

## CORPO DO PKAHO DE TRABALHO

## Título

Estudo da influência da acidificação de rochas carbonáticas nos parâmetros petrofísicos e geomecânicos.

**Introdução e Justificativa**

O petróleo, além de ser uma importante fonte de energia, é utilizado como insumo na fabricação de óleos lubrificantes, tintas, borrachas, plásticos e o grande valor comercial. Conforme a ANP (2020), no ano de 2019, as reservas provadas de petróleo correspondem a uma quantia de 1.730 bilhões de bilhões em solo brasileiro. Nesse mesmo ano, a exploração do petróleo oriundo do pré-sal representou 62,3% da produção brasileira, destacando a im sal no cenário econômico nacional. Os reservatórios do pré-sal são formados por rochas carbonáticas cretáceas (aptianas), incluindo coquinas e outras (BELTRAO et al., 2009). Em uma escala global, aproximadamente 20% da crosta terrestre é composta por rochas carbonáticas. Ademais, cerca de 40 convencionais de petróleo e gás estão localizadas em reservatórios formados por essas rochas (TANNER et al., 1991; AHMADI et al., 2012; SHENG, 2016). Essas formações geológicas, além de assumirem um lugar de destaque na indústria do petróleo e gás, também são reconhecidas pela sua complexidade heterogeneidade é uma propriedade intrínseca desse tipo de reservatório (TAVAKOLI, 2020). Durante os diferentes estágios do desenvolvimento de po de reservatório, há a possibilidade de ocorrência de fenômenos indesejados que alteram a permeabilidade da região, comprometendo a produção de h local (OHEN; CIVAN, 1993). Qualquer impedimento não intencional ao fluxo de fluidos em um poço é referido como dano à formação (SHARMA, 2016) estimulação de poços buscam contornar, ou reverter, esses danos causados à formação e, conseqüentemente, aumentar a sua produção. Dentre as pri de estimulação, destacam-se o fraturamento hidráulico, a acidificação de matriz e o fraturamento ácido (ECONOMIDES; NOLTE, 2000; KALFAYAN, 200 de matriz consiste na injeção de um fluido ácido no poço buscando aumentar a sua produção por meio da dissolução dos componentes que bloqueiam formação, como nos reservatórios de arenito, ou pela dissolução da própria matriz rochosa, como nos reservatórios carbonáticos (KALFAYAN, 2008). E realizada à nível de poço, sendo, portanto, aplicadas em regiões adjacentes ao poço em um raio de 1 a 1,5 metro, aproximadamente. Durante a sua in escoa radialmente do poço para a formação rochosa. Dessa forma, no caso dos reservatórios carbonáticos, à medida que a rocha é dissolvida, são cria conhecidos como buracos de minhoca (wormholes). Diferentemente do fraturamento ácido e do fraturamento hidráulico, na acidificação de matriz a inj deve ser abaixo da pressão de fraturamento da formação rochosa (GARROUCH; JENNINGS, 2017; SOKHANVARIAN et al., 2019). Compreender o comp reservatório no processo de acidificação é então fundamental para o sucesso desta operação. Portanto, estudos que contemplem a influência do tipo d composição, permeabilidade, dimensões e comportamento termomecânico são de grande relevância. Em relação à permeabilidade da rocha, é importa influência do dano acarretado pelo fluido de perfuração na operação de acidificação, através de curvas de PVbt e padrão de wormhole. Diante do expõe devem ser realizados para simular as condições do carbonato na presença de uma solução ácida injetada, verificando os efeitos que a esse fluido pode constituição da rocha, propriedades petrofísicas da rocha e na eficiência da acidificação. Por meio desse projeto, o(a) aluno(a) selecionado poderá dese habilidades e conhecimento dentro da área de petróleo e petroquímica e assim realizar network com profissionais da área que estarão como parceiros esperado que no final do projeto, o(a) aluno(a) possa entregar uma relevante produção científica como artigos e patentes, parte fundamental para seu curricular.

**Objetivos**

Este projeto visa compreender a influência de parâmetros intrínsecos aos reservatórios, tais como permeabilidade, temperatura, mineralogia e tipo de PVbt, padrão de wormhole, propriedades térmicas e mecânicas, assim como a variação dessas respostas em função do diâmetro da amostra de rocha. Explicar a eficiência da operação de acidificação em rochas carbonáticas de alta e baixa permeabilidade, em cenários de dano à formação causado pelo perfuração. A partir da obtenção e caracterização inicial de rochas carbonáticas, preparação e caracterização de fluidos, experimentos de fluxo reativo análises pós-ensaios, os objetivos específicos do projeto: • Compreender o dano à formação em rochas de alta e baixa permeabilidade, considerando o fluido de perfuração de base aquosa e não aquosa, sendo investigada a eficiência da acidificação de matriz para este cenário de dano; • Correlacionar molhabilidade da rocha com a intensidade do dano após a circulação do fluido de perfuração; • Avaliar a integridade química e mineralógica das amostras sua composição antes e após a passagem da solução ácida; • Na acidificação de matriz, as curvas PVbt's e os padrões de wormhole serão analisados, outras análises, para subsidiar a compreensão da influência seguintes parâmetros: temperatura; diâmetro da amostra de rocha e tipos de rocha e sua Medir e analisar os efeitos da acidificação sobre propriedades petrofísicas porosidade e permeabilidade das amostras.

**Metodologia**

• Obtenção e caracterização inicial de rochas carbonáticas Neste projeto serão adquiridos de forma comercial plugues de "afloramento" (pedreiras) de carbonáticas, para estudos como análogos de reservatórios. Além destes, pretende-se também viabilizar plugues de reservatórios carbonáticos reais, n parceria com a Petrobras e via solicitação à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). As amostras de rocha obtidas comerci ser selecionadas quanto à sua composição, dimensões e faixas petrofísicas. Em relação à composição, planeja-se utilizar amostras que contemplem as variações mineralógicas de rochas carbonáticas, sendo elas amostras de calcário (constituição principal por calcita), dolomito (constituição principal po carbonatos que contenham uma fração relevante de minerais siliciclásticos. A princípio, foram selecionados o Indiana Limestone (calcário), o Bonnetter (dolomito) e o Wisconsin Limestone (dolomito com frações de argila e quartzo). Em relação às dimensões, serão obtidos plugues com 6" de comprime diâmetros de 1,5", 2" e 2,5". Quanto às faixas de permeabilidade, foram escolhidos os seguintes intervalos (aproximados): Indiana Limestone (três fai permeabilidade) - 2 a 4 mD, 70 a 110 mD e 135 a 220 mD; Bonnetter Dolomite - 2 a 6 mD; Wisconsin Limestone - 1 a 6 mD. A caracterização inicial utilizada como dado a ser comparado com as amostras após os ensaios de fluxo ácido em meio poroso. Esta comparação auxiliará na compreensão da fluido e, conseqüentemente, na interpretação das curvas PVbt e padrões de wormhole. • Petrofísica básica A medição da porosidade para os plugues d comprimento será determinada por variação de massa, considerando a amostra seca e a amostra saturada com salmoura (esta etapa a ser realizada p automático - Automatic Saturator/Vinci Technologies). Uma vez saturadas as amostras, a massa da rocha saturada será subtraída da massa da rocha assim a massa de fluido presente nos poros. A partir da densidade desse fluido e de sua massa, obtém-se seu volume, que será considerado como vol amostra e, assim, determinada a porosidade. A permeabilidade será medida a líquido, sendo utilizado fluxo de salmoura em equipamentos de fluxo em neste caso no Core Flooding System - CFS (Homemade) ou Formation Damage and Well Treatment Evaluation System (DCI Test Systems, modelo FDS propriedade será obtida com o auxílio de sensores de diferencial de pressão, que captam os dados de pressão na entrada e saída do core holder duran permanente de escoamento. Assim, a permeabilidade será obtida a partir da Lei de Darcy para fluxo linear. • Petrografia A caracterização petrográfica realizada inicialmente por uma descrição macroscópica básica. Em seguida, amostras representativas de cada tipo de rocha serão selecionadas para p microscópica, microscopia eletrônica de varredura com emissão de campo (MEV-FEG), difração de raios-X (DRX), fluorescência de raios-X (FRX) e obte de microtomografia. A partir destas análises, será possível obter dados sobre a composição da amostra (mineralogia, tipo de grão, discriminação de fa composição química), arranjo de grãos, distribuição e morfologia de poros e eventuais estruturas na rocha. As imagens ampliadas das amostras gerad microscopia eletrônica de varredura com emissão de campo serão capturadas em um equipamento Zeiss Auriga 40. Além da ampliação das imagens, s avaliar a composição e distribuição dos elementos químicos que constituem a amostra por meio da técnica de espectroscopia por energia dispersiva (E nesse mesmo equipamento. Os ensaios DRX serão executados em um difratômetro Rigaku, modelo MineFlex II, utilizando radiação Cu-K $\alpha$  (? = 1,5406 monocromador de grafite. Pelo ponto de vista operacional, será utilizada uma taxa de varredura de 1 $^\circ$ /min, tamanho de passo de 0,02 $^\circ$ , para uma faixa 80 $^\circ$  com corrente de 30 mA e voltagem de 30 kV. As análises de FRX serão realizadas em um aparelho Bruker S2 Ranger com ânodo de Pd ou Ag, pot radiação de 50 W, tensão máxima de 50 kV, corrente máxima de 2 mA e detector de desvio de silício (DDS) XFlash $\theta$ . • Molhabilidade Os testes de mo rocha utilizarão o tensiômetro KRUSS, modelo K100C, acoplado com uma seringa de gotejamento para medição do ângulo de contato. A importância d consiste em avaliar se o fluido de perfuração irá provocar alterações de molhabilidade que possam afetar o espalhamento da solução ácida sobre a sup conseqüentemente, interferir nas curvas PVbt e formação dos wormholes. As pastilhas serão confeccionadas diretamente dos plugues sendo cortadas 1,5" e altura em torno de 0,4", e terão sua molhabilidade medida a salmoura. Em seguida, elas serão banhadas em fluido de perfuração para a criação de reboco, sendo novamente levadas para medição de ângulo de contato a fim de verificar o quanto o fluido de perfuração alterou a molhabilidade da Posteriormente, as pastilhas contaminadas serão imersas em salmoura e novamente levadas para a leitura de ângulo de contato, de modo a verificar o salmoura foi capaz de corrigir a superfície da pastilha contaminada com o fluido de perfuração. Esse teste será importante pois permitirá verificar se a da salmoura a molhabilidade da rocha voltada à água será restabelecida, que é uma condição importante para o espalhamento da solução ácida sobre estudo da etapa de estimulação, novas pastilhas serão confeccionadas e nelas serão gotejadas a solução ácida. A molhabilidade será medida tanto ant gotejamento da solução ácida para verificar se os sais formados na reação de estimulação (cloreto de cálcio e/ou magnésio) irão afetar a molhabilidade

informação é importante para entender a molhabilidade antes e após a estimulação ácida, em diferentes mineralogias e tipos de rocha. • Preparo e ca fluidos A preparação e caracterização de salmoura, fluidos de perfuração e formulações ácidas serão realizadas de acordo com os ajustes operacionais equipamentos. De maneira geral, serão realizadas caracterizações básicas iniciais, utilizadas para validar as propriedades e composições dos fluidos pa poroso e, no caso da solução ácida, compreender melhor sua resposta frente ao fluxo reativo no carbonato. • Ensaios de fluxo em meio poroso Após a caracterização das rochas carbonáticas e dos fluidos de trabalho, serão realizados os ensaios de fluxo em meio poroso, executados em dois equipamen Formation Damage and Well Treatment Evaluation System (DCI Test Systems, modelo FDS 350) e Core Flooding System (CFS, montagem própria). Ne avaliada a influência do dano à formação e dos parâmetros de reservatório no processo de acidificação de matriz, incluindo análises de curvas PVbt e p wormhole. • Ensaios no Core Flooding System (CFS) Assim como no FDS 350, o CFS apresenta suas partes molhadas feitas em hastelloy, sendo comp de injeção, três acumuladores, uma estufa (até 150°C), um core holder (tomadas de pressão na entrada e saída e pressão de confinamento de até 10 backpressure de 10.000 psi. A diferença entre o CFS e o FDS 350 é que o primeiro não apresenta um acumulador com recirculação para fluidos de per adquirido, via este projeto, um novo core holder, o qual além das especificações aqui apresentadas, será possível variar o diâmetro dos plugues (1,5", da mudança do seu difusor. Em relação ao método dos ensaios, os testes de acidificação no CFS serão realizados de forma análoga aos apresentados p excluindo-se apenas a injeção de fluido de perfuração e a avaliação do seu dano à formação (etapas "d" e "e" descritas anteriormente). O CFS será, po responsável por executar os ensaios de acidificação considerando diferentes parâmetros do reservatório, sendo eles temperatura, mineralogia, tipos de do diâmetro dos plugues em rochas de alta e baixa permeabilidade. Desta forma, será analisada a influência destes parâmetros nas curvas PVbt e na f wormholes, também contribuindo para uma melhor compreensão da interação rocha-fluido no fluxo reativo em diferentes cenários. • Influência da tem curvas PVbt Tentando entender o comportamento das curvas PVbt em função da temperatura, e por referência o pré-sal brasileiro, estima-se executar estimulação ácida a 50, 65 e 80 °C em amostras de Indiana Limestone de mesma faixa de permeabilidade. Nesse caso, é conhecido que o aumento da proporcional à cinética de reação de dissolução do carbonato e, dessa forma, espera-se que essa variável impacte nos valores das curvas PVbt. • Cara rochas após os ensaios de fluxo Uma vez realizados os ensaios de fluxo em meio poroso, pretende-se realizar uma nova caracterização dos plugues de após os ensaios. A comparação da rocha antes e depois da acidificação auxiliará no entendimento das interações rocha-fluido causadas devido ao fluxo isso, as amostras (ou parte delas) serão passíveis das mesmas análises realizadas na caracterização inicial, sendo elas: petrografia (descrição microsc FRX, microtomografia, petrofísica e molhabilidade. No caso da petrofísica, pretende-se obter parâmetros de porosidade e permeabilidade partindo dos microtomografia, aplicando técnicas de petrofísica digital.

#### Habilidades Adquiridas

O aluno bolsista será capaz de entender como se dá a estimulação de um poço petrolífero, e o seu impacto para reestabelecer ou até aumentar a prod Para isso, é importante a compreensão dos mecanismos que causa a redução da produção de petróleo tanto em sua construção, como ao longo da sua bolsista entenderá como se dá uma pesquisa científica desde a sua revisão bibliográfica/Estado da Arte, atuando em laboratório de experimentos físico suas regras e condutas), e planilhar resultados a partir dos testes realizados. Paralelamente, ganhará maturidade para elaboração de um artigo cienti para eventos nacionais ou internacionais.

#### Referências

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. Rio 2020. AHMADI, M. A. et al. Nonionic surfactant for enhanced oil recovery from carbonates: Adsorption kinetics and equilibrium. *Industrial and Enginee Research*, v. 51, n. 29, p. 9894-9905, 2012. AL MOAJIL, A. et al. Aqueous alternative system to straight and emulsified HCl acids for carbonate acidizi SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2019. BELTRAO, R. L. et al. Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Basin, Brazil. In: *Offshore Technology Conference*, 2009. Anais... Houston: Proceedings of The Offshore Technology Conference, 2009, p.1-11. CAIRNS Targeting enhanced production through deep carbonate stimulation: Stabilized acid emulsions. *SPE International Formation Damage Control Symposiu 2016. ECONOMIDES, M.; NOLTE, K. Reservoir Stimulation*. Wiley New York, p. 824, 2000. FREDD, C. N.; HOEFNER, M. L.; FOGLER, H. S. (Ed.). *Microe Applications in Carbonate Reservoir Stimulation*. In: *Properties and Uses of Microemulsions*. Rijeka: InTechOpen, 2017. GARROUCH, A. A.; JENNINGS, contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 158, p. 129-143, 2017. KALFAYAN, L. *Product with acid stimulation*. 2. ed. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Corporation, 2008. OHEN, H. A.; CIVAN, F. *Simulation of formation damage in petroleum reser Advanced Technology Series*, v. 1, n. 1, p. 27-35, 1993. REYES, E. et al. Retarding HCl Acid Reactivity Without Gelling Agents, Emulsifiers, or Polymers Temperature Acidizing Applications. In: *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, 2020. Anais... Lafayette: Society o Engineers. 2020. SAYED, M. A.; ASSEM, A. I.; NASR-EL-DIN, H. A. Effect of oil saturation on the flow of emulsified acids in carbonate rocks. *SPE Produ Operations*, v. 29, n. 1, p. 29-41, 2014. SHENG, J. J. Review of Surfactant Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. *Advances in Petroleum Exp Development*, v. 6, n. June, p. 1-10, 2013. SOKHANVARIAN, K. et al. Novel non-aromatic non-ionic surfactants to target deep carbonate stimulation. *P International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2019. TANNER, R. S. et al. Microbially enhanced oil recovery from carbonate reservoirs. *Geomicrobiolo 4*, p. 169-195, 1991. TAVAKOLI, V. *Carbonate Reservoir Heterogeneity*. Cham: Springer International Publishing, 2020. SHARMA, M. M. *Formation Dam S.A.; KALFAYAN, L.; MONTGOMERY, C. (Ed.). Acid stimulation*. Richardson: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2016.

#### CROHOGRAMA DE ATIVIDADES

Atividade	2023				2024						
	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA											
PLANEJAMENTO DO PROJETO											
FORMULAÇÃO DOS SISTEMAS ÁCIDOS											
DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOMECÂNICAS - PRÉ-ENSAIO DE FLUXO											
INJEÇÃO DAS SOLUÇÕES ÁCIDAS NAS ROCHAS - COREFLOOD SYSTEM											
ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS INJEÇÕES (PADRÃO DE WORMHOLE; PORE VOLUME TO BREAKTHROUGH, ETC.)											
REDAÇÃO DE ARTIGOS E/OU TRABALHO PARA EVENTOS											

#### Portal do Discente

SIGAA | Superintendência de Tecnologia da Informação - (84) 3342 2210 | Copyright © 2006-2024 - UFRN - sigaa14-producao.info.ufrn.br.sigaa14-producao - v4.12.20