

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO GÁS NÃO
CONVENCIONAL: UMA ANÁLISE COMPARATIVA
ENTRE OS DESAFIOS DE ARGENTINA E BRASIL**

LUCAS DA ROCHA DE ALMEIDA
Matrícula nº 108019583

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

OUTUBRO 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO GÁS NÃO
CONVENCIONAL: UMA ANÁLISE COMPARATIVA
ENTRE OS DESAFIOS DE ARGENTINA E BRASIL**

LUCAS DA ROCHA DE ALMEIDA
Matrícula nº 108019583

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

OUTUBRO 2017

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor

Dedico este trabalho aos meus pais e irmão, pelo amor, incentivo e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é fruto do apoio e incentivo de diversas pessoas que foram capazes de acreditar que ele seria possível, ainda que eu mesmo não acreditasse em alguns momentos. Fruto de um trabalho intenso e marcante, mas que representa crescimento, dedicação e vitória em uma jornada longa e esclarecedora. Hoje sei que sou capaz de tudo.

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus, Senhor que me deu a vida e me ensinou que ela só pode ser vivida na presença do outro. E por ter colocado outros no meu caminho que foram imprescindíveis para a elaboração desse trabalho. Agradeço também a minha Mãezinha, Nossa Senhora por ter intercedido por mim junto a seu filho e me coberto com seu manto protetor. Ao meu Anjo da Guarda por seu trabalho incansável.

Também as pessoas que mais torceram e rezaram pelo meu sucesso nesse trabalho, minha mãe Maria Olívia, meu pai Mauricio e meu irmão Gabriel, alicerces que me fizeram permanecer de pé e não desistir desse desafio, incansáveis em me dar amor, carinho e apoio nesse momento. Além deles minhas avós Maria Graciete e Maria Izilda por sua preocupação e carinho, a tia Maria Zulmira também. Além deles, não poderia esquecer meus amigos que tanto me cobraram e incentivaram na realização dessa tarefa. Amo todos vocês e sou extremamente grato pelo seu carinho.

E finalizando gostaria de agradecer ao professor Edmar Almeida, por sua atenção e dedicação ao aceitar esse grande desafio de ser meu orientador nesse trabalho em um período curto de tempo, porém muito intenso. Também a todos os professores e professoras que fizeram parte de minha formação acadêmica e a todos os funcionários do Instituto de Economia, em especial a Ana Lucia, Chefe da Secretaria Acadêmica pelas palavras de incentivo e inspiração.

RESUMO

O mercado de hidrocarbonetos vem apresentando nos últimos anos um comportamento extremamente reativo a questões políticas, conflitos globais, críticas ambientais. Nessa visão, tornou-se muito comum o investimento das grandes potências em fontes alternativas de geração de energia, no intuito de garantir uma segurança e uma independência energética.

Da mesma forma, alguns países da América Latina estão apresentando políticas energéticas com características de diversidade no quesito geração. Abrindo espaço para desenvolvimento de novas técnicas e formas de produção de hidrocarbonetos.

Com tal perspectiva, hidrocarbonetos não convencionais começaram a ganhar espaço no cenário mundial após um aumento gigantesco na produção, na primeira metade da década de 2000, no Estados Unidos, principalmente por conta do desenvolvimento de novas tecnologias.

No presente trabalho será analisado o Gás Não Convencional e a tentativa de Argentina e Brasil explorarem e produzirem esse hidrocarboneto, entendendo seus desafios, buscando uma contextualização com o mercado, características geológicas, e propondo soluções para suas barreiras de desenvolvimento de tal atividade.

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

AAAS - Avaliação Ambiental das Áreas Sedimentares

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Bcf - Billion cubic feet (Bilhões de pés cúbicos)

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

E&P - Exploração e Produção

EIA - Energy Information Agency

EPA - Environmental Protection Agency

GASBOL – Gasoduto Brasil-Bolívia

GNL – Gás Natural Liquefeito

HC – Hidrocarboneto

HNC – Hidrocarboneto Não Convencional

IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

Km² - Quilômetro Quadrado m³ - Metro cúbico

Mcf - Million cubic feet (Milhões de pés cúbicos)

MM – Milhão

MME - Ministério de Minas e Energia

MPF - Ministério Público Federal

O&G - Óleo e Gás

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

Tcf - Trillion cubic feet (Trilhões de pés cúbicos)

YPF – Yacimientos Petroliferos Fiscales

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	09
CAPÍTULO I – ASPECTOS TÉCNICOS DO GÁS NÃO CONVENCIONAL	11
I.1 – Características Gerais do Gás Natural	11
I.2 – Fundamentos Geológicos	12
I.3 – Porosidade, Permeabilidade e Mobilidade	14
I.4 – Gás Convencional e Gás Não Convencional	16
I.4.1 – A Geologia do Gás Convencional	16
I.4.2 – A Geologia do Gás Não Convencional	17
I.5 – Tipos de Gás Não Convencional	19
CAPÍTULO II – GÁS NÃO CONVENCIONAL NA ARGENTINA	21
II.1 – Panorama Atual de Energia na Argentina	21
II.2 – O Gás Não Convencional na Argentina	23
II.3 – Estrutura da Indústria do Gás na Argentina	26
II.4 – Aspectos Regulatórios do Mercado de HNC na Argentina	28
II.4.1 – Marco Regulatório Institucional	28
II.4.2 – Questões Ambientais	29
CAPÍTULO III – GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL	33
III.1 – Panorama Atual de Energia no Brasil	33
III.2 – O Gás Não Convencional no Brasil	36
III.2.1 – Bacia do Paraná	37
III.2.2 – Bacia do Solimões	38
III.2.3 – Bacia do Amazonas	40
III.3 – Estrutura do Mercado de Gás Natural	41
III.4 – Aspectos Regulatórios do Mercado de HNC no Brasil	42
III.4.1 – Processo de Concessão de Blocos Exploratórios	42
III.4.2 – Questões Ambientais e Jurídicas	44
CONCLUSÃO	46
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

INTRODUÇÃO

O mercado mundial de energia se caracteriza por obter uma diversidade no fator gerador, porém é de comum conhecimento que o petróleo ainda se encontra como fator gerador principal de energia, cerca de 33,28% do total de energia gerada no mundo vem desse hidrocarboneto(EIA,2017). Tal número confirma o que a política internacional demonstra, como a preocupação dos países com sua segurança energética, gerando conflitos por questão do controle de áreas ricas em reservas de óleo, fazendo com que países apresentassem enriquecimento recente num ritmo muito acelerado, entre outros fatores que demonstram a importância de tal *commodity*.

Uma característica é determinante para que os hidrocarbonetos tenham uma importância tão grande assim na economia mundial, são recursos não-renováveis, ou seja, podem de uma hora para outra vir a findar. Por esse motivo se faz necessário um estudo que tenha como finalidade uma busca de alternativas tão eficazes quanto os hidrocarbonetos e seu poder de combustão, ou novas técnicas de exploração e produção.

Sendo assim, com a difusão de uma técnica chamada fraturamento hidráulico, tornou-se possível reaproveitamento de alguns poços já explorados e, além disso, surgiu a possibilidade de utilização dessa técnica em reservas que até então eram consideradas economicamente não viáveis, as reservas de hidrocarbonetos não convencionais.

Com o sucesso do Estados Unidos nesse novo mercado e a utilização de uma estrutura que já era disponível devido a produção dos convencionais, o mundo começou a perceber uma possibilidade de implementação desse tipo de atividade em mercados onde se apresentavam redução do nível produtivo, ou buscando um maior independência de um mercado externo.

Nesse posição e principalmente tentando se reerguer de uma crise econômica que refletiu diretamente no mercado energético, a Argentina começou a vislumbrar nessa atividade uma forma de superar os desafios de abastecimento que apresentava no mercado interno, devido a crescente na demanda de energia.

Classificada como terceira maior reserva de gás não convencional a Argentina poderia utilizar de suas vantagens geológicas e de infraestrutura para um desenvolvimento acelerado

desse mercado, porém vem esbarrando em algumas barreiras que acabam atrasando o avanço do processo.

Por outro lado o Brasil figura o 10º lugar de maior reserva de gás não convencional do mundo, porém vem apresentando uma dificuldade no desenvolvimento do mercado de gás natural, visto que apresenta uma estrutura de produção que dificulta e deixa mais custoso a extração do gás convencional. E tendo uma matriz energética que nos últimos anos presenciou um aumento no consumo desse hidrocarboneto por conta do crescimento do uso de termelétricas para geração de energia elétrica, tal fator fez com que a importação fosse a única saída de curto prazo para sanar essa demanda externa.

Porém, em uma busca por uma maior segurança energética, seria interessante que o Brasil desenvolvesse um mercado de gás não convencional, como alternativa para a exportação e os altos custos para produção *offshore*. Entretanto, assim como a Argentina apresenta algumas dificuldades para implementar tal atividade em sua matriz.

Esse trabalho tem como finalidade entender os fatores que proporcionam o potencial de desenvolvimento da exploração e produção de gás não convencional no Brasil e na Argentina, apresentar fatores que dificultam e atrasam a implementação (no caso brasileiro) e o desenvolvimento (no caso argentino), propondo soluções possíveis para que isso ocorra.

Através de uma análise comparativa dos casos serão levantadas semelhanças e diferenças, possibilitando um maior entendimento e ilustração do assunto proposto. Além disso, após essa introdução serão apresentados aspectos técnicos que fazem com que se entenda a complexidade dessa atividade e a origem de grande parte desses desafios.

CAPÍTULO I - ASPECTOS TÉCNICOS DO GÁS NÃO CONVENCIONAL

I.1 – Características Gerais do Gás Natural

O gás natural encontrado na natureza, também conhecido como gás natural bruto, é formado a partir de material orgânico de origem fóssil, e caracterizado como uma mistura gasosa de moléculas de hidrocarbonetos (HC), cadeias de moléculas formadas por Hidrogênio e Carbono, tendo como elemento mais comum o metano (CH_4), podendo ser encontrado associado ao óleo junto com pequenas proporções de contaminantes e diluentes (gás natural associado) ou se apresentando em sua forma livre (gás natural não associado) (Jacomio, 2014).

O gás natural bruto, além de se apresentar como metano, também pode ser encontrado na forma do etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}) e outros hidrocarbonetos com grau maior de complexidade em suas cadeias (C_5 e maiores). Além disso, o valor comercial do gás está diretamente ligado a quantidade de hidrocarbonetos pesados, pois quanto maior a proporção, maior o poder calorífico da mistura, tornando mais rico o gás (Jacomio, 2014).

Esses hidrocarbonetos mais pesados são geralmente comercializados separadamente do metano, devido ao seu maior valor comercial, com isso é possível concluir que o valor comercial da reserva está intimamente ligado a proporção de hidrocarbonetos pesados, onde essa proporção da mistura for maior, maior será o valor comercial da reserva. Essa composição da mistura é variável por diversos fatores entre eles o tipo de matéria que se originou, da geologia do solo e do tipo de rocha reservatória, da localização do reservatório (onshore ou offshore) e se é associado ao petróleo ou não, nesse último caso, o associado apresenta maiores proporções de etano, propano, butano e hidrocarbonetos mais pesados, enquanto o não associado é constituído em geral com uma maior concentração de metano.

A composição do gás natural bruto vai além das cadeias de hidrocarbonetos. É comum encontrar algumas moléculas não hidrocarbonetos como o nitrogênio (N_2), o dióxido de carbono (CO_2), o gás sulfídrico (H_2S), como se pode ver na tabela 1, e outros como o metanol (CH_3OH), o ácido clorídrico (HCl) e o hélio (He) e outras impurezas. Esses outros componentes contribuem negativamente ao poder calorífico do gás, visto que não são inflamáveis. Outros componentes, por outro lado, não podem nem ser lançados na atmosfera, visto que podem ser extremamente danosos ao homem e ao ambiente, como é o caso do gás sulfídrico que além de ser altamente tóxico e inflamável, quando ocorre sua queima produz dióxido de enxofre (SO_2), dando origem a substâncias explosivas quando misturado com o ar,

ele pode ser fonte de intoxicações causando perigosos efeitos ao organismo, visto que uma das ações mais nocivas do gás é o bloqueio do sistema nervoso e das vias respiratórias (devido à sua volatilidade), impossibilitando o funcionamento dos pulmões, o que mata o indivíduo por asfixia. Outro exemplo é o gás carbônico responsável pelo efeito estufa, é reinjetado no reservatório para não ser lançado na atmosfera (Almeida e Ferraro, 2013; Thomaz, 2004).

Tabela 1 – Componentes do Gás Natural Bruto em porcentagem por Mol

Componentes do Gás Natural (% em mol)		
	Campos de Gás Natural	Gás Natural Liberado do Óleo
Nitrogênio	traços - 15%	traços - 10%
Dióxido de Carbono	traços - 5%	traços - 4%
Gás Sulfídrico	traços - 3%	traços - 6%
Hélio	traços - 5%	-
Metano	70 - 98%	45 - 92%
Etano	1 - 10%	4 - 21%
Propano	traços - 5%	1 - 15%
Butanos	traços - 2%	0,5 - 2%
Pentanos	traços - 1%	traços - 3%
Hexanos	traços - 0,5%	traços - 2%
Heptanos +	traços - 0,5%	traços - 1,5%

Fonte: Thomaz, 2004

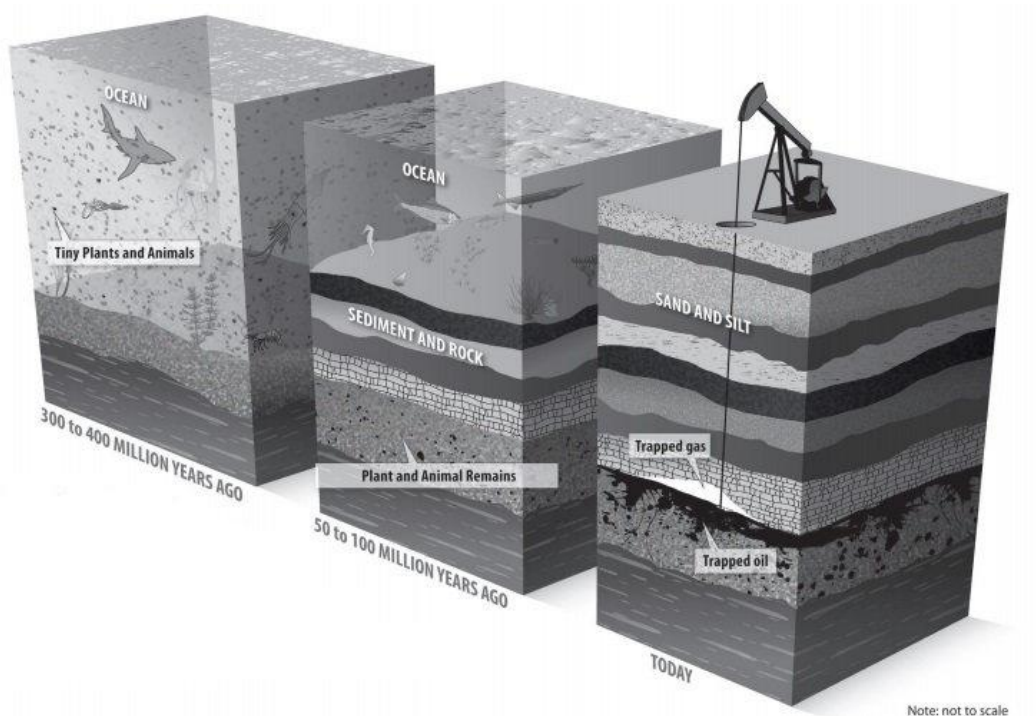
I.2 – Fundamentos Geológicos

É comum atrelar a formação geológica do gás natural ao do petróleo, sendo resultado de decomposição anaeróbica (sem O₂) de matéria orgânica de forma lenta presente em mares e lagoas, que através do processo de sedimentação proveniente do intemperismo, sofrem transformações químicas. Por tais motivos podemos assumir a nomenclatura de combustíveis fósseis a essas fontes de energia. (Almeida e Ferraro, 2013)

Ao passo em que esses sedimentos são precipitados, vão cobrindo restos de plâncton, algas e de diversos organismos marinhos, aumentando assim a temperatura e a pressão nesses depósitos sedimentares. Condições primordiais para o acontecimento das reações químicas que originam o gás natural e o petróleo. Esse processo é conhecido como querogênio e pode apresentar duas formas de material orgânico, o querogênio úmido formado através de material

orgânico de origem animal e o seco de origem vegetal (Almeida e Ferraro, 2013; Thomaz, 2004).

Figura 1 – Processo de Formação, Migração e Acumulação de Hidrocarbonetos.



Fonte: Need <<http://www.need.org/>> Acesso em: 10Out. 2017

Além disso, existe também a diferenciação no que diz respeito ao material resultante do processo, como por exemplo no caso de formação de rochas sedimentares, tendo origem num processo de petrificação e originando substâncias como carvão e xisto. Nesses casos o gás natural pode ficar preso devido a impermeabilidade da rocha (caso do xisto), ou ser liberado à superfície através do processo de mineração ou de fraturas como ocorre com o carvão.

Nas demais bacias, o fator determinante da geração é a temperatura. Sendo em baixa profundidade e baixa temperatura, dificilmente se encontra calor necessário para produção de petróleo, sendo assim por atividades bacterianas, é comum a produção de metano puro, também conhecido como gás de charco ou de pântano. Porém, por não encontrar uma barreira natural impermeável, esse gás tende a ser liberado para atmosfera não se acumulando em forma de reservatório.

Já em temperaturas mais altas (acima de 150°C) se tem a formação termogênica de gás natural, como explicam Almeida e Ferraro 2013, que ao encontrar uma barreira natural

impermeável, não é liberado para atmosfera, formando assim um reservatório. Alguns casos, é possível ainda encontrar HC de maior cadeia em estado de gaseificação, porém, ao passo que ocorre a extração dessa gás “mais leve” e com isso ocorrendo uma diminuição na pressão interna do reservatório, a tendência é que esse gás mais estruturado volte ao seu estado natural de liquefação, sendo assim conhecido como gás natural “molhado”. Já no caso onde ele se mantém no estado gasoso, denomina-se gás natural “seco”.

I.3 – Porosidade, Permeabilidade e Mobilidade

Para que ocorra a formação de um reservatório de gás natural, é preciso que no processo de sedimentação, o gás encontre estrutura geológica que não permita a liberação desse gás para atmosfera, o que acabou acontecendo na maioria dos casos com o gás produzido em nosso planeta.

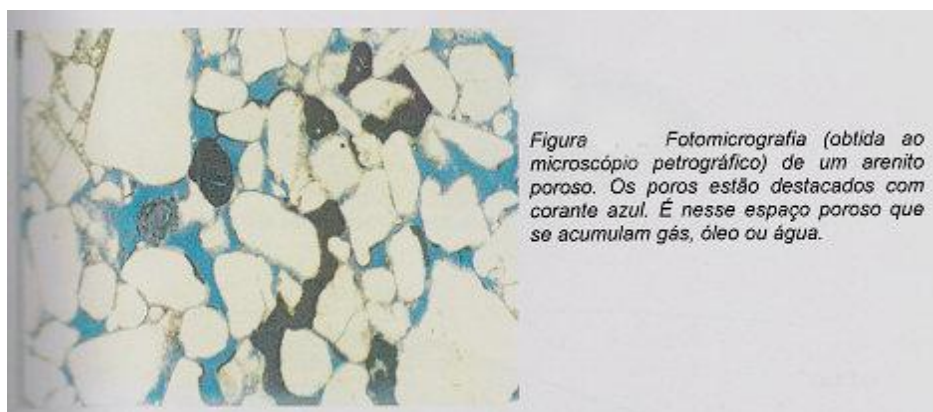
Sendo assim é possível avaliar um determinado reservatório observando alguns fatores como porosidade, permeabilidade e mobilidade. Essas características podem designar a viabilidade e a produtividade de um reservatório.

Através de uma análise do grau de porosidade, podemos estimar a capacidade que um reservatório tem de acumular gás, visto que os gases se estocam nos espaços porosos da rocha. Porém, é importante que esses espaços porosos se encontrem interconectados, pois é através dessa interconexão que se dará a análise do volume de fluidos possíveis de se prospectar de uma rocha.

A porosidade pode ser formada de duas formas, primeiro e mais comum é a formação oriunda do processo natural de sedimentação, onde os elementos que serão decompostos representam a forma e o tamanho do poro. A outra forma de se produzir um poro é por meio de falhas geológicas, abalos sísmicos e fraturamento artificial, que podem modificar a estrutura prévia da rocha sedimentar e formar novos poros.

Na figura 2 encontra-se um exemplo de porosidade em um arenito, onde através de um corante azul, fica evidente a presença de espaço para a estocagem de fluido.

Figura 2 – Fotomicrografia dos poros de um arenito.



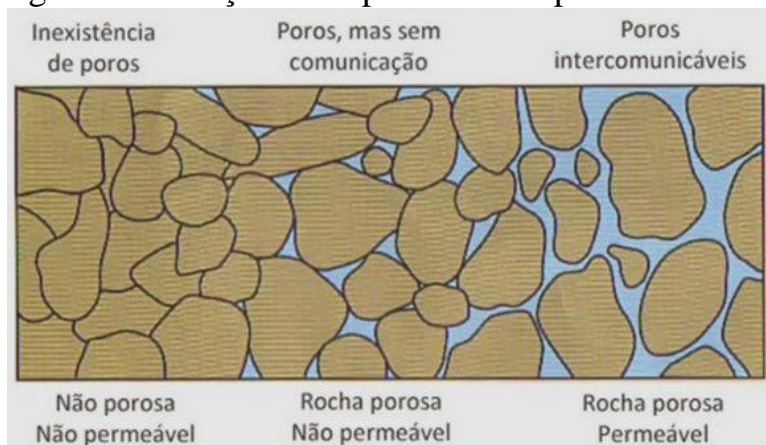
Fonte: Ebah: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAaw-UAD/sistema-petrolifero>> Acesso em: 12Out. 2017

Enquanto para estocagem do gás é importante que a rocha apresente porosidade, por outro lado, para que esse gás possa ser extraído da rocha é necessário que esses poros estejam conectados entre si, formando assim uma rede capaz de permitir que os fluidos se movimentem entre os poros. A esse fator se emprega o nome de permeabilidade. Sendo assim é responsável por determinar a produtividade de um reservatório.

Além disso, existem dois tipos de permeabilidade, quando se apresenta apenas um tipo de fluido, conhecido como absoluta (melhor situação de permeabilidade) ou quando se apresentam dois ou mais tipos de fluido no interior da estrutura geológica, conhecida como efetiva.

Porém, o fato da rocha ser porosa não é condição necessária de que ela seja permeável, pode-se encontrar exemplos de rochas porosas e não permeáveis ou de rochas permeáveis e com baixa porosidade. A figura 3 ajuda esse entendimento.

Figura 3 – Relação entre porosidade e permeabilidade.



Fonte: Slide Player: <http://images.slideplayer.com.br/14/4307119/slides/slide_6.jpg> Acesso em: 12Out. 2017

Como conceito de mobilidade, entende-se como o grau de liberdade que o fluido encontra para se locomover no pelos espaços porosos da rocha (Thomaz, 2004). Outro fator que caracteriza a mobilidade, além do grau de porosidade e permeabilidade é a viscosidade do fluido, ou dos fluidos, que se encontra dentro da rocha, sendo esse inversamente proporcional. Quanto mais viscoso, menor a mobilidade ou quanto maior a mobilidade, menos viscoso o fluido deve ser.

I.4 – Gás Convencional e Gás Não Convencional

Segundo Almeida e Ferraro (2013) essa classificação entre convencional e não convencional sofreu alterações de significada durante a história. Na década de 70, onde ela surgiu, se apresentou inicialmente como caracterização de recursos economicamente viáveis ou não viáveis. Porém recentemente atribui-se uma vertente mais geológica do que econômica para essa classificação.

Na natureza os não convencionais são mais comumente encontrados, porém sua dificuldade de extração faz com que os HC convencionais sejam explorados preferencialmente que aos não convencionais. Só depois quando já se encontram escassos, recebem devida atenção do setor produtivo (Suárez, 2016).

I.4.1 – A Geologia do Gás Convencional

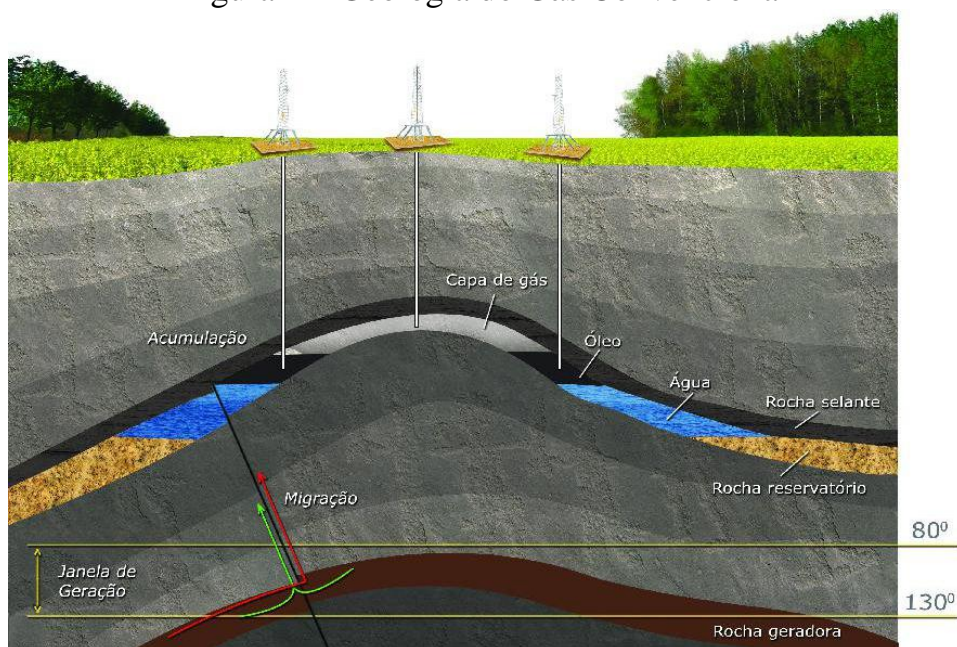
Sendo o sistema de formação de Gás convencional é preciso que apresente alguns pré-requisitos que caracterizem a geração de gás convencional, que seriam quatro etapas geológicas, rocha geradora, trapas, rochas selantes e rochas reservatório. Além disso, é preciso que ocorram dois processos ao decorrer dos anos, migração e sincronismo. Com isso é possível concluir que somente a presença de poros e permeabilidade em uma rocha proveniente de um processo de sedimentação não garante necessariamente a formação de jazidas de HC (Jacomio, 2014).

Ademais, ao finalizar o processo de geração e consecutivamente o processo de migração é necessário que o HC encontre uma “armadilha” geológica que impossibilite que continue em migração até sua liberação natural na atmosfera. Essa “armadilha” é conhecida como rocha selante.

Outra característica dos reservatórios convencionais, são as técnicas implementadas para a prospecção dos fluidos, normalmente são de baixo grau de complexidade, normalmente aproveitando a energia primária desse reservatório e, devido as temperaturas altas, seu nível de pressão para trazer esses HC a superfície. Além disso, quando necessário fluidos são injetados no reservatório com a intenção de, através de um processo puramente mecânico, “empurrar” os hidrocarbonetos presentes no reservatório. Nesses casos não são necessários processos termodinâmicos ou químicos para prospecção(Jacomo, 2014).

A figura abaixo ajuda a entender um pouco melhor os fatores que fazem com que um reservatório seja considerado convencional.

Figura 4 – Geologia do Gás Convencional



Fonte: Diário do Pré-sal < <https://diariodopresal.wordpress.com/petroleo-e-gas/> >
Acesso em: 12Out. 2017

I.4.2 – A Geologia do Gás Não Convencional

Por outro lado, na geologia Não Convencional, não apresenta tais estruturas, o que impossibilita as quatro etapas da sequência geológica tradicional e as duas temporais. No caso do *shale gas*, a rocha de folhelho, se caracteriza por possuir baixa espessura em seu grânulos, com isso a etapa de migração fica impossibilitada de ocorrer e assim o que era rocha geradora passa também a ser rocha reservatória, deixando claro a não apresentação das quatro etapas geológicas e também das duas temporais.

Pode-se averiguar também que ao apresentar uma geologia diferentes, as técnicas previamente apontadas não se encaixariam nessas condições, sendo necessário um trabalho de desenvolvimento de novas tecnologias pelo setor de O&G. Por ser um reservatório que apresenta uma permeabilidade mais baixa, o que acaba dificultando a mobilidade dos fluidos devido ao fato dos poros estarem isolados, se torna necessária uma nova técnica que consiga avançar essa barreira e assim “capturar” esse gás que não migrou.

A primeira técnica apresentada, uma vez que os poços já estejam previamente mapeados através de um processo de estudos sísmicos, é a de perfuração horizontal, visto que devido a baixa permeabilidade se torna necessário que se tenha uma maior área para prospecção, pois o gás se encontra espalhado por toda extensão da rocha, sendo assim diferentemente do poço vertical onde a região de contato com o poço é somente em um ponto do reservatório, no caso da perfuração horizontal é possível aumentar a área de contato e aumentar assim a taxa de recuperação do poço. Além disso ao se produzir uma perfuração vertical é possível que com esse ponto de perfuração vários outros de perfuração horizontal sejam implementados (Suárez 2016).

Em contra partida o alto custo para se produzir uma perfuração horizontal faz com que primeiro seja implementado perfurações verticais, num processo de análise de viabilidade, onde se avalia a qualidade do HC, a dificuldade de prospecção entre outros fatores, para a partir da confirmação, seja implementada essa técnica.

A segunda técnica utilizada na exploração do gás não convencional e de certa forma dependente da prima, visto que a perfuração horizontal fornece informações precisas para que o fraturamento hidráulico seja bem sucedido. Isso ocorre pelo fato de que cada campo de HC não convencional apresenta uma particularidade geológica, uma forma diferente de se prospectar, como muito bem explica Meisenhelder:

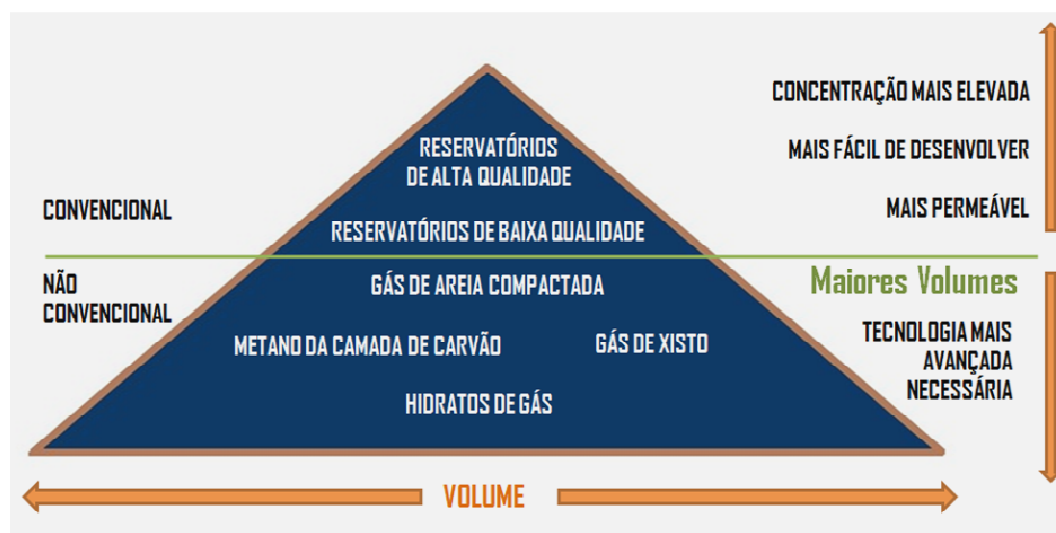
“every shale is fundamentally different. From a technical perspective, what works in one place may not work elsewhere, even in the same play, much less across the globe.” (Meisenhelder, 2003, p.20)

O fraturamento hidráulico é composto por uma série de processos que possibilitam maior aproveitamento do gás “preso” nas rochas, passando pela cimentação da rocha, pelo uso da perfuradora que produz pequenas explosões com a finalidade de fragmentar a rocha e assim aumentar sua permeabilidade e até que aconteça o fraturamento hidráulico

propriamente dito, que condiz na injeção de um fluido chamado *slickwater*, que é composta basicamente por água e areia (98-99,5%) e químicos e biocidas (0,5-2%) com a finalidade de ajudar na saída do gás, e diminuir a fricção entre o fluido e o poço e matando possíveis bactérias que podem bloquear a prospecção (Suárez, 2016).

A injeção do líquido é de grande importância, pois além de aumentar a pressão no interior do reservatório, o que causa a mobilidade do gás, é responsável pelo aumento das fraturas existentes e produção de novas.

Figura 5 – Disponibilidade de Recursos por Tipo



Fonte: Almeida e Ferraro, 2013

I.5 – Tipos de Gás Não Convencional

Como apresentado na figura acima, é possível se encontrar diversos tipos de gás não convencionais, como o gás de arenito de baixa permeabilidade (*tight sand gas*), o gás de folhelho (*shale gas*), o gás de carvão (*coalbed methane*) e os hidratos de gás natural, onde somente os três primeiros são economicamente viáveis (Almeida e Ferraro, 2013).

O gás de arenito de baixa permeabilidade se caracteriza por possuir um grau de permeabilidade muito baixa, o que acaba dificultando a mobilidade do fluido no interior da rocha. Seus poros são muito bem menores e menos espessos se comparados aos de uma rocha reservatória comum. Por tais motivos é necessário o uso de técnicas mais intensivas em tecnologia.

Também é possível encontrar gás natural em formações rochosas de xisto, formação sedimentar mais comumente encontrada, e segundo Almeida e Ferraro (2013) geralmente é composta numa proporção de 50% sedimentos, 35% argila e 15% materiais químicos e minerais. Além disso, apresentam uma estrutura quebrável e em alguns casos, como no agilito, pode-se quebrar a estrutura usando água.

Porém em casos onde o xisto apresenta maior concentração de material orgânico, e consequentemente uma coloração mais escura (*black xisto*), se apresenta com uma estrutura mais complexa, gerando assim uma maior dificuldade de quebra da rocha, fazendo com que a extração demande um custo maior, além de um maior grau de complexidade.

Outra formação geológica onde podemos encontrar o gás natural é em rochas de carvão. Nesse caso o metano resultante da quebra de hidrocarbonetos mais “pesados” fica absorvido dentro das formações rochosas. Porém em função de movimentos naturais tectônicos é possível que ocorram algumas quebras nessas formações rochosas, formando o *coalbed*, como é chamado esse espaço gerado pela fratura da rocha. Sendo assim o metano produzido migra pra essas fendas, favorecendo assim sua liberação num processo de extração (Almeida e Ferraro, 2013).

Por outro lado, esse processo pode gerar problemas para a atividade de mineração, pois aumenta o risco de explosões, visto que o metano, por ser um combustível, é altamente inflamável, além do fato de que a exposição direta ao metano é prejudicial aos mineradores.

Por último e ainda em fase de pesquisas, o hidrato de gás é a forma mais recente apresentada como formação não convencional. Nesse caso o HC é encontrado dentro de uma “grade” de moléculas de água, sendo assim é encontrado em ambientes de grande quantidade de moléculas de água, baixa temperatura (pois é necessário que a água esteja em estado sólido) e alta pressão. Ou seja, estima-se que seja mais facilmente encontrado em lugares com solos gelados, como no Ártico, ou em oceanos (Almeida e Ferraro, 2013).

CAPÍTULO II – GÁS NÃO CONVENCIONAL NA ARGENTINA

Este capítulo irá apresentar os fatores que possibilitaram a exploração de gás não convencional na Argentina, colocando como plano de fundo o mercado de energia do país, a relação com a política, questões geológicas e de infra-estrutura, aspectos regulatórios e a questão ambiental.

Para tanto, será apresentado inicialmente um panorama do setor energético Argentino e como o mercado de gás natural se posiciona nele.

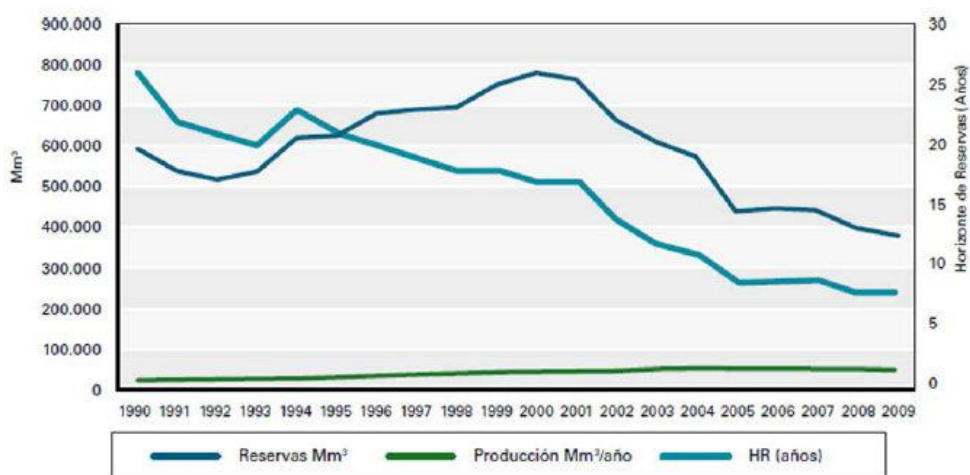
II.1 – Panorama Atual de Energia na Argentina

Assim como em toda América Latina, a questão energética na Argentina está intimamente ligada ao cenário político, por esse motivo encontramos uma gama de razões estratégicas e macroeconômicas que acabam influenciando diretamente o mercado de energia no país.

Nessa ótica, levando-se em conta as duas últimas décadas, onde a Argentina passou pela pior crise econômica de sua história, e um sistema público sem condições de incentivar a geração de energia primária e uma diminuição natural e esperada na produtividade dos reservatórios já explorados, o país passa de um cenário de exportador dentro da América do Sul para um importador (EIA, 2016; *Secretaría de Energía*, 2016).

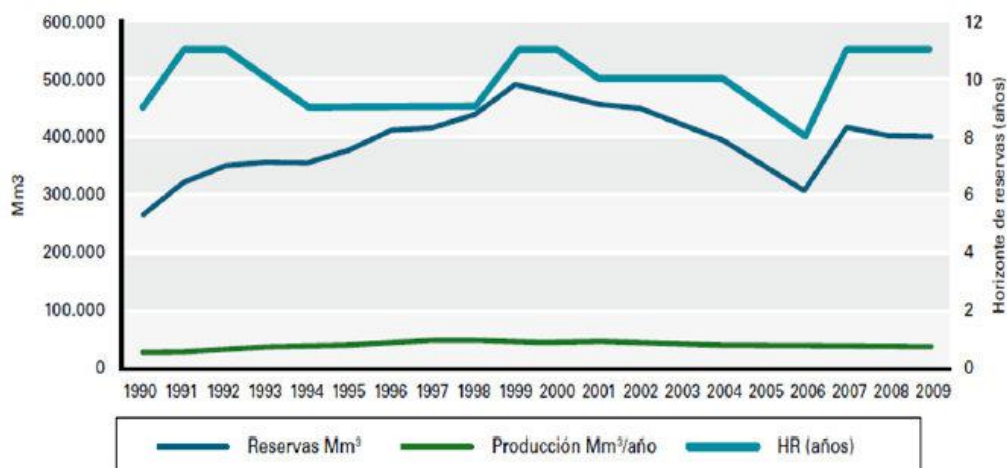
Nas figuras abaixo é possível identificar o declínio da produção.

Figura 6 – Produção e Reservas de Petróleo na Argentina:



Fonte: Jacomo, 2013

Figura 7 – Produção e Reservas de Gás Natural na Argentina:



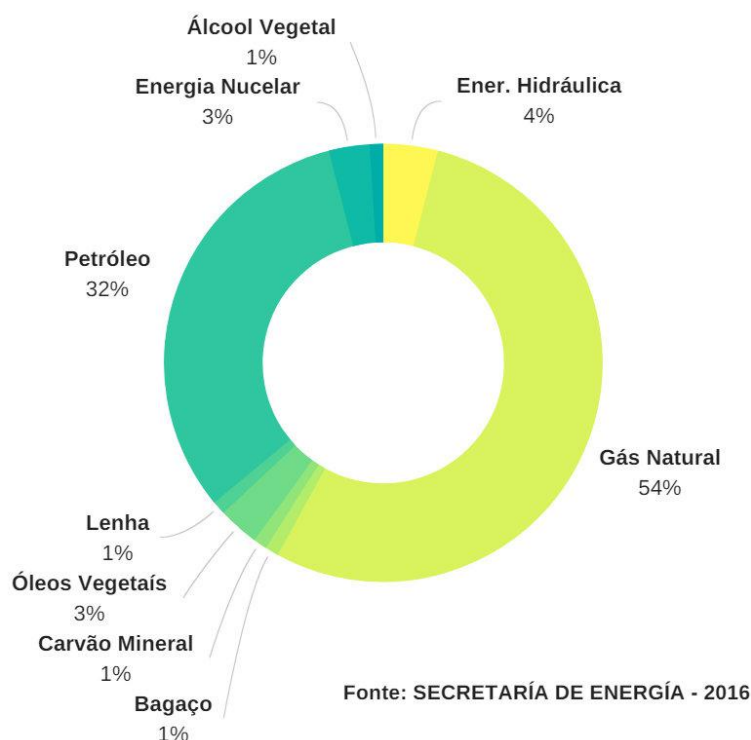
Fonte: Jacomo, 2013

Apesar de já manifestar uma recuperação econômica em 2003, esse movimento gerou um aumento consecutivo na demanda por energia, fazendo com que esse crescimento tenha acontecido de forma atrofiada, visto essa limitação de oferta de energia. Ainda numa vertente política, o setor público alegou que a falta de investimento das empresas privadas, preestabelecido no momento da concessão foi o motivo crucial para essa atrofia estrutural. Em contra partida, o setor privado se justificou segundo o congelamento das tarifas de comercialização, gerando assim uma crise energética como nunca vista (Castro e Freitas, 2004).

Nesse momento, o país acaba caindo num cenário de dependência e vulnerabilidade externa, visto que passaram a importar gás na forma de GNL (gás natural liquefeito) para suprir a demanda do mercado interno, e o faz sem planejamento algum. Essas importações eram realmente necessárias, visto que a base de geração de energia elétrica na Argentina se encontra concentrado nas usinas termelétricas. Ainda que, sendo o maior produtor de gás natural da América do Sul, se viu numa situação de perigo, pois buscando a recuperação econômica, era necessário que o país não parasse.

Com o passar do tempo e a manutenção da matriz de consumo de energia, atrelado ao fato do esgotamento eminente das reservas de HC convencionais no país, a Argentina se vê num processo natural de procura por fontes não convencionais de produção de gás natural e mantendo assim sua matriz energética de produção (o que podemos ver na figura 5).

Figura 6 – Matriz de Geração de Energia Argentina em 2016:



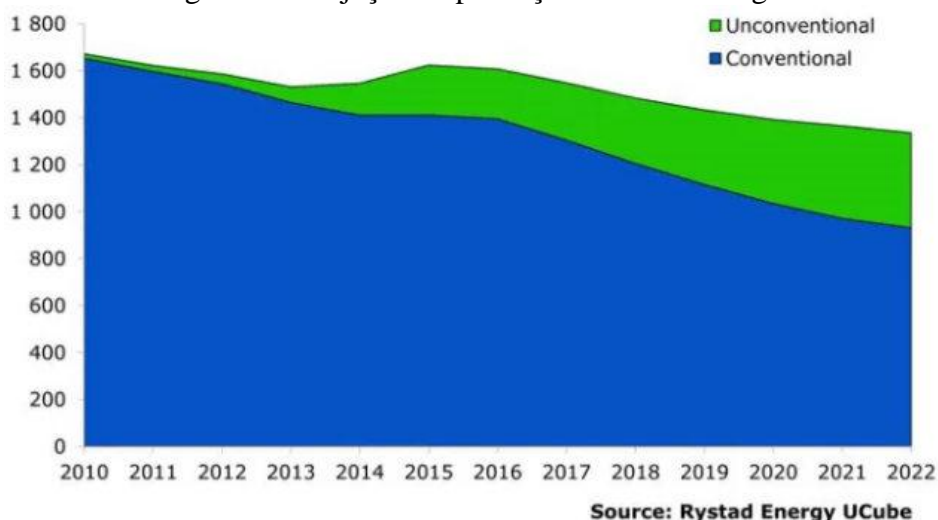
II.2 – O Gás Não Convencional na Argentina

Apesar de conviver com um quadro de crise no setor energético a Argentina se manteve como maior produtora de gás, na América do Sul e Central, na última década, conforme apresentado no *BP Statical Review of World Enerergy June 2017*. Uma boa parte desse posicionamento só foi possível graças ao incremento de produção gerado pelo gás não convencional.

Essa participação de HNC na matriz de geração de energia na Argentina vem crescendo cada dia mais, par e passo com o declínio na produção de gás convencional. Essa velocidade de reação na produção é resultado de uma maior participação do capital privado de grandes empresas exploradoras (Statoil, Exxon, Shell, Gazprom) investindo na exploração, principalmente na Bacia de Neuquina, e por outro lado a falta de estrutura para tal crescimento.

Seguindo essa linha de pensamento a figura projetada pela Rystad Energy ilustra bem que acaba de ser apresentado.

Figura 7 – Projeção da produção de Gás na Argentina:



Fonte: Grupo Portal Marítimo < <https://www.portalmaritimo.com/2017/05/18/rystad-energy-a-mudanca-de-fluxo-de-gas-natural-na-america-do-sul/> > Acesso em: 17Out. 2017

A maior parte da produção de HCN encontra-se na Bacia de Neuquina, principalmente na formação de Vaca Muerta que segundo *Secretaría de Energía* (2012) e IEA (2012) a estimativa é que nesse *play* se encontre 308 Tcf de gás natural tecnicamente recuperáveis. E que caso seja confirmado, se tornaria um dos maiores campos de produção de HCN do mundo e o que representaria quase 40% da do total de Gás não convencional na Argentina. Além disso, representaria uma reserva muito maior que a apresentada em Loma de Lata, que atualmente possui título de maior campo produtivo de gás natural do país. Apesar de possuir esse potencial descomunal, Vaca Muerta vem produzindo em uma escala bem abaixo do possível (Jacomio, 2013).

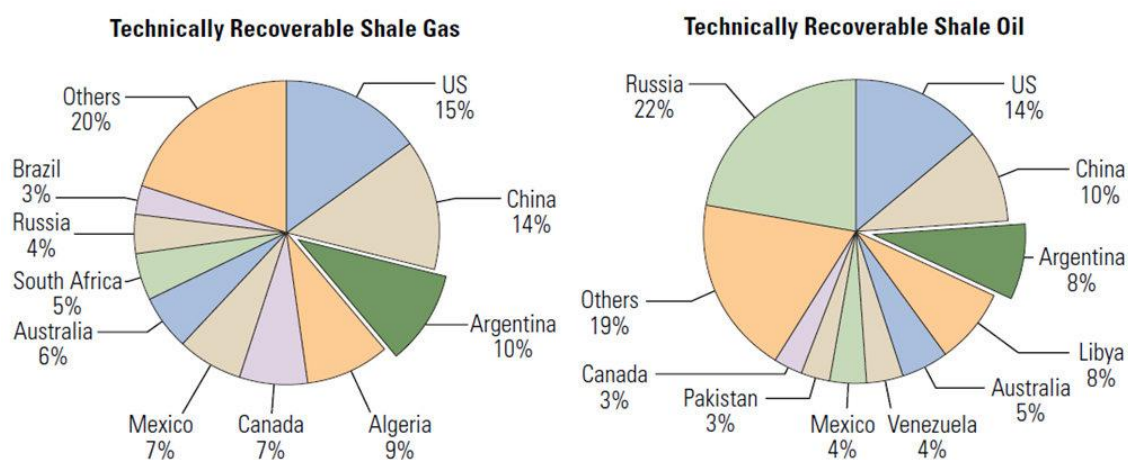
Entretanto, visando mudar esse cenário a YPF vem buscando outros operadores para investirem na exploração dessa gigantesca reserva, dentro delas a mais recente, fechada em julho de 2017, com a Pan American Energy e outras a duas empresas francesas: Total e a Wintershall Energia, somando um montante de 1,5 bilhões de dólares, visando acordo pela exploração de área de Aguada Pichana e Aguada de Castro. Antes disso o grupo Techint fechou um acordo de 2,3 bilhões de dólares em março, para exploração dos campos de folhelho. Valores esses que buscam além de aumentar a infra-estrutura e um maior conhecimento geológico da área, pois como já foi falado no primeiro capítulo, cada poço apresenta sua especificidade para produção.

Esses investimentos externos se justificam principalmente ao se buscar uma comparação com o mercado de HNC mundial e a disponibilidade de reservas, segundo o EIA (2013), a Argentina possui a segunda maior reserva de *shale gas* do mundo, ficando atrás

somente da Rússia. Além disso, conforme apresentado no primeiro capítulo, onde leva-se em conta que a quantidade de reservas de hidrocarbonetos não convencionais é maior que de convencionais, qualquer investimento que leve ao desenvolvimento de *know-how* é considerada válida, visto que como em todos setores, quem detém o conhecimento do negócio larga na frente na competição por mercado.

Na figura 8 encontra-se o posicionamento da Argentina frente às reservas de Gás Não Convencional (esquerda) e Petróleo Não Convencional (direita).

Figura 8 – Projeção da produção de Gás na Argentina:

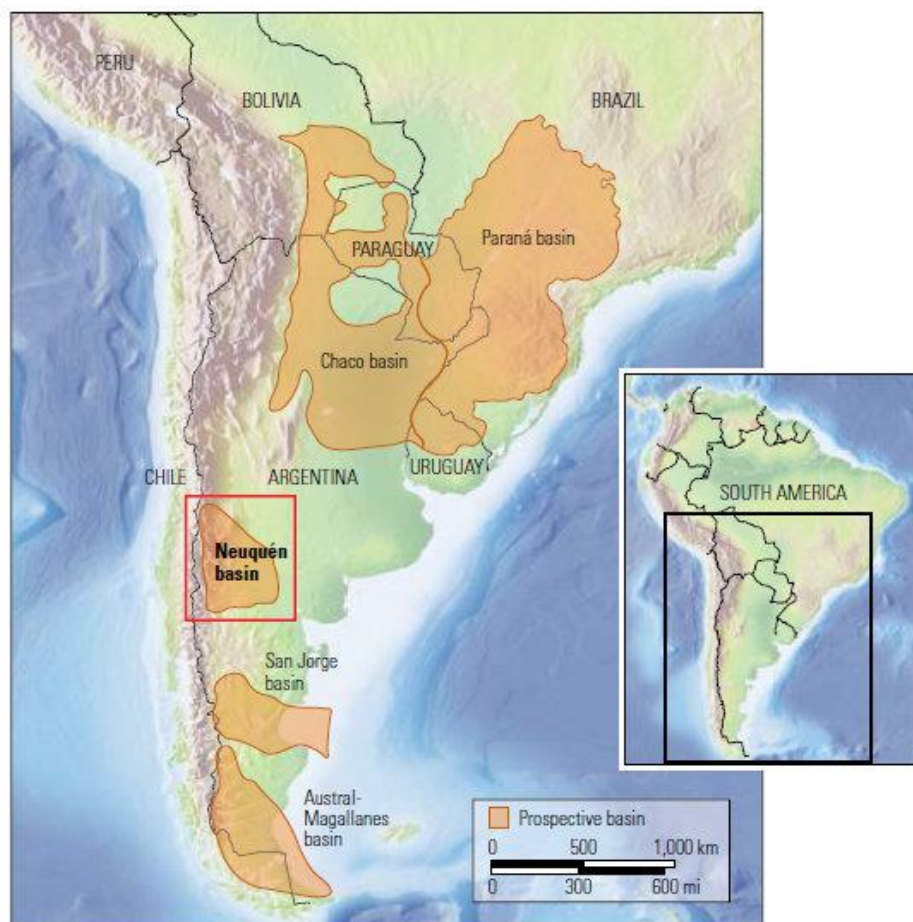


Fonte: Schlumberger, 2016

Além da bacia de Neuquina, que se localiza a leste da Cordilheira dos Andes e limita pelas regiões de Neuquén, Mendoza, Rio Negro e La Pampa, a Argentina conta com mais duas bacias reservatórias de grande expressão, o primeiro Golfo de San Jorge, uma bacia localizada na parte central da Patagônia, nas regiões conhecidas como Chubut e Santa Cruz e se estendendo, além de uma parte que avança sob o Oceano Atlântico. Já o segundo, a bacia Austral limitada também pela província argentina de Santa Cruz, e na porção chilena pela província de Magallanes, passando pelo Estreito de mesmo nome, abrangendo a Ilha Grande da Terra do Fogo e avançando pela plataforma continental. Todas as bacias encontram-se em produção.

Veja na figura 9 a representação das bacias no mapa geográfico argentino, vale ressaltar em destaque a bacia de Neuquina.

Figura 9 – Mapa Geográfico das Bacias Reservatórias da Argentina:



Fonte: Schlumberger, 2016

II.3 – Estrutura da Indústria do Gás na Argentina

Um dos fatores que permitiram o desenvolvimento de HNC na Argentina, foi o fato que o gás foi historicamente a base da matriz energética do país, sendo assim já existia toda uma infra-estrutura que permitiria o escoamento dessa nova porção de gás consumido no mercado interno. Tal fato teve como garantia uma rede integrada de gasodutos, muitos deles que outrora eram usados também para a distribuição no mercado externo, agora serviriam para aumentar a capacidade de distribuição.

Segundo o EIA (2012), estima-se que a Argentina obtenha uma malha de gasodutos de quase 19 mil milhas além de projetos de desenvolvimento de novos, um bom exemplo é a construção em conjunto com a empreiteira brasileira Odebrecht para a construção de um gasoduto de 400 milhas, num projeto conhecido como Gasodutos Troncales em Córdoba.

Porém, segundo existem duas grandes empresas responsáveis por comandar o mercado de gasodutos no país, a menor delas, Transportadora de Gas del Norte (TGN) responsável por

6 mil quilômetros, tendo como dois principais gasodutos, o primeiro responsável pelo escoamento de produção na província de Salta e o segundo que liga Neuquén ao mercado interno. Já a maior delas, a Transportadora de Gas del Sur, tem sua importância não dimensionada por sua extensão, 8,6 mil quilômetros, mas também por seu peso estratégico, já que é a responsável pela distribuição do gás produzido nas principais bacias de gás da Argentina. São três gasodutos principais (Neuba I, Neuba II, and San Martin), responsáveis por 60% da produção do país, ligando assim as bacias de Neuquina, San Jorge e Austral. Fazendo assim com que a Argentina tenha o título de Sistema de Distribuição de Gás por Gasoduto mais extenso da América Latina (Mares, 2013).

Vale destacar, que como apresentado antes, essas três bacias são as que passaram a se destacar pela produção dos HNC e assim aumentaram a circulação de gás por esses gasodutos. Na verdade a ótica a ser analisada é a reversa, esse aumento de produção só foi viável devido toda infra-estrutura que permitisse esse desenvolvimento.

Figura 10 – Rede de Gasodutos Presentes no Território Argentino:



Fonte: ECYT-AR < https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Gasoductos_de_Argentina > Acesso em:

19Out. 2017

II.4 – Aspectos Regulatórios do Mercado de HNC na Argentina

II.4.1 – Marco Regulatório Institucional

O marco regulatório que representou grande desenvolvimento para a gestão dos recursos ligados a extração de HC aconteceu em 1949, onde a partir de uma reforma constitucional ficou sancionado um artigo no qual ficava claro o princípio de propriedade sobre os recursos ligados ao setor energético, como as reservas de gás natural e petróleo, quedas d'água e todas outras formas possíveis de geração de energia, num caráter imprescindível e inalienável. Esse princípio está presente no artigo 40 da constituição e representa o reconhecimento de propriedade, pelo Estado, de todos os recursos naturais ligados a produção e geração de energia, e passaram a figurar uma forma diferente dos demais minérios nacionais no âmbito legislativo (Jacomio, 2013).

Sendo assim, contratos de prestação de serviço começaram a ser adotados como forma de desenvolver produção de hidrocarbonetos, visto a falta de recursos financeiros e tecnológicos do Estado.

Outra lei, anos depois, foi apresentada visando complementar o princípio adotada na anterior. A Lei nº.17.319/67 tem como objetivo principal a regulação dos processos de exploração, refino, transporte e comercialização dos hidrocarbonetos no país, complementado o texto do art. 40 constituição.

Com essa nova Lei do Petróleo, desenvolvida em 1967, houve uma mudança conceitual no que tange o direito de propriedade do HC, de uma forma aparentemente sutil, visto que as reservas ainda seriam de posse do Estado, porém com grande significância, pois a partir do momento que esse recurso fosse extraído de seu reservatório e ultrapassasse o solo, passaria a ser de propriedade do responsável pela extração, apresentando um caráter mais físico que natural para o conceito de propriedade. Além disso uma outra diretriz muito importante foi apresentada nessa Lei, no que distingui a possibilidade de utilização das áreas com reservas, no caso de áreas com reservas provadas era emitido a concessão de exploração dos HC, já em lugares onde apenas se encontravam reservas possíveis, somente era emitido permissões de exploração (Jacomio, 2013).

Posteriormente, em 1989, ficou mais claro ainda a possibilidade da empresa exploradora transportar, industrializar e comercializar os recursos explorados e também seus derivados, esse foi o decreto 1589/89.

Porém, especificamente no caso do gás natural encontrou-se um contraponto a esse decreto, visto que era de característica de um serviço público os processos de transporte e distribuição de gás produzido, limitando assim a possibilidade de comercialização, visto que se ficaria dependente dos serviços do Estado.

Anos depois outra mudança foi implementada no que diz respeito ao conceito de propriedade dos recursos naturais ligados a geração de energia fóssil. Com a reforma constitucional de 1994 o direito desceu uma escala federativa, ficando a cargo dos Governos Provinciais a gestão desses e regulação desses recursos, sempre respeitando as diretrizes previamente apresentadas pelo artigo e pela lei. Sendo assim o direito de propriedade ainda se concentra no âmbito público, porém em forma de controle das Províncias.

No trecho seguinte, fica mais clara a compreensão de tal fato:

As permissões e concessões continuam sob jurisdição federal. A legislação de HC segue sendo de caráter federal e, como consequência, a jurisdição sobre esses HC permanece sendo atribuição do Governo Nacional. Às províncias, lhes cabem o direito de estabelecer políticas a nível local para as atividades relacionadas à atividade de exploração e exploração de HC de caráter complementar a Lei do Petróleo e nunca substituto, de forma que não contradigam ou gerem conflitos com a política nacional. (JACOMO, 2013, p.94)

Analogamente, as diretrizes apresentadas para os hidrocarboneto convencionais, acabam se aplicando aos não convencionais figurando assim o cenário encontrado pelas empresas que buscam a exploração desse recurso.

II.4.2 – Questões Ambientais

A regulação ambiental segue o mesmo esquema da aprestada anteriormente, poucas leis federais básicas e uma complementaridade por parte das províncias, o que gera muita confusão para as empresas interessadas em explorar pois antes de qualquer projeto precisam não só pesquisar e se adaptar as especificidades de cada reserva, mas também com relação a regulação local.

Além disso, como apresentado anteriormente, os HC são categorizados no mesmo grupo de minerais na questão de exploração, apesar de existirem leis federais que fazem essa distinção. No caso das leis ambientais, essa separação só acaba ocorrendo dentro da jurisdição provincial.

Sendo assim, segundo Jacomo (2013), três leis principais comandam um controle mínimo de gestão ambiental, normas de proteção e conservação, responsabilidade perante algum dano ambiental, infrações e sanções, assim apresenta a constituição:

Artículo 41- (...)El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.

Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementirlas, sin que aquellas alteren las jurisdicciones locales. (CONSTITUCIÓN DE LA NACIÓN ARGENTINA, 1994)

A primeira conhecida como *Ley General del Ambiente* já se apresenta em seu primeiro artigo como uma lei que trata dos pressupostos mínimos para manutenção de uma gestão de sustentabilidade, preservação e proteção de diversidade biológica, como um dos instrumentos para esse controle o Art. 11º diz: “*Toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución*”, sendo assim, determina que qualquer ato contra o que apresenta no primeiro artigo é passível de punição.

Além dessa, existem mais duas leis que vigoram de forma complementar a Constituição, como a Lei 25.612 voltada para o controle de resíduos sólidos industriais provenientes de atividades de exploratórias, estabelecendo padrões mínimos de proteção, e a Lei 24.051, *Ley Nacional de Residuos Peligrosos* (Jacomo, 2013).

Todas essas vigoram no âmbito federal e tem como validade todo território nacional, porém conforme o artigo 41 cabem as províncias elaborarem leis, conforme sua necessidade e possibilidade no intuito de especificar alguma diretriz apresentada nas leis federais, nunca anulando.

Sendo assim, essa diversidade jurídica faz com que a burocracia e especificação acabem desencorajando investimentos externos, algo que um conjunto de leis bem desenvolvido e com diretrizes claras poderiam resolver, favorecendo assim o desenvolvimento do mercado.

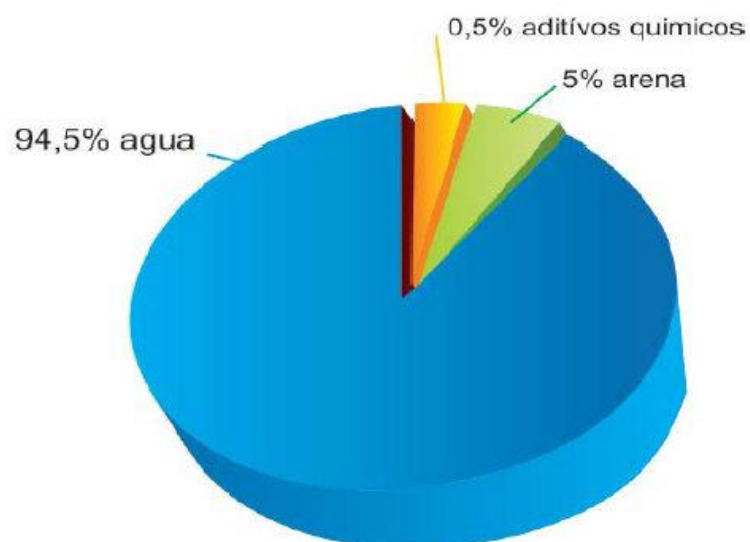
No caso dos hidrocarbonetos não convencionais outro problema é apresentado, a falta de uma legislação específica que regule a atividade. Segundo Ernesto Sanz, senador argentino que apresentou a “*Ley de Presupuestos Mínimos Ambientales para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos no Convencionales*” é necessário uma lei que possa dar as diretrizes básicas para o projeto de exploração e exploração, visando a garantia de proteção ambiental, mas que seria uma chance de reverter o cenário declinante apresentado nos últimos anos pelo setor energético do país.

Los presupuestos mínimos en materia ambiental, son normas que conceden una tutela uniforme o común para todo el territorio nacional. Se establece así un “piso” de condiciones necesarias para asegurar la protección ambiental, que garantiza en todo el territorio el cumplimiento de requisitos mínimos, por sobre los cuales las autoridades provinciales y locales pueden erigir legislación y regulación más gravosa de acuerdo a sus necesidades y situaciones particulares. (SANZ, 2013, p.8)

Um dos motivos para não se apresentar uma legislação específica sobre o HNC é a falta de conhecimento sobre os impactos ambientais possivelmente causados no processo de exploração. De acordo com esse argumento, em 2013 a Academia Nacional de Ingeniería da Argentina (ANIA, 2013) solicitou a órgãos ambientais de EUA e Reino Unido estudos direcionados sobre impactos ambientais relacionados na produção dos Hidrocarbonetos. Sendo eleito como modelo para esse estudo a Reserva de Vaca Muerta, na bacia de Neuquén, pois como informado previamente é a reserva mais importante do país por seu tamanho e capacidade e também pelo conhecimento já desenvolvido tanto geológico como de técnicas de exploração (Jacomio, 2013).

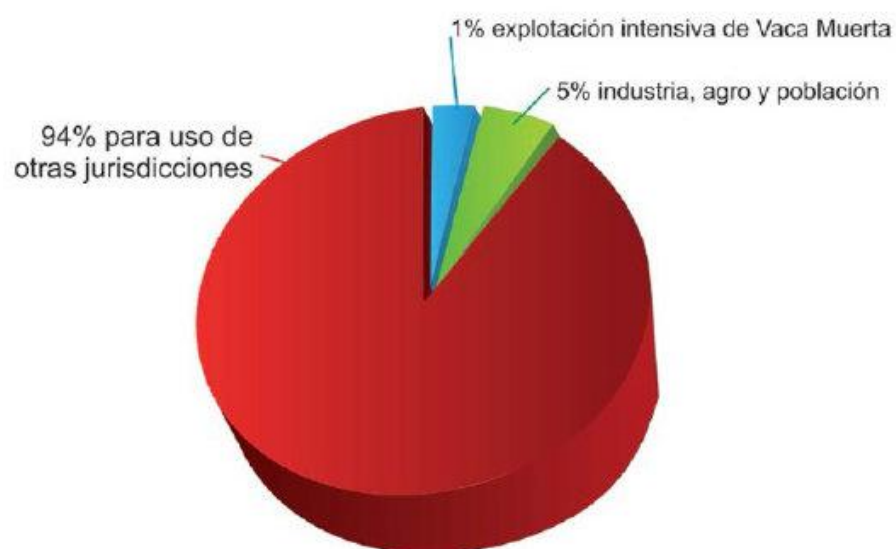
Uma das peculiaridades do processo de produção de HNC é o uso da água na etapa de Fraturamento Hidráulico, onde a água é bombeada para dentro das rochas buscando auxiliar a saída do gás. Muito se é questionado dos impactos causados pelo uso da água no fluido de fraturamento visto que em sua formulação acontece o uso de elementos químicos que poderiam contaminar lençóis freáticos presentes na formação geológica. No caso de Vaca Muerta, especialistas alegam que não existe esse risco, pois no local não se encontra água potável para consumo humano.

Figura 12 – Componentes Químicos Presentes no Fluido de Fraqueamento:



Fonte: Jacomo, 2013

Figura 11 – Uso da Água por Atividade na Argentina:



Fonte: Jacomo, 2013

CAPÍTULO III – GÁS NÃO CONVENCIONAL NO BRASIL

Com a finalidade de apresentar o potencial brasileiro na produção de gás não convencional, este capítulo será estruturado de forma a se entender o cenário de fundo onde esse mercado poderá se desenvolver, as condições geológicas presentes e a questão ambiental e regulatória do país.

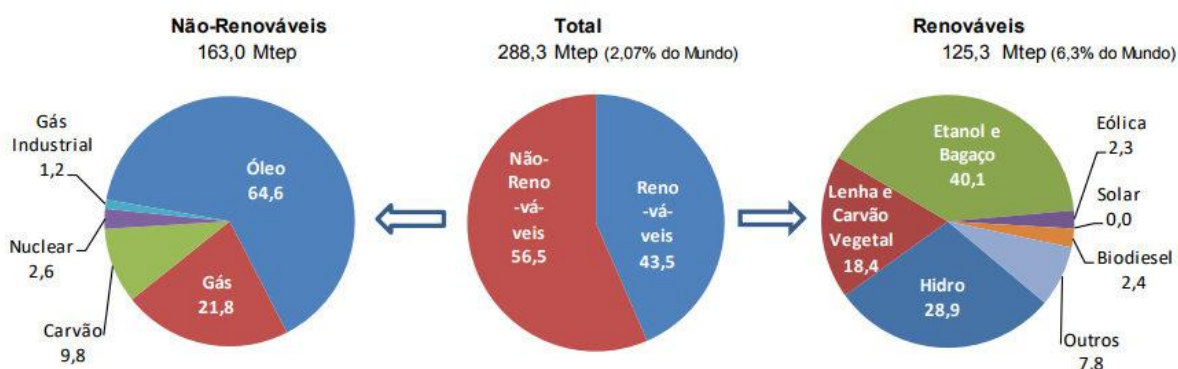
Sendo assim será apresentado inicialmente uma visão geral de como se encontra a indústria energética do Brasil.

III.1 – Panorama Atual de Energia no Brasil

Sendo um país de dimensões continentais (5º maior país do mundo em questões territoriais), o Brasil pode ser representado pela diversidade tanto em quesitos sociais, como em relação a sua geografia. Possui um relevo bem heterogêneo e definido, além de alguns tipos de vegetação e clima. Esses fatores contribuem para que no país se encontre diversas formas para geração de energia. O que é muito importante visto que também é um país extremamente populoso (5ª maior população) e sempre figurando a lista das 10 maiores economias do mundo, sendo assim, o consumo interno de energia é alto e depende de uma matriz bem desenvolvida.

Atualmente o Brasil possui uma matriz geradora de energia bem diversificada, o que implica em uma maior segurança energética. Isso fica explícito ao se analisar os números onde existe um equilíbrio entre a geração por fontes não renováveis (56,5% do modelo de geração) e renováveis (43,5% do modelo).

Figura 13 – Oferta Interna de Energia no Brasil:



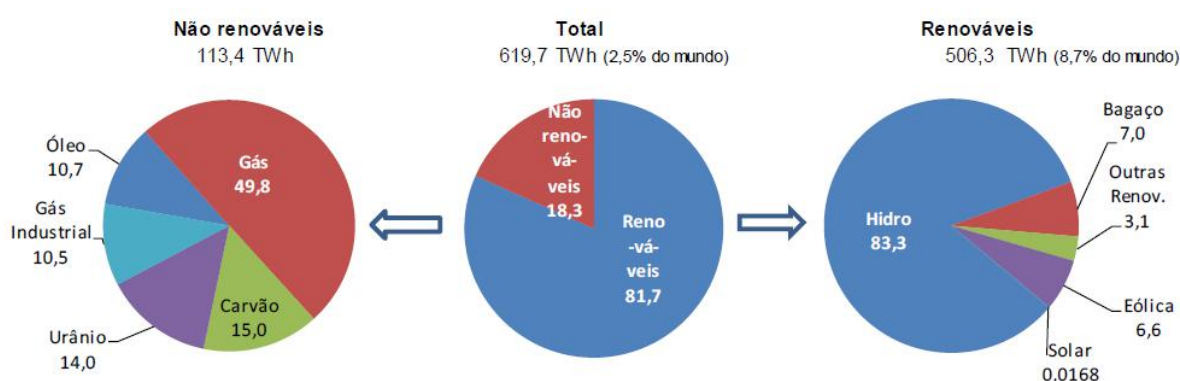
Fonte: Ministério de Minas e Energia (2016)

Como característica do sistema energético brasileiro é possível citar o forte controle do Estado no setor, e um bom exemplo para tal é que até 20 anos atrás toda parte de exploração de petróleo e gás natural era conduzida somente pela Petrobrás, empresa até então estatal, porém visando um maior investimento no setor, foi criada a Lei do Petróleo (Lei 9.487/97).

Essa lei tinha como objetivos principais a atração de novos investidores, aumento da produção nacional e maior utilização do gás natural. Através de concessões o Estado, que ainda detinha a exclusividade da atividade, qualquer empresa estabelecida de forma legal no Brasil poderia atuar nessa atividade (Suárez, 2016).

Esse esforço intensificou-se principalmente pelo aumento de uso do gás natural na geração de energia elétrica através das termelétricas, uma forma de complementar a geração que é dominada pela produção nas hidroelétricas, como fica claro na figura 14.

Figura 14 – Oferta Interna de Energia Elétrica:



Fonte: Ministério de Minas e Energia (2016)

Porém, essa finalidade não foi atendida com tanto sucesso, por mais que tenha entrado capital externo no setor de E&P de petróleo e gás e os números de geração no Brasil tenham aumentado muito após essa lei, segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2015, apenas 26% da produção de gás natural no país não era de responsabilidade da Petrobras, que concentrava 74% da geração de gás no país (Suárez, 2016)

Isso ocorre, pois grande parte da produção brasileira é *offshore*, ou seja, está concentrada no mar, e com isso a viabilidade da produção do gás natural fica comprometida devido ao alto grau de complexidade no transporte desse gás produzido para os centros de distribuição, que normalmente se encontram no litoral. Fazendo assim com que não seja

interessante a produção de gás natural para o setor privado fazendo assim com que o gás seja reinjetado ou queimado simplesmente. Para se tomar partido, aproximadamente 4% de todo o gás produzido foi não aproveitado e 25% reinjetado nas reservas num processo para ajudar a extração do petróleo. Ou seja, quase 30% do gás produzido não foi consumido. Acaba que essa responsabilidade recai sobre a Petrobrás, pois sendo uma empresa de capital mista, ainda deve operar conforme o interesse do Estado.

Olhando a tabela 1, é possível entender a disposição de reservas *onshore* e *offshore*.

Tabela 1 – Reservas de Petróleo e Gás Natural

Produto	Local	2016	
		Provasdas	Totais
Petróleo (bilhões de barris)	Terra	0,6	1,2
	Mar	12	26,2
	Total	12,6	27,4
Gás Natural (bilhões de m³)	Terra	62,4	85,2
	Mar	315,8	656,3
	Total	378,2	741,5

Fonte: Ministério de Minas e Energia (2016)

Inicialmente para se sanar esse problema de abastecimento de gás, o Brasil começou uma política de importações principalmente depois de 1999, com o início da operação do Gasoduto Bolívia-Brasil, importando diretamente gás natural boliviano, onde nos últimos anos transportou em média 32 milhões de metros cúbicos por dia. Outra forma encontrada foi a importação de GNL, aproximadamente 18 milhões de metros cúbicos por dia (Suárez, 2016).

Além disso, era necessário o desenvolvimento do mercado interno de gás principalmente por uma questão de segurança energética não ficando assim dependente do mercado externo. Esse fator ficou ainda mais claro depois da nacionalização da Petrobrás Boliviana após a eleição do presidente Evo Morales, ficando visível a vulnerabilidade ao mercado externo. E atrelado ao fato de que o mercado *offshore* demonstrava desinteresse pela produção de gás natural, o mercado de *onshore* é dominado por empresas brasileiras de menor capacidade de investimento.

Num cenário como esse se abre uma possibilidade de desenvolvimento de um mercado de hidrocarbonetos não convencionais, como bem nos ilustra Almeida e Ferraro.

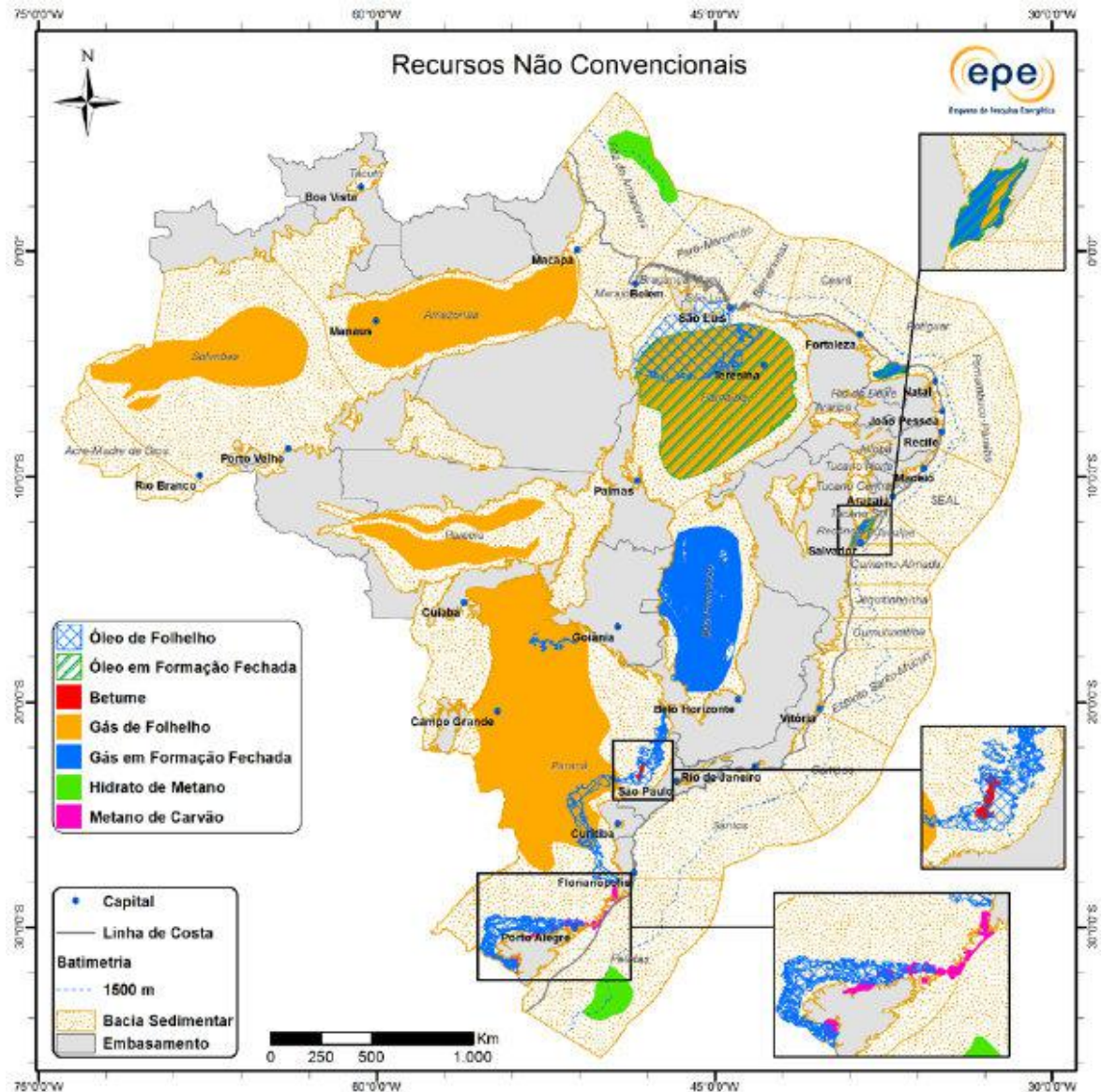
O Brasil apresenta várias bacias terrestres pouco exploradas com vocação para produção de gás natural. Apesar do grande potencial para produção de gás convencional, a exploração de gás e óleo não convencional através de novas tecnologias de fraturamento hidráulico abre uma nova fronteira geológica para o Brasil, tanto em bacias maduras quanto nas de fronteira geológica. Neste sentido, é muito importante viabilizar a fronteira geológica dos recursos não convencionais. (ALMEIDA E FERRARO, 2015)

III.2 – O Gás Não Convencional no Brasil

Como já foi apresentado acima, o mercado de produção de hidrocarbonetos *onshore* no Brasil não apresenta o potencial exploratório que se espera, porém representa um ótimo potencial quando se fala em produção de HNC. Segundo um estudo desenvolvido pela *Energy Information Administration* (EIA) observando o potencial exploratório de HNC fora dos EUA, num estudo denominado de *Technically Recoverable Shale oil and Shale Gas Resources*. Esse estudo destacou principalmente três bacias com informações geológicas suficiente para se encontrar recursos não convencionais, as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas. Num total de 18 bacias estudadas, 9 mostraram potencial para formações com HNC, porém só essas tinham dados geológicos, nas outras seria necessário a perfuração para que se obtivesse maiores informações (Suárez, 2016).

Sendo assim, analisando somente o potencial dessas três bacias, o Brasil ficou classificado como décima maior reserva de *shale gas* do mundo, com 245 trilhões de pés cúbicos, aproximadamente 7 trilhões de metros cúbicos, tecnicamente recuperável segundo estudo da EIA. (Araújo et al., 2015; Suárez, 2016).

Figura 15 – Plays dos Recursos Não Convencionais no Brasil:



Fonte: Empresa de Pesquisa Energéticas (2015)

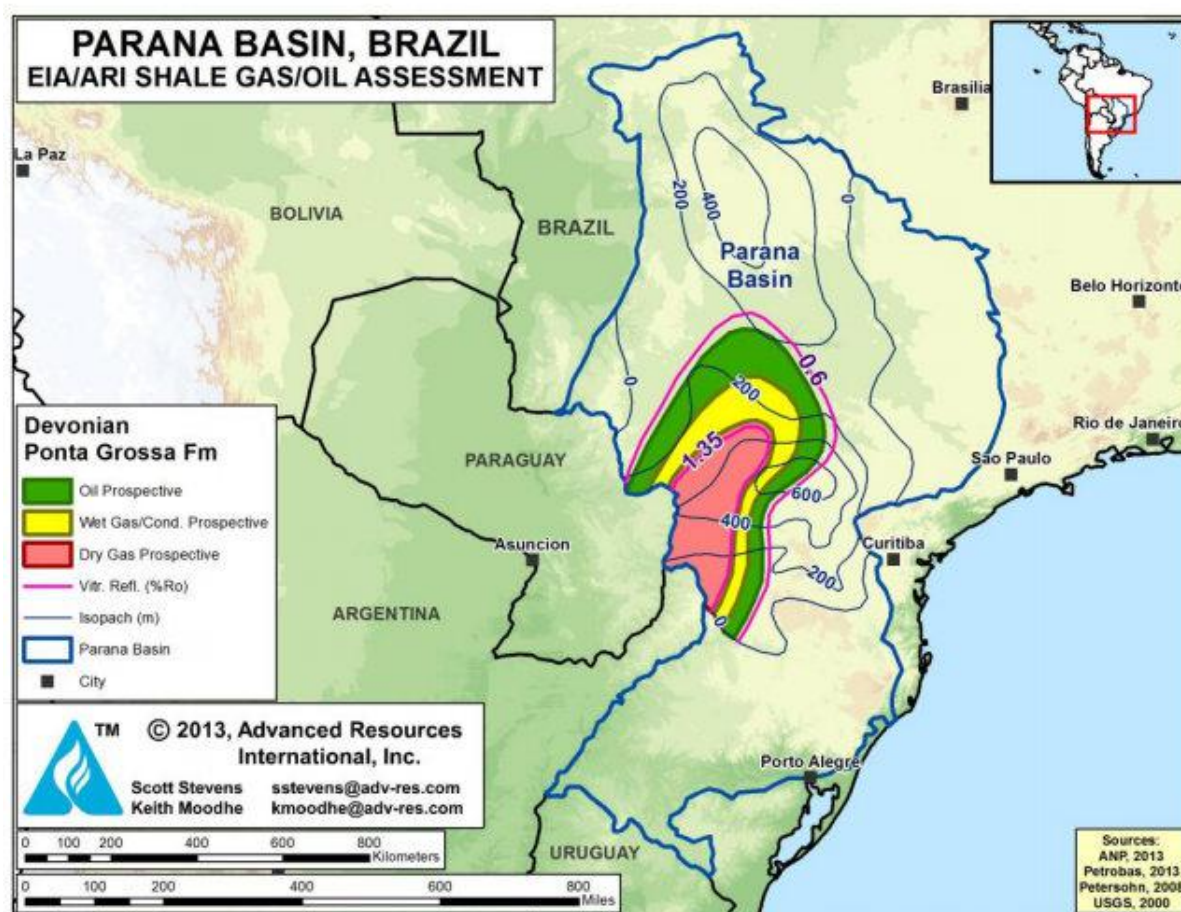
III.2.1 – Bacia do Paraná

A primeira bacia que será apresentada é a bacia do Paraná, localizada principalmente no estado de mesmo nome (na parte brasileira) e se estendendo por Paraguai, Uruguai e Argentina. Sua localização é fundamental para o desenvolvimento da atividade exploratória nessa bacia, pois possui muita facilidade de escoamento, visto que dois gasodutos passam pela região, o GASBOL (Gasoduto Bolívia-Brasil) e o Gasoduto Uruguina-Porto Alegre. Além disso, os grandes centros industriais do sul e do sudeste do país (regiões economicamente importantes) estão a curtas distâncias e se apresentam como potenciais consumidores (Moulin, 2014; Suárez, 2016). Apesar dos 124 poços perfurados, a exploração

de petróleo e gás convencionais nessa região não apresenta números de destaque no comércio nacional.

Segundo o mesmo estudo da EIA (2013), a área com maior potencial é formação de Ponta Grossa, com uma profundidade variando de 11.000 a 14.000 pés e apresentando uma espessura de 300 metros em média, podendo em alguns casos chegar a 600 metros, dentro de um campo de aproximadamente 172.000km². Com essas especificações geográficas, estima-se que essa formação apresente reservas recuperáveis estimadas em 2,3 trilhões de metros cúbicos, sendo a reserva por inteiro (*shale gs in-place*) 12,7 trilhões de metros cúbicos estimados (Moulin, 2014).

Figura 16 – Bacia do Paraná:



Fonte: Moulin (2014)

III.2.2 – Bacia do Solimões

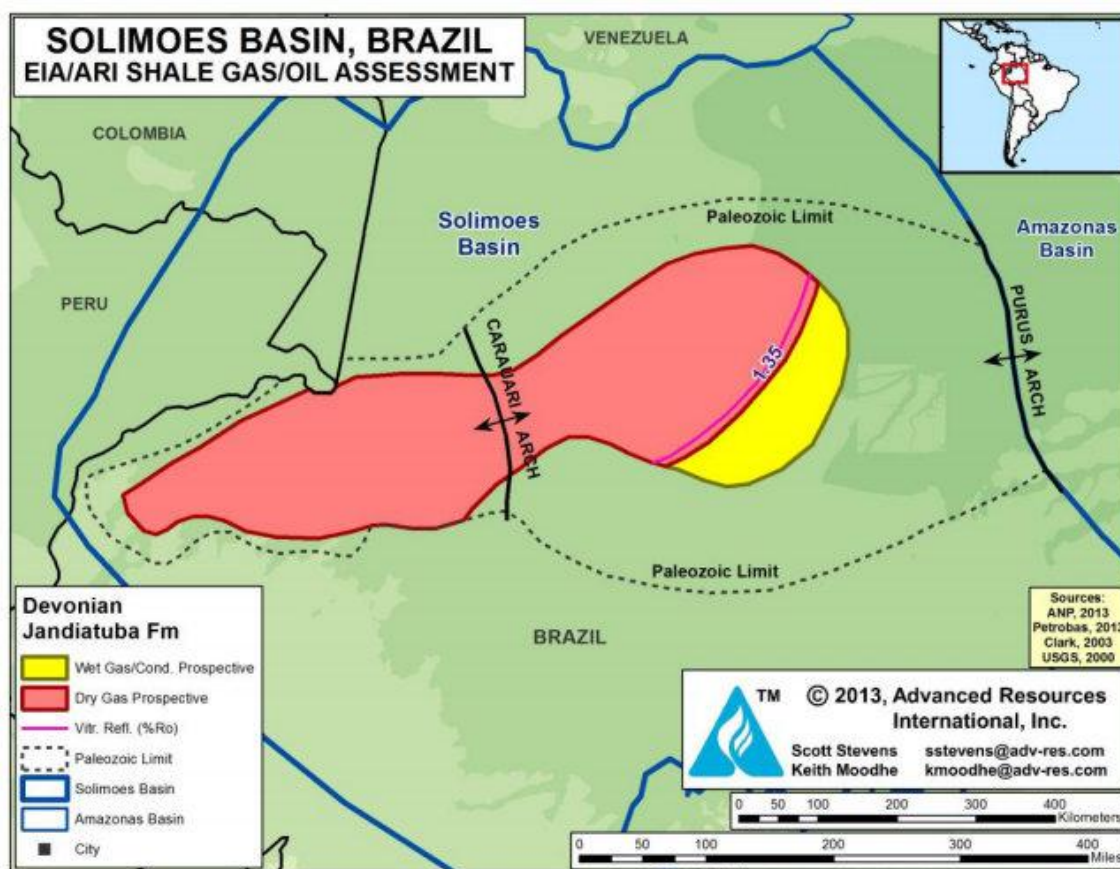
Localizada na região norte, mais especificamente no coração da Floresta Amazônica, a bacia do Solimões apresenta uma extensão de aproximadamente 900.000 km². Se apresenta como a bacia terrestre mais produtiva no mercado nacional, pela formação de Juruá, com uma

produtividade média de 12 milhões m³ por dia e 50 mil barris por dia. Essa produção é transportada pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

Nessa formação destaca-se a rocha geradora de Jandiatuba encontrada a uma profundidade que varia de 2.300m. e 3.700m. e uma espessura de em média 50m, numa área de aproximadamente 163.000 km². Além dessa rocha geradora a formação de Juruá apresenta mais duas, Jaraqui e Ueré (Moulin, 2014; Suárez, 2016).

Outro ponto importante é que sendo uma área de floresta, se caracteriza por um local de difícil acesso e com isso apresenta uma logística bem complexa. Sendo assim fica muito complicado o transporte de maquinários e de mão-de-obra, sendo normalmente feita por transporte aéreo (helicópteros) ou fluvial (através de balsas). Além de por ser um local de reserva florestal e com isso existe uma burocracia maior para a liberação da atividade de exploração. Tais fatores fazem com que a exploração nessa bacia acabe sendo mais cara que em outras regiões que apresentam maior facilidade de transportes e que sejam habitadas (Moulin, 2014).

Figura 17 – Bacia de Solimões:



Fonte: Moulin (2014)

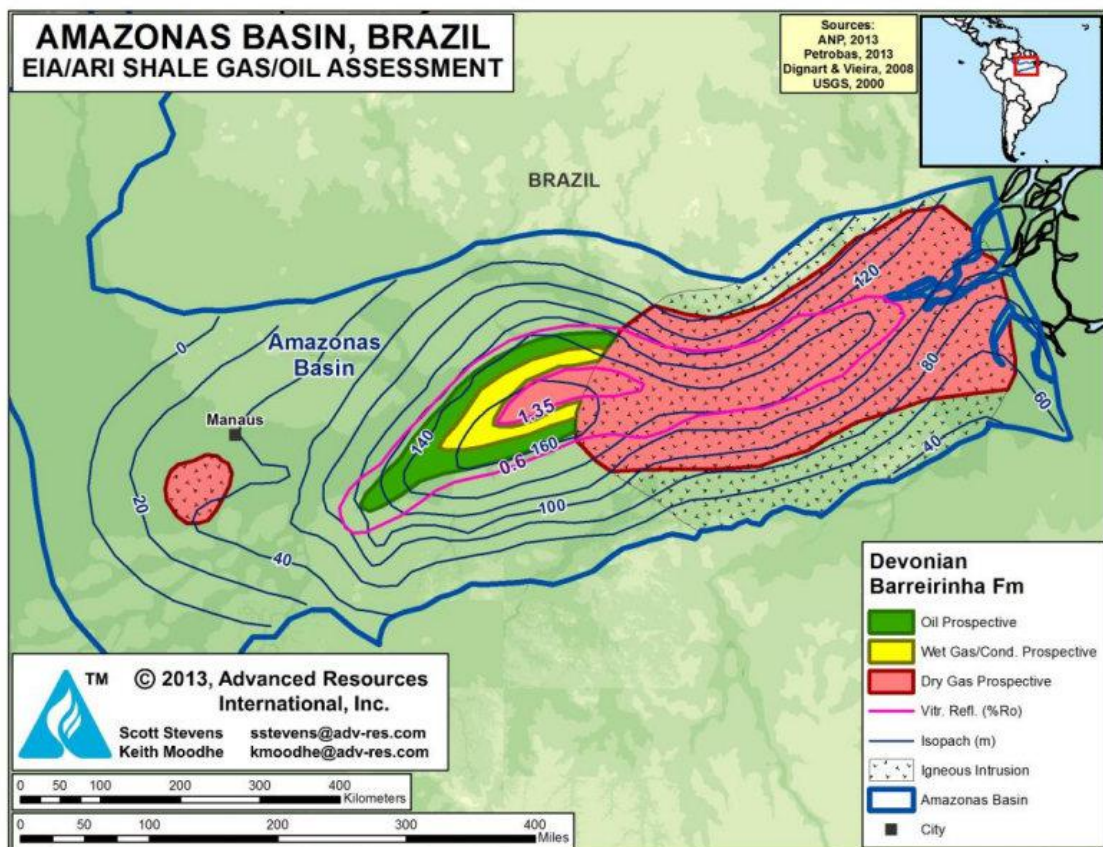
III.2.3 – Bacia do Amazonas

Assim como o exemplo mostrado anteriormente, a bacia do Amazonas se localiza em uma região de difícil acesso na mata densa da Floresta Amazônica, apresentam também um custo elevado de produção devido a dificuldades de logística e infraestrutura já enunciados acima. (Moulin, 2014).

Essa bacia ocupa um área de aproximadamente 596.000 km² e teve como marco a descoberta de reservas de hidrocarbonetos, sendo o começo de sua operação em 2009, na conclusão do gasoduto da região (Moulin, 2014; Suárez, 2016).

A formação que mais apresenta potencial de exploração de hidrocarbonetos não convencionais é a conhecida como Barreirinha, se entendendo por uma área de 140.000 km² aproximadamente, uma profundidade estabelecida entre 2900 e 3700 e uma espessura de 64 metros, propiciando uma estrutura para produção estimada de 100 Tcf (Suárez, 2016).

Figura 18 – Bacia do Amazonas:



Fonte: Moulin (2014)

III.3 – Estrutura do Mercado de Gás Natural

O mesmo fator que possibilita que o Brasil tenha uma diversidade de fontes de geração de energia faz com que o a infraestrutura de desenvolvimento e integração dos pólos produtivos e os centros de consumo seja mais difícil. Por ser um país de dimensões continentais o custo para transporte de insumos para produção e de escoamento para comercialização acaba ficando muito alto, ainda mais se o mercado de análise for um mercado com uma especificidade tão grande quanto o mercado de gás natural.

Além disso, a cultura estipulada de concentração de produção em plataformas *offshore* faz com que o investimento de infraestrutura também se encontre concentrado na região litorânea, sendo assim mais um fator que causa certo desânimo nos investidores externos e internos para o desenvolvimento da atividade de produção de HNC.

Um dos exemplos dessa concentração litorânea de investimentos em infraestrutura é a rede de gasodutos brasileira, como podemos ver na figura 19.

Figura 19 – Bacia do Amazonas:



Fonte:

ABEGÁS <http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=842> Acesso em: 23Out. 2017

Um dos principais gasodutos brasileiros, o Gasoduto de Integração Sudeste-Nordeste (GASENE), apresenta uma extensão de aproximadamente 1300km, ligando o município de Macaé, RJ (estação de Cabiúnas) ao município de Catu, BA. Passando pelo estado do Espírito Santo o gasoduto possui oito pontos de entrega e tem capacidade de transporte de 20 milhões de m³/dia. Além desse o litoral ainda apresenta mais alguns gasodutos em operação, como o GASFOR (Guamaré, RN – Pecém, CE), Nordestão I (Gasoduto Guamaré, RN – Cabo, PE) Gasoduto Lagoa Parda – Vitória, GASALP (Alagoas – Pernambuco).

Além dos citados acima, existem dois gasodutos responsáveis pela integração dos centros produtivos da região norte, principalmente as bacias citadas anteriormente. O Gasoduto Urucu – Coari com extensão de 280km e uma capacidade de 5,5 milhões de m³/d e o Gasoduto Coari – Manaus de 383km de extensão e mesma capacidade de transporte.

Porém, o maior e mais famoso gasoduto brasileiro se encontra integrando o litoral (sul e sudeste) ao interior da região centro-oeste. O GASBOL (Gasoduto Bolívia-Brasil) foi construído com a finalidade de permitir a importação do gás natural produzido em Santa Cruz de La Sierra (Bolívia) e integrar esse gás ao mercado do sul do país. Ele possui uma extensão de 557km dentro do território boliviano, entretanto, no território brasileiro ele divide em 3 trechos, o primeiro Trecho Norte (Corumbá – Paulínia) numa extensão de 1264 km, o Trecho Sul (Campinas – Porto Alegre) com extensão de 1190 km e o trecho Paulínia – Guasrarem, com capacidade média de 30 milhões de m³/d.

Além disso, já está em estudo à construção de mais 12 outros gasodutos (em amarelo na figura 19) e dois já em fase de implementação.

Sendo assim é visível a necessidade de aumento da malha dutoviária, sobretudo de integração do interior do país, onde encontramos algumas bacias com possibilidade de produção de HNC e os centros de consumo, principalmente as termelétricas para geração de energia. Esse *lack* de infraestrutura acaba retratando o de investimentos em produção e exploração *onshore*.

III.4 – Aspectos Regulatórios do Mercado de HNC no Brasil

III.4.1 – Processo de Concessão de Blocos Exploratórios

Como informado no começo do capítulo, em 1997 uma importante lei, denominada Lei do Petróleo (Lei 9.487/97), foi criada acabando assim com a exclusividade do Estado nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, porém não ferindo o artigo 20 da Constituição Federal que deixa claro que as riquezas minerais existentes no subsolo são de propriedade da União Federal, sendo assim foi necessária a criação de um órgão responsável pela administração e licenciamento das atividades de E&P do subsolo brasileiro.

E assim em com a criação da lei do petróleo surge a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que iniciou suas atividades em janeiro de 1998 e dentro de suas funções estava organizar concessões por meio de licitação das áreas a serem explorados os hidrocarbonetos. Em sua primeira rodada no ano de 1998, onde somente a Petrobrás participou, foi fundamental para demarcar áreas de interesse da empresa brasileira, criando seu portfólio de ação.

Através de estudos geológicos são levantados áreas com indícios de presença de hidrocarbonetos, a partir desses estudos, as áreas dos blocos de exploração são selecionadas e ofertadas em um leilão, onde para se eleger o vencedor com a melhor proposta três critérios são levados em conta, o primeiro é o Bônus de Assinatura, montante que se oferta para obtenção da licitação, o segundo, Programa Exploratório Mínimo, onde o ofertante se propõe a realizar um esforço mínimo para a produção, como por exemplo, quantidade de perfurações e de sísmica e por último o Conteúdo Local, onde se compromete em desenvolver a indústria e a economia local, através de aquisições de bens e serviços (Moulin, 2014; Suárez, 2016).

Após vinte anos da criação da ANP foram feitas apenas 14 rodadas de licitações para exploração dos blocos, sendo que houve uma interrupção de cinco anos nesse processo, voltando apenas em 2013 com a 11ª e 12ª rodada. Sendo que nesta ficou marcado o caráter de obter apenas blocos de exploração *onshore* e pela primeira vez na história, presença de blocos com potencial de exploração de hidrocarbonetos não convencionais. Porém o resultado esperado de desenvolvimento da exploração terrestre não foi atingido e a 12ª rodada foi finalizada com um sentimento de desastre, pois após oferta de 240 blocos, apenas 72 foram arrematados por 12 empresas de maioria brasileira (Suárez, 2016).

Após esse marco na história das concessões, a ANP experimentou novo fracasso com a 13ª rodada, porém nesse ano de 2017 teve recorde como maior bônus de assinatura já recolhido da história, aproximadamente R\$ 3,8 bilhões porém devido a um posicionamento

estratégico institucional não foram ofertados blocos com características de exploração não convencionais.

III.4.2 – Questões Ambientais e Jurídicas

Um dos motivos que motivaram a não presença de blocos de exploração de HNC nas duas últimas rodadas de licitação da ANP foi a discussão gerada logo após a divulgação do edital da 12ª rodada de licitação, que ocorreria em novembro de 2013, contendo áreas de exploração de blocos não convencionais, permitindo o uso da técnica de fraturamento hidráulico. Discussão essa sobre os impactos ambientais dessa técnica.

Como explicitado no capítulo anterior o processo de fraturamento hidráulico acaba sendo um processo polêmico pois possui um risco de impactos ambientais, principalmente ao se analisar a possibilidade de vazamento nos poços podendo causar a contaminação de reservatórios de água e de lençóis freáticos. Além de por ser um processo que gera explosões no solo para assim gerar fraturas, existe um questionamento com relação dos impactos sísmicos que podem ser causado por esse procedimento. Por isso, apesar de ser utilizado com regularidade nos EUA, vem sofrendo questionamento e proibição em países do mundo inteiro, principalmente na Europa, como França e Alemanha (Suárez, 2016).

Buscando uma forma de regularizar e estipular normas para a realização desse procedimento no processo de produção de HNC, um pouco antes da 12ª rodada acontecer, a ANP abriu uma consulta pública buscando determinar normas e critérios. O resultado dessa consulta se deu após a realização das licitações, o que pode também ter desmotivado os investimentos, causando assim a criação da Resolução nº 21/2014 da ANP, onde ficaram demarcadas normas para desenvolvimento do processo de E&P, como por exemplo, a apresentação de um documento de licença ambiental especificamente concedido para a realização de atividade de fraturamento hidráulico em um reservatório não convencional, além da apresentação dos produtos químicos a serem utilizados às autoridades fiscalizadoras, acompanhado de informações básicas relacionadas a água que será utilizada como procedência, quantidade e tipo de tratamento utilizada para descontaminação dos produtos químicos e outros (Suárez, 2016).

Porém, os todos os contratos referentes a exploração em áreas de potenciais reservatórios não convencionais ficaram suspensos devido a diversas liminares emitidas pelo

Ministério Público Federal, no qual proibia a liberação do documento de licença para exploração dessas áreas (Suárez, 2016).

Sendo assim, ainda que sejam liberadas as licenças ambientais para realização do uso dessa técnica, se cairá no mar burocrático que permeia as instituições brasileiras, tanto por falta de coordenação e cooperação entre as agências e órgãos de responsabilidade ambientais, além de mesmo que sejam autorizados por órgãos estaduais, deverão passar por um processo a mais que os hidrocarbonetos convencionais, sendo assim licenciado por um órgão federal, o IBAMA (Suárez, 2016).

Tais fatores acabam sendo determinante para o enfraquecimento da criação de um mercado de não convencionais, causando uma incerteza jurídica, aumentando riscos para um investimento em larga escala como necessita o mercado de hidrocarbonetos, dificultando o planejamento e inibindo entrada nesse setor.

CONCLUSÃO

Tendo como premissa os fundamentos técnicos do gás não convencional e levantando-se informações como o mercado energético que é apresentado como plano de fundo em cada país, a formação geológica presente nas estruturas com potencial de produção, bem como infraestrutura da indústria que possibilitaria o desenvolvimento e aspectos regulatórios, ambientais e políticos de Brasil e Argentina, esse trabalho buscou identificar os entraves ao sucesso de implementação ou desenvolvimento de uma atividade alternativa para produção de fontes geradoras de energia.

Sendo assim, a primeira conclusão que se obtém com os fatores apresentados no primeiro capítulo é que cada poço exploratório de hidrocarboneto não convencional possui sua peculiaridade, não sendo assim possível a utilização de uma fórmula básica e genérica para implementação de unidades de exploração. Isso fica mais visível no segundo e no terceiro capítulo ao se abordar as estruturas com potencial para produção em cada país, visto que dentro do mesmo país se encontravam diversas estruturas geológicas distintas.

Portanto, o principal nesse caso é um bom estudo geológico da área onde se irá produzir, gerando assim informações e dados suficientes para que o risco e o custo dessa operação seja o menor possível. Nesse caso a Argentina apresenta uma vantagem com relação ao Brasil, visto que a estrutura produtiva de hidrocarbonetos brasileira encontra-se em sua maioria *offshore*, fazendo com que menor parte dos investimentos sejam destinados para pesquisa e desenvolvimento do mercado *onshore*. Já no caso argentino, por ser o maior produtor de gás natural da América do Sul, e sendo sua indústria *onshore*, a Argentina já dispunha de uma maior gama de informações que possibilitaram com que o país saísse na frente de seu vizinho nessa atividade.

Além disso, na questão geológica, o Brasil acaba ficando ainda mais prejudicado levando-se em conta que o processo de estudo geológico inicial fica sob controle do órgão regulador, responsável por promover as licitações, o que acaba dificultando de certo modo a qualidade de informação para o investidor.

Outro fator que favoreceu a Argentina foi o fato de já apresentar uma infraestrutura no mercado nacional de gás mais desenvolvida que a brasileira, fazendo com que os insumos e técnicas fossem aproveitados de uma forma melhor e que o escoamento da produção ocorresse, principalmente quando se compara a questão do transporte dutoviário. Porém, ao se

comparar a estrutura de ambas as indústrias, ainda assim, elas encontram-se muito abaixo dos grandes produtores mundiais de HNC, necessitando assim de um forte investimento nesse setor, principalmente de grandes empresas com tecnologia e *know-how* na área de produção e exploração de gás não convencional, ou seja, investidores externos..

Entretanto, para que ocorram esses investimentos, é preciso que se tenha um ambiente tranquilo e convidativo no mercado interno, o que não acontece em nenhum dos dois países, visto que a falta de um conjunto de leis específicas e normas jurídicas e regulatórias bem detalhadas, gera uma incerteza com relação a legalidade da atividade, no Brasil com as dificuldades apresentadas pela ANP nas últimas rodadas de concessão e na Argentina principalmente com relação a incerteza política e a estrutura de preços do mercado.

Junto disso, os dois países apresentam a falta de regulamentação ambiental para essa atividade de exploração de HNC, mas não é algo exclusivo a eles, o mundo todo vive essa incerteza em torno dos impactos ambientais causados pela perfuração de poços, principalmente em casos de possível contaminação de lençóis freáticos. Além dos riscos que são levantados devido às explosões geradas no processo de fraturamento, gerando uma grande incerteza para o mercado.

Finalizando, para que esse potencial natural apresentado pelos dois países seja aproveitado, gere resultados e os ajude no abastecimento do mercado interno e uma maior segurança energética, é necessário o desenvolvimento de uma estrutura sólida que permita tal crescimento, ajudando na produção e no escoamento. Além de um projeto de desenvolvimento de estudos geológicos mais conclusivos, visto a especificidade necessária para a produção em um bloco. E isso só será possível com uma forte quantia de investimento externo. Porém para atrair investimento, os governos terão que melhorar seus aparatos jurídicos e mais além, buscar um diferencial como incentivos fiscais, visto o alto custo dessa atividade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. Entre os maiores do gás. 2013. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=30408>. Acesso em 23 de outubro de 2017.

ANADÓN, E. L. El abecé de de los hidrocarburos em reservorios no convencionales. Instituto Argentino del Petroleo y del Gas. Buenos Aires. 2013.

ALMEIDA, E. Shale gas: perspectivas da exploração fora da América do Norte. 2014. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/09/29/shale-gas-perspectivas-da-exploracao-fora-da-america-do-norte/>. Acessado em 18 de outubro de 2017.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. Desafios da Produção de Gás Não-Convencional no Brasil. 5th Latin American Energy Economics Meeting "Energy Outlook in Latin America and Caribbean: Challenges, Constraints and Opportunities", Medellin, Colombia. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). O futuro do gás natural. Fórum Estadão Brasil Competitivo. 17 de outubro de 2013a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Brasil 12ª Rodada: Licitações de Petróleo e Gás. 2015. Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp. Acessado em 19 de outubro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Rodadas de Licitações. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=516>. Acessado em 19 de outubro de 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução nº 21 de 2014. Disponível em: www.anp.gov.br

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. Setorial 37. Petróleo e Gás. P.33 -88, 2014.

BRASIL. Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional , as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012.

BRET-ROUZAUT, N.; FAVENNEC, J.P. Petróleo e Gás Natural: Como Produzir e a que Custo. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

BP. British Petroleum. Statistical Review of World Energy - June 2017. London, UK: [s.n.], 2017.

CASTRO, Nivalde J.; FREITAS, Katia. "A crise de energia na Argentina". Rio de Janeiro: IE-UFRJ, IFES nº 1.367, 16 de junho de 2004

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás: Política de Conteúdo Local. Brasília: CNI, 2012.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). Gás Natural em Terra: Uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor. Brasília: CNI, 2015.

EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC, 2015.

EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC, 2015.

FERRARO, M. Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás. 2013. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2013/11/18/falta-de-diretrizes-e-incertezas-ameacam-a-entrada-de-novos-agentes-no-setor-de-gas/>. Acessado em: 23 de outubro de 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook 2009*. Paris: OECD/IEA, 2009.

KUUSKRA, Vello A.; STEVENS, Scott H.; Moodhe, Keith D.. 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Independent Statistics and Analysis. EIA

KUUSKRAA, Vello e GUTHRIE, Hugh. 2001. Translating Lessons Learned From Unconventional Natural Gas R&D To Geologic Sequestration Technology. Disponível em: http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/1a3.pdf

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli. OS HIDROCARBONETOS NÃO CONVENCIONAIS: UMA ANÁLISE DA EXPLORAÇÃO DO GÁS DE FOLHELHO NA ARGENTINA À LUZ DA EXPERIÊNCIA NORTE-AMERICANA. 2014. 145 p. Dissertação (Mestrado - Ciências em Planejamento Energético)- COPPE UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

LA NACIÓN. Legislatura Província de Neuquén. <http://www.legislaturaneuquen.gov.ar/>

MARES, D. The Geopolitics of Natural Gas – Political Economy of Shale Gas in Argentina. Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies. [S.l.]. 2013.

MARTINS, José Alcides Santoro Martins. O Setor de Gás Natural. Tema: Debater o setor de gás convencional e não convencional no tocante à sua produção, transporte, comercialização e incidência de tributos. Petrobras. 2013

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Resenha Energética Brasileira - Ano 2016*. 2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/brasil-registra-41-de-energias-renovaveis-na-matriz-energetica. Acessado em: 20 de outubro de 2017.

MOULIN, Daniel da Silva . ANÁLISE DO POTENCIAL DE DESENVOLVIMENTO DE SHALE GAS NO BRASIL A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DOS EUA NESTA ATIVIDADE. 2014. 57 p. Monografia (Ciências Econômicas)- Instituto de Economia UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

OILFIELD REVIEW: Vaca Muerta Shale - Taming a Giant. Buenos Aires: Schlumberger, v. 28, Jan/2016.

SUÁREZ, Luiz Alberto Pimenta. Os Desafios Para Exploração do Shale Gas no Brasil a Partir da Análise da Experiência Americana. 2016. 63 f. Monografia - Curso de Ciência Econômicas, Instituto de Economia Ufrj, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio, 2016.

TAIOLI, Fabio. ANAIS DA 65ª REUNIÃO ANUAL DA SBPC, 2013, Recife - PE. Gás de Folhelho no Brasil – Perspectivas e Dúvidas. Recife – PE, 2013. 4 p.

TECHNICALLY Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina. Washington, USA: Independent Statistics & Analysis, 2015.

THOMAS, J. E. Fundamentos da Engenharia do Petróleo. 4. Ed. [S.l.]: INTERCIÊNCIA, 2004.

YPF. Yacimientos Petrolíferos Fiscales. <https://www.ypf.com>