



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ADELAIDE SILMARA DA SILVA

**PRÁTICA DE GESTÃO DA INTEGRIDADE DE POÇOS NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E
GÁS**

MACEIÓ

2023

PRÁTICA DE GESTÃO DA INTEGRIDADE DE POÇOS NA INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao colegiado do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr João Paulo Lima Santos

MACEIÓ

2023

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

S586p Silva, Adelaide Silmara da.
Prática de gestão da integridade de poços na indústria de óleo e gás / Adelaide Silmara da Silva. – Maceió, 2023.
74 f. : il., graf. e tabs. color.

Orientador: João Paulo Lima Santos.
Monografia (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2023.

Bibliografia: f. 73-74.

1. Integridade de poços. 2. Conjunto solidário de barreiras. 3. Segurança operacional. I. Título.

CDU: 665.6

Folha de Aprovação

ADELAIDE SILMARA DA SILVA

Prática de gestão da integridade de poços na indústria de óleo e gás

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Colegiado do Curso de Engenharia de Petróleo
da Universidade Federal de Alagoas.



Documento assinado digitalmente
JOAO PAULO LIMA SANTOS
Data: 30/05/2023 22:18:45-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos (Orientador)

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente
HELENO PONTES BEZERRA NETO
Data: 30/05/2023 21:56:39-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Me. Heleno Pontes Bezerra (Examinador interno)



Documento assinado digitalmente
LUCAS PEREIRA DE GOUVEIA
Data: 31/05/2023 11:09:15-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Me. Lucas Pereira de Gouveia (Examinador interno)

Dedico este trabalho à minha voinha, que sempre me apoiou.
Sinto muito sua falta e tenho certeza que, de alguma forma,
ela está orgulhosa de mim. Obrigada por tudo!

AGRADECIMENTOS

Felizmente, eu tenho muitos a quem agradecer. Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos aqueles que me ajudaram ao longo da minha jornada acadêmica.

Em primeiro lugar, quero agradecer a Deus por me dar força e coragem para alcançar meus objetivos, e a sorte de ter em minha vida pessoas tão especiais.

Agradeço ao meu companheiro de vida, cujo amor e cuidado têm sido uma fonte constante de apoio, motivação e inspiração. Embora estejamos fisicamente longe um do outro, sua presença em minha vida tem sido tão forte quanto sempre foi.

Agradeço de coração aos meus pais pelo apoio incondicional e confiança na minha capacidade ao longo da minha jornada acadêmica. Eles foram essenciais para que eu pudesse alcançar a tão sonhada formatura.

Também sou grata à minha sogra que sempre esteve presente oferecendo suporte e carinho em todos os momentos. Sua presença na minha vida é um presente precioso.

Agradeço ao meu orientador pela paciência, orientação e disponibilidade ao longo deste trabalho. Sem sua orientação e incentivo, eu não teria alcançado este resultado.

Não posso esquecer de mencionar meus irmãos e demais familiares, cujo apoio e incentivo foram de extrema importância para superar os desafios e alcançar meus objetivos.

Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado, compartilharam momentos de alegria e me apoiaram durante toda essa caminhada, meu profundo agradecimento.

Agradeço à todos que fazem da Origem Energia, em especial aos meus chefes Emanuel, Reid e Bárbara, que confiaram em mim e me proporcionaram oportunidades de aprendizado e crescimento profissional. Sua confiança foi fundamental para o meu desenvolvimento acadêmico e profissional.

Além disso, gostaria de estender meus agradecimentos a todos os colegas do time de Integridade

de Poços. A troca de conhecimentos e experiências têm sido enriquecedora e me ajudou a ampliar minha visão sobre a área. Agradeço pela parceria, pelo incentivo mútuo e pela oportunidade de crescimento pessoal e profissional que cada um de vocês associados.

Por fim, expresso minha gratidão à UFAL e a todos os meus professores durante a graduação, pela oportunidade de realizar este trabalho e adquirir conhecimentos que serão fundamentais para minha carreira profissional.

A todos vocês, meu mais profundo agradecimento. Sem o apoio de cada um, este trabalho não seria possível.

"Somos poeira de estrelas tentando entender o universo" - Carl Sagan.

RESUMO

SILVA, Adelaide Silmara. Prática de Gestão da integridade de poços na indústria de óleo e gás. Plano do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo. Maceió, 2023.

Este trabalho propõe uma prática de gestão sobre o ciclo de vida de um poço de petróleo e gás e os aspectos referentes a garantia da integridade do poço durante sua fase de operação. A Agência Nacional de Petróleo (ANP) associa a integridade de poços aos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB). Os CSBs são elementos capazes de prevenir o fluxo indesejado da formação para a superfície, garantindo a segurança da força de trabalho e dos equipamentos associados ao poço. A verificação dos elementos de barreiras deve atender às normas regulamentadoras nacionais e internacionais. Foi apresentado um estudo de caso de um projeto de intervenção em um poço hipotético que busque corrigir um elemento de CSB falho ou degradado. Como resultados foram apresentados esquemáticos mecânicos para acompanhamento dos conjuntos solidários de barreiras definidos para a intervenção e em conjunto com as tabelas de verificação que validam a identificação dos elementos de barreiras para o poço, capazes de prevenir a entrada indesejada de fluidos da formação na superfície.

Palavras-chaves: Integridade de Poços; Conjunto Solidário de Barreiras; Segurança Operacional.

ABSTRACT

This work proposes a management practice regarding on the life cycle of a petroleum and gas well, along with topics relating to its integrity during operation. The Brazilian National Agency of Petroleum Natural Gas and Biofuels (ANP, in Portuguese) associates the integrity of wells with the presence of Well Barrier Elements (WBE). WBEs are elements capable of preventing undesirable flow from the rock formation to the surface, guaranteeing the safety of workers and equipment associated with the well. The verification of WBEs must obey regulatory norms both national and international. This work presents the case study of an intervention process in a hypothetical well to fix a damaged or degraded WBE. As results, mechanical schematics were presented for monitoring the defined Well Barrier Elements assemblies during the intervention, along with verification tables that validate the identification of barrier elements for the well, capable of preventing the undesired entry of formation fluids to the surface.

Keywords: Well Integrity; Well Barrier Envelope; Workover.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Fluxograma do ciclo de vida de um poço	21
Figura 2: Exemplos de abandono com: (a) 2 CSBs permanentes; (b) 2 CSBs temporários.....	23
Figura 3: Elementos de Barreira presentes no CSB Primário e Secundário.....	26
Figura 4: Fluxograma da metodologia do projeto de intervenção.....	33
Figura 5: Número de poços com falha de integridade, problemas ou incerteza e categoria de falha de elemento de barreira.....	35
Figura 6: Idade e categoria de falha de elementos de barreira até 1º de janeiro de 2006.....	36
Figura 7: Esquemático do poço 7-AEP-1-AL.	39
Figura 8: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 1ª Etapa da Sequência Operacional.....	42
Figura 9: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 2ª Etapa da Sequência Operacional.....	44
Figura 10: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 3ª Etapa da Sequência Operacional.....	46
Figura 11: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 4ª Etapa da Sequência Operacional.....	48
Figura 12: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 5ª Etapa da Sequência Operacional.....	50
Figura 13: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 6ª Etapa da Sequência Operacional.....	52
Figura 14: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 7ª Etapa da Sequência Operacional.....	54
Figura 15: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 8ª Etapa da Sequência Operacional.....	56
Figura 16: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 9ª Etapa da Sequência Operacional.....	58
Figura 17: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 10ª Etapa da Sequência Operacional.	61
Figura 18: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 11ª Etapa da Sequência Operacional.	63
Figura 19: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 12ª Etapa da Sequência Operacional.	65
Figura 20: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 13ª Etapa da	

Sequência Operacional.	67
Figura 21: Esquemático do Poço com as Indicações dos Elementos de Barreira no Poço 7-AEP-1-AL.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Informações do poço.	37
Tabela 2: Informações dos revestimentos do poço.....	37
Tabela 3: Informações da cimentação do poço	37
Tabela 4: Informações das condições mecânicas do poço	38
Tabela 5: Informações dos equipamentos de superfície poço	38
Tabela 6: Informações dos equipamentos de subsuperfície do poço	38
Tabela 7: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 1ª Etapa do Sequência Operacional.....	43
Tabela 8: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 2ª Etapa do Sequência Operacional.....	45
Tabela 9: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 3ª Etapa do Sequência Operacional.....	47
Tabela 10: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 4ª Etapa do Sequência Operacional.....	49
Tabela 11: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 5ª Etapa do Sequência Operacional.....	51
Tabela 12: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 6ª Etapa do Sequência Operacional.....	53
Tabela 13: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 7ª Etapa do Sequência Operacional.....	55
Tabela 14: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 8ª Etapa do Sequência Operacional.....	57
Tabela 15: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 9ª Etapa do Sequência Operacional.....	59
Tabela 16: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 10ª Etapa do Sequência Operacional.....	62
Tabela 17: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 11ª Etapa do Sequência Operacional.....	64
Tabela 18: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 12ª Etapa do Sequência Operacional.....	66
Tabela 19: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 13ª Etapa do Sequência Operacional.....	68
Tabela 20: Identificação dos Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ALARP: *As Low As Reasonably Practicable*

ASV: *Annular Safety Valve*

API: *American Petroleum Institute*

CSB: Conjuntos Solidários de Barreiras

E&P: Exploração e Produção

IBP: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

IA: Inteligência Artificial

IEA: *International Energy Agency*

NORSOK: *Standards Norway*

OD: Diâmetro Externo do Revestimento.

RTSGIP: Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços

SGIP: Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços

SGSO: Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional

PSA :Autoridade de Segurança do Petróleo da Noruega

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	17
1.1.	COMENTÁRIOS INICIAIS	17
1.2.	MOTIVAÇÃO	18
1.3.	OBJETIVOS.....	18
1.4.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1.	INTEGRIDADE DE POÇOS.....	20
2.2.	CICLO DE VIDA DE UM POÇO	21
2.3.	GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS	22
2.4.	REGULAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS.....	23
2.5.	CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS (CSB)	24
2.6.	ELEMENTOS DE BARREIRAS	25
2.7.	ELEMENTOS DE CSB TEMPORÁRIO	26
2.8.	MÉTODOS DE VERIFICAÇÃO DE INTEGRIDADE DE POÇOS.....	27
2.9.	VERIFICAÇÃO DAS BARREIRAS DE POÇO.....	28
2.10.	IDENTIFICAÇÃO DOS ELEMENTOS DE BARREIRA E CARACTERÍSTICAS GERAIS	28
2.10.1	Formação selante:.....	28
2.10.2	Cimento em anular:	29
2.10.3	Revestimento:.....	29
2.10.4	Packer de produção:	30
2.10.5	Coluna de produção/injeção:	30
2.10.6	Dispositivo de segurança (DSSS):	30
2.10.7	Suspensor da coluna de produção/injeção:.....	30
2.10.8	Válvula de acesso anular da cabeça do poço:	31
2.10.9	Árvore de natal convencional (ANC):	31
3.	METODOLOGIA	33
4.	ESTUDO DE CASO.....	34
4.1.	INFORMAÇÕES DO POÇO:.....	36
4.2.	Esquemático Mecânico:	39
4.3.	SEQUÊNCIA OPERACIONAL	40
4.4.	ETAPAS DOS CSBs:.....	41

4.5.	Primeira Etapa do CSB	41
4.6.	Segunda Etapa:	44
4.7.	Terceira Etapa:	46
4.8.	Quarta etapa:	48
4.9.	Quinta etapa:	50
4.10.	Sexta etapa:	52
4.11.	Sétima etapa:	53
4.12.	Oitava etapa:	56
4.13.	Nona etapa:	58
4.14.	Décima etapa:	60
4.15.	Décima primeira etapa:	62
4.16.	Décima segunda etapa:	65
4.17.	Décima terceira etapa:	66
4	RESULTADOS.....	69
5.	CONCLUSÃO	72
6.	REFERÊNCIAS	74

1. INTRODUÇÃO

1.1. COMENTÁRIOS INICIAIS

A indústria do petróleo e gás natural continuará desempenhando um papel fundamental para suprir a demanda de energia dos próximos anos. Mesmo em um cenário de transição, como os propostos pela International Energy Agency (IEA), o petróleo continuará tendo posição relevante na matriz energética pelo menos até 2040 (IBP, 2022).

Ao longo da vida produtiva dos poços, geralmente são necessárias intervenções com o objetivo de manter a produção ou eventualmente melhorar a produtividade (THOMAS, 2004). Cabe à Engenharia de Poços, em especial ao setor de integridade de poços, gerenciar e garantir que a Segurança Operacional seja mantida em todas as fases do ciclo de vida de um poço.

Segundo o IBP (2022), um dos objetivos estratégicos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é “Estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, por meio da implementação de ações regulatórias que visem à segurança e ao desenvolvimento sustentável dos mercados regulados”.

Dessa maneira, alguns documentos internacionais e nacionais auxiliam as companhias a lidar com esse tema a fim de encontrarem soluções para garantir integridade, sendo o mais importante em termos de uso global a NORSOK-D010.

De acordo com o Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), o objetivo da prática de gestão é:

O Operador da Instalação definirá os valores e a política de Segurança Operacional, implementará uma estrutura organizacional com definição de responsabilidades e atribuições do pessoal envolvido, bem como criará meios de comunicação de valores, políticas e metas e comprometer-se-á com a disponibilização de recursos para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional.

1.2. MOTIVAÇÃO

Atendendo ao que é requerido pela Resolução ANP nº 46/2016 para o setor de óleo e gás no Brasil, a fase de intervenção, que pode ou não ocorrer em um poço, é considerada pelo Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (RTSGIP) como abandono temporário. Essa operação requer a parada de produção do mesmo.

Para a garantia da integridade do poço durante sua fase de operação, os equipamentos e suas partes consideradas barreiras de fluxo devem ser testados e verificados de forma a assegurar o exercício de suas funções de maneira eficiente, bem como trazer segurança durante toda a atividade do poço. Dessa forma, o gerenciamento do monitoramento das barreiras do poço é parte fundamental do sistema de gerenciamento de integridade de poço, visto que proporcionam confiabilidade para que os equipamentos realmente impeçam o fluxo descontrolado do interior do poço para a superfície.

1.3. OBJETIVOS

A proposta deste trabalho é:

- 1) Apresentar uma fundamentação teórica sobre as fases do ciclo de vida de um poço.
- 2) Identificar os Conjuntos Solidários de Barreiras que compõem essas fases e a verificação dos elementos de barreiras definidos para o mesmo.
- 3) Realizar um projeto de intervenção de um poço hipotético, destacando a dinamicidade dos elementos de barreira e quais as formas de avaliação da integridade de poços, em conformidade aos requisitos regulatórios vigentes e as boas práticas da indústria de óleo e gás.

1.4. ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está estruturado em 6 capítulos, que são descritos da seguinte forma:

Capítulo 1: Comentários iniciais; Motivação e Objetivos.

Neste capítulo, é apresentado o contexto em que o estudo se insere, abordando as motivações que levaram à realização da pesquisa e os objetivos que foram estabelecidos para o estudo.

Capítulo 2: Referencial Teórico.

Este capítulo apresenta o referencial teórico do trabalho, com definições e conceitos relacionados à integridade de poço. São discutidos os elementos de barreira utilizados em poços, suas definições, o ciclo de vida de um poço, o gerenciamento competente, as regulamentações técnicas, os métodos de verificação de integridade de poços e a identificação dos elementos.

Capítulo 3: Metodologia.

Neste capítulo, é apresentada a metodologia adotada no trabalho. É descrito o fluxograma da metodologia do projeto de intervenção.

Capítulo 4: Estudo de Caso.

Neste capítulo, é apresentado um estudo de caso específico, utilizando a pesquisa da PSA (Autoridade de Segurança do Petróleo da Noruega) como base. São fornecidas informações detalhadas sobre o poço em estudo, incluindo a confecção dos esquemáticos CSB (Conjuntos Solidários de Barreiras) e o gerenciamento dos CSB durante a operação, seguindo a sequência operacional pré-definida no programa de intervenção do poço.

Capítulo 5: Resultados Obtidos.

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir do estudo realizado. São analisados os dados coletados, proporcionando uma compreensão mais aprofundada do tema em estudo.

Capítulo 6: Considerações Finais.

No último capítulo, são apresentadas as considerações finais do estudo. São destacadas as contribuições dos resultados obtidos, as principais conclusões alcançadas e sugestões para possíveis trabalhos futuros relacionados ao tema da pesquisa.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

O Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) é um regulamento essencialmente voltado à garantia de integridade de poços em todo o seu ciclo de vida e baseado em performance, com algumas prescrições, e em gestão de riscos operacionais, aderente ao critério de risco ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*, ou “Tão Baixo Quanto Razoavelmente Exequível”).

O conceito ALARP pode ser entendido como a aplicação de esforços para a redução do risco até que se esgotem as condições razoáveis disponíveis (em termos de custo, tempo, esforço ou outro emprego de recursos), de forma que o ganho a ser obtido, com sua redução adicional, não justifique o investimento no controle do risco em questão. Em outras palavras, ALARP representa o limite aceitável de risco, uma vez que as atividades operacionais na indústria do petróleo têm um risco intrínseco que não pode ser reduzido a zero (IBP, 2017).

2.1. INTEGRIDADE DE POÇOS

A definição de integridade de poços é dada como a qualificação que atesta a capacidade do poço de desempenhar sua função de conter e controlar o fluxo de fluidos dentro das barreiras predeterminadas (SULTAN, 2009).

A integridade de poços pode ser definida como a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco de descargas não controladas de fluidos do reservatório ao longo do ciclo de vida do poço (NORSOK D-010, 2013).

De acordo com Kostoel (2014) “o objetivo principal da integridade do poço é manter controle total de fluidos em todos os momentos para evitar fluxo não intencional”.

O risco associado à perda de integridade depende de diferentes dimensões, associadas tanto às características técnicas do poço e à confiabilidade dos chamados Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) que o compõem, quanto a outros aspectos ligados às diversas etapas de seu ciclo de vida (SANTOS, 2019).

Dessa forma, um sistema que gerencia as barreiras de integridade deve satisfazer requisitos básicos para prover diretrizes claras para a fase de planejamento até a fase de abandono.

O objetivo é assegurar que os poços sejam devidamente projetados, executados, operados e preservados por um período de tempo definido após o qual o poço será seguramente abandonado (FONSECA, 2019).

2.2. CICLO DE VIDA DE UM POÇO

Segundo a Resolução ANP nº 46/2016, o ciclo de vida de um poço de petróleo é composto por cinco fases: projeto, construção, operação, intervenção e abandono. A Figura 1 apresenta um fluxograma destas fases para melhor entendimento.

Figura 1: Fluxograma do ciclo de vida de um poço



Fonte: Autor

O RTSGIP define as fases do ciclo de vida de um poço em cinco etapas:

- 1) Projeto: Etapa que compreende o desenvolvimento dos projetos e/ou programas do poço relacionados à perfuração, completção, avaliação e abandonos temporários ou permanentes;
- 2) Construção: Etapa que compreende a execução do projeto de perfuração, completção ou avaliação;
- 3) Produção: Etapa que compreende as atividades relacionadas à exploração de óleo e gás natural;
- 4) Intervenção: Etapa que compreende a reentrada no poço para realizar atividades após o fim

da etapa de Construção;

5) Abandono: Etapa que compreende o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras para os Abandonos Temporários ou Permanente de poços, visando à integridade atual e futura do poço.

Embora o ciclo de vida de um poço é definido em etapas para uma análise cuidadosa da integridade dos poços deve-se considerar todas as fases em conjunto, visto que buscar a otimização de resultados em uma fase, sem considerar o todo, pode conduzir a soluções ótimas sob perspectiva local, e não global (SANTOS, 2019).

2.3. GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS

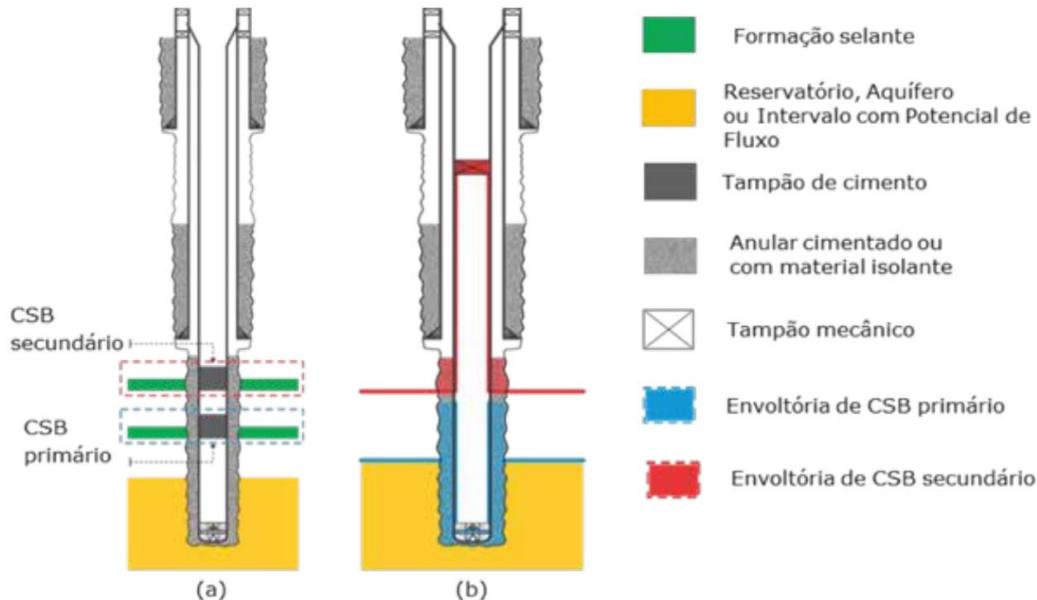
Entende-se o Gerenciamento da integridade de Poços (SGIP) como a aplicação de técnicas, métodos operacionais e organizacionais que visam à prevenção e mitigação do fluxo não intencional de fluidos para a superfície ou entre formações de subsuperfície durante todas as etapas do ciclo de vida do poço. O SGIP, deve ser aplicado durante todo o ciclo de vida dos poços destinados às atividades de Exploração e Produção (E&P) reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Para a ANP, bem como para as operadoras do setor de óleo e gás natural, a fase de abandono pode ser dividida em duas outras fases: (1) Abandono Permanente e (2) Abandono Temporário. Segundo o caderno de boas práticas do IBP (2017), elas podem ser definidas como:

- (1) Abandono Permanente: Situação de um poço na qual há o estabelecimento de Conjuntos Solidários de Barreiras permanentes e não existe interesse de reentrada futura.
- (2) Abandono Temporário: Situação de um poço na qual há o estabelecimento dos Conjuntos Solidários de Barreiras temporárias. Dessa forma devem ser levados em consideração os esforços que os CSB do poço serão submetidos durante o período previsto para o abandono. Os abandonos temporários podem ser classificados em: monitorado e não monitorado.

Na Figura 2, são apresentados exemplos de abandono permanente e abandono temporário.

Figura 2: Exemplos de abandono com: (a) 2 CSBs permanentes; (b) 2 CSBs temporários.



Fonte: (IBP, 2017)

Os abandonos temporários podem ser classificados em: (3) Monitorado e (4) Não monitorado. Segundo o caderno de boas práticas do IBP (2017), elas podem ser definidas como:

- (3) Abandono Temporário Monitorado: Esta condição se aplica a poços abandonados temporariamente e que são periodicamente monitorados e/ou verificados. Não há limite de duração para esta condição de abandono;
- (4) Abandono Temporário Não Monitorado: Esta condição se aplica a poços abandonados temporariamente e que não são periodicamente monitorados e verificados. Um poço na condição de abandono temporário não monitorado não deve permanecer nesta condição por um período de tempo superior a 3 anos.

2.4. REGULAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DA INTEGRIDADE DE POÇOS

A Resolução ANP nº 46/2016, também conhecida como RTSGIP, define que todas as empresas operadoras do setor de óleo e gás natural devem estabelecer seu próprio regime de integridade dos poços. Tal Resolução, visa a segurança das operações que são realizadas, mantendo assim a integridade do ambiente e das pessoas envolvidas nos trabalhos.

A ANP associa a integridade de poços aos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) e

contextualiza sua gestão por meio de Práticas de Gestão 1 também são adotados no SGIP.

2.5. CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS (CSB)

É um conjunto de elementos que tem por objetivo impedir o fluxo indesejado de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis (IBP, 2017).

De acordo com o SGIP, todo poço deve dispor de ao menos 2 CSBs, de forma que caso o primeiro conjunto falhe, o segundo deve ser capaz de impedir o fluxo indesejado da formação para a superfície. Vale frisar que, caso haja ou seja identificado um poço que não possua dois CSB íntegros, um prazo para correção ou abandono permanente do poço deve obrigatoriamente ser definido pelas operadoras, de forma a manter os riscos em um nível ALARP.

De acordo com o Caderno de Boas Práticas (2017), visando à segurança operacional e das pessoas, à proteção ao meio ambiente e ao atendimento às exigências legais, cabe à Operadora do poço projetar e instalar os elementos de CSB para o isolamento dos intervalos com reservatórios, aquíferos ou que apresentem potencial de fluxo, atual ou futuro. Dessa forma, para o abandono de poços devem ser estabelecidos:

- a) No mínimo 2 (dois) CSBs, sejam separados ou combinados, para impedir o fluxo não intencional de fluidos para o meio externo;
- b) No mínimo 1 (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. Para cada poço abandonado, deve ser preparado **um esquemático** indicando os CSBs pertinentes e os elementos que o compõem.

Quanto a verificação, um dos CSB do poço pode se encontrar degradado, ou seja, possuir um elemento integrante do CSB que não realiza completamente suas funções dentro das especificações iniciais. Caso o elemento que integrava um CSB tenha perdido completamente a sua capacidade de realizar uma requerida função, o mesmo deve ser considerado como falho.

2.6. ELEMENTOS DE BARREIRAS

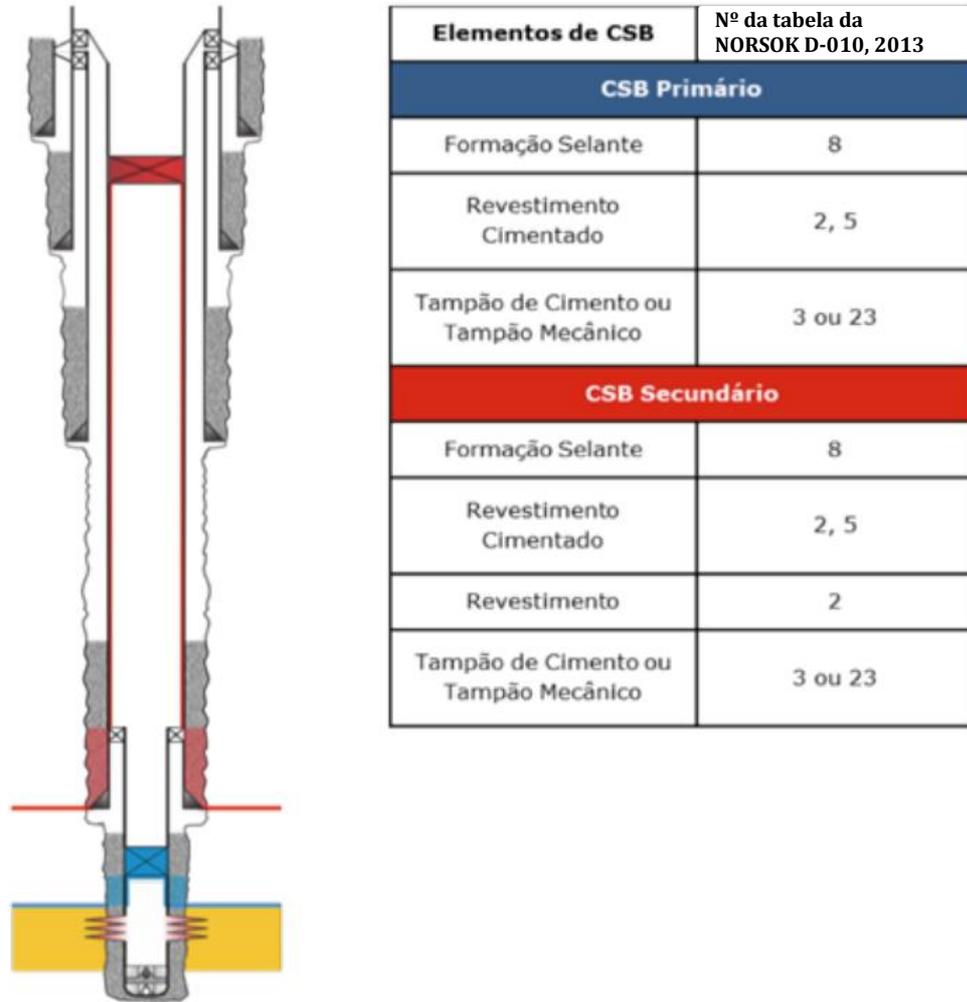
Ao ocorrer um influxo do reservatório para o interior do poço o fluido invasor deverá ser contido ao encontrar o primeiro CSB que encontrar em seu caminho. Em caso de falha da barreira do primeiro CSB o fluido irá se deslocar através do espaço delimitado pelo conjunto solidário de barreiras que falhou, mas deverá ser contido por um segundo CSB (BELLARBY, 2009).

- CSB Primário: estabelecido para o controle do fluxo não intencional (barreira primária do poço).
- CSB Secundário: Segundo CSB estabelecido para o controle do fluxo não intencional (barreira secundária do poço)

Da mesma forma que ocorre com a NORSOK-D010 (2013), o Caderno de Boas Práticas de E&P do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) também apresenta uma tabela com os critérios de aceitação para cada EB possível para a fase de abandono temporário ou permanente de um poço. A forma de apresentação dessa tabela é bastante semelhante ao que está disposta na NORSOK-D010 (2013).

Assim, a fim de elucidar os Elementos de Barreira que compõem um CSB, a Figura 3 apresenta o CSB indicando os Elementos de Barreira presentes no CSB Primário (Azul) e no CSB Secundário (Vermelho) destacado, na tabela da mesma figura.

Figura 3: Elementos de Barreira presentes no CSB Primário e Secundário.



Fonte: Adaptado pelo Autor (IBP, 2017).

2.7. ELEMENTOS DE CSB TEMPORÁRIO

O CSB temporário é um envelope de um ou mais elementos de CSB que previne o fluxo não intencional de fluidos de uma formação com potencial de fluxo para dentro do poço, para outras formações com potencial de fluxo ou para o meio externo. Os elementos que compõem o CSB temporário não necessitam estar localizados em uma mesma profundidade (IBP,2017).

Um elemento de CSB temporário deve prover isolamento em pelo menos um sentido de fluxo de forma que possa, em conjunto com outro(s) elemento(s), constituir um CSB.

Cabe à Operadora avaliar e determinar o tipo e a adequação de qualquer elemento de CSB temporário que será instalado durante o abandono temporário do poço. Esses elementos devem

ser projetados, selecionados e adequados considerando os seguintes aspectos:

- A duração prevista do abandono temporário;
- As condições do ambiente na subsuperfície;
- As formações geológicas atravessadas pelo poço;
- Os fluidos contidos nas formações com potencial de fluxo que devem ser isolados;
- A máxima pressão diferencial esperada em relação a eventuais migrações de fluidos, depleção e injeção nos reservatórios;
- As temperaturas esperadas durante o período de abandono temporário;
- A possibilidade de monitoramento da posição/localização do elemento e de sua integridade;
- Quaisquer condições específicas para a reentrada futura no poço.

Qualquer elemento de CSB temporário que possa ser posteriormente utilizado como um elemento de CSB permanente, quando o poço não tiver mais interesse em ser explorado, deve cumprir os requisitos das diretrizes de abandono permanente (KOSTOEL, 2014).

2.8. MÉTODOS DE VERIFICAÇÃO DE INTEGRIDADE DE POÇOS

Quando se trata de ativos maduros, é fundamental garantir tanto a integridade quanto a segurança para assegurar a verificação de duas barreiras do poço. Para tal, são aplicadas diferentes formas de verificação de elementos de poço; conforme a prática de gestão 13.2.1.2 do SGIP (ANP, 2016), é necessário “realizar a verificação dos elementos do CSB, preferencialmente, por meio de teste”.

De acordo com Kostoel (2014), existem diferentes tipos de testes para verificar e monitorar os elementos de barreira de um poço, e estes são descritos:

- Testes de verificação: são usados para verificar se um componente atende aos seus critérios de aceitação, e incluem (mas não se limitam a) testes de função e testes de vazamento.
- Testes de função: são usados para verificar se um componente ou sistema está operando corretamente. Por exemplo, um teste de função em uma válvula indica se a válvula abre e fecha corretamente, mas não fornece informações sobre possíveis vazamentos.
- Testes de vazamento: são usados para aplicar pressão diferencial a fim de garantir a integridade do sistema de vedação do componente. Isso pode ser feito por meio de testes

de pressão ou fluxo.

- Testes de pressão: são usados para aplicar pressão a partir de uma fonte externa (não do reservatório) para garantir a integridade mecânica e de vedação do componente.
- Testes de fluxo: usam a pressão do revestimento ou da tubulação para realizar testes de vazamento, como por exemplo em uma válvula. Durante um teste de fluxo, a válvula é fechada e a pressão a jusante da válvula é reduzida para criar uma diferença de pressão através da válvula, e o volume a jusante é monitorado para detectar um aumento de pressão que pode indicar um vazamento.

Os testes, por sua vez, podem ser divididos em teste funcional das válvulas e teste de estanqueidade dos elementos do poço.

2.9. VERIFICAÇÃO DAS BARREIRAS DE POÇO

A verificação inicial consiste em confirmar que os diferentes Elementos de Barreira de Poços estão prontos para uso e aceitos como parte integrante da barreira do poço. Após a construção ou instalação, é essencial verificar imediatamente a função e integridade das barreiras do poço, utilizando-se dos seguintes meios:

- Teste de vazamento por aplicação de pressão diferencial.
- Teste de função dos CSBs que requerem ativação.
- Verificação por outros métodos especificados.

A re-verificação das barreiras de poço deve ser realizada quando:

- A condição da barreira pode ter sido alterada desde a última verificação inicial / anterior.
- Há uma mudança nas cargas de pior caso.

2.10. IDENTIFICAÇÃO DOS ELEMENTOS DE BARREIRA E CARACTERÍSTICAS GERAIS

Os elementos de barreira foram identificados utilizando as diretrizes da NORSOK-D010 (2013) e as tabelas de critérios de aceitação do IBP (2017). A seguir, são apresentadas as características gerais e os critérios de verificação:

2.10.1 Formação selante:

Formação perfurada e localizada adjacente ao material isolante no anular do revestimento/liner ou no poço aberto.

Sua função é fornecer um isolamento hidráulico e permanente, impedindo que o fluxo do interior do poço chegue à superfície, leito marinho ou outros intervalos do poço. Para verificar sua competência, pode ser utilizado um dos seguintes métodos: teste de integridade de formação (FIT).

2.10.2 Cimento em anular:

Pasta de cimento endurecida localizada em anulares entre tubulares metálicos concêntricos (revestimento, coluna de produção, de injeção, de trabalho, entre outras) ou entre um tubular metálico e a parede da formação.

A principal função do cimento em anular é prover um isolamento hidráulico ao longo do poço nos anulares de tubulações metálicas concêntricas e entre uma tubulação metálica e a parede da formação. Isso ajuda a prevenir o fluxo de fluidos da formação, impedindo a transmissão de pressão desde o topo ou desde a base do trecho anular cimentado. Além disso, nos revestimentos condutor e superfície, o anular cimentado tem a função de prover integridade estrutural ao poço. A extensão anular cimentada pode ser verificada por perfis de avaliação de cimentação, isto é, por ferramentas/métodos de perfilagem selecionados baseados na capacidade de prover dados para verificação da qualidade da cimentação. Os perfis devem ser analisados e a análise documentada.

O cimento em anular para constituir CSB deve atender aos seguintes critérios:

- a) Deve estar situada acima de um intervalo a isolar e nos intervalos necessários para constituição dos CSBs;
- b) Para constituição de 1 (um) CSB, deve ter extensão mínima de 60 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 30 m quando verificada por perfil de avaliação da cimentação;

2.10.3 Revestimento:

Tubulação de revestimento/liner Função: Proporcionar o isolamento físico necessário para impedir o fluxo de fluidos da formação ou de fluidos de injeção entre o interior da tubulação e seu anular.

Verificação: Para o abandono temporário do revestimento/liner, a verificação deve ser realizada de acordo com as seguintes diretrizes:

- a) deve ser capaz de suportar a máxima diferença de pressão esperada durante o período de

abandono;

b) pode ser realizada durante a fase fluida da pasta de cimento (batida do plugue de topo) ou após a cura do cimento, mas não deve ser realizada durante a cura da pasta de cimento.

2.10.4 Packer de produção:

Este equipamento consiste de um dispositivo para ancoragem em revestimento/liner e de um elemento de vedação anular que é ativado durante sua instalação.

Funções: Impedir fluxo pelo anular entre coluna e revestimento de produção, em ambos os sentidos (formação x espaço anular e vice-versa).

Verificação: Deve ser testado no sentido de fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono, sempre que factível. Alternativamente, o packer pode ser verificado no sentido oposto.

2.10.5 Coluna de produção/injeção:

Coluna de elementos tubulares para produção/injeção.

A finalidade da coluna de produção/injeção é servir como um dos meios pelo qual os fluidos são conduzidos até a árvore de natal ou injetados para a formação.

Verificação: Os trechos da coluna de produção/injeção que compõem o CSB temporário devem ser verificados com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono.

2.10.6 Dispositivo de segurança (DSSS):

Refere-se a um equipamento de segurança que é instalado abaixo da superfície do terreno ou leito marinho, cuja função principal é impedir o fluxo descontrolado de hidrocarbonetos para o ambiente externo por meio das colunas de produção ou injeção. Além disso, o DSSS permite um fechamento seguro (fail safe close) em caso de dano catastrófico a equipamentos acima do solo. Os tipos mais comuns de DSSS incluem o DHSV (Downhole Safety Valve), o TRTO (Tubing Retrievable Tubing Operating) e o BPV (Back Pressure and Retainer Valve).

2.10.7 Suspensor da coluna de produção/injeção:

Os trechos da coluna de produção/injeção que compõem o CSB temporário devem ser verificados com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono.

a) Funções:

- Suportar o peso da coluna de produção/injeção
- Prover isolamento entre o bore de produção/injeção e o anular coluna e revestimento.
- Fazer as interfaces entre o poço e ANM: coluna de produção/injeção x bore de produção/injeção da ANM, anular coluna x revestimento e o bore de anular da ANM.
- Permitir a conexão com a árvore de natal pelos stabs.
- Permitir a instalação de plugue para isolamento do bore de produção/injeção e, a depender das características construtivas, prover perfil para plugue no bore anular.
- Possibilitar o travamento e destravamento na BAC, BAP, ANMH ou Cabeça de Poço.
- Permitir o teste do BOP a partir de manobra de ferramenta específica para tal. 8. Possibilitar a passagem de linhas hidráulicas e/ou cabos.

b) Verificação:

- As interfaces com outros equipamentos, como cabeça de poço, BAP, BAC, coluna de produção/injeção e linhas de acesso downhole devem ser verificadas com a máxima pressão esperada para o período de abandono.
- O travamento do Suspensor de Coluna deverá ser confirmado com tração durante a operação de instalação.

2.10.8 Válvula de acesso anular da cabeça do poço:

Equipamento para acesso e monitoramento do anular do poço.

Funções: Sua finalidade é prover controle de abertura e fechamento e monitoramento do anular do poço.

Verificação: A válvula deve ser verificada no sentido de fluxo com a máxima pressão esperada no período de abandono por uma das seguintes maneiras:

- Em conjunto com a verificação do packer de produção ou o revestimento pelo anular;
- Durante a vida do poço, com anular estanque, essa válvula pode ser verificada por outro acesso;
- Em poços de gas-lift pode ser verificada pelo bloqueio do gás; d) Em conjunto com o teste do BOP.

2.10.9 Árvore de natal convencional (ANC):

É um equipamento constituído por válvulas, sistema de controle e linhas de fluxo com a finalidade de controlar a produção e/ou injeção de fluidos no poço.

Funções:

- Prover um caminho para os fluidos vindos da coluna de produção para as linhas de superfície com a capacidade de interromper ou controlar o fluxo em ambos os sentidos.
- Prover um ponto de acesso por onde um fluido de amortecimento pode ser bombeado para a coluna de produção.
- Prover ponto de acesso para monitoramento do poço.

Verificação: As válvulas devem ser verificadas com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono. No momento da instalação, a conexão entre a ANC e a cabeça do poço deve ser verificada com a máxima pressão esperada no período de abandono.

3. METODOLOGIA

"Um objetivo sem um plano é só um desejo."

Antoine de Saint-Exupery

A metodologia deste trabalho é separada em duas partes:

1. A revisão bibliográfica dos assuntos abordados.
2. O estudo de caso de um projeto de intervenção em um poço hipotético que busque corrigir um elemento de CSB falho ou degradado, definir os CSBs, fazer os diagramas, e corrigir a falha. O fluxograma da metodologia, que ilustra esse procedimento, pode ser observado na Figura 4, conforme descrito na seção 2.2.

Figura 4: Fluxograma da metodologia do projeto de intervenção.



Fonte: Autor

4. ESTUDO DE CASO

De acordo com a metodologia proposta, o primeiro passo foi realizar o levantamento e avaliação das informações referentes ao poço que passaria por intervenção. As informações relacionadas ao revestimento do poço são apresentadas na Tabela 2, enquanto as informações sobre a cimentação são descritas na Tabela 3. As condições mecânicas são reportadas na Tabela 4. Além disso, as informações sobre os equipamentos de superfície instalados na locação são apresentadas na Tabela 5.

O presente estudo de caso é baseado em um poço fictício, ou seja, poço criado e baseado em informações reais de poços diversos.

O presente capítulo apresenta as aplicações empregadas para identificação dos CSBs do Poço, baseado na metodologia proposta.

O poço hipotético empregado, aqui denominado como 7-AEP-1-AL, se encontra na situação de abandono temporário. A intervenção planejada tem como objetivo de corrigir um elemento de barreira falho e recolocar o poço em produção.

Um número de falhas graves em poços nos últimos anos levou a investigações de questões de integridade do poço. A Autoridade de Segurança do Petróleo da Noruega (PSA) realizou uma pesquisa piloto de integridade do poço com base em auditorias de supervisão e solicitou contribuições de sete empresas operadoras, 12 instalações offshore pré-selecionadas e 406 poços. Os poços eram uma seleção representativa de poços de produção e injeção com variação em categorias de idade e desenvolvimento. O projeto piloto indica que 75 poços tiveram falhas relacionadas as barreiras de integridade, um percentual de 18%, e 7% desses estão fechados devido a questões de integridade do poço. A seleção de poços e empresas indica que as estatísticas são representativas.

Os incidentes ocorridos no passado e os resultados da pesquisa piloto de integridade de poços revelam a necessidade da indústria em aumentar o foco na filosofia de barreira. O controle do status da barreira é um importante fator em relação à saúde, segurança e meio ambiente para evitar grandes incidentes causados por vazamentos não intencionais e situações de controle do poço. O conhecimento em relação ao status da integridade do poço a todo momento permite

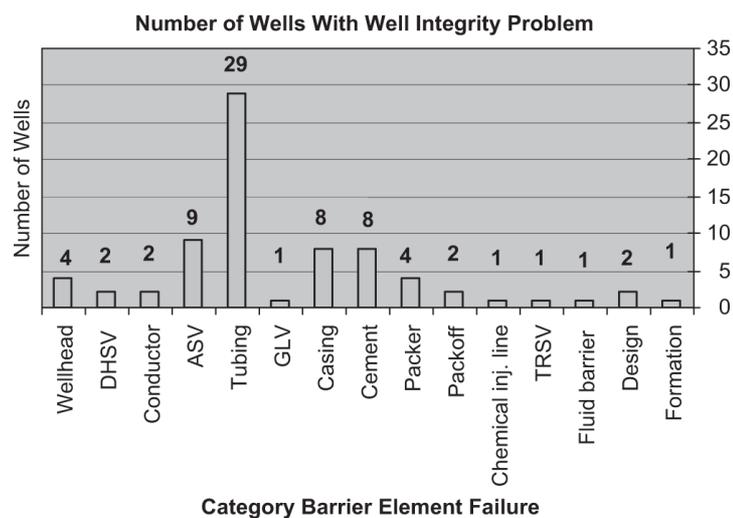
que as empresas tomem medidas corretas de forma proativa para evitar incidentes (VIGNES, 2009).

A Figura 5 ilustra o número de poços com problemas de integridade do poço e a categoria de falha do elemento de barreira. Segundo o levantamento da PSA apontado por Vignes (2009) “a maioria dos problemas de integridade está dentro dos elementos de barreira, como tubos, válvulas de segurança anulares (ASVs), revestimento, cimento e cabeça de poço”.

Foram relatados os seguintes principais problemas:

- Problemas na tubulação, como vazamentos na tubulação de produção acima da válvula de segurança de fundo de poço (DHSV), vazamentos da tubulação para o anular ou vazamentos internos na vedação do suspensor da tubulação.
- Problemas no revestimento, como vazamentos no revestimento (conexões que não são estanques a gás) ou colapso do revestimento, foram observados na pesquisa piloto.
- Problemas no cimento, como falta de cimento atrás do revestimento e acima do packer de produção, vazamentos prováveis ao longo das conexões de cimento ou vazamentos através do microanular do cimento.
- Foram relatados problemas na boca do poço, como vazamentos na boca do poço do Anular A para o Anular B devido ao uso incorreto de vedação na cabeça do poço.

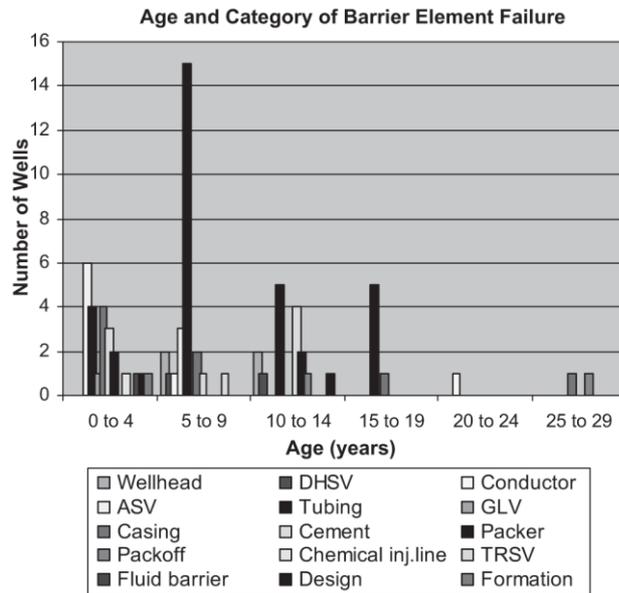
Figura 5: Número de poços com falha de integridade, problemas ou incerteza e categoria de falha de elemento de barreira.



Fonte: (VIGNES, 2009)

A Figura 6 evidencia que o vazamento na tubulação é o principal fator de falha (39%) em poços com idade de 0 a 19 anos. Já em poços com idade entre 0 e 14 anos, ocorrem problemas nos elementos de barreira, como tubulação, ASV e cimento. Por sua vez, os poços com idade entre 15 e 29 anos apresentam problemas nos elementos de barreira, como tubulação, revestimento e packoffs.

Figura 6: Idade e categoria de falha de elementos de barreira até 1º de janeiro de 2006.



Fonte: (VIGNES, 2009)

4.1. INFORMAÇÕES DO POÇO:

É essencial ter conhecimento da situação atual de um poço de petróleo para a elaboração e execução de qualquer intervenção.

A partir do histórico do poço 7-AEP-1-AL, o mesmo está equipado para produção de gás por surgência na zona no intervalo (3305,5-3309)m, com produção reduzida resultado de um possível vazamento não identificado, com opções no packer ou coluna de produção.

Let Down é a medida da parte inicial de um poço fisicamente sem equipamento. É uma parte imaginária do poço que não possui revestimento ou coluna, mas que contribui para as suas profundidades. E essas profundidades, medidas a partir de algum ponto da superfície, crescem numericamente em direção ao fundo do poço. Uma Sonda de Produção Terrestre (SPT) que

venha a intervir em determinado poço deve conhecer as cotas da Mesa Rotativa (MR) e da base do antepoço (BAD).

Poço surgente é um poço cuja a pressão de reservatório é suficiente para elevar os fluidos até a superfície ou até o assoalho marinho.

Operações de pistoneio é o método usado para recuperação de fluidos do poço, através de descida e recolhimento, pela coluna, de um dispositivo de retenção de fluidos, interligado e movimentado pelo cabo de aço do guincho auxiliar da sonda. Consiste na recuperação de fluido existente no poço/reservatório através da coluna de trabalho, até que o fluido oriundo do reservatório penetre no poço e passe a ser produzido.

Tabela 1: Informações do poço.

Dados do Poço	
Campo	Pilar
Poço	7-AEP-1-AL
Let Down	9,15 m
Método de Elevação	Surgente
Profundidade	3612 m
Produção	Onshore
Situação atual	Abandono Temporário

Tabela 2: Informações dos revestimentos do poço

Revestimento				
Tipo	OD (pol)	Grau	Peso (lb/ft)	Sapata (m)
Condutor	30	X-52	310	12,7
Superfície	20	X-52	133	169,4
Intermediário 1	13 3/8	J-55	68	793,84
Intermediário 2	9 5/8	N-80	43,5	2092
Produção	7	N-80	26	3606

Tabela 3: Informações da cimentação do poço

Cimentação				
Revestimento	Estágio	Topo (m)	Base (m)	Broca
30"		Cravado	12,7	Cravado
20"	Único	Superfície	169,4	26"
13.3/8"	Único	Superfície	793,84	17.1/2"
9.5/8"	Único	750	2092	12.1/4"
7"	Único	2045	3606	8.1/2"

Tabela 4: Informações das condições mecânicas do poço

Condições Mecânicas			
	Situação	Topo (m)	Base (m)
Intervalo V	Aberto	3305	3309
Tampão de Cimento	-	3421,8	3504
Intervalo IV	Squeezado	3489	3502
Intervalo III	Squeezado	3304,5	3302
Tampão de Cimento	-	3505	3517,05
Intervalo II	Squeezado	3507	3512
Intervalo I	Recimentação	3535	3535,3
Fundo do Poço		3565,46 m	

Tabela 5: Informações dos equipamentos de superfície poço

Equipamentos de superfície
Árvore de Natal
Suspensor da Coluna de Produção
Adaptador da Cabeça de Produção
Cabeça de Produção
Cabeça de Revestimento
Válvula de Acesso ao Anular A
Válvula de Acesso ao Anular B

Tabela 6: Informações dos equipamentos de subsuperfície do poço

Equipamentos de subsuperfície
Redução 2 3/8" EU X 2 7/8" EU
Tubo de Produção 2 3/8" EU
Redução 2 3/8" EU X 2 7/8" EU
DHSV 2 7/8" EU
Redução 2 3/8" EU X 2 7/8" EU
Tubo de Produção 2 3/8" EU
Packer
Nipple de Extensão
Redução 2 3/8" EU X 2 7/8" EU
Tubos 2 3/8" EU
Boca de Sino

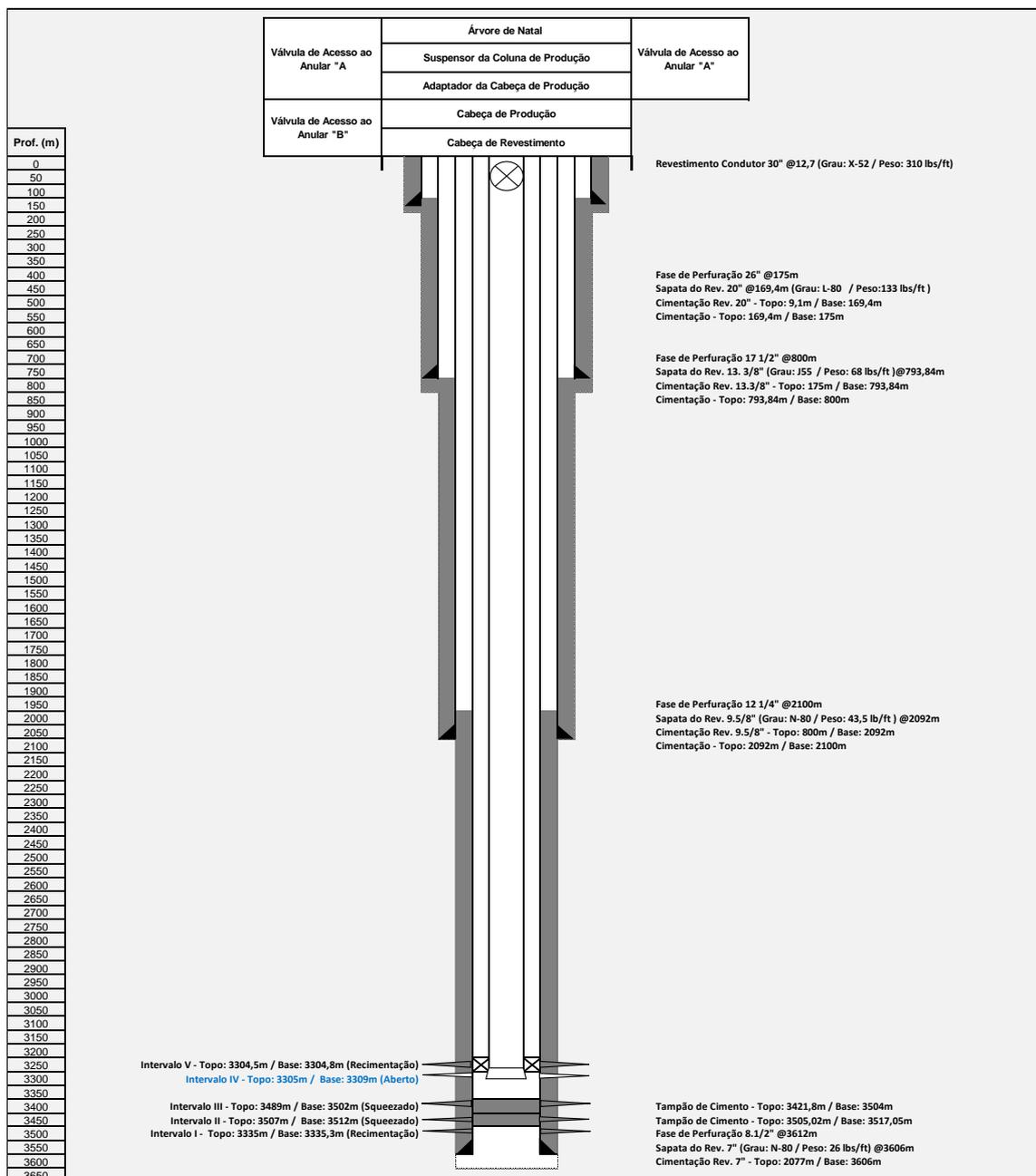
Situação Atual do Poço: Poço Fechado, amortecido com fluido e comunicação anular A e Interior da coluna de produção.

Objetivo da intervenção: Restaurar a produção de gás no intervalo (3305,5-3309)m, corrigir elemento de barreira falho.

Observadas as informações apresentadas, é possível construir o esquemático do poço. Desta maneira é possível, melhor visualizar a situação do poço a sofrer a Intervenção. A Figura 7 descreve o poço 7-AEP-1-AL.

4.2. Esquemático Mecânico:

Figura 7: Esquemático do poço 7-AEP-1-AL.



Fonte: Autor

Após identificar e avaliar as informações referentes ao poço 7-AEP-1-AL, o próximo passo proposto pela metodologia é definir a sequência operacional de acordo com o objetivo da intervenção definido anteriormente.

O intuito deste trabalho não é apresentar um Programa de Intervenção detalhado, já que este aborda vários tópicos relacionados à operação que podem não estar diretamente ligados a Gestão de Integridade.

4.3. SEQUÊNCIA OPERACIONAL

Levando em consideração o objetivo da operação e as condições do poço, foi elaborada a seguinte sequência operacional para a intervenção no poço 7-AEP-1-AL:

- 1) Instalar a Sonda de Produção Terrestre (SPT), com os equipamentos necessários à execução do programa e de acordo com os procedimentos de segurança;
- 2) Drenar as pressões do anular/coluna e observar o comportamento do poço;
- 3) Completar o poço com fluido de completação com peso a depender do reservatório, neste poço hipotético não foi especificado, e verificar se o poço está amortecido.
- 4) Realizar teste da DHSV;
- 5) Retirar ANC;
- 6) Instalar BOP;
- 7) Retirar suspensor e conectar coluna de 2 3/8” e desconectar no conector ON/OFF;
- 8) Retirar Coluna;
- 9) Montar nova coluna para reequipar o poço para produção;
- 10) Caso confirme a estanqueidade da coluna e anular;
- 11) Instalar árvore de de pistoneio;
- 12) Testar por pressurização da árvore de pistoneio;
- 13) Pistonear o poço para induzir surgência;
- 14) Posicionar Packer Hidráulico na profundidade 3290 m ;
- 15) Utilizar suspensor com perfil para BPV;
- 16) Fechar DHSV;
- 17) Retirar BOP;
- 18) Instalar árvore de natal e testar o sistema adaptador e ANC.
- 19) Colocar o poço em produção para o tanque da SPT.
- 20) Fechar e testar vedação da DHSV.

- 21) Liberar a SPT e preparar relatórios.
- 22) Encerrar a programação.

Considerando as informações fornecidas, é possível avaliar os CSBs que serão utilizados durante a operação, o que permite dividir os 22 passos da sequência operacional em etapas. Para executar todas as etapas da operação, é recomendado consultar os padrões de execução da Sonda e das empresas de serviços.

Por exemplo, na primeira etapa da operação acima, os pontos 1 a 3 serão agrupados, pois os mesmos conjuntos solidários de barreiras (CSBs) serão utilizados durante essas atividades.

A partir do passo 4, os CSBs farão parte da segunda etapa, e assim por diante, analisando cada atividade individualmente e verificando a condição dos CSBs durante essas atividades.

4.4. ETAPAS DOS CSBs:

O objetivo da tabela que acompanha o esquemático CSB do poço é apresentar os Elementos de Barreira que foram identificados para o poço em questão.

4.5. Primeira Etapa do CSB

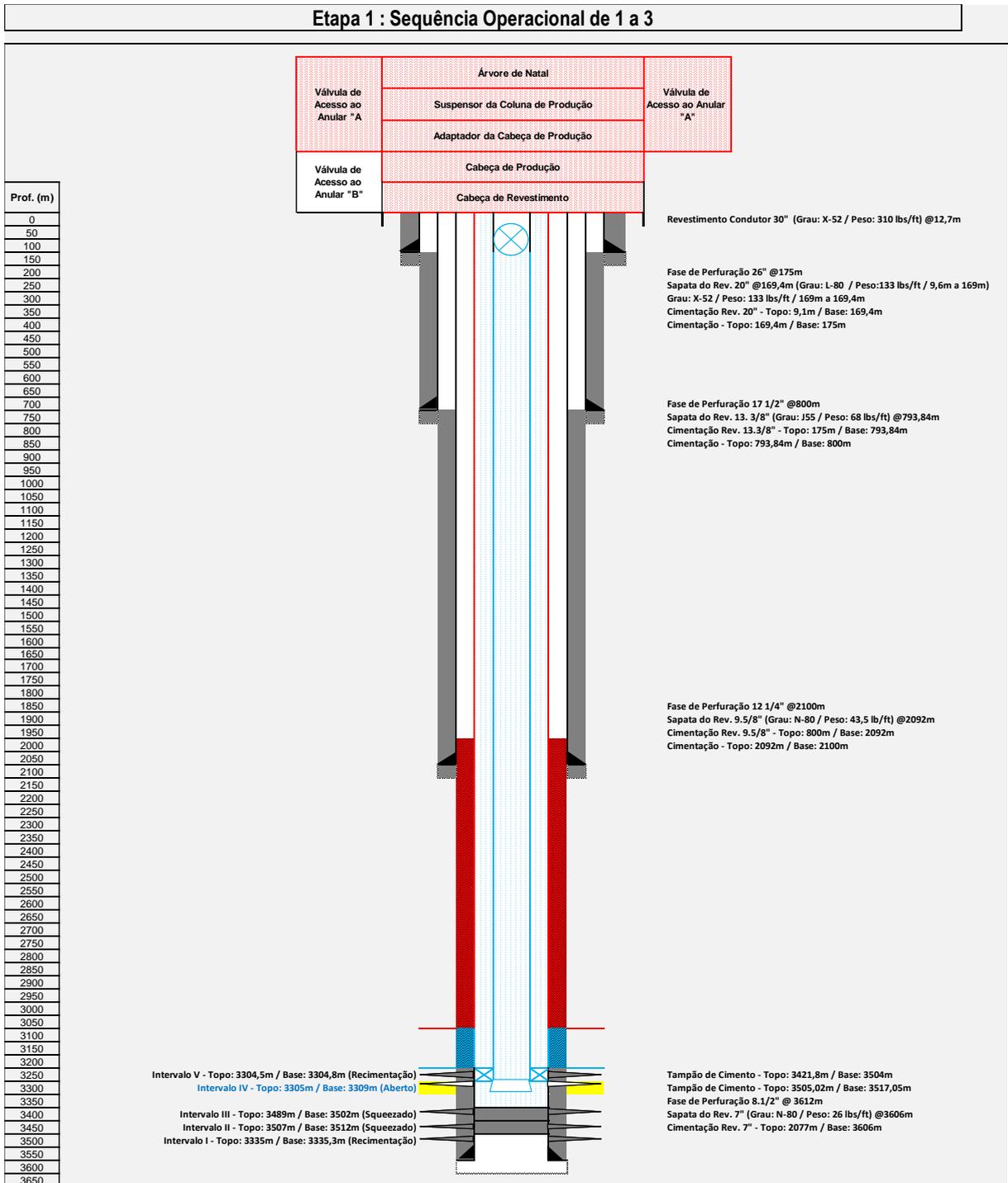
Refere-se aos seguintes passos definidos na sequência operacional:

- 1) Instalar a Sonda de Produção Terrestre (SPT), com os equipamentos necessários à execução do programa e de acordo com os procedimentos de segurança.
- 2) Drenar as pressões do anular/coluna e observar o comportamento do poço.
- 3) Completar o poço com fluido de completação com peso a depender do reservatório, neste poço hipotético não foi especificado, e verificar se o poço está amortecido.

Fator importante para o condicionamento de um poço, o fluido de completação usado pode ser óleo do campo, diesel, água de injeção ou solução salina 8,4 lb/gal com fluoresceína (fluido universal a base de KCL a 2%, o mais usado), cuja composição deve ser compatível com o reservatório e com fluidos nele contidos, visando evitar dano (obstrução à passagem de fluido) à formação e prevenir obstrução que possa restringir a vazão do poço.

Assim, a nova configuração do Esquemático do Poço, com as barreiras devidamente identificadas, é apresentada na Figura 8.

Figura 8: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 1ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 7: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 1ª Etapa do Sequência Operacional

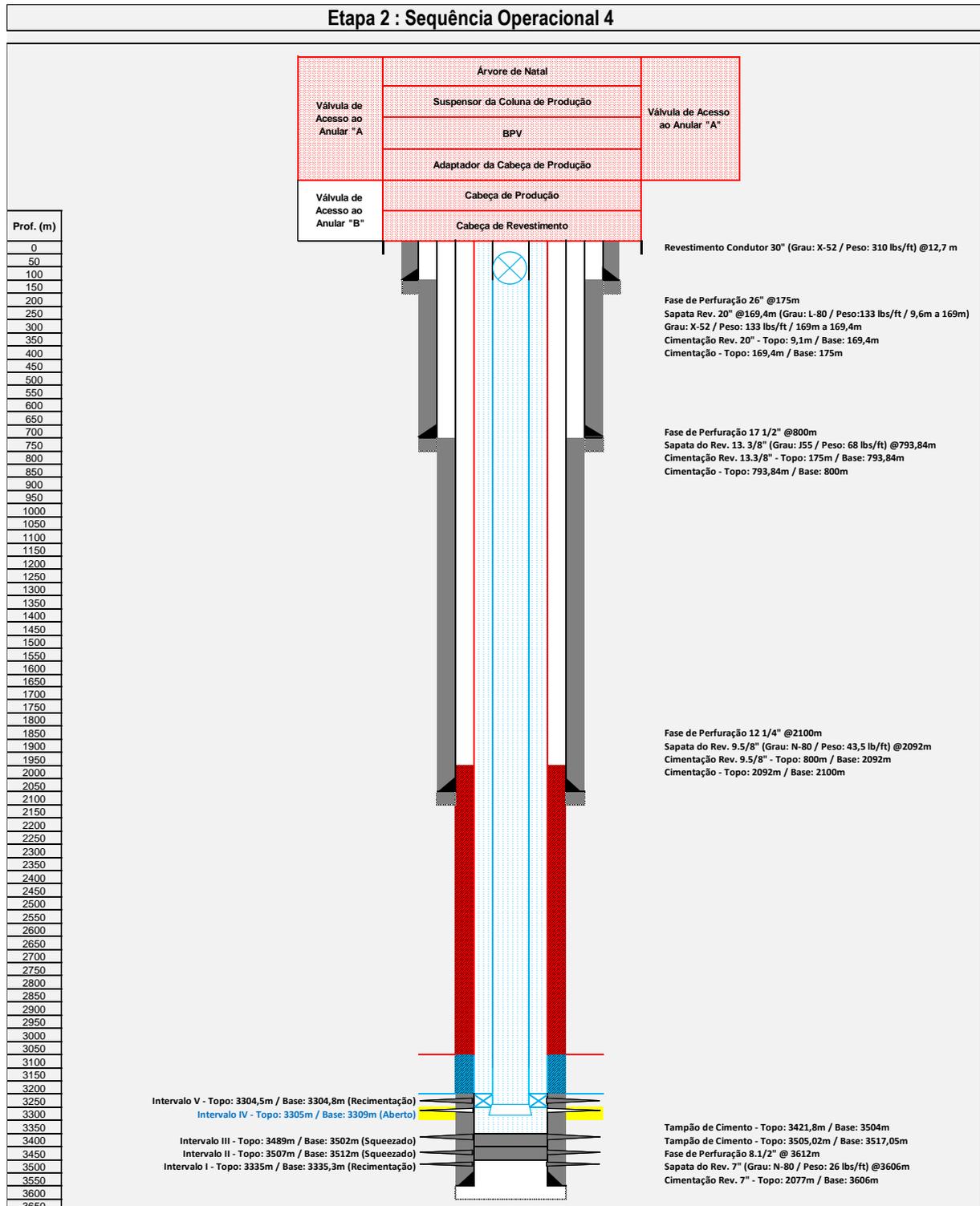
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
Suspensor da Coluna de Produção	10	NORSOK-D010
Árvore de Natal	33	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.6. Segunda Etapa:

Refere-se ao seguinte passos definido na sequência operacional:

- 4) Realizar teste da DHSV e em caso de positivo fechar. E em caso de não estanqueidade, assentar BPV no Suspensor.

Figura 9: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 2ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 8: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 2ª Etapa do Sequência Operacional

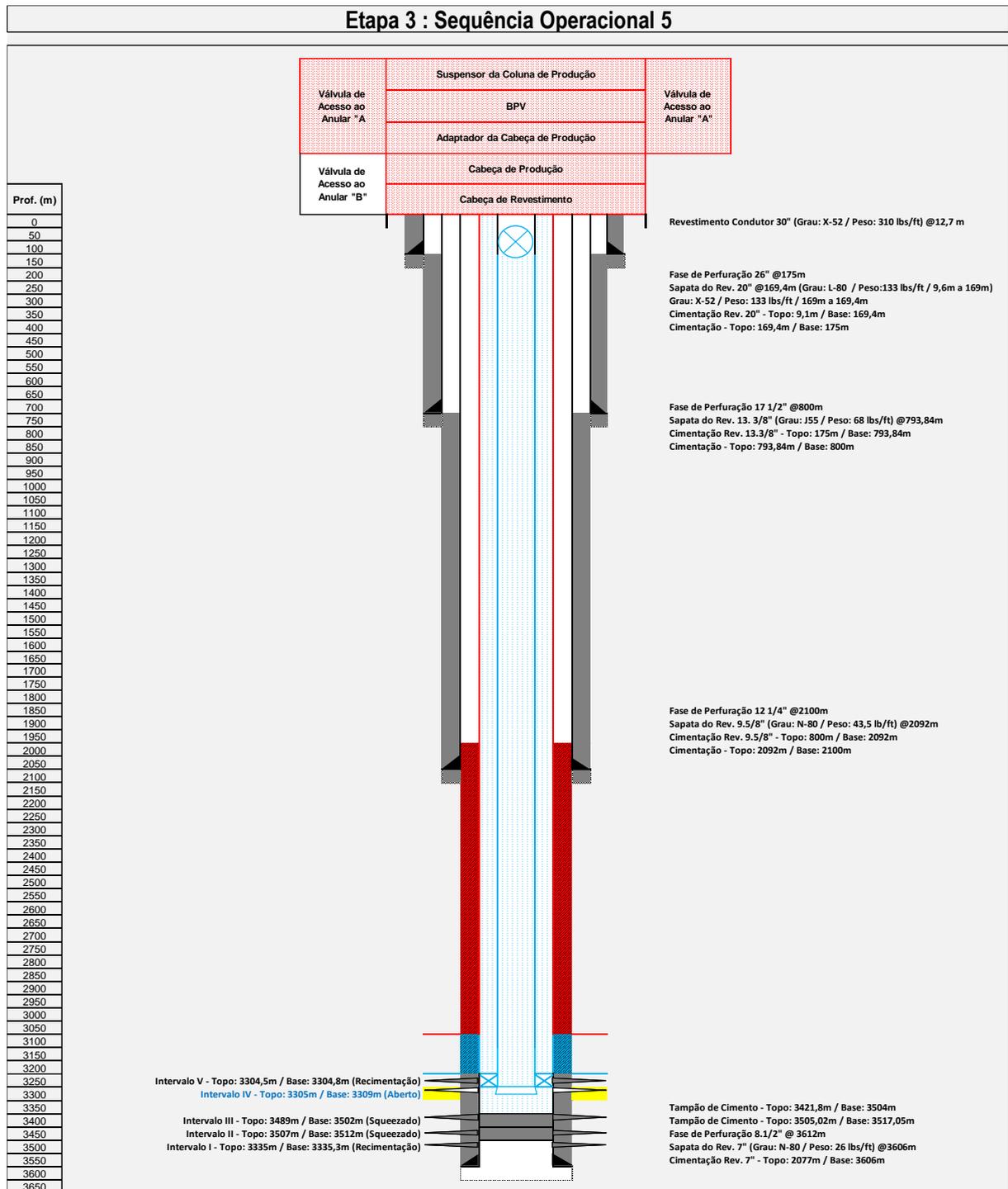
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
Suspensor da Coluna de Produção	10	NORSOK-D010
Árvore de Natal	33	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.7. Terceira Etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

- 5) Retirar ANC

Figura 10: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 3ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 9: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 3ª Etapa do Sequência Operacional.

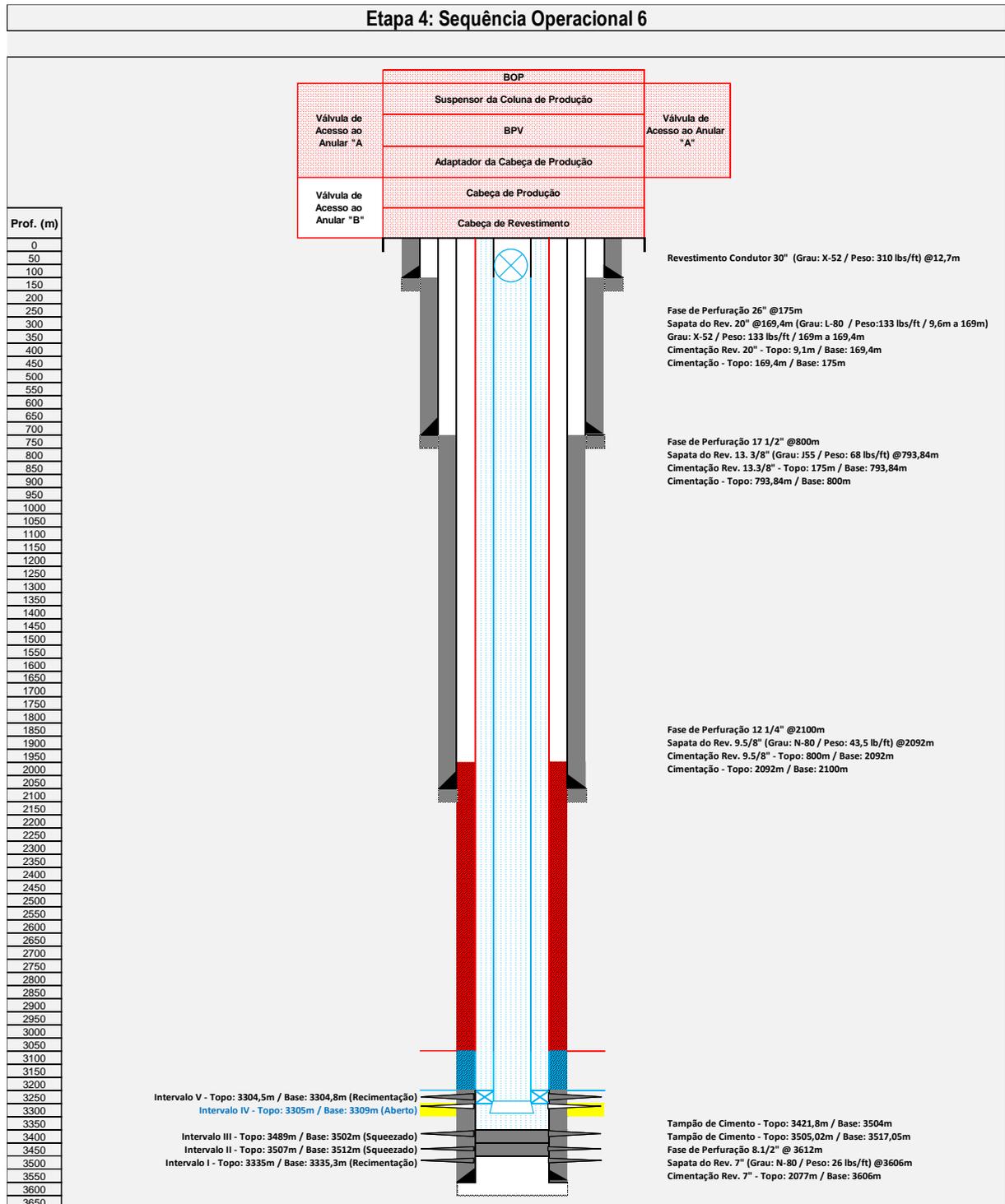
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
Suspensor da Coluna de Produção	10	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.8. Quarta etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

- 6) Instalar BOP

Figura 11: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 4ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 10: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 4ª Etapa do Sequência Operacional.

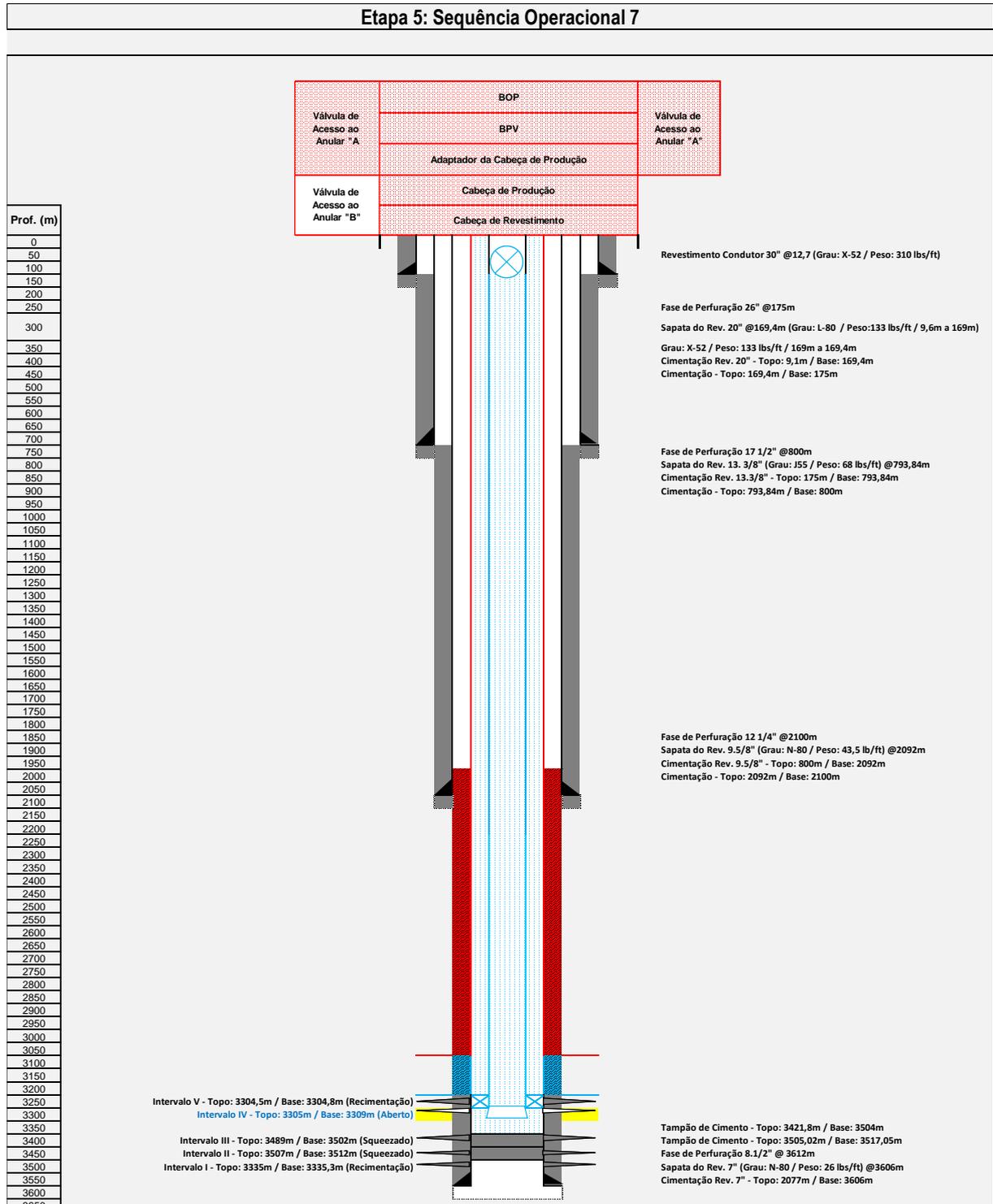
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
Suspensor da Coluna de Produção	10	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP
BOP	4	NORSOK-D010

4.9. Quinta etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

- 7) Retirar suspensor e conectar coluna de 2 3/8" e desconectar no conector ON/OFF (Atento ao motivo de falha de algum elemento da coluna que estava causando a comunicação entre anular e interior da coluna.)

Figura 12: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 5ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 11: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 5ª Etapa do Sequência Operacional

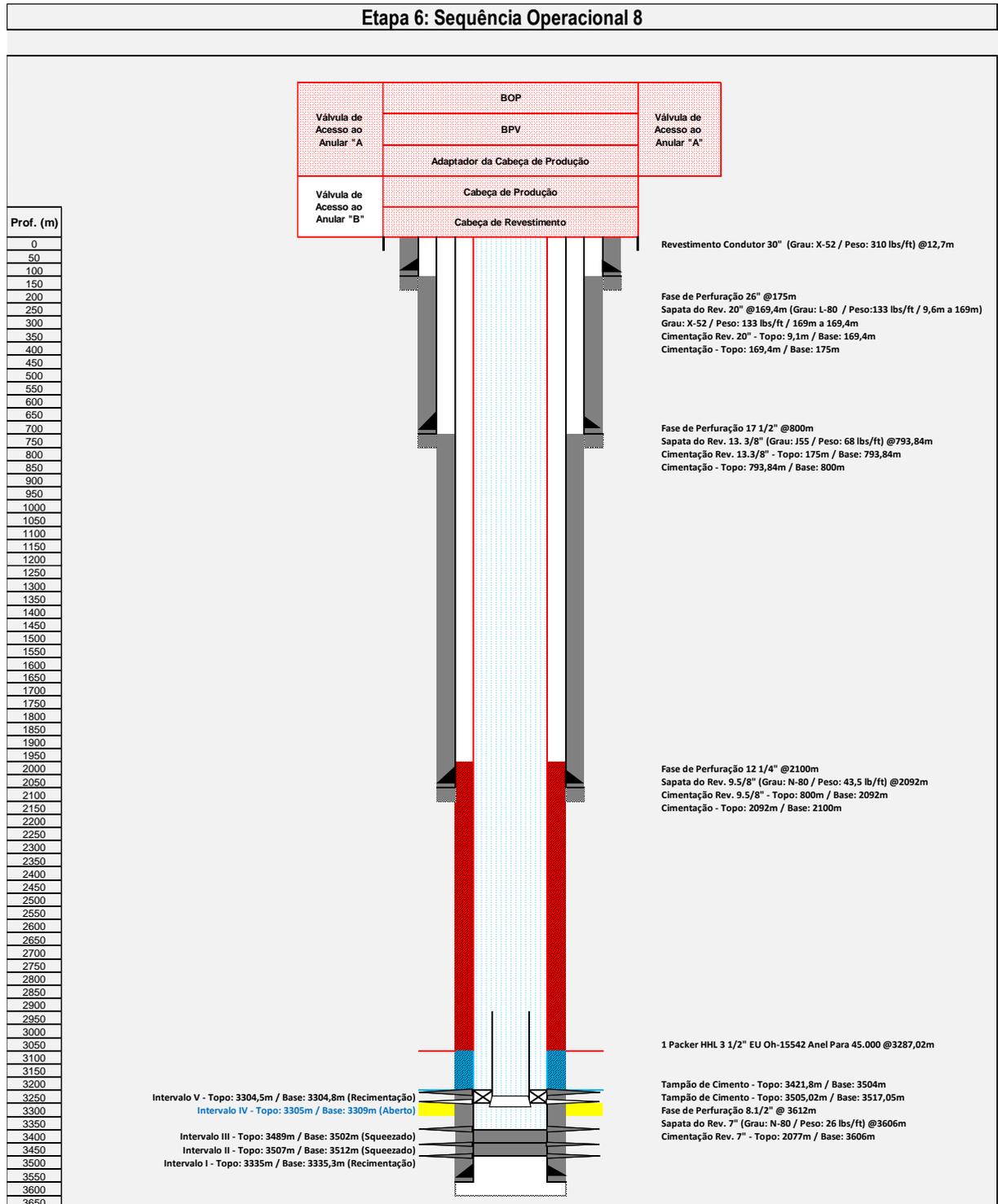
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.10. Sexta etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

8) Retirar Coluna

Figura 13: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 6ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 12: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 6ª Etapa do Sequência Operacional.

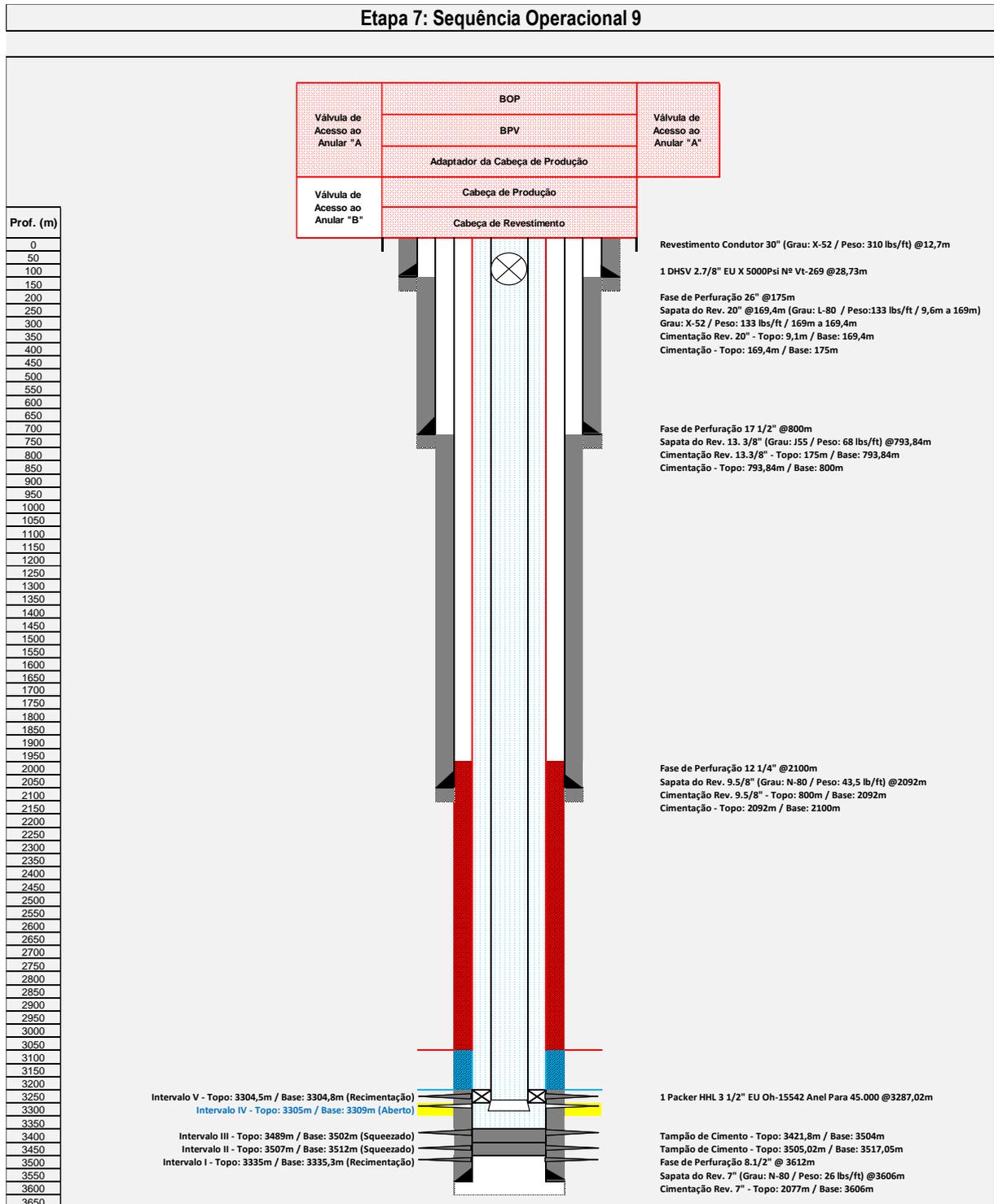
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.11. Sétima etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

- 9) Montar nova coluna para reequipar o poço para produção (Realizar teste da coluna e anular).

Figura 14: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 7ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 13: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 7ª Etapa do Sequência Operacional.

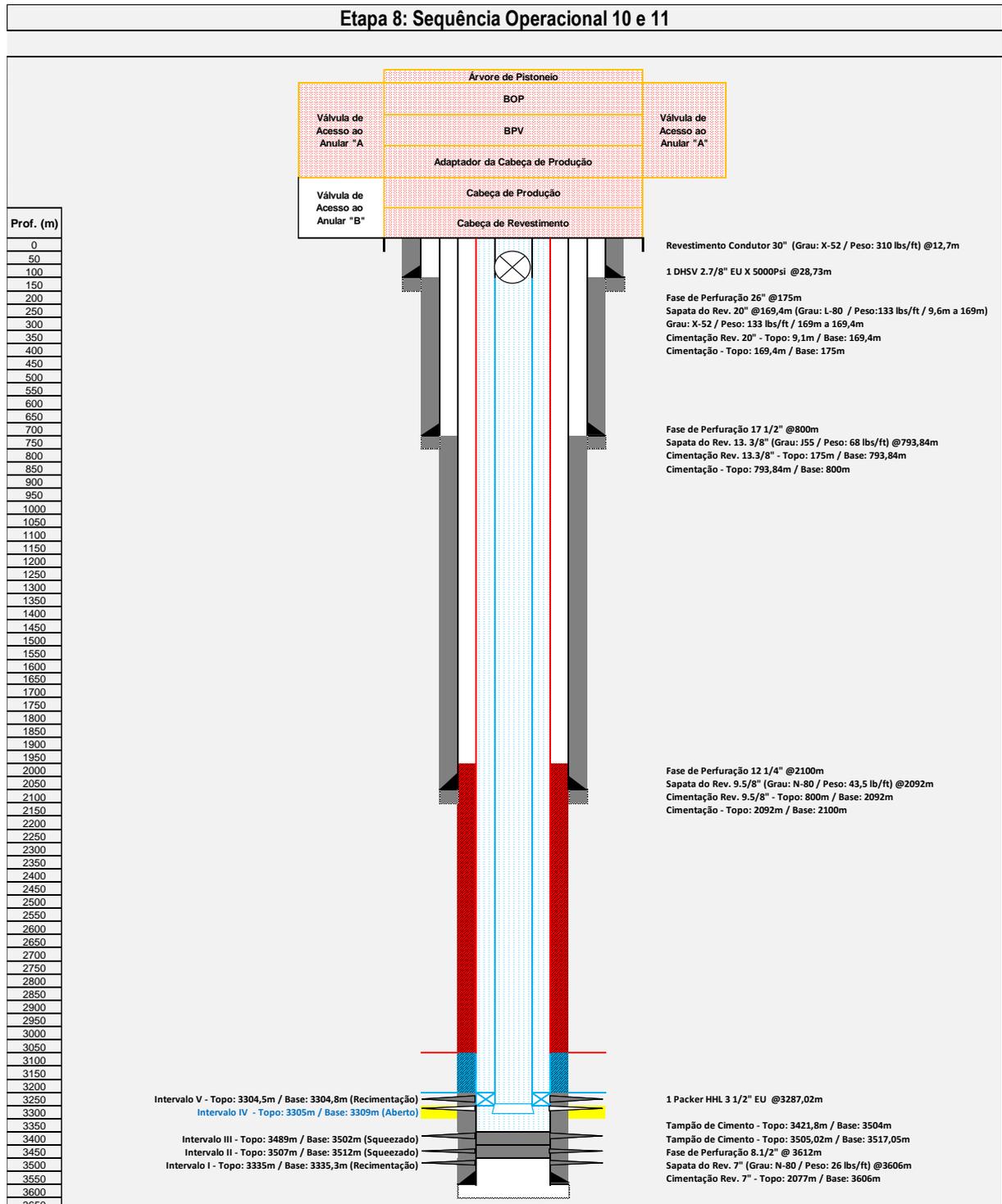
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.12. Oitava etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

- 10) Caso confirme a estanqueidade da coluna e anular.
- 11) Instalar árvore de de pistoneio.

Figura 15: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 8ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 14: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 8ª Etapa do Sequência Operacional.

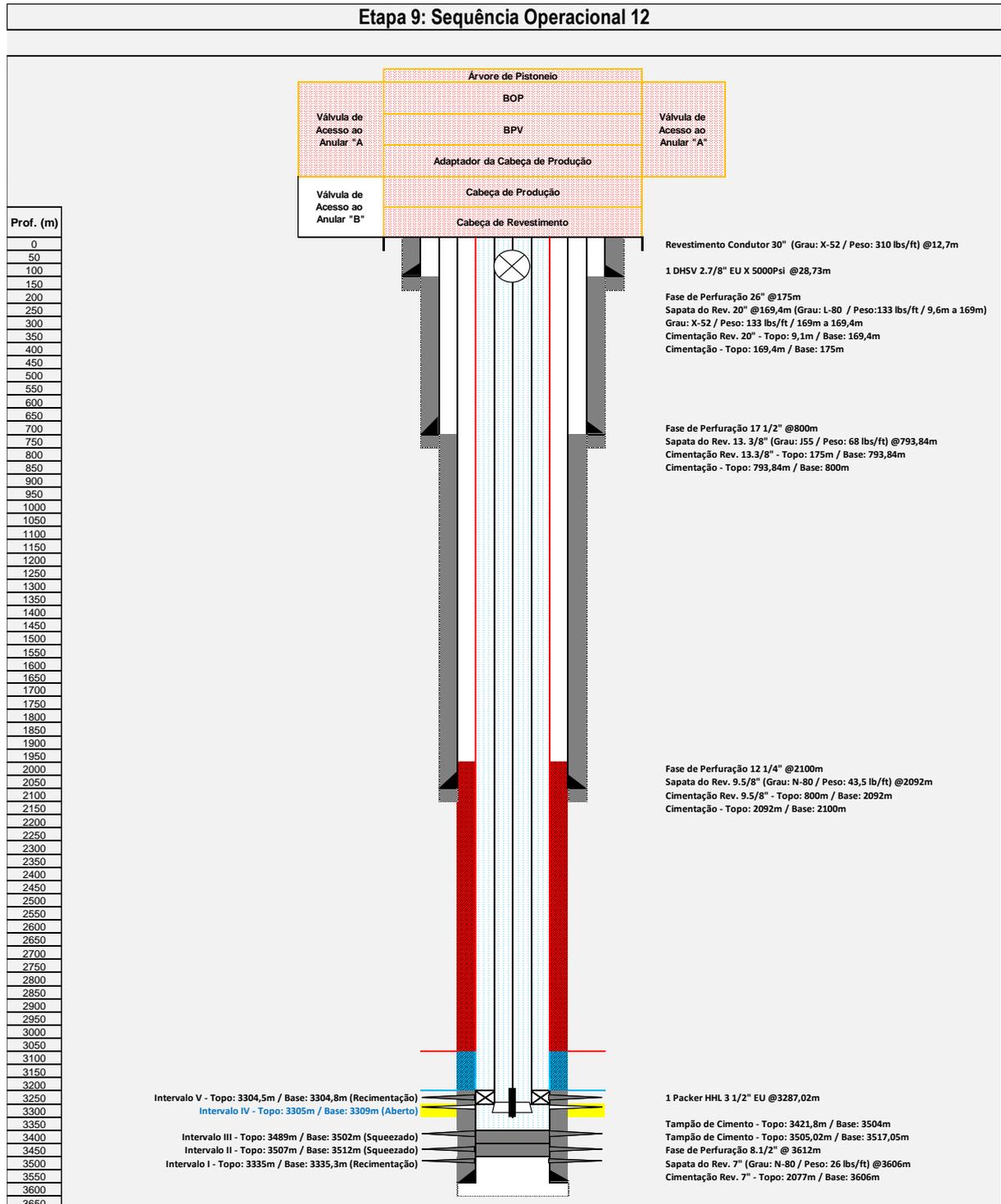
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Árvore de Pistoneio	33	Caderno de Boas Práticas do IBP
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.13. Nona etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

12) Testar por pressurização da árvore de pistoneio.

Figura 16: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 9ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 15: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 9ª Etapa do Sequência Operacional.

CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Fluido de Completação	1	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	-	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Árvore de Natal	33	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

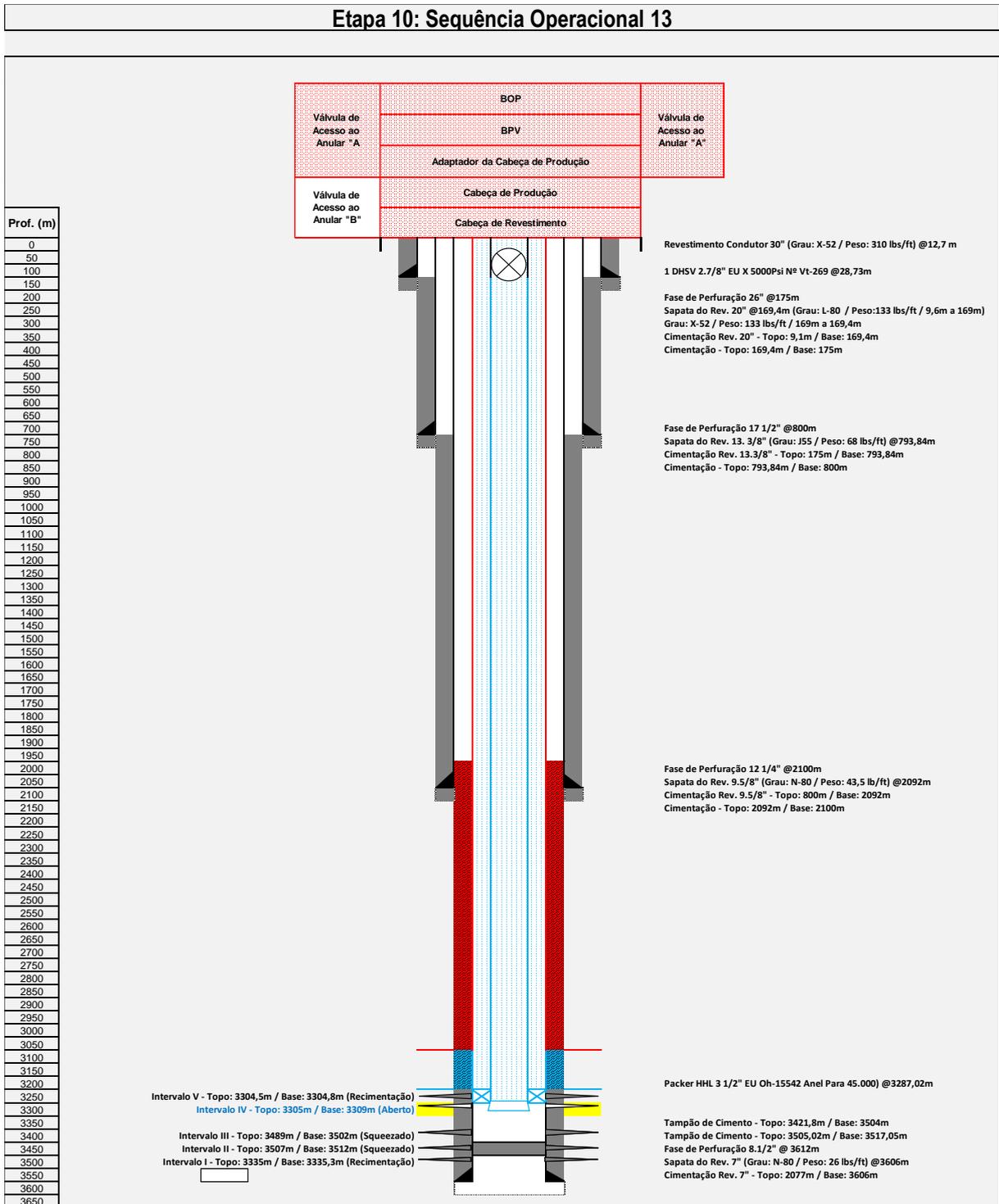
4.14. Décima etapa:

Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

13) Pistonear o poço para induzir surgência.

Para a realização desta operação é descida uma vara de pistoneio no poço, até um ponto abaixo do nível do fluido encontrado. Em geral, o procedimento é repetido várias vezes, até o poço iniciar a produção de fluido do reservatório, estabilizando.

Figura 17: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 10ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 16: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 10ª Etapa do Sequência Operacional.

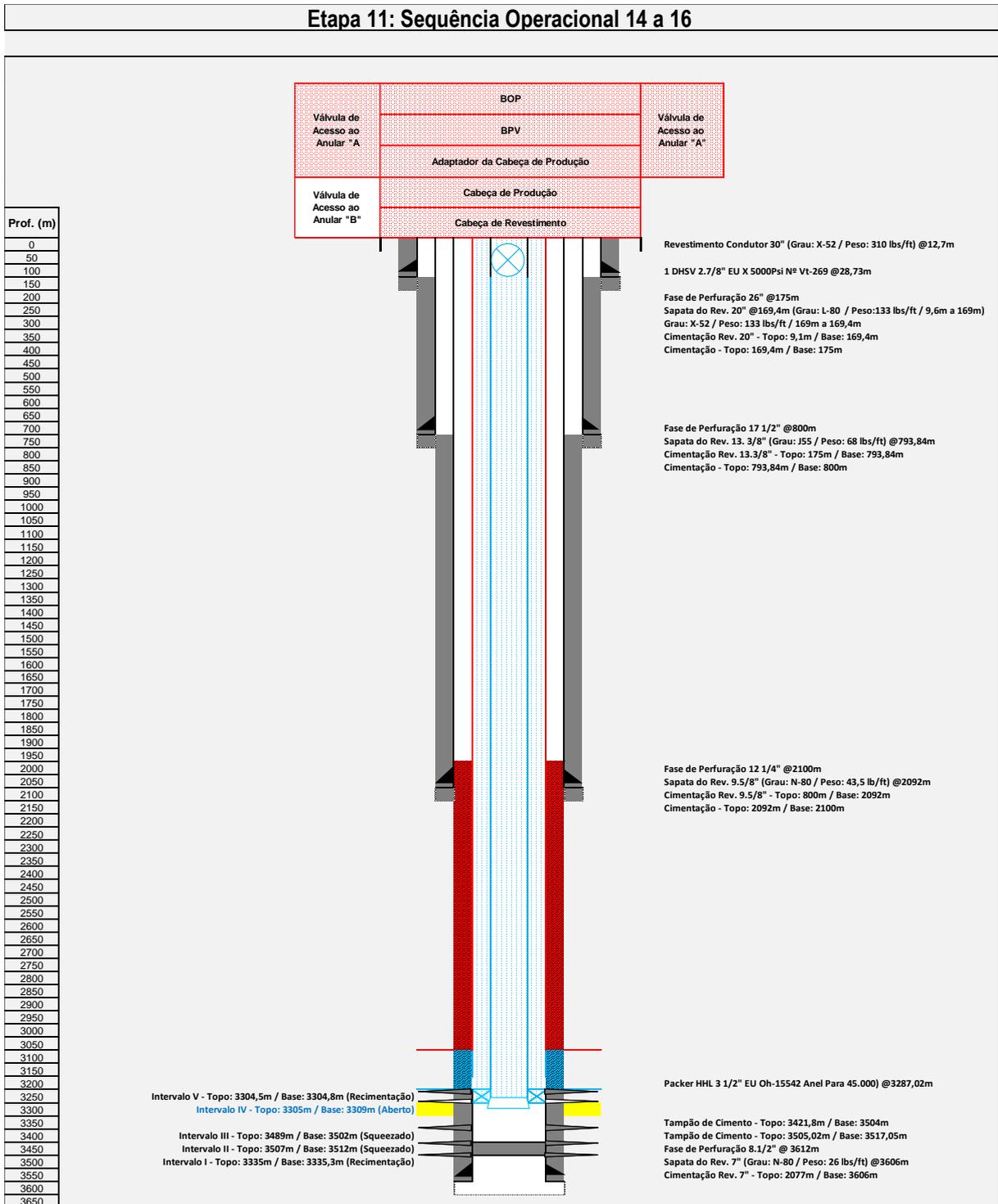
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Coluna de Produção	10	Caderno de Boas Práticas do IBP
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.15. Décima primeira etapa:

Refere-se aos seguintes passos definidos na sequência operacional:

- 14) Posicionar Packer Hidráulico na profundidade 3290 m.
- 15) Utilizar suspensor com perfil para BPV
- 16) Fechar DHSV.

Figura 18: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 11ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

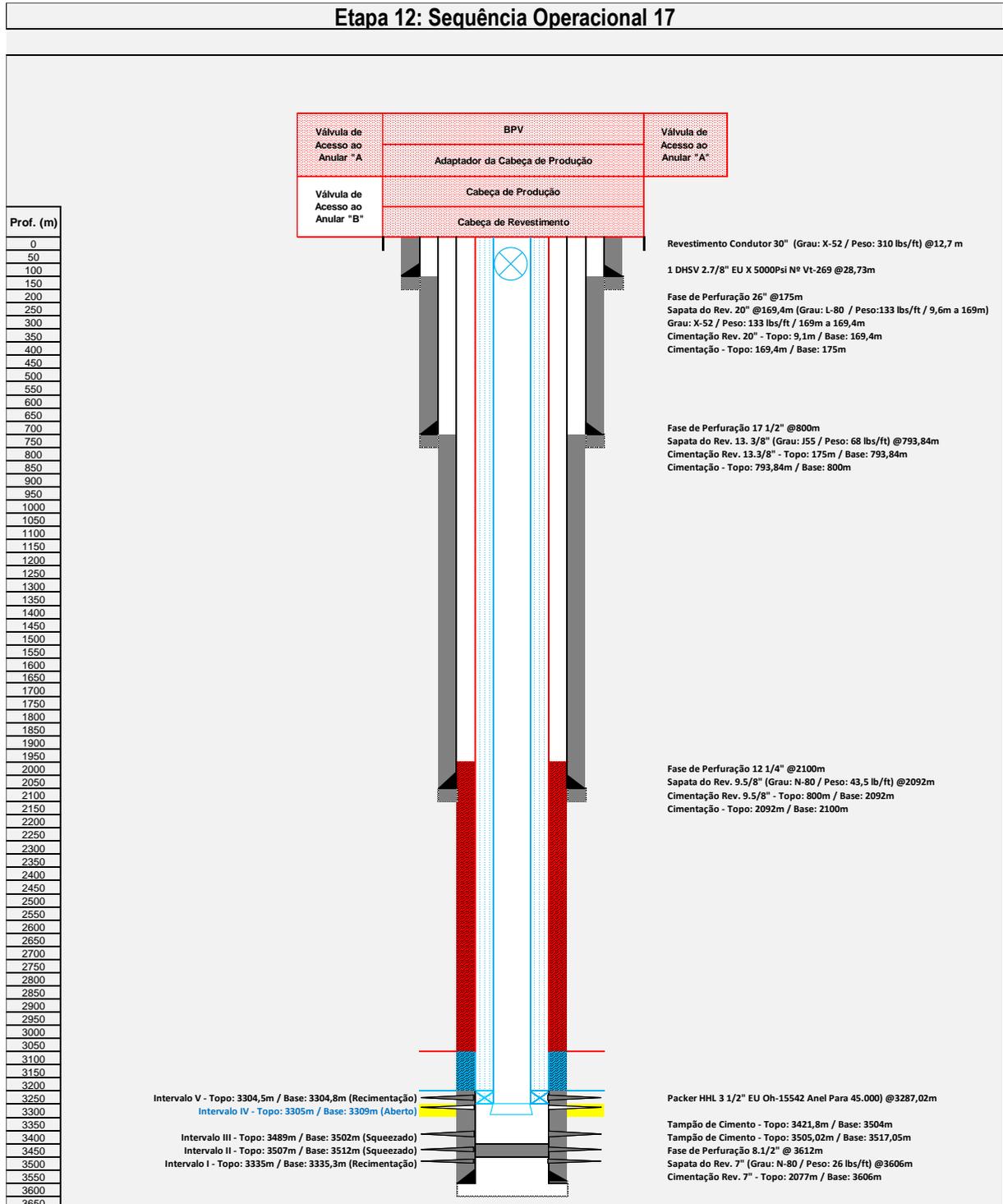
Tabela 17: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 11ª Etapa do Sequência Operacional.

CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Coluna de Produção	10	Caderno de Boas Práticas do IBP
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
BOP	4	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.16. Décima segunda etapa:
 Refere-se ao seguinte passo definido na sequência operacional:

17) Retirar BOP

Figura 19: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 12ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 18: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 12ª Etapa do Sequência Operacional.

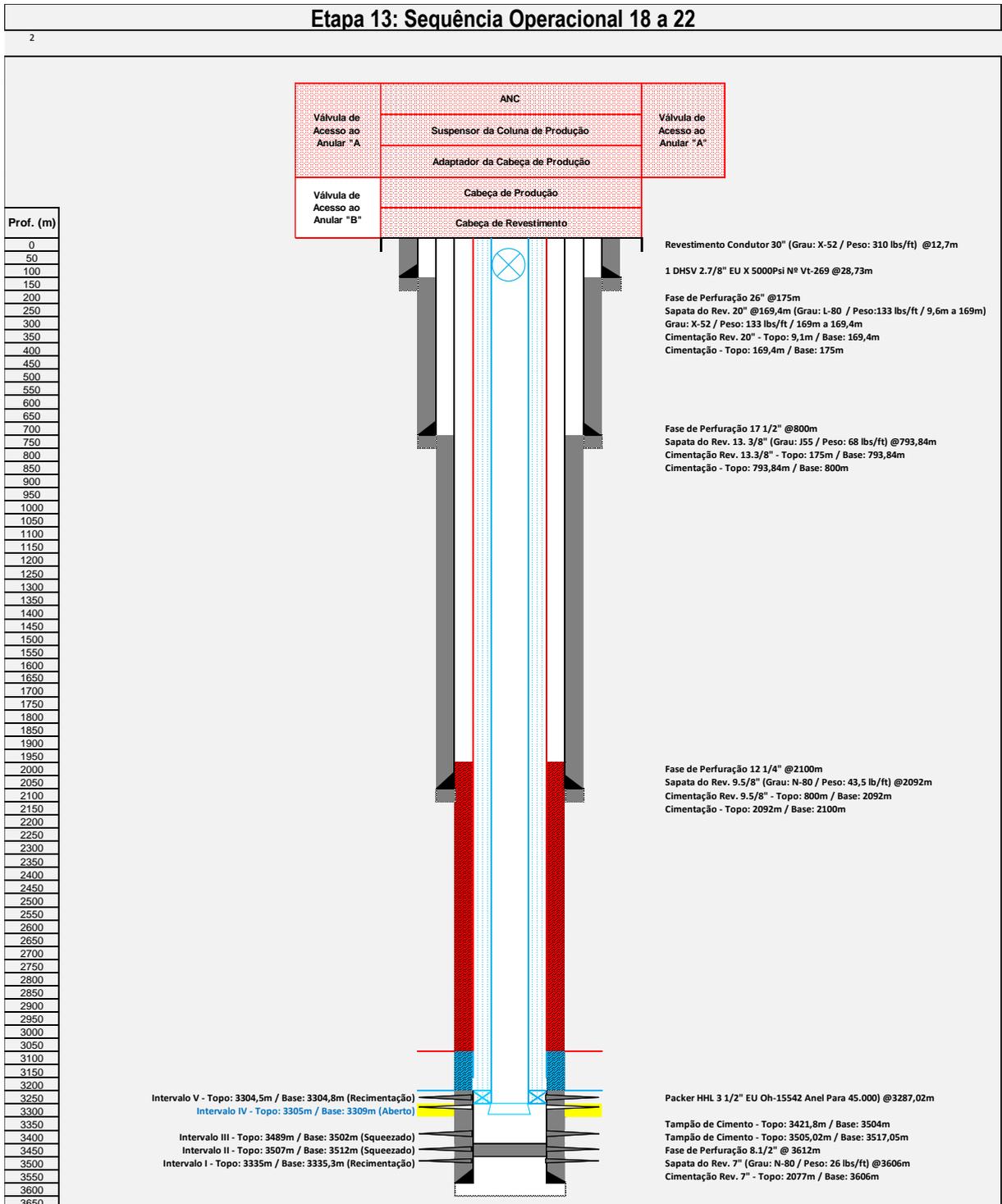
CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Coluna de Produção	10	Caderno de Boas Práticas do IBP
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
BPV	-	-
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

4.17. Décima terceira etapa:

Refere-se aos seguintes passos definido na sequência operacional:

- 18) Instalar árvore de natal e testar o sistema adaptador e ANC.
- 19) Colocar o poço em produção para o tanque da SPT.
- 20) Fechar e testar vedação da DHSV.
- 21) Liberar a SPT e preparar relatórios.
- 22) Encerrar a programação.

Figura 20: Esquemático CSB do poço com os Elementos de Barreira na 13ª Etapa da Sequência Operacional.



Fonte: Autor

Tabela 19: Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL durante a 13ª Etapa do Sequência Operacional.

CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento 7"	22	NORSOK-D010
Revestimento 7"	02	NORSOK-D010
Cabeça de		
Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de		
Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
Árvore de Natal	33	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

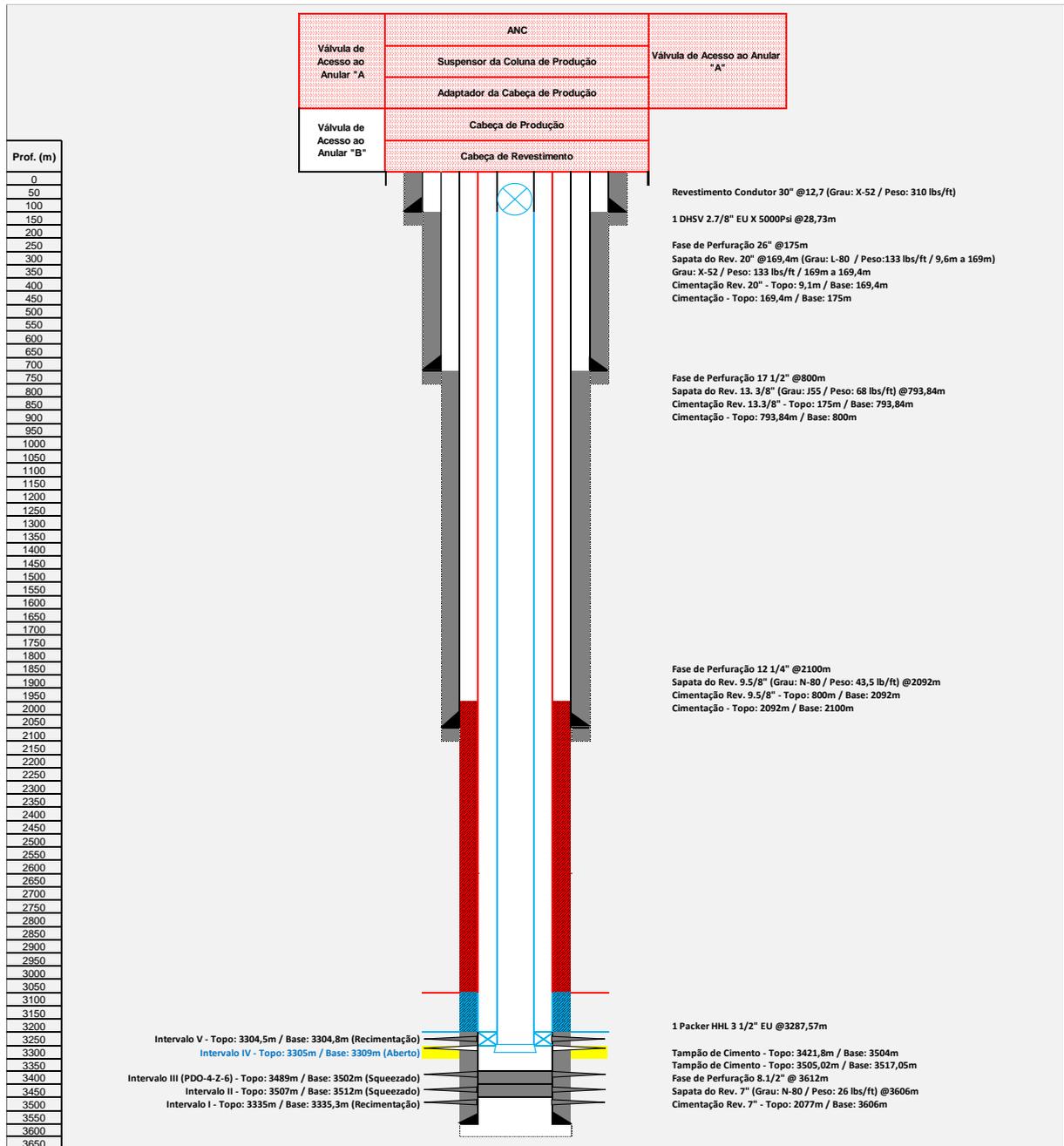
4 RESULTADOS

*É melhor focar nos resultados e buscar melhorá-
los continuamente do que tentar atingir uma
perfeição inalcançável."*

James Clear.

A Tabela 20 exibe todos os Elementos de Barreira estabelecidos para o Poço 7-AEP-1-AL. A elaboração desses elementos foi baseada nos exemplos fornecidos pela NORSOK-D010 (2013) e no Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP (2017). O esquemático de barreira apresentado nesta etapa na Figura 21 será o esquemático de barreira do poço durante a fase de produção, até que uma nova intervenção seja planejada para este poço e a primeira coluna da Tabela 20 indica os Elementos de Barreira definidos no esquemático, enquanto a segunda coluna, "Tabela de Verificação", refere-se aos números das tabelas nos Anexos da NORSOK-D010 (2013) e do Caderno de Boas Práticas do IBP (2017) que validam a identificação do Elemento de Barreira para o poço.

Figura 21: Esquemático do Poço com as Indicações dos Elementos de Barreira no Poço 7-AEP-1-AL.



Fonte: Autor

A Tabela 20 mostra os Elementos de Barreira definidos para o Poço 1-AEP-1-AL. A construção foi baseada nos exemplos apresentados na NORSOK-D010 (2013) e no Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP (2017).

Tabela 20: Identificação dos Elementos de Barreira do Poço 7-AEP-1-AL.

CSB Primário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 1	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Packer de Produção	07	NORSOK-D010
Coluna de Produção	25	NORSOK-D010
DHSV	08	NORSOK-D010
CSB Secundário		
Elemento	Tabela de Verificação	Evidência
Formação Selante 2	51	NORSOK-D010
Cimentação		
Revestimento	22	NORSOK-D010
Revestimento	02	NORSOK-D010
Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
Adaptador de Cabeça de Produção	25	Caderno de Boas Práticas do IBP
Suspensor da Coluna de Produção	10	NORSOK-D010
Árvore de Natal	33	NORSOK-D010
Válvula de Acesso ao Anular "A"	19	Caderno de Boas Práticas do IBP

5. CONCLUSÃO

O gerenciamento adequado e a verificação da integridade de poços em campos maduros são cruciais devido à crescente suscetibilidade de seus elementos a falhas. Para garantir a segurança operacional, é fundamental aplicar as melhores práticas da indústria para detectar proativamente quaisquer falhas, mapeá-las e mitigá-las. O levantamento teórico realizado no estudo identificou as fases do ciclo de vida de um poço, juntamente com a função e importância de cada elemento presente no sistema. No estudo de caso focado na fase de produção, que compreende a maior parte do ciclo de vida do poço, foram observados mais problemas nos componentes constantemente expostos a hidrocarbonetos e variações de temperatura e pressão. Portanto, durante a intervenção em um poço hipotético, seguindo as diretrizes da NORSOK D-010 (2013), Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP (2017) e RTSGIP(2016), foi possível alcançar com sucesso o objetivo principal deste trabalho. Isso se deve ao fato de que os riscos da operação foram reduzidos a níveis ALARP, graças ao acompanhamento dos conjuntos solidários de barreiras definidos para a intervenção, que são capazes de prevenir a entrada indesejada de fluidos da formação na superfície.

Um gerenciamento eficaz da integridade do poço pode contribuir significativamente para a melhoria das barreiras de integridade, otimização da produção e redução de custos. Com a evolução tecnológica, em especial nas medidas das variáveis de processo, as operadoras têm acesso a uma enorme quantidade de dados para armazenar, processar e interpretar. Com isso, é necessário que os operadores possuam um bom sistema de gerenciamento de dados para uma melhor tomada de decisão.

Para possíveis trabalhos futuros relacionados ao tema da pesquisa, já existem aplicações da Inteligência Artificial na integridade de poços. Algumas dessas aplicações estão relacionadas diretamente com o monitoramento das barreiras, enquanto outras estão associadas com ferramentas que auxiliam no dia-a-dia das equipes das empresas. Um exemplo relevante é o campo Ivar Aasen, localizado na costa da Noruega, onde um grande operador conseguiu modernizar seu sistema de controle em uma plataforma offshore em 2016 utilizando inteligência artificial (SETTEMSDAL, 2019).

Apesar de não termos muitos exemplos atualmente com relação ao emprego dessa inovação, o caso mencionado da atuação da operadora no Mar do Norte demonstra o quanto a Inteligência Artificial (IA) tem a agregar à indústria. A tendência é que o uso de IA se torne cada vez mais

comun.

6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução 46-2016**. Rio de Janeiro-RJ, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO. **Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços**. Rio de Janeiro-RJ, 2017.

Standards Norway. **NORSOK D-010: Well Integrity in drilling and well operations**. Noruega, 2013.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

Guia de boas práticas para auditorias internas de SGSO. Organizado por Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo, International Association of Drilling Contractors. Rio de Janeiro, 2022.

FERREIRA, E. C. A. **Elaboração do Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira na Fase de Intervenção do Poço**, 2020.

ROCHA, A. F. FONSECA, J. G. DA. **Integridade de poços na etapa de produção de hidrocarbonetos**, 2019.

SULTAN, A. A. **Well Integrity Management Systems; Achievements versus Expectations**. IPTC International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 2009.

SANTOS, J. R. *et al.* **Análise da integridade de poços de petróleo: avanços em termos de confiabilidade e risco**. ENAHPE 2019 – Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás, Serra Negra. SP, 2019.

VIGNES, B. *et al.* **Well-Integrity Issues Offshore**. Norway, University Of Stavanger. Em: SPE/IADC Drilling Conference, Orlando, Flórida, 2009.

KOSTOEL, K. N. **New risk categorization system for well integrity – Wells in operation**. Tese de Mestrado, Faculty of Science and Technology. University of Stavanger, Stavanger, 2014.

SETTEMSDAL, S. Machine Learning and Artificial Intelligence as a Complement to Condition Monitoring in a Predictive Maintenance Setting.Em: SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Índia, 2019.