

7

Referências Bibliográficas

BALDWIN, B.; BUTLER, O. C. Compaction Curves. **AAPG Bulletin**, v. 69, 1985.

BARKER, B. Aquathermal Pressuring – Role of Temperature in Development of Abnormal- Pressure Zones. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, v. 56, n. 10, p. 2068-2071, 1972.

BORGE, H. **Fault controlled pressure modelling in sedimentary basins**. [S.l.]: Norwegian University of Science and Technology, Department of Mathematical Sciences, 2000.

BOWERS, G. L. Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting For Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. **IADC/SPE DRILLING CONFERENCE**, n. 27488, p. 515 – 530, 1994.

BREDEHOEFT, J. D.; DJEVANSHIR, R. D.; BELITZ, K. Lateral fluid flow in a compacting Sand-Shale sequence: Suth Caspian Basin. **THE AMERICAM ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST BULLETIN**, v. 72, n. 4, p. 416 424, 1988.

BREDEHOEFT, J.; HANSHAW. On the maintenance of anomaluos fluid pressure: I.Thick sedimentary sequences. **GSA, BULLETIN**, v. 53, p. 73-93, 1968.

BURST, J. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, v. 53, p. 73-93, 1969.

CARCIONE, J. M.; HELLE, H. B. Rock physics of geopressure and prediction of abnormal pore fluid pressures using seismic data. **CSEG**, p. 8-32, 2002.

CHAPMAN, R. E. Mechanical Versus Thermal Cause of Abnormally High. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, p. 101-102. , 1982.

CHIKAO, Y.; SHOICHI, L.; EATON, B. A. An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America. **IADC/SPE Asia Pacific drilling Technology Conferance**, Kuala lumpur, v. 36381, 1996.

CHIKAO, Y.; SHOICHI, L.; EATON, B. A. An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America. **IADC/SPE Asia Pacific drilling Technology Conferance**, Kuala lumpur, v. 36381, 1996.

CHILINGAR, G. V.; ROBERTSON, J. O. J.; RIEKE III, H. H. Origin of abnormal formation pressures. In: CHILINGAR, G. V.; SEREBRIAKOV, V. A.; ROBERTSON, J. O. J. **Origin and predicton of abnormal formation pressures**. 50. ed. [S.l.]: Elsevier, v. DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE, 2002. Cap. x, p. 55 – 64.

COLTEN, B. V. Role of Pressure in Smectite Dehydration – Effects on Geopressure. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, v. 71, n. 11, p. 1414-1427. , 1987.

CORTES, M.; ANGELIERB, J. Current states of stress in the northern Andes as indicated by focal mechanisms of earthquakes. **TECTONOPHYSICS**, v. 403, p. 29 - 58, 2005.

DAINES, S. Aquathermal Pressuring and Geopressure Evaluation. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, p. 931-939, 1982.

DAVIS, D.; SUPPE, J.; DAHLEN, F. A. Mechanics of Fold-and-Thrust Belts and Accretionary Wedges. **JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH**, v. 88, n. B2, p. 1153-1172, 1983.

DICKEY, A. P.; CALCUTTA, R. S.; PAINE, R. W. Abnormal pressures in Deep Wells of Southwestern Louisiana. **SCIENCE**, n. 160, p. 608-615, 1968.

DICKINSON, G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in gulf coast louisiana. **BULLETIN OF THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS**, v. 37, n. 2, p. 410-432, 1953.

DOBRYNING, V. M.; SERBRYAKOV, V.. A. Methods for abnormally high pore-pressure prediction. **Moscow, Nedra**, p. 200, 1978.

DVORKIN, J. **Pressure and Compaction in the Rock Physics Space. Power point Presentation.** STANFORD UNIVERSITY. [S.l.]. 2002.

DVORKIN, J. **Short course of Rock physic.** Short course of Rock physic. [S.l.]. Power Point Presentation.

DVORKIN, J.; MESE, A. Rock Physics of Pore Pressure. **scribd.com.** Disponível em: <<http://pt.scribd.com>>.

EATON, B. A. The Effect Of Overburden Stress On Geopressure Prediction From Well Logs. **SPE 3RD SYMPOSIUM ON ABNORMAL PORE PRESSURE**, n. SPE 3719., 1972..

EATON, B. A. The Equation For Geopressure Prediction From Well Logs. **SPE 50TH ANNUAL FALL MEETING**, Dallas TX, n. 5544, p. 11, 1975.

EMERY, W. PETROLOG.NET, 2001. Disponível em: <http://www.petrolog.net/webhelp/Logging_Tools/tool_fet/fet.html#30>. Acesso em: nov. 2012.

ENERGY industry Photos.com. Disponível em: <<http://www.energyindustryphotos.com>>. Acesso em: janeiro 2013.

FERTL, W. H.; CHILINGAR, G. V. Abnormal Formation Pressures And Their Detection By Pulsed Neutron Capture Logs. **JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING**, v. 1, p. 23 – 38, 1987.

FERTL, W. H.; DONALD, J. T. Parameters for Identification of overpressured formation. **AMERICAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGICAL, AND PETROLEUM ENGINEERS**, n. SPE 3223, 1971.

FERTL, W. H.; DONALD, J. T. Parameters for Identification of overpressured formations. **AMERICAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGICAL, AND PETROLEUM ENGINEERS.**, n. SPE 3223, 1971.

FJÆR, E. et al. Geological aspects of petroleum related rock Mechanics. In: FJÆR, E., et al. **Petroleum related rock mechanics.** [S.l.]: ELSEVIER, DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE, v. 53, 2008. p. 114 – 117.

FOSTER, J. B.; WHALEN, H. E. Estimation Of Formation Pressures From Electrical Surveys – Offshore Louisiana. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, p. 165-171, 1966.

GRAULS, D. Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches. **OIL & GAS SCIENCE AND TECHNOLOGY**, v. 54, n. 6, 1999.

GRAULS, D. J.; BALEIX, J. M. Role of overpressures and in situ stresses in fault-controlled hydrocarbon migration: a case study. **MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY**, v. 11, n. 6, 1994.

GUTIERREZ, M. A.; BRAUNSDORF, N. R.; COUZENS, B. A. Calibration and ranking of pore-pressure prediction models. **THE LEADING EDGE**, p. 1516 - 1523, 2006.

HANTSCH, T.; KAUERAUF, A. I. **Pore Pressure, Compaction and Tectonics. In. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling**. [S.l.]: SPRINGER DORDRECHT HEIDELBERG LONDON NEW YORK, 2009.

HOTTMANN, C. E.; JOHNSON, R. K. Estimation Of Formation Pressures For Log-Derived Shale Properties. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, p. 717 – 722, 1965.

[HTTP://EARTH.TRYSE.NET/OILSPILL.HTML](http://earth.tryse.net/oilspill.html). Disponível em: <<http://earth.tryse.net/oilspill.html>>.

HUBBERT, M. K.; RUBEY, W. W. Role Of Fluid Pressure In Mechanics Of Overthrust Faulting, Part 1. **GEOLOGICAL SOCIETY OF AMERICA GSA BULLETIN**, p. 70 ff, 1959.

JOWETT, E. C.; CATHLES III, L. M.; DAVIS, B. W. Predicting depths of gypsum dehydration in evaporitic sedimentary basins. **AAPG Bulletin**, v. 77, p. 402–413, 1993.

KENNEDY, G. C.; HOLSER, W. T. Pressure-volume-temperature »and phase relations of water and carbon dioxide. **Geol. Soc. America Mem.** 97., p. 371-383, 1966. in Handbook of physical constants (rev. ed.).

LAMBE, T.; WHITMAN, R. Two-Dimensional Fluid flow. In: LAMBE, T.; WHITMAN, R. **Soil Mechanics**. [S.l.]: Massachusetts Institute of Technology, 1969. Cap. 18.

LANE, R. A.; MACPHERSON, L. A. A Review Of Geopressure Evaluation From Well Logs – Louisiana Gulf Coast. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, p. 963 – 971, 1976.

LUO, X.; VASSEUR, G. Contribution of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental condition. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGIST BULLETIN**, v. 76, n. 10, p. 1150 - 1559, 1992.

MANN, D. M.; MACKENZIE, A. S. Prediction Of Pore Pressures In Sedimentary Basins. **MARINE AND PETROLEUM GEOLOGY**, v. 7, n. 1, p. 55 – 65, 1990.

MEISSNER, F. F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. **Montana Geological Society, Billings**, p. 207 - 227, 1978. Proceedings of 1978 Williston Basin Symposium, September 24–27.

MOUCHET, J. P.; MITCHELL, A. **Abnormal pressure while drilling**. [S.l.]: ELF AQUITAINE, 1989. Manuels Technisques 2.

MURTA, B. C. **PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DE GEOPRESSÕES**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2007.

O’CONNOR, S.; SWARBRICK, R.; LAHANN, R. Geologically-driven pore fluid pressure models and their implications for petroleum exploration. Introduction to thematic set. **Geofluids**, v. 11, p. 343–348, 2011.

ORTIGÃO, J. A. COMPRESSIBILIDADE E RECALQUES. In: ORTIGÃO, J. A. **Introdução á mecânica dos solos dos estados críticos**. 2. ed. [S.l.]: Livro técnico científico, 1995. Cap. 6.

OSBORNE, M. J.; SWARBRICK, R. E. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: A Reevaluation. **AAPG BULLETIN**, v. V. 81, n. No. 6., p. 1023–1041, June 1997.

POWERS, M. Fluid-release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration. **THE AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS BULLETIN**, v. 51, n. 7, p. 1240-1254. , 1967.

ROBINSON, A.; GLUYAS, J. Model calculations of loss of porosity in sandstones as a result of compaction and quartz cementation. **Marine and Petroleum Geology**, v. 9, 1992.

SCHLUMBERGER. The Energy lab. Disponível em: <<http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/MethaneHydrates/rd-program/ANSWell/MDTool.html>>. Acesso em: 2012.

SPENCER, C. W. Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky Mountain region. **AAPG Bulletin**, v. 71, n. 4, p. 368–388., 1987.

SWARBRICK, R. E. Reservoir diagenesis and hydrocarbon migration under hydrostatic palaeopressure conditions. **Clay Minerals**, v. 29, p. 463 – 473, 1994.

TECNICODEPETROLEO.UFPR.BR. Disponível em: <http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/avaliacao_de_formacao.pdf>. Acesso em: 2012.

VENCE, E. M. **Subsurface structure, stratigraphy, and regional tectonic controls of the Guajira margin of northern Colombia**. Austin: University of Texas , 2008.

VERWEIJ, J. M. **Generation and expulsion of hydrocarbons**. In: hydrocarbon migration systems analysis. [S.l.]: DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE, v. 35, 1993.

WALDERHAUG, O. Precipitation rates for quartz cement in sandstones determined by fluid inclusion microthermometry and temperature history modelling. **Journal of Sedimentary Petrology**, v. 64, p. 324–333, 1994.

WALDERHAUG, O. Kinetic modelling of quartz cementation and porosity loss in deeply. Kinetic modelling of quartz cementation and porosity loss in deeply. **AAPG Bulletin**, v. 80, n. 5, 1996.

XIAORONG, L.; LOUJUN, L.; XUEYI, L. Overpressure distribution and pressuring mechanism on the southern margin of the Junggar Basin, Northwestern China. **CHINESE SCIENCE BULLETIN**, v. 51, n. 19, p. 2383—2390, 2006.

XUEJUN, P.; XIE, H.; ZUOJI, C. Z. &. Mechanisms of abnormal overpressure generation in Kuqa foreland thrust belt and their impacts on oil and gas reservoir formation. **CHINESE SCIENCE BULLETIN**, v. 47, p. 85 – 93, 2002.

YANG, Y.; APLIN, A. C. Influence of lithology and compaction on the pore size distribution and modelled permeability of some mudstones from the Norwegian margin. **Marine and Petroleum Geology**, v. 15, p. 163 - 175, 1998.

YASSIR, N. A.; BELL, J. S. Abnormally high fluid pressure and associated porosities and stress regimes in sedimentary basin. **GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA**, n. SPE 28139, 1996.

ZOBACK, M. D. Pore Pressure at Depth in Sedimentary Basins. In: ZOBACK, M. D. **Reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and Wellbore stability**. [S.l.]: CAMBRIDGE PRESS, 2006. p. 61 – 66.

Apêndice

Estimativa das pressões no *software* PRESSIM

A.

O *software* PRESSIM foi desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa do Petróleo da Noruega (SINTEF), faz parte do pacote de modelagem de bacias SEMI^{MT}.

A.1. Dados de entrada do *software* PRESSIM

Antes de criar um projeto no PRESSIM, é preciso preparar os dados que a simulação vai precisar. Estes são:

- **Horizontes:** correspondente às principais unidades geológicas definidas, (Figura A.1). Estes arquivos devem ter especificado a propriedade de serem malhas regulares. Quando forem exportados, os arquivos devem ficar com a profundidade em metros, com valores negativos, e o nome deve terminar com a extensão (*.Irap*). O formato de exportação tem que ser IRAP CLASSICAL GRILL BINARY, conforme o exemplo abaixo.

- *Mioceno_superior.irap*

- **Compartimentos de pressão.** Os compartimentos de pressão são definidos levando em conta o modelo geológico e principalmente as falhas da região que podem atuar como barreiras ao fluxo lateral Figura A.2. Estes compartimentos são representados por polígonos. O formato deve ser IRAP CLASSIC LINE, além, o nome dos arquivos não pode ter espaços e deve nome deve terminar com a extensão (*.fau*). Por exemplo:

- *compartimentos_de_presion.fau*

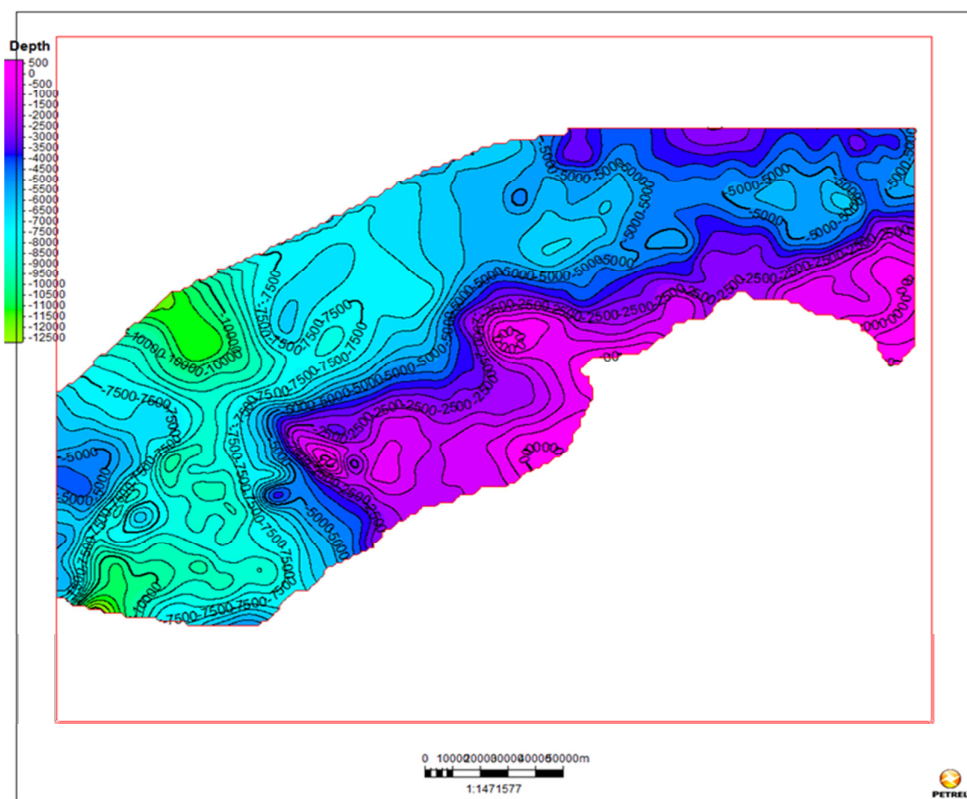


Figura A.1- Horizontes para a estimativa das pressões no PRESSIM.

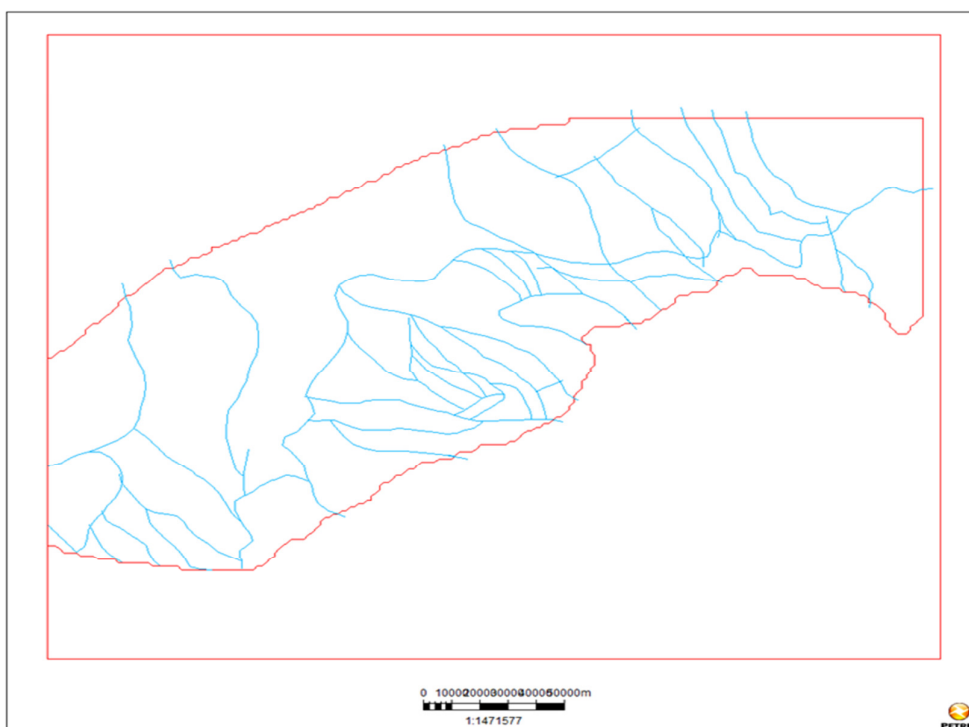


Figura A.2- Polígono para a estimativa das pressões no PRESSIM.

- **Mapas de profundidade do fundo marinho.** Os mapas de profundidade do fundo marinho (*water depth maps*) devem corresponder com a idade dos horizontes do modelo. Estes arquivos têm que ser malhas regulares. Quando forem exportados, os arquivos devem ficar com a profundidade em metros, com valores negativos, e o nome deve terminar com a extensão (.Irap). O formato de exportação deve ser IRAP CLASSICAL GRILL BINARY. Além, o formato do nome desses arquivos é muito importante para que possam ser reconhecidos pelo SEMI^{MT}. O formato do nome no exemplo seguinte é explicado na Figura A.3.
- *su_0-001_ref0_wdepth.irap*

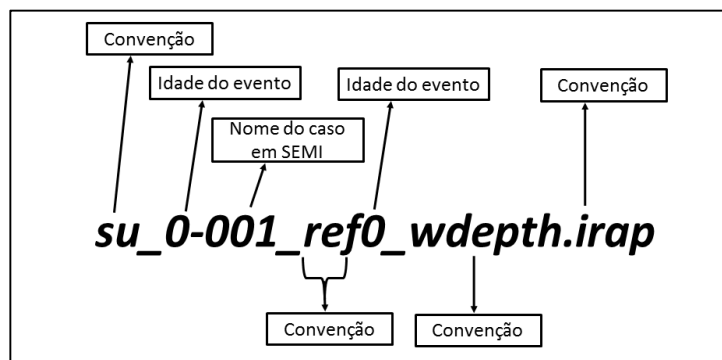


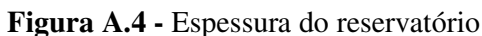
Figura A.3 - Nome dos arquivos de profundidade do fundo marinho

• **Espessura do reservatório.** A unidade considerada como reservatório em termos de sobrepressão é a unidade a modelar no PRESSIM (Figura A.4), por isso é necessário ter uma espessura dela. Estes arquivos devem ter o formato IRAP CLASSICAL GRILL BINARY, além disso, a profundidade deve estar em metros, com valores negativos, e o nome deve terminar com a extensão (.Irap) como mostra o exemplo abaixo.

- *thick-res.irap*

Apos ter a informação básica mencionada anteriormente, pode-se continuar com a metodologia para a estimativa das pressões usando o *software* PRESSIM que pode ser dividida em 4 etapas.

1. Configuração básica do projeto.
2. Geração de um modelo de descompactação geológica.
3. Simulação de pressões.
4. Visualização dos resultados.



Primeiro deve ser criada uma pasta principal, na máquina local onde o *software* esteja instalado, Figura A.5 . Nessa pasta serão arquivados os dados de entrada, como os dados de saída do *software*. O nome da pasta não pode ter espaços entre as palavras, bem como toda a direção da pasta, por exemplo, *D:\PRESSIMprojeto1*.

Equipo > Datos (D:) > PRESSIM > PRUEBA

Organizar Abrir Incluir en biblioteca Compartir con Grabar Nueva carpeta

Favoritos

- Escritorio
- Sitios recientes
- Descargas

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
db	18/10/2012 06:59 a.m.	Carpeta de archivos	
dbs	18/10/2012 06:59 a.m.	Carpeta de archivos	
tools	18/10/2012 06:59 a.m.	Carpeta de archivos	

Fecha de creación: 17/10/2012 11:29 a.m.
Tamaño: 18.7 MB

Figura A.5 - Pasta principal do projeto

Na subpasta *bd* devem ficar os arquivos dos horizontes, os compartimentos de pressão, os mapas de profundidade do fundo marinho (*water depth maps*).

O primeiro passo para gerar um modelo de pressões é a criação de um projeto no *software SEMI^{MT}*. Esse projeto é criado na janela principal como mostra a Figura A.6. No quadro vermelho está em destaque o ícone de criação de projetos.

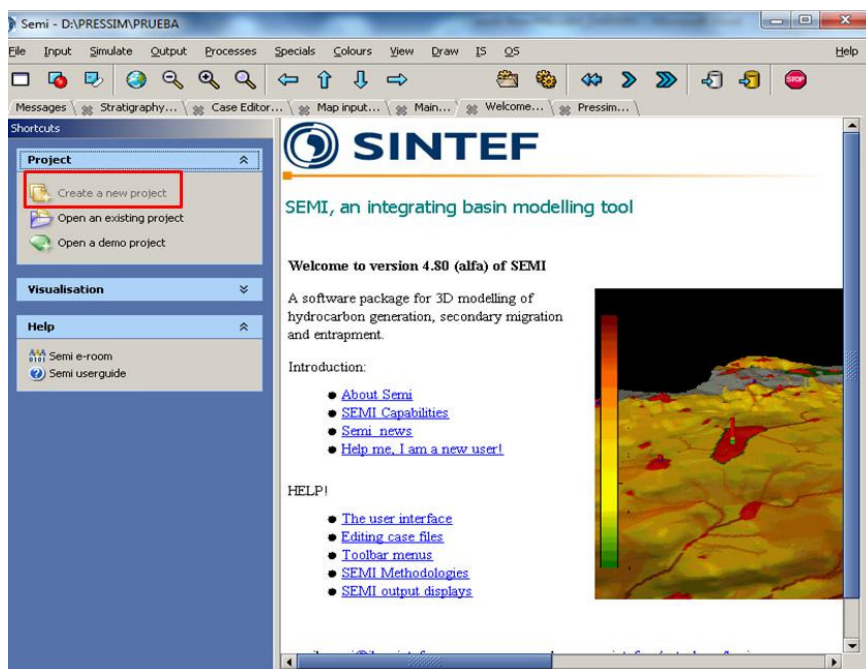


Figura A.6 - Janela principal do software SEMI^{MT}.

Após ter os arquivos de entrada localizados na subpasta indicada anteriormente, se procede a criação de um caso (*CASE*) no SEMI^{MT}. Para isso deve se procurar criar um novo arquivo caso, na janela *Case editor*, como se detalha na Figura A.7. O quadrado vermelho ressalta a localização do ícone. O nome não pode ter espaços e deve terminar com a extensão (*.meex*).

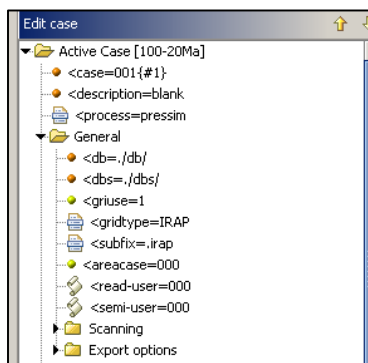


Figura A.9 - Configuração da pasta *General* da janela *case editor*.

As pastas *Scanning* e *Export options* podem ficar do jeito que foram definidas por padrão.

Posteriormente, no painel de estratigrafia deve-se configurar a janela *Setting*, do jeito mostrado na Figura A.10. Neste ponto é importante verificar que a opção *Path to database* esteja com a informação *../db/*

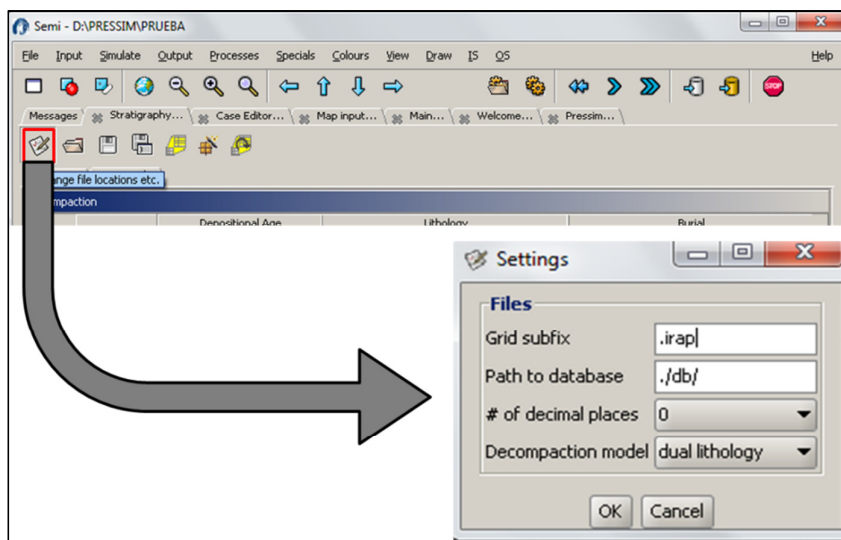


Figura A.10 - Configuração da janela *settings*.

Após a configuração inicial do modelo geológico, define-se a coluna estratigráfica na janela de estratigrafia do SEMI^{MT}, como se observa na Figura A.11. A coluna do nome é opcional. Nas colunas de idade de deposição para as unidades selecionadas são preenchidos os dados de base e topo dessas unidades, além disso, é preenchida a proporção entre as litologias. Porém, só é preciso dar a proporção da litologia número dois na coluna fraction#2. Em seguida, se devem

indicar os arquivos de mapas de profundidade do fundo marinho (*water depth maps*) para cada evento (horizonte) geológico, assim como os arquivos dos horizontes geológicos atuais. Neste ponto é importante verificar que os nomes dos arquivos de profundidade da lâmina da água devem-se mostrar iniciando em *su_*. Se não for desse modo, deve-se verificar a configuração da pasta inicial do projeto (Figura A.11), uma dica para verificar isso é que quando procurar o arquivo, o explorador tem que ficar automaticamente na pasta *db*. Após preencher os dados de todas as unidades, deve-se salvar o arquivo de estratigrafia na pasta principal do projeto. O nome do arquivo de estratigrafia deve terminar com a extensão (*.str*).

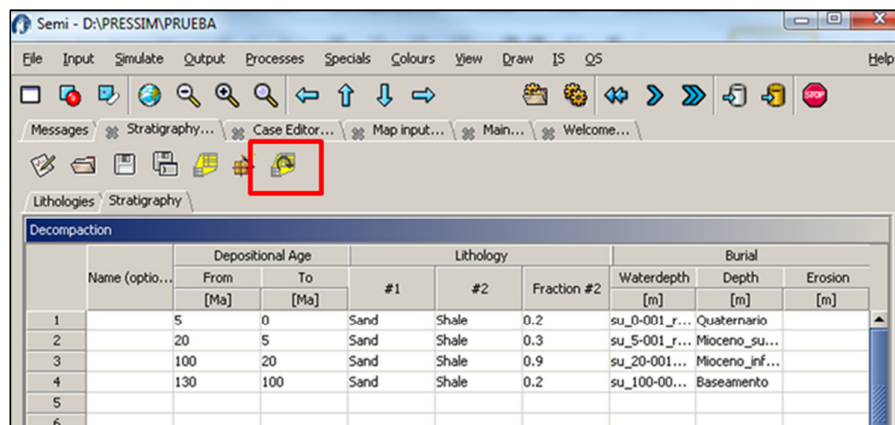


Figura A.11 - Configuração do modelo estratigráfico.

Em seguida da definição da estratigrafia deve-se preencher os dados do resto da janela *CASE EDITOR* como observado a seguir:

A pasta de *Burial history* é muito importante no modelo. Os dados para o modelo de descompactação são os seguintes:

<t0=, deve ser preenchido com a idade na qual a simulação inicial, geralmente é a idade do horizonte que define o topo do reservatório.

<times=,devem ser definidos os eventos mais recentes do que o reservatório, isto é, as idades dos horizontes acima do reservatório. Entre os números deve ir sempre um espaço vazio.

<hor 1=,idade da base do reservatório.

<hor=,idade do topo do reservatório.

A pasta *Depth* deve ficar configurada da seguinte maneira:

<subsidence= age-case/used defined history. Desse mesmo modo, preencher o valor da idade do topo do reservatório e o nome do caso como mostra na Figura A.12

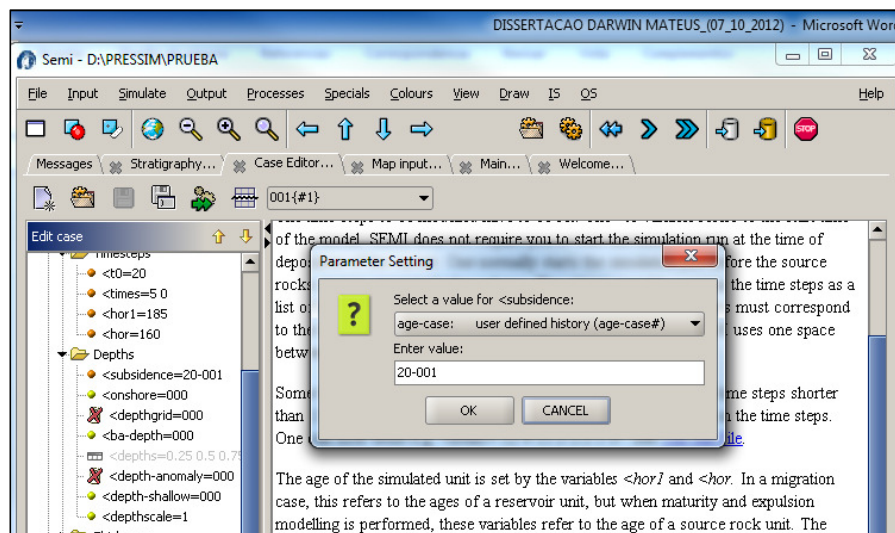


Figura A.12 - Configuração da pasta *Depth*.

As opções configuradas como =000, podem ficar do jeito que estão, para outras configurações consultar a opção de ajuda do software.

A configuração de <depthscale=, deve ser um (1) se os dados de profundidade foram importados em números negativos, se foram importado em números positivos, se deve modificar esta opção a negativo (-1).

A pasta de *Thickness* pode ficar do jeito que está configurada inicialmente.

Como se apresenta na Figura A.13, na pasta *Water depth* deve-se modificar da seguinte maneira:

<dv=-100, por a opção 000:Water-depth grid used.

<wdgrid=000 deve-se modificar escolhendo *basin assist*.

<waterscale=1 se deve modificar a -1, sempre que os dados de profundidade estiverem em valores positivos.

<ba-wd=wdepth modifica-se para *enter basin assist topic name*.

<Enter value= wdepth

<wd-case=001.

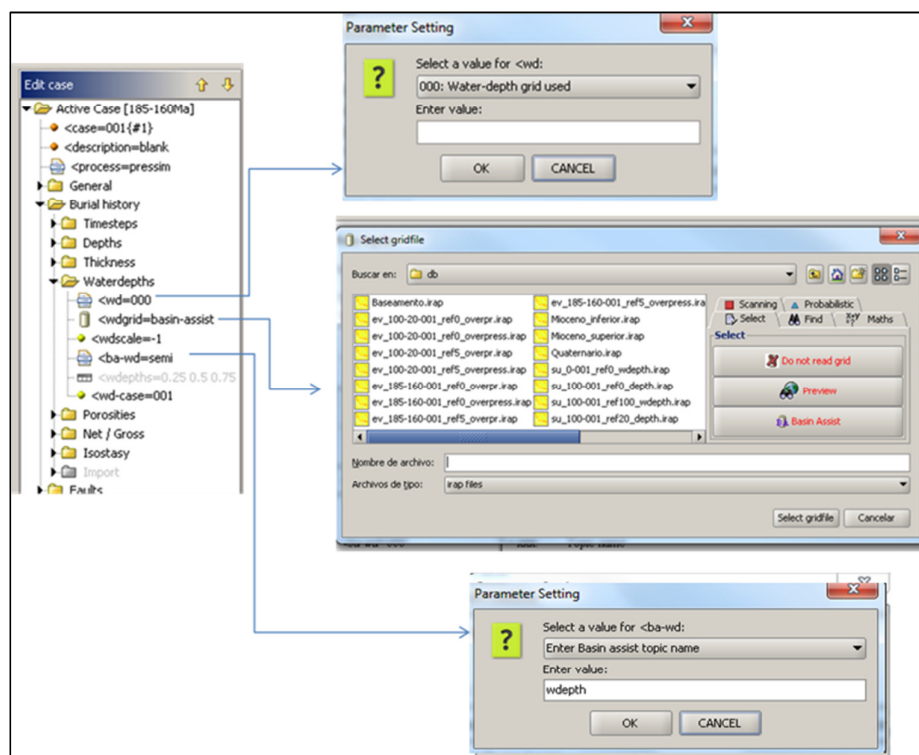


Figura A.13 - Configuração da pasta *water depth*.

As seguintes três pastas (*Porosities*, *Net/Gross*, *Isostasy*) não precisam de modificação inicial para o fluxo de trabalho, mas devem ter propriedades consistentes com as características das litologias particulares de cada caso.

A seguinte pasta a ser modificada é a pasta *Fault*.

<fault=0 deve-se escolher 1:All fault are sealing.

<fault file= indica-se a localização do arquivo com os compartimentos (*input* que tem que estar na pasta *bd*). Como se mostra na Figura A.14.

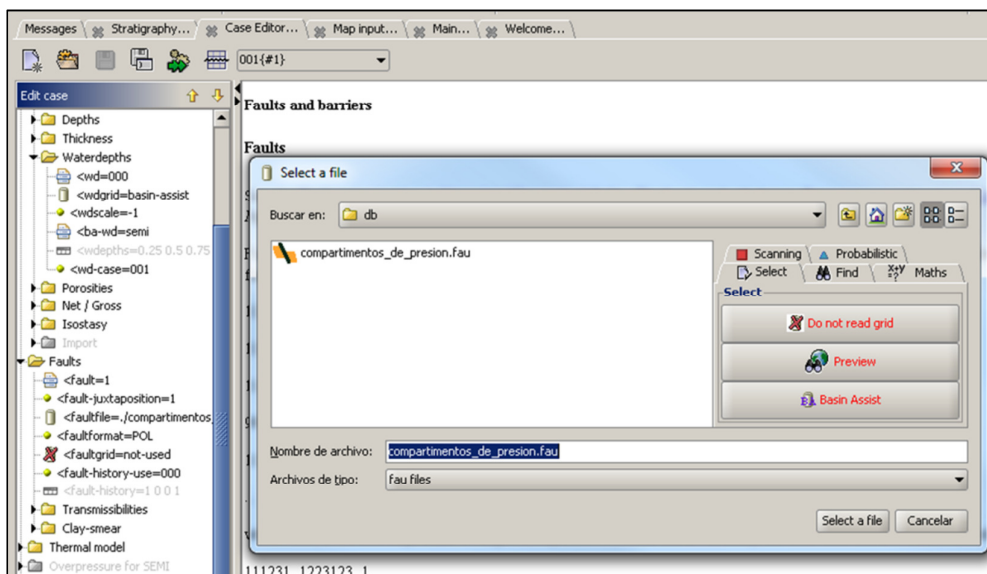


Figura A.14 - Modificação da pasta *Fault*.

Posteriormente pode-se configurar a pasta PRESSIM 2D/3D, como se descreve a seguir.

`<pressim-type-selec=1.`

Posteriormente, se modifica o modelo de temperatura que mais se adéqua na área de estudo na opção `<temperature-model=`. Em seguida se indica quantos reservatórios vão ser considerados, na opção `<reservoir-unit=`. Bem como, quantas unidades, além do reservatório, serão consideradas, na opção `<no-shale-layer=`. Essas unidades devem ser as mesmas do modelo estratigráfico.

A seguir, devem-se indicar quantas litologias serão consideradas, isso também deve ser consistente com o modelo estratigráfico. Por exemplo, se foram consideradas só uma mistura entre arenito e folhelhos, a opção de litologia ficará como se indica no exemplo abaixo:

`<no-litologies=2.`

As seguintes opções até `>NopreDefTimeStep=0` são parâmetros de sensibilidade do modelo que devem refletir as condições na área de estudo,

Figura A.15.

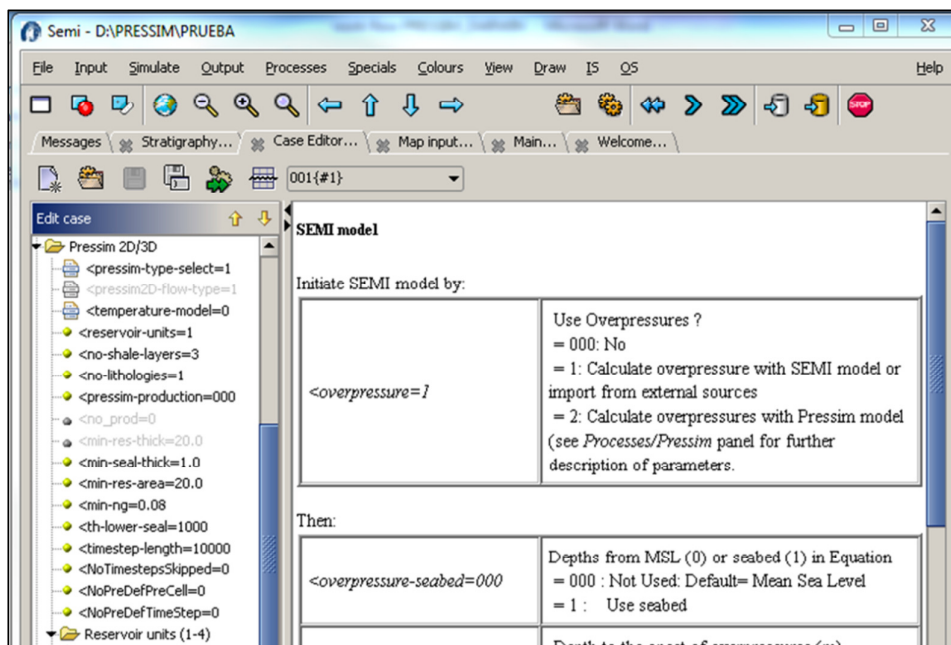


Figura A.15 - Configuração pasta *Pressim 2D/3D*

Posteriormente, na subpasta da unidade do reservatório (*Reservoir unit(1-4)*), deve-se modificar os dados de propriedades do reservatório, e indicar a localização do arquivo de espessura deste, que foi arquivado na pasta *bd*. **Figura A.16.**

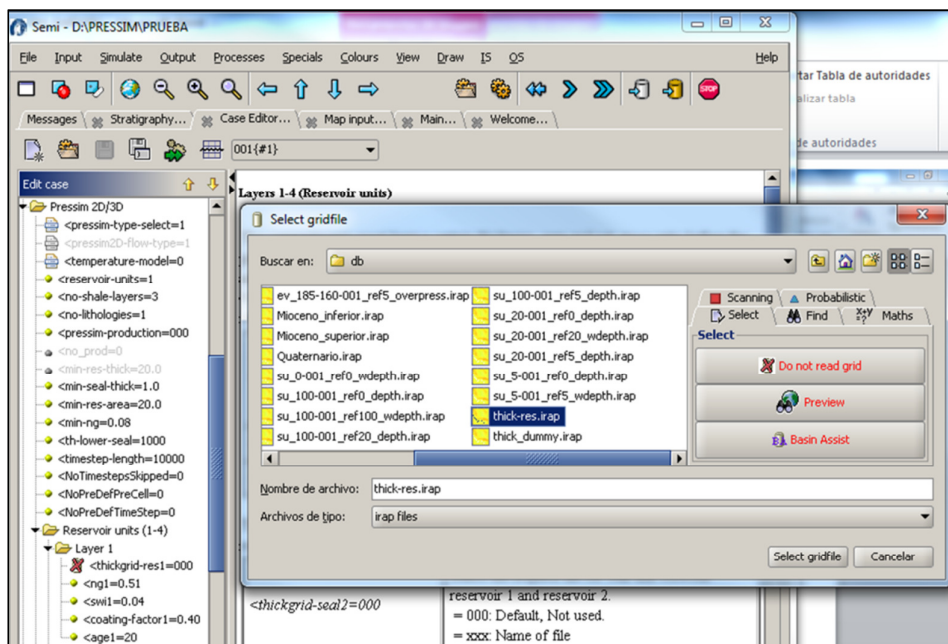


Figura A.16 – Configuração da opção de propriedades do reservatório.

Em seguida, na subpasta *Litology*, devem ser fornecidos os valores de permeabilidade inicial no momento da deposição, $<K0-lith1=000$, e o expoente do modelo de permeabilidade, $<c-lith1=000$, para cada uma das litologias.

Posteriormente devem ser atualizados os parâmetros dos critérios de fluxo vertical, fluxo horizontal, critério de fratura, e por ultimo os dados do critério de *Diagenesis* que estão relacionados com a compactação química do quartzo.

Figura A.17.

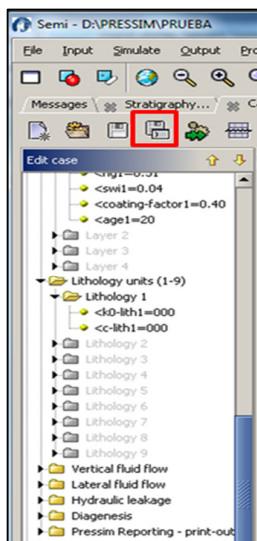


Figura A.17 – Configuração pastas dos critérios de fluxo

Após preencher todos os dados indicados anteriormente, salva-se o projeto desde a janela *CASE EDITOR*, com a opção sinalada com o quadro vermelho da **Figura A.17**. É importante verificar que o arquivo fique na pasta principal do projeto, e que o nome deve terminar com a extensão (*.meex*), **Figura A.18**.

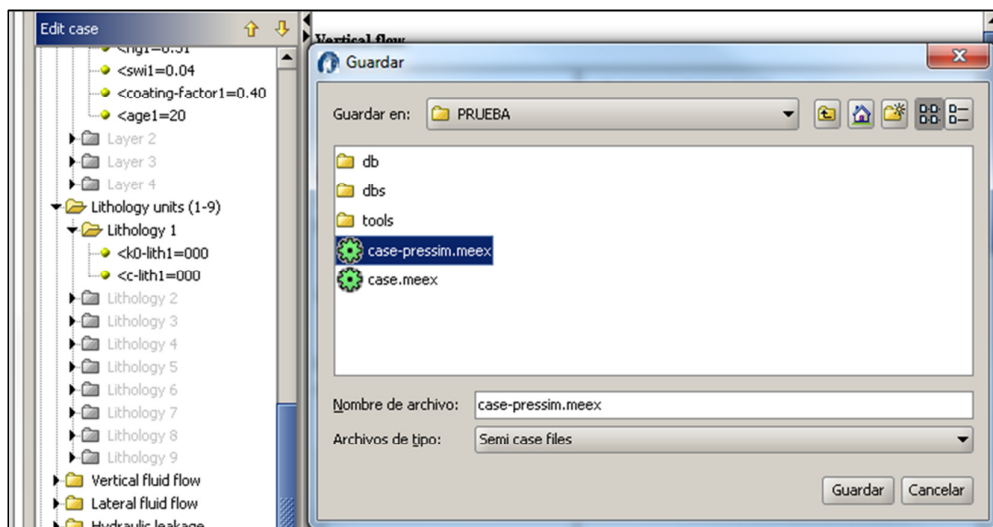


Figura A.18 – Janela para salvar o projeto

Uma vez salvo o projeto, é preciso atualizar o caso com as setas verdes que se podem ser observadas dentro do quadrado vermelho da **Figura A.19**.

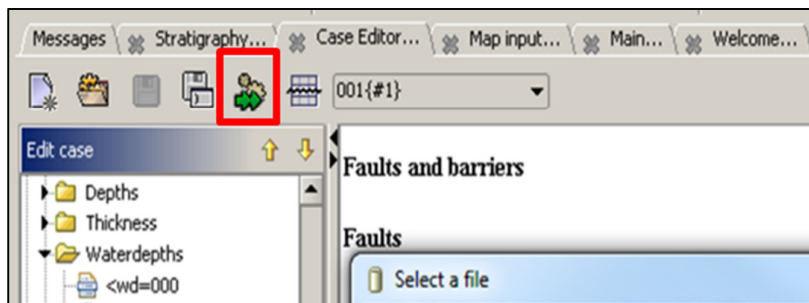


Figura A.19 – Janela para atualizar o caso.

Nesta etapa pode-se rodar o modelo de descompactação com a opção sinalada com o quadro vermelho na **Figura A.11**. Deve-se verificar a geração de um arquivo com nome *Layer.DAT* (**Figura A.20**), e um arquivo com nome *Mean top depth.DAT*, (**Figura A.21**), que devem estar localizados na pasta principal do projeto.

layers: Bloc de notas

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
1	0.00	0.490	2.70e-004	0.00 1 1 0.80 0.630 5.10e-004 0.000 1 2
2	5.00	0.490	2.70e-004	0.00 1 1 0.70 0.630 5.10e-004 0.000 1 2
0	20.00	0.490	2.70e-004	0.00 1 1 0.10 0.630 5.10e-004 0.000 1 2
3	100.00	0.490	2.70e-004	0.00 1 1 0.80 0.630 5.10e-004 0.000 1 2
2951.0	3019.0	2210.0	2735.0	2460.0 1952.0 1655.0 1982.0 2520.0 949.7
1537.0	389.1	184.4	318.8	384.0 329.6 602.3 1144.0 469.5 710.5
535.8	680.7	1198.0	48.0	54.1 1177.0 803.9 1812.0 1051.0 177.3
2042.0	1002.0	449.8	2085.0	469.1 785.6 1472.0 804.1 1951.0 2218.0
523.8	549.4	1091.0	1112.0	551.6 672.4 805.3 1307.0 560.4 1184.0
1498.0	1273.0	856.0	331.4	919.6 1287.0 1393.0
6239.0	6247.0	5840.0	5674.0	5104.0 3649.0 2840.0 3497.0 4765.0 2106.0
2372.0	934.5	278.3	486.1	1141.0 1801.0 1098.0 1845.0 819.1 1146.0
612.8	859.5	1285.0	659.2	704.8 1205.0 1040.0 2006.0 1529.0 1213.0
2364.0	2199.0	1535.0	2340.0	1669.0 2139.0 2490.0 2234.0 2503.0 2544.0
1464.0	1486.0	2137.0	2166.0	1432.0 1602.0 2570.0 2310.0 2231.0 2607.0
2603.0	2274.0	2787.0	918.7	2841.0 3434.0 2761.0
6364.0	6324.0	6002.0	5696.0	5157.0 3726.0 2840.0 5142.0 4770.0 2180.0
3149.0	1366.0	858.8	1149.0	1690.0 2352.0 1432.0 2602.0 1197.0 1383.0
1001.0	1226.0	1975.0	659.2	704.8 1699.0 1602.0 3530.0 2845.0 1295.0
3914.0	2723.0	1783.0	4702.0	2478.0 2764.0 3797.0 2839.0 4050.0 5721.0
1732.0	1648.0	2449.0	2487.0	1604.0 1710.0 4644.0 3373.0 5616.0 3132.0
3976.0	3038.0	7358.0	2886.0	6678.0 5996.0 5467.0

Figura A.20 - Arquivo de verificação *layer.DAT*.

mean_top_depth: Bloc de notas

Archivo	Edición	Formato	Ver	Ayuda
5505.0	5846.0	4891.0	4008.0	3997.0 1952.0 2840.0 1867.0 3884.0 1273.0
1687.0	9.9	10.0	315.9	565.7 1618.0 400.8 1588.0 541.5 1146.0
416.7	489.4	456.6	659.2	704.8 858.5 13.4 1965.0 772.9 745.8
1734.0	2155.0	1218.0	1973.0	1182.0 2139.0 1984.0 2228.0 2103.0 2544.0
1268.0	712.1	2137.0	2166.0	1252.0 1285.0 2051.0 1831.0 1403.0 2176.0
2603.0	1897.0	2787.0	71.1	2796.0 2866.0 1737.0
6239.0	6247.0	5840.0	5674.0	5104.0 3649.0 2840.0 3497.0 4765.0 2106.0
2372.0	934.5	278.3	486.1	1141.0 1801.0 1098.0 1845.0 819.1 1146.0
612.8	859.5	1285.0	659.2	704.8 1205.0 1040.0 2006.0 1529.0 1213.0
2364.0	2199.0	1535.0	2340.0	1669.0 2139.0 2490.0 2234.0 2503.0 2544.0
1464.0	1486.0	2137.0	2166.0	1432.0 1602.0 2570.0 2310.0 2231.0 2607.0
2603.0	2274.0	2787.0	918.7	2841.0 3434.0 2761.0
6936.0	6589.0	6634.0	6468.0	5705.0 5080.0 2840.0 5126.0 5650.0 3033.0
3303.0	2167.0	836.7	745.2	1992.0 2049.0 1887.0 2480.0 1138.0 1146.0
999.1	1246.0	2089.0	659.2	704.8 1964.0 1964.0 2028.0 2065.0 1635.0
2685.0	2236.0	2095.0	2640.0	2186.0 2139.0 2831.0 2239.0 2768.0 2544.0
1958.0	2317.0	2137.0	2166.0	1836.0 2189.0 3133.0 2625.0 2990.0 3071.0
2603.0	2585.0	2787.0	2020.0	2861.0 3671.0 3265.0
5981.0	5973.0	5826.0	4169.0	4167.0 2276.0 2984.0 2372.0 4831.0 1481.0
2922.0	99.3	166.7	346.8	712.5 2033.0 695.6 2050.0 541.5 1239.0
550.6	548.7	851.1	659.2	704.8 1132.0 109.9 2139.0 772.9 761.3
2078.0	2168.0	1332.0	2092.0	1183.0 2139.0 2111.0 2228.0 2109.0 3075.0
1484.0	784.9	2306.0	2351.0	1426.0 1408.0 2099.0 2131.0 1562.0 2230.0
3126.0	2197.0	2787.0	71.1	2796.0 2866.0 2296.0
6592.0	6702.0	6659.0	6268.0	5462.0 3881.0 2984.0 4508.0 5829.0 2365.0
3411.0	1064.0	387.5	579.9	1473.0 2460.0 1342.0 2536.0 852.2 1239.0
854.2	1042.0	1484.0	659.2	704.8 1492.0 1217.0 2159.0 1695.0 1228.0
2644.0	2205.0	1678.0	2672.0	1695.0 2139.0 2632.0 2234.0 2732.0 3075.0
1708.0	1494.0	2306.0	2351.0	1662.0 1719.0 2576.0 2713.0 2269.0 2703.0
3126.0	2675.0	2787.0	1093.0	2843.0 3440.0 3165.0
7155.0	7080.0	7314.0	6903.0	6224.0 6031.0 2984.0 6616.0 6478.0 3119.0
4264.0	2167.0	849.2	929.6	2105.0 3000.0 2139.0 3031.0 1227.0 1239.0
1276.0	1461.0	2152.0	659.2	704.8 2114.0 2124.0 2180.0 2143.0 1635.0
3082.0	2236.0	2206.0	3103.0	2186.0 2139.0 3125.0 2239.0 3081.0 3075.0
2179.0	2334.0	2306.0	2351.0	2144.0 2411.0 3133.0 2990.0 3105.0
3126.0	3115.0	2787.0	2359.0	2861.0 3672.0 3707.0

Figura A.21- Arquivo de verificação *Mean top depth.DAT*.

Se o modelo de compactação foi rodado com sucesso, o SEMI^{MT} mostrará uma mensagem de finalização do processo de descompactação que pode ser visualizado na janela de mensagem (*Messages*) como se detalha na Figura A.22.

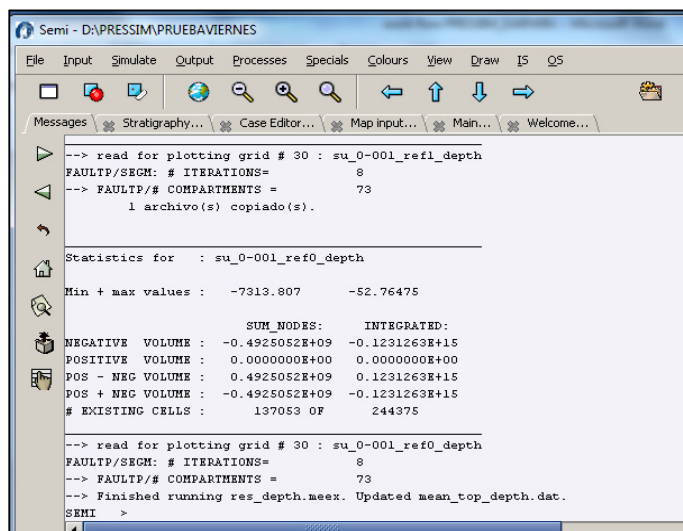


Figura A.22 - Mensagem de finalização do processo de descompactação.

Neste momento, o modelo de descompactação geológica necessário para a simulação das pressões no PRESSIM estará pronto para iniciar a terceira etapa do fluxo de trabalho, a simulação das poropressões.

A.3. 4 Simulação das pressões

Uma vez atualizado o projeto, pode-se iniciar com a simulação das pressões, no módulo de simulação do SEMI^{MT}. Como mostrado na Figura A.23. O primeiro passo é reiniciar a simulação com a opção *Restart*, logo depois, pode-se rodar a simulação com a opção *Simulate to 0 Ma*.

O tempo de simulação vai variar dependendo do tamanho da malha inicial, e do número de unidades entre outras variáveis, sendo geralmente entre horas e dias. O processo pode ser interrompido com a opção *file/semi restart/kill Process*.

Se a simulação finalizar apropriadamente, na janela de mensagem aparecerá uma indicação do que o processo finalizou.

A.3. 5 Visualização dos resultados da simulação das pressões

Logo da finalização da simulação, podem-se visualizar os resultados, ativando a janela de visualização *file/Plot/2D-screen open/PC Screen* e ativando a janela do PRESSIM, na opção *process/pressim*, (Figura A.24a) Os resultados típicos são: os compartimentos de pressões, (Figura A.24b), as falhas do modelo

e as pressões totais, (Figura A.24c) , e os gradientes de sobrepressão (Figura A.24d). Estes resultados podem ser novamente exportados para serem integrados nos *softwares* de modelagem geológicos como o PETREL^{MT}, como mostrado no Capítulo 5.

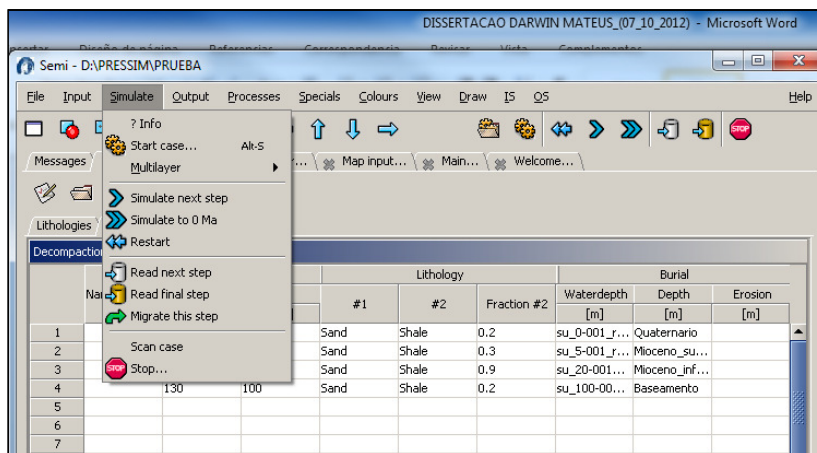


Figura A.23 - Modulo de simulação do SEMI^{MT}.

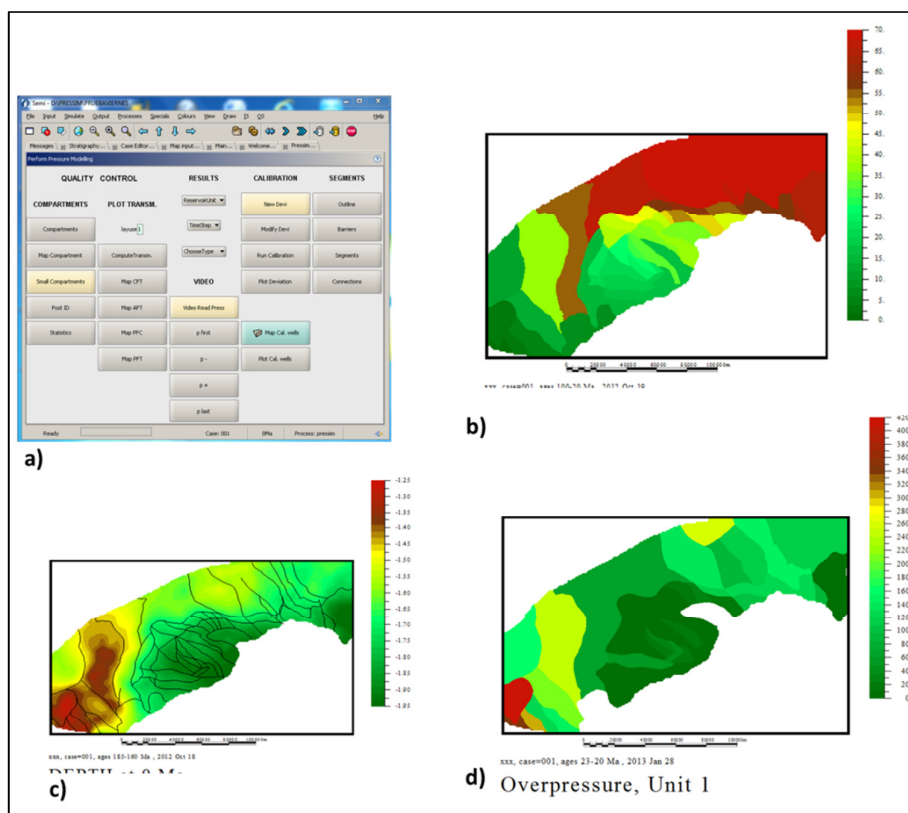


Figura A.24 – Visualização de resultados típicos da Simulação com o *software* PRESSIM.