



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
PRÓ-REITORIA DE GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TIAGO ALERRANDRO PAULINO ARRAIS

**AVALIAÇÃO DE INJEÇÃO DE CAMPOS MADUROS PARA REDUÇÃO DE
DECLÍNIO E INCREMENTO DE PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

MOSSORÓ

2025

TIAGO ALERRANDRO PAULINO ARRAIS

**AVALIAÇÃO DE INJEÇÃO DE CAMPOS MADUROS PARA REDUÇÃO DE
DECLÍNIO E INCREMENTO DE PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Relatório de Estágio Supervisionado
apresentado ao Curso de Engenharia de
petróleo da Universidade Federal Rural do
Semi-Árido, como requisito para obtenção do
título de bacharelado em Engenharia de
petróleo.

Orientador (a): Keila Regina Santana

Supervisor (a): Thaise Maria Silva de Paula

MOSSORÓ

2025

© 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.

A773a Arrais, Tiago Alerrandro Paulino.
Avaliação de injeção de campos maduros para
redução de declínio e incremento de produção de
hidrocarbonetos / Tiago Alerrandro Paulino
Arrais. - 2025.
41 f. : il.

Orientadora: Keila Regina Santana.
Coorientador: Jonathas Micael Fernandes de
Melo.
Relatório (graduação) - Universidade Federal
Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia de
Petróleo, 2025.

1. injeção. 2. água. 3. petróleo. I. Santana,
Keila Regina, orient. II. Melo, Jonathas Micael
Fernandes de, co-orient. III. 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: Keina 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.

TIAGO ALERRANDRO PAULINO ARRAIS

**AVALIAÇÃO DE INJEÇÃO DE CAMPOS MADUROS PARA REDUÇÃO DE
DECLÍNIO E INCREMENTO DE PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS**

Relatório de Estágio Supervisionado
apresentado ao Curso de Engenharia de
petróleo da Universidade Federal Rural do
Semi-Árido, como requisito para obtenção do
título de bacharelado em Engenharia de
petróleo.

APROVADO EM 19 / 12 / 2025

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Keila Regina Santana (UFERSA)

Orientadora

Prof. Jonathas Micael Fernandes de Melo (PETROBRAS)

Coorientador

Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha (UFERSA)

Avaliador

Carlos Itagiba (In Memoriam).

Por ter me acompanhado parte dessa jornada em vida e a conclusão dela no céu, dedico o fim desse ciclo ao meu grande amigo Carlos Itagiba, sou grato por ter tido o privilégio de sua amizade, esteja eternamente na presença de Deus, até breve meu amigo.

RESUMO

O petróleo é uma fonte energética muito importante, por meio dele é viabilizado o progresso industrial e o transporte mundial. A produção de petróleo além de ser considerada uma atividade de alto custo, também esta acompanhada de um declínio que se inicia a partir do momento que se perfura o primeiro poço de um campo. A retirada de óleo, água e gás faz com que o reservatório reduza sua pressão e a longo prazo isso fará com que seja necessário fornecer mais energia para recuperar esses fluidos. A injeção de água é uma forma muito conveniente de manter o reservatório pressurizado, uma vez que também existe a necessidade de se descartar a água produzida. Considerando esses fatores, a injeção de água é a forma mais comum de recuperação e tem grande efeito, sobretudo, em campos maduros onde a pressão já é mais baixa devido aos anos de produção. Apesar de ser muito eficiente, a injeção de água, quando realizada de forma mal planejada, ocasiona diversos problemas e em alguns casos efetivamente inviabilizando a produção do campo. Aumento de BSW e aumento de nível são alguns dos efeitos indesejados causados por uma injeção de água mal planejada. Esse estudo propõe uma forma otimizada de se acompanhar, avaliar e gerenciar o processo de injeção de água por meio de uma ferramenta que reuni todos os dados necessários para se ter uma melhor visão de todos os parametros relevantes. O estudo se foca na avaliação da relação entre as pressões de operação dos poços injetores com seu volume injetado, e o seu posicionamento geografico no campo.

Palavras-chave: injeção; água; petróleo.

ABSTRACT

Petroleum is a very important energy source, as it enables industrial progress and transportation. Petroleum production, besides being considered a high-cost activity, is also accompanied by a decline that begins as soon as the first well in a field is drilled. The extraction of oil, water, and gas causes the reservoir to lose pressure, and in the long term this leads to its depressurization, making it necessary to provide more energy to lift these fluids. Water injection is a very convenient way to keep the reservoir pressurized, especially since there is also a need to dispose of produced water. Considering these factors, water injection is the most common form of recovery and has major drawbacks, especially in mature fields where pressure is already lower due to years of production. Although highly efficient, water injection, when poorly planned, causes several problems, in some cases, effectively making the field's production unfeasible. Increased BSW and rising fluid levels are some of the undesirable effects caused by poorly designed water injection. This study proposes an optimized way to monitor, evaluate, and manage the water injection process through a tool that gathers all the necessary data to provide a better overview of all relevant parameters. The study focuses on evaluating the relationship between the operating pressures of injection wells, their injected volume, and their geographic positioning within the field.

Keywords: injection; water; petroleum.

1. INTRODUÇÃO

Nos estudos desenvolvidos por Rosa e colaboradores (2006), compreendemos que a injeção de água é uma das técnicas mais importantes na produção de petróleo, pois atua diretamente na manutenção da pressão do reservatório, evitando o rápido declínio da vazão dos poços. Ao repor a energia natural do reservatório, a água injetada empurra o petróleo em direção aos poços produtores por meio do que é conhecido como varrido, aumentando o fator de recuperação e prolongando a vida útil do campo petrolífero. Além disso, a injeção também exerce um papel fundamental no descarte ambientalmente seguro da água produzida, que é um subproduto inevitável da produção de petróleo. Dessa forma, o método alia eficiência operacional com responsabilidade ambiental, reduzindo impactos ao meio ambiente e atendendo às exigências regulatórias.

Apesar de todas essas vantagens, a injeção de água, quando feita de forma não planejada, pode trazer diversos problemas para um campo produtor, os quais muitas vezes se mostram irreversíveis.

Diante disso, este trabalho visa analisar os dados obtidos sobre a injeção de água na qual o estudo foi aplicado de modo a se ter uma melhor definição e gerenciamento de sua injeção, possibilitando economia para a produção e redução do declínio nos campos ao qual será aplicado.

2. DESENVOLVIMENTO

2.1 A empresa

O programa de estágio ao qual os dados deste trabalho estão atrelados, faz parte de uma empresa produtora de petróleo e gás natural de grande porte e bastante consolidação que produz em diversos campos da bacia potiguar, porém, para efeito deste estudo e levantamento de dados focaremos apenas em dois desses campos os quais serão tratados como campos C1 e C2. As atividades do estágio, bem como os primeiros contatos com a injeção desses campos tiveram início em março de 2024, porém o acompanhamento dos e registro dos dados teve início em outubro de 2024 e seguem até a data de apresentação desse trabalho. Em muito pouco tempo foi possível se fazer grandes avanços na coleta de dados e em sua interpretação e boa parte desse avanço se

deve aos conhecimentos teóricos vistos na universidade que em muito contribuíram para a conclusão desse estudo.

A empresa na qual o estágio foi realizado dispõe de diversas tecnologias e acervo técnico, além de profissionais experientes extremamente capacitados, os quais contribuíram enormemente com esse estudo. O estágio foi desenvolvido no setor de produção e dentre as principais atividades realizadas vale destacar: atualização de esquemas mecânicos, controle diário de testes de poços e registros de sonolog, envio de relatórios de wellservice para a ANP, cadastro de dados nas plataformas corporativas, auxiliar no planejamento estratégico, auxiliar na otimização dos poços BCP e BM, compilação e apresentação de dados de produção, realização de cálculos de previsão de venda de gás e sobretudo controle e avaliação diária dos dados de injeção e produção de água, bem como geração de relatórios.

2.2 Descrição dos campos e atividades realizadas

Os dados e análises presentes nesse estudo foram realizados ao longo da duração de 1 ano e 7 meses e na atualidade estão sendo implementados gradativamente com resultados iniciais bastante promissores. Os dados foram baixados da plataforma interna da empresa e tratados em planilhas do excel e para melhor visualização e controle posteriormente foi gerado um Power BI com esses dados afim de compilar todos em um só local, tendo em vista que no que diz respeito a injeção, parte dos dados são oriundos principalmente de três setores: produção, reservatório e operação.

Os campos abordados no estudo, C1 e C2, ambos possuem poços produzindo e injetando ativamente ao decorrer dos estudos sendo 6 poços injetores no campo C1 e 2 injetores no campo C2, os quais serão referidos como INJ-01, INJ-02, INJ-03, INJ-04, INJ-05 e INJ-06 para o campo C1 e INJ-08 e INJ-09 para o campo C2, esse cenário muda ao longo dos meses desse estudo o que inclui a parada de alguns poços injetores e a entrada de um novo injetor.

No que diz respeito aos contaminantes presentes na água dos campos C1 e C2, podemos citar: sulfeto, H₂S dissolvido, sólidos suspensos, ferro, nitrato, sulfato, nitrito, bário, oxigênio dissolvido, cloretos, magnésio, cálcio, bactérias redutoras e areia.

2.3 Cronologia do acompanhamento dos poços injetores

No início das atividades e acompanhamento os campos C1 e C2 produziam em média 6526 barris de água por dia, porém ao longo do acompanhamento, esse volume subiu e na data atual essa média é de 8734 barris de água por dia, um aumento significativo de mais de 2 mil barris diários. A configuração de poços em ambos os campos se manteve até agosto de 2025, quando por decisão estratégica para melhor atender ao novo volume diário de água produzida, o poço INJ-06 foi fechado e um dos antigos poços produtores que se encontrava parado foi convertido a injetor sendo chamado para efeito desse estudo de INJ-07.

A decisão de conversão do poço INJ-07 se deu por parte da equipe de reservatórios que analisou principalmente a posição desse antigo poço produtor em relação ao reservatório. Essa decisão se deve ao fato de que novos poços injetores não são perfurados, sendo mais viável a conversão a injetores de poços já perfurados e que estão fora de operação.

Outro ponto importante a se esclarecer é o tipo de injeção usado nesses campos. No campo C1 é aplicada a chamada injeção na base, e no campo C2 é feita a injeção em linha direta.

Apesar de atualmente só existirem dois poços injetores no campo C2, em anos posteriores essa quantidade era bem maior.

O poço INJ-07 foi escolhido devido a sua posição na base do reservatório, próximo a outros poços e por possuir uma boa capacidade de absorção.

A principal zona estratigráfica na qual esses campos produzem é a conhecida como Pendencias, composta por arenitos e que em setembro de 2024 segundo o rateio por zona em nossa base de dados estavam produzindo o 81% da produção total do ativo, por isso a importância de tentar iniciar a implementação (mesmo com os poucos poços disponíveis nessa área) algum padrão de injeção de água mais regular abrangendo os intervalos de maior produção atual para tentar sustentar e minimizar o declínio natural de petróleo do campo já que alguns desses arenitos já possuem injeção de água que está distribuída de forma muito irregular e isolada. Adicionalmente estão ainda associados vários projetos de WO remanescentes nessa área que também serão beneficiados com a injeção a implementar.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Petróleo

O petróleo se forma a partir da deposição de matéria orgânica junto aos sedimentos. Essa matéria orgânica marinha é composta por algas e microrganismos produtores de fitoplâncton, que não podem ser oxidados. De acordo com Thomas (2001), a ocorrência do processo exige condições termoquímicas específicas, em um ambiente de deposição com sedimentos pouco permeáveis. Assim, a combinação de fatores como presença de matéria orgânica, ausência de oxigênio e deposição sedimentar é essencial para o início da geração de petróleo.

Para que haja acúmulo de petróleo, é necessário que, após sua formação, os hidrocarbonetos migrem e essa migração seja interrompida por uma “armadilha geológica” (muitas vezes também referida como trapa). Dessa forma, entende-se que o petróleo é gerado em uma rocha denominada rocha geradora e se desloca até uma rocha reservatório.

A rocha reservatório precisa ser dotada de duas características principais: porosidade e permeabilidade. Os arenitos, calcarenitos e outras rochas com essas características e porosidade intergranular são exemplos de rochas reservatórios (THOMAS, 2001).

O petróleo é a principal fonte de energia não renovável do planeta, auxiliando a humanidade nas mais diversas tarefas, como a fabricação de combustíveis, plásticos, querosene, gás de cozinha, entre outros. Entretanto, os grandes reservatórios já explorados apresentam queda na produção ao longo do tempo. Por isso, além da descoberta de novos reservatórios, é essencial buscar a otimização da produção naqueles que já estão em operação.

3.2 Métodos convencionais de recuperação

Nascimento (2010) nos mostra que a redução na produção de hidrocarbonetos é um fenômeno natural, decorrente da queda da energia interna do reservatório. Isso ocorre porque, para que o fluido seja extraído, a pressão de fundo do poço deve ser inferior à pressão existente no reservatório, dessa forma, o fluxo se mantém sempre no sentido do reservatório para o poço e depois para a superfície seguindo sempre para o local de menor

pressão, porém, conforme a produção vai sendo realizada essa energia em forma de pressão vai diminuindo até que a exploração se torna inviável. A fim de mitigar os efeitos desse declínio de pressão, algumas técnicas são utilizadas sendo um dos principais a injeção de água produzida.

Os reservatórios ainda contêm volumes significativos de hidrocarbonetos mesmo após o declínio de sua energia natural. Isso ocorre porque os mecanismos naturais de produção são pouco eficientes. Por esse motivo, são aplicados processos cujo objetivo é maximizar a recuperação desses hidrocarbonetos. Esses processos, conhecidos como métodos de recuperação, têm a função de modificar as características do reservatório para elevar a produção.

Conforme Veloso et al. (2014), o ciclo de vida de um reservatório de petróleo pode ser dividido em três fases. A primeira é a recuperação primária, na qual a produção depende apenas da energia natural presente no reservatório. Em seguida, ocorre a recuperação secundária, que emprega técnicas voltadas para manter ou restaurar a pressão interna do reservatório, geralmente por meio da injeção de fluidos, como água. Por fim, existe a recuperação terciária, onde são injetados fluidos que não possuem afinidade com o reservatório, alterando suas condições e melhorando o deslocamento dos hidrocarbonetos, com o objetivo de aumentar ainda mais a produção.

Rosa et al. (2006) expõe que a fase inicial é chamada de recuperação primária de petróleo. Já a segunda e a terceira fases são os métodos de recuperação secundária e terciária, respectivamente, sendo esta última conhecida como recuperação avançada de óleo.

Para Rosa et al. (2006) na recuperação primária, a produção é obtida somente pela energia natural do reservatório. Contudo, à medida que a produção prossegue, há queda de pressão devido ao esgotamento dessa energia. Dessa forma, a recuperação secundária busca manter a pressão necessária para que o poço continue produzindo, prolongando assim o período de extração.

Observa-se que os métodos de recuperação secundária são aplicados em reservatórios maduros, a fim de prolongar sua vida produtiva ou mesmo elevar sua produção atual, mesmo antes do início do declínio.

3.3 Injeção de água

A injeção de água é o método de recuperação mais amplamente empregado, principalmente por apresentar custos operacionais inferiores em comparação com outras técnicas de recuperação avançada (EOR). De acordo com Rosa et al. (2006), esse método vem sendo de grande valia para a indústria do petróleo desde a década de 50.

Como a água e o óleo são imiscíveis em todas as condições de pressão e temperatura, a água injetada tem como principal objetivo deslocar o óleo contido no reservatório e, simultaneamente, aumentar sua pressão. Segundo Thomas (2001), a água utilizada nesse processo pode ter quatro origens distintas:

Água subterrânea captada em poços: apresenta baixo teor de contaminantes e reduzida concentração de gases como CO_2 , H_2S e O_2 , que podem ser prejudiciais. Essa característica simplifica o tratamento e reduz o custo operacional da planta. Geralmente, os poços inicialmente perfurados para produção de petróleo e que se mostram economicamente inviáveis são recompletados para captação de água. Devido à alta vazão, costumam ser equipados com BCS.

Água de superfície proveniente de rios e lagos: normalmente não apresenta comportamento corrosivo nem tendência à formação de incrustações, necessitando apenas de tratamento para remoção de sólidos em suspensão e oxigênio dissolvido.

Água do mar: é abundante, porém contém elevadas concentrações de sulfato, que servem de nutriente para bactérias redutoras de sulfato, capazes de produzir H_2S .

A água produzida associada à extração de petróleo: trata-se de um subproduto da produção, que, conforme Rosa et al. (2006), contém sais de cálcio, magnésio, ferro, bário e sílica, agregados por óleo residual. Essa característica dificulta seu tratamento e exige cuidados devido ao alto teor de salinidade, que precisa ser reduzido antes de seu descarte ou reinjeção.

A reinjeção da água produzida, tema central deste estudo, consiste no aproveitamento dessa água associada para fins de recuperação secundária. De acordo com Silva Filho (2013), essa prática reduz o impacto ambiental ao evitar o descarte do efluente e, quando tecnicamente viável, proporciona ganhos econômicos significativos, já que eleva a produção de óleo em campos maduros. Dessa forma, alcançam-se dois benefícios simultâneos: preservação ambiental e incremento na produção.

Para Rosa et al. (2006), muito além de ser apenas uma forma de manter a pressão de um reservatório, a injeção de água ajuda a acelerar a produção dos hidrocarbonetos e

gera um incremento na eficiência de recuperação tendo ainda diversos outros fatores atrelados os quais incentivam a injeção de água. Embora por vezes seja difícil prever ou modelar seu comportamento, sabe-se que o efeito causado por essa injeção conhecida como varrido, tem um atraso, isto é, leva certo tempo para aquela pressão injetada se propagar até os poços produtores.

Na engenharia de reservatórios a injeção de água é uma das técnicas mais eficazes de recuperação secundária. Seu principal objetivo é manter a pressão do reservatório e deslocar os hidrocarbonetos em direção aos poços produtores, aumentando assim o fator de recuperação (Alvarado & Manrique, 2016). Esse método é amplamente empregado em campos maduros, onde o declínio natural da pressão compromete a produção. A eficiência do processo depende de variáveis como qualidade da água injetada, características petrofísicas da rocha e controle operacional e quando bem planejada, a injeção de água pode reduzir o declínio produtivo e prolongar a vida útil do campo (Alvarado & Manrique, 2016). Contudo, se mal gerenciada, pode gerar efeitos indesejados, como aumento do corte de água e fraturamento da formação. Dessa forma, o gerenciamento adequado da malha de injeção é essencial para garantir resultados positivos e sustentáveis.

Assim como na injeção de gás, o mecanismo da injeção de água não envolve reação química entre os fluidos. A água injetada atua puramente como agente de deslocamento, empurrando o óleo presente no reservatório para fora dos poros da rocha e facilitando sua produção.

Conforme destacado por Rosa et al. (2006), à medida que ocorre a injeção de água em um reservatório, há um aumento da saturação de água nas proximidades do poço injetor, o que resulta na formação de um banco de óleo à frente da água injetada. Quando esse banco de óleo atinge a região próxima ao poço produtor, observa-se um aumento significativo na produção de óleo.

De acordo com Thomas (2001), os sistemas de injeção de água são, de modo geral, compostos pelas seguintes etapas:

Sistema de captação de água: quando se utiliza água subterrânea, a captação pode ocorrer por meio de poços; já no caso de água do mar ou de superfície, utiliza-se um conjunto de bombas. Sistema de tratamento da água de injeção; Sistema de injeção de água propriamente dito: formado por linhas de injeção, bombas e poços de injeção; Sistema de tratamento e descarte da água produzida.

Entretanto, conforme Curbelo (2006), nem todos os reservatórios são adequados para a aplicação da injeção de água. Reservatórios heterogêneos, com baixa continuidade,

não são recomendados para esse método, pois a água injetada pode não atingir o poço produtor de forma eficiente.

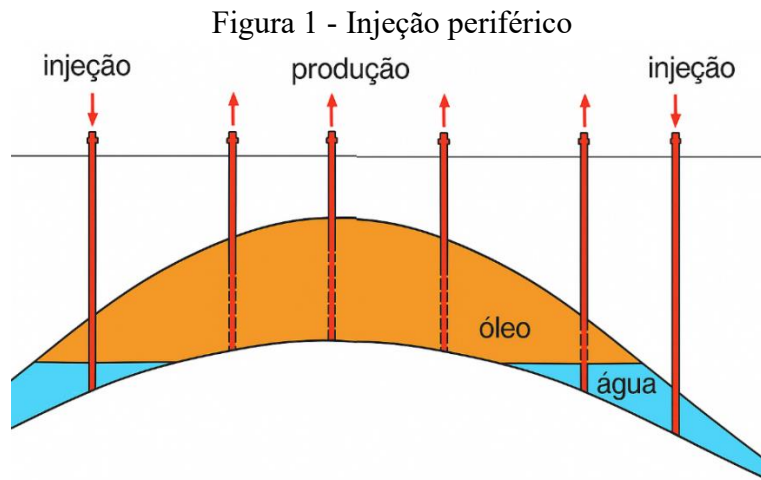
Além disso, ao longo da vida útil do campo, é possível converter poços produtores em poços injetores, com o objetivo de reduzir custos relacionados à perfuração de novos poços e ao abandono daqueles com elevada produção de água (CURBELO, 2006).

3.4 Esquemas de injeção

De acordo com Thomas (2001), existem diversas formas de injetar fluido em um reservatório como parte dos métodos convencionais de recuperação. Uma etapa fundamental no projeto de injeção é a definição do esquema de injeção, ou seja, a maneira pela qual os poços serão distribuídos no campo para maximizar a produção adicional de óleo. Além disso, na escolha do esquema, é necessário considerar características do meio poroso e dos fluidos presentes. Nos projetos, devem ser avaliados aspectos como a vazão de injeção, o número e a distribuição de poços produtores e injetores, as pressões, bem como a expectativa de produção de óleo, visando o dimensionamento adequado dos equipamentos e a análise da viabilidade econômica do processo. De forma geral, os esquemas de injeção de água podem ser classificados em injeção periférica, injeção na base e injeção em malhas.

Injeção periférica:

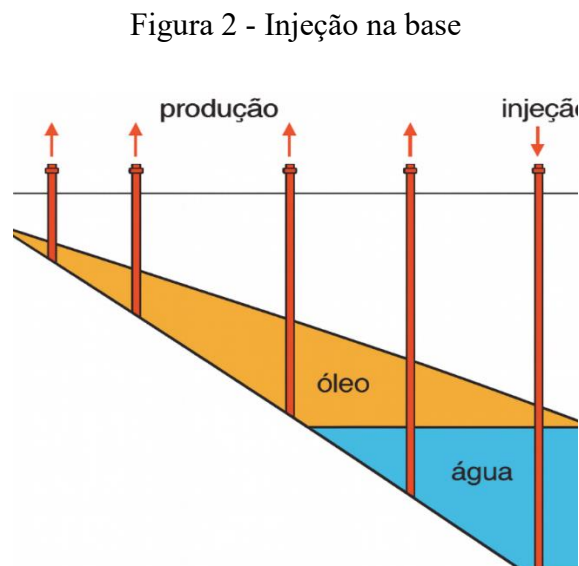
Nesse tipo de arranjo, a injeção de água é realizada por meio de poços posicionados na base da estrutura, os quais, nos mapas, são representados como estando na periferia do reservatório. A configuração desse projeto é do tipo anticlinal, com os poços produtores localizados na região central do reservatório.



Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

Injeção na base:

A injeção de água pode ser realizada na base da estrutura, e devido à diferença de densidade entre o fluido deslocante e deslocado, o processo de recuperação é favorecido. Isso ocorre porque a água tende a se acumular na parte inferior do reservatório, empurrando o óleo em direção aos poços produtores (ROSA et al., 2006).



Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

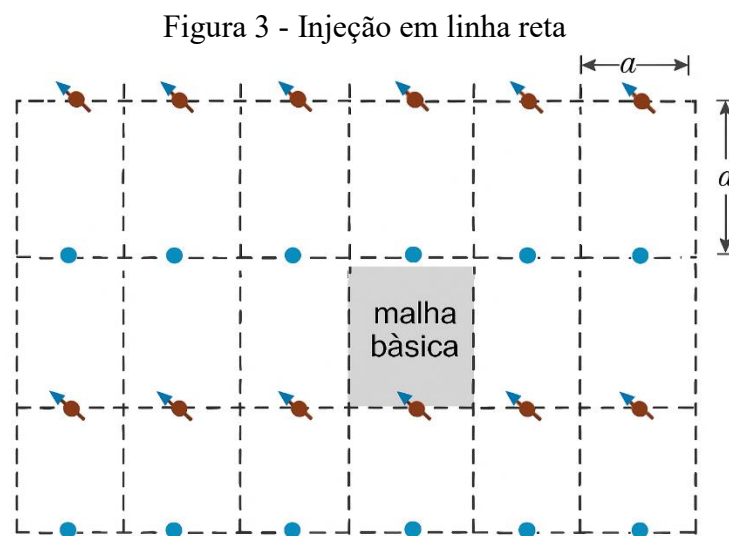
Injeção em malhas:

Nesse modelo, os poços injetores e produtores são distribuídos por toda a extensão do reservatório. A água é injetada diretamente na zona de óleo, alterando a saturação e influenciando a movimentação natural dos fluidos no interior do reservatório. Entre os

arranjos de malhas utilizados, destacam-se a injeção em linha direta, a injeção em linhas diagonais, o modelo “five-spot” (malha de cinco pontos) e o modelo “seven-spot” (malha de sete pontos), entre outros.

Modelo 1: Injeção em linha direta:

Nesse arranjo, existem duas linhas distintas: uma para os poços injetores e outra para os poços produtores, dispostas de forma alternada. A distância entre poços do mesmo tipo ($a - a$) e entre linhas ($d - d$) é mantida constante. Essas distâncias criam retângulos regulares que constituem a malha do projeto.

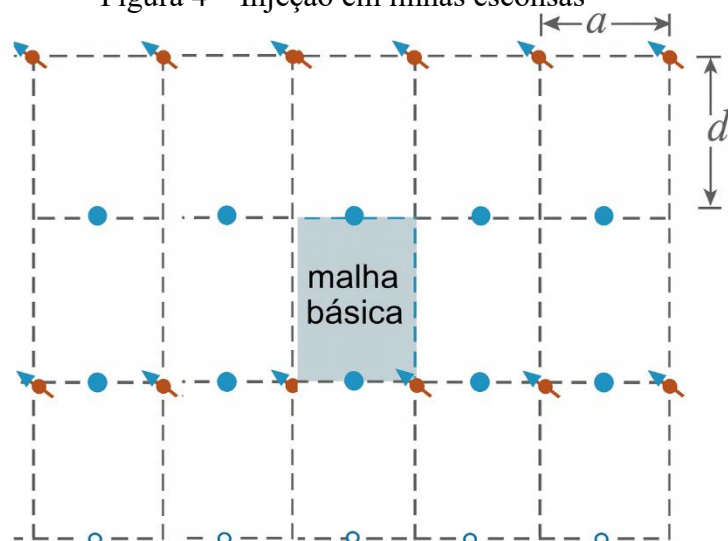


Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

Modelo 2: Injeção em linhas esconsas:

Na injeção com linhas esconsas, o espaço entre poços do mesmo tipo será a metade da distância entre poços da malha composta por linha direta, ou seja, $a/2$.

Figura 4 – Injeção em linhas esconsas

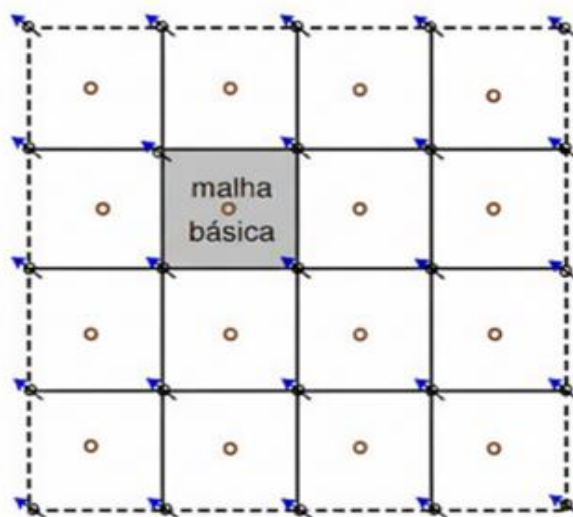


Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

Modelo 3: Malha de injeção “five-spot”:

A malha “five-spot” corresponde a um caso particular do modelo de injeção em linhas diagonais. Nesse arranjo, a distância entre as linhas é metade da distância entre poços do mesmo tipo, ou seja, $d=a/2$ ou $d=a/2d=a/2$. A configuração da malha é formada por um quadrado contendo cinco poços: quatro poços injetores, localizados nos vértices, e um poço produtor, posicionado no centro. Este é o arranjo mais empregado para injeção de água em processos de recuperação secundária.

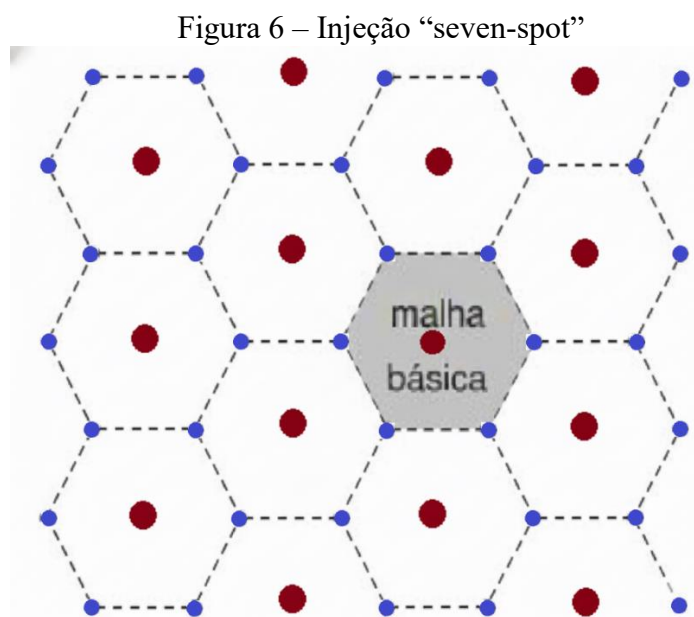
Figura 5 – Injeção “five-spot”



Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

Modelo 4: Malha de injeção “seven-spot”

A configuração de injeção “seven-spot” segue o mesmo princípio da malha “five-spot”, porém, os poços são dispostos de forma a formar um hexágono. Nesse arranjo, os poços injetores ficam localizados nas bordas do hexágono, enquanto o poço produtor é posicionado no centro.



Fonte: Adaptado de ROSA et. al, (2006)

Muitos mais do que uma decisão de engenharia, a injeção de água é uma decisão estratégica que toma por base uma grade interdisciplinar de fatores que vão desde geografia, química, física e economia até fatores mais difíceis de se prever como alterações no BSW dos poços devido a injeção. Nos estudos realizados por Alvarado & Manrique (2016), vemos que muitas vezes escolher o melhor método de recuperação secundária, bem como iniciar esse procedimento acaba sendo uma decisão bastante delicada e, caso não seja feita da forma correta, pode acabar gerando mais problemas de produção do que benefícios. Esse estudo vem propor uma forma otimizada e mais eficaz de se gerenciar a malha de injeção de água nos campos maduros bem como analisar a reação do reservatório a esse novo modelo e os respectivos ganhos de produção associados.

4. METODOLOGIA

4.1 Coleta dos dados

Os dados de injeção são diariamente coletados pelos operadores de campo, eles verificam sempre a pressão na cabeça do poço e nos anulares, bem como o volume total injetado no dia anterior e suas condições estruturais. É importante ressaltar que parte do acompanhamento diário feito durante esses estudos foram as pressões dos anulares, tendo em vista que essas pressões devem ser sempre zero, caso contrário é evidência de uma falha de integridade no poço. O controle do volume injetado em cada poço é feito por meio de válvula globo e é realizada pelo operador da estação, porém a decisão estratégica de quais poços alocar mais ou menos água é realizada em conjunto pelos times de produção, reservatório e produção, a avaliação crítica diária dos dados e posterior tomada de decisão quanto aos volumes dos poços também faziam parte da atividade realizada no estágio.

Os volumes de água injetada coletadas e carregados na plataforma interna são em m^3/d , e as pressões em kgf/cm^2 , para melhor efeito de cálculo e tendo em vista as unidades de medida mais convencionalmente usadas na indústria do petróleo eles foram convertidos e tratados como bbl/d e psi , respectivamente.

Após feitas as definições de unidades a serem medidas e a forma como os dados seriam tratados, foi gerada uma planilha que correlaciona os dados de injeção dos dois campos e seus valores de água produzida. É importante salientar que esses dados foram acompanhados diariamente desde o início das atividades até o presente, de modo que eles são a base para todo o processo que envolve a injeção, desde os cálculos envolvidos até as decisões relacionadas a injeção. A tabela é composta por 5 colunas sendo: data, injetado C1 (bbl/d), injetado C2 (bbl/d), injetado total (bbl/d) e produzida total (bbl/d).

Esses valores são conferidos diariamente com base na medição feita pelos operadores e validados com o valor da plataforma interna de medição, segue abaixo a tabela gerada para o mês de novembro.

Tabela 1 – dados de injeção dos campos C1 e C2

DATA	INJETADO C1 (BBL/D)	INJETADO C2 (BBL/D)	INJETADO TOTAL (BBL)	PRODUZIDA TOTAL (BBL)
04/11/2025	6.209,00	2.315,00	9.033,47	8.821,98
26/11/2025	6.063,84	2.430,72	9.023,56	8.755,25
22/11/2025	6.045,97	2.435,05	8.973,70	8.853,78
10/11/2025	6.100,63	2.300,58	8.972,50	8.959,40
25/11/2025	6.020,51	2.374,05	8.946,86	8.835,71
19/11/2025	5.968,55	2.374,45	8.933,29	8.684,44
20/11/2025	5.956,10	2.376,00	8.928,11	8.775,18
27/11/2025	6.026,28	2.335,30	8.891,05	8.529,29
15/11/2025	5.977,11	2.375,05	8.889,81	8.914,18
14/11/2025	5.939,30	2.389,52	8.877,79	8.898,35
07/11/2025	5.938,57	2.324,37	8.860,27	8.808,60
24/11/2025	6.024,00	2.421,00	8.860,00	8.858,72
18/11/2025	5.932,56	2.385,37	8.854,69	8.754,31
17/11/2025	5.906,27	2.395,31	8.850,05	8.756,97
16/11/2025	5.896,48	2.397,13	8.826,60	8.948,52
23/11/2025	6.044,21	2.372,39	8.762,56	8.836,12
08/11/2025	5.966,30	2.184,11	8.739,44	8.991,16
28/11/2025	5.850,49	2.358,07	8.736,40	8.700,30
09/11/2025	6.092,18	2.264,98	8.687,40	8.991,41
13/11/2025	5.809,49	2.301,71	8.683,06	9.039,33
21/11/2025	5.738,73	2.405,99	8.617,46	8.784,93
06/11/2025	5.457,00	2.450,00	8.494,83	8.777,14
29/11/2025	5.558,08	2.355,24	8.455,50	8.710,96
05/11/2025	5.325,69	2.474,43	8.365,88	8.815,88
30/11/2025	5.963,00	1.823,14	8.346,42	8.692,36
12/11/2025	5.367,39	2.265,48	8.235,48	9.058,91
02/11/2025	5.512,23	2.099,51	8.233,03	8.847,52
03/11/2025	5.275,92	2.074,03	7.893,83	8.812,03
11/11/2025	4.763,00	2.057,11	7.441,84	9.011,24
01/11/2025	4.179,39	1.632,62	6.361,54	8.847,52
Total	172.908,27	68.747,71	257.776,40	265.071,46

Fonte: autoria própria (2025)

Além de gerar a tabela com os dados gerais contendo a somatória do volume de água injetada também foi feita uma outra planilha que contém os volumes injetados para cada poço, esta segunda planilha foi criada para servir como base para criação do Power BI de acompanhamento de injeção poço a poço, que permite uma melhor visualização do estado de cada poço dos dois campos e de suas características.

Para essa nova tabela foi avaliado o escopo geral que compõe um poço injetor e levantado por meio de time de produção, reservatório, medição e operação, quais os aspectos mais relevantes a serem acompanhados de modo a se ter os parâmetros de referência que seriam acompanhados.

Diante da complexidade de um poço injetor, para muito além de aspectos que envolvem ganhos de produção e descarte de água se observou que existem características desse tipo de poço que estão diretamente relacionadas à segurança, sendo assim para esse acompanhamento foram considerados seis componentes: pressão de cabeça, pressão do anular, pressão de fratura, volume injetado, cotas e tratamento ácido, a seguir é explicado cada um deles e o motivo de seu acompanhamento.

4.2 Acompanhamento da injeção de água

Para que haja o processo de injeção é necessário que a água seja submetida a pressões consideravelmente altas, capazes de penetrar a formação, sendo assim são usadas bombas de grande porte as quais bombeia continuamente o volume da água oriundo do sistema de tratamento para os poços injetores e como consequência a pressão de cabeça nesses poços é sempre consideravelmente alta. Apesar disso, existem limites os quais são considerados aceitáveis para essa pressão de cabeça, ela tende a oscilar junto com o volume injetado, como será mostrado mais a frente, porém um aumento na pressão de cabeça sem alteração no volume injetado pode significar uma obstrução ou nos canhoneados pelos quais a água penetra na formação, ou na estrutura conhecida como boca de sino, pela qual a água sai da coluna de injeção para o poço.

Essas obstruções podem ocorrer pela formação de incrustações por meio da deposição indesejada de sais minerais que ao longo do tempo tendem a aumentar até que se tornam uma restrição a passagem de água, necessitando uma maior pressão para injetar um volume que antes era injetado a uma pressão mais baixa. Nos poços em que se identifica esse aumento na pressão de cabeça sem alteração no volume injetado é aplicado um tratamento com ácido o qual consegue eliminar e quebrar a maior parte dessas incrustações, retornando os poços aos parâmetros de injeção considerados normais.

Outro ponto ligado ao tratamento ácido mediante um aumento na pressão está ligado a características do reservatório. Cada formação possui uma propriedade denominada como gradiente de fratura, esse valor varia a depender das propriedades da rocha e é definida ainda na fase de perfuração do poço, pois a pressão exercida pelo fluido de perfuração deve estar dentro de uma janela delimitada entre uma pressão alta o bastante para estabilizar o poço e baixa o bastante para não fraturar a formação, dessa forma esse gradiente serve como base para o cálculo da pressão de fratura. Esta pressão também deve ser observada durante a injeção de água pois da mesma forma que numa perfuração existe um fluido pressionando a formação, o que não é um problema contanto que a pressão de fratura seja respeitada. Operar um poço injetor acima da pressão de fratura em teoria significa que há formação de uma fratura na rocha que tende a aumentar se tornando um caminho preferencial o qual a água injetada tende a ocupar, gerando diversos problemas, sendo um deles a possibilidade de essa água que deveria estar dando suporte a uma zona ou a um poço produtor específico, acabar indo para outra zona ou poço, sendo assim esse

também foi um dos aspectos levantados a serem acompanhados diariamente. Vale ressaltar que os dados referentes a pressão de fratura dos poços injetores foram calculados e fornecidos pelo setor de reservatórios.

O espaço anular está localizado entre os revestimentos do poço, bem como entre a coluna de produção/injeção e o revestimento, nesses espaços entre os revestimentos conhecidos como anular A e anular B não deve haver pressão pois eles são isolados, sendo assim, se faz necessário acompanhar a pressão desses espaços de modo a garantir que elas sejam sempre zero. Um registro de pressão diferente de zero nesses espaços evidencia uma falha estrutural a ser corrigida.

O volume injetado e a cota são os dois parâmetros mais importantes a se acompanhar num poço injetor. Podemos entender a cota como a meta de injeção a ser atingida por determinado poço para que este consiga dar o suporte de pressão o suficiente para repor aquilo que é retirado durante o processo de produção. Por motivos diversos que vão desde o balanço diário de água até propriedades de absorção da rocha, a cota acaba não sendo atingida muitas vezes, sendo injetado um volume maior ou menor que a cota estabelecido. Parte desse estudo e da avaliação feita durante o estágio consiste na verificação dessa taxa de atingimento da cota, expresso em porcentagem.

Estabelecidos os parâmetros, foi gera e alimentada diariamente a planilha a seguir e feito o cálculo percentual de atingimento das cotas, servindo como base para avaliar os poços que estavam ou não atingindo suas cotas e se fazer a redistribuição no dia seguinte para se aproximar das cotas, abaixo segue a planilha diária de acompanhamento.

Tabela 2 – acompanhamento de parâmetros dos poços injetores

Well	Date	Head Pressure (PSI)	Fracture Pressure (PSI)	Injected Volume (BWIPD)	Quota (BWIPD)		
INJ-01	12/08/2025	579	1106	730	1000	INJ-01	73,0%
INJ-02	12/08/2025	605	782	1723	1800	INJ-02	95,7%
INJ-03	12/08/2025	705	1094	607	600	INJ-03	101,1%
INJ-04	12/08/2025	910	752	927	600	INJ-04	154,5%
INJ-05	12/08/2025	850	1612	1391	1400	INJ-05	99,4%
INJ-06	12/08/2025	1195	750	522	400	INJ-06	130,4%
INJ-08	12/08/2025	1166	1152	1351	1600	INJ-08	84,4%
INJ-09	12/08/2025	1217	1181	1349	1600	INJ-09	84,3%
Total				8599	9000	TOTAL	95,5%

Fonte: autoria própria (2025)

A planilha de acompanhamento é alimentada com os dados totalizados de injeção do dia anterior e sua soma de INJ-01 a INJ-06 se torna o total injetado do campo C1, analogamente a soma de INJ-08 e INJ-09 correspondem ao volume total injetado no campo C2. A última coluna existe um valor em porcentagem correspondente ao volume

injetado em um poço dividido por sua cota estabelecida, o valor ideal dessa visão seria 1 correspondendo a 100% em porcentagem, e que na teoria significa que 100% da energia retirada do reservatório foi repostado, porém é bastante difícil se chegar nessa porcentagem ideal, mas para efeito de injeção a margem que vai de 75% até 125% da cota estabelecida é considerado aceitável, porém aqueles poços que ultrapassam essa margem de 25% da cota seja para mais ou menos, devem ter seus volumes ajustados de modo a se aproximarem da cota. Em geral observou-se que o poço INJ-04 tinha uma grande capacidade de absorção, enquanto outros como INJ-01, INJ-08 e INJ-09 só conseguiam absorver cerca de 80% da cota estabelecida.

Obtidos e validados os dados, o passo seguinte foi a criação do Power BI compilando todos os dados obtidos para facilitar a avaliação e o acompanhamento dos poços injetores.

O formato sugerido para o Power BI foi de um mapa de satélite, tendo em vista que na avaliação de poços injetores e produtores a localização de um em relação ao outro e a de ambos em relação ao reservatório é de extrema importância. Foi feito o mapeamento das coordenadas GPS dos poços de ambos os campos na base DD, pois é a única coordenada compatível com o Power BI, e os parâmetros anteriormente apresentados foram usados como base para geração de dois gráficos para cada um dos 8 poços injetores.

Antes de apresentar os gráficos existem dois pontos importantes a serem considerados, o primeiro é que as cotas atuais são uma revisão das cotas anteriores, tendo em vista que ao longo do estudo o volume de água produzida aumentou em mais de 2 mil barris diários de modo que as cotas de injeção anteriores já não atendiam mais as novas condições de produção, injeção, tratamento e descarte desses dois campos. O segundo ponto é que nesse processo de revisão de cotas foi decidido que o poço injetor INJ-06 seria fechado e um outro poço que se encontrava fechado, que anteriormente era um poço produtor, foi convertido em poço injetor e para efeito desse estudo será tratado como INJ-07 do campo C1.

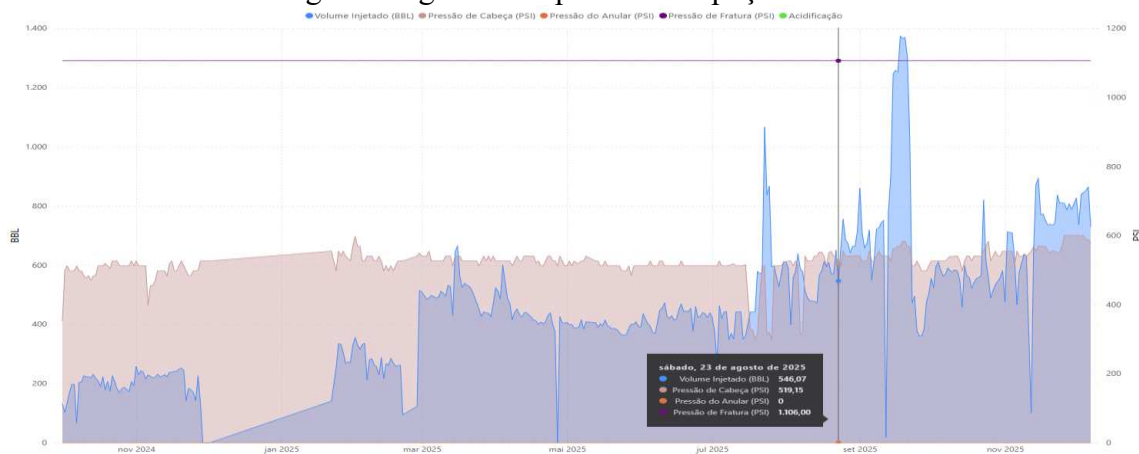
A revisão de cotas é realizada por uma equipe interdisciplinar que envolve todos os setores da empresa e é realizada sempre que uma grande variação na condição de produção e injeção de água é observado. Esse aumento no volume correu de forma gradativa ao longo do ano de 2025 e será demonstrado graficamente mais adiante.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 INJ-01

Com os parâmetros dos poços foram gerados dois gráficos para cada um dos injetores, sendo o primeiro aquele que correlaciona suas pressões com o volume injetado e o segundo a relação da cota e o volume injetado.

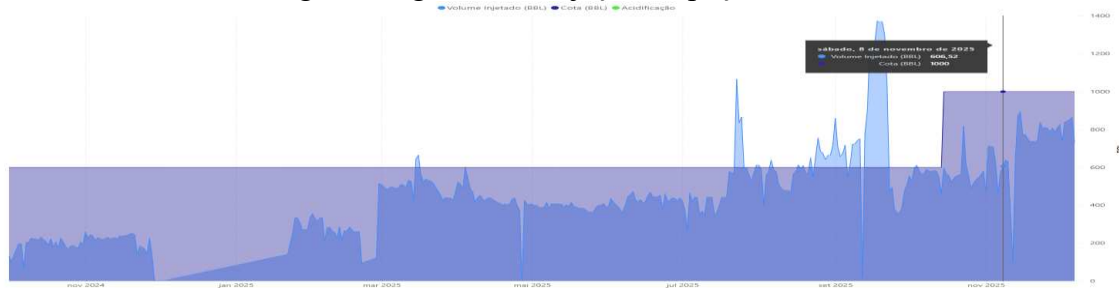
Figura 7 – gráfico de pressões do poço INJ-01



Fonte: autoria própria (2025)

A figura 7 mostra a relação das pressões do anular, de cabeça e de fratura com o volume injetado no poço INJ-01. A análise dos dados no período de outubro de 2024 a novembro de 2025 mostram que a pressão de cabeça desse poço é bastante estável ficando numa média de 521 psi e não sofre grandes variações com o aumento ou redução no volume injetado, a pressão do anular se manteve sempre em 0 psi evidenciando que não há falhas e sua pressão de fratura, representada pela linha roxa acima no gráfico esta consideravelmente distante das pressões que o poço opera.

Figura 8 – gráfico de injeção do poço INJ-01

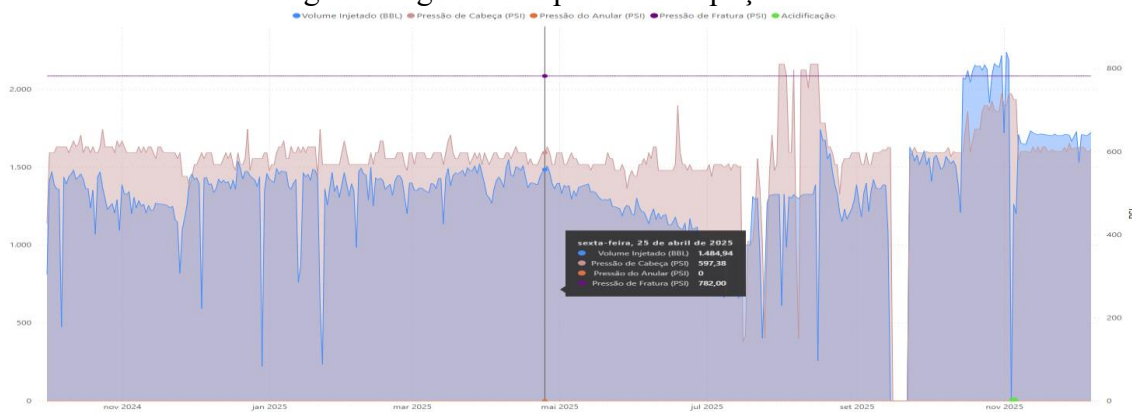


Fonte: autoria própria (2025)

A figura 8 mostra a relação entre a injeção e a cota desse poço. Nele podemos ver claramente a justificativa para revisão das cotas conforme mencionado anteriormente. A cota anterior do poço era de 600 barris por dia e após revisão passou a ser 1000 barris por dia. O aumento na produção de água eleva gradativamente o volume injetado no poço fazendo com que este passe a injetar acima da cota anterior, com a revisão da cota foi possível manter o descarte seguro de água na medida em que o poço atende a sua nova cota.

5.2 INJ-02

Figura 9 – gráfico de pressões do poço INJ-02



Fonte: autoria própria (2025)

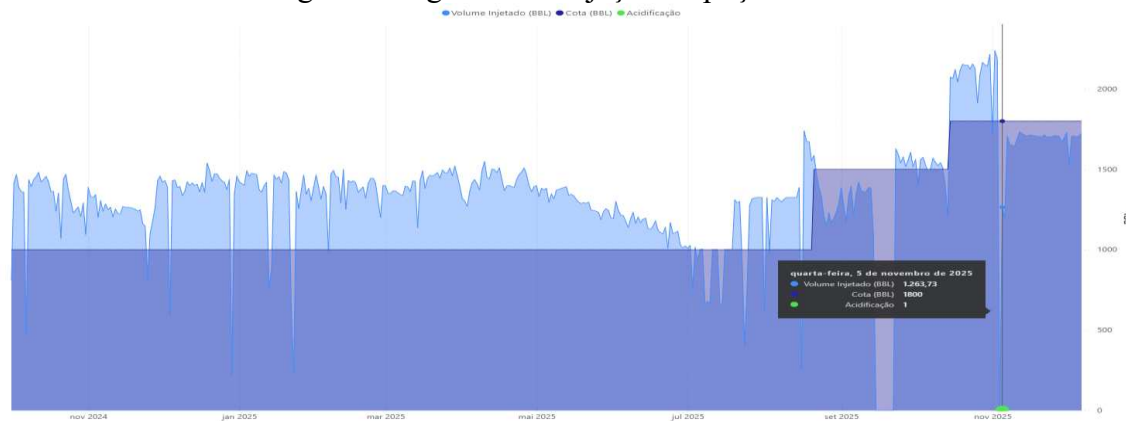
A figura 9 mostra a relação das pressões com a injeção do poço INJ-02. Assim como o INJ-01, vemos que este poço possui uma pressão de cabeça bastante estável, porém neste vemos que a variação de volume injetado afeta bastante a pressão de cabeça. Nos períodos entre setembro e novembro, onde houve necessidade de injetar um volume acima da cota, a pressão de cabeça ultrapassou a pressão de fratura. O INJ-02 tem uma pressão de cabeça média em condições normais de 550 psi, podendo variar 40 psi para

mais ou menos, porém, nesses períodos de aumento na injeção a pressão chega a cerca de 800 psi, ultrapassando continuamente ou se aproximando bastante da pressão de fratura que é de 782 psi para este poço. É importante ressaltar que esse valor de 782 psi, bem como os valores listados de pressão de fratura para cada um dos poços injetores, não corresponde ao valor real de fratura, por questões de segurança, após serem calculadas as pressões de fratura com base nos gradientes, ela é decrescida em 15% sendo considerada essa diferença como uma margem de segurança para casos como esse no qual o poço supera um pouco o valor estabelecido, sendo assim existe uma margem de 15% de tolerância.

Excetuando esses casos pontuais, o INJ-02 é bastante estável não possuindo registro de pressão no anular, evidenciado pela linha laranja em zero na base do gráfico, e em condições normais de injeção opera a uma distância segura da pressão de fratura.

O ponto verde no início de novembro corresponde a data de tratamento ácido realizado no poço. Apartir desse ponto podemos ver que apesar do aumento no volume injetado, o poço manteve sua faixa de pressão de cabeça, evidenciando a eficácia do tratamento ácido na manutenção da injeção.

Figura 10 – gráfico de injeção do poço INJ-02



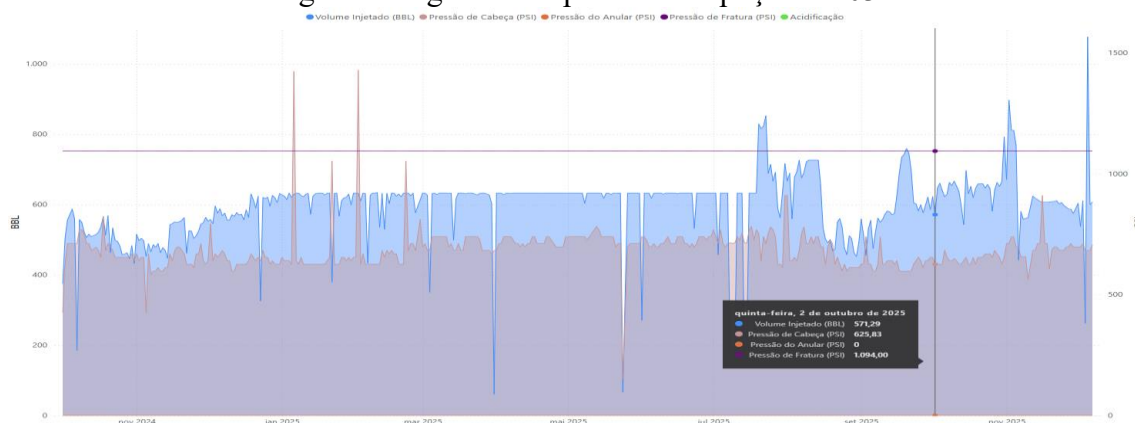
Fonte: autoria própria (2025)

Na figura 10 conseguimos ver claramente os dois picos de injeção ocorridos entre setembro e novembro, além de evidenciar novamente o efeito do aumento no volume de água produzida, o que acarreta um aumento no volume injetado em todos os poços. Podemos ver também que o INJ-02 passou por duas revisões de cota nesse período, segundo que apenas a segunda cota, de 1800 barris passou a atender o novo cenário.

O espaço no gráfico em novembro com valores zero de injeção corresponde a parada do poço.

5.3 INJ-03

Figura 11 – gráfico de pressões do poço INJ-03



Fonte: autoria própria (2025)

A figura 11 nos mostra o acompanhamento das pressões do poço INJ-03 e seu volume injetado. Podemos ver que o poço injeta um valor bastante constante de 632 bbl/d e possui uma pressão média de cabeça de 690 psi, sendo sua pressão de fratura de 1094 psi, um valor muito acima da pressão de operação do poço, sendo ele um dos poços com maior distância entre sua pressão de cabeça e pressão de fratura.

O valor da pressão no anular se mantém em zero conforme visto pela linha laranja na base do gráfico evidenciando um poço com boas condições estruturais.

Figura 12 – gráfico de injeção do poço INJ-03



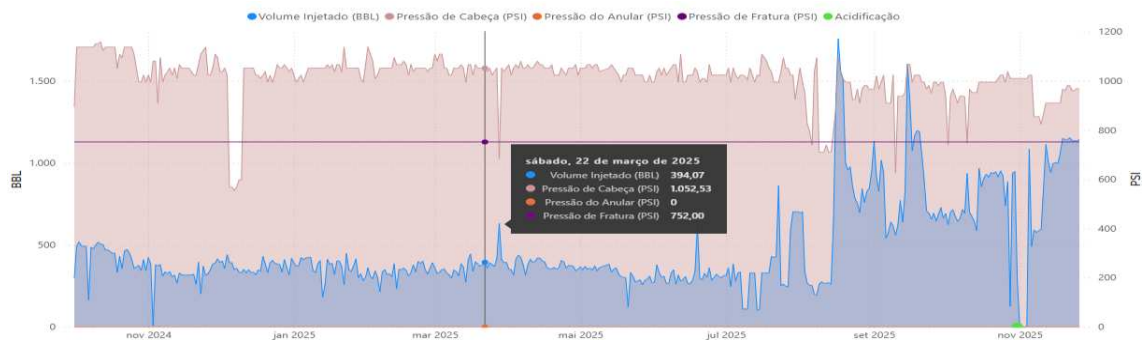
Fonte: autoria própria (2025)

A figura 12 mostra o acompanhamento do volume injetado e da cota do poço INJ-03. Como já mencionado, o poço injeta um valor consistente de 632 bbl/d, Apartir de 19/07/2025 passou a apresentar maiores variações no volume injetado e sua média de injeção passou a ser 623 bbl/d, sendo o único poço que teve redução na média injetada. Essa redução pode estar associada à problema de incrustação uma vez que sua pressão de

cabeça vem subindo lentamente, tornando assim o INJ-03 um candidato a tratamento ácido nos próximos meses caso essa tendência de aumento na pressão de cabeça e redução no volume injetado se mantenha.

5.4 INJ-04

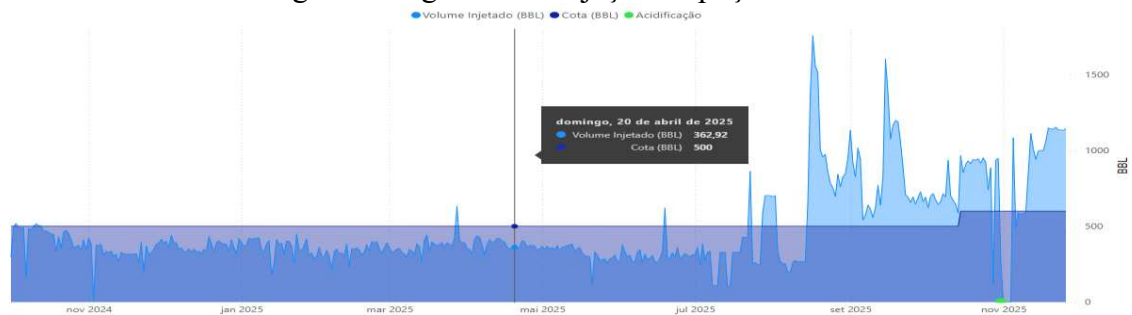
Figura 13 – gráfico de pressões do poço INJ-04



Fonte: autoria própria (2025)

Dentre os poços acompanhados, o INJ-04 foi o primeiro a operar acima de sua pressão de fratura, possuindo uma pressão de cabeça média de 1014 psi e uma pressão de fratura de 752 psi, estando acima dos 15% de limite. Na prática esse resultado significa que esse poço já está fraturando e possivelmente formando caminhos preferenciais, porém devem ser feitos testes no poço para se ter a certeza. De todo modo, no dia 31/10/2025 o poço passou por tratamento ácido, evidenciado pelo ponto verde na base do gráfico nessa data, e após isso conseguimos verificar uma redução gradativa na sua pressão de cabeça e aumento no volume injetado, essas são duas características que mostram que o tratamento foi efetivo.

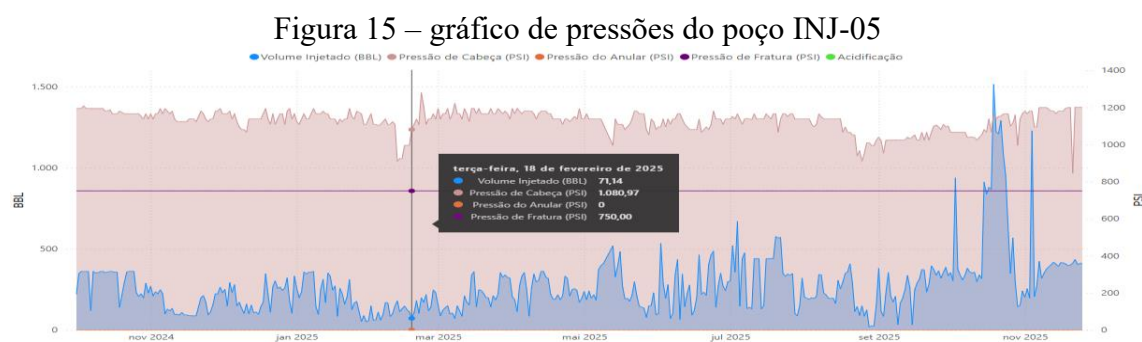
Figura 14 – gráfico de injeção do poço INJ-04



Fonte: autoria própria (2025)

A injeção do INJ-04 costumava ser bastante constante, injetando em média 351 bbl/d, valor abaixo de sua cota anterior que era de 500 bbl/d. Apartir de setembro, os volumes de injeção começaram a aumentar, consequência do aumento da água produzida, com isso o INJ-04 também teve a cota revisada de 500 para 600 bbl/d. Mesmo com a revisão, nesse novo cenário o poço injeta em média 752 bbl/d, superando a cota em mais de 150 bbl/d, um calor elevado e diariamente esforços são feitos a fim de reduzir esse volume direcionando o excedente para outros poços injetores que estejam abaixo da cota.

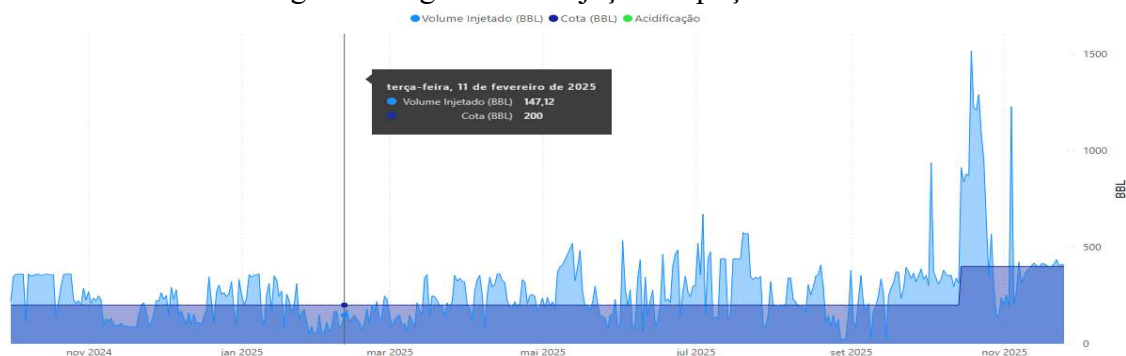
5.5 INJ-05



Fonte: autoria própria (2025)

Assim como o INJ-04, o INJ-05 também opera acima da pressão de fratura. Mesmo historicamente injetando volumes baixos se comparado aos outros injetores, injetando em média 226 bbl/d, o poço consistentemente apresenta uma pressão de cabeça elevada tendo uma média de 1129 psi, sendo sua pressão de fratura de 750 psi. Isso ocorre porque o poço possui baixa capacidade de absorção e mesmo para se injetar baixos volumes de água é necessária uma pressão bastante elevada. Atualmente estão sendo avaliadas opções para se reduzir a pressão desse poço.

Figura 16 – gráfico de injeção do poço INJ-05

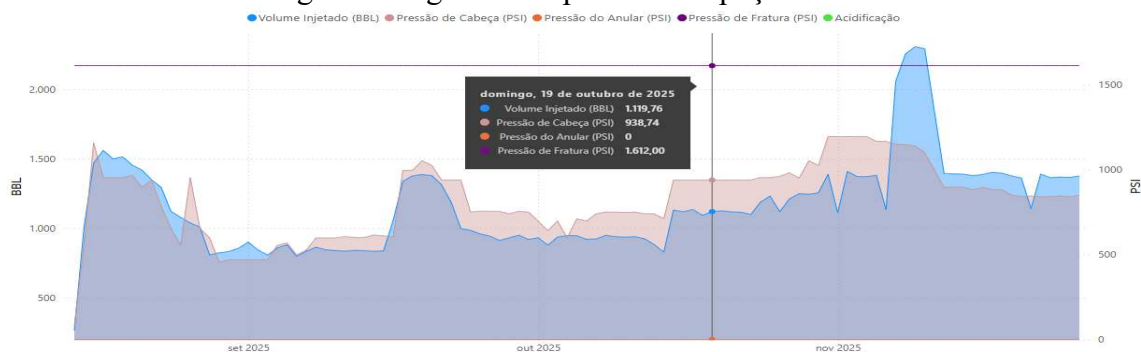


Fonte: autoria própria (2025)

Quanto a injeção, o INJ-05 sempre teve muitas variações no volume diário, por vezes estando abaixo ou acima da cota. Apesar dessas variações, quando se traça uma linha média é possível observar que o poço injetava bem próximo a sua cota, sendo de fato o poço no qual os dois valores mais se aproximam. O poço injetava uma média de 216 bbl/d sendo sua cota antes da revisão de 200 bbl/d. Mesmo após a revisão e com as variações o poço permanece sendo um dos mais próximos a cota, passando a injetar 557 bbl/d e tendo uma cota revisada de 400 bbl/d.

5.6 INJ-07

Figura 17 – gráfico de pressões do poço INJ-07

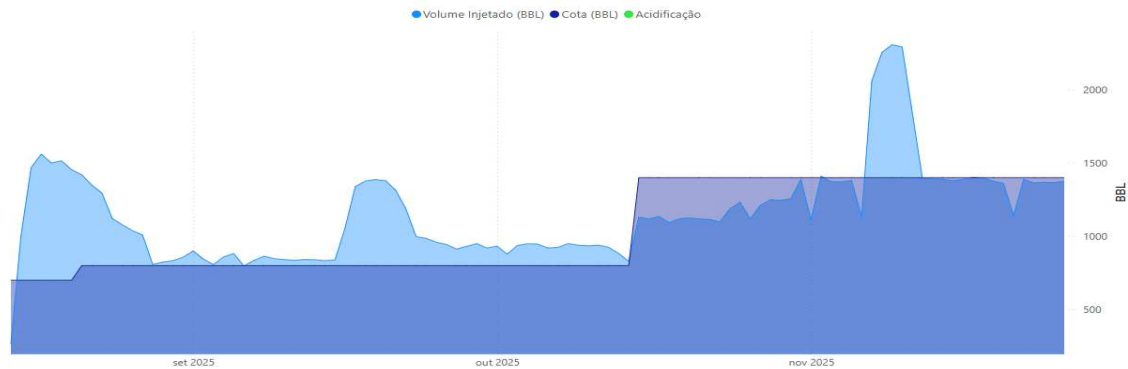


Fonte: autoria própria (2025)

Como mencionado anteriormente, o poço INJ-06 foi fechado em agosto devido ao novo cenário de produção e injeção de água, e para substituí-lo um dos antigos produtores passou a injetar, sendo o INJ-07. Nesse poço é possível ver muito claramente como a pressão de cabeça oscila junto com o volume injetado. Como o poço passou a injetar em agosto de 2025, só existem dados de injeção nele de 4 meses, porém se observou que ele tende a aceitar quises volumes de água injetado e mesmo nos picos de volume a pressão

de cabeça não supera a de fratura, tendo atingido o pico de injeção em 09/11/2025, porém mantendo uma pressão de cabeça máxima de 1194 psi, valor ainda muito distante da sua pressão de fratura de 1612 psi.

Figura 18 – gráfico de injeção do poço INJ-07



Fonte: autoria própria (2025)

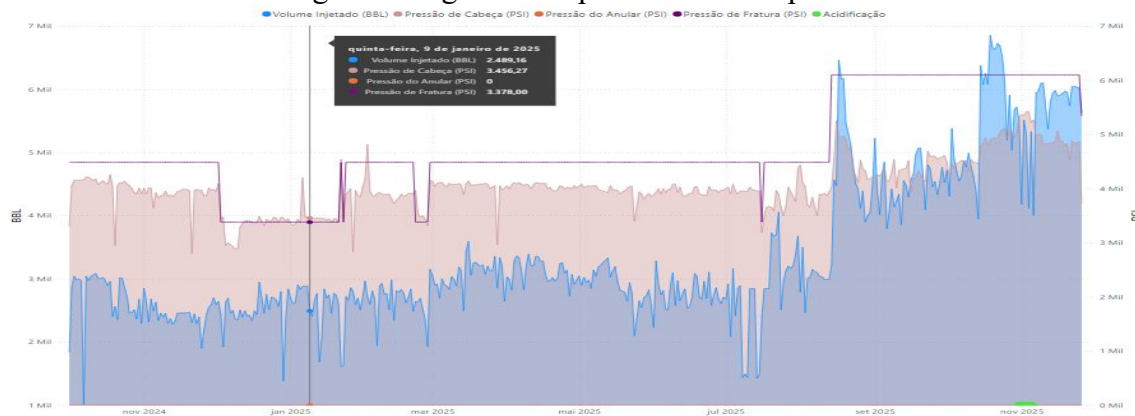
Como os dados preliminares já sugeriam, o poço INJ-07 tende a aceitar bem as variações de volume injetado sem sofrer grandes aumentos na sua pressão de cabeça se tornando um poço chave, estrategicamente falando, no gerenciamento de todo o processo de injeção dos campos C1 e C2.

O poço injetou ao longo dos 4 meses de acompanhamento um volume médio de 1151 bbl/d, sendo sua cota revisada de 1400 bbl/d.

O INJ-07 e os poços próximos vem sendo acompanhados cuidadosamente a fim de se avaliar a influência dele sobre os poços próximos tendo em vista sua posição dentro do campo C1. Como o poço injeta um volume elevado é preciso garantir que isso não causa influência negativa em poços produtores próximos, como elevação do nível e do BSW.

5.7 Campo C1

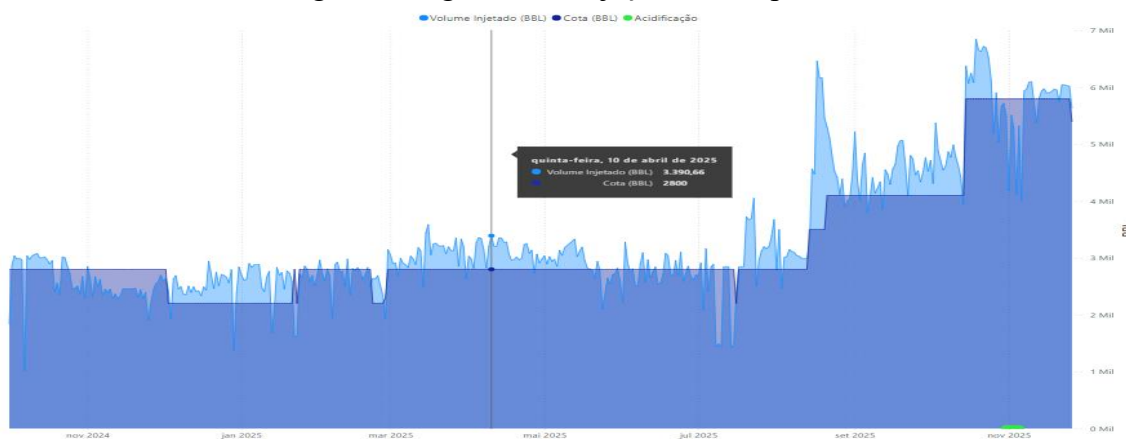
Figura 19 – gráfico de pressões do campo C1



Fonte: autoria própria (2025)

Ao se selecionar todos os injetores do campo C1 no Power BI, pode se ter um panorama geral da injeção neste campo. Podemos ver que de modo geral a injeção nesse campo teve um aumento considerável entre agosto e setembro e fica bastante nítido que os poços desse campo operam abaixo da pressão de fratura, não existem poços com registro de pressão entre os anulares e em novembro houve tratamento com ácido em poços desse campo.

Figura 20 – gráfico de injeção do campo C1



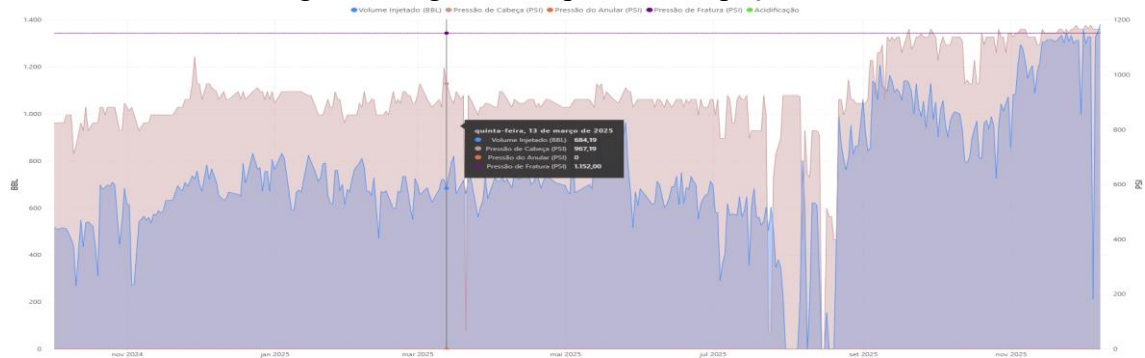
Fonte: autoria própria (2025)

Ao se fazer o mesmo para o gráfico de injeção, podemos ver, além do já citado aumento na injeção, também podemos ver todas as revisões de cotas feitos ao longo do acompanhamento, bem como a forma como a injeção mesmo que oscilante, tende a se aproximar da cota estabelecida. Essa aproximação se deve ao esforço diário de

gerenciamento para se tentar equilibrar os volumes de água dos poços acima da cota para os que estão abaixo.

5.8 INJ-08

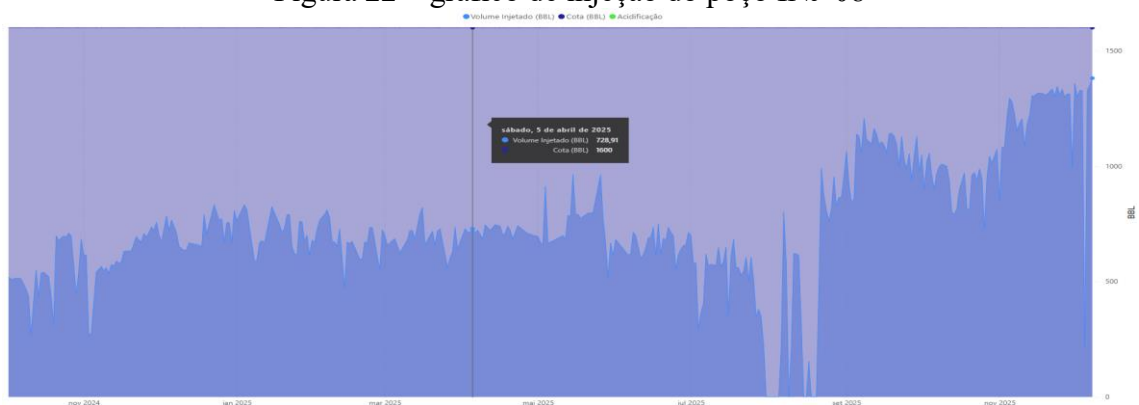
Figura 21 – gráfico de pressões do poço INJ-08



Fonte: autoria própria (2025)

Nos dois poços injetores do campo C2, podemos observar uma boa resposta da pressão com seu volume injetado. O INJ-08 sempre operou abaixo da sua pressão de fratura, e só teve momentos pontuais onde se aproximou desta em casos em que a injeção ficou muito acima do volume normal. Antes do aumento de injeção o poço operava em média a 871 psi na cabeça e após passou a operar com 1147 psi, sendo sua pressão de fratura 1152 psi.

Figura 22 – gráfico de injeção do poço INJ-08



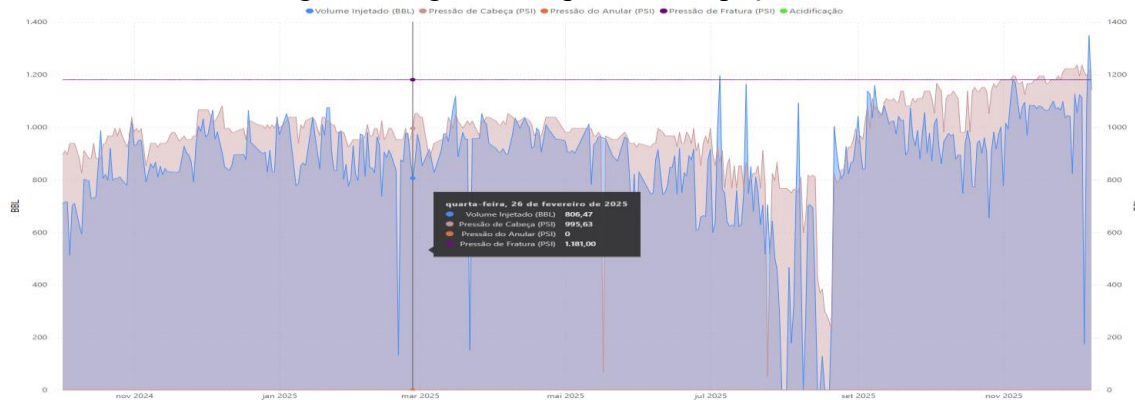
Fonte: autoria própria (2025)

O gráfico de injeção do poço INJ-08 mostra que este sempre injetou bem abaixo da cota estabelecida. Isso se deve em partes a alta cota atribuída a ele, sendo de 1600 bbl/d, e injetando uma média de 1243 bbl/d. historicamente o poço já injetou volumes

bem maiores antes do início do acompanhamento, sendo assim, existe uma grande possibilidade que ao ser tratado com ácido esse volume injetado aumente.

5.9 INJ-09

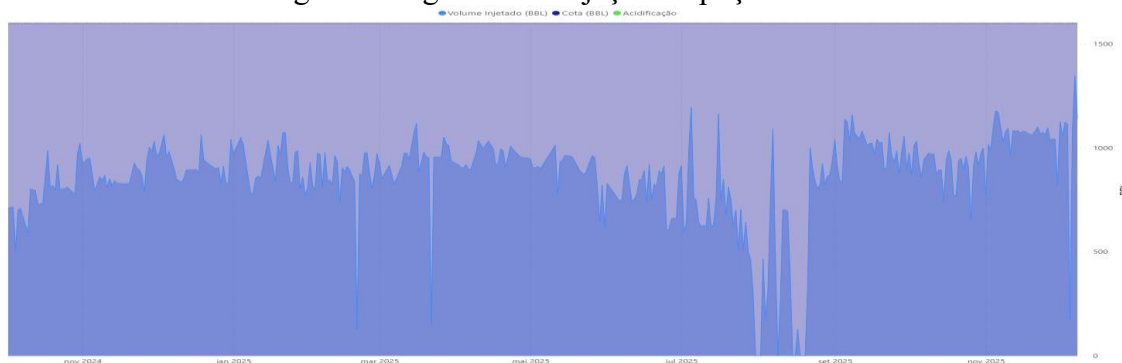
Figura 23 – gráfico de pressões do poço INJ-09



Fonte: autoria própria (2025)

O gráfico de pressões do INJ-09 mostra que ele também tem uma resposta rápida de sua pressão de cabeça com o seu volume injetado. No mês de dezembro, localizado no final do gráfico, podemos ver que a pressão que antes estava sempre abaixo da pressão de fratura passou a superá-la após o aumento já injeção, sendo sua pressão de cabeça média de 875 psi antes do aumento no volume injetado e 1073 psi após, e sua pressão de fratura de 1181 psi. Já existem ações em curso para se tentar reduzir a pressão do poço.

Figura 24 – gráfico de injeção do poço INJ-09



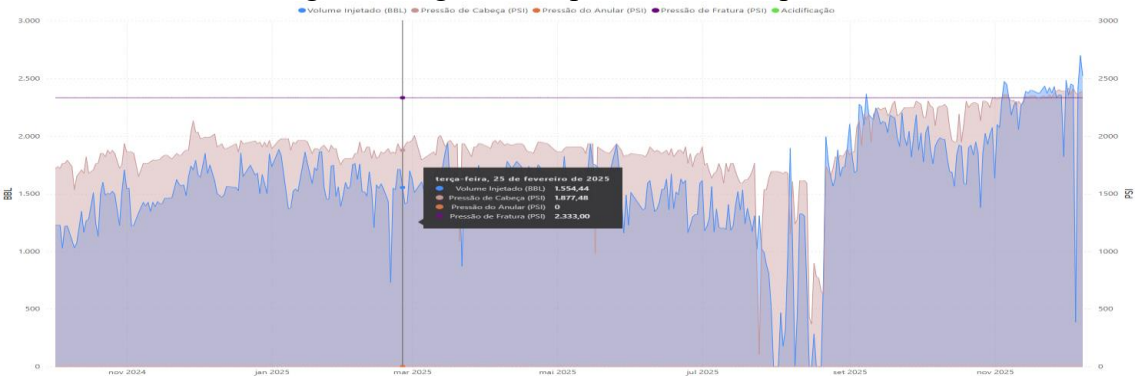
Fonte: autoria própria (2025)

Assim como o outro poço injetor do campo C2, o INJ-09 também possui uma cota de 1600 bbl/d injetando em média 876 bbl/d. Apesar de também ser possível visualizar

um aumento no volume injetado em agosto, esse não foi tão expressivo quanto no INJ-08.

5.10 Campo C2

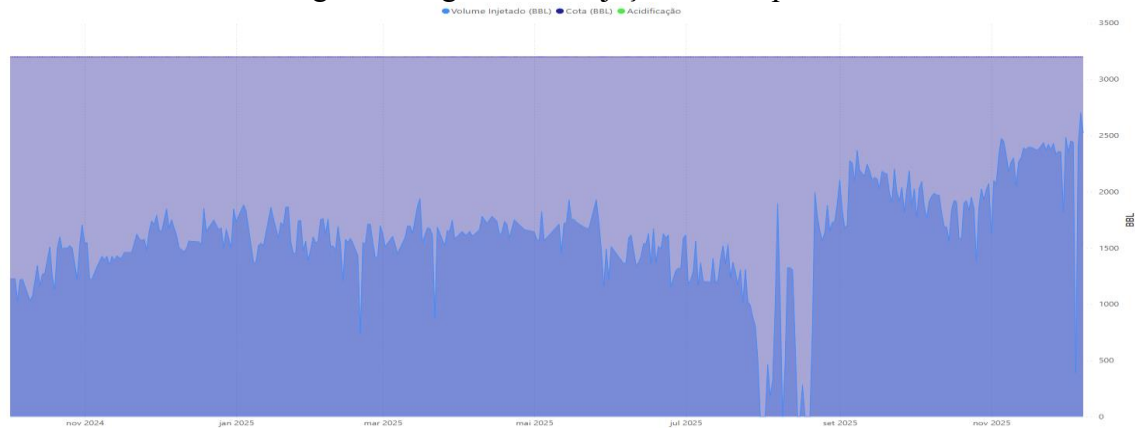
Figura 25 – gráfico de pressões do campo C2



Fonte: autoria própria (2025)

Assim como no campo C1, podemos selecionar o INJ-08 e o INJ-09 e gerar um gráfico geral das pressões de injeção do campo. Como os dois poços possuem um comportamento similar, o gráfico é bastante homogêneo e reflete basicamente o aumento da pressão conforme aumenta o volume injetado. Vale ressaltar que os pontos baixos entre julho e agosto se devem a paradas para manutenção nas bombas de injeção do campo C2.

Figura 26 – gráfico de injeção do campo C2



Fonte: autoria própria (2025)

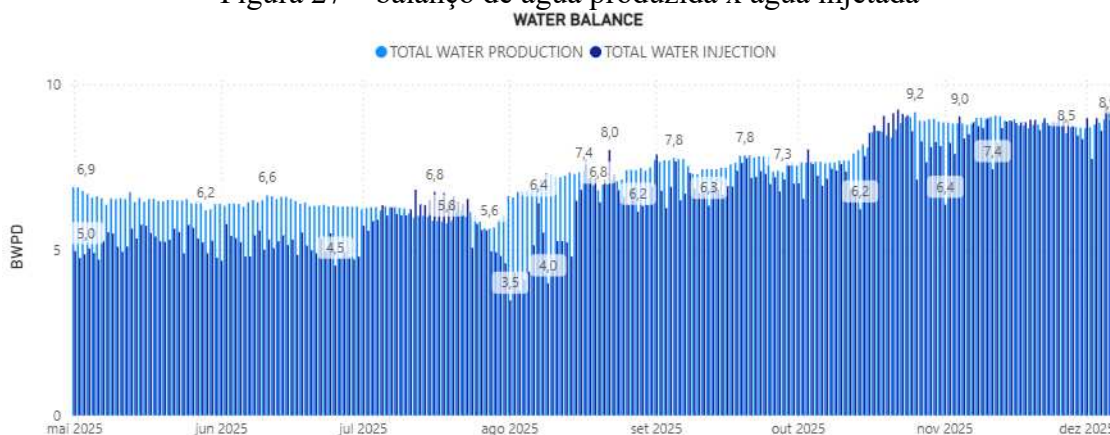
Assim como o gráfico de pressões, o de injeção reflete o comportamento dos dois poços, o gráfico geral do campo C2 só reforça tudo que já havia sido observado no gráfico dos dois poços individualmente.

5.11 IWR (Injection Withdraw Ratio)

O acompanhamento pelos gráficos mostra que todos os poços injetores sofreram influência do aumento de injeção, como já dito, esse aumento se fez necessário devido ao aumento na água produzida que ocorreu de forma mais severa a partir de agosto.

Para acompanhamento desse aumento na água produzida, foi gerado um novo gráfico com o acompanhamento diário da água injetada e água produzida.

Figura 27 – balanço de água produzida x água injetada



Fonte: autoria própria (2025)

O gráfico mostra o valor em milhares de barris produzidos e injetados dia a dia. Nele podemos ver claramente a influência do aumento da água injetada junto ao aumento de água produzida. Apesar de oscilarem de forma parecida, existe uma diferença entre as colunas dia a dia, de modo que levou ao questionamento de quanto de fato da energia em forma de fluido é de fato reposta no reservatório.

Para essa métrica foi utilizando o cálculo de IWR (Injection Withdraw Ratio), que significa a taxa de cancelamento por injeção. Essa métrica nos diz a porcentagem de fluido que é reposta no reservatório que pode ser considerado também a reposição da pressão.

Esse cálculo foi feito somando-se tudo aquilo que é produzido por um campo, óleo, gás e água, sendo o gás em barris equivalentes, e esse valor é usado como divisor para o volume total de água injetada.

$$IWR = \frac{\text{água injetada (bbl)}}{\text{água produzida (bbl)} + \text{óleo produzido (bbl)} + \text{gás produzido (bbl)}}$$

Em um cenário ideal, o valor dessa divisão deve ser 1, o que significa que 100% do volume retirado do reservatório foi reposto e em teoria, não havendo perdas de pressão.

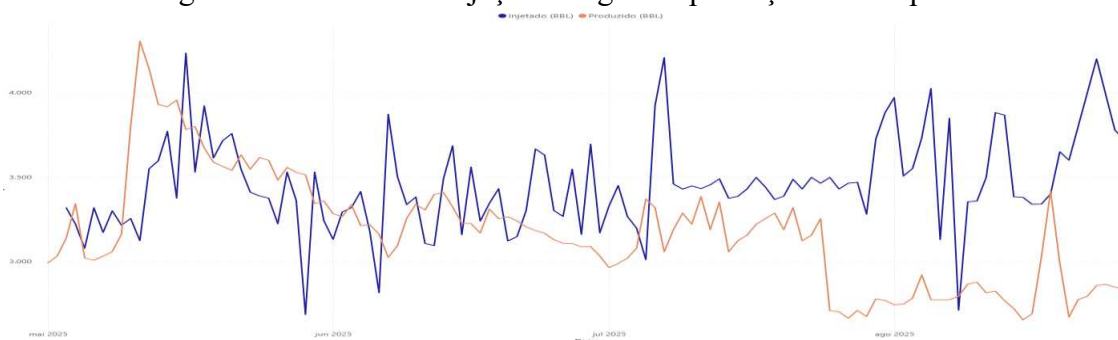
Após os cálculos verificou-se que o campo C1 tem um IWR médio de 61%, e C2 de 63%.

5.12 Efeitos da injeção sobre a produção de hidrocarbonetos

Uma característica muito marcante observada na injeção de água é a grande variação que existe nesse processo. Essas flutuações ocorrem porque o volume injetado depende também da produção dos poços, BSW e vazão bruta, nos dias em que há uma baixa produção o nível de água disponível para injetar também diminui, e vice-versa.

O principal objetivo desse trabalho foi avaliar os efeitos da injeção de água sob a produção de óleo e gás, para isso, foram correlacionados os valores de injeção do campo C1 e com os valores de produção gerando o gráfico da figura 28.

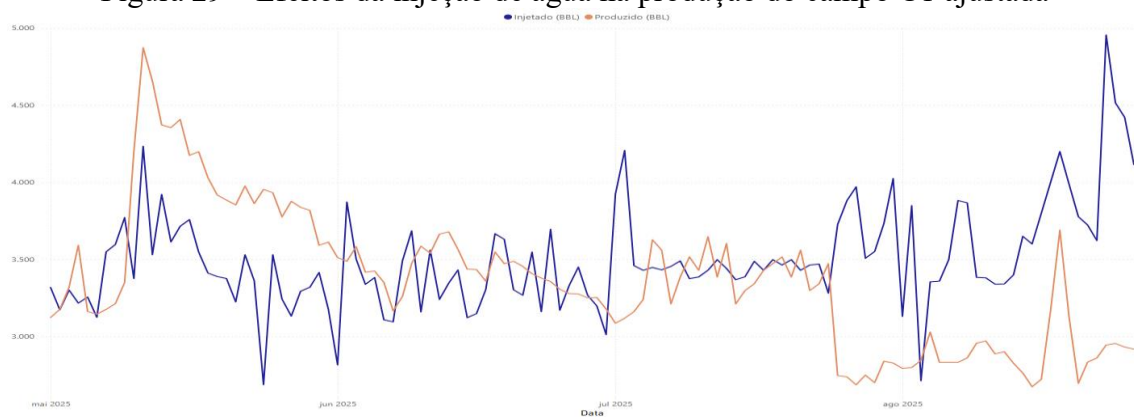
Figura 28 – Efeitos da injeção de água na produção do campo C1



Fonte: autoria própria (2025)

A princípio os dados não pareciam mostrar qualquer relação entre a água injetada e o volume produzido, porém, buscando na literatura percebeu-se que a resposta do reservatório tende a ter um delay na produção, isso significa que o volume injetado não responde a um valor de fluido produzido no mesmo dia, sendo assim foram feitos ajustes no arquivo excel que alimenta os gráficos do Power BI, atrasando os dados da injeção em 1 dia em relação a produção de, com o ajuste de 1 dia os dados ainda não mostrara, nenhuma correlação, mas após ajustar para 2 dias os gráficos do total injetado e total produzido passaram a mostrar pontos altos e baixos em comum, apesar de ainda mostrar varias discrepâncias.

Figura 29 – Efeitos da injeção de água na produção do campo C1 ajustada



Fonte: autoria própria (2025)

6. CONCLUSÕES

Por meio do programa de estágio foi possível pôr em prática o conhecimento teórico adquirido ao longo do curso de engenharia de petróleo. Foi proporcionado muito aprendizado, ferramentas e oportunidades de desenvolver novos conhecimentos nas áreas de produção de petróleo, otimização de poços, regulação, segurança operacional, intervenções, injeção, gerenciamento, reservatórios, estação e superfície.

Esse projeto de estágio foi desenvolvido na área de recuperação por meio da injeção de água e teve como foco principal acompanhar e melhorar o processo de injeção nos campos avaliados, visando melhoria na produção, descarte de água e combate ao declínio de produção. O projeto, de modo geral, pode ser considerado pioneiro, tendo em vista que não existia esse acompanhamento na injeção e ele trouxe diversos benefícios a empresa, incluindo um melhor entendimento da relação entre a injeção e a produção.

O acompanhamento continua mesmo após o final do estágio pois a empresa mostrou grande interesse em desenvolver mais o projeto e expandido o mesmo para as demais localidades onde opera.

Os dados obtidos e analisados ao longo do trabalho mostraram claramente os efeitos da injeção no aumento da pressão dos poços injetores, bem como a atenuação desses efeitos por meio de tratamento ácido.

A avaliação temporal dos dados de produção e injeção, mostram uma relação direta, mesmo que inconstante da injeção sobre a produção após 48 horas, isto é, em teoria o reservatório responde com uma diferença de 2 dias aos efeitos causados pela pressão nele injetada. De forma geral, essa análise foi feita para apenas alguns meses, e apesar de mostrar muitos pontos em comum também mostrou algumas discrepâncias, incluindo até pontos em que o aumento da injeção causa uma redução aparente na produção. Vale ressaltar que essa análise dos efeitos da injeção sobre a produção foi feita apenas para o campo C1, porém será realizada para os demais campos nos próximos meses. Diante disso tudo, se faz necessário acompanhar por mais tempo e obter mais evidências dessa resposta com atraso do reservatório aos efeitos da injeção, mas em linhas gerais os primeiros meses de estudo mostraram-se bastante esclarecedores e proporciona muitas informações relevantes que ajudaram a melhorar a curva de declínio nos próximos anos.

REFERÊNCIAS

VELOSO, Yago; CRUZ, Arley; MACHADO, Leonardo; SANTANA, Ana Paula S.C. de. **Método de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de glicerina bruta e polímeros**. Cadernos de Graduação, Aracaju, v. 2, n. 2, p. 37-48, out. 2014

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

CURBELO, Fabiola Dias da Silva. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos**. 2006. 190 f. Tese (Doutorado) - Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

Alvarado, V., Manrique, E., **Métodos de recuperação avançada de petróleo: estratégias de desenvolvimento e planejamento de campo** (1. ed.). Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda. 2016.

NASCIMENTO, Eduardo Duarte. **Estudo paramétrico para modelagem e simulação computacional de reservatórios carbonáticos em sub-sal**. 2010. 194 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Ciências em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

NASCIMENTO, Eduardo Duarte. **Estudo paramétrico para modelagem e simulação computacional de reservatórios carbonáticos em sub-sal**. 2010. 194 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Ciências em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SILVA FILHO, Dermeval Inêz da. **Processo da reinjeção da água produzida na recuperação secundária dos poços de petróleo de Catu/BA, para reduzir os riscos ambientais**. 2013. 49 f. Monografia (Especialização) - Curso de Pós Graduação em Gestão Ambiental, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2013.