



Darwin Clemente Mateus Tarazona

**Estimativa de pressão de poros na Bacia de Guajira,
Colômbia, utilizando modelagem de bacias**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Civil do Departamento de
Engenharia Civil do Centro Técnico Científico da
PUC-Rio

Orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro, Março de 2013



Darwin Clemente Mateus Tarazona

**Estimativa de pressão de poros na Bacia de Guajira,
Colômbia, utilizando modelagem de bacias**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Celso Romanel

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Luiz Alberto Santos Rocha

PETROBRAS

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 15 Março de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Darwin Clemente Mateus Tarazona

Graduou-se em Geologia pela Universidad Industrial de Santander-UIS, na Colômbia, em 2004. Possui conhecimento sobre planejamento e perfuração de poços para a indústria do petróleo, bem como experiência profissional em pesquisa - sobre Geomecânica aplicada à estabilidade de poços.

Ficha Catalográfica

Tarazona, Darwin Clemente Mateus

Estimativa de pressão de poros na Bacia de Guajira, Colômbia, utilizando modelagem de bacias / Darwin Clemente Mateus Tarazona ; orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura. – 2013.
141 f. il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2013.
Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Pressão de poros. 3. Modelagem de bacias. 4. Método do eaton. 5. Pressim. 6. SEMI. I. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. III. Título.

Para minha amada esposa Ingrid, meu filho Santiago, meus pais e meus irmãos.

Agradecimentos

À minha esposa, Ingrid, pelo amor y apoio incondicional nesta etapa da minha vida. Agradeço muito à você pelo da minha vida, meu filho Santiago. Obrigado por cuidar tão bem dele quanto de mim. Sem a sua ajuda não seria possível alcançar este objetivo.

Aos meus pais pelo apoio durante a minha vida toda, pela confiança nas minhas decisões e por me ensinarem a valorizar a família. Aos meus irmãos, Jefferson, Jael, Monica e Yessica, por sempre estarem dispostos a me ajudar.

Ao meu orientador, professor Sergio da Fontoura, por ter me aceito em seu grupo de pesquisa e pela acertada orientação durante todo o curso. Também agradeço muito pela ajuda para conseguir a licença do *software* SEMI^{MT} e o treinamento no SINTEF.

À Vivian, por seu tempo para me ajudar com o PETREL^{MT} quando foi necessário, também pela disposição em me ajudar com as correções das apresentações e pelos conselhos para a minha pesquisa.

Ao GTEP, especialmente ao seu gerente Rafael por fornecer a logística necessária à realização desse trabalho. À Rossi pelos almoços muito engraçados e pela sua alegria. Ao Michel por sempre estar disposto para solucionar o que for necessário dos *softwares*. Aos amigos do São Marcelo, Paola, Bianca Juan, e Sergio, por sua companhia em tantos fins de semana de trabalho.

À ECOPETROL pela autorização e apoio para me capacitar. Serei sempre grato, especialmente ao Alex Martinez, pelo apoio constante e pelos conselhos no momento certo. Ao Jorge Herrera, ao Andres Reyes e ao Nestor Saavedra que sempre me apoiaram nesta etapa.

A CAPES pelo auxílio, sem os quais esse trabalho não poderia ter sido realizado

Ao SINTEF, especialmente à Ute Man e ao Erling Fjær por me facilitar a

obtenção da licença acadêmica do *software* SEMI^{MT}. Agradeço muito ao Arnt Grøver, pelo treinamento e por me ajudar a esclarecer as dúvidas que surgiram durante a pesquisa.

À PUC por me ensinar como a religião e a ciência podem se juntar para o benefício da população.

Finalmente agradeço ao Brasil, à sua cultura respeitosa das diferenças, por me acolher não como um estrangeiro, mas como um morador desta cidade maravilhosa, o Rio de Janeiro.

Resumo

Tarazona, Darwin Clemente Mateus; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. **Estimativa de pressão de poros na Bacia de Guajira, Colômbia, utilizando modelagem de bacias.** Rio de Janeiro, 2013. 141p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A caracterização das pressões de poros nas bacias sedimentares marinhas é fundamental dentro da etapa de planejamento dos projetos de perfuração na indústria do Petróleo. Uma vez que o desconhecimento dessas pressões coloca em risco a integridade das pessoas nas sondas de perfuração, o ambiente, além de causar grandes prejuízos para as companhias. As metodologias para a estimativa das poropressões na indústria do petróleo tiveram grande desenvolvimento a partir da década de 1950. Porém, a grande maioria delas não levam em consideração características geológicas importantes como a diagêneses das rochas, as condições de contorno para o fluxo de fluidos, e os mecanismos de dissipação das sobrepressões durante o tempo geológico. Por isso, o principal objetivo do trabalho é fortalecer os estudos convencionais de estimativa de pressão de poros incluindo uma metodologia não convencional com abordagem na modelagem de bacias. Essa metodologia permite analisar o fenômeno como um sistema dinâmico, bem como levar em consideração os mecanismos de geração e de dissipação das pressões durante a evolução geológica da Bacia. Apresenta-se a descrição dos principais mecanismos de geração de sobrepressão, a teoria que descreve o fenômeno das sobrepressões, as metodologias convencionais utilizadas na indústria do petróleo e as hipóteses da metodologia baseada na modelagem de bacias. Utilizou-se o software SEMI^{MT}, do instituto de pesquisa da Noruega, o SINTEF, para realizar a estimativa das poropressões na Bacia de Guajira, uma região *offshore* do norte da Colômbia. A estimativa das pressões considerou os contornos da bacia, o modelo geológico da região, o histórico de soterramento da Bacia, bem como de modelos de compactação e os modelos de fluxo vertical e fluxo horizontal dos fluidos. O resultado da estimativa das pressões permitiu definir quatro zonas com diferente grau de sobrepressão na área em estudo, que foram comparados com uma metodologia convencional, bem com dados históricos de poços perfurados na região.

Palavras-chave

Pressão de poros; modelagem de bacias; Método do Eaton; Pressim;
SEMI.

Abstract

Tarazona, Darwin Clemente Mateus; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da (Advisor). **Pore pressure estimation in the Guajira Basin, Colombia, using basin modeling.** Rio de Janeiro, 2013. 141p. - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Pore pressure prediction is a critical issue for well planning in the oil and gas industry. It is even more critical for offshore environments due to high risks involved in drilling operation. Blowout is the main risk regarding pore pressure since it could cause rig explosion, and oil spills to environment. Such problems can lead a successful company to a very weak position. Therefore, since the fifties, several methodologies for pore pressure prediction have been developed for the industry. Most of them just consider the mechanism of compaction as the main cause of overpressure, ignoring other factors such as rock diagenesis, boundary conditions for fluid flow, and pressure dissipation during the geologic history. That is why the main objective of this work is improving current pore pressure studies, including an alternative methodology (developed by the Norway Petroleum Research Institute - SINTEF), from a scale of basin modeling. That methodology allows analyzing the pressure phenomenon like a dynamic system, where the interaction of the overpressure and the pressure dissipation mechanisms are considered during the geological history. In this paper, main characteristics of overpressure mechanisms are briefly described as well as common methodologies used in the Oil and Gas industry for pressure prediction. Furthermore, the most important hypothesis for basing modeling methodology is described. SEMIMT software was used to predict pore pressure in Guajira Basin, an offshore region located in north Colombia. Results of basin modeling methodology allowed defining four overpressure zones which fit adequately with wells data. Besides, that result was compared with a conventional methodology. Finally, a discussion about the results is presented, highlighting the main advantages and disadvantages observed in this research.

Keywords

Pore pressure; basin modeling; Eaton method; Pressim; SEMI.

Sumário

1 Introdução	24
1.1. Motivação	24
1.2. Objetivos	26
1.3. Descrição do trabalho	26
1.4. Estrutura da dissertação	27
2 Revisão bibliográfica	29
2.1. Conceitos gerais de poropressões	29
2.1.1. Pressão de poros normal.	29
2.1.2. Pressão de poros anormal.	30
2.1.3. Zonas de transição	30
2.1.4. Gradientes de pressão	31
2.2. Mecanismos de sobrepressão	32
2.2.1. Subcompactação	34
2.2.2. Tensões laterais	36
2.2.3. Pressurização por expansão térmica da água	38
2.2.4. Transformação mineral	39
2.2.5. Geração de hidrocarbonetos	40
2.2.6. Transferência de carga	42
2.2.7. Cimentação secundária do quartzo	42
2.3. Metodologias para a medição e a estimativa das poropressões na indústria do petróleo.	44
2.3.1. Medição de poropressões em litologias permeáveis	44
2.3.2. Metodologias convencionais para a estimativa da poropressão nas litologias de baixa permeabilidade	46
3 Estimativa das poropressões na modelagem de Bacias	51
3.1. Histórico da modelagem de Bacias	51
3.2. Modelagem das pressões controladas por falhamento em bacias sedimentares, (Borge, 2000)	53
3.2.1. Modelo de geração de pressões	54

3.2.2. Pressão gerada pela compactação dos folhelhos	55
3.2.3. Pressão gerada pela compactação das areias	57
3.2.4. Modelo de dissipação de pressão por fluxo lateral	59
3.2.5. Modelo de dissipação de pressão por fluxo vertical	62
4 Caracterização de pressões de poros na Bacia de Guajira - Colômbia.	66
4.1. Características geológicas da Bacia de Guajira	66
4.1.1. Tectônica da Bacia	67
4.1.2. Coluna estratigráfica geral da Bacia de Guajira	68
4.1.3. Modelo estrutural geral da bacia	70
4.2. Metodologia aplicada na estimativa de pressões para a Bacia de Guajira.	71
4.2.1. Dados de entrada para a estimativa das pressões pelo método de (Eaton,1975)	72
4.2.2. Dados utilizados na estimativa das pressões pelo método da modelagem de bacias	76
5 Discussão de resultados	85
5.1. Resultados dos modelos de pressão. Metodologia de (Eaton,1975)	85
5.1.1. Resultados poço P1	85
5.1.2. Resultados poço P4	87
5.1.3. Resultados poço P5	87
5.1.4. Resultados poço P6	89
5.1.5. Resultados poço P7	89
5.2. Resultados dos modelos de pressão pelo método de modelagem de bacias	91
5.2.1. Sensibilidade das variáveis no resultado da modelagem de pressões	92
5.3. Análise de incertezas	100
5.3.1. Análises de incertezas dos resultados do modelo de (EATON, 1975)	100

5.3.2. Análise de incerteza dos resultados no modelo de (Borge, 2000)	101
5.3.3. Análise de confiabilidade dos resultados	106
5.3.4. Comparação de resultados	109
5.3.5. Fontes de erro	115
6 Conclusões e sugestões	116
7 Referências Bibliográficas	119
Apêndice A. Estimativa das pressões no <i>software</i> PRESSIM	125

Lista de Figuras

Figura 1.1- Explosões causadas pelo descontrole das pressões em poços de petróleo. (Energy industry Photos.com)	25
Figura 1.2.-Derrames de óleo no mar, (http://earth.tryse.net/oilspill.html).	25
Figura 2.1 – Esquema da distribuição da carga total em materiais porosos.	30
Figura 2.2 – Zonas de transição de pressão de poros. (Zoback, 2006).	31
Figura 2.3 – Gradiente local de pressão de poros	32
Figura 2.4 – Modelos de compactação de diferentes autores. Modificado de (CHILINGAR, ROBERTSON e RIEKE III, 2002)	34
Figura 2.5 - Relação da tensão por índice de vazios. Num ensaio edométrico. Modificado de (Ortigão, 1995).	35
Figura 2.6 – Falhas de sobrecrecimento que geram sobre pressão. Editado de (DICKY, CALCUTTA e PAINE, 1968).	37
Figura 2.7 – Efeito da expansão termal na sobrepressão. Modificado de (BARKER, 1972)	38
Figura 2.8 – Relação da transformação de minerais com a proporção de água livre em um sistema rocha-fluido. Editado de (POWERS, 1967).	40
Figura 2.9 – Janela de geração de hidrocarbonetos. Modificado de (MOUCHET e MITCHELL, 1989)	41
Figura 2.10 – Transferência de carga. Modificado de (OSBORNE e SWARBRICK, 1997)	43
Figura 2.11 – Esquema representativo das ferramentas de teste de formação, Modificado de (EMERY, 2001).	45
Figura 2.12 – Classificação dos métodos de estimativa de pressão de poros.	47
Figura 3.1 – Principais processos geológicos na modelagem de bacias, editado de (HANTSCHER e KAUERAUF, 2009).	53
Figura 3.2 – Modelos de compactação mecânica dos folhelhos. (Borge, 2000).	56
Figura 3.3– Modelo de transmissibilidade (Borge, 2000).	59
Figura 3.4 – Superposição dos compartimentos de pressão. (Borge, 2000).	60

Figura 3.5 – Variação da transmissibilidade com o deslocamento do plano de falha. (Borge, 2000).	60
Figura 3.6 – Modelo de permeabilidade. (Borge, 2000)	61
Figura 3.7– Modelo de compartimentos de pressão (esquerda), modelo de rede (direita). (Borge, 2000).	62
Figura 3.8 – Fator de acumulação fA. Zonas de fluxo vertical. (Borge, 2000)	64
Figura 3.9 – Critério de ruptura hidráulica de Griffith-Coulomb. (SINTEF, 2012).	65
Figura 4.1 – Determinação da área de estudo.	66
Figura 4.2 – Principais eventos tectônicos da Bacia de Guajira. Editado de (Vence, 2008).	67
Figura 4.3 – Estratigrafia geral da bacia. (Vence, 2008)	68
Figura 4.4. Principais famílias de falhas na Bacia de Guajira.	70
Figura 4.5- Esquema geral da metodologia de trabalho.	72
Figura 4.6. Perfil litológico utilizado para a estimativa de pressões.	73
Figura 4.7 – Perfil de tensão vertical para o poço P7 na área de estudo.	74
Figura 4.8 – Tendência normal do perfil sônico com profundidade para os poços da área em estudo. A linha preta representa a eq.(4.4).	75
Figura 4.9 – Horizonte correspondente ao Embasamento da Bacia de Guajira. Profundidade em pés (ft).	76
Figura 4.10 – Unidades geológicas usadas na modelagem de pressões. Profundidade em pés (ft).	78
Figura 4.11 – Modelo 1 de compartimentos de pressões.	79
Figura 4.12 – Modelo 2 de compartimentos de pressões.	79
Figura 4.13 – Modelo de reconstrução paleo-ambiental da zona de estudo.	80
Figura 4.14 – Modelo de compactação.	81
Figura 4.15 – Modelo de permeabilidade para areias e folhelhos.	82
Figura 4.16 – Modelo de permeabilidade para as zonas de falha.	82
Figura 4.17 – Modelo de tensões laterais In-situ. Editado de (Graus, 1999).	83
Figura 4.18 – Modelo de tensões na área em estudo. (CORTES e ANGELIERB, 2005).	83
Figura 4.19 – Modelo de tensões laterais in-situ para a área em estudo.	84
Figura 5.1 – Poços disponíveis na área em estudo.	86

Figura 5.2 – Pressões de poro pelo método de (Eaton, 1975) para o poço P1.	87
Figura 5.3 – Pressões de poro pelo método de (Eaton, 1975) para o poço P4.	88
Figura 5.4 – Pressões de poro pelo método de (Eaton, 1975) para o poço P5.	88
Figura 5.5 – Pressões de poro pelo método de (Eaton, 1975) para o poço P6.	89
Figura 5.6 – Pressões de poro pelo método de Eaton para o poço 7.	90
Figura 5.7 – Evolução das sobrepressões nos últimos 14 M.a na Bacia de Guajira.	91
Figura 5.8 – Sensibilidade do modelo de falhas no resultado das poropressões.	93
Figura 5.9 – Modelos de sobrepressões em (bares). Variação da profundidade de acumulação.	94
Figura 5.10 – Modelos de sobrepressões em (bares). Variação no modelo de permeabilidade na zona de falha.	96
Figura 5.11 – Modelos de sobrepressões em (bares). Variação no modelo de compactação.	97
Figura 5.12 – Modelos de sobrepressões em (bares). Variação no modelo de tensões <i>in situ</i> .	98
Figura 5.13 – Sensibilidades das variáveis no perfil de pressão.	99
Figura 5.14 – Resultado da simulação Montecarlo para o modelo de pressão no poço P1.	100
Figura 5.15 – Resultado da simulação Montecarlo para o modelo de pressão no poço P7.	101
Figura 5.16 – Variabilidade do modelo de tensões <i>in-situ</i> .	102
Figura 5.17 – Variabilidade do modelo de compactação em folhelhos.	102
Figura 5.18 – Variabilidade do modelo de compactação em Areias.	103
Figura 5.19 – Variabilidade do modelo de permeabilidade na zona de falha.	103
Figura 5.20 – Variabilidade do modelo de permeabilidade dos folhelhos.	104
Figura 5.21 – Modelo de distribuição final de sobrepressões para o topo do Mioceno Inferior na Bacia de Guajira.	105

Figura 5.22 – Erro absoluto do modelo de pressão. a) modelo de (Borge, 2000). b) Modelo de (Eaton, 1975). Unidades da densidade de lama (ppg). Referente a toda a profundidade dos poços.	107
Figura 5.23 – Erro relativo do modelo de pressão, em porcentagem (%).Referente a toda a profundidade dos poços . a) modelo de (Borge, 2000). b) Modelo de (Eaton, 1975).	108
Figura 5.24 – Comparação entre a estimativa da pressão de poros e a densidade da lama usada nos poços da região.	110
Figura 5.25 – Comparação pelas duas metodologias.	111
Figura 5.26 – Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões e o peso da lama para o poço P1.	112
Figura.5.27 – Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões para o poço P4.	112
Figura 5.28 – Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões para o poço P5.	113
Figura.5.29 – Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões para o poço P6.	113
Figura 5.30 - Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões para o poço P7.	114
Figura.5.31 – Comparação dos resultados finais da estimativa das pressões para o poço P8..	114
Figura A.1- Horizontes para a estimativa das pressões no PRESSIM.	126
Figura A.2- Polígono para a estimativa das pressões no PRESSIM.	126
Figura A.3 - Nome dos arquivos de profundidade do fundo marinho	127
Figura A.4 - Espessura do reservatório	128
Figura A.5 - Pasta principal do projeto	128
Figura A.6 - Janela principal do software SEMI ^{MT} .	129
Figura A.7 - Janela de criação de um caso. (<i>CASE</i>)	130
Figura A.8 - Janela <i>case editor</i>	130
Figura A.9 - Configuração da pasta <i>General</i> da janela <i>case editor</i> .	131
Figura A.10 - Configuração da janela <i>settings</i> .	131
Figura A.11 - Configuração do modelo estratigráfico.	132
Figura A.12 - Configuração da pasta <i>Depth</i> .	133
Figura A.13 - Configuração da pasta <i>water depth</i> .	134

Figura A.14 - Modificação da pasta <i>Fault</i> .	135
Figura A.15 - Configuração pasta <i>Pressim 2D/3D</i>	136
Figura A.16 – Configuração da opção de propriedades do reservatório.	136
Figura A.17 – Configuração pastas dos critérios de fluxo	137
Figura A.18 – Janela para salvar o projeto	138
Figura A.19 – Janela para atualizar o caso.	138
Figura A.20 - Arquivo de verificação <i>layer.DAT</i> .	139
Figura A.21- Arquivo de verificação <i>Mean top depth.DAT</i> .	139
Figura A.22 - Mensagem de finalização do processo de descompactação.	140
Figura A.23 - Modulo de simulação do SEMI ^{MT} .	141
Figura A.24 – Visualização de resultados típicos da Simulação com o <i>software</i> PRESSIM.	141

Lista de Tabelas

Tabela 1 Ferramentas de teste de formação.	45
Tabela 2. Dados do teste de formação para poços na área em estudo	84
Tabela 3. Testes de formação no poço P1.	86
Tabela 4. Testes de formação no poço P7.	90
Tabela 5. Variáveis do modelo de compactação.	103
Tabela 6. Variáveis do modelo de permeabilidade da zona de falha.	104

Lista de símbolos e abreviaturas

\tilde{A}	Área de um compartimento de pressão
α^ϕ	Coeficiente de compactação dos poros
α_w	Coeficiente de expansão termal da água
α_r	Coeficiente de expansão termal da rocha
B	Fator volume de formação do óleo
^+_B	Parâmetro que controla a diminuição exponencial da função de transmissibilidade
b	Espessura do bloco de falha
\dot{B}	Coeficiente isobárico de compressibilidade para o fluido nos poros (Lt ² M ⁻¹)
\tilde{c}	Compressibilidade da água de formação
C	Coating fator (no modelo de compactação das areias)
*_C	Coeficiente de compactação
c_k	Exponente no modelo de permeabilidade dos folhelhos
dz	Intervalo de profundidade
e_0	Índice de vazios inicial = $\phi/(1-\phi)$
GAC	Grande Arco do Caribe
GR[]	Perfil Gamma Ray observado
GRcln	Dado do perfil Gamma Ray em areias
GRshl	Dado do perfil Gamma Ray em folhelhos
g	Aceleração da gravidade
$G_{(ohm)}$	Condutividade (Lei de Ohm)
H	Espessura do reservatório
I	Intensidade de luz que circula entre dos pontos de um circuito elétrico

k	Permeabilidade intrínseca
k_0	Permeabilidade inicial
K	Condutividade hidráulica $K = \rho g k / \mu$
\tilde{K}	Variáveis químicas
\hat{k}	Parâmetro de compactação no modelo de (Athy,1930)
L	Comprimento
\underline{L}	Longitude do bloco de falha
M	Massa molar do quartzo (Kg/mol)
η_1	Constante de porosidade (m)
η_2	Constante de porosidade (sem unidade)
P_p	Pressão de poros
P_h	Pressão hidrostática
p	Porcentagem de transmissibilidade quando o deslocamento da falha (θ) é zero (0)
ΔP	Diferença de pressão entre compartimentos
Q	Fluxo da Lei de Darcy
q	Mecanismos de geração de sobrepressão
r_1	Taxa de precipitação do Quartzo (mol/m ² s)
r_2	Exponente da taxa de precipitação do Quartzo (°C)
R	Resistência ao fluxo dada pelas falhas
\tilde{R}	Constante dos gases
$R_{(ohm)}$	Resistividade
S	Pressão litostática
S_s	Armazenamento específico (1/L)
s	Salinidade (ppm)

T	Transmissibilidade, capacidade de fluxo das falhas
T	Temperatura
TVD	Profundidade vertical verdadeira (ft)
τ	Tortuosidade
t	Tempo
μ	Viscosidade (Poise)
$V_{(ohm)}$	Tensão elétrica
V	Volume
$V_{(Q)}$	Volume gerado pela precipitação do quartzo nas areias
V_c	Volume de Quartzo quando a compactação química iniciar.
V_D	Velocidade de Darcy
v	Coefficiente de fricção interna
γ	Espessura dos folhelhos acima e embaixo do reservatório
Z	Profundidade
Z_A	Profundidade de acumulação
Z_S	Profundidade de selo
Z_h	Profundidade da lâmina de água para condições offshore
ϕ	Porosidade
ϕ_0	Porosidade inicial no momento da deposição
$\phi'_p(z)$	Porosidade a uma profundidade (z) em condições pressurizadas
$\phi'_h(z)$	Porosidade a uma profundidade (z) em condições hidrostáticas
ϕ_{ci}	Porosidade irreduzível
ϕ_b	Porosidade onde a curva de porosidade por permeabilidade muda do modelo de menor profundidade para maior profundidade
θ	Deslocamento da falha

ρ	Densidade do fluido
ρ_s	Densidade dos grãos
ρ_b	Densidade média dos sedimentos
ρ_l	Densidade da fase líquida dos hidrocarbonetos gerados
ρ_v	Densidade da fase vapor dos hidrocarbonetos gerados
ρ_w	Densidade da água
ρ_k	Densidade do Querosene
σ'_z	Tensão vertical efetiva
δ_{sh}	Taxa de variação da permeabilidade na zona de falha para as falhas de menor profundidade
δ_{de}	Taxa de variação da permeabilidade na zona de falha para as falhas de maior profundidade