UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

FÁBIO PALMA DE LIMA

POÇOS HORIZONTAIS E FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA FORMAÇÃO IRATI, BACIA DO PARANÁ. UMA ANÁLISE À LUZ DA EXPERIÊNCIA DOS PAÍSES PRODUTORES.

SÃO PAULO
2021

FÁBIO PALMA DE LIMA

POÇOS HORIZONTAIS E FRATURAMENTO HIDRÁULICO NA FORMAÇÃO IRATI, BACIA DO PARANÁ. UMA ANÁLISE À LUZ DA EXPERIÊNCIA DOS PAÍSES PRODUTORES.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia – PPGE, do Instituto de Energia e Ambiente – IEE, da Universidade de São Paulo – USP, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Tecnologia da Energia.

Orientador: Profa. Dra. Lucy Gomes Sant'Anna

Versão Corrigida

SÃO PAULO
2021

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Lima, Fábio Palma.

Poços horizontais e fraturamento hidráulico na Formação Irati, Bacia do Paraná. Uma análise a luz da experiência dos países produtores. / Fábio Palma de Lima; orientadora: Lucy Gomes Sant'Anna – São Paulo, 2021.

124 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Gás natural – Bacia do Paraná. 2. Folhelho I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: Fábio Palma de Lima

Título: Poços horizontais e fraturamento hidráulico na Formação Irati, Bacia do Paraná. Uma análise a luz da experiência dos países produtores.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Tecnologia da Energia.

Data da aprovação:

Conceito:

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Lucy Gomes Sant'Anna – Orientador	Instituição: Instituto de Energia Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP)
Prof. Dr. Fabio Taioli, IEE/USP	Instituição: Instituto de Energia Ambiente (IEE), Universidade de São Paulo (USP)
Profa. Dra. Liliana Janikian Paes de Almeida	Instituição: Universidade Federal de São Paulo
Dra. Thais Trevisani Moura	Instituição: Prefeitura Municipal de São Paulo

AGRADECIMENTOS

Nossa passagem por este Mundo por si só já deve ser motivo de eterno agradecimento e louvor a Deus.

Graças a Ele, nesta viagem, temos a oportunidade de conhecer pessoas que nos acompanham, ou simplesmente cruzam nossas vidas, e muitas das vezes, sem sequer que saibam, de maneira totalmente despretensiosa, nos fazem crescer pessoal e espiritualmente.

Afortunadamente, tive a oportunidade de poder conviver com muitas destas pessoas especiais ao longo desta minha caminhada, e neste momento, quero muito poder reconhecer algumas delas com algumas singelas palavras.

A iniciar pela minha mãe Sandra, que nos momentos em que as pedras do caminho pareceram querer me fazer tropeçar, me proporcionou seu ombro de mãe, nunca permitindo que eu desistisse. Ao meu pai Wilman, que apesar de se encontrar do outro lado da vida, certamente estaria jubiloso por este ciclo que ora se finda.

As minhas filhas Ana Beatriz e Julia, por serem a razão do meu existir.

A minha irmã Fernanda, e minhas tias Lucia e Solange por todo carinho e amor que sempre me ofereceram.

Também agradeço a todos os colegas do IEE/USP, em especial os que dividiram a experiência acadêmica comigo. Mas em particular, registro aqui o meu muito obrigado à Erika Millanao, do Laboratório de Caracterização de Rochas de Sistemas Petrolíferos, por toda atenção e esforço ao me ajudar com a prática relacionada a preparação das amostras que foram encaminhadas para os ensaios de DRX, bem como ao Dr. Marco Guedes, do Laboratório de Ensaios não Destrutivos, que operou o equipamento para a realização dessas análises.

Aos Professores Doutores Fábio Taioli e Edmilson Moutinho dos Santos, o meu muito obrigado por todos os aconselhamentos, muito pertinentes, diga-se de passagem, quando do Exame de Qualificação.

Agradeço ainda às empresas Partecal-Partezani Calcários, Calcário Cruzeiro e Amaral Machado Mineração, por contribuírem com a Ciência ao terem aberto suas portas a esta

pesquisa, permitindo o acesso a importantes afloramentos da Formação Irati no estado de São Paulo.

Igualmente agradeço à FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos (Convênio 01.14.0215.00), ao qual essa dissertação de mestrado se vincula no Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, pelo financiamento do equipamento de DRX (Difratômetro Bruker D8 Advance), e a equipe de pesquisadores do Projeto Rede GASBRAS que cedeu amostras de folhelho coletadas em Saltinho/SP, São Mateus do Sul/PR e na Coluna White/SC.

Toda gratidão do mundo e meu enorme respeito a minha orientadora, a Profa. Dra. Lucy Gomes Sant'Anna, por toda atenção, disponibilidade, dedicação e principalmente, pelo seu senso crítico ao longo da orientação deste trabalho, elementos que foram extremamente essenciais para conclusão desta dissertação.

E por fim, o meu reconhecimento (maior que o Universo) a minha mulher Nancy, por todo amor e devotamento que entrega a nossa família, por toda compreensão que teve em relação ao valioso tempo que dediquei aos estudos durante esta jornada.

Amor é solidariedade

Progresso é intercâmbio (...)

Ilumina a estrada de alguém e estarás iluminando a ti mesmo.

(Emmanuel)

RESUMO

LIMA, Fábio Palma de. Poços horizontais e fraturamento hidráulico na Formação Irati, Bacia do Paraná. Uma análise a luz da experiência dos países produtores. 2021. Dissertação (Mestrado em Tecnologia da Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2021.

O Brasil ocupa a décima posição em um ranking formado pelos países com as maiores reservas mundiais de gás de folhelho (*shale gas*). Este cenário geológico e, sobretudo, a premente necessidade de se aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, tornam necessária a pesquisa desse recurso energético não convencional. Esta necessidade é reforçada pelo fato de a nação dispor de uma fraqueza em relação à segurança energética, o que pôde ser comprovado pela baixa pluviosidade registrada entre os anos de 2014/15, quando o país foi obrigado a acionar suas usinas termoelétricas em regimes quase que ininterruptos para garantir o fornecimento de eletricidade. Adicionalmente, e corroborando com a necessidade de pesquisa deste recurso, existe também a problemática ambiental. Muito embora o gás natural seja um combustível não renovável, esse energético reúne características tais, que o colocam em um papel de destaque no cenário de transição para uma matriz energética mais sustentável, posto que se trata de um hidrocarboneto mais limpo comparando-se com outros combustíveis fósseis, e energeticamente mais atraente por sua eficiência. Destarte, além dos possíveis ganhos apontados, um aumento da exploração e produção do gás natural advindo de reservatório não convencional do tipo folhelho poderia reduzir a dependência da importação deste combustível, dado que a produção brasileira atual de gás não atende a demanda existente. Neste sentido, esta dissertação de mestrado tem como propósito pesquisar as perspectivas da produção de gás natural de folhelho na Formação Irati, Bacia do Paraná, tendo a composição mineralógica qualitativa e quantitativa das rochas desta unidade como critério norteador de análise. Mirando a obtenção de ganhos será traçada uma comparação com a experiência de países produtores, os quais possuem maior avanço na exploração, desenvolvimento e produção de gás natural a partir de reservas não convencionais.

Palavras-chave: *Shale Gas*, gás natural não convencional, Bacia do Paraná, Formação Irati, fraturamento hidráulico.

ABSTRACT

LIMA, Fábio Palma de. Poços horizontais e fraturamento hidráulico na Formação Irati, Bacia do Paraná. Uma análise a luz da experiência dos países produtores. 2021. Master's Dissertation (Master in Energy Technology) – Graduate Program in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2021.

Brazil occupies the tenth position in a ranking formed by countries with the largest global reserves of shale gas. This geological scenario, which encompasses the Irati Formation of the Paraná Basin, and above all the urgent need to increase the participation of natural gas in the Brazilian energy matrix, make it necessary to search for this unconventional energy resource. This need is reinforced by the fact that the nation has a weakness in relation to energy security, which can be evidenced by the low rainfall recorded between the years 2014/15 when the country was forced to power (turn on) its thermoelectric plants in almost uninterrupted regimes to ensure the electricity supply. In addition, and corroborating the need to research this resource, there is also the environmental question. Although natural gas is a non-renewable fuel, the energetic in question has such characteristics as to place it in a prominent role in a future transition to a more sustainable energy matrix, since it is a cleaner hydrocarbon in comparison with others fossil fuels, and energetically more attractive for its efficiency. In this sense, in addition to the possible gains mentioned above, an increase in the exploration and production of natural gas coming from an unconventional shale-type reservoir could reduce the dependence of the imported gas from this fuel, since the current Brazilian gas production does not meet the existing demand. In this sense, this dissertation aims to analyse the perspectives of shale natural gas production in the Irati Formation, Paraná Basin, having the qualitative and quantitative mineral composition of the rocks of this unit as the guiding criterion of analysis. In order to obtain gains, a comparison will be made with the experience of producing countries, which have the greatest advancement in the exploration, development and production of natural gas from unconventional reserves.

Keywords: Shale Gas, non-conventional natural gas, Paraná Basin, Irati Formation, hydraulic fracturing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa do Brasil, com destaque para a localização geográfica da Bacia do Paraná e o traçado do GASBOL no território brasileiro. 18
Figura 2 – Estrutura e composição dos argilominerais. 25
Figura 3 – Faixa de permeabilidade das formações de produção e condição na qual o fraturamento hidráulico se faz necessário para produção 28
Figura 4 – Croqui esquemático (em corte) da diferenciação entre o armazenamento de gás natural em reservatório convencional (A) e não convencional (B) 30
Figura 5 – Produção de gás de folhelho (destacada em laranja), para os quatro países comercialmente produtores: EUA, Canadá, China e Argentina (em bilhões de pés³/dia) ... 35
Figura 6 – Mapa das bacias sedimentares brasileiras de acordo com a idade geológica 38
Figura 7 – Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para o Grupo Passa Dois 41
Figura 8 – Comparação entre mapas de isópacas da Bacia do Paraná 43
Figura 9 – Ciclo de vida de ativos do gás de folhelho 45
Figura 10 – *Pad* para extração de gás de folhelho no oeste da Pensilvânia (EUA) 48
Figura 11 – Vista aérea de dezenas de *pad*s no Campo de Jonah, estado norte-americano do Wyoming (EUA) interligados por uma extensa malha rodoviária 50
Figura 12 – Esquema típico de revestimento de um poço 52
Figura 13 – Comprimento médio de um poço horizontal (em metros) em alguns *plays* nos EUA 54
Figura 14 – Esboço da construção típica dos poços vertical e horizontal, com destaque para o *kick-off point* (croqui sem escala) 56
Figura 15 – Croqui da perfuração direcional e determinação do *kick-off point* 56
Figura 16 – Canhoneio 58
Figura 17 – Diagrama ternário com a composição mineral de folhelhos produtores de gás natural na América do Norte 59
Figura 18 – Croqui ilustrativo do processo de Fraturamento Hidráulico 60
Figura 19 – Composição volumétrica de um fluido de fraturamento 62
Figura 20 - Fontes de dados de projetos de sondagens da CPRM 66
Figura 21 – Exemplo meramente ilustrativo de relatório de campo do Projeto Borda Leste da Bacia do Paraná: Integração Geológica e Avaliação Econômica 67
Figura 22 – Localização das amostras analisadas nos estados de SP, PR e SC 71
Figura 23 – Etapas da preparação de amostra para DRX: (A) obtenção e seleção de fragmentos para moagem; (B) moagem manual; (C) uma alíquota do pó obtido de cada amostra foi prensada sobre porta amostra pela técnica da prensagem de pó (MOORE; REYNOLDS, 1997). Cada porta amostra com o pó prensado foi identificado com numeração fornecida pelo laboratório, que por sua vez identifica o difratograma de raios X; (D) amostra pronta para análises por difração de raios X (DRX) 72
Figura 24 – Etapas da preparação de amostra para DRX (fração argila): (A) seleção de fragmentos para moagem; (B) moagem manual; (C) tratamento com H_2O_2, com água ultrapura; (D) pipetagem da fração argila inferior a 2 µm 73

Figura 25 – Mapa de isópacas (em metros) da seção permiana acima da Fm. Irati, contendo a distribuição do total de 118 sondagens executadas pela CPRM 75
Figura 26 – (A) Tipos de ambientes de sedimentação reportados para a Formação Irati em 37 sondagens realizadas pela CPRM; (B) Granulação das rochas da Formação Irati amostradas em 37 sondagens realizadas pela CPRM 76
Figura 27 – Mapa de isópacas (em metros) da seção permiana acima da Fm. Irati com a distribuição dos 125 poços registrados por ANP (2020) na Bacia do Paraná 77
Figura 28 – Mapa de isópacas (em metros) seção permiana acima da Fm. Irati com a distribuição dos 43 poços registrados do trabalho de Ramos e Formoso (1975) 78
Figura 29 – Mapa com a distribuição das amostras coletadas no estado de SP 82
Figura 30 – (A) Vista do afloramento do Membro Assistência da Fm. Irati e o contato entre as Formações Irati e Serra Alta; (B) Detalhe do sill de diabásio intercalado no Membro Assistência da Formação Irati; (C) Detalhe da alternância entre rocha carbonática e o folhelho; (D) Alternância entre dolomito e folhelho 83
Figura 31 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo, Ab – albita, Cc – calcita, Pi – pirita, Do – dolomita) 86
Figura 32 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo) 86
Figura 33 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo) 87
Figura 34 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 446 a 449 (C/S – corrensita, Mi – mica, Es – esmectita, Se – serpentina) 87
Figura 35 – (A) Imagem aérea da Mineração Amaral Machado em Saltinho/SP; (B) Visão da frente de lavra inativa no Membro Assistência da Formação Irati; (C) Visão da frente de lavra ativa no Membro Assistência da Formação Irati, onde foram coletadas as amostras AMM-01 – 01, 02 e 03; (D) Detalhe da alternância das camadas de folhelho e rocha carbonática e posição de coleta das amostras de folhelho 88
Figura 36 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Mi – mica, Al – albita, Q – quartzo, Pi – pirita, Do – dolomita, Cc – calcita) ... 89
Figura 37 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita, Ca – caulinita, Q – quartzo) 90
Figura 38 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita, Gi – gipsita, Ca – caulinita, Q – quartzo) 90
Figura 39 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita) 91
Figura 40 – (A) Imagem aérea da lavra da empresa Calcário Cruzeiro em Limeira/SP; (B) Visão geral da frente de lavra ativa (parte inferior da foto) com indicação dos locais de coleta de amostras, e contato com rocha vulcânica no topo; (C) Visão geral da exposição do Membro Assistência da Fm. Irati, bem como contato entre as Formações Irati e Serra Alta; (D) e (E) Detalhe da alternância de camadas de folhelho e rocha carbonática e locais de coleta das amostras CRUZ01 a CRUZ08 92

Figura 41 – Difratogramas de raios x de amostra total das amostras 913 a 920 (Es – esmectita, Mi – mica, Q – quartzo, Cc – calcita, Do – dolomita, Pi – pirita) 93
Figura 42 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 913 a 920 (C/S – corrensita, C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Mi – mica, Q – quartzo) 94
Figura 43 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 913 a 920 (C/S – corrensita; C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Q - quartzo) 94
Figura 44 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 913 a 920 (C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, C/S – corrensita, Mi – mica, Es – esmectita, Ill – ilita) 95
Figura 45 – Mapa com a distribuição das amostras coletadas no estado de PR próximos a unidade Petrosix da Petrobras 96
Figura 46 – Local da coleta de amostras da Fm. Irati nas proximidades da Petrosix em São Mateus do Sul/PR 97
Figura 47 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 863 a 874 (Mi – mica, Q – quartzo, Do – dolomita, Pi – pirita, Cc – calcita) 97
Figura 48 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 863 a 874 (Ill – ilita, Ca – caulinita, Ab – albita, Q – quartzo, Do – dolomita) 98
Figura 49 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 863 a 874 (Mi – mica, Ca – caulinita, Q – quartzo) 98
Figura 50 – Difratogramas de fração argila calcinada das amostras 863 a 874 (Ill – ilita) .. 99
Figura 51 – Mapa com a localização do afloramento amostrado na Coluna White/SC 100
Figura 52 – Local de coleta (marcador azul) de amostra no topo da Formação Irati na Coluna White/SC (coordenadas 49°28'16,84"O; 28°23'14,87"S) 100
Figura 53 – Difratograma de raios X de amostra total da amostra 862 (Mi – mica, Q – quartzo, Ab – albita, Pi – pirita) 101
Figura 54 – Difratograma de raios X de fração argila seca ao ar da amostra 862 (Mi – mica, Gi – gipsita, Q – quartzo, Ab – albita) 101
Figura 55 – Difratograma de raios X de fração argila solvatada com etilenoglicol da amostra 862 (Mi – mica, Gi – gipsita, Q – quartzo, Ab – albita) 102
Figura 56 – Difratograma de fração argila calcinada da amostra 862 (Ill – ilita) 102
Figura 57 – Diagrama ternário com a representação da composição mineralógica das amostras analisadas 105
Figura 58 – Diagrama ternário comparativo entre as amostras analisadas (em azul) e as médias mineralógicas de campos (*plays*) de países produtores de gás de folhelho 106
Figura 59 – Imagem aérea da Mineração Amaral Machado e Bernadino em Saltinho/SP com locação hipotética de *pad* teórico e perfurações horizontais com extensões mínimas de 1180 m a noroeste e 1230 m a sudeste 112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos filossilicatos, com ênfase nos argilominerais 26
Tabela 2 – Quadro resumo com as diferenças mais relevantes entre reservatórios convencionais e não convencionais 31
Tabela 3 – *Ranking* formado pelos dez principais países com recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho 33
Tabela 4 – Organização do capítulo "Materiais e Métodos" 65
Tabela 5 – Procedência das amostras coletadas e suas respectivas coordenadas geográficas e numeração adotada no laboratório 70
Tabela 6 – Descrição litológica de oito poços contendo folhelho 79
Tabela 7 – Descrição litológica das amostras analisadas no Membro Assistência da Formação Irati 80
Tabela 8 – Minerais identificados por difração de raios X nas amostras coletadas no Membro Assistência da Formação Irati (Q – quartzo, Ab – albita, C/S – corrensita, C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Es – esmectita, Cl – clorita, I/S – argilomineral interestratificado desordenado ilita/esmectita, Mi – mica, Ill – illita, Se – serpentina, Ca – caulinita, Pi – pirita, Gi – gipsita, Cc – calcita Do – dolomita) 85
Tabela 9 – Composição mineralógica das amostras coletadas (em %) 104
Tabela 10 – Dados geológicos e mineralógicos da Fm. Irati e de algumas formações geológicas já produtoras de gás de folhelho no exterior 108

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS 10
LISTA DE TABELAS 13
SUMÁRIO 14
1. INTRODUÇÃO 16
1.1. Objetivos 18
1.2. Justificativa 19
2. LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO 20
2.1. Sistema petrolífero 20
2.2. Argila e Argilominerais 23
2.3. Porosidade e permeabilidade do folhelho 27
2.4. Fracabilidade 28
2.5. Comparação entre armazenamento convencional e não convencional de hidrocarbonetos 29
2.6. Recursos mundiais tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho 32
2.6.1. Principais países produtores 33
2.7. Ocorrência de gás de folhelho no Brasil 37
2.7.1. Formação Irati 39
2.8. Ciclo de vida do fraturamento hidráulico baseado na experiência de países produtores 44
2.8.1. Fase 1 - Exploração 46
2.8.1.1. Terreno (*pad*) para produção de gás natural não convencional 48
2.8.2. Fase 2 - Avaliação 50
2.8.3. Fase 3 – Desenvolvimento: etapa das perfurações verticais e horizontais, além do fraturamento hidráulico 50
2.8.3.1. Atributos da perfuração vertical 51
2.8.3.2. Particularidades da perfuração horizontal 53
2.8.3.3. Kick-off point 55
2.8.3.4. Canhoneio 57
2.8.3.5. Composição mineral mais apropriada para o fraturamento hidráulico 58
2.8.3.6. Fraturamento hidráulico 60
2.8.4. Fase 4 - Produção 63
2.8.5. Fase 5 - Rejuvenescimento 64
3. MATERIAIS E MÉTODOS 65
3.1 Análise de dados de perfis de sondagem da CPRM 65
3.2 Análise dos dados disponibilizados por ANP (2020) 68
3.3 Análise da Fm. Irati à luz do trabalho produzido por Ramos e Formoso (1975) 68
3.4 Análise em laboratório de amostras coletadas em trabalhos de campo 68
3.4.1 Metodologia da preparação das amostras totais de folhelho para análise por DRX 71
3.4.2 Metodologia da preparação da fração argila para análise por DRX 72
3.4.3 Análise por difração de raios X 73
3.5 Comparação das análises mineralógicas da Formação Irati com folhelhos produtores no exterior 74
4. RESULTADOS OBTIDOS 74
4.1 Resultados da análise de dados de perfis de sondagem da CPRM 75
4.2 Resultado das análises referentes aos dados disponibilizados por ANP (2020) 77
4.3. Resultado das análises referente ao trabalho de Ramos e Formoso (1975) 78
4.4. Resultados das amostras analisadas no IEE/USP 79
4.4.1. Resultados advindos do estado de São Paulo 82
4.4.1.1. Amostras coletadas na Mineração Partecal-Partezani (Rio Claro/SP) e Bernardino (Saltinho/SP) 82
4.4.1.2. Amostras coletadas em Saltinho (SP) 87
4.4.1.3. Amostras coletadas em Limeira (SP) 91
4.4.2. Resultados das amostras advindas do estado do Paraná 95
4.4.3. Resultados da amostra da Coluna White no estado de Santa Catarina 99
4.4.4. Análise semiquantitativa de minerais presentes nas amostras analisadas 102

4.5. Comparação das análises mineralógicas da Formação Irati com folhelhos já produtores no exterior 105
5. DISCUSSÕES 107
6. CONCLUSÕES 112
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 113

1. INTRODUÇÃO

O consumo crescente e quase que desenfreado de energia vem reivindicando a necessidade da construção de sistemas energéticos que atendam aos anseios das economias e ao mesmo tempo preservem o meio ambiente. Equilibrar o desenvolvimento econômico, em grande parte alicerçado no aproveitamento de combustíveis fósseis, com a sustentabilidade das condições de vida na Terra é o mote da agenda energética de todos os países no presente século.

Nesse sentido, os hidrocarbonetos não convencionais, sobretudo o gás de folhelho, têm se caracterizado como importante fonte de energia e, desde que sua produção seja gerenciada adequadamente e sobretudo bem fiscalizada, podem aliar aspectos ambientais e econômicos (MIT, 2011).

Pode-se afirmar que um bom exemplo de país produtor são os Estados Unidos pois, apesar de produzirem o gás de folhelho já há algumas décadas, aceleraram sua produção em meados dos anos 2000, graças a necessidade de aumentar a segurança energética do país, alcançando um crescimento de mais de 45% ao ano entre 2005 e 2010 (IEA, 2012).

Além de incentivo recebido do governo norte-americano, o crescimento da produção foi igualmente impulsionado pela combinação privilegiada da localização das reservas e da infraestrutura de escoamento do gás, uma vez que neste país, a disponibilidade do energético e o preço do gás estão diretamente associados a infraestrutura de produção e entrega (MIT, 2011). O avanço conquistado neste campo vem resultando em um crescimento econômico para o país (IHS, 2013).

No Brasil, de acordo com EIA (2015), desde a década de 1980, o país dedica seus principais esforços à exploração e produção de hidrocarbonetos convencionais *offshore*. E, em relação à produção de gás natural, de acordo com números trazidos pelo Ministério de Minas e Energia, a produção diária no Brasil, entre os anos de 2008 e 2017 apresentou um crescimento de 86,3%, sendo que as bacias de Santos, Campos e Solimões foram, nesta ordem, as três principais fornecedoras do energético em 2017, com 32,8; 28,5 e 13,9 milhões de m^3 de gás produzidos por dia, respectivamente (MME, 2017). Dessas três bacias, apenas a Bacia do Solimões está situada na porção continental do país e, cabe ressaltar que a produção nessa bacia, em especial, ocorre com métodos de extração convencionais.

Atualmente, o Brasil não utiliza técnicas para extração não convencional de gás natural. Porém, dentre as bacias sedimentares brasileiras com potencial para gás de folhelho, além da própria Bacia do Solimões, encontram-se as bacias do Amazonas e do Paraná, sendo esta última foco desta dissertação, e na qual os folhelhos da Formação Irati são um dos possíveis alvos exploratórios para estes hidrocarbonetos (EIA, 2015).

A Bacia do Paraná corresponde a uma extensa depressão intracratônica com cerca de 1.400.000 km², em grande parte localizada no Brasil meridional (1.121.239 km²) (REATE 2020, 2020), e no território nacional encontra-se distribuída nas regiões sul e sudeste, além de boa parte do centro-oeste. E é nestas mesmas três regiões brasileiras onde também se encontra instalado o GASBOL[1] - Gasoduto Bolívia-Brasil, que possui a função de transportar o gás natural importado da Bolívia para o Brasil (EIA, 2015). Interessante observar na Figura 1, que a área de instalação do gasoduto praticamente se sobrepõe a área de ocorrência da Bacia do Paraná.

Assim como em exemplos internacionais, a extração de hidrocarboneto não convencional do folhelho da Formação Irati requer tecnologia para a execução de poço horizontal e fraturamento hidráulico do folhelho. O estudo focado no emprego dessa tecnologia na Formação Irati ainda é inexistente e esta pesquisa pretende contribuir com o avanço do conhecimento nesse tema e comparar as características do folhelho dessa formação com aqueles de países produtores, principalmente dos Estados Unidos, onde a experiência é maior.

[1] O GASBOL possui extensão de 3.150 km, sendo 557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil. O empreendimento tem início na cidade boliviana de Rio Grande, 40 km ao sul de Santa Cruz de la Sierra, um povoado indígena, e se estende até Porto Suarez, na fronteira com o Brasil. Já em território brasileiro, na cidade de Corumbá (MS), a administração do gasoduto está sob a responsabilidade da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S/A) e, a partir de então, os dutos atravessam cerca de cinco mil propriedades, distribuídas em 136 municípios nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (TBG, 2020).

Figura 1 – Mapa do Brasil, com destaque para a localização geográfica da Bacia do Paraná e o traçado do GASBOL no território brasileiro.

Fonte: Construído pelo autor a partir de informações de CPRM (2016) e Ministério da Infraestrutura do Brasil (2020).

1.1. Objetivos

Dado o potencial de gás de folhelho existente na Bacia do Paraná (EIA, 2015), esta dissertação tem por objetivo geral avaliar a composição mineralógica das rochas da Formação Irati que possa ser um fator de influência na locação de poços horizontais na unidade para fins de produção de gás natural não convencional.

Para tanto, os objetivos específicos a serem alcançados são:

- Identificar a composição mineralógica qualitativa e quantitativa das rochas, em especial dos folhelhos, da Fm. Irati;

- Usar a experiência de países produtores de gás natural não convencional na locação de poços horizontais em folhelho e comparar com os dados obtidos para a Fm. Irati;
- Utilizar os resultados dessa composição mineralógica das rochas para avaliar: (i) o melhor posicionamento de furos horizontais para produção de gás natural na Fm. Irati e (ii) possível influência da variabilidade mineralógica no fraturamento hidráulico da formação.

1.2. Justificativa

Não obstante Goldemberg e Lucon (2007) acreditarem que o Brasil precise buscar alternativas que reduzam o consumo de óleo e gás natural, de acordo com os autores, o país depende, e irá ainda depender por muito tempo destes recursos energéticos.

Muito embora o processo geológico de formação do gás natural e do óleo seja análogo e, recorrentemente, esses combustíveis sejam encontrados em um mesmo reservatório, seus efeitos ambientais são bem distintos, uma vez que, o uso do gás natural como combustível gera uma menor emissão de CO_2 quando comparado a outros combustíveis fósseis (STEPHENSON, 2015).

Esta característica posiciona estrategicamente o gás natural como elemento de transição entre o presente cenário e o futuro energético, principalmente, quando se leva em consideração a necessidade brasileira de aumentar a geração de gás, muito por conta de que o consumo atual é maior que a produção (SANTOS, et al., 2015).

Assim, existe de fato a necessidade de se estudar esse recurso energético, não só aquele extraído convencionalmente, mas, sobretudo, o gás de folhelho, pois se trata de uma promissora fonte de energia do ponto de vista econômico e também ambiental.

Adicionalmente, o estudo pode contribuir para o aumento do conhecimento no campo da exploração não convencional. Corroborando com esta visão, Taioli (2013) acrescenta que nada se conhece sobre as características petrofísicas e geomecânicas dos folhelhos, e tal condição se faz essencial para que se possa avaliar a aplicação da técnica do fraturamento hidráulico.

Deste modo, para que se avalie a possibilidade de recuperação do gás natural existente em folhelho são necessários métodos de extração especiais (ou não convencionais), e o

presente trabalho aborda os métodos não convencionais de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico com o objetivo de contribuir para esse avanço no conhecimento científico.

2. LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

Nesta pesquisa, o levantamento bibliográfico de informações pertinentes ao tema, desempenhou um papel muito importante, tendo em vista a comparação que se quer realizar entre a formação geológica no Brasil e a experiência já obtida por países produtores. Para tanto, foi realizada pesquisa bibliográfica em sítios da internet especializados no tema, artigos, livros, teses e dissertações para obtenção de dados gerais e específicos relacionados ao tema da dissertação.

As informações levantadas e sistematizadas serviram para conhecimento das características geológicas e técnicas da rocha estudada (folhelho) e do recurso energético (gás de folhelho), da tecnologia requerida para a atividade extrativa (perfuração horizontal e fraturamento hidráulico), bem como análise e interpretação dos resultados obtidos nessa pesquisa.

2.1. Sistema petrolífero

O conceito de sistema petrolífero foi introduzido na década de 1970, dada à necessidade de estudos mais detalhados voltados à mitigação de riscos e diminuição de custos quando da perfuração de poços. À época, estes estudos focavam majoritariamente na pesquisa e exploração de acumulações convencionais de óleo e gás natural (ZHAO, et al., 2019).

Magoon e Beaumont (1999) definiram sistema petrolífero como um conceito unificador que reúne os elementos e processos geológicos do petróleo, os quais são essenciais para a formação, migração e acúmulo de óleo e gás natural.

Um sistema petrolífero é constituído essencialmente por três elementos formadores em sincronicidade, a saber (MAGOON; BEAUMONT, 1999):

(i) Rocha geradora;
(ii) Rocha reservatório;
(iii) Rocha selo ou capeadora.

A rocha geradora, entre outras características, deve ser rica em COT, ou seja, teor de Carbono Orgânico Total[2] – com valores maiores que 1% (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2016) ou 2% (REZAEE; ROTHWELL, 2015). Esta matéria orgânica é formada basicamente por restos de plantas e plâncton que decantaram ao longo de milhões de anos juntamente com lama no fundo de mares ou lagos (MC CARTHY, et al., 2011). O processo de geração de gás nesta rocha consiste na transformação desta matéria orgânica, devido ao aumento da profundidade e incrementos de temperatura em uma bacia sedimentar. Uma das rochas geradoras mais comuns, principalmente nas bacias sedimentares produtoras brasileiras, é o folhelho lacustre ou marinho (RICCOMINI, et al., 2016). Segundo Gluyas et al.[3] (2009, apud Rezaee e Rothwell, 2015), outra característica da rocha geradora é sua baixa permeabilidade, o que impede que todas as acumulações de óleo e gás geradas migrem na pilha sedimentar da bacia ou pelas falhas/fraturas e, portanto, quantidades variáveis de hidrocarboneto ainda sejam encontradas na rocha geradora.

Já as rochas-reservatório são aquelas capazes de armazenar hidrocarbonetos graças a sua porosidade e permeabilidade suficientemente elevadas. Juntos, estes dois aspectos desempenham na rocha também o papel de guia, ou seja, de uma trajetória hidráulica para os hidrocarbonetos ali armazenados, uma vez que, fluido é uma substância que não tem forma própria e, sendo assim, assume o formato do recipiente que o acolhe (BRUNETTI, 1985). Os arenitos, conglomerados e calcários são as principais litologias deste tipo de rocha (MILANI, et al., 2000).

As chamadas rochas selos ou rochas capeadoras também apresentam baixíssima permeabilidade e impedem a continuidade da migração do petróleo na bacia sedimentar, fazendo com que os hidrocarbonetos se acumulem na rocha reservatório. Esta característica de baixa permeabilidade normalmente é atribuída aos folhelhos, argilitos, sal e rochas magmáticas.

Além dos elementos necessários para formação de um sistema petrolífero, Magoon e Beaumont (1999) consideram também dois processos geológicos como essenciais:

(i) Formação de armadilhas (ou trapas);

---

[2] Do inglês TOC: *Total Organic Carbon* é a taxa que estabelece a quantidade (sem levar em consideração a qualidade) de matéria orgânica na rocha (MC CARTHY, et al., 2011).
[3] GLUYAS J.; SWARBRICK R. **Petroleum Geoscience**. Malden: Blackwell Publishing. 2009.

(ii) Geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos.

Adicionalmente aos três tipos de rochas (geradora, reservatório e selante), para que um sistema petrolífero possa ser caracterizado em sua totalidade, deve haver a presença de uma trapa ou armadilha, que pode ser entendida como uma relação geométrica favorável que permita um acúmulo maior do hidrocarboneto em regiões específicas do reservatório.

Estas trapas podem ser armadilhas estruturais, tais como dobras ou falhas, ou ainda, armadilhas estratigráficas. Uma armadilha é um componente primordial no conceito de sistema petrolífero (SCHLUMBERGER, 2020).

Os processos de geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos serão aqui tratados separadamente. Os mecanismos pelos quais os hidrocarbonetos são gerados podem variar de bacia para bacia dependendo de muitos fatores geológicos e do histórico termal. Após a deposição de matéria orgânica, acompanhados de aumentos de calor, este material orgânico será gradualmente transformado em um material insolúvel, denominado querogênio (MC CARTHY, et al., 2011). O querogênio é a matéria orgânica sólida (tipicamente algas e material vegetal), que ocorre nas rochas geradoras de forma natural, e que pode, conforme Mc Carthy et al. (2011), produzir hidrocarbonetos após aquecimento (SCHLUMBERGER, 2020).

Desde sua origem, óleo e gás natural formados nas rochas geradoras estão sujeitos a movimentações naturais, que são denominadas migrações, processo este que irá acontecer até o momento em que o fluido em deslocamento ascendente se deparar com algum obstáculo. Tal barreira pode ser uma rocha com permeabilidade muito baixa e uma armadilha geológica, que fará com que este fluido fique armazenado na rocha-reservatório (APLIN; MACQUAKER, 2011).

Zhao et al. (2019) destacam que este processo de migração é menos importante para acumulações de petróleo não convencional do que para acumulações convencionais, e afirmam adicionalmente que, as condições de força motriz, padrão de migração, trajetória e distância são distintas nestes diferentes tipos de acumulações.

O processo de migração pode ser classificado em três tipos, a saber:

(i) Migração primária: é a liberação de compostos de petróleo a partir de partículas orgânicas sólidas (querogênio) e o transporte destes compostos pelos poros da rocha geradora (TISSOT; WELTE, 1984);

(ii) Migração secundária: deslocamento dos hidrocarbonetos gerados até as armadilhas/trapas pelos meios porosos ou pelas falhas e fraturas na bacia sedimentar;

(iii) Migração terciária: neste tipo de migração, não há acumulação e o petróleo não fica armazenado, sofre exsudação e acaba oxidado (MA, et al., 2007) e (THOMAS, 2001).

Como citado no processo de migração, os hidrocarbonetos em movimento ascendente e lateral irão se deslocar até encontrar uma rocha com permeabilidade elevada, fazendo com que o petróleo se estacione e fique armazenado, desde que haja uma camada selante.

2.2. Argila e Argilominerais

Tal qual elucidado no capítulo anterior, um dos tipos mais usuais de rochas geradoras é o folhelho, rocha esta que possui composição mineralógica muito variada, podendo incluir minerais como quartzo, feldspatos, carbonatos, sulfetos, além de argilominerais.

Minerais são substâncias sólidas constituídas por compostos químicos, ou até mesmo, por um único elemento químico, que possuem estruturas cristalinas definidas e são formadas por processos naturais inorgânicos na Terra (NICKEL, 1995).

Estes minerais que compõe o folhelho possuem durezas variadas, sendo que dureza é uma propriedade que pode ser definida como a resistência que um determinado mineral oferece ao ser riscado. Tal propriedade física dos minerais segue uma escala, chamada de Escala de Mohs ou Escala de Dureza, sendo “10” a classificação máxima, atribuída ao diamante, que é o mineral mais duro de que se tem conhecimento. Nesta escala, o quartzo recebe a classificação “7”, os feldspatos “6”, a calcita é classificada com dureza “3”, e os argilominerais entre “1” e “2” (DANA, 1864).

O conhecimento que se encontra atrelado a dureza dos minerais assume um elevado grau de importância neste trabalho, uma vez que, tal característica está diretamente associada ao termo fracabilidade ou do inglês, “*fracability*”, que por sua vez refere-se à rocha e poderá

definir o sucesso do fraturamento hidráulico, como poderá ser visto em um dos subcapítulos mais adiante.

Outro ponto a ser levantado é que os minerais constituintes de folhelho ocorrem essencialmente no tamanho argila e/ou silte. A depender da predominância de um ou outro tamanho de partícula, os folhelhos podem ser classificados como argilosos, siltosos ou lamosos, contendo >⅔ de argila, >⅔ de silte ou >⅓ <⅔ de silte, respectivamente (BLATT, et al., 1980). Assim, folhelho pode ser definido como uma rocha sedimentar laminada, com > 67% de partículas no tamanho argila (HALLIBURTON, 2019).

Na Geologia, o termo argila aparece em uma escala granulométrica, que classifica o dimensional das partículas, na qual: cascalhos são clastos com diâmetro > 2,0 mm; areia são partículas com tamanhos variando entre 0,0625 e 2 mm; silte variam entre 0,039 e 0,0625 mm; e finalmente, a argila, que é constituída por partículas < 4 µm (WENTWORTH, 1922).

Os limites adotados em cada escala de classificação granulométrica variam um pouco entre distintas áreas de conhecimento e de autor para autor. Atterberg[4] (1905, apud Chesworth, 2007), por exemplo, considera a argila constituída por partículas com tamanhos < 2 µm. Nesta dissertação, a classificação de Atterberg (1905), que considera o diâmetro da partícula < 2 µm, é importante, por estar associada aos estudos da área da Engenharia voltada para a mecânica de solos e das rochas.

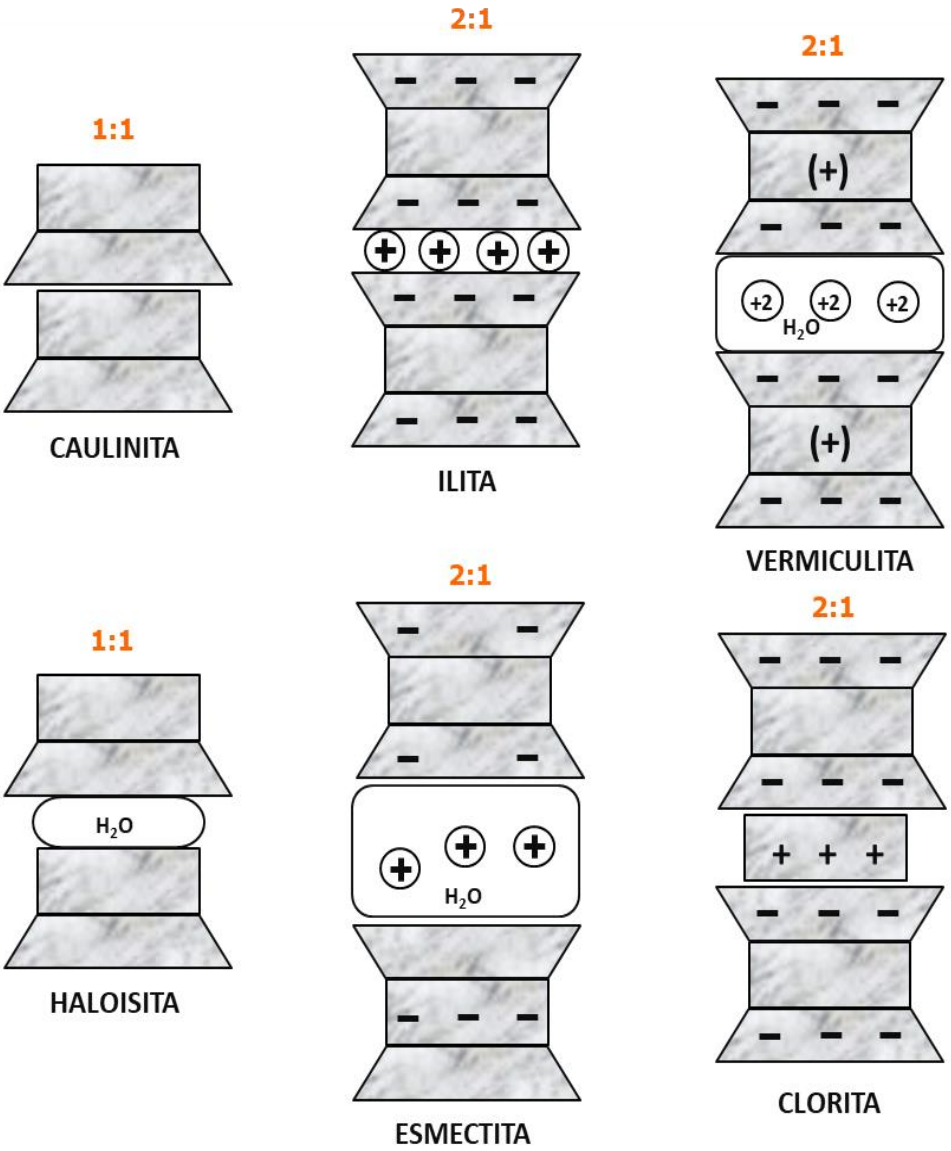
Já os argilominerais, importantes por sua abundância na crosta terrestre, são filossilicatos de alumínio hidratados (GUGGENHEIM; MARTIN, 1995). A maior parte dos argilominerais apresenta-se como partículas com tamanhos pequeníssimos, normalmente abaixo de 2 µm. Normalmente são formados em ambientes de baixa temperatura e pressão, excetuando-se aqueles provenientes de atividade hidrotermal (VELDE, 1995).

Em relação a sua estrutura cristalina, os argilominerais podem ser divididos em dois grupos: 1:1 e 2:1, que se diferenciam pelo número de folhas tetraédricas associadas à uma folha octaédrica (CLAY MINERALS SOCIETY, 2020). Conforme mostrado na Figura 2, os argilominerais 1:1 são formados pela repetição do empilhamento de uma folha tetraédrica e uma octaédrica. Já os argilominerais 2:1 contêm uma folha octaédrica entre duas folhas tetraédricas, além de material (em geral, cátions ou compostos químicos) entre as camadas.

---

[4] ATTERBERG, Albert. **Die rationelle klassifikation der sande und kiese**. 1905.

Figura 2 – Estrutura e composição dos argilominerais.



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Mc Bride (1994).

A Tabela 1, a seguir, traz o esquema de classificação dos filossilicatos, com ênfase nos argilominerais.

Tabela 1 – Classificação dos filossilicatos, com ênfase nos argilominerais

Tipo de camada	**Grupo**	**Subgrupo**	**Espécie**
1:1	Caulinita-serpentina	Serpentinas (trioctaédrica)	Crisotilita, Antigorita, Lizardita, Bertierina, Odinita
		Caulinitas (dioctaédrica)	Caulinita, Diquita, Nacrita, Haloisita
2:1	Talco-pirofilita	Talco (trioctaédrica)	Talco
		Pirofilita (dioctaédrica)	Pirofilita
	Esmectita	Esmectitas (trioctaédrica)	Hectorita, Saponita
		Esmectitas (dioctaédrica)	Beidelita, Nontronita, Montmorillonita
	Vermiculita	Vermiculita (dioctaédrica)	Vermiculita (Di)
		Vermiculita (trioctaédrica)	Vermiculita (Tr)
	Illita	Illita (trioctaédrica)	Illita (Tr)
		Illita (dioctaédrica)	Illita, Glauconita
	Micas	Micas (trioctaédrica)	Biotita, Flogopita, Lepidolita
		Micas (dioctaédrica)	Muscovita, Paragonita
	Micas frágeis	Micas frágeis (dioctaédrica)	Margarita
	Clorita	Cloritas (dioctaédrica)	Donbassita
		Cloritas (ditrioctaédrica)	Sudoita, Cookeita (Li)
		Cloritas (trioctaédrica,dioctaédrica)	sem exemplos conhecidos

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Bailey (1980), Brindley (1981), Hower et al. (1966) e Srondon (1984).

Os argilominerais são capazes de atribuir plasticidade à argila. A plasticidade é outra característica importante para o fraturamento hidráulico, pois representa “a capacidade do

material de ser moldado em qualquer forma quando umedecido" (GUGGENHEIM; MARTIN, 1995).

2.3. Porosidade e permeabilidade do folhelho

Além da granulação fina e da composição mineralógica variada dos folhelhos, outra variável importante a ser levada em consideração é a porosidade da rocha. Esta propriedade, que varia conforme o arranjo e tamanho de grãos, permitirá a sorção dos fluidos, ou seja, o armazenamento dos hidrocarbonetos no interior dos seus poros. Os tipos de poros e a porosidade propriamente dita no folhelho dependem da matéria orgânica, seus tipos e maturidade, bem como dos argilominerais (ZOBACK; KOHLI, 2019).

Além da porosidade, a permeabilidade precisa igualmente ser avaliada com cuidado. King (2012), em seu estudo de revisão a respeito de fraturamento hidráulico, utiliza a classificação de arenitos convencionais como sendo formações rochosas que possuem permeabilidade variando entre 0,5 milidarcy[5] a 20 milidarcy. Os folhelhos, porém, possuem permeabilidade baixíssima, na ordem de 0,00001 a 0,01 mD. Peters et al. (2016) apontam que na formação "rígida" típica, a permeabilidade diminui para alguns nano Darcys (10^{-6} mD), na qual gargantas de poros conectadas podem ter apenas a equivalência de algumas moléculas de metano de largura.

Para se ter uma noção mais aproximada desta escala de permeabilidade é válida uma breve comparação:

(i) Depósito de areia em praia, por exemplo, podem alcançar permeabilidade na ordem de 2.000 mD;

(ii) O valor médio da permeabilidade do cimento utilizado na construção civil é da ordem de 0,005 mD. O concreto, na faixa de 0,1 a 1 mD;

(iii) As rochas-reservatório convencionais de óleo possuem permeabilidade no intervalo de 100 a 10.000 mD;

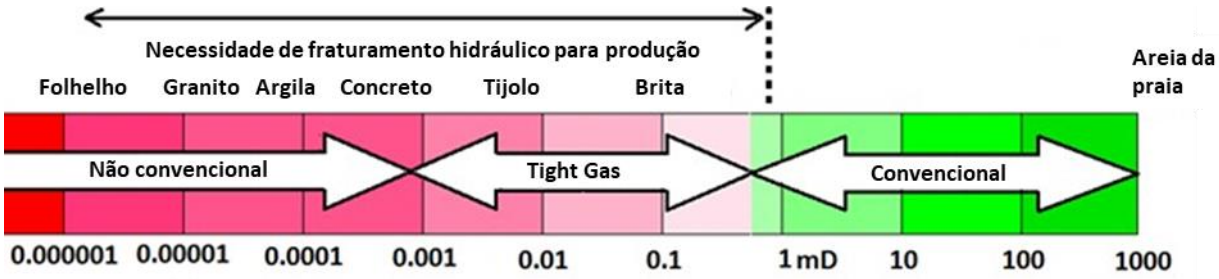
(iv) Os folhelhos variam de cerca de 0,000001 a 0,0001 mD, como é possível conferir na Figura 3.

---

[5] Darcy é a unidade de medida padrão da permeabilidade de uma rocha, que descreve o fluxo de um fluido através de um meio poroso. O nome "Darcy" foi cunhado em homenagem ao engenheiro francês Henry Darcy, criador da equação que descreve tal processo (SCHLUMBERGER, 2020).

Na Figura 3, além dos valores de permeabilidade esperados para distintos materiais naturais e industrializados, ainda se nota a faixa de permeabilidade que implica na necessidade de uso da técnica do fraturamento hidráulico para produção de hidrocarbonetos. Porém, nem toda camada de folhelho tem permeabilidade suficiente para produzir gás, ainda que se faça uso do artifício do fraturamento hidráulico (KING, 2012) e (PETERS, et al., 2016).

Figura 3 – Faixa de permeabilidade das formações de produção e condição na qual o fraturamento hidráulico se faz necessário para produção



Fonte: Adaptado pelo autor a partir de King (2012).

2.4. Fracabilidade

Se procurada em dicionário, nos dias de hoje, a palavra fracabilidade não será encontrada, uma vez que não existe ainda uma definição para este verbete no idioma português. Todavia, convém desde já aclarar o conceito de *fracability*, antes de discorrer acerca do tema do fraturamento hidráulico propriamente dito, pois uma avaliação assertiva desta propriedade é de fundamental importância para o sucesso de todo o processo de extração do gás de folhelho (WANG, et al., 2017). Liu et at. (2019) é mais sintético, e afirma que a fracabilidade determina de fato a eficácia do *fracking*.

A fracabilidade pode ser definida como o grau de facilidade em fraturar uma formação rochosa com o objetivo de criar uma complexa rede de fraturas, e desta forma obter uma estreita relação no tocante aos efeitos da estimulação do reservatório (LIU, et al., 2019). Pode ser entendida como um parâmetro mecânico para otimizar o fraturamento de rochas de modo a prever o benefício econômico (WU, et al., 2018).

Estudos mostram que alguns pesquisadores, dentre eles Wu et al. (2014), relacionaram a fracabilidade com a composição mineralógica (mensurada via difração de raios X) da

camada de folhelho, e vão além, ao relacionarem também a fracabilidade com os parâmetros de:

(i) Porosidade;
(ii) Teor de COT (obtidos via analisador de carbono-enxofre);
(iii) Permeabilidade;
(iv) Capacidade de adsorção do gás.

Wang et al. (2017) afirmam que a mineralogia possui forte influência nas propriedades do folhelho, e adicionalmente, propõem um método de avaliação da fracabilidade da camada rochosa, combinando parâmetros de fragilidade e sensibilidade ao estresse. A fragilidade é uma propriedade que pode ser definida com base no Módulo de Elasticidade e no Coeficiente de Poisson. Quanto maior forem estas duas variáveis, maior será a fragilidade (WU, et al., 2018).

Os autores destacam que ambos os parâmetros, Módulo de Elasticidade e Coeficiente de Poisson, são determinantes no controle da morfologia da fratura em propagação, uma vez que um mineral de baixa dureza irá refletir na fragilidade da formação rochosa, e a sensibilidade ao estresse no grau de desenvolvimento da fratura. Outra importante constatação do estudo é a de que um folhelho frágil ou quebradiço será mais propenso a fraturas e irá formar uma rede após o fraturamento hidráulico, e na contramão, uma formação com características mais dúcteis não será uma boa escolha para se fraturar, pois esta irá curar as fissuras naturais e de fraturamento (WANG, et al., 2017).

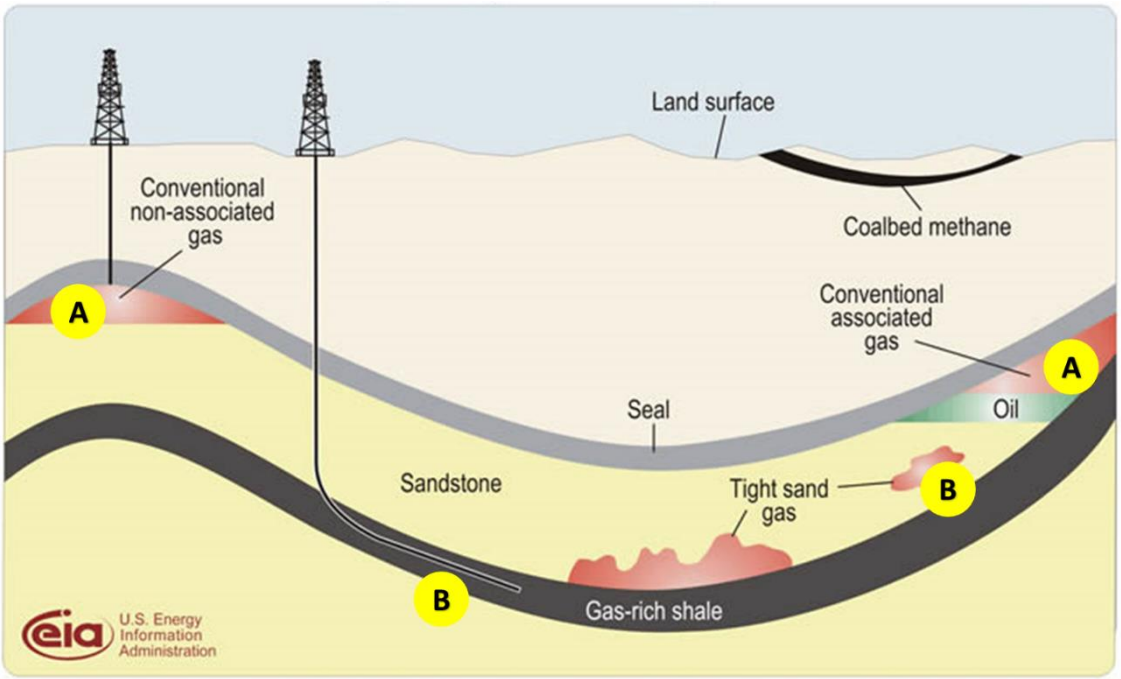
Porém, é muito interessante notar que Peters et al. (2016) recomendam cautela em relação a considerar um teor elevado de argila um sinal de ductilidade, e sugerem um estudo mais aprofundado do tema, uma vez que, a ductilidade, em rochas com abundância em argila variam com a mineralogia, pois por exemplo, sabe-se que as rochas argilosas com composição esmectítica geralmente sofrem compactação química em profundidades mais rasas que as rochas argilosas com composição caulinítica (BJORLYKKE, 1998).

2.5. Comparação entre armazenamento convencional e não convencional de hidrocarbonetos

O folhelho possui composição essencialmente argilosa e, consequentemente, apresenta baixa permeabilidade, o que impede que o gás natural aprisionado nesse

reservatório flua facilmente dentro da formação. Devido a essa característica, a ocorrência e extração do hidrocarboneto podem ser consideradas como uma forma não convencional (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2016). Existe, portanto, uma distinção em relação ao gás natural de reservatório convencional, conforme apontado na Figura 4, onde o gás migra da rocha geradora (normalmente folhelho) para rochas reservatórios com permeabilidade mais elevada (geralmente arenitos e calcários), e fica concentrado em estruturas (armadilhas), o que facilita sua extração.

Figura 4 – Croqui esquemático (em corte) da diferenciação entre o armazenamento de gás natural em reservatório convencional (A) e não convencional (B)



Fonte: (EIA, 2011).

Pode-se afirmar, portanto, como forma de sumarizar que, a característica preponderante que diferencia o sistema convencional do não convencional é o tipo da rocha que armazena o petróleo, além é claro, da forma de extração deste hidrocarboneto, muito embora, publicações há, onde o conceito de reservatório não convencional se aplique aqueles reservatórios que não produzem taxas econômicas de hidrocarbonetos sem uma devida estimulação (PASSEY, et al., 2010), ou similarmente, formações que contêm gás (e/ou óleo) com permeabilidades tão baixas que a produção economicamente significativa só pode ser realizada por meio de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico (ZOBACK; KOHLI, 2019).

Para Zendehboudi e Bahadori (2016), as principais diferenças entre o gás natural convencional e não convencional são: o método, facilidade e custo associados à tecnologia de extração/produção.

Para que se tenha uma visão mais detalhada dos reservatórios não convencionais, se faz necessária uma análise da combinação de várias propriedades, que determinam a caracterização dos folhelhos, incluindo a avaliação da composição mineralógica, especialmente o conteúdo de argila desta formação rochosa. Adicionalmente, além da permeabilidade, existem outras características que podem distinguir o armazenamento do gás convencional do não convencional, conforme mostra a Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 – Quadro resumo com as diferenças mais relevantes entre reservatórios convencionais e não convencionais

Reservatórios convencionais	**Reservatórios não-convencionais**
Gás migra para a rocha reservatório	Gás permanece na rocha geradora
Permeabilidade variando entre 0,5 mD a 20 mD	Permeabilidade variando entre 0,01 e 0,00001mD
Recurso a ser explorado está contido na rocha reservatório em apenas uma porção do reservatório	Nas áreas de reservatórios não convencionais de folhelho, o recurso a ser explorado encontra-se na rocha geradora de forma mais dispersa
Comumente, produção inicial geralmente “impulsionada” pela pressão natural do reservatório	Rochas que necessitam de estímulo para produção
Taxas de declínio da produção geralmente são inferiores a 20% por ano	Taxas de declínio da produção mais rápidas, geralmente até 75 – 85% nos primeiros 18 meses de produção
Tipicamente, apenas um poço fornece a produção almejada	Requer um número significativo de poços para atingir os limiares estatísticos da produção econômica

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Peters et al. (2016).

2.6. Recursos mundiais tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho

A China lidera o *ranking* formado por dez países com recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho. Argentina, Argélia e Estados Unidos são os países que a seguem, nesta ordem (EIA, 2013). O Brasil, conforme pode ser observado na Tabela 3, que ilustra tal classificação, ocupa a décima posição, com 245 tcf (trilhões pés cúbicos) de gás de folhelho tecnicamente recuperáveis (EIA, 2013). Riccomini (2016)[6] procurou detalhar as estimativas para a Bacia do Paraná e, estimou em 81 tcf o volume de gás de folhelho armazenado na Formação Ponta Grossa e em 264 tcf o volume de gás de folhelho na Formação Irati.

Ressalta-se que existe uma diferença importante entre os conceitos de recursos e reservas. O termo reservas não deve ser empregado na descrição das estimativas de recursos minerais, porquanto, reserva, implica na quantidade de hidrocarboneto que pode ser produzido atendendo conjuntamente requisitos técnico e econômicos, e só deve ser aplicado quando os chamados Fatores Modificadores[7] relevantes forem considerados (JORC Code, 2012). Ainda de acordo a publicação, todos os trabalhos que abordam estimativas referentes ao potencial de gás de folhelho, devem se referir a esta categoria como “Recursos Minerais”, ou, simplesmente “Recursos”, até o ponto que a viabilidade técnica/econômica seja devidamente deliberada.

---

[6] Informação fornecida por C. Riccomini em palestra durante o Unconventional Gas and Oil Conference, Universidade de São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.iee.usp.br/?q=pt-br/evento/ugoc-2016-unconventional-gas-and-oil-conference>. Último acesso em: 20 de maio de 2021.

[7] Entendem-se como fatores modificadores, elementos que, de alguma forma podem alterar a exploração de um recurso, como por exemplo: fatores relacionados à mineração, processamento, metalúrgico, infraestrutura, econômico, marketing, jurídico, ambiental, social e governamental (JORC Code, 2012).

Tabela 3 – *Ranking* formado pelos dez principais países com recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho

Posição no ranking	**País**	**Volume de gás tecnicamente recuperável (em trilhões de pés cúbicos)**
1	China	1.115
2	Argentina	802
3	Argélia	707
4	EUA[8]	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de EIA (2013).

2.6.1. Principais países produtores

Os Estados Unidos ocupam a liderança mundial da produção de gás de folhelho (EIA, 2016). Inclusive, foi nesse país que o gás de folhelho foi extraído pela primeira vez, de forma ainda muito embrionária no século XIX, quando o primeiro poço comercial foi perfurado ao longo dos bancos do Canadaway Creek, Fredonia, no estado de Nova York, entre o final da primavera e início do verão de 1825, em oposição ao ano de 1821, como sugerem algumas publicações (LASH; LASH, 2014). O desenvolvimento da perfuração direcional remonta ao idos de 1920, quando os projetos ainda muito básicos de pesquisa de poços foram introduzidos (MANTLE, 2014). Já a técnica do fraturamento hidráulico se desenvolveu nos Estados Unidos a partir de 1947 (IPAA, 2019). Porém, a história do *shale gas* teve de fato seu início nos Estados Unidos no final dos anos 1970, no auge da crise do petróleo, e consequente diminuição da oferta/produção de gás natural americana, quando o governo local decidiu criar e financiar grupos de pesquisas com o objetivo de desenvolver as técnicas

[8] Há que se ressaltar que em 2013, a EIA (Agência de Informação de Energia) dos Estados Unidos e o Departamento de Energia Norte-Americano encomendaram um estudo à ARI (Advanced Resources International, Inc.) denominado “Recursos de gás e óleo de folhelho tecnicamente recuperáveis: uma avaliação de 137 formações de folhelho em 41 países fora dos EUA”. Este estudo aponta os EUA com uma reserva de gás de folhelho tecnicamente recuperável de 1.161 tcf, valores estes, que credenciariam os norte-americanos à liderança do ranking ao invés da China (ARI, 2013).

utilizadas na extração de gás. A partir desta parceria foi possível desenvolver as técnicas de perfuração horizontal e de hidro-fraturamento, cuja combinação é a base para a produção do gás de folhelho (WANG; KRUPNICK, 2013).

De acordo com Wang e Krupnick (2013), a alta do preço do gás natural produzido a partir da forma convencional nos anos 2000, teve um papel importante como alavanca na produção norte-americana de gás de folhelho, que, a partir de então, se expandiu de tal forma que atingiu níveis de crescimento da ordem de 45% a.a. entre 2005 e 2010, quando alcançou 141 bilhões de m³, consequentemente reduzindo de forma significativa o preço deste energético no país. Além da geologia favorável, os fatores de sucesso das elevadas taxas de produção foram frutos de algumas particularidades, a saber:

(i) Políticas;
(ii) Institucionais;
(iii) Econômicas;
(iv) Ambientais;
(v) Geográficas
(vi) Tecnológicas (IEA, 2012) e (LAGE, et al., 2013).

Ainda, somados aos fatores supracitados, contribuíram positivamente para o nível de produção alcançado:

(i) A necessidade de melhorar a segurança energética do país;
(ii) A localização privilegiada das reservas próximas a uma estrutura já implantada de gasodutos para escoamento da produção;
(iii) O compromisso do país na redução da emissão de gases do efeito estufa.

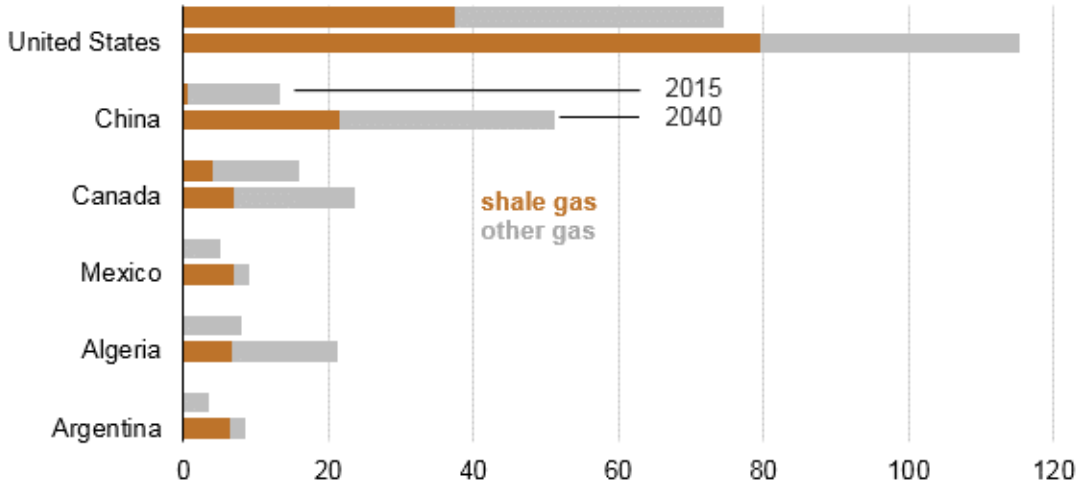
Para que se possa ter uma dimensão da grandeza dos números norte-americanos, em 2016 os poços horizontais fraturados hidraulicamente representaram 69% de todos os poços de petróleo e gás natural perfurados nos Estados Unidos, e 83% do comprimento linearmente perfurado (EIA, 2018).

Graças ao notável crescimento da produção de gás de folhelho nos Estados Unidos, países como China, México, Argentina, Polônia, Índia e ainda a Austrália, se inspiraram na experiência norte-americana, e avaliam, ou até já se encontram em fase de desenvolvimento de exploração ou produção dos próprios recursos de gás de folhelho (WANG; KRUPNICK,

2013). Consequentemente, além desses países, é natural que existam outros governos, setores produtivos, acadêmicos, estudiosos do tema, entre outros, que possuam interesse na pesquisa do gás de folhelho, e que se questionam sobre os principais pontos a serem desenvolvidos em seus países de forma satisfatória para a produção não convencional deste recurso.

É por este motivo, que se faz necessário debruçar o olhar não só para a experiência norte-americana. EIA (2016) aponta, além dos EUA, outros três países como produtores comerciais mundiais de gás de folhelho: Argentina, Canadá e China, conforme pode ser visto no gráfico na Figura 5, que mostra, destacado em laranja, a produção de gás de folhelho em 2015 e a produção esperada para o ano de 2040. Adicionalmente, o gráfico traz também nas barras de cor cinza, os volumes de produção para as outras modalidades de extração de gás natural, excetuando-se o folhelho.

Figura 5 – Produção de gás de folhelho (destacada em laranja), para os quatro países comercialmente produtores: EUA, Canadá, China e Argentina (em bilhões de pés³/dia)



Fonte: (EIA, 2016).

Em relação a experiência argentina, a princípio, até pode-se afirmar que é um tanto quanto incipiente – para o ano de 2015 foi de somente 0,07 bilhões de pés³/dia (EIA, 2016), principalmente quando comparada a norte-americana. Porém, o país apresenta um enorme potencial, visto que, conforme citado anteriormente, também se encontra no ranking formado pelas dez nações com recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho.

Na Argentina, a análise das rochas geradoras como potencial de geração não convencional se deu em 2007 através da YPF[9] (ASKENAZI, et al., 2013). As atividades de extração estão localizadas na região da Patagônia, local de ocorrência da Formação Vaca Muerta na Bacia de Neuquén, situada na província de mesmo nome, local já anteriormente reconhecido como polo de extração convencional de hidrocarbonetos. A região é reconhecida com um dos "nós" do sistema nacional de gasodutos, sistema este, diga-se de passagem, o maior da América do Sul (BERKENWALD, et al., 2015). A Formação Vaca Muerta é responsável por aproximadamente 23% da produção total de gás natural no país (EIA, 2019). Atualmente, pode-se afirmar que o cenário argentino de produção já demonstra um crescimento, considerando que o país iniciou sua produção de gás não convencional no não longínquo ano de 2015. Os indicadores mais recentes do setor apontam para uma produção média diária[10] atribuída apenas ao gás de extração não convencional de 36 MMm^3/dia (Secretaria Nacional de Energia da Argentina, 2019).

Consoante com EIA (2016), o Canadá é produtor de gás de folhelho desde 2008 e concentra seus recursos recuperáveis em cinco sub-bacias dentro da vasta Bacia Ocidental Canadense. Cabe esclarecer que as espessuras das camadas de folhelho dessas sub-bacias variam entre 60 e 120 m e são favoráveis a extração no que tange a profundidade (algo em torno de 2.400 m), além de possuírem um COT próximo aos 3,5%. Porém, possivelmente, um dos aspectos mais interessantes como um todo, seja a proximidade com uma infraestrutura significativa de gasodutos para escoamento da produção (REZAEE; ROTHWELL, 2015). Inclusive, estudos apontam que a fragilidade do Campo de Muskwa resulta em uma rocha muito quebradiça em comparação a outros *plays* da América do Norte, fato este, está diretamente associado a resposta eficaz à fratura artificial (HALL, et al., 2011).

Já a China, com seu rápido desenvolvimento econômico, tem uma demanda maior para o uso de energia. Dado ao crescimento de dois dígitos no PIB entre os anos de 1980 e 2005, a demanda por energia no país mais do que triplicou nesse período (EIA, 2018). O território chinês conta com duas grandes bacias prospectivas: Sichuan e Tarim. No caso da primeira, existe uma proximidade muito grande com cidades que demandam considerável quantidade de energia, região onde a cadeia industrial *downstream*, que compreende toda logística, distribuição e vendas de hidrocarbonetos, se apresenta por completo, e os modos

[9] *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* é uma empresa estatal argentina que se destina à exploração, refino e venda do petróleo e seus subprodutos naquele país.
[10] Referente ao mês de agosto de 2019.

de utilização de gás são diversos (MA, 2017). Assim como no Canadá, nas duas bacias chinesas citadas, a espessura da camada de folhelho varia também entre 60 e 120 m. Em contrapartida, a camada de folhelho encontra-se a uma profundidade que varia entre 3 e 4,3 km, e o COT está na faixa de 2 a 3% (REZAEE; ROTHWELL, 2015).

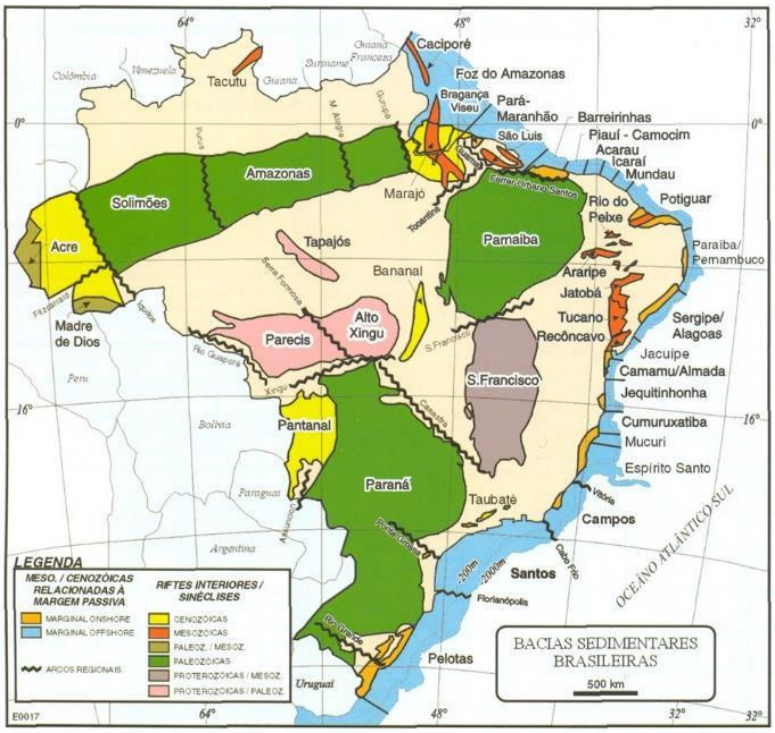
2.7. Ocorrência de gás de folhelho no Brasil

As bacias sedimentares brasileiras que atualmente produzem óleo e gás natural convencionais são de três categorias, sendo que as duas primeiras estão situadas no continente, e a última encontra-se no Oceano Atlântico (RICCOMINI, et al., 2016):

(i) Intracratônicas (sinéclises);
(ii) *Rifts* interiores;
(iii) De margem passiva.

No mapa apresentado na Figura 6, encontram-se relacionadas as bacias sedimentares brasileiras de acordo com a idade geológica. A Bacia do Paraná, corresponde a uma extensa depressão intracratônica com cerca de 1.400.000 km², em grande parte localizada no Brasil meridional (1.121.239 km²) (REATE 2020, 2020), cujo preenchimento possui idade principalmente paleozoica (ZALÁN, et al., 1990).

Figura 6 – Mapa das bacias sedimentares brasileiras de acordo com a idade geológica



Fonte: Petrobras (2004)[11].

Segundo o estudo de EIA (2015), o folhelho pode ocorrer em várias bacias sedimentares brasileiras, mas ocorre majoritariamente nas bacias do Paraná (desde Mato Grosso do Sul até o Rio Grande do Sul), Solimões (Amazonas e Pará) e Amazonas (Pará). Ainda de acordo com o estudo, estas bacias, além de atualmente produzirem óleo e/ou gás na forma convencional, possuem dados geológicos consideravelmente seguros para serem estudados objetivando a prospecção de gás de folhelho. Vale realçar que esse levantamento técnico, informa também que, baseado em levantamentos e estimativas mais recentes feitas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), existe a ocorrência de *shale gas* também na Bacia do Parnaíba (nos estados do Maranhão e Piauí), Bacia do Recôncavo (Bahia) e na Bacia dos Parecis (Mato Grosso), e isso pode ser afirmado dada comparação feita destas três bacias com o *play* de Barnett, localizado na bacia norte americana de Forth Worth no Texas. No entanto, cabe observar que no documento produzido pela EPE – Empresa de Pesquisa Energética, denominado Zoneamento Nacional de Recursos

[11] Em muitas publicações, o mapa dessa figura é referenciado como de autoria de Milani (2004), porém, o autor desta dissertação, ao não encontrar o material em questão, trocou *e-mails* com o próprio Geólogo, Dr. José Edison Milani, e este asseverou que a figura é fruto de um "produto coletivo", construída pelos técnicos do Departamento de Exploração da Petrobras.

de Óleo e Gás (ciclo 2017-2019), a Bacia dos Parecis não figura como sendo uma bacia com potencial para produção de gás de folhelho (EPE, 2019).

Ainda de acordo com EIA (2015), no Brasil, o alvo principal na busca de gás não convencional é a ocorrência de folhelho negro marinho do Devoniano, que se mostra desenvolvido nessas três bacias brasileiras: Paraná, Solimões e Amazonas, com teor de carbono orgânico total variando entre 2% e 2,5%. O documento aponta ainda que as demais bacias, apesar de possuírem camada de folhelho, podem não reunir requisitos tidos como essenciais para geração de hidrocarbonetos, ou seja:

(i) Não possuírem rochas geradoras devidamente caracterizadas em suas formações;
(ii) Serem termicamente imaturas.

2.7.1. Formação Irati

De acordo com Mezzalira[12] (1971, apud Hachiro, 1991), no século XIX, mais precisamente no ano 1827, os irmãos Andrada e Silva em excursão com objetivos mineralógicos pela então Província de São Paulo, detectaram a existência de um banco de rochas carbonáticas intercalado com folhelho cinza (schisto grauváquico), as margens do Rio Corumbataí. Desta excursão, foi realizado o reconhecimento de diversas formações rochosas, o que resultou em um estudo denominado “Viagem Mineralógica da Província de São Paulo” (CPRM, 2020).

Porém, passaram-se setenta anos, e em 1897, com o naturalista belga Auguste Collon, é que houve o primeiro estudo da Formação Irati, com o foco de se verificar a possibilidade da existência de petróleo. Como forma de demonstrar os resultados obtidos, foi publicado um documento sobre os hidrocarbonetos de várias localidades do interior do Estado de São Paulo (HACHIRO, 1991). Neste mesmo período, no município de Bofete/SP, houve a primeira sondagem profunda (448,5 m) na busca por petróleo (PEYERL, 2017).

[12] MEZZALIRA, S. **Contribuição ao conhecimento da geologia de subsuperfície e da paleontologia da Formação Irati, no Estado de São Paulo**. In: Simpósio de Paleontologia, Rio de Janeiro, Anais..., Rio de Janeiro, Academia. Brasileira de Ciências, 43: 273 - 336. 1971.

No entanto, foi em 1908, graças ao estudo de White[13], reconhecido geólogo norte-americano, é que houve um maior domínio da estratigrafia da Bacia do Paraná, e então pôde ser identificado um folhelho preto, espesso e largamente persistente, presente nos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Sendo assim, para dar nome a este folhelho preto, foi usada à época a denominação "folhelho preto de Iraty". O nome Irati se deve a cidade paranaense onde existem afloramentos deste tipo de folhelho (HACHIRO, 1991) e (PEYERL, 2017).

A Formação Irati, também entendida como Subgrupo Irati (HACHIRO, et al., 1993), é caracterizada pela sedimentação em condições de mar restrito, com características mais salinas da base para as extremidades superiores, apontando para a presença de folhelhos betuminosos, arenitos, margas, rochas carbonáticas e evaporíticas (HACHIRO, 1991), (NORTHFLEET, et al., 1969), (PADULA, 1968) e (SCHNEIDER, et al., 1974), e de acordo com Ramos e Formoso (1975), o folhelho dessa formação constitui-se em uma das maiores reservas de pirobetume do mundo.

De acordo com Harrington[14] (1956, apud Hachiro, 1991), não existe a ocorrência de rochas sedimentares semelhantes aos da Formação Irati em território paraguaio; em compensação, Holz et al. (2010) propõem equivalência da Formação Irati com a Formação Whitehill, localizada na África do Sul. Tal comparação, apoia-se sobre análises geocronológicas das seções do Gondwana em continente africano, que apontam uma idade aproximada de 270 Ma para ambas as formações.

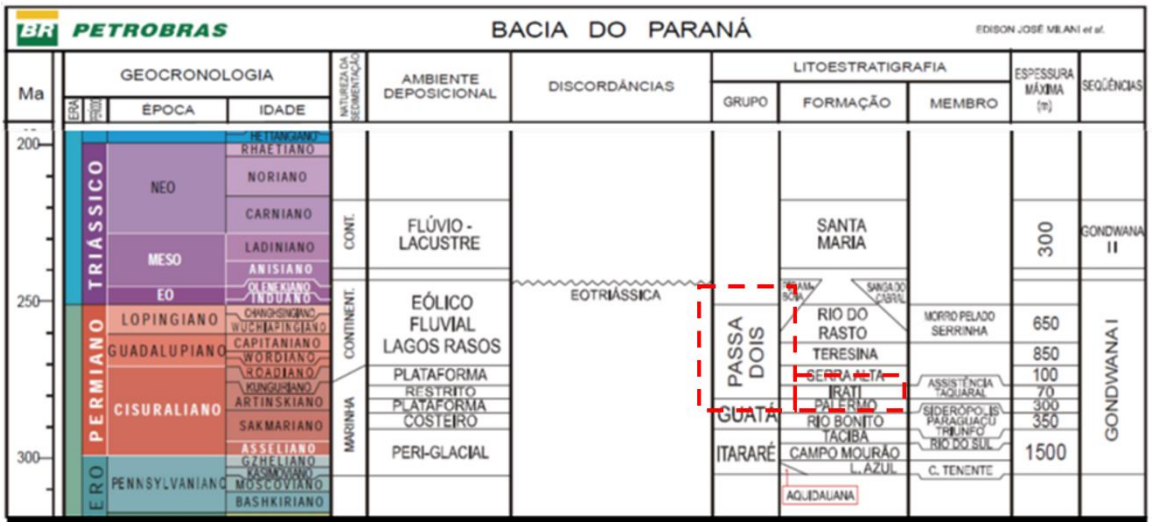
Em território brasileiro, a Formação Irati pertence ao Grupo Passa Dois, juntamente com as formações Serra Alta, Teresina, Corumbataí e Rio do Rasto (SILVA, et al., 2003), conforme Figura 7. A unidade aflora em delgada fração que tem início no munícipio de Leme no estado de SP e prossegue por uma faixa oriental estreita até atingir o Uruguai (HACHIRO, 1991). A espessura média da formação encontra-se algo em torno de 40 metros, com máximo de até 70 metros na porção sul da bacia (HOLZ, et al., 2010). Seu estratótipo encontra-se em um corte da estrada de ferro situado a 3 km em direção ao sul da estação ferroviária do município de Irati (HACHIRO, 1991).

---

[13] Israel Charles White foi convidado em 1904, pelo então Ministro da Indústria, Viação e Obras Públicas Lauro Muller para chefiar a Comissão de Estudos das Minas de Carvão de Pedra, graças a premente carência de recursos energéticos da época (PEYERL, 2017).

[14] HARRINGTON, H.J. **Paraguay**. In JENKS, W.F. – Handbook of South America. An explanation of the geological map of South America. The Geological Society of America, Memoir 65, 101-It4. 1956.

Figura 7 – Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para o Grupo Passa Dois



Fonte: Modificado pelo autor a partir de Milani et al. (2007).

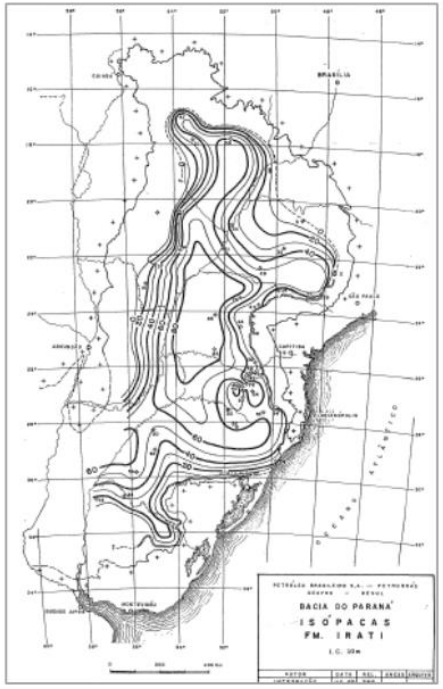
No tocante a subdivisão estratigráfica, a formação conta com rochas que podem ser divididas em dois membros: (i) Taquaral (inferior) e (ii) Assistência (superior) (BRITO; BERTINI, 1981). O Membro Taquaral, depositado em um ambiente marinho raso (HOLZ, et al., 2010), ocorre em toda a Bacia do Paraná, com espessura entre variando entre 5 a 20 metros, e é constituído por folhelhos siltosos cinza escuros, por vezes físseis ou com laminação paralela, que é a estrutura sedimentar predominante nos folhelhos pirobetuminosos (HACHIRO, 1991). O Membro Assistência, por sua vez, possui característica deposicional composta por rampas internas, intermediárias e distais com inclinações para sudoeste, o que sugere uma suposta ligação com o oceano Pantalassa, na porção mais ao sul da América do Sul (HOLZ, et al., 2010). Possui espessura variando entre 15 e 40 m e sua principal área de ocorrência é na porção centro-sul do Estado de São Paulo. O Membro Assistência contém folhelhos pretos, pirobetuminosos, folhelhos e argilitos cinza escuros e rochas carbonáticas, geralmente dolomíticas e contendo nódulos de sílex. A alternância de camadas de folhelhos e rochas carbonáticas constitui uma típica estratificação rítmica.

Os mapas apresentados na figura a seguir são bastantes distintos no formato das isolinhas e distribuição das espessuras na bacia. Northfleet et al. (1969) apontam a maior espessura de rochas da unidade (80 m) em uma área alongada com direção aproximadamente norte-sul, estendendo-se desde o sudeste do estado de Mato Grosso do Sul até a região noroeste do estado de Santa Catarina e abrangendo todo o centro-oeste do estado do Paraná.

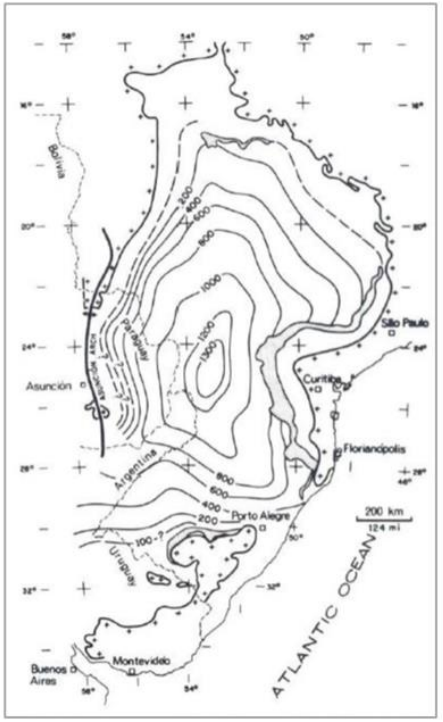
Hachiro (1996) indica 70 m como a espessura máxima do Subgrupo Irati, em área situada do centro-sul do estado de Santa Catarina a centro-norte do estado do Rio Grande do Sul, onde se alonga em estreita faixa com orientação nordeste-sudoeste pelo oeste desse estado. A diferença na delimitação dessas áreas deve ser devida à quantidade de poços usados por cada autor, que incluíram aqueles perfurados pela Petrobrás e pelo Consórcio Paulipetro (CESP-IPT) no caso de Hachiro (1996).

Zalán et al. (1990) apresentam um mapa de isópacas contendo a seção estratigráfica entre a base da Formação Serra Alta e o topo da seção permiana na bacia, representada por uma discordância no topo do Grupo Passa Dois (Figura 8). Essa seção estratigráfica corresponde a espessura mínima a ser perfurada verticalmente antes de se atingir o topo do Membro Assistência da Formação Irati.

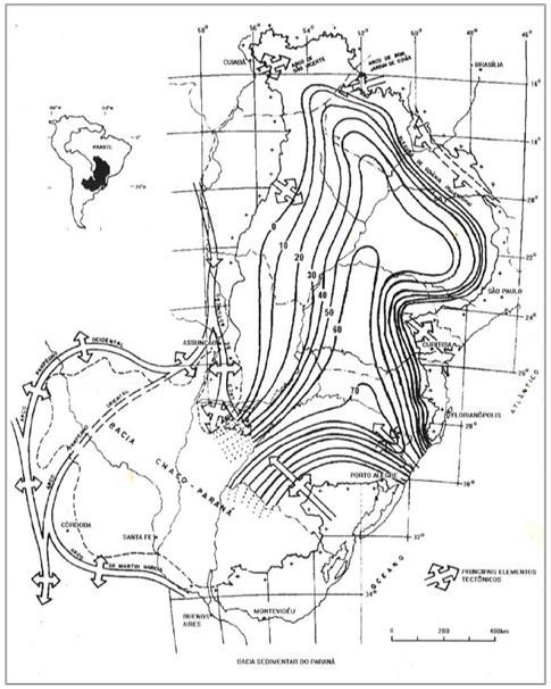
Figura 8 – Comparação entre mapas de isópacas da Bacia do Paraná



(NORTHFLEET, et al., 1969)



(ZALÁN, et al., 1990)



(HACHIRO, 1996)

Fonte: (HACHIRO, 1996), (NORTHFLEET, et al., 1969) e (ZALÁN, et al., 1990) .

2.8. Ciclo de vida do fraturamento hidráulico baseado na experiência de países produtores

Até algum tempo atrás os projetos de exploração e produção de recursos energéticos eram subdivididos em tarefas completamente desconexas, e não como um fluxo de trabalho contínuo. Os geólogos elaboravam mapas de subsuperfície, os geofísicos, por sua vez, através de dados sísmicos, apuravam e refinavam a interpretação geológica, e os engenheiros de perfuração eram envolvidos no processo somente quando o alvo da perfuração já havia sido selecionado pelos geólogos (CLOUZEAU, et al., 1998).

Nos últimos anos, porém, os desafios, principalmente técnicos para o segmento de óleo e gás aumentaram, em virtude de novas necessidades que foram surgindo, majoritariamente nos setores de exploração e produção, como:

(i) Extração de recursos energéticos em águas ultra profundas;
(ii) Extração na modalidade não convencional.

De modo a se adequar a esta necessidade mais recente e moderna da indústria, atualmente, equipes multidisciplinares trabalham de forma mais integrada, com objetivos claros de redução de custos, além da obrigação de mitigação de riscos e atrasos no programa como um todo, seja no início dos projetos de exploração, seja no final da vida produtiva de um campo produtor.

A extração do gás de folhelho em particular, graças a propriedades diferenciadas de permeabilidade e porosidade da rocha, representa muitos desafios, e desta forma requer uso da técnica de fraturamento hidráulico.

O processo em si do fraturamento hidráulico, por sua vez, é precedido de muitas outras etapas, sendo a mais importante a deliberação por perfurar o poço. A decisão de perfurar um poço, seja de produção convencional, seja na modalidade não convencional, se inicia com um estudo de viabilidade técnica e principalmente econômica do projeto, e percorre um longo caminho, onde as principais fases seguem listadas abaixo:

(i) Mapeamento do terreno;

(ii) Determinação da locação do poço na busca pelos *sweet spots*[15];

(iii) Otimização da perfuração;

(iv) Espaçamento entre poços;

(v) Questões regulatórias;

(vi) Atendimento às necessidades ambientais (SCHLUMBERGER, 2018).

Kennedy (2015) trata todas as etapas do projeto com um olhar mais holístico, voltado para a teoria do ciclo de vida de um ativo, incluindo todos os processos, instalações e equipamentos envolvidos no projeto de um poço de gás de folhelho, que se inicia na fase de exploração do recurso energético, conforme o diagrama de blocos na Figura 9.

Figura 9 – Ciclo de vida de ativos do gás de folhelho

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Kennedy (2015).

Cabe comentar que o conceito apresentado na Figura 9 já é amplamente conhecido e aplicado na indústria moderna de uma forma geral; porém, neste ciclo, diferentemente de uma indústria convencional, há a fase de “Rejuvenescimento”, que se aplica mormente a

[15] Os *sweet spots* são uma determinada área em um *play*, que possa vir a representar um melhor potencial de produção. Trata-se da locação do poço. Estes pontos são definidos pela abundância de recursos estimados, seja pela espessura da rocha geradora, entre outros fatores. Estes dados são objetos de estudos obtidos através de dados geológicos, dados levantados em abordagens sísmicas ou obtidos através da perfilagem do poço (SCHLUMBERGER, 2020).

indústria de óleo e gás, e será esclarecido mais adiante. Kennedy (2015) alerta que cada depósito de gás de folhelho é único e, portanto, todas as escolhas e decisões técnicas devem ser tomadas avaliando-se cada caso em particular.

Orientado por este fluxograma, representado no diagrama da Figura 9, será feita uma análise do ciclo de produção sob a ótica da experiência adquirida por países produtores, principalmente os Estados Unidos, com destaque para a Fase de Desenvolvimento, onde ocorre de fato a operação de fraturamento hidráulico.

2.8.1. Fase 1 - Exploração

A fase de exploração consiste na identificação de onde será a melhor locação para explorar um determinado *play*[16]. Isto significa que deverá existir um estudo prévio, um rastreamento de uma determinada área, onde os operadores através de pesquisas, principalmente por exploração sísmica, procuram pelos "*sweet spots*", de forma a determinar o volume de gás do reservatório a ser explorado, levando-se em consideração que, estas locações (*sweet spots*) são minimamente função de:

(i) Teor de carbono orgânico total;
(ii) Maturidade térmica;
(iii) Espessura da camada;
(iv) *Gas in place* (conceito a ser elucidado ainda neste subcapítulo, um pouco mais adiante);
(v) Mineralogia da rocha.

Porém, há que se observar que, se uma determinada área reunir a maioria das características citadas acima, mas não for mineralogicamente ideal para se fraturar, não se trata, portanto, de um *sweet spot* (KENNEDY, 2015). Esse autor revela ainda que, além dos grandes operadores norte-americanos, países como China, Arábia Saudita, Argentina, Austrália e México também já realizam estudos exploratórios desta natureza, como por exemplo, a realização de levantamentos sísmicos em 3D, que poderão revelar informações importantes sobre falhas geológicas, e maiores entendimentos acerca da espessura e continuidade lateral da formação.

[16] Trata-se por *play* exploratório, um alvo, uma porção uniforme de uma bacia sedimentar em relação aos controles geológicos para a formação de acumulações de petróleo e gás natural (EPE, 2019).

Há, complementarmente, o entendimento de que os *sweet spots* representam uma "janela de oportunidade", ou seja, uma área com um volume de rocha tal, com características especiais de porosidade, permeabilidade, entre outros fatores, que possui a probabilidade de se produzir mais hidrocarbonetos do que em outras áreas circundantes (PETERS, et al., 2016). Os autores acrescentam que os métodos geoquímicos existentes para identificação dos *sweet spots* sejam ainda muito empíricos.

Além de localizar os *sweet spots* é necessário também determinar o chamado GIP, ou do inglês, *gas in place*, que pode ser compreendido como sendo o gás existente em um reservatório, seja o volume de gás recuperável, seja o volume irrecuperável (WANG; KRUPNICK, 2013), e é um dos fatores críticos para avaliar a questão econômica de um reservatório de gás não convencional (LABANI; REZAEE, 2015).

A maturidade térmica[17] também é, de acordo com Rezaee e Rothwell (2015), outro fator de sucesso para exploração de um *play*, e segundo os autores, esta taxa deve se encontrar em torno de 1,1 a 1,5%.

Adicionalmente, a título de estudos e testes preliminares, Hull (2014) aponta que poços verticais simples podem ser perfurados com intuito de avaliar o potencial do folhelho, a partir de amostras da formação rochosa que são trazidas à superfície para serem analisadas. Durante tais operações de perfuração, ferramentas e métodos específicos são usados para qualificar e quantificar o potencial da formação, como segue:

(i) Mineralogia e geoquímica, com o objetivo de mostrar como o folhelho pode ser melhor explorado;

(ii) Estrutura mecânica, que pode ajudar na qualidade do projeto e na eficiência da estimulação;

(iii) Saturação de gás nos fluidos da formação;

(iv) Existência/volume de fluidos livres, além da interligação entre poros;

(v) Efeitos de pressão/volume/temperatura (PVT).

[17] O processo de exposição de uma rocha geradora ao calor ao longo do tempo recebe o nome de maturidade térmica, e à medida em que esta rocha sofre com o soterramento por sucessivas camadas sobrepostas na bacia sedimentar, esta temperatura aumenta gradualmente. Este processo de transformação térmica da matéria orgânica é que faz com que uma rocha geradora possa gerar petróleo (MC CARTHY, et al., 2011).

Vale destacar também que, graças ao fato de que nas formações de folhelho o gás se encontrar mais disperso e em grandes áreas, ao contrário do recurso encontrado na formação convencional, o risco exploratório é muito menor (MIT, 2011).

2.8.1.1. Terreno (*pad*) para produção de gás natural não convencional

Quando da procura por um terreno, de maneira geral, um operador leva em consideração a necessidade de uma área de aproximadamente 20.000 m², conforme foto apresentada na Figura 10, que mostra um exemplar de *pad* no oeste da Pensilvânia/EUA. Essa área deve passar por compactação, além de terraplanagem, visando à obtenção do melhor *layout* para acomodar equipamentos que serão utilizados em todas as fases do ciclo de vida da operação como um todo.

Há que se encontrar também um local apropriado para instalação de uma base estável para uma plataforma de perfuração, além do atendimento a necessidade de uma infraestrutura adequada de acesso, de modo a viabilizar a logística da operação, que envolve a circulação de máquinas pesadas e de caminhões-pipas em operações de carga e descarga (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2016).

Figura 10 – *Pad* para extração de gás de folhelho no oeste da Pensilvânia (EUA)

Fonte: (AEA, 2015).

Além da correta disposição de equipamentos, o espaçamento entre os poços horizontais, caso exista o plano de se ter mais de um por poço vertical no *pad*, deve ser observado nesta fase, pois trata-se de um aspecto primordial do ponto de vista de produção, uma vez que poços adequadamente espaçados melhoram a drenagem do reservatório, e o operador pode dimensionar cada poço de acordo com as características do reservatório, eliminando a tentativa e erro relacionada ao perfil do poço e ao projeto do fraturamento da rocha (HULL, 2014).

Conforme Zoback e Kohli (2019) apontam, existem outras vantagens em se ter mais de um poço por *pad*, afinal de contas, existe toda uma otimização de infraestrutura; melhor explicando, haverá uma só estrada de acesso, apenas um gasoduto para escoamento da produção, além do fato de se minimizar consideravelmente o impacto ambiental das operações, uma vez que, somente um *rig*[18] (equipamento de perfuração) se moverá na área de operação do *pad* por uma distância de aproximadamente 10 m para perfuração de outros poços.

Com base na experiência norte-americana, compete destacar que muitos *pads* produtores trabalham muito próximos uns dos outros, se beneficiando da infraestrutura de gasodutos para escoamento da produção, bem como das inúmeras estradas que interligam essas unidades produtivas, como pode ser observado na foto aérea da Figura 11, onde podem ser avistadas inúmeras estações produtoras de gás natural não convencional bem próximo umas das outras.

[18] Alguns operadores fazem uso de equipamentos de perfuração que se movem sem necessidade de montagem/desmontagem (ZOBACK; KOHLI, 2019).

Figura 11 – Vista aérea de dezenas de *pad*s no Campo de Jonah, estado norte-americano do Wyoming (EUA) interligados por uma extensa malha rodoviária

Fonte: (University of Wisconsin-Madison, 2014).

2.8.2. Fase 2 - Avaliação

Similar em muitos aspectos a etapa anterior, a de exploração, na fase 2 são perfurados ainda mais poços de avaliação do que na etapa anterior, na intenção de dar continuidade à caracterização do reservatório, sejam estes poços verticais, para levantamento de dados, sejam horizontais, para testes de fraturamento hidráulico e determinação do comprimento lateral (KENNEDY, 2015).

Segundo Wang e Krupnick (2013), é fundamental conhecer no detalhe a geologia do reservatório para decidir a correta locação, quantidade e de que modo estes poços serão perfurados e estimulados.

2.8.3. Fase 3 – Desenvolvimento: etapa das perfurações verticais e horizontais, além do fraturamento hidráulico

Nesta etapa, Kennedy (2015) aborda o plano de desenvolvimento de campo, no qual os operadores precisam colocar em prática e considerar a montagem de todos os

equipamentos, incluindo tubulações e instalações, culminando com a operação do fraturamento hidráulico (*fracking*) propriamente dita. Esse autor aconselha também que nesta fase seja feito um processo de comparação do programa até então planejado (versus) executado, revisitando os processos já desenhados, verificando eventuais desvios, obtendo desta forma um aprendizado com possíveis falhas ocorridas, com a intenção de garantir que o plano de perfuração e completação esteja de acordo com o potencial inicialmente planejado.

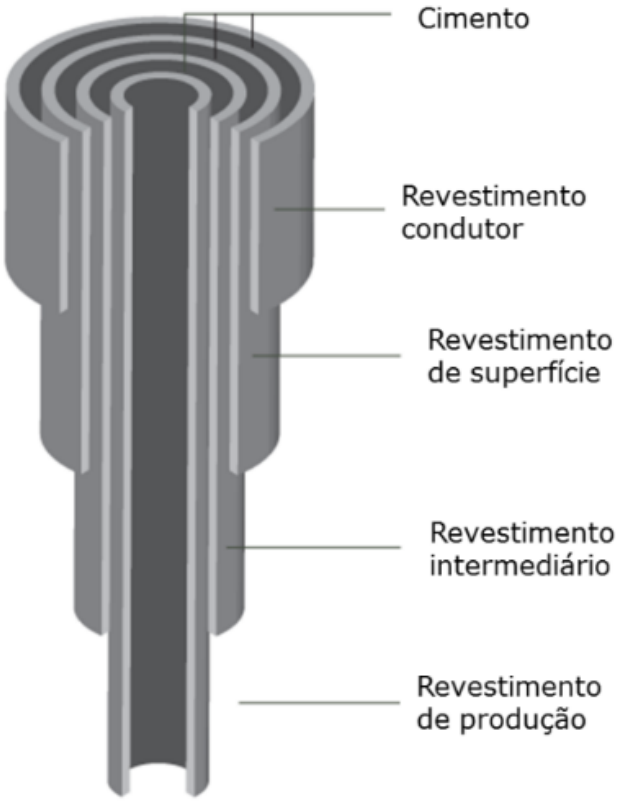
2.8.3.1. Atributos da perfuração vertical

O caminho para se chegar ao gás de folhelho passa obrigatoriamente pela perfuração de um poço vertical, que é perfurado em local determinado pelos estudos prévios, sejam geológicos e geofísicos, conforme afirmado anteriormente. Hull (2014) elucida que o conhecimento adquirido pelos operadores norte-americanos para aperfeiçoar a locação exata do poço colabora diretamente na decisão da perfuração e na produtibilidade dele.

Em relação ao comprimento da perfuração vertical, Rahm et al. (2015) afirmam que os poços verticais geralmente têm extensão que varia entre 1.500 m e 3.700 m. Zendehboudi e Bahadori (2016) ampliam esta faixa, afirmando que a profundidade típica varia entre 1.000 m e 5.000 m. Inclusive, os autores citados imediatamente acima acrescentam que profundidades inferiores a 1.000 metros apresentam concentrações e pressões de gás menores, o que dificulta a recuperação do gás. Em contrapartida, formações com profundidades superiores a 5.000 metros possuem permeabilidade tão reduzida que o custo de perfuração e desenvolvimento do campo se torna muito elevado.

É principalmente na perfuração vertical que deve existir a preocupação com a possibilidade da contaminação da água doce contida nos aquíferos. Portanto, um poço, principalmente em sua porção vertical, deve possuir necessariamente camadas de aço intercaladas com camadas de cimento, de forma a impermeabilizá-lo, de acordo com o croqui apresentado na Figura 12. Este revestimento estabiliza e protege o furo de poço e ainda impede que os fluidos se movam entre camadas da formação (HALLIBURTON, 2008).

Figura 12 – Esquema típico de revestimento de um poço



Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Encana Corporation (2019).

Outra situação que deve ser devidamente endereçada juntamente com a construção da porção vertical do poço são os chamados *blowouts*[19], que podem acontecer graças à pressão de gás subterrânea, e é um dos fatores básicos de precaução de contaminação das águas subterrâneas no que diz respeito a eventuais vazamentos do poço. Para tanto, são instalados sistemas denominados *blowout preventers*, que são um conjunto de válvulas de segurança fixadas na cabeça do poço de modo a controlar a pressão do poço e evitar o fenômeno (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2016).

A experiência dos norte-americanos com o tema mostra que eles tratam rigorosamente destas proteções e vão além, regulamentando também a profundidade em que o revestimento deve ser instalado, a resistência dos materiais utilizados, bem como as condições de teste de integridade física do cimento utilizado. Adicionalmente a estas práticas citadas, é ainda necessária a apresentação de relatórios técnicos após o processo de cimentação evidenciando

[19] Trata-se de um fluxo descontrolado de fluidos que fluem em direção à cabeça do poço. O fenômeno pode ocorrer durante todos as fases de operação do poço, não estando, portanto, associado única e principalmente às atividades relacionadas à perfuração (SCHLUMBERGER, 2020).

a perfilagem do poço. Tais práticas reforçam a visão de que a correta instalação e manutenção da cimentação e do revestimento são fundamentais para a integridade e segurança dos poços a longo prazo (RICHARDSON, et al., 2013).

Uma contaminação é um risco ao processo como um todo, onde fluidos tóxicos, ou mesmo o próprio gás, extraídos dos poços podem vazar. Tal risco encontra-se associado à baixa qualidade da cimentação, ou também a eventuais trincas dos tubos de revestimento em função de corrosão avançada (JACKSON, et al., 2013). Porém, vale destacar que, no Reino Unido, nos últimos 30 anos, cerca de 10% dos mais de 2000 poços perfurados *onshore* em reservatórios convencionais passaram por fraturamento hidráulico, sem que houvesse registro de dano ambiental (MAIR, et al., 2012).

No tocante a cimentação, uma eventual imperfeição da integridade do poço, está mais provavelmente atrelada às elevadas concentrações de metano termogênico contidas em águas subterrâneas rasas e pontos de suprimento (CTMA/PROMINP, 2016).

Após a perfuração vertical, inicia a perfuração horizontal, objeto da próxima seção desta dissertação.

2.8.3.2. Particularidades da perfuração horizontal

Após a perfuração vertical, fazendo uso de equipamentos e ferramentas de perfuração direcional, o poço será perfurado horizontalmente, e de acordo com Mair et al. (2012), a perfuração horizontal pode ser considerada como um caso especial de perfuração direcional, na qual o poço é desviado para um plano horizontal com o objetivo de se atingir a formação rochosa onde o gás natural encontra-se aprisionado.

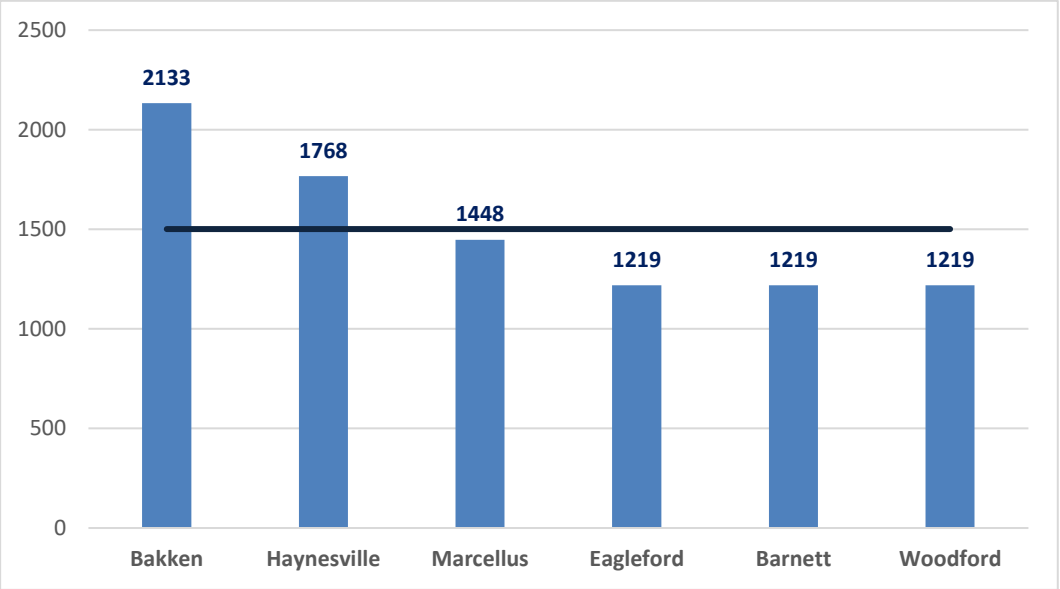
Porém, antes do desvio da perfuração para o plano horizontal, geólogos e geofísicos fazem uma dupla checagem dos dados já levantados através de cálculos e softwares, e por sua vez, o mesmo é feito pelos engenheiros, que são os responsáveis por eleger o *kick-off point*, ponto onde ocorre o desvio entre as perfurações vertical para a horizontal, e que será detalhado logo a seguir no próximo subcapítulo.

Adicionalmente, Hull (2014) esclarece que até vinte poços horizontais podem ser perfurados em um único bloco exploratório, facilitando desta maneira, o acesso a uma grande área do reservatório.

A perfuração horizontal estende o poço por vários milhares de metros a mais (RAHM, et al., 2015), e é válido registrar que não existe uma concordância exata quando o tema é a extensão da perfuração horizontal entre os autores pesquisados.

Lage et al. (2013) informam que poços horizontais podem ser perfurados horizontalmente com até 1.200 m de extensão e em diferentes direções, e após período compreendido entre trinta e quarenta dias de perfuração, já é possível fazer a completação da cabeça de poço, isto é, realizar o conjunto de operações, que permite o início da produção de um poço de gás (ou óleo). Carpenter (2014) entende que o comprimento do poço horizontal pode variar entre 1.200 e 3.000 m. Já Okwen et al. (2011), afirmam que o comprimento de um poço horizontal, devido à restrição da espessura vertical da formação geológica, pode ultrapassar o comprimento de um poço vertical (OKWEN, et al., 2011). Houve casos nos quais um operador conseguiu êxito ao perfurar lateralmente mais de 3.000 m (CRUMP, et al., 2013). A Figura 13, exibida logo a seguir, traz um gráfico com o levantamento do comprimento médio da perfuração horizontal em alguns dos principais *plays* dos EUA.

Figura 13 – Comprimento médio de um poço horizontal (em metros) em alguns *plays* nos EUA



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Chong et al.[20] (2010, apud Euzen, 2011).

[20] CHONG, K. K.; GRIESER, W. V.; PASSMAN, A.; TAMAYO, H. C.; MODELAND, N.; BURKE, B. E. **A completion guidebook to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades.** In: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

Além do comprimento do poço horizontal, existem mais dois desafios a serem superados na visão de Khan e Yadav (2013), sendo eles:

(i) Evitar incidentes com a tubulação que eventualmente possa vir a ficar presa devido a possíveis falhas na seção de construção do poço;

(ii) Atingir a integridade do poço evitando perdas durante a perfuração ou cimentação na seção lateral (KHAN; YADAV, 2013).

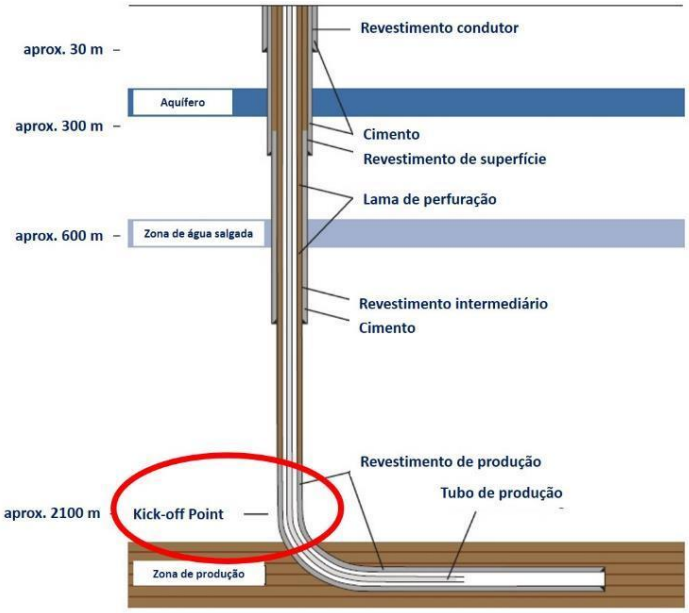
2.8.3.3. Kick-off point

A perfuração direcional é uma técnica utilizada com o objetivo de desviar a trajetória do poço que posteriormente será desviado para o alvo desejado na formação (NOVRIANTI, et al., 2017).

O *kick-off point*, ou apenas “KOP”, é o local do desvio do curso da broca da perfuração vertical quando da necessidade de se curvar o poço para o início da perfuração horizontal (HILLSTROM, 2013), conforme pode ser observado na Figura 14.

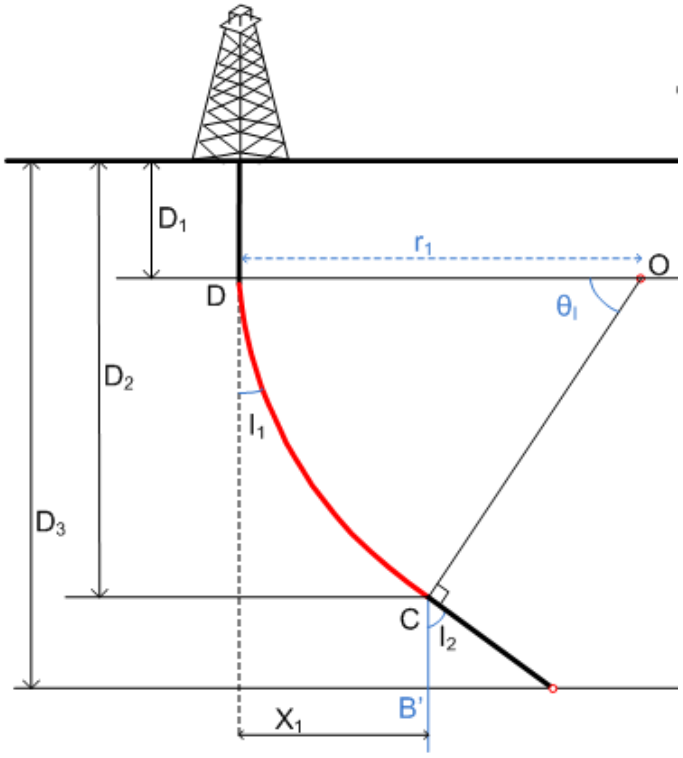
Em uma visão mais ampla, o local do KOP pode ser obtido através dos dados geológicos levantados, baseados em ferramentas de engenharia de perfuração, de forma a satisfazer uma série de restrições de perfuração (CLOUZEAU, et al., 1998). Mais particularmente, o planejamento da trajetória direcional, e consequentemente o KOP, necessitam de diversos cálculos de modo a percorrer a trajetória correta para a perfuração direcional (NOVRIANTI, et al., 2017).

Figura 14 – Esboço da construção típica dos poços vertical e horizontal, com destaque para o *kick-off point* (croqui sem escala)



Fonte: Adaptado pelo autor a partir de MIT (2011).

Figura 15 – Croqui da perfuração direcional e determinação do *kick-off point*



Fonte: (STROMHAUG, 2014).

Apesar de cada caso de perfuração ser único, o *kick-off point* é atingido após processo de direcionamento de uma broca para perfurar ao longo de um caminho horizontal com ângulo aproximado de 85 a 95° (ponto C da Figura 15), da porção vertical do poço (AZAR, 2004). O autor destaca ainda, a divisão de três estágios da perfuração de poços horizontais, a saber:

(i) Seção do furo vertical (cota D1) do croqui de Stromhaug (2014), com início na superfície e que se mantém vertical até profundidade pré-determinada;

(ii) Seção desviada (ponto C), representado no croqui por um ângulo reto, que termina no ponto de entrada do reservatório;

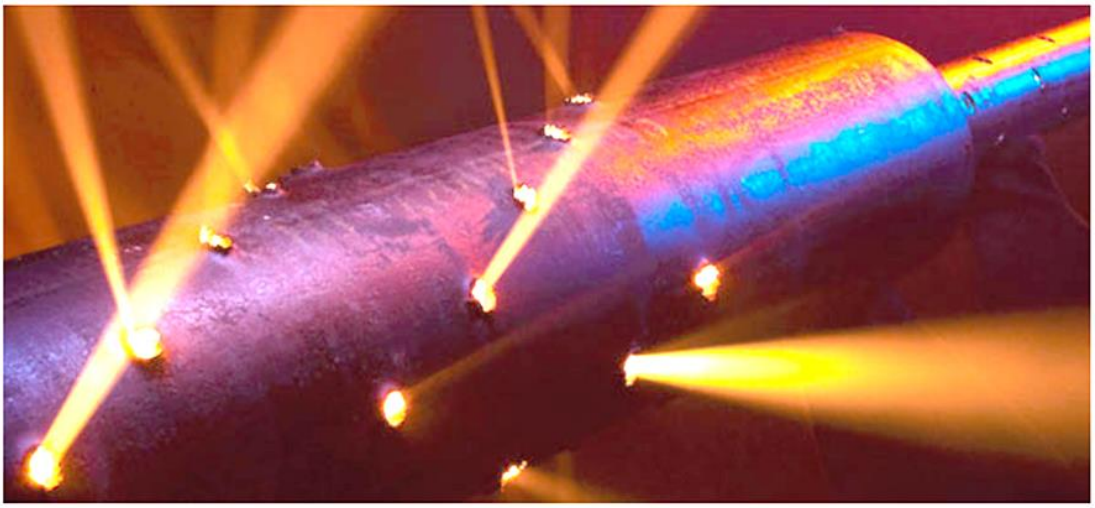
(iii) O terceiro estágio é de fato a perfuração horizontal do reservatório, que tem início no ponto B' do esquema proposto por Stromhaug (2014).

Sugiura et al. (2013) relatam que em 2011 foi introduzida a tecnologia dos sistemas rotativos direcionais, que ganhou destaque entre os operadores, pois estes equipamentos foram projetos para perfurar verticalmente, perfurarem o *kick-off* com ângulos que variam de 8° a 12°/30 metros (aproximadamente) e, também, perfurarem horizontalmente em uma operação única distâncias de até 1.800 m em reservatórios não convencionais. Estas características fazem com que o sistema reduza muito a interface existente entre homem e máquina, além de tecnicamente reduzir a tortuosidade do furo.

2.8.3.4. Canhoneio

Após a instalação do poço horizontal, aplica-se um método rápido e efetivo, denominado de canhoneio, mostrado na Figura 16. Este recurso consiste na detonação de pequenas cargas de explosivos através de um tubo perfurado, fazendo com que o revestimento adjacente à formação de produção, já devidamente instalado, sofra pequenas perfurações, ao longo de intervalos de interesse, de modo a gerar uma primeira fragilização naquilo que virá a ser a fratura hidráulica (ZENDEHBOUDI; BAHADORI, 2016). Feita a aplicação dessa técnica, pode ser executado o fraturamento hidráulico da rocha.

Figura 16 – Canhoneio



Fonte: (SCHLUMBERGER, 2019).

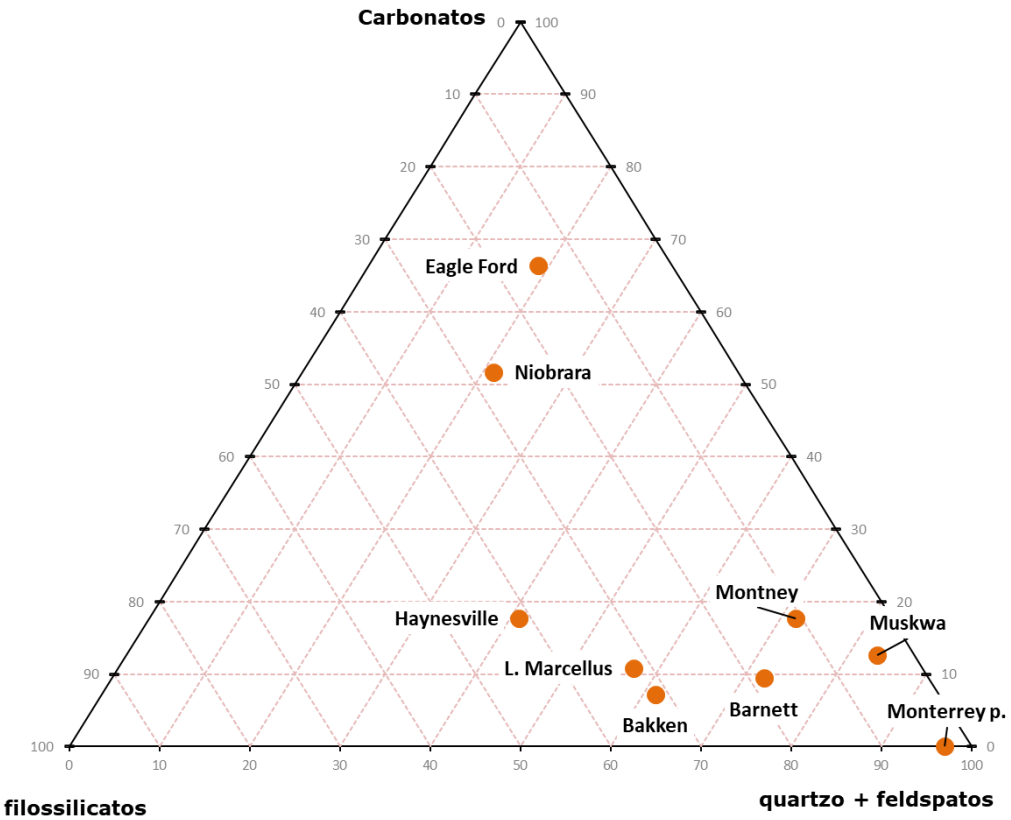
2.8.3.5. Composição mineral mais apropriada para o fraturamento hidráulico

A mineralogia pode afetar diretamente a fragilidade do folhelho. As formações mais ricas em argila são mais dúcteis e, desta forma, existe uma possibilidade muito grande de apenas se deformarem, ao invés de quebrarem, como é de se esperar que aconteça, sob influência do estresse submetido pela alta pressão do fluido aplicado quando do processo de fraturamento hidráulico. Por outro lado, os folhelhos quartzosos têm um comportamento mais frágil no sentido da Engenharia, ou mais rúptil no sentido da Geologia, e tendem a quebrar mais facilmente sob aplicação de uma alta pressão (EUZEN, 2011). Sendo assim, deve-se avaliar cuidadosamente a proporcionalidade das três principais classes de minerais que podem compor o folhelho: carbonatos, quartzo e argilominerais.

Peters et al. (2016), entre outros autores, propõem uma metodologia esquemática e semiquantitativa de mensurar a fragilidade de um folhelho, a partir de um gráfico ternário que mostra, gráfica e proporcionalmente, a composição média do folhelho com os minerais que compõem predominantemente essa rocha (quartzo, carbonatos e argilominerais). Desta forma, os operadores interessados em um melhor aproveitamento do *play* a ser explorado, após levantarem os dados mineralógicos da formação e inserí-los neste diagrama, poderão avaliar qual será o comportamento da rocha, qual a melhor posição para locação de poços horizontais e a sua fragilidade para o fraturamento hidráulico.

Na Figura 17, segue exemplo de um diagrama ternário, contendo a composição média (pontos em laranja) de alguns dos principais *plays* da América do Norte. Baseado na figura, observa-se que os *plays* Montney, Barnett, Muskwa e Monterey possuem folhelho com composição quartzo-feldspática. Já outros, como Eagle Ford e Niobrara, são mais enriquecidos em carbonatos.

Figura 17 – Diagrama ternário com a composição mineral de folhelhos produtores de gás natural na América do Norte



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Peters et al. (2016).

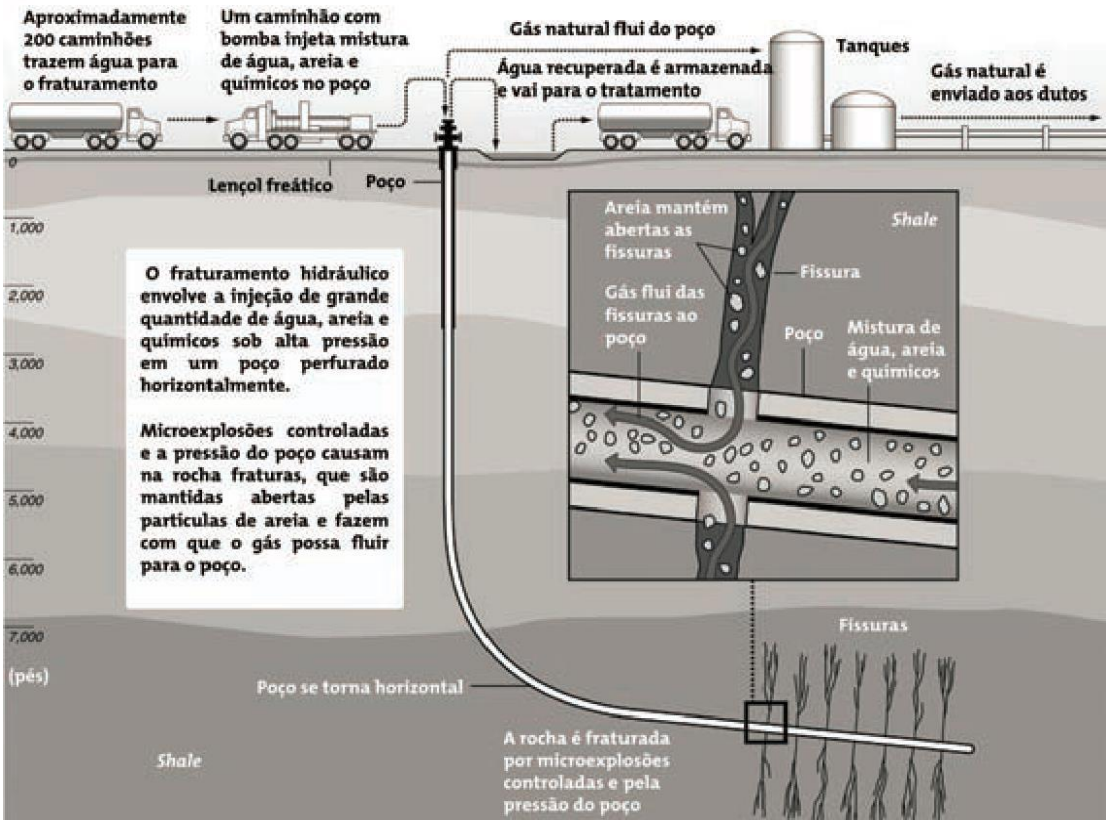
Este diagrama será objeto de estudo quando da comparação entre as amostras de folhelhos coletadas na Formação Irati e os *plays* mostrados na Figura 17.

Complementarmente, Stevens (2013), em um outro trabalho que teve como objetivo a comparação da experiência do Reino Unido com a norte-americana, cita que, além de existir grandes recursos tecnicamente recuperáveis de gás de folhelho nos EUA, venturosamente, a camada de folhelho encontrada comumente em território norte-americano contém baixo teor de argilominerais, o que facilita a fratura. Em contrapartida, para o Reino Unido, o estudo observou, em geral, a existência de um maior teor de argila.

2.8.3.6. Fraturamento hidráulico

O fraturamento hidráulico, ou *fracking* (Figura 18), é um método de extração de recursos não convencionais, seja óleo ou gás natural, no qual a pressão hidráulica de uma mistura composta por água e areia, que representam de 98 a 99,5% do fluido de perfuração, além de outros aditivos químicos, é injetada sob pressão com o objetivo de criar fraturas artificiais em uma formação contendo folhelho, facilitando a recuperação destes recursos (EPA, 2018) e (FRACFOCUS, 2010). De acordo com Chong et al.[21] (2010, apud Euzen, 2011), a pressão utilizada para o fraturamento hidráulico pode variar de 3.000 a 14.000 psi, algo equivalente entre 205 e 953 bar.

Figura 18 – Croqui ilustrativo do processo de Fraturamento Hidráulico



Fonte: (LAGE, et al., 2013).

[21] CHONG, K. K.; GRIESER, W. V.; PASSMAN, A.; TAMAYO, H. C.; MODELAND, N.; BURKE, B. E. **A completions guide book to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades.** In: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

Necessário elucidar que, apesar de parte da água utilizada no processo de fraturamento poder ser reciclada, são usadas grandes quantidades deste fluido, algo em torno 5 milhões de galões, ou seja, 19.000 m³. Este volume depende:

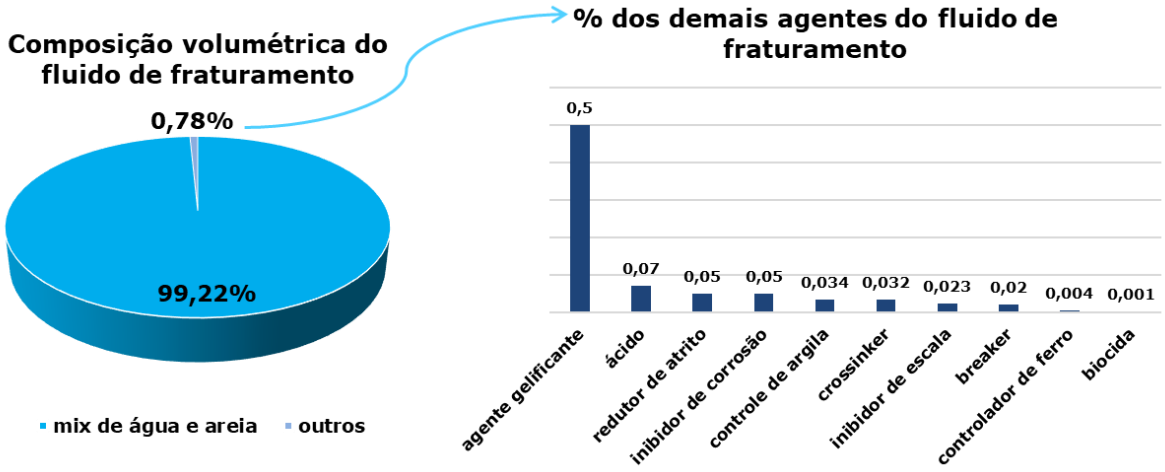
(i) Da profundidade;
(ii) Comprimento horizontal;
(iii) Número de vezes que um poço é fraturado (EPA, 2010).

A publicação do Instituto Tecnológico de Massachusetts de 2011, referente ao futuro do gás natural nos EUA sugere um número um pouco mais modesto, da ordem de 16.000 m³ (MIT, 2011). É importante mencionar que nos EUA, a depender das leis vigentes onde o *play* encontra-se geograficamente inserido, é permitido que os produtores extraiam água de aquíferos ou rios (THORN, 2015).

Mais detalhadamente, se atendo a composição da mistura do fluido para o *fracking*, verifica-se que, além da areia, outros agentes de sustentação têm a função de manter as fraturas abertas imediatamente após o término do bombeamento (KENNEDY, 2015). Já o residual da mistura formada por produtos químicos, possui, entre outras características, como as funções de evitar o crescimento e proliferação de bactérias além da prevenção de corrosão do revestimento interno do poço (FRACFOCUS, 2021). Adicionalmente, ainda de acordo com Fracfocus (2021), outra função de um, dos outros tantos aditivos, é a de reduzir o atrito, que irá fazer com que os fluidos e areia de fraturamento sejam bombeados para a cabeça do poço a uma taxa mais alta e pressão reduzida do que se o operador do poço fizesse uso somente de água. Interessante salientar que a quantidade e proporção da mistura de aditivos químicos dependerão das peculiaridades do poço perfurado.

O gráfico da Figura 19 apresenta mais especificamente as porcentagens volumétricas médias de aditivos químicos utilizados no tratamento de poços submetidos ao fraturamento hidráulico. Vale reforçar que as fraturas excedem o ponto de ruptura do folhelho e são feitas na porção horizontal do poço; inclusive, estas podem se prolongar por centenas de metros distantes do poço (EPA, 2018), e, em virtude do fraturamento da rocha, o gás flui na porção horizontal do poço até o segmento vertical, para a coleta apropriada do recurso (RAHM, et al., 2015).

Figura 19 – Composição volumétrica de um fluido de fraturamento



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de FRACFOCUS (2021).

Hull (2014) contextualiza que, pequenas perfurações podem ser inseridas em algumas porções de fraturas naturais já existentes, ou em áreas mais voltadas a possuir características que a definam com uma facilidade maior para o fraturamento hidráulico. Estas perfurações podem fornecer informações descritivas sobre a rocha, influenciando a forma como o fraturamento hidráulico deve ser aplicado.

De acordo com Gandossi (2013), o fraturamento hidráulico de folhelho pode ser baseado em diferentes tipos de fluido, incluindo água, espuma (*foam*), óleo, ácido, álcool, emulsão e fluidos criogênicos, como CO_2 líquido. No que diz respeito ao fraturamento hidráulico baseado em água existem cinco tipos distintos:

(i) *Zipper fracturing*: trata-se de uma modalidade de *fracking* que envolve a estimulação simultânea de dois poços horizontais paralelos, onde as fraturas criadas em cada poço se propagam uma em direção a outra;

(ii) Fraturamento por Cavitação através de vibração hidráulica: técnica desenvolvida no Instituto de Mecânica Técnica em Dnipropetrovsk, na Ucrânia, que consiste no fraturamento fazendo uso de uma ação de pulso de água pressurizada, e é considerada como uma tecnologia sustentável, uma vez que utiliza água pura, sem o uso de aditivos químicos. Gandossi (2013) alerta que, excetuando-se apenas um texto encontrado *on-line* em um *blog* na *web*, não foram encontrados artigos ou outras quaisquer fontes de literatura

confiáveis que poderiam proporcionar maiores detalhes técnicos da aplicação do sistema citado;

(iii) *Hydra-jet fracturing*: técnica que combina hidrojateamento com fraturamento hidráulico, envolvendo o uso de ferramentas especiais;

(iv) Fraturamento Hidráulico Exotérmico: consiste na injeção de produtos químicos quando do tratamento de fraturamento hidráulico que, mediante uma reação, geram gás e calor, aumentando a pressão localizada que acaba por resultar em fraturas;

(v) Fraturamento hidráulico aprimorado por jateamento de pressão de água: o método consiste em se aumentar o número e a variedade de fissuras hidráulicas com uso de gel explosivo nas fissuras. A detonação da pressão da água é realizada pela detonação do explosivo, e desta forma, as ondas de choque de água que se formam aliados às pulsações de bolhas produzidas pela explosão ocasionam uma alta taxa de deformação na parede de rocha que circunda o buraco. Importante ressaltar que a técnica não se mostra econômica (GANDOSSI, 2013).

O estudo brasileiro elaborado pelo Comitê Temático de Meio Ambiente (CTMA) em 2016, aponta que a Petrobras executou mais de 12.000 atividades de fraturamento hidráulico em várias bacias sedimentares brasileiras, em mais de 5.000 poços. Porém, tais registros referem-se ao fraturamento hidráulico executado em reservatórios convencionais, ou seja, com permeabilidade maior do que a dos reservatórios não convencionais, mas que ainda assim, de alguma sorte, requerem o auxílio da estimulação hidráulica para liberação do gás. Vale o destaque de que nestas perfurações citadas não houve nenhuma constatação de danos ambientais aos aquíferos (CTMA/PROMINP, 2016).

2.8.4. Fase 4 - Produção

Kennedy (2015) interpreta a fase de produção como sendo o monitoramento e otimização dos indicadores de produção, ou seja, da rotina dos processos de trabalho.

Falconi (2002) levanta alguns pontos importantes do gerenciamento da rotina de trabalho, mas não se limitando a:

(i) Padronização dos processos e do trabalho;

(ii) Monitoramento dos resultados, que devem sempre ser comparados às metas previamente estipuladas;

(iii) Ao se deparar com desvios no processo produtivo, deve haver o estabelecimento de um plano de ação de modo a corrigir, ou no mínimo mitigar estes desvios (FALCONI, 2002).

Cuidados com corrosão e incrustações também devem ser minuciosamente gerenciados e, portanto, deve existir um programa de tratamento químico para os equipamentos e instalações (KENNEDY, 2015). Adicionalmente, o autor alerta principalmente para que exista preocupação com o meio ambiente em todas as fases do ciclo de vida dos ativos, porém, considera a fase de produção como sendo a mais crítica, uma vez que, é nesta fase, em que os recursos energéticos são trazidos à superfície. Ainda no tocante a este tema, considera importantíssima a gestão dos recursos hídricos envolvidos no processo, e recomenda fortemente a reutilização de água no processo.

2.8.5. Fase 5 - Rejuvenescimento

Poços não convencionais possuem a característica de reduzirem significativamente seus volumes de produção após alguns anos de terem sido perfurados. Partindo desta premissa, Kennedy (2015) acredita que exista, após avaliação minuciosa neste aspecto, uma oportunidade de se realizar um “rejuvenescimento” em alguns poços através de novos fraturamentos, ou seja, “refraturar” um poço que já foi anteriormente hidraulicamente fraturado (SHAH, et al., 2017). Essa técnica é aplicada pelos operadores de forma a aumentar os índices de produção, além de melhorar a recuperação final de gás dos poços (SHAH, et al., 2017).

Thorn (2015), além de considerar o refraturamento, afirma que os poços podem ser fraturados de forma faseada e múltiplas vezes. O relatório produzido por CTMA/PROMINP (2016), mais conservador, cita a possibilidade de apenas dois fraturamentos durante o ciclo de vida de um poço: o inicial, e um segundo, sendo este último em uma fase mais avançada; porém o estudo não fornece detalhes de quando o período ideal para “refraturar” na fase mais avançada.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo descreve a sequência e a metodologia de análise de dados com as quais o trabalho foi desenvolvido. O capítulo se encontra dividido em cinco partes, refletindo as cinco fontes de dados que serviram de análise para esta seção da dissertação, conforme Tabela 4, a seguir:

Tabela 4 – Organização do capítulo "Materiais e Métodos"

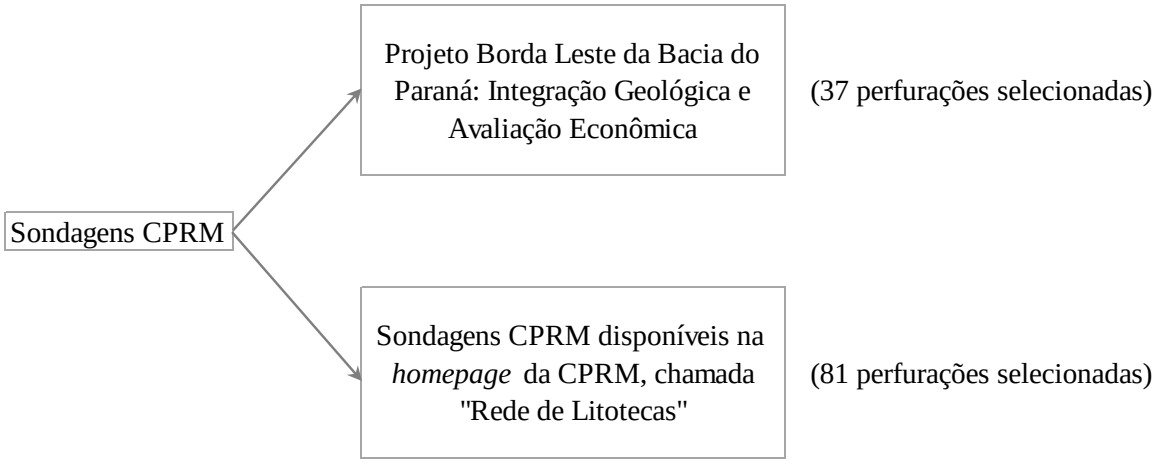
subcapítulo	descrição	Objetivo
3.1	Análise de dados de perfis de sondagem da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) obtidos de duas fontes de dados: (i) Projeto Borda Leste da Bacia do Paraná: Integração Geológica e Avaliação Econômica; (ii) Dados disponibilizados pela biblioteca virtual da CPRM.	Obter dados litológicos, informações sobre profundidades e espessura da camada.
3.2	Análise dos dados disponibilizados por ANP (2020), com o total de 125 poços já perfurados na Bacia do Paraná.	Obter informações a respeito de perfurações.
3.3	Seleção e análise detalhada de 43, do total de 125 poços (ANP, 2020), com ênfase naqueles abordados no trabalho realizado por Ramos e Formoso (1975).	Obter informações a respeito da Fm. Irati em perfurações.
3.4	Análise em laboratório (difração de raios X) de amostras coletadas no campo, em afloramentos da Formação Irati nos estados de SP, PR e SC.	Obter informações a respeito de amostras coletadas em afloramentos da Fm. Irati.
3.5	Comparação das análises mineralógicas da Fm. Irati com folhelhos produtores no exterior	Comparar informações da literatura e dos resultados obtidos a respeito da Fm. Irati com *plays* já produtores.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1 Análise de dados de perfis de sondagem da CPRM

O presente subcapítulo traz duas importantes fontes de dados advindas de sondagens da CPRM, conforme ilustrado na Figura 20.

Figura 20 - Fontes de dados de projetos de sondagens da CPRM



Fonte: Elaborado pelo autor.

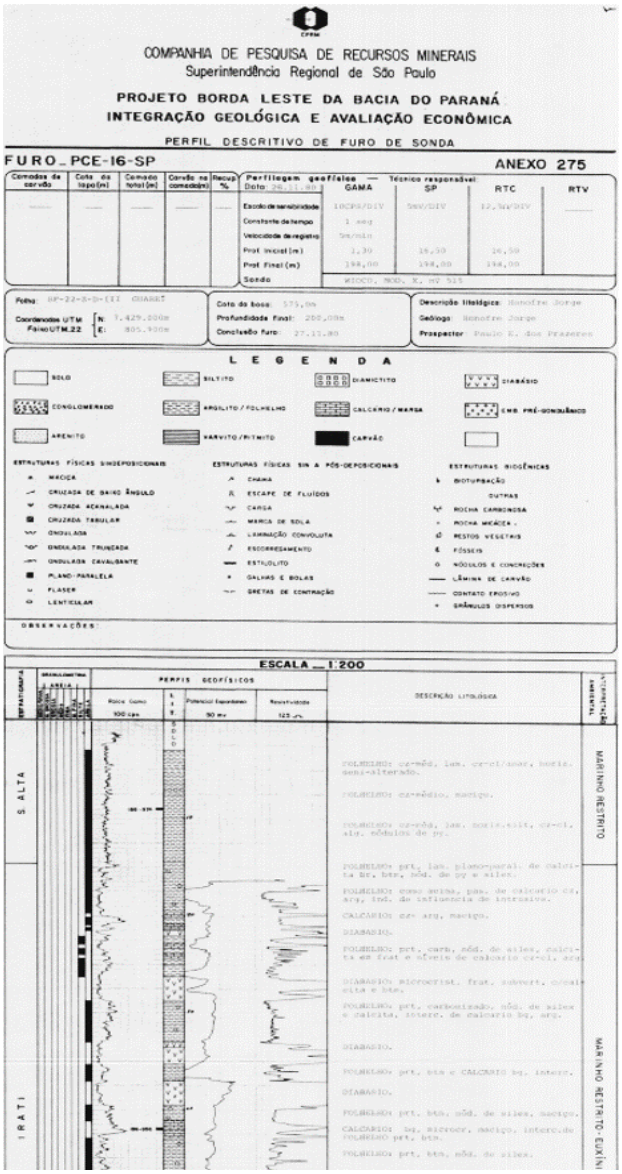
Entre a década de 1970 e início da década de 1980, a CPRM, em um projeto denominado “Projeto Borda Leste da Bacia do Paraná: Integração Geológica e Avaliação Econômica”, realizou estudos de sondagens na Bacia sedimentar do Paraná com o objetivo de verificar o potencial de produção de hidrocarbonetos, trabalho este, compilado por Aboarrage e Lopes (1986).

De maneira muito similar ao projeto supracitado, foram também utilizados dados provenientes de outros projetos da CPRM, que se encontram disponibilizados em sua página na *web*, intitulada “Rede de Litotecas”. Trata-se de um acervo litológico digital composto por amostras de rochas, alíquotas geoquímicas, lâminas petrográficas, materiais de geologia marinha e testemunhos de sondagem, sendo estes últimos, os objetos de interesse desta pesquisa (CPRM, 2020).

Valendo-se, portanto, das duas fontes de dados, Aboarrage e Lopes (1986) e as amostras disponibilizadas na web por CPRM (2009), um universo de 3500 perfis de sondagem foram levantados. Deste total, foram selecionados 118 perfis, que reuniram as características necessárias de acordo com o objetivo desta dissertação, para uma análise mais detalhada. As características que promoveram essa seleção foram: (i) sondagens geograficamente localizadas na Bacia do Paraná e (ii) portadoras de folhelho (preferencialmente, folhelho pirobetuminoso).

Em ambos os relatórios, puderam ser encontrados dados referentes a perfuração, tais como: (i) codificação do furo; (ii) data de execução do furo; (iii) cidade ou localização; (iv) coordenadas geográficas; (v) profundidade final dos furos; (v) descrição litológica; entre outros menos relevantes. Os dados foram extraídos dos relatórios de campo, e tabulados em planilhas, com objetivo de permitir a análise das informações levantadas àquela época. A título ilustrativo, segue na Figura 21 exemplo de um dos relatórios de sondagem.

Figura 21 – Exemplo meramente ilustrativo de relatório de campo do Projeto Borda Leste da Bacia do Paraná: Integração Geológica e Avaliação Econômica



Fonte: (ABOARRAGE; LOPES, 1986).

3.2 Análise dos dados disponibilizados por ANP (2020)

Da mesma forma ao material disponibilizado por CPRM (2009), a ANP também possui em sua *homepage* uma seção denominada “Acervo de Dados”, onde oferece uma relação igualmente muito detalhada em forma de tabela com cerca de 30.000 poços perfurados em território brasileiro por diversos *players* do segmento de Óleo & Gás, com seus respectivos dados, como por exemplo: (i) profundidade, (ii) tipo de perfuração (vertical ou direcional) e (iii) coordenadas geográficas entre outros. Cabe acrescentar que neste grande acervo predominam poços perfurados pela Petrobras, representando aproximadamente 87% deste total (ANP, 2020).

Sendo assim, esta pesquisa também se debruçou sobre este importante banco de dados, e a metodologia aplicada foi também a estratificação dos dados destes poços por bacia sedimentar, focando a análise na bacia de interesse. Desta apuração, 125 poços foram selecionados e mais detalhadamente estudados.

3.3 Análise da Fm. Irati à luz do trabalho produzido por Ramos e Formoso (1975)

Dentro da totalidade dos 125 poços que constam no relatório de ANP (2020), citados no subitem anterior, 43 perfurações da Petrobras realizadas até 1967 foram estudadas por Ramos e Formoso (1975). Os autores produziram informações relevantes sobre os argilominerais presentes na Bacia do Paraná, além de um mapa com as locações destes poços.

Igualmente aos dois subitens precedentes, foi feita uma seleção dos elementos de interesse, tabulação e análise dos dados levantados.

3.4 Análise em laboratório de amostras coletadas em trabalhos de campo

Esta pesquisa dedicou-se também à realização de trabalho de campo para observação de propriedades mineralógicas da Formação Irati e coleta de amostras de folhelho para posterior análise no Laboratório de Caracterização de Rochas de Sistemas Petrolíferos (LABPETRO) do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. A observação ocorreu em frentes de lavra, onde as principais propriedades geológicas observadas foram a espessura e continuidade lateral das rochas da Formação Irati, em especial das camadas de folhelho, além das rochas carbonáticas intercaladas e vulcânicas associadas.

As frentes de lavra visitadas durante a realização dessa dissertação pertencem às seguintes empresas de mineração no estado de SP:

(i) Partecal-Partezani Calcários, localizada no município de Rio Claro/SP;
(ii) Amaral Machado Mineração, município de Saltinho/SP;
(iii) Calcário Cruzeiro, município de Limeira/SP.

Complementarmente, amostras da Formação Irati, oriundas de antigas frentes de lavra da Partecal-Partezani Calcário (Rio Claro/SP) e da Calcário Bernardino (Saltinho/SP), bem como de afloramentos nas proximidades da cidade de São Mateus do Sul/PR e na Coluna White/SC, tradicional coluna estratigráfica brasileira do Gondwana mundial (ORLANDI FILHO, et al., 2006), foram coletadas anteriormente ao início desse trabalho, por parte da equipe de pesquisadores do Projeto Rede GASBRAS (Convênio FINEP 01.14.0215.00), ao qual essa dissertação de mestrado se vincula no IEE/USP, e que foram gentilmente cedidas para o estudo da sua mineralogia por esta pesquisa.

Desta forma, houve um total de vinte e oito amostras disponíveis para análise, que foram devidamente numeradas, conforme os padrões e procedimentos adotados pelo LABPETRO do IEE/USP, e possuem as respectivas coordenadas geográficas do local onde foram extraídas (Tabela 5). Deste conjunto de vinte e oito amostras, quatro são de folhelho da base da Formação Serra Alta.

De modo a facilitar o reconhecimento geográfico do local de coleta das vinte e oito amostras coletadas, foi elaborado o mapa exibido na Figura 22. Para esta localização foi eleito o mapa de isópacas de Zalán et al. (1990), já que a profundidade do topo do Membro Assistência será importante na análise do fraturamento hidráulico da unidade. É possível observar que as amostras tiveram sua procedência na borda leste da Bacia do Paraná, onde as linhas de isópacas representam a espessura mínima a ser perfurada verticalmente antes de se atingir o topo do Membro Assistência da Formação Irati, que varia entre 1300 na parte central da bacia, área oeste do estado do Paraná, e 100 m na borda sul no sudoeste do estado do Rio Grande do Sul.

Tabela 5 – Procedência das amostras coletadas e suas respectivas coordenadas geográficas e numeração adotada no laboratório

Cidade	**Empresa/ Área**	**Local**	**Coordenadas geográficas**	**Amostra**	**n° amostra LAB PETRO**	**Fm.**
Rio Claro (SP)	Partecal-Partezani	IRT-06	47°34'41,80"O 22°30'48,31"S	IRT-06	446	Irati
Saltinho (SP)	Bernardino	IRT-07	47°42'27,37"O 22°53'15,20"S	IRT-07	447	
		IRT-08		IRT-08	448	
		IRT-09		IRT-09	449	
	Amaral Machado	AMM-01	47°43'12,00"O 22°52'47,14"S	AMM-01-01	906	
				AMM-01-02	907	
				AMM-01-03	908	
Limeira (SP)	Calcário Cruzeiro	CCZ-01	47°26'37,51"O 22°32'19,11"S	CRUZ01	913	
				CRUZ02	914	
				CRUZ03	915	
				CRUZ04	916	
				CRUZ05	917	
				CRUZ06	918	
				CRUZ07	919	
				CRUZ08	920	
São Mateus do Sul (PR)	Afloramentos próximos a Petrosix	GBR-137	50°22'43,19"O 25°53'32,99"S	GBR-137A	863	
				GBR-137B	864	
				GBR-137C	865	Serra Alta
		GBR-138	50º23'2,795"O 25º52'34,82"S	GBR-138A	866	Irati
				GBR-138B	867	
		GBR-139	50°24'19,21"O 25°50'42,63"S	GBR-139A	868	
				GBR-139B	869	
				GBR-139C	870	
		GBR-140	50º24'24,372"O 25º50'1,922"S	GBR-140A	871	
				GBR-140B	872	Serra Alta
		GBR-141	50º25'57,175"O 25º47'11,759"S	GBR-141	873	
		GBR-142	50º25'29,766"O 25º47'36,617"S	GBR-142	874	
Coluna White (SC)	Afloramentos próximos a Coluna White	ICR-014	49°28'16,84"O 28°23'14,87"S	ICR-014	862	Irati

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Localização das amostras analisadas nos estados de SP, PR e SC

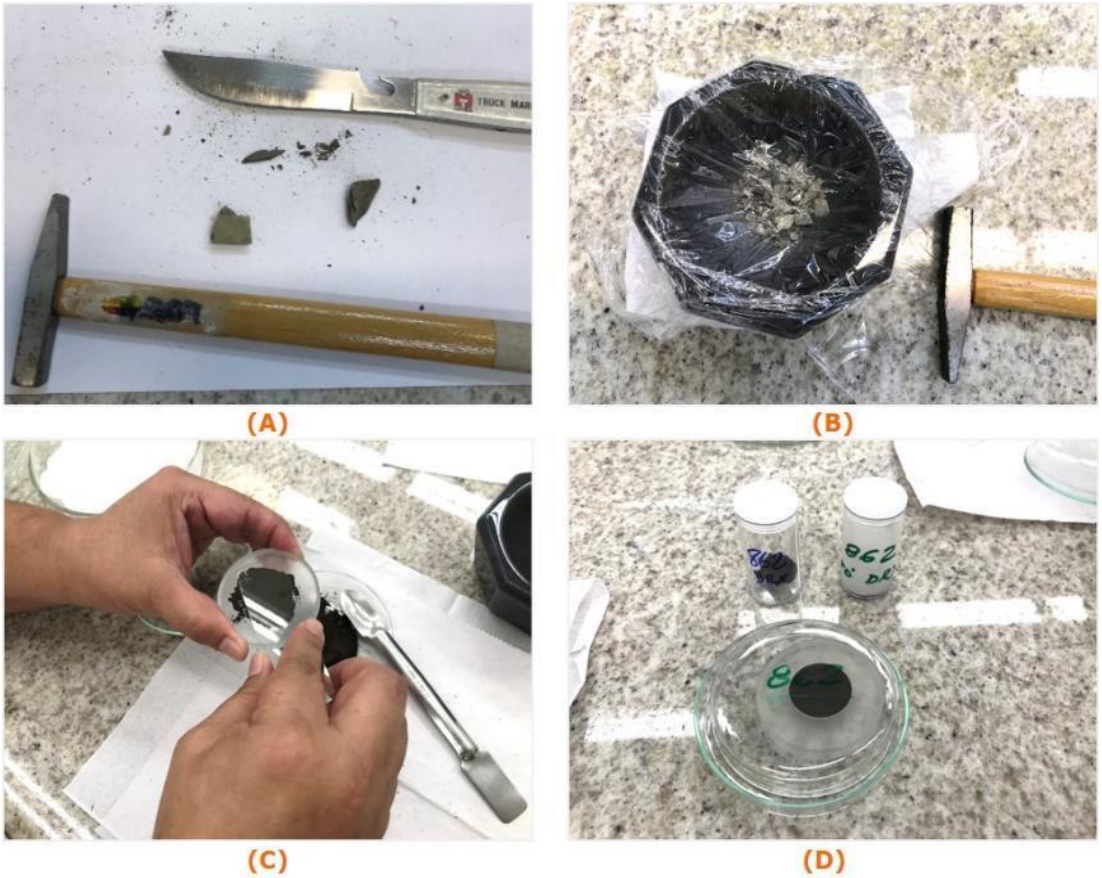
Fonte: Construído pelo autor a partir de CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

3.4.1 Metodologia da preparação das amostras totais de folhelho para análise por DRX

Todas as amostras selecionadas para análise por difração de raios X foram secas em temperatura ambiente. Após o processo de secagem, foram cuidadosamente escolhidos fragmentos representativos dos exemplares em questão, os quais foram destinados à moagem manual com auxílio de almofariz e pistilo de ágata, para obtenção de pó homogêneo, conforme ilustra a Figura 23.

.

Figura 23 – Etapas da preparação de amostra para DRX: (A) obtenção e seleção de fragmentos para moagem; (B) moagem manual; (C) uma alíquota do pó obtido de cada amostra foi prensada sobre porta amostra pela técnica da prensagem de pó (MOORE; REYNOLDS, 1997). Cada porta amostra com o pó prensado foi identificado com numeração fornecida pelo laboratório, que por sua vez identifica o difratograma de raios X; (D) amostra pronta para análises por difração de raios X (DRX)



Fonte: Elaborado pelo autor.

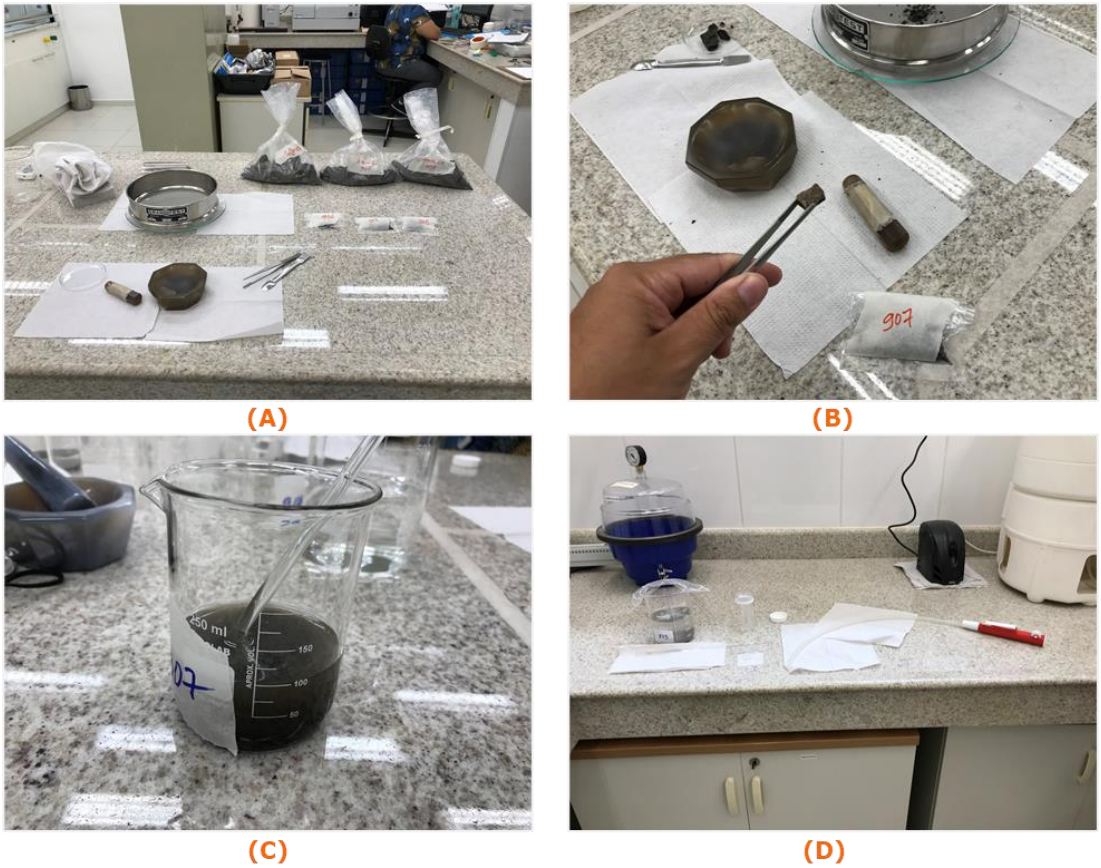
3.4.2 Metodologia da preparação da fração argila para análise por DRX

As mesmas vinte e oito amostras foram igualmente destinadas à análise da fração argila, de forma a avaliar o teor de argila e os tipos de argilominerais presentes nas rochas.

A fração argila inferior a 2 µm possui a função de identificar os argilominerais. A preparação das amostras para obtenção dessa fração fina incluiu as etapas de: (i) secagem das amostras em estufa com temperatura controlada inferior a 40ºC; (ii) moagem manual de fragmentos selecionados de cada amostra, com auxílio de almofariz e pistilo de ágata, peneiramento com trama de 0,35 mm; (iii) tratamento com H_2O_2, adicionando-se água ultrapura e temperatura controlada inferior a 60ºC por no máximo 40 minutos, seguido de

lavagem; (iv) pipetagem da fração argila inferior a 2 µm, conforme pode ser conferido na Figura 24.

Figura 24 – Etapas da preparação de amostra para DRX (fração argila): (A) seleção de fragmentos para moagem; (B) moagem manual; (C) tratamento com H_2O_2, com água ultrapura; (D) pipetagem da fração argila inferior a 2 µm



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4.3 Análise por difração de raios X

Após a preparação das amostras (amostras totais e frações argila), estas foram destinadas à análise por difração de raios X (DRX), visando caracterizar a composição mineralógica global dos folhelhos de forma qualitativa e semiquantitativa.

Essa técnica é usada na identificação de estruturas cristalinas, com aplicação bastante difundida na caracterização mineralógica de solos, sedimentos e rochas, através da exposição do material em pó (obtido após moagem) a um feixe monocromático de Raios X, que difrata a partir de sua interação com planos atômicos formadores da estrutura cristalina. O ângulo de difração irá variar de acordo com o espaçamento (d) entre planos atômicos adjacentes,

sendo determinado pela lei de Bragg ($n\lambda = 2\ d\ sen\ \theta$). O comprimento de onda do feixe incidente (λ) é de 1,54 Å (Ångströms), e θ corresponde ao ângulo entre o feixe difratado e o plano cristalográfico (DINNEBIER; BILLINGE, 2008) e (WASEDA, et al., 2011). Em outras palavras, trata-se de um processo em que sólidos cristalinos produzem padrões de reflexão de Raios X. Assim, como cada mineral possui uma estrutura cristalina própria, caracterizada por planos atômicos com distintos espaçamentos, haverá um conjunto de reflexões difratadas em ângulos específicos. Desta forma, é possível a aplicação da Lei de Bragg e identificar valores de espaçamento entre planos, levando à caracterização do mineral. A comparação com padrões permite identificar (análise qualitativa) e quantificar as fases minerais constituintes da amostra analisada.

Para a análise por difração de raios X foi empregado o Difratômetro Bruker D8 Advance, equipado com detetor LYNXEYE XE e sistema theta-theta, adquirido pelo IEE-USP no âmbito da Rede GASBRAS. Este equipamento se encontra instalado no Laboratório de Ensaios Não Destrutivos da Divisão de Petróleo, Gás Natural e Bioenergia do Instituto de Energia e Ambiente/USP. Os difratogramas foram obtidos com radiação CuK alpha, 40kV, 25mA, *air-scatter* automático, passo de 0,02 grau 2 θ, tempo de aquisição de 3,1 segundo e utilizando fendas primárias de 0,5 mm e secundárias de 1,0 mm.

A identificação dos minerais e o tratamento gráfico dos difratogramas foram efetuados com o software DiffracEva versão 4.2.2 (Bruker ASX GmbH) e com auxílio de fichas de identificação do International Centre for Diffraction Data (ICDD).

3.5 Comparação das análises mineralógicas da Formação Irati com folhelhos produtores no exterior

De forma a remeter ao título da dissertação, este último subcapítulo fecha a Seção de Materiais e Métodos, e buscou avaliar, via revisão bibliográfica, uma comparação das informações levantadas nas seções anteriores com as características mineralógicas mais relevantes das camadas de folhelho dos países já produtores, como EUA, China, Canadá e Argentina.

4. RESULTADOS OBTIDOS

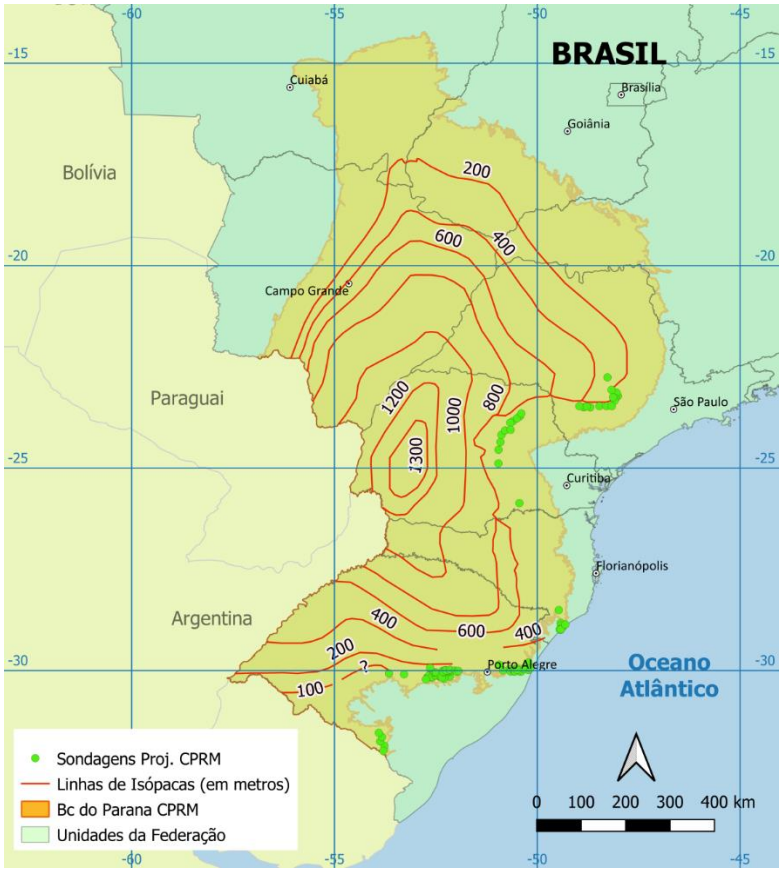
Conforme antecipado no início do capítulo anterior, esta seção também se apresenta subdividida em cinco subseções, refletindo a Tabela 4, de Materiais e Métodos.

O objetivo, ou melhor dizendo, o desafio deste capítulo é fazer com que os quatro primeiros subcapítulos (4.1 a 4.4), de formas e amplitudes variadas, proporcionem um sustentáculo para uma base comparativa com o subcapítulo 4.5, que traz informações de formações produtoras de gás natural extraído na forma não convencional.

4.1 Resultados da análise de dados de perfis de sondagem da CPRM

O total de 118 sondagens dos projetos da CPRM (37 do projeto de Aboarrage e Lopes (1986) e 81 da *homepage* da CPRM), já referenciado no subcapítulo 3.1, encontra-se distribuído em quatro estados: SP, PR, SC e RS, sendo que 14 sondagens foram realizadas no estado de SP, 12 no estado do PR, 8 no extremo sul de SC e 84 no estado do RS, bem próximo a borda da bacia. Cabe acrescentar que estas sondagens abrangem 26 cidades diferentes (Figura 25). O município de Rio Pardo no Rio Grande do Sul, distante 150 km de Porto Alegre, foi o município que mais abarcou sondagens, perfazendo um total de 45.

Figura 25 – Mapa de isópacas (em metros) da seção permiana acima da Fm. Irati, contendo a distribuição do total de 118 sondagens executadas pela CPRM



Fonte: Construído pelo autor a partir de Aboarrage e Lopes (1986), CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

O trabalho de Aboarrage e Lopes (1986) descreve para 37 sondagens, as respectivas litologias, além de fornecer as profundidades de topo e base da Fm. Irati, incluindo as 14 sondagens localizadas no estado de SP, 12 no estado do Paraná, apenas uma em SC, e 10 no RS. Com base nas informações destas profundidades, pode se obter os seguintes dados:

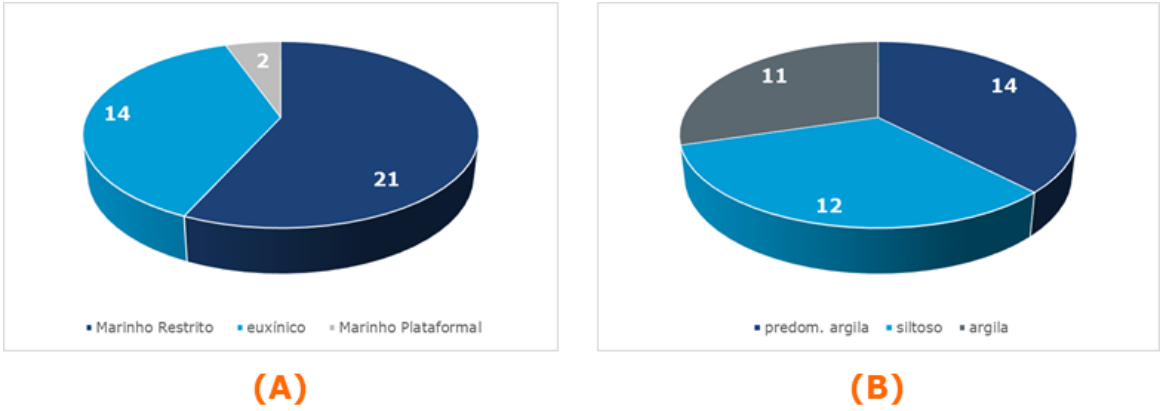
(i) A espessura mínima de 5,5 m foi identificada no furo FP-02-PR (50º 35' 43,582" O; 23º 50' 15,179" S), em Congoinhas no estado do Paraná;

(ii) A espessura máxima é igual a 52 m, no furo PCE-16-SP (48º 0' 40,139" O; 23º 13' 11,297" S), no município de Guareí, estado de São Paulo;

(iii) A média de espessura da Fm. Irati para estas 37 sondagens é de 37,23 m.

Aboarrage e Lopes (1986) trazem ainda outros dois dados importantes que podem ser úteis quando da comparação com as características dos folhelhos de países produtores: (i) ambiente de deposição dos sedimentos da formação e (ii) dados referentes a granulometria. A análise dos dados reportados nos perfis das 37 sondagens permitiu reconhecer que a maioria dos sedimentos foi atribuída a deposição em ambiente marinho restrito (Figura 26A). A análise dos mesmos perfis das 37 sondagens caracteriza a predominância de rochas argilosas a predominantemente argilosas na formação (Figura 26B).

Figura 26 – (A) Tipos de ambientes de sedimentação reportados para a Formação Irati em 37 sondagens realizadas pela CPRM; (B) Granulação das rochas da Formação Irati amostradas em 37 sondagens realizadas pela CPRM



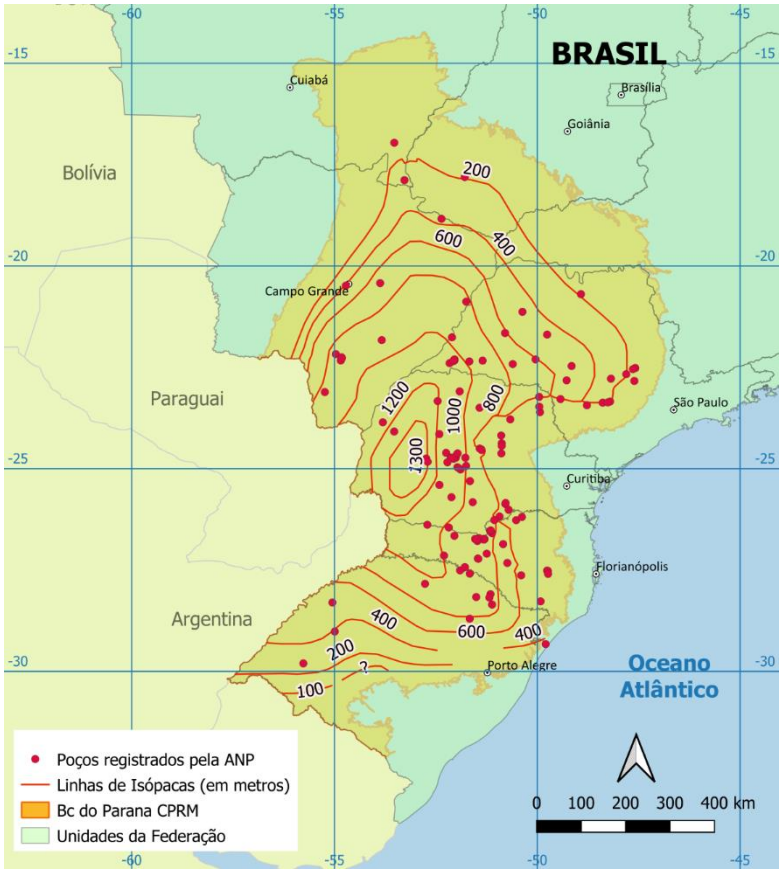
Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Aboarrage e Lopes (1986).

Pode-se concluir, portanto, ao analisar os dois gráficos anteriores que, para a Formação Irati, existe a predominância da origem da formação em ambiente marinho restrito, além da prevalência de partículas no tamanho argila.

4.2 Resultado das análises referentes aos dados disponibilizados por ANP (2020)

De acordo com o levantamento da ANP (2020), dos mais de 30.000 poços já perfurados e registrados ao longo da história em território brasileiro, 125 foram perfurados na Bacia do Paraná[22], ao longo dos seguintes estados, conforme segue: PR (44 poços), SC (29), SP (27), RS (12), MS (10), MT (2) e GO (1), de acordo com a Figura 27.

Figura 27 – Mapa de isópacas (em metros) da seção permiana acima da Fm. Irati com a distribuição dos 125 poços registrados por ANP (2020) na Bacia do Paraná



Fonte: Construído pelo autor a partir de ANP (2020), CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

Na década de 1970, houve um trabalho elaborado por Ramos e Formoso (1975) que analisou 43 poços de sondagem na Bacia do Paraná, entre os quais, 37 fazem parte do universo de 125 poços referenciados por ANP (2020). Ramos e Formoso (1975) apresentaram uma descrição litológica e mineralógica das várias unidades estratigráficas perfuradas, constituindo-se em acervo único sobre a variação composicional das rochas sedimentares da bacia, servindo de base para comparação com dados obtidos em amostras de

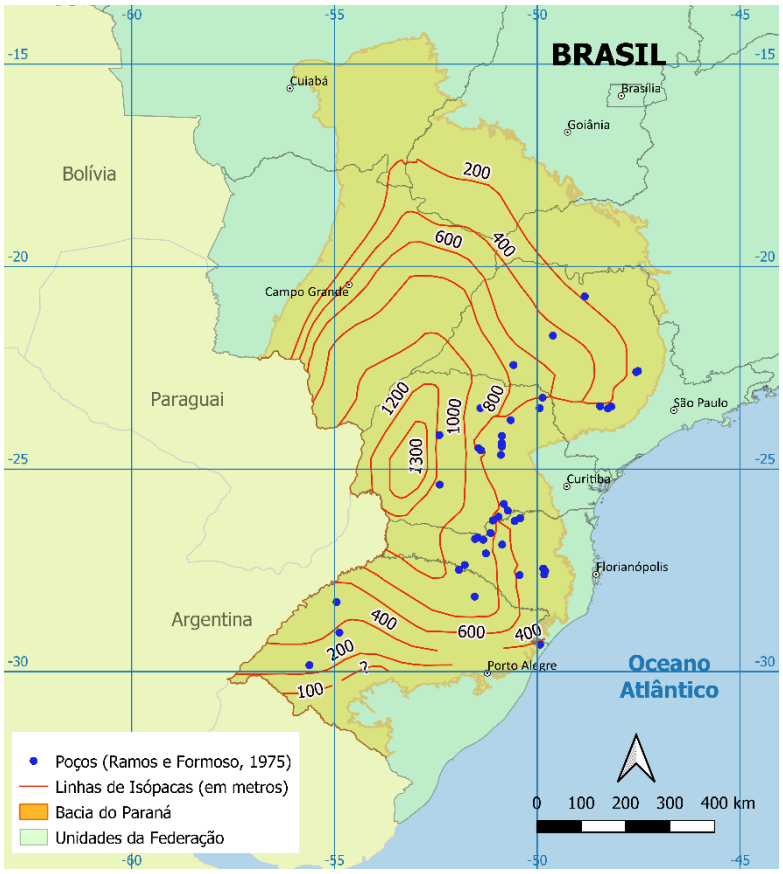
[22] Cabe esclarecer que este levantamento de ANP (2020), não considera poços de caráter exploratórios ou estudos, como os perfurados pela CPRM registrados na seção 4.1.

superfície. Dos poços analisados por Ramos e Formoso (1975), cinco são identificados pela ANP (2020) como “secos com indícios de gás natural”, sendo 02 no estado do PR, 02 no estado de SC e 01 no estado do RS.

4.3. Resultado das análises referente ao trabalho de Ramos e Formoso (1975)

Com o objetivo de identificar os argilominerais presentes na Bacia do Paraná, Ramos e Formoso (1975) analisaram um total de 1052 amostras de testemunhos de sondagem em um universo de 43 poços perfurados pela Petrobras, localizados nas porções sul e leste da bacia, conforme mapa da Figura 28. Consoante com as observações dos autores, a média da espessura da Fm. Irati encontra-se em torno de 50 m nos estados do Paraná e Santa Catarina, sendo que a maior espessura foi encontrada no poço 2-IT-1-RS, (coordenadas 54°59'32,6"O; 29°1'4"S), nas proximidades da cidade Santiago (RS).

Figura 28 – Mapa de isópacas (em metros) seção permiana acima da Fm. Irati com a distribuição dos 43 poços registrados do trabalho de Ramos e Formoso (1975)



Fonte: Construído pelo autor a partir de CPRM (2016), Ramos e Formoso (1975) e Zalán et al. (1990).

Do total de 43 poços, 23 foram objeto deste estudo, focando na Fm. Irati, sendo que, oito apresentam litologia predominante folhelho cinza escuro a preto, por vezes betuminoso ou carbonoso. Estas litologias foram caracterizadas em profundidades variando entre 300 e 2050 m (Tabela 6). A partir da análise via difração de raio x da fração argila de 35 amostras, coletadas nos 23 poços, os autores identificaram a presença usual de quartzo e feldspato, além de illita, argilomineral interestratificado illita-montmorilonita e clorita nas rochas da Fm. Irati (RAMOS; FORMOSO, 1975). Corrensita foi encontrada nos poços 2-LV-RS (Lagoa vermelha, RS) e 1-JZ-1-PR (Jacarezinho, PR). Caulinita não foi identificada nas amostras analisadas pelos autores.

Tabela 6 – Descrição litológica de oito poços contendo folhelho

poço	litologia	Profundidade (m)
1-M-1A-PR	folhelho preto betuminoso	1535 a 1633
1-BN-1-SC	folhelho preto acinzentado a cinza escuro	391,25 a 395,75
1-LA-1-SC	folhelho preto	300,2 a 390
2-MC-1-SC	folhelho preto	1609,35 a 1611,95
2-TG-1-SC	folhelho preto	1328,5 a 1401,5
1-TP-1-SC	folhelho cinza escuro a preto	1840,2 a 2050,5
2-IT-1-RS	folhelho cinza escuro a preto	1535,5 a 1577
2-TO-1-RS	folhelho preto localmente rico em matéria orgânica	682,2 a 723,7

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Ramos e Formoso (1975).

4.4. Resultados das amostras analisadas no IEE/USP

A experiência de campo proporcionou a observação tridimensional das frentes de lavras visitadas, onde pôde ser constatada a espessura e a continuidade lateral da camada, além do contato entre formações. Ainda, em alguns casos, pôde ser observada a Fm. Irati quando em contato com sill de diabásio. Em adição, houve a coleta de material para análises mineralógicas qualitativas e semiquantitativas. A apresentação destes resultados geológicos e mineralógicos se dará pelo local da coleta, nos estados de SP, PR e SC.

Os resultados das análises de difração de raios x são apresentados na Tabela 7 e difratogramas nas figuras que seguem nos próximos subcapítulos, e serão a seguir descritos juntamente com os dados geológicos obtidos para o Membro Assistência da Fm. Irati.

Tabela 7 – Descrição litológica das amostras analisadas no Membro Assistência da Formação Irati

Cidade da amostragem	**Mineração**	**Formação**	**Afloramento**	**Amostra**	**n° amostra LAB PETRO**	**Litologia (campo)**	**Litologia (DRX)**
Rio Claro (SP)	Partecal-Partezani	Irati (topo)	IRT-06	IRT-06	446	folhelho	folhelho carbonático
Saltinho (SP)	Bernardino		IRT-07	IRT-07	447	folhelho	folhelho silicático
			IRT-08	IRT-08	448	folhelho	folhelho silicático
			IRT-09	IRT-09	449	folhelho	folhelho silicático
	Amaral Machado		AMM-01	AMM-01-01	906	folhelho	folhelho silicático
				AMM-01-02	907	folhelho	folhelho silicático
				AMM-01-03	908	folhelho	folhelho silicático
Limeira (SP)	Calcário Cruzeiro		CCZ-01	CRUZ01	913	folhelho	folhelho silicático
				CRUZ02	914	folhelho	folhelho silicático
				CRUZ03	915	folhelho	folhelho dolomítico
				CRUZ04	916	folhelho	folhelho silicático
				CRUZ05	917	folhelho	folhelho carbonático
				CRUZ06	918	folhelho	folhelho silicático
				CRUZ07	919	folhelho	folhelho silicático
				CRUZ08	920	folhelho	folhelho silicático
São Mateus do Sul (PR)	Afloramentos próximos a Petrosix	Irati (médio a inferior)	GBR-137	GBR-137A	863	folhelho	folhelho silicático
		Irati (topo)		GBR-137B	864	dolomito	dolomito
		Serra Alta (base)		GBR-137C	865	folhelho	folhelho silicático

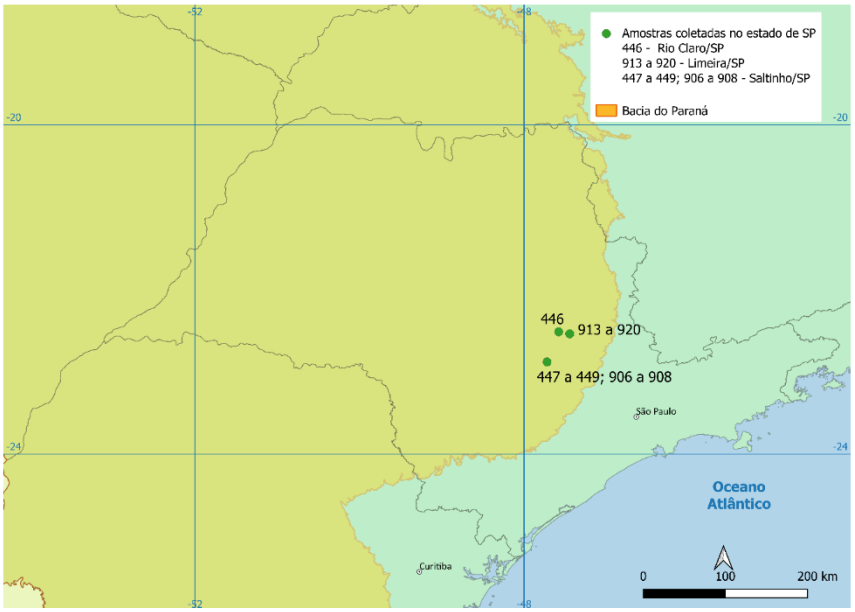
		Irati (topo)	GBR-138	GBR-138A	866	folhelho	folhelho dolomítico
				GBR-138B	867	dolomito	dolomito
			GBR-139	GBR-139A	868	folhelho	folhelho silicático
				GBR-139B	869	dolomito	dolomito
				GBR-139C	870	folhelho e dolomito intercalados	folhelho dolomítico
			GBR-140	GBR-140A	871	folhelho	folhelho dolomítico
		Serra Alta (base)		GBR-140B	872	folhelho	folhelho silicático
			GBR-141	GBR-141	873	folhelho	folhelho silicático
			GBR-142	GBR-142	874	folhelho	folhelho silicático
Coluna White (SC)	Afloramentos próximos a Coluna White	Irati (topo)	ICR-014	ICR-014	862	folhelho	folhelho silicático

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.1. Resultados advindos do estado de São Paulo

No estado de São Paulo foram coletadas quinze amostras, em três frentes de lavra, nos municípios de Rio Claro, Limeira e Saltinho, conforme distribuição mostrada no mapa da Figura 29. Dessas quinze amostras, onze foram coletadas durante os trabalhos desta dissertação, e quatro foram recebidas da Rede Gasbras.

Figura 29 – Mapa com a distribuição das amostras coletadas no estado de SP

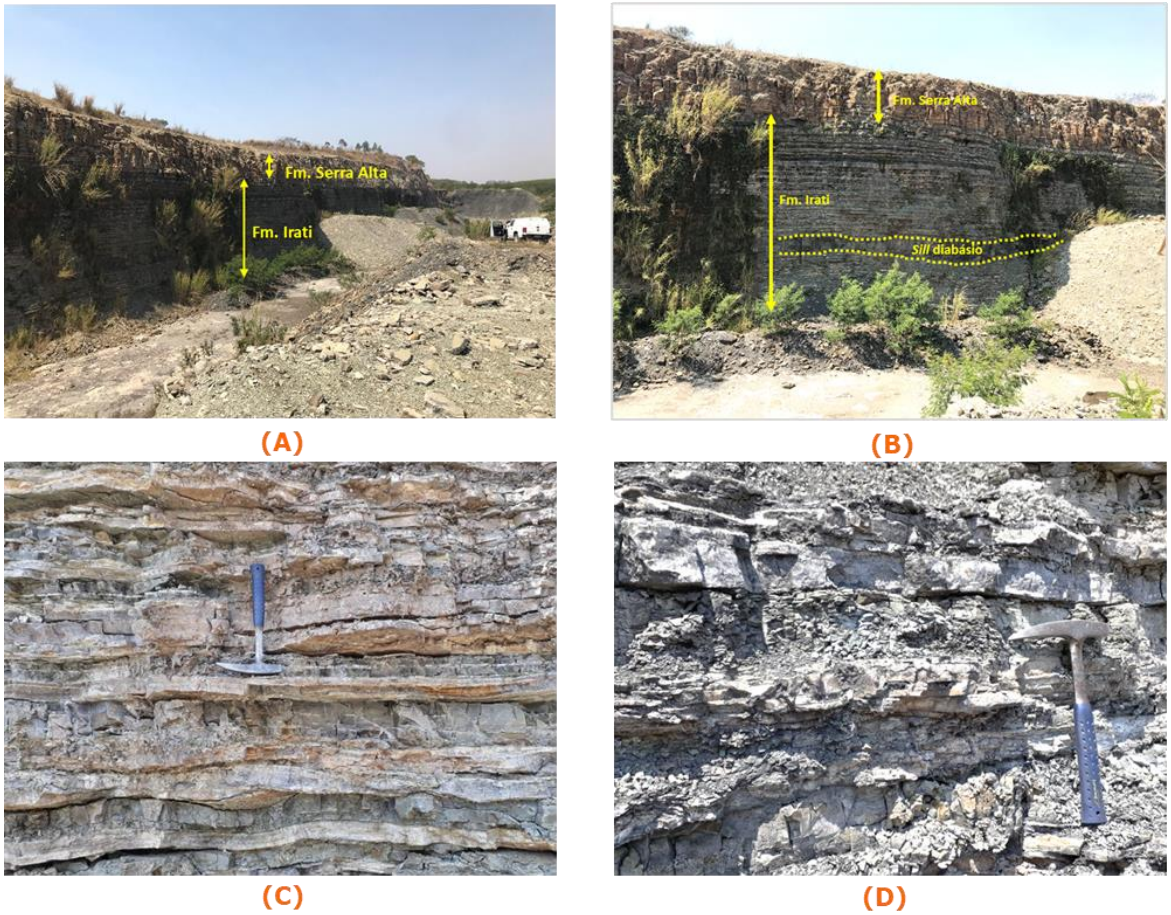


Fonte: Construído pelo autor a partir de CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

4.4.1.1. Amostras coletadas na Mineração Partecal-Partezani (Rio Claro/SP) e Bernardino (Saltinho/SP)

Em Rio Claro/SP, na Mineração Partecal-Partezani Calcários, durante trabalho de campo, notou-se o nítido contato entre as Formações Serra Alta (superior) e Irati (sotoposta) e as características típicas do Membro Assistência (Figura 30A). Adicionalmente, como destacado na Figura 30B, pode-se observar que sill de diabásio com espessura decimétrica intercala-se na Fm. Irati e acompanha lateralmente as rochas dessa formação por distância mínima de 150 m. A porção do Membro Assistência registrado na Figura 30B tem espessura aproximada de 15 m e estende-se lateralmente por pelo menos 150 m. A alternância entre rochas carbonáticas e folhelho ocorre em camadas de espessura centimétrica (Figura 30C e D).

Figura 30 – (A) Vista do afloramento do Membro Assistência da Fm. Irati e o contato entre as Formações Irati e Serra Alta; (B) Detalhe do sill de diabásio intercalado no Membro Assistência da Formação Irati; (C) Detalhe da alternância entre rocha carbonática e o folhelho; (D) Alternância entre dolomito e folhelho



Fonte: Fotos tiradas pelo autor em visita às frentes de lavra da empresa Mineração Partecal em Rio Claro/SP.

Tendo em vista que a frente de lavra visitada para observação da Fm. Irati estava inativa, optou-se por utilizar uma amostra (446) coletada anteriormente pela equipe de pesquisadores do Projeto Rede GASBRAS, enquanto a frente ainda se encontrava ativa, o que tende a garantir melhor qualidade do material.

A amostra 446 junto com outras três amostras (447, 448 e 449), também coletadas pelos pesquisadores da Rede Gasbras na Mineração Bernardino em Saltinho (SP), geraram os difratogramas de raios X apresentados nas Figura 31 (dados de amostras totais) aFigura 34 (fração argila). Pela análise dos gráficos gerados, observa-se que a amostra 446 destoa das demais por conter calcita (identificada pela intensa reflexão em 29.479º 2Θ e d=3.028Å) e serpentina (reflexão intensa em 12.152º 2Θ e d=7.277Å). Por outro lado, nota-se que as

amostras 447, 448 e 449 possuem uma intensidade maior dos picos de quartzo (em especial, 26.661º 2Θ e d=3.341Å, e 20.882º 2Θ e d=4.251Å). Essa distinção encontrada nos difratogramas de amostras totais de folhelho, com reflexões mais intensas de calcita ou quartzo (Figura 31), permitiu refinar a descrição litológica dos folhelhos amostrados, reconhecendo que o Membro Assistência contém folhelho carbonático e silicático (Tabela 8). Os folhelhos silicáticos (amostras 447 a 449) contém ainda feldspato, cuja reflexão em 27.961º 2Θ (d=3.188Å) sugere tratar-se de albita, e gipsita (d=7.587Å em 11.654º 2Θ).

Nos difratogramas de raios X obtidos para a fração argila (< 2µm) (Figura 32 a Figura 34) foi confirmada a presença de filossilicatos, que se distribuem de forma diferenciada entre essas amostras de folhelho. A amostra 446, proveniente de frente de lavra da Mineração Partecal-Partezani Calcários (Rio Claro/SP), contém esmectita e serpentina (d=7.355Å em 12.023º 2Θ), que se apresentam com picos de elevada intensidade, além de mica com reflexão basal (d=10.224 Å) de baixíssima intensidade nos gráficos da argila seca ao ar (Figura 32) e solvatada (Figura 33). A esmectita foi identificada pela reflexão em 5.817º 2Θ (d=15.180Å) (Figura 34), que modificou-se para d=15.180Å (5.817º 2Θ) e d=8.585Å (10.295º 2Θ) após solvatação com etilenoglicol (Figura 33) e para d=9.978Å (8.855º 2Θ) após calcinação por 500ºC/4h (Figura 34), caracterizando o comportamento típico de argilominerais do grupo da esmectita e que permitem sua identificação.

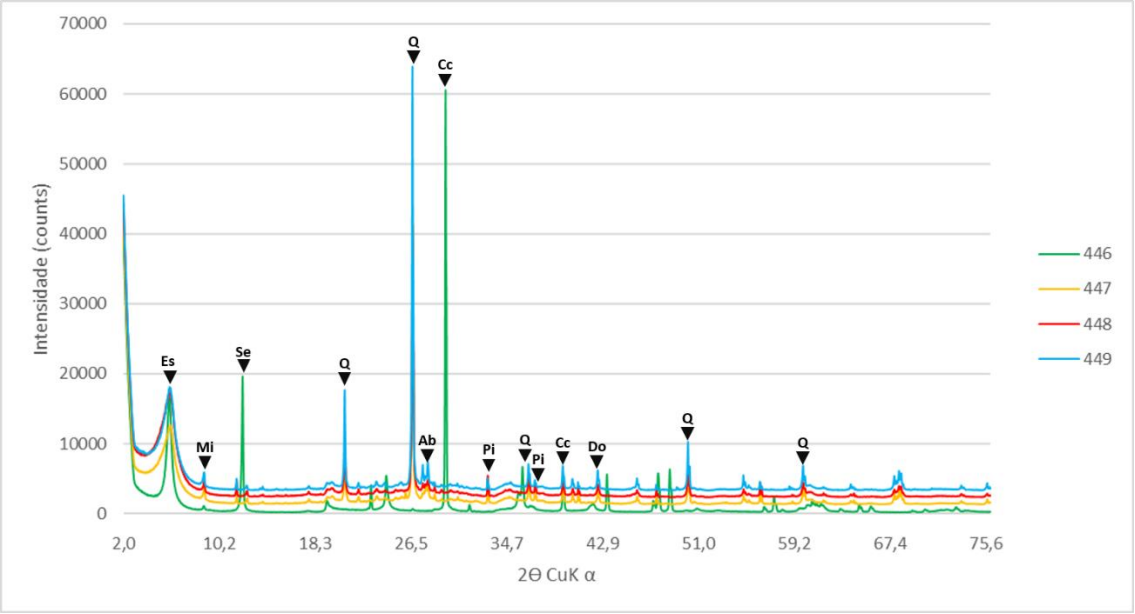
A fração argila das amostras 447, 448 e 449 distingue-se da fração argila da amostra 446 por apresentar corrensita (argilomineral interestratificado ordenado clorita-esmectita) com reflexão de elevada intensidade nos difratogramas obtidos nas três condições de análise: seca ao ar (d=28 Å), solvatação (d=30 Å) e calcinação (d=12 Å). Ocorrem ainda mica e caulinita com baixíssima intensidade nas três amostras, e esmectita nas amostras 447 e 448.

Tabela 8 – Minerais identificados por difração de raios X nas amostras coletadas no Membro Assistência da Formação Irati (Q – quartzo, Ab – albita, C/S – corrensita, C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Es – esmectita, Cl – clorita, I/S – argilomineral interestratificado desordenado ilita/esmectita, Mi – mica, Ill – illita, Se – serpentina, Ca – caulinita, Pi – pirita, Gi – gipsita, Cc – calcita Do – dolomita)

Minerais	**silicatos**											**sulfeto**	**sulfato**	**carbonatos**	
	tecto		**filo**												
amostra	**Q**	**Ab**	**C/S**	**C/Es**	**Es**	**Cl**	**I/S**	**Mi**	**Ill**	**Se**	**Ca**	**Pi**	**Gi**	**Cc**	**Do**
446	●				●			●		●				●	
447	●	●	●		●			●			●	●	●		
448	●	●	●		●			●			●	●	●		
449	●	●	●					●			●	●	●		
906	●	●	●						●		●	●			
907	●	●	●	●					●		●	●			
908	●	●	●						●		●	●			
913	●	●	●					●			●	●	●		
914	●	●	●					●			●	●	●		
915	●			●				●	●			●		●	●
916	●	●	●					●			●	●	●		
917	●			●			●					●	●	●	●
918	●	●	●	●			●	●			●	●			
919	●	●			●			●			●	●			
920	●	●	●				●	●			●	●			
863	●	●			●	●			●		●	●	●		
864	●				●				●						●
865	●						●								
866	●	●					●		●		●		●		●
867	●						●		●		●				●
868	●	●							●		●	●			
869	●	●				●			●		●		●		●
870	●	●			●	●			●		●	●	●		●
871	●	●				●			●		●		●		●
872	●				●				●			●			
873	●	●				●			●		●	●			
874	●	●				●	●		●			●			
862	●	●		●				●	●			●			

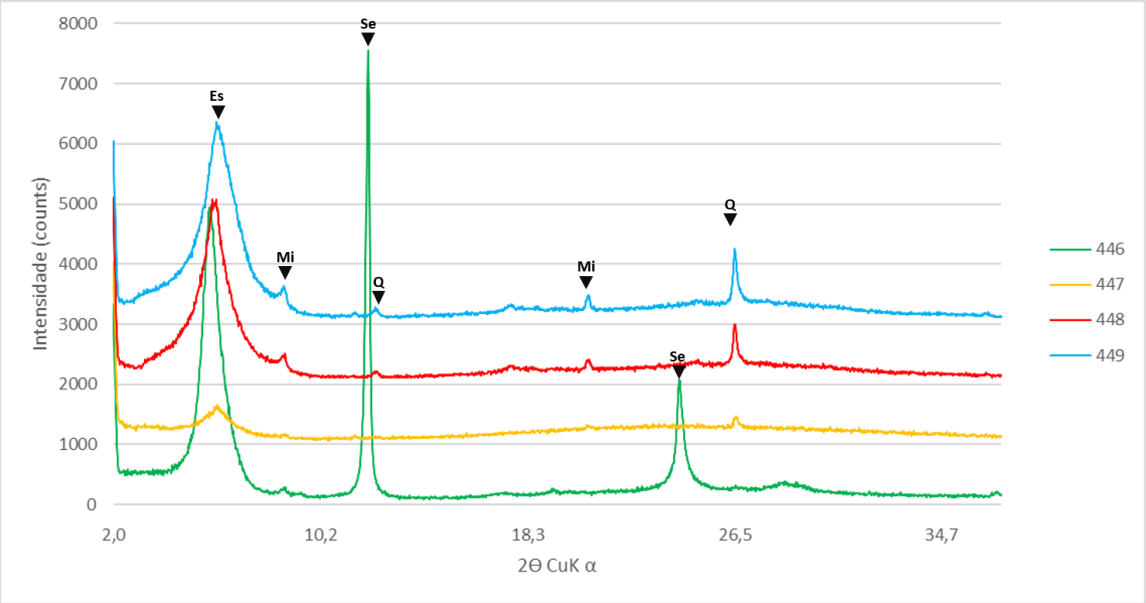
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo, Ab – albita, Cc – calcita, Pi – pirita, Do – dolomita)



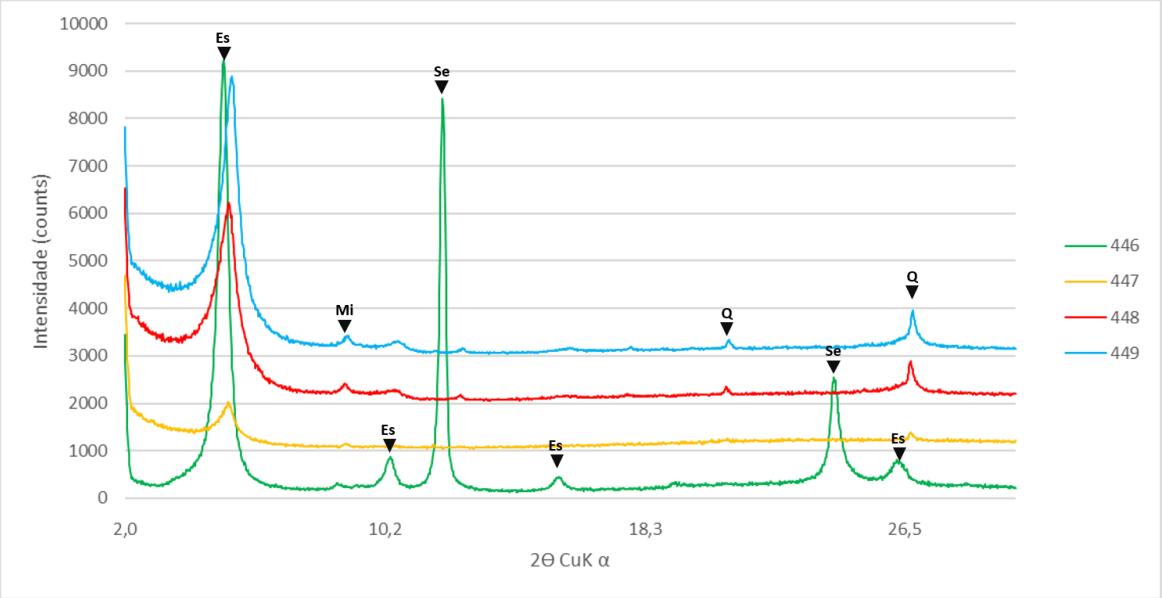
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo)



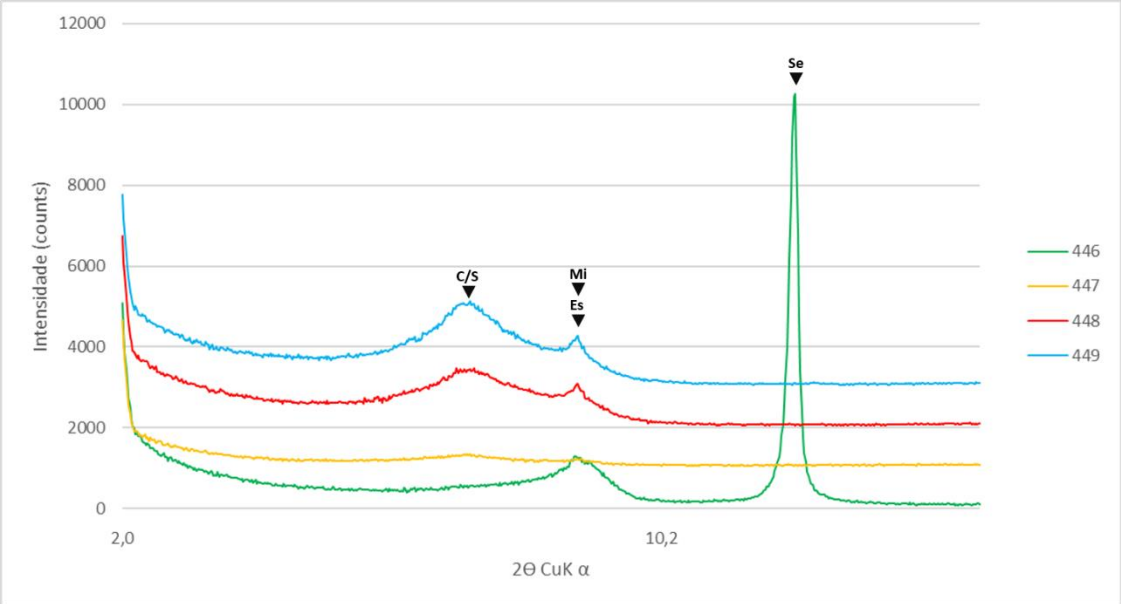
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 446 a 449 (Es – esmectita, Mi – mica, Se – serpentina, Q – quartzo)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 446 a 449 (C/S – corrensita, Mi – mica, Es – esmectita, Se – serpentina)



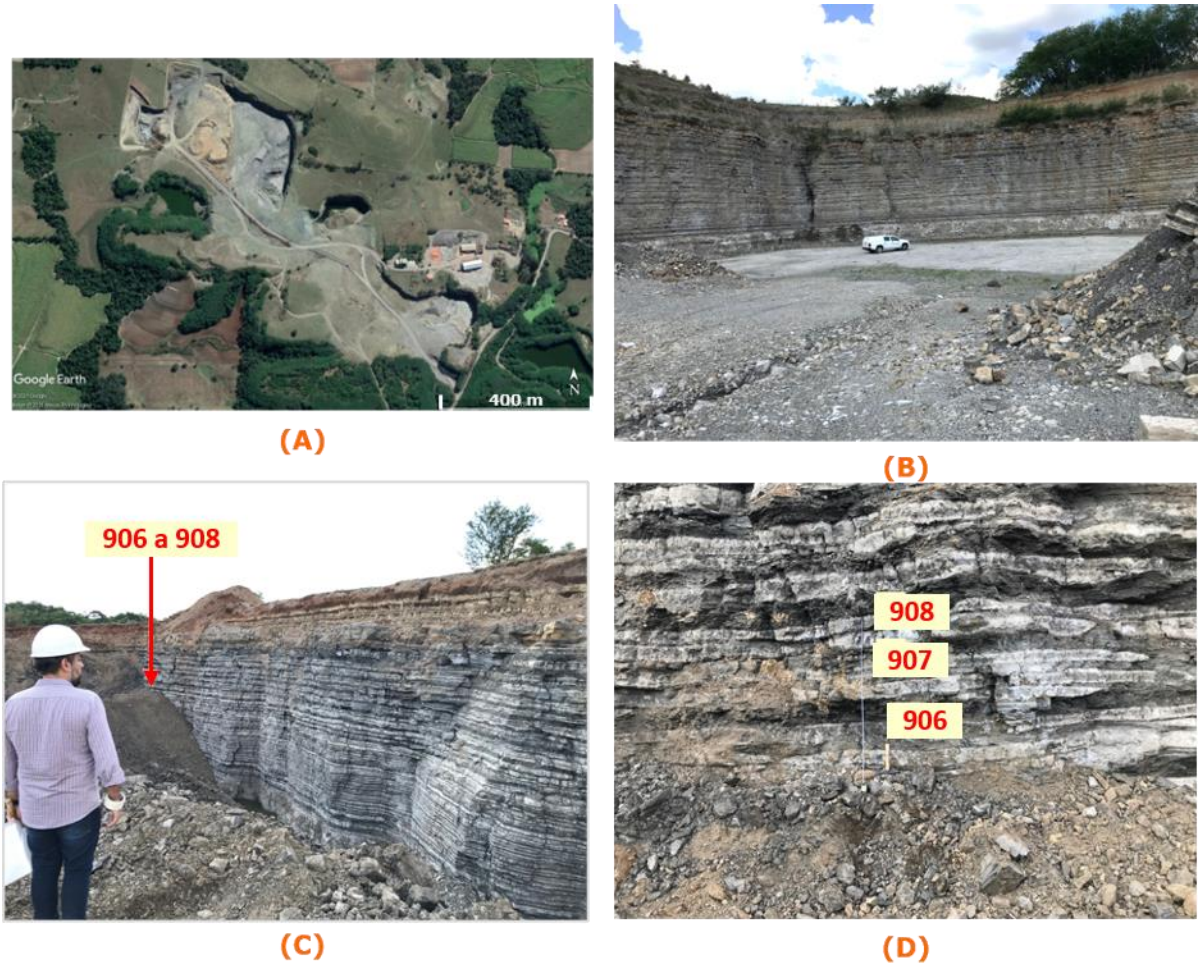
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.1.2. Amostras coletadas em Saltinho (SP)

O trabalho de campo também foi realizado em outra frente de lavra no município de Saltinho/SP, pertencente a empresa Amaral Machado Mineração (Figura 35), de modo a ampliar a observação do Membro Assistência e o acervo de amostras no estado de SP. Neste

local também foi observado o contato geológico entre as Formações Irati e Serra Alta e a regularidade da intercalação das camadas de folhelho (cor cinza escuro na exposição) e rocha carbonática (cor cinza claro) (Figura 35 B e C), que constituem pacote sedimentar com espessura e continuidade lateral mínimas, respectivamente, de 15 m e 1100 m.

Figura 35 – (A) Imagem aérea da Mineração Amaral Machado em Saltinho/SP; (B) Visão da frente de lavra inativa no Membro Assistência da Formação Irati; (C) Visão da frente de lavra ativa no Membro Assistência da Formação Irati, onde foram coletadas as amostras AMM-01 – 01, 02 e 03; (D) Detalhe da alternância das camadas de folhelho e rocha carbonática e posição de coleta das amostras de folhelho

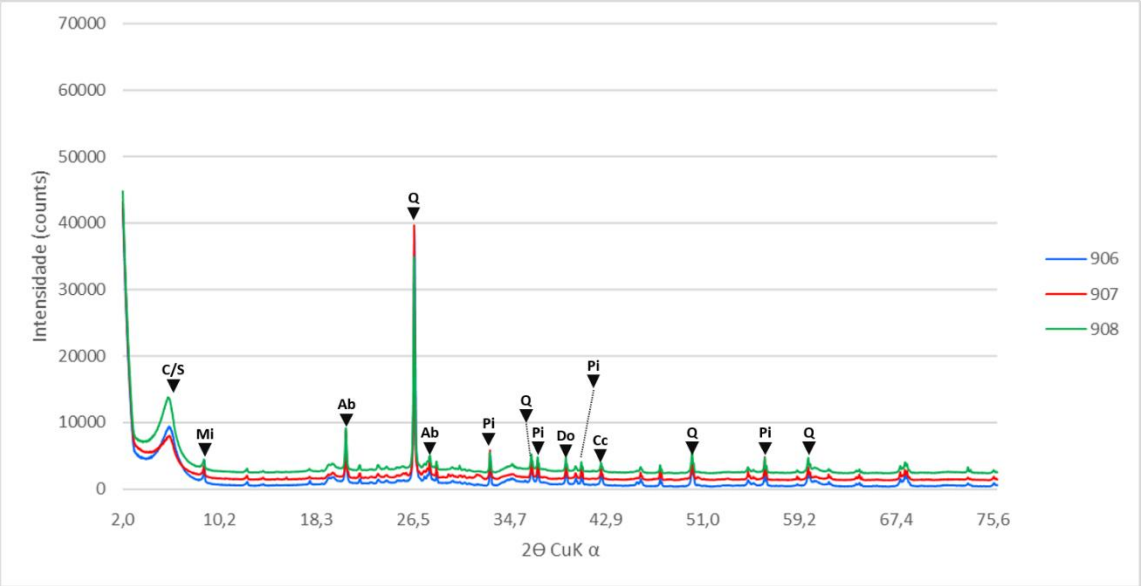


Fonte: (A) Imagem obtida pelo autor através do Google Earth. (B, C e D) Do acervo do autor.

Neste local, foram coletadas e analisadas três amostras, enumeradas de 906 a 908. Os difratogramas de amostra total mostram uma similaridade muito grande entre os três exemplares, uma vez que todos, com pouca variação de intensidade, apresentam praticamente os mesmos picos, incluindo a presença de corrensita, mica, albita, quartzo, pirita (d=2.701Å), conforme pode ser observado nas Figura 36 aFigura 39, além da Tabela 7. A presença de

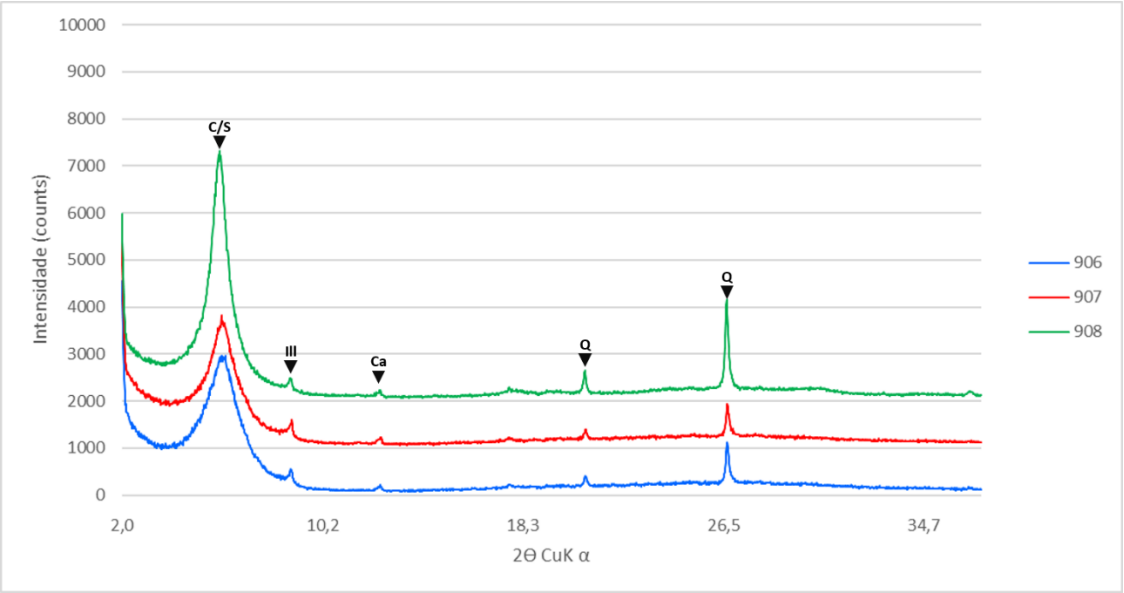
quartzo e ausência de carbonatos nos gráficos permitiu definir esses como folhelhos silicáticos (Tabela 8). A análise realizada da fração argila mostrou também a presença de illita e caulinita nas três amostras, além de argilomineral interestratificado irregular de clorita/esmectita na amostra 907. A illita foi identificada pela manutenção da reflexão basal d=9.9Å nos três difratogramas da fração argila e a caulinita pela reflexão d=7.1 a 7.2Å nos difratogramas da argila seca ao ar e solvatada e ausência ou diminuição drástica da intensidade dessa reflexão após calcinação. O argilomineral interestratificado irregular de clorita/esmectita caracteriza-se pela pequena expansão da reflexão d=14Å, presente no gráfico da amostra seca ao ar, para d=15 a 16Å após solvatação, e retorno ao valor original após calcinação.

Figura 36 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Mi – mica, Al – albita, Q – quartzo, Pi – pirita, Do – dolomita, Cc – calcita)



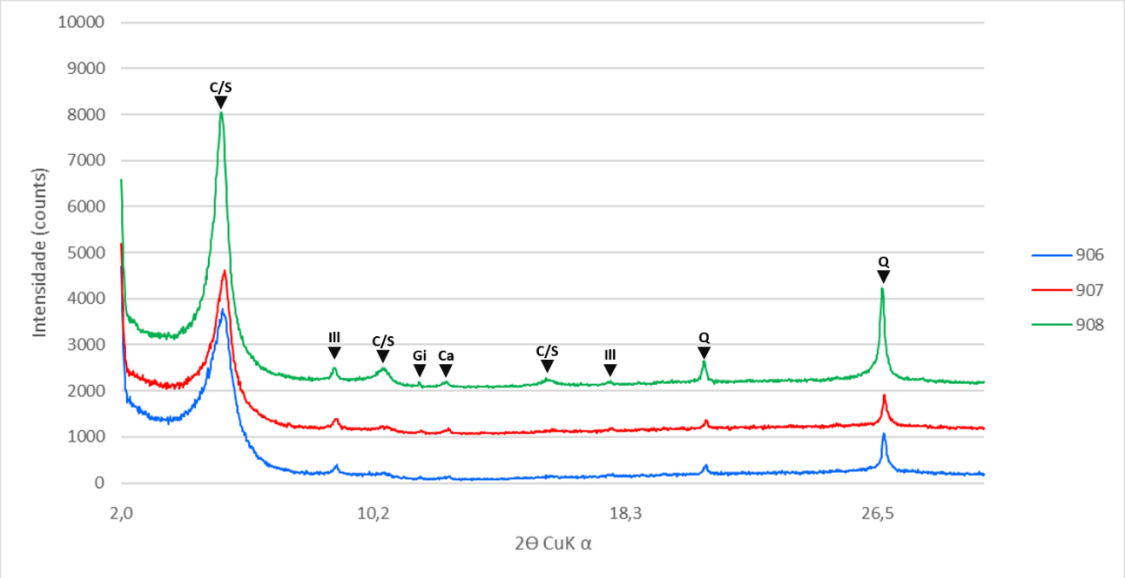
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita, Ca – caulinita, Q – quartzo)



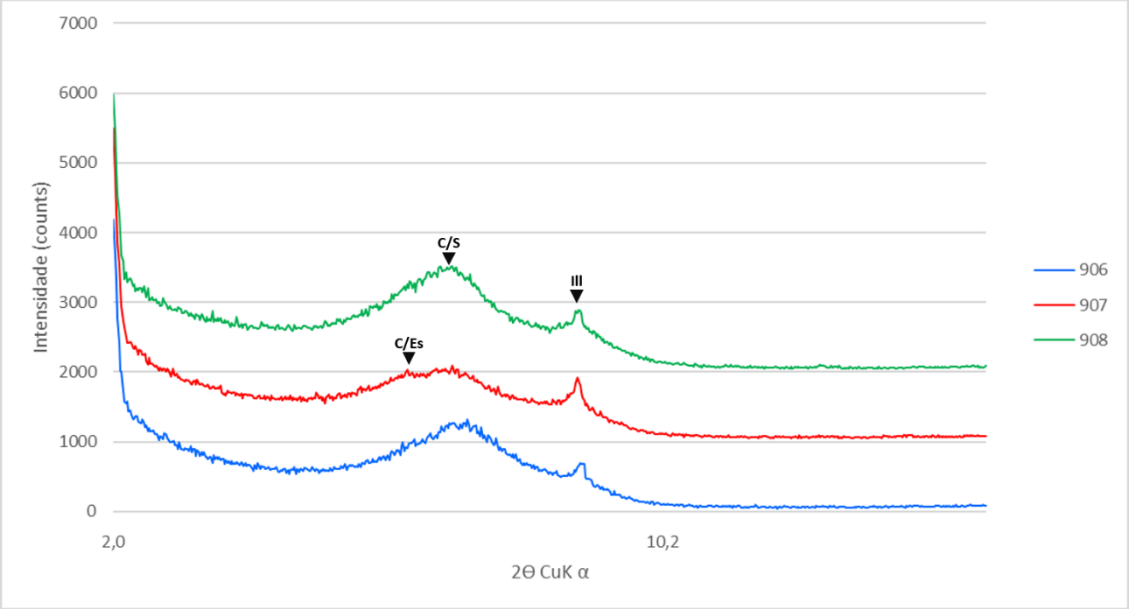
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita, Gi – gipsita, Ca – caulinita, Q – quartzo)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 906 a 908 (C/S – corrensita, Ill – ilita)



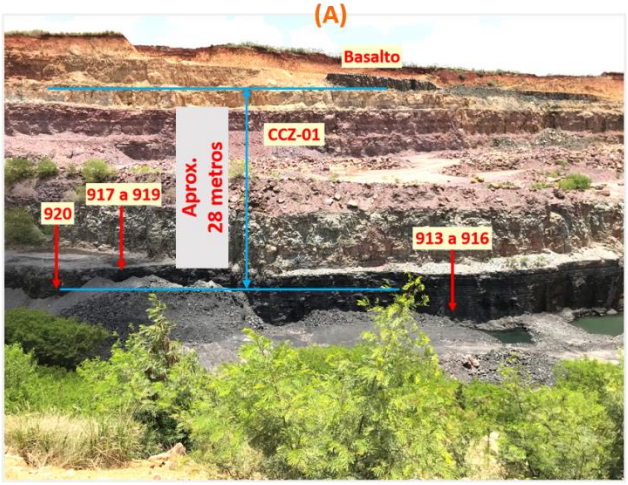
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.1.3. Amostras coletadas em Limeira (SP)

Finalmente, houve uma terceira visita no estado de SP, no município de Limeira, em outra frente de lavra com exposição da Formação Irati, na área da empresa Calcário Cruzeiro (Figura 40A e B). Novamente pôde ser observado o contato entre as Formações Irati e Serra Alta. O pacote exposto da Fm. Irati tem espessura aproximada de 6 m e, pelo menos, 1300 m de continuidade lateral (Figura 40A, B e C). Ainda na mesma frente de lavra, conforme Figura 40B, é possível observar um distanciamento de aproximadamente 28 m entre o topo da camada de folhelho e a base de uma ocorrência de rocha vulcânica (provavelmente basalto), na cota da superfície.

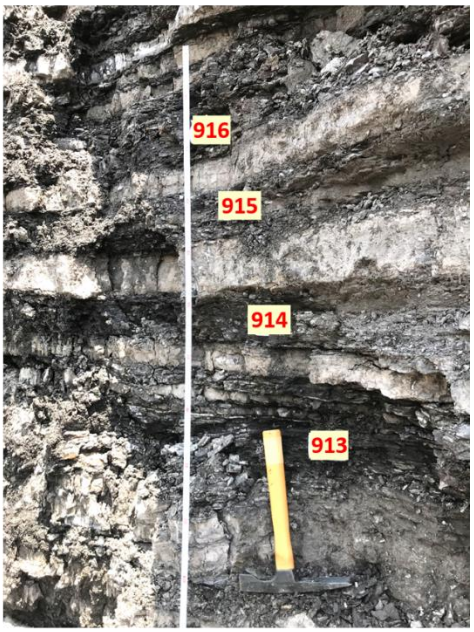
Figura 40 – (A) Imagem aérea da lavra da empresa Calcário Cruzeiro em Limeira/SP; (B) Visão geral da frente de lavra ativa (parte inferior da foto) com indicação dos locais de coleta de amostras, e contato com rocha vulcânica no topo; (C) Visão geral da exposição do Membro Assistência da Fm. Irati, bem como contato entre as Formações Irati e Serra Alta; (D) e (E) Detalhe da alternância de camadas de folhelho e rocha carbonática e locais de coleta das amostras CRUZ01 a CRUZ08

(A)



(B)

(C)



(D)

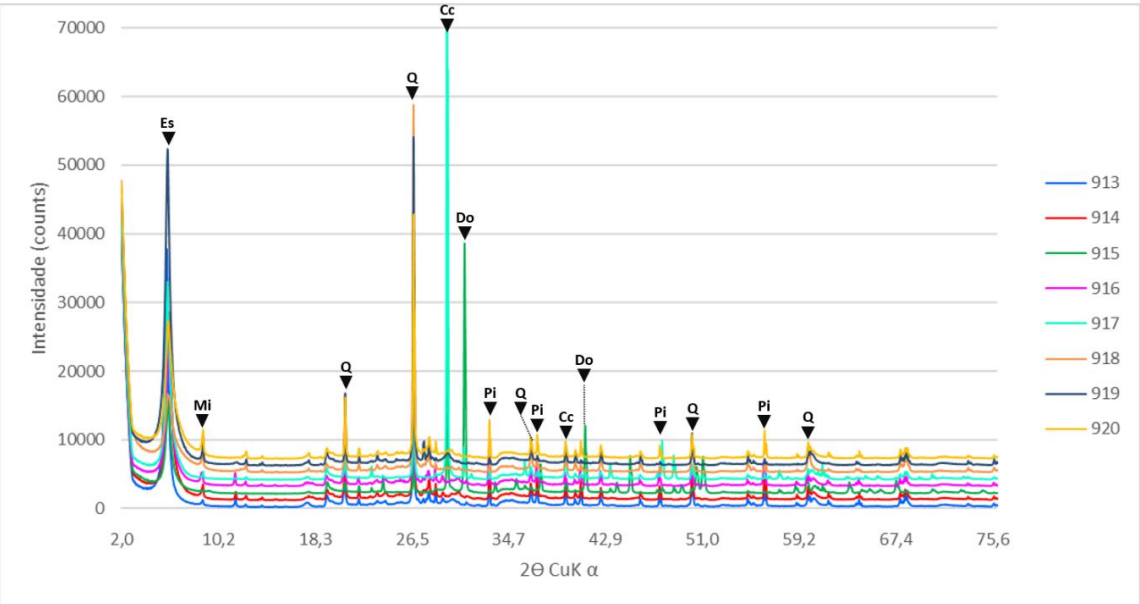
(E)

Fonte: (A) Imagem obtida pelo autor através do Google Earth. (B, C, D e E) Do acervo do autor.

Na frente de lavra dessa empresa foram coletadas oito amostras (913 a 920) (Tabela 7; Figura 40 B, D e E), que foram igualmente submetidas aos ensaios de difração de raios X de amostra total, conforme Figura 41. As assembleias mineralógicas do local se mostram diversificadas. Da base (913) para o topo (920), nota-se que há folhelho com mineralogia silicática composta por quartzo, feldspato (provavelmente albita), esmectita e mica, como visto nas amostras 913, 914, 916, 918, 919 e 920, e folhelho com mineralogia carbonática (amostras 915 e 917) contendo calcita, dolomita, esmectita e quartzo.

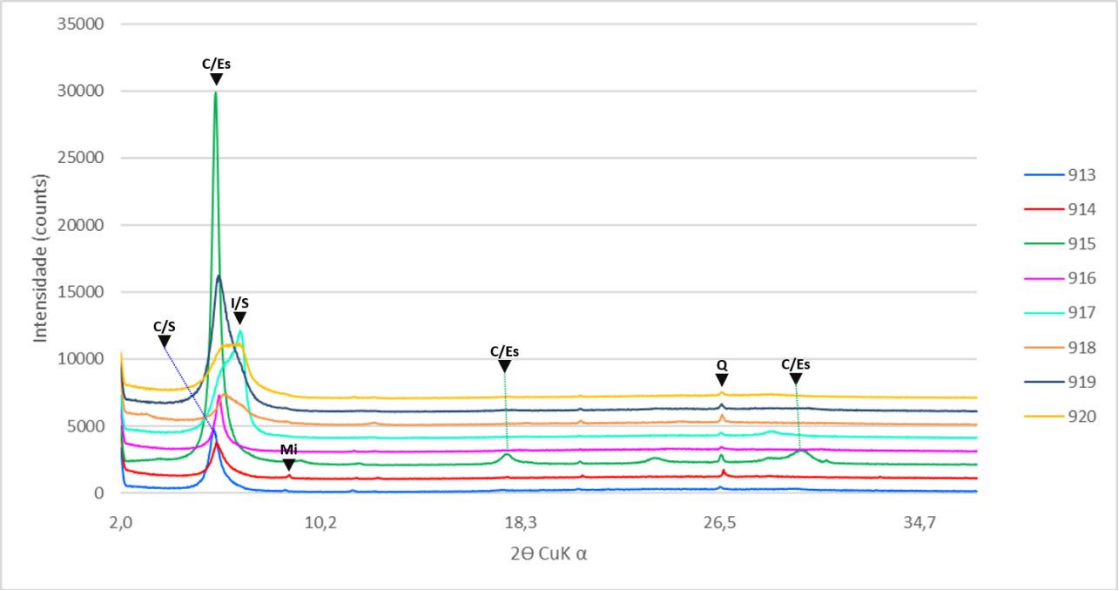
Através das análises de fração argila, (Figura 42, Figura 43 e Figura 44), comprovou-se presença de corrensita nas amostras 913, 914, 916, 918 e 920, além de esmectita na amostra 919, interestratificado desordenado clorita/esmectita e illita/esmectita nas amostras 917 e 918, mica em todas as amostras, com exceção da 917 e caulinita na maioria das amostras. Os critérios de identificação desses argilominerais, a partir das suas reflexões nos difratogramas da fração argila, foram os mesmos apresentados nos itens anteriores.

Figura 41 – Difratogramas de raios x de amostra total das amostras 913 a 920 (Es – esmectita, Mi – mica, Q – quartzo, Cc – calcita, Do – dolomita, Pi – pirita)



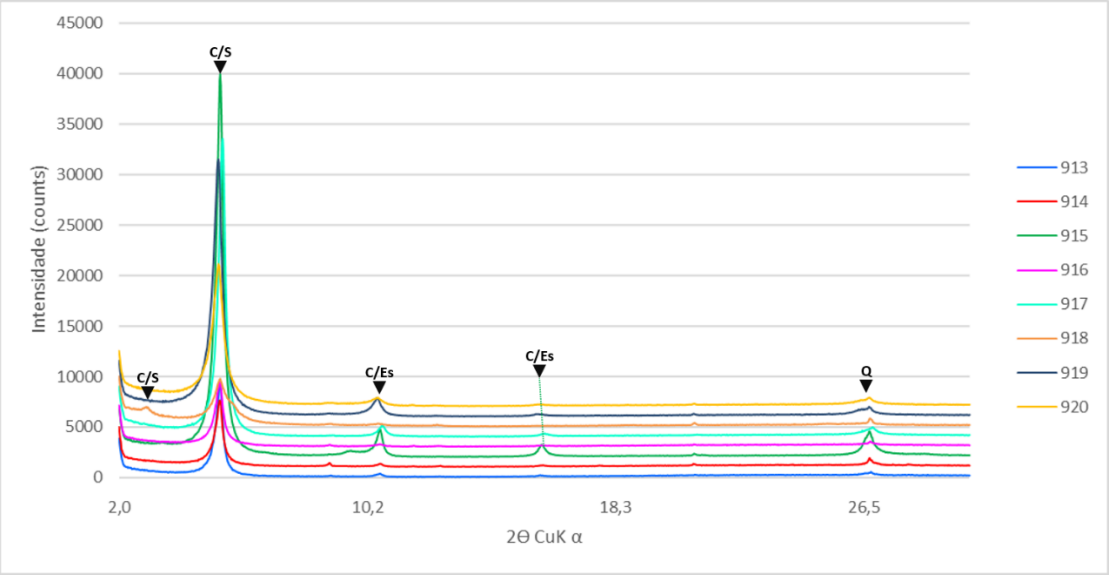
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 913 a 920 (C/S – corrensita, C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Mi – mica, Q – quartzo)



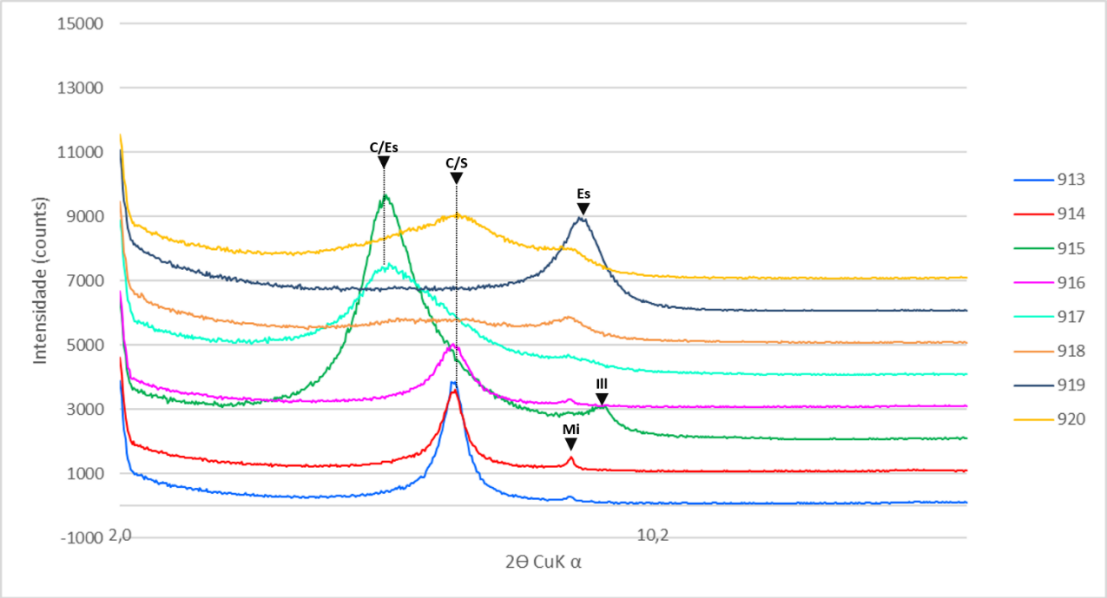
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 913 a 920 (C/S – corrensita; C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, Q - quartzo)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 – Difratogramas de raios X da fração argila calcinada das amostras 913 a 920 (C/Es – argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita, C/S – corrensita, Mi – mica, Es – esmectita, Ill – ilita)



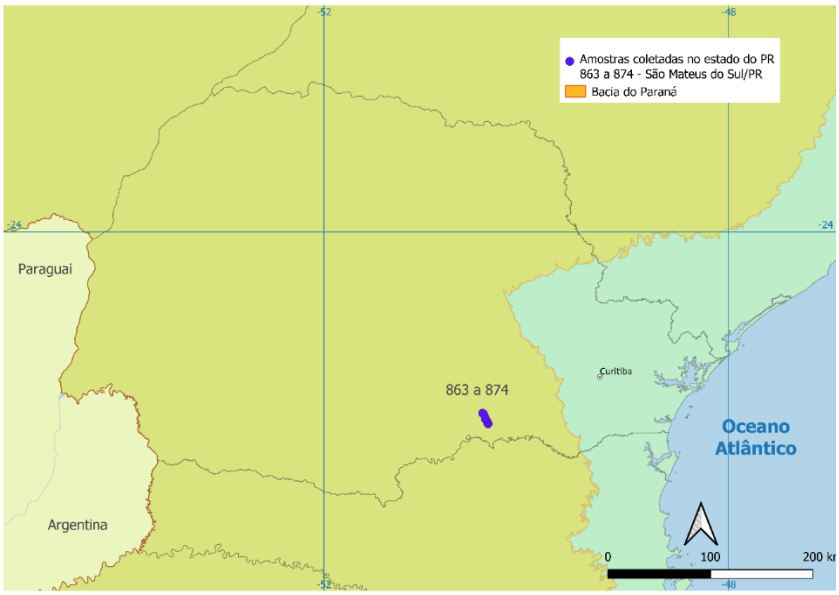
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.2. Resultados das amostras advindas do estado do Paraná

No estado do Paraná, conforme aponta a Figura 45, foram amostrados seis afloramentos muito próximos a área da Petrobrás em São Mateus do Sul, local onde os folhelhos betuminosos do Membro Assistência são submetidos ao processo Petrosix[23]e produzem óleo e gás (MILANI; ARAÚJO, 2003). No total, foram coletadas doze amostras, sendo oito do Membro Assistência e quatro da base da Formação Serra Alta. Das oito amostras do Membro Assistência, quatro são de folhelho, uma de folhelho intercalado com dolomito, e três de dolomito. As Figura 46 A e B mostram o local da coleta, e os difratogramas relacionados às amostras são trazidos nas Figura 47 a 50.

[23] Tecnologia criada e patenteada pela PETROBRAS para a exploração do folhelho pirobetuminoso, uma rocha sedimentar, com conteúdo de matéria orgânica na forma de querogênio, e que, somente através de aquecimento, por um processo conhecido como pirólise, pode ser convertido em óleo e gás (PETROBRAS, 2019).

Figura 45 – Mapa com a distribuição das amostras coletadas no estado de PR próximos a unidade Petrosix da Petrobras



Fonte: Construído pelo autor a partir de CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

Os folhelhos do Membro Assistência possuem quartzo em todas as amostras analisadas e albita nas amostras 863, 866, 868, 870 e 871. Pirita ocorre nas amostras 863, 868 e 870, e gipsita nas amostras 863, 866, 870 e 871. O único carbonato encontrado é a dolomita que ocorre nos folhelhos das amostras 866, 870 e 871. Os filossilicatos distribuem-se de forma variada, havendo esmectita, clorita, illita e caulinita. De forma distinta do que ocorre nos folhelhos do Membro Assistência no estado de São Paulo, a mica não foi encontrada nas amostras analisadas no estado do Paraná, havendo illita na maioria das amostras. Esmectita e interestratificado illita/esmectita foram encontrados em poucas amostras de folhelho.

As três amostras de dolomito da Fm. Irati contêm, além de dolomita, quartzo (presente em três amostras), albita (869) e argilominerais: esmectita (amostra 864), argilomineral interestratificado illita-esmectita (867), clorita (869) e caulinita (867 e 869).

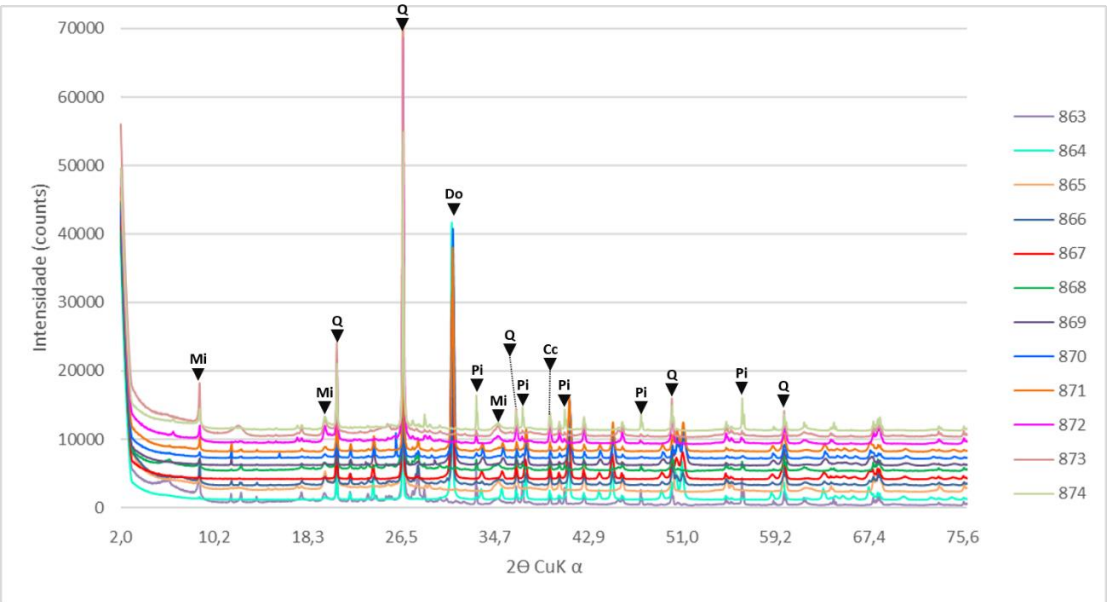
Os folhelhos da Fm. Serra Alta sobrepostos à Fm. Irati nos locais de coleta no estado do Paraná contêm quartzo e, na sua maioria, albita, clorita e illita.

Figura 46 – Local da coleta de amostras da Fm. Irati nas proximidades da Petrosix em São Mateus do Sul/PR

(A) (B)

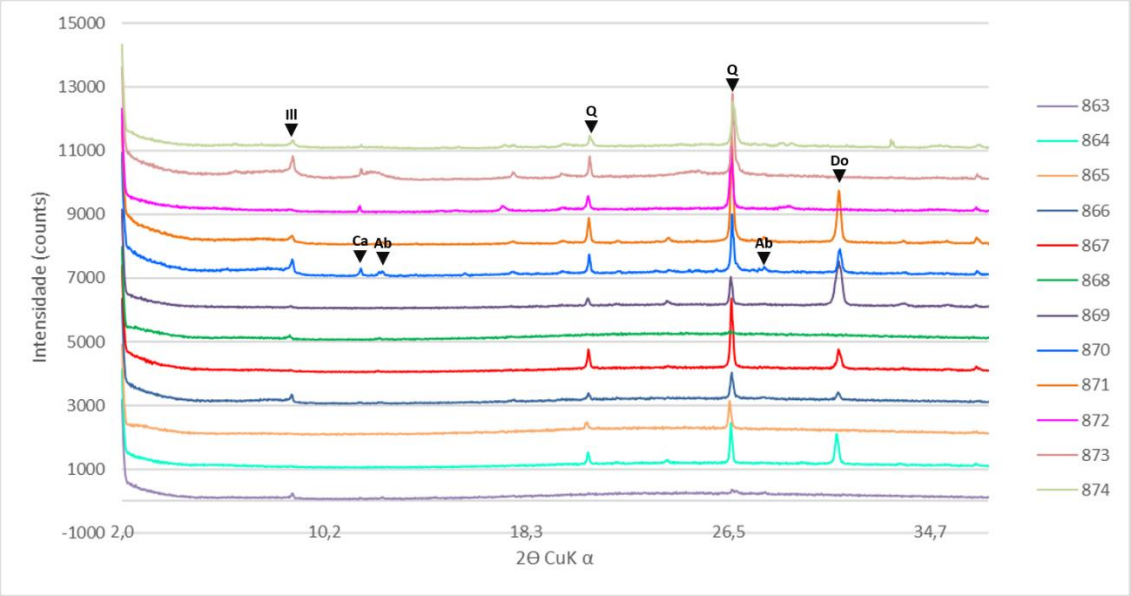
Fonte: Fotos cedidas pelos pesquisadores da Rede Gasbras.

Figura 47 – Difratogramas de raios X de amostra total das amostras 863 a 874 (Mi – mica, Q – quartzo, Do – dolomita, Pi – pirita, Cc – calcita)



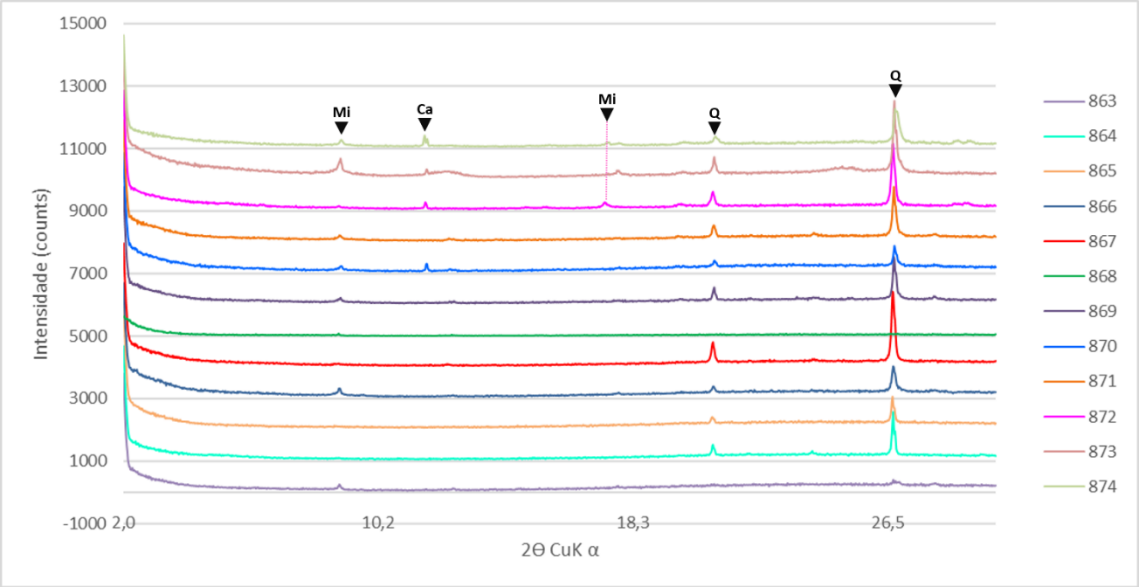
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 48 – Difratogramas de raios X da fração argila seca ao ar das amostras 863 a 874 (Ill – ilita, Ca – caulinita, Ab – albita, Q – quartzo, Do – dolomita)



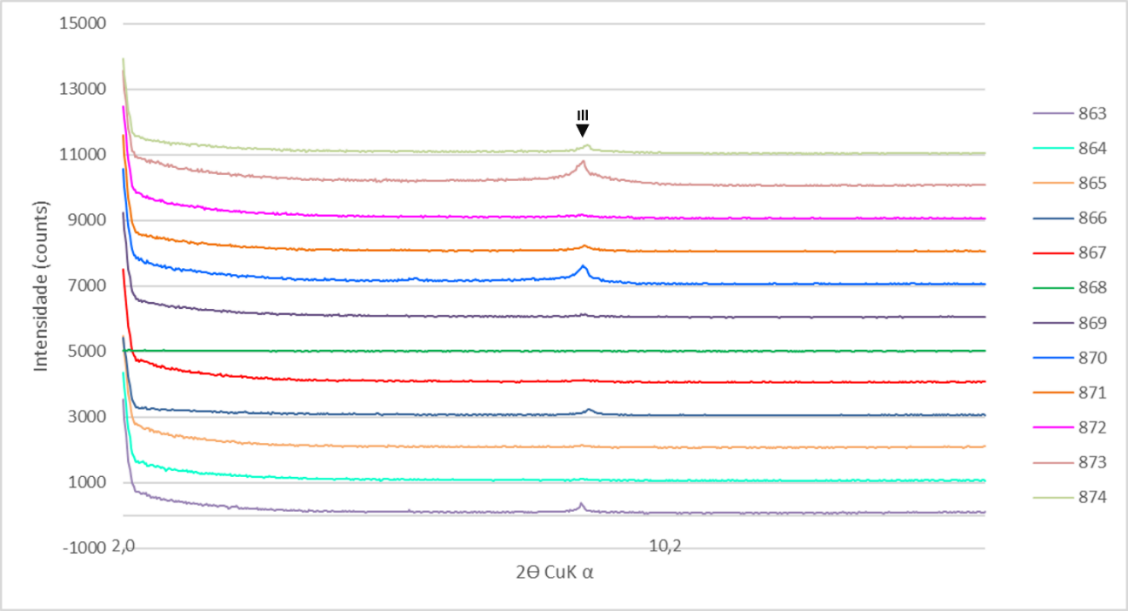
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 – Difratogramas de raios X da fração argila solvatada com etilenoglicol das amostras 863 a 874 (Mi – mica, Ca – caulinita, Q – quartzo)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 50 – Difratogramas de fração argila calcinada das amostras 863 a 874 (Ill – ilita)

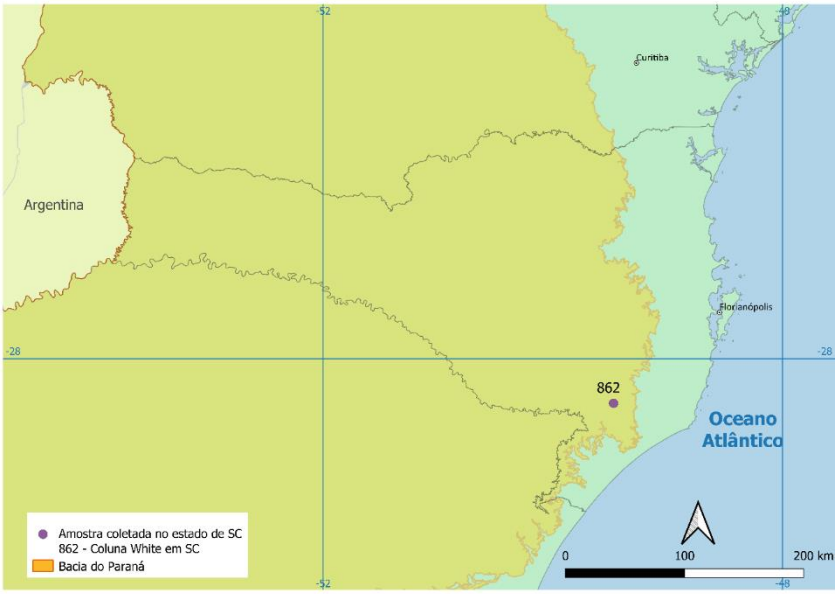


Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.3. Resultados da amostra da Coluna White no estado de Santa Catarina

Houve ainda uma amostra de folhelho retirada do topo da Fm. Irati, oriunda do Estado de Santa Catarina (Figura 51), mais exatamente do sopé da Serra do Rio do Rastro, na porção da chamada Coluna White, tradicional e elaborada coluna estratigráfica brasileira do Gondwana mundial (ORLANDI FILHO, et al., 2006). A Figura 52 mostra o local aproximado da coleta, e o difratograma de raios X relacionado a amostra 862 é trazido na Figura 53. Essa amostra de folhelho apresenta mineralogia silicática, contendo além de quartzo, feldspato (provavelmente albita) e pirita, filossilicatos como mica, illita e argilomineral interestratificado irregular clorita/esmectita.

Figura 51 – Mapa com a localização do afloramento amostrado na Coluna White/SC

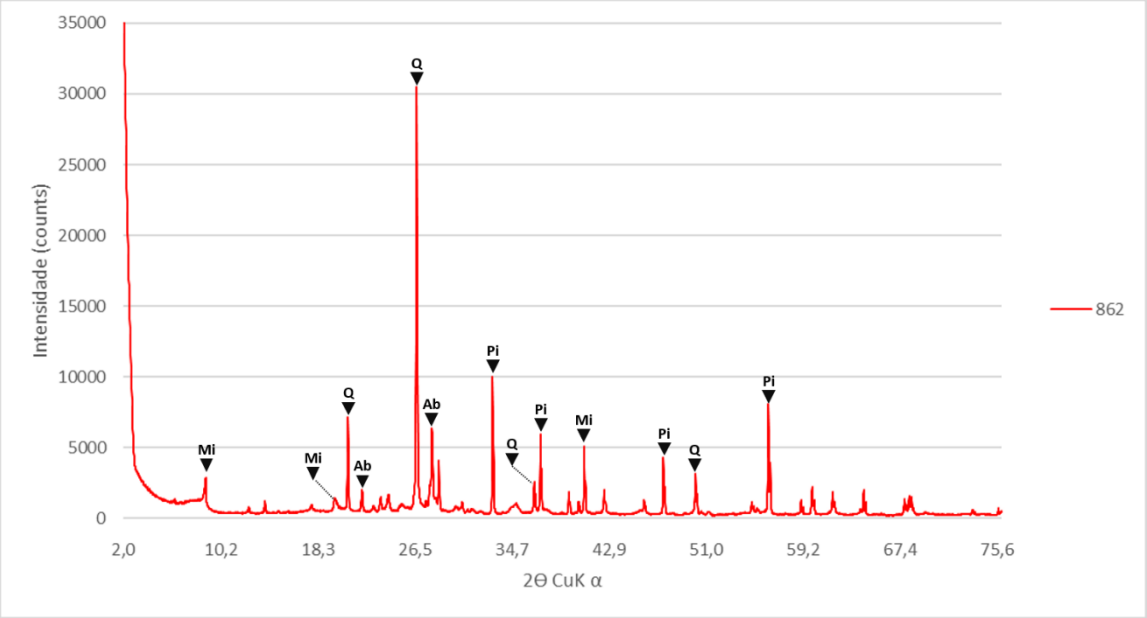


Fonte: Construído pelo autor a partir de CPRM (2016) e Zalán et al. (1990).

Figura 52 – Local de coleta (marcador azul) de amostra no topo da Formação Irati na Coluna White/SC (coordenadas 49°28'16,84"O; 28°23'14,87"S)

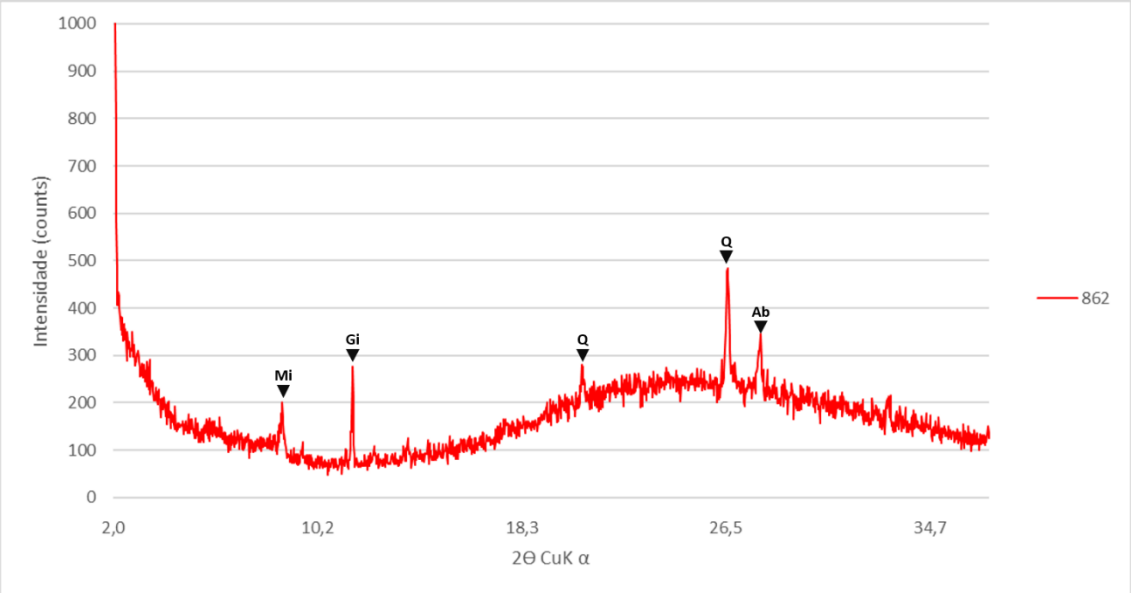
Fonte: Imagem obtida pelo autor através do Google Earth.

Figura 53 – Difratograma de raios X de amostra total da amostra 862 (Mi – mica, Q – quartzo, Ab – albita, Pi – pirita)



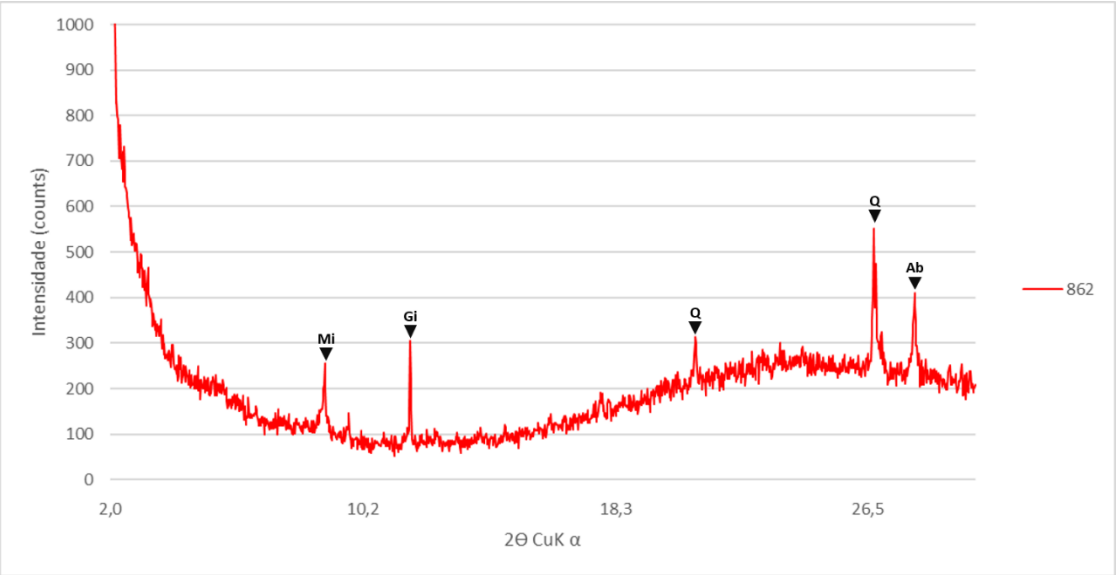
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 – Difratograma de raios X de fração argila seca ao ar da amostra 862 (Mi – mica, Gi – gipsita, Q – quartzo, Ab – albita)



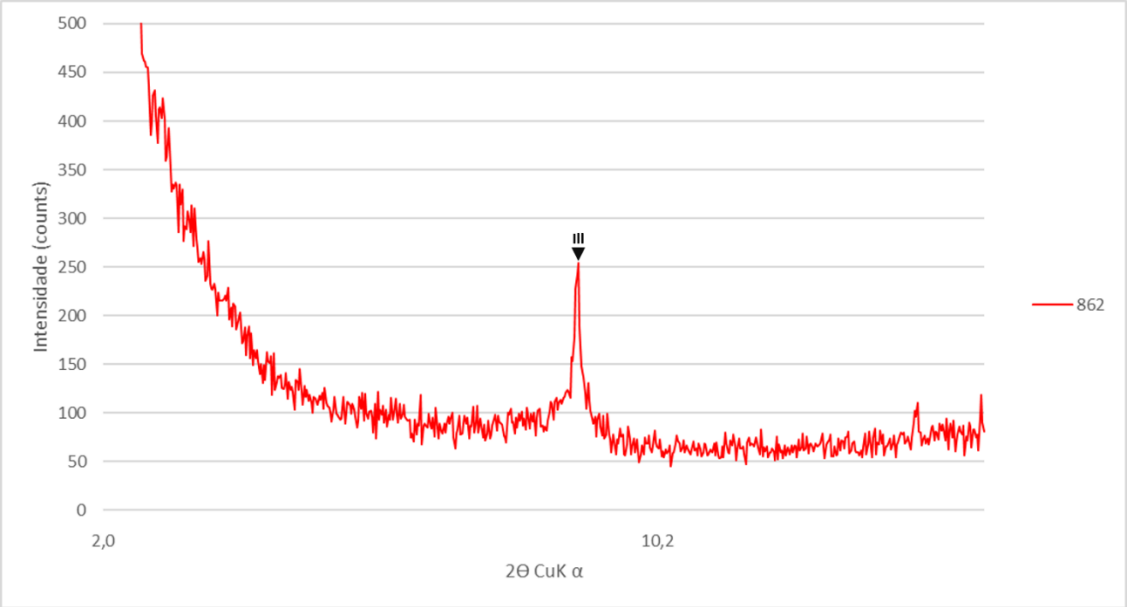
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 55 – Difratograma de raios X de fração argila solvatada com etilenoglicol da amostra 862 (Mi – mica, Gi – gipsita, Q – quartzo, Ab – albita)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 56 – Difratograma de fração argila calcinada da amostra 862 (Ill – ilita)



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.4. Análise semiquantitativa de minerais presentes nas amostras analisadas

De modo a contribuir para a identificação da composição mineralógica das rochas, em especial dos folhelhos da Fm. Irati, os dados foram analisados de forma semiquantitativa pelo método RIR (*Reference Intensity Ratio*). Tal análise das fases minerais foi realizada a partir da medição das áreas de picos selecionados para cada fase mineral, as quais foram

ponderadas por fatores de referência de intensidade, de acordo com o método de RIR (HILLIER, 1999). Os picos selecionados para medição das áreas e seus valores de RIR são: quartzo (4.26Å) – RIR 0,91; filossilicatos (4.47Å) – RIR 0,71; feldspato potássico (3,23Å) – RIR 1,0; albita (3,19Å) – RIR 2,2; calcita (3,03Å) – RIR 3,1; dolomita (2,89Å) – RIR 2,7; pirita (2,70Å) – RIR 1,8.

Os resultados obtidos da análise semiquantitativa das amostras são apresentados na Tabela 9, com as proporções em porcentagem de carbonatos (calcita e dolomita), quartzo e feldspatos, e filossilicatos. A composição mineralógica média dos folhelhos do Mb. Assistência compreende 15,4% de carbonato, 48,8% de quartzo e feldspato, e 35,7% de filossilicatos. Os dolomitos desse membro possuem a seguinte proporção média: 70,2% de carbonato, 22% de quartzo e feldspato, e 7,8% de filossilicatos, enquanto o folhelho da Fm. Serra Alta 59,4% de quartzo e feldspato, e 40,6% de filossilicatos.

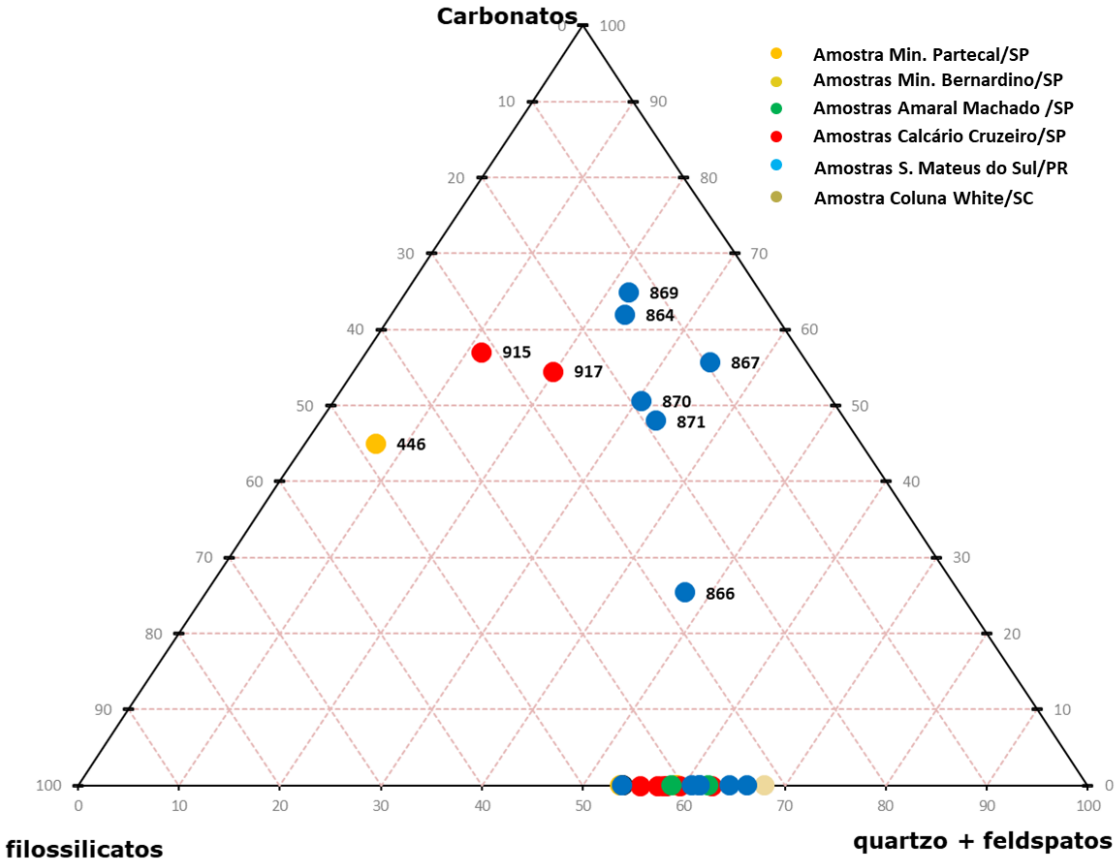
Esses resultados também permitiram elaborar um diagrama ternário (Figura 57), que possui nos seus vértices essas associações minerais. Neste gráfico, estão incluídas as três amostras de dolomito (864, 867 e 869) uma vez que a caracterização mineralógica via difração de raios X apontou a presença de quartzo e argilominerais e, ainda, feldspato na amostra 869. Essa composição mineralógica não é distinta daquela identificada em boa parte das amostras de folhelho analisadas nos vários estados. Em adição, avalia-se que a intercalação de folhelho e rocha carbonática, típica do Membro Assistência, conforme observado nas frentes de lavra visitadas no estado de São Paulo e nos afloramentos no estado do Paraná, implica em uma análise conjunta dessas litologias no que diz respeito à fracabilidade.

Tabela 9 – Composição mineralógica das amostras coletadas (em %)

local	amostra	carbonatos (%)	quartzo + feld (%)	filossilicatos (%)
Rio Claro/SP	446	51,9	3,5	44,5
Saltinho/SP	447	0,0	59,2	40,8
	448	0,0	59,4	40,6
	449	0,0	67,9	32,1
	906	0,0	55,7	44,3
	907	0,0	57,4	42,6
	908	0,0	58,8	41,2
Limeira/SP	913	0,0	53,7	46,3
	914	0,0	54,0	46,0
	915	65,9	7,0	27,1
	916	0,0	58,0	42,0
	917	62,9	15,6	21,5
	918	0,0	62,8	37,2
	919	0,0	59,6	40,4
	920	0,0	58,2	41,8
São Mateus do Sul/PR	863	0,0	62,4	37,6
	864	71,5	18,4	10,1
	865	0,0	60,7	39,3
	866	29,3	45,5	25,2
	867	64,3	30,4	5,3
	868	0,0	64,5	35,5
	869	74,9	17,1	8,0
	870	58,4	26,6	15,0
	871	55,4	29,5	15,1
	872	0,0	61,6	38,4
	873	0,0	53,8	46,2
	874	0,0	61,6	38,4
Coluna White/SC	862	0,0	66,3	33,7
Média Folhelho Fm. Irati		15,4	48,8	35,7
Média Dolomito Irati		70,2	22	7,8
Média Folhelho Serra Alta		0	59,4	40,6

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 57 – Diagrama ternário com a representação da composição mineralógica das amostras analisadas



Fonte: Elaborado pelo autor.

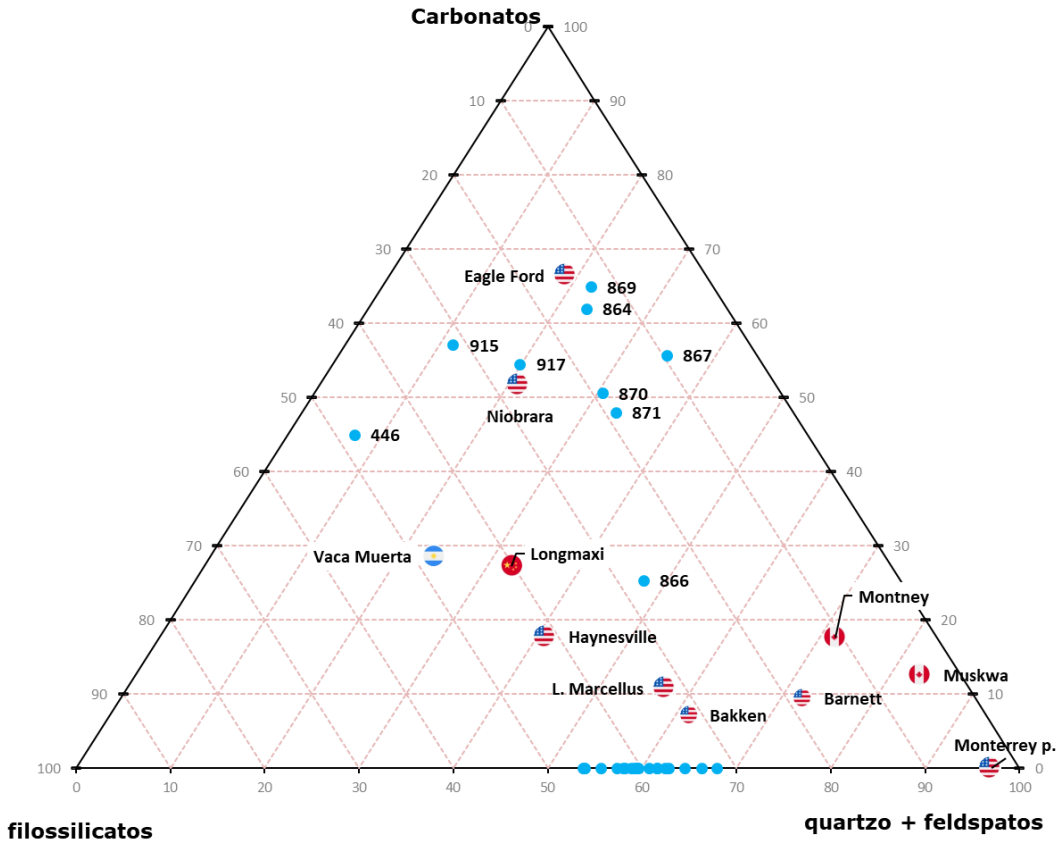
Analisando o diagrama ternário, pode-se constatar que aproximadamente 70% das 28 amostras analisadas não possuem presença alguma de carbonatos, enquanto a amostra 446 coletada na Mineração Partecal, estado de SP, tem baixíssimo teor de quartzo. Duas amostras (915 e 917) coletadas na empresa Calcário Cruzeiro em Limeira/SP possuem presença acentuada de carbonatos (calcita e dolomita), e seis amostras, representando 50% das amostras coletadas em São Mateus do Sul/PR, apresentam distribuição mais equitativa, ainda que, com uma contribuição menor de filossilicatos e maior de quartzo, feldspato e carbonatos.

4.5. Comparação das análises mineralógicas da Formação Irati com folhelhos já produtores no exterior

Os dados mineralógicos compilados para folhelhos produtores de gás de folhelho em outros países e importantes mundialmente foram adicionados no gráfico ternário de representação da composição mineralógica do Membro Assistência, gerando a Figura 58. Nota-se que amostras de dolomito (864 e 869) da Fm. Irati possuem composição similar a

folhelho da Fm. Eagle Ford (Texas, EUA). Amostras de folhelho do Membro Assistência podem ter composição muito similar (amostra 917) ao folhelho da Fm. Niobrara (Colorado, EUA), ou serem um pouco mais (amostras 870 e 871) ou menos (amostra 915) quartzosas do que esse folhelho produtor de gás natural nos EUA. O folhelho da amostra 446, contendo menor proporção de quartzo, situa-se entre os folhelhos das formações Niobrara (EUA) e Vaca Muerta (Argentina) na proporção de carbonatos e filossilicatos. O folhelho do Mb. Assistência proveniente da região de São Mateus do Sul/PR apresenta composição mineralógica próxima aos folhelhos produtores das formações Longmaxi (China) e Haynesville (Texas, EUA). As demais amostras da Formação Irati analisadas e plotadas no gráfico da Figura 58 são empobrecidas em carbonatos quando comparadas aos folhelhos produtores internacionais, ainda que tenham teores similares de quartzo, feldspato e filossilicatos aos folhelhos das formações Marcellus (Pensilvânia) e Bakken (Dakota do Norte), ambos dos EUA.

Figura 58 – Diagrama ternário comparativo entre as amostras analisadas (em azul) e as médias mineralógicas de campos (*plays*) de países produtores de gás de folhelho



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados próprios; Luo et al. (2020), Peters et al. (2016) e Sales e Sosa (2013).

5. DISCUSSÕES

Com base nos resultados geológicos e mineralógicos obtidos nos subcapítulos anteriores, é possível avançar na discussão das características de outros *plays* de países já produtores de gás natural de folhelho via extração não convencional e daquelas encontradas na Fm. Irati. Assim, alicerçado em revisão bibliográfica de outros documentos que tratam de temática similar, é possível identificar alguns parâmetros geológicos, mineralógicos e geoquímicos e que necessitam ser avaliados, quando se trata de comparações desta ordem, como: idade geológica, ambiente deposicional, área (em km²), profundidade (m), espessura média da camada de interesse (m), litologia, mineralogia, COT médio (%), para que se estabeleça uma analogia minimamente segura (ANDREWS, 2013) e (CHARPENTIER; COOK, 2010). Nesse sentido, a Tabela 10 foi elaborada de forma a sumarizar os resultados encontrados para os campos norte-americanos de Barnett, Eagle Ford e Marcellus, além de campos produtores no Canadá (Fm. Muskwa), Argentina (Fm. Vaca Muerta) e China (Fm. Longmaxi), para comparação e discussão com as características da Fm. Irati. Esses campos produtores foram escolhidos por serem referências importantes na produção mundial ou local (em âmbito nacional) de gás de folhelho e haver dados disponíveis na literatura. Importante destacar que para a Fm. Irati, foram criadas duas colunas: a primeira, com dados obtidos na literatura, e a segunda com base nos resultados obtidos dos subcapítulos anteriores.

Tabela 10 – Dados geológicos e mineralógicos da Fm. Irati e de algumas formações geológicas já produtoras de gás de folhelho no exterior

Folhelho produtor de gás natural	**Barnett**	**Eagle Ford**	**Marcellus**	**Fm. Muskwa**	**Fm. V. Muerta**	**Fm. Longmaxi**	**Fm. Irati (baseado na literatura)**	**Fm. Irati (baseado nos resultados obtidos)**
país	EUA	EUA	EUA	Canadá	Argentina	China	Brasil	
Estado/província	Texas	Texas	Pensilvânia	Alberta	Neuquén	Sul da China	Goiás a Rio Grande do Sul	
idade geológica	Carbonífero	Cretáceo	Devoniano	Devoniano	Jurássica	Siluriano	Permiano	
ambiente deposicional	Marinho	Marinho	Marinho	Marinho	Marinho	Marinho	Marinho	Marinho Restrito
bacia	Forth Worth	Texan Maverick	Appalachian	Horn River	Neuquén	Sichuan	Paraná	
tipo de bacia	Foreland	Rift	Foreland	Foreland	Foreland	Intracratônica	Intracratônica	
área (km²)	13.000	5.000	246.000	8.600	30.000	260.000	770.000	
profundidade (m)	2300	2100	1900	2400	2400	3300	2100	
espessura média (m)	91,4	61,0	38,1	115,8	99,1	85,3	50	37
litologia	folhelhos negros, rochas carbonáticas	folhelhos carbonosos ricos em matéria orgânica; carbonatos petrolíferos e fossilíferos também enriquecidos em matéria orgânica.	folhelhos negros com concreções carbonáticas	rico em sílica, folhelho siltoso e calcário variável	alternância rítmica de calcários micríticos, margas (calcários micríticos argilosos) e pelitos (argilitos, argilitos carbonáticos)	folhelhos silicosos, ricos em matéria orgânica, folhelhos carbonáticos, folhelhos siltosos, lamito cinza e siltito	argilitos cinza-escuro a pretos, folhelhos negros carbonosos e betuminosos, com intercalações de calcários e sílex nodular	folhelho preto, pirobetuminosos, com intercalações de calcários e presença de sill de diabásio
mineralogia	argilominerais 30%, carbonatos 20%, quartzo 50%	argilominerais 15-30% sílica 15-20%; carbonatos 40-90%	argilominerais 40%, carbonatos 8%, quartzo 50%	argilominerais ~16%, carbonatos 10%, quartzo 26 - 87%	argilominerais ~22%, carbonatos 33%, quartzo 45,5%	argilominerais 15 - 46%, carbonatos 31,36%, quartzo 30,5%	argilominerais 45%, quartzo 50%	argilominerais 35,7%, carbonatos 15,4%, quartzo 48,8%

tipo de querogênio (predominante)	II	I - II	II - III	II	I - II	I - II	I - II
COT médio (%)	3,0 - 6,0	4,25	12	3,5	4	3	0,04 a 21

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Aboarrage e Lopes (1986), Alexander (2015), Alsalem et al. (2016), Araújo et al. (2000), Askenazi et al. (2013), Cardneaux (2021), Chong et al. [24] (2010, apud Euzen, 2011), Dong et al. (2018), Ferri et al. (2014), Hall et al. (2011), Hentz e Ruppel (2011), Li et al. (2016), Liu et al. (2021), Luo et al. (2020), Ramos e Formoso (1975), Rezaee et al. (2015), Rocha (2016), Sales e Sosa (2013), Silva (2007), Tassinari et al. (2021) e Wilson (2019).

[24] CHONG, K. K.; GRIESER, W. V.; PASSMAN, A.; TAMAYO, H. C.; MODELAND, N.; BURKE, B. E. **A completion guidebook to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades.** In: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

A partir da Tabela 10 é possível avaliar a Fm. Irati frente outros *plays* já produtores. Verifica-se que algumas características são comuns a estes importantes campos produtores, enquanto outras, nem tanto. Uma análise a respeito é discorrida nos subitens a seguir:

(i) Comparada com as formações produtoras da Tabela 10, a Fm. Irati apresenta idade geológica distinta (permiana), o mesmo tipo de ambiente sedimentar (marinho), e litologias comuns a várias outras formações produtoras, incluindo folhelhos e rochas carbonáticas; distingue-se, porém, pela presença de sills intercalados na formação. A idade geológica da Fm. Irati (permiana) também é distinta das demais formações colocadas na Tabela 10, e o tipo de bacia sedimentar (intracratônica) é similar apenas à Bacia de Sichuan, onde ocorre a Fm. Longmaxi (China). Nota-se ainda que importantes campos de gás não convencional estão presentes em bacias do tipo foreland;

(ii) Com exceção do campo de Marcellus, apenas a Fm. Longmaxi (China) e a Fm. Irati apresentam grande área de ocorrência, enquanto os demais campos ocupam mais restritas, o que, talvez, seja devido à deposição em bacia intracratônica que, tipicamente, ocupa amplas áreas;

(iii) A profundidade máxima de 2100 da Fm. Irati encontra-se próxima a dos campos analisados (ARAÚJO, et al., 2000);

(iv) Excetuando-se o campo de Marcellus, com o qual a Fm. Irati possui espessura total equivalente, há divergência com os outros campos já que a Fm. Irati apresenta uma das menores espessuras médias;

(v) O tipo de querogênio predominante, no caso I e II, se equivale a outras formações, (ANDREWS, 2013);

(vi) A formação brasileira possui porcentagem de COT variando amplamente (0,04 a 21%) (SILVA, 2007). Rezaee et al. (2015), por exemplo considera COT valores na casa de 2%, como valor mínimo na prospecção por hidrocarbonetos não convencionais, o que sugere que a Fm. Irati atende pelo menos a esse requisito para a geração de gás natural;

(vii) Dados da literatura acerca da mineralogia da Fm. Irati não consideram presença de carbonatos como constituinte do folhelho brasileiro, característica esta, única entre os folhelhos do exterior listados na Tabela 10. Contudo, nas amostras coletadas e analisadas por esta pesquisa, foi detectado um teor médio de 15% dos principais minerais desta classe (calcita/dolomita), fato este que se acentua nos folhelhos de São

Mateus do Sul/PR aqui analisados. A presença de carbonatos nos folhelhos do Mb. Assistência permitiu aprimorar a descrição litológica de campo e diferenciá-los em folhelhos silicáticos e carbonáticos, havendo predomínio do primeiro tipo (Tabela 7);

(viii) A composição mineralógica identificada nos folhelhos analisados do Mb. Assistência concorda com aquelas descritas por Ramos e Formoso (1975) para poços de sondagem na Bacia do Paraná, incluindo a presença de argilominerais magnesianos como a corrensita. Concorda ainda com Ribas (2012), que analisou amostras da frente de lavra da Petrobras (Petrosix) em São Mateus do Sul, quando afirma que a mineralogia normalmente encontrada nos folhelhos pirobetuminosos é especialmente formada por quartzo, feldspato, pirita além de argilominerais;

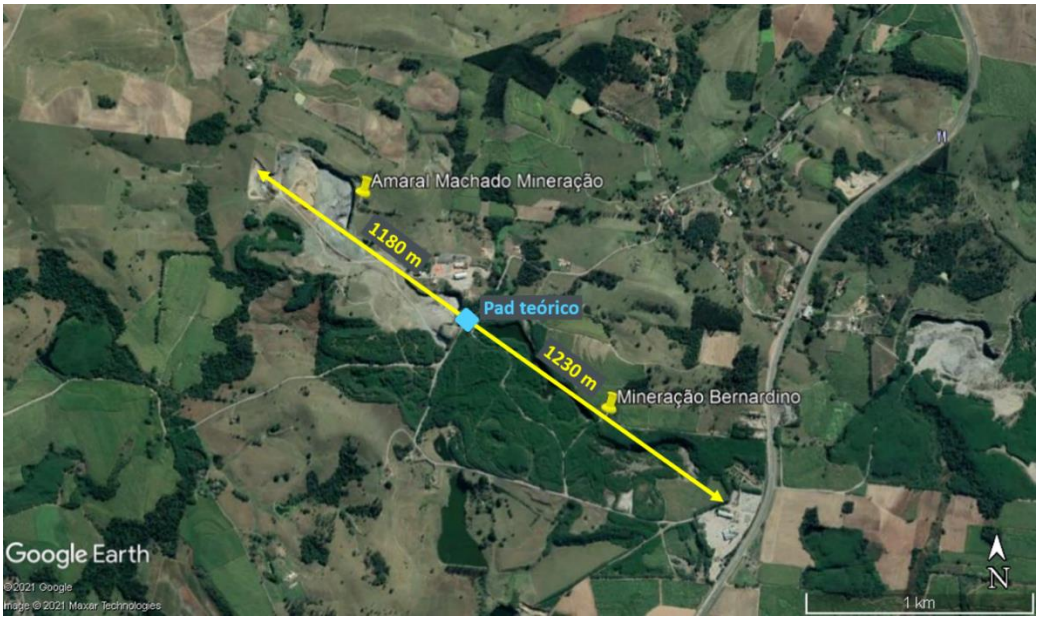
(ix) Os teores de quartzo da Fm. Irati trazidos pela literatura apontam para um valor médio na casa de 50% (TASSINARI, et al., 2021), concordando com os resultados obtidos nesta dissertação para a soma de quartzo e feldspato (valor médio de 48%) e superior a proporção obtida apenas para quartzo. Esse teor de quartzo encontra-se um pouco acima da média dos campos no exterior. Este valor mais elevado de quartzo corrobora positivamente para a fracabilidade do folhelho, propriedade já discorrida na seção 2.4, e consequentemente para um eventual fraturamento hidráulico. Na Fm. Irati, deve-se ainda considerar a intercalação dos folhelhos com camadas de dolomito, cuja composição média contém 7,8% de filossilicatos e 22% de quartzo e feldspato, o que deve propiciar a abertura de fraturas;

(x) A Fm. Serra Alta pode ser determinante para o desvio do poço da porção vertical para horizontal, pois é justamente nessa formação que, a depender das pesquisas geológicas preliminares, se dará o início do desvio correspondente ao kick-off. Os resultados mineralógicos obtidos nesse trabalho mostram que sua composição silicática não deve interferir na qualidade do desvio.

(xi) Os dados levantados para distâncias perfuradas horizontalmente para alguns dos principais *plays* dos EUA que, conforme visto na Figura 13, varia entre 1200 e 2100 m, permitem avaliar que o Mb. Assistência da Fm. Irati admite perfuração horizontal na mesma ordem, considerando as extensões de frente de lavra observadas no campo e imagens aéreas das minerações do estado de SP. A Figura 59 apresenta um exercício de caráter experimental representando a locação hipotética de *pad* teórico e perfurações horizontais em um eixo NW-SE com extensões mínimas de 1180 m a noroeste e 1230 m a sudeste. Este exercício teórico, uma vez que as frentes de lavra

ativa da Mineração Amaral Machado e inativa da Mineração Bernardino se encontram na superfície, corrobora os números mostrados na Figura 13.

Figura 59 – Imagem aérea da Mineração Amaral Machado e Bernadino em Saltinho/SP com locação hipotética de *pad* teórico e perfurações horizontais com extensões mínimas de 1180 m a noroeste e 1230 m a sudeste



Fonte: Imagem modificada pelo autor a partir de Google Earth.

Outro aspecto muito relevante sobre a técnica do fraturamento hidráulico e que não pode ser segregado de qualquer discussão desta magnitude diz respeito aos problemas ambientais decorrentes da atividade. Sabe-se, conforme relatado nesta mesma pesquisa, que a extração do gás de folhelho pode ser considerada como um tema um tanto quanto relevante e controverso sob a ótica ambiental, em relação as emissões de CO_2 para a atmosfera, grande volume de água utilizado no processo de fraturamento (EPA, 2010) e possibilidade da contaminação de aquíferos para citar os principais (JACKSON, et al., 2013).

6. CONCLUSÕES

Os possíveis impactos do desenvolvimento de uma estrutura que vise a prospecção e produção do gás de folhelho podem ser encarados minimamente como desafiadores. O caminho nesta direção se mostra um tanto quanto árduo.

Por outro lado, existe a necessidade de se pensar (hoje) na diversificação da oferta interna de energia no Brasil, para um médio e longo prazo, e a academia deve cumprir com seu papel de "jogar" luz, e se antecipar em um tema como este.

Sob este prisma, o gás natural, mais particularmente, aquele obtido através de folhelhos, surge como candidato potencial para ser o elemento de transição para uma matriz energeticamente mais limpa, pois concilia aspectos econômicos com características ambientais mais favoráveis, quando comparados com outras fontes de energia não renováveis.

Esta pesquisa mostrou, de acordo com os objetivos estabelecidos, que os folhelhos da Fm. Irati, quando comparados a unidades geológicas em países produtores a qualificam em termos de sua composição mineralógica para uma boa fracabilidade, o que pode auxiliar no emprego da técnica do fraturamento hidráulico, muito embora seja mais restrita em termos de espessura, resultando, portanto, em uma dificuldade um pouco maior para a perfuração horizontal e obtenção do recurso energético via extração não convencional.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABOARRAGE, A. M.; LOPES, R. C. **Projeto a Borda Leste da Bacia do Paraná: integração geológica e avaliação econômica**. DNPM/CPRM, Porto Alegre. 18 v. Unpublished, 1986.

___.AEA – American Economic Association. **Is shale gas drilling good for local communities?** Disponível em: <https://www.aeaweb.org/research/is-shale-gas-good-local-communities>. Último acesso em 31 de março de 2019. 2015.

ALEXANDER, M. **A new look at maverick Basin basement tectonics.** Bulletin of the South Texas Geological Society, pp. 32-45. 2015.

ALSALEM, O.B.; FAN, M.; XIE, X. **Subsidence and burial histories of the Fort Worth Basin reflect prolonged Ouachita Orogeny during Mississippian-Permian.** Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 66, p. 675-679. 2016.

ANDREWS, Ian J. **The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation.** 2013.

___.ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Acervo de Dados.** Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>. Último acesso em 07 de novembro de 2020. 2020.

APLIN, Andrew C.; MACQUAKER, Joe HS. **Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems**. AAPG bulletin, v. 95, n. 12, p. 2031-2059, 2011.

ARAÚJO, L. M.; J. A. TRIGUIS; J. R. CERQUEIRA; and L. C. da S. FREITAS. **The atypical Permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil**, in M. R. Mello and B. J. Katz, eds., Petroleum systems of South Atlantic. 73, p. 377–402. 2000.

ARI – Advanced Resources International, Inc. **Technically Re coverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.** 2013.

ASKENAZI, A.; BISCAYART, P.; CÁNEVA, M.; MONTENEGRO, S.; MORENO, M. **Analogía entre la Formación Vaca Muerta y shale gas/oil plays de EEUU.** Society of Petroleum Engineers (SPE), 2013.

ATTERBERG, Albert. **Die rationelle klassifikation der sande und kiese**. 1905.

AZAR, J. J. **Oil and Natural Gas Drilling**. 2004.

BAILEY, S. W. et al. **Report of the clay minerals society nomenclature committee for 1980–1981**. Clays and Clay Minerals, v. 30, n. 1, p. 76-78, 1982.

BERKENWALD, Mariano; COSTA, Hirdan; SANTOS, Edmilson. **Perspectivas del shale en Argentina: potencial y barreras para el desarrollo de no convencionales**. 5th Latin American Energy Economics Meeting. 2015.

BLATT, H.; MIDDLETON, G.; MURRAY, R. **Origin of sedimentary rocks**. Prince-Hall. Inc., New Jersey, v. 782, 1980.

BJORLYKKE, K. **Clay mineral diagenesis in sedimentary basins—a key to the prediction of rock properties. Examples from the North Sea Basin**. Clay minerals, v. 33, n. 1, p. 15-34, 1998.

BRINDLEY, G. W. **Structures and chemical composition of clay minerals**. Clays and Resource Geologist, Mineralogical Association of Canada, Alberta, p. 1-12, 1981.

BRITO, Ignacio Machado; BERTINI, Reinaldo José. **Estratigrafia da Bacia do Paraná: III**. O grupo passa dois. Anuário do Instituto de Geociências, v. 5, p. 56-81, 1981.

BRUNETTI, Franco. **Curso de Mecânica dos Fluidos**. São Paulo, p 1. 1985.

CARPENTER, Chris. Highlights of paper SPE 167770, **"Design Optimization of Horizontal Wells with Multiple Hydraulic Fractures in the Bakken Shale**," by Luigi Saputelli, SPE, Frontender Corporation; Carlos Lopez, SPE, BP; Alejandro Chacon, SPE, Halliburton; and Mohammed Soliman, SPE, Texas Tech University. 2014.

CHARPENTIER, Ronald R.; COOK, Troy A. **Improved USGS methodology for assessing continuous petroleum resources.** US Geological Survey Data Series, v. 547, n. 2, p. 22, 2010.

CHESWORTH, Ward. **Encyclopedia of soil science**. Springer Science; 2007.

CHONG, K. K.; GRIESER, W. V.; PASSMAN, A.; TAMAYO, H. C.; MODELAND, N.; BURKE, B. E. **A completion guidebook to shale-play development: A review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades**. In:

Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 2010.

___. CLAY MINERALS SOCIETY. **The 2020 version of the Glossary of Clay Science**. Disponível em: <http://www.clays.org/Clay_Glossary.htm>. Último acesso em 24 de junho de 2020. 2020.

CLOUZEAU, F.; MICHEL, G.; NEFF, D.; RITCHIE, G.; HANSEN, R.; MC CANN, D.; PROUVOST, L. **Planning and drilling wells in the next millennium**. Oilfield Review, v. 10, n. 4, p. 1-13, 1998.

CODE, J. O. R. C. **Australasian code for reporting of exploration results, mineral resources and ore reserves.** AusIMM, Melbourne, v. 44, 2012.

___. CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. **Acervo virtual.** Disponível em: <http://acervo.cprm.gov.br/rpi_cprm/docreaderNET/DocReader.aspx?bib=PerfisSondagem>. Último acesso em 07 de novembro de 2020. 2020.

___. CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. **Ensaio Cronológico dos Precursores da Geologia do Brasil.** Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Ensaio-Cronologico-dos-Precursores-da-Geologia-do-Brasil-3553.html>. Último acesso em 03 de maio de 2020. 2020.

___. CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. **Mapa das Bacias Sedimentares Brasileiras.** *in* disponível em: <https://gismaps.com.br/downloads/sedimentary-basins/>. Último acesso em 19 de setembro de 2020. 2016.

___. CPRM – Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais. **Rede de Litotecas.** Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Litotecas-264?UserActiveTemplate=cprm%5Flayout%5FES>. Último acesso em 07 de novembro de 2020.

CRUMP, Brett; MEREDITH, Jerry; WILLIAMS, Brett; CHARPIOT, Sally. **Shale oil and a problem well-stated**. E;P. November 2013.

CTMA/PROMINP. **Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil**. 2016.

DANA, James Dwight. **Manual of Mineralogy**. Wiley, 1864.

DINNEBIER, Robert; BILLINGE, Simon. **Powder Diffraction: Theory and Practice.** The Royal Society of Chemistry. 2008.

DONG, T.; HARIIS, N.B.; AYRANCI, K. 2018. **Relative sea-level cycles and organic matter accumulation in shales of the Middle and Upper Devonian Horn River Group, northeastern British Columbia, Canada: insights into sediment flux, redox conditions, and bioproductivity.** GSA Bulletin, v. 130, no. 5/6, p. 859-880. 2018.

___.EIA – U.S. Energy Information Administration. **Energy implications of China's transition toward consumption-led growth**. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/china/?src=-f2>. Último acesso em 01 de abril de 2019. 2018.

___.EIA – U.S. Energy Information Administration. **Growth in Argentina's Vaca Muerta shale and tight gas production leads to LNG exports**. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=40093>. Último acesso em 21 de abril de 2020. 2019.

___.EIA – U.S. Energy Information Administration. **Hydraulically fractured horizontal wells account for most new oil and natural gas wells**. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34732>. Último acesso em 17 de novembro de 2018. 2018.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.** 2011.

___.EIA – U.S. Energy Information Administration. **Shale gas production drives world natural gas production growth**. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27512>. Último acesso em 31 de março de 2019. 2016.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**. 2013.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil**. 2015.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Canada**. 2015.

___.ENCANA Corporation. **Wellbore Construction**. Disponível em: <https://www.encana.com/sustainability/environment/water/protection/construction.html>. Último acesso em 01 de abril de 2019. 2019.

___.EPA – United States Environmental Protection Agency. **Scoping materials for initial design of EPA research study on potential relationships between hydraulic fracturing and drinking water resources**. Disponível em: <http://yosemite.epa.gov/sab/sabproduct.nsf/0/3B745430D624ED3B852576D400514B76/$File/Hydraulic+Frac+Scoping+Doc+for+SAB-3-22-10+Final.pdf>. Último acesso em 23 de maio de 2020. 2010.

___.EPA – United States Environmental Protection Agency. **The Process of Unconventional Natural Gas Production**. Disponível em: <https://www.epa.gov/uog/process-unconventional-natural-gas-production>. Último acesso em 15 de novembro de 2018.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE. 2019.

EUZEN, Tristan. **Shale Gas—an Overview**. IFP Canada Internal Report, http://ifp-canada.com/wp-content/uploads/2014/01/IFP_Canada_Shale_Gas_Report. pdf, 2011.

FALCONI, Vicente. **Gerenciamento da rotina do trabalho do dia-a-dia**. Editora de Desenvolvimento Gerencial, 2002.

FERRI, Filippo; GRIFFITHS, Matthew. **Thermal maturity and regional distribution of the Muskwa Formation, northeastern British Columbia.** Science Reports, p. 37-45, 2014.

FOLK, Robert L. **Petrology of sedimentary rocks**. Hemphill Publishing Company, 1980.

___.FRACFOCUS. **Hydraulic Fracturing: The Process**. Disponível em: <https://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>. Último acesso em 17 de novembro de 2018. 2010.

___.FRACFOCUS. **What Is Fracturing Fluid Made Of?** Disponível em: <https://www.fracfocus.org/index.php?p=learn/what-is-fracturing-fluid-made-of>. Último acesso em 12 de janeiro de 2021.

GANDOSSI, Luca. **An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production**. Eur. Commisison Jt. Res. Cent. Tech. Reports, v. 26347, 2013.

GLUYAS J.; SWARBRICK R. **Petroleum Geoscience**. Malden: Blackwell Publishing; 2009

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energia e meio ambiente no Brasil.** Revista Estudos avançados, v. 21, n. 59, p. 7-20, 2007.

GUGGENHEIM, Stephen; MARTIN, R. T. **Definition of clay and clay mineral: joint report of the AIPEA nomenclature and CMS nomenclature committees.** Clays and clay minerals, v. 43, n. 2, p. 255-256, 1995.

HACHIRO, Jorge. **Litotipos, associações faciológicas e sistemas deposicionais da Formação Irati no Estado de São Paulo**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. 1991.

HACHIRO, Jorge; COIMBRA, A.M.; MATOS, S.L.F. **O caráter cronoestratigráfico da unidade Irati**. In: SIMPÓSIO SOBRE CRONOESTRATIGRAFIA DA BACIA DO PARANÁ, 1, Rio Claro. Resumos. Rio Claro, UNESP/SBG, p.62-63. 1993.

HACHIRO, Jorge. **O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 1996.

HALL, Craig D.; JENNINGS, Debra; MILLER, Randy. **Comparison of the reservoir properties of the Muskwa (Horn River Formation) with other North American gas shales.** CSPG/CSEB/CWLS GeoConvention. 2011.

HALLIBURTON. **Over 60 Years of Successful Performance Focused on the Environment**. 2008.

HALLIBURTON. **Shale: What is shale?** Disponível em: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale.page?node-id=hgjyd46w>. Último acesso em 02 de outubro de 2019.

HARRINGTON, H.J. **Paraguay**. In JENKS, W.F. – Handbook of South America. An explanation of the geological map of South America. The Geological Society of America, Memoir 65, 101-It4. 1956.

HENTZ, T.F.; RUPPEL, S.C. **Regional stratigraphic and rock characteristics of Eagle Ford shale in its play área: Meverick Basin to East Texas Basin.** AAPG Annual Convention and Exhibition, Texas, USA, April 10-13, 2011.

HILLIER, S. **Quantitative analysis of clay and other minerals in sandstones by X-ray powder diffraction (XRPD)**. Clay mineral cements in sandstones, p. 213-251, 1999.

HILLSTROM, Kevin. **Fracking – Hot Topics**. Lucent books. 2013.

HOLZ, M.; FRANÇA, A. B.; SOUZA, P. A.; IANNUZZI, R.; ROHN, R. **A stratigraphic chart of the Late Carboniferous/Permian succession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil.** South America. Journal of South American Earth Sciences, v. 29, n. 2, p. 381-399, 2010.

HOWER, John; MOWATT, Thomas C. **The mineralogy of illites and mixed-layer illite/montmorillonites.** American Mineralogist: Journal of Earth and Planetary Materials, v. 51, n. 5-6, p. 825-854, 1966.

HULL, Rob. **A play for shale: expanding resources in the European Union**. International shale gas and oil journal. 2014.

IEA – International Energy Agency. **Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas**, 2012. Disponível em: < https://webstore.iea.org/weo-2012-special-report-golden-rules-for-a-golden-age-of-gas>. Último acesso em: 28 de setembro de 2019. 2012.

IHS – **America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy - Vol. 3.** A Manufacturing Renaissance. 2013.

___.IPAA. Independent Petroleum Association of America. **Hydraulic Fracturing**. Disponível em: <https://www.ipaa.org/fracking/>. Último acesso em 09 de fevereiro de 2019.

JACKSON, R. E.; GORODY, A. W.; MAYER, B.; ROY, J.W.; RYAN M.C.; VAN STEMPVOORT D.R. **Groundwater protection and unconventional gas extraction: The critical need for field-based hydrogeological research**, v. 51, n. 4, p. 488-510, 2013.

KENNEDY, Robert. **Gas shale challenges over the asset life cycle.** In REZAEE, Reza. Fundamentals of gas shale reservoirs. John Wiley; Sons, 2015.

KHAN, Safdar; YADAV, Anurag. **Wellbore Stability Optimization in Shale Gas Wells by Integrating Geomechanics and Drilling Practices**. 2013. Paper presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 7–9 October 2013.

KING, George Everette. **Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells.** In: SPE hydraulic fracturing technology conference. Society of Petroleum Engineers, 2012.

LABANI, Mehdi; REZAEE, Reza. **Petrophysical evaluation of gas shale reservoirs**. In REZAEE, Reza. Fundamentals of gas shale reservoirs. John Wiley; Sons, 2015.

LAGE, Elisa Salomão; PROCESSI, Lucas Duarte; SOUZA, Luiz Daniel Wilcox; DORES, Priscila Branquinho; GALOPPI, Pedro Paulo de Siqueira. **Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro.** BNDES Setorial, n. 37, mar. 2013, p. 33-88, 2013.

LASH, Gary; LASH, Eileen. **Early History of the Natural Gas Industry, Fredonia, New York**. Adapted from oral presentation at History of Geology Forum, AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, April 6-9, 2014.

LIU, Shanyong; LI, Lin; YUAN, Yuan; LOU, Yishan; LI, Zhonghui. **A New Fracability Evaluation Approach for Shale Reservoirs Based on Multivariate Analysis: A Case Study in Zhaotong Shale Gas Demonstration Zone in Sichuan, China**. Acta Geologica Sinica-English Edition, v. 93, n. 4, p. 1005-1014. 2019.

LIU, S.; YANG, Y.; DENG, B.; ZHONG, Y.; WEN, L.; SUN, W.; LI, Z.; JANSA, L.; LI, J.; SONG, J.; ZHANG, X.; PENG, H. **Tectonic evolution of the Sichuan Basin, Southwest China.** Earth-Science Reviews 213: 103470. 2021.

LUO, C.; YIN, N.; LIN, H.; GAO, X.; WANG, J.; ZHU, H. **Reservoir Characteristics of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Zhaotong Region, Southern China.** Geofluids, v. 2020, 2020.

MA, Suping; LEI, Tianzhu; JIN, Ming; XIA, Yanqing. **Experiments on the primary migration of oil from source rocks**. Chinese Journal of Geochemistry, v. 26, n. 1, p. 66-71, 2007.

MA, Xinhua. **A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin.** Natural Gas Industry B, v. 4, n. 3, p. 163-173, 2017.

MAGOON, Leslie B.; BEAUMONT, Edward A. **Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps**. Chapter 3: Petroleum Systems. 1999.

MAIR, R; BICKLE, M; GOODMAN, D; KOPPELMAN, B; ROBERTS, J; SELLEY, R; SHIPTON, Z; THOMAS, H; WALKER, A; WOODS, E; YOUNGER, P.L. **Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing**. Royal Society and Royal Academy of Engineering, London. 76pp. 2012.

MANTLE, Kate. **The Art of Controlling Wellbore Trajectory**. Oilfield Review Winter 2013/2014: 25, no. 4 (Schlumberger) 2014.

MC BRIDE, Murray B. **Environmental Chemistry of Soils.** 1994.

MC CARTHY, Kevin; ROJAS, Katherine; NIEMANN Martin; PALMOWSLI, Daniel; PETERS, Kenneth; STANKIEWICZ, Artur. **Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation.** Oilfield Review, v. 23, n. 2, p. 32-43. 2011.

MEZZALIRA, S. **Contribuição ao conhecimento da geologia de subsuperfície e da paleontologia da Formação Irati, no Estado de São Paulo**. In: Simpósio de Paleontologia, Rio de Janeiro, Anais..., Rio de Janeiro, Academia. Brasileira de Ciências, 43: 273 - 336. 1971.

MILANI, E. J.; MELO, J. E.; SOUZA, P.A.; FERNANDES, L. A.; FRANÇA, A.B. **Bacia do Paraná.** Bol. Geociências Petrobras 15(2):265-287. 2007.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas**. Revista Brasileira de Geofísica, v. 18, n. 3, p. 352-396, 2000.

MILANI, Edison José; ARAÚJO, LM de. **Recursos Minerais energéticos: petróleo**. In BIZZI, Luiz Augusto; SCHOBBENHAUS, Carlos; VIDOTTI, Roberta Mary; GONÇALVES, João Henrique. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. Texto, Mapas; SIG. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Ministério de Minas e Energia, p. 541-576, 2003.

___.MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA. **Banco de Informações de Transportes - BIT**. Disponível em: <http://transportes.gov.br/bit/63-bit/5124-bitpublic.html#mapduto>. Último acesso em 28 de julho de 2020.

MIT – Massachusetts Institute of Technology. **The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study**. Boston, 2011.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Boletim anual de exploração e produção de petróleo e gás natural – 2017**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/2533848/Boletim+de+Explora%C3%A7%C3%A3o+e+Produ%C3%A7%C3%A3o+de+Petr%C3%B3leo+e+G%C3%A1s+Natural+ano+2017/e570ced2-86e2-485b-85a0-2c8d0407b945?version=1.0>. Último acesso em: 28 de setembro de 2019. 2017.

MOORE, D.M.; REYNOLDS Jr., R.C.. **X-ray diffraction and the identification and analysis of clay minerals.** Oxford University, New York, 1997.

NICKEL, Ernest H. **Definition of a mineral.** Mineralogical Magazine, v. 59, n. 397, p. 767-768, 1995.

NORTHFLEET, A. A.; MEDEIROS, R. A.; MUHLMANN, H. **Reavaliação dos dados geológicos da Bacia do Paraná.** Boletim Técnico da Petrobrás, v. 12, n. 3, p. 291-346, 1969.

NOVRIANTI, Novrianti; MELISA, Rycha; ADRIAN, Rafhie. **Kick-Off Point (KOP) and End of Buildup (EOB) Data Analysis in Trajectory Design**. Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology, v. 2, n. 2, p. 133-136, 2017.

OKWEN, Roland; STEWART, Mark; CUNNINGHAM, Jeffrey. **Effect of Well Orientation (Vertical vs. Horizontal) and Well Length on the Injection of CO2 in Deep Saline Aquifers**. 2010. Transp Porous Med 90:219–232. 2011.

ORLANDI FILHO, Vitório; KREBS, Antonio Sílvio Jornada; GIFFONI, Luís Edmundo. **Coluna White, Serra do Rio do Rastro, SC: seção geológica clássica do continente Gonduana no Brasil**. SIGEP 024 - CPRM - Serviço Geológico do Brasil. 2006.

PADULA, Vicente Tomazelli. **Estudos geológicos da Formação Irati, sul do Brasil.** Boletim Técnico da Petrobrás, v. 11, n. 3, p. 407-430, 1968.

PASSEY, Q. R., BOHACS, K., ESCH, W. L., KLIMENTIDIS, R., ; SINHA, S. **From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs**. In: International oil and gas conference and exhibition in China. Society of Petroleum Engineers, 2010.

PETERS, K. E; XIA, X; POMERANTZ, A.E; MULLINS, O.C. **Geochemistry applied to evaluation of unconventional resources**. In: Unconventional oil and gas resources handbook. Gulf Professional Publishing. p. 71-126. 2016.

___. PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S/A. **Unidade de Industrialização do Xisto (SIX)**. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/unidade-de-industrializacao-do-xisto-six.htm>. Último acesso em 31 de março de 2019.

PEYERL, Drielli. **O petróleo no Brasil: exploração, capacitação técnica e ensino de geociências (1864-1968)**. Editora UFABC, 2017.

RAHM, Dianne; FIELDS, Billy; FARMER, Jayce L. **Transportation impacts of fracking in the Eagle Ford shale development in rural south Texas: Perceptions of local government officials. Journal of Rural and Community Development**, v. 10, n. 2, 2015.

RAMOS, Adriano Nunes; FORMOSO, Milton Luiz Laquintinie. **Argilominerais das rochas sedimentares da Bacia do Paraná**. PETROBRAS, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, Divisão de Informação Técnica e Patentes, 1975.

REATE 2020. **Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. Relatório Subcomitê Potencial de Petróleo e Gás Onshore. Resumo Bibliográfico das Bacias Onshore.** 2020.

REZAEE, Reza; ROTHWELL, Mark. **Gas Shale: Global Significance, Distribution, and Challenges.** In REZAEE, Reza. **Fundamentals of gas shale reservoirs.** John Wiley; Sons, 2015.

RIBAS, Laís. **Influência do processo de pirólise sobre as camadas de folhelho pirobetuminoso de São Mateus do Sul – PR**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná. 2012.

RICHARDSON, N.; GOTTLIEB, M.; KRUPNICK, A.; WISEMAN, H. **The state of state shale gas regulation.** Washington, DC: Resources for the Future, 2013.

RICCOMINI, Claudio; SANT'ANNA, Lucy; TASSINARI, Colombo; TAIOLI, Fábio. **O petróleo no Brasil**. In: MELFI, Adolpho José et al. Recursos Minerais no Brasil: problemas e desafios. 2016.

ROCHA, Haline de Vasconcellos. Dissertação de mestrado. **Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termoelétrica de Uruguaiana (RS).** Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (PPGE/IEE/USP). 2016.

SALES, T.; SOSA, A. **Maduración. avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como shale plays. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello?** SPE International. 2013.

SANTOS, Vitor ES; ROCHA, Haline V.; DOS SANTOS, Edmilson Moutinho. **Gás de Folhelho: Perspectivas de Exploração no Brasil Shale Gas: Exploration Perspectives in Brazil**. In: Energy Outlook in Latin America and the Caribbean: Challenges, Counstraints and Opportunities, 5th ELAEE/IAEE Latin American Conference, March 15-18. 2015. International Association for Energy Economics, 2015.

___.SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary – Blowout**. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/blowout.aspx>. Último acesso em 01 de abril de 2019. 2019.

___.SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary – Darcy**. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/darcy.aspx>. Último acesso em 08 de julho de 2020. 2020.

___.SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary – Kerogen**. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/k/kerogen.aspx>. Último acesso em 01 de abril de 2020. 2020.

___.SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary – Sweet Spot**. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sweet_spot.aspx>. Último acesso em 12 de maio de 2020. 2020.

___.SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary – Trap**. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/t/trap.aspx>. Último acesso em 31 de março de 2020. 2020.

___.SCHLUMBERGER. **Shale Gas; Liquids – Challenges in shale reservoir development**. Disponível em: <https://www.slb.com/services/technical_challenges/unconventional_resources/shale_gas_liquids.aspx>. Último acesso em 26 de agosto de 2018.

SCHLUMBERGER. **Unique BHA Tests, Perforates, and Cleans Up.** Disponivel em: <https://www.slb.com/resources/case_studies/perforating/dst_tcp_bha_far_east_cs.aspx>. Último acesso em 09 de fevereiro de 2019.

SCHNEIDER, R. L.; MÜHLMANN, H.; TOMMASI, E.; MEDEIROS, R. A.; DAEMON, R. F.; NOGUEIRA, A.A. **REVISÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DO PARANÁ.** ANAIS DO XXVIII Congresso Brasileiro de Geologia. Ed. SBG. Porto Alegre. v.I, p. 41-65. 1974.

___. SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA DA ARGENITNA. **En agosto continuó creciendo la producción de gas y petróleo**. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/en-agosto-continuo-creciendo-la-produccion-de-gas-y-petroleo . Último acesso em 19 de abril de 2020.

SHAH, Maunish; SHAH, Subhash; SIRCAR, Anirbid. **A comprehensive overview on recent developments in refracturing technique for shale gas reservoirs.** Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 46, p. 350-364. 2017.

SILVA, A. D.; LOPES, R. D. C.; VANSCONCELOS, A. M.; BAHIA, R. **Bacias sedimentares paleozóicas e meso-cenozóicas interiores**. In BIZZI, Luiz Augusto; SCHOBBENHAUS, Carlos; VIDOTTI, Roberta Mary; GONÇALVES, João Henrique. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil. Texto, Mapas; SIG. Serviço Geológico do Brasil – CPRM. Ministério de Minas e Energia, p. 55-85.v2003.

SILVA, C.G.A., **Caracterização Geoquímica Orgânica das Rochas Geradoras de Petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná.** Dissertação de Mestrado. Instituto de Química. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 2007.

ŚRONDOŃ, Jan. **X-ray powder diffraction identification of illitic materials. Clays and Clay Minerals**. v. 32, n. 5, p. 337-349, 1984.

STEPHENSON, Michael. **Shale gas and fracking: The science behind the controversy**. Elsevier. 2015.

STROMHAUG, Andreas Holm. **Directional Drilling-Advanced Trajectory Modelling.** Dissertação de Mestrado. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk. 2014.

SUGIURA, Junichi; BOWLER, Adam; HAWKINS, Richard; JONES, Steve; HOMBLOWER, Peter. **Downhole steering automation and new survey measurement method significantly improves high-dogleg rotary-steerable system performance**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2013.

TAIOLI, Fábio. **Gás de Folhelho no Brasil – Perspectivas e Dúvidas.** Anais da 65ª Reunião Anual da SBPC. Recife, julho/2013.

TASSINARI, Colombo; SAN MARTIN, Stephanie; RICCOMINI, Claudio; TAIOLI, Fábio. **Potencial de exploração de não-convencionais – Estado de São Paulo**. In: FGV Energia. O desenvolvimento da exploração de recursos não-convencionais no Brasil: novas óticas de desenvolvimento regional. 2021.

___.TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S/A. **Traçado**. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/pt_br/o-gasoduto/tracado.htm>. Último acesso em 23 de abril de 2020.

TISSOT, Bernard P.; WELTE, Dietrich H. **Petroleum formation and occurrence.** Springer Science ; Business Media, 1984.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência, 2001.

THORN, Terence. **Gas shale environmental issues and challenges**. In REZAEE, Reza. Fundamentals of gas shale reservoirs. John Wiley; Sons, 2015.

___.University of Wisconsin-Madison. **Drilling in the dark: Biological impacts of fracking still largely unknown**. Disponível em: <https://news.wisc.edu/drilling-in-the-dark-biological-impacts-of-fracking-still-largely-unknown/>. Último acesso em 18 de maio de 2021.

VELDE, B. **Composition and mineralogy of clay minerals.** In: Origin and mineralogy of clays. Springer, Berlin, Heidelberg, p. 8-42. 1995.

WANG, Xiaoqiong; GE, Hongkui; WANG, Daobing; WANG, Jianbo; CHEN, Hao. **A comprehensive method for the fracability evaluation of shale combined with brittleness and stress sensitivity**. Journal of Geophysics and Engineering, v. 14, n. 6, p. 1420-1429. 2017.

WANG, Zhongmin; KRUPNICK, Alan. **A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom?** 1616 P St. NW Washington, DC 20036 – 202-328-5000. 2013.

WASEDA, Y.; MATSUBARA, E.; SHINODA, K. **X-Ray Diffraction Crystallography. Introduction, Examples and Solved Problems**. Berlin, Springer-Verlag, 2011.

WENTWORTH, Chester K. **The journal of geology**, v. 30, n. 5, p. 377-392, 1922.

WU, Jingjing; ZHANG, Shaone; CAO, Han; ZHENG, Mingming; SUN, Pinghe; LUO, Xu. **Fracability evaluation of shale gas reservoir-A case study in the Lower Cambrian Niutitang formation, northwestern Hunan, China**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 164, p. 675-684, 2018.

WU, Yue; FAN Tailiang; ZHANG, Jinchuan; JIANG, Shu; LI, Yifan; ZHANG, Junpang; XIE, Chen. **Characterization of the upper Ordovician and lower Silurian marine shale in northwestern Guizhou province of the upper Yangtze block, South China: Implication for shale gas potential**. Energy; Fuels, v. 28, n. 6, p. 3679-3687, 2014.

ZALÁN, P.V.; WOLFF, S.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; MARQUES, A.; ASTOLFI, M.A.M.; VIEIRA, I.S.; APPI, V.T.; ZANOTTO, O.A. 1990. **The Paraná Basin, Brazil**. In: DE RAJA GABAGLIA, G.P. ; MILANI, E.J. (coords.). Origem e evolução de bacias sedimentares. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, p.135-168. 1990.

ZENDEHBOUDI, Sohrab; BAHADORI, Alireza. **Shale oil and gas handbook: theory, technologies, and challenges**. Gulf Professional Publishing, 2016.

ZHAO, Jing-Zhou; Li, Jun; Wu, Wei-Tao; Cao, Qing; Bai, Yu-Bin; Er, Chuang. **The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities**. Petroleum Science, v. 16, n. 2, p. 229-251, 2019.

ZOBACK, Mark D.; KOHLI, Arjun H. **Unconventional reservoir geomechanics**. Cambridge University Press, 2019.