

Viabilidade de Cavernas de Sal Offshore para Armazenamento de Gases: Uma Visão Sobre a Perspectiva da Análise de Risco

Marco Aurélio Pestana^a – marco.pestana@usp.br
Carlos Henrique Bittencourt Morais^a – carlos.morais@usp.br
Marcelo Ramos Martins^a – mrmartin@usp.br

^aLabRisco - Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Riscos
Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo

1. RESUMO

Por conta de suas características físicas e geológicas, a exploração do pré-sal vem demandando o emprego de novas tecnológicas offshore. Uma das particularidades é que a profundidade dos reservatórios pode atingir 7000 m de profundidade, onde elevadas pressões atuam, em função da coluna d'água. Além disso, estudos de natureza geológica mostram que esses campos apresentam uma alta razão gás óleo (RGO) que está associado a um elevado percentual de impurezas/contaminantes. Entre os contaminantes destaca-se o CO₂, que deve ser removido durante o processamento do gás para atender a legislação imposta pela entidade reguladora, no caso a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Afim de atender as regulamentações e permitir o desenvolvimento contínuo destes campos, novas tecnologias foram desenvolvidas, entre elas, o sistema de separação por membranas. Este sistema remove o CO₂ do gás e, com auxílio dos módulos de injeção, reinjeta o CO₂ alternadamente com a água em um processo de Recuperação Melhorada do Óleo - *Enhanced Oil Recovery (EOR)*. Um dos inconvenientes deste processo é que reinjeção contínua de gás tende a aumentar o teor CO₂ no poço, comprometendo a eficiência do sistema de separação. Esta situação é mais grave nos campos de alta concentração de CO₂, como observado em alguns campos do pré-sal. De forma a atenuar este problema, pesquisadores tem sugerido o desenvolvimento de cavernas de sal offshore, as quais atuariam como reservatórios para armazenamento permanente das impurezas/contaminantes e/ou poderiam atuar no armazenamento para reuso. Isto permitiria armazenar o metano excedente e utiliza-lo conforme a demanda de mercado. Para viabilizar este projeto algumas questões devem ser atendidas, entre elas a avaliação das incertezas e riscos associados, objeto de estudo do presente trabalho. A partir de uma análise qualitativa de risco, foram identificados os possíveis perigos de uma caverna de sal offshore, com base API RP1170, posteriormente validados por opinião de especialistas. Os resultados preliminares identificaram 179 perigos que foram qualificados em termos de frequência de ocorrência e severidade das consequências de foram a compor o risco.

2. INTRODUÇÃO

Atualmente o pré-sal é considerada a maior reserva de petróleo do Brasil onde cerca de 1,5 milhões de barris de óleo são produzidos por dia. Este número representa aproximadamente 50% da produção nacional de óleo que, de acordo com Ministério de Minas e Energia, em 2027 [1], deve atingir o patamar de 4 milhões de barris de óleo / dia. Considerando este crescimento acelerado, alguns pesquisadores tem alertado sobre algumas características destes campos, que demandam por novas soluções tecnológicas de forma a garantir a produtividade e a continuidade do processo exploratório. Uma das questões está relacionada a elevada razão gás-óleo (RGO) que, nos campos do pré-sal, varia entre 250 e 300 [2]. Em casos específicos, por exemplo campo de Libra, o RGO pode superar 500. Adicionalmente o gás produzido nos campos do pré-sal apresenta um grande número de contaminantes que, de acordo com a regulamentação da ANP, devem ser removidos para atender a especificação de qualidade [3]. O CO₂, um dos principais contaminantes apresenta concentrações variando entre 5 e 80% [4] afetando a qualidade do óleo e aumentando os custos de remoção. Aliado a este fato, o CO₂ compromete a vida útil dos equipamentos tendo em vista sua ação corrosiva quando dissolvido na água [5]. Atualmente, a remoção do CO₂, é realizada através do sistema de membranas que, separa o CO₂ e em conjunto com os módulos do FPSO faz a reinjeção do gás carbônico no poço [5]. Este processo eleva o fator de recuperação do óleo, entretanto a reciclagem tende a elevar ainda mais a concentração de gás carbônico no poço. Adicionalmente existe uma preocupação com a reinjeção contínua que, segundo os

especialistas, pode comprometer a eficiência do sistema de separação por membranas e paralisar as operações. Com base neste cenário algumas propostas para destinação do CO₂ têm sido discutidas entre elas o uso de cavernas de sal offshore [6]. Neste contexto este trabalho visar dar um panorama geral sobre viabilidade da construção de cavernas de sal sob a perspectiva da análise de risco.

3. O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Respondendo por aproximadamente 49% da produção nacional de petróleo e 45% da produção nacional de gás [1], os campos do pré sal são os mais produtivos do Brasil. Estima-se que para 2027 esta produção atinja a marca de 78% da produção nacional, respondendo por cerca de 5,1 milhões de barris petróleo produzidos por dia, conforme mostra o gráfico da Figura 1. O fato desta região apresentar altos índices de produtividade torna a região líder no segmento de petróleo nacional, aumentando assim o foco sobre as possíveis incertezas que possa interferir na demanda de produção esperada.

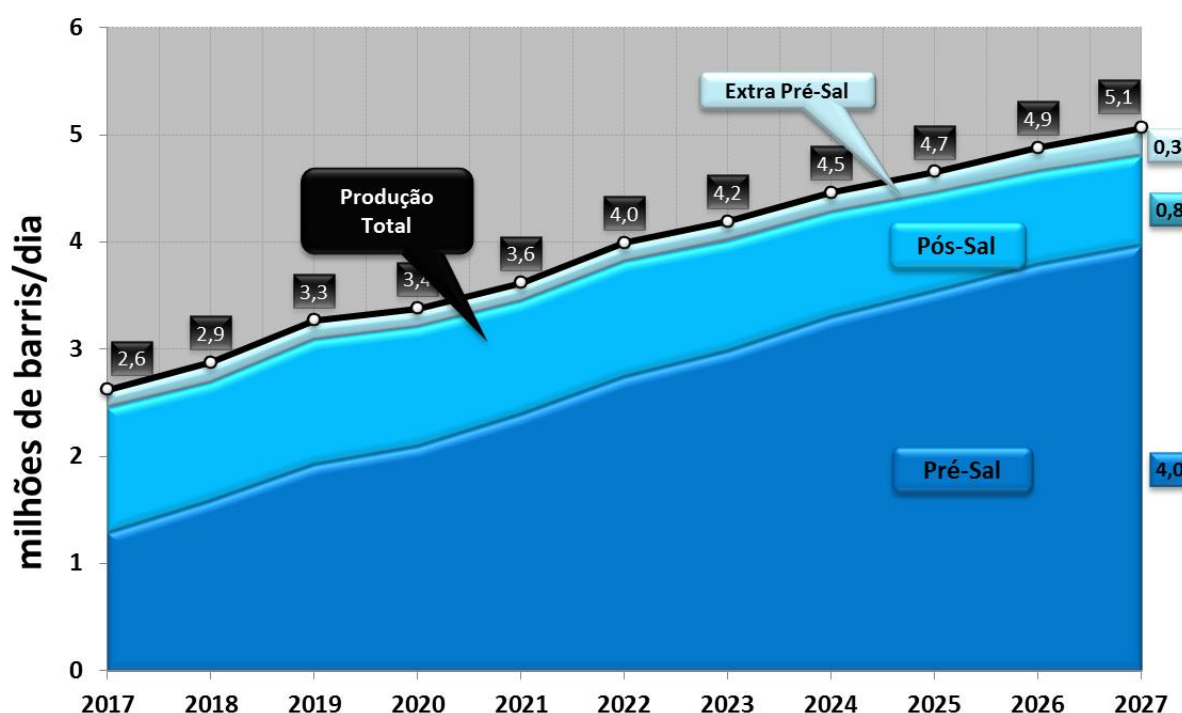


Figura 1 - Previsão da produção de petróleo nacional para o pré-sal, pós-sal [1].

O óleo presente no pré-sal apresenta API média de 27,2, sendo 37,4% da produção considerada óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 48,9% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 13,7% óleo pesado (< 22 API). Uma das características dos campos do pré-sal é que os reservatórios apresentam uma elevada razão gás-óleo (RGO) que varia entre 250 e 300. Nos casos mais extremos, como por exemplo o campo de Libra, a RGO supera o valor de 500. A elevada RGO aumenta a produção de gás metano (CH₄) que é utilizada para geração de energia no FPSO, exportação ou queima no *Flare*. No auge da produtividade, onde a exportação de gás não é economicamente viável tendo em vista o *breakeven*, soluções devem ser adotadas para evitar futuras paralisações da exploração.

O aumento da produção de CH₄ gera um grande número de impurezas que variam em função de cada campo. Tais impurezas aumentam os custos de tratamento uma vez que o gás deve atender as especificações impostas pela agência reguladora. No pré-sal esta situação se agrava tendo em vista que percentual das impurezas/contaminantes é elevado. O gás carbônico (CO₂) o mais preocupante uma vez que quando dissolvido na água, gera íons que contribuem para processo de corrosão, comprometendo a vida útil dos equipamentos. Em alguns campos é possível encontrar concentrações de até 80% como mostra o mapa da Figura 2.

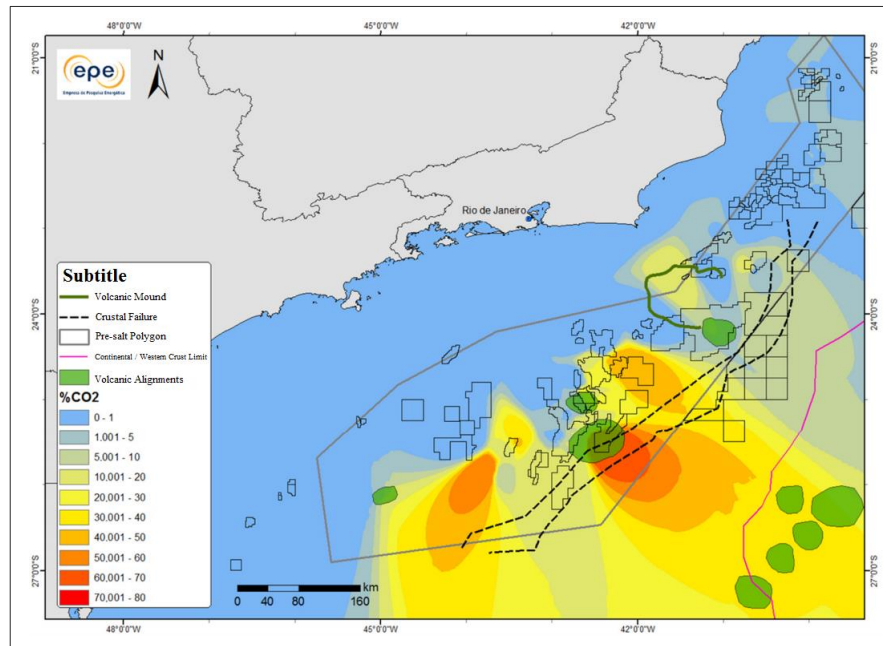


Figura 2 - Mapa de concentração de CO₂ na margem leste [1].

As tecnologias atuais da unidade FPSO têm capacidade para processar e reinjetar todo gás produzido na plataforma [5]. Atualmente, durante a produção o CO₂ é removido do CH₄ através do sistema de membranas de forma a atender a concentração máxima de 3% estabelecido pela ANP [7]. Este processo é indicado nos casos onde a concentração de CO₂ é elevada combinada com uma vazão de produção baixa. Nos casos onde o percentual de CO₂ é baixo, a literatura sugere o uso de aminas. Existe também a possibilidade de combinar ambos os processos, trabalhando com altas concentrações de CO₂ e elevadas vazões de produção de gás como mostra a Figura 3, adaptado de [8]. Neste gráfico é apresentado as possibilidades de escolha de processos de separação do CO₂ em função da vazão e o percentual de CO₂. Estas curvas podem variar em função da instalação.

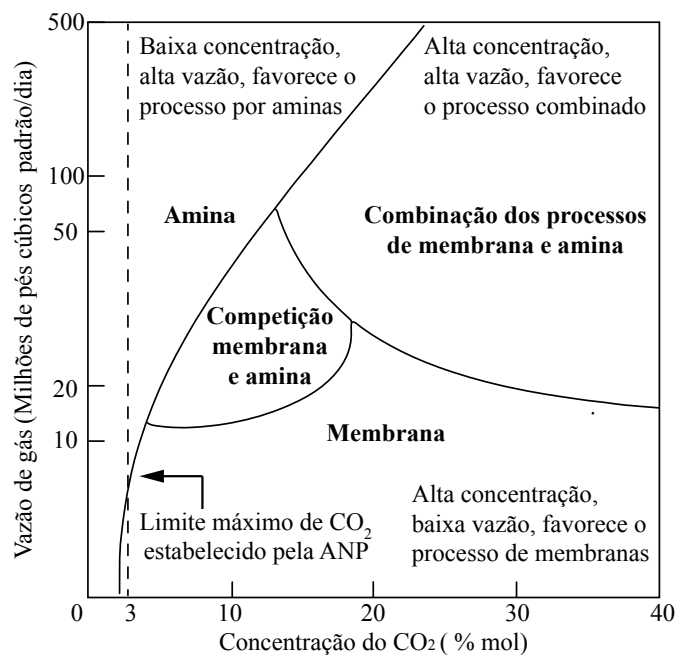


Figura 3- Escolha da tecnologia para remoção de CO₂ em função da vazão de gás e concentração de CO₂

Após a separação, o CO₂ é reinjetado em um poço injetor através do método *EOR*. Este processo, apresentado na Figura 4, eleva o fator de recuperação do óleo, estimulando a produção no poço produtor.

Através da injeção alternada de água e gás, *Water Alternating Gas (WAG)*, o óleo que está aprisionado na rocha é recuperado com uma eficiência de varrido que pode atingir até 90% [9].

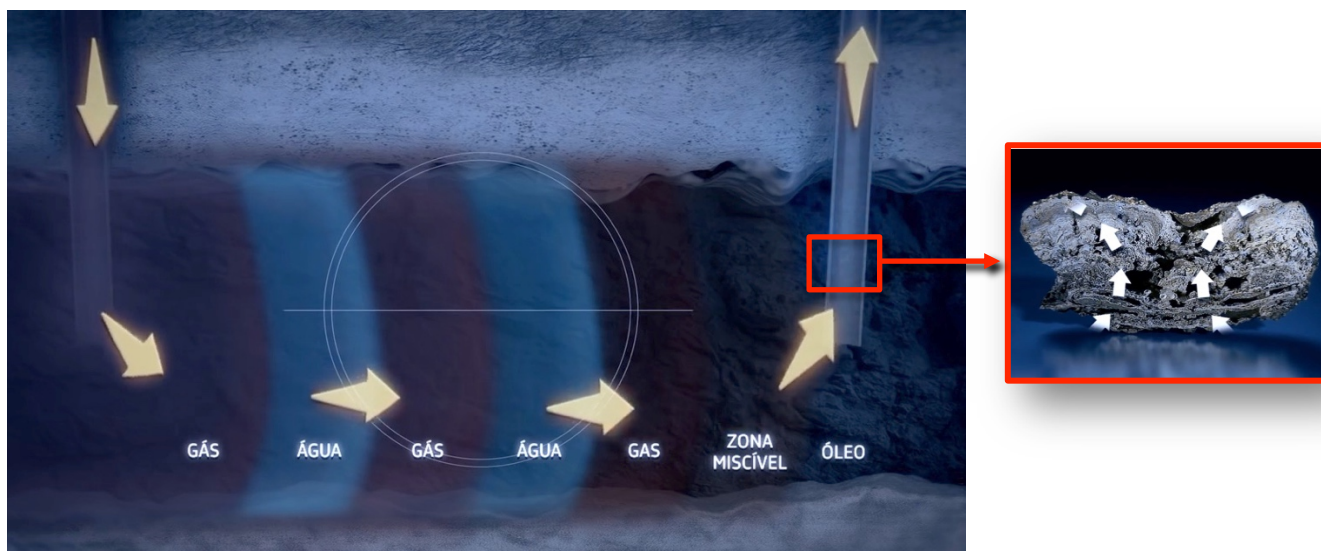


Figura 4 – Processo de injeção alternada de água e gás e detalhe do óleo aprisionado na formação [5].

Um dos inconvenientes da reciclagem contínua do CO_2 é que ela tende a aumentar ainda mais a concentração de CO_2 no poço que, ao longo dos anos, pode comprometer o sistema. O sistema de membranas é ainda ineficaz para separar elevadas concentrações de CO_2 e caso soluções não sejam adotadas existe a real possibilidade de paralização das operações. Tais alternativas devem conter o avanço de CO_2 de forma eficiente, sem comprometer o meio ambiente. Com base neste cenário, pesquisadores tem proposto o uso de cavernas de sal offshore para o armazenamento de CO_2 e/ou CH_4 .

4. CAVERNAS DE SAL

As cavernas de sal são reservatórios desenvolvidos a partir dissolução de blocos de sal com objetivo de armazenar gases, combustíveis ou rejeitos. Suas principais vantagens estão relacionadas à alta capacidade de armazenamento, alta taxa de entrega (*deliverability*), baixa permeabilidade e a capacidade de regenerar pequenas trincas e fissuras. Atualmente existem cerca de 101 cavernas de sal operacionais no mundo [10], representado 7% dos reservatórios de gás subterrâneos. Estes reservatórios estão em sua maioria localizados na Europa e Estados Unidos. A Figura 5 apresenta alguns tipos de reservatórios dispostos no mundo.

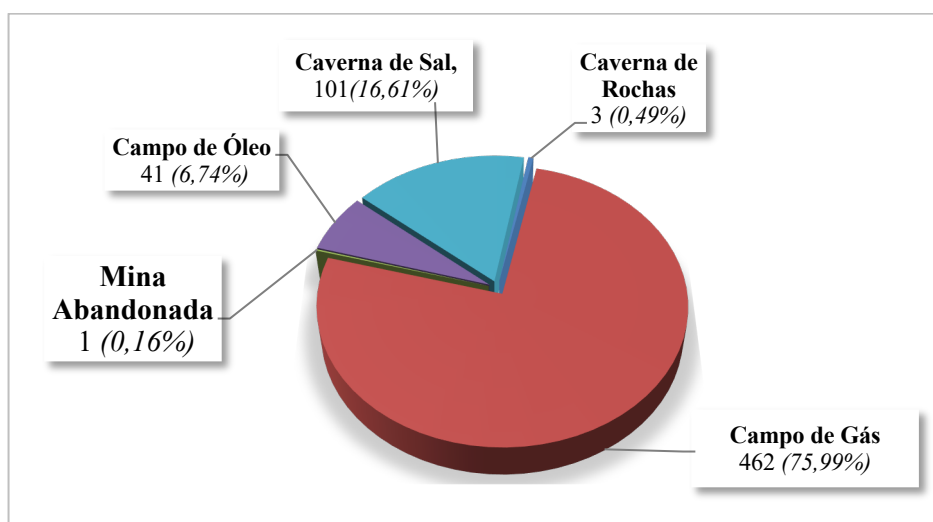


Figura 5– Número de *Underground Gas Storage (UGS)* operacionais no mundo [10].

A literatura não faz referência a cavernas de sal offshore operando sob condições ambientais mais severas (águas ultra profundas). Nestes ambientes as condições de operação são bem mais complexas, uma vez que existem elevados gradientes de pressão, onde no pré sal podem atingir até 200 vezes a pressão atmosférica. Os reservatórios operam sob lâminas da água que variam de 1700 m a 2400 m, com profundidade total do poço de até 7000 m. Sob estas condições, o projeto, construção, operação e abandono de cavernas de sal demanda ainda novos conhecimentos tendo em vista os desafios tecnológicos e principalmente os possíveis riscos que serão discutidos a seguir.

5. INCERTEZAS E ANÁLISE DE RISCO – ANÁLISE DE RISCO QUALITATIVA

Para qualquer projeto, seja este em fase de desenvolvimento, operação ou abandono existem incertezas em relação aos possíveis eventos de perigos que, em caso de ocorrência, possam desencadear severas consequências às pessoas, às instalações e/ou ao meio ambiente. Estes eventos em geral são avaliados em função da sua probabilidade de ocorrência que, em conjunto com a severidade das consequências, definem o risco. A avaliação do risco permite estabelecer o nível de seguridade das instalações, propondo de forma conjunta ações de redução, controle e mitigação. As ações de redução minimizam os riscos de forma que estes situem-se na zona de riscos toleráveis. Já as ações de controle destinam-se à prevenção da ocorrência dos perigos levantados, controlando o perigo através de barreiras físicas. Por fim, as ações de mitigação têm como objetivo conter as consequências desencadeadas em função da ocorrência do acidente, isto é a ocorrência de um evento de perigo.

A avaliação do risco em cavernas de sal offshore engloba muitos desafios dentre elas a avaliação das probabilidades de ocorrência dos eventos. Nas análises mais simples, as frequências são inferidas a partir de uma análise frequentista, que considera a razão entre o número de ocorrências do evento no passado e o tempo de observação. Com a frequência, é possível calcular do risco a partir da quantificação das consequências. Entretanto, nos casos em que não há um registro de ocorrências esta análise fica bastante limitada. Na literatura existem registros de acidentes em cavernas de sal *onshore*, entretanto não há relatos de cavernas de sal offshore operando a altas profundidades. Para estes casos, técnicas e métodos auxiliares podem auxiliar este processo como a elicitación de especialistas. Este processo considera a crença o especialista em relação a um dado evento de perigo, que através de técnicas estruturadas permitem determinar o risco de um determinado problema [11].

A análise qualitativa de risco tem como objetivo avaliar o risco a partir da identificação dos potenciais perigos. Estes perigos foram identificados através da prática recomendada API RP1170 [12], a qual apresenta recomendações para o projeto, construção, operação e abandono de cavernas de sal. A norma não faz referência direta a cavernas de sal offshore armazenando CO₂, mas é possível aplicar algumas recomendações que são tradicionais para qualquer tipo de caverna de sal. Assim 86 perigos foram identificados e classificados em função da frequência de ocorrência. A classificação envolveu a consulta a especialistas que validaram os perigos identificados e classificaram estes em função de sua frequência de ocorrência. Adicionalmente os especialistas validaram algumas consequências e classificaram sua severidade. Para ambos os casos, utilizou-se como critério para avaliação uma matriz qualitativa que classifica o risco em função da frequência de ocorrência do evento e a magnitude da severidade. Esta matriz esta apresentada na Figura 6.

Severidade	Consequências				Aumento da Probabilidade				
	Pessoas	Comunidade	Ativos	Meio Ambiente	A	B	C	D	E
					Nunca aconteceu na indústria	Já aconteceu na Indústria	Aconteceu na organização ou na indústria*	Aconteceu localmente ou na organização*	Aconteceu localmente*
0	Sem danos ou ferimentos	Não é afetada	Sem danos	Sem efeitos	Tolerável	Tolerável	Tolerável	Tolerável	Tolerável
1	Leves danos ou ferimentos	Afetada levemente	Danos Leves	Danos leves	Tolerável	Tolerável	Moderado	Moderado	Moderado
2	Pequenos danos ou ferimentos	Pequenos danos	Pequenos danos	Pequenos danos	Tolerável	Moderado	Moderado	Substancial	Substancial
3	Lesões ou danos graves	Danos moderados	Danos moderados	Danos moderados	Moderado	Moderado	Substancial	Substancial	Intolerável
4	Invalidez Permanente ou até 3 fatalidades	Danos graves	Danos graves	Danos graves	Moderado	Substancial	Substancial	Intolerável	Intolerável
5	Acima de 3 fatalidades	Danos massivos	Danos massivos	Danos massivos	Substancial	Substancial	Intolerável	Intolerável	Intolerável

* Acima de uma ocorrência/ano

Figura 6 - Matriz de Risco

Como exemplificação, um dos perigos identificados pelos especialistas foi o vazamento de gás durante a operação de armazenamento de gás na caverna. Este perigo resultou em um risco substancial, em função da frequência de ocorrência do evento (C) e severidade da consequência (3), conforme mostra a Tabela 1

Tabela 1 - Análise preliminar de perigo (parcial)

Tarefa	Identificação do Perigo	Causas Possíveis	Consequências	Frequência	Severidade	Risco
Operação injeção e resgate de gás	Vazamento no casing intermediário	Falha na cimentação	Vazamento de gás através do caminho criando entre o espaço vazio do cimento e o casing.	C	3	Substancial

Esta classificação foi aplicada ao demais perigos, onde obteve-se os riscos nas operações de projeto do poço (*well design*), perfuração (*drilling*), lixiviação (*solution mining*), armazenamento de gás (*gas storage*) e abandono (*abandonment*) e podem ser consultados em [13].

6. RESULTADOS OBTIDOS

A análise da API RP 1170 permitiu identificar 86 perigos, sendo 12 na fase de projeto do poço, 24 na fase de execução do poço, 21 na fase de lixiviação, 25 na fase de armazenamento e 4 na fase de abandono. Na fase de projeto do poço os riscos foram classificados entre toleráveis e substanciais, sendo que ocorreu uma predominância dos riscos classificados como moderados. Na fase de projeto do poço foram encontrados 23 perigos toleráveis e apenas 1 perigo que gerou riscos toleráveis e moderados em função da consequência. Durante a fase de lixiviação 14 perigos foram classificados como substanciais e 7 como moderados. Na fase de armazenamento todos os perigos identificados foram classificados apenas riscos substanciais. Por fim, na fase de abandono foram identificados 4 perigos, sendo 3 classificados como substanciais e 1 apresentando consequências que geraram riscos moderados e substancial. Estes dados estão representados no gráfico da Figura 7.

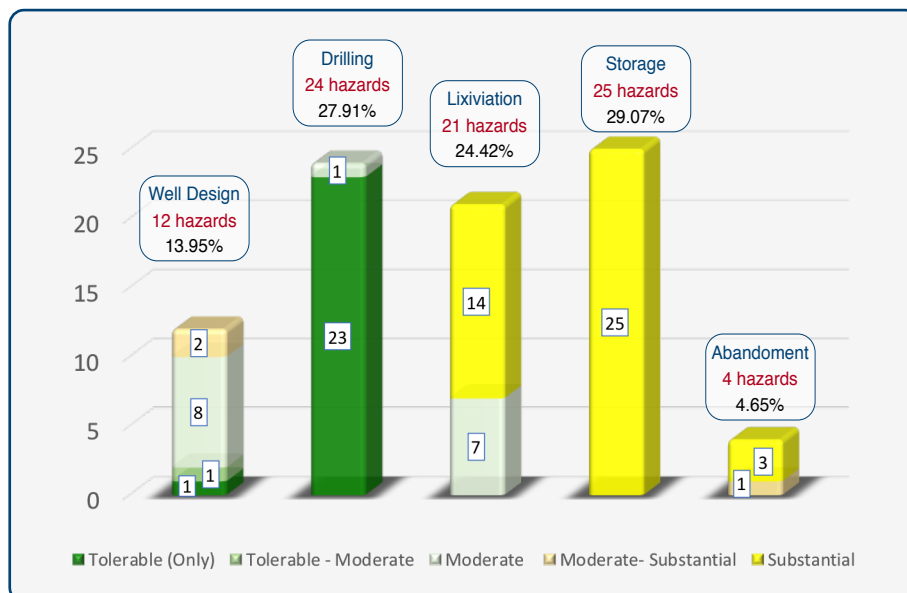


Figura 7 – Perigos e riscos no desenvolvimento de cavernas de sal offshore

7. CONCLUSÕES /COMENTÁRIOS FINAIS

O método *EOR* aplicado aos poços do pré-sal tende a estimular a produção do poço em função da liberação do óleo aprisionado na formação rochosa. Entretanto, este processo de reciclagem contínua tende a incrementar o percentual do CO₂ no reservatório ao longo dos anos. Tendo em vista concentração percentual de CO₂ nos campos do pré-sal, qualquer aumento ao longo dos anos tem capacidade de gerar graves consequências para a produção uma vez que as atuais tecnologias de separação de impurezas/contaminantes,

entre elas o sistema de membranas, são incapazes de lidar com altas concentrações de CO₂. Adicionalmente, a influência do *breakeven* nos mercados pode desestimular a produção de metano o que geraria um impacto negativo nos campos do pré sal onde existe uma elevada RGO. Como solução a destinação do CO₂, CH₄ ou mistura de ambos para reservatórios poderiam mitigar as consequências da alta produção de gás e garantir assim a continuidade da produção. A adoção de cavernas de sal offshore nos campos do pré-sal tem preferência tendo em vista as vantagens técnicas (alta capacidade de armazenamento e elevada taxa de entrega) e características do sal (*self healing*, baixa permeabilidade, etc.). A viabilidade e construção das cavernas de sal depende da evolução tecnológica, da viabilidade econômica e da aceitação em termos do nível de risco. A avaliação da API RP 1170 permitiu identificar os perigos, sendo validados e classificados pelos especialistas em termos de frequência de ocorrência dos perigos e severidade das consequências. Ao todo foram identificados 86 perigos distribuídos nas fases de projeto do poço, execução do poço, lixiviação da caverna, armazenamento e abandono. A avaliação qualitativa realizada pelos especialistas permitiu o emprego da matriz de risco de onde se obteve os riscos em cada fase do projeto. Como resultados finais foi possível observar que a maior parte dos perigos se concentrou nas fases de execução do poço, lixiviação da caverna e armazenamento fases em que geralmente as operações são mais complexas. A análise também mostrou que existe uma grande concentração de riscos substanciais nas fases de execução da caverna (lixiviação), armazenamento e abandono, fases que ainda existem grande incertezas para os especialistas. Por fim não foram encontrados riscos intoleráveis.

8. AGRADECIMENTOS

Este artigo apresenta parte dos resultados obtidos no projeto de pesquisa 34 – Desenvolvimento de estudos sobre construção de cavernas de sal para estocagem e separação de CO₂ e CH₄ na região do pré-sal desenvolvido em conjunto com o LabRisco – Laboratório de Análise, Avaliação e Gerenciamento de Risco e RCGI – Research Centre for Gas Innovation, localizados na Universidade de São Paulo (USP), cujo suporte os autores agradecem. Os autores deixam também seus agradecimentos ao apoio financeiro dado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil.

9. REFERÊNCIAS

- [1] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano decenal de expansão de energia 2027. 2018.
- [2] IBP. Gás do pré sal: oportunidades, desafios e perspectivas. Cooperação UFRJ, março de 2017
- [3] ANP. Resolução ANP Nº 16, de 17.6.2008 - DOU 18/06/2008. 2008.
- [4] ALMEIDA, K.S ;VILELA, P.C. ;CARDOSO, R.A.;FERNANDES, R. F. . S. F. F. Ocorrência de CO₂ em campos petrolíferos na margem leste brasileira. p. 6, 2018.
- [5] PETROBRAS. Projeto Lula Sul – Plataforma P-66- Petrobras Day 2017
- [6] PESTANA, M.A. *et Al.* Alternatives of Carbon Dioxide Disposal in pre-salt offshore exporation. In: 29th Safety and Reliability Conference ESREL 2019, Hannover.
- [7] ANP. Resolução ANP Nº 16, de 17.6.2008 - DOU 18/06/2008. 2008.
- [8] BAKER, R. W.; LOKHANDWALA, K. Natural gas processing with membranes: An overview. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, v. 47, n. 7, p. 2109–2121, 2008.
- [9] ROSA, K. R. S. A. et al. Recuperação avançada de petróleo: potencialidades da injeção WAG (Water Alternating Gas). *Revista Virtual de Química*, v. 8, n. 3, p. 723–738, 2016.
- [10] INTERNATIONAL GAZ UNION. Working Committee 2 - Underground Gas Storage Database. Disponível em: <<http://ugs.igu.org/>>. Acesso em: 30 maio. 2019.
- [11] PESTANA, M.A. Elicitação de especialistas em estudos de confiabilidade e análise de risco. Orientador: Marcelo Ramos Martins. 2017. 151p Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica – Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2017.
- [12] API. Design and Operation of Solution-mined Salt Caverns Used for Natural Gas Storage, First Edition - Recommended Practice 1170, 2015.
- [13] PESTANA, M.A. *et Al.* Risk Assessment in offshore salt caverns to store CO₂. In: 38th International Conference on Ocean, Offshore & Arctic Engineering OMAE, 2019, Glasgow.