



Pedro Vassalo Maia da Costa

**Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem
de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha
salina**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Silvio Hamacher

Co-orientador: Prof. Alvaro Maia da Costa

Rio de Janeiro

Abril de 2013



Pedro Vassalo Maia da Costa

**Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem
de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha
salina**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Silvio Hamacher
Orientador e Presidente
Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Álvaro Maia da Costa
Co-orientador

Prof. Marcelo Gattass
Departamento de Informática - PUC-Rio

Prof. Fabricio Carlos Pinheiro de Oliveira
Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. José Eugênio Leal
Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 19 de abril de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Pedro Vassalo Maia da Costa

Pedro Vassalo é formado em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e possui domínio adicional em Gestão de Negócios Internacionais pela mesma Universidade. É diretor executivo da empresa BBLink que atua no setor de Mineração, Óleo e Gás. Possui experiência de trabalho nas áreas de Gás & Energia e Gestão de Risco, na PETROBRAS, e fez parte do setor de Planejamento e Coordenação de Atividades da ACCENTURE.

Ficha Catalográfica

Costa, Pedro Vassalo Maia da

Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina / Pedro Vassalo Maia da Costa; orientador: Silvio Hamacher, co-orientador: Alvaro Maia da Costa – 2013.

103 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2013.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Estocagem. 3. Gás natural. 4. Logística. 5. GNL. 6. Estocagem subterrânea. 7. Cavernas de sal. I. Hamacher, Silvio. II. da Costa, Alvaro Maia. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. IV. Título.

CDD: 658.5

Para meus pais, por todo o apoio e confiança.

Agradecimentos

Aos meus pais, Alvaro e Telma e minha irmã Julia que são o meu porto seguro. Eles significam tudo para mim e sempre estiveram ao meu lado no que eu precisasse ao longo de toda minha vida. Agradeço por todas as palavras e gestos de amor, carinho e incentivo. Gostaria de fazer um agradecimento especial ao meu pai, que além de ser o meu melhor amigo e a pessoa que mais me ama nesse mundo, foi quem me motivou a escolher o tema desta dissertação e teve uma contribuição enorme no seu desenvolvimento.

À minha namorada, Mariana Goulart, e família, por todo o apoio, carinho e compreensão ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos de coração, por todo o incentivo e palavras de compreensão.

Ao Fabio Feital, gerente do projeto GNL Embarcado da Diretoria de Gás e Energia da Petrobras, por todo o apoio, tempo dedicado para as nossas reuniões e disponibilidade para me ajudar com explicações e informações de cunho técnico que foram essenciais para o desenvolvimento desta dissertação. Sem a sua contribuição essa empreitada não seria possível.

Por fim, agradeço ao meu orientador Silvio Hamacher, por ter me orientado de forma excepcional no desenvolvimento deste trabalho, tornando mais fácil essa jornada de extremo aprendizado.

Resumo

Costa, Pedro Vassalo Maia; Hamacher, Sílvio (Orientador); da Costa, Alvaro Maia (Co-orientador). **Uso Estratégico de Espaço Subterrâneo para Estocagem de Gás em Cavernas Abertas por Dissolução de Rocha Salina**. Rio de Janeiro, 2013. 103p. Dissertação de Mestrado (Opção profissional) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Atualmente, as termoelétricas abastecidas por Gás Natural (GN) são responsáveis por 11% da geração de energia elétrica no Brasil, consumindo 40% da demanda de gás do país. Esse consumo de GN é sazonal e inconstante, pois é utilizado como substituto para a energia hidrelétrica, que depende do nível pluviométrico dos locais onde estão suas usinas. Devido a essa peculiaridade da matriz energética brasileira e a dependência do país por gás importado gerou-se uma necessidade de estabelecer estoques flutuantes de Gás Natural, armazenados em estado liquefeito (GNL) em navios metaneiros. O principal objetivo desse estoque é que, na eventualidade da necessidade de despacho da geração das termoelétricas, o país tenha uma quantidade de gás suficiente para permitir uma produção de energia termoelétrica por 30 dias. Entretanto, esse modelo de estoque contingencial de GNL é ineficiente e tem custo muito elevado. Essa dissertação demonstra a viabilidade técnica e econômica da substituição dos estoques flutuantes de GNL em navios metaneiros pela utilização de espaços subterrâneos em cavernas abertas por dissolução de rocha salina em domos *onshore*, apresentando um dimensionamento anual do tamanho do estoque, ou quantidades de cavernas, para atender a crescente necessidade de estoque de GN ao longo do tempo. Como objetivo secundário, o trabalho apresenta uma análise da utilização desses estoques subterrâneos em ambiente *offshore*, como um pulmão contingencial para manutenção da produção de petróleo do pré-sal na eventualidade de uma ocorrência interromper o fluxo regular de escoamento do gás produzido nas plataformas.

Palavras-chave

Estocagem; gás natural; logística; GNL; estocagem subterrânea; cavernas de sal.

Abstract

Costa, Pedro Vassalo Maia; Hamacher, Sílvio (Advisor); da Costa, Alvaro Maia (Co-advisor). **Strategic Use of Underground Space for Gas Storage in Caverns Open by Dissolution of Salt Rocks**. Rio de Janeiro, 2013. 103p. MSc Dissertation (Opção profissional) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Currently, the power plants fueled by natural gas (NG) are responsible for 11% of the electric power generation in Brazil, consuming 40% of gas demand in the country. The gas consumption of power plants is seasonal and volatile, since it is directly related to the level of rainfall in locations where there are hydroelectric plants. Due to this peculiarity of the Brazilian energy matrix and the country's dependence on imported gas, there is a need to establish floating stocks of Liquefied Natural Gas (LNG) in LNG carriers. The main objective of this stock is that, if it is necessary to dispatch the generation of the power plants fueled by Natural Gas, the country has a sufficient stock of NG to allow the production of the thermoelectric generation during 30 days of operation. However, this model of contingency stock of Natural Gas is inefficient and has a very high cost. This dissertation demonstrates the technical and economic feasibility of replacing the floating LNG carriers stocks by the use of open underground caves by dissolving rock salt domes onshore, presenting a prediction of the annual stock size and the necessary quantity of caves to meet the growing need for NG stock over time. As a secondary objective, the dissertation presents an analysis of the use of these stocks in underground offshore environment, as a contingency lung for the maintenance of the pre-salt oil reservoirs production in the event of an occurrence that causes the interruption of the regular flow of the runoff from the gas produced in the platforms.

Keywords

Storage; natural gas; logistics; LNG; underground storage; salt caverns.

Sumário

1. Introdução	15
2. Conceitos básicos sobre Gás Natural e Estocagem Subterrânea	19
2.1. Conceitos básicos sobre Gás Natural	19
2.2. Conceitos básicos sobre Estocagem Subterrânea de Gás Natural	20
2.3. As Reservas de Gás Natural no Mundo	21
2.4. Produção Mundial de Gás Natural	24
2.5. O mercado Brasileiro de Gás Natural	24
3. Estocagem Subterrânea de Hidrocarbonetos	28
3.1. Uma breve análise Histórica sobre a estocagem subterrânea de hidrocarbonetos	28
3.2. Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo	30
3.3. Importantes Projetos de estocagem subterrânea de Hidrocarbonetos acontecendo atualmente no mundo	34
4. Construção das Cavernas Subterrâneas em Depósitos Evaporíticos e Características Físico-Químicas dessas Rochas	37
4.1. Características Físico-Químicas dos Depósitos Evaporíticos	37
4.2. Descrição do Processo de Dissolução das cavernas em ambiente <i>Offshore</i>	43
4.3. O processo de construção de cavernas por dissolução em rocha salina em terra	47
4.4. Custo de implantação de um sistema para estocagem de Gás natural em caverna de sal	50
5. Descrição da Malha Integrada de Escoamento de GN e GNL no Brasil	54
6. Pulmão Contingencial <i>Offshore</i>	57
6.1. Pulmão contingencial para manutenção da produção de petróleo <i>offshore</i> na Bacia de Santos	58
6.2. Pulmão contingencial para evitar o desabastecimento do gás produzido <i>offshore</i>	59
6.3. Seleção de área para execução das cavernas	59
6.4. Dimensionamento e cálculo da quantidade de cavernas para armazenamento de GN como pulmão contingencial para manutenção da produção <i>offshore</i> do petróleo do Pré-sal	63
7. Estocagem Subterrânea de GN em Cavernas de Sal Onshore para substituição dos Estoques Flutuantes de GNL em Navios Metaneiros	69

7.1. Seleção de áreas para construção das cavernas	75
7.2. Dimensionamento e cálculo da quantidade de cavernas da planta de estocagem de Gás Natural <i>Onshore</i>	77
7.3. Potencial de armazenamento de gás natural nas cavernas	80
7.4. Análise de Sensibilidade e custo de investimento	81
8. Conclusões	85
9. Referências bibliográficas	88

Lista de Figuras

Figura 1 - Evolução das Reservas Mundiais de Gás Natural. Fonte: Gilardoni (2008).	22
Figura 2 - Distribuição das reservas mundiais de Gás Natural. Fonte: Gilardoni (2008).	23
Figura 3 - Evolução das reservas na Europa e razão R/P. Fonte: Gilardoni (2008).	23
Figura 4 - Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010. Fonte: MME.	25
Figura 5 - Demanda de gás natural no Brasil. Fonte: MME (Nov/2011).	27
Figura 6 - Capacidade de geração de energia elétrica do Brasil. Fonte: MME (Jan/2012).	27
Figura 7 - Evolução do Volume de working gas no mundo no período de 1970 a 2009. Fonte: SMI Conference (2010).	31
Figura 8 - Evolução do working gas capacity por região. Fonte: SMI Conference (2010).	31
Figura 9 - Os 10 maiores estoques de GN por working gas capacity no mundo (janeiro de 2010). Fonte: SMI Conference (2010).	32
Figura 10 - Localização nos Estados Unidos de plantas de estocagem subterrânea de gás natural. Fonte: SMI Conference (2010).	33
Figura 11 - Ampliação da Estocagem Subterrânea de GN nos Estados Unidos. Fonte: SMI Conference (2010).	34
Figura 12 - Estocagem Offshore de Gás Natural – 24 cavernas no mar Irlandês. Fonte: Gateway Storage Company Limited (2010).	36
Figura 13 - Ensaio de Fluência triaxial na rocha Halita (Na Cl). Fonte: Mohriak et al. (2008).	39

Figura 14 - Comparação da resistência à compressão simples obtida para três diferentes tipos de rochas evaporíticas e sua comparação com o obtido em corpos de prova de concreto armado. Fonte: Costa (1984).	41
Figura 15 - Exemplo de diapiros de sal. Fonte: Mohriak et al. (2008).	42
Figura 16 - Seção geológica típica mostrando dois tipos de depósitos evaporíticos. Fonte: Costa (2011).	43
Figura 17 - Desenvolvimento da caverna por um único poço. Fonte: Costa et al. (2008).	44
Figura 18 - Forma das cavernas quando se mantém os tubos de injeção e retorno próximos durante o processo de dissolução. Fonte: Costa et al. (2008).	45
Figura 19 - Desenvolvimento da caverna pelo uso de bombeio submerso sem uso contínuo de sonda de apoio. Fonte: Costa et al. (2008).	45
Figura 20 - Processo de dissolução da caverna através de dois poços. Fonte: Costa et al. (2008).	46
Figura 21 - Substituição da Salmoura pelo CH ₄ . Fonte: Costa et al. (2008).	47
Figura 22 - Ilustração do método de Circulação Reversa. Fonte: Costa (2012).	48
Figura 23 - Ilustração do método de Circulação Direta. Fonte: Costa (2012).	49
Figura 24 - Ilustração do processo de abertura das cavernas através de dois poços. Fonte: Costa (2012).	50
Figura 25 - Instalação típica de uma Planta de Estocagem de GN. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).	51
Figura 26 - GASENE - Malha Integrada de Gás Natural interligando as malhas do Sudeste e Nordeste do Brasil. Fonte: Feital (2010).	54
Figura 27 - Malha de Escoamento de Gás Natural do Nordeste. Fonte: Feital (2010).	55

Figura 28 - Malha de Escoamento de Gás Natural do Sudeste. Fonte: Feital (2010).	55
Figura 29 - Caverna aberta por dissolução em águas profundas e ultra-profundas. Fonte: COSTA et al. (2008).	57
Figura 30 - Província dos reservatórios do pré-sal, polo central de produção da Bacia de Santos e Campo de Lula. Fonte: Mohriak et al. (2008).	60
Figura 31 - Piloto de Lula e as suas características técnicas. Fonte: Costa (2011).	61
Figura 32 - Logística de escoamento de gás natural da Bacia de Santos (Rota 1). Fonte: Costa (2011).	61
Figura 33 - Mapa de isópacas, isolinhas de espessura de halita no domo salino a 10 km noroeste do poço descobridor. Fonte: Costa; Amaral (2008).	62
Figura 34 - Seção geológica interessando o domo salino e localização das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).	62
Figura 35 - Cálculo do volume geométrico das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).	64
Figura 36 - Pressões de operação da caverna. Fonte: Costa; Amaral (2008).	65
Figura 37 - Distribuição das cavernas em planta na cota -3051 m (meia altura) das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).	66
Figura 38 - Distribuição das cavernas no plano vertical- seção geológica Norte – Sul. Fonte: Costa; Amaral (2008).	66
Figura 39 - Logística de transferência de GN das plataformas de produção para a caverna ou grupo de cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).	68
Figura 40 - Terminal Flexível de GNL de Pecém no Ceará. Fonte: Barros (2012).	70
Figura 41 - Terminal flexível de GNL da Baía de Guanabara no Rio de Janeiro. Fonte: Barros (2012).	70
Figura 42 - Terminal flexível de GNL na Bahia. Fonte: Barros (2012).	71

Figura 43 - Despacho de GN no Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara. Fonte: Barros (2012).	72
Figura 44 - Despacho de Gás Natural no Terminal de regaseificação de Pecém. Fonte: Barros (2012).	73
Figura 45 - Mapa de localização do poço 9-GTP-0006-SE. Fonte: Costa (1984).	76
Figura 46 - Dimensionamento das cavernas. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).	78
Figura 47 - Cálculo do volume geométrico das cavernas. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).	79
Figura 48 - Volume de Estocagem de Gás Natural. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).	80
Figura 49 - Campo de Estocagem de Gás Natural em Sergipe. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).	82
Figura 50 - Comparação do custo de investimento para as opções: cavernas de sal, tanque criogênico ou navio GNL. Fonte: Moura et al. (2012).	83

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Plantas em Operação de estocagem subterrânea de Gás Natural. Fonte: SMI Conference (2010).	33
Tabela 2 - Composição Química dos Principais Minerais Evaporíticos. Fonte: Mohriak et al. (2008).	38
Tabela 3 - Custos de Investimento de alguns projetos atuais de Estocagem de Gás Natural. Fonte: Cedigaz (2010).	52
Tabela 4 - Razões de compressão do GN para a temperatura média da rocha salina hospedeira da caverna igual a 26 °C. Fonte: Costa; Amaral (2008).	65
Tabela 5 - Balanço de Oferta x Demanda de Gás Natural-Período 2011 → 2020. Fonte: Barros (2012).	71
Tabela 6 - Estimativa anual do cálculo do número mínimo de navios metaneiros necessários como estoque contingencial, Fonte: GE-MC/SGN/AVS	74

Introdução

Essa dissertação tem por objetivo primordial analisar a substituição dos estoques flutuantes de GNL por estoques de gás em cavernas de sal abertas em depósitos evaporíticos existentes no Brasil, considerando a localização estratégica da planta de estocagem em relação à logística de escoamento de gás natural através da malha hoje existente e verificando a viabilidade técnica e financeira de tal operação. Como objetivo complementar será realizado uma análise quanto a introdução de uma estocagem subterrânea de gás natural em depósitos evaporíticos *offshore* como pulmões contingenciais para manutenção da produção de petróleo, bem como as quantidades e proporções ótimas para atender as perspectivas que estão por vir com o advento do Pré-sal.

O armazenamento de gás em espaços subterrâneos é o tipo de estocagem mais utilizado dentre os existentes. Os três principais tipos de reservatórios subterrâneos são: reservatórios em campos de gás natural depletados, aquíferos subterrâneos e cavernas abertas em rocha salina. Cada um destes tipos de reservatórios possui características físicas, operacionais e econômicas distintas, sendo cada um deles mais adequado a uma determinada finalidade ou em função de características ocasionais e oportunistas. (NATURAL GAS, [2012])

Espaços subterrâneos abertos em rochas salinas, cavernas de sal, são utilizados para armazenagem de hidrocarbonetos, dejetos de perfuração de poços de petróleo, CO₂, lixo nuclear, entre outras substâncias. Isso é devido às características de perenidade da rocha salina que possibilita a armazenagem de determinadas substâncias sem que ocorram vazamentos.

No que se refere à armazenagem de Gás Natural, historicamente, esse procedimento é largamente utilizado em países que possuem uma dependência muito grande desse hidrocarboneto. Oscilações de preço no mercado e carência na oferta desse produto em determinadas épocas do ano podem gerar graves consequências. Na Europa e nos EUA, por exemplo, existem grandes reservas de gás e de outros hidrocarbonetos, armazenados com o objetivo de manter a oferta desses produtos caso ocorra uma crise de fornecimento. No caso do gás, a

preocupação maior é com o fornecimento desse produto durante os rigorosos invernos desses países, pois o gás é largamente utilizado para aquecimento das moradias, estabelecimentos e na geração de energia elétrica em termoelétricas.

O primeiro reservatório de gás natural com armazenamento bem sucedido ocorreu em Welland County, Ontário, Canadá, em 1915. O tipo de reservatório utilizado foi um campo de produção de gás depletado que foi recondicionado para um campo de armazenamento. Nos Estados Unidos, a primeira instalação de armazenamento foi desenvolvida ao sul de Buffalo, Nova York. Em 1930, havia nove instalações de armazenamento em seis estados diferentes. Até 1950, praticamente todas as instalações de armazenamento de gás natural estavam em reservatórios depletados. (NATURAL GAS, [2012])

A principal função do armazenamento de gás natural no mundo além de ser um pulmão contingencial, relaciona-se com a necessidade de manter um equilíbrio entre a demanda e a oferta de gás. Com esses reservatórios é possível atender os picos de demanda diários, ou até horários, amenizando assim as flutuações dos volumes consumidos.

Existem várias outras justificativas favoráveis à utilização de espaços subterrâneos para armazenamento de gás, como:

- Equilibrar o fluxo de gás nos gasodutos, para assegurar que a pressão nos gasodutos se mantenha dentro dos parâmetros de segurança;
- Cumprir com os contratos efetuados, mantendo o volume de entrega e salvaguardando qualquer imprevisto que possa levar à aplicação de multas por incumprimento contratual;
- Nos países de clima temperado, a estocagem de gás é realizada para nivelar a produção em períodos de flutuação do consumo. O gás não comercializado de imediato, é armazenado, geralmente no verão quando a procura é baixa, e é entregue no inverno com o aumento da procura;
- Como ferramenta de especulação de mercado, quando os produtores antevêm uma alta significativa do preço do gás, o compram a preços baixos para depois vendê-lo quando o preço subir até o patamar desejado;
- Como seguro contra acidentes imprevistos, incluindo acidentes naturais como furacões ou problemas de mau funcionamento da produção, etc.;

- Para reduzir a volatilidade do preço;
- Segurança de abastecimento energético.

As principais vantagens da utilização de reservatórios de gás natural subterrâneos, em comparação com a armazenagem em tanques terrestres, são os volumes de armazenamento significativamente maiores e mais baratos, além dos ganhos em segurança quando cuidadosamente construídos e monitorados. (BRITISH GEOLOGICAL SURVEY, [2012])

No Brasil essa prática ainda não é utilizada. O país não tem tradição no uso de cavernas subterrâneas para estocagem de hidrocarbonetos e a produção de gás brasileira era baixa até a década de 90. Além de não serem representativas, as reservas estimadas de gás eram pouco exploradas e se concentravam em alto-mar, geralmente com acúmulo de gás associado ao petróleo. O papel da atividade de exploração e produção de gás natural era muito mais de complementar e auxiliar a produção de petróleo do que de suprir o mercado de gás. O mercado de gás tem sido atendido pelo Gás da Bolívia fornecido através do gasoduto Brasil-Bolívia (GasBol). Recentemente a PETROBRAS implantou um plano emergencial de produção de gás denominado de PLANGAS. Foram feitas novas descobertas de gás não associado, bem como foi ampliada a rede de gasodutos, interligando o norte ao sul do país com vários ramais atingindo o interior.

Entretanto, com o advento da descoberta dos campos de petróleo no Pré-sal brasileiro, a produção de gás aumentará significativamente, gerando uma necessidade de uma destinação para esse hidrocarboneto. O Brasil adotou uma política de queima zero em 1998, impossibilitando a queima de gás caso haja necessidade. Sendo assim, existem algumas alternativas possíveis de serem adotadas para o escoamento desse gás: armazenagem; introdução direta na malha de abastecimento de gás do país; liquefação para armazenagem em compartimentos e embarcações apropriadas; e reinjeção do gás nos reservatórios de petróleo para aumentar a produção.

Dessa forma, a estocagem subterrânea poderia ser mais um componente na malha de distribuição de gás do país para garantir a manutenção do fornecimento de gás e produção de petróleo. Atualmente, o gás é produzido e diretamente enviado pela rede de gasodutos para as unidades de tratamento de gás para ser especificado e posteriormente distribuído. Numa eventualidade na qual seja

impossibilitada a reinjeção do gás no reservatório de petróleo e o escoamento direto do gás para a rede de distribuição, seja em função da pressão nos gasodutos ou por um problema operacional, a produção não precisaria ser interrompida e o gás seria armazenado nas cavernas.

Na exploração do Pré-sal, a destinação do gás associado produzido junto com a prospecção do petróleo será um tema de grande importância, uma vez que a impossibilidade de escoamento significaria milhões de dólares de perdas financeiras devido à parada de produção de Petróleo.

Essa dissertação tem como objetivo primário dimensionar a utilização de cavernas subterrâneas abertas em rochas salinas em domos *onshore* para estocagem de gás natural para substituição dos estoques flutuantes de GNL servindo como pulmões contingenciais para o abastecimento da malha de distribuição de gás do Brasil. Como objetivos secundários, será realizada uma análise quanto a utilização de cavernas de sal *offshore* como pulmão contingencial para manutenção da produção de Petróleo.

Essa dissertação será apresentada em 8 capítulos que abordarão os seguintes temas: no capítulo 1 foi desenvolvida uma introdução ao tema da estocagem subterrânea de gás natural; no capítulo 2 serão apresentados conceitos básicos a respeito de Gás Natural e estocagem subterrânea, bem como dados sobre as reservas e mercados atuais de GN no mundo; no capítulo 3 serão apresentados dados sobre a estocagem subterrânea de hidrocarbonetos no mundo; no capítulo 4 serão apresentadas informações técnicas sobre a construção de cavernas subterrâneas de GN; no capítulo 5 será descrita a malha integrada de escoamento de gás no Brasil; no capítulo 6 será realizada a análise do objetivo secundário da dissertação, que é estudar a possibilidade de se construir cavernas offshore abertas por dissolução de rocha salina para estocagem de GN para servir como pulmão contingencial para manutenção da produção de Petróleo; no capítulo 7 será realizada a análise do objetivo primário da dissertação, onde será estudado a utilização de cavernas subterrâneas *onshore* abertas por dissolução de rocha salina para utilização como estoque de GN para substituir os estoques flutuantes de GNL; por fim, no capítulo 8, chegar-se-á a algumas conclusões.

2

Conceitos básicos sobre Gás Natural e Estocagem Subterrânea

Neste capítulo serão apresentados conceitos básicos sobre Gás Natural e estocagem subterrânea de gás, que serão primordiais para a compreensão e entendimento da tese.

2.1

Conceitos básicos sobre Gás Natural

Seguem abaixo discriminados conceitos básicos sobre Gás Natural.

Gás Natural (GN) (DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, 2012)

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos leves com predominância acentuada de metano, razão de ser considerado, na prática, como metano "simplesmente".

Como é encontrado praticamente em toda a crosta terrestre, no curso das duas últimas décadas, o gás natural vem se tornando uma das maiores fontes de energia, principalmente nos países industrializados, servindo também como substituto dos derivados de petróleo em usos não convencionais, particularmente em transportes.

No Brasil, o gás natural representa uma solução alternativa ao uso dos combustíveis derivados do petróleo, especialmente no transporte urbano das grandes cidades.

Por se tratar de um produto nacional utilizável em substituição a combustíveis convencionais (álcool, gasolina e diesel), o uso automotivo do GN implicará considerável economia de divisas para o país, além de representar vantagens para o meio ambiente e para o usuário.

Gás Natural Liquefeito (GNL)

É o gás natural que, após purificado, é condensado ao estado líquido por meio da redução da sua temperatura a -163 graus Celsius.

Navio Metaneiro

Navio com compartimentos especiais utilizado para transporte de GNL.

Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

O GLP é um dos sub-produtos do petróleo como a gasolina, diesel e os óleos lubrificantes, sendo retirado do mesmo através de refino em uma refinaria de petróleo. Torna-se liquefeito apenas quando é armazenado em bilhas / botijões, ou tanques de aço em pressões de 6 a 8 atm (atmosferas).

Gás Associado

É o gás que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo.

Gás não-associado

É o gás que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás.

2.2

Conceitos básicos sobre Estocagem Subterrânea de Gás Natural

Seguem abaixo discriminados conceitos básicos sobre estocagem subterrânea de gás. Outros conceitos relacionados ao tema podem ser encontrados no Apêndice A.

Estocagem Subterrânea de Gás Natural (Underground Gas Storage - UGS)

(INTERNATIONAL GAS UNION, [2009])

Todas as instalações, subterrâneas e de superfície, necessárias para a injeção e retirada de gás natural em estruturas geológicas, naturais ou artificiais, apropriadas. São elas contenções, naturais ou artificiais, desenvolvidas em

estruturas geológicas utilizadas para a estocagem de gás natural. Diversas cavernas ou estruturas geológicas de estocagem localizadas em diferentes níveis podem ser conectadas a uma mesma instalação de superfície, a qual é considerada referência para a localização da estocagem subterrânea.

Tipo de Estocagem

Há diversos tipos de estocagem subterrânea de gás natural, os quais diferem entre si de acordo com a formação geológica utilizada e o mecanismo de armazenamento:

Estocagem em rochas porosas

- Estocagem em aquíferos;
- Estocagem em reservatórios de gás exauridos;
- Estocagem em reservatórios de petróleo exauridos.

Cavernas

- Estocagem em cavernas (ou cavidades) salinas;
- Estocagem em cavernas rochosas (inclusive aquelas desenvolvidas artificialmente, revestidas ou não revestidas);
- Estocagem em minas abandonadas.

2.3

As Reservas de Gás Natural no Mundo

De acordo com a análise do relatório anual disponibilizado pela BP (British Petroleum) de 2007, realizada por GILARDONI (2008), as reservas mundiais de gás natural tiveram um crescimento constante no decorrer da década de 80 até 2006. O patamar passou de 80.000 bcm para 180.000 bcm (capacidade volumétrica do cilindro, unidade de área). O aumento dos investimentos em tecnologias de exploração e produção, bem como o crescimento da exploração de gás natural em lugares onde, anteriormente, a sua produção era secundária em comparação ao petróleo como, por exemplo, o Oriente Médio, possibilitaram esse crescimento. Esses avanços permitiram que o gás fosse produzido de reservatórios inacessíveis, ou onde a produção de gás não era considerada anteriormente.

A Figura 1, presente em GILARDONI (2008), demonstra a evolução da curva R/P (reservas / produção) que indica o número de anos que as reservas atuais seriam suficientes para suportar o nível de produção atual. No gráfico podemos aferir que com os níveis de consumo de 2006, as reservas desse período seriam suficientes para abastecer a produção desse mesmo período durante 63 anos, figura 1.

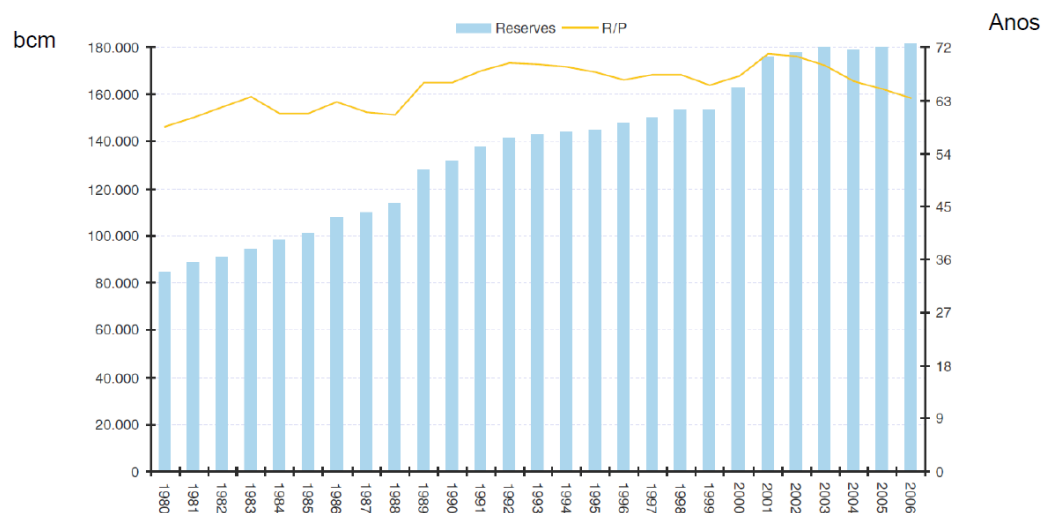


Figura 1 - Evolução das Reservas Mundiais de Gás Natural. Fonte: Gilardoni (2008).

As duas maiores reservas mundiais de gás encontram-se nas regiões da União Soviética e Oriente Médio. Estas duas zonas em conjunto representam 72% do total de reservas mundiais. Os restantes 28% estão divididos por 4 regiões: União Européia, América, África e Ásia. O gráfico mostrado na figura 2 ilustra essa distribuição.

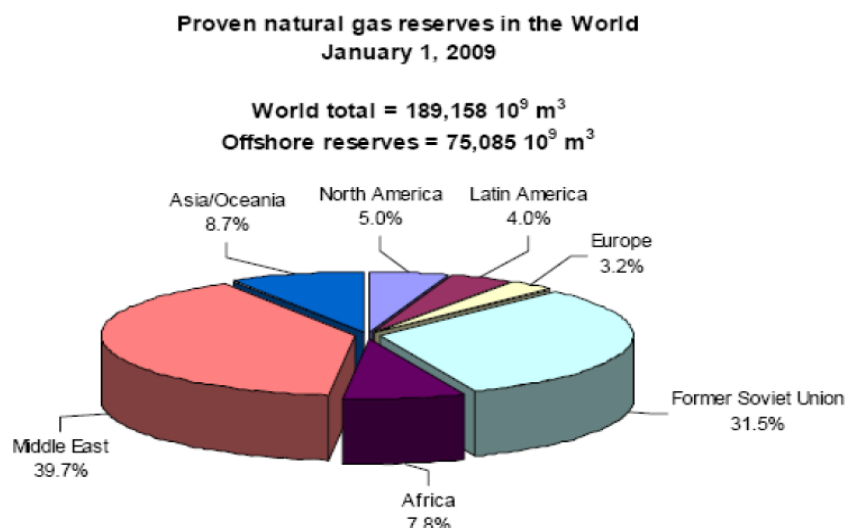


Figura 2 - Distribuição das reservas mundiais de Gás Natural. Fonte: Gilardoni (2008).

As reservas da União Européia estão em decréscimo, uma vez que os maiores reservatórios já foram possivelmente descobertos, segundo GILARDONI (2008). Em 2006, as reservas registravam um volume de 2500 bcm, o que na curva R/P suportaria a produção mundial, nos níveis de 2006, durante 13 anos. Desse volume total, praticamente sua integridade pertence a dois países: Holanda e Reino Unido. Alguns outros países possuem reservas marginais, como é o caso, da Alemanha e da Itália. A figura 3 apresenta a evolução das reservas da Europa no decorrer do tempo e curva R/P, que é um indicador que mede por quantos anos duraria uma reserva de petróleo a níveis de consumo atuais.

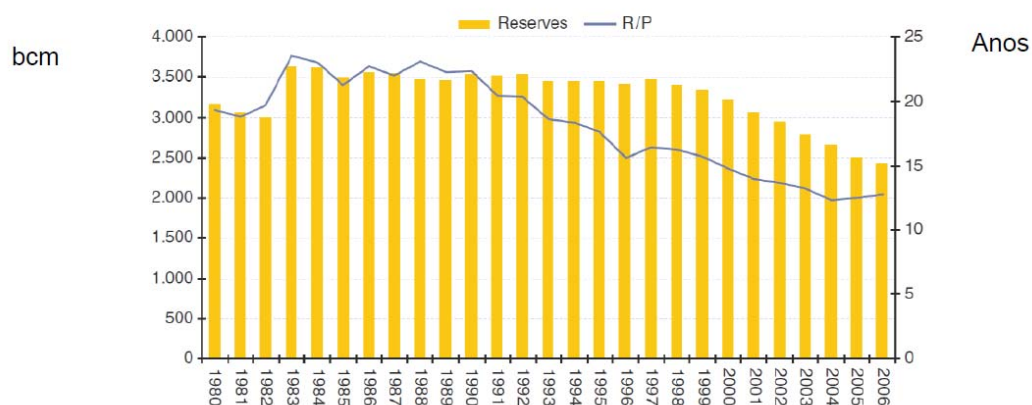


Figura 3 - Evolução das reservas na Europa e razão R/P. Fonte: Gilardoni (2008).

Um país que não faz parte da União Européia, mas possui uma reserva significativa é a Noruega, que apresenta as segundas maiores reservas do continente europeu. Na sua frente está a Rússia, com 2.960 bcm. (BP STATISTICAL REVIEW, 2007).

2.4

Produção Mundial de Gás Natural

A produção mundial, assim como as reservas, também teve um crescimento significativo entre 1980 e 2006, passando de 1.500 bcm para 3.000 bcm e a tendência é que este crescimento se acentue nos próximos anos.

No período de 1980 a 2006, a produção mundial cresceu em torno de 1.500 bcm, sendo previsível que esta tendência se acentue nos próximos anos. Este crescimento pode ser explicado pelo avanço científico das tecnologias de exploração e produção, o que permite aproveitar reservas anteriormente inatingíveis.

2.5

O mercado Brasileiro de Gás Natural (MARTINS, 2012)

O mercado de gás no Brasil teve sua origem, de acordo com tese de Cecchi (2009) nos primeiros registros da produção e utilização do gás natural das jazidas do Recôncavo Baiano, na década de 1940. A partir de então, durante quatro décadas, o crescimento foi esporádico e limitado a essa região.

Após este período, um outro acontecimento de destaque foi a descoberta das reservas da Bacia de Campos na década de 1980, que iniciou uma expansão da malha de gasodutos e um processo de interligação das produções existentes, espalhadas ao longo do litoral das Regiões Nordeste e Sudeste, aos mercados mais próximos. Com isso, foram configurados quatro sistemas: dois na região Nordeste, um no Espírito Santo e outro nos demais estados do Sudeste. A expansão da produção e infra-estrutura aqueceu o mercado de gás do país.

Outro marco importante foi a entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol) em 1999 (E.T.T. FILHO, 2002), que deu início ao fornecimento

de gás importado e que possibilitou alcançar novos mercados na Região Sul, Oeste e Sul Paulista e no Mato Grosso do Sul.

Mais tarde, com a insuficiência do atendimento da demanda interna, em 2009, ocorreu a entrada em operação de dois terminais de importação de GNL (Gás Natural Liquefeito): um no Pecém, CE, com capacidade para regaseificar até 7 milhões de m³/dia; e outro na Baía de Guanabara, RJ, com capacidade para regaseificar até 14 milhões de m³/dia de gás natural. Um ano mais tarde, as malhas de gasodutos do Sudeste e do Nordeste foram interligadas com a conclusão do gasoduto Gasene, que integrou mercados regionais, potencializando o aproveitamento das ofertas nacional e importada.

Existem alguns gasodutos que não pertencem à malha interligada, mas que também fazem parte da rede logística de gasodutos que abastecem o país, são eles: o gasoduto Urucu-Manaus, no Amazonas, que leva gás produzido pelo Pólo de Urucu à capital do estado; o gasoduto Lateral Cuiabá que interliga o lado boliviano do Gasbol à Cuiabá, MT; o trecho de 25 km ligando *Paso de los Libres*, na fronteira Brasil-Argentina, à cidade de Uruguaiiana, RS. (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, 2012)

O aumento da infraestrutura de escoamento de Gás Natural, o alcance a novos mercados, o aumento da produção nacional de petróleo e as importações de gás boliviano e GNL contribuíram para a consolidação da demanda por este energético. O crescimento da demanda pode ser observado na Figura 4.

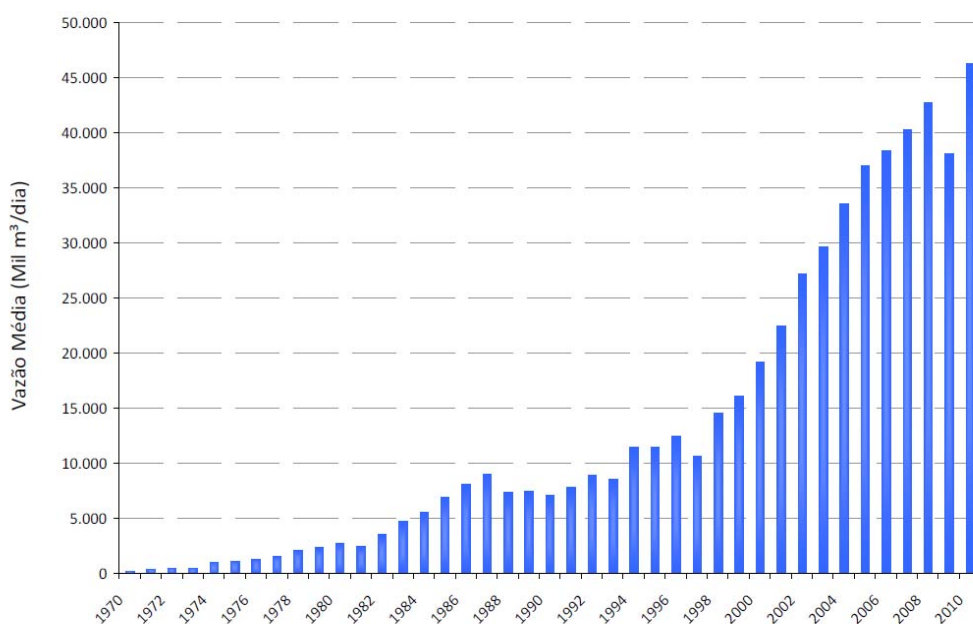


Figura 4 - Consumo de gás natural no Brasil de 1970 a 2010. Fonte: MME.

O início da operação do Gasbol acarretou uma mudança na natureza da demanda de gás no Brasil. Antes das importações de gás boliviano, o gás era utilizado como combustível em indústrias e matéria-prima em petroquímicas. (CECCHI et al., 2001)

No início, a modalidade de compra do gás boliviano (*take or pay*) adquirido pela Petrobras era pouco eficiente. Era realizado sob cláusulas de pagamento compulsório de um volume superior ao consumido, ou seja pagava-se por quantidades de gás não retiradas. Esta condição incentivava a Petrobras a estimular o crescimento do mercado. (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2010)

No final da década de 90 aconteceu uma crise energética no país, que intensificou a demanda por GN. O progressivo plecionamento dos reservatórios hidrelétricos, agravado pela fraca hidrologia na estação chuvosa do início de 2001, onde os níveis dos reservatórios das Regiões Sudeste e Nordeste atingiram aproximadamente 35% no início do período seco, forçou o governo a tomar medidas de estímulo à oferta e redução de consumo (racionamento).

Frente a estas duas condições – oferta de gás maior que a demanda e a necessidade de aumentar a capacidade de geração de eletricidade – o governo passou a incentivar a realização de projetos termelétricos a gás natural. Com este objetivo, através do Decreto no 3.371 de 24 de fevereiro de 2000, foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). O programa dava garantias de suprimento, mercado e financiamento aos investimentos de usinas termelétricas.

Atualmente, a capacidade instalada no país de geração termelétrica consome aproximadamente 38.000 mil m³/dia de gás natural, equivalentes a 40% da demanda de gás natural de todo o país, como apresentado na Figura 5.

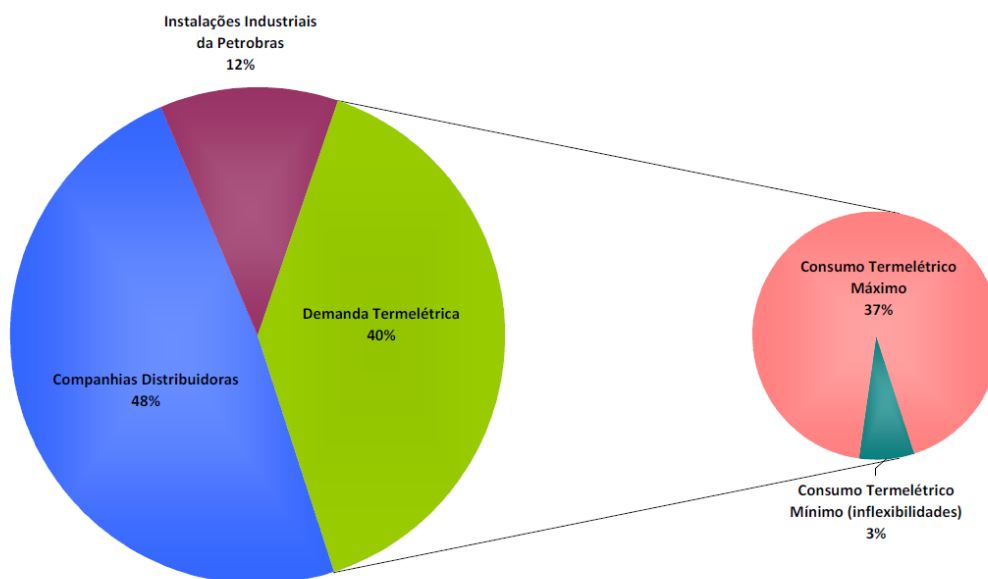


Figura 5 - Demanda de gás natural no Brasil. Fonte: MME (Nov/2011).

Do ponto de vista do setor elétrico, a participação da geração termelétrica a gás natural é menos significativa, como pode ser observado na Figura 6. As usinas que respondem por 40% do consumo de gás natural representam apenas 5% da capacidade de geração disponível ao país.

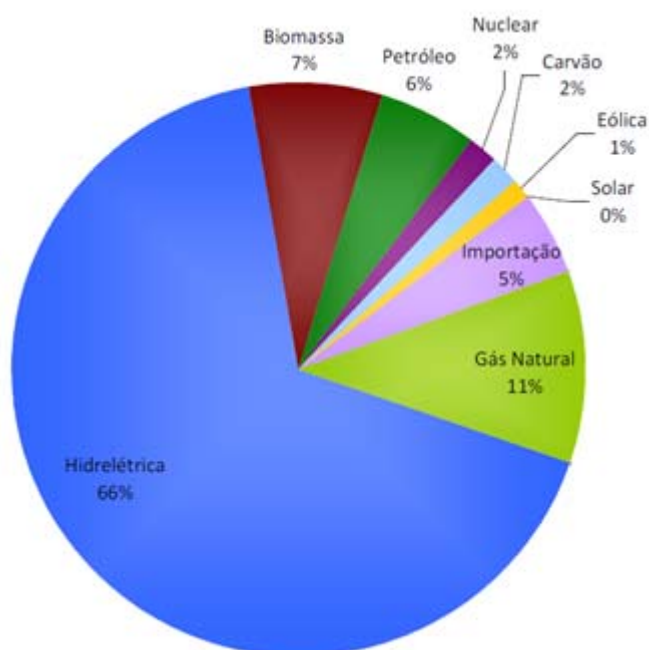


Figura 6 - Capacidade de geração de energia elétrica do Brasil. Fonte: MME (Jan/2012).

3

Estocagem Subterrânea de Hidrocarbonetos

Neste capítulo serão apresentadas informações referentes à estocagem subterrânea de hidrocarbonetos no mundo, bem como uma análise histórica sobre a utilização de espaços subterrâneos para essa finalidade.

3.1

Uma breve análise Histórica sobre a estocagem subterrânea de hidrocarbonetos

Apesar da estocagem subterrânea de hidrocarbonetos ter acontecido em meados da segunda década do século XX, a utilização de cavernas de sal para essa finalidade teria ocorrido inicialmente em 1940 no Canadá, durante a segunda guerra mundial. Na década de 50, o armazenamento de gás liquefeito de petróleo (LPG) e outros hidrocarbonetos leves se espalhou rapidamente em vários países europeus e América do norte. Na década seguinte foi a vez do gás natural, que começou a ser armazenado nos Estados Unidos e Canadá.

No que se refere a armazenagem de gás natural, poucos avanços tecnológicos foram atingidos desde 1915, quando foi feito o primeiro reservatório de gás natural em um campo de Petróleo depletado, até meados da década de 40, quando foi instalado o primeiro armazenamento de gás natural num aquífero, no estado de Kentucky, EUA. (NUNES, 2010)

A partir da década de 60, o tema de utilização de cavernas de sal para armazenagens de hidrocarbonetos passou a ser objeto de estudo em vários países do mundo. A utilização de cavernas de sal para armazenamento foi inicialmente explorada por indústrias químicas que prospectavam salmoura do subsolo para serem utilizadas como matéria-prima para outras indústrias. As cavernas abertas nesse processo eram utilizadas para destino final de lixo industrial.

Com o passar do tempo, o avanço das tecnologias de constituição das cavernas e a disseminação do vertiginoso crescimento de sua utilização para armazenagem não só de lixo, mas também de hidrocarbonetos, logo se constituiu em um mercado desses espaços subterrâneos. Empresas que produziam salmoura

para fins industriais passaram a fazer a extração de maneira que pudessem utilizar os espaços posteriormente abertos para o armazenamento de hidrocarbonetos.

A utilização das cavernas de sal não se restringe a armazenagem de hidrocarbonetos leves, alguns países historicamente armazenam óleo cru. Países como a Alemanha e os EUA utilizam cavernas de sal como reservas estratégicas de petróleo. O primeiro, começou a constituir a sua reserva em 1971 no domo de sal de Etzel perto de Wilhelmshaven, e em 1978 já possuía um volume total armazenado de 13 milhões de m³ (82 MMB). Já os EUA, iniciaram sua reserva em cavernas de sal em 1978, e até o início de 1990 já tinha atingido um volume total um pouco menor do que 94 milhões de m³ (600 MMB). (THOMS; GEHLE, 2000)

Até 1970, o gás natural era considerado pouco abundante e era queimado durante a exploração de petróleo, sendo considerado um subproduto da produção de óleo no mercado mundial. Em contrapartida, a partir dessa década, descobriu-se uma abundância maior desse hidrocarboneto, atribuindo-o maior importância. (THOMS; GEHLE, 2000)

A partir de então muitos países passaram a armazenar gás em cavernas. O primeiro país a utilizar cavernas de sal para estocagem de gás foi o Canadá, antes mesmo desse período, em 1963. Em seguida vieram os EUA em 1970, concluindo duas cavernas de gás no domo Eminence, Mississippi. Também em 1970 a França abriu cavernas com essa finalidade em Tersanne e a Alemanha abriu a sua primeira caverna em Honigsee.

Atualmente existem cerca de 1600 cavernas abertas por dissolução na América do Norte, para armazenamento de hidrocarbonetos, e um número aproximadamente igual na Europa. (ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999)

Outra utilização das cavernas de sal é para despejo de lixo proveniente da perfuração de campos de Petróleo. Nos EUA, até 1988, esses subprodutos eram considerados resíduos químicos perigosos e não podiam ser armazenados em cavernas de sal. Entretanto, nesse mesmo ano, a EPA, *Environmental Protection Agency*, os retirou das regulamentações de resíduos perigosos. Desde então, programas de gestão desses lixos foram reforçadas em vários estados Americanos, que passaram a regulamentar a disposição de resíduos NOW, *Nonhazardous Oil*

field Wastes, e NORM, *Naturally Occurring Radioactive Material*. Até 1999, apenas resíduos NOW podiam ser dispostos em cavernas de sal, entretanto, na *Texas Railroad Commission*, foi liberada a disposição de NORM. Já em relação a resíduos químicos perigosos, até 1999, várias propostas foram feitas nos Estados Unidos, México e Europa para eliminação desses resíduos em cavernas de sal, mas nenhum recebeu aprovação regulatória. (ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999)

Atualmente existem grandes projetos de armazenagem de gás em cavernas de sal acontecendo no mundo inteiro. A Holanda, por exemplo, em 1º de janeiro de 2011, colocou em operação quatro cavernas de um grande projeto que está sendo desenvolvido pelas empresas holandesas Gasunie, de transporte, e a NUON de energia. Esse projeto tem como objetivos reduzir os custos associados com os picos de demanda, reduzir os custos de re-equilíbrio entre os programas de demanda real e prevista, gerar estoque para aproveitar oportunidades comerciais e aumentar segurança para vender serviços flexíveis para terceiras partes. (ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999)

No quesito tecnológico, não aconteceram grandes evoluções até os dias de hoje, tanto no mercado de armazenamento subterrâneo como um todo, quanto nas técnicas de estocagem em cavernas de sal. A mais recente tecnologia desenvolvida para o armazenamento de gás é o método de estocagem em cavernas rochosas, que foi desenvolvido na Suécia entre 1999 e 2002. Após finalizado, foi submetido a diversos testes que comprovaram a sua comercialidade.

3.2

Estocagem Subterrânea de Gás Natural no Mundo

Na figura 7 mostra-se a evolução do volume de *working gas*¹ no mundo no período de 1970 até 2009. (SMI CONFERENCE, 2010) Constata-se que a atratividade pela estocagem subterrânea no mundo apresenta um crescimento

¹ *Working Gas*: Volume de gás em um local de estocagem acima do nível projetado para o volume de gás de base, que pode ser injetado / retirado com instalações subterrâneas e de superfície.

acentuado. Em 1970, o volume de *working gas* era da ordem de 100 bcm e, em 2009, atingiu um volume superior a 300 bcm. No Brasil, não temos nenhuma instalação de armazenamento de gás de grandes volumes, seja para a garantia do abastecimento, seja a para garantia da manutenção da produção de petróleo, no caso da produção gás associada à produção de óleo.

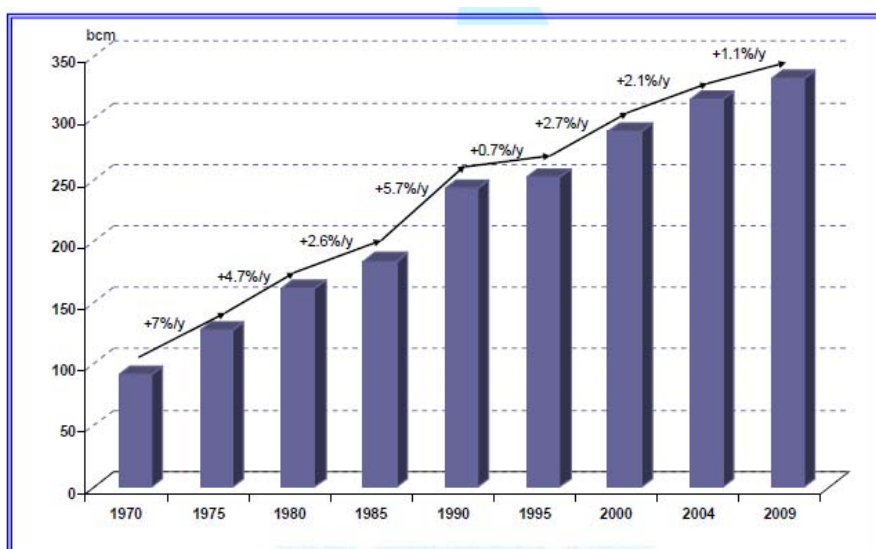


Figura 7 - Evolução do Volume de *working gas* no mundo no período de 1970 a 2009. Fonte: SMI Conference (2010).

Na figura 8 tem-se a evolução do *working gas capacity* por região no mesmo período.

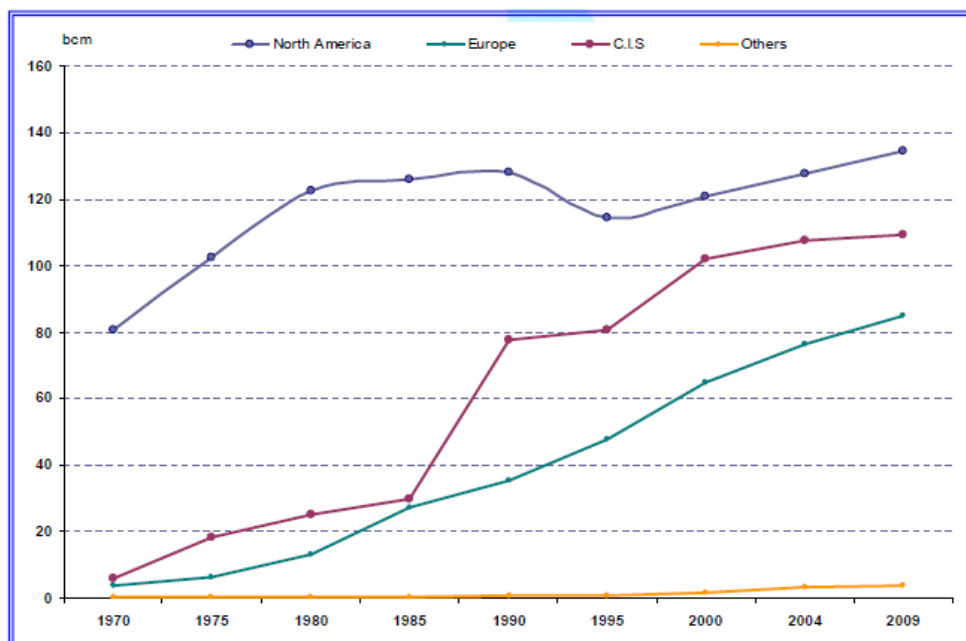


Figura 8 - Evolução do *working gas capacity* por região. Fonte: SMI Conference (2010).

Na figura 9 mostra-se a distribuição dos 10 maiores *working gas capacity* que utilizam a tecnologia de estocagem subterrânea, incluindo armazenamento em reservatórios depletados e em cavernas de sal.

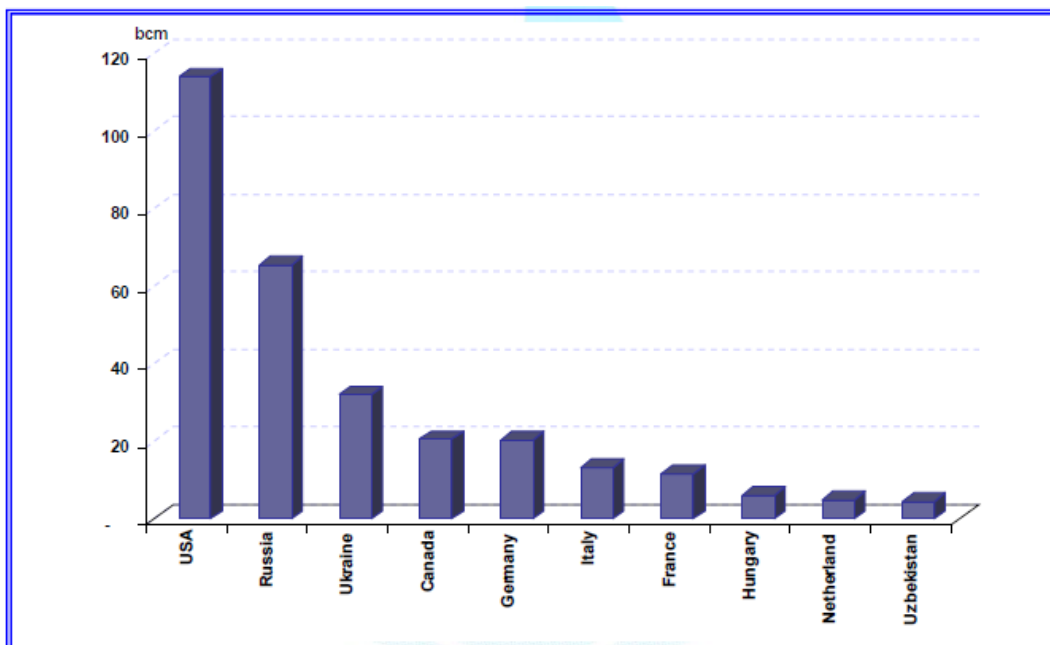


Figura 9 - Os 10 maiores estoques de GN por *working gas capacity* no mundo. Fonte: SMI Conference (2010).

Existe um total de 642 plantas de estocagem subterrânea de gás natural no mundo, desse total 450 somente nos Estados Unidos. (SMI CONFERENCE, 2010)

Esses estoques de Gás Natural somados aos estoques de óleo cru armazenados na planta do Strategic Petroleum Reserve (SPR), são na verdade estoques de energia. Eles integram uma estratégia não só de mercado, como também para enfrentar crises de desabastecimento mundial no caso de intercorrências que possam ocorrer, como guerras ou mesmo grandes catástrofes naturais (tabela 1). O Brasil hoje é muito vulnerável nesse quesito no que se refere ao gás natural, quadro esse que se espera que seja revertido com os maiores volumes de gás natural associado que serão disponibilizados com a produção dos reservatórios do Pré-sal.

Tabela 1 - Plantas em Operação de estocagem subterrânea de Gás Natural. Fonte: SMI Conference (2010).

Country	Number of UGS facilities in Operation					Working gas capacity Mcm (10 ⁶ m ³)	Max. withdrawal rate Mcm/d
	Depleted fields	Aquifers	Salt caverns	Others	Total		
AMERICAS	358	50	42	-	450	134,680	2,705.7
EUROPE	71	24	32	3	130	85,586	1,594.0
C.I.S	36	13	1	-	50	109,246	1,015.0
ASIA/OCEANIA	11	-	1	-	12	3,850	17.1
TOTAL	476	87	76	3	642	333,362	5,332.0

Como se pode observar na tabela 1, a maioria dos estoques subterrâneos existentes atualmente no mundo são em reservatórios de hidrocarbonetos depletados. A principal razão para este fato está relacionada a conveniência de se utilizar essa tecnologia. No Brasil, existe um estoque da Petrobras em campos depletados no nordeste brasileiro que tem como finalidade atender a restrições de logística de escoamento da região.

O mapa da figura 10 mostra a localização das plantas de estocagem de gás natural subterrâneas nos Estados Unidos, considerando os três modais: reservatórios depletados, aquíferos e caverna de sal.

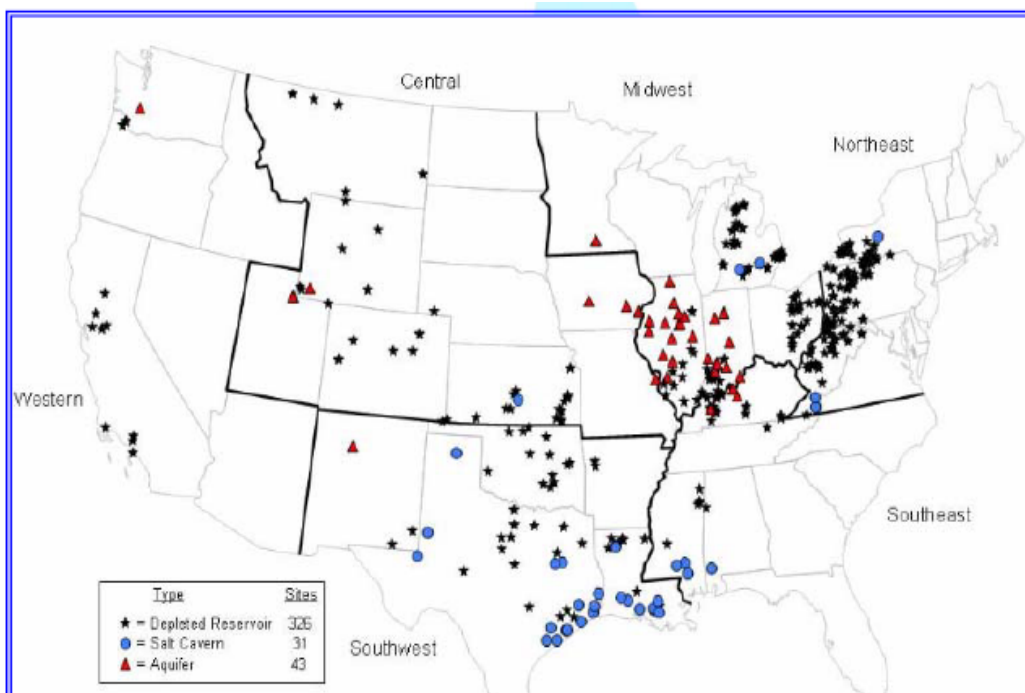


Figura 10 - Localização nos Estados Unidos de plantas de estocagem subterrânea de gás natural. Fonte: SMI Conference (2010).

Para demonstrar a estratégia de logística de disponibilização de gás natural em todo o país, os Estados Unidos, que hoje possui uma rede de dutos que totaliza cerca de 400.000 km, já tem em planejamento e construção 26 novas plantas, totalizando um acréscimo de 13.5 Bcm de *workinh gas*. Também será feita a ampliação de 20 plantas existentes, totalizando 5.6 Bcm, para o período de 2010 a 2018 (SMI CONFERENCE, 2010), o que pode ser visto na figura 11.

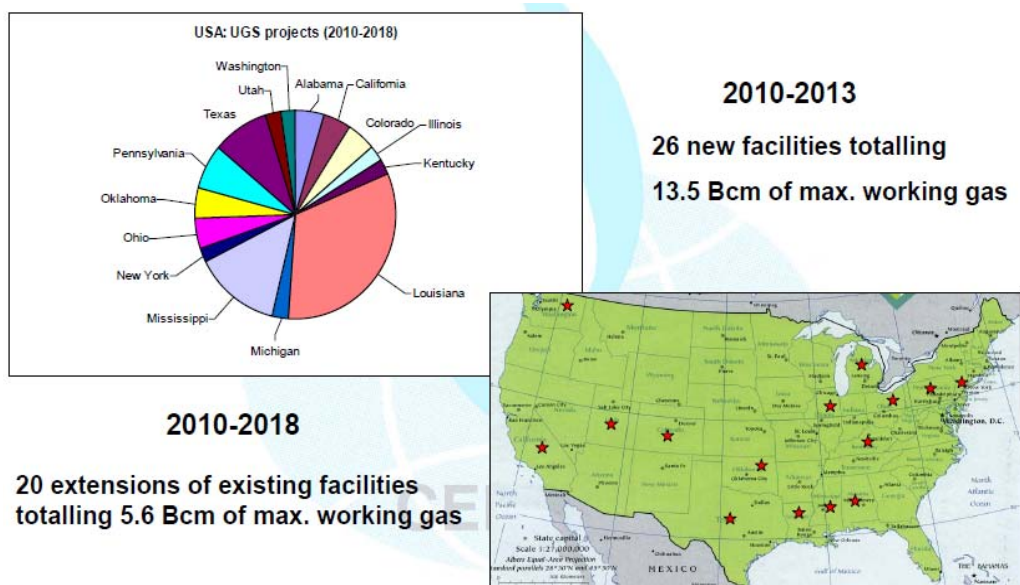


Figura 11 - Ampliação da Estocagem Subterrânea de GN nos Estados Unidos. Fonte: SMI Conference (2010).

3.3

Importantes Projetos de estocagem subterrânea de Hidrocarbonetos acontecendo atualmente no mundo

Com o objetivo de exemplificar e validar o conceito de estocagem subterrânea de hidrocarbonetos em cavernas de sal, tecnologia ainda não utilizada no Brasil, serão descritos a seguir alguns projetos importantes de armazenamento de óleo cru e gás.

3.3.1

Strategic Petroleum Reserve (SPR). (COSTA et al., 2009)

O SPR é a maior reserva estratégica de óleo cru do mundo, com a capacidade atual de 727.000.000 de barris, o equivalente a 115.600.000 m³.

Considerando-se o valor do barril a US\$ 100,00, o governo americano mantém um estoque de óleo cru armazenado em cavernas de sal, para uma situação emergencial, valorado em US\$ 73 bilhões.

O consumo diário dos Estados Unidos é de 21.000.000 de barris, logo a reserva estratégica poderia abastecer o mercado americano por 34 dias. Os Estados Unidos importam cerca de 12.000.000,00 de barris e produz cerca de 9.000.000,00 de barris, logo a reserva estratégica poderia suprir a parcela de importação por um período de 58 dias, caso a capacidade de bombeio tivesse a mesma capacidade de despacho.

Na realidade, segundo a estratégia do SPR, a sua capacidade de despacho de óleo é de 4,4 milhões de barris de óleo cru/dia, logo superior a duas vezes a produção diária em BOE do Brasil, aos números atuais.

A reserva estratégica de óleo se distribui em quatro bases situadas no Golfo do México, próximas aos maiores centros de refino do país. O óleo é armazenado em cavernas de grandes dimensões abertas por dissolução em domos salinos.

3.3.2

Grandes Projetos de Estocagem de GN em Cavernas de Sal sendo Desenvolvidos Atualmente no Mundo

Atualmente, existem grandes projetos de armazenagem de gás em cavernas de sal acontecendo no mundo inteiro. A Holanda, por exemplo, em 2011 colocou em operação quatro cavernas de um grande projeto que está sendo desenvolvido pelas empresas holandesas Gasunie, de transporte, e a NUON, de energia. Esse projeto tem como objetivos, reduzir os custos associados com as demandas de pico, reduzir os custos de re-equilíbrio entre os programas de demanda real e prevista, gerar estoque para aproveitar oportunidades comerciais e aumentar segurança para vender serviços flexíveis para terceiras partes. (HOELEN; VAN PIJKEREN; TEUBEN; TEENBERGEN, 2006)

Outro caso de grande destaque é o projeto Gateway na Inglaterra, que prevê a construção de 24 cavernas subterrâneas, abertas em rocha salina, para estocagem de gás no mar irlandês. Esse projeto tem previsão de ser concluído em 2013 e completado em 2017. Seu principal objetivo é reforçar significativamente

a segurança do abastecimento do mercado de gás do Reino Unido e vai ajudar a cumprir os objetivos estratégicos da política energética do governo. (GATEWAY STORAGE COMPANY LIMITED, 2010). A Figura 12 apresenta uma ilustração das cavernas do projeto Gateway, que é o primeiro a ser executado offshore.

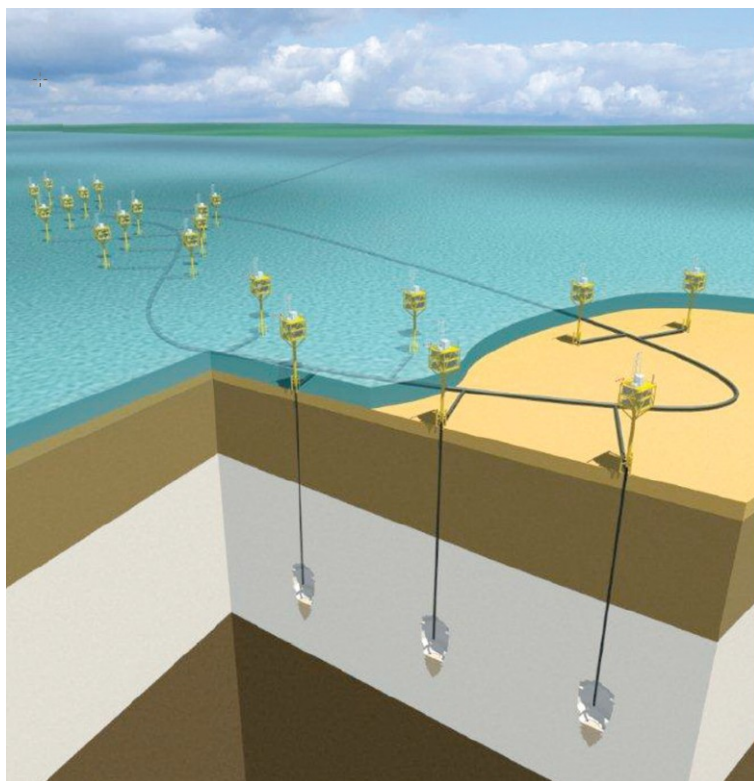


Figura 12 - Estocagem *Offshore* de Gás Natural – 24 cavernas no mar Irlandês. Fonte: Gateway Storage Company Limited (2010).

4

Construção das Cavernas Subterrâneas em Depósitos Evaporíticos e Características Físico-Químicas dessas Rochas

Nesse capítulo serão apresentadas informações técnicas referentes a construção das cavernas em rocha salina pelo método de dissolução da rocha com salmoura, bem como características das rochas salinas que as tornam excelentes compósitos para armazenagem de hidrocarbonetos.

4.1

Características Físico-Químicas dos Depósitos Evaporíticos

Neste capítulo serão analisadas as características físico-químicas de rochas compostas por depósitos evaporíticos, demonstrando o porquê de essas rochas serem excelentes compósitos para armazenagem subterrânea de hidrocarbonetos.

As informações dispostas nesse item foram baseadas de Costa (1984).

Os depósitos evaporíticos são constituídos por rochas formadas pela evaporação da água do mar.

A intensa evaporação de água do mar, em bacias de circulação restrita, resulta na concentração de sais minerais, formando as salmouras, que passam a precipitar os sais nelas dissolvidos, gerando, assim, os depósitos evaporíticos que são encontrados em bacias sedimentares. Esse processo é muito semelhante ao que ocorre em salinas para produção de sal.

Para que isso ocorra, é necessário que a taxa de evaporação seja maior que a taxa de precipitação pluviométrica somada ao influxo de água doce ou salgada.

A existência de um ambiente desértico, ou essencialmente árido, é uma condição necessária para a formação dos evaporitos, sendo também essencial ocorrer o isolamento da bacia, de modo a permitir uma progressiva concentração e deposição sequencial dos evaporitos. A sequência de formação das rochas evaporíticas é função da solubilidade relativa dos sais minerais existentes na água do mar.

O termo salmoura é utilizado para designar soluções aquosas com grande concentração de íons de sal. O termo evaporito é utilizado para descrever os precipitados químicos a partir da salmoura, em uma sequência que abrange carbonatos, sulfatos e cloretos.

As principais rochas ou minerais evaporíticos são formados por íons presentes na água do mar. Na medida que a concentração desses íons ultrapassa sua solubilidade na água precipitam compostos químicos diversos, conforme mostrado na tabela 2, Mohriak et al. (2008), na sequência dos menos solúveis aos mais solúveis.

Tabela 2 - Composição Química dos Principais Minerais Evaporíticos. Fonte: Mohriak et al. (2008).

Mineral	Composição
Calcita	CaCO_3
Magnesita	MgCO_3
Dolomita	$\text{Ca}(\text{Fe},\text{Mg})(\text{CO}_3)_2$
Trona	$\text{Na}_3\text{H}(\text{CO}_3)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Gipsita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Anidrita	CaSO_4
Halita	NaCl
Kainita	$\text{KMg}(\text{SO}_4)\text{Cl} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$
Kieserita	$\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$
Langbeinita	$\text{K}_2\text{Mg}_2(\text{SO}_4)_3$
Silvita	KCl
Carnalita	$\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
Taquidrita	$\text{CaMg}_2\text{Cl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$
Bischofita	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
Polihalita	$\text{K}_2\text{CaMg}_2(\text{SO}_4)_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$

As principais rochas ou minerais evaporíticos são formados por íons presentes na água do mar, na medida que a concentração desses íons ultrapassa sua solubilidade.

Desse conjunto de rochas ou minerais evaporíticos, a que apresenta propriedades mecânicas mais adequadas para hospedar grandes cavernas, abertas por dissolução, para estocagem subterrânea de hidrocarbonetos, é a halita. Na sequência evaporítica, essas rochas são as de maior espessura dentro da classe de minerais evaporíticos de compostos químicos de cloretos.

Após a deposição dos minerais evaporíticos estes são soterrados por grandes espessuras de rochas sedimentares, submetendo essas rochas a altas pressões e temperatura, o que lhes garante um esqueleto mineral de alta resistência, porém sujeito ao fenômeno de fluência.

A rocha evaporítica halita apresenta porosidade desprezível quando comparada aos demais geo-materiais, como rochas sedimentares e rochas carbonáticas, o que lhe garante excelente estanqueidade para maioria dos fluidos e gases, mesmo sob altas pressões. Ao mesmo tempo, a rocha evaporítica está sujeita ao fenômeno visco-plástico de fluência, cuja deformação desenvolve-se no domínio do tempo, relaxando as tensões desviatórias ou cisalhantes, podendo suportar elevados níveis de deformação sem desenvolver sensíveis danos estruturais em seu esqueleto mineral, conforme figura 13.

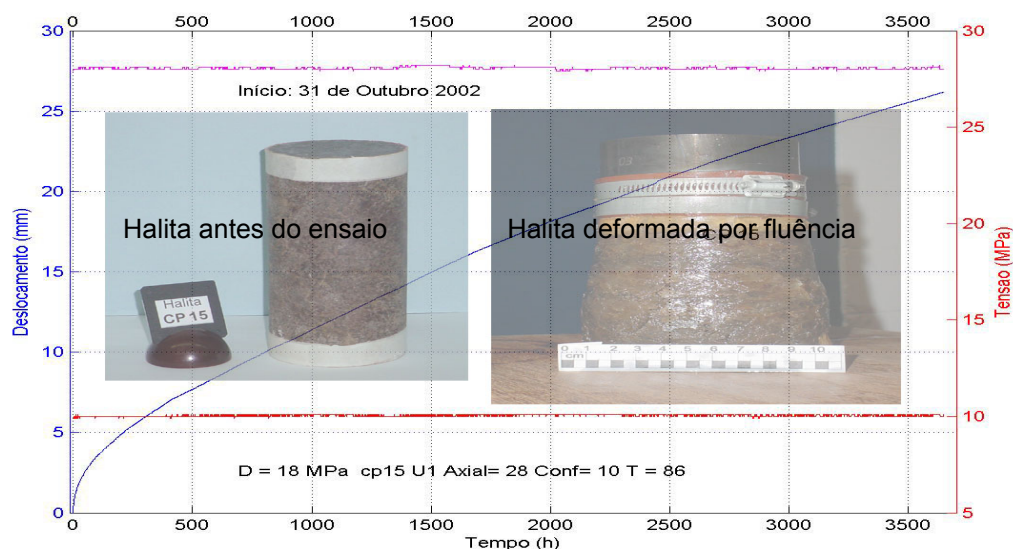


Figura 13 - Ensaio de Fluência triaxial na rocha Halita (Na Cl). Fonte: Mohriak et al. (2008).

Pode-se explicar o fenômeno de fluência a nível macro como sendo deformações que ocorrem no esqueleto mineral das rochas evaporíticas ao longo do tempo sob tensão constante. Apesar das rochas evaporíticas como a halita suportarem grandes deformações sob tensão constante, quando submetidas a carregamentos rápidos, como os que são usados em ensaios de corpos de prova de concreto, os mesmos desenvolvem o comportamento frágil. A halita, em ensaios de compressão simples, apresenta resistência semelhante a obtida em ensaios de corpos de prova de concreto de obras de arte.

Outras rochas, como as sedimentares ou carbonáticas, quando submetidas à níveis de deformação sensivelmente menores que as suportadas pelas rochas evaporíticas, desenvolvem sistemas de fissuras/fraturas e entram em colapso.

Outro fenômeno físico-químico benéfico associado às rochas evaporíticas de compostos químicos de cloretos, mais especificamente a halita, é o processo de auto-cicatrização, onde trincas e fissuras, quando em uma condição compressiva de tensões, se auto cicatrizam com o tempo. Essas características físico-químicas tornam a halita uma rocha atrativa para armazenamento subterrâneo de diversos produtos, incluindo gases sob altas pressões.

Para seleção de um local adequado para construção da caverna deve-se procurar depósitos com halita pura, quando possível, evitando a presença de outras rochas evaporíticas, como exemplo a carnalita e taquidrita, que desenvolvem, para as mesmas condições de tensões cisalhantes e temperatura, velocidades de deformação por fluência sensivelmente maiores. Essa rochas apresentam também resistência a compressão simples muito inferiores às obtidas para as halitas. A figura 14 mostra a comparação da resistência obtida em ensaios de compressão simples desses três tipos de rochas evaporíticas e sua comparação com a obtida em corpos de prova de concreto.

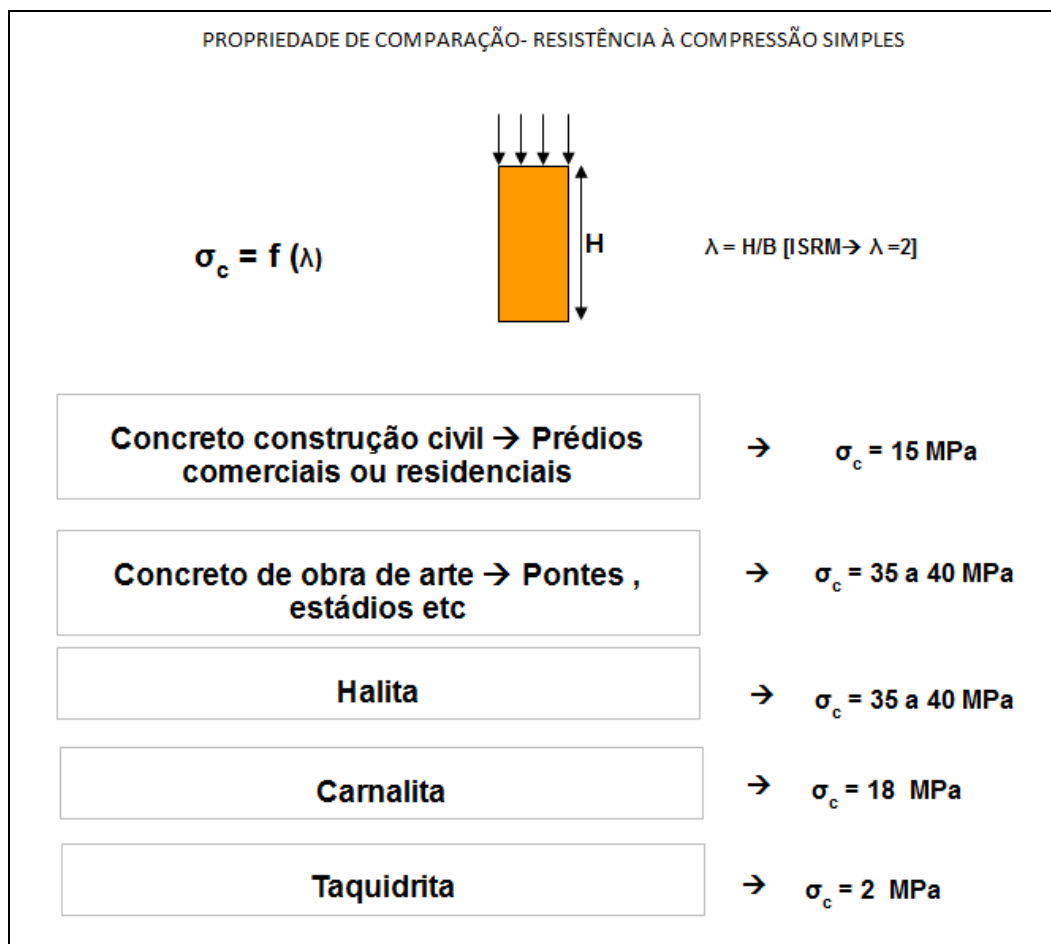


Figura 14 - Comparação da resistência à compressão simples obtida para três diferentes tipos de rochas evaporíticas e sua comparação com o obtido em corpos de prova de concreto armado. Fonte: Costa (1984).

No caso da presença de camadas com intercalações de carnalita e taquidrita, a maior velocidade de deformação por fluência dessas rochas induz o fechamento mais rápido das cavernas podendo em algumas situações conduzir ao colapso do seu perímetro, pelo processo de degradação do esqueleto mineral dessas rochas por excesso de deformação.

Em alguns processos de evaporação, ocorrem interrupções, ocorrendo o influxo de água doce ou água do mar, que traz consigo solos argilosos, ou mesmo, reiniciando uma nova sequência evaporítica. Nesses casos podem coexistir dentro das camadas de halita intercalações de rochas sedimentares, ou carbonáticas, que também devem ser evitadas no processo de seleção. Essas rochas não estão sujeitas ao fenômeno de fluência e sofrem fissuras ou fraturas ao longo do tempo, dando origem a zonas de baixa estanqueidade e a possibilidade de dutos naturais de escape dos fluidos ou gases estocados dentro das cavernas.

Devido ao fenômeno de fluência grandes espessuras de halita sofrem grandes deformações ao longo de sua história geológica, dando origem a estruturas geológicas denominadas como almofadas de sal, diapiros de sal ou muralhas de sal. Na figura 15 tem-se um exemplo típico de uma seção geológica onde foram formados diapiros de sal ou domos salinos. As cavernas podem ser abertas dentro dessas estruturas.

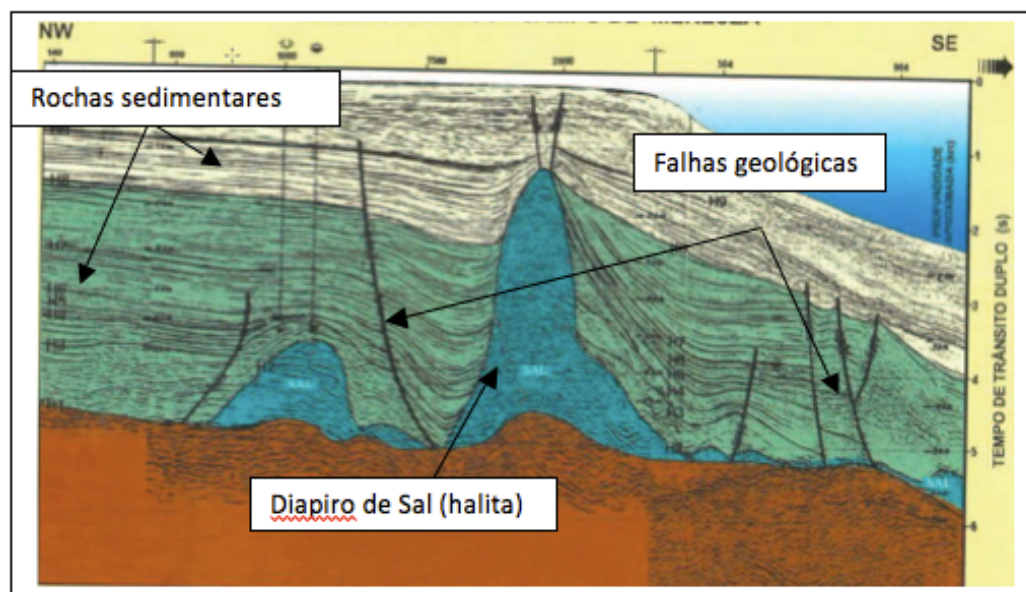


Figura 15 - Exemplo de diapiros de sal. Fonte: Mohriak et al. (2008).

A movimentação do sal origina falhas geológicas, que servem como sistemas de dutos para levar o hidrocarboneto das rochas geradoras em grandes profundidades para os depósitos ou reservatórios mais rasos, onde ocorre o processo de exploração do óleo, como exemplo o reservatórios de petróleo da Bacia de Campos, denominados de reservatórios do Pós-sal. Em algumas situações, o óleo fica trapeado por espessas e extensas camadas de rochas evaporíticas, como ocorre na Bacia de Santos, caracterizando o reservatórios do Pré-sal. Na figura 16 tem-se uma seção geológica típica, onde são mostradas estas duas condições de depósitos evaporíticos.

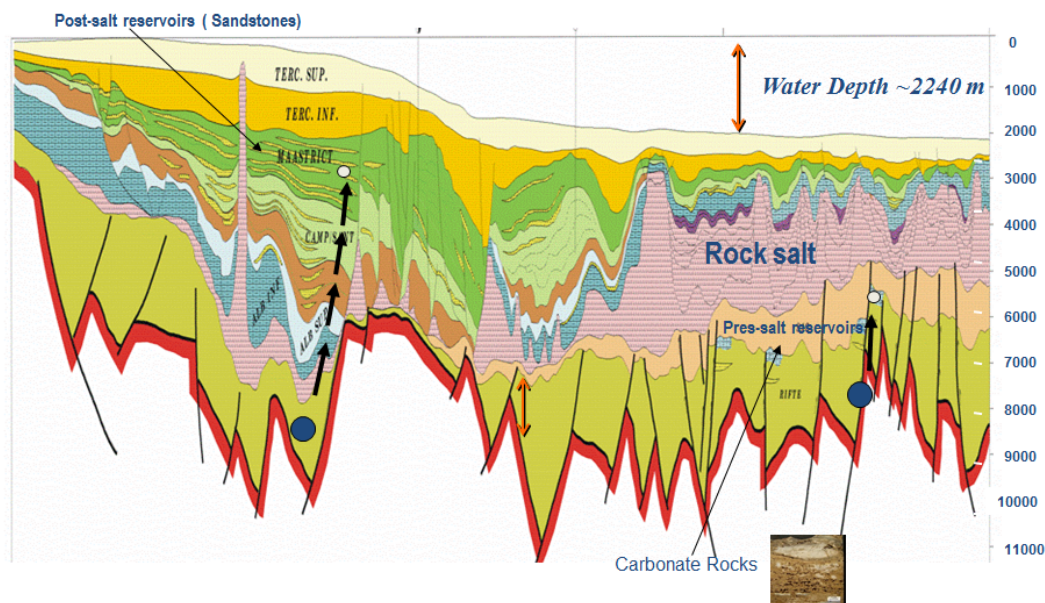


Figura 16 - Seção geológica típica mostrando dois tipos de depósitos evaporíticos. Fonte: Costa (2011).

Se por um lado a movimentação do sal induz a formação de falhas geológicas que dá origem aos reservatórios de petróleo do Pós-sal, por outro lado, essas falhas geológicas devem ser evitadas no processo de seleção de depósitos evaporíticos para construção das cavernas, pois representam caminhos preferências para perda do gás natural.

4.2

Descrição do Processo de Dissolução das cavernas em ambiente *Offshore*

A abertura por dissolução de grandes cavernas em rochas salinas segue a mesma metodologia adotada em terra, sendo que neste caso apresenta como diferencial a sua execução *offshore*, usando água do mar no processo de dissolução e sistema de bombeamento submarino (*Raw Water Injection*).

As cavernas podem ser desenvolvidas segundo dois métodos distintos. No primeiro, os tubos injetor e de retorno de salmoura encontram-se no mesmo poço. Nesse caso, em função dos diâmetros viáveis de serem utilizados e o espaço anular entre os tubos injetor e de retorno, tem-se tempos maiores para o desenvolvimento das cavernas.

Os poços são construídos adotando-se a seguinte sequência de execução técnica da caverna:

I - Perfuração com broca de 26” e instalação do revestimento de 20” cimentado nos primeiros dez metros no topo do domo salino.

II - Perfuração da fase seguinte com broca de 17 ½” até base da caverna e cimentação do revestimento de 14”, com a sapata na profundidade prevista para o topo da caverna.

III – É constituída uma laje de segurança entre a sapata de 20” e a sapata do revestimento de 14” de cerca de 200 metros.

IV - Em seguida instala-se um tubo de 11 ¾” para retorno da salmoura e um tubo de 7” para injeção da água do mar, figura 17.

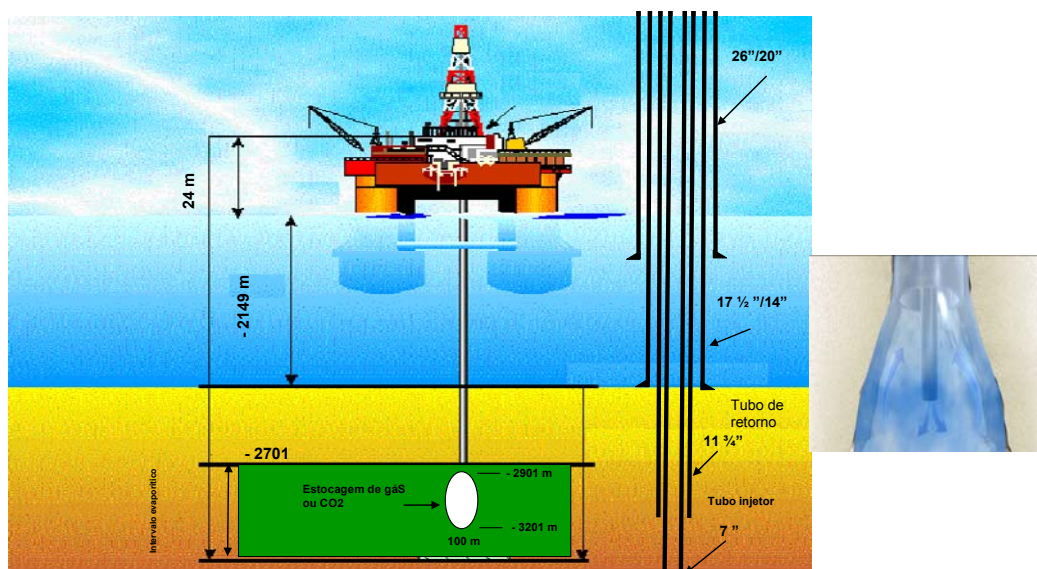


Figura 17 - Desenvolvimento da caverna por um único poço. Fonte: Costa et al. (2008).

A distância entre os tubos de injeção e retorno definirá a forma e dimensões da caverna. Se o tubo injetor for mantido próximo ao tubo de retorno durante o processo de dissolução teremos uma caverna com maior diâmetro e menor altura, o que pode comprometer sua estabilidade, figura 18.

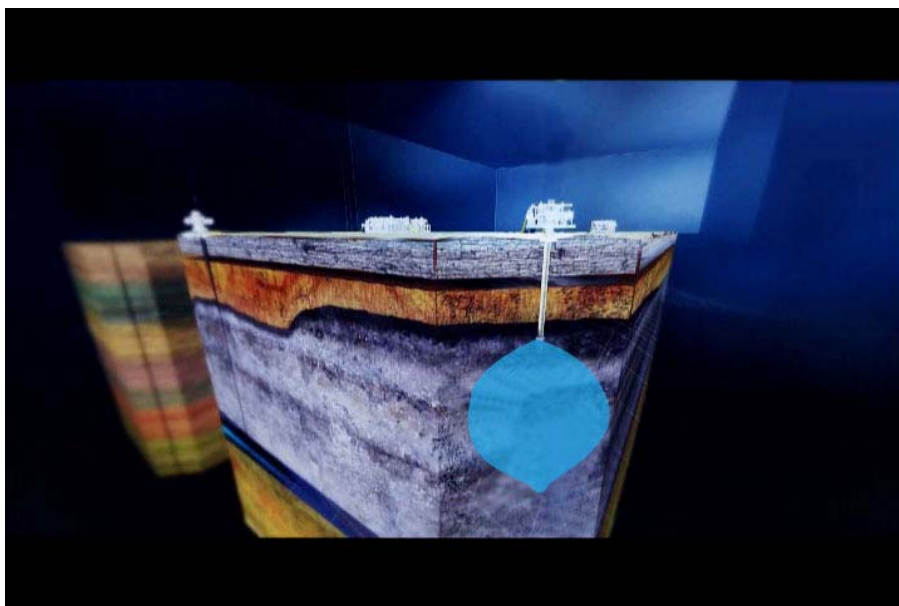


Figura 18 - Forma das cavernas quando se mantém os tubos de injeção e retorno próximos durante o processo de dissolução. Fonte: Costa et al. (2008).

Se durante o desenvolvimento das cavernas afastarmos os dois tubos continuamente pode-se chegar a uma forma cilíndrica (figura 19), que possui maior estabilidade estrutural.



Figura 19 - Desenvolvimento da caverna pelo uso de bombeio submerso sem uso contínuo de sonda de apoio. Fonte: Costa et al. (2008).

No segundo método são executados dois poços para o desenvolvimento das cavernas. Um dos poços será usado para a injeção da água do mar para dissolução do sal e o segundo poço será usado para o retorno da salmoura, figura 20.

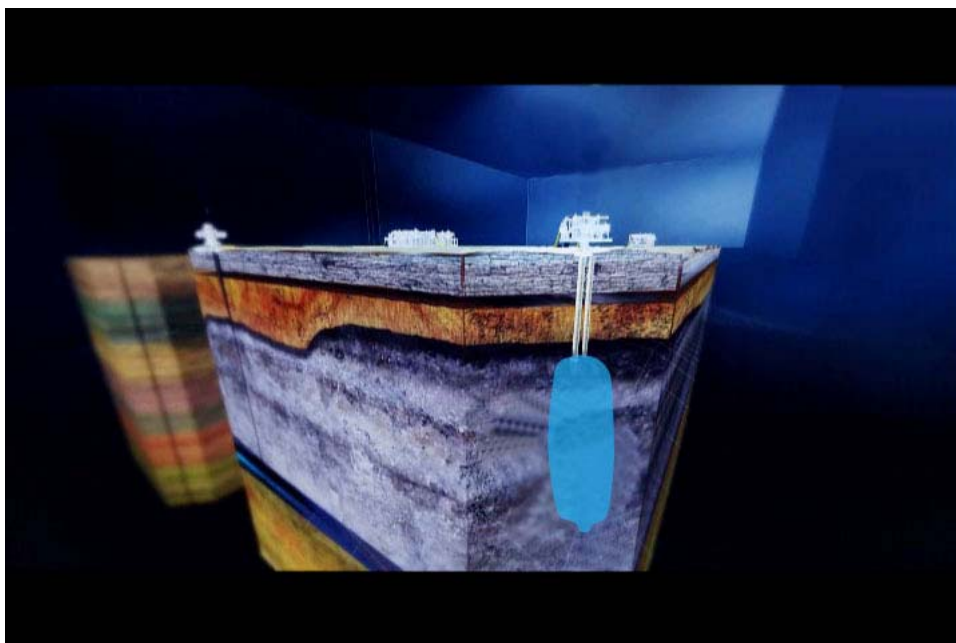


Figura 20 - Processo de dissolução da caverna através de dois poços. Fonte: Costa et al. (2008).

Tendo em vista que uma sonda de águas profundas é um recurso crítico e de alto custo, para evitar a permanência da sonda durante o processo de dissolução, que pode levar meses ou anos, a depender do tamanho da caverna, como alternativa utiliza-se um sistema de injeção através de bombeio submerso. Nesse processo, utiliza-se água do fundo do mar para a dissolução da caverna e uso de sonda somente para a perfuração dos poços e manobra dos tubos em períodos específicos do desenvolvimento da caverna, figura 21.

A movimentação da tubulação seria conduzida de modo intermitente com base em resultados de simulação da dissolução do crescimento da caverna, validados pelo uso de sonar de varredura tridimensional através do poço injetor.

Concluído o desenvolvimento da caverna inicia-se o processo de substituição da salmoura pelo Gás Natural em altas pressões, figura 21. Os limites de pressões a serem utilizados para injeção do Gás Natural são calculados com base nos estudos geomecânicos e estruturais de modo a garantir a estabilidade das cavernas.

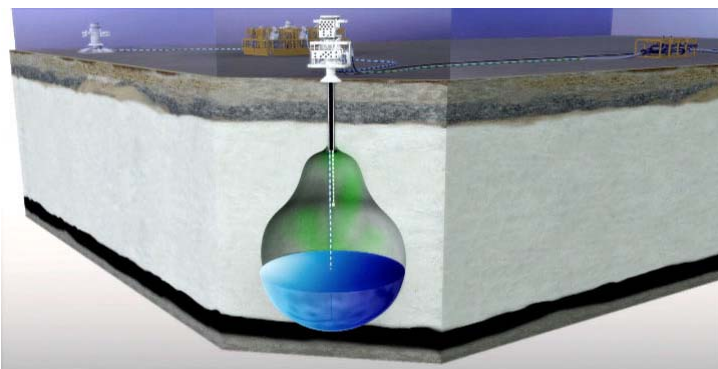


Figura 21 - Substituição da Salmoura pelo CH₄. Fonte: Costa et al. (2008).

4.3

O Processo de Construção de Cavernas por Dissolução em Rocha Salina em Terra

O procedimento utilizado para construção de cavernas em rochas salinas é chamado de Mineração por Dissolução. O próprio nome indica o processo chave pelo qual a escavação é realizada, dissolvendo-se a rocha salina com água natural.

Entretanto, até se encontrar a camada de rocha salina, é necessário desenvolver a perfuração por método convencional a poço revestido até que se encontre o topo da camada de rocha salina. Uma vez que o poço foi devidamente revestido e estabilizado, inicia-se a segunda fase do processo de abertura da caverna de sal. Uma tubulação de menor diâmetro que a largura do poço é introduzida e posicionada no centro da composição de revestimentos de forma a gerar um anular entre o tubo e a face interna do revestimento de produção. Através dessa composição a caverna pode ser aberta na rocha de sal. Existem dois procedimentos: Circulação Direta ou Circulação Reversa. No procedimento conhecido como “Circulação Reversa”, a água doce é injetada pela tubulação de maior diâmetro e a salmoura gerada nesse processo é então retirada pelo tubo central. Dessa forma, a caverna se forma através da transformação do sal em salmoura com a circulação da água pura na rocha. A figura 22, ilustra esse processo.

O método “Circulação Direta”, também utiliza essa mesma configuração, com apenas um poço e um anular central. Nesse caso, a água é injetada pelo tubo central e retirada pelo anular entre o tubo injetor e o revestimento de produção. A figura 23 ilustra o método “Circulação Direta”.

A alternância entre os dois métodos é conhecida como “Circulação Direta e Reversa”, na qual a água é circulada em tempos diferentes pelos dois métodos, de forma a gerar o formato desejado para a caverna. O formato desejado da caverna é também controlado pela distância entre o tubo injetor e o tubo de retorno de salmoura. (ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999)

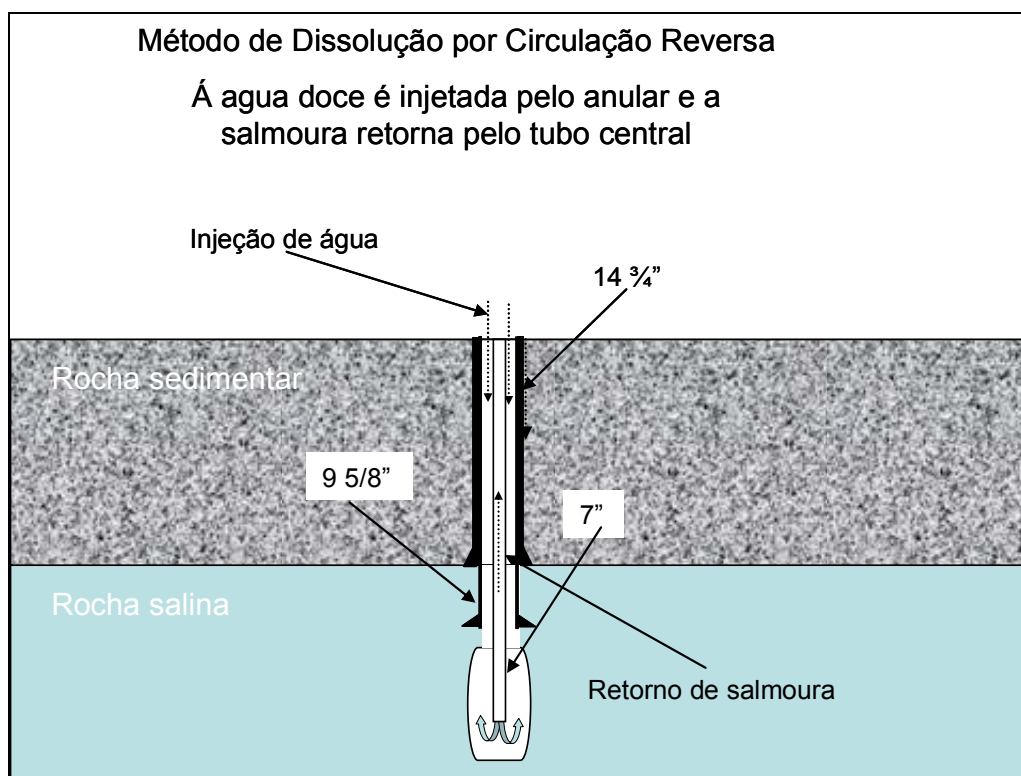


Figura 22 - Ilustração do método de Circulação Reversa. Fonte: Costa (2012).

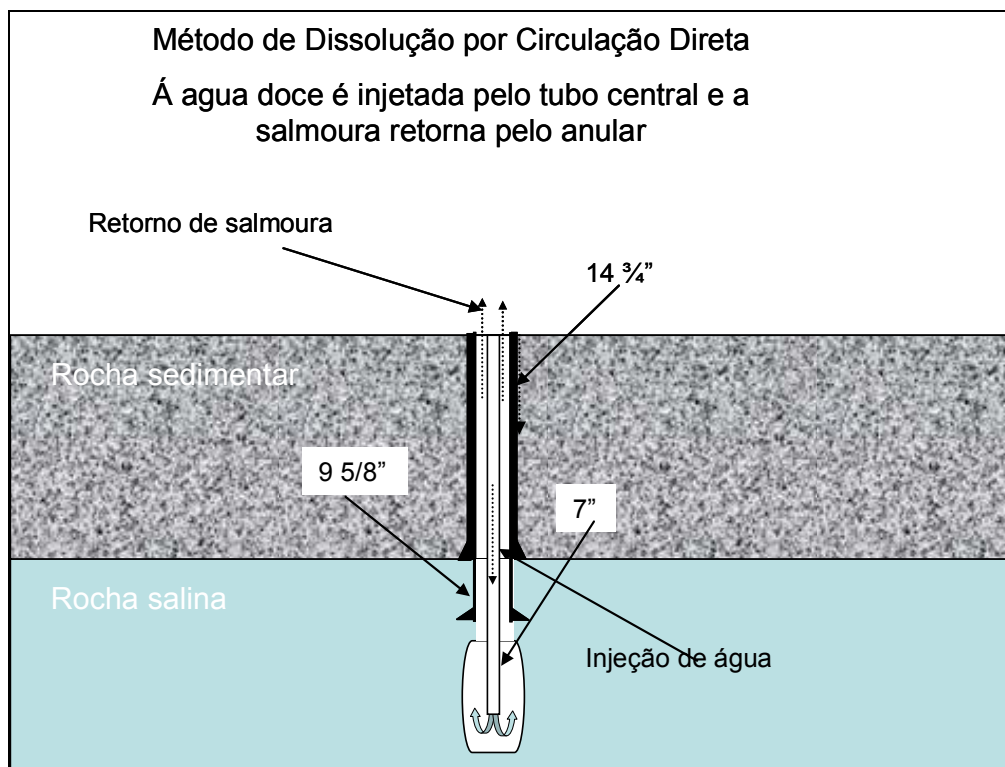


Figura 23 - Ilustração do método de Circulação Direta. Fonte: Costa (2012).

Em alguns casos, são perfurados dois poços para construir uma única caverna, dessa forma, a injeção de água e a retirada da salmoura, pode ser alternada entre os dois para alcançar o tamanho e o formato desejados.

O procedimento utilizando dois poços para realizar a dissolução do sal tem um tempo de execução menor do que os métodos que utilizam apenas um poço. Isso se dá em função da circulação semicircular da água, de um poço para o outro. O maior volume de água em circulação, resulta em uma maior taxa de dissolução em comparação com o método de “Circulação Direta e Inversa”. A figura 24 demonstra esse procedimento. (COSTA; AMARAL; POIATE, 2011)

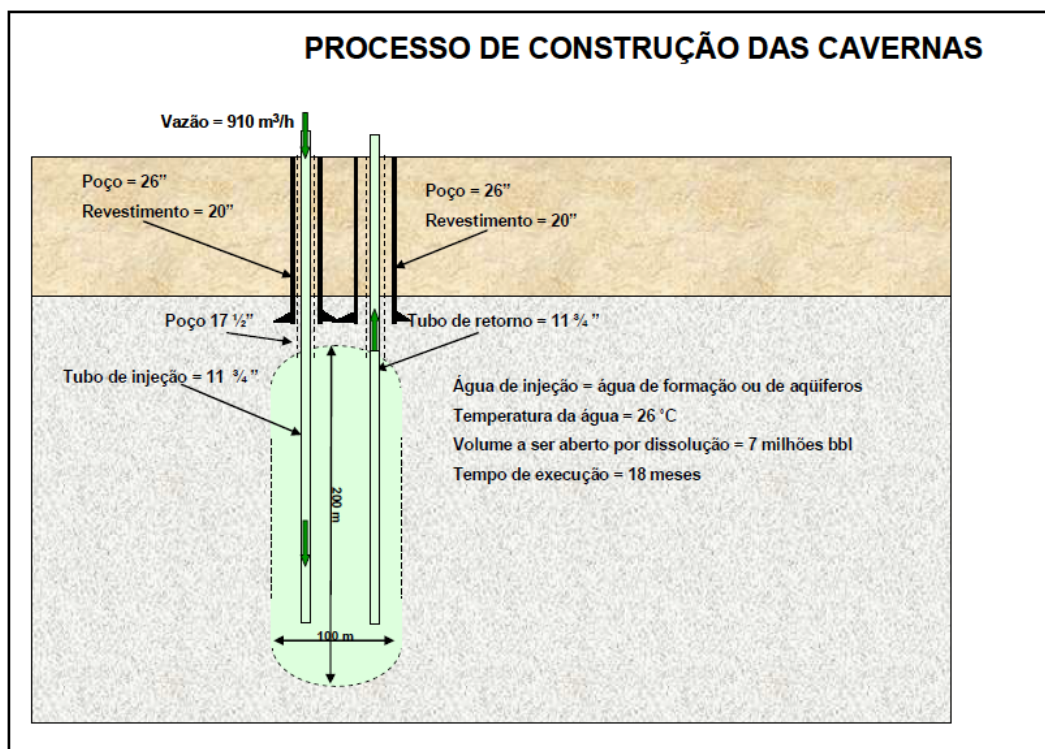


Figura 24 - Ilustração do processo de abertura das cavernas através de dois poços. Fonte: Costa (2012).

Os critérios de dimensionamento das cavernas, bem como as leis constitutivas dos materiais integrantes dos modelos geomecânicos utilizados no projeto estrutural das cavernas, serão analisados nos tópicos a seguir.

4.4

Custo de implantação de um sistema para estocagem de Gás natural em caverna de sal

A estocagem de GN em cavernas de sal executadas em terra exige a construção de uma planta conforme ilustrado na figura 25. O custo de sua implantação tem que ser considerado para que seja feita a comparação com a contratação dos navios de GNL.

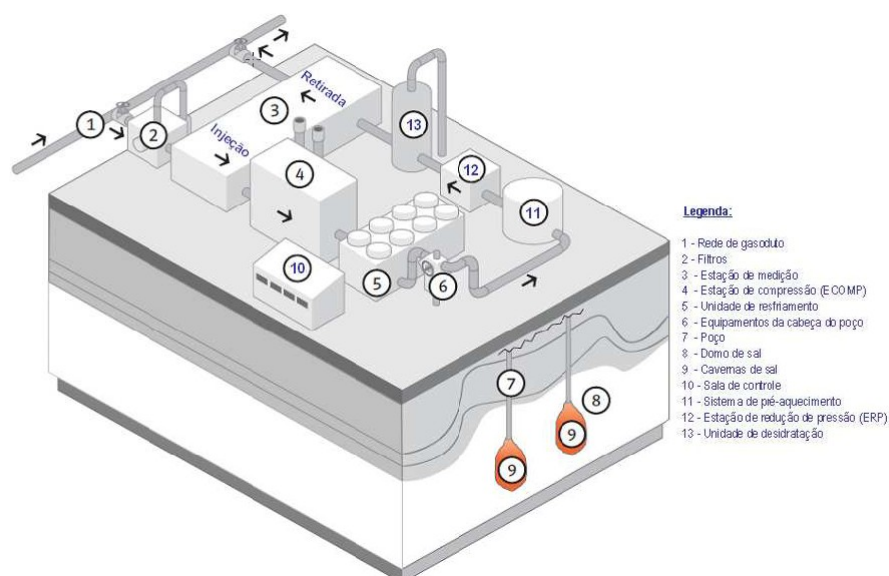


Figura 25 - Instalação típica de uma Planta de Estocagem de GN. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).

Os custos envolvidos na estocagem subterrânea de gás natural (ESGN) são:

- Investimentos ou custo de capital (CAPEX): inclui os custos da aquisição da área do empreendimento, da exploração geológica, dos poços de injeção e retirada do gás natural, das facilidades de superfície (compressor, sistema de conexão à malha de gasodutos, unidade de desidratação do GN, etc) e o colchão de GN;
- Custos de Operação e Manutenção (OPEX): (I) OPEX fixo - salários, royalties e taxas de licença, seguros, equipamentos de manutenção; e (II) OPEX variável como o consumo de combustível do compressor, aquecimento do gás natural, regeneração do glycol de desidratação ou água de descarte;
- Custos Financeiros: custos financeiros do gás de trabalho e do colchão de gás.

De acordo com Cedigaz (2009) o custo médio de estocagem de GN em cavernas de sal (investimento), admitindo-se um intervalo de gás de trabalho de 50 a 500 milhões de m³, varia de 1,00 a 1,86 US\$/m³ de estocagem na Europa e de 0.50 a 1,07 US\$/m³ de estocagem nos Estados Unidos.

A tabela 3 mostra os custos de investimento de alguns projetos atuais em estudo (CEDIGAZ, 2010).

Tabela 3 - Custos de Investimento de alguns projetos atuais de Estocagem de Gás Natural. Fonte: Cedigaz (2010).

Projeto	País	Tipo	Capacidade (10 ⁶ m ³)	Custos	
				Total (milhões US\$)	(US\$/m ³)
Mobay	USA	Campo Depletado	832	430	0,52
Caythorpe	UK	Campo Depletado	210	158	0,75
Castor	Espanha	Campo Depletado	1.300	1.433	1,10
Baird	UK	Campo Depletado	1.700	2.007	1,18
Ahuora	Nova Zelândia	Campo Depletado	270	358	1,33
Henry	USA	Caverna de Sal	1.000	717	0,72
Isle of Portland	UK	Caverna de Sal	1.000	803	0,80
Gateway	UK	Caverna de Sal	1.140	960	0,85
Holford	UK	Caverna de Sal	165	158	0,96
Bernburg	Alemanha	Caverna de Sal	510	502	0,99
Aldbrough	UK	Caverna de Sal	420	459	1,09
Fleetwood	UK	Caverna de Sal	400	573	1,43

Em relação aos custos operacionais a estocagem subterrânea de GN em cavernas de sal apresenta um intervalo mais amplo, podendo variar de US\$ 0,01/m³ a US\$ 0,11/m³, sendo o pessoal e a manutenção os principais custos operacionais.

De acordo com Costa (2011), o custo de investimento de estocagem de gás de trabalho ou gás útil, no local selecionado em Sergipe, é de 1,16 US\$ / m³. Este custo inclui os seguintes itens:

- Licenciamento ambiental / contrapartida;
- Aquisição do terreno;
- Projeto básico e detalhado;
- Investigação geológica e geotécnica de detalhe;
- Perfuração e completação dos dois poços para uma caverna;
- Água produzida e reinjeção;
- Equipamentos para dissolução;
- Processo de dissolução (energia);
- Unidade de tratamento e compressão de gás;
- Enchimento inicial para formação do colchão de gás/retirada da salmoura;
- Colchão de gás;
- Duto (salmoura);
- Gasoduto de interligação à rede;
- Unidade de desidratação do Gás Natural;

Comparando esse valor unitário com o apresentado na tabela 3, verifica-se que o mesmo encontra-se dentro da média de valores praticados mundialmente.

Após a implantação da planta e infra-estrutura para implantação da estocagem em uma caverna, o custo adicional para implantação de um nova caverna, aproveitando da infra-estrutura já existente seria de US\$ 0,21 / m³ de gás de trabalho.

5

Descrição da Malha Integrada de Escoamento de GN e GNL no Brasil (PETROBRAS, 2012)

Semelhante ao que existia na integração de transmissão de Energia Elétrica no Brasil, a qual interliga cerca de 95% de toda a produção da eletricidade gerada pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, a partir de 2010 foi concluída a malha de integração GASENE. Ela permite aumentar significativamente a oferta e o consumo de gás natural em todo o país passando do Sudeste ao Nordeste.

O GASENE tem 1.387 km, 28 polegadas e capacidade para transportar 20 milhões m³/dia de gás natural. É o principal empreendimento para expansão da malha de transporte de gás natural do País que passou de 5.451 km para 9.219 km. A figura 26 mostra o mapa do Brasil com a interligação das malhas do Nordeste e Sudeste a partir de 2010.

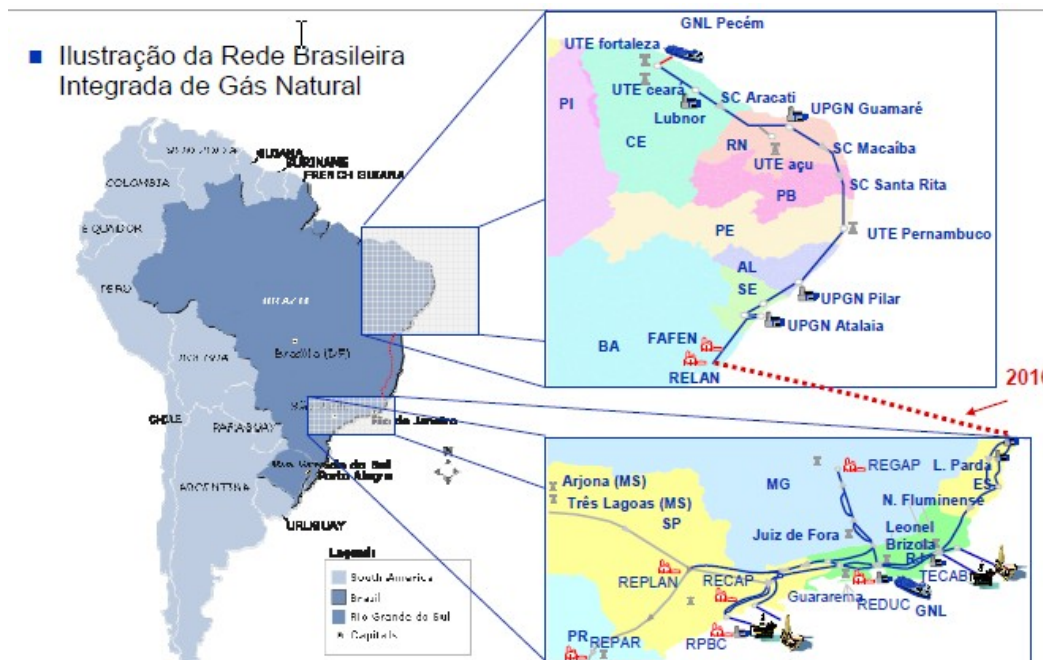


Figura 26 - GASENE - Malha Integrada de Gás Natural interligando as malhas do Sudeste e Nordeste do Brasil. Fonte: Feital (2010).

As figuras 27 e 28 mostram com maior detalhe as malhas do Nordeste e Sudeste, incluindo os maiores consumidores, refinarias, térmicas, fabricas de

fertilizantes e estações de compressão de gás e unidades de tratamento de gás natural.

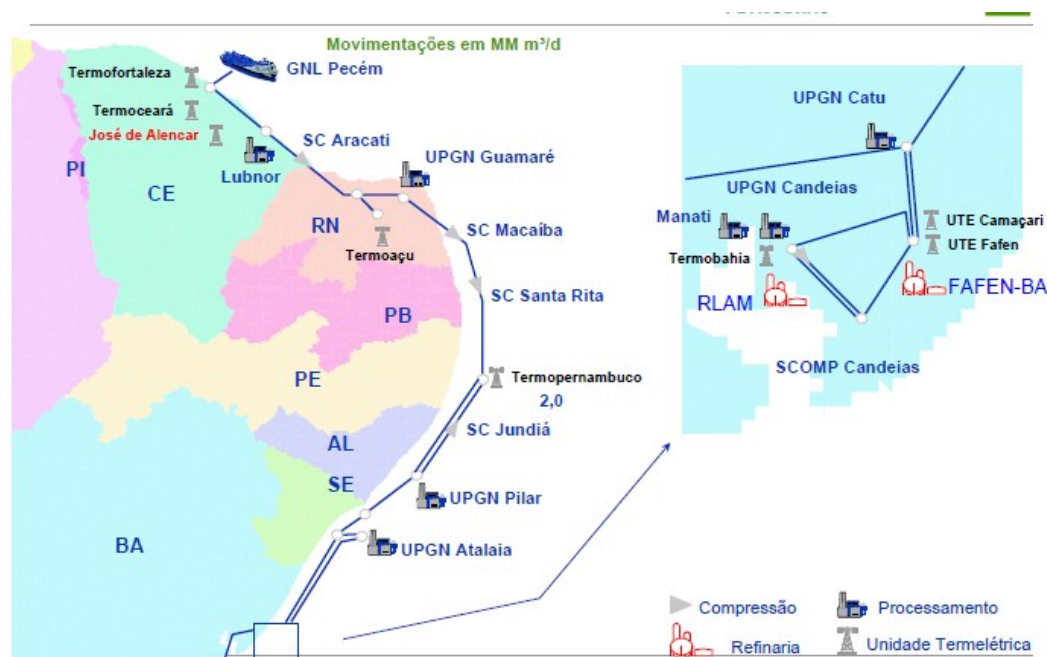


Figura 27 - Malha de Escoamento de Gás Natural do Nordeste. Fonte: Feital (2010).

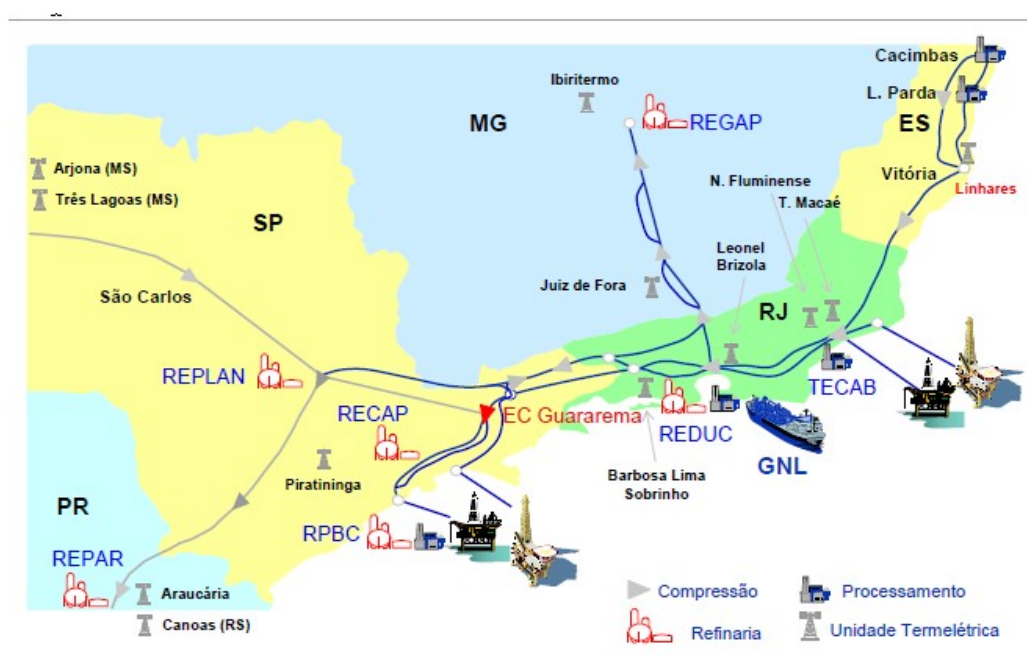


Figura 28 - Malha de Escoamento de Gás Natural do Sudeste. Fonte: Feital (2010).

O GASENE permitiu interligar o Sudeste, onde estão situados os principais campos produtores e o maior mercado consumidor, com o Nordeste que produz gás natural em quantidade insuficiente para permitir o crescimento do

mercado. O gás natural produzido na região Sudeste (bacias de Campos, Santos e Espírito Santo), importado da Bolívia ou gaseificado nos terminais de gás natural liquefeito (GNL) da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, e Pecém no Ceará pode chegar aos estados do Nordeste.

Fundamental para a função integradora entre as duas regiões, o trecho do gasoduto Cacimbas-Catu interliga a Estação de Tratamento de Gás de Cacimbas, em Linhares (ES), à Estação de Distribuição de Gás de Catu, em Pojuca (BA), local onde se configura o Hub 1 (ponto de encontro de diferentes gasodutos). Em Pojuca, o GASENE se interliga ao gasoduto Catu-Pilar. É por essa infraestrutura, agora integrada, que o gás natural é levado aos estados de Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará.

Ao longo de seu traçado, o GASENE tem oito pontos de entrega (Itabuna, Eunápolis e Mucuri, na Bahia; Cachoeiro de Itapemirim, Anchieta, Viana e Vitória, no Espírito Santo; e Campos de Goytacazes, no Rio de Janeiro) e três estações de compressão (Piúma e Aracruz, no Espírito Santo, e Prado, na Bahia).

As plantas de estocagem subterrânea de Gás Natural devem ser integradas ao GASENE, através das malhas do sudeste e do nordeste, sendo construídas em locais estrategicamente posicionados de modo a utilizar gasodutos de ramais da rede já existentes. Logicamente outro requisito essencial é a existência nesses locais de depósitos evaporíticos que permitam a execução das cavernas com as dimensões adequadas ao fornecimento contingencial de gás.

6

Pulmão Contingencial *Offshore*

Considerando-se as grandes espessuras e continuidade regional de rocha salina existentes na bacia de Santos, estuda-se a estratégia e viabilidade técnica para o aproveitamento de espaço subterrâneo (cavernas) abertas por dissolução em rocha evaporítica, halita, figura 29. Trata-se de uma proposta inédita a nível mundial com aplicação *offshore* em águas profundas e ultra-profundas.

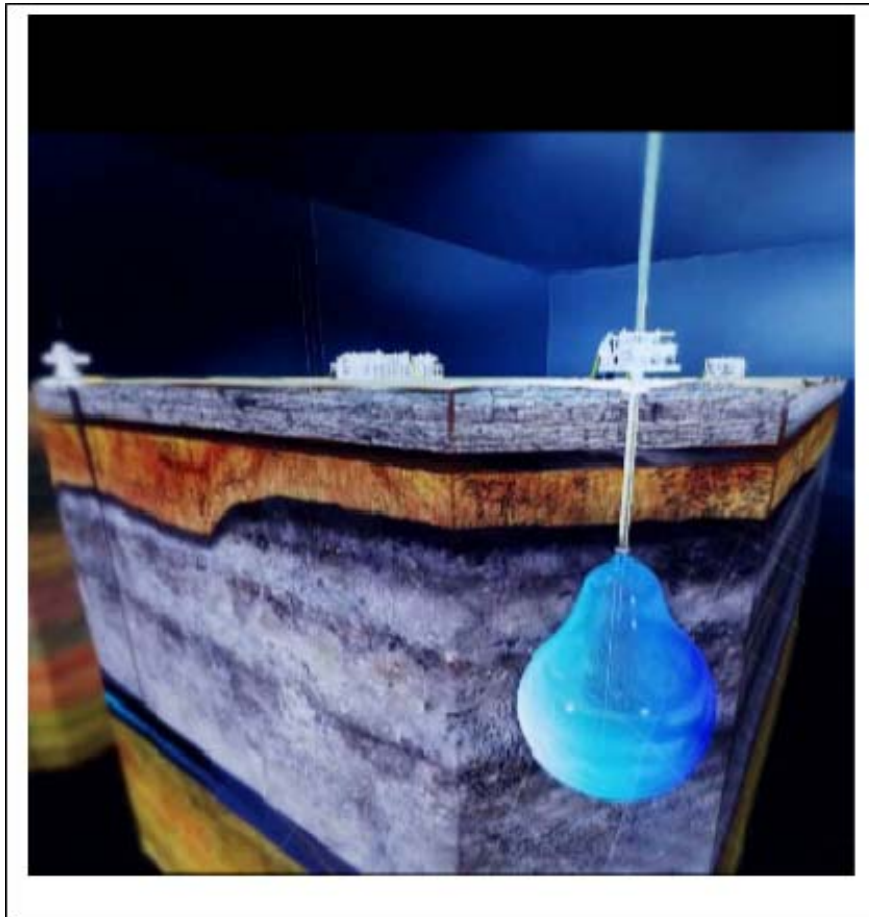


Figura 29 - Caverna aberta por dissolução em águas profundas e ultra-profundas. Fonte: COSTA et al. (2008).

Para o armazenamento do gás natural proveniente da produção da Bacia de Santos destacam-se dois 2 cenários distintos.

- O primeiro tem por objetivo a manutenção da produção de petróleo offshore na Bacia de Santos

- O segundo tem por objetivo evitar o desabastecimento do Gás produzido *Offshore*

6.1

Pulmão contingencial para manutenção da produção de petróleo *offshore* na Bacia de Santos

O armazenamento de gás para o objetivo de pulmão contingencial pode ter duas características técnicas distintas, em função do tipo de reservatório de onde o gás será extraído, conforme a seguir:

Reservatórios de gás não associado

Nesses reservatórios tem-se somente o gás natural que após a sua produção é comprimido nas plataformas e transportado por gasodutos até as Unidades de tratamento de Gás Natural em terra.

Reservatórios de Petróleo com gás associado

Nesses reservatórios o gás natural é produzido junto com o óleo. Nas plataformas de produção, no caso navios de produção FPSO's, *Floating, Production, Storage and Offloading Platforms*, o óleo, a água e o gás natural são separados. A água é tratada e descartada no mar, o óleo fica armazenado no próprio navio, até 2 milhões de barris, e depois é transferido até os terminais em terra através de navios aliviadores. O gás é comprimido e escoado através de gasodutos.

Nos reservatórios do Pré-sal, localizados na Bacia de Santos, o gás está associado à produção do óleo. Logo, no caso de ocorrência de alguma intercorrência operacional que venha interromper o escoamento de gás natural, é analisada a estratégia de um plano contingencial de estocagem de modo a não interromper a produção de óleo. A caverna permanece na maior parte do tempo na pressão mínima de modo a absorver o gás produzido durante uma possível parada.

6.2

Pulmão contingencial para evitar o desabastecimento do gás produzido *offshore*

O pulmão funcionaria como uma solução contingencial tanto para problemas de fornecimento de gás não associado de reservatórios do Pós-sal, como os reservatórios de Mexilhão, Tambaú – Uruguá ou mesmo no caso do gás associado na produção de petróleo dos reservatórios do Pré-sal. Nesse caso, o pulmão de GN é criado através do enchimento com gás natural de uma caverna aberta por dissolução em domos salinos *offshore*. Esta caverna é mantida na pressão máxima para atender a demanda de gás.

6.3

Seleção de área para execução das cavernas

No processo de escolha de áreas potenciais para estocagem de Gás Natural em cavernas de sal foram estudados domos salinos próximos a unidades de produção da Bacia de Santos e próximos ao gasoduto que interliga o campo de Lula à plataforma fixa de Mexilhão em águas rasas. A figura 30 mostra a província dos reservatórios do Pré-sal, o polo central de produção composto por vários reservatórios do Pré-sal já descobertos e o campo de Lula, onde será iniciada a produção do primeiro piloto de produção da Bacia de Santos. (COSTA; AMARAL, 2008)

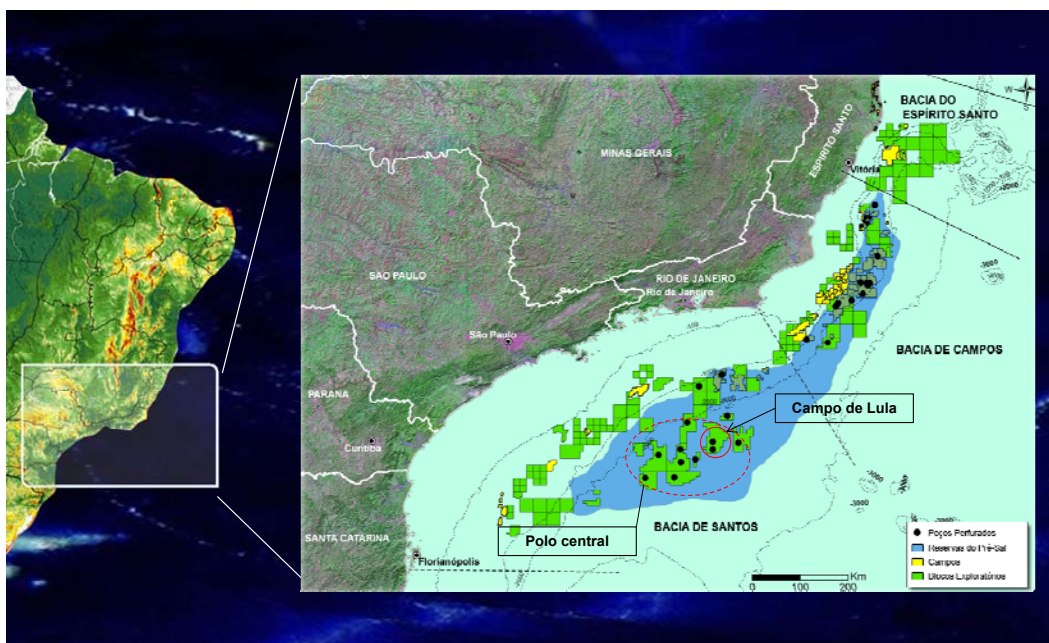


Figura 30 - Província dos reservatórios do pré-sal, polo central de produção da Bacia de Santos e Campo de Lula. Fonte: Mohriak et al. (2008).

Os domos salinos são estruturas geológicas adequadas para a execução de cavernas. Em geral são constituídos por halita pura, sem a presença de intercalações de rochas não solúveis e frágeis, ou seja, não suportam grandes deformações, como exemplo, os folhelhos, e estão isentas de camadas de sais mais solúveis que o sal (halita), tais como a carnalita e taquidrita. A figura 31 ilustra o sistema de produção do primeiro piloto da Bacia de Santos, constituído pelo FPSO Angra dos Reis, 5 poços de produção e 3 poços injetores. Existe ainda um gasoduto de 18", que interliga esse campo à plataforma de Mexilhão, perfazendo um total de 216 km de extensão, figura 32.

Esse mesmo gasoduto passa por outras áreas de produção, o que permitirá a interligação com outras unidades de produção.

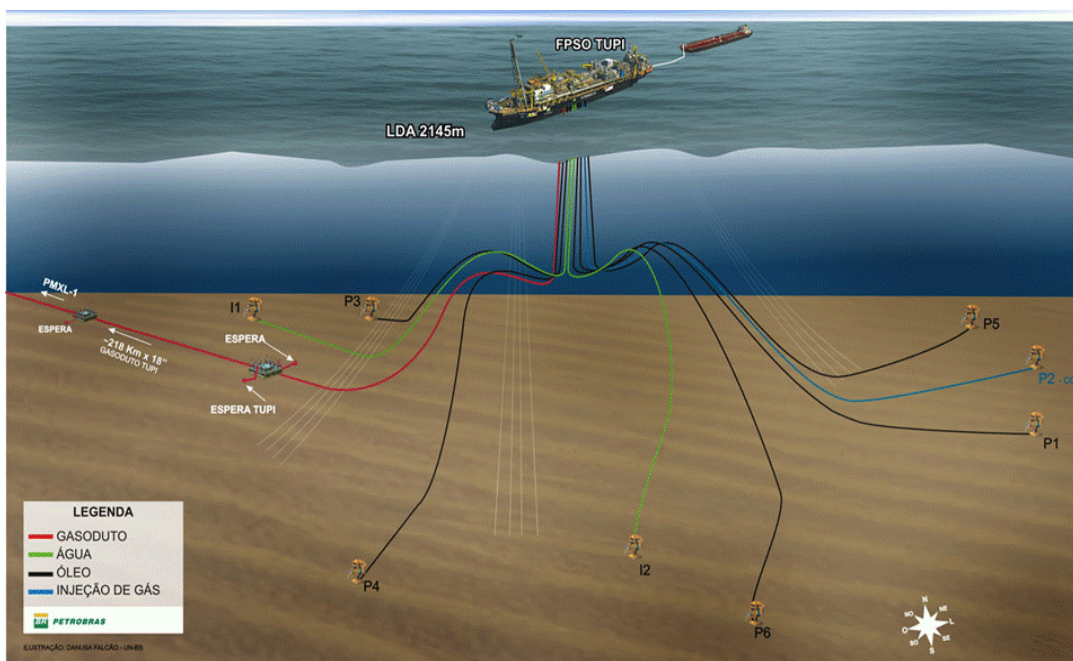


Figura 31 - Piloto de Lula e as suas características técnicas. Fonte: Costa (2011).

A figura 32 ilustra o sistema de escoamento de gás do polo central da Bacia de Santos, que permitirá o escoamento de 10 milhões de m^3 /dia de gás natural do Pré-sal, que somado ao gás não associado dos campos de Tambau e Urugua, totalizará cerca de 25 milhões m^3 /dia de GN, que será tratado na unidade de tratamento de gás natural de Caraguatatuba para depois ser introduzido na rede de gás natural da PETROBRAS.



Figura 32 - Logística de escoamento de gás natural da Bacia de Santos (Rota 1). Fonte: Costa (2011).

Considerando-se a logística de escoamento de gás mostrada na figura 32, selecionou-se um domo salino, próximo ao poço descobridor do Pré-sal, o poço RJS 628A no Campo de Lula, com uma cobertura de soterramento adequada quanto ao comportamento estrutural, no que diz respeito à estabilidade das cavernas. A figura 33 mostra o mapa de espessuras de sal na região do domo salino selecionado e a figura 34 mostra a seção geológica interessando o plano de desenvolvimento das cavernas.

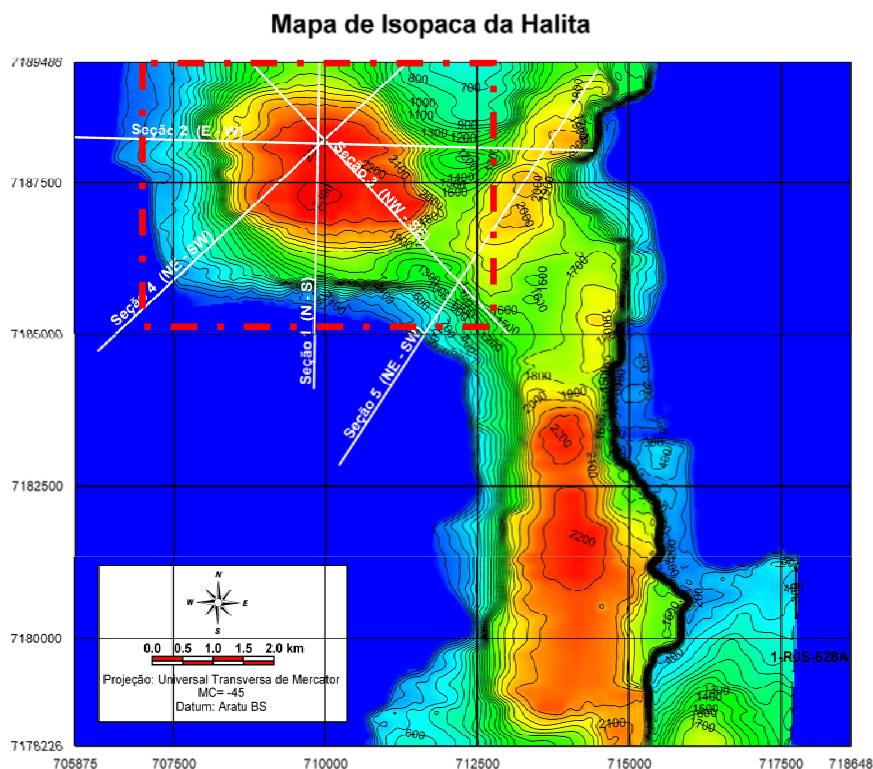


Figura 33 - Mapa de isópacas, isolinhas de espessura de halita no domo salino a 10 km noroeste do poço descobridor. Fonte: Costa; Amaral (2008).

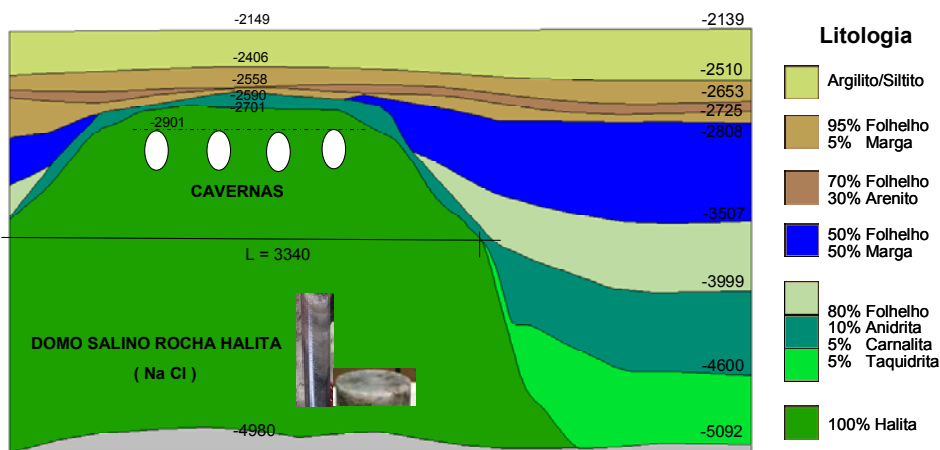


Figura 34 - Seção geológica interessando o domo salino e localização das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).

6.4

Dimensionamento e cálculo da quantidade de cavernas para armazenamento de GN como pulmão contingencial para manutenção da produção *offshore* do petróleo do Pré-sal

No dimensionamento das cavernas e cálculo do número de cavernas para estocagem contingencial por 30 dias de produção de uma unidade de produção *offshore*, são adotadas as recomendações por Costa (COSTA; AMARAL, 2008.), também utilizadas pela prática mundial de projeto deste tipo de estrutura.

Os dados utilizados nos cálculos apresentados a seguir foram retirados de (COSTA; AMARAL, 2008.), já o racional do cálculo do número de cavernas é contribuição dessa dissertação.

Critérios de dimensionamento

- Pressão Máxima de GN: 80% a 90% da tensão inicial efetiva no topo da caverna ($P_{m\acute{a}x}$);
- Pressão Mínima de GN: 30% a 50% da tensão inicial efetiva no topo da caverna ($P_{m\acute{i}n}$);
- Tensão inicial efetiva no topo da caverna
 $\sigma_0 = 2149 \text{ m} \times 10 \text{ kN/m}^3 + (2901 \text{ m} - 2149 \text{ m}) \times 22.56 \text{ kN/m}^3 =$
 $38.455,12 \text{ kPa} = 385 \text{ kgf/cm}^2$

Intervalo de pressões de estocagem de CH_4 a ser avaliado

$$[30\% \sigma_0 = 115 \text{ kgf/cm}^2] \leq P \leq [308 \text{ kgf/cm}^2 = 80\% \sigma_0]$$

- Laje de segurança de sal entre o topo da caverna e o topo do sal = 200 m;
- Local de construção do cluster de cavernas – Domo de halita mostrado nas figuras 33 e 34.
- Distância mínima entre cavernas de modo a evitar interferências – 5 diâmetros entre eixos;
- Temperatura do fundo marinho igual a 4 graus centígrados;

- Gradiente geotérmico em rochas não salinas: 30 graus centígrados a cada 1000 metros;

Temperatura no topo da caverna: $4\text{ °C} + (2901 - 2149) \times 30/1000 = 26,56\text{ °C}$

- Gradiente geotérmico em rochas salinas 12 graus centígrados a cada 1000 metros;

Temperatura na base da caverna: $26,56\text{ °C} + 300\text{ m} \times 4\text{ °C} / 1000\text{ m} = 27,76\text{ °C}$

Dimensões geométricas das cavernas

As dimensões características e forma das cavernas foram definidas com o objetivo de se ter o maior volume de gás estocável de GN maximizando a segurança e desenvolvimento em prazo compatível com os empreendimentos do pré-sal.

A figura 35 apresenta uma estimativa do volume geométrico das cavernas com 300 metros de altura e 100 metros de diâmetro numa forma geométrica aproximada por um elipsóide de revolução vertical, figura 35.

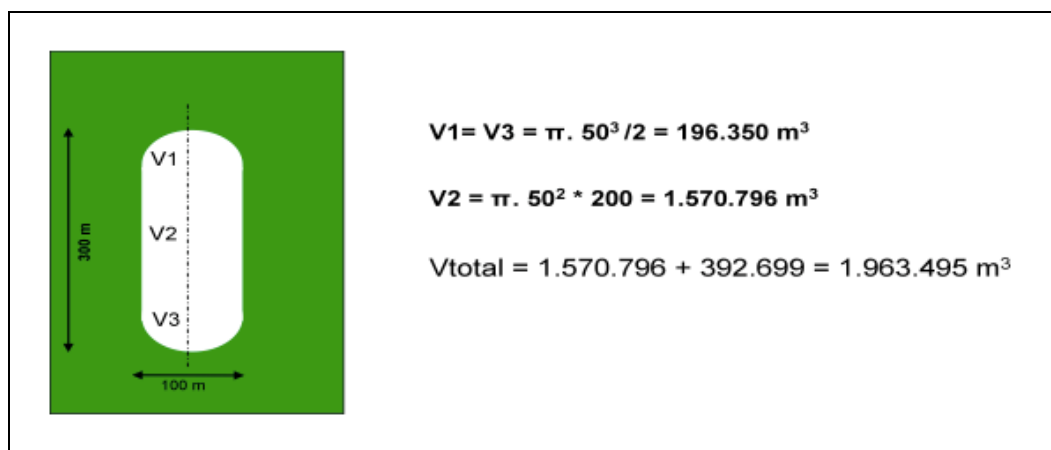


Figura 35 - Cálculo do volume geométrico das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).

Substituição total da salmoura da caverna pelo GN na pressão máxima e operação com colchão de Gás Natural variando entre as pressões máximas e mínimas de (30% de σ_0) a (80% de σ_0), figura 36.

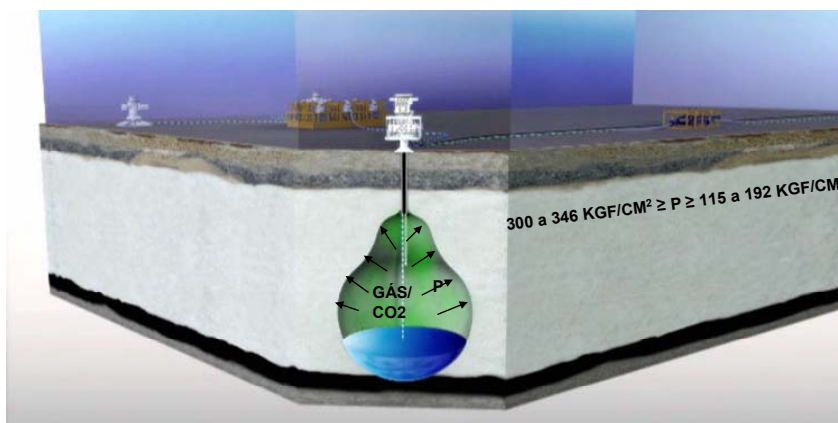


Figura 36 - Pressões de operação da caverna. Fonte: Costa; Amaral (2008).

Na tabela 4 tem-se a razão de compressão ou expansão do GN na temperatura da rocha e pressão de armazenamento, de modo a se verificar quanto de gás é armazenado quando considerado na pressão atmosférica e temperatura ambiente.

Tabela 4 - Razões de compressão do GN para a temperatura média da rocha salina hospedeira da caverna igual a 26 °C. Fonte: Costa; Amaral (2008).

P (kPa)	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
	11537	15382	19228	23073	26919	30764	34610	38455
T (oC)	26	26	26	26	26	26	26	26
Fator de Expansão (Sm ³ /m ³)	111,6	148,8	186,0	223,1	260,3	297,5	334,7	371,9

O volume de estocagem foi calculado com a premissa de que a caverna está sendo usada para destino final do GN. Nesta condição considera-se que a caverna após a sua conclusão tem a salmoura substituída pelo GN. A cavidade operará durante a sua vida útil entre uma pressão mínima, colchão de gás para garantir a estabilidade da caverna, e uma pressão máxima. O volume útil de gás, ou gás de trabalho, *working gas*, é a diferença entre os dois volumes:

Considerando as dimensões do domo na área do poço 1-RJS-628 A, Campo de Lula, verifica-se a possibilidade de construção de até 12 cavernas de modo a não considerar o efeito de grupo, ou seja, a influência de uma caverna sobre a outra. A figura 37 mostra a configuração das 12 cavernas em planta, já considerando a distância mínima de 5 diâmetros entre cavernas para minimizar o efeito de grupo. Na figura 38 mostra-se a seção geológica Norte-Sul com as cavernas dispostas no plano vertical.

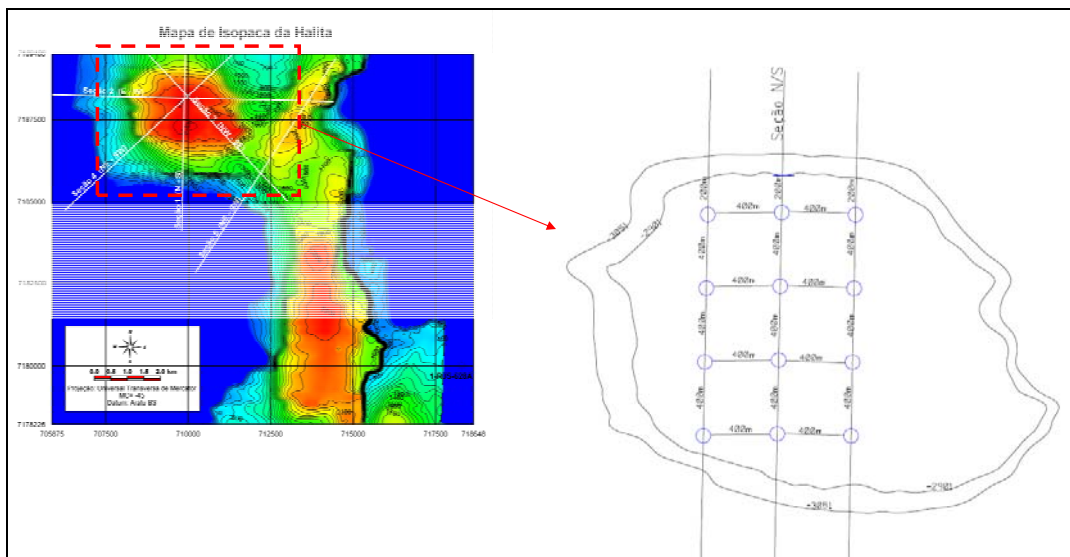


Figura 37 - Distribuição das cavernas em planta na cota -3051 m (meia altura) das cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).

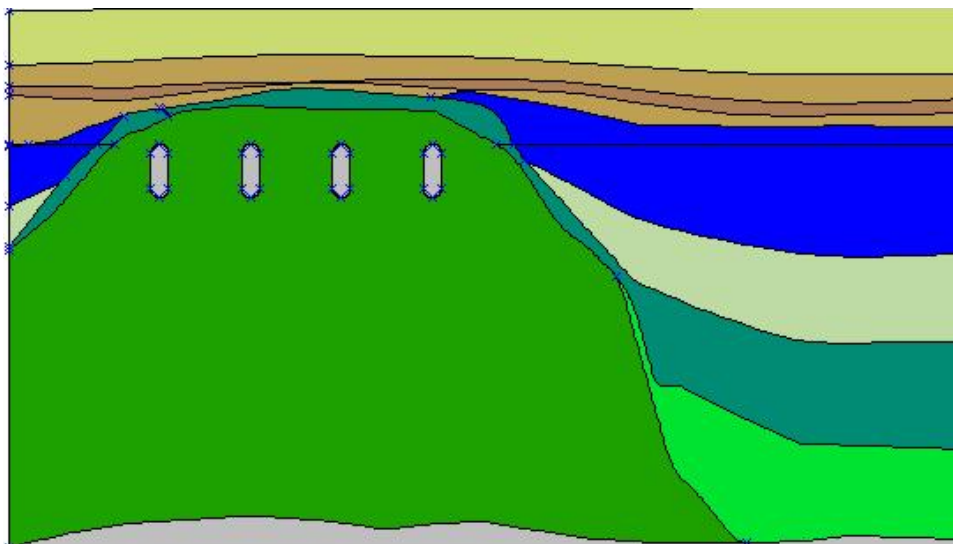


Figura 38 - Distribuição das cavernas no plano vertical- seção geológica Norte – Sul. Fonte: Costa; Amaral (2008).

- Volume de GN na pressão máxima:

$$297,5 * 1.963.495 = 584.139.763 \text{ m}^3 \text{ (80\% da pressão inicial efetiva).}$$

- Volume de GN na pressão mínima

$$111,6 * 1.963.495 = 219.126.042 \text{ m}^3 \text{ (30\% da pressão inicial efetiva).}$$

- Volume de gás de trabalho:

$$584.139.763 \text{ m}^3 - 219.126.041 \text{ m}^3 = 365.013.721 \text{ m}^3 \approx 370 \text{ milhões de m}^3$$

Admitindo-se o volume de gás de trabalho de uma única caverna são analisados dois cenários. No primeiro a caverna é utilizada para manter a produção de óleo do pólo central da Bacia de Santos, mais especificamente dos blocos 9 e 11 que deverão receber 10 FPSO's, com produção diária média de 120.000 bpd, caso ocorra uma intercorrência no gasoduto de interligação entre o bloco central e a plataforma de Mexilhão, provocando a interrupção do escoamento do gás associado do pré-sal. No segundo atender a demanda da unidade de tratamento de gás de Caraguatatuba que receberá o gás associado do polo central da Bacia de Santos e o Gás não associado dos reservatórios de Tambaú e Uruguá(Estimado em 25 milhões de m³/dia).

Cenário 1: Manutenção da produção de óleo

- Produção de GN prevista para o polo central da Bacia de Santos: 14 milhões m³/dia. Cada plataforma produzirá em média 4.400.000,00 m³ / dia, considerando-se um RGO médio de 220. Da produção total por caverna parte é consumido na geração interna das próprias plataformas e parte será reinjetado para aumentar o fator de recuperação do óleo, ficando em média cerca de 1.400.000,00 m³ / dia, a ser escoado pelo gasoduto Tupi-Mexilhão
- Capacidade de estocagem de GN útil por caverna: 370 milhões de m³
- Número de dias de operação contingencial: 26 dias
- No domo salino selecionado podem ser executadas 12 cavernas, o que amplia esse prazo para 312 dias.

Cenário 2: Atender a demanda da unidade de tratamento de GN de Caraguatatuba

- Demanda de GN: 25 milhões de m³ / dia
- Capacidade de estocagem de GN útil por caverna: 370 milhões de m³
- Número de dias de operação contingencial: 15 dias
- No domo salino selecionado podem ser executadas 12 cavernas, o que amplia esse prazo para 180 dias.

A estratégia logística para transferência de GN para a caverna ou grupo de cavernas está ilustrado na figura 39. No gasoduto de 18", já instalado entre o Campo de Lula e a plataforma fixa de Mexilhão, em água rasa, foram instalados diversos PLEM's, *Pipe Line End Manifold*, que na realidade são manifoldes que permitem conectar novas linha de exportação de gás, na medida que novas plataformas são instaladas. Usando esse mesmo recurso, idealizou-se utilizar um PLEM para transferência do GN da plataforma para a caverna, fazendo o *bypass* pelo manifolde do gasoduto. São colocados PLEM's em diferentes posições ao longo do gasoduto porque em principio não se sabe ainda com exatidão a posição onde as plataformas definitivas ficarão instaladas.

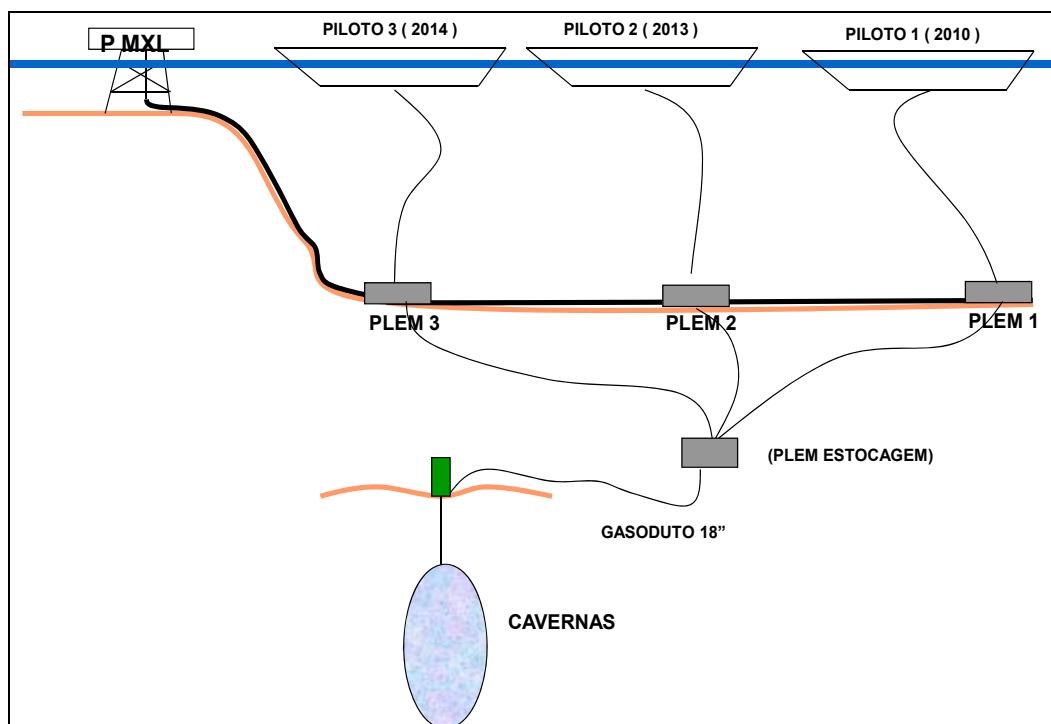


Figura 39 - Logística de transferência de GN das plataformas de produção para a caverna ou grupo de cavernas. Fonte: Costa; Amaral (2008).

Estocagem Subterrânea de GN em Cavernas de Sal Onshore para substituição dos Estoques Flutuantes de GNL em Navios Metaneiros

O projeto de Estocagem de Gás Natural estudado na presente dissertação atende a duas rotas principais. A primeira para suprir a diferença entre demanda e oferta de GN para o segmento termelétrico, maior consumidor. A segunda como armazenamento contingencial de Gás Natural, para evitar o desabastecimento em geral incluindo desse modo os segmentos termelétrico, industrial e doméstico.

Atualmente, até que a curva de produção de GN seja ampliada pela produção dos reservatórios do Pré-sal, a garantia do abastecimento termelétrico, industrial e doméstico é garantido pela importação de Gás Natural Liquefeito (GNL).

Para a importação de GNL, a Petrobras construiu dois terminais: um em Pecém, no Ceara, com capacidade de importação de 7 milhões de m^3 /dia, figura 40, e o segundo na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de importação de 14 milhões de m^3 /dia, que será ampliada para 20 milhões de m^3 /dia, Figura 41. Será construído um terceiro Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA), com capacidade de importação de 14 milhões de m^3 /dia, com previsão de entrada em operação em 2014, figura 42.

Os terminais possuem capacidade para armazenamento de Gás Natural nos tanques dos navios regaseificadores: em Pecém, a tancagem do navio GOLAR Spirit é de 77,4 milhões de m^3 de GN, e na Baía de Guanabara a tancagem do navio GOLAR Winter é de 82,8 milhões de m^3 de GN e 102,0 milhões de m^3 de GN no TRBA. A capacidade total de estocagem de GN nos tanques dos navios regaseificadores é 262,20 milhões de m^3 . (BARROS, 2012)



Figura 40 - Terminal Flexível de GNL de Pecém no Ceará. Fonte: Barros (2012).

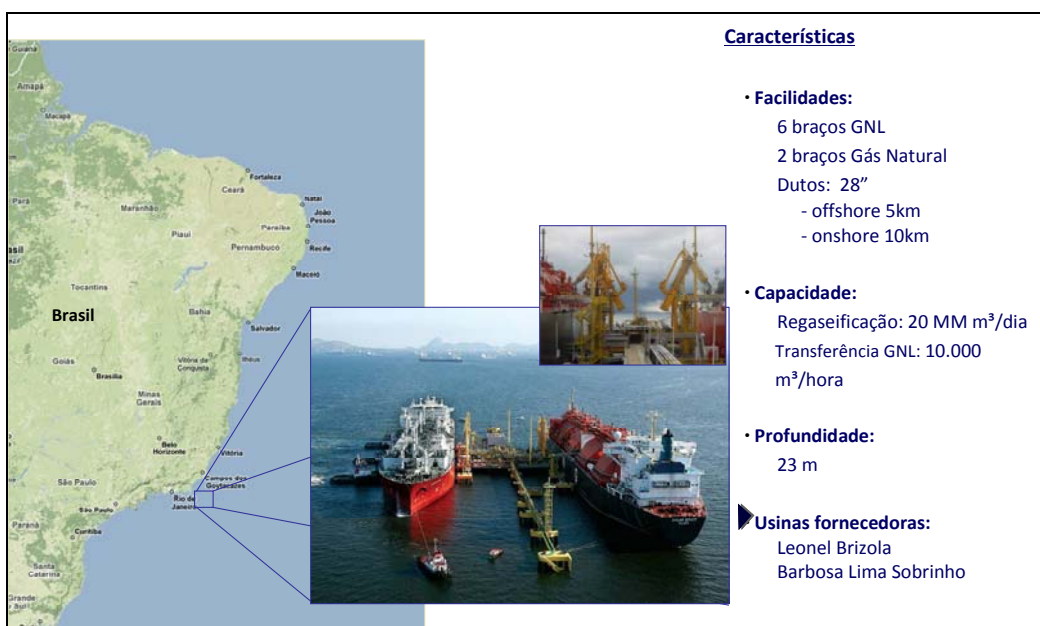


Figura 41 - Terminal flexível de GNL da Baía de Guanabara no Rio de Janeiro. Fonte: Barros (2012).

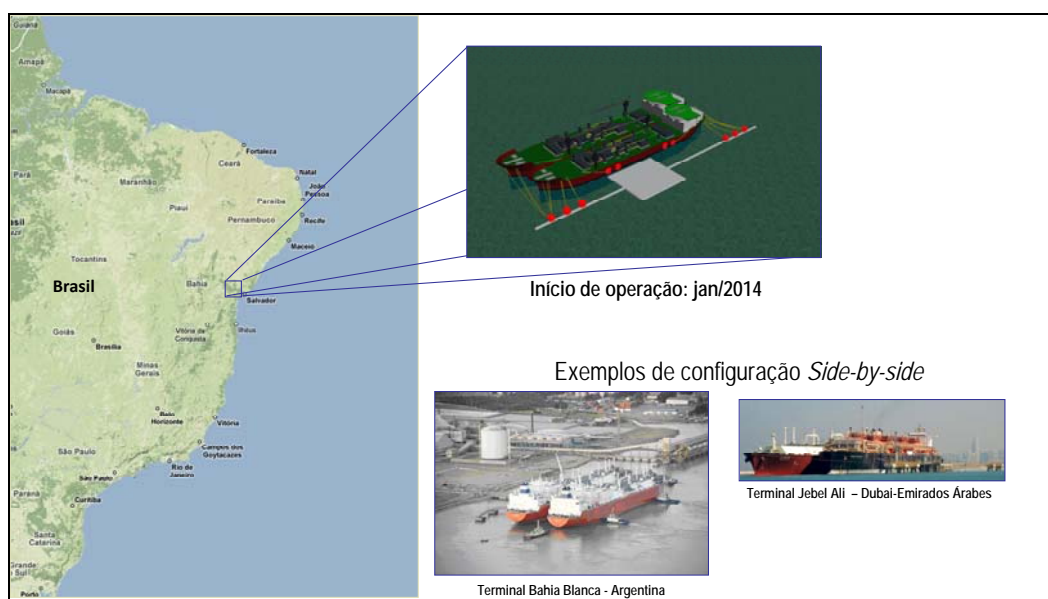


Figura 42 - Terminal flexível de GNL na Bahia. Fonte: Barros (2012).

A tabela 5 mostra a relação entre demanda e oferta de GN prevista até 2020. É importante ressaltar que parte do GN produzido pelo E&P será re-injetado nos reservatórios do Pré-sal para aumentar a taxa de recuperação total de hidrocarboneto. Por esse motivo verifica-se que nem todo o gás produzido no Pré-sal será disponibilizado para o abastecimento do país.

Tabela 5 - Balanço de Oferta x Demanda de Gás Natural-Período 2011 → 2020. Fonte: Barros (2012).

Balanço de Oferta e Demanda Brasil (milhões m ³ /dia)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Oferta E&P	52	62	63	67	74	87	94	99	100	101
Oferta Boliviana Firme	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
GNL Existente	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
3º Terminal de GNL	0	0	5	14	14	14	14	14	14	14
Ampliação BGB	0	0	4	6	6	6	6	6	6	6
Demanda CDUs	41	43	46	49	52	55	55	57	59	62
Demanda UTEs	38	44	51	54	59	62	66	68	72	76
Demanda Interna (Asbasteamento, Fertilizantes, e Unidades de Tratamento)	18	22	30	34	39	49	53	58	60	61
Saldo do Balanço Com Capacidades	7	3	-5	1	-5	-7	-8	-13	-19	-26

O segmento termelétrico, maior consumidor de GN, exige estoques contingenciais de GN em função das seguintes características operacionais:

- As térmicas operam somente quando há um comando do Operador Nacional do Sistema – ONS, apresentando por consequência consumo intermitente de combustível, que é necessário somente durante alguns períodos do ano. O despacho de GN para as térmicas é muito variável, o que dificulta um planejamento adequado para importação de GNL. Os gráficos mostrados nas figuras 43 e 44 mostram a variabilidade de despacho de GN nos terminais de Pecém e Baía de Guanabara.

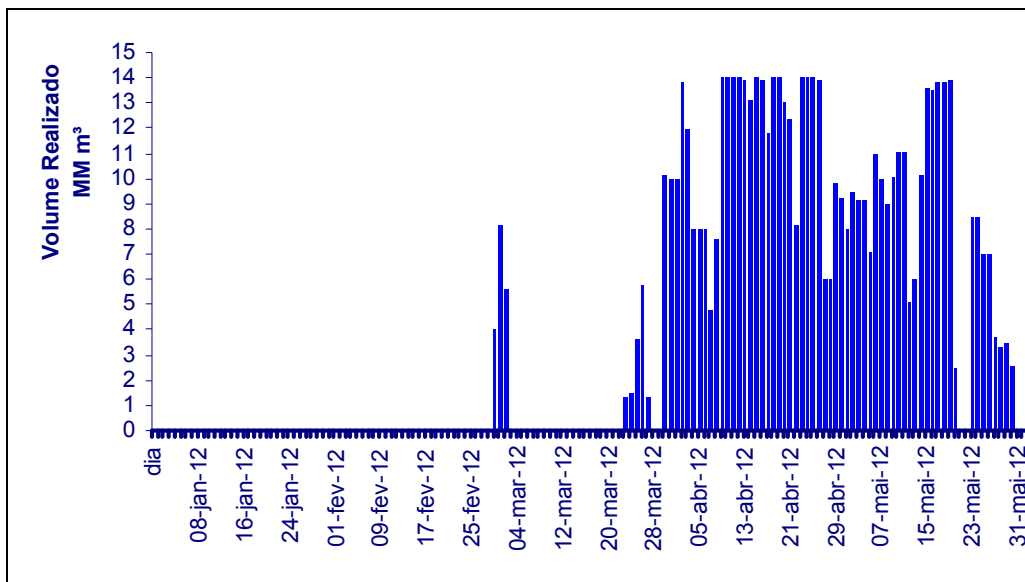


Figura 43 - Despacho de GN no Terminal de regaseificação da Baía de Guanabara. Fonte: Barros (2012).

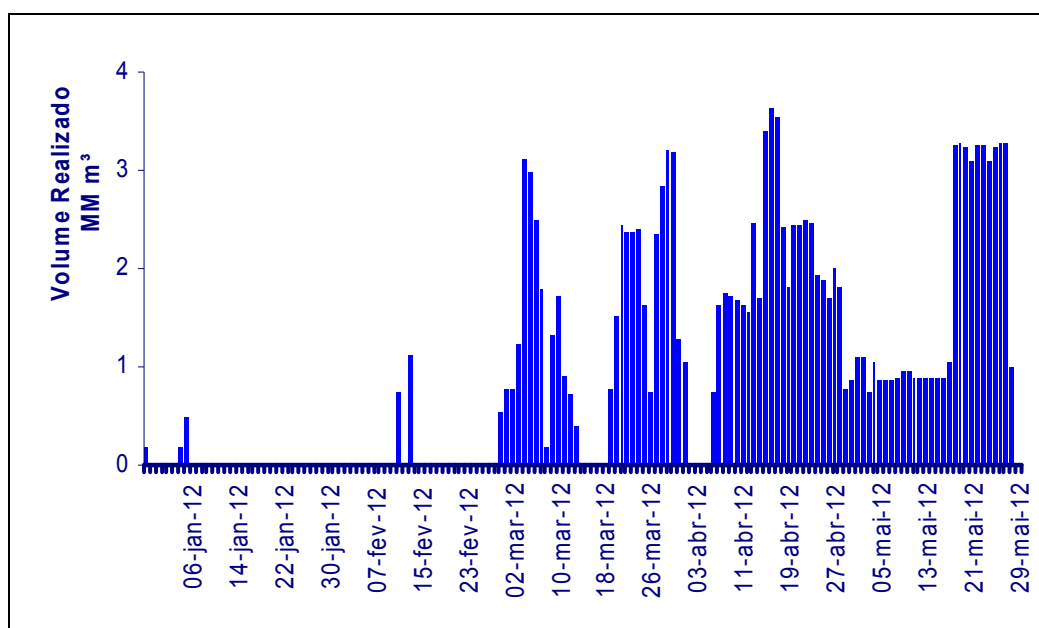


Figura 44 - Despacho de Gás Natural no Terminal de regaseificação de Pecém. Fonte: Barros (2012).

- As térmicas devem estar sempre prontas para operar, o que implica em haver disponibilidade quase imediata de combustível, haja vista que o prazo entre o comando do ONS e o início de operação é inferior a 24 horas;
- Atualmente o estoque contingencial é atendido pela importação de GNL, cujo prazo médio de recebimento de uma carga após a compra é de 30 dias. A incompatibilidade entre o prazo do comando do ONS e o início de operação das térmicas, com o prazo requerido para se trazer uma carga de GNL para o Brasil, obriga a manutenção de estoques estratégicos de gás natural;
- Atualmente, são contratados em média pela Petrobras dois navios metaneiros², adicionalmente aos navios regaseificadores³ para manutenção de estoques contingenciais. Esses navios ficam ancorados ao largo para servirem como estoque contingencial. Com o crescimento da economia brasileira e uma maior demanda por energia elétrica, o despacho para as termoelétricas deve aumentar substancialmente.

² Navio metaneiro, também conhecido como navio transportador de GNL, é um navio-tanque destinado ao transporte de gás natural liquefeito (GNL).

³ Navio regaseificador: Um navio que transforma GNL em GN na pressão atmosférica.

• O despacho diário máximo do GNL importado, considerando os três terminais de regaseificação é de 41 milhões m³/dia de GN.

- Pecém → 7 milhões de m³/dia;
- Baía de Guanabara → 20 milhões de m³/dia;
- Bahia → 14 milhões de m³/dia

Total → 41 milhões de m³/dia

Considerando a flexibilidade do sistema, ou seja, quando o GN pode ser substituído por outro combustível, tem-se na tabela 6 a previsão até 2020 da demanda diária de GN, a partir da regaseificação do GNL.

Tabela 6 - Estimativa anual do cálculo do número mínimo de navios metaneiros necessários como estoque contingencial. Fonte: GE-MC/SGN/AVS.

BALANÇO BRASIL sem Norte (milhões m ³ /d)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Necessidade de GNL (A)	16,0	20,8	39,4	40,5	40,5	40,6	40,6	40,6	40,7
Flexibilidades ABAST (B)	4,0	8,8	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,4
Flexibilidades Térmicas (C)	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
UTE's com fator K (D)	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Flexibilidades E&P (E)	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Necessidade de GNL descontando flexibilidades =(A) - (B) - (C) - (D) - (E)	3,4	3,4	21,4	22,4	22,5	22,5	22,5	22,6	22,6
Necessidade de GNL (nº de navios)	1,3	1,3	7,9	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Navios Regaseificadores (nº navios)	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Navios Adicionais (nº navios)	-0,7	-0,7	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3

A partir de 2015, já considerando o terminal de regaseificação da Bahia, ter-se-á um estoque nesses navios de 262,2 milhões de m³ de GN. Estima-se que a demanda diária nesse ano atingirá 22,4 milhões de m³ de GN. Um estoque contingencial para atender a demanda diária de 30 dias, seria de 30 x 22,4 milhões de m³ de GN, ou seja, 672 milhões de m³ de GN.

Subtraindo-se desse valor o estoque de GN já existente nos terminais de regaseificação, será necessário um estoque adicional de 409,8 milhões de m³ de GN.

Em média, um navio de GNL carrega um volume de 80 milhões de m³ de GN na pressão atmosférica, equivalente a 134 000 m³ de GNL, considerando a razão de compressão por criogenia de 600 vezes.

Para atender a esse estoque será necessário ter cinco navios de GNL, tabela 6, como estoque estratégico ancorados ao largo, com contratos renovados a cada 30 dias.

Quando a demanda é inferior a projetada, a PETROBRAS, em algumas situações, precisa vender esse gás a preços inferiores aos de compra.

A estocagem de GN em cavernas de Sal tem por objetivo substituir no momento atual os estoques contingenciais nos navios metaneiros, com redução substancial de custo e aumento sensível na segurança.

No futuro com o crescimento da curva de produção de gás dos novos reservatórios do Pré e Pós-sal, o papel da estocagem subterrânea também garantirá o abastecimento na eventualidade de que intercorrências ocorram nas unidades de produção *offshore*, bem como nas unidades de tratamento de gás e na malha de distribuição de gás.

Outra vantagem, que é comumente utilizada pelas companhias de Gás nos Estados Unidos, é a estocagem de gás em épocas de forte flutuação de preço, o que é comum para esse insumo energético.

Em função do prazo médio de 30 dias para a compra de cargas de GNL no mercado spot e seu transporte até o Brasil, bem como do cálculo do número mínimo de 5 navios de estocagem, estima-se um volume de gás armazenado de cerca de 410 milhões de m³. Esse cálculo foi realizado levando em consideração uma gestão segura do suprimento de Gás Natural.

7.1

Seleção de áreas para construção das cavernas

Foram analisadas áreas com espessuras de sal que garantissem o volume geométrico mínimo para as cavernas, estabelecendo uma relação ótima entre o custo de implantação de uma estação de compressão, o tratamento do gás, a dissolução da caverna e o volume útil do GN a ser armazenado. Isso aumenta a viabilidade econômica da estocagem.

Foram utilizados os dados geológicos levantados por poços exploratórios antigos da PETROBRAS, que foram executados na fase de avaliação do Jazimento Potássífero de Sergipe e na exploração de Petróleo. (COSTA, 1984)

Tendo em vista a existência da mina de potássio, hoje sendo lavrada pela Companhia Vale do Rio Doce, foram escolhidos poços exploratórios que estivessem fora do perímetro sob a concessão de lavra dessa companhia. (COSTA, 1984)

Procurou-se ainda selecionar áreas com ausência de intercalações de rochas não solúveis, como folhelhos e de camadas de sais mais solúveis que o sal (halita), tais como a carnalita e taquidrita. Além disso, alguns outros critérios foram estabelecidos, tais como a profundidade máxima do topo da rocha salina. Outro critério também adotado foi selecionar uma área próxima de gasoduto ligado a logística global de escoamento da gás da PETROBRAS.

A figura 45 mostra um mapa com a localização do poço 9-GTP-0006-SE, que foi utilizado como referência no dimensionamento geomecânico das cavernas. (COSTA, 1984)

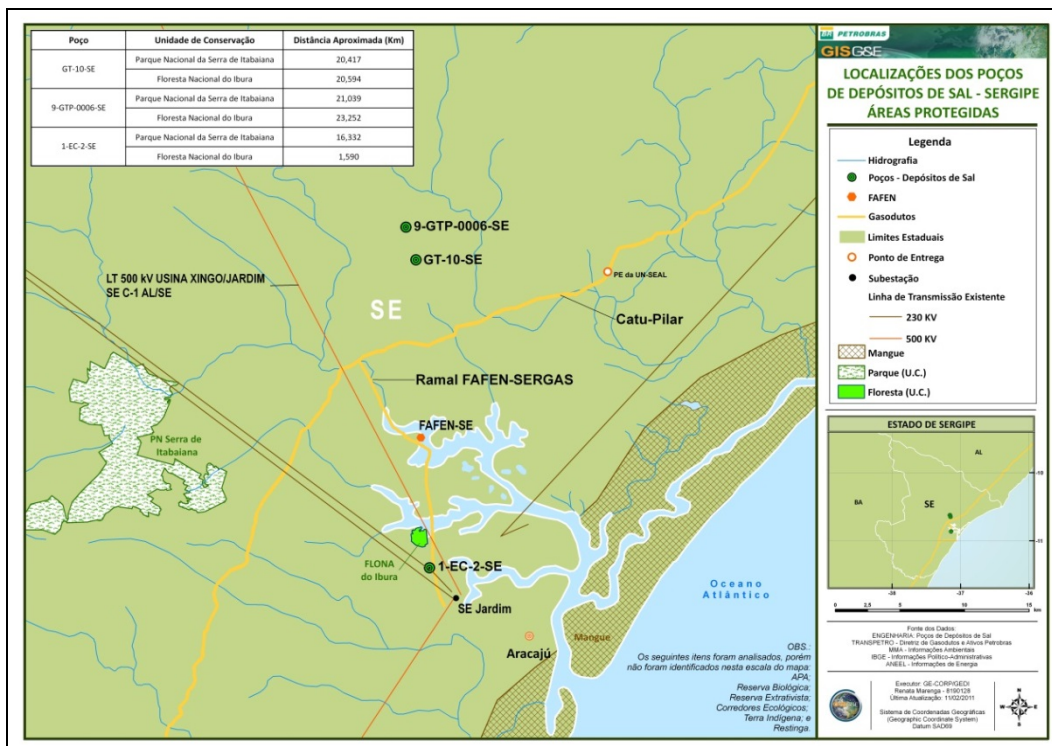


Figura 45 - Mapa de localização do poço 9-GTP-0006-SE. Fonte: Costa (1984).

7.2

Dimensionamento e cálculo da quantidade de cavernas da planta de estocagem de Gás Natural *Onshore*

No dimensionamento das cavernas são adotados critérios baseados nas recomendações por Costa (1984) e que também são utilizados pela prática mundial de projeto deste tipo de estrutura:

São elas:

- Pressão Máxima de CH₄ variando de 80% a 90% da tensão inicial efetiva no topo da caverna (P_{máx});
- Pressão Mínima de CH₄ variando de 30% a 50% da tensão inicial efetiva no topo da caverna (P_{min});
- No caso do local escolhido para a estocagem estão sendo adotados os limites de 30% de σ_0 para a pressão mínima de GN e de 80% de σ_0 para pressão máxima de GN.

Entende-se por tensão inicial efetiva a tensão gerada pela sobrecarga da coluna litostática sobrejacente à camada de rocha salina, na qual serão abertas por dissolução as cavernas.

Esses critérios devem ser validados posteriormente através de modelagem computacional e com dados geológicos mais precisos de furos exploratórios a serem realizados na região com esse objetivo. A figura 46 mostra o dimensionamento das cavernas e a definição geométrica das mesmas.

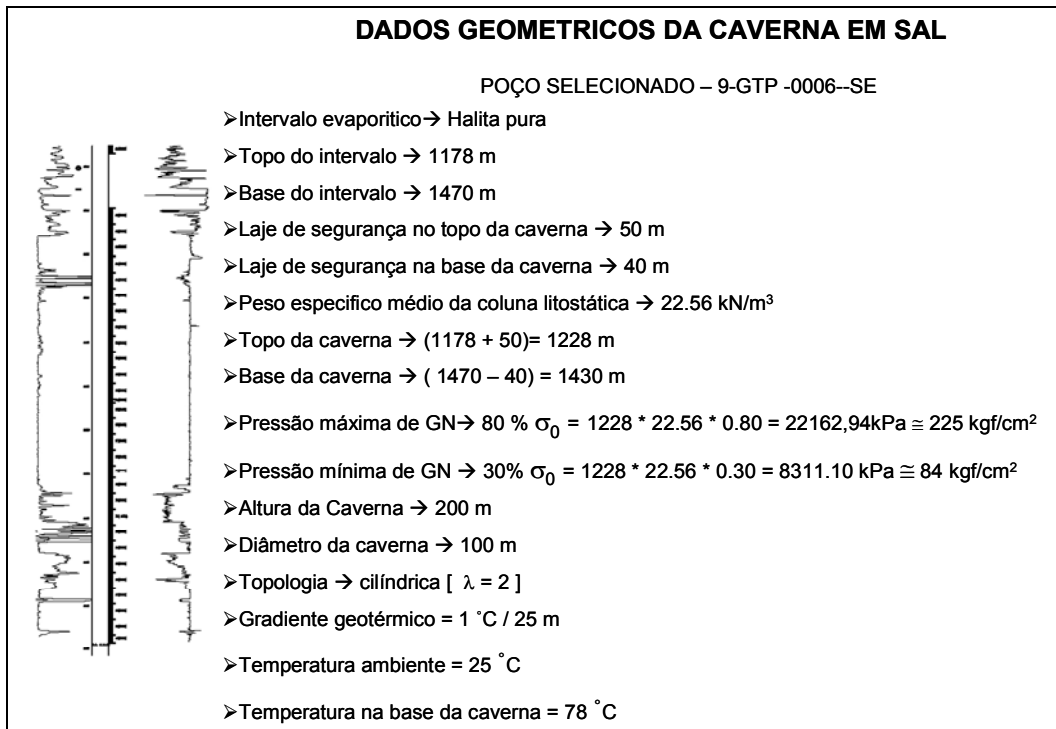


Figura 46 - Dimensionamento das cavernas. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).

Para evitar o fechamento excessivo da caverna, por fluência do sal, em uma operação de despacho de gás, a pressão mínima de gás a ser deixada dentro da caverna, colchão de gás, deve ser no mínimo igual a 30% da tensão induzida pelo soterramento da caverna, de acordo com as recomendações de Costa 1984. Da mesma maneira, a pressão máxima em uma operação de estocagem não pode ultrapassar a 80% da tensão induzida pelo soterramento da caverna para evitar o seu faturamento.

Intervalo de pressões de estocagem de CH₄ a ser avaliado

$$[30\% \sigma_0 = 8400 \text{ kPa}] \leq P \leq [22500 \text{ kPa} = 80\% \sigma_0]$$

- Laje de segurança de sal entre o topo da caverna e o topo do sal = 50 m; (COSTA; AMARAL; CERQUEIRA, 2011).
- Distância mínima entre cavernas de modo a evitar interferências – 5 diâmetros entre eixos; (COSTA; AMARAL; CERQUEIRA, 2011).

Dimensões geométricas das cavernas

As dimensões características e forma das cavernas foram definidas com o objetivo de se ter o maior volume de gás estocável de CH₄ maximizando a segurança e desenvolvimento em prazo compatível com os empreendimentos do Pré-sal.

Estimativa do volume geométrico das cavernas com 200 metros de altura e 100 metros de diâmetro numa forma geométrica aproximada por um elipsoide de revolução vertical, figura 47.

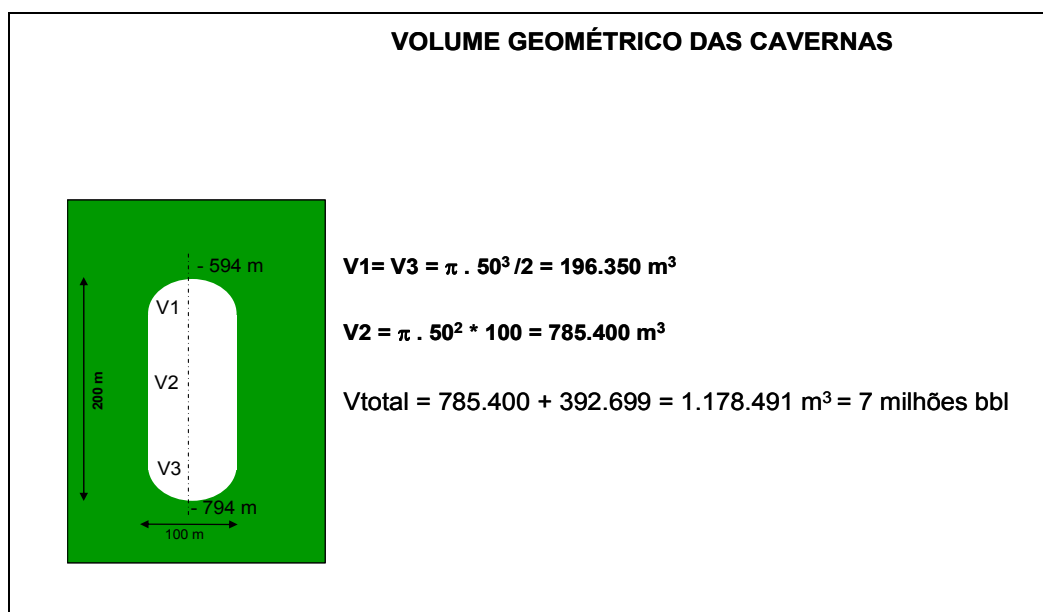


Figura 47 - Cálculo do volume geométrico das cavernas. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).

Substituição total da salmoura da caverna pelo CH₄ na pressão máxima e operação com colchão de Gás Natural, variando entre as pressões máximas e mínimas de (30% de σ_0) a (80% de σ_0).

Para o cálculo dos volumes de gás a serem estocados nas cavernas utiliza-se o fator de expansão, já considerando o gás especificado com composição química que deverá ser validado na fase de projeto básico do projeto.

De acordo com a lei dos gases perfeitos adaptada, a especificação do gás tratado pelas unidades de tratamento de gás da Petrobras, pode-se estabelecer a relação entre volume de gás, pressão e temperatura, determinando o seu fator de expansão. O fator de expansão multiplicado pelo volume geométrico da caverna

determinará o volume de gás nas condições normais de temperatura e pressão (temperatura ambiente e pressão atmosférica).

Fator de expansão do gás na pressão máxima de operação da caverna

Pressão → 22.500.000 Pa

Temperatura → 78 °C

Fator de Expansão → 238.10 (COSTA; AMARAL; CERQUEIRA, 2011).

Fator de expansão do gás na pressão mínima de operação da caverna

Pressão → 8.400.000 Pa

Temperatura → 78 °C

Fator de Expansão → 90.13

7.3

Potencial de armazenamento de gás natural nas cavernas

O volume de estocagem foi calculado com a premissa de que a caverna está sendo usada para destino final do Gás Natural. Nesta condição considera-se que a caverna após a sua conclusão tem a salmoura substituída pelo Gás Natural. Nesta nova situação, a cavidade operará durante a sua vida útil entre uma pressão mínima e uma pressão máxima, dependendo da estratégia a ser adotada para a estocagem, figura 48.

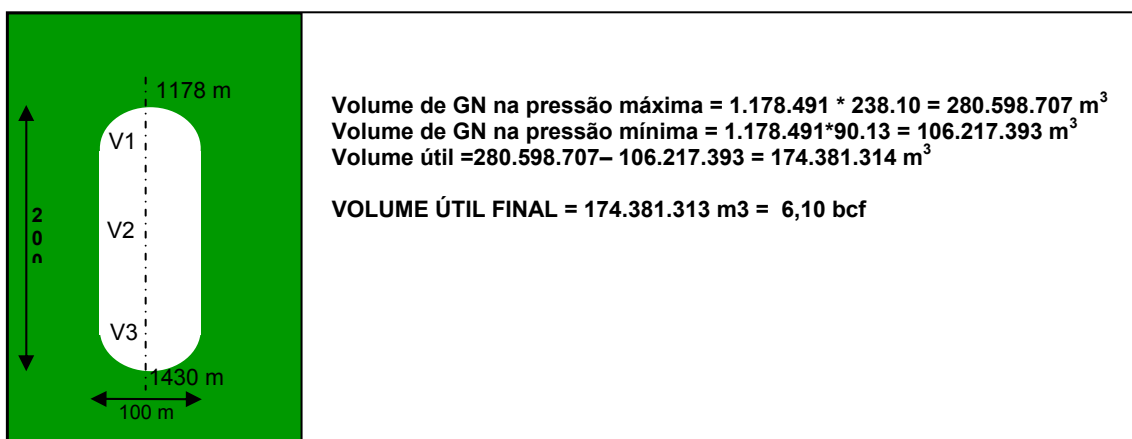


Figura 48 - Volume de Estocagem de Gás Natural. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).

O volume útil de gás que será movimentado é de ~175 milhões de m³ na pressão atmosférica.

7.4

Análise de Sensibilidade e custo de investimento

O cálculo do volume de gás contingencial a ser estocado é função da capacidade de regaseificação de 41 milhões m³/dia, menos a flexibilidade no sistema, multiplicado por 30 dias, que é o prazo para ser contratada uma nova carga de GNL.

Conforme mostrado no item anterior, a partir de 2015, tabela 6, a demanda diária prevista é de 22,4 milhões de m³ de GN/dia, que multiplicado por 30 dias, totaliza 672 milhões m³ de estocagem contingencial de GN.

Diminuindo-se do estoque contingencial total previsto, o valor já estocado nos terminais de regaseificação, que totaliza 262 milhões de m³, será necessário um estoque adicional de 410 milhões de m³ de GN.

Cada caverna terá um volume de gás útil (*working gas*) de 175 milhões de m³, logo serão necessárias 3 cavernas, para substituir o estoque contingencial em navios metaneiros, já com margem de segurança. As três cavernas quando operacionais terão a capacidade de manter um estoque contingencial de 525 milhões de m³. A figura 49 mostra uma ilustração da planta de estocagem de gás no local selecionado.

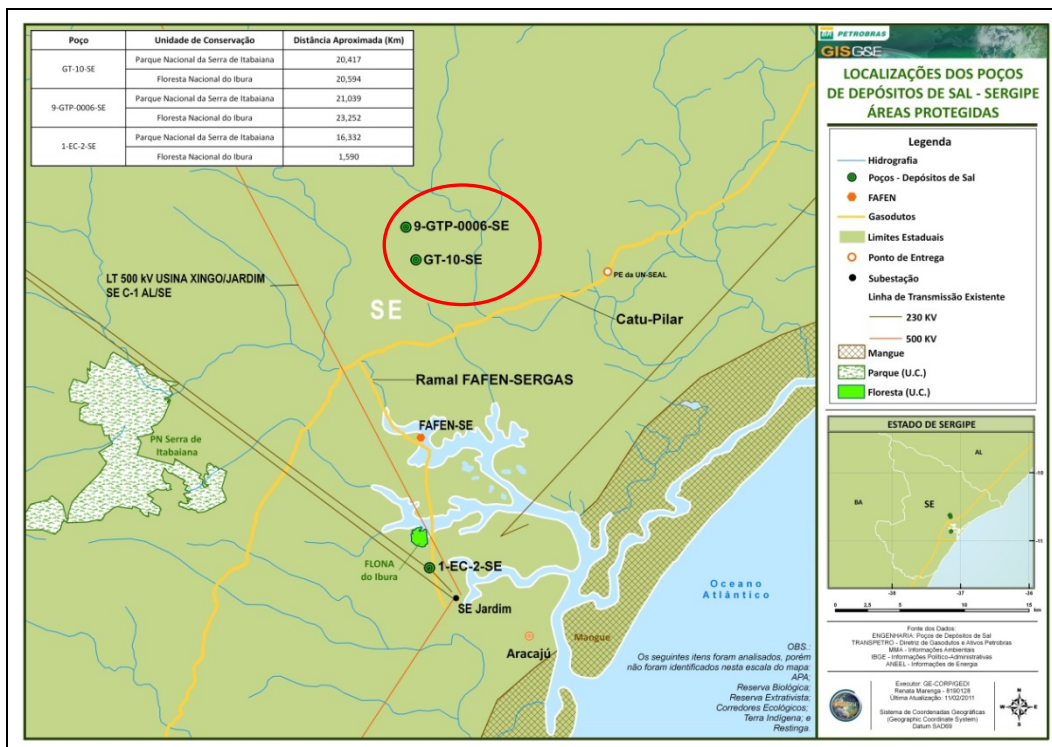


Figura 49 - Campo de Estocagem de Gás Natural em Sergipe. Fonte: Costa; Amaral; Cerqueira (2011).

O prazo para construção e comissionamento de uma caverna, considerando somente uma estação de bombeamento é de cerca de 2 anos.

Para atender o estoque contingencial das termelétricas com a demanda de 22,4 milhões de m³/dia de GN serão necessárias o mínimo de 2 cavernas, o que levará 4 anos para serem construídas e comissionadas.

Considerando os custos unitários apresentados no item 4.4, para a caverna com gás útil (*working gas*) de 175 milhões de m³/dia, o investimento total será de:

$$\text{US\$ } 1,16/\text{m}^3 * 175.000.000 = \text{US\$ } 203.000.000.$$

Aproveitando-se do sistema de bombas já existente, que foi utilizado na construção da primeira caverna, o custo unitário de investimento cai para US\$ 0,21/m³. Logo o total do investimento para as três cavernas será de US\$ 276.500.000.

Na figura 50 tem-se a comparação do custo de investimento em função do volume de gás de trabalho comparando as três opções, cavernas de sal, tanques criogênicos ou navios de GNL.

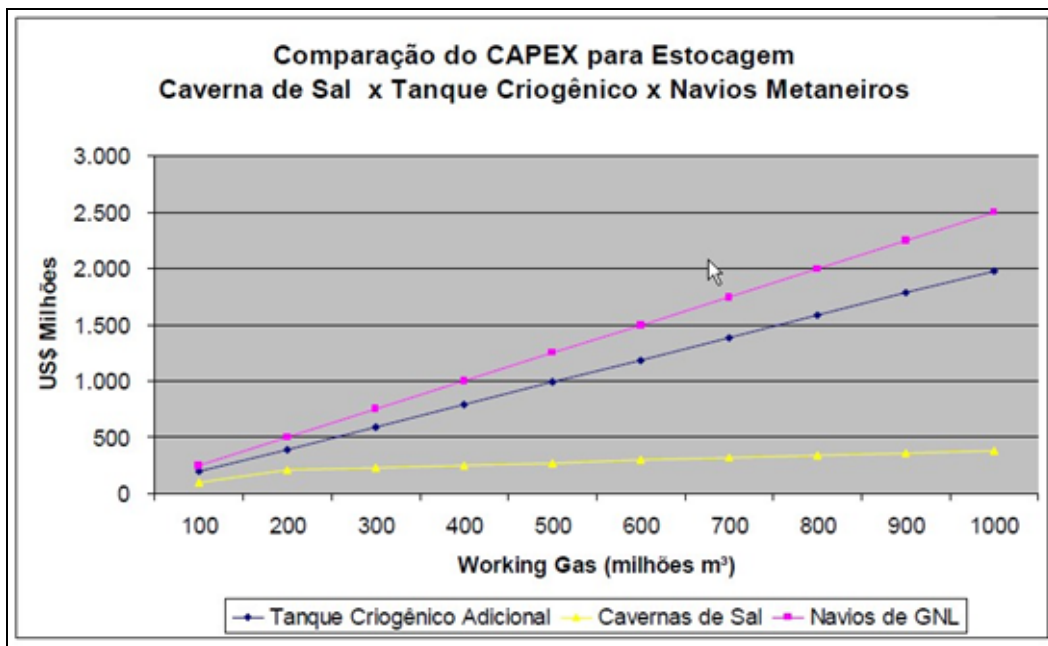


Figura 50 - Comparação do custo de investimento para as opções: cavernas de sal, tanque criogênico ou navio GNL. Fonte: Moura et al. (2012).

Como pode-se observar, o investimento inicial das 3 tecnologias é bem parecido, apesar da caverna de sal ser um pouco mais baixo. Entretanto, com o crescimento do volume de gás armazenado, o custo de armazenamento da caverna de sal se mantém praticamente o mesmo, apresentando um custo benefício muito superior as demais tecnologias.

Para um volume semelhante, outras opções de armazenagem, tais como navios de GNL ou tanque criogênico, custam aproximadamente US\$ 1,00 bilhão.

Considerando o fluxo de caixa do empreendimento de estocagem de gás natural em caverna de sal, estudos de viabilidade econômica realizados pela PETROBRAS, demonstraram que se trata de um projeto com excelente atratividade econômica e, o mais importante, estratégico sob o ponto de vista logístico para atender o despacho das termelétricas para geração de energia elétrica e evitar o desabastecimento. Esse resultado encontra-se em total conformidade com os projetos já desenvolvidos e em desenvolvimento na América do Norte e Europa.

Caso a demanda diária de GN para o sistema termoelétrico caia para um valor inferior a 22,4 milhões de m³/dia, em um ano com índice pluviométrico elevado, tem-se uma das grandes vantagens da estocagem em cavernas de sal.

As cavernas que devem ser retiradas de operação terão suas árvores de natal fechadas, mantendo-se dentro dessas cavernas o colchão de gás na pressão máxima. Essas cavernas ficaram estanques com custo operacional muito baixo, basicamente a manutenção será destinada à preservação da árvore de natal.

Começando a construção da primeira caverna em 2013, a mesma estaria concluída em 2015. Para atender a demanda prevista de 22,4 milhões de m³/dia, seriam necessárias o mínimo de 2 cavernas. Esse atendimento ocorrerá somente em 2017, utilizando-se de um único sistema de bombeio. A partir de 2019, as três cavernas estariam operacionais e não seria mais necessário a contratação de navios metaneiros como estoque contingencial, com margem de segurança de 30%.

Outras cavernas podem ser construídas com o crescimento da curva de produção de gás do Pré-sal, atendendo ao despacho imediato das térmicas e para o abastecimento das Companhias de distribuição de gás locais (CDL's).

Conclusões

A pesquisa realizada na presente dissertação demonstra, em comparação com o restante do Mundo, que o Brasil apresenta uma grande vulnerabilidade em parte de sua matriz energética. Isso porque ainda não utiliza, até o momento, estocagem subterrânea de Gás Natural, apesar de já existir a tecnologia disponível desde meados do século 20.

Se o país caminha na direção do seu desenvolvimento pleno, a semelhança de países como Estados Unidos e alguns países da Europa, é essencial adotar a estratégia de armazenamento contingencial de gás natural. A importância dessa estratégia não é apenas para atender com maior flexibilidade o mercado interno, como também para garantir o suprimento de energia na eventualidade de intercorrências que possam ser ocasionadas por guerras ou grandes catástrofes naturais.

Conforme apresentado nessa dissertação, caso o Brasil opte por utilizar cavernas subterrâneas para armazenamento de GN, irá usufruir dos benefícios originados pela utilização da estocagem estratégica desse hidrocarboneto tais como:

- Equilibrar o fluxo de gás nos gasodutos, para assegurar que a pressão nos gasodutos se mantenha dentro dos parâmetros de segurança;
- Cumprir com os contratos efetuados, mantendo o volume de entrega e salvaguardando qualquer imprevisto que possa levar à aplicação de multas por incumprimento contratual;
- Nos países de clima temperado, a estocagem de gás é realizada para nivelar a produção em períodos de flutuação do consumo. O gás não comercializado de imediato, é armazenado, geralmente no verão quando a procura é baixa, e é entregue no inverno com o aumento da procura;
- Como ferramenta de especulação de mercado, quando os produtores antevêm uma alta significativa do preço do gás, o compram a preços baixos para depois vendê-lo quando o preço subir até o patamar desejado;

- Como seguro contra acidentes imprevistos, incluindo acidentes naturais como furacões ou problemas de mau funcionamento da produção, etc.;
- Para reduzir a volatilidade do preço;
- Segurança de abastecimento energético.

No presente estudo, selecionou-se para estocagem subterrânea de GN o uso de cavernas abertas por dissolução em rocha salina, em função da existência de grandes depósitos evaporíticos em terra e mar brasileiros. Outro ponto relevante é o fato de existir um grande conhecimento internalizado no país sobre o comportamento dessas rochas. A mineração do sal mineral do composto químico silvinita (KCl.NaCl), para produção do Cloreto de Potássio fertilizante, em Sergipe, e a descoberta dos reservatórios do Pré-sal em 2006, contribuíram muito para o desenvolvimento desse conhecimento.

Outro fator importante para essa escolha decorre do fato dessa tecnologia ter tido o maior avanço e atratividade nos últimos anos a nível mundial, com o número crescente de plantas de estocagem subterrânea em cavernas de sal.

O número de plantas baseados na estocagem de gás natural em reservatórios depletados ainda é maior que o baseado em cavernas de sal. Entretanto, sob o ponto de vista tecnológico as cavernas de sal oferecem maior segurança, em função das características físico-químicas dos evaporitos (rochas salinas), bem como oferece menor perda do gás armazenado e maior velocidade de despacho para o suprimento do mercado.

Foram analisados dois cenários no escopo da dissertação. No primeiro, a estocagem subterrânea é conduzida em terra na Bacia evaporítica de Sergipe. Nesse caso o objetivo é o atendimento ao mercado das termelétricas que apresenta maior nível de exigência quanto ao despacho de gás e maior volatilidade. A demanda por GN, é dependente do índice pluviométrico do país em função da matriz energética brasileira ser majoritariamente composta por geração de energia hidroelétrica, e caso esse índice esteja baixo, é necessário acionar termoelétricas para abastecer o país. No segundo cenário avalia-se a estocagem subterrânea offshore cujo objetivo maior é criar um pulmão contingencial de gás para manter a produção de petróleo na Bacia de Santos. Na eventualidade de ocorrências de problemas, a jusante da produção nas estações de tratamento de gás, tanto em

terra quanto na rede de dutos offshore, o gás pode ser armazenado nas cavernas e a produção continuar.

O estudo realizado na presente tese demonstrou que em ambos os cenários, em terra ou no mar, existem depósitos evaporíticos com características geológicas e geomecânicas perfeitas para construção das cavernas, bem como com volume de sal suficiente para construção do número de cavernas que for necessário como pulmão contingencial, dependendo somente de recursos financeiros para sua construção e viabilidade econômica.

Para estudos futuros recomenda-se que o dimensionamento em tamanho e quantidade das cavernas seja ampliado para outras bacias evaporíticas, além das bacias de Sergipe e Santos. Como exemplo, a Bacia do Espírito Santos, Ceará, Alagoas etc. Expandir por todo o país plantas de estocagem subterrânea de gás natural, em diferentes regiões, aumenta sensivelmente a segurança no sistema de distribuição de energia, bem como garante maior integração com a Malha Integrada de Gás Natural GASENE.

Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP). **Gás Natural e Biocombustíveis**. Anuário Estatístico 2012, 2012.

ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE. **An Introduction to Salt Caverns & Their Use for Disposal of Oil Field Wastes**. Contract W-31-109-Eng-38, setembro, 1999.

AVERY, W.; BROWN, G. G.; ROSENKRANZ, J. A.; WOOD, K. **Optimization of Purchase, Storage, and Transmission Contracts for Natural Gas Utilities**. Operations Research, v. 40 n.3, 1992. p. 446-462.

BARROS, G.M. **Integração das Cadeias de Gás Natural**. Conferência de Excelência Operacional, Petrobras, junho 2012.

BORRAZ-SÁNCHEZ, C.; RÍOS-MERCADO, R.Z. **A Hybrid Meta-heuristic Approach for Natural Gas Pipeline Network Optimization**. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2005. p. 54–65.

BP STATISTICAL REVIEW. 2007, dados do final do ano de 2007.

BRITISH GEOLOGICAL SURVEY. **Underground natural gas storage in the UK**. Disponível em: <<http://www.bgs.ac.uk/research/energy/undergroundGasStorage.html>>. Acesso em: 8 fevereiro 2012.

BROOKS, R. E. **Allocation of Natural Gas in Times of Shortage: A Mathematical Programming Model of the Production, Transmission and Demand for Natural Gas Under Federal Power Commission Regulation**, 1975, Tese de Doutorado, Massachusetts Institute of Technology.

CASTRO, F.C.C.; MERSCHMANN, M.A.C.; MARQUES, C.C.S.; BAGLI V.V.; SCHREINER, S. **Avaliação de feições de risco geológico / geotécnico para estocagem de gás em cavernas de sal offshore nos Campos de Tupi e Mexilhão**, Relatório Interno E&P-SERV/US-SUB/GM 972.163/08, outubro 2008.

CECCHI, J. C. et al. **Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos**, ANP, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural, 2009.

_____. **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros**. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, ANP, 2001.

_____. **Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios**, ANP, 2002. Nota Técnica 033/2002-SCG.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **A indústria e o Brasil – gás natural: uma proposta de política para o país**. Brasília: CNI, 2010.

COSTA, A. M.; AMARAL, C. S. **Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo na Bacia de Santos - Armazenamento de Gás Natural em Cavernas abertas por dissolução em Rochas Salinas**. Relatório interno PETROBRAS/DEP, outubro 2008.

_____. **Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo na Bacia de Santos - Descarte de CO₂ em Cavernas abertas por dissolução em Rochas Salinas**, Relatório interno PETROBRAS/DEP, outubro 2012.

COSTA, A. M.; AMARAL, C. S.; CERQUEIRA, R.M. **Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo - Armazenamento de Gás Natural na Bacia Evaporítica de Sergipe**. março 2011.

COSTA, A. M. **O desafio do Pré-sal**. Seminário sobre o Pré-sal. Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), março 2011.

_____. **Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Subterrâneas Destinadas à Mineração Subterrânea**. Rio de Janeiro, 1984. Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ.

COSTA, A. M.; AMARAL, C.S.; POIATE, E. et al **Underground Storage of Natural Gas and CO₂ in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil**. Beijing: 12th International Congress on Rock Mechanics – ISRM 2011- Harmonizing Rock Engineering and the Environment, outubro 16-21 2011.

COSTA, A. M. et al. **Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo na Bacia de Santos – Armazenamento de CH₄ em Cavernas Abertas por Dissolução em Rochas Salinas**, Relatório Técnico Petrobras, outubro de 2008.

_____. **Visita a reserva estratégica de petróleo do EUA**. Estrategic Petroleum Reserve – SPR, relatório interno Petrobras, setembro 2009.

COSTA, P. V. M. **Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás**. Relatório técnico Brazil Business Link, junho 2012.

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS (UFMG). **Conceito de Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.demec.ufmg.br/gasosos/gnatural/conceito.htm>>. Acesso em 14 junho 2012.

FEITAL, F. **Desenho Esquemático Malha Integrada GASENE**. 2010. Cortesia Petrobras.

FILHO, E.T.T. **O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado**. revista do BNDES, v. 9, n. 17, 2002. p. 99-116.

GATEWAY STORAGE COMPANY LIMITED. **Gateway Gas Storage Project, Offshore Environmental Statement Addendum**, Revision 01, dezembro 2010.

HOELEN, Q.; VAN PIJKEREN, G.; TEUBEN, G. B.; TEENBERGEN, B. **Akzo Nobel Salt: Gas Storage in Salt Caverns**. Amsterdam: NUON Technical and Project Development Paul Breuning, 23^a *World Gas Conference*, 2006.

INTERNATIONAL GAS UNION (IGU). **Glossário dos principais termos técnicos relacionados com a Estocagem Subterrânea de Gás**. Disponível em: <<http://www.bgs.ac.uk/research/energy/undergroundGasStorage.html>>. Acesso em: 10 fevereiro 2012.

KABIRIAN, A.; Hemmati, M.R. **A Strategic Planning Model for Natural Gas Transmission Networks**. *Energy Policy*, n. 35, 2007. p. 5656–5670.

KELMAN, R. **Planejamento coordenado dos setores de energia elétrica e gás natural**, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2009.

MARTINS, L.A. **Dimensionamento de uma estocagem de gás natural sob incerteza de demanda e preço de GNL**. 2012. 153 f. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. **SAL - Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras**, 1. ed. Beca Edições Ltda., 2008. ISBN 978-85-87256-49-2.

MOURA, A.C.S. et al. **Identificação de Oportunidade do Projeto de Estocagem Subterrânea de Gás Natural em Caverna de sal**, relatório interno PETROBRAS, Março, 2012.

NATURAL GAS. **Storage of Natural Gas**. Disponível em: <<http://www.naturalgas.org/naturalgas/storage.asp>>. Acesso em: 10 fevereiro 2012.

NUNES, P. D.V.C. **Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal**, dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica e de Minas, Universidade Técnica de Lisboa, Dezembro, 2010.

O'NEILL, R.P.; Willard, M.; Wilkins, B.; Pike, R.A. **Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas**. *Operations Research*, v. 27 n. 5, 1979. p. 857-872.

PETROBRAS. **Maior Gasoduto do Brasil nos Últimos 10 anos**. Disponível em: <www.petrobras.com.br/pt/noticias/maior-gasoduto-do-brasil-nos-ultimos-10-anos>. Acesso em: junho 2012.

SANTOS, S. P.; LEAL, J. E.; OLIVEIRA, F. **The Development of a Natural Gás Transportation Logistics Management System**. Energy Policy, v. 39, 2010. p. 4774-4784.

SMI CONFERENCE. **Gas Storage**, Londres, junho 28-29, 2010.

TERRY, L.; PEREIRA, M.; NETO, T.; SILVA, A.; SALES, P. **Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generation System**, Interfaces, v. 16, 1986. p. 16-38.

THOMS, R. L.; GEHLE, R. M. **A Brief History of Salt Cavern Use**, AGM, INC. P.O. Box 10358, College Station, Texas, EUA, 2000.

Apêndice A

Definições sobre alguns conceitos importantes sobre estocagem subterrânea de gás.

Estocagem Subterrânea em Operação

Instalações de estocagem nas quais já é possível injetar e retirar gás.

Projetos de Novas Estocagens

Desenvolvimento de novos projetos de estocagem subterrânea, não relacionados a armazenamentos já existentes.

Capacidade de Estocagem

Capacidade total de um sítio de estocagem subterrânea relacionada com o volume de gás útil armazenável, com as taxas de injeção e retirada.

Inventário

Volumes totais de gás útil e gás de base estocados em um armazenamento subterrâneo de gás natural.

Volume de Gás de Base ou Gás de Colchão

Volume de gás necessário em um campo de estocagem tanto por razões gerenciais / operacionais, como para manter uma pressão mínima no reservatório que seja capaz de adequar a entrega de gás útil ao perfil de retirada requerido (demanda). Em cavernas, esse volume de gás de base é requerido, também, por razões de estabilidade. O volume de gás de base pode ser constituído de gás recuperável ou não, bem como de volumes de gás injetado.

Volume de Gás Útil

Volume de gás em um local de estocagem acima do nível projetado para o volume de gás de base, que pode ser injetado / retirado com instalações subterrâneas e de superfície (poços, tubulações etc.), sujeitas a limitações normativas e técnicas (pressão, velocidade etc.). Dependendo das condições

locais, (taxas de injeção e retirada, horas de operação etc.) o volume de gás útil pode ser totalmente substituído em mais de um ciclo por ano. (ver Capacidade Cíclica Anual)

Taxa de Retirada

Taxa (vazão) na qual o gás pode ser retirado de uma estocagem subterrânea, tendo como base as instalações de superfície e subsuperfície, bem como limitações das mesmas.

Perfil de Retirada

Dependência entre a taxa de retirada e o volume de gás útil. O perfil de retirada e o tempo (horas de utilização) requeridos para a retirada de gás natural são significativos para o projeto das instalações de estocagem subterrânea de gás natural. O perfil de retirada comumente é constituído de período em que a taxa é constante (platô) seguido de períodos de taxas declinantes (ver “Taxa Nominal de Retirada”).

Taxa de Pico de Retirada

Taxa máxima (vazão) de gás útil que pode ser retirado em função das instalações de superfície e subsuperfície e de suas limitações técnicas. Essa taxa máxima é normalmente alcançada quando a estocagem conta com seu volume máximo de gás útil, ou, em outras palavras, quando o armazenamento subterrâneo encontra-se na sua máxima pressão permitida. O termo “Taxa de pico de retirada” também é conhecido como “máxima taxa de entrega”.

Taxa Nominal de Retirada

Taxa de retirada que representa a capacidade de entrega de instalações de superfície e de subsuperfície disponíveis além de um período-platô de retirada. Essa taxa corresponde à taxa do período com perfil de retirada constante.

Taxa de Retirada do Último Dia

Taxa de retirada que pode ser exercida, tendo como base as instalações de superfície e subsuperfície e suas limitações, quando o reservatório de estocagem ou caverna possui volume de gás útil próximo à taxa de retirada. Em outras

palavras, quando o volume a ser retirado está próximo a corresponder ao gás de base.

Taxa de Injeção

Taxa (vazão) na qual gás pode ser injetado em uma estocagem subterrânea, tendo como base as instalações de superfície, subsuperfície e suas limitações técnicas.

Perfil de Injeção

Dependência entre a taxa de injeção e o volume de gás útil. O perfil de injeção e o tempo (horas utilizadas) necessários para a injeção são significativos para o projeto das instalações de estocagem subterrânea de gás natural. O perfil de injeção pode incluir um período de taxas declinantes próximas à máxima pressão de estocagem.

Capacidade de Ciclos Anuais

Número de ciclos em que o gás útil é totalmente reciclado, por injeções e retiradas, no período de um ano.

Capacidade de Estocagem Não Desenvolvidas

Capacidades de estocagem que poderiam ser desenvolvidas em uma estocagem subterrânea de gás natural existente, por meio de, por exemplo, injeção adicional de gás, aumento da pressão máxima de estocagem, diminuição da pressão mínima de estocagem, instalações adicionais (poços, compressores, etc.).

Poço de Estocagem

Poço completado para injeção e/ou retirada de gás.

Poço de Observação

Poço completado para monitorar um determinado nível da estrutura geológica de estocagem (pressão, temperatura, saturação, nível de líquidos, etc.) e/ou os níveis acima e abaixo do mesmo.

Poços Auxiliares

Poços completados para propósitos diversos, tais como injeção de água.

Pressão Inicial do Reservatório

Condições iniciais de pressão encontradas em uma formação porosa antes de quaisquer alterações advindas das atividades de operação do reservatório, tais como, por exemplo, início da injeção de gás. A pressão inicial é registrada tendo como referência uma profundidade ou *datum* de referência do reservatório. Também é conhecida como “pressão de descoberta”.

Pressão Máxima de Estocagem Permitida

Pressão máxima em um determinado nível da estrutura geológica de estocagem ou caverna, que normalmente ocorre quando o armazenamento conta com seu máximo inventário de gás. Essa pressão é o resultado da engenharia geológica / técnica e deve assegurar a integridade do armazenamento. A pressão máxima é relacionada com uma profundidade (*datum*) e normalmente deve ser aprovada por autoridades.

Pressão Mínima de Estocagem

Pressão mínima do nível subterrâneo de estocagem ou da caverna, normalmente alcançada ao final da fase de declínio do perfil de retirada. A pressão mínima está relacionada com uma profundidade referenciada (*datum*). A pressão mínima de cavernas é baseada em investigações geomecânicas e é determinada para garantir sua estabilidade, bem como deve ser aprovadas pelas autoridades.

Pressão de Profundidade (*Datum*)

Profundidade vertical de referência do nível poroso da estocagem, normalmente reportada em relação ao nível do mar, usada para normalização e correlação da pressão no reservatório. Em cavernas, a pressão máxima deve ser projetada e aprovada para assegurar a estabilidade.

Profundidade do Topo da Estrutura / Profundidade do Teto da Caverna

Profundidade vertical mínima entre a superfície e o topo da estocagem/teto da caverna.

Rocha de cobertura da Estocagem porosa

Formação rochosa selante para o gás que está acima do nível poroso do reservatório. Essa rocha forma uma capa selante que impede a migração do óleo ou gás para a superfície ou para fora da estrutura geológica de armazenamento.

Contenção (ou integridade de uma instalação de estocagem subterrânea)

Capacidade de um reservatório de estocagem, caverna ou completação de um poço de estocagem de resistir a vazamentos ou migrações de fluidos neles contidos. Também é conhecida como integridade de um sítio de estocagem.

Fechamento / Selagem

Distância vertical entre o topo da estrutura e o “ponto de vazamento”.

Ponto de Vazamento

Ponto estrutural no interior de um reservatório, onde hidrocarbonetos poderiam vazar e/ou migrar para o exterior da estrutura de estocagem.

Extensão aérea da Estrutura de Estocagem

Área de subsuperfície da formação de estocagem definida até a extensão máxima de saturação de gás. Esse limite é usualmente definido pelo contato gás/água.

Convergência da Caverna

Redução do volume geométrico das cavernas causado, por exemplo, pelo *salt creeping*. A redução anual do volume geométrico da caverna é expressa pela taxa de convergência.

Apêndice B

Descrição das instalações da base Bryan Mound – Freeport, Texas. (COSTA et al., 2009)

As instalações da base Bryan Mound se constituem das árvores de natal instaladas em superfície, na área de projeção vertical das cavernas, para controle de armazenamento e despacho do óleo, tanques para manobra de importação e exportação do óleo cru, sistema de bombeio, trocadores de calor e geração.

Na figura B1 podem ser vistas as instalações de controle operacional de uma das cavernas de estocagem de óleo. Observa-se uma linha para manobra com a salmoura e outra para manobra com o óleo.



Figura B1 - Árvore de Natal de operação de uma das cavernas, Fonte: COSTA et al., 2009.

Na figura B2 tem-se um dos tanques de superfície utilizado para manobra de entrada e saída do óleo para a estocagem. Esse tanque serve como um pulmão regulador para a operação de carga e descarga dos navios tanques que recebem ou aliviam o óleo do SPR. O óleo também é aliviado através de oleodutos.



Figura B2 - Tanque de manobra para carga e descarga do óleo cru entre as cavernas e os navios tanques, Fonte: COSTA et al., 2009.

Na figura B3 tem-se as bombas utilizadas para despacho do óleo. Essas bombas têm a capacidade de deslocar 1,5 milhões de barris por dia de óleo. O óleo é retirado das cavernas com a injeção de água *in natura*. As cavernas são projetadas para que, durante a vida útil, sejam submetidas a um número máximo de 5 descarregamentos, tendo em vista que a cada nova injeção de água para o interior das cavernas, de modo a deslocar o óleo, ocorre uma dissolução parcial das cavernas, aumentando suas dimensões.



Figura B3 - Bombas para despacho do óleo (1,5 milhões BPD), Fonte: COSTA et al., 2009.

As cavernas utilizadas para estocagem do óleo cru, nas quatro bases, foram em parte aproveitadas de cavernas antigas utilizadas para produção de salmoura, revitalizadas e comissionadas para atender às especificações de estocagem de óleo e outras foram projetadas especificamente com o propósito de estocagem.

Em geral, as cavernas com projetos específicos para estocagem, encontram-se a 1.000 metros abaixo da superfície, com diâmetro médio de 60 metros e altura de 600 metros (*Height / Diameter (H / D) = 6:1*). As cavernas apresentam um volume geométrico que varia de 1 milhão a 4.3 milhões de m³.

Na figura B4 mostra-se uma foto de satélite de toda a base de estocagem, destacando-se os pontos de superfície correspondentes aos locais onde se encontram as árvores de natal em cima de cada caverna, tanques de manobra de óleo, facilidades e canal de acesso dos navios tanques.



Figura B4 - Visão de satélite da base de estocagem de óleo do SPR - Bryan Mound, Fonte: COSTA et al., 2009.

Na figura B5 mostra-se o domo salino onde as cavernas foram abertas por dissolução e na figura B6 a superposição do desenho de toda a base do SPR, em Bryan Mound, sobre a projeção vertical em superfície do domo, sendo possível inferir o grande tamanho em diâmetro do mesmo, no qual foram abertas por dissolução 20 cavernas utilizadas na estocagem de óleo.

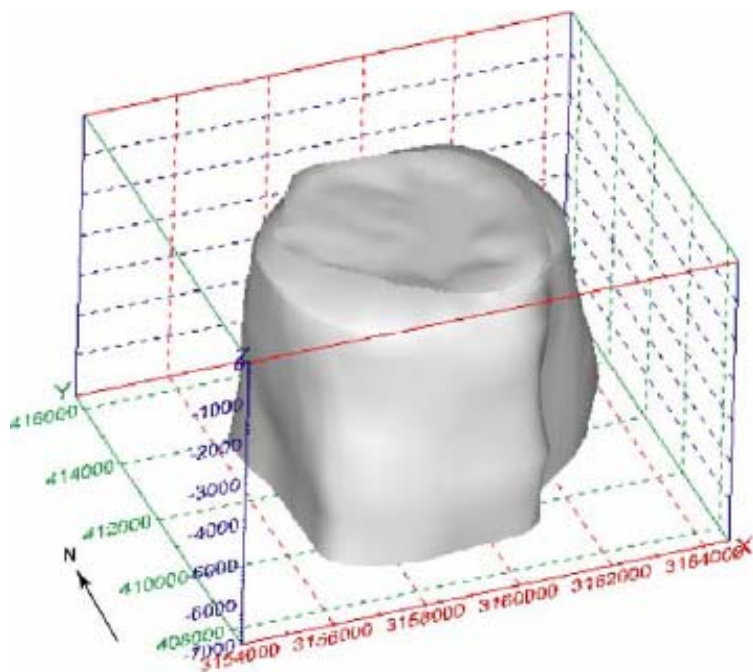


Figura B5 - Visão de satélite da base de estocagem de óleo do SPR - Bryan Mound, Fonte: COSTA et al., 2009.

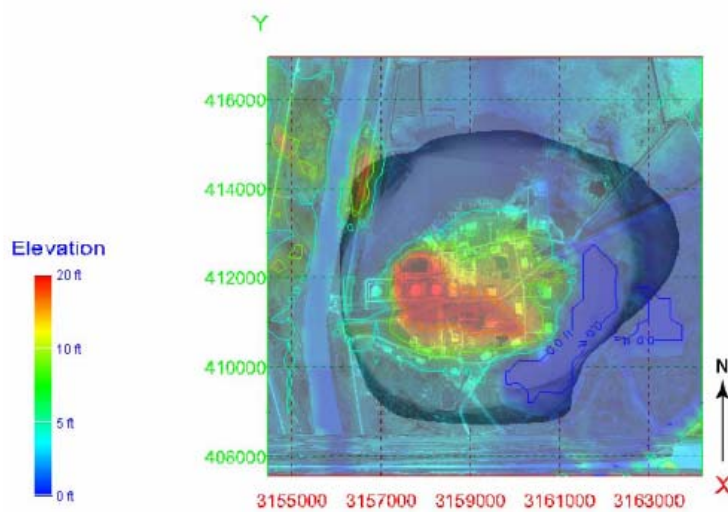


Figura B6 - Superposição da imagem da base do SPR em Bryan Mound com a projeção vertical do domo salino, Fonte: COSTA et al., 2009.

Na figura B7 tem-se a vista de topo das cavernas e na figura B8 a imagem 3D das cavernas.

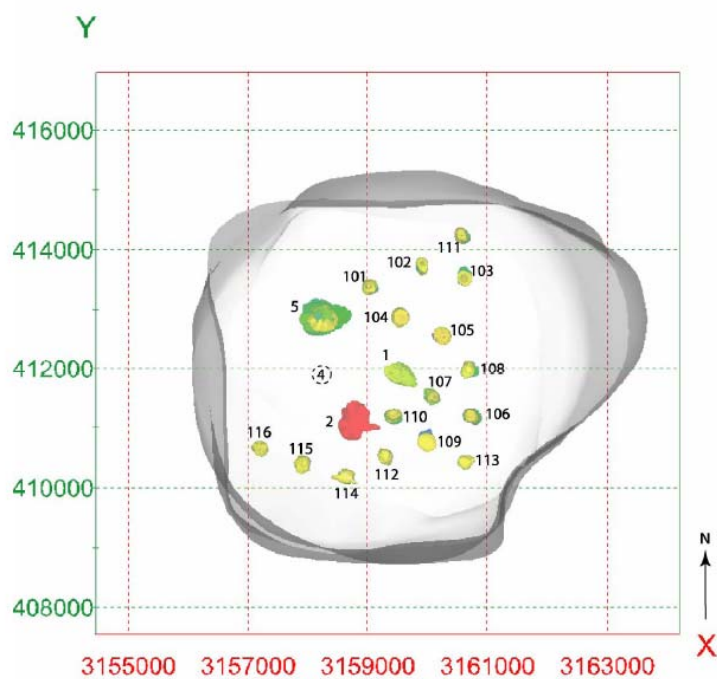


Figura B7 - Vista de Topo das cavernas, Fonte: COSTA et al., 2009.

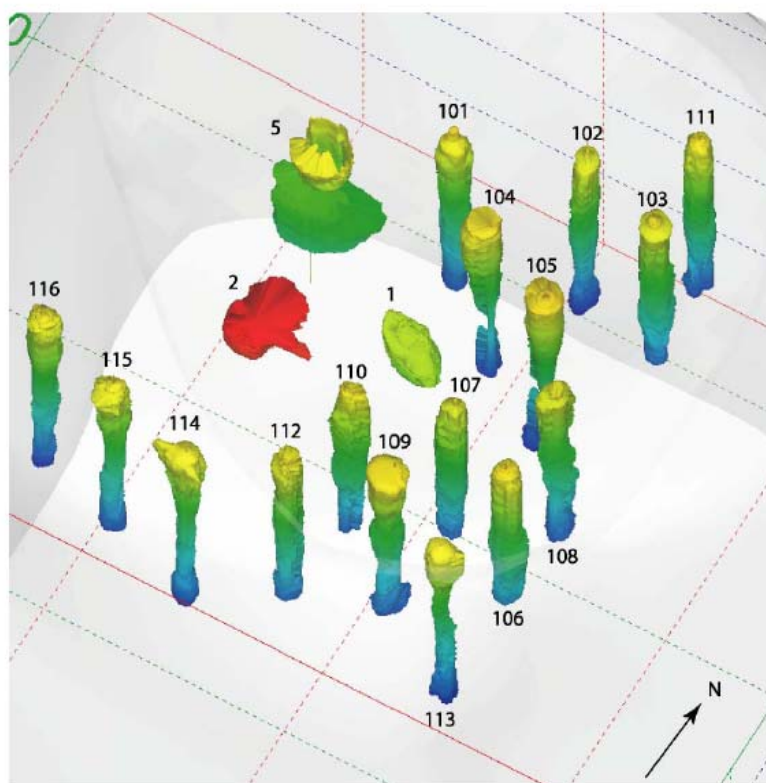


Figura B8 - Imagem 3D das cavernas, Fonte: COSTA et al., 2009.

Estocagem de GN em Cavernas de Sal no Golfo do México

Das bases de armazenamento de GN em cavernas de sal nos Estados Unidos destacam-se as bases de *Centana Gás Storage* e *Golden Triangle Storage*, ambas desenvolvidas no domo salino de Spindletop, (COSTA et al., 2009)

A figura B9 mostra a localização do domo salino de Spindletop. Essa região é considerada histórica, pois foi a região onde foi descoberto o primeiro poço de petróleo do Texas em 1901.

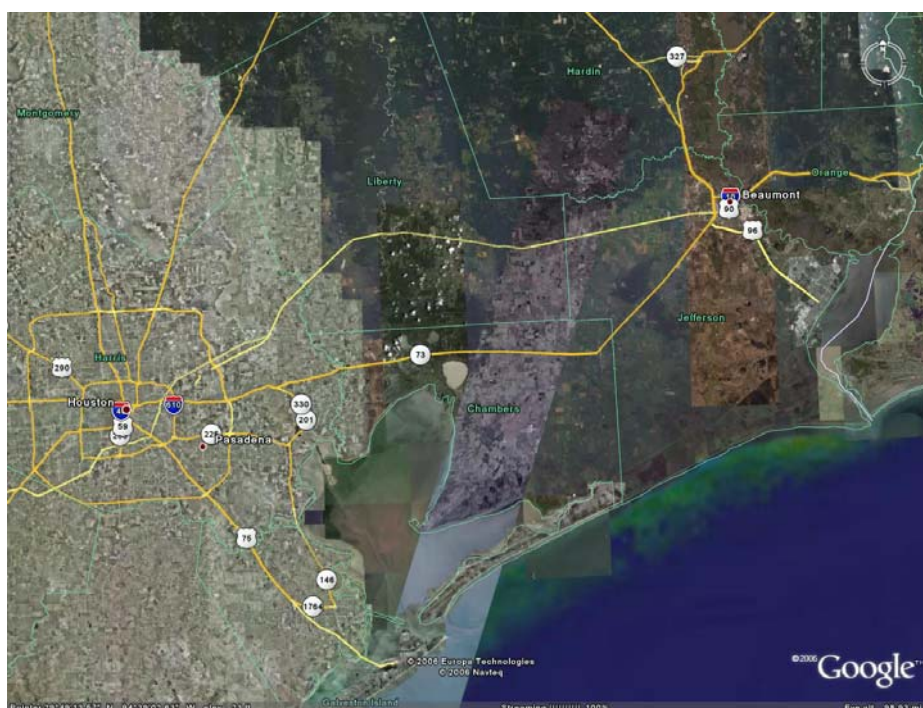


Figura B9 - Localização do domo salino de Spindletop, Fonte: COSTA et al., 2009.

Na figura B10 tem-se a localização das bases de armazenamento de gás *Centana Gás Storage* (CGS) e *Golden Triangle Storage* (GTS), mostrando a delimitação do domo salino.



Figura B10 - Bases de armazenamento de gás no domo salino de Spindletop, COSTA et al., 2009.

A base CGS, compreende três cavernas, já em operação por cerca de 15 anos, com capacidade de armazenamento de 3 BCF de gás por caverna.

A base CSG tem por objetivo armazenar gás como estoque regulador garantindo a relação ótima entre demanda e fornecimento. Além do estoque regulador, eles ainda possuem a estratégia de manter o estoque máximo no verão, com gás comprado a preços mais baixos, e vender no inverno, quando a demanda é maior e o preço fica mais alto.

A base GTS compreende duas cavernas, com capacidade de armazenamento de 6 BCF por caverna.

A figura B11 ilustra o formato das cavernas de ambas as bases.

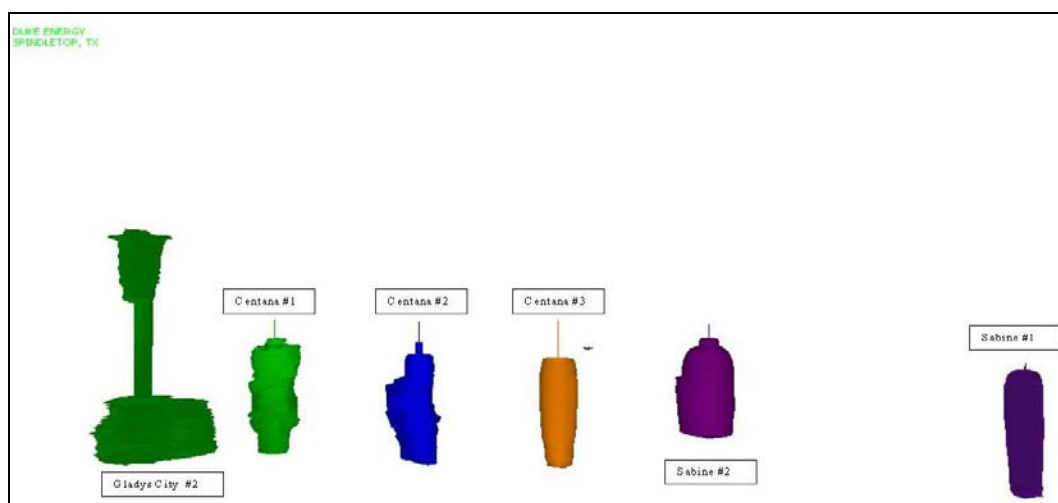


Figura B11 - Cavernas das bases Centana Gás Storage e Golden Triangle Gas Storage, Fonte: COSTA et al., 2009.