



Apresentação de dados mineralógicos de poços petrolíferos do Campo de Tupi e simulação da injeção de CO₂ utilizando o software PHREEQC

Palavras-Chave: injeção de CO₂, 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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂ pelo método WAG (*Water Alternating Gas*) utilizando o software PHREEQC. Foram simuladas injeções de CO₂ em coluna através do transporte de uma solução de salmoura dessulfatada saturada em CO₂ 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 CO₂. 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 ³ /mol) | Volume mineral (cm ³) | Proporção mineral | Vol mineral total (L) | V mineral total (cm ³) | 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 cm³ 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 THERMOCHEM® (<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.

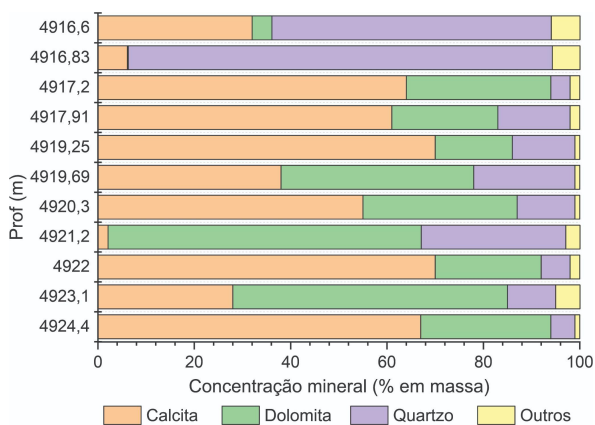


Figura 3. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 3-BRSA-496-RJS

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.

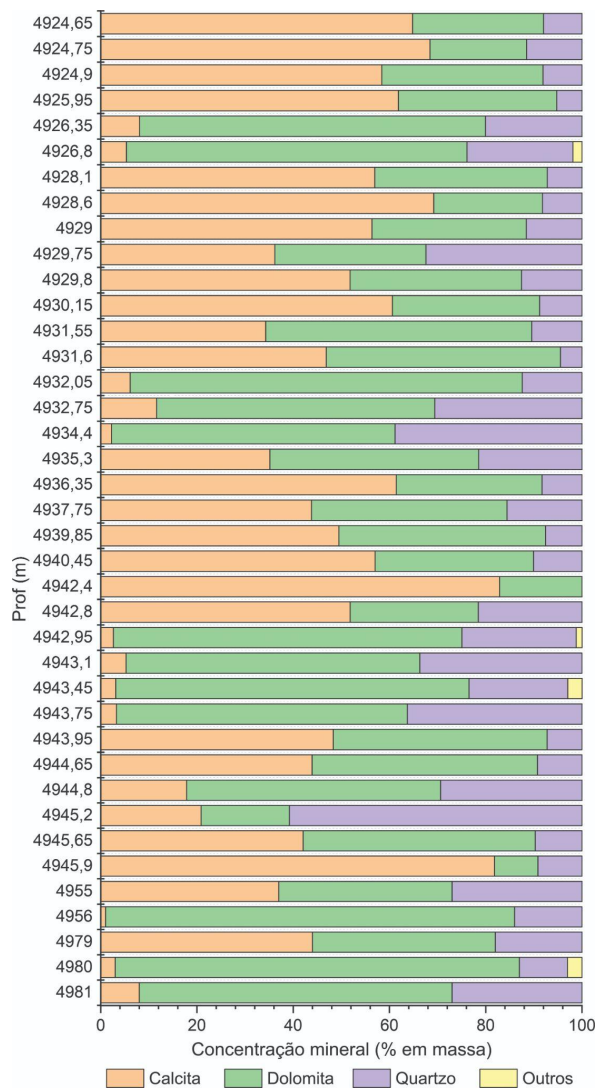


Figura 4. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 3-BRSA-755-RJS

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.

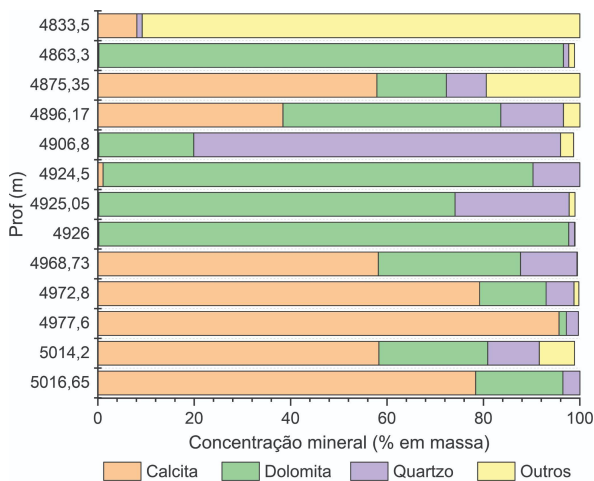


Figura 5. Gráfico de composição mineralógica por profundidade para o poço petrolífero 9-BRSA-716-RJS

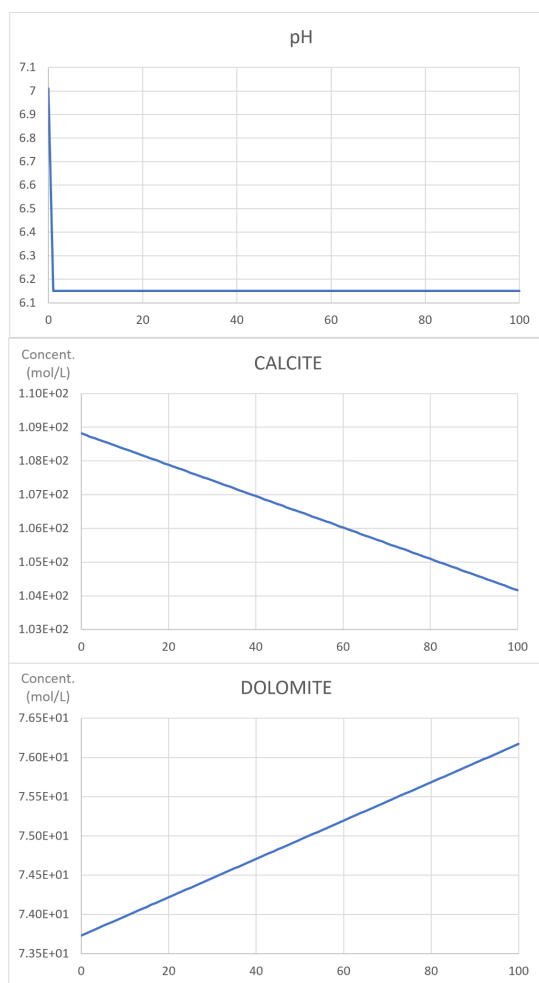


Figura 6. Variação do pH, concentração de calcita e dolomita ao longo das etapas de transporte da modelagem para a composição média do poço 3-BRSA-755-RJS.

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.

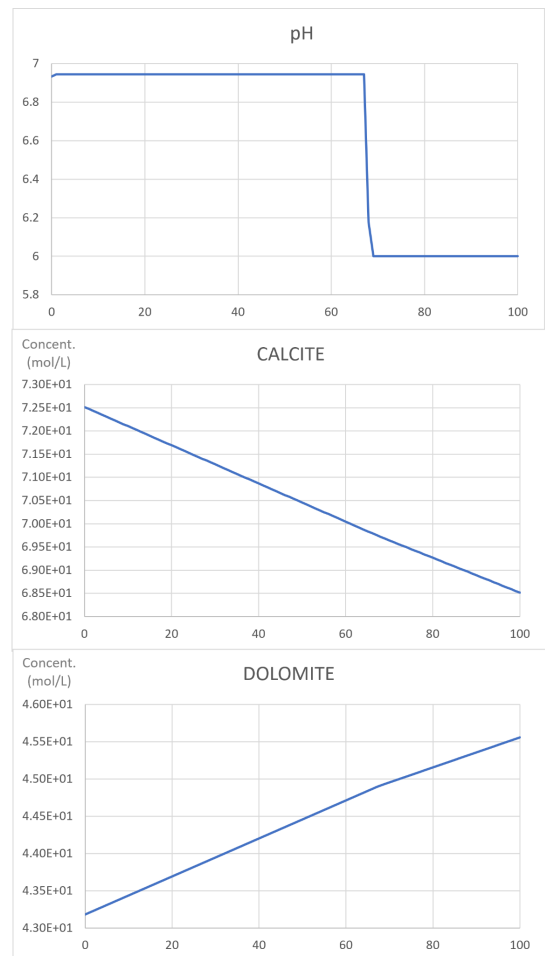


Figura 7. Variação do pH, concentração de calcita e dolomita ao longo das etapas de transporte da modelagem para a composição média do poço 9-BRSA-716-RJS.

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 CO₂ 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 CO₂**. 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ water alternative-gas (WAG) injection after continuous CO₂ 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