

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estimativa do critério de ruptura da rocha e do potencial de reativação de falhas na Formação Barra Velha, campo de Mero, bacia de Santos: implicações para o desenvolvimento do reservatório

AUTORES:

Maria Liceth Cabrera Ruiz ^{1,2}, Alessandro Batezelli¹

INSTITUIÇÃO:

¹ Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas

² Programa de Recursos Humanos em Exploração Petrolífera e Geologia de Reservatórios (PRH-ANP19.1) m227876@dac.unicamp.br

ESTIMATIVA DO CRITÉRIO DE RUPTURA DA ROCHA E DO POTENCIAL DE REATIVAÇÃO DE FALHAS NA FORMAÇÃO BARRA VELHA, CAMPO DE MERO, BACIA DE SANTOS: IMPLICAÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO DO RESERVATÓRIO

Resumo

Considerando os desafios inerentes à exploração de reservatórios carbonáticos em ambientes geológicos, a avaliação sobre rupturas de rocha e o potencial risco de reativação de falhas na Formação Barra Velha é um ponto fundamental para o planejamento e a execução bem-sucedidos de projetos de desenvolvimento do reservatório nos principais campos da Bacia de Santos. O objetivo deste trabalho é avaliar os critérios de ruptura e o risco de reativação de falhas na Formação Barra Velha mediante a modelagem geomecânica dinâmica, com o intuito de compreender melhor suas implicações para o desenvolvimento do campo de Mero. Foram utilizados perfis geofísicos convencionais e avançados de três poços, testes de absorção e testes de formação, juntamente com os relatórios de perfuração. O método poroelástico foi empregado junto com a análise da configuração dos breakouts e das fraturas induzidas durante a perfuração (DITFs) para determinar a magnitude e o azimute das duas tensões horizontais (SH_{max} e SH_{min}), respectivamente. O critério de ruptura de rocha de Mohr-Coulomb foi utilizado para estimar os limites da pressão de colapso (SFG), enquanto a pressão crítica do fluido nos poros foi avaliada para análise do risco de reativação de falhas. A distribuição das tensões *in-situ* indica que o estado de tensão atual no campo de Mero é preferencialmente transcorrente ($SH_{max} > S_v > SH_{min}$), o modelo de SH_{min} foi calibrado com os testes de absorção e a orientação da SH_{max} a partir da identificação das DITFs, foi estabelecida como $\sim 110^\circ$ e $\sim 290^\circ$. O gradiente de pressão de poro médio é de 9.7 ppg, a resistência mecânica dos carbonatos foi classificada como baixa a intermediária, o SFG e o gradiente de fratura identificaram os intervalos de instabilidade nos poços e esses achados foram validados com o perfil caliper e as não conformidades relatadas durante a perfuração (perdas de circulação e cabeceio). Um aumento mínimo de 28.3% na pressão dos poros por injeção de fluido pode causar reativação de falhas transcorrentes. Em conclusão, este trabalho elucida a interação entre o estado de tensão, a pressão dos poros e a resistência mecânica dos carbonatos, e suas implicações no desenvolvimento de reservatórios, especialmente em potenciais aplicações, como a injeção de CO_2 para a recuperação de petróleo, onde os estudos geomecânicos são essenciais para otimizar a janela operacional do peso da lama de perfuração, garantindo a estabilidade do poço injetor, e para avaliar com sucesso o risco de reativação de falhas.

Palavras-chave: campo Mero, pré-sal, geomecânica, critério de ruptura, reativação de falhas.

Abstract

Considering the challenges associated with carbonate reservoir development in geological environments, the evaluation of rock failure and the potential risk for fault reactivation in the Barra Velha Formation is a crucial issue for the successful planning and execution of reservoir development projects in the major fields of the Santos Basin. This work aims to evaluate the failure criteria and fault reactivation risk in the Barra Velha formation using dynamic geomechanical modelling to understand better their implications for developing the Mero field in the Santos Basin. Conventional and advanced geophysical logs from three wells, leak-off tests and repeat formation tests were used along with drilling reports. The poroelastic method was used in conjunction with an analysis of the configuration of breakouts (BOs) and drilling-induced tensile fractures (DITFs) to determine the magnitude and azimuth of the two horizontal stresses (SH_{max} and SH_{min}). The Mohr-Coulomb rock failure criterion was used

to estimate the limits of collapse pressure (SFG). In contrast, the critical pore fluid pressure was evaluated to analyze the risk of fault reactivation. The in-situ stress distribution indicates that the current stress state in the Mero Field is preferentially strike-slip ($SH_{max} > S_v > SH_{min}$), the SH_{min} model was calibrated with the leak-off tests, and the orientation of SH_{max} based on the identification of the DITFs was determined to be $\sim 110^\circ$ and $\sim 290^\circ$. The average pore pressure gradient was 9.7 ppg, the mechanical strength of the carbonates was classified as low to medium, the SFG and fracture gradient identified the intervals of instability in the wells, and these results were validated with the caliper log and the anomalies reported during drilling (lost circulation and kick). A minimum pore pressure increases of 28.3% due to fluid injection can cause reactivation of transcurrent faults. In conclusion, this work elucidates the interaction between the stress state, pore pressure and mechanical strength of carbonates and its implications in reservoir development, especially in potential applications such as CO₂ injection for enhanced oil recovery, where geomechanical studies are essential to optimize the operational window of drilling mud weight, ensure the stability of the injection well, and successfully assess the risk of fault reactivation.

Keywords: Mero field, pre-salt, geomechanics, failure criteria, fault reactivation.

Introdução

A estimativa de um modelo geomecânico dinâmico considera uma avaliação numérica e teórica do estado de tensão *in situ*, da pressão dos poros e das principais propriedades mecânicas e elásticas da rocha dentro da área estudada (ZOBACK et al., 2003). Essa modelagem é essencial para garantir a integridade mecânica do poço durante atividades de perfuração e produção, reduzir as incertezas, aumentar a segurança das operações e auxiliar na tomada de decisões durante o desenvolvimento do campo. As propriedades de resistência mecânica normalmente são estimadas a partir de testes laboratoriais realizados em amostras de rocha (*plugs*). No entanto, métodos indiretos, como correlações empíricas entre a resistência da rocha e dados geofísicos, oferecem uma maneira rápida e econômica de criar um modelo geomecânico inicial. Isso se deve ao fato de que os testes de resistência padrão são destrutivos e caros devido à aquisição e preparação das amostras de rocha.

Uma análise geomecânica abrangente para estimar a janela operacional de perfuração na área exploratória do pré-sal foi desenvolvida por (SILVA; RABE; FONTOURA, 2017). (ROJAS; BATEZELLI; LEITE, 2023) também realizaram uma modelagem geomecânica dinâmica em um campo do pré-sal com o intuito de avaliar o potencial de reativação de falhas. Além disso, (CABRERA; BATEZELLI, 2024) utilizaram uma modelagem geomecânica dinâmica para estabelecer fácies geomecânicas, correlacionando-as com fácies sedimentares e suas implicações para a definição de unidades de fluxo nos carbonatos do pré-sal, Campo de Búzios. A escassez de análises geomecânicas no campo de Mero destaca a necessidade de abordar a compreensão desses tópicos, especialmente no contexto da aplicação futura de métodos de recuperação de hidrocarbonetos devido ao esgotamento iminente da pressão dos poros.

Este estudo desenvolve um modelo geomecânico dinâmico abrangente que estima o estado atual de tensão, a pressão dos poros e as propriedades elásticas e mecânicas do campo de Mero na Bacia de Santos com o objetivo de avaliar os critérios de ruptura e o risco de reativação de falhas na Formação Barra Velha, com o intuito de compreender melhor suas implicações para o desenvolvimento do campo.

Metodologia

Este estudo utilizou dados de três poços do campo Mero, na Bacia de Santos. Esses poços são nomeados: 2-ANP-2A-RJS, 3-BRAS-1343-RJS e 3-BRAS-1339A-RJS. O banco de dados do campo Mero incluiu perfis convencionais de poço, como caliper, tamanho de broca, densidade, sônico de onda compressional e de cisalhamento, além de perfis avançados, como perfis de imagens acústicas de parede de poço (UBI). O banco de dados também considerou relatórios de perfuração, topos estratigráficos, testes de formação

a cabo (RFT) e testes de absorção (LOT). Também foram utilizados softwares com licenças acadêmicas, como Petrel e Techlog, disponíveis no Laboratório de Geofísica do Instituto de Geociências da UNICAMP.

O estado de tensão in situ levou em consideração a estimativa das magnitudes da tensão vertical (S_v) e das duas tensões horizontais (S_{Hmax} e Sh_{min}), além dos azimutes destas últimas. A S_v calcula o esforço aplicado pelo peso da coluna de rocha, água e sedimentos sobrepostos a uma formação em uma profundidade determinada. Para a sua estimativa, foi utilizada a equação (1) (ZOBACK et al., 2003). As S_{Hmax} e Sh_{min} ocorrem devido à deformação axial gerada pela S_v . Estas foram estimadas usando o modelo poroelástico (equações 2 e 3, respectivamente), o modelo de Sh_{min} foi calibrado como o LOT. O azimute das S_{Hmax} e Sh_{min} foi estabelecido graças a identificação de indicadores de tensão nas paredes dos poços nas imagens acústicas UBI, como os breakouts (BOs) e as fratura induzidas durante a perfuração (DIFTs). O modelo de pressão de poros (P_p) levou em conta as medições diretas estabilizadas da pressão estática dos RFT realizados nos poços e estimativa da pressão hidrostática mediante o gradiente de 0.465 psi/ft.

$$S_v = \rho_w g Z_w + g \int_{Z_w}^Z \rho_b(z) dz \quad (\text{Equação 1}).$$

No qual, S_v é expresso em MPa, $\rho_w = 1g/cm^3$ é a densidade da água, Z_w é a profundidade da lâmina água em m, g é a constante de aceleração gravitacional, z é a profundidade de interesse em m, ρ_b é o perfil de densidade modelado g/cm^3 (CABRERA; BATEZELLI, 2024).

$$Sh_{min} = \frac{\nu_s}{1 - \nu_s} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_x + \frac{E_s \nu_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_y \quad (\text{Equação 2}).$$

$$SH_{max} = \frac{\nu_s}{1 - \nu_s} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_y + \frac{E_s \nu_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_x \quad (\text{Equação 3}).$$

No qual, S_{Hmax} e Sh_{min} estão expressas em MPa; ν_s é a razão de Poisson estática; S_v e P_p em Mpa; E_s é o módulo de Young estático (MPa); α é o coeficiente de tensão efetiva de Biot, e ε_x e ε_y são duas componentes de deformação horizontal.

As propriedades elásticas e de resistência mecânica, como o módulo de Young (E_s), a razão de Poisson (ν_s), a resistência à compressão não confinada (UCS), a coesão (Co) e o ângulo de atrito interno (FA), foram estimadas usando correlações da literatura desenvolvidas especialmente para carbonatos, a partir de ensaios de laboratório. Para o cálculo de E_s e ν_s , foi utilizado o trabalho de (GANGULI; SEN, 2020), assim como para Co e FA . Em relação à UCS , foi utilizado o modelo de (SANTOS; FERREIRA, 2010). No entanto, foi necessário usar a correlação Teikoku para rocha ígnea, que estava presente em dois intervalos de um dos poços levando em conta o trabalho de (SILVA; RABE; FONTOURA, 2017).

Devido a muitos problemas durante a perfuração que pode afetar a integridade do poço. É necessário modelar uma janela operacional do peso da lama que leve em conta a pressão de colapso como limite inferior dela. O critério de ruptura de rocha de Mohr-Coulomb foi estimado usando a metodologia de (GANGULI; SEN, 2020). O potencial de reativação de falha para inferir a pressão limite do fluido para apenas manter a estabilidade do plano de falha pode ser deduzida da lei de tensão efetiva e do critério de falha de Coulomb e assumindo que o campo de tensão total permanece inalterado durante a injeção do fluido conforme a metodologia de (BAOUCHE et al., 2021). Este aumento de pressão de poros também foi avaliado por meio de a metodologia dos polígonos de tensão do (ZOBACK et al., 2003).

Resultados e Discussão

O estado de tensão *in-situ* variou de $SH_{max} = 103.5$ MPa, $S_v = 94.4$ MPa, $Sh_{min} = 87.5$ MPa a 5391 m para $SH_{max} = 112.5$ MPa, $S_v = 98.9$ MPa, $Sh_{min} = 95$ MPa a 5569 m no poço 2-ANP-2A-RJS, conforme mostrado a Figura 1. O valor do LOT próximo da primeira profundidade foi de 87.4 MPa, aproximadamente igual ao valor de Sh_{min} , o que calibra o modelo. Considerando o estado de tensão *in-situ*, a SH_{max} é a tensão principal máxima (σ_1) e Sh_{min} é a tensão principal mínima (σ_3), correspondendo a um regime de falha transcorrente (*strike-slip*), de acordo com a teoria de falhas de ANDERSON (1951). Este achado é semelhante a outros estudos desenvolvidos na Bacia de Santos (ROJAS; BATEZELLI; LEITE, 2023) e (CABRERA; BATEZELLI, 2024).

A Figura 1.C mostra uma stereonet com as orientações das duas tensões horizontais. O azimute da SH_{max} foi determinado como $\sim 110^\circ$ e $\sim 290^\circ$ na direção das DITFs. Por outro lado, o azimute de Sh_{min} foi estabelecido como $\sim 10^\circ$ e $\sim 190^\circ$ na direção dos BOs. Nosso resultados foram consistentes com algumas interpretações feitas pelos trabalhos de (ROJAS; BATEZELLI; LEITE, 2023) e (CABRERA; BATEZELLI, 2024) na mesma área, porém a presença de falhas locais poderia ter alterado a orientação das tensões horizontais. Também, se evidenciou que as duas orientações são perpendiculares, esta relação já foi documentada na literatura (ZOBACK et al., 2003). A modelagem da P_p foi estimada a partir da interpolação linear dos dados de RFT com a profundidade ($R^2 = 0.99$), evidenciando um comportamento anormalmente alto quando comparado com a pressão hidrostática (Figura 1). Este comportamento já foi constatado no trabalho de (SILVA; RABE; FONTOURA, 2017), que sugere algumas hipóteses para explicá-lo, como o fato de o reservatório estar localizado entre camadas de sal e rochas ígneas, além da compartimentação pela presença de falhas.

As propriedades elásticas e a resistência mecânica foram estimadas a partir de correlações da literatura. Embora essas correlações tenham sido desenvolvidas para litologias específicas, existe um grau de incerteza nos modelos devido à falta de testes destrutivos de laboratório para calibrá-los. O trabalho de (ROJAS; BATEZELLI; LEITE, 2023) utilizou uma análise baseada no gráfico de UCS versus E_s , onde, de acordo com a relação entre essas propriedades, é possível determinar a resistência mecânica da rocha carbonática. Considerando a média e o desvio padrão dessas duas propriedades (Tabela 1), podemos afirmar que essas rochas têm, predominantemente, baixa resistência (UCS de 28 a 56 MPa), com alguns intervalos de resistência intermediária (UCS de 56 a 110 MPa).

A janela operacional da Figura 2A mostra os limites do gradiente de ruptura. O modelo CP também conhecido como SFG, estimado pelo critério de ruptura de Mohr-Coulomb (modelo laranja), indica que quando o peso da lama de perfuração (modelo preto) é menor do que o SFG, a integridade das paredes do poço é comprometida, evidenciada pela separação do perfil caliper do tamanho da broca. Além disso, quando o peso da lama é maior que o gradiente de fratura (FG) (considerando Sh_{min}), podem ocorrer fraturas nas paredes. No poço 3-BRSA-1339A-RJS, foram relatadas não conformidades, como cabeceios e perdas de circulação, que coincidem parcialmente com as profundidades previstas pela janela operacional. Portanto, utilizar um único peso de lama para a formação Barra Velha não é adequado, sendo recomendado modelar esse peso entre o SGF e o FG.

A Figura 3A apresenta o diagrama de falha de um dos poços estudados, mostrando a janela de pressão de repressurização. A Figura 3B exibe o polígono de tensão para a mesma condição. Esta análise assume que as falhas são sem coesão e utiliza um valor médio do coeficiente de atrito interno de 0.6. No nível do reservatório do campo Mero, a P_p e o estado de tensão atuais também são representados. A injeção de fluido no reservatório de carbonato pode aumentar a pressão dos poros a um nível crítico. A análise revela que um aumento mínimo de 28,3% na pressão de formação é capaz de deslocar o círculo de Mohr para a esquerda (Figura 3A), cruzando o envelope de falha e resultando em deslizamento de cisalhamento nos planos de falha orientados aleatoriamente. Além disso, o polígono de tensão mostrou que há sensivelmente menos anisotropia de tensão em profundidade, quando a pressão dos poros é alta. Nossos resultados foram semelhantes aos achados de (ROJAS; BATEZELLI; LEITE, 2023).

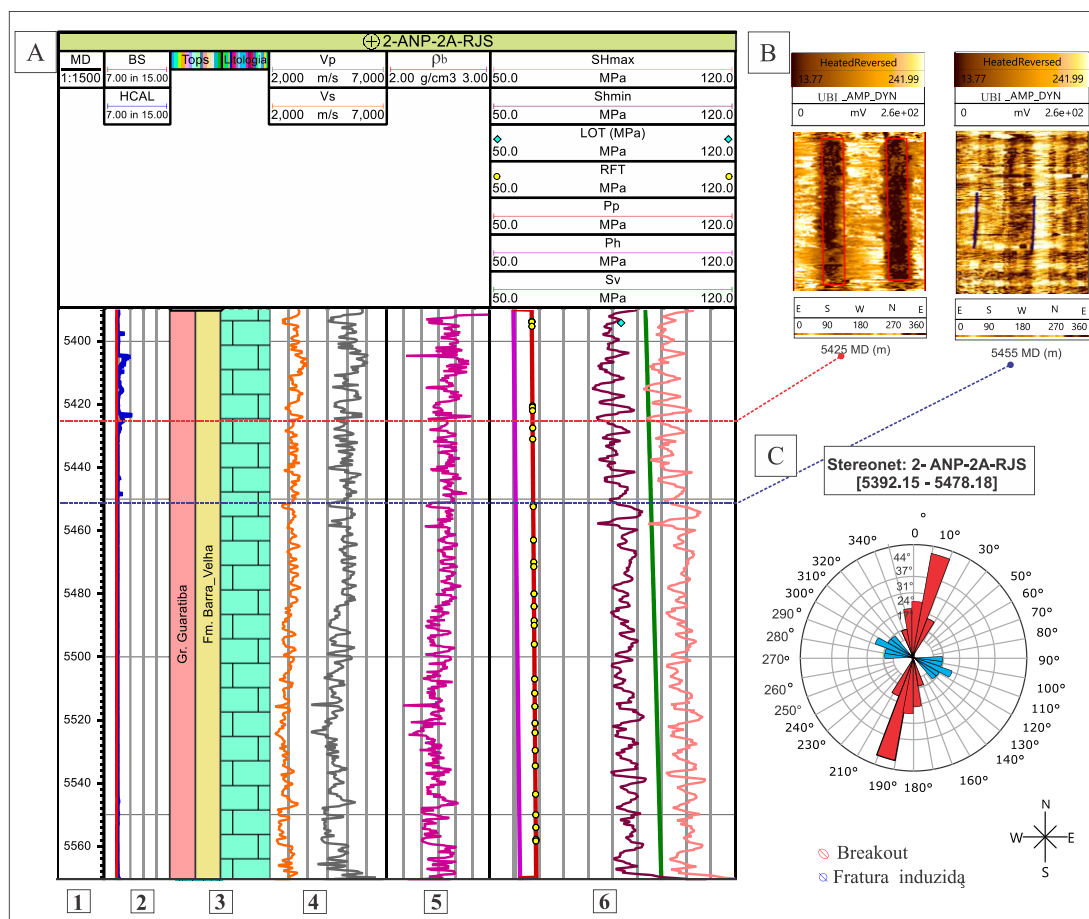


Figura 1. A. Modelagem do estado de tensão in-situ e da pressão dos poros atual: (1) profundidade medida em m, (2) tamanho da broca e caliper, (3) topos e litologia, (4) velocidades de onda S e P, (5) densidade, (6) pressão hidrostática, pressão de poro, RFT, tensão vertical, LOT e as duas tensões horizontais. B. Imagens UBI apresentando a interpretação de BOs e DITFs. C. Stereonet indicando o azimuth das tensões horizontais.

Tabela 1. Estatística básica para as propriedades elásticas e de resistência mecânica

Propriedade	Média	Desvio Padrão
<i>UCS Carbonato</i>	34.4 MPa	18.6
<i>UCS ignea</i>	132 MPa	38
<i>Es</i>	23 GPa	5
<i>ν_s</i>	0.25	0.02
<i>FA</i>	42.29 °	1.83
<i>Co</i>	7.3 MPa	2.7

De acordo com a revisão de (JUNIOR et al., 2023), os principais métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR) que poderiam ser aplicados no pré-sal brasileiro são a injeção de CO₂ e a técnica água-alternada-gás (WAG). Ambos os métodos exigem uma análise de risco de reativação de falhas devido ao aumento da pressão da formação. Por este motivo, nosso trabalho se apresenta como uma avaliação inicial atraente desse potencial risco.

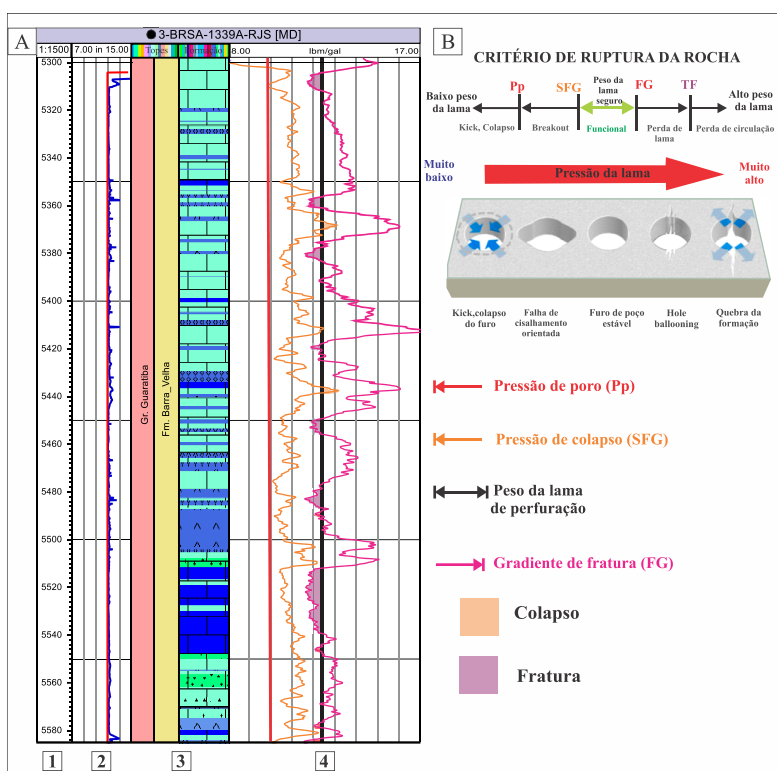


Figura 2. A. Critério de Ruptura da Rocha: (1) profundidade medida em m, (2) tamanho da broca e caliper, (3) topos e litologia, (4) janela operacional. B. Principais rupturas apresentadas nos poços devido à densidade do fluido de perfuração. Modificado de ZHANG (2020).

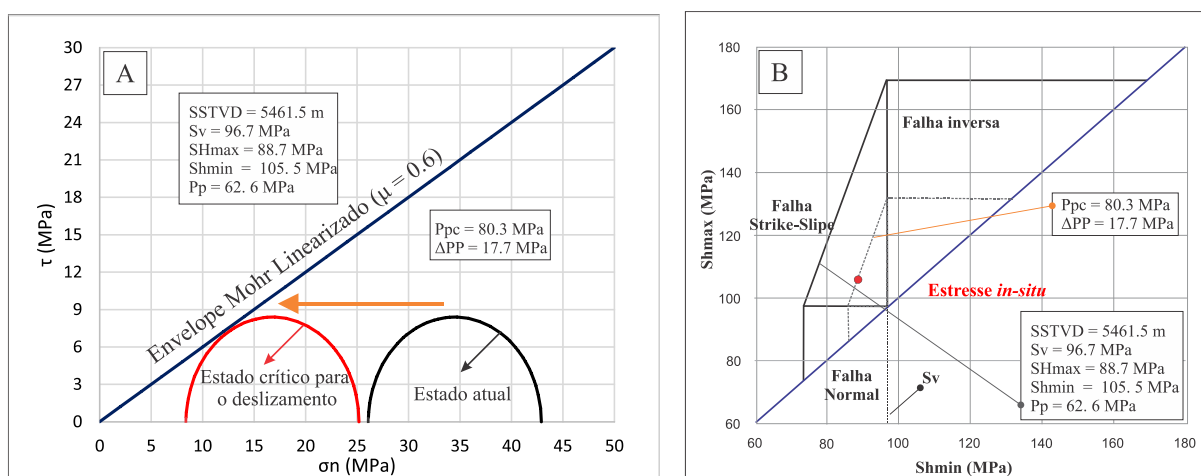


Figura 3. A. Critério de deslizamento por cisalhamento ao longo de uma falha preexistente devido à pressão crítica do fluido de poros (PPc). B. Polígono de tensão apresentando as condições de contorno atuais e as condições de contorno para um aumento de pressão de poros para PPc.

Conclusões

O estado de tensão atual da Formação Barra Velha, no campo de Mero, foi definido como transcorrente (*strike-slip*) com SHmax orientado a 110°. A pressão dos poros é levemente maior que a pressão hidrostática, sendo a principal hipótese dessa sobrepressão a presença de rocha ígnea. Além disso, sua

resistência mecânica foi classificada como predominantemente baixa. A janela operacional identificou intervalos de colapso e fraturas que afetam a integridade do poço, indicando que não se pode usar um único peso de lama para atividades de perfuração nesta Formação. Também foi estabelecido que o limite para injeção, sem causar reativação de falhas é de 28,3% da pressão de poros atual. A modelagem geomecânica dinâmica demonstrou ser uma ferramenta eficiente para avaliar o critério de ruptura das rochas e o risco potencial de reativação de falhas na Formação Barra Velha, principal reservatório do pré-sal. Dado o esgotamento iminente da pressão dos poros no reservatório, é necessário empregar técnicas de recuperação de hidrocarbonetos, como a injeção de CO₂, onde estudos geomecânicos abrangentes e ágeis são essenciais para garantir o sucesso dessas operações de campo.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela concessão de bolsa de estudos ao primeiro autor e financiamento a pesquisa através do Programa de Formação em Recursos Humanos em Exploração Petrolífera e Geologia de Reservatórios (PRH 19.1).

Referências Bibliográficas

BAOUCHE, R. et al. Modeling In-situ tectonic stress state and maximum horizontal stress azimuth in the Central Algerian Sahara – A geomechanical study from El Agreb, El Gassi and Hassi Messaoud fields. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 88, p. 103831, abr. 2021.

CABRERA, M. L.; BATEZELLI, A. Correlation between geomechanical and sedimentary facies and their implications for flow unit definition in the pre-salt carbonate reservoir, Brazil. **Journal of South American earth sciences**, p. 104958–104958, 1 maio 2024.

ERNEST MASSON ANDERSON. **The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain**, 1951.

GANGULI, S. S.; SEN, S. Investigation of present-day in-situ stresses and pore pressure in the south Cambay Basin, western India: Implications for drilling, reservoir development and fault reactivation. **Marine and Petroleum Geology**, v. 118, p. 104422, ago. 2020.

JON JINCAI ZHANG. **Applied Petroleum Geomechanics**. [s.l.] Gulf Professional Publishing, 2020.

JUNIOR, A. N. et al. Assessing EOR strategies for application in Brazilian pre-salt reservoirs. **Geoenergy Science and Engineering**, v. 223, p. 211508, 1 abr. 2023.

ROJAS, D. M.; BATEZELLI, A.; LEITE, E. P. Fault reactivation potential in a carbonate field in Brazil based on geomechanical analysis. **Marine and Petroleum Geology**, v. 150, p. 106131, abr. 2023.

SANTOS, E. S. R.; FERREIRA, F. H. **Mechanical Behavior of a Brazilian Off-Shore Carbonate Reservoir**. Disponível em: <<https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA10/All-ARMA10/ARMA-10-199/119421>>. Acesso em: 15 jul. 2024.

SILVA, C.; RABE, C.; FONTOURA, S. Geomechanical Model and Wellbore Stability Analysis of Brazil's Pre-Salt Carbonates, a Case Study in Block BMS-8. 24 out. 2017.

ZOBACK, M. D. et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 40, n. 7-8, p. 1049–1076, out. 2003.