



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ERIC FREIRE SAMPAIO

**REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA SOBRE O AVANÇO DA
EXPLORAÇÃO DO FOLHELHO (XISTO) NO BRASIL E NO MUNDO**

FORTALEZA-CE

2017

ERIC FREIRE SAMPAIO

REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA SOBRE O AVANÇO DA EXPLORAÇÃO
DO FOLHELHO (XISTO) NO BRASIL E NO MUNDO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisitos parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Filipe Xavier Feitosa

FORTALEZA-CE

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S182r Sampaio, Eric Freire.
Revisão sistemática de literatura sobre o avanço da exploração do folhelho (xisto) no Brasil e no mundo /
Eric Freire Sampaio. – 2017.
94 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2017.
Orientação: Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa.
1. Folhelho. 2. Revisão Sistemática da Literatura. 3. Xisto. I. Título.

CDD 665.5092

ERIC FREIRE SAMPAIO

REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA SOBRE O AVANÇO DO FOLHELHO
(XISTO) NO BRASIL E NO MUNDO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisitos parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Filipe Xavier Feitosa

Aprovado em ___/___/_____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Filipe Xavier Feitosa (Orientador)

Universidade Federal do Ceará - UFC

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte

Universidade Federal do Ceará - UFC

Eng. José Francisco Romero Yanes

Universidade Federal do Ceará - UFC

À minha família, especialmente minha mãe, que não mediu esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida e a todos aqueles que de alguma forma estiveram e estão próximos de mim.

AGRADECIMENTOS

Obrigado mãe, vó e pai. Vocês são tudo pra mim. Agradeço à minha tia Rosa Amália por sempre me ajudar com tudo o que estivesse dentro e fora de seu alcance desde que nasci. Agradeço também a toda minha família por todo apoio. Especialmente aos meus tios Raimundo e Leila, meus primos Pedro, Carolina e Beatriz, assim como toda a família Furtado, que me acolheram como sendo um deles.

A Matheus e Cristiano por sempre estarem ao meu lado desde sempre.

Obrigado, Thiago e Bruno por sempre me ajudarem e estarem comigo em todos os momentos. Não tenho palavras para dizer quão grato sou por existirem

Aos amigos que fiz durante esse período na UFC: Victória, Heitor, Ewerlane, Lysle, Lia, Hedilberto, Neil, Vinícius, Evellyn, Mari etc. Obrigado Kílvia por seu caderno. Sem ele eu nem teria chegado até aqui. Obrigado Rosy, Micael, Anderson e Bruna, minha irmãzinha. Vocês fizeram do meu estágio uma experiência única.

À Universidade Federal do Ceará (UFC) por todo o crescimento profissional e pessoal que me proporcionou. A todos os professores que contribuíram de alguma forma para a minha formação, sobretudo ao meu orientador Filipe Xavier por todo o auxílio e suporte no pouco tempo que lhe coube, mesmo ocupado em sua própria defesa de doutorado.

A todas as pessoas maravilhosas que conheci no intercâmbio: Henrique, Júlia, Pedro, Amanda, Gabrielly, Lygia, Ana, Jucá, Adelcio, Johnata, ... e a todos que a formatação desse agradecimento deixou de fora. Agradeço a todo corpo docente de Eastern Washington University, University of Idaho e Texas Tech University.

Agradeço principalmente ao professor Ismael Regis de Farias Jr., que me colocou no mundo do folhelo. Saiba que esse trabalho é um grande aprofundamento daquele que começamos.

Muito obrigado Assis e toda equipe Muay Thai César Nunes Team por alimentarem minha mente e espírito por meio desse esporte.

Obrigado Marcos, meu *stakeholder*, por todo apoio profissional e por estar sempre presente mesmo sempre longe.

Um obrigado mais do que especial a Leonardo e Vítor por estarem em minha vida apesar de tudo. E obrigado também a todos que vieram de brinde nesse combo: Júnior, Alessandra, Yago, André etc.

E um muito obrigado a todos que fizeram parte direta ou indiretamente da minha formação.

"Sicher ist, dass weder unsere Enkel noch deren
Enkel das Ende des Ölzeitalters erleben"

(Karl-Heinz Schult-Bornemann)

RESUMO

O folhelho é um combustível alternativo que pode gerar energia por duas formas: combustão de sua matriz sólida ou queima de seu gás adsorvido. Sua origem mais aceita foi explicada com detalhes neste trabalho, assim como seu histórico no Brasil. A utilização de gás de folhelho como matriz energética secundária vem se tornando cada vez mais presente com o avanço de tecnologias de exploração e extração, devido a seu alto valor energético. Por isso, foi feito um estudo detalhado de várias formações e bacias de todo o mundo, especialmente Brasil, China e Estados Unidos, as maiores reservas de folhelho do planeta. A fim de se ter uma ideia de quais características fazem uma formação de folhelho ser economicamente viável, escolheram-se as mais abundantes em artigos e, por meio de uma Revisão Sistemática de Literatura, quantificou-se e correlacionou-se esses dados. Por fim, se realizou um breve estudo sobre sua importância no Brasil. Os resultados mostraram a necessidade de mais estudos na área, especialmente em regiões com potencial menos desenvolvido, pois dados escassos são a principal barreira para a ampliação dessa fonte de energia.

Palavras-chave: Folhelho, Revisão Sistemática da Literatura, Xisto.

ABSTRACT

Shale is an alternative fuel that can generate energy in two different ways: combustion of its matrix or burning its adsorbed gas. Its most accepted origin was explained in details in this paper, as was its history in Brazil. The use of shale gas as a secondary source of energy is becoming more and more present with the advancement of exploitation and extraction technologies due to its high-energy value. Therefore, a detailed study of various formations and basins around the world, especially Brazil, China and the United States, the largest shale reserves on the planet. In order to understand what characteristics make shale formation economically feasible, the most abundant characteristics in articles were chosen and, through a Systematic Review, these data were quantified and correlated. Finally, a brief study was carried out on its importance in Brazil. The results showed the need for more studies in the area, especially in regions with less developed potential, because scarce data are the main barrier to the expansion of this energy source.

Keywords: Shale, Systematic Review, Schist.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Bacias de folhelho pelo mundo.

Figura 2 – Bacias de folhelho na China

Figura 3 – Bacia de Sichuan

Figura 4 – Coluna Estratigráfica generalizada da região Norte de Sichuan.

Figura 5 – Bacia Jinghan

Figura 6 – Bacia Subei

Figura 7 – Extensão da Plataforma Yangtze

Figura 8 – Principais Bacias dos EUA e seus períodos geológicos

Figura 9 – Principais bacias do Brasil

Figura 10 – Bacia do Solimões

Figura 11 – Bacia do Amazonas

Figura 12 – Bacia do Paraná

Figura 13 – Região argentina da Bacia do Paraná

Figura 14 – Coluna Estratigráfica generalizada da Bacia do Paraná

Figura 15 – Outras bacias da América do Sul

Figura 16 – Esquema de produção Petrosix®

Figura 17 – Esquema simplificado de um Fraturamento Hidráulico

Figura 18 – Semelhança na localidade entre bacias de folhelho e água doce

Figura 19 – Malha de viadutos nos EUA

Figura 20 – Localização dos principais campos de folhelho dos EUA

Figura 21 – Histórico de busca do termo shale ao longo dos anos no Google

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Comparação da produção de gás natural entre perfuração horizontal e vertical

Gráfico 2 – Produção de gás de folhelho x Produção de gás natural

Gráfico 3 – Número de artigos por ano de publicação

Gráfico 4 – Período Geológico x Espessura

Gráfico 5 – Variação do TOC na China

Gráfico 6 – Espessura x TOC

Gráfico 7 – Porosidade x Espessura

Gráfico 8 – Porosidade x Período Geológico

Gráfico 9 – Porosidade x TOC

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1 – Etapas de refino de folhelho.

Fluxograma 2 – Produtos do folhelho

Fluxograma 3 – Subdivisões de Teor de Carbono

Fluxograma 4 – Protocolo da metodologia utilizada

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados de algumas bacias da China

Tabela 2 – Propriedades e recursos de reservatórios de óleo e gás de folhelho

Tabela 3 – Produção diária de produtos de folhelho

Tabela 4 – Maiores formações de folhelho do mundo e seus volumes de óleo

Tabela 5 – Dados de Argissolo

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIE	Agência Internacional de Energia
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARI	<i>Advanced Resources International</i>
BEP	Barris equivalentes de petróleo
Bcf	Bilhões de pés cúbicos
Bbbl	Bilhões de barris
BP	British Petroleum
CBIE	Centro Brasileiro de Infraestrutura
CO ₂	Dióxido de carbono
CXIB	Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso
EOM	Matéria Orgânica Extraível,
EUA	Estados Unidos da América
FESEM	<i>Field Emission Scanning Electron Microscope</i>
GIP	<i>Gas in place</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
KPMG	Klynveld, Peat, Marwick, Goerdeler
MMbbl	Milhões de barris
OIP	<i>Oil in place</i>
REPAR	Refinaria do Paraná
RSL	Revisão Sistemática da Literatura
Sinopec	<i>China Petroleum & Chemical Corporation</i>
SIX	Unidade de Operações da Industrialização do Xisto
Tcf	Trilhões de pés cúbicos
TOC	Teor de carbono orgânico total (COT)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
2. ORIGEM	18
3. CHINA	20
3.1 Bacia de Sichuan	22
3.2 Bacia Jinghan	25
3.3 Bacia Subei	26
3.4 Plataforma Yangtze	27
3.5 Outras Bacias	27
4. EUA	28
4.1 Barnett	28
4.2 Fayetteville	29
4.3 Haynesville	29
4.4 New Albany	29
4.5 Appalachian	29
4.6 Marcellus	30
4.7 Utica	30
4.8 Permian	30
4.9 Eagleford	30
4.10 Bakken	30
5. BRASIL	31
5.1 Bacia do Solimões	33
5.2 Bacia do Amazonas	34
5.3 Bacia do Paraná	35
5.3.1 Formação Ponta Grossa	37
5.3.2 Formação Irati	37
5.4 Outras Bacias	39
5.4.1 Bacia Potiguar	39
5.4.2 Bacia do Parnaíba.....	40
5.4.3 Bacia do Parecis	40
5.4.4 Bacia do Recôncavo.....	40
5.4.5 Bacia do Sergipe-Alagoas	40
5.4.6 Bacia do São Francisco	41
5.4.7 Bacia do Taubaté.....	41
5.4.8 Bacia Chaco-Paraná	41
6. OUTROS PAÍSES DA AMÉRICA DO SUL	42
6.1 Bolívia	43
6.2 Chile	43
6.3 Paraguai	43
6.4 Uruguai	43
7. HISTÓRICO	44
8. TECNOLOGIAS	46
8.1. Petrosix®	46
8.1.1 Processo	47
8.2. Fraturamento Hidráulico	48

9. IMPACTOS AMBIENTAIS	50
10. PARÂMETROS	52
10.1 Porosidade.....	52
10.2 Formações	53
10.3 Período Geológico	57
10.3.1. Era Paleozoica.....	57
10.3.2 Era Mesozoica.....	57
10.3.3 Era Cenozoica	58
10.4. Teor de Carbono Orgânico Total, TOC.....	58
10.5. Espessura	60
12. METODOLOGIA	62
12.1. Planejamento da RSL	62
12.1.1. Protocolo	63
12.2. Conduzindo a RSL	65
12.2.1. Critérios de Inclusão	65
12.2.1.1. Data	65
12.2.1.2. Idioma	66
12.2.1.3. Métodos.....	66
12.2.1.4. Contexto	66
13.1. Período Geológico x Espessura	68
13.2 Espessura x TOC.....	70
13.3 Porosidade x Período Geológico	72
13.4 TOC x Porosidade	73
TRABALHOS FUTUROS	88
APÊNDICE A – PROPRIEDADES PRÉ-ANALISADAS.....	89
APÊNDICE B – EXPRESSÃO GERAL DE BUSCA NA BIBLIOTECA SCOPUS.....	91
APÊNDICE C – PERCENTUAL DE FORMAÇÃO E PERÍODOS GEOLÓGICOS POR ARTIGOS PESQUISADOS	92
ANEXO A – DIVISÃO DE ERAS E PERÍODOS GEOLÓGICOS.....	96

1. INTRODUÇÃO

O folhelho é uma rocha oleífera de origem sedimentar e textura foliácea com lâminas muito finas, originada da decomposição de sedimentos de matéria orgânica em ambiente anaeróbico, como águas estagnadas. Esse tipo de rocha contém querogênio, um importante componente orgânico com composição complexa de carbono, hidrogênio, enxofre e oxigênio que é encontrado na matriz mineral, sendo capaz de produzir óleo. Isso o faz ser a maior fonte potencial de hidrocarbonetos conhecida atualmente, gerando vários subprodutos que podem ser aproveitados por diversos segmentos industriais. (BOTELHO, 1992)

O folhelho pode ser encontrado de duas formas: pirobetuminoso, que deve ser aquecido a fim de se separar o betume de suas impurezas, encontrado no estado sólido como o folhelho e o betuminoso, que é encontrado em forma líquida, o que facilita sua extração.

Contraditoriamente, o folhelho é muito mais abundante que o óleo de poço, embora seja bem menos estudado. Isso o torna altamente viável em termos de potencial e sua produção deve ser estudada e analisada a fim de expandir o seu uso. O Brasil possui a segunda maior reserva de folhelho no mundo (atrás apenas dos EUA) tendo sua área mais explorada na região do Irati, no Paraná. Entretanto, há várias outras reservas como em São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e uma reserva bastante promissora na região norte do país (EIA, 2013).

Com a diminuição das reservas de petróleo e seu consumo cada vez mais elevado, junto com seu estudo mais aprofundado e desenvolvimento de novas tecnologias o a extração de folhelho poderá alcançar todo o seu potencial como fonte de energia e matéria prima.

Mesmo com esse enorme potencial que há no folhelho, ele é pouco estudado, especialmente no Brasil onde os materiais sobre o assunto são bastante escassos. Devido a isso observou-se a necessidade de se fazer um trabalho mais detalhado sobre o tema, com o objetivo geral de analisar como diversos fatores se relacionam um com o outro, com o propósito de identificar as relações que as propriedades tem entre si, além de comparar o quanto essas propriedades variam para a mesma formação ou diferentes formações, através da coleta de dados de diferentes artigos de diversas regiões do globo e cruzar essas informações

A maneira encontrada foi determinar a relação entre as seguintes propriedades:

- a) Período Geológico x Espessura;
- b) Espessura x TOC;
- c) Porosidade x Período Geológico;
- d) TOC x Porosidade.

2. ORIGEM

Folhelho, erroneamente traduzido como “xisto” que é uma rocha metamórfica, é uma rocha de origem sedimentar com lâminas bastante delgadas e textura foliácea, com características semelhantes ao do petróleo e do carvão mineral, encontrado em camadas de rochas sedimentares originadas sob pressões e temperaturas elevadas. É composto basicamente de hidrogênio e carbono, sendo assim uma das maiores fontes potenciais de hidrocarbonetos conhecida atualmente. Por meio dele, é possível se obter petróleo, enxofre, gás combustível e outros compostos por meio de diversos processos de refino, como a destilação fracionada a seco.

Pode ser encontrado em dois tipos: pirobetuminoso e betuminoso. O primeiro é encontrado na forma sólida em rochas compactas sedimentares que possuem características tanto de rocha geradora quanto rocha selante. (SANTOS & CORASDESDEQUI, 2013). Sua separação de impurezas é feita por meio de aquecimento - de onde vem seu nome (*piro*, do latim, fogo)- a cerca de 500°C, já que não pode ser extraído por solventes comuns. Possui um composto orgânico complexo denominado querogênio, cuja constituição varia de acordo com o depósito, mas uniforme em cada depósito (RIBEIRO et al.,1964). Por ser encontrado no estado sólido, é necessária a utilização de técnicas de perfuração mais danosas ao meio ambiente, devido a sua necessidade de injeção de água e outros produtos a alta pressão, num procedimento denominado fraturamento hidráulico (*fracking*), o que pode causar tremores de terra durante sua extração e contaminação de lençóis freáticos. Difere do folhelho betuminoso pois este embora também seja encontrado em rochas compactas sedimentares e em semelhantes condições, já é encontrado no estado líquido, podendo ser facilmente extraído por meio de solventes (FELTRE, 2005).

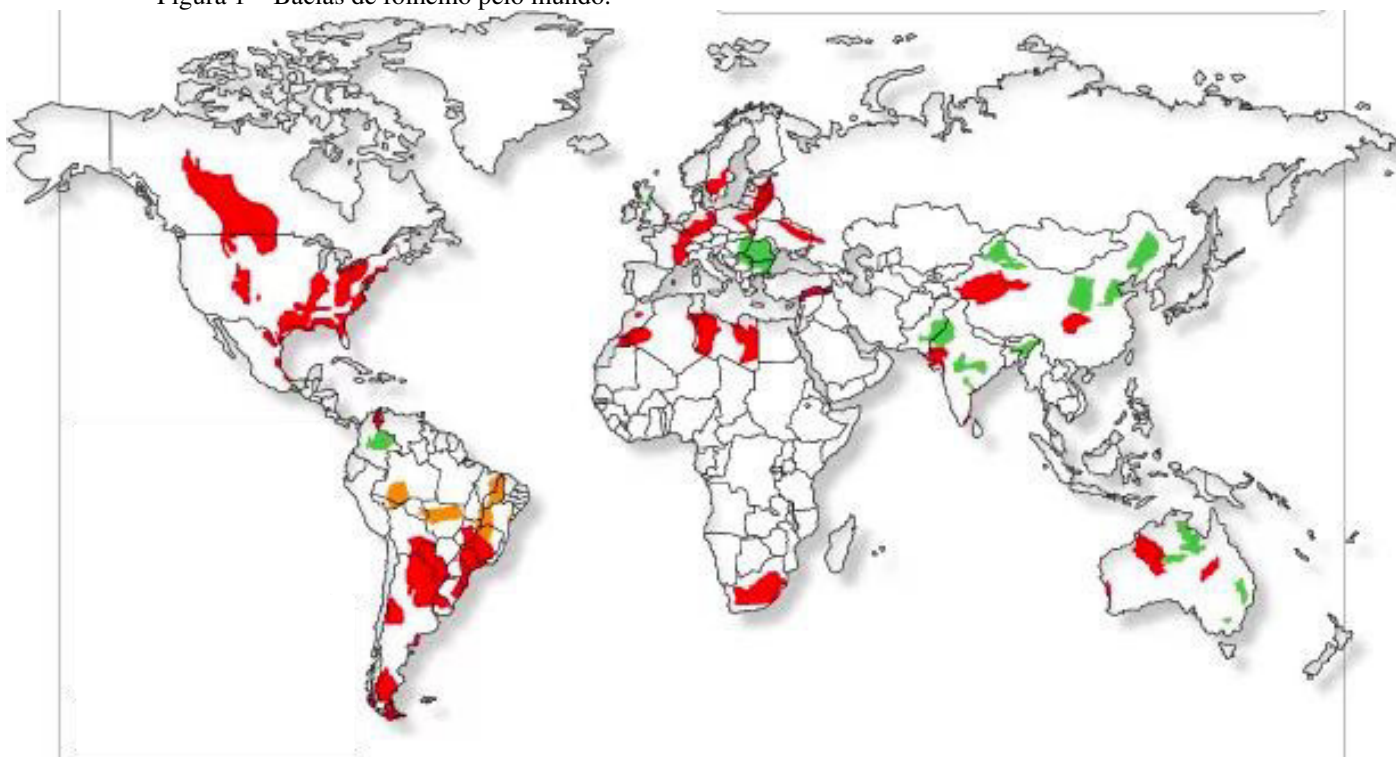
Em geral, os principais depósitos se situam em profundidades menores que 1000 metros e com teor de carbono orgânico, TOC, entre 5 % e 25%. É um combustível que por seu fácil manuseio proporciona uma redução de custos operacionais e elimina os transtornos associados ao aquecimento do óleo. Possui características técnicas superiores aos de óleos derivados de petróleo com maior massa molecular, além de oferecer menos danos ao meio ambiente.

Em termos geológicos, folhelho é uma rocha formada há cerca de 250 milhões de anos, proveniente da deposição de sedimentos como algas, plantas e animais que por ação química e de micro-organismos teve sua matéria orgânica transformada em querogênio

(PILLON,2006). O querogênio incluído no folhelho pirobotuminoso é termicamente decomposto em óleo combustível, nafta, gás, enxofre entre outros subprodutos.

O Brasil ocupa a segunda posição no pódio dos países com maior reserva de folhelho do mundo, perdendo apenas para os Estados Unidos, com provável reserva de 500 Tcf de gás recuperável atualmente, contra apenas 32 Tcf descobertos até 2013. O gás de folhelho vem ganhando destaque nos EUA devido seu grande potencial de exploração e por ser a forma mais limpa de energia derivada do petróleo. Os demais países podem ser vistos na Figura 1 (KPMG, 2012).

Figura 1 – Bacias de folhelho pelo mundo.



Fonte: KPMG

Três países dentre diversos produtores de folhelho foram escolhidos para serem melhor detalhados a respeito de suas formações. Dois se destacam por terem as maiores reservas de folhelho: China, e EUA enquanto o Brasil, além de ser país de origem desse trabalho, tem um enorme reserva em potencial. Devido à proximidade, uma breve descrição de outros países da América do Sul também foram inclusos. Todas essas informações sobre as bacias e formações a seguir foram retiradas do relatório da Energy Information Administration (EIA, 2013).

3. CHINA

Figura 2 – Bacias de folhelho na China



Fonte: EIA(2013)

A China (Figura 2) tem reservas abundantes de folhelho, com um reserva de $134.4 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ e um volume recuperável de $25.08 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (Zhang, 2012), o que indica um grande desenvolvimento na prospecção desse gás no país. No passado, para se promover a exploração e desenvolvimento, um teste piloto foi realizado em Sichuan devido a suas duas vantagens únicas: abundância de folhelhos com alto teor de TOC e grande potencial de reservas de gás. Dessas reservas estimadas, a maioria se concentra nos folhelhos lacustres e marinhos de Sichuan (626 Tcf), Tarim (216 Tcf), Junggar (36 Tcf) e Sogliao (16 Tcf). Algumas dessas formações tem as características expressas na Tabela 1:

Tabela 1 – Dados de algumas bacias da China

Dados da Bacia	Bacia (Área aproximada)	Sichuan (193.000 km ²)			Yangtze (1.582.000 km ²)		Greater Subei (142.000 km ²)		
		Formação	Qiongzhusi	Longmaxi	Permian	Cambrian	Silurian	Wufeng	Gaobiajian
	Período geológico	Devónico	Silúrico	Pérmico	Cambriano	Silúrico	Ordovícico	Silúrico	
	Ambiente deposicional	Marinho			Marinho		Marinho		
Aspectos Físicos	Área prospectiva (Km ²)	16835	26081	54131	8417	13041	13908	24916	
	Espessura (m)	orgânica	152	305	96	152	305	250	250
		rede	91	91	91	37	37	75	75
	Profundidade (m)	média	4023	3505	2957	4023	3505	3810	4420
Propriedades do Reservatório	Pressão do reservatório	Alta	Alta	Alta	Normal	Normal	Normal	Normal	
	TOC médio (%m/m)	3.0%	3.2%	4.0%	3.0%	3.2%	1.1%	1.1%	
	Maturidade térmica (%R ₀)	3.2%	2.9%	2.5%	3.2%	2.9%	1.15%	1.45%	
	Teor de argilas	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	
Recursos (gás)	Fase gasosa	Gás Seco	Gás Seco	Gás Seco	Gás Seco	Gás Seco	Gás Úmido	Gás Seco	
	Concentração da GIP (Bcf/mi ²)	109.8	162.6	114.1	99.4	147.1	66	87.8	
	GIP (Tcf)	499.6	1146.1	715.2	181	414.7	42.5	101.4	
	Recuperável	124.9	286.5	214.5	45.2	103.7	10.6	25.4	
Recursos (óleo)	Fase líquida	Condensado	Óleo	Condensado	Condensado	Condensado	Gás Seco	Gás Associado	
	Concentração da OIP (MMbbl/mi ²)	5	28.5	5.7	7	6.2	59.8	12.6	
	OIP (Bbbl)	0.8	3.7	1.3	4.5	1	377.5	32.8	
	Recuperável	0.04	0.18	0.06	0.23	0.05	94.4	3.3	

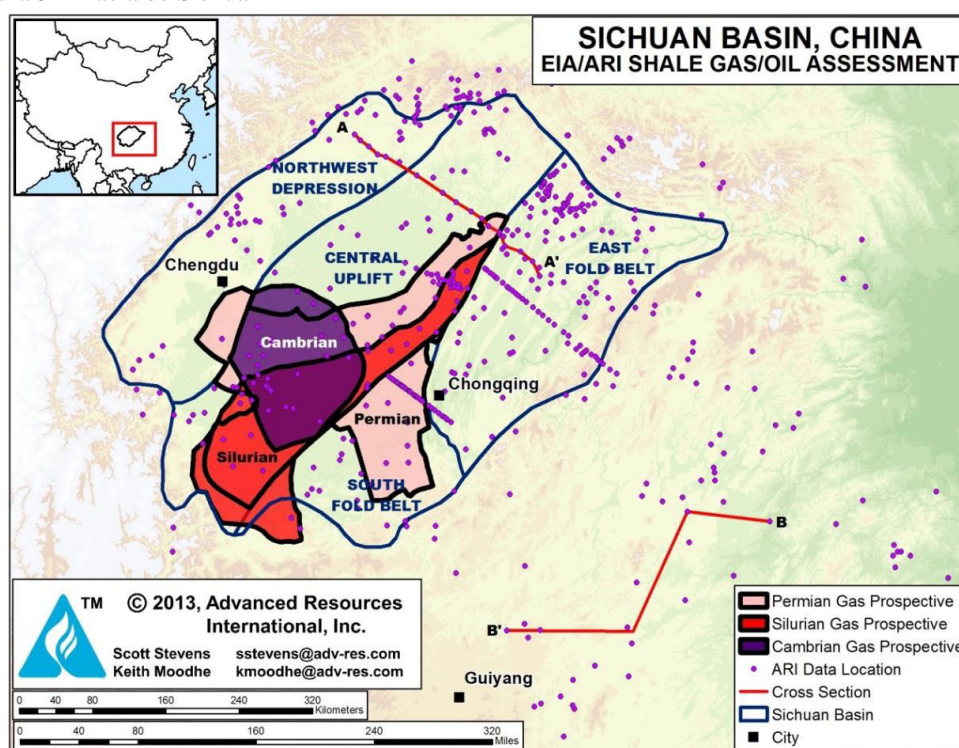
Fonte: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Junho de 2013

Perfurações iniciais confirmaram o potencial para óleo e gás de folhelho na China, entretanto a rápida comercialização pode ser um desafio devido a sua estrutura geológica tipicamente complexa, com falhas e estresses tectônicos que podem atrapalhar sua produção, assim como outros desafios, como o acesso restrito a dados geológicos e o alto custo de perfurações horizontais e serviços de fraturamento hidráulico (EIA,2013).

Tendo em vista que a maior parte dos artigos listados nesse trabalho utilizaram dados provenientes da China, se faz necessário especificar as propriedades de cada uma dessas bacias.

3.1 Bacia de Sichuan

Figura 3 – Bacia de Sichuan



Fonte: EIA(2013)

A Bacia de Sichuan (Figura 3) é uma unidade estrutural importante e cobre uma área de cerca de 193.000 km² ao leste da plataforma Yangtze, uma grande plataforma sedimentar com rochas metamórficas e ígneas que precedem o Período Sínico. É uma das principais áreas de exploração e desenvolvimento de gás de folhelho, o que se reflete como um grande potencial de prospecção na China. Por meio de diversos estudos no progresso da exploração do gás de folhelho e desenvolvimento dessa bacia, certas descobertas foram listadas:

1) Sichuan sofreu uma evolução deposicional tanto marinha quanto terrestre, resultando na deposição de três tipos de folhelhos ricos em matéria orgânica: Marinho, transitório e terrestre, além da ocorrência de sete conjuntos de estratos favoráveis ao enriquecimento de gás de folhelho: Doushantuo (Cambriano), Longtan (Pérmico), Wufenge (Ordoviciano), Qiongzhusi (Cambriano), Longmaxi (Silúrico), Xujiahe (Triássico) e Zhiliujing (Jurássico);

2) Os cinco elementos chave para a acumulação de gás de folhelho em Wufeng-Longmaxi são:

- a) Evolução termal moderada;
- b) Folhelhos ricos em matéria orgânica de grande espessura;
- c) Fraturas estruturais abundantes;
- d) Plataforma fácies de águas profundas;
- e) Reservatório sobrepessurizado.

3) A exploração e desenvolvimento de gás de folhelho nessa bacia enfrenta dois grandes desafios: pontos de produção com potencial de prospecção incertos e tecnologias imaturas no desenvolvimento de campos caso a profundidade exceda 3500 m (EIA, 2013)

A Bacia de Sichuan sempre foi a área de maior potencial de gás natural na China. Exploração e desenvolvimento desse gás terá grande influência na economia e no futuro energético do país. Foi também a primeira bacia a produzir convencionalmente gás natural e se mantém assim até hoje. Seu primeiro campo de produção, Jiaoshiba, já tinha valores bastante elevados para a situação: 12×10^8 m³ recuperáveis.

A bacia se desenvolveu no Pré-cambriano, num embasamento metamórfico do cratão Yangtze (Zhang et al., 2012). Possui entre 229m e 673 m de espessura (Chen et al., 2011), com uma formação termicamente madura com um valor de refletância de vitrinite variando entre 1.5 R₀% e 3.5 R₀% (Wang et al., 2009; Liu et al., 2013; Wu et al., 2013).

Exploração de petróleo ocorre em Sichuan há mais de 50 anos em aproximadamente 300 pontos de exploração de gás natural do Pré-cambriano marinho ao Jurássico lacustre, como se pode ver na Figura 4. Muitos pontos de exploração em Sichuan foram reportados como tendo bons resultados de produção após fraturamento hidráulico (Dong et al., 2015). Entretanto, apenas os folhelhos marinhos do sudeste e sudoeste de Sichuan têm produzido em escala comercial até então.

Acadêmicos e a indústria têm focado nos folhelhos marinhos ricos em quartzo de Sichuan, pois são análogos aos folhelhos marinhos bem-sucedidos dos EUA. Entretanto os

folhelhos lacustres e transitórios foram considerados menos prospectivos que os norte-americanos devido à natureza rica em argila (De Silva et al., 2015; Jiang et al., 2016).

Figura 4 – Coluna Estratigráfica generalizada da região Norte de Sichuan.

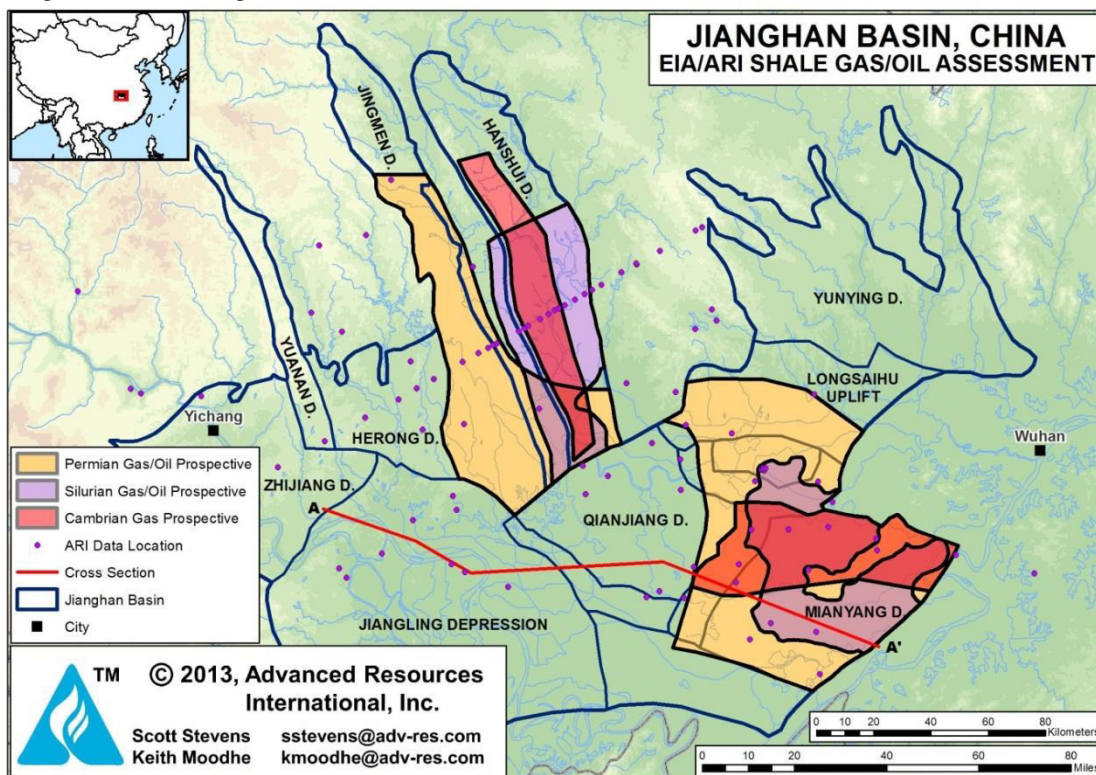
GEOLOGICAL AGE (Ma)		STRATA		LITHOLOGY	THICKNESS (m)	TECTONIC CYCLE	TECTONIC MOVEMENT	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT
		Formation	Sym.					
Quaternary	3		Q			Himalayan	Late Himalayan	
Neogene	25		Ng					
Paleogene	80		Pg					
Cretaceous	140	Jianmenguan	K _{1j}		250–500	Yanshanian	Early Himalayan	Fluvial-lacustrine facies
		Penglaizhen	J _{3p}		1500–1800		Late Yanshanian	
		Suining	J _{3s}					
		Shaximiao	J _{2s}				1500–1800	Early Yanshanian
		Qianfuya	J _{2q}		200–300			
		Ziliujing	J _{1z}		450–550			Late Indosinian
Triassic	195	Xujiahe	T _{3x}		500–600	Indosinian	Early Indosinian	Evaporite and restricted platform
		Leikoupo	T _{2l}		550–700			
		Jialingjiang	T _{1j}		750–900			
		Feixianguan	T _{1f}		300–400			Open platform
Permian	230	Changxing	P _{2c}		200–400	Hercynian	Dongwu	Platform and basin
		Wujiaping	P _{2w}		0–400			Restricted embayment
		Maokou	P _{1m}					Open platform
		Qixia	P _{1q}					
Liangshan	P _{1l}				Yunnan	Restricted platform		
Carboniferous	270		C		0–50		Caledonian	
Silurian	320		S		0–1500	Caledonian		Open sea and open platform
Ordovician	439		O		0–600			
Cambrian	510		Є		0–2500			Open platform-restricted platform-shore land
Sinian	570	Dengying	Z ₂		0–1500	Yangtze	Tongwan	Restricted platform
		Doushantuo	Z ₁					
Pre-Sinian	800	Basement					Chengjiang	
							Jinning	

	Shale		Mudstone		Silty Mudstone		Siltstone		Sandstone
	Conglomerate		Coal		Limestone		Dolostone		Oolitic Limestone
	Anhydrite		Source rock		Unconformity		Metamorphosed Basement		

Fonte EIA(2013): Sym=símbolo.

3.2 Bacia Jinghan

Figura 5 – Bacia Jinghan

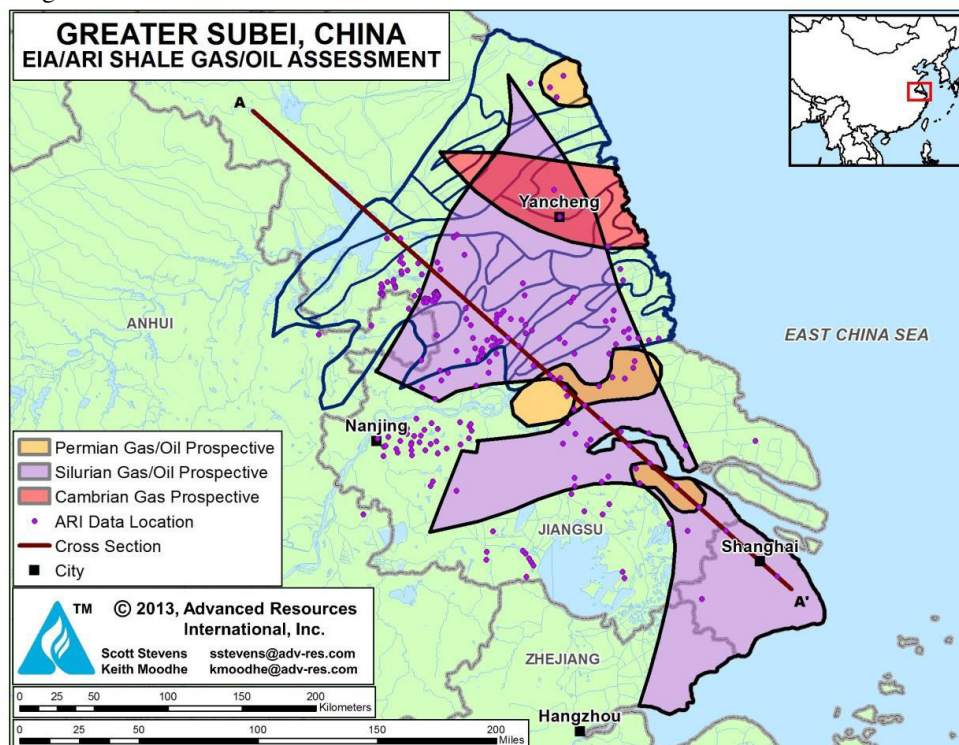


Fonte: EIA(2013)

A Formação de Niutitang, do período Cambriano, possui 3315 km² de área e possui o melhor índice de TOC do país, 6.6%, e tem tendência de produção de gás seco ($R_0 = 2.25\%$). Entretanto também é o mais profundo, com uma profundidade média de 3962 m. Já a formação Longmaxi, do período Silúrico, possui 5076 km² de área e possui um baixo teor de TOC, 2%, mas seu R_0 se assemelha ao de Niutitang, com 2% e é encontrado a profundidades moderadas, de cerca de 3500 m. Por fim, temos a formação Qixia/Maokou, do período Pérmico, com área de 5568 km² de área, TOC de 2% e um R_0 de 1.5, o que ainda se configura como gás seco, mas com profundidades bem mais modestas, a 2743 m. De uma forma geral, o gradiente geotérmico da Bacia Jiangnan (Figura 5) é moderado, assim como a de Sichuan. Se comparado com os folhelhos da América do Norte, se assemelha mais com os menos complexos folhelhos de Marcellus, na Pensilvânia, EUA.

3.3 Bacia Subei

Figura 6 – Bacia Subei

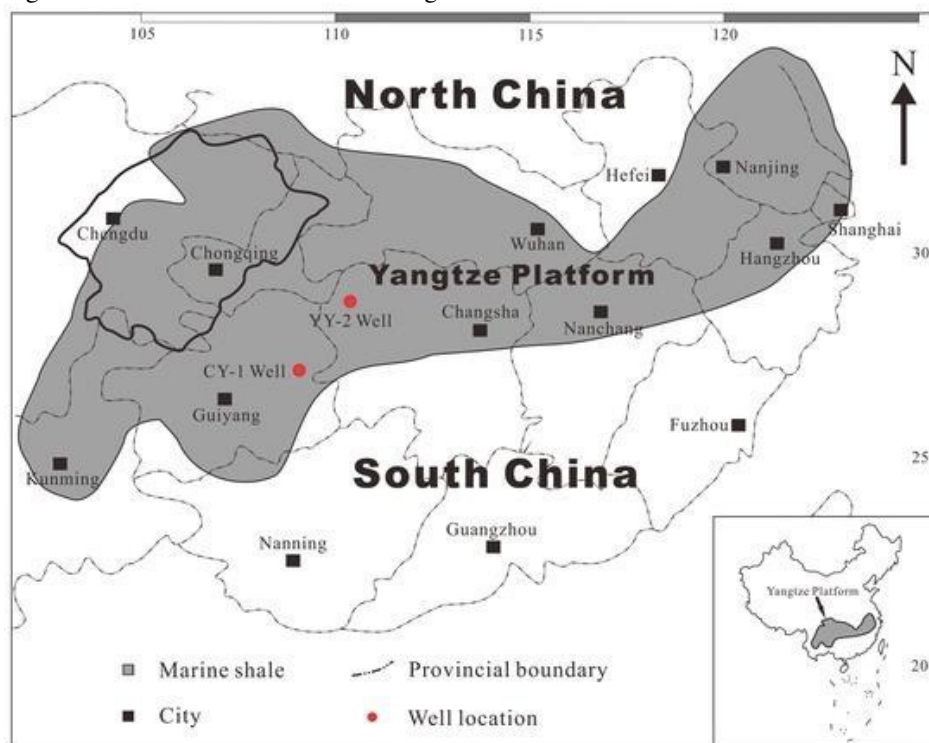


Fonte: EIA(2013)

A formação Mufushan, do Cambriano, é uma fonte de folhelhos de deposição marinha, com espessura de 37 m e um TOC médio de 2.1%. Essa formação tem potencial de gás a profundidades de 4 a 5 km. Suas rochas formadoras são do Ordovícico (Wufeng) e Silúrico (Gaojiabian), com espessura média de 250 m, consistindo de folhelhos de baixo TOC (1.1%). Essas rochas também tem potencial de gás entre 3.5 e 5 km de profundidade. As formações Changxing e Talung, ambas do Pérmico, contém folhelho silicioso e argilitos de TOC incerto, mas que se acredita ser de 2% com potencial de gás a profundidades relativamente baixas, entre 1 e 2.5 km. Assim como Jinghan, embora seja mais complexos, os folhelhos de Subei (Figura 6) se assemelham com os de Marcellus, na Pensilvânia, EUA.

3.4 Plataforma Yangtze

Figura 7 – Extensão da Plataforma Yangtze



Fonte: DANG, 2017

Devido à complexidade de sua estrutura é complicado fazer uma coluna estratigráfica para essa formação. Entretanto, a atividade de diversas companhias de petróleo na região sugere que pode haver um grande potencial, talvez mesmo em zonas sinclinais. As propriedades dos reservatórios que datam do Cambriano e do Silúrico se assemelham às de Sichuan e assume-se que áreas prospectivas nessa região correspondam a 20% da área dessa bacia, levando em conta apenas suas formações do Cambriano e do Silúrico. Entretanto, o folhelho de Yangtze (Figura 7) não se assemelha de forma alguma aos folhelhos da América, sendo sua melhor aproximação os campos de gás seco de Utica, em Quebec no Canadá.

3.5 Outras Bacias

Muitas outras bacias sedimentares na China não aparentam ser prospectivas o bastante devido a dados geológicos insuficientes. A bacia Qaidam, do Triássico, possui alto TOC, mas suas fraturas são bastante isoladas e se encontram a altas profundidades. Já a Bacia de Ordos, do Triássico, tem baixo TOC e alto teor de argilas, estas chegando a até 60% (EIA, 2013). Por fim, Huabei, do Carbonífero e Permiano, não é nada prospectiva, não sendo sequer apontado uso de perfuração que não a fim de estudos acadêmicos como as desse parágrafo.

4. EUA

Figura 8 – Principais Bacias dos EUA e seus períodos geológicos

10

P.C. Hackley, B.J. Cardott / International Journal of Coal Geology 163 (2016) 8–51



Fonte: Pacwest

Diferentemente de outros locais do mundo, o folhelho norte-americano (Figura 8), especialmente dos EUA, tem uma nomenclatura diferente. Enquanto no resto do mundo o folhelho é normalmente nomeado segundo a sua bacia, os folhelhos dos EUA tem seus nomes das formações as quais são extraídos.

4.1 Barnett

O primeiro poço de Barnett foi completado em 1981 no condado de Wise, Texas. A perfuração na área expandiu bastante devido a altos preços de gás natural e ao uso de poços horizontais para aumentar sua produção e hoje em dia é dado como o maior produtor de gás natural dos EUA. Em contraste com outras formações que contém folhelho, como Antrim, Ohio e New Albany, as completações que ocorrem em Barnett são bem mais profundas, de até 2440 m. A espessura dos folhelhos de Barnett variam entre 30 e 300 m, mas seus folhelhos mais economicamente viáveis possuem espessura entre 90 e 180 m. O sucesso dessa região incentivou a exploração de folhelho em diversas regiões dos EUA.

Em 2007, a formação produziu 1.11 Tcf de gás, se tornando a segunda maior fonte de gás natural dos EUA e atualmente representa 6% do total produzido no país. (US Energy, 2009)

4.2 Fayetteville

Seus folhelhos do Carbonífero produzem gás da região da Bacia Arkoma situada em solo do Arkansas. Seus folhelhos que mais produzem tem uma espessura que varia entre 15 e 170 m, e se situam em uma profundidade entre 460 m e 1980 m. O gás de folhelho dessa formação originalmente era produzido por poços verticais, mas atualmente os poços horizontais vem alcançando uma maior fatia de produção. Devido à sua enorme produção, ajudou significativamente a abaixar o preço do gás natural nos EUA.

4.3 Haynesville

Embora esses folhelhos do Louisiana datem do Jurássico produzam gás natural desde 1905, é desde 2007 que a exploração moderna de gás de folhelho começou na formação. Em 2008, Chesapeake Energy completou seu primeiro poço de gás de folhelho.

4.4 New Albany

Os folhelhos de New Albany , produzidos na Bacia Illinois, datam do Devónico-Carbonífero e são encontrados em diversos estados, como Illinois, Indiana e Kentucky. Tem sido um produtor de folhelho na área há mais de 100 anos, mas recentes mudanças de preço no gás provocaram um aumento na atividade de perfuração. São encontrados entre 76 e 610 m e seu gás é descrito como tendo uma origem tanto biogênica quanto termogênica.

4.5 Appalachian

Os folhelhos de Appalachian datam do Devónico e são conhecidos por diversos nomes em diferentes áreas desde que começaram a produzir gás, no começo do século XX. As principais áreas de produção são os estados de Virginia, West Virginia e Kentucky, mas se estendem até Ohio e um trecho na Pennsylvania. Há mais de 20 mil poços nessa região que datam do Devónico. Geralmente o folhelho é encontrado entre 750 e 1500 m. O folhelho mais comumente produzido é o Chattanooga, também chamado de Folhelho de Ohio. Tem uma reserva estimada de 12.2 Tcf de gás natural , que se estendem de Kentucky a New York.

4.6 Marcellus

Um dos folhelhos marinhos mais citados nos artigos usados nesse trabalho, se estende de West Virginia a New York, passando por Pennsylvania . É dito que se juntássemos os folhelhos do Devónico tanto de Marcellus quanto Appalachian, o gás proveniente seria o suficiente para alimentar o consumo de gás dos EUA sozinhos (Pyron, A.2008). Se estende por 970 km com uma espessura média de 270 m. Entretanto é um dos menores produtores de petróleo dos EUA, com uma produção de 50 mil barris por dia.

4.7 Utica

Data da metade do Ordovícico e também se situa na Bacia Appalachian. Se estende em grande parte dos EUA e Canadá. Atualmente é a maior fonte de gás de folhelho de Quebec e rapidamente está se tornando a maior de Ohio também. Entre 2006 e 2009, 24 poços, tanto verticais quanto horizontais foram perfurados como teste. Resultados positivos foram descobertos, embora nenhum desses poços esteja produzindo comercialmente ainda.

4.8 Permian

Com uma produção de 5 Bcf por dia e uma produção de óleo de 1.3 milhões de barris por dia, Permian, no oeste do Texas, é um dos maiores produtores de gás de folhelho dos EUA. Sua produção começou em 1920, embora apenas ultimamente tenha se minerado tanto petróleo quanto folhelho, devido ao avanço de novas tecnologias.

4.9 Eagleford

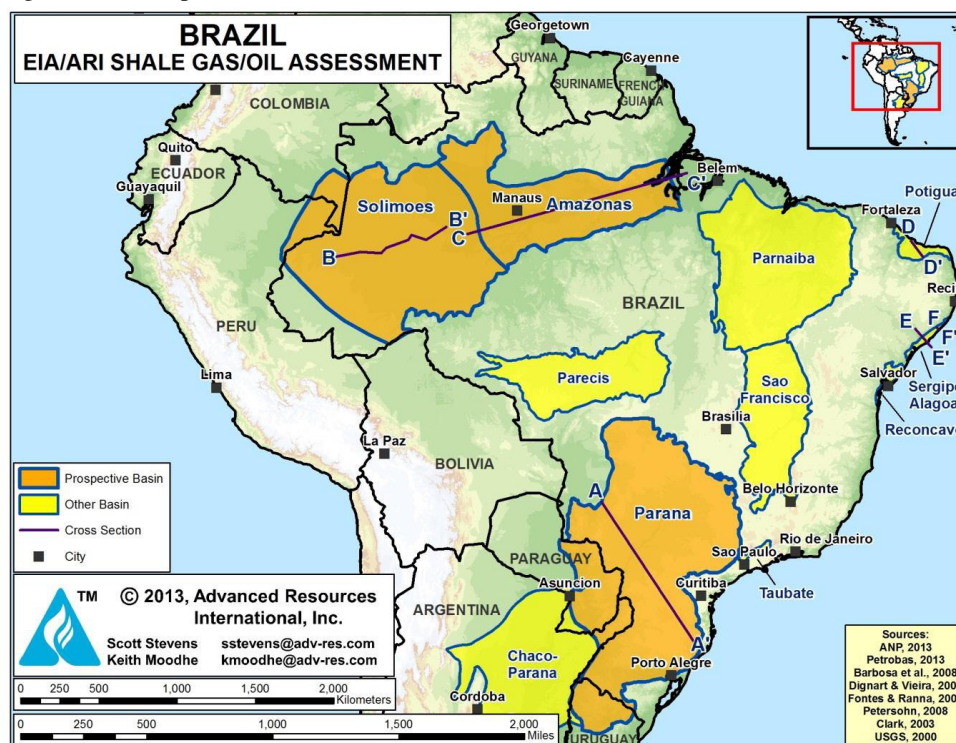
Um dos maiores potenciais de folhelho dos EUA, com enormes quantidades tanto de petróleo quanto de gás de folhelho. O folhelho extraído nessa região de 640 m de largura é de cerca de 1.2 milhões de barris por dia. Além disso, perfuração auxilia extrair mais 6 Bcf de gás natural todo dia.

4.10 Bakken

Ainda menor que EagleFord, produz um milhão de barris de óleo por dia. A produção de gás é significativamente menor que a de outros, conseguindo produzir apenas cerca de 1 Bcf de gás natural por dia. É uma formação rica em folhelhos conhecida há muitos anos, mas apenas com tecnologia recente foi capaz de melhorar seu potencial.

5. BRASIL

Figura 9 – Principais bacias do Brasil



Fonte: EIA(2013)

Dentre as 18 bacias sedimentares do Brasil (Figura 9), Paraná, Solimões e Amazonas se destacam na produção de petróleo e gás convencionais, além de evidências geológicas do potencial para extração de gás e óleo de folhelho. Embora seja possível que haja potencial em outras bacias, resultados são insuficientes. (EIA, 2013) Dentre as reservas do Brasil destaca-se a Formação Irati, do período Pérmico, que fica sob os estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Goiás e Mato Grosso do Sul, como pode ser visto na Figura 9. Juntas, essas áreas representam 700 milhões de barris de óleo, 9 milhões de toneladas de GLP, 25 bilhões de metros cúbicos de gás de folhelho e 18 milhões de toneladas de enxofre, o que convertido para barris equivalentes de petróleo, BEP, resulta em mais de 889 milhões (PETROBRAS, 2009).

Tabela 2 – Propriedades e recursos de reservatórios de óleo e gás de folhelho

Dados da Bacia	Bacia (Área aproximada)	Paraná (1.935.000 km ²)			Solimões (906.000 km ²)		Amazonas (596.000 km ²)		
	Formação	Ponta Grossa			Jandiatuba		Barreirinha		
Aspectos Físicos	Período geológico	Devónico			Devónico		Devónico		
	Ambiente deposicional	Marinho			Marinho		Marinho		
	Área prospectiva (km ²)	66.304	46.749	59.155	22.170	141.802	14.297	8.443	116.265
	Espessura(m)	304.8	304.8	304.8	48.768	48.768	79.248	91.44	91.44
Propriedades do Reservatório	rede	91	91	91	37	37	59	69	69
	Profundidade(m)	305	305	305	305	305	305	305	305
	Pressão do reservatório	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	TOC médio (%m/m)	2.0%	2.0%	2.0%	2.2%	2.2%	2.5%	2.5%	2.5%
Recursos (gás)	Maturidade térmica (%R ₀)	0.85%	1.15%	1.50%	1.15%	1.60%	0.85%	1.15%	1.60%
	Teor de argilas	Baixo Médio	Baixo Médio	Baixo Médio	Médio	Médio	Médio	Médio	Médio
	Fase gasosa	Gás Associado	Gás Úmido	Gás Seco	Gás Úmido	Gás Seco	Gás Associado	Gás Úmido	Gás Seco
Recursos (óleo)	Concentração da GIP (Bcf/mi ²)	25.5	55.7	91.3	20.1	36.1	15.2	45.4	70.2
	GIP (Tcf)	78.5	120.7	250.4	25.8	296.8	12.6	22.2	472.4
	Recuperável	6.3	24.1	50.1	5.2	59.4	1	4.4	94.5
Recursos (óleo)	Fase líquida	Óleo	Condensado	-	Condensado	-	Condensado	Condensado	-
	Concentração OIP (MMbbl/mi ²)	26.8	11.4	-	5.5	-	18.3	8.7	-
	OIP(Bbbl)	82.4	24.7	-	7.1	-	15.1	4.3	-
Recuperável	3.3	0.99	-	0.28	-	0.61	0.17	-	

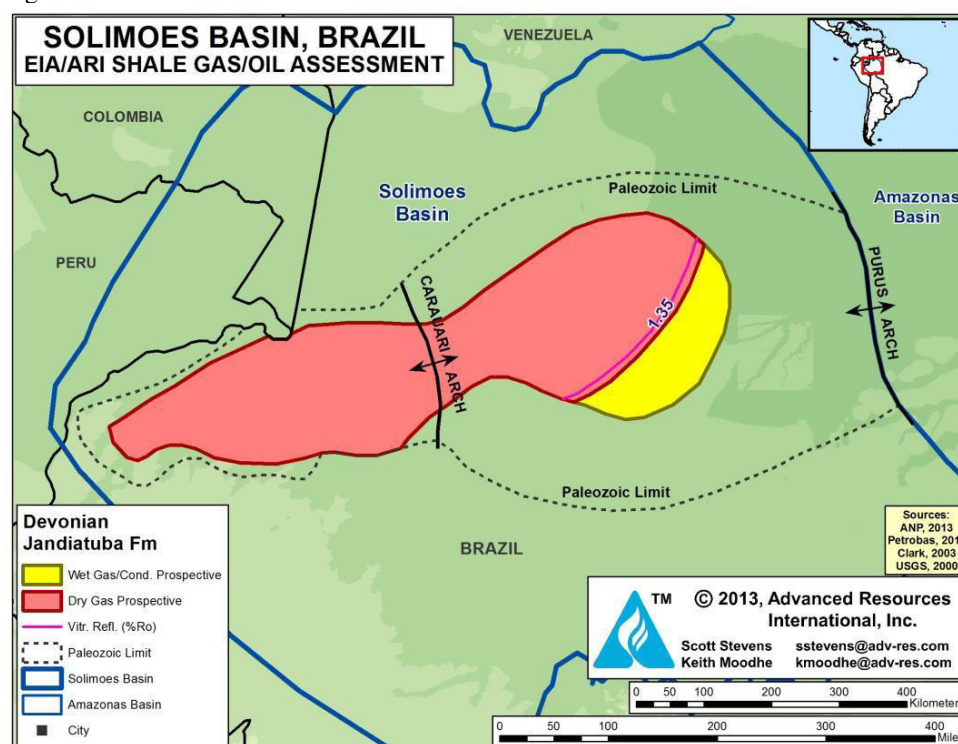
Fonte: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Junho de 2013

Catorze das dezoito bacias sedimentares brasileiras possuem rochas geradoras de petróleo. Entretanto, desde os anos 80 o Brasil focou em atividades *offshore* em detrimento da exploração *onshore*. Dessas, apenas duas (Amazonas e Paraná) possuem reservas significantes de óleo e gás e portanto pouquíssimos poços foram perfurados nessas bacias. Por conta disso, dados geológicos de folhelho no Brasil são bastante escassos (EIA, 2013).

Estudos recentes da *Advanced Resources International* (ARI) mostram que há reservas de folhelho em potencial em pelo menos três dessas bacias onshore brasileiras: Solimões, Amazonas e Paraná. Além disso, outras oito bacias brasileiras podem ter um potencial de folhelho, mas falta dados geológicos para se confirmar isso. Essas bacias são: Potiguar, Parnaíba, Parecis, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, São Francisco, Taubaté e Chaco-Paraná.

5.1 Bacia do Solimões

Figura 10 – Bacia do Solimões



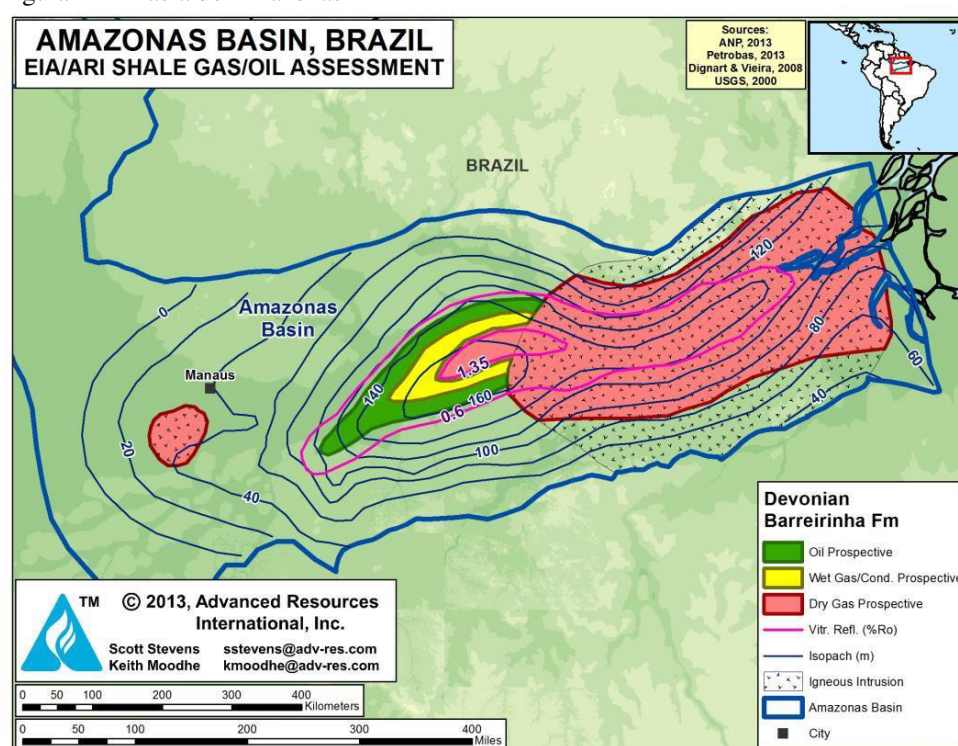
Fonte: EIA(2013)

Localizada no Norte do Brasil, a Bacia de Solimões (Figura 10) se estende por 907,000 km² na floresta amazônica. Embora seja a menos prolífica que as bacias offshore, Solimões é a bacia onshore mais produtiva do país, com uma produção de 50,000 barris por dia e 12 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, advindos da formação de arenito Juruá, do Carbonífero.

Esses reservatórios convencionais são alimentados por rochas geradoras do Devónico como Jaraquí, Ueré e especialmente Jandiutuba. Essa última de 50 m de espessura e TOC variando entre 1% e 4%, com máximo de 8.25% e média de 2.2%. A maturidade térmica dessa formação é de $R_0 > 1.35\%$, o que configura gás seco principalmente, mas há regiões ao leste que produzem gás úmido, com R_0 entre 1% e 3% e uma porosidade estimada de 4% (EIA, 2013).

5.2 Bacia do Amazonas

Figura 11 – Bacia do Amazonas



Fonte: EIA(2013)

Se estendendo por 596,000 km² na direção nordeste-sudoeste da floresta amazônica, se encontra a Bacia do Amazonas (Figura 11). Ela contém 5 km de rochas sedimentares do Paleozoico, cobertas por estratos do Mesozoico ao Cenozoico. Embora não seja tão complexa estruturalmente, a Bacia do Amazonas sofreu muita atividade ígnea durante o começo do Jurássico, especialmente na metade noroeste da bacia. Seguindo a isso, ocorreu deformação estrutural no Cenozoico que incluiu falhas por escorregamento (EIA, 2013).

A Bacia do Amazonas é bastante similar a Bacia do Solimões. Folhelhos negros de espessura de até 160 m com média de 80 m são encontrados na formação Barreirinha, do Devónico, que serviu de rocha geradora para os arenitos da formação Nova Olinda. Com

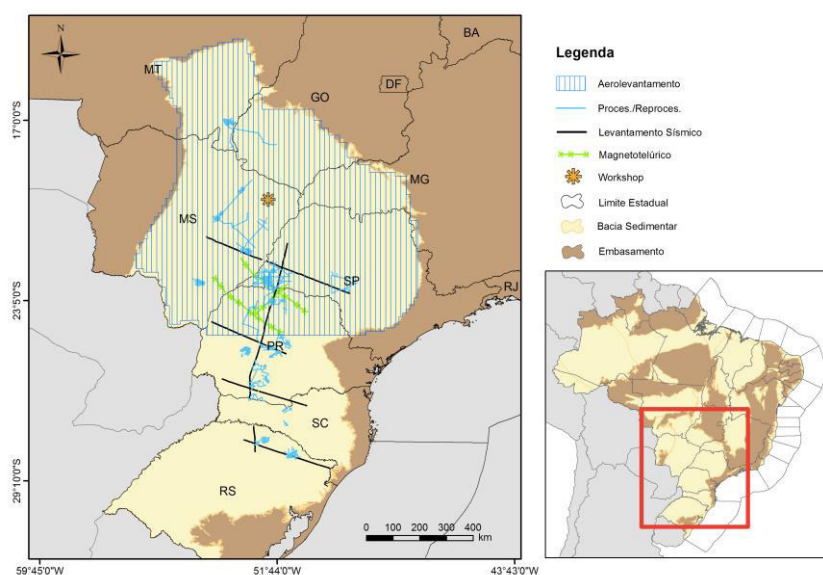
profundidades variando entre 2 e 4 km, esse folhelho do Devónico tem um TOC entre 2% e 5% e é termicamente imaturo ($R_0 < 0.5\%$), embora quanto menor a profundidade, maior a quantidade de gás úmido a oeste, diferentemente de gás seco a leste. Folhelho negro também ocorre offshore, na formação Pitinga do período Silúrico, com TOC menor que 2% e sem viabilidade econômica por hora (EIA, 2013).

5.3 Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná, que pode ser vista na Figura 12, é a maior bacia sedimentar da América do Sul, tendo 1,500,000 km² distribuídos por Uruguai, Paraguai, Argentina e Brasil. No Brasil, seus 1,100,000 km² se dividem pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás. Localiza-se em região extremamente privilegiada do ponto de vista geopolítico, pois além de abranger oito estados brasileiros, situa-se na região mais industrializada da América do Sul e, portanto, forte demandante de recursos energéticos.

Sua geologia é bastante complexa e possui particularidades que dificultam o imageamento de camadas rochosas. Mesmo com esses problemas, há diversos indícios de óleo e gás na região. Devido a seu potencial, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP realiza diversos levantamentos geofísicos e geológicos para obter mais dados sobre essa bacia, num investimento de mais de 170 milhões de reais (ANP, 2016).

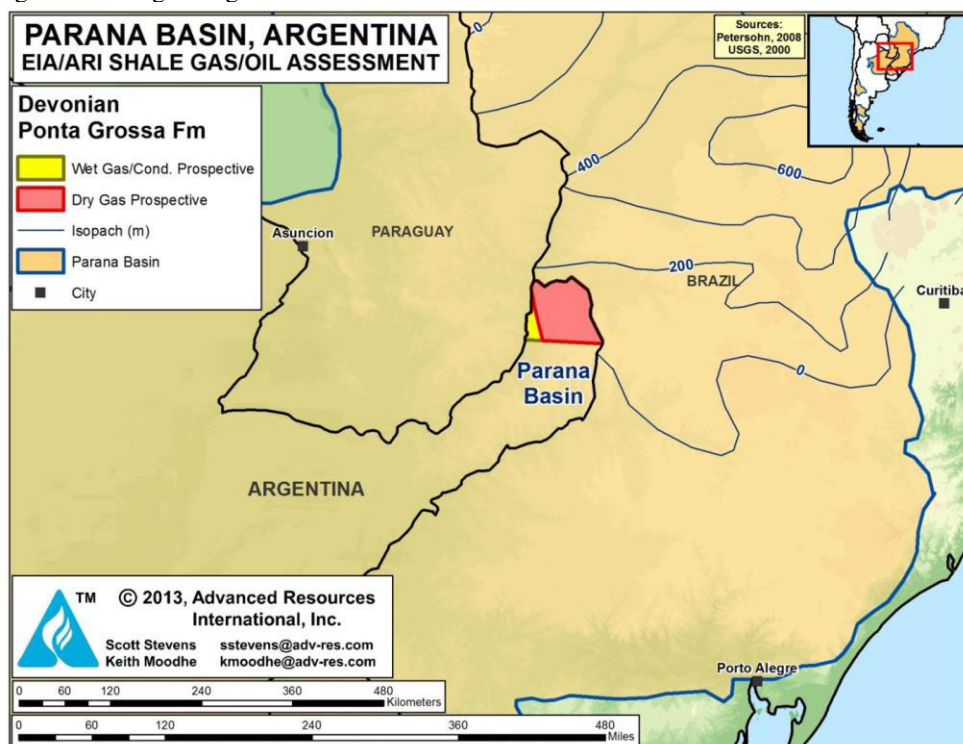
Figura 12 – Bacia do Paraná,



Fonte: ANP

Essa bacia contém entre 5 a 7 km de rochas sedimentares que variam de idade entre o Ordovícico e o Cretáceo. Boa parte da porção brasileira da bacia é coberta por basaltos que acabam por complicar o entendimento geológico e sísmico da região, assim como encarecer a perfuração. Ironicamente, Argentina (Figura 13) além de ter a porção de maior TOC, é quase totalmente livre de basalto, mesmo tendo uma ínfima parte da bacia em seu território (EIA, 2013).

Figura 13 – Região argentina da Bacia do Paraná



Fonte: EIA(2013)

A deposição nessa bacia é de moderada profundidade. Consequentemente, sua maturação térmica ocorreu entre o fim do Jurássico e o começo do Cretáceo. A maior parte dessa bacia permanece termicamente imatura, com $R_0 < 0.5\%$, mas com janelas de óleo, gás seco e gás úmido.

5.3.1 Formação Ponta Grossa

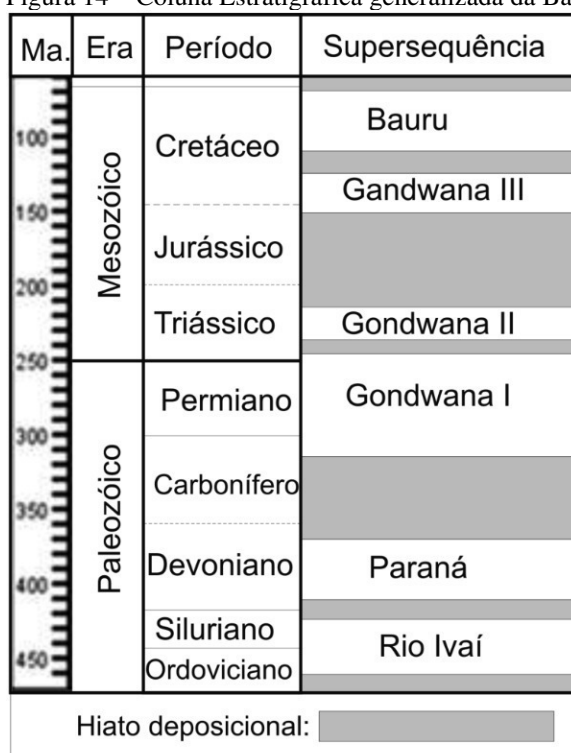
É a principal rocha produtora da Bacia do Paraná e data do Devónico, com espessura variando entre 600 m no centro e com média de 300 m. O TOC máximo nessa formação é de 4.6%, embora a sua média seja entre 1.5% e 2.5%.

Profundidade e maturidade térmica da formação Ponta Grossa, do Devónico, são moderadamente baixas. Seu folhelhos se situam a uma profundidade entre 3352 m e 4267 m e uma maturidade termal, R_0 , que varia entre 0.85% e 1.5%, dependendo da profundidade.

5.3.2 Formação Irati

Dados de 2002 mostram que somente na formação Irati há reservas de 1,9 bilhão de barris de óleo, 25 milhões de toneladas de gás liquefeito de petróleo, GLP, 68 bilhões de metros cúbicos de gás combustível e 48 milhões de toneladas de enxofre (ATANÁSIO, 2002). Essa formação é a fonte de folhelhos utilizados pela PETROBRAS para a obtenção de óleo, gás, enxofre e diversos subprodutos, além de ser a principal fonte dos indícios de petróleo da Bacia do Paraná. Apresenta rochas extremamente ricas em matéria orgânica, com TOC entre 8% e 13%, sendo encontrados picos de até 24%. A coluna estratigráfica simplificada da Bacia do Paraná pode ser vista na Figura 14:

Figura 14 – Coluna Estratigráfica generalizada da Bacia do Paraná

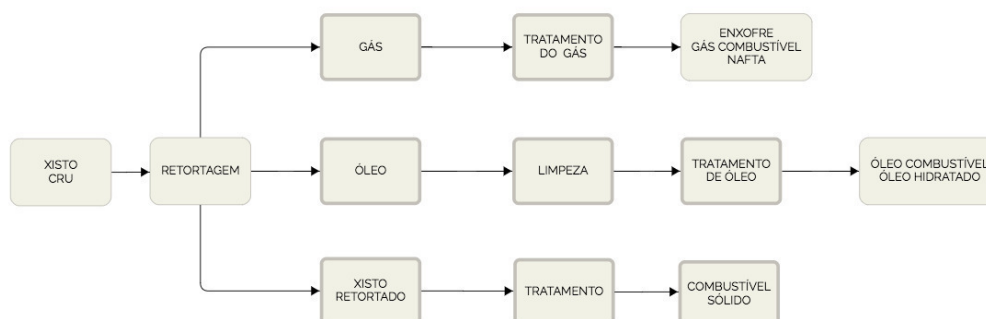


Fonte: Milani et al. 2007

É a segunda formação mais próspera da Bacia do Paraná e data entre o Pérmico e o Triássico. Ela absorveu óleo preso em arenitos convencionais, o que causou um TOC bastante elevado, entre 8% e 13% chegando a picos de 24%. Infelizmente, esse folhelho é bastante fino e termicamente imaturo, com $R_0 < 0.5\%$. No entanto, essa formação é termicamente madura apenas na região do Paraguai. Devido a sua baixa produção de gás, a PETROBRAS minera o folhelho da jazida de São Mateus do Sul para processamento por pirólise.

Na jazida de São Mateus do Sul, situada na mesma formação, o minério é dividido em duas camadas: uma superior com TOC de 6,4% e 6,4 m de espessura e uma inferior, com TOC de 9,1% e 3,2 metros de espessura. Embora a camada inferior tenha 3.2 m de espessura, apenas é minerada nos primeiros 2.4 m, que possui um TOC médio de 11.5 (Milani et al., 2007). O folhelho dessa jazida gera diversos produtos e subprodutos, como demonstra o Fluxograma 1.

Fluxograma 1 – Etapas de refino de folhelho.



Fonte: Adaptado de Fachinet, 2009

Pondo em números, a produção diária desses produtos e subprodutos pode ser visto na Tabela 3.

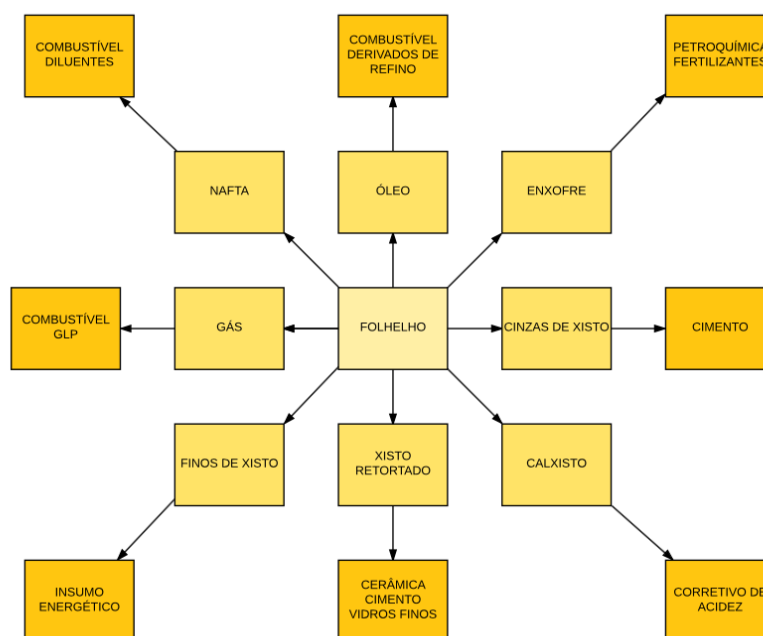
Tabela 3 – Produção diária de produtos de folhelho

Produto	Produção (t/dia)	Destinação
Água de retortagem	300	Adubo e defensivos agrícolas
Calxisto	8000	Correção da acidez do solo
Enxofre	80	Indústrias
Gás combustível	132	Indústrias
Gás liquefeito	50	Indústrias
Nafta Industrial	90	Refinaria do Paraná (REPAR)
Óleo Combustível fino	480	Indústria, REPAR
	1500	Combustível ou cerâmica
Xisto retortado	6600	Argila expandida ou isolantes termo-acústicos

Fonte: PRODUTOS, 2007; XISTO, 2007

Por meio da mineração, 7 mil toneladas de folhelho são retiradas do solo, moídas e submetidas a alta temperatura, obtendo-se 4mil barris de petróleo e enxofre diariamente. Esses produtos e subprodutos são mostrados no Fluxograma 2:

Fluxograma 2 – Produtos do folhelho



Fonte Adaptado de Fachinet, 2009.

5.4 Outras Bacias

Algumas outras bacias tem potencial para folhelho, mas não há dados públicos ou não são suficientes para uma caracterização mais detalhada. Entretanto, essas bacias podem se mostrar prospectivas no futuro caso mais dados se tornem disponíveis. Dentre essas, podemos destacar:

5.4.1 Bacia Potiguar

Se estende por 86,000 km² em terra e muito mais mar adentro. A porção *onshore* contem até 4 km de depósitos do Cretáceo. A produção dessa bacia é de, em média, 125,000 barris por dia, fazendo dessa bacia a segunda maior área de produção do brasil, atrás apenas da Bacia de Campos. Entretanto praticamente toda sua produção vem do petróleo em si, e pouquíssimo se sabe sobre seus valores de folhelho.

5.4.2 Bacia do Parnaíba

Também localizada no noroeste do Brasil, essa bacia circular de área 60,000 km² contém até 3.5 km de sedimentos com uma estrutura geológica aparentemente simples. A formação Pimenteiras, do Devónico, contém folhelho negro de até 300 m de espessura e TOC variando entre 2% e 2.5%. Entretanto é termicamente imaturo, com $R_0 = 0.5\%$ a 2200 m e começa a produzir gás apenas a 2500 m. Devido a tantas atribuições negativas, essa é a bacia com menor potencial de folhelho.

5.4.3 Bacia do Parecis

Uma bacia não-produtiva na fronteira norte do Brasil. A ANP já descobriu folhelhos negros de até 50 m de espessura e a profundidades de 4 km em uma das suas formações, entretanto nenhum registro de produção de gás foi indicada pela agência, mesmo tendo alegado uma reserva de 124 Tcf de gás de folhelho utilizando a comparação Barnett Shale.

5.4.4 Bacia do Recôncavo

Primeira bacia produtora de petróleo do Brasil. Mais de 6 mil poços foram perfurados, dos quais 1800 ainda produzem, combinados, 50,000 barris por dia. A formação lacustre Candeias, do Cretáceo, é considerada uma das principais rochas geradoras da região. Além de não ser tão espesso (200-1000 m), o folhelho da região tem um TOC relativamente baixo, entre 1% e 2%. Devido a linha de corte de TOC= 2% para assegurar o potencial da região, essa bacia não pode ser considerada como tendo um bom potencial de folhelho.

5.4.5 Bacia do Sergipe-Alagoas

Se estende por terra em uma área de 12,600 km² e ainda mais no mar. A bacia conta poucos blocos isolados de folhelho com falhas nordeste-sudoeste. Mesmo com mais de 5 mil poços perfurados, quase nenhum deles é ligado a folhelho. A formação Maceió, do Cretáceo, é a rocha geradora principal da bacia, que contém folhelhos marinhos de 200 m de espessura e TOC médio 3.5%, mas podendo chegar a até 12%.

5.4.6 Bacia do São Francisco

Pouquíssimas explorações comerciais ocorreram nessa bacia e não há produção comercial significativa nessa região. Rochas geradoras em potencial datam do Proterozoico, o que é muito mais antigo que os folhelhos da América do Norte, que tem 400 m de espessura e estão a uma profundidade entre 2 km e 5 km. A Shell tem planos de perfurar seu primeiro poço de exploração não-convencional, embora pareça que buscam mais saber de arenitos e carbonatos nessa operação que o folhelho em si. Devido a completa falta de dados, essa bacia não é dada como um potencial de extração de folhelhos.

5.4.7 Bacia do Taubaté

Localizada no sudeste do Brasil, a bacia contém a formação Tremembé, do Oligoceno e contém até 500 m de depósitos ricos em matéria orgânica em um ambiente lacustre. Dentro desse intervalo, há folhelhos de 50m de espessura e um TOC alto, de até 10%. No entanto, esse depósito é termicamente imaturo e devido a baixa quantidade, mesmo com alto TOC, não pode ser considerado um potencial de folhelho.

5.4.8 Bacia Chaco-Paraná

Essa grande bacia elíptica de 500,000km² se situa na Argentina, Paraguai e Uruguai, mas apenas uma pequena parte se encontra em território brasileiro, sendo por vezes esquecida em estudos de caso. A bacia contém 5km de rochas sedimentares do Paleozoico (Ordovícico ao Devónico) e folhelhos negros, especialmente na formação Rincón. Devido a sua pequena extensão e a falta de dados dessa bacia no Brasil, não é possível afirmar potencial de folhelho.

6. OUTROS PAÍSES DA AMÉRICA DO SUL

Além dos grandes nomes do folhelho na América do Sul (Figura 15), Argentina e Brasil, quatro outros países nesse continente possuem potencial de folhelho e gás de folhelho: Bolívia, Chile, Paraguai e Uruguai. Suas formações variam do Cretáceo ao Devónico, geralmente provindos de deposição marinha. A Bacia do Paraná se estende pelo Paraguai e Uruguai, Chaco-Paraná pela Bolívia e Paraguai e a Bacia Magallanes se localiza no Chile.

Figura 15 – Outras bacias da América do Sul



Fonte: EIA(2013)

Somando todas as reservas desses quatro países sul-americanos, obtemos um valor de 162 Tcf de gás de folhelho e 7.2 bilhões de barris de óleo recuperáveis. A geologia nessa região é relativamente simples, com poucas falhas ou intrusões ígneas, desconsiderando as já comentadas superfícies de basalto. Tecnicamente, os recursos de folhelho (gás e óleo) recuperáveis por país são: Bolívia (36 Tcf; 0.6 bilhões de barris); Chile (49 Tcf; 2.4 bilhões de barris); Paraguai (75 Tcf; 3.7 bilhões de barris); e Uruguai (2 Tcf; 0.6 bilhões de barris). Avaliação de potencial de folhelho já são encontradas no Paraguai e no Uruguai em áreas já produtoras de petróleo, embora perfurações específicas para folhelho não tenham sido realizadas até agora (EIA, 2013).

6.1 Bolívia

Um significativo exportador de gás para Argentina e Brasil. Produz gás natural de reservatórios convencionais, principalmente da Bacia de Chaco, no sudeste do país. Não são registradas exploração de folhelho nem licença de vendas de terreno para tal.

6.2 Chile

O país produz cerca de 5000 barris de óleo por dia advindos da Bacia Magallanes, também conhecida como Bacia Austral. Essa bacia contém folhelhos negros marinhos que datam do Cretáceo. Sua formação principal é do mesmo período, Favrella. Em março de 2011 o país anunciou que exigirá das companhias que exploração de petróleo que também analisem a possível produção de gás de folhelho. Atualmente, a produção de gás vem de reservatórios de arenitos e nenhuma exploração específica de folhelho foi datada desde então.

6.3 Paraguai

O país não produz nem óleo nem gás, mesmo que haja bacias sedimentares produtivas, as mesmas que se estendem por Argentina e Bolívia, por sinal. Os únicos dois poços de petróleo foram perfurados no Paraguai há 25 anos. Embora o país esteja investigando seu potencial de folhelho, nenhuma perfuração específica foi feita até hoje. (EIA, 2013)

6.4 Uruguai

Também não produz nem óleo, nem gás, mesmo que faça parte das bacias sedimentares produtivas dos seus vizinhos Argentina e Brasil. Empresas privadas avaliam no momento o potencial de folhelho na região.

7. HISTÓRICO

O potencial do folhelho é há bastante tempo conhecido pelo homem. Nabucodonosor utilizou betume como material de liga para pavimentar estradas e na construção dos Jardins da Babilônia; no Egito, betume foi utilizado para embalsamar os mortos e conservação de múmias em seus rituais pós-morte, assim como na construção de suas pirâmides; na Grécia e em Roma foi utilizado para fins bélicos a fim de se embebedar lanças incendiárias. Antes mesmo de Edwin Draker, quem perfurou o primeiro poço produtor de petróleo em 1859 na Pensilvânia, já havia a patente inglesa de retorta para se obter óleo a partir de rochas oleíferas. Entretanto, logo após a perfuração do poço de Draker, o folhelho foi preterido em prol do petróleo devido a seu custo menor de produção, à época. Diversas usinas de processamento de folhelho se tornaram refinarias de petróleo por conta disso (PETROBRAS, 1982).

No século XVIII, seu uso aumentou vertiginosamente quando descobriram que seus destilados substituíam os vários produtos das mais diversas utilidades, como o querosene de óleo de baleia, tratamento de cálculos renais e câimbras, tônicos cardíacos e, finalmente, como fonte de iluminação. O folhelho foi marcado pela sua rápida expansão nos EUA, saltando de 1% em 2000, para 37% no ano de 2012, com perspectivas de dobrar ao longo das próximas décadas. (Yergin, 2012). Fora dos EUA, o gás de folhelho não se desenvolveu bastante, tanto pela falta de investimento em infraestrutura quanto de esforços políticos para a ascensão de um mercado global desse gás (MATHIAS, 2008).

No Brasil, a primeira extração de folhelho ocorreu em 1884 na Bahia. Enquanto suas dificuldades operacionais por pouco tempo permitiram sua extração. Entretanto, os primeiros registros de procura, pesquisa e lavra de carvão e folhelhos betuminosos se deu por concessão do Marquês de Olinda a José Barros Pimentel em 1858, que conduziu pesquisas às margens do Rio Maraú, na região de Ilhéus-BA, para fabricação de querosene de iluminação. Atualmente essa região é conhecida como Bacia do Camamú (ESPÍNOLA, 2013).

Na Era Vargas, em 1930, as atividades econômicas cresceram devido ao deslocamento do eixo econômico da agricultura para a indústria, o que acarretou um aumento significativo da demanda de energia (FURTADO, 1998). Em 1935, em São Mateus do Sul-PR, uma usina chegou a produzir em seu ápice 318 litros diários de óleo de folhelho (RIBEIRO et al. 1964). No início dos anos 50, foi criada a Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso (CIXB) a fim de se investigar o potencial e a viabilidade econômica da

industrialização do folhelho. Anos após, com a criação da PETROBRAS em 1953, os dados obtidos pela CIXB foram incorporados à nova empresa, extinguindo a comissão.

O processo mais viável para extração de produtos de folhelho foi criado em 1959 sob o nome de Petrosix[®], vindo da junção dos nomes PETROBRAS e SIX (Unidade de Operações da Industrialização do Xisto) (RIBEIRO et al.,1964). Logo após a segunda crise do petróleo em 1983, a estabilização do preço do barril de petróleo chegou a valores menores que o custo da produção de óleo a partir do folhelho, o que fez que a Petrobras revisse seus planos, decidindo criar uma unidade industrial de apenas uma retornar com o objetivo de comprovar a viabilidade do Petrosix[®] em escala industrial, levando a seu sucesso em 1991.

8. TECNOLOGIAS

Duas tecnologias estão arraigadas com a produção de folhelho e gás de folhelho. Uma delas para a extração, fraturamento hidráulico; enquanto a outra para a produção, PETROSIX[®].

8.1. Petrosix[®]

O Petrosix[®] ainda é atual pois várias patentes foram geradas e aperfeiçoadas, levando o mesmo a um alto grau de excelência e por ser o único processo contínuo para a retirada de óleo de folhelho que utiliza pouca água durante a sua operação. Desde sua entrada no módulo industrial, ela investe em melhorias tecnológicas que viram o aumento da eficiência energética mundial, transformando rejeitos em subprodutos.

Anos após sua criação, uma retorta de maior capacidade foi construída, consolidando ainda mais o aplicação industrial desse processo (ATANÁSIO, 2002). Dentre as vantagens do Petrosix[®], temos:

- a) Baixa emissão de particulados causadores de fumaça e fuligem;
- b) Baixa temperatura de fluidez;
- c) Baixa viscosidade;
- d) Baixo teor de enxofre;
- e) Preço competitivo;
- f) Redução no custo energético de cerca de 3%;
- g) Reduções das intervenções e paradas para manutenção;
- h) Redução da corrosão precoce de dutos e chaminés.

Há outra forma possível de exploração de folhelho por meio da captura do gás impregnado em sua formação. Hidrocarbonetos leves se encontram em bolsões de estratos permeáveis e porosos e cobertos por rochas permeáveis. Devido a baixa permeabilidade do folhelho, sua extração necessita processos específicos. A fração gasosa de folhelho na rocha é denominado gás de folhelho ou gás não convencional, devido a especificidade de sua extração (LECHTENBÖHMER et al, 2011), podendo ser usado após sua extração como combustível ou produção de fertilizantes (PETROBRAS, 2015). Uma das indústrias que mais ganhou com o advento do folhelho foi a petroquímica, tanto pela redução dos gastos energéticos quanto pelo acesso a matéria prima mais barata. Parte dos investimentos vem sendo utilizada na prevenção e mitigação de impactos ambientais provenientes da produção, assim como a melhoria do balanço energético mundial e da valorização dos rejeitos (TONEL, 2004).

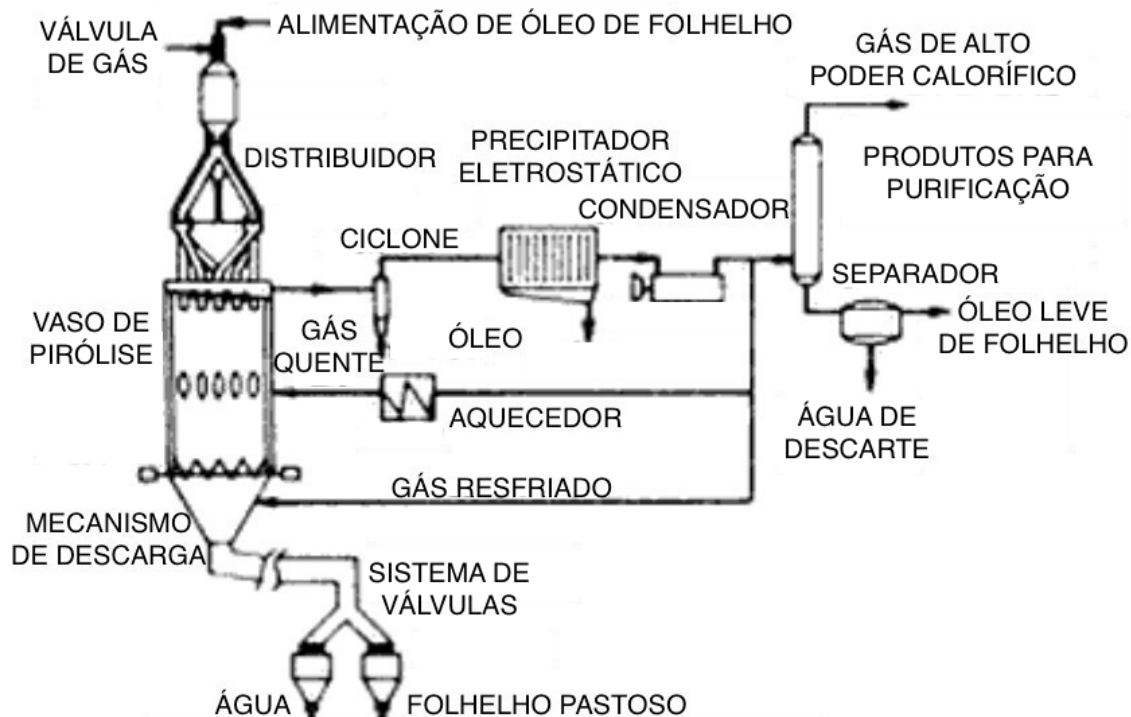
8.1.1 Processo

O processo de retorta envolve o aquecimento indireto de folhelho macerado em partículas de até 15 centímetros, utilizando uma fornalha vertical muito similar à utilizada em retortas de combustão. O gás obtido é separado e aquecido em uma fornalha a parte. Gases de combustão são expelidos da retorta, tendo como resultado um gás separado do nitrogênio do ar e dos produtos de combustão. O folhelho macerado desce para zonas de secagem, aquecimento, retorta e resfriamento. O folhelho retortado é bombeado em forma pastosa para estocagem.

Os resultados tem sido bastante satisfatórios, já que a eficiência energética mundial passou de 35% para 50%, resultando em grandes reduções nos custos de produção. Uma segunda corrente de reciclo não aquecida é injetada na parte inferior da retorta para subir pelo folhelho e recuperar calor sensível. Vapores ascendem da zona de retorta e são resfriados em contracorrente por folhelho macerado, causando uma névoa de óleo que é carregada da retorta para uma corrente de saída de gás. Essa parte é bastante interessante termodinamicamente pois trocas de calor entre gases e sólidos são bastante efetivas.

Os gases fluem para ciclones e precipitadores eletrostáticos para a remoção de partículas e gotículas de óleo da névoa. O gás final é comprimido, sendo parte consumida no reciclo e outra parte processada para recuperação de enxofre e GLP. A fornalha utilizada aqui no Brasil tem um diâmetro interno de 5 metros e meio com um fluxo de sólidos que entram na mesma controlado por um mecanismo de redução de descarga de matéria-prima. O esquema pode ser visto graficamente por meio da Figura 16:

Figura 16 – Esquema de produção Petrosix®



Fonte: Adaptado de Cameron Engineers, 1975

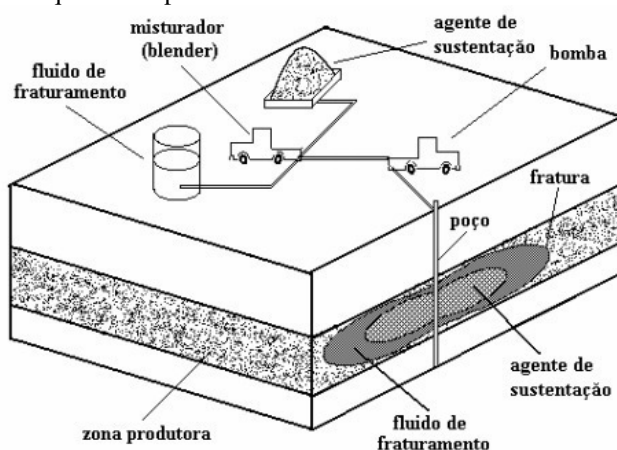
8.2. Fraturamento Hidráulico

Fraturamento hidráulico é uma técnica utilizada a fim de se explorar reservas até então inacessíveis de gás de folhelho. Essa técnica foi utilizada pela primeira vez em 1947, mas só em 1949 ela se tornou economicamente viável, aumentando consideravelmente o contato poço-folhelho. No começo dos anos 2000, empresas começaram a utilizar esse procedimento que consiste na combinação entre fraturamento hidráulico, a fim de aumentar o fluxo e a conectividade dos poros e a perfuração horizontal, ideal no caso de folhelho. O processo, em suma, envolve a perfuração horizontal das camadas de folhelho, seguido a injeção de fluido de tratamento pressurizado, como visto na Figura 17 (BOUDET et al, 2013).

Após a chegada da camada de interesse por meio da perfuração vertical, inicia-se a perfuração horizontal e em seguida o fraturamento hidráulico em si. O fluido viscoso é bombeado a uma pressão elevada em torno de 8000 psi (55 MPa), causando fissuras na rocha a fim de se aumentar a permeabilidade da mesma e facilitar o escoamento do gás por essas fraturas (GROTHER et al, 2000). Essa pressão abre fendas que podem alcançar 915 m em direções diferentes, com largura de 3,2 mm a 6,35 mm.

À medida que o fluido é injetado, a fratura prolonga-se pela formação. O fluido dá sustentação às fraturas por transportar materiais sólidos como areia e cerâmica, o que permite a manutenção desse canal de comunicação por onde flui o gás (SANTANNA, 2013).

Figura 17 – Esquema simplificado de um Fraturamento Hidráulico

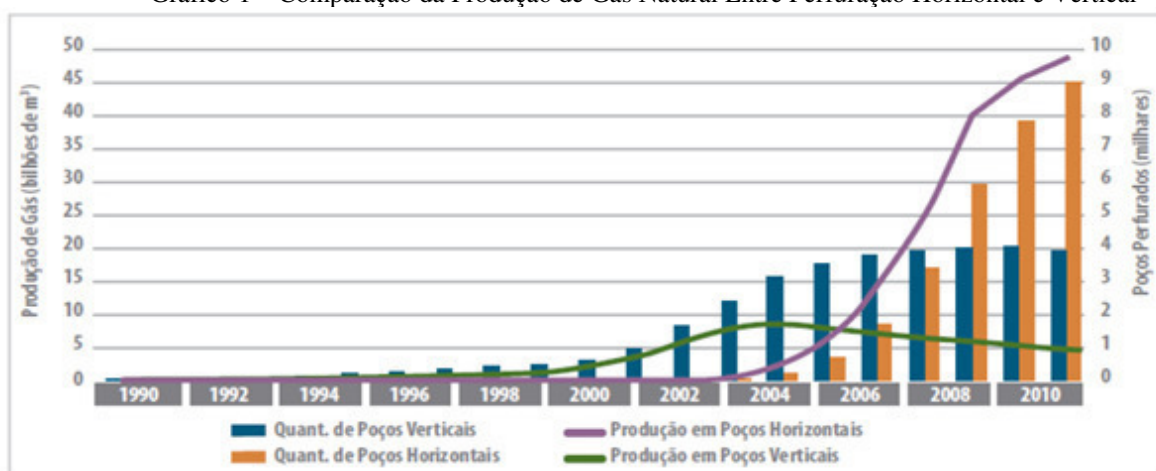


Fonte: Santanna, 2013

Existem diversas outras etapas nesse processo, como a limpeza da área, a construção de estradas e vias de acesso, tubos para condução e bombeamento de fluidos, bem como um sistema de transporte e distribuição da produção (JACQUET, 2009). A preparação do local pode demorar de dois a três meses; a perfuração, entre quatro a cinco semanas e o fraturamento em si, de dois a cinco dias.

A produção do gás de folhelho após a combinação das perfurações horizontal e vertical conseguiu ser utilizada em grande escala, como foi comprovado no campo de Barnett, nos EUA, a partir de 2005, quando a produção desse gás saltou de 7 bilhões para 49 bilhões em 2010, como pode ser visto no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Comparação da Produção de Gás Natural Entre Perfuração Horizontal e Vertical



Fonte: EIA(2010)

9. IMPACTOS AMBIENTAIS

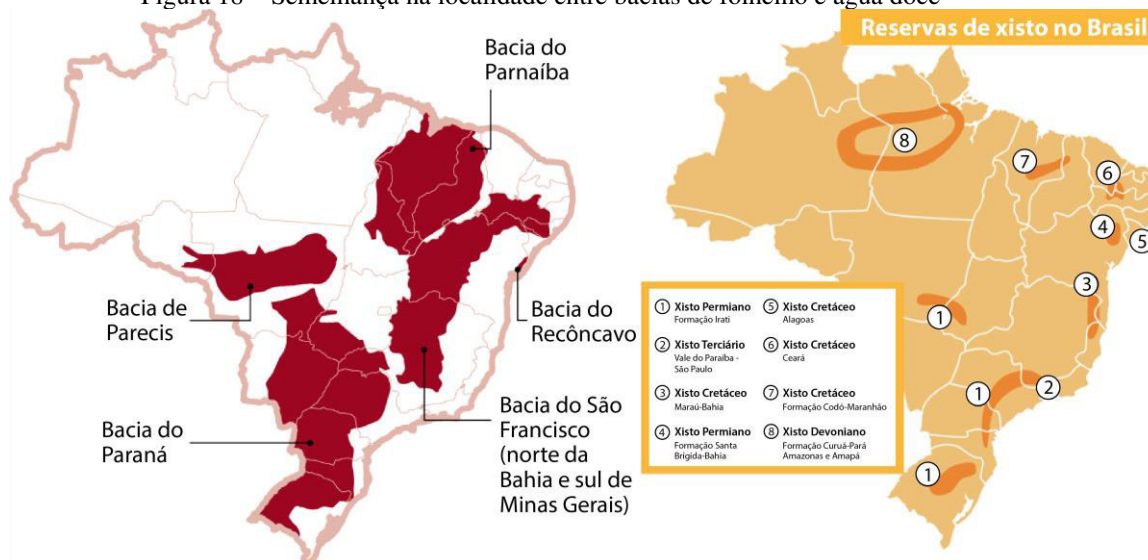
A exploração do gás de folhelho está ligada há diversos problemas ambientais, o que dificulta uma aceitação desse riqueza como uma fonte alternativa de energia. Diversos riscos ambientais podem ser relacionados da preparação à exploração do gás de folhelho, em sua maioria no quesito recursos hídricos e impactos sobre os solos e atmosfera (SUN; WANG,2015). Dentre os principais problemas relacionados, temos vazamento, contaminação, consumo de água, terremotos e poluição do processo (ARAIA, 2014).

A principal técnica para a extração de gás de folhelho, o fraturamento hidráulico, preocupa os mais críticos devido às grandes quantidades de água requeridas para a viabilização do processo, o que causaria certo impacto nos recursos hídricos da região afetada. A demanda média de água requerida para o fraturamento hidráulico varia entre 20.000 a 40.000 m³ em campos de exploração orientais (YANG et al, 2015).

Não apenas o uso da água é um problema, mas também a possível contaminação de águas superficiais e subterrâneas, proveniente também do fraturamento hidráulico segundo certos estudos. Essa contaminação pode ocorrer por conta de aditivos presentes nos fluidos de fraturamento, assim como o próprio gás de folhelho caso estes entrem em contato com algum recurso hídrico por meio de fraturas adjacentes. O problema da contaminação de lençóis freáticos não se aplica a folhelhos lacustres ou transitórios já que a água irá causar um embebedimento da argila neles contidas (JIANG, 2014; JIANG et al., 2016).

No caso do Brasil isso é um agravante ainda maior, visto que as principais regiões de ocorrência de folhelho se situam em importantes bacias hidrográficas, como bacias do São Francisco, Rio Parnaíba, Rio Paraná e na segunda maior reserva de água doce do mundo, o aquífero Guarani, como pode ser visto na Figura 18.

Figura 18 – Semelhança na localidade entre bacias de folhelho e água doce



Fonte: CBIE (Centro Brasileiro de Infraestrutura), AIE, ANP

Ao ser extraído do poço, certos compostos orgânicos leves como benzeno, tolueno e xileno (BTX) e etilbenzeno podem se volatilizar durante o processo de desidratação do gás de folhelho, o que requer uma maior atenção e preocupam os ambientalistas (SUN; WANG, 2015).

Instabilidades geofísicas e pequenos tremores de terra foram associados à extração de gás de folhelho por certos estudos. A causa apontada é que a injeção à alta pressão no poço pode extravasar para falhas pré-existentes, o que causaria um cisalhamento ou ruptura da formação rochosa, causando o tremor de terra (WESTAWAY; YOUNGER, 2014). Além disso, a própria perfuração pode causar fraturas, que originariam atividade sísmica devido à tensão e tração exercidos no solo. Entretanto, estudos apontam que essas atividades sísmicas seriam muito baixas e notadas apenas em regiões bastante próximas dos locais de perfuração. Além disso, caso a perfuração por conta do folhelho realmente cause esses abalos sísmicos, isso não seria único dessa extração, pois outros tipos de perfuração como a de exploração de óleo ou energia geotérmica poderiam causar a mesma instabilidade (WESTAWAY; YOUNGER, 2014).

Alguns outros problemas de menor impacto também podem ser relacionados, como a poluição visual e sonora devido à instalação das máquinas, aumento do tráfego de veículos na região, alterações no ambiente etc. (SUN; WANG, 2015). Certas localidades suspenderam ou baniram a exploração de folhelho devido aos danos ambientais ainda não serem bem mensurados, como no caso de New York, Texas e Ohio (ROSEBAUM, 2014).

10. PARÂMETROS

A seguir, explicações detalhadas para cada um dos parâmetros são fornecidas a fim de facilitar o entendimento da possível correlação entre eles.

10.1 Porosidade

Reservatório é o nome dado ao complexo de rochas onde a extração da camada geradora -onde o hidrocarboneto é gerado- migra pelas fraturas e rochas permeáveis e porosas até se encontrar com a rocha-armadilha ou trapa. Esse sistema é formado por rocha geradora, trapa e reservatório.

A rocha geradora, como o nome já diz, tem a função de gerar e produzir os hidrocarbonetos a partir da matéria orgânica encontrada no substrato livre de oxidação. Para que ocorra acumulações de óleo ou gás, uma ordem de etapas deve ser obedecida, além de uma migração e sincronismo entre elas (THOMAZ, 2004).

Porosidade e permeabilidade regem a migração e o sincronismo. Informações intrínsecas sobre a porosidade, como a disposição, tamanho e forma dos poros e o grau de cimentação da rocha permitem a ocorrência ou não de óleo nas rochas (THOMAZ, 2004). Devido à cimentação, podem ocorrer poros isolados ou sem ligação com outros. Por isso devem ser analisadas duas classificações de porosidade: porosidade efetiva e porosidade absoluta.

Por porosidade efetiva entendemos ser a razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha. Já a porosidade absoluta é a razão entre o volume de todos os poros, sejam eles ligados ou não, com o volume total da rocha analisada. No ramo da engenharia de reservatórios, a porosidade mais importante é a efetiva, já que ela representa o volume máximo a ser extraído da rocha. (THOMAZ, 2004). Ambas tem valores típicos na casa de 5 a 30% (ESPÍNOLA, 2013).

Já em relação à permeabilidade, temos que esta é a medida da capacidade de interligação dos poros da rocha. Quanto mais permeável a rocha é, maior o espaço poroso e consequentemente maior o fluxo dos fluidos por seus poros. Assim como a porosidade, a permeabilidade pode ser classificada em absoluta, efetiva e relativa. A permeabilidade absoluta abrange apenas um único fluido no reservatório. Nas situações reais, a efetiva é utilizada pois esta leva em conta a facilidade de escoamento de cada um dos fluidos que se movem pela rocha. A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta é

conhecida por permeabilidade relativa. Todas as permeabilidades tem Darcy (D) como unidade, sendo mais utilizada em milidarcy (mD). É uma propriedade de grande importância na indústria petrolífera pois permite quantificar as características hidráulicas da rocha reservatório. Sua faixa típica de valores fica entre 5 e 1000 milidarcys (ESPÍNOLA, 2013).

Reservatórios podem ser convencionais, quando sua exploração tem certa facilidade, ou não convencional, quando suas vazões de produção não são economicamente viáveis sem que haja utilização de técnicas especiais como estimulações e perfurações horizontais. Infelizmente, há mais reservatórios não convencionais do que convencionais (NETL, 2011). Assim, suas taxas de recuperação são mais baixas e sua exploração mais complexa. (LAGE, 2013). A diferença entre eles é que acumulações de óleo apertado são gerados em uma rocha geradora e migram para a formação de óleo apertado; enquanto isso, as acumulações de óleo de folhelho são geradas e armazenadas na formação de folhelho, ou seja, a rocha geradora e a rocha reservatório é a mesma. Os reservatórios de gás não convencional subdividem-se em: reservatórios de gás apertado, reservatórios de gás de folhelho, reservatórios de gás de carvão e hidratos de metano (UNCONVENTIONAL RESOURCES, 2014).

Folhelhos possuem uma grande concentração de matéria orgânica, entretanto, sua permeabilidade é bastante baixa, variando entre 10^{-6} mD a 10^{-4} mD (1 a 100 nanoDarcy, nD), produzindo gás natural seco assim como gás adsorvido (KING, 2010). Dado essa baixa permeabilidade, técnicas especiais de produção e exploração são necessárias, como fraturamento hidráulico e perfuração horizontal. Com o auxílio dessas duas técnicas, a comunicação rocha-poço é elevada e o problema típico da laminação paralela, é superado.

10.2 Formações

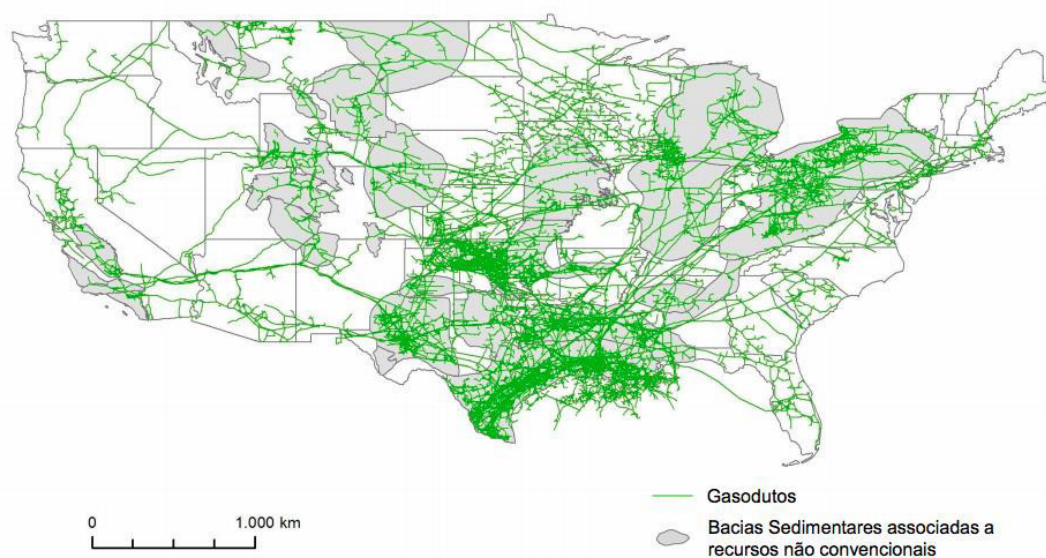
Diferente das reservas convencionais de petróleo e gás, que se concentram em poucos países, as reservas de folhelho estão espalhadas por todo o mundo. Reserva é um recurso identificado e economicamente viável de ser produzido na época em que foi descoberta. (BEN, 2014).

As maiores reservas de folhelho se encontram nos EUA, o que coincide com o país de maior desenvolvimento, comercialização e produção de folhelho do mundo, investindo milhões de dólares por ano com tecnologia para sua extração. Em 2020, os EUA se tornarão autossuficientes e o maior produtor de petróleo do mundo graças a exploração de folhelho (EIA; WORLD ENERGY OUTLOOK, 2013). Devido à sua situação de se encontrar

em rochas pouco permeáveis, investimentos financeiros pesados em tecnologia de extração são necessários. Por conta desse investimento, outros países encontram problemas em desenvolver seus campos.

A China, segunda colocada, busca parcerias com empresas americanas como Chevron, ExxonMobil, BP, Shell, e Sinopec através de sua estatal Petrochina. A China tem um enorme potencial na área, sendo a segunda maior reserva de folhelho no mundo segundo estimativas. Isso pode ser visto na abundância de artigos publicados sobre o tema e, entretanto tem dificuldades em seu desenvolvimento na falta de uma rede ampla de gasodutos, custo de exploração e por precisar de dados geológicos mais confiáveis (XINGANG, et al, 2013). As reservas da China, ao contrário das dos EUA, são muito distantes uma da outra, o que afeta bastante o custo de sua exploração. Com isso, a logística se torna mais cara, pois existe a necessidade de investimentos na rede de gasodutos para o transporte do gás natural. A fim de comparação, a China possui 40,000km de gasodutos, contra 460,000km dos EUA. Por meio da Figura 19, pode se ter uma ideia da extensão dos gasodutos norte-americanos.

Figura 19 – Malha de viadutos nos EUA

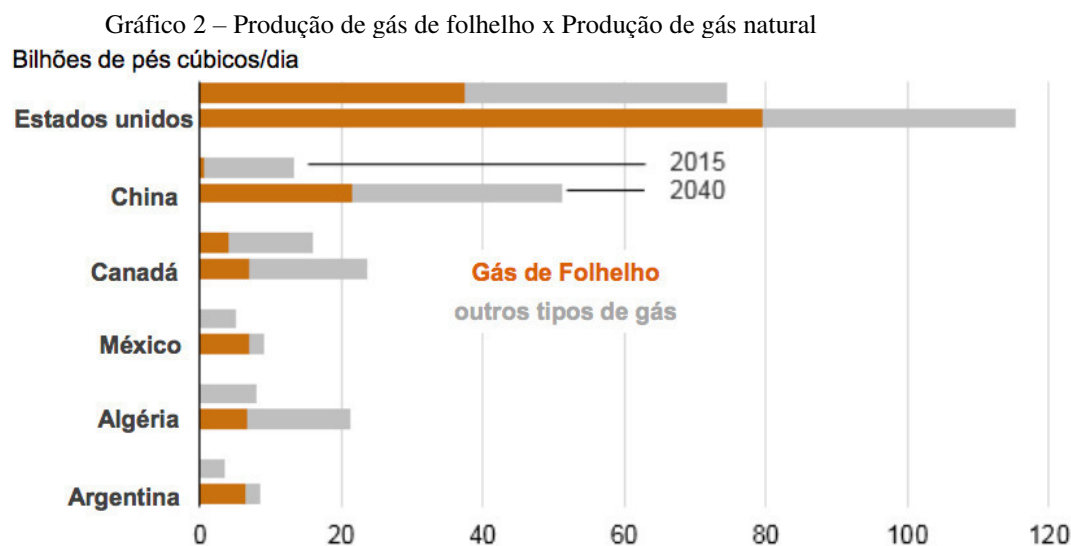


Fonte: EIA, 2016

A terceira maior reserva de folhelho é a Argentina, com destaque à bacia Neuquén com 50 poços perfurados e com estudos sobre a bacia estando bem avançados. Tem uma área de 137,000 km², sendo a região mais prolífica para óleo e gás da Argentina, possuindo dutos extensivos e uma ampla infraestrutura de instalações. Entretanto, a exploração de recursos não convencionais é bem recente, mesmo contendo fontes convencionais e não-convencionais, como Vaca Muerta e Los Molles. Essa formação de TOC entre 2% e 9% data do Jurássico e

Cretáceo, sendo localizada entre 8 e 11 km abaixo da superfície, com uma espessura entre 76 e 105 m, com porosidade de 6% a 10% (SONNENBERG, 2017).

A relação reserva/produção depende de diversos fatores, como apontado. No Gráfico 2 podemos ver a produção de gás de folhelho e outros tipos de gás natural em diversos países em 2015 e a previsão para 2040.



Uma pequena parte da Bacia do Paraná se encontra na Argentina, embora a maior parte se encontre no Brasil e Paraguai, mas essa pequena região detém folhelhos de elevado TOC provenientes do Devónico (EIA, 2013).

O Brasil se encontra na décima colocação dentre as maiores reservas de folhelho do mundo segundo algumas estimativas. Entretanto, não há estudos aprofundados em relação a seu potencial. As reservas de folhelho no Brasil são estimadas pelo método comparativo *Barnett Shale Analogy*, usando o campo de Barnettville como comparativo, analisando sua área, espessura das camadas de folhelho e capacidade de geração (TARSINARI, 2013). Por meio desse método, obteve-se o valor de 434 Tcf de gás de folhelho equivalente, o que é acima das estimativas da EIA e levando o Brasil à segunda colocação, o que mostra a necessidade de estudos mais detalhados na área. Para se ter uma ideia, isso é um valor maior que o pré-sal (ANP, 2013) e mesmo assim pouco estudo é realizado na área. Antes de falar em reservas e exploração do folhelho no Brasil é necessário estudos geocientíficos mais aprofundados para que tenhamos informações mais confiáveis (ESTRELA, 2015). As maiores depósitos de folhelho podem ser vistas no Tabela 4.

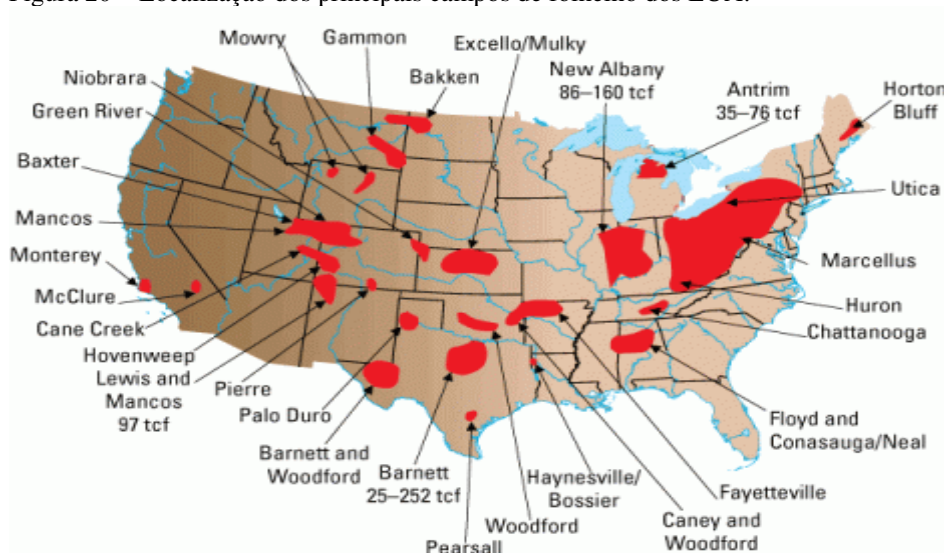
Tabela 4 – Maiores formações de folhelho do mundo e seus volumes de óleo

Formação	País	Período	Volume de óleo (milhões de barris)	Volume de óleo (milhões de toneladas)
Green River	EUA	Paleogeno	1466000	213000
Phosphoria	EUA	Pérmico	250000	35775
Eastern	EUA	Devónico	189000	27000
Heath	EUA	Carbonífero	180000	25578
Olenyok Basin	Rússia	Cambriano	167715	24000
Congo	Congo	-	100000	14310
Irati	Brasil	Pérmico	80000	11448
Sicily	Itália	-	63000	9015
Tarfaya	Marrocos	Cretáceo	42145	6448
Volga Basin	Rússia	-	31447	4500
Baltic Basin	Rússia	Ordovícico	25157	3600
Vychegodsk Basin	Rússia	Jurássico	19580	2800
Wadi Maghar	Jordânia	Cretáceo	14009	2149
Graptolitic	Estônia	Ordovícico	12386	1900
Timahdit	Marrocos	Cretáceo	11236	1719
Collingwood	Canadá	Ordovícico	12300	1717
Itália	Itália	Triássico	10000	1431

Fonte: Dyni, 2006

Os maiores e principais campos dos EUA são Barnett, Fayetteville, Marcellus e Haynesville. Dentre estes, Barnett foi o mais produtivo (em 2012), chegando a representar 60% da produção do país. Logo atrás se encontra Fayetteville com 8% (EIA, 2012). Enquanto isso, Marcellus possui a maior reserva recuperável do país. A localização dos principais campos dos EUA pode ser vista na Figura 20.

Figura 20 – Localização dos principais campos de folhelho dos EUA.



Fonte: Dyni, 2006

10.3 Período Geológico

Ao longo dos milênios, a Terra passou por diversas transformações, gerando e modificando os materiais orgânicos os quais é feita. Esse estudo das transformações é conhecido como Geologia, a qual divide a história do planeta em eras geológicas. Eras são divididas pela forma que os oceanos e continentes se distribuíam e como os seres vivos dessa época eram encontrados. Como essas eras são muito grandes e ocorreram muitas transformações a cada uma delas, estas foram divididas novamente em intervalo de tempo menores, de dezenas de milhões de anos, chamados períodos geológicos. Pode se encontrar, no Anexo A a divisão entre eras e períodos geológicos. Nesse anexo, a passagem de tempo está indicada de baixo para cima, sendo o período mais antigo na base. Uma analogia pode ser feita em relação às rochas que provém de cada período, já que na natureza, salvo interferências tectônicas, a rocha mais nova se encontra acima da mais velha e é dessa forma que são datadas. Todas as informações coletadas nesse trabalho se encontram na faixa de tempo do Éon Fanerozoico, que compreende as eras Cenozoica, Mesozoica e Paleozoica.

10.3.1. Era Paleozoica

Há 542 milhões de anos, iniciou-se a Era Paleozoica, que de tantos eventos ocorridos, foi dividida em outros seis períodos: Pérmico (primeiros répteis gigantes), Carbonífero (primeiros insetos, répteis e florestas de carvão, formadas pelo soterramento de florestas e pântanos anteriores), Devónico (primeiros peixes modernos), Silúrico (primeiras plantas terrestres), Ordovícico (primeiros peixes), Cambriano (primeiros animais invertebrados). Com o passar dos anos, espécies passaram a apresentar partes rígidas, como conchas de dentes, o que possibilitou sua acumulação e consequente formação de óleo, após muitos anos. Esse é o principal motivo de não ser encontrado folhelho em períodos anteriores a essa era, e consequentemente fora do Éon Fanerozoico. Dela vem outras grandes reservas, como ferro, ouro, cobre etc (Cohen, 2015).

10.3.2 Era Mesozoica

A Era Mesozoica começou há 251 milhões de anos, também chamada de era dos répteis, por ter sido o seu auge. Durou 180 milhões de anos, o que aparenta ser muito, mas é apenas 4% de todo o tempo datado da Terra. Anos estes divididos em três períodos: Cretáceo

(domínio dos mamíferos e fim dos dinossauros), Jurássico (primeiros mamíferos) e Triássico (primeiros dinossauros). Devido ao tempo de compactação desde o Paleozoico, menos folhelhos desse período são encontrados do que o anterior (Cohen, 2015).

10.3.3 Era Cenozoica

A era que se estende até os dias de hoje, Era Cenozoica, começou há 66 milhões de anos. Devido a ser relativamente nova, há muito menos folhelho datados dessa era que do folhelhos paleozoicos. Fato esse que se reflete nos artigos analisados nesse trabalho, onde 70% pertenciam à Era Paleozoica, 22% à Era Mesozoica e apenas 8% à Era Cenozoica. É dividida nos períodos Quaternário, Neogeno e Paleogeno, entretanto pouco mudou em relação aos animais e plantas desde o Cretáceo, sendo a fonte de hidrocarbonetos nessa era praticamente a mesma desse período (Cohen, 2015).

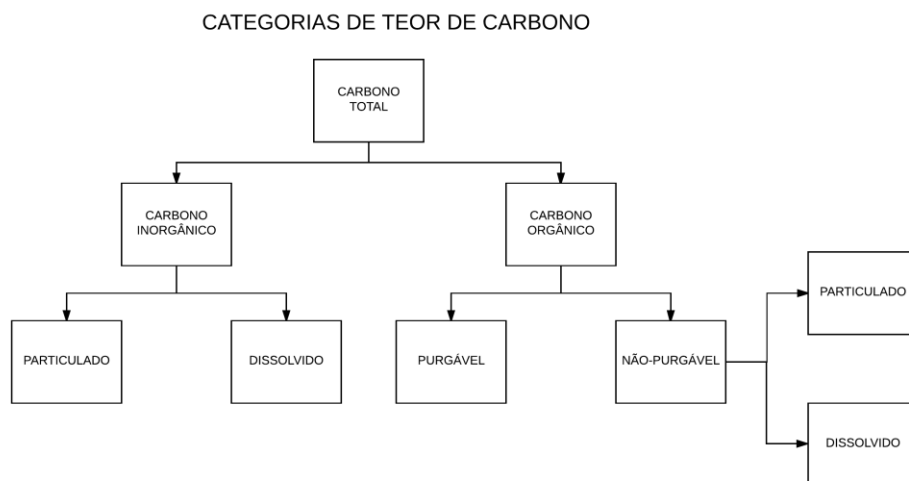
10.4. Teor de Carbono Orgânico Total, TOC

Teor de carbono orgânico é a quantidade de carbono encontrada em formações geológicas, solo ou rochas. Em relação ao petróleo, rochas geradoras em terra e ambientes lacustres têm o TOC mínimo de 2% enquanto sedimentos marinhos possuem TOC mínimo de 0.5% (ESPÍNOLA, 2013).

Uma típica análise de TOC mede tanto o carbono total, TC, presente na amostra quanto o carbono inorgânico, IC, que representa o conteúdo de dióxido de carbono (CO₂) e sais ácidos dissolvidos na amostra. Assim, subtraindo-se o IC do TC obtêm-se o TOC. Outra análise de TOC envolve a remoção de uma porção do IC primeiro e depois analisar o resto do carbono da amostra. Esse método envolve uma purga de uma amostra acidificada com ar livre de carbono ou mesmo nitrogênio antes de sua medição de carbono. Esse método é tão mais confiável que recebe uma nova nomenclatura: Carbono Orgânico Não-Purgável, NPOC (SCHUMACHER, 2002).

Como dito, há uma variedade de termos utilizados na medição de carbono dependendo dos detalhes utilizados durante o procedimento. Esses termos podem ser vistos no Fluxograma 3.

Fluxograma 3 – Subdivisões de Teor de Carbono



Fonte: Autor

O Teor de Carbono pode ser subdividido em:

- a) Carbono total, TC: Todo o carbono presente na amostra, seja orgânico ou inorgânico;
- b) Carbono Inorgânico Total, IC: Carbono da amostra presente em carbonatos, bicarbonatos, e CO₂;
- c) Carbono Orgânico Total, TOC: Carbono advindo de matérias derivados de decaimento vegetal, crescimento de bactérias ou mesmo atividades metabólicas de organismos vivos;
- d) Carbono Elemental, EC: Carvão mineral, carvão vegetal e fuligem. Resistente a digestão analítica e extração. Dependendo da aplicação do experimento, pode ser uma fração do IC ou TOC;
- e) Carbono Orgânico Não-Purgável, NPOC: Normalmente confundido com TOC. Resíduo de carbono orgânico após purga da amostra com um gás (nitrogênio ou ar livre de carbono);
- f) Composto Volátil/Purgável de Carbono, VOC: Carbono orgânico removido de uma amostra neutra ou acidificada por purga de gás inerte. Geralmente determinado por Cromatografia;
- g) Carbono Orgânico Dissolvido, DOC: Carbono orgânico residual de uma amostra após filtração da amostra em um filtro de 0.45µm;
- h) Carbono Orgânico Suspenso, SOC: Também chamado de Carbono Orgânico Particulado, POC. Parte do carbono que ficou retida no filtro pelo qual o DOC passou.

O método mais comum de análise direta de TOC é por meio de acidificação da amostra com um pH de 2 ou menos para liberar o gás proveniente do IC na ausência de ar. Assim, o restante será NPOC, que ficará contido na alíquota líquida e então oxidado para liberar os gases, que são enviados a um detector para sua medição (EIA, 2013).

10.5. Espessura

Quanto mais espesso o folhelho, mais se pode ser extraído e maior o retorno financeiro. Sua espessura pode variar de poucos centímetros a vários metros, dependendo de sua localização. Espessura é um parâmetro tão inconstante que costuma variar mesmo dentro da mesma formação. Não é raro que ocorram diversas camadas de folhelho em diferentes profundidades no mesmo solo. Um caso bastante conhecido é em Irati, onde há duas camadas de folhelho separadas por poucos metros, cada uma com seu TOC e porosidades distintas. É difícil de se estabelecer correlações com a espessura devido a essa instabilidade.

11. IMPORTÂNCIA DA INDUSTRIALIZAÇÃO DO FOLHELHO NO BRASIL

Análises geopolíticas do petróleo demonstram que a maior parte da oferta mundial se localiza em países de forte instabilidade política, como Rússia e países do Golfo Pérsico. Isso coloca em discussão a vulnerabilidade do sistema energético mundial.

A baixa competitividade do setor petrolífero e essa vulnerabilidade aliada a outros fatores, como o fato que 1/3 das reservas de petróleo estão nas mãos das estatais e que apenas 10% do controle da produção global de óleo e gás comprova a instabilidade do sistema (Financial Times, 2007).

Uma das formas para se contornar essa vulnerabilidade e frear uma alta incontrollável do preço do barril é a transição de um sistema mundial de energia para um mais diversificado. Assim, a tendência é que novas formas de energia possam ser mais estudadas e utilizadas, como o folhelho e areias oleosas, assim como energias renováveis. Essa substituição contribuirá para evitar a exaustão dos recursos, conflitos políticos e questões ambientais (HIRSCH et al., 2005).

Haverá uma queda aguda na produção mundial de petróleo e a consequente dependência de fontes não convencionais. Esse cenário mostra a necessidade de um tecnologias de *backstop*, como as de produção de óleo através de folhelho, o que demanda alto custo, sendo assim utilizadas apenas quando viáveis economicamente. Um exemplo ocorreu em 2008, quando o preço do barril chegou a 150 dólares. Nesse período, o valor de mercado do barril permitiu viabilizar um grande número de tecnologias *backstop*. Entretanto, em 2009, o valor do barril caiu para 45 dólares, tornando a necessidade dessas tecnologias desnecessárias.

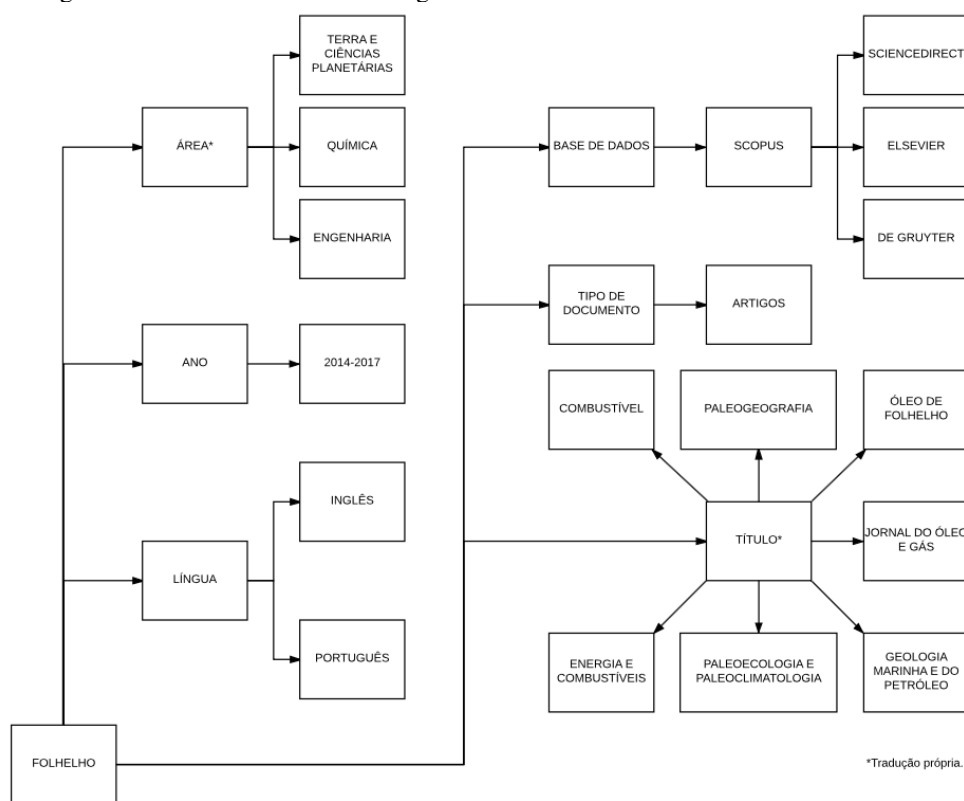
Conflitos políticos, escassez e a alta do preço do barril levou diversos países como EUA, Austrália, África do Sul, Jordânia e Marrocos voltarem a utilizar estudos técnico-econômicos para uma possível produção de folhelho, mesmo alguns tendo reservas estratégicas ou não viáveis economicamente. Fato parecido ocorreu no Canadá, onde a exploração de óleo por meio de areias oleosas, cujo custo de produção em 2008 atingiu a marca de 35 dólares por barril (HUMPHRIES, 2009).

12. METODOLOGIA

A metodologia utilizada nesse trabalho foi a Revisão Sistemática da Literatura (RSL). Esta foi utilizada pois tem como vantagem permitir que outros pesquisadores façam suas futuras atualizações de revisão e acrescentem mais ao trabalho realizado. É um método científico bastante eficiente, mais rápido e barato que novas pesquisas (KITCHENHAM, 2004).

O protocolo utilizado é mostrado a seguir no Fluxograma 4:

Fluxograma 4 – Protocolo da metodologia utilizada



Fonte: Autor

A revisão foi feita em três fases: Planejamento, Condução e Escrever a RSL, que são detalhadas a seguir.

12.1. Planejamento da RSL

Primeiro foi identificada a necessidade da revisão da literatura. Artigos sobre o folhelho e as propriedades das regiões onde se encontra são bastante publicados há muitos anos e sua pesquisa já é madura o suficiente para coletar diversos dados de diversas fontes.

Embora haja vários artigos sobre o folhelho, há pouquíssimos relacionando seus parâmetros e propriedades das rochas em que são encontrados.

Foram definidas questões de pesquisas a serem resolvidas por essa revisão: “Como propriedade X se relaciona com a propriedade Y e com Z?”, “como Y se relaciona com Z?”, “Elas pelo menos tem alguma relação?”. Com isso, buscou-se diversas propriedades tanto do folhelho quanto da região pesquisada. A início, 16 propriedades foram escolhidas enquanto uma amostra de 25 artigos aleatórios e sobre a área foram analisados. Dessas 16 propriedades, apenas cinco eram abundantes, com muitas informações sobre elas e uma era constante (todos utilizavam fraturamento hidráulico como completação). As propriedades escolhidas foram:

- a) espessura;
- b) formação;
- c) período geológico;
- d) porosidade da rocha;
- e) teor total orgânico de carbono, TOC.

As propriedades e artigos descartados podem ser vistos no Apêndice A.

12.1.1. Protocolo

Escolheram-se vários artigos na área, utilizando critérios de pesquisa como: data, “xisto”, “shale”, “oil shale”, “shale oil”, “*Petroleum Reservoirs*” etc. Na plataforma Scopus foram usadas as seguintes restrições de pesquisa:

- a) ano: 2014-2017;
- b) área de pesquisa: *Earth and Planetary Sciences*;
- c) *chemistry*;
- d) *engineering*;
- e) língua: Inglês e Português;
- f) tipo de documento: Artigo;
- g) título da fonte: *Fuel, Oil and Gas Journal, Oil Shale, Marine and Petroleum Geology, Palaeogeography, Palaeoclimatology Palaeoecology, Energy and fuels.*

Para a busca, foi utilizado na plataforma Scopus a *string* de pesquisa mostrada no Apêndice B, que demonstra todos os parâmetros utilizados durante a pesquisa, assim como seus filtros e conectores.

Escolhidos os artigos, eles tiveram as seguintes informações retiradas e catalogadas:

- a) ano;
- b) autor;
- c) espessura mínima e máxima;
- d) formação;
- e) número de Identificação;
- f) observações importantes;
- g) período geológico;
- h) plataforma;
- i) porosidade mínima e máxima;
- j) TOC mínimo e máximo.

Assim, dos 110 artigos analisados, dez se repetiam de alguma forma (autor fazendo uma explicação melhor sobre o assunto anos depois ou o mesmo artigo em diferentes plataformas), quatro artigos não tinham dados quantitativos, mas qualitativos (como uma explicação mais aprofundada do que é querogênio ou dos tipos de porosidade) e 12 fugiam do escopo, mesmo tendo um título que indicasse que seria útil na pesquisa, como por exemplo artigos que focavam mais na técnica utilizada para as medições do que a medição em si, especialmente no caso da porosidade. No fim, 84 artigos foram utilizados nessa pesquisa. Valor acima da meta estipulada na preparação para esse trabalho, entre 50 a 70 artigos relacionados.

Todas as informações acima citadas foram colocadas numa tabela do Excel® para facilitar seu entendimento e organizá-las. Tabelas dinâmicas foram utilizadas para separar em colunas o que se desejava analisar : “Só Sichuan Basin”, “Só artigos de 2014”, “Formações do Devónico e Carbonífero”, etc.

Foi analisada a relação entre TOC e porosidade, TOC e Período Geológico, Período e Porosidade, TOC e Espessura e Formação e Período de uma maneira geral por meio da comparação dos dados coletados.

12.2. Conduzindo a RSL

Durante o trabalho, todos os três tipos de estratégias de busca de estudos primários (manual, automática, *snow-balling*) foram utilizadas. Uma busca manual foi feita nos seguintes livros para conseguir informações gerais a respeito do folhelho:

- a) DAKE, L. P. **Fundamentals of reservoir engineering**. Amsterdam: Elsevier, 1978. 443 p. ;
- b) JAHN, Frank, et al. **Hydrocarbon Exploration and Production**. Vol. 55. Elsevier, 2011;
- c) SANTOS, Marilin Mariano dos; MATAI, Patrícia Helena Lara dos Santos. **A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial**. Rem: Rev. Esc. Minas, Ouro Preto , v. 63, n. 4, p. 673-678, Dec. 2010;
- d) SPEIGHT, J. G. **The chemistry and technology of petroleum**. 4th ed. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2007.

Os artigos foram encontrados por meio de Busca Automática, utilizando *strings* de busca como o Science Direct e, principalmente, Scopus.

Ao baixar um artigo do Scopus, alguns artigos relacionados surgiam em *pop-ups*, configurando assim uma busca *Snow-Balling*.

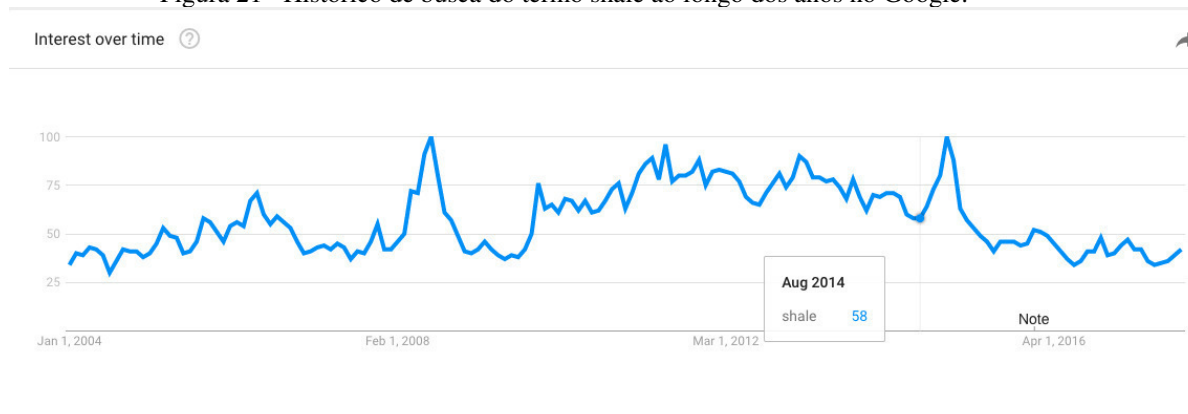
12.2.1. Critérios de Inclusão

12.2.1.1. Data

2014-2017

Dados mais atualizados e confiáveis. Artigos fora dessa faixa de tempo foram desconsiderados. Além disso, foi em 2014 o maior avanço recente da pesquisa do termo “shale” no Google, indicando um maior interesse nesse termo. Outro pico parecido se deu em 2008, entretanto usar artigos desse ano não seria tão atualizado.

Figura 21 –Histórico de busca do termo shale ao longo dos anos no Google.



Fonte: Google Trends

12.2.1.2. Idioma

Artigos em inglês ou português

Inglês é a língua na qual jornais e artigos academicamente importantes são publicados. Português é o mais indicado para se procurar artigos e informações sobre o Brasil. Idiomas que não esses não entraram na pesquisa.

12.2.1.3. Métodos

Artigos publicados em fontes confiáveis

Provém argumentos mais rigorosos e uma base teórica mais aprofundada. Artigos sem sumário, publicados em outras fontes e fora do âmbito educacional foram excluídos da pesquisa.

12.2.1.4. Contexto

Artigos ligados ao folhelho, formações rochosas e que falem das propriedades escolhidas no planejamento do estudo etc. Para entender a dependência/independência das propriedades e para entender o significado de cada uma delas. Artigos qualitativos (explicação geral de cada propriedade, independente de sua localização/situação), o que é fora do escopo desse trabalho, foram excluídos. Entretanto, a base teórica do assunto foi obtida através da busca manual, por meio de livros da área.

Com todas as fontes e dados analisadas, catalogadas e organizadas, o presente trabalho pode finalmente ser realizado, sendo este dividido em diversas seções que explicam o que é o folhelho, onde e como pode ser encontrado, seus desafios, suas tecnologias, seus parâmetros etc. Todo o trabalho foi feito baseado na RSL, o que permite sua execução por outros autores independente do ponto de partida das pesquisas futuras.

13. RESULTADOS

Para a elaboração da revisão sistemática, foram utilizadas as bases de dados Scopus, que redirecionou para Science Direct (6%), Elsevier (92%), De Gruyter(1%) e Ke Ai (1%) , nas proporções ditas entre parênteses.

As buscas nos referidos bancos de dados foram realizadas utilizando os seguintes quesitos, assim como uma busca combinada desses.

- a) Xisto
- b) Engenharia
- c) Química
- d) Ciências da Terra
- e) Combustíveis
- f) Geologia Marinha e Petróleo
- g) Paleogeografia, Paleoclimatologia e Paleoecologia
- h) Energia e Combustíveis
- i) Sedimentologia
- j) Geociência do Petróleo
- k) Paleontologia
- l) Óleo de xisto

Foram obtidos via plataforma Scopus um total de 16.415 artigos com esses quesitos, sendo apenas 84 (0.512%) utilizados e 16,331(99.488%) foram excluídos devido aos critérios de exclusão. Dentre os motivos de exclusão se encontram a fuga ao escopo do trabalho e por passar do limite de cem artigos analisados, 16,305 (99.330%), duplicação de resultados, 10 (0.061%), indisponibilidade do artigo na íntegra, 12 (0.073%), publicações que não são artigos (como relatórios técnicos), 4 (0.024%).

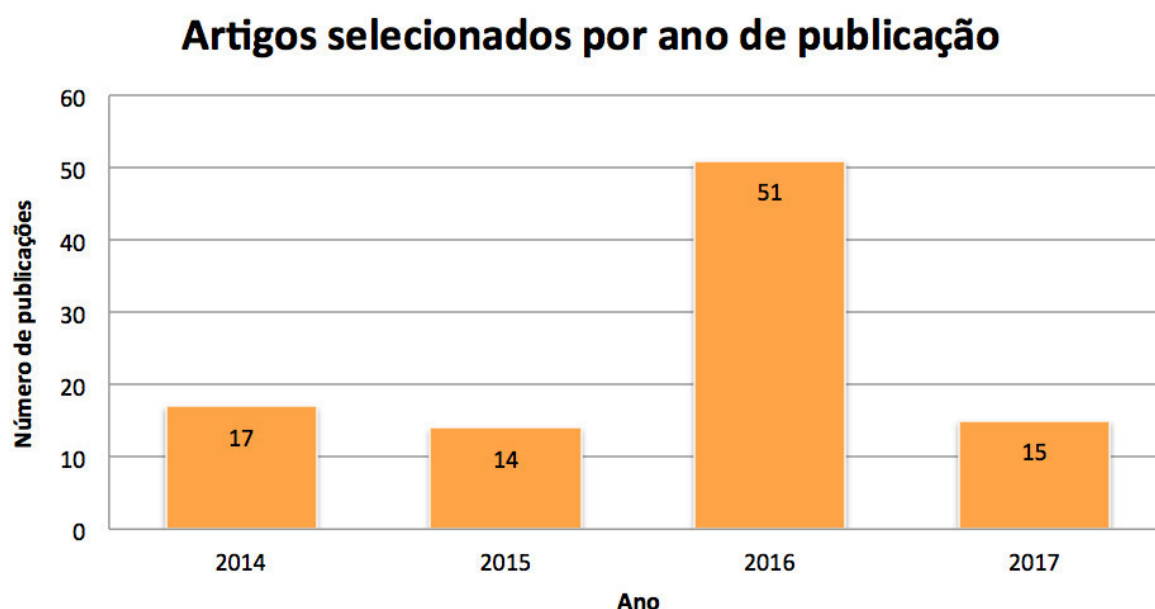
Mesmo se utilizando de filtros, as bases de dados não impedem que o mesmo artigo apareça em diversas buscas diferentes, fazendo com que esse valor pareça mais elevado do que realmente é. Além disso, o mesmo autor pode se utilizar de atualizações de dados previamente coletados por ele mesmo ou ter o mesmo trabalho em plataformas diferentes.

Dos artigos utilizados , 17 (19.76%) foram os mais antigos analisados, quando os mais novos, de 2017, foram 15 (17.44%). O ano com menos publicações utilizadas nesse trabalho foi 2015, com 14 artigos (16.27%), enquanto o com mais publicações foi 2016, com 50 artigos (58.13%). Esses números demonstram o crescimento do número de artigos sobre o

tema, já que 2017 houve mais artigos analisados na época da coleta dos dados (primeiro trimestre de 2017) do que em 2015 de acordo com a amostra utilizada nesse trabalho.

O Gráfico 3 mostra o quantitativo dos artigos selecionados por anos de publicação, utilizando um gráfico de barras

Gráfico 3 – Número de artigos por ano de publicação



Fonte: Autor

Mesmo com uma busca detalhada e exaustiva em diversas plataformas e utilizando diversas descrições nessas buscas, a amostra de dados ficou bastante reduzida para países que não fossem China ou Estados Unidos, recordistas de artigos do gênero. Mesmo com uma busca focada no Brasil, poucos artigos que cumprissem os critérios de inclusão foram encontrados. Com isso, se observa que há poucas publicações do gênero focadas no Brasil, seja pela falta de incentivo ao assunto ou a pesquisa em si. Gráficos que demonstram o percentual de artigos escolhidos por formação e período geológico podem ser encontrados no Apêndice C.

13.1. Período Geológico x Espessura

Devido à deposição e aos movimentos geológicos, quanto mais antigos e duradouros os sedimentos de determinada formação, maior será a espessura do folhelho. Movimentos como falhas, deslizamentos, terremotos etc. podem alterar a espessura é até mesmo alternar sedimentos de determinados períodos geológicos devido a intensidade desses

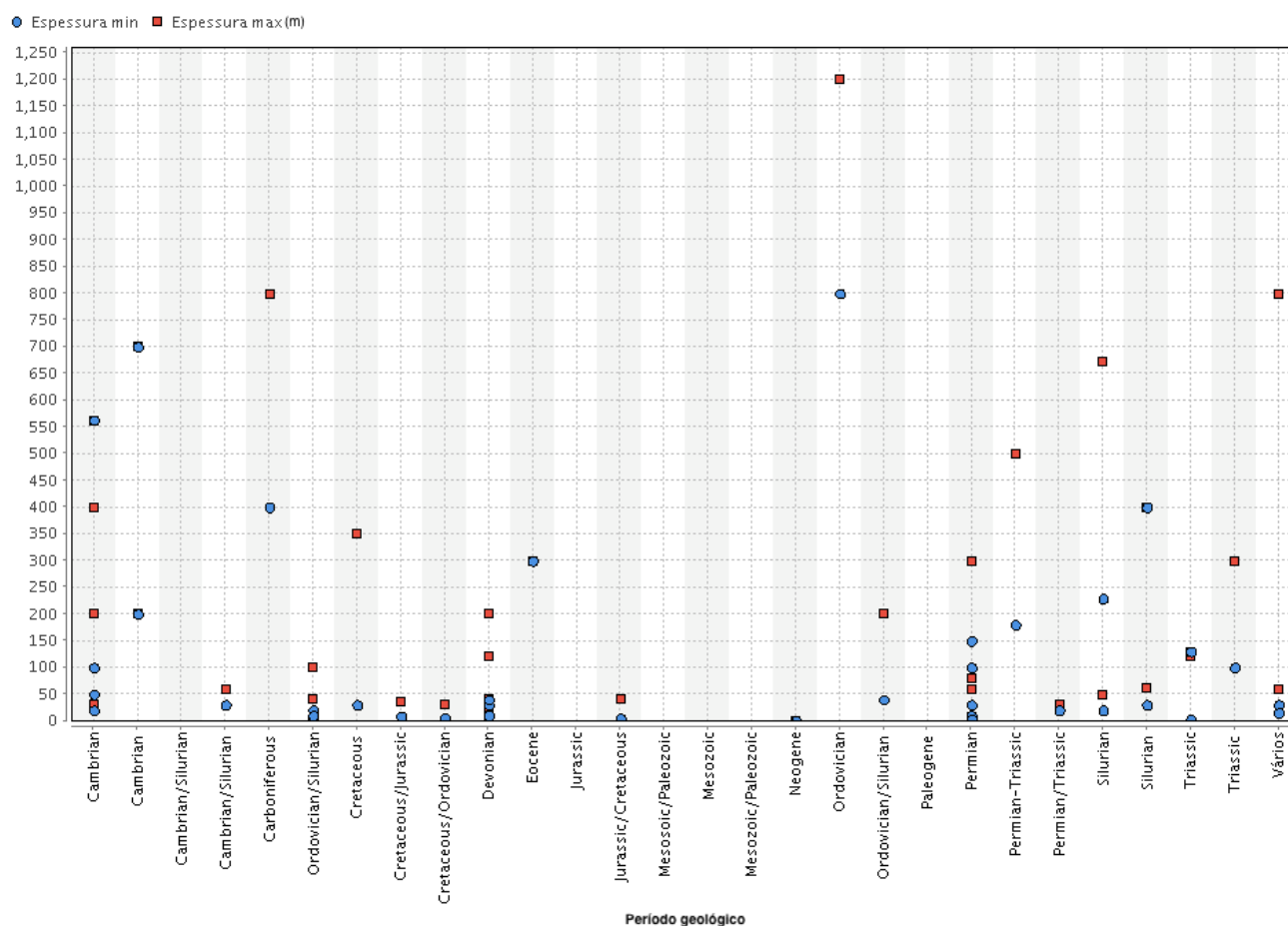
movimentos. Devido a diversas causas poderem alterar o a espessura do folhelho com o passar dos anos e a diferença de duração dos períodos geológicos, é difícil conceber uma correlação entre Era Geológica e espessura.

Um exemplo de como movimentos geológicos podem alterar a espessura e a disposição de sedimentos de diferentes períodos pode ser observado ao se analisar a bacia de Sichuan. A bacia sofreu dois estágios de evolução sedimentar: Deposição da plataforma cratônica (criada quando os continentes começaram a deslocar-se sobre a superfície da Terra, chocando entre si e afastando-se sucessivamente) entre o Siniano e meados do Triássico e deposição na bacia de frente de cadeia (uma acumulação de sedimentos provenientes de um orógeno e depositados sobre uma região adjacente relativamente pouco deformada tectonicamente) durante o fim do Triássico e o Cenozoico. Antes do movimento orogênico indochinês, Sichuan foi predominantemente afetada pelo desenvolvimento da plataforma Yangtze, já que faz parte da mesma.

Nessa plataforma, folhelhos abundantes em matéria orgânica se depositaram em águas profundas durante o Siniano, Cambriano, Ordovícico e Silúrico. Influenciado pelos movimentos Caledonianos e Hercinianos (movimentos horizontais de curta duração geológica mas grande intensidade, que causaram desdobramentos, fraturas e falhas, ocorridos no início e no fim do Paleozoico, respectivamente), algumas camadas de folhelho foram denudadas em áreas locais. Além disso, o soerguimento tectônico da região nordeste, Guizhou, durante o Devónico e Carbonífero levou a uma ausência de deposição nesse período em um grande área dessa formação.

Depois do movimento indochinês, Sichuan sofreu um estágio de evolução sedimentar, de uma grande depressão interna quando folhelhos lacustres e limnéticos (água estagnada) se depositaram. Então, a bacia experimentou uma inversão total de camadas dobradas durante o movimento Himalaio, formando o sistema de dobras e falhas na direção sudeste (Zhu et al., 2016). Como visto na Gráfico 4 uma correlação entre esses dois parâmetros não pode ser obtida

Gráfico 4 – Período Geológico x Espessura



Fonte: Autor

13.2 Espessura x TOC

Nenhuma correlação Espessura x TOC foi encontrada na literatura pois este último é relativo a porções da rocha, o que varia sem nenhuma tendência dentro da mesma. Isso pode ser observado por meio de formações, onde diversos autores obtêm diversos resultados da mesma formação com diferentes valores de TOC, como é demonstrado no Gráfico 5

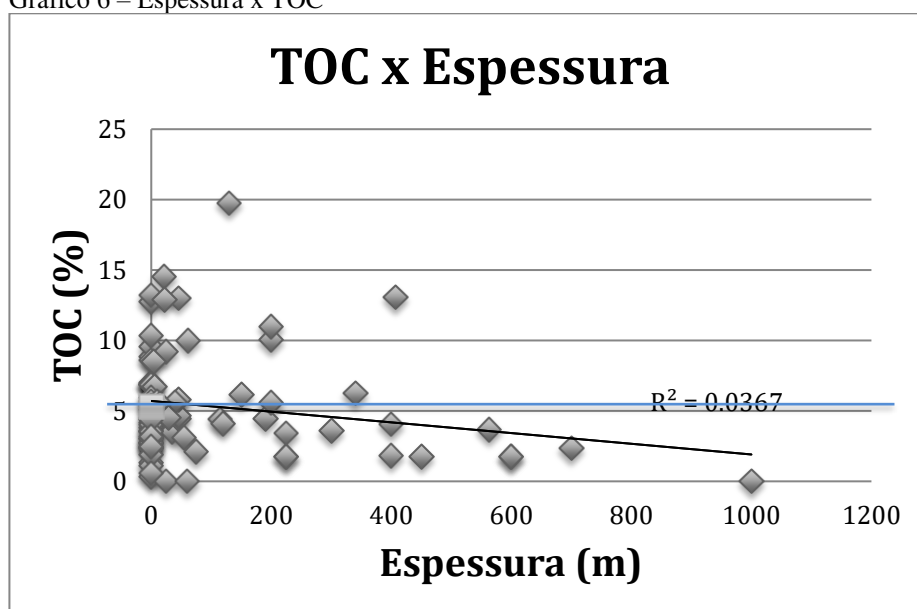
Gráfico 5 – Variação do TOC na China



Fonte: Autor

Entretanto, uma análise dos dados obtidos durante essa RSL mostra que o TOC tende a diminuir com o aumento da espessura. Um fato que possa explicar isso é que a matéria orgânica extraível, EOM, é mais “diluída” na rocha e que para manter a EOM em mais rocha, o TOC é reduzido. Entretanto para confirmar isso, um estudo dedicado a essa suposição deve ser feito, o que é desencorajado devido ao baixo R^2 dessa linha de tendência traçada no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Espessura x TOC

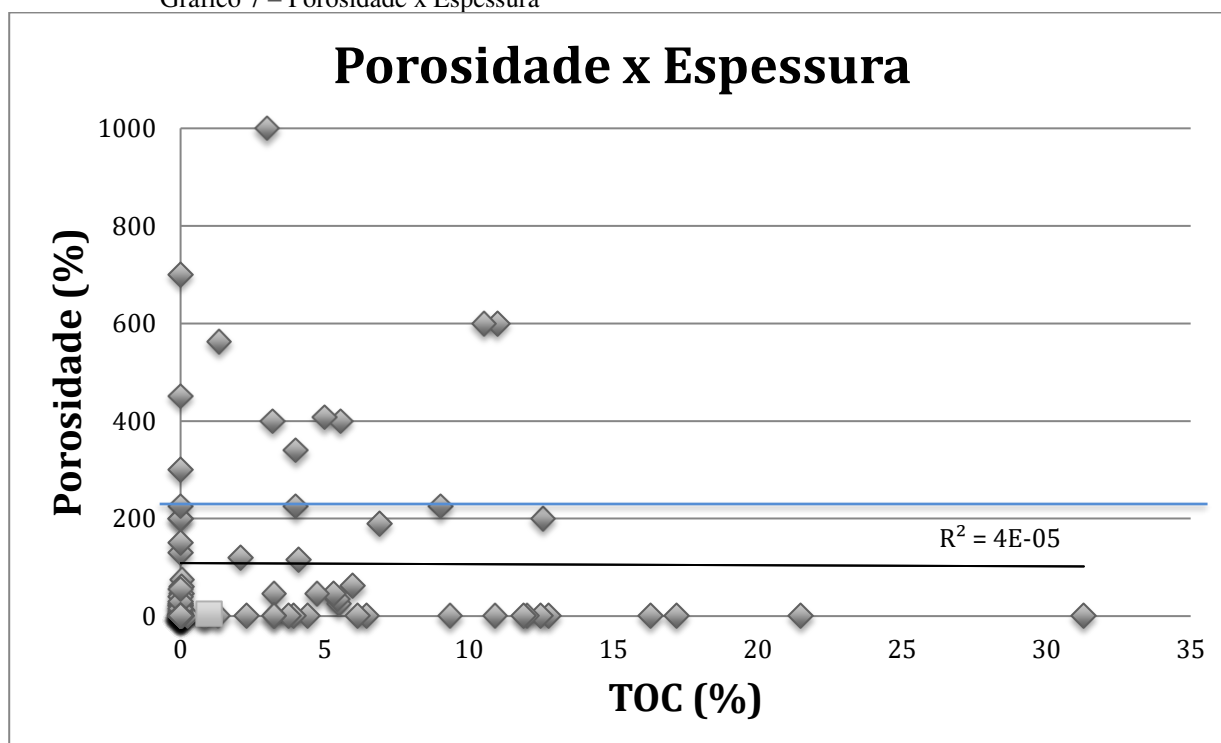


Fonte: Autor

13.3 Porosidade x Período Geológico

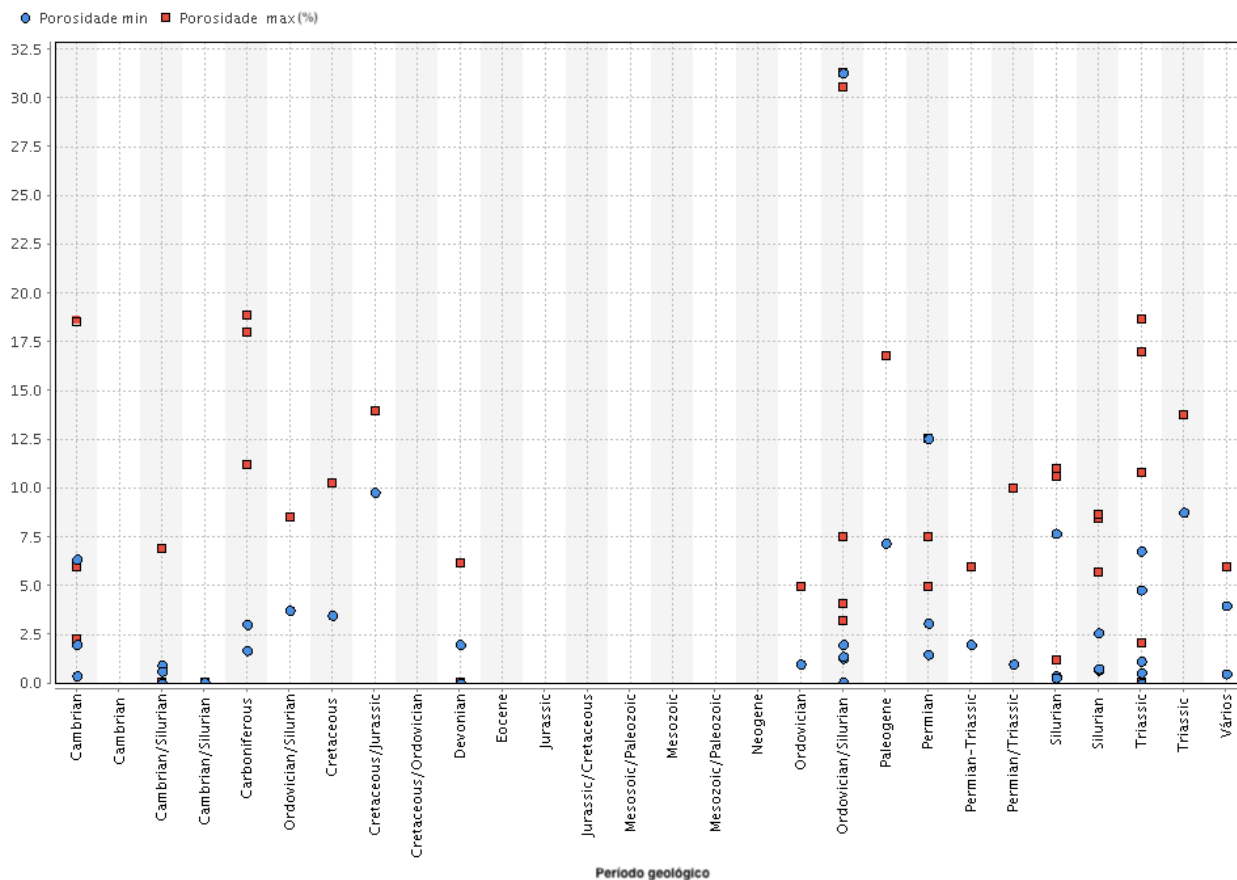
Pelo mesmo motivo da espessura, é difícil relacionar Períodos Geológicos com a porosidade. Pelo senso comum, quanto mais antigo o período, maior a deposição de sedimentos e conseqüentemente mais os poros são comprimidos devido à compressão. Devido a essa difícil correlação, foi estudada uma correlação porosidade x espessura (Gráfico 7), o que poderia facilitar o entendimento da correlação porosidade x período geológico (Gráfico 8). Entretanto, o gráfico 7 mostra que a correlação porosidade x espessura é irrelevante dado seu R^2 próximo a zero e sua linha de tendência praticamente horizontal. Devido a essa combinação de correlações, podemos afirmar que não há uma correlação direta entre porosidade e período geológico. A divisão de períodos e eras geológicos podem ser vistas no Anexo A.

Gráfico 7 – Porosidade x Espessura



Fonte: Autor

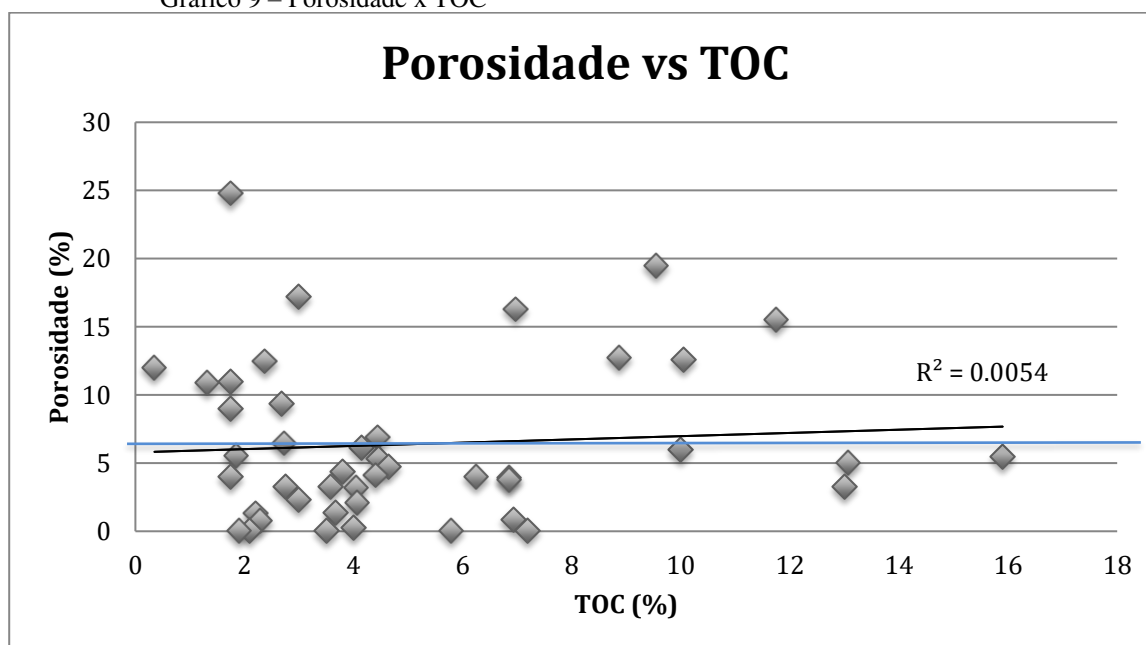
Gráfico 8 – Porosidade x Período Geológico



Fonte: Autor

13.4 TOC x Porosidade

Gráfico 9 – Porosidade x TOC



Fonte: Autor

O teor de carbono orgânico afeta o coeficiente de compressão do solo; no entanto, a magnitude e o tipo de efeito são dependentes da textura do solo e de seus efeitos sobre a coesão e a densidade do solo, o que afeta a porosidade do folhelho após compactação. Entretanto, deve-se considerar que o acúmulo de matéria orgânica pode estar associado a dois efeitos contraditórios sobre a resistência do solo: o aumento da força de ligação entre as partículas minerais e a mudança no arranjo das partículas, porosidade e densidade do solo (Ekwue, 1990; Horn & Lebert, 1994; Zhang, 1994, Trannin et al., 2008). O balanço entre esses dois efeitos que dependem da origem, estado de decomposição e do status químico da matéria orgânica determinará o efeito sobre a resistência do solo.

Quando os efeitos de redução da densidade por aumento da porosidade predominam, a resistência à compressão diminui. Por outro lado, quando predominam os efeitos de aumento dos parâmetros de cisalhamento e aumento da elasticidade do solo, a matéria orgânica aumenta a resistência do solo à compressão.

Há uma correlação positiva entre o coeficiente de compressão e o teor de matéria orgânica do solo, significando que a mesma tornou o solo mais susceptível à compressão, afetando a porosidade do mesmo (Pereira et al., 2007). Foi observado, também, um aumento da compressibilidade e consequente diminuição em porosidade e permeabilidade com a incorporação de matéria orgânica ao solo (Stone & Ekwue, 1996). Entretanto observou-se com outros estudos associação entre o aumento do teor de carbono orgânico e o aumento da elasticidade do solo (Braida et al., 2008).

Tabela 5 – Dados de Argissolo

Solo/tensão	Carbono Orgânico – g kg ⁻¹		Densidade do solo – Mg m ⁻³		Índice de vazios	
	Valor médio	Valores extremos	Valor médio	Valores extremos	Valor médio	Valores extremos
	Argissolo					
6 kPa	14,5	8,7 – 20,4	1,311	1,130 – 1,510	0,976	0,702 – 1,280
100 kPa	10,6	5,9 – 16,5	1,312	1,100 – 1540	0,977	0,667 – 1,345
500 kPa	15,4	7,8 – 25,3	1,276	0,972 – 1,453	1,052	0,773 – 1,650
> 500 kPa	13,3	9,5 – 28,8	1,318	0,922 – 1,551	0,980	0,661 – 1,793

Fonte: Braida et al., 2008

Pode se observar na Tabela 5 que esta relação foi dependente da densidade das amostras. É provável que isto ocorra tendo em vista que o efeito da matéria orgânica sobre a resistência do solo é dependente de seus efeitos conjuntos sobre a densidade do solo. Tal comportamento pode ser justificado pela capacidade da matéria orgânica em estabelecer e fortalecer ligações entre as partículas minerais, em função do seu elevado número de cargas superficiais e elevada área superficial específica. Assim, o incremento em matéria orgânica resultaria em aumento da força das ligações entre as partículas minerais e, pelo efeito aditivo dessas ligações, em aumento da resistência do solo à deformação.

Desta maneira, um aumento do teor de matéria orgânica, reduziria a compressibilidade e conseqüentemente a porosidade. A magnitude e o tipo de efeito, no entanto, são dependentes da textura do solo e de efeitos associados sobre a coesão e densidade do solo. Para solos de textura superficial arenosa, onde o folhelho ocorre, o enriquecimento de carbono orgânico resulta em aumento da susceptibilidade à compactação e diminuição da porosidade.

Entretanto, caso se observe os diversos tipos de poros (macro, micro e mesoporos), a correlação é um pouco mais complicada.

Micro e mesoporosidades mostram um significativo aumento com o teor de argilas no folhelho –altos valores de TOC significam altas quantidades de ácido orgânico produzidos durante a sua evolução, o que pode dissolver aluminossilicatos e/ou carbonatos, aumentando a porosidade (SURDAN, 1989)- , enquanto a macroporosidade não mostra nenhuma correlação dessa com o TOC. Micro e mesoporosidades, portanto, mostram que são diretamente proporcionais ao TOC, assim como visto com a porosidade total, embora essa relação não seja tão significativa. Diversos estudos comprovam que seu R^2 seja tão baixo que não passe de 0.5. No entanto, outros tipos de porosidade não mostram nenhuma correlação positiva com o TOC (Labani et al., 2013).

Há duas causas para essa correlação insignificante: Primeiro que os dados do TOC estão tão dispersos para se obter uma correlação confiável entre porosidades e TOC (como pode ser visto nos gráficos) e segundo que poucos poros orgânicos são visíveis aos métodos atualmente utilizados (geralmente *Field Emission Scanning Electron Microscope*, FESEM,), pois a maioria dos poros orgânicos são microporos e a correlação entre microporosidade e TOC não é de todo significativa. Já a correlação significativa entre poros orgânicos e porosidade total demonstra a correlação positiva entre TOC e porosidade total (Passey et al. 2010).

Essa discordância da relação entre TOC e poros orgânicos e inorgânicos , junto de estudos que comprovam que gás de folhelho é mais facilmente encontrado dentro de poros orgânicos que inorgânicos explica a correlação diretamente proporcional entre TOC e o teor de gás (Wang et al. 2016).

14. CONCLUSÃO

A escassez de petróleo “fácil” e barato manterá o preço do petróleo em valores vantajosos para a produção de folhelho, dado que os custos de exploração e produção dos recursos de petróleo estão cada vez mais elevados devido sua difícil exploração e a transição entre matrizes energéticas é uma tarefa bastante morosa. Entretanto, dado o histórico do folhelho no Brasil e analisando suas restrições, é quase certo se dizer que o país deve diversificar sua matriz energética para incluir outros recursos energéticos, como o gás de folhelho. Os benefícios dessa mudança englobam aspectos econômicos, geração de empregos, aumento das receitas e melhoria da infraestrutura local.

Folhelho pode ser aproveitado tanto pelo seu gás, o que é mais comum e consolidado ou por meio da rocha em si, por meio do Petrosix®. A viabilidade desse processo está comprovada pois diversos países como EUA, China, Jordânia e Marrocos, que fizeram parcerias para a produção de óleos a partir de folhelho por meio dessa tecnologia.

Gás de folhelho foi descoberto em rochas de diversos períodos entre o Paleozoico e o Cenozoico. Desses, atividade comercial em grande escala são observados nos mais diversos períodos, variando do Ordovícico ao Silúrico. Em Sichuan, por exemplo, há um enorme potencial econômico, tendo em vista sua área e volumes de gás de folhelho, o que tende a prover, nos próximos anos, embasamento técnico em exploração e produção nesse ramo que está em um grande desenvolvimento na China.

Mesmo com um grande volume de dados e informações, é difícil estabelecer uma conexão entre as propriedades a respeito do folhelho. Algumas delas podem ser correlacionadas a grosso modo, percebendo se seus valores são diretamente ou inversamente proporcionais. Diversos autores se dedicaram à correlação entre TOC e porosidade, entretanto mesmo essa correlação não é tão certa, visto que há diversos tipos de porosidade e parece haver discrepâncias na correlação entre esses tipos e o TOC.

Assim, podemos concluir que a extração do folhelho e gás de folhelho, embora nem tão recente, está se desenvolvendo aos poucos e apresenta um enorme potencial de geração de energia. Para tal, as atuais tecnologias devem ser aprimoradas ou mesmo substituídas, especialmente o fraturamento hidráulico que possui vários contras em sua aplicação. Além disso, um maior estudo de aplicabilidade econômica é necessário pois diversas formações, embora com um grande potencial, carecem de maiores informações sobre suas características e viabilidade econômica.

REFERÊNCIAS

- ABEDI, S. et al. **Nanomechanics of organic-rich shales: the role of thermal maturity and organic matter content on texture.** *Acta Geotechnica*, v. 11, n. 4, 2016.
- ARAIA, E. **A revolução do xisto. Bom para a economia, péssimo para o meio ambiente** <https://www.brasil247.com/pt/247/revista_oasis/163900/A-revolu%C3%A7%C3%A3o-do-xisto-Bom-para-a-economia-p%C3%A9ssimo-para-o-meio-ambiente.htm> Acesso em 14/10/2017
- ARAUJO, C. V. et al. **Petrographic maturity parameters of a Devonian shale maturation series, Appalachian Basin, USA: ICCP thermal indices working group interlaboratory exercise.** *International Journal of Coal Geology*, v. 130, 2014.
- BERTASSOLI, D. J. et al. **Biogenic methane and carbon dioxide generation in organic-rich shales from southeastern Brazil.** *International Journal of Coal Geology*, v. 162, 2016.
- BONDARENKO, T. et al. **Experimental investigation of thermal decomposition of Bazhenov formation kerogen: Mechanism and application for thermal enhanced oil recovery.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 150, n. December 2016, p. 288–296, 2017.
- BOTELHO, J. **Estudo e Classificação das Rochas por Exame Macroscópico**, Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian. 1992
- BOUDET, H. et al. **“Fracking” controversy and communication: Using national survey data to understand public perceptions of hydraulic fracturing.** *Energy Policy* 65 (2014) 57 – 67, Fevereiro, 2014.
- BRAIDA, J. A. et al. **Elasticidade do solo em função da umidade e do teor de carbono orgânico.** *Revista Brasileira de Ciência do Solo*, v.32, n.2, p.477-485, 2008.
- BRAIDA, J. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental** v.14, n.2, p.131–139. Campina Grande, PB, UAEA/UFCG, 2010.
- BUSHNEV, D. A.; BURDEL’NAYA, N. S.; ZHURAVLEV, A. V. **Organic matter in Upper Devonian deposits of the Chernyshev Ridge.** *Geochemistry International*, v. 55, n. 6, 2017.
- CAO, G. et al. **A 3D coupled model of organic matter and inorganic matrix for calculating the permeability of shale.** *Fuel*, v. 204, 2017.
- CASTRO, R. **Estudo da aplicação do fraturamento hidráulico em reservatórios de baixa permeabilidade com características da Bacia do Parnaíba.** Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil. 2015.
- CHAHUD, A. **Geology and taphonomy of the base of the Taquaral Member, Irati Formation (Permian, Paraná Basin), Brazil.** *Acta Geologica Polonica*, v. 65, n. 3, 2015.

CHALMERS, G. R. L. **A multidisciplinary approach in determining the maceral (kerogen type) and mineralogical composition of Upper Cretaceous Eagle Ford Formation: Impact on pore development and pore size distribution.** International Journal of Coal Geology, 2017.

CHAVES, H. et al. **Geostatística aplicada à pesquisa do xisto, Formação Irati, São Mateus do Sul, Paraná.** Boletim Técnico da Petrobras, v.2, n.2/4, .209-215, 1988.

CHEN, Q. et al. **Relationship between pore type and pore size of marine shale: An example from the Sinian-Cambrian formation, upper Yangtze region, South China.** International Journal of Coal Geology, v. 158, p. 13–28, 2016.

CHEN, R.; SHARMA, S. **Linking the Acadian Orogeny with organic-rich black shale deposition: Evidence from the Marcellus Shale.** Marine and Petroleum Geology, v. 79, 2017.

CHEN, S. et al. **Shale gas reservoir characterisation: a typical case in the southern Sichuan Basin of China.** Energy 36, 6609e6616, 2011

CHILINGARIAN, G. V.; CHANG, J.; BAGRINTSEVA, K. I. **Empirical expression of permeability in terms of porosity, specific surface area, and residual water saturation of carbonate rocks.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 4, n. 4, p. 317–322, 1990.

COHEN, K.M. et al, **International Chronostratigraphic Chart** (PDF), International Commission on Stratigraphy. 2015

DA ROCHA, G. O. et al. **Chemistry without borders: The energy challenges** Quimica Nova, v. 36, n. 10, 2013.

DA ROCHA, G. O.; DOS ANJOS, J. P.; DE ANDRADE, J. B. **Energy trends and the water-energy binomium for Brazil.** Anais da Academia Brasileira de Ciências, v. 87, n. 2, 2015.

DAKE, L. P. **Fundamentals of reservoir engineering.** Amsterdam: Elsevier, 1978.

DANG, W. et al. **Methane Adsorption Rate and Diffusion Characteristics in Marine Shale Samples from Yangtze Platform, South China.** Energies 2010, 626, 2017.

DAWEI, Z. et al. **National-wide shale gas resource potential survey and assessment.** Beijing: Geological Publishing House; 2012.

DE ANDRADE, J. et al. **Gás de xisto: avaliação das perspectivas de mercado e comercialização no Brasil.** Brasília: UnB, 2016

DE SILVA, et al. **A comparison of North American shale plays with emerging non-marine shale plays in Australia.** Mar. Pet, 2015

DIGNART, A. Vieira, J.R.. **“Round 10: Amazonas Basin.”** National Oil and Gas Agency (ANP), 52 p., 2008

DYNI, J.R., 2006, **Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S.**

Geological Survey Scientific Investigations Report 2005.

EIA (US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION). **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States**, 244 p, 2013

EKWUE, E. I. **Organic matter effects on soil strength properties**. Soil & Tillage Research, v.16, n.3, p.289-297, 1990.

ERKOYUN, H. et al. **Mineralogy, geochemistry and genesis of clays interlayered coal seams succession in the Neogene lacustrine Seyitömer coal deposit, Kütahya, western Turkey**. International Journal of Coal Geology, v. 172, 2017.

ERWIN, J. **Vapor Pressure Interactions of Ethanol with Butane and Pentane in Gasoline**. Presented at "Symposium on Oxygenates as Fuel Additives," ACS National Meeting, San Diego, CA., 1994

ESPÍNOLA, Aída. **Ouro Negro-petróleo no Brasil: pesquisa em terra, na plataforma continental e em águas profundas.**/Aída Espínola. -1a ed. - Rio de Janeiro: Interciência, 2013.

ESTRELA 2015. **Entrevista realizada pelo autor com Guilherme de Oliveira Estrella**. Ex-diretor de Exploração & Produção da Petrobras entre 2003-2012. Geólogo e Especialista no setor de petróleo e gás natural. Entrevista realizada em maio de 2015.

FARHADUZZAMAN, M.; ABDULLAH, W. H.; ISLAM, M. A. **Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh**. International Journal of Coal Geology, v. 90–91, p. 162–179, 2012.

FELTRE, R. **Química** vol 3. São Paulo: Moderna, 2005.

FINANCIAL TIMES. **The new seven sisters: oil and gas giant**. By Carola Hoyos. 11 de março de 2007.

FURTADO, M. B. **Síntese da economia brasileira**. (6. ed.). Rio de Janeiro: LTC, 1998.

GHANIZADEH, A. et al. **A comparison of shale permeability coefficients derived using multiple non-steady-state measurement techniques**: Examples from the Duvernay Formation, Alberta (Canada). Fuel, v. 140, p. 371–387, 2015.

GHANIZADEH, A. et al. **Petrophysical and geomechanical characteristics of Canadian tight oil and liquid-rich gas reservoirs: I. Pore network and permeability characterization**. Fuel, v. 153, p. 664–681, 2015.

GOLDBERG, K.; HUMAYUN, M. **Geochemical paleoredox indicators in organic-rich shales of the Irati Formation, Permian of the Paraná Basin, southern Brazil**. Brazilian Journal of Geology, v. 46, n. 3, 2016.

GROTHER, V. P. et al. **Hydraulic fracturing physical simulation: na analysis of crosslinked fluids leakoff**. Rio Oil & Gas Expo and Conference. Instituto Brasileiro de Petróleo. Rio de

Janeiro, Brasil. Outubro, 2000

HACKLEY, P. C.; CARDOTT, B. J. **Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review.** International Journal of Coal Geology, v. 163, p. 8–51, 2016.

HAKIMI, M. H. et al. **Geochemical characterization of the Jurassic Amran deposits from Sharab area (SW Yemen):** Origin of organic matter, paleoenvironmental and paleoclimate conditions during deposition. Journal of African Earth Sciences, v. 129, 2017.

HAN, H. et al. **Influence of particle size on gas-adsorption experiments of shales:** An example from a Longmaxi Shale sample from the Sichuan Basin, China. Fuel, v. 186, 2016.

HENNIES, W. T.; DE TOMI, G. **Oil extraction from shale by water jetting.** 19th International Conference on Water Jetting. Anais...2008

HIRSCH, R. L., BEZDEK, R., WENDLING, R. **Peaking of world oil production:** impacts, mitigation, & risk management. Washington: DOE, 2005.

HORN, R.; Lebert, M. **Soil compactability and compressibility.** In: Soane, B. D.; Ouwerkerk, C. van. Soil compaction in crop production. Amsterdam: Elsevier. 1994.

HUMPHRIES, M. **North american oil sands:** history of development, prospects for the future congressional research service. Resources, Science, and Industry Division. Ca. 2008.

JACQUET, J.B., **Energy Boomtowns & Natural Gas:** Implications for Marcellus Shale Local Governments & Rural Communities (No. NERCRD Rural Development Paper No. 43). Northeast Regional Center for Rural Development, The Pennsylvania State University, University Park/PA, 2009.

JADOON, Q. K. et al. **Mineralogical modelling and petrophysical parameters in Permian gas shales from the Roseneath and Murteree formations, Cooper Basin, Australia.** Petroleum Exploration and Development, v. 43, n. 2, p. 277–284, 2016.

JAHN, Frank, et al. **Hydrocarbon Exploration and Production.** Vol. 55. Elsevier, 2011.

Ji, W. et al. **Fractal characteristics of nano-pores in the Lower Silurian Longmaxi shales from the Upper Yangtze Platform, south China.** Marine and Petroleum Geology, v. 78, 2016.

JIA, C. **Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory.** Petroleum Exploration and Development, v. 44, n. 1, 2017.

JIANG, S. et al. **Comparison of marine, transitional, and lacustrine shales:** A case study from the Sichuan Basin in China. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 150, 2017.

KITCHENHAM. Procedures for performing systematic reviews.2004KING, George Everette. **Thirty Years of Gas Shale Fracturing:** What Have We Learned? SPE 133456, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florença, Itália, 2010.

KPMG Global Energy Institute. **Shale Gas:** A Global Perspective. Canadá, dez.

2011.Disponível_em:<<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/shale-gas-globalperspective.pdf>>. Acesso em 09/07/2017

LABANI, M.M. et al. **Evaluation of pore size spectrum of gas shale reservoirs using low pressure nitrogen adsorption, gas expansion and mercury porosimetry**: a case study from the Perth and Canning Basins, Western Australia. *J. Pet. Sci. Eng.* 112, 7–16, 2013

LAGE, Elisa Salomão;*et al.* **Gás não convencional**: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. BNDES Setorial 44, 2013

LECHTENBÖHMER, S. et al. **Impacto da extração de gás e óleo de xisto no ambiente e na saúde humana**. Parlamento Europeu. Departamento temático de Políticas Econômicas e Científicas. Bélgica-Bruxelas. Junho , 2011.

LI, J. et al. **Effect of organic matter on pore structure of mature lacustrine organic-rich shale**: A case study of the Triassic Yanchang shale, Ordos Basin, China. *Fuel*, v. 185, 2016.

LI, W. et al. **Quantitative characterization on shale-hosted oil reservoir**: A case study of argillaceous dolomite reservoir in the Jiangnan Basin. *Fuel*, v. 206, 2017.

LI, Y. et al. **Depositional environment and organic matter accumulation of Upper Ordovician–Lower Silurian marine shale in the Upper Yangtze Platform, South China**. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 466, 2017.

LIANG, M. et al. **Evolution of pore structure in gas shale related to structural deformation**. *Fuel*, v. 197, 2017.

LIU, N. et al. **Hydrocarbon migration and accumulation of the Suqiao buried-hill zone in Wen'an Slope, Jizhong Subbasin, Bohai Bay Basin, China**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 86, 2017.

LONGBOTTOM, T. L. et al. **Organic structural properties of kerogen as predictors of source rock type and hydrocarbon potential**. *Fuel*, v. 184, 2016.

MAHMOUD, A. et al. **Determination of the total organic carbon (TOC) based on conventional well logs using artificial neural network**. *International Journal of Coal Geology*, v. 179, 2017.

MATHIA, E. J. et al. **Evolution of porosity and pore types in organic-rich, calcareous, Lower Toarcian Posidonia Shale**. *Marine and Petroleum Geology*, v. 75, 2016.

MATHIAS, Melissa Cristina P. P. **A Formação Da Indústria Global De Gás Natural**: Definição, Condicionantes E Desafios. Tese Submetida ao Corpo Docente da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade_Federal do Rio De Janeiro. [S.l.]. 2008.

MATOS, S. A. et al. **Permian endemic bivalves of the “Irati anoxic event”, Paraná Basin, Brazil**: Taphonomical, paleogeographical and evolutionary implications. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, v. 469, 2017.

MAUTER, M. S. et al. **Regional variation in water-related impacts of shale gas development and implications for emerging international plays**. Environmental Science and Technology, v. 48, n. 15, 2014.

MILANI, E. J. et al. **Bacias sedimentares brasileiras: Cartas estratigráficas**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 2, p. 183–205, 2007.

MILANI, E. J., FRANÇA, A. B., MEDEIROS, R. A. **Roteiros geológicos e rochas reservatório da Bacia do Paraná**. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 1, p. 135-162, 2007.

MONTIBELLER, C. C.; ZANARDO, A.; NAVARRO, G. R. B. **Deciphering the provenance of the Ponta Grossa formation shales in the region of Rio Verde de Mato Grosso and Coxim (State of Mato Grosso, Brazil) using petrographic and geochemical methods** | Decifrando a proveniência dos folhelhos da formação Ponta Gross. Geologia USP - Serie Científica, v. 17, n. 1, 2017.

NEARING, T. R. **Effects of Stimulation/Completion Practices on Eastern Devonian Shale Well Productivity**. 1988.

NETL, 2011. **DOE's Unconventional Gas Research Programs 1976-1995 - An Archive of Important Results**. National Energy Technology Laboratory - US Department of Energy. [S.l.]. 2011.

PANG, Y. et al. **Experimental and analytical investigation of adsorption effects on shale gas transport in organic nanopores**. Fuel, v. 199, 2017.

PASSEY, Q.R. et al. **From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir e Geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs**. In: Proceedings of the North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, p. 29. Paper 131350, 2010

PASSOS, A. O.; PAULINO, J. R.; DE TOMI, G. **Challenges in the feasibility of bituminous shale as a source of oil**. [s.l.: s.n.]. v. 805 RASOULI, A. et al. , 2015.

PEREIRA, J. O.; FOSSEZ, P. de; RICHARD, G. **Soil susceptibility to compaction by wheeling as a function of some properties of a silty soil as affected by the tillage system**. European Journal of Soil Science, v.58, p.34-44, 2007.

PEREIRA, T. **Análise das implicações ambientais na extração do gás de xisto**. 2016

RABBANI, A.; JAMSHIDI, S. **Specific surface and porosity relationship for sandstones for prediction of permeability**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 71, p. 25–32, 2014.

RASHIDI, M. **Occurrence of organic matter-rich deposits (Middle Jurassic to Lower Cretaceous) from Qalikh locality, Zagros Basin, South-West of Iran: A possible oil shale resource**. International Journal of Coal Geology, v. 143, 2015.

RASOULI, A. et al. **Occurrence of organic matter-rich deposits (Middle Jurassic to Lower**

Cretaceous) from Qalikh locality, Zagros Basin, South-West of Iran: A possible oil shale resource. *International Journal of Coal Geology*, v. 143, 2015.

RIBAS, L. et al. **The behavior of Irati oil shale before and after the pyrolysis process.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 152, 2017.

RIBEIRO, W. C. **Gás “de xisto” no Brasil: Uma necessidade?** *Estudos Avancados*, v. 28, n. 82, 2014.

ROSENBAU, Liz. **Global Bans on Fracking.** Disponível em <http://keepwater safe.org/global-bans-on-fracking/> Acesso em 16/10/2017

SANG, Q. et al. **Experimental investigation of gas production processes in shale.** *International Journal of Coal Geology*, v. 159, p. 30–47, 2016.

SANG, Q. et al. **Experimental investigation of shale gas production with different pressure depletion schemes.** *Fuel*, v. 186, p. 293–304, 2016.

SANTANNA, Vanessa Cristina. **Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível.** Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos da ANP em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural, 2003

SANTOS & CORADESQUI, Priscilla Regina Dalvi e Sylvia: **Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville-UNIVRJ.** 2013.
SANTOS, F. et al. **Tutorial Mendeley para o Sistema de Bibliotecas da UFC: módulo 03.** Fortaleza, 2016. 57 slides

SANTOS, M. et al. **A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial.** *Rem: Rev. Esc. Minas, Ouro Preto*, v. 63, n. 4, p. 673-678, Dec. 2010.

SANTOS, M. M. et al. **The importance of the industrialization of brazilian shale when faced with the world energy scenario | A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial.** *Revista Escola de Minas*, v. 63, n. 4, 2010.

SCHUMACHER, B. **Methods for the Determination of Total Organic Carbon (TOC) in Soils and Sediments.** Ecological Risk Assessment Support Center. US. Environmental Protection Agency 23p. 2002

SHANGBIN, C. et al. **Hydrocarbon generation and shale gas accumulation in the Longmaxi Formation, Southern Sichuan Basin, China.** *Marine and Petroleum Geology*, v. 86, 2017.

SILVA, A. F. et al. **Bentonites of the Irati formation in the southern sector of the paraná basin | Bentonitas da formação irati no setor sul da bacia do paraná.** *Geologia USP - Serie Científica*, v. 17, n. 1, 2017.

SOARES, M. et al. **Geology of the Pitangui greenstone belt, Minas Gerais, Brazil: Stratigraphy, geochronology and BIF geochemistry.** *Precambrian Research*, v. 291, 2017.

SONG, W. et al. **Apparent gas permeability in an organic-rich shale reservoir.** Fuel, v. 181, p. 973–984, 2016.

SONNENBERG, S. **The Vaca Muerta Petroleum System: A Major Shale and Tight Resource Play in the Neuquén Basin, Argentina,** 2017

SPALLETTI, L. A.; SCHWARZ, E.; VEIGA, G. D. **Inorganic geochemistry as indicator of provenance and sedimentary environment in black shales: The tithonian transgressive deposits of the Neuquén basin (Vaca Muerta formation), Argentina | Geoquímica inorgánica como indicador de procedencia y ambiente se.** Andean Geology, v. 41, n. 2, 2014.

SPEIGHT, J. G. **The chemistry and technology of petroleum.** . Boca Raton, Florida, 2007

STONE, R. J.; Ekwue, E. I. **Soil compressibility as influenced by sewage sludge incorporation.** Journal of Agricultural Engineering Research, v.64, n.3, p.227-235, 1996.

SUN, Renjin; WANG, Zhenjie. **A comprehensive environmental impact assessment method for shale gas development.** Natural Gas Industry B, [s.l.], v. 2, n. 2-3, p.203- 210. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.101> mar. 2015.

SURDAN, R.C.. et al. **Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis.** AAPG Bull;73:1–23, 1989

TAN, J. et al. **Shale gas potential of the major marine shale formations in the upper yangtze platform, South China, Part III: Mineralogical, lithofacial, petrophysical, and rock mechanical properties.** Energy and Fuels, v. 28, n. 4, p. 2322–2342, 2014.

TANG, X. et al. **Characteristics and origin of in-situ gas desorption of the Cambrian Shuijingtuo Formation shale gas reservoir in the Sichuan Basin, China.** Fuel, v. 187, 2017.

TANG, X. et al. **Experimental investigation of thermal maturation on shale reservoir properties from hydrous pyrolysis of Chang 7 shale, Ordos Basin.** Marine and Petroleum Geology, v. 64, 2015.

TARSINARI, DR Colombo C.G. **Unconventional Hydrocarbon Resource Potential In Brazil and 12th Bid Round Overview.** 2013. Disponível em <http://photos.state.gov/libraries/brazil/165950/unconventionalgasdevelopment/Unconventional-Hydrocarbon-Potential-in-Brazil.pdf> acesso em 20 julho 2014.

TEIXEIRA, M. G. et al. **Microfracturing during primary migration in shales.** Tectonophysics, v. 694, 2017.

THIESEN, Marcelo da Cunha. **The Impact of Shale Gas on Brazil's Economy.** 28 p. Monograph – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa. São Paulo, 2014

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2a edição, Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

TONEL, G. **Processamento de xisto.** Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria,

2004.

TRANNIN, I. C. de B.; Siqueira, J. O.; Moreira, F. M. S. **Atributos químicos e físicos de um solo tratado com biossólido industrial e cultivado com milho.** Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v.12, n.3, p.223-230, 2008

TYMKO, D. **Shale Gas Well Completion Logistics.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, n. September, p. 19–22, 2010.

UNCONVENTIONAL Resources: What are unconventional resources?. What are unconventional resources?. Disponível em: <<http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3501>>. Acesso em: 16/10/2017

UNIDOS, E. **Gás “ de xisto ” no Brasil : uma necessidade?** v. 28, n. 82, p. 89–94, 2014.

WAN, Y.; TANG, S.; PAN, Z. **Evaluation of the shale gas potential of the lower Silurian Longmaxi Formation in northwest Hunan Province, China.** Marine and Petroleum Geology, v. 79, 2017.

WANG, C. et al. **Petrographic and geochemical characteristics of the lacustrine black shales from the Upper Triassic Yanchang Formation of the Ordos Basin, China:** Implications for the organic matter accumulation. Marine and Petroleum Geology, v. 86, 2017.

WANG, L. et al. **Experimental study on the wettability of Longmaxi gas shale from Jiaoshiba gas field, Sichuan Basin, China.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 151, 2017.

WANG, M.; YU, Q. **Pore structure characterization of Carboniferous shales from the eastern Qaidam Basin, China:** Combining helium expansion with low-pressure adsorption and mercury intrusion. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 152, 2017.

WANG, P. et al. **Pore structure characterization for the Longmaxi and Niutitang shales in the Upper Yangtze Platform, South China:** Evidence from focused ion beam–He ion microscopy, nano-computerized tomography and gas adsorption analysis. Marine and Petroleum Geology, v. 77, 2016.

WESTAWAY, R.; YOUNGER, P. L.. **Quantification of potential macroseismic effects of the induced seismicity that might result from hydraulic fracturing for shale gas exploitation in the UK.** Quarterly Journal Of Engineering Geology And Hydrogeology, [s.l.], v. 47, n. 4, p.333-350, 11 nov. 2014. Geological Society of London. <http://dx.doi.org/10.1144/qjegh2014-011>. Acesso em 15/10/17

WU, K. et al. **Flow behavior of gas confined in nanoporous shale at high pressure:** Real gas effect. Fuel, v. 205, 2017.

XINGANG, Z., JIAOLI, K., BEI, L. **Focus on the development of shale gas in China –** Based on SWOT analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews. , 2013

YANG, F. et al. **Pore structure characteristics of lower Silurian shales in the southern Sichuan Basin, China:** Insights to pore development and gas storage mechanism.

International Journal of Coal Geology, v. 156, p. 12–24, 2016.

YANG, Hong et al. **Water Requirements for Shale Gas Fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China**. Energy Procedia,[s.l.], v. 76, p.106-112, ago. 2015.

YANG, S. et al. **A molecular dynamics explanation for fast imbibition of oil in organic tight rocks**. Fuel, v. 190, 2017.

YASSIN, M. al. **Organic shale wettability and its relationship to other petrophysical properties: A Duvernay case study**. International Journal of Coal Geology, v. 169, p. 74–91, 2017.

YEN, T.F., et al. **Oil Shale**. Elsevier Scientific Publishing Company Oxford, New York, 1976

YERGIN, Daniel. **The Quest: Energy, Security and the Remaking of the Modern World**. New York: Penguin Press, 2011.

ZENDEHBOUDI, S.; BAHADORI, A. **Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges**. [s.l: s.n.].

ZHANG, H. **Organic matter incorporation affects mechanical properties of soil aggregates**. Soil & Tillage Research, v.31, n.2, p.263-275, 1994.

ZHANG, J. et al. **Quantitative characterization of pore-fracture system of organic-rich marine-continental shale reservoirs: A case study of the Upper Permian Longtan Formation, Southern Sichuan Basin, China**. Fuel, v. 200, 2017.

ZHANG, K. et al. **Controlling functions of hydrothermal activity to shale gas content-taking lower Cambrian in Xiuwu Basin as an example**. Marine and Petroleum Geology, v. 85, 2017.

ZHANG, P. et al. **Characterization of shale pore system: A case study of Paleogene Xin'gouzui Formation in the Jiangnan basin, China**. Marine and Petroleum Geology, v. 79, 2017.

ZHANG, Q. et al. **Qualitative and quantitative characterization of a transitional shale reservoir: A case study from the Upper Carboniferous Taiyuan shale in the eastern uplift of Liaohe Depression, China**. Marine and Petroleum Geology, v. 80, 2017.

ZHAO, H. et al. **Effects of mineralogy on petrophysical properties and permeability estimation of the Upper Triassic Yanchang tight oil sandstones in Ordos Basin, Northern China**. Fuel, v. 186, p. 328–338, 2016.

ZHAO, J. et al. **Mineral types and organic matters of the Ordovician-Silurian Wufeng and Longmaxi Shale in the Sichuan Basin, China: Implications for pore systems, diagenetic pathways, and reservoir quality in fine-grained sedimentary rocks**. Marine and Petroleum Geology, v. 86, 2017.

ZHAO, J. et al. **Pore-scale simulation of shale gas production considering the adsorption effect**. International Journal of Heat and Mass Transfer, v. 103, p. 1098–1107, 2016.

ZHAO, P. et al. **An improved model for estimating the TOC in shale formations.** *Marine and Petroleum Geology*, v. 83, 2017.

ZHAO, T. et al. **Molecular simulation of adsorption and thermodynamic properties on type II kerogen:** Influence of maturity and moisture content. *Fuel*, v. 190, 2017.

ZHENG, J. et al. **Numerical prediction of the decline of the shale gas production rate with considering the geomechanical effects based on the two-part Hooke's model.** *Fuel*, v. 185, p. 362–369, 2016.

ZHU, C.Q. et al. **Paleogeothermal reconstruction and thermal evolution modeling of source rocks in the puguang gas field, northeastern Sichuan basin.** *J.* 796e806, 2016

TRABALHOS FUTUROS

Se basear nessa Revisão Sistemática de literatura para:

1. Estender a correlação do TOC com porosidade com micro, macro e mesoporos;
2. Explicar a comparação Barnett Shale matematicamente;
3. Estender as correlações para os três tipos de folhelho: Marinho, transitório e terrestre;
4. Considerar como parâmetros e checar correlações:
 - a) Refletância de Vitrinita;
 - b) Gás adsorvido;
 - c) Teor de argilas;
 - d) Maturidade Termal.

APÊNDICE A – PROPRIEDADES PRÉ-ANALISADAS

Autor	Fonte	Número do artigo	Formação	Pressão	Aqüifero	Completação	TOC(%)	Espessura(ft)	Porosidade(%)	Maturidade Termal	Brittleness
Crabtree, E.T.	SPE	1067	Green River Formation	-	-	Faturamento	-	3000	-	-	-
Pownall, John R.	SPE	1970	Piceance Creek Basin	-	-	-	-	-	-	-	-
Chenevert, Martin E.	SPE	2401	-	Muito alta	-	Faturamento	-	-	Alta	-	-
Magara, Kinji	SPE	2430	-	Muito alta	-	-	-	-	Apêndice	-	-
Cook, Glenn L.	SPE	3861	Green River Formation	-	-	Faturamento	13.8	>10	-	-	-
Baral, William J.	SPE	6647	Green River Formation	-	-	Faturamento	-	30-60	-	-	-
Schrider, Leo A.	SPE	6841	Appalachian Basin	500 psig	-	-	1-15	1500	.1-4	-	-
Weiss, Walter J.	WPC	8108	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seitzer, W.H.	SPE	9500	Utah e Wyoming	-	-	-	-	-	-	-	-
Bruni, Carlos E.	WPC	14302	Irati	-	-	-	-	2.5-10m	-	-	-
Nearing, T.R.	SPE	18553	Appalachian Basin	-	-	Faturamento	-	-	-	-	-
Correa, N.F.	WPC	20321	-	-	-	-	Alto	-	-	-	-
Tymko, Dean W.	SPE	135454	-	Alta	-	Faturamento	-	-	-	-	-
Kuila, Utpalendu	SPE	146869	-	Alta	-	Faturamento	>2%	-	<10	-	-
Sakhaee-Pour, A.	SPE	146944	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pitcher, Jason	SPE	152579	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gomez, Sandra	SPE	164108	-	-	-	Faturamento	-	1-100cm	-	-	-
Vawter, Glenn	SPE	168669	-	-	-	Faturamento	-	-	-	-	-
Wasaki, Aasana	SPE	170830	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ertl, Denver	SPE	949083	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lankford, J.D.	SPE	949091	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aston, Mark S.	SPE	0108-0071	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Donnelly, John	SPE	0314-0018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beckwith, Robin	SPE	0711-0037	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lal, Manohar	SPE	1199-0030	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Legenda
Raras
Dúvidas
Comum

Continua

Autor	Gás adsorvido(ft3)	Era geológica	Permeabilidade	Teor de gás	Composição	Querogênio	Saturação	Profundidade(ft)
Crabtree, E.T.	-	Eoceno	bem pobre	-	-	100s ft	-	-
Pownall, John R.	-	-	-	-	-	-	-	-
Chenevert, Martin E.	-	-	Tabela 4	-	Tabela 1	-	-	300-16.000
Magara, Kinji	-	Cretácio	-	-	-	-	-	12
Cook, Glenn L.	-	-	-	Alto teor de N e S	Feldspato, calcita com dolomita	-	-	68-80
Baral, William J.	-	-	-	-	-	-	-	-
Schrider, Leo A.	2.4-460E15	Devoniano	.001-.05 mD	-	Quartzo compactado, partículas de argila	-	-	3500
Weiss, Walter J.	-	-	Muito baixa	-	-	-	-	>8000
Seitzer, W.H.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bruni, Carlos E.	-	Permiano	-	-	-	-	-	-
Nearing, T.R.	-	Devoniano	Baixa	-	-	-	-	-
Correa, N.F.	-	-	-	-	-	-	-	-
Tymko, Dean W.	-	-	Baixa	-	-	-	-	-
Kuila, Utpalendu	-	Cretácio	nanodarcy	-	-	-	-	-
Sakhaee-Pour, A.	Adsorbed layer	-	Tudo	-	-	-	-	-
Pitcher, Jason	-	-	-	-	-	-	-	-
Gomez, Sandra	-	-	-	-	-	-	-	-
Vawter, Glenn	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasaki, Aasana	-	-	-	-	-	-	-	-
Ertl, Denver	-	-	-	-	-	-	-	-
Lankford, J.D.	-	-	-	-	-	-	-	-
Aston, Mark S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Donnelly, John	-	-	-	-	-	-	-	-
Beckwith, Robin	-	-	-	-	-	-	-	-
Lal, Manohar	-	-	-	-	-	-	-	-

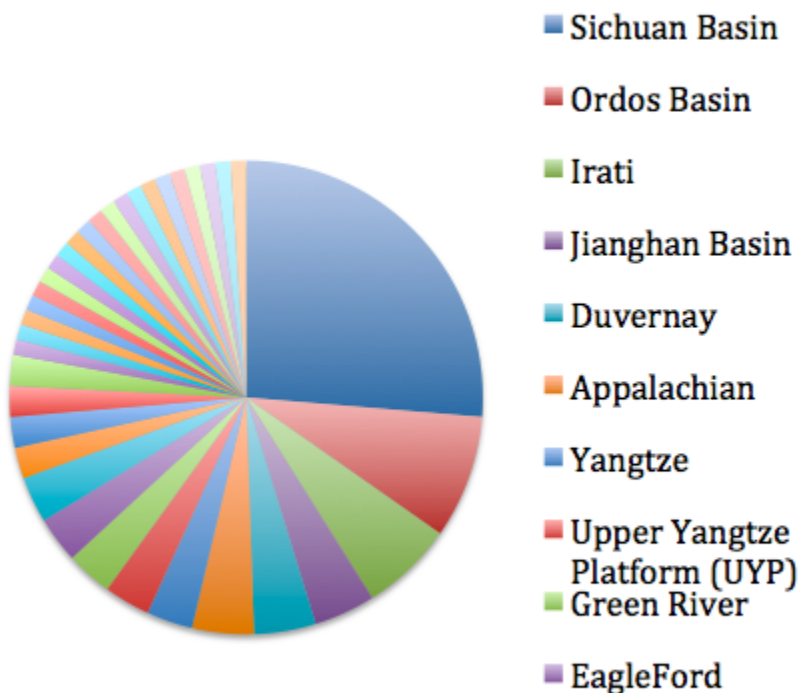
Conclusão

APÊNDICE B – EXPRESSÃO GERAL DE BUSCA NA BIBLIOTECA SCOPUS

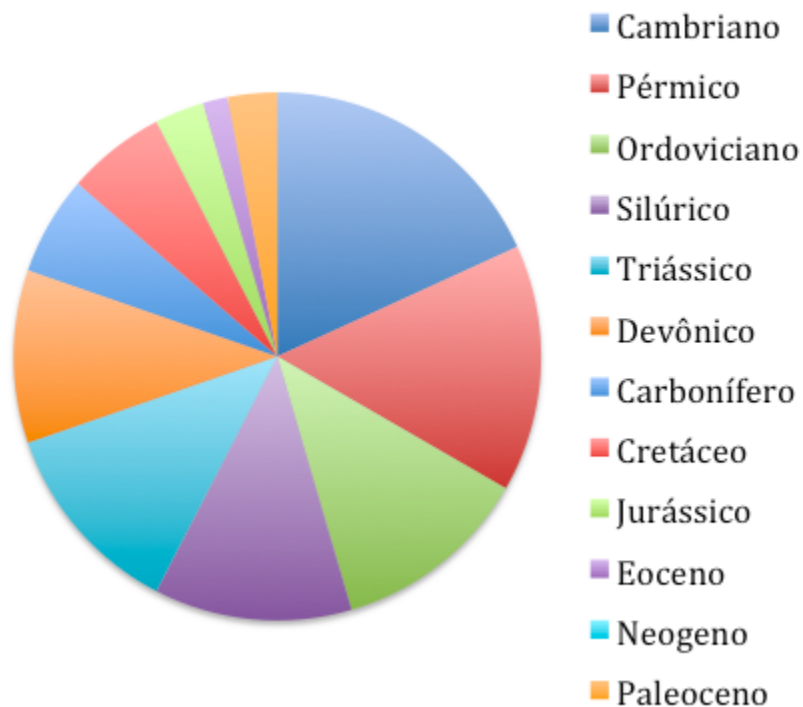
TITLE-ABS-KEY (shale) AND DOCTYPE (ar) AND PUBYEAR > 2013 AND PUBYEAR < 2018 AND (LIMIT-TO (SUBJAREA , "ENGI") OR LIMIT-TO (SUBJAREA , "CHEM") OR LIMIT-TO (SUBJAREA , "EART")) AND (LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Fuel") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Oil And Gas Journal") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Oil Shale") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Marine And Petroleum Geology") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Energy And Fuels") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "International Journal Of Coal Geology") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Sedimentology") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Science") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Petroleum Geoscience") OR LIMIT-TO (EXACTSRCTITLE , "Palaeontology")) AND (LIMIT-TO (EXACTKEYWORD , "Oil Shale")) AND (LIMIT-TO (LANGUAGE , "English")) AND (LIMIT-TO (LANGUAGE , "Portuguese"))

APÊNDICE C – PERCENTUAL DE FORMAÇÃO E PERÍODOS GEOLÓGICOS POR ARTIGOS PESQUISADOS

Formação



Período Geológico



APÊNDICE D – TABELA DE CATALOGAÇÃO DE PROPRIEDADES DE FOLHELHO E REGIÃO

Ano	Autor	Formação	Espessura min (m)	Espessura max (m)	TOC min (%)	TOC max (%)	Período geológico	Porosidade min (%)	Porosidade max (%)	Era geológica
2016	Paul C. Hackley	América do Norte	30	60	1	25	Vários	0.5	6	Cenozoico
2014	Carla Viviane Araujo	Appalachian	-	-	4.99	6.36	Devoniano	-	-	Paleozoico
2015	Ruiqian Chen	Appalachian	10	10	0.3	11	Devoniano	-	-	Paleozoico
2016	Ruiqian Chen	Appalachian	12	18	2	9	Devoniano	-	-	Paleozoico
1990	Chilingarian,G.V.	Bagrintseva	-	-	-	-	-	0.4	0.4	-
2014	Amin Ghanizadeh	Bakke/ Montney	100	300	2	20	Triássico	-	-	Mesozoico
2016	Paul C. Hackley	Bakken/Eagleford	30	60	1	10.59	Cambriano/Siluriano	0.05	0.05	Paleozoico
2016	Tatiana Bondarenko	Bazhenov	5	40	8.42	17.42	Jurássico/Cretáceo	-	-	Mesozoico
2014	ZHONG Jianhua	Bohai Bay	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	Nian Liu	Bohai Bay Basin	-	-	0.7	13	Vários	-	-	Cenozoico
2016	Chenjun Wu	Chongqing	100	200	2.42	9.89	Cambriano	-	-	Paleozoico
2016	Audrey Ougier-Simonin	Diversas	-	-	0.5	25	-	1	42	-
2015	D. Misch	Dniepr-Donets	20	40	1	8	Ordoviciano/Siluriano	-	-	Paleozoico
2016	Mahmood Reza Yassin	Duvernay	30	200	2.2	6.6	Devoniano	2	6.2	Paleozoico
2014	Amin Ghanizadeh	Duvernay	30	120	0.9	3.3	Devoniano	0.018	0.095	Paleozoico
2016	Gareth R.L. Chalmers	Eagle Ford	30	350	1.7	7.2	Cretáceo	3.5	10.3	Mesozoico
2014	Mohsen Kalani	Egersund	-	-	2.1	9.78	Mesozoico	-	-	Mesozoico
2017	Alan K. Burnham	Green River	-	-	1	7	-	0.25	0.25	-
2016	Marcello Goulart Teixeira	Green River	-	-	-	-	-	5	5	-
2014	Susanne A.I. Strobl	Huadian	300	300	3.6	3.6	Eoceno	-	-	Cenozoico
2014	Sha Wang	Huadian	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	D.J. Bertassoli Jr	Irati	40	40	0.18	11.06	Devoniano	-	-	Paleozoico
2016	Karin Goldberg	Irati	4	8	0.18	13.3	Permiano	-	-	Paleozoico
2014	Lais Ribas	Irati	3.2	6.4	1	16	Permiano	-	-	Paleozoico
2015	Arthur Chahud	Irati	5	30	-	-	Cretáceo/Ordoviciano	-	-	Mesozoico
2016	Aurelio Fagundes Silva	Irati	-	-	-	-	Mesozoico/Paleozoico	-	-	Mesozoico
2016	Suzana Aparecida Matos	Irati	30	60	-	-	Permiano	-	-	Paleozoico
2016	Pengfei Zhang	Jiangnan Basin	-	-	0.1	0.6	Paleogênico	7.2	16.83	Paleozoico
2016	Wenhao Li	Jiangnan Basin	-	-	0.17	4.59	Cambriano	6.37	18.58	Paleozoico
2017	Yuguang Hou	Jiangnan Basin	-	-	0.42	13.54	Ordoviciano/Siluriano	2	30.6	Paleozoico
2017	Wenhao Li	Jiangnan Basin	-	-	-	-	-	7.8	18.57	-
2015	Qingyong Luo	Longmaxi	-	-	2	5	Ordoviciano/Siluriano	31.3	31.3	Paleozoico
2017	Jianhua Zhao	Longmaxi	-	-	2	4	Ordoviciano/Siluriano	1.39	3.2	Paleozoico
2016	QIU Zhen	Lucaogou	100	300	0.2	19.9	Permiano	12.56	12.56	Paleozoico
2016	Tianyi Zhao	New Albany	-	-	3.5	17.2	-	-	-	-
2015	Jinxing Dai	Ordos	3	120	6	14	Triássico	1.15	10.8	Mesozoico
2014	Wenming Ji	Ordos Basin	-	-	0.91	6.11	Triássico	0.013	0.034	Mesozoico
2014	Xuan Tang	Ordos Basin	-	-	1.13	1.5	Triássico	4.8	17	Mesozoico
2014	WU Songtao	Ordos Basin	-	-	2.19	2.23	Triássico	0.56	2.06	Mesozoico

Continua

Ano	Autor	Formação	Espessura min (m)	Espessura max (m)	TOC min (%)	TOC max (%)	Período geológico	Porosidade min (%)	Porosidade max (%)	Era geológica
2016	Cheng Wang	Ordos Basin	130	130	7.21	32.28	Triássico	-	-	Mesozoico
2016	Huawei Zhao	Ordos Basin	-	-	-	-	Triássico	8.78	13.8	Mesozoico
2017	Peiqiang Zhao	Ordos Basin	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	Jing Li	Ordos Basin	-	-	0.84	16.9	Triássico	6.8	18.7	Mesozoico
2014	Adnan Al Hinai	Perth Basin	180	500	0.5	12	Permiano-Triássico	2	6	Paleozoico
2016	Mariana Brando Soares	Pitangui	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	Cibele Carolina Montibeller	Ponta Grossa	10	18	-	-	Devoniano	-	-	Paleozoico
2017	Milei Wang	Qaidam Basin	400	800	0.62	2.88	Carbonífero	3.04	18.01	Paleozoico
2017	Milei Wang	Qaidam	400	800	0.62	2.88	Carbonífero	3.04	18.91	Paleozoico
2014	Shengqiang Zeng	Qiangtang	-	-	2.96	23.47	Mesozoico/Paleozoico	-	5	Paleozoico
2016	JADOON Quaid Khan	Roseneath/Murteree	-	-	1	4.5	Permiano	1.5	5	Paleozoico
2016	Jadoon Quaid Khan	Roseneath/Murteree	-	-	2.28	4.88	Permiano	1.5	-	Cenozoico
2016	Hülya Erkoyun	Seyitömer	0.2	1	-	-	Neogenico	-	-	Mesozoico
2016	Mohammed Hail Hakimi	Sharab	-	-	0.25	0.91	Jurássico	-	5.7	Paleozoico
2015	Feng Yang	Sichuan Basin	400	400	0.1	8	Siluriano	0.7	4.12	Paleozoico
2015	Chao Han	Sichuan Basin	40	200	0.24	7.9	Ordoviciano/Siluriano	0.07	6	Paleozoico
2015	Dong Dazhong	Sichuan Basin	15	800	0.4	25.73	Vários	4	6	Paleozoico
2016	Shu Jiang	Sichuan Basin	50	400	0.5	3	Cambriano	2	8.5	Paleozoico
2015	Qian Sang	Sichuan Basin	400	400	0.5	3.2	Siluriano	2.6	9	-
2016	Shu Jiang	Sichuan Basin	50	400	0.5	3	-	9	0.08	-
2016	Qian Sang	Sichuan Basin	-	-	0.5	3.3	-	0.02	-	Paleozoico
2017	Jungang Lu	Sichuan Basin	150	300	0.6	6.2	Permiano	-	8.7	Paleozoico
2014	Chao Liang	Sichuan Basin	30	62	0.7	8.6	Siluriano	0.77	7.5	Paleozoico
2016	Jizhen Zhang	Sichuan Basin	10	80	0.85	8.07	Permiano	3.1	7.5	Paleozoico
2016	Mingliang Liang	Sichuan Basin	-	-	1	6.6	Ordoviciano/Siluriano	1.3	8.53	Paleozoico
2016	Yu Zhang	Sichuan Basin	1	1	1.02	7.28	Ordoviciano/Siluriano	3.76	11	Paleozoico
2016	Xian Shi	Sichuan Basin	-	-	1.05	4.32	Siluriano	7.7	-	Paleozoico
2016	Xianglu Tang	Sichuan Basin	700	700	1.3	3.4	Cambriano	-	-	Paleozoico
2015	Yiquan Ma	Sichuan Basin	229	673	1.3	2.2	Siluriano	-	-	-
2017	Liang Wang	Sichuan Basin	-	-	1.41	3.5	-	-	10.6	Paleozoico
2016	JADOON Quaid Khan	Roseneath/Murteree	-	-	1	4.5	Permiano	1.5	5	Paleozoico
2016	Jadoon Quaid Khan	Roseneath/Murteree	-	-	2.28	4.88	Permiano	1.5	-	Cenozoico
2016	Hülya Erkoyun	Seyitömer	0.2	1	-	-	Neogenico	-	-	Mesozoico
2016	Mohammed Hail Hakimi	Sharab	-	-	0.25	0.91	Jurássico	-	5.7	Paleozoico
2015	Feng Yang	Sichuan Basin	400	400	0.1	8	Siluriano	0.7	4.12	Paleozoico
2015	Chao Han	Sichuan Basin	40	200	0.24	7.9	Ordoviciano/Siluriano	0.07	6	Paleozoico
2015	Dong Dazhong	Sichuan Basin	15	800	0.4	25.73	Vários	4	6	Paleozoico
2016	Shu Jiang	Sichuan Basin	50	400	0.5	3	Cambriano	2	8.5	Paleozoico
2015	Qian Sang	Sichuan Basin	400	400	0.5	3.2	Siluriano	2.6	9	-

Continua

Ano	Autor	Formação	Espessura min (m)	Espessura max (m)	TOC min (%)	TOC max (%)	Período geológico	Porosidade min (%)	Porosidade max (%)	Era geológica
2016	Shu Jiang	Sichuan Basin	50	400	0.5	3	-	9	0.08	-
2016	Qian Sang	Sichuan Basin	-	-	0.5	3.3	-	0.02	-	Paleozoico
2017	Jungang Lu	Sichuan Basin	150	300	0.6	6.2	Permiano	-	8.7	Paleozoico
2014	Chao Liang	Sichuan Basin	30	62	0.7	8.6	Siluriano	0.77	7.5	Paleozoico
2016	Jizhen Zhang	Sichuan Basin	10	80	0.85	8.07	Permiano	3.1	7.5	Paleozoico
2016	Mingliang Liang	Sichuan Basin	-	-	1	6.6	Ordoviciano/Siluriano	1.3	8.53	Paleozoico
2016	Yu Zhang	Sichuan Basin	1	1	1.02	7.28	Ordoviciano/Siluriano	3.76	11	Paleozoico
2016	Xian Shi	Sichuan Basin	-	-	1.05	4.32	Siluriano	7.7	-	Paleozoico
2016	Xianglu Tang	Sichuan Basin	700	700	1.3	3.4	Cambriano	-	-	Paleozoico
2015	Yiquan Ma	Sichuan Basin	229	673	1.3	2.2	Siluriano	-	-	-
2017	Liang Wang	Sichuan Basin	-	-	1.41	3.5	-	-	10.6	Paleozoico
2016	Yi Wan	Sichuan Basin	20	50	2	5	Siluriano	0.3	19.67	-
2016	Chen Shangbin	Sichuan Basin	-	-	3	3	-	14.72	1.61	-
2017	Gaohui Cao	Sichuan Basin	-	-	3.08	10.78	-	0.15	6.89	Paleozoico
2017	Megid San	Sichuan Basin	-	-	3.72	9.99	Cambriano/Siluriano	0.94	6.89	Paleozoico
2017	Mengdi Sun	Sichuan Basin	-	-	3.72	9.99	Cambriano/Siluriano	0.63	-	Paleozoico
2016	Hui Han	Sichuan Basin	-	-	5.36	5.36	Siluriano	-	5	Paleozoico
2017	Chen Shangbin	Sichuan Basin	800	1200	-	-	Ordoviciano	1	10	Paleozoico
2015	Pingping Li	Sichuan Basin	20	30	-	-	Permiano/Triássico	1	11.2	Paleozoico
2016	Qin Zhang	Taiyuan	-	-	0.74	4.72	Carbonífero	1.7	14	Mesozoico
2016	Eliza J. Mathia	Toarcian Posidonia	-	-	5.8	13.3	Cretáceo/Jurássico	9.8	-	Paleozoico
2016	Yanfang Li	UYP	10	100	0.12	6	Ordoviciano/Siluriano	-	2.29	Paleozoico
2014	Yong Ma	UYP	563	563	0.44	6.91	Cambriano	0.4	-	Paleozoico
2015	Qian Chen	UYP	200	200	0.73	10.4	Cambriano	-	0.09	Paleozoico
2013	Jingqiang Tan	UYP	-	-	1.38	15.8	Cambriano/Siluriano	0.02	-	Paleozoico
2016	Pengfei Wang	UYP	-	-	1.71	7.23	Cambriano/Siluriano	-	-	Paleozoico
2016	Kun Zhang	Xiuwu Basin	20	30	3.4	15	Cambriano	-	1.2	Paleozoico
2015	Wenming Ji	Yangtze	-	-	0.45	4.13	Siluriano	0.4	-	Mesozoico
2014	Ali Rasouli	Zagros	9	35	4.88	24.2	Cretáceo/Jurássico	-	-	-
2016	Yu Pang	-	-	-	0.35	8.4	-	-	-	-
2016	Todd L. Longbottom	-	-	-	0.7	9.5	-	-	-	Paleozoico
2017	Ahmed Abdulhamid	-	-	-	0.75	5.55	Devoniano	-	-	-
2016	Wenhui Song	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	M. Vandenbroucke	-	-	-	-	-	-	-	9.11	-
2016	Jianmeng Sun	-	-	-	-	-	-	1.6	0.04	-
2016	Wu Yonghui	-	30	90	-	-	-	0.04	-	-
2017	Keliu Wu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	Jiangtao Zheng	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	Jianlin Zhao	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Conclusão

Fonte: Autor (2017)

ANEXO A – DIVISÃO DE ERAS E PERÍODOS GEOLÓGICOS

PHANEROZOIC and PRECAMBRIAN CHRONOSTRATIGRAPHY 2016

Eonothem/Eon	Erathem/Era	System/Period	Series/Epoch	Stage/Age	Age Ma	GSSP
Phanerozoic	Cenozoic	Quaternary	Anthropocene *			
			Holocene	Upper	4.2 ka	
				Middle	8.2 ka	
				Lower	11.8 ka	↗
			Pleistocene	Upper	126 ka	
				"Ionian"	773 ka	
				Calabrian	1.80	↗
		Gelasian		2.58	↗	
		Pliocene	Piacenzian	3.60	↗	
			Zanclean	5.33	↗	
		Neogene	Miocene	Messinian	7.25	↗
				Tortonian	11.63	↗
				Serravallian	13.82	↗
				Langhian	15.97	↗
				Burdigalian	20.44	↗
			Aquitanian	23.03	↗	
			Oligocene	Chattian	28.1	↗
				Rupelian	33.9	↗
				Priabonian	38.0	↗
				Bartonian	41.0	↗
		Luetician		47.8	↗	
	Eocene	Ypresian	56.0	↗		
		Thanetian	59.2	↗		
		Selandian	61.6	↗		
		Danian	66.0	↗		
		Maastrichtian	72.1	↗		
		Campanian	84.2	↗		
		Santonian	86.5	↗		
	Cretaceous	Upper	Coniacian	89.8	↗	
			Turonian	93.9	↗	
			Cenomanian	100.5	↗	
			Albian	113.1	↗	
			Aptian	126.3	↗	
		Lower	Barremian	130.8	↗	
			Hauterivian	134.7	↗	
			Valanginian	139.4	↗	
			Berriasian	145.0	↗	
			Tithonian	152.1	↗	
	Jurassic	Upper	Kimmeridgian	157.3	↗	
			Oxfordian	163.1	↗	
			Callovian	166.1	↗	
		Middle	Bathonian	168.3	↗	
Bajocian			170.3	↗		
Aalenian			174.2	↗		
Toarcian			183.7	↗		
Lower	Pliensbachian	191.4	↗			
	Sinemurian	199.4	↗			
	Hettangian	201.4	↗			
Triassic	Upper	Rhaetian	~ 209.6	↗		
		Norian	~ 228.5	↗		
		Carnian	237.0	↗		

* Anthropocene under discussion

Eonothem/Eon	Erathem/Era	System/Period	Series/Epoch	Stage/Age	Age Ma	GSSP
Phanerozoic	Mesozoic	Triassic	Middle	Ladinian	237.0	↗
			Anisian	241.5	↗	
			Olenekian	246.8	↗	
		Lower	Induan	249.8	↗	
		Permian	Lopingian	Changhsingian	251.9	↗
				Wuchiapingian	254.2	↗
			Guadalupian	Capitanian	259.8	↗
				Wordian	265.1	↗
			Cisuralian	Roadian	268.8	↗
				Kungurian	272.3	↗
	Artinskian			282.0	↗	
	Sakmarian			290.1	↗	
	Asselian			295.0	↗	
	Gzhelian			298.9	↗	
	Carboniferous	Pennsylvanian	Upper	Kasimovian	303.4	↗
			Middle	Moscovian	306.7	↗
		Mississippian	Lower	Bashkirian	314.6	↗
			Upper	Serpukhovian	323.2	↗
			Middle	Visean	330.9	↗
			Lower	Tournaisian	346.7	↗
	Devonian	Upper	Famennian	358.9	↗	
			Frasnian	372.2	↗	
		Middle	Givetian	382.7	↗	
			Eifelian	387.7	↗	
		Lower	Emsian	393.3	↗	
			Pragian	407.6	↗	
	Paleozoic	Silurian	Lochkovian	410.8	↗	
			Pridoli	419.2	↗	
			Ludlow	423.0	↗	
			Gorstian	425.6	↗	
		Wenlock	Homerian	427.4	↗	
			Sheinwoodian	430.5	↗	
		Llandovery	Telychian	433.4	↗	
			Aeronian	438.5	↗	
			Rhuddanian	440.8	↗	
			Hirnantian	443.8	↗	
	Ordovician	Upper	Katian	445.2	↗	
			Sandbian	453.0	↗	
		Middle	Darriwilian	458.4	↗	
	Dapingian		467.3	↗		
	Cambrian	Lower	Floian	470.0	↗	
			Tremadocian	477.7	↗	
Stage 10			485.4	↗		
Furongian		Jiangshanian	489.5	↗		
		Paibian	494	↗		
Series 3		Guzhangian	497	↗		
		Drumian	500.5	↗		
		Stage 5	504.5	↗		
Series 2		Stage 4	509	↗		
		Stage 3	514	↗		
Terreneuvian	Stage 2	~ 520	↗			
	Fortunian	~ 530	↗			
541.0	↗					

Eonothem/Eon	Erathem/Era	System/Period	Age Ma	GSSP/GSSA	
Precambrian	Proterozoic	Ediacaran	541	↗	
		Neo-proterozoic	Cryogenian	635	↗
			Tonian	720	↘
		Meso-proterozoic	Stenian	1000	↘
			Ectasian	1200	↘
	Calymnian		1400	↘	
	Paleo-proterozoic	Statherian	1600	↘	
		Orosirian	1800	↘	
		Rhyacian	2050	↘	
		Siderian	2300	↘	
		Neo-archean	2500	↘	
	Archean	Meso-archean	2800	↘	
		Paleo-archean	3200	↘	
		Eoarchean	3600	↘	
	Hadean (informal)			4000	
			~4560		

Units of the international chronostratigraphic scale with estimated numerical ages.

Colors are according to the Commission for the Geological Map of the World.

Subdivisions of the Phanerozoic (~541 Ma to Present) and the base of the Ediacaran are defined by a basal Global Boundary Stratotype Section and Point (GSSP ↗), whereas the Precambrian units are formally subdivided by absolute age (Global Standard Stratigraphic Age, GSSA).

Stratigraphic information and details on international and regional geologic units can be found on the websites of the **Geologic TimeScale Foundation**

<https://engineering.purdue.edu/sratigraphy> and the **ICS** www.stratigraphy.org.

This chart was drafted by Gabi Ogg