

DESCOMISSIONAMENTO E ABANDONO PERMANENTE DE POÇOS: CONTEXTUALIZAÇÃO DO CENÁRIO NACIONAL

Maria Eduarda Melentovytych Ribeiro de Castro ¹

Rayan Paixão Tavares Batista ²

Thalys Gean Maciel Martins ³

Geraldo de Souza Ferreira ⁴

RESUMO

O presente trabalho aborda as características gerais de projetos de abandono permanente de poços, além de apresentar as principais normas internacionais de abandono, visando estabelecer uma avaliação paralela da situação e perspectivas futuras de tais práticas no Brasil. Inicialmente, são apresentadas as principais normas e diretrizes vigentes nos países onde as técnicas de abandono são mais consolidadas, além de sua contextualização temporal e econômica. Posteriormente, é descrito o processo de planejamento do abandono, seguido pela apresentação dos chamados conjuntos solidários de barreiras e das principais causas de problemas oriundos de um abandono inadequado. Por fim, é feita uma avaliação quantitativa dos projetos de abandono vigentes no Brasil e possíveis investimentos durante os próximos anos.

Palavras-chave: Abandono Permanente; Descomissionamento; Conjunto Solidário de Barreiras; Óleo e Gás; Engenharia de Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

A produção e a exploração de petróleo possuem um ciclo de vida bem definido, desde a exploração, passando pelo desenvolvimento e pela produção, até chegar ao descomissionamento. Nessa última etapa, ocorre a desativação da unidade produtiva, o descomissionamento de equipamentos e dutos e, também, o abandono de poços. Essas operações de abandono são importantes pois, ao término da vida útil de um poço, cerca de 20 a 25 anos, as infraestruturas estão, muitas vezes, desgastadas e podem vir a apresentar um problema ambiental caso não sejam tratadas da forma correta.

¹ Graduanda do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, Membro PetroPET – Grupo de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo – maria_melentovytych@id.uff.br;

² Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, Membro PetroPET – Grupo de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo – rayan_tavares@id.uff.br;

³ Graduando pelo Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense - UFF, tgean@id.uff.br;

⁴ Professor orientador. Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Tutor PetroPET – Grupo de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo – geraldoferreira@id.uff.br;

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) em sua portaria nº 46 de 01/11/2016⁵, o abandono de poços consiste na realização de uma série de operações que visam certificar o isolamento completo das zonas de petróleo e/ou gás e dos aquíferos existentes, prevenindo a migração de fluidos. Ao realizar o abandono, tem-se como principais objetivos isolar as zonas produtoras, isolar e proteger aquíferos e prevenir vazamentos no poço e do poço, assegurando-se, assim, a sua integridade e a proteção do meio ambiente, sendo este marinho ou terrestre.

Existem três razões para se abandonar um poço, são elas: cessão da produção, poço partilhado e abandono de perfurações piloto e poços exploratórios. Sendo assim, é possível classificar o abandono em temporário, quando há a intenção de retomada das atividades num futuro próximo e, em permanente, quando o poço não é mais economicamente viável.

No Brasil, o assunto ainda é novo, porém de grande importância. No país, a questão ganhou relevância com as quedas no preço do barril, a chegada ao término de contratos de concessão e principalmente a idade madura de algumas unidades em operação. Por definição, um campo maduro é aquele em que a taxa de produção está em declínio e as suas estimativas de produção foram superadas. Nesta fase, ocorre um baixo retorno financeiro, sendo necessários novos investimentos para que o campo tenha a sua vida útil estendida. Entretanto, nem sempre há recursos financeiros para tal, levando à prática do abandono.

Ao analisar a história da produção petrolífera do país, nota-se que a efetiva produção brasileira de petróleo começou em terra (*onshore*) no período entre as décadas de 1950 a 1970 na bacia sedimentar do Recôncavo e na bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas. A produção nacional ganhou destaque com descobertas importantes na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, em meados de 1980.

Avaliando-se o histórico da estrutura de produção de petróleo e gás no Brasil, fica evidente a notoriedade do setor *offshore* para a referida indústria no país. Desde a década de 1960, sabe-se que a maior parte das reservas de hidrocarbonetos brasileiras estão localizadas em águas marítimas, sendo sua exploração comercial iniciada na década de 1970, após a descoberta do campo de Guaricema, no estado de Sergipe, em 1968 (FRAGA, 2017).

Passadas mais de cinco décadas desde o início da produção dos primeiros campos petrolíferos brasileiros, é de se esperar que sejam consolidados, de maneira cada vez mais frequente, os declínios de produção desses campos, culminando no fim da viabilidade

⁵ Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-46-2016?origin=instituicao&q=46/2016>

econômica de seus projetos. Tal fato eleva, no cenário nacional, a demanda por operações de descomissionamento e abandono de poços.

Posto isso, o que se constata, atualmente, é uma grande quantidade de campos que já atingiram a maturidade ou estão perto de atingir. De acordo com a ANP, aproximadamente 200 campos em diversas bacias do país produzem há mais de 25 anos e já apresentam taxa de produção em declínio.

Sendo assim, é de se esperar que nos próximos anos haja um aumento de investimento no abandono de poços, tendo em vista que diversos campos alcançaram a fase madura. Tal quadro já vem se tornando realidade. A ANP estima que o descomissionamento movimentará em torno de R\$ 26 bilhões nos próximos cinco anos, dos quais a maior parcela será destinada ao abandono. Segundo Raphael Moura, superintendente de segurança operacional e meio ambiente da ANP, numa entrevista dada em 2020, o Brasil deve se tornar o terceiro mercado mundial nesse tipo de atividade, atrás apenas do mar do Norte e Golfo do México.

Assim, o presente trabalho tem como objetivo explicitar as principais características de um projeto de abandono de poços, bem como seu impacto econômico no projeto de desenvolvimento de um campo petrolífero. Além disso, busca-se avaliar o cenário nacional, tendo como principais alvos as práticas dos países mais avançados em projetos de abandono, como a Noruega e o Reino Unido, a fim de identificar os principais aspectos que possam ser adaptados à realidade brasileira.

2. METODOLOGIA

O presente artigo constitui-se como uma análise do panorama nacional das atividades de descomissionamento e *Plugging and Abandonment* (P&A). A revisão bibliográfica foi feita a partir de artigos, teses e trabalhos de conclusão de curso obtidos nas bases Scopus, Science Direct e OnePetro. Além disso, foram utilizadas normas, resoluções e diretrizes de entidades petrolíferas internacionais visando identificar as práticas de descomissionamento e abandono de poços já consagradas mundialmente, estabelecendo um parâmetro para o que é feito no cenário brasileiro até o presente momento, além de avaliar brevemente o potencial nacional para as referidas atividades nas próximas décadas.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

As discussões sobre o abandono permanente de um poço têm início a partir do ponto em que não existe viabilidade econômica para o desenvolvimento do projeto. Tal fato implica no processo de abandono e tamponamento, levando em consideração as legislações e regulações vigentes.

O abandono de poços tem como finalidade resguardar de maneira efetiva o fundo do poço e a superfície num cenário contínuo e definitivo, prevenindo vazamentos, isolando zonas produtoras, conferindo proteção aos aquíferos e impedindo danos à integridade das estruturas do poço. Essas operações, especialmente em poços submarinos, necessitam de um planejamento detalhado, com uma precisa estimativa de custo, risco e precauções de segurança antes de sua execução.

3.1. Principais Normas e Diretrizes

Os poços de petróleo abandonados no Brasil são regulamentados pela ANP, através da resolução nº 46⁶, que entrou em vigor em 03 de novembro de 2016, formulando o regulamento técnico de segurança operacional do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) para garantir a integridade de poços. Este regulamento define os requisitos básicos para os operadores contratados em poços de petróleo e gás no Brasil, bem como padrões mínimos de segurança operacional e proteção ambiental. A resolução é baseada na atuação da indústria internacional e na adoção de práticas por ela consolidadas.

O Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP) publicou em 2017 o manual de boas práticas da indústria brasileira, que apresenta recomendações para o abandono de poços. Internacionalmente, pode-se destacar a *Norsok D-10* e *UK Well Integrity Guidelines* como guias de referência para o tema de integridade de poços. Esses três manuais são reconhecidos pela ANP.

3.2. Regiões pioneiras nas práticas de abandono

Considerando a linha do tempo da indústria do petróleo, é possível perceber que países mais tradicionais no setor já concretizaram as suas práticas de abandono de poços. No Mar do Norte, incluindo ambas as plataformas continentais, espera-se que aproximadamente, 600

⁶ Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-46-2016?origin=instituicao&q=46/2016>

instalações sejam descomissionadas nos próximos 30 a 40 anos⁷. No Reino Unido, a previsão é de que, nesse período, cerca de 470 instalações passem pelo processo⁸. O país é experiente neste tipo de operação. Pesquisas da *Oil and Gas Uk* mostram que, em 2020, 116 campos foram descomissionados, sendo esse o quarto ano consecutivo em que esse tipo de atividade supera as ações de avaliação, exploração e produção combinadas. Tal quadro é observado devido, principalmente, ao tempo de operação dos poços, que já atingiram a fase de maturidade.

Levando-se em consideração a relevância que a prática do descomissionamento tem no Reino Unido, não é surpresa que os custos sejam altos. Estima-se que na próxima década sejam gastos em torno de US\$ 18.3 bilhões, e o abandono de poços é o principal responsável por estes números. Os gastos com abandono representam cerca de 49% das despesas do processo, aproximadamente US\$ 8.9 bilhões (Oil and Gas Uk, 2020).

Um levantamento feito pela *Det Norske Veritas (DNV)*⁹, mostrou que as operações de abandono serão responsáveis pelo gasto de US\$ 150 bilhões no desativamento de instalações de produção nas plataformas continentais do Reino Unido e da Noruega, no período de 2014 a 2050.

A Noruega é outro país pioneiro nessas operações. Estima-se que na sua costa, nos próximos anos, 3000 poços produtores devem passar por operações de abandono, totalizando, assim, um custo aproximado de US\$ 50,4 bilhões. Além disso, prevê-se que nos próximos 40 anos, o gasto com essa prática será de cerca de US\$ 108 bilhões. Com números tão altos, o país elaborou um conjunto de normas a serem seguidas, a *Norsk Sokkel Standard (NORSOK)*, que, atualmente, é referência mundial de boas práticas na indústria (SOARES, 2017).

3.3. Planejamento do Abandono Permanente

Durante toda a cadeia produtiva do setor de petróleo é essencial um excelente planejamento de todas as etapas, devido à alta complexidade, riscos e investimentos inerentes às operações. Toda essa preocupação com a segurança e eficácia das ações também é essencial nos projetos de abandono permanente de poços. Assim, a fase de planejamento tem como objetivo detalhar as informações com base nas questões de riscos, custos e cronograma das atividades (IBP, 2017).

Logo, para as operações de P&A, esse planejamento engloba uma série de fatores, iniciando com a coleta de informações a fim de identificar-se as condições em que ele se

⁷ Disponível em: <https://www.shell.co.uk/>

⁸ Disponível em: <https://www.shell.co.uk/>

⁹ Mais informações em: <https://www.dnv.com/oilgas/perspectives/reducing-the-bill-for-well-abandonment.html>

encontra. É necessário, também, conhecer o tipo de completação que foi feita durante a construção, além da presença ou ausência de linhas de controle, a integridade do poço, a condição da cimentação do anular, entre outros.

Segundo (IBP, 2017) as seguintes informações devem ser consideradas para a elaboração do projeto:

- Configuração do poço incluindo profundidades e especificações de intervalos pertinentes, revestimentos, condições do cimento atrás do revestimento, trechos de poço aberto e desvios de poço realizados;
- Sequência stratigráfica de cada poço mostrando intervalos com potencial de fluxo e informações sobre os tipos de fluidos e pressões dos reservatórios para todo período de abandono;
- Perfis, dados e informações das operações de cimentação primária;
- A identificação de formações selantes com propriedades adequadas a constituir elemento de Conjunto Solidário de Barreiras (CSB);
- Condições específicas do poço, tais como: presença de incrustações, colapso de revestimento, presença de H₂S, CO₂ e hidratos ou outras situações especiais.

A partir das configurações e condições encontradas, e considerando os fatores citados acima, é desenvolvido um escopo operacional ideal para o abandono. Nele, devem ser descritos detalhes como as técnicas a serem aplicadas para colocação das barreiras, unidade de intervenção a ser utilizada em cada etapa do abandono, técnica de corte e retirada da cabeça de poço, entre outras práticas relevantes (SOARES, 2017).

O projeto de abandono permanente é pautado na composição de CSBs num dado trecho do poço, projetadas para reconstruir o isolamento natural existente facilitado pela camada de vedação antes da perfuração. O isolamento é obtido pela interconexão física do elemento CSB do interior do tubo de menor diâmetro existente na seção de trecho selecionada para a estrutura de vedação. Esse procedimento envolve a presença de pastas de cimento ou de materiais endurecidos atuando como elementos de CSB presentes em todos os anulares de revestimento no poço. O anular cimentado pode ser substituído por uma formação plástica com potencial de fluência que seja verificada como elemento de CSB (SOARES, 2017).

A *Oil And Gas UK Guideline* (2015), explicita que o processo de abandono de um poço é composto por três etapas, sendo elas:

- Primeira etapa: as barreiras primárias e secundárias são colocadas de forma a isolar o reservatório do poço;

- Segunda etapa: encontram-se operações como isolamento de *liners*, esmerilhamento e recuperação de revestimento e colocação de barreiras intermediárias, quando necessário;
- Terceira etapa: corresponde às operações de retiradas de cabeça de poço, condutor e colunas de revestimentos até a superfície.

3.4. O Conjunto Solidário de Barreiras

A operação de abandono é pautada na instalação de CSBs, com a finalidade de promover a segurança dos diversos agentes (poço, meio ambiente, pessoas e atendimento às normas, legislações e diretrizes), é de responsabilidade da operadora do poço projetar e instalar os elementos de CSB para o isolamento dos intervalos que apresentem potencial para fluxo.

Segundo o Caderno de Boas Práticas de E&P (IBP, 2017), para o abandono de poços, são estabelecidos:

- No mínimo dois CSBs, separados ou combinados, a fim de impedir o fluxo não intencional de fluidos para o meio externo;
- No mínimo um CSB para impedir o fluxo entre zonas distintas não conectadas naturalmente e que o fluxo entre elas seja inaceitável. Os CSBs devem ser instalados e verificados em aderência com seus procedimentos e critérios de aceitação, bem como alinhados às melhores práticas.

As barreiras devem suportar o carregamento máximo e pressões diferenciais às quais elas possam vir a ser expostas, devendo assegurar que nenhuma falha singular na barreira leve a um fluxo incontrolado de fluidos da formação para a superfície. Assim, a barreira deve operar de forma eficiente ao longo tempo, coexistindo com o meio ambiente, devendo ser utilizadas ferramentas que possibilitem seu monitoramento (MARTINS, 2015).

Buscando maximizar o sucesso da operação de instalação do CSB permanente, devem ser considerados aspectos referentes às práticas de tamponamento, sendo eles: extensão de tampão suficiente para compensar os efeitos de contaminação durante o posicionamento do tampão de cimento; 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; Grau de centralização da tubulação cimentada no trecho do CSB; Limpeza e preparação das superfícies de contato do trecho selecionado para assegurar

a molhabilidade à água de modo a melhorar a aderência e a adequação da pasta, além de seus aditivos ao ambiente no poço (MARTINS, 2015).

A norma norueguesa (NORSOK D-012, 2013) exhibe as barreiras inerentes à operação de abandono permanente dos poços e suas funções:

- Barreira Primária: É a barreira no poço contra o fluxo de fluidos da formação para a superfície, ou, para garantir um último orifício aberto, isolando uma fonte potencial de entrada da superfície;
- Barreira Secundária: É um reforço à barreira primária, aplicada onde a potencial fonte é, também, um reservatório (fluxo de água e/ou hidrocarbonetos);
- Barreira entre Reservatórios: Isolar um reservatório do outro e reduzir o potencial de fluxo entre reservatórios;
- Barreira de Superfície: Isolar um espaço vazio da superfície, que possa estar exposto mesmo com o poço tamponado;
- Barreira Temporária: Barreira independente em conexão com atividades de poço.

3.5. Principais problemas relacionados ao abandono inapropriado de um poço

Passado certo tempo após o fechamento ou abandono de um poço, é comum o surgimento de fraturas nos *plugs* de cimento, além da existência de possíveis danos ao cimento anular, decorrentes de esforços sofridos durante operações normais no poço (testes de pressão, injeção, estimulação, produção etc.) (VRALSTAD, 2019).

No caso dos *plugs*, o vazamento pode ocorrer diretamente através dos mesmos, dependendo da permeabilidade do cimento, ou na interface entre o plug e o revestimento, devido à formação de um micro-anular proveniente de um processo de encolhimento do cimento ou da má remoção da lama de perfuração durante a instalação da referida barreira. No caso do cimento que preenche o anular, o vazamento ocorre de maneira semelhante ao *plug*, podendo encontrar caminho diretamente através do cimento ou ao redor do mesmo (na interface entre o cimento e a parte externa do revestimento ou entre o cimento e a formação) (VRALSTAD, 2019).

Considera-se que o revestimento não é um potencial caminho de migração para os hidrocarbonetos, uma vez que é revestido e protegido pelo cimento tanto interna quanto externamente. Ressalta-se, porém, que esse cenário não pode ser garantido em hipóteses extremas de longo prazo (VRALSTAD, 2019).

Segundo a norma NORSOK D-010, as barreiras permanentes devem estender-se por toda a seção do poço, tendo suas porções inicial e final em contato com a formação. Descreve-se, assim, que o poço deve ser selado de rocha a rocha, restabelecendo-se, portanto, a função da rocha capeadora (Oil & Gas UK, 2015).

4. DISCUSSÕES E COMENTÁRIOS ACERCA DO ABANDONO PERMANENTE DE POÇOS NO BRASIL

4.1. Situação Atual

Em 2017, no Brasil, existiam 160 instalações de produção offshore, das quais 45% tinham mais de 25 anos e 19% tinham entre 15 e 25 anos, o que era aproximadamente 64% do total de unidades do país. Esse contexto reforça a perspectiva de que, num futuro próximo, as operações de abandono cresçam no cenário da indústria nacional (IBP, 2017).

Além disso, cerca de 17% das plataformas brasileiras situam-se em águas profundas, e 25% encontram-se em lâmina d'água maior que mil metros. Tal quadro de grande quantidade de campos em águas profundas e ultraprofundas é uma das razões pelas quais a exploração *offshore* no país é caracterizada por empregar sistemas com estruturas extremamente complexas. Dessa forma, o descomissionamento no Brasil terá um desafio, não somente econômico, por causa dos altos custos das operações, mas também um desafio tecnológico, tendo em vista a complexidade das instalações *offshore* no país (ALMEIDA, 2018)¹⁰.

Segundo a ANP, existem, atualmente, oitenta e sete programas de descomissionamento em curso no Brasil. No que diz respeito à situação dos projetos, cinquenta e oito já se encontram aprovados, com destaque para a bacia do Espírito Santo, com 16 projetos aprovados, seguida pela bacia de Campos e Potiguar, ambas com 12.

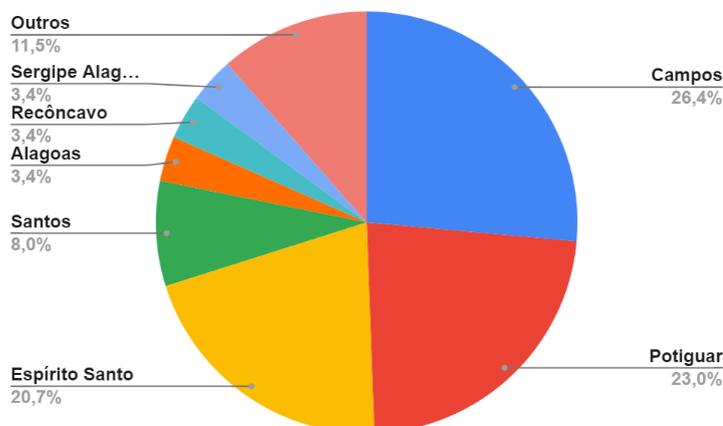
O gráfico 1 ilustra a divisão percentual dos referidos programas por bacia sedimentar. Ao avaliar-se o referido gráfico, pode-se observar o predomínio dos programas de descomissionamento na bacia de Campos. A região é a principal área sedimentar já explorada na costa brasileira, abrangendo regiões do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. A descoberta do campo de Garoupa, em 1974, foi a primeira com volumes comercialmente viáveis na região, abrindo caminho para a descoberta de novos campos ao longo das décadas de 1970 e 1980, com destaque para os chamados campos gigantes, como Albacora (1984) e Marlim (1985)¹¹. A intensa atividade de E&P na região, aliada ao longo tempo transcorrido desde o início de sua

¹⁰ Mais informações em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/regulacao-do-descomissionamento-e-seus-impactos-para-a-competitividade-do-upstream-no-brasil/>

¹¹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br>

exploração e produção, contribuem para que a bacia de Campos seja a região que concentra mais projetos de descomissionamento atualmente.

Gráfico 1: Divisão percentual de projetos de descomissionamento por bacia sedimentar



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020)

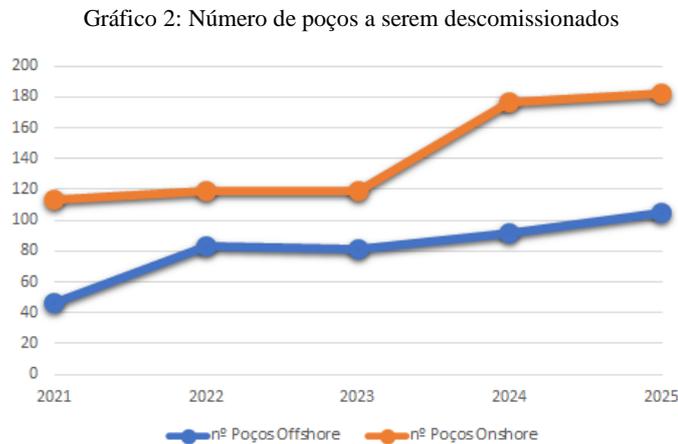
A bacia Potiguar é a segunda com maior número de programas de descomissionamento em andamento. Estendendo-se pelos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, a região teve sua exploração inicial em 1949, porém suas principais descobertas ocorreram a partir da década de 1970, com os campos de Ubarana (1973) e Agulha (1975). A partir dessas descobertas, a bacia Potiguar pôde contar com altos investimentos durante as décadas de 1980 e 1990. Assim, passadas quatro décadas do auge exploratório na região, é justificável o alto número de estruturas chegando ao fim de sua vida útil, fazendo com que a referida bacia represente quase um quarto dos projetos de descomissionamento do país (ANP, 2017).

Em terceiro lugar na lista de bacias com maior quantidade de projetos de descomissionamento, encontra-se a bacia do Espírito Santo. Sua exploração teve início na década de 1950 e seus campos na porção terrestre já são classificados pela ANP como campos maduros. Tal fato, aliado à grande quantidade de poços, intrínseca à exploração e produção terrestres, permite admitir que haja na região elevado potencial para descomissionamento das estruturas de E&P, justificando a parcela expressiva representada pela bacia do Espírito Santo (ANP, 2017).

4.2. Perspectivas Futuras

Com a publicação da Resolução nº 817/2020, a qual trata do descomissionamento (desativação) de instalações de exploração e produção de óleo e gás natural, pela ANP houve um aumento significativo referente às questões de descomissionamento. Assim, é esperado para os próximos anos (2021-2025), que 1117 poços sejam descomissionados. Desse total, 63,6%

são poços *onshore*¹². O gráfico 2, expõe um comparativo do número de poços a serem descomissionados nos próximos anos.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2020)

Como resultado desse grande número de poços, é esperado que o investimento seja de aproximadamente R\$ 29,23 bilhões, desse total 95,4% dos investimentos estão concentrados no segmento *offshore*. Analisando-se o critério de investimento por bacia sedimentar, Campos, Sergipe e Santos ocupam as três primeiras posições, respectivamente.

Na análise de oportunidades geradas pelo descomissionamento, 67% dos recursos empregados correspondem às etapas de P&A, o que enfatiza a demanda de inovações tecnológicas e de serviços dessas atividades¹³.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista a complexidade técnica e os altos investimentos inerentes às atividades de P&A, o presente artigo busca trazer à compreensão o potencial da indústria petrolífera brasileira para o desenvolvimento de tais atividades, além das oportunidades de ganho socioeconômico (através da geração de empregos diretos e indiretos no setor de óleo e gás) e ambiental provenientes das mesmas.

Destaca-se, assim, a necessidade de engajamento por parte de empresas brasileiras e transnacionais, aliadas às universidades e demais instituições formadoras de profissionais, visando a disseminação e consolidação dos conhecimentos acerca do tema no país.

¹² Mais informações em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>.

¹³ Mais informações em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>

6. REFERÊNCIAS

ALMEIDA, E.; COLOMER, M.; VITTO, W. A. C.; NUNES, L.; BOTELHO, F.; COSTA, F. FILGUEIRAS, R. (2017). "**Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**". Texto para Discussão GEE-IBP.

ANP. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br>>. Acesso em: 17 de fevereiro de 2021.

FRAGA, V. S. **Análise fluidodinâmica computacional do gradiente de temperatura e da estabilidade em dutos submarinos**. 61 f. Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

IBP. **Caderno de Boas Práticas de E&P – Abandono de Poço**, Rio de Janeiro, 2017.

IBP. Ciclo de debates sobre petróleo e economia. **Texto para discussão: Regulação do descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil**. Cooperação e Pesquisa IBP - UFRJ. Rio de Janeiro. Setembro, 2017.

MARTINS, C. F. **O descomissionamento de estruturas de produção offshore no Brasil**. 2015. 43 f. Programa de Pós Graduação em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

NORSOK D-010, 2013. **Well Integrity in Drilling and Well Operations Rev. 4**. Lysaker:Standard Norge.

OIL & GAS UK (Reino Unido). **Decommissioning Insight**. Londres, 2020. 34 slides, color. Oil & Gas UK, 2015BBa. **Guidelines on Well Abandonment Cost Estimation**, Issue 2, July 2015.

SOARES, L. N. de A. C. **Abandono de Poços: Levantamento de Práticas Mundiais e Recomendações para o Cenário Brasileiro**. 2017. 82 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

TN PETRÓLEO. Rio de Janeiro: TN Petróleo, n. 130, jun. 2020. Bimestral.

VRALSTAD, T. **Plug & Abandonment of Offshore Wells: Ensuring Long-Term Well Integrity and Cost Efficiency**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019.