



**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

Diagnóstico de logística de prospecção, produção e
distribuição, e desenvolvimento de métodos e
planilhas para controle de custos

São Paulo



Rede Gasbras é uma Rede de Pesquisa e Desenvolvimento em Gás Não Convencional do Brasil, que envolve estudos acerca do aproveitamento econômico, e de forma sustentável, de gás não convencional, desde a avaliação das reservas disponíveis, passando pelas técnicas de exploração utilizadas, pela formulação de políticas públicas, até a regulação da atividade e seus aspectos sociais.

Equipe técnica (ordem alfabética)

Edmilson Moutinho dos Santos

Henrique Toby Gondim Dias Ribeiro

Hirdan Katarina de Medeiros Costa

João Carbone Neto

Lucy Gomes Sant'Anna

Matheus Rodrigues

Paulo Negrais Carneiro Seabra

Pietro Salomão de Sá

Thiago Luis Felipe Brito

RESUMO

O relatório sintetiza de forma geral as etapas de operação de um poço de fraturamento hidráulico (*fracking*). Tendo isto em mente, o estudo procurou dados científicos e da indústria para alicerçar a pesquisa. Os dados coletados permitiram destrinchar diversos assuntos que envolvem o poço, assim dividindo em 9 etapas as operações do poço e seus principais materiais utilizados em cada etapa. A pesquisa identificou a dificuldade de se estabelecer de forma homogênea um padrão de operações para um pad, isso pode ser causado pelas diferenças de terreno, disponibilidade hídrica e dispersão do gás natural na bacia e entre outros. O projeto conduziu também uma análise de custos logísticos, com o desenvolvimento de uma metodologia de transporte a GNL, assim como uma análise SWOT para avaliar os principais desafios e oportunidades enfrentados pela indústria de não-convencionais no Brasil.

Palavras chaves: fraturamento hidráulico, pads de exploração, logística de prospecção, análise de custos.

ABSTRACT

The report summarizes in a general way the operating steps of a hydraulic fracturing well (*fracking*). With this in mind, the study sought scientific and industry data to support the research. The collected data allowed us to unravel several issues that involve the well, thus dividing the well operations and its main materials used in each step into 9 stages. The research identified the difficulty of homogeneously establishing a pattern of operations for a pad, which can be caused by differences in terrain, water availability and dispersion of natural gas in the basin and others. The project also conducted a logistical cost analysis, with the development of an LNG transport methodology, as well as a SWOT analysis to assess the main challenges and opportunities faced by the non-conventional industry in Brazil.

Keywords: hydraulic fracturing, exploration pads, prospecting logistics, cost analysis.

Lista de Figuras

Figura 1: Método tradicional de perfuração e método horizontal.....	8
Figura 2: Exploração Convencional e Não-Convencional	11
Figura 3: Operações Convencional (à esquerda) e Não-Convencional (à direita)	12
Figura 4: <i>Pad</i> situado no deserto da Arábia Saudita	14
Figura 5: <i>Frac Head</i>	15
Figura 6: <i>Layout de Zipper Frac</i>	17
Figura 7: Exemplo da composição de fluido de fraturamento	20
Figura 8: Síntese de etapas de operações do <i>pad</i>	22
Figura 9: Revestimento de poço para fraturamento hidráulico (<i>fracking</i>) e suas estruturas	24
Figura 10: Mapa dos gasodutos no Brasil	26
Figura 11: Expansão da malha no Brasil.....	34
Figura 12: Esquema do Modelo	37
Figura 13: Matriz SWOT da exploração de <i>shale gas</i> por fraturamento hidráulico no Brasil (Fonte: Elaborado pelos autores)	39



Lista de Tabelas

Tabela 1: Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil.....	27
Tabela 2: Gasodutos de Transporte no Brasil	28
Tabela 3: Terminais de GNL no país.....	33



SUMÁRIO

1	Introdução	7
2	Prospecção e Produção	10
3	Estudos de Casos	18
3.1	Etapas de operação de um <i>pad</i>	18
3.2	Logística de distribuição	25
3.3	Transporte e distribuição	32
4	Custos	35
4.1	Métodos de controle	36
5	Diagnóstico dos Recursos Não Convencionais	38
5.1	Resultados da Matriz SWOT	39
5.1.1	Ambiente Interno	39
5.1.2	Ambiente Externo	41
6	Considerações Finais	43
	REFERÊNCIAS	45

1 INTRODUÇÃO

Recursos não-convencionais, a exemplo do gás de folhelho (*shale gas*), são caracterizados por serem encontrados em formações geológicas que necessitam de técnicas relativamente novas e especializadas, como o fraturamento hidráulico, para sua extração (ROKOSH et al., 2009). O custo das técnicas necessárias para extrair esses recursos ainda nas décadas passadas era inviável economicamente, porém o consumo acelerado de recursos convencionais possibilitou a viabilidade econômica desses não convencionais (MIDDLETON et al., 2017).

A rede logística para construção de um poço para produção de recursos não convencionais é extensa e complexa, envolvendo reabastecimento de insumos constante e em grande escala para o seu pleno funcionamento. Todas estas instalações encontram-se no que chamamos de *pad* (planta de prospecção), ou seja, a área que contém toda a infraestrutura de um poço de produção de gás natural e suas atividades.

O folhelho que armazena o gás natural é naturalmente mais compactado do que outras rochas-reservatório e, por isso, um dos métodos para se extrair o gás é o fraturamento hidráulico. O fraturamento hidráulico consiste na injeção em altas pressões de líquidos que auxiliarão na quebra do folhelho, assim possibilitando a extração do gás natural.

O método necessita de grandes quantidades de água para funcionar, sendo um dos mais importantes insumos para o fraturamento hidráulico e funcionamento do poço. É necessária uma fonte de água próxima para suprir o poço e diminuir a entrada de caminhões na área do *pad*. Cerca de 60% da água utilizada no processo permanece em subsuperfície e somente 40% retornam a superfície para uso posterior após tratamento. Ou seja, o planejamento de uso da água é um passo muito importante para a construção de um poço rentável e seguro.

O fluido de fraturamento serve para induzir as fraturas na formação de interesse e carrear o agente de sustentação (areia ou cerâmica) que irá preenchê-las, formando um caminho preferencial para o fluxo dos hidrocarbonetos. Uma escolha inicial é quantas perfurações direcionais o poço terá, uma vez que essas perfurações servem para otimizar

e maximizar a área de atuação do poço na formação produtora. Por cobrir uma área maior da região de interesse, geralmente a escolha com o melhor custo-benefício seria o modelo com mais perfurações (Multi-well) como demonstrado na Figura 1.

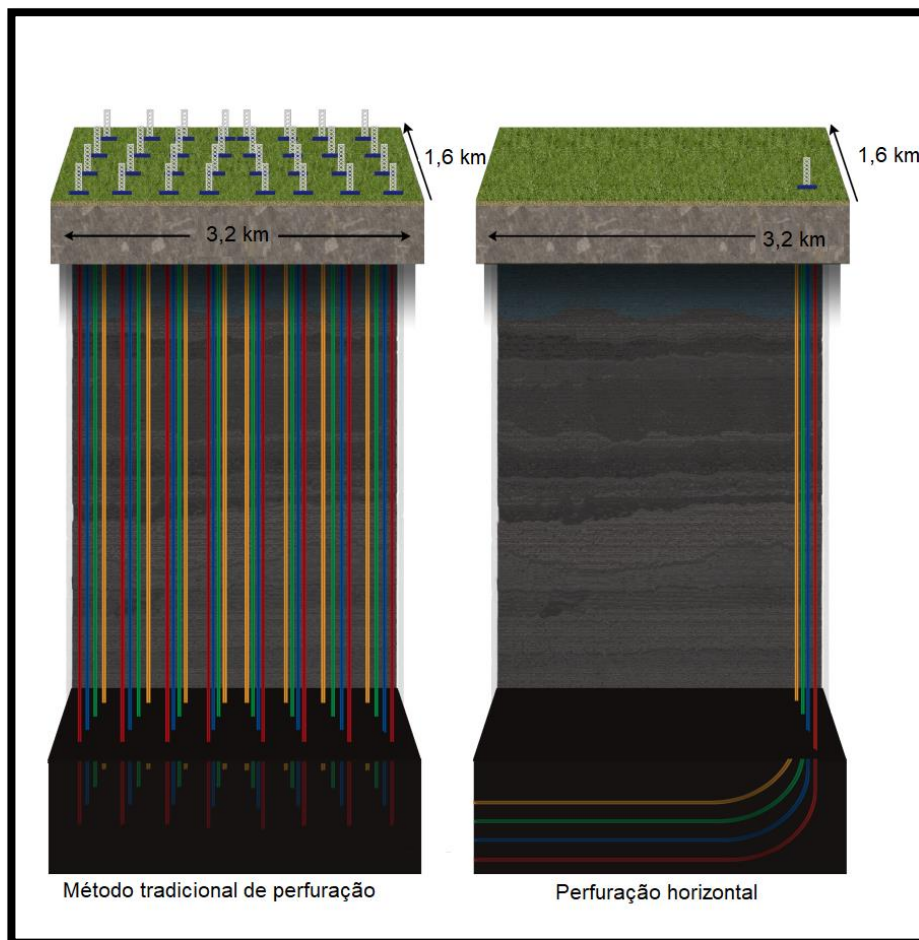


Figura 1: Método tradicional de perfuração e método horizontal

Fonte: (MAAKS, 2018).

O objetivo deste relatório é realizar uma revisão geral das operações logísticas necessárias a um *pad*, levando em conta desde sua criação até o encerramento de suas atividades. Além disso são tratadas as atividades de prospecção e de produção, assim como a logística de distribuição. Por fim, também a partir dessa abordagem, são descritos



métodos e planilhas de controle de custos, conforme especificado no manual e planilha em anexos.

Para a elaboração deste relatório foram realizados levantamentos bibliográficos de diversas fontes, dentre elas livros, artigos e relatórios técnicos. O trabalho também se utilizou de membros da academia e da indústria para dar suporte teórico. Essa consulta foi realizada através de entrevistas e contatos de e-mail.

2 PROSPECÇÃO E PRODUÇÃO

O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de poços de óleo e gás já utilizada mundialmente há mais de 60 anos. Esta técnica consiste, basicamente, na injeção de uma mistura de água, aditivos químicos e agente de sustentação (areia, cerâmica ou bauxita), desde a superfície até a formação de interesse, através do poço. Devido às altas pressões atingidas durante a injeção, fraturas são induzidas na rocha e preenchidas com o agente de sustentação. Após alívio da pressão, as fraturas se fecham em torno do agente de sustentação, expulsando de volta a maior parte do fluido em direção à superfície e, conseqüentemente, mantendo um canal preferencial de alta permeabilidade, por onde o óleo ou gás passará a fluir.

Conforme os recursos fósseis foram ficando mais escassos ao redor do planeta, novas tecnologias surgiram ao longo do tempo, com o intuito de se extrair estes recursos a profundidades antes inalcançáveis, tanto *onshore* quanto *offshore*, como por exemplo o Pré-Sal, que há pouquíssimo tempo não havia nem sido descoberto e hoje já é responsável pela maior parte da produção brasileira de óleo e gás. Atualmente o Brasil é pioneiro e líder mundial na tecnologia de extração em águas ultra profundas graças à descoberta das enormes acumulações nos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal brasileiro. A permeabilidade destes carbonatos é tão baixa, que estas formações também precisam ser estimuladas, porém através da técnica de acidificação, já que estas formações carbonáticas são solúveis ao ácido clorídrico. Do contrário, os hidrocarbonetos simplesmente não iriam fluir em direção à superfície ou fluiriam em volumes não viáveis economicamente.

No caso dos reservatórios chamados de não-convencionais, acontece algo bem semelhante. A formação de interesse passa a ser a rocha geradora, normalmente um folhelho (*shale*, em inglês), que se encontra a profundidades bem maiores em comparação com os reservatórios convencionais na bacia sedimentar de interesse, mas também é detentora de acumulações de hidrocarbonetos muito mais robustas. A Figura 2 ilustra a diferença entre os dois tipos de reservatórios: convencionais e não-convencionais.

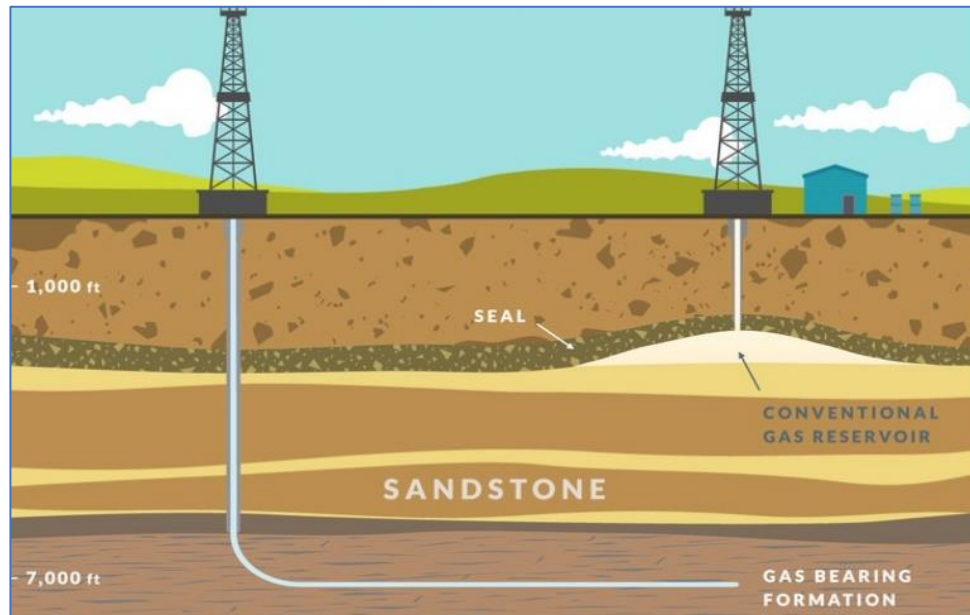


Figura 2: Exploração Convencional e Não-Convencional

Fonte: (WE-BORE-IT, 2017)

Além disso, este tipo de formação possui permeabilidades baixíssimas, da ordem de micro Darcies (μD), que é um dos critérios para que o reservatório seja classificado como não-convencional. Devido à baixa permeabilidade, este tipo de reservatório só se torna produtivo caso seja estimulado através da técnica de fraturamento hidráulico ou *fracking*, do inglês.

Normalmente o folhelho, devido às altas pressões e dureza da rocha, também possui fraturas naturais, contudo estas não estão conectadas entre si para que o hidrocarboneto flua. O resultado do fraturamento hidráulico é, além da indução de novas fraturas, a interconexão destas fraturas naturais com consequente criação de um caminho preferencial para o fluxo de óleo ou gás.

Quanto mais profunda a zona de interesse, mais custosa se tornará a construção do poço. Por se encontrarem a grandes profundidades, novas técnicas, que trouxessem mais eficiência ao desenvolvimento dos campos não-convencionais nos Estados Unidos, foram desenvolvidas. Com isso, a perfuração horizontal, combinada ao fraturamento hidráulico e a outras inovações tecnológicas de canhoneio e completação, resultaram no *Plug & Perf*, que consiste em realizar uma sequência de vários fraturamentos

ao longo de um poço horizontal que pode chegar a mais de 2.000 m de extensão somente em sua seção horizontal. Depois, com o intuito de aumentar ainda mais a eficiência, dois poços passaram a ser completados ao mesmo tempo: enquanto um está sendo fraturado, o outro está sendo canhoneado e vice-versa até que toda a seção horizontal dos poços tenha sido estimulada. Esta técnica é chamada de *Zipper Frac*, que será descrita em detalhes adiante.

Tudo isto demanda um grande esforço em termos de logística que, caso não seja bem planejada e gerenciada, pode inviabilizar o desenvolvimento dos recursos não-convencionais. A rede logística para construção destes poços é extensa e complexa, principalmente durante a fase do fraturamento hidráulico, envolvendo reabastecimento constante e em grande escala de insumos para o seu pleno funcionamento. O *pad* é a área que receberá toda a infraestrutura de dois ou mais poços de produção de óleo ou gás natural e suas atividades. A Figura 3 compara operações de fraturamento hidráulico em uma locação de poço único e convencional e em um *pad* com 4 poços não-convencionais.



Figura 3: Operações Convencional (à esquerda) e Não-Convencional (à direita)

Fonte: Elaboração própria – fotos dos autores

Apesar da necessidade de uma área bem maior em comparação com as locações convencionais, o trabalho é bastante similar. Ambos necessitam de terraplenagem ao redor dos poços e abertura de vias de acesso que comportem o tráfego de maquinário pesado (muito mais intenso no caso dos não-convencionais).

A fase de perfuração muda somente em termos de profundidade e grau de inclinação. Normalmente, os poços que atingem o folhelho são mais profundos do que os convencionais que atingem rochas-reservatório (em geral, arenito ou rocha carbonática) superiores na pilha sedimentar da bacia. No entanto, o equipamento de perfuração será basicamente o mesmo de um poço direcional convencional.

É necessária também uma sonda de grande capacidade assim como os volumes de fluido de perfuração, cimento e fluido de completação que serão maiores por causa da profundidade. O número de seções de revestimento e *drill pipe* também aumenta. Tais modificações não causam impacto significativo na logística durante a fase de perfuração, mas sim na de completação, que englobará as fases de canhoneio e fraturamento ao mesmo tempo, intervenção com *Coiled Tubing* para condicionamento dos poços e posterior teste de produção.

Então, a construção do *pad* ocorre concomitantemente ao avanço da perfuração, sendo que, após perfurados os dois ou quatro poços, a sonda estará pronta para ser desmobilizada da locação, que receberá todo o equipamento de completação. Por questões de segurança, a mobilização de equipamentos para a operação de fraturamento hidráulico normalmente não é iniciada enquanto a sonda ainda estiver dentro do *pad*.

Outra necessidade exclusiva dos poços não-convencionais é a construção de pelo menos duas bacias (*pits*): uma para armazenamento da água, base para o fluido de fraturamento, e outra para recebimento do fluido de retorno (*flowback*) pós fraturamento. Estes *pits* normalmente são escavados diretamente no terreno e revestidos com lonas impermeáveis que, no de armazenamento de água serve para evitar perda do recurso para o solo permeável e, no de recebimento do *flowback*, para evitar a contaminação do solo com produtos químicos e/ou hidrocarbonetos.

Portanto, um suprimento de água constante e confiável é crucial para a eficiência da operação e, conseqüentemente, sua viabilidade econômica. Este pode ser feito através de poços produtores de água, conexão direta à rede de distribuição, ou cursos de água próximos ao *pad*. O uso de caminhões pipa deve ser evitado pois, caso o fornecimento de água seja feito exclusivamente desta maneira, a demanda de água por estágio de fraturamento pode chegar ao equivalente a até oitenta caminhões por dia.

Quando a técnica *Zipper Frac* (dois poços sendo fraturados ao mesmo tempo) está sendo utilizada, é possível realizar até seis estágios de fraturamento a cada vinte e quatro horas. Além do alto custo destes caminhões, a necessidade de manutenção das vias de acesso ao *pad* será muito maior. Também é muito comum que o fornecimento de água se dê por duas ou três maneiras distintas, sendo apenas complementado por caminhões pipa.

A Figura 4 mostra parte de um *pad*, no deserto da Arábia Saudita, durante a fase do fraturamento hidráulico. Além dos equipamentos mostrados na foto, ainda são necessários: alojamento em containers, que deve incluir clínica de primeiros socorros e refeitório, área de estacionamento para equipamentos em stand-by e caminhões fornecedores de água, areia e produtos químicos, suprimento de Diesel e uma série de outros materiais necessários à operação de forma geral.



Figura 4: *Pad* situado no deserto da Arábia Saudita

Fonte: Arquivo Pessoal

Após a desmobilização da sonda de perfuração do *pad*, é iniciada a instalação da área de completção. Normalmente a sonda deixará o poço livre de lama de perfuração, condicionado com fluido de completção e fechado através de árvore de natal, que posteriormente será substituída por uma cabeça de fraturamento (*frac head*). Esta *frac head* é feita para resistir a altas pressões e vazões (15.000 psi; 92 bpm) e possui múltiplas entradas laterais, onde serão conectadas as linhas rígidas (tubos de 3 polegadas) através das quais as bombas injetarão o fluido de fraturamento para dentro do poço, e uma entrada superior por onde é introduzido o cabo de *E-Line*. É por meio deste cabo que será realizado o canhoneio das zonas a serem fraturadas. A Figura 5 mostra uma cabeça de fraturamento e suas conexões.

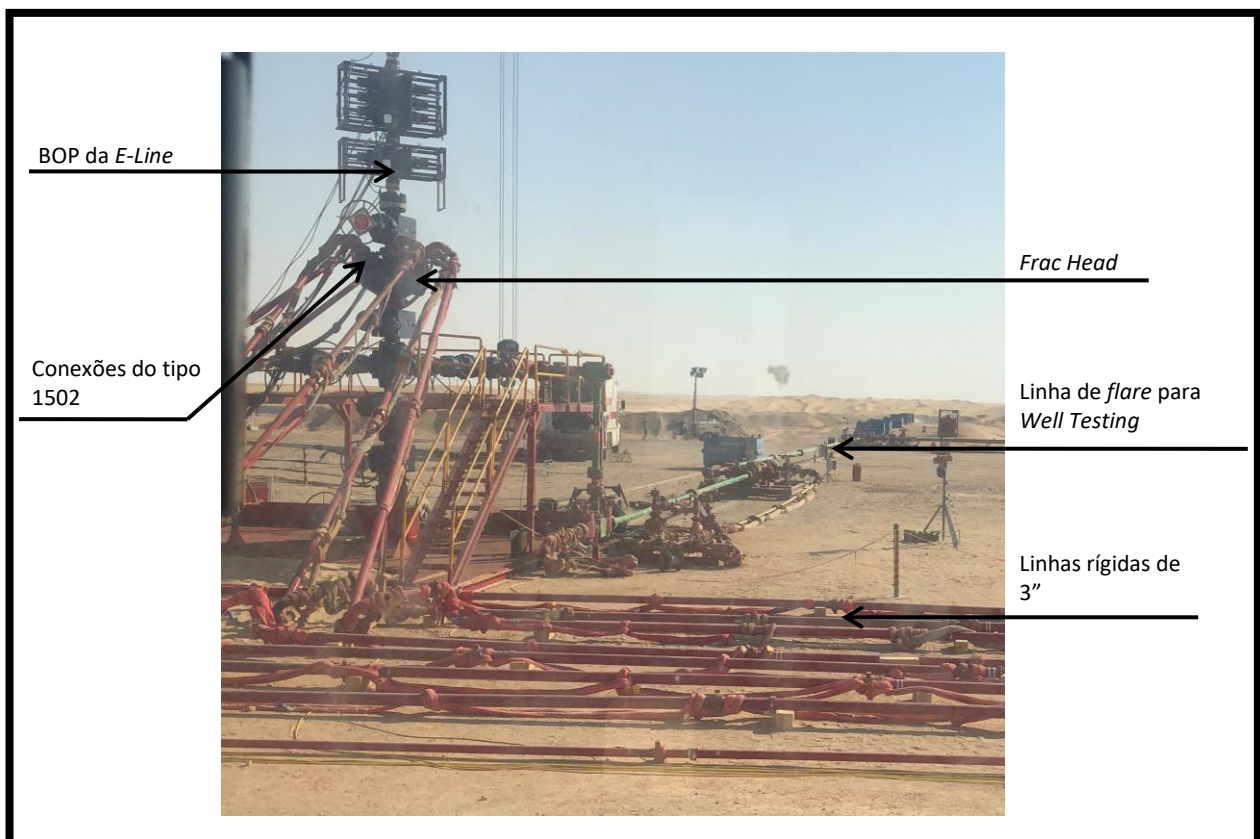


Figura 5: Frac Head

Fonte: Arquivo Pessoal

A cabeça de fraturamento também possui válvulas hidráulicas de acionamento remoto e válvulas manuais do tipo volante para abertura e fechamento do poço. Estas

válvulas são acionadas regularmente durante as operações de fraturamento *plug & perf*, mas também podem ser demandadas em um acidente para selar o poço em caso de qualquer descontrole ou fluxo indesejado de hidrocarbonetos em direção à superfície. Portanto, se faz necessário inspeção e manutenção regular de todos os componentes da cabeça de fraturamento, realizadas por técnicos credenciados e de acordo com um cronograma estabelecido pelo fabricante, por exemplo a cada dez estágios do fraturamento.

Depois de instalados os containers do acampamento do *site* de completção (escritórios, dormitórios, sanitários, refeitório e clínica), a cabeça de fraturamento e as tubulações que levarão a água do *pit* para os tanques de fraturamento, inicia-se a mobilização e instalação dos equipamentos pesados para as operações de fraturamento, canhoneio e teste do poço. Todo este maquinário será posicionado de acordo com um *layout* previamente definido, como por exemplo este mostrado na Figura 6, que se trata de um *pad* com dois poços, onde foi realizado um *Zipper Frac* de 33 estágios em cada poço.

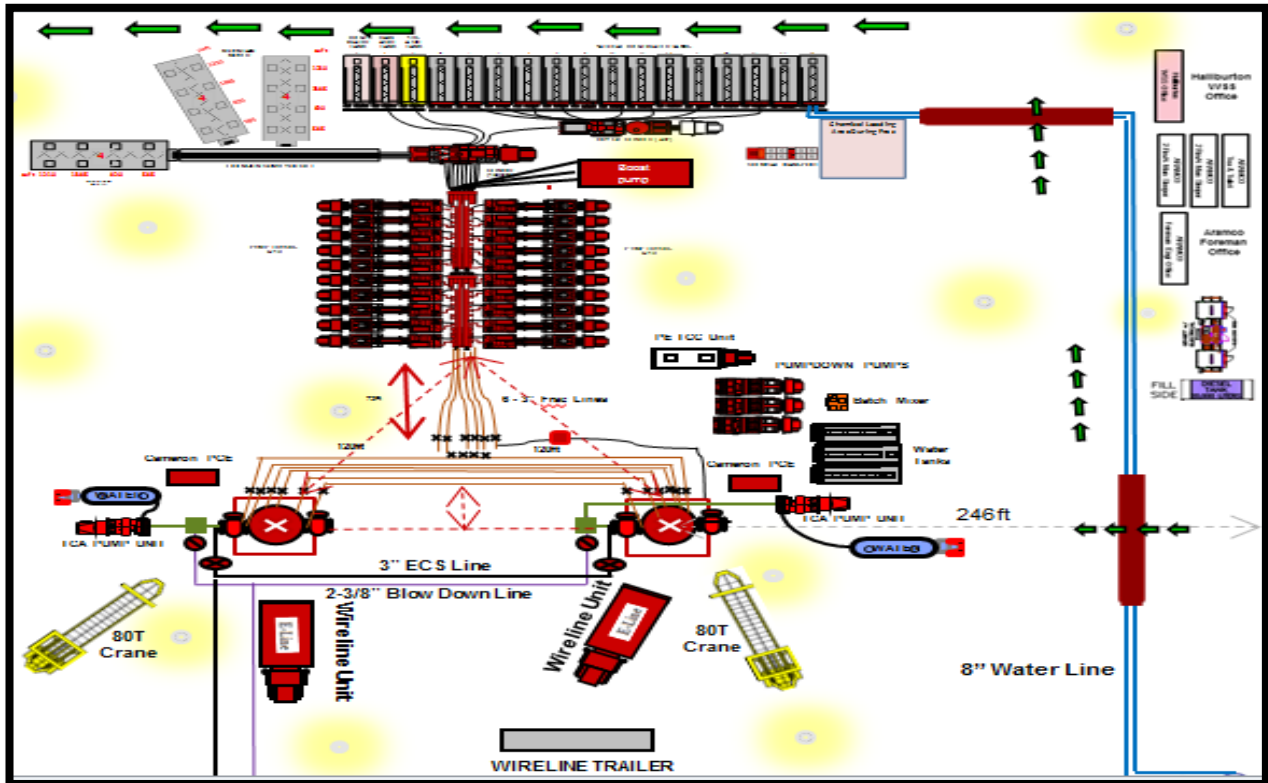


Figura 6: Layout de Zipper Frac

Fonte: Arquivo Pessoal

Toda esta movimentação há de ser feita de maneira segura, inteligente e em uma sequência lógica, que minimize tempos ociosos. Operações simultâneas podem e devem acontecer, desde que não comprometam nem a segurança dos trabalhadores e nem a preservação do meio ambiente e do patrimônio.

3 ESTUDOS DE CASOS

Este estudo avaliou dois projetos pilotos relativos ao desenvolvimento do fraturamento hidráulico, os quais foram escolhidos como modelos para o levantamento bibliográfico. Estes projetos são o MSEEL (*Marcellus Shale Energy and Environment Laboratory*) e o SHEER (*Shale Gas Exploration and Exploitation Induced Risks*), estes projetos são situados nos EUA e Polônia, respectivamente (DELGADO, 2018).

Os pesquisadores puderam contatar o coordenador do projeto MSEEL, Dr. Timothy R. Carr (Departamento de Geologia e Geografia da Universidade de West Virginia), e conduzir entrevistas com empresários que construíram toda a infraestrutura do projeto piloto junto da comunidade acadêmica. Esse projeto, ao longo da última década, teve papel vital nos estudos do fraturamento hidráulico, com contribuições significativas na rentabilidade e diminuições de custo da operação.

As informações sobre o projeto SHEER foram obtidas apenas através de levantamento bibliográfico dos documentos abertos assim como dados objetivos de medições relacionadas a assuntos ambientais. Seu banco de dados dispõe de uma grande gama de relatórios químicos, sísmicos e geológicos que informam sobre a segurança de um poço de estudo monitorado com operações controladas.

Esta revisão visa prover suporte para o desenvolvimento do projeto Poço Transparente, uma iniciativa de estudo do fraturamento hidráulico no Brasil, suas operações e possível funcionamento e poluição. O principal referencial para este trabalho foi o relatório do Departamento de Conservação Ambiental do Estado de Nova Iorque (Permissão de perfuração direcional e para grandes volumes de fraturamento) que descreve de forma robusta as operações de uma área de fraturamento hidráulico.

3.1 Etapas de operação de um *pad*

Como já discutido anteriormente, sendo a água o recurso mais importante para o funcionamento do poço não convencional, ela precisa estar disponível de forma rápida e ágil na perfuração (poço), tarefa que ainda requer a consideração de outros parâmetros na

definição do seu uso. Primeiramente, há de se encontrar uma fonte viável local para o abastecimento do poço, verificar a posse do local e iniciar o processo burocrático para uso daquela água (CARR, 2021). Tendo mapeado as possíveis fontes, é de suma importância avaliar a distância e o custo de transporte desse recurso por meio de caminhões ou dutos. Questões de transporte como tempo de deslocamento, pontes com limite de peso baixos, trânsito local e impacto na população e atividade econômica devem ser levados em conta para se medir a eficiência da escolha do local.

A escolha da fonte da água também envolve a disponibilidade, sendo a via mais lógica escolher o local com maior disponibilidade de água para evitar a necessidade de diversas fontes de abastecimento. Fontes intermitentes de água também devem ser evitadas, devido ao poço requerer constante fornecimento de água. Em geral, a fonte deve ser de fácil acesso para ser uma boa candidata, com a água de superfície representando a forma mais fácil de se conseguir o recurso, diferente de águas subterrânea ou de fontes salinas (DEC, 2015).

O fluido de fraturamento pode conter mais de 85% de água em sua composição (Figura 7), ou seja, a qualidade da água também tem influência na eficiência da qualidade do fluido de fraturamento. Assim, para o uso dessa água pode ser necessário o pré-tratamento ou uso de aditivos para tratar problemas como bactérias, micróbios, compostos químicos indesejados e pH irregular (DEC, 2015).

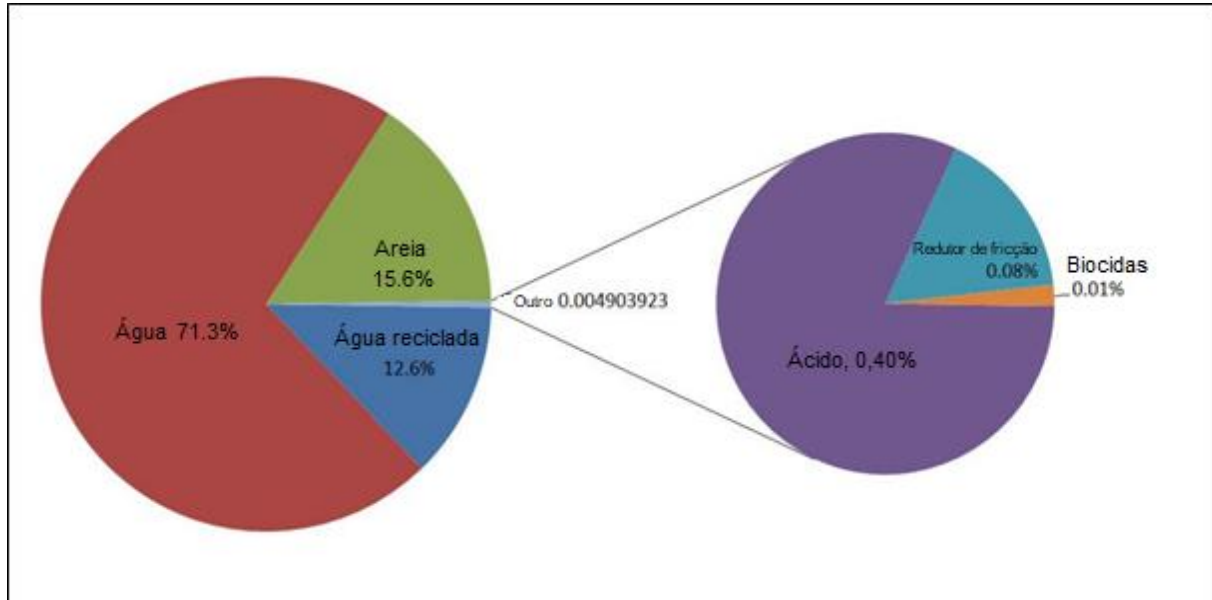


Figura 7: Exemplo da composição de fluido de fraturamento

Fonte: (DEC, 2015).

O fluido de fraturamento contém diversos aditivos e, ao voltar à superfície, ele pode ser reutilizado. No entanto, este processo requer o tratamento dessa água para diminuir os níveis dos compostos químicos utilizados e inserção de água limpa (STEPHENSON, 2015).

Portanto, uma das mais importantes funções da logística do poço é o seu abastecimento de água para o fluido de *fracking*. Há duas formas mais comuns de se entregar água ao poço: a realização de uma estação de armazenamento de água que a fornecerá para o local da perfuração ou entregará diretamente para a fonte. A água é comumente armazenada em tanques com capacidade de 80 mil litros, e a quantidade necessária de tanques dependerá do volume a ser bombeado em cada estágio de fraturamento. (DEC, 2015).

A perfuração vertical é o método tradicional de extração de óleo e gás, mas atualmente existem métodos mais eficientes como o da perfuração direcional que acessa de forma mais direta e ampla as reservas. O método vertical tem vantagens econômicas a curto prazo, porque se trata de uma operação relativamente mais simples. Na primeira

etapa do processo, essa técnica pode parecer tentadora devido a sua economicidade, porém levando em conta que somente uma seção da reserva será extraída, serão necessários muitos furos para uma reserva. Essa situação poderá gerar mais impactos na superfície (HEWITT, 2021) e, por isso, a perfuração direcional, que pode retirar os recursos de uma ampla área da reserva, torna-se viável do ponto de vista logístico e economicamente rentável (JAHN et al., 2008).

Para um estudo mais aprofundado de locação de poço, é necessário a presença de um hidrólogo quando se trata de águas superficiais e de um hidrogeólogo quando se trata de águas subterrâneas. Há de se estudar outros fatores econômicos além da extração e uso dessa água, como também o uso e ocupação da fonte em si, além do estudo de possível impactos ambientais associados do uso da água (DEC, 2015).

Inicialmente, após a confirmação da reserva na área, vários estudos são realizados utilizando modelagens computadorizadas para indicar o melhor design de fraturamento hidráulico. Por se tratar de um processo com potencial para causar muitos sismos, o isolamento de áreas chaves para a perfuração direcional é de suma importância (DAYAL e MANI, 2017). O uso dos insumos para a operação será limitado após o mapeamento da área de prospecção do gás. Assim, essa etapa é vital para a economicidade de todo o projeto, pois determinará o quanto de fluido de fraturamento será necessário e assim limitará o transporte e diversas outras atividades do *pad* (STEPHENSON, 2015).

Após a escolha do local para a realização do poço, se iniciam as etapas de preparação do local para o início da produção, assim como esquematizado na Figura 8. A primeira etapa inclui a abertura de vias para o local designado do poço e estudo da terraplenagem da área do *pad*. Essa etapa utiliza equipamentos como retroescavadeiras, escavadeiras e outros materiais para esta operação, que pode levar até um mês por poço. Em uma operação segmentada para a realização de um poço com mais de uma perfuração horizontal, se pressupõe uma etapa onde é perfurado primeiramente o local do poço com um equipamento menor de forma vertical.

Na segunda etapa é realizada as operações de perfuração primárias, cimentação e entregas de material e equipamentos por caminhões para o início do

fraturamento, essa etapa pode levar até duas semanas para ser realizada. O tempo necessário para realizar a primeira e segunda etapa podem variar com as estações do ano (DEC, 2015).

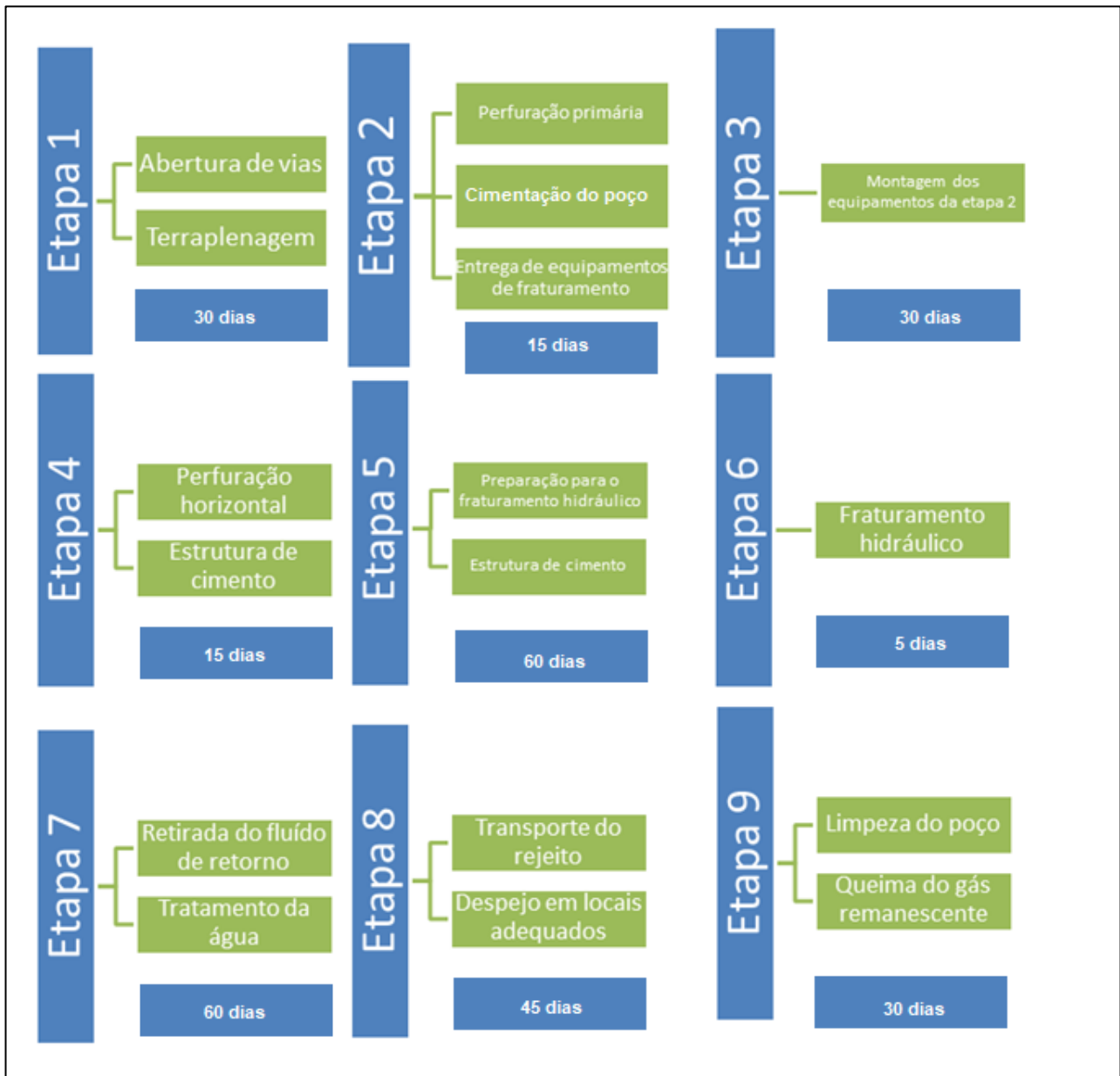


Figura 8: Síntese de etapas de operações do pad.

Fonte: Elaborado pelos autores.

A terceira etapa é fundamentalmente de preparação com os insumos entregues nas etapas anteriores; ela pode levar de 5 dias até 30 dias para ser finalizada. Essa etapa serve para montar os equipamentos para a preparação do poço e a perfuração com o equipamento maior. O intervalo de tempo que é posto para essa etapa se deve ao fato do transporte dos equipamentos de perfuração variar e se o equipamento será o mesmo para as etapas 2 e 3 (DEC, 2015).

A quarta etapa é a de perfuração horizontal. Toda a estrutura para o fraturamento e direcionamento da perfuração horizontal será realizada nessa etapa (*Casing*). Essa estrutura é realizada em etapas alternadas de perfuração e cimentação, como pode ser visto na Figura 9; essa segmentação faz com que a estrutura fique com menor diâmetro ao avançar da profundidade. A estrutura de cimento serve para proteger o solo e as rochas, em especial aquelas que são aquíferos, de serem contaminadas por todo e qualquer material que passar pela tubulação do poço (DEC, 2015). Essa etapa pode durar até duas semanas e os materiais para o fraturamento são comumente entregues no fim desta etapa.

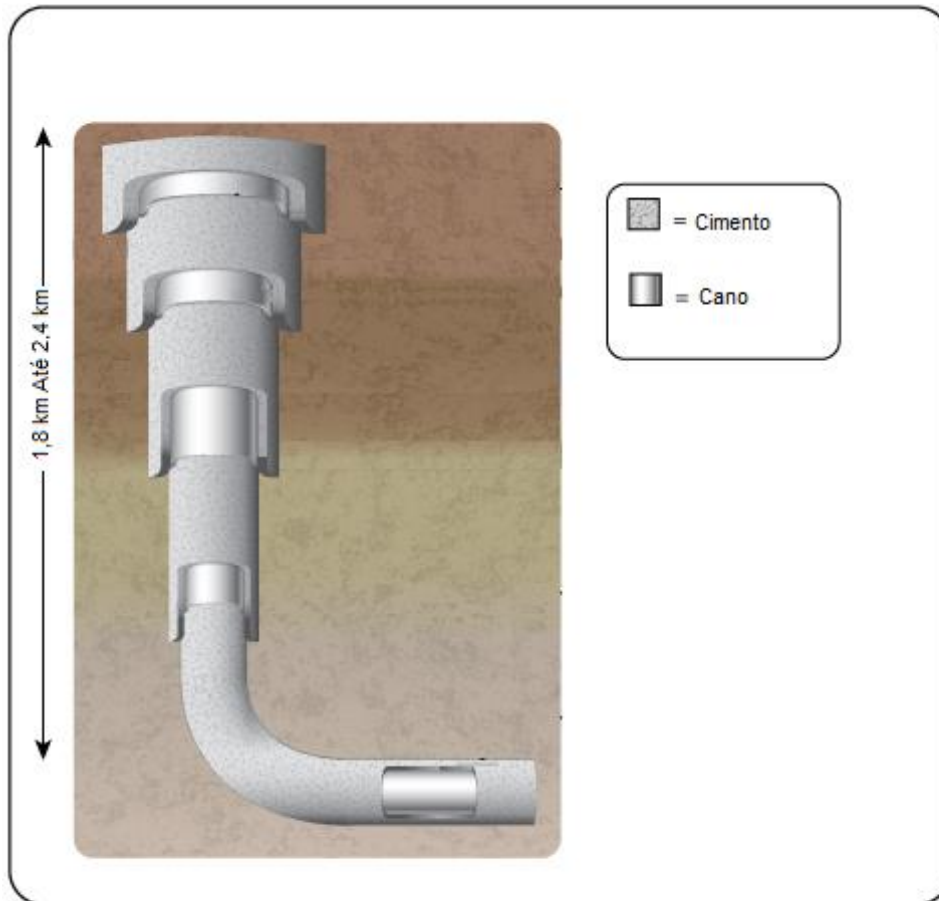


Figura 9: Revestimento de poço para fraturamento hidráulico (*fracking*) e suas estruturas

Fonte: (EXCO RESOURCES, [s.d.]).

A quinta etapa se trata da preparação para o fraturamento hidráulico, na qual os caminhões de insumos como água e areia são posicionados e os equipamentos de perfuração horizontal são trazidos e locados na área. Essa etapa pode demorar de 30 a 60 dias por poço.

A sexta etapa do projeto é o fraturamento hidráulico. Todas as etapas anteriores e materiais utilizados nelas são necessários, como tanques de água, geradores, bombas, caminhões de insumos químicos, equipamentos de monitoramento, entre outros. Nessa etapa as atividades se concentram em bombear o fluido de fraturamento através de suas

seções utilizando cabos para sua inserção e levantamento. A etapa pode demorar de 2 a 5 dias.

A sétima etapa se trata do tratamento da água de retorno e o gás. As atividades dessa etapa se iniciam com a retirada dos materiais de fraturamento e tratamento dos fluidos de retorno. O fluido é tirado com caminhões especiais e levado diretamente ao seu tratamento. A etapa pode demorar de 2 até 8 semanas (DEC, 2015).

A oitava etapa inclui o despejo do rejeito da operação em área de aterros ou outros locais apropriados; essa etapa utiliza equipamentos de escavação e caminhões de transporte do material e pode demorar até 6 semanas.

A nona e última etapa inclui o teste de produção do poço, com técnicas de queima do gás (*flaring*) e monitoramento do comportamento do poço. Os equipamentos necessários envolvem escavadeiras, caminhões para esvaziar os tanques de tratamento e os gasodutos para transporte do gás retirado, senão já feito em etapas anteriores. Essa etapa pode levar de 1 até 30 dias por poço.

3.2 Logística de distribuição

A cadeia do gás natural engloba todos os processos que envolvem este recurso, desde os estudos prévios para exploração até a sua comercialização, podendo ser dividida em algumas etapas: exploração e produção, estocagem e acondicionamento, processamento, transporte, distribuição e comercialização. Cada etapa possui suas especificidades técnicas e regulatórias, havendo interseção entre as atividades que competem ao âmbito federal e estadual.

O gás não convencional, conforme descrito nas seções anteriores, possui especificidades em sua prospecção, exploração e produção. Todavia, após essas etapas, o gás não convencional integrará a rede de transferência¹, processamento, transporte,

¹ Para detalhes, confira a lista de gasodutos de escoamento da produção (254 dutos, totalizando 4.650 km) e de gasodutos de transferência (5 dutos, totalizando 30 km), por meio do seguinte link: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=52087>; situado na página: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>.

distribuição e comercialização consoante o gás convencional. Ou seja, utiliza-se da infraestrutura de movimentação de gás (seja convencional ou não).

A Figura 10 traz a visualização da movimentação do gás natural no Brasil, com infraestrutura existente, em construção e planejada.

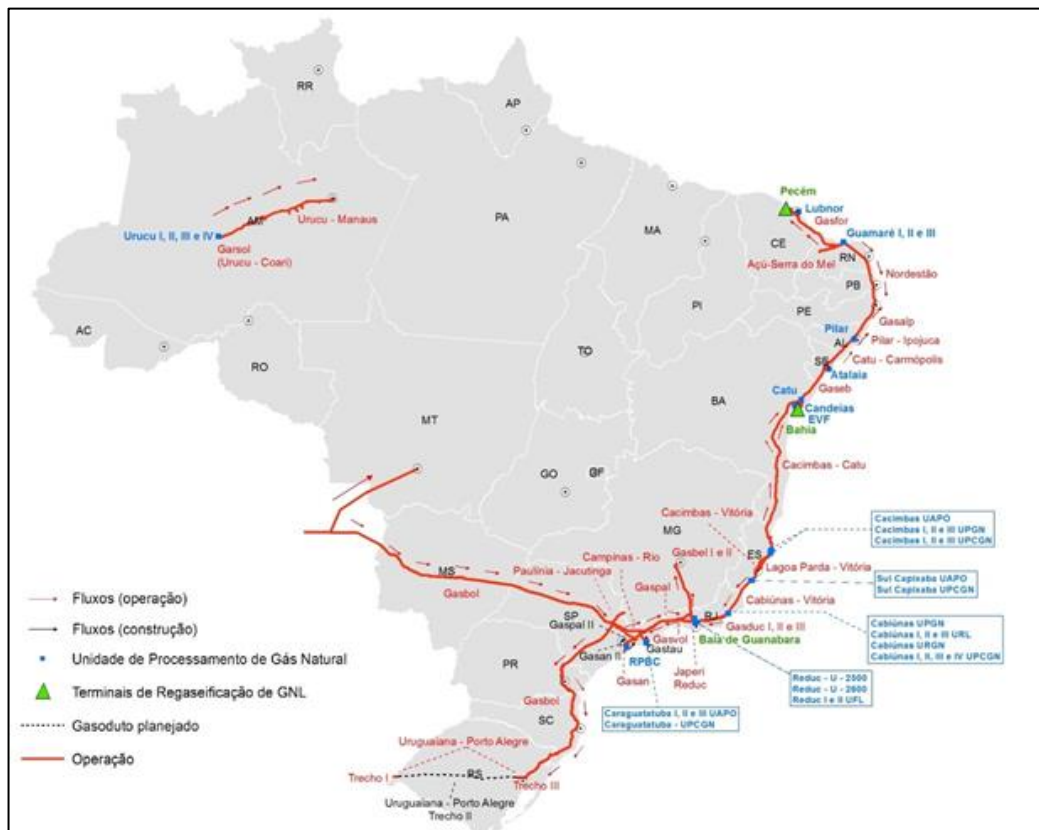


Figura 10: Mapa dos gasodutos no Brasil

Fonte ANP a partir de MME (2020).

Assim, examinando-se a logística da distribuição, esse relatório aponta que os processos de estocagem e acondicionamento do gás consistem no armazenamento e confinamento deste insumo para que posteriormente ocorra o seu transporte para comercialização ou consumo. A realização destas etapas é de responsabilidade da empresa ou do conjunto de empresas associadas, sendo fiscalizadas pela ANP, conforme estabelecido na Lei 14.134/2021.

A etapa de processamento ocorre nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e corresponde ao momento em que é feita a separação dos elementos

que compõem o gás natural, havendo assim a purificação da matéria-prima e permitindo assim a diversificação dos produtos para diversos tipos de uso, o que torna o gás resultante do processamento mais confiável para o consumidor final e reduz os riscos de deterioração dos gasodutos pelos quais será transportado e distribuído. Tabela 1 traz a lista dessas UPGN no país.

Tabela 1: Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal 2020 (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90
Santiago2	Pojuca (BA)	1962	2,00
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	18,10
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	25,16
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00
Caburé	Caburé (BA)	2020	0,50
Eneva*	Santo Antônio dos Lopes (MA)	2013	8,50
Total			116,01

Fonte: ANP a partir de MME (2020).

* Considera-se equiparável a UPGN uma vez que seria capaz de especificar o gás natural de acordo com a Resolução ANP nº 16/2008 após ajustes operacionais.

Com isso, há a etapa de transporte, na qual o gás processado é movido das UPGNs para as os pontos ou estações de entrega, chamadas de *city gate*, de onde passará para a etapa de distribuição. Esse processo pode ser feito de duas formas: a primeira exige a construção de uma infraestrutura complexa, com dutos cilíndricos de altíssima pressão, enquanto a segunda ocorre através do uso de navios criogênicos. Para que o transporte ocorra de maneira correta e sem perdas, existem padrões de segurança definidos e regulação específica. A Tabela 2 apresenta a relação de gasodutos do país.

Tabela 2: Gasodutos de Transporte no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	Atalaia (SE) x Catu (BA)	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.008.000	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.000.021	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN	Atalaia (SE) x Laranjeiras (SE)	1980	Aut. nº 335 de 17/07/2012	14	1.500.000	29,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	São Francisco do Conde (BA) x Camaçari (BA)	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.000.000	37,0	sem exclusividade
Ramal Campos Elíseos II/Ramal de 16"	Duque de Caxias (RJ)	1982	Aut. nº 163, de 14/02/2013	16	14.700.000	2,7	sem exclusividade
Cabiúnas - Reduc I (GASDUC I)	Cabiúnas (RJ) x REDUC (RJ)	1982	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	4.250.000	183,0	n/a
		2012	Aut. nº 236, de 21/5/2012	n/d	n/d	-183,0	
Lagoa Parda - Aracruz	Linhares (ES) x Aracruz (ES)	1983	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	657.778	38,0	sem exclusividade
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	554.595	62,0	sem exclusividade
		2013	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Desp. Sup. nº 769, de 18/7/2013			-21,0	
Reduc - Esvol	Duque de Caxias (RJ) x Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	3.145.000	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	Guamaré (RN) x Cabo (PE)	1986 (Trecho Guamaré Cabo)	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	731.000	424,0	sem exclusividade
		2010 (Trecho Variante Nordeste)	Aut. nº 399, de 01/09/2011	12	2.721.000	31,8	
Esvol - Tevol	Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.275.000	5,5	sem exclusividade
Esvol - São Paulo (GASPAL I)	Piraí (RJ) x Mauá (SP)	1988	Aut. nº 7, de 6/3/1998	22	2.550.000	325,7	sem exclusividade

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1992	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	1.800.000	32,0	sem exclusividade
RBPC - Capuava (GASAN I)	Cubatão (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.530.000	37,0	sem exclusividade
RBPC-Comgás	Cubatão (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.275.000	1,5	sem exclusividade
Reduc - Regap	Duque de Caxias (RJ) x Betim (MG)	1996	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	680.000	357,0	sem exclusividade
Serra - Viana (GASVIT)	Serra (ES) x Viana (ES)	1997	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	135.000	46,0	n/a
		2009	Aut. nº 51, de 2/2/2012	8	n/d	1,95	
		2012	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 ⁴	8	n/d	-41,2	
		2012		8	n/d	-1,95	
		2012		n/d	n/d	-4,80	
Guamaré - Pecém	Guamaré (RN) x Pecém (CE)	1998 (Trecho Guamaré - Aracati e Trecho Aracati - Maracanaú)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 / 10	n/d	382,0	sem exclusividade
Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL)	Trecho Norte: Corumbá (MS) x Guararema (SP)	1999	Aut. nº 13, de 3/2/1999	24 a 32	n/d	1417,0	sem exclusividade
	Trecho Sul: Paulínia (SP) x Canoas (RS)	2000	Aut nº 37, de 22/3/2000	16 a 24		1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos I e III)	Trecho I: Uruguaiana (RS)	2000	Trecho I - Aut. nº 91, 6/6/2000	24	n/d	25,0	sem exclusividade
	Trecho III: Canoas (RS) x Triunfo (RS)		Trecho III - Aut. nº 116, 11/07/2000			25,0	
Pilar - Cabo	Pilar (AL) x Cabo (BA)	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	1.700.000	203,6	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	Cáceres (MT) x Cuiabá (MT)	2001	Aut. nº 118, 17/7/2001	18	2.800.000	267,0	sem exclusividade
Betim-Ibirité (Ramal Ibirité)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Desp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 ¹	14	n/d	-0,1	
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow)	São Francisco do Conde (BA) x Aratu (BA)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	n/d	15,4	sem exclusividade



INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Relatório Técnico

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Química)							
Santa Rita - São Miguel de Taipu	Santa Rita (PB) x São Miguel (PB)	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	450.000	25,0	sem exclusividade
Dow - Aratu - Camaçari	Aratu (BA) x Camaçari (BA)	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	2.290.000	27,0	sem exclusividade
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	3.000.000	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	Linhares (ES) x Vitória (ES)	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26	20.000.000	116,7	2017
			Aut. nº 446, de 10/10/2011	16		12,7	
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE) x Pilar (AL)	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	10.000.000	176,7	2017
Catu - Carmópolis	Itaporanga D'Ajuda (SE) x Carmópolis (SE)	2007	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26	12.000.000	67,8	2017
	Catu (BA) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2008		26		197,2	
Açu - Serra do Mel	Serra do Mel (RN) x Alto do Rodrigues (RN)	2008	Aut. nº 60, de 10/2/2012	14	2.740.000	31,4	2018
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Macaé (RJ) x Serra (ES)	2008	Aut. nº 445, de 18/5/2015	28	20.000.000	300,0	2018
Campinas - Rio (GASCAR)	Paulínia (SP) x Japeri (RJ)	2008	Aut. nº 440, de 30/9/2011	28	18.600.000	450,0	2018
Fafen-Sergás (Ramal)	Divina Pastora (SE) x Laranjeiras (SE)	2009	Aut. nº 579, de 27/12/2011	8	1.800.000	22,7	2019
Cabiúnas - Reduc III (GASDUC III)	Macaé (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 274, de 22/7/2014	38	40.000.000	180,0	2019
Japeri - Reduc (GASJAP)	Japeri (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 402, de 25/9/2014	28	25.300.000	45,3	2019
Campos Elíseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	14.700.000	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	Urucu (AM) x Coari (AM)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	6.850.000	279,0	2019
Coari-Manaus	Coari (AM) x Manaus (AM)	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha 3 a 14 - ramais	6.850.000 15.000 a 4.000.000	383,0 140,1	2019



INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Relatório Técnico

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Cacimbas - Catu (GASCAC)	Linhares (ES) x Pojuca (BA)	2010	Aut. nº 146, de 24/3/2010	28	20.000.000	946,0	2020
Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP) x Jacutinga (MG)	2010	Aut. nº 23, de 14/1/2010	14	5.000.000	93,0	2020
Interligação GASCAV - UTG Sul Capixaba (Ramal)	Anchieta (ES)	2010	Aut. nº 904, de 24/12/2013	10	2.000.000	9,7	2020
Rio de Janeiro - Belo Horizonte (GASBEL II)	Volta Redonda (RJ) x Queluzito (MG)	2010	Aut. nº 623, de 8/10/2010	18	5.000.000	267,0	2020
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL) x Ipojuca (PE)	2010	Aut. nº 36, 25/1/2011	24	15.000.000	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP) x Taubaté (SP)	2011	Aut. nº 150, 30/3/2011	28	17.000.000	98,0	2021
Guararema - São Paulo (GASPAL II)	Guararema (SP) x São Paulo (SP)	2011	Aut. nº 456, de 13/10/2011	22	12.000.000	54,0	2021
São Paulo - São Bernardo do Campo (GASAN II)	São Paulo (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	2011	Aut. nº 444, de 6/10/2011	22	7.100.000	38,0	2021
Extensão total da malha de transporte						9.409,0	

Notas:

- 1) O Despacho da Diretoria Geral informa a extensão do gasoduto igual a 1,6 km, entretanto no cômputo da extensão da malha total foi considerado o valor que consta na relação de gasodutos de transporte publicada pela ANP (0,1 km).
- 2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).
- 3) n/d = não definido na Autorização.
- 4) Na Autorização nº 7, de 6 de março de 1998, consta a extensão de 46 km, já no Despacho da Diretoria Geral consta a reclassificação do gasoduto de 41,2 km. Assim, no cômputo da extensão total da malha de transporte a diferença de 4,8 km foi considerada com desativada.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a partir de MME (2020)

A partir dos *city gates*, inicia-se a etapa de distribuição, que corresponde a movimentação do gás destes pontos para as comercializadoras estaduais de distribuição por meio de gasodutos de distribuição de baixa pressão. A última etapa da cadeia de valor do gás é a comercialização, que consiste nos processos de compra e venda do gás natural. Inclui conceitos fundamentais como consumidor livre, autoprodutor e auto importador, que serão detalhados mais adiante.

3.3 Transporte e distribuição

No caso dos dutos terrestres, Medeiros (2000) afirma que são feitos de aço, geralmente medem de 10 a 32 polegadas de diâmetro e transportam o gás a pressões elevadas, em torno de 15 a 100 kgf/cm², e tal pressão é mantida ao longo dos gasodutos com o auxílio de compressores estacionários, dispostos a cerca de cada 80 a 160 km no trajeto. Os gasodutos de transporte são compostos por rede de tubulação, estação de compressão, estação de redução de pressão e medição, e sistema de supervisão e controle.

Já no transporte marítimo, há alteração para o estado liquefeito (GNL) com a redução do volume do gás e resfriamento a -160°C, sendo posteriormente transportado por navios criogênicos ou caminhões com tanques especiais (como será especificado na Seção 4). Esse processo é ideal para transportes em longas distâncias e permite que o GNL seja armazenado próximo às regiões em que será consumido, permitindo um abastecimento otimizado. Após o deslocamento, o gás natural passa pelo processo de regaseificação.

A distribuição consiste na movimentação do gás a partir do *city gate* para entrega ao usuário final, podendo este ser do âmbito residencial, comercial ou industrial. Esse processo acontece através de gasodutos a baixa ou média pressão, com padrões de segurança específicos definidos pela ANP que visam minimizar perdas, evitar acidentes e danos ambientais.

A etapa de distribuição de gás canalizado é considerada um serviço público, sendo, portanto, sua regulação uma atribuição do Estado, conforme definido pela Constituição Federal. Desse modo, os usuários pagam às concessionárias pelo seu uso de acordo com as tarifas definidas pelo órgão regulador de cada estado na qual a distribuição ocorre.

Devido aos padrões de segurança e a complexidade logística da disposição dos gasodutos em relação a área de produção do gás e a condução às regiões onde ocorrerá o seu uso, a distribuição é uma atividade onerosa e que requer avanços tanto em aspectos regulatórios quanto nas técnicas para sua otimização e expansão.

A ampliação das redes de distribuição se faz necessária, porém devido ao difícil acesso a diversas localidades nas quais há potenciais consumidores de gás e ao elevado custo de instalação e manutenção de gasodutos que tais regiões exigiriam, acaba sendo um processo inviável em diversas vezes. Nesse sentido, opções como os gasodutos virtuais ou redes locais viabiliza o uso de gás em áreas isoladas do sistema principal e distantes dos centros de distribuição, com a mesma tarifa das regiões interligadas a rede.

A Figura 11 e a Tabela 3 mostram, respectivamente, a extensão da rede de transporte e de distribuição de gás, assim como os terminais de GNL no Brasil.

Tabela 3: Terminais de GNL no país.

Configuração dos terminais a partir de 11/10/2018	Terminal de Pecém	Terminal da Baía de Guanabara	Terminal da Bahia ⁽¹⁾	Terminal de Sergipe Celso ⁽²⁾
Capacidade de movimentação de gás natural no terminal (milhões de m ³ /dia)	7,00	30,00	20,00	21,00
Início da operação do Terminal	janeiro-09	abril-09	janeiro-14	novembro-19
Navio regaseificador	Experience		Golar Winter	Golar Nanook
Capacidade de regaseificação do navio (milhões de m ³ /dia)	22,65	30,00	14,16	21,00
Capacidade de armazenamento do navio (m ³ de GNL)	173.000		138.000	170.000

(1) A Autorização ANP nº 607, de 16/07/2018, possibilitou que a Petrobras opere o Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia - TRBa com vazão máxima de 20 milhões de m³/d.

(2) Autorizações de pré-operação nº 854/2019 e 314/2020

Fonte: MME (2020)

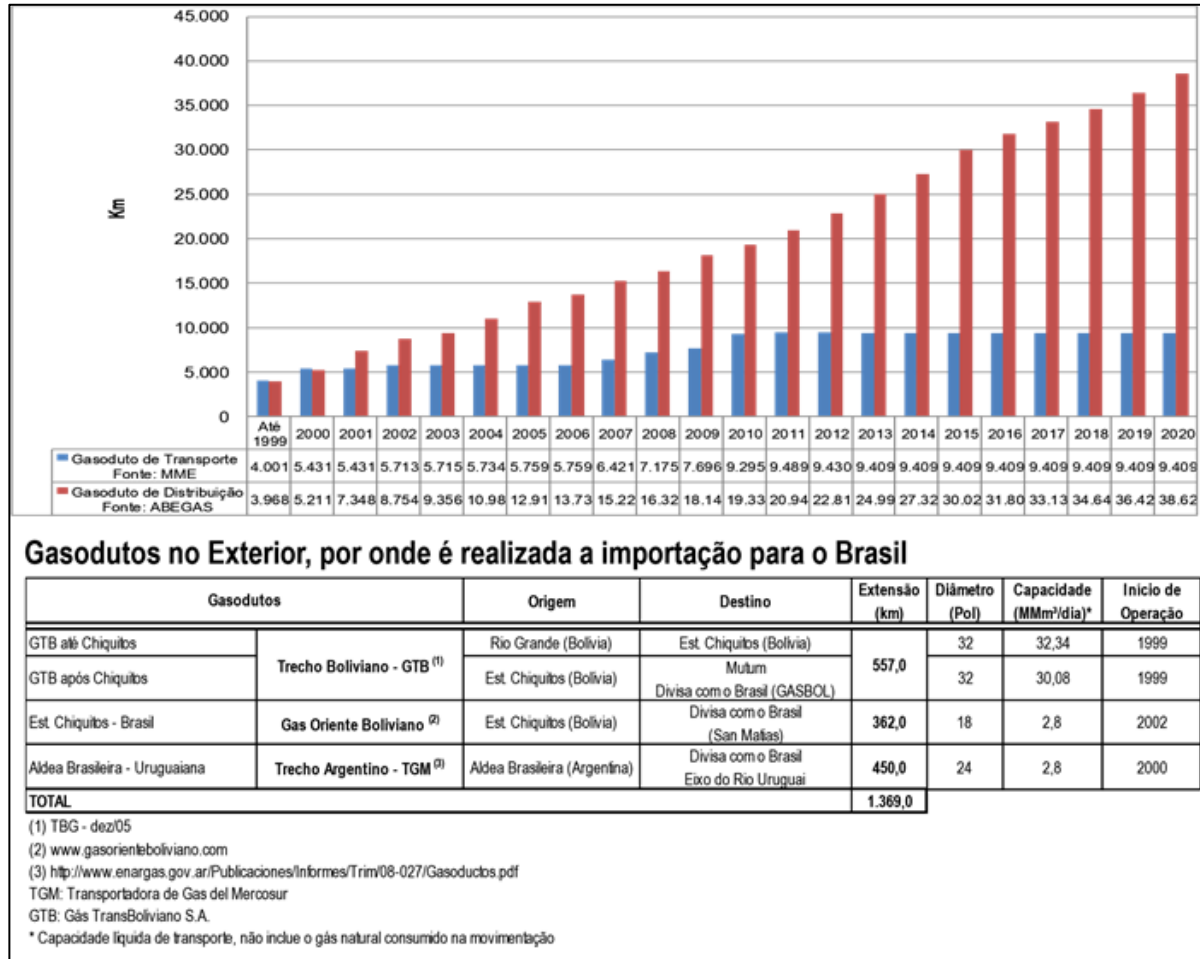


Figura 11: Expansão da malha no Brasil

Fonte: MME (2020).

4 CUSTOS

Os estudos desenvolvidos pela equipe de Logística da Rede GASBRAS levaram em consideração que a exploração do gás natural não convencional pode apresentar custos impeditivos, uma vez que não há redes de transporte e distribuição dutoviária próximas aos potenciais locais de exploração. O transporte do gás explorado nos *pads* pode, no entanto, ser transportado por vias rodoviárias, em forma liquefeita (GNL) ou comprimida (GNC). A utilização frequente desta forma leva ao que pode ser chamado de “dutos virtuais”.

Embora o gás natural seja amplamente utilizado no setor industrial no Brasil, alguns estados atingiram níveis de saturação e há menos consumidores potenciais ao alcance da rede de gás existente. Expandir a rede para alcançar consumidores remotos e fora da rede geralmente não é economicamente viável devido à menor densidade de demanda potencial. No estágio atual da indústria brasileira de gás, torna-se necessário investigar se há outras formas eficientes de suprir clientes potenciais, os quais geralmente estão muito distantes da rede existente. A indústria internacional de gás também está desenvolvendo opções de fornecimento híbrido combinando GNL com GNV. Assim, adiciona-se novas tecnologias em direção a uma rede multimodal integrada de gás, exigindo com isso, um novo despacho e modelo de operação para o sistema, os quais se tornam mais complexos e sofisticados, particularmente com o aumento das fontes de abastecimento.

Para volumes movimentados de 0.1 milhões de toneladas de por ano (MTPA), a movimentação de gás natural por gasoduto possui o menor custo por unidade energética até distâncias de 380 quilômetros. A partir desta distância, a movimentação por meio de sistemas de GNL apresentou-se mais competitiva. Observa-se que o GNC é mais competitivo que o GNL para distâncias de até 18 km, para o mesmo volume movimentado.

Em um estudo foi realizado por Fraga (2018) para avaliar o abastecimento dos municípios situados no estado de São Paulo e em conjunto com o Plano de Metas do Setor de Gás Natural (PMGN) para o estado, observou-se que, dos 139 municípios avaliados, 103 municípios apresentaram competitividade ponderada para substituição de eletricidade

e óleo combustível para fins térmicos industriais por gás natural. Por fim, destaca-se que, dos 85 municípios, os quais estavam contidos no PMGN, teriam expectativa de instalação de infraestrutura de distribuição de gás natural entre os anos de 2022 e 2029, e cujo suprimento de gás natural poderia ser antecipado pelo sistema de GNL em pequena escala.

4.1 Métodos de controle

Este trabalho desenvolveu uma metodologia e uma planilha para o cálculo dos eventuais custos que permite uma comparação de várias alternativas de transporte e distribuição de gás, e a produção de um conceito de logística integrada multimodal de gás. Após definir os valores dos insumos, o modelo calcula o número de caminhões e módulos que devem ser adquiridos, a distância total percorrida, o tamanho e a quantidade da planta de Liquefação e Regaseificação e o custo de US\$/MMBTU. A vantagem em desenvolver esse modelo caracterizou-se pela capacidade de avaliar a logística de gás natural não só para um único cliente, mas também para todo o mercado.

A descrição detalhada dos modelos encontra-se no manual técnico de estimativa de custos do *Small-Scale Liquefied Natural Gas* (SSLNG) para caminhões e navios, em anexo deste relatório. Em linhas gerais, o modelo em Excel apresenta um total de nove abas, das quais três são para inserção de dados (entrada/input) e oito para cálculo e apresentação dos resultados (saída/output). A modelagem consiste na análise das seguintes etapas da cadeia do GNL: liquefação; logística; regaseificação; e armazenagem.

Para cada uma das etapas são calculados os valores de CAPEX e OPEX a partir dos dados de entrada fornecidos pelo usuário. Relacionando estas entradas a algumas premissas econômicas e logísticas chega-se ao custo total do transporte de GNL, em dólar por unidade energética (US\$/MMBTU). O final é obtido através da divisão entre os custos de CAPEX e OPEX pela quantidade de GNL a ser transportada, em unidades energéticas (MMBTU), de acordo com a Figura 12.

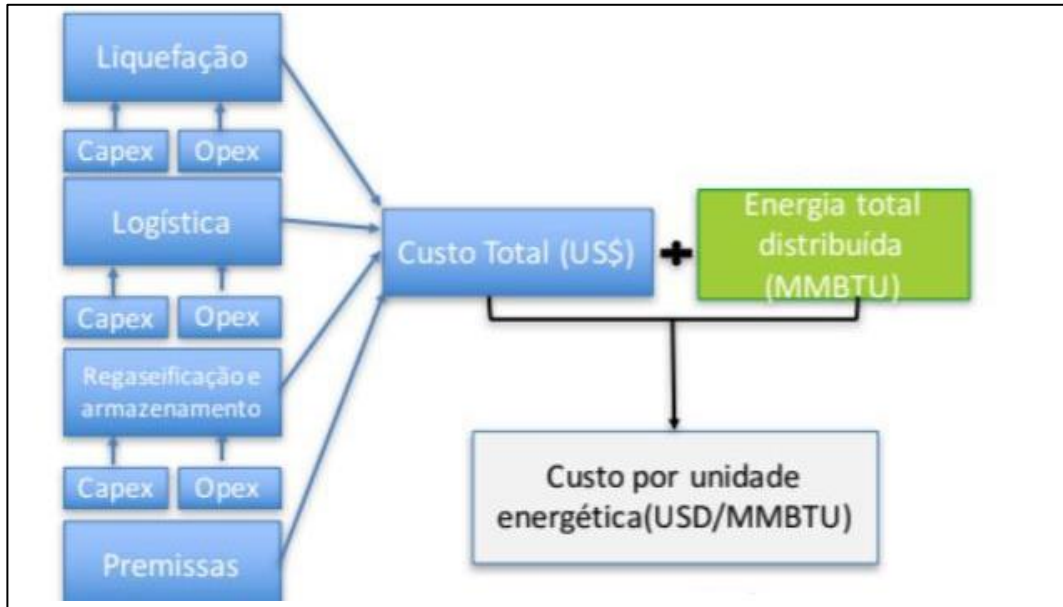


Figura 12: Esquema do Modelo

A planilha para cálculo, juntamente com o manual para sua utilização estão disponíveis como anexo a este relatório.

5 DIAGNÓSTICO DOS RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS

Nessa seção do relatório, a metodologia utilizou-se da ferramenta conhecida como matriz SWOT, que se trata de um modelo clássico e muito utilizado em estudos diversos sobre vantagens competitivas. A Matriz SWOT é uma sigla que se origina do inglês, cuja estrutura é composta de quatro dimensões de análise: *strengths* (forças), *weaknesses* (fraquezas), *opportunities* (oportunidades) e *threats* (ameaças). É utilizada para promover um olhar ampliado de um determinado mercado, incluindo elementos tanto do ambiente interno, como aqueles do ambiente externo (MADSEN, 2016).

Quando se realiza a análise das forças e fraquezas, considera-se que estes são fatores internos e gerenciáveis. Por outro lado, as oportunidades e ameaças levam em consideração o ambiente externo, sobre o qual não se tem controle, e envolve uma análise das forças macro ambientais (demográficas, econômicas, tecnológicas, políticas, legais, sociais e culturais) e dos fatores micro ambientais (consumidores, concorrentes, canais de distribuição, fornecedores).

No caso deste estudo, não estão sendo analisadas as vantagens competitivas de uma empresa ou organização em especial, mas sim a potencial aplicação da tecnologia de fraturamento hidráulico para exploração de *shale gas* no Brasil. Portanto, para efeitos deste trabalho, consideramos os fatores internos (forças e fraquezas) como aqueles associados à tecnologia, enquanto os externos (oportunidades e ameaças) estão principalmente associados ao cenário político, econômico e regulatório da indústria *onshore* e de não-convencionais no Brasil.

Com isso, pretende-se identificar as principais barreiras para a exploração de *shale gas* no Brasil por meio da tecnologia do fraturamento hidráulico. A subseção seguinte apresenta e discute nossos resultados, assim como análise da Matriz SWOT desenvolvida.

5.1 Resultados da Matriz SWOT

O avanço no desenvolvimento do *shale gas* está associado a uma série de benefícios potenciais, assim como dificuldades no âmbito regulatório e político. A

	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13 apresenta na forma de uma Matriz SWOT os resultados obtidos com base nesta pesquisa. Adiante descreve-se a análise dos quadros desta matriz.

	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13: Matriz SWOT da exploração de *shale gas* por fraturamento hidráulico no Brasil (Fonte: Elaborado pelos autores)

5.1.1 Ambiente Interno

Conforme apresentado pelo quadro superior esquerdo (forças) da





	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13, possui-se um largo conhecimento sobre a tecnologia de fraturamento hidráulico. A produção de *shale gas* nos Estados Unidos atingiu um crescimento exponencial desde 2005, com uma taxa de aprendizagem de 13% (FUKUI et al., 2017). Além de demonstrar uma redução significativa dos custos, em relação à produção total acumulada, podemos também interpretar esta aprendizagem como o domínio da tecnologia, de modo a poder utilizá-la de maneira segura e eficiente.

Mesmo no Brasil, já existe mais de 60 anos de experiência nesta técnica exploratória em recursos convencionais (DELGADO; FEBRARO, 2018). Toda esta prática e domínio tecnológico contra-argumentam as liminares que bloquearam o emprego da técnica de fraturamento hidráulico para exploração do gás de folhelho nos estados do Alagoas, Sergipe, Bahia e Paraná, cuja principal justificativa era a prática imatura da tecnologia no país.

Ainda sobre o quadrante forças, observa-se que a atividade de exploração de *shale gas*, por ser uma atividade exclusivamente *onshore*, é capaz de prover acesso à energia e de novas atividades econômicas nas regiões mais interiores do Brasil, podendo

trazer desenvolvimento social para suas populações. Mesmo nestas localidades, ainda é possível encontrar uma boa disponibilidade hídrica para o fraturamento, sem afetar o abastecimento para a população e outras atividades (indústria, agricultura etc.).

É importante observar, no entanto, as fraquezas associadas ao fraturamento hidráulico (quadro superior direito da

	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13). Mesmo com a redução dos custos da perfuração de poços proporcionados pelo acumulado da curva de aprendizagem, a importação de insumos pode ainda representar um limitante econômico para a realização do fraturamento.

Além disso, como é usual para todas as atividades extrativas, há uma série de potenciais problemas ambientais que o fraturamento hidráulico pode ocasionar tais como sismos induzidos; reativação de falhas preexistentes; afetar a integridade de poços vizinhos; e contaminação de recursos hídricos. Mesmo com a perfuração horizontal, que requer um menor número de poços, o impacto sobre a superfície ainda é significativo, pois é necessário a implantação de infraestrutura e movimentação de veículos, produtos e pessoas relacionadas com a atividade. Deve-se, portanto, buscar mitigar o máximo possível destes riscos por meio de regulação e fiscalização eficientes assim como a

aplicação das melhores práticas de exploração e produção.

5.1.2 Ambiente Externo

No Brasil, as ameaças (quadro inferior direito da





	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13) envolvendo a técnica de extração do *shale gas* depara-se com barreiras tanto no âmbito político e jurídico, quanto na aceitação por parte da sociedade e de limitado conhecimento geológico. Estas três frentes precisam ser endereçadas paralelamente, sendo necessária uma política de comunicação social que lide com esses temas e deixe de forma transparente e clara para a sociedade o que acontece, os benefícios, os riscos e as mitigações que serão tomadas. A escassez de dados sobre formações de folhelho limita a compreensão das suas composições e estruturas. Tal desconhecimento impossibilita uma exploração segura dessas reservas e a formulação de políticas e regulamentos relevantes para os projetos não convencionais.

Apesar dessas ameaças discutidas sobre a utilização do fraturamento hidráulico no Brasil, também foi possível identificar algumas oportunidades (quadro inferior

esquerdo da

	Aspectos Favoráveis	Aspectos Desfavoráveis
Ambiente Interno	<p>Tecnologia de fraturamento é madura e conhecida tanto por grandes quanto pequenas empresas</p> <p>A exploração de <i>shale gas</i> pode prover acesso a energia e desenvolvimento econômico a comunidades pequenas ou isoladas</p> <p>Alta disponibilidade hídrica em várias áreas do país</p> 	<p>Pode ser necessário importar insumos (areia e produtos químicos)</p> <p>Pode causar problemas ambientais típicos de outras indústrias extrativistas: contaminação do solo, água e ar</p> <p>Injeção de água pode elevar a sismicidade natural da área</p> 
Ambiente Externo	<p>Setor <i>onshore</i> tem grande espaço para se expandir no Brasil</p> <p>As políticas do REATE (governo federal) apoiam a exploração de não-convencionais</p> <p>Novo Mercado de Gás visa dar incentivos à exploração <i>Onshore</i></p> 	<p>Pouco conhecimento das bacias geológicas com potencial para <i>shale gas</i>.</p> <p>Regulação sobre os não-convencionais ainda é incipiente</p> 

Figura 13). O setor de E&P de óleo e gás *onshore* ainda tem muito a crescer no Brasil. Deste modo, há uma série de políticas governamentais que buscam impulsionar esta atividade, dentre as quais duas delas se destacam.

A primeira é o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE). Desde 2020, o REATE tem dado especial enfoque na E&P de gás natural, tanto em reservas convencionais como não-convencionais. Em parceria com outras instituições, o REATE planeja colocar o projeto piloto do Poço Transparente em reservatório de baixa permeabilidade de petróleo e gás natural, cujo objetivo é gerar conhecimento acerca da utilização da técnica de fraturamento hidráulico, com a finalidade de propor um arcabouço regulatório e maior segurança ambiental e jurídica para a atividade (MME, 2019a).

O Poço Transparente permitiria também o treinamento da mão de obra no Brasil por meio da transferência de conhecimento. Espera-se com isso que tal projeto possa gerar melhores esclarecimentos da sociedade civil assim como melhorar sua aceitação pública. Isso poderá atrair investidores e evitar problemas como os da 12ª Rodada de Licitações e

minimizar possíveis impactos das técnicas exploratórias (MME, 2019a).

No segundo semestre de 2019, o Governo Federal anunciou um programa inédito de abertura do setor de gás no país, o “Novo Mercado do Gás”. Tal abertura compreende uma série de ações para aumentar os investimentos em gás natural no Brasil, diversificando o número de empresas que atuam neste segmento. Entre as ações deste programa, está a retirada do monopólio da Petrobras na cadeia de valor do gás, incluindo a venda de ativos e a abertura da infraestrutura de transporte de combustíveis para outras empresas ofertantes de gás (MME, 2019b).

Tais políticas permitirão uma maior diversificação dos atores e maior liberdade de movimentação do gás natural. Espera-se uma significativa redução dos preços aos consumidores finais assim como a ampliação do mercado. Deste modo, produtores novos ou já atuantes, podem ser incentivados a iniciar a exploração de gás não-convencional, uma vez que tais políticas permitirão maior viabilidade para estes investimentos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório desenvolveu uma análise exploratória sobre a utilização da técnica de fraturamento hidráulico em formações de folhelho no Brasil.

O processo para retirada de gás natural se mostra ainda muito diverso e com distintas técnicas utilizadas. O modelo destrinchado enumera as diversas etapas de uma possível planta de fraturamento hidráulico com técnicas de perfuração horizontal. O avanço mundial acontece de forma exponencial nessa indústria. Porém, no Brasil esse processo ainda sofre um impedimento burocrático imenso. Os conhecimentos técnico e científico podem servir como um instrumento para facilitar a utilização de recursos não-convencionais no Brasil, de modo a assegurar sua exploração e extração dentro do viés das melhores práticas e de preservação do meio ambiente.

Assim, entende-se que o estudo para o desenvolvimento desta indústria se beneficia de forma robusta de parcerias acadêmicas como no projeto MSEEL. Isso leva a formação de profissionais capacitados e preparados para atuar num poço de *fracking*.

Considerando-se a logística de distribuição, os dados apresentados e oriundos de fontes oficiais demonstram o quanto o país precisa acelerar na construção de infraestrutura de escoamento e de distribuição do gás para intensificar o uso final nos diversos setores da economia.

Ainda, utilizou-se a metodologia SWOT com o intuito de categorizar os principais aspectos envolvendo esta atividade.

Do ponto de vista do ambiente interno, considerou-se que a tecnologia do fraturamento hidráulico encontra-se em estágio avançado, com ampla produção acumulada e domínio das técnicas e materiais. A definição regulatória é, portanto, necessária para assegurar as devidas obrigações ambientais, sociais e de segurança. Com relação ao ambiente externo, observou-se a necessidade de aprimoramento do conhecimento das bacias geológicas brasileiras. As principais políticas governamentais que visam incentivar a produção de não-convencional *onshore* e a liberação e diversificação do mercado de gás natural convergem para a recomendação de que um projeto de poço piloto ou transparente será a melhor forma de superar esta barreira.



Como estudos futuros, sugere-se a realização de entrevistas com especialistas de diversas áreas como regulação, engenharia, geologia, psicologia, economia, dentre outras. O intuito é de se construir matriz SWOT consolidada de modo a promover um olhar ampliado das Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças do cenário brasileiro. A coleta das visões destes especialistas, por meio de um questionário estruturado, permitiria uma robustez estatística e quantitativa sobre a matriz SWOT.

REFERÊNCIAS

- CARR, T. R. **Reunião com representantes do projeto MSEEL**. Webinar: Comunicação oral, 2021.
- DAYAL, A. M.; MANI, D. **Shale Gas: Exploration and Environmental and Economic Impacts**. [s.l: s.n.].
- DEC. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracking. In: **Supplemental Generic Environmental Impact Statement**. [s.l.] Department of Environmental Conservation, 2015. p. 76–138.
- DELGADO, F. PROJETO POÇO TRANSPARENTE: TESTES PARA RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE - GERANDO CONHECIMENTO VIA AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ESTRATÉGICA. **FGV Energia**, p. 14, 2018.
- DELGADO, F.; FEBRARO, J. **O Programa REATE e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil**. São Paulo: FGV Energia, 2018.
- EXCO RESOURCES. **Ensuring well integrity**. [s.l: s.n.].
- FRAGA, D. M. **A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2018.
- JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M. **Hydrocarbon Exploration and Production**. [s.l: s.n.]. v. 55. Amsterdam, Elsevier, 2008.
- FUKUI, R. et al. Experience curve for natural gas production by hydraulic fracturing. **Energy Policy**, v. 105, n. January, p. 263–268, 2017.
- HEWITT, J. **Shale Operating Process with Hewitt Energy Strategies**. Webinar: Comunicação oral, 2021.
- MAAKS, J. **Next-Generation Seismic Data Management**. [s.l.] linkedin, 2018.
- MADSEN, D. Ø. SWOT Analysis: A Management Fashion Perspective. **International Journal of Business Research**, v. 16, n. 1, p. 39–56, 2016.
- MIDDLETON, R. S. et al. The shale gas revolution: Barriers, sustainability, and emerging opportunities. **Applied Energy**, v. 199, 2017.
- MME. **REATE 2020 Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres**. [s.l.] Ministério de Minas e Energia, 2019a.
- MME. **Governo lança o “Novo Mercado do Gás”, um marco histórico para o Brasil** Ministério de Minas e Energia, 2019b.
- ROKOSH et al. **What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta**. [s.l: s.n.].
- STEPHENSON, M. **Shale Gas and Fracking: The Science Behind the Controversy**.



[s.l: s.n.].

WE-BORE-IT. **Difference between horizontal & directional drilling**. Disponível em:
<<https://www.slideshare.net/weboreit/difference-between-horizontal-directional-drilling>>.
Acesso em: 21 maio. 2021.