



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO DE ENGENHARIAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MATHEUS VINICIUS COSTA PEREIRA

**EXPERIÊNCIA NA IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
INTEGRIDADE DE POÇOS NO POLO RIACHO DA FORQUILHA-RN**

MOSSORÓ-RN

2021

MATHEUS VINICIUS COSTA PEREIRA

**EXPERIÊNCIA NA IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE
INTEGRIDADE DE POÇOS NO POLO RIACHO DA FORQUILHA-RN**

Relatório de Estágio Supervisionado, realizado no setor Engenharia de Reservatórios da Potiguar E&P em Mossoró/RN, apresentado à Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFRSA, no semestre 2021.1, formato remoto, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Supervisor:

Daniel Moura Miranda - Engenheiro de Petróleo – Potiguar E&P.

Orientadora:

Profª D^{ra}. Keila Regina Santana - UFRSA

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

PPERE Pereira, Matheus Vinicius Costa.
IRAE EXPERIÊNCIA NA IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA DE
GERENCIAMENTO DE INTEGRIDADE DE POÇOS NO POLO
RIACHO DA FORQUILHA-RN / Matheus Vinicius Costa
Pereira. - 2021.
27 f. : il.

Orientadora: Keila Regina Santana Fagundes.
Relatório (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de
Petróleo, 2021.

1. Integridade de poços. 2. SGIP. 3. Well
Handover. 4. CSB. I. Fagundes, Keila Regina
Santana, orient. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada por sistema gerador automático em conformidade
com AACR2 e os dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Biblioteca Campus Mossoró / Setor de Informação e Referência
Bibliotecária: Keila Cristina Santos Sousa e Silva
CRB: 15/120

O serviço de Geração Automática de Ficha Catalográfica para Trabalhos de Conclusão de Curso (TCC's) foi desenvolvido pelo Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação da Universidade de São Paulo (USP) e gentilmente cedido para o Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (SISBI-UFERSA), sendo customizado pela Superintendência de Tecnologia da Informação e Comunicação (SUTIC) sob orientação dos bibliotecários da instituição para ser adaptado às necessidades dos alunos dos Cursos de Graduação e Programas de Pós-Graduação da Universidade.

MATHEUS VINICIUS COSTA PEREIRA

Relatório de Estágio Supervisionado, realizado no setor Engenharia de Reservatórios da Potiguar E&P em Mossoró/RN, apresentado à Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFRSA, no semestre 2021.1, formato remoto, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em **18 de novembro de 2021.**

BANCA EXAMINADORA

Keila Regina Santana Fagundes	Assinado de forma digital por Keila Regina Santana Fagundes Dados: 2021.11.18 14:53:53 +03'00'
Prof. Dra. KEILAREGINA SANTANA FAGUNDES – UFRSA	
Presidente e orientadora	
Fabio Pereira Fagundes	Assinado de forma digital por Fabio Pereira Fagundes Dados: 2021.11.19 08:17:43 -02'00'
Prof. Dr. FABIO PEREIRA FAGUNDES – PRH 55/UFRSA	
Primeiro Membro	
Jardel Dantas da Cunha	Assinado de forma digital por Jardel Dantas da Cunha Dados: 2021.11.18 17:23:33 -03'00'
Prof. Dr. JARDEL DANTAS DA CUNHA - UFRSA	
Segundo Membro	

Mossoró-RN
2021

AGRADECIMENTOS

A UFERSA, berço de transformações no semiárido potiguar, que me auxiliou no processo de formação profissional e na construção do cidadão que me tornei;

Aos meus pais, a quem devo tudo, que nunca mediram esforços para me oferecer amor, proteção e qualidade de vida;

A Leticia, minha companheira de vida, que divide comigo todos os momentos de minha caminhada, e que me tornou alguém melhor;

A Potiguar E&P, companhia pela qual serei eternamente grato pela oportunidade de estagiar e a chance de aprender com excelentes colaboradores;

A Equipe de *Well Handover*, Arthur, Cynde e Madson. Pela amizade, companheirismo e pelo intenso trabalho coletivo que fizemos juntos neste período;

A minha orientadora, Prof. Keila Regina, por toda disposição e paciência em me instruir da melhor maneira possível;

A todos e todas as camaradas que estiveram comigo em algum momento deste ciclo de graduação, que neste momento se encerra, para novos caminhos se abrirem.

Muito obrigado a todos/as!

“É fundamental diminuir a distância entre o que se diz e o que se faz, de tal forma que, num dado momento, a tua fala seja a tua prática.”

Paulo Freire

RESUMO

O presente relatório tem por finalidade descrever as atividades desenvolvidas durante estágio supervisionado no setor de engenharia de reservatórios da Potiguar E&P, entre os períodos de março e outubro de 2021, a respeito da elaboração de documento de entrega de poço (*Well Handover*) dos poços pertencentes ao polo Riacho da Forquilha no Rio grande do Norte, em atendimento as diretrizes da resolução nº46/2016 da Agência Nacional do Petróleo que institui o Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP). Para isso, é apresentado conceitos de integridade de poços, elementos que compõem o conjunto solidário de barreiras (CSB) e parâmetros de verificação de integridade destes elementos, bem como analisar a relação de conteúdos adquiridos durante a graduação com a proposta de trabalho do estágio.

PALAVRAS-CHAVE: SGIP; Well Handover; Integridade de poços; CSB.

ABSTRACT

The purpose of this report is to describe the activities developed during a supervised internship in the reservoir engineering sector at Potiguar E&P, between the periods of March and October 2021, regarding the preparation of a well delivery document (Well Handover) of the wells belonging to the Riacho da Forquilha hub in Rio Grande do Norte, in compliance with the guidelines of Resolution 46/2016 of the National Petroleum Agency – ANP, that instituted the SGIP. The concept of integrity of wells, the elements that make up the solidary set of barriers (CSB) and integrity verification parameters of these elements are presented, as well as analyzing the relationship of contents acquired during graduation with the internship work proposal.

KEY WORDS: SGIP; Well Handover; Well Integrity; CSB.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Exemplo de elementos de CSB em um poço terrestre não surgente.....	17
Figura 2: Exemplo de elementos de CSB para um poço terrestre surgente.....	18
Figura 3: Exemplos de CSB's para abandono permanente de poços com liner.....	18

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Práticas de gestão que compõem o SGIP.....	14
Tabela 2 – Não surgência.....	19
Tabela 3 – Revestimento.....	19
Tabela 4 – Packer de produção.....	20
Tabela 5 – Tampão de cimento.....	20
Tabela 6 – Cimentação no Anular.....	22
Tabela 7 – Formação selante.....	24
Tabela 8 – Coluna de produção.....	24

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	11
2.OBJETIVO.....	12
3.FUNDAMENTAÇÃO.....	12
3.1.Projeto Topázio – Desinvestimentos de bacias onshore	12
3.2.Polo Riacho da Forquilha	12
3.3.A Empresa.....	13
3.3.1.Missão.....	13
3.3.2.Visão 2025.	13
3.3.3.Valores.	13
3.4.Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP	14
3.5.Prática de Gestão N°8 – Gestão da informação e da documentação	15
3.6.Definições.....	16
3.6.1.Elementos de barreiras.	16
3.6.2.Conjunto Solidário de Barreiras (CSB)	16
3.6.3.CSB Primário.....	16
3.6.4.CSB Secundário.....	16
3.6.5.CSB Entre Zonas.	16
3.6.6.CSB Compartilhados.....	16
3.6.7.Poços Surgentes	16
3.6.8.Poços não surgentes.....	17
4.FLUXO DE ELABORAÇÃO DE WELL HANDOVER	25
5.ATIVIDADES DESENVOLVIDAS	26
6.IDENTIFICAÇÃO DE CONTEÚDOS	26
7.CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
8.REFERÊNCIAS.....	28

1. INTRODUÇÃO

O gerenciamento de integridade de poços é definido como a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco de liberação descontrolada de fluidos da formação ao longo do ciclo de vida de um poço. (Norsok D-10). Da mesma forma, a Agência Nacional do Petróleo - ANP, diz que é o conjunto de ações/procedimentos que tem como objetivo garantir a integridade do poço ao longo do seu ciclo de vida. (ANP, 2016)

Já (BOUÇAS) afirma que a integridade de um poço de petróleo está na capacidade de conter os fluidos indesejados provenientes para o meio externo e entre zonas produtoras, utilizando-se um conjunto de equipamentos sustentam a base a integridade, de forma a garantir a vedação mecânica através das barreiras de segurança, onde qualquer fator que leve a algum tipo de falha é considerada uma perda na integridade do poço.

Devido à importância crescente sobre a avaliação de segurança, integridade de poços e padronização das informações, a ANP publicou a Resolução nº46/2016 que define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e do meio ambiente, além de criar o regulamento técnico do Sistema de Gestão de Integridade de Poços – SGIP. Todos os poços de petróleo devem se adequar ao Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), através de dezessete práticas de gestão que contempla desde a etapa de projeto até o abandono dos poços. (FURTADO, 2019).

Nesta perspectiva, o presente relatório tem como objetivo descrever as atividades de estágio supervisionado relacionadas a elaboração de documentos de entrega de poço (Well Handover) de todos os poços adquiridos do polo Riacho da Forquilha pela PetroReconcavo, de acordo com as diretrizes do regulamento técnico do SGIP.

Para a execução da proposta de trabalho, foram utilizados conhecimentos adquiridos durante a graduação em engenharia de petróleo somados com a disponibilização de um vasto material de consulta e estudo, a respeito dos históricos de operações nas décadas anteriores e condições dos ativos adquiridos, permitindo a nós

acadêmicos uma experiência única com relação a atividades que vão além do que o ambiente de sala de aula pode proporcionar.

2. OBJETIVO

Elaboração do primeiro documento de entrega de poço (Well Handover) de todos os poços pertencentes ao polo Riacho da Forquilha, de acordo com as diretrizes do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP) estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo.

3. FUNDAMENTAÇÃO

3.1. Projeto Topázio – Desinvestimentos de bacias onshore

O plano de desinvestimento das bacias onshore iniciado pela Petrobrás abriu uma janela de oportunidades para as operadoras independentes aumentarem a atuação na produção de petróleo em campos maduros. Como parte do seu programa, a estatal lançou o “Projeto Topázio”, que prevê a venda 95 campos e seis blocos exploratórios em terra, além de três campos em águas rasas. Estes campos estão localizados no Rio Grande do Norte (38), no Espírito Santo (30 campos e 6 blocos), na Bahia (16), no Ceará (2) e em Sergipe (12). (IBP, 2017). A venda dos ativos em terra é vista como de extrema importância para a retomada das atividades de exploração onshore no país. A revitalização dos campos com a entrada de novas operadoras pode dinamizar a economia das cidades com geração de empregos e receitas provindas dos impostos e com a reentrada em poços e o afretamento de sondas, gerando emprego, renda e impostos. (MACIEL, 2017).

3.2. Polo Riacho da Forquilha

O polo Riacho da Forquilha foi o primeiro do plano de desinvestimentos no Rio grande do Norte a ser concretizado, com produção média de 5,8 mil boed em 2019, e 800 poços distribuídos em 34 campos de produção, sendo eles: Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Boa Esperança, Baixa do Juazeiro, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Janduí, Juazeiro,

Lorena, Leste de Poço Xavier, Livramento, Maçarico, Pardal, Patativa, Pajeú, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha. Atualmente o polo produz em torno de 8900 BOEPD (PETRORECONCAVO, 2021).

3.3. A Empresa

A PetroRecôncavo S.A. é uma operadora independente de produção de petróleo, com foco em campos em terra no Brasil. Iniciou suas atividades no fim dos anos 90, sendo constituída à época para operar um contrato de produção de 12 campos na bacia do recôncavo baiano após a lei nº 9478/97 que definiu novas diretrizes as políticas de exploração do petróleo no Brasil.

A Companhia é especializada no desenvolvimento e revitalização de campos maduros e marginais em bacias onshore através de implementação de mecanismos de recuperação secundária por injeção de água. Atualmente conta com uma estrutura organizacional verticalizada, operando com estruturas próprias, como sondas de perfuração, completação, workover, unidades de fraturamento e cimentação, e um quadro de colaboradores que gira em torno de 650 funcionários diretos, sendo operadora de campos na Bahia e no Rio Grande do Norte.

As operações da empresa em terras potiguares tiveram início em dezembro de 2019 através de sua subsidiária, Potiguar E&P, após a conclusão da compra dos ativos localizados no polo Riacho da Forquilha, que contempla 32 concessões operadas e 2 não operadas, com um quantitativo de 817 poços.

3.3.1. Missão – Desenvolver oportunidades na indústria de óleo e gás, transformando recursos em valor e sonhos em realidade.

3.3.2. Visão 2025 – Ser a mais segura, eficiente e lucrativa operadora independente de Óleo e Gás e liderar a transformação da indústria onshore no Brasil.

3.3.3. Valores – Resiliência; Entusiasmo; Empreendedorismo; Austeridade; Confiança nas pessoas; Integridade.

3.4. Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP

Em 2016 foi publicada pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, a Resolução nº 46/2016 que estabelece o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural e institui o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP).

De maneira geral, este regulamento define os requisitos essenciais e os padrões mínimos de segurança operacional e preservação do meio ambiente a serem atendidos pelas empresas que passaram a exercer o direito de exploração e produção de poços petrolíferos no Brasil, com contrato vigente com a ANP.

Para o estabelecimento de um sistema de gestão de integridade de poços, o regulamento técnico discorre sobre **17 práticas de gestão** que devem ser seguidas pelas operadoras durante todo o ciclo de vida de poços, sejam eles marítimos ou terrestres, abrangendo as etapas de projeto, construção, produção, intervenção e abandono de poços.

Tabela 1: Práticas de gestão que compõem o SGIP

Prática de gestão	SGIP
1	Cultura de segurança, comprometimento e responsabilidade gerencial
2	Envolvimento da força de trabalho
3	Gestão de competências
4	Fatores humanos
5	Seleção, controle e gerenciamento de empresas contratadas
6	Monitoramento e melhoria contínua do desempenho
7	Auditorias
8	Gestão da informação e documentação
9	Incidentes
10	Etapas do ciclo de vida do poço
11	Elementos críticos de integridade de poço
12	Análise de riscos
13	Integridade do poço
14	Planejamento e gerenciamento de emergências de controle de poço
15	Procedimentos
16	Gestão de mudanças
17	Preservação ambiental

3.5. Prática de Gestão N°8 – Gestão da informação e da documentação

É o objetivo principal do plano de trabalho do estágio, e tem o objetivo de garantir a gestão da informação e da documentação relativa ao SGIP, visando à formalização, à rastreabilidade, à padronização, à atualização e à acessibilidade para as partes interessadas pertinentes, através da elaboração de documento de entrega de poço (Well Handover) atualizada, contendo, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Dados gerais do poço: campo, instalação, nomenclatura ANP;
- b) Criticidade do poço;
- c) Vida útil prevista;
- d) Desenho esquemático atualizado do poço;
- e) Desenho esquemático ou diagrama dos CSB;
- f) Descrição e função dos elementos de CSB;
- g) Dimensões e profundidades do topo e da base (TVD e MD) de todos os elementos tubulares e de todos os elementos utilizados nos CSB;
- h) Dados de propriedades mecânicas das rochas que atuarem como CSB;
- i) Fabricante e modelo dos equipamentos que atuarem como elemento do CSB;
- j) Modo de ativação e de operação (aberto/fechado) das válvulas;
- k) Estado da integridade de cada elemento do CSB;
- l) Procedimento de Verificação da integridade dos CSB ao longo do seu ciclo de vida;
- m) Critérios de aceitação dos elementos do CSB;
- n) Data da última Verificação, resultados e avaliação dos elementos dos CSB;
- o) Topo e base dos reservatórios e formações com Potencial de Fluxo com suas respectivas pressões, temperaturas e dados de fluido;
- p) Pressões admissíveis máximas e mínimas em cada um dos elementos do CSB;
- q) A maior pressão que a coluna de produção e os anulares podem suportar;
- r) Identificação de elementos comuns ao CSB Primário e ao CSB Secundário;
- s) Histórico de eventos ou incidentes importantes que possam vir a comprometer a integridade durante Ciclo de Vida do Poço; e
- t) Campo de observações e comentários (anomalias, exceções etc.).

3.6. Definições

3.6.1. Elementos de barreiras – É todo e qualquer elemento presente na composição do poço que atue para impedir o fluxo indesejado de fluidos do reservatório. São exemplos de elementos de barreiras: Formações impermeáveis, Revestimento cimentado, Packer de produção, Elementos de Cabeça de Poço, coluna de produção etc.

3.6.2. Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) - É um conjunto de elementos que têm o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis.

3.6.3. CSB Primário – Primeiro envelope de elementos estabelecidos para o controle do fluxo não intencional (controle primário do poço).

3.6.4. CSB Secundário – Segundo envelope de elementos estabelecidos para o controle do fluxo não intencional (controle secundário do poço).

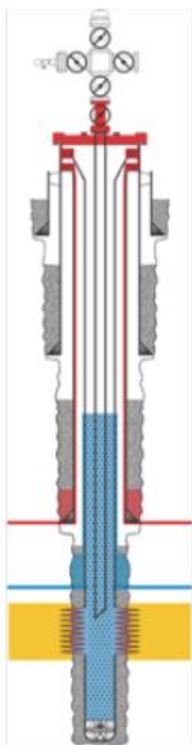
3.6.5. CSB Entre Zonas – Envelope de elementos estabelecidos em regiões no intuito de isolar alguma região com potencial de fluxo no poço.

3.6.6. CSB Compartilhados – Em situações específicas, se faz necessário estabelecer num poço elementos de segurança compartilhados mediante uma análise de risco específica.

3.6.7. Poços Surgentes – poços com pressão de reservatório suficiente para elevar os fluidos até a superfície.

3.6.8. Poços não surgentes – poços com pressão de reservatório insuficiente para elevar os fluidos até a superfície. A seguir exemplos de condições de surgência e não surgência de poços com seus respectivos elementos de CSB.

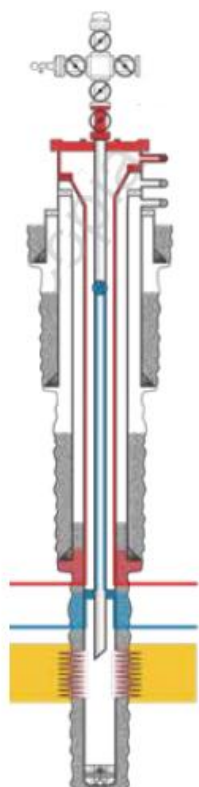
Figura 1: Exemplo de elementos de CSB em um poço terrestre não surgente



Elementos de CSB	Tabela do item 8.5
CSB Primário	
Formação Selante	8
Revestimento Cimentado	2, 5
Revestimento	2
Não Surgência	1
CSB Secundário	
Formação Selante	8
Revestimento Cimentado	2, 5
Revestimento	2
Cabeça de Poço	24
Suspensor da Coluna de Produção	11
Árvore de Natal Convencional	28

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

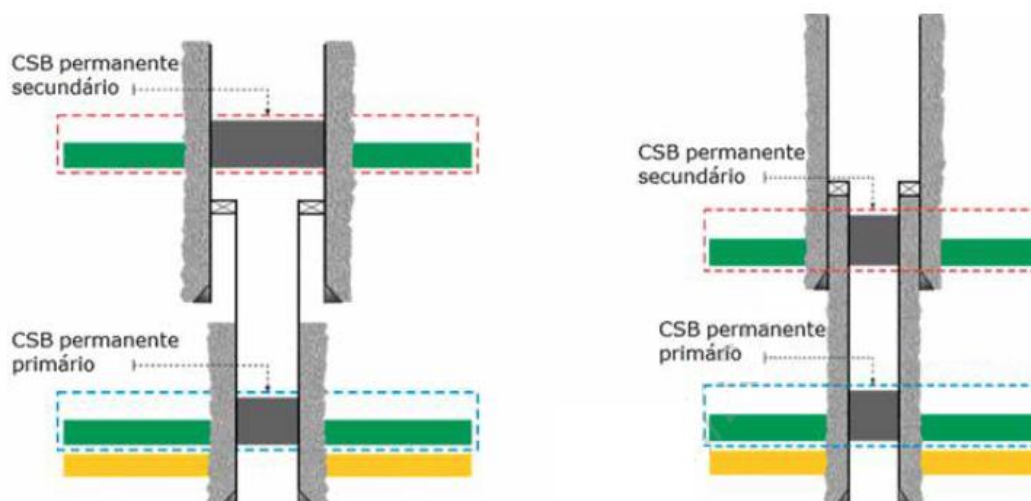
Figura 2: Exemplo de elementos de CSB para um poço terrestre surgente



Elementos de CSB	Tabela do item 8.5
CSB Primário	
Formação Selante	8
Revestimento Cimentado (até o packer de produção)	2, 5
Packer de Produção	15
Coluna de Produção	10
DHSV	20
CSB Secundário	
Formação Selante	8
Revestimento Cimentado	2, 5
Revestimento	2
Cabeça de Poço	24
Suspensor da Coluna de Produção	11
Árvore de Natal Convencional	28

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP.

Figura 3: Exemplos de CSB's para abandono permanente de poços com liner



Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

3.7. Tabelas de verificação de integridade para os elementos estabelecidos

Todos os elementos estabelecidos como parte de CSB tem sua verificação de integridade de acordo com padrões estabelecidos no manual de poços do IBP. As tabelas a seguir definem os parâmetros de referência utilizados para os elementos exemplificados anteriormente:

Tabela 2 – Não surgência

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Pressão de reservatório insuficiente para elevar os fluidos até a superfície ou até o leito marinho.
Funções	Fluido da formação exercendo pressão hidrostática no poço que prevenirá o fluxo não intencional de fluidos da formação para o ambiente externo.
Projeto/Construção	1. Deve-se analisar para os poços: a) Com completação molhada: condição de não surgência para o leito marinho. Para poços conectados à sonda ou UEP, a condição de não surgência deve ser verificada para a superfície e assoalho marinho; b) Terrestres ou com completação seca: condição de não surgência para a superfície. 2. A não surgência do poço deve ser avaliada desconsiderado qualquer método de elevação artificial. 3. A avaliação de não surgência deve considerar a variação das características do reservatório prevista para o período de abandono.
Verificação	1. A não surgência deve ser verificada por um dos seguintes métodos: a) Através da pressão estática obtida na árvore de natal ou no interior do poço (por exemplo, PDG) com o poço fechado; b) Informações e características dos poços do campo; c) Através das informações obtidas durante a produção do poço. 2. A condição de não surgência deve ser verificada periodicamente.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 3 - Revestimento

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Tubulação de revestimento/liner
Funções	Prover o isolamento físico que impeça o fluxo de fluido da formação ou de fluido de injeção entre o interior da tubulação e seu anular.

Projeto/Construção	1. As tubulações, incluindo-se as conexões, devem ser projetadas para suportar todos os esforços e tensões esperadas durante o período do abandono. 2. Devem ser definidos, para cada tipo de esforço, os fatores de segurança mínimos de projeto. Os efeitos estimados de temperatura, corrosão e desgaste devem ser incluídos no projeto. 3. Devem ser definidos e documentados todos os tipos de carregamentos em relação à pressão interna, colapso e tensão/compressão e triaxial. 4. O projeto de revestimento pode ser baseado em modelos determinísticos ou probabilísticos. 5. O revestimento que for exposto ao intervalo com hidrocarboneto deve ter conexões que vedem o gás. A exceção é o revestimento de superfície que apenas esteja exposto ou que possa estar potencialmente exposto a gás raso com gradiente normal.
Verificação	1. Para o abandono temporário o revestimento/liner: a) Deve ser verificado com o máximo diferencial de pressão esperadas durante o período do abandono; b) Pode ser verificado enquanto a pasta de cimento estiver fluida (batida do plugue de topo) ou depois da cura do cimento. A verificação não deve ser realizada durante a cura da pasta de cimento. 2. Para o abandono permanente exclusivamente, o trecho de revestimento utilizado para compor o CSB permanente não possui critérios de verificação objetivos, pois são os intervalos cimentados (interior do poço e anulares) que deverão prover a vedação e integridade do CSB.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 4 – Packer de produção

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Este equipamento consiste de um dispositivo para ancoragem em revestimento 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).
Projeto/Construção	1. O packer deve garantir vedação ao máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono. 2. Os materiais metálicos e não-metálicos devem ser compatíveis com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com o packer (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o período de abandono.
Verificação	Deve ser testado no sentido de fluxo com o máximo diferencial de pressão esperado ao longo do período de abandono, sempre que factível. De forma alternativa, o packer pode ser verificado no sentido oposto.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 5: Tampão de cimento

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Pasta de cimento que se solidifica e isola hidraulicamente o interior do poço.
Funções	Prevenir o fluxo de fluidos provenientes da formação entre intervalos de formações distintas no interior do poço e/ou para a superfície/leito marinho.
Projeto/Construção	1. Deve ser elaborado um programa de cimentação para cada tampão de cimento a ser instalado. 2. O programa de cimentação deve ser verificado por pessoal qualificado (interno ou externo) para operações de cimentação críticas, cenários em condições HPHT e projetos de pastas complexas. 3. A formulação da pasta de cimento deve ser testada em laboratório em condições de poço representativas e com amostras de produtos sólidos e líquidos provenientes da locação. O teste deve informar o tempo de espessamento e a resistência compressiva da pasta. Os resultados do teste devem ser compatíveis com a duração e finalidade da cimentação. 4. Os tampões de cimento devem ser projetados para prover o isolamento a longo prazo sob condições estáticas e dinâmicas estimadas e carregamentos previstos para o período do abandono. 5. O tampão deve ser projetado para o maior diferencial de pressão e maior temperatura de fundo de poço esperados para o período do abandono, incluindo-se sua instalação e carregamentos de verificação. 6. Deve ser definido um volume mínimo de pasta de cimento que assegure uma pasta homogênea posicionada no poço considerando-se todas as contaminações possíveis da pasta desde a mistura até a sua colocação no poço. 7. O comprimento mínimo do tampão de cimento em poço aberto ou revestido deve ser de 30 m para 1 (um) elemento de CSB. 8. O comprimento mínimo do tampão de cimento em poço aberto ou revestido deve ser de 60 m para que possa ser um Elemento de CSB Combinado.

Verificação	Poço Aberto Aplicação de peso de 10 a 15 klb para coluna de trabalho/perfuração. Poço Revestido: 1. Aplicação de peso de 10 a 15 klb para coluna de trabalho/perfuração ou máximo disponível a depender das características do flexitubo ou arame/cabo. A verificação por aplicação de peso pode ser dispensada, mediante análise de risco, em casos excepcionais. A verificação por pressão de um tampão de cimento pode ser inconclusiva e, portanto, dispensada desde que o tampão de cimento atenda todas as seguintes condições: a) Posicionado em poço revestido; b) Acima de um tampão mecânico, de cimento ou shoe track cimentado verificado por pressão; c) Trecho de revestimento abaixo do tampão de cimento não está canhoneado ou não possui ponto de vazamento conhecido
--------------------	--

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 6: Cimentação no Anular

Características	Critérios de aceitação
Descrição	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.
Funções	Prover um isolamento hidráulico ao longo do poço nos anulares de tubulações metálicas concêntricas e entre uma tubulação metálica e a parede da formação, prevenindo 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.

Projeto/Construção	O planejamento de cada operação de cimentação primária de revestimento/liner deve cobrir no mínimo os seguintes pontos: a) Isolamento da sapata atual, quando aplicável; b) Obtenção dos isolamentos hidráulicos requeridos respeitando a geometria do poço e as formações envolvidas; c) Análise da excentricidade da tubulação para obter o isolamento em toda a extensão necessária; d) Utilização de colchões espaçadores, lavadores e separadores mecânicos deve ser criteriosamente avaliada de modo a cumprir com os objetivos de compatibilidade química e reológica, inversão de molhabilidade e eficiência de remoção do fluido no anular requerida; e) Análise dos efeitos do diferencial de pressão hidrostático entre o interior e o exterior do revestimento/liner, ECD durante a cimentação e a perda de pressão hidrostática antes do posicionamento da pasta de cimento; f) Utilização de volumes e velocidades de bombeio dos colchões e pastas de cimento necessários para reduzir a contaminação da pasta de cimento pelo fluido contido no poço durante o deslocamento no anular; g) Evento de perda durante a cimentação e mitigações necessárias.
Verificação	A extensão anular cimentada deve ser verificada por um dos seguintes métodos: a) Perfis de avaliação de cimentação: Ferramentas/métodos de perfilagem devem ser selecionados baseados na capacidade de prover dados para verificação da qualidade da cimentação. Os perfis devem ser analisados e a análise documentada; b) Registros da operação de cimentação atestando a normalidade da operação (crescimento da pressão esperado ao final do deslocamento, controle dos volumes bombeados e retornados não indicando perda de circulação nem influxo, pastas e colchões misturados no peso específico de projeto, batida do plugue de topo no colar, vedação confirmada pelas válvulas flutuantes, teste de pressão indicando estanqueidade do revestimento na batida do plugue, etc). 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; c) Para constituição de CSB Combinado, deve ter extensão mínima de 120 m quando verificada pelos resultados da operação ou de 60 m quando verificada por perfil de avaliação da cimentação. Qualquer pressurização do revestimento não deve ser realizada durante o processo de gelificação da pasta de cimento, apenas enquanto ela estiver fluida ou após adquirir a resistência compressiva adequada.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 7 – Formação selante

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Formação perfurada e localizada adjacente ao material isolante no anular do revestimento/liner ou no poço aberto.
Funções	Prover um isolamento hidráulico e permanente prevenindo o fluxo do interior do poço para a superfície, leito marinho ou outro intervalo do poço.
Projeto/Construção	1. A formação selante deve atender aos seguintes itens: a) Ser impermeável e sem potencial de fluxo; b) Estar afastada de zonas fraturadas ou falhas que possam levar ao fluxo cruzado ou a injeção para outros intervalos; c) A competência da formação deve ser suficiente para suportar a máxima pressão esperada para todo o período de abandono; d) Não deve ser afetada pelas mudanças na pressão do reservatório ao longo do tempo; e) Ser aderente ao material isolante posicionado no interior do poço ou anular do revestimento/liner.
Verificação	A competência da formação selante deve ser verificada por um dos seguintes métodos: a) Teste de integridade de formação (FIT); b) Teste de absorção (LOT); c) Teste de absorção estendido (XLOT), caso a tensão horizontal mínima não seja conhecida; d) Modelo geomecânico calibrado do campo. A integridade da formação pode ser verificada através da extrapolação do LOT/FIT em profundidades diferentes no poço.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

Tabela 8: Coluna de produção

Características	Critérios de aceitação
Descrição	Coluna de elementos tubulares para produção/injeção.
Funções	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.

Projeto/Construção	1. Os trechos da coluna de produção/injeção que compõem o CSB temporário devem atender aos seguintes requisitos: a) A coluna de produção/injeção deve garantir vedação ao maior diferencial de pressão esperado ao longo do período que o poço ficará abandonado; b) Vedação a gás; c) A metalurgia da coluna de produção/injeção deve ser compatível com as temperaturas e com os fluidos que estarão em contato com os componentes da coluna de produção/injeção (por exemplo: salmoura, H₂S e CO₂) durante o período de abandono; d) A coluna deve suportar os carregamentos a que será submetida durante o período de abandono. 2. Os cabos e linhas de controle/injeção química devem ser removidos nos trechos da coluna de produção/injeção que compõem o CSB permanente.
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.

Fonte: Caderno de boas práticas de E&P: Diretrizes para abandono de poços – IBP

4. FLUXO DE ELABORAÇÃO DE WELL HANDOVER

- 4.1. Construção do poço (Software Open Wells ®)** – Utilização de documentação referente a operações de perfuração e completação do poço no intuito de identificar: as datas de início e fim das operações; sonda utilizada, profundidades e diâmetro das fases, informações sobre o tipo e a quantidade de revestimentos, dados de cimentação; profundidade dos canhoneiros, tipo de método de elevação com seus respectivos componentes, elementos de cabeça de poço, etc.
- 4.2. Avaliação Litológica** – Uma vez que o poço esteja cadastrado no Open Wells, a equipe de Geologia responsável pela identificação das formações litológicas realiza a avaliação dos perfis elétricos cedidos pela antiga operadora, que foram corridos durante as etapas de construção do poço para cadastro dos dados no software.
- 4.3. Elaboração de documento (software Well handover Management ®)** – Após as duas etapas anteriores, com o esquema do poço cadastrado no sistema, inicia-se o estudo de documentação para coleta de dados de todas as informações previstas na prática nº8 do SGIP. Para isto, foi necessário acesso aos históricos de testes

dos poços, mapas de produção, esquemas mecânicos com as completações atuais, boletins diários de operações, perfis de cimentação, programas de intervenções de poços etc. Os poços identificados com algum tipo de anomalia seriam incluídos numa lista de plano de ação para execução de intervenção para reestabelecer as condições de operação seguras de acordo com a regulação.

- 4.4. Notificação de CSB** – Após a conclusão do Well Handover do poço, o projeto é encaminhado à equipe de Engenharia de Produção, que realiza uma Notificação de Conjunto Solidário de Barreiras na plataforma de controle da ANP com as condições atuais de segurança do poço.

5. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

- a) Estudo e familiarização com RANP nº046/2016 do manual de poços do IBP e procedimentos internos para gerenciamento de integridade de poços;
- b) Auxiliar na caracterização de integridades de elementos de CSB com base nos respectivos critérios de aceitação (avaliação de cimentação, revestimento, *packer* etc.);
- c) Elaboração de diagramas esquemáticos de poço com conjuntos solidários de barreiras (CSBs);
- d) Caracterização da integridade de elementos de CSB estabelecidos com base nos respectivos critérios de aceitação;
- e) Cadastro de poços no *software Open Wells* ®;
- f) Elaboração de *Well Handover* dos poços;
- g) Auxiliar na elaboração de plano de ação para elementos não íntegros/degradados;

6. IDENTIFICAÇÃO DE CONTEÚDOS

- a) **Engenharia de Poço** – Disciplina fundamental para a execução das atividades propostas, uma vez que o conhecimento a respeito das sequências operacionais e etapas de perfuração, completação e intervenção em poços facilitou a leitura e entendimento dos históricos de operações e equipamentos utilizados. Desta

forma, foi um conteúdo que auxiliou no processo de cadastro de poços no software Open Wells.

- b) **Técnicas e Análise de operações de perfilagem** – Durante a construção de um poço, uma série de perfis elétricos são corridos tanto para identificação da litologia presente, quanto para avaliação de integridade de elementos que compõem o poço. Neste sentido, o conhecimento da disciplina auxiliou, principalmente, na avaliação da qualidade da cimentação a partir dos perfis CBL e VDL em trechos estabelecidos como conjunto solidário de barreiras, utilizando parâmetros de qualidade vistos em sala de aula.
- c) **Método de elevação Artificial** – Disciplina essencial para o profissional na área de engenharia de petróleo. A elevação artificial de fluidos consiste no uso de equipamentos e tecnologias para produzir fluidos de poços não surgentes ou para incrementar a produção em poços surgentes que já estejam em produção. Neste sentido, cada poço possui um método de elevação específico, com seus respectivos componentes que precisavam ser cadastrados no software e analisadas as condições de integridade, uma vez que alguns destes elementos também fazem parte da composição dos CSB's.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Estágio Curricular Supervisionado exerce um papel fundamental na formação de um acadêmico de engenharia de petróleo. A interação com o mundo que nos espera fora das linhas da universidade nos mostra que os desafios para o exercício da profissão são enormes.

O projeto de implementação do Well Handover para os 817 poços do polo Riacho da Forquilha foram planejados para um tempo de seis meses, com um grupo de trabalho de 4 estagiários, e uma meta de 30 projetos por semana. Atualmente, o referido projeto encontra-se com 98% concluído, sendo os remanescentes aqueles que apresentaram falta de documentação ou algum tipo de problema no software para o cadastro.

Ao longo deste tempo, foram elaborados projetos de poços com diferentes características e complexidades. Em determinados momentos ocorreram dificuldades

em relação ao detalhamento das informações disponíveis. Poços pertencentes a campos mais antigos careciam de informações para uma melhor avaliação de todos os elementos.

Ficou evidente que o tema de gestão de Integridade de poços tem extrema importância na indústria, principalmente pela necessidade de garantir a segurança do meio ambiente e dos colaboradores, uma vez que os órgãos reguladores precisam estabelecer padrões de processos de gestão da informação, para garantir a segurança operacional da produção por parte das novas operadoras.

Neste sentido, alguns desafios estão postos, principalmente no que se refere à adaptação do setor as novas práticas de gestão, tendo em vista que as práticas previstas no SGIP exigem das operadoras a necessidade de formar profissionais qualificados para atuarem no gerenciamento adequado em todo o ciclo de vida dos poços, seja poços antigos, seja os novos projetos de perfuração.

8. REFERÊNCIAS

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução 46/2016 - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) (2016);

NORSOK D-010, Well Integrity in Drilling and Well Operations (Rev 4, 2013);

Instituto Brasileiro de Petróleo. Caderno de boas práticas de E&P – Diretrizes para abandono de poços (2017);

Manual de integridade de poços – PetroRecôncavo (2021);

Bouças, Mariana Heringer. Confiabilidade de sistemas de barreiras de segurança em poços de petróleo pelo Método de Monte Carlo (2017);