



# Apresentação de dados mineralógicos de poços petrolíferos do Campo de Tupi e simulação da injeção de CO<sub>2</sub> utilizando o software PHREEQC

Palavras-Chave: injeção de CO<sub>2</sub>, Campo de Tupi, modelagem geoquímica.

Autores/as

VITÓRIA VENTURA, IG - Instituto de Geociências, UNICAMP

Prof. Dr. RICARDO PEROBELLI BORBA (orientador), IG - Instituto de Geociências, UNICAMP

## 1. INTRODUÇÃO

A prática de injeção de fluido em reservatórios de petróleo é comumente usada na indústria do petróleo para aumentar a produção de óleo (Wang et al., 2016). O método de injeção de água alternada com gás nomeado de WAG (*Water Alternating Gas*) foi proposto por Caudle e Dyes (1958). A injeção pelo método WAG tem-se tornado importante em campos offshore que produzem CO<sub>2</sub>, como ocorre nos reservatórios brasileiros do pré-sal (Ligerio et al., 2012; ANP, 2020a).

A maior parte da produção brasileira de petróleo e gás natural provém dos reservatórios do pré-sal, tendo atingido 75,2% da produção nacional de barris de óleo ao longo de 2022 (ANP, 2022). O Campo Petrolífero de Tupi, situado no contexto da Bacia de Santos, é responsável pela maior produção de petróleo desde 2015 (ANP, 2015 e 2022) e maior de gás natural desde 2013 (ANP, 2013 e 2015). Em 2022, sua produção de petróleo em barris/dia correspondeu a 27,77% da produção nacional (ANP, 2022).

O objetivo do trabalho consiste em executar modelagens geoquímicas de injeção de CO<sub>2</sub> pelo método WAG em rochas reservatório do Campo de Tupi utilizando o software PHREEQC.

## 2. METODOLOGIA

Os dados técnicos de poços foram obtidos através de solicitação ao Banco de Dados de

Exploração e Produção da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2020b) em fevereiro de 2022. Foram solicitados dados de 156 poços pertencentes ao Campo de Tupi na Bacia de Santos. As pastas de dados foram baixadas e avaliadas individualmente com o objetivo de conhecer o conteúdo de todas as pastas e documentos contidos. Na figura 1 verifica-se as pastas existentes para um dos poços com maior abundância de dados disponíveis.

- Dados\_de\_Rochas\_e\_Fluidos
- Dados\_Direcionais
- Esquema\_de\_Ferramentas
- Pasta\_de\_Poco
- Perfil\_Composto
- Perfil\_de\_Acompanhamento\_Geologico
- Perfil\_Durante\_a\_Perfuracao
- Perfis\_Digitais
- Sismica\_de\_Poco
- Teste\_de\_Formacao

Figura 1. Pastas de dados disponíveis para o poço 9-BRSA-716-RJS

Foram selecionados os poços que apresentavam dados de porosidade e mineralógicos obtidos através de difratometria de raio X (DRX) para a rocha reservatório: 3-BRSA-496-RJS, 3-BRSA-755-RJS e 9-BRSA-716-RJS. Dados em documentos em formato *Word* foram transformados para formato *Excel*. Também fez-se a substituição de siglas e caracteres não numéricos para possibilitar cálculos e união de diferentes dados em um mesmo documento. Foram gerados gráficos de composição mineralógica para os poços.

A modelagem geoquímica foi realizada com objetivo de simular a injeção de CO<sub>2</sub> pelo método WAG (*Water Alternating Gas*) utilizando o software PHREEQC. Foram simuladas injeções de CO<sub>2</sub> em coluna através do transporte de uma solução de salmoura dessulfatada saturada em CO<sub>2</sub> ao longo uma coluna composta por um número N de células, cada uma com 1L de Volume de poros (Vp). Na estrutura utilizada para a modelagem realizada para o poço têm-se: SOLUTION 0 corresponde à solução de injeção, a SOLUTION 1-10 consiste da solução presente entre os poros anteriormente a injeção. A concentração dos íons em ambas as soluções foi obtida no Relatório de Caracterização da Injeção de Água-Gás Alternado (WAG) em Reservatórios Carbonáticos Brasileiros (Sohrabi, 2011) e expressa em mg/L. A SOLUTION 1-10 tem a composição similar à da salmoura dessulfatada presente no relatório. A SOLUTION 0 tem composição similar porém é saturada em CO<sub>2</sub>. Em EQUILIBRIUM\_PHASES, insere-se as concentrações de minerais presentes nas células da coluna, em mol. No bloco TRANSPORT, são inseridos o número de células e shifts (passagem entre uma célula e outra), o tempo de cada etapa e os comprimentos de cada célula. Em SELECTED OUTPUT, define-se que parâmetros serão exportados em uma planilha *Excel*.

As modelagens foram realizadas para a composição média dos poços 3-BRSA-755-RJS e 9-BRSA-716-RJS. A modelagem para o poço 3-BRSA-496-RJS será executada em etapas futuras da pesquisa. O transporte foi realizado ao longo de uma coluna composta por 10 células de mesmo comprimento. A base de dados para a modelagem foi gerada no software SupPHREEQC. O SupPHREEQC é um programa interativo, desenvolvido para conectar no PHREEQC para facilitar a modelagem geoquímica em temperaturas e pressões de interesse acima de 25 °C e 1 bar (Zhang et al., 2020). Tais necessidades surgem quando se deseja modelar reações geoquímicas pertinentes à diagênese clástica e carbonática, armazenamento geológico de carbono, energia geotérmica e processos ígneos e metamórficos (Zhang et al., 2020). A temperatura de 60 °C e pressão de 550 bar para a construção da base de dados no SupPHREEQC foram parâmetros definidos de modo a reproduzir ambientes similares aos reservatórios do Pré-Sal (Siqueira, 2018). Alguns dos minerais presentes nos poços não encontravam-se na base de dados utilizada e precisarão ser adicionados em etapas futuras de desenvolvimento da pesquisa.

Para inserção dos dados mineralógicos no software, foi necessário o cálculo do número de

Minerais	% massa	MM (g/mol)	VM (cm <sup>3</sup> /mol)	Volume mineral (cm <sup>3</sup> )	Proporção mineral	Vol mineral total (L)	V mineral total (cm <sup>3</sup> )	nº mols mineral na rocha
SAP	0.315384615	386.49	140.96	0.115026561	0.003228574	0.02280831	22.80830974	0.161806965
ILI	0.007538462	392.22	140.06	0.002691951	7.55579E-05	0.00053378	0.533779731	0.003811079
CAU	0.000153846	258.16	99.34	5.92E-05	1.66163E-06	1.17386E-05	0.011738614	0.000118166
ANH	6.423076923	136.14	46.01	2.170749003	0.060928734	0.430432027	430.432027	9.355184243
AP	0.1	502.31	159.6	0.031773208	0.000891813	0.006300225	6.300224583	0.039475091
CALCITA (TOTAL)	36.62307692	100.09	36.93	13.51274084	0.379276552	2.679405322	2679.405322	72.55362367
DOLOMITA (TOTAL)	40.13846154	184.4	64.37	14.01145753	0.393274567	2.778294524	2778.294524	43.16132553
GP	0.530769231	172.17	74.69	0.230255874	0.006462838	0.045656823	45.65682283	0.611284279
KFD	1.438461538	278.33	108.72	0.56188531	0.015771036	0.111414739	111.4147388	1.024786045
MOG	0.330769231	60.08	23.51	0.129433832	0.003632958	0.025665089	25.66508911	1.091666912
PLG	0.261538462	262.22	100.07	0.099809907	0.002801471	0.01979104	19.79104014	0.197771961
QTZ	12.96153846	60.08	22.69	4.895095002	0.137395868	0.970635325	970.6353252	42.77811041
PIR	0.169230769	119.98	23.94	0.033767166	0.000947779	0.006695601	6.695601301	0.279682594
TLC	0.223076923	379.27	136.25	0.080138769	0.002249341	0.015890503	15.89050257	0.116627542
			Total	35.62767261				

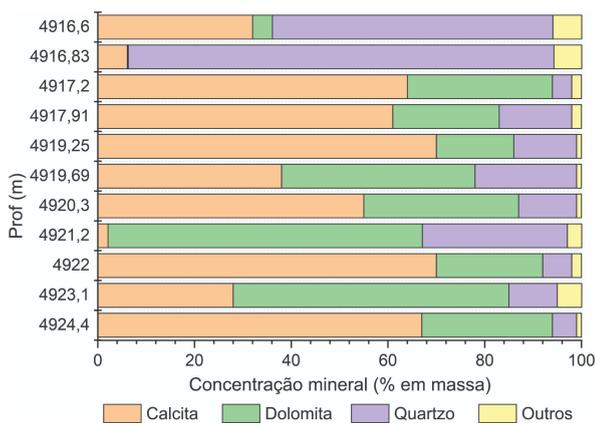
Prof (m)	Porosidade (%)	Vol rocha total para 1L de Vp (L)	Vol de sólidos para 1L Vp (L)
Média	12.4	8.064516129	7.064516129

Figura 2. Cálculos de número de mols mineral na rocha necessário para a modelagem com 1L de Volume de poros (Vp). Cálculos realizados para a composição e porosidade média do Poço 9-BRSA-716-RJS. As colunas da tabela apresentam a porcentagem em massa dos minerais, a massa molar, volume molar, volume mineral correspondente à porcentagem presente, a proporção do mineral em relação ao volume total, volume do mineral presente para a existência de 1L de volume de poros em litros e cm<sup>3</sup> e número de mols totais. Em azul, os minerais presente na base de dados do PHREEQC. SAP=Saponita (definido como saponite (Na)), ILI=Illita, CAU=Caulinita, ANH=Anidrita, AP=Apatita (definida como hidroxiapatita), GP=Gipsita, KFD=K-Feldspato (definido como microclínio), MOG=Moganita, PLG=Plagioclásio (definido arbitrariamente como albita), QTZ=Quartzo, PIR=Pirita e TLC=Talco.

mols dos minerais necessários para a existência de 1L de volume de poros nas células (Figura 2). As massas e volumes molares foram obtidas através de pesquisas à base de dados termodinâmica e mineralógica para modelagem geoquímica THERMOTDEM® (<https://thermoddem.brgm.fr/>).

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

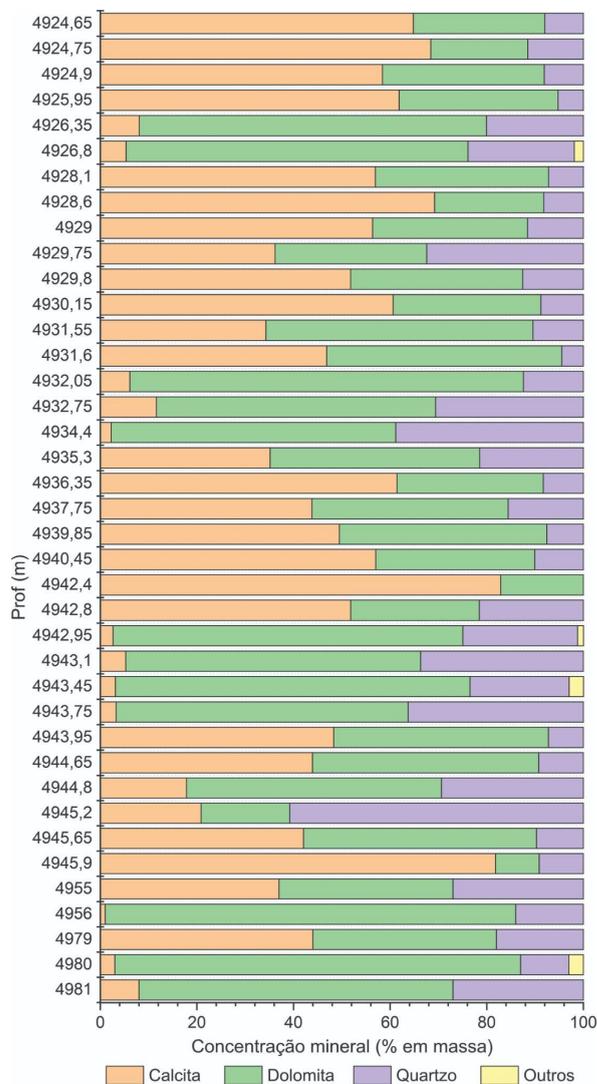
Os dados de poços de composição mineralógica determinada por DRX apresentam diferenças quanto às profundidades, amplitudes entre profundidade inicial e final e intervalo entre cada profundidade analisada (Figura 3, 4 e 5). Para todos os poços as profundidades são crescentes em intervalos não constantes. A composição mineralógica varia entre os poços e entre as profundidades. Mesmo para profundidades muito próximas verifica-se grande variação na concentração dos minerais presentes.



**Figura 3. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 3-BRSA-496-RJS**

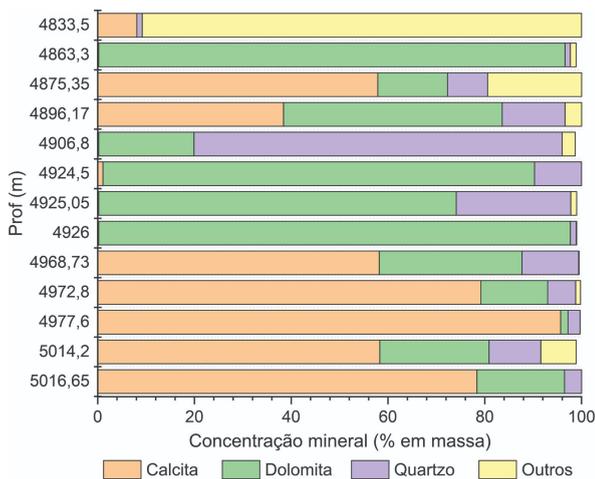
Para o poço 3-BRSA-496-RJS (Figura 3), os dados encontram-se entre as profundidades de 4.916,60 a 4.924,40 m (amplitude de 7,8 m), para 11 profundidades. A mineralogia é dada por calcita magnesiana, calcita, dolomita, Ca-dolomita/ankerita, moganita, dolomita/Ca-dolomita, quartzo, plagioclásio, K-feldspato, cristobalita, norsetita e argilominerais+filossilicatos. Para cálculos e geração do gráfico, dolomita, Ca-dolomita/ankerita e dolomita/Ca-dolomita foram considerados como dolomita e, calcita e calcita magnesiana foram consideradas como calcita. Nas 2 profundidades

inferiores predominam quartzo. Nas profundidades intermediárias, dominam carbonatos, em especial, calcita. Com exceção de 4919,69 m, em que as concentrações de calcita e dolomita são muito próximas. Nas 4 profundidades superiores, há uma intercalação entre predomínio de dolomita e calcita.

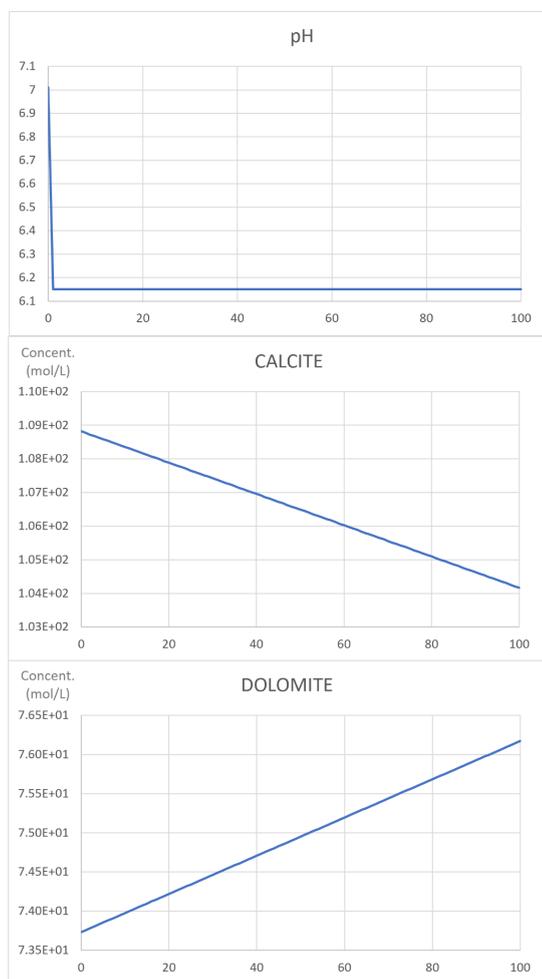


**Figura 4. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 3-BRSA-755-RJS**

Para o poço 3-BRSA-755-RJS (Figura 4), as profundidades variam entre 4964,65 a 4981 m (amplitude de 16,35 m), havendo dados para 39 profundidades. Os minerais presentes são calcita, dolomita, quartzo, K-feldspato, plagioclásio, fluorita, magnesita, siderita, silvita e barita. Verifica-se 4 intervalos que há predomínio de calcita. Estes são intercalados por porções dominadas por dolomita. Em 4945,2 m, verifica-se o predomínio de quartzo.



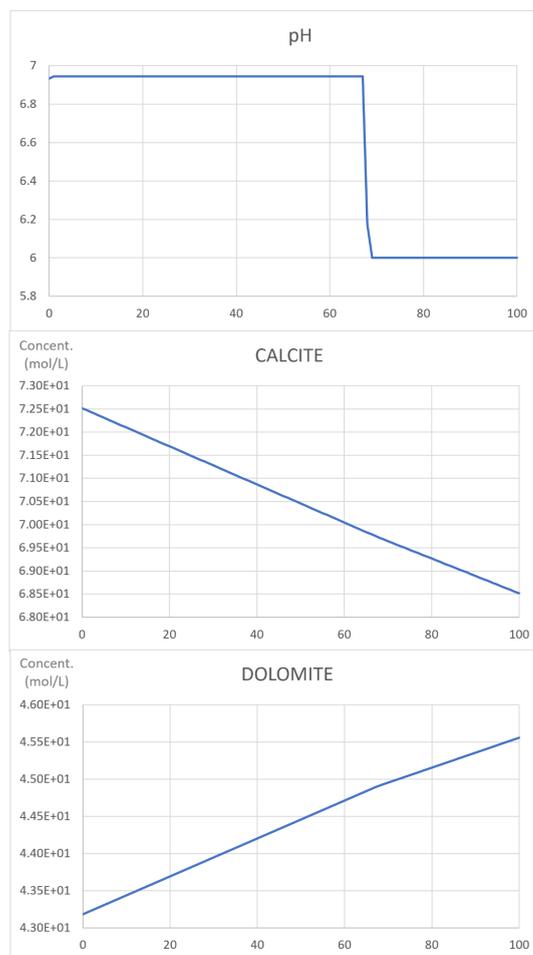
**Figura 5. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 9-BRSA-716-RJS**



**Figura 6. Variação do pH, concentração de calcita e dolomita ao longo das etapas de transporte da modelagem para a composição média do poço 3-BRSA-755-RJS.**

Para o poço 9-BRSA-716-RJS (Figura 5), há dados para 13 profundidades, estas dão-se entre 4833,50 e 5016,65 m (amplitude de 183,15 m). É composto por calcita magnesiana, calcita, dolomita, dolomita não estequiométrica de baixo excesso de Ca (<10%), dolomita não estequiométrica de alto

excesso de Ca (entre 10 e 25%), quartzo, argilominerais+filossilicatos, anidrita, apatita, gipsita, plagioclásio, K-feldspato, pirita e talco. Somou-se as concentrações de calcita magnesiana e calcita para que ambas fossem consideradas como calcita. Foram considerados como dolomita: dolomita, dolomita não estequiométrica de baixo excesso de Ca (<10%) e dolomita não estequiométrica de alto excesso de Ca (entre 10 e 25%). Na porção superior predominam outros minerais que não calcita, dolomita e quartzo, sendo o mineral mais abundante a anidrita (82%). Na sequência, a composição é dada quase que exclusivamente por dolomita, seguida de profundidades dominadas por calcita e dolomita. Em 4906,8, há maior concentração de quartzo em relação a outros minerais. Posteriormente, ocorre um intervalo de profundidades em que predomina dolomita e outro dominado por calcita.



**Figura 7. Variação do pH, concentração de calcita e dolomita ao longo das etapas de transporte da modelagem para a composição média do poço 9-BRSA-716-RJS.**

Para a modelagem com o poço 3-BRSA-755-RJS (Figura 6) verifica-se acidificação do pH logo a partir da primeira etapa da modelagem, se estabilizando em pH de 6,15. Para o poço 9-BRSA-716-RJS (Figura 7), a acidificação acontece a partir da etapa 64. Em ambas as modelagens de poços há diminuição da concentração de calcita na solução final e aumento da concentração de dolomita. Evidenciando diminuição e aumento da dissolução do mineral para a calcita e dolomita, respectivamente.

#### 4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com os resultados preliminares verificou-se a interação da litologia dos poços frente à injeção de CO<sub>2</sub> nas condições apresentadas. Os poços apresentaram comportamentos diferentes em relação às variações de pH e concentração de dolomita na solução. Para ambos verifica-se diminuição da concentração de calcita na solução final e aumento da concentração de dolomita.

Os próximos passos da pesquisa serão:

- Modelagem geoquímica de outros poços;
- Inserção dos minerais presentes no poço que encontram-se ausentes na base de dados utilizada;
- Modelagem da composição integral do poço, considerando a mineralogia em cada profundidade;
- Executar outras modelagens com alterações nos parâmetros, como, tempo de transporte e composição da solução injetada;
- Avançar nas interpretações com a análise de solubilização, precipitação e cristalização de minerais, equilíbrios minerais e demais processos.

#### BIBLIOGRAFIA

ANP. 2013. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2013 – Circulação Externa**. Dez. 2013. 26 p.

ANP. 2015. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2015 – Circulação Externa**. Dez. 2015, nº 64. 26 p.

ANP. 2020a. **Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal**. Mar. 2020. 36 p.

ANP. 2020b. **Exploração e Produção de Óleo e Gás - Dados Técnicos**. Out. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos>>. Acesso em: Fev. 2022.

ANP. 2022. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2022 – Circulação Externa**. Dez. 2022, nº 148. 41 p.

CAUDLE, B.H.; DYES, A.B. 1958. **Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection**, Petroleum Transactions, AIME, Vol. 213, p. 281-283.

LIGERO, E. L.; MELLO, S. F.; MUNOZ MAZO, E. O.; SCHIOZER, D. J. 2012. **An Approach to Oil Production Forecasting in WAG Process Using Natural CO<sub>2</sub>**. Society of Petroleum Engineers. SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition, 11-13 June, Port of Spain, Trinidad. SPE-157680.

SIQUEIRA, T. A. 2018. **Modelagem experimental e numérica da geoquímica do sistema CO<sub>2</sub>-fluido-rocha em reservatórios carbonáticos no contexto do armazenamento de carbono e recuperação avançada de petróleo**. Tese de Doutorado em Engenharia e Tecnologia De Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 144 p.

SOHRABI, M. 2011. **Characterization of Water-Alternating-Gas (WAG) Injection in Brazilian Carbonate Reservoirs**. Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, Centre for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Solutions. Nov. 2011. Progress Report No. 1.

WANG, Z.; LEI, H.; DONG, Y.; YANG, M.; LI, L.; YANG, S. 2016. **Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO<sub>2</sub> water alternative-gas (WAG) injection after continuous CO<sub>2</sub> injection: An experimental investigation and modeling approach**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016.

ZHANG, G.R.; LU, P.; ZHANG, Y.L.; TU, K.; ZHU, C. 2020. **SupPHREEQC: A program to generate customized PHREEQC thermodynamic database based on Supcrtbl**. Computer and Geosciences v143:164560