

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS

Centro de Engenharias – CEng

Curso de Engenharia de Petróleo



Trabalho de Conclusão de Curso

**Elaboração do Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira na
Fase de Intervenção do Poço**

Emanuel Carlos Ávila Ferreira

Pelotas, 2020

Emanuel Carlos Ávila Ferreira

**Elaboração do Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira na
Fase de Intervenção do Poço**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia de
Petróleo da Universidade Federal de Pelotas,
como requisito parcial à obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida

Pelotas, 2020

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

F384e Ferreira, Emanuel Carlos Ávila

Elaboração do capítulo de integridade dos elementos de barreira na fase de intervenção do poço / Emanuel Carlos Ávila Ferreira ; Forlan La Rosa Almeida, orientador. — Pelotas, 2020.

66 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

1. Integridade de poço. 2. Conjunto solidário de barreiras. 3. Segurança operacional. 4. Intervenção. I. Almeida, Forlan La Rosa, orient. II. Título.

CDD : 622.12

Emanuel Carlos Ávila Ferreira

**Elaboração do Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira na
Fase de Intervenção do Poço**

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado, como requisito parcial para obtenção de grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.

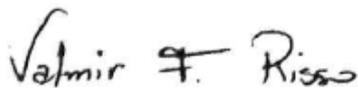
Data da defesa: 17/12/2020

Banca examinadora:



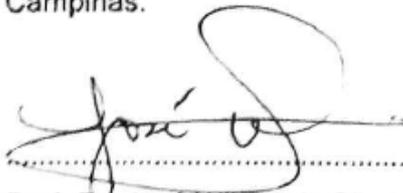
Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida (Orientador)

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de
Campinas.



Prof. Dr. Valmir Francisco Risso

Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de
Campinas.



Prof. Dr. José Wilson da Silva

Doutor em Engenharia Química pela Universidade Estadual de Campinas.

**Dedico este trabalho aos meus pais
e irmãos, que sempre me apoiaram durante
todo o meu período de faculdade e estágio.**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela força e motivação durante todos esses anos.

Agradeço aos meus pais e irmãos, por estarem sempre comigo e me auxiliarem sempre que precisei durante todo o meu período de faculdade e estágio.

Agradeço ao meu orientador neste trabalho, professor Forlan, principalmente pela atenção e paciência para sanar todas as minhas dúvidas e solicitações que surgiram durante todo o período de elaboração deste TCC. Não obstante, também o agradeço por tudo o que me ensinou e pelo que agregou em minha vida, tanto pessoal quanto profissional.

Agradeço aos meus amigos, Matheus Fraulo, Rafael Ghirotti, Lucas Bampi, Iago Lucas, Natan Battisti e Diana Ness que sempre me escutaram, orientaram e motivaram, me auxiliando a me manter focado nas minhas atividades pessoais e profissionais.

Agradeço a minha diretora Luna Viana, que muito me ensinou e me ensina, pessoal e tecnicamente. Por suas lições, sermões e compreensão durante todo esse processo de estágio.

Agradeço ao meu diretor Jorge Siqueira, que muito me auxiliou e auxilia durante todo o processo de aprendizado, com todo o conhecimento e compreensão para ensinar.

Agradeço aos meus amigos e colegas de trabalho, Augusto Klaus, Alina Rocha, Gustavo Brandão, Lígia Brum, Juliana Ávila e Thiago Olinda com quem muito aprendi e aprendo, me auxiliando durante todo o período de estágio e elaboração deste trabalho.

Agradeço a todos os meus professores da Universidade Federal de Pelotas, a quem devo muito do que aprendi, pessoal e profissionalmente, durante o período em que estive na Universidade Federal de Pelotas.

Agradeço aos meus professores Valmir Risso e José Wilson, por tudo o que me ensinaram durante a graduação, por terem aceitado o convite de compor a banca de avaliação do presente trabalho e, principalmente, por todo

o apoio e orientações que me deram enquanto aluno do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas.

Agradeço aos meus colegas com quem trabalhei no Capítulo Estudantil SPE UFPel, que me ensinaram a trabalhar em equipe e a desenvolver outras habilidades profissionais que são muito importantes para mim.

Agradeço a todos os meus demais colegas de trabalho, tanto na Petro+ quanto na CompliAsset, pelo companheirismo e aprendizado durante os anos de 2019 e 2020.

*Ao Longo da história do petróleo, nenhum
outro negócio define de forma tão completa e
radical o significado do risco e da recompensa*

Daniel Yergin

RESUMO

FERREIRA, Emanuel Carlos Ávila. **Elaboração do Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira na Fase de Intervenção do Poço**. 2020. 66f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo), Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2020.

O gerenciamento da integridade de poços tornou-se um tema recorrente no setor de óleo e gás nos últimos anos. Observa-se que através dele, a manutenção da segurança operacional dos envolvidos em uma operação pode ser mantida em níveis de riscos tão baixos quanto razoavelmente aceitáveis. Adicionalmente, os custos operacionais de uma empresa Operadora pode ser facilitada pelo correto gerenciamento da integridade do poço e da operação. Baseado no fato que os elementos de barreira de um poço são dinâmicos e variam de acordo com a sua fase do ciclo de vida, o presente trabalho busca apresentar uma aplicação dos conceitos de gerenciamento da integridade de poços direcionados à fase de intervenção em um poço de petróleo sintético construído baseado em dados reais de um poço perfurado na década de 1980. Para tanto, foi necessário avaliar as condições dos equipamentos de superfície e subsuperfície instalados no poço, além de saber qual o objetivo da intervenção e qual a sequência operacional definida para a operação. Uma vez que todas essas fases foram finalizadas, o Capítulo de Integridade pôde ser elaborado, agrupando os itens da sequência operacional em etapas nas quais os elementos de barreira presentes no poço durante a intervenção são apresentados. É possível observar, com isso, a dinâmica dos elementos de barreira durante operações de intervenção de poços, visto que os elementos variam de acordo com as etapas definidas para a operação. O correto monitoramento dos elementos de barreira do poço, aliado a um planejamento de paradas programadas da operação com o objetivo de avaliar a integridade desses elementos, podem aumentar a vida útil do ativo, além da segurança operacional da força de trabalho diretamente envolvida nas atividades do poço, destacando dessa forma a importância do gerenciamento da integridade do poço durante todo o seu ciclo de vida.

Palavras-chave: Integridade de Poço; Conjunto Solidário de Barreiras Segurança Operacional; Intervenção.

ABSTRACT

FERREIRA, Emanuel Carlos Ávila. **Elaboration of the Integrity Chapter of Well Barrier Elements for Workover Activities.** 2020. 66f. Undergraduate final Project. (Degree in Petroleum Engineering) CEng, Federal University of Pelotas, Pelotas. 2020.

Well integrity management has become a recurring theme in the oil and gas industry in recent years. Through Well Integrity Management, maintain the operational safety of those involved in an operation can be maintained at risk levels as low as reasonably possible. Additionally, the necessity to optimize the operating costs for companies can be facilitated by the correct management of the well and operation integrity. Based on the fact that the well barrier elements are dynamic and change according to their phase in the life cycle, the current work seeks to introduce an application of well integrity management concepts directed to the workover phase in a synthetic well built based on a real oil well drilled in the 1980s. For that, it was necessary to evaluate the conditions of the surface and subsurface equipment installed in the well, in addition to knowing the purpose of the workover and the operational sequence defined for that project. Once all of these phases were completed, the Integrity Chapter could be construct, putting together the items of the operational sequence in stages, in which the well barrier elements employed in the well during the workover are presented. Thus, it is possible to observe the dynamics of the well barrier elements during the workover operations, since the elements vary according to the stages defined for the operation. The correct monitoring of the well barrier elements, concomitantly with a scheduled shutdowns plan of the operation to assess the integrity of these elements, can increase the useful life of the asset, in addition to the operational safety of the workforce directly involved in the activities of the well. Therefore, this work highlights the importance of managing well integrity throughout its life cycle.

Keywords: Well Integrity; Well Barrier Envelope; Workover.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Conjunto Solidário de Barreira Primário (azul) e Secundário (vermelho) em um poço produtor de óleo e gás natural.	23
Figura 2.2 - Elementos de Barreira que compõem um Conjuntos Solidário de Barreiras Primário e Secundário em um poço de petróleo.	26
Figura 2.3 - Elementos comuns das fases do ciclo de vida de um poço.....	29
Figura 2.4 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço na fase de produção.....	32
Figura 2.5 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço em abandono temporário após o Teste de Formação.	35
Figura 2.6 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço terrestre não surgente em abandono temporário.	36
Figura 2.7 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço terrestre devidamente abandonado permanentemente.....	37
Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia proposta.	38
Figura 4.1 - Esquemático do poço 7-XEV-1-RJ.	43
Figura 5.1 - Esquemático do Poço com as Indicações dos Elementos de Barreira no Poço 7-XEV-1-RJ.....	47
Figura 5.2 - Esquemático do poço com os Elementos de Barreira na 2ª Etapa da Sequência Operacional.....	51
Figura 5.3 - Esquemático de Barreira do poço 7-XEV-1-RJ com a identificação dos Elementos de Barreira durante a 3ª Etapa da Sequência Operacional....	54
Figura 5.4 - Esquemático do poço com os Elementos de Barreira da 4ª Etapa na Sequência Operacional.....	55
Figura 5.5 - Esquemático do Poço 7-XEV-1-RJ com os Elementos de Barreira devidamente identificados.....	58
Figura 5.6 - Esquemático do poço durante a 7ª Etapa da Sequência Operacional.....	59
Figura 5.7 - Esquemático do Poço 7-XEV-1-RJ com os Elementos de Barreira identificados na 8ª Etapa da Sequência Operacional.	61
Figura 5.8 - Esquemático dos Elementos de Barreira no Poço 7-XEV-1-RJ durante a 9ª Etapa da Sequência Operacional.	62

Figura 5.9 - Esquemático do poço 7-XEV-1-RJ para a 10ª Etapa da Sequência Operacional..... 65

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Informações dos revestimentos assentados no poço.	41
Tabela 4.2 - Informações da cimentação dos revestimentos do poço.	41
Tabela 4.3 - Informações das condições mecânicas do poço.....	41
Tabela 4. 4 - Informações dos equipamentos de superfície do poço.....	42
Tabela 4.5 Informações da coluna de produção do poço.	42
Tabela 5.1 - Tabela de identificação dos Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ.	48
Tabela 5.2 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV.1-RJ durante a 2ª Etapa do Sequência Operacional.....	52
Tabela 5.3 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 3ª Etapa da Sequência Operacional.....	53
Tabela 5.4 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 4ª Etapa.	56
Tabela 5.5 - Elementos de Barreira presentes na 6ª Etapa da Sequência Operacional do Poço 7-XEV-1-RJ.	57
Tabela 5.6 - Elementos de Barreira definidos para o Poço 7-XEV-1-RJ na 7ª Etapa da Sequência Operacional.	60
Tabela 5.7 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 8ª Etapa da Sequência Operacional.....	61
Tabela 5.8 - Elementos de Barreira definidos para o poço durante a 9ª Etapa da Sequência Operacional.....	63
Tabela 5.9 - Elementos de Barreira do poço 7-XEV-1-RJ na 10ª Etapa da Sequência Operacinoal.....	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ALARP: *As Low as Reasonably Possible*

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BCP: Bombeio de Cavidade Progressiva

BDO: Boletim Diário de Operação

BOP: *Blowout Preventer*

BPP: *Bridge Plug Permanent*

CSB: Conjunto Solidário de Barreiras

DTM: Desmontagem, Transporte e Montagem

EB: Elementos de Barreira

IBP: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

ISO: *International Organization for Standardization*

NORSOK: *Standards Norway*

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

SPT: Sonda de Perfuração Terrestre

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1. Motivação.....	18
1.2. OBJETIVOS	18
1.2.1. Objetivo Principal	18
1.2.2. Objetivos Secundários	18
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1. Engenharia de Poços	20
2.1.1. <i>Integridade de Poços</i>	20
2.1.2. <i>Conjunto Solidário de Barreiras</i>	22
2.1.3. <i>Fases do ciclo de vida de um poço</i>	28
3. METODOLOGIA.....	38
3.1. Informações do Poço.....	38
3.2. Objetivo da Intervenção.....	39
3.3. Programa de Intervenção	39
3.4. Sequência Operacional	39
3.5. Elaboração do Capítulo de Integridade	40
4. APLICAÇÃO.....	41
4.1. Informações do Poço.....	41
4.2. Objetivos da Intervenção	43
4.3. Programa de Intervenção	44
4.4. Sequência Operacional	44
5. RESULTADOS	47
5.1. Capítulo de Integridade do Poço	47
5.2. 1ª Etapa.....	50
5.3. 2ª Etapa.....	50
6.3. 3ª Etapa.....	52

5.4. 4ª Etapa.....	54
5.5. 5ª Etapa.....	56
5.6. 6ª Etapa.....	56
5.7. 7ª Etapa.....	58
5.8. 8ª Etapa.....	60
5.9. 9ª Etapa.....	62
5.10. 10ª Etapa	63
6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
Referências Bibliográficas	67

1. INTRODUÇÃO

A evolução dos cenários de E&P de petróleo resultou em um consequente aumento de complexidade dos projetos de poços e das unidades marítimas – sondas de perfuração – utilizadas na construção e na manutenção dos poços. No mesmo passo, tanto os custos quanto os riscos associados às atividades petrolíferas experimentaram um gradativo aumento (FONSECA, 2012).

Com a perfuração de poços de petróleo gradativamente mais profundos, e com o incremento da operação de poços que produzem elevados volumes de óleo e gás, a necessidade de manter a segurança operacional durante todo o ciclo de vida de um poço tornou-se especialmente relevante. Desenvolver ações de forma a garantir a segurança dos trabalhadores envolvidos, bem como otimizar os custos das atividades de perfuração, completação, produção e intervenção são fundamentais nos projetos de E&P. Neste cenário, destacam-se os desafios enfrentados na operacionalização e intervenção de poços em Campos maduros.

Um elevado número de Campos de óleo e gás descobertos nas décadas de 60, 70 e 80, e que já atingiram o seu pico de produção, apresentam grandes desafios à integridade de poços. Os poços perfurados nesses campos apresentam um desgaste natural, o que requer uma atenção especial a fim de manter a segurança operacional das atividades que os envolvem.

Entende-se a necessidade de assegurar a integridade de poço, e o cuidado de mantê-lo sempre com barreiras de fluxo que funcionem durante todo o tempo de perfuração, completação, produção, intervenção e abandono do poço, para que nenhum fluido de seu interior interaja entre si quando pertencerem a zonas de fluxo diferentes, nem com fluidos que estejam no exterior do poço (ROCHA&FONSECA, 2019). Dessa forma, com o objetivo de garantir a segurança operacional para os poços de petróleo no Brasil, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou, no ano de 2016, o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (RTSGIP), que estabelece as diretrizes de um sistema de gestão aplicado à integridade de poços que deve ser seguido por todas as operadoras do setor de óleo e gás no Brasil.

O RTSGIP é um regulamento essencialmente voltado à garantia de integridade de poços. O RTSGIP foca em todo o ciclo de vida do poço e baseia-se em performance, com algumas prescrições. No que tange a gestão de riscos operacionais, o RTSGIP é aderente ao critério de risco ALARP (*As Low As Reasonably Possible* 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).

Destaca-se dessa forma, que para a Operadora manter a operação em níveis ALARP, independente do ciclo de vida no qual o poço se encontra, a análise de riscos se faz necessária, avaliando os riscos e perigos envolvidos em uma operação, de acordo com as probabilidades de ocorrência de cada item identificado e baseado também no histórico de ocorrências desses itens em operações semelhantes para as quais a análise de risco está sendo elaborada. Ademais, ressalta-se que o método de elaboração e as métricas e parâmetros estabelecidos para cada análise de risco são de responsabilidade da Operadora, visto que o RTSGIP define apenas que as análises de riscos devem ser realizadas, mas não estabelece o método e parâmetros que devem ser utilizados.

Nesse sentido, o presente trabalho busca apresentar o capítulo de integridade dos elementos de barreira na intervenção de um poço hipotético, construído baseado em dados poço real perfurado na década de 1980. Para a estruturação do capítulo de integridade, uma Sequência Operacional foi definida, elaborada de acordo com o objetivo da intervenção no poço. Com o capítulo de integridade elaborado, os riscos da intervenção são mantidos em níveis ALARP, reduzindo as chances de acidentes operacionais envolvendo a equipe responsável pela atividade.

1.1. Motivação

Visto que ainda há poucas referências disponíveis que tratam especificamente sobre o tema do presente trabalho, uma vez que se trata de um assunto recente no setor de óleo e gás, em especial no Brasil, para o qual a Resolução da ANP que versa sobre o assunto passou a vigorar a partir de novembro de 2018, observou-se a necessidade de apresentar um método que auxiliasse na identificação dos elementos de barreira de um poço durante a realização de operações mais dinâmicas (perfuração, completação, intervenção).

Dessa forma, notou-se a oportunidade de apresentar a variação dos elementos de barreira de acordo com as atividades realizadas em uma intervenção de poço, apresentando não apenas a dinamicidade de tais elementos durante uma intervenção, mas também uma forma de identificar tais elementos na fase de projeto, atendendo o que é requerido pela Resolução ANP nº 46/2016 para as Operadoras do setor de óleo e gás no Brasil.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Principal

Apresentar o método de identificação dos elementos de barreira avaliando a Sequência Operacional de um Programa de Intervenção de um poço, elaborando, dessa forma, o Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira durante a operação, na qual se divide a Sequência Operacional em Etapas a fim de identificar e visualizar quais serão os Elementos de Barreira presentes durante cada Etapa identificada na Sequência Operacional.

Nesse sentido, ao elaborar o Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira para a operação, entende-se que os danos à equipe envolvida na operação, bem como prejuízos financeiros a empresa Operadora responsável pelo poço e pela intervenção são reduzidos, chegando a níveis tão baixos quanto razoavelmente aceitáveis para a operação.

1.2.2. Objetivos Secundários

Apresentar uma fundamentação teórica sobre as fases do ciclo de vida de um poço e os elementos de barreira que compõem essas fases, destacando

a dinamicidade dos elementos de barreira durante as fases do ciclo de vida e quais as formas de avaliação da integridade do poço por meio da verificação dos elementos de barreira definidos para o mesmo.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Engenharia de Poços

A Engenharia de Poços é a área da Engenharia de Petróleo com foco na construção e no reparo de poços de petróleo, tanto nas fases de projeto quanto na sua execução. (FONSECA, 2012). 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.

Durante os períodos de alta demanda por energia para abastecer a expansão das economias, campos de óleo e gás foram desenvolvidos de forma acelerada. Para isso, poços foram perfurados e colocados em operação em tempo recorde.

Para atender esta alta demanda em tempo recorde, os principais indicadores considerados nos projetos de poço foram os de performance como: comprimento perfurado por dia; dias gastos na perfuração; custos diretos; entre outros. Contudo, não foram ponderados nos planejamentos condições que assegurasse a integridade do poço durante todo seu ciclo de vida (SULTAN, 2009).

Apesar do conceito de gerenciamento da integridade de poços ser recente, sendo empregado a partir dos anos 2000, manter o controle da integridade do poço durante o seu ciclo de vida é fundamental para a segurança operacional das pessoas e do ambiente envolvido, mesmo que o poço já não seja de interesse da Operadora.

2.1.1. Integridade de Poços

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). Um sistema para gerenciar a integridade do poço de forma eficaz é essencial para o desenvolvimento dos reservatórios de óleo e gás, prevenindo a ocorrência de incidentes e acidentes de forma a manter o meio ambiente e a força de trabalho seguros (ROCHA & FONSECA, 2019).

Ainda que o termo integridade de poços seja relacionado apenas com o gerenciamento do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) de um poço, o

conceito apresentado pela NORSOK D-010 contempla uma série de ações que devem ser tomadas pela empresa Operadora do ativo a fim de garantir a segurança operacional de toda a operação. Isto consiste, que não basta ter definido quais são os elementos de barreira que compõe cada CSB, também faz-se necessário um Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços claro, de forma que viabilize a integridade do poço durante todo o seu ciclo de vida.

O operador do poço deve ter uma política que defina seus compromissos e obrigações para preservar a saúde, segurança, meio ambiente, ativos e reputação com relação à integridade do poço. Através desta política de trabalho deve ser detalhado como a integridade do poço será estabelecida e preservada por meio de um sistema de gerenciamento documentado, o qual deverá ser aplicado a todos os poços sob a responsabilidade do próprio operador (ISO 16-530-1, 2017).

Dessa forma, a ISO 16-530-1 apresenta como elementos necessários para que a empresa Operadora possa manter a integridade dos seus poços:

- Análises de risco;
- Estrutura organizacional definida (regras, responsabilidades, prestação de contas e competências);
- Barreiras dos poços;
- Desempenho padrão;
- Verificação dos elementos de barreira dos poços;
- Relatórios e documentação;
- Processo de gestão de mudanças;
- Processo de melhoria contínua do desempenho; e
- Auditorias.

No Brasil, 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 operacional das operações que são realizadas, mantendo assim a integridade do ambiente e das pessoas envolvidas nos trabalhos. O RTSGIP, assim como outros regulamentos da ANP, não é prescritivo, deixando a cargo das operadoras definirem e moldarem seus

sistemas de gerenciamento baseado nas Práticas de Gestão (PG) dos regulamentos técnicos da ANP.

2.1.2. Conjunto Solidário de Barreiras

O CSB é o conjunto de um ou mais elementos, os quais tem como objetivo impedir o influxo indesejado de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis (IBP, 2017). O Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP apresenta conceitos importantes de CSB, capazes de auxiliar na classificação e gerenciamento da integridade do poço, como:

- CSB Primário: Primeiro CSB estabelecido para o controle de fluxo indesejado (controle primário do poço).
- CSB Secundário: Segundo CSB estabelecido para o controle do fluxo não intencional (controle de fluxo secundário).
- CSB Combinado: CSB com extensão suficiente para constituir os CSB's primário e secundário para um mesmo intervalo.
- CSB Permanente: Conjunto cujo objetivo é impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação, considerando todos os caminhos possíveis. O CSB Permanente deve estar posicionado numa formação impermeável através de uma seção integral do poço, com formação competente na base do CSB. Cimento ou outro material de desempenho similar (incluindo formações plásticas selantes) devem ser usadas como Elemento CSB.
- CSB Temporário: Conjunto de um ou mais elementos interligados para formar uma envoltória cujo objetivo é impedir por um período determinado o fluxo não intencional de fluidos da formação, considerando todos os caminhos possíveis.

De acordo com o RTSGIP, todos os poços devem apresentar, durante todo o seu ciclo de vida, pelo menos dois (02) CSB's, de forma que, caso o primeiro conjunto apresente uma falha, o segundo conjunto seja capaz de impedir o fluxo indesejado da formação para a superfície, atuando como uma redundância ao primeiro CSB. A Figura 2.1 ilustra como os CSB's primários e

secundários são definidos em um poço, sendo o CSB primário da cor azul e o secundário da cor vermelho.

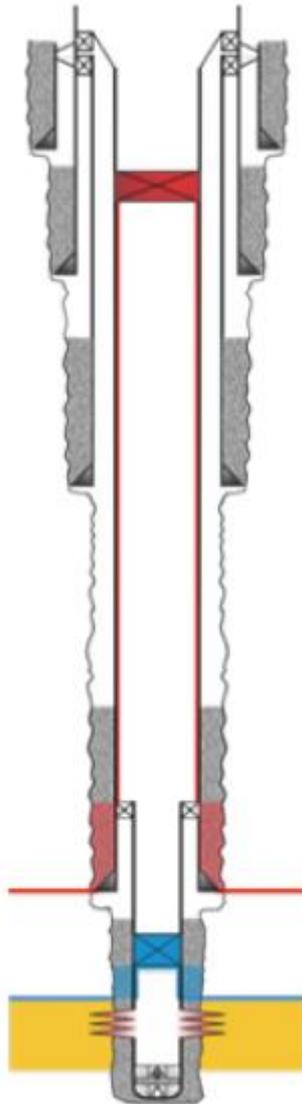


Figura 2.1 - Conjunto Solidário de Barreira Primário (azul) e Secundário (vermelho) em um poço produtor de óleo e gás natural.

Fonte: Cadernos de Boas Práticas de E&P do IBP – Diretrizes para Abandono de Poços (2017).

Um CSB é composto por Elementos de Barreira capazes de prevenir o fluxo não intencional de fluidos da formação para a superfície. A fim de melhor compreender e distinguir os conceitos de Elementos de Barreira (EB) e de Conjunto Solidário de Barreira e baseado no apresentado no Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP, e da NORSOK-D010, destaca-se importantes conceitos sobre Elementos de Barreiras:

- Elemento de CSB: Elemento físico que por si só não é capaz de prevenir o fluxo indesejado da formação para a superfície.

- Elemento de CSB Combinado: Elemento de CSB estabelecido em operação única e que representa dois elementos em um, compondo um CSB Combinado. Exemplo: Trecho de tampão de cimento com extensão dobrada em relação àquela requerida para a composição de um único elemento CSB.
- Elemento de CSB Compartilhado: Elemento de CSB que faz parte simultaneamente dos CSB's primário e secundário para um mesmo intervalo pertinente. Exemplo: Cabeça de poço ou Árvore de Natal (em algumas situações de abandono temporário).
- Elemento de CSB Verificado: Elemento de CSB cuja eficácia foi verificada por meio de avaliação pós-instalação ou de avaliações registradas durante a sua instalação. Por exemplo, a verificação do cimento no anular como elemento CSB poderá ser feita por meio de perfis de avaliação de cimentação ou pela constatação de ausência de anormalidades durante a operação de cimentação primária, tomando como base os parâmetros operacionais executados. Os processos de verificação se dividem em duas categorias.
 - a) Teste: Verificação do Elemento de CSB através de pressão no sentido do fluxo, considerando a pressão diferencial igual ou maior do que a máxima prevista.
 - b) Confirmação: Verificação do Elemento de CSB através dos dados recolhidos durante e/ou após sua instalação.

Algumas das características que definem um determinado equipamento ou formação como um EB é a sua capacidade de ser estanque e apresentar resultados positivos aos testes os quais são submetidos, apresentando dessa forma uma maior segurança para a operação. A norma NORSOK-D010 apresenta uma listagem de EB possíveis de serem utilizados em um poço.

Para cada EB possível, é apresentada na norma NORSOK-D010 uma tabela contendo a descrição, função, projeto ou construção do elemento (se aplicável), teste inicial e verificação, forma de utilização, forma de monitoramento e possibilidade de ser um Elemento de Barreira Comum no poço. Adicionalmente, essa tabela apresenta os critérios de aceitação de um

EB como tal. Nesse sentido, é possível saber, ao analisar o esquemático de um poço, quais são os EB presentes, e saber se tais EB estão íntegros ou não.

Da mesma forma que ocorre com a Norsok-D010, o Caderno de Boas Práticas de E&P do 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.

No entanto, deve ser frisado que em alguns casos específicos é possível que um Elemento de Barreira definido para o poço não esteja contemplado nas tabelas apresentadas na Norsok-D010, bem como no próprio Caderno de Boas Práticas do IBP, haja vista que, como se trata de normas que necessitam de tempo para serem revisadas, atualizadas e publicadas, avanços tecnológicos podem ocorrer e novos Elementos de Barreira podem ser identificados, mesmo não estando previstos em normas e manuais.

A fim de elucidar os Elementos de Barreira que compõem um CSB, a Figura 2.2 apresenta o mesmo CSB destacado na Figura 2.1, no entanto, indicando os Elementos de Barreira presentes no CSB Primário (Azul) e no CSB Secundário (Vermelho).

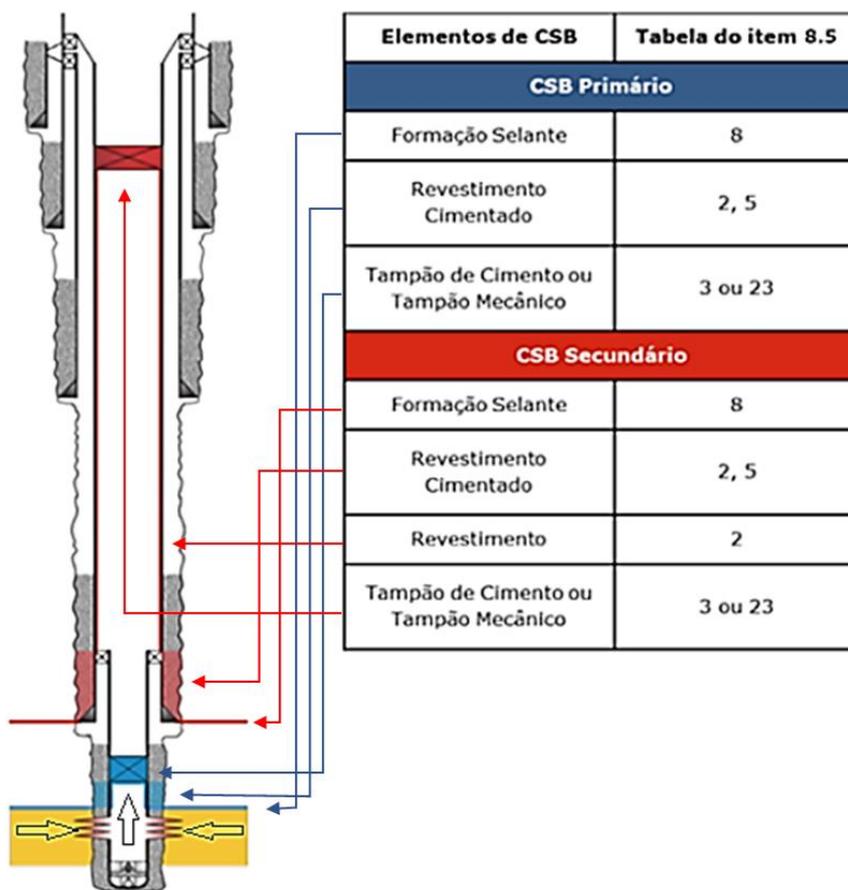


Figura 2.2 - Elementos de Barreira que compõem um Conjuntos Solidário de Barreiras Primário e Secundário em um poço de petróleo.
 Fonte: Cadernos de Boas Práticas de E&P do IBP – Diretrizes para Abandono de Poços (2017). Editado pelo Autor.

A região em amarelo, apresentada na Figura 2.2, representa a zona permeável do poço, que nesse caso em específico, também é a zona de interesse para se produzir. Contudo, caso uma outra zona permeável também fosse encontrada durante a perfuração do poço, ainda que não fosse uma zona de interesse para a Operadora, tal intervalo permeável também deveria contar com dois (02) CSB's capazes de impedir o fluxo indesejado de fluidos dessa zona para a superfície.

Observa-se também na Figura 2.2, que os CSBs Primário e Secundário estão totalmente fechados, ou seja, caso haja algum problema com algum elemento de barreira do CSB Primário do poço, o fluido permanecerá no interior do próprio poço, haja vista que o CSB secundário exercerá a função de manter o fluido dentro do poço. Isso pode ser observado de acordo com o posicionamento dos EB, iniciando pela Formação Selante, que está logo acima da zona permeável e produtora, impedindo a percolação do fluido pela

formação geológica verificada no poço. Nesse sentido, o único caminho pelo qual o fluido pode escoar é para dentro do poço, através do intervalo canhoneado que permite a passagem do fluido para o seu interior (como pode ser observado pelas setas na Figura 2.2).

Uma vez que o fluido se encontra no interior do poço, tanto o revestimento de produção, quanto a cimentação do revestimento da produção impedem a passagem desse fluido para o exterior, logo, resta apenas uma única direção para o fluido escoar dentro do poço, que é em direção a superfície com o intuito de ser produzido. No entanto, dado que o exemplo em questão apresenta um poço em abandono temporário, isto é, o poço não está produzindo, o fluido não escoar para a superfície em função do assentamento de um tampão na região cimentada do revestimento de produção. Portanto, o fluido encontra-se retido no primeiro CSB, impedido de seguir para a superfície, devidamente ilustrado pelas setas que representam o sentido do fluido no interior do poço. Portanto, o fluido não será capaz de escoar para a superfície em função do assentamento do tampão mecânico na região cimentada do revestimento de produção. O objetivo da tabela que acompanha o esquemático do poço é apresentar os Elementos de Barreira que foram identificados para o poço em questão. A coluna da direita (Tabela do item 8.5) representa a tabela que pode ser encontrada no Anexo do Caderno de Boas Práticas do IBP, indicado como fonte na Figura 2.2, onde são apresentados os critérios de aceitação para que um dado elemento ou equipamento seja classificado como Elemento de Barreira de um poço.

Caso haja qualquer falha em um dos Elementos de Barreira do CSB Primário, e o fluido consiga escoar para a superfície de maneira indesejada, os Elementos de Barreira do CSB Secundário devem ser capazes de bloquear tal fluxo, de forma que o fluido permaneça dentro do poço até o momento em que este seja colocado em operação novamente.

A importância da verificação dos EB é facilmente justificada e compreendida, visto que a verificação determina se o Elemento está ou não cumprindo com sua função de estanqueidade. Logo, se não estiver, cabe ao operador avaliar os riscos a fim de minimizar as chances de um influxo indesejado da formação para a superfície até o momento da correção da falha no Elemento de Barreira avaliado.

2.1.3. Fases do ciclo de vida de um poço

Dada a dinamicidade de uma operação, bem como as condições as quais um poço é submetido, sua situação (fase do ciclo de vida) tende a se modificar ao longo do tempo. Isto é, um poço de petróleo nunca estará em perpétua fase de perfuração, completação ou produção. Logo, cabe ao operador, gerenciar da melhor forma possível, a segurança de um poço de petróleo durante as suas fases do ciclo de vida.

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, completação, avaliação e abandonos temporários ou permanentes;
- 2) Construção: Etapa que compreende a execução do projeto de perfuração, completação 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; e
- 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.

Destaca-se que para as etapas listadas, a fase de Projeto também consta como sendo uma etapa do ciclo de vida de um poço, isto é, o correto planejamento da perfuração e completação de um poço também influencia no melhor gerenciamento e controle do ativo durante a sua vida útil, evitando assim intervenções indesejadas e maiores custos para a operação.

De igual forma, a ISO 16.530-1 também apresenta o conceito de fases do ciclo de vida de um poço. Ainda que a nomenclatura empregada seja distinta do apresentado no RTSGIP, o conceito de cada etapa permanece o mesmo, sendo facilmente visualizado no fluxograma da Figura 2.3. O fluxograma elucida cada etapa do ciclo de vida do poço, bem como quando elas ocorrem, viabilizando o gerenciamento da integridade do poço.

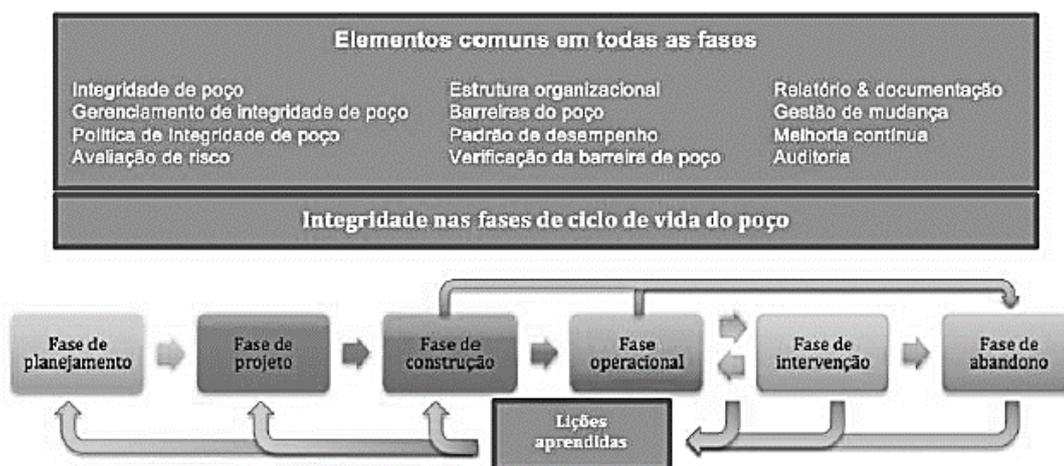


Figura 2.3 - Elementos comuns das fases do ciclo de vida de um poço.
Fonte: ISO 16.530-1 (2017).

Estabelecidos e compreendidos os conceitos envolvidos no ciclo de vida de um poço, o RTSGIP também solicita que o operador monitore e avalie os parâmetros operacionais envolvidos no gerenciamento da integridade do poço de maneira contínua. É possível observar pela Figura 2.3, que o poço, independente da fase em que se encontre, sempre apresentará elementos comuns durante todas as etapas da sua vida, logo, cabe ao operador avaliar a operação, a fim de melhor gerenciar o ativo ao longo do seu ciclo de vida.

2.1.3.1. Fases de Planejamento, Projeto e Construção

Na fase de planejamento, deve-se garantir de forma clara e precisa o objetivo do poço, bem como os riscos que ele oferece e as formas de controlá-los. Todos os possíveis cenários para sua utilização: produção, injeção, gás *lift*, recompletação do poço em uma zona diferente ou alguma outra operação necessária para o desenvolvimento da vida do poço também deve ser considerada (SULTAN, 2009).

A fase do projeto é a fase responsável por analisar todos os requisitos levantados durante a fase de planejamento. São definidos todos os elementos que irão compor o CSB do poço durante a etapa de construção, como também qual será a estrutura do poço no momento em que a equipe responsável pela produção assumir a operação. A fase de projeto também define quais os elementos críticos durante toda a operação, de forma que alerte os riscos durante a operação para a ocorrência de influxos indesejados da formação para

a superfície, bem como defina os elementos de barreira capazes de prevenir tal influxo.

Por fim, a integridade na fase de construção, que contempla as etapas de perfuração e completação, deve ser verificada continuamente, etapa por etapa, dada a dinâmica apresentada durante essa operação. O programa de perfuração e completação deve ser avaliado rigorosamente, uma vez que os elementos de barreira mudam no decorrer da operação. Logo, cada mudança deve ser devidamente avaliada e registrada, mantendo toda a equipe responsável ciente dos elementos de barreira que auxiliam na segurança operacional da operação.

Para a etapa de construção é importante que o sistema de gerenciamento de integridade de poço de quem está executando a perfuração ou a completação tenha ferramentas e suporte suficiente para avaliar a competência de seus trabalhadores, a qualidade dos equipamentos utilizados e a correta execução de cada etapa durante as operações a fim de assegurar que as boas práticas da indústria estão sendo seguidas e o poço está em total segurança (SULTAN, 2009).

2.1.3.2. Fase de Produção

A fase de produção de um poço geralmente tem seu início no momento em que a etapa de construção tem seu fim, e o poço passa a produzir ou injetar, de acordo com o seu objetivo. Deve ser frisado que é na etapa de produção que o projeto passa a gerar receita para a Operadora, portanto, paradas não programadas da operação não são desejadas, uma vez que o poço parado, sem o devido planejamento, significa perda de capital, ainda que momentâneo, para a empresa Operadora.

Os elementos de barreira definidos para esta fase tendem a não variar, uma vez que a fase de produção não conta com a dinâmica observada nas fases de construção e intervenção do poço. No entanto, os elementos devem ser monitorados constantemente, de forma que a integridade desses elementos seja verificada continuamente e corrigidas no caso de falhas.

A ISO 16.530-1 (2017) aponta os seguintes itens de trabalho como a principal função da equipe de integridade durante a etapa de produção:

- Monitorar continuamente e garantir que os poços estejam operando dentro dos limites de operação projetados;
- Manter as barreiras do poço definidas e verificar sua devida integridade ao longo do tempo; e
- Gerenciar as anomalias e falhas da integridade do poço.

Deve ser dada especial atenção ao último item citado pela ISO 16.530-1, haja vista que falhas e anomalias dos elementos de barreira podem ser apontadas durante a fase de produção. Contudo, deve ser observado que a ISO não aponta a necessidade imediata de correção do elemento, uma vez que a falha ou anomalia for detectada. Ao sugerir que a companhia deve gerenciar as anomalias e falhas da integridade do poço, a norma compreende que uma parada não planejada pode representar prejuízos para a empresa Operadora, nesse sentido, sugere-se o correto gerenciamento da falha, logo, cabe a empresa analisar os riscos para a operação que a falha do elemento de barreira pode causar e, se os riscos estiverem sob controle, a operação pode seguir naturalmente até a próxima parada programada, a fim de corrigir o problema por completo.

A Figura 2.4 apresenta um exemplo de esquemático de barreira de um poço na fase de produção, bem com as suas devidas formas de verificação inicial e monitoramento de acordo com a Tabela de Aceitação (EAC) da norma norueguesa NORSOK-D010.

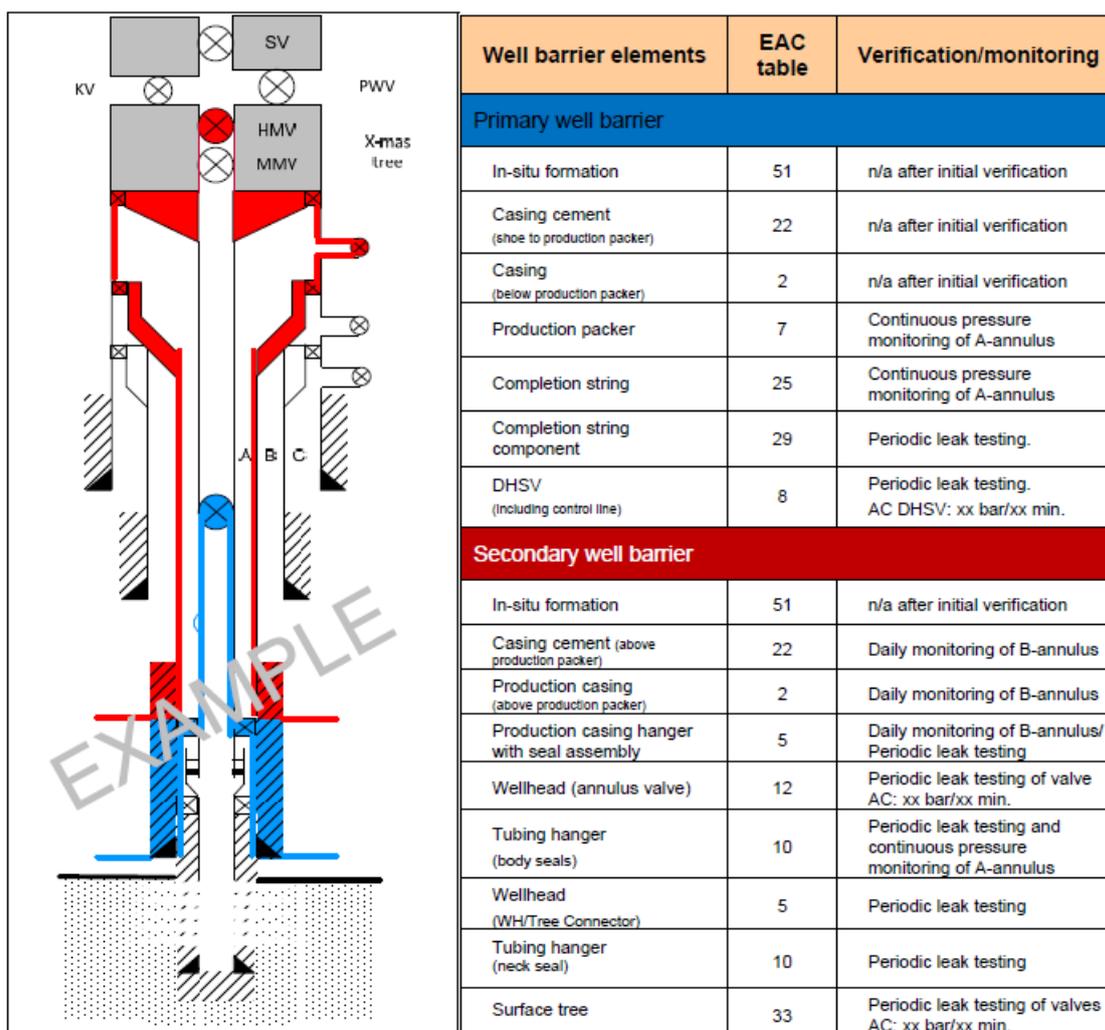


Figura 2.4 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço na fase de produção.
Fonte: NORSOK D-010 (2013).

2.1.3.3. Fase de Intervenção

A fase de intervenção pode ocorrer por diversos motivos e diversas vezes em um poço. A fase de intervenção não se resume apenas as paradas programadas cujo objetivo são manter o poço completamente íntegro, esta fase também ocorre, por exemplo, quando um poço perde surgência e necessita da instalação de um método de elevação para manter a produção, ou quando se deseja canhonear uma nova zona para produzir, ou mesmo quando se deseja abandonar o poço permanentemente, dentre outras situações.

Não obstante, também é possível que o poço, após a fase de construção, seja abandonado por opção da Operadora e que, após um determinado período, a mesma Operadora (ou outra companhia) decida colocar o poço novamente em operação, popularmente conhecido como “reentrar no poço” ou

“realizar uma operação de reentrada”. Para tanto, será necessário realizar uma atividade de intervenção no poço a fim de colocá-lo novamente em operação.

Esse exemplo é amplamente visualizado com as atividades das pequenas operadoras no *onshore* brasileiro, as quais possuem interesse em campos descobertos e poços perfurados pela Petrobras há muito anos, mas que, por diversas razões, não foram de interesse da estatal na época, contudo, são viáveis para empresas de menor porte. Portanto, cabe a essas pequenas empresas, na condição de Operadora do campo, intervir nos poços que foram abandonados a fim de (re)colocá-los em produção.

Nesse sentido, é possível afirmar que a característica de reconhecimento da fase de intervenção é a sua localização na linha do tempo do ciclo de vida do poço, sendo facilmente observado no fluxograma da Figura 2.3, devendo ocorrer, obrigatoriamente, após a fase de construção.

De igual forma, por se tratar de uma operação que pode ser tão dinâmica quanto a perfuração e completação de um poço, a fase de intervenção também possui elementos de barreira que variam ao longo da operação, devendo-se avaliar rigorosamente o programa de intervenção, a fim de manter a equipe ciente dos elementos de barreira durante a operação, mantendo assim a segurança operacional e garantindo o correto gerenciamento da integridade do poço.

De acordo com a ISO 16.530-1, uma intervenção no poço pode ser necessária para realizar as seguintes atividades (não se limitando aos itens citados):

- Monitoramento ou aprimoramento do desempenho da produção;
- Monitoramento do comportamento da zona produtora;
- Trabalho de diagnóstico de integridade de poço;
- Reparo ou substituição de componentes de fundo de poço;
- Reparo ou substituição de componentes da cabeça do poço e componentes da árvore de natal;
- Alteração das zonas de produção ou injeção;
- Operações de *Side Track*¹;
- Suspensão de poço (abandono temporário); e

¹ Operação programada ou involuntária no qual a trajetória original do poço é alterada.

- Abandono permanente do poço.

O presente trabalho tem como foco, e por isso se limita, a avaliar os elementos de barreira em uma atividade de intervenção, avaliando a variação de cada elemento de acordo com o programa de intervenção definido para o poço.

2.1.3.4. Fase de Abandono

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 Temporário e (2) Abandono Permanente.

2.1.3.4.1. Abandono Temporário

A fase de abandono temporário de um poço determina que a empresa Operadora tem interesse de reentrada futura no ativo, logo, que fará uma intervenção a fim de colocá-lo em operação. Contudo, a ANP solicita que esteja claro para a Operadora o motivo do abandono do poço, bem como o correto estabelecimento dos dois (02) CSB's, além de monitorá-los com a devida frequência.

Um poço pode estar em abandono temporário, por exemplo, no momento de transição entre as fases de construção e produção, no qual a operação de perfuração e completação já foi finalizada, mas as atividades de desmobilização, montagem e transporte (DTM) dos equipamentos na locação do poço estão sendo realizadas, e o poço ainda não foi colocado em produção pela equipe responsável. Não obstante, um poço pode estar em abandono temporário por várias outras razões, cabendo a própria Operadora definir se futuramente, considerando o prazo definido no Contrato de Concessão, deve ou não retomar as atividades no poço.

O abandono temporário de poços deve ser precedido por verificação da integridade do poço, seja em uma rotina de verificações durante a fase produtiva ou uma verificação a ser realizada anteriormente ao abandono temporário, de maneira a assegurar o isolamento de reservatórios portadores de óleo móvel ou de gás natural, aquíferos e demais intervalos com potencial de fluxo prevenindo:

- I. A migração indesejada dos fluidos entre as formações permeáveis, quer pelo interior do poço, quer pelo(s) seu(s) espaço(s) anular (es); e
- II. A migração de fluidos até a superfície do terreno ou o leito marinho. (IBP, 2017)

A Figura 2.5 apresenta o esquemático dos elementos de barreira de um poço após a realização do Teste de Formação. Como esses testes geralmente são realizados durante a fase de construção do poço, trata-se de um exemplo de abandono temporário entre as fases de construção e produção.

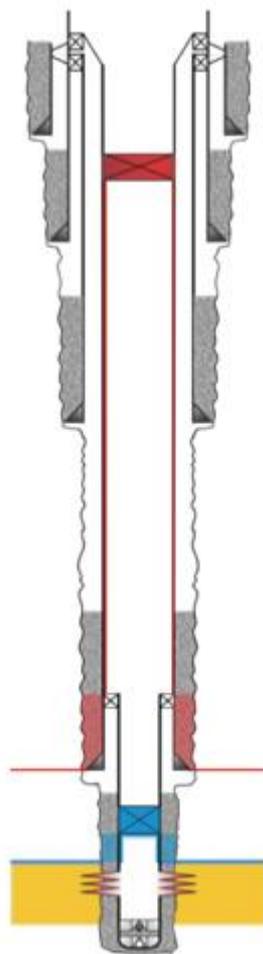


Figura 2.5 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço em abandono temporário após o Teste de Formação.

Fonte: Cadernos de Boas Práticas de E&P do IBP – Diretrizes para Abandono de Poços (2017).

A Figura 2.6 exemplifica um poço terrestre, não surgente, que estava na fase de produção e foi abandonado temporariamente, com uma razão não

definida, mas que elucida o que foi comentado sobre poços em produção que são abandonados momentaneamente por decisão da empresa Operadora.

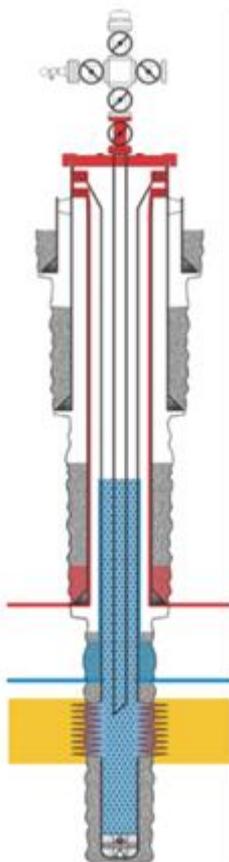


Figura 2.6 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço terrestre não surgente em abandono temporário.

Fonte: Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP – Diretrizes para Abandono de Poços (2017).

2.1.3.4.2. Abandono Permanente

A Resolução ANP nº 699/2017 define um poço como abandonado permanentemente quando não há mais interesse em seguir com as atividades de produção por parte da empresa Operadora, estabelecendo então os CSB's permanentes no poço.

O abandono permanente de poço é caracterizado por uma série de operações conduzidas em um poço com o intuito de assegurar o isolamento dos intervalos pertinentes, onde não há interesse de reentrada. (IBP, 2017). A Figura 2.7 apresenta um exemplo de abandono permanente de um poço terrestre completado com os CSB's devidamente definidos seguindo o requerido pelo RTSGIP.

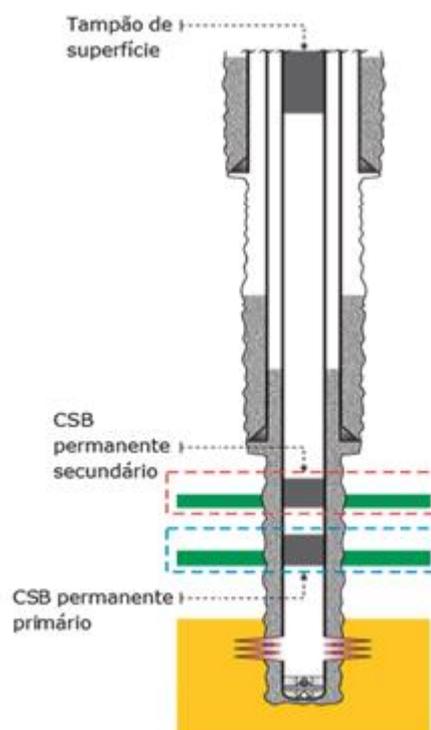


Figura 2.7 - Esquemático dos Elementos de Barreira de um poço terrestre devidamente abandonado permanentemente.

Fonte: Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP – Diretrizes para Abandono de Poços (2017).

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta para a elaboração do Capítulo de Integridade do Programa de Intervenção de um poço é descrita através do fluxograma apresentado na Figura 3.1. Nela são evidenciados os principais passos a serem executados, com o objetivo de estabelecer os CSB's ao longo de toda operação.

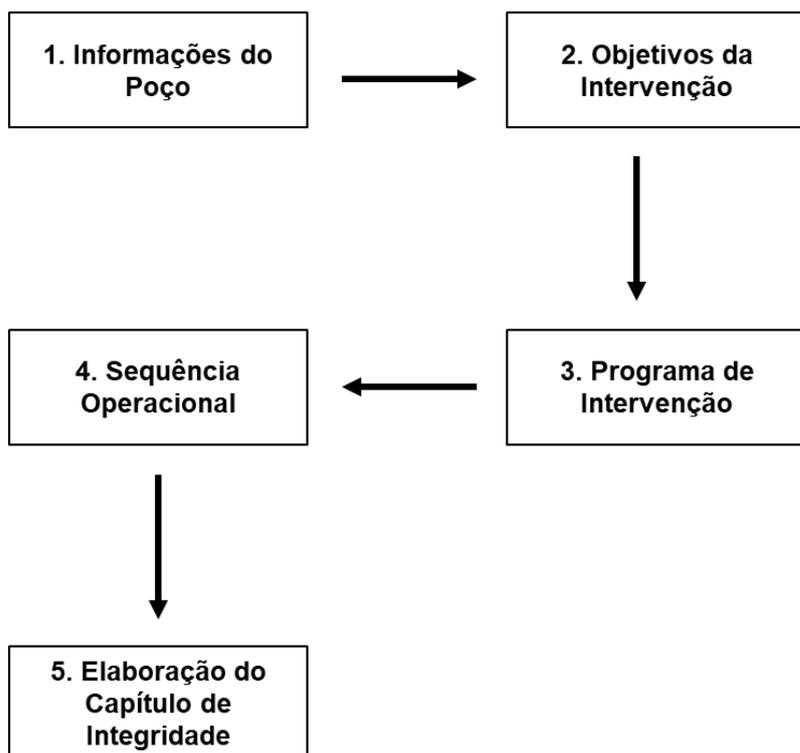


Figura 3.1 - Fluxograma da metodologia proposta.

3.1. Informações do Poço

Para elaboração e execução de qualquer intervenção em um poço de petróleo, é fundamental conhecer sua situação atual. É de suma importância conhecer quais equipamentos estão instalados na sua superfície e quais são as suas condições, como também, quais são as condições mecânicas do poço, com informações das zonas canhoneadas ou tampões de cimento assentados, quais os revestimentos de superfície, intermediário e de produção e suas respectivas especificidades, dentre outra série de informações.

Conjuntamente, o histórico do poço também deve estar disponível. Desta maneira é possível identificar e avaliar quais foram as operações realizadas e

quais os eventuais problemas foram enfrentados durante tais atividades, a fim de evitá-las durante a próxima operação.

3.2. Objetivo da Intervenção

O objetivo da intervenção deve ser estabelecido claramente pela empresa Operadora, uma vez que, para a elaboração do Programa de Intervenção, é necessário definir rigorosamente o motivo da execução da intervenção. Isto se deve ao fato, de que a sequência operacional que será elaboradora, bem como a realização da própria operação, dependem do objetivo da intervenção, seja para o abandono do poço, seja para instalação de uma bomba de fundo, ou mesmo para reparar algum equipamento danificado. Nesse sentido, é necessário que o objetivo seja definido e apresentado antes do início da elaboração do Programa de Intervenção.

3.3. Programa de Intervenção

O Programa de Intervenção apresenta todas as informações necessárias para a realização da intervenção. O Programa de Intervenção não se limita apenas ao objetivo da operação, informações do poço e sequência operacional, o Programa de Intervenção também deve apresentar os recursos necessários para realização da operação, desde o corpo técnico envolvido na atividade com suas funções estabelecidas, bem como observações gerais relevantes para a sua realização.

Destaca-se que o objetivo deste trabalho não é apresentar um Programa de Intervenção, mas sim apresentar o Capítulo de Integridade, baseado na Sequência Operacional de uma atividade genérica de intervenção, o qual está inserida no Programa de Intervenção de um poço.

3.4. Sequência Operacional

A Sequência Operacional trata das etapas que devem ser realizadas em encadeamento na operação, com base em procedimentos previamente definidos no Programa de Intervenção. A Sequência Operacional deve apresentar de maneira clara toda a operação, de forma que a equipe responsável pela execução, bem como qualquer outro técnico, compreenda a atividade com facilidade.

3.5. Elaboração do Capítulo de Integridade

Uma das etapas mais importantes na fase do projeto é definir os CSB's do poço durante a operação. Essa etapa avalia toda a Sequência Operacional e define os Elementos de Barreira e seus respectivos CSB's de acordo com a execução da intervenção.

O Capítulo de Integridade normalmente é apresentado em etapas, uma vez que, como citado anteriormente no item Fases do ciclo de vida de um poço, os Elementos de Barreira não são estáticos durante a intervenção. Logo, de acordo com o que é avaliado na Sequência Operacional, algumas atividades tendem a ser agrupadas, formando uma etapa, onde dois CSB's estarão estabelecidos até o momento em que uma outra atividade da Sequência Operacional seja realizada e modifique de alguma forma a estrutura do poço e o arranjo dos CSB's antes estabelecidos.

Uma vez que o objetivo da intervenção seja alcançado, e a operação esteja finalizada, o poço terá uma combinação de CSB's que tenderá a permanecer por um longo período de tempo, não havendo modificações frequentes, como as que ocorrem durante a intervenção.

4. APLICAÇÃO

O presente capítulo apresenta as aplicações empregadas para elaboração do Capítulo de Integridade do Poço, baseado na metodologia proposta.

O poço sintético empregado, aqui denominado como 7-XEV-1-RJ, baseia-se em dados de um poço real que se encontra na situação de abandono temporário. A intervenção planejada tem como objetivo recolocar o poço em produção.

4.1. Informações do Poço

Seguindo a metodologia proposta, o primeiro passo empregado teve como foco o levantamento e avaliação das informações referente ao poço a sofrer a Intervenção. Informações relativas ao revestimento do poço são apresentadas na Tabela 4.1, enquanto as informações relativas à cimentação são descritas na Tabela 4.2. Já as condições mecânicas são reportadas na Tabela 4.3. As informações dos equipamentos de superfície instalados na locação e instrumentos da coluna de produção e coluna de hastes atuais do poço são apresentadas respectivamente nas Tabela 4. 4 e Tabela 4.5.

Tabela 4.1 - Informações dos revestimentos assentados no poço.

Revestimento					
Tipo	OD ² (pol)	Grau	Peso (lb/ft)	Colar Flutuante (m)	Sapata (m)
Superfície	9 5/8	Q-33	60,0	-	290,0
Produção	5 1/2	Q-33	23,0	731,0	736,0

Tabela 4.2 - Informações da cimentação dos revestimentos do poço.

Cimentação			
Revestimento	Topo Estimado (m)	Base Estimada (m)	Peso da Pasta (lb/gal)
Superfície	0,0	290,0	15,8
Produção	400,0	736,0	12,5

Tabela 4.3 - Informações das condições mecânicas do poço.

Condições Mecânicas			
Item	Topo (m)	Base (m)	Situação
Canhoneado	647,0	653,0	Aberto
Canhoneado	680,0	685,0	Aberto
BPP	-	730,0	Confirmado

² Outside Diameter

Tabela 4. 4 - Informações dos equipamentos de superfície do poço.

Equipamentos de Superfície
Cabeçote de BCP
Cabeça de Revestimento
Cabeça de Produção
Adaptador de Redução
Suspensor de Coluna

Tabela 4.5 Informações da coluna de produção do poço.

Coluna de Produção
Let Down
Redução 2 7/8" NU
Tubo Curto 2 7/8" NU
Tubos 2 7/8" NU
Estator
Niple de Extensão
Redução 2 7/8"
Tubos 2 7/8"
Coluna de Hastes
Let Down
Haste Polida
Haste Curta 7/8" x 2"
Haste Curta 7/8" 4"
Hastes 7/8"
Rotor

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 4.1 descreve o poço 7-XEV-1-RJ.

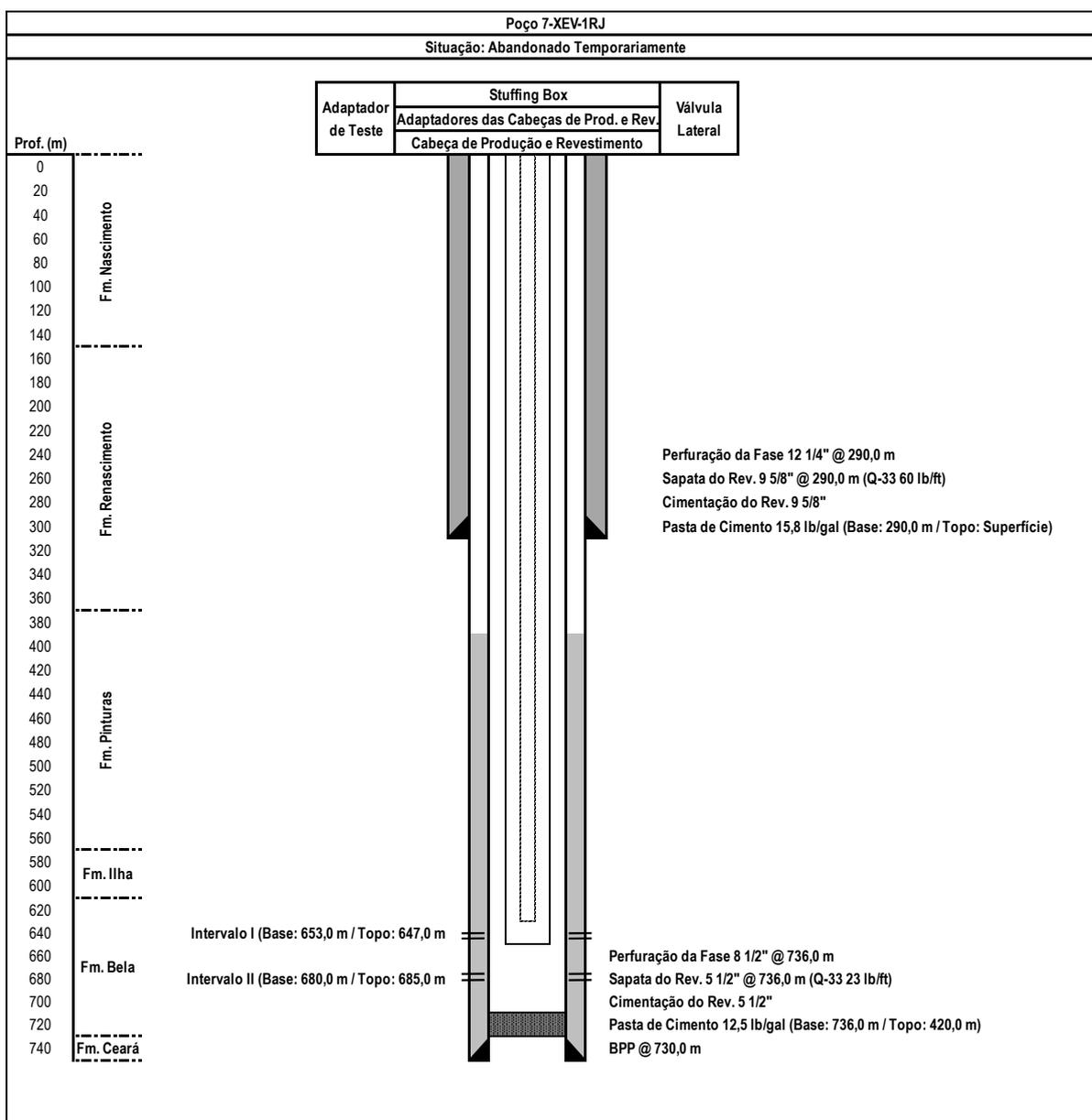


Figura 4.1 - Esquemático do poço 7-XEV-1-RJ.

Identificado e avaliado as informações referentes ao poço 7-XEV-1-RJ, o próximo passo, proposto pela metodologia, circunda definir o objetivo da intervenção, a fim de elaborar o Programa de Intervenção.

4.2. Objetivos da Intervenção

Os seguintes objetivos foram definidos para a realização da intervenção do poço 7-XEV-1-RJ.

1. Limpar e condicionar o poço;

2. Inspecionar e testar a coluna de produção;
3. Testar revestimento;
4. Equipar poço com estator e rotor novos; e
5. Equipar a locação.

Ressalta-se o objetivo número 3 listado, objetivo este que se refere ao teste do revestimento. Geralmente, os revestimentos de produção são Elementos de Barreira que compõem um CSB, nesse sentido, a forma de verificação de um revestimento de produção é o seu teste de estanqueidade. Logo, nesse caso, o teste do revestimento apresentado será utilizado como forma de verificação do elemento de barreira. Com o resultado positivo para o teste, pode-se afirmar que o revestimento empregado no poço 7-XEV-1-RJ está cumprindo com sua função, não permitindo vazamento de fluido não intencional.

4.3. Programa de Intervenção

Como descrito na metodologia, o foco deste trabalho não circunda apresentar um Programa de Intervenção. Visto que o Programa de Intervenção apresenta vários tópicos relacionados à operação, os quais podem não estar diretamente relacionados com o Capítulo de Integridade.

A relevância do Programa de Intervenção está relacionada à Sequência Operacional (próxima fase), visto que está inserida no Programa de Intervenção. Com base nas informações listadas na Sequência Operacional, analisada conjuntamente com as Informações do Poço, o Capítulo de Integridade pode ser elaborado.

4.4. Sequência Operacional

Considerando o apresentado como objetivo da operação, bem como a situação do poço, a Sequência Operacional elaborada para a intervenção do poço 7-XEV-1-RJ foi a seguinte:

1. Mobilizar e instalar Sonda de Produção Terrestre (SPT), equipamentos e periféricos;
2. Produzir XX bbl de fluido de amortecimento de peso YY lb/gal;

3. Descarregar gás do poço, anular e coluna, para tanque da SPT através do separador atmosférico;
4. Completar coluna e testar com 500 psi, se positivo, elevar pressão para 1000 psi;
5. Deslocar ZZ bbl de fluido adensado XX lb/gal pelo anular e observar retorno pela coluna (caso negativo descarregar anular e aguardar comportamento); Efetuar a verificação do peso do fluido após a sua fabricação;
6. Desinstalar cabeçote do BCP com o auxílio da catarina e da *catline*;
7. Instalar e testar BOP de haste;
8. Elevar coluna de hastes para confirmar se houve a liberação do rotor e se apresenta possível giro com o desencamisamento ou se apresenta prisão do rotor;
9. Descer e checar pino limitador e girar para a direita até obter torque;
10. Retirar hastes de bombeio com auxílio de catarina e desencamisar rotor da BCP;
11. Deslocar pela coluna XX bbl de fluido adensado YY lb/gal e observar retorno pelo anular;
12. Retirar coluna de hastes com rotor por unidade e relatar condições das hastes;
13. Retirar BOP de haste e retirar adaptador;
14. Instalar e testar BOP de tubos;
15. Teste de BOP;
16. Aprofundar coluna e checar fundo no BPP. Caso o fundo esteja acima do previsto, contatar fiscal para programar remoção de detrito com o auxílio de circulação reversa com fluido adensado XX lb/gal;
17. Retirar coluna de tubos 2 7/8 NU com estator, por seção. Atentar para centralização da sonda não danificar as roscas dos tubos;
18. Descer XX tubos 2 7/8 NU com Packer com tubos de cauda e raspador de 5 ½ por seção. Caso o teste inicial do item-5 seja negativo, descer na extremidade abaixo do raspador *catcher sub* com gaiola LG e realizar teste de coluna com 1.000 psi e em seguida romper *catcher sub*;

19. Assentar *packer* a XX m e testar pelo anular com 500 psi, caso positivo considerar conclusivo e retirar coluna, caso negativo, assentar a XXX m e XXX m e testar cada ponto com 500 psi e registrar em BDO e contatar fiscal para definir a sequência operacional;
20. Abrir junta do *packer* aguardar equalização e retirar coluna por seção;
21. Equipar poço para BCP (Bombeio de Cavidade Progressiva), conforme composição do programa, conectar e alojar suspensor de coluna na cabeça de produção;
22. Desinstalar BOP de tubos e equipamentos de manobra, reposicionar plataforma de trabalho, instalar adaptador e BOP de haste;
23. Descer coluna de haste com rotor por unidade e realizar balanceio da coluna de haste, deixando XX cm acima do pino do limitador (crivo);
24. Checar balanceio, desinstalar plataforma de trabalho e equipamentos de manobra com hastes e instalar cabeçote de BCP com auxílio de caminhão munck ou catarina e *catline*;
25. Completar coluna com fluido adensado XX lb/gal e testar estanqueidade do estator e coluna com rotor encamisado com 400 psi;
26. Efetuar instalação elétrica no cabeçote, trocar correias, instalar suporte de sustentação no motor elétrico e liberar a área de atuação e teste;
27. Realizar pré-teste de funcionamento do conjunto BCP com bombeio e pressão com 400 psi e alinhar para tanque da SPT para teste funcional e de produção durante XX h; e
28. Liberar SPT, equipamentos e periféricos para DTM.

Com base nas informações apresentadas, é possível avaliar quais serão os CSB's durante a operação, de forma que viabilize a divisão das 28 atividades listadas em etapas. Por exemplo, a primeira etapa da operação acima inclui os pontos listados de 1 a 4, uma vez que os CSB's serão os mesmos durante a realização dessas atividades. Nesse sentido, a partir da tarefa 5 os CSB's farão parte da segunda etapa, e assim sucessivamente, avaliando atividade por atividade e verificando a condição dos CSB's durante essas atividades.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Capítulo de Integridade do Poço

Após analisar o Perfil Composto do poço, onde se apresenta toda a coluna litológica, na qual o poço foi perfurado, bem como a condição de não surgência deste poço, sendo atestada pela presença de uma bomba de cavidade progressiva como equipamento de subsuperfície, considerando conjuntamente o esquemático apresentado na Figura 5.1, obtêm-se o esquemático de barreira para o poço 7-XEV-1-RJ.

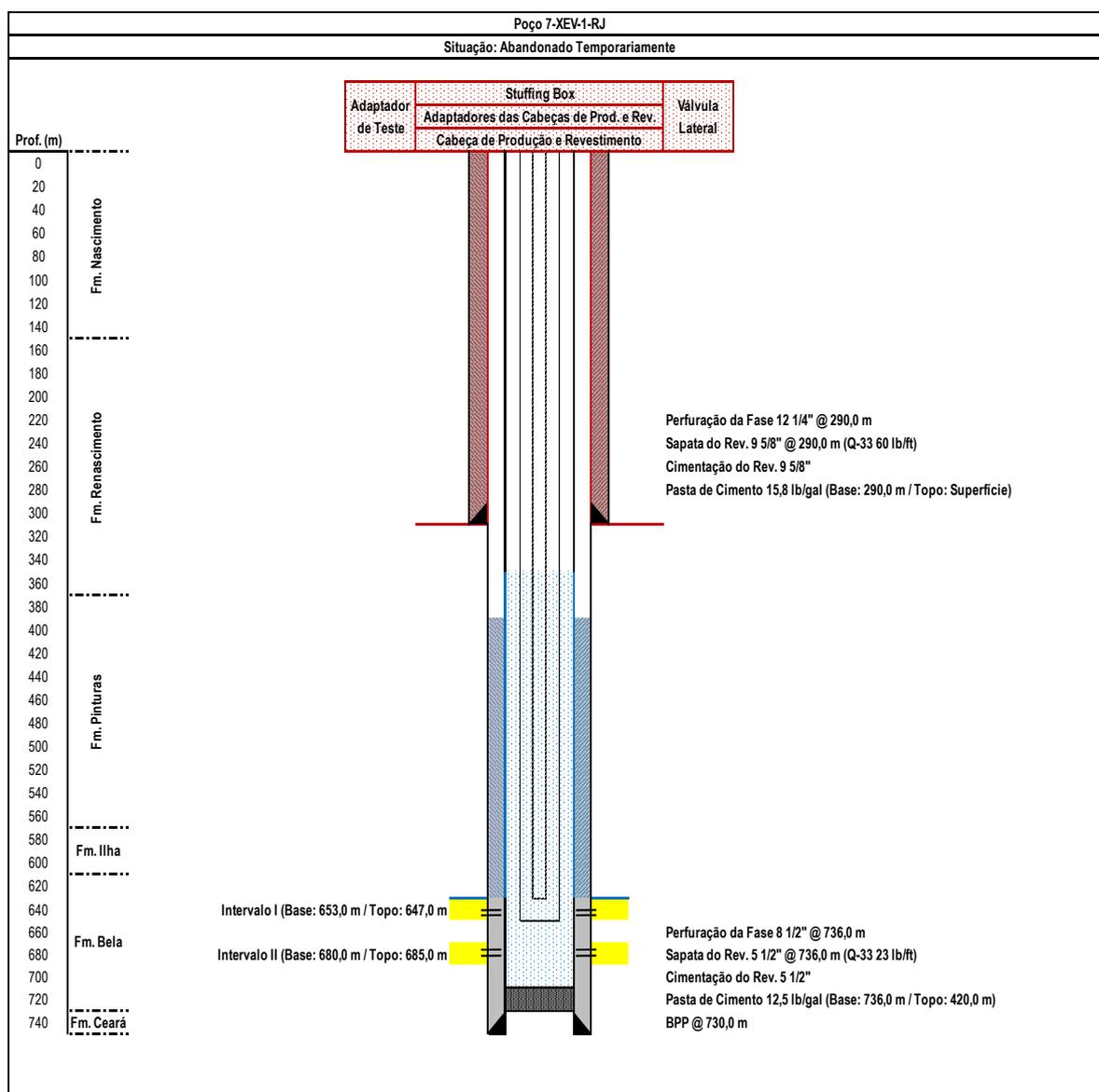


Figura 5.1 - Esquemático do Poço com as Indicações dos Elementos de Barreira no Poço 7-XEV-1-RJ.

A Tabela 5.1 apresenta todos os Elementos de Barreira definidos para o Poço 7-XEV-1-RJ. A construção baseou-se nos exemplos apresentados na NORSOK-D010, bem como no Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP.

A segunda coluna da Tabela 5.1 apresenta o Elemento de Barreira definido para o esquemático, enquanto a terceira coluna “Tabela de Verificação”, faz referência aos números das tabelas nos Anexos da NORSOK-D010 e do Caderno de Boas Práticas do IBP que validam que o Elemento de Barreira identificado para o poço, desde que os métodos operacionais de verificação do Elemento, apresentado nos Anexos dos documentos supracitados, sejam seguidos.

Reitera-se aqui o citado no item 2.1.2 da Fundamentação Teórica, destacando que nem sempre um Elemento de Barreira pode estar devidamente referenciado nas normas supracitadas.

Tabela 5.1 - Tabela de identificação dos Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2”	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2”	02	NORSOK-D010
4	Não Surgência	01	Caderno de Boas Práticas do IBP
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 9 5/8”	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 9 5/8”	02	NORSOK-D010
4	Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
5	Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
6	Adaptador da Cabeça de Produção	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
7	Adaptador da Cabeça de Revestimento	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
8	Stuffing Box	-	-
9	Válvula Lateral	-	-
10	Adaptador Lateral (Válvula de Teste)	-	-

É possível destacar, que os itens 8, 9 e 10 identificados como Elementos de Barreira Secundária do poço em estudo não foram apresentados na NORSOK-D010 e no Caderno de Boas Práticas do IBP como Elemento de Barreira. No entanto, trata-se de Elementos estanques e capazes de interromper o influxo indesejado da formação para a superfície. Ademais, também deve ser frisado que, como se trata de um poço não surgente, as chances de ocorrência de um influxo indesejado do poço para a superfície são baixas, haja vista que o reservatório não possui pressão suficiente para elevar o fluido até a superfície, aumentando a segurança da operação durante as atividades no poço.

Construído o desenho do Esquemático do Poço, com a identificação dos seus Elementos de Barreira, é possível elaborar o Capítulo de Integridade, identificando as variações nos Elementos de Barreira durante avaliação dos itens da Sequência Operacional, sendo capaz, dessa forma, de apresentar as modificações na estrutura dos CSB's do poço durante a realização da Intervenção.

Para que haja a definição de uma Etapa no Capítulo de Integridade de um Programa de Intervenção, alguns itens devem ser avaliados:

1. Avaliar atentamente o esquemático com os Elementos de Barreira do poço no momento imediatamente anterior ao início da execução da intervenção;
2. Ao avaliar cada item da Sequência Operacional, identificar a citação para a instalação ou remoção de algum item que seja um Elemento de Barreira. Para este caso as Tabelas de Aceitação da NORSOK e do Caderno de Boas Práticas do IBP podem auxiliar, uma vez que apresentam grande quantidade dos Elementos de Barreira possíveis para um poço de óleo e gás.
3. Ao identificar a citação de instalação ou remoção de um Elemento de Barreira no item avaliado, uma mudança no esquemático com os Elementos de Barreira deve ser realizada a fim de compreender o posicionamento dos Elementos de Barreira no poço, bem como a nova estrutura que o poço irá assumir a partir da avaliação do item da Sequência Operacional.

4. Após registrar a mudança, define-se que, como um Elemento de Barreira foi inserido ou removido no item avaliado da Sequência Operacional, havendo uma mudança na estrutura dos Elementos de Barreira do poço, uma nova Etapa é iniciada, e o desenho do esquemático dos Elementos de Barreira elaborado no item 3 acima, será o desenho representativo do poço para a nova Etapa, até que uma nova mudança seja verificada em algum item da Sequência Operacional.

De acordo com a avaliação da Sequência Operacional, foi segmentada a intervenção em 10 etapas. Isto consiste que os Elementos de Barreira do poço durante a Intervenção variarão 10 vezes, sendo a Etapa 10 àquela que irá representar a estrutura dos CSB's que será mantida no poço após o término da operação.

5.2. 1ª Etapa

Ao avaliar o item 4.4 da Sequência Operacional, nenhuma modificação na estrutura dos Elementos de Barreira do poço ocorre entre as tarefas 1 e 4. Portanto, a representação dos Elementos de Barreira no poço para a primeira etapa pode ser observada na Figura 5.1, sendo todos observados na Tabela 5.1.

Destaca-se que a situação apresentada neste caso é particular. Não é rotineiro que o mesmo Esquemático do poço com seus Elementos de Barreira identificados ao anteceder uma operação, será o empregado durante as fases iniciais do Capítulo de Integridade, realçando a excepcionalidade do caso em questão.

5.3. 2ª Etapa

A segunda etapa tem início no item 5 (Deslocar ZZ bbl de fluido adensado XX lb/gal pelo anular e observar retorno pela coluna (caso negativo descarregar anular e aguardar comportamento)), visto que nesta atividade é deslocada a coluna de fluido para o interior do poço, e que a coluna de fluido é considerada um Elemento de Barreira. Neste caso, o CSB Primário pode ser modificado, trocando a Não Surgência pela Coluna de Fluido, visto que um dos objetivos da Coluna de Fluido no poço também é conter eventuais influxos

indesejados da formação para a superfície. Dessa forma, a Figura 5.2 apresenta a nova configuração do Esquemático do Poço com as barreiras devidamente identificadas.

Não obstante, a Tabela 5.2 descreve os Elementos de Barreira que compõem os CSB's Primário e Secundário da 2ª Etapa da Sequência Operacional do Poço 7-XEV-1-RJ.

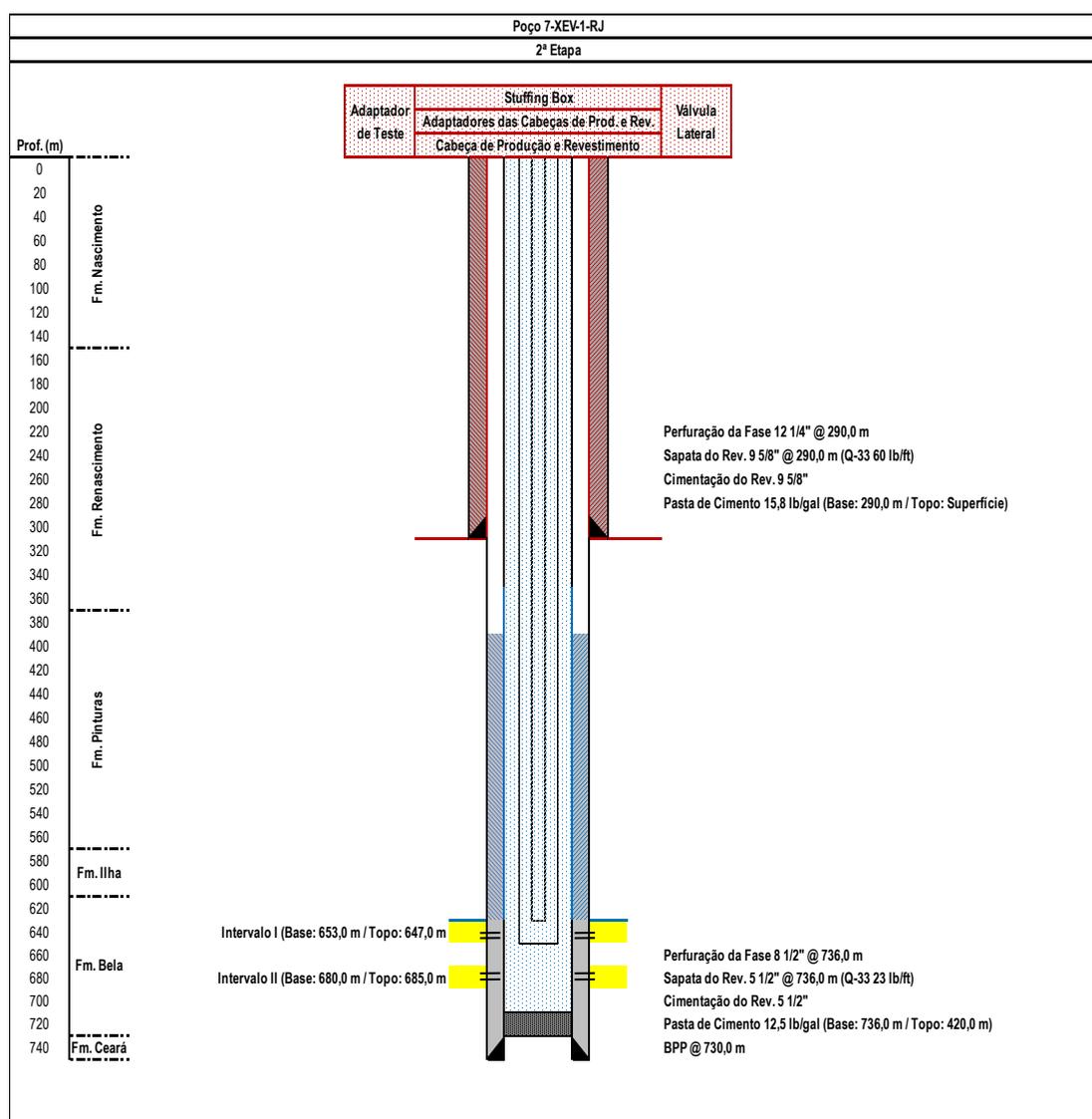


Figura 5.2 - Esquemático do poço com os Elementos de Barreira na 2ª Etapa da Sequência Operacional.

Tabela 5.2 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV.1-RJ durante a 2ª Etapa do Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2"	02	NORSOK-D010
4	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 9 5/8"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 9 5/8"	02	NORSOK-D010
4	Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
5	Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
6	Adaptador da Cabeça de Produção	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
7	Adaptador da Cabeça de Revestimento	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
8	Stuffing Box	-	-
9	Válvula Lateral	-	-
10	Adaptador Lateral (Válvula de Teste)	-	-

6.3. 3ª Etapa

A terceira etapa inicia-se no item 6 (Desinstalar cabeçote do BCP com o auxílio da catarina e da *catline*), visto que o Cabeçote da BCP será desinstalado. Logo, ainda que todos os demais Elementos de Barreira que compunham o CSB Secundário na fase anterior permaneçam no poço, o CSB não estará completo, visto que o *stuffing box* e as válvulas laterais, as quais constituíam os últimos Elementos de Barreira que “fechavam” o CSB Secundário, não estarão presentes a partir do momento em que o Cabeçote da BCP for retirado.

Nesse sentido, ainda que por um curto período de tempo, o poço terá apenas os Elementos do CSB Primário como barreiras para eventuais influxos indesejados da formação para a superfície. A Tabela 5.3 lista os Elementos de Barreira do poço durante a 3ª Etapa. De igual forma, o Esquemático de Barreira apresentado na Figura 5.3 descreve a situação do poço com os Elementos de Barreira devidamente identificados.

Tabela 5.3 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 3ª Etapa da Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2"	02	NORSOK-D010
4	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010

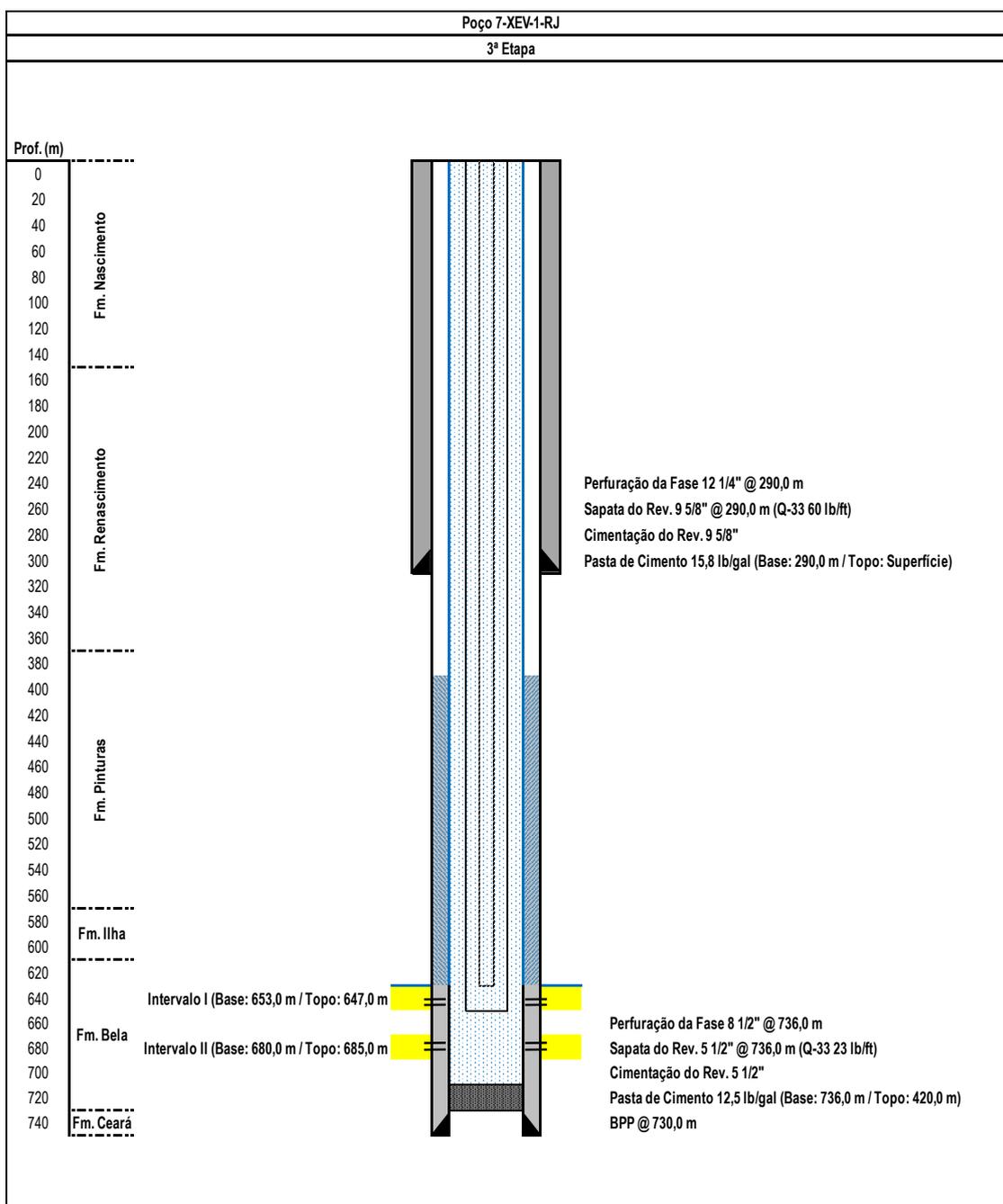


Figura 5.3 - Esquemático de Barreira do poço 7-XEV-1-RJ com a identificação dos Elementos de Barreira durante a 3ª Etapa da Sequência Operacional.

5.4. 4ª Etapa

A 4ª etapa tem o seu início ainda no item 7, visto que quando o BOP de Hastes for instalado, o CSB Secundário estará devidamente “fechado”, completando todo o envelope de barreiras. Neste caso, considerando a possibilidade de falha de um Elemento de Barreira do CSB Primário, o único trajeto possível que o fluido da formação escoar é em direção a superfície, e este está delimitado pelos Elementos de Barreira do CSB Secundário. Portanto, no momento em que o fluido alcançar a superfície, o BOP de Hastes será

responsável por fechar o CSB Secundário, impedindo assim a passagem do fluido. A Figura 5.4 apresenta a situação dos Elementos de Barreira no poço durante a 4ª Etapa, enquanto a Tabela 5.4 identifica todos os Elementos de Barreira presentes na 4ª Etapa.

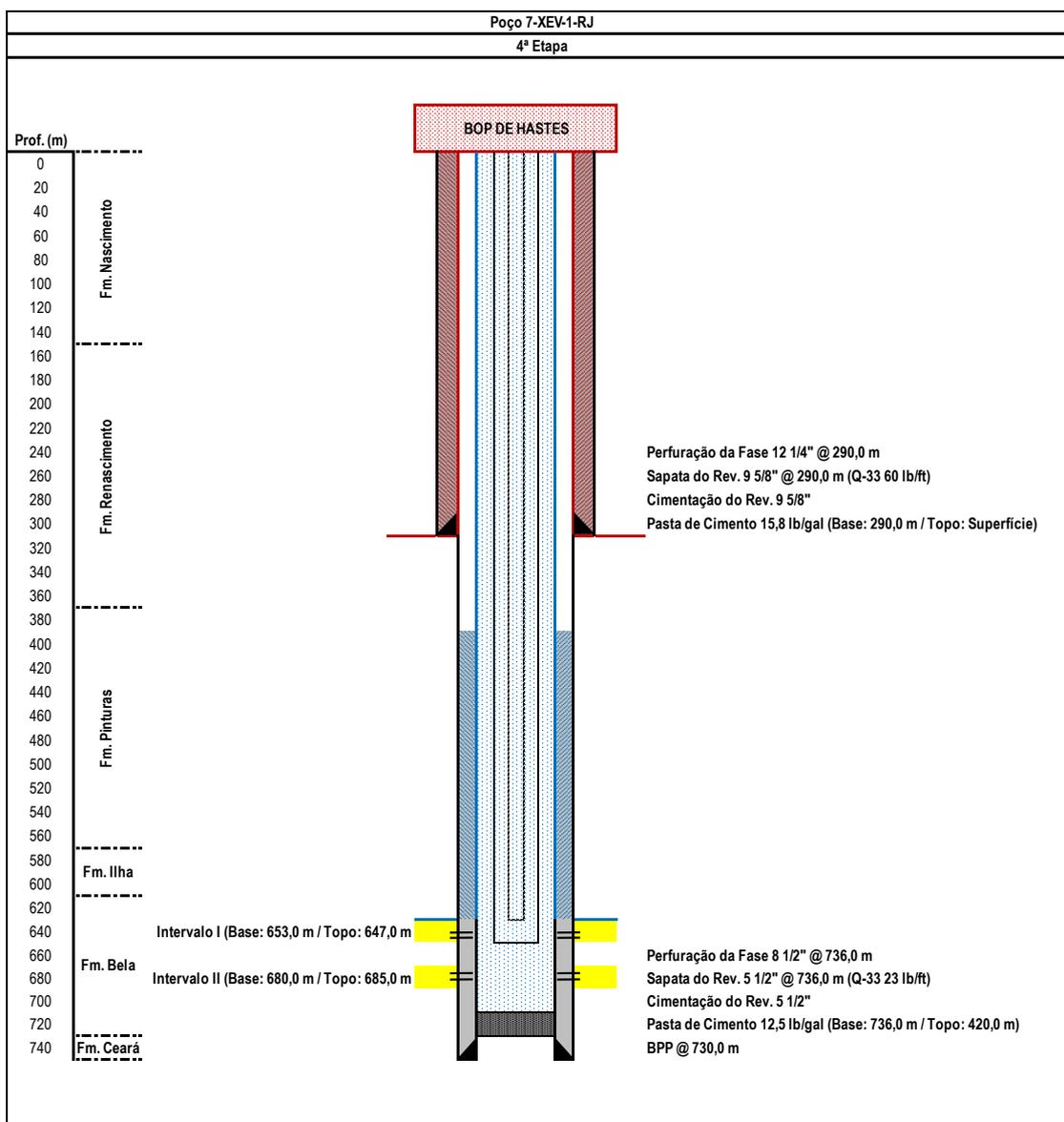


Figura 5.4 - Esquemático do poço com os Elementos de Barreira da 4ª Etapa na Sequência Operacional.

Tabela 5.4 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 4ª Etapa.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2"	02	NORSOK-D010
4	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 9 5/8"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 9 5/8"	02	NORSOK-D010
4	BOP de Hastes	04	NORSOK-D010

5.5. 5ª Etapa

A 5ª Etapa se inicia no item 10 (Retirar hastes de bombeio com auxílio de catarina e desencamisar rotor da BCP), empregando os mesmos motivos técnicos descritos na 3ª Etapa, visto que o BOP de Hastes será retirado. No período de transição entre a retirada do BOP de Hastes e instalação do BOP de Tubos, o poço 7-XEV-1-RJ terá apenas o CSB Primário, com os mesmos Elementos de Barreira apresentados na Figura 5.3. e Tabela 5.3.

5.6. 6ª Etapa

A 6ª Etapa tem seu início com a instalação do BOP de Tubos, completando o CSB Secundário, garantindo assim sua completa vedação. Aqui, pode-se correlacionar a etapa ao mesmo raciocínio aplicado para a 4ª Etapa, sendo que na 6ª Etapa ocorre a instalação do BOP de Tubos, ao invés da instalação do BOP de Hastes. A Tabela 5.5 apresenta os Elementos de Barreira presentes na 6ª Etapa, enquanto a Figura 5.5 descreve o esquemático do poço nesta etapa.

Tabela 5.5 - Elementos de Barreira presentes na 6ª Etapa da Sequência Operacional do Poço 7-XEV-1-RJ.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2"	02	NORSOK-D010
4	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 9 5/8"	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 9 5/8"	02	NORSOK-D010
4	BOP de Tubos	04	NORSOK-D010

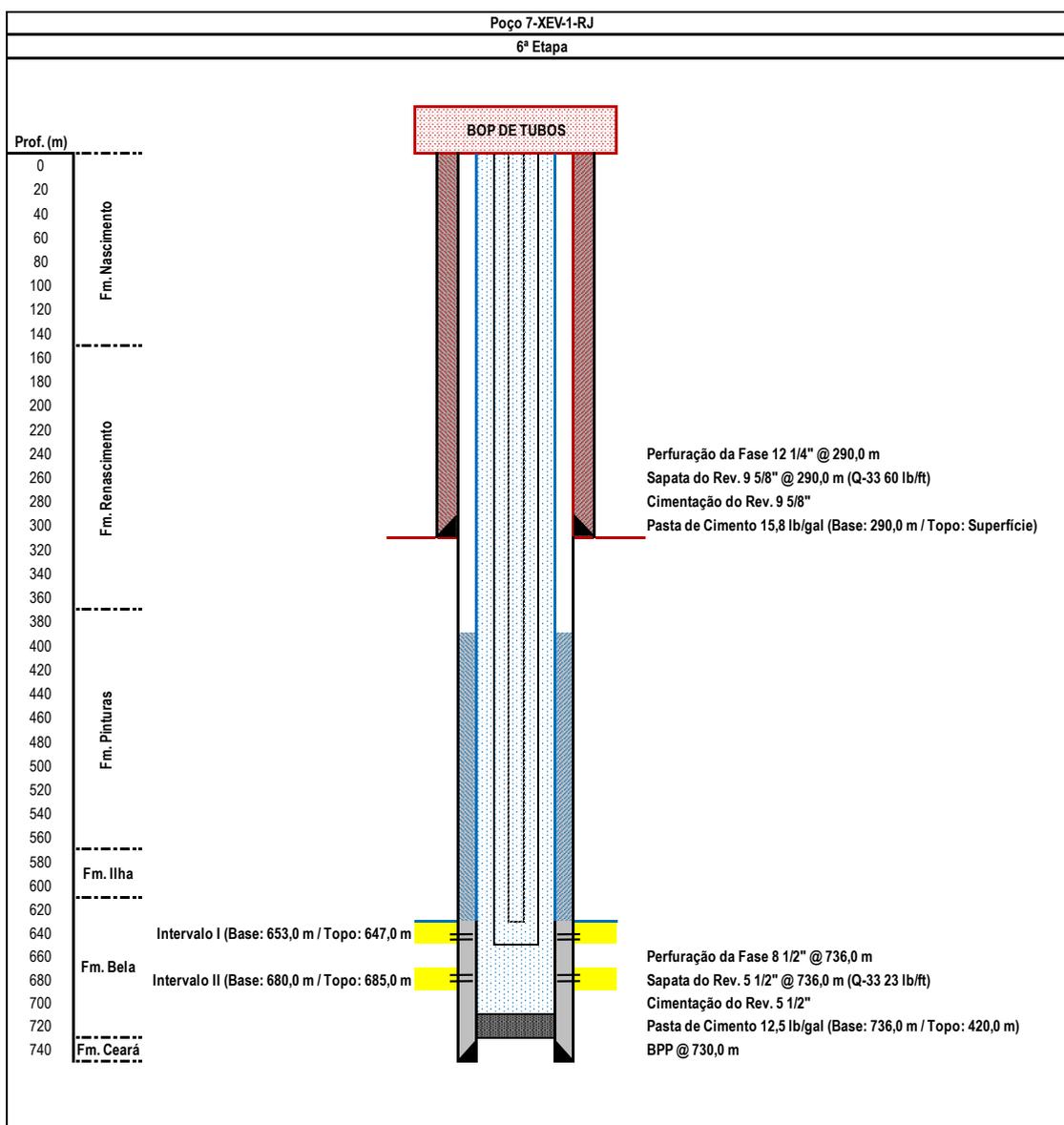


Figura 5.5 - Esquemático do Poço 7-XEV-1-RJ com os Elementos de Barreira devidamente identificados.

5.7. 7ª Etapa

O assentamento do *packer* de produção no item 19 da Sequência Operacional marca o início da 7ª Etapa. Neste momento, o fluxo do fluido no interior do poço seguirá uma direção diferente, como pode ser observada na Figura 5.6 visto que o Anular do poço não estará preenchido com a Coluna de Fluido.

Dessa forma, a Coluna de Fluido estará apenas na profundidade das zonas produtoras, bem como no interior da coluna, o que pode ser observado na Figura 5.6.

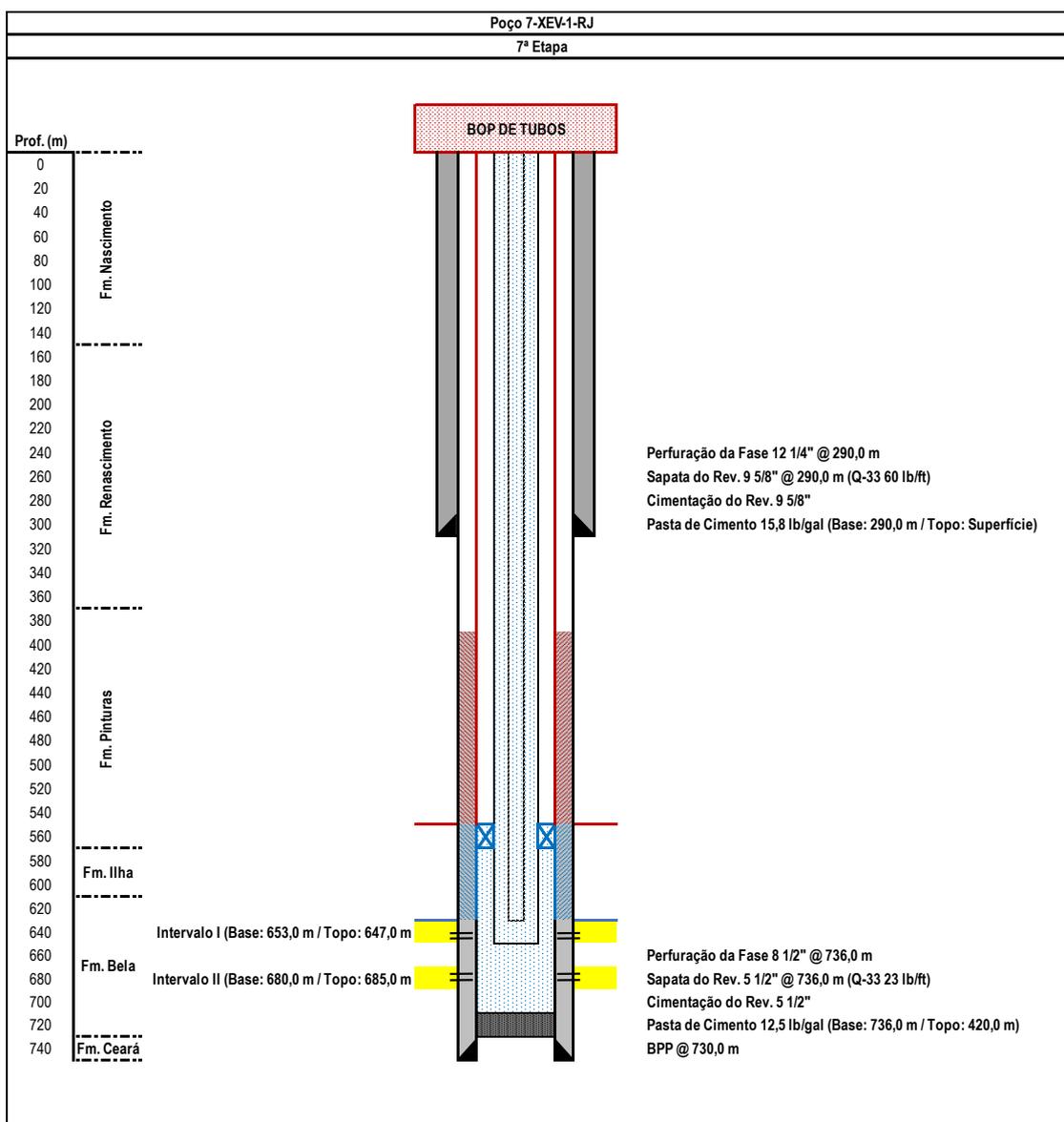


Figura 5.6 - Esquemático do poço durante a 7ª Etapa da Sequência Operacional.

Ressalta-se a mudança que ocorreu na identificação dos Elementos de Barreira do CSB Secundário. É possível observar na Figura 5.6 que os Elementos de Barreira do CSB Secundário passaram a ser identificados em um ponto logo acima do *packer* de produção.

Para melhor entender essa modificação, basta considerar uma falha em algum dos Elementos de Barreira do CSB Primário. Por exemplo, na ocorrência de um furo na coluna, o fluido escoará diretamente para o Anular. Com isso, o fluido permanecerá no interior do poço, mantido tanto pelo Revestimento 5 1/2", quanto pela Cimentação do Revestimento 5 1/2", fechando o envelope da barreira secundário no BOP de Tubos, caso o fluido siga até a superfície.

Não obstante, caso a Fm. Selante do CSB Primário falhe, a Fm. Selante do CSB Secundário impedirá que o fluido da formação escoe para o interior do poço pela região do anular não cimentado. Nesse sentido, os Elementos de Barreira identificados para o poço 7-XEV-1-RJ a partir da 7ª Etapa são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Elementos de Barreira definidos para o Poço 7-XEV-1-RJ na 7ª Etapa da Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Até o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Até o Packer)	02	NORSOK-D010
4	Packer de Produção	07	NORSOK-D010
5	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Após o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Após o Packer)	02	NORSOK-D010
4	BOP de Tubos	04	NORSOK-D010

5.8. 8ª Etapa

O mesmo método aplicado para as Etapas 3 e 5 são empregadas à Etapa 8, que se inicia no item 22 (Desinstalar BOP de tubos e equipamentos de manobra, reposicionar plataforma de trabalho, instalar adaptador e BOP de haste), visto que o BOP de Tubos será retirado e, durante o período de transição entre a retirada do BOP de Tubos e o assentamento do BOP de Hastes, o poço terá apenas o CSB Primário como barreira definida.

A Tabela 5.7 apresenta os Elementos de Barreira do poço durante a 8ª Etapa da Sequência Operacional, enquanto a Figura 5.7 descreve o esquemático do poço.

Tabela 5.7 - Elementos de Barreira do Poço 7-XEV-1-RJ durante a 8ª Etapa da Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Até o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Até o Packer)	02	NORSOK-D010
4	Packer de Produção	07	NORSOK-D010
5	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010

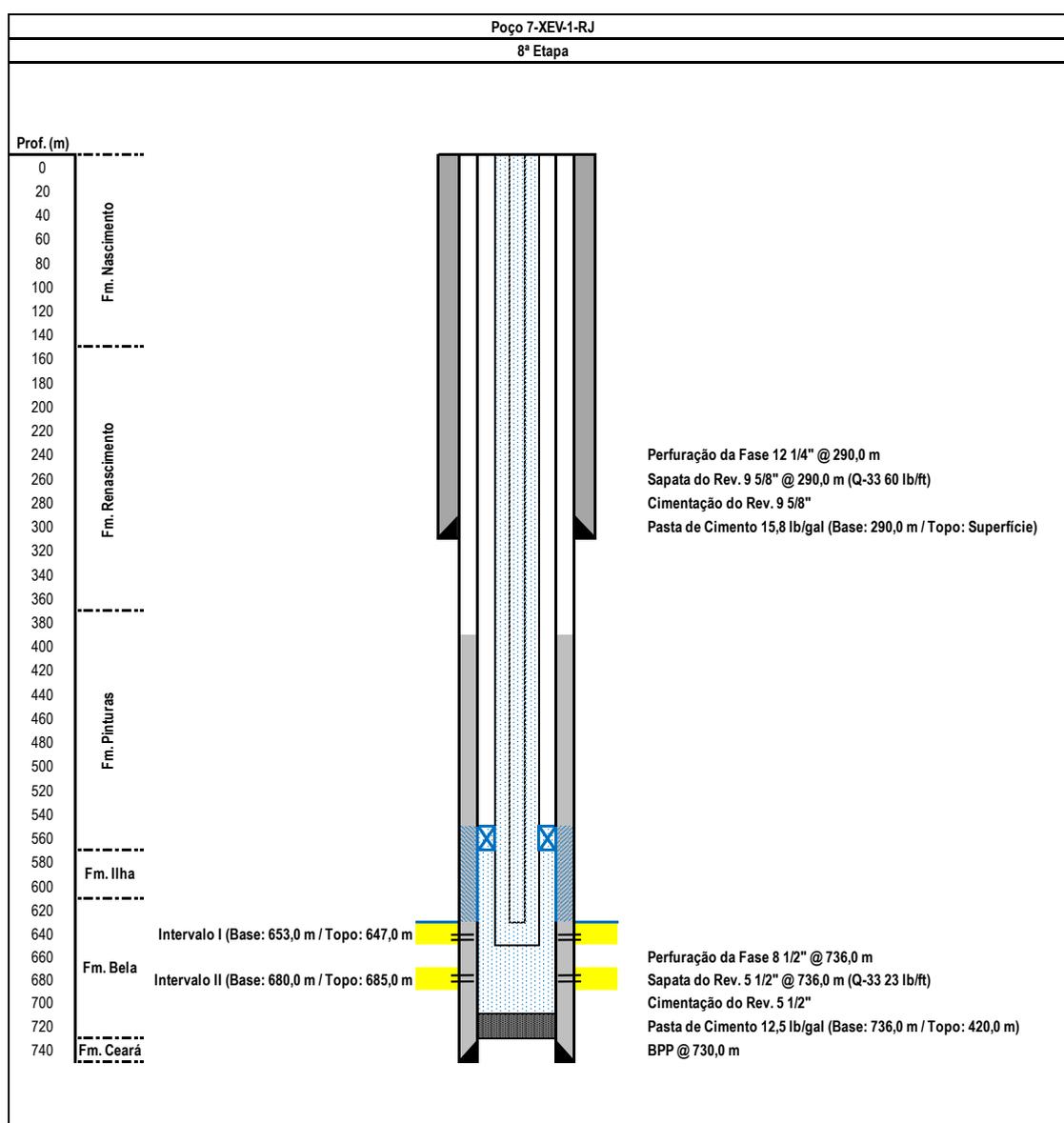


Figura 5.7 - Esquemático do Poço 7-XEV-1-RJ com os Elementos de Barreira identificados na 8ª Etapa da Sequência Operacional.

5.9. 9ª Etapa

O mesmo princípio aplicado à 7ª Etapa é empregado à esta etapa, o qual também se inicia no item 22, a partir do assentamento do BOP de Hastes no poço. A Figura 5.8. apresenta a situação dos Elementos de Barreira no poço durante esta etapa. Já a Figura 5.8 apresenta a lista dos Elementos de Barreira no poço 7-XEV-1-RJ durante esta etapa.

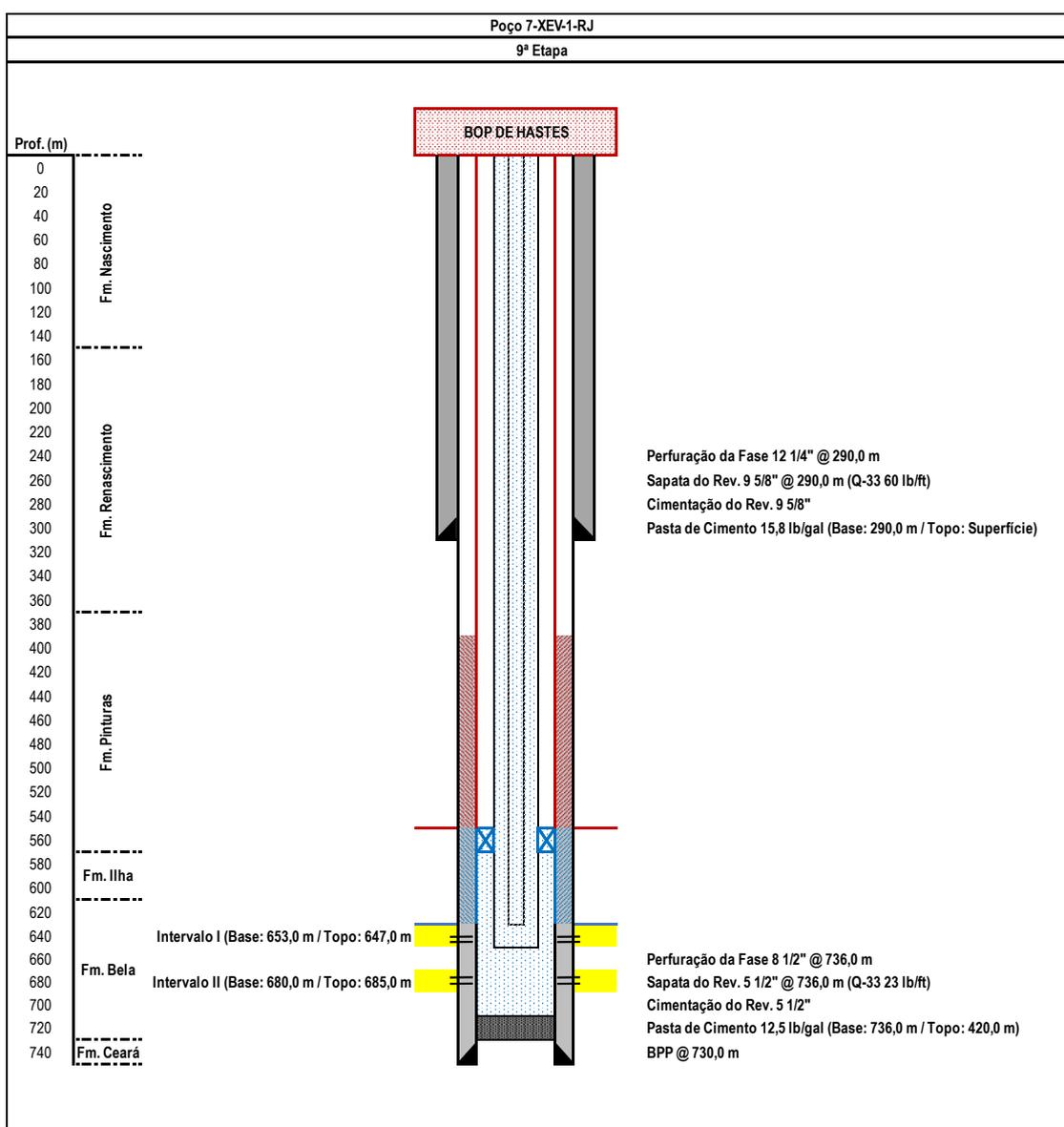


Figura 5.8 - Esquemático dos Elementos de Barreira no Poço 7-XEV-1-RJ durante a 9ª Etapa da Sequência Operacional.

Tabela 5.8 - Elementos de Barreira definidos para o poço durante a 9ª Etapa da Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Até o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Até o Packer)	02	NORSOK-D010
4	Packer de Produção	07	NORSOK-D010
5	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Após o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Após o Packer)	02	NORSOK-D010
4	BOP de Hastes	04	NORSOK-D010

5.10. 10ª Etapa

Por fim, a última etapa é caracterizada pela instalação do Cabeçote de BCP no poço, a partir do item 24 da Sequência Operacional (Checar balanceio, desinstalar plataforma de trabalho e equipamentos de manobra com hastes e instalar cabeçote de BCP com auxílio de caminhão munck ou catarina e *catline*).

Destaca-se que, a partir da 10ª Etapa o poço será colocado em produção, e o esquemático de barreira apresentado nesta etapa será o esquemático de barreira do poço durante a fase de produção, até que uma nova intervenção seja planejada para este poço. A Tabela 5.9 apresenta os Elementos de Barreira identificados para a 10ª Etapa da Sequência Operacional, bem como para a fase de produção do poço 7-XEV-1-RJ.

Tabela 5.9 - Elementos de Barreira do poço 7-XEV-1-RJ na 10ª Etapa da Sequência Operacional.

CSB Primário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Até o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Até o Packer)	02	NORSOK-D010
4	Packer de Produção	07	NORSOK-D010
5	Coluna de Fluido	01	NORSOK-D010
CSB Secundário			
#	Elemento	Tabela de Verificação	Comentários
1	Fm. Selante	51	NORSOK-D010
2	Cimentação do Rev. 5 1/2" (Após o Packer)	22	NORSOK-D010
3	Revestimento 5 1/2" (Após o Packer)	02	NORSOK-D010
4	Cabeça de Produção	05	NORSOK-D010
5	Cabeça de Revestimento	05	NORSOK-D010
6	Adaptador da Cabeça de Produção	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
7	Adaptador da Cabeça de Revestimento	13	Caderno de Boas Práticas do IBP
8	Stuffing Box	-	-
9	Válvula Lateral	-	-
10	Adaptador Lateral (Válvula de Teste)	-	-

De igual forma, o desenho do esquema do poço com seus CSB's definidos é apresentado na Figura 5.9.

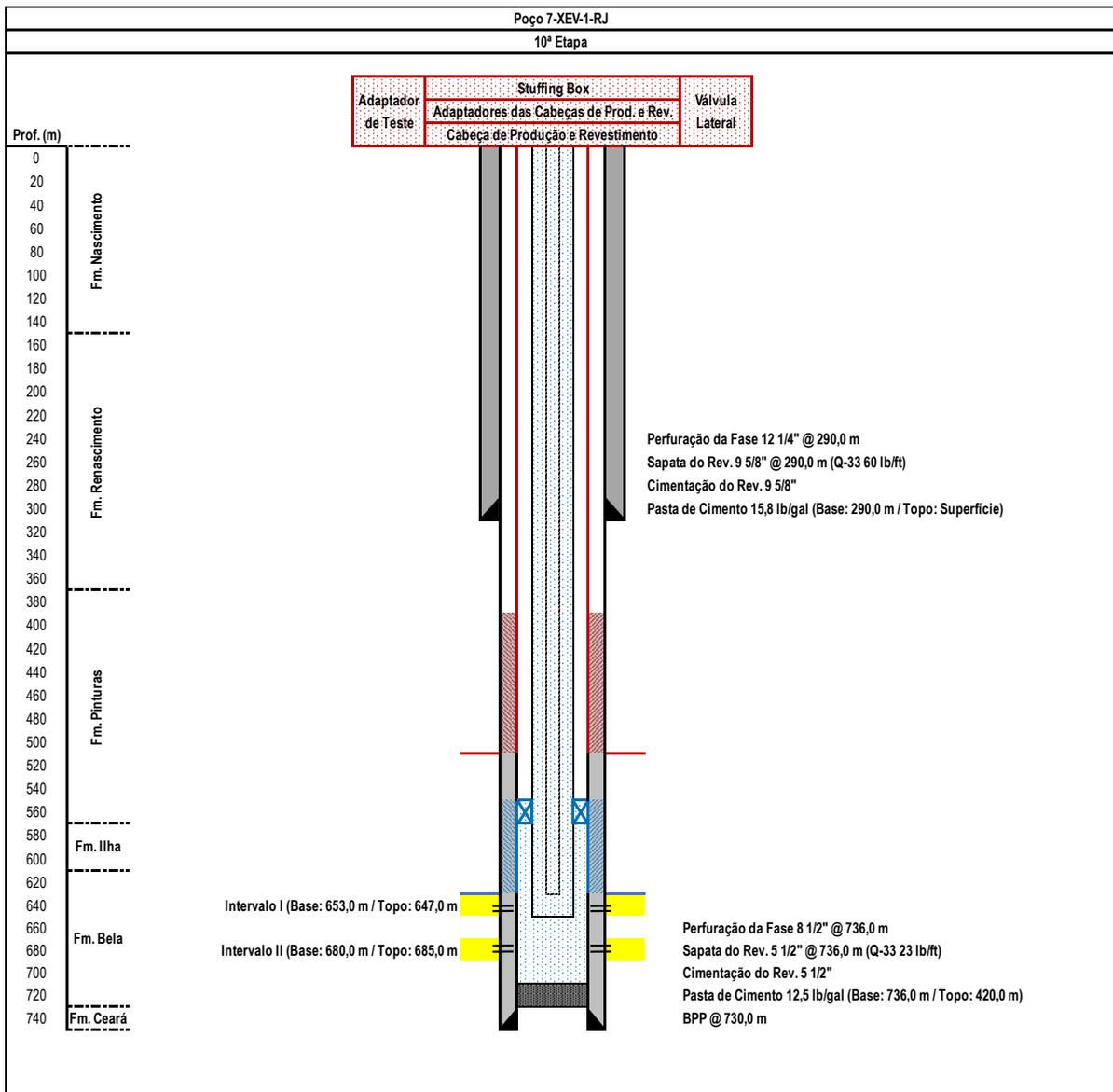


Figura 5.9 - Esquemático do poço 7-XEV-1-RJ para a 10ª Etapa da Sequência Operacional.

6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente trabalho foi possível construir o Capítulo de Integridade dos Elementos de Barreira durante a intervenção de um poço hipotético, tomando como base as diretrizes apresentadas na NORSOK D-010, Caderno de Boas Práticas de E&P do IBP e do RTSGIP. Cumpriu-se com êxito o Objetivo Principal apontado no trabalho, uma vez que os riscos da operação estão em níveis ALARP, visto que os conjuntos solidários de barreira definidos para a intervenção são capazes de prevenir o influxo indesejado da formação para a superfície, garantindo a segurança da força de trabalho envolvida na atividade.

Não obstante, os Objetivos Secundários também foram cumpridos, onde também foi possível apresentar uma breve revisão da literatura a respeito dos conceitos de gerenciamento da integridade de poços, segurança operacional, conjunto solidário de barreiras e elementos de barreiras.

Como considerações finais, destaca-se que:

- Além de cumprir com o que é solicitado pela própria ANP, gerenciar a integridade do poço durante as atividades de intervenção aumenta a segurança operacional da operação para o ativo, evitando também danos ao corpo técnico diretamente envolvido na intervenção.
- Mantém os riscos de toda a operação em níveis ALARP, facilitando o controle da atividade, além de gerar maior conforto operacional para toda a força de trabalho.
- Baseado na avaliação das condições do poço, gerenciar a integridade durante o ciclo de vida do poço também permite a otimização de tempo da força de trabalho, visto que as chances de paradas não programadas do poço tornam-se menores.
- De igual forma, com menores chances de paradas não programadas para o poço, a vida útil dos seus equipamentos aumenta, reduzindo dessa forma os custos com manutenção corretiva e minimizando as perdas financeiras da empresa.
- Otimização dos custos da intervenção, uma vez que os riscos estarão devidamente mapeados, portanto, o orçamento direcionado para a atividade tende a ser melhor aplicado.

Referências

ANP. **Resolução 46-2016**. Rio de Janeiro-RJ. 2016.

ANP. **Resolução 699-2017**. Rio de Janeiro-RJ. 2017.

FONSECA, T.C. da. **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas-SP, Brasil.

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

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 16530-1: Petroleum and natural gas industries – Well Integrity – Part 1: Life cycle governance**. Suíça. 2017.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO/TS 16530-2: Well Integrity – Part 2: Well integrity for the operational phase**. Suíça. 2014.

ROCHA; A. F.; FONSECA, J.G. da. **Integridade de Poços na Etapa de Produção de Hidrocarbonetos**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal Fluminense – UFF. Rio de Janeiro-RJ, Brasil.

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

SULTAN, A.A. **Well Integrity Management Systems; Achievements Versus Expectations**. Society of Petroleum Engineers. IPTC-13405-MS.