmica é comparada com dados de poço, gerando uma tabela de classificação onde mostra quais atributos sísmicos mais se assemelham com o log escolhido. Esta classificação nos informa o atributo que tem maior correlação com o dado de poço (100%) ao atributo que apresenta a menor correlação (0%). A partir desta classificação, diversos modelos são produzidos, utilizando diferentes combinações de atributos sísmicos. O modelo final é escolhido a partir da análise do log de um poço e seu correspondente produzido na rede neural através da ferramenta *Extract Atribute Columm*. Se apresentarem tendências semelhantes, escolhe-se o modelo.

13. Capacidade produtiva de folhelho na formação Marcellus

O modelo de capacidade produtiva de folhelho é construído através de indicadores de produção em reservatórios não convencionais. Os quatro principais indicadores de folhelho são carbono orgânico total (COT), porosidade, fragilidade (*Britleness*) e densidade de fratura. Juntos, estes atributos geológicos criam um modelo capaz de representar a potencialidade de performance num poço.

13.1 Modelo de Carbono Orgânico Total.

Segundo as observações feitas por Arhtur et al., (2008) no capítulo 4, um dos indicadores essências para a ocorrência de shale gás em formações é de apresentar valores de carbono orgânico total (COT) entre 0,5 a 23% e de indicadores de Raio Gama acima de 140 graus API.

Como visto anteriormente o modelo de capacidade produtiva de folhelho necessita como uma de suas variáveis o carbono orgânico total (COT), porém neste trabalho não existe dados de COT.

Segundo Zagorski, (2010), dados de raio Gama são bons indicadores de Carbono orgânico total. Normalmente altos valores de Raio Gama representam também

altos valores para COT. De acordo com esta teoria, leituras de raio gama de diversos poços foram utilizadas no modelo (figura 35).



Figura35 - Relação Carbono orgânico total X Raio Gama elaborado por Zagorski, Bowman, Emery&Wrighstone, 2010.

Para o modelo de Raio Gama, utilizamos dados 5 poços, sendo eles: *Garrison_Unit_1h, Kerr Unit B-2H, Phelps Unit 1, Polovitch unit 1, Stone Unit 1.* Segundo a figura 35, podemos observar o log de 3 destes poços e verificar valores anômalos de raio gama na profundidade de *Marcellus*.



Figura 36 – Perfil de Raio Gama de 3 poços na região da Pensilvânia. Observa-se a formação *Marcellus* entre a profundidade de 7000 a 7600 pés com elevados valores de Raio Gama, excedendo 300 API.

Além destes poços, utilizamos todos os atributos pré-stack e pós-stack gerados. A sísmica e os atributos geológicos são então inseridos numa classificação e os mais relevantes são inseridos no modelo. Uma rede Neural no Software *Crystal* é utilizada para treinar e testar os dados. O modelo final representa uma média dos melhores modelos analisados.

Na escolha dos melhores modelos, utilizando a ferramenta *extract atribute columm* do software *Crystal* no modelo de Raio Gama gerado, podemos retirar um perfil de Raio Gama sintético em qualquer lugar do nosso Grid. Para efeitos de comparação é feito um perfil do modelo na mesma localização de um poço que possui leituras de Raio Gama reais. Quando as tendências do modelo e do real se assemelham, escolhe-se o modelo como fidedigno ao real, como podemos observar na figura 37.



Figura 37 - Comparativo entre o Log de Raio Gama dos modelos calculados e do modelo real no poço Phelps Unit 1. Da esquerda para a direita: log de Raio Gama do poço Phelps, log do modelo 2, log do modelo 3 e log do modelo 6. Observa-se uma boa correlação entre os modelos e o real.

O modelo final de Raio Gama pode ser observado na figura 38, onde foram amostradas algumas inlines e crosslines ao longo do modelo em 3 dimensões de Raio Gama.

Em geral observa-se elevadas respostas de Raio Gama para os folhelhos negros ricos em matéria orgânica da formação *Marcellus* inferior, conforme documentado por *Arthur* (2008). Os carbonatos da formação Purcell apresentam valores nulos de Raio Gama. A parte superior da formação *Marcellus* apresenta valores elevados de Raio Gama, porém não tão elevados quando da parte inferior por ser uma formação composta por folhelhos com menor quantidade de matéria orgânica.



Figura 38 – Diagrama Fence do modelo de Raio Gama em 3 dimensões. Observa-se em vermelho maiores valores de Raio Gama e em azul menores valores. Podemos observar em todo o modelo gerado uma linha em azul que representa os carbonatos da formação *Purcell* com baixíssima resposta de raio Gama. Logo abaixo, na formação *Marcellus* inferior observamos uma elevada resposta, podendo ultrapassar 250 API.

13.2Modelo de Porosidade:

Para a construção do modelo geológico em 3 dimensões de porosidade, foram utilizados os logs de porosidade de 2 poços, sendo eles: *Phelps Unit1, Kerr Unit B-2H*, coforme observado na figura 39. Estes poços foram escolhidos por apresentarem padrões mais heterogêneos quando comparados a outros poços, observa-se maiores valores de porosidade na parte inferior da formação *Marcellus*, os carbonatos do grupo *Purcell* apresentam porosidade mínima.



Figura 39 – Logs de porosidade dos poços Kerr Unit e Phelps Unit. Os marcadores dos tops estão indicados nas linhas, sendo *Marcellus, Purcell*, Base *Purcell* e *Onondaga*. Observa-se valores mínimos de porosidade nos carbonatos do grupo *Purcell*. *Marcellus* inferior, apresenta maiores valores de porosidade, quando comparados com *Marcellus* superior.

Foram utilizados também os atributos Pré-Stack e Pós-Stack anteriormente calculados. Utilizando a rede Neural, foram escolhidos os atributos com maior classificação e a consequente construção do modelo em 3 dimensões de porosidade. Os modelos foram escolhidos a partir de uma análise nos logs da figura 40. Esta etapa visa um comparativo entre o log real de porosidade de um poço e o log gerado pelo modelo, assumindo as características dos atributos utilizados.


Figura 40 – Comparativo entre o log real extraído do grid de porosidade e o Log resultado da modelagem por intermédio da ferramenta Neural Net do mesmo poço. Observa-se que as tendências se preservam.

Ainda de acordo com a figura 40, podemos observar em ambos os poços o mesmo padrão de porosidade, uma tendência do aumento da porosidade do topo da formação *Marcellus* até o topo do grupo *Purcell*, valores muitos baixos nos carbonatos do grupo *Purcell* e um aumento significativo nos folhelhos de *Marcellus* inferior. Este padrão que se assemelha nos poços, graças a ferramenta Neural Net, em conjunto com atributos sísmicos, possibilitaram a construção de um modelo de porosidade em 3 dimensões ao longo do grid delimitado. Podemos observar o resultado na figura 41, ao longo de todo o grid observam-se valores consideráveis de porosidade na parte inferior da formação *Marcellus*.



Figura 41: Diagrama Fence do modelo de porosidade em 3 dimensões. Observa-se em vermelho valores elevados de porosidade, em azul valores menores e em lilás valores nulos. Podemos observar valores elevados de porosidade na região inferior da formação *Marcellus*.

13.3 Modelo de Fragilidade

Como observado na equação 3, informações de fragilidade (*brittleness*) das rochas inseridas no interior da formação *Marcellus* são de grande relevância para o calculo do modelo de capacidade produtiva de folhelho.

Segundo Brayer et al. (2010) fragilidade usualmente é associada com as propriedades do material de apresentar comportamento dúctil (materiais que se deformam sob tensão cisalhante) e frágil (capacidade do material se romper sem sofrer grande deformação). Seus índices são calculados a partir de constantes elásticas, tal como módulo de Young e coeficiente de Poisson, normalmente essas constantes são calculadas a partir de dados de poços.

Segundo Rickman et al. (2008) fragilidade de uma rocha pode ser expressa da seguinte forma:

Brittle =
$$\frac{\left(\left(\frac{ES-1}{8-1} * 100\right) + \left(\frac{\sigma - 0.4}{0.15 - 0.4} * 100\right)\right)}{2}$$

Equação 4: equação para cálculo da fragilidade, ES representa valores para módulo de Young Estático e • é a razão de Poisson. Porém para o presente trabalho, não tinhamos dados das constantes elásticas necessárias, para isso, utilizamos dados de dois poços sendo eles: *Kerr Unit* e *Phelps Unit 1.* Dados de Vp e Vs já tinham sido anteriormente calculados com a ferramenta EEI – responsável por fazer cálculos de inversões elásticas no software Crystal.

Coeficiente de Poisson tem relação direta com relação Vp/Vs, podendo ser descrita por:

$$\sigma = \frac{0.5 * \left(\frac{Vp}{Vs}\right)^2 - 1}{\left(\frac{Vp}{Vs}\right)^2 - 1}$$

Equação 5: Formula para o calculo do módulo de poisson, onde σ = 0 corresponde a uma razão Vp/Vs de 1.41. Um material fluido possui v = 0.5 e razão Vp/Vs tendendo ao infinito (Castagna et al. 1993).

Já, para o calculo do modulo de Young Estático, temos de saber a porosidade e modulo de Young Dinâmico.

$$Es = Ed * (0.8 - \Phi)$$

Equação 6: Formula para o calculo domodulo de Young Estático, onde Ed corresponde ao modulo de Young Dinâmico e ϕ a porosidade total (Mullen et al., 2007).

Segundo Jaeger & Cook (1979), Valores para modulo de Young dinâmico ocorrem em função da densidade, velocidade de onda P e razão de Poisson, conforme observado na equação 7.

$$Ed = Vp^{2} * \rho * \frac{(1-\mu) * (1-2*\mu)}{(1-\mu)}$$

Equação 7: Ed representa o modulo de Young dinâmico, Vp é a velocidade de onda P, μ é a razão de Poisson e ρ é a densidade da rocha.

Utilizando os dados presentes dos poços *Keer Unit* e *Phelps Unit*, assim como velocidade de onda S, velocidade de onda P, densidade e porosidade, obtivemos todas as variaveis necessárias para o calculo da fragilidade de acordo com as equações anteriormente indicadas. Utilizando as ferramentas do software Crystal, foram

construídos Logs de fragilidade ao longo dos dois poços, conforme se verifica na figura 42.



Figura 42: Logs do poço *Phelps* calculados por intermédio das ferramentas do Software Crystal em conjunto com as equações 4,5,6,7 e de dados de poço como Vp, Vs, densidade e porosidade. O log da esquerda representa valores para modulo de Young em Giga Pascal, em vermelho observamos valores máximos, chegando a 50 Gpa, em azul observamos valores minimos, chegando a 20 Gpa.O perfil do meio representa o a razão de Poisson ao longo do poço, observamos valore máximos em vermelho de até 0,45 e em azul valores mínimos de até 0.12. Na direita observamos o Log gerado em função da equação 7, representando valores de fragilidade ao longo do poço, elevados valores são representados na cor vermelha. Os limites da formação *Marcellus* estão indicados entre as duas linhas em preto.

Levando em consideração numa análise ainda mais detalhada dos logs mostrados na figura 42, podemos observar que a formação *Marcellus* superior e inferior apresentam baixos valores tanto de fragilidade quando das outras constantes elásticas, porém observa-se na região central da formação *Marcellus* uma elevada resposta dos modulos elasticos e da fragilidade. Este comportamento ocorre em função dos carbonatos presentes no grupo *Purcell*, que são rochas mais quebradiças quando comparadas aos folhelhos, que apresentam características mais ducteis. Através da ferramenta *Neural Net*, presente no software Crystal, foram utilizados os Logs de

fragilidade dos poços *Kerrr Unit e Phelps unit 1* e inseridos num grid emprofundidade nas 3 dimensões.

O resultado pode ser visto na figura 43, onde verifica-se valores muito reduzidos de fragilidade nos folhelhos ricos em materia orgânica da formação *Marcellus*, porém a elevada fragilidade dos carbonatos do grupo *Purcell* é evidente, representando uma elevada resposta ao longo de todo o grid. No entanto, o alvo para o fraturamento hidráulico na formação são os folhelhos ricos em materia orgânica da formação *Marcellus*. Numa análise mais criteriosa da figura em questão, observamos uma melhor resposta de fragilidade dos folhelhos da formação *Marcellus* Inferior quando comparados aos folhelhos superiores da formação. Segundo Wrightstone et al., (2011) esta fragilidade ocorre em função da presença de quartzo na estrutura cristalina, que pode ser explicada por eventos deposicionais dominados pelo vento, tais particulas provavelmente pertencentes a erosão do leque *Castkill* foram carregados pela ação do vento e depositados na calha da bacia *Appalachian* (figura 9) em conjunto com os argilo minerais que hoje representam os folhelhos da formação *Marcellus*.



Figura 43 Diagrama Fence do modelo de fragilidade ao longo do grid em 3 dimensões na formação Marcellus. Celulas que apresentam coloração em vermelho representam maior fragilidade e em lilás observamos valores minimos. A linha verde ao longo do grid representa o poço *Phelps Unit1* e seu repectivo log de fragilidade, a linha em azul representa o poço *Kerr Unit* e seu respectivo log de fragilidade.

13.4 Modelo de Densidade de Fraturas Naturais

Etapa final para a construção do modelo de capacidade produtiva de folhelho, o modelo de densidade de fraturas é uma boa ferramenta para se estimar ao longo do grid zonas que apresentam uma maior densidade de fraturas naturais ao longo da formação.

Para este trabalho, foi inserido um Log de densidade de fraturas para o poço *Phelps Unit 1*. Este log foi construído utilizando dados de resistividade e de imagem da parede do poço.



Figura 44 – Comparativo entre o Log de resistividade e o log criado de densidade de fraturas do poço *Phelps Unit 1* ao longo da formação *Marcellus*. Podemos observar uma boa relação entre a resistividade da formação e densidade de frauras naturais.

Segundo Hensel Jr. (1987), um reservatório tipicamente fraturado é composto por uma rocha frágil de baixa porosidade intergranular (menor que 6%) e permeabilidade relativamente alta. A ocorrência, padrão e extensão das fraturas nesses reservatórios

Victor Hugo Teixeira Schuback

écontrolada por fatores tais como, itensidade do cisalhamento inicial, friccção interna, ductibilidade da rocha, pressão litostática, temperatura, profundidade de soterramento, espessura, etc. Calcários de pouca profundidade são relativamente quebradiços. Segundo Lau & Bassiouni (1989), a maioria dos sistemas fraturados existem dentro de litologias muito resistivas. Podemos observar esta análse na figura 44, que as elevadas respostas de resistividade encontram-se inseridas nos carbonatos da formação *Purcell,* assim como representa a zona mais fragil da formação, apresentando maior densidade de fraturas ao longo da formação *Marcellus*, conforme se observa no log da direira da figura 44.

Utilizando a Feramenta *Neural Net*, em conjunto com o modelo de log de densidade de fraturas para o poço *Phelps Unit 1*, sísmica, atributos pré e pós stack, inversões e decomposições espectrais, gerou-se um modelo de grid em 3 dimensões da densidade de fraturas ao longo da formação *Marcellus*.



Figura 45: Diagrama Fence do grid em 3 dimensões do modelo de densidade de fraturas ao longo da formação *Marcellus,* cores quentes (vermelho) indicam valores elevados e cores frias (azul) indicam valores reduzidos e em lilás valores nulos. A linha em verde representa o poço *Phelps_Unit1*.

Podemos observar na figura 45 três divisões bem definidas de densidade de fraturas ao longo da formação. *Marcellus* superior apresenta um padrão praticamente constante

com valores muito baixos. No centro, em funcão dos carbonatos do grupo *Purcell* e em concordância pela observações feitas por Hensel Jr. (1987) onde podemos observar uma maior densidade de fraturas ao longo dos carbonatos, que por sua vez são rochas mais quebradiças quando submetidas a tensões como sigma 1 e sigma 2 pertencentes a formação *Marcellus* (cap.4.2). Já na região inferior da formação *Marcellus*, observamos um padrão bem heterogêneo, zonas com valores nulos e zonas com elevados valores.

14. Modelo Final de Capacidade produtiva de folhelho

Utilizando a equação 3 para o cálculo do grid em 3 dimensões de capacidade produtiva de folhelho, responsável por indicar a capacidade do folhelho de produzir hidrocarboneto quando fraturado. Utilizando a ferramenta *Geologic Calculator* do software Crystal e realizando o produto em escala logarítimica dos 4 modelos anteriormente calculados (Raio Gama, Porosidade, densidade de fraturas e fragilidade), foi produzido o modelo de capacidade produtiva de folhelho. Esta etapa é uma etapa fundamental para pré-levantamento de processos de fraturamento hidráulico, esta ferramenta apresenta dados de alta relevância acerta das melhores zonas para a prospecção.

Observa-se na figura 46 o resultado final produzido com o auxilio de todos os 4 modelos anteriormente calculados. Nele podemos identificar zonas que apresentam uma boa confiabilidade de informações necessárias para a extração de gás natural por processos de fraturamento hidráulico.



Figura 46 – Diagrama Fence do modelo gerado de capacidade produtiva de folhelho na formação *Marcellus.* A escala varia de 0 a 100, zero indica zonas com nenhum potencial de produção de hidrocarbonetos e é representado pela cor lilás, valores proximos de 100 apresetam cor vermelha, indicam excelentes lugares para extração de hidrocarbonetos por métodos de fraturamento hidráulico.

15.Modelagem do campo de velocidade e posicionamento de Geofones.

Após identificado as melhores zonas para extração de gás por intermédio de processos de fraturamento hidráulico, outro importante fator para o sucesso produtivo é o acompanhamento dos processos de fraturamento por intermédio da microssísmica. Porém, como observado no capítulo 8.1, um estudo prévio acerca da velocidade de propagação da onda P e onda S é realizado ao longo do modelo para então se identificar o melhor posicionamento para que geofones de 3 componentes possam adquirir os dados com a menor quantidade de ruído possível.

Neste processo utilizamos dados do poço *Kerr_Unit_B2H*, assim como velocidade da onda P, velocidade da onda S e densidade conforme a Figura 47.



Figura 47– Logs utilizados para construção do modelo de velocidade. Na esquerda observa-se o log de Vp em metros por segundo, cores quentes indicam maiores velocidades chegando a 6400 m/s e as cores frias indicam menores velocidades alcancando 3000m/s. No centro observa-se o log de Vs variando de 1800 a 3700 m/s, na direita observa-se o log de densidade com variação de 2,4g/cm³ a 2.8g/cm³. A formação *Marcellus* encontra-se limitada entre as linhas pretas a 7000 pés de profundidade.

Para a construção do modelo devem-se ter todos os valores das variáveis partindo do ponto zero até o final da investigação. Os logs que foram fornecidos somente apresentam valores a partir de 1200 pés, como alternativa, escolheu-se um valor constante para cada uma das tres variáveis e inserimos no inicio do perfil, conforme podemos observar no topo dos Logs na figura 46.

Utilizando scripts de modelagem no software *Madagascar*, de acordo com o fluxograma 2, assumindo como dados de entrada Vp, Vs e densidade do poço *Kerr_Unit_B-2H.* Construiu-se um perfil de 1800 metros de extensão no eixo x por 2400 metros de profundidade. Levando em consideração o resultado do capítulo 13, observamos que a fotrmação *Marcellus* inferior possuía os melhores resultados, tanto de raio gama, porosidade, fragilidade e densidade de fraturas. Assumindo que *Marcellus* inferior é a zona mais propícia para processos de fraturamento hidráulico, escolhemos a profundidade da fonte explosiva nesta região, a 2280 metros (~7482 pés). Esta fonte explosiva simula a liberação de energia quando uma fratura é criada pelo processo de fraturamento hidráulico. Observa-se na figura 48 o modelo criado a partir do poço *Kerr-Unit_B2H*, este por sua vez representa um perfil da velocidade da onda P ao longo do perfil até 3000 metros de profundidade. Podemos observar zonas de contraste de velocidade, como a zona na qual a formação *Marcellus* está inserida, os folhelhos ricos em matéria orgânica desta formação possuem velocidades muito baixas da onda P quando comparado com o resto do modelo. No interior da formação *Marcellus* podemos observar um súbito aumento de velocidade, este comportamento ocorre em função das rochas carbonáticas do grupo *Purcell*.



Fgura 48 – Perfil 2D com 1800 metros de extensão e 3000 metros de profundidade . As formações *Marcellus* e *Tully* encontram-se demarcadas com linha preta. Na direita observa-se escala de cores acerca da velocidade da onda P variando de 3000m/s a 5500 m/s e um perfil do log de Velocidade da onda P do poço *Kerr_Unit_B2H*. Este modelo foi gerado somente com dados do poço *Kerr_UnitB2H*. Na profundidade de 2280 metros, dentro da formação *Marcellus* inferior, situa-se a fonte explosiva, simulando o campo de ondas liberadas durante o surgimento de fraturas por processos de fraturamento hidráulico.



Figura 49 – Resultado final da modelagem, observamos uma evolução (1-4) de imagens que indicam os efeitos da propagação da frente de onda (fonte sísmica) através do campo de velocidade. As sequências mostram como a frente de onda é distorcida quando ela percorre, em função do tempo, um plano de modelagem em duas dimensões. A partir dessas imagens podemos observar a variação da amplitude das frentes de ondas na zona estimulada, em preto. A partir desta análise, o arranjo de geofones é inserido na melhor posição no eixo x procurando zonas pobres em distorções da frente de ondas e preferencialmente com amplitudes preservadas. Cores quentes indicam velocidade elevadas, chegando a 5500m/s cores frias indicam velocidades de até 3500m/s. Observa-se a formação *Marcellus* como uma zona de baixa velocidade a 2200 metros de profundidade, a zona estimulada situa-se a 2280 metros de profundidade, exatamente na formação *Marcellus* inferior.

O resultado da modelagem pode ser observado na figura 49. Verifica-se a evolução do campo de ondas ao longo do perfil. De acordo com o capítulo 9, o processamento microssísmico exige o reconhecimento da par onda P, onda S gerada durante o surgimento de fraturas induzidas por processos de fraturamento hidráulico. Para isso, os geofones devem captar a menor quantidade de ruídos possíveis e as melhores qualidades para a onda P e onda S (amplitudes bem conservadas). A figura 49 mostra que a formação *Marcellus*, compreendida por uma camada de baixa velocidade, entre

camadas de alta velocidade. Este comportamento produz uma distorção do campo de velocidades tanto para a onda P como para a onda S, dificultando assim a identificação da onda P e onda S, quando inseridos os geofones nesta zona.

16. Análise dos dados e discussão.

Os folhelhos ricos em matéria organica da formação *Marcellus* representam uma grande fonte de gás natural em solo Americano, segundo Arthur et al. (2009) um folhelho gerador típico com potencial de produção de gás natural deve possuir baixa porosidade, baixa permeabilidade e assinatura de raio gama superior a 140 API. Tendo em vista a análise de Arthur et al. (2009), Resnikoff et al.(2012), Pollastro et al. (2004), Myers et al.(2008) a formação *Marcellus* representa um folhelho gerador típico, uma vez que apresenta resposta de raio Gama superior a 300 API (Resnikoff et al., 2012), porosidade variando entre 0,5% a 5% (Myers et al., 2008), permeabilidade variante entre 1 (NanoDarcy) a 100 nD (Myers et al., 2008).

Outro importante fator em reservatórios não convencionais é a presenca de fraturas naturais. Segundo Lee et al. (2008), a existência de fraturas naturais na formação representa um bom indicador de migração de fluidos e auxilia nas etapas de perfuração de poço durante o fraturamento hidráulico. Dois conjuntos principais de fraturas se desenvolvem, J1 com orientação Leste-Noroeste e paralela a direção do campo horizontal de esforço máxima e J2 orientação Noroeste. As juntas J1 devem ser escolhidas como alvo na perfuração por apresentaram uma maior densidade de fraturas e por correr paralela ao campo de forca horizontal máximo.

Tendo em vista que a formação *Marcellus* se caracteriza como um bom reservatório para a extração de hidrocarbonetos através de processos de fraturamento, uma boa ferramenta para se identificar as melhores zonas para extração de gás é o modelo de capacidade produtiva de folhelho. Para Ouenes et al (2014), o calculo do modelo de capacidade produtiva de folhelho (habilidade do folhelho produzir hidrocarboneto quando fraturado) num reservatório fornece uma maneira mais econômica e eficaz de se delimitar o volume de reservatório estimado sendo também uma bom preditor de densidade para eventos microssísmicos que podem ser gerados durante os processos de fraturamento hidráulico.

Segundo Ouenes et al (2014) o sucesso da tecnica de fraturamento na formação depende do modelo final de capacidade produtiva de folhelho. O modelo final foi gerado a partir das ferrramentas do Software Crystal, possibilitou construir um modelo em 3 dimensões de capacidade produtiva de folhelho a partir do produto dos modelos de porosidade, Raio Gama, densidade de fraturas e fragilidade. O resultado pode ser observado na figura 46, onde cores vermelhas indicam capacidade produtiva de folhelho elevado, cores em azul indicam valores menores e rosa indica valor nulo. Valores elevados de capacidade produtiva de folhelho (vermelho ou amarelo) indicam os melhores *sweet-spots* que devem vir a representar boas reservas com boas taxas de produção.

Para a escolha de uma boa zona para extração de capacidade produtiva de folhelho, foram escolhidos dois poços horizontais utilizados para processos de fraturamento hidráulico dentro do grid, sendo eles: *Squier Unit B-2H* e *Polivitch West Unit*. Analisando a imagem extraída do grid (figura 50) podemos verificar o resultado final do modelo de capacidade produtiva de folhelho no entorno deles. O poço *Squier_Unit_B-2H* encontrase inserido numa zona com elevado potencial para a extração de hidrocarbonetos por processos de fraturamento hidráulico. Já o poço *Polovitich_West_Unit*, verifica-se na imagem que ele foi perfurado numa zona praticamente nula em capacidade produtiva de folhelho. Indicando assim um poço com pouca capacidade de produção de hidrocarbonetos.



Figura 50 – Perfil do modelo de capacidade produtiva de folhelho dos poços *Squier_Unit_B2H* (linha preta) e *Polovitch_West_Unit* (linha azul) e seus respectivos marcadores de tops em preto. Em vermelho indicam alto potencial e em lilás valor nulo em capacidade produtiva de folhelho. Verifica-se que o poço *Polovitch_Unit* foi perfurado ao longo de uma zona com baixa capacidade produtiva de folhelho, enquanto que o poço *Squier Unit B2h* encontra-se inserido numa boa janela.

Os quatro indicadores geológicos utilizados na construção do modelo de capacidade produtiva de folhelho (densidade, raio gama, fragilidade e densidades de fraturas) impactam diretamente no sucesso de fraturamento hidráulico, aumentando signifiticamente a performance de um poço.

Um bom planejamento é essencial para o sucesso de um fraturamento hidraulico, assim como o modelo de capacidade produtiva de folhelho. Porém, uma vez identificada as melhores zonas para se fraturar, outro importante passo é o planejamento para aquisição microssísmica durante o fraturamento que irá se realizar. A importância da microssísmica associada ao fraturamento permite o aumento da produtividade e auxilia nas etapas de perfuração.

Numa modelagem inicial, utilizamos os dados de vp, vs e densidade calculados a partir do poço e construiu-se um modelo de velocidades e a propagação de ondas provenientes de uma fonte sísmica, no caso do fratuamento hidráulico, seria uma analogia as etapas de fraturamento.Podemos observar na figura 51 que a formação Marcellus, que se encontra na profundidade de 2200 metros de profundidade, representa uma zona de velocidade menor quando comparada com camadas sotopostas e sobrepostas. Observa-se uma elevada quantidade de energia sísmica ao longo da formação Marcellus, sendo dificil, nesta zona de se identificar o par Vp, Vs para o processamento microssísmico. Como alternativa, podemos observar zonas com boa amplitude para onda P e onda S acima ou abaixo da formação Marcellus, zonas estas que poderiam vir a ser boas zonas para se alocar os geofones. Porém muitos outros fatores influenciam na escolha final de profundidade exata, fatores estes que ocorrem em função da temperatura do poço, concentração de ácido sulfurico, presença de ruídos superficiais (maquinário proveniente do fraturamento), o arranjo de geofones não pode se situar muito longe do alvo, respeitando a relação da figura 24 onde o comprimento do arranjo de geofones deve ser o dobro da distância em relação a zona estimulada.



Figura 51 – Resultado da modelagem do campo develocidade para a região da formação *Marcellus* .Na região ampliada podemos observar a concentração de energia sísmica ao longo da formação *Marcellus*em decorrência da baixa velocidade de propagação da onda quando comparada as camadas superiores e inferiores, podemos observar também uma possivel profundidade para a inserção do arranjo de geofones, local este de facil visualização da onda P e da onda S.

17. CONCLUSÃO

Tendo em vista o potencial do reservatório não convencional da formação *Marcellus* para prospecção por técnicas de fraturamento hidráulico, este presente trabalho se concentrou numa análise pré-exploratória deste tipo específico de reservatório com a identificação de zonas com elevado potencial de produção de hidrocarbonetos e a identifição da profundidade ideal para posicionamento de geofones para processos de monotiramento Microssísmico.

Resultado de dados de sísmica, logs de diversos poços e análise do desenvolvimento de fraturas naturais na formação, a introdução do modelo de capacidade produtiva de folhelho neste trabalho fornece uma maneira mais confiável e econômica para se delimitar o volume de reservatório estimulado a partir de células do grid, sendo assim um bom indicativo produtivo de um poço inserido em reservatório não convencional. O resultado final do modelo de capacidade produtiva de folhelho neste projeto se desdobrou num comparativo entre dois poços destinados para fraturamento hidráulico. O modelo ao longo do poço *Squier_Unit_B2H* mostrou resultados favoráveis a exploração quando comparado ao poço *Polovitch_West_Unit* que apresentou em muitas seções ao longo do poço valores nulos em capacidade produtiva de folhelho.

Outro tópico importante deste projeto foi o pré-levantamento destinado para a aquisição microssísmica. De acordo com o capitulo 7, vimos que o monitoramento de microssismos fornece os meios para monitorar a propagação de fraturas durante a estimulação hidráulica, sendo assim, fundamental para o sucesso exploratório durante processos de farturamento hidráulico. O resultado final deste pré-levantamento pretendeu identificar as melhores janelas de profundidade destinada para os geofones de 3 componentes utilizados na aquisição microssísmica. Conforme observado no capítulo 16, observamos que a formação *Marcellus* compreende uma zona de grande distorção das amplitudes da frente de onda sísmica quando propagadas a partir de uma fonte sísmica. Percebese que este comportamento ocorre em função da grande heteregenoidades do campo de velocidades no modelo. A profundidade ideal para aquisição microssísmica em processos de fraturamento hidráulico na formação *Marcellus* se estabelece fora dos limites da formação *Marcellus*, tais limites representam o contato abrupto entre os carbonatos sobrepostos e sotopostos a formação *Marcellus* (folhelhos) ocasionado numa grande distorção da propagação de ondas sísmicas e consequente alteração de suas amplitudes, porém cabe a análise feita no capítulo 8.2 que respeita uma distância máxima entre o arranjo de geofones e a zona fraturada.

Assim sendo, o resultado do modelo de capacidade produtiva de folhelho e a modelagem do campo de velocidades na formação *Marcellus* se apresentam como excelentes ferramentas para otimizar e criar expectativas reais acerca do rendimento produtivo de um poço quando submetido a processos de fraturamento hidráulico.

18.REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Agbaji, A.; Lee, B.; Kuma, H.; Belvalkar, R.; Eslambolchi, S.; Guiadem, S.; and Park, S. 2009. Sustainable development and design of *MARCELLUS* shale play in susquehanna, PA, Report of EME580, Penn State University, State College, PA.

Arthur, J.D.;, Bohm B.; and Layne, M. 2009. Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the *MARCELLUS* Shale: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, V.59, p. 49-59.

Arthur, D. 2008. ALL Consulting, "An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States".

Bjørlykke, K.; Avseth, P. Springer. 2010. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics.

Carter, K. M. 2007. Subsurface rock correlation diagram, oil and gas producing regions of Pennsylvania.URL<<u>http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/publications/pgspub/openfile/</u><u>drc/index.htm</u>>.

Castagna, J.P.;, Batzle, M.L. and Kan, T.K. 1993. Rock Physics: the link between rock

properties and AVO response; in Offset-dependent reflectivity: theory and practice of

AVO analysis. SEG Investigations in Geophysics, 8, 135-171, 1993.

Newgord,C.; Balogh, D.; Bard, E. Fackler, M. 2014. Seismically derived shale capacity for predicting well performances: A Marcellus example. Sigma³

Coleman, J.L.; Jr.; Cahan, S.M. 2012. Preliminary catalog of the sedimentary basins of the United States: U.S. Geological Survey Open-File Report 2012–1111, p.27 .URL<http://pubs.usgs.gov/of/2012/1111/.>

Eaton, D. 2005. Microseismic focal mechanisms : A Tutorial, beyond dots in a box. Department of Geoscience University of Calgary.

Engelder, T.; Lash, G.G. 2008.*MARCELLUS* Shale Play's Vast Resource Potential Creating Stir In Appalachia (the American oil and gas reporter)

Fuller, B. 2007. Diffraction Processing of Downhole Passive Monitoring Data to Image Hydrofracture Locations. HiPoint Reservoir Imaging, LLC

Gilleland, K. 2012. Microseismic monitoring. Microseismic technology provides crucial reservoir information, helps enhance production.

Han, L. 2010. Microseismic Monitoring and Hypocenter Location. DEPARMENTOF GEOSCIENCE CALGARY, ALBERTA.

Hanks, T.C. and Kanamori, H., 1979, Moment magnitude scale, Journal of Geophysical Research, 84, B5, 2348.

Harper, J.A., 2008, The *MARCELLUS* shale – An old "new" gas reservoir in Pennsylvania. Pennsylvania Geology, v. 38, no. 1, p. 2-13.

Harper, J.A.; Kostelnik, J. 2009. The MARCELLUS shale play in Pennsylvania

Jaeger, J.C., and Cook, N.G.W. 1979. Fundamentals of Rock Mechanics, 3rd edition, Chapman and Hall, London.

Kostelnick, J. 2010. The Macellus shale play, in the Environmentally friendly drilling system program – Managing *MARCELLUS* Play Development sensitive Areas, PTTC-EFD Workshop, Pittsburg, Pa., Aug.24,2010, Proceedings : Petroleum Technology transfer council – *APPALACHIAN* Region and Environmentally friendly drilling systems program.

Lee, S.H.; KIM, H.T.; Elsworth, D.; Herman, J.D.; Lee, D.S. 2011. A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the *MARCELLUS* Shale, Northeastern United States.

Magoon,L.B., & DOW,W.G., 1994. The Petroleum System, in Magoon, L.B., and Dow, W. G., eds., The petroleum system - From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.

Magoon, L.B.; Beaumont, A.E. 2003. Petroleum Systems .Article.nº40068. URL<http://www.searchanddiscovery.com/documents/beaumont02/images/beaumont02.pdf

Mahrer. 2012. An overview of microseismic imaging of Hydraulic Fracturing. The means and the methods microseismic imaging of hydraulic fracturing by Sigma³ company.

Matias, L.; Costa, T.P. 2010. Ondas superficiais e mecanismos focais. Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa.

Maxwell, S.; Norton, M. 2012. Enhancing shale gas reservoir characterization using hydraulic fracture microseismic data.

Miall, A.D., and Blakey, R.C. 2008. The Phanerozoic tectonic and sedimentary evolution of North America, in, Miall, A.D. (ed), Sedimentary Basins of United States and Canada: Elsevier, Amsterdam p. 1-29.

Milani, E.J.; Brandão, J.A.S.L.; Zalán, P.V., & Gamboa, L.A.P. 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, 18(3), 352-396.

MicroSeismic Inc. 'Microseismic downhole monitoring with eventpick tecnology'.

Montgomery, C.T., Michael, B.S. 2010. Hydraulic Fracturing. 'History of enduring Technology'.

MULLEN, M.; ROUNDTREE, R.; BARREE, B. 2007. A composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design

(What to do when you don't have a Sonic log). PAPER SPE 108139 prepared for presentation at the 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium held in Denver, Colorado, USA, 16-18 April 2007.

Myers, R. 2008. *MARCELLUS* shale update, Independent Oil & Gas Association of West Virginia.

Ouenes, A., Aissa, B., Boukhelf, D., Fackler, M. (2014) Estimation of Stimulated Reservoir Volume Using the Concept of Shale Capacity and its Validation with Microseismic and Well Performance: Application to the Marcellus and Haynesville.SPE 169564. SIGMA3

Pacheco, C.A. 2007. Introdução à Geologia do Petróleo. UFBA.

Perry, C.; Wickstrom, L. Ohio. 2010.GeologicalSurvey: The *MARCELLUS*Shale Play: Geology, HistoryandOiland gás protential in Ohio.

Resnikoff, M. 2012. Radioactivity in *MARCELLUS* shale challenge for regulators and water treatment plants. Radioactive Waste Management Associates, Bellows Falls, VT 05101, USA.

Rickman, R, M Mullen, E Petre, B Grieser, and D Kundert (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. SPE 115258

Ryder, R.T. 1995. USGS National Oil and Gas Assessement, *APPALACHIAN* Basin Province (067).

Soeder, D.J.1988. "Porosity and permeability of eastern devonian gas shale." Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation, Vol. 3, No. 2, pp. 116-124.

Stoffer, P.; Messina P.1996. Geology and Geography of the New York Bight. URL: .ahttp://www.geo.hunter.cuny.edu/bight/highland.html.

Rokosh, C.D.; Pawlowicz, J.G., Berhane, H.; Anderson, S.D.A. Beaton, A.P.2009. What is shale gas? An introduction to shale-gas geology in Alberta; Energy Resources Conservation Board, ERCB/AGS Open File Report 2008-08, 26 p.

U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. 2003. Valley and RidgeProvince.URL<http://web.archive.org/web/20110722154205/http://3dparks.wr.usgs .gov/nyc/valleyandridge/valleyandridge.htm>

U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. 2007. "Geologic Provinces of the United States: *APPALACHIAN* Highlands Province".

U.S. Department of the Interior, U.S. 2012. How is Shale Gas Produced? Natural Gas from shale. Answer and questions

Witt, W.1993. 'Principal Oil and Gas Plays in the *APPALACHIAN* Basin (Province 131)'. U.S. Geologicalsurvey bulletin 1839-1, J evolution of sedimentary basins-*APPALACHIAN*.

Zagorski, W.A., Bowman, D.C., Emery, M., Wrightstone, G.R., 2011, An overview of some key factors controlling well productivity in core areas of the Appalachian Basin Marcellus Shale Play, American Association of Petroleum Geologists Annual Convention and Exhibition, Houston, TX, April 10-13, 2011.