

O aumento da camada alterada quimicamente em função da elevação da temperatura está relacionado com o deslocamento do equilíbrio químico das reações envolvidas no processo de degradação, como descrito por Huet *et al.* (2011), o qual afirma que as variações na profundidade são função das solubilidades do carbonato de cálcio, hidróxido de cálcio e CO_2 em função da variação de temperatura. Para menores temperaturas, maiores são as solubilidades destes componentes, porém forma-se uma camada densa de carbonato de cálcio nos poros da pasta de cimento, impedindo a migração de íons carbonato para o interior da pasta de cimento, implicando em profundidades menores. Além disso, elevada concentração de CO_2 e alta solubilidade do carbonato de cálcio, dificultam a precipitação do mesmo na superfície dos corpos de prova, como observado nas análises de MEV. Para temperaturas maiores, o contrário, menores são as solubilidades, porém as camadas são menos densas, facilitando o avanço da frente de degradação e também a precipitação de carbonato de cálcio na superfície da pasta de cimento.

A Figura 5.21 e a Figura 5.22 apresentam um comparativo entre as profundidades de camada degradada dos experimentos conduzidos em água saturada com CO_2 a 50 °C e 90 °C, respectivamente.

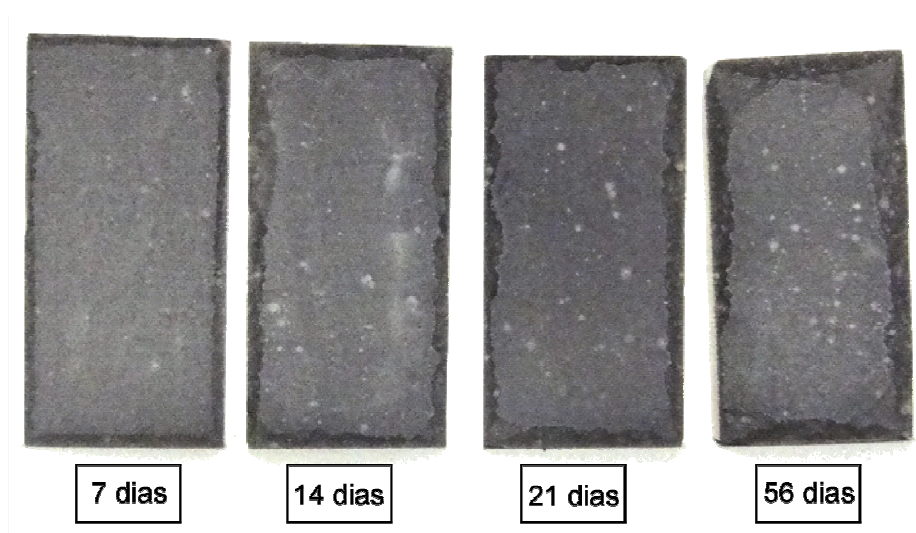


Figura 5.21. Comparativo da profundidade degradada entre corpos de prova reagidos a 50 °C em água saturada com CO_2 .

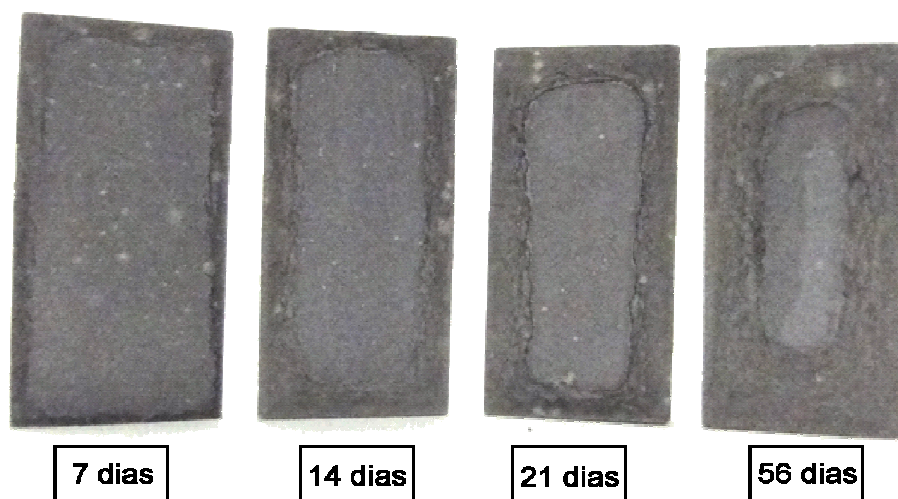


Figura 5.22. Comparativo da profundidade degradada entre corpos de prova reagidos a 90 °C em água saturada com CO₂.

5.3. Alterações nas Propriedades Mecânicas

A Tabela 5.2 apresenta os resultados dos ensaios de microdureza Vickers realizados no núcleo inalterado (Núcleo) e na camada carbonatada (Camada) para todas as condições experimentais avaliadas.

Tabela 5.2. Resultados dos ensaios de microdureza Vickers (HV/0,1).

Temperatura		50 °C		70 °C		90 °C		150 °C	
Tempo	Região	HS	CSC	HS	CSC	HS	CSC	HS	CSC
7 dias	Núcleo	68,9 ± 6,1	76,8 ± 6,7	--	--	72,5 ± 6,9	77,7 ± 6,7	--	--
	Camada	166,4 ± 16,2	173,9 ± 15,3	--	--	165,8 ± 10,7	170,8 ± 16,8	--	--
14 dias	Núcleo	70,2 ± 4,7	69,4 ± 5,5	--	--	69,4 ± 6,1	71,0 ± 1,0	--	--
	Camada	178,1 ± 14,1	175,3 ± 14,7	--	--	169,8 ± 10,7	171,0 ± 16,8	--	--
21 dias	Núcleo	78,8 ± 12,6	82,0 ± 6,1	79,7 ± 5,5	84,3 ± 7,9	79,8 ± 8,9	81,7 ± 7,4	75,0 ± 8,4	72,5 ± 9,0
	Camada	168,3 ± 14,6	170,9 ± 16,1	170,7 ± 20,9	177,1 ± 21,8	171,2 ± 18,3	172,9 ± 19,9	169,8 ± 22,9	172,8 ± 18,7
56 dias	Núcleo	70,9 ± 7,7	69,1 ± 7,1	--	--	70,3 ± 5,0	74,7 ± 6,6	--	--
	Camada	168,8 ± 14,6	175,6 ± 14,8	--	--	179,0 ± 8,2	180,1 ± 14,1	--	--

As medidas da microdureza fornecem informações qualitativas importantes referentes às propriedades da pasta de cimento exposta ao ataque por CO₂. Observa-se que, independentemente das variáveis do ensaio (tempo, temperatura e meio), ocorre um incremento significativo na dureza na camada carbonatada em relação ao núcleo do corpo de prova, conforme descrito por Kutchko *et al.* (2007) em seus experimentos. O incremento de dureza na camada carbonatada é decorrência da precipitação do carbonato de cálcio nos poros da pasta de cimento, produzindo uma região mais densa.

Considerando a média geral entre todos os experimentos, a dureza média dos núcleos é igual a $74,7 \pm 5,0$ HV/0,1, enquanto que a camada modificada quimicamente apresenta um valor médio de $172,4 \pm 4,1$ HV/0,1, ou seja, ocorreu um incremento de 2,3 vezes devido à precipitação de carbonato de cálcio.

Observa-se que os parâmetros temperatura e tempo de exposição ao CO₂ não influenciam esta propriedade. Contudo, estima-se também que quanto maior o valor da dureza da camada carbonatada, conseqüentemente esta apresentará um comportamento mais frágil, implicando em perda das propriedades mecânicas quando submetida às solicitações mecânicas.

A Figura 5.23 apresenta os resultados de resistência à compressão dos ensaios conduzidos a diferentes temperaturas (50 °C, 70 °C, 90 °C e 150 °C) e pressão de 15 MPa durante 21 dias nos dois meios reacionais, água saturada com CO₂ (HS) e CO₂ supercrítico úmido (CSC), comparados com a resistência à compressão dos corpos de prova de mesma idade que não sofreram reação, os quais ficaram armazenados em recipientes com água deionizada.

Primeiramente, observa-se na Figura 5.23 que a média entre as resistências à compressão dos corpos de prova não reagidos, pertencentes a lotes de moldagem diferentes, apresenta uma diferença menor que 8 % entre o valor máximo e mínimo, indicando assim, pouca influência do processo de moldagem na condução dos ensaios.

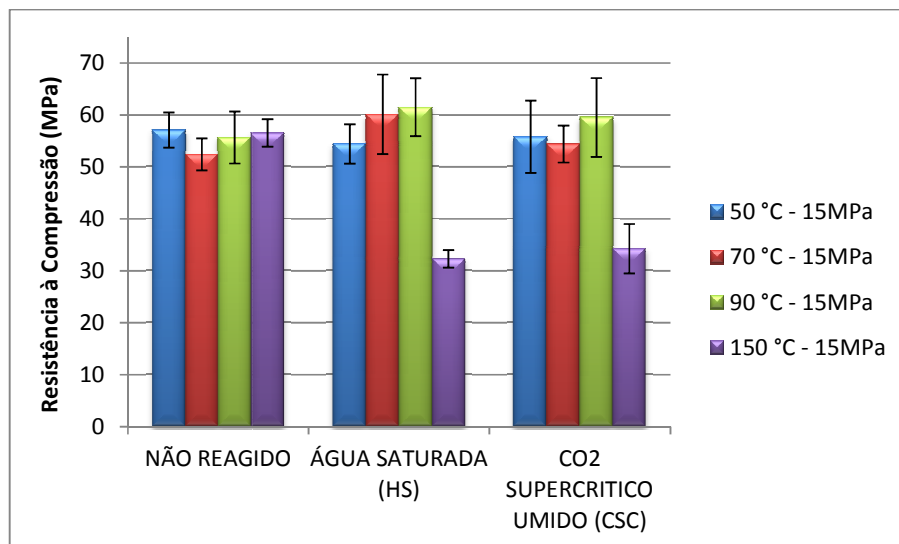


Figura 5.23. Resistência à compressão em função do meio e da temperatura. Pressão: 15 MPa. Tempo: 21 dias.

Observa-se nos ensaios conduzidos a temperaturas inferiores a 100 °C que não ocorrem perdas de resistência à compressão, se comparados os resultados de ambos meios reacionais com o respectivo resultado dos corpos de prova não reagidos. E, que em alguns casos ocorre um incremento de resistência, provavelmente devido ao processo de carbonatação ainda em fase inicial, que tende a aumentar a resistência devido à precipitação de carbonato de cálcio nos poros da pasta de cimento (Kutchko *et al.*, 2007).

Nos ensaios conduzidos a 150 °C verifica-se perda de resistência à compressão de aproximadamente 43 % para os corpos de prova submetidos ao meio HS e de aproximadamente 40 % aos submetidos ao meio CSC, como observado por Dalla Vecchia (2009). Esta perda acentuada pode ser explicada devido ao fato do silicato de cálcio hidratado (C-S-H) ser convertido em uma fase conhecida como α -silicato dicálcico hidratado, identificado nas análises do núcleo exposto a 150 °C por difração de Raios-X. Esta transformação aumenta a permeabilidade e diminui a resistência à compressão das pastas de cimento, sendo este fenômeno conhecido como retrogressão térmica do cimento (Bolívar *et al.*, 2008; Nelson, 1990).

A Figura 5.24 apresenta os resultados dos ensaios de resistência à compressão dos experimentos realizados a 50 °C e 15 MPa com diferentes períodos de duração.

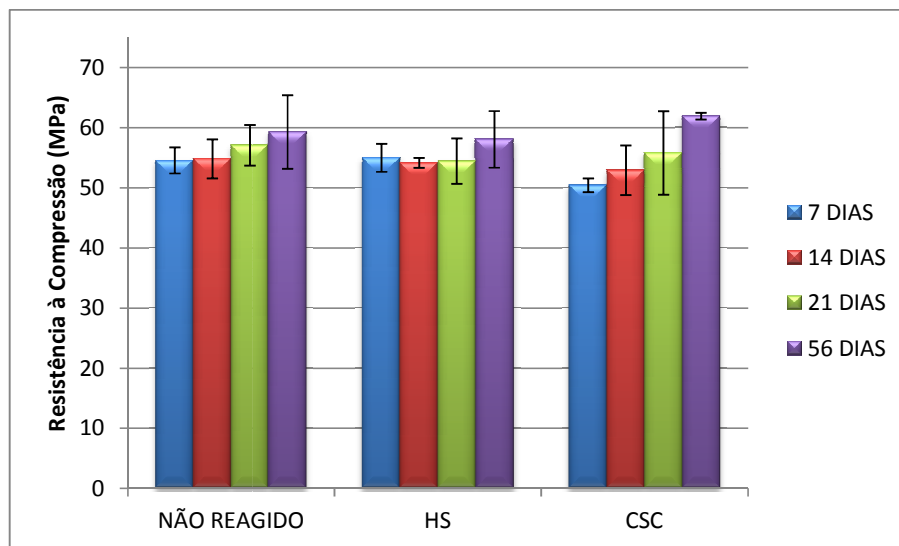


Figura 5.24. Resultados dos ensaios de resistência à compressão dos experimentos conduzidos a 50 °C e 15 MPa ao longo do tempo.

Verifica-se um aumento de resistência à compressão ao longo do tempo para os corpos de prova não reagidos. Este comportamento é natural, visto que a pasta de cimento continua em processo de hidratação.

Se comparados os resultados entre os ensaios realizados nos corpos de prova expostos ao ataque por CO₂ (em ambos os meios) e os respectivos resultados dos não reagidos, não se observam variações de resistência à compressão, sendo a maior de aproximadamente 7,5 % verificada nos experimentos com 7 dias de duração, em corpos de prova expostos ao CO₂ supercrítico úmido. Sugerindo assim, que para temperaturas mais baixas, a resistência à compressão não é afetada durante a exposição ao CO₂.

A Figura 5.25 apresenta os resultados dos ensaios de resistência à compressão dos experimentos realizados a 90 °C e 15 MPa ao longo do tempo.

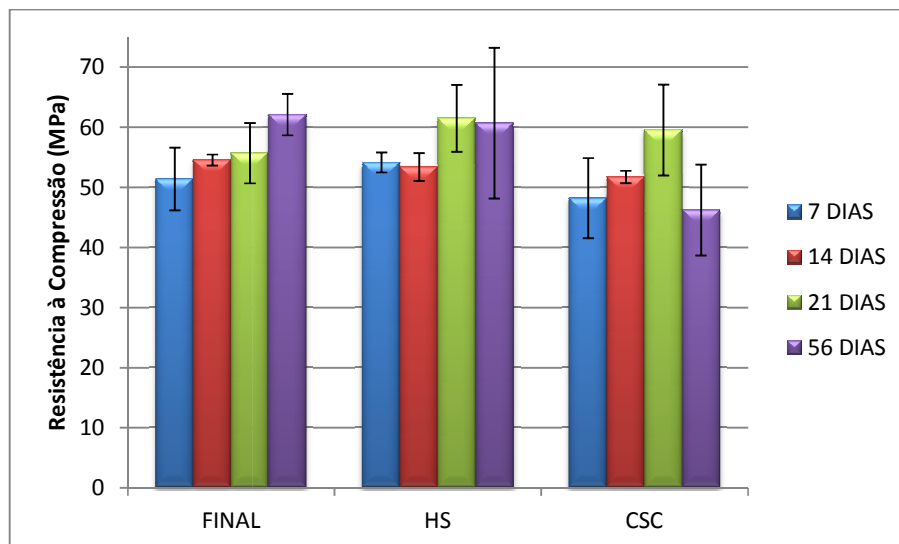


Figura 5.25. Resultados dos ensaios de resistência à compressão dos experimentos conduzidos a 90 °C e 15 MPa ao longo do tempo.

Novamente verifica-se um aumento de resistência à compressão ao longo do tempo para os corpos de prova não reagidos, devido ao contínuo processo de hidratação da pasta de cimento.

Observa-se que para os experimentos conduzidos em intervalos curtos (até 21 dias), não ocorrem variações significativas entre os resultados de resistência à compressão dos corpos de prova expostos aos meios de degradação e os respectivos resultados dos corpos de prova não reagidos. Sendo que em alguns casos foi verificado um pequeno incremento na resistência à compressão.

Contudo os resultados para o experimento com 56 dias de duração apresentam grandes variações em relação ao não reagido. Para os corpos de prova reagidos em água saturada com CO₂, se comparados somente as médias dos resultados, não se observam alterações, porém, o elevado desvio padrão do ensaio indica elevado grau de heterogeneidade dos corpos de prova reagidos, visto que apresentam somente um núcleo íntegro de aproximadamente 10 mm de diâmetro. Os corpos de prova expostos ao CO₂ supercrítico úmido apresentaram aproximadamente 25 % de perda de resistência. Estes resultados indicam que para temperaturas mais elevadas e longos períodos de exposição ao CO₂, a resistência à compressão tende a ser afetada significativamente.

Em geral, os resultados indicam que para temperaturas e tempos menores de reação, o meio de degradação aparenta não promover influência significativa na variação de resistência à compressão. Porém, temperaturas mais elevadas e tempos longos de reação, sugerem grande variação de resistência, devido ao elevado grau de alteração química na estrutura da pasta de cimento.

Durante a realização dos ensaios de resistência à compressão, independentemente das condições do experimento de degradação, observou-se o desprendimento e ruptura da camada alterada quimicamente, como mostrado na Figura 5.26.

Este comportamento pode ser explicado com base nos resultados de dureza, os quais indicam que esta camada é aproximadamente 2,3 vezes mais dura que o núcleo íntegro. Entretanto, a ligação entre estas duas regiões é realizada por uma zona de transição com elevada porosidade (zona de dissolução). No ensaio, uma vez transferida a carga para o corpo de prova, a camada carbonatada fratura-se por ser mais frágil que a pasta de cimento original, devido sua elevada dureza, desprendendo-se do núcleo, pois a região que os une apresenta baixa resistência mecânica.

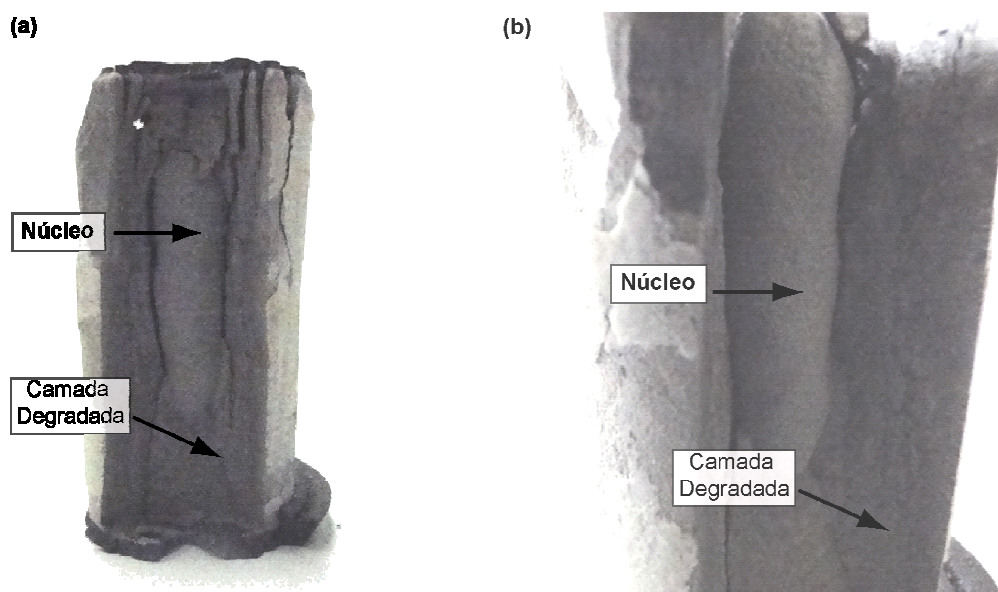


Figura 5.26. Corpo de prova submetido ao ensaio de resistência à compressão (a) e detalhe do desprendimento da camada degradada (b).

A ocorrência de fraturas e desprendimento da camada degradada nos ensaios de compressão indica a possibilidade de ocorrer o mesmo comportamento da pasta de cimento quando aplicada em um poço, sujeito às solicitações mecânicas como variações de pressão durante períodos de injeção ou contrações e dilatações devido a gradientes térmicos. Além disso, estes dois fatos associados criam caminhos preferenciais para migração do CO_2 e expõe o núcleo íntegro da pasta de cimento ao meio ácido, tendendo a acentuar o processo de degradação do poço.

6. CONCLUSÕES

Os ensaios de degradação da pasta de cimento por CO₂ realizados sob diferentes temperaturas indicam dois comportamentos distintos com relação às alterações estruturais e alterações de propriedades mecânicas. O primeiro referente aos ensaios conduzidos para temperaturas inferiores a 100 °C (baixas temperaturas), e o segundo para os ensaios conduzidos a 150 °C, os quais além do processo de degradação apresentam alteração na estrutura cristalina da pasta de cimento em função da elevada temperatura. Contudo, independentemente da temperatura e do meio reacional, todos os ensaios apresentaram o mesmo mecanismo de degradação proposto na literatura, ou seja, envolve consumo da portlandita, precipitação de carbonato de cálcio, seguida da dissolução do mesmo e, em geral, quanto maior a temperatura maior profundidade de degradação para ambos os meios.

Para temperaturas abaixo da temperatura de retrogressão (50 °C, 70 °C e 90 °C) a profundidade da camada degradada pode ser representada por uma função logarítmica em função da temperatura para ambos os meios reacionais (água saturada com CO₂ e CO₂ supercrítico úmido). Entre os meios reacionais, para uma mesma temperatura, não foram observadas diferenças significativas entre as profundidades de camada degradada, contudo para todos os ensaios, o meio aquoso saturado com CO₂ mostrou-se mais agressivo a pasta de cimento.

Os experimentos conduzidos a 150 °C também apresentaram maior profundidade de degradação no meio aquoso, sendo esta, 2,8 vezes maior que a apresentada no meio composto por CO₂ supercrítico úmido.

A profundidade de camada degradada aumentou linearmente com a raiz quadrada do tempo, indicando que o processo de degradação foi dominado por

difusão em ambos os meios reacionais para experimentos conduzidos ao longo do tempo sob as temperaturas de 50 °C e 90 °C.

A temperatura exerce influência na velocidade de avanço da frente de degradação, na dissolução de componentes da pasta de cimento e de CO₂ em água e, conseqüentemente na precipitação de carbonato de cálcio, quanto a morfologia, quantidade e tamanho dos cristais.

Para tempos curtos de reação (até 21 dias) com o CO₂ e para temperaturas abaixo da temperatura de retrogressão, não se observou alterações na resistência à compressão, assim como para os experimentos conduzidos a 50 °C por 56 dias, porém, para este mesmo período, em ensaios realizados a 90 °C se observou perda na resistência à compressão de aproximadamente 25% e grande dispersão nos valores devido ao avançado estágio de degradação.

O fenômeno de retrogressão da pasta de cimento associado a perda da integridade devido à exposição ao CO₂ promoveram uma perda de resistência de 43 % e 40 %, em água saturada com CO₂ e CO₂ supercrítico úmido, respectivamente.

Quando comparados os valores de dureza entre as diferentes regiões (camada carbonatada e núcleo), verificou-se um incremento de dureza de 130 % na região de precipitação de carbonato de cálcio em relação ao núcleo inalterado. Porém, as camadas carbonatadas apresentaram valores de dureza semelhantes, independentemente da temperatura de trabalho.

A associação das propriedades da camada carbonatada (frágil devido à sua elevada dureza), e da zona de dissolução (baixa resistência mecânica) pode resultar em trincas e falhas na pasta de cimento, quando esta sofrer solicitações mecânicas no poço e assim propiciar o vazamento do CO₂.

7. PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

- Avaliar o mecanismo de difusão por períodos de tempos relativamente longos, um ano ou mais;
- Desenvolver modelo matemático/termodinâmico para o processo de degradação da pasta de cimento;
- Estudar a influência do emprego de sílica na pasta de cimento quando exposta a elevadas temperaturas, e na presença de CO_2 ;
- Avaliar a influência da pressão no processo de degradação da pasta de cimento;
- Desenvolver soluções ou novos sistemas cimentícios que limitem ou impeçam o avanço do processo de degradação.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Cements and Materials for Well Cementing: Specification. API SPEC 10A. Washington, 2002. 45 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Cimento Portland Destinado à Cimentação de Poços Petrolíferos: Requisitos e Métodos de Ensaio. NBR 9831. Rio de Janeiro: ABNT, 2006, 36p.

BACHU, S. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. **Energy Conversion & Management**, v. 41, p. 953-970, 2000.

BARLET-GOUÉDARD, V. Well technologies for CO₂ geological storage: procedures for long term integrity. In: **International Seminar on Carbon Sequestration and Climate Change**: 2006, Rio de Janeiro. 24-27 de Outubro de 2006.

BARLET-GOUÉDARD, V.; Rimmelé, G.; Goffé, B.; Porcherie, O. Well technologies for CO₂ geological storage: CO₂ – resistant cement. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 62, p. 325-334, 2007.

BARLET-GOUÉDARD, V.; Rimmelé, G.; Porcherie, O.; Quisel, N.; Desroches, J. A solution against well cement degradation under CO₂ geological storage environment. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 3, p. 206-216, 2008.

BENTHAM, M.; Kirby, G. CO₂ storage in saline aquifers. **Oil and Gas Science and Technology**. v. 60, p. 559-567, 2005.

BOLÍVAR, R. A. C.; Campos, M. E. C.; Ramírez, C. Efectos de gases agrios sobre cementos petroleros. **Interciência**, v. 33, n° 9, p. 672-679, 2008.

CAILLY, B; Le Thiez, P.; Egermann, P.; Audibert, A.; Vidal-Gilbert, S; Longaygue, X. Geological storage of CO₂: A state-of-the-art of injection Processes and Technologies. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, p. 517-525, 2005.

CAREY, J. W.; Wigand, M.; Chipera, S. J.; WoldeGabriel, G.; Pawar, R.; Lichtner, P.C.; Wehner, S.C.; Raines, M. A.; Guthrie, G. D. Jr. Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, p. 75-85, 2007.

CONTRAIRES, S.; Loizo, M.; Lecampion, B.; Sharma, S. Long-term well bore integrity in Otway: Integrating ultrasonic logs, cement petrophysics, and mechanical analysis. **Energy Procedia**, v. 1, p. 3545 – 3552, 2009.

CROW, W.; Carey, W. J.; Gasda, S.; Willians, D. B.; Celia, M. Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v.1, p. 3561-3569, 2009.

CUNHA, P.; Santarosa, C. S. Desenvolvimento tecnológico em sequestro de carbono na Petrobras. In: **Carbono: Desenvolvimento Tecnológico, Aplicação e Mercado Global**. Curitiba: UFPR – Instituto Ecoplan, 2006.

DALLA VECCHIA, Felipe. **Avaliação da Degradação por CO₂ Supercrítico da Pasta de Cimento Empregada em Poços de Petróleo**. Porto Alegre. 2009. Dissertação. (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais). Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Brasil.

DUAN, Z. H₂O-CO₂-NaCl-CaCO₃ System Phase Equilibrium Calculation. Disponível em: http://www.geochem-model.org/models/h2o_co2_nacl_caco3/calc.php. Acesso em 20/09/2010.

DUGUID, A.; Radonjic, M.; Bruant, R.; Mandecki, T.; Scherer, G.; Celia, M. The effect of CO₂ sequestration on oil well cements. In: **Fourth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration: 2005**, Alexandria, Virginia – USA. Anais... Alexandria, Virginia – USA, 2-5 de maio de 2005.

DUGUID, A. An estimate of the time to degrade the cement sheath in a well exposed to carbonated brine. **Energy Procedia**, v. 1, p. 3181 – 3188, 2009.

DUGUID, A.; Scherer, G. W. Degradation of oil well cement due to exposure to carbonated brine. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 4, p. 546-560, 2010.

GASDA, S. E; Bachu, S; Celia, M. A. Spatial Characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin. **Environmental Geology**, v. 46, p. 707-720, 2004.

GOZALPOUR, F; Ren, S. R; Tohidi, B. CO₂ EOR and storage in oil reservoirs. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, p. 537-546, 2005.

HANGX, S. J. T. **Behaviour of the CO₂-H₂O System and Preliminary Mineralisation Model and Experiments**. In: *Subsurface Mineralisation: Rate of CO₂ Mineralisation and Geomechanical Effects on Host and Seal Formations*. Utrecht University, 2005.

HUET, B.; Tasoti, V.; Khalfallah, I. A Review of Portland Cement Carbonation Mechanisms in CO₂ Rich Environment. **Energy Procedia**, v. 4, p. 5275-5282, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Disponível em: <<http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>>. Acesso em: 15 de dezembro de 2011.

IPCC, 2005: **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.

JUNG, W.; Kang, S. H.; Kim, W.; Choi, C. K. Particle morphology of calcium carbonate precipitated by gas-liquid reaction in a Couette-Taylor reactor. **Chemical Engineering Science**, v.55, p. 733-747, 2000.

KETZER, J. M. Redução das emissões de gases causadores do efeito estufa através da captura e armazenamento geológico de CO₂. In: **Carbono: Desenvolvimento Tecnológico, Aplicação e Mercado Global**. Curitiba: UFPR – Instituto Ecoplan, 2006.

KUTCHKO, B. G.; Strazisar, B. R.; Lowry, G. A.; Thaulow, N. Degradation of well cement by CO₂ under geologic sequestration conditions. **Environmental Science and Technology**, v. 41, p. 4787- 4792, 2007.

KUTCHKO, B. G.; Strazisar, B. R.; Lowry, G. A.; Dzombak, D. A.;Thaulow, N. Rate of CO₂ attack on hydrated class H well cement under geologic sequestration conditions. **Environmental Science and Technology**, v. 42, p. 6237- 6242, 2008.

LAUDET, J. B.; Garnier, A.; Neuville, N.; Le Guen, Y.; Fourmaintraux, D.; Rafai, N.; Burlion, N.; Shao, J.F. The behavior of oil well cement at downhole CO₂ storage conditions: static and dynamic laboratory experiments. **Energy Procedia**, v. 4, p. 5251-5258, 2011.

LÉCOLIER, E.; Rivereau, A.; Le Saoût, G.; Audibert-Haye, A. Durability of hardened Portland cement paste used for oilwell cementing. **Oil & Gas Science and Technology**, v. 62, p. 335-345, 2007.

LE SAOÛT, G.; Lécolier, E.; Rivereau, A.; Zanni, H. Chemical structure of cement aged at normal and elevated temperatures and pressures Part I: Class G oilwell cement. **Cement and Concrete Research**, v. 36, p. 71 – 78, 2006.

LYONS, W. C. **Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering**. Houston, Texas, 1996. 1456p.

MACHADO, C. X.; Ketzer, J. M.; Maraschin, A. J.; Rockett, G. C.; Sbrissa, G. F.; Caporale, G.; Rocha, L. H. S.; Macalos, C. L.; Centeno, C. I.; Cruz, A. de O. Construção de um SIG para associação de fontes estacionárias e reservatórios geológicos de CO₂ no Brasil. In: Ziliotto, M. A. (Org.). **Mudanças Climáticas, Seqüestro e Mercado de Carbono no Brasil**. Curitiba, p. 267 – 279, 2009.

MÉDUCIN, F.; Noïk, C; Rivereau, A.; Hamel, G.; Zanni, H. Oilwell cements: NMR contribution to establish the phase diagram pressure/temperature of the mixture H₂O/Ca₃SiO₅. **C. R. Acad. Sci Paris**. p. 801-804, 2001.

MEHTA, P. K.; Monteiro, P. J. M. **Concreto. Microestrutura, propriedades e materiais**. São Paulo; IBRACON. 2008. 674p.

MORAES, M. K.; Costa, E. M.; Dalla Vecchia, F.; Hastenplug, D. Integridade da pasta de cimento utilizada em poços de petróleo quando submetida às condições de armazenamento geológico de carbono. In: **1º Congresso Brasileiro de CO₂ Na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**, 2011, Rio de Janeiro. Anais..., 2011. v. 1.

NELSON, E. B. **Well Cementing**. Huston: Schlumberger Educational Services, 1990. 487p.

RAMACHANDRAN, V. S.; Paroli, R. M.; Beaudoin, J. J.; Delgado, A. H. **Handbook of Thermal Analysis of Construction Materials**. Ontario, Noyes, 2002. 680 p.

RIMMELÉ, G.; Barlet-Gouédard, V.; Porcherie, O.; Goffé, B.; Brunet, F. Heterogeneous porosity distribution in Portland cement exposed to CO₂-rich fluids. **Cement and Concrete Research**, v. 38, p. 1038-1048, 2008.

SANTRA, A.; Sweatman, R. Understanding the Long-Term Chemical and Mechanical Integrity of Cement in a CCS Environment. **Energy Procedia**, v. 4, p. 5243-5250, 2011.

SCHERER, G. W.; Funkhouser, G. P.; Peethamparan, S. Effect of pressure on early hydration of class H and white cement. **Cement and Concrete Research**, v. 40, p. 845-850, 2010.

SHI, J.; Q; Durucan, S. CO₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, p. 547-558, 2005.

SURYAVANSHI, A. K.; SWAMY, R. N. Stability of Friedel's salt in carbonated concrete structural elements. **Cement and Concrete Research**, v. 26, 5, p. 729-741, 1996.

VAN DER MEER, B. Carbon dioxide storage in natural gas reservoirs. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, p. 527-536, 2005.

WILDENBORG, T.; LOKHORST, A. Introduction on CO₂ geological storage. classification of storage options. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, p. 513-515, 2005.

YANAGISAWA, K.; Hu, X.; Onda, A.; Kajiyoshi, K. Hydration of β -dicalcium silicate at high temperatures under hydrothermal conditions. **Cement and Concrete Research**, v. 36, p. 810-816, 2006.

YE, G.; Liu, X.; De Schutter, G.; Poppe, A.-M.; Taerwe, L. Influence of limestone powder used as filler in SCC on hydration and microstructure of cement pastes. **Cement & Concrete Composites**, v. 29, p. 94-102, 2007.

ZHANG, M.; Bachu, S. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 5, p. 826-840, 2011.