



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

MODELAGEM DA COMPACTAÇÃO CAPILAR E QUÍMICA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Por:

NAYRA VICENTE SOUSA DA SILVA

**Recife- Pernambuco
Abril - 2012**

MODELAGEM DA COMPACTAÇÃO CAPILAR E QUÍMICA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

NAYRA VICENTE SOUSA DA SILVA

Tese submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Civil da
Universidade Federal de Pernambuco
como parte dos requisitos necessários à
obtenção do grau de doutor em
Engenharia Civil. Área de
concentração: Geotecnia.

ORIENTADORES:

Leonardo José do Nascimento Guimarães
Lícia Mouta da Costa

**Recife -Pernambuco
Abril - 2012**

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

- S586m Silva, Nayra Vicente Sousa da.
Modelagem da compactação capilar e química em reservatórios de petróleo / Nayra Vicente Sousa da Silva. - Recife: O Autor, 2012.
xiv, 132 folhas, il., gráfs., tabs.
- Orientador: Prof. Dr. Leonardo José do Nascimento Guimarães.
Coorientadora: Profa. Dra. Lícia Mouta da Costa.
- Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2012.
Inclui Referências.
1. Engenharia Civil. 2. Simulação numérica. 3. Acoplamento químico elasto-plástico. 4. Compactação. 5. Pressão capilar. 6. Degradação química. 7. *Water-weakening*. I. Guimarães, Leonardo José do Nascimento. (Orientador). II. Costa, Lícia Mouta da. (Coorientadora). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.)

BCTG/2014-184



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

A comissão examinadora da Defesa de Tese de Doutorado

**MODELAGEM DA COMPACTAÇÃO CAPILAR E QUÍMICA
EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

Defendida por

Nayra Vicente Sousa da Silva

Considera a candidata APROVADA

Recife, 30 abril de 2012

Leonardo José do Nascimento Guimarães - UFPE
(orientador)

Lícia Mouta da Costa- UFPE
(co-orientador)

Manoel Porfírio Cordão Neto - UnB
(examinador externo)

Igor Fernandes Gomes – UFPE-CAA
(examinador externo)

Analice França Lima Amorim – UFPE
(examinador externo)

Ivaldo Dario da Silva Pontes Filho - UFPE
(examinador interno)

DEDICATÓRIA

*Ao meu **SENHOR**, por toda honra e glória.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, sempre, por ter concedido esta oportunidade em minha vida, sendo meu Pai, meu Amigo, meu Refúgio nos diversos momentos deste doutorado, iluminando meu caminhar, me dando força e ânimo nos momentos difíceis, proporcionando momentos alegres, me capacitando para que mais essa etapa em minha vida fosse cumprida.

A minha fortaleza aqui na terra, os meus pais Edílson e Azinete, pelo amor incondicional, pelo exemplo de força e determinação e pelo incentivo desde sempre nos meus estudos e na minha vida profissional.

As minhas amadas irmãs Vannessa e Jéssica, pelo apoio e por todo carinho. Agradeço a Deus pela existência de cada uma.

Aos meus cunhados Ewerton e Vinícius que sempre se mostraram felizes nos meus regressos a João Pessoa.

A minha família, na pessoa de meu tio Ananias, por toda compreensão nas minhas ausências em família.

Ao meu admirado orientador Prof^o. Leonardo Guimarães, pela oportunidade, instrução, dedicação e paciência ao longo destes anos.

A minha co-orientadora Prof^a. Lícia M. Costa por toda disponibilidade e dedicação, principalmente nas etapas finais deste trabalho.

A minha irmã escolhida de coração Julliana Valadares que sempre esteve ao meu lado, nos momentos bons e naqueles nem tanto assim, acreditando em mim, me encorajando, atuando como um instrumento de Deus na minha vida.

A Igor Fernandes Gomes, amigo e Professor, por toda disponibilidade, ajuda, conselhos, incentivos, contribuindo muito para meu crescimento profissional e pessoal.

As minhas parceiras de almoço e amigas Rose Mary e Sara Benvenuto, pessoas de Deus que tornaram meus dias melhores, mais produtivos, devido ao apoio administrativo, e mais alegres, pelas conversas agradáveis.

A minha amigona Débora Almeida, pela amizade, companheirismo e declarada torcida pelas minhas conquistas. Pessoa que fez parte da vitória passada (mestrado) e hoje está fazendo parte desta também.

A família LMCG, onde fui acolhida desde os primeiros instantes até o presente momento, ambiente onde se convive coletivamente, dividindo momentos de trabalho e descontração. Agradeço aos que já se foram, Marcus George, Luciano, Ramon, Ana Cláudia, Roubier, e os que ainda permanecem, como Marcela, Leila, Rafael, Gustavo, Inaldo e Vinícius, Cecília e Alessandra. Meu carinho e agradecimento todo especial a Luciana Melo e Jonathan Teixeira, pessoas de Deus, amáveis e sempre solícitas.

As amizades adquiridas durante esta jornada como Zenilda Vieira, Leonardo Corrêa e especialmente a querida amiga Liliane Allan, pessoas que compartilhei disciplinas, momentos de estudos e também diversão.

Ao professor Antônio Barbosa, sempre disposto a atender minhas solicitações.

Ao meu querido e eterno ex-orientador Prof. Tarciso Cabral pelos ensinamentos.

A todos os professores do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Civil que contribuíram para meu crescimento profissional, destacando Prof. Ivaldo Pontes e Jucá, profissionais admiráveis.

Aos integrantes da minha banca de defesa pela disponibilidade e contribuição para melhoria deste trabalho, na pessoa de Analice Lima e Manoel Porfírio.

A empresa Petrobrás S/A pelo apoio financeiro com incentivo à pesquisa, e ao desenvolvimento tecnológico à profissionais acadêmicos, particularmente a este trabalho de tese.

Ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis pelo apoio financeiro.

As pessoas que integram a gestão anterior e atual do PRH-26, programa de recursos humanos na UFPE que financiou este projeto de tese durante os 4 anos, nas pessoas de Mario Filho, Sônia Agostinho, Antônio Barbosa, Adauto Souza e Lindaura Steffens.

A todos os funcionários do Laboratório de Solos e agregados, pelo cafezinho e agradável convivência no Departamento de Geotecnia, Brito, Seu Severino, Vânia, Gutemberg.

A Secretária da Pós-Graduação de Engenharia Civil, na pessoa de Andréa Montenegro, pelos esclarecimentos relativos nos mais diversos problemas burocráticos da pós-graduação e por prover soluções no que se refere aos processos acadêmicos.

Enfim, a todos que participaram direta ou indiretamente na realização deste trabalho. Obrigada.

“Aquele que habita no abrigo do Altíssimo e descansa à obra do Todo Poderoso; pode dizer ao Senhor: Tu és o meu refúgio e a minha fortaleza, o meu Deus, em quem confio.” (Salmo 91:1-2)

RESUMO

SILVA, N. V. S. da. **Modelagem da Compactação Capilar e Química em Reservatórios de Petróleo**. Tese de Doutorado. Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFPE, Recife.

Compactação é um mecanismo relevante em muitos problemas da engenharia geotécnica e de reservatórios, no qual as deformações do meio poroso e o deslocamento dos fluidos no seu interior estão diretamente relacionados. Na indústria de petróleo este mecanismo tem sido abordado devido aos eventos ocorridos no passado que trouxeram grandes consequências econômicas (ex. Mar do Norte - Ekofisk). A compactação, em alguns trabalhos, é apontada como um fenômeno geomecânico resultante de processos físico-químicos na interação rocha mineral-fluido. Neste caso, o fluido é um agente de degradação que enfraquece rocha/solo e compromete seu comportamento mecânico segundo a resistência e rigidez, como caracterizado no efeito *water-weakening*. Apesar de ser um assunto ainda em discussão, alguns estudos apontam a pressão capilar (sucção) como um parâmetro chave da interação rocha-fluido para este “enfraquecimento”. Além da ação capilar outros mecanismos têm sido utilizados para explicar o fenômeno *water-weakening* na circunstância da compactação e subsidência, como o intemperismo químico. No entanto, para o entendimento de problemas que envolvem múltiplas físicas é necessário modelos matemáticos capazes de representar os processos simultâneos que ocorrem neste problema. Neste contexto, estudam-se aqui problemas acoplados hidro-mecânico e hidro-mecânico-químico envolvendo o mecanismo de compactação capilar e química pelo efeito do enfraquecimento do solo/rocha devido às interações rocha fluido, abrangendo o fenômeno *water-weakening*. Para modelar numericamente este enfraquecimento, variáveis associadas à capilaridade e ao processo químico serão consideradas na relação tensão-deformação do modelo constitutivo mecânico. A ferramenta numérica utilizada para as simulações foi o código em elementos finitos CODE-BRIGHT (**CO**upled **DE**formation **BR**ine Gas and **HE**at Transport), formulado para problemas acoplados THMC (termo-hidro-mecânico-químico). Como modelo constitutivo adotou-se o BBM (Modelo Básico de Barcelona), que é um modelo elasto-plástico que considera o efeito da sucção, introduzindo uma modificação para descrever as deformações plásticas decorrentes do efeito químico, representando a degradação química. Esta proposta foi baseada no modelo químico-elastoplástico de Castellanza e Nova (2004), aplicados a rochas e solos cimentados. Para validação do modelo proposto foram simulados ensaios divulgados na literatura. O modelo foi utilizado também para analisar um exemplo de compactação em reservatório de petróleo e aquífero, no qual foi possível observar que as deformações irreversíveis podem ocorrer tanto devido ao efeito da pressão (pressão capilar/sucção) e estado de tensão bem como, pelo ataque químico aos minerais.

Palavras-chaves: simulação numérica, acoplamento químico elasto-plástico, compactação, pressão capilar, degradação química, *water-weakening*.

ABSTRACT

SILVA, N. V. S. da. **Modeling the Phenomenon of Capillary and Chemical Compaction in Petroleum Reservoirs.** Thesis of Doctorate. Postgraduate in Civil Engineering, UFPE, Recife.

Compaction is a significant mechanism in many problems in geotechnical and reservoir engineering, where strains of porous media and fluids inside are closely related. In oil industry this mechanism has been studied mainly due to past events that have brought significant economic consequences (ex. North Sea- Ekofisk). Compaction, in some studies, is pointed as a phenomenon resulting from physico-chemical processes in mineral rock-fluid interaction. In this case the fluid is a degradation agent which weakens rock/soil and compromises the mechanical behavior according to strength and stiffness, as characterized in water-weakening effect. Although it is a matter still under discussion, some studies show capillary pressure (suction) as a key parameter of rock-fluid interaction for this weakening. In addition to capillary action other mechanisms have been used to explain the phenomenon in water-weakening condition of compaction and subsidence, such as chemical weathering. However, to understand a problem that involving multiple physical is necessary mathematical models capable of representing the simultaneous processes that occur in this problem. For this purpose, other variables should be considered in constitutive models for representing the new effects. In this context, are studied here coupled hydro-mechanical and hydro- mechanical chemical problems involving capillary and chemical compaction mechanism by the effect of soil/ rock weakening due to rock-fluid interactions, covering the water-weakening phenomenon. To model this weakening variables associated with capillary and chemical process will be considered in the stress-strain relationship of the mechanical constitutive model. The numerical tool used was the finite element code CODE-BRIGHT (**CO**upled **DE**formation **BR**ine **G**as and **H**eat **T**ransport), formulated for coupled THMC (thermo-hydro-mechanical-chemical) problems. As constitutive model it was adopted the BBM (Barcelona Basic Model), that is an elasto-plastic model that takes into account suction effect, introducing a modification to describe plastic strains due to chemical effect, representing the chemical degradation. This proposal was based on the chemical elasto-plastic model of Castellanza and Nova (2004) applied to cemented rocks and soil. Validation of the proposed model was checked by simulating some tests reported in the literature. The model was also applied to evaluate an example of oil reservoir and aquifer compaction, in which it was observed that irreversible strains can occur either due to pressure (capillary pressure/suction) and stress state effects, as well as chemical attack on mineral.

Keywords: numerical simulation, coupled chemical elasto-plastic, compaction, capillary pressure, chemical degradation, water-weakening.

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1	1
Figura 1. 1- Estrutura física do meio poroso (Hurtado, 2005).	1
CAPÍTULO 2	7
Figura 2. 1- Compactação e Subsidência (Adaptado de Fajaer <i>et al.</i> , 2008).	8
Figura 2. 2- Detalhe da plataforma do campo de Ekofisk: subsidência confirmada pelos números de orifícios da parede de proteção externa (Nagel, 2001; Pereira, 2007).	8
Figura 2. 3 – Subsidência com a depleção do reservatório (Hettema <i>et al.</i> , 2002).	9
Figura 2. 4 - Forças de atração entre os grãos num meio totalmente saturado e parcialmente saturado (Gerscovich, 2008).	11
Figura 2. 5 - Colapso em amostra de carbonato Lixhe inundada com óleo 12	12
Figura 2. 6- Colapso em amostra de carbonato seco inundada com água..... 12	12
Figura 2. 7- Influência da sucção na relação da deformação com o tempo (de/d(logt)) em amostra de carbonato (De Gennaro <i>et al.</i> , 2004).	13
Figura 2. 8 – Esquema do mecanismo de pressão de solução intergranular 14	14
Figura 2. 9 – Resultado de ensaio edométrico em solo cimentado e sem cimentação: índice de vazios versus tensão média efetiva (Adaptado de Maccarini, 1987).	18
Figura 2. 10 - Comparação entre solo estruturado e o mesmo desestruturado..... 18	18
Figura 2. 11 – Ensaios triaxiais em amostras de areia cimentada e sem cimentação (Adaptado de Leroueil e Vaughan, 1990).	19
Figura 2. 12– Influência das tensões confinantes no comportamento tensão-deformação de uma rocha frágil e porosa por Elliot e Brown (1985, <i>apud</i> Gens e Nova, 1993).	20
Figura 2. 13– Evolução da deformação axial e tensão radial com grau de intemperismo (Castellanza e Nova, 2004).	20
Figura 2. 14– Evolução da deformação axial com o tempo, tensão radial e trajetória de tensão no plano q - p (Castellanza e Nova, 2004).	21
Figura 2. 15 - Elemento de solo não saturado com fase de ar contínua 22	22
Figura 2. 16 - Posições das curvas de retenção/característica para solos arenosos, siltosos e argilosos (Adaptado de Fredlund e Xing, 1994; Lu e Likos, 2004).	24
Figura 2. 17– Superfície de escoamento: (a) acoplamento entre as curvas LC e SI; (b) definição da região elástica do solo (Adaptado de Alonso <i>et al.</i> , 1987).	27
Figura 2. 18 - Relação entre tensões de escoamento (p_0) e (p_0^*): (a) curvas de compressão isotrópica para o solo saturado e não saturado; (b) trajetória de tensão e curvas de escoamento para o plano de estado de tensão (s , p) (Adaptado de Alonso <i>et al.</i> , 1990).	28
Figura 2. 19- Curvas de plastificação no espaço: (a) relação tensão desvio versus tensão de pré-adensamento (q , p) (b) relação sucção com a tensão de pré-adensamento (p , s) (Adaptado de Alonso <i>et al.</i> , 1990).	32
Figura 2. 20 - Superfície de escoamento no espaço (p , q , s) (Adaptado de Alonso <i>et al.</i> , 1990).	33

Figura 2. 21- Superfície de plastificação com cimentação e sem cimentação (Gens e Nova, 1993).	35
Figura 2. 22- Redução da ligação cimentante (b) com o aumento de degradação (h) (Adaptada de Gens e Nova, 1993).	36
Figura 2. 23- Simulação de caso submetido à compressão isotrópica considerando à variação de cimentação: índice de vazios versus tensão de pré-adensamento (Gens e Nova, 1993).	37
Figura 2. 24 – Proposta de mecanismo de ruptura para solos cimentados e não saturados em condições isotrópicas (Adaptado de Alonso e Gens, 1993).	38
Figura 2. 25 – Superfícies de escoamento no plano (p, q): a) solos cimentados saturados; b) solos cimentados não-saturados (Adaptado de Alonso e Gens, 1993).	40
Figura 2. 26 – Evolução da superfície de plastificação com intemperismo (Castellanza e Nova, 2004).	41
Figura 2. 27 – Evolução das variáveis de endurecimento (Castellanza e Nova, 2004).	42

CAPÍTULO 3.....45

Figura 3. 1- Meio poroso composto por um ou mais fluido (Iglesias, 2009).	46
Figura 3. 2 - Diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (A) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (B) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos.....	47
Figura 3. 3 – Capilaridade: (a) Menisco capilar; (b) Forças devido à capilaridade.....	48
Figura 3. 4- Fenômeno da tensão superficial na interface solo-água: (a) plano bidimensional, (b) plano tridimensional (Fredlund e Rahardjo, 1993; Libardi, 1995)...	49
Figura 3. 5- Curva da relação pressão capilar x saturação (Bastian e Helming, 1999).	49
Figura 3. 6– Domínio elástico (Adaptado Oller, 2001).	55
Figura 3. 7- Superfície de plastificação para solos não-saturados com/sem cimentação (Adaptação de Alonso e Gens, 1993).....	62

CAPÍTULO 4..... 66

Figura 4. 1 - Esquema de carregamento do ensaio triaxial convencional.	67
Figura 4. 2- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e do aumento de tensão média: trajetória de tensão (<i>Caso 1</i>).....	69
Figura 4. 3- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e aumento de tensão média: relação do índice de vazios e tensão média (<i>Caso 1</i>).....	70
Figura 4. 4- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e aumento de tensão média: trajetória de tensão (<i>Caso 2</i>).....	71
Figura 4. 5- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo de pressão capilar e aumento de tensão média: relação do índice de vazios e tensão média (<i>Caso 2</i>).....	72
Figura 4. 6- Detalhe do ensaio de compressão isotrópica.	73
Figura 4. 7 – Curvas de adensamento isotrópico (v, p') para materiais com variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t	75
Figura 4. 8 - Curvas de adensamento isotrópico (v, p') para materiais com variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t : Análise dos pontos A, B e C.	76
Figura 4. 9- Curvas da mobilização da cimentação: p_t versus p' para variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t	77

Figura 4. 10 – Esquema do ensaio triaxial.	77
Figura 4. 11 – Tensão desviadora versus deformação axial.	78
Figura 4. 12 – Deformação volumétrica versus deformação axial.	79
Figura 4. 13 – Resultados experimentais e numéricos dos ensaios em folhelho: tensão desviadora versus deformação desviadora.	81
Figura 4. 14 - Resultados experimentais e numéricos dos ensaios em folhelho: deformação desviadora versus deformação volumétrica.	82
Figura 4. 15 – Esquema dos mecanismos de dissolução.....	83
Figura 4. 16 – Esquema do ensaio edométrico com injeção de solução subsaturada de mineral (Castellanza e Nova, 2004).....	84
Figura 4. 17 – Evolução da tensão axial e radial.	85
Figura 4. 18 – Evolução da deformação axial.	86
Figura 4. 19 – Evolução do grau de degradação química.	86
Figura 4. 20 – Efeito da degradação química: a) Tensão radial, b) Deformação axial..	87
Figura 4. 21 – Evolução dos parâmetros de endurecimento.	88
Figura 4. 22 – Evolução do índice de vazios com o tempo.....	88
Figura 4. 23 – Trajetória de tensões.....	89
Figura 4. 24 - Descrição física do problema.	90
Figura 4. 25 – Malha de Elementos Finitos: discretização da geometria e condições de contorno.....	91
Figura 4. 26- Condições iniciais (estado geostático): a) pressão de líquido; b) tensão vertical e horizontal.....	92
Figura 4. 27– Evolução da frente de saturação de líquido (reservatório) ao longo do tempo: a) início; b) 1 ano e c) 31 anos.....	93
Figura 4. 28 – Vetores de fluxo de fluido na direção do poço produtor:a)1ano; b)31 anos.	94
Figura 4. 29- Deslocamentos verticais no início (geoestático): a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.....	94
Figura 4. 30- Deslocamentos verticais com aproximadamente 1 ano de injeção de água: a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.....	95
Figura 4. 31- Deslocamentos verticais com aproximadamente 31 anos de injeção de água: a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.	96
Figura 4. 32- Subsidência do fundo do mar.	97
Figura 4. 33 - Identificação dos elementos analisados.....	97
Figura 4. 34 – Relação da pressão capilar com o tempo.	98
Figura 4. 35 – Relação dos deslocamentos vertical com o tempo.	99
Figura 4. 36 – Relação do índice de vazios com a pressão capilar.....	99
Figura 4. 37 – Relação porosidade versus tempo.	100
Figura 4. 38- Distribuição da porosidade: a) início; b) 1 ano; c) 31 anos.....	101
Figura 4. 39- Evolução da porosidade ao longo da profundidade da rocha reservatório: a) 1 ano; b) 31 anos.....	102
Figura 4. 40- Condições de saturação próxima ao produtor: a) Início; b) 31 anos.....	102
Figura 4. 41- Frente de saturação ao longo da extensão horizontal do reservatório.....	103
Figura 4. 42- Distribuição do LOG permeabilidade: a) início; b) 1 ano; c) 31 anos....	103
Figura 4. 43- Evolução do LOG da permeabilidade com a profundidade da rocha-reservatório: a) 1 ano; b) 31 anos.....	104
Figura 4. 44- Relação LOG permeabilidade com o tempo.	104

Figura 4. 45- Relação água injetada versus tempo: Quantidade de água injetada: elemento (1660 e 2320).....	105
Figura 4. 46- Superfície de escoamento (J, p_c, p) elemento (1660).	106
Figura 4. 47- Superfície de escoamento (J, p_c, p): elemento (2320).	106
Figura 4. 48 - Pressão capilar versus tensão média efetiva: elemento (1660).....	107
Figura 4. 49 – Pressão capilar versus tensão média líquida: elemento (2320).....	108
Figura 4. 50- Tensão de pré-adensamento versus tempo.	108
Figura 4. 51 – Descrição da geometria (1/4 do aquífero tridimensional): a) vista lateral; b) vista isométrica.	109
Figura 4. 52 – Condições de contorno mecânica.	110
Figura 4. 53 – Distribuição de pressão de líquido no aquífero: a) início injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.....	111
Figura 4. 54 – Dissolução do mineral: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos. ..	112
Figura 4. 55 – Evolução do grau de degradação química: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.....	112
Figura 4. 56 – Evolução da tensão de pré-adensamento: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.....	113
Figura 4. 57 – Deslocamentos verticais: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.	114
Figura 4. 58 – Evolução da porosidade : a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.	114
Figura 4. 59 – Evolução do índice de vazios: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.	115
Figura 4. 60 – Evolução da permeabilidade: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.	115
Figura 4. 61 – Deslocamentos verticais entre o poço injetor e produtor.	116
Figura 4. 62 – Distribuição das tensões verticais: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.	116
Figura 4. 63 – Esquema da formação de câmaras ou pilares devido à compactação química por <i>water-weakening</i>	117

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 2	7
Tabela 2. 1 – Principais expressões para a avaliação da tensão efetiva para solos não saturados (Fredlund e Morgenstern, 1977a; Jucá, 1993).	25
CAPÍTULO 4	66
Tabela 4. 1 - Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC.	68
Tabela 4. 2 - Parâmetros associados a mudanças na tensão cisalhante e resistência ao cisalhamento.	68
Tabela 4. 3- Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC para o modelo não cimentado.	74
Tabela 4. 4 - Parâmetros associados ao modelo cimentado.	74
Tabela 4. 5- Parâmetros associados ao modelo cimentado	78
Tabela 4. 6- Parâmetros do modelo para o folhelho.	80
Tabela 4. 7- Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC para o modelo constitutivo químico elasto-plástico.	84
Tabela 4. 8 - Parâmetros associados ao modelo constitutivo cimentado (BBM com cimentação).....	84
Tabela 4. 9– Parâmetros mecânicos e hidráulicos	90
Tabela 4. 10– Localização dos pontos de análise.	101
Tabela 4. 11- Parâmetros associados a mudanças em p e na curva LC.	110
Tabela 4. 12 - Parâmetros associados ao modelo constitutivo químico elasto-plástico.	110

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS	xii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 INFORMAÇÕES GERAIS.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	4
1.2.1 Objetivo Geral.....	4
1.2.2 Objetivo Específico.....	4
1.3 METODOLOGIA GERAL.....	5
1.4 ESTRUTURA DA TESE.....	5
CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA.....	7
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	7
2.2 COMPACTAÇÃO E WATER-WEAKENING: Conceito, Efeito e Aplicações.....	7
2.3 CIMENTAÇÃO: Definição e Origem	16
2.4 CIMENTAÇÃO: Efeito e Comportamento.....	17
2.5 MEIOS POROSOS MULTIFÁSICOS	22
2.5.1 Aspectos do Comportamento Hidráulico dos Solos	22
2.5.2 Aspectos do Comportamento Mecânico dos Solos	24
2.5.2.1. <i>Modelo Constitutivo BBM (Modelo Básico de Barcelona)</i>	26
2.5.2.2. <i>Modelo Elasto-Plástico Saturado com Cimentação</i>	34
2.5.2.3. <i>Modelo Elasto-Plástico Não-Saturado com Cimentação</i>	37
2.5.2.4. <i>Modelo Químico-Elastoplástico com Cimentação</i>	40
CAPÍTULO 3 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	45
3.1 MODELAGEM NUMÉRICA EM RESERVATÓRIOS	45
3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA HIDRO-QUÍMICO-MECÂNICO.....	45
3.2.1 Propriedades das Rochas e Fluidos	46
3.2.2 Modelo Hidráulico: Equações Governantes do Problema de Fluxo Multifásico	52
3.2.3 Modelo Mecânico: Equações para Meios Porosos Deformáveis	53
3.2.4 Modelo Geoquímico: Transporte Reativo	56
3.2.4.1. <i>Aspectos Gerais da Formulação</i>	56

3.2.4.2.	<i>Equações de Transporte Reativo</i>	57
3.2.5.	Modelo Constitutivo Mecânico	59
3.2.5.1	<i>Modelo BBM com Efeito da Cimentação e Degradação Química</i>	59
3.2.6.	Efeitos Geomecânicos e Geoquímicos no Problema de Fluxo.	63
CAPÍTULO 4 – APLICAÇÕES/SIMULAÇÕES		66
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	66
4.2	APLICAÇÃO DO MODELO BBM: MODELAGEM NUMÉRICA HIDRO-MECÂNICA E HIDRO-MECÂNICA-QUÍMICA.	66
4.2.1.	Aplicação do Modelo Básico de Barcelona (BBM): Modelagem hidro-mecânica de ensaios triaxiais sob diferentes condições de carregamento e pressão capilar - Alonso <i>et. al</i> (1990).	67
4.2.2.	Validação da Formulação Implementada: Modelagem hidro-mecânica da degradação mecânica de solos cimentados	73
4.2.3.	Validação da Formulação Implementada: Degradação química em geomateriais cimentados	82
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS		118
5.1	CONCLUSÕES	118
5.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	120
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		122

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 INFORMAÇÕES GERAIS.

O petróleo é uma fonte de energia não renovável, que constitui a matéria prima da indústria petrolífera, cujo termo envolve todas as misturas naturais de compostos de carbono e hidrogênio, os denominados hidrocarbonetos, incluindo o óleo e o gás natural. Na natureza encontra-se acumulado nas formações geológicas subterrâneas, denominadas *rochas reservatório*, compostas por duas estruturas, a matriz rochosa, formada pelos grãos e cimento e pelos poros, local preenchido pelos fluidos (Figura 1.1), que podem apresentar-se nas fases gasosa ou líquida, cujas propriedades variam com a temperatura e pressão.

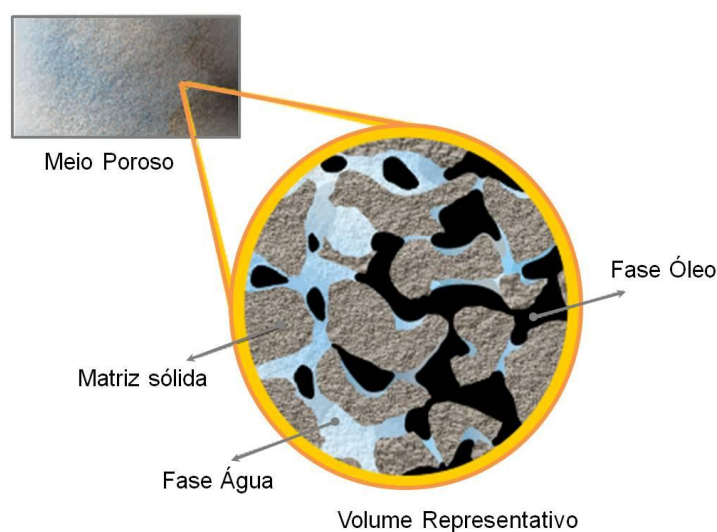


Figura 1. 1- Estrutura física do meio poroso (Hurtado, 2005).

Durante o processo de produção de um campo, há várias etapas onde diferentes métodos de recuperação são empregados. Na etapa primária, a produção de hidrocarbonetos se dá pela própria energia natural do reservatório. A intensidade desta energia depende dos níveis de pressão e temperatura no reservatório. Quando se perfura o poço produtor e este opera com uma pressão inferior à formação, gera-se um gradiente hidráulico que implica no fluxo de fluidos em sua direção. A resposta do reservatório a essa queda de pressão caracteriza os tipos de mecanismo de produção natural, que são: influxo de água, gás em solução, expansão de fluido, drenagem gravitacional e capa de

gás. Após a exaustão desta energia natural e um consequente declínio da produção de hidrocarbonetos é necessária a utilização de técnicas que mantenham as condições adequadas para a recuperação de óleo. Respectivamente, estes estágios de recuperação de hidrocarbonetos são chamados de recuperação secundária e terciária ou avançada.

Na etapa secundária, um fluido (normalmente água) é injetado no reservatório provocando o deslocamento do óleo na direção dos poços produtores (Chen, 2000). Na recuperação avançada três modelos de fluxo são característicos: composicional, químico e térmico. Esta técnica envolve efeitos químicos e térmicos, cujo objetivo principal é atuar sobre a miscibilidade dos fluidos (Rosa, 2006). Para isso são injetados fluidos não presentes normalmente no reservatório de petróleo, como polímero, surfactantes, CO₂ e tensoativos (ASP/FOAM = Polímero/Surfactante).

Cada forma de produção de hidrocarbonetos desenvolve uma resposta ao reservatório e campo, tanto em relação à rocha e seu comportamento deformacional quanto ao fluxo de fluido. Por exemplo, a variação associada a poro-pressão, saturação e temperatura no reservatório devido à depleção ou injeção de fluidos (para melhorar a recuperação), induz mudanças no estado de tensões (princípio das tensões efetivas) no interior do reservatório e nas rochas adjacentes. Possivelmente, os processos físico-químicos na interação fluido-fluido e rocha-fluido afetam o comportamento mecânico da rocha. Particularmente, estes processos provocam deformações das rochas que resultam em fenômenos tais como, compactação, subsidência, abertura e propagação de fraturas e reativação de falhas. Continuamente, estes fenômenos mecânico e químico modificam as propriedades físicas da formação e dos fluidos existentes, afetando o fluxo no reservatório e o fator de recuperação.

Para uma análise precisa destes fenômenos geomecânicos e geoquímicos que se desenvolvem no meio poroso durante a produção de hidrocarbonetos e, assim contribuir para reduzir os efeitos negativos sobre a produtividade (fator de recuperação), é necessário levar em consideração os aspectos físicos e relevantes no problema.

Assim, devido à complexidade do sistema que abrange a produção de hidrocarbonetos tem sido crescente a adoção da simulação numérica como modelo de análise e previsão de comportamento. O objetivo da simulação numérica como meio de previsão é interpretar da melhor forma os fenômenos através de modelos matemáticos, sendo estes baseados nos problemas físicos, representando de forma aproximada o comportamento de fluidos e da rocha (Gomes, 2009).

Na visão de Pereira (2007), a simulação convencional aplicada em campos de reservatório não apresenta condições suficientes para explicar fenômenos, como instabilidade de poços, produção de areia, fraturamento hidráulico além dos já destacados como a reativação de falhas, compactação e subsidência. Em geral, neste tipo de simulação, os modelos geomecânicos e de fluxo são desacoplados e a compressibilidade da rocha é responsável pela variação do volume de poros. Logo a compressibilidade é o único parâmetro geomecânico e estes não incorporam o estado de tensão e deformação da rocha em função da pressão.

No entanto, na história recente da simulação numérica para analisar problemas de engenharia envolvendo geomateriais, percebe-se uma tendência para a manipulação

em um mesmo problema e/ou experimento da medição simultânea de variáveis de diferentes naturezas (térmicas, hidráulicas, mecânica e química). A novidade da metodologia, do ponto de vista da formulação matemática, é que as ferramentas numéricas conseguem traduzir uma abordagem multi-física, permitindo numa só análise reproduzir comportamentos complexos, através do acoplamento de fenômenos. O objetivo é abranger toda a gama de interações entre os vários processos que ocorrem simultaneamente no mesmo problema.

Quando múltiplas físicas são consideradas, como processos térmicos e químicos, variáveis associadas ao mecanismo devem ser incorporadas aos modelos constitutivos para que sejam capazes de representar os novos fenômenos.

Por exemplo, numa análise que envolve reações químicas de precipitação e dissolução de minerais no meio poroso, o mineral precipitado pode atuar como agente cimentante, modificando a resistência e rigidez do material, afetando diretamente o comportamento geomecânico. Já na dissolução do mineral da matriz sólida da rocha, o espaço poroso é alterado aumentando a porosidade e provavelmente a permeabilidade do meio, modificando assim, o comportamento de fluxo de fluido.

Da mesma forma, a desestruturação de geomateriais cimentantes presentes nos espaços entre partículas minerais, conferindo uma resistência adicional, quando degradada pela ação do fluido resulta na perda de resistência e rigidez do meio. Assim, como no caso de dissolução/precipitação esta realidade trás também consequências sob as propriedades mecânicas e hidráulicas, podendo afetar a estabilidade do meio.

Neste contexto, estes problemas acima citados podem gerar o efeito *water-weakening*, fenômeno que está associado ao enfraquecimento da rocha devido à interação físico-química entre a rocha e o fluido, podendo resultar em deformações adicionais, causando como consequência, por exemplo, a compactação e subsidência. Neste caso, para modelar a compactação capilar e química, parâmetros como concentrações dos minerais (cimentação) e pressões capilares devem ser consideradas nos modelos constitutivos, podendo atuar como variáveis de estado no comportamento tensão-deformação do material, bem como considerar leis que consigam representar a degradação e/ou desestruturação.

Segundo o IPCC (2005), apesar desta necessidade, há limitação dos códigos quanto à capacidade de um tratamento abrangente dos diferentes processos envolvidos no problema. Os códigos de simulação numérica estão disponíveis para processos de fluxo multifásico, reações químicas e efeitos geomecânico, mas a maioria deles representa apenas um subconjunto desses processos. Como exemplo desta necessidade destaca-se o contexto do armazenamento de CO₂, no qual o acoplamento do fluxo de fluido multifásico, reações geoquímicas e (particularmente) geomecânica podem ser relevantes para a integridade de armazenamento geológico.

Neste contexto, esta tese tem como motivação estudar problemas acoplados envolvendo interações entre os módulos de fluxo, químico e mecânico, a fim de simular os fenômenos de compactação capilar e química pelo efeito do enfraquecimento do solo devido às interações rocha fluido, aqui abrangendo o efeito *water-weakening*.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Esta tese tem por objetivo principal estudar o mecanismo de compactação pela influência capilar e por processos químicos como uma resposta do enfraquecimento devido a interação rocha-fluido, caracterizado pelo fenômeno *water-weakening*, através simulações acopladas hidro-mecânica e química.

1.2.2 Objetivo Específico

Caracterizam-se como objetivos específicos os seguintes:

- Investigar a temática como um todo: compactação de reservatório sob injeção, *water-weakening*, processos químicos e principalmente a influência do efeito capilar e dos processos químicos de degradação da rocha (ou do material) no comportamento mecânico dos solos/geomateriais cimentantes;
- Estudar o modelo constitutivo BBM (Modelo Básico de Barcelona), investigando a estrutura do modelo, principalmente no que concerne a sucção (pressão capilar);
- Realizar simulações hidro-mecânicas em ensaios triaxiais e isotrópicos e em problemas mais específicos ligados à engenharia de reservatório a fim de analisar o efeito capilar na resposta mecânica;
- Estudar modelagem química (transporte reativo) e modelos constitutivos que considerem leis de degradação química;
- A partir de modelos constitutivos que considerem a degradação físico-química, implementar o efeito químico no BBM para que seja capaz de considerar a degradação química na resposta mecânica; criando nova variável de estado no comportamento tensão-deformação do material, bem como considerar leis que consigam representar a degradação e/ou desestruturação química;
- Resolver de maneira acoplada o problema hidro-mecânico-químico onde a degradação do material cimentado se dá tanto pela ação mecânica como química, sendo esta última obtida da solução do problema de transporte reativo;
- Realizar investigação via modelagem hidro-geomecânica e química em ensaios edométricos e aplicações mais específicas para observar influência química na resposta mecânica.

1.3 METODOLOGIA GERAL

Para realizar as análises numéricas dos fenômenos acoplados sugeridos nesta tese utilizou-se o código *in house* em elementos finitos, CODE - BRIGHT (*COupled DEformation BRIne Gas and Heat Transport*). Este código resolve problemas acoplados hidro-mecânico (HM), termo-mecânico (TM), hidrotérmico (HT), termo-hidro-mecânico (THM) e termo-hidro-mecânico e químico (THMC) em meios geológicos (Olivella, *et al.*, 1995; Guimarães, 2002). Está escrito em FORTRAN, usando o sistema GID como interface gráfica para a visualização dos resultados das simulações numéricas (pós-processo).

Para representar o comportamento dos materiais, o modelo constitutivo mecânico adotado foi o BBM, modelo elasto-plástico para solos parcialmente saturados, que considera a sucção e permite descrever o fenômeno de colapso que ocorre nos solos não saturados ou rochas porosas quando umedecida sob carregamento. Neste trabalho, no meio poroso multifásico o problema de fluxo de fluido considera que a fase gasosa (inerente ao modelo constitutivo) é substituída pela fase fluida (óleo).

Para considerar que as deformações plásticas podem ser induzidas pela degradação química adotou-se o modelo de desestruturação para rochas/solos cimentados proposto por Castellanza e Nova (2004), formulado com base na teoria pioneira de Gens e Nova (1993). Este modelo químico-elastoplástico sugere que o “enfraquecimento” da rocha/solo é dado pela degradação das ligações cimentantes entre as partículas dos minerais, induzidas pelo intemperismo físico-químico.

Na proposta desta tese, o BBM representou o modelo base referencial, no qual se introduziu uma parcela associada à degradação química, esta última caracterizada pela redução da concentração mineral. Esta consideração permitiu que o módulo geomecânico tivesse sua relação tensão-deformação dependente da capilaridade e da degradação química. Da mesma forma, o problema de fluxo também foi influenciado por estas variáveis, uma vez que a variação da porosidade é influenciada pelo processo químico (dissolução/precipitação), além das deformações volumétricas e da compressibilidade dos sólidos. Para investigar este mecanismo de compactação capilar e química, bem como as respostas mecânicas, foram realizadas algumas simulações hidro-mecânica e hidro-mecânica-química, estas englobando desde ensaios de compressão (triaxial e isotrópico), que proporcionou a validação do modelo, adquirindo sensibilidade, até aplicação em casos mais específicos, como em reservatórios e aquíferos.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

Esta tese está dividida em cinco capítulos, descritos a seguir:

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO: Neste capítulo é apresentada uma explanação geral sobre conceitos básicos de engenharia de reservatórios, produção de hidrocarbonetos, possíveis problemas associados à interação rocha-fluido e a importância da simulação numérica como meio de previsão de comportamento. Além do objetivo e metodologia utilizada para atingir tais fins.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA: Neste capítulo introduz-se a temática foco do trabalho, fazendo uma breve revisão da literatura. Os pontos em destaque são o mecanismo de compactação, o efeito *water-weakening* no contexto da interação rocha-fluido, e algumas formas de ocorrência deste fenômeno. Para sugerir um modelo constitutivo capaz de simular a compactação química associada ao intemperismo químico, apresentam-se modelos que permitem associar deformações plásticas à degradação química segundo a lei do endurecimento e desestruturação, seja no estado saturado ou não-saturado. Estes modelos são empregados para solos cimentados, cujo comportamento diante da degradação da estrutura cimentada permite usar esta teoria para aplicar em simulações de problemas acoplados de compactação.

CAPÍTULO 3 – FORMULAÇÃO MATEMÁTICA: A previsão de comportamento nesta tese é realizada via simulação numérica. Neste capítulo é apresentada uma descrição de toda a formulação matemática aplicada ao problema de escoamento de fluidos em meios porosos (fluxo de fluido), geomecânico (equação de equilíbrio considerando os conceitos do princípio das tensões efetivas, da cinemática e equilíbrio do meio poroso e do modelo constitutivo tensão-deformação) e de transporte reativo (problema químico), bem como as propriedades físicas do meio poroso (fluido e rocha). Além das características gerais dos solos saturados e não saturados.

CAPÍTULO 4 – APLICAÇÕES/SIMULAÇÕES: Neste capítulo são analisados todos os resultados e discussões das simulações hidro-mecânica e hidro-mecânica-químicas realizadas a fim de analisar a influência da pressão capilar e dos processos químicos no comportamento mecânico dos geomateriais estudados, principalmente averiguando o mecanismo de compactação.

CAPÍTULO 5- CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS: São apresentadas as conclusões obtidas, bem como sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, apresenta-se a relação de todas as referências bibliográficas que serviram de embasamento para o entendimento e realização deste trabalho.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são fornecidos elementos gerais sobre o tema da tese no que se refere à compactação capilar e química devido ao enfraquecimento do meio poroso deformável (*water-weakening*). É investigado o mecanismo geomecânico de compactação pelo efeito *water-weakening*, algumas formas de manifestações bem como, outros conceitos relevantes ao entendimento do comportamento dos meios porosos multifásicos. Ainda são explorados os solos cimentados e as rochas brandas, sua física e comportamento diante de solicitações mecânicas e químicas. Além de alguns modelos constitutivos que introduzem a parcela da cimentação e degradação da estrutura cimentante por processos físico-químicos (Leroueil e Vaughan, 1990, Gens e Nova, 1993, Alonso e Gens, 1993; Castellanza e Nova, 2004).

2.2 COMPACTAÇÃO E WATER-WEAKENING: Conceito, Efeito e Aplicações.

A compactação é uma contínua preocupação na engenharia de reservatórios, na qual as deformações e o transporte de fluidos estão intimamente relacionados (Wong *et al.*, 2003). Segundo Fajaer *et al.* (2008), aplicação de cargas, redução da poro-pressão ou ainda efeitos da interação rocha-fluido podem levar a mudanças no estado de tensão (efetiva e total) e na integridade da rocha/solo que induzem como resposta a compactação do espaço poroso da rocha (Figura 2.1). Por sua vez, esta mudança além de controlar o campo deformacional, atinge também o desempenho do fluxo dos fluidos, pois interfere na porosidade e permeabilidade (Delage P. *et al.*, 1996; Wong *et al.*, 2003).

No contexto da compactação e subsidência, o efeito *water-weakening* representa um fenômeno decorrente de mecanismos físicos e/ou químicos atuantes na interação rocha-fluido que afeta o comportamento mecânico da rocha, diminuindo sua resistência quando submetidas à variadas condições de carregamento, que pode levar a compactação da rocha porosa/solo.

Nas formações dos campos de petróleo a compactação é geralmente transmitida para a superfície e, dependendo das propriedades das camadas subjacentes, pode produzir o afundamento da superfície (subsidência) com deslocamentos tanto na direção vertical (predominante) com também na horizontal (Figura 2.1).

Estes fenômenos estão atrelados a indesejáveis problemas que podem resultar em severas consequências econômicas e ambientais, como o afundamento de plataformas, danos sobre o revestimento e equipamentos do poço.

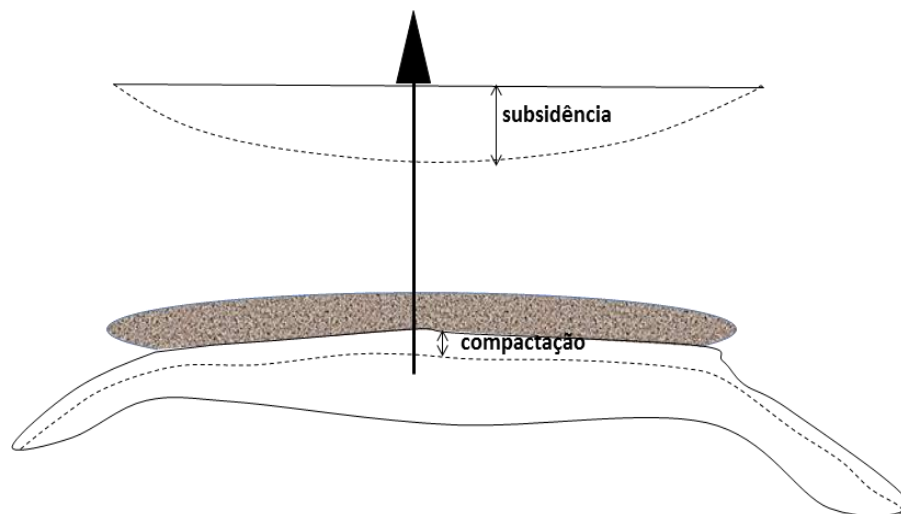


Figura 2. 1- Compactação e Subsidência (Adaptado de Fajaer *et al.*, 2008).

O primeiro caso de subsidência atribuída à produção de hidrocarbonetos foi relatado em 1918, no campo de Goose Creek ao sul de Houston, alcançando uma subsidência de mais de 0.9 m, na qual resultou na submergência da Península Gallard, situada no centro do campo (Doornhof *et al.*, 2006). No entanto, dentre os casos mais abordados em estudos que procuram entender estes fenômenos estão os campos do Mar do Norte da Noruega, notadamente Valhall e Ekofisk.

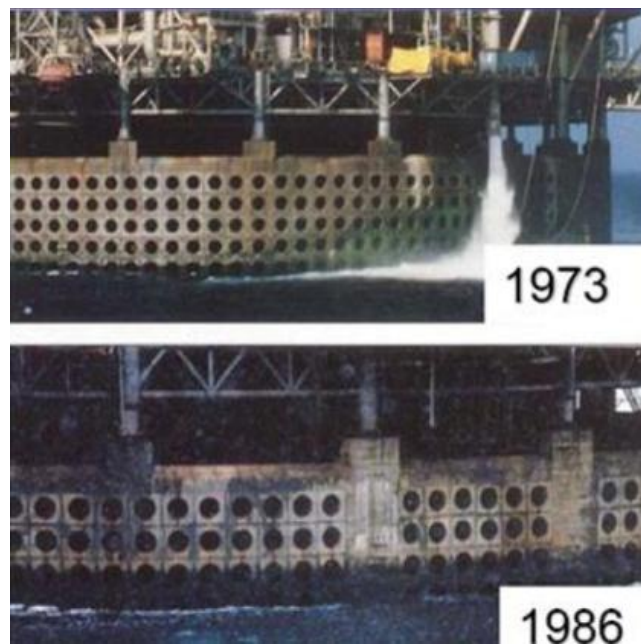


Figura 2. 2- Detalhe da plataforma do campo de Ekofisk: subsidência confirmada pelos números de orifícios da parede de proteção externa (Nagel, 2001; Pereira, 2007).

O caso do campo de Ekofisk alcançou uma extensiva compactação do reservatório e uma subsequente subsidência próxima a 8 m no ano de 2000, provocando o afundamento das plataformas de produção, causado pela compressão do reservatório (Figura 2.2), aonde foram gastos bilhões de dólares em medidas mitigadoras (Smith, 1988 *apud* Nagel, 2001).

Conforme indicado na Figura 2.3, observa-se que no campo de Ekofisk, mesmo com a injeção de água iniciada no ano de 1987 (formação Toll) e 1994 (todo o campo) para manter os níveis de pressão interna, a subsidência no campo continuou acontecendo. Em 1979 a subsidência alcançou menos de 100 cm com uma depleção de 13 MPa, enquanto que no ano de 1987(iniciada a injeção) os valores são em torno 400 cm para 21 MPa. Segundo Hettema *et al.* (2002), estes valores podem ser maiores pois, não se tem registro antes do ano 1979.

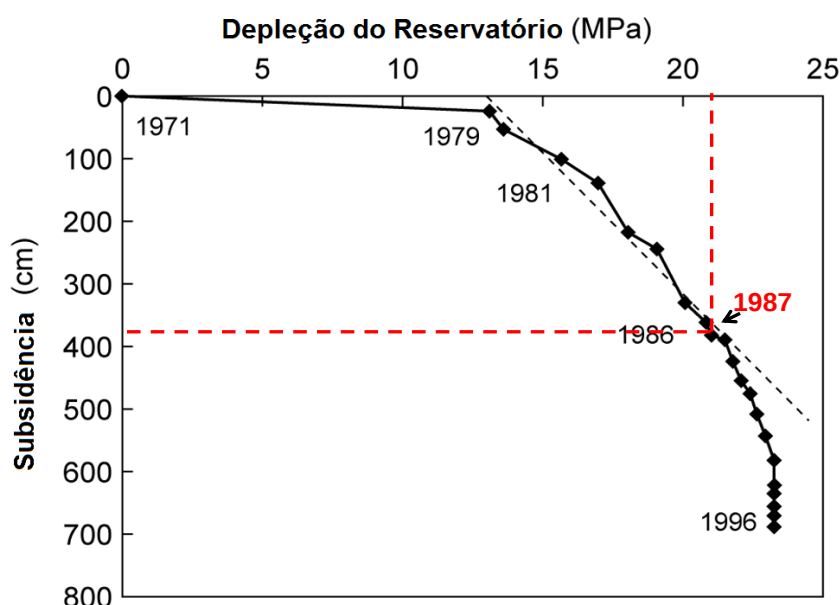


Figura 2. 3 – Subsidência com a depleção do reservatório (Hettema *et al*, 2002).

Há também o impacto sobre a produtividade. Com o decréscimo da permeabilidade devido à redução do volume poroso, o fluxo de óleo no poço pode ser restringido, principalmente se houver rebaixamento significativo em torno dele. O decréscimo da produção pela perda da permeabilidade pode ser observado diante dos resultados obtidos por Zoback (2007). Através da simulação numérica empregando um modelo constitutivo mecânico elasto-plástico verificaram-se significantes variações da permeabilidade, quando o estado de tensão excedeu a tensão de pré-adensamento na direção da envoltória de compressão que define o regime de fluência do material, decorrente da produção primária na descompressão do reservatório. No entanto, há aspectos positivos na produtividade que não se pode ignorar. No campo de Valhall (mar do Norte), por exemplo, o mecanismo de *compaction drive* (aumento da produtividade decorrente da redução do volume) foi responsável por cerca de 50% da recuperação total (Cook e Jewell, 1996; Nagel, 2001). Dependendo da natureza da rocha de formação, o fluxo dos fluidos devido à compactação do meio poroso é maior do que o fluxo devido à expansão dos fluidos, efeito constatado nos carbonatos do mar Norte e

Dialomitas da Califórnia (Doornhof *et al*, 2006). Segundo Zoback (2001) *apud* Chan (2004) e Gomes (2009) grande parte dos problemas de compactação e subsidência ocorre pelo colapso dos poros no interior ou nas adjacências do reservatório, no qual estes potencialmente favorecem a propagação de fraturas, abertura de falhas e reativação dentro e fora do reservatório.

Na produção de hidrocarbonetos de um reservatório há um decréscimo da poro-pressão resultando no aumento da tensão efetiva atuante na rocha-reservatório, devido à transferência de carga do fluido para o esqueleto-sólido. Uma vez que a resistência não é suficiente para absorver este acréscimo de tensão sobre a estrutura sólida ocorre o colapso dos poros provocando um rearranjo dos grãos e deformações irreversíveis (compactação) do meio poroso até que o equilíbrio seja alcançado novamente, com um novo estado de tensão.

Segundo Mowar *et al.* (1996), algumas características favorecem a ocorrência de colapso dos poros como: rochas de alta porosidade, solos fracamente cimentados, baixa permeabilidade e matriz sólida fraca bem como, reservatórios pressurizados.

Além da alta tensão efetiva relacionada à depleção da poro-pressão na produção de hidrocarbonetos, outros fatores também podem levar ao colapso dos poros, no contexto da compactação e subsidência de reservatórios, como o efeito da natureza do fluido nos poros da rocha, sua mútua interação e sua interação com rocha matriz. Segundo Jones e Mathiesen (1993) citados por De Gennaro *et al.* (2004), os primeiros questionamentos neste sentido sucederam quando compactação e subsidência adicionais continuaram no campo de petróleo de Ekofisk, mesmo após ter sido injetado água (*waterflooding*) para aumentar os níveis de poro-pressão e estabilizar as tensões efetivas (constantes).

Por isso, observa-se nas últimas décadas esforços na tentativa de estudar o efeito do fluido sobre a estrutura sólida (Newman, 1983; Delage P. *et al*, 1996; Hellman, 2002; Risnes *et al.*, 2003 e 2005; Xie e Shao, 2006; Hickman *et al.*, 2008), principalmente a água, que na engenharia de reservatório de petróleo representa um método suplementar de recuperação de óleo secundária, utilizado quando a energia primária do reservatório já não é suficiente para a produção.

Numa análise mecânica experimental, Homand e Shao (2000) comprovaram a sensibilidade do comportamento da rocha (carbonática) ao fluido através de ensaios de compressão triaxial e hidrostática com amostras saturadas com água e óleo, respectivamente. Estes, verificando também a influência da água em amostras previamente saturadas de óleo e sob diferentes condições de tensão hidrostática e desviadora, concluíram que água induz deformações plásticas.

Para Monjoie e Schroeder (1989), especialmente as rochas de alta porosidade tem as propriedades mecânicas (resistência e/ou rigidez) fortemente dependentes do tipo de fluido nos poros e da saturação dos fluidos. Este tipo de rocha é bastante sensível à água, pode atuar como agente enfraquecedor, caracterizando o efeito *water-weakening*.

Segundo este efeito, o fluido é considerado como um agente de degradação mecânica da rocha que, por consequência, pode levar a seu enfraquecimento pela perda de rigidez ou resistência mecânica.

Nos últimos anos, diversos pesquisadores têm procurado entender os efeitos desde fenômeno no comportamento mecânico das rochas, decorrentes da interação rocha-fluido em rochas porosas, como as carbonáticas e arenitos. Hickman *et al.* (2008), afirmam que as rochas porosas são conhecidas por comportarem-se diferentemente quando estão saturadas com diferentes fluidos e que seu comportamento varia conforme os fluidos presentes proporcionando assim, deformações adicionais.

Na revisão da literatura observou-se que os mecanismos atrás do efeito *water-weakening* têm sido amplamente discutido. Neste contexto destaca-se Delage P. *et al.* (1996), Risnes *et al.* (2003, 2005) e Simoni *et al.* (1999), que apontaram a pressão capilar como um parâmetro chave da interação rocha-fluido para o efeito *water-weakening*.

Na teoria de Delage P. *et al.* (1996), na interface do fluido existe uma tensão que causa efeitos capilares e gera uma pressão capilar. A pressão capilar é uma descontinuidade de pressão que ocorre entre os fluidos imiscíveis (ex: óleo e água) presentes nos poros. O efeito da pressão capilar provoca uma coesão aparente ou falsa coesão entre os grãos que contribui para a estabilidade mecânica da estrutura da rocha. Isto porque a água contida nos meniscos dos poros atua atraindo os grãos e colaborando para uma aparente coesão (Figura 2.4). Uma vez que, a saturação de água é aumentada por injeção deste fluido no reservatório, os efeitos capilares são diminuídos e consequentemente a pressão capilar decresce, fazendo a rocha tornar-se fraca, perdendo resistência mecânica, levando assim, a instantâneas deformações plásticas (Xie e Shao, 2006).

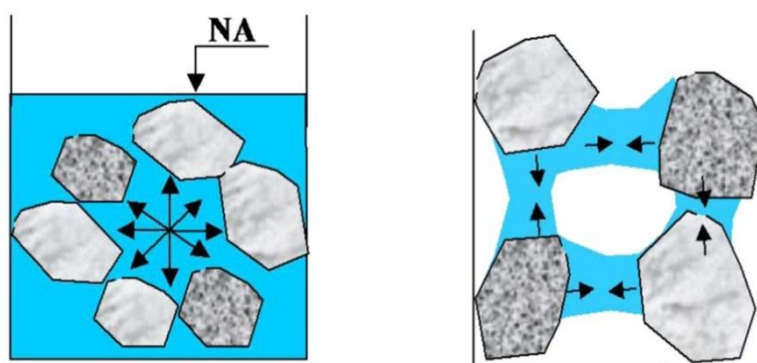


Figura 2. 4 - Forças de atração entre os grãos num meio totalmente saturado e parcialmente saturado (Gerscovich, 2008).

Ainda neste contexto De Gennaro *et al.*, (2004) apresentaram resultados de ensaios oedométricos realizados em carbonatos para avaliar o efeito da pressão capilar sobre o comportamento de compressão. Nesta ocasião foi analisado ainda o colapso devido à redução da pressão capilar no sistema óleo-água, substituindo o óleo por água sob uma carga constante.

Nas Figuras 2.5, 2.6 e 2.7 pode-se ver a influência da injeção de água em amostras de carbonato seca e saturadas com óleo. Observa-se que à medida que aumenta a saturação e, conseqüentemente, reduz a sucção, ocorrem deformações instantâneas (colapso). Nestes casos o colapso é verificado através da variação do índice de vazios.

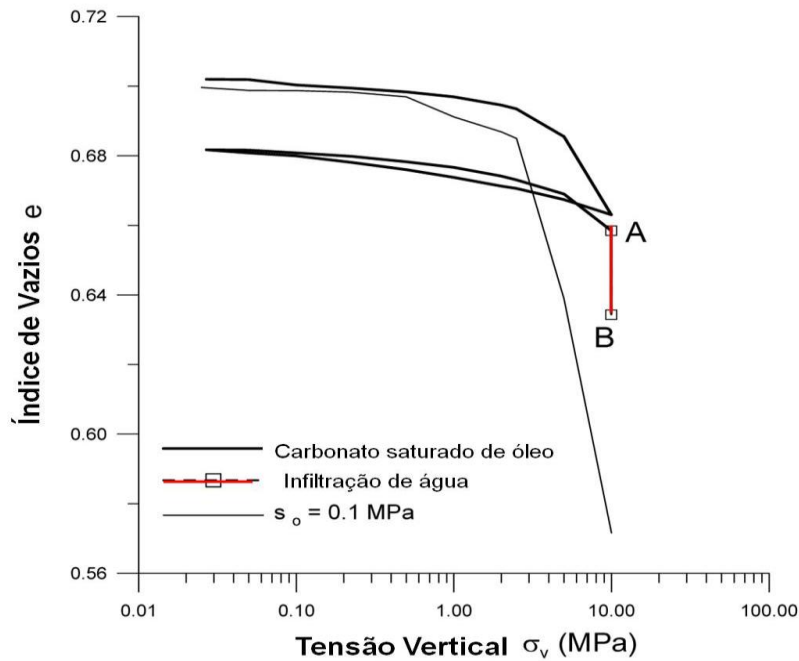


Figura 2. 5 - Colapso em amostra de carbonato Lixhe inundada com óleo (De Gennaro *et al.*, 2004).

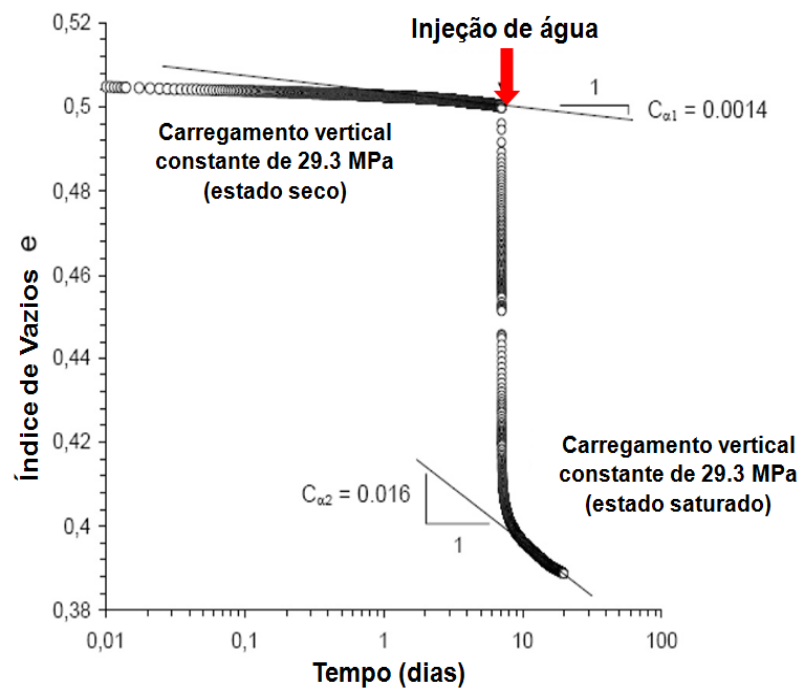


Figura 2. 6- Colapso em amostra de carbonato seco inundada com água (De Gennaro *et al.*, 2004).

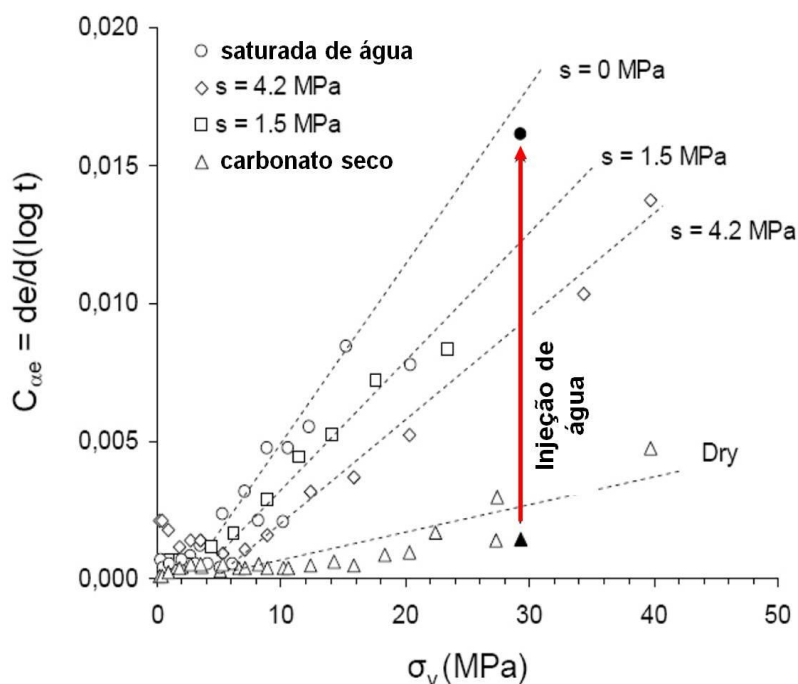


Figura 2. 7- Influência da sucção na relação da deformação com o tempo ($de/d(\log t)$) em amostra de carbonato (De Gennaro *et al.*, 2004).

Em uma análise hidro-mecânica com e sem efeito sucção, Taibi *et al.* (2009) apresentam resultados obtidos por Talesnick e Shehadeh (2007), no qual destacam que carbonatos saturados de água apresentam comportamento tensão-deformação menos linear e maiores deformações do que no caso de carbonatos secos.

Para que o mecanismo da capilaridade seja considerado no fenômeno *water-weakening* é necessário que os poros da rocha contenham dois fluidos imiscíveis. Caso haja uma única fase de fluido no poro, as forças capilares desaparecerão e as rochas tornarão susceptíveis ao enfraquecimento.

No entanto, além da atuação do efeito capilar outros mecanismos têm sido utilizados para explicar o efeito *water-weakening* na circunstância da compactação e subsidência. Em 1983, George H. Newman propôs avaliar os efeitos químicos. Segundo sua teoria, o colapso dos poros da matriz carbonática é atribuída à dissolução química da calcita, onde a migração de íons Ca^{2+} e CO_3^{2-} induz a destruição dos contatos e das pontes entre os grãos (cimentação). Na ocasião, observou-se que a solubilidade da calcita a água é muito baixa e tal proposição recebeu limitada atenção.

Os mecanismos de dissolução e precipitação de minerais representar um efeito químico relevante a longo prazo, visto que caracteriza a formação das cavernas (Heggheim *et al.*, 2005). Estes têm recebido considerável atenção com o intuito de descrever as interações químico-mecânicas que ocorrem entre o fluido do poro e a matriz sólida da rocha que, conseqüentemente, pode levar efeito *water-weakening*.

Neste contexto, destaca-se o efeito pressão de solução intergranular. Este é um processo químico relacionado com a dissolução intergranular e a difusão do material na fase fluida. Isto ocorre uma vez que a instabilidade química se desenvolve na escala dos

poros da rocha, nas regiões intergranulares e espaços porosos. No equilíbrio, os grãos da rocha estão sujeitos a um diferencial de tensão, com a tensão vertical (σ_1) maior que a tensão lateral (σ_3). Como também a pressão interna do fluido (P_f) no espaço poroso menor que estas as tensões (vertical e horizontal). Nesta situação há um deslocamento de material das regiões de maior tensão ao longo do contato dos grãos, para regiões de menor tensão no espaço poroso, desencadeando deformação dos grãos minerais individuais e precipitação de material no espaço poroso.

Na Figura 2.8 pode-se ver o esquema deste mecanismo. Os grãos de rocha estão sujeitos a uma tensão diferencial, onde a tensão vertical σ_1 maior que a tensão lateral σ_3 . Os poros interligados contém um fluido com uma pressão $P_f < \sigma_1 < \sigma_3$. A superfície dos grãos em contato com estes fluidos dos poros (faces livres) é suposta estar em equilíbrio químico, de tal modo que nenhuma dissolução ocorre. Dissolução e difusão ocorrem na fronteira grão a grão, sujeitos a tensões elevadas (áreas ovais escuras). Já a precipitação ocorre no espaço poroso (advecção de solutos não é considerada). O resultado desse mecanismo é a compactação dos grãos e redução da porosidade, acoplado também com a potencial redução da permeabilidade.

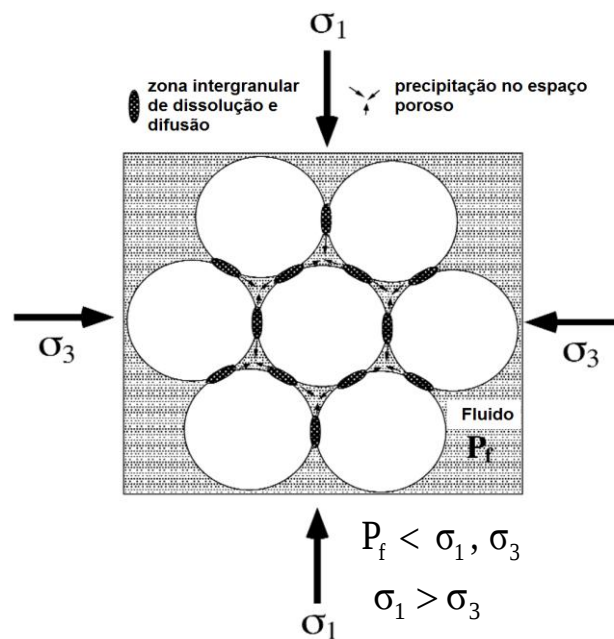


Figura 2. 8 – Esquema do mecanismo de pressão de solução intergranular (Hellmann *et al.*, 2002).

As mudanças nas propriedades físicas da rocha resultantes da precipitação e dissolução dos minerais da rocha têm sido observada diante da atuação de outros fluidos. Como por exemplo, a injeção de CO_2 em aquíferos salinos carbonáticos, que promove mudanças na porosidade e permeabilidade resultantes da dissolução dos minerais da rocha, transporte e precipitação. A concentração do fluido do aquífero é alterada devido à reação mineral (dissolução) e a ação continuada leva à precipitação da fase resultante.

Quando o CO₂ é dissolvido em água, minerais tais como calcita, podem dissolver imediatamente, levando a um aumento da porosidade e permeabilidade ao longo da trajetória de fluxo quem em casos extremos podem levar à formação de cavidades denominadas *wormhole*. Enquanto na dissolução do mineral da rocha aumenta a porosidade e permeabilidade da formação, na precipitação ocorre o contrário.

Ross *et al.* (1982) citado por Izgec *et al.* (2008), apresentaram que aplicações de CO₂ como método de recuperação tanto pode reduzir a injetividade de alguns casos quanto aumentar a permeabilidade próxima aos poços injetores, tais como em reservatórios carbonáticos. Apesar do intuito destes autores não ser de caracterizar o fenômeno *water-weakening* por meio das interações físico-químicas que ocorre entre o CO₂, a água e a formação rochosa, eles relatam que os efeitos provocados podem levar ao comprometimento mecânico que caracteriza este comportamento, como a perda de resistência/rigidez (enfraquecimento) da rocha associada ao aumento de porosidade. Num experimento em carbonatos com CO₂, Korsnes *et al.* (2008), relatam que a injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo depletados pode induzir ou aumentar a compactação por *water-weakening* pela acidificação da água dos poros uma vez que a solubilidade dos carbonatos é fortemente dependente do pH.

Mais recentemente, Heggheim *et al.* (2005) ainda discutindo sobre a degradação química dos carbonatos observaram que a resistência mecânica do material saturado com água do mar sintética (dissolução do cálcio pela água do mar com uma alta concentração de sulfato) foi 20–25% menor que uma amostra saturada com água salina da formação Ekofisk.

Outro mecanismo observado que pode levar ao fenômeno *water-weakening* é o efeito da tensão de corrosão em arenitos, abordado por Hadizadeh e Law (1991). Segundo estes autores, ligações de silício e oxigênio, altamente tracionadas na extremidade de micro-fissuras, podem hidrolisar-se e enfraquecer, permitindo que as trincas ou fissuras se propaguem.

Risnes *et al.* (2003) concluíram que a atividade da água é um fundamento a ser considerado sobre o efeito *water-weakening*. Segundo estes autores a variação da resistência mecânica está relacionada com a atividade da água. Para isso foram realizados ensaios com soluções de glicol com água e salmoura com alta concentração de cloretos de cálcio e sódio. Observou-se que o carbonato com solução de glicol e água é menos afetado pelo enfraquecimento do que com água, bem como se observou uma tendência linear de redução da atividade da água com o aumento na resistência. Em resumo os autores demonstraram que a resistência mecânica do material aumenta com o decréscimo da atividade da água.

Diante do exposto, observa-se que no efeito *water-weakening* o fluido é um agente de enfraquecimento, seja este consequente de processos físicos ou químicos advindos pela interação rocha-fluido. Nesta tese, pretende-se estudar a compactação como um efeito geomecânico resultante deste mecanismo *water-weakening*, cujo enfraquecimento pode ser analisado comparativamente com o comportamento tensão-deformação-resistência ocorrido nas rochas/meios porosos cimentados.

2.3 CIMENTAÇÃO: Definição e Origem

Solos cimentados são materiais estruturados com a presença dos efeitos da cimentação ou ligações entre as partículas. Estes materiais encontram-se numa fronteira que compreende de solos até rochas, no que diz respeito à porosidade, resistência e compressibilidade, tendo seu comportamento extremamente influenciado pela estrutura, descontinuidades, nível de tensão e confinamento de sua massa (Leroueil e Vaughan, 1990; Johnston e Novello, 1993 *apud* Rotta, 2005; Clayton e Serratrice, 1997). Nestas condições encontram-se muitos substratos de solos residuais, rochas brandas, argilas rijas e moles, depósitos com alta deposição salina, aglomerados naturais de baixa densidade de origem vulcânicas, calcários e solos cimentados artificialmente.

A origem da cimentação pode surgir de variados processo, seja herdada como adquirida, ou ainda, natural como artificial. Leroueil e Vaughan (1990), Alonso e Gens (1994) apontaram diversos tipos de cimento natural no solo: argila e siltes finos, sílicas, carbonatos, sais cristalinos de rochas em diferentes graus, óxido de ferro e de alumínio e materiais vulcânicos.

Na plataforma marinha, por exemplo, é possível encontrar sedimentos calcários cimentados por carbonatos de cálcio depositados nos contatos entre os grãos e seus espaços vazios (Coop e Atkinson, 1993). Este processo ocorre pela combinação simultânea de compactação gravitacional e litificação (transformação do sedimento em rocha) (Clayton e Serratrice, 1997). Além destes, areias saturadas limpas, consolidadas ou recém-depositadas apresentam cimentação com o tempo devido à solução e precipitação de quartzo, sílica amorfa e outros componentes, formando uma fina película de gel de sílica ácida na superfície das partículas e a precipitação da sílica, ou outro material da solução ou suspensão, como um cimento nos contatos entre partículas (Rotta, 2005).

Nos solos residuais, a cimentação é herdada da rocha original (“mãe”). Isto porque a rocha sofre processos físico-químicos de intemperização que degrada e decompõe a rocha transformando-a em solos residuais. Neste processo, propriedades como densidade (diminui) e porosidade (aumenta) são alteradas e a cristalização associada à formação de novos minerais e a precipitação de sais minerais criam ligações entre partículas desenvolvendo uma estrutura com cimentação.

Além disso, os solos podem ser cimentados artificialmente. Na engenharia geotécnica a cimentação é utilizada para promover estabilização físico-química de um solo. Normalmente, dependendo do tipo do solo, o agente cimentante utilizado é o cimento *Portland*, gesso ou a cal, bem como as emulsões químicas. Alguns trabalhos têm relatado a melhora nas características mecânicas relacionadas à resistência, deformabilidade, permeabilidade e durabilidade do solo com a introdução do agente cimentante (Prietto, 1996 *apud* Rotta, 2005; Huang e Airey, 1998; Vatsala *et al*, 2001; Carvalho, 2002; Gao e Zao, 2012). São vários os problemas da engenharia geotécnica associada aos solos cimentados: fundações, pavimentação, estabilidade de taludes, escavações em solos naturais e comportamento de solos estruturados. Já na engenharia de reservatório, o comportamento de material cimentado remete ao comportamento de arenitos porosos e frágeis ou rochas carbonáticas suscetíveis a problemas de compactação e subsidência.

2.4 CIMENTAÇÃO: Efeito e Comportamento

De acordo com Leroueil e Vaughan (1990), os conceitos de resistência e rigidez oriundos da cimentação entre partículas são somente considerados na Mecânica das Rochas. No entanto, devido à importância da estrutura no comportamento mecânico dos materiais geotécnicos cimentados, estes não podem ser totalmente descritos segundo a Mecânica dos Solos Clássica, ou seja, a resistência e rigidez não podem ser comandadas simplesmente pela porosidade e histórico de tensões, mas, sim pela cimentação ou ligações entre partículas.

Em geral, conforme descrito no trabalho pioneira de Gens e Nova (1993), a cimentação confere ao material, quando este é comparado ao mesmo material no estado desestruturado (sem cimentação), uma resistência e rigidez notadamente superior bem como, modifica a relação entre tensões efetivas e volumes de vazios (Rotta *et al.*, 2003; Leroueil e Hight, 2003).

Além do incremento de rigidez, a cimentação produz uma ampliação da superfície de fluência ou plastificação. Contudo, este aumento de rigidez e resistência relacionada à ligação cimentante pode ser diminuído, por exemplo, pela ação do intemperismo e seus processos físico-químicos associados à interação rocha-fluido (Nova *et al.*, 2003; Castellanza e Nova, 2004; Charlie e Boukpeti, 2004; Heggheim *et al.*, 2005). Este fenômeno degrada as ligações cimentantes e faz com que o material ao ser solicitado com a aplicação das tensões de compressão, tração e cisalhamento deforme irreversivelmente (Leroueil e Vaughan, 1990; Bressani, 1990 *apud* Prietto, 2004; Martins, 2001; Koskinen *et al.*, 2002).

Diversos autores têm apresentado resultados tanto através de experimentos laboratoriais em ensaios de compressão isotrópica, triaxial como no também utilizando simulação numérica, desenvolvendo modelos constitutivos para investigar a influência da cimentação no solo. No ensaio edométrico apresentado por Maccarini (1987) pode ser visto a influência da cimentação e o comportamento do material estruturado (com cimentação) diante da compressão. De acordo com a Figura 2.9, observa-se que o material com cimentação apresenta um maior índice de vazios para o mesmo nível de tensão aplicada se comparado ao mesmo material sem cimentação.

Outra característica apontada é que o material cimentado inicialmente encontra-se numa região de compressão elástica até certo valor de tensão denominada de tensão de pré-adensamento. Esta seria a máxima tensão que o material já foi submetido, similar ao comportamento observado em argilas pré-adensadas, representando assim a transição entre compressão elástica e plástica (Rosa, 2006). Após a ocorrência da plastificação, com os incrementos de tensões e a progressiva degradação da cimentação, o material alcança comportamento semelhante do material sem cimentação. Este resultado foi similar ao constatado na literatura conceitual para solos estruturados e cimentado naturalmente e artificialmente (Leroueil e Vaughan, 1990). Conforme pode ser visto na Figura 2.10, a seguir.

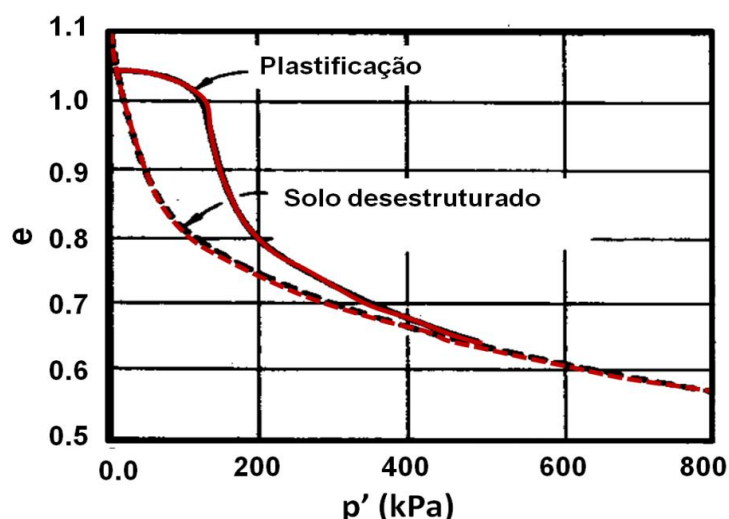


Figura 2. 9 – Resultado de ensaio edométrico em solo cimentado e sem cimentação: índice de vazios versus tensão média efetiva (Adaptado de Maccarini, 1987).

Por outro lado, observando o comportamento tensão-deformação de amostras de areia cimentada e sem cimentação submetida a ensaios triaxiais (Figura 2.11), verifica-se um pico de resistência com a consequente contração progressiva da curva de deformação em direção à curva do material desestruturado (Clayton e Serratrice, 1997). Este queda de resistência representa a diminuição na coesão associada à plastificação, que marca o início do processo de degradação/quebra das ligações entre partículas. A resistência representa um dos principais efeitos da estrutura cimentada quando comparado com seu estado desestruturado (Cuccovillo e Coop, 1997).

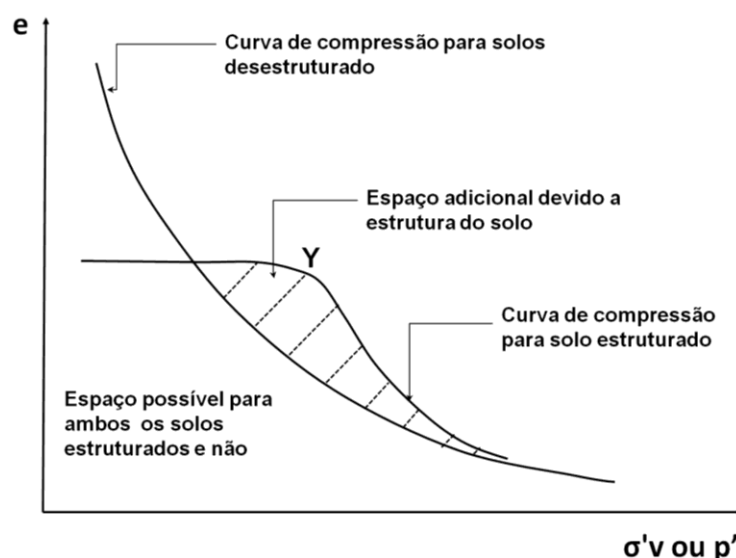


Figura 2. 10 - Comparação entre solo estruturado e o mesmo desestruturado (Leroueil e Vaughan, 1990).

Assim como a resistência, a rigidez do material também é atingida pela degradação da cimentação. À medida que a cimentação é degradada a rigidez torna-se dependente do estado deformacional e de tensões do material, caracterizando a progressiva transformação de um material coesivo (cimentado) em um material friccional.

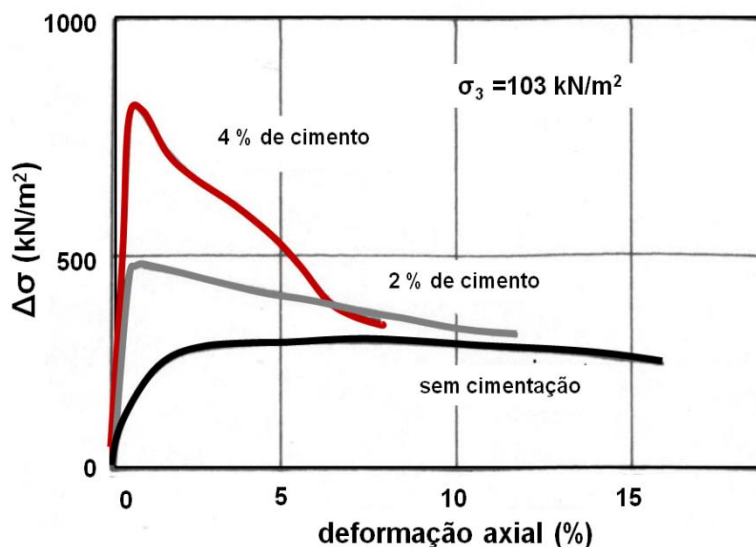


Figura 2. 11 – Ensaios triaxiais em amostras de areia cimentada e sem cimentação (Adaptado de Leroueil e Vaughan, 1990).

Para sintetizar o padrão de comportamento dos solos cimentados de acordo com a variação de tensão efetiva, a Figura 2.12 apresenta o comportamento mecânico de amostras de rochas brandas porosas submetidas a ensaios triaxiais (Elliot e Brown, 1985 *apud* Gens e Nova, 1993). Verifica-se claramente a mudança gradual de um comportamento frágil e dilatante a baixas tensões confinantes e caracterizado pela presença de deformações do tipo *amolecimento*. Já considerando o aumento de tensões é registrado um comportamento dúctil e compressivo, no qual as deformações são do tipo *endurecimento*.

Em termos de deformação observa-se que, no comportamento de ruptura frágil, estas são inicialmente compressivas até certo ponto próximo à ruptura, e a partir daí apresenta um comportamento expansivo, cuja taxa de dilatância decresce gradualmente à medida que o cisalhamento progride, tendendo ao estado último (não há mais variação volumétrica). No comportamento dúctil observam-se apenas deformações compressivas.

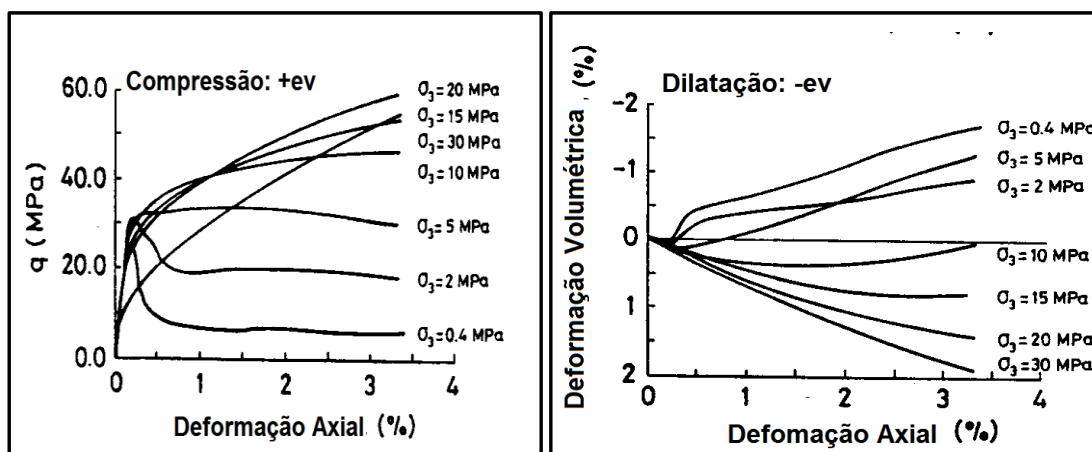


Figura 2. 12– Influência das tensões confinantes no comportamento tensão-deformação de uma rocha frágil e porosa por Elliot e Brown (1985, *apud* Gens e Nova, 1993).

O intemperismo transforma rochas rijas em solos residuais não coesivos, afetando o comportamento mecânico e reduzindo progressivamente a rigidez e resistência das estruturas cimentadas com a degradação. Seguindo esta linha de raciocínio, em 2004 Castellanza e Nova realizaram ensaios edométricos em amostras de calcário e areias cimentados artificialmente com sílica a fim de avaliar tais efeitos. Neste trabalho citado acima, os resultados da análise experimental foram comparados com o comportamento obtido na simulação numérica. Nas análises numéricas os autores propuseram um modelo constitutivo químico-elastoplástico (será detalhado posteriormente), que teoricamente seria capaz de capturar tal comportamento. Nesta proposta o diferencial refere-se à percolação de um fluido ácido para acelerar o processo de degradação, pois, na escala de tempo real esta degradação ocorreria a longo prazo. Na Figura 2.13 pode-se observar o efeito da degradação química na resposta mecânica em termos de tensão desviadora e deformação axial. Destaca-se a fase de injeção da solução ácida (baixo pH), na trajetória BC, na qual se observa a influência da interação química exercida pelo fluido, produzindo respostas significativas no comportamento tensão-deformação-resistência do solo em estudo.

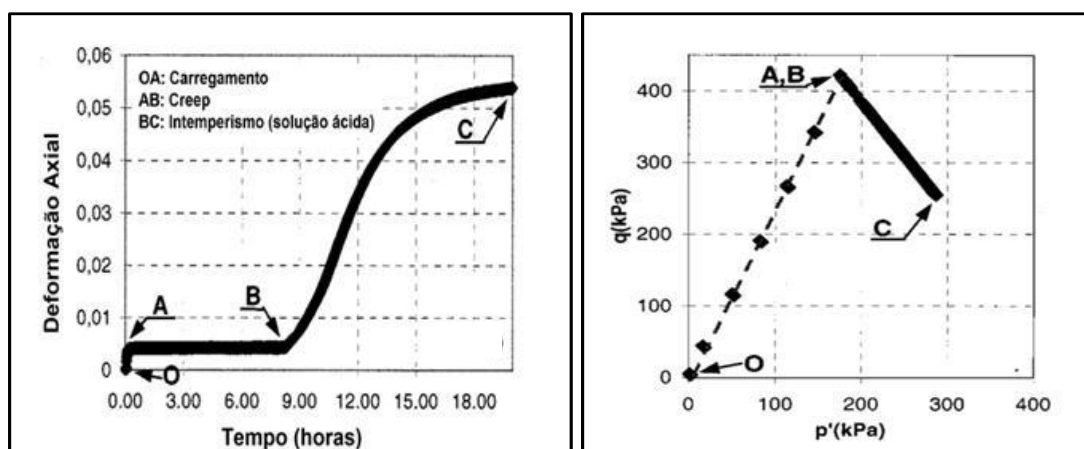


Figura 2. 13– Evolução da deformação axial e tensão radial com grau de intemperismo (Castellanza e Nova, 2004).

Ainda pode ser visto na Figura 2.14 que os parâmetros associados à resistência reduziram, com a consequente deformação do tipo *softening* e contração do tamanho do domínio elástico. Nesta fase foram registradas as maiores deformações axiais se comparada às outras fases. Apesar do destaque dado ao trabalho de Castellanza e Nova (2004) outros trabalhos têm investigado a degradação química associada à interação rocha-fluido nos geomateriais cimentados, solos frágeis, rocha porosa, solo natural, como Nova *et al.* (2003); Boukpeti e Charlier (2004) e Nova e Parma (2005).

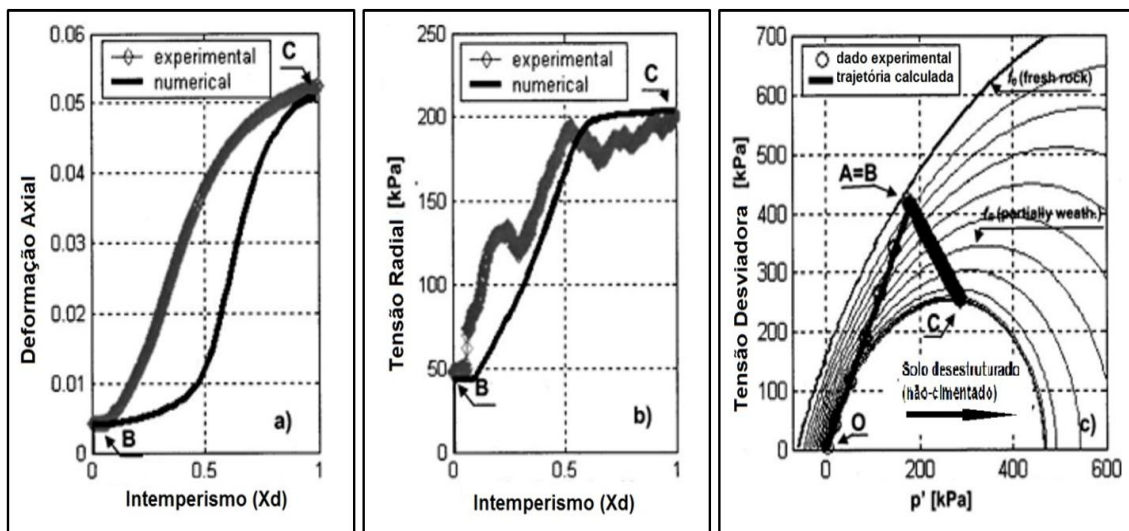


Figura 2. 14– Evolução da deformação axial com o tempo, tensão radial e trajetória de tensão no plano q - p (Castellanza e Nova, 2004).

Diversos outros trabalhos (Lagiola e Nova, 1995; Yu *et al.*, 1998; Cuccovillo e Coop, 1997; Kavvasas e Amorosi, 2000; Vatsala *et al.*, 2001; Koshinen *et al.*, 2002; Uchaipichat, 2011; entre outros) que têm investigado o efeito da estrutura nos geomateriais cimentados, solos frágeis, seja experimentalmente e/ou numericamente, e seu comportamento diante da degradação físico-químico. Além de associações com outras físicas, como por exemplo, a inclusão do efeito da sucção (Alonso e Gens, 1993; Navarro *et al.*, 2010).

Nesta tese, o “enfraquecimento” dos solos e dos geomateriais cimentados diante de solicitações é atribuído à degradação imposta pelos processos físico-químicos que afetam as propriedades mecânicas, como rigidez e resistência. De acordo com o conceito apresentado acima, observa-se que os solos cimentados apresentam um comportamento, diante da degradação na interação rocha-fluido e das solicitações, que é capaz de descrever este “enfraquecimento”, bem como representar os efeitos geomecânicos subsequentes, como uma possível compactação e subsidência. Assim, utilizar-se-á esta física para caracterizar o mecanismo de compactação química devido à degradação das ligações pelo intemperismo químico, no qual será possível agregando a teoria da desestruturação definida por Castellanza e Nova (2004), derivada da teoria original proposta por Gens e Nova (1993).

2.5 MEIOS POROSOS MULTIFÁSICOS

2.5.1. Aspectos do Comportamento Hidráulico dos Solos

Os solos saturados são constituídos por apenas duas fases, uma sólida e outra líquida. Os solos não-saturados são compostos por uma fase sólida, caracterizada pela presença de grãos (partículas sólidas e água adsorvida), uma fase molhante (presença de água livre) e uma fase não-molhante (presença de ar). Alguns autores (Fredlund e Rahardjo, 1993) consideram a interface água-ar como uma quarta fase independente, conhecida como membrana contrátil (Figura 2.15).

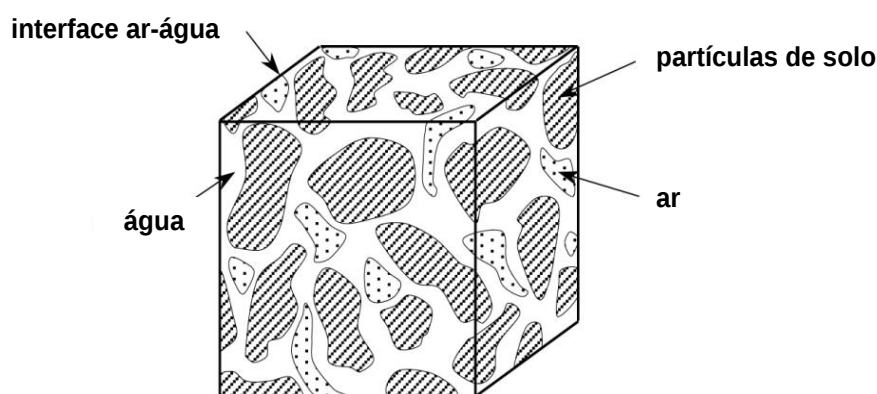


Figura 2. 15 - Elemento de solo não saturado com fase de ar contínua (Fredlund e Rahardjo, 1993).

As fases molhante e não-molhante representam os materiais passíveis de fluxo dentro do elemento de solo, onde o fluxo depende da fase molhante, no caso a água (Chen *et al.*, 2006). No que se refere à permeabilidade, estudos mostraram que a permeabilidade ao ar mantém-se significativamente maior que a permeabilidade à água para todas as umidades. Portanto, para a maioria dos solos não-saturados o ar se dissipa rapidamente, considerando pressões atmosféricas constantes.

Do ponto de vista comportamental, em equilíbrio, pode ser visualizado como a mistura de duas fases sobre aplicação de gradiente de tensão (partícula de solo e película contrátil) e duas fases que fluem sobre imposição de gradiente de pressão (fluido não-molhante e molhante). A fase de equilíbrio é expressa por meio de três conjuntos de tensões normais $(\sigma - u_a)$, $(u_a - u_w)$ e u_a . No qual σ é a tensão total, u_w é a pressão de água e u_a é a pressão do ar. O primeiro termo refere-se à tensão líquida e o segundo termo, à sucção matricial, denominada na engenharia de reservatório como pressão capilar.

Matematicamente, a pressão capilar é uma descontinuidade que ocorre na interface entre os dois fluidos imiscíveis (exemplo água-óleo ou água-ar) (Fredlund e Raharjo, 1993; Chen *et al*, 2006), onde a pressão da fase não-molhante é maior que a pressão da fase molhante, sendo definida pela Equação (2.1):

$$s = (u_a - u_w) = p_c = p_a - p_w \quad (2.1)$$

onde $p_a = s_a$ é a pressão da fase não-molhante e $p_w = s_w$ é a pressão da fase molhante.

Diversos autores consideram a pressão capilar a componente suficiente para descrever o comportamento do solo. A maioria das evidências experimentais revelam que é ela quem governa as características de resistência e deformação de solos não-saturados.

Para o conceito dos solos não-saturados, o efeito capilar ocorre entre água (fluido molhante) e ar (fluido não-molhante). Em reservatório de petróleo, adota-se uma aproximação, no qual o fluido não-molhante é o óleo. Esta teoria tem sido adotada em alguns trabalhos envolvendo estudo hidro-mecânico em reservatório de petróleo.

Os valores de pressão capilar e a quantidade de fluidos presentes nos poros desempenham um importante papel no comportamento dos solos não-saturados, principalmente nas condições de fluxo. Isto porque, a capacidade de retenção da água nos microporos e macroporos do solo é caracterizada pelo grau de saturação em função da pressão (Fredlund *et al.*, 1994; Futai, 2002).

Esta relação pode ser obtida em laboratório com processos de secagem e umedecimento do solo. A representação gráfica desta relação se denomina curva característica, curva de retenção ou curva capilar. A natureza desta relação está diretamente associada à distribuição dos tamanhos de vazios, distribuição granulométrica do solo, além do formato dos grãos e mineralogia.

A curva de retenção de água no solo representa uma componente chave para a resolução de problemas de fluxo. De acordo com Fredlund *et al.* (1995), ela pode ser utilizada ainda para previsão da resistência ao cisalhamento e da função condutividade hidráulica dos solos não-saturados.

Na Figura 2.16 apresenta-se a curva da relação entre a umidade volumétrica e a sucção (pressão capilar) em solos argilosos, arenosos e com distribuições diferentes. Observa-se que os maiores teores de umidade para reduzir a pressão capilar foram exigidos no solo argiloso. Fato que se explica devido à existência dos finíssimos capilares, induzindo o aparecimento de meniscos com curvaturas acentuadas, quando o solo entra em contato com a água. Quanto mais acentuada a curvatura, maior será a diferença de pressão na interface fluido-fluido e conseqüentemente, maior terá que ser a umidade para reduzi-la. Em relação ao mecanismo de absorção, quanto mais fino for o solo, maior será a sua superfície específica e, maiores serão as forças de adsorção que irão se desenvolver na superfície das partículas. Assim, torna-se necessário aumentar o teor de umidade para reduzir as forças de adsorção, redução também da sucção matricial.

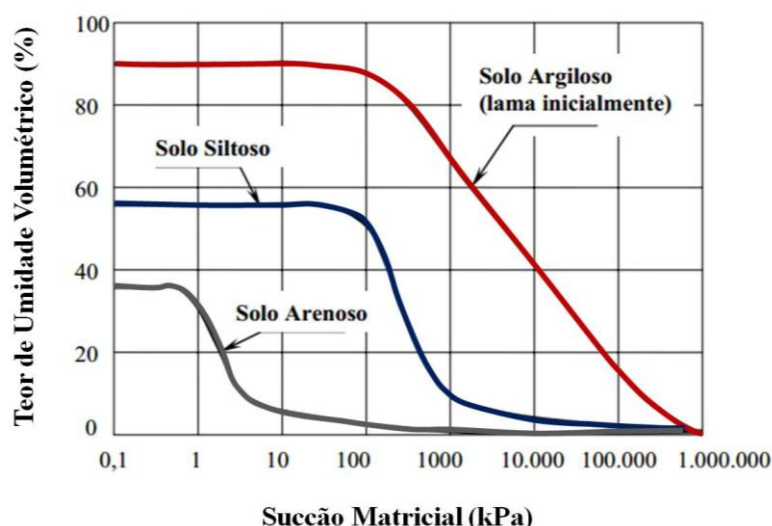


Figura 2. 16 - Posições das curvas de retenção/característica para solos arenosos, siltosos e argilosos (Adaptado de Fredlund e Xing, 1994; Lu e Likos, 2004).

A curva de retenção pode ser modelada mediante relações empíricas, a partir dos dados de pressão capilar e umidade volumétrica. Para construir curvas de retenção de água no solo podem ser usadas propostas como as de Brooks & Corey (1964) e Van Genuchten (1980), que será mais adiante apresentada.

2.5.2. Aspectos do Comportamento Mecânico dos Solos

As análises de grande parte dos problemas geotécnicos empregam sobre os conceitos da Mecânica dos Solos Clássica, que tem enfatizado particularmente solos do tipo saturado ou seco. Segundo a teoria de Terzaghi a tensão normal efetiva (σ') é uma variável do estado de tensão que pode ser usada para descrever o comportamento mecânico dos solos saturados (Terzaghi, 1936 *apud* Lopes, 2006), tais como, o processo da mudança de volume e as características das tensões cisalhantes. A Equação (2.2) abaixo mostra a relação entre tensões atuantes no solo e a variável do estado de tensão para solos saturados.

$$\sigma' = \sigma - u_w \quad (2.2)$$

onde σ' é a tensão normal efetiva, σ a tensão normal total e u_w a pressão neutra ou poro-pressão da água.

A partir das constatações definidas segundo a teoria de Terzaghi, vários modelos elásticos e elastoplásticos basearam-se no princípio das tensões efetivas para caracterizar o comportamento mecânico dos solos saturados. Alguns autores tentaram transportar este conceito de tensões efetivas para a ótica dos solos não-saturados. Assim como tentaram retratar a tensão efetiva a partir de um equilíbrio de forças atuante no contato interpartículas, considerando a pressão capilar, onde esta geralmente estava relacionada a um valor empírico (Croney *et. al*, 1958; Bishop, 1959; Lambe, 1960; Aitchison, 1961; Richards, 1966 entre outros citados em Fredlund e Morgenstern, 1977a

e Jucá, 1993.). Na Tabela 2.1, apresentam-se as um resumo das várias propostas realizadas com este intuito.

Tabela 2. 1 – Principais expressões para a avaliação da tensão efetiva para solos não saturados (Fredlund e Morgenstern, 1977a; Jucá, 1993).

Equação	Referências
$\sigma' = \sigma - u_a + X(u_a - u_w)$	Bishop (1959)
$\sigma' = \sigma - p''$	Donald (1956)
$\sigma' = \sigma - \beta' \cdot u_w$	Croney, Coleman e Black(1958)
$\sigma' = \sigma \cdot a_m + u_a \cdot a_a + u_w + a_w + R - A$	Lambe (1960)
$\sigma' = \sigma + \Phi \cdot p''$	Aitchison (1961)
$\sigma' = \sigma + \beta' \cdot p''$	Jennings (1966)
$\sigma' = \sigma - u_a + X_m(h_m + u_a) + X_s(h_s + u_a)$	Richards (1966)
$\sigma' = \sigma - u_a + X_m \cdot p_m'' + X_s \cdot p_s''$	Aitchison e Martin (1973)

Devido à dificuldade de encontrar uma formulação única para a tensão efetiva a fim de descrever o comportamento deformacional dos solos não saturados, foram definidas variáveis de tensão independentes. Estas variáveis independentes seriam combinações da tensão total (σ), da pressão de água (u_w) e da pressão do ar (u_a).

Matyas e Radhakrishna (1968, *apud* Alonso *et al.*, 1990), na tentativa de avaliação das propriedades do solo em termos de mudanças de volume e resistência por meio de superfície de estado, introduziram o conceito de parâmetros de estado. Nesta teoria o estado de deformação de um elemento de solo pode ser representado graficamente por um ponto num espaço tridimensional definido por um sistema de eixos coordenados entre o índice de vazios e grau de saturação e os parâmetros de estado (tensão média, tensão líquida e sucção). Dessa forma, tensões associadas com carregamento mecânico ou geostático podem ser representadas por qualquer das tensões ($\sigma - u_a$, $\sigma - u_w$). As tensões associadas com a pressão de poros são representadas pela variável de sucção matricial ($u_a - u_w$), e as mudanças de volume de solo associam-se aos dois estados de tensões independentes através do índice de vazios.

Fredlund e Morgenstern (1979) propuseram uma relação constitutiva entre o tensor de tensões líquidas, o tensor de deformações e a sucção matricial baseado na teoria generalizada de Hooke para solos saturados. A primeira proposta neste sentido (relações constitutivas) foi feita por Coleman em 1962, que propôs relações elásticas para representar o comportamento do solo (Fredlund e Morgenstern, 1977a, 1977b).

Na direção dos estudos das deformações irrecuperáveis e recuperáveis Alonso *et al.* (1990) propuseram um modelo elasto-plástico, fundamentado na teoria da plasticidade clássica e na teoria dos estados críticos. Os autores consideram a ampliação da superfície de plastificação do modelo *Cam-Clay* Modificado incorporando a variável referente à sucção matricial. A condição saturada é tratada como um caso específico do

modelo, quando a sucção se anula. A modelagem passou a ser chamada de Modelo Básico Barcelona (BBM – *Basic Barcelona Model*).

A proposta admite quatro variáveis de estado do solo, esta permite prever deformações reversíveis, expansão, em trajetória de molhagem a baixas tensões confinantes, bem como deformações irreversíveis, o colapso durante umedecimento para elevados valores de tensões de confinamento e de sucção. Assim, como as outras propostas para analisar o comportamento deformacional do solo através das variáveis de estado, o BBM também sofreu críticas. Para maiores detalhes ver Alonso *et al.* (1990), Cui e Delage P. (1996), Furai (2002), entre outros.

Em resumo, estes estudos que tentaram reproduzir o comportamento dos solos não-saturados através de superfícies de estado e modelos constitutivos elásticos e elastoplástico, consideram a sucção ($u_a - u_w$), ou pressão capilar e a tensão ($\sigma - u_a$) como variáveis de estado ou variáveis independentes do problema, partindo do pressuposto de que a sucção aumenta a rigidez do solo devido a ações intergranulares que são responsáveis por manter as partículas de solo mais fortemente unidas.

Entre os modelos constitutivos citados para reproduzir o comportamento desses solos, este trabalho é fundamentado nos modelos elasto-plásticos, obedecendo a teoria dos estados críticos. Assim, é de interesse apenas Modelo Básico de Barcelona (BBM) proposto por Alonso *et al.* (1990), bem como um modelo similar para solos cimentados descritos a seguir.

2.5.2.1. Modelo Constitutivo BBM (Modelo Básico de Barcelona)

O BBM foi o primeiro modelo elasto-plástico capaz de descrever o comportamento tensão-deformação dos solos não-saturados. Ele foi idealizado para o estado de tensão isotrópico e triaxial, tomando-se como base o Cam-Clay Modificado, o qual surgiu a partir de observações de resultados de ensaios edométricos e tomando por base a teoria dos estados críticos.

Conceitualmente, este proposta destina-se a solos não-saturado com leve a moderada expansividade, para um estado de tensão isotrópico, agregando o conceito de endurecimento plástico controlado pela tensão média líquida e sucção matricial (Alonso *et al.*, 1990). Esta tensão média líquida é dada por:

$$p = \sigma_m - u_a \quad (2.3)$$

$$\text{onde } \sigma_m = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3). \quad (2.4)$$

Numa representação gráfica no plano tensão de pré-adensamento versus sucção (pressão capilar segundo definição para solos/rochas na engenharia de reservatório) (Figura 2.17) o comportamento elastoplástico é definido por duas curvas de escoamento denominadas LC (“*load collapse*”) a outra SI (“*suction increase*”). A primeira é definida pela tensão de escoamento isotrópica em diferentes valores de sucção e a segunda é paralela ao eixo de tensão isotrópica. Qualquer variação em p ou s no

estado de tensão dentro do espaço limitado por estas duas curvas resultará em deformações recuperáveis (elásticas), ultrapassando estes limites deformações irreversíveis (plásticas) ocorrerão, resultando na ampliação do espaço elástico.

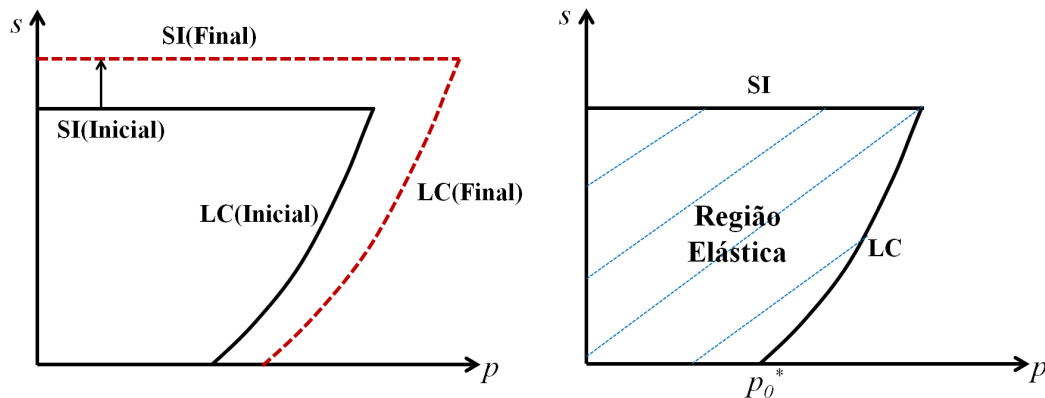


Figura 2. 17– Superfície de escoamento: (a) acoplamento entre as curvas LC e SI; (b) definição da região elástica do solo (Adaptado de Alonso *et al.*, 1987).

As possibilidades de ampliação do espaço elástico são: i) aumento de sucção acima do limite (s_0) deslocará a SI; ii) redução da sucção sob uma tensão isotrópica constante, ou aumento da tensão isotrópica sob sucção constante resultará no deslocamento da LC.

Os limites definidos pelas curvas SI e LC são acoplados, isto é, se a sucção do solo induzir o deslocamento de uma curva limite, a outra curva também será deslocada.

O modelo é capaz de reproduzir a maioria dos aspectos do comportamento de solos não-saturados, tais como: i) reprodução de fenômenos como colapso e expansão sob diferentes trajetórias de tensão e sucção, onde expansão está associada a deformações elásticas, enquanto o colapso a deformações plásticas; ii) aumento de rigidez do solo, resistência ao cisalhamento e pressão de pré-adensamento com a sucção; iii) deformações volumétricas dependentes da trajetória de tensões.

a) Equações para o estado de tensão isotópico

O BBM é composto por uma modelagem no plano de tensões p : s e estendido ao estado de tensões triaxiais. Na formulação do modelo foram utilizadas quatro variáveis de estado, a tensão total média excedente sobre a pressão do ar (p), a sucção matricial (s), a tensão desvio ($q = \sigma_1 - \sigma_3$), para considerar o efeito das tensões cisalhantes e volume específico ($v = 1 + e$). A seguir serão apresentados as relações constitutivas proposta por Alonso *et al.* (1990).

O modelo constitutivo idealizado por Alonso *et al.* (1987) está representado na Figura 2.18, onde dois corpos-de-prova (idênticos), o primeiro saturado e o segundo submetido a um valor de sucção constante, são carregados isotropicamente. Para um hipotético caminho de tensão (1-2-3), envolvendo descarregamento de (p_0) para (p_0^*)

a sucção (s) constante (1-2), com posterior redução na sucção para sucção zero sob tensão constante sofrendo expansão (2-3), pode-se calcular o volume específico no ponto 3, v_3 segundo a expressão:

$$v_3 = v_1 + \Delta v_p + \Delta v_s \quad (2.5)$$

onde v_1 é o volume específico no ponto 1; Δv_p é a variação de volume específico devido a variação de p ; Δv_s é a variação de volume específico devido à variação de s .

Na condição isotrópica o volume específico (v) é dado por:

$$v = N(s) - \lambda(s) \ln \frac{p}{p^c} \quad (2.6)$$

onde p^c é a tensão de referência para $v = N(s)$, $N(s)$ é volume específico para $p = p^c$, $\lambda(s)$ é o parâmetro de compressão elasto-plástico do solo dependente da sucção (s).

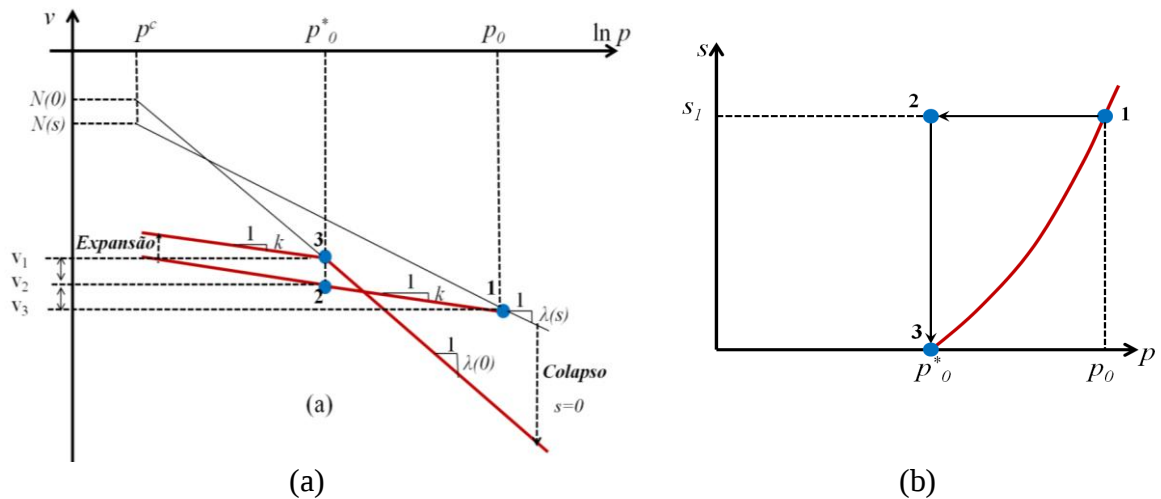


Figura 2. 18 - Relação entre tensões de escoamento (p_o) e (p_o^*): (a) curvas de compressão isotrópica para o solo saturado e não saturado; (b) trajetória de tensão e curvas de escoamento para o plano de estado de tensão (s, p) (Adaptado de Alonso *et al.*, 1990).

Para as variações de volume verificadas na trajetória 1-2, referente às trajetórias de carregamento e descarregamento na região elástica à sucção constante tem-se:

$$dv = -k \frac{dp}{p} \quad (2.7)$$

Já para a trajetória 2-3, referente ao descarregamento da sucção, ou seja, ao umedecimento a variação de volume nesta trajetória tem-se.

$$dv = -k_s \frac{ds}{(s + p_{atm})} \quad (2.8)$$

onde k é o parâmetro de rigidez elástica para variação de tensão p , k_s é o parâmetro de rigidez elástica para variação da sucção (s) e p_{atm} a pressão atmosférica.

Através dos volumes específicos obtém-se uma relação entre p_0 e p_0^* que define um conjunto de curvas de escoamento LC dada por:

$$\frac{p_0}{p} = \left(\frac{p_0^*}{p^c} \right)^{\frac{\lambda(0)-k_i}{\lambda(s)-k_i}} \quad (2.9)$$

onde p_0^* é a tensão de pré-adensamento na condição saturada, k é o índice de compressão para o trecho de descarregamento e recarregamento da tensão isotrópica, considerado independente da sucção.

Esta Equação (2.9) representa o aumento da tensão de escoamento com a sucção a partir da tensão de pré-adensamento saturada p_0^* , que controla a posição da curva e funciona como um parâmetro de endurecimento.

Segundo Alonso *et al.* (1990), o aumento da rigidez com a sucção é dada segundo a expressão:

$$\lambda(s) = \lambda(0)[(1-r)\exp(-\beta s) + r] \quad (2.10)$$

onde β é um parâmetro que controla a taxa de aumento da rigidez do solo com a sucção e r é uma constante relacionada com a máxima rigidez do solo, dado por:

$$r = \lim_{s \rightarrow \infty} \frac{\lambda(s)}{\lambda(0)} \quad (2.11)$$

Segundo o modelo proposto, a variação de volume específico devido à variação da sucção depende do histórico de sucção do solo. Caso o solo seja submetido a um valor de sucção superior ao valor máximo já experimentado pelo solo (s_0), as deformações plásticas ocorrerão à medida que a sucção aumenta. Nesta conjuntura a curva denominada SI (*suction increase*) demarca a região elástica do solo (Figura 2.19), indicando a partir de que limite se têm as deformações plásticas por incrementos de sucção. Neste caso, a variação de volume específico é dada pela equação:

$$dv = -\lambda_s \frac{ds}{(s + p_{atm})} \quad (2.12)$$

onde λ_s é o parametro de rigidez relacionado a variação da sucção.

b) *Deformação e Leis de Endurecimento*

De acordo com a Equação (2.7), o aumento do carregamento p com sucção constante apresentada no trecho 1-2, induz compressões volumétricas elásticas $d\varepsilon_{vp}^e$, de valor positivo, dada por:

$$d\varepsilon_{vp}^e = -\frac{dv}{v} = \frac{k}{v} \cdot \frac{dp}{p} \quad (2.13)$$

Quando a tensão média p atingir o valor p_0 na curva LC, a deformação volumétrica total pode ser calculada pela Equação (2.14):

$$d\varepsilon_{vp} = -\frac{\lambda(s)}{v} \cdot \frac{dp_0}{p_0} \quad (2.14)$$

Assim a componente plástica da deformação volumétrica será dada pela expressão:

$$d\varepsilon_{vp}^p = -\frac{\lambda(0) - k}{v} \cdot \frac{dp_0^*}{p_0^*} \quad (2.15)$$

Na trajetória 2-3, as deformações volumétricas elásticas induzidas pela redução da sucção com p constante, são expressas pela Equação (2.16):

$$d\varepsilon_{vp}^e = -\frac{dv}{v} = \frac{k_s}{v} \cdot \frac{ds}{(s + p_{atm})} \quad (2.16)$$

Caso a sucção alcance o valor de escoamento na curva SI, ocorrerão deformações plásticas, definidas por:

$$d\varepsilon_{vs} = -\frac{\lambda_s}{v} \cdot \frac{ds_0}{(s_0 + p_{atm})} \quad (2.17)$$

$$d\varepsilon_{vs}^p = \frac{\lambda_s - k_s}{v} \cdot \frac{ds_0}{(s_0 + p_{atm})} \quad (2.18)$$

As deformações irreversíveis (plásticas) são governadas pelas Equações (2.17) e (2.18), no qual implica em uma lei de endurecimento em que a movimentação das curvas LC e SI no plano de tensões (p , s) são independentes.

Contudo, baseado em evidências experimentais Josa *et al.* (1987) sugerem a interdependência entre as curvas, ou seja, o acoplamento entre elas. Por isso, Alonso *et al.* (1990) propuseram que a movimentação destas curvas seja definida pelas seguintes deformações plásticas:

$$d\varepsilon_v^p = d\varepsilon_{vp}^p + d\varepsilon_{vs}^p \quad (2.19)$$

onde $d\varepsilon_v^p$ é o incremento de deformação volumétrica plástica, $d\varepsilon_{vs}^p$ é o incremento de deformação volumétrica plástica associada a curva de escoamento SI, $d\varepsilon_{vp}^p$ é o incremento de deformação volumétrica plástica associada a curva de escoamento LC.

Para considerar o acoplamento das superfícies de escoamento LC e SI deve-se considerar além da lei de Endurecimento, a deformação volumétrica total (Equação 2.19). Segundo esta teoria, as deformações plásticas produzidas pelo aumento da tensão hidrostática, deslocam LC e SI simultaneamente. Assim, a lei de endurecimento proposta por Alonso *et al.* (1990) :

$$\frac{dp_0^*}{p_0^*} = \frac{v}{\lambda(0) - k} \cdot d\varepsilon_v^p \quad (2.20)$$

$$\frac{ds_0}{(s_0 + p_{atm})} = \frac{v}{\lambda_s - k_s} \cdot d\varepsilon_v^p \quad (2.21)$$

c) *Equações constitutivas para um estado de tensão triaxial ($q \neq 0$)*

Para considerar o efeito das tensões cisalhantes, a tensão desvio é introduzida como um terceiro parâmetro de tensão:

$$q = \sigma_1 - \sigma_3 \quad (2.22)$$

O estado de deformação é definido pela deformação volumétrica (ε_v) e pela deformação cisalhante (ε_s):

$$\varepsilon_v = \varepsilon_1 + 2\varepsilon_3 \quad (2.23)$$

$$\varepsilon_s = \frac{2}{3}(\varepsilon_1 - \varepsilon_3) \quad (2.24)$$

O modelo aplicado ao caso do solo saturado é um exemplo particular do solo não-saturado, o que faz o BBM reduzir-se ao modelo *Cam-Clay Modificado*.

Assim, a curva de escoamento para uma dada sucção constante, no plano p versus q , é descrita por uma elipse que exibirá no eixo da tensão isotrópica p uma tensão de escoamento p_0 relacionado com a superfície de escoamento LC, como se pode ver na Figura (2.19).

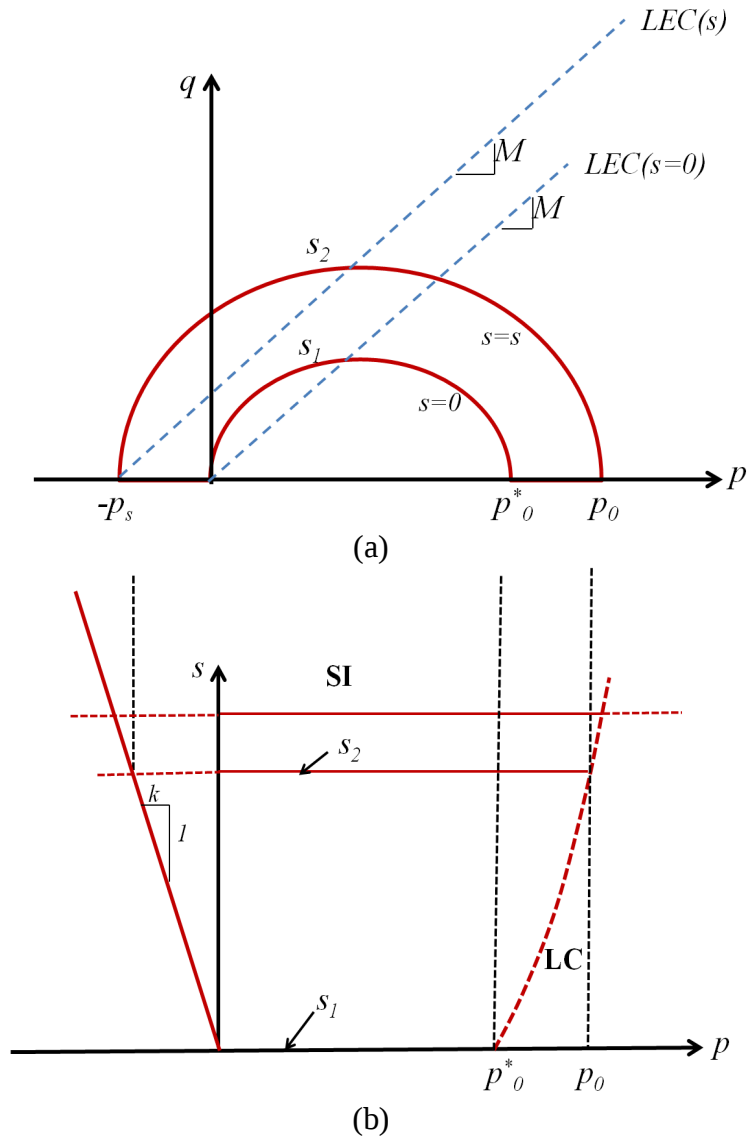


Figura 2. 19- Curvas de plastificação no espaço: (a) relação tensão desvio versus tensão de pré-adensamento (q, p) (b) relação sucção com a tensão de pré-adensamento (p, s) (Adaptado de Alonso *et al.*, 1990).

Segundo observa-se na Figura (2.19) acima, s_1 e s_2 são curvas de escoamento do solo para diferentes valores de sucção de s_2 para $s = 0$ kPa, p_0^* é a tensão de pré-adensamento do solo na condição saturada, p_0 é a tensão de pré-adensamento do solo para certo valor de sucção, M é a inclinação da projeção da linha de estados críticos (LEC).

A elipse tem uma expansão devido ao aumento da tensão de pré-adensamento e da coesão do solo com a sucção. Para determiná-la é necessário definir estados de ruptura específicos de corpos-de-prova ensaiados sob diferentes trajetórias de tensões.

A condição ruptura para uma sucção (s) qualquer é definida por retas paralelas à linha de estado crítico (LEC). O aumento da resistência do solo com a sucção está relacionado ao parâmetro (k), que descreve o aumento da coesão com a sucção sem qualquer alteração da inclinação da linha dos estados críticos (LEC). Assim, diante de uma relação linear entre o aumento da coesão com a sucção, a elipse interceptará o eixo isotrópico (p) em um ponto dado por:

$$p = -p_s = -k.s \quad (2.25)$$

onde k é uma constante que descreve o acréscimo de coesão com a sucção.

As elipses são obtidas pela Equação (2.26) que passa pelos pontos $-p_s(s)$ e p que limitam a superfície de escoamento. Na Figura (2.20) observa-se uma visão tridimensional das superfícies de escoamento.

$$q^2 - M^2(p + p_s)(p_0 - p) = 0 \quad (2.26)$$

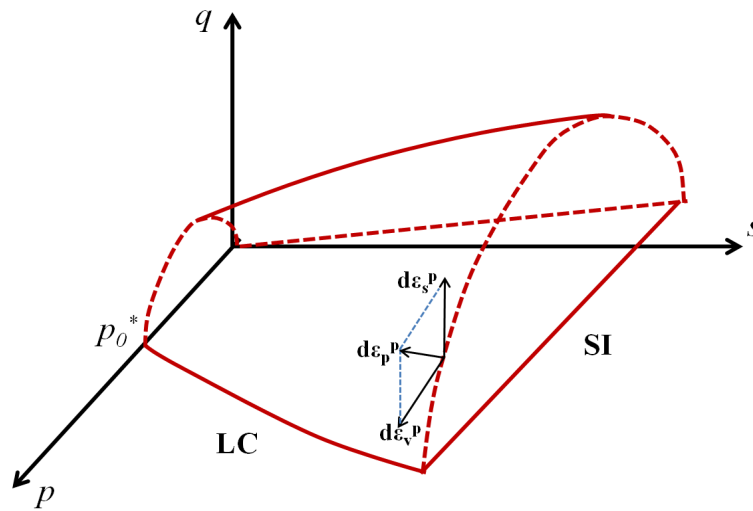


Figura 2. 20 - Superfície de escoamento no espaço (p, q, s) (Adaptado de Alonso *et al.* 1990).

Diante da vista tridimensional das superfícies de escoamento, observa-se que a curva de escoamento SI se estende dentro da região ($q > 0$) por meio de um plano paralelo ao eixo q , de forma que a Equação (2.27) seja mantida no espaço (p, q, s). O modelo sugere ainda uma lei de fluxo não associada aos planos de sucção constante, no qual considera a direção dos incrementos de deformação plástica associados com a superfície de escoamento (p, q). Um parâmetro α é introduzido resultando na expressão:

$$\frac{d\varepsilon_s^p}{d\varepsilon_v^p} = \frac{2q\alpha}{M^2(2p + p_s - p_0)} \quad (2.27)$$

O parâmetro α é responsável pela previsão das deformações laterais nulas para estados de tensões correspondentes à condição K_0 de Jacy (1948, *apud* Souza Neto, 2004) por meio da lei de fluxo:

$$K_0 - 1 - \sin \phi' = \frac{(6 - 2M)}{(6 + M)} \quad (2.28)$$

Para obter tais deformações nulas o valor de α deve ser definido pela seguinte expressão:

$$\alpha = \frac{M(M-9)(M-3)}{9(6-M)} \left\{ \frac{1}{\left[1 - \frac{k}{\lambda(0)} \right]} \right\} \quad (2.29)$$

As componentes de deformação plástica associadas com a curva LC são $(d\varepsilon_{vp}^p, d\varepsilon_s^p)$.

As deformações elásticas $d\varepsilon_s^e = 2/3 (d\varepsilon_1^e - d\varepsilon_3^e)$ induzidas por mudança em q são avaliadas através do módulo cisalhante, segundo a expressão abaixo:

$$d\varepsilon_s^e = \left(\frac{1}{3} G \right) dq \quad (2.30)$$

2.5.2.2. Modelo Elasto-Plástico Saturado com Cimentação

Nos últimos anos vários trabalhos têm utilizado modelos constitutivos elasto-plástico incorporando o efeito da cimentação e a possibilidade de quebra da cimentação, a fim de investigar o comportamento de materiais com cimentação (Kavvas e Amorosi (2000), Liu e Carter (2000), Vatsala *et al.* (2001), Koskinen *et al.* (2002) entre outros). Um dos mais relevantes e que serviram de base para outros foi o trabalho de Gens e Nova (1993). Estes autores propuseram uma discussão sobre os conceitos fundamentais para o desenvolvimento de modelos constitutivos elasto-plásticos para solos cimentados e rochas fracas, incorporando o efeito da desestruturação em solos saturados.

A abordagem sugerida por Gens e Nova (1993) começa a partir de uma lei constitutiva para o material não cimentado e introduz a parcela da cimentação. O modelo considera uma superfície de plastificação real para o material natural (sem degradação com cimentação), que pode ser ampliada de acordo com o grau ou quantidade de cimentação no solo. Na Figura 2.21 tem-se a representação da superfície de plastificação de um material cimentado e uma equivalente sem cimentação.

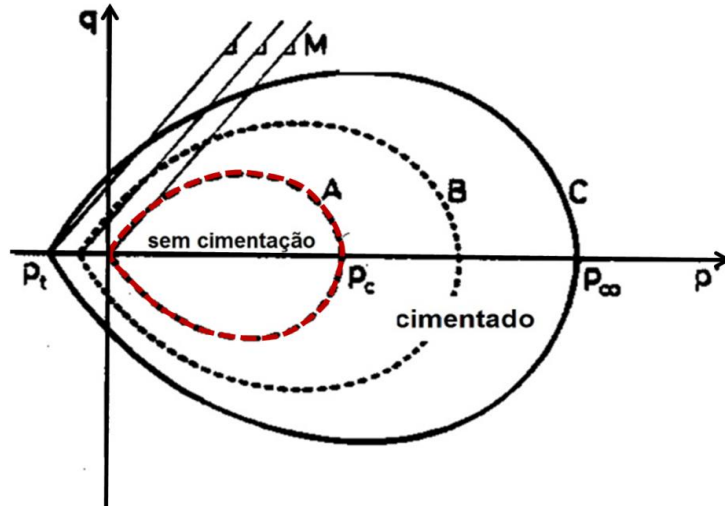


Figura 2. 21- Superfície de plastificação com cimentação e sem cimentação (Gens e Nova, 1993).

Na região interna à superfície o comportamento é elástico, já na superfície este é elasto-plástico e fora compreende uma região onde o estado de tensão é inadmissível. Uma vez que o domínio plástico é alcançado e as deformações plásticas acontecem, ocorrem mudanças que afetam o tamanho e a forma dos sucessivos pontos de plastificação. Assim, a superfície expande à medida que grau de cimentação aumenta e contrai com sua degradação. Esta degradação é simulada através da redução dos parâmetros associados ao nível de cimentação que depende das deformações existentes. A Figura 2.21 pode ser ver a influencia do aumento da cimentação nas superfícies de plastificação.

No modelo de Gens e Nova (1993), dois parâmetros controlam a ampliação da superfície intrínseca, p_{co} e p_t . O p_{co} controla a fluência (*yielding*) de um solo cimentado em compressão isotrópica e p_t está relacionado à coesão e tensão à tração do material. Ambos aumentam com a magnitude da ligação associada à cimentação.

Para obter o comportamento apresentado na Figura 2.21 a relação abaixo apresentada na Equação (2.31) deve ser atendida.

$$\frac{p_{co}}{p_c} = f(b) \rightarrow p_{co} = p_c(1+b) \quad (2.31)$$

É necessário também definir ligada ao valor do parâmetro p_t , que deve seguir a relação apontada na Equação (2.32).

$$\frac{p_t}{p_c} = f_t(b) \rightarrow p_t = p_c(\alpha_t b) \quad (2.32)$$

onde p_c é a tensão de pré-adensamento para um material sem cimentação, b é uma variável adimensional que representa o grau de ligação pela cimentação e α_t é um parâmetro. Nesta relação $f(b)$ deve ser igual a 1 (um) quando $b = 0$ e p_t deve tender a zero quando b decresce.

A função que define a redução da ligação cimentante (b) com o aumento da degradação é dada pela Equação (2.33):

$$h = h_1 \int d|\varepsilon^p| + h_2 \int d|\varepsilon_v^p| \quad (2.33)$$

onde h_1 e h_2 (maior que zero) são parâmetros do material que define a taxa de degradação.

Já a expressão que controla a evolução da degradação em resposta as deformações plásticas é dada por:

$$b = b_0 e^{-(h-h_0)} \quad (2.34)$$

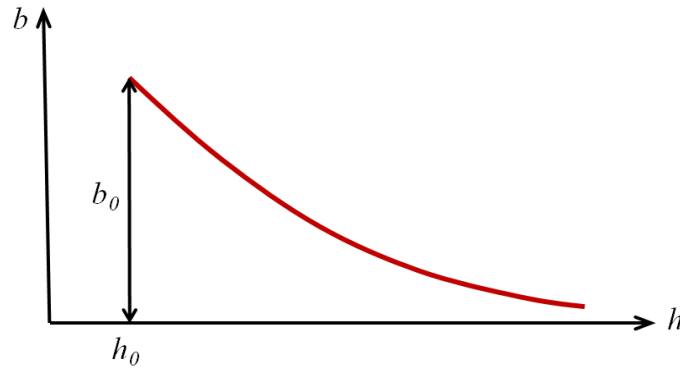


Figura 2. 22- Redução da ligação cimentante (b) com o aumento de degradação (h) (Adaptada de Gens e Nova, 1993).

Segundo a Figura 2.22 a função $b(h)$ descreve com h e esta tende a zero.

A Figura 2.23 abaixo ilustra a variação de b_0 em um caso de compressão isotrópica analisado por Gens e Nova (1993). Observa-se que o valor de b diminui progressivamente com o aumento da degradação. Verifica-se ainda que o parâmetro de cimentação permitiu alcançar elevados valores de tensão de pré-adensamento antes de plastificar.

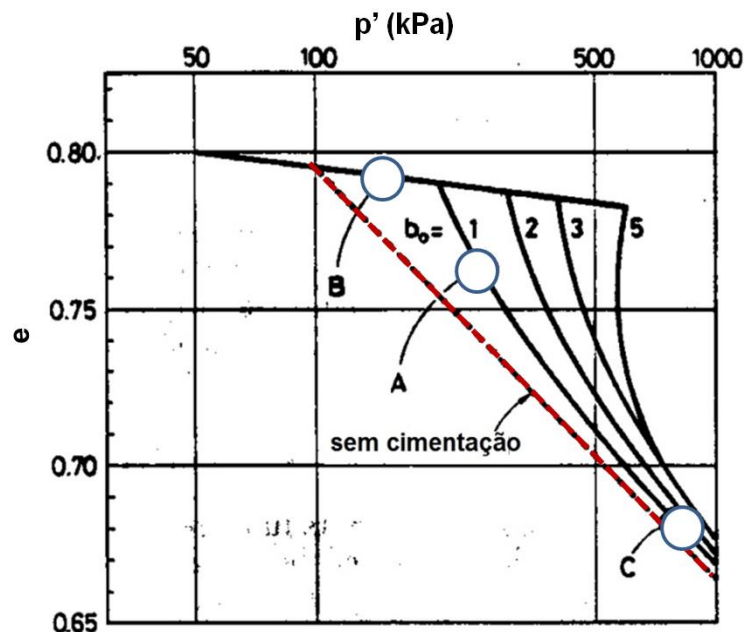


Figura 2. 23- Simulação de caso submetido à compressão isotrópica considerando à variação de cimentação: índice de vazios versus tensão de pré-adensamento (Gens e Nova, 1993).

Ainda observando a Figura 2.23, Gens e Nova (1993) apontaram alguns pontos da curva com diferentes contribuições que caracterizaram a magnitude das deformações. No ponto A existem 3 contribuições: i) há deformações elásticas recuperáveis, ii) componente devido ao endurecimento experimentado pelo material em um estado não cimentado e iii) contribuição devido a degradação da cimentação (específico do modelo). Já no ponto B, fazendo a mesma análise, há apenas deformações elásticas e por último no ponto C, a degradação da cimentação é muito pequena porque a cimentação neste estágio praticamente desapareceu e, portanto, não há mais contribuições a partir da sua degradação. Vale destacar também no estágio destacado no ponto C com a degradação da cimentação o comportamento dos materiais se assemelham ao material sem cimentação.

2.5.2.3. Modelo Elasto-Plástico Não-Saturado com Cimentação

Em zonas tropicais, semiáridas e mediterrâneas, frequentemente encontram-se solos em estado não-saturado, onde é possível também encontrar solos com algum grau de cimentação. No entanto, a maioria dos modelos constitutivos desenvolvidos para solos cimentado têm sido concebidos para a condição saturada.

Parâmetros como a saturação e cimentação podem apresentar um caráter determinante no comportamento mecânico do solo e induzir elevados incrementos de resistência. Isto porque a cimentação existente proporciona uma coesão adicional às partículas sólidas do material, sendo diminuída gradualmente com as deformações ou tensões. Da mesma forma, a sucção (pressão capilar) nos solos não-saturados desempenha papel análogo incrementando a coesão.

Neste contexto, Alonso e Gens (1993) apontaram que o efeito da sucção pode ser considerado paralelo ao efeito da cimentação. Assim, propuseram um modelo considerando estes dois parâmetros em termos de condições isotrópicas (Figura 2.24).

Este modelo para solos não-saturados e cimentados foi baseado em resultados experimentais e em dados que se basearam na variação tensão-deformação devido à cimentação e sucção (pressão capilar). Contudo, apontaram algumas diferenças como: (i) a plastificação não é tão acentuada em solos não-saturados; (ii) a sucção (pressão capilar) é uma variável de estado independente, não sendo afetada pela deformação imposta à amostra como ocorre na cimentação.

Em relação ao modelo de Gens e Nova (1993) para solos saturados cimentados e rochas degradadas este modelo é consistente. Ademais, utiliza a mesma nomenclatura dos modelos anteriores e considera para o material desestruturado (sem cimentação) a mesma superfície de escoamento LC do Modelo Básico de Barcelona (BBM).

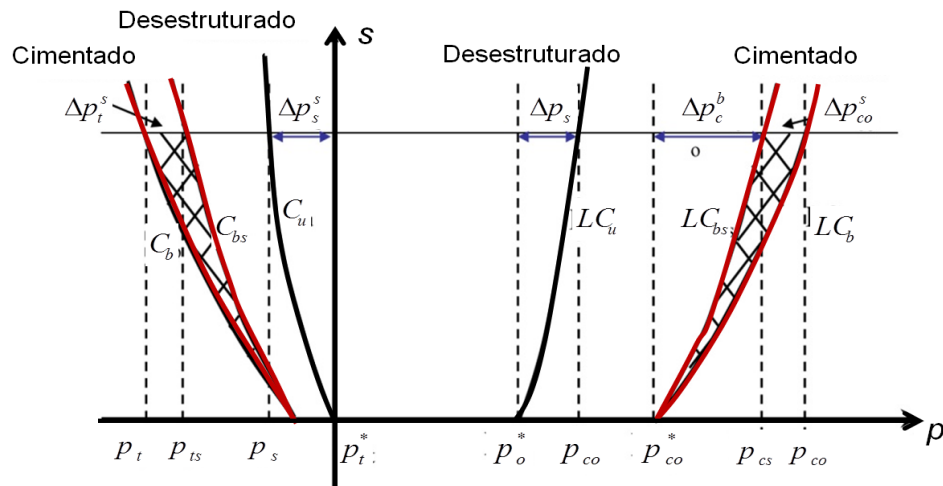


Figura 2. 24 – Proposta de mecanismo de ruptura para solos cimentados e não saturados em condições isotrópicas (Adaptado de Alonso e Gens, 1993).

A tensão de pré-adensamento do material desestruturado (sem cimentação) para as condições de solos saturados e não-saturados, p_o^* e p_o , respectivamente, permanece como curvas transladadas dos escoamentos LC e LC_u . A linha C_u representa o incremento de coesão e tem um valor nulo para $s=0$. Aparentemente, o aumento da tensão de pré-consolidação e coesão induzida pela sucção é dada por Δp_s e $\Delta p_s^s = p_s$.

Assim como no Gens e Nova (1993), no modelo de Alonso e Gens (1993) o efeito da cimentação é representado pela ampliação da superfície de fluência com relação ao solo desestruturado. Para solos saturados a cimentação aumenta aparentemente a tensão de pré-adensamento que é dado pelo parâmetro p_{co}^* . Ademais, o efeito da cimentação deverá aumentar com o aumento da sucção (pressão capilar) e este efeito irá proporcionar um maior valor de p_{co} na sucção s . Para um material cimentado,

valores p_{co} para o aumento da sucção (pressão capilar) definem a curva de endurecimento LC_{bs} .

Segundo a sugestão de Alonso e Gens (1993) o aumento da tensão de pré-adensamento de materiais cimentado com a sucção (pressão capilar) pode ser determinada por dois mecanismos: i) um incremento do efeito da cimentação com o incremento da sucção (Δp_{co}^b), formando uma nova superfície de fluência; ii) efeito da capilaridade. Este último é indicado pelo aumento Δp_{co}^s para sucção s , a qual gera a superfície de fluência final LC^b de materiais cimentados.

Provavelmente o efeito da capilaridade para solos cimentados não terá a mesma intensidade que o efeito capilar em solos desestruturados ($\Delta p_{co}^s < \Delta p^s$), o agente cimentante tenderá a ocupar a posição do contato entre as partículas impossibilitando que as curvas dos meniscos encontrem baixos valores admissíveis para um ponto de contato ideal.

No modelo de Gens e Nova (1993), p_{co}^* é relacionado à p_o^* , para atingir a medida de cimentação, b , que reduz com a degradação induzida pela deformação irreversível, h . Alonso e Gens (1993) estenderam esta relação entre p_{co}^* e p_o^* para condições não-saturadas. Neste modelo a expressão do parâmetro de cimentação (b) é dada por:

$$b = b_o e^{-(h-h_0)} \quad (2.35)$$

onde b_u é um incremento com a sucção (pressão capilar), dado por:

$$b_u = b_o + \Delta b.(1 - e^{-as}) \quad (2.36)$$

A tensão de pré-adensamento isotrópica para uma dada sucção (pressão capilar) em um material cimentado é definida por:

$$p_{cs} = p_o^*.(1 + b) \quad (2.37)$$

Como relatado anteriormente, estes autores comentam ainda sobre uma contribuição adicional, Δp_{co}^s , incorporada a p_{cs} para admitir o efeito capilar. Este efeito pode ser formulado com base na hipótese em que a curva de escoamento LC_u é repassada para LC_{bs} para materiais não-saturados, assim como mostra a Figura 2.24.

Conforme Figura 2.25, o modelo apresenta ainda uma representação qualitativa em termos de superfície de ruptura no plano (q , p) do modelo *Cam-Clay* modificado, com elipses para a condição saturada e não saturada para os casos cimentados e desestruturados (sem cimentação).

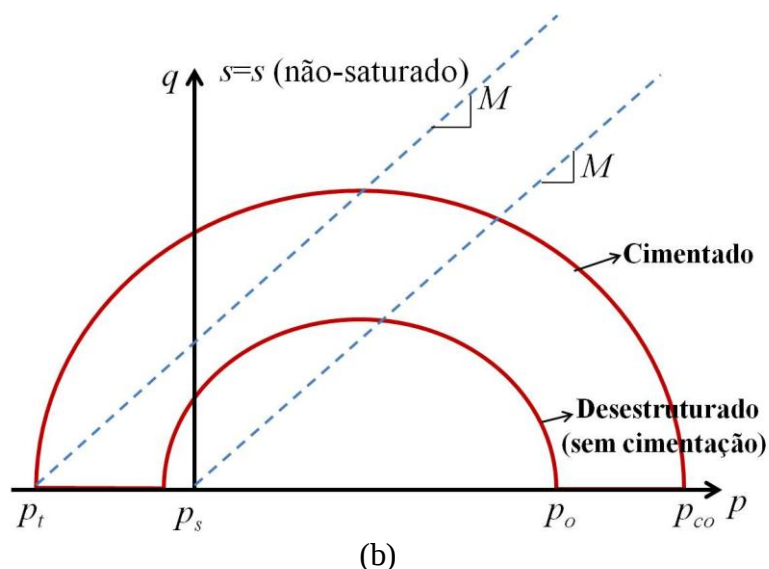
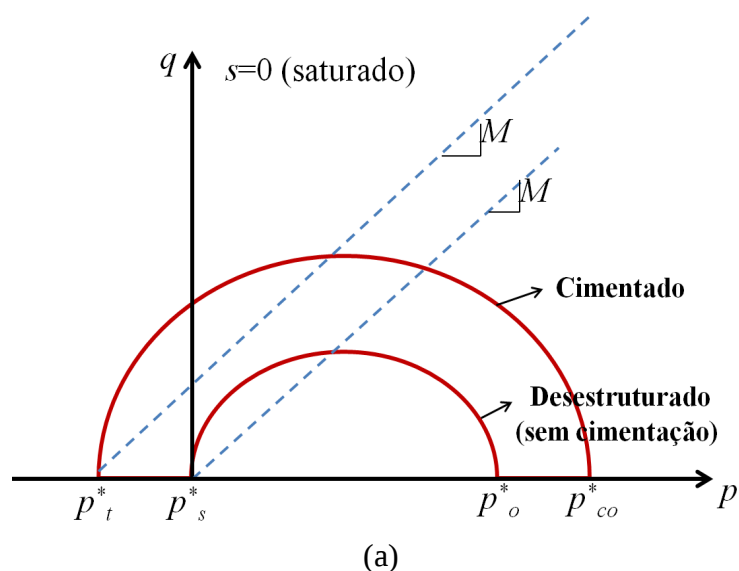


Figura 2. 25 – Superfícies de escoamento no plano (p, q) : a) solos cimentados saturados; b) solos cimentados não-saturados (Adaptado de Alonso e Gens, 1993).

Para maiores detalhes ver em Alonso e Gens (1993) ou resumidamente nos trabalhos de Carvalho (2002) e Custódio (2009).

2.5.2.4. Modelo Químico-Elastoplástico com Cimentação

Outra linha de análise está no modelo químico-elastoplástico, que vem a contribuir para a análise das deformações plásticas associadas à degradação química. Castellanza e Nova (2004) desenvolveram um modelo aplicado à geomateriais cimentados e/ou rochas frágeis considerando que rochas e solos podem ser transformados por processos de intemperismo físico-químico com respostas na rigidez e resistência global do material. Em linhas gerais, este modelo considera que o grau de cimentação não é um parâmetro constante, podendo diminuir, e captura o

comportamento de um material rochoso transformado pela intemperização em um solo residual, com pouco ou nenhuma coesão entre os grãos minerais.

Na estrutura do modelo, a função de escoamento que delimita o domínio plástico e elástico não é somente controlada pela tensão, mas, também pelo grau de cimentação. No modelo de Castellanza e Nova (2004) uma função (f) depende do estado de tensão e de um conjunto de variáveis ocultas (p_k), que por sua vez dependem do histórico de deformações plásticas e da variável X_d (indica o grau de intemperismo), que vale zero para a rocha intacta e igual a 1 (hum) quando a rocha encontra-se completamente degradada:

$$f[\sigma'_{if}, p_k(\varepsilon_{rs}^p, X_d)] \leq 0 \quad (2.37)$$

onde ε_{rs}^p são as deformação plásticas.

Segundo o modelo, o domínio elástico tem a forma descrita na Figura 2.26, definida no espaço tensão desviadora pela tensão média efetiva. À medida que o nível de degradação da rocha aumenta o tamanho da superfície de fluência reduz cuja dimensão total (Equação 2.38) é governada pelas três variáveis que definem o tamanho do domínio elástico p_s , p_m e p_t .

$$p_c = p_t + p_s + p_m \quad (2.38)$$

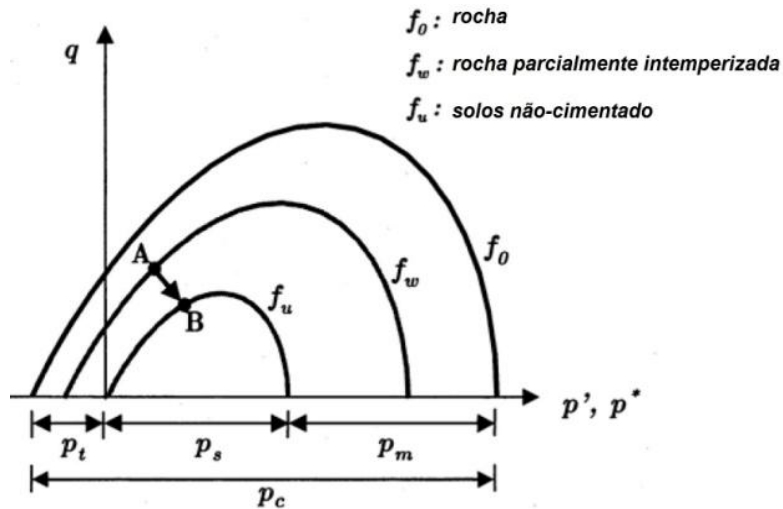


Figura 2. 26 – Evolução da superfície de plastificação com intemperismo (Castellanza e Nova, 2004).

A Figura 2.27 indica a evolução das variáveis do modelo à medida que o grau de intemperismo aumenta (degradação), ou seja, com a transformação de uma rocha ou solo cimentado em um material não coesivo, frágil.

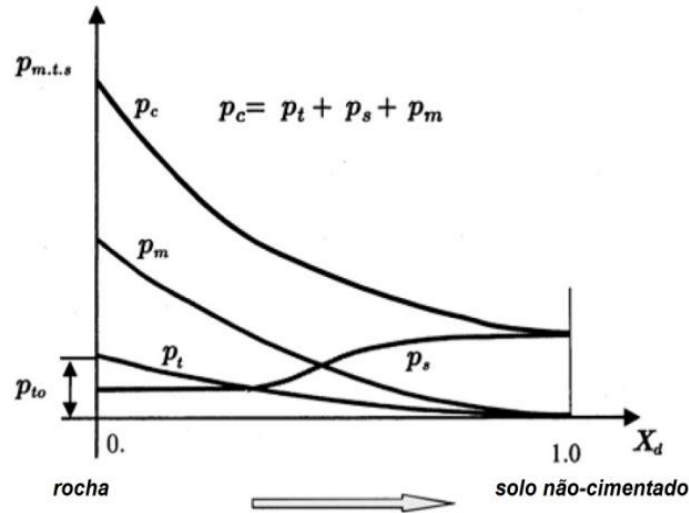


Figura 2. 27 – Evolução das variáveis de endurecimento (Castellanza e Nova, 2004).

O papel desempenhado por p_c no modelo de Gens e Nova (1993) para solos não-cimentado é agora interpretado por p_s (Figura 2.26). Neste modelo considerando a degradação química, a variável p_s é equivalente à tensão de pré-adensamento isotrópico do solo virgem, cuja lei de evolução (lei de endurecimento) depende das deformações plásticas volumétricas (ε_v^p), bem como da deformação plástica desviadora (ε_{ij}^p) (Nova, 1977 *apud* Castellanza e Nova, 2004; Nova *et al.*, 2003).

As variáveis p_m e p_t estão associadas com a força da cimentação que são afetadas pela degradação plástica induzida pela mudança de tensão e intemperismo químico. A variável p_t é influenciada por uma parcela mecânica e outra química, que decresce com o aumento da deformação e quantidade de ataque químico. Sua evolução é dada por:

$$\dot{p}_t = p_t \left[-\rho_t |\dot{\varepsilon}_v^p| + \frac{\dot{Y}}{(Y(X_d))} \right] \quad (2.39)$$

O parâmetro ρ_t controla a taxa de degradação mecânica, $Y(X_d)$ é uma função que controla a redução de $\dot{p}_t$ com o grau de degradação química:

$$Y(X_d) = 1 - X_d^2 \quad 0 \leq X_d \leq 1 \quad (2.40)$$

onde X_d representa o grau de intemperismo, que está linearmente relacionado ao tempo de exposição ao ataque químico:

$$X_d = \frac{t}{T} \quad (2.41)$$

onde T é o tempo total do processo de degradação (completa destruição das ligações cimentantes).

A outra variável associada à resistência da ligação é dada pela aproximação:

$$p_m = \beta \cdot p_t \quad (2.42)$$

onde β é uma constante de proporcionalidade.

Em resumo, uma redução da força das ligações entre partículas afeta a resistência à tração da rocha, associada a variável p_t . Enquanto que, a ampliação do domínio elástico está associada à variável p_m .

A determinação do p_t inicial (p_{t0}) pode ser obtido através de resultados de ensaios de tração. Desde que p_{s0} seja pequeno, β pode ser avaliado tanto como uma primeira aproximação quanto uma taxa entre p_{c0} e p_{t0} . E finalmente, o parâmetro ρ_t depende a fragilidade da ligação, uma vez que mede a taxa em que as ligações são degradadas e as rochas frágeis são transformadas em solo residual. Ele pode ser determinado apenas com encaixe de resultados teóricos com dados experimentais em um teste isotrópico de compressão (Nova, 2005).

De acordo com a Figura 2.26 observa-se ainda que para solos não-cimentados, representados pela curva de escoamento (f_u), os parâmetros p_c e p_s são iguais, assim como $p_m = p_t = 0$. Estes serão quantificados e apresentados nas superfícies de plastificação quando existirem ligação cimentante no material.

Ainda destacando estes parâmetros é relevante apontar que segundo os modelos de Alonso *et al.* (1990) e Castellanza e Nova (2004) o efeito da cimentação e da saturação (pressão capilar) apresentam comportamento análogos em termos de coesão adicional e resistência à tração, como já mencionado. Isso é traduzido nas superfícies de plastificação através dos parâmetros p_s (solos não-saturados) e p_t (solos cimentados) que apresentam representatividade semelhante (ver nas Figuras 2.19 e 2.16).

Além disso, este modelo considera ainda o efeito do intemperismo no estado de tensão geostático, uma vez que o coeficiente de empuxo no repouso também pode ser afetado pela degradação do material, conforme discutido em Castellanza e Nova (2004) e Shin e Santamarina (2009).

Em geral, os modelos constitutivos apresentados acima foram desenvolvidos para comparar o comportamento mecânico entre um material cimentado e um não-cimentado, diante das deformações plásticas induzidas pela degradação química das ligações cimentantes, estando o meio na condição saturada ou não-saturada. Assim como Castellanza e Nova (2004), nesta tese, procurar-se-á representar tal comportamento através de um modelo químico-elastoplástico. Será considerado que a degradação das ligações cimentantes entre as partículas dos minerais é induzida por processos mecânicos e químicos, que afetam a resistência e rigidez. O modelo usado como base, será o modelo elasto-plástico BBM (Modelo Básico de Barcelona) no qual

será introduzida a parcela do efeito químico. Posteriormente, serão apresentadas as modificações sugeridas no modelo.

CAPÍTULO 3

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

3.1 MODELAGEM NUMÉRICA EM RESERVATÓRIOS

A simulação de reservatório de petróleo mostra-se como uma poderosa e essencial ferramenta que permite prever o comportamento de um campo real através de modelos matemáticos. O princípio é retratar o sistema físico que envolve o problema com apropriadas equações matemáticas considerando adequadas condições iniciais e de contorno. O modelo matemático é aqui entendido pelo agrupamento das equações diferenciais parciais não-lineares, envolvendo equações do tipo: conservação de energia, massa e momento, leis constitutivas e condições complementaridade.

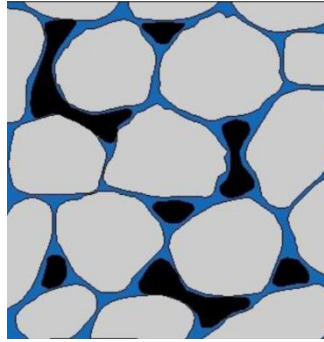
Uma vez que estas equações que constituem o modelo quase sempre são difíceis de resolver analiticamente são necessários técnicas de aproximação tais como os método das diferenças finitas e elementos finitos. A principal vantagem da solução numérica é permitir a simulação de casos complexos tais como: geometrias mais complicadas, materiais com várias camadas de diferentes permeabilidades, solos não saturados e regime não estacionário (Ortigão, 2007).

Neste capítulo é mostrada uma breve descrição das propriedades do meio poroso e dos fluidos, destacando principalmente as equações para estudar os problemas de fluxo de fluido em meios porosos, o comportamento mecânico e o problema de transporte reativo, bem como os acoplamentos (fluido e rocha), entre estes problemas.

3.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA HIDRO-QUÍMICO-MECÂNICO.

Antes de apresentar os modelos matemáticos para prever e/ou analisar os problemas em reservatório de petróleo adotados neste trabalho de tese torna-se necessário a abordagem de alguns conceitos fundamentais em meios porosos.

No escoamento multifásico de fluidos em meio porosos é necessário especificar conceitos dos materiais envolvidos no problema. Assim, como já mencionado anteriormente, o meio poroso é composto por uma parte sólida estável, chamada de matriz rochosa, e um espaço vazio ou espaço poroso, preenchido por um fluido movendo livremente (ex: água, óleo e gás), ou uma combinação deles, como mostrado na Figura 3.1. Por sua vez, os fluidos contidos neste apresentam várias fases, também denominados multifásicos. As fases são componentes de um sistema com propriedades diferentes daquelas apresentadas pelos materiais adjacentes, possuindo superfícies de contorno bem definidas (Green e Naghdi, 1965 *apud* Lopes, 2006; Bear e Bachmant, 1990).



Matriz sólida Água Óleo ou ar

Figura 3. 1- Meio poroso composto por um ou mais fluido (Iglesias, 2009).

Segundo Bastian e Helming (1999), no caso do espaço poroso do meio conter um único fluido (ex: água) ou diversos fluidos miscíveis (ex: água fresca e salina) o sistema é chamado monofásico. Em um sistema multifásico o espaço poroso é constituído por dois ou mais fluidos imiscíveis, ou seja, eles mantêm um contorno entre eles (ex: água e óleo). Já quando se considera que o fluido seja uma mistura de gases, óleo e água, denomina-se um sistema de fluxo trifásico. Quando há apenas duas fases, água e óleo ou gás e óleo, chama-se bifásico.

Como o fluxo multifásico em reservatório de hidrocarbonetos envolve a solução de equações de conservação de massa, momento e energia bem como, dos parâmetros relacionados ao fluido e rocha, a seguir iremos detalhar brevemente estas propriedades que caracterizam a física do fluxo em meios porosos, estando na condição saturado ou parcialmente saturado.

3.2.1. Propriedades das Rochas e Fluidos

a) Porosidade:

É uma das propriedades da rocha de grande importância para a análise dos reservatórios. É o espaço vazio do meio que pode ser ocupado por fluidos (água, óleo e gás). A porosidade média de um bloco é definida pela razão entre o volume de vazios e o volume total deste bloco. Assim, a porosidade é dada por:

$$\text{Porosidade} = \phi = \frac{V_{\text{vazios}}}{V_{\text{total}}} \quad (3.1)$$

onde V_{vazios} , V_{total} é o volume de vazios e volume total, respectivamente.

No entanto, nem todos os poros estão disponíveis para serem ocupados por fluidos livres. Quando o volume de poros efetivamente está disponível para ser ocupado por um fluido dá-se o nome de porosidade efetiva. Nesta relação o volume de vazios exclui todos os poros não conectados, inclusive o espaço ocupado pela água adsorvida

nas argilas. Na Figura 3.2 pode-se ver diferentes possibilidades de porosidade dependendo do tamanho e arranjo dos grãos.

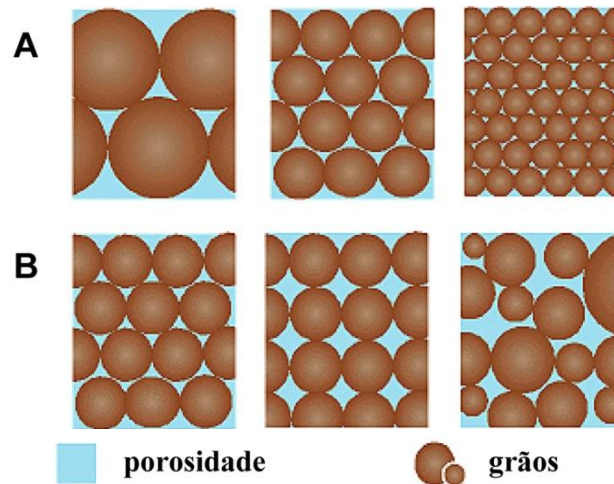


Figura 3. 2 - Diferentes tamanhos e arranjos de grãos podem resultar em diferentes valores de porosidade. (A) poros individuais diminuem com a diminuição da granulometria; (B) variação da porosidade sob diferentes arranjos de grãos (MHHE, 2000).

b) Saturação dos Fluidos:

A percentagem que cada fluido ocupa no espaço poroso é denominada saturação. As saturações de óleo, água e gás formam o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma das fases, ou seja:

$$\text{Saturação da Água: } S_w = \frac{V_{\text{água}}}{V_p} \quad (3.2)$$

$$\text{Saturação de Óleo: } S_o = \frac{V_{\text{óleo}}}{V_p} \quad (3.3)$$

$$\text{Saturação de Gás: } S_g = \frac{V_{\text{gás}}}{V_p} \quad (3.4)$$

Num sistema multifásico a soma das saturações é sempre igual a 1, assim expressa a Equação (3.5).

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (3.5)$$

c) *Pressão capilar:*

Segundo Chen (2006), em um sistema bifásico com fluidos molhante, não-molhante e uma estrutura sólida existe uma propriedade chamada tensão superficial, que atua como uma tração. A tensão superficial é causada pela ação combinada das forças adesivas e coesivas moleculares. Uma vez que, estas não estão em equilíbrio na interface fluido-fluido, a tendência, caso a força de adesão seja superior a de coesão, é o líquido interagir favoravelmente com o sólido, molhando-o, e formando uma curvatura ou menisco (Figura 3.3). Ela se contrai e deixa de ser plana porque as moléculas do fluido molhante na superfície são atraídas para o interior da massa com maior intensidade do que as do fluido não-molhante, surgindo assim um diferencial de pressão entre as duas fases, chamada de pressão capilar (p_c), produzindo-se o fenômeno de capilaridade.

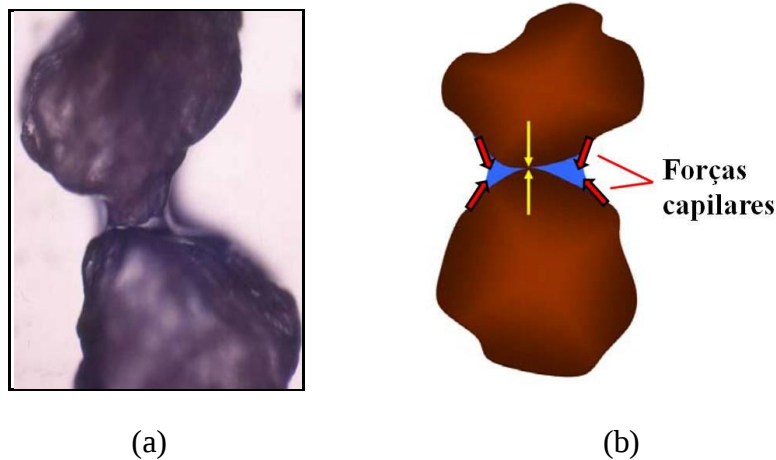


Figura 3. 3 – Capilaridade: (a) Menisco capilar; (b) Forças devido à capilaridade.

A interface curva entre as duas fases é mantida por esta descontinuidade de pressão, sendo expressa pela Equação (3.6):

$$p_c = p_n - p_m = p_o - p_w \geq 0 \quad (3.6)$$

onde p_n é a pressão da fase não-molhante e p_m pressão da fase molhante.

Segundo a Equação (3.6) a pressão da fase não-molhante é maior que a pressão da fase molhante na interface.

Outro argumento para definir a pressão capilar se dá através da fórmula de Laplace. Em um sistema tridimensional, admite-se que esta pressão dependente da tensão superficial e de dois raios de curvatura diferentes (Figura 3.4), obtendo-se a seguinte expressão:

$$p_c = T_n \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (3.7)$$

onde R_1 e R_2 são os raios de curvatura da interface curva na direção dos dois planos principais.

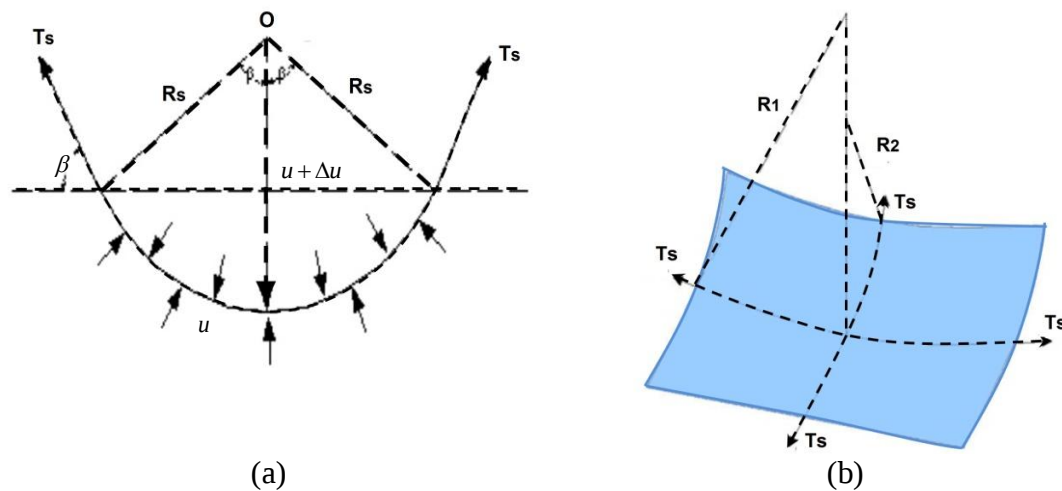


Figura 3. 4- Fenômeno da tensão superficial na interface solo-água: (a) plano bidimensional, (b) plano tridimensional (Fredlund e Rahardjo, 1993; Libardi, 1995).

De acordo com a Equação (3.7) verifica-se que a pressão capilar na interface fluido-fluido aumenta com a diminuição dos raios dos poros.

Na Figura 3.5 Bastian e Helming (1999) apresenta uma curva típica da relação pressão capilar em função da saturação da fase molhante, na qual se observa que pressão capilar aumenta à medida que a saturação de água na formação diminui.

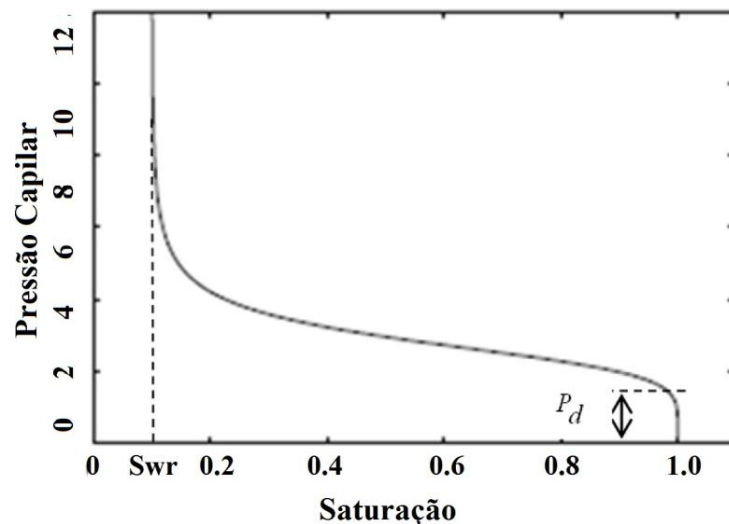


Figura 3. 5- Curva da relação pressão capilar x saturação (Bastian e Helming, 1999).

A pressão capilar macroscópica é determinada através de modelos teóricos e medições diretas. Dois modelos constitutivos bastante difundidos e utilizados, que

expressam a pressão capilar em função da saturação, são o de Brooks-Coerey e Van-Genutchen. segundo Brooks-Coerey, a pressão capilar é dada por:

$$p_c(S_w) = p_d (S_e)^{-1/\lambda_{BC}} \quad (3.8)$$

Nesta relação S_e é uma saturação efetiva que depende da saturação residual da fase molhante:

$$S_e = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (3.9)$$

e λ_{BC} é um parâmetro que descreve o tamanho do grão do sólido.

Na teoria de *Van-Genutchen* a pressão capilar é expressa segundo a Equação (3.10):

$$p_c(S_w) = \frac{1}{\alpha} \left(S_e^{\frac{-1}{m}} - 1 \right)^{-1/n} \quad (3.10)$$

onde é escolhido da relação $m = 1 - \frac{1}{n}$, típicos valores de n variam de 2,...,5 e α depende da pressão de entrada, $\alpha = \alpha(p_d)$.

d) Permeabilidade e Permeabilidade Relativa:

A medida da capacidade da rocha se deixar atravessar por fluidos é chamada permeabilidade. Na existência de apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta ou intrínseca” ($\mathbf{k}$). A permeabilidade intrínseca ($\mathbf{k}$) é representada por um tensor, cujas componentes dependerão das condições de heterogeneidade e anisotropia do material.

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Como os poros da rocha estão preenchidos com mais de um fluido, é necessário definir a permeabilidade em relação a cada fase ($\mathbf{k}_\alpha$) isto é, sua permeabilidade efetiva. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada fase (α) no meio poroso. Cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido, conforme expressa a Equação (3.12):

$$\mathbf{k}_\alpha = k_{r\alpha}(S_\alpha) \mathbf{k} \quad (3.12)$$

onde $k_{r\alpha}$ é a permeabilidade relativa ($0 \leq k_{r\alpha}(S_\alpha) \leq 1$).

Comumente, a permeabilidade relativa é obtida pela razão entre a permeabilidade efetiva de cada fase sob a permeabilidade absoluta do meio. Contudo, há aproximações analíticas que definem esta propriedade como uma conexão entre a pressão capilar-saturação e permeabilidade relativa, segundo relata Helmig (1997). As funções mais conhecidas são as de Van Genuchten e Brooks-Corey. Detalhes destas funções podem ser visto em Bastian e Helming (1999).

e) Compressibilidade do Fluido

A compressibilidade é umas das propriedades dos fluidos mais importantes para a avaliação do comportamento do fluxo nas condições específicas dos reservatórios. Segundo definição, este parâmetro físico está relacionado à capacidade de variação de volume do fluido sob a ação de pressões externas.

Tal realidade pode ser observada no processo contínuo de produção em reservatórios de hidrocarbonetos, no qual à medida que o óleo é produzido, segundo a expansão dos fluidos e deslocamento dos mesmos, provoca uma redução da pressão interna do reservatório (Rosa *et al*, 2006). Acredita-se que quanto menos compressível for o fluido no interior do reservatório, maior será a sensibilidade quanto à variação de pressão na produção.

Esta propriedade é intrínseca ao fluido e pode variar com a pressão e temperatura no reservatório.

Conforme as equações (3.13 e 3.14), para a um fluido (α) a compressibilidade (c_α) é definida como uma medida da variação do volume do fluido em relação à pressão. Admitindo uma temperatura constante no reservatório, têm-se as relações:

$$c_\alpha = -\frac{\partial V_\alpha}{V_\alpha \partial p_\alpha} \quad (3.13)$$

$$c_\alpha = -\frac{\partial \rho_\alpha}{\rho_\alpha \partial p_\alpha} \quad (3.14)$$

onde V_α e ρ_α são o volume e a densidade em condições de reservatório, respectivamente.

Na Equação (3.15) apresenta-se outra relação entre a compressibilidade do fluido e a densidade.

$$\rho_\alpha = \rho_{\alpha 0} e^{\beta_\alpha (p_\alpha - p_{\alpha 0})} \quad \alpha = w(\text{água}), o(\text{óleo}) \quad (3.15)$$

onde $\rho_{\alpha 0}$ é a densidade inicial da fase para uma pressão de referência, $\beta_{\alpha 0}$ é a compressibilidade do fluido e p_α é a pressão de referência da fase. Destaca-se que, as variáveis de estado, isto é, as densidades das fases, dependem unicamente do campo de pressão.

3.2.2. Modelo Hidráulico: Equações Governantes do Problema de Fluxo Multifásico

As equações matemáticas que governam o fenômeno físico do escoamento de fluidos no meio poroso são fundamentadas na conservação da massa, conservação do movimento e conservação da energia. Em problemas isotérmicos a conservação da energia pode ser desprezada. Quanto à equação de conservação de quantidade de movimento das fases fluidas, a equação de Darcy generalizada (Bear, 1972), as substitui uma vez que o escoamento no meio poroso é considerado lento.

Em resumo, as equações que regem o problema de fluxo multifásico e monofásico são definidas pela combinação da Lei de Darcy com a equação de conservação da massa de água e óleo, ou apenas água, e equações de estado. A formulação aqui adotada para resolver o problema de fluxo multifásico em meios porosos aplica lei de Darcy diretamente na equação de conservação de massa de cada fase, gerando um conjunto de equações diferenciais parciais parabólicas. Esta formulação foi adotada em alguns trabalhos como: Aziz (1993), Bastian e Helmig (1999) e Ertekin *et al.* (2001). Em referência as variáveis dependentes do problema, a formulação adotada é do tipo pressão-pressão, onde as variáveis são a pressão de óleo e a pressão de água, para o caso de um sistema bifásico (Gomes, 2006, 2009). Já considerando outras fases, as variáveis terão suas saturações como variáveis dependentes.

Assim, a equação de conservação de massa que rege o problema de fluxo bifásico de água e óleo no meio poroso é dada pela seguinte expressão:

$$\frac{\partial(\rho_\alpha \phi S_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \mathbf{q}_\alpha) = f_\alpha \quad \alpha = w(\text{água}), o(\text{óleo}) \quad (3.16)$$

onde ρ_α é a densidade da fase α , ϕ a porosidade efetiva, S_α a saturação da fase α e f_α o termo fonte sumidouro da fase α .

Nesta equação o primeiro termo é chamado termo de armazenamento (termo temporal), o segundo termo é o termo de fluxo (termo divergente que envolve o campo de pressões e a lei de Darcy) e o terceiro é definido como termo de fonte/sumidouro de massa da fase (f_α). O termo $\mathbf{q}_\alpha$ representa o vetor de fluxo de fluido com relação à fase sólida, dada pela lei de Darcy, sendo expressa em termos do campo de pressões da fase e do efeito gravitacional. Assim, a equação constitutiva para representar o problema hidráulico é a lei de Darcy (1856) generalizada definida a seguir:

$$\mathbf{q}_\alpha = -\frac{\mathbf{k}k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}(\nabla p_\alpha - \rho_\alpha \mathbf{g}) \quad (3.17)$$

Ainda, a Lei de Darcy para um regime de fluxo monofásico toma a seguinte definição:

$$\mathbf{q}_w = -\frac{\mathbf{k}}{\mu_w}(\nabla p_w - \rho_w \mathbf{g}) \quad (3.18)$$

onde $\mathbf{g}$ é o vetor de aceleração da gravidade, p_α é a pressão da fase, ρ_α é a densidade da fase, $k_{r\alpha}$ e μ_α , respectivamente, a permeabilidade relativa e viscosidade das fases. Por fim, $\mathbf{k}$ é o tensor de permeabilidade intrínseca ou absoluta da rocha.

Para resolver o problema hidráulico é preciso ainda considerar relações adicionais dadas pelas variáveis de estado, a propriedade de mobilidade do fluido, as saturações das fases e a pressão capilar nas interfaces. As variáveis de estado são representadas pelas densidades das fases molhante e não-molhante, aqui a água e óleo, respectivamente. A Equação (3.15) acima apresenta-se a relação entre as densidades das fases e sua dependência diante do campo de pressão. Em aplicações deste trabalho admitiu-se o fluido ser compressível e sua densidade variar com a pressão.

A mobilidade do fluido consiste da relação entre a permeabilidade relativa e a viscosidade de cada fase assim como expressa a Equação (3.19) abaixo:

$$\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \quad (3.19)$$

As outras equações complementares (saturação dos fluidos e pressão capilar) ainda são necessárias, como já apresentadas anteriormente. No entanto, admitindo o meio poroso preenchido por água e óleo as equações assumem a seguinte forma:

$$S_w + S_o = 1 \quad (3.20)$$

$$p_c(S_w) = p_w + p_o \quad (3.21)$$

3.2.3. Modelo Mecânico: Equações para Meios Porosos Deformáveis

O problema geomecânico é definido pela solução da equação de equilíbrio de tensões considerando os conceitos do princípio das tensões efetivas, da cinemática e equilíbrio do meio poroso e do modelo constitutivo tensão-deformação. A seguir são detalhadas todas as equações e relações necessárias para resolver o problema mecânico.

a) Equações de Equilíbrio

Segundo as hipóteses de pequenas deformações em um meio, um processo quase-estático e desconsideração do termo de inércia, a conservação de quantidade de movimento do meio reduz-se à equação de equilíbrio. Admite-se um corpo em equilíbrio quando em cada ponto do domínio a soma do divergente do tensor de tensões totais ($\boldsymbol{\sigma}$) e o vetor de forças de corpo ($\mathbf{b}$) é igual a zero. Assim a solução do problema mecânico é definida pela da Equação (3.22):

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \mathbf{b} = 0 \quad (3.22)$$

b) *Princípio das Tensões Efetivas:*

O tensor de tensões totais, por sua vez, é calculado a partir do princípio das tensões efetivas proposto por Terzaghi. A tensão efetiva (σ') é definida pela diferença entre as tensões totais e a poro-pressão (p_f), esta última relacionada a uma matriz identidade ($\mathbf{I}$), conforme a Equação (3.23):

$$\sigma = \sigma' + p_f \mathbf{I} \quad (3.23)$$

onde a poro-pressão p_f , em geral, pode ser definida como função das pressões p_α e saturações S_α das fases (Wan, 2002; Tran *et al*, 2005). Na forma expandida a Equação (3.24) apresenta a constante de Biot α (Biot, 1941), para caracterizar a compressibilidade do material sólido e $\mathbf{m}$, um vetor de 6 (seis) elementos onde as componentes normais são iguais a 1.

$$\sigma' = \sigma - \mathbf{m} \alpha p_f \quad (3.24)$$

onde $\alpha = 1 - \frac{K}{K_s}$

Sendo K compressibilidade da matriz sólida e K_s é o módulo de compressibilidade dos grãos. Para $\alpha=1$, os grãos são considerados rígidos em comparação ao meio como um todo. Esta condição é observada nos meios porosos como solos, mas em meios rochosos isso nem sempre se verifica (Selvadurai & Nguyen, 1995).

c) *Relação deformação-deslocamento*

O deslocamento provocado pelas variações no estado de tensão de um corpo é representado pelo vetor ($\mathbf{u}$) que se combina com o tensor de deformação (ϵ) através das relações cinemáticas. Esta relação conceitua a deformação volumétrica e exprime que por meio da deformação, a porosidade e a permeabilidade são alteradas, no qual suas variações dependem das alterações na pressão e consequentemente na variação das tensões. Assim, o tensor de deformação pode ser expresso em termos da componente volumétrica e desviadora como expresso na Equação (3.25):

$$\epsilon = \frac{1}{2}(\nabla \cdot \mathbf{u} + \nabla \cdot \mathbf{u}^T) \quad \text{e} \quad \epsilon = \frac{1}{2} \epsilon_v \mathbf{I} + \mathbf{e} \quad (3.25)$$

onde $\mathbf{e}$ é a componente desviadora do tensor de deformações. ϵ_v é a deformação volumétrica.

d) *Relação constitutiva tensão-deformação*

Os problemas geomecânicos são usualmente tratados através das teorias da elasticidade e da plasticidade. O comportamento elastoplástico agrega estes dois

conceitos, no qual o estado de tensão não cresce de forma proporcional ao estado de deformações. Neste caso as deformações são definidas considerando uma parcela recuperável (ε^e) e outra parte irrecuperável (ε^p).

O estudo da relação tensão-deformação para comportamentos elasto-plásticos é realizado por modelos que são definidos em função da plastificação $F(\sigma, k)$ expressa segundo o estado de tensões atuante e dos parâmetros de estado. Esta função funciona como um critério de descontinuidade, pois, delimita o início do comportamento inelástico (plástico) e evolução das fronteiras do domínio elástico dentro do espaço das tensões.

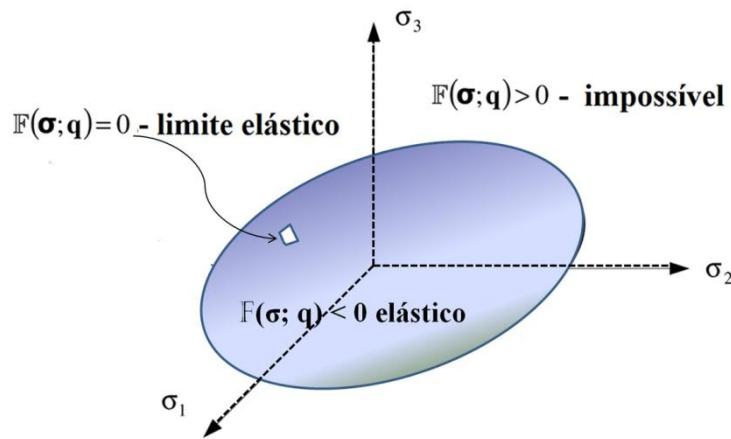


Figura 3. 6– Domínio elástico (Adaptado Oller, 2001).

Diante da Figura 3.6, define-se que o comportamento puramente elástico ocorre quando $F(\sigma, k) < 0$, assim sendo a relação entre o estado de tensão e as deformações infinitesimais é dada pela matriz constitutiva elástica (D_e). No caso do valor da função ser superior a zero significa uma região de estado de tensões inadmissível. Já quando a função $F(\sigma, k) = 0$ ocorrem as deformações plásticas, e os parâmetros que caracterizam o endurecimento ou amolecimento são considerados. Neste caso, o modelo constitutivo adotado relaciona o estado de tensões com as deformações totais através de um tensor elasto-plástico (D_{ep}). Assim, o tensor constitutivo elasto-plástico (D_{ep}) que relaciona os incrementos de tensões efetivas ($\dot{\sigma}'$) em termos de incremento de deformações ($\dot{\varepsilon}$) é dado segundo a Equação (3.26).

$$\dot{\sigma}' = D_{ep} \dot{\varepsilon} \quad \text{sendo} \quad \dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}^e + \dot{\varepsilon}^p \quad (3.26)$$

A partir deste conceito são aplicados os princípios da teoria plasticidade: lei clássica elástica, decomposição aditiva elasto-plástica, regra de fluxo plástico, condição de fluência, condições de complementaridade, condição de consistência e leis de endurecimento, conforme detalhado em Oller (2001) e Neto *et al* (2008). Assim a matriz elasto-plástica é definida por:

$$\mathbf{D}_{ep} = \mathbf{D}_e - \frac{\mathbf{D}_e \frac{\partial P(\boldsymbol{\sigma}', \mathbf{m})}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \frac{\partial F(\boldsymbol{\sigma}', \mathbf{k})^T}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \mathbf{D}_e}{\frac{\partial F(\boldsymbol{\sigma}', \mathbf{k})^T}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} \frac{\partial P(\boldsymbol{\sigma}', \mathbf{m})}{\partial \boldsymbol{\sigma}'} + A} \quad (3.27)$$

Observa-se através da Equação (3.27), que a matriz elasto-plástica depende da função de fluência $F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{k})$ e do potencial plástico, $P(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{m})$ que para fins de simplificação são iguais $F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{k}) = P(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{m})$ caracterizando uma regra de fluxo associada. A regra de fluxo é importante no modelo constitutivo porque governam os efeitos dilatantes, o qual tem um importante papel na variação volumétrica e resistência (Potts & Zdravkovic, 1999).

O tensor constitutivo elasto-plástico é expresso em função de um parâmetro A que depende do tipo de plasticidade, assumindo ser zero para plasticidade perfeita, visto que o parâmetro de estado $\mathbf{k}$ não varia. No caso de endurecimento e amolecimento o parâmetro de estado $\mathbf{k}$ é relacionado com as deformações plásticas totais. Assim o parâmetro A pode ser escrito como segue:

$$A = -\frac{1}{\Lambda} \frac{\partial F(\boldsymbol{\sigma}, \mathbf{k})^T}{\partial \mathbf{k}} \frac{\partial \mathbf{k}}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}_p} \dot{\boldsymbol{\varepsilon}}_p \quad (3.28)$$

O parâmetro A está relacionado à variável Λ que é um parâmetro de endurecimento multiplicador plástico e à função de fluência, que por sua vez depende dos parâmetros plásticos $\mathbf{k}$. A relação $\frac{\partial \mathbf{k}}{\partial \boldsymbol{\varepsilon}_p}$ é constante e independente de $\dot{\boldsymbol{\varepsilon}}_p$.

3.2.4. Modelo Geoquímico: Transporte Reativo

3.2.4.1. Aspectos Gerais da Formulação

Entende-se por transporte reativo o transporte de espécies químicas dissolvidas na fase líquida através do meio poroso que reagem com outros solutos na mesma fase (reações homogêneas) e com outras espécies na fase sólida (reações heterogêneas). Os tipos de processos ou reações consideradas na formulação incluem hidrólise, ácido/base, oxidação/redução, formação de complexos aquosos, troca catiônica e de dissolução/precipitação de minerais.

Na formulação estabelecida por Guimarães (2002), o meio poroso é considerado deformável e não-saturado, composto por três fases: sólida, líquida e gasosa. No desenvolvimento desta tese admitiu-se o meio poroso saturado água-óleo. Ademais, a fase sólida é um mineral indissolúvel, mas não é inerte, pois pode absorver cátions e trocar com a solução. E segundo a termodinâmica, o mineral precipitado em equilíbrio local também é considerado uma fase no sistema químico.

A formulação do transporte reativo é composta pelas equações de transporte e do problema de equilíbrio químico. As equações de transporte são as equações de continuidade de massa de cada espécie química no meio poroso. No problema de

equilíbrio químico, devido à existência das reações químicas em equilíbrio local, se estabelece uma relação entre as concentrações das espécies que permite diminuir o número de graus de liberdade do problema de transporte reativo. Além disso, os mecanismos de transporte de solutos considerados na formulação são: advectivo (por movimento da fase líquida), por difusão molecular e por dispersão mecânica.

Ambas as hipóteses de equilíbrio local e cinético são incorporadas na formulação. A lei de cinética é considerada em reações mais lentas como o processo de dissolução e precipitação. Este fenômeno de precipitação/dissolução tem como efeito a cimentação/degradação, variação de porosidade e conseqüentemente perturbação dos parâmetros do modelo hidro-químico-mecânico.

Segundo Guimarães (2002) e Guimarães *et al.*, (2007), no problema de transporte as concentrações totais são usadas como incógnita das equações de transporte no lugar das concentrações aquosas. Devido a isso, as concentrações dos minerais participam do problema de equilíbrio químico, que se resolve considerando a própria definição de concentração total como equação de balanço de massa local. Vale ressaltar também que o problema de equilíbrio químico pode ser resolvido separadamente das equações de transporte, e devido a uma flexibilidade, permite-se que o equilíbrio químico seja solucionado utilizando algoritmos considerando a energia livre de *Gibbs* ou baseados na lei de ação de massas.

Nesta tese as equações de transporte reativo são resolvidas em conjunto com o problema termo-hidro-mecânico (THM) apresentados por Olivella *et al.* (1994), caracterizando assim, uma formulação acoplada termo-hidro-mecânica e geoquímica (THMG). Mais detalhes da formulação matemática do problema de transporte reativo e sua implementação numérica podem ser encontradas em Guimarães *et al.* (2007).

3.2.4.2. Equações de Transporte Reativo

Considere o transporte reativo de N espécies químicas em um meio poroso não-saturado e deformável. A Equação (3.30) de transporte de cada uma das espécies e dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_i \rho_i c_i) + \nabla \cdot (\mathbf{j}_i) = R_i \quad (i=2, \dots, N) \quad (3.30)$$

onde c_i é a concentração das i espécies em moles/Kg de solução e R_i é a taxa de produção total de i espécies devido às reações químicas, em moles/m³/s. Já $\mathbf{j}_i$ é o fluxo total de espécies i expresso em moles/m²/s.

Por sua vez, o fluxo total é dividido em duas parcelas, o fluxo advectivo $\mathbf{j}_i^A$ e o fluxo não advectivo $\mathbf{j}_i^{NA}$. Este fluxo é dado como segue:

$$\mathbf{j}_i = \mathbf{j}_i^A + \mathbf{j}_i^{NA} \quad (3.31)$$

O fluxo não-advectivo é a soma da difusão molecular e dispersão mecânica. Por simplificação, assume-se aqui que o tensor de dispersão mecânica é o mesmo para todos os solutos. Assim, para que a Equação (3.31) seja válida para todas as espécies, incluindo aquelas na fase sólida, é conveniente escrever o fluxo total $\mathbf{j}_i$ como:

$$\mathbf{j}_i = \rho_l c_i \mathbf{q}_l + \mathbf{D}_l \nabla c_i + \phi S_l \rho_l c_i \dot{\mathbf{u}} \quad (3.32)$$

onde $\mathbf{q}_l$ é o fluxo de líquido (definido pela Lei de Darcy), $\dot{\mathbf{u}}$ é a velocidade da fase sólida e $\mathbf{D}_l$ é o tensor de dispersão hidrodinâmica, que inclui a dispersão mecânica e a difusão molecular.

Com a suposição de equilíbrio local as concentrações são determinadas de forma independentes. Assim, no sistema N_x é o número de reações reversíveis e linearmente independentes de um conjunto com N espécies, o número de componentes químicos independentes será $N_c = N - N_x$ (conforme Lichtner, 1985; Steefel e MacQuarrie, 1996 citado por Guimarães, 2002). Assim, nosso sistema será dividido em N_c espécies primárias e N_x espécies secundárias, de maneira que se possa escrever as espécies secundárias em função das primárias através das reações reversíveis, expressa a seguir:

$$A_i = \sum_{j=1}^{N_c} v_{ij} A_j \quad (i=1, \dots, N_x) \quad (3.33)$$

onde A_i e A_j são as fórmulas químicas das espécies primárias e secundárias, respectivamente e v_{ij} é o número de moles da espécie primária j em um mol da espécie secundária i .

A notação geral para as reações químicas (Equação 3.33) permite a inclusão de processos químicos como hidrólise, formação de complexos, dissolução/precipitação de minerais e troca catiônica, entre outros, na formulação considerando tanto a hipótese de equilíbrio local quanto a cinética. Após as devidas considerações acima apontadas é possível definir as equações de transporte reativo por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_l \rho_l U_j) + \rho_l U a_j \mathbf{q}_l + \mathbf{D}_l \nabla U a_j + \phi S_l \rho_l U_j \dot{\mathbf{u}} + R_j^{irrev} = 0 \quad (i=1, \dots, N_x) \quad (3.34)$$

onde U_j é a concentração total e $U a_j$ é a concentração total aquosa das espécies primárias j , definidas pelas Equações (3.35) e (3.36), respectivamente:

$$U_j = C_j + \sum_{i=1}^{N_x} v_{ij} X_i \quad (i = 1, \dots, N_c) \quad (3.35)$$

$$U a_j = \lambda_j C_j + \sum_{i=1}^{N_x} v_{ij} \lambda_i X_i \quad (i = 1, \dots, N_c) \quad (3.36)$$

onde C_j e X_i são as concentrações das espécies primárias e secundárias, λ_j e λ_i são as mobilidades das espécies primárias e secundárias, respectivamente. O termo R_j^{irrev} , na Equação (3.34), indica as reações irreversíveis e é definido por:

$$R_j^{irrev} = -\sum_{m=1}^{N_m} \nu_{jm} r_m \quad (m = 1, \dots, N_c) \quad (3.37)$$

onde r_m é a taxa de reação de precipitação (valor positivo) ou dissolução (valor negativo) do mineral m , N_m é o número de minerais em reações cinéticas controladas e ν_{jm} é o número de moles das espécies primárias j em um mol de mineral m .

Para resolver este problema substituem-se as Equações (3.35), (3.36) e (3.37) na Equação (3.34), tomando como incógnitas as concentrações das espécies primárias C_j e secundárias X_i . Assim, resulta um sistema de N_c equações e $N_c + N_x$ incógnitas. As N_x equações que faltam são proporcionadas pelo equilíbrio químico.

A maioria das formulações de transporte reativo usam as leis de ação de massas para resolver as equações de equilíbrio químico (por exemplo, Lichtner, 1985; Saaltink *et al.*, 1998 citado por Guimarães, 2002). Na formulação adotada nesta tese utiliza-se um procedimento alternativo, baseado na minimização da energia livre de Gibbs. Este procedimento tem sido amplamente aplicado para resolver o equilíbrio em soluções salinas altamente não ideais (Greenberg e Moller, 1989).

Ademais, para calcular as concentrações das espécies em equilíbrio, utiliza-se um algoritmo baseado no método de Newton-Raphson que minimiza diretamente a energia livre de Gibbs. Maiores detalhes deste algoritmo bem como do modelo de equilíbrio químico encontram-se no trabalho de Guimarães *et al.* (2007).

3.2.5. Modelo Constitutivo Mecânico

No tratamento do módulo mecânico para se obter uma resposta do comportamento da rocha-reservatório mais próxima da realidade física é necessário a adoção de relações constitutivas que estabeleçam formulações compatíveis com o problema envolvido, a fim de estabelecer aproximação adequada.

Neste trabalho foram adotados dois modelos constitutivos elasto-plásticos, o modelo BBM, já descrito anteriormente, e o BBM com a incorporação dos efeitos da cimentação e degradação química.

3.2.5.1 Modelo BBM com Efeito da Cimentação e Degradação Química

A implementação de modelos constitutivos para simulação do comportamento dos geomateriais cimentados e/ou rochas frágeis representam uma grande contribuição na concepção de projetos da área de engenharia geotécnica e mais especificamente na geomecânica (Rosa, 2006). Não é de hoje que muitos autores tem se preocupado com

esta temática, no qual a maioria dos modelos hoje já disponíveis são baseados na teoria dos estados críticos.

Nesta tese implementou-se no programa CODE-BRIGHT o modelo químico-elastoplástico para solos cimentados baseada na teoria da degradação química de Castellanza e Nova (2004), tendo como base para o comportamento do solo desestruturado o modelo BBM (Alonso *et al.*, 1990). A incorporação da cimentação e da degradação química admite que o comportamento mecânico dos solos cimentados e rochas podem ser afetados também pelo efeito das reações químicas na interação rocha-fluido.

Neste trabalho, a superfície de plastificação depende do efeito da cimentação associado ao parâmetro X_d , além das variáveis já estabelecidas, pressão capilar (p_c), tensão (σ), deformações plásticas volumétricas (ε_v^p), bem como temperatura (T). Apesar da formulação original do modelo constitutivo admitir o problema térmico, nesta tese este foi desconsiderado:

$$f = f(\sigma, p_c, \varepsilon_v^p, T, X_d) \quad (3.38)$$

Matematicamente a superfície de fluência pode ser expressa como segue:

$$f = 3J^2 - \left[\frac{g(\theta)}{g(-30^\circ)} M^2 (p + p_s)(p_0 - p) \right] \quad (3.39)$$

onde p é a tensão efetiva média, p_s é a tensão associada à sucção, p_0 é a tensão de pré-adensamento para um valor de sucção, M é a inclinação da projeção da linha dos estados críticos; J é tensão desviadora (em função das tensões principais).

Esta elipse definida pela Equação (3.39) passa pelos pontos p_s e p_0 , que por sua vez são dependentes destas mesmas variáveis como apresentado abaixo:

$$p_s = f(p_c, T, X_d) \quad (3.40)$$

$$p_0 = f(p_c, T, X_d) \quad (3.41)$$

A função p_s representa a parcela do aumento de coesão relacionada à pressão capilar. No modelo desestruturado (BBM) este é definido por uma relação linear com a pressão capilar:

$$p_s = k \cdot p_c \quad (3.42)$$

onde k é uma constante que descreve o tamanho da coesão com a pressão capilar. Vale salientar que a Equação (3.42) representa a mesma definida na Equação (2.22).

No entanto, considerando o aumento de coesão associada às ligações cimentantes entre os grãos minerais, o valor de p_s e p_0 passa a ser definido como segue.

$$p_s = k.p_c + p_t + T \quad (3.43)$$

onde T é a parcela referente à influencia da temperatura. Quanto ao valor de p_t será quantificado mais adiante.

Como apresentado anteriormente p_0 é a tensão de pré-adensamento para um valor de sucção qualquer, cujo cálculo se dá através da Equação (2.9). Atualizações desse valor com as deformações volumétricas plásticas são dadas pela lei de endurecimento isotrópico fornecida pela Equação (2.20). Uma vez que consideremos a degradação química, p_0 da superfície de fluência cimentada passa a ser definida pela Equação (3.44):

$$p_0 = p \cdot \left(\frac{p_0^*}{p^c} \right)^{\frac{\lambda(0)-k}{\lambda(s)-k}} + p_m \quad (3.44)$$

O valor de p_0 agora é expresso em função da sucção e da degradação química.

As funções p_t e p_m são associadas às deformações plásticas induzidas pela degradação química da cimentação, por exemplo, dissolução química, bem como relacionadas à variação no estado tensão, pelo rearranjo dos grãos. Assim como definidas em Castellanza e Nova (2004), assume-se que estes parâmetros são determinados pelas Equações (2.39) e (2.42), respectivamente, rerepresentadas a seguir:

$$\dot{p}_t = p_t \left[-\rho_t |\dot{\epsilon}_v^p| + \frac{\dot{Y}}{(Y(X_d))} \right]$$

$$p_m = \beta p_t$$

onde p_t é o valor de entrada da parcela da degradação que influencia na coesão induzida pela cimentação, $\dot{p}_t$ é a variação de p_t em função da degradação, β é a constante e ρ_t é a taxa de controle da degradação mecânica.

O parâmetro p_t representa o comportamento da coesão adicional devido à cimentação. Como verificado na Equação (3.44), à medida que o grau de cimentação é afetado pelo ataque químico ou mecânico este valor decresce afetando a coesão e a resistência à tração. Para representar a redução deste parâmetro devido à parcela química assume-se a relação dada pela Equação (2.40), rerepresentada abaixo:

$$Y(X_d) = (1 - X_d)^2$$

A contribuição atribuída à degradação mecânica é representada pelo primeiro termo da Equação (2.39).

Geometricamente, estas variáveis definem o tamanho da curva de plastificação para os materiais com cimentação.

No modelo implementado a superfície de plastificação do geomaterial cimentado tem a mesma forma e rotação que a superfície intrínseca de plastificação do geomaterial desestruturado (não-cimentado), entretanto diferente na dimensão. À medida que as deformações plásticas ocorrem devido à redução da cimentação pelo ataque químico (desestruturação) a superfície de plastificação se contrai, assim, como visto em outros trabalhos Gens e Nova (1993), Navarro *et al.* (2010), Uchaipichat (2011), entre outros. O termo “desestruturação” representa as perdas progressivas de cimentação durante a ocorrência de deformações plásticas. A representação dos parâmetros p_t e p_m na geometria pode ser visto na Figura (3.7).

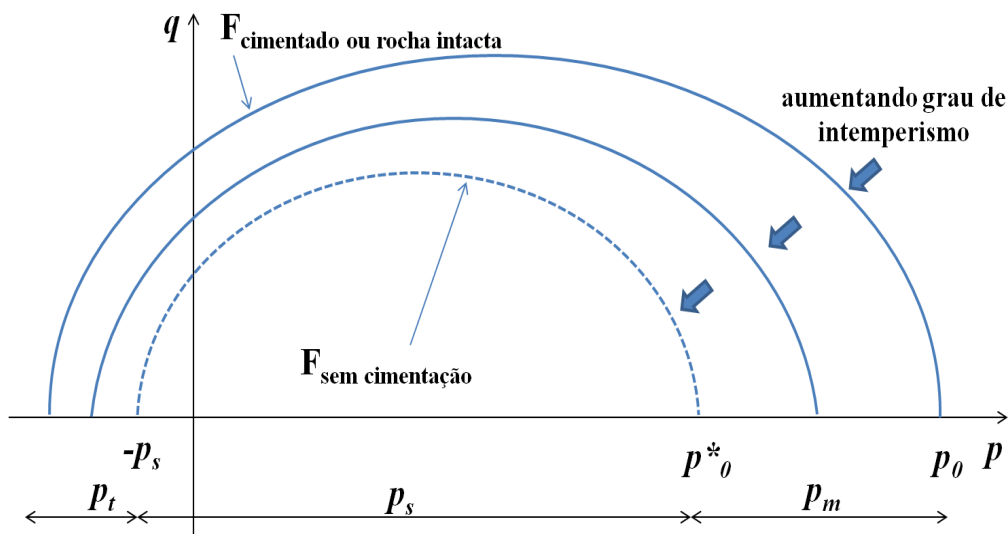


Figura 3. 7- Superfície de plastificação para solos não-saturados com e sem cimentação (Adaptação de Alonso e Gens, 1993).

A definição da equação abaixo é idêntica a apontada no Capítulo 2 (Equação 2.38).

$$p_c = p_t + p_s + p_m$$

Assim como observado na Figura (3.7), à medida que aumenta o grau de intemperismo (diminuindo a cimentação das ligações entre os grãos minerais) e ocorrem variações de tensões, degradações plásticas são induzidas e o valor de p_t e p_m tendem a reduzir, contraindo a superfície de plastificação.

Uma vez que nesta tese o problema mecânico será resolvido acoplado ao de transporte reativo, a concentração do mineral é conhecida em cada instante de tempo.

Assim, o controle do grau de intemperismo ou degradação (X_d) pode ser explicitamente definido por:

$$X_d = \frac{C_0 - C}{C_0} \quad (3.45)$$

onde C_0 é a concentração inicial de mineral e C é a concentração atual de mineral.

Este parâmetro varia de 0 à 1. Quando a rocha ou solo cimentado estão intactos sem qualquer efeito da degradação química, X_d será 0. Entretanto, quando a ação do intemperismo já se faz presente e a rocha está completamente degradada seu valor será 1.

A relação original do modelo de Castellanza e Nova (2004) para definir o valor de X_d ($X_d = t/T$) não foi considerado porque desejava-se estabelecer uma associação deste parâmetro com a concentração dos minerais e não como o tempo total da exposição da rocha a degradação.

Todas estas equações destacadas acima no item 3.2.7 foram implementadas no Modelo Básico de Barcelona (BBM).

3.2.6. Efeitos Geomecânicos e Geoquímicos no Problema de Fluxo.

Nas equações de balanço de massa que descrevem o problema de fluxo de água e óleo é considerado no termo de fluxo a velocidade de deslocamento da fase sólida $\dot{\mathbf{u}}$. A Equação de conservação de massa considerando o termo de acoplamento mecânico passa a ser definida por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi S_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (\rho_\alpha \mathbf{q}_\alpha + \phi S_\alpha \rho_\alpha \dot{\mathbf{u}}) = 0 \quad (3.46)$$

As variáveis primárias do problema hidro-mecânico são o vetor de deslocamentos ($\mathbf{u}$), a pressão de líquido (p_α). Estas são incógnitas das respectivas equações de equilíbrio de tensões (Equação 3.23) e de conservação de massa.

Para completar a formulação matemática do problema de fluxo as equações constitutivas associadas aos problemas hidráulicos e mecânico precisamos ainda estabelecer a variação entre a porosidade e permeabilidade intrínseca em função das variáveis primárias.

Segundo Wan (2002), o comportamento mecânico do meio poroso modifica a porosidade através da deformação volumétrica, que por sua vez reflete sobre a determinação da permeabilidade intrínseca k do meio poroso.

Para definir a variação da porosidade segundo as deformações volumétricas, considera-se primeiramente a equação de conservação de massa de sólido, que é dada em função do vetor de velocidade de deslocamento da fase sólida:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi) \rho_s] + \nabla \cdot [(1 - \phi) \rho_s \dot{\mathbf{u}}] = 0 \quad (3.47)$$

onde a densidade da fase sólida (ρ_s) depende da compressibilidade da matriz.

Posteriormente aplica-se o conceito de derivada material ao meio sólido (Equação 3.49), definindo assim a variação da porosidade do meio:

$$\frac{D(\bullet)}{\partial t} = \frac{\partial(\bullet)}{\partial t} + \mathbf{u} \nabla(\bullet) \quad (3.48)$$

Variação da porosidade:

$$\frac{D\phi}{\partial t} = \left[\frac{(1-\phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{\partial t} + (1-\phi)\dot{\epsilon}_v \right] \quad (3.49)$$

onde $\dot{\epsilon}_v$ é a deformação volumétrica.

A variação da porosidade é influenciada pela variação da compressibilidade da parte sólida e deformações volumétricas, sendo este último o termo geomecânico que define o meio poroso deformável. Quando a fase sólida é considerada incompressível o primeiro termo é nulo. Neste caso, a variação da porosidade restringe-se à dependência da deformação volumétrica, o que resulta na clássica equação de adensamento de Terzaghi. Ademais, o comportamento dilatante do material influencia a variação da porosidade por esta equação através da deformação volumétrica.

Em síntese, a mudança de comportamento mecânico gera alterações na porosidade devido às deformação volumétrica, que por sua vez reflete sobre a permeabilidade intrínseca (Gomes, 2009). No entanto, não é fácil definir uma relação física direta entre a variação do estado de tensões com a permeabilidade intrínseca (Bear, 1972) mas, é possível definir entre a variação de propriedades mecânicas, como volume do meio poroso, grau de fissuramento, tortuosidade e porosidade dentre outras.

As variações de permeabilidade intrínseca podem ser obtidas através de leis que relacionam a permeabilidade com a variação volumétrica do meio poroso, ou seja, a porosidade. Em destaque a equação de Kozeny-Carman que se baseia em algumas simplificações de Navier-Stokes. Neste trabalho se utilizará uma relação exponencial entre a porosidade e permeabilidade intrínseca, definida por ajustes experimentais em curvas logarítmicas (Febex, 2001). Assim tem-se:

$$\mathbf{k} = \mathbf{k}_i \exp[b(\phi - \phi_i)] \quad (3.50)$$

onde $\mathbf{k}_i$ é o tensor de permeabilidade inicial, ϕ_i é a porosidade inicial e b é um parâmetro do solo.

Na presente tese, para modelar a compactação capilar e química foi considerada a pressão capilar e a concentração mineral como variável de estado acrescida na relação tensão-deformação do material. Dessa forma, para caracterizar o estado de tensões relacionam-se as deformações totais, acrescidamente, por uma parcela associada à pressão capilar e outra as reações químicas (degradação química). Assim, a Equação (3.27) passa a ser definida como segue:

$$d\sigma = \mathbf{D}.d\varepsilon + \mathbf{L}.dp_c + \mathbf{H}.dX_d \quad (3.51)$$

Nesta tese na relação estabelecida pela Equação (3.51), apenas o terceiro termo foi implementado no código numérico. O segundo já estava inserido porém, ainda não estudado no contexto que esta tese se propôs.

Com a introdução do problema químico, para avaliar a variação da porosidade, e por sua vez, a permeabilidade deve-se considerar também na equação de conservação de massa de sólidos um termo fonte/sumidouro (**f**) devido a precipitação/dissolução de minerais. Este termo será incluído na equação de conservação de massa do sólido; nesta ainda é considerado vetor de velocidade de deslocamento da fase sólida:

$$\frac{\partial}{\partial t}[(1-\phi)\rho_s] + [(1-\phi)\rho_s \dot{\mathbf{u}}] = \mathbf{f} \quad (3.52)$$

Novamente seguindo o conceito de derivada material a caracterização da variação da porosidade do meio será dada por:

$$\frac{D\phi}{Dt} = \frac{(1-\phi)}{\rho_s} \frac{D\rho_s}{Dt} + (1-\phi)\dot{\varepsilon}_v - \frac{Dv_T}{Dt} \quad (3.53)$$

onde v_T é volume total de mineral sendo definido conforme a Equação (3.54):

$$v_T = \sum_m \bar{v}_m c_m \quad (3.54)$$

onde $\bar{v}_m$ é o volume molar (m^3/mol) de mineral e c_m é a concentração (mol/m^3) de mineral

Além, do comportamento condicionado a variação da compressibilidade dos sólidos e da deformação volumétrica, a atualização da porosidade agora depende também das reações químicas envolvidas no problema.

CAPÍTULO 4

APLICAÇÕES/SIMULAÇÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta e discute aplicações utilizando o modelo constitutivo BBM, em sua formulação original (Alonso *et al.*, 1990) e considerando a cimentação e degradação química. O objetivo é testar a aplicabilidade da relação constitutiva elasto-plástica e a influência do efeito capilar e dos processos químicos no comportamento deformacional.

Os casos simulados abrangem ensaios triaxiais, isotrópicos, edométricos e aplicação a exemplos na escala de reservatório de petróleo. Inicialmente é mostrada a reprodução de ensaios realizados no trabalho de Alonso *et al.* (1990), procedimento realizado afim de obter maior sensibilidade com a ferramenta numérica e com o modelo constitutivo.

Para validar a implementação no modelo constitutivo, incluindo a cimentação e degradação química, foram reproduzidos ensaios do relatório TUNCONSTRUCT (Gens *et al.*, 2007), no qual estes consideram apenas a degradação mecânica da cimentação. Já para estudar o comportamento mecânico do material associado à degradação química foi realizada a reprodução de um ensaio edométrico estudado por Castellanza e Nova (2004). Neste tenta-se atribuir o enfraquecimento do solo cimentado à ação das reações químicas que degradam o mineral e as ligações cimentantes.

Além disso, tem-se uma aplicação mais específica para modelar o problema de *water-weakening* devido à influência da pressão capilar. E por fim para complementar as aplicações, o caso de compactação de um aquífero submetido à injeção de um fluido reativo (compactação química sob injeção).

As análises dos resultados são mostradas, por meio das saídas gráficas de pós-processo do GID, distribuições do estado de tensão atuante, porosidade, deformações plásticas, deslocamentos e através de gráficos de resistência, deformação volumétrica e desviadora, entre outros.

4.2 APLICAÇÃO DO MODELO BBM: MODELAGEM NUMÉRICA HIDRO-MECÂNICA E HIDRO-MECÂNICA-QUÍMICA.

Neste item apresenta-se uma série de ensaios triaxiais e edométricos na qual, foram realizadas modelagens hidro-mecânica e hidro-mecânica-química com a finalidade de simular os problemas e os fenômenos estudados nesta tese.

4.2.1. Aplicação do Modelo Básico de Barcelona (BBM): Modelagem hidro-mecânica de ensaios triaxiais sob diferentes condições de carregamento e pressão capilar - Alonso *et al* (1990).

a) Descrição do Problema e Metodologia

Alonso *et al.* (1990) realizaram uma sequência de simulações utilizando o modelo BBM original para apresentar a capacidade do modelo, antes de ampliar sua utilização, fazendo comparações com resultados experimentais. Nesta tese foram reproduzidas duas análises a fim de adquirir sensibilidade com o modelo e observar o comportamento deformacional diante da variação na sucção e na tensão aplicada. Os casos reproduzidos foram os seguintes: i) *Caso 1*- deformação volumétrica induzida por umedecimento com aumento da tensão confinante; ii) *Caso 2*- efeito da aplicação alternada de mudança no carregamento e na sucção (pressão capilar). Vale salientar que em todos os casos estudados desta tese a sucção definida no BBM será chamada como pressão capilar, assim como considerado na engenharia de reservatório.

Para analisar o comportamento do solo diante de trajetórias alternadas de carregamento e umedecimento foram reproduzidos numericamente por modelagem hidro-mecânica de ensaios triaxiais.

Segundo o procedimento do ensaio, inicialmente o corpo de prova foi submetido a uma tensão confinante aplicada (σ_c) em toda a superfície do corpo de prova (solicitação isotrópica de tensão). A seguir, aplicou-se um incremento de tensão desviadora ($\Delta\sigma_d$) até a ruptura da amostra (Figura 4.1).

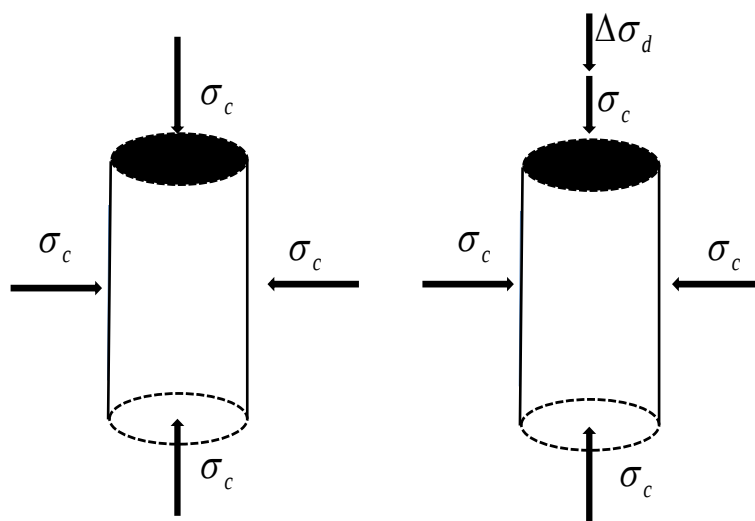


Figura 4. 1 - Esquema de carregamento do ensaio triaxial convencional.

A simulação foi realizada para o problema unidimensional, garantindo as deformações laterais nulas. A alternância de carregamento e umedecimento foi estabelecida pelos valores diferentes de tensão confinante e pressão capilar. No total foram simulados 6 ensaios, com 3 trajetórias distintas de variação da pressão capilar e do carregamento em cada caso (*Caso 1 e 2*).

A sequência de cada trajetória será mostrada posteriormente na especificação dos casos, bem como as condições iniciais de cada ensaio (comuns em todos os ensaios). Para descrever o solo foram adotados os seguintes parâmetros (Tabela 4.1) do modelo BBM:

Tabela 4. 1 - Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC.

$\lambda(0)$	k_i	r	β	p^c
0.2	0.02	0.75	12.5 MPa ⁻¹	0.10 MPa

sendo $\lambda(0)$ parâmetro de compressão elasto-plástico do solo na condição saturada.

k_i parâmetro de rigidez elástica para variação de tensão p .

r parâmetro que define a máxima rigidez do solo.

β parâmetro que define a taxa do aumento de rigidez com a sucção.

p^c tensão de referência.

Tabela 4. 2 - Parâmetros associados a mudanças na tensão cisalhante e resistência ao cisalhamento.

G	M	k
10 MPa	1	0.6

sendo G módulo cisalhante.

M inclinação da linha dos estados críticos.

k parâmetro que descreve o aumento na coesão com a pressão capilar.

Além destes, foi assumido um índice de vazios igual a 0.9 ($v=1+e=1.9$). Estes valores foram sugeridos pelos autores em seus ensaios e adotados aqui em todas as simulações.

b) Análises dos Resultados

Caso 1- Deformação volumétrica induzida por inundação sob tensão constante:

As análises são compostas por três trajetórias de tensões distintas ABDF, ACDF, ACEF, caracterizadas por três etapas de inundação AB, CD e EF sob tensões confinantes constante de 0.15, 0.35 e 0.6 MPa, cuja condição inicial é descrita pela pressão capilar ($p_c = 0.2$ MPa) e tensão de pré-adensamento na condição saturada ($p_0^* = 0.20$ MPa), como pode ser visto na Figura 4.2. Nesta destava-se trajetórias de umedecimento (U) e carregamento (C) no material (solo/rocha) bem como, as curvas LC inicial (LC_i) e LC final (LC_f).

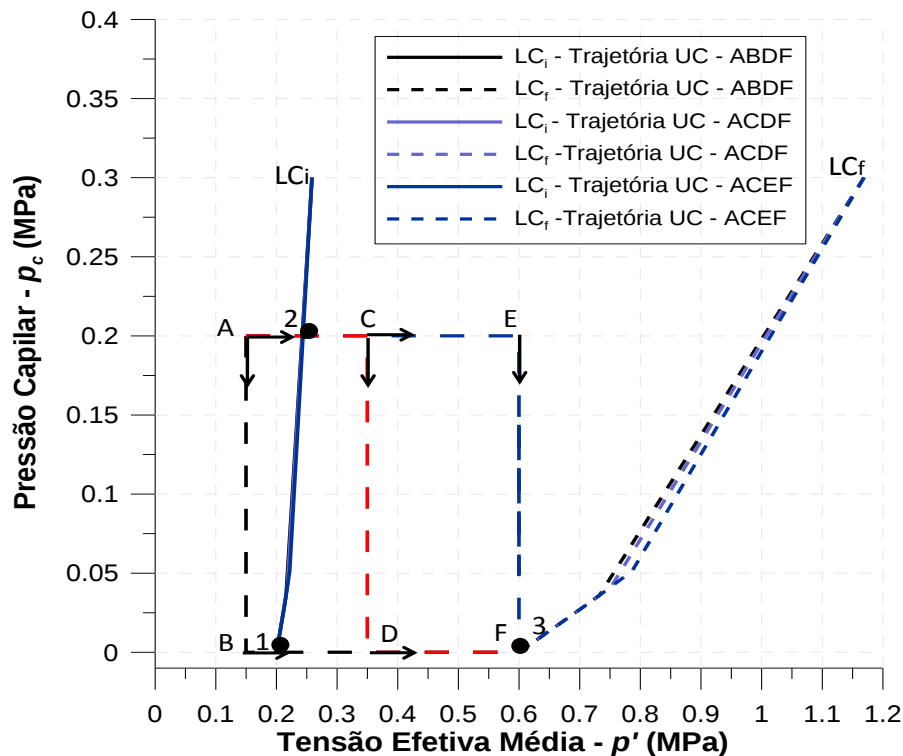


Figura 4. 2- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e do aumento de tensão média: trajetória de tensão (Caso 1).

Na primeira trajetória ABDF, com a inundação no trecho AB há um aumento da saturação e consequentemente a diminuição da pressão capilar passando de 0.2 MPa para zero. Este trecho segue uma trajetória de umedecimento dentro da zona elástica do solo, onde apenas deformações recuperáveis acontecem. Isto pode ser verificado no plano (p, p_c) , no qual a trajetória de tensão seguida na inundação AB não toca a curva de plasticificação inicial LC_i .

Quanto à variação volumétrica, o volume específico passa de 1.899 para 1.91 (Figura 4.3), aproximadamente, caracterizando um comportamento expansivo como resultado do alívio de tensões devido à diminuição da sucção. Este comportamento é esperado conforme o modelo proposto pelos autores, uma vez que considera o solo pouco a moderadamente expansivo. O comportamento expansivo apresentado pelo solo ocorreu à baixa tensão confinante. Esta realidade é respaldada por alguns pesquisadores como Escario e Saez (1973), Josa *et al.* (1987), que destacaram que a tensão aplicada reduz a expansão e que no umedecimento sob baixas tensões, esta ocorre em maior magnitude (Maswoswe, 1985).

As deformações irreversíveis só ocorrem no trecho BDF quando se atinge a curva de plasticificação no ponto 1, com a sucção igual a zero (saturação) a uma tensão de pré-adensamento de 0.2 MPa. No final da trajetória ABDF, o índice de vazios passou de 0.9 para aproximadamente 0.675, indicando uma compressão volumétrica acumulada pela ação tanto da pressão capilar como do carregamento.

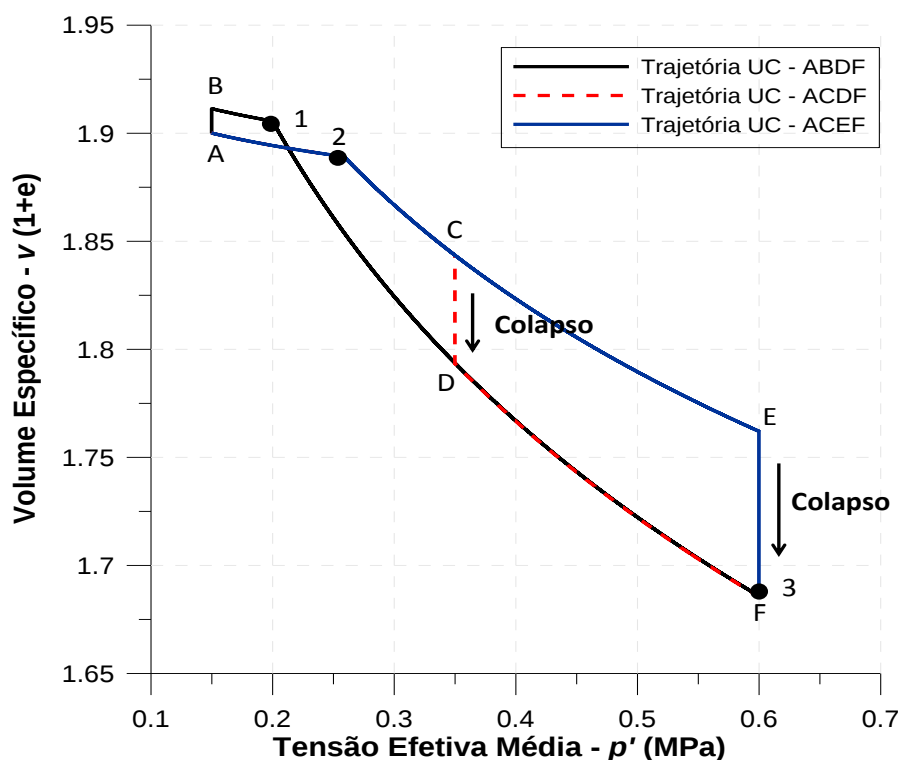


Figura 4. 3- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e aumento de tensão média: relação do índice de vazios e tensão média (Caso 1).

Na segunda trajetória ACDF a inundação CD inicia-se após o carregamento de 0.15 para 0.35 MPa, trecho AC. A influência da redução da pressão capilar leva a compressão do solo (colapso), registrando uma variação de volume bem mais expressiva que a anterior. Entretanto, o solo experimenta as primeiras deformações plásticas no carregamento ao atingir o ponto 2, antes do aumento da saturação, apresentando uma gradual compressão. Esta mudança de comportamento, em termos de volume específico, pode ser vista na Figura 4.3.

Na última trajetória ACEF o comportamento foi similar, registrando a plastificação no mesmo estado de tensão, porém o colapso só ocorreu quando o solo foi inundado a uma tensão aplicada constante de 0.6 MPa, atingindo uma variação de volume específico maior que 0.05. Neste caso, acredita-se que o colapso foi mais expressivo devido à tensão aplicada ser mais elevada.

Em todas as trajetórias a curva de plastificação LC (*loading-collapse*) foi transladada passando de um estado de tensão limite caracterizado pela curva LCi para LCf, apresentando um aumento na tensão de pré-adensamento saturada de $p_0^*=0.20$ para $p_0^*=0.60$ MPa, expandindo a região elástica do solo no plano (p, p_c) . Este processo é resultado das deformações plásticas e da mudança de volume geradas pelo carregamento e pela variação da pressão capilar.

Caso 2 - Efeito da aplicação alternada de carregamento e mudança na pressão capilar.

Neste caso, todas as trajetórias iniciam-se no ponto comum A, com uma pressão capilar $p_{cA} = 0.2$ MPa e $p_A = 0.15$ MPa. Assim, como no caso anterior, as trajetórias envolvem redução da pressão capilar e aumento de carregamento aplicado que induziram ao estado final de $p_{cF} = 0.0$ MPa e $p_F = 0.6$ MPa. Contudo, apesar de apresentarem um estado de tensão (p, p_c) inicial e final iguais, as três trajetórias são caracterizados por trechos distintos de inundação e carregamento. Como pode ser visto na Figura 4.4.

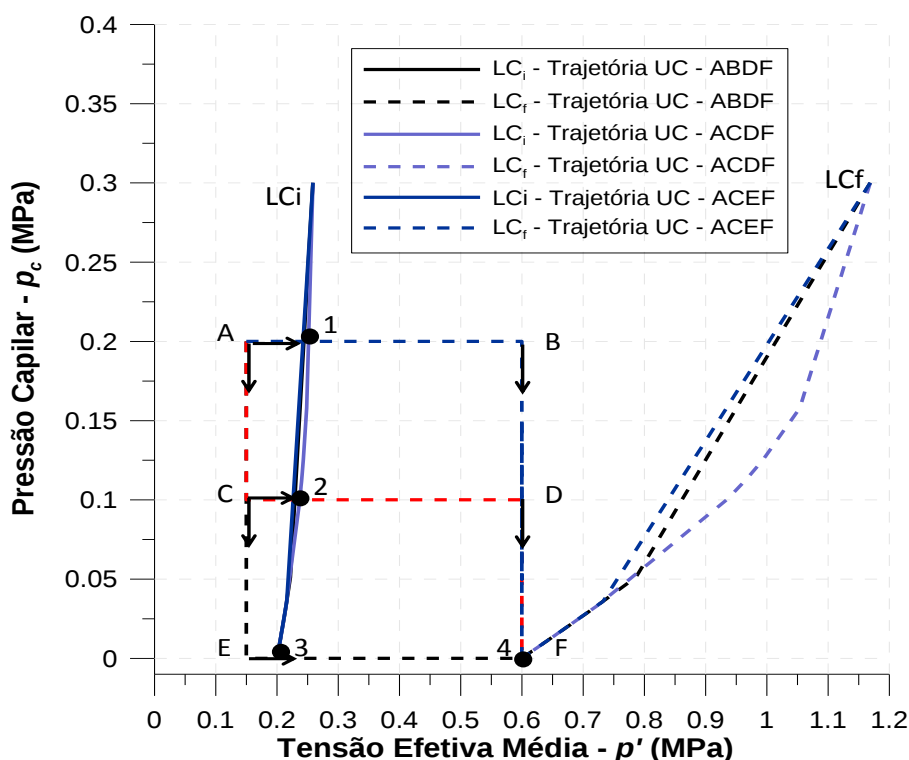


Figura 4. 4- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo da pressão capilar e aumento de tensão média: trajetória de tensão (Caso 2).

A primeira trajetória (ABDF) parte do ponto A que sob carregamento alcança o ponto B, no qual é inundado a uma tensão de $p = 0.6$ MPa. A pressão capilar passou de 0.2 MPa para 0.0 MPa (saturado), resultando numa redução de volume plástica com o aumento da saturação. Antes da trajetória BF induzir o colapso, as primeiras deformações plásticas ocorrem no ponto 1, cujo efeito expande a curva de plastificação até uma nova posição compatível como o nível de carregamento do solo. No final, a posição LC_f é definida pela nova tensão de pré-adensamento na condição saturada 0.6 MPa.

Na segunda trajetória (ACDF) há dois trechos de redução da pressão capilar (AC-DF). Entretanto apenas o segundo trecho resultará em compressão volumétrica plástica (colapso), no primeiro ocorreu aumento de volume elástico (expansão) e as tensões registradas não alcançaram os limites das tensões de escoamento. A expansão é

dada pelos mesmos motivos ocorridos no caso anterior. Ou seja, a diminuição na sucção provocada pela saturação causou alívio de tensão, implicando, assim, no aumento do índice de vazios e, conseqüentemente, no aumento de volume.

Considerando-se agora a sequência de carregamento e umedecimento caracterizada pela trajetória (ACEF), verifica-se que esta apresentou comportamento semelhante a trajetória anterior, porém, com uma maior redução no valor da sucção, chegando a zero no ponto E. A trajetória inicia com um pequeno aumento de volume elástico (ACE) e subsequentemente um acréscimo de tensão na condição saturada ($p_{cE} = 0.0$).

Em todas as trajetórias a curva inicial de escoamento foi atingida e o início das deformações plásticas é registrada pelo ponto de plastificação, este apresentado em diferentes momentos para cada trajetória (1-2-3), a partir daí observam-se as gradativas compressão volumétrica, caracterizada pela variação do volume específico.

Segundo a Figura 4.4, observa-se que o solo com diferentes teores de umidade ($p_{cA} = 0.2 \text{ MPa}$, $p_{cC} = 0.1 \text{ MPa}$ e $p_{cE} = 0.0 \text{ MPa}$) submetido à carregamento de compressão, exibiu inicialmente uma maior resistência a deformações plásticas, tanto quanto maior a pressão capilar, isto pode ser observado em termos de tensão de pré-adensamento, destacado pelos pontos 1-2-3 na Figura 4.5.

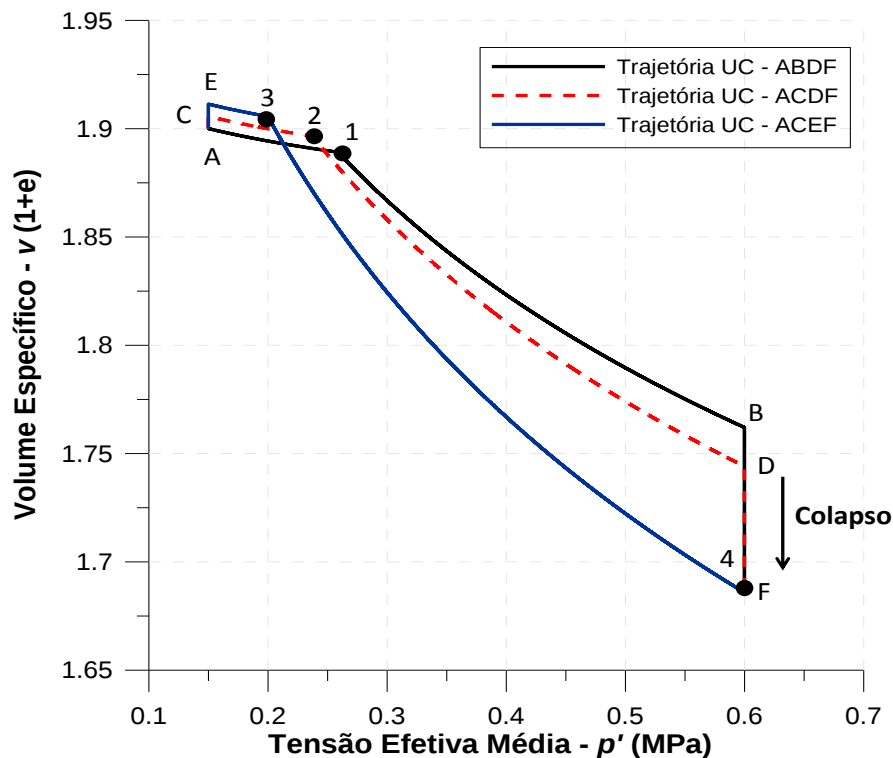


Figura 4. 5- Resposta do modelo para descrever o comportamento diante do decréscimo de pressão capilar e aumento de tensão média: relação do índice de vazios e tensão média (Caso 2).

Em comparação, os resultados obtidos nesta tese, tanto no *Caso 1* quanto no *Caso 2*, foram semelhantes às respostas apresentadas no trabalho de Alonso *et al.* (1990).

4.2.2. Validação da Formulação Implementada: Modelagem hidro-mecânica da degradação mecânica de solos cimentados

a) Descrição do Problema e Metodologia.

Gens *et al.* (2007), como fruto de um projeto TUNCONSTRUCT (*Technology Innovation in Underground Construction*), disponibilizaram uma biblioteca de modelos constitutivos elasto-plásticos e visco-plástico desenvolvidos a partir de um modelo base chamado CASM (*Clay and Sand Model*). Um destes modelos constitutivos desenvolvidos foi o modelo aplicado a solos cimentados e rochas brandas. Para validar o modelo elasto-plástico para solos cimentados foram realizadas simulações de uma série de ensaios triaxiais e isotrópicos. O *Caso 1* é um ensaio isotrópico enquanto que os *Casos 2* e *3* são triaxiais.

Assim, de forma a validar, verificando a viabilidade e precisão do modelo químico-elasto-plástico para solos cimentados e rochas brandas implemento nesta tese (BBM com cimentação), estes ensaios foram reproduzidos, considerando a mesma base de dados de entrada. Este modelo considera deformações plásticas advindas da degradação mecânica e química. Em todos os casos foram realizadas modelagens hidro-mecânica.

b) Análise dos Resultados

Caso 1 – Simulação de Ensaio de Compressão Isotrópica.

O primeiro exemplo de aplicação para validar o modelo refere-se a um ensaio de compressão isotrópica, no qual se impõe tensão axial e radial iguais, durante toda a modelagem. Na Figura 4.6 tem-se o esquema do ensaio.

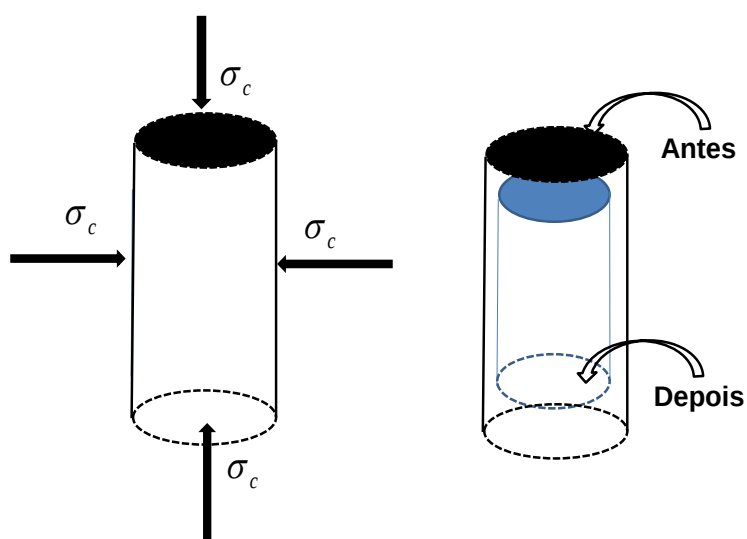


Figura 4. 6- Detalhe do ensaio de compressão isotrópica.

Na simulação foram admitidas as seguintes condições iniciais: $\sigma_c = 150$ kPa e $p_c = 0.3$ MPa e ϕ_0 (porosidade) = 0.5. Neste momento o objetivo era ilustrar o efeito da cimentação sobre alguns parâmetros do modelo, realizando uma análise de sensibilidade em relação ao parâmetro p_t . Nos testes de Gens *et al.* (2007) a sensibilidade foi realizada em termos do grau de cimentação dado pelo parâmetro b , que é afetado pelo aumento da degradação. No entanto, este trabalho não considera diretamente este parâmetro, mas sim p_t , que é um parâmetro conectado a força da cimentação, agrupando tanto o grau de degradação, como também as deformações plásticas associadas à mudanças nas tensões (mencionado anteriormente no item 3.3.2). Segundo o modelo, uma rocha intacta apresenta p_t alto, e diminui à medida que a degradação plástica se instala.

Dessa forma, foram realizadas oito simulações, sendo sete admitindo variações no valor de p_t comparados ao material sem o efeito da cimentação. Os parâmetros adotados nesta análise estão listados nas Tabelas 4.3 e 4.4 abaixo. Os valores dos parâmetros da Tabela 4.4 foram retirados da referência Gens *et al.* (2007) enquanto que, os outros foram baseados nesta.

Tabela 4. 3- Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC para o modelo não cimentado.

$\lambda(0)$	k_i	r	p^c	M	μ	e_0	p_0^*
0.2	0.02	2.0	0.10 MPa	1.2	0.3	1.0	60.0 kPa

sendo p^c tensão de referência.

M inclinação da linha dos estados críticos.

μ coeficiente de Poisson.

e_0 índice de vazios.

p_0^* tensão de pré-adensamento na condição saturada.

Tabela 4. 4 - Parâmetros associados ao modelo cimentado.

p_t	β^*	ρ_t
0...0.01	2.0	10.0

Vale salientar que o parâmetro β^ mostrado na Tabela 4.4 não é o mesmo dos parâmetros definido no modelo BBM original.

sendo p_t parâmetro associado ao comportamento da coesão adicional devido a cimentação.

β constante de proporcionalidade.

ρ_t taxa de controle da degradação mecânica.

Na Figura 4.7, são mostrados resultados para materiais com vários graus de cimentação, plotados em termos de volume específico e tensão média efetiva (v, p). De acordo com o ilustrado, o primeiro ponto observado é que a cimentação exerce efeito sobre a tensão de pré-adensamento. Em outras palavras, o efeito da cimentação, associado ao parâmetro analisado, impõe uma resistência adicional que retarda as deformações volumétricas plásticas com a degradação da cimentação.

Em todos os casos, o material apresenta um pico de resistência em um valor máximo de tensão de pré-adensamento. Quando ultrapassa este valor, e com a continuidade do carregamento, seu índice de vazios diminui significativamente, convergindo para a curva de compressão definida para o material sem cimentação ($p_t = 0.0$). As acentuadas variações volumétricas após o ponto de plastificação deve-se a perda de rigidez com a destruição progressiva da cimentação.

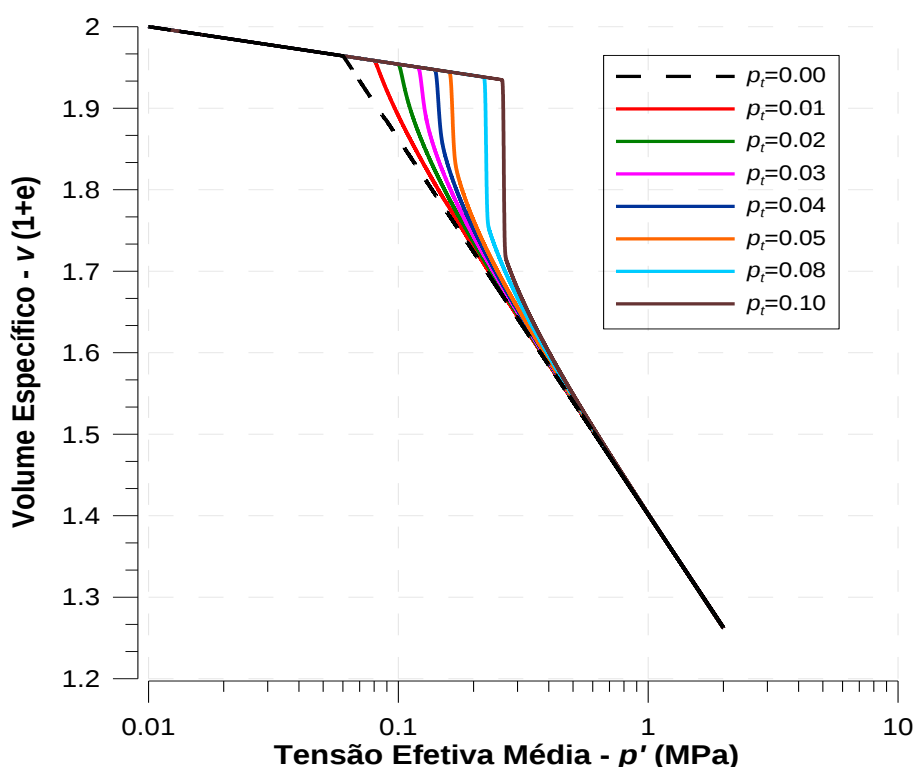


Figura 4. 7 – Curvas de adensamento isotrópico (v, p') para materiais com variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t .

Nota-se também que nas curvas com $p_t = 0.05$ até 0.10, após a plastificação, os valores de tensão apresentaram uma tendência a reduzir-se, caracterizando um comportamento de amolecimento. Este cenário acontece porque na plastificação, o solo com p_t a partir de 0.05, a taxa de degradação da cimentação é suficientemente alta para compensar o endurecimento devido à redução no índice de vazios.

Para examinar detalhadamente a magnitude das variações volumétricas, três regiões da curva de compressão isotrópica foram selecionadas (Figura 4.8).

Na zona A há três tipos de contribuições para as deformações podem ser distinguidas: i) componente associado a pequenas deformações recuperáveis, ii) componente associado ao endurecimento experimentado pelo solo/rocha num estado não-cimentado e por último iii) componente adicional devido à degradação da cimentação.

Nas outras zonas B e C, respectivamente, devem acontecer apenas deformações recuperáveis e contribuição associada à degradação da cimentação. Contudo, na zona C esta contribuição associada à degradação da cimentação muito pequena uma vez que nesta fase a cimentação praticamente desapareceu.

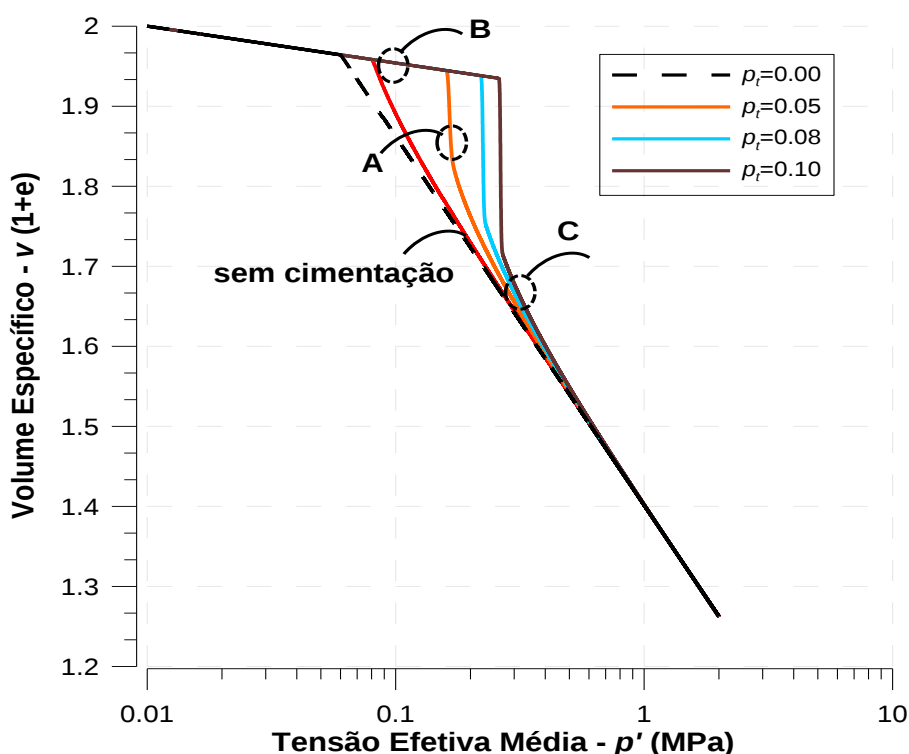


Figura 4. 8 - Curvas de adensamento isotrópico (v , p') para materiais com variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t : Análise dos pontos A, B e C.

Os resultados foram ainda analisados em termos da existência e mobilização da cimentação, através da relação entre p_t e da tensão média efetiva (p') (Figura 4.9). Conforme a classificação sugerida por Gens e Nova (1993) existem três estágios que podem ser analisados.

O primeiro estágio localiza-se até $p_0^* = 60$ kPa, onde as tensões estão na região do estado admissível para um material não-cimentado, não há mobilização da cimentação. Posteriormente, quando o material ultrapassa esta região a cimentação começa a ser mobilizada, mas sem alcançar a resistência total imposta por sua presença. No terceiro e último estágio, a mobilização é maior e igual à força de resistência gerada pela cimentação. Nesta etapa inicia-se a plastificação do material e a degradação da

cimentação. Quanto maior o efeito da cimentação sobre o material maior são as tensões admitidas para mobilizar e iniciar o processo de degradação.

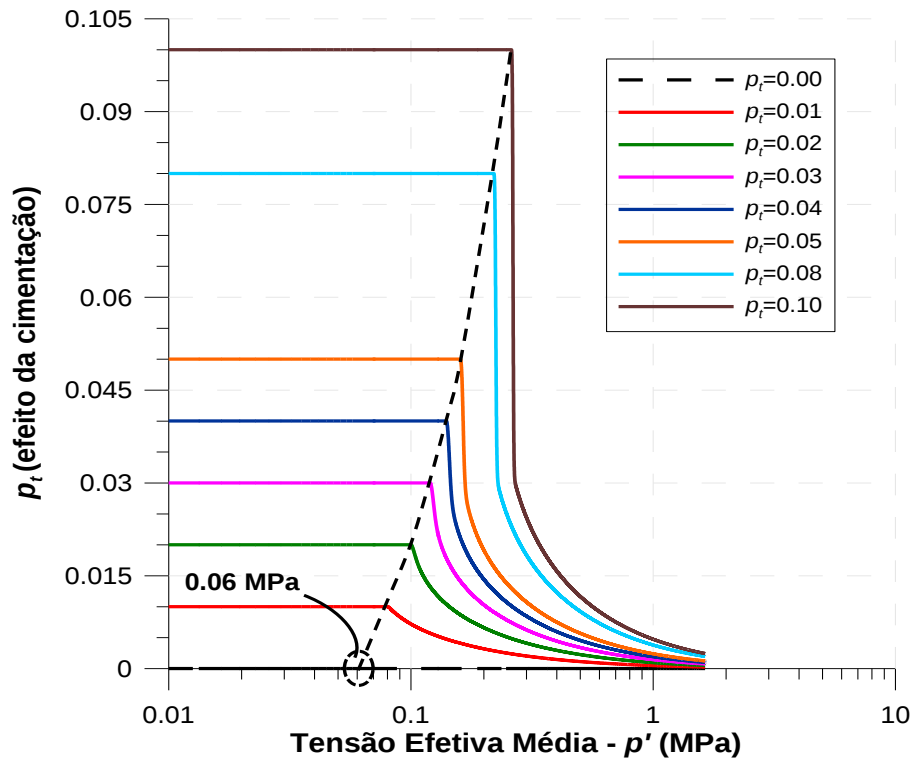


Figura 4. 9- Curvas da mobilização da cimentação: p_t versus p' para variados efeitos da cimentação em relação ao parâmetro p_t .

Caso 2 – Simulação de Ensaio de Compressão Triaxial.

O modelo cimentado (mecânico) foi utilizado também para reproduzir um ensaio de compressão triaxial. Conforme a metodologia do ensaio num primeiro estágio a amostra é submetida à compressão isotrópica e posteriormente uma tensão axial desviadora.

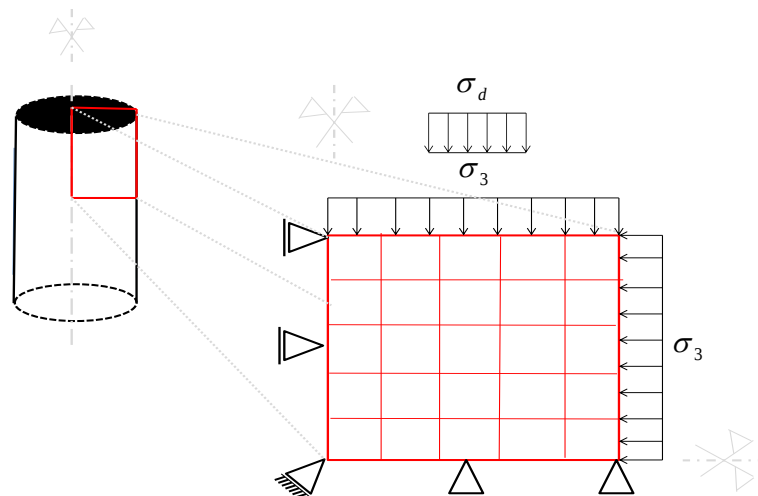


Figura 4. 10 – Esquema do ensaio triaxial.

Assim como descrito na Figura 4.10 foi modelado $\frac{1}{4}$ da amostra, considerando a simetria axial no eixo vertical, e com dimensões unitárias (1x1). A tensão principal menor, σ_3 , é responsável pelo confinamento, enquanto σ_d é a tensão desviadora ($\sigma_d = \sigma_1 - \sigma_2$), sendo que σ_1 a tensão principal maior. A malha de elementos finitos apresenta dimensões unitárias, em metros, com 25 elementos (quadriláteros) e 35 nós. Foram modelados cinco ensaios com diferentes tensões confinantes $\sigma_3 = 10, 20, 50, 75, 100$ kPa. Em todas as amostras têm-se os mesmos parâmetros associado ao BBM (igual à compressão isotrópica). Os parâmetros do modelo cimentado são apresentados na Tabela 4.5:

Tabela 4. 5- Parâmetros associados ao modelo cimentado.

p_t	β	ρ_t
0.04	5.00	5.00

Para analisar os resultados da modelagem foram estabelecidas as relações entre a tensão desviadora e a deformação axial bem como, a deformação volumétrica com deformação axial. Nestas relações o objetivo é verificar o comportamento do material cimentado mediante compressão e cisalhamento. Nas Figuras 4.11 e 4.12 são apresentadas as principais características do comportamento de solos cimentados sobre compressão triaxial.

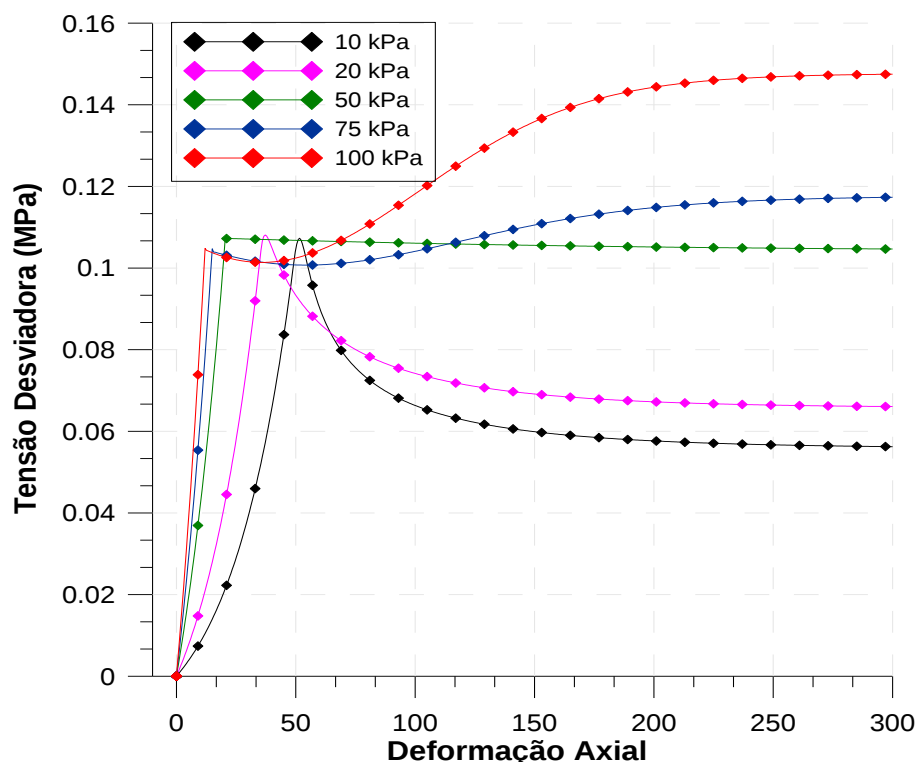


Figura 4. 11 – Tensão desviadora versus deformação axial.

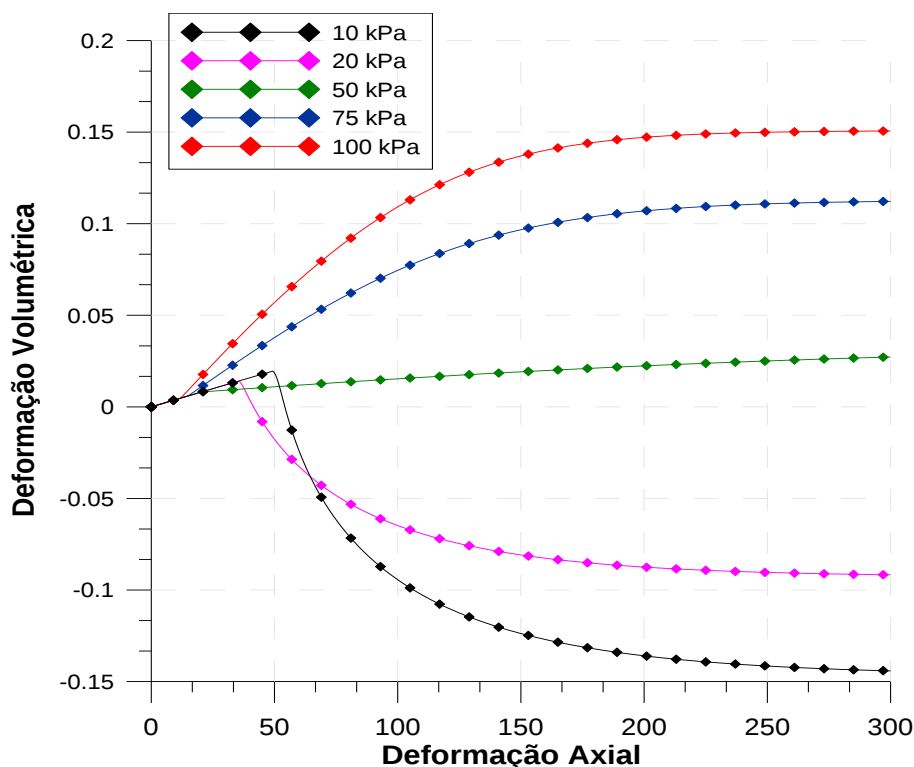


Figura 4. 12 – Deformação volumétrica versus deformação axial.

Observa-se que o aumento das tensões confinantes e diminuição do grau de cimentação fazem com que o solo apresente uma mudança gradual de comportamento. Em baixas tensões confinantes, o material apresenta um comportamento frágil, caracterizando deformações do tipo *softening*. Neste caso é possível ver um pico de resistência ao cisalhamento bem definido na relação tensão desvio versus deformação axial. O pico de resistência está associado à cimentação, no qual qualquer deformação adicional promove a plastificação e o início da degradação das ligações cimentantes. Antes da plastificação o comportamento é elástico e rígido; após o pico (até a plastificação), com a evolução das deformações axiais, a rigidez ao cisalhamento é reduzida e a tensão desvio tende a valores estáveis com a deformação axial, assim como descrito na Figura 4.11. Segundo a literatura, o comportamento é caracterizado frágil porque a plastificação é brusca, coincidindo com a ruptura por cisalhamento e formam-se superfícies de cisalhamento.

Quando, se consideram altas tensões é registrado comportamento dúctil, no qual as deformações são do tipo endurecimento. Na relação tensão desviadora - deformação definida na Figura 4.11, o comportamento é elástico até o ponto de plastificação (menos acentuado que o caso anterior), tornando-se irreversível após a quebra das partículas da cimentação. Após, este período, com a evolução das deformações axiais, a resistência ao cisalhamento é aumentada, proporcionada pela compressão com quebra das partículas. Segundo Rotta (2005), sobre altas tensões confinantes a plastificação ocorre ainda na imposição das tensões isotrópicas ou durante o início do cisalhamento, antes da ruptura, que só ocorre a grandes deformações acompanhadas por significativas contrações.

Em termos de deformação volumétrica versus deformação axial (Figura 4.12) observa-se que, no comportamento frágil, estas são inicialmente compressivas até certo ponto próximo da ruptura, e a partir daí apresenta um comportamento expansivo, cuja taxa de dilatação decresce gradualmente à medida que o cisalhamento evolui, e assim, como na relação anterior, tende a um estado último onde não há mais variação volumétrica (estados críticos). Quando as tensões de confinamento aumentam além de um limite, com a quebra das cimentações, são observadas apenas deformações de compressão.

Caso 3 – Simulação de Ensaio de Compressão Triaxial em Folhelho.

A última sugestão de ensaio para validar o modelo proposto nesta tese foi através de ensaios triaxiais convencionais em folhelho argiloso. Na simulação os ensaios triaxiais são realizados em condições drenados, onde o folhelho está compactado e altamente pré-adensado. Os resultados obtidos das simulações são comparados com os resultados experimentais executados por Wong (1980) *apud* Gens *et al.* (2007), em um folhelho canadense La Biche. Os parâmetros empregados na simulação foram obtidos de dados experimentais e do trabalho de Liu e Carter (2002). Estes são listados na Tabela 4.6

Tabela 4. 6- Parâmetros do modelo para o folhelho.

Parâmetros	Tensão Confinante		
	500 kPa	250 kPa	50 kPa
μ	0.25	0.25	0.25
$\lambda(0)$	0.06	0.06	0.06
k_i	0.02	0.012	0.005
r	2.2	2.2	2.2
M	1.45	1.45	1.45
e_0	0.317	0.322	0.317
p_0^*	1500	1500	1500

As Figuras 4.13 e 4.14 apresentam uma comparação entre os resultados numéricos e experimentais para as três tensões confinantes. Para analisar os casos consideram-se três etapas, uma inicial, outra até o pico e a última fase pós-pico. Em todos os casos observa-se que o aumento de tensão desviadora ocorre de forma contínua e rápida (nos primeiros tempos) com as deformações até um valor máximo de tensão, que seria a resistência máxima antes da ruptura. Este pico é atribuído a maior compactação (compactação) e ao nível de tensão, visto que para cada tensão confinante são registrados valores diferentes.

Uma vez que, o valor máximo foi atingido e com a evolução das deformações a tensão desviadora diminui lentamente até um patamar de tensão chamada residual ou resistência residual.

Ainda explorando a relação tensão desviadora e deformação desviadora, observa-se que o comportamento dos ensaios sob tensões confinantes diferentes apresentaram o mesmo aspecto. Segundo Pinto (2000), pode-se dizer que as tensões são proporcionais às tensões confinantes.

Com relação à variação volumétrica, observa-se inicialmente um comportamento compressivo à medida que o material é carregado axialmente. Quando a resistência máxima é atingida, com maiores deformações, a rocha tende a uma expansão volumétrica sob cisalhamento, caracterizando a dilatância. Posteriormente, na fase estacionária a variação volumétrica é pequena passando a ser nula no estado crítico, com uma resistência residual. Neste ensaio mesmo com o amolecimento do solo passando de uma tensão cisalhante de 2600 kPa para aproximadamente 1800 kPa o comportamento continuou compressivo.

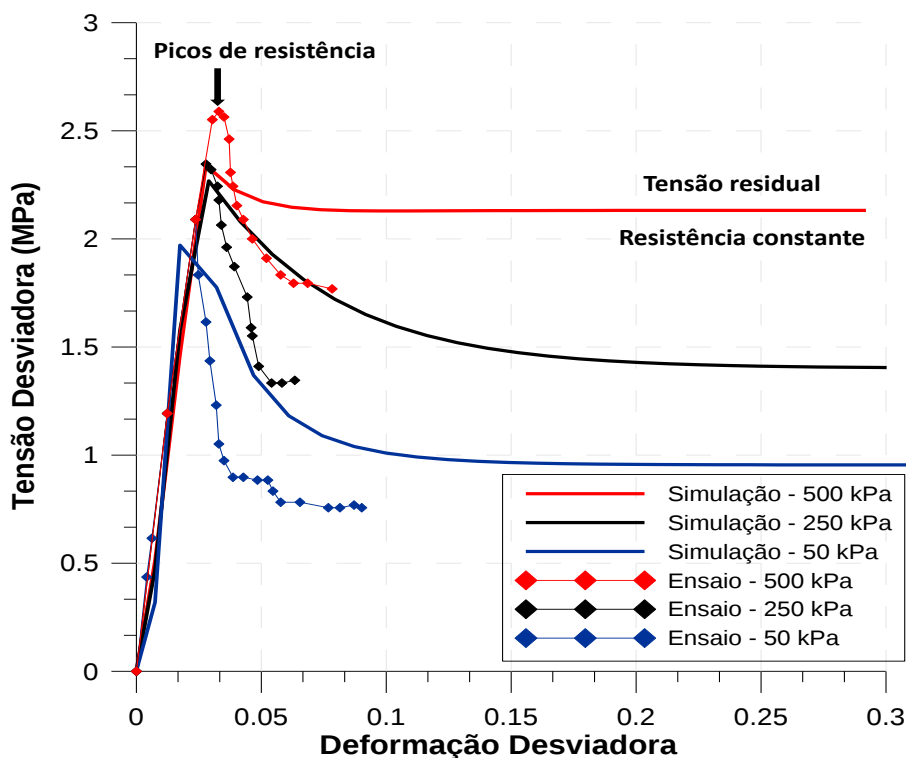


Figura 4. 13 – Resultados experimentais e numéricos dos ensaios em folhelho: tensão desviadora versus deformação desviadora.

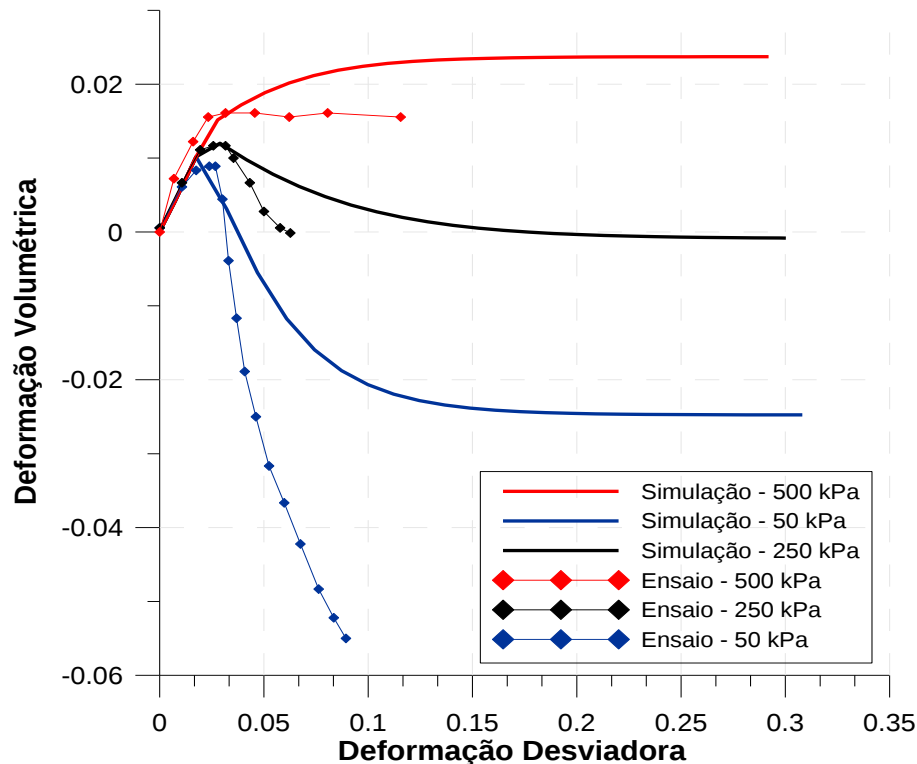


Figura 4. 14 - Resultados experimentais e numéricos dos ensaios em folhelho: deformação desviadora versus deformação volumétrica.

Numa visão geral, este folhelho apresentou comportamento tensão-deformação análogo às areias compactadas e argilas pré-adensadas.

A intenção na reprodução destes ensaios com o modelo de cimentação não era obter uma resposta quantitativa, mas, sim qualitativa. Em todos os ensaios realizados verificou-se que o comportamento alcançado nas simulações retrataram cenários próximos aos apresentados por Gens *et al.* (2007).

4.2.3. Validação da Formulação Implementada: Degradação química em geomateriais cimentados

a) Descrição do Problema e Metodologia.

Para verificar a contribuição da degradação química na deformação plástica e validar a contribuição da parcela química no modelo constitutivo químico elasto-plástico sugerido nesta tese foram realizadas simulações numéricas modelando casos sintéticos.

Na primeira análise uma amostra de rocha porosa foi submetida a condições edométricas, na qual admitiu-se que na estrutura da rocha porosa contém um mineral reativo que representa o material cimentante. Segundo o modelo químico adotado a degradação química é estabelecida por reações de dissolução. A dissolução da rocha porosa cimentada ocorre devido à injeção de água subsaturada do mineral em uma concentração de mineral c_1 . Ao entrar em contato com esta água, o mineral reativo

dissolve devido ao fluxo do fluido na superfície do mineral (advecção) bem como, relativo ao gradiente químico entre o mineral e a água (difusão). A água anteriormente subsaturada tende a ficar mais saturada do mineral, passando de uma concentração c_1 para c_2 (Figura 4.15). Na região onde ocorreu dissolução do mineral a porosidade e permeabilidade tende a aumentar. Diante do acoplamento mecânico isso influencia no estado de tensão segundo a relação tensão-deformação adotada para o comportamento deformacional da rocha.

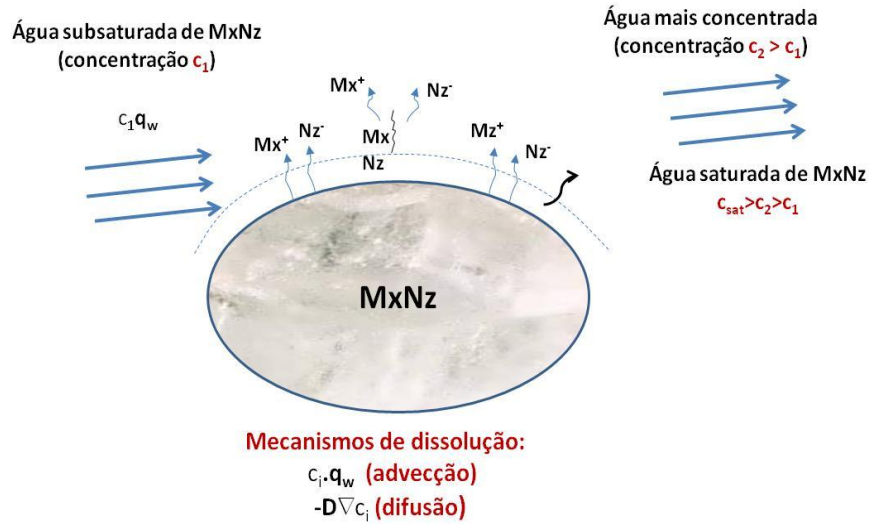
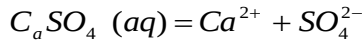


Figura 4. 15 – Esquema dos mecanismos de dissolução.

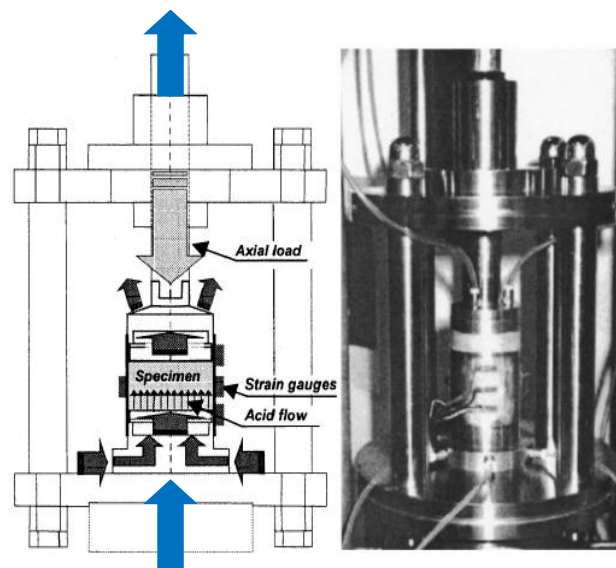
O sistema químico hipotético considerado nesta análise está descrito abaixo:



onde $C_a SO_4 \cdot 2H_2O(s)$ é o mineral cimentante.

Esta simulação numérica foi baseada na proposta de Castellanza e Nova (2004). Contudo, foi considerada apenas a etapa do ensaio onde é injetada uma solução subsaturada para intensificar o processo de degradação química. Na Figura 4.16 pode-se ver o esquema do ensaio edométrico com a injeção da solução subsaturada.

A segunda simulação numérica refere-se à modelagem hidro-mecânica e química em aquífero para analisar o comportamento mecânico devido à degradação química, verificando o fenômeno da compactação química por *water-weakening*. O aquífero trata-se de uma formação geológica constituída por rocha porosa e permeável que pode armazenar água subterrânea. Neste caso serão consideradas as mesmas condições químicas estabelecidas no caso anterior, ou seja, o mesmo sistema químico.



Solução subsaturada de mineral

Figura 4. 16 – Esquema do ensaio edométrico com injeção de solução subsaturada de mineral (Castellanza e Nova, 2004).

b) Análise dos Resultados

Caso - Simulação de Ensaio Edométrico.

Nesta simulação foi realizada uma modelagem hidromecânica e química, no qual foram admitidas que o meio poroso está saturado de água, não há a influência capilar ($p_c = 0.0$ MPa), ϕ_0 (porosidade) = 0.34, $\sigma_y = 450$ kPa e $\sigma_x = 50$ kPa, atendendo uma relação $K_0 = 0.11$. Para as propriedades referente a rocha foram considerados os dados destacados na Tabela 4.7 e 4.8.

Tabela 4. 7- Parâmetros associados a mudanças em p e com a curva LC para o modelo constitutivo químico elasto-plástico.

$\lambda(0)$	k_i	r	p^c	M	μ	e_0	p_0^*
0.2	0.05	2.20	0.010 MPa	1.45	0.3	1.0	60.0 kPa

Tabela 4. 8 - Parâmetros associados ao modelo constitutivo cimentado (BBM com cimentação)

p_t	β	ρ_t
0.15	5.0	30.0

As propriedades das rochas, destacadas nas Tabelas 4.7 não foram adotadas da referência de Castellanza e Nova (2004), outras literaturas de reservatório de petróleo e solos não-saturados foram utilizadas. Isto também é pertinente nos dados da Tabela 4.8, no qual foram baseados em literaturas que abordaram simulação numérica da degradação mecânica-química em solos cimentados, rochas frageis (*cemented soil/bonded geomaterials*) (Nova *et al.*, 2003; Gens *et al.*, 2007; Uchaipichat, 2011; entre outros).

A primeira análise estabelecida neste problema foi em relação ao estado de tensão. Na Figura 4.17 observa-se a influência da degradação química em relação as tensões radiais e axiais.

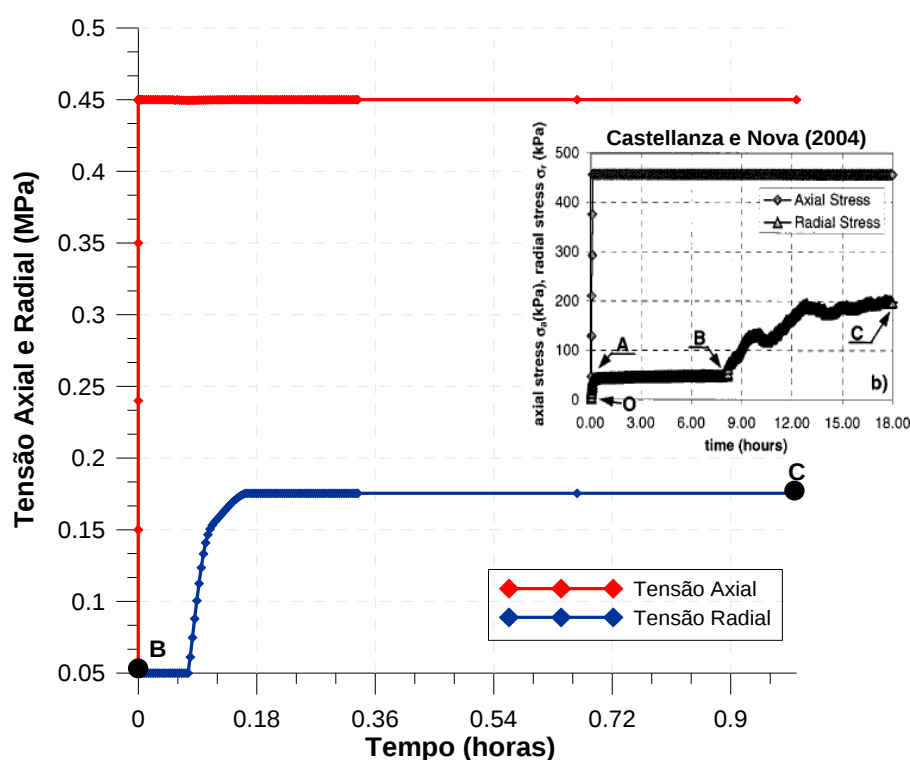


Figura 4. 17 – Evolução da tensão axial e radial.

O valor da tensão axial é equivalente ao carregamento vertical aplicado na amostra. Já a tensão radial, parte de um valor inicial de 0.05 MPa e evolui à medida que as deformações plásticas acontecem. Este efeito é resultado de uma reação a uma tendência de dilatação quando o material se degrada. Como há um confinamento lateral, esta é compensada com o aumento da tensão radial. Quando a solução entrou em contato com a rocha porosa e iniciou o processo de degradação do material, as tensões radiais foram aumentadas. Conforme Figura 4.17, verifica-se que o comportamento da simulação realizada nesta tese foram semelhantes ao atingidos no ensaio edométrico de Castellanza e Nova (2004).

Analisando estes resultados observa-se que as deformações axiais (Figura 4.17) assim como as tensões axial e radial (Figura 4.18), aumentam até um certo limite ser alcançado, a partir do qual permanece constante. Segundo a Figura 4.19 é exatamente

quando o grau de degradação química estabiliza (X_d), ou seja, atinge seu valor máximo, representando assim, uma rocha alterada.

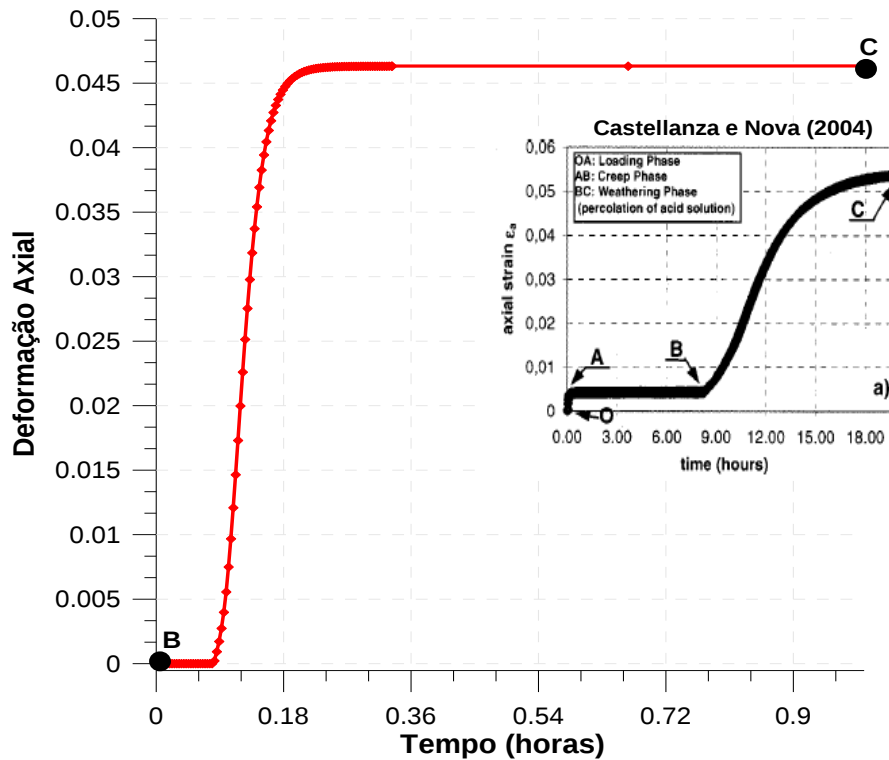


Figura 4. 18 – Evolução da deformação axial.

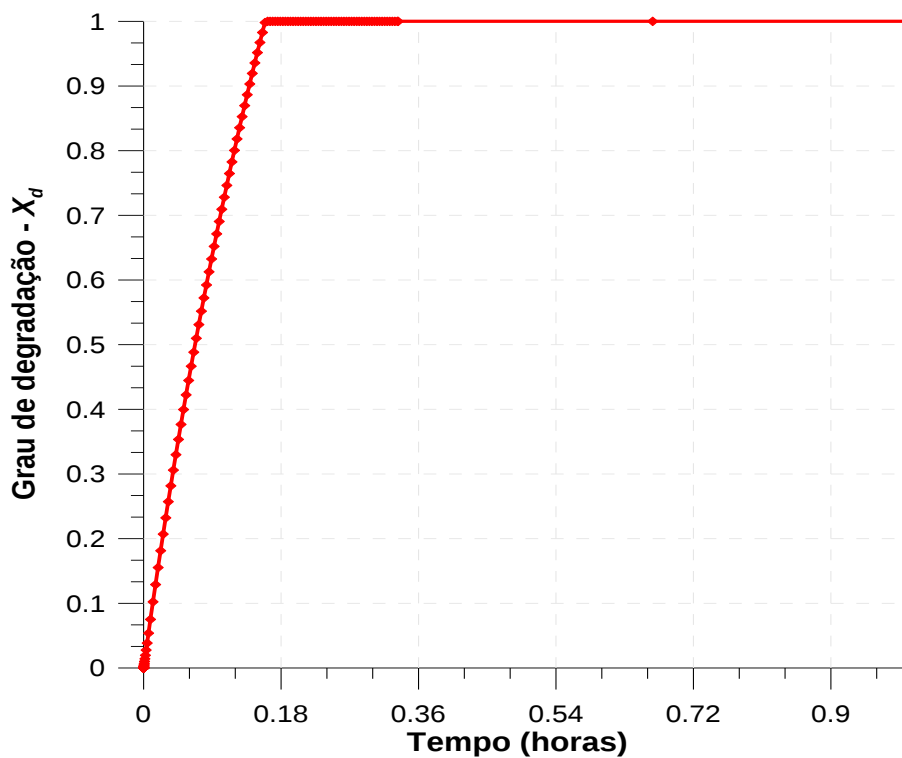


Figura 4. 19 – Evolução do grau de degradação química.

A Figura 4.20 (a) mostra que o valor de X_d cresce linearmente; o processo de degradação química apresentou-se bem expressivo desde o início, antes mesmo de 1 hora a rocha estava totalmente alterada.

De acordo com as Figuras 4.20 (b), as tensões laterais só apresentaram variações a partir do grau de degradação quase de 60%. Anteriormente, a escala de variação deste parâmetro foi mais expressiva. Na Figura 4.20 (a), observa-se que as deformações axiais também evoluem de forma crescente com a degradação química da cimentação.

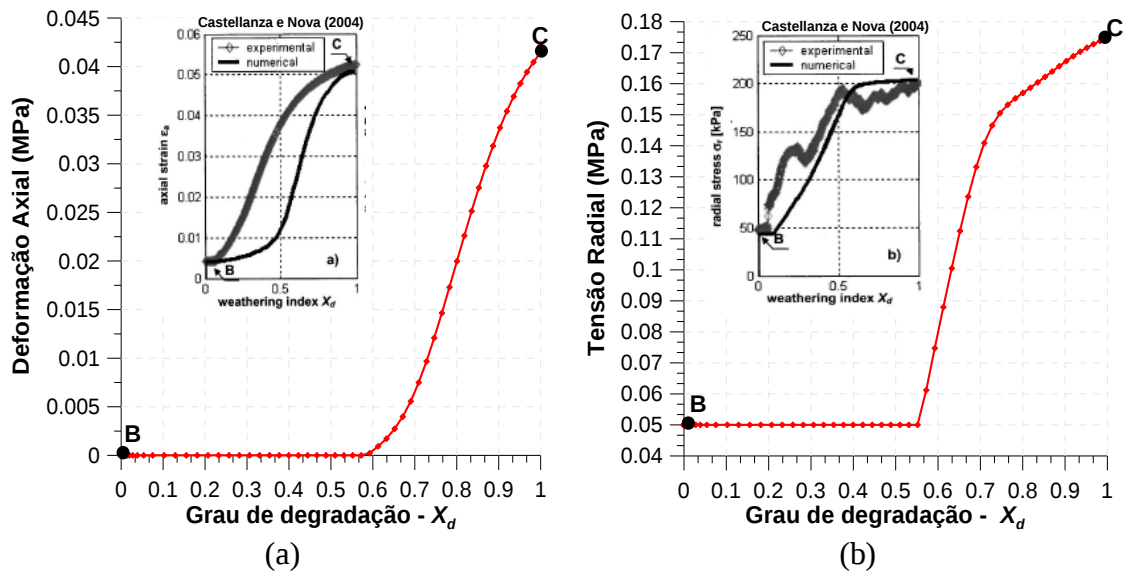


Figura 4. 20 – Efeito da degradação química: a) Tensão radial, b) Deformação axial.

A evolução de X_d com o tempo indicou o nível de degradação química, saindo de uma rocha porosa até uma rocha degradada ou pouco coesiva. Já os parâmetros p_m e p_t caracterizaram a resposta da intensidade desta degradação química no estado de tensão.

Com a degradação química das ligações cimentantes percebe-se que a resistência à tração caracterizada pelo parâmetro p_t diminuiu provocando retração da superfície de fluência. Percebe-se também um aumento no valor de p_0^* , este por sua vez, está associado ao endurecimento devido às deformações volumétricas compressivas.

Na Figura 4.21 apresenta-se a evolução destes parâmetros de endurecimento definidos em função do grau de degradação química (X_d).

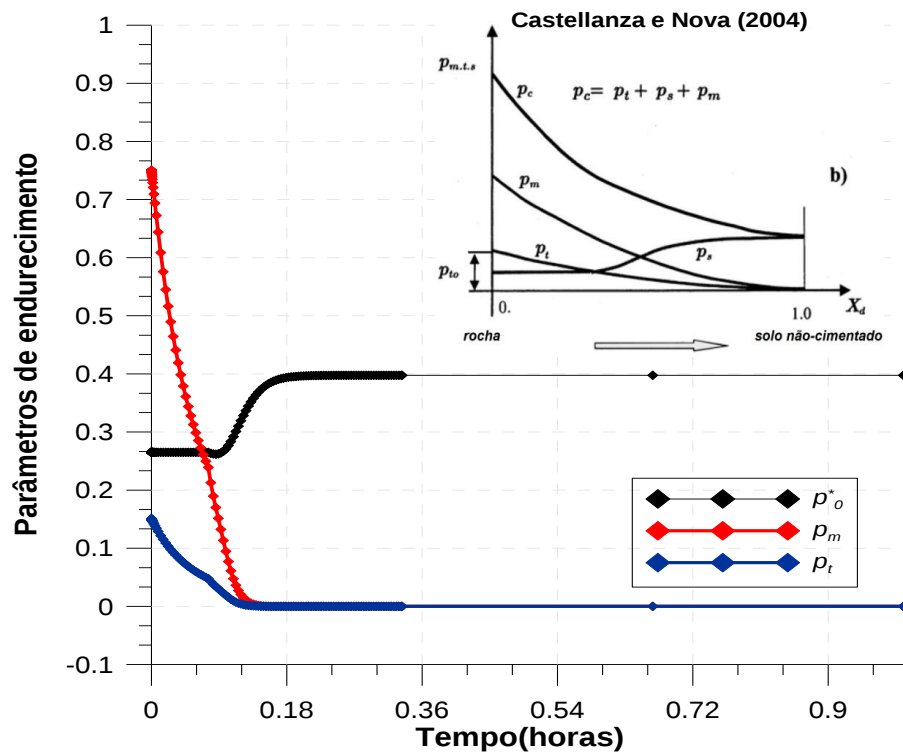


Figura 4. 21 – Evolução dos parâmetros de endurecimento.

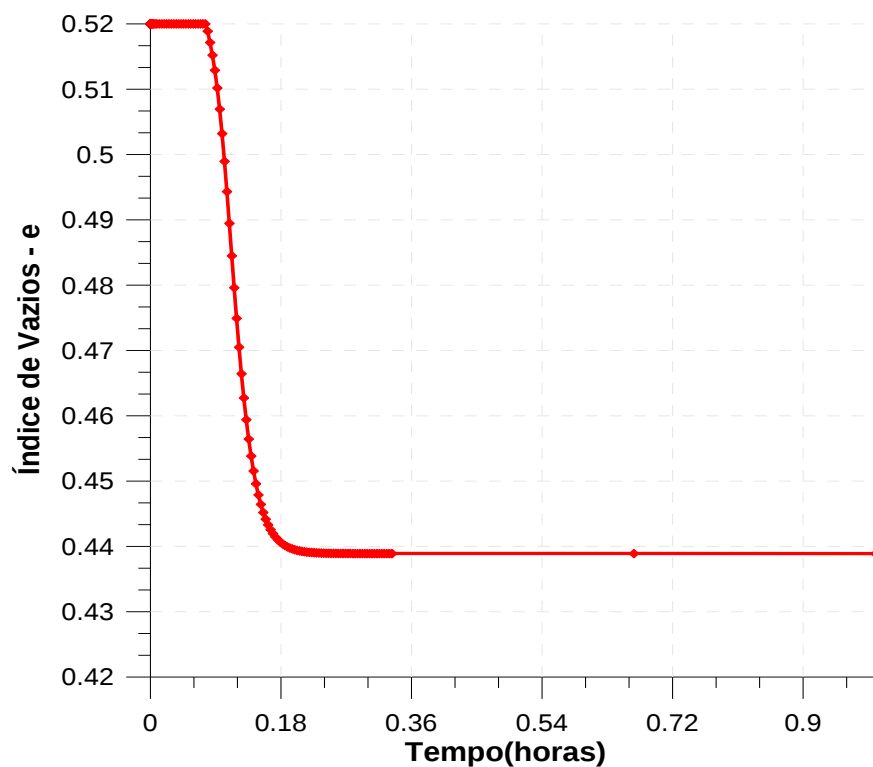


Figura 4. 22 – Evolução do índice de vazios com o tempo.

Apesar de ocorrerem dois efeitos, o primeiro, associado à degradação química prevalece e gera uma redução no domínio elástico mesmo na presença de densificação

da amostra. Esta densificação pode ser analisada através do índice de vazios, na Figura 4.22, observando que à medida que as deformações plásticas ocorrem em decorrência do ataque químico e consequentemente da perda de volume cimentante, o índice de vazios do solo reduz.

Outra resposta da transformação da rocha porosa cimentada devido ao ataque químico é manifestada no plano (q, p) . Esta pode ser verificada através da relação entre as tensões desviadora e efetiva média. Segundo a Figura 4.23, a máxima tensão desviadora, ou tensão de pico de resistência antes da ruptura é de 0.265 MPa; à medida que o estado de tensão em termos de tensão efetiva média é aumentado e as deformações plásticas químicas ocorrem, o valor da tensão desvio reduz linearmente. Este comportamento caracteriza a degradação química do material afetando diretamente a resistência ao cisalhamento.

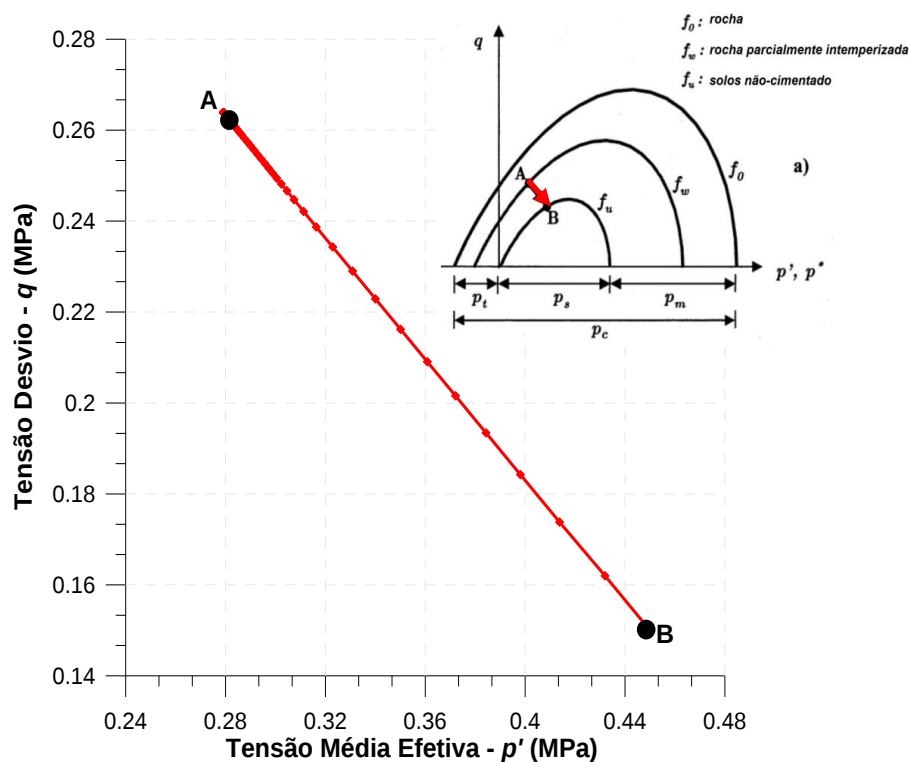


Figura 4. 23 – Trajetória de tensões.

4.3 APLICAÇÃO DO MODELO BÁSICO DE BARCELONA (BBM) COM E SEM O EFEITO DA CIMENTAÇÃO NA ESCALA DE CAMPO

4.3.1 Modelagem Hidro-Mecânica sem o Efeito da Cimentação: Compactação de reservatório devido à injeção de fluido.

a) Descrição do Problema e Metodologia.

Este caso refere-se a um problema de compactação capilar em reservatório de petróleo, localizado em um campo *on-shore*, no qual está sendo injetado fluido para manter os níveis de pressão e de produção.

O problema é definido por um modelo sintético (bidimensional) composto por três regiões, um reservatório e camadas *overburden* e *underburden*. Conforme detalhamento físico, o reservatório está localizado a 1100 m abaixo do fundo do mar com 100 m de espessura. Considerou-se a camada *underburden* alcançando uma profundidade de 2000 m e a geometria analisada com 5000 m de comprimento. Estas e outras características estão destacadas na Figura 4.24.

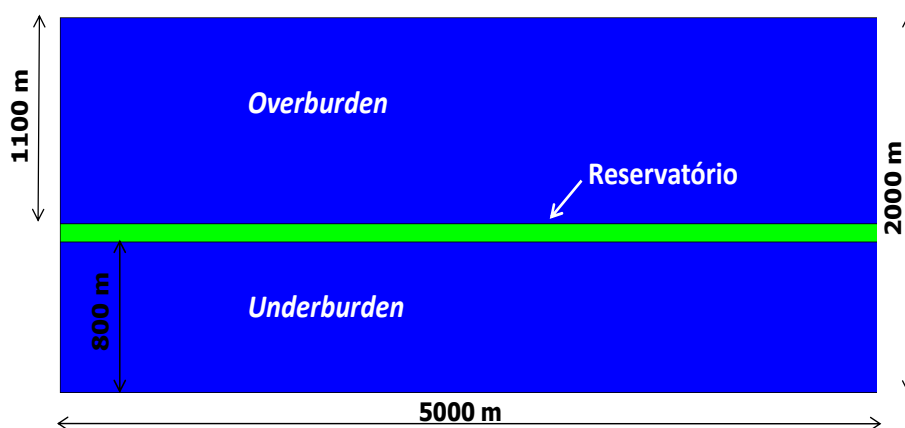


Figura 4. 24 - Descrição física do problema.

Os parâmetros destes materiais utilizados para a simulação mecânica e hidráulica foram definidos segundo bibliografia, como o banco de dados do IMEX, Sheorey *et al.* (2001), Costa *et al.* (2003). Na Tabela 4.9 apresentam-se os parâmetros do modelo constitutivo, a permeabilidade intrínseca e a curva de retenção.

Tabela 4. 9– Parâmetros mecânicos e hidráulicos

Parâmetros													
	Mecânicos								Hidráulicos				
	p_0^* (Mpa)	$\lambda(0)$	k_i (Mpa)	p^c (kPa)	r	β	k_s	e_0	Curva de Retenção				
									k (m^2)	p^c (kPa)	λ	S_{rl}	S_{ls}
Reservatório	12	1.0	10^{-1}	0.4	0.94	50	10^{-2}	1.174	10^{-9}	0.01	0.5	0.1	0.9
Overburden													
Underburden	40	1.2	10^{-1}	0.4	0.94	50	10^{-2}	1.174	10^{-25}	1.0	0.5	0.0001	0.999

*Vale ressaltar que o valor de permeabilidade é igual em todas as direções (isotrópico).

As camadas *underburden-overburden* e reservatório inicialmente foram considerados elásticos, na geração do geoestático. Posteriormente admitiu-se um reservatório com uma tensão de pré-adensamento $p_0^*=12$ Mpa, como apresentado na Tabela 4.9. Além disso, impõe-se também material impermeável nas camadas *underburden* e *overburden*.

O índice de vazios foi calculado em função da porosidade inicial, admitiu-se valores iguais para todas as camadas porque no reservatório este valor apresentará uma variação em função da injeção do fluido e da resposta mecânica.

Para calcular a relação da variação da pressão capilar no meio poroso foi admitida a lei de Van Genutchen, no qual os dados de entrada estão especificados na Tabela 4.9.

Na discretização do domínio utilizou-se uma malha de elementos finitos do tipo não-estruturada com elementos triangulares lineares, totalizando 3549 nós e 6978 elementos. Quanto às condições de contorno, foram considerados dois poços no reservatório, um injetor e outro produtor, localizados nas extremidades do reservatório, com pressão máxima de fundo de poço de 14 MPa para o injetor, e 11.372 MPa para o poço produtor. Foi considerada ainda uma vazão máxima de injeção de água de 2 Kg/s. O campo foi considerado indeslocável e impermeável nas faces laterais e inferior. Na Figura 4.25 abaixo, pode-se ver tais descrições.

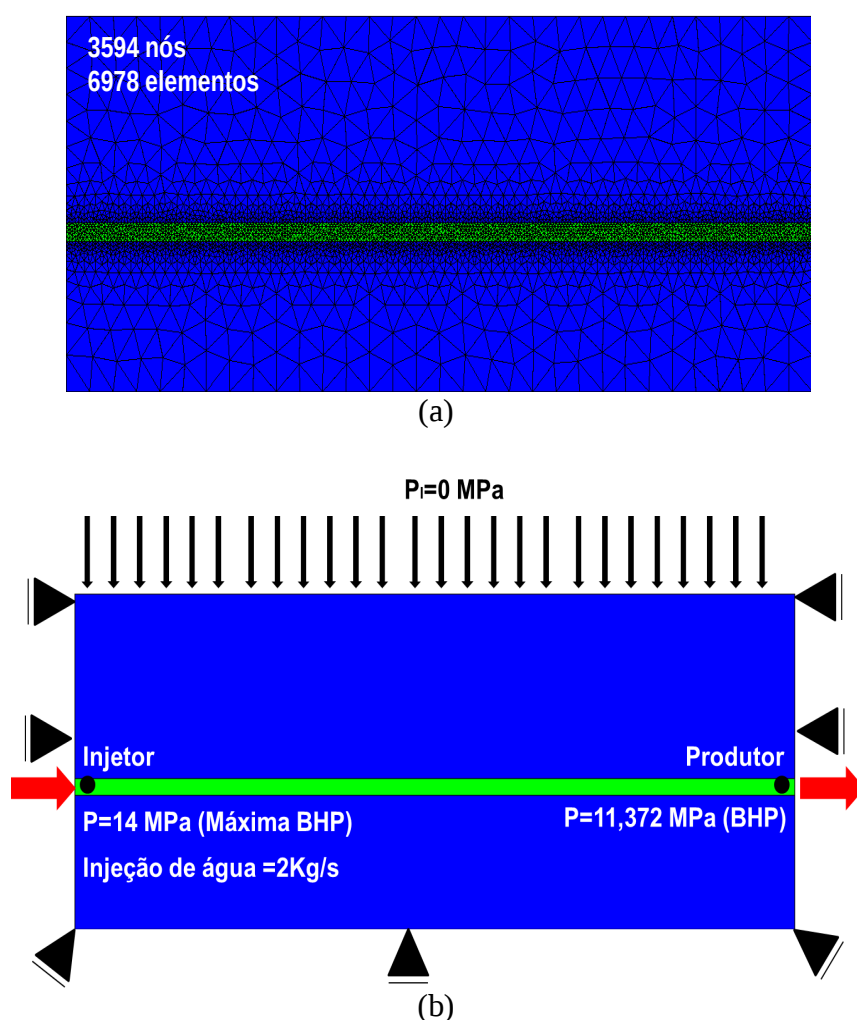


Figura 4. 25 – Malha de Elementos Finitos: discretização da geometria e condições de contorno.

Para a modelagem numérica 2D deste reservatório de petróleo sujeito à injeção de fluido, utilizou-se o CODE-BRIGHT, como já mencionado anteriormente, com modelagem acoplada hidro-mecânica, sendo realizada usando um estado plano de deformação. Ademais, a modelagem foi realizada para um horizonte de projeto de 31 anos.

b) Análise dos Resultados

Em termos das condições iniciais, admitiu-se uma porosidade de 0.2 para todo o campo, ou seja, em todas as camadas, e uma pressão capilar de 0.1 MPa. Já em relação ao estado inicial de saturação de líquido (água) no reservatório admitiu-se um valor de 17.97%. Uma vez estabelecido o estado geostático, o modelo apresenta a seguinte configuração em termos de tensão vertical e horizontal, conforme mostra a Figura 4.26.

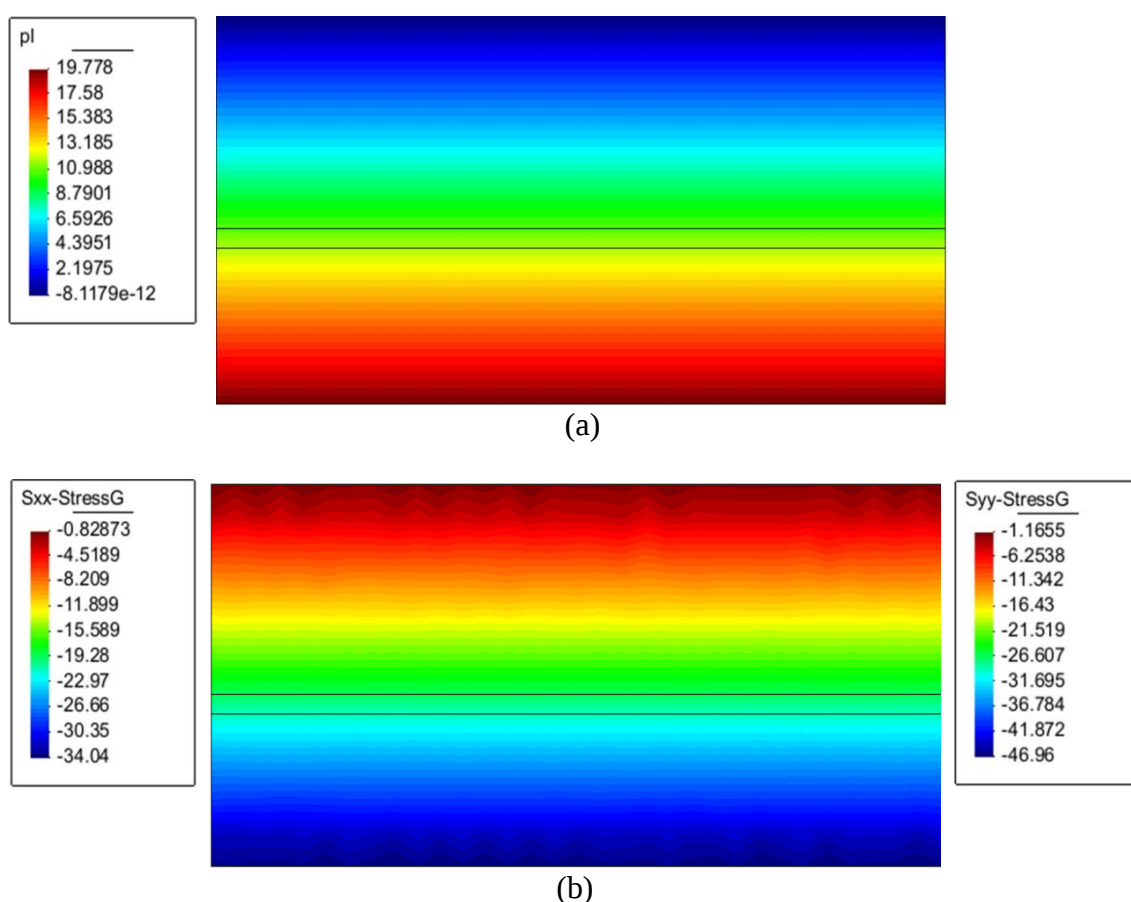


Figura 4. 26- Condições iniciais (estado geostático): a) pressão de líquido; b) tensão vertical e horizontal.

Para analisar o comportamento hidro-mecânico do campo diante da injeção de água no reservatório iremos primeiramente verificar de condições de saturação de líquido na rocha-reservatório.

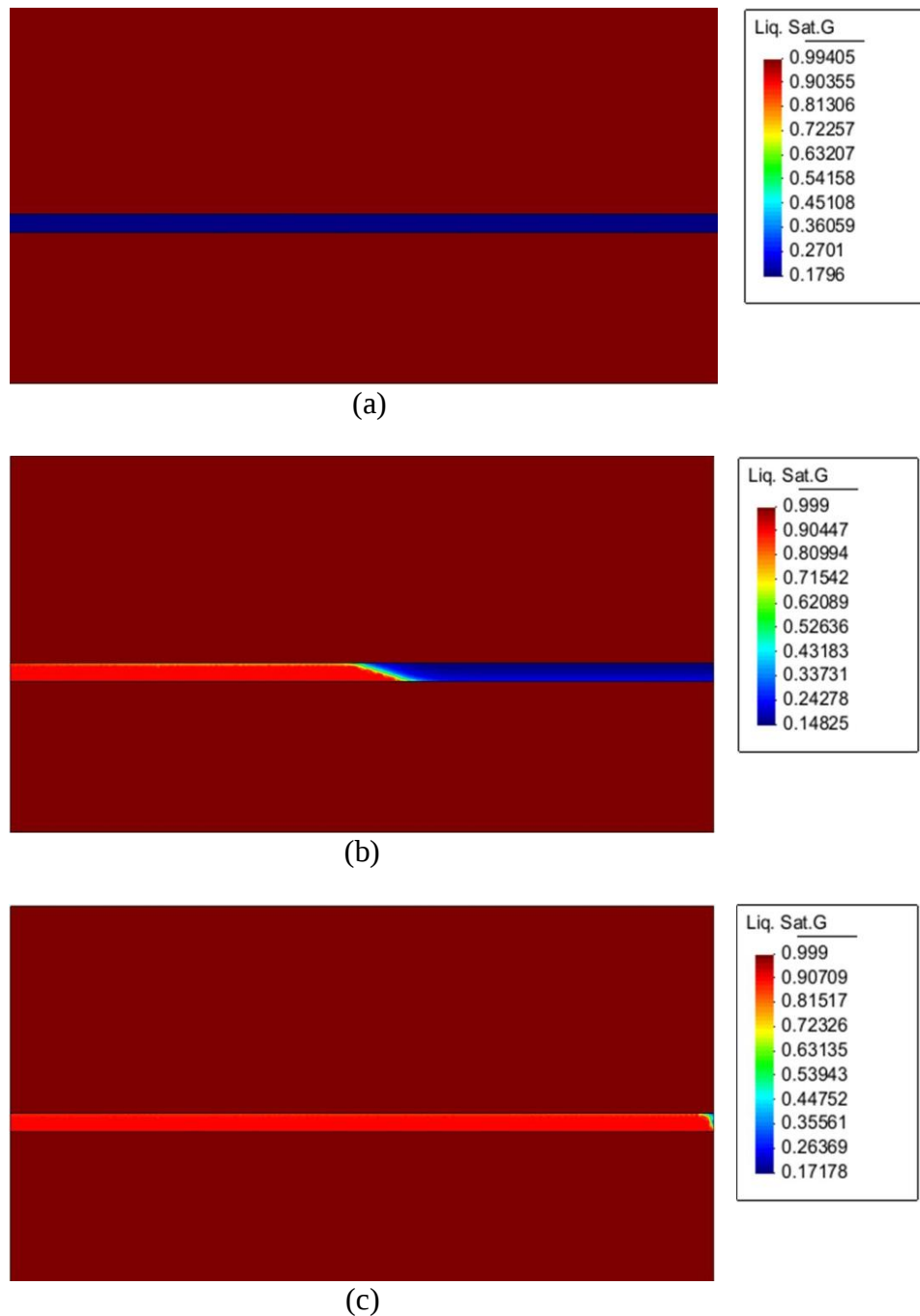


Figura 4. 27– Evolução da frente de saturação de líquido (reservatório) ao longo do tempo: a) início; b) 1 ano e c) 31 anos.

Conforme Figura 4.27, observa-se que com a injeção contínua de água no reservatório é gerada uma frente de saturação que evolui com o tempo em direção ao poço produtor, proporcionado pelo gradiente de pressão. A direção e sentido da frente de saturação podem ser observadas através dos vetores de fluxo de líquido na Figura 4.28. Nesta verifica-se uma maior intensidade dos vetores de fluxo de líquido na região superior do reservatório.

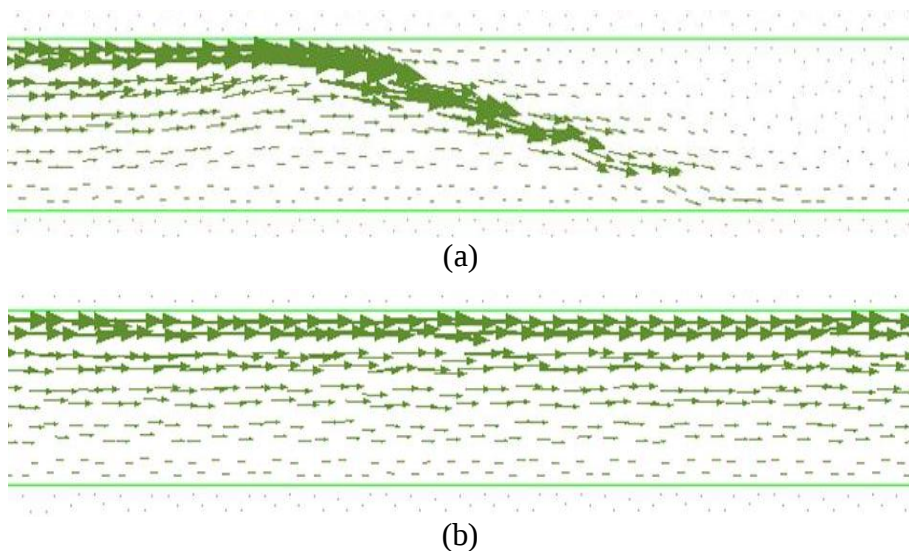


Figura 4. 28 – Vetores de fluxo de fluido na direção do poço produtor:a)1ano; b)31 anos.

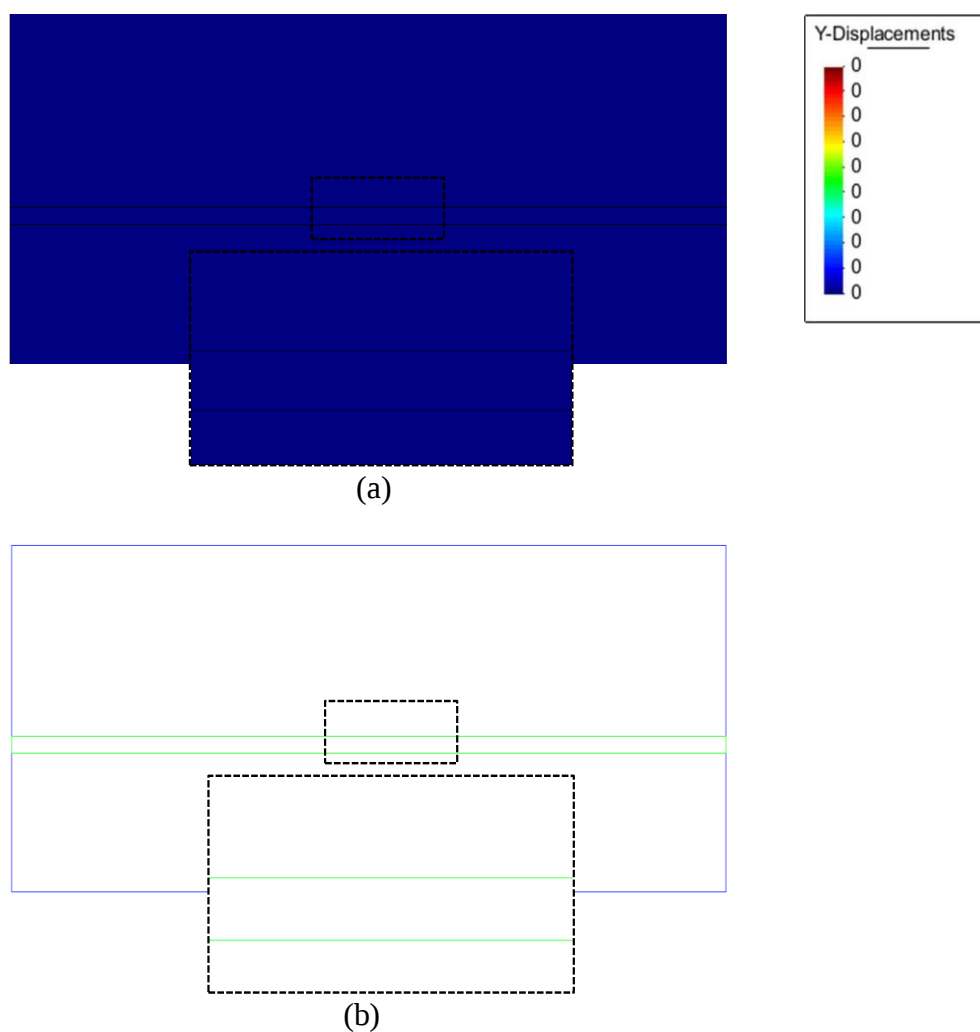


Figura 4. 29- Deslocamentos verticais no início (geoestático): a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.

Com o avanço da frente de saturação a pressão capilar é reduzida induzindo a compressão da rocha-reservatório. Esta pode ser observada através deslocamentos verticais de compressão apresentados nas Figuras 4.29, 4.30 e 4.31, mostrando que estes evoluem junto com a frente de saturação de líquido. À direita do reservatório e na região mais próximo do poço injetor a magnitude os deslocamentos verticais são maiores; a esquerda, onde a intensidade do fluido injetado ainda não é acentuada, os deslocamentos verticais são menores.

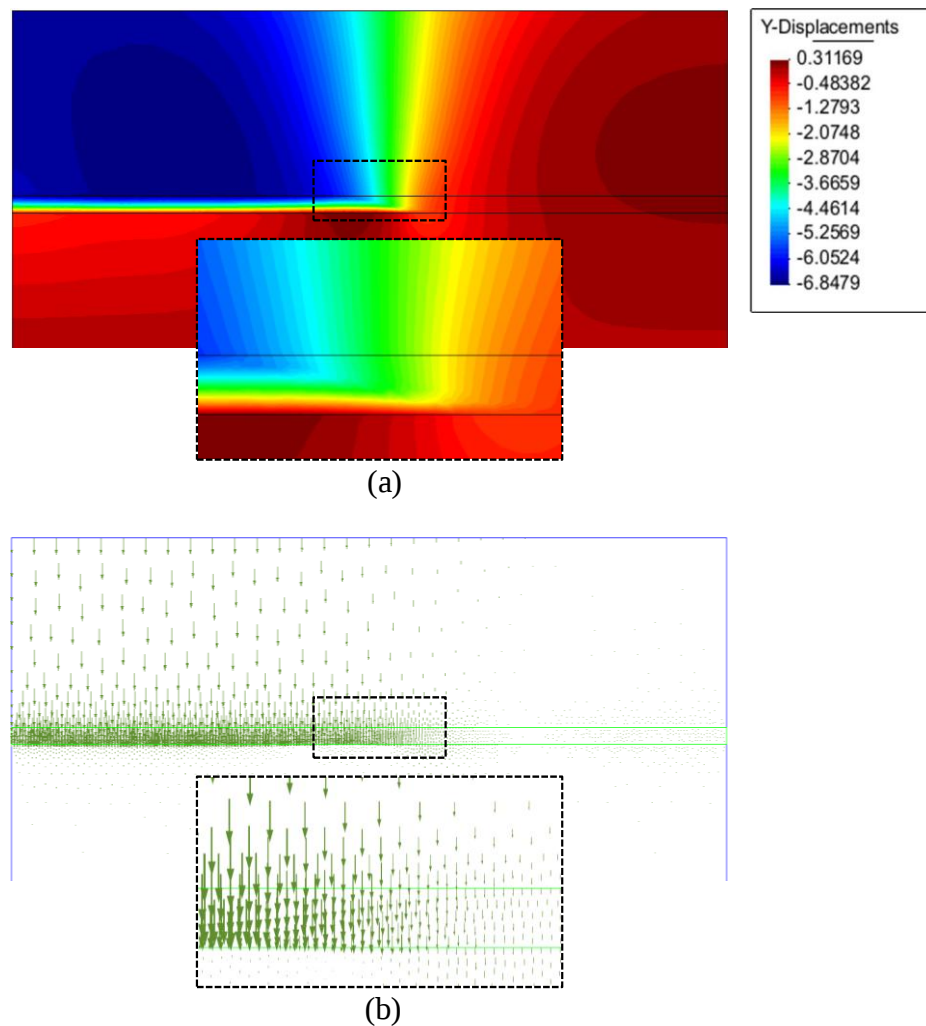


Figura 4. 30- Deslocamentos verticais com aproximadamente 1 ano de injeção de água: a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.

No final de 31 anos de injeção de fluido observa-se que a frente de saturação chega totalmente ao poço produtor provocando uma bacia de compactação no reservatório; comportamento verificado na Figura 4.31.

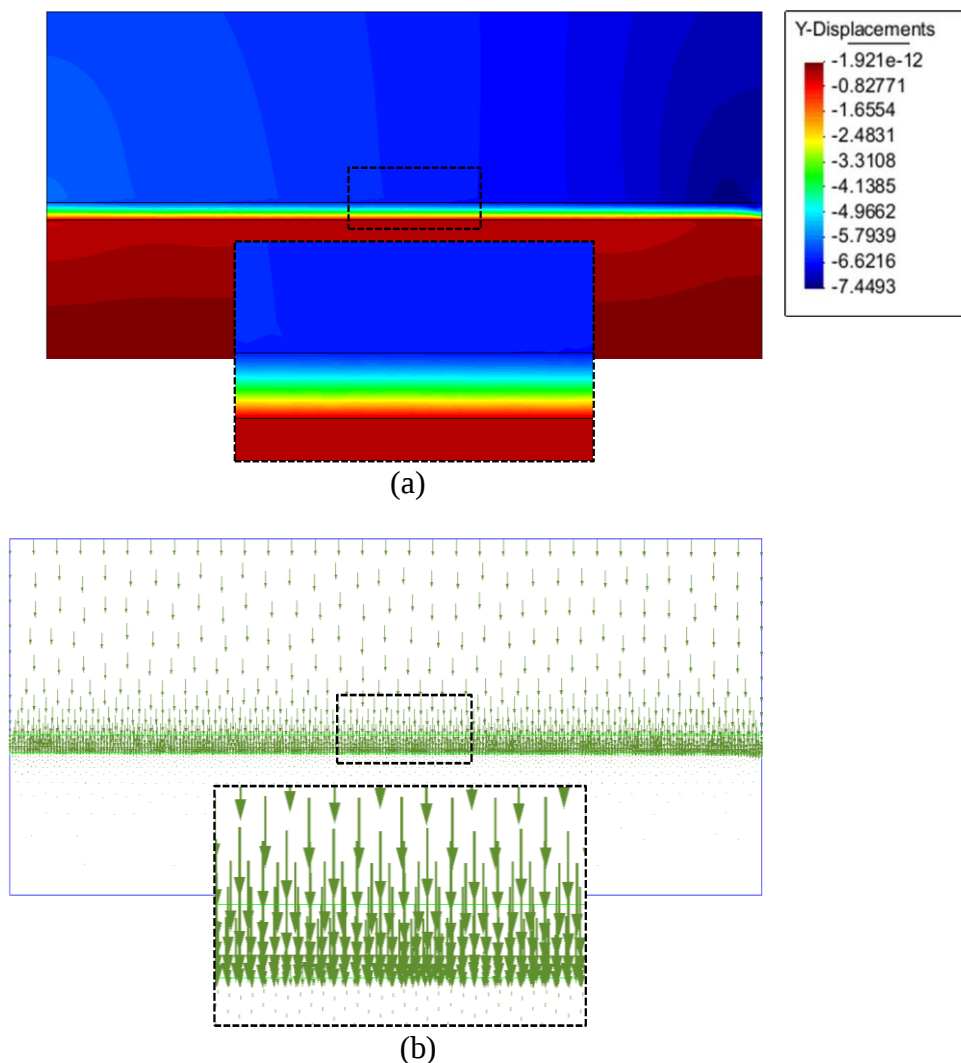


Figura 4. 31- Deslocamentos verticais com aproximadamente 31 anos de injeção de água: a) distribuição; b) vetores de fluxo de fluido.

Ainda analisando o comportamento deformacional verifica-se que no fundo do mar ocorreram deslocamentos verticais de compressão; atingindo a ordem de 6.15 metros na extremidade do poço injetor e 7.04 metros do produtor (Figura 4.32). Este recalque é consequência dos deslocamentos verticais sofridos no reservatório, ou seja, devido à ocorrência do mecanismo de compactação pelo colapso dos poros (Figura 4.30 e 4.31). Os deslocamentos maiores se dão próximos ao poço produtor pelo efeito cumulativo da compressão gerada pela queda de pressão nas proximidades do poço produtor; evento anterior às deformações volumétricas adicionais geradas pela ação do líquido injetado.

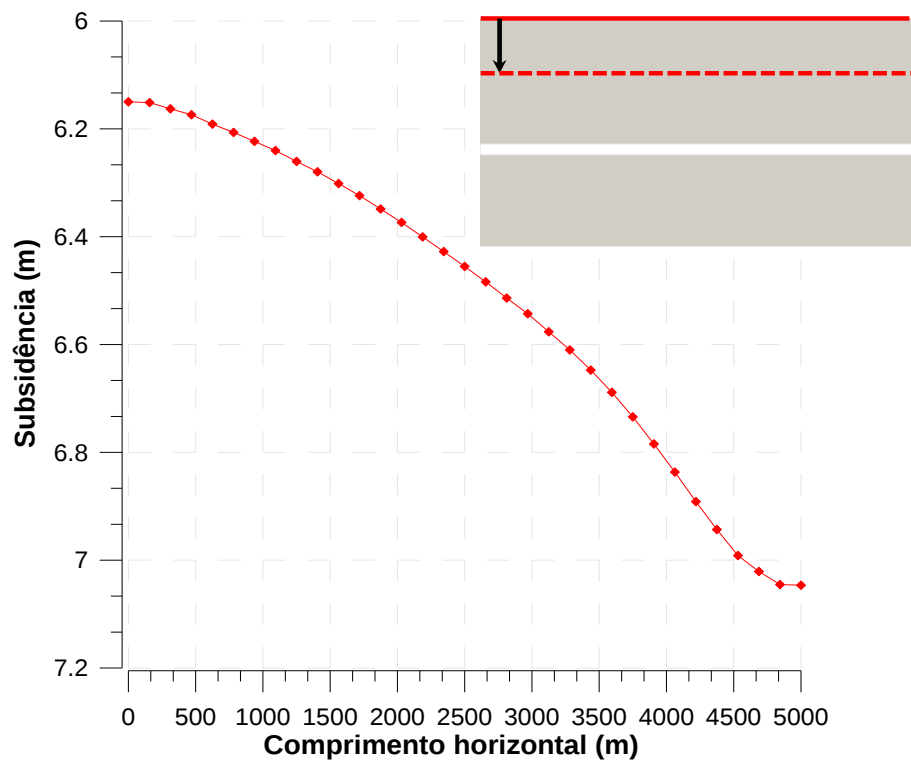


Figura 4. 32- Subsidiência do fundo do mar.

Com o intuito de analisar mais detalhadamente este caso, foram selecionados alguns elementos no reservatório, localizados em pontos distintos, conforme indicado na Figura 4.33. A escolha destes elementos deve-se ao fato de que desejava-se analisar o comportamento na rocha- reservatório.

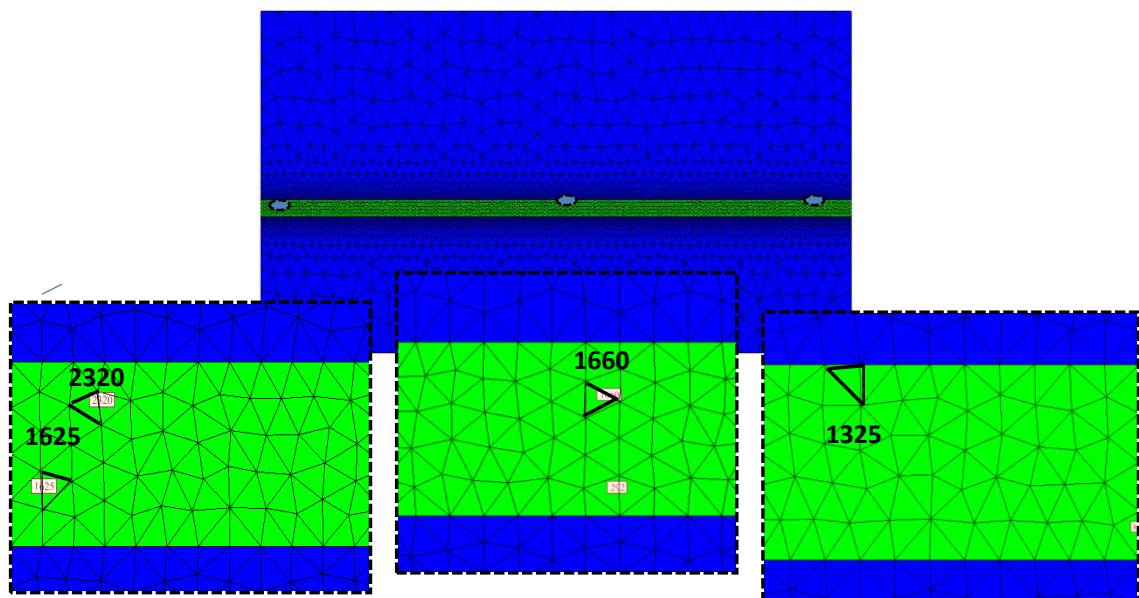


Figura 4. 33 - Identificação dos elementos analisados.

O aumento da saturação de água reflete na pressão deste líquido. Como a sucção (pressão capilar) e pressão de água tem uma relação inversa, uma vez que, a pressão exercida pela injeção de água é aumentada, a pressão capilar diminui. Segundo Figura 4.34, inicialmente os valores de sucção variaram bruscamente. Acredita-se que isto ocorreu porque no início os valores da pressão capilar ainda são altos e a influência da variação da pressão de líquido pelo fluido injetado é maior que nos tempos subsequentes, onde a pressão de líquido tende a estabilizar num valor máximo e a sucção tende a zero, quando o meio satura. Quanto mais distante do poço produtor, menor o efeito da pressurização pelo fluido se injetado e assim, menor a redução da pressão capilar.

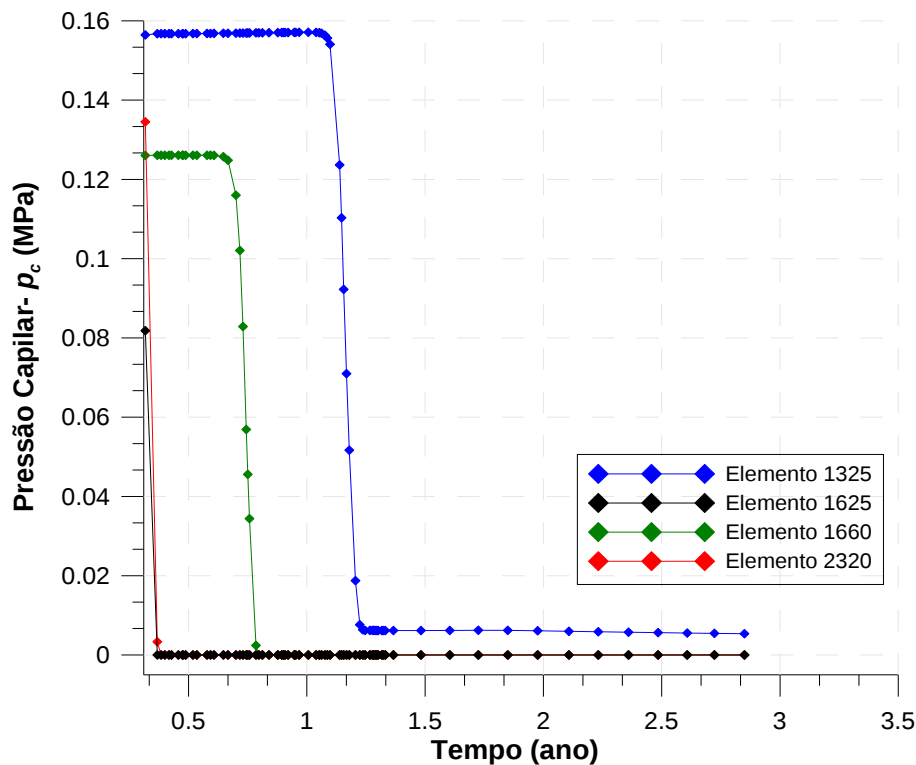


Figura 4. 34 – Relação da pressão capilar com o tempo.

No reservatório, observando os resultados em termos de deslocamento vertical pontualmente, destacados na Figura 4.35, nota-se que todos os elementos apresentaram valores mais acentuados nos primeiros dias, caracterizando um comportamento colapsível até atingirem patamares constantes num estado estacionário, sem apresentar variações com o tempo.

Um das melhores formas de analisar a influência do fluido no comportamento volumétrico, que resultou na compactação do reservatório e subsidência do fundo do mar é através da relação entre índice de vazios e pressão capilar. Uma vez que se analisa esta relação, observa-se que as deformações destacadas em termos de deslocamentos verticais como apresentado nas Figuras 4.21 4.29, 4.30 e 4.31 são coerentes, pois este ocorre devido à redução de volume poroso identificada pelo índice de vazios.

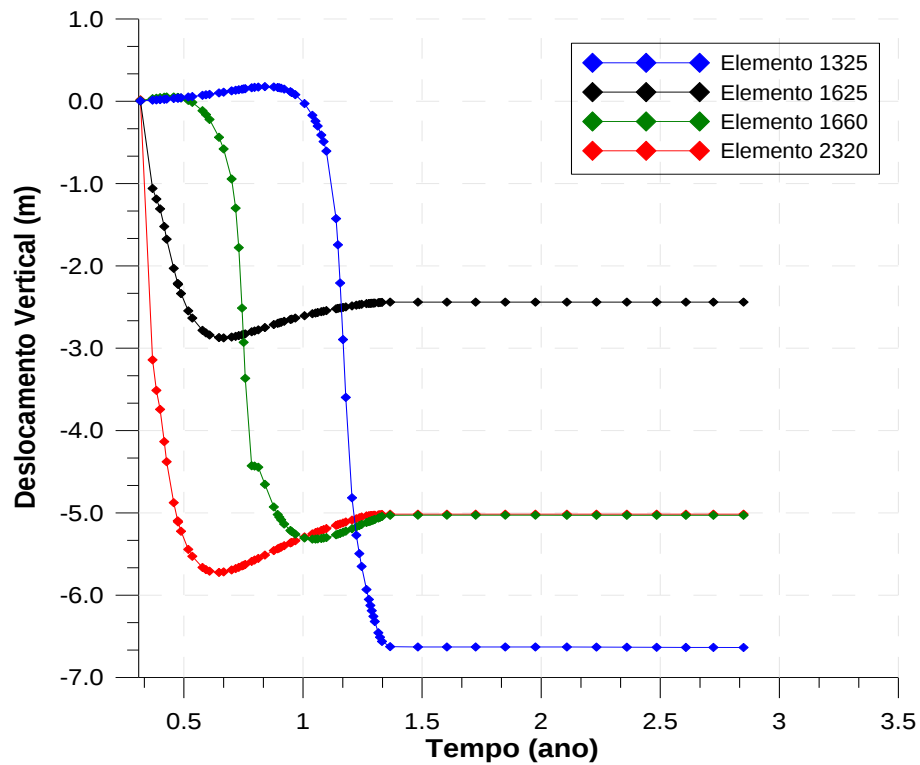


Figura 4. 35 – Relação dos deslocamentos vertical com o tempo.

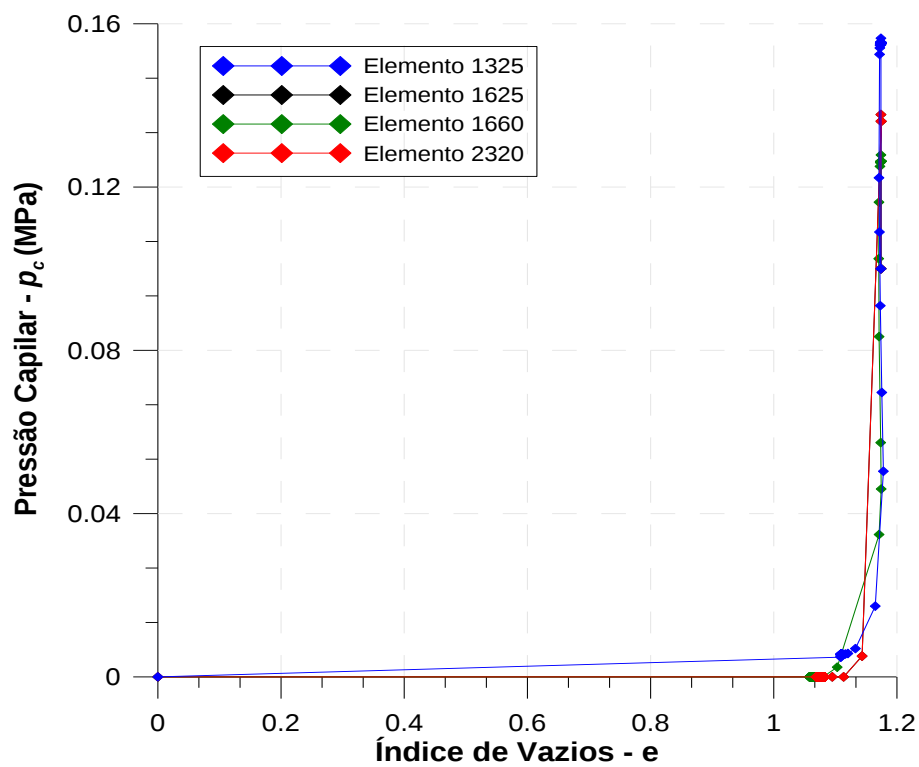


Figura 4. 36 – Relação do índice de vazios com a pressão capilar.

Nas relações estabelecidas pelas Figuras 4.34, 4.35 e 4.36 é possível ver que à medida que a sucção foi reduzida, pela injeção do fluido, mais expressivos foram os deslocamentos verticais e a compressão volumétrica do solo/rocha, este último representado pelo índice de vazios. As maiores variações volumétricas aconteceram quando as mudanças na pressão capilar foram mais acentuadas.

A compactação do reservatório gerou uma redução na porosidade. No caso mais extremo a porosidade passou de 0.2 para aproximadamente 0.11. Nos pontos onde a frente de saturação demorou mais tempo para atingir, a redução da porosidade foi menor. Nas Figuras 4.37 e 4.38 mostram-se a evolução e distribuição da porosidade do reservatório. É possível ver nitidamente a compressão volumétrica do reservatório em virtude do fenômeno *water-weakening*.

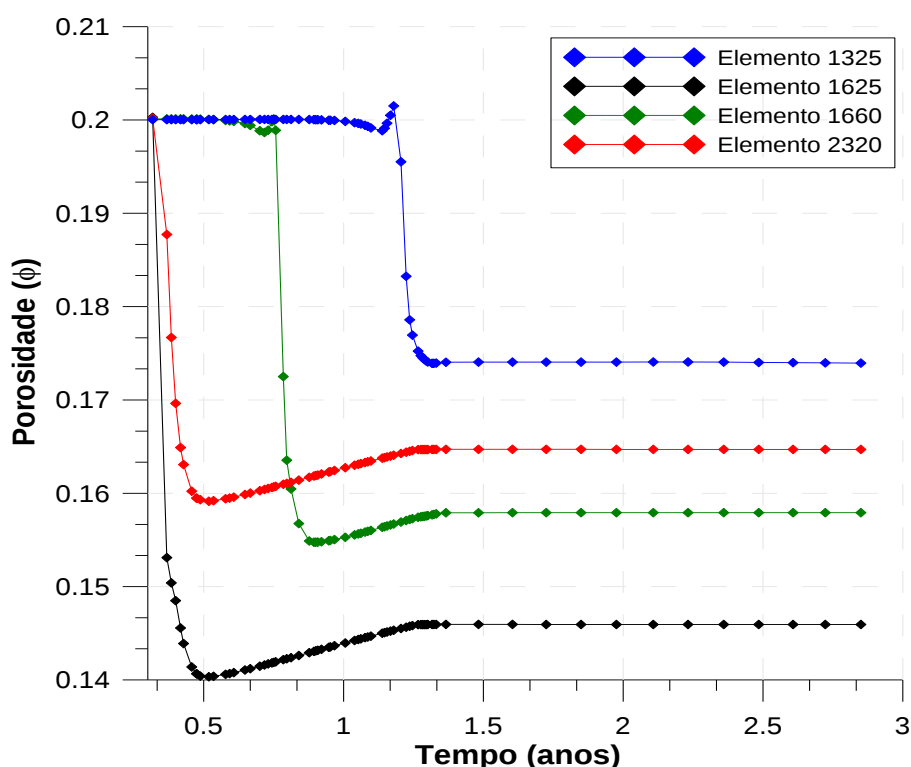


Figura 4. 37 – Relação porosidade versus tempo.

Curiosamente pode-se observar que em alguns elementos após o colapso, resultando na uma compressão e diminuição da porosidade, há uma recuperação de parte das deformações, ou seja, deformações elásticas, no qual acredita-se que isto deve-se ao fato de que uma vez atingido um tempo onde não há mais colapso (pressão capilar zero) a injeção do fluido passa a pressurizar o meio. Por exemplo, na Figura 4.37, há uma redução de volume (espaço poroso) e depois uma recuperação. Este comportamento é coerente tanto no gráfico relacionado aos deslocamentos verticais (Figura 4.35) como nesta relação da porosidade (Figura 4.37).

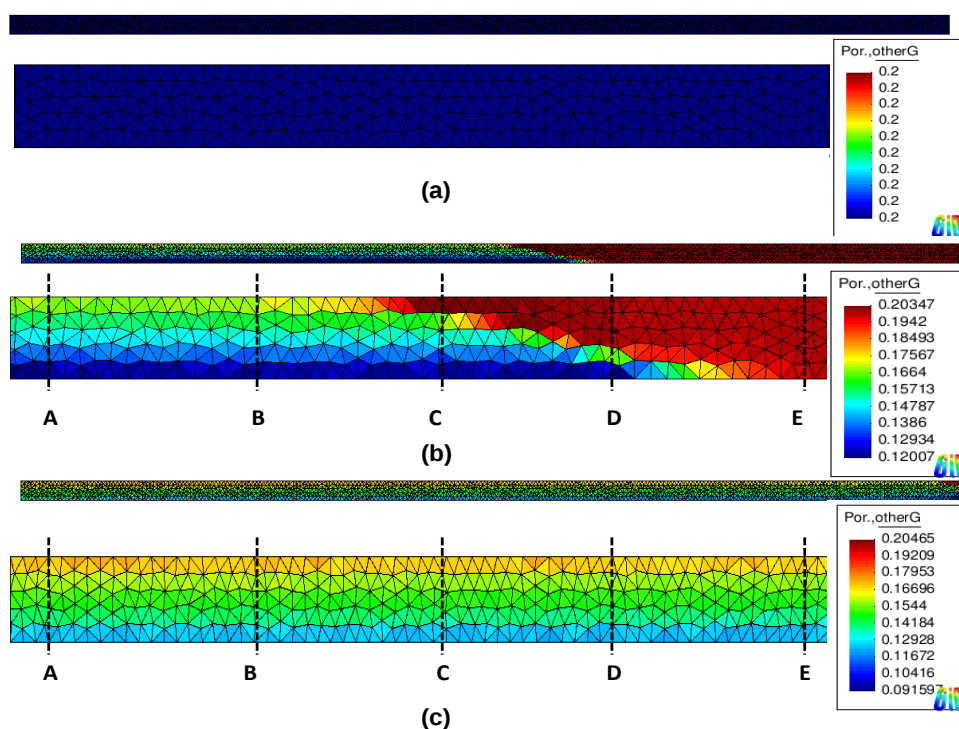


Figura 4. 38- Distribuição da porosidade: a) início; b) 1 ano; c) 31 anos.

No reservatório houve uma redução em média de 30% na porosidade inicial. Contudo, nas regiões próximas ao poço produtor a variação da porosidade não acompanhou esta mudança até o tempo final da simulação. Nesta região as condições em termo de pressão capilar ainda são reduzidas em comparação as outras localizações do reservatório (Figura 4.38).

Para se analisar melhor a porosidade, destacou-se 5 pontos ao longo da profundidade da rocha-resevatório (Figura 4.38). Tomando como referência a extremidade esquerda do reservatório (no qual está o poço injetor) têm-se na Tabela 4.10 os posicionamentos dos pontos destacados acima na Figura 4.38.

Tabela 4. 10– Localização dos pontos de análise.

Pontos	Distância
A	2227 x 900m e 2227 x 800m
B	2578 x 900m e 2578 x 800m
C	2871 x 900m e 2871 x 800m
D	3115 x 900m e 3115 x 800m
E	3398 x 900m e 3398 x 800m

Na Figura 4.39 verifica-se a evolução da redução na porosidade no reservatório ao longo de sua profundidade. Nesta localização observa-se que nas camadas mais profundas (inferiores) do reservatório, devido à compactação e subsidência das camadas superiores, a redução da porosidade é mais acentuada.

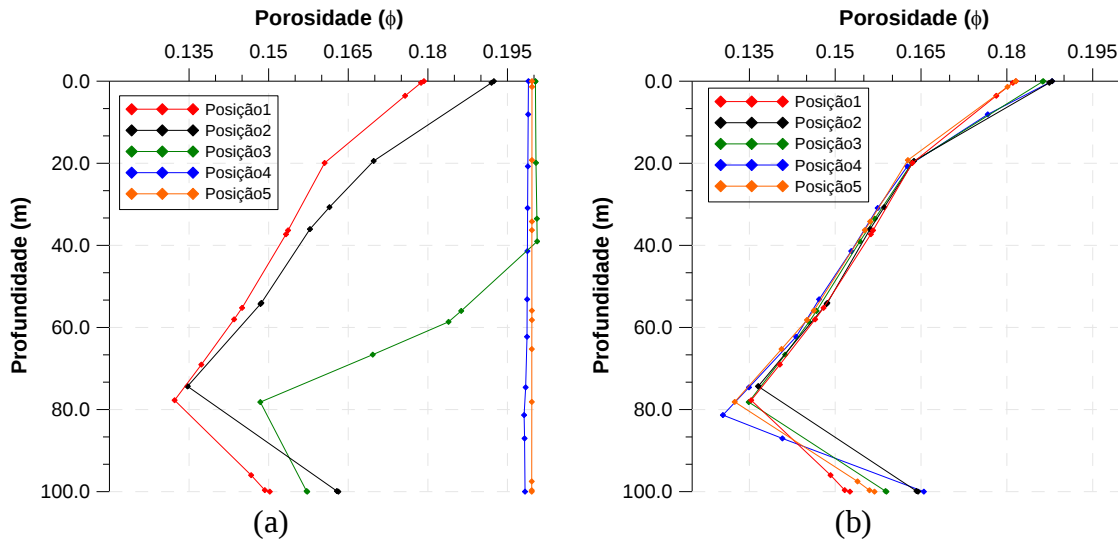


Figura 4. 39- Evolução da porosidade ao longo da profundidade da rocha reservatório: a) 1 ano; b) 31 anos.

Numa região pequena próxima ao poço produtor os valores alcançados para o grau de saturação variaram de 0.2 a 0. Nas demais regiões do reservatório a frente de saturação de líquido encontra-se bastante avançada com um valor de 0.904, como destaca a Figura 4.40.

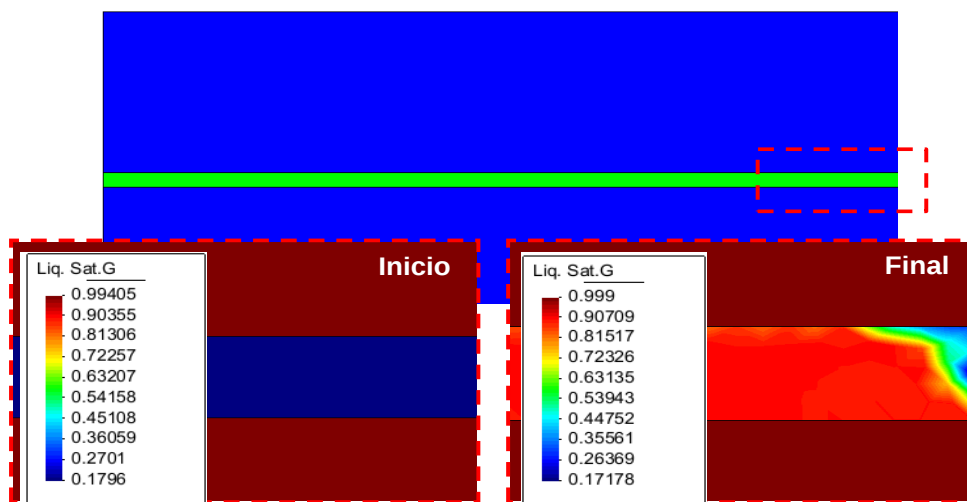


Figura 4. 40- Condições de saturação próxima ao produtor: a) Início; b) 31 anos.

Na Figura 4.41 pode-se verificar a frente de saturação registradas em diferentes tempos.

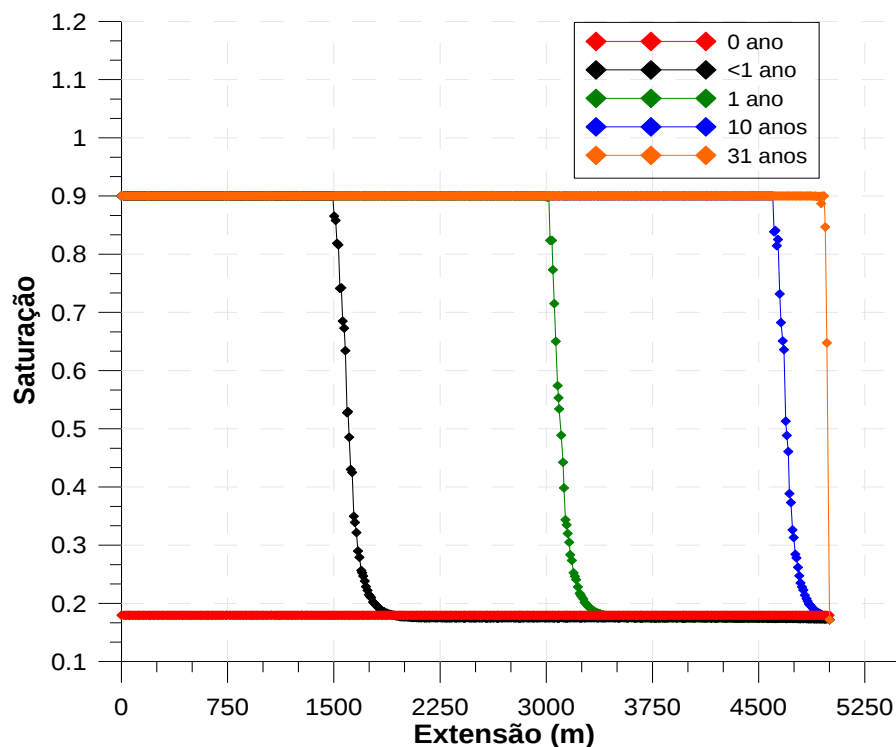


Figura 4. 41- Frente de saturação ao longo da extensão horizontal do reservatório.

Uma vez que a lei de permeabilidade adotada é expressa em função da porosidade (Equação 3.50), inicialmente com valor 10^{-9} m^2 em todo o reservatório, com o tempo devido à compactação o meio poroso ficou menos permeável como ilustrado na e Figura 4.19.

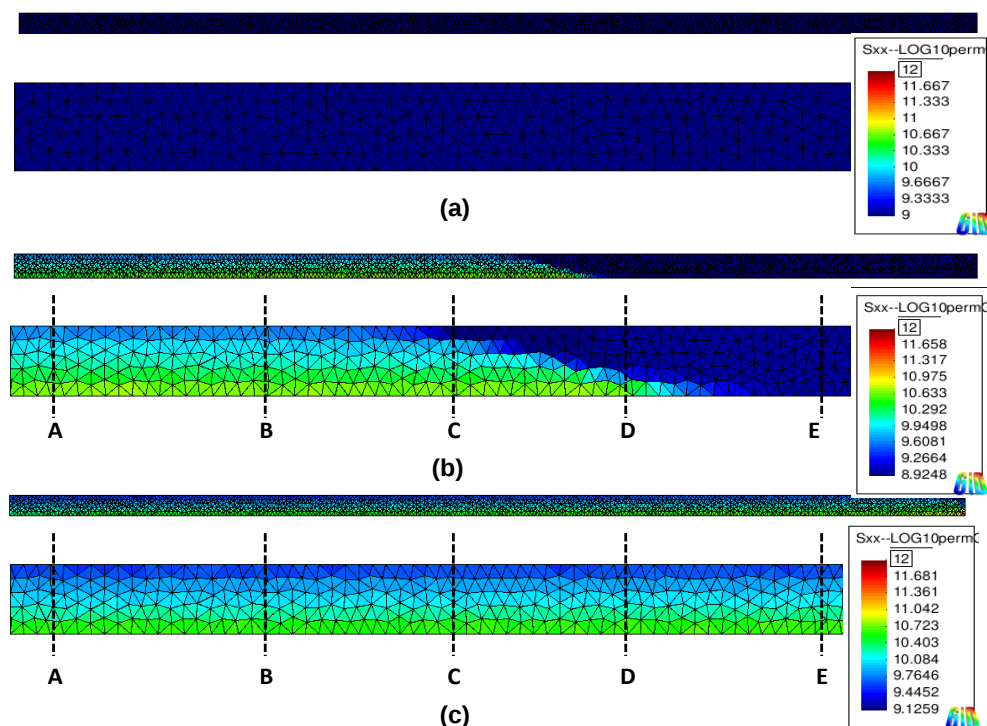


Figura 4. 42- Distribuição do LOG permeabilidade: a) início; b) 1 ano; c) 31 anos.

Assim como foi estabelecido para a porosidade verificou-se o comportamento da permeabilidade ao longo da profundidade do reservatório afim de observar o efeito desta devido à compactação capilar. Em coerência com a relação porosidade-permeabilidade, observa-se uma redução na permeabilidade à medida que aproxima-se da camada *underburden*. Quanto mais próxima desta, são observadas camadas mais impermeáveis (Figura 4.43).

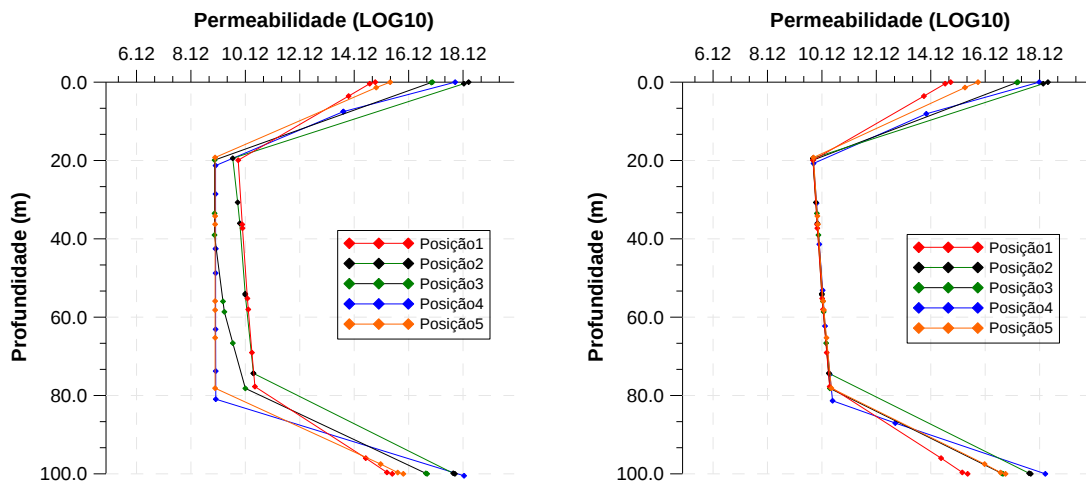


Figura 4. 43- Evolução do LOG da permeabilidade com a profundidade da rocha-reservatório: a) 1 ano; b) 31 anos.

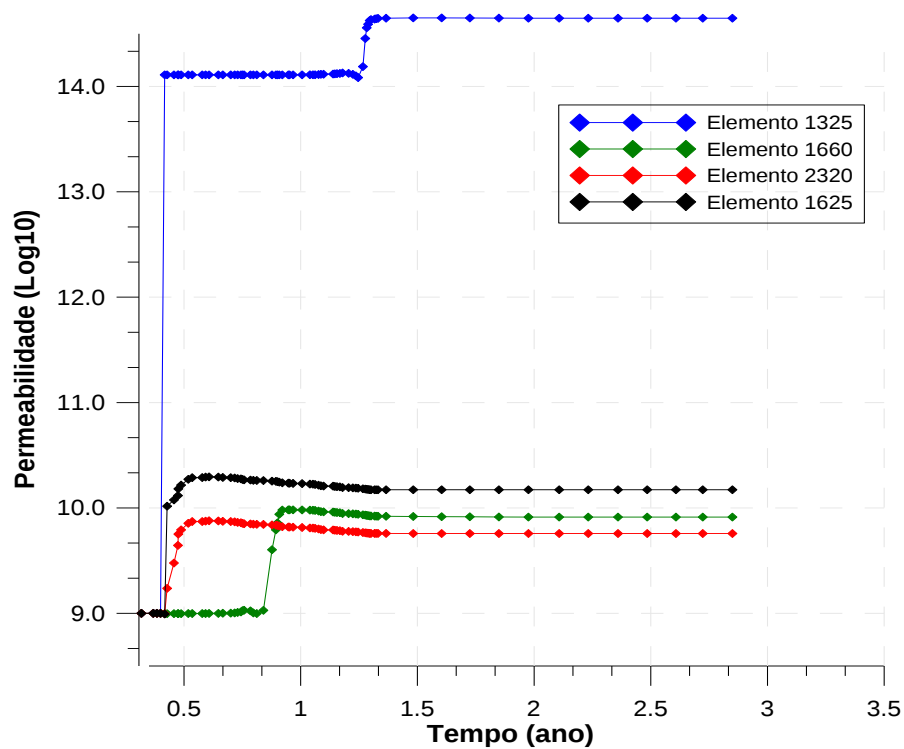


Figura 4. 44- Relação LOG permeabilidade com o tempo.

Ainda analisando a permeabilidade é possível verificar a evolução desta com o tempo em alguns elementos do reservatório. Os elementos localizados próximos do poço injetor e mais acima apresentaram maior sensibilidade à redução deste parâmetro.

Como reflexo das mudanças das características permo-porosas devido à redução do volume poroso pela redução das forças capilares, a tendência é que a quantidade de água injetada no reservatório para manter os níveis de pressão e expulsar o óleo seja reduzida, comprometendo a produtividade do campo. Ou seja, a redução na porosidade pela compactação reduz a quantidade de água injetável no reservatório, por consequência afeta o fluxo e o volume de óleo a ser recuperado devido à dificuldade dos fluidos de se deslocarem, pois a energia extra promovida pela água de injeção não será totalmente repassada ao reservatório. Na Figura 4.45 verifica-se que devido à maior colapso (compactação) do meio poroso a água injetada por segundo é reduzida a partir de um certo patamar. Apesar da mudança não se mostrar muito acentuada, em se tratando da indústria de petróleo qualquer variação sem qualquer planejamento prévio pode levar a implicações na produção com relevantes consequências econômicas.

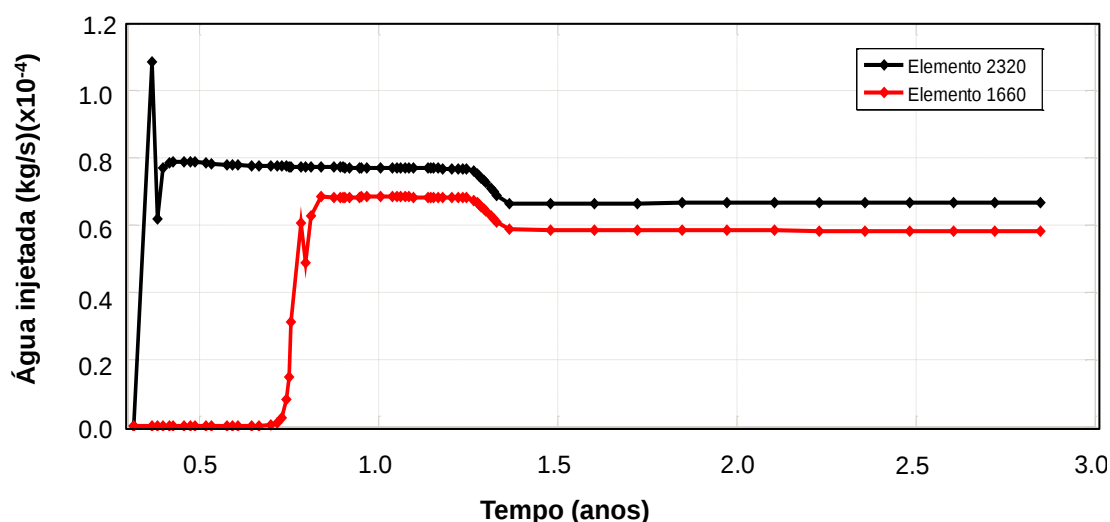


Figura 4. 45- Relação água injetada versus tempo: Quantidade de água injetada: elemento (1660 e 2320).

Para avaliar a influência da redução da pressão capilar no estado de tensão e consequentemente no comportamento deformacional foram analisadas as superfícies de fluência no plano tridimensional (J, p_c, p) bem como a curva de escoamento LC (p_c, p) . Para cada valor de pressão capilar obtido durante o processo de injeção e produção no reservatório obteve-se um valor associado de tensão de pré-adensamento. À medida que se reduz o valor da sucção reduz o valor da tensão de pré-adensamento.

Nesta análise no espaço tridimensional de tensões, incluindo as tensões cisalhantes como novo parâmetro de avaliação, verifica-se que as mudanças acima citadas resultaram numa trajetória de tensão que atinge a curva de escoamento inicial. Este comportamento pode ser verificado na trajetória seguida em todos os elementos, conforme apresentado nas Figuras 4.46 e 4.47.

Nesta análise verifica-se que no comportamento apresentado pelos elementos as tensões de pré-adensamento são aumentadas, as superfícies de fluência sofrem uma expansão, segundo a lei de endurecimento, atingindo um novo estado de tensão máxima. De acordo com a variação da tensão de pré-adensamento o material sofre compressão plástica.

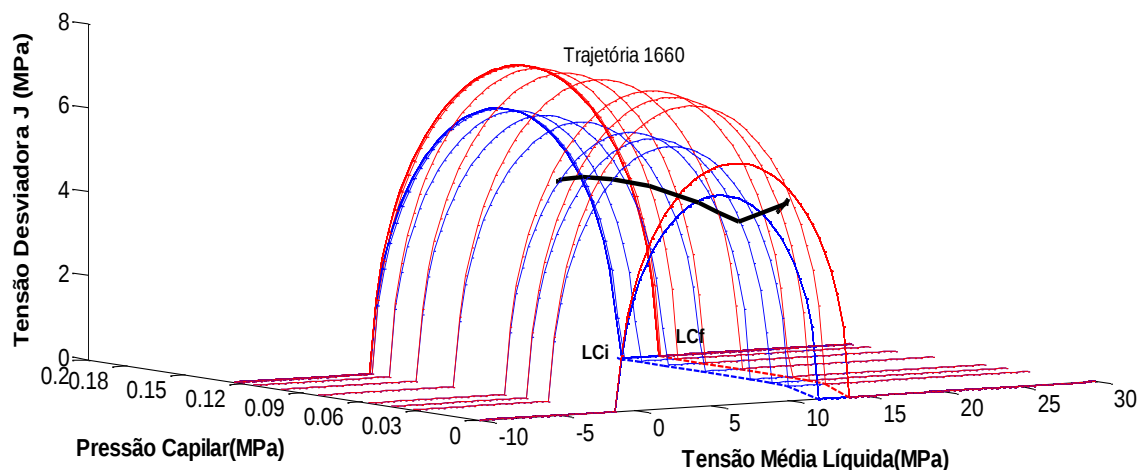


Figura 4. 46- Superfície de escoamento (J, p_c, p) elemento (1660).

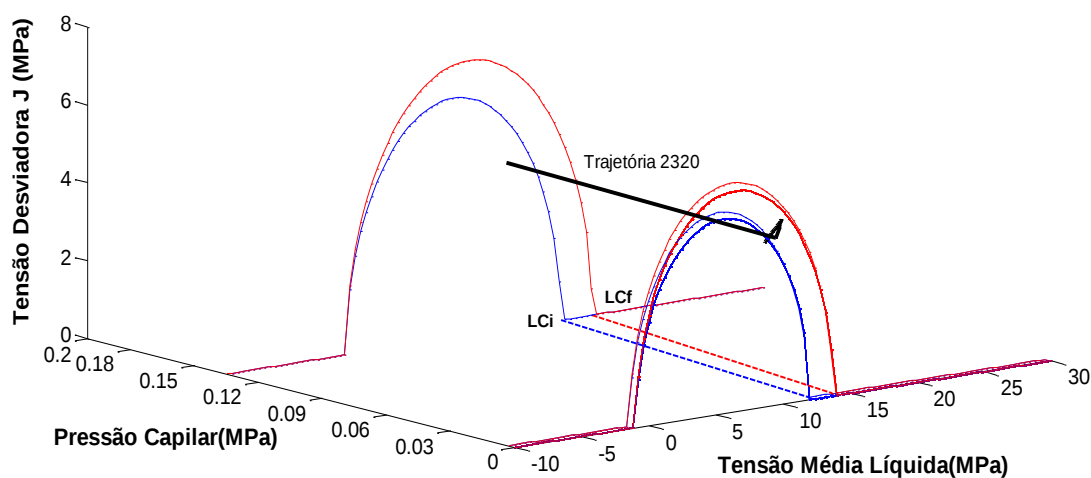


Figura 4. 47- Superfície de escoamento (J, p_c, p): elemento (2320).

Em todos os pontos estudados, as deformações acontecem inicialmente na região elástica devido à redução na coesão entre os grãos do solo até acumular deformações irreversíveis quando escoar, atingindo a curva de plastificação inicial - LC_i e a arrasta para a condição LC_f . Por consequência, estas deformações plásticas totais calculadas provocam as variações volumétricas compressivas, ou seja, a redução no volume poroso.

Segundo as Figuras 4.48 e 4.49, as mudanças ocorridas nas condições de umedecimento da rocha gerou um deslocamento da curva de plastificação de LC_i para

outro estado de tensão mais amplo LC_t , expandindo a região elástica no plano (p_c, p) , estabelecendo outro estado de escoamento limite. A extrapolação dos limites de escoamento estabelecidos pela curva LC_i sinalizam que a sucção desencadeou deformações irreversíveis.

A configuração apresentada nas Figuras 4.48 e 4.49, descrita anteriormente no plano tridimensional, retrata o comportamento esperado. O novo limite de escoamento (p_c, p) , representado pela curva de plastificação LC_t , é resultado do novo estado de compactidade decorrente das deformações volumétricas plásticas de compressão ocorridas no reservatório (representado pelos elementos 864, 1660 e 2320). Segundo o modelo, a sucção e os incrementos de deformações plásticas volumétricas refletem diretamente na tensão de pré-adensamento. Através da evolução da tensão de pré-adensamento com o tempo é possível ainda analisar as mudanças motivadas pela redução dos vínculos estabelecidos pelas forças capilares (sucção), atuando na coesão aparente e enfraquecendo a rocha-reservatório.

A evolução da tensão de pré-adensamento pode ser visualizada na Figura 4.50.

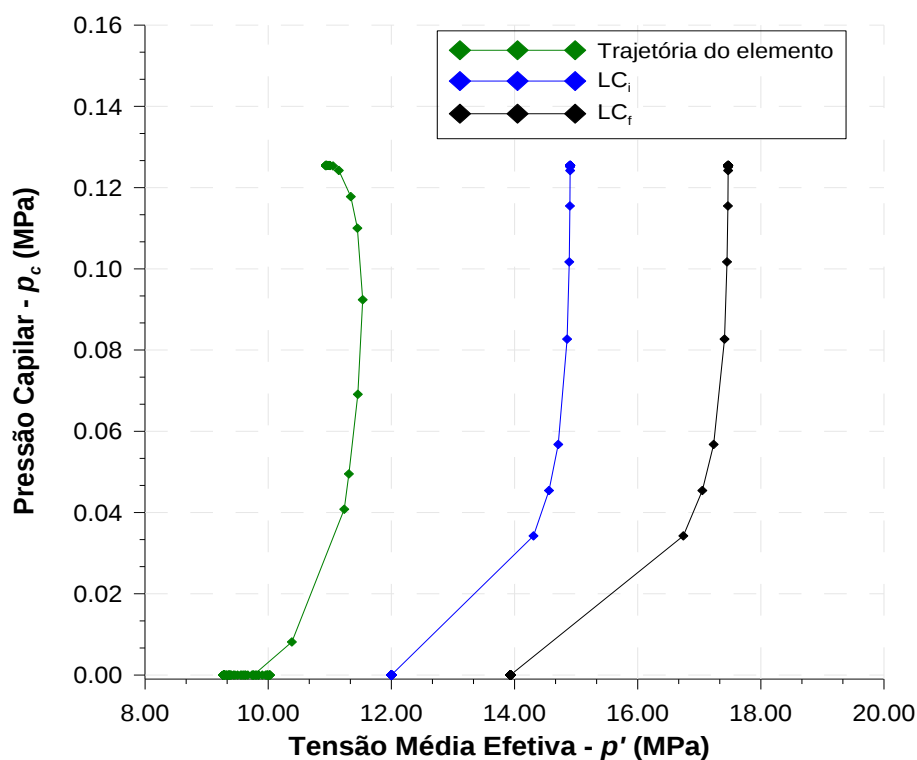


Figura 4. 48 - Pressão capilar versus tensão média efetiva: elemento (1660).

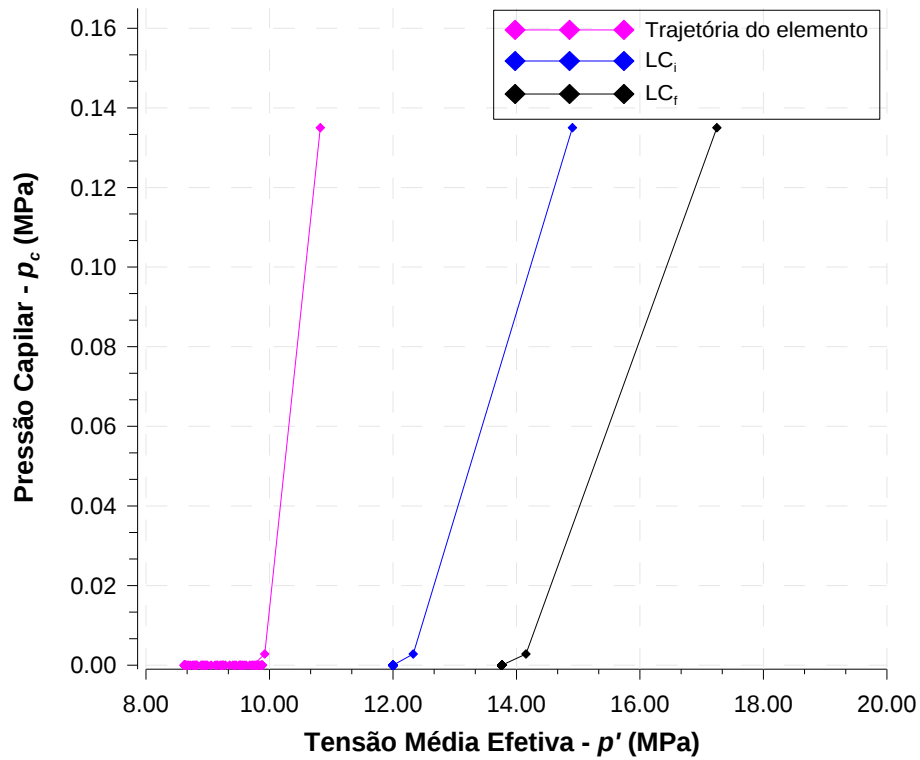


Figura 4. 49 – Pressão capilar versus tensão média líquida: elemento (2320).

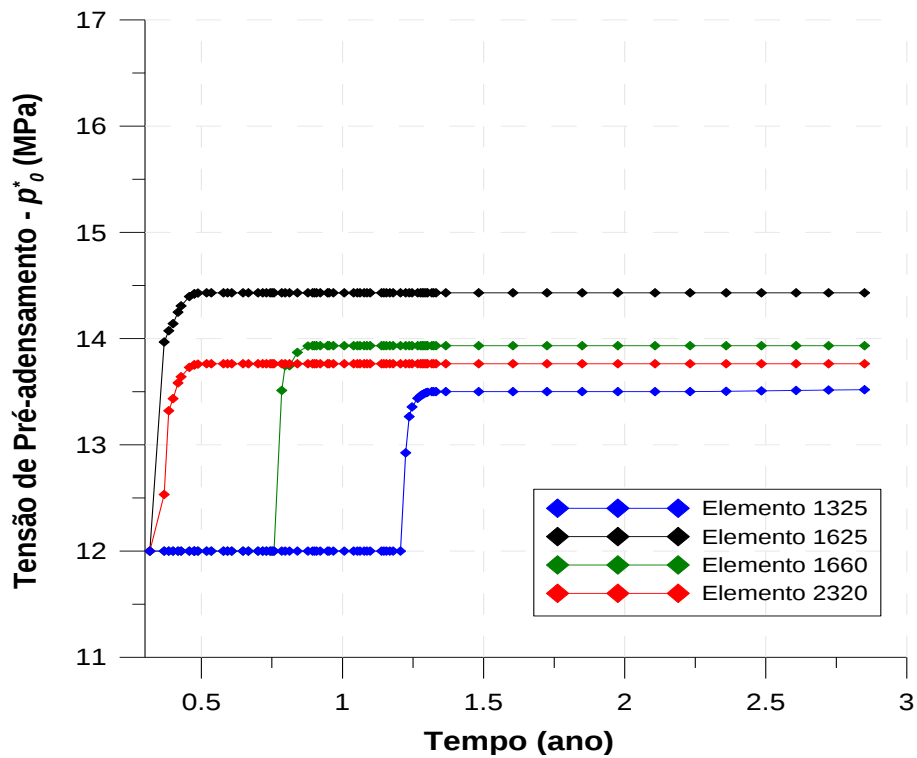


Figura 4. 50- Tensão de pré-adensamento versus tempo.

Nas análises pontuais por elementos a previsão do comportamento do reservatório foi verificado ao longo de 3 (três) anos. Não foi destacado o cenário de 31

anos de simulação porque desde o princípio o reservatório mostrou-se sensível à injeção do fluido, apresentando em tempos posteriormente aos 3 anos de injeção resultados estacionários, ou seja sem acentuadas variações.

4.3.2 Modelagem Hidro-Mecânica-Química com Efeito da Cimentação: Compactação química de um aquífero devido à injeção de fluido reativo.

a) Descrição do Problema e Metodologia.

Este caso refere-se à modelagem de uma formação geológica subterrânea em que simula-se o armazenamento de fluido reativo num aquífero tridimensional submetido a injeção de solução subsaturada de mineral. O modelo base para modelagem e simulação o caso de compactação química foi retirado da tese de Gomes (2009), no qual foram estabelecidas as devidas adaptações. Conforme Figura 4.51, o aquífero é descrito por um volume de 140 metros de comprimento por 130 metros de largura e 60 metros de profundidade, localizado a uma profundidade de 3000 metros abaixo do nível do mar.

Trata-se de uma rocha de alta porosidade de 0.35, com uma permeabilidade intrínseca de $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$, submetida a uma pressão de líquido inicial de 20 MPa. O poço injetor está localizado a 50 metros da superfície do aquífero com uma pressão de fundo de poço de 21 MPa.

Em termos de condições de contorno mecânicas aplicou-se a condição de deslocamento nulo nos limites de simetria do aquífero. Nas outras fronteiras foi prescrito um estado de tensões de 62 MPa igual ao estado inicial do reservatório. Para representar o confinamento imposto pelas rochas vizinhas uma tensão de igual valor foi aplicada no topo do aquífero.

Na Figura 4.52 apresenta-se a descrição das condições de contorno mecânica.

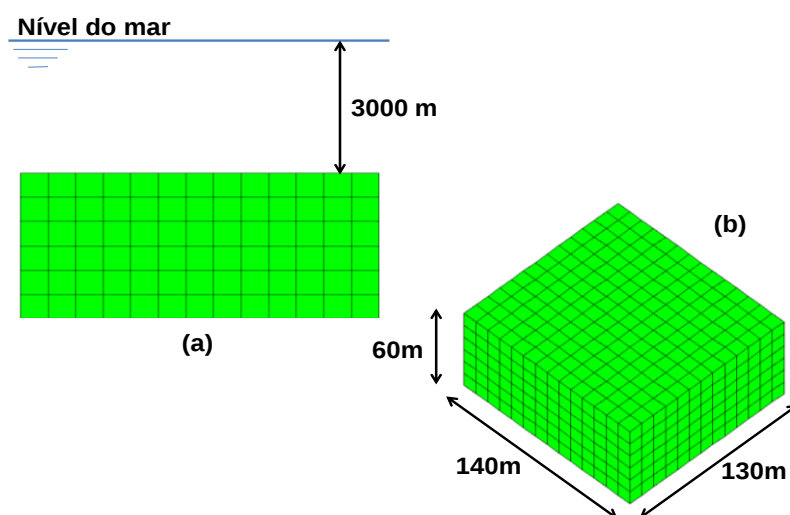


Figura 4. 51 – Descrição da geometria (1/4 do aquífero tridimensional): a) vista lateral; b) vista isométrica.

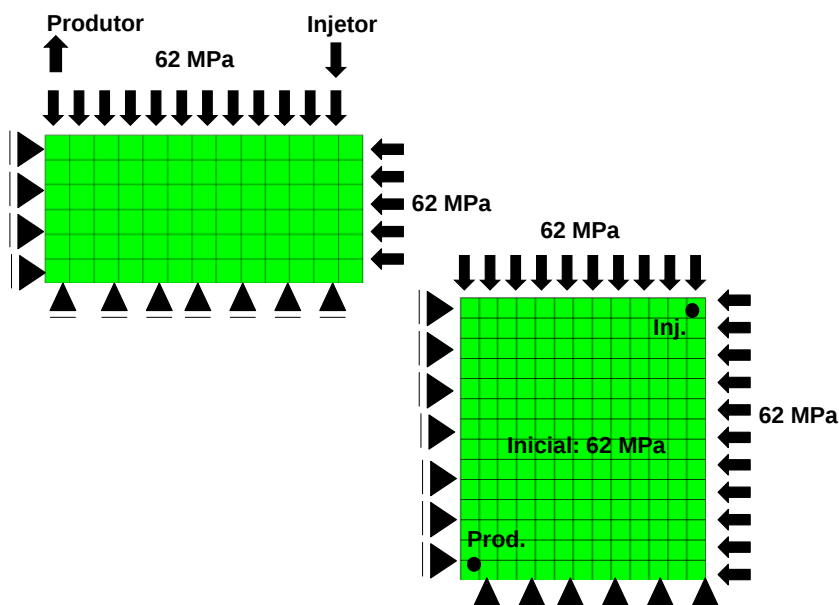


Figura 4. 52 – Condições de contorno mecânica.

As propriedades mecânicas associadas ao modelo constitutivo estão descritas nas Tabelas 4.11 e 4.12 abaixo. Estes valores foram definidos na literatura (Homand e Shao, 2000; Gomes, 2009).

Tabela 4. 11- Parâmetros associados a mudanças em p e na curva LC.

$\lambda(0)$	k_i	r	p^c	β	M	μ	e_0	p_0^*
0.098600	0.024650	0.95	0.10 MPa	80.0	1.00	0.2	0.54	25kPa

sendo $\lambda(0)$ parâmetro de compressão elasto-plástico do solo na condição saturada.

k_i parâmetro de rigidez elástica para variação de tensão p .

r parâmetro que define a máxima rigidez do solo.

p^c tensão de referência.

β é um parâmetro que controla a taxa de aumento da rigidez do solo com a sucção.

M inclinação da linha dos estados críticos.

μ coeficiente de Poisson.

e_0 índice de vazios.

p_0^* tensão de pré-adensamento na condição saturada.

Tabela 4. 12 - Parâmetros associados ao modelo constitutivo químico elasto-plástico.

p_t	β	ρ_t
5.0	2.0	20.0

* O parâmetro β mostrado na Tabela 4.12 não é o mesmo dos parâmetros definido no modelo BBM original.

sendo p_t parâmetro associado ao comportamento da coesão adicional devido a cimentação.

β constante de proporcionalidade.

ρ_t taxa de controle da degradação mecânica.

Em relação às condições químicas foi admitido o mesmo sistema de reações químicas definido no caso anterior (edométrico), em termos de minerais. A rocha porosa é considerada cimentada com um mineral de concentração inicial de 12.38 mol/Kg de líquido. A água de injeção é composta por uma solução sub-saturada do mineral, com uma concentração inicial de 0.003 mol/kg, densidade de 1002.6 kg/m³ e compressibilidade de 4.5×10^{-6} 1/MPa.

A malha de elementos finitos adotada para o problema foi do tipo estruturada com elementos hexaédricos, 1470 nós e 1092 elementos. O tempo de simulação considerado foi de 150 anos.

b) Análise dos Resultados

Devido ao gradiente de pressão estabelecido entre as condições iniciais e as prescritas de fundo de poço ter sido razoavelmente pequeno, a propagação das pressões de líquido ao longo da formação mostrou-se gradativa até sua estabilização.

A distribuição das pressões no aquífero pode ser visualizada na Figura 4.53. Estas são apresentadas em três tempos diferentes, no início, num estagio intermediário e no fim de 150 anos.

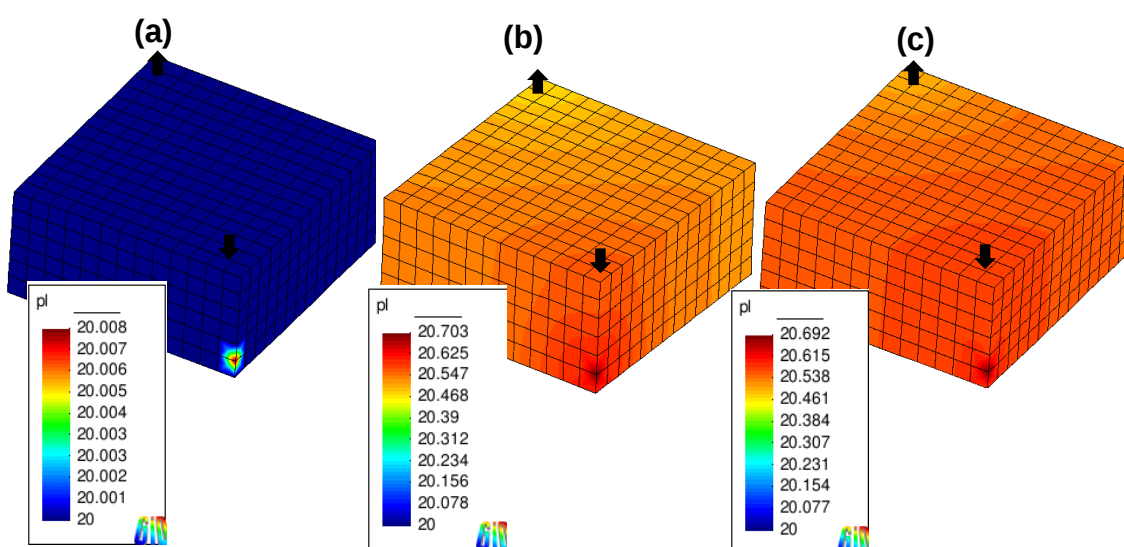


Figura 4. 53 – Distribuição de pressão de líquido no aquífero: a) início injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

Uma vez, iniciada a injeção, observa-se que o mineral começa a ser dissolvido na região próxima ao poço injetor (Figura 4.54). No início pontualmente e no decorrer do tempo se propagando por toda a formação. A formação inicialmente apresenta uma concentração de minerais de 12.28 mol/kg, sendo dissolvido por fluxo difusivo e advectivo à medida que a solução injetada reage com o mineral.

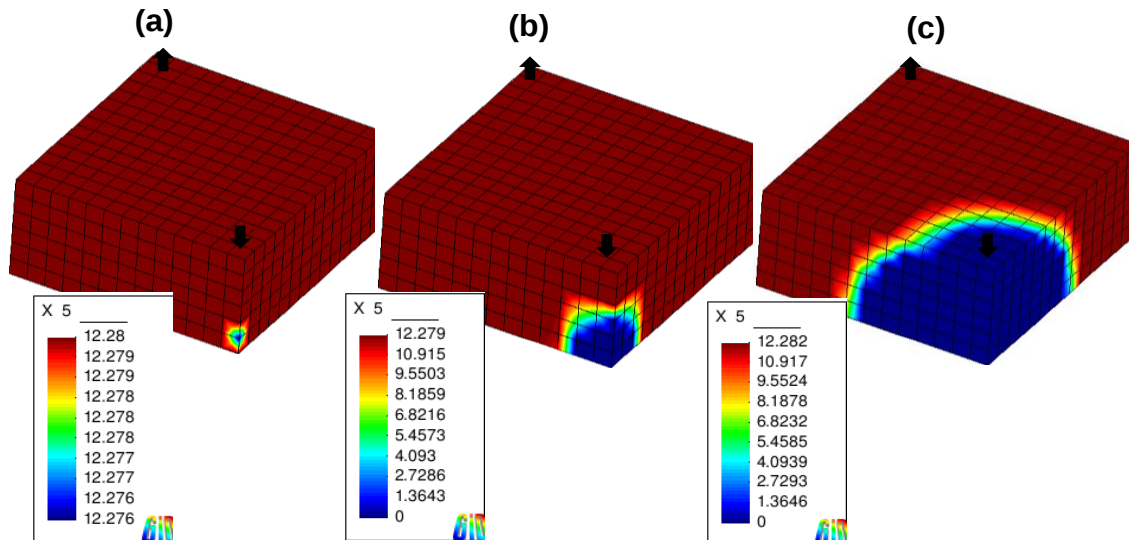


Figura 4. 54 – Dissolução do mineral: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

A dissolução do mineral representa um processo de degradação química, conforme modelo químico-elastoplástico sugerido nesta tese, que pode ser identificado pelo parâmetro X_d . Na Figura 4. 55 observa-se a região onde ocorreu a total dissolução do mineral através do valor de X_d , que de acordo com o modelo, representa um material totalmente degradado ($X_d = 1.0$).

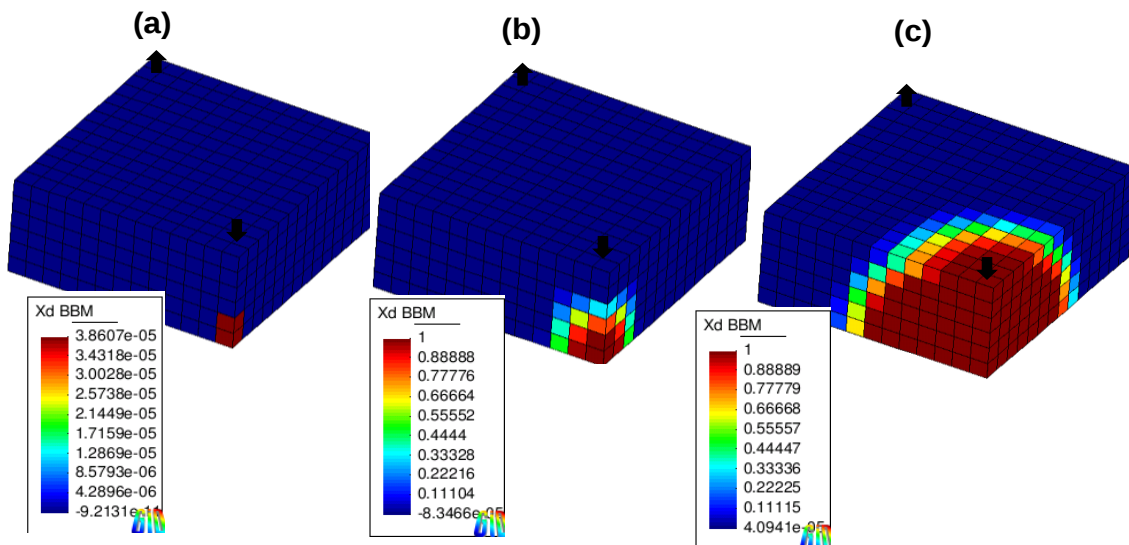


Figura 4. 55 – Evolução do grau de degradação química: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

Por sua vez, esta alteração no problema químico produz mudanças na geomecânica do material. Na Figura 4.56 pode-se ver a interferência da degradação química no estado de tensão. Os resultados indicam que ocorrerem deformações plásticas, sendo estas decorrentes da degradação química, evoluindo à medida que o processo de dissolução aumenta.

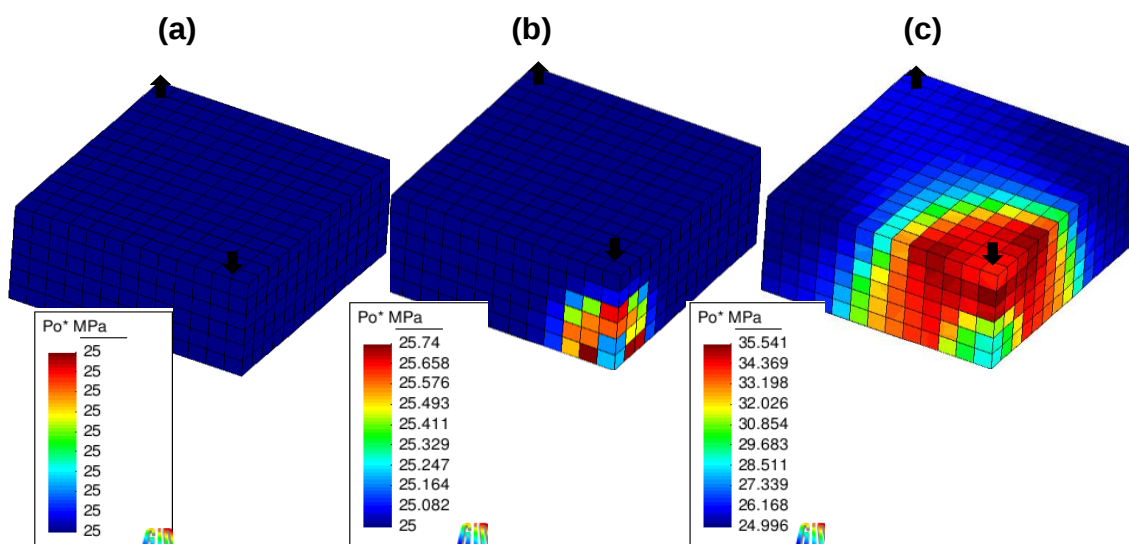


Figura 4. 56 – Evolução da tensão de pré-adensamento: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

A região mais alterada foi justamente onde o processo de degradação está mais avançado (Figura 4.56). A formação inicialmente apresenta uma tensão de pré-adensamento de 25 MPa, chegando a aproximadamente 35.5 MPa nas adjacências do poço injetor. Devido às deformações plásticas geradas pela degradação química observa-se um processo de compressão do meio poroso na região fragilizada pela dissolução; apresentando deslocamentos verticais maiores no topo da formação diminuindo com a profundidade.

Estes resultados podem ser vistos na Figura 4.57, os quais evidenciam a ocorrência da resposta de compactação do aquífero nesta região próxima ao poço injetor.

Apesar de que no tempo de simulação analisado apenas uma porção da formação foi quimicamente degradada, a evolução com o tempo apresentada na Figura 4.57 dá indícios que a compressão volumétrica plástica irá se estender por toda formação geológica.

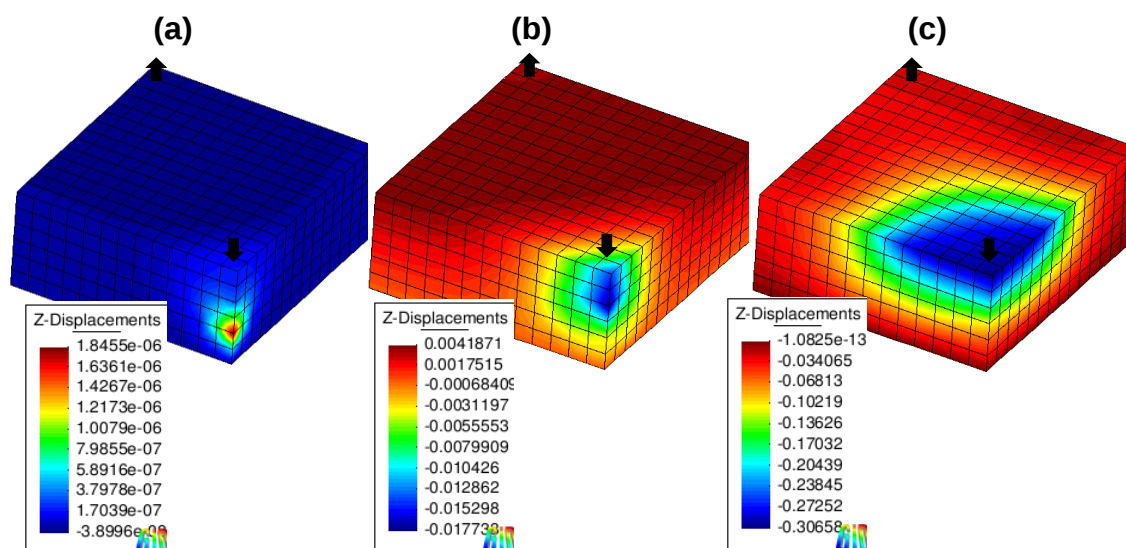


Figura 4. 57 – Deslocamentos verticais: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 15 anos.

A compactação química pode ainda ser caracterizada pelo índice de vazios. Inicialmente pelo processo de dissolução e segundo modelo químico, a tendência é aumentar a porosidade (Figura 4.58). Contudo, à medida que ocorrem as compressões volumétricas com a injeção do fluido, o volume poroso tende a ser reduzido, assim como mostra a Figura 4.59.

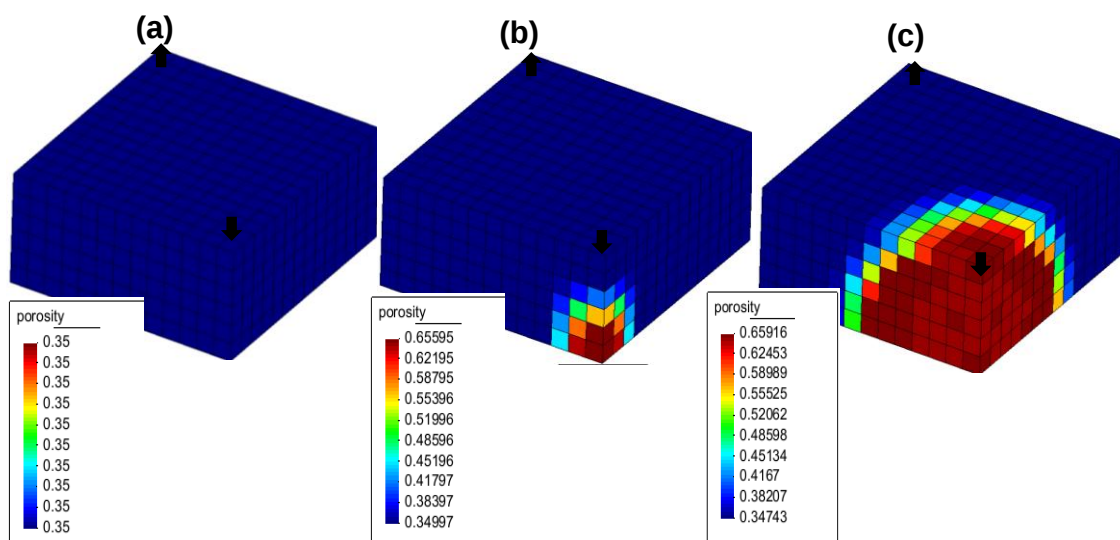


Figura 4. 58 – Evolução da porosidade : a) início da injeção; b) 12 anos; c) 15 anos.

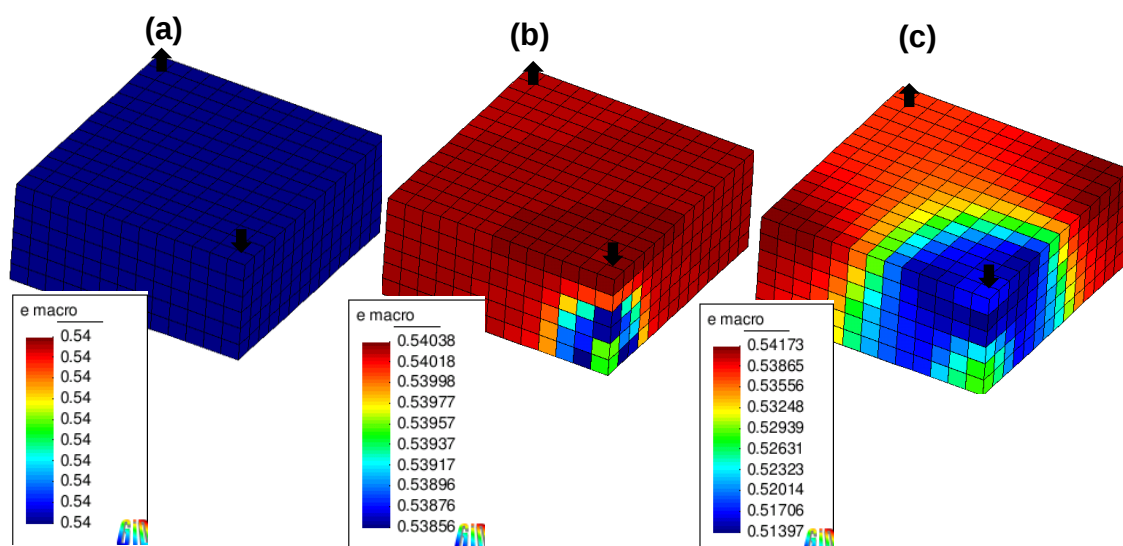


Figura 4. 59 – Evolução do índice de vazios: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

Com a degradação química pela dissolução dos minerais, as regiões compactadas pelo colapso químico afetaram também a permeabilidade, gerando zonas mais impermeáveis. Na Figura 4.60 mostra-se que a região no entorno do poço injetor já se fez presente este cenário; valores reduzidos de permeabilidade pela ação degradante do fluido.

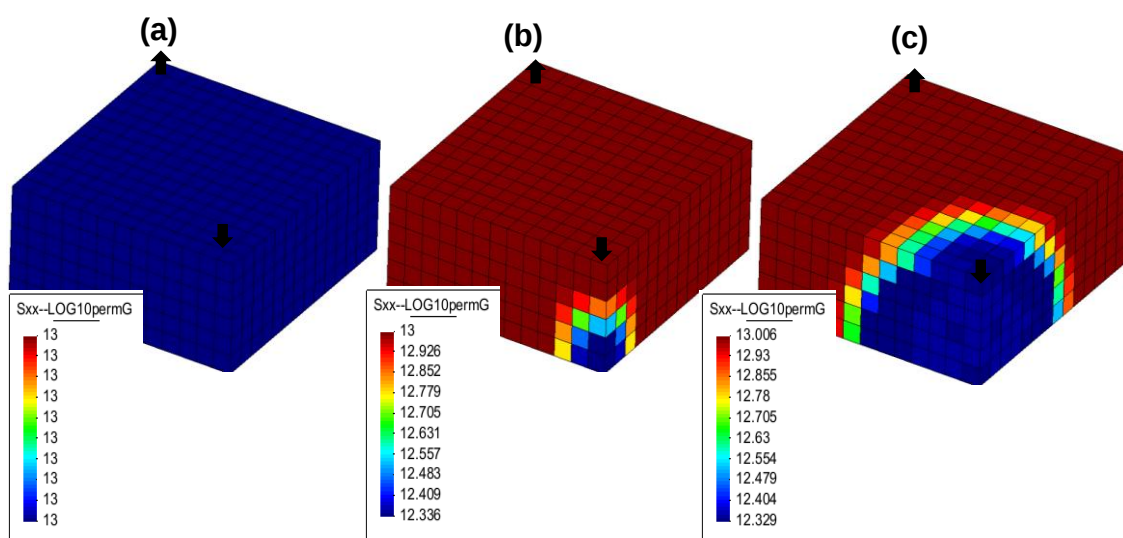


Figura 4. 60 – Evolução da permeabilidade: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

Por fim a última análise em termos de compactação pode ser observada pelos deslocamentos verticais da superfície do aquífero, partindo da extremidade acima do poço produtor e estendendo-se até o injetor (Figura 4.61). Observa-se que sobre o poço produtor ocorre uma compactação do reservatório de 0.02423 m em função da queda de pressão. Já no poço injetor devido às deformações plásticas volumétricas geradas pela ação química ocorrem deslocamentos verticais superficiais na ordem de 0.3066 m.

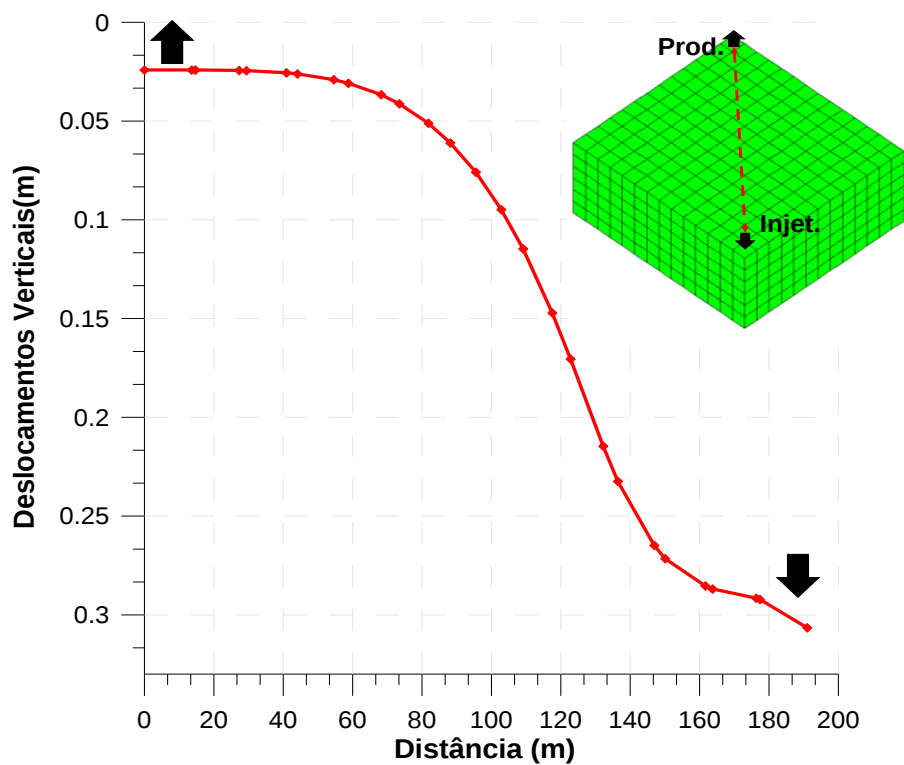


Figura 4. 61 – Deslocamentos verticais entre o poço injetor e produtor.

Na evolução das tensões verticais (Figura 4.62) observam-se valores mais elevados na linha do poço injetor, e um alívio nas áreas adjacentes. Acredita-se que este efeito ocorre devido à dissolução de material, desencadeando uma redistribuição das tensões pela transferência de carga para a região onde ocorreu a compactação.

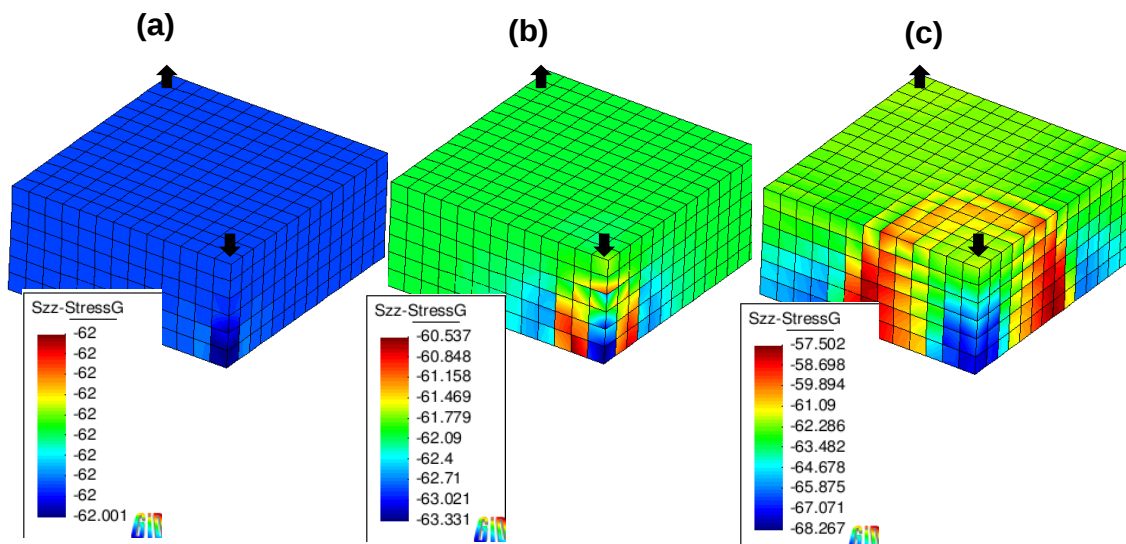


Figura 4. 62 – Distribuição das tensões verticais: a) início da injeção; b) 12 anos; c) 150 anos.

Este efeito se assemelha ao fenômeno de formação de câmaras e pilares pilar ou coluna, destacado na literatura de petróleo, como ilustra a Figura 4.63. Neste fenômeno, nas zonas onde ocorreram maiores compactações concentram mais tensões (pilares), descarregando as zonas onde a compactação foi menor ou inexistente (câmaras).

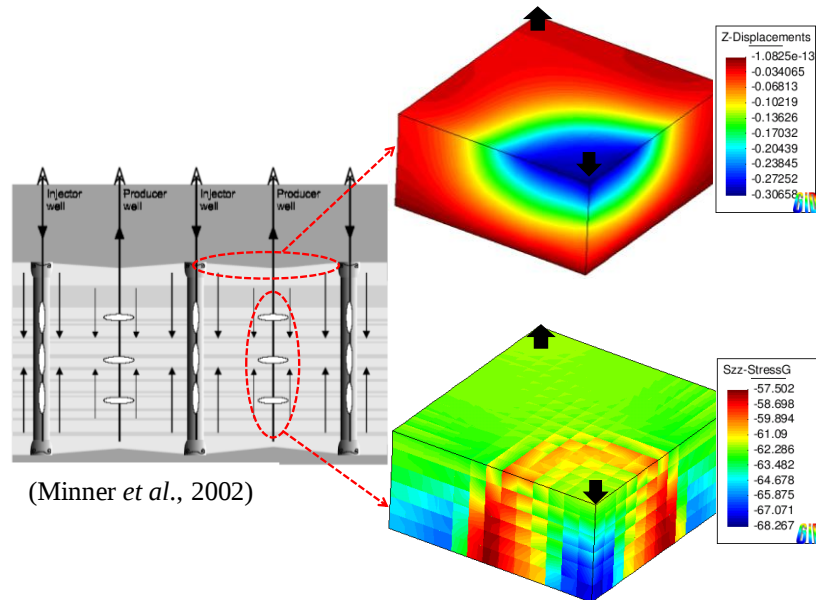


Figura 4. 63 – Esquema da formação de câmaras ou pilares devido à compactação química por *water-weakening*.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido com a finalidade de estudar e representar numericamente o fenômeno compactação capilar e química em reservatório decorrente do efeito *water-weakening*. A necessidade de explorar esta temática se mostra relevante tanto na área geotécnica quanto na engenharia de reservatório. Este último, devido ao impacto dos acontecimentos ocorridos no passado (conforme relatos na literatura de petróleo) e as grandes consequências de ordem econômica que este fenômeno pode gerar na indústria de petróleo. Diante disto, surgiu a necessidade de se estabelecer um modelo constitutivo que conseguisse captar este fenômeno e o comportamento do material diante do efeito *water-weakening*, decorrente dos processos físico-químicos que ocorrem na interação rocha-fluido.

Neste contexto, a principal contribuição desta tese, em termos de modelo constitutivo, foi proposta a de modificação do BBM (Modelo Básico de Barcelona), sendo o modelo básico já implementado no CODE-BRIGHT, para incluir os efeitos de cimentação e degradação química no comportamento mecânico do solo/rocha, tomando como base o modelo químico-elastoplástico desenvolvido por Castellanza e Nova (2004). Em geral, a estrutura do modelo original foi mantida, porém agora as deformações volumétricas plásticas podem ser induzidas por variação de tensão, sucção ou por degradação química. Deste modo, pode haver expansão ou contração da superfície de escoamento; a primeira devido ao aumento da tensão de pré-adensamento (já estabelecida no modelo original pela lei de endurecimento) e a segunda devido à quebra ou degradação progressiva da cimentação.

Outro aspecto relevante da metodologia empregada nesta tese, do ponto de vista da formulação numérica, é que se adotou uma modelagem multifísica, com um tratamento acoplado dos fenômenos. No problema de compactação capilar, a sucção (pressão capilar), variável responsável pelo colapso dos poros, foi obtida a partir da solução das equações de fluxo dos fluidos (água e óleo). Já no modelo constitutivo mecânico do material susceptível a compactação química, a variável de estado que representa a degradação da cimentação é função das concentrações dos minerais cimentantes, advindas da solução do problema de transporte reativo.

As aplicações do modelo proposto obtiveram resultados satisfatórios, conseguindo descrever os principais fenômenos que ocorreram nos exemplos analisados, bem como reproduzir os ensaios apresentados por Gens *et al.* (2007) e Castellanza e Nova (2004). Os principais aspectos observados nas análises realizadas são descritos a seguir.

Na simulação numérica da compactação capilar em uma rocha-reservatório as deformações volumétricas compressivas, geradas pela injeção do fluido, e consequente redução da pressão capilar, além de causar impacto no estado de tensão resultam em alterações nas propriedades da rocha, diminuindo a porosidade e permeabilidade, influenciando desta forma o fluxo de fluido, a capacidade de injeção e a produção.

Diante da resposta mecânica obtida pela injeção do fluido, verifica-se que a sucção e a saturação são parâmetros chave na interação rocha-fluido para o efeito *water-weakening*. Segundo este efeito, o fluido atua como um agente de degradação mecânica da rocha resultando na sua compactação.

No meio poroso a cimentação é um componente de sua estrutura. A consideração da cimentação no modelo confere ao solo uma resistência adicional à tração interferindo no comportamento mecânico do material. Na modelagem hidromecânica, admitindo apenas a parcela da degradação mecânica, observa-se que assim como a sucção, o efeito da cimentação aumenta a rigidez inicial do material. As variações volumétricas após a plastificação deve-se a perda de rigidez com a destruição progressiva da cimentação.

O processo de degradação da cimentação em função das tensões impostas provoca uma mudança gradual no comportamento mecânico. O aumento da tensão de confinamento e diminuição da cimentação faz o material passar de um comportamento frágil e dilatante para dúctil e compressivo.

Assim, como ocorreu na degradação da cimentação em função das solicitações impostas, a degradação química também afeta o comportamento mecânico, produzindo mudanças no estado de tensão e consequentemente nas deformações. Segundo modelagem hidro-mecânica e química, quando inicia a degradação química pela injeção da solução são provocadas mudanças na tensão axial, radial e deformação axial.

Na modelagem sintética de uma rocha-porosa (aquífero) a degradação da cimentação, e consequentemente as deformações plásticas, produziram a contração dos poros, ou seja, resultou na compactação da rocha pela ação química. Por sua vez, este fenômeno desencadeou uma redistribuição das tensões pela transferência de carga para a região onde ocorreu a compactação. Observa-se assim uma zona de tensão vertical elevada na linha do poço injetor e um alívio de tensão nas áreas adjacentes, ou seja, o efeito de arqueamento. Como consequência, este efeito pode comprometer a produtividade, pela capacidade de injeção e danos nas instalações.

Em geral, com a modelagem do fenômeno *water-weakening*, considerando as variáveis relacionadas à capilaridade e o processo químico, contribuí-se com uma ferramenta capaz de fazer uma análise hidro-mecânica-química acoplada em reservatórios de petróleo, de maneira segura com base numa abordagem realista do comportamento constitutivo dos materiais.

Apesar do fenômeno *water-weakening*, no contexto da compactação e subsidência de reservatório, estar em discussão desde os primeiros eventos ocorridos em plataformas de petróleo, acredita-se que esforços na tentativa de estudar e entender este efeito decorrente da interação fluido-rocha deve ser continuado, principalmente porque

na indústria de petróleo fluidos são injetados para melhorar os índices de aproveitamento da produção, seja na tentativa de elevar os níveis de pressão ou para atuar quimicamente modificando as propriedades do fluido.

Neste sentido a modelagem acoplada representa uma ferramenta apropriada na predição do comportamento do reservatório, que pode evitar problemas como a compactação de reservatório e subsidência.

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade ao desenvolvimento de pesquisas no tema abordado apresenta-se a seguir algumas sugestões.

A fim de se obter uma visão mais realista dos fenômenos estudados no âmbito de reservatório de petróleo, acredita-se que seria relevante realizar simulação de um caso admitindo condições geológicas e geotécnicas mais próximas das encontradas em campo, ou seja, fazendo modelagem de modelos gerados a partir de seções sísmicas utilizando dados de afloramento, seja no espaço bidimensional e/ou tridimensional.

Outro problema sugerido para análise é o caso de um reservatório com falhas. A compactação capilar por *water-weakening* pode provocar a reativação de uma falha geológica selante, aumentando sua permeabilidade, o que pode levar a sérios problemas de ordem econômica e ambientais, como perda de óleo pela falha (exudação).

Para analisar o efeito da pressão capilar nas deformações volumétricas de compressão seria interessante realizar simulação de um caso com e sem pressão capilar e comparar este efeito. Neste sentido, sugere-se como proposta futura, que a modelagem hidro-mecânica e química, realizada no aquífero, seja expandida para um caso de reservatório com situação mais realista, considerando um fluxo bifásico, água e óleo.

Recomenda-se ainda, verificar em uma mesma modelagem qual dos mecanismos de *water-weakening* estudados nesta tese, pressão capilar e processo químico (degradação-dissolução), produz maior impacto na resposta mecânica, analisando de forma isolada e sobrepondo os efeitos.

Pode-se também tentar melhorar este modelo químico-elastoplástico, agregando outros fatores, comparando com outros modelos que considera a degradação mecânica e química ou somente a química.

Outra análise relevante refere-se ao estudo de incertezas dos parâmetros químicos, do modelo hidráulico, mecânico e químico, como pressão, resistência, porosidade, etc, além dos parâmetros do modelo constitutivo. Desta forma, pode ser realizada uma análise de sensibilidade para avaliar a interferência destes na resposta do modelo.

Inclui-se ainda, modelar caso como o de Ekofisk, que segundo referências teria ocorrido subsidência atrelado ao efeito de injeção de fluido.

E por último, porém não menos importante, verificar o impacto do efeito *water-weakening* na produção de água e óleo, comparando a resposta tanto na produção primária quando na secundária.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALONSO, E. E.; GENS, A. **On The Mechanical Behavior of Arid Soils**. Proceedings of 1st Internacional Symposium on Engineering Characteristics of Arid Soils, London, England, pp.173 – 205, 1993.
- ALONSO, E. E; GENS, A.; HIGHT, D.W. **Special problem soils. General Report**. Proceedings of 9th European Conference on Soil Mechanics and Foundation Engineering, Dublin, Balkema, vol. 3, pp. 1087-1146, 1987.
- ALONSO, E. E; GENS, A.; JOSA, A. A Constitutive Model for Partially Saturated Soil. **Géotechnique**, vol. 40, n° 3, pp. 405-430, 1990.
- ALONSO, E. E.; NAVARRO, V. Microstructural Model for Delayed Deformation of Clay: Loading History Effects. **Canadian Geotechnical Journal**, Ottawa, vol. 42, n° 2, pp. 381-392, 2005.
- AYDIN, A. Fractures, Faults, and Hydrocarbon Entrapment, Migration and Flow. **Marine and Petroleum Geology**, vol. 17, pp. 797-814, Aug. 2000.
- AYDIN, A.; BORJAB, R. I.; EICHHUBL, P. Geological and Mathematical Framework for Failure Modes in Granular Rock. **Journal of Structural Geology**, vol. 28, pp. 83–98, 2006.
- AZIZ, K. Petroleum Reservoir Simulation. Stanford University, Stanford, California/USA, 1993. (Notes).
- AZIZ, K.; DURLOFISK, L.; TCHELEPI, H.; THIELE, M.; KARIMIO-FARD. M. **Notes Petroleum Reservoir Simulation**. California: Department of Energy Resources Engineering School of Earth Science/ Stanford University (Petroleum Engineering), 2007. 469 p.
- BARRETO, M. N. **Caracterização de materiais para garantir a condutividade de fraturas hidráulicamente induzidas em poços de petróleo e gás**. Tese de Doutorado e Engenharia Mecânica. 2010. 255f. Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ. 2010.
- BASTIAN, P. Numerical **Computational of Multiphase Flows in Porous Media**. Universität Kiel, Heidelberg, 1999.

- BASTIAN, P.; HELMIG, R.. Efficient Fully-Coupled Solution Techniques for Two-Phase Flow in Porous Media. **Advances in Water Resources**, vol. 23, nº 3, pp. 199-216, 1999.
- BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: American Elsevier, 1972.
- BEAR, J.; BACHMAT, Y.. **Introduction to Modeling of Transport Phenomena in Porous Media**. Dordrecht / Boston / London: Kluwer Academic Publishes, 1990. (Serie Theory and Applications of Transport in Porous Media, vol. 4).
- BOUKPETI, N.; CHARLIER, R. **Chemo-Mechanical Modelling of Soil or Rock Degradation**. Proceedings of 2nd Symposium on Continuous and Discontinuous Modelling of Cohesive Frictional Materials, Stuttgart, Allemagne, pp. 221-231, 2004.
- BROOKS, R.H.; COREY, A.T. **Hydraulic Properties of Porous Medium: Hydrology Paper**. Fort Collins: Colorado State University, nº 3, 1964. 24p.
- CARVALHO, L. C. de . **Estudio Experimental del Comportamiento Mecánico de Suelos Cementados no Saturados**. 2002. Tesis Doctoral em Engenharia Del Terreno. Universitat Politècnica de Catalunya, Catalunya/Barcelona. 2002.
- CASTELANZA, R.; NOVA, R. Oedometric Tests on Artificially Weathered Carbonatic Soft Rocks. **Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**, vol. 130, nº. 7, jul., 2004.
- CHAN, A. W. **Production-Induced Reservoir Compaction, Permeability Loss and Land Surface Subsidence**. Dissertation Degree/Geophysics. University Stanford. 2004.
- CHEN, Z. Formulations And Numerical Methods of the Black-Oil Model in Porous Media. **Society for Industrial and Applied Mathematics Journal**, vol. 38, nº 2, pp 489-514, 2000.
- CHEN, Z.; GUANREN H., MA Y. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media**. Philadelphia/USA: Society for Industrial and Applied Mathematics-Computational Science & Engineering, 2006. 531 p.
- CLAYTON, C.R.I; SERRATRICE, J.F. **The Mechanical Properties and Behavior of Hard Soil and Soft Rocks – General Report**. Proceedings of 3th International Symposium on Geotechnical Engineering of Hard Soils – Soft Rocks, Athens, Rotterdam, vol.3, pp.1839-1877, 1997.
- COOK, C.C.; JEWELL, S. Simulation of a North Sea Field Experiencing Significant Compaction Drive. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, pp.48-53, 1996.
- COOP, M. R.; ATKINSON, J. H. The Mechanics of Cemented Carbonate Sands. **Géotechnique**, London, vol.43, Nº. 1, pp. 53-67, 1993.

- COSTA, L. M.; GUIMARÃES, L. J. N.; PONTES FILHO, I. D. S. Simulação de Injeção De Água em Análogos de Reservatórios em Condições Não-Isotérmicas. 2º **Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás**, Rio de Janeiro/RJ, 2003.
- CUCCOVILLO, T.; COOP, M.R. Yielding and pre-failure deformation of structured sands. **Géotechnique**, London, vol.43, pp.53-67, 1997.
- CUCCOVILLO, T.. On the mechanics of structured sands. **Géotechnique**, London, vol. 49, N°. 6, pp. 741-760, 1999.
- CUI, Y. J., DELAGE, P. Yielding and Behaviour of an Unsaturated Compacted Silt. **Géotechnique**, vol 46, n° 2, pp. 291 – 311, 1996.
- CUNHA, M. C. DE C.; PULINO, P.; FERNANDES, M. R. **Introdução à Simulação de Fluxos em Meios Porosos: Métodos de Elementos Finitos**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas/SP, 1999. (Apostila de Matemática Aplicada).
- DE GENNARO, V.; DELAGE, P., PRIOL, G., COLLIN, F.; CUI, Y. J. On the collapse behaviour of oil reservoir chalk. **Géotechnique**, vol. 54, n°. 6, pp. 415–420, Aug., 2004.
- DELAGE, P.; SCHROEDER, CH.; CUI, Y. J. Subsidence and capillary effects in Chalk. **Proceedings of Symposium of the International Society for Rock Mechanics, EUROCK' 96**, Turin, Italy, pp. 1291 – 1298, 1996.
- DOORNHOF D.; KRISTIANSEN, T. G.; NAGEL N. B.; PHILLIP D.; PATTILLO, C. S. Compaction and Subsidence. **Oil Field Review**, vol. 18, pp. 50-68, jan., 2006.
- ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. TX: Society of Petroleum Engineers, 2001. 406 p.
- ESCARIO, V.; SAEZ, J.. **Measurement of the properties of swelling and collapsing soils under controlled suction**. Proceedings of 3rd International Conference on Expansive Soils, Haifa, Israel, pp.195–200, 1973.
- FAJAER, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics/Developments in Petroleum Science**. 2nd Edition. Oxford: Elsevier, 2008. Chapter 12, vol. 53, p. 391-433.
- FEBEX. FEBEX II. INFORME SOBRE LOS RESULTADOS DE LA MODELIZACIÓN THM. Informe 70- UPC-L-5-010. UPC-DIT. Barcelona, España.
- FREDLUND, D. G.; MORGENSTERN, N. R. Constitutive Relations for Volume Change in Saturated Soils. **Canadian Geotechnical Journal**, vol. 13, n° 3, pp. 261-276, 1977a.
- FREDLUND, D. G.; MORGENSTERN, N. R., Stress State Variables for Unsaturated Soils, **Journal of the Geotechnical Engineering Division ASCE**, pp. 447-466, 1977b.

- FREDLUND, D. G.; RAHARDJO, H. **Soil Mechanics for Unsaturated Soils**. Canadá: John Wiley & Sons, Inc., 1993. 567 p.
- FREDLUND, D. G.; XING, A. Equations for the Soil-Water Characteristic Curve. **Canadian Geotechnical Journal**, vol.31, N° 3, pp. 521-532, 1994.
- FREDLUND, D. G.; XING, A.; HUANG, S. Predicting the Permeability Function for Unsaturated Soils using Soil-Water Characteristic. **Canadian Geotechnical Journal**, vol.31 N°.3, pp. 533-546, 1994.
- FREDLUND, D. G.; XING, A.; BARBOUR, S.L. The Relationship of the Unsaturated Soil Shear Strength Function to the Soil -Water Characteristic Curve. **Canadian Geotechnical Journal**, vol. 32, pp. 440-448, 1995.
- FUTAI, M. M. **Estudo Teórico-Experimental do Comportamento de Solos Tropicais Não-Saturados: Aplicação a um Caso de Voçorocamento**. Tese de Doutorado em Ciências/Engenharia Civil. 2002. 559f. Universidade Federal do Rio de Janeiro/ COPPE, Rio de Janeiro/RJ. 2002.
- GAO, Z.; ZHAO, J. Constitutive modeling of artificially cemented sand by considering fabric anisotropy. **Computers and Geotechnics** ,vol. 41, pp. 57–69, 2012.
- GENS, A.; CAROL, I.; GONZÁLEZ, N.; CABALLERO, A.; GAROLERA, D.. **Library of Model Subroutines Soil and Rock Models. Report on Model Classes /Specifications for Rocks and Soft Soils: Technical Report**. Catalonia: UPC (Technical University of Catalonia), 2007. 118 p.
- GENS, A.; NOVA, R. **Conceptual bases for a Constitutive Model for Bonded Soils and Weak Rocks**. Proceedings of International Symposium On Geomechanical Engineering Of Hard Soils And Soft Rocks, Athens, pp. 485-494, 1993.
- GERSCOVICH, D. M S. **Tensões em Solos**. Pós-Graduação Engenharia Civil. (PGECIV/UERJ).Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2008. (Apostila da disciplina).
- GOMES, I. F. **Implementação de Métodos Explícitos de Integração com Controle de Erro para Modelos Elastoplásticos e Visco-Elastoplásticos**. Dissertação de Mestrado em Geotécnia, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife/PE. 2006.
- GOMES, I. F. **Implementação em Elementos Finitos das Equações de Pressão E Saturação para Simulação de Fluxo Bifásico em Reservatórios de Petróleo Deformáveis**. 2009. 188f. Tese de Doutorado em Engenharia Civil/Geotécnia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2009.
- GREENBERG, P.; MOLLER, N. The prediction of mineral solubilities in natural waters: the Na-K-Ca-Cl-SO₄-H₂O system to high concentration from 0 to 250°C. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, vol. 53, pp. 2503-2518, 1989.

- GUIMARÃES, L. J. DO N. **Análisis Multi-Componente no Isotermo em Meio Poroso Deformable no Saturado**. 2002. 164f. Tesis de Doctoral, Universitat Politecnica Catalunya, Barcelona, 2002.
- GUIMARÃES, L. J. DO N.; GENS, A.; OLIVELLA, S. Coupled Thermo-Hydro Mechanical and Chemical Analysis of Expansive Clay Subjected to Heating and Hydration. **Transport in Porous Media**, vol. 66, pp. 341–372, 2007.
- HADIZADEH, J., LAW, R.D. Water-weakening and quartzite deformed at various stress and strain rates. **Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech.** Abstract, vol. 28, nº 5, pp. 431–439, 1991.
- HARVIE, C., GREENBERG, J.; WEARE, J. A Chemical Equilibrium Algorithm for Highly Nonideal Multiphase Systems: Free Energy Minimization. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, vol. 51, pp. 1045-1057, 1987.
- HEGGHEIM, T.;MADLAND, M.V.; RISNES, R.; AUSTAD, T.. A Chemical Induced Enhanced Weakening of Chalk by Seawater. **Journal of Petroleum Science and Engineering** , vol. 46, pp. 171– 184, 2005.
- HELLMANN, R.; RENDERS, P. J. N.; GRATIER, J-P, N., GUIGUET, R. Experimental pressure solution compaction of chalk in aqueous solutions. Part 1. Deformation behavior and chemistry. **The Geochemical Society**, Special Publication, nº. 7, pp. 129-152, 2002.
- HELMIG, R.. Multiphase flow and transport processes in the subsurface. 1ª Edição. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1997.
- HETTEMA, M.; PAPAMICHOS, E.; SCHUTJENS, P. Subsidence Delay: Field Observations and Analysis. **Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP**, vol. 57, nº. 5, pp. 443-458, 2002.
- HICKMAN, R. J.; GUTIERREZ, M. S.; GENNARO, V. DE; DELAGE, P. A model for pore-fluid-sensitive rock behavior using a weathering state parameter. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, vol. 32, pp. 1927–1953, 2008.
- HILLEL, D. **Fundamentals of Soil Physics**. 1a Edition. San Diego: Academic Press, 1980. 413 p.
- HOMAND, S.; SHAO, J. F. Mechanical Behaviour of a Porous Chalk and Water/Chalk Interaction. Part II Numerical Modelling. **Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP**, vol. 55, nº. 6, pp. 599-609, 2000.
- HUANG, J. T.; AIREY, D. W. Properties of artificially cemented carbonate sand. **Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**. New York, vol. 124, nº 6, pp. 492-499, 1998.

- HURTADO, F. S. V. **Uma Formulação de Volumes Finitos Baseada em Elementos para Simulação do Deslocamento Bifásico Imiscível em Meios Porosos.** Dissertação de Mestrado em Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis/SC, 2005.
- IGLESIAS, R. **Conceitos de Engenharia de Reservatório.** Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono. CEPAC /PUCRS. Rio Grande do Sul, 2009. (Apresentação).
- IPCC. **Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.** Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.2005.
- IZGEC, OMER; DEMIRAL, BIROL; BERTIN, HENRI; AKIN, S. CO₂ Injection into Saline Carbonate Aquifer Formations I: Laboratory Investigation. **Transport Porous Medium**, vol.72, pp. 1–24, 2008.
- JOSA, A.; ALONSO, E.E.; LLORET, A. & GENS, A. Stress-strain behavior of partially saturated soil. Proceedings of 2nd European Conference on Soil Mechanics and Foundation, Dublin, Balkema, 1987.
- JUCÁ, J.F.T. (1993). **Comportamiento de los Suelos Parcialmente Saturados Bajo Succión Controlada.** 1993. 241f. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos/Madrid. 1993.
- KAVVADAS, M.; AMOROSI, A. A Constitutive Model for Structured Soils. **Géotechnique**, vol. 50, n. 3, pp. 263 – 273, 2000.
- KORSNES, R.I.; MADLAND, M.V., VORLAND, K.A.N, HILDEBRAND-HABEL, T., KRISTIANSEN, T.G.;HIORTH, A. Enhanced Chemical Weakening of Chalk due to Injection of CO₂ Enriched Water. **29^o International Symposium of the Society of Core Analysts**, Abu Dhabi. pp. 1-12, 2008.
- KOSKINEN, M.; KARSTUNEN, M.; WHEELER, S. J. **Modelling Deconstruction and Anisotropy of a Natural Soft Clay.** Proceedings of 5th European Conference on Numerical Methods in Geotechnical Engineering, Paris. P. Mestat ed., Presses de L'ENPC, pp. 11-20, 2002.
- LAGIOIA, R.; NOVA, R. An Experimental and Theoretical Study of the Behaviour of a Calcarene in Triaxial Compression. **Géotechnique**, London, vol.45, n.4, pp.633-648, 1995.
- LIBARDI, P.L. Dinâmica da água no solo. 1^a Edição. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo (Departamento de Física e Meteorologia). 1995. 497p.

- LEROUEIL, S.; HIGHT, D. W. Behaviour and Properties of Natural Soils and Soft Rocks. In: TAN, *et al.* **Characterization and Engineering Properties of Natural Soils**. Swets & Zeitlinger, vol 3-4, pp. 29-25, 2003.
- LEROUEIL, S.; VAUGHAN, P. R. The General and Congruent Effects of Strain Natural Soils and Weak Rocks. **Géotechnique**, London, vol. 40, N°. 3, pp. 467-488, 1990.
- LICHTNER, P. L. Continuum Model for Simultaneous Chemical Reactions and Mass Transport in Hydrothermal Systems. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, vol. 49, pp. 779-800, 1985.
- LIU, M. D.; CARTER, J. P. Modelling the Destructuring of Soils During Virgin Compression. **Géotechnique**, London, vol. 50, n°. 4, pp. 479-483, 2000.
- LOPES, M. B. L. L. **Influência da sucção na Resistência ao Cisalhamento de um Solo Residual de Filito de Belo Horizonte/MG**. Dissertação de Mestrado. – Pós-Graduação em Engenharia Civil, Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- MACCARINI, M. **Laboratory Studies of a Weakly Bonded Artificial Soil**. Ph. D. Thesis, Imperial College of Science and Technology, London, England, 1987.
- MARTINS, F. B. **Investigação do Comportamento Mecânico de um Solo Naturalmente Cimentado**. 2001. 303 f. Tese de Doutorado em Engenharia – (Geotecnia), Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.
- MASWOSWE, J.. **Stress Path for a Compacted Soil during Collapse due To Wetting**. 1985. Phd Thesis, Imperial College of Science and Technology, London, England, 1985.
- MATYAS, E.L.; RADHAKRISHNA, H.S. Volume Change Characteristics of Partially Saturated Soils. **Géotechnique**, London, vol. 18, n° 4, p.432 -448, 1968.
- MHHE (McGraw – Hill Higher Education). **Grounwater and Wetlands**, 2000. Disponível em <http://www.mhhe.com/earthsci/geology/mcconnell/demo/prop.htm>. Acesso em: 08/05/2013.
- MINNER, W.A. WRIGHT, C.A.; STANLEY, G.R.; PATER, C.J. DE . Waterflood and Production-Induced Stress Changes Dramatically Affect Hydraulic Fracture Behavior in Lost Hills Infill Wells. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, San Antonio, Texas/USA, 2002.
- MONJOIE, A., SCHROEDER, C. Caracteristiques Mechaniqué de Craies Du Cretacé Superieur. **Journée Craie**, Universite de Lille, France, 1989.

- MOWAR, S.; ZAMAN, M.; D.W. STEARNS; ROEGIERS, J.-C. Micro-mechanisms of pore collapse in limestone. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, vol. 15, pp. 221-235, 1996.
- NAGEL, M. B. Compaction and Subsidence Issues Within the Petroleum Industry: From Wilmington to Ekofisk and Beyond. **Phys. Chem. Earth (Part A)**, vol. 26, n° 1-2, pp. 3-14, 2001.
- NAVARRO, V.; ALONSO, J., CALVO, B., SANCHEZ, J. A constitutive model for porous rock including effects of bond strength degradation and partial saturation. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, vol. 47, pp. 1330–1338, 2010.
- NETO, S. E. DE; PERIC, D.; OWEN, D. (2008). **Computational Methods for Plasticity- Theory and Applications**. Torquay/UK: John Wiley & Sons, 2008
- NEWMAN, G.H. The Effect Of Water Chemistry On The Laboratory Compression And Permeability Characteristics Of Some North Sea Chalks. **Journal of Petroleum Engineering**, pp. 976-980, 1983.
- NOVA, R. A. **Simple Elastoplastic Model for Soils and Soft Rocks**. Soil Constitutive Models. pp. 380-399. 2005. American Society of Civil Engineers.
- NOVA, R.; CASTELLANZA, R.; TAMAGNINI, C. A Constitutive Model for Bonded Geomaterials subject to mechanical and/or chemical degradation. **International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics**, pp.705-732, 2003.
- NOVA, R.; PARMA, M.. An Instructive Chemo-Mechanical Model for Bonded Geomaterials. **Rev. Europ. Génie Civil**, vol. 9, n° 5-6, pp. 671-688, 2005.
- OLIVEIRA, B. C. de. **Simulação de Reservatórios de Petróleo em Ambiente Mpsoc**. Dissertação de Mestrado em Sistemas e Computação. 2009. 71f. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2009.
- OLIVELLA, S., CARRERA, J., GENS, A. & ALONSO, E. E.. Nonisothermal Multiphase Flow of Brine and Gas through Saline Media. **Transport in Porous Media**, vol. 15, pp. 271-293. 1994.
- OLIVELLA, S., CARRERA, J., GENS, A., ALONSO, E. E.. Numerical formulation for a Simulator (CODE_BRIGHT) for the coupled analysis of saline media. **Engineering Computations**, vol. 7, pp. 87-112. 1995.
- OLLER, S. **Fractura Mecanica. Un Enfoque Global**. 1ª Edición. Barcelona/España: CIMNE, 2001. 286 p.
- ORTIGÃO, J.A.R.. **Introdução À Mecânica Dos Solos Dos Estados Críticos**. 3 Edição. Terratek, 2007. 389 p.

- PEREIRA, E. M. **Estudo do Comportamento à Expansão de Materiais Sedimentares da Formação Guabirotuba em Ensaio com Sucção Controlada.** 2204. 227f. Tese de Doutorado em Engenharia Geotécnica. Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo, São Carlos/SP. 2004.
- PEREIRA, L. C. **Simulação de Fluxo em Reservatórios sob Efeito da Compactação.** 2007. 136f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro. 2007.
- PINTO, C. S. **Introdução à Mecânica dos Solos.** São Paulo: 3ª Edição. São Paulo/Brasil: Oficina das Letras, 2000. 365 p.
- POTTS, D. M.; ZDRAVKOVIĆ, L. **Finite Element Analysis in Geotechnical Engineering.** vol. 1, London: Thomas Telford Publishing, 1999.
- PRIETTO, P. D. M. **Resistência e Dilatância de Solos Cimentados: Uma Abordagem Teórico-experimental.** 2004. 229f. Tese de Doutorado em Engenharia (Geotecnia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004.
- REIS, R. M. **Comportamento Tensão-Deformação de Dois Horizontes de um Solo Residual de Gnaisse.** 2004. 182f. Tese de Doutorado em Engenharia Geotécnica. Escola de Engenharia de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2004.
- RISNES, R.; HAGHIGHI, H.; KORSNES, R.I., NATVIK, O. Chalk–fluid interactions with glycol and brines. **Tectonophysics**, vol. 370, pp.213– 226, 2003.
- RISNES, R.; MADLANDM, V.; HOLE, M.; KWABIAH, N.K. Water weakening of chalk— Mechanical effects of water–glycol mixtures. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, vol. 48, pp. 21– 36, 2005.
- ROCHA, D. de O. **Análise Hidro-Mecânica da Barragem de Terra e Enrocamento UHE Emborcação.** 2007. 137f. Dissertação de Mestrado em Geotecnia. Universidade de Brasília/Faculdade de Tecnologia, Brasília/DF. 2007.
- RODRIGUES, R. A. **Modelação das Deformações por Colapso devidas à Ascensão de Lençol Freático. Tese de Doutorado em Geotecnia.** 2007. 262f. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2007.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S. XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciências (PETROBRAS), 2006. 832p.
- ROSA, F. D. **Comportamento Mecânico de um Solo Cimentado Curado Sob Tensão em Ensaio Triaxiais.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. 2006. 104f. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS. 2006.

- ROTTA, G. V. **Plastificação de um solo cimentado curado sob tensão**. 2005. 152f. **Tese de Doutorado em Engenharia**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre/RS, 2005.
- ROTTA, G. V, CONSOLI, N. C., PRIETTO, P. D. M., COOP, M. R. & GRAHAM, J. **Géotechnique**, vol. 53, N°. 5, pp. 493–501, 2003.
- SELVADURAI, A. P. S.; NGUYEN, T. S., Computational Modelling of Isothermal Consolidation of Fractured Porous Media. **Computers and Geotechnics**, v. 17, pp.39-73, 1995.
- SHEOREY, T., MURALIDHAR, K.; MUKHERJEE, P. P.. Numerical Experiments in the Simulation of Enhanced Oil Recovery from a Porous Formation. **International Journal of Thermal Sciences**, vol. 40, pp. 981-997, 2001.
- SIMONI, L.; SALOMONI, V., SCHREFLER, B. A. Elastoplastic subsidence models with and without capillary effects. **Compute Methods in Applied Mechanics and Engineering**, vol. 171, pp. 491-502, 1999.
- SOUSA, R. M. de. **Modelagem Acoplada Hidro-Mecânica Da Perfuração De Poços Em Rochas Frágeis**. 2004. 112f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. Universidade Federal de Pernambuco, Recife/PE. 2004.
- SOUZA NETO, J. B. de. **Comportamento de um Solo Colapsível Avaliado a partir de Ensaios de Laboratório e Campo, e Previsão de Recalques devidos à Inundação (Colapso)**. 2004. 432 f. Tese de Doutorado em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro/COPPE, Rio de Janeiro, 2004.
- SILVA, A. M. DA. **Banco de Dados de Curvas de Retenção de Água de Solos Brasileiros**. Dissertação de Mestrado em Geotecnia. 2005. 136f. Escola de Engenharia de São Carlos/Universidade de São Paulo, São Paulo/SP, 2005.
- SHIN, H.; SANTAMARINA, J. C. Mineral dissolution and the Evolution of K_0 . **Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering – ASCE**, pp.1141-1147, 2009.
- SIMO, J. C.; HUGHES, T. J. R. **Computational inelasticity**. 1° Edition. Nova York: Springer-Verlag, 1998. 412p. (Series: Interdisciplinary applied mathematics).
- STEEFEL, C.; MCQUARRIE, K. Approaches to Modelling of Reactive Transport in Porous Media. **Reviews in Mineralogy**, vol. 34, pp. 83-129, 1996.
- TAIBI, S., DUPERRET, A., FLEUREAU, J-M. The Effect of Suction on the Hydro-Mechanical Behaviour of Chalk Rocks. **Engineering Geology**, vol. 106, pp. 40–50, 2009.
- TALESNICK, M.; SHEHADEH, S. The Effect of Water Content on the Mechanical Response of a High-Porosity Chalk. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, vol. 44, pp. 584-600, 2007.

- TEIXEIRA, M. M. C. de A. D. **Modelagem hidro-mecânica dos solos colapsíveis de Petrolândia**. Dissertação (Mestrado em Geotecnia). 2006. 100f. Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife/PE, 2006.
- TRAN, D.; NGHIEM, L.; BUCHANAN, L. **An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow**. SPE/PS-CIM/CHOA 97879 PS2005-396, 2005.
- UCHAIPICHAT, A. An Elasto-Plastic Model for Cemented Soils under Unsaturated Condition. **European Journal of Scientific Research**, vol.60, N°2, pp. 231-236, 2011.
- VAN GENUCHTEN, M. T. A Closed form Equation for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils. **Soil Society of American Journal**, vol. 44, n° 5, pp. 892-898, set-oct. 1980.
- VATSALA, A.; NOVA, R.; SRINIVASA-MURTHY, B.R. Elastoplastic model for cemented soils. **Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**, pp. 679-687, 2001.
- WAN, J. **Stabilized Finite Element Methods For Coupled Geomechanics and Multiphase Flow**. 2002. 162f. Dissertation for the Degree of Doctor of Philosophy. Stanford University, California/USA, 2002.
- WHEELER, S. J.; SHARMA, R. S.; BUISSON, M. S. R. Coupling of Hysteresis and Stress-Strain Behaviour in Unsaturated Soil. **Géotechnique**, vol.53, n° 1, p. 41-54, 2003.
- WONG, F.-F.; DAVID, C.; MENÉNDEZ, B. Mechanical compaction. **International Geophysics**, vol. 89, pp. 55-114, 2003.
- XIE, S.Y.; SHAO, J.F. Elastoplastic Deformation of a Porous Rock and Water Interaction. **International Journal of Plasticity**, vol. 22, pp. 2195–2225, 2006.
- YIELDING, G.; FREEMAN, B., NEEDHAM, D. T. Quantitative Fault Seal Prediction. **AAPG Bulletin**, vol. 81, n° . 6, pp. 897–917, 1997.
- YU, U.; PU, J.; UGAI, K. In Damage Model for Cement Mixture. **Soils and Foundations**, vol. 38, n° 3, pp. 1-12, 1998.
- ZENTAR, R.; KARSTUNEN, M.; WHEELER, S. J. Influence of anisotropy and destructuration on undrained shearing of natural clays. **5th European Conference on Numerical Methods in Geotechnical Engineering (NUMGE 2002)**. Paris, France, : P. Mestat (ed.), Presses de L'ENPC, 2002, pp. 21-26.
- ZOBACK, M. D.. **Reservoir Geomechanics**. New York: Cambridge University Press. 2007.