

## **Referências Bibliográficas**

- [1] MCAULIFFE, C. D.. **Oil-in-water emulsion and their flow properties in porous media.** SPE-AIME, 4369, 1973.
- [2] ABOU-KASSEM, J. H.; FAROUQ-ALI, S. M.. **Modelling of emulsion flow in porous media.** Journal of Canadian Petroleum Technology, 34:30–38, 1995.
- [3] COBOS, S.; CARVALHO, M. S. ; ALVARADO, V.. **Flow of oil-water emulsions through a constricted capillary.** International Journal of Multiphase Flow, 35:507–515, 2009.
- [4] KHAMBHARATANA, F.; THOMAS, S. ; FAROUQ-ALI, S. M.. **Numerical simulation and experimental verification of oil recovery by macroemulsion.** Society of Petroleum Engineers, 39033, 1997.
- [5] NÚÑEZ, V. R. G.. **Deslocamento de óleo em um meio poroso através de injeção de emulsões óleo-em-água: Análise de fluxo linear.** Msc, Pontifícia Universidade católica do Rio de Janeiro, RJ, Março 2007.
- [6] BRAGG, R. J.. **Oil recovery method using an emulsion.** United states, Patent, 1999.
- [7] GREEN, D. W.; WILLIHITE, G. P.. **Enhanced oil recovery.** Texas: SPE Textbooks Series 6, 1998.
- [8] ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S. ; XAVIER, J. A. D.. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Interciênciac: PETROBRAS, 2006.
- [9] SATTER, A.; THAKUR, G.. **Integrated petroleum reservoir management.** PennWell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, 1994.
- [10] BECHER, P.. **Emulsion: Theory and Practice.** Paul Becher, Wilmington, DE, 3º edition, May 2002.
- [11] MONTALVO, M. A.. **Escoamento de Emulsões Óleo em Água através de Micro-capilares.** Msc, Pontifícia Universidade católica do Rio de Janeiro, RJ, November 2008.
- [12] BARNES, H. A.. **Rheology of emulsions - a review.** Colloids and Surfac A, 91:p.89–95, 1993.

- [13] PAL, R.. A novel method to correlate emulsion viscosity data. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 137:p.275–286, 1997.
- [14] PAL, R.. Evaluation of theoretical viscosity models for concentrated emulsions at low capillary numbers. *Chemical Engineering Journal*, 81:p.15–21, 2000.
- [15] PAL, R.. Viscosity models for multiple emulsions. *Food Hydrocolloids*, 22:p.428–438, 2008.
- [16] MASON, T. G.. New fundamental concepts in emulsion rheology. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 4:p.231–238, 1999.
- [17] CARTMILL, J. C.; DICKEY, P. A.. Flow of a disperse emulsion of crude oil in water in porous media. American Institute of mining, Metallurgical and Petroleum Engineers Inc, 2481, 1969.
- [18] DEVEREUX, O. F.. Emulsion flow in porous solid, i. a flow model. *The Chemical Engineering Journal*, 7:121–128, 1974.
- [19] DEVEREUX, O. F.. Emulsion flow in porous solid, ii. experiments with a crude oil-in-water emulsion in porous sandstone. *The Chemical Engineering Journal*, 7:129–136, 1974.
- [20] ALVARADO, D. A.; MARSDEN, S. S.. Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media. Society Petroleum Engineering, 1979.
- [21] SOO, H.; RADKE, C. J.. The flow mechanism of dilute, stable emulsion in porous media. *Ind. eng. Chem. Fundamentals*, 23:p.342–347, 1984.
- [22] SOO, H.; RADKE, C. J.. Velocity effects in emulsion flow through porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 102:p.462–476, 1984.
- [23] SOO, H.; RADKE, C. J.. A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media - i. theory. *Chemical Engineering Science*, 41:p.263–272, 1986.
- [24] SOO, H.; WILLIAMS, M. C. ; RADKE, C. J.. A filtration model for the flow of dilute, stable emulsions in porous media - ii. parameter evaluation and estimation. *Chemical Engineering Science*, 41, 1986.

- [25] THOMAS, S.; FAROUQ-ALI, S. M.. Flow of emulsions in porous media, and potential for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 3:p.121–136, 1989.
- [26] FUENGLARD, K.. *Flow of Emulsions in Porous Media*. Tese de Doutorado, University of Alberta, Edmonton, Alberta, USA, 1993.
- [27] OLBRICHT, W. L.; LEAL, L. G.. The motion of droplets through a tube of periodically varying diameter. *Journal Fluid Mechanical*, 134:329–355, 1983.
- [28] MANI, V.; MOHANTY, K. K.. Effect of pore-space spatial correlations on two-phase flow in porous media. *Journal Petroleum Science and Engineerig*, 23:p.173–188, 1999.
- [29] FENWICK, D. H.; BLUNT, M. J.. Three-dimensional modeling of three phase imbibition and drainage. *Advances in Water Resources*, 21:p.121–143, 1998.
- [30] AKER, E.; MALOY, K. J.; HANSEN, A. ; BATROUNI, G. G.. A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media. *Transport in Porous Media*, 32:163–186, 1998.
- [31] SIQUEIRA, A. G.. Modelagem em Rede 3-D do Escoamento de Fluidos Particulados em Meios Porosos. Msc, Universidade Estadual de Campinas, SP, Dezembro 2000.
- [32] BAKKE, S.; OREN, P. E.. 3d pore-scale modelling of heterogeneous sandstone reservoir rocks and quantitative analysis of the architecture, geometry and spatial continuity of the pore network. *Society of Petroleum Engineers*, 35479:p.35–45, 1997.
- [33] OREN, P. E.; BAKKE, S. ; ARNTZEN, O. J.. Extending predictive capabilities to network models. *SPE*, 3:p.324–336, 1998.
- [34] OREN, P. E.; BAKKE, S.. Process based reconstrurction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media*, 46:p.311–343, 2002.
- [35] COBOS, S.. Escoamento de emulsões óleo-água através de capilares com garganta. Phd, Pontificia Universidade católica do Rio de Janeiro, RJ, Julho 2007.
- [36] MOHANTY, K. K.; HIRASAKI, G. J.. Transport in porous materials. *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 6:p.189–190, 2001.

- [37] MAN, H. N.; JING, X. D.. Network modelling of wettability and pore geometry effects on electrical resistivity and capillary pressure. Journal Petroleum Science and Engineerig, 24:p.255–267, 1999.
- [38] AL-GHARBI, M. S.; BLUNT, M. J.. Dynamic network modeling of two-phase drainage in porous media. Physical Review E 71, 016308:p.1–16, 2005.
- [39] BAKKE, S.; OREN, P. E.. Reconstruction of berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects. Petroleum Science e Engineering, 39:p.177–199, 2002.
- [40] MASON, G.; MORROW, N. R.. Capillary behavior of a perfectly wetting liquid in irregular triangles tubes. Current Opinion in Colloid and Interface Science, 141, 1991.
- [41] PIRI, M.; BLUNT, M. J.. Three-dimensiional mixed-wet random pore-scale network modeling of two - and three-phase flow in porous media 1. model description. Physical Review E, 71:p.26301(1)–26301(30), 2005.
- [42] PATZEK, T. W.; SILIN, D. B.. Shape factor correlations and hydraulic conductance in noncircular capillaries 1, one-phase creeping flow. J. Colloid and Interface Science, 236:p.295–304, 2001.
- [43] PATZEK, T. W.; KRISTENSEN, J. G.. Shape factor correlations of hydraulic conductance in noncircular capillaries ii, two-phase creeping flow. J. Colloid and Interface Science, 236:p.305–317, 2001.
- [44] TULLER, M.; OR, D. ; DUDLEY, L. M.. Adsorption and capillary condensation in porous media: Liquid retention and interfacial configurations in angular pores. Water Resources Research, 35:p.1949–1964, 1999.
- [45] BECKER, J. R.. Crude Oil Waxes, Emulsions and Asphaltenes. PennWell Corporation, Jan 1997.
- [46] HUI, M. H.; BLUNT, M. J.. Effects of wettability on three-phase flow in porous media. Journal Physical Chemistry B, 104:p.3833–3845, 2000.
- [47] HUI, M. H.; BLUNT, M. J.. Pore-scale modeling of three-phase flow and the effects of wettability. Society of Petroleum Engineers, 59309:p.1–15, 2000.

- [48] LOPEZ, X.; VALVATNE, P. H. ; BLUNT, M. J.. Predictive network modeling of single-phase non-newtonian flow in porous media. *Journal of Colloid and Interface Science*, 264:p.256–265, 2003.
- [49] SAAD, Y.; SCHULTZ, M. H.. Gmres: A generalized minimal residual algorithm for solving nonsymmetric linear systems. *Society for Industrial and Applied Mathematics*, 7:856–869, 1986.
- [50] CANNELLA, W. J.; HUH, C. ; SERIGHT, S.. Prediction of xanthan rheology in porous media. *SPE*, 18089, 1988.
- [51] CARREAU, P. J.. Rheological equations from molecular network theories. *Transaction of the Society of Rheology*, 16:99–127, 1972.
- [52] LERDAHL, T. R.; OREN, P. E. ; BAKKE, S.. A predictive network model for three-phase flow in porous media. *Society of Petroleum Engineers*, 59311, 2000.
- [53] WILKINSON, D.; WILLEMSEN, J. F.. Invasion percolation: a new form of percolation theory. *J. Phys. A*, 16:3365–3376, 1983.
- [54] LENORMAND, R.; ZARCONE, C. ; SARR, A.. Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *Journal of Fluid Mechanics*, 135:337–353, 1983.
- [55] PATZEK, T. W.. Verification of a complete pore network simulator of drainage and imbibition. *Society of Petroleum Engineers*, 59312, 2001.
- [56] BLUNT, M. J.. Pore level modeling of the effects of wettability. *Society of Petroleum Engineers*, 38435, 1997.
- [57] BLUNT, M. J.. Effects of heterogeneity and wetting on relative permeability using pore level modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 36762, 2:70–87, 1998.
- [58] OAK, M. J.. Three-phase relative permeability of water-wet berea. *SPE/DOE*, 20183, 1990.
- [59] FIRINCIOLU, T.; BLUNT, M. J. ; ZHOU, D.. Three-phase flow and wettability effects in triangular capillaries. *Colloids and Surface A*, 155:p.259–276, 1999.
- [60] VALVATNE, P. H.; BLUNT, M. J.. Predictive pore-scale network modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 84550, 2003.

- [61] VALVATNE, P. H.; BLUNT, M. J.. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. *Water Resources Research*, 40:p.W07406, 2004.
- [62] PIRI, M.; BLUNT, M. J.. Three-dimensiional mixed-wet random pore-scale network modeling of two - and three-phase flow in porous media ii, results. *Physical Review E*, 71:p.26302(1)–26302(30), 2005.
- [63] JERAULD, G. R.; SALTER, S. J.. The effect of pore-structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: pore-level modeling. *Transport in porous media*, 5:p.103–151, 1990.

# A

## Apêndice A

### A.1 Modelo de Rede na Escala de Poros

O modelo de rede na escala de poros é escrito na linguagem Fortram. A estrutura do programa está dividido em três módulos, as quais são:

1. Pre-processador
2. Solver
3. Pós-processamento

### A.2 Pre-processador

O pre-processador é a parte inicial do programa a qual lê arquivos que contem em detalhe todos os dados geométricos da rede na escala de poros. Estes dados geométricos representam o espaço poroso de uma amostra. Os parâmetros da rede lida pelo modelo é compatível com a rede gerada por Oren *et al.* [33, 34]. Estes dados estão armazenados em quatro arquivos distribuídos da seguinte forma:

#### A.2.1 Dados dos capilares

Os dados dos capilares são lidos de dois arquivos. A estrutura do arquivo \*link1.dat é a seguinte:

1. Índice de cada capilar
2. Índice do poro  $i$  associado ao capilar
3. Índice do poro  $j$  associado ao capilar
4. Raio do capilar
5. Fator de forma  $G$  (Eq. (3-1)) do capilar
6. Comprimento total do capilar (entre os centros dos poros  $i$  e  $j$ )

A estrutura do arquivo \*link2.dat é a seguinte:

1. Índice de cada capilar
2. Índice do poro  $i$  associado ao capilar
3. Índice do poro  $j$  associado ao capilar
4. Comprimento do poro  $i$
5. Comprimento do poro  $j$
6. Comprimento do capilar
7. Volume do capilar
8. Volume de argila no capilar

### A.2.2

#### Dados dos poros

Os dados dos poros são lidos de dois arquivos. A estrutura do arquivo \*node1.dat é a seguinte:

1. Índice de cada poro
2. Posição  $X$  do poro na rede
3. Posição  $Y$  do poro na rede
4. Posição  $Z$  do poro na rede
5. Número de conectividade de cada poro na rede
6. Índice de conectividade entre poros (0:saida; -1: entrada)

A estrutura do arquivo \*node2.dat é a seguinte:

1. Índice de cada poro
2. Volume do poro
3. Raio do poro
4. fator de forma  $G$  (Eq. (3-1)) do poro
5. Volume de argila no poro

### A.2.3

#### Arquivo gerado no pre-processador

Com a informação contida nos arquivos \*link1.dat, \*link2.dat, \*node1.dat e \*node2.dat o pre-processador gera um arquivo \*.dat contendo as seguintes informações:

##### A.2.3.1

###### Informação geral

Informa o número de poros, número de capilares e o número máximo de conectividade na rede.

##### A.2.3.2

###### Vetor conectividade

A dimensão do vetor conectividade é igual ao número de poros na rede. A posição do elemento no vetor conectividade indica o número associado a cada poro na rede e o valor deste elemento no vetor representa a quantidade de poros ao qual este poro está conectado na rede.

##### A.2.3.3

###### Matriz vizinhança de poros

O número de filas da matriz é igual ao número de poros na rede e o número de colunas representa o número máximo de conectividade de um poro na rede. A posição da fila na matriz indica o número associado a cada poro na rede e o valor das colunas nesta fila representam o número do **poro** ao qual este poro está conectado na rede. O número de elementos não zeros numa fila da matriz representa o numero de conexões do poro associado à posição da fila na matriz.

##### A.2.3.4

###### Matriz vizinhança de capilares

O número de filas da matriz é igual ao número de poros na rede e o número de colunas representa o número máximo de conectividade de um poro na rede. A posição da fila na matriz indica o número associado a cada poro na rede e o valor das colunas nesta fila representam o número do **capilar** ao qual este poro está conectado na rede. O número de elementos não zeros numa fila da matriz representa o numero de conexões do poro associado à posição da fila na matriz.

### A.2.3.5

#### Matriz geometria de poros

O número de filas da matriz é igual ao número de poros na rede e o número de colunas representa o número de parâmetros considerados para cada poro na rede. A posição da fila na matriz indica o número associado a cada poro na rede e os valores de cada coluna nesta fila representam os diversos parâmetros considerados para cada poro, como é mostrada a continuação:

Coluna Nº	Parâmetro
1	Volume
2	Raio
3	Fator de forma
4	Fator geométrico
5	Volume da argila

Tabela A.1: Informação dos parâmetros geométricos dos poros.

### A.2.3.6

#### Matriz geometria de capilares

O número de filas da matriz é igual ao número de capilares na rede e o número de colunas representa o número de parâmetros considerados para cada capilar na rede. A posição da fila na matriz indica o número associado a cada capilar na rede e os valores de cada coluna nesta fila representam os diversos parâmetros considerados para cada capilar, como é mostrada a continuação:

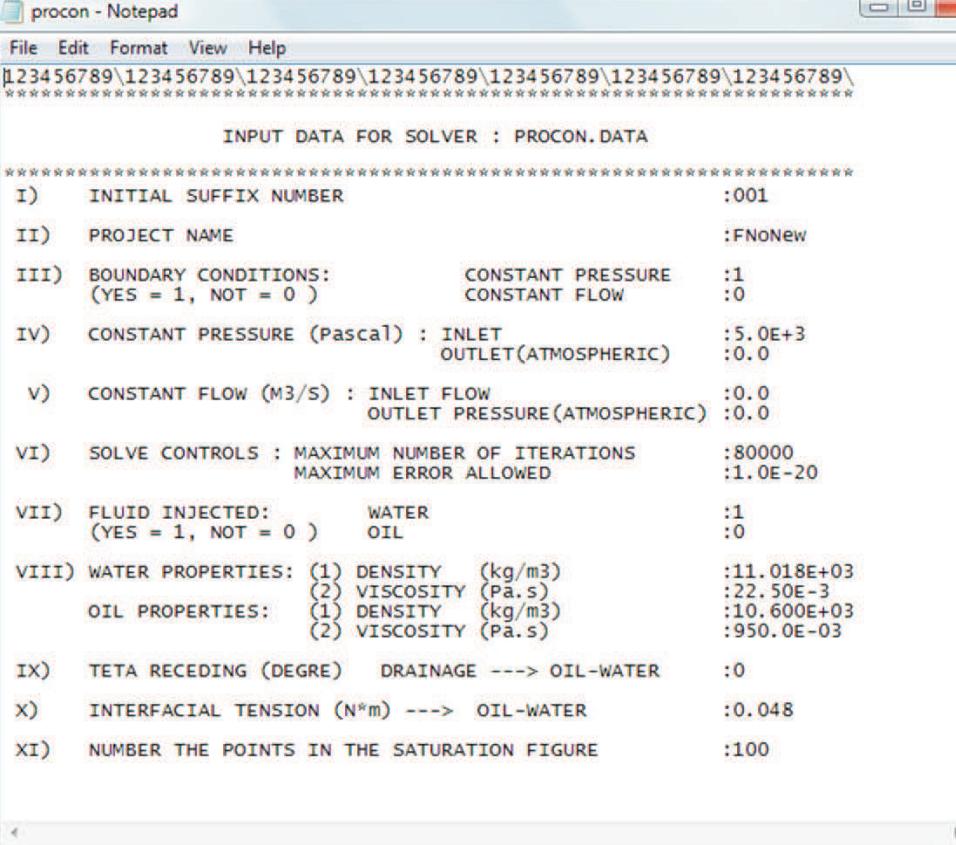
Coluna Nº	Parâmetro
1	Raio
2	Fator de forma
3	Comprimento
4	Volume
5	Fator geométrico
6	Comprimento do poro $i$
7	Comprimento do poro $j$
8	Índice do poro $i$
9	Índice do poro $j$
10	Volume da argila
11	Comprimento entre os centros dos poros $i$ e $j$

Tabela A.2: Informação dos parâmetros geométricos dos capilares.

O pre-processador acondiciona todos os parâmetros geométricos e a estrutura topológica da rede para seu posterior processamento no modulo **Solver**, o qual é descrito a seguir.

### A.3 Solver

O presente módulo lê o arquivo gerado pelo pre-processador e o arquivo denominado de **procon.dat** que contém a informação adicional para as simulações, como é mostrado na Fig. (A.1).



```

procon - Notepad
File Edit Format View Help
L23456789\123456789\123456789\123456789\123456789\123456789\123456789\

***** INPUT DATA FOR SOLVER : PROCON.DATA *****
*****
I) INITIAL SUFFIX NUMBER :001
II) PROJECT NAME :FNoNew
III) BOUNDARY CONDITIONS: CONSTANT PRESSURE :1
(YES = 1, NOT = 0 ) CONSTANT FLOW :0
IV) CONSTANT PRESSURE (Pascal) : INLET :5.0E+3
OUTLET(ATMOSPHERIC) :0.0
V) CONSTANT FLOW (M3/S) : INLET FLOW :0.0
OUTLET PRESSURE(ATMOSPHERIC) :0.0
VI) SOLVE CONTROLS : MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS :80000
MAXIMUM ERROR ALLOWED :1.0E-20
VII) FLUID INJECTED: WATER :1
(YES = 1, NOT = 0 ) OIL :0
VIII) WATER PROPERTIES: (1) DENSITY (kg/m3) :11.018E+03
(2) VISCOSITY (Pa.s) :22.50E-3
OIL PROPERTIES: (1) DENSITY (kg/m3) :10.600E+03
(2) VISCOSITY (Pa.s) :950.0E-03
IX) TETA RECEDING (DEGRE) DRAINAGE ---> OIL-WATER :0
X) INTERFACIAL TENSION (N*m) ---> OIL-WATER :0.048
XI) NUMBER THE POINTS IN THE SATURATION FIGURE :100

```

Figura A.1: Interface usada para assinar um nome à simulação.

#### A.3.1 Fenômenos simulados

Tendo a informação suficiente para representar o espaço poroso da amostra de rocha e as propriedades dos fluidos, a comparação entre os resultados da simulação e dados experimentais, como por exemplo: Porosidade, permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa, saturação do fluido contido na amostra é mais preciso.

Este módulo simula os seguintes fenômenos:

1. Escoamento de fluido monofásico Newtoniano.
2. Escoamento de fluido monofásico não Newtoniano.

3. Escoamento quase-estático de fluidos bifásicos Newtonianos. Simula-se o processo de drenagem e embebição.
  4. Escoamento dinâmico de fluidos bifásicos Newtonianos. Simula-se o processo de embebição.

A figura (A.2) mostra a janela de interface do programa onde é assinado o nome da simulação a ser executado. Este nome não pode ter mais de 10 caracteres, não pode ter espaços em branco, pode ser uma combinação de letras e números, e o nome sempre tem que começar com letra.

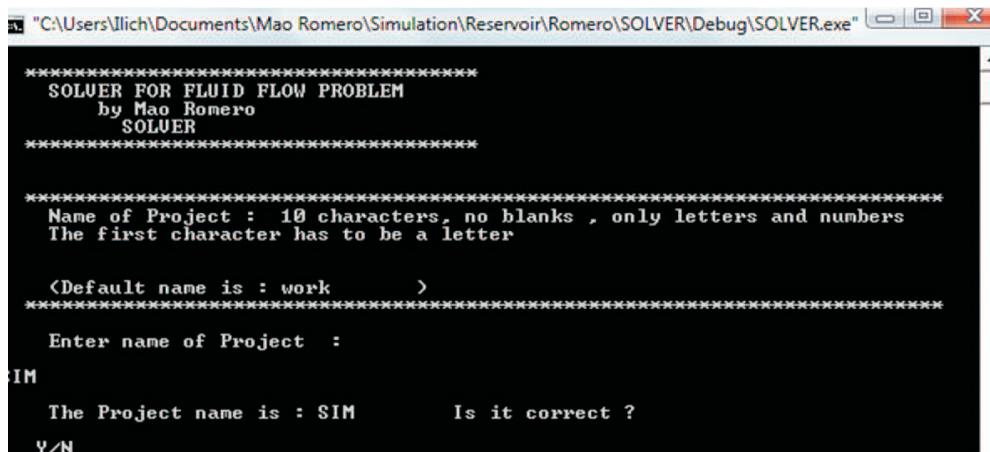


Figura A.2: Interface usada para assinar um nome à simulação.

A figura (A.3) mostra a janela de interface que mostra as opções que oferece o programa desenvolvido neste trabalho, as quais são descritas brevemente a seguir.

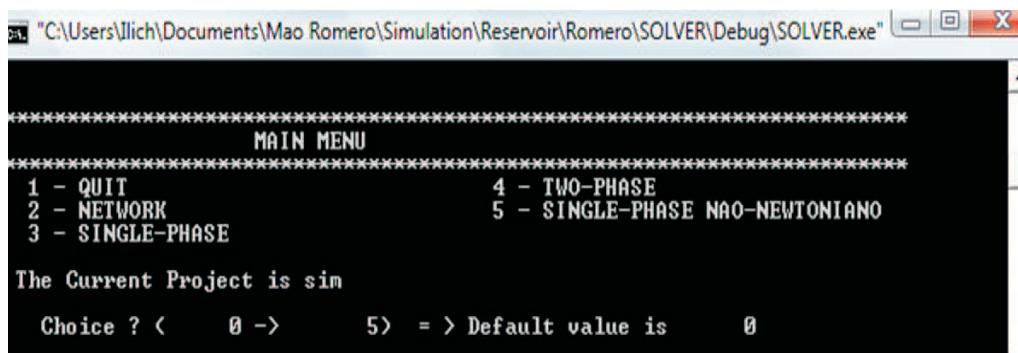


Figura A.3: Interface usada para escolher a simulação a ser executada.

**A opção N° 2** da Fig. (A.3) oferece duas alternativas, como mostrado na Fig. (A.4). A primeira alternativa (original network) mantém os dados geométricos inicialmente lidos pelo modulo pre-processador. A segunda alternativa (new network) reescalas os parâmetros geométricos por um fator de

escala dada pela Eq. (3-19). A opção N° 3 da Fig. (A.3) simula o escoamento monofásico de um fluido Newtoniano através da rede de capilares para uma a vazão ou uma pressão constante imposta na entrada da rede.

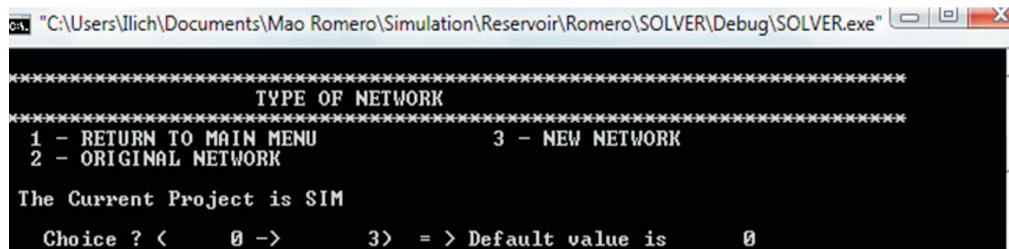


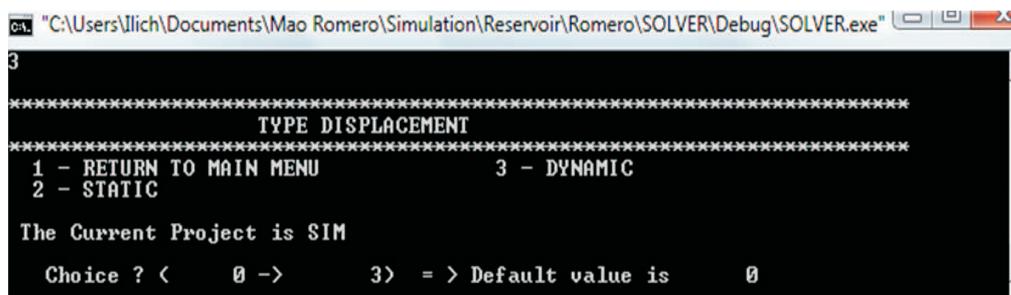
Figura A.4: Interface usada para escolher o tipo de rede de capilares.

A opção N° 4 da Fig. (A.3) simula o escoamento bifásico de fluidos Newtonianos através da rede de capilares para uma a vazão ou uma pressão constante imposta na entrada da rede. Esta opção oferece a simulação dos processos denominados de drenagem (drainage) e de embebição (imbibition), como é mostrado na Fig. (A.5). O processo de drenagem é simulado assumindo um modelo quase-estático e o processo de embebição é simulado considerando um modelo quase-estático (static) e um modelo dinâmico (dynamic), como mostrado na Fig. (A.6). A simulação dos processos de drenagem e embebição considerando o modelo quase-estático podem ser simulados impondo uma pressão constante na entrada da rede. A simulação do processo de embebição considerando o modelo dinâmico pode ser simulado impondo uma vazão e uma pressão constante na entrada da rede.



Figura A.5: Interface usada para escolher o processo de deslocamento dos fluidos.

A opção N° 5 da Fig. (A.3) simula o escoamento monofásico de um fluido não Newtoniano através da rede de capilares para uma a vazão ou uma pressão constante imposta na entrada da rede.



The screenshot shows a terminal window with the following text:

```
C:\ "C:\Users\llich\Documents\Mao Romero\Simulation\Reservoir\Romero\SOLVER\Debug\SOLVER.exe" 
3
*****
TYPE DISPLACEMENT
*****
1 - RETURN TO MAIN MENU          3 - DYNAMIC
2 - STATIC

The Current Project is SIM

Choice ? <      0 ->      3> = > Default value is      0
```

Figura A.6: Interface usada para escolher o modelo de invasão de fluidos para um processo de embebição.

#### A.4 Pós-processamento

Os arquivos \*sim.dat gerados pelo módulo **Solver** para os diferentes fenômenos são processados usando Excel e Matlab.