

**UNIVERSIDADE DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CENTRO DE EDUCAÇÃO SUPERIOR DA FOZ DO ITAJAÍ
ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

EDUARDA MARIA ZANETTI

**Descomissionamento de campo produtor de óleo e
gás com enfoque em abandono de poços**

BALNEÁRIO CAMBORIÚ

2018

EDUARDA MARIA ZANETTI

**Descomissionamento de campo produtor de óleo e gás com
ênfase em abandono de poços**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Professor Carlos Eduardo Metzler de Andrade, Ms.

Coorientador: Shiniti Ohara, PhD. (Vice Presidente de Operações na Barra Energia)

BALNEÁRIO CAMBORIÚ
2018

EDUARDA MARIA ZANETTI

**Descomissionamento de campo produtor de óleo e gás com
ênfase em abandono de poços**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Educação Superior da Foz do Itajaí, da Universidade do Estado de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

Banca Examinadora:

Orientador:

**Professor Carlos Eduardo Metzler de
Andrade, Ms.**

Universidade do Estado de Santa Catarina
Membros:

**Professor Carlos Eduardo Metzler de
Andrade, Ms.**

Universidade do Estado de Santa Catarina

Professor Luiz Antônio Alves, PhD.

Universidade do Estado de Santa Catarina

Professor Francisco Germano Martins, Ms.

Universidade do Estado de Santa Catarina

BALNEÁRIO CAMBORIÚ
2018

AGRADECIMENTOS

Deus é bom o tempo todo, o tempo todo Deus é bom. Gratidão toma conta do meu coração por todas as boas energias que me guiam e por todas as maravilhas que pude viver nesse período da graduação.

Vó Tranquila Moro e mãe Iracilda vocês são meus alicerces, meus tesouros. Madrinha Ivani e Tio Moro, um pouquinho de mãe e de pai em forma de tios, obrigada por sempre estarem comigo. Mateus de Marco, meu parceiro de vida e de profissão, agradeço pela compreensão e parceria em todos os momentos. É indiscutível o amor que sinto pela minha família e o tamanho da minha gratidão por tê-los em minha vida, obrigada pelo apoio, muito amor, motivação e suporte. Meus amigos, vocês foram minha segunda família longe de casa e estarão comigo em meu coração a vida toda, sem vocês os dias teriam sido mais árduos e sem graça: Mateus de Marco, Rogério Tadeu Santana, Rodrigo Nascimento, Larissa de Farias Nunes, Isabela Peres, Bruna Atamanzuck, Bruno Martins, obrigada pela parceria, confiança e amizade de sempre.

Universidade e Professores, vocês ajudaram a desenvolver uma mulher mais forte. Agradeço em especial aos professores Carlos Eduardo Metzler de Andrade e Oseias Pessoa, por me guiarem nesses anos de graduação, acompanharem meu crescimento e pela amizade construída. Barra Energia, que experiência incrível com essa família. Além de crescimento profissional, vocês proporcionaram a expansão dos meus horizontes, amadurecimento como pessoa e como parte de uma sociedade, oportunizaram-me aprender com profissionais excelentes.

Agradeço aos professores Shiniti Ohara e Carlos Eduardo Metzler de Andrade por compartilharem suas experiências, por acreditarem e confiarem em mim e por todo o suporte neste trabalho. Vocês me inspiram a ser uma profissional de excelência e me impulsionam para um caminho do sucesso.

Obrigada aos profissionais Shiniti Ohara (Barra Energia), Abelardo Sá Neto (Barra Energia) e Edson Valverde (Petrobrás) pelo compartilhamento de materiais, informações e seus conhecimentos da área.

Que sorte a minha ser rodeada de pessoas maravilhosas. Essa conquista tem um pouquinho de cada um de vocês.

Muito obrigada, de coração!

RESUMO

O descomissionamento vem se tornando cada vez mais presente entre as preocupações e desafios das empresas no setor de óleo e gás (O&G). Segundo estimativas, a quantidade de poços e campos a serem descomissionados nos próximos anos pode ser considerada alta. No Mar do Norte, por exemplo, haverá em torno de 2447 poços a serem abandonados entre 2017 a 2025 (Oil & Gas UK). Um campo ou poço de O&G pode ser abandonado por diversos motivos, por exemplo, por não ser mais economicamente viável, por ser um poço exploratório subcomercial. Após encerradas as atividades no local a ser descomissionado, as estruturas existentes no ambiente, tais como equipamentos no assoalho marinho, unidades estacionárias de produção e os poços, necessitam ser removidos ou abandonados e destinados da melhor forma possível. Além disso, o descomissionamento deve ser bem estruturado e planejado, garantindo a preservação do meio ambiente e conformidade com as normas de saúde e segurança vigentes no país. Outro fator importante são os custos envolvidos no descomissionamento, os quais são significativos e, em grande parcela, advindos do abandono de poços. Tendo isso em vista, neste trabalho será apresentada uma visão geral sobre descomissionamento explicitando os fatores que mais influenciam nos projetos de abandono e seus desafios. Além disso, o foco deste trabalho permanecerá na etapa de abandono de poço com o estudo de dois casos, em que será planejado o conjunto solidário de barreiras (CSB), apresentando e obedecendo as regulamentações da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e seguindo as recomendações das Diretrizes de Abandono do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) para o abandono permanente de poços no Brasil. Além disso, para tornar mais clara e completa a visão sobre o abandono permanente de poço, será realizado um programa de abandono, o qual mostra as operações e atividades passo a passo.

Palavras-chave: Descomissionamento. Abandono de poço. Óleo & Gás. Conjunto de Barreira Solidário (CSB).

ABSTRACT

Decommissioning has become increasingly present among oil companies' concerns and challenges in the oil and gas sector (O&G). According to estimates, the number of wells and fields to be decommissioned in the coming years is considerably large, only in the North Sea there will be around 2447 wells to be plugged and abandoned between 2017 and 2025 (Oil & Gas UK). An O&G field or well may be abandoned for several reasons. For example, if it is no longer economically feasible, if it is an exploratory sub-commercial well. After the activities ceased in the field, or well, which will be decommissioned, existing structures, such as marine floor equipment, stationary production units and wells, need to be removed or abandoned, and their residues have to be managed the best way possible. In addition, the decommissioning must be well planned, ensuring the preservation of the environment and compliance with current health and safety standards of the country. Another important factor are the costs involved in decommissioning, which are significantly high and a large amount of this cost comes from well abandonment expenses. With this in mind, this paper will present an overview of decommissioning, explaining the factors that influence the most on abandonment projects and their related challenges. In addition, the focus of this work will remain in the well abandonment phase, with the study of two cases, in which the solidary group of barriers (in Portuguese, CSB) will be planned and presented following the Agência Nacional de Petróleo (ANP) regulations and the Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) guidelines for the permanent abandonment of wells in Brazil. Moreover, in order to clarify and complement the knowledge about well permanent abandonment, an abandonment program will be carried out, showing the operations and activities step by step.

Keywords: Decommissioning. Well Abandonment. Oil & Gas. Solidary Barrier Group (CSB).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Etapas do descomissionamento. | 17 |
| Figura 2 – Número de poços a serem abandonados em todo Mar do Norte de 2016 a 2025. | 18 |
| Figura 3 – Previsão das atividades em todo o Mar do Norte de 2017 a 2025. | 20 |
| Figura 4 – Previsão de despesas de Descomissionamento na Plataforma Continental do Reino Unido de 2017 a 2025. | 21 |
| Figura 5 – Previsão média de custos de abandono de poço de 2017 a 2025. | 22 |
| Figura 6 – Benefícios do descomissionamento. | 24 |
| Figura 7 – Comparação entre os percentuais de conteúdo local do Modelo antigo e do novo. | 32 |
| Figura 8 – Exemplos de má cimentação primária. | 37 |
| Figura 9 – Demonstração de como ocorre o deslocamento dos fluidos para o tamponamento, e as possibilidades de interfaces entre os fluidos. | 38 |
| Figura 10 – Breve resumo das regras aplicadas na Noruega e Reino Unido para abandono de poços. | 41 |
| Figura 11 – Resumo dos requisitos de abandono das regulamentações da ANP. | 43 |
| Figura 12 – Exemplo de abandono permanente de poço. | 45 |
| Figura 13 – Exemplo de abandono permanente com dois intervalos para isolar. | 47 |
| Figura 14 – Dados dos revestimentos e suas profundidade no poço a ser abandonado. | 50 |
| Figura 15 – Desenho ilustrativo do poço, com dados dos revestimentos, profundidades e geologia do poço a ser abandonado. | 51 |
| Figura 16 – Imagem ilustrativa do deslocamento do primeiro tampão. | 54 |
| Figura 17 – Imagem ilustrativa do deslocamento do segundo tampão. | 55 |
| Figura 18 – Imagem ilustrativa da sugestão de abandono, com o CSB combinado em poço aberto. | 56 |
| Figura 19 – Dados de revestimento vs profundidade do poço em metros de profundidade medida (MD). | 57 |
| Figura 20 – Desenho ilustrativo do poço com maiores detalhes em metros de profundidade vertical (TVD). | 58 |
| Figura 21 – Imagem ilustrativa do deslocamento dos fluidos. | 60 |
| Figura 22 – Conjunto de barreiras solidárias combinadas e tampão mecânico em profundidades verticais. | 61 |
| Figura 23 – Conjunto de barreiras solidárias combinadas e tampão mecânico em profundidades medidas. | 61 |
| Figura 24 – Número de poços a serem abandonados na parte Central do Mar do Norte de 2016 a 2025. | 75 |
| Figura 25 – Número de poços a serem abandonados na parte Southern North Sea e Irish Sea de 2016 a 2025. | 76 |

| | |
|--|----|
| Figura 26 – Número de poços a serem abandonados na parte Northern North Sea e West of Shetland de 2016 a 2025. | 77 |
| Figura 27 – Número de poços a serem abandonados na Noruega de 2016 a 2025. | 77 |
| Figura 28 – Planilha de Notificação de Conjuntos Solidários de Barreiras (NCSB). | 78 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|--------|--|
| ALARP | <i>As Low As Reasonably Practicable</i> |
| ANMH | Árvore de Natal Molhada Horizontal |
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis |
| API | <i>American Petroleum Institute</i> |
| BACS | <i>Business Archives Council of Scotland</i> |
| bbf | <i>barrel</i> (barril) |
| BEIS | <i>Department for Business, Energy & Industrial Strategy</i> |
| BOP | <i>Blowout Preventer</i> |
| COFINS | Contribuição para Financiamento da Seguridade Social |
| CNEN | Comissão Nacional de Energia Nuclear |
| CSB | Conjunto Solidário de Barreiras |
| DECC | <i>Department of Energy & Climate Change</i> |
| DNV GL | <i>Det Norske Veritas Germanischer Lloyd</i> |
| DP | <i>Drill Pipe</i> (tubo de perfuração) |
| EUA | Estados Unidos da América |
| E&P | Exploração e Produção |
| FGV | Fundação Getúlio Vargas |
| IBAMA | Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis |
| IBP | Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis |
| ID | Inside Diameter (diâmetro interno) |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> |
| II | Imposto de Importação |
| IOGP | <i>International Association of Oil & Gas Producers</i> |
| IPI | Imposto sobre Produtos Industrializados |
| KOP | <i>Kick of point</i> |

| | |
|--------|---|
| MD | <i>Measured Depth</i> |
| NCSB | Notificação de Conjuntos Solidários de Barreiras |
| NORSOK | <i>Norsk Sokkels</i> |
| OD | Outside Diameter (diâmetro externo) |
| O&G | Óleo e Gás |
| O&GUK | <i>Oil & Gas United Kingdom</i> |
| OPEP | Organização dos Países Exportadores de Petróleo |
| P&A | <i>Plug and Abandonment</i> |
| PD | Plano de Desenvolvimento |
| PIS | Programas de Integração Social |
| RCAHMS | <i>Royal Commission on the Ancient and Historical Monuments of Scotland</i> |
| RGO | Razão Gás-Óleo |
| MD | <i>Measured Depth</i> (profundidade medida) |
| SGIP | Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços |
| SGSS | Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos |
| TEDS | <i>The Early Decommissioning Synergy Group</i> |
| TVD | <i>True Vertical Depth</i> (profundidade vertical) |
| UEP | Unidade Estacionária de Produção |
| UK | <i>United Kingdom</i> |
| UKCS | <i>United Kingdom Continental Shelf</i> |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 1.1 | Formulação do Problema | 11 |
| 1.2 | Objetivos | 11 |
| 1.3 | Justificativa | 11 |
| 1.4 | Metodologia | 13 |
| 2 | DESCOMISSIONAMENTO: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 14 |
| 2.1 | Visão Geral | 14 |
| 2.2 | Fatores de grande influência e Desafios | 21 |
| 2.2.1 | Fatores econômicos | 25 |
| 2.2.2 | Fatores Jurídicos | 28 |
| 3 | ABANDONO DE POÇOS | 35 |
| 3.1 | Abandono de poços na Noruega e Reino Unido | 39 |
| 3.2 | Abandono de poços no Brasil | 42 |
| 4 | ABANDONO DE POÇOS: ESTUDOS DE CASO | 49 |
| 4.1 | Estudo de Caso 1: Poço Aberto | 49 |
| 4.2 | Estudo de Caso 2: Poço horizontal com completção | 56 |
| 4.3 | Programa de Abandono de Poços para o Estudo de Caso 2 . . | 60 |
| 5 | CONCLUSÃO | 64 |
| 6 | RECOMENDAÇÕES | 67 |
| | REFERÊNCIAS | 68 |
| | ANEXOS | 74 |
| | ANEXO A – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES | 75 |
| | ANEXO B – PLANILHA NCSB (ANP) | 78 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O descomissionamento, apesar de ser uma etapa muito importante no projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo, por muito tempo foi protelado e a ele não foi destinada a devida atenção pelas empresas. Com isso, há ainda pouca produção nacional de conhecimento nesta área, sendo a maioria das referências de fontes estrangeiras. Além disso, é um tema pouco divulgado. O objetivo deste trabalho é reunir parte do conhecimento existente na literatura, demonstrando conceitos importantes sobre o assunto, explicitando os desafios da área e enfatizando alguns fatores que mais impactam no projeto de descomissionamento. E, por fim, focando em abandono de poços (*Plugging and Abandonment* - P&A) permanente, serão compiladas as práticas de abandono de poço adotadas no Brasil e no Mar do Norte (Noruega e Reino Unido), analisados dois estudos de casos de abandono de poço e realizado um programa de abandono para um deles.

1.2 OBJETIVOS

Realizar uma revisão bibliográfica sobre descomissionamento no setor de óleo e gás, explicitando as variáveis que mais influenciam o projeto de descomissionamento e quais são os desafios da área, analisando principalmente a atividade de abandono permanente de poços de O&G *offshore* e em lâmina d'água profunda. Para que isto seja possível, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Explicar, de modo geral, sobre o descomissionamento;
- Apresentar alguns fatores que influenciam os projetos de descomissionamento;
- Descrever os desafios envolvidos na área juntamente com os fatores de maior influência nos projetos de descomissionamento;
- Descrever como o abandono de poços é feito no Brasil e no Mar do Norte (Reino Unido e Noruega);
- Apresentar dois estudos de casos de abandono de poço;
- Realizar o programa de abandono de poço de um dos estudos de casos vistos neste trabalho;

1.3 JUSTIFICATIVA

O petróleo tem grande importância no setor energético mundial desde antes do século XIX. Segundo estimativas da International Energy Agency (IEA), o aumento do consumo de

petróleo no mundo será de 18 M bbl/dia até o ano de 2040. Esse número será impulsionado, principalmente, pelo crescimento econômico e populacional das nações em desenvolvimento. Conforme projeções do IEA, a produção global de petróleo aumentará de 92,4 milhões bbl/dia, em 2016, para 101,9 milhões bbl/dia em 2040 (FGV Energia, 2017). Tendo isso em vista, a indústria de exploração e produção de petróleo (E&P) vem crescendo substancialmente e aumentando assim o número de campos explorados, unidades de produção instaladas e, conseqüentemente, a produção de petróleo.

Ao final do período de produção, é inevitável que os campos atinjam o esgotamento ou depleção significativa, ponto em que a extração de hidrocarbonetos não é mais economicamente viável. Segundo Valverde (2018) [60], sabemos que, basicamente os fatores que levam ao descomissionamento podem ser necessariamente traduzidos em economicidade, porém, é habitual distingui-los em: término de vida útil das instalações, esgotamento das reservas de óleo e gás, inviabilidade econômica de continuidade da produção, atingimento do prazo para exploração e desenvolvimento da concessão, ou decisões estratégicas do operador. Além disso, há situações em que não há mais interesse em continuar atuando no poço, como por exemplo, em poços subcomerciais ou secos, poços comprometidos operacionalmente. Neste momento, surge a necessidade do descomissionamento das estruturas que serviram ao propósito da exploração ou produção, seja em campo em terra, *onshore*, ou no mar, *offshore*. Antigamente, não havia uma preocupação expressiva quanto a esta etapa do projeto. Entretanto, devido à quantidade de campos atingindo este estágio final do ciclo de vida e também à sua relevância e grande dimensão, o descomissionamento é um assunto que vem sendo explorado nas últimas décadas em países referência em E&P, tais como os atuantes no Mar do Norte, e mais recentemente no Brasil.

Mesmo já sendo um assunto em pauta, segundo Mark Plummer (2017), o enorme desafio do descomissionamento exigirá não só avanços na tecnologia, mas também a elaboração de estratégias mais inteligentes para melhorar a eficiência, o compartilhamento de conhecimento e a redução de custos. Há muitas questões a serem trabalhadas e lapidadas afim de evoluir as técnicas aplicadas, reduzir custos e inovar eficientemente para encarar os desafios atuais. É de suma importância para todos os *stakeholders* envolvidos, o gerenciamento efetivo e eficaz de um projeto de descomissionamento. Após encerradas as atividades no local a ser descomissionado, as estruturas existentes no ambiente, tais como equipamentos no assoalho marinho, unidades estacionárias de produção e os poços, necessitam ser removidos, ou abandonados, e destinados da melhor forma possível. Isso deve ser feito obedecendo-se um planejamento adequado e bem estruturado que garanta a preservação do meio ambiente e esteja em conformidade com as normas de saúde e segurança vigentes. Os custos envolvidos no descomissionamento são significativamente altos e este tópico vem se tornando cada vez mais presente entre as preocupações e desafios das empresas neste setor. Portanto, conhecer os desafios atuais, os custos e as problemáticas deste mercado, pode impulsionar a expansão de novas pesquisas na área e auxiliar na otimização das variáveis de gargalo dos projetos de descomissionamento.

Além disso, tal iniciativa contribuirá à comunidade acadêmica como um material de suporte ao conhecimento.

1.4 METODOLOGIA

Este será um trabalho de pesquisa bibliográfica com consulta em exemplares de livros, revistas, jornais, artigos científicos, monografias, dissertações e redes eletrônicas. Serão compilados de forma prática e simples os conhecimentos sobre o assunto presentes na literatura e os provenientes da experiência prática dos profissionais Shiniti Ohara e Abelardo Sá Neto, da empresa Barra Energia, e Edson Valverde, da Petrobras.

2 DESCOMISSIONAMENTO: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 VISÃO GERAL

Primeiramente, é essencial o entendimento do que é o descomissionamento. O descomissionamento diz respeito à desmobilização das partes constituintes de um sistema de produção de óleo e gás (O&G), a correta destinação do que será descartado e o pós monitoramento da região descomissionada. O sistema de produção de O&G é formado por unidade estacionária de produção (UEP), tubulações (linhas de escoamento, de serviços, umbilicais), equipamentos submarinos, poços, dentre outros. A resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) nº 41/2015 – SGSS, define descomissionamento como:

conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino, visando assegurar que sua desativação ou retirada de operação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos.

Ainda, a resolução nº 27, de 18 de outubro de 2006 da ANP, define Abandono de Campo e Abandono de Poço como:

Abandono de Campo é o processo que compreende abandono de poços, desativação e alienação ou reversão de todas as instalações de produção. Abandono de Poço é uma série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis podendo ser permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço; ou temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço.

Também é importante compreender o porque e quando o descomissionamento é realizado. Nesse sentido, o início do processo de descomissionamento está diretamente relacionado à perda de lucratividade de um projeto. A lucratividade é um fator fundamental, quando o projeto deixa de ser economicamente viável é quando se considera o processo de descomissionamento (Neto, 2018) [36]. Tal perda de valor econômico ocorre, principalmente, pelo fato da produção de petróleo e gás diminuir ao longo da vida útil do poço, e, ou, campo, ou seja, o comportamento do reservatório explicitado na curva de declínio tende a zero. Consequentemente, as receitas provenientes das vendas das *commodities* se tornam insuficientes para cobrir as despesas da operação (Thomas, 2001). Ainda, segundo Valverde (2018) [60], o valor do *Brent Crude* é o fator determinante para determinar o valor econômico. Este autor menciona que um campo pode ter uma reserva considerável, porém, se o valor da *commodity* não for suficiente para superar o custo de extração, processamento e exportação, ela perde valor econômico e, da mesma forma, um reservatório depletado que requeira constante estímulo para manutenção da produção pode ter um valor atrativo caso o preço pago por barril seja suficiente para manter a lucratividade. Segundo Neto (2018) [36], outras situações em que a temática do descomissionamento pode ser aplicada são, por exemplo, o abandono de poços subcomerciais (secos), o descomissionamento precoce devido à queda do preço do barril de petróleo, imprevistos técnicos e/ou operacionais.

Segundo Neto (2018) [36], o momento de iniciar o descomissionamento e os custos associados já são estimados no plano de desenvolvimento (PD) antes de iniciar a produção. A

previsão do descomissionamento no PD é normativa e regulamentada pela Resolução ANP nº 17/2015. Por questão de segurança, muitas empresas optam por realizar esta previsão em um cenário de robustez, em que o momento que a receita compensa os custos do projeto, também chamado de *breakeven*, ocorre o mais cedo possível. Dessa maneira, pretende-se fazer com que os lucros do projeto sejam antecipados. Abelardo ainda comenta que toda generalização é perigosa e por isso é difícil determinar o tempo específico para o início do abandono, devido ao fato de que cada projeto apresenta suas particularidades. Ele ainda complementa que, em campos bons, uma estimativa de tempo razoável de produção, que tem se presenciado no mercado, pode girar em torno de 20 a 30 anos e depois disso inicia-se o descomissionamento. A variabilidade do tempo de produção economicamente viável, em diferentes poços, pode ser muito grande, por exemplo, desde 4 até 40 anos. Isso depende de diversos fatores como viabilidade econômica, fatores contratuais e legais de determinada região/país, grau API (*American Petroleum Institute*) do fluido produzido, propriedades do reservatório, custo operacional, dentre outros (Neto, 2018) [36].

Segundo Almeida et al (2016), historicamente, os custos de exploração e produção (E&P) de petróleo apresentam forte correlação com os preços do *Brent*. Os autores ainda citam que os custos de E&P variam entre 7 e 35 dólares por barril, se levado em consideração o custo fiscal, esta dispersão se torna maior. Portanto, as variáveis influenciadoras no preço do barril de petróleo e o próprio valor em si tem grande impacto em toda a cadeia de atividades no projeto de E&P e afeta o descomissionamento. Por exemplo, no Brasil, os leilões promovidos pela ANP no ano corrente (15^a rodada de contratos de concessão em março, e 4^a rodada de partilha de produção prevista para o segundo semestre) geraram grandes expectativas e boas perspectivas para novas oportunidades de negócio nos próximos anos. Isso tudo incentiva o investimento pelas empresas, injeta ânimo no mercado nacional e influencia o comportamento do preço do barril de petróleo. Ainda como exemplo, os fatores como especulação, forte demanda mundial, baixa capacidade ociosa foram determinantes para o grande aumento no preço do petróleo em 2008 (Hamilton, 2009).

Segundo os pesquisadores da FGV Energia (2017), com a intenção de interferir nos valores do *Brent*, desde 1970, praticamente todo aumento no preço do petróleo foi causado pelos países-membros da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) através de ações como por exemplo, de cortes de produção (em 2001 e 2005), estabelecimento de quotas em 1998. Além da forte atuação dos membros da OPEP, segundo o ex-Presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) Jorge Camargo (2017), as novas tecnologias que permitem a produção de reservatórios não convencionais nos Estados Unidos da América (EUA), também tiveram profundo impacto na geopolítica global e na dinâmica da formação dos preços do petróleo. Este, é influenciado por diversos aspectos e acontecimentos no mundo todo, mas não será explanado em detalhes neste trabalho, pois foge do escopo. Portanto, percebe-se que o comportamento do preço do barril de petróleo é um assunto bastante complexo, e esse valor associado ao barril de petróleo pode prolongar a vida de um campo ou a reduzir, significando

mais investimentos operacionais nos poços ou abandono precoce dos mesmos. Logo, o preço dessa *commodity* tem impactos determinantes no descomissionamento.

Há inúmeros motivos pelos quais se deve realizar um descomissionamento adequado. Por exemplo, poços inapropriadamente abandonados podem se tornar uma ameaça à qualidade das águas subterrâneas, contaminando água da superfície ou de aquíferos de água doce. Este tipo de contaminação foi documentado nos Estados Unidos (Calvert et al, 1994). No caso do estudo do autor, ele ainda menciona que o descomissionamento é uma etapa crítica, já que mais de 65% da população dos EUA usa água subterrânea como fonte de abastecimento de água potável. Além disso, há grandes riscos de ocorrer o fluxo indesejado do poço para a superfície devido à recuperação de pressão do reservatório ao longo do tempo e isso ocasionar acidentes graves, contaminações e morte. É necessário levar em consideração também, a recuperação do ambiente ao seu estado original, com o intuito de diminuir os impactos ambientais desta atividade. Fatores políticos e jurídicos também tem peso significativo na garantia da qualidade dos processos de abandono, pois as empresas podem ser gravemente penalizadas civilmente, sendo obrigadas a pagar multas bilionárias. Ademais, os autores King and Valencia (2014) complementam que o custo de um abandono incorreto e posterior retrabalho é ainda mais alto do que realizar os processos corretos na primeira vez, lembram ainda que o valor intrínseco da atividade já é alto.

Para Michetti et al. (2010), o descomissionamento tem como principais objetivos tornar a área, que uma vez estava em produção ou não, livre de perigos e riscos para a população e suas atividades, restaurar o meio ambiente para seu estado original, de acordo com as regulamentações, legislações aplicáveis e as expectativas da empresa. Observando mais a fundo, de acordo com Luczynski (2002), em um processo ideal de abandono, alguns dos objetivos principais são:

- A minimização dos danos ambientais: objetiva o controle sobre os derrames de óleo, tratamento e recuperação do meio, bem como o controle dos resíduos químicos utilizados na perfuração, da água de processo e da água confinada, da destinação final dos rejeitos e da contribuição ao aumento do efeito estufa;
- A restituição dos parâmetros de qualidade ambiental: se possível, deve ser monitorada e restituída a qualidade da água, porque isso influenciará em todo ecossistema marinho (oxigenação do meio, proteção de praias, manguezais);
- A reciclagem ou reuso de material: o aço e o concreto usados na plataforma podem ser reaproveitados na construção civil ou como recifes artificiais;
- A minimização da falta de remuneração no fim da produção: encontrar um meio para financiar o processo de abandono. Há diversas formas, a ANP juntamente com o consórcio investidor definem e negociam a melhor forma de obter o investimento necessário para o descomissionamento.

O processo de descomissionamento pode ser dividido em várias etapas principais, as quais variam de acordo com o autor, mas, fundamentalmente, compartilham de ideias

similares. A *United Kingdom Offshore Operators Association* (1995) o divide em quatro estágios: desenvolvimento de um projeto detalhado; encerramento da produção e abandono dos poços; remoção de toda ou partes da estrutura offshore; e disposição ou reciclagem dos equipamentos removidos (Da Silva e Mainier, 2008). Já Wiegand (2011) afirma que o processo de descomissionamento pode ser descrito em quatro diferentes fases. Dentre elas, temos o *Plugging and Abandonment* (P&A), que diz respeito ao isolamento das zonas produtoras, testes de integridade estrutural e limpeza do poço. A segunda fase, é o descomissionamento dos dutos para evitar vazamentos, danos à vida humana, ao meio ambiente e à navegação. A terceira fase é o descomissionamento da plataforma, o qual deve ser feito de acordo com as características estruturais, ambientais, localização e deve obedecer às leis aplicáveis. E por fim, deve ser feito o monitoramento da região após todas as estruturas já terem sido removidas. Handal (2014) segue o mesmo princípio que os outros autores, mas divide em mais etapas, como pode ser visto na Figura 1.

Figura 1 – Etapas do descomissionamento.



Fonte: Adaptado de Handal (2014) [21].

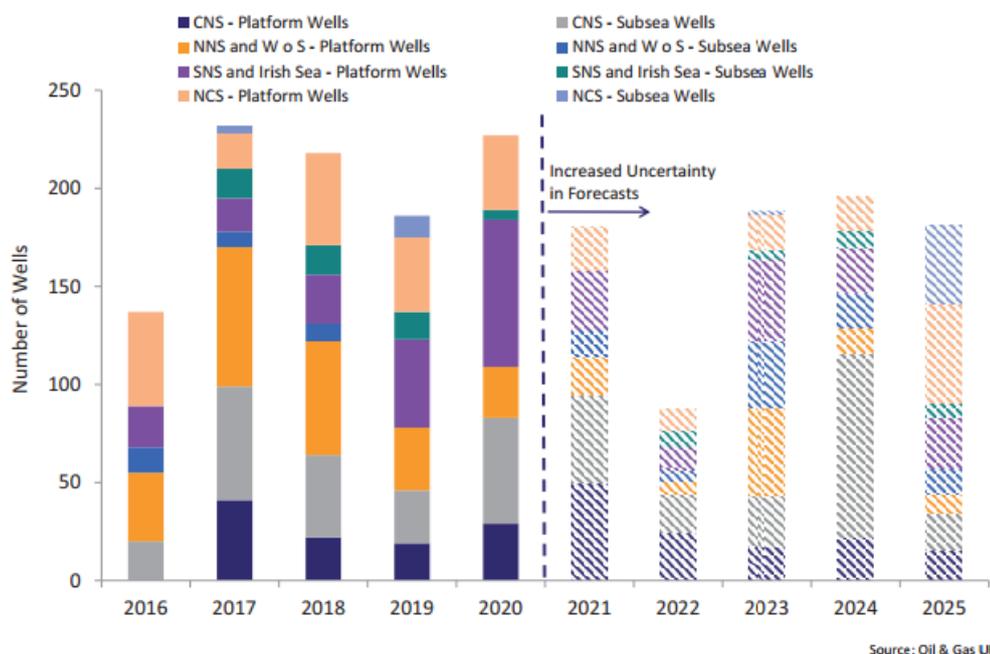
Para se ter uma percepção do panorama mundial relativo ao número de atividades de descomissionamento entre 2013 a 2025, foram compilados alguns dados de pesquisas de diversos países. No Brasil, segundo Marcelo Mafra (2017), Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP, 43 pedidos de desativação de instalações foram realizados de 2014 até 2017. Segundo informações do site Alberta Energy Regulator, na cidade de Alberta/Canadá, poços na fase de abandono são comuns. Em 2013, havia aproximadamente 151.000 poços abandonados, representando cerca de 35% de todos os poços no local.

O relatório *Decommissioning in the North Sea* (Royal Academy of Engineering, 2013) apresenta dados bastante relevantes sobre a situação do descomissionamento no Mar do Norte,

Reino Unido. Em 2013, a estimativa de infraestruturas a serem descomissionadas era de 8 instalações com grandes subestruturas de concreto, 223 jaquetas de aço, 280 sistemas de produção submarina, mais de 3000 tubulações e por volta de 5000 poços. A maior parte do descomissionamento a ser realizado se concentra na etapa de *plugging and abandonment* (P&A) dos poços.

Nas duas regiões do Mar do Norte (UK e Noruega), um total de 1.832 poços estão previstos para serem abandonados entre 2016 a 2025 (1.470 poços na United Kingdom Continental Shelf (UKCS) e 362 poços na plataforma continental norueguesa). Observando-se a imagem da Figura 2, percebe-se com maior facilidade a quantidade de poços a serem abandonados ao longo do período supracitado em todo o Mar do Norte. Para mais informações, o Anexo 1 contém gráficos separados de cada região do Mar do Norte, sendo possível realizar uma análise mais detalhada.

Figura 2 – Número de poços a serem abandonados em todo Mar do Norte de 2016 a 2025.



Fonte: Oil & Gas UK (2016) [38].

Percebe-se pelos números apresentados até o momento neste trabalho, que há, em geral, uma demanda muito grande para as atividades de Abandono, principalmente nos países que tem maior tempo de atuação em E&P.

Apesar da importância da etapa de descomissionamento, as atividades relacionadas a ela geram altos ônus e nenhum retorno financeiro às operadoras. Sob outra perspectiva, ela pode incentivar o desenvolvimento do mercado de trabalho gerando empregos, demanda por serviços especializados, oportuniza o surgimento de novos cursos de especialização, criam novas oportunidades e nichos de mercado. Tudo isso contribui para a alavancagem da economia local, estimulando o giro econômico da região. O descomissionamento é uma necessidade que precisa ser sanada, e isto também pode representar oportunidades. Para Sinaval (2017),

o descomissionamento de sistemas de produção deve movimentar um expressivo mercado de fornecedores de serviços, e por isso, a indústria deve estar atenta às regras a serem estabelecidas e se preparar para a demanda futura dessa atividade. Marcelo Mafra, responsável pela segurança operacional e questões ambientais na ANP, também vê o descomissionamento como uma oportunidade para uma nova cadeia de fornecedores. Em um seminário organizado pela ANP, ele diz que para isso ser verdade, é preciso atualizar os regulamentos, reduzir as barreiras ao investimento e ajudar a reduzir custos (Chetwynd, 2017).

Michael Tholen, Diretor de Políticas *upstream* da Oil & Gas United Kingdom (O&GUK), em O&GUK (2016), escreve no *Forecast Decommissioning Insight 2016* que está claro que o descomissionamento é um mercado crescente. Segundo ele, no ano passado, £ 1,1 bilhão foram gastos em descomissionamento no Reino Unido e £ 1 bilhão de libras na Noruega, comparado com £ 800 milhões e £ 770 milhões nos mesmos países em 2014. Esta tendência deverá continuar, já que em 2015, o descomissionamento representou 5% do total de despesas da indústria, acima dos 2% em 2010. Em geral, o descomissionamento na *United Kingdom Continental Shelf* (UKCS) a partir de 2016 até 2025 representa uma estimativa de £ 17,6 bilhões como forma de oportunidade, mais de 50% deste mercado esta no Mar do Norte central. Isso oferece espaço considerável para as empresas desenvolverem competências de classe mundial em descomissionamento tanto para aplicação dessa expertise na UKCS quanto no exterior.

Na Figura 3, é importante perceber, principalmente, a quantidade de Campos a serem descomissionados (349) e o número de poços para "P&A"(2447), no período entre 2017 a 2025. As Figuras 3, 4 e 5 fornecem informações para facilitar a visualização e obter um entendimento mais claro sobre a dimensão dos valores, na região do Mar do Norte.

Na cadeia produtiva das atividades de Exploração e Produção (E&P), a análise da viabilidade técnica de um projeto de E&P de óleo e gás deve levar em conta desde os investimentos iniciais necessários para obtenção dos dados para o estudo da área a ser explorada, até os custos de abandono no final da vida econômica do campo produtor (DOS SANTOS et. al, 2006). Os custos de abandono (desmantelamento, remoção e restauração do local), em alguns casos, são extremamente elevados e chegam a exceder os investimentos incorridos para a construção da infraestrutura e instalação dos equipamentos necessários a produção (JENNING et. al, 2000). Portanto, nos projetos com ciclos de vida longos, como é o caso, as decisões de projeto afetam os custos por vários anos, por isso é importante levar em consideração todos os custos que incorrem durante a vida útil (HORNGREN, DATAR e FOSTER, 2004, p. 400). Além disso, segundo DOS SANTOS et. al (2006), os maiores custos de abandono ocorrem quando se trata de áreas no mar (*offshore*), na qual existe a necessidade de desmontagem dos equipamentos e outras estruturas dos poços, que normalmente se encontram em ambientes hostis, e a recuperação da superfície oceânica.

Segundo Kaiser, Pulsipher e Byrd (2003) os seguintes aspectos devem ser levados em conta na estimativa dos custos de descomissionamento offshore:

- Tamponamento e abandono dos poços;

Figura 3 – Previsão das atividades em todo o Mar do Norte de 2017 a 2025.

| | Northern North Sea and West of Shetland | Central North Sea | Southern North Sea and Irish Sea | Total UKCS | Norwegian Continental Shelf | Danish Continental Shelf | Dutch Continental Shelf | Total |
|--|---|-------------------|----------------------------------|------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|------------------|
| Number of fields with decommissioning activity | 45 | 77 | 92 | 214 | 23 | 6 | 106 | 349 |
| Number of wells for P&A | 568 | 604 | 452 | 1,624 | 300 | 113 | 410 | 2,447 |
| Proportion of wells that are platform wells | 70% (399) | 49% (297) | 76% (345) | 64% (1,041) | 85% (254) | 98% (111) | 84% (345) | 72% (1,751) |
| Number of platforms for removal | 12 | 19 | 67 | 98 | 14 | 17 | 77 | 206 |
| Topside weight to be removed | 238,110 tonnes | 224,458 tonnes | 78,760 tonnes | 541,328 tonnes | 123,205 tonnes | 75,602 tonnes | 119,665 tonnes | 859,800 tonnes |
| Substructure weight to be removed | 52,655 tonnes | 128,024 tonnes | 68,979 tonnes | 249,658 tonnes | 115,176 tonnes | 58,602 tonnes | 84,502 tonnes | 507,938 tonnes |
| Subsea infrastructure to be removed | 13,586 tonnes | 31,015 tonnes | 4,772 tonnes | 49,373 tonnes | 2,555 tonnes | 590 tonnes | 1,385 tonnes | 53,903 tonnes |
| Length of pipelines to be decommissioned | 778 kilometres | 2,624 kilometres | 2,112 kilometres | 5,514 kilometres | 222 kilometres | 217 kilometres | 1,827 kilometres | 7,780 kilometres |
| Total tonnage coming onshore | 304,351 tonnes | 383,497 tonnes | 152,511 tonnes | 840,359 tonnes | 240,936 tonnes | 134,794 tonnes | 205,552 tonnes | 1,421,641 tonnes |

Fonte: Oil & Gas UK (2017) [39].

- Preparação para remoção da plataforma/instalações/equipamentos/dutos, incluindo a lavagem e limpeza dos componentes, visando à eliminação de resíduos de hidrocarbonetos (HC) e outros, de modo a garantir a segurança no processo de corte e içamento das estruturas;
- Transporte dos equipamentos/instalações removidos para terra ou local adequado;
- Liberação, limpeza e verificação da área após a remoção das estruturas.

As Figuras 4 e 5 apresentam os valores previstos da fase de Descomissionamento e de abandono de poço, respectivamente, em libras esterlinas. Conforme Figura 4, analisando todas as fases descritas, observa-se que a fase de "well P&A" (abandono de poços) é a mais onerosa, na escala de bilhões. Em termos de curiosidade, para ter uma noção básica de valores, a Figura 4 traz informações mais detalhadas de cada etapa dentro da fase de "well P&A".

Conforme anteriormente demonstrado nas análises dos gráficos, a demanda por abandono é crescente, com inúmeros desafios a serem solucionados e é responsável por um alto investimento nos projetos de Descomissionamento. Entretanto, também oferece um ambiente favorável a novas oportunidades e desenvolvimento do mercado de trabalho e sociedade. Tendo esta motivação em

vista, neste presente trabalho o foco será em Abandono permanente de poços *offshore* em lâmina d'água profunda.

O descomissionamento de um campo é bastante complexo e interage com inúmeras variáveis, dentre elas, a saber: variáveis econômicas, sociais, ambientais, jurídicas, políticas, segurança e gerenciais. Em um projeto desta magnitude e importância, há o envolvimento de inúmeras instituições regulamentadoras, demanda de grande planejamento e investimento de tempo e recursos financeiros em um momento em que não há mais lucro para os investidores. É uma etapa necessária e obrigatória, mas bastante onerosa para as empresas de um consórcio. Nas próximas seções, serão apresentadas estas variáveis mencionadas e os desafios que são enfrentados nesta área.

Figura 4 – Previsão de despesas de Descomissionamento na Plataforma Continental do Reino Unido de 2017 a 2025.

| | Central and Northern North Sea and West of Shetland | Southern North Sea and Irish Sea | Total UKCS |
|--|---|----------------------------------|--------------|
| Operator project management and facility running costs | £2.4 billion | £216 million | £2.7 billion |
| Well P&A | £6.8 billion | £1.5 billion | £8.3 billion |
| Facilities 'making safe' and topside preparation | £808 million | £150 million | £958 million |
| Pipelines 'making safe' | £121 million | £162 million | £283 million |
| Topside removal | £1.3 billion | £133 million | £1.4 billion |
| Substructure removal | £689 million | £449 million | £1.1 billion |
| Mattress decommissioning and other subsea infrastructure removal | £546 million | £248 million | £794 million |
| Pipeline decommissioning | £834 million | £173 million | £1 billion |
| Onshore recycling and disposal | £215 million | £65 million | £279 million |
| Site remediation | £136 million | £43 million | £179 million |
| Monitoring | £20 million | £10 million | £29 million |
| Total | £13.9 billion | £3.2 billion | £17 billion |

Fonte: Oil & Gas UK (2017) [39].

2.2 FATORES DE GRANDE INFLUÊNCIA E DESAFIOS

Um projeto de Descomissionamento envolve inúmeros desafios e limitações de diversas áreas como a ambiental, jurídica, econômica, política, social, operacional, segurança, gerencial e assim por diante. Prasthofer (1998) afirma que a indústria terá que superar os desafios tecnológicos e operacionais e ainda garantir um equilíbrio entre saúde e segurança, meio ambiente, tecnologia e considerações econômicas. E tudo isto tem que estar de acordo com as regulamentações, preocupando-se também com a opinião pública.

Tendo isso em vista, nesta seção 2.2 do trabalho serão comentados como os fatores já mencionados podem influenciar no abandono e os desafios enfrentados na área. Os esforços são

Figura 5 – Previsão média de custos de abandono de poço de 2017 a 2025.

| | Central and Northern North Sea and West of Shetland | Southern North Sea and Irish Sea | Average UKCS |
|--|---|-------------------------------------|--------------|
| Platform well P&A | £4.9 million | £2.8 million | £3.8 million |
| Suspended exploration and appraisal well P&A | £6.9 million | £3.4 million | £4.9 million |
| Subsea development well P&A | £10.1 million | £7.8 million | £9.7 million |
| Facilities 'making safe' | £509 | £928 | £578 |
| Topside removal | £2,800 | £3,600 | £3,436 |
| Substructure removal | £4,700 | | |

Fonte: Oil & Gas UK (2017) [39].

principalmente direcionados para a preservação do meio ambiente, adequação às regulamentações e redução de custos. Por isso, as áreas econômica e jurídica estarão descritas em subseções posteriores, com maiores detalhes. As outras áreas citadas serão comentadas brevemente nos próximos parágrafos.

Inicialmente, será comentado sobre a influência dos fatores ambientais. As discussões acerca dos impactos ambientais associados ao abandono ganharam destaque no cenário internacional a partir do caso de tentativa de afundamento da estrutura *Brent Spar*, no Mar do Norte, sob a jurisdição do Reino Unido (UK), em 1995. Na região britânica costumava-se afundar as estruturas nos locais onde se encontravam, mas após o protesto encabeçado pelo *Greenpeace* em que argumentavam que isso poderia culminar no acúmulo de material poluente nos mares, a plataforma foi levada para terra e desmontada. O aço proveniente da plataforma foi reutilizado na construção de um cais norueguês, confirmando a possibilidade de reuso do material (LUCZYNSKI, 2002, p. 103). Contudo, é preciso cautela no momento de decisão de qual alternativa de descomissionamento escolher, inevitavelmente danos serão gerados, mas baseando-se em estudos específicos é possível executar a tarefa de forma a gerar o menor impacto ambiental possível. Para Ruivo (2001), os desafios ambientais envolvem a análise das opções de descomissionamento que geram menor dano ao meio ambiente. O autor diz que é necessário realizar estudos das diversas opções de descomissionamento afim de mitigar os prejuízos que foram e serão causados na natureza. Embora à primeira vista o impacto ambiental associado à permanência das estruturas no local seja maior, sua retirada pode gerar efeitos negativos. Esses efeitos advêm, por exemplo, da produção de ruídos por operações e equipamentos afetando os animais aquáticos, ou pelo pela suspensão dos sedimentos do fundo oceânico durante a remoção das estruturas (Ortiz, 2017).

Caso seja a melhor opção e se opte por deixar as instalações no local, no Brasil, há resoluções que regulamentam essa situação (instrução normativa IBAMA nº 20/2009). A Resolução ANP nº 27/2006 diz que a utilização de instalações de produção para criação de recifes artificiais deverá ser precedida por sua adequação, pela aprovação de sua implantação pela Autoridade Marítima e, ainda, pela aprovação da manutenção e monitoramento pelo controle

ambiental (IBAMA). Complementa ainda que, a adequação e o transporte das instalações de produção a serem utilizadas devem incluir todas as medidas de segurança e de prevenção de dano ambiental durante a realização destas operações. O descomissionamento *in situ* não necessariamente é a transformação de uma estrutura em um recife artificial. Ainda da Resolução ANP 27/2006,

se a remoção de uma instalação de produção não for recomendada por razões de segurança ou de proteção ambiental, conforme justificativa técnica ou conforme determinado pelo órgão ao qual compete o controle ambiental na área e, quando couber, pela Autoridade Marítima, as instalações deverão estar livres de produtos que possam causar poluição ou trazer riscos à saúde humana.

A participação dos *stakeholders* em um projeto é de extrema importância e tem grande impacto nas decisões. A sociedade é uma dessas partes interessadas nos projetos de E&P, e também tem voz para clamar por suas reivindicações. Como já mencionado anteriormente, o caso de descomissionamento ocorrido no Mar do Norte, da Brent Spar foi um marco da participação pública da sociedade europeia em projetos de E&P. A opinião pública teve grande impacto nos lucros da companhia e no projeto, pois a empresa foi forçada a encontrar uma nova solução para o caso, demonstrando assim que a sociedade tem grande poder no processo decisório.

Além disso, o descomissionamento também pode influenciar em outros aspectos sociais como por exemplo, o turismo ou pesca em uma região. Nesses casos, em águas rasas, se o projeto não for avaliado de forma adequada, pode impedir ou prejudicar uma zona de pesca e conseqüentemente haverá interferências no trabalho de pescadores e no sustento de suas famílias. Também é importante ter em mente que várias cidades do Brasil tem como sua principal atividade o turismo aquático devido às grandes belezas da fauna e flora existentes nas praias brasileiras. Portanto, ações tomadas em um projeto de descomissionamento podem afetar a vida marinha, destruindo corais ou construindo corais artificiais, influenciando na rota dos animais e com isso, influenciar positivamente ou negativamente as atividades de turismo como mergulhos, por exemplo.

Por outro lado, o descomissionamento também pode representar oportunidade para a sociedade. O abandono abrange necessidades de diversas áreas como por exemplo de infraestrutura, equipamentos, meio ambiente, conhecimento jurídico, consultorias, serviços especializados de testes, análises de risco, suporte e apoio logístico, suprimentos, materiais, dentre outros. Neste contexto, há espaço para pequenas empresas crescerem e aumentarem seu portfólio de serviços, para o surgimento de novas empresas para atender as demandas e para atração de companhias estrangeiras interessadas em investir em filiais no país, e assim haverá uma conseqüente geração de emprego. Além disso, também há abertura para investimento em educação no país como por exemplo, com o aumento de procura ou criação de novos cursos especializantes, concessão de bolsas de pesquisa fomentando o estudo de novas tecnologias e inovação. Com a injeção de dinheiro, ocorre a movimentação de toda a economia local e todos os setores ganham com isso. A Figura 6 exemplifica o mencionado acima. Entretanto, segundo Valverde (2018) [60], elevados investimentos em descomissionamento tendem a fazer com que

projetos de desenvolvimento complementares ou marginais possam ser despriorizados e cortes econômicos podem ser antecipados, trazendo assim prejuízo à indústria que depende do CAPEX e OPEX das operadores de óleo e gás.

Figura 6 – Benefícios do descomissionamento.



Fonte: Adaptado de pwc (2014) [45].

Desafios técnicos são constantes e a cada dia há avanços na Engenharia e desenvolve-se novas tecnologias para continuar crescendo e explorando locais mais adversos e hostis. Segundo Plummer (julho 2017), uma área de grande preocupação técnica e operacional e de interesse crescente dentro do setor é a integridade de poços. O autor menciona que é preciso refletir sobre alguns questionamentos chaves no momento de realização do planejamento do abandono, como por exemplo, quanto tempo o cimento reterá sua integridade e se reservatório poderia voltar a pressurizar com o tempo. Khalifeh (2013) diz que há inúmeros desafios técnicos como por exemplo, problemas voltados a integridade de poços (má cimentação primária, perda de integridade da cimentação, atividades tectônicas, tipo de material utilizado como selante e plugues), tecnologias, sistemas de informação, técnicas e equipamentos ultrapassados, dificuldades de operações em ambientes profundos e ultraprofundos, com alta temperatura e pressão, com presença de gases corrosivos e formações inconsolidadas, dificuldade de previsibilidade da situação da formação devido a depleção, pouco conhecimento sobre o reservatório e falta de dados sobre o poço. Ruivo (2001) menciona que há maiores riscos em grandes instalações de produção em maiores lâminas d'água, pois quanto maior a instalação e mais profundo, maiores são as dificuldades tecnológicas, de transporte, logística, gerenciamento de custos e assim por diante. Prasthofer (1998) ainda comenta que há problemas na capacidade de cortar, levantar e transportar com eficiência seções pesadas de paredes de aço, na remoção de grandes redes integradas de *topsides*, na reutilização e destinação correta dos rejeitos. Para este último autor, a reutilização e destinação correta dos rejeitos também está entre as preocupações, pois as instalações são projetadas para aplicações específicas e encontrar nova aplicação nas mesmas condições não costuma ser tão fácil. Além disso, nem sempre é possível prever a confiabilidade do material para utilizá-lo novamente.

Segundo as idéias e experiências vividas por Mark Plummer (julho 2017), muitas operadoras estão enfrentando desafios no planejamento do abandono devido a falhas na área de tecnologia de informação. Há falta de dados centralizados, compartilhamento limitado de experiência e conhecimento, tipos variados de dados e formatos, frequentemente dados de

baixa qualidade, especialmente em poços únicos ou antigos e ativos não operados. Barclay et al (2001/2002) também comenta sobre a perda ou não acessibilidade de importantes documentos sobre o ciclo de vida do poço, tais como diagramas esquemáticos e logs, informações geológicas, dentre outros. Isso pode ocorrer devido à mudança de donos no consórcio ou pelo grande espaço de tempo entre os primeiros anos de produção e o abandono. E isso reflete drasticamente na performance do abandono do poço.

Quesitos técnicos e operacionais são de extrema importância no abandono, mas os profissionais também tem grande influência. Segundo Plummer (julho 2017), outro problema presente atualmente é a escassez de profissionais experientes. O abandono de poços requer uma série de habilidades técnicas, não técnicas e experiência, e ele compete por profissionais talentosos com outras atividades, como exploração e desenvolvimento. A Royal Academy of Engineering (2013), diz que estimativas indicam que o Reino Unido terá uma grande escassez de profissionais qualificados nesta área. Essa escassez é explicada devido à falta de incentivo para atrair jovens talentos e falta de recursos para financiamento de jovem aprendiz e bolsas de estudos. Essa instituição também comenta sobre um ponto importante também mencionado por Plummer, a falta de retenção dos profissionais devido à grande concorrência existente dentro da área de E&P entre as empresas do mundo todo. Ainda comenta que, além disso, a área de descomissionamento ainda não é muito atrativa para os profissionais.

Por fim, na questão de segurança operacional, o IBP (2017) acredita que o desafio está relacionado à gestão e à análise de riscos. Ele menciona que a análise de riscos pode ser empregada junto à tomada de decisão, reduzindo o fator humano na participação de possíveis incidentes. O monitoramento e gerenciamento constante das atividades de risco também são desafios, mas são imprescindíveis em uma emergência, pois asseguram uma resposta rápida e eficiente a eventuais acidentes. Segundo Ruivo (2001), os desafios de segurança e bem estar dos trabalhadores trazem uma preocupação com os riscos à vida humana devido às perigosas operações e a complexidade do projeto. As instalações e equipamentos ficam em operação por longos anos e é difícil garantir que eles estejam totalmente seguros no final do ciclo de vida. Ainda, essa insegurança em conjunto com as dificuldades inerentes do projeto aumenta a periculosidade das atividades.

2.2.1 Fatores econômicos

Quanto à questão econômica, de acordo com Peres Jr., Oliveira e Costa (1999) e Cogan (2002), é preciso levar em consideração todos os custos do ciclo de vida do projeto, desde os que ocorrem antes da fase inicial dos processos produtivos, abandono definitivo, descarte final de resíduos, até quando as obrigações inerentes perdurarem. Epstein (1996) diz que as empresas devem levar em conta todos os custos inerentes ao abandono (descarte, abandono e reciclagem) nos custos dos produtos e investimentos de capital. Segundo a Offshore Decommissioning Unit (2011), estabelecer estimativas precisas de custos é importante não apenas para a empresa, mas

também para o Governo, dado que ao abrigo do regime fiscal do Reino Unido uma proporção significativa dos custos de descomissionamento são parte do tesouro nacional do Reino Unido.

A atividade de descomissionamento de plataformas *offshore* é algo recente na indústria brasileira de petróleo. A regulamentação dessa atividade ainda se encontra em processo de desenvolvimento e atualização, por isso há uma grande incerteza econômica para os custos de descomissionamento no país (Colomer & Almeida, 2017). Segundo Santos, Silva e Sancovschi (2006), “os custos de abandono do poço, da remoção da infraestrutura da plataforma e da restauração do local, dependem de fatores como as características físicas do poço e estruturas, da localização, do tipo de contrato, das opções disponíveis, da preferência pelos operadores, das condições de mercado, da ocorrência e duração de eventos exógenos (eventos climáticos) e das estratégias de negociação”. Além disso, há outros inúmeros fatores que influenciam no custo do abandono, como por exemplo, atraso em licenciamentos, falhas ou atrasos em serviços, acidentes, o comportamento dos valores de *brent*. Outro ponto importante é o regime de taxas e impostos, cada país tem as suas regras, mas é importante salientar que a parcela entregue para o governo em forma de taxas e impostos é exorbitante e impacta severamente no projeto.

Em complemento, segundo Neto (2018) [36], a mobilização de navios ou plataformas para a realização das atividades de abandono tem peso significativo no custo. Muitas vezes, sondas ou equipamentos precisam ser deslocados de outros países e isto aumenta muito o custo associado, mesmo sendo normalmente um custo fixo, este período de viagem até a locação está sendo pago e não está sendo produtivo para a operação em si. Geralmente, quanto maior o número de poços a serem descomissionados ao mesmo tempo, o valor de mobilização é diluído e torna-se menos oneroso. Esse é um aspecto a ser pensando no planejamento. Segundo Saasen (2013), campanhas de 3 a 5 poços a serem abandonados ao mesmo tempo já contribuem para economia de custo do operador.

A reciclagem também é um ponto a ser analisado na busca pelo melhor aproveitamento econômico. Prasthofer (1998) comenta que para plataformas maiores a energia usada durante o descomissionamento *offshore* e as emissões atmosféricas provenientes desse processo superam a eficiência econômica da reciclagem. Para estruturas de concreto, ele descreve que não há muitas vantagens econômicas em seu ciclo.

Em diversas situações, foi possível perceber que a grande fraqueza nos projetos de descomissionamento é o inadequado planejamento e gerenciamento, e a não identificação clara de papéis e responsabilidades (RINDAHL, p. 102). A instituição reguladora Oil & Gas UK (2016), afirma que o planejamento do descomissionamento pode ser um processo longo e complexo, sendo esta atividade iniciada muito antes de cessar a produção. Ao longo do tempo, o escopo de cada projeto é refinado e avaliações comparativas são realizadas para determinar a melhor abordagem. A previsão do cronograma preciso desta atividade e das despesas associadas ao projeto são desafiadoras, pois existem muitas incertezas e fatores que os influenciam como, por exemplo, a duração do tamponamento e abandono de poço ou a disponibilidade de embarcações. Ruivo (2001) afirma que os desafios do processo decisório

estão intimamente ligados à transparência total e debate entre as operadoras, governo e demais *stakeholders* a fim de encontrar a melhor solução, visto que há inter-relações e uma complexidade muito grande no processo de descomissionamento. Horngren, Datar e Foster (2004, p. 400) explicam que nos projetos com ciclos de vida longos, como é o caso de projetos de O&G, as decisões de projeto afetam os custos por vários anos. Por isso, aspectos gerenciais e de tomada de decisão estão fortemente presentes na questão econômica.

Na cadeia produtiva das atividades de E&P, no Brasil, o custo de abandono faz parte do Plano de Desenvolvimento (PD). Portanto, na análise da viabilidade técnica e econômica de um projeto de E&P, esta parte do ciclo de vida do campo ou poço já está incluída na estimativa do custo total do empreendimento. É importante salientar que esta estimativa é imprecisa, pois envolve muitas variáveis, mas é de extrema importância mantê-la sempre atualizada.

Em situações de baixa valorização do barril de petróleo, é essencial prever a maneira que as atividades de descomissionamento serão financiadas. Como já visto nas tabelas anteriormente, o descomissionamento despende altos investimentos e no cenário de baixa no valor agregado ao petróleo, há um desafio muito grande em garantir as economias para o processo de Descomissionamento pelas empresas responsáveis. Este é um debate realizado e acordado entre o consórcio e a ANP, e é um dos grandes desafios econômicos e negociais, no sentido de encontrar um acordo entre as partes envolvidas. A ANP exige que as empresas do consórcio garantam monetariamente o valor previsto para o abandono desde o início das atividades de exploração, para que no final do ciclo de vida, o dinheiro destinado para o abandono esteja disponível e então o processo seja realizado da forma adequada. Há várias formas do consórcio fornecer esta garantia, como por exemplo, comprar um seguro para o abandono ou abrir uma conta e depositar um valor especificamente calculado por mês. Tendo isto em vista, as despesas de abandono impactam economicamente todo o projeto e devem ser cuidadosamente analisadas.

Segundo o Almeida et al (2016), tendo em vista os valores baixos do barril de petróleo *Brent* e a falta de perspectivas de elevação dos preços a curto prazo, as petroleiras enfrentam o desafio de ajustar seus negócios e reduzir significativamente os custos de E&P. Da mesma forma, o ex-Presidente do IBP, Jorge Camargo (2017), também afirma que a permanência dos preços de petróleo em níveis baixos por um período mais longo, pressiona as empresas a diminuir custos, selecionar investimentos e aumentar sua eficiência operacional. Com o avanço das normas de descomissionamento e abandono, as empresas se deparam com certo engessamento do custo da atividade. O abandono terá um custo fixo devido às exigências das normas e mais custos variáveis que são referentes ao aluguel de equipamentos, compra de materiais, mobilização de estruturas ou equipamentos, suporte ou apoio de embarcações, contratação de serviços e profissionais.

Para contornar isso, buscam-se outras formas para reduzir este valor. A economia de tempo, como por exemplo, tempo de sonda ou o tempo que uma equipe ficará trabalhando no local tem valor significativo na soma total. Muitos dos equipamentos e serviços contratados são pagos por tempo, então quanto menor o tempo de uso, menor o custo. A experiência dos profissionais, treinamento efetivo e a tecnologia utilizada também são pontos muito importantes

a serem levados em consideração nesse contexto de melhor administração do tempo *vs* custo. Muitas vezes a tecnologia mais atual é mais cara, mas ganha-se em tempo e segurança, portanto é importante analisar estes aspectos para garantir qual opção é a melhor para determinada situação.

Outro meio de reduzir custos é incentivando a pesquisa e desenvolvimento. Há inúmeros estudos de novas técnicas e tecnologias para realizar o abandono de poços com o intuito de aumentar a eficiência e reduzir custos associados, como por exemplo operações *rigless* utilizando unidades de *coiled tubing* ao invés de uma plataforma de perfuração, abandono com barco de apoio. Segundo IBP (2017), "estão sendo empreendidos esforços em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias disruptivas para projetos offshore com o objetivo de reduzir o custo de produção em até 50% e fazer frente à rápida evolução em outros ambientes operacionais, como o *shale*."

Investimentos em inovação e tecnologia são cruciais na redução de custos, mas esta questão é muito mais abrangente. Camargo comenta sobre a necessidade do setor petrolífero se transformar tendo em vista um futuro com demanda por energia e preocupações climáticas crescentes. Nesse contexto, o investimento em inovação e tecnologia será crucial na busca por maior eficiência energética e de emissões no setor. O IBP (2017) afirma que os investimentos em capital intelectual e recursos tecnológicos antecipam tendências, geram maior eficiência, oportunidades de inovação e, por consequência, aumentam a competitividade. Ou seja, são fundamentais para a evolução, tornando possível superar desafios e preparar a indústria para o futuro.

2.2.2 Fatores Jurídicos

Desde a descoberta do petróleo na Pensilvânia, em 1859, mais de 3 milhões de poços foram abandonados nos EUA. A maioria deles foram perfurados depois da Segunda Guerra Mundial, mas muitos são do início dos anos 1900. Na época não havia regulamentação para os abandonos de poços/campos, e nem uma instituição responsável pelo seu cumprimento até a década de 1930. Na Pensilvânia, pode haver milhares de poços de petróleo abandonados sem exigências regulamentares até 1956. Como havia essa falta de preocupação e planejamento, também existiam problemas para a localização dos poços de petróleo abandonados que foram perfurados antes desta data. Além disso, foram reportados vazamentos destes poços antigos (CALVERT et al, 1994). Portanto, já no início das atividades de descomissionamento, era muito nítida a necessidade de criar e aplicar normas e regulamentações para o correto abandono de toda a estrutura construída durante a E&P. Essa necessidade jurídica se estendeu e permanece como um desafio até os dias de hoje, mas com outras demandas.

As primeiras regras referentes a P&A foram introduzidas no Estados Unidos da América (USA) em 1890, com o objetivo de proteger as zonas de óleo para que não ocorresse contaminação de água (Haukelid, 2016). Segundo Calvert e Smith (1994), uma das preocupações relacionados a estes poços mais antigos é a falta de vedação do anular. A vedação com cimento só apareceu em 1903 e só se tornou popular por volta de 1920. O autor Haukelid (2016) comenta que em 1920 as regras começaram a ser unificadas, em 1934 surgiram instruções para a cimentação e em 1957 a

proteção de zonas de água tornou-se obrigatória. Entretanto, já naquela época havia uma grande preocupação com a redução dos custos. Mais tarde, por volta de 1970, as regulamentações já descreviam com mais detalhes as técnicas, os testes e os requisitos para o abandono de poços. Atualmente, segundo King and Valencia (2014), melhorias em cimentação e monitoramento mostraram-se efetivas para a redução de vazamentos.

Na Noruega, as atividades petrolíferas são regulamentadas pelo Petroleum Act de 1997. Outro órgão envolvido é o Petroleum Authority Norway (PSA), o qual é responsável por desenvolver regulamentos e guias que estejam de acordo com o Petroleum Act. Todas as regulamentações precisam estar em consonância com o Norwegian Petroleum Industry (NORSOK) Standard D-010, o qual delimita os requisitos obrigatórios e devem ser seguidos estritamente. Hoje em dia, o Petroleum Act 1997 e as obrigações da Convenção Oslo-Paris (OSPAR) regulam as atividades de Descomissionamento no país (Haukelid,2016).

O petróleo e gás *offshore* na plataforma continental do Reino Unido (UKCS) é controlado através do Petroleum Act de 1998, conforme emenda Energy Act 2008 e 2016. É de responsabilidade do Departamento de Negócios, Energia e Estratégia da Indústria (BEIS) assegurar que os requisitos da Lei do Petróleo de 1998 sejam cumpridos (IOGP, 2017).

No Reino Unido (UK), o Department of Energy and Climate Change (DECC) também está presente, ele fornece guias baseadas em lições aprendidas de descomissionamentos já realizados. No UK, o P&A é realizado de acordo com as diretrizes da indústria e o Offshore Wells Design and Constructions Regulations 1996 e também com os regulamentos da NORSOK D-010 na plataforma continental norueguesa (Oil & Gas UK, 2016). A Environment Agency (na Inglaterra e no País de Gales) e a Scottish Environment Protection Agency (na Escócia) são responsáveis pela administração e cumprimento dos controles de gerenciamento de resíduos, e também estão atuantes no processo de abandono. As obrigações internacionais do Reino Unido para o descomissionamento são regidas principalmente pela Convenção de 1992 para a Proteção do Meio Ambiente Marinho do Atlântico Nordeste (Convenção OSPAR) (Offshore Decommissioning Unit, 2011).

Tendo isso em vista, segundo Colomer e Almeida et. al (2017), a análise da experiência internacional mostra que o arcabouço regulatório e as práticas de descomissionamento vêm evoluindo nos últimos anos. Barclay (2001/2002) também comenta que as regulamentações tem mudado muito ao longo dos anos, e que para se manter atualizado e dentro das normas se requer estar sempre atento e ter expertise em diversas áreas como engenharia, meio ambiente, segurança e conhecimento sobre a área jurídica. Como a regulamentação se encontra em processo de evolução, é necessário que o Brasil busque incorporar os avanços da experiência internacional, mas ao mesmo tempo, crie sua própria dinâmica de aprendizado buscando um aprimoramento contínuo. No Brasil, as discussões acerca do tema Descomissionamento vêm ganhando espaço dentro das instituições regulatórias e companhias atuantes da área devido à necessidade de realização desta operação e sua crescente demanda.

Segundo Colomer e Almeida et. al (2017), a regulação dessa atividade no Brasil envolve a

ANP, os órgãos ambientais (IBAMA), a Marinha do Brasil, Tribunal de Contas da União (TCU), o Ministério do Trabalho, os órgãos ambientais estaduais, Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e a Receita Federal. A ANP lançou diretrizes que apontam as obrigações das operadoras no descomissionamento, já o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Marinha ainda não possuem regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Segundo o site oficial da ANP, dentre as resoluções da ANP que envolvem atividades do Descomissionamento, as principais são as seguintes:

- Resolução ANP (RTDT) - Regulamento Técnico de Dutos Terrestres;
- Resolução ANP (RTSGI) - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural;
- Resolução ANP nº 27/2006 - Desativação de Instalações;
- Resolução ANP nº 43/2007 (SGSO) - Gerenciamento de Segurança Operacional;
- Resolução ANP nº 41/2015 (SGSS) - Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos;
- Resolução ANP nº 46/2016 (SGIP) - Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços, que substitui a Portaria 25/2002.

Ainda não existe uma metodologia única e de baixo custo para realizar o tamponamento dos poços, os padrões e projetos variam conforme o operador e o país (Plummer, julho 2017).

A ANP reconhece que uma das razões pelas quais o descomissionamento no Brasil não avançou até o momento é o sistema regulatório atual, prescritivo e complexo (Chetwynd, 2017). As perspectivas do planejamento estratégico da ANP para as regulamentações em descomissionamento envolvem o incentivo das atividades de E&P em benefício da sociedade brasileira, ampliar o diálogo com os agentes reguladores e demais *stakeholders*, atualizar a regulamentação minimizando barreiras ao investimento e reduzindo os custos impostos pela regulamentação, promover a produtividade e a simplificação dos processos. Além disso, afirma que as regulamentações terão enfoque em risco e performance, incentivo às boas práticas, não ser restritiva as novas tecnologias e ter uma efetiva integração com a indústria (ANP, 2017). Essa mudança por parte da ANP é muito positiva para atrair e aumentar a confiabilidade e segurança de investimentos em E&P no Brasil.

Colomer e Almeida et. al (2017) sugerem que as mudanças regulatórias avancem em três frentes: maior flexibilidade, avaliação de impactos mais completa e adoção de um planejamento integrado das atividades de descomissionamento. A flexibilização diz respeito às abordagens técnicas e ambientais do descomissionamento, é fundamental para permitir a avaliação de todas as alternativas de descomissionamento. Caberá à operadora, estudar e avaliar as diferentes opções de descomissionamento para demonstrar que a opção escolhida também minimiza os impactos ambientais e sociais.

Quanto à avaliação de impactos, é um aprimoramento importante da regulação no sentido de permitir uma análise abrangente dos impactos de cada opção de descomissionamento. A avaliação dos impactos ambientais deve ser integrada, considerar todos os ambientes afetados, os resultados ambientais de todo o ciclo de vida do descomissionamento, inclusive os efeitos sobre emissões de gases de efeito estufa e o consumo de água. E tudo isso deve estar interligado aos custos econômicos e sociais para cada opção. E por fim, a colaboração entre indústria e órgãos reguladores é outra estratégia chave para diminuir as incertezas regulatórias. Muitos profissionais no Brasil estão envolvidos em atividades de descomissionamento em outros países e essa troca de experiência pode contribuir muito para a definição de melhores práticas nas atividades de descomissionamento (Colomer, Almeida et. al, 2017).

Para reiterar os benefícios em adotar essas medidas comentadas no parágrafo anterior no Brasil e mostrar que grandes potências as utilizam e funcionam, segue um relato das ações praticadas no Reino Unido, país referência em E&P no mundo. O Diretor de Políticas Upstream da Oil & Gas UK, Michael Tholen (2016, pág. 5) diz que

A Oil & Gas UK está trabalhando no Conselho de Descomissionamento MER UK em parceria com a OGA e com o Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS) para desenvolver novas soluções técnicas, comerciais e operacionais para reduzir o custo do descomissionamento, mantendo a alta segurança e padrões ambientais. Comparações entre 2015 e 2016 sugerem que os custos do desmantelamento estão caindo, particularmente para o P&A. Isso se deve em parte a uma resposta do mercado em relação a queda de custos como por exemplo, das taxas de rigidez, mas também pode indicar que ganhou-se melhorias de eficiência e as experiências que estão sendo aplicadas em novos projetos que foram adquiridas com lições aprendidas de descomissionamentos anteriores estão começando a surtir efeito. Esta é uma boa notícia. Através de colaboração eficaz entre a indústria, governo e os reguladores que os resultados do descomissionamento dos ativos do Mar do Norte podem ser otimizados de forma mutualmente benéfica.

Em uma situação ideal, o investimento em conteúdo local através da compra de bens e da contratação de serviços localmente, pode auxiliar de maneira efetiva o desenvolvimento econômico local. Um programa adequado e bem executado traz benefícios para as empresas de E&P e para as sociedades dos países onde elas operam. Entretanto, conforme exposto pelo IBP (2017), o modelo vigente entre a 7^a e a 13^a rodadas de licitações é excessivamente complexo, ineficiente, punitivo e demasiadamente burocrático. Os operadores que não cumprissem os requisitos mínimos de conteúdo local eram punidos com altas multas, mesmo sabendo que o Brasil não apresenta suporte técnico, operacional e estratégico para implantar este tipo de programa (IBP, 2017).

Com o cenário atual, se fizeram necessárias mudanças referente às exigências de conteúdo local. Segundo o IBP (2017), os novos percentuais são mais razoáveis: nas áreas offshore, 18% na etapa exploratória e alcançando percentuais entre 25 e 40% no desenvolvimento da produção; e nas áreas onshore, 50% para cada etapa, vide Figura 7. Também não haverá mais diferenciação de percentuais relativos a águas rasas e águas profundas. As multas por não cumprimento das exigências de conteúdo local caíram de 60% para 40% do que não for atingido. Através destas

adequações, as empresas tem maior liberdade e flexibilidade para realizar as atividades. Além disso, isto significa um grande avanço jurídico e incentivo a futuros investimentos no Brasil.

Figura 7 – Comparação entre os percentuais de conteúdo local do Modelo antigo e do novo.



Fonte: IBP (2017) [26].

Entretanto, o IBP (2017) comenta que os entraves regulatórios referentes à unificação de campos e arbitragem, e a unitização também devem sofrer alterações e necessitam ser redefinidos. Para Camargo (2017), a reforma regulatória do setor de petróleo deve fornecer condições mais estáveis e favoráveis para a atração de investimentos. O autor afirma que para ter condições de competir com outros países, o desenvolvimento de um ambiente com segurança jurídica, tributária e regulatória no Brasil também é crucial. E nesse contexto, depara-se com um entrave fiscal chamado Repetro, que ainda está em pauta no momento e causa sensibilização na confiança das empresas nas políticas de E&P no Brasil.

Segundo a Receita Federal (2015), o Repetro é

um regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens que se destina às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural (IN RFB nº 1.415, de 2013, art. 1º). O regime foi instituído pelo Decreto nº 3.161, de 02 de setembro de 1999 (revogado) que teve por base a Lei nº 9.430, de 1996 (art. 79, § único) e atualmente é regulamentado pelo Decreto nº 6.759, de 2009 (Regulamento Aduaneiro), por força do previsto no artigo 93 do Decreto-lei nº 37, de 18 de novembro de 1966.

A ideia do Repetro é a de incentivar e desenvolver a indústria de E&P no Brasil através de suspensões tributárias (II, IPI, PIS e COFINS) em importação e exportação de bens nas atividades de E&P sob certas condições especiais, as quais não serão comentadas aqui pois fogem do escopo deste trabalho. Apesar da boa intenção, ainda é um tema de muita discussão e de desvantagens. Essas desvantagens são em relação aos dispositivos legais, pois cada Estado possui autonomia para determinar a alíquota do ICMS e a política brasileira tende a encontrar brechas ou distorcer o entendimento do Repetro (por exemplo, a criação da Lei Estadual nº 3.851 e a assinatura do Decreto nº 34.811) (Coelho, 2018).

Toda a cadeia de atividades da indústria do petróleo sofre com os altos investimentos que precisam ser empreendidos na E&P e a incidência do Repetro interfere fortemente na viabilidade

do projeto, na tomada de decisão, no interesse em investir no país. No momento do abandono, todos os equipamentos e instalações que foram importados sob Repetro precisarão ter um destino. Segundo Coelho (2018), o artigo 15 da IN SRF 285/2003, lista as formas de extinção do regime. O autor menciona que o artigo diz que

O regime de admissão temporária se extingue com a adoção de uma das seguintes providências, pelo beneficiário, dentro do prazo fixado para a permanência do bem no País:

I: reexportação;

II: entrega à Fazenda Nacional, livre de quaisquer despesas, desde que a autoridade aduaneira concorde em recebê-lo;

III: destruição, às expensas do beneficiário;

IV: transferência para outro regime aduaneiro, nos termos da Instrução Normativa SRF nº 121, de 11 de janeiro de 2002; ou

V: despacho para consumo.

Além dessas formas de término do regime, ainda há a possibilidade de pagar todos os impostos para importar de forma definitiva (nacionalizar). Haja vista as formas de extinção expostas, a tomada de decisão da alternativa de descomissionamento a ser executada será influenciada de acordo com as alíquotas e impostos a serem cobrados, visto que a ordem dos custos é de bilhões conforme pode ser visto nas Figuras 4 e 5.

Segundo Coelho (2018), o mercado de fornecedores vivencia a insegurança em relação à cobrança de ICMS, o governo federal enfrenta a distorção grave de sua política de atração de novos investidores nas atividades de E&P no país, os governos estaduais ficam no impasse sobre a tributação do ICMS, que pode culminar tanto na não arrecadação do imposto pois será melhor importar sob Repetro ao invés de utilizar fornecedores brasileiros, quanto em possíveis prejuízos adicionais decorrentes da perda de mercado, tais como desemprego e desinvestimentos. O autor ainda cita que para João Carlos de Luca, "além dos ajustes no Repetro, também é necessário flexibilizar os royalties pagos a Estados e Municípios quando for descoberto óleo de baixo custo; criar incentivos para a exploração, incentivar pequenas e médias empresas, criar novo modelo de licenciamento ambiental e incentivar a implantação de câmaras técnicas no Ibama."

No ambiente brasileiro, o IBP destaca na Agenda da Indústria 2017 como principais desafios:

- Manter a estabilidade das regras através da Segurança Regulatória e Tributária;
- Aperfeiçoar o processo de Licenciamento Ambiental;
- Desenvolver um modelo de Conteúdo Local com regras mais simples, e que garanta a competitividade e a sustentabilidade do setor;
- Estabelecer um calendário regular de Rodadas de Licitação;
- Aprimorar o Modelo de Partilha.

Conforme exposto acima pode-se perceber que questões jurídicas (regulamentações, guias, etc.) são muito presentes em E&P, atuando através das instituições regulamentadoras, justiça federal e órgãos responsáveis por fiscalização. Em se tratando de descomissionamento, elas tem papel fundamental para garantir segurança do meio ambiente, dos negócios e das

peças, bem como promover a interação de forma saudável entre todos os âmbitos da sociedade como forma de geração de valor.

Tendo em vista o exposto em toda a seção 2.2, a escolha da melhor opção para o descomissionamento não é simples, envolve considerações técnicas e operacionais, sobre saúde e segurança, econômicas, sociais, ambientais, jurídicas, políticas e também análises de riscos e investimentos. Portanto, as estratégias devem ser bem definidas e planejadas, estarem claras para todos os *stakeholders* e em conformidade com as normas respeitando o meio ambiente.

Petrobras (2016) demonstra as lições aprendidas e conclui alguns pontos importantes em seu estudo referente ao descomissionamento. Reconhece que é preciso haver a definição de uma metodologia clara que permitirá o melhor planejamento da indústria, buscando equilibrar a proteção ambiental, o menor risco operacional e a viabilidade técnico-econômica, adequando as melhores práticas para o cenário nacional. Também menciona sobre a importância de definir e orientar a frequência e escopo do monitoramento pós-descomissionamento. Além disso, cita a participação dos *stakeholders* (operadoras, prestadores de serviço, ANP, IBAMA, Marinha, meio acadêmico, associações, ONGs, etc.) no processo. Há uma preocupação com a destinação dos rejeitos do descomissionamento, comentam que a utilização de estruturas para usos mais nobres do que o sucateamento, como reaproveitamento ou utilização como recifes artificiais, devem ser consideradas e incentivadas. A capacidade do mercado para armazenar, processar e reciclar os equipamentos e dutos a serem removidos, assim como o tratamento de resíduos gerados, deve ser levada em consideração na decisão pela remoção parcial ou total e a definição do prazo de retirada.

3 ABANDONO DE POÇOS

Segundo as Diretrizes de Abandono, desenvolvida pelo Instituto Brasileiro de Petróleo - IBP (2017), o abandono de poços é definido como:

Parte do escopo das atividades de construção e intervenção de poços com vistas à garantia de sua integridade, devendo a implementação dos esquemas de abandono estar aderentes aos requisitos e fundamentos estabelecidos a partir da Resolução ANP nº 46 de 03 de Novembro de 2016 que instituiu o SGIP.

Segundo Barclay et al (2001/2002) o objetivo principal do abandono de poço é o isolamento de todas as formações em subsuperfície que foram penetradas pela perfuração do poço. Afirma que operações ideais de abandono são aquelas que isolam reservatórios em produção e quaisquer outras formações que contenham fluidos. "A maior parcela do custo do descomissionamento advém do abandono do poço, estimado em 44% do custo total"(Per Jahre-Nilsen, Engenheiro Sênior da DNV GL Oil & Gas). Tendo isso em vista, Barclay ainda diz ser muito mais fácil realizar as operações de abandono da forma correta da primeira vez mesmo que o desembolso financeiro seja alto, pois caso contrário, se houver vazamentos após o abandono será muito mais oneroso e difícil remediar o erro e conseguir tamponar de forma adequada.

O abandono de poços envolve as atividades de abandono temporário e permanente. O abandono temporário é constituído por operações em um poço para assegurar o isolamento dos intervalos pertinentes, com perspectiva de retorno futuro às atividades ao poço. No abandono permanente, as operações para isolamento são feitas de forma definitiva, pois não há interesse de reentrada.

Em condições usuais, um poço é abandonado permanentemente após o final da sua vida produtiva (poços de desenvolvimento), após a perfuração de poços exploratórios não comerciais ou para fins de aquisição de dados (IBP, 2017). Ainda, há situações excepcionais em que ocorre abandono permanente, como em perfuração de poço seco e impossibilidade técnica e operacional de continuar atuando no poço, tais como em pescarias sem sucesso, erros técnicos, situações imprevistas (Neto, 2018) [36].

Há também situações em que o poço não pode ser abandonado. Segundo a Portaria da ANP 25/2002, Art. 6º,

o poço não poderá ser abandonado enquanto as operações necessárias ao abandono puderem vir a prejudicar de alguma forma quaisquer operações em poços vizinhos, a menos que o poço em questão, represente ameaça de dano à segurança e/ou ao meio ambiente.

King e Valencia (2014), compilam uma breve noção sobre a evolução na área de abandono de poços, eles afirmam que houve 3 momentos importantes para o desenvolvimento dos métodos de abandono de poço:

- 1859 - 1920: início das regulamentações e movimentações em torno do tema, como já mencionado na seção 2.2.

- 1920 - 1970: houve grande desenvolvimento em todas as etapas desde a construção do poço (perfuração, cimentação, BOPs, etc.), tecnologias para integridade de poços e aprimoramento das regulamentações.
- 1970 - momento atual: desenvolvimento de cimentos melhores (mais expansivos e flexíveis), tubulações resistentes a corrosão e melhoras muito significativas nas regulamentações.

No contexto de início de uma análise de P&A, King e Valencia (2014) sugerem levar em consideração as seguintes questões no P&A:

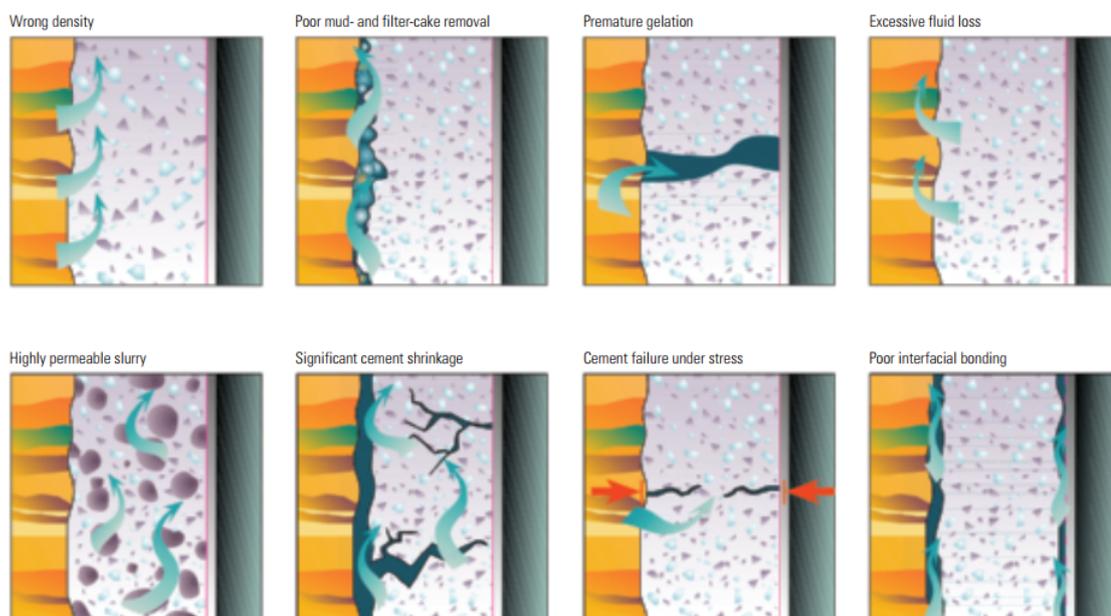
1. O que as regulamentações governamentais requerem? Caso haja dúvidas, procurar programas mais completos e outras regulamentações para se embasar.
2. Onde estão localizados os aquíferos e o que é preciso para isolá-los?
3. Os plugues apropriados foram colocados nos lugares corretos?
4. A cimentação está adequada?
5. O poço foi preparado para o abandono?

É importante considerar as atividades de abandono desde as primeiras fases de perfuração do poço, pois a qualidade da cimentação primária entre o revestimento e a formação é fator fundamental para o sucesso do abandono (Barclay et al, 2001/2002). O autor ainda comenta que remover completamente fluido de perfuração e reboco durante a cimentação primária reduz os riscos de formação de microcanais no cimento endurecido e aumenta a aderência entre a formação, cimento e revestimento. É importante também estar atento à redução de volume de cimento, pois isto pode causar fraturas e vazios no material que podem se tornar caminhos para avanço de fluido. A Figura 8 mostra exemplos de má cimentação primária, nota-se na sequência de figuras o que ocorre quando há fluência devido à densidade incorreta do cimento, remoção indevida do reboco e lama, "pega" prematura, perda excessiva de cimento para a formação, cimento muito permeável, retração (encolhimento) do cimento, falha por estresse, vedação insuficiente, respectivamente.

A cimentação primária não é o único fator importante a ser levado em consideração. A centralização dos revestimentos, a adequada porcentagem e as características do cimento e avaliações da integridade do poço antes do abandono são pontos chave para iniciar uma análise de abandono de poço. Em uma boa análise de abandono, a avaliação de possíveis canais de vazamento incluem estabilidade da cimentação do anular (trincamentos, contaminação com sólidos devido à limpeza de má qualidade e *gas cut*), a qualidade do cimento como selante (cimento-revestimento, cimento-formação), considerações geológicas (fraturas ou falhas, contrastes de permeabilidade entre zonas) (King e Valencia, 2014). Este autor ainda menciona que as falhas no abandono geralmente estão ligadas à cimentação ou à tubulação. E fatores geológicos como subsidência também podem interferir. Soares (2017) menciona outros fatores

importantes, são eles: o tipo de completação, a presença ou não de linhas de controle e a integridade do poço.

Figura 8 – Exemplos de má cimentação primária.



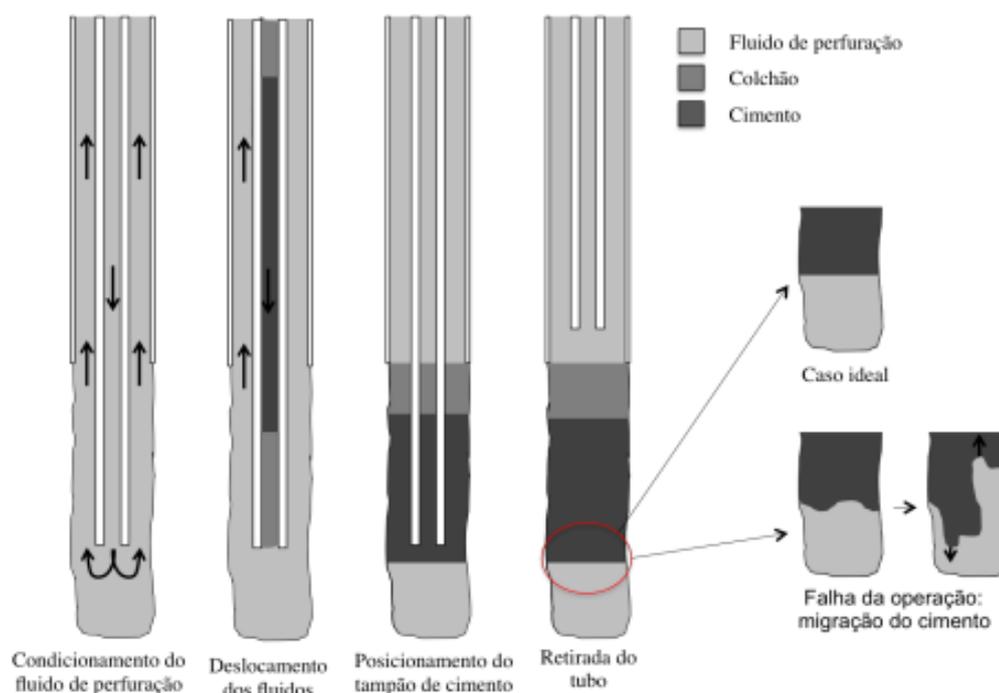
Fonte: Barclay et al (2001/2002) [9].

Para o completo sucesso da operação de abandono, o tampão de cimento deve manter sua integridade e estar posicionado da forma correta. Segundo Vargas (2017), o ideal é haver uma interface plana e estável, conforme mostra o caso ideal na Figura 9, mas em caso de interface instável, pode acarretar a migração do cimento e conseqüentemente pode haver uma falha da operação. Para o abandono, geralmente inicia-se condicionando o poço, circula-se o fluido de perfuração ou completação dependendo do caso. Feito isso, se necessário, também se pode colocar um tampão viscoso ou um plugue mecânico, dependendo das características do projeto. Na sequência, bombeia-se um colchão lavador antes e após a pasta de cimento a fim de limpar as paredes do revestimento e evitar contaminação entre os fluidos. Diz-se que o tampão está balanceado quando há o equilíbrio de pressão, ou seja, quando o fluido que está entre o revestimento e a coluna de tubos de perfuração (*drill pipes (DP)*), e o que está dentro dos DPs de cimentação estão na mesma altura, conforme mostra a terceira imagem na Figura 9. Após o posicionamento do tampão balanceado de cimento, retira-se o *drill pipe* de cimentação e se aguarda o aumento da resistência, conforme mostra a quarta imagem da Figura 9. Nesse momento, pode-se observar as duas possibilidades de interface entre os fluidos comentadas acima. A Figura 9 apresenta um exemplo de como ocorre o deslocamento e posicionamento dos fluidos e as duas possibilidades de interfaces entre os fluidos.

As várias tentativas e falhas no posicionamento de tampões de cimento têm custado às companhias operadoras de petróleo uma quantidade considerável de recursos financeiros, além do tempo adicional de sonda (Vargas, 2017). O correto posicionamento do tampão impede a

passagem de fluidos e gases para a superfície, evitando acidentes e perdas de vida humana e da fauna, materiais e financeiras.

Figura 9 – Demonstração de como ocorre o deslocamento dos fluidos para o tamponamento, e as possibilidades de interfaces entre os fluidos.



Fonte: Varges (2017) [58].

É válido salientar que para que esses fluidos se desloquem e se posicionem dentro do poço, eles são empurrados pelo bombeamento de fluido de perfuração ou completação atrás do último colchão lavador. Após o tamponamento do último CSB, o poço permanecerá cheio de fluido de perfuração ou completação.

Os passos e explanação de um programa de abandono, o qual será mais aprofundado na seção 4.3, são citados por Valdal (2013). Abaixo estão as etapas principais de uma operação de abandono convencional de um poço com árvore de natal vertical:

- Mobilização da sonda até o local;
- Conexão da sonda à cabeça de poço ou árvore de natal;
- Matar e manter seguro o poço;
- Remoção da árvore de natal, quando necessário;
- Instalação do BOP com o *riser* de perfuração;
- Remoção da coluna de produção;
- Avaliar a cimentação;

- Tamponar e abandonar o poço. Colocar as barreiras primária e secundária;
- Estabelecer conexão com o anular para colocação da barreira de superfície, se necessário;
- Cortar e recuperar a cabeça de poço, se necessário.

Nas próximas seções, serão apresentadas informações de como são realizados os abandonos na Noruega, no Reino Unido e no Brasil. Além disso, também serão brevemente comentadas algumas iniciativas e lições aprendidas.

3.1 ABANDONO DE POÇOS NA NORUEGA E REINO UNIDO

Países referência no assunto (Noruega e Reino Unido) elaboraram diretrizes visando a padronização de variáveis importantes para o sucesso do descomissionamento no setor de óleo e gás (O&G) a longo prazo. O objetivo é fornecer uma maneira mais eficiente e responsável de realizar o descomissionamento, garantindo a segurança do meio ambiente e das pessoas e também respeitando a legislação e aspectos econômicos-sociais. Estas diretrizes detalham os requisitos mínimos para o correto abandono de poços, equipamentos submarinos e toda a estrutura de superfície e subsuperfície a ser descomissionada.

Embora cada região tenha suas peculiaridades e apresentam diferenças em alguns pontos, em geral, compartilham da ideia principal e alguns requisitos como: isolar e proteger todas as zonas que contém água, isolar zonas produtoras, prevenir vazamentos para dentro e fora do poço, cortar a cabeça de poço em determinada profundidade e retirar equipamentos submarinos (Haukelid,2016). No caso da Noruega e Reino Unido, os padrões e procedimentos desenvolvidos pela *Norsk Sokkels* (NORSOK) e *Oil & Gas United Kingdom* (O&GUK) foram desenvolvidos ao longo dos anos embasados em lições aprendidas, incidentes e introdução de novas tecnologias e técnicas (IOGP, 2017).

Em geral, o *Norwegian Petroleum Activities Act 1996* exige dos responsáveis a apresentação de um plano de descomissionamento ao Ministério entre dois a cinco anos antes que a licença de produção expire ou seja abdicada. As atividades de P&A propostas podem ser incluídas no plano de descomissionamento, mas há outra possibilidade, realizar o pedido de uma permissão em separado submetendo-a à Diretoria do Meio Ambiente aproximadamente 15 semanas antes do início planejado das operações (IOGP, 2017). A IOGP (2017) ainda comenta que no Reino Unido, os operadores também necessitam apresentar o programa de abandono com antecedência submetendo ao *Department for Business, Energy & Industrial Strategy* (BEIS), assim que eles tenham conhecimento da necessidade de iniciar o planejamento do abandono. O autor ainda afirma que, além disso, eles também precisam da aprovação do programa de abandono em acordo com as obrigações e regulamentações.

Na Noruega, segundo o *NORSOK Standard D-010* (2013), os requisitos mínimos para barreiras de poço são duas barreiras para formações de hidrocarbonetos e formações anormalmente pressurizadas que tem potencial de fluxo. E uma barreira para formações de

hidrocarbonetos anormalmente pressurizadas que não tem potencial de fluxo, normalmente pressurizadas que não tem hidrocarbonetos e nem potencial de fluxo e prevenção de fluxo indesejado entre formações. Dentre outros requisitos, as barreiras de poço devem resistir ao máximo diferencial de pressão e temperatura que podem estar expostas durante a vida do poço. No Reino Unido, estes requisitos mínimos para as barreiras são muito parecidos e serão mencionadas no quadro resumo (Figura 10).

Assim como no Brasil a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) exige uma segurança financeira para as atividades de descomissionamento, segundo IGOP (2017), no Reino Unido, a Seção 75 do *Energy Act* 2008 e 2016 confere ao Secretário de Estado o poder de exigir informações e ações específicas a serem tomadas em relação ao abandono do poço, incluindo o fornecimento de garantias financeiras com o objetivo de assegurar que os responsáveis serão capazes de fazê-lo quando for necessário.

A Figura 10 mostra um resumo das principais exigências requeridas nos países da Noruega e Reino Unido no âmbito de abandono de poço. Esse quadro resumo tem a intenção de apresentar brevemente esses requisitos. No capítulo posterior, relacionado às regulamentações brasileiras, é notável a semelhança em alguns requisitos com essas regras apresentadas aqui. Uma das semelhanças é a quantidade de barreiras, quando e onde colocá-las.

Todos os itens citados na Figura 10 são regidos pela NORSOK D-010 de acordo com o *Activities Regulations* e *Facilities Regulations* da Noruega (exceto pós monitoramento, sobre o qual não há nenhuma legislação) e no Reino Unido por *Offshore Installations and Wells Regulations* 1996.

O compartilhamento das lições aprendidas e do conhecimento adquirido são práticas incentivadas nesses países. A *Det Norske Veritas Germanischer Lloyd* (DNV GL) diz que as sugestões da indústria para melhorar o P&A incluem a ideia de que os operadores devem compartilhar informações sobre os locais dos poços, dados de construção e planejamento, lições de abandono e quais ferramentas especializadas foram necessárias. Segundo a *Offshore Decommissioning Unit* (2011), o Governo incentiva a cooperação e colaboração da indústria a fim de minimizar os vários impactos causados pelo descomissionamento. Nesta etapa há menor competitividade e isso oferece uma oportunidade para as empresas compartilharem seus conhecimentos na área, seja com cooperação em estudos, com a troca de informações ou idéias para colaborar em projetos e propostas de descomissionamento. As instituições *Oil & Gas UK*, a *Pilot Initiative*, *The Early Decommissioning Synergy Group* (TEDS) e DECC promovem essa cooperação.

Segundo a *Offshore Decommissioning Unit* (2011), outra medida estratégica para auxiliar a ganhar expertise em abandono e aprender com as experiências passadas, é realizar um arquivamento de registros historicamente importantes. O autor menciona que em 2006 essa iniciativa começou no Reino Unido, com o objetivo de incentivar as empresas a fazer arquivamentos para manter o máximo de registros importantes guardados à medida que suas operações evoluem, garantindo que futuramente possam ser disponibilizados tanto dentro do

setor quanto na comunidade em geral para pesquisa e gerações futuras. Várias organizações deram seu apoio à iniciativa, incluindo Oil & Gas UK, grandes empresas petrolíferas, *Scottish Enterprise Grampian*, a *Royal Commission on the Ancient and Historical Monuments of Scotland* (RCAHMS), *the Business Archives Council of Scotland* (BACS), *Historic Scotland*, *Mearns e Gill*, DECC, a Universidade de Aberdeen e a Câmara Municipal de Aberdeen. O *hub* da rede de arquivos será na Universidade de Aberdeen, pois tem forte ligação com o setor (Offshore Decommissioning Unit, 2011).

Figura 10 – Breve resumo das regras aplicadas na Noruega e Reino Unido para abandono de poços.

| Item | Requisito mínimo | |
|--|---|--|
| | Noruega | Reino Unido |
| Abandono necessita ser planejado com antecedência | Podem estar incluso no Plano de Descomissionamento ou solicitar uma declaração separada | Sim. Deve ser realizado assim que souber da necessidade do abandono. |
| Barreiras | | |
| Tipo (material) | Cimento ou outro verificado | Cimento, mas não impede de usar outros materiais |
| Verificação | Poço Aberto: profundidade através de tagging Poço revestido: profundidade através de tagging; pressão 1000 psi acima abaixo do revestimento ou da zona com potencial de vazamento ou 500 psi nos plugues de revestimento de superfície | Depende do poço |
| Requisitos para tamponamento | | |
| Reservatórios | Barreira primária 50 m acima e abaixo do topo da zona produtora; barreira secundária mínimo de 50 m por deslocamento ou 30 m antes do revestimento verificando através de logging | Todas as zonas com potencial de fluxo precisam no mínimo de uma barreira; formações produtoras e com sobrepressão necessitam de duas barreiras. As barreiras são de 100ft de cimento acima da zona de fluxo e na formação selante |
| Zonas intermediárias | Igual à barreira secundária de Reservatórios | Igual às barreiras de Reservatórios |
| Superfície | Os revestimentos de superfície são cortados. Após isso, são colocados 50 m MD se tiver plugue mecânico, senão 100m MD | Uma barreira permanente para para zonas rasas com potencial de fluxo de 100 ft de cimento |
| Barreiras do Anular | Cimento no liner ou anular dos revestimentos são barreiras permanentes se: 30 m MD verificados por logging; 50m MD verificados por cálculos de deslocamento; 60 m MD de barreiras combinadas verificados por logging | Boa cimentação, mínimo de 100 ft previamente testado através de logging ou 1000 ft acima da base da barreira se estimado através das pressões diferenciais |
| Corte de Revestimento | Mínimo de 50 m MD interno e no anular do tubing | Nenhuma informação |
| Linhas de controle e cabos | Não são parte das barreiras permanentes de poço | Não são parte das barreiras permanentes de poço |
| Leito marinho | Em lâminas d'água < 600 m, a cabeça de poço e revestimentos precisam ser removidos. Para águas profundas, pode ser aceitável deixar ou cobrir essas estruturas. O local deverá ser inspecionado para que nenhuma outra estrutura além da cabeça de poço permaneça no local. | Remover o revestimento de superfície no mínimo 10 ft abaixo do leito marinho. Equipamentos submarinos devem ser retirados e o ambiente recuperado com no mínimo 70 m de raio. O leito marinho deve ser inspecionado para certificação de limpeza |
| Monitoramento pós abandono | Nenhuma informação | Não é requerido após corte de revestimento de superfície e retirada da cabeça de poço |

Fonte: Adaptado de IOGP (2017) [24].

3.2 ABANDONO DE POÇOS NO BRASIL

Nesta seção, serão apresentadas as principais regras e diretrizes de melhores práticas para o abandono de poço no Brasil, focando em abandono permanente em lâmina d'água profunda. Lembrando que é indispensável ler e entender as normas da ANP e as melhores práticas do mercado para o desenvolvimento do projeto de abandono.

No Brasil, considerando a necessidade de regularizar a atividade, de estabelecer requisitos de segurança operacional, das pessoas e assegurar a preservação do meio ambiente para o abandono de poços de petróleo e gás natural, a ANP publicou o ato de Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural. A Resolução da ANP 46/2016 estabelece as diretrizes do Sistema de Gestão da Integridade de Poços (SGIP), nas quais constam as técnicas e métodos que tem como objetivo prevenir e mitigar o fluxo não intencional de fluidos para a superfície ou entre formações de subsuperfície. Segundo esta resolução, o SGIP deve ser aplicado em todo o ciclo de vida de um poço de E&P, não apenas na fase de Abandono.

As informações dos projetos de abandono permanente de poços devem ser enviados para a ANP para análise de segurança operacional, de acordo com os requisitos e prazos da Resolução ANP 46/2016. O objetivo é aumentar a segurança dos abandonos, agilizar a resposta da ANP e otimizar as fiscalizações (ANP, maio 2017). Estas informações devem ser incluídas em uma planilha disponibilizada pela própria fiscalizadora, chamada de Notificação de Conjuntos Solidários de Barreiras (NCSB). A NCSB é o conjunto de informações necessárias para a descrição dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) a serem estabelecidos no poço. Após o preenchimento dessa planilha, ela deverá ser encaminhada à agência para o e-mail "abandonodepoco@anp.gov.br". Segundo a Resolução 46/2016, Art. 5º, o abandono permanente de poços produtores ou injetores durante a fase de produção deverá ser notificado à ANP com 60 dias de antecedência. Além disso, este artigo menciona que essa notificação deverá conter, dentre outras informações, o motivo do abandono, análise econômica que demonstre a inviabilidade de retorno à atividade do poço (quando aplicável), cronograma para o abandono do poço.

A planilha versão 2.002 está disponível no Anexo deste trabalho para visualização de mais detalhes. Segundo o Manual de Preenchimento da Planilha para abandono de poços permanentes - versão 2.002 da ANP (maio 2017), os dados básicos a serem informados são: operador do contrato, nome ANP do poço, data de início e fim previstas da operação de abandono, profundidade total do poço (profundidades medida e vertical), todos os intervalos que tenham potencial de fluxo a ser isolado segundo o SGIP, itens do esquema simplificado do poço (revestimentos, *liners*, *packers*, *tie-backs*, cimentação anular, tampão de cimento, sólidos (resinas) e mecânicos, formação com fluência plástica, coluna de produção/injeção), elementos CSB (quais elementos e em que extensão/profundidades), itens remanescentes (peixes, linhas ou outros tipos de item que possa interferir no estabelecimento dos CSB).

Além disso, vale ressaltar que, segundo a resolução 46/2016:

Art. 10. O descumprimento desta Resolução e do seu Regulamento Técnico sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de

1999, e nos demais diplomas aplicáveis, sem prejuízo da imposição de medidas cautelares para o afastamento de situações de risco grave e iminente às pessoas, ao meio ambiente, à instalação ou às operações.

A Figura 11 mostra um resumo dos requisitos de abandono das regulamentações da ANP, nº 46/2016 e 25/2002. Vale ressaltar que a resolução 25/2002 foi substituída pela 46/2016, todavia, este último não contempla o guia completo para P&A. Portanto, os requisitos de 25/2002 estarão presentes até que novos procedimentos estejam disponíveis na 46/2016.

Figura 11 – Resumo dos requisitos de abandono das regulamentações da ANP.

| Item | Requisito mínimo |
|--|--|
| Abandono necessita ser planejado com antecedência | Sim. No mínimo 60 dias antes do começo do abandono. |
| Barreiras | |
| Tipo (material) | Cimento ou outro com propriedades similares |
| Verificação | Testado com 70kN de força ou 7MPa de pressão, por um período de 15 minutos |
| Requisitos para tamponamento | |
| Reservatórios | Tampão de cimento de pelo menos 30 m de altura, com a sua base posicionada no topo do liner. |
| Zonas intermediárias | Tampão de cimento deve ser posicionado a fim de isolar zonas permeáveis com pressões anormais, com fluidos diferentes e intervalos com perda de circulação. |
| Superfície | Deve ser de pelo menos 30 m de altura e deve estar posicionado em um intervalo de 100 a 250 m do leito marinho. |
| Barreiras do Anular | Todos os anulares que contem HC ou intervalos de aquíferos que possam chegar a superfície devem ser isolados |
| Corte de Revestimento | a. A base do tampão de cimento é posicionada 30 metros abaixo do topo do revestimento remanescente, e seu topo 30 m acima do topo do revestimento remanescente. b. Um plugue mecânico permanente 15 m acima do topo do revestimento remanescente e um tampão de cimento de no mínimo 30 m acima. c. Um tampão de 60 m com sua base posicionada até 30 m acima do topo do que permaneceu do revestimento. |
| Linhas de controle e cabos | Não há informação |
| Leito marinho | Em lâminas d'água < 80 m, todos os equipamentos precisam ser removidos do leito marinho e em áreas com possibilidade de corrosão, todos os equipamentos devem ser removidos a 20 m abaixo do leito marinho. Quanto a lâminas profundas, não há nenhuma informação. |
| Monitoramento pós abandono | Nenhuma informação |
| Nota: | ANP 25/2002 foi substituída pela 46/2016, a qual não contem todas as informações relativas ao abandono. Procedimentos estão sendo desenvolvidos para complementar a resolução 46/2016. Nesta tabela aparecem algumas informações da resolução 25/2002 até que novos procedimentos estejam disponíveis. |

Fonte: Adaptado de IOGP (2017) [24].

Todas as informações abaixo deste parágrafo foram retiradas das Diretrizes elaboradas pelo IBP (2017), exceto o que está referenciado com outros autores. Para facilitar o entendimento e auxiliar as operadoras a cumprir as práticas e procedimentos de abandono de poços estabelecidos no SGIP, o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) desenvolveu o documento Diretrizes de Abandono de Poços. Segundo IBP (2017), estas Diretrizes de Abandono de Poços buscam:

Estabelecer, de uma forma simples e didática, critérios mínimos para o adequado isolamento das zonas pertinentes no abandono dos poços, uniformizando o entendimento destes critérios e orientando boas práticas disponíveis para utilização pelas operadoras atuando no Brasil. As operadoras são responsáveis por realizar o projeto de abandono de poços e executá-lo. Cabe salientar, porém, que estas orientações não têm o intuito de eliminar ou se sobrepor a eventuais critérios, padrões e normas internas de cada operadora, que podem ser adotados de forma complementar ou prioritária aos critérios mínimos estabelecidos nestas diretrizes, desde que sejam mais ou igualmente conservadores e não incorram em riscos considerados inaceitáveis. Estas diretrizes são aplicáveis ao abandono temporário e permanente de poços exploratórios e explotatórios no Brasil.

As diretrizes de Abandono de Poços (IBP, 2017) sugerem que na elaboração de um projeto de abandono de poço, devem ser consideradas as seguintes informações:

- Caracterização do poço: profundidades das camadas e zonas produtoras, revestimentos e cimentação, tipo de completação, presença de incrustações, colapso de revestimento ou outras situações especiais, trechos abertos e desvios;
- Caracterização de reservatório: intervalos com potencial fluxo, tipo de fluido, de formação e pressões, propriedades permoporosas, presença de gases corrosivos e hidratos;
- Dados de perfilagem, informações das operações e de cimentação primária;
- A identificação de formações selantes com propriedades adequadas a constituir elemento de CSB;

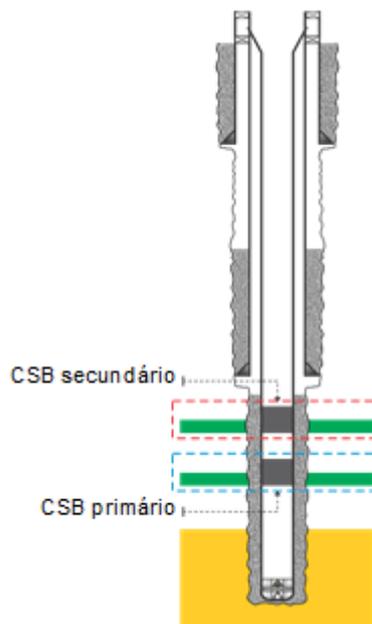
Complementa ainda que as mudanças no projeto de abandono durante o seu ciclo de vida devem fazer parte do gerenciamento do projeto e de mudanças. Os impactos potenciais delas devem ser considerados na avaliação da criticidade do projeto de abandono futuro.

Afim de prevenir a migração indesejada de fluidos entre formações permeáveis, para o poço e superfície, o abandono de poços deve estabelecer conjuntos solidários de barreiras (CSB). Eles irão garantir o isolamento de reservatórios de hidrocarbonetos ou de água e dos intervalos com potencial de fluxo. Segundo IBP (2017), devem ser estabelecidos:

No mínimo dois CSBs para impedir o fluxo não intencional de fluidos para o meio externo. E no mínimo um CSB para impedir o fluxo entre zonas distintas não conectadas naturalmente e que o fluxo entre elas seja inaceitável. No caso offshore, se houver remoção da cabeça do poço, corte de revestimentos e condutor, ainda será necessário posicionar um tampão de superfície de no mínimo 60 m acima do ponto de corte e sem a necessidade de verificação.

No projeto de abandono, o IBP sugere elaborar um esquemático do poço com todas as informações pertinentes do poço e dos CSBs com o intuito de melhorar a compreensão e facilitar a identificação dos elementos. A Figura 12 mostra um exemplo de esquemático de um poço com abandono permanente.

Figura 12 – Exemplo de abandono permanente de poço.



Fonte: IBP (2017) [26].

O CSB permanente tem o objetivo de restaurar a vedação original provida pelas formações selantes, portanto, os elementos de CSB devem ser constituídos por materiais tamponantes que não deterioram com o tempo, sendo o cimento Portland o mais usual (IBP, 2017). Por décadas, os engenheiros de campo reconhecem que o cimento Portland é o melhor material para tamponar poços, pois ele é durável, confiável, amplamente disponível e relativamente econômico (barato) (Barclay et al, 2001/2002). Segundo IBP (2017), estes materiais tamponantes devem ter algumas características específicas:

- i. Ser impermeável e resistente aos fluidos e às condições de fundo de poço;
- ii. Fornecer vedação total. Devem ser considerados os riscos de contração volumétrica durante a cura e a perda de aderência;
- iii. Permanecer na posição e profundidade desejada no poço;
- iv. Manter a integridade a longo prazo, não deteriorando suas propriedades ao longo do tempo após sua exposição às condições do ambiente do poço. Isto incluirá as pressões de fundo, a temperatura e o ambiente químico que possa existir;
- v. Apresentar propriedade mecânica adequada para suportar os esforços mecânicos e mudanças no regime de temperatura e pressão.

Se o material do tampão for cimento, é necessário ter atenção em alguns pontos importantes, como:

- i. Emitir e implementar procedimentos operacionais para deslocamento dos tampões de cimento, posicionamento de cimento nos anulares e recimentação dos anulares;
- ii. Estabelecer variáveis de processo para verificar a eficácia do posicionamento e deslocamento das pastas de cimento;
- iii. Formular uma pasta de cimento adequada ao seu uso;
- iv. Avaliar a necessidade de utilizar plugues mecânicos ou tampões viscosos previamente ao deslocamento de tampões de cimento como medidas de controle para o seu correto posicionamento;
- v. Contemplar medidas de controle e mitigadoras a serem adotadas para o deslocamento de tampões de cimento e de pasta de cimento nos anulares em formações portadoras de gás, ou com alta RGO, poços HPHT, CO_2 , H_2S , entre outros, de forma que os riscos estejam ALARP.

Segundo a Portaria da ANP 25/2002, Art. 8º,

os tampões, quer sejam de cimento, quer sejam mecânicos, devem ser testados com setenta quilonewtons (sete toneladas - força) de carga ou com sete megapascals (setenta quilogramas - força por centímetro quadrado) de pressão, aceitando-se uma queda de pressão de dez por cento para um período de teste de quinze minutos.

Essa portaria ainda esclarece que as características dos cimentos, bem como os procedimentos de mistura devem obedecer às Normas API SPEC 10 A , API RP 10 B, NBR 9831, NBR 5732 ou NBR 11578.

Em relação ao posicionamento, o CSB primário deve ser posicionado acima do intervalo com potencial de fluxo a isolar e frente a uma formação selante. Para o CSB secundário é idem ao primário, ele serve como um *backup*. O CSB secundário de um intervalo com potencial de fluxo pode ser o CSB primário para outro intervalo mais raso, conforme exemplifica a Figura 13. Vale salientar que nos casos em que não há anulares cimentados ou formação com fluência para constituir CSB permanente no trecho a ser isolado, pode haver a necessidade de operações complementares para restauração da rocha selante durante o abandono do poço. Deve ser considerada a resistência da rocha para seleção da profundidade onde será efetuado o CSB permanente.

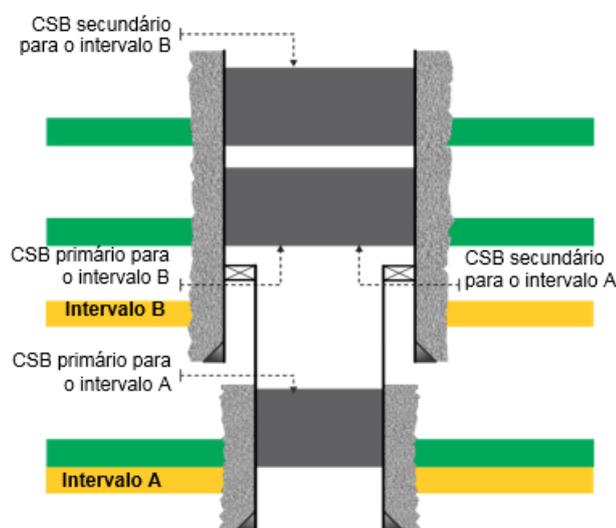
Quanto aos requisitos de extensão, em geral, para isolamento de um dado intervalo deve-se posicionar um tampão de cimento de no mínimo 30 m cobrindo uma formação selante mais rasa do que o intervalo a ser isolado. Os CSBs permanentes primário e secundário podem ser separados ou combinados. Caso sejam combinados, um CSB combinado fará a função de dois CSBs separados e portanto o tampão deverá ser de no mínimo 60 m. Se for utilizado o cimento, para maior confiabilidade, sugere-se que a extensão do elemento de CSB seja maior que a mínima requerida. Segundo a Portaria da ANP 25/2002, Art. 13º,

no abandono permanente de poço os seguintes procedimentos devem ser adotados nos intervalos de poço aberto:

I – deslocar os tampões de cimento de modo que cubram os intervalos permeáveis portadores de hidrocarbonetos ou aquíferos, ficando os topos e bases destes tampões, no mínimo, trinta metros acima e abaixo dos intervalos permeáveis respectivamente ou até o fundo do poço se a base do intervalo estiver a menos de 30 metros deste.

II – deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada trinta metros abaixo da sapata do revestimento mais profundo.

Figura 13 – Exemplo de abandono permanente com dois intervalos para isolar.



Fonte: IBP (2017) [26].

Os requisitos para cada tipo de poço tem suas especificidades. Se o poço for aberto, por exemplo, é necessário o posicionamento de um tampão de cimento no interior do último revestimento cimentado ou na transição do poço aberto/poço revestido. Para poços completados a poço aberto com liner rasgado, furado ou telas, são no mínimo dois CSBs permanentes. Em caso de revestimento canhoneado são dois CSBs permanentes acima do topo do reservatório ou do topo do canhoneio, o que for mais raso. Em caso de poços exploratórios ou secos, em que não são encontrados intervalos com potencial de fluxo, o abandono pode ser feito com apenas um CSB. Há também as situações particulares, como desvio de poço, poços horizontais e/ou de alta inclinação, poços multilaterais, aprisionamento de fontes radioativas, etc., as quais é preciso ter atenção especial devido as dificuldades adicionais. Cada uma dessas situações particulares tem indicações específicas para o melhor abandono nas Diretrizes de Abandono do IBP.

Após as barreiras estarem devidamente instaladas, é essencial definir os métodos de verificação dos elementos dos CSBs de acordo com critérios de aceitação e melhores práticas. O objetivo da verificação é confirmar se a posição e a integridade dos elementos de CSB atendem ao que foi projetado. Quanto às melhores práticas, deve-se levar os seguintes aspectos em consideração:

- i. Extensão de tampão suficiente para compensar os efeitos de contaminação durante o posicionamento do tampão de cimento;
- ii. Definição da base do tampão em função da constatação de formação competente, impermeável e sem potencial de fluxo e da qualidade da cimentação primária do anular cimentado no respectivo trecho;
- iii. Grau de centralização da tubulação cimentada no trecho do CSB
- iv. Limpeza e preparação das superfícies de contato do trecho selecionado para assegurar a molhabilidade à água de modo a melhorar a aderência da pasta;
- v. Adequação da pasta e seus aditivos ao ambiente no poço (presença de CO_2 , H_2S , pressão, temperatura, etc).

Em caso de falha nos elementos do CSB, segundo a Resolução 46/2016, 9.2.2.2,

após a detecção de falha de um dos elementos do CSB, deverá ser executado, imediatamente, um procedimento de gerenciamento de falhas ou gestão de mudança para definir o momento mais oportuno, em relação à segurança, para o restabelecimento do CSB que perdeu sua integridade.

Como regra geral, qualquer equipamento de subsuperfície que possa causar perda da integridade do CSB permanente deve ser removido, como por exemplo cabos e linhas de controle/injeção química. Vale lembrar que o intervalo do poço entre tampões ficará preenchido com uma barreira líquida, fluido de completação ou perfuração (ANP, Portaria 25/2002).

4 ABANDONO DE POÇOS: ESTUDOS DE CASO

Há inúmeras atividades e requerimentos da ANP que as operadoras devem realizar e se adequar para o projeto de abandono de um poço. Segundo a Resolução 46/2016, dentre elas, estão por exemplo:

Seção 12.2.1.2: A identificação das ações necessárias e recomendações para mitigação e redução dos riscos a um nível *As Low As Reasonably Practicable* (ALARP);

Seção 12.2.1.3: A composição e a multidisciplinaridade da equipe, a participação das Contratadas, de acordo com a criticidade do poço;

Seção 12.3: Metodologia de identificação de perigos e análise de riscos;

Seção 13.2.1: Estabelecer, documentar e implementar critérios de aceitação, planos e procedimentos de inspeção, verificação, manutenção e monitoramento da integridade dos poços em aderência com às melhores práticas da indústria.

O foco dos estudos de caso será operacional e a preocupação é o efetivo isolamento do poço. Serão realizadas análises das profundidades que serão colocadas as barreiras, quantas barreiras, cálculo do volume de cimento, do tampão viscoso, do colchão limpador/lavador. Os estudos de casos são baseados em dados reais de poços em lâminas d'água profunda no Brasil. O estudo de caso 1 é um poço exploratório subcomercial (seco) no pré sal e o 2 é um poço de desenvolvimento produtor no final de seu ciclo de vida no pós sal.

Geralmente, a coluna de cimentação utilizada na prática é a coluna de tubos de perfuração que está disponível na sonda. Para abandonar estes poços serão utilizadas as recomendações descritas nas Diretrizes de Abandono (IBP, 2017) e serão atendidas as exigências das regulamentações da ANP pertinentes ao abandono de poço *offshore* (Resolução 46/2016 - SGIP).

4.1 ESTUDO DE CASO 1: POÇO ABERTO

O poço descrito neste estudo de caso 1 é de um poço exploratório subcomercial (seco). O poço é vertical, contém 4 sessões revestidas e a última sessão, 12 1/4", é de poço aberto (não foi revestido). Contém apenas uma zona com potencial de fluxo situada entre 6200 a 6600 metros. O reservatório é carbonático e a formação selante é o sal (halita e anidrita). A Figura 14 mostra os dados de revestimento e suas profundidades no poço a ser abandonado nesta subseção, e a Figura 15 mostra um desenho ilustrativo do poço com maiores informações sobre geologia e revestimentos. Estas figuras são meramente ilustrativas e não estão em escala.

É válido mencionar que como é um caso de poço exploratório subcomercial, o poço não ficou um período abandonado temporariamente, então a sonda, o *riser* e o *Blowout Preventer* (BOP) estão instalados e prontos para iniciar a operação de abandono logo após a perfuração e

avaliação do poço. Por isso também, a cimentação primária não precisa ser reavaliada. Segundo a resolução 46/2016 da ANP seção 11.3.1.3, "a condição de não surgência do poço deverá ser avaliada periodicamente. A frequência da avaliação deverá ser justificada tecnicamente e baseada em risco.". Nesse caso, não há surgência e o reservatório foi declarado não comercial, sendo comprovado através de perfis elétricos e amostras laterais.

Figura 14 – Dados dos revestimentos e suas profundidade no poço a ser abandonado.

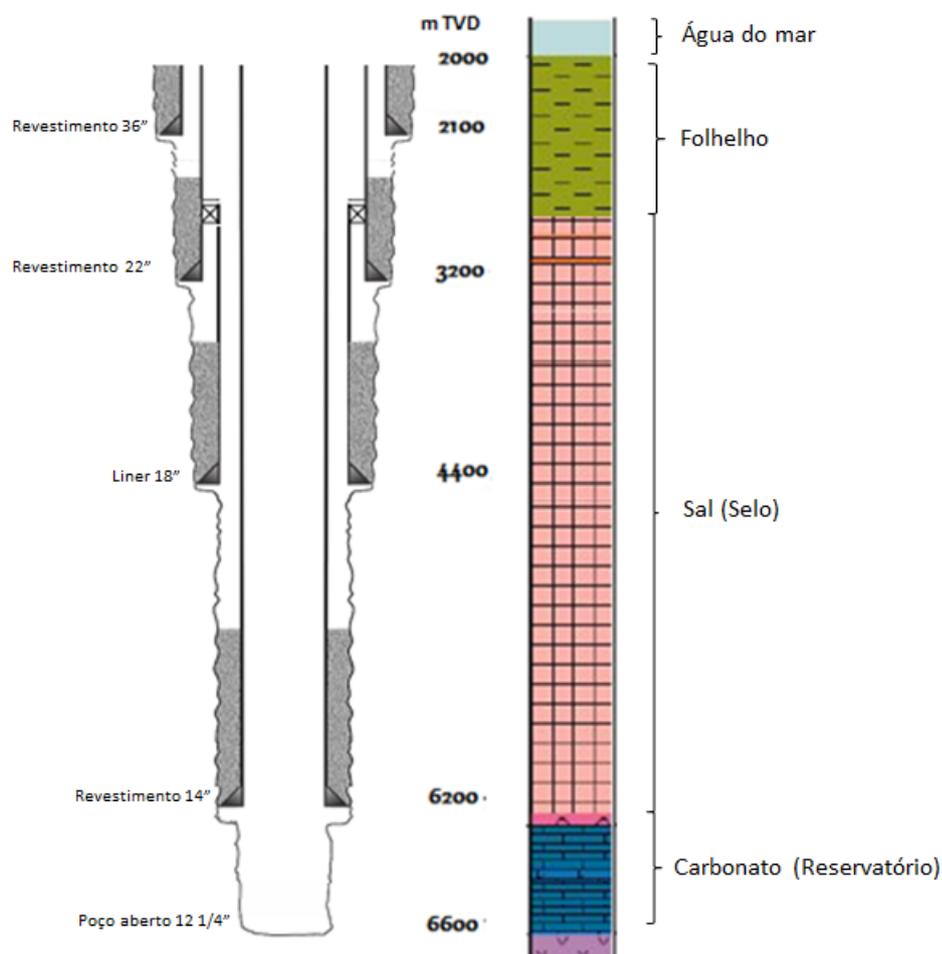
| Revestimentos | Profundidade (m) |
|----------------------------------|------------------|
| Lâmina d'água | 2.000 |
| Sessão poço aberto 42" | 2.110 |
| Condutor 36" cimentado | 2.100 |
| Sessão poço aberto 28" | 3.210 |
| Revestimento 22" cimentado | 3.200 |
| Sessão poço aberto 22" | 4.410 |
| Revestimento liner 18" cimentado | 4.400 |
| Sessão poço aberto 16 1/2" | 6.210 |
| Revestimento 14" cimentado | 6.200 |
| Sessão poço aberto 12 1/4" | 6.600 |

Fonte: Autoria própria (2018)

A extensão do tampão de cimento combinado é de, no mínimo, 60 m cobrindo uma formação selante mais rasa do que o intervalo a ser isolado, mas sugere-se que seja colocado uma extensão maior que a mínima requerida (IBP, 2017). O IBP ainda comenta que o CSB primário deve ser posicionado acima do intervalo com potencial de fluxo a isolar e frente a uma formação selante. Além disso, diz que na base do CSB permanente deve haver uma formação competente, impermeável e sem potencial de fluxo que evite a migração de fluidos. Complementa ainda que, "em situações particulares onde não são encontrados intervalos com hidrocarbonetos, aquífero ou outros intervalos com potencial de fluxo na perfuração do poço (caso de poços exploratórios secos, por exemplo), o abandono pode ser feito com apenas 1 (um) CSB posicionado em poço revestido." (IBP, 2017). Tendo isso em vista, como é poço seco e há apenas um reservatório (uma zona possível de fluxo), é possível colocar um tampão combinado de 100 metros.

Entretanto, através de discussões e análises com o Shiniti Ohara [38], sugere-se efetuar o abandono deste estudo de caso com dois tampões de 250 metros, totalizando 500 metros de cimento, um em cima do outro, isolando todo o reservatório, conforme mostra a Figura 18. Chegou-se nesta conclusão, pois não é possível garantir que não há HC no reservatório, não há informações suficientes sobre as pressões e nem se poderá haver repressurização, portanto, o requisito mínimo pode não ser suficiente. Para esta sugestão, não será necessário o tampão viscoso pois o mesmo será colocado no fundo do poço, mas será bombeado o colchão lavador afim de limpar o revestimento, garantindo melhor aderência do cimento e evitar contaminação entre os fluidos. Ao se colocar um tampão em cima do outro, economiza-se tempo de sonda, pois não é necessário aguardar o endurecimento do cimento de cada tampão para testá-los e apenas o último tampão deve ser testado com peso de 15000 lb por 15 minutos após aguardar cerca de 8 a 12 horas o endurecimento da pasta de cimento (OHARA, 2018) [38].

Figura 15 – Desenho ilustrativo do poço, com dados dos revestimentos, profundidades e geologia do poço a ser abandonado.



Fonte: Autoria própria (2018)

Vale comentar uma ocorrência prévia no Campo de Caioba - Sergipe, em que a cimentação de um "peixe- coluna partida - não foi adequada e um reservatório mais fundo pressurizou o reservatório mais raso, com o tempo. Os poços perfurados nesse campo após esse abandono tiveram problemas com *kicks* frequentes na perfuração deste reservatório mais raso devido a sua repressurização, pois de acordo com a experiência do poço abandonado, a maior pressão naquela profundidade não era esperada. Tendo isso em vista, o CSB para o estudo de caso 1 foi planejado acima dos requisitos mínimos para mitigar riscos futuros. Além disso, o cimento tem baixo custo e não causará grandes impactos econômicos. Portanto, é importante avaliar caso a caso, experiências prévias e histórico da região, e então decidir como será feito o abandono.

O poço aberto varia de diâmetro e não é exatamente 12 1/4", por exemplo. Quando é realizada a perfilagem no poço, o perfil *caliper* fornece uma estimativa melhor dos volumes dentro do poço. Assim, mesmo com essa inexatidão no diâmetro, é possível ter uma noção da quantidade de cada fluido que precisa ser bombeado. Os cálculos de volumes do colchão lavador e tampão de cimento podem ser realizados através de fórmulas que fornecem um valor

aproximado de volume sem considerar as conexões (*tool joints*) dos DPs, as quais tem maior diâmetro. Ou ainda, através do manual i-Handbook, que contém tabelas com os valores da capacidade de cada revestimento e DP, da empresa Schlumberger, disponibilizado gratuitamente no site da mesma. As fórmulas que serão utilizadas para os cálculos são as seguintes:

$$Volume_{cimento} = 0.00318 * (ID_{rev}) * h \quad (4.1)$$

$$Volume_{rev} = 0.00318 * (ID_{rev}^2 - OD_{DP}^2) * h \quad (4.2)$$

$$Volume_{DP} = 0.00318 * ID_{DP}^2 * h \quad (4.3)$$

Sendo,

$Volume_{cimento}$: volume de cimento;

$Volume_{rev}$: volume de fluido entre o revestimento e o *drill pipe* da coluna de cimentação [bbl];

$Volume_{DP}$: volume de fluido dentro do *drill pipe* da coluna de cimentação [bbl];

0.00318: constante de mudança de unidades, incluindo ($\pi/4$);

ID_{rev} : diâmetro interno do revestimento [in];

OD_{DP} : diâmetro externo do *drill pipe* da coluna de cimentação [in];

h : altura de fluido dentro do DP ou anular [m];

ID_{DP} : diâmetro interno do *drill pipe* da coluna de cimentação [in].

O DP de cimentação utilizado neste caso terá diâmetro externo (OD) de 6 5/8" ou 6.625" e diâmetro interno de 5.924". O diâmetro interno do revestimento de 14" é 13.84".

Para a estimativa dos volumes e alturas do colchão lavador, assume-se que o volume inicial bombeado a frente do cimento seja de 30 bbl. Assim, é possível encontrar a altura que este fluido terá entre o revestimento e o *drill pipe*, conforme equação 4.2.

$$30 = 0,00318 * (12,25^2 - 6,625^2) * h \quad (4.4)$$

Portanto, $h = 88.8$ m. Para encontrar o volume do colchão lavador bombeado após o cimento, substituem-se os valores na equação 4.3:

$$Volume_{DP} = 0,00318 * (5,924)^2 * 88.8 \quad (4.5)$$

O volume de colchão lavador que será bombeado e permanecerá dentro do *drill pipe* é aproximadamente 9.91 bbl para o primeiro colchão lavador, totalizando um volume de 39,91 bbl. Já o segundo, não será demonstrado pois o cálculo é o mesmo feito para o primeiro colchão. Este segundo colchão lavador que será deslocado atrás da pasta de cimento, é necessário para haver um tampão balanceado. Portanto, $Volume_{DP}$ para o segundo colchão é de aproximadamente 7.1 bbl, totalizando um volume de 37.1 bbl.

Para o cálculo da pasta de cimento, a altura desejada é de 500 m. Nesse caso, serão colocados dois tampões de cimento de 250 m, um em cima do outro. Para o primeiro tampão temos a equação 4.6, e para o segundo tampão a equação 4.7:

$$Volume_{cimento} = 0,00318 * (12,25^2) * 250 \quad (4.6)$$

$$Volume_{cimento} = 0,00318 * (12,25^2) * 150 + 0,00318 * (13,84^2) * 100 \quad (4.7)$$

Para obter a situação final mostrada na Figura 18, para o primeiro bloco de cimento (primeiro quadrado pontilhado em azul) é necessário um $Volume_{rev} = 119.3$ bbl de cimento, e para o segundo tampão (segundo quadrado pontilhado em azul) será necessário $Volume_{rev} = 132.53$ bbl de cimento.

A bomba utilizada para deslocar os fluidos no poço é triplex. Os *strokes* da bomba triplex necessários serão calculados através da seguinte fórmula:

$$F_p = \frac{3\pi}{4} * L_s * E_v * (d_l)^2 \quad (4.8)$$

Sendo,

F_p : fator da bomba [$in^3/stroke$];

L_s : comprimento do *stroke* [in];

E_v : eficiência volumétrica da bomba [%];

d_l : diâmetro do revestimento [in].

Contudo, para este estudo de caso, assume-se que a bomba da sonda tem eficiência de 97% e está equipada com camisas e pistões que fornecem um fator de 0.2052 bbl/*stroke*. Para calcular a quantidade de *strokes*, temos:

$$Strokes = \frac{Vol_{fluido}}{0.2052} * 0.97 \quad (4.9)$$

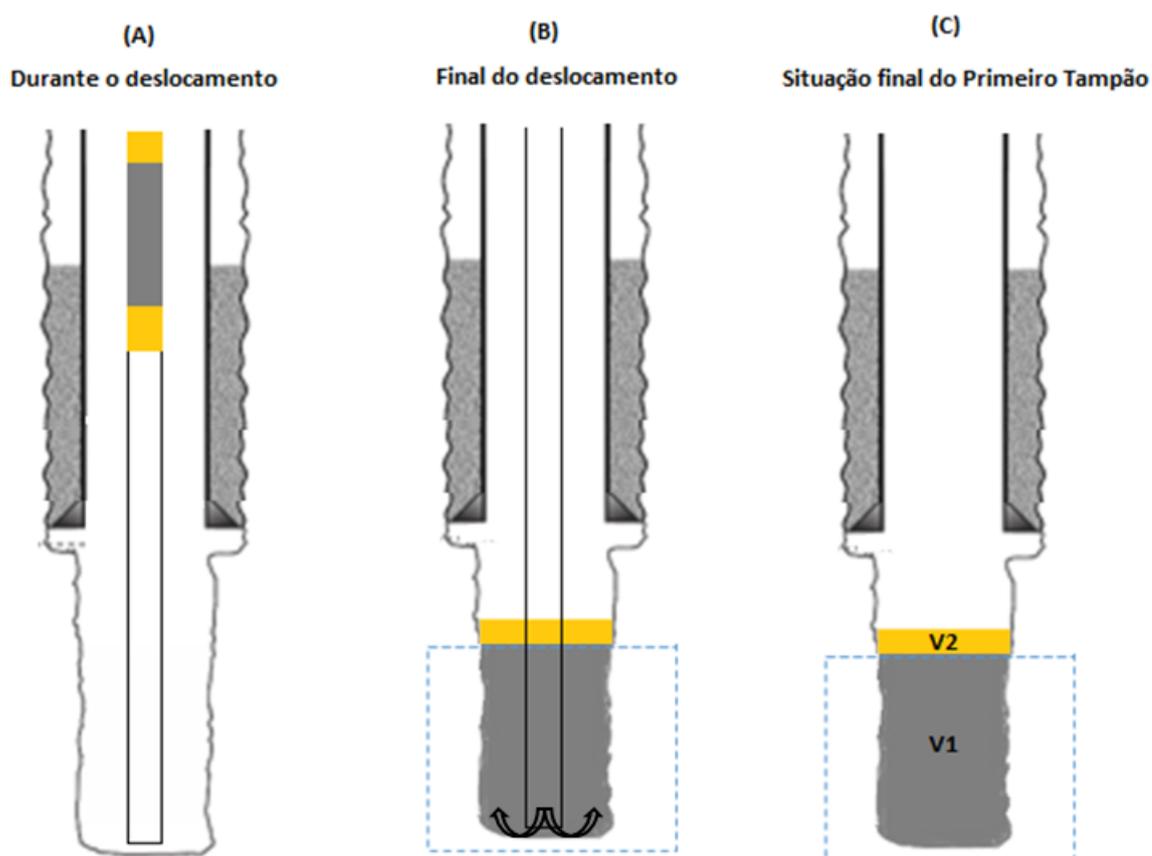
Sendo Vol_{fluido} volume de fluido a ser bombeado (cimento, colchão lavador e fluido de perfuração) [bbl].

Calculando os *strokes* da bomba com a equação 4.9 temos, aproximadamente, 4103 *strokes* aplicados para bombear o primeiro CSB. E, aproximadamente, 4020 *strokes* para o segundo CSB. Vale lembrar que para bombear esses fluidos supracitados e posicioná-los na profundidade desejada, atrás do último colchão lavador desloca-se fluido de perfuração até encher a coluna. Posteriormente, terminada a operação de cimentação, após a retirada da coluna de DP de cimentação, desloca-se fluido de perfuração até preencher todo o poço.

Antes de iniciar o deslocamento do primeiro tampão, é necessário gabaritar a coluna de DP através da passagem de uma ferramenta por dentro da coluna. Se a ferramenta sair pelo outro lado, isso quer dizer que a coluna está apta para ser utilizada. Caso contrário, a coluna deve ser desconsiderada para a operação e precisa ser enviada para terra para que seja realizada a sua limpeza. Feito isso, a coluna é descida até praticamente o fundo do poço e se inicia o bombeio do

primeiro CSB, conforme mostra a Figura 16. Inicialmente, na posição (A) da Figura 16, tem-se 30 bbl de colchão lavador à frente do cimento, 119.3 bbl de cimento e atrás dele 9.91 bbl de colchão lavador. Esses fluidos são deslocados através da coluna de fluido de perfuração atrás do último colchão lavador, a qual é deslocada com os 4103 *strokes* da bomba até a posição mostrada em (B). Feito isso, puxa-se a coluna 500 m para cima.

Figura 16 – Imagem ilustrativa do deslocamento do primeiro tampão.



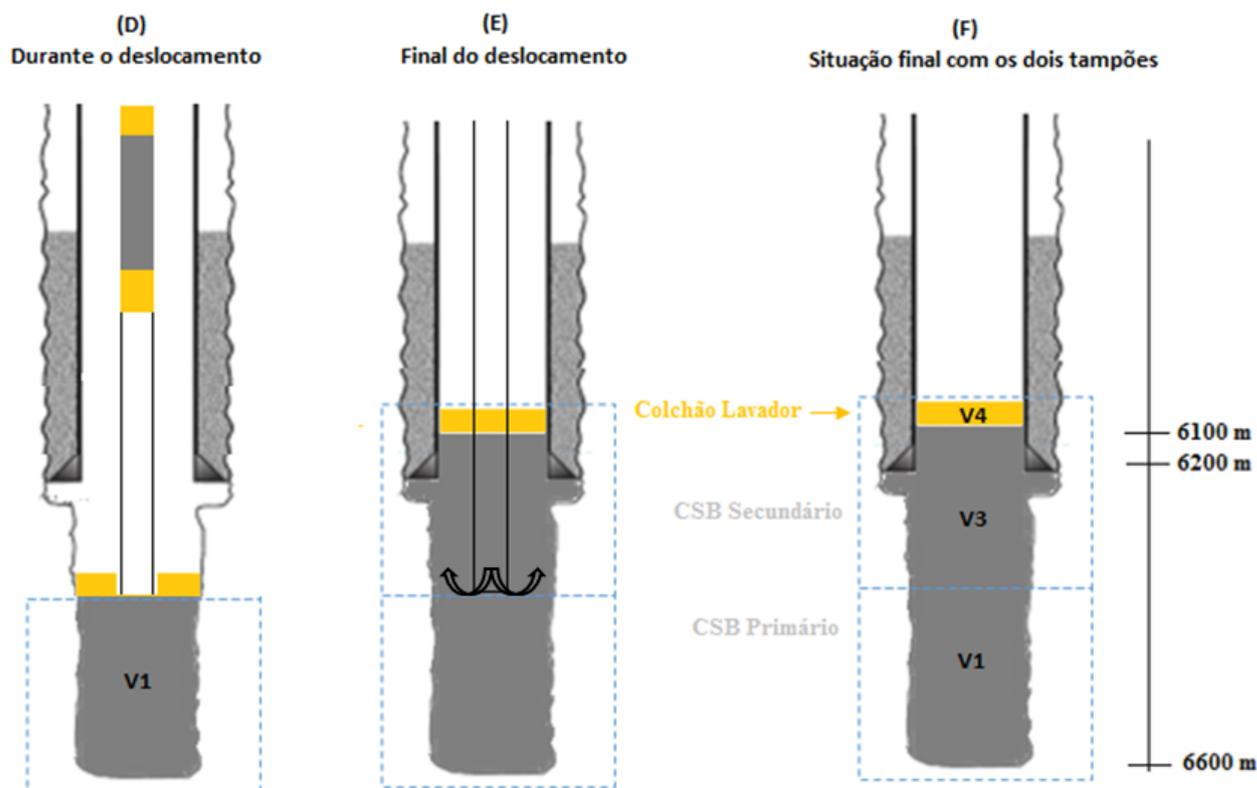
Fonte: Autoria própria (2018)

Antes de iniciar o segundo tampão, é feita a limpeza da coluna de DP. Portanto, sobe-se a coluna por aproximadamente 500 metros, desloca-se a bola de esponja, o poço é circulado cinco vezes com fluido de perfuração, ao menos cinco vezes, com um volume equivalente ao volume da coluna de DP. Esta etapa é importante, pois futuramente pode economizar tempo de operação e dinheiro. Caso não seja feita a limpeza, pode se formar uma camada interna de cimento endurecido na coluna de DP, o que pode causar problemas em futuras operações com estes DPs. Por este motivo, é necessário gabaritar a coluna antes de utilizá-la. Casos assim são comuns com equipes inexperientes. Cada atividade planejada tem um objetivo, mesmo que seja uma atividade simples ela não deve ser negligenciada, pois pode interferir no andamento e custos de toda a operação.

Feita a limpeza da coluna, ela é descida até a profundidade medida (6350 m MD) para iniciar o deslocamento do segundo CSB, conforme mostra a Figura 17. De acordo com as

posições (D), (E) e (F) na Figura 17, percebe-se que as etapas nesse segundo tampão são parecidas com as do primeiro, sendo o volume V3 132.5 bbl de cimento, V4 37.1 bbl de colchão lavador, e os fluidos são bombeados com 4020 *strokes* da bomba.

Figura 17 – Imagem ilustrativa do deslocamento do segundo tampão.



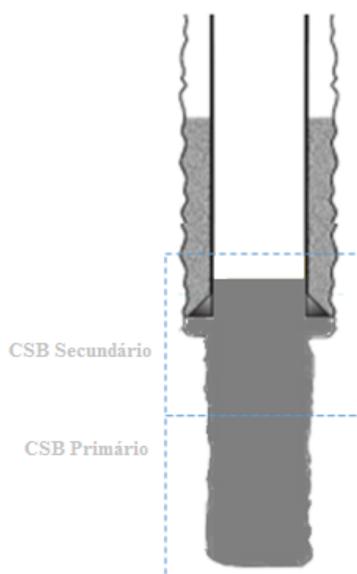
Fonte: Autoria própria (2018)

A Figura 18 ilustra a situação final do CSB combinado. Nessa imagem o colchão lavador já foi circulado e o poço já está todo preenchido com fluido de perfuração, pronto para fechar o BOP e continuar com as operações de abandono acima do leito marinho.

A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta e devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação (IBP, 2017). Geralmente, quem fornece as propriedades do cimento, composição e demais informações relacionadas à cimentação é a empresa prestadora de serviços, por exemplo, Halliburton ou Schlumberger, de acordo com as exigências da empresa operadora.

Após realizada a cimentação, é necessário realizar o teste da qualidade da mesma através da aplicação de peso, ou pressão, para verificar se não há nenhum vazamento ou problema. Segundo a resolução SGIP da ANP (2016), é necessária a comprovação de cada elemento do CSB por meio de avaliação pós-instalação ou de observações registradas durante sua instalação. No caso de CSBs combinados, é possível testar apenas o último aplicando uma pressão de 1000 psi por 15 minutos ou através de peso de 15000 lb por 15 minutos. Neste estudo de caso, será testado com o peso, pois não se sabe se as sapatas e revestimentos resistirão à pressão.

Figura 18 – Imagem ilustrativa da sugestão de abandono, com o CSB combinado em poço aberto.



Fonte: Autoria própria (2018)

A resolução da ANP 46/2016 e as Diretrizes de Abandono do IBP não mencionam informações sobre a obrigatoriedade de cortar os revestimentos e retirar a cabeça do poço em lâminas d'água profundas. Com isso, entende-se que, neste caso, não há problema em se deixar essa estrutura no fundo do mar. Portanto, a cabeça de poço irá permanecer no assoalho oceânico.

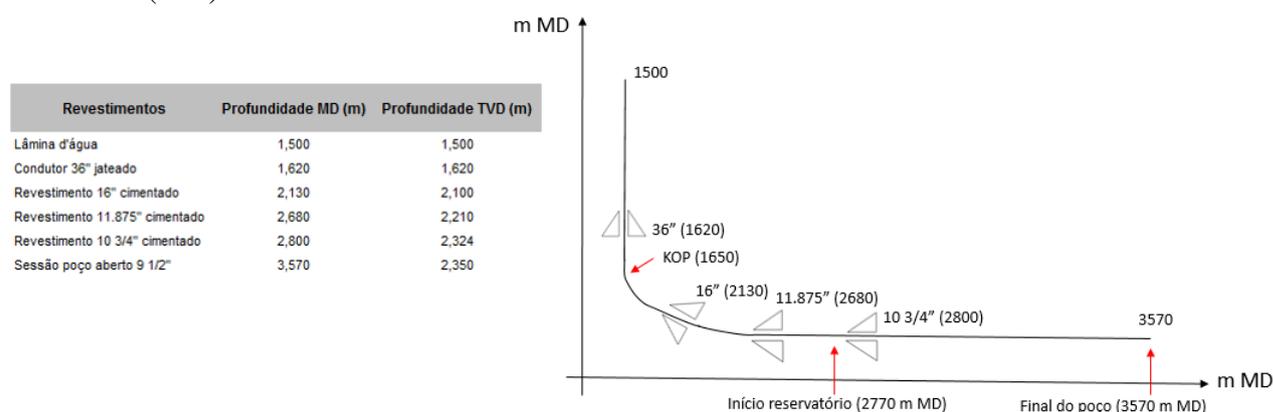
4.2 ESTUDO DE CASO 2: POÇO HORIZONTAL COM COMPLETAÇÃO

O poço descrito neste estudo de caso 2 é horizontal, de desenvolvimento, no final de seu ciclo de vida economicamente viável. O poço contém 4 sessões revestidas e a última sessão, 9 1/2", é poço aberto. A última sessão não foi revestida, contudo, contém completação com *gravel packing (lower completion)*. Além da *lower completion*, com topo localizado a 2790 m MD, este poço também contempla a completação superior, ou *upper completion*. A produção tem o auxílio para a elevação dos hidrocarbonetos por bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS), e a árvore de natal é molhada horizontal (ANMH).

Quanto ao *design* de poço, ele possui uma trajetória vertical de 120 m. Após atingir essa profundidade, no *kickoff point (KOP)* se inicia a primeira trajetória curva até que se atinja um ângulo de aproximadamente 44 graus, quando então será mantida uma tangente de cerca de 80 m, onde está instalada a bomba de BCSS. Após este trecho, é construída a segunda trajetória curva até interceptar o reservatório, com ângulo de 90 graus. A partir deste ponto, o trecho horizontal continua com a mesma inclinação em trajetória tangente num trecho de aproximadamente 800 m dentro do reservatório. A entrada no reservatório será em aproximadamente 2770 m MD e o final do poço em 3570 m MD. A profundidade medida final do poço é de 3570 m MD.

Quanto às zonas produtoras, o poço contém apenas uma zona com potencial de fluxo situada entre 2300 a 2350 m de profundidade vertical e uma extensão horizontal contemplada pelo poço de 800 m. É um reservatório arenítico e a formação selante é folhelho. A Figura 19 mostra os dados de revestimento vs profundidade do poço a ser abandonado nesta subseção, e a Figura 20 mostra um desenho ilustrativo do poço com maiores informações sobre geologia e revestimentos em profundidades verticais. Estas figuras são meramente ilustrativas e não estão em escala.

Figura 19 – Dados de revestimento vs profundidade do poço em metros de profundidade medida (MD).



Fonte: Autoria própria (2018).

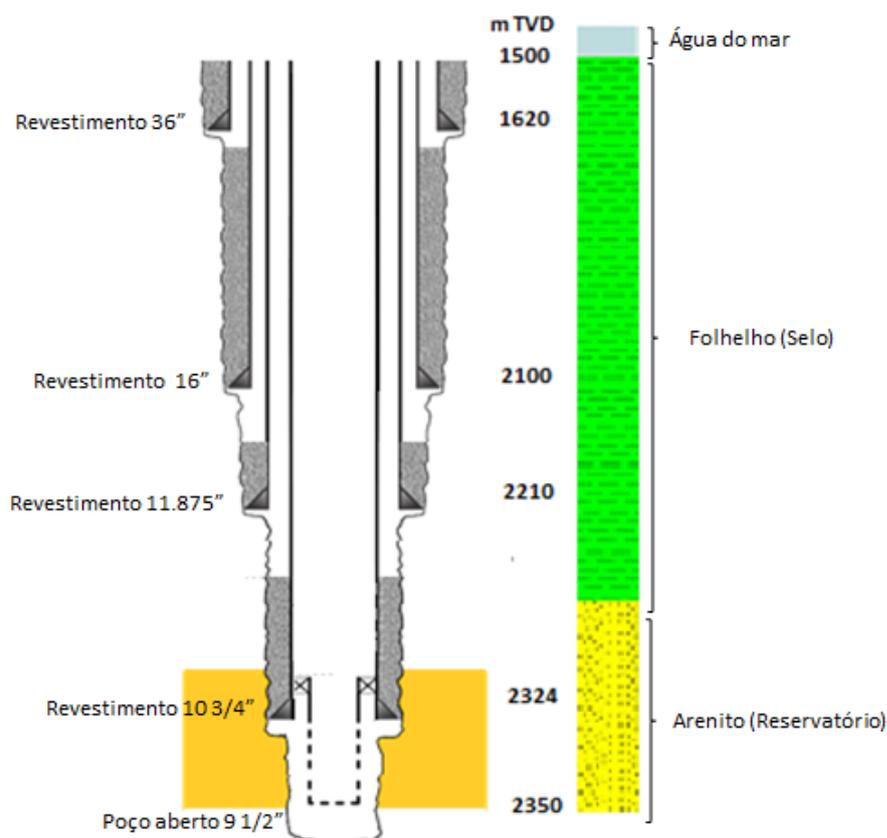
Para o planejamento do abandono deste poço com foco no tamponamento e barreiras CSB, algumas considerações das operações prévias serão feitas. São elas:

1. A sonda já está no local a ser abandonado e as devidas conexões estão feitas.
2. O BOP + riser de perfuração foram instalados e cima da ANMH.
3. Avaliação das informações disponíveis do poço e da cimentação primária também foram realizados através de perfis de *cement bond*. Considera-se que a cimentação primária está de acordo com o exigido, está adequada e em boas condições.
4. Como o poço está situado em águas profundas, a cabeça do poço permanecerá.
5. O reservatório está totalmente depletado. E o mesmo não era surgente.

Vale lembrar que, caso os revestimentos não estivessem adequadamente cimentados, eles deveriam ser canhoneados nas profundidades apropriadas para através de recimentação ou de compressões de cimento, proverem o isolamento dos referidos intervalos (ANP, Portaria 25/2002).

Segundo IBP (2017), são necessários no mínimo dois CSBs para impedir o fluxo não intencional para o meio externo. O autor ainda menciona que o CSB primário deve ser posicionado acima do intervalo com potencial de fluxo a isolar e frente a uma formação selante.

Figura 20 – Desenho ilustrativo do poço com maiores detalhes em metros de profundidade vertical (TVD).



Fonte: Autoria própria (2018).

Além disso, ainda afirma que na base do CSB permanente deve haver uma formação competente. Os poços horizontais e de alta inclinação, como o caso, apresentam dificuldades adicionais relacionadas ao isolamento adequado. Isso ocorre pois a inclinação dificulta o posicionamento da pasta de cimento no trecho (IBP, 2017).

Conforme descrito no parágrafo anterior, para este caso, serão necessários dois CSBs, combinados, acima da única zona produtora situada entre 2770 e 3570 m MD. O *upper completion* será retirado do poço. Como os equipamentos da *lower completion* como por exemplo, o *gravel pack*, ficarão dentro do poço, a barreira de cimento ficará acima da *lower completion* (linha pontilhada das Figuras 22 e 23). A zona de folhelho tem todas as características mencionadas para posicionar a barreira, é impermeável e não tem potencial de fluxo.

Primeiramente, deve-se "matar" o poço, ou seja, realizar a operação de *bullheading* para que os fluidos contidos dentro do poço retornem para o reservatório. Portanto, para esta operação será utilizado o fluido de completação (salmoura), que será circulado dentro do poço em uma pressão acima da pressão de formação para que o reservatório o absorva. Será posicionado um tampão mecânico, na profundidade medida de 2790 metros MD, abaixo das zonas a serem cimentadas para garantir o sucesso da operação. Após isso, será bombeado um volume de colchão

lavador à frente do cimento. Em seguida, o cimento será bombeado e atrás dele mais um volume de colchão lavador.

As fórmulas utilizadas para o cálculo dos tampões de cimento e o colchão lavador serão as mesmas utilizadas no estudo de caso 1, Equações 4.1, 4.2 e 4.3. Para o CSB no revestimento de 10 3/4", considera-se um colchão lavador com um volume inicial bombeado a frente do cimento de 30 bbl e o tampão de cimento de 100 m. O DP de cimentação utilizado neste caso terá diâmetro externo (OD) de 5 1/2" ou 5.5" e diâmetro interno de 4.887". O ID do revestimento de 10 3/4" é de 10.192".

Para a estimativa dos volumes e alturas do colchão lavador, assume-se que o volume inicial bombeado a frente do cimento seja de 30 bbl. Assim, é possível encontrar a altura que este fluido terá entre o revestimento e o *drill pipe*, conforme equação 4.2.

$$30 = 0.00318 * (10.192^2 - 5.5^2) * h \quad (4.10)$$

Portanto, $h = 128.13$ m. Para encontrar o volume do colchão lavador bombeado após o cimento, substituem-se os valores na equação 4.3:

$$Volume_{DP} = 0.00318 * 4.887^2 * 128.13 \quad (4.11)$$

O volume de colchão lavador que será bombeado e permanecerá dentro do *drill pipe* é aproximadamente 9.7 bbl.

Para o cálculo da pasta de cimento, a altura desejada é de 100 m. Substituindo na equação 4.1:

$$Volume_{cimento} = 0.00318 * (10.192^2) * 100 \quad (4.12)$$

Portanto, o volume de cimento é de 33 bbl.

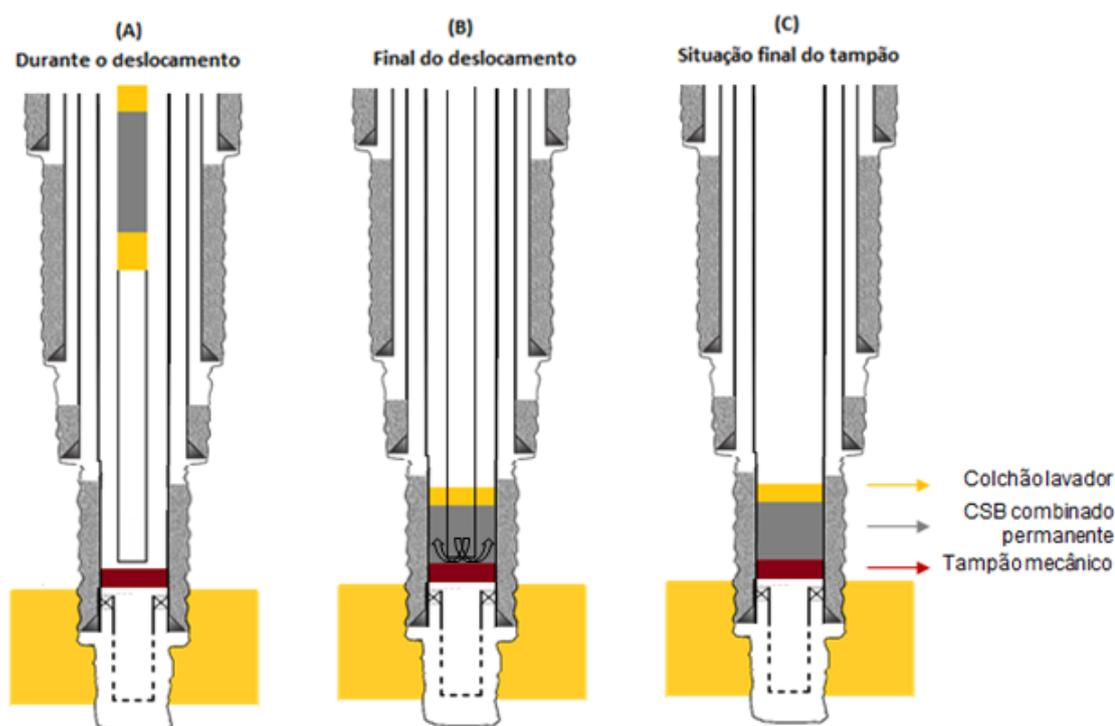
Quanto à bomba, que também é triplex, e conforme mencionado no estudo de caso 1, será utilizada a equação 4.9 para calcular a quantidade de *strokes* necessários neste segundo estudo de caso. Portanto, calculando com esta equação, temos aproximadamente 1380 *strokes* para bombear o cimento e os colchões lavador e posicioná-los na profundidade desejada, através do deslocamento de fluido de completção.

Antes de iniciar o deslocamento do tampão, também é necessário gabaritar a coluna de DP, conforme explicado no estudo de caso 1. Se a ferramenta sair pelo outro lado, isso quer dizer que a coluna está apta para ser utilizada. Caso contrário, a coluna deve ser desconsiderada para a operação e precisa ser enviada para terra para que seja realizada a sua limpeza. O próximo passo é descer a coluna até a profundidade medida de 2786 m MD e iniciar o bombeio do primeiro CSB, conforme mostra a Figura 21. Inicialmente, na posição (A) da Figura 21, tem-se 30 bbl de colchão lavador à frente do cimento, 33 bbl de cimento e atrás dele 9.7 bbl de colchão lavador. Esses fluidos são deslocados através da coluna de fluido de completção atrás do último colchão lavador, a qual é deslocada com os 1380 *strokes* da bomba até a posição mostrada em (B). Feito isso, conforme explicado no estudo de caso 1, a coluna é levantada por 500 m, é passada a bola de esponja e o poço é circulado para que seja limpo. Como neste caso há apenas um tampão, a

partir da situação (C) já é possível retirar a coluna de DP de cimentação e preencher o poço com fluido de completação. Feito isso, pode-se fechar o BOP e continuar as operações de abandono no leito marinho.

A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta e devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação (IBP, 2017). Após realizada a cimentação, é necessário testá-la, através da aplicação de peso ou pressão para verificar se não há nenhum vazamento ou problema. Neste estudo de caso, será usado o peso de 15000 lb por 15 minutos.

Figura 21 – Imagem ilustrativa do deslocamento dos fluidos.



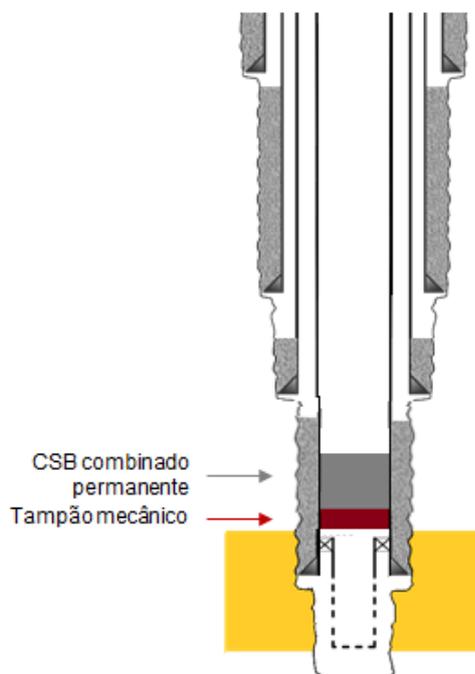
Fonte: Adaptada de IBP (2017) [26].

Para concluir, as Figuras 22 e 23 mostram o esquemático do poço com os CSBs e demais informações pertinentes, conforme sugerido pelas diretrizes do IBP. A 22 mostra de acordo com as profundidades verticais e a 23 conforme as profundidades medidas.

4.3 PROGRAMA DE ABANDONO DE POÇOS PARA O ESTUDO DE CASO 2

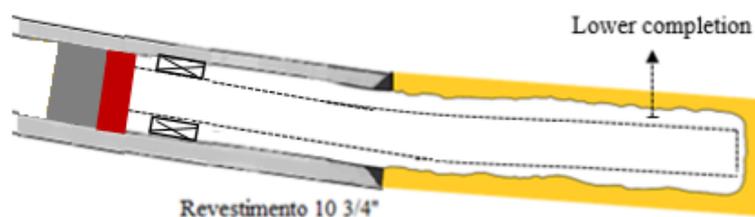
O programa de tamponamento e abandono será realizado para o estudo de caso 2, poço horizontal com completação aberta com *gravel packing*. Para facilitar o entendimento, o programa será apresentado passo a passo, de forma concisa, informando as principais atividades que precisam ser executadas durante a operação de abandono de poço. O passos enumerados abaixo estão em ordem sequencial de operação. Vale ressaltar que este programa não é regra

Figura 22 – Conjunto de barreiras solidárias combinadas e tampão mecânico em profundidades verticais.



Fonte: Adaptada de IBP (2017) [26].

Figura 23 – Conjunto de barreiras solidárias combinadas e tampão mecânico em profundidades medidas.



Fonte: Adaptada de IBP (2017) [26].

geral e o objetivo é apresentar um exemplo de como as operações são conduzidas na prática. Cada projeto tem suas características próprias e os programas de abandono devem ser planejados de acordo com as mesmas. Essa seção foi discutida, planejada e baseada nas experiências do profissional Shiniti Ohara [38]. O desenho esquemático deste poço está disposto na seção 4.2. Abaixo, segue o programa:

1. Realizar o planejamento antecipado do projeto e programa de abandono de poço. Anunciar para a ANP, enviar a planilha de Notificação de Conjuntos Solidários de Barreiras (NCSB) com os dados do poço e do projeto. Aguardar a autorização da ANP;
2. Após autorizada a operação, mover a sonda de perfuração até a locação do poço, fechar as válvulas de segurança, descer o *blowout preventer* (BOP) e encaixá-lo na árvore de Natal

Molhada Horizontal (ANMH);

3. Quanto à descida do BOP: posicionar BOP sobre a ANMH, assentar BOP, testar travamento com tração, abrir *slip joint* e desmobilizar junta de manuseio, instalar *diverter*, desmobilizar equipamentos de manuseio de *riser*, preparar plataforma para manobrar tubos;
4. Condicionar o poço para iniciar a retirada de equipamento;
5. "Matar" o poço, ou seja, deslocar os fluidos presentes no poço para o reservatório. Isso será feito através do *bullheading* utilizando fluidos de completação (salmoura) com pressão maior que a pressão do reservatório. Após, circular o volume da coluna de DP por, pelo menos, cinco vezes no poço, do fundo para cima, a 8 - 10 bbl/min para estabilizar a formação e até que haja um retorno de fluido sem vestígios de hidrocarbonetos nos misturadores na plataforma.
6. Realizar uma reunião de segurança antes de iniciar as operações, com todos os envolvidos, para garantir que todos os aspectos do trabalho de cimentação sejam comunicados.
7. Retirar os equipamentos de completação da *upper completion* incluindo a BCSS e os acessórios do poço. Não é possível retirar a *lower completion*, pois ela é composta de telas e estruturas que estão completas de areia e detritos da rocha reservatório. Portanto, apenas a *upper completion* será retirada.
8. Preparar e alinhar a unidade e as linhas de cimentação.
9. O intervalo de reservatório é de 2770 até 3570 m de profundidade medida (MD). Este intervalo será isolado por um CSB (primário e secundário) combinado, localizado logo acima do *lower completion* no revestimento de 10 3/4". Portanto, descer com coluna de DP para colocar o tampão mecânico, na profundidade medida de 2790 metros MD.
10. Calcular o deslocamento dos fluidos (colchão lavador, cimento e fluido de completação), fornecendo a quantidade de *strokes* necessários. Para este caso, serão aproximadamente 1380 strokes.
11. Bombear o colchão lavador e o cimento logo acima do tampão mecânico, aproximadamente na profundidade medida de 2786 m MD.
12. Bombear o colchão lavador de 30 bbl à frente do cimento, com a finalidade de limpar a parede do revestimento e melhorar a aderência do cimento.
13. Deslocar e posicionar 33 bbl de tampão de cimento entre as profundidades medidas de 2686 m (topo) a 2786 m (base), com um total de 100 m de altura final de cimento.
14. Bombear o colchão lavador de 9.7 bbl atrás do cimento, para equilibrar as pressões dentro e fora do tubo de cimentação.

15. Puxar a coluna em torno de 500 metros para cima da posição atual.
16. Deslocar a bola de espuma e circular fluido de completação através da coluna de cimentação para remover qualquer cimento incrustado dentro na coluna.
17. Enquanto se circula o poço, limpar a unidade de cimentação e iniciar a preparação para a próxima operação do tampão de cimento, se necessário.
18. Aguardar no mínimo 12 horas para testar o topo do cimento. Esse tempo de espera depende das propriedades do cimento e das características do poço (como temperatura, por exemplo). Verificar as amostras coletadas durante a cimentação.
19. Testar a efetividade do tampão de cimento do CSB através de teste com peso de 15 klb por 15 minutos.
20. Retirar a coluna de cimentação.
21. Preparar plataforma para retirar BOP (retirar *diverter*, conectar junta de manuseio, fechando e travando a *slip joint*, desconectar BOP e afastar a plataforma da vertical do poço (50 m), desmobilizar cabos dos tensionadores, umbilicais e mangueiras de *kill, choke e booster*, desmobilizar junta de manuseio e *slip joint*, retirar BOP com *riser* para a superfície, posicionar BOP no *Moon Pool*, desmobilizar equipamento de retirada de BOP);
22. Continuar com os procedimentos de abandono (remover equipamentos e tubulações do fundo do mar, inspeção do leito marinho com ROV, desancoragem, saída da sonda da locação).

5 CONCLUSÃO

É perceptível através dos números apresentados que a demanda pelo descomissionamento em todo o mundo vem crescendo e apresenta um desafio formidável. Este é um assunto atualmente em pauta nas empresas, pois ele representa um papel fundamental no ciclo de vida dos projetos de O&G devido à sua obrigatoriedade e grande complexidade. Este tema é multidisciplinar e envolve inúmeras áreas, como social, ambiental, jurídica, econômica, segurança, gerencial. Em adição, as questões tecnológicas e operacionais, evolução internacional e nacional das regulamentações, cenário do preço do barril de petróleo *brent* e da busca incessante por redução dos custos, bem como o aumento da participação pública, aumentam a complexidade deste tema. O enorme desafio do descomissionamento exigirá também a elaboração de estratégias mais inteligentes para melhorar a eficiência, o compartilhamento de conhecimento e a redução de custos.

Com foco nos fatores jurídicos e econômicos, percebeu-se que com o crescimento da demanda por descomissionamento, o mercado tem se ajustado e flexibilizado. Em se tratando de descomissionamento, eles tem papel fundamental para garantir a segurança do meio ambiente, dos negócios e das pessoas, bem como promover a interação de forma saudável entre todos os âmbitos da sociedade como forma de geração de valor. Quanto aos fatores jurídicos, os órgãos regulamentadores vem se mobilizando para atender a essa necessidade da melhor forma possível, atualizando as exigências, tornando os processos mais claros e viáveis. A análise da experiência internacional mostra que as regulamentações e práticas de descomissionamento vem evoluindo nos últimos anos. É necessário que o Brasil busque incorporar os avanços da experiência internacional, mas ao mesmo tempo, crie sua própria dinâmica de aprendizado buscando um aprimoramento contínuo.

Foi apresentado através das regras vigentes, como o abandono de poço é feito no Mar do Norte (Reino Unido e Noruega) e no Brasil. E com isso, percebeu-se através da semelhança entre elas que o Brasil inspira-se nas resoluções de países referência na área para desenvolver e melhorar as normas do país. Além disso, nota-se que ainda não existe uma metodologia única e de baixo custo para realizar o tamponamento dos poços, os padrões e projetos variam conforme o operador e o país.

Ainda sobre os fatores jurídicos, o investimento em conteúdo local pode auxiliar muito o desenvolvimento econômico local, se bem estruturado. Entretanto, não era a realidade, e por isso, com o cenário atual, mudanças se fizeram necessárias. E isso significa um grande avanço jurídico e incentivo a futuros investimentos no Brasil. Através destas adequações, as empresas podem ter maior liberdade e flexibilidade para realizar as atividades. Outro ponto interessante a ser mencionado é o Repetro, o qual causa sensibilização na confiança das empresas nas políticas de E&P no Brasil. Apesar da boa intenção, ainda é um tema de muita discussão e de desvantagens em relação aos dispositivos legais, são eles: cada Estado determina a alíquota do ICMS e a política brasileira tende a distorcer o entendimento do Repetro. Toda a cadeia de atividades da

indústria do petróleo sofre com os altos investimentos que precisam ser empreendidos na E&P e a incidência do Repetro interfere fortemente na viabilidade do projeto, na tomada de decisão, no interesse em investir no país. Portanto, é necessária uma postura mais firme quanto à esse tema no país.

Quanto às questões econômicas, há uma grande incerteza para prever os custos de descomissionamento no país, pois os custos de abandono dependem de inúmeros fatores como, por exemplo, das características do poço, do tipo de contrato, das estratégias de negociação, atraso em licenciamentos, o comportamento dos valores do barril de petróleo, regime de taxas e impostos. Além disso, foi possível perceber que a grande fraqueza nos projetos de descomissionamento é o inadequado planejamento e gerenciamento, e a não identificação clara de papéis e responsabilidades. Todos esses fatores tem grande impacto no valor final do abandono e devem ser adequadamente planejados, com sabedoria. Em projetos como os de descomissionamento, as decisões de projeto afetam os custos por vários anos, por isso, aspectos gerenciais e de tomada de decisão estão fortemente presentes na questão econômica. Além disso, o descomissionamento despense de altos investimentos e há um desafio muito grande em garantir as economias para esta etapa pelas empresas responsáveis. Há uma busca incessante para reduzir estes custos, e isso pode ser feito através da economia de tempo, incentivo a pesquisa e desenvolvimento, investimentos em inovação e tecnologia, por exemplo.

É perceptível a necessidade da indústria de empenhar esforços para melhorar a segurança das instalações abandonadas, e ao mesmo tempo equilibrar com uma boa relação custo-benefício, atender aos desafios tecnológicos exigidos para garantir o menor impacto ambiental possível em conformidade com as regulamentações vigentes. Por isso, o abandono exige um planejamento adequado e ótima capacidade gerencial e técnica de avaliar as opções de descomissionamento caso a caso com base na ciência. Foi possível identificar neste trabalho que as questões econômicas e jurídicas são fatores de grande influência nos projetos de abandono no cenário brasileiro.

Há grandes riscos de ocorrer o fluxo indesejado do poço para a superfície devido à recuperação de pressão do reservatório ao longo do tempo por exemplo, e ocasionar acidentes graves, contaminações dos mares e morte de pessoas e da fauna. Por isso, o planejamento do abandono deve ser realizado cuidadosamente, visando a segurança afim de evitar possíveis vazamentos de HC e acidentes. Percebeu-se que há vários fatores importantes para o sucesso da operação de abandono, como uma adequada cimentação primária e dos tampões, considerações geológicas como falhas ou fraturas, tipo de completação, integridade e informação disponíveis do poço, etc. Ainda, através das análises feitas, ficou claro que o custo de um abandono é bastante oneroso, portanto, também é imprescindível fazer de forma adequada desde o início, pois assim, pode haver maior economia de tempo e investimentos, e menos problemas.

O abandono de poços requer uma série de habilidades técnicas, não técnicas e experiência. Os estudos de caso, trouxeram reflexões acerca disso. No estudo de caso 1, percebeu-se que é importante levar em consideração as experiências frente às incertezas da situação (poço

subcomercial, falta de informações sobre pressões) para planejar os CSBs afim de mitigar riscos futuros. Com as premissas de que a segurança é prioridade e o custo de uma maior quantidade de cimento não seria tão impactante, optou-se por cimentar o reservatório todo ao invés de apenas o mínimo requerido, evitando assim uma repressurização do reservatório e possíveis problemas futuros. Já o estudo de caso 2, proporcionou o conhecimento de como pode ser realizado o abandono de um poço produtor horizontal com completação de poço aberto, e quais são algumas das dificuldades encontradas, como por exemplo o grau de complexidade de se realizar um isolamento adequado e o correto posicionamento da pasta de cimento no trecho devido à inclinação do poço. Cada atividade realizada tem um objetivo, mesmo que seja uma atividade simples ela não deve ser negligenciada, pois pode interferir no andamento e custos de toda a operação. Além disso, os estudos de caso e o programa de abandono possibilitaram conhecer como as operações podem ser planejadas e conduzidas na prática, através do passo a passo das atividades principais que precisam ser realizadas.

Dessa maneira, tomando o que foi exposto anteriormente, percebe-se que o descomissionamento representa um desafio ao país, sendo necessários avanços nas regulamentações, incentivo à pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, melhoria da comunicação entre os *stakeholders*, promoção do compartilhamento de experiências e lições aprendidas afim de mitigar riscos e obter melhor aproveitamento econômico minimizando perdas financeiras e danos ambientais. Além disso, é imprescindível uma postura mais sólida e convidativa por parte das autoridades governamentais e dos órgãos reguladores brasileiros referente às questões econômicas e jurídicas comentadas neste trabalho, com o intuito de atrair investimentos e transformar uma etapa onerosa em benefícios para a sociedade brasileira. Ainda, através dos estudos de caso e programa de abandono de poço foi possível apresentar análises de CSB de acordo com características específicas dos poços, mostrar soluções viáveis em conformidade com as normas da ANP e as recomendações de melhores práticas do IBP, e, por fim, demonstrar como é possível conduzir uma operação de abandono passo a passo.

6 RECOMENDAÇÕES

Quanto às recomendações para trabalhos futuros, é de extrema importância o estudo sobre os benefícios e malefícios do descomissionamento para a sociedade brasileira. Além disso, é interessante o estudo aplicado dos custos envolvidos nos projetos de abandono bem como os cenários possíveis para o descomissionamento, levando em consideração a segurança, o meio ambiente e as regulamentações. Pode-se também adentrar mais a fundo no tema das novas tecnologias para essa área e de que forma elas podem auxiliar nas questões críticas do projeto, como por exemplo na segurança, tempo e custo.

Outro ponto fundamental e relevante, é analisar de que forma os fatores econômicos e jurídicos citados neste trabalho podem evoluir e melhorar para tornar o Descomissionamento e abandono de poço mais eficiente e menos oneroso. Além disso, o pós monitoramento também pode ser explorado e estudado mais profundamente.

REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO (ANP). Tendências de longo prazo no Cenário energético mundial: Agência internacional de Energia – WEO 2012. Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico. Abril, 2013.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Resolução ANP nº 46/2016 - SGIP, de 1º.11.2016 - DOU 3.11.2016 – Retificado DOU 7.11.2016 46/2016. Disponível no site oficial da ANP.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Resolução ANP nº 25/2002, DE 6.3.2002 - DOU 7.3.2002 – Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Disponível no site oficial da ANP.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Resolução ANP nº 41/2015 – SGSS. Disponível no site oficial da ANP.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Resolução ANP nº 27, de 18.10.2006 - DOU 19.10.2006. Disponível no site oficial da ANP.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Fiscalização da segurança operacional. Disponível no site oficial da ANP.
- [7] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Manual de Preenchimento da Planilha para abandono de poços permanentes, versão 2.002. Superintendência de segurança operacional e meio ambiente (SSM) da ANP. Rio de Janeiro, maio 2017.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL PETRÓLEO. Resolução ANP nº 17, de 18.03.2015 - DOU 20.03.2015. Disponível no site oficial da ANP.
- [9] ALMEIDA E., LOSEKANN L., BRAGA Y., NUNES L., BOTELHO F. Custos e competitividade da atividade de E&P no Brasil. Cooperação e pesquisa IBP-UFRJ, 2016. Grupo de Economia da Energia e Gerência de Análise Econômica - IBP.
- [10] BARCLAY I., PELLENBARG J., TETTERO F., PFEIFFER J., SLATER H., STAAL T., STILES D., TILLING G., WHITNEY C. The Beginning of the end: a review of abandonment and decommissioning practices. Oilfield Review, figura pág. 30. Winter, 2001/2002.
- [11] CALVERT G., MEPTEC D., TX, Dwight K., HALLIBURTON, DUNCAN OK. Issues and Techniques of Plugging and Abandonment of Oil and Gas Wells. SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1994.

[12] CAMARGO J. Agenda da Indústria 2017, Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), 2017.

[13] CHETWYND G. Brasil enfrenta o desafio do descomissionamento. Petrus, 2017. Disponível em: <<http://www.petrustech.com.br/brasil-enfrenta-o-desafio-do-descomissionamento/>>

[14] COELHO A. O repetro e suas implicações na tributação do setor petrolífero nacional. Site âmbito jurídico, 2018.

[15] COLOMER M., ALMEID, E., VITTO W., NUNES L., BOTELHO F., COSTA F., FILGUEIRAS R. Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil. Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ. 2017.

[16] DA SILVA R., MAINIER F. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão. Niterói, RJ, pág. 19 a 39, 2008.

[17] DOS SANTOS O., MARQUES J., DA SILVA P. O custo de abandono nas empresas petrolíferas. R. Cont. Fin. – USP, São Paulo, n. 41, pág. 56 – 71, Maio/Ago, 2006.

[18] DNV GL. Reducing the bill for well abandonment. Disponível no site oficial da DNV GL.

[19] EPSTEIN J. Accounting for product take-back. Management Accounting. v. 78, n. 2, 1996.

[20] FGV ENERGIA. Boletim de Conjuntura do setor energético. FGV Energia, 2017.

[21] HAMILTON J. Understanding Crude Oil Prices. The Energy Journal, vol 30 nº 2, 2009.

[22] HANDAL C. Abandonment of Obsolete wells and installations on the Norwegian Continental Shelf, a study into the magnitude of the technical and economic challenges. Pág. 11 e 12. University of Stavanger. Noruega, 2014.

[23] HAUKELID V. A study of possible approaches for considering well abandonment in the well design stage. Master's Thesis. University of Stavanger, departament of Petroleum Engineering, 2016.

- [24] HORNGREN T., DATAR M., FOSTER G. Contabilidade de custos: uma abordagem gerencial. 11ed., v. 1. São Paulo: Prentice Hall, 2004.
- [25] Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Instrução Normativa nº 20 de 03/07/2009, DOU 06/07/2009: Licenciamento ambiental para instalação de recifes artificiais. Disponível no site oficial do IBAMA.
- [26] INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). Overview of International Offshore Decommissioning Regulations - Volume 2 Wells Plugging & Abandonment. Decommissioning Committee, págs. 24 e 25, 30 e 31, 82 e 83. United kingdom (UK), 2017.
- [27] INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. Agenda da Indústria 2017, petróleo, gás e biocombustíveis. Figura pág. 32. IBP, 2017.
- [28] INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. Caderno de boas práticas de E&P. Diretrizes para abandono de poços. Figura págs. 16, 34, 35, 36, 37 e 44. IBP, 2017.
- [29] JENNING R., FEITEN B., BROCK R. Petroleum accounting: principles, procedures & issues. 5ed., Denton, Texas: PricewaterhouseCoopers/Professional Development Institute, 2000.
- [30] KAISER J., PULSIPHER G., BYRD C. Study estimates Gulf of Mexico decommissioning costs. Oil & Gas Journal. Tulsa, Oklahoma, v. 101, n. 38, pág. 39 - 47, 2003.
- [31] KHALIFEH M. Techniques and materials for North Sea Plug and Abandonment Operations. Offshore Technology Conference. Houston/USA, 2013.
- [32] KING G, VALENCIA V. Environmental risk and well integrity of plugged and abandoned wells. Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014.
- [33] LUCZYNSKI E. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. Tese Doutorado em Energia, pág. 141 - 142. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [34] MAFRA M. Descomissionamento de Instalações Offshore Visão do Regulador. Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP ANP, 2017.
- [35] MICHETTI V., NICOTRA G., DRESDA F., TIGNANELI A., MOORE W. The

key drivers determination for Offshore plants decommissioning and abandonment cost estimate. Society of Petroleum Engineers (SPE). SPE North Africa Conference and Exhibition, Cairo/Egito, 2010.

[36] NETO SÁ, A. Entrevista específica para este trabalho, realizada presencialmente. Realizada na Barra Energia, maio de 2018.

[37] OFFSHORE DECOMMISSIONING UNIT DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE. Guidance Notes Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998. Aberdeen/UK, pág. 57 e 59, 2011.

[38] OHARA, S. Entrevista específica para este trabalho, realizada presencialmente. Realizada na Barra Energia, maio de 2018.

[39] ORTIS M. 60 plataformas para descomissionar. Artigo publicado no LinkedIn, 2017. Disponível em: LinkedIn.

[40] OIL & GAS UK. Decommissioning insight 2016. Figura págs. 13, 14, 17. Reino Unido - UK, 2016.

[41] OIL & GAS UK. Decommissioning insight 2017. Figura pág. 8 e 9. Reino Unido - UK, 2017.

[42] PERES H., OLIVEIRA M., COSTA G. Gestão estratégica de custos. São Paulo: Atlas, 1999.

[43] PETROBRAS. Descomissionamento de sistemas offshore de produção de óleo e gás: Critérios de Decisão para a Permanência/Remoção de Instalações. Julho, 2016.

[44] PLUMMER M. Latest Well P&A Decommissioning Technologies and Strategies. Setembro, 2017. Disponível em: LinkedIn.

[45] PRASTHOFER P. Decommissioning Technology Challenges. Offshore Decommissioning Communications Project (ODCP)/ EXXON. Offshore Technology Conference, Houston/Texas, 1998.

[46] PLUMMER M. 6 Key Well Abandonment & Decommissioning Challenges. Julho, 2017. Disponível em: LinkedIn.

[47] PWC. A indústria brasileira de petróleo e gás. Figura pág. 6. PWC, 2014.

- [48] RECEITA FEDERAL. Repetro. Ministério da Fazenda, 2015. Disponível em:<<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/aduaneira/regimes-e-controles-especiais/regimes-aduaneiros-especiais/repetro>>
- [49] RINDAHL G. Procedures and practices - challenges for decommissioning management and teamwork. Institute for Energy Technology, pág. 101 - 112. Halden, Norway.
- [50] ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Decommissioning in the North Sea, a report of a workshop held to discuss the decommissioning of oil and gas platforms in the North Sea. Londres, pág. 14-15, 2013.
- [51] RUIVO F. Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore. Tese de mestrado. Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Campinas, 2001.
- [52] SAASEN A. Plug and abandonment of offshore exploration wells. Offshore technology conference. Houston/USA, 2013.
- [53] SANTOS M., SILVA A., SANCOVSCHI M. Contabilidade Das Empresas Petrolíferas: O Custo de Abandono. In: BASE – Revista de Administração e Contabilidade da Unisinos. Janeiro/abril, 2006.
- [54] SEIXAS J. Aditivção de fluidos de perfuração. Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal Fluminense (UFF). Niterói, 2010.
- [55] SINAVAL. Descomissionamento avança na ANP 2017. SINAVAL, 2017. Disponível em: <<http://sinaval.org.br/2017/07/descomissionamento-avanca-na-anp/>>
- [56] SOARES L. Abandono de poços: levantamento de práticas mundiais e recomendações para o cenário brasileiro. Projeto de Graduação. Rio de Janeiro, 2017.
- [57] TEIXEIRA M., MACHADO S. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. Revista de Informação Legislativa, a. 49, n. 196, pág. 183-203. Brasília, 2012.
- [58] THE NORWEGIAN OIL INDUSTRY ASSOCIATION. NORSOK Standard D-010: Well Integrity in drilling and well operations. Fourth ed. 2013. Lysaker, Norway.
- [59] THOMAS E. Fundamentos da engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência/Petrobras,

pág. 196-197, 2001.

[60] VALVERDE E. Entrevista específica para este trabalho, realizada presencialmente. Realizada na Petrobras, maio de 2018.

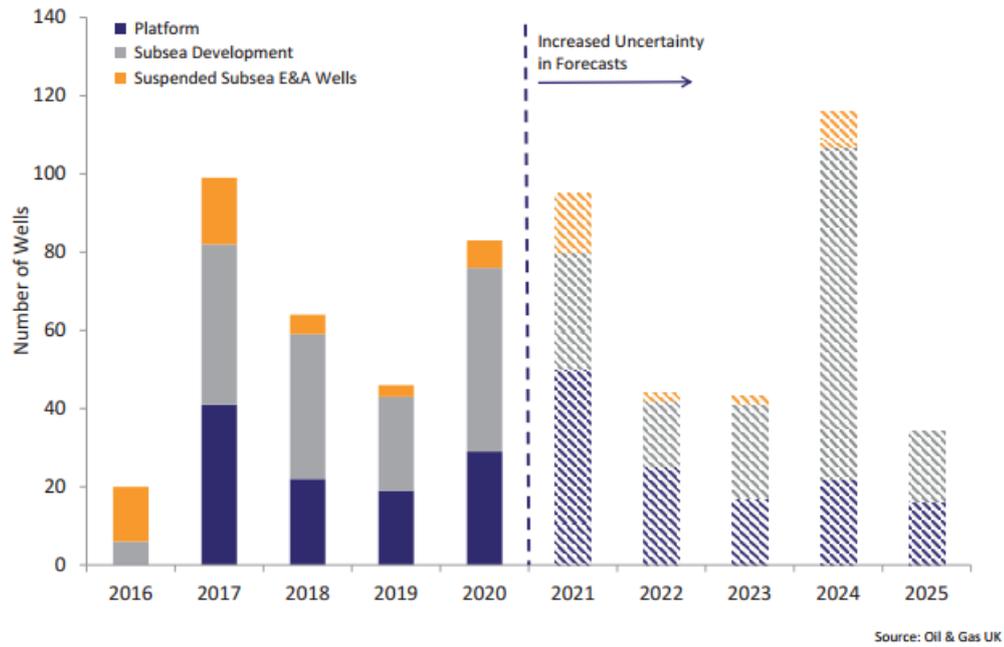
[61] VARGES P. Posicionamento de tampões em poços de petróleo: uma investigação de escoamentos de inversão por gravidade. Tese de Doutorado, figura pág. 21. PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2017.

[62] WIEGAND S. An analysis to the main economic drivers for offshore wells abandonment and facilities decommissioning. 2011. Thesis Master of Science in Engineering, pág. 6 – University of Texas at Austin. Texas, 2011.

Anexos

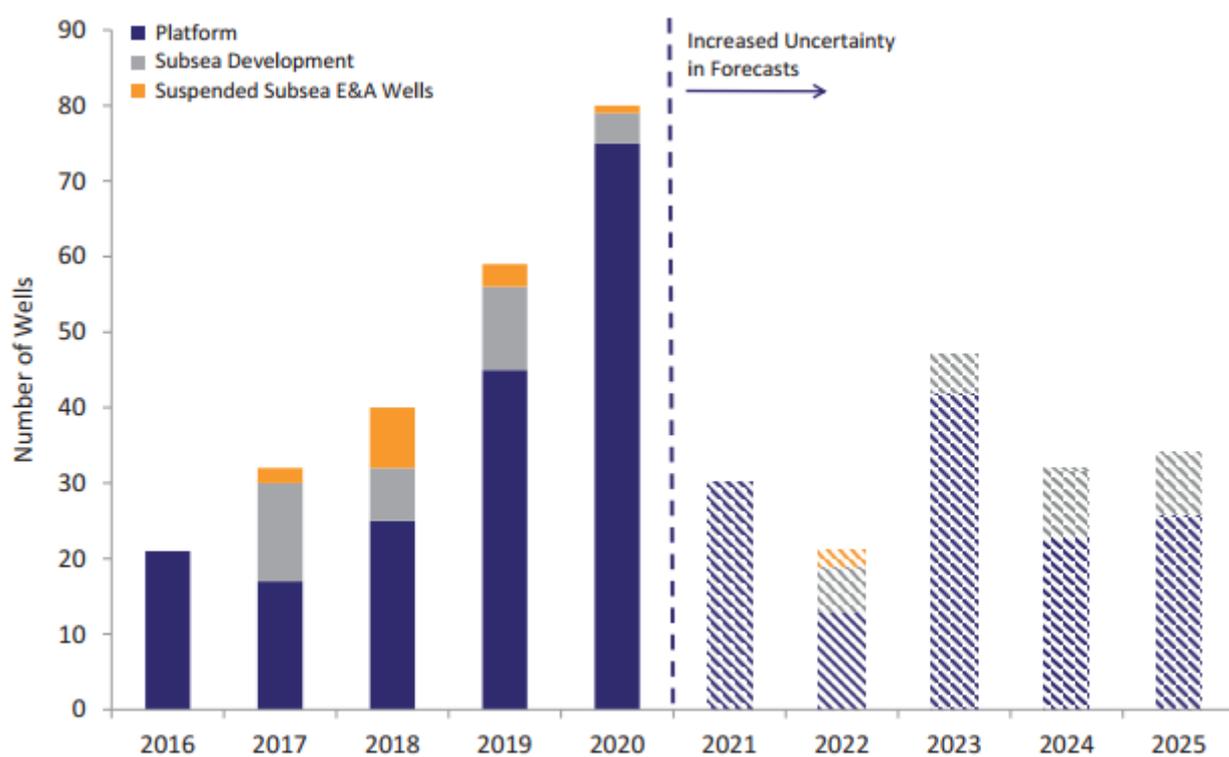
ANEXO A – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Figura 24 – Número de poços a serem abandonados na parte Central do Mar do Norte de 2016 a 2025.



Fonte: [37] Oil & Gas UK (2016).

Figura 25 – Número de poços a serem abandonados na parte Southern North Sea e Irish Sea de 2016 a 2025.



Source: Oil & Gas UK

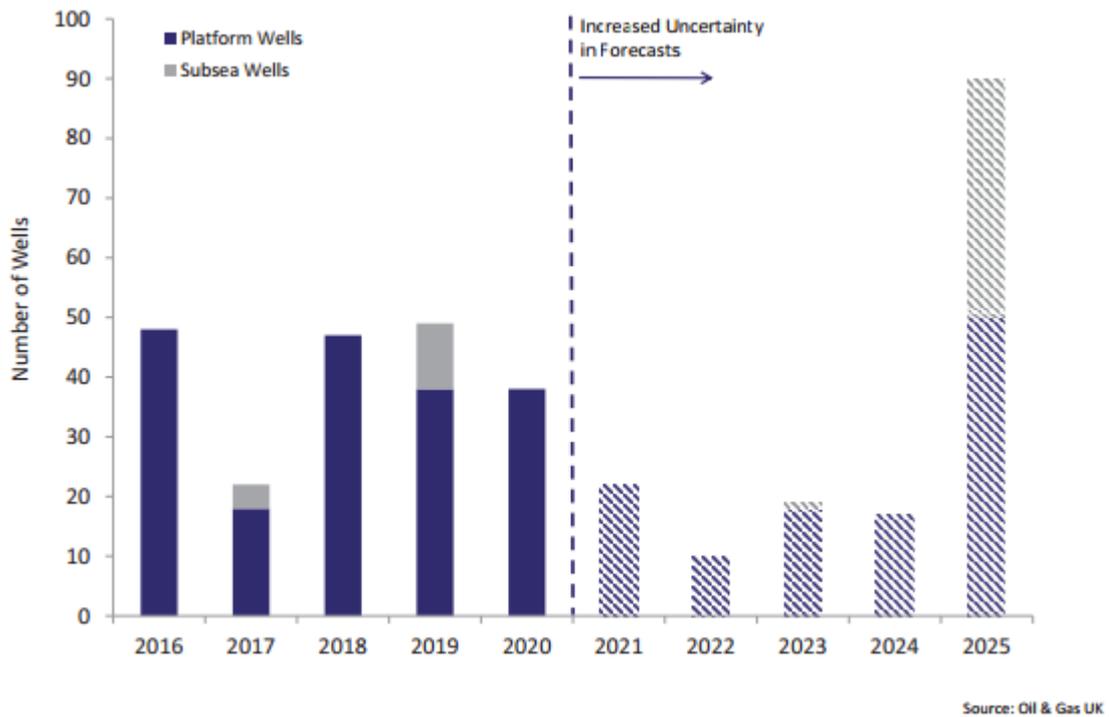
Fonte: [37] Oil & Gas UK (2016).

Figura 26 – Número de poços a serem abandonados na parte Northern North Sea e West of Shetland de 2016 a 2025.



Fonte: [37] Oil & Gas UK (2016).

Figura 27 – Número de poços a serem abandonados na Noruega de 2016 a 2025.



Fonte: [37] Oil & Gas UK (2016).

ANEXO B – PLANILHA NCSB (ANP)

Figura 28 – Planilha de Notificação de Conjuntos Solidários de Barreiras (NCSB).



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Notificação de Conjuntos Solidários de Barreira (NCSB)
Projeto de Abandono Permanente

Operador do Contrato

Poço

Início da Operação

Fim da Operação

| | | |
|----------------------------|--------------|-------------|
| Profundidade total do poço | TYD (metros) | MD (metros) |
|----------------------------|--------------|-------------|

Versão Planilha: 2,002

| Intervalos a Isolar | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|---------|-------|-------|-------|----------|--------|-----------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|--|
| >> INFORMAR O NÚMERO DE INTERVALOS: 1 | | | | | | | | | | | | |
| Tipo | Período | Época | Idade | Grupo | Formação | Membro | Descrição | Topo TYD (metros) | Topo MD (metros) | Base TYD (metros) | Base MD (metros) | |
| | | | | | | | | | | | | |

| Itens do Esquema Simplificado do Poço | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------|------------|--------|---------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------------|------------------------|--|
| >> INFORMAR O NÚMERO DE ELEMENTOS: 1 | | | | | | | | | | | |
| Cód do Elemento | Elemento | Fabricante | Modelo | Descrição do Outros | Topo TYD (metros) | Topo MD (metros) | Base TYD (metros) | Base MD (metros) | Diâmetro Interno (pol) | Diâmetro Externo (pol) | |
| 1 | | | | | | | | | | | |

| Elementos CSB | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------|---|---|
| >> INFORMAR O NÚMERO DE ELEMENTOS: 1 | | | | | | | | |
| Elemento Cadastrado | Conjunto do Elemento | Topo TYD (metros) | Topo MD (metros) | Base TYD (metros) | Base MD (metros) | Verificação | Verificação dentro do critério de aceitação | Referência do procedimento de verificação |
| | | | | | | | | |

| Item Remanescente | | | | | | | |
|----------------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|-----------|
| >> INFORMAR O NÚMERO DE ITENS: 1 | | | | | | | |
| Tipo | Diâmetro Interno (pol) | Diâmetro Externo (pol) | Topo TYD (metros) | Topo MD (metros) | Base TYD (metros) | Base MD (metros) | Descrição |
| | | | | | | | |

Fonte: Site oficial da ANP.