

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

**CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM GESTÃO AMBIENTAL
E NEGÓCIOS NO SETOR ENERGÉTICO**

SALIM AYDE

**ANÁLISE DAS POSSIBILIDADES DE DESENVOLVIMENTO DO
SHALE GAS NO BRASIL COM BASE NA EXPERIÊNCIA DOS
ESTADOS UNIDOS**

SÃO PAULO

2014

SALIM AYDE

ANÁLISE DAS POSSIBILIDADES DE DESENVOLVIMENTO DO *SHALE GAS* NO
BRASIL COM BASE NA EXPERIÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS

Monografia para conclusão do Curso de
Especialização em Gestão Ambiental e
Negócios do Setor Energético do Instituto de
Eletrotécnica e Energia da Universidade de
São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Lucon

SÃO PAULO

2014

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Ayde, Salim

Análise das Possibilidades de Desenvolvimento do *Shale Gas* no Brasil
com Base na Experiência dos Estados Unidos

Orientador Oswaldo Lucon. – São Paulo, 2014.

113 p. il.; 30cm.

Monografia (Curso de Especialização em Gestão
Ambiental e Negócios no Setor Energético) Instituto de
Eletrotécnica e Energia – Universidade de São Paulo.

1. Aspectos tecnológicos da extração do shale gas 2. Aspectos
Econômicos, 3. Aspectos Ambientais

Dedico este trabalho à minha família,
amigos e meus mestres por me apoiarem
em todos os momentos de minha vida.

Salim Ayde

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, a Deus pela vida, pela proteção e por guiar o meu caminho até aqui, me dando força e coragem para que eu superasse as dificuldades encontradas durante este percurso.

Agradeço a minha amada mãe Mariana (*in memoriam*), simplesmente por ter me ensinado a persistir nos meus anseios de melhorar a cada dia, independente das dificuldades. Ao meu querido pai, Elias, por ter se preocupado com meus estudos e com a pessoa que eu me tornaria; meu exemplo para a vida toda. A minha querida e dedicada companheira Selma, que me incentivou em todos os momentos e minhas filhas Yasmin e Larissa, que acharam desafiador em ter um pai que voltou a estudar, mesmo sem recursos.

Gostaria de agradecer também a todos os mestres que compuseram o corpo de ensino deste curso que me mostraram que sempre vale a pena saber mais e não ter receio de divergir, sem esquecer da valiosa atenção e dedicação do meu orientador Prof. Doutor Oswaldo Lucon e da Profa. Renata Rau, pelo direcionamento para realização deste trabalho.

RESUMO

AYDE, Salim, **Análise das Possibilidades de Desenvolvimento do *Shale Gas* no Brasil com Base na Experiência dos Estados Unidos**, 2014. 113 p. Monografia (Curso de Especialização em Gestão Ambiental e Negócios no Setor Energético) Instituto de Eletrotécnica e Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

O *shale gas*, erroneamente chamado de gás de xisto, é uma forma não convencional do gás natural que se encontra aprisionado em rochas impermeáveis ou de baixa permeabilidade, em formações que se prolongam por vastas áreas e diferentes profundidades. Sua extração é feita pela perfuração horizontal e a fraturamento hidráulico (*hydraulic fracking*). A combinação destas duas tecnologias deu início a chamada “revolução do *shale gas*” nos Estados Unidos. O país passou a ter acesso a grandes volumes de gás não convencional, cuja produção, até então, era economicamente inviável. O aumento da produção de gás nos Estados Unidos resultou em queda dos preços deste recurso energético e possibilitou que o país passasse de uma condição de importador de gás para autossuficiente, com perspectiva de exportador.

Países que possuem recursos de *shale gas* tomaram posições divergentes a respeito desta nova fonte energética considerando suas vantagens e desvantagens econômicas, sociais e ambientais. Eles visam especialmente à segurança energética e a inclusão desta nova fonte não convencional em sua matriz energética. Estados Unidos e Canadá apresentam um processo de extração e comercialização extremamente adiantado, França e Inglaterra são mais conservadores e aguardam o desenvolvimento de uma tecnologia de extração mais segura em termos ambientais e menos agressiva em relação aos descartes de resíduos e efluentes.

Este estudo analisa o gás natural não convencional, destacando seus benefícios, aplicação e exploração. Estabelece também um comparativo entre gás convencional e não convencional, explorando a tecnologia de obtenção do *shale gas*, seu processo de desenvolvimento de produção nos Estados Unidos, bem como seus possíveis impactos ambientais. Finalmente, analisa as possibilidades de exploração do *shale gas* no Brasil, considerando a experiência americana.

Um ponto que requer um cuidado muito grande na exploração do *shale gas* no Brasil é a prospecção dos campos aprovados e arrematados na 12ª rodada de licitações de lotes para extração de petróleo e gás na Bacia do Paraná, onde ocorre a sobreposição dos recursos de *shale gas* e o Aquífero Guarani.

Palavras-chave: Energia. Gás de folhelho. Meio ambiente. *Shale gas*, impactos ambientais, Aquífero Guarani, gás não convencional,

ABSTRACT

AYDE, Salim, **Analysis of the Possibilities of Shale Gas Development in Brazil based on the experience of the United States**, 2014. P. 113. Monograph (Course in Environmental and Business Management in the Energy Sector) Institute of Electrical and Energy. University of São Paulo, São Paulo, 2014.

The shale gas, erroneously called gás de xisto is an unconventional form of natural gas that is trapped in impermeable rock or low permeability in formations that extend over vast areas and different depths. Its extraction is done by horizontal drilling and hydraulic fracturing (fracking hydraulic). The combination of these two technologies has initiated called "shale gas revolution" in the United States. The country has gained access to large volumes of unconventional gas, whose production until then was economically unfeasible. The increase in gas production in the United States resulted in a drop in prices for this energy resource and enabled the country to pass a condition of importing gas for self-sufficient, with the prospect of exporting.

Countries that have resources of shale gas have taken divergent positions on this new energy source considering its advantages and economic, social and environmental disadvantages. They aim particularly to energy security and the inclusion of this new unconventional sources in its energy mix. United States and Canada present a process of extracting and marketing extremely early, France and England are more conservative and are awaiting the development of a technology for the extraction safer and less environmentally aggressive in relation to disposal of waste and effluents terms.

This study examines the unconventional natural gas, highlighting its benefits, implementation and operation. It also establishes a comparison between conventional and unconventional gas, exploring the technology of production of shale gas, the process of development of production in the United States, as well as its potential environmental impacts. Finally, it analyzes the possibilities of exploitation of shale gas in Brazil, considering the American experience.

One point that requires very great care in the exploration of shale gas in Brazil is the prospect of the approved fields and auctioned at the 12th licensing round lots for oil and gas in the Paraná Basin, where the overlap of features of shale gas occurs and the Guarani Aquifer.

Keywords: Energy. Gas shale. Environment. Shale gas, environmental impacts, the Guarani Aquifer,unconventionalgas

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| 1. Origem Biogênica do Gás..... | 4 |
| 2. Rocha de Shale..... | 4 |
| 3. Diagrama de Van Krevelen..... | 7 |
| 4. Relação de valores de permeabilidade pelo tipo de gás não convencional | 8 |
| 5. Diagrama generalizado com area de acumulação gás convencional e não convencional | 9 |
| 6. Localização das reservas de <i>shale gas</i> | 9 |
| 7. Comparação de permeabilidade de reservatórios com <i>tight gas</i> e convencional | 10 |
| 8. Localização das reservas de <i>Tight gas</i> nos EUA..... | 11 |
| 9. Reservatório de <i>Coalbed Methane</i> | 12 |
| 10. Campos de <i>Coalbed Methane</i> nos EUA | 13 |
| 11. Produção de gás não convencional dos EUA por tipo..... | 13 |
| 12. Estrutura de Hidratos de Gás | 14 |
| 13. Combustão de Hidratos de Gás | 14 |
| 14. Ocorrências de Hidratos de Gás no mundo | 15 |
| 15. Desenvolvimento do <i>Shale Gas</i> nos EUA | 17 |
| 16. Localização dos <i>plays</i> de <i>shale gas</i> nos EUA..... | 18 |
| 17. Localização do <i>play</i> Barnett Shale na bacia de Fort Worth..... | 19 |
| 18. Localização do <i>play</i> Marcellus Shale /Devonian | 21 |
| 19. Localização do <i>play</i> Fayetteville Shale na bacia de Arkoma | 22 |
| 20. Localização do <i>play</i> de Haynesville Shale | 22 |

| | |
|---|----|
| 21. Distribuição dos gasodutos nos EUA | 24 |
| 22. Estágios de extração de <i>shale gas</i> | 25 |
| 23. Testes sísmicos do solo em 3D | 26 |
| 24. Visualização de perfuração horizontal..... | 27 |
| 25. Incremento na produção de gás natural entre 1990 e 2010 | 28 |
| 26. Composição fluido de fraturamento base água ,utilizado nos <i>plays</i> dos EUA... | 29 |
| 27. Fluido de fraturamento nos dutos | 30 |
| 28. Fraturamento das rochas de folhelho | 30 |
| 29. Diferentes granulometrias para propantes | 30 |
| 30. Fluxo de utilização da água no processo de extração do <i>shale gas</i> e seu reuso . | 34 |
| 31. Taxa média de produção de <i>shale gas</i> nos EUA | 39 |
| 32. Curva de produção acumulada x declínio de produção <i>play</i> Haynesville | 41 |
| 33. Tubulação de escoamento de fluido de fraturamento e vazão do gás | 44 |
| 33t. Possibilidades de vazamento de metano..... | 44 |
| 33v. Fraturas que podem criar caminhos alternativos para o escape de metano | 44 |
| 33c. Contaminação dos Aquíferos | 44 |
| 33p,q. Piscinas de <i>Flowback</i> | 45 |
| 33r. Vazamento de <i>Flowback</i> e contaminação do Aquífero..... | 46 |
| 34. Evento de <i>Blowout</i> | 47 |
| 35. Instalações e infraestrutura para extração de <i>shale gas</i> | 48 |
| 36. Plataforma de extração de <i>shale gas</i> | 48 |

| | |
|---|----|
| 37. Impacto Visual criado pelas instalações de exploração de <i>shale gas</i> | 49 |
| 38. Barnett Urban Project | 49 |
| 39. Queima em flare de gases para testes | 50 |
| 40. Perfil do segmento de consumo 2001-2010 | 54 |
| 41. Participação do gás na matriz energética do Brasil | 56 |
| 42. Distribuição da geração de energia elétrica no Brasil..... | 56 |
| 43. Infraestrutura atual do transporte de gás natural..... | 58 |
| 44. Bacias com recursos de <i>shale gas</i> no Brasil | 60 |
| 45. Áreas destinadas na 12ª rodada de licitações de petróleo e gás em out/13..... | 61 |
| 46. Anexo A-Passo a passo da extração de <i>shale gas</i> | 74 |
| 47. Anexo C-Minuta de Resolução ANP(FLUXOGRAMA)..... | 90 |
| 49. Anexo D-Minuta de Resolução ANP..... | 91 |

Glossário(ANP,2013)

Abandono de Poço

Série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis podendo ser permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço; ou temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço.

RESOLUÇÃO ANP N° 27, DE 18/10/2006

Aplicação do Gás Natural

Uso final que se dá ao gás natural para injeção em reservatórios, combustível, geração de energia elétrica, matéria-prima (petroquímica e fertilizante), redutor siderúrgico, como desaerador e para selagens.

PORTARIA ANP N° 249, DE 1/11/2000.

Aquífero

Intervalo permeável contendo água de qualquer natureza, passível de ser destinada ao uso público ou industrial, ou quando esta for responsável ou potencialmente responsável pelo mecanismo de produção de um reservatório ou jazida de petróleo e/ou gás natural.

PORTARIA ANP N° 25, DE 6/3/2002.

Bep

Sigla de "barril equivalente de petróleo". Unidade de medida de energia equivalente ao volume de gás referente a 1 barril de petróleo.

Btu

Sigla de British Thermal Unit. Unidade de medida de energia corresponde à quantidade de calor necessária para elevar a temperatura de uma libra (0,454 kg) de água de 39,2° F para 40,2° F. Fator de conversão: 1 BTU = 1.055,056 J.

Butano

Hidrocarboneto saturado com quatro átomos de carbono e dez átomos de hidrogênio (C₄H₁₀), encontrado no estado gasoso incolor. Compõe o GLP, sendo empregado como combustível doméstico, como iluminante, como fonte de calor industrial em caldeiras, fornalhas e secadores, para corte de metais e aerossóis.

Caloria

Utiliza-se a caloria a 15° C (cal₁₅). 1 cal₁₅ é a quantidade de energia térmica necessária para aquecer 1 g de água isenta de ar, de 14,5° C a 15,5° C, sob pressão constante de 101,325 kPa (quilopascals). Fator de conversão: 1 cal₁₅ = 4,1855 J.

CO₂ (Gás Carbônico)

Dióxido de carbono, composto por um átomo de carbono e dois átomos de oxigênio. Recuperado do gás de síntese na produção de amônia, de gases de chaminé (produto de combustão), e como subproduto do craqueamento de hidrocarbonetos e da fermentação de carboidratos. Usado principalmente na fabricação de gelo seco e de bebidas carbonatadas, como extintor de incêndio, na produção de atmosfera inerte e como desemulsificante na recuperação terciária de petróleo.

Combustível

Produto utilizado com a finalidade de produzir energia diretamente a partir de sua queima ou pela sua transformação em outros produtos também combustíveis. São exemplos de combustíveis: gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina, óleo diesel, querosene de aviação, óleo combustível, etanol combustível, biodiesel e suas misturas com óleo diesel.

Dados de Poços

Quaisquer registros de dado geológico e/ou geofísico adquiridos em um poço, tais como, mas não limitado a estes: perfilagens geológicas e/ou geofísicas, amostras de calhas, testemunhos de rochas ou fluído, perfis sísmicos verticais.

RESOLUÇÃO ANP N° 11, de 17/2/2011.

Dados Geofísicos Sísmicos

Dados obtidos com a utilização de métodos geofísicos de reflexão de ondas sísmicas e/ou refração de ondas sísmicas

RESOLUÇÃO ANP N° 11, de 17/2/2011.

Duto

Conduto fechado destinado ao transporte ou transferência de petróleo, seus derivados ou gás natural.

PORTARIA ANP N° 125, DE 5/8/2002

Estocagem de Gás Natural

Armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

LEI No 9.478, DE 6/8/1997

Flare

Equipamento utilizado para a queima de gases residuais. É utilizado na operação normal da unidade industrial e é dimensionado para queimar todo o gás gerado na pior situação de emergência. .

Gás de Refinaria

Mistura contendo principalmente hidrocarbonetos gasosos (além de, em muitos casos, alguns compostos sulfurosos) produzida nas unidades de processo de refino de petróleo. Os componentes mais comuns são hidrogênio, metano, etano, propano, butanos, pentanos, etileno, propileno, butenos, pentenos e pequenas quantidades de outros componentes, como o butadieno. É utilizado principalmente como fonte de energia na própria refinaria. .

Gás Liquefeito do Petróleo (GLP)

Mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processo especiais, que é mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

PORTARIA ANP N° 9, DE 21/1/2000 .

Gás Livre

Todo gás natural que se encontra na fase gasosa nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.

PORTARIA ANP N° 9, DE 21/1/2000

Gás Não Associado ao Petróleo

Gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado (gás úmido) .
PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Gás Natural Comprimido (GNC)

Gás Natural processado e condicionado para o transporte em reservatórios, à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade, para fins de distribuição deste produto.

RESOLUÇÃO ANP Nº 41, DE 5/12/2007

Gás Natural Liquefeito (GNL)

Fluido no estado líquido em condições criogênicas, composto predominantemente de metano e que pode conter quantidades mínimas de etano, propano, nitrogênio ou outros componentes normalmente encontrados no gás natural.

PORTARIA ANP Nº 118, 11/7/2000

Gás Natural Não-Associado

Gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

Gás Natural ou Gás

Todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

LEI Nº 9.478, DE 6/8/1997

Gás Natural Veicular (GNV)

Mistura combustível gasosa, tipicamente proveniente do GN e biogás, destinada ao uso veicular e cujo componente principal é o metano, observadas as especificações estabelecidas pela ANP.

PORTARIA ANP Nº 32, DE 6/3/2001

Gás Queimado

Gás queimado no flare.

Gás Reinjetado

Gás não-comercializado, que é retornado ao reservatório de origem, com o objetivo de forçar a saída do petróleo da rocha-reservatório, deslocando-o para um poço produtor. Este método é conhecido como "recuperação secundária", e é empregado quando a pressão do poço torna-se insuficiente para expulsar naturalmente o petróleo.

Hidrocarboneto

Composto constituído apenas por carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

Poço

(1) buraco perfurado no solo, através do qual se obtém ou se intenciona obter petróleo ou gás natural; (2) buraco perfurado no solo para a introdução de água ou gás sob pressão ou outros fluidos, em um reservatório.

Poço de Extensão

Todo poço com petróleo e/ou gás natural, que permite a delimitação ou a ampliação de uma jazida, independente do fato de poder ou não ser aproveitado economicamente para produção.
PORTARIA ANP Nº 76, DE 3/5/2000

Preço de Referência do Gás Natural

Preço a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área de concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até o ponto de entrega aos compradores. Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou às tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

Propano

Hidrocarboneto saturado com três átomos de carbono e oito de hidrogênio (C₃H₈). É gasoso, incolor e possui cheiro característico. Inflamável à pressão e temperatura ambientes. Compõe o GLP. Empregado como combustível doméstico e como iluminante.

Propano Especial

Mistura de hidrocarbonetos contendo no mínimo 90% de propano por volume e no máximo 5% de propeno por volume.
RESOLUÇÃO ANP Nº 18, DE 2/9/2004

Propeno

Hidrocarboneto insaturado com três átomos de carbono e seis de hidrogênio (C₃H₆), encontrado no estado gasoso e incolor, obtido do craqueamento de hidrocarbonetos, normalmente nafta. Serve de matéria-prima para a produção de polipropileno.

Recursos Originais

Recursos de petróleo e gás natural que podem ser obtidos como resultado da produção de um reservatório, a partir de suas condições originais.
PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas

Recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.
PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Desenvolvidas

Reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.
PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Desenvolvidas a Produzir

Reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas de intervalos completados porém fechados ou de poços fechados na data da estimativa.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Desenvolvidas em Produção

Reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas de intervalos completados e em produção na data da estimativa.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Não Desenvolvidas

Reservas de petróleo e gás natural que podem vir a ser recuperadas através de novos poços em áreas não perfuradas, re-entrada ou recompletação de poços existentes, ou que dependam da instalação de equipamentos de produção e transporte previstos nos projetos de recuperação convencional ou melhorada.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Possíveis

Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Provadas

Reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pela legislações petrolífera e tributária brasileiras.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Prováveis

Reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Reservas Totais

Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

Reservatório de Gás

Todo reservatório que contém hidrocarbonetos predominantemente na fase gasosa.

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Rocha - Reservatório

Corpo de rochas permo-porosas, estratigraficamente definido e correlacionável..

PORTARIA ANP Nº 9, DE 21/1/2000

Royalties

Compensação financeira devida pelos concessionários, paga mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, sendo distribuída entre estados, municípios, Comando da Marinha do Brasil, Ministério da Ciência e Tecnologia e um Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda.

Tep

Sigla de "tonelada equivalente de petróleo". Unidade de medida de energia equivalente, por convenção, a 10.000 Mcal.

TCF

As unidades de um trilhão pés cúbicos são frequentemente usados para medir grandes quantidades de gás . Um TCF é de um bilhão de MCF e é o gás natural suficiente para:

Gerar calor de 15 milhões de casas para um ano;

Ou gerar 100 bilhões quilowatthoras de energia elétrica;

E fornecer combustível a 12 milhões de veículos movidos a gás durante um ano

Tratamento ou Processamento de Gás Natural

Conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização.

LEI Nº 9.478, DE 6/8/1997

Vazão de Teste de Poço

Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.

PORTARIA CONJUNTA Nº 1, DE 19/6/2000

Zona de Entrega

Área geográfica limitada, correspondente à região objeto de concessão estadual de distribuição de gás canalizado.

RESOLUÇÃO ANP Nº 27, DE 14/10/2005

LISTA DE GRÁFICOS

1. Comparativo de fluxo de caixa de projetos convencionais e não convencionais 40
2. Produção Mensal dos maiores plays de ShaleGas dos EUA.....42

LISTA DE QUADROS

| | |
|---|----|
| 1. Os 10 países com maior reservas de gás natural do mundo..... | 6 |
| 2. Comparações entre reservatórios convencionais e recuperação de metano em camadas de carvão | 12 |
| 3. Dados dos <i>plays</i> mais importantes dos EUA..... | 23 |
| 4. Substâncias utilizadas no fluido de fraturamento e suas aplicações no processo de fraturamento | 31 |
| 5. Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em alguns <i>plays</i> produtores de shale gas nos EUA | 32 |
| 6. Volume de água utilizado por MMbtu de energia produzida por diferentes recursos de energia..... | 33 |
| 7. Comparativo do custo médio de poços e a produtividade do conteúdo de gás pela área ocupada | 41 |
| 8. Estimativas de <i>Shale gas</i> no mundo | 59 |
| 9. Resultado da oferta de blocos na 12 ^a rodada de licitações de petróleo e gás | 62 |
| 10. Demonstrativo dos componentes e sua participação nos custos de <i>Shale gas</i> no Brasil | 68 |

SUMÁRIO

| | | |
|---------|---|----|
| 1.0 | Introdução..... | 01 |
| 1.1 | Objetivo..... | 03 |
| 1.2 | Motivação..... | 03 |
| 1.2 | Metodologia..... | 03 |
| 2.0 | Gás Natural- | 04 |
| 2.1. | Origem..... | 04 |
| 2.2 | Composição..... | 04 |
| 2.3 | Benefícios..... | 04 |
| 2.4 | Aplicação..... | 05 |
| 2.5 | Reservas de gás convencional..... | 05 |
| 2.6 | Recursos não convencionais | 06 |
| 2.6.1 | Reservas estimadas de <i>shale gas</i> | 07 |
| 2.6.1.1 | <i>Shale gas</i> | 08 |
| 2.6.1.2 | <i>Tight Gas</i> | 10 |
| 2.6.1.3 | <i>Coalbed Methane</i> | 11 |
| 2.6.1.4 | Hidratos de Gás..... | 14 |
| 3.0 | A Indústria do <i>Shale gas</i> dos EUA..... | 16 |
| 3.1 | Maiores campos de <i>Shale gas</i> nos EUA..... | 18 |
| 3.1.1 | Barnett Shale..... | 18 |
| 3.1.2 | Marcellus Shale..... | 20 |
| 3.1.3 | Fayetteville Shale..... | 21 |
| 3.1.4 | Haynesville Shale..... | 22 |
| 3.2 | Tecnologias de Extração do <i>Shale gas</i> | 24 |
| 3.2.1 | -Perfuração Horizontal..... | 27 |
| 3.2.2 | -Fraturamento Hidráulico..... | 28 |
| 3.2.3 | - Volume de Água utilizado..... | 31 |
| 4.0 | Aspectos Econômicos da Extração do <i>Shale gas</i> nos EUA | 35 |
| 4.1 | Impacto do <i>Shale gas</i> nos preços do gás natural nos EUA..... | 36 |
| 4.2 | Custos de produção-Comparativo do fluxo de caixa de empreendimentos convencionais e não convencionais..... | 38 |
| 4.3 | Custos de poços nos maiores plays de <i>shale gas</i> dos EUA | 41 |
| 5.0 | Possíveis Impactos Ambientais resultantes da produção de <i>Shale gas</i> | 43 |
| 5.1 | Risco de contaminação dos aquíferos, pelo <i>flow back</i> e pelo vazamento de gás..... | 43 |

| | |
|---|----|
| 5.2 Riscos de contaminação das águas de superfície devido ao descarte inadequado do <i>flowback</i> | 45 |
| 5.3 Risco de <i>Blowouts</i> | 47 |
| 5.4 Ruído e poluição visual | 48 |
| 5.5 Risco de contaminação atmosférica..... | 50 |
| 5.6 Eventos sísmicos..... | 51 |
| | |
| 6.0 O <i>Shale gas</i> no Brasil..... | 53 |
| 6.1 Mercado de gas natural no Brasil..... | 54 |
| 6.2 Possíveis recursos de <i>shale gas</i> no Brasil..... | 59 |
| 6.3 Regulação- Resolução ANP 21..... | 62 |
| 6.4 Principais desafios..... | 64 |
| 6.5 Principais oportunidades..... | 65 |
| | |
| 7.0 Conclusão..... | 67 |
| | |
| Referências Bibliograficas..... | 69 |
| | |
| ANEXO A –Passo a passo da extração de <i>shale gas</i> | 74 |
| | |
| ANEBO B-Resolução ANP 21..... | 79 |
| | |
| ANEXO C-Minuta de Resolução ANP-Fluxograma | 90 |
| | |
| ANEXO D-Minuta de Resolução ANP..... | 91 |

1. INTRODUÇÃO

Análise das Possibilidades de Desenvolvimento do *Shale Gas* no Brasil com Base na Experiência dos Estados Unidos

Durante anos, estudou-se a viabilidade energética de processos não convencionais que podem aumentar a capacidade de geração de energia e modificar a matriz energética de países dependentes do gás associado ao petróleo ou de fontes altamente poluidoras como carvão. A possibilidade de substituição destas fontes por gás natural seja ele convencional ou não, mostra um novo horizonte, principalmente se os custos envolvidos nestes processos de extração tornar os produtos industriais mais acessíveis, possibilitando um preço final mais atraente ao consumidor e tornando assim uma fonte não convencional em convencional com o passar do tempo e o desenvolvimento da tecnologia.

O uso combinado das tecnologias de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico foi fundamental para o aperfeiçoamento dos processos de extração do *shale gas*, que *shale gas* (ou gás de folhelho) tem ajudado grandes potências econômicas como os Estados Unidos (EUA) e Canadá a reverter sua dependência de fornecimento de fontes energéticas externas ao seu território. Com alto grau de desenvolvimento tecnológico estes países demandam milhões de m³ de gás ao ano e dependem de importação de gás liquefeito de petróleo (GLP) (gás liquefeito de petróleo). Houve um aumento significativo na economia devido a fatores como aumento considerável do nível de emprego direto com mão de obra especializada e indireto através dos fornecedores de equipamentos e serviços, as emissões de CO₂ bem menores do que a queima de carvão, ajudaram na questão ambiental.

Apesar do grande sucesso apresentado pela experiência americana, há inúmeros questionamentos a respeito da indústria de *shale gas*, principalmente em relação à utilização de volumes significativos de água potável e seu posterior descarte. Os setores ambientais e de saúde pública preocupam-se com estas questões associadas ao fraturamento hidráulico.

O gás natural e seus benefícios, aplicação, composição e reservas são mostrados no Capítulo 2 de forma a possibilitar a compreensão da questão referente à substituição do carvão e do óleo diesel por esta fonte energética mais “limpa”.

O capítulo 3 descreve a indústria de *shale gas* nos EUA, apresentando um breve histórico das tentativas até se chegar ao ponto da viabilidade técnica e comercial da extração do *shale gas*; um resumo dos maiores reservas de *shale gas* já em operação nos EUA, como *play* Barnett Shale, *play* Marcellus, *play* Fayetteville e o *play* Haynesville Shale; e as principais tecnologias e condições necessárias para a extração de *shale gas*.

Realiza-se uma análise rápida sobre o aspecto econômico e de investimento na extração de *shale gas* no Capítulo 4, através da comparação dos custos dos poços nos principais plays (campos) americanos.

Os impactos ambientais resultantes da extração, como a contaminação dos aquíferos pelo *flow back*, o risco de contaminação das águas superficiais, o ruído e a poluição visual quando da montagem da infraestrutura de extração do *shale gas*, além da poluição atmosférica proveniente da evaporação das “piscinas” do líquido de fraturamento hidráulico e os eventos sísmicos resultantes da utilização de micro explosões para criação das fissuras são analisados no Capítulo 5.

O mercado de gás natural no Brasil, os possíveis recursos de *shale gas* e a regulação por parte das agências ambientais e da ANP com suas resoluções são examinados no capítulo 6, onde o foco da discussão ambiental está na localização geográfica da maior reserva de *shale gas* no Brasil, que tem sobreposição do Aquífero Guarani (uma das maiores reservas de água potável do mundo), os principais desafios e oportunidades do desenvolvimento da produção deste gás não convencional

1.1 Objetivo

O estudo visa descrever o desenvolvimento da produção de *shale gas* nos EUA, levando em consideração as tecnologias desenvolvidas para viabilizar sua comercialização e os impactos ambientais decorrentes de sua extração. Além disso, o trabalho pretende avaliar se a experiência americana pode ser replicada no Brasil, através da análise de riscos e oportunidades envolvidos na exploração local deste gás não convencional.

1.2 Motivação

Além da atualidade do tema a motivação para desenvolvê-lo foi o de estudar os dois lados de uma nova tecnologia para a extração de uma fonte de energia que pode mudar a questão política da dependência do petróleo.

1.3 Metodologia

Este trabalho consta de uma análise dos textos acadêmicos como teses, livros e notícias de revistas especializadas em *shale gas*, que relatam a experiência americana adquirida nos últimos 30 anos por parte das empresas que tem seus sites atualizados com as técnicas e tendências deste mercado de gás não convencional. Em relação ao Brasil, este estudo procura abordar as discussões que levaram a criação de resoluções das agências reguladoras responsáveis pelo controle da extração desta nova fonte energética. Apoiando-se em trabalhos apresentados em fóruns como fonte de dados e informações, pretende-se identificar os desafios à implantação da extração do *shale gas* no Brasil.

2.0 Gás Natural

2.1 Origem

O gás natural é um combustível fóssil não renovável, formado a partir de camadas de animais e vegetais que submetidas a altas pressões e altas temperaturas ao longo de milhares de anos produzem os hidrocarbonetos leves encontrados no subsolo.



Fig. 1 Origem Biogênica(Colombo, 2013)



Fig.2 Shale ou folhelho negro

2.2. Composição.

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos com predominância do metano (CH_4) em maior proporção (70% em volume) e Butano (C_4H_{10}), Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8). À temperatura ambiente e pressão atmosférica, permanece no estado gasoso. Trata-se de um gás inodoro e incolor, não tóxico e mais leve que o ar, quando inflamado ele libera quantidades expressivas de energia. Uma vez extraído, o gás natural é processado para eliminar outros gases não utilizados, água, areia e outras impurezas. Butano e propano são separados da mistura, por técnicas de condensação fracionada, e comercializados separadamente como o GLP (gás liquefeito de petróleo) que devido à facilidade da transformação em líquido pela utilização de alta pressão são acondicionados em botijões, utilizados em residências e indústrias.

2.3 Benefícios

A utilização do gás natural como insumo energético apresenta algumas vantagens ambientais se comparada com outras fontes fósseis de energia (carvão mineral e derivados de

petróleo): possui baixa presença de contaminantes e propicia combustão mais limpa, que melhora a qualidade do ar, pois substitui formas de energias poluidoras como carvão, lenha e óleo combustível, contribuindo também para a redução do desmatamento; menor contribuição de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada (cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão. É pequena a exigência de tratamento dos gases de combustão e maior a facilidade de transporte (através de dutos) e manuseio, o que contribui para a redução do tráfego de caminhões que transportam outros tipos de combustíveis. O gás não requer estocagem, eliminando os riscos do armazenamento de combustíveis. Este contribui para a diminuição da poluição urbana quando usado em frotas de veículos automotivos e de transporte público, uma vez que reduz a emissão de óxido de enxofre, de fuligem e de materiais particulados presentes no óleo diesel.

2.4 Aplicação

As aplicações do gás natural vão desde aquecimento de residências, secagem de grãos, combustível em automóveis adaptados substituindo a gasolina e o álcool ou o diesel, conversão em energia elétrica e a co-geração de onde se extrai também calor e vapor para utilizar em processos industriais onde temos um aumento de produtividade do processo termodinâmico, na indústria petroquímica para produção de plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha e de fertilizantes como ureia, amônia e seus derivados (ANEEL, 2008).

2.5 Reservas de gás convencional

As reservas mundiais provadas do combustível cresceram 23% na década, de 2000-2010 atingindo um total de 208,4 trilhões de metros cúbicos em 2011, energia suficiente para garantir a produção por pelo menos 60 anos (EXAME, 2012).

No Quadro 1 temos a relação das 10 maiores reservas nacionais de gás natural .

Quadro 1. Os 10 países com as maiores reservas de gás natural do mundo (EXAME, 2012).

| PAÍS | Participação Mundial | Reservas Provadas em 2011(trilhões de m ³) | Reservas Provadas em 2001(trilhões de m ³) | Crescimento em 10 anos |
|-----------------|----------------------|---|--|------------------------|
| Rússia | 21,40% | 44,6 | 42,4 | 5,20% |
| Irã | 15,90% | 33,1 | 26,1 | 26,80% |
| Catar | 12,00% | 25 | 25,8 | 3,10% |
| Turquemenistão | 11,70% | 24,3 | 2,6 | 834% |
| Estados Unidos | 4,10% | 8,5 | 5,2 | 63,50% |
| Arábia Saudita | 3,90% | 8,2 | 6,5 | 26,20% |
| Emirados Árabes | 2,90% | 6,1 | 6,1 | 0% |
| Venezuela | 2,70% | 5,5 | 4,2 | 31% |
| Nigéria | 2,50% | 5,1 | 4,6 | 11% |
| Argélia | 2,20% | 4,5 | 4,5 | 0% |

2.6 Recursos Não convencionais

Os recursos não convencionais são hidrocarbonetos (petróleo e gás) que se encontram em condições que não permitem a extração com baixos recursos financeiros e ou tecnológicos, por se encontrarem presos em rochas pouco permeáveis, ou por se tratar de petróleos com uma viscosidade muito elevada.

A sua extração requer o emprego de tecnologia especial, pelas propriedades do próprio hidrocarboneto e pelas características da rocha que o contém. Atualmente representam uma interessante fonte de recursos, uma vez que muitos deles se encontram em jazidas que contém um grande volume de reservas.

As diferenças entre gás convencional e não convencional estão apresentadas na Figura 3, onde se observa que o que chamamos de gás não convencional está relacionado à dificuldade de extração, custos elevados e utilização de tecnologias mais avançadas para retirada do gás em rochas menos permeáveis.

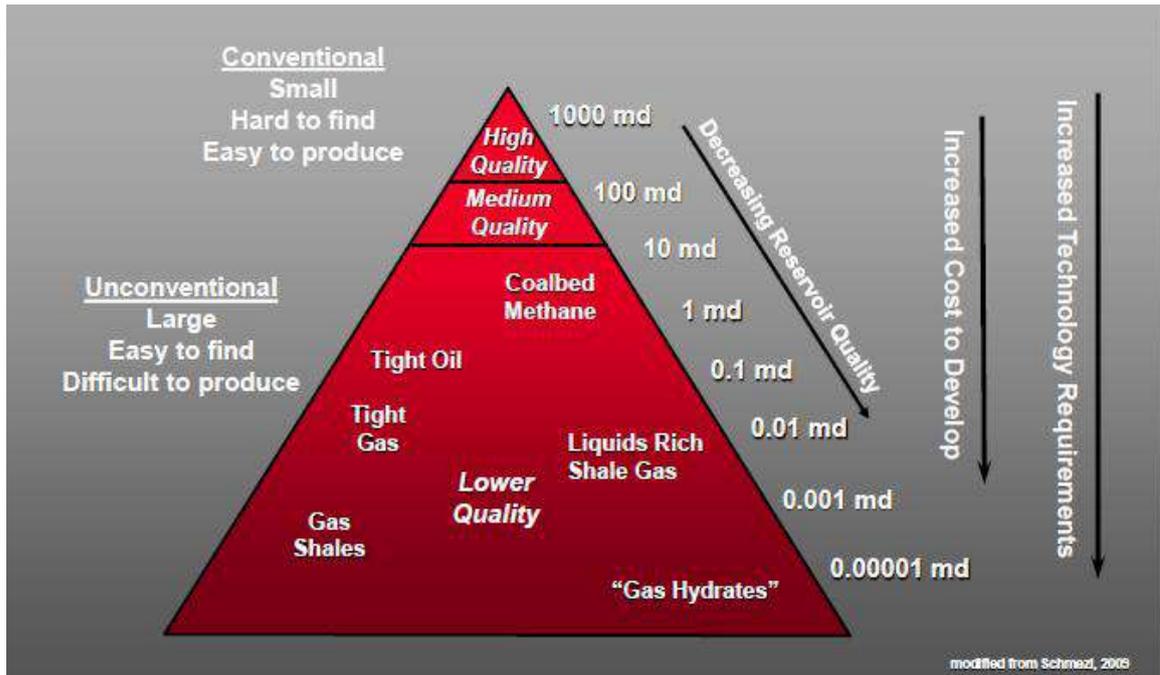


Fig.3 - Diagrama de Van Krevelen (CSUG,2012)

2.6.1 Principais fontes de gás não convencional

Para entender melhor a relação entre a permeabilidade e a aplicação de tecnologia mais elaborada para extração dos recursos não convencionais, é preciso definir permeabilidade.

A permeabilidade em estudos geológicos é a medida da capacidade que um material no caso a rocha de transmitir fluidos, utilizado na determinação das características de fluxo dos hidrocarbonetos em reservatórios de gás, petróleo, e da água nos aquíferos. A unidade de permeabilidade é o Darcy ou, mais habitualmente, o mili-Darcy ou mD ($1 \text{ Darcy} = 1 \times 10^{-12} \cdot \text{m}^2$). A permeabilidade é usada para calcular taxas de fluxo através da lei de Darcy (THOMAS et.al, 2001).

Na Figura 4, apresenta-se a relação entre a permeabilidade das rochas reservatório e a existência do *shale gas*, que está numa região de baixíssima permeabilidade das rochas reservatório onde está contido, requerendo desta forma um fraturamento mais intenso da rocha formando fissuras para que tenha como fluir para sua liberação.

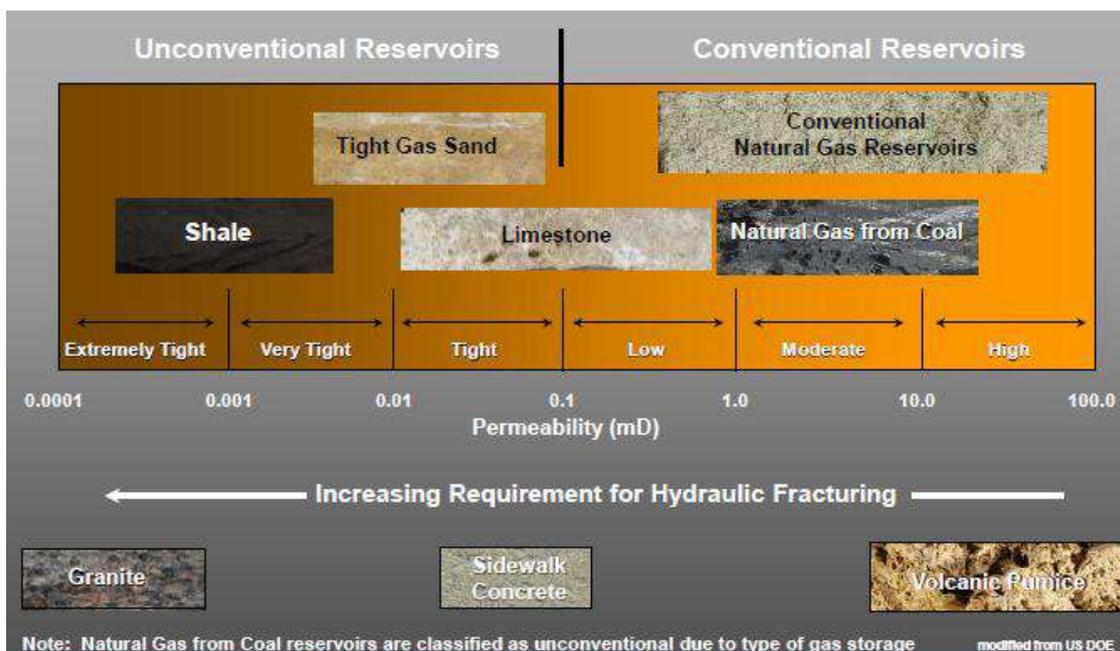


Fig.4. A relação de valores de permeabilidade com o tipo de gás que se retira (GSUG, 2013).

2.6.1.1 Shale Gas

Shale gas é o gás natural contido em rochas argilosas (*shale*) com alto conteúdo de matéria orgânica e muito baixa permeabilidade (rocha mãe), um comparativo para melhor entendimento. Enquanto um reservatório convencional de arenito possui permeabilidade da ordem de 0,5mD a 20mD, a permeabilidade nos reservatórios de *shale gas* é na faixa de 1 a 10 nanoDarcies (KING, 2012, *et al*). Para a sua exploração é necessário perfurar poços horizontais e fraturar a rocha, pois as reservas estão a uma profundidade da ordem de 1200m a 2500m.

No caso especial dos reservatórios de *shale gas* ou gás de folhelho, sabe-se que o que representa hoje a rocha reservatório foi na verdade a rocha geradora durante o processo de maturação da matéria orgânica. Portanto, além de ser a geradora e o próprio reservatório, a rocha apresenta ainda características de rochas selantes, configurando, assim, um sistema petrolífero totalmente independente, como definido por JARVIE *et.al*, 2003 (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Os reservatórios de *shale gas* são classificados conforme sua acumulação, chamados de *plays*¹ contínuos de gás natural que são difundidas em grandes áreas geográficas, diferentemente das convencionais de hidrocarbonetos, pois elas não ocorrem acima de uma

¹ *Play* - este termo é usado na indústria de petróleo e gás para se referir a uma área geográfica que tem sido alvo de exploração devido a resultados favoráveis da pesquisa geosísmica, com uma quantidade considerável de petróleo ou gás para ser encontrada e ser viável economicamente.

base de água e não são estratificadas por densidade dentro do reservatório, conforme mostra Figura 5.

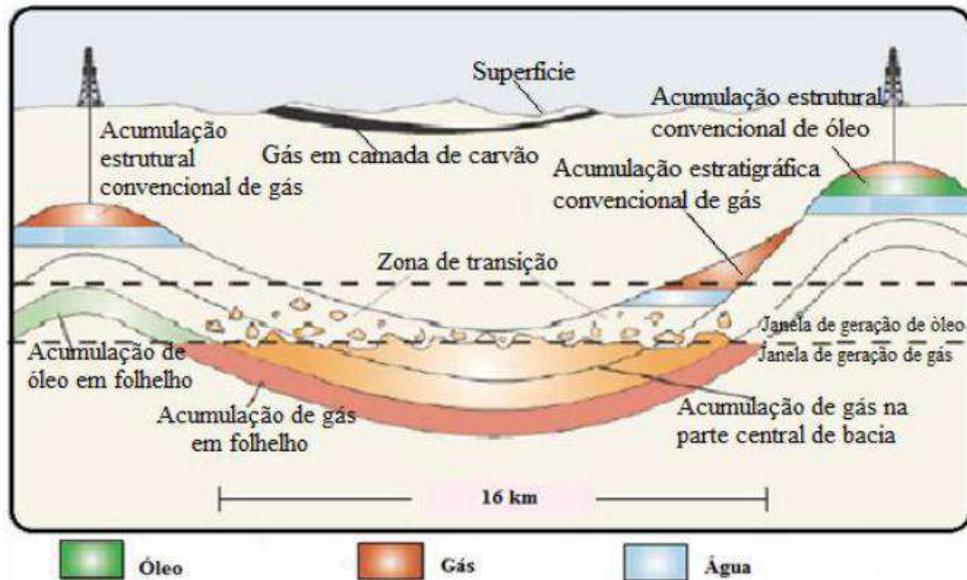


Fig.5 - Diagrama generalizado mostrando a área de ocorrência de acumulação de gás de forma convencional em trapas estruturais e estratigráficas e de forma não convencionais em folhelho. (Adaptado de Pollastro, 2003).

A localização das reservas de *shale gas* e as quantidades estimadas em cada país, pode ser conferida na Figura 6, e destaca-se deste mapa que a quantidade maior de reservas de shale gas esta disponível no continente americano, dados de 2012.

Global shale gas basins, top reserve holders

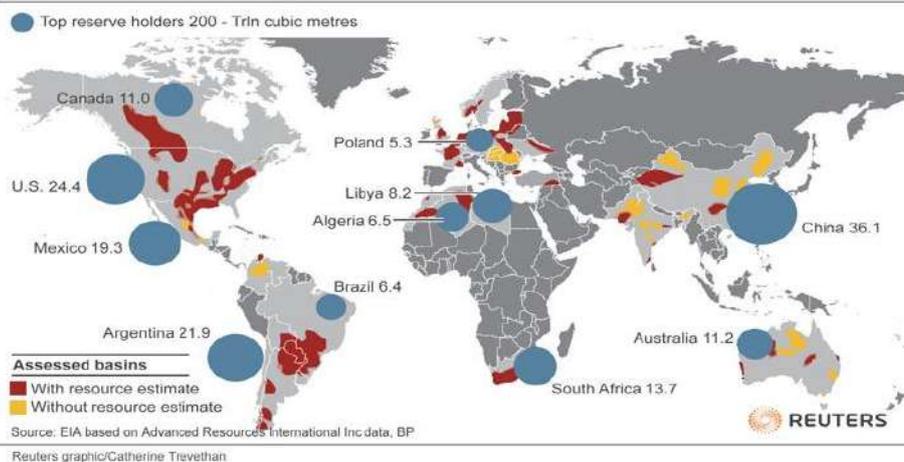


Fig.6. Localização das Reservas de *Shale Gas* no planeta e no Brasil (EIA, 2012).

2.6.1.2 *Tight Gas*

O *tight gas* é o gás natural contido em rochas de baixa porosidade e permeabilidade da ordem de 0,1mD, mais alta que a rocha onde se encontra o *shale gas*. Os reservatórios que contêm este tipo de gás apresentam desafios técnicos enormes para viabilizar sua produção tais como incertezas geológicas, cenários em águas profundas, dificuldade de produção e garantia de escoamento (SANTOS E CORADESQUI, 2013).

Diferentemente do arenito convencional que mostra um espaço poroso bem conectado o arenito *tight* é pouco conectado e extremamente irregular, e devido a esta pouca conectividade ou baixa permeabilidade, o gás inserido neste arenito tem a sua produção dificultada no momento de extração, necessitando de métodos avançados de avaliação e novas tecnologias para que possa ser mais uma opção no leque de fonte energética (SANTOS E CORADESQUI, 2013), conforme mostra a Figura 7.

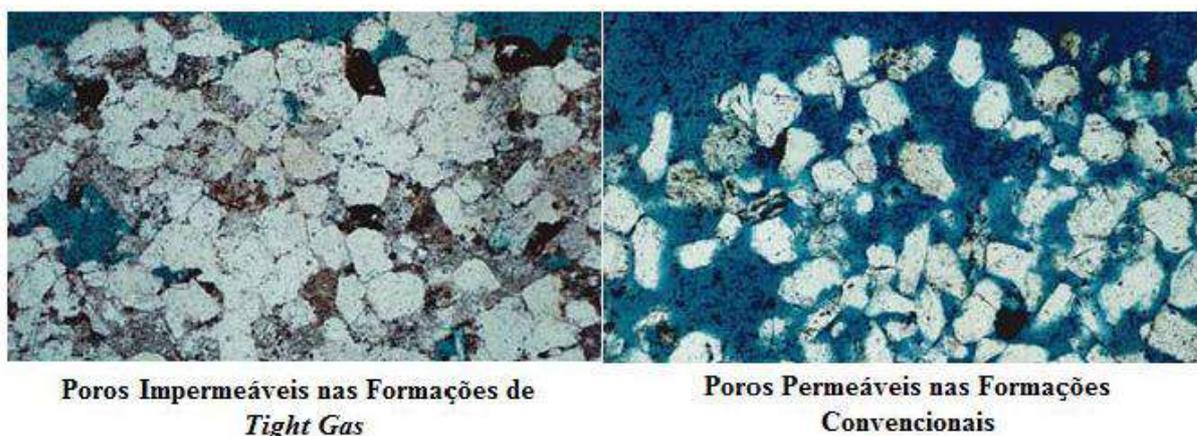


Fig.7. Comparação entre a Permeabilidade de Reservatórios de *Tight Gas* e Reservatórios Convencionais. (U.S. Geological Survey, 2011.)

Na Figura 8 temos a localização dos principais *plays* de produção de *tight gas* no EUA, onde alguns ocupam a mesma área do *shale gas*.

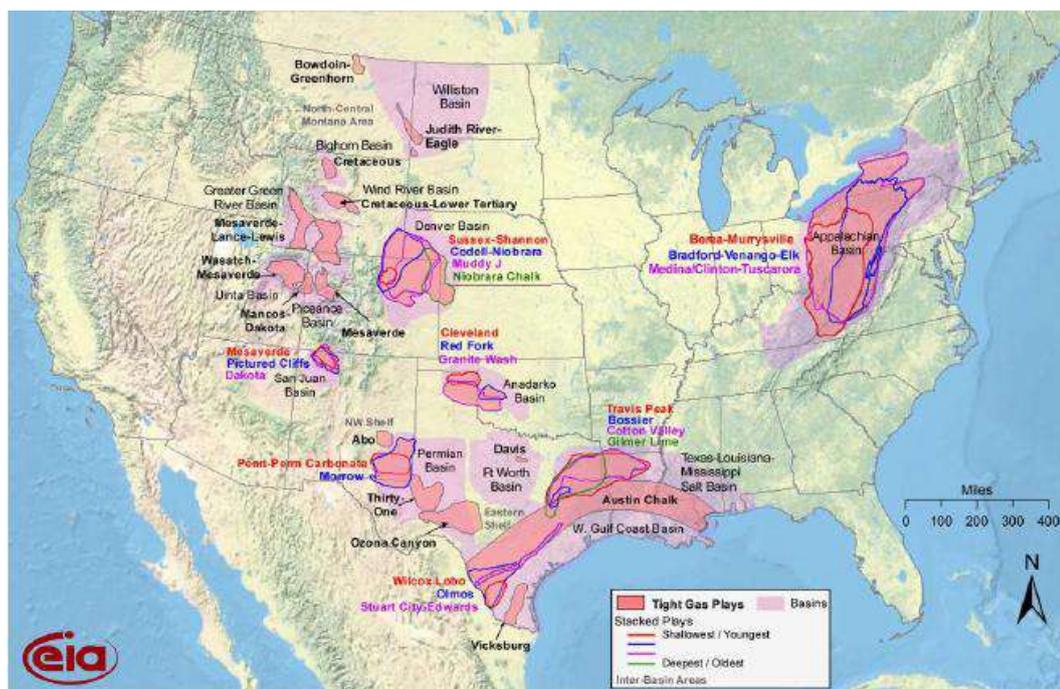


Fig. 8 - Principais Plays de Tight Gas nos EUA. (EIA, 2010).

2.6.1.3 Coalbed Methane (CBM)

Coalbed Methane é o gás metano natural extraído de camadas de carvão. Devido ao seu alto conteúdo de matéria orgânica, o carvão retém uma grande quantidade de gás absorvido. Graças à grande área superficial interna, as camadas de carvão armazenam entre seis e sete vezes mais gás de metano do que o volume equivalente de uma rocha reservatório de gás convencional (SANTOS E CORADESQUI, 2013). É composto por hidrocarbonetos leves (metano, etano, propano, butano e n-propano) e gases não hidrocarbonetos, como CO₂, N₂, He e outros. O metano é o componente dominante, seguido do etano e hidrocarbonetos mais pesados, em geral com uma pequena quantidade de CO₂, nitrogênio, oxigênio, hidrogênio e hélio (Rice, 1993 apud Butland, 2006; Clayton, 1998).

O armazenamento do gás nos reservatórios das camadas de carvão ocorre pelo processo de adsorção e são definidos como reservatórios não convencionais. O processo de adsorção² é fundamentalmente diferente do processo de estocagem em reservatório convencionais. Desta forma, a capacidade de estocagem nesses sistemas é muito maior do que é encontrado nos reservatórios convencionais (LOFTIN, 2009).

² A adsorção é um fenômeno físico-químico no qual o componente em uma fase gasosa ou líquida é transferido para a superfície de uma fase sólida.



Fig. 9 Reservatório de *Coalbed Methane*. (SCHLUMBERGER, 2013).

A Figura 9 mostra um reservatório de *Coalbed Methane* a céu aberto e a formação das rochas que o contém. No quadro 2 temos o comparativo entre as características do processo convencional e da extração do *Coalbed Methane*.

Quadro 2. Comparações entre reservatórios convencionais e recuperação de metano em camadas de carvão (CEPAC, 2009).

| Características | Convencional | CBM |
|---|--|---|
| Geração de Gás | O gás é proveniente de uma rocha geradora, migrando pela rocha transportadora até a rocha reservatório. | O gás é gerado e armazenado dentro do carvão |
| Estrutura | Fraturas espaçadas ao acaso | Fraturas espaçadas uniformemente |
| Mecanismos de armazenamento de gás | Compressão | Adsorção |
| Mecanismos de transporte | Gradiente de pressão (Lei de Darcy) | Gradiente de pressão (Lei de Darcy) e Gradiente de concentração (Lei de Fick) |
| Desempenho de produção | Taxa de gás começa alta e então decresce; pouca ou nenhuma água inicialmente; recuperação de gás e água diminui com o tempo. | Taxa de gás aumenta com o tempo e então decresce; inicialmente a produção é geralmente água; recuperação de gás e água aumenta com o tempo. |

Atualmente, o CBM representa uma importante fonte de energia alternativa. A produção de metano adsorvido no carvão (CBM) provou ser economicamente viável em várias bacias sedimentares nos Estados Unidos e Canadá. Em outros países, como Alemanha, Bélgica e China, testes experimentais têm sido muito bem sucedidos. A região sul do Brasil é conhecida pela importância econômica e abundância de suas camadas de carvão desde o começo do século passado. A mais importante sucessão sedimentar portadora de carvão ocorre na Bacia do Paraná (LOURENZI, 2011).

Na Figura 10 é possível identificar os campos de CBM nos EUA

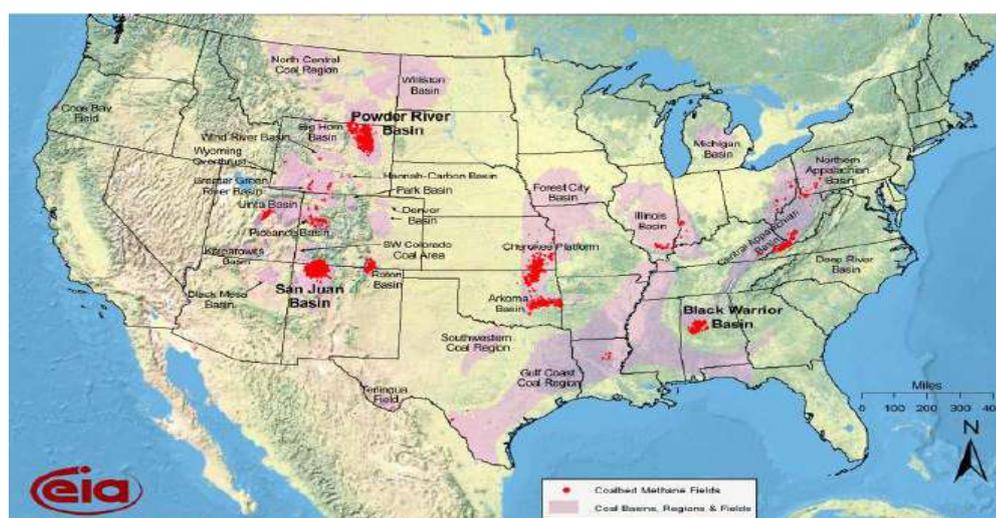


Fig.10 - Campos de *Coalbed Methane* nos EUA. (EIA, 2009).

Importante se ter a distribuição da produção de gás não convencional em cada um dos tipos acima descritos, e a sua participação dentro da produção total de gás nos EUA, possível de ser vista na Figura 11.

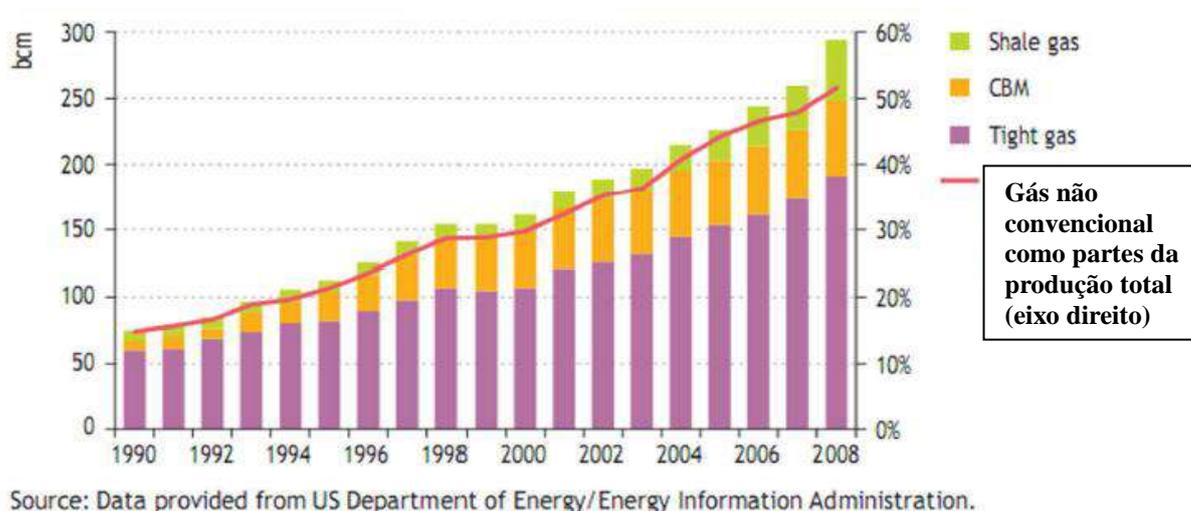


Fig. 11- Produção de gás não convencional dos EUA por tipo (GEE, 2012).

2.6.1.4 Hidratos de Gás.

Os hidratos de gás são compostos sólidos similares ao gelo, que contém metano. Este fica preso numa estrutura cristalina de moléculas de água, estável em sedimentos marinhos a profundidades superiores a 300 metros. Segundo EIA (2012), com a disponibilidade abundante de gás natural a partir de recursos convencionais e de *shale*, não há incentivo econômico para desenvolver os recursos de hidratos de gás e ainda não há tecnologias em escala comercial para explorá-los. Apesar disso, um método que teve êxito em produzir o gás economicamente a partir de hidrato é o "método de despressurização". Este método só é aplicável a hidratos que existem em regiões polares sob o chamado "*permafrost*". (CARESTIATO,2013)

Nas Figuras 12 e 13 apresenta-se a estrutura molecular dos Hidratos de Gás e a imagem do hidrato de gás e sua combustão .



Fig. 12 Estrutura dos Hidratos de Gás – Gaiolas (*cages*) Formadas por Moléculas de Água que “Aprisionam” Moléculas de Gás.(*PEER*, 2014.)



Fig. 13 Combustão de Hidratos de Gás.

A Figura 14 mostra as principais reservas de hidrato de gás no mundo. Hidratos de gás ou metano.

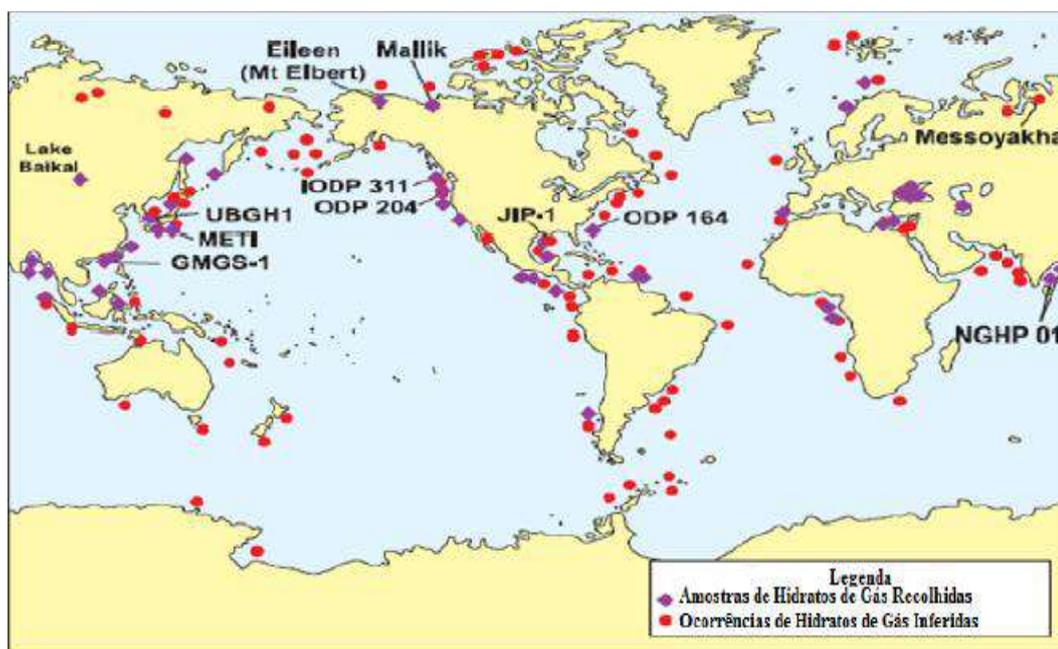


Fig. 14 Ocorrências de Hidratos de Gás no Mundo. (Adaptado de KVENVOLDEN, 1993.)

Uma projeção das fontes de gás não convencional para o ano de 2035 com a participação de cada tipo de fonte ,esta demonstrado na Figura 15.Percebe-se que o crescimento total deve ser da ordem de 8% , e que a participação do shale gas

3.0 A Indústria do *shale gas* nos EUA.

A exploração nos EUA de reservatórios de folhelhos teve início no século XIX, mais precisamente em 1821 (MIT, 2010), quando foi perfurado um primeiro poço com uma profundidade de 9m na cidade de Fredônia, no estado de Nova York, por William Hart, que havia percebido bolhas de gás na superfície de um lago (The Science Beneath The Surface, 2010). No entanto, a sua produção foi insuficiente para fazer frente ao volume de gás extraído de reservatórios convencionais. Anos mais tarde, por volta de 1859 no estado da Pensilvânia foi descoberto o primeiro poço de petróleo pelo coronel Edwin Drake, onde a produção de *shale gas* acabou por ser ofuscada pelo volume produzido de petróleo desta descoberta.

A máxima entre as grandes empresas petrolíferas e de extração de gás natural de petróleo nos EUA, era que esta extração de *shale gas* tornava-se inviável economicamente com a tecnologia existente até o ano de 1970. Mas com o declínio da produção do gás residencial, um novo projeto denominado Projeto de *Shale gas* do Leste, foi criado para dar impulso a pesquisa de extração do *shale gas*, através do MERC (Morgantown Centro de Pesquisa Energética) em 1976 o intitulado NETL-National Energy Technology Laboratory ,uma parceria entre as universidades e o poder público e as companhias de exploração e produção de *sheal gas*, concentraram esforços na região da Pensilvânia e de West Virginia (nas formações de Marcellus e Devonian na Bacia de Appalachian) obtiveram grande sucesso em suas investidas na área da extração com novas tecnologias se desenvolvendo para tornar viável o *shale gas*.(VALLE,2014)

O maior conhecimento das características geológicas das rochas de folhelho aliado ao desenvolvimento das pesquisas de sísmica 3D e o aumento da capacidade de processamento das informações coletadas desempenharam papel fundamental no processo de mapeamento das potenciais áreas produtoras, a fim de identificar melhores reservatórios e reduzir o risco associado à atividade (GÉNY, 2010; HOLLAND, 2010).

A empresa Mitchell Energy & Development Corporation, com prospecção no norte do Texas, no *play* de Barnett Shale, utilizou o fraturamento hidráulico desenvolvida por ela, com 99% de água a alta pressão, para fraturar por meio de poços verticais as reservas de folhelho, e dele extrair o *shale gas* (SANTOS E CORADESQUI, 2013).

O primeiro campo a ter uma produção em escala foi o de Barnett em 1986. Durante o período de 1970 até 2005 o governo federal criou vários incentivos fiscais e adotou uma conduta de linhas de crédito de baixo custo que beneficiaram as pequenas empresas independentes que se dedicaram a prospecção do *shale gas*, e somente a partir de 2008 que as empresas *Majors* (Exxon, BP, Shell, Statoil, Sinopec) criaram interesse pelo setor de extração.

A linha do tempo descrita por Trembath *et.al* (2012) sobre o desenvolvimento dos *plays* e das técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração dos poços direcionais (horizontais) sintetiza este histórico (Figura 15).

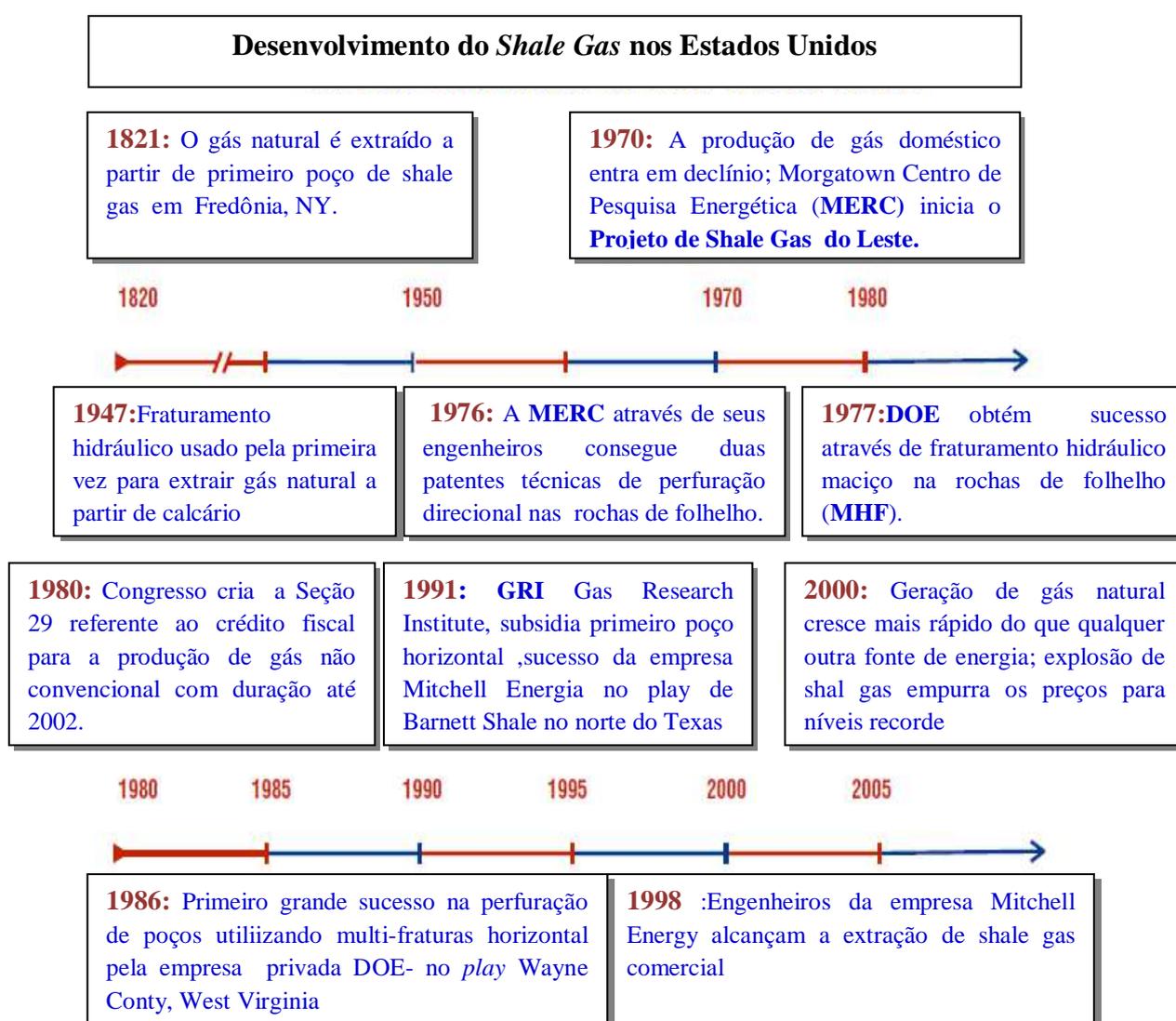


Fig.15- Linha do tempo do Desenvolvimento Comercial e tecnológico de Shale Gas nos EUA (Trembath et al, 2012)

3.1 Maiores Campos de *Shale Gas*.

Segundo o *Annual Energy Outlook* de 2011 da *Energy Information Administration* (EIA), os Estados Unidos possuem 2.552 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de reservas potenciais de gás natural. Ainda de acordo com o mesmo relatório, o suprimento de *shale gas* aumentou a porcentagem da produção total de gás de 7,2% em 2008 para 23% em 2010 e é previsto que chegue aos 46% em 2035 (SANTOS E CORADESQUI, 2013).

Nos Estados Unidos, as reservas de *shale gas* são encontradas em mais de 48 estados. Os maiores *plays* são Barnett, Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford (Figura 16). Em 2009, o *play* de Barnett foi o mais produtivo, responsável por 62% da produção total de *shale gas*. A segunda maior produção foi do *play* de Fayetteville, contabilizando 8% da produção total (EIA).

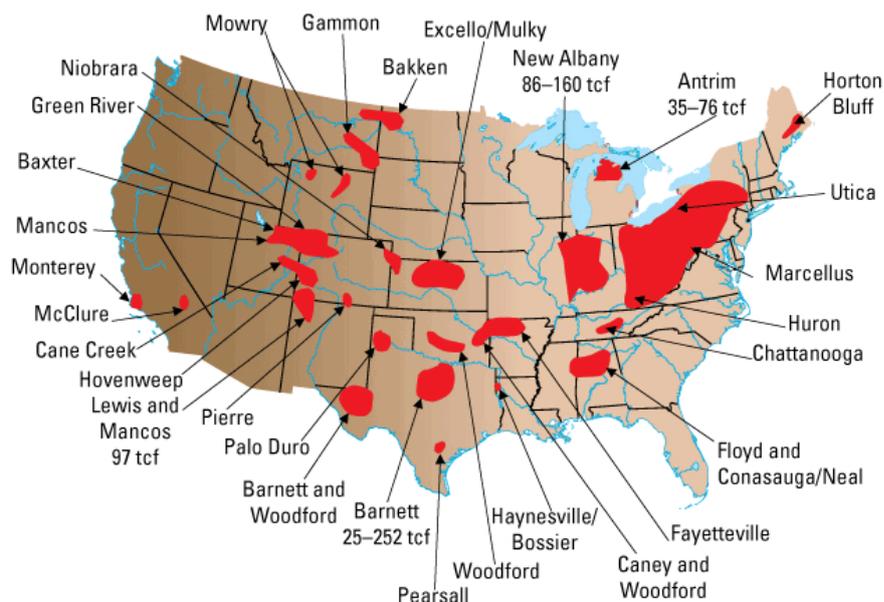


Fig.16 Localização dos campos de *shale gas*, nos EUA (EIA, 2010)

3.1.1 Barnett Shale

A localização do *play* de Barnett é ao norte do estado do Texas, na bacia Forth Worth. Descoberto por volta de 1950, inicialmente não foi comercialmente viável para extração

continua. Isto só ocorreu em 1980, devido à utilização da técnica de fraturamento hidráulico, que foi sendo aperfeiçoada neste campo e, mais tarde esta experiência foi utilizada em outros campos de extração de *shale gas* (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

O desenvolvimento comercial e tecnológico alcançado pelo campo de Barnett consolidou aos EUA um potencial econômico de enorme valia, produzindo 2/3 da produção de *shale gas* dos EUA, com uma área total estimada em 16.726 Km².

O *play* de Barnett, incluindo a área ativa e a área não desenvolvida, possui um EUR (Estimated Ultimate Recovery)³ médio de 1,4 bilhões de pés cúbicos (Bcf) por poço e, aproximadamente, TRR (Technically Recoverable Resource)⁴ de 43,37 Tcf (Trilhões de pés cúbicos) (CARESTIATO, 2014).

Na Figura 17, é possível observar a localização do *play* de Barnett, ao norte do estado do Texas, e quase divisa do estado do Oklahoma.



Fig.17 Localização Barnett Shale na Bacia de Fort Worth (ALL CONSULTING, 2009).

³ EUR (Estimated Ultimate Recovery) Equivale à recuperação estimada de gás ou óleo, consistindo na produção acumulativa de um poço em até 30 anos de sua vida produtiva, considerando a tecnologia vigente e descartando as condições operacionais e econômicas (ANNUAL ENERGY OUTLOOK/EIA, 2012). Este parâmetro é dividido em três categorias distintas: baixo EUR (Low EUR), EUR referencial (Reference EUR) e alto EUR (High EUR). (CARESTIATO, 2014)

⁴ TRR (Technically Recoverable Resource) consiste em “reservas provadas” e “recursos não provados”. As reservas provadas são os volumes estimados que se espera serem produzidos, com razoável certeza, em condições econômicas e operacionais existentes. (CARESTIATO, 2014)

As suas características e a produtividade acabaram sendo utilizadas como referência para estimar recursos em outras localidades ou até em outros países levando em conta área, profundidade, espessura para se chegar a um valor de capacidade de produção de gás.

3.1.2 Marcellus Shale.

O *play* de Marcellus Shale é o maior em extensão, abrangendo seis estados do nordeste dos EUA. A profundidade estimada é entre 1200m e 2750m. Pelo ano de 1978 quando do aumento do valor do gás através da Política de Gás Natural (NGPA) ⁵ os poços deste *play* eram economicamente viáveis. Entretanto, somente em 2003, a Range Resources Corporation perfurou os primeiros poços com grande produção, tornando-os economicamente viáveis, através da utilização das técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico, semelhantes aos utilizados nos *play* de Barnett no Texas. A produção contínua iniciou-se em 2005 e em 2008 havia um total de 518 poços na Pensilvânia e 277 poços a serem perfurados.

A área coberta pelo *play* Marcellus Shale é da ordem de 95.000 Km² e uma espessura média de 15m a 60m, mesmo que o teor de gás seja menor que outros campos, a sua extensão acaba por compensar e ter um desempenho numa estimativa de reservas da ordem de 1.500TCF, todos estes dados acabam por ser melhorados em virtude da perfuração cada vez maior dos poços, portanto não sendo um valor estático.

Na Figura 18 destaca-se a localização do *play* de Marcellus /Denovian que está localizado nos estados de Maryland (1,09% em área), Nova Iorque (20,06% em área), Ohio (18,19% em área), Pensilvânia (35,35% em área), Virginia (3,85% em área) e West Virginia (21,33% em área), segundo a *U.S. Geological Survey*.

⁵ O NGPA tinha três objetivos principais: a criação de um mercado nacional único de gás natural no país; balancear a relação oferta demanda e restabelecer o livre mercado como mecanismos de formação de preços para seu mercado de gás natural (JACOMO et al, 2014)



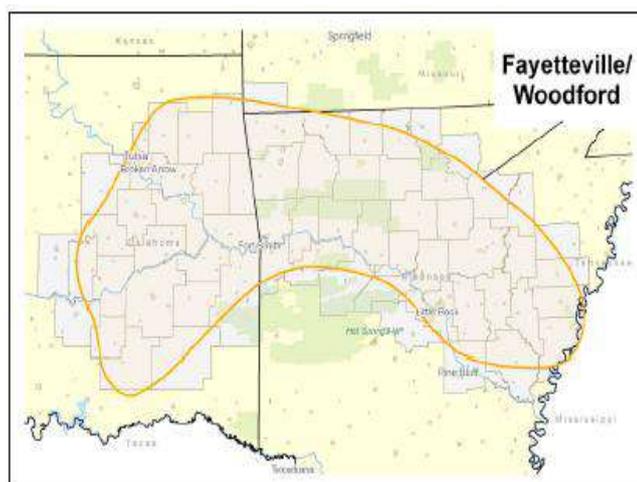
Fig.18. Localização do Marcellus/Devonian (All Consulting, 2009)

3.1.3 Fayetteville

O *play* de Fayetteville está situado no estado de Arkansas, fazendo parte da bacia de Aroma. Estima-se que sua reserva seja de 52 TcF de gás natural (EIA, 2011). Este *play* está em desenvolvimento por apenas 14 anos e dispõe de grande potencial produtivo devido sua área total de 23.310 Km², com uma profundidade que varia de 304,8 a 2.133m e espessura de 6,1 a 61 metros.

O número de poços perfurados até o final de 2011 foi de 930, conforme divulgou a Southwester Energy (Santos e Coradesqui, 2013), mas o teor de gás em relação ao de Barnett, resulta em menores estimativas de recursos recuperáveis entre 52 tcf e 41,4 TCF.

Na Figura 19 temos a localização do *play* de Fayetteville, situado na bacia de Arkoma.

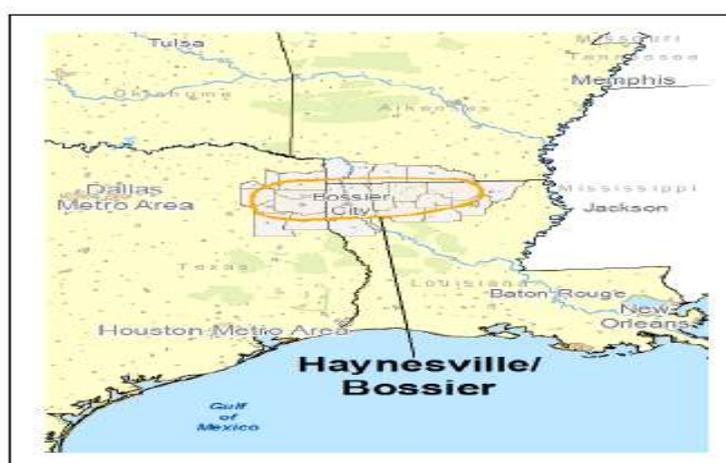


Source: ALL Consulting, 2009

Fig.19 - Localização Fayetteville Shale na Bacia de Arkoma (ALL CONSULTING, 2009).

3.1.4 Haynesville Shale

Também conhecido como Haynesville/Bossier, situa-se na Bacia Norte Louisiana, no norte de Louisiana e leste do Texas, conforme o anexo comparativo tem profundidades da ordem de 3.500 a 4.250m. Em 2007, após vários anos de perfuração e testes, as altas taxas de produção de *shale gas* ficou demonstrado que este *play* tem um potencial significativo de reservas de gás, embora a extensão total da reserva ainda não tenha sido totalmente determinada. A área coberta por este *play* é da ordem de 9.000 Km², com espessura da ordem de 60 a 90 m e uma estimativa de gás local da ordem de 717 TCF, tornando-se assim um dos grandes recursos para os EUA. A Figura 20 mostra a localização do *play* de Haynesville Shale.



Source: ALL Consulting, 2009

Fig.20 –Localização do *play* de Haynesville Shale (ALL CONSULTING,2009)

Dados consolidados das características dos plays enunciados acima está demonstrada no Quadro 3, incluindo outros três *plays* importantes na sua localização.

Quadro 3-Dados dos plays mais importantes dos EUA (ALL CONSULTING,2009)traduzido

| Bacias de Shale Gas | Barnett Shale | Fayetteville | Haynesville | Marcellus | Woodford | Antrim | New Albany |
|---|---------------|--------------|---------------|-------------|--------------|-----------|------------|
| Área Estimada da Bacia em milhas quadradas | 5,000 | 9,000 | 9,000 | 95,000 | 11,000 | 12,000 | 43,500 |
| Profundidade em pés | 6,500-8,500 | 1,000-7,000 | 10,500-13,500 | 4,000-8,500 | 6,000-11,000 | 600-2,200 | 500-2,000 |
| Espessura em pés | 100-600 | 20-200 | 200-300 | 50-200 | 120-220 | 70-120 | 50-100 |
| Profundidade da base até a água potável em (pés) | -1200 | -500 | -400 | -850 | -400 | -300 | -400 |
| Espessura da coluna de rocha entre a cabeça do poço e a linha da água potável,(pés) | 5,300-7,300 | 500-6,500 | 10,100-13,000 | 2,125-7650 | 5,600-10,600 | 300-1,900 | 100-1,600 |
| Total Carbono Orgânico, % | 4,5 | 4.0-9.8 | 0.5-4.0 | 3-12 | 1-14 | 1-20 | 1-25 |
| Porosidade Total, % | 4-5 | 2-8 | 8-9 | 10 | 3-9 | 9 | 10-14 |
| Conteúdo de gás,scf/ton | 300-350 | 60-220 | 100-330 | 60-100 | 200-300 | 40-100 | 40-80 |
| Produção de água, Barris/dia | N/A | N/A | N/A | N/A | N/A | 5-500 | 5-500 |
| Espaçamento entre os poços (acres) | 60-160 | 80-160 | 40-560 | 40-160 | 640 | 40-160 | 80 |
| Gás original no play,tcf | 327 | 52 | 717 | 1,500 | 23 | 76 | 160 |
| Recursos Tecnicamente Recuperáveis,tcf | 44 | 41.6 | 251 | 262 | 11.4 | 20 | 19.2 |

Além de possuir grandes reservas de *shale gas*, um grande fator impulsionador do desenvolvimento do *shale gas* nos EUA foi a existência da rede de distribuição de gás natural, que facilita a distribuição da produção reduzindo custos. A Figura 21, apresenta a sobreposição no mapa dos campos de maior extração de *shale gas* e a malha de gasodutos no território americano.

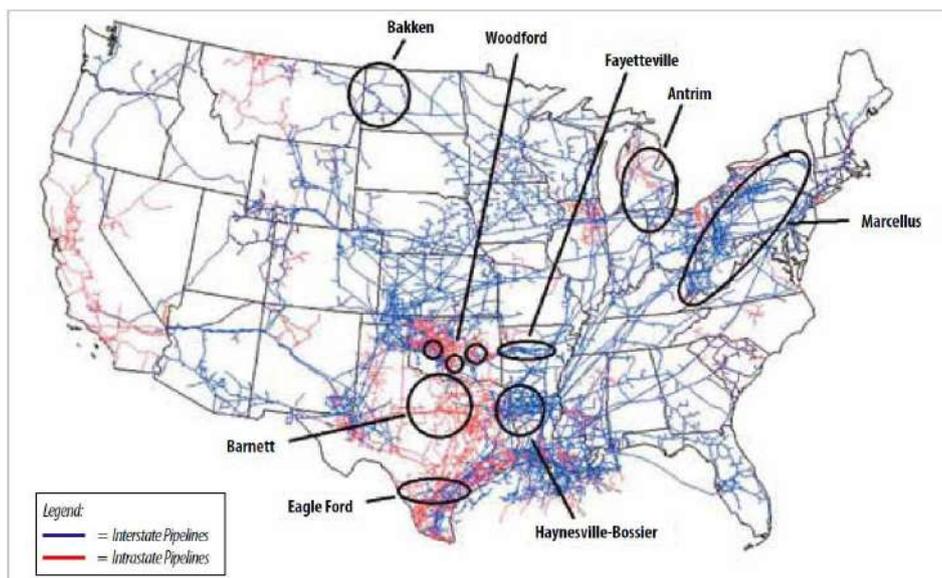


Fig. 21. Mapa de Gasodutos nos EUA. Fonte: EIA, 2007.

3.2. Tecnologias de extração do *Shale gas*

A questão regulatória de acesso à terra e relacionadas a questões ambientais nos EUA também favoreceu a rápida proliferação de projetos de extração de *shale gas*.

A produção de gás natural nos EUA ocorre principalmente em terras privadas em maior número, e neste caso o proprietário pode arrendá-las para exploração, uma vez que ele tem direito aos recursos naturais da superfície e do subsolo. Portanto, o contrato entre as partes pode prever pagamento de *royalties* que em alguns casos podem chegar a 25% dos lucros (ANP, 2012).

Quando da utilização de terras de propriedade do governo, o processo se dá através de leilões organizados pelo Estado, onde são estabelecidas as regras para extração de petróleo e gás (ANP, 2012).

A decisão comercial de um projeto de *shale gas* é o resultado de um processo que requer vários anos de exploração, experimentação e coleta de dados. Estes estágios de exploração terão de ser seguidos sem garantia de se obter sucesso e exigem um investimento significativo pela empresa. O processo mostrado na Figura 22 é um exemplo de extração nos EUA. Independentemente dos processos desenvolvidos de cada empresa, o processamento de *shale gas* requer cinco estágios de exploração e avaliação para alcançar o status comercial.

Cada uma destas fases é concebida para reunir informações técnicas que serão analisadas e utilizadas para o desenvolvimento da fase seguinte.

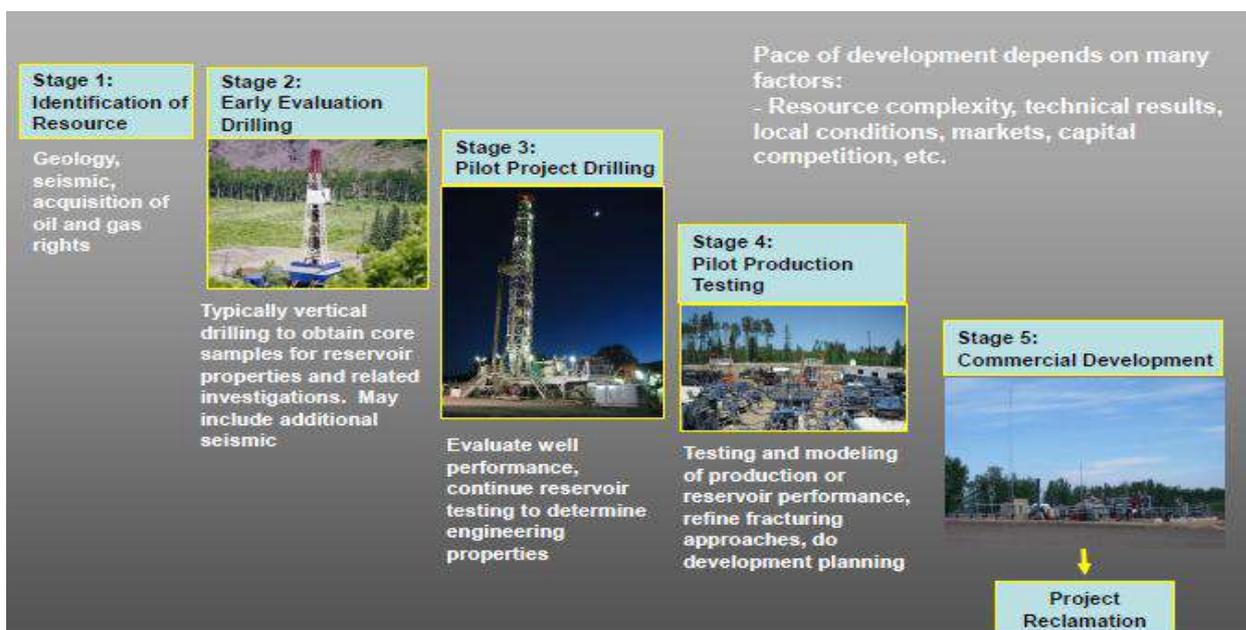


Fig.22 - Estágios de extração do *Shale gas* (CSUG,2011).

Fase 1: Identificação das Reservas de Gás

- Nesta fase é realizada a aquisição de terras, obtenção de licença de sísmica na localização da perfuração e os contratos de uso da terra , conforme lei de uso da terra nos EUA. Em algumas regiões, levantamentos geofísicos e geoquímicos iniciais são requeridos.

Fase 2: Perfuração Avaliação Precoce

- Após a fase 1 são efetuados estudos sísmicos para mapear a extensão da formação do gás e características geológicas, tais como falhas ou discontinuidades que possam impactar no potencial do reservatório podem ser vistos na (Figura 23). São coletadas amostras, após a perfuração vertical inicial para avaliar as propriedades das reservas de *shale gas*.

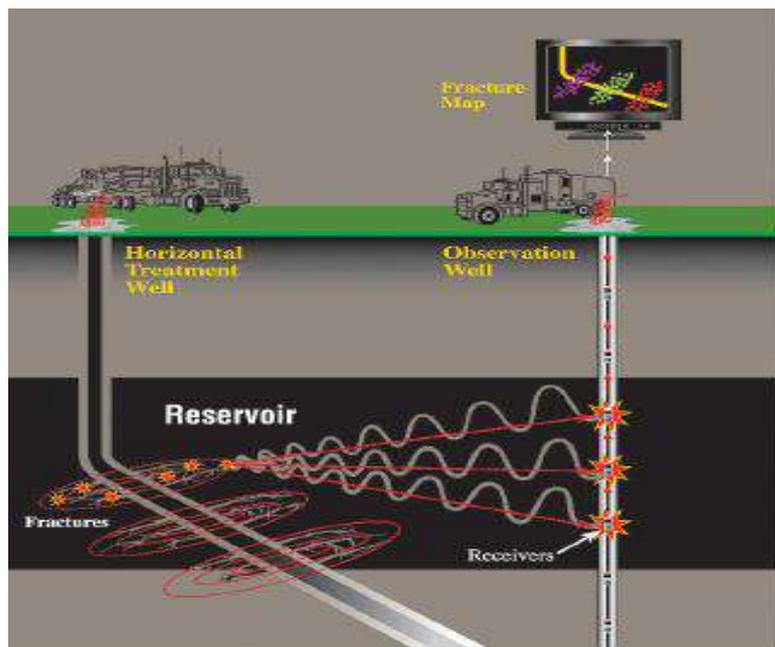


Fig.23 - Estudos sísmicos dos solos (CSUG, 2011).

Fase 3: Projeto Piloto de perfuração

- Para início do projeto piloto, é necessária a perfuração de poço horizontal para determinação das propriedades do reservatório e otimização das definições técnicas que podem incluir algum nível de fraturamento multi- estágio. A continuidade da perfuração de poços verticais em regiões próximas dependem do potencial registrado de gás após testes iniciais de produção.

Fase 4: Piloto de teste de produção

- A perfuração de vários poços horizontais de um único bloco, como parte de um projeto-piloto em dimensões reais, é realizada nesta fase e a otimização de técnicas de processamento, incluindo perfuração e multi-estágio fraturamento com micro-sísmica são necessários, além de testes da produção Piloto. Também neste momento ocorre planejamento e definição do traçado do gasoduto para estudo do impacto ambiental.

Fase 5: Desenvolvimento Comercial

- A decisão comercial para prosseguir a extração neste poço passa por considerações de custos e logística; aprovações governamentais para a construção de plantas de gás, dutos e perfuração.

Em relação aos aspectos tecnológicos utilizados em grande parte das reservas americanas e canadenses, segue-se praticamente a mesma linha de atuação em termos de processos e desenvolvimento para se chegar a um bom resultado.

Duas tecnologias aliadas foram responsáveis pelo desenvolvimento de extração continuada em reservatórios de *shale gas*: a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico.

3.2.1 Perfuração Horizontal

O primeiro estágio da perfuração horizontal consiste na perfuração vertical, até uma profundidade em torno de 2.500m. O poço então é perfurado a um ângulo crescente até encontrar o intervalo de um reservatório num plano horizontal. Esta porção do poço, chamada de perna horizontal ou lateral, permite um aumento significativo de contato do poço com o reservatório em comparação com um poço vertical, uma vez que esta perna horizontal pode chegar a medir 1200m, conforme ilustra a Figura 24. Após a conclusão da perfuração, é colocado no poço, um revestimento de concreto e dutos de aço, para garantir o não vazamento de gás e produtos contaminantes no lençol freático.

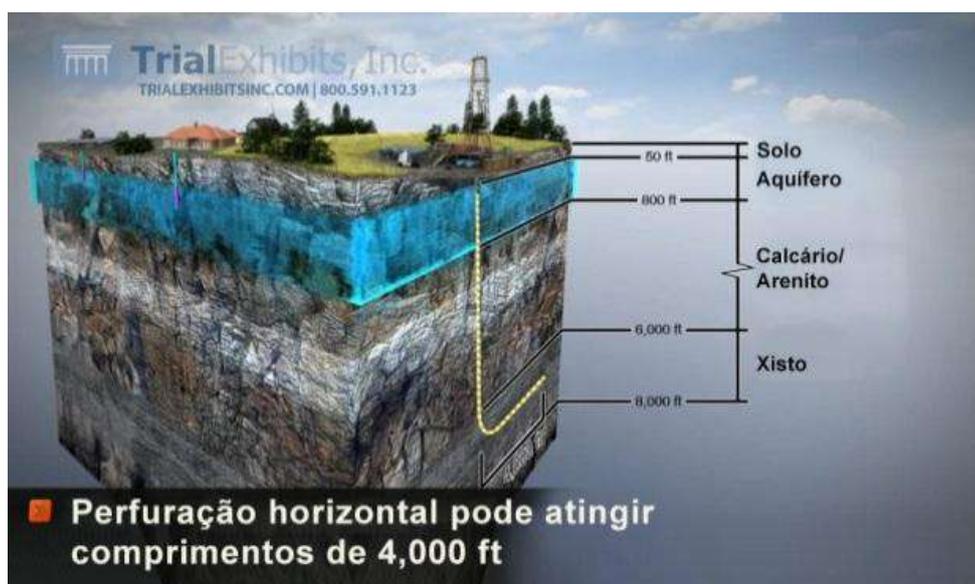


Fig.24. Visualização de perfuração horizontal (TRIAL, 2013)

Na Figura 25 temos a demonstração do aumento de produtividade do *play* de Barnett, utilizando as técnicas de perfuração horizontal que teve seu incremento a partir de 2004, e do comparativo da utilização da técnica de perfuração vertical, no período de 1990 até o ano de

2010 de onde se constata a redução da produção de poços tanto em quantidade como em produtividade quando utilizado o processo de perfuração vertical.

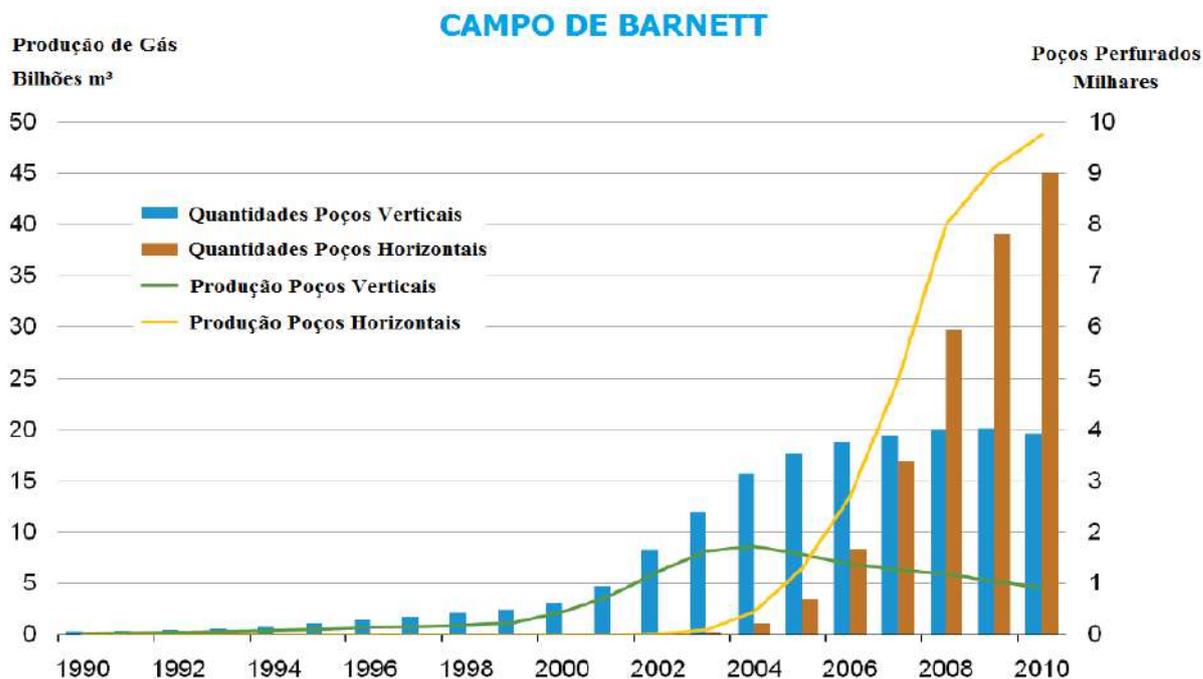


Fig.25 Incremento na produção de gás natural em Barnett Shale entre 1990 e 2010 utilizando a técnica de perfuração de poços horizontais. (EIA/DOE-2012)

3.2.2 Fraturamento Hidráulico

O propósito do fraturamento hidráulico ou "fracking" é ampliar as possibilidades de fraturas na rocha dentro de zonas pré-estabelecidas, quer seja para cruzar as fraturas naturais existentes ou criar novas fraturas no reservatório. Este sistema de fratura é necessário para abrir caminhos pelos quais o gás natural pode fluir para o poço. Inicialmente as fraturas são feitas através de pequenas explosões para que aumente o volume de fissuras por onde o fluido de fraturamento irá penetrar.

O processo de fraturamento hidráulico consiste em bombear um fluido, seja um gás ou um líquido, com um propante em suspensão (geralmente areia ou contas de cerâmica), para dentro do poço a uma pressão muito elevada através das perfurações que faz com que a rocha crie várias fraturas. A mistura de líquidos e propante suspenso enche as fraturas expostas, mantendo-as abertas. Após a estimulação da fratura estar concluída, o propante permanece

dentro dela enquanto o fluido escoava de volta para a superfície, mantendo desta forma a rocha com fissuras suficientes para a drenagem do gás à superfície.

Na Figura 26, temos a composição do fluido de fraturamento que é formado em quase sua totalidade de água. Os outros compostos de fluido de fraturamento estão descritos quanto a sua função no Quadro 4.

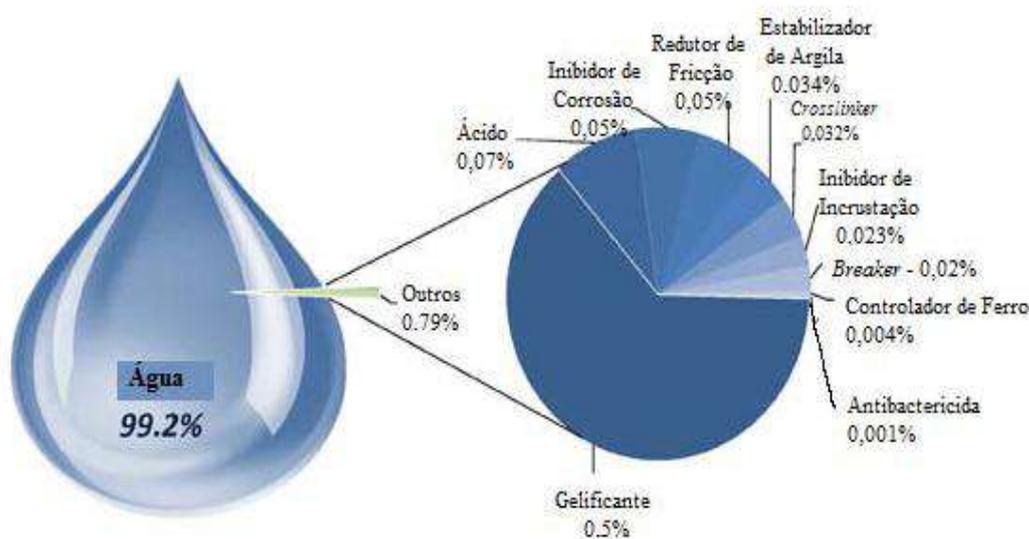


Fig.26. Composição básica de um fluido base água utilizado nos *plays* de *shale gas* nos EUA. (Fonte: Adaptado de *FRACFOCUS.ORG et.al* Carestiato,2014)

As Figuras 27 e 28 ilustram o movimento do fluido de fraturamento dentro dos dutos e quando de sua penetração nas rochas de folhelho, abrindo as fissuras para que o gás possa migrar das rochas para a superfície, garantido pela presença dos grãos de areia, areias tratadas com resinas, cerâmicas ou outras partículas chamados de materiais propantes. A Figura 29 mostra diferentes granulometrias para os propantes.

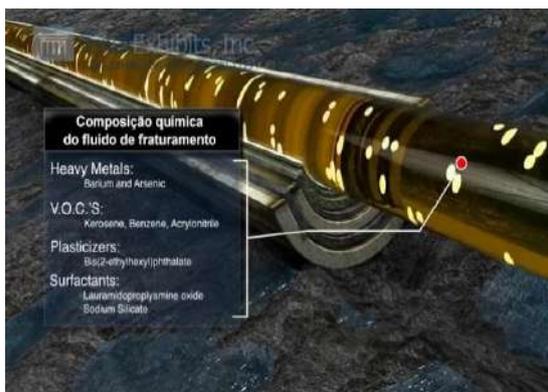


Fig.27 Fluido de fraturamento



Fig.28 Fraturamento das rochas de folhelho

A Figura 29 mostra diferentes granulometrias para os propantes, que são transportados pelo fluido para fraturamento hidráulico e tem a característica de ser suficientemente viscoso (normalmente areia na granulometria de #40 a #70), que irá preencher as fissuras realizadas para posterior passagem do gás e dificultar o fechamento das fissuras. Para aumentar a viscosidade da água e torná-la quase um gel, pode-se usar o guar, que é um produto natural obtido pela moagem de uma semente de mesmo nome, que é o mesmo produto utilizado como espessante em sucos e iogurtes.

As características dos propantes que deve ser levadas em conta para sua escolha são: tamanho dos grãos distribuição, granulométricas, arredondamento e esfericidade, resistência ao esmagamento, qualidade do agente, densidade dos grãos.

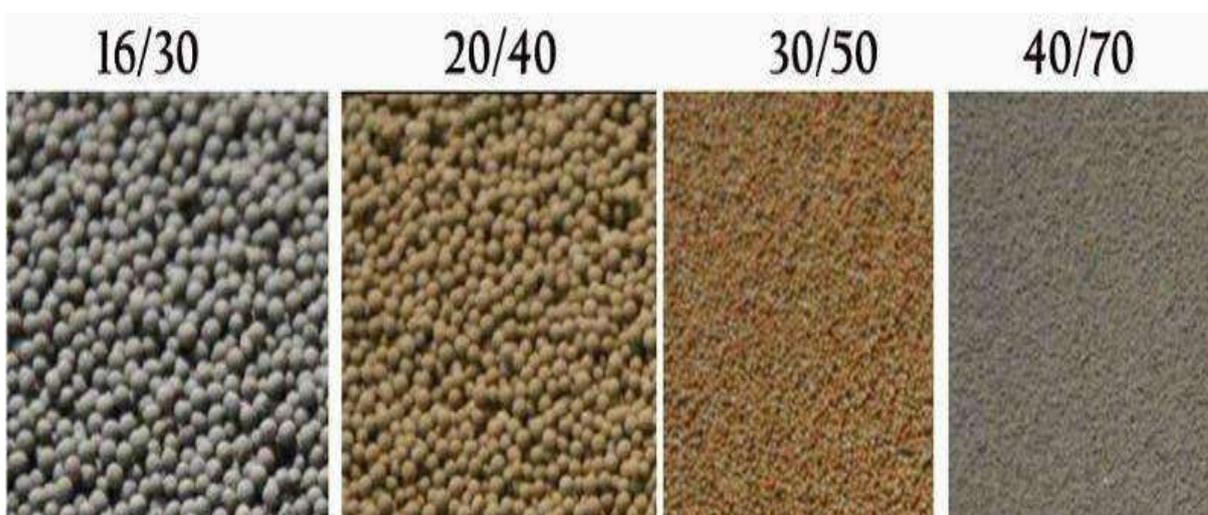


Fig. 29. Diferentes Granulometrias para Propantes. (Adaptado de ALIBABA.COM, 2013.)

No Quadro 4 temos a relação dos componentes e tipos de aditivos que constituem o fluido de fraturamento, a substância química, a sua utilização no processo e a sua participação volumétrica

Quadro 4-Substâncias utilizadas no fluido de fraturamento e suas aplicações no processo de fraturamento (King, 2012)

| COMPONENTE / TIPO DE ADITIVO | EXEMPLO | PROPOSITO | VOLUME |
|------------------------------|--------------------------------|--|---------|
| ÁGUA | | TRANSPORTA PROPANTE E PRODUZIR PRESSÃO | 90,000% |
| PROPANTE | SILICA ou AREIA DE QUARTZO | MANTER FRATURAS ABERTAS 9,5% | 9,500% |
| ÁCIDO | ÁCIDO CLORÍDRICO | DISSOLVER MINERAIS e INICIAR RACHADURA | 0,120% |
| REDUTOR DE ATRITO | POLIACLILAMIDA, ÓLEO MINERAL | MINIMIZAR ATRITO ENTRE FLUIDO E TUDO | 0,090% |
| SURFACTENTE | AUMENTAR A VISCOSIDADE | ISOPROPANOL | 0,090% |
| SAL | CLORETO DE POTÁSSIO | EQUILÍBRIO OSMÓTICO AO MEIO | 0,060% |
| GELIFICANTE | GOMA, HIDROXIMETIL CELULOSE | MANTER PROPANTE EM SUSPENSÃO | 0,060% |
| INIBIDOR DE INCRUSTAÇÕES | ETILONOGLICOL | IMPEDIR INCRUSTAÇÕES NO TUBO | 0,400% |
| TAMPÃO | CARBONATO DE SÓDIO OU POTÁSSIO | AJUSTAR O PH | 0,010% |
| BREAKER | PERSULFATO DE AMONIA | EVITAR AQUEBRA DO POLÍMERO | 0,010% |
| CROSSLINKER | SAIS DE BORATO | MANTER VISCOSIDADE NO AUMENTO DE TEMPERATURA | 0,007% |
| FERRO CONTROLE | ÁCIDO CITRÍCO | EVITAR PRECIPITAÇÃO DE SAIS DE FERRO | 0,004% |
| INIBIDOR DE CORROSÃO | N-DIMETIL FORMAMIDA | EVITA CORROSÃO DO TUBO | 0,002% |
| BIOCIDA | GLUTARALDEÍDO | ELIMINA BACTÉRIAS | 0,001% |

3.2.3 Volume de água utilizado

O volume de água utilizado depende da geologia do poço, pois o que a experiência de 30 anos com a perfuração de poços nos EUA mostra que não se encontra dois poços iguais. Neste contexto, as estimativas levam em conta profundidade do poço, se no poço ocorre múltiplas fraturas e a extensão da perna horizontal, o Quadro 5 apresenta um comparativo da utilização de volume de água em alguns poços importantes dos campos nos EUA.

Vale destacar que no *play* de Horn River o volume de água utilizado para fraturamento não vem de reservas de água potável e sim de água salgada.

Quadro5- Volumes médios de água utilizada por poço na perfuração e no fraturamento em alguns *plays* produtores de *shale gas* nos EUA (Modificado de King, 2012).

| Desenvolvimento de Reservatórios não Convencionais | Volume Médio de Água Potável para Perfuração | Volume Médio de Água Potável para Fraturamento | Volume Médio de Água Salgada para Fraturamento |
|--|--|--|--|
| Barnett | 9.436.353 Litros | 17.412.895 Litros | |
| Eagle Ford | 473.176,5 Litros | 18.927.060 Litros | |
| Haynesville | 2.271.247 Litros | 18.927.060 Litros | |
| Marcellus | 321.760 Litros | 21.198.307 Litros | Crescente |
| Niobrara | 1.135.623,6 Litros | 11.356.236 Litros | |
| Horn River (EnCana and Apache) | 9.436.353 Litros | Insignificante | Acima de 45.424.944 Litros |

Apesar dos volumes de água utilizados no fraturamento hidráulico serem grandes por si mesmos, eles se tornam relativamente baixos quando comparados aos volumes utilizados na agricultura, na recreação e em outros usos industriais. O tratamento de uma única fratura pode consumir mais de 500 mil galões (1.892.706L) de água (ARTHUR; LANGHUS; ALLEMAN; 2008). Poços sujeitos a múltiplas fraturas consomem milhões de galões de água (mais de 3,7 milhões de litros). Por comparação, uma piscina olímpica (50 m x 25 m x 2 m) possui 2,5 milhões de litros de água (USG, 2000).

O Quadro 6 mostra a utilização da água na produção de alguns recursos energéticos, usando como comparação a produção de *shale gas* da companhia "*Chesapeake Energy*", segunda maior produtora de gás natural nos Estados Unidos, localizada em Oklahoma. Neste quadro também é possível observar que a relação de volume de água utilizada para gerar a mesma quantidade de energia, através do etanol de milho é de pelo menos 800 vezes maior que aquela para produzir a mesma quantidade de energia do *shale gas*, como mostrado na última linha do Quadro 6.

Quadro 6 - Volume de água utilizado por MMBtu de energia produzida por diferentes recursos de energia (Modificado de, GWPC, 2010).

| Recursos de Energia | Volume de Água Usada por MMBTU de Energia Produzida |
|---|---|
| <i>Shale Gas</i> de Chesapeake | (3,18 - 12,61) Litros ¹ |
| Gas Natural Convencional | (3,79 - 11,36) Litros |
| Carvão (transporte em pó) | (7,57 - 30,28) Litros |
| Carvão (transporte em pasta) | (49,2 - 121,13) Litros |
| Nuclear (urânio pronto para uso em planta de energia) | (30,28 - 53) Litros |
| <i>Shale Oil</i> de Chesapeake | (30,13 - 72,87) Litros ² |
| Óleo convencional | (30,28 - 35,71) Litros |
| Sintético - Carvão Gaseificado | (41,64 - 98,42) Litros |
| Petróleo de <i>Shale Oil</i> | (83,28 - 212) Litros |
| Petróleo de areias betuminosas | (102 - 257,4) Litros |
| Combustível Sintético - Fisher Tropsch ³ | (155,2 - 227) Litros |
| Recuperação avançada (EOR) | (79,5 - 9.463,5) Litros |
| Biocombustíveis (etanol de milho, biodiesel de soja) | > 9.463,5 Litros |

¹ O transporte do gás natural pode acrescentar até 7,6 Litros por MMBTU

² Inclui o refino, que consome a maior porção (90%) da água necessária (26,5 - 68 Litros por MMBtu's)

³ Processo químico para a produção de hidrocarbonetos líquidos a partir de gás de síntese (CO₂ e H₂O).

Através da análise do quadro acima percebemos que a água e a energia são interdependentes, pois ela é essencial para o desenvolvimento de recursos de energia, enquanto que a energia é necessária para a produção, processamento, distribuição e utilização dos recursos hídricos. Ao comparamos o volume de água utilizado na produção de energia proveniente de diferentes recursos, é possível observar que há uma maior quantidade de energia produzida por litro de água na indústria de gás natural do que na produção de qualquer outro recurso energético (KING, 2012).

A Figura 30 mostra as várias fontes que fornecem água para ser utilizada no fraturamento hidráulico e o fluxo da água após a sua utilização e o retorno para tratamento e posterior reuso. O reuso de água neste processo é muito importante, pois os grandes volumes de água utilizados podem afetar regiões que não tenham uma grande reserva de água potável e nem a possibilidade de utilizar a água salgada. No entanto, ainda a prática de reuso não está totalmente difundida na indústria do *shale gas*, por ser um processo intensivo em energia que demanda também a correta gestão dos resíduos sólidos remanescentes (PCI,2011).

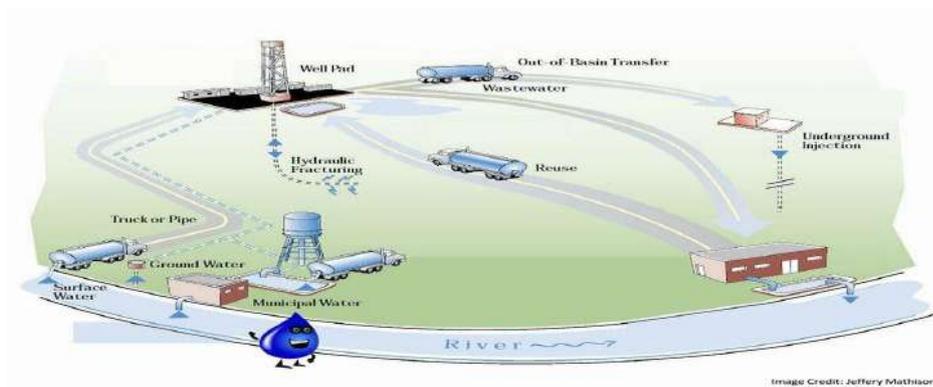


Fig. 30- Fluxo de utilização de água no processo de extração do *shale gas*.(PENNSTATE,2014)

4.0 Aspectos Econômicos da Extração do *Shale Gas* nos EUA.

A grande revolução ocorrida desde a descoberta dos campos de *shale gas* tornou-se economicamente viável devido a utilização das tecnologias e graças a um conjunto de fatores políticos, legais e financeiros descritos a seguir :

- 1) Incentivos fiscais para as pequenas empresas independentes. O Congresso americano através do Section 29 concedia US\$ 0,50 por metro cúbico de gás natural não convencional produzido. Este benefício durou entre 1980 até 2002, quando da extração em escala comercial por parte da Mitchell Energy no campo de Barnett Shale. Neste período, a produção de *shale gas* quadruplicou (Trembath *et al.*,2012).
- 2) Subsídios para projetos de demonstrações para o desenvolvimento de protótipos, incluído o primeiro caso de sucesso no Condado de Wayne, Virginia Ocidental em 1986 utilizando-se da técnica de perfuração horizontal multidirecional, e a primeira perfuração horizontal no *play* de Barnett Shale.
- 3) Gestão de contratos da terra, bem alinhados onde os proprietários poderiam chegar a ganhar um *royalty* de até 25% dos lucros.
- 4) O mercado financeiro sofisticado e de grande versatilidade, liberou crédito barato para a exploração do *shale gas*.
- 5) Estrutura de dutos já existente e a construção de outros milhares de quilômetros permitiram que o fator logístico fizesse a diferença nos custos baixos.
- 6) De um lado da produção: a grande massa de produtores, em torno de 10.000, 155 empresas transportadoras sendo 44 inter-estaduais, 1300 empresas de distribuição local e cerca de 300 comercializadores, e do outro lado do consumo: 59 milhões de consumidores residenciais, 5 milhões de consumidores comerciais, 235.000 consumidores industriais.(ALMEIDA,2012)
- 7) O licenciamento foi facilitado através de um processo simplificado dando ênfase na regulação através do controle “ ex-post” (controle após o acontecido).
- 8) Uma lei regulamentada em 1954 autorizava os produtores a deduzirem seus gastos com a exploração e desenvolvimento, denominado custos intangíveis de exploração e desenvolvimento, da alíquota efetiva do imposto de renda a recolher em cada período, em vez de capitalizá-los e reconhecê-los ao longo do tempo, o benefício evidenciou-se em função do numero de poços perfurados e pela infraestrutura associada, já que esta lei também é extensiva a toda indústria de óleo e gás. O exemplo associado a este beneficio é descrito através do exemplo do caso da Chesapeake Energy Corp, que

apurou um lucro de antes do imposto de renda de US\$ 5,5 bilhões e pagou apenas US\$ 53 milhões de imposto de renda no mesmo período. A empresa teria pago US\$ 1,9 bilhão de imposto de renda caso esse incentivo não fosse concedido (Bloomberg, 2012-BNDES 2012).

- 9) O elemento regulatório criou um ambiente de estabilidade e confiança, para que investidores americanos e estrangeiros pudessem investir nas atividades de diversos setores industriais ligados ao segmento de petróleo e gás, no qual o tempo de retorno do investimento é de médio e longo prazo. Além de delimitar as responsabilidades no que diz respeito às questões ambientais (JACOMO, 2014).

4.1 Impacto do *shale gas* nos preços do gás natural nos EUA

Segue um estudo sobre os preços do gás natural nos EUA antes e depois do *shale gas* nos Estados Unidos, o aumento da produção do *shale gas* derrubou o preço do insumo de cerca de US\$ 12 para US\$ 3 por milhão de BTU (*british thermal unit*, unidade térmica britânica, medida usada para gás). No Brasil, o preço do gás convencional está entre US\$ 12 e US\$ 16 por milhão de BTU. O vice-diretor do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE), Colombo Tassinari, apesar de não acreditar que o xisto caia para US\$ 3 como nos EUA, por conta do famoso custo Brasil, acredita que a exploração do gás não convencional pode contribuir para elevar a competitividade da indústria nacional.(FIRJAN,2013)

Estudo recente , mostra que a indústria brasileira tem gasto adicional de US\$ 4,9 bilhões ao ano, se comparado com as indústrias norte-americanas, exatamente por conta do preço do gás. No documento intitulado "O preço do gás natural para a indústria no Brasil e nos Estados Unidos - Comparativo de Competitividade", a entidade aponta que a tarifa média do gás convencional para a indústria no Brasil é de US\$ 17,14/MMbtu, enquanto nos Estados Unidos o valor é de US\$ 4,45/MMbtu, por conta do advento do gás de xisto.

O estudo revela que a indústria brasileira consome 10,4 bilhões de metros cúbicos de gás natural por ano, o que equivale a um custo de US\$ 6,6 bilhões. Nos Estados Unidos, esse consumo equivale a um gasto de apenas US\$ 1,7 bilhão. O presidente do Conselho Empresarial de Energia do Sistema Firjan, Armando Guedes, ex-presidente da Petrobras, alertou que “o alto custo do gás não só é um entrave para a falta de competitividade industrial brasileira, como coloca o setor em risco”.

Só o peso de três componentes – transporte, margem de distribuição e tributos (PIS/Cofins e ICMS) – tornaria o valor praticado aqui três vezes mais caro do que nos EUA, mesmo que o país consiga ter um custo da molécula (parcela variável) semelhante ao gás natural vendido no Norte: a tarifa para a indústria brasileira só cairia para US\$ 11,78/MMBtu. *"A queda da tarifa seria significativa, e representaria um importante avanço. Mas, para se tornar realmente competitivo em gás, o Brasil precisa incluir na agenda o enfrentamento de todos os demais componentes que formam o seu preço: transporte, margem da distribuição e tributos"*, diz o economista Cristiano Prado. (FIRJAN,2013)

Para estabelecer uma relação de como os preços de gás e petróleo estavam atrelados ,segundo Santos e Coradesqui analisaram que a indústria do gás não é recente e que a sua distribuição foi um dos grandes motivos para que demorasse a se tornar uma fonte energética utilizada como nos dias de hoje. Neste contexto, tomou-se como parâmetro os preços derivados de petróleo de acordo com a equivalência energética entre o óleo e o gás. Como referência temos os preços praticados em 2005. O volume de 1 barril de óleo equivalia à 6 mil ft³ (Mcf) de gás,a partir de 2007 passou para uma proporção de 10:1 (EIA/DOE, 2009; MIT, 2010). Esta equivalência não durou muito tempo tornando a subir para 17:1 e alcançando um pico de 40:1, em 2010 (*Ziffy Energy Group*, 2012). Com este cenário quem pode substituir a fonte energética do óleo pelo gás, o fez com grandes benefícios e demandando um volume de gás natural crescente (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Com o aumento da demanda, o mais provável seria o aumento do preço no mercado, isto não ocorreu devido a um grande aumento na oferta e a um excedente que conseguiu manter o preço de mercado em níveis baixos (EIA, 2012). Como neste mercado os produtores não abandonam os poços que estão em produção, ocorreu um aumento desta produção para compensar os baixos preços de mercado, estimulando desta forma um maior aproveitamento da transferência de uso do óleo pelo gás.

Benefícios ambientais foram auferidos uma vez que o volume de emissões foi reduzido, já que a proporção de emissão de CO₂ quando da utilização do gás é de 50% menos do que o carvão e 30% para o óleo. Não foi somente no espectro ambiental, que ocorreram os maiores benefícios, mas ampliou-se para a segurança energética devido a menor dependência de fontes externas e reduzindo a dependência do gás proveniente do petróleo, além da criação maciça de empregos diretos e indiretos, algo em torno de 600.000 postos de trabalhos em

2010 e que para 2015 poderá chegar a torno de 900.000 postos (IHS Global Insight, 2010), que por si só já é um grande aumento da atividade econômica, e que nesta indústria em relação a outros setores, cria um valor agregado maior devido à especialização de sua mão de obra que é remunerada com pisos mais elevados e que para cada emprego direto no setor de *shale gas* tem-se uma criação de 3 vagas indiretas (SANTOS e CORADESQUI, 2013).

Houve aumento na utilização de gás como fonte das usinas termelétricas em ciclo combinado nos EUA, durante o período de 2000 a 2008. Foram adicionados cerca de 120 GW, o equivalente a 12 centrais hidrelétricas de Itaipu, para substituição do uso de carvão e, em contrapartida, a redução de gases do efeito estufa.

Segundo estimativas da Environmental Protection Agency (EPA) (2011), no entanto, as emissões por Btu de gases do efeito estufa do ciclo de vida do gás natural, ou seja, aquelas que consideram todo o processo, desde a produção e entrega até a combustão, são cerca de 35% inferiores às emissões de carvão. Em relação à geração de energia elétrica, as emissões nas térmicas a gás são cerca de 50% a 60% inferiores as térmicas a carvão.

4.2 Custos de produção –Através do comparativo de Fluxo de caixa de projetos convencionais e não convencionais.

Uma característica dos poços de *shale gas* está demonstrada na Figura 31, na qual se destaca o comportamento da vazão de extração dos poços nos *plays* de Barnettville, Marcellus e Haynesville durante os primeiros 5 anos de produção. Isto se deve ao fato de que no caso do *shale gas*, parte do gás armazenado na rocha está aprisionado e parte encontra-se livre. Conforme são criadas as fraturas, o gás que se encontra livre, produz no primeiro dia um pico de produtividade muito alto, que com o tempo entra em um declínio entre 60 e 90% durante o primeiro ano extração. Restando desta forma apenas o gás aprisionado que necessita cada vez mais de fraturamento e retornando baixas taxas de produção por longos períodos, podendo chegar a 20 ou 30 anos um poço produzindo.

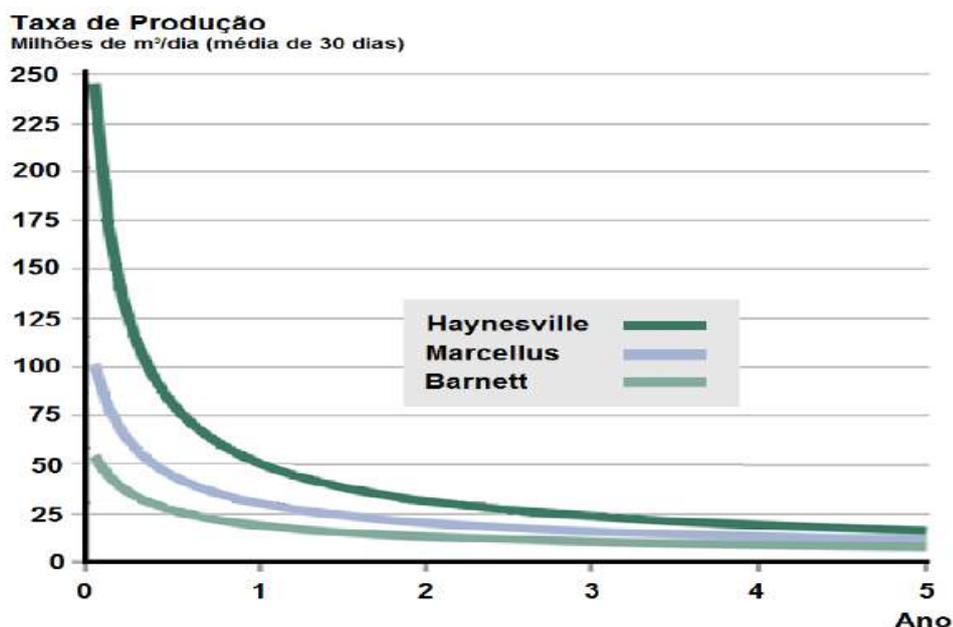


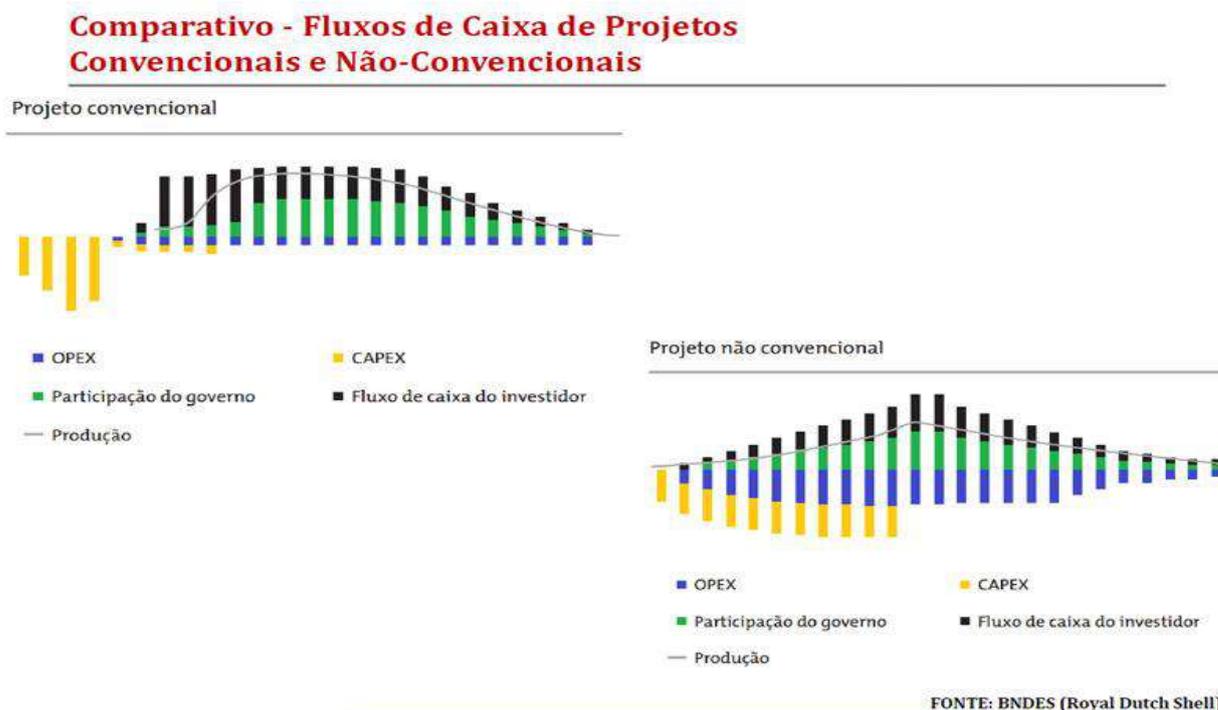
Fig.31 - Taxa média de produção de *shale gas* nos EUA.

(Fonte: MIT, 2010)

Depreendemos do parágrafo acima conceitos que usaremos na explicação do Gráfico 3, onde podemos destacar nos fluxos de caixa apresentados aspecto relevantes que fazem do processo de extração de gás não convencional um investimento extremamente atraente no sentido do início de retorno do investimento ser mais rápido e duradouro do que no processo dos investimentos de recursos convencionais .

Para Dornelas (2005), um fluxo de caixa constitui-se de receitas e despesas ao longo da vida útil do projeto e divididas em intervalos. Este intervalo depende da natureza do negócio. Utiliza-se o fluxo de caixa por ser uma ferramenta importante sobre a qual o investidor toma suas decisões e entende como ira se dar o retorno sobre o investimento nos períodos apresentados.

Gráfico 1– Comparativo de fluxo de caixa de projetos convencionais e não convencionais. (Fonte: BNDES. Royal Dutch Shell – modificado)



Perspectivas da Exploração e Produção Gás Natural *Onshore* em São Paulo

OPEX- Custos e despesas operacionais. São os dispêndios gerados ao longo do projeto no caso de óleo e gás

CAPEX- Capital aplicado inicialmente sobre o qual se espera um retorno futuro. Neste item são incluídos os gastos com ocorrência única durante o período do projeto no caso de óleo e gás

Devido ao início da extração dos poços de *shale gas* ter uma produtividade muito grande as companhias de extração necessitam de um volume de capital (CAPEX) durante todo o período de produção. Estas despesas de capital alongadas, inferem uma necessidade contínua de perfuração poços, para se manter a taxa de produção desejada. Mesmo que seja um valor de CAPEX elevado por poço, não há nestes projetos um desembolso grande no início da operação como o dos projetos convencionais.

As despesas operacionais (OPEX) dos projetos não convencionais, são mais elevadas do que dos projetos convencionais, promovendo um alto custo de produção destas reservas (BNDES, 2013) .

Na Figura 32 podemos ver a relação entre a produção acumulada de um poço, e o declínio de produção ao longo dos anos típico do *play* de Haynesville. Verifica-se que o maior

declínio esta nos dois primeiros anos ,mas que a produção continua num crescente chegando no periodo de dez anos a 80% da sua produção total .

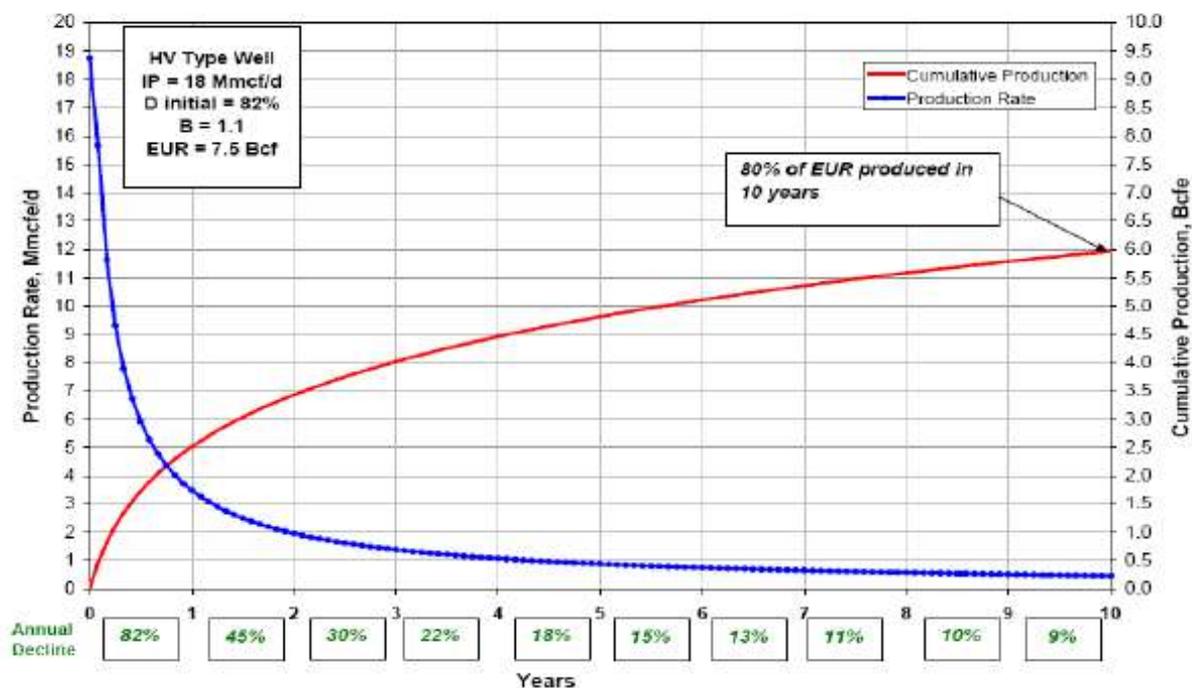


Fig.32.Curva típica do play de Haynesville ,de produção acumulada versus declínio de produção diária ,no período de 10 anos .(EIA,2011)

4.3 Custos de poços nos maiores *plays* de *shale gas* dos EUA e suas produtividades versus área ocupada

Quadro 7-Comparativo do custo médio de poços e a produtividade do conteúdo de gás pela área ocupada (Elaboração própria) com dados coletados (EIA,2011)

| Play | Custo médio por poço | Conteúdo de gás scf/ton | Área das Bacias (Milhas quadradas) |
|--------------|----------------------|-------------------------|------------------------------------|
| Barnettville | US\$ 2 a 3 milhões | 300-350 | 5,000 |
| Marcellus | US\$ 3 a 4 milhões | 60-100 | 95,000 |
| Fayetteville | US\$ 3 milhões | 60-220 | 9,000 |
| Haynesville | US\$ 6 a 10 milhões | 100-330 | 9,000 |

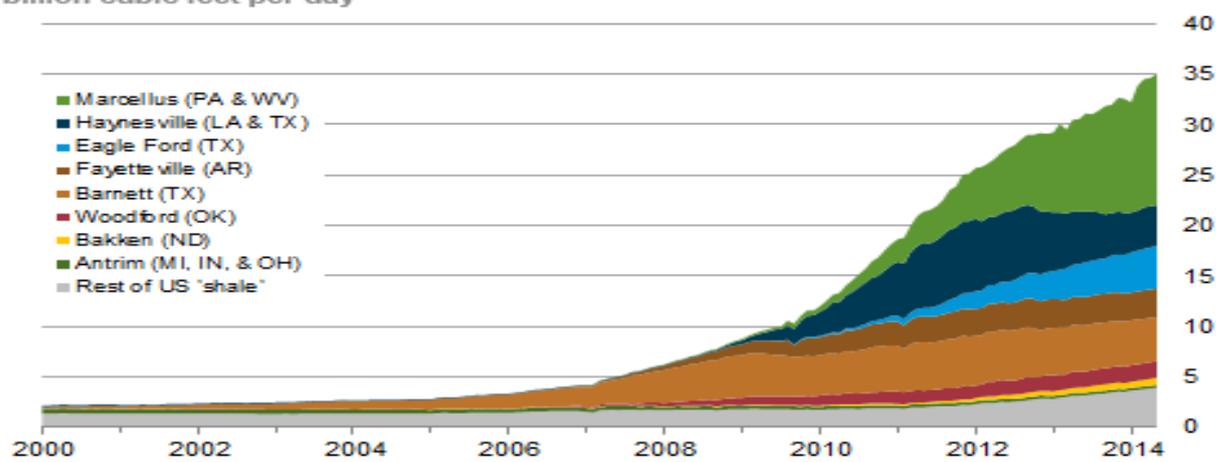
Percebe-se que a produtividade de gás natural entre todos os maiores *plays* elencados acima, o de Barnettville é o que dá uma maior retorno, o de Marcellus mesmo com uma baixa produtividade ele compensa com uma maior área de exploração, sendo responsável por uma produção de 35 Bf/dia de gás.

No gráfico abaixo podemos comparar a produção de *shale gas* mensal dos maiores *plays* dos EUA e os estados compreendidos ao longo de 14 anos. Percebe-se que a produção cresce num ritmo maior após o ano de 2009, após a crise nos EUA, em todos os *plays*, sendo maior crescimento no de Marcellus.

Gráfico 2. Produção Mensal dos maiores *plays* de *shale gas* dos EUA. (EIA,2014)

Monthly dry shale gas production

billion cubic feet per day



Source: EIA derived from state administrative data collected by DrillingInfo Inc. Data are through May 2014 and represent EIA's official shale gas estimates, but are not survey data. State abbreviations indicate primary state(s).

Uma projeção das fontes de gás não convencional para o ano de 2035 com a participação de cada tipo de fonte ,está demonstrado na Gráfico 2.Percebe-se que o crescimento total deve ser da ordem de 8% , e que a participação do shale gas experimenta um crescimento na participação da ordem de 3 vezes em relação ao mano de 2009.Isto ocorre em função do esgotamento das reservas atuais de tingh gas e da menor participação do gás associado ao petróleo e a drástica redução da dependência de gás importado.

5.0 Possíveis Impactos Ambientais Resultantes da Produção de *Shale Gas*

Nos quase trinta anos de extração do *shale gas*, os ambientalistas já mudaram de lado desde o início da extração, quando viram a possibilidade de substituição do carvão pelo gás natural proveniente do *shale gas*, uma vez que o gás natural chega a emitir quase 50% a menos de gases de efeito estufa do que as termelétricas a carvão, achavam que ali estava uma possibilidade de avanço na matriz energética aliado a uma redução drástica de emissões, mas alguns incidentes com o processo de fraturamento hidráulico fez reverem a sua posição e passaram a cobrar das agências de regulação condutas mais rígidas em relação aos agentes químicos utilizados no fluido de fraturamento, um dos itens mais problemáticos do processo.

Quando analisamos os aspectos tecnológicos do processo de extração do *shale gas*, percebemos que vários pontos desde a perfuração até a retirada do gás dão condições para impactos ambientais principalmente no que tange as possibilidades de contaminação de águas subterrâneas, águas superficiais, abalos sísmicos, contaminação atmosférica quando não observados as boas práticas de segurança. Portanto, os desafios para a indústria, órgãos reguladores e ambientalistas será garantir que os processos de extração possam ser melhorados e monitorados através de inovações da tecnologia para garantir a proteção do meio ambiente, saúde e segurança pública.

5.1 Riscos de contaminação dos aquíferos pelo *flowback* e pelo vazamento de gás

O risco de contaminação dos aquíferos pelo *flowback* e pelo gás metano ,pode ocorrer em dois momentos do processo, o primeiro deles no momento de fraturamento hidráulico permitindo que o fluido de fraturamento ou o próprio gás metano, possa vazar pelos dutos mal conservados ou sem a devida qualidade de cimentação, ou ainda pelas fraturas que se estendem além da área controlada. Estes receios existem por parte dos ambientalistas, mas geólogos contestam, pois argumentam que a distância em que se encontram as camadas de folhelho e as reservas do aquífero é de alguns milhares de metros, e que nem com fraturas naturais o fluido não teria como chegar a contaminar estes aquíferos, e quanto aos dutos que podem permitir o vazamento, a indústria diz que tem utilizado tecnologias de ponta para monitorar este processo que já vem de uma expertise da indústria do petróleo e que, portanto nenhuma das duas alegações tem fundamento e são extremamente improváveis de ocorrer.

Na Figuras 33 *i,t,v,x* a seguir podemos ver o corte transversal dos dutos utilizados e as possibilidades de ocorrerem vazamentos de gás ou até o fator de fissuras saírem do controle e passarem a ser responsáveis pela contaminação do aquífero pelo gás metano.(o restante das imagens compõem um passo a passo da extração do *shale gas* e está no Anexo A)



Fig.33i-Tubulação de escoamento do fluido fraturamento e vazão de gás qualidade.



Fig.33t- Possibilidade de vazamento de gás através de soldas e/ou cimentação de baixa.



Fig.33v-Fraturas que podem criar caminhos alternativos para o escape de metano



Fig.33x-E posterior contaminação do Aquífero

Segundo SANTOS e CORADESQUI, 2013, há um número vasto de ferramentas que minimizam o risco de falhas na cimentação ou no revestimento dos dutos. O *American Petroleum Institute* (API) apresenta padrões de materiais e práticas recomendadas para exploração de petróleo de forma segura. Um monitoramento e realização de testes podem prevenir e verificar a integridade da cimentação.

5.2 Riscos de contaminação das águas superficiais devido descarte inadequado do *flowback*

Os riscos de contaminação por substâncias químicas e radioativas como o Tório Radio, Urânio entre outros, não se conhece a proporção e a concentração de cada elemento utilizado. Estas informações devem ser exigidas pelos órgãos de controle, mesmo que a legislação em caso de armazenamento de pequenas quantidades não exija a divulgação e nem a composição, como é a lei nos EUA. Nos estágios de fraturamento o fluido usado volta um líquido que é separado do gás que são chamadas de águas produzidas, e estas águas presentes nas formações acumuladas por milhões de anos podem conter elementos:

Radioativos (Radio Thorio, Urânio, Benzeno, Arsênio e Mercúrio (Harper, 2008; Leventhal and Hosterman, 1982; Tuttle *et.al*, 2009; Vejahati *et.al*, 2010).

Gases: além do Metano, Etano, Dióxido de Carbono, Sulfureto de Hidrogênio, Azoto, Hélio (Zoback *et.al*, 2010.)

Ácidos orgânicos: os hidrocarbonetos aromáticos policíclicos, volátil e compostos orgânicos semi-voláteis (EPA, 2011).



Fig.33p



Fig.33q

Flow-back—O fluido de fraturamento drenado para a superfície pode vir a ser armazenado de forma imprópria, permitindo vazamentos no solo, contaminando assim as águas superficiais e os aquíferos por substâncias químicas que dependendo de sua concentração vem a ser extremamente tóxicas também por contaminação do ar devido a evaporação.



Fig.33 r

Situação em que ocorre o vazamento dos efluentes do flow-back através do solo e atingindo o aquífero da região de extração do shale gas, pelas substâncias químicas que compõem o fluido de fraturamento, tais como espessantes e redutores de atrito que são projetados a partir da necessidade da empresa que irá proceder a extração através do fraturamento hidráulico.

Uma opção de descarte destes efluentes líquidos é a sua injeção em aquíferos salinos subterrâneos, um método inclusive muito comum de ser utilizado. No Texas, existem poços licenciados para tal prática, mas devido a questões políticas e geológicas este número acaba se reduzindo substancialmente.

Outra opção é o tratamento das águas residuais para reuso. A utilização de tecnologia cara e uma necessidade grande de energia, por outro lado, há uma diminuição no volume total de água utilizado.

Alguns cuidados devem ser tomados quando do tratamento em ETEs(Estação de Tratamento de Efluentes), pois o transporte do *flowback* apresenta riscos de derramamento até se chegar à área de tratamento, além do gasto de combustíveis para tal transporte temos a própria poluição do ar. Em função do grande volume de caminhões trafegando entre as plataformas e a região de tratamento, quando a localização das ETEs estiverem me região próximas a rios, deverá se levar em conta a legislação para saber o quanto de resíduos poderão ser lançados, e no caso de área urbana, os cuidados deverão ser redobrados em função da poluição dos mananciais que abastecem de água potável a população da região. No caso de

distâncias muito grandes a tendência é que este tratamento ocorra no mesmo local de extração, reduzindo de forma drástica o custo e risco do transporte de material contaminante.

Mesmo que proporcionalmente as substâncias químicas utilizadas no fluido de fraturamento sejam da ordem de 0,5% do volume de água utilizado, o volume total é tão grande que este volume de resíduos é extremamente preocupante quando da possibilidade de vazamentos e contaminações de águas superficiais. Portanto o problema de águas residuais e de *flowback* deve levar em conta um manejo adequado e as boas práticas deverão ser rigorosamente respeitadas pelas empresas responsáveis. Uma das maneiras de controlar e analisar se determinada região poderá estar contaminada é o controle do pré e pós fraturamento, onde coleta-se amostras de água dos poços e dos rios das proximidades das plataformas antes e após o início das atividades de extração por empresas independentes.

5.3 Riscos de *Blowouts*

O risco de *blowout*, associado à extração de *shale gas* é semelhante aos associados à exploração e produção de gás convencional está indicado na Figura 34. Este risco está ligado à perfuração em zonas altamente pressurizadas de hidrocarbonetos e, no caso do *shale gas*, à introdução de fluidos pressurizados durante o fraturamento hidráulico.

Para minimizar este risco destaca-se a necessidade de coleta de informações precisas sobre o subsolo. Mesmo se o projeto de perfuração e construção do poço for feito em total conformidade com as normas de segurança e as melhores práticas da indústria sejam seguidas, é necessário que as decisões durante a perfuração e operações de fraturamento sejam feita por pessoas treinadas e experientes, a fim de se priorizar a proteção da sociedade e do meio ambiente (SANTOS e CORADESQUI,20132).



Fig. 34 – Evento de blowout, com projeção de fluidos, em um poço de gás(Action on Coal and Gas,2010)

5.4 Ruído e Poluição Visual

A poluição visual fica nítida quando analisamos as Figuras 35, 36, 37, 38 das plataformas de extração vistas por imagem aérea. O ruído, por sua vez, não é causado apenas pelo volume de equipamentos, mas também pelo grande número de caminhões que circulam levando desde água, fluido de fraturamento, equipamentos de medições e infraestrutura para os trabalhadores.



Fig.35 Instalações para Extração do *shale Gas* (CSUG,2012)



Fig.36 Outra plataforma de extração do *shale gas* (ESM.2014)



Fig.37 Impacto visual criado pelas instalações de exploração e áreas de separação e fracionamento onde os líquidos contidos no gás metano são separados (ESM,2014)



Fig.38 Barnett Urban Project Lifecycle UTA-Carrizo OIL and Gas INC (TARSINARI, 2013)

A poluição sonora e mais emissões de metano e de poluentes atmosféricos ocorrem quando da pressurização e do processamento de extração do gás, além do movimento de

equipamentos para abrir estradas que ligam as vias principais até as áreas das plataformas processadas e pressurizadas.

5.5 Riscos de Contaminação Atmosférica

Da mesma forma com encontramos resíduos químicos contaminantes com maior ou menor grau de toxicidade na reservas de água potável, no solo e no subsolo os processos de extração do *shale gas* deixam um rastro de benzeno e metano que são gases considerados *Gases de Efeito Estufa* (GEE), e são muito reativos, podendo gerar óxidos nitrogenados (NOx) quando entram em contato com o oxigênio.

Além destes gases, há os gases que são liberados quando da formação das “piscinas” temporárias de *flowback*, onde o volume de concentrações é muito grande e está a céu aberto enquanto não for retirado para tratamento ou reinjetado como fluido de fraturamento.



Fig.39 Queima em *flare* de gases, para testes de produtividade dos poços, emissões de metano são da ordem de 24 vezes mais poluente que o CO₂ dentro da escala de gases de efeito estufa (GEE) (EMS ,2014).

Outro ponto a ser destacado, é o número excessivamente grande de transporte rodoviário feito durante a montagem da infraestrutura antes do início da extração, quanto durante a perfuração e o fraturamento hidráulico. Este número de viagens de caminhões que são necessários para atender as várias etapas de extração de gás nas plataformas de *shale gas*, nos EUA, e que contribuem sobremaneira na poluição do ar na região (dados de uma plataforma de Green River.)

- Para mobilizar a sonda e construir a estrada são necessárias **10 a 45 viagens**.
- Para a sonda **30 viagens**; transporte de materiais **25 a 50 viagens**.
- Para os equipamentos, cobertura de canos entre **25 a 50 viagens**.
- Para mobilizar e desmobilizar a sonda, cerca de **15 viagens**.
- Para o fluido de conclusão entre **10 a 20 viagens**
- Para os equipamentos **5 viagens**
- Para os equipamentos de fraturamento, caminhões-cisterna e tanques mais de **150 a 200 viagens**.
- Caso não haja possibilidade de abertura de poços para extração de água na região, a utilização de água para perfuramento. Para cada poço, são utilizados cerca de **400 a 600 caminhões- cisterna**.
- Para a areia utilizada como propante, entre **20 a 25 caminhões**.
- Para retirar a água tóxica, são feitas cerca de **200 a 300 viagens**.

Causando um volume de 200 toneladas por dia de emissões de ozônio e partículas finas além de CO₂.

5.6 Eventos Sísmicos

Um dos impactos que deve ser levado em conta e que ocorre na subsuperfície, tem recebido bastante atenção recentemente por parte de geólogos, sismólogos e da comunidade em torno das plataformas de extração, é a possibilidade de que a perfuração e o fraturamento hidráulico de poços de *shale gas* possam causar terremotos de baixa magnitude.

Segundo (SANTOS e CODARESQUI, 2013), em 2008 e 2009, a cidade de Fort Worth, no Texas, experimentou vários pequenos terremotos registrando 3,3 ou menos na escala Richter. A cidade nunca havia registrado um terremoto em sua história e alguns moradores se perguntaram se o recente aumento da atividade de perfuração local de poços de *shale gas*

poderia ser o responsável. Um estudo realizado por sismólogos não encontrou qualquer ligação conclusiva entre o fraturamento hidráulico e estes tremores, mas indicou que a injeção de águas residuais provenientes das operações em poços de *shale gas*, que estavam sendo operados na vizinhança, pode ter causado a atividade sísmica.

Embora o processo de fraturamento hidráulico possa criar um grande número de eventos microssísmicos, ou microtremores na terra, as magnitudes destes são geralmente pequenas para serem detectadas na superfície. Os maiores microterremotos têm uma magnitude de cerca de -1,6 na escala Richter. Por isso, o monitoramento sísmico do emprego de fraturas hidráulicas, é fundamental para melhorar a compreensão de como a injeção subterrânea pode desencadear atividade inesperadamente de alta magnitude sísmica. Este controle é importante, pois as regiões possuem diversidade em sua formação geológica, como profundidade, espessura da área de extração, e o volume de fraturamento por poço.

6.0 O *Shale Gas* no Brasil

O grande passo dado para o início das atividades de prospecção de shale gas no Brasil, foi dado em final de outubro de 2013, quando da 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás. Da oferta de 240 blocos no leilão, apenas 72 blocos foram arrematados, sendo praticamente 64% entre os lotes pertencentes a Bacia do Recôncavo Baiano e a Bacia do Paraná, esta última com uma previsão de recursos de shale gas como sendo uma das maiores do país. Qualquer dado divulgado pelas agências americanas ou mesmo pelas agências brasileiras, são apenas estimativas baseadas em comparativos de prospecção de *plays* americanos em larga produção por mais de 10 anos., analisados nos capítulos anteriores.

O impacto dos preços de *shale gas* nos EUA deverão mudar sobremaneira os preços dos produtos petroquímicos importados pelo Brasil daquela região, uma vez que estes produtos são produzidos com o gás extraído dos campos de shale gas, e que tiveram uma redução em seus preços no mercado americano, mas pelas estimativas o Brasil apenas se beneficiará deste processo apenas entre 2016 e 2017 com novos contratos devido ao excedente criado pela produção norte americana. (GASNET, 2014)

Importante ter em mente que o modelo americano de extração de *shale gas* não pode apenas ser copiado e replicado em todas as suas formas aqui no Brasil, pois temos leis ambientais rígidas, nosso mercado financeiro atua de forma diferenciada ao do mercado EUA, o setor de fornecedores de serviços para atender a tecnologia de fraturamento hidráulico e de perfuração horizontal, ainda terão que absorver as últimas técnicas envolvidas para não perder tempo em desenvolver tudo novamente. Há a necessidade de criar um modelo brasileiro de forma a criar um ambiente regulatório e econômico e tecnológico, mais favorável ao *shale gas*, para que não corremos o risco de repetir eventuais erros do desenvolvimento do *shale gas* nos EUA.

Vale ressaltar que aos olhos dos investidores no Brasil a extração do *shale gas* deverá dar segurança contratual e rapidez na liberação no licenciamento dos campos de extração, mesmo a ANP com a resolução 21 possa ter dado um avanço na legislação, as agências ambientais deverão fazer um esforço na regulamentação para aprovação de diretrizes para os estudos ambientais, preenchendo desta forma espaços em branco deixados por outras legislações existentes, pois sabemos da existência de recursos de *shale gas* que se

estendem por mais do que um estado(vide Bacia do Paraná) ,quem deve dirimir as questões será o IBAMA ,que até fevereiro de 2014 não havia nenhuma declaração definitiva sobre as condições exatas de quando o IBAMA possa assumir a responsabilidade pelo licenciamento ambiental.

6.1 O mercado de gás natural no Brasil.

Segundo Gomes (2011), alguns autores creditam que a indústria do gás no Brasil iniciou-se com o gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), pois numa fase anterior o consumo de gás natural era pequeno e limitado as regiões próximas a sua produção. Esta produção era totalmente associada ao petróleo extraído da Bacia de Campos (RJ), das Bacias do Recôncavo Baiano e do Sergipe-Alagoas (NE).

O gás proveniente da Bolívia trouxe vários benefícios, pois seus terminais passavam por centros de alta capacidade de consumo residencial e industrial, trazendo novas possibilidades de utilização e preços melhores, interiorizando seu consumo, já que a maior parte da distribuição de óleo e gás no Brasil se dava pelo litoral brasileiro. A extensão deste gasoduto é de aproximadamente 3.000 km em território nacional, atravessa 5 estados (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. O contrato de fornecimento vai até 2019, com um volume médio de 30Mm³/dia dos quais 46% são para atender as termelétricas e o restante vão para o consumo de não térmico. Na Figura 40 temos o perfil por segmento de consumo de gás natural desde 2001 a 2010.

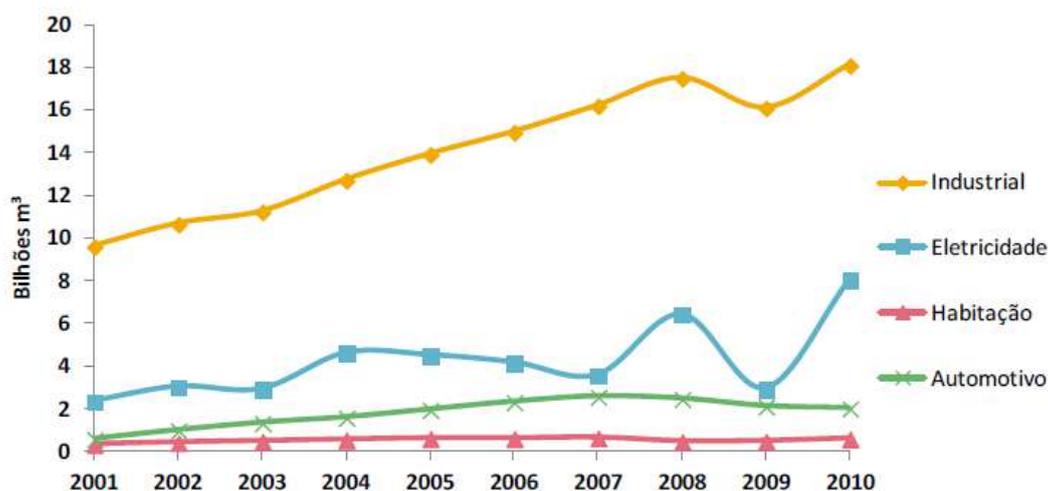


Fig.40 Perfil por segmento de consumo 2001-2010 (ABEGÁS-BEM-2011)(GOMES,2011)

Na Figura 39 percebe-se que os mercados que mais se beneficiaram com a utilização de gás natural durante este período é o industrial junto com as termelétricas (conversão em energia elétrica) com necessidade de disparo constante em função da oscilação de fornecimento por parte das hidrelétricas, inclusive em 2012 e 2013.

A produção de gás brasileiro se dá através das seguintes fontes de suprimento: Bacia de Campos RJ, Santos, Espírito Santo, Recôncavo baiano, Bacia Potiguar Sergipe e Alagoas, e do gás importado da Bolívia e em 2009 a partir dos terminais de regaseificação na Baía de Guanabara.

O gás natural brasileiro possui três características marcantes das reservas e da produção: trata-se de um gás com produção concentrada nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e de São Paulo e sendo proveniente de bacias *offshore*, necessita uma grande infraestrutura de escoamento até o continente. Mesmo que a produção seja próxima aos principais mercados consumidores, requer uma extensa malha de gasodutos, uma vez que a produção atende outras regiões não produtoras de gás. Sendo um gás associado ao petróleo, ele também é utilizado no processo de extração de petróleo para manter a pressão dos reservatórios e como fonte de energia (BNDES, 2012).

As participações de gás natural seja ela para geração de energia elétrica, seja como matéria prima ou a sua colaboração na Matriz Energética Nacional tem-se percebido o crescimento das participações em cada um dos segmentos de utilização.

A matriz energética brasileira esta apresentada na Figura 41,mostrando que a participação do gás natural é de apenas 10% ainda, e que sabemos que estes números poderão crescer em função de investimentos externos e internos que surjam para desenvolver esta fonte energética,com todas as condições já descritas para este crescimento.

Na Figura 42,temos a distribuição na Matriz Energética Elétrica brasileira de 2010,a proporção da participação de cada fonte

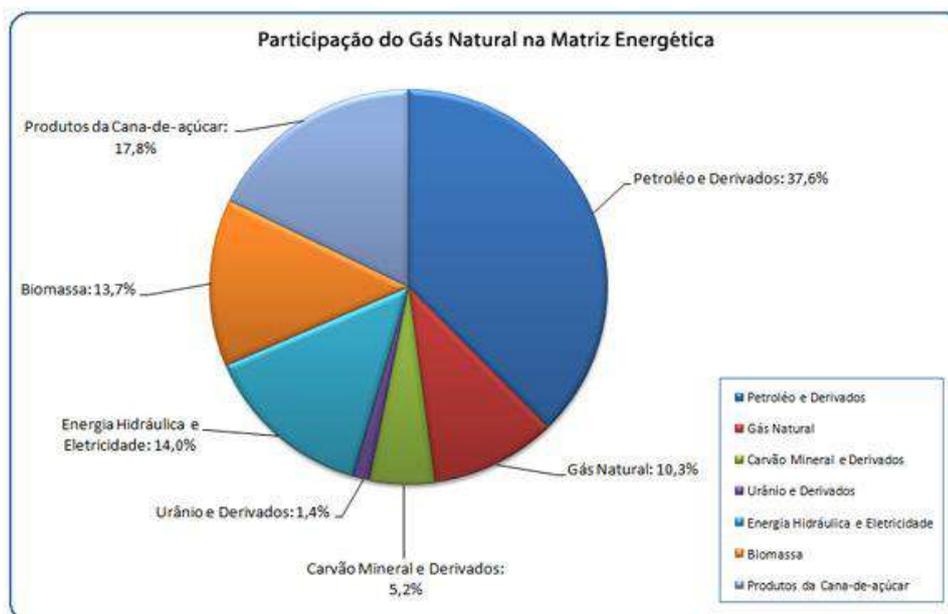


Fig.41 Participação do gás na Matriz Energética (2012) (ABEGÁS, 2012)

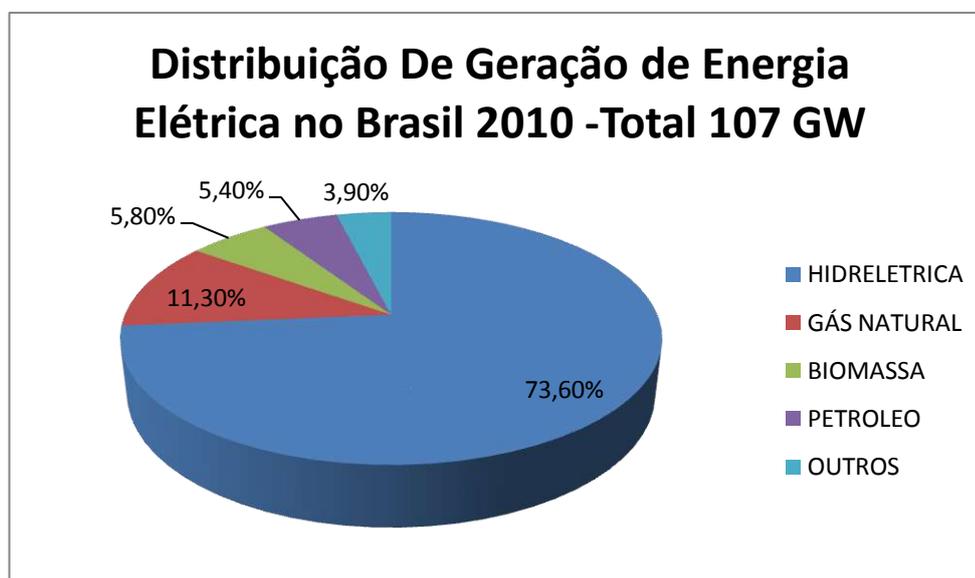


Fig.42 Distribuição De Geração de Energia Elétrica no Brasil 2010 (ANEEL 2010)

Um importante passo para desvincular o gás do petróleo foi dado em 2009 ,através da Lei do Gás que através de um acordo costurado entre ANP, MME, Fornecedores, e resultou na primeira lei de ampla abordagem e não só como uma regulamentação, que andava atrelada a regulamentação de uso e de manejo do petróleo. Nesta nova lei 11.909/09, permite através do marco regulatório, maior estabilidade jurídica e atratividade a novos investidores, maior eficiência e transparência no uso da infraestrutura através de chamada pública para

contratação de serviço de transporte firme, publicidade das capacidades de movimentação que não estejam sendo utilizadas, competição em novos gasodutos para exercer a atividade de transporte de gás natural: concessão, precedida de licitação, regulamentações novas e revisão das existentes pelo Regulador (ANP,2009).

Os principais problemas do mercado brasileiro de gás: Baixa utilização pelo setor industrial quando comparado com a atividade no resto do mundo, baixa rede distribuição, inexistência de competitividade no setor de extração, distribuição, armazenamento e tratamento do gás, hoje praticamente verticalizado pelo monopólio da Petrobras, altos custos, baixa utilização em cogeração industrial onde o gás natural tem a sua maior eficiência em termos de conversão energética, uso que pode crescer de forma extremamente alta na utilização de gás natural como matéria prima industrial e tornando assim uma necessidade menor das altas importações feitas atualmente de químicos e petroquímicos.

Alguns planos por onde o mercado de gás natural brasileiro poderia ter seu crescimento fortalecido: a utilização de incentivo fiscal e crédito para quem investir na utilização de co-geração (utilização do gás para transformação em energia elétrica e térmica) elevando desta forma para uma eficiência energética da ordem de 80%, desoneração tributária, utilização maior no setor de transporte público, caminhões e para isto deveria aumentar a rede de postos de distribuição. Estes seriam alguns dos itens que podem mudar a participação do gás no mercado nacional (GOMES, 2011).

Na Figura 43 temos a dimensão da malha de gasodutos no Brasil, sendo a de maior extensão próximo ao litoral e dos campos de produção *offshore*.



Fig.43 Infraestrutura atual de transporte de Gás Natural

Um comparativo do gasto adicional da indústria brasileira com gás natural em relação à dos EUA, esta descrito a seguir.

Levando em consideração um consumo industrial de gás natural no Brasil da ordem de 386.502.046 MMBtu/ano, e sendo o custo de gás para a indústria brasileira da ordem de US\$ 17,14/MMBtu, teremos um resultado de US\$ 6.625.408.655 por ano (preço no Brasil)

Em comparação com o custo de gás para a indústria nos Estados Unidos (supondo consumo similar ao do Brasil): $386.502.046 \text{ MMBtu} \times \text{US\$ } 4,45/\text{MMBtu} = \text{US\$ } 1.720.313.028$ por ano (preço nos Estados Unidos), portanto percebe-se que o gasto adicional da Indústria Brasileira é da ordem de US\$ 4.905.095.627 em relação à indústria dos EUA, e que ressalta bem a perda de competitividade do nosso parque industrial quando pensamos em exportação de produtos manufaturados. (FIRJAN,2013)

6.2 Possíveis recursos de *Shale Gas* no Brasil

Pelas estimativas do EIA, o Brasil está em décimo lugar de recursos de *shale gas* do mundo e poderá, se as reservas indicarem a possibilidade de extração do volume calculado, ser o segundo maior exportador de gás mundial atrás apenas dos EUA (Quadro 8).

Quadro 8. Estimativas de *Shale Gas* no mundo (Energy Information Administration) traduzido.(Fonte: EIA, 2013), modificado. (1m3=ft3/35,3)

| Pais | Reservas técnicas Estimadas de Shale Gas (trilhões de pés cúbicos) | Reservas de Gás provadas Convencional e não Convencional (trilhões de pés cúbicos) |
|---|--|--|
| 1 <u>China</u>  | 1,115 | 124 |
| 2 <u>Argentina</u>  | 802 | 12 |
| 3 <u>Argélia</u>  | 707 | 159 |
| 4 USA  | 665 | 318 |
| 5 <u>Canadá</u>  | 573 | 68 |
| 6 <u>México</u>  | 545 | 17 |
| 7 África do Sul  | 485 | - |
| 8 <u>Austrália</u>  | 437 | 43 |
| 09 <u>Rússia</u>  | 285 | 1,688 |
| 10 <u>Brasil</u>  | 245 | 14 |

Na Figura 44, temos a localização dos recursos de *shale gas* e as Bacias de maior expressão no Brasil, com uma característica de sobreposição de grandes aquíferos, como o de Alter do Chão e Aquífero Guarani, sendo que a soma deles representa a maior reserva de água potável do mundo.

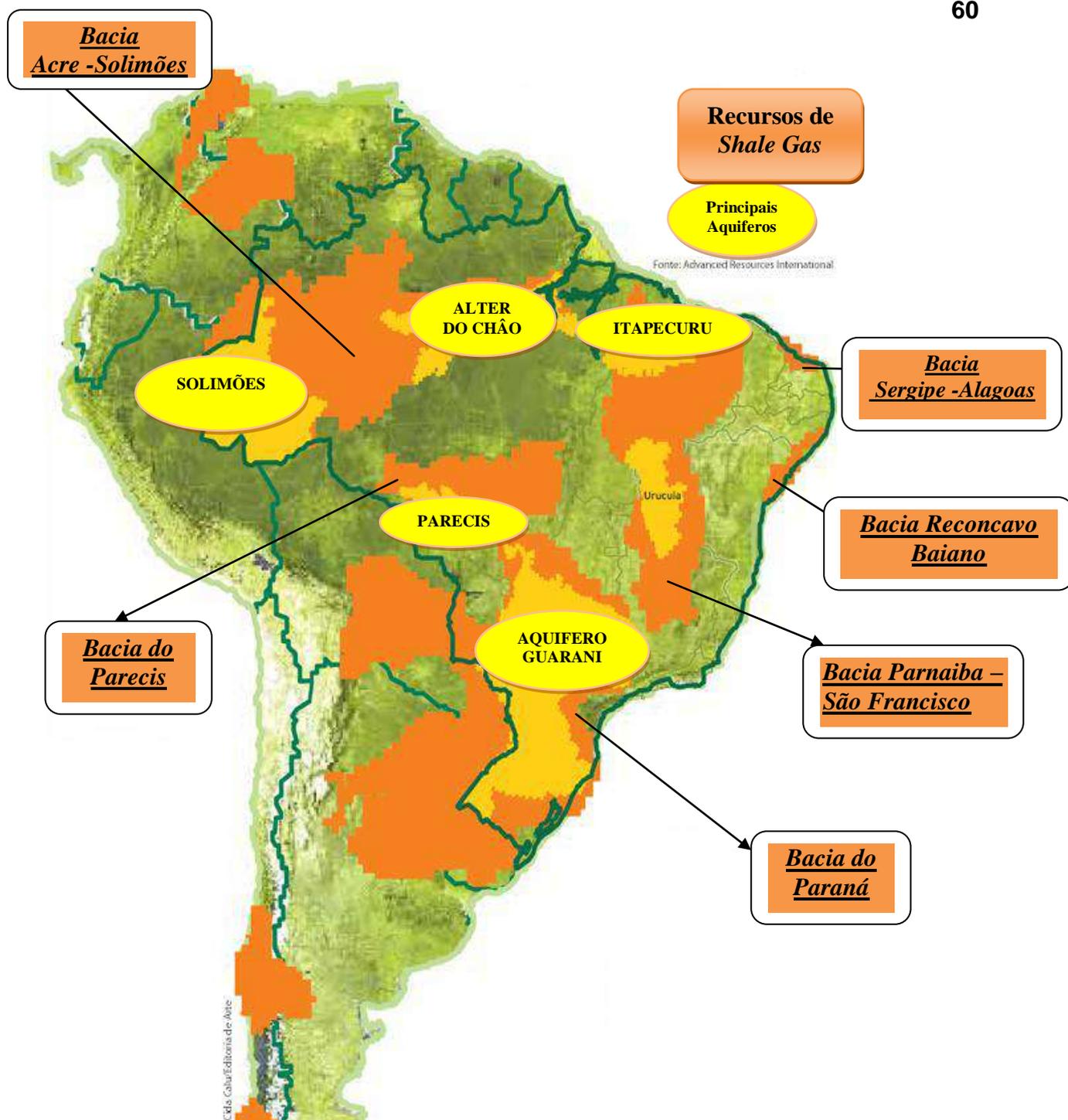


Fig.44 As Bacias com os recursos do *shale gas* e as sobreposições dos principais Aquíferos no Brasil (Aquíferos Guarani e Alter do Chão) (Brasil Econômico – Nicola Pamplona, 2013 modificado).

Uma forma de cálculo utilizada para prever o volume de *shale gas* das possíveis reservas das bacias acima enumeradas é utilizado um comparativo denominado ***Barnett Shale Analogy***. às reservas consolidadas no *play* de Barnettville, levando-se em consideração, área, espessura média das camadas de folhelho, e a capacidade de geração do *play* de Barnett.

Para a Bacia de Parnaíba -A camada de *shale* está localizada a uma profundidade de 1600 a 2500m

Área = 64.000Km

Espessura média =40 m

Produção de Barnettville = 30TCF, portanto teremos por analogia

$V = 64.000 \times 0,04 = 2.560 \text{ km}^3$ e através de uma regra de três simples chegamos a

$1.196 \text{ Km}^3 \text{ _____ } 30 \text{ TCF}$

$2560 \text{ Km}^3 \text{ _____ } X \text{ TCF}$ onde $X = 64 \text{ TCF}$ que é a produção esperada do *play* da ***Bacia de Parnaíba=64TCF***

E assim por diante em cada podemos mensurar por analogia como o próprio processo diz

Temos a ***Bacia de Parecis com 124TCF***

Recôncavo Baiano =20 TCF

Bacia Paraná = 226 TCF

Totalizando assim um recurso estimado de 434 TCF. (TARSINARI, 2013),(CHAMBRIAND,2014).

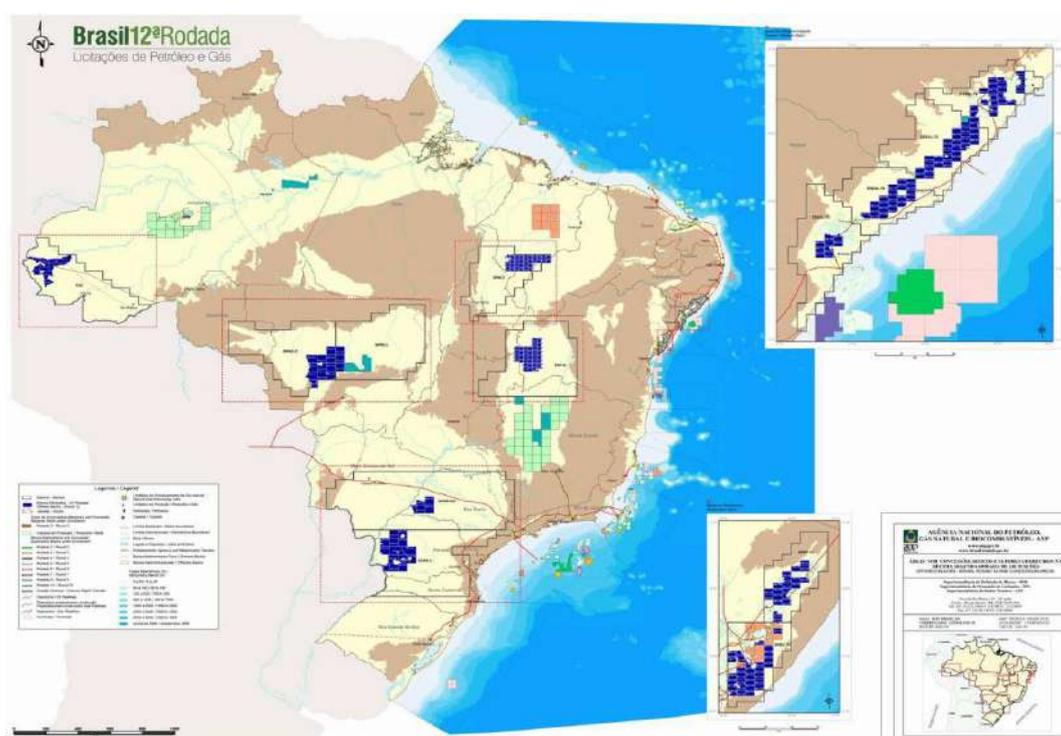


Fig 45 Áreas destinadas na 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás (ANP,2012)

Na Figura 45 temos as áreas ofertadas na 12ª rodada de Licitações de Petróleo e Gás ocorrida em outubro de 2013, e no Quadro 9 temos o resultado da localização e dos blocos arrematados.

Quadro 9 Resultado do número de blocos ofertados e os realmente arrematados na 12ª rodada de Licitações de Petróleo e Gás

| BACIAS | BLOCOS | |
|----------------------|------------|------------|
| | OFERTADOS | AREMATADOS |
| Recôncavo | 50 | 30 |
| Alagoas | 39 | 12 |
| Paraná | 19 | 16 |
| Sergipe | 41 | 12 |
| Parnaíba | 32 | 1 |
| Acre | 9 | 1 |
| São Francisco | 36 | 0 |
| Parecis - Alto Xingu | 14 | 0 |
| Total | 240 | 72 |

Depreendemos do quadro acima que a quantidade de blocos arrematados foi pequena e que o grande interesse foi o de bacia com maior chance de recursos como visto nos cálculos análogos de Barnett, mas produziu um valor de ágio para o governo brasileiro, extremamente alto em alguns dos blocos.

6.3 Regulação-Resolução ANP 21

Resolução da ANP de abril de 2014, define o procedimento e os requisitos a serem cumpridos para exploração e produção do gás não convencional através da técnica do Fraturamento Hidráulico

Embora a discussão sobre a exploração do shale gas esteja em franco debate mundo afora, tendo em vista as incertezas científicas associadas aos impactos ambientais causados pela atividade, o Brasil dá mais um passo – o primeiro foi a realização do leilão inaugural de concessão do Gás de Xisto pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – de que deve iniciá-la em breve, ao contrário do que aconteceu em alguns países europeus e estados norte-americanos, que optaram por suspender a atividade (moratória) enquanto não forem concluídos estudos contundentes a respeito do tema.

Ressalta-se, por oportuno, que a resolução é muito similar à minuta que tinha sido divulgada no final do ano passado. Entre a supressão de alguns dispositivos e o acréscimo de outros, é possível se perceber a preocupação que a Agência Reguladora teve com a poluição dos corpos hídricos e os eventos sísmológicos – riscos relacionados à atividade –, tendo em vista a forma precavida no trato da questão.

De fato, ao desenvolver o projeto de Fraturamento Hidráulico, o “operador” (empreendedor) deverá garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região (art. 4º). A aprovação ficará condicionada à apresentação, com antecedência mínima de 60 dias, de licença ambiental com autorização específica (art. 8º, inciso I), estudos e avaliações de ocorrência naturais e induzidas sísmicas (inciso VI) e declaração de responsável técnico de que os riscos de afetação a qualquer corpo hídrico subterrâneo é reduzido ou tolerável (inciso V), bem como ao fato de que o alcance máximo das fraturas projetadas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos e não seja realizada a uma distância inferior de 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, entre outros humanos (art. 7º, caput, e §1º). Antes do início da perfuração, havendo necessidade de alteração do projeto, as modificações devem ser submetidas à aprovação da ANP (art. 9º, §1º). Se já iniciada, as alterações devem ser informadas imediatamente (§2º).(ANP,2014)

Além disso, deverá ser feita simulação das operações de fraturamento, com utilização das melhores práticas de engenharia – padrão utilizado nos EUA – (art. 12), sendo que a continuidade do projeto dependerá da possibilidade “insignificante” de as fraturas geradas ou a reativação das falhas preexistentes se estenderem até corpos hídricos subterrâneos e poços adjacentes (parágrafo único).(ANP,2014)

Aprovado o projeto, que deverá garantir a integralidade de todo o ciclo de vida do poço, inclusive após o seu abandono (art. 10), deverão ser realizados testes, previamente à execução da operação de fraturamento hidráulico, para se demonstrar que os resultados obtidos estão em consonância com aqueles anteriormente previstos, refazendo as modelagens e simulações, se for o caso (art. 17), e revisando os estudos (art. 18, parágrafo único).(ANP,2014)

Ademais, é de responsabilidade do operador garantir que a força de trabalho tenha treinamento adequado para o desempenho das funções, cientificando-os dos riscos identificados no projeto (art. 24). Em caso de acidentes, que devem ser comunicados imediatamente à ANP (art. 25, §3º), o operador deverá elaborar e garantir o cumprimento do Plano de Emergência, que conterà os procedimentos, treinamentos, recursos e estruturas necessárias para eliminar ou minimizar os cenários (art. 25, caput, e §1º).(ANP,2014)

Por fim, a validade da aprovação dada para a realização do Fraturamento Hidráulico ficará condicionada à manutenção da validade de todas as licenças ambientais necessárias (art. 28).(ANP,2014)(BUZAGLO & DANTAS,2014)

6.4 Principais desafios

Os estudos dos principais desafios para o desenvolvimento da indústria do *shale gas* no Brasil passam pela experiência americana dos pontos que fizeram a indústria do *shale gas* dos EUA ter uma evolução de sucesso, como por exemplo: incentivos fiscais, subsídios para projetos de levantamento de dados e extrações piloto, elemento regulatório delimitando responsabilidades no quesito ambiental, onde a liberação dos licenciamentos ambiental e de extração seja rápida, não necessariamente flexível no sentido de criar facilidades, mas o de não tornar as decisões e liberações técnicas em decisões políticas como acontecem no setor de Energia no nosso país.

Haverá de se ter um mercado financeiro com versatilidade de atrair investidores com ambiente de confiança na continuidade e respeito aos contratos. Inserir cada vez mais a indústria no consumo de gás dentro de sua produção, mesmo que para isso seja necessário num primeiro momento lançar mão de subsídios para criar um mercado crescente e cativo de consumo.

Estrutura duto viário que foi muito importante na experiência norte americana, facilitou o transporte e reduziu custos devido a não necessidade de grandes investimentos iniciais, já que boa parte desta malha já existia.

Mas temos que aprender com os desastres ocorridos em alguns estados que apresentaram um volume grande de substâncias químicas acima do aceitável misturadas aos reservatórios de água potável devido ao *flowback* e também ao *blowout*, isto passa por uma regulamentação dos processos de produção e principalmente de descarte de efluentes, procurar por tecnologias novas onde poderemos utilizar inclusive uma quantidade menor de água lançando mão do reuso, pois se analisarmos temos um considerável número de blocos, arrematados no ultimo leilão, no Recôncavo Baiano, e temos por histórico a baixa quantidade de água potável na região.

6.5 Principais Oportunidades

Desenvolver uma indústria de gás que irá reduzir em muito o dispêndio quando da necessidade de disparo de termelétricas no país, que inclusive recentemente passou por esta necessidade devido a variação climática que desembocou na redução dos níveis de reservatórios de nossa hidrelétricas e a utilização das termelétrica sempre com o perfil de backup.

Investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D). As universidades brasileiras têm experiência em muitas áreas relevantes para a exploração de *shale gas*, avaliação geológica e geofísica, estudos hidrogeológicos, estudo dos Impactos Ambientais e Monitoramento, Saúde Humana, Inovação Tecnológica [...] (TARSINARI, 2013). Assim desenvolvendo uma tecnologia nova baseada na experiência norte-americana.

Investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D), formação e crescimento de mão de obra capacitada e que possuirá uma remuneração alta devido a sua especialização, o que em grande número, ativará a economia das regiões onde teremos as instalações de extração do *shale gas*.

Uma possibilidade de diminuirmos nossa dependência de gás importado, conseguindo assim a independência energética. Oportunidade do governo de flexibilizar

crédito para infraestrutura apoiando o segmento industrial que nos últimos 3 anos (2011-2014) vem sofrendo com a perda de demanda. Outra oportunidade será a de crescimento de empresas prestadoras de serviço ao segmento produtivo e de transporte do gás, onde o aumento indireto de mão de obra será extremamente necessário assim consolidando uma cadeia de fornecedores brasileiros. O aprimoramento da Lei do Gás de 2009, já foi um grande salto desvinculando das leis do petróleo, e possibilitando a desvinculação dos preços do gás associado.

Todos os pontos acima levam a crer em uma redução do preço do gás no mercado nacional, contribuindo para a recuperação da competitividade dos setores que utilizam o gás como matéria prima, caso da indústria química e dos setores energo-intensivos (BNDES, 2012).

7.0 Conclusão

Muito se tem discutido a respeito da exploração dos recursos de *shale gas* no Brasil, por parte de ambientalistas, as agências de energia, meio científico, com suas opiniões, avaliações e números contraditórios da quantidade de gás possível a ser extraído destes recursos. Pouco temos de tecnologia possível de extração como vimos nos capítulos anteriores, de como é extraído num dos países que já tem madura a sua indústria de *shale gas* e que se iniciou há mais de 30 anos. Podemos e temos o dever de aprender com eles o que de bom podemos tirar deste avanço tecnológico para ser aplicado e ampliar a oferta de gás natural ter em nossa matriz energética dissociando-se da produção de petróleo e do pré-sal, possibilitando desta forma de desvincular custos e preços de mercado já estabelecidos e tendo a possibilidade de redução nos custos da ordem de 40% (FIRJAN,2014) para o consumidor final. Isto traria um incentivo à indústria como um todo que hoje se utiliza desta fonte energética para produção de manufaturados, podendo assim proporcionar preços melhores em seus produtos finais, de duas formas na parte de aquecimento e vapor e na transformação em energia elétrica.

Outros custos que comporão o preço final do gás natural vindo a partir da extração do shale gas no Brasil deverão ser controlados e paulatinamente ser reduzidos para que possamos ter um maior benefício de todo investimento transferido para o consumo final, conforme vemos no quadro abaixo depreendido de um estudo da FIRJAN em maio de 2013.

Dos US\$ 4,45/MMBtu do preço americano para a indústria, o gás (a molécula) corresponde a US\$ 3,28/MMBtu. Considerando convergência do preço da molécula no Brasil para o praticado nos Estados Unidos com o aumento da exploração/produção (caindo de US\$ 7,46/MMBtu para US\$ 3,28/MMBtu), a tarifa brasileira ainda seria da ordem de US\$ 11,78/MMBtu, quase 3 vezes a tarifa americana. Os demais componentes da tarifa (transporte, margem de distribuição e tributos) ainda levariam a um gasto adicional de US\$ 2,8 bilhões por ano. Este descritivo está ilustrado no Quadro 10.

QUADRO 10. Demonstrativo dos componentes e sua participação nos custos do *shale gas* no Brasil

| Componente | Tarifa Brasileira Atual | | Tarifa Considerando Molécula Americana | |
|--------------------------------------|-------------------------|--------------|--|--------------|
| | Valor (US\$/MMBtu) | Participação | Valor (US\$/MMBtu) | Participação |
| Parcela Variável ou <i>Commodity</i> | 7,46 | 43,51% | 3,28 | 27,87% |
| Parcela Fixa ou Transporte | 2,64 | 15,39% | 2,64 | 22,39% |
| Margem de Distribuição | 3,26 | 19,01% | 3,26 | 27,66% |
| Tributos (PIS/COFINS e ICMS) | 3,78 | 22,08% | 2,60 | 22,08% |
| Total | 17,14 | 100% | 11,78 | 100% |

Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados dos sites das distribuidoras, GasNet e Energy Information Administration - EIA.

O Brasil tem uma grande oportunidade de entrar para um mercado em ascensão de tecnologia e de expertise e ser mais uma vez detentor de fonte energética limpa, como tem sido a matriz energética composta de Hidrelétrica, Eólica, Solar, e ter a oportunidade do crescimento econômico através de sua indústria de manufaturados e ter uma segurança energética através de preços baixos do *shale gas*.

Através deste estudo pode-se depreender também de quão grande é a responsabilidade de toda uma cadeia de fornecimento de serviços e das empresas que atuarão diretamente com o uso da tecnologia de extração e controle dos resíduos químicos, pois qualquer falta de ética e de não observância das boas práticas, coloca-se em risco toda uma reserva de água potável e de milhões hectares agricultáveis, que não estarão disponíveis para próximas gerações, o direito a este patrimônio está no arcabouço de nossa legislação de direito ambiental, sem deixar de pensar no lado do direito econômico ambiental.

As gestões de segurança do meio ambiente, de responsabilidade social e de sustentabilidade deverão acima de tudo ser respeitadas a despeito de todo benefício que advirá do impacto econômico desta extração do shale gás.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011**. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 9 de março de 2014.

ALMEIDA, Edmar. **Experiência Americana na Exploração do Shale Gas e a Aplicação deste Modelo em Outros Mercados**. Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/edmar_almeida_ufrj.pdf. Acesso em 15/06/2014.

ANEEL-ATLAS DE ENERGIA ELETRICA-2008- **Fontes Não Renováveis Parte III Gás Natural**. Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par3_cap6.pdf, Acesso em 01/06/2014

ÁNGEL, C. **Gas No convencional en españa, uma oportunidad de futuro**. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. Madrid 2013. Disponível em: http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf acessado em 29 de abril de 2014.

ANP. **Resolução ANP-Nota técnica 345-SSM-2013**. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/>> Acesso em 29 de março de 2014, 16:40:19

API-ORG - America's Oil and Natural Gas Industry- **Hydraulic Fracturing Unlocking America's Natural Gas Resources** April 2014. Disponível em <http://www.api.org/hydraulicfracturing>. Acesso em 16/06/2014.

ARTHUR, J. Daniel; LANGHUS, Bruce; ALLEMAN, David. **U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Modern Shale Gas: Development in The United States: A Primer**. Disponível em http://www.lexisnexis.com/documents/pdf/20100210093849_large.pdf. Acesso em 3 de março de 2014.

ASIBAMA NACIONAL-**Notificação a ANP** .Disponível em <http://www.asibamanacional.org.br/wp-content/uploads/2013/11/Notificacao-extrajudicial-sobre-fraturamento-hidraulico-vf.pdf> , Acesso em 10 de março de 2014.

BARBOSA, Vanessa. 2013. Revista EXAME. Disponível em <http://info.abril.com.br/noticias/tecnologias-verdes/2013/11/brasil-tem-uma-das-10-maiores-reservas-de-gas-de-xisto.shtml>. Acesso em 18 de maio de 2014.

BNDES, Setorial. **Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro.** Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Tipo/BNDES_Setorial/201303_02.html>. Acesso em 22 de agosto de 2013.

CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS. **Understanding Hydraulic Fracturing.** Disponível em < <http://www.csug.ca> >Acesso em 3 de março de 2014, 17:57:14

CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL GAS. **Understanding Shale Gas in Canada.** Disponível em < <http://www.csug.ca> >Acesso em 2 de março de 2014, 12:23:28

CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL RESOURCES(CSUR) **.Understanding Water and Unconventional Resources.** Disponível em <http://www.csug.ca>. Acesso em 2 de março de 2014, 12:19:05

CENTRO DE TECNOLOGIA DO GÁS. **Dados de Unidades de Conversão.** Disponível em < <http://www.ctgas.com.br>> Acesso em 25 de março de 2014, 17:47:22

CEPAC, 2009 Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono - **Workshop “Produção regional de combustíveis limpos a partir de carvão no RS”.**Disponível em <http://slideplayer.com.br/slide/1265631/>. Acesso em 14/06/2014.

CONSELHO NACIONAL DE POLITICA ENERGÉTICA - CNPE-**Plano Nacional de Energia 2030** - Mauricio Tolmasquim - Disponível em <www.epe.gov.br/PNE/20070626_1.pdf >Acesso em 29 de março de 2014.

CARESTIATO,Gabriel Lengruher. **Estudo do Impacto Econômico da Produção de Shale Gas nos Estados Unidos.** Disponível em <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010959.pdf>. Acesso em 30 de agosto 2013

DOE (US DEPARTMENT OF ENERGY), **Methane Hydrate - The Gas Resource of the Future.** Disponível em: <<http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/hydrates/>> Acessado em: Janeiro. 2014.

Dos SANTOS, Marilin Mariano, **A importância da industrialização do xisto brasileiro frente ao cenário energético mundial.** Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0370-44672010000400012.Acesso em 30 de agosto de 2013.

Dos SANTOS, Marilin Mariano, **Um estudo de viabilidade econômica para o Brasil.** http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2010/Teses/TESE_MARILIN_MARIANO_FINALE.pdf. Acesso em 01 de setembro de 2013.

ECOSYSTEM SCIENCE and MANAGEMENT,- **Field Guide to Gas Drilling Equipment**. Disponível em http://ecosystems.psu.edu_presenter_4-h-water_GasFieldGuide . Acesso em 24/03/2014.

ECOSYSTEM SCIENCE and MANAGEMENT,-ESM **Field Guide to Gas Drilling Equipment**.AN **Illustrated Guide to Shale Gas Drilling Equipment & Practices en Pennsylvania** Disponível em http://ecosystems.psu.edu_presenter_4-h-water_GasFieldGuide. Acesso 24/03/2014

EIA/ARI .**World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment**. Disponível em <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>>. Acesso em 2 de março de 2014.

EIA.NaturalGas.**NaturalGasWeeklyUpdate**.Disponivelem<http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/#tabs-prices-4>.; Acesso em 19/06/2014

EIA, 2011, **Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays**. U.S. Energy Information Administration, Julho, 2011. Disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf> Acesso em 06/04/2014

EPA UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of CoalbedMethaneReservoirs**.Disponível em http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm. Acesso em 4 de março de 2014.

EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA. **PNE 2030**.Disponível em www.epe.gov.br/PNE/20070626_1.pdf, Acesso em 22 de agosto de 2013

EXAME, 2012- **Os 10 países com as maiores reservas de gás natural do mundo**. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/os-10-paises-com-as-maiores-reservas-de-gas-natural-do-mundo#12>. Acesso em 30/05/2014.

FIEP. **Brasil pode se tornar o segundo maior produtor de shale gás**. Disponível em <http://www.fiepr.org.br/observatorios/energia/FreeComponent21893content186169.shtm>>l Acesso em 20 de agosto de 2013.

FIRJAN-Clube de Engenharia: **Os impactos da nova revolução energética**. Disponível em <http://www.portalclubedeengenharia.org.br/info/os-impactos-da-nova-revolucao-energetica> . Acesso em 20/06/2014

Freeing Up Energy: **Hydraulic Fracturing:Unlocking America's Natural Gas Resources**.Disponivel em <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/hydraulic-fracturing/hydraulic-fracturing-primer>.Acesso em 10/06/2014

FORBES,2012.**Global Shale Gas Basins,Top Reserve Holders**.Disponível em <http://blogs-images.forbes.com/kenrapoza/files/2012/02/Shale-gas2.jpg> . Acesso em 12/02/2014

FRACFOCUS,2012-**Hydraulic Fracturing 101** –George E.King ,Apache Corporation.Disponível em http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/hydraulic_fracturing_101.pdf.Acesso em 21/06/2014.

GÁSNET,2014-**Fonte energética torna o país norte-americano capaz de fabricar produtos manufaturados competitivamente** - <http://www.gasnet.com.br/conteudo/16323/Oferta-de-shale-gas-nos-EUA-afetara-o-Brasil.aCESSO> em 14/06/2014.

GEE- Grupo de Economia da Energia –ALMEIDA ,Edmar de –**Experiência Americana na Exploração do Shale Gas e a Aplicação deste modelo em Outros Mercados**.Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/seminario/Seminario_Gas_Nao_Convencional/edmar_almeida_ufrj.pdf Acesso em 10/05/2014.

GÉNY, F., 2010, *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?*, OIES NG46, Oxford Institute for Energy Studies December. Disponível em <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2011/01/NG46-CanUnconventionalGasbeaGameChangerinEuropeanGasMarkets-FlorenceGeny-2010.pdf>

GOMES,Mauricio Jaroski-**Estudo do Mercado Brasileiro de Gás Natural Contextualizado ao Shale Gas**. Disponível em: <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/38375/000823873.pdf?sequence=1> Acesso em 22/06/2014.

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli. **Os Hidrocarbonetos Não Convencionais:Uma Análise da Exploração do Gás de Folhelho na Argentina à Luz da Experiência Norte Americana**. Disponível em <http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/pinguelli.pdf> .Acesso em 08/05/2014.

LOURENZI ,Priscila do Santos.**Avaliação do Potencial de Coalbed Methane das Camadas de Carvão da Formação Rio Bonito ,Maracajá-SC,Bacia do Paraná**. Disponível em <http://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/49669/000837660.pdf?sequence=1> .Acesso em 14/06/2014

LOFTIN, P., 2009, *Thirty Years of Lessons Learnded – Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires.

MMA-Ministério do Meio Ambiente **Gás Natural**. Disponível em <http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>.Acesso em 30/05/2014

MESQUITA, Fernão Lara. Disponível em vespeiro.com/about, 2013. Acesso em 18 de maio de 2014.

PEER (Partnership for Environmental Education and Rural Health), 2014, *Ecosystems – Images*, Texas A&M University. Disponível em: <http://peer.tamu.edu/curriculum_modules/ecosystems/Images/methane.hydrate.gif>. Acesso em: Fevereiro. 2014.

PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY . **A Water Drop on a Journey - Shale Gas Drilling in the Mid-Atlantic**. Disponível em <http://extension.psu.edu/natural-resources/water/youth/shale-gas-drilling/water-journey>. Acesso em 11/03/2014

RIDLEY, Matt, **The Shale Gas Shock**, Disponível em http://www.marcellus.psu.edu/resources/PDFs/shalegas_GWPF.pdf Acesso em 20/06/2014

SANTOS e Coradesqui, Priscilla Regina Dalvi e Sylvia: **Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville-UNIVRJ**. Disponível em <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005730.pdf>> Acesso em, 20 de agosto de 2013, 13h14min: 39.

SMT Learning. **Video Hydraulic Fracturing Method for Shale Gas Extraction**. Disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=IB3FOJjpy7s#t=20>. em 09 de março de 2014.

SCHLUMBERGER, 2013, *Coalbed Methane Consulting Services*. Disponível em: <http://www.slb.com/services/technical_challenges/unconventional_resources/unconventional_resources_consulting/coalbed_methane_consulting.aspx> Acessado em: Dezembro. 2013.

TARSINARI, DR Colombo C.G. **Unconventional Hydrocarbon Resource Potential In Brazil and 12th Bid Round Overview** Disponível em <http://photos.state.gov/libraries/brazil/165950/unconventional-gas-development/Unconventional-Hydrocarbon-Potential-in-Brazil.pdf> acesso em 20/06/2012

TREMBATH, A *et.al*. **Where The Shale Gas Revolution Came From-Government's Role In The Development Of Hydraulic Fracturing In Shale** .Disponível em http://thebreakthrough.org/blog/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From.pdf . Breakthrough Institute Energy & Climate Program ,Maio,2012.acesso em 30/05/2014.

U.S.Department of Energy-.Office of Fossil Energy.-National Energy Technology Laboratory-**Modern Shale Gas –Development in the United States : A Primer-April 2009**.Disponível em http://energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf Acessado em 03/03/2014.

VALLE, Arthur . **Da revolução do gás não convencional nos EUA tendo como substrato uma interferência governamental persistente no estímulo a atividade econômica e no fomento as inovações tecnológicas afetas ao setor**.Disponível em [http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11599/ARTIGO%20SHALE%20FINAL%20\(ENTREGUE%20-%20FGV\).pdf?sequence=3](http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/11599/ARTIGO%20SHALE%20FINAL%20(ENTREGUE%20-%20FGV).pdf?sequence=3). Acesso em 06/06/2014

ANEXO

ANEXO A -Passo a passo da extração do *shale gas*

Conjunto de imagens passo a passo do processo de exploração do *shale gas*.



a
Montagem da estrutura para início da perfuração



b
Imagem em corte de uma plataforma e áreas vizinhas da extração



c
Corte transversal apresentando a profundidade das reservas de folhelho entre 1800 e 2500 m.



d
Início da perfuração através de um poço vertical até atingir a camada do folhelho e instala-se uma tubulação para proteção das várias camadas do subsolo.



e
Processo de perfuração horizontal, podendo alcançar mais de 2.000m



f
Detalhe do canal horizontal, em verde os bolsões de shale gas.



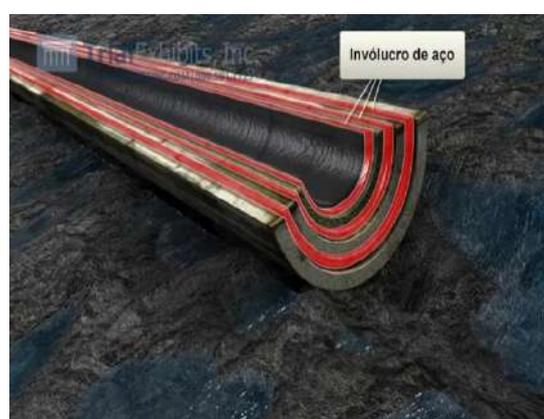
g
Detalhe da sonda com furos para permitir num primeiro momento as micro explosões para abertura das fissuras.



h
Sistema de proteção para evitar contaminações



i
Tubulação com reforço de camada de concreto para evitar que pequenas rachaduras nas juntas dos tubos possa permitir vazamento de fluido de fraturamento hidráulico ou gás



k
Detalhe do fluido de fraturamento e seus Compostos passando pela tubulação até atingir as fissuras.



l
Fissuras sendo preenchidas pelo fluido de de fraturamento com o material propante evitando que elas se fechem com o tempo



m

Neste ponto as fissuras abertas atingem os bolsões de shale gas e logo em seguida, o fluido de fraturamento é drenado através de bombas para a superfície



n

Do fluido injetado o volume que retorna para a superfície é da ordem de 25 a 50%



o

Flow-back—O fluido de fraturamento drenado para a superfície é acondicionado em piscinas com revestimento impermeável para evitar o seu vazamento na superfície do solo



p



q

Situação em que ocorre o vazamento dos efluentes do flow-back através do solo e atingindo o aquífero da região de extração do shale gas, pelas substâncias químicas que compõem o fluido de fraturamento



r



s



t

Com o líquido drenado, o gás proveniente escapa através das fissuras formadas pelo fraturamento, em alguns casos, este gás metano pode escapar através de caminhos da qual não se tenha controle.



u



v

Situações onde as tubulações de baixa qualidade podem conduzir ao escape de gases, através de rachaduras das soldas ou da própria cimentação inadequada e propiciando o vazamento do metano e colocando em risco a operação de extração, podendo ocasionar explosões nos poços.



x



w

Início do processo de contaminação do aquífero pelos vazamentos de metano.



y

Contaminação das residências próximas a área de extração, através do metano dissolvido na água. Possíveis fontes contaminantes: Bombas de superfície negligenciadas, poços de armazenamento de flow-back com baixa impermeabilização, tubulações insuficientes ou inadequadas, fraturas que permitem a perda de gases através do subsolo, atingindo os aquíferos. Sabemos também que o metano é um gás asfixiante e com possibilidade de ocasionar explosões.



z

(Imagens selecionadas do vídeo Hydraulic Fracturing 3D Animation, 2012) disponível em <https://www.youtube.com/watch?v=fFUxq9UolN4,2014.>)

ANEXO B- Integra da resolução da ANP 21**AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS****RESOLUÇÃO ANP Nº 21, DE 10.4.2014 - DOU 11.4.2014.**

A DIRETORA-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução de Diretoria nº 345, de 9 de abril de 2014,

Considerando que a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da Indústria do Petróleo, do Gás Natural e dos Biocombustíveis, nos termos do art. 8º, caput, da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997;

Considerando que compete à ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente, nos termos do art. 8º, inciso IX da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, bem como, garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal; e

Considerando a necessidade de se estabelecer os requisitos essenciais e os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, pela presente Resolução, os requisitos a serem cumpridos pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que executarão a técnica de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. Para fins desta Resolução e seus anexos ficam estabelecidas, além das definições constantes da Lei nº 9.478/1997, da Lei nº 12.351/2010, dos Contratos de Concessão e do Contrato de Partilha de Produção, as definições a seguir:

I - Agente de Sustentação: material granular utilizado no fraturamento hidráulico para sustentar a fratura, impedindo seu fechamento após a interrupção da injeção do fluido de fraturamento e possibilitando a obtenção de um canal permanente de fluxo entre formação e poço, depois de concluído o bombeio de fluido e propagação da fratura. São exemplos: as areias, as areias tratadas com resina, os grãos cerâmicos e a bauxita.

II - Análise de Riscos: processo analítico sistemático, alinhado com as melhores práticas de engenharia, e produto de estudo de equipe multidisciplinar qualificada, no qual são identificados os perigos potenciais do conjunto de atividades a serem desenvolvidas e determinadas, qualitativamente ou quantitativamente, a probabilidade de ocorrência e as consequências de eventos potencialmente adversos, bem como os possíveis impactos ao homem e ao meio ambiente, indicando os critérios de aceitação de risco adotados, bem como as medidas para a prevenção e mitigação dos cenários identificados.

III - Aquífero: corpo hidrogeológico com capacidade de acumular e transmitir água através de seus poros, fissuras ou espaços resultantes da dissolução e carreamento de materiais rochosos.

IV - Área sob Contrato: Bloco ou Campo objeto de um Contrato de Concessão, Contrato de Cessão Onerosa ou Contrato de Partilha de Produção.

V - Barreira de Segurança: conjunto de elementos capazes de conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis.

VI - Bottom Hole Assembly (BHA): configuração e componentes da extremidade inferior da coluna de perfuração.

VII - Bottom Hole Pressure (BHP): pressão exercida no fundo do poço.

VIII - Blowout Preventer (BOP): conjunto de válvulas posicionado na cabeça de poço cuja função é impedir o fluxo inadvertido de fluidos de dentro do poço para o ambiente externo.

IX - Ciclo de Vida do Poço: período durante o qual são desenvolvidas as atividades de projeto, construção, completação, produção e abandono do poço.

X - Corpo Hídrico Subterrâneo: volume de água armazenado no subsolo.

XI - Efluente Gerado: fluido de retorno resultante do fraturamento hidráulico (flowback), podendo conter substâncias oriundas do Reservatório Não Convencional e do fluido de fraturamento.

XII - Fase de Poço: intervalos de poço com mesmo diâmetro de revestimento.

XIII - Formation Integrity Test (FIT): teste de absorção realizado para verificar a integridade da formação a uma pressão predeterminada.

XIV - Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional: técnica de injeção de fluidos pressurizados no poço, em volumes acima de 3.000 m³, com objetivo de criar fraturas em determinada formação cuja permeabilidade seja inferior a 0,1mD (mili Darcy), viabilizando a recuperação de hidrocarbonetos contidos nessa formação.

XV - Gerenciamento de Mudanças: processo organizacional para assegurar que as mudanças permanentes ou temporárias a serem efetuadas nas Operações, procedimentos, padrões, instalações ou pessoal sejam avaliadas e gerenciadas anteriormente à sua implementação, de forma que os riscos advindos dessas alterações permaneçam em níveis aceitáveis.

XVI - Indicadores Proativos: indicadores capazes de medir resultados e fazer prognósticos em fases suficientemente precoces, que possibilitem interromper o curso evolutivo, reverter o processo e evitar o fato.

XVII - Indicadores Reativos: indicadores capazes de medir resultados após a ocorrência dos eventos.

XVIII - Leakoff Test (LOT): teste realizado com o objetivo de determinar a pressão de absorção da formação.

XIX - Microsísmica: técnica de medição passiva de sismos de pequena escala, naturais ou induzidos, que ocorrem no subsolo, causados por agentes naturais ou artificiais.

XX - Plano de Emergência: conjunto de medidas que determinam e estabelecem as responsabilidades setoriais e as ações a serem desencadeadas imediatamente após um incidente, bem como definem os recursos humanos, materiais e equipamentos adequados à prevenção, controle e resposta ao incidente.

XXI - Reservatório Não Convencional: rocha de permeabilidade inferior a 0,1 mD, contendo hidrocarbonetos, onde se executa fraturamento hidráulico visando à produção desses hidrocarbonetos.

XXII - Responsável Técnico Designado: pessoa formalmente designada como responsável pela atividade, que tem competência para o exercício da profissão nas funções e

atribuições definidas pelo Operador, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no país.

XXIII - Sistema de Gestão Ambiental: parte do sistema de gestão global que inclui estrutura organizacional, atividades de planejamento, responsabilidades, práticas, procedimentos, processos e recursos para desenvolver, implementar, atingir, analisar criticamente e manter a política ambiental definida pelo Operador.

XXIV - Step Rate Test-Teste realizado previamente à operação de fraturamento hidráulico no qual um fluido é injetado por um período definido, em sequências de taxas de bombeio crescentes. O resultado é utilizado para identificar parâmetros da operação de fraturamento, tais como pressão e vazão necessárias para uma operação bem sucedida.

Sistema de Gestão Ambiental

Art. 2º O Operador deverá estabelecer e garantir o fiel cumprimento de um Sistema de Gestão Ambiental que atenda às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

Art. 3º O Sistema de Gestão Ambiental deverá conter um plano detalhado de controle, tratamento e disposição de Efluentes Gerados provenientes das atividades de perfuração e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. A água utilizada deverá ser preferencialmente Efluente Gerado, água imprópria ou de baixa aceitação para o consumo humano ou dessedentação animal, ou água resultante de efluentes industriais ou domésticos, desde que o tratamento a habilite ao uso pretendido.

Art. 4º O Operador, ao desenvolver o projeto de Fraturamento Hidráulico para Reservatório Não Convencional, deverá garantir a proteção dos corpos hídricos e solos da região.

Art. 5º O Operador deverá estabelecer e divulgar os Indicadores Reativos e Proativos, bem como as metas de responsabilidade social e ambiental.

Art. 6º O Operador deverá também publicar em seu sítio eletrônico:

I - Relatório anual de avaliação dos impactos e dos resultados das ações de responsabilidade social e ambiental;

II - Relação de produtos químicos, com potencial impacto à saúde humana e ao ambiente utilizados no processo, transportados e armazenados, contemplando suas quantidades e composições;

III - Informações específicas sobre a água utilizada nos fraturamentos, nominando claramente origem, volume captado, tipo de tratamento adotado e disposição final;

Dos estudos e levantamentos necessários para aprovação das operações de perfuração seguida de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP

Art. 7º Para que a ANP aprove o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, o Operador deverá garantir, por meio de testes, modelagens, análises e estudos, que o alcance máximo das fraturas projetadas permaneça a uma distância segura dos corpos hídricos existentes, conforme as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

§ 1º Fica vedado o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços cuja distância seja inferior a 200 metros de poços de água utilizados para fins de abastecimento doméstico, público ou industrial, irrigação, dessedentação de animais, dentre outros usos humanos.

§ 2º Somente será aceita a aplicação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços que sejam integralmente revestidos nos intervalos anteriores ao Reservatório Não Convencional.

§ 3º O Operador deverá realizar a análise da influência do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional do poço em questão sobre os poços adjacentes, de modo a evitar efeitos sinérgicos ou cumulativos indesejáveis.

Art. 8º A aprovação do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional pela ANP dependerá da apresentação pelo Operador, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias do início da perfuração, dos seguintes documentos:

I - Licença ambiental do órgão competente com autorização específica para as Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, quando aplicável;

II - Outorga ou autorização para a utilização dos recursos hídricos, conforme legislação aplicável;

III - Laudo fornecido por laboratório independente, acreditado pelo INMETRO, para os corpos hídricos superficiais (reservatórios artificiais ou naturais, lagos e lagoas) e poços de água existentes em um raio de 1.000 metros horizontais da cabeça do poço a ser perfurado, contendo, além das análises porventura exigidas pelo órgão ambiental competente: (i) data da coleta; coordenadas dos pontos de coleta, e métodos utilizados na coleta; (ii) data da realização das análises, método de análise utilizado e resultados obtidos; e

(iii) identificação do responsável pela análise;

IV - Projeto de poço para Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, conforme descrito no Anexo I desta Resolução, podendo ser contemplado em um mesmo projeto um conjunto de poços de características semelhantes;

V - Declaração de Responsável Técnico Designado pela empresa de que o projeto atende aos requisitos legais aplicáveis e que foram realizados os testes, modelagens, análises e estudos, alinhados com as melhores práticas de engenharia, os quais permitiram concluir que, sendo executado o projeto, os riscos de falhas preexistentes serem reativadas ou das fraturas geradas alcançar qualquer Corpo Hídrico Subterrâneo existente foram reduzidos a níveis toleráveis; e

VI - Estudos e avaliação de ocorrências naturais e induzidas de sísmica.

§ 1º O detentor de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural poderá solicitar aprovação da realização de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional em poços já perfurados, desde que esses poços atendam a todos os requisitos da presente Resolução.

§ 2º Nos casos previstos no parágrafo anterior, a documentação listada neste artigo deverá ser apresentada 60 (sessenta) dias antes da data prevista para o início do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

§ 3º No laudo a que se refere o inciso III deste artigo devem constar, no mínimo, os parâmetros descritos no Anexo II.

§ 4º O projeto de poço para fraturamento contemplará:

I - projeto de poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;

II - simulação de fraturas; e

III - Análises de Riscos.

Art. 9º A partir da entrega do projeto de poço contemplando Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional o Operador compromete-se a cumpri-lo fielmente.

§ 1º Caso seja necessário realizar alterações no projeto de fraturamento Hidráulico Não Convencional antes do início da perfuração dos poços, o Operador deverá submeter tais modificações, o respectivo gerenciamento de mudanças, bem como sua análise de riscos, à aprovação da ANP.

§ 2º Caso, durante a perfuração do poço ou execução do fraturamento hidráulico, seja necessário realizar alterações no projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, o Operador deverá registrar as modificações, incluir as respectivas justificativas e informar imediatamente a ANP.

Projeto de poço com Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional

Art. 10. As especificações do projeto de poço e do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional devem identificar os riscos relacionados, visando à garantia da integridade durante todo o Ciclo de Vida do Poço, inclusive após o seu abandono.

Art. 11. O Programa de revestimento e cimentação deverá considerar os seguintes aspectos:

I - Deverão ser informados os parâmetros críticos da cimentação, tais como densidade da pasta, tempo de endurecimento, controle de perda de fluidos, pressões de fundo durante o bombeio e desenvolvimento de resistência à compressão;

II - Após a pega do cimento, o revestimento deve ser testado com pressão e tempo de duração do teste apropriado, no sentido de garantir que a integridade do revestimento será adequada aos objetivos do projeto;

III - Deverá ser realizado o LOT/FIT a cada início de Fase do Poço posterior à descida do revestimento de superfície no sentido de verificar a integridade das formações subsequentes;

IV - Os revestimentos devem ser dimensionados de modo a suportar as tensões previstas durante seu Ciclo de Vida, incluindo-se as operações de injeção de fluidos para o fraturamento hidráulico, e ser constituídos de material resistente aos fluidos produzidos, injetados e recuperados;

V - A cimentação deverá impedir a migração de fluidos das formações mais profundas para qualquer Corpo Hídrico Subterrâneo por meio das estruturas de poço e/ou pela área adjacente à cimentação;

VI - Perfilagem a poço aberto, contemplando, no mínimo, potencial espontâneo, raios gama, resistividade, densidade, sônico e calibre, com o cotejamento e a confirmação da presença de aquíferos e demais descrições litológicas. Caso limitações técnicas inviabilizem a realização ou obtenção de dados confiáveis, o Concessionário deverá informar à ANP e justificar a supressão do perfil em questão;

VII - Após a cimentação ou término da Fase de Poço seguinte deverão ser realizadas corridas dos perfis de avaliação da cimentação nas formações a serem fraturadas e em trecho com comprimento tecnicamente adequado das formações adjacentes, cujos laudos deverão ser assinados pelo Responsável Técnico Designado pela empresa, que deverá também atestar que o trabalho atingiu parâmetros aceitáveis qualitativamente e, quando for o caso, quantitativamente;

VIII - O topo do cimento deverá ser explicitado, bem como os resultados dos testes hidrostáticos para a cimentação;

IX - Garantir a existência e integridade de, pelo menos, duas Barreiras de Segurança independentes, solidárias e testadas, isolando as formações porosas e/ou formações contendo hidrocarbonetos e a superfície; e

X - Garantir, por no mínimo 5 (cinco) anos, o armazenamento do registro das pressões de anular durante o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

§ 1º Alterações de premissas, dificuldades operacionais e outros quesitos que venham a resultar em mudanças no projeto ou nos procedimentos operacionais deverão ser devidamente geridos por meio do sistema de Gerenciamento de Mudanças estabelecido.

§ 2º O projeto de poço deverá prever abandono que respeite o critério de duas Barreiras de Segurança permanentes, independentes e solidárias, capazes de isolar as formações porosas das formações portadoras de hidrocarbonetos e da superfície.

§ 3º No revestimento de superfície poderá ser feita a avaliação indireta da cimentação a partir das seguintes condições: retorno comprovado do cimento à superfície, comprovação da existência de cimento entre o colar e a sapata, realização de FIT ou LOT ou técnica de avaliação da cimentação equivalente.

Simulação de fraturas

Art. 12. O Operador deverá aplicar método de modelagem utilizando dados geomecânicos, alinhado com as melhores práticas de engenharia, para realizar a simulação das operações de fraturamento.

Parágrafo único. O Operador somente poderá dar continuidade ao projeto caso seja insignificante a possibilidade de que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais falhas preexistentes se estenda até intervalos não permitidos, tais como Corpos Hídricos Subterrâneos e poços adjacentes.

Análises de Riscos

Art. 13. As Análises de Riscos deverão contemplar todas as fases e operações, implementando-se as ações identificadas para o controle e redução da possibilidade de ocorrências de incidentes.

Parágrafo único. Caso a ANP considere que o método de Análise de Risco adotado pelo Operador não identifica adequadamente os riscos e/ou as ações para mitigá-los, será exigida a realização de nova Análise de Risco, pelo método indicado pelo órgão regulador.

Art. 14. O Operador deverá considerar nas Análises de Risco os cenários de comunicação entre poços devido às Operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Art. 15. As Análises de Riscos deverão ser aprovadas pelo Responsável Técnico Designado.

Execução das Operações

Art. 16. O Operador deverá implementar procedimentos operacionais para o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, com instruções claras e específicas para execução das atividades com segurança, levando em consideração as especificidades operacionais e a complexidade das atividades, em conformidade com os requisitos do item 17 - Operação e Processo do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Art. 17. O Operador, previamente à operação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, deverá realizar testes a partir dos quais se obtenham as pressões requeridas para início, propagação e fechamento de fraturas, tais como, testes de injetividade, microfraturamentos e "step rate tests", comparando os valores resultantes com aqueles previstos no projeto de fraturamento e refazendo as modelagens e simulações, se for o caso.

Art. 18. O Operador deverá avaliar e demonstrar que os parâmetros esperados do Reservatório Não Convencional, contidos na descrição do poço (Anexo I), foram encontrados, a fim de permitir à ANP concluir se o Reservatório se qualifica como Reservatório Não Convencional.

Parágrafo único. Caso os parâmetros encontrados não estejam dentro dos limites de erro definidos, os estudos que tiveram por base aqueles parâmetros previstos deverão ser revisados.

Art. 19. As linhas de alta pressão utilizadas no Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional deverão estar certificadas quanto à sua integridade, dentro do prazo de validade e serem testadas antes de cada operação.

Parágrafo único. Os relatórios atestando sua integridade e contendo as respectivas datas de validade deverão ser mantidos pelo Operador durante 5 (cinco) anos e encaminhados à ANP sempre que solicitados, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, se outro não for especificado em notificação.

Art. 20. Os parâmetros de bombeio (pressão máxima admissível) deverão ser definidos a partir do limite de ruptura do revestimento, da pressão de Operação dos equipamentos de cabeça de poço e de superfície, e dos demais riscos identificados na Análise de Riscos.

Art. 21. Os parâmetros de fundo (BHP máxima admissível) deverão ser definidos para as diferentes condições de operação, considerando-se razão gás-óleo (RGO), proporção de sedimentos e água (BSW), entre outros, conforme o caso.

Art. 22. Deverão ser aplicados ao Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional os requisitos do Item 15 - Inspeção de Equipamentos e Tubulações e do Item 16 - Manutenção de Equipamentos e Tubulações do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI, anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Art. 23. Durante as etapas de canhoneio e estágios de fraturamento, o Operador deverá empregar microssísmica ou outros métodos comprovadamente equivalentes para demonstrar que os limites inferior e superior das fraturas geradas obedecem às simulações do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.

Art. 24. O Operador deverá garantir que a força de trabalho tenha treinamento adequado para o desempenho de suas funções e que compreende os riscos identificados nas Análises de Riscos realizadas para o projeto.

§ 1º O Operador deverá estabelecer os requisitos mínimos dos cargos e funções relacionados às atividades a serem desempenhadas.

§ 2º O Operador deverá manter uma matriz de treinamento correlacionando as funções aos treinamentos necessários.

§ 3º O Operador deverá possuir um sistema que permita controlar que a força de trabalho alocada para cada função tenha treinamento adequado, considerando a matriz de treinamento.

Resposta à emergência

Art. 25. O Operador deverá elaborar e garantir o cumprimento de Plano de Emergência, contendo os recursos disponíveis, a relação de contatos de emergência e os cenários identificados na análise de risco, contemplando as questões específicas do fraturamento hidráulico.

§ 1º O Plano de Emergência deverá apresentar os procedimentos, treinamentos, recursos e estrutura necessárias para eliminar ou minimizar as consequências dos cenários acidentais identificados.

§ 2º Toda e qualquer Operação somente poderá ocorrer após a avaliação da capacidade de resposta à emergência do Operador para lidar com os cenários acidentais associados identificados na Análise de Risco.

§ 3º Qualquer evento com potencial de dano, tais como falha de integridade do poço, indício de fraturamento alcançando corpo hídrico ou, de forma inadvertida, poço adjacente, deverá ser comunicado à ANP conforme Resolução ANP nº 44/2009, ou outra que vier a substituí-la.

Art. 26. Deverão ser aplicados os requisitos do Item 9 - Plano de Emergência do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI anexo à Resolução ANP nº 02/2010, no que couber.

Disposições Finais e Transitórias

Art. 27. Toda a documentação necessária para o cumprimento desta Resolução bem como resultados dos testes, modelagens, análises, estudos, planos e procedimentos deverão ser mantidos e arquivados pelo Operador.

Parágrafo único. Os documentos citados no caput deste artigo deverão ser apresentados à ANP, sempre que solicitado, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas, se outro não for especificado em notificação.

Art. 28. A validade da aprovação dada para a realização do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional fica condicionada à manutenção da validade de todas as licenças ambientais necessárias.

Art. 29. Aplica-se à atividade de Produção dos poços abrangidos por esta Resolução integralmente o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural - SGI, anexo à Resolução ANP nº 02/2010.

Art. 30. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD

ANEXO I

Projeto de poço e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional

I - Identificação do Prospecto

Descrição do Prospecto, contendo:

- a) as características geológicas e das regiões de interesse para perfuração e Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.
- b) aquíferos e corpos hídricos identificados, a partir de informações preexistentes ou derivadas das perfurações realizadas na área do projeto;
- c) os poços de correlação utilizados para subsidiar o projeto, se houver;
- d) identificação e análise de riscos geológicos, com as respectivas medidas

| |
|---|
| mitigadoras de risco |
| II - Identificação da área pretendida para a alocação da cabeça do poço |
| Descrição detalhada dos recursos hídricos superficiais existentes, inclusive aqueles a serem utilizados na operação, indicados em planta baixa em escala com a posição pretendida para a alocação da cabeça de poço, bem como dos poços adjacentes em um círculo de raio mínimo de 1.000 metros. |
| III - Descrição do projeto do poço |
| <p>Descrição geral da estratégia de perfuração, contendo, no mínimo:</p> <p>a) diagrama completo do poço que contenha as informações gerais das fases a serem perfuradas, contendo, no mínimo, coluna litológica prevista, topos de unidades estratigráficas, profundidades finais, diâmetros, revestimentos, fluidos, e programas de testemunhagem, amostragem e perfis;</p> <p>b) as curvas de geopressões com os dados históricos de LOT/FIT e testes de pressão;</p> <p>c) a trajetória do poço, os objetivos da perfuração e os parâmetros esperados do Reservatório Não Convencional (pro- fundidade, gradiente de pressões, pressão de fechamento das fraturas, transmissibilidade, permeabilidade, porosidade);</p> <p>d) os elementos de segurança de poço (BOP, cabeça de injeção, suspensores de revestimento).</p> <p>Descrição individual de cada Fase de Poço com apresentação do diagrama da fase contendo, no mínimo:</p> <p>a) os prospectos e os insumos geológicos detalhados, contemplando descrição da estratigrafia esperada;</p> <p>b) o programa de fluidos de perfuração;</p> <p>c) o programa de revestimento e cimentação.</p> <p>d) margem de segurança de manobra (MSM);</p> <p>e) hidráulica da perfuração;</p> <p>f) breve descrição do BHA;</p> <p>as barreiras de segurança, procedimentos, sistemas para a mitigação dos riscos identificados nas Análises de Riscos.</p> |
| IV - Projeto de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional |
| <p>Modelagem do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional:</p> <p>a) descrição do método de modelagem dos dados geomecânicos e dos parâmetros utilizados para realizar a simulação das operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional. Deve ser evidenciado que as fraturas geradas ou que a reativação de eventuais</p> <p>b) falhas preexistentes não se estenda até intervalos não permitidos tais como Corpos Hídricos Subterrâneos e poços adjacentes.</p> <p>c) resultados da modelagem, contendo, no mínimo: (i) geometria estimada das fraturas; (ii) distância mínima estimada entre as fraturas e os poços adjacentes e suas fraturas e aquíferos; (iii) identificação da localização espacial da zona de possível influência do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional.</p> |

Estudo de interconexão entre poços, contemplando, no mínimo:

- a) a integridade de todos os poços adjacentes na proximidade, num raio de 500 metros;
- b) os poços existentes que atravessam a área da Operação cuja zona de possível influência do fraturamento foi definida na modelagem;
- c) descrição detalhada do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional e verificação da compatibilidade entre as pressões máximas admissíveis dos elementos expostos e as pressões a serem utilizadas durante o fraturamento;

Análise de Riscos do Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, considerando a existência de todos os poços adjacentes e operações de fraturamento, num raio de 500 metros.

V - Descrição da Operação de Fraturamento Hidráulico Não Convencional

Descrição dos métodos de recuperação e tratamento do fluido que irá retornar do poço após o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional (flowback), considerando a possível injeção de agente viabilizador da recuperação. Deve ser explicitado, no mínimo:

- a) estimativa de volume de água necessário para o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, considerando a quantidade de poços a serem perfurados;
- b) estimativa do volume de água a ser recuperado e tratado após as operações de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;
- c)
- d) estratégia de controle, tratamento e disposição do Efluente Gerado no Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional;
- e) plano de amostragem do Efluente Gerado, após a finalização da injeção na formação;
- f) descrição dos componentes químicos que se pretende utilizar durante o Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, destacando se são inertes ou relatando seu potencial de reagir quando em contato com águas subterrâneas, rochas, vegetais e seres humanos e as medidas de controle;
- g) descrição detalhada do Agente de Sustentação a ser utilizado, incluindo origem e descrição físico-química e os critérios para sua seleção;
- h) análise da influência da injeção do fluido de Fraturamento no Reservatório Não Convencional e nos demais poços existentes ou a serem perfurados na Área sob Contrato;
- i) dimensões, extensão e geometria das fraturas induzidas utilizando os parâmetros de operação (pressão, volume, vazão e viscosidade do fluido de fraturamento);
- j) pressão de injeção, o volume a ser injetado, tempo de injeção de fluido sem Agente de Sustentação, tempo de injeção de fluido com Agente de Sustentação, tempo de propagação da fratura, instante de interrupção da aplicação de pressão, concentração dos produtos químicos e do Agente de Sustentação a ser empregado na Operação;
- k) esquema de funcionamento do sistema de monitoramento da Operação de Fraturamento Hidráulico em Reservatório Não Convencional, que deve ser

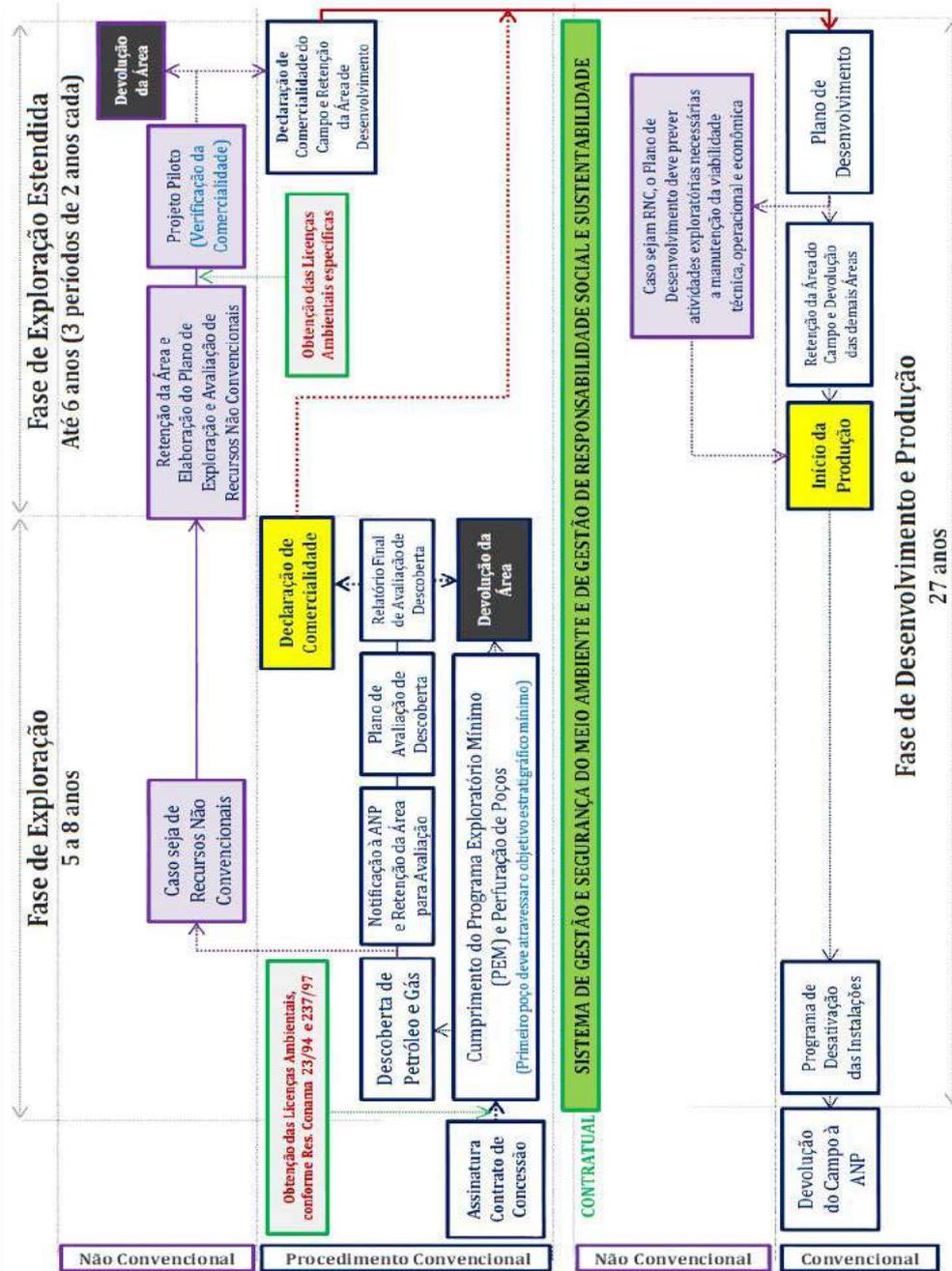
| |
|---|
| capaz de ler e armazenar dados como: vazão de fluido a partir dos tanques de armazenamento, vazão do fluido entregue nas bombas de alta-pressão, pressão na cabeça de injeção, concentração de Agente de Sustentação e químicos; |
| l) estágios de fraturamento do poço em questão, contemplando o número de fraturas por trecho horizontal ou vertical do poço; m) práticas a serem adotadas para reduzir os riscos operacionais no caso de múltiplos poços fraturados, caso ocorra a sobreposição de fraturas. programa da operação, incluindo necessariamente os testes de pressão nas linhas e equipamentos, testes prévios à operação propriamente dita (testes de injetividade, microfraturamento, step rate test) visando à calibração da simulação prévia de propagação da fratura, e a sequência da operação de bombeio. |
| VI - Análise de Riscos e Resposta à emergência |
| a) Descrever os cenários acidentais identificados nas Análises de Riscos para as atividades de perfuração, fraturamento hidráulico, controle, tratamento e disposição de efluentes gerados e indicar as medidas de redução de riscos e de resposta aos incidentes relacionados com os respectivos cenários. b) Descrever e quantificar os recursos de resposta bem como sua disponibilidade e localização. |

ANEXO II

| PARÂMETROS GERAIS | PARÂMETROS INORGÂNICOS | PARÂMETROS ORGÂNICOS |
|-------------------------------|---|---|
| pH | Sulfatos | BTEX |
| Temperatura | Cloretos | Óleos e graxas |
| Turbidez | Bromatos | Metano total dissolvido |
| Condutância específica | Metais (Ag, As, Ba, Ca, Cd, Cr, Fe, Hg, Li, K, Mg, Mn, Na, Pb, S, Se) | Materiais normalmente radioativos ("NORM") com atividade radioativa associada ao Rádio 226 e Rádio 228 em Bq/L. |
| Oxigênio dissolvido | | |
| Alcalinidade de carbonatos | | |
| Alcalinidade de bicarbonatos | | |
| Total de sólidos dissolvidos | | |
| Total de sólidos em suspensão | | |

ANEXO C

Minuta de Resolução ANP(FLUXOGRAMA)
 Porcedimento Convencional e Não Convencional



Bacia do Paraná → Objetivo Estratégico Mínimo é a Formação Ponta Grossa (3 a 5 km) e Objetivo Exploratório Mínimo é o Grupo Itararé (2 a 3 km de profundidade)
 O Plano de Exploração e Avaliação de Recursos Não Convencionais deverá conter no mínimo: (I) contexto geológico da Área de Concessão, (II) cronograma anual das atividades discriminando levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos, processamento de dados geofísicos, perfuração, avaliação e completção de poços, fraturamento hidráulico e estudos complementares, (III) licenciamento ambiental e (IV) Relatório Final

ANEXO D

Minuta da Resolução ANP que estabelece os critérios para a perfuração de poços seguida do emprego da técnica de Fraturamento Hidráulico não Convencional

