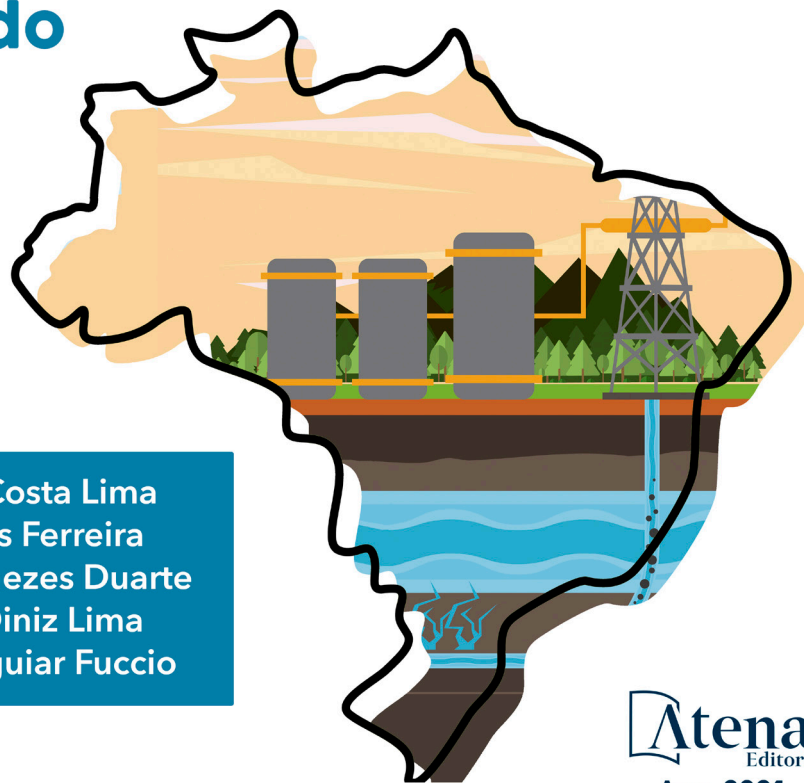


# Geologia e Sistemas Petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do Contexto das Reservas Não Convencionais nas regiões dos Rios Indaiá e Borrachudo



Gustavo Filemon Costa Lima  
Vinícius Gonçalves Ferreira  
Joyce Castro de Menezes Duarte  
Jussara da Silva Diniz Lima  
Amanda Ferreira Aguiar Fuccio

**Atena**  
Editora  
Ano 2021



**Rede Gasbrás**  
SEÇÃO MINAS GERAIS

COLABORAÇÃO  
CIENTÍFICA



DEGEO | EM  
DEPARTAMENTO  
DE GEOLOGIA



CO EXECUTORES



CDT  
CENTRO DE DESENVOLVIMENTO  
DE TECNOLOGIA NUCLEAR

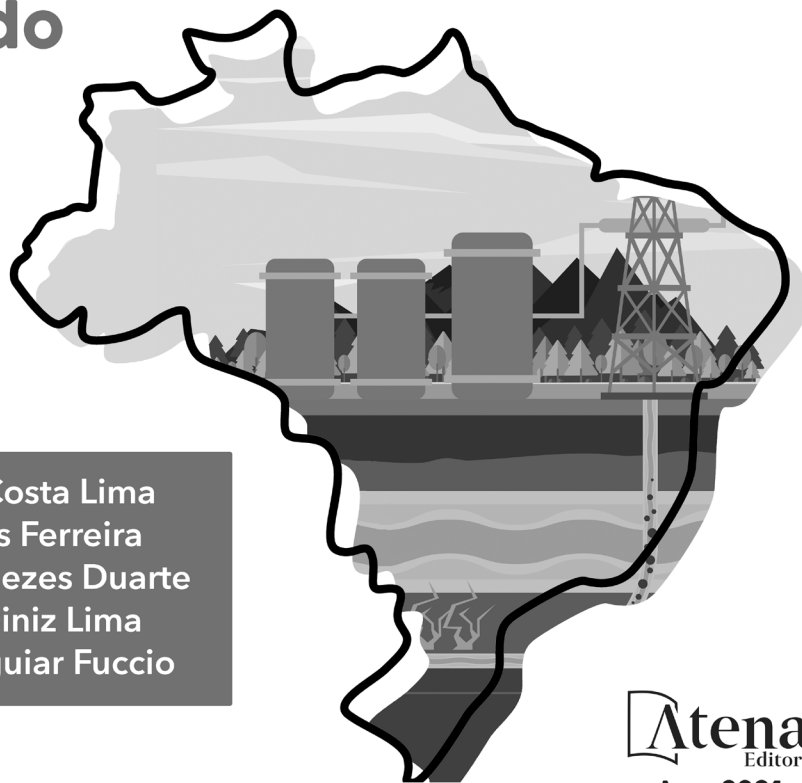
GRUPO  
COORDENADOR



acqua recursos minerais  
bio-diversidade

UFMG  
UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE MINAS GERAIS

# Geologia e Sistemas Petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do Contexto das Reservas Não Convencionais nas regiões dos Rios Indaiá e Borrachudo



Gustavo Filemon Costa Lima  
Vinícius Gonçalves Ferreira  
Joyce Castro de Menezes Duarte  
Jussara da Silva Diniz Lima  
Amanda Ferreira Aguiar Fuccio

**Atena**  
Editora  
Ano 2021



**Rede Gasbrás**  
SEÇÃO MINAS GERAIS

COLABORAÇÃO  
CIENTÍFICA



**DEGEO | EM**  
DEPARTAMENTO  
DE GEOLOGIA



CO EXECUTORES



**CDTN**  
CENTRO DE DESENVOLVIMENTO  
DA TECNOLOGIA NUCLEAR

GRUPO  
COORDENADOR



**acqua** recursos minerais  
biodiversidade

**UFMG**  
UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE MINAS GERAIS

**Editora Chefe**

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

**Assistentes Editoriais**

Natalia Oliveira

Bruno Oliveira

Flávia Roberta Barão

**Bibliotecária**

Janaina Ramos

**Projeto Gráfico e Diagramação**

Natália Sandrini de Azevedo

Camila Alves de Cremona

Luiza Alves Batista

Maria Alice Pinheiro

**Imagens da Capa**

Shutterstock

**Edição de Arte**

Luiza Alves Batista

**Revisão**

Os autores

2021 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do Texto © 2021 Os autores

Copyright da Edição © 2021 Atena Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob uma Licença de Atribuição Creative Commons. Atribuição-Não-Comercial-NãoDerivativos 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0).

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores, inclusive não representam necessariamente a posição oficial da Atena Editora. Permitido o *download* da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Atena Editora é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação. Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.

**Conselho Editorial**

**Ciências Exatas e da Terra e Engenharias**

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná

Prof. Dr. Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás  
Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia  
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Profª Drª Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro  
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará  
Profª Dra. Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho  
Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande  
Profª Drª Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte  
Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá  
Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora  
Profª Drª Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba  
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte  
Profª Drª Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas  
Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí  
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

#### **Coordenação**

M.Sc. Renato Ribeiro Ciminelli (Gestor - GASBRAS-MG)

Ph.D. Virgínia Sampaio Teixeira Ciminelli (Pesquisadora Ambiental - UFMG)

#### **Autores**

M.Sc. Gustavo Filemon Costa Lima (Geólogo – CDTN)

M.Sc. Vinícius Gonçalves Ferreira (Geólogo - UFMG – INCT/ACQUA)

B.Sc. Jussara da Silva Diniz Lima (Engenheira Ambiental - UFMG – INCT/ACQUA)

M.Sc. Joyce Castro de Menezes Duarte (Química – CDTN)

B.Sc. Amanda Ferreira Aguiar Fuccio (Geologia – UFMG)

#### **Revisão**

Ph.D. Humberto Luis Siqueira Reis (Geólogo – UFOP)

#### **Equipe GASBRAS seção MG**

Universidade Federal de Minas Gerais – INCT/ACQUA–Recursos Minerais e Biodiversidade

Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN)

Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP)



**Geologia e sistemas petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do contexto das reservas não convencionais nas regiões dos rios Indaiá e Borrachudo**

**Bibliotecária:** Janaina Ramos  
**Diagramação:** Camila Alves de Cremo  
**Correção:** Mariane Aparecida Freitas  
**Edição de Arte:** Luiza Alves Batista  
**Revisão:** Os autores  
**Autores:** Gustavo Filemon Costa Lima  
Vinícius Gonçalves Ferreira  
Joyce Castro de Menezes Duarte  
Jussara da Silva Diniz Lima  
Amanda Ferreira Aguiar Fuccio

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**

G345 Geologia e sistemas petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do contexto das reservas não convencionais nas regiões dos rios Indaiá e Borrachudo / Gustavo Filemon Costa Lima, Vinícius Gonçalves Ferreira, Joyce Castro de Menezes Duarte, et al. - PR: Atena, 2021.

Outras autoras  
Jussara da Silva Diniz Lima  
Amanda Ferreira Aguiar Fuccio

Formato: PDF  
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader  
Modo de acesso: World Wide Web  
Inclui bibliografia  
ISBN 978-65-5983-266-8  
DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.668210207>

1. Gás natural. 2. Rio São Francisco. 3. Rio Indaiá. 3. Rio Borrachudo. 4. Geologia. 5. Hidrocarbonetos não convencionais. I. Lima, Gustavo Filemon Costa. II. Ferreira, Vinícius Gonçalves. III. Duarte, Joyce Castro de Menezes. IV. Título.

CDD 553.28098142

**Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos - CRB-8/9166**

**Atena Editora**

Ponta Grossa - Paraná - Brasil

Telefone: +55 (42) 3323-5493

[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)

contato@atenaeditora.com.br

## DECLARAÇÃO DOS AUTORES

Os autores desta obra: 1. Atestam não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao artigo científico publicado; 2. Declaram que participaram ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certificam que os artigos científicos publicados estão completamente isentos de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirmam a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhecem terem informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autorizam a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

## DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access*, desta forma não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce*, ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

## APRESENTAÇÃO

Os cadernos temáticos são umas das principais entregas do Projeto GASBRAS Seção Minas Gerais. O Projeto é uma rede P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) de gás não convencional no Brasil, constituída por várias instituições federais, estaduais e não governamentais de todo país, amparado financeiramente pela Fundação de Estudos e Projetos (FINEP). O intuito destes cadernos é disponibilizar, ao meio acadêmico e a sociedade, estudos relevantes sobre o gás não convencional no Brasil. Cada caderno abordará os principais conceitos e informações geológicas, ambientais e socioeconômicas imprescindíveis para o desenvolvimento da indústria do gás natural produzido a partir de reservatórios não convencionais nas bacias sedimentares brasileiras.

Dentro do projeto, o núcleo GASBRAS Seção Minas Gerais formou-se com o foco em estudos sobre avaliação ambiental, regulação e mercado, articulação socioambiental e comunicação, correlata ao gás não convencional no Brasil. A equipe Minas Gerais é composta pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), do Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN) e da Associação Instituto Internacional de Ecologia e Gerenciamento Ambiental (AIIEGA). A equipe GASBRAS Seção MG conta com a participação de pesquisadores da Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), a parceria institucional com a Universidad Nacional del Comahue (UNCo – Argentina) e a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM). Os coexecutores dessa equipe definiram uma área de investigação e monitoramento dentro do contexto da Bacia do São Francisco em Minas Gerais.

Os Cadernos Temáticos conciliam informações técnicas com uma abordagem didática e ilustrativa para tratar assuntos relevantes no contexto da pesquisa, difundindo o conhecimento perante a comunidade acadêmica e a sociedade leiga. O principal intuito destes cadernos é estimular a participação das comunidades no debate sobre a exploração de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil.

Os Cadernos Temáticos, portanto, trazem diversas ramificações dentro de toda a pesquisa desenvolvida no Projeto GASBRAS Seção MG. Alunos, professores e pesquisadores, junto com universidades e institutos de pesquisas, transferem todo o conhecimento adquirido ao longo de anos, em páginas de textos ilustrados, a fim de promover o envolvimento do público alvo e subsidiar seu interesse pelo mundo ambiental, geológico e químico em sistemas petrolíferos não convencionais.

## SUMÁRIO

<b>RESUMO .....</b>	<b>1</b>
<b>1I UMA BREVE INTRODUÇÃO GEOLÓGICA DO GÁS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO.....</b>	<b>2</b>
1.1 Contextualizando Bacia Geológica do São Francisco (SF), Cráton São Francisco e Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.....	2
1.2 Bacia Sedimentar do São Francisco .....	6
<b>2I GEOLOGIA DA REGIÃO DE ESTUDO.....</b>	<b>12</b>
2.1 Geologia de Superfície .....	12
2.2 Geologia em subsuperfície na área de estudo.....	17
2.3 Sequencia Paranoá-Espinhaço Superior e Correlatos .....	18
2.4 Sequência Macaúbas .....	18
2.5 Sequência Bambuí – Formação Sete Lagoas .....	19
<b>3I CONCEITOS FUNDAMENTAIS DE SISTEMAS PETROLÍFEROS .....</b>	<b>20</b>
3.1 Condicionantes para a formação dos hidrocarbonetos .....	21
3.2 Tipos de querogênios.....	21
3.3 Maturidade termal da matéria orgânica.....	24
3.4 Gas natural e sistemas petrolíferos convencionais e não convencionais .....	25
3.5 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo <i>gas hydrates</i> .....	28
3.6 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo <i>Coal-Bed Methane</i> .....	29
3.7 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo <i>Shale Gas</i> .....	30
3.8 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo <i>Tight Gas</i> .....	30
3.9 Método de Exploração – Fraturamento Hidráulico.....	32
3.10 Preparação .....	32
3.11 Perfuração.....	33
3.12 Completação dos poços de exploração (Well Completion) .....	33
3.13 Produção.....	34
3.14 Fechamento do poço .....	35

<b>4I SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA GEOLÓGICA DO SÃO FRANCISCO .....</b>	<b>36</b>
4.1 Rochas geradoras .....	38
4.2 Rochas Reservatórios, Armadilhas e Selos .....	39
4.3 Contexto geopolítico do gás natural na bacia do São Francisco.....	40
<b>5I SISTEMAS PETROLÍFEROS NAS BACIAS INDAIÁ E BORRACHUDO .....</b>	<b>42</b>
5.1 Possíveis geradoras e reservatórios .....	43
5.2 Rotas de Migração na área de estudo .....	44
<b>6I ATUAÇÃO DA REDE GASBRAS-MG NA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DO GÁS DO SÃO FRANCISCO.....</b>	<b>48</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>49</b>
<b>SOBRE OS AUTORES .....</b>	<b>55</b>

## RESUMO

O Caderno Temático “Geologia e Sistema Petrolífero Não Convencional da Bacia do São Francisco no Contexto das Regiões dos Rios Indaiá e Borrachudo (MG)” tem como objetivo sintetizar a geologia e sistemas petrolíferos da Bacia do São Francisco, bem como seu potencial de exploração e produção de gás natural a partir de reservatórios não convencionais na região de estudo que contempla as bacias dos rios Indaiá e Borrachudo. Assim, o trabalho apresenta os principais aspectos estratigráficos e tectônicos da bacia, elementos e processos conhecidos do seu sistema petrolífero, ocorrências e descobertas de gás natural conhecidas na região dos rios Indaiá e Borrachudo. Esta caracterização foi desenvolvida nos potenciais reservatórios e geradores de gás, e nas rotas de migração desse gás na área de investigação proposta pelo projeto. Com isso, será possível identificar e descrever características geológicas específicas e pontuais da região que a fazem ser interessante sobre o ponto de vista da exploração de gás não convencional.



# 11 UMA BREVE INTRODUÇÃO GEOLÓGICA DO GÁS NA BACIA DO SÃO FRANCISCO

## 1.1 Contextualizando Bacia Geológica do São Francisco (SF), Cráton São Francisco e Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco

A Bacia Geológica do São Francisco é uma bacia sedimentar intracratônica localizada no cráton homônimo e que corresponde a um típico depocentro poli-histórico (REIS *et al.* 2017). Através de quilômetros de espessura de rochas sedimentares, a bacia registra múltiplos eventos geológicos mais jovens que aproximadamente 1.8 bilhões de anos (**FIGURA 01**). Estas rochas recobrem rochas metamórficas mais antigas, coletivamente classificadas como embasamento.

Entender que...

Cráton é definido como uma porção diferenciada da litosfera continental que permaneceu relativamente estável por milhões de anos e é caracterizada principalmente por possuir grande espessura litosférica, baixos gradientes geotérmicos e alta fluviabilidade (HOFFMAN 1988, WINGE, M. et al. 2001).

Em Minas Gerais, a bacia sedimentar do SF e o Cráton do SF são limitados a oeste pela Faixa Brasília do sistema orogênico Tocantins e a leste pelo Orógeno Araçuaí, do sistema orogênico Mantiqueira (**FIGURA 01**). Estes elementos representam as raízes de grandes cadeias de montanhas que se desenvolveram entre 700 e 500 milhões de anos atrás e constituíram um dos primeiros registros orogênicos com características genuinamente modernas na história do Sistema Terra.

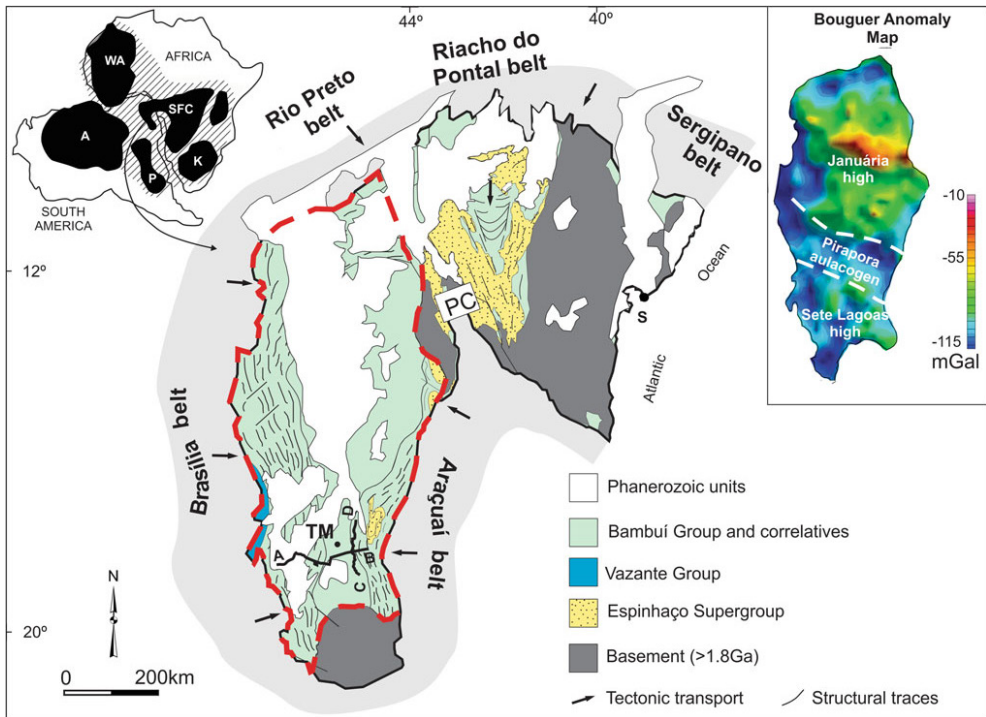


Figura 01 – Mapa geológico simplificado do cráton do São Francisco e do Bacia do São Francisco (linha tracejada vermelha) (com base em ALKMIM & MARTINS-NETO 2001). Nele há indicado, em forma de linhas pretas, a localização das seções sísmicas e o PC - Corredor Paramirim e as Cidades: TM - Três Marias e S - Salvador. No mapa de anomalia Bouguer à direita mostra as principais estruturas do embasamento da bacia (REIS 2011). Já na figura a esquerda está representada os crátons no Gondwana Ocidental: A - Amazônia, P - Parapanema, WA - África Ocidental, SFC - São Francisco-Congo, K - Kalahari

Fonte: REIS & ALKMIM 2015 Apud HEILBRON et al. 2017.

A bacia hidrográfica do Rio São Francisco corresponde a uma grande depressão topográfica de orientação geral norte-sul em Minas Gerais por onde corre o rio homônimo e sua rede de drenagens distributárias. Esta feição, por sua vez, ocupa grande parte do setor ocidental do Cráton do São Francisco homônimo e, portanto, a própria bacia. Ou seja, são três conceitos: o Cráton SF como sendo uma grande porção da litosfera que contém as bacias sedimentar e hidrográfica do São Francisco. Enquanto a bacia sedimentar contém quilômetros de espessura de rochas sedimentares formadas entre 1,8 bilhões de anos e o recente, a bacia hidrográfica contém o rio do São Francisco e canais distributários. Enquanto o terceiro conceito se refere a Bacia geológica ou sedimentar do SF como sendo o conjunto de rochas sedimentares pré-cambrianas e fanerozoicas que se encontram sobre o Cráton e no contexto da bacia hidrográfica homônima (ALKMIM & MARTINS-NETO 2001, REIS et al. 2017).

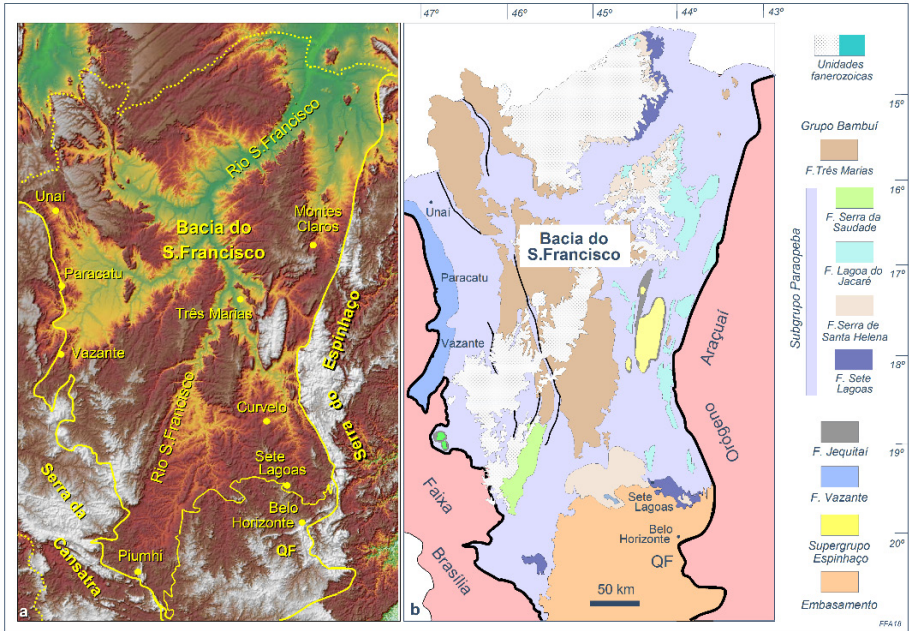


Figura 02 – Bacia Geológica do São Francisco (SF) no estado de Minas Gerais. À esquerda observa-se que o limite da bacia do SF é apresentado sobre o modelo digital de terreno que se eleva de verde, amarelo, marrom e branco, nesta ordem até o topo. O mapa geológico à direita representa as unidades geológicas que preenchem a bacia geológica do SF.

Fonte: Reproduzido de CODEMGE (2018).

Sob o ponto de vista geológico, o Cráton do SF (**FIGURA 03**), foi estabilizado por volta de 1,8 bilhões de anos quando seu embasamento se consolidou (ALMEIDA 1977, 1981, ALKMIM 2004, HEILBRON et al. 2017). Hoje, o embasamento aflora na porção extremo sul do cráton, principalmente na região conhecida como Quadrilátero Ferrífero e suas adjacências. Ele se destaca pelas associações de rochas mais antigas, com idades chegando até 3,2 bilhões de anos.

A porção ocidental do Cráton do SF é marcada por três grandes estruturas do embasamento: os altos estruturais de Sete Lagoas a sul e de Januária a norte, que são separados pelo Aulacógeno Pirapora. Esta feição abarca os mais espessos depósitos sedimentares deste setor, que podem alcançar mais de 7 quilômetros (REIS et al. 2017) (**FIGURA 04**).

Entender que...

Um aulacogeno é um rifte fóssil que não evoluiu e desenvolveu uma crosta oceânica. São elementos relativamente comuns em litosferas cratônicas (WINGE, M. et. al. 2001).

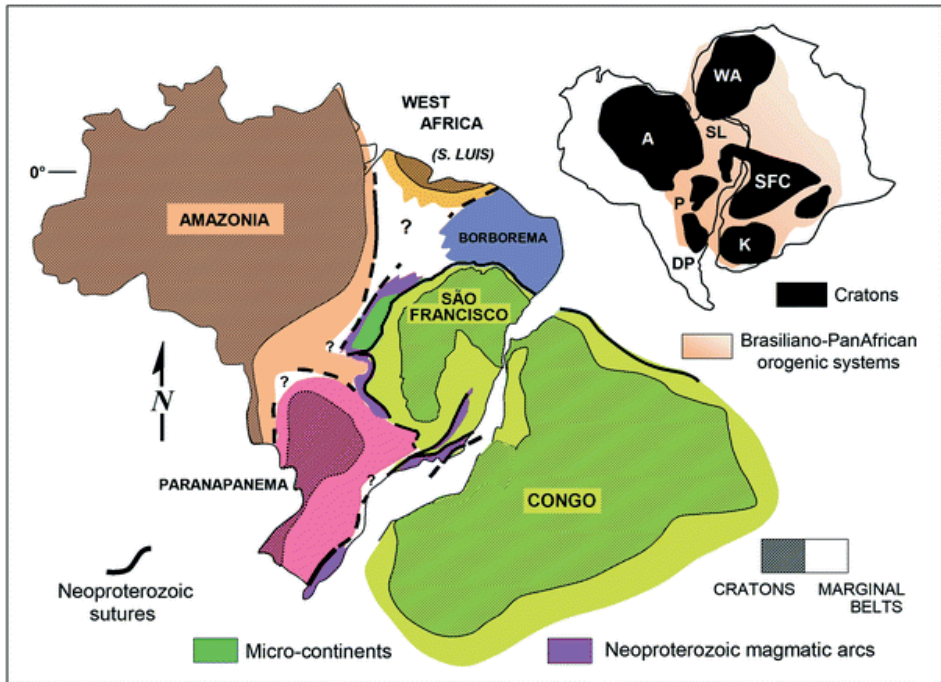
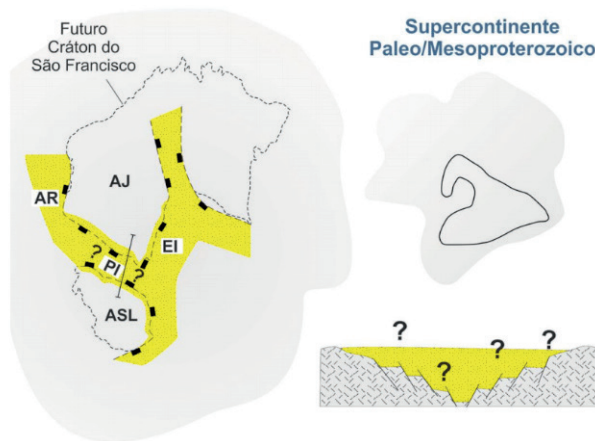


Figura 03 – Evolução do Cráton São Francisco-Congo em um estágio onde o continente africano estava anexado ou próximo ao continente americano.

Fonte: Reproduzido de HEILBRON et al. 2017.



ca. 1,75 - 1,50 Ga.

Figura 04 - Evolução tectônica da Bacia do SF entre o Paleoproterozoico e o Neoproterozoico médio. Riftes paleoproterozoicos: AR – Araí; PI – Pirapora; EI – Espinhaço Inferior. Altos de embasamento: AJ - Januária; ASL - Sete Lagoas.

Fonte: Modificado de REIS et al. 2017.

## 1.2 Bacia Sedimentar do São Francisco

Segundo REIS (2016), muitos trabalhos definem a bacia do SF como uma sucessão sedimentar que passaram por múltiplos ciclos sobrepostos e mais jovens que 1,8 Ga, fato que reflete os eventos tectônicos e climáticos que afetaram a litosfera do SF após a Era Paleoproterozica.

Segundo REIS et al. (2017), a sucessão estratigráfica geológica da Bacia do SF possui ao menos três seqüências sedimentares pré-cambrianas a paleozóicas: i) Paranoá-Espinhaço Superior, de idade mesoproterozóica a neoproterozóica; ii) Macaúbas, de idade neoproterozóica e iii) Bambuí, de idade ediacarana a cambriana.

As três sequencias principais são apresentadas na carta estratigráfica adotada nesta pesquisa (**FIGURA 05**). Nela, são apresentadas ainda as principais unidades litoestratigráficas tradicionalmente mapeadas na bacia e as correlações destas unidades com os cinturões orogênicos que delimitam o Cráton do SF.

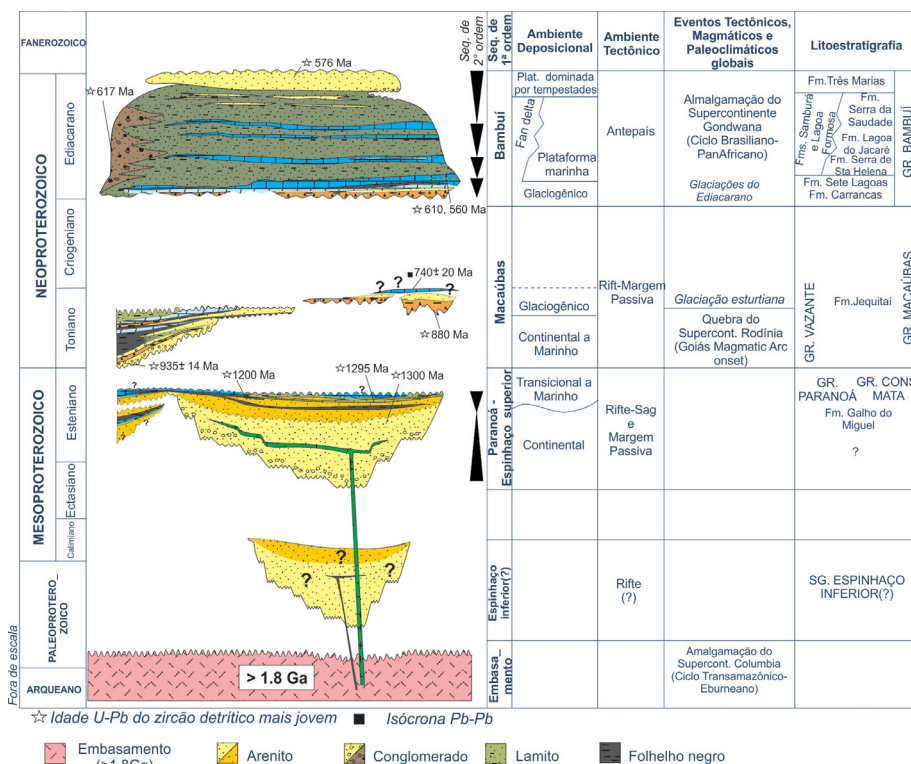


Figura 05 - Carta estratigráfica do registro pré-cambriano da Bacia do São Francisco, da distribuição temporal das sucessões estratigráficas preservadas no depocentro intracratônico e da sua relação com unidades litoestratigráficas e eventos geológicos reconhecidos no Cráton do São Francisco e orógenos marginais.

Fonte: Reproduzido de REIS et al. 2018.



### 1.2.1 A Sequência Paranoá-Espinhaço Superior

Representada por sucessões sedimentares depositadas em sistema de riftes meso/ neoproterozoicos ao longo das porções leste-central e oeste da bacia, respectivamente.

Entender que...

Rifte é definido como sendo uma estrutura de bacia tectônica extensional, margeada por falhas de gravidade, desenvolvendo vales ou depressões extensa (PEACOCK et al. 2000, WINGE, M. et. al. 2001 - 2021).

Na porção central da bacia, esta sequência alcança espessuras de até alguns quilômetros junto ao Aulacógeno Pirapora. Baseado em dados de poços de pesquisas na margem sul do aulacógeno, foi identificado na base da sequência litotipos como arenitos, arenitos conglomeráticos, arcóseos e conglomerados fluviais e deltaicos, localmente intrudidos por diques e sills máficos. Estes depósitos passam verticalmente para arenitos, pelitos e rochas carbonáticas depositadas em ambientes transicionais a marinhos que são correlatas aos depósitos do Supergrupo Espinhaço intermediário e superior (DUPONT 1995 e LOPES 2012 Apud REIS 2016). Em direção à margem oeste da bacia, tais sucessões sedimentares passam lateralmente para depósitos sedimentares acumulados em rifte que evoluiu para uma margem passiva, parcialmente correlatos às rochas siliciclásticas do Grupo Paranoá (ALVARENGA et al. 2012 Apud REIS 2016).

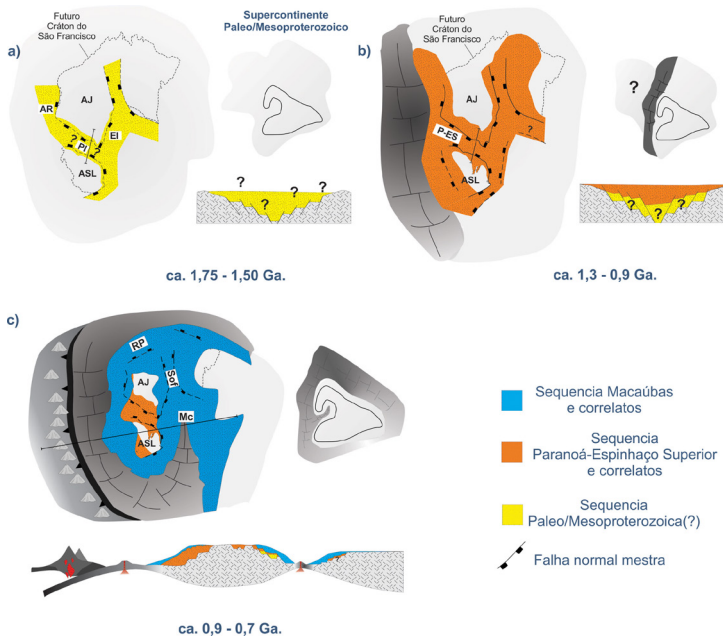


Figura 06 - Evolução tectônica da Bacia do São Francisco entre o Paleoproterozoico e o Neoproterozoico médio. Riftes paleoproterozoicos: AR – Araí; PI – Pirapora; EI – Espinhaço Inferior. Riftes-(sag) margens passivas meso/neoproterozoicas: PES – Paranoá-Espinhaço Superior. Riftes-margens passivas neoproterozoicas: MC- Macaúbas; Sof – Santo Onofre; RP – Rio Preto. Altos de embasamento: AJ - Januária; ASL - Sete Lagoas.

Fonte: Reproduzido de REIS et al. 2017.

### 1.2.2 A Sequência Macaúbas

A sequência é representada por litotipos como diamictitos, arenitos e rochas glacio-relacionadas da Formação Jequitai (KARFUNKEL & HOPPE 1988). Recobrendo discordantemente as sucessões sedimentares da Sequência Paranoá-Espinhaço Superior, correlaciona-se lateralmente com arenitos, arenitos conglomeráticos e pelitos transicionais a marinhos rasos identificados em poços profundos na porção centro-oeste da Bacia do São Francisco. O contato basal da Sequência Macaúbas é de natureza erosiva e comumente associados a falhas normais sin-sedimentares. Aparentemente, todas estas sucessões correlacionam-se lateralmente com as rochas do Grupo Vazante expostas no extremo oeste da Bacia do São Francisco. O Grupo Vazante contém expressivas sucessões pelíticas ricas em matéria orgânica e pode alcançar espessuras da ordem de 5000 m (DARDENNE 2000, MARTINS-NETO 2009, REIS et al. 2017 Apud REIS 2016).

### 1.2.3 A Sequência Bambuí

Essa é a sequência mais expressiva exposta ao longo da Bacia do SF. Ela é constituída por pelitos, rochas carbonáticas, arenitos finos, conglomerados e diamictitos subordinados do Grupo Bambuí (DARDENNE 1978, 1981 Apud REIS 2016). Estas sucessões foram acumuladas em uma bacia sedimentar marinha e parcialmente restrita, desenvolvida às margens de sistemas orogênicos (os mesmos cujos remanescentes delimitam o Cráton do São Francisco) entre cerca de 600 e 500 milhões de anos atrás (REIS et al. 2017, CAETANO-FILHO et al. 2019).

Na porção leste da bacia do SF, as rochas do Grupo Bambuí definem, pelo menos, quatro sequências mistas siliciclásticas-carbonáticas de maior ordem e natureza transgressivo-regressiva.

Entender que...

Em bacias sedimentares, sequências sedimentares transgressivas são conjuntos de rochas formadas em momentos em que a geração de espaço de acumulação é maior que o aporte sedimentar (i.e., a linha de costa de oceanos ou lagos migra gradualmente em direção ao continente, provocando a inundação de regiões costeiras) (WINGE, M. et. al. 2001 - 2021).

Já as sequências regressivas são delineadas por conjuntos de rochas formadas em momentos em que o aporte sedimentar aumentou devido a grande intensidade de processos erosivos-deposicionais em vista da descida generalizada do nível dos oceanos, provocando assim, a exposição e continentalização das regiões oceânica submersas (WINGE, M. et. al. 2001 - 2021).

A sequência basal corresponde aos depósitos glaciogênicos da Formação Carrancas, que passam gradativamente em direção ao topo para folhelhos ricos em matéria orgânica e depósitos de rampa carbonática da Formação Sete Lagoas. Tais rochas carbonáticas apresentam assinatura geoquímica e isotópica típica de rochas carbonáticas pós-glaciais do fim do Neoproterozoico, descritas em diversas partes do mundo (e.g., KUCHENBECKER et



al. 2013, PAULA-SANTOS et al. 2015 apud REIS 2016). As duas sequências superiores são compostas por unidades pelito-carbonáticas das formações Serra de Santa Helena, Lagoa do Jacaré e Serra da Saudade. A sequência transgressivo-regressiva superior é composta pelas unidades Formação Serra da Saudade, essencialmente pelíticas com intervalos carbonáticos e a Formação Três Marias, unidade sedimentada em ambiente marinho a transicional influenciado por tempestades e representada predominantemente por rochas siliciclásticas como arenitos e pelitos. No setor oeste da bacia SF, a Sequência Bambuí inclui ainda rochas siliciclásticas distais depositadas em fan-deltas e ambientes marinhos mais profundos, como conglomerados da Fm. Samburá (CASTRO & DARDENNE 2000 Apud REIS 2016) e diamictitos, arenitos, conglomerados, siltitos, carbonatos e jaspilitos da Fm. Lagoa Formosa (UHLEIN et al. 2011, Apud REIS 2016).

#### *1.2.4 Unidades Geológicas Fanerozoicas*

Tais unidades são compostas por rochas de idade fanerozoica que recobrem discordantemente os depósitos pré-cambrianos e cambrianos nos setores (centro-) oeste e norte da bacia (CAMPOS & DARDENNE 1997 Apud REIS 2016). Com espessuras de apenas algumas centenas de metros, estas sucessões incluem os depósitos glaciogênicos permianos a carboníferos do Grupo Santa Fé e as rochas sedimentares cretácicas dos grupos Areado e Urucuia, bem como vulcanossedimentares e ígneas do Grupo Mata da Corda, também de idade cretácica. Estas rochas registram uma fase de evolução fanerozoica da bacia do SF relacionada a abertura do Oceano Atlântico Sul, onde a sedimentação ocorreu em ambientes tipicamente continentais (fluvial, leques, lacustre e eólicos). Durante esta etapa, além da sedimentação, ocorreu grande atividade magmática no continente com a formação de rochas vulcânicas e plutônicas de natureza ultramáfica, composição alcalina e rochas epiclasticas, originadas a partir da erosão dos edifícios vulcânicos. A este conjunto de litotipos compõe o Grupo Mata da Corda.

#### *1.2.5 Contextualização Estrutural da Bacia do SF*

A estrutural da bacia pode-se destacar três grandes famílias de estruturas tectônicas amplamente reconhecidas: i) riftes proterozoicos; ii) cinturões de antepaís neoproterozoicos a paleozoicos e iii) estruturas extensionais cretácicas (ALKMIM et al. 1993, REIS et al. 2017 Apud REIS 2016).

O Aulacógeno Pirapora trata-se de um grande gráben de direção NW-SE, não-aflorante e que corta a porção central da bacia. Ele é limitado a sul e a norte pelos altos de embasamento cristalino de Sete Lagoas e Januária, respectivamente. Aparentemente formado durante o Paleoproterozoico, o aulacógeno contém espessuras sedimentares máximas encontradas nas porções central e leste da bacia (REIS 2018). A estrutura extensional é ainda superposta por sistemas de falhas normais de rejeito até hectométrico, que marcam sua reativação durante a deposição da Sequência Macaúbas.

Os cinturões neoproterozoicos de antepaís representam os elementos tectônicos

mais proeminentes aflorantes na bacia. Tais elementos afetam suas unidades pré-cambrianas e cambrianas em suas margens leste e oeste e representam, respectivamente, as porções externas dos orógenos Brasília e Araçuaí. Nestes setores, os cinturões compõem o substrato para algumas das feições geomorfológicas da bacia, incluindo as serras da Saudade e do Cabral em suas porções sudoeste e leste, respectivamente (**FIGURA 2**). Separando um grande setor indeformado na porção central da bacia, os cinturões apresentam arquiteturas tectônicas distintas.

- O Cinturão de antepaís da Faixa Brasília se estende por centenas de quilômetros na margem ocidental da bacia e corresponde a um sistema de falhas e dobras articulado em superfícies de descolamento próximas à base da Sequência Bambuí. Regionalmente, exhibe dobras métricas a quilométricas, muitas vezes sem vergência definida, balizadas por falhas de empurrão que mergulham para oeste. Ao longo de praticamente toda a sua extensão, feições metamórficas não são observadas (REIS 2018).

Entender que...

Falha de empurrão é uma falha de mergulho suave, geralmente menor que 30°, em que o teto (rochas acima da falha) é deslocado para cima do muro (rochas abaixo da falha) (PEACOCK et al. 2016).

- O Cinturão de antepaís da Faixa Araçuaí corresponde a um sistema de falhas e dobras com vergência bem definida para oeste e que é compartimentado em três segmentos. Seu segmento central se desenvolveu através da reativação de falhas profundas e preexistentes do Aulacógeno Pirapora (e.g., HERCOS et al. 2008, REIS 2016 Apud REIS 2018). Este segmento separa dois domínios, a norte e a sul, onde a deformação é de natureza epidérmica, com dobras e falhas conectadas a descolamentos próximos à base da Sequência Bambuí. Neste cinturão de antepaís, o metamorfismo alcança a fácies xisto verde no extremo leste da Bacia do São Francisco (REIS 2018).

No setor oeste da bacia, sistemas de falhas normais de idade cretácea afetam os elementos pré-cambrianos a cambrianos previamente descritos. Estas estruturas foram responsáveis pela compartimentação e dispersão sedimentar das rochas do Grupo Areado e se desenvolveram durante a abertura do Oceano Atlântico (CAMPOS & DARDENE 1997, SAWASATO 1995). No extremo sudoeste da bacia, rochas ígneas de afinidade alcalina se relacionam ao Grupo Mata da Corda e intrudem os depósitos proterozoicos da bacia.

O acervo tectono-estratigráfico da Bacia do SF, bem como a correlação com unidades expostas ao longo dos orógenos que margeiam o cráton homônimo, permite sintetizar sua evolução conforme apresentado na **FIGURA 07**.

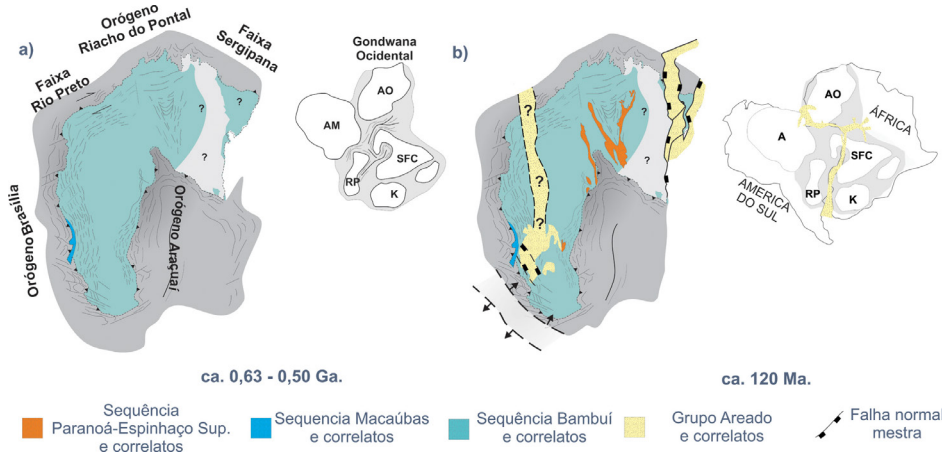


Figura 07 - Evolução tectônica da Bacia do São Francisco no intervalo entre o Ediacarano e o Mesozoico. Crátons da América do Sul e África: AM- Amazonas; AO –África Ocidental; RP – Rio Paranapanema; SFC – São Francisco-Congo; K –Kalahari. Reproduzido de REIS et al. 2017.

## 2I GEOLOGIA DA REGIÃO DE ESTUDO

### 2.1 GEOLOGIA DE SUPERFÍCIE

A área de investigação definida pelo projeto GASBRAS Seção-MG engloba as bacias hidrográficas dos rios Indaiá e Borrachudo, que se inserem no setor sudoeste das bacias geológica e hidrográfica do SF. De acordo com os mapeamentos realizados nesta região pelo Projeto Alto Paranaíba (PEDROSA-SOARES et al. 2011), o Grupo Bambuí corresponde a unidade geológica mais expressiva aflorante na região. O mesmo pode ser subdividido em, pelo menos, cinco unidades menores e representadas na **FIGURA 08**, a saber:

- a. Formação Sete Lagoas - geralmente representadas por rochas carbonáticas, por vezes, intercaladas por pelitos e margas. Localmente, a formação aflora a norte da área de estudo, composta majoritariamente por calcário cinza escuro frequentemente com níveis de marga de coloração bege e, por vezes, com calcários de retrabalhamento cinza claros (COSTA et al. 2011). As relações de contato, alinhadas à fotointerpretação e análises estruturais, indicam que esta unidade, dentro da área investigada, representa camadas profundas da base do Grupo Bambuí trazidas a superfície por uma falha de empurrão (COSTA et al. 2011).
- b. Formação Serra de Santa Helena - constituída predominantemente por litotipos pelíticos e/ou com arenitos finos e intercalações de depósitos carbonáticos. Localmente e exclusivamente na parte norte da área investigada, é caracterizada por sucessões pelíticas compostas por intercalações de siltitos e argilitos que afloram junto a Falha de Traçadal (COSTA et al. 2011). Estas intercalações pelíticas encontram-se intemperizadas e friáveis.
- c. Formação Lagoa do Jacaré – é representada geralmente por litotipos carbonáticos e níveis pelíticos. Localmente, caracteriza-se por uma sucessão de carbonatos acinzentados com alguma contribuição de frações margosas e terrígenas (REIS 2011). Estes litotipos afloram segundo corpos orientados aproximadamente N-S, posicionados por falhamento de empurrão sobre os sedimentos da Formação Serra da Saudade.
- d. Formação Serra da Saudade – constituída por rochas predominantemente pelíticas eventualmente intercaladas por rochas carbonáticas. Localmente, ao sul da área, a unidade é composta por siltitos e argilitos rosados a acinzentados, associados a siltitos verdes, denominados na literatura como verdetes (BRANCO & COSTA 1961 apud DIAS et al. 2011). Na região central e norte da área de investigação, a unidade é predominantemente constituída por siltito e argilito, que são localmente intercalados com margas e calcarenitos. A unidade assenta-se concordantemente sobre os carbonatos e pelitos da Formação Lagoa do Jacaré com passagem gradativa para os depósitos sobrejacentes da Formação Três Marias.

- e. Formação Três Marias – compreende depósitos sedimentares marinhos siliciclásticos. A formação é composta por arenito micáceo, arenito arcoseano, arcóseo e argilito. As rochas exibem cores variando entre tons avermelhados, passando a esverdeados e arroxeados quando mais frescas. A granulometria varia entre areia muito fina e areia grossa, com grãos subangulosos a angulosos, alternando entre baixa e alta esfericidade (REIS 2011).

EON	ERA	PERÍODO	Idade Ma	UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS	
FANEROZOICO	CENOZOICA	Quaternário (Q)	2.588	Depósitos Aluvionares	
		Neógeno (N)	23	Cobertura Detrito Laterítica	
		Paleógeno (E)	65,5		
	PALEOZOICA	MESOZOICA	Cretáceo (K)	145	Grupo Mata da Corda Grupo Areado
			Jurássico (J)	199	
		Triássico (T)	251		
		Permiano (P)	299		
		Carbonífero (C)	359		
		Devoniano (D)	416		
		Siluriano (S)	444		
		Ordoviciano (O)	488		
		Cambriano (C)	541		
		PROTEROZOICO	NEOPROTEROZOICA	Ediacarano (NP3)	635

Figura 08 – Relação estratigráfica das unidades geológicas aflorantes na área de estudo dentro do contexto da bacia geológica do São Francisco.

Já ao longo das cotas elevadas, dentro da área de investigação, encontram-se os litotipos do Grupo Areado, cretáceo inferior, e rochas do Grupo Mata da Corda do cretáceo superior (**FIGURA 08**). Entre os três grupos já citados, os contatos são discordantes e de natureza erosiva angular

O Grupo Areado contém sucessões depositadas em ambientes de leques aluviais, fluviais, eólicos e lacustres. A sul, o Grupo Areado é representado por arenitos de granulometria fina a média, grossos ou feldspáticos e/ou com grânulos e seixos de quartzo e arenito, de colorações variáveis (DIAS et al. 2011). Na região central a norte da área de investigação o grupo é composto por arenitos vermelhos, bem selecionados, com grãos arredondados (REIS 2011), arenitos líticos feldspáticos avermelhados e arenitos silicificados (COSTA et al. 2011).

O Grupo Mata da Corda é caracterizado por rochas vulcânicas e sedimentares epiclásticas (formadas no retrabalhamento de rochas ígneas) e piroclásticas ou vulcanoclásticas (formadas por material vulcânico de explosões, seguidas de deposição). Os litotipos desta unidade afloram comumente em encostas e topos de chapadas. Na região sul da área de investigação, o grupo é composto por rochas vulcânicas alcalinas e

piroclásticas, plutônicas alcalinas e sedimentares epiclásticas. As rochas epiclásticas são verdes quando frescas e avermelhadas quando intemperizadas. Em geral, são argilitos, arenitos líticos e conglomerados (DIAS et al. 2011). Nas regiões central e norte da área de investigação, o Grupo Mata da Corda é representado por litotipos vulcanoclásticos e epiclásticos. As rochas vulcanoclásticas correspondem a tufo cinerítico, lapilli-tufo e aglomerado, com ocorrência local de brechas vulcânicas. De uma maneira geral, o grupo assenta-se sobre as unidades do Grupo Areado através de uma discordância angular e erosiva (REIS 2011).

A **FIGURA 09** apresenta o mapa geológico para a área de estudo dentro do contexto da bacia geológica do São Francisco. Já nas **FIGURAS 10, 11 e 12** são representados os perfis geológicos mencionados indicados no mapa da **FIGURA 09**.

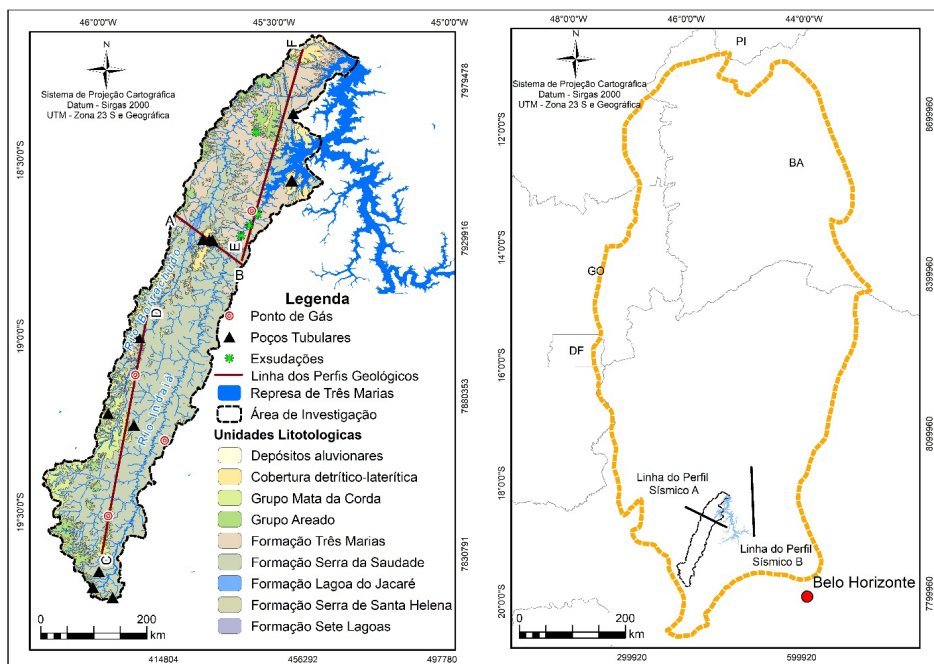


Figura 09 – À esquerda o mapa geológico com linhas de três perfis na área nas bacias hidrográficas dos rios Indaia e Borrachudo – Área de Investigação. À direita a localização da área de investigação e de dois perfis sísmicos obtidos do trabalho de REIS (2016), contextualizado na bacia geológica do São Francisco. Os perfis geológicos e os sísmicos indicados serão retratados na sequência do texto.

Fonte: Derivado dos trabalhos da CODEMIG e CPRM - REIS 2011, KNAUER et al. 2011, COSTA et al. 2011, MARTINS et al. 2011, KUCHENBECKER 2011, SEER & MORAES 2011, DIAS et al. 2011 e TULLER & SILVA 2002.

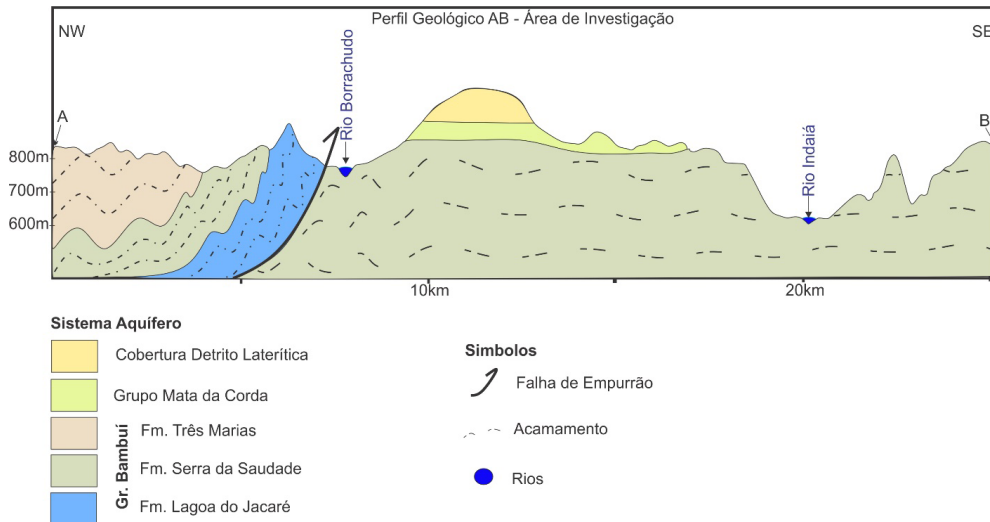


Figura 10 – Perfil geológico AB traçado sobre o mapa geológico.

Fonte: Derivado de REIS 2011

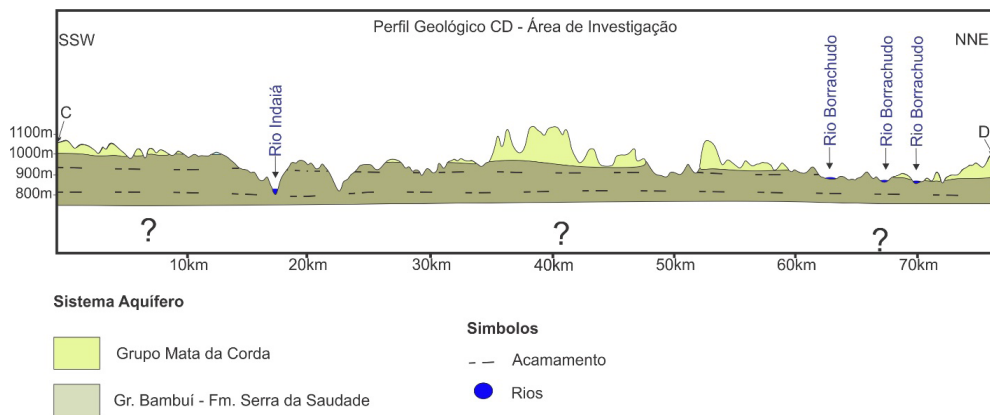


Figura 11 – Perfil geológico CD traçado sobre o mapa geológico.

Fonte: Derivado de REIS 2011 e TULLER & SILVA 2002.



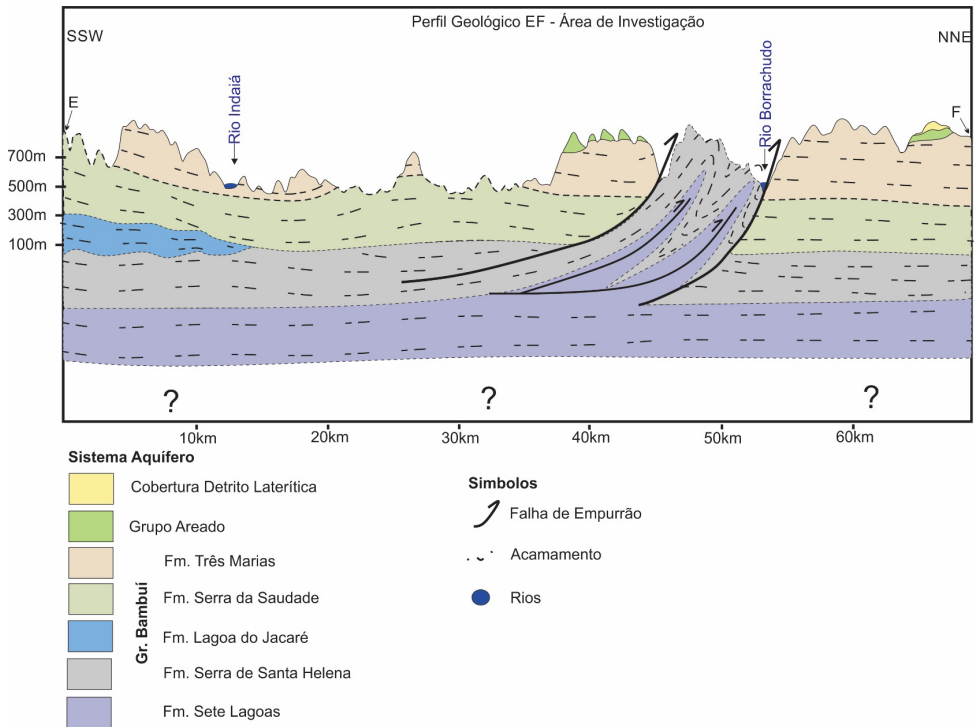


Figura 12 – Perfil geológico EF traçado sobre o mapa geológico com destaque a falha geológica Traçadal.

Fonte: Geologia e estruturas baseadas segundo trabalhos de COSTA et al. 2011, MARTINS et al. 2011, REIS 2011 e a FIGURA 13.

Há ainda representado nas **FIGURAS 09 A 12** as coberturas e depósitos de idade neógeno-quartenária, tratados neste trabalho como coberturas detrito-lateríticas e depósitos aluvionares.

As coberturas detrito-lateríticas são representadas por depósitos residuais argilo-arenosos com presença de lateritas/cangas devido teores de óxido de ferro. Localmente, na porção sul da área de investigação, repousa preferencialmente sobre rochas do Grupo Mata da Corda. Incluem-se a este tipo de cobertura as areias, cascalhos angulosos e material siltico-argiloso, em geral, inconsolidado ou parcial a totalmente lateritizado. Estas lateritas por vezes se associam a solos arenosos de coloração vermelho intenso em virtude do seu conteúdo de óxidos de ferro. Nos setores central e norte, constituem depósitos residuais argilo-arenosos vermelhos, com fragmentos angulosos a sub-angulosos de quartzo e frequentemente exibem crostas de canga. Aparentemente tratando-se de produtos do intemperismo de rochas vulcânicas alcalinas ultrapotássicas, correspondem ao principal substrato para a atividade agrícola na região (LIMA et al. 2021, REIS 2011).

Já os depósitos aluvionares são caracterizados por sedimentos fluviais. Localmente, são constituídos por sedimentos arenosos e eventualmente lamosos e rudíticos. Estes estão

restritos na parte central, com distribuição irregular nas planícies aluviais das principais drenagens.

Entender que...

Um mapa geológico é uma ferramenta para o desenvolvimento econômico e representa uma das bases fundamentais de conhecimento do meio físico. Os dados que carrega, orientam novas descobertas de recursos minerais, servindo ainda para subsidiar o gerenciamento de recursos hídricos, áreas de riscos, o ordenamento territorial e as ações que visam a proteção do meio ambiente (CPRM 2019).

## 2.2 Geologia em subsuperfície na área de estudo

Os litotipos que estão sotoposto às demais unidades litológicas mencionadas anteriormente, serão retratados a seguir. Tratam-se de unidades geológicas que não estão aflorantes na área de estudo e por isso são tratados neste estudo por geologia em subsuperfície. Ressalta-se que estas unidades são aflorantes em outras regiões na bacia do São Francisco, em especial em locais dentro do contexto de borda da bacia geológica.

A geologia em subsuperfície descrita para o local foi obtida por meio da análise interpretativa realizada através da sísmicas e correlação estratigráficas com outros estudos, acrescentados aqui neste trabalho, por descrições de perfis geológicos de perfurações de poços profundos de pesquisa de gás na área de investigação. Tais perfis foram obtidos junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). No total foram levantados três poços dos mais de 40 poços de pesquisa de gás no contexto da Bacia do São Francisco. Na área de estudo há um no setor sul, um na parte central e outro a norte, conforme observado na **Figura 09**.

Antes de falar das unidades sotopostas é importante mencionar as sequências basais do grupo Bambuí, conforme comentado nos capítulos anteriores, em especial a base desta sequência que é representado pela Formação Sete Lagoas, unidade de grande interesse para o contexto petrolífero por constituir litotipos interpretados em estudos anteriores como potenciais rochas geradoras de hidrocarbonetos (i.e. DIGNART 2013, REIS 2018). Sotoposto a esta formação e a toda sequência Bambuí encontram-se as sequências Macaúbas e Paranoá-Espinhaço Superior e correlatos (neste caso, o correlato na área é o Grupo Canastra). Esta relação é ilustrada pelos perfis sísmicos da **Figura 13**, segundo os trabalhos de Reis (2017) e Reis (2018), onde as linhas de perfis em superfícies estão indicados na **Figura 09**. Estes perfis da figuras são úteis para discursão da estratigrafia de subsuperfície da área de investigação (bacias do Rio Indaia e Borrachudo) sendo duas as seções, uma que passa pela área de investigação (direção oeste-leste) e outra de direção sul-norte nas proximidades e localizada a leste da região de estudo (Figura mapa geológico atualizado).

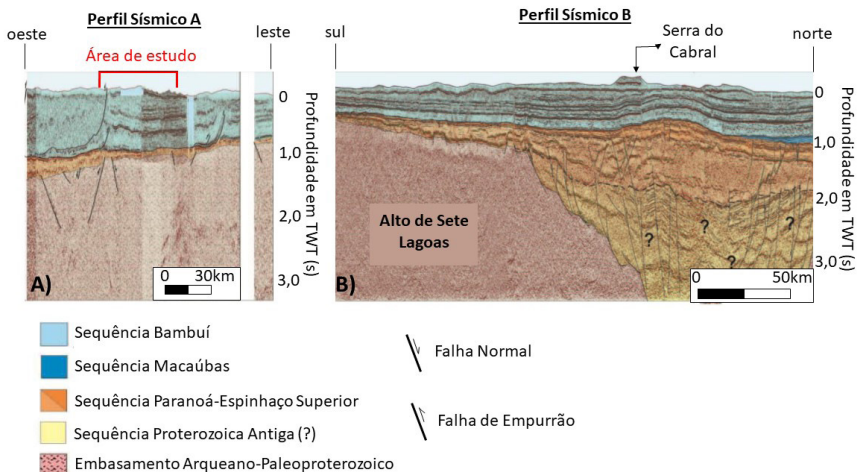


Figura 13 – Seções Sísmicas interpretativa da geologia de subsuperfície para a área de investigação na bacia do São Francisco e que está indicada na Figura 09. (A) Distribuição das principais unidades estratigráficas de direção oeste-leste e que passa dentro da área de investigação e (B) - Aulacógeno de Pirapora à medida que se estende para norte da Bacia São Francisco em subsuperfície e que também é notório na área de investigação. Nas ilustrações, a profundidade é mostrada em tempo de viagem bidirecional (TWT).

Fonte: Modificado de REIS 2018.

De modo geral observa-se pela **FIGURA 13** que as unidades sedimentares sobrepostas ao embasamento arqueano-paleoproterozoico possuem um caimento na região no sentido oeste (para o contexto da Faixa Brasília) e no sentido norte (até o aulacógeno Pirapora), sendo que neste há um declínio acentuado, contribuindo e contextualizando em um aumento da espessura sedimentar da bacia do São Francisco.

### 2.3 Sequencia Paranoá-Espinhaço Superior e Correlatos

A sequência é representada na área estudada por pelo menos três unidades geológicas e descritas nos perfis geológicos de poços profundos de 800 a 2400 metros como grupos que variam entre Canastra, Paranoá e/ou Espinhaço. Na parte sul, a espessura é delgada e atinge em torno de 150 metros, constituído basicamente por calcilititos. Na parte central aparentemente a espessura da sequência aumenta e superior a 150 metros, constituídos por metaconglomerado no topo e metassedimentos sotopostos. Já na parte sul a espessura da megassequencia mantem uma espessura mínima de 500 metros representado por litotipos como arenitos, folhelhos, siltitos e conglomerados.

### 2.4 Sequência Macaúbas

Esta sequência em subsuperfície ocorrem de forma isoladas e foi descrita na área de investigação na parte central da área com espessura em torno de 300 metros e constituídos basicamente por folhelhos e por níveis de calcilititos.

## 2.5 Sequência Bambuí – Formação Sete Lagoas

A unidade de Sete Lagoas da sequência Bambuí ao sul da área investigada mantém sua espessura em torno de 850 metros, constituída por folhelhos e níveis de calcarenitos no topo e por siltitos e níveis de calcilutitos à medida que se estende para base em contato com a sequência sotoposta. Na parte central a unidade apresenta uma espessura aproximada de 400 metros, constituído neste caso por folhelhos e siltitos sendo que no topo apresentam níveis pouco espessos de calcarenito (alguns metros) e na base mais espessos (até duas dezenas de metros). Já na parte norte da área, a unidade mantém uma espessura de aproximadamente 750 metros, constituídos por siltitos com níveis métricos de calcilutitos, calcarenitos e folhelhos.

## 3I CONCEITOS FUNDAMENTAIS DE SISTEMAS PETROLÍFEROS

Define-se como sistema petrolífero o conjunto de elementos e processos geológicos que condicionam a formação das reservas de hidrocarbonetos (MAGOON & DOW 1994 apud REIS 2018). A geração dos hidrocarbonetos é produto da maturação térmica de uma rocha rica em matéria orgânica (rocha geradora), após ser submetida a condições relativamente elevadas de pressão e temperatura durante seu soterramento em bacias sedimentares. Em sequência, é necessária uma configuração geológica específica para que ocorra a migração e a respectiva retenção destes hidrocarbonetos em rochas porosas e permeáveis chamadas reservatórios, que por sua vez, devem ser capeadas por rochas com baixa capacidade de retenção e transmissão de fluidos (selos).

Baseado em trabalhos anteriores, Reis (2018) aponta cinco elementos primordiais para um sistema petrolífero:

1. Rocha geradora: também denominada como “terço fonte”, a alcunha rocha “geradora” refere-se ao estrato sedimentar rico em matéria orgânica e que passa por uma específica história geológica necessária para a formação de hidrocarbonetos.
2. Rocha Reservatório: rochas sedimentares (comumente carbonáticas ou siliciclásticas) com porosidade suficiente para armazenamento dos hidrocarbonetos e permeabilidade suficiente para transmiti-los.
3. Rochas Selantes: consiste nos litotipos de baixíssima porosidade/permeabilidade que impedem a migração dos hidrocarbonetos nas rochas reservatório, promovendo, portanto, a retenção do óleo e gás nas rochas reservatório.
4. Rochas de sobrecarga: Refere-se as rochas suprajacentes ao estrato de rochas geradoras que permitirão, via gradiente geotérmico e de pressão, e temperatura necessárias para a maturação térmica do material orgânico.
5. Armadilhas ou trapas: Espaços dentro da bacia formados por processos tectônicos-estratigráficos onde pode ocorrer acumulação de hidrocarbonetos

Entende-se como principais processos de um sistema petrolífero a dinâmica de **geração-migração-acumulação-preservação** dos hidrocarbonetos (RAJPUT; THAKUR 2016). De forma sucinta, sistemas convencionais consistem na formação de hidrocarbonetos nas rochas geradoras devido à ação da temperatura-tempo na matéria orgânica presente; seguido da migração do material gerado até que se encontre rochas reservatório, onde o acúmulo do óleo e gás torna-se possível graças a presença das rochas selantes que evitam a dispersão do material. O sistema petrolífero então tem que manter estas condições no tempo geológico para que assim se origine as atuais reservas de hidrocarbonetos convencionais que se conhece.

A simplificação dos compartimentos e processos expostos acima, no entanto, não discorre sobre as especificidades de sistemas petrolíferos não convencionais, seus

elementos e processos. Reservatórios de hidrocarbonetos não convencionais apresentam características geológicas específicas e demandam técnicas de exploração alternativa às técnicas clássicas da indústria petrolífera tradicional (convencional). Para tanto, deve-se compreender com mais clareza os fatores de formação dos hidrocarbonetos e as principais diferenças geológicas entre os reservatórios convencionais e as reservas não convencionais.

### 3.1 Condicionantes para a formação dos hidrocarbonetos

A classificação do gás natural como um combustível fóssil passa pelo entendimento deste composto como produto da maturação termal das rochas geradoras e seu conteúdo orgânico.

Uma rocha geradora de hidrocarbonetos é composta pela fração inorgânica mineral, matéria orgânica (querogênios e betume) e espaços vazios (poros). Glorioso e Rattia (2012) abordam num modelo petrofísico cada um dos componentes supracitados:

1. **Matéria Inorgânica Mineral:** Pode ocorrer uma grande variação mineralógica nas rochas produtoras de gás natural. Como as rochas geradoras comumente são de origem sedimentar, materiais como quartzo, argilominerais, carbonatos e feldspatos são os mais recorrentes constituintes inorgânicos de rochas geradoras. No entanto, uma série de outros minerais densos pode estar associada.
2. **Porosidade:** Consiste nos espaços vazios presentes dentro da estrutura da rocha, entre junto aos seus componentes sólidos.
3. **Querogênio:** Trata-se de estruturas complexas de grande peso molecular, normalmente proveniente da mistura de diversos componentes orgânicos e que são insolúveis em solventes orgânicos normais. A fração orgânica passível de ser dissolvida por solventes orgânicos recebe o nome de Betume.

Existem diferentes tipos de querogênios. Juntamente com o grau de maturidade térmica da matéria orgânica, são importantes fatores na definição do potencial para formação de óleo e/ou de gás natural em uma bacia sedimentar, conforme tratado a seguir.

### 3.2 Tipos de querogênios

Rochas geradoras podem ser classificadas conforme diferentes tipos de querogênio, fato este que permite algumas interpretações quanto ao tipo de hidrocarbonetos a ser formado (óleo, gás...), possíveis sistemas deposicionais da matéria orgânica, qualidade do óleo e gás a ser gerado, dentre outras. Isto posto, a avaliação de uma rocha geradora passa pela compreensão do teor de carbono orgânico total (TOC), da maturidade termal do ambiente e da identificação dos seguintes tipos de querogênio (DEMBICKI 2009, GLORIOSO; RATTIA 2012 e REIS 2018):

**Querogênio tipo I:** Tem origem algal e de matéria orgânica amorfa. Apresenta altas razões iniciais de H/C e baixas razões de O/C. Possuem maior propensão a formação de

hidrocarbonetos líquidos (*oil prone*);

**Querogênio tipo II:** Apresenta origem algal, herbácea ou de matéria biogênica autóctone em ambiente redutor. Pode apresentar razões intermediárias de H/C e denota um conteúdo variável de enxofre associado. É propenso a formação de óleo e gás natural.

**Querogênio tipo III:** Oriundo de matérias como madeira e material húmico, este elemento pode originar gás natural e carvão, muitas vezes, simultaneamente (*gas prone*).

**Querogênio tipo IV:** Baixíssima razão H/C devido à intensa degradação da matéria orgânica inicial, resultando em um baixo potencial para a geração de hidrocarbonetos.

O diagrama da **FIGURA 14** aponta a diferença entre os tipos de querogênios em termos de razões de carbono, hidrogênio e oxigênio e a propensão a formação de óleo ou gás. Este diagrama é conhecido como Diagrama de Van Krevelen e é muito utilizado para identificar o tipo de matéria orgânica e estimar, de forma qualitativa, sua respectiva maturação térmica. O eixo das abscissas é delineado pela razão atômica entre o oxigênio e carbono do gerador, ao passo que o eixo das ordenadas é definido pela razão entre seu conteúdo atômico de carbono orgânico e hidrogênio medidos em laboratório.

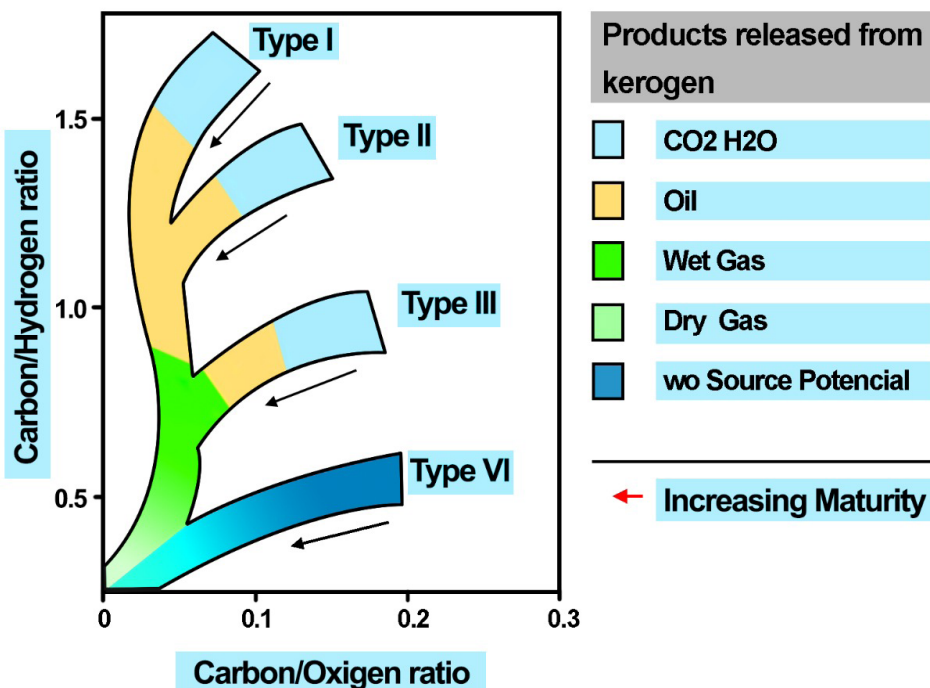


Figura 14 - Diagrama de Van Krevelen modificado que estabelecem o campo de cada tipo de querogênio em termos do teor atômico de hidrogênio, oxigênio e carbono orgânico.

Fonte: Modificado de GLORIOSO; RATTIA 2012.

Em ambientes sedimentares, encontra-se também metano de origem biogênica ou abiogênica (e.g. metano capturado pelo *permafrost*). Estes não devem ser confundidos



com a geração de gases “geológicos” em que se discute nas reservas de hidrocarbonetos não convencionais (ETIOPE 2015). Não obstante, gases biogênicos são componentes importantes em campos de produção de gás natural no mundo inteiro e são parte do sistema geológico. Muitas vezes, é um resultado comum da degradação biológica dos gases termogênicos. Há casos ainda em que gases predominantemente ou exclusivamente biogênicos são econômicos.

Entender que...

Permafrost é um solo que permaneceu congelado (com temperatura igual ou menor que 0°) por no mínimo 2 anos consecutivos (VAN EVERDIGEN 1998).

Com o entendimento da qualidade do querogênio como um fator importante no tipo de hidrocarboneto a ser formado, deve-se considerar também a quantidade de matéria orgânica e a respectiva maturação termal da rocha geradora.

Entende-se que a quantificação do teor de Carbono Orgânico Total (TOC) é um dos indicativos chave para a identificação de uma rocha geradora de hidrocarbonetos. O TOC pode ser mensurado em percentual de peso (wt. %) e a **TABELA 01** mostra uma classificação difundida na literatura sobre a relação entre TOC e a qualidade da rocha geradora.

Qualidade da rocha geradora	TOC (wt. %)*
Pobre	0,0 – 0,5
Média	0,5 – 1,0
Boa	1,0 – 2,0
Muito Boa	2,0 – 4,0
Excelente	>4,0

\* Intervalos retirados de Peters (1986) e Glorioso e Rattia (2012).

Tabela 01: Intervalo de TOC para avaliação qualitativa da rocha geradora

Deve-se, no entanto, estar atento que nem todo conteúdo orgânico da rocha originará os hidrocarbonetos, e sim, a quantidade e a qualidade do **querogênio** que irá influenciar substancialmente nesta questão. Mais especificamente, a quantidade de carbono associado aos hidrogênios destes materiais que ocasionará na formação de gás natural (DEMBICKI 2009).

Entende-se que a quantificação do TOC engloba tanto o querogênio presente como os hidrocarbonetos e a matéria orgânica não correlata ao querogênio (**FIGURA 15**). Rochas com grande quantidade de TOC podem implicar em uma grande presença de hidrocarbonetos. Assim, os teores de TOC são correlacionados com outras análises para construir um entendimento sobre o potencial gerador de hidrocarbonetos de uma formação

rochosa.



Figura 15: Exemplo da distribuição do TOC (adaptado de GLORIOSO; RATTIA 2012).

É amplamente difundido na geologia do petróleo que teores de TOC acima de 1% caracterizam rochas com bom potencial gerador de hidrocarbonetos. Do exposto, a **TABELA 02** ilustra os teores de TOC médio nas geradoras das principais reservas de hidrocarbonetos não convencionais pelo mundo.

Formação	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Vaca Muerta
TOC médio (wt. %)	6,0	5,0	4,0	4,0	2,5 – 3,5

\*Estes teores foram obtidos em Lyle (2009) *apud* Glorioso e Rattia (2012) .

Tabela 02: Teores de TOC médio para as principais reservas de gás não convencional no mundo

### 3.3 Maturidade termal da matéria orgânica

A maturidade termal é definida pelas condições de temperatura-tempo que condicionam a transformação do querogênio em hidrocarbonetos (PETERS; CASSA 2011). Rochas geradoras “imaturas” consistem em litotipos ricos em matéria orgânica que foram submetidas a condições de temperatura-tempo brandas e, portanto, sua matriz preserva conteúdo orgânico compondo a fração sólida, enquanto água e outros fluidos preenchem seus poros. Em rochas “maturas”, por sua vez, uma parte da matriz orgânica passa pela transformação para hidrocarbonetos (óleos e gás) que preenchem parte da porosidade do estrato geológico.

A maturidade termal pode ser definida de várias formas, a exemplo da pirólise, petrografia orgânica e o estudo por biomarcadores. Um método bastante usual para avaliação da maturidade é através da Reflectância da Vitrinita (*Vitrinite reflectance*, Ro). O intervalo de temperatura, os valores de Ro e o índice de alteração termal, podem indicar se uma rocha geradora ainda exhibe potencial para a geração de óleo (*oil window*), gás natural associado com hidrocarbonetos de cadeia longa (*wet gas window*), gás natural seco, composto predominantemente por alcanos de cadeia curtas (*dry gas window*) ou até mesmo os intervalos de supermaturação, onde ocorre a completa degradação dos hidrocarbonetos (**TABELA 03**).

Grau de maturação termal	Vitrinite reflectance (Ro. %)
Imaturo	<0,6
<i>Oil window</i>	0,6 – 1,1
<i>Wet gas window</i>	1,1 – 1,4
<i>Dry gas window</i>	1,4 – 3,2
Degradação completa dos hidrocarbonetos	>3,2

\*Intervalos retirados de Glorioso e Rattia (2012).

Tabela 03: Intervalo de maturação termal em termos de Reflectância da Vitrinita

Outros índices podem ser avaliados para a interpretação da maturação termal de uma rocha geradora, a exemplo do índice de alteração termal (TAI), nível de metamorfismo orgânico (LOM), cromatografia de gases, dentre outros (GLORIOSO; RATTIA 2012 e PETERS; CASSA 2011).

Avaliar a maturidade termal, o TOC e o tipo de querogênio são algumas das premissas básicas para se avaliar a capacidade da rocha geradora em produzir hidrocarbonetos. Adicionalmente, é necessário avaliar os outros componentes geológicos de um sistema petrolífero em concomitância com as especificações de porosidade e permeabilidade do termo fonte. Neste ponto é que se baseia as principais diferenças entre reservatórios convencionais e os não convencionais de gás natural.

### 3.4 Gas natural e sistemas petrolíferos convencionais e não convencionais

Como visto nas sessões anteriores, o gás natural é um combustível fóssil, isto é, advém da maturação da matéria orgânica em eventos geológicos, tendo uma composição majoritária de hidrocarbonetos como metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) e seus respectivos isômeros (REIS 2018). Ressalta-se que o termo “gás convencional” e “gás não convencional” não está atrelado a diferença composicional do fluido em si, mas trata-se das condições geológicas de formação de cada reservatório e de suas respectivas técnicas aplicadas para a exploração da commodities (ROSS; DARBY 2013).

Entender que...

Isômeros são moléculas que têm a mesma fórmula molecular, mas se diferem nos arranjos de ligação de átomos ou orientação dos átomos no espaço (DERUITER 2005).

As reservas de gás natural **convencional** podem ser compreendidas como hidrocarbonetos contidos em rochas de alta porosidade/permeabilidade. Seu processo de geração, migração e acumulação segue os mesmos princípios descritos na seção anterior e suas acumulações podem ser extraída através de poços verticais, muitas vezes, sem a necessidade de técnicas de estimulação

Os ambientes de gás natural **não convencional**, por sua vez, tem suas rochas reservatórios como litotipos metassedimentares ricos em matéria orgânica e que

**apresentam baixa permeabilidade** associada, os quais, quando submetidos a regimes termo-barométricos específicos, suscitam a maturação do respectivo conteúdo orgânico, podendo originar um reservatório não convencional de hidrocarbonetos (BOYER et al. 2011). Em suma, nas reservas não convencionais as rochas geradoras muitas vezes são as mesmas que atuarão como rochas reservatório, devido a sua baixa permeabilidade. Os sistemas petrolíferos como um todo também têm características próprias, com processos diferentes de migração, retenção e, eventualmente, geradoras com maturidades térmicas não-usuais.

A diferença de permeabilidade entre os reservatórios convencionais e não convencionais condicionam as diferenças entre os respectivos procedimentos para a exploração do gás natural. A permeabilidade da rocha afere a facilidade de fluxo (migração) dos hidrocarbonetos dentro dos poros. Portanto, um litotipo de alta permeabilidade possibilita a extração dos hidrocarbonetos por métodos convencionais, enquanto reservatórios de baixa ou baixíssima permeabilidade demandam processos “não convencionais” para induzir um aumento da conectividade entre os poros, assim, torna-se viável a exploração do gás (**FIGURA 15**).

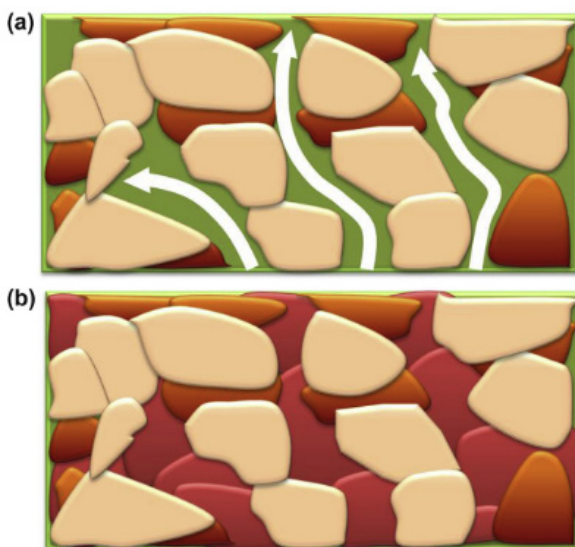


Figura 16: Permeabilidade entre reservatórios convencionais e não convencionais. (a) típica permeabilidade de reservatórios convencionais; (b) típica permeabilidade de reservatórios não convencionais.

Fonte: RAJPUT; THAKUR 2016.

O aumento artificial desta permeabilidade, muitas vezes, é realizado através do procedimento denominado “Fraturamento hidráulico de múltiplos estágios”, popularmente conhecido como *fracking*. A **Figura 17** mostra os intervalos de permeabilidade, em mDarcy (mD), onde demanda-se a aplicação do fraturamento hidráulico para a produção sustentável de gás natural em reservatórios não convencionais.

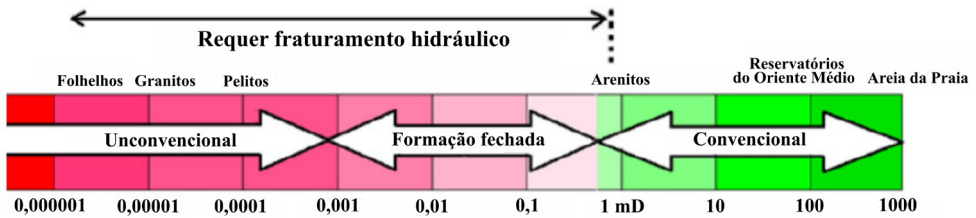


Figura 17: Intervalo de permeabilidade em milidarcies (mD) onde é necessário a aplicação do fraturamento hidráulico

Fonte: Adaptado de KING 2012)

Entender que...

Milidarcy (mD) é uma unidade comumente aplicada para avaliar a permeabilidade de rochas. 1 Darcy (D) indica uma permeabilidade extremamente alta, portanto rochas são mensuradas em milidarcy (1D = 1000mD). A permeabilidade em milidarcy são fortes indícios da capacidade da rocha em atuar como trapas/selos ou reservatórios (QUDDUS 2021).

Comumente, todos os hidrocarbonetos não convencionais recebem a alcunha popular de “*shale gas*” ou “gás de folhelho”. No entanto, é importante ressaltar que nem todo gás natural de sistemas petrolíferos e reservatórios não convencionais pode ser tratado tecnicamente como recursos do tipo “*shale gas*”. Há diferentes tipos de acumulações de gás, a exemplo dos “*Coal-bed Methane Gas*”, “*Tight Gas*”, “*Gas Hydrates*” e o próprio “*Shale Gas*”, cada qual com suas respectivas características geológicas.

Estes reservatórios se diferem em seu contexto geológico, método de exploração e na própria natureza dos hidrocarbonetos extraídos. Em uma avaliação geral, o gás natural de reservatórios não convencionais tende a apresentar uma qualidade diferenciada e uma menor quantidade outros elementos potencialmente poluentes (ISLAM 2014). A **Figura 18** mostra a relação das reservas mundiais de hidrocarbonetos e em quais tipos de reservatório elas se concentram. Nota-se que o gás natural está predominantemente alocado em reservas não convencionais.

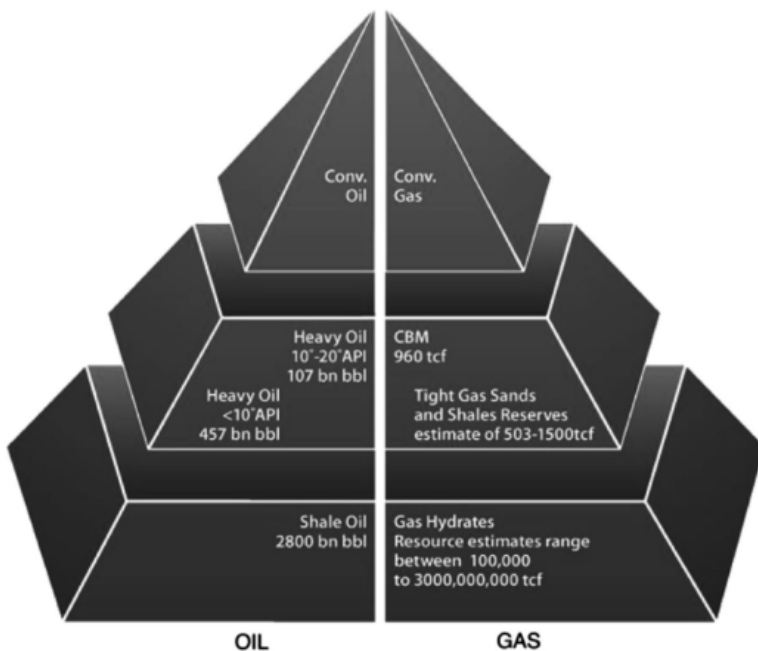


Figura 19: Estimativas dos recursos mundiais de óleo e gás em 2010.

Fonte: ISLAM 2014.

A facilidade de desenvolvimento das reservas, o relativo baixo custo operacional (não se aplica a todos os casos) e a alta longevidade dos reservatórios convencionais aferem a estes recursos uma grande valoração econômica. No entanto, a crescente demanda internacional por gás natural tem fomentado o maior desenvolvimento e tecnologia aplicada aos diferentes tipos de reservatórios não convencionais.

### 3.5 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo *gas hydrates*

O *gas hydrates*, também conhecidos como reservatórios de hidratos de gás submarinos, são compostos cristalinos onde as moléculas de água retêm as partículas de hidrocarbonetos e gás carbônico em sua estrutura (CLENELL 2001). Esta estrutura análoga ao gelo é encontrada nas margens continentais em sedimentos submarinos e que, sob as condições físico-químicas e barométricas submarinas, torna-se capaz de se manter sólida até em temperaturas positivas (CLENELL 2001 e SOLIMAN; HAMED; YASSIN 2015).

Reservatórios do tipo *gas hydrates* não se limita as margens continentais, grandes depósitos já foram identificados em áreas de *permafrost* e nas zonas polares, isto porque a preservação dos hidratos de gás demanda ambientes de alta pressão e baixa temperatura (RAJPUT; THAKUR 2016). Hoje os depósitos do tipo *gas hydrates* são tidos como os maiores reservatórios de gás do mundo, sendo que dentre os principais gases que podem se acumular dentro dos sítios dos hidratos destacam-se  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{iC}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,

SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> (ISLAM 2014 e SOLIMAN; HAMED; YASSIN 2015). A **FIGURA 20** ilustra a ampla distribuição dos reservatórios de *gas hydrates* ao redor do planeta. Não obstante as várias ocorrências de hidratos de gás pelo mundo, a exploração deste tipo de reserva ainda é pouco explorada, pois ainda há um considerável desafio tecnológico a ser superado para adaptar as nuances de cada depósito.

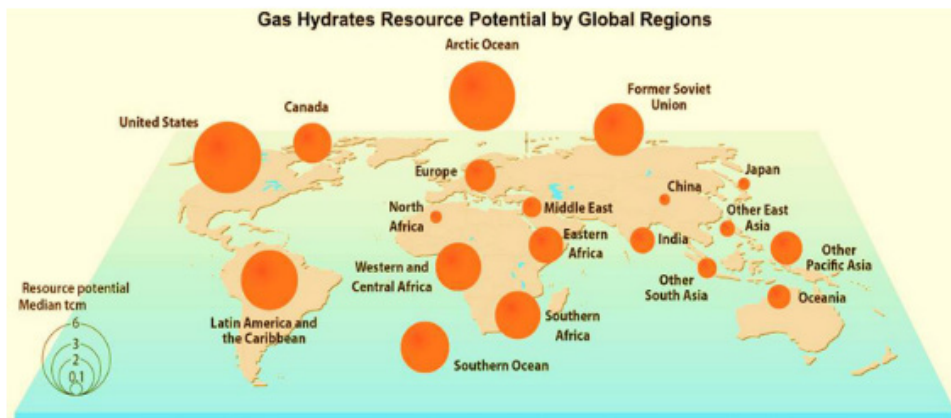


Figura 20: Acumulação das reservas de hidrato de metano no mundo.

Fonte: JOHNSON 2011 apud (RAJPUT; THAKUR 2016).

### 3.6 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo *Coal-Bed Methane*

As reservas de hidrocarbonetos não convencionais do tipo “*Coal-Bed Methane*” (CBM), também denominados como “*Coal Seam*”, consiste no gás natural armazenado e adsorvido em camadas de carvão em grandes profundidades. A formação do *Coal Seam* é originária na deposição e soterramento de uma grande quantia de matéria orgânica em ambiente anóxico. Neste processo de soterramento, primeiramente é formado o metano biogênico advindo do metabolismo bacteriano, seguidos pela formação de gás pela quebra das ligações de carbono e, por fim, a quebra do próprio carvão betuminoso que origina o metano termogênico (SOLIMAN; HAMED; YASSIN 2015).

Entender que...

Ambiente anóxico se trata de um ambiente que não contém oxigênio disponível (VANLOON 2017).

A quebra do conteúdo orgânico e a subsequente geração do gás, ocorre pelos processos de maturação termal provenientes das condições de soterramento. Os hidrocarbonetos ali formados são retidos nos poros da camada de carvão pela própria pressão das águas subterrâneas. A exploração destes depósitos muitas das vezes não demanda o uso do fraturamento hidráulico, podem ser realizados através de um furo de exploração convencional conjugado com o rebaixamento do lençol freático, por isto a produção de hidrocarbonetos advindos do CBM está comumente associada a uma alta

produção de água (ROSS; DARBY 2013). Por se tratar de depósitos relativamente mais rasos, as reservas de CBM costumam ser tecnicamente mais simples e menos onerosas de se explorar, quando comparadas com o gás convencional.

### 3.7 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo *Shale Gas*

Os reservatórios do tipo *shale gas* referem-se a hidrocarbonetos produzidos a partir de folhelhos negros (carbonáticos ou não) com alto teor de matéria orgânica associada. Estima-se que as reservas de *shale gas* detêm aproximadamente 32% do gás natural. A distinção entre reservas convencionais ou do tipo *shale* é turva, podendo ser adotados diferentes critérios econômicos, geológicos ou tecnológicos para sua classificação (SOLIMAN; HAMED; YASSIN 2015). Ainda assim, compreende-se que o *shale gas* são advindos de folhelhos de baixíssima permeabilidade, ricos em matéria orgânica e depositados em ambiente anóxicos, como sistemas marinhos e lacustres (RAJPUT; THAKUR 2016).

Folhelhos correspondem a rochas sedimentares abundantes na crosta terrestres, laminadas, com granulometria fina e mineralogia variando em teores quartzo, argilas e carbonatos. Especificamente, os folhelhos negros, conhecidos por serem geradores (*black, organic-rich shales*), são formados em ambientes com alta deposição de matéria orgânica de origem terrígena (plantas, árvores, plantas) e de origem pelágica, que quando sedimentados em condições anóxicas, a ineficiência da atividade bacteriana anaeróbica possibilita a preservação da biomassa e a subsequente transformação em rochas geradoras (ZOU et al. 2013 e RAJPUT; THAKUR 2016). Nas rochas geradoras e, ao mesmo tempo, reservatórios do *shale gas*, os teores de TOC variam entre 3% a 15% e a ocorrência de piritas e sideritas é comum (ZOU et al. 2013 e SOLIMAN; HAMED; YASSIN 2015). Em geral, reservatórios do tipo *shale gas* que produzem economicamente ocorrem em profundidades que podem chegar até a 2 km em relação a superfície (ROSS; DARBY 2013).

### 3.8 Hidrocarbonetos não convencionais – Tipo *Tight Gas*

Os reservatórios do tipo *tight gas* referem-se a hidrocarbonetos retidos em arenitos (*tight sandstones*) e rochas carbonáticas (*tight carbonates*) com porosidades e permeabilidades baixas a extremamente baixas. Normalmente, estes reservatórios possuem uma grande continuidade lateral, com extensões mais concentradas nas porções centrais das bacias sedimentares e só apresentam viabilidade econômica através de perfurações horizontais e do fraturamento hidráulico horizontal multidirecional (ZOU et al., 2013). Como será discutido mais adiante, as reservas de gás não convencional na bacia do São Francisco são classificadas como *tight gas*.

Os reservatórios do tipo *tight gas*, também denominados gases de formação fechada, são caracterizados por apresentarem permeabilidades menores que 1 mD (RAJPUT; THAKUR 2016; ROSS; DARBY 2013). Não há um critério padronizado para classificar um reservatório do tipo *tight gas* e, normalmente, conjuga-se parâmetros como porosidade, permeabilidade, saturação de água e na formação rochosa (TABELA 04). Em



alguns casos, a indústria de óleo e gás adota como *tight gas* qualquer reservatório que não apresente volumes de produção economicamente viável naturalmente, sendo necessário a aplicação de técnicas avançadas para a estimulação e recuperação dos hidrocarbonetos presentes (RAJPUT; THAKUR 2016).

Propriedades distintivas	Características dos reservatórios <i>Tight Gas</i> *
Composição da rocha reservatório	Médio a alto conteúdo de feldspatos em sua matriz.
Tipo de porosidade	Predomínio da porosidade secundária
Conectividade entre poros	Sinuosos e deficientes
Porosidade (%)	3 até 12
Permeabilidade	$0,1 \times 10^{-3}$ mm
Saturação em água (%)	45 a 70
Densidade da rocha (g cm <sup>-3</sup> )	2,65 até 2,74
Pressão capilar	Média a alta
Pressão no reservatório	Alta pressão das rochas de sobrecarga
Recuperação <i>in situ</i> (%)	15 a 50

\*As informações desta coluna foram retiradas de Zou et al. (2013).

Tabela 04: Propriedades típicas de um reservatório do tipo *Tight gas*

O limiar entre reservatórios do tipo *shale gas* e o *tight gas* varia de acordo com a literatura. Normalmente os tipos de rochas geradoras, a permeabilidade de cada reservatório e os tipos de hidrocarbonetos produzidos (e.g. *wet gas*, *dry gas*) são utilizados para tal distinção. Em linhas gerais, um reservatório do tipo *Tight gas* apresenta características de porosidade e permeabilidade intermediárias, quando comparado ao *shale gas* e as reservas de gás convencionais (**FIGURA 16**)

Diferentes tipos de reservas de gás natural podem ocorrer de forma simultânea. A **FIGURA 20** ilustra os principais tipos de depósitos de hidrocarbonetos não convencionais.

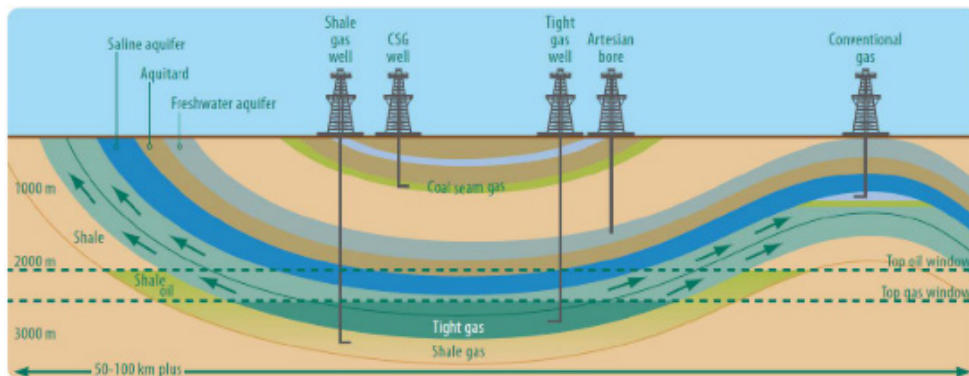


Figura 21: Diferentes ocorrências de depósitos do tipo shale gas, tight gas, Coal Seam e as reservas convencionais de gás natural.

Fonte: ROSS; DARBY 2013.

### 3.9 Método de Exploração – Fraturamento Hidráulico

O grande desafio da exploração de reservatórios como *tight gas* e *shale gas* é a baixa permeabilidade das rochas geradoras/rochas reservatórios ali presente. Esta característica atua como uma barreira natural que retém os hidrocarbonetos produzidos nos poros das rochas sedimentares, impossibilitando que uma perfuração convencional seja capaz de extrair o material de interesse. Assim, torna-se necessário criar caminhos para que o óleo e gás aprisionados na rocha possam fluir. Neste contexto emerge a técnica de se fraturar os reservatórios rochosos em profundidade para que estas reservas se tornem economicamente viáveis. Afinal, uma vez que este material é fraturado, boa parte do óleo e gás ali presentes passa a fluir pelos espaços vazios induzidos, permitindo assim a extração dos hidrocarbonetos.

O principal método utilizado para o desenvolvimento de recursos petrolíferos não convencionais pode ser descrito, sucintamente, como a perfuração de rochas geradoras e/ou reservatórios de baixíssima permeabilidade, por intermédio de poços de longo trecho horizontal, associado à realização de fraturamentos hidráulicos múltiplos com espaçamentos projetados (CTMA/PROMINP 2016). A técnica mencionada ficou mundialmente conhecida como *fracking*.

Para uma compreensão geral sobre a técnica do *fracking* pode-se dividir o processo nos seguintes estágios, de acordo com a United Kingdom Onshore Oil (2020):

#### 3.10 Preparação

O estágio da preparação é fundamental para um fraturamento hidráulico bem-sucedido. Esta primeira etapa envolve todas as operações prévias necessárias para a programação de um poço de exploração. Neste momento é necessária a criação de rotas para o maquinário que será utilizado, o posicionamento dos reservatórios de tratamento de fluido, bem como a instauração de todo o aparato necessário para o início da operação.

Já se devem tomar providências preventivas aos impactos ambientais ainda no estágio de preparação. Para tanto, deve-se atentar para um planejamento pré-operacional que aperfeiçoe as rotas de acesso, desmate a menor área superficial possível e que crie um sistema de drenagens que lide com os possíveis derramamentos (*spills*) dos tanques de tratamento, protegendo assim o solo e os recursos hídricos de possíveis contaminações. Concomitantemente, um extenso trabalho de *baselines* deve ser levantado para que seja possível caracterizar os recursos hídricos, solos, sedimentos e biodiversidade para monitorar possíveis adversidades que possam surgir após a prática efetiva do *fracking*.

### 3.11 Perfuração

A perfuração do poço de exploração pode ser segmentada em dois estágios: o momento da perfuração vertical e uma subsequente perfuração no sentido horizontal. Num primeiro momento, a perfuração vertical se estende até ultrapassar a profundidade dos aquíferos (que varia de acordo com o contexto geológico de cada local). Em seguida ocorre a cimentação do espaço entre o revestimento do poço e a parede do furo, gerando assim uma camada selante que impede eventuais escapes de fluidos do poço em direção aos recursos hídricos. Por fim, continua-se a perfuração do poço e sua subsequente cimentação até que o furo atinja as rochas geradoras, ou seja, os reservatórios naturais de gás não convencional.

Uma vez atingido os reservatórios de gás natural não convencional, dá-se início ao processo de perfuração horizontal (um processo característico da exploração dos hidrocarbonetos **não convencionais**). Estes furos horizontais são realizados em múltiplas direções, têm extensões quilométricas e eles também são cimentados quando atingem as distâncias planejadas para evitar a fuga dos fluidos da operação.

Vale ressaltar que o modelo de poços revestidos e cimentados (*plug-and-perforate*), exemplificados acima, é uma das várias formas que se tem ao estabelecer um furo de exploração de gás não convencional. Alguns locais não há a necessidade do revestimento e em outros adota-se o modelo de poços abertos. O tipo de poço utilizado vai depender principalmente das características geológicas e ambientais de cada reservatório.

### 3.12 Completação dos poços de exploração (Well Completion)

O estágio de completação do poço aborda justamente o período entre o término do processo de perfuração até o momento em que aquele empreendimento passa a produzir, de fato, o óleo e o gás. Em reservatórios de hidrocarbonetos não convencionais, o processo de completação é vinculado à criação de conexões entre o poço de exploração e a rocha geradora.

Uma vez que a perfuração horizontal é estabelecida, torna-se necessário a criação de uma série de furos entre o revestimento e o cimento ao longo do trecho horizontal do poço de exploração (**canhoneio** do poço de exploração). Este processo permite o contato direto entre o poço e o reservatório de gás e viabilizando os subsequentes processos do fraturamento hidráulico e produção (RODRIGUES; DE AZEVEDO; ALFARO 2013). Com os

poços de exploração devidamente canhoneados, torna-se possível prosseguir para a etapa de fraturamento hidráulico da rocha (*fracking*).

O fraturamento hidráulico nas rochas geradoras se dá mediante um processo sequencial que consiste, primeiramente, em proceder-se à injeção de fluidos específicos (*fracking fluids*) em alta pressão pelo poço de exploração. Devido às conexões criadas no canhoneio dos poços, o fluido de estimulação atinge os reservatórios de gás com muita pressão para que se induza a formação de fraturas (intensificação da porosidade secundária), aumentando assim a permeabilidade local e permitindo a migração dos hidrocarbonetos pelo poço de exploração. Em sequência, o fluido injetado é bombeado de volta pelo furo do poço (*flow-back fluids*) carreando os fluidos de interesse. Por fim, o fluido resultante é armazenado em reservatórios superficiais onde será tratado para futura reutilização ou reinjetado em poços de descarte (HIRATA 2014, JACKSON et al. 2013 e JOHNSON; JOHNSON 2012). Compreender a composição química dos fluidos atrelados ao *fracking* é primordial para entender os possíveis impactos ambientais desta técnica.

Os *fracking fluids* possuem alta variedade composicional, ressaltando-se a presença de grande quantidade de água, gases ( $N_2$ ,  $CO_2$ , Gás Liquefeito de Petróleo - GLP), emulsificantes, ácidos, ajustadores de viscosidade, polímeros, inseticidas, surfactantes, floculadores e propantes (areias e materiais similares com o intuito de manter as fraturas induzidas abertas) (HIRATA 2014, JACKSON et al. 2013 e JOHNSON; JOHNSON 2012). Estas grandes variedades de componentes químicos podem aferir ao fluido certa toxicidade, daí a importância de assegurar que todas as devidas providências foram tomadas para impedir o contato direto destes com os recursos hídricos subterrâneos.

Os fluidos de retorno (*flow-back fluids*) apresentam uma composição resultante das características iniciais dos *fracking fluids* somado as reações ocorridas entre líquido-rochas do reservatório. O fluido de retorno irá carrear consigo boa parte da carga orgânica e inorgânica contida no termo fonte, fazendo com que o composto final seja uma substância altamente salina, rica em radionuclídeos, sólidos dissolvidos e suspensos, bem como metais potencialmente tóxicos ao meio ambiente (JACKSON et al. 2013).

O sequenciamento processual do fraturamento hidráulico está sujeito a eventualidades, podendo gerar influxos (*inputs*) de contaminantes para a natureza. Estes *inputs* variam desde a migração do gás natural por vias indesejáveis até o contato direto dos fluidos de fraturamento com os recursos hídricos.

Do exposto, o mundo hoje busca aprimorar a tecnologia do fraturamento hidráulico visando uma melhor harmonia entre a operacionalidade e otimização do processo e os passivos ambientais atrelados ao método de exploração. O grande desafio é evitar possíveis rotas de contaminação dos fluidos do *fracking* para o solo e para os recursos hídricos.

### 3.13 Produção

Uma vez que o fraturamento hidráulico é realizado, torna-se possível bombear o óleo e gás do reservatório de baixa permeabilidade. Este é o período em que o poço de

exploração passa a ser rentável para o empreendedor. Cerca de 25% a 75% do fluido de retorno podem ser processados em tanques de tratamento e reutilizados para um novo fraturamento hidráulico. A United Kingdom Onshore Oil and Gas prevê a seguinte cronologia para um típico processo de exploração do gás não convencional:

- Algumas semanas a um mês para realização do estágio de preparação do terreno para instaurar o poço de exploração;
- Oito a doze semanas para a perfuração vertical e horizontal dos poços de exploração;
- Um a três meses para os processos de completação do poço e um a sete dias para o processo de fraturamento hidráulico;

O total destes procedimentos pode resultar em poços de exploração com vida útil que podem chegar de vinte a quarenta anos de rendimento para a exploração do óleo e do gás natural. Ou seja, a exploração do óleo e gás não convencional pode ser implementado em um curto intervalo de tempo e pode ter significativa longevidade, sendo, portanto, uma técnica extremamente interessante do ponto de vista econômico.

### **3.14 Fechamento do poço**

Uma vez que o poço de exploração deixa de ser economicamente produtivo, o furo é devidamente selado e carece de um frequente monitoramento para assegurar que as condições do poço estejam devidamente adequadas para evitar possíveis rotas de escape do gás para a atmosfera, solos e recursos hídricos.

## 4I SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA GEOLÓGICA DO SÃO FRANCISCO

Um país com dimensões continentais e história geológica complexa como o Brasil, apresenta diferentes reservas potenciais para óleo e gás não convencional bem distribuídas ao longo do seu território (**FIGURA 22**):

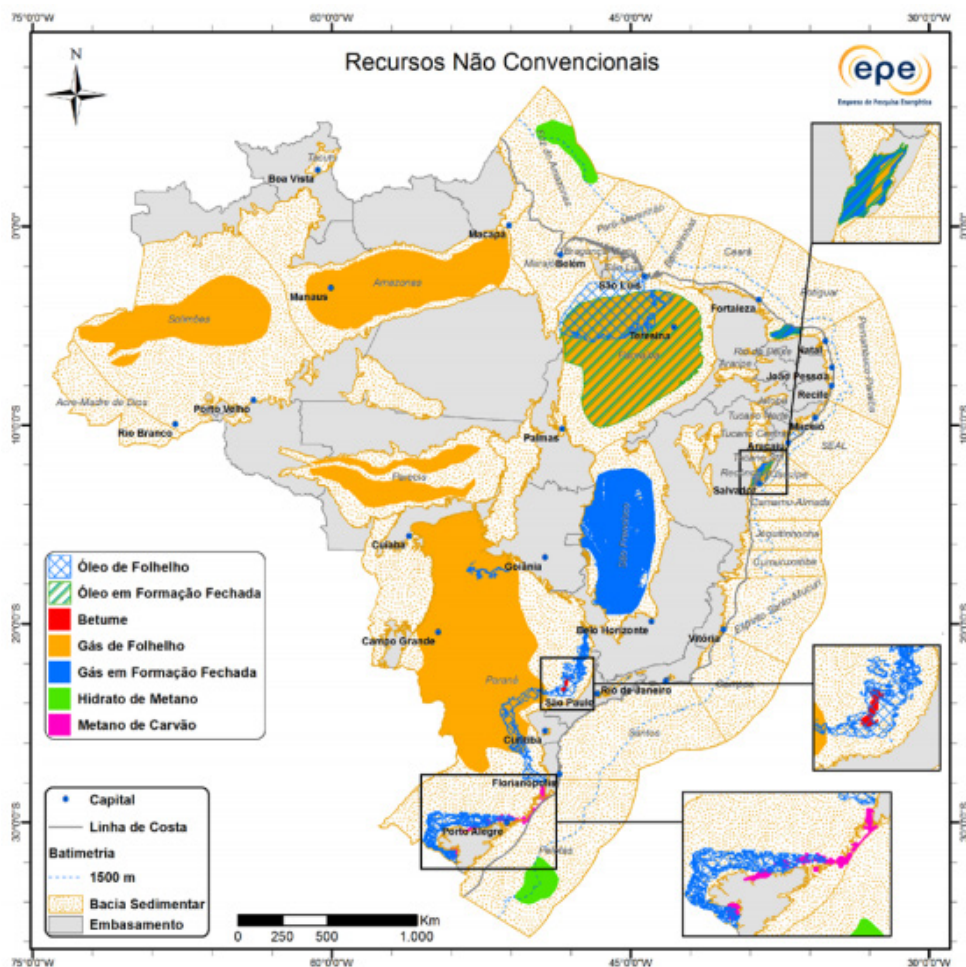


Figura 22: Distribuição das principais reservas não convencionais on shore brasileiras. O gás de folhelho, gás em formação fechada e metano de carvão indicam as reservas de shale gas, tight gas e coal bed methane, respectivamente.

Fonte: CTMA/ PROMINP 2016 apud EPE 2015.

Nota-se que boa parte da extensão da bacia do São Francisco é identificado a presença de reservas do tipo *tight gas*, principalmente na porção mineira do território. Trata-se de uma das principais bacias terrestres onde as potenciais zonas produtoras

são associadas a elementos e processos de idade pré-cambriana no Brasil e no mundo (CRAIG et al. 2009). A **FIGURA 23** mostra as principais reservas potenciais e provadas de hidrocarbonetos não convencionais em ambientes proterozoicos.

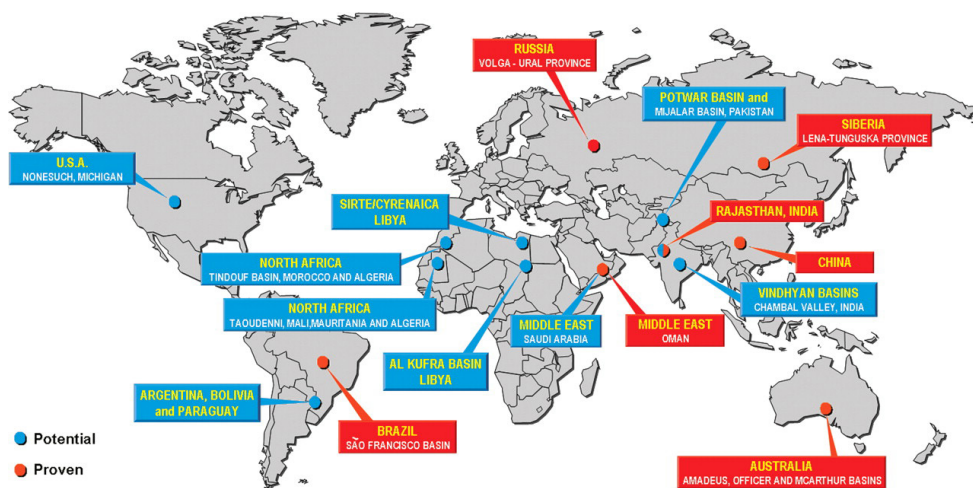


Figura 23: As localizações em vermelho afirmam as reservas provadas enquanto as reservas em azul indicam as reservas em potencial. Nota-se que a bacia do São Francisco é considerada uma reserva provada.

Fonte: CRAIG et al. 2009.

A bacia sanfranciscana é ressaltada como uma reserva de alto interesse para a pesquisa em hidrocarbonetos não convencionais (e.g. AUGUSTO 2005, CRAIG et al. 2009, DIGNART 2013 e REIS 2018). Isto abre margem para diversas frentes de pesquisa visando a viabilidade econômica, regulação e o desenvolvimento ambientalmente sustentável da indústria na região. Cabe-se, no entanto, entender que a compreensão de um sistema petrolífero proterozoico pode ser relativamente mais complexo e específico que as reservas geologicamente mais recentes (CRAIG et al. 2009).

A consolidação do entendimento dos sistemas petrolíferos proterozoicos como potenciais reservas de óleo e gás, possibilitou a indústria petrolífera ampliar suas fontes de exploração. Assim, depósitos marinhos de grande profundidade e reservas não convencionais mais antigas hoje são alvos de pesquisa por engenheiros e geólogos em diferentes contextos (CRAIG et al. 2009). Os sistemas proterozoicos diferem-se dos sistemas fanerozoicos por apresentarem majoritariamente um conteúdo orgânico originário de atividades bacterianas e algais, além terem passado por uma história geológica mais longa (formação de rocha fonte-reservatório e processos de maturação-migração). É importante ressaltar que nem todo sistema pré-cambriano é necessariamente não convencional. Muitos sistemas pré-cambrianos apresentam rochas geradoras neoproterozoicas e rochas reservatório fanerozoicas (CRAIG J et al. 2013 e CRAIG et al. 2009). A formação de



tais rochas geradoras é comumente associada a períodos subsequentes as glaciações extremas que atingiram o planeta há 700-500 milhões de anos. Aparentemente, sua deposição ocorreu em resposta ao aumento da temperatura, elevação do nível estático e maior abundância da atividade biológica que seguiram tais eventos climáticos extremos (CRAIG; JONATHAN et al. 2009).

O sistema petrolífero da bacia do São Francisco se destaca por ser quase em sua totalidade composto por elementos e processos proterozoicos. Considera-se que o pico de máxima geração de gás natural é correlato a períodos simultâneos a imediatamente após ao evento brasileiro. Neste momento, o Bambuí e as sequências subjacentes atingiram condições suficientes de soterramento e pressão para a geração e migração de hidrocarbonetos (REI 2018).

Os elementos e processos pertinentes ao sistema petrolífero do São Francisco são descritos a seguir, conforme Reis (2018).

#### 4.1 Rochas geradoras

Potenciais rochas geradoras foram identificadas em três intervalos estratigráficos distintos:

- 1- Folhelhos marinhos radioativos e localmente carbonáticos do topo da Sequência Paranoá-Espinhaço Superior - que exibem conteúdo orgânico superior a 1%.
- 2- Rochas siliciclásticas finas da Sequência Macaúbas com TOC de até 15,6% a oeste da bacia (MARTINS-NETO 2009 apud REIS 2018).
- 3- Rochas na porção basal da Sequência Bambuí, que correspondem a lamitos e lamitos carbonáticos da Formação Sete Lagoas e exibem ca. 3,5% de TOC (REIS & ALKMIM 2015, REIS & SUSS 2016 apud REIS 2018). A Formação Lagoa do Jacaré também apresenta intervalos geradores potenciais.

A FIGURA 24 coloca os teores de COT **máximos** da bacia do São Francisco em perspectiva junto a outros TOC **médios** geradores conhecidos no mundo. A ideia é mostrar que os teores máximos do sistema petrolífero do São Francisco podem atingir teores de TOC a níveis atrativos para a exploração de hidrocarbonetos (**FIGURA 24**).



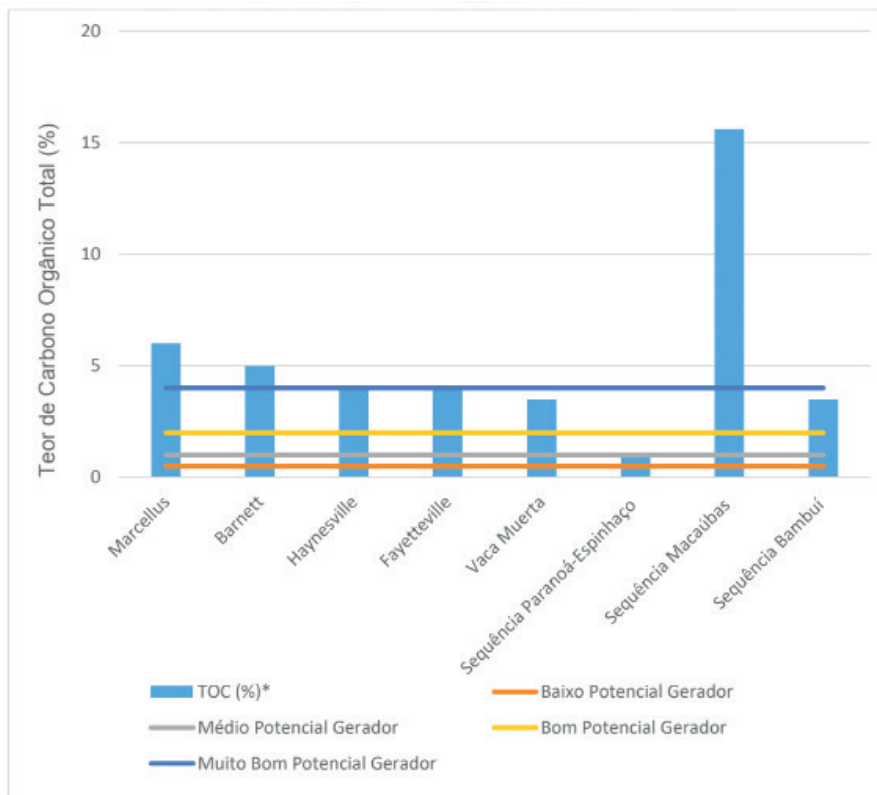


Figura 24: Teores de carbono orgânico total *médio* nas principais reservas de hidrocarbonetos não convencionais e TOC máximo obtido no sistema petrolífero do São Francisco. \*Carbono orgânico total em percentual.

A Sequência Paranoá-Espinhaço são folhelhos negros com teores de TOC interessantes para geração de hidrocarbonetos. A sequência neoproterozoica Macaúbas também contém teores mais expressivos de TOC, presumivelmente advindos de elementos bióticos de baixa complexidade (como cianobactérias e algas). O registro do grupo Bambuí segue um período pós-glaciação e com folhelhos de teor orgânico possivelmente associados a vidas mais complexas que o grupo Macaúbas. Todas as geradoras conhecidas carecem de mais estudos para compreender o estágio de maturação termal da bacia. Estudos de quimioestratigrafia da bacia do São Francisco têm sido coordenados no intuito de obter um maior entendimento sobre a origem do material orgânico ali presente (CAETANO-FILHO *et al.* 2019).

## 4.2 Rochas Reservatórios, Armadilhas e Selos

A história geológica da bacia do SF detém três tipos de potenciais reservatórios de gás natural (e.g., TOLEDO *et al.* 1998, FUGITA & CLARK F° 2001, TONIETTO 2011, REIS *et al.* 2013b, DIGNART 2013 apud REIS 2018):

- i) arenitos mesoproterozoicos da Sequência Paranoá-Espinhaço Superior
- ii) rochas carbonáticas ediacaranas da Sequência Bambuí
- iii) rochas siliciclásticas finas fraturadas da Sequência Bambuí

A porosidade e permeabilidade destes reservatórios são extremamente baixas e de natureza secundária, sendo forte indícios de processos termais avançados e de soterramento severo. Os três tipos de reservatórios produziram gás natural isoladamente ou em conjunto durante testes de formação realizados em múltiplos poços na bacia.

Armadilhas e Selos - Dois tipos de trapas desempenham importante papel no sistema petrolífero proterozoico e geralmente ocorrem nas porções sul e norte da bacia.

- a- Trapas estratigráficas – ocorrem nas porções sul e norte da bacia, sobretudo, relacionadas ao afinamento das sucessões sedimentares proterozoicas em direção às margens do Aulacógeno Pirapora e junto aos altos de Sete Lagoas e Januária.
- b- Trapas estruturais - associam-se a corredores transcorrentes de deformação, dobras associadas a falhas cegas e zonas em duplex nas porções externas dos cinturões de antepaís das faixas Brasília e Araçuaí.

Entender que...

Falhas cegas ocorrem quando falhas de cavalgamento não se rompem totalmente até a superfície, não havendo evidências das mesmas no solo, pois está “enterrada” sob camadas superiores de rocha da crosta (USGS 2021).

Junto às trapas estratigráficas e estruturais, pelitos e rochas siliciclásticas finas não fraturadas da porção basal/intermediária da Sequência Bambuí correspondem aos principais selos identificados ao longo da Bacia do São Francisco (e.g., FUGITA & CLARK F° 2001, REIS et al. 2013b apud REIS 2018).

### **4.3 Contexto geopolítico do gás natural na bacia do São Francisco**

A pesquisa por gás natural na bacia do São Francisco pode ser segmentada em dois grandes momentos. O primeiro período entre as décadas de 60 a 90, foram marcados por investimentos capitaneado pelo setor público (CPRM, CODEMIG e Petrobras), focando em levantamentos aerogeofísicos e mapeamento geológico no local. Uma segunda fase exploratória é marcada pela queda do monopólio da exploração de hidrocarbonetos no Brasil, onde esforços da união e da iniciativa privada culminaram em 37 poços de exploração profundos e uma varredura de 21.000 Km de sísmica 2D (REIS 2018). Destaca-se como as principais empresas atuantes os trabalhos da Petra Energia S.A., Imetame Energia Ltda., Cemes Petróleo S.A., fora os trabalhos já encerrados da Shell e da própria Petrobras.

Entre o período de 2009 a 2014, 21 dos 30 blocos de exploração sob concessão no São Francisco apresentaram sinais positivos da presença de gás natural. O interesse econômico em se investir na região, no entanto, encontrou como obstáculo a incerteza

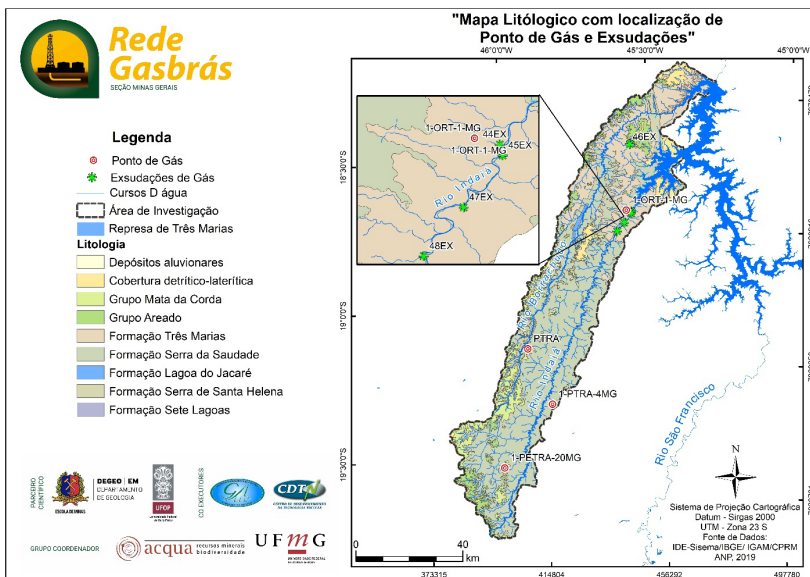
jurídica e regulatória sobre a aplicação do fraturamento hidráulico em território brasileiro. O ministério público entrou com uma ação alegando a falta de estudos que comprovem a sustentabilidade do *fracking* frente aos potenciais impactos deletérios ao meio ambiente e a saúde humana. Assim, hoje a exploração do gás natural brasileiro encontra-se sobre moratória, ou seja, os processos estão suspensos até que se desenvolva estudos técnicos, regulatórios e ambientais para que se crie um ambiente sustentável para o desenvolvimento desta indústria (RAMALHO 2014).

## 5I SISTEMAS PETROLÍFEROS NAS BACIAS INDAIÁ E BORRACHUDO

Existe uma série de evidências que tornam o território da bacia sedimentar do São Francisco um potencial local para a pesquisa de hidrocarbonetos *on shore* no Brasil. As grandes ocorrências de exsudação do gás natural, os sinais de hidrocarbonetos nos solos, rios e na vegetação, os dados geofísicos levantados nos períodos de prospecção, assim como a história geológica análoga a outras bacias produtoras ao redor do globo, tornam o São Francisco um alvo de extremo interesse para o desenvolvimento da indústria de gás natural.

Neste contexto, a bacia do rio Indaiá e Borrachudo despontam como grandes áreas de interesse para a prospecção de hidrocarbonetos. Os blocos exploratórios obtidos concedidos ao consórcio da Imetame Energia Ltda. e a Petra Energia S.A nesta região destacam como as principais áreas de interesse para desenvolvimento e pesquisa. Estas empresas estabeleceram poços de perfuração profunda que conseguiram registros de rochas potencialmente geradoras onde foram identificadas a presença de hidrocarbonetos. Neste trabalho, as bacias do rio Indaiá e do rio Borrachudo serão tratadas no mapa como um único sistema devido às suas semelhanças geológicas e geomorfológicas.

Entende-se que o sistema da bacia Indaiá encontra aspectos positivos para prospecção de gás em macro e mesoescala. A **FIGURA 25** mostra o mapa geológico com os poços profundos já perfurados na região e as zonas de exsudação de gás natural identificadas no projeto GASBRAS.



Figuras 25: Mapa geológico das bacias do rio Indaiá e Borrachudo com pontos de exsudação indicados em verde e poços de perfuração profunda identificados com símbolos vermelhos.

Fonte: Derivado dos trabalhos da CODEMIG e CPRM (REIS 2011, KNAUER et al. 2011, COSTA et al. 2011, MARTINS et al. 2011, KUCHENBECKER 2011, SEER & MORAES 2011, DIAS et al. 2011 e TULLER & SILVA 2002.

Hoje, têm-se quatro poços de pesquisa perfurados na área em questão, sendo um poço a montante na bacia do rio Borrachudo pertencentes a Petra Energia S.A e três poços localizados na bacia do rio Indaiá, sendo dois poços da Petra Energia S.A e um poço da Orteng Equipamentos e Sistemas LTDA, operadores estes do bloco/área.

### 5.1 Possíveis geradoras e reservatórios

O sistema petrolífero nas bacias dos rios Indaiá e Borrachudo carece de estudos em subsuperfície para consolidação do seu entendimento. Até o presente momento (2021), os projetos de perfuração estão paralisados devido a moratória instaurada pelo Ministério Público devido a necessidade de se melhor avaliar as questões ambientais correlatas ao fraturamento hidráulico.

Na área de estudo, foi avaliado duas possibilidades de reservatórios não convencionais, a ocorrência de *tight sandstones* e *tight carbonates*. Como Dignart (2013) relata, o teste de recuperação de hidrocarbonetos no poço 1-ORT-1-MG localizado ao norte da bacia do Indaiá (**Figura 25**) mostram recuperação de gás nas rochas siliciclásticas da formação Sete Lagoas, bem como nos nos Arenitos/Carbonatos e Arenitos/Conglomerados da sequência Canastra-Paraoná (em regiões profundas maiores que 2.000 metros). Isto posto, estas formações são prováveis reservatórios de gás natural na região de estudo.

A **Figura 26** mostra um modelo 3D ilustrativo de uma planta piloto hipotética na região do poço 1-ORT-1-MG. As sequências litológicas em subsuperfície estão representadas em escalas, porém não foram representados aspectos tectônicos e estruturais.

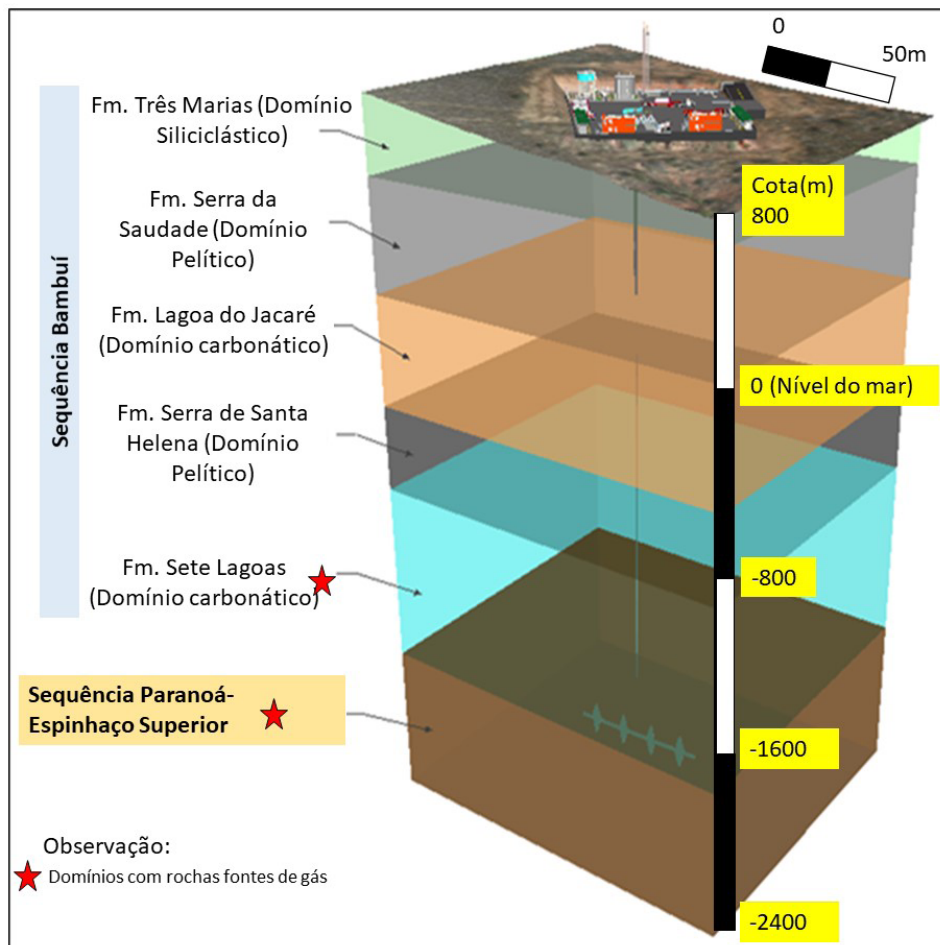


Figura 26: Planta 3D hipotética de um poço piloto na região da bacia do rio Indaiá. As proporções de espessura entre camadas foram respeitadas, porém aspectos geotectônicos e estruturais não estão representados.

De forma geral, o gás do São Francisco é caracterizado como um gás seco (predomínio de metano e hidrocarbonetos de cadeias menores em relação aos outros alcanos) e com baixíssimo teor de outros gases como  $\text{CO}_2$  e CO (REIS 2018).

## 5.2 Rotas de Migração na área de estudo

As ocorrências de exsudações de gás permitem inferir informações importantes sobre o sistema petrolífero em questão. É uma evidência da presença de hidrocarbonetos no local, bem como indica a existência de uma rota de migração ativa, isto é, há conectividade que permite o gás produzido nas rochas geradoras alcançarem áreas superficiais. É importante ressaltar que há outras zonas de exsudação de gás além das que foram identificadas do mapa da **FIGURA 24**. No entanto, o projeto deu maior enfoque naquelas identificadas na

porção norte da área.

A manifestação das exsudações de gás em superfície é materializada através de bolhas de gás nos recursos hídricos superficiais. Por serem inflamáveis, estes locais podem ser detectados através da aproximação de fontes de fogo (isqueiro, acendedor de fogão...) na superfície destas emanções de gás. Relatos dos moradores locais apontam práticas de antigos pescadores que ascendiam fogueiras no solo às margens do rio utilizando o gás que exalava como combustível. As **FIGURAS 27 e 28** ilustram locais onde foram identificadas a presença das exsudações.



Figura 27: Ponto 48-EX onde ocorre evidências da exsudação de gás natural. Na ocasião foi coletado amostras de água e sedimento para análise geoquímica.

O mapa de lineamentos estruturais traçados através de imagens de satélite (**FIGURA 27**) evidencia diferentes setores da bacia que tendem apresentar um contexto aparentemente mais afetado pelos eventos geotectônicos que influenciaram a construção e a história do Cráton São Francisco.

Ao mesmo tempo em que as exsudações atuam como evidências de hidrocarbonetos em determinado local representando rotas de migração ativas, elas também podem significar um escape do gás natural para a superfície, implicando em zonas com menor potencial para a retenção dos hidrocarbonetos. Assim, as zonas de exudação de gás devem ser avaliadas com cautela para definir o potencial de cada área.



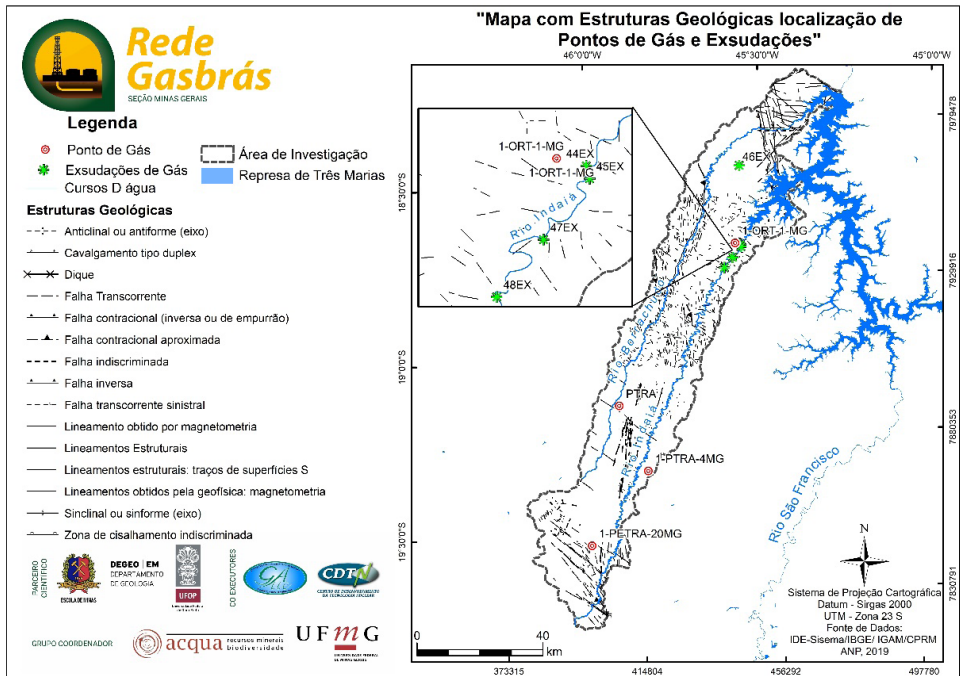


Figura 28: Lineamentos estruturais dentro do contexto da bacia do rio Indaia e Borrachudo.

No extremo Norte-Noroeste no mapa de lineamento das bacias, têm-se falhas proeminentes quase no sentido Norte – Sul, conhecida como Falha do Traçadal. Estas estruturas de mesoescalas próximas a locais de exsudação do gás natural (e.g. proximidades do ponto 46-EX), podem indicar que a falha em questão poderia atuar como rota de migração para hidrocarbonetos.

O perfil da área exposta no perfil da **FIGURA 28** elucida aspectos importantes sobre o sistema petrolífero do Indaia. Este perfil representa uma seção NW-SE sinalizado como A-B no mapa da **FIGURA 09**. Nota-se a presença de uma falha de empurrão de carbonatos em cima dos folhelhos da formação Serra da Saudade (Falha do Borrachudo). Também é descrito a existência de falhas em profundidade devido à história geológica onde ocorre a confluência de falhamentos do tipo *thin-skinned* e *thick-skinned* originária de regimes compressoriais e falhas do tipo “flower structures” advindas de sistemas de margem passiva. Novamente deve-se destacar importância da presença das falhas numa dinâmica de sistemas petrolíferos.

Entender que...

Thin-skinned se relaciona com nappes, onde a cobertura sedimentar é retirada de seu substrato cristalino ao longo da superfície de décollement que consiste em rochas mecanicamente fracas.

Já falhamentos do tipo thick-skinned envolvem falhas de empurrão que alcançam o embasamento cristalino (PFIFFNER 2017)



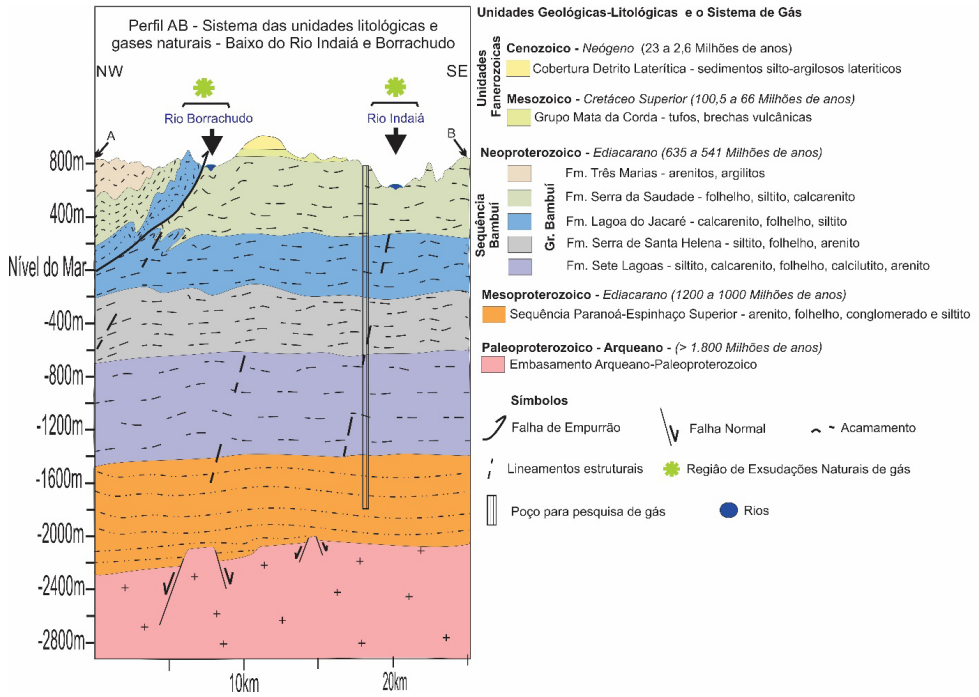


Figura 27 – Perfil AB ilustra as unidades geológicas que representam o potencial sistema petrolíferos na área de investigação. Este modelo foi feito com base na geologia de subsuperfície com base no Perfil Geológico AB da Figura 10 acrescidos da descrição do perfil geológico do poço profundo de pesquisa de gás no baixo do rio Indaiá (Figura 09) e também dos perfis sísmicos (Figura 13).

## 6I ATUAÇÃO DA REDE GASBRAS-MG NA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO DO GÁS DO SÃO FRANCISCO

A rede de P&D GASBRAS, mais especificamente, o núcleo da seção GASBRAS-MG, trabalha ativamente para reunir dados geológicos e ambientais para a ampliação do conhecimento referente aos hidrocarbonetos da bacia do São Francisco. Muito do que está sendo feito será divulgado na forma de artigos, livros, tese e dissertações, bem como em publicações diversas para que a informação chegue ao espectador leigo e aos especialistas sobre o tema.

Atualmente, a GASBRAS-MG tem dedicado parte dos seus esforços para elaborar um entendimento ambiental sobre o sistema São Francisco, tomando a área da bacia do rio Indaiá e Borrachudo como uma bacia piloto para estruturação de um *baseline* pré-operacional. Deste modo, tem-se analisado parâmetros como recursos hídricos superficiais, águas subterrâneas, gases dissolvidos, solos e sedimentos, assim como radionuclídeos de ocorrência natural. Pretende-se construir um entendimento sobre impactos que a área pode estar sofrendo previamente a indústria do gás não convencional, bem como será levantado uma profunda caracterização ambiental para compreender as dinâmicas inerentes àquele ecossistema.

A GASBRAS-MG entende que uma caracterização prévia pautada em critérios geológicos, hidrogeológicos e ambientais é um passo primordial para mensurar quaisquer impactos que possam ocorrer com a entrada da indústria do óleo e gás no São Francisco. No intuito de expandir a compreensão do gás não convencional para todas as partes envolvidas no processo, isto é, no setor empresarial, nas entidades governamentais e representantes das comunidades locais, está em desenvolvimento um protocolo de comunicação socioambiental para facilitar o diálogo sobre as virtudes e as inconveniências que permeiam este assunto.

## REFERÊNCIAS

ALKMIM F. F., BRITO NEVES B. B. de; ALVES J. A. C. Arcabouço tectônico do Cráton do São Francisco: uma revisão. In DOMINGUEZ, J. M. L.; Misi, J. M. A. (Eds) O cráton do São Francisco. Salvador SBG, P. 45-62, 1993.

ALKMIM F.F. & MARTINS-NETO M.A.. A Bacia Intracratônica do São Francisco: Arcabouço estrutural e cenários evolutivos. In: Pinto C.P. & MARTINS-NETO M.A. (eds.). Bacia do São Francisco: Geologia e Recursos Naturais. Belo Horizonte, Sociedade Brasileira de Geologia (SBG) – Núcleo MG, p. 9-30, 2001

ALKMIM F.F.. O que faz de um craton um cráton? O Cráton do São Francisco e as revelações almeidianas ao delimitá-lo. In: Mantesso-Net V., Bartorelli A., Carneiro C.D.R., Brito-Neves B.B.de (Org.) Geologia do Continente Sul Americano: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de ALMEIDA. São Paulo, Beca , pp 17-35, 2004.

ALKMIM F.F., MARSHAK S., PEDROSA-SOARES A.C., PERES G.G., CRUZ S.C.P., WHITTINGTON A.. Kinematic evolution of the Araçuaí-West Congo orogen in Brazil and Africa: Nutcracker tectonics during the Neoproterozoic assembly of Gondwana. *Precambrian Research*, 149: 43-64, 2006.

ALMEIDA F. F. M.. O Cráton do São Francisco. *Revista Brasileira de Geociências*, 7(4):349-364, 1977.

ALVARENGA C.J.S., DARDENNE M.A., VIEIRA L.C., MARTINHO C.T., GUIMARÃES E.M., SANTOS R.V., SANTANA R.O.. Estratigrafia da borda ocidental da Bacia do São Francisco. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 20(1): 145-164, 2012.

BABINSKI M., PEDROSA-SOARES A.C., TRINDADE R.I.F., MARTINS M., NOCE, C.M., LIU D.. Neoproterozoic glacial deposits from the Araçuaí orogen, Brazil: Age, provenance and correlations with São Francisco craton and West Congo belt. *Gondwana Research*, 21: 451-465, 2012.

BOYER C., LEWIS R., & MILLER C. K.. Shale Gas : A Global Resource. *Oilfield Review*, 23, 28–39, 2011.

BRANCO J.J.R. & COSTA M.T.. Roteiro da excursão Belo Horizonte – Brasília. In: Cong. Bras. de Geol., 14, Belo Horizonte, Publicação Instituto de Pesquisa Radioativas/UFMG, 5, p.1-25, 1961.

CAETANO-FILHO S., PAULA-SANTOS G. M., GUACANEME C., BABINSKI M., BEDOYA-RUEDA C., PELOSO M., et al. Sequence stratigraphy and chemostratigraphy of an Ediacaran-Cambrian foreland-related carbonate ramp (Bambuú Group, Brazil). *Precambrian Research*, 331(June), 2019. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2019.105365>

CAMPOS J.E.G., DARDENNE M.A.. Estratigrafia e sedimentação da Bacia Sanfranciscana: uma revisão. *Revista Brasileira de Geociências*, 21 (3): 269-282, 1997a.

CAMPOS J.E.G., DARDENNE M.A.. Origem e Evolução da Bacia Sanfranciscana. *Revista Brasileira de Geociências*, 27(3): 283-294, 1997b.

CASTRO P.T.A. & DARDENNE M.A.. The sedimentology, stratigraphy and tectonic context of the São Francisco Supergroup at the southern boundary of the São Francisco craton, Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, 30:345-437, 2000.

CATUNEANU O., MARTINS-NETO M.A., ERIKSSON P.G.. Precambrian sequence stratigraphy. *Sedimentary Geology*, 176: 67-95, 2005.

CATUNEANU O., GALLOWAY W.E., KENDALL C.G.St.C., MIALI A.D., POSAMENTIER H.W., STRASSER A., TUCKER M.E.. Sequence stratigraphy: Methodology and Nomenclature. Newsletter on Stratigraphy (Special Issue), 44(3): 173-245, 2011.

CATUNEANU O., MARTINS-NETO M.A., ERIKSSON P.G.. Sequence stratigraphic framework and application to the Precambrian. Marine and Petroleum Geology, 33: 26-33, 2012.

CAXITO F.A., HALVERSON G.P., UHLEIN A., STEVENSON R., GONÇALVES-DIAS T., UHLEIN G.J.. Marinoan glaciation in east central Brazil. Precambrian Research, 200-203: 38-58, 2012.

CLENNELL M. B.. Hidrato de gás submarino: Natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira. Brazilian Journal of Geophysics, 18(3), 2001.

COMPANHIA DE DESENVOLVIMENTO DE MINAS GERAIS – CODEMGE. Recursos Minerais de Minas Gerais Online: síntese do conhecimento sobre as riquezas minerais, história geológica, e meio ambiente e mineração de Minas Geras. Belo Horizonte, 2018. Link: <http://recursomineralmg.codemge.com.br/historia-geologica-de-minas-gerais/> Acessado em 10 de janeiro de 2021.

COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS - CPRM. "Mapeamento geológico aponta caminhos para o desenvolvimento econômico do país", 2019. Disponível no link <https://www.cprm.gov.br/publique/Noticias/Mapeamento-geologico-aponta-caminhos-para-o-desenvolvimento-economico-do-pais-5520.html>. Acessado em 14 de abril de 2021.

COSTA R. D., SILVA R. R., KNAUER L. G., PREZOTTI F. P. S., PAULA F. L., DUARTE F. T., TEIXEIRA L. F. 2011. Folha Três Marias, SE-23-Y-B-III, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A.C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap XIV p. Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 789-858.

CRAIG J., THUROW J., THUSU B., WHITHAM A., ABUTARRUMA Y.. Global Neoproterozoic petroleum systems : the emerging potential in North Africa. Geological Society, London, Special Publications, 236, 1–25, 2009.

CRAIG J., BIF U., GALIMBERTI R. F., GHORI K. A. R., GORTER J. D., HAKHOO N. et al. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. Marine and Petroleum Geology, 40(40), 1–47, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011>

CTMA; PROMINP - COMITÊ TEMÁTICO DE MEIO AMBIENTE E PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Aproveitamento de Hidrocarbonetos Não Convencionais no Brasil. 2016.

DARDENNE M.. Síntese sobre a estratigrafia do Grupo Bambuí no Brasil Central. In: 30º Congresso Brasileiro de Geologia, Sociedade Brasileira de Geologia (SBG), Recife, Anais..., v. 2, p. 597-610, 1978.

DARDENNE M. 1981. Os grupos Paranoá e Bambuí na Faixa Dobrada Brasília. In: 1º Simpósio sobre o Cráton do São Francisco, Sociedade Brasileira de Geologia (SBG) – Núcleo BA, Salvador, Anais..., p. 140-157, 1981.

DARDENNE M..The Brasília fold belt. In: Cordani U.G., Milani E.J., Thomaz-Filho A., Campos D.A. (eds.) Tectonic Evolution of South America. 31st Internal Geological Congress Rio de Janeiro, p. 231-263, 2000

DEMBICKI, H. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. AAPG Bulletin, v. 93, n. 3, p. 341–356, 2009.

DERUITER, J. Isomerism and Stereochemistry. Principles of Drug Action I, Winter, 2005.

DIAS, P. H. A., CHAVES, M. L. S. C., ANDRADE, K. W., NOCE, C. M. 2011. Folha São Gotardo, SE.23-Y-D-I, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A.C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Frago D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap XI Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 622-667.

DIGNART A. 2013. São Francisco basin. In: Brasil Round 12th - Oil and gas Bidding Rounds. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round\\_12/Seminarios\\_R12/apresentacao/Sao\\_Francisco\\_R12\\_English.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_12/Seminarios_R12/apresentacao/Sao_Francisco_R12_English.pdf). Acesso em 1/10/2017.

DUPONT H. 1995. O Grupo Conselheiro Mata no seu quadro paleogeográfico e estratigráfico. In: 8th Simpósio de Geologia de Minas Gerais, Diamantina, Proceedings, Bol. 13, pp. 9-10.

ETIOPE, G. Natural Gas Seepage: the earth's hydrocarbon degassing. Roma: Springer, 2015.

FUGITA A.M., Clark-Filho J.G. . Recursos Energéticos da Bacia do São Francisco: Hidrocarbonetos líquidos e gasosos. In: Pinto C.P., MARTINS-NETO M.A. (eds.) Bacia do São Francisco: Geologia e Recursos Naturais. Belo Horizonte, Sociedade Brasileira de Geologia (SBG), pp.265-284, 2001

GLORIOSO J. C.; RATTIA A. SPE-153004-Unconventional Reservoir - Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas (Glorioso et al 2012).pdf. n. March, p. 20–22, 2012.

HASUI, Y. Craton São Francisco. In. HASUI, Y., CARNEIRO C. D. R., ALMEIDA, F. F. M., BARTORELLI, A. Geologia do Brasil. São Paulo; Oficina de textos, p. 200 227, 2012.

HEILBRON, M., CORDANI, U.G. & ALKMIM, F.F.. São Francisco Craton, Eastern Brazil. Tectonic Genealogy of a Miniature Continent. Regional Geology Reviews. 1st ed, Springer, Berlin, 2017.

HIRATA, R.. Gás de folhelho no Estado de São Paulo : ainda não sabemos o suficiente para uma exploração ambientalmente segura. *Comitê Da Bacia Hidrográfica Do Pontal Do Paranapanema (CBHPP)*, 1, 1–5, 2014.

ISLAM, M. R. Unconventional Gas Reservoirs: Evaluation, Appraisal, and Development. London and Ontario: Elsevier, 2014.

JACKSON R. E., GORODY, A. W., MAYER, B., ROY, J. W., RYAN, M. C., STEMPVOORT, D. R. Van.. Groundwater Protection and Unconventional Gas Extraction : The Critical Need for Field-Based Hydrogeological Research. *Groundwater*, 51(4), 488–510. <https://doi.org/10.1111/gwat.12074>, 2013.

JOHNSON E. G. & JOHNSON L. A.. Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia : Locations , Volumes and Trends Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia : Locations , Volumes and Trends. *British Columbia Ministry of Energy and Mines, July*, 41–63, 2012.

JOHNSON A.. Global resource potential of gas hydrate: a new calculation. proceedings of the 7th International Conference on Gas hydrates (ICGh 2011), Edinburgh, Scotland, 2011.

KARFUNKEL J., HOPPE A.. Late Proterozoic Glaciation in Central-Eastern Brazil: synthesis and model. *Paleogeogr., Paleoclim., Paleoecol.*, 65: 1-21, 1988.

KING, G. E. Hydraulic Fracturing 101 : What Every Representative , Environmentalist , Regulator , Reporter , Investor , University Researcher , Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil W. Society of Petroleum Engineers, p. 1–80, 2012.

KNAUER, L. G., COSTA, R. D., FREIMANN, M., FERREIRA, M. P., 2011. Folha Morada Nova de Minas, SE.23-Y-D-V, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A.C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap VIII p. Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 528-573.

KUCHENBECKER, M.. Folha Luz, SE.23-Y-B-V, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A. C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. . Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap XIII Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 481-525.

KUCHENBECKER, M., BABINSKI, M., PEDROSA-SOARES, A.C., COSTA, R.D., LOPES-SILVA, L., PIMENTA, F.. Proveniência e análise sedimentar da porção basal do Grupo Bambuí em Arcos (MG). *Geologia USP*, 13(4): 49-61, 2013.

QUDDUS, MUHAMMAD ABDUL. *Petroleum Science and Technology: Petroleum Generation, Accumulation and Prospecting*. CRC Press, 2021.

LOPES T.C.. O Supergrupo Espinhaço na Serra do Cabral, Minas Gerais: contribuição ao estudo de proveniência sedimentar. MS Dissertation, Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 116 p, 2012.

LYLE, D. "Haynesville vies for top gas shale." *The 2009 Unconventional gas playbook series*, 2009.

MARTINS M.S., LOPES T.C., MARTINS F.R., LOUREIRO R., SENA R.T. 2011. Folha Serra das Almas, SE.23-Y-B-II, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A.C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 667-735.

MARTINS-NETO M.A.. Sequence stratigraphic framework of Proterozoic successions in eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 26(2):163-176. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2007.10.001, 2009.

PAULA-SANTOS G.M., BABINSKI M., KUCHENBECKER M., CAETANO-FILHO S., TRINDADE R.I., PEDROSA-SOARES A.C.. New evidence of na Ediacaran age for the Bambuí Group in Southern São Francisco craton (eastern Brazil) from zircon U-Pb data and isotope chemostratigraphy. *Gondwana Research*, 28(2): 702-720. doi: dx.doi.org/10.1016/j.gr.2014.07.012, 2015.

PEACOCK D.C.P., NIXON C.W., ROTEVATN A., SANDERSON D. J., ZULUAGA L. F. Glossary of fault and other fracture networks. *Journal of Structural Geology*, Volume 92, 12-29p. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2016.09.008>, 2016.

PEDROSA-SOARES A.C., NOCE C.M., VOLL E., KUCHENBECKER M., REIS H.L.S, FRAGOSO D.G.C. 2011. Projeto Alto Paranaíba. Belo Horizonte, CODEMIG.

PETERS K. E. "Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis." *AAPG bulletin* 70.3: 318-329, 1986.

PETERS, K. E.; CASSA, M. R. The petroleum system - from source to trap. In: *Applied Source Rock Geochemistry*. AAPG Memoir 60. p. 413-414, 2011.

PIFFNER, O. A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective. *Geosciences*, 7(3), 71. doi: [doi.org/10.3390/geosciences7030071](https://doi.org/10.3390/geosciences7030071), 2017.

RAJPUT, S.; THAKUR, N. K. *Geological Controls for Gas Hydrates and Unconventionals*. Amsterdam: Elsevier, 2016.

- RAMALHO, 2014. Incerteza jurídica ameaça a Bacia do São Francisco. Portos e Navios. Link de acesso: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/portos-e-logistica/incerteza-juridica-ameaca-a-bacia-do-sao-francisco>. Acessado em 10 de janeiro de 2021.
- REIS H.L.S. 2011. Folha Serra Selada, SE.23-Y-B-V, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A. C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. . Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap XIII Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 736-782.
- REIS, H. L. S., A.. Estratigrafia e Tectônica da Bacia do São Francisco na Zona de Emanações de Gás Natural do Baixo Rio Indaiá (MG). Tese (Mestrado em Ciências Naturais) – Programa de Pós-Graduação em Evolução Crustal e Recursos Naturais do Departamento de Geologia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, p. 73, 2011.
- REIS H.L.S., FONSECA R.C.S., ALKMIM F.F., NASCIMENTO T.C., SUSS J.A Bacia do São Francisco (MG): registro de uma longa história de ativações e reativações em domínio cratônico. In: 17th Simpósio de Geologia de Minas Gerais and 13th Simpósio de Geologia do Sudeste, Juiz de Fora, Proceedings, 2013a.
- REIS H.L.S., FONSECA R.C.S., NASCIMENTO T.C., SUSS J.F., PREVATTI L.D.. Bacia do São Francisco, Brasil: desafios na exploração de hidrocarbonetos em sistemas pré-cambrianos. In: 17th Simpósio de Geologia de Minas Gerais and 13th Simpósio de Geologia do Sudeste, Juiz de Fora, Proceedings, 2013b.
- REIS H.L.S. & ALKMIM F.F.. Anatomy of a basin-controlled foreland fold-thrust belt curve: The Três Marias salient, São Francisco basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 66: 711-731, 2015.
- REIS H.L.S., 2016. Neoproterozoic evolution of the São Francisco basin, se Brazil: effects of tectonic inheritance on foreland sedimentation and deformation. Tese de Doutorado do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Ouro Preto. Ouro Preto, 190p
- REIS H.L.S. & SUSS J.F., 2016. Mixed carbonate-siliciclastic sedimentation in forebulge grabens: An example from the Ediacaran Bambuí Group, São Francisco basin, Brazil. *Sedimentary Geology*, 339: 83-103.
- REIS, H. L. S. et al. Ediacaran forebulge grabens of the southern São Francisco basin, SE Brazil: Craton interior dynamics during West Gondwana assembly. *Precambrian Research*, v. 302, p. 150–170, 2017.
- REIS, H. L. S. Gás natural. In: Pedrosa-Soares, A. C.; Voll, E.; Cunha, E. C. (Eds.). Recursos Minerais de Minas Gerais. Belo Horizonte: Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais (CODEMGE). p. 1–39, 2018.
- REIS H., 2020. O Sistema Petrolífero Proterozoico da Bacia do São Francisco (Brasil): Antigo e Não-convencional. Palestra online pelo link <https://www.youtube.com/watch?v=KDZkFM1jcDE>. Acessado em 10 de março de 2021.
- RODRIGUES V. F., AZEVEDO C. T., ALFARO, EDGARDO, R.. Completação Poços Shale Gas/Oil- O Que há de novo afinal ? *V Encontro Nacional de Hidráulica de Poços de Petróleo e Gás*, V, 28. <https://doi.org/10.13140/2.1.2146.8169>, 2013.
- SAWASATO E.Y.. Estruturação da porção meridional da Bacia Alto-SanFranciscana, Cretáceo do Oeste de Minas Gerais. MS Dissertation, Departamento de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 127 p, 1995.

SEER, HILDOR, J., MORAES, L. C., 2011. Folha Campos Altos, SE.23-Y-D-IV, escala 1:100.000. In: Pedrosa-Soares A. C., Noce C.M., Voll E., Kuchenbecker M., REIS H.L.S., Fragoso D.G.C. (eds.) Projeto Alto Paranaíba. Contrato CODEMIG-UFMG 2008, Cap VI Belo Horizonte, CODEMIG, pp. 274-435.

SOLIMAN, A. M.; HAMED, M.; YASSIN, A. Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential. Technical Report, n. November, 2015.

TOLEDO M.A.S., Zalan P.V., Carvalho M.D.. Reservoir facies in the Proterozoic São Francisco Basin: Mid- continent of Brazil. In: ABGP/AAPG International Conference and Exhibition. Rio de Janeiro, Abstracts, AAPG Search and Discovery Article #90933, 1998.

TONIETTO S.N.. Diagênese e hidrotermalismo em rochas carbonáticas proterozoicas: Grupos Bambuí e Vazante, Bacia do São Francisco. Dissertação de mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de Brasília, Brasília, 167p, 2011

TULLER, M. P., SILVA, P.C.S., 2002. Folha Dores do Indaiá, SE.23-Y-D-II, escala 1:100.000. In: Claiton Piva pinto, Inácio de Medeiros Delgado. Projeto São Francisco. Convenio entre Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, a Secretaria de Minas e Energia do Governo do Estado de Minas Gerais - SEME e Companhia Mineradora de Minas Gerais – COMIG, Belo Horizonte.

UHLEIN, A., BAPTISTA, M. C., SEER, H. J., CAXITO, F. A., UHLEIN, G. J., DARDENNE, M. A.. A Formação Lagoa Formosa, Grupo Bambuí (MG): Sistema Depositional de Leque Submarino em Bacia de Ante-País. Geonomos, 19(2), 163-172p, 2011.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY – USGS. Earthquake Glossary – blind thrust fault. 2021.

VAN EVERDIGEN, R.O. Multi-language glossary of permafrost and related ground-ice terms. International Permafrost Association. The Arctic Institute of North America, The University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada, 55p, 1998.

VANLOON, G. W., DUFFY, S. J. Environmental Chemistry - A Global Perspective. Fourth Edition Oxford University Press. 432p. 2017.

WINGE, M. et. al. 2001 - 2021 Glossário Geológico Ilustrado. Disponível na Internet em 14 de abril de 2021 no site <http://sigep.cprm.gov.br/glossario/>

ZOU C., ZHAI G., ZHANG G., WANG H., ZHANG G., LI J., WANG Z., WEN Z., MA F., LIAN Y., YANG Z.; LI X.; LIANG K.. *Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources. **Petroleum Exploration and Development***, China, Volume 42(1): 14-28, fevereiro, 2015.



## SOBRE OS AUTORES



**GUSTAVO FILEMON COSTA LIMA** - Graduado em Geologia pela Universidade Federal de Minas Gerais (2016) com período sanduíche na University of South Wales (2014), Técnico em Mineração pela Escola Politécnica de Belo Horizonte (2018), mestre em Geologia Econômica e Aplicada pela Universidade Federal de Minas Gerais (2020) e Doutorando em Ciência e Tecnologia das Radiações, Minerais e Materiais no Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear. Possui experiência nas áreas de Geologia e Geoquímica Ambiental, técnicas laboratoriais aplicadas a amostras geológicas, Mapeamento Geológico, Geoprocessamento, Hidrologia, Hidrogeologia e Hidrocarbonetos não convencionais. Atualmente trabalha como Coordenador de Laboratórios do Departamento de Engenharia de Transportes no Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG).



**VINÍCIUS GONÇALVES FERREIRA** - Possui graduação em Geologia pela Universidade Federal de Minas Gerais (2014), Mestre em Ciência e Tecnologia das Radiações, Minerais e Materiais com ênfase em Tecnologia Mineral e Meio Ambiente pelo Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN). Ampla experiência em análises hidroquímicas e isotópicas, incluindo datações, sobre amostras de águas e gases. Experiência em processos viáveis de meios adsortivos e de flotação para o tratamento de efluentes líquidos gerados na produção do grafeno em planta piloto. Atua na área de geologia ambiental com foco em recursos hídricos (avaliação e monitoramento hidrogeológico, hidroquímico e isotópico). Realiza trabalhos de mapeamentos geológicos e hidrogeológicos. Atua em trabalhos voltados a consultorias em geologia ambiental, hidrogeoquímica e responsabilidades técnicas associadas.



**JOYCE CASTRO DE MENEZES DUARTE** - Mestre em Ciência e Tecnologia das Radiações Minerais e Materiais pelo Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN) e graduada em Química Tecnológica pelo CEFET-MG. Atuou como Pesquisadora Química junto ao Projeto GASBRAS de 2020 a 2021 colaborando com pesquisas no âmbito geológico, e de Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM). Bolsista de pesquisa CNPQ no Laboratório de Trítio Ambiental do CDTN de 2017 a 2019. Experiência com processos laboratoriais em amostras de água e rocha, análises instrumentais como GCMS e Espectrometria por Cintilação Líquida e vivência com Gestão da Qualidade ABNT NBR ISO/IEC 17025:2017.



**JUSSARA DA SILVA DINIZ LIMA** - Possui graduação em Engenharia Ambiental pelo Centro Universitário Newton Paiva (2019) e Técnica de Mineração pela Escola Técnica de Formação Profissional - META (2011). Atuou como Engenheira Ambiental no Projeto Gasbras constituído por uma rede P&D a nível nacional, amparado financeiramente pela FINEP (Financiadora de Estudos e Projeto), projeto gerenciado financeira e administrada pela FUSP (Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo). As atividades realizadas no INCT Acqua/Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).



**AMANDA FERREIRA AGUIAR FUCCIO** - Graduação em Geologia pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em andamento, tendo ingressado no primeiro semestre de 2018 e Técnica em Química pelo Colégio Técnico da Universidade Federal de Minas Gerais (2015-2017). Possui experiência em Química, com ênfase em Química Ambiental, atuando na remediação ambiental utilizando processos oxidativos avançados para o tratamento de água e solos contaminados por combustíveis; em Geoprocessamento; Geoquímica e Geoestatística. Atualmente é Bolsista de Iniciação Tecnológica e Industrial do CNPq - Nível A no Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear - CDTN (2021).

# Geologia e Sistemas Petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do Contexto das Reservas Não Convencionais nas regiões dos Rios Indaiá e Borrachudo



-  [www.arenaeditora.com.br](http://www.arenaeditora.com.br)
-  [contato@arenaeditora.com.br](mailto:contato@arenaeditora.com.br)
-  [@arenaeditora](https://www.instagram.com/arenaeditora)
-  [www.facebook.com/arenaeditora.com.br](https://www.facebook.com/arenaeditora.com.br)

**Atena**  
Editora  
Ano 2021



**Rede Gasbrás**  
SEÇÃO MINAS GERAIS

COLABORAÇÃO  
CIENTÍFICA



DEGEO | EM  
DEPARTAMENTO  
DE GEOLOGIA



CO EXECUTORES



CDTN  
CENTRO DE DESENVOLVIMENTO  
EM TECNOLOGIA NUCLEAR

GRUPO  
COORDENADOR



acqua recursos minerais  
bio-diversidade

UFMG  
UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE MINAS GERAIS

# Geologia e Sistemas Petrolíferos da Bacia do São Francisco dentro do Contexto das Reservas Não Convencionais nas regiões dos Rios Indaiá e Borrachudo



-  [www.arenaeditora.com.br](http://www.arenaeditora.com.br)
-  [contato@arenaeditora.com.br](mailto:contato@arenaeditora.com.br)
-  @arenaeditora
-  [www.facebook.com/arenaeditora.com.br](https://www.facebook.com/arenaeditora.com.br)

**Atena**  
Editora  
Ano 2021



**Rede  
Gasbrás**  
SEÇÃO MINAS GERAIS

COLABORAÇÃO  
CIENTÍFICA



DEGEO | EM  
DEPARTAMENTO  
DE GEOLOGIA



CO EXECUTORES



CDT  
CENTRO DE DESENVOLVIMENTO  
EM TECNOLOGIA NUCLEAR

GRUPO  
COORDENADOR



acqua | recursos minerais  
biodiversidade

UFMG  
UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE MINAS GERAIS