

## Referência bibliográfica

AGARWAL, R. K., LI, Y. K., NGHIEM, L. **A regression technique with dynamic parameter selection for phase-behavior matching.** SPE Reservoir Engineering, 115-120, February 1990.

AHMED, T. **Equations of state and PVT analysis, applications for improved reservoir modeling.** Gulf publishing, Houston, Texas, USA, 2007.

ANDERSON, W. G. **Wettability literature survey part 5: The effects of wettability on relative permeability.** Journal of Petroleum Technology, 1453-1468, 1987.

BACHU, S. **Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media.** Environmental Geology, 44(3), 277-289, 2003.

BACHU, S. **Screening and ranking of hydrocarbon reservoirs for CO<sub>2</sub> storage in the Alberta Basin, Canada.** Proceedings of the First National Conference on Carbon Sequestration. CD-ROM, US DOE - NETL, Washington D. C., 2001.

BACHU S. **CO<sub>2</sub> storage in geological media: role, means, status and barriers to deployment.** Prog. Ener. Combust. Sci., 34, 254-273, 2008.

BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media.** American Elsevier, New York, 1972.

BENNION, D. B., THOMAS, F. B., SCHULMEISTER, B. E., MA, T. **A correlation of water and gas-oil relative permeability properties for various Western Canadian sandstone and carbonate oil producing formations.** Hycal Energy Research Laboratories Ltd., Paper (066), 2002.

BRADSHAW, J., ALLINSON, G., BRADSHAW, B. E., NGUYEN, V., RIGG, A. J., SPENCER, L., WILSON, P. **Australia's CO<sub>2</sub> geological storage potential**

**and matching of emission sources to potential sinks.** Energy, 29, 1621-1632, March 2004.

BROCK, W. R., and BRYAN, L. A. **Summary results of CO<sub>2</sub> EOR Field Tests 1972 - 1987.** SPE 18977, SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs and Symposium Exhibition, Denver, 6-8 March 1989.

CAKICI, M. D. **Co-optimization of oil recovery and carbon dioxide storage.** Engineering Thesis, Stanford University, 2003.

CHABACK, J. J., and WILLIAMS, M. L. **Phase equilibria in the SACROC Oil/CO<sub>2</sub> system.** SPE Reservoir Engineering, 3(1), 103-111, February 1988.

CHADWICK, R. A., ZWEIGEL, P., GREGERSEN, U., KIRBY, G. A., HOLLOWAY, S., JOHANNESSEN, P. N. **Geological reservoir characterization of a CO<sub>2</sub> storage site: the Utsira Sand, Sleipner, Northern North Sea.** Energy, 29, 1371-1381, 2004.

CHEMICALOGIC CORPORATION. **Phase diagram of carbon dioxide.** Disponível em < <http://www.chemicalogic.com/Pages/DownloadPhaseDiagrams.aspx> > Acesso: em 10 Maio 2013.

CHOPRA, A. K., STEIN, M. H., ADER, J. C. **Development of reservoir descriptions to aid in design of EOR projects.** SPE Reservoir Engineering, Trans. AIME, 287, 143-50, May 1989.

COSSE, R. **Basics of reservoir engineering.** Institut Francais Du Petrole, t- Editions Technip, Paris, France, 1993.

COATS, K. H. **An equation of state compositional model.** SPEJ, Trans. AIME, 269, 363-376, October 1980a.

COATS, K. H. **Simulation of gas condensate reservoir performance.** JPT 1870-1886, October 1985.

COREY, A. T. **The interrelations between gas and oil Relative permeabilities.** Producers Monthly, 19, 38-41, 1954.

CRAIG, F. F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. SPE Monograph Series, Richardson, Texas, 1971.

DANESH, A. **PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids**. Elsevier Science & B.V. 1998.

ENICK, R. M., and OLSEN, D. K. **Mobility and conformance control for carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) via thickeners, foams, and gels - A detailed literature review of 40 years of research**. DOE/NETL-1540. 2012.

FARZAD, I., and AMANI, M. **An analysis of reservoir production strategies in miscible and immiscible gas injection projects**. Advances in Petroleum Exploration and Development, CS Canada. 3(1), 18-32, 2012.

FERGUSON, R. C., KUUSKRAA, V. A., VAN LEEUWEN, T. S. **Storing CO<sub>2</sub> with next - Generation CO<sub>2</sub>-EOR technology**. SPE 139717, SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization held in New Orleans, Louisiana, USA, 10-12 November 2010.

GHOMIAN, Y., SEPEHRNOORI, K., POPE, G. A. **Reservoir simulation of CO<sub>2</sub> sequestration Pilot in Frio Brine, formation, USA Gulf Coast**. Energy Journal, 33, 1055-1067, 2008.

GHOMIAN, Y., URUN, M., POPE, G. A., SEPEHRNOORI, K. **Investigation of economic incentives for CO<sub>2</sub> sequestration**. SPE 116717, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 2008.

GODEC, M. L. **Global technology ROADMAP for CCS in industry sectoral assessment CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery**. Advanced Resources International, Inc., 5 May 2011.

GODEC, M. L., KUUSKRAA, V. A., DIPIETRO, P. **Opportunities for using anthropogenic CO<sub>2</sub> for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage**. Energy & Flues, 2013.

GREEN, D. W., and WILLHITE G. P. **Enhanced Oil Recovery**. SPE, Richardson, Texas, 1998.

GUEDES, S. **70% Recovery factor: Petrobras perspective**. Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 15-18 September 2008.

GULER, B., WANG, P., DELSHAD, M., POPE, G. A., SEPEHRNOORI, K. **Three - and four-phase flow compositional simulations of CO<sub>2</sub>/NGL EOR**. SPE 71485, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September to 3 October, 2001.

HARO, H. A. V., GOMES, M. S. P., RODRIGUES, L. G. **A fluid model study in an oil/CO<sub>2</sub> system**. ABCM, ISSN 2176-5480, 22nd International Congress of Mechanical Engineering COBEM 2013, Ribeirão Preto, SP, Brazil, 3-7 November 2013.

HOUGHTON, J. T., DING, Y., GRIGGS, D. J., NOGUER, M., VAN DER LINDEN, P. J., DAI, X., MASKELL, K., JOHNSON, C. A. **Climate change 2001: The scientific basis**. IPCC Climate Change, 2001.

IPCC, 2007. **Synthesis report: An assessment of the intergovernmental panel on climate change**. IPCC Climate Change, 2007.

IPCC, 2006. **Guidelines for national greenhouse gas inventories**. IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland, 2006.

IPCC, 2005. **Special report on carbon dioxide capture and storage**. IPCC Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In: Metz, B, Davidson, O, de Coninck, H C, Loos, M and Meyer, L A (eds.). Cambridge University Press, New York. 442p, 2005.

JAHANGIRI, H. R., and ZHANG, D. **Optimization of carbon dioxide sequestration and enhanced oil recovery in oil reservoir**. SPE 133594, SPE Western Regional Meeting held in Anaheim, California, USA, 27-29 May 2010.

JARRELL, P., FOX, C., STEIN, M., WEBB, S. **Practical aspects of CO<sub>2</sub> flooding**. SPE Monograph 22, 212, 2002.

JADHUNANDAN, P. P., and MORROW, N. R. **Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems.** SPE 22597, 10(1), 40-46, 1995.

JHAVERI, B. S., and YOUNGREN, G. K. **Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions.** SPE-13118-PA, SPE Reservoir Engineering, 3(3), 1033-1040, August 1988.

KIM, J. S., DONG, Y., ROSSEN, W. R. **Steady-state flow behavior of CO<sub>2</sub>.** SPE/DOE 89351, Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, 2004.

KLINS, M. A. **Carbon dioxide flooding.** Basic Project and Design. Boston: International Human Resources Development Corporation, 1984.

KOVSCHEK, A. R. **Screening criteria for CO<sub>2</sub> storage in oil reservoirs.** Journal of Petroleum Science and Technology, 20, 841-866, 2002.

KOVSCHEK, A. R., and CAKICI, M. D. **Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery II. Cooptimization of storage and recovery.** Department of Petroleum Engineering. Stanford University, Stanford, CA. USA. Energy Conversion and Management, 46, 1941-1956, 2004.

LAKE, L. W., SCHIMDT, R. L., VENUTO, P. B. **A niche for enhanced oil recovery in the 1990s,** 1992.

LAKE, L. W. **Enhanced oil recovery.** Prentice-Hall. New Jersey, USA, 1998.

LI, H., QIN, J., YANG, D. **An improved CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure correlation for live and dead crude oils.** Ind. Eng. Chem. Res., 51, 3516-3523, 2012.

LEE, B. I., and KESLER, M. G. **A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states.** AIChE J., 21, 510-527, May 1975.

LIM, M. T., POPE, G. A., SEPEHRNOORI, K. **Mechanistic study of carbon dioxide flooding using horizontal wells.** SPE/DOE 27807, SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17-20 April 1994.

LYONS, W., and PLISGA, B. S. **Standard handbook of petroleum & natural gas engineering**. 2nd edition. Burlington, MA: Elsevier Inc., 2005.

MCCAIN, W. D. Jr. **The properties of petroleum fluids**. Pennwell Books, 2nd Edition. Tulsa, Oklahoma, 1990.

MERCHANT, D. H. **Comparisons of conventional CO<sub>2</sub> WAG injection techniques used in the Permian Basin**. Annual CO<sub>2</sub> Flooding Conference, Midland, Texas, 10-11 December 2009.

MERCHANT, D. H. **Life beyond 80: A look at conventional WAG recovery beyond 80% HCPV injection in CO<sub>2</sub> tertiary floods**. SPE 139516, SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage and Utilization, New Orleans, LA, 10-12 November 2010.

MERRILL, R. C., HARTMAN, K. J., CREEK, J. L. **A comparison of equation of state tuning methods**. SPE 28589, SPE Annual Technical Meeting and Exhibition, New Orleans, 26-28 September 1994.

NOVOSAD, Z., and COSTAIN, T. G. **New interpretation of recovery mechanisms in enriched gas drives**. J. Can. Pet. Tech., 21(2), 54-60, March-April 1988.

OKASHA, T. M., FUNK, J. J., AL-RASHIDI, H. N. **Fifty years of wettability measurements in the Arab-D Carbonate Reservoir**. SPE 105114, SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Bahrain, March 2007.

ORR, F. M. Jr. **Storage of carbon dioxide in geologic formations**. SPE 88842, September 2004.

ORR, F. M. Jr., and TABER, J. J. **Displacement of oil by carbon dioxide**. Annual Report. Rep. No. DOE/BC/10331-9, 1983.

ORR, F. M. Jr., and TABER, J. J. **The use of CO<sub>2</sub> in enhanced oil recovery**. Science, 224, 563-79, 1984.

ORR, F. M. Jr., DINDORUK, B., JOHNS, R. T. **Theory of multicomponent gas/oil displacements**. Ind. Eng. Chem. Res., 34, 1995.

ORR, F. M. Jr. **Laboratory experiments to evaluate field prospects for CO<sub>2</sub> flooding.** JPT, 888, April 1982.

ORR, F. M., Jr. **Theory of Gas Injection Process**, Tie-Lie Publication, ISBN 87-989961-2-5, 2007.

PEDERSEN, K. S., and CHRISTENSEN, P. L. **Phase behavior of petroleum reservoir fluids.** Boca Raton, Florida, USA: CRC Press., 86-88, 92, 2007.

PÉNELOUX, A., RAUZY, E., FRÉZE, R. **A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes.** Fluid Phase Equilibria, 8(1), 7-23, 1982.

PIERRE, F., and SUSAN, S. **Contributions of past and present human generations to committed warming caused by carbon dioxide.** Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 102, (31), 10834-10835, August 2, 2005. Disponível em <<http://www.pnas.org>>. Acesso em 20 Agosto 2012.

PIZARRO, J. O. S., and BRANCO, C. C. M. **Challenges in implementing an EOR project in the pre-salt province in deep offshore Brasil.** SPE 155665, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 16-18 April 2012.

SIMON, R., ROSMAN, A., ZANA, E. **Phase behavior properties of CO<sub>2</sub> reservoir oil systems.** SPEJ., 20-26 February 1978.

STALKUP, F. I. **Miscible Displacement.** SPE of AIME, Monograph volume 8, 1984.

SHAW, J., and BACHU, S. **Screening, evaluation and ranking of oil reservoirs suitable for CO<sub>2</sub>-flood EOR and carbon dioxide sequestration.** Journal of Canadian Petroleum Technology, 41(9), 51-61, September 2002.

SHENG, J. J. **Enhanced oil recovery field case studies.** Gulf Professional Publishing, USA, 2013.

STANDNES, D. C., and AUSTAD, T. C. **Wettability alteration in low-permeable chalk. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-**

**wet using surfactias.** 6th International symposium on reservoir wettability and its effect on oil recovery, Socorro, NM. USA, September 2002.

TREIBER, L. E., ARCHER, D. L., OWENS, W. W. **Laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs.** SPEJ., 12, 531-40, December 1971.

WANG, G. C. **A laboratory study of CO<sub>2</sub> foam properties and displacement mechanism.** SPE/DOE 12645, SPE/DOE Forth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 15-18 April 1984.

WHITE, D. **Monitoring CO<sub>2</sub> storage during EOR at the Weyburn-Midale Field.** The Leading Edge, 28(7), 838-842, July 2009.

WILSON, M., MONEA, M., WHITTAKER, S., WHITE, D., LAW, D., CHALATURNYK, R. **IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> monitoring & storage project summary report 2000–2004.** PTRC, 2004.

WHITSON, C. H., ANDERSON, T. F., SORIEDE, I. **C<sub>7+</sub> characterization of related equilibrium fluids using the gamma distribution.** Advances in Thermodynamics Volume 1, C<sub>7+</sub> Fraction Characterization, L.G. Chorn and G.A. Mansoori (ed.), Advances in Thermodynamics, Taylor & Francis, New York, ISBN 0-8448-1565-9, 1989.

WHITSON, C. H. **Characterizing hydrocarbon plus fractions.** SPEJ., 23, 683-694, August 1983.

WHITSON, C. H., and BRULÉ, M. R. **Phase Behavior.** SPE. Richardson, Texas, 2000.

WHITSON, C. H., ANDERSON, T. F., SOREIDE, I. **C<sub>7+</sub> Characterization of Related Equilibrium Fluid Using the Gamma Distribution.** In: Chorn, L. G., Mansoori, G. A. (eds.) C<sub>7+</sub> Fraction Characterization, vol. 35. Taylor and Francis, New York, 1990.

**YAMASAKI, A. An overview of CO<sub>2</sub> mitigation options for global warming - emphasizing CO<sub>2</sub> sequestration options.** Journal of Chemical Engineering of Japan, 36(4), 361-375, April 2003.

**YELLIG, W. Carbon dioxide displacement of a West Texas reservoir oil.** SPE 9785-PA, SPEJ., (22)6, 805-815, December 1982.

## A

### Apêndice A

#### A1

#### Equação de estado (EOS)

Ao longo dos anos várias equações de estado têm sido desenvolvidas, dependendo do conjunto de dados para a qual foi projetada, uma pode ser inerentemente mais precisa do que outra. À medida que mais sistemas de fluidos são analisados, muitas modificações têm sido propostas na literatura para melhorar as predições de comportamento das fases de acordo com o tipo de aplicação.

As principais equações cúbicas utilizadas na indústria de petróleo são: Soave (1972) (Soave-Redlich-Kwong SRK); Grabowski et al. (1978) (Soave-Redlich-Kwong SRK(G&D)); Peng et al. (1976) (Peng-Robinson PR(1976)); Robinson et al. (1978) (Peng-Robinson PR(1978)). A formulação de SRK é apresentada, a seguir:

$$SRK: \quad P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b)} \quad 6.1$$

$$a(T) = 0,42747 \frac{(RT_c)^2}{P_c} \alpha(T) \quad 6.2$$

$$b = 0,0867 \frac{RT_c}{P_c} \quad 6.3$$

Ahmed 2007, a equação SRK em função do fator de compressibilidade do fluido ( $Z$ ) toma a forma seguinte:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B^2 - B)Z - AB = 0 \quad 6.4$$

onde, os parâmetros adimensionais  $A$  e  $B$  são:

$$A = a(T) \frac{P}{(RT)^2} \quad 6.5$$

$$B = b \frac{P}{RT} \quad 6.6$$

A formulação da Peng-Robinson originalmente proposto para um componente puro com dois parâmetros, é mostrado a seguir:

$$PR: \quad P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)} \quad 6.7$$

onde,  $P$  é a pressão,  $T$  é a temperatura,  $V$  é o volume molar,  $R$  é a constante universal dos gases,  $b$  é o parâmetro de co-volume e  $a$  é o parâmetro de energia.

Para componentes puros  $a$  e  $b$  são dados por:

$$a(T_c) = 0,45724 \frac{(RT_c)^2}{P_c} \quad 6.8$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad 6.9$$

$$a(T) = a(T_c) \alpha(T) \quad 6.10$$

$$\alpha(T) = \left\{ 1 + m \left[ 1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right] \right\}^2 \quad 6.11$$

$$Se \ \omega \leq 0,491 \quad m = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad 6.12$$

$$Se \ \omega \geq 0,491 \quad m = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,164423\omega^2 + 0,016666\omega^3 \quad 6.13$$

onde,  $T_c$  e  $P_c$  são, respectivamente, a temperatura e a pressão críticas,  $\omega$  é o fator acêntrico.

Segundo Ahmed 2007, a equação PR (6.7) representa o comportamento de um fluido de forma contínua, de solvente para fase líquido, e pode ser reescrita em função do fator de compressibilidade do fluido ( $Z$ ) como:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 3B^2 - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad 6.14$$

onde, os parâmetros  $A$  e  $B$  são:

$$A = 0,45724 \frac{P}{P_c} \left( \frac{T_c}{T} \right)^2 \alpha(T) \quad 6.15$$

$$B = 0,007780 \frac{P}{P_c} \left( \frac{T_c}{T} \right) \quad 6.16$$

Jhaveri e Youngren 1988, adaptaram o procedimento utilizado por Peneloux et al. (1982) que modificou a equação inicial 6.4 de dois parâmetros, para incluir um terceiro parâmetro. Esta nova EOS permitirá previsões volumétricas mais precisas, recomendado para simulações de solvente/óleo processos miscíveis. O terceiro parâmetro não altera as condições de equilíbrio vapor/líquido determinado pela equação de dois parâmetros. Pelo contrário, ele modifica os volumes de fase, fazendo uma translação ao longo do eixo de volume. A equação 6.14 modificada a três parâmetros fica:

$$(Z + C)^3 - (1 - B)(Z + C)^2 + (A - 3B^2 - 2B)(Z - C) - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad 6.17$$

$$C = sB \quad 6.18$$

onde,  $s$  é o parâmetro *volume shift*, caso seja necessário este parâmetro pode ser incluído no ajuste da EOS.

Escoamento de misturas multicomponente é realizado utilizando um modelo de fluido, onde os parâmetros da EOS são obtidos seguindo a regra de mistura.

$$a_M = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n z_i z_j a_{ij} \quad 6.19$$

$$a_{ij} = (a_i a_j)^2 (1 - \delta_{ij}) \quad 6.20$$

$$b_M = \sum_{i=1}^n z_i b_i \quad 6.21$$

onde,  $z_i$  e  $z_j$  são as frações molares dos componentes  $i$  e  $j$ ,  $a_i$  e  $b_i$  são os parâmetros  $a$  e  $b$  para os componentes puros, e  $\delta_{ij}$  é o parâmetro de interação binária.

Os parâmetros adimensionais ( $A$ ,  $B$  e  $C$ ) para mistura são determinados pelas seguintes relações:

$$A_{ij} = (1 - \delta_{ij})(A_i A_j)^{1/2} \quad 6.22$$

$$A = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n z_i z_j A_{ij} \quad 6.23$$

$$B = \sum_{i=1}^n z_i B_i \quad 6.24$$

$$C = \sum_{i=1}^n z_i C_i \quad 6.25$$

## A1.1 Função de distribuição gamma

Whitson, 1983 propôs que a função gamma de três parâmetros ( $\eta$ ,  $\alpha$  e  $\beta$ ) que pode ser utilizada para modelar a distribuição molar da fração  $C_{7+}$ . Whitson expressou a análise estendida da fração molar de cada pseudocomponente como segue:

$$Z_n = \frac{Z_{C_{7+}}}{\Gamma(\alpha)} \sum_{j=0}^{\infty} \frac{y_{n+1}^{\alpha+j} e^{-y_{n+1}} - y_n^{\alpha+j} e^{-y_n}}{\Gamma(\alpha + j + 1)} \quad 6.26$$

onde,  $Z$  é a fração molar,  $\Gamma$  é a função gamma,  $MW_n$  é o peso molecular da fração pesada,  $\eta$  é o menor peso molecular com uma probabilidade de ocorrência diferente de zero, representa o origem da distribuição.

$$y_n = \frac{MW_n - \eta}{\beta} \quad 6.27$$

$$y_{n+1} = \frac{MW_{n+1} - \eta}{\beta} \quad 6.28$$

$$\eta = \begin{cases} 92 & C_{7+} \\ 14n - 6 & C_{n+} \end{cases} \quad 6.29$$

$$\beta = \frac{MW_{C_{7+}} - \eta}{\alpha} \quad 6.30$$

A soma da equação acima pode ser terminada quando o erro for menor que  $10^{-6}$  como segue na relação:

$$\sum_{j+1} - \sum_j < 10^{-6} \quad 6.31$$

O parâmetro ( $\alpha$ ) representa forma da distribuição, que é ajustável podendo ser calculada usando a relação empírica:

$$\alpha = \frac{0,5000876 + 0,1648852Y - 0,0544174Y^2}{Y} \quad 6.32$$

onde,  $Y$  e  $m_G$  são determinados pela seguintes equações,

$$Y = \ln \left[ \frac{MW_{C_{7+}} - \eta}{m_G} \right] \quad 6.33$$

$$m_G = \left[ \prod_{i=n}^N (MW_i - \eta)^{z_i} \right]^{\frac{1}{z_{C_{n+}}}} \quad 6.34$$

A variável  $i$  é o primeiro número de carbono simples da fração  $C_{n+}$  ( $i = n, n + 1 \dots \dots N$ ) e  $N$  é último número de carbono simples na fração  $C_{n+}$

## A1.2 Regra de mistura de Lee-Kesler

A regra de mistura de Lee-Kesler (Lee and Kesler, 1975) associada com a EOS é empregada para determinar as propriedades das frações agrupadas pelo método *lumping*. Definindo a normalização da fração molar do pseudocomponente  $i$  como:

$$\phi_i = \frac{z_i}{\sum_{i=1}^L z_i} \quad 6.35$$

As seguintes regras são propostas para determinar as propriedades como: peso molecular ( $M$ ), gravidade específica ( $\gamma$ ), propriedades críticas ( $V_c$ ,  $P_c$  e  $T_c$ ) e fator acêntrico ( $\omega$ ).

$$M_L = \sum_{i=1}^L \phi_i M_i \quad 6.36$$

$$\gamma_L = \frac{M_L}{\sum_{i=1}^L \left[ \frac{\phi_i M_i}{\gamma_i} \right]} \quad 6.37$$

$$V_{cL} = \sum_{i=1}^L \left[ \frac{\phi_i M_i V_{ci}}{M_L} \right] \quad 6.38$$

$$P_{cL} = \sum_{i=1}^L \phi_i P_{ci} \quad 6.39$$

$$T_{cL} = \sum_{i=1}^L \phi_i T_{ci} \quad 6.40$$

$$\omega_L = \sum_{i=1}^L \phi_i \omega_i \quad 6.41$$

onde,  $L$  é o número de pseudocomponentes obtido da caracterização do óleo usando *lumping* ( $i = 1, \dots, L$ ).

## A2

### Correlações empíricas para determinar a pressão mínima de miscibilidade (MMP)

Embora, existam diversas correlações empíricas para o cálculo da MMP, neste estudo, foram selecionados e avaliados três correlações citadas abaixo que melhor descrevem o fenômeno. As três correlações foram determinadas em teste de múltiplos contatos em função da temperatura e das composições do gás ( $\text{CO}_2$ ) e do óleo.

Correlação de Glaso, (1985)

$$MMP = 5,58657 - 0,02347739 \times MW_{C_{7+}} + \left(1,1725 \times 10^{-11} \times MW_{C_{7+}}^{3,73} \times e^{786,8 \times MW_{C_{7+}}^{-1,058}}\right) \times (1,8T_R + 32) \quad 6.42$$

Correlação de Alston et al., (1985)

$$MMP = 6,056 \times 10^{-6} \times (1,8T_R + 32)^{1,06} \times (MW_{C_{5+}})^{1,78} \times \left(\frac{x_{vol}}{x_{int}}\right)^{0,136} \quad 6.43$$

Correlação de Cronquist, (1978) e modificado por Stalkup, (1983)

$$MMP = 0.11027(1,8T_R + 32)^{(0.744206+0.0011038 \times MW_{C_{5+}}+0.0015279 \times x_{vol})} \quad 6.44$$

onde,  $T_R$  é a temperatura do reservatório medida em °C,  $MW_{C_{5+}}$  e  $MW_{C_{7+}}$  são a massa molar da fração do óleo mais pesada de pentano e heptano respectivamente, medida em *g/mol*,  $x_{vol}$  é a fração volátil do óleo constituído em  $C_1$  e  $N_2$ , em mol,  $x_{int}$  é a fração intermediária do óleo consistindo de  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $CO_2$  e  $H_2S$ , em mol.

### **A3**

## **Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**

As fontes de CO<sub>2</sub> incluem reservatórios naturais e fontes industriais. No mundo quase todos os projetos de CO<sub>2</sub>-EOR, o CO<sub>2</sub> utilizado é produzido a partir de reservatórios contendo CO<sub>2</sub>. Contudo, na atualidade a indústria vem se concentrando na captura de CO<sub>2</sub> a partir de fontes industriais para reduzir a dependência de reservatórios naturais e diminuir as emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera.

### **A3.1**

## **Propriedades físicas do CO<sub>2</sub>**

O CO<sub>2</sub> puro é um gás incolor em condições normais de temperatura e pressão, inodoro inerte, não tóxico e não inflamável, de peso molecular 44,01 g/mol. O CO<sub>2</sub> é sólido em baixas temperaturas. O estado físico do CO<sub>2</sub> varia com a temperatura e a pressão, conforme é mostrado na Figura A.1. Aumentando a pressão e a temperatura, a fase líquida é apresentada pela primeira vez e coexiste com a fase sólida e vapor no ponto triplo. O líquido e a fase de vapor de CO<sub>2</sub> coexistem do ponto triplo até o ponto crítico na curva.

### **A3.2**

## **CO<sub>2</sub> supercrítico**

Uma substância acima da sua temperatura crítica e pressão crítica é considerada como fluido supercrítico. O ponto crítico é representado pela temperatura e pressão à qual a fase de vapor e líquido de uma substância pode coexistir em equilíbrio. Acima do ponto crítico, a distinção entre a fase gás e a fase líquida desaparece e a substância só pode ser descrito como um fluido monofásico.

O diagrama de fases do dióxido de carbono é mostrado na Figura A.1. O CO<sub>2</sub> é um fluido supercrítico acima de 31,1°C e 7,38 MPa (temperatura e pressão críticas), neste estado não pode ser feita distinção entre líquido ou vapor, de tal forma que o CO<sub>2</sub> é um fluido que se comporta como um gás em termos de

viscosidade, porém sua densidade pode ser maior que a densidade da água no estado líquido (IPCC 2005).

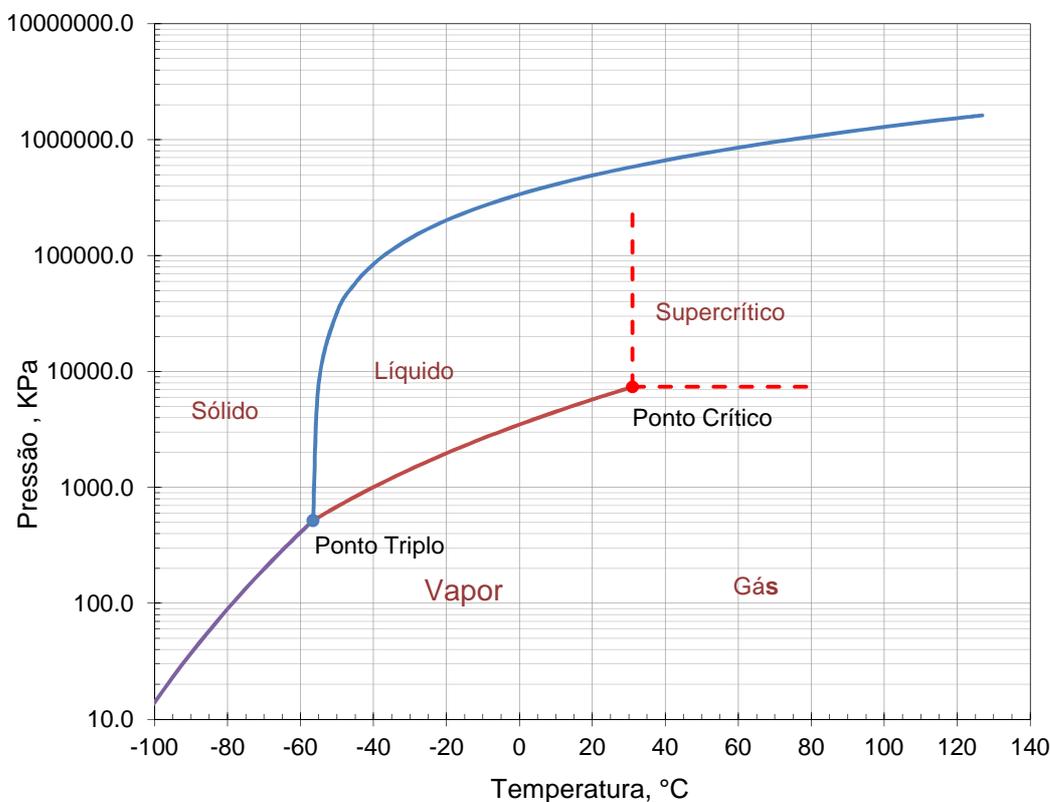


Figura A.1-.Diagrama de fase de dióxido de carbono. Adaptado de: ChemicalLogic Corporation, (2013)

O CO<sub>2</sub> é um excelente solvente para compostos orgânicos, sendo que sua densidade e viscosidade variam em função da temperatura e pressão como mostrados nas Figuras A2 e A3, respectivamente. A condição de temperatura abaixo da temperatura crítica (31,1 °C), a densidade e viscosidade CO<sub>2</sub> aumentam rapidamente quando o CO<sub>2</sub> gasoso é pressurizado para obter estado líquido. No entanto, sob a condição de temperatura acima do ponto crítico, a fronteira gás/líquido, não está definida onde reside a linha de demarcação, tal como indicado nas Figuras A2 e A3 (Bachu, 2008).

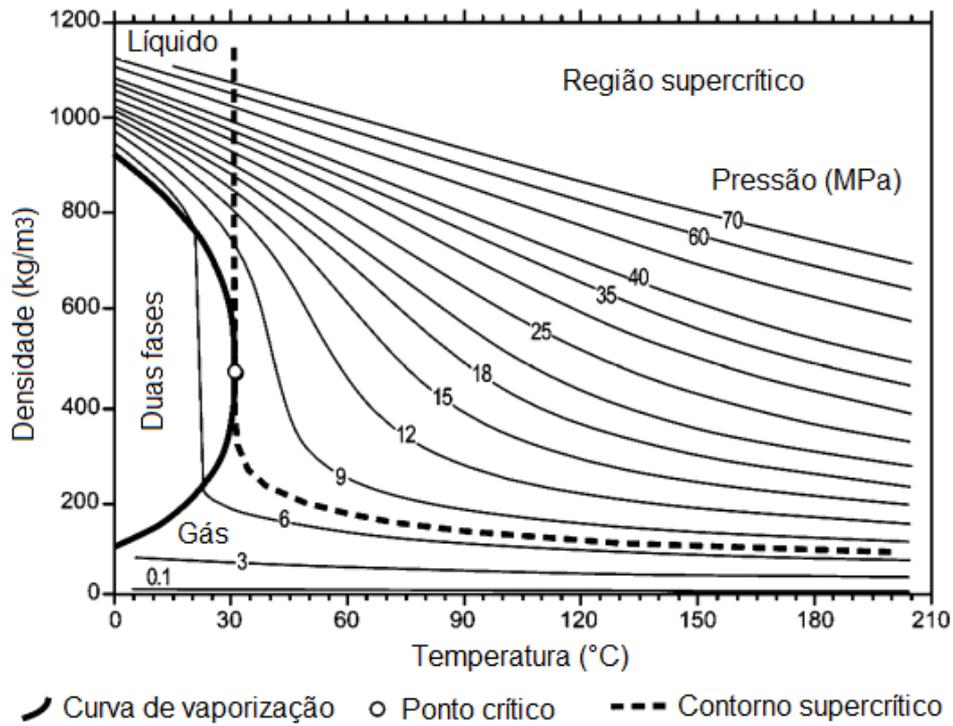


Figura A.2- Variação da densidade do CO<sub>2</sub> em função da temperatura e pressão (Bachu, 2008)

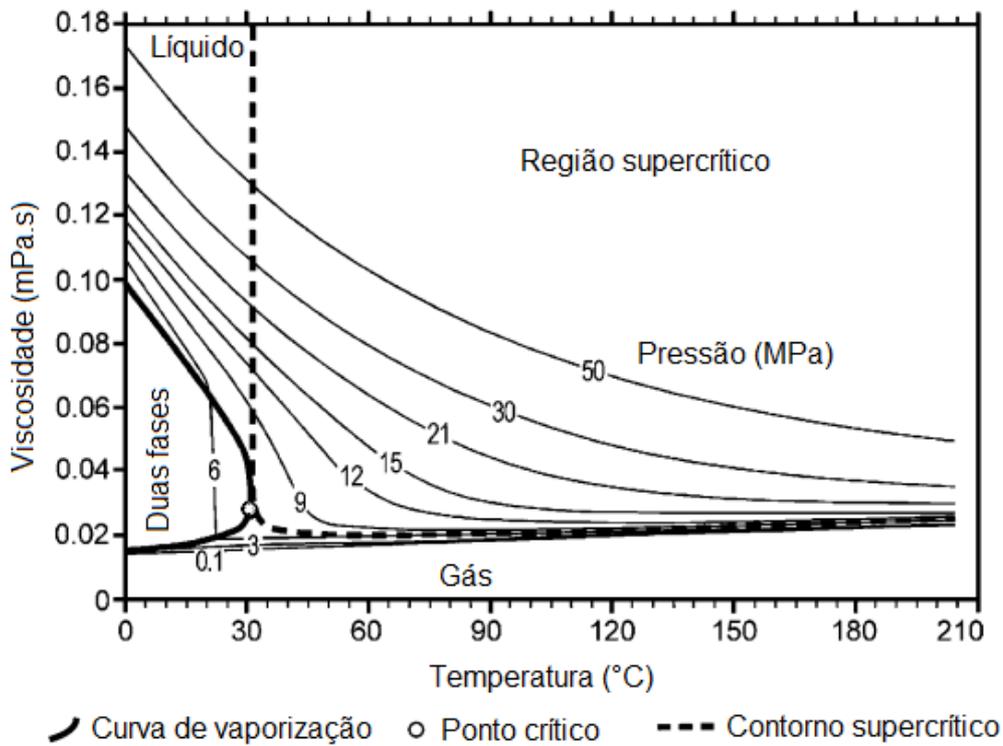


Figura A.3- Variação da viscosidade do CO<sub>2</sub> em função da temperatura e pressão (Bachu, 2008)

## **A4**

### **Principais métodos de recuperação de petróleo**

A vida de um campo de petróleo frequentemente é dividida em três níveis de recuperação: a recuperação primária, a recuperação secundária e a recuperação terciária. Historicamente, seguem a ordem cronológica mostrados na Figura A.4.

#### **A4.1**

##### **Recuperação primária**

A recuperação primária está relacionada à produção de petróleo utilizando a energia natural do reservatório, onde os hidrocarbonetos são deslocados para a superfície devido à descompressão, que gera a expansão dos fluidos junto com a contração do volume poroso e o deslocamento de um fluido por outro fluido. Os mecanismos utilizados são: gás em solução, capa de gás, influxo de água e segregação gravitacional. Neste estágio a recuperação média varia de 15 % a 25 % de OOIP (Lyons et al., 2005).

#### **A4.2**

##### **Recuperação secundária**

Este processo de recuperação adiciona energia à que naturalmente contém o reservatório com o fim de deslocar o petróleo deixado pela recuperação primária. A energia é dada ao reservatório por injeção de fluidos em forma imiscível sendo água ou gás, e tem como objetivo manter pressão necessária para deslocar o petróleo para fora da rocha reservatório e ocupar o espaço deixado pelo fluido produzido. Este método recupera um adicional na faixa de 15 % a 20 % OOIP (Lyons et al., 2005).

#### **A4.3**

##### **Recuperação terciária**

Recuperação terciária se refere à recuperação de petróleo obtida ao injetar fluidos que normalmente não se encontram no reservatório, ou fluidos que estão no reservatório, mas são injetados a condições específicas com o fim de alterar o comportamento físico-químico dos fluidos do reservatório. Esta definição compreende os processos que incluem: molhabilidade, miscibilidade,

deslocamento, mobilidade e intervenções nos poços. Nesse processo, são utilizadas muitas substâncias para a recuperação. É importante notar que os métodos EOR não estão restritos a métodos de um determinado estágio de produção (primário ou secundário) como pode ser observado na Figura A.4. Seguindo as etapas sequenciais este estágio recupera um adicional na faixa de 5 % a 15% OOIP (Lake, 1998).

A classificação tradicional, que divide a sequencia cronologia de três etapas nos processos de recuperação, não é tão geral como se considera historicamente. Existem condições de produção não convencionais adversas que fazem que os métodos convencionais sejam raramente aplicáveis. Tal é o caso do petróleo pesado, extra pesado e hidrocarbonetos com areia betuminosa, já que tem as características de ter alta viscosidade e em muitos casos baixo teor de gás em solução. Nesses reservatórios, a recuperação primaria é muito baixa, na ordem de 5% OOIP, pelo que se requerem processos alternativos de produção, que incluam os métodos EOR bem no inicio do projeto, para extrair o petróleo.

A recuperação terciária abarca um grupo de tecnologias avançadas que permitem maximizar a recuperação do petróleo, estes são métodos térmicos, químicos, miscíveis e outras novas tecnologias.

Métodos térmicos consistem principalmente, na transferência de energia para o reservatório. A temperatura do petróleo sobe dando lugar a expansão dos fluidos, vaporização do líquido e redução da viscosidade aumentando a mobilidade. De modo geral, estes métodos envolvem o uso de vapor, agua quente, combustão *in situ* e eletromagnetismo. Geralmente, são aplicados nos campos de óleos pesados, que tem grau API menor que 20 ° API e viscosidade na faixa de 200 a 2000 cp (Lake et al., 1992).

Métodos químicos de recuperação avançada envolve a adição de produtos químicos, que altera as propriedades do fluido e reduz a tensão interfacial entre a água e o óleo, aumentando a eficiência de deslocamento, conseqüentemente, incrementando o fator de recuperação de petróleo. Os métodos químicos implicam a injeção de soluções aquosas de polímeros, de surfactantes, de tensoativos e alcalinas.

Métodos miscíveis recuperam óleo por transferência de massa, têm como objetivos reduzir a tensão interfacial entre o fluido injetado e o óleo, diminuir a viscosidade e formar uma única fase. Neste processo, são utilizados fluidos como:

gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrogênio (N<sub>2</sub>) e gases da combustão.

### A4.5 Recuperação melhorada

Antigamente, os métodos de recuperação terciária só eram utilizados quando a recuperação secundária começava a ser antieconômica. Atualmente, estes métodos podem ser aplicados antes do término da recuperação primária.

Precisamos quebrar as etapas cronológicas primária, secundária e terciária, e mudar planos de desenvolvimento do campo que incluam os métodos EOR como alternativa para recuperação adequada e oportuna, a fim de alcançar o fator de recuperação máximo que proporcione o maior benefício técnico econômico no projeto de recuperação de petróleo.

Os campos de petróleo com alto teor de CO<sub>2</sub> podem requerer que o processo EOR, seja implementado logo no início da produção por questões ambientais e aumentar a recuperação de óleo como mostrado na linha pontilhada da Figura A.4.

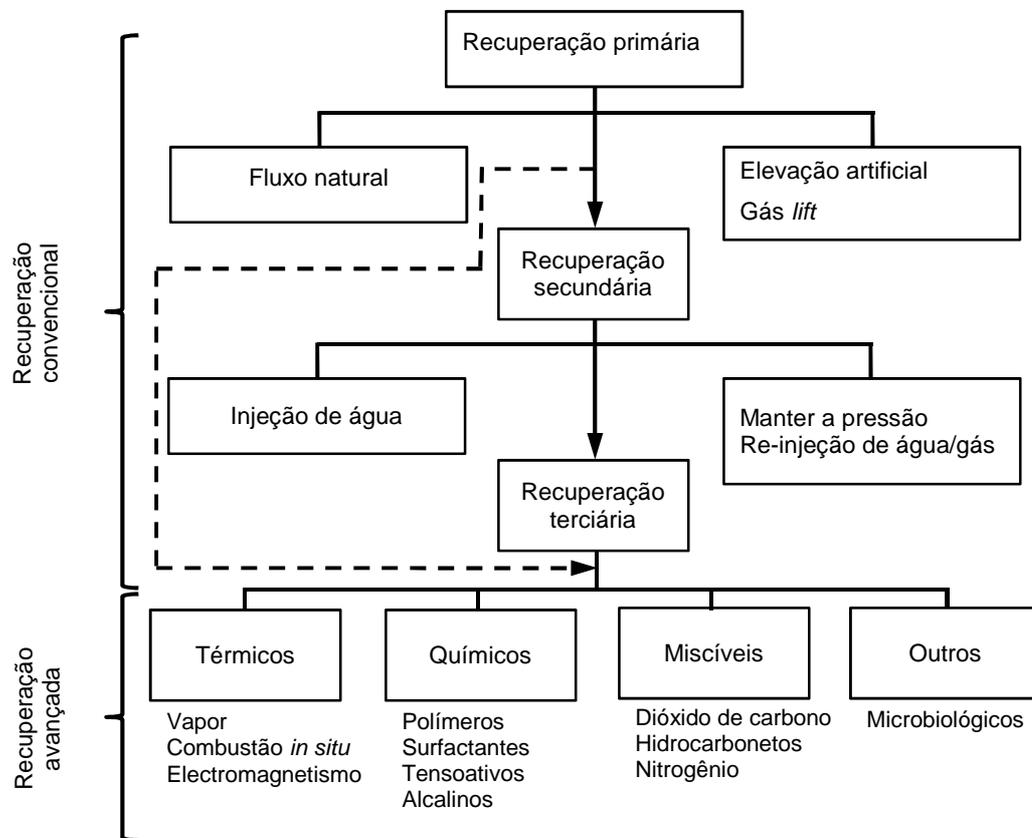


Figura A.4- Classificação convencional dos métodos de recuperação de petróleo.

Adaptado: Lake, (1998)

## B Apêndice B

### B1 Modelo analítico

A solução analítica do processo CO<sub>2</sub>-EOR compreende as equações governantes da continuidade e fluxo do fluido no meio poroso (Lei de Darcy). A equação de continuidade em misturas de multicomponentes, fluxo multifásico através de um meio poroso é representada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^{n_p} \phi \rho_j z_{ij} S_j + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j z_{ij} \vec{u}_j - \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \phi \bar{K}_{ij} \nabla \rho_j z_{ij} = 0 \quad 6.45$$

$$i = 1, n_c \quad j = 1, n_p$$

onde, os termos da equação representam:

$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^{n_p} \phi \rho_j z_{ij} S_j$  taxa de acumulação

$\nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j z_{ij} \vec{u}_j$  fluxo convectivo (massa se deslocando devido à velocidade)

$\nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \phi \bar{K}_{ij} \nabla \rho_j z_{ij}$  fluxo difusivo-dispersivo (massa se deslocando devido à difusão e dispersão).

sendo,  $\phi$  é a porosidade,  $\rho_j$  é a densidade molar na fase  $j$ ,  $z_{ij}$  é a fração molar do componente  $i$  na fase  $j$ ,  $S_j$  é a saturação na fase  $j$ ,  $\vec{u}_j$  é a velocidade aparente do fluido através do meio poroso na fase  $j$ ,  $\bar{K}_{ij}$  é o tensor da dispersão para componente  $i$  na fase  $j$  incluindo contribuições de difusão,  $n_c$  é o número de componentes e  $n_p$  é o número de fases.

A contribuição da difusão é representada por um coeficiente de difusão molecular,  $D_{ij}$ , e a contribuição da dispersão é geralmente considerado linear à velocidade de deslocamento. Formas típicas para os coeficientes de dispersão longitudinal e transversal são dadas por Bear, 1972.

$$(K_l)_{ij} = D_{ij} + \frac{(\alpha_{lj} - \alpha_{tj})}{\phi S_j |\vec{u}_j|} (u_l)_j^2 + \frac{\alpha_{tj} |\vec{u}_j|}{\phi S_j} \quad 6.46$$

$$(K_t)_{ij} = \frac{(\alpha_{lj} - \alpha_{tj})}{\phi S_j |\vec{u}_j|} |u_t u_l| \quad 6.47$$

onde,  $D_{ij}$  é coeficiente de difusão molecular,  $\alpha$  é constante do material conhecida como dispersividade,  $l$  e  $t$  são subscritos longitudinal e transversal respeito à direção do fluxo.

## B2 Lei de Darcy

A velocidade aparente do fluido no meio poroso é a parte mais importante da Equação (6.45), porque controla a parte convectiva do fluxo e pode ser determinado pela lei de Darcy. Segundo Darcy a relação matemática da velocidade para escoamento em meio poroso pode ser expressa por:

$$\vec{u}_j = - \frac{K k_{rj}}{\mu_j} (\nabla p_j + \rho_{mj} \vec{g}) \quad 6.48$$

onde,  $K$  é a permeabilidade absoluta,  $k_{rj}$  é permeabilidade relativa na fase  $j$ ,  $\mu_j$  é viscosidade na fase  $j$ ,  $\rho_{mj}$  é densidade mássica na fase  $j$ ,  $p_j$  é a pressão na fase  $j$  e  $\vec{g}$  é a aceleração da gravidade.

Na Equação (6.48) o subscrito  $j$  representa a fase, na pressão indica que as pressões das fases são diferentes devido à descontinuidade que existe através da interface. A magnitude dessa descontinuidade depende da curvatura da interface em determinada região do espaço poroso. A relação da diferença de pressão através da interface é conhecida como pressão capilar  $p_{ckj}$ , e é representada na forma:

$$p_{ckj} = p_j - p_k \quad 6.49$$

$$j = 1, n_p \quad k = 1, n_p \quad k \neq j$$

A hipótese de equilíbrio químico pode ser feita visto que, o tempo necessário para a difusão de componentes sobre a escala de comprimento de um poro é muito pequeno, comparado ao tempo necessário para que o fluxo altere significativamente as composições dentro dos poros que é razoável supor que os fluidos presentes estão em equilíbrio químico. Considerando-se a condição de equilíbrio, têm-se um conjunto adicional de relações entre as composições das fases.

$$\mu_{ij} = \mu_{ik} \tag{6.50}$$

$$j = 1, n_p \quad k = 1, n_p \quad k \neq j$$

A Equação (6.50) estabelece o potencial químico do componente  $i$  na fase  $j$  é igual a seu potencial químico em todas as outras fases presentes (note que, de acordo com o uso padrão, o potencial químico de componente  $i$  na fase  $j$  é  $\mu_{ij}$ , enquanto que a viscosidade na fase  $j$  é  $\mu_j$ ).

Além disso, temos as seguintes relações auxiliares. As saturações das fases (frações de volume) e a fração molar de cada uma das fases como:

$$\sum_{j=1}^{n_p} S_j = 1 \tag{6.51}$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} z_{ij} = 1 \tag{6.52}$$

Finalmente, as funções que descrevem as propriedades de cada fase densidade, viscosidade e sua permeabilidade relativa devem ser dadas como:

$$\rho_j = \rho_j(z_{1j}, z_{1j}, \dots, z_{n_c-1,j}, p_j, T_j) \tag{6.53}$$

$$\mu_j = \mu_j(z_{1j}, z_{1j}, \dots, z_{n_c-1,j}, p_j, T_j) \tag{6.54}$$

$$k_{ij} = k_{ij}(S_1, S_2, \dots, S_{n_p-1}) \quad 6.55$$

### B3 Fluxo unidimensional

A Equação (6.45), é tão complexa que precisa ser simplificada considerando algumas hipóteses simplificadoras no restante do modelo analítico, vamos considerar o fluxo unidimensional e os efeitos capilares desprezíveis, a equação de fluxo é simplificada para:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^{n_p} \phi \rho_j z_{ij} S_j + \frac{\partial}{\partial x} \sum_{j=1}^{n_p} \left( \rho_j z_{ij} u_j - \phi K_{ij} \frac{\partial \rho_j z_{ij}}{\partial x} \right) = 0 \quad 6.56$$

Quando os efeitos capilares são desprezíveis a Equação (6.56), pode ser simplificada eliminando o gradiente de pressão a partir das expressões de velocidade aparente do fluido através do meio poroso, esta velocidade pode então, ser escrito facilmente em termos de funções de fluxo fracionário  $f_j$ , definido pela (Orr, 2005):

$$u_j = f_j u = f_j \sum_{k=1}^{n_p} u_k \quad 6.57$$

Na Equação (6.57)  $u$  é a velocidade aparente total do fluido através do meio poroso, definido como a soma das velocidades aparente do fluido nas fases  $u_k$ . Para fluxo unidimensional a lei de Darcy Eq. (6.48) define a  $u_j$  como:

$$u_j = - \frac{K k_{rj}}{\mu_j} \left( \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_{mj} g \sin \theta \right) \quad 6.58$$

onde,  $\theta$  é o ângulo de mergulho (*dip*) medido entre a direção do fluxo e a linha horizontal. A expressão para o gradiente de pressão pode ser obtido a partir da velocidade aparente do fluido Eq. (6.58) para qualquer fase tornando:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{u_j \mu_j}{K k_{rj}} - \rho_{mj} g \sin \theta \quad 6.59$$

A substituição da Eq. (6.59) na Eq. (6.58), a velocidade aparente passa a não depender de gradiente de pressão e assume a forma para a fase  $n$ ésima sendo escrita na forma:

$$u_n = -\frac{k_{rn} \mu_j}{k_{rj} \mu_n} u_j + \frac{K k_{rn}}{\mu_n} g \sin \theta (\rho_{mj} - \rho_{mn}) \quad 6.60$$

A substituição da Eq. (6.60) na Eq. (6.57) nos dá a expressão para o fluxo fracionário da fase  $j$  segundo Lake, (1998):

$$f_j = \frac{k_{rj} / \mu_j}{\sum_{n=1}^{n_p} (k_{rn} / \mu_n)} \left( 1 - \frac{K g \sin \theta}{u} \sum_{n=1}^{n_p} \frac{k_{rn}}{\mu_n} (\rho_{mj} - \rho_{mn}) \right) \quad 6.61$$

Finalmente, substituindo a Eq. (6.57) na Eq. (6.56), temos a versão unidimensional da equação convecção dispersão para fluxo multifásico e multicomponente.

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{j=1}^{n_p} \phi \rho_{jz_{ij}} S_j + \frac{\partial}{\partial x} \sum_{j=1}^{n_p} \left( \rho_{jz_{ij}} f_j u - \phi K_{ij} \frac{\partial \rho_{jz_{ij}}}{\partial x} \right) = 0 \quad 6.62$$

## B4 Convecção pura

Quando os efeitos de dispersão são desprezíveis, a Eq.(6.62) se reduz a um conjunto de equações que descreve a interação da convecção pura com o comportamento de equilíbrio de fases,

$$\frac{\partial}{\partial t} \phi \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j z_{ij} S_j + \frac{\partial}{\partial x} u \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j z_{ij} f_j = 0 \quad 6.63$$

Adimensionalizando as variáveis da Eq. (6.63) com base nas seguintes variáveis tempo ( $\tau$ ), comprimento ( $\xi$ ), velocidade ( $u_D$ ) e densidade da fase  $j$  ( $\rho_{jD}$ ) adimensionais tem-se:

$$\tau = \frac{u_{inj} t}{\phi L} \quad 6.64$$

$$\xi = \frac{x}{L} \quad 6.65$$

$$u_D = \frac{u}{u_{inj}} \quad 6.66$$

$$\rho_{jD} = \frac{\rho_j}{\rho_{inj}} \quad 6.67$$

onde,  $u_{inj}$  é a velocidade do fluido injetado,  $\rho_{inj}$  densidade do fluido injetado,  $L$  é comprimento do sistema unidimensional do fluxo. Para simplificar, podemos supor o escoamento dos fluidos em meio homogêneo, porosidade ( $\phi$ ) constante resultando equação de fluxo em:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \sum_{j=1}^{n_p} \rho_{jD} z_{ij} S_j + \frac{\partial}{\partial \xi} u_D \sum_{j=1}^{n_p} \rho_{jD} z_{ij} f_j = 0 \quad 6.68$$

A notação da Eq. (6.68) pode ser simplificada definindo duas funções adicionais como  $G_i$  e  $H_i$ , resultando em:

$$G_i = \sum_{j=1}^{n_p} \rho_{jD} z_{ij} S_j \quad 6.69$$

$$H_i = u_D \sum_{j=1}^{n_p} \rho_{jD} z_{ij} f_j \quad 6.70$$

onde,  $G_i$  é a concentração total do componente  $i$  (em moles por unidade de volume),  $H_i$  é o fluxo molar total do componente  $i$ . Portanto, a versão final das equações de multicomponente, convecção multifásico, pode ser representada por:

$$\frac{\partial G_i}{\partial \tau} + \frac{\partial H_i}{\partial \xi} = 0 \quad 6.71$$

A velocidade adimensional  $u_D$  pode variar de acordo com a localização espacial, geralmente os componentes variam em volume quando passam para outra fase, por exemplo, CO<sub>2</sub> desloca óleo sob pressão moderada, este muitas vezes ocupa um volume muito menor quando é dissolvido na fase óleo do que acontece em uma fase vapor. Nos processos de injeção de CO<sub>2</sub> a velocidade do fluxo local pode variar substancialmente ao longo do comprimento do deslocamento (Orr, 2005). Assim, para alguns deslocamentos de gás, será necessário incluir os efeitos das alterações de volume na mistura.

## B5 Condições iniciais e de contorno

Antes de ser resolvida a Eq. (6.71), devem ser impostas condições iniciais e de contorno. As soluções serão obtidas para as composições iniciais que são constantes ao longo de um domínio semi-infinito.

$$G_i(\xi, 0) = G_i^{inj}, \quad 0 < \xi < \infty, \quad i = 1, n_c \quad 6.72$$

A condição de contorno é necessária apenas para composição do fluido injetado.

$$G_i(0, \tau) = G_i^{inj}, \quad \tau > 0, \quad i = 1, n_c \quad 6.73$$

Assim, no momento  $\tau = 0$ , a composição do fluido na entrada muda de forma descontínua em relação ao valor inicial para o valor injetado.

O fluxo fracionário de gás, da Eq. (6.61) considerando escoamento horizontal bifásico e efeitos gravitacionais e capilares desprezíveis, reduz-se para:

$$f_g = \frac{k_{rg}/\mu_g}{k_{rg}/\mu_g + k_{ro}/\mu_o} \quad 6.74$$

a velocidade aparente do fluido através do meio poroso, pode ser escrita em termos de funções de fluxo fracionário,  $f_j$ , definido por:

$$u_j = f_j u = f_j (u_o + u_g) \quad 6.75$$

As permeabilidades relativas para o óleo e gás são expressas como:  
para gás,

$$k_{rg} = 0, \quad S_g < S_{gc} \quad 6.76$$

$$k_{rg} = \left( \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{or}} \right)^2, \quad S_{gc} < S_g < 1 - S_{or} \quad 6.77$$

$$k_{rg} = 1, \quad S_g > 1 - S_{or} \quad 6.78$$

e para óleo.

$$k_{ro} = 0, \quad 1 - S_g < S_{or} \quad 6.79$$

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_g - S_{or}}{1 - S_{gc} - S_{or}} \right)^2, \quad S_{gc} < S_g < 1 - S_{or} \quad 6.80$$

$$k_{ro} = 1, \quad 1 - S_g > 1 - S_{gc} \quad 6.81$$

As permeabilidades relativas que são funções da saturação, são conhecidas como curvas de Corey, (1954). O  $S_{gc}$  é a saturação de gás crítica na qual a fase gás

tem permeabilidade zero, de forma similar,  $S_{or}$  é a saturação de óleo residual, na qual quando a saturação do óleo é menor do que  $S_{or}$  a permeabilidade relativa da fase óleo é zero. Substituindo as equações de permeabilidade relativa de (6.76) a (6.71) na Equação (6.74) obtemos o fluxo fracionário de gás nas diferentes fases que resulta em:

$$f_g = 0, \quad S_g < S_{gc} \quad 6.82$$

$$f_g = \frac{(S_g - S_{or})^2}{(S_g - S_{or})^2 + (1 - S_g - S_{or})^2 / M}, \quad S_{gc} < S_g < 1 - S_{or} \quad 6.83$$

$$f_g = 1, \quad S_g > 1 - S_{or} \quad 6.84$$

onde,  $M$  é a razão de viscosidades  $\mu_o/\mu_g$ .

## B6 Recuperação de um componente

A recuperação do componente  $i$  é obtida a partir da distribuição espacial das composições, que é calculado através da resolução de um balanço de massa e o saldo restante é determinado por um balanço integral ao longo do comprimento de fluxo. Assim, a quantidade recuperada de qualquer componente no meio poroso é simplesmente, a quantidade presente inicialmente mais a quantidade injetada do referido componente durante o tempo de fluxo que ocorreu e menos a quantidade de componente que atualmente se encontra presente no meio poroso, conforme definida na equação:

$$R_g = G_g^{inic} + \tau H_g^{inj} - \int_0^1 G_g d\xi \quad 6.85$$

Integrando o ultimo termo da equação, o fator de recuperação de gás torna-se:

$$R_g = G_g^{inic} - G_g^{saíd} + \tau H_g^{saíd} \quad 6.86$$

e o fator de recuperação de óleo resulta em:

$$R_o = G_o^{inic} - G_o^{saíd} + \tau H_o^{saíd} \quad 6.87$$

## C

### Apêndice C

#### C1

#### Modelo de fluido

```

**FILE NAME:. s4-regswell.dat
FILENAMES OUTPUT SRFOUT REGLUMPSPLIT GEMOUT
STARSKV NONE GEMZDEPTH NONE IMEXPVT NONE
WINPROP 2012.10
**Titles/EOS/Units
**REM
TITLE1 'Model fluid'
UNIT FIELD
INFEED MOLE
MODEL PR 1978
**Component Selection/Properties
NC 7 7
COMPNAME 'N2 toC1' 'CO2' 'C2 toC3' 'IC4toFC6' 'HYP01' 'HYP02' 'HYP03'
HCFLAG 1 0 1 1 1 1 1
PCRIT      45.293394  72.8  44.769174  34.935107  27.511655  15.46514
            8.8078336
TCRIT      189.96405  304.2  341.77035  458.10323  592.87156  759.42062
            947.20737
AC          0.0083013791  0.225  0.12703277  0.22706795  0.33064996
            0.67474524  1.1760028
MW          16.155735  44.01  37.611531  69.021667  115.14881  230.22592
            475.0
VSHIFT     -0.14939492  0.0  0.0042204089  -0.055021586  0.029300172
            0.17988367  0.27511821
ZRA        0.28762731  0.2736  0.27750213  0.27152331  0.25953956
            0.23793789  0.223857

```

VCRIT 0.098909038 0.094 0.1768517 0.29086543 0.45823955  
0.92640047 1.6501882

VISVC 0.098910528 0.094 0.17757042 0.29159766 0.45823955  
0.92640047 1.6501882

OMEGA 0.45723553 0.45723553 0.45723553 0.45723553 0.45723553  
0.45723553 0.45723553

OMEGB 0.077796074 0.077796074 0.077796074 0.077796074  
0.077796074 0.077796074 0.077796074

SG 0.30311438 0.818 0.43828213 0.62594934 0.76558913  
0.84089141 0.92753797

TB -259.19147 -109.21 -82.472427 76.408006 270.16173 583.96123  
971.27655

PCHOR 76.660949 78.0 130.74234 215.89629 331.36032 615.62098  
1026.475

## ENTHALPY

-5.5350677 0.56190337 -0.00028044496 4.1358604e-007 -1.5113691e-010  
1.9403307e-014

4.77805 0.114433 0.000101132 -2.6494e-008 3.4706e-012 -1.314e-016

-1.0089576 0.22289625 1.5869773e-005 2.7957947e-007 -1.3133139e-010  
1.9459929e-014

21.038787 -0.0054118134 0.00035002592 -7.5270486e-008 4.569449e-012  
8.405663e-017

0.0 -0.051644037 0.00043138789 -6.5750251e-008 0.0 0.0

0.0 -0.021800399 0.00040824876 -5.8386305e-008 0.0 0.0

0.0 -0.009928708 0.00039726495 -5.5300998e-008 0.0 0.0

HEATING\_VALUES 836.3384 0.0 1815.4015 3207.6259 0.0 0.0 0.0

IDCOMP -1 1 -2 -3 -4 -5 -6

VISCOR HZYT

MIXVC 1.0

VISCOEFF 0.1023 0.023364 0.058533 -0.040758 0.0093324

HREFCOR HARVEY

PVC3 1.44786

BIN 0.10184157 0.13268822 0.13321871 0.11 0.1 0.1

SALINITY WTFRAC 0.0

## COMPOSITION PRIMARY

0.2973 0.002 0.2258 0.1454 0.171437 0.13161399 0.026449013

## \*\*COMPONENT ARRAY

## COMPOSITION SECOND

0.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

## \*\*Regression Parameters

## \*\*REM

## REGRESSION

NTOTREGP 2

CONVTOL 1.0e-006

MAXIT 30

NREGPAR 2

GROUPCTRL \*INCR

INTCOEF 5,2

LOWER-B 0.0

UPPER-B 0.2

INTCOEF 6,2 7,2

LOWER-B 6,2 7,2 0.0 0.0

UPPER-B 6,2 7,2 0.2 0.2

## \*\*Swelling Test

## SWELLING

LABEL "

FEED MIXED 1.0

KVALUE INTERNAL

LEVEL 1

OUTPUT 1

PRES 1696.0

TEMP 131.0

SATFLAG -2

NSWEL 9

JSAT-SWEL -2 -2 -2 -2 -2

-2 -2 -2 -2 -2

MOLF-SWEL 0.0671 0.2077 0.3803 0.558 0.5859 0.6126 0.6658

0.6962 0.7296

PRES-SWEL            1815.0 1979.0 2205.0 2473.0 2521.0 2603.0 3267.0  
                           3959.0 5308.0

EXPERIMENTAL

PSAT DATA

1696.0 1815.0 1979.0 2205.0 2473.0 2521.0 2603.0 3267.0 3959.0 5308.0

WEIGHT 1.0

\*\*End Regression

\*\*REM End regression

STARTREG

\*\*Multiple Contacts

MULTI

LABEL "

\*\*NC 7 7

PRES 2000.0

DELP 100.0

STEPP 6

TEMP 131.0

SINCR 0.01

RATIO 0.1

MUGMOLF 0.0

DELZ 0.0

NSTEPZ 1

MCMSIM CELLSIM

PRGCOMP 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0

MUGCOMP 0.0 0.0 0.8 0.2 0.0 0.0 0.0

PSEUDO 2 3 2 2 1 1 1

FEED MIXED 1.0

KVALUE INTERNAL

LEVEL 1

OUTPUT 1

\*\*REM CMG GEM EOS Model

\*\*NC 7 7

PRINT

INTCOEFTABLE LOWER

PRNGEM  
 TRES 131.0  
 AQUEOUS-DENSITY LINEAR  
 \*\*END

**C2**  
**Modelo composicional CO<sub>2</sub>-EOR**

\*\* Proj001.dat: CO2 Flooding in a complex reservoir.  
 \*\* =====  
 \*\* FILE: proj001.dat =  
 \*\* MODEL: 108 x 66 x 10 Grid =  
 \*\* 7 Components, SI Units =  
 \*\* =====  
 \*\* This data set models a CGI operation for EOR followed by CO2 injection =  
 \*\* for underground storage, near miscibility and miscibility in oil during EOR =  
 \*\* is modelled =  
 \*\* =====  
 \*\* Contact Herberth at herbertarturo@gmail.com =  
 \*\* =====

RESULTS SIMULATOR GEM 201210  
 \*\*\*\*\*  
 \*\* I/O Control Section \*\*  
 \*\*\*\*\*  
 FILENAMES OUTPUT SRFOUT RESTARTOUT INDEXOUT  
 MAINRESULTSOUT  
 DIM DIMSUM  
 TITLE1 'CO2 FLOODING'  
 CASEID 'Proj001'  
 OUTSRF WELL  
 ZWEL 'CO2' 'PRD01' 'PRD02' 'PRD03' 'PRD04' 'PRD05' 'PRD06' 'PRD07'  
 'PRD08' 'PRD09' 'PRD10' 'PRD11' 'PRD12'  
 OUTSRF WELL PAVG RECO RECG  
 OUTSRF GRID VISO VISG SATP PRES SG SO SW  
 OUTSRF RES ALL

WPRN ITER BRIEF

WPRN GRID TIME

WSRF WELL 1

WSRF GRID TIME

INUNIT SI

WRST 0

XDR ON

\*\*\*\*\*

\*\* Reservoir Description Section \*\*

\*\*\*\*\*

GRID VARI 108 68 8

KDIR DOWN

DI IVAR 108\*50

DJ JVAR 68\*50

DK KVAR 8\*25

DTOP

INCLUDE 'DTOP.inc'

NULL CON 1

POR CON 0.156

PRPOR 54918.113

CPOR 5.0989E-6

PVCUTOFF 0

PERMI ALL

INCLUDE 'ALL.inc'

PERMJ EQUALSI

PERMK CON 61.67

PINCHOUTARRAY CON 1

\*\*\*\*\*

\*\* Fluid Model \*\*

\*\*\*\*\*

MODEL PR

NC 7 7

TRES 55.00

COMPNAME

	'N2 toC1'	'CO2'	'C2 toC3'	'IC4toFC6'	'HYP01'	'HYP02'	'HYP03'
SG	3.0311438E-01	8.1800000E-01	4.3828213E-01	6.2594934E-01	7.6558913E-01	8.4089141E-01	9.2753797E-01
TB	-1.6177304E+02	-7.8450000E+01	-6.3595793E+01	2.4671114E+01	1.3231207E+02	3.0664513E+02	5.2182031E+02
PCRIT	4.5293394E+01	7.2800000E+01	4.4769174E+01	3.4935107E+01	2.7511655E+01	1.5465140E+01	8.8078336E+00
VCRIT	9.8909038E-02	9.4000000E-02	1.7685170E-01	2.9086543E-01	4.5823955E-01	9.2640047E-01	1.6501882E+00
TCRIT	1.8996405E+02	3.0420000E+02	3.4177035E+02	4.5810323E+02	5.9287156E+02	7.5942062E+02	9.4720737E+02
AC	8.3013791E-03	2.2500000E-01	1.2703277E-01	2.2706795E-01	3.3064996E-01	6.7474524E-01	1.1760028E+00
MW	1.6155735E+01	4.4010000E+01	3.7611531E+01	6.9021667E+01	1.1514881E+02	2.3022592E+02	4.7500000E+02
HCFLAG	0	0	0	0	0	0	0
BIN	1.0184157E-01	6.7571395E-03	1.3268822E-01	2.3003503E-02	1.3321871E-01	4.9600917E-03	4.5687880E-02
	9.3704966E-02	1.0835801E-01	5.3003175E-02	2.6463948E-02	9.8919808E-03	1.4252793E-01	1.0835801E-01
	9.3411001E-02	5.8010447E-02	3.2232583E-02	6.6701084E-03	-1.4939492E-01	0.0000000E+00	4.2204089E-03
VSHIFT	-5.5021586E-02	2.9300172E-02	1.7988367E-01	2.7511821E-01	VISCOR	HZYT	
MIXVC	1.0000000E+00	VISVC	9.8910528E-02	9.4000000E-02	1.7757042E-01	2.9159766E-01	4.5823955E-01
	9.2640047E-01	1.6501882E+00	VISCOEFF	1.0230000E-01	2.3364000E-02	5.8533000E-02	-4.0758000E-02
	9.3324000E-03	OMEGA	4.5723553E-01	4.5723553E-01	4.5723553E-01	4.5723553E-01	

4.5723553E-01 4.5723553E-01 4.5723553E-01  
 OMEGB 7.7796074E-02 7.7796074E-02 7.7796074E-02 7.7796074E-02  
 7.7796074E-02 7.7796074E-02 7.7796074E-02  
 PCHOR 7.6660949E+01 7.8000000E+01 1.3074234E+02 2.1589629E+02  
 3.3136032E+02 6.1562098E+02 1.0264750E+03

\*\*\*\*\*  
 \*\* Rock-Fluid Property Section \*\*  
 \*\*\*\*\*

ROCKFLUID

\*\*SIGMA 0.1 1.0 0.00001

RPT 1

SWT

** Sw	krw	krow
0.1	0	0.7366
0.138188	4.95117e-005	0.60694
0.176375	0.000396094	0.493464
0.214563	0.00133682	0.395095
0.25275	0.00316875	0.310753
0.290938	0.00618896	0.239359
0.329125	0.0106945	0.179834
0.367313	0.0169825	0.131099
0.4055	0.02535	0.092075
0.443688	0.036094	0.0616831
0.481875	0.0495117	0.0388441
0.520063	0.0659001	0.0224792
0.55825	0.0855563	0.0115094
0.596438	0.108777	0.00485552
0.634625	0.13586	0.00143867
0.672813	0.167102	0.000179834
0.711	0.2028	0.00

SLT

** SI	krp	krog
0.613	0.1873	0
0.634062	0.15433	0.000179834

0.655125	0.125476	0.00143867
0.676187	0.100463	0.00485552
0.69725	0.0790172	0.0115094
0.718312	0.0608634	0.0224792
0.739375	0.0457275	0.0388441
0.760437	0.0333354	0.0616831
0.7815	0.0234125	0.092075
0.802563	0.0156845	0.131099
0.823625	0.00987715	0.179834
0.844688	0.00571594	0.239359
0.86575	0.00292656	0.310753
0.886813	0.00123464	0.395095
0.907875	0.00036582	0.493464
0.928937	4.57275e-005	0.60694
0.95	0.0	0.7366

\*\*\*\*\*

\*\* Initial Conditions Section \*\*

\*\*\*\*\*

INITIAL

VERTICAL DEPTH\_AVE WATER\_OIL EQUIL

REFDEPTH 1450

REFPRES 20680

DWOC 1450

ZOIL

0.2973 0.002 0.2258 0.1454 0.171437 0.13161399 0.02644901

GASZONE NOOIL

\*\*\*\*\*

\*\* Numerical Control Section \*\*

\*\*\*\*\*

NUMERICAL

MAXSTEPS 1000000000

DTMIN 1.E-06

DTMAX 12

NORM PRESS 100

MAXCHANGE PRESS 1000  
 NORM SATUR 0.015  
 MAXCHANGE SATUR 0.75  
 NORM GMOLAR 0.025  
 MAXCHANGE GMOLAR 0.75  
 NORTH 200  
 ITERMAX 120  
 NEWTONCYC 25  
 ITERCER 3  
 CONVERGE PRESS 1.0E-02  
 CONVERGE HC 0.005  
 CONVERGE CEQVLE 1.0E-06  
 CONVERGE CEQAQU 1.0E-08  
 \*\* GREENHOUSE GAS  
 NORM AQUEOUS 0.1  
 MAXCHANGE AQUEOUS 0.3  
 CONVERGE CEQCHE 1.0E-05  
 CONVERGE CEQMNR 1.0E-05  
 AIM STAB AND-THRESH 1 0.001

\*\*\*\*\*

\*\* Well and Recurrent Data Section \*\*

\*\*\*\*\*

RUN  
 DATE 2012 1 1  
 DTWELL 0.1  
 AIMWELL WELLNN  
 GROUP 'PRODUTORES' ATTACHTO 'FIELD'  
 GROUP 'INJETORES' ATTACHTO 'FIELD'  
 WELL 'PRD01' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD02' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD03' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD04' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD05' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD06' ATTACHTO 'PRODUTORES'

WELL 'PRD07' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD08' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD09' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD10' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD11' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'PRD12' ATTACHTO 'PRODUTORES'  
 WELL 'INJ01' ATTACHTO 'INJETORES'  
 WELL 'INJ02' ATTACHTO 'INJETORES'  
 GCONI 'FIELD'

PMAINT GAS PMTARG 17053.0

INJECTOR 'INJ01' 'INJ02'  
 INCOMP SOLVENT 0. 1. 0. 0. 0. 0. 0.  
 OPERATE MAX STG 15.0E+11 CONT  
 OPERATE MAX BHP 24816 CONT

\*\*                                    rad    geofac wfrac skin  
 GEOMETRY K            0.108 0.37 1.0 0.0.

PERF GEOA 'INJ01'

40 34 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 40 34 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 40 34 3 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 40 34 4 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 40 34 5 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 40 34 6 1. OPEN FLOW-FROM 5

PERF GEOA 'INJ02'

64 36 1 1. OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER  
 64 36 2 1. OPEN FLOW-FROM 1  
 64 36 3 1. OPEN FLOW-FROM 2  
 64 36 4 1. OPEN FLOW-FROM 3  
 64 36 5 1. OPEN FLOW-FROM 4  
 64 36 6 1. OPEN FLOW-FROM 5

PRODUCER 'PRD01' 'PRD02' 'PRD03' 'PRD04' 'PRD05' 'PRD06' 'PRD07'  
 'PRD08' 'PRD09' 'PRD10' 'PRD11' 'PRD12'

OPERATE MAX STO 140. CONT  
 OPERATE MIN BHP 10000. CONT  
 MONITOR GOR 2000. SHUTLAYER  
 MONITOR WCUT 0.90 SHUTLAYER1  
 MONITOR MAX M2 85.0 SHUTLAYER1

```

**                rad    geofac wfrac  skin
GEOMETRY K      0.108 0.37  1.0    0.0
PERF GEOA 'PRD01'
    16  35  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    16  35  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD02'
    26  23  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    26  23  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD03'
    38  23  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    38  23  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD04'
    51  24  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    51  24  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD05'
    64  25  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    64  25  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD06'
    78  26  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    78  26  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD07'
    88  37  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    88  37  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD08'
    77  48  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'
    77  48  2  1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER
PERF GEOA 'PRD09'
    64  46  1  1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'

```

64 46 2 1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER  
PERF GEOA 'PRD10'  
51 46 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'  
51 46 2 1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER  
PERF GEOA 'PRD11'  
38 46 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'  
38 46 2 1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER  
PERF GEOA 'PRD12'  
26 45 1 1. OPEN FLOW-TO 'SURFACE'  
26 45 2 1. OPEN FLOW-TO 1 REFLAYER  
DATE 2011 2 1.0  
DATE 2015 1 1.0  
DATE 2025 1 1.0  
DATE 2035 1 1.0  
DATE 2045 1 1.0  
DATE 2055 1 1.0  
DATE 2065 1 1.0  
DATE 2075 1 1.0  
STOP