



RESOLUÇÃO CEPE Nº 4.008

Aprova o Projeto do Curso de Especialização em Geofísica de Reservatório, convênio Escola de Minas, PETROBRÁS e UFOP.

O Conselho de Ensino, Pesquisa e Extensão da Universidade Federal de Ouro Preto, em sua 296ª reunião ordinária, realizada em 06 de maio deste ano, no uso de suas atribuições legais, considerando:

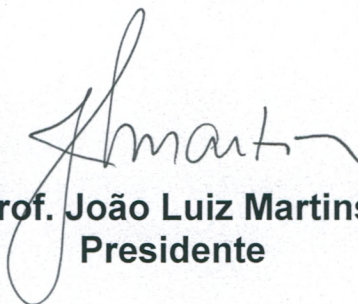
o disposto no processo UFOP nº 3.993/2010;

a Decisão CDEM 030/2010 de 06 de maio deste ano,

RESOLVE:

Aprovar o **Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em Geofísica de Reservatórios**, vinculado ao DEGEO, em convênio com a Escola de Minas, PETROBRÁS e esta Universidade.

Ouro Preto, em 06 de maio de 2010.



Prof. João Luiz Martins
Presidente

PROJETO

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO *LATO SENSU*
EM
GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS

CONVÊNIO

UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO

Escola de Minas/Departamento de Geologia

&

PETROBRAS

INTERVENIÊNCIA

FUNDAÇÃO GORCEIX

OURO PRETO – MARÇO DE 2010

Sumário

| | |
|--|----|
| 1 - Introdução | 03 |
| 2 - Nome do Curso e Área do Conhecimento | 03 |
| 3 - Justificativas | 03 |
| 4 - Histórico da Instituição | 04 |
| 5 - Objetivos | 05 |
| 6 - Público Alvo | 05 |
| 7 - Concepção do Curso | 05 |
| 8 - Instituições Envolvidas | 05 |
| 9 - Coordenação | 05 |
| 10 - Carga Horária do Curso | 06 |
| 11 - Período e Periodicidade | 07 |
| 12 - Critério de Seleção | 07 |
| 13 - Estrutura Curricular | 07 |
| 14 - Corpo Docente | 19 |
| 15 - Metodologia | 20 |
| 16 - Sistemas de Avaliação | 20 |
| 17 - Controle de Frequência | 21 |
| 18 - Trabalho de Conclusão | 21 |
| 19 - Atividades Complementares | 21 |
| 20 - Certificação | 21 |
| 21 - Indicadores de Desempenho | 21 |
| 22 - Tecnologia | 22 |
| 23 - Infra-estrutura Física | 22 |
| 24 - Relatório Circunstanciado | 22 |

1. INTRODUÇÃO

Como subsídio para estabelecimento de uma cooperação entre a PETROBRAS e o Departamento de Geologia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto (DEGEO/EM/UFOP) visando à criação de um curso de especialização em Geofísica de Reservatórios, apresenta-se aqui os pontos básicos do projeto.

2. NOME DO CURSO E ÁREA DO CONHECIMENTO

- Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS
- Área do Conhecimento = 1.07.00.00-5 – GEOCIÊNCIAS
- Subárea do Conhecimento = 1.07.01.00 – GEOLOGIA

3. JUSTIFICATIVAS

O Brasil possui diversas bacias petrolíferas das quais a maior situada na margem leste e que vem sendo investigadas desde 1954 pela Petrobras. Nessas bacias, os reservatórios apresentam características e complexidades variáveis implicando considerável desafio técnico no processo exploratório. Por outro lado o avanço nos métodos geofísicos tem permitido extrair cada vez mais informações de alta resolução dos campos de petróleo, permitindo melhorar o entendimento da arquitetura litoestrutural dos reservatórios. Os prospectos situados sob a camada de sal constituem também novas situações a serem resolvidas pela indústria do petróleo como também uma nova perspectiva econômica ao desenvolvimento do país.

Um dos pilares estratégicos para alicerçar esse processo investigatório diz respeito à capacidade do país investir na formação e qualificação de profissionais do setor do petróleo, seguindo uma linha de sinergia entre o conhecimento geológico tradicional com os métodos atuais da geofísica, entre outras ferramentas.

Como ainda não existe um curso de graduação ou pós-graduação com esse foco nas universidades brasileiras, justifica-se a incubação de um curso em pós-graduação *lato sensu* [especialização], de curta duração, para a formação de técnicos para atender essas necessidades. Pela tradição e boa conceituação o Programa de Pós-Graduação em Evolução Crustal e Recursos Naturais do Departamento de Geologia da Escola de Minas da UFOP se credencia para tal missão.

Assim sendo, esta proposta de Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS será desenvolvido em parceria com a PETROBRAS e se justifica por:

- Formar especialistas capazes de preencher a lacuna de profissionais versados na aplicação dos métodos da Geofísica no entendimento reservatórios e na exploração de hidrocarbonetos.
- Atender às necessidades da PETROBRAS, no que tange a formação profissional com habilidades específicas avançadas em geofísica aplicada ao estudo de reservatórios;
- Preencher uma lacuna no sistema de pós-graduação com curso de curta duração, em nível de especialização, para atender a indústria do petróleo e a formação de novos técnicos.
- Aliar a qualificação da área de Geologia Estrutural da UFOP e da Petrobras, dentro de um programa bem elaborado com forte enfoque em exploração de hidrocarbonetos.

4. HISTÓRICO DA INSTITUIÇÃO

O ensino das Geociências nas Minas Gerais teve início com a instalação da Escola de Minas de Ouro Preto em 1876. Desde então vem formando continuamente engenheiros e geocientistas para atuação no setor minero-metalúrgico. Em 1980, o Departamento de Geologia da Escola da Minas da UFOP em convênio com a Petrobrás criou o curso de pós-graduação *Lato Sensu* em Geologia de Reservatório. Em 1982, criou o curso de pós-graduação *Strictu Sensu*, nível mestrado, na área de Geologia de Reservatório e em 1984 na área de Geologia Estrutural e Tectônica. Em 1996, o Departamento de Geologia criou o primeiro curso de pós-graduação ao nível de doutorado em Ciências Naturais de Minas Gerais. Em 1981, o Departamento de Geologia implantou o curso de pós-graduação *Lato Sensu* em Gemologia tendo completado em 2006, 25 anos de atividade.

Atualmente o Programa de Pós-Graduação em Evolução Crustal e Recursos Naturais do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Ouro Preto possui três áreas de concentração: Geologia Estrutural_Tectônica, Petrogênese_Gemologia e Geoquímica Ambiental_Recursos Hídricos ao nível de mestrado e doutorado.

Desde a sua fundação em 1957 o Departamento de Geologia já formou mais de 1200 Engenheiros Geólogos, 110 Especialistas [Geologia de Reservatório e Gemologia], 288 Mestres [Geologia de Reservatório, Sedimentologia, Análise de Bacias Sedimentares, Geologia Estrutural & Tectônica] e 40 Doutores em Ciências Naturais.

A criação do curso de pós-graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS em Ouro Preto é de caráter estratégico, por estar inserido no Departamento de Geologia da Escola

de Minas com um Programa de Pós-Graduação já consolidado e de destaque nacional, com vinte e cinco anos de experiência na formação de profissionais especializados na área de geociências.

5. OBJETIVOS

O Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS tem os seguintes objetivos:

- Formar profissionais com visão holística da geofísica e geologia de reservatórios;
- Formar profissionais capazes de aplicar os conhecimentos e treinamentos recebidos para desenvolver projetos de caracterização geofísica de reservatórios de forma eficiente e sustentável a curto e longo prazos, em consonância com a missão da Petrobrás e com as necessidades do mundo moderno;
- Formar profissionais capazes de autodesenvolver habilidades no campo da comunicação oral e escrita, espírito de liderança e trabalho em equipe.

Desta forma, o curso proporcionará aos participantes uma formação profissional especializada, preparando-os para:

- Participar de equipes multidisciplinares em projetos de geologia, geofísica e engenharia de reservatórios;
- Planejar e gerenciar programas de estudo de reservatórios;
- Produzir e divulgar os resultados da geofísica de reservatórios.

6. PÚBLICO ALVO

O corpo discente do curso será formado por geólogos e geofísicos da PETROBRAS (idealmente em número de 10), cujos nomes serão selecionados pela empresa e indicados ao colegiado de curso. Discentes do programa de pós-graduação do DEGEO/EM/UFOP poderão participar das disciplinas oferecidas. Para cada uma delas o colegiado de curso estabelecerá o número de vagas disponíveis.

A inscrição no Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS será admitida somente a candidatos portadores de diploma de curso superior de graduação em Geologia, Geofísica e Engenharia Geológica.

7. CONCEPÇÃO DO CURSO

O Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS foi desenhado para atender às necessidades da PETROBRAS no que tange ao treinamento avançado de seus profissionais e possibilitar o desenvolvimento de uma parceria estratégica em busca da sinergia Universidade-Indústria.

É um Curso de curta duração e desenvolvido por profissionais nacionais e internacionais altamente qualificados e reconhecidos da área de geociências. O Curso está alicerçado no trinômio Teoria - Estudo de Casos – Trabalho de Laboratório.

A estrutura curricular do Curso é composta de vinte e cinco disciplinas compactas, com cargas horárias variáveis de 15, 30 ou 45 horas-aula, de 1, 2 ou 3 créditos, respectivamente, totalizando 855 horas-aula. A duração total é de 7 meses. Cada disciplina terá a sua forma de avaliação. Ao final do curso, o aluno deverá apresentar e defender, perante uma banca examinadora, um trabalho no formato de uma monografia ou artigo científico para posterior publicação em revista indexada do setor mineral.

8. INSTITUIÇÕES ENVOLVIDAS

| | |
|----------------|---|
| CONTRATANTE | PETROBRAS |
| EXECUÇÃO | Departamento de Geologia da Escola de Minas da Universidade Federal de Ouro Preto |
| INTERVENIÊNCIA | Fundação Gorceix |

9. COORDENAÇÃO

- Prof. Dr. André Danderfer Filho
- Graduação Geologia pela Universidade Federal do Paraná, em 1983
- Mestrado em Geologia Estrutural pela Universidade Federal de Ouro Preto, em 1990;
- Doutorado em Geologia Regional pela Universidade de Brasília, em, 2000.

10. CARGA HORÁRIA DO CURSO

O Curso será desenvolvido em 12 meses, com uma carga horária total de 855 horas-aula, incluindo: aulas expositivas, trabalhos, seminários e provas. O período de elaboração da monografia do curso se estende por seis meses a partir do término de obtenção dos créditos.

11. PERÍODO E PERIODICIDADE

Uma turma por ano, com entrada em março. As aulas transcorrerão no período de segunda a sexta-feira das 08:00 às 12:00h e das 14:00 às 18:00h, totalizando 40 horas semanais.

12. CRITÉRIO DE SELEÇÃO

A seleção dar-se-á por meio da análise de currículo, histórico escolar e do plano de estudo, os quais deverão ser entregues na ocasião da inscrição na PETROBRAS.

13. ESTRUTURA CURRICULAR

QUADRO DE DISCIPLINAS

| DISCIPLINAS | CH |
|---|------------------|
| 1. Sinais e Sistemas para Geofísica de Reservatórios | 75 |
| 2. Estratigrafia de Seqüências (Campo - Chapada Diamantina) | 45 |
| 3. Introdução a Interpretação Sísmica | 30 |
| 4. Petrofísica | 15 |
| 5. Física de Rochas | 45 |
| 6. Métodos Quantitativos | 30 |
| 7. Geoestatística Aplicada a Geofísica de Reservatórios | 15 |
| 8. Interpretação Sísmica Regional | 30 |
| 9. Interpretação Sísmica Estrutural | 30 |
| 10. Interpretação Sísmica Volumétrica | 15 |
| 11. Velocidades Sísmicas | 15 |
| 12. Imageamento Sísmico | 15 |
| 13. Modelagem Geológica de Velocidades | 30 |
| 14. Conversão Tempo-Profundidade | 30 |
| 15. Inversão Sísmica | 120 |
| 16. Interpretação Estratigráfica em Poços | 15 |
| 17. Sismoestratigrafia de Reservatórios | 30 |
| 18. Interpretação Estrutural de Reservatórios | 30 |
| 19. Fácies Sísmicas | 30 |
| 20. Atributos Sísmicos | 30 |
| 21. Integração de Informações Geológicas e Geofísicas | 30 |
| 22. Correlações Atributos Sísmicos x Atributos de Poço | 30 |
| 23. Distribuição Geoestatística de Informações | 15 |
| 24. Modelagem Geológica 3D de Reservatórios | 60 |
| 25. Engenharia de Reservatórios | 45 |
| TOTAL | 855 horas |

EMENTÁRIO

| SINAIS E SISTEMAS PARA GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS |
|---|
| CARGA HORÁRIA: 75hs |

EMENTA: sistemas numéricos (números complexos), transformadas (fourier, z), análise espectral (frequência, fase), convolução / correlação, filtros (1-d/ 3-d), aplicações computacionais

REFERÊNCIAS:

1. Aki, K. e Richards, P. G., 1980. Quantitative Seismology, Theory and Methods. Freeman, S. Francisco.
2. Anstey N. A. 1970. A Graphical Introduction to Signal Theory, IHRDC, 195 p.
3. Berkhout, A. J., 1987. Applied seismic wave theory. Elsevier.
4. Bracewell, R. N., 1986. The Fourier transform and its applications. McGraw-Hill International Editions.
5. Claerbout, J. F., 1976. Fundamentals of geophysical data processing. McGraw-Hill
6. Dobrin, M. B., 1976. Introduction to geophysical prospecting. McGraw-Hill.
7. HSU W. P. 1973. Análise de Fourier. Livros Técnicos e Científicos Editora LTDA, Rio de Janeiro
8. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. 2003. The Rock Physics Handbook: tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University Press, 329 p.
9. Morlet, J., Arens, G., Fourgeau, E., e Giard, D., 1982. Wave propagation and sampling theory - Part II: Sampling theory and complex waves. Geophysics, 47, p. 222-236.
10. Taner, M. T., Koehler, F., e Sheri, R. E., 1979. Complex seismic trace analysis. Geophysics, 44, p. 1041-1063.
11. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIAS (CAMPO - CHAPADA DIAMANTINA)

CARGA HORÁRIA: 45hs

EMENTA: Fundamentos de estratigrafia de sequência. Sequências e nomenclaturas estratigráficas. Ciclos estratigráficos e ordem de magnitude. Variação relativa do nível do mar. Eustasia e elementos da curva eustática. Tratos de sistemas. Geração de espaço de acomodação. Agraduação, progradação e retrogradação. Limites de sequências. Superfície de máxima inundação. Identificação dos elementos de estratigrafia de sequência em afloramentos da Chapada Diamantina – BA.

REFERÊNCIAS:

1. Catuneanu, O. 2006. Principles of Sequence Stratigraphy. Elsevier, 375p.
2. Catuneanu, O. et al. 2008. Towards the standardization of sequence stratigraphy. Earth-Science Reviews, doi:10.1016/j.earcirev.2008.10.003.
3. Della Fávera J. C. 2001. Fundamentos de Estratigrafia Moderna. Editora UERJ, 263 p.
4. Embry, A.F. 1993. Transgressive-regressive (T-R) sequence analysis of the Jurassic succession of the Sverdrup Basin, Canadian Arctic Archipelago. Canadian Journal of Earth Sciences, V.30, p. 301-320, 1993.
5. Emery D. & Myers, K. J. 1998. Sequence Stratigraphy. Oxford (UK) Blackwell Science, 297p.
6. Hunt, D. & Tucker, M.E. 1995. Stranded parasequences and the forced regressive wedge systems tract: deposition during base level fall. Sedimentary Geology, v.81, p.1-9.
7. Muttl, E. 1992. Turbidite Sandstones. AGIP, Milano, 275p.
8. Ribeiro J. P. S. et al. Estratigrafia de Sequência: Fundamentos e Aplicações. Editora UNISINOS, 428p.
9. Posamentier, H.W. & Allen, G.P. 1999. Siliciclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications. Concepts in Sedimentology and Paleontology, n.7, SEPM, Tulsa, 204p., 1999.
10. Vail, P.R.; Mitchum JR., R.M.; Todd, R.G.; Widmier, J.M.; Thompson S.; Sangree, J.B.; Bubb, J.N.; Hatlelid, W.G. 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of the Sea Level. In: PAYTON, C.E. (ed) Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Tulsa: AAPG, . 49-212 (AAPG Memoir 26), 1977.
11. Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M. Jr., Campion, K. M. & Rahmanian, V. D. 1990. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Core and Outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. AAPG, Methods in Exploration Series, n 7, 55p.

INTRODUÇÃO À INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Teoria e prática. Definição de sequências estratigráficas nas áreas de estudo usando dados sísmicos. Correlação de perfis de poço (em profundidade) com dados sísmicos (em tempo) – amarração Tempo-Profundidade. Interpretação de horizontes e falhas (regionais e de reservatórios).

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.
2. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic

attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.

5. Sheriff, R. E., 1980. Seismic stratigraphy. IHRDC.
6. Sheriff, R. E. e Geldart, L. P., 1985. Exploration seismology Volume 2 - Data-processing and interpretation. Cambridge University Press.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301–327
8. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.
9. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

| PETROFÍSICA |
|---|
| CARGA HORÁRIA: 15hs |
| EMENTA: Tipos de perfis, o que medem, aquisição, ferramentas. Correções (ambiental, para volume de argila). Cálculo de saturação, porosidade. |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Bargach S., et all. 2000. Real-Time LWD: Loggin for Drilling. Oilfield Review. 2. Brie A. 1998. New directions in Sonic Loggin. Oilfield Review. 3. Christie P., et al. 1995. Borehole Seismic Data Sharpen the Reservoir Image . Oilfield Review. 4. Coates, G.R, Xiao, I., Prammer, M.G., 2000, NMR Logging: Principles and Applications, Halliburton, 253 pp 5. Ellis D. V., Case C. R., Chiaramonte J. M. 2003. Porosity from Neutron Logs I: Measurement. SPWLA. 6. Gomes R. M., Denicol P. S., Cunha ., A. M. V., Souza M. S., Kriegshäuser B. E., Payne C. J., Santos A. 2002. Using multicomponent Induction Log Data to Enhance Formation Evaluation in Deepwater Reservoirs from Campos Basin, Offshore Brazil. SPWLA 43 Annual Logging Symposium, 7. Hardage, B.A., 2000, Vertical seismic profiling, Helbig, K. & Treitel, S (eds), Handbook of Geophysical Exploration, Vol. 14, Pergamon, 352pp. 8. Labo, J., 1987, A practical introduction to borehole geophysics, Soc. Expl. Geophys., 330pp. 9. Raymer, L. L., Hunt, E. R., e Gardner, J. S., 1980. An improved sonic transit time-to-porosity transformation. Schlumberger. 10. Rider, M., (1996). The Geologic Interpretation of Well Logs, Second Edition. Gulf Publ. Co. 11. Van_ditzhuijzen P. 1994. Petrophysics – in touch with the reservoir. Shell selected paper. 12. Schön, J.H., 1996, Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics, Handbook of geophysical exploration - seismic exploration (ed. K. Helbig, S. Treitel) 18, Pergamon Press JS96 13. Western Atlas International, 1992, Introduction to log analysis. |

| FÍSICA DE ROCHAS |
|---|
| CARGA HORÁRIA: 45hs |
| EMENTA: Introdução à Física de Rochas. Petrofísica básica. Fatores que afetam as velocidades sísmicas das rochas. Substituição de fluidos (equação de Gassmann). Perfis – correção. Geração de perfis de onda S (Mudrock, Greenberg-Castanha). Modelagem 1D e 1 ½ D. Coeficiente de reflexão zero-offset. Coeficiente de reflexão com variação do ângulo de incidência (Schuey, Aki-Richards, Zoeppritz). Inclusão do efeito de pressão. AVO. Prática em software EasyTrace e SIGEO |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Batzle, M. e Wang, Z., 1992. Seismic properties of pore fluids. Geophysics, 57, p. 1396-1408. 2. Berryman, J. G., 1999. Origin of Gassmann's equations. Geophysics, 64, p. 1627-1629. 3. Biot, M. A., 1956a. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid: I. Low frequency range. J. of the Acoust. Soc. of America, 28, p. 168-178. 4. Biot, M. A., 1956b. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid: II. High frequency range. J. of the Acoust. Soc. of America, 28, p. 179-191. 5. Biot, M. A., 1962. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. Journal of Applied Physics, 33, p. 1482–1498. 6. Castagna, J. P., Batzle, M. L. and Kan, T.K., Rock Physics – The link between rock properties and AVO response, in Offset-Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis, Castagna and Backus (eds.), SEG. 7. Greenberg, M.L. and Castagna, J.P. Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and application. Geophysical Prospecting, 1992, 40, 195-209. 3. Han, D., Nur, A. and Morgan, D., 1986. Effect of porosity and clay content on wave velocity in sandstones: |

Geophysics, 51, 2093-2107.

9. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.
10. Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. 2003. The Rock Physics Handbook: tools for seismic analysis in porous media. Cambridge University Press, 329 p.
11. Nur, A. M., Wang, Z., 1989. Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 1, Experimental studies. Geophysics reprint series No10, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
12. Wang, Z., Nur, A. M., 1992. Seismic and Acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 2, Theoretical and Model Studies. Geophysics reprint series N°10, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1992.
13. Wang, Z., Nur, A. M., 2000. Seismic and Acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 3, Recent Developments. Geophysics reprint series N°19, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 2000.
14. Wang, Z., 2001. Fundamentals of seismic rock physics. Geophysics, 66 (2), 398-412

| MÉTODOS QUANTITATIVOS |
|--|
| CARGA HORÁRIA: 30hs |
| EMENTA: Estatística Básica / Geoestatística (Curso Teórico). Análise Exploratória de dados (Introdução à estatística e probabilidade, Transformação de dados, Estacionaridade, Análise de regressão linear, Distribuições bivariadas). Funções de correlação espacial (Teoria das funções aleatórias, Cálculo do variograma experimental, Modelagem de variogramas experimentais). Krigagem (Krigagem simples, Krigagem ordinária, Krigagem com deriva externa, Cokrigagem colocalizada). |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Andriotti, J. L. SILVA. 2003. Fundamentos de Estatística e Geoestatística. Editora Unisinos. RS. 2. Deutsch C.V., JOURNAL A.G. 1998. Geostatistical Software Library and User's Guide. Oxford University Press, New York, USA 3. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6. 4. Goovaerts, P. 1997. Geostatistics for Natural Resources Evaluation. Oxford University Press, Inc, New York, USA 5. Guardiano, F., and Srivastava, R. 1993. Multivariate geostatistics: Beyond bivariate moments. 4th Inter. Geostat. Congr., Kluwer Academic Publ., 133-144. 6. Isaaks, E.H. & Srivastava, R.M. 1989. An Introduction to Applied Geostatistics, Oxford University Press, New York, 561 p 7. Landim, P. M.B. 1997. Análise estatística de dados geológicos. Fundação Editora da UNESP. São Paulo. 252 p. 8. Mundim, E. C. 1999. Avaliação da krigagem fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 136 p. 9. Mundim, E. C., Johann, P. & Remacre, A. Z. 1999. Factorial kriging analysis; geostatistical filtering applied to reservoir characterization. The Leading Edge, V. 18, pp 787 - 788. 10. Soares, A. 2006. Geoestatística para as Ciências da Terra e do Ambiente, IST Press. Lisboa, 214 p 11. Tarantola, A. 2005. Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. SIAM. |

| GEOESTATÍSTICA APLICADA A GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS |
|---|
| CARGA HORÁRIA: 15hs |
| EMENTA: Geoestatística X Sísmica. Introdução a Teoria de Sinais (Transformada de Fourier, Convolução, Função de autocorrelação e crosscorrelação, Relação de Wiener-Khintchine). Relação entre Teoria de Sinais e Geoestatística (Cálculo de variogramas em dados gridados, Aplicação dos pesos de Krigagem). Filtros Geoestatísticos (Krigagem Fatorial, Cálculo da resposta impulsiva dos filtros Geoestatísticos, Filtragem de footprints, Crossequalização 4D, Controle de qualidade de filtragem de Velans). |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Doyen, P. 1998. Porosity from seismic data - A geostatistical approach. Geophysics, 53, 1263-1275. 2. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p. 3. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6. 4. Haas, A. and Dubrule, O. 1994. Geostatistical inversion - A sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. First Break, 12, 561-569. 5. Isaaks, E.H. & Srivastava, R.M. 1989. An Introduction to Applied Geostatistics, Oxford University Press, New York, 561 p. 6. Landim, P. M.B. 1997. Análise estatística de dados geológicos. Fundação Editora da UNESP. São Paulo. 252 p. |

7. Mundim, E. C. 1999. Avaliação da krigagem fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 136 p.
8. Mundim, E. C., Johann, P. & Remacre, A. Z. 1999. Factorial kriging analysis; geostatistical filtering applied to reservoir characterization. The Leading Edge, V. 18, pp 787 - 788.
9. Piazza, J. L., Sandjiv, L. & Legeron, S. 1997. Use of geostatistics to improve seismic velocities: Case studies., SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp 1293-1296.
10. Robinson, E. A., 1967b. Statistical communication and detection. Hafner.
11. Robinson, J. C., 1979. A technique for continuous representation of dispersion on seismic data. Geophysics, 44, p. 1245-1351.
12. Tarantola, A. 2005. Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. SIAM.
13. Yao, T., Journel, A.G. 1998. Automatic modeling of (cross) covariances tables using fast Fourier transform. Mathematical Geology 30 (6), 589-615.

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA REGIONAL

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Metodologia de interpretação sísmica. Amarração poço-sísmica, sismograma sintético. Identificação de feições sísmicas regionais. Interpretação de horizontes regionais. Geologia estrutural. Interpretação de falhas regionais (2-D e 3-D). Geração de tabelas Tempo-Profundidade dos marcadores.

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.
2. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
5. Sheriff, R. E., 1980. Seismic stratigraphy. IHRDC.
6. Sheriff, R. E. e Geldart, L. P., 1985. Exploration seismology Volume 2 - Data-processing and interpretation. Cambridge University Press.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301-327
8. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.
9. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA ESTRUTURAL

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Detalhamento de feições sísmicas estruturais utilizando atributos sísmicos geométricos.

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.
2. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
5. Sheriff, R. E., 1980. Seismic stratigraphy. IHRDC.
6. Sheriff, R. E. e Geldart, L. P., 1985. Exploration seismology Volume 2 - Data-processing and interpretation. Cambridge University Press.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301-327
8. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.
9. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA VOLUMÉTRICA

CARGA HORÁRIA: 15hs

EMENTA: Conceitos fundamentais de Interpretação volumétrica: pixel, voxel, valor do dado, cor/opacidade, posição, probe; iluminação volumétrica. Carregamento de dados: sísmica, poços, perfis, curvas tempo-profundidade, scaling dos dados sísmicos. Interpretação estrutural: objeto falha: funcionalidades e manuseio; mapeamento de falhas individuais e multifalhas simultâneo, geração do arcabouço estrutural. Interpretação estratigráfica: objeto pontos, superfícies, horizontes e geoanomalias: funcionalidades e manuseio, mapeamento de horizontes manual e automático; edição, interpolação e iluminação de horizontes. Interpretação estratigráfica multiatributo: conceitos, cálculo de volumes, volume rendering (visualização avançada), geobodies. Uso interpretativo de atributos sísmicos. Planejamento e definição de trajetória de poços.

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.
2. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
5. Sheriff, R. E., 1980. Seismic stratigraphy. IHRDC.
6. Sheriff, R. E. e Geldart, L. P., 1985. Exploration seismology Volume 2 - Data-processing and interpretation. Cambridge University Press.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301–327
8. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.
9. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

VELOCIDADES SÍSMICAS

CARGA HORÁRIA: 15hs

EMENTA: O método sísmico. Tipos de ondas sísmicas. Velocidade das ondas compressão e cisalhantes. Distorções introduzidas nos dados sísmicos. Obtenção das velocidades sísmicas. Fatores que influenciam as velocidades sísmicas. Diferentes tipos de velocidades sísmicas. Velocidade e imageamento sísmico. Diferentes métodos de conversão para profundidade.

REFERÊNCIAS:

1. Al-Chalabi, M., 1974. An analysis of stacking, RMS, average and interval velocities over a horizontally layered ground. Geophysical Prospecting, 22, p. 458-475.
2. Al-Chalabi, M., 1979. Velocity determination from seismic reflection data. (In Fitch, 1979).
3. Alkhalifah, T. e Tsvankin, I., 1995. Velocity analysis for transversely isotropic media. Geophysics, 60, p. 1550-1566.
4. Dix, C. H., 1955. Seismic velocities from seismic measurements. Geophysics, 20, p. 68-86.
5. Nur, A. M., Wang, Z., 1989. Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 1, Experimental studies. Geophysics reprint series No10, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
6. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
7. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
8. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
9. Thomas J. E. 2000. Velocidades sísmicas. Rio de Janeiro: PETROBRAS/Universidade Petrobras, 118 p.
10. Thomsen L. 2002. Understanding Seismic Anisotropy in Exploration and Exploitation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 5.
11. Wang, Z., Nur, A. M., 1992. Seismic and Acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 2, Theoretical and Model

- Studies. Geophysics reprint series N°10, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 1992.
12. Wang, Z., Nur, A. M., 2000. Seismic and Acoustic velocities in reservoir rocks: Volume 3, Recent Developments. Geophysics reprint series N°19, Tulsa: Society of Exploration Geophysicists, 2000.
 13. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

IMAGEAMENTO SÍSMICO

CARGA HORÁRIA: 15hs

EMENTA: O registro sísmico. Distinção entre sinal e ruído. Representação espacial. Amostragem espacial e temporal. O método sísmico direto. O método sísmico inverso (processamento, imageamento, inversão). Efeitos da velocidade e anisotropia no imageamento. Métodos de imageamento (migração).

REFERÊNCIAS:

1. Bleistein, N., 1987. On the imaging of reflectors in the earth. Geophysics, 52, p. 931-942.
2. Castle, R. J., 1994. A theory of normal moveout. Geophysics, 59, p. 983-999.
3. Cerveny, V., Molotkov, I. A., e Psencik, I., 1977. Ray method in seismology. Universita Karlova, Praga.
4. Claerbout, J. F., 1985. Imaging the Earth's Interior. Blackwell.
5. Deregowski, S. e Rocca, F., 1981. Geometrical optics and wave theory of constant offset sections in layered media. Geophysical Prospecting, 29, p. 374-406.
6. Gazdag, J., 1981. Modeling of the acoustic wave equation with transform methods. Geophysics, 46, p. 854-859.
7. Gazdag, J. e Sguazzero, P., 1984. Migration of seismic data by phase shift plus interpolation. Geophysics, 49, p. 124-131.
8. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
9. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
10. Stolt, R. H. e Benson, A. K., 1986. Seismic Migration. No. 5 em Handbook of Geophysical Exploration - Seismic Exploration. Geophysical Press.
11. Thomsen L. 2002. Understanding Seismic Anisotropy in Exploration and Exploitation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 5.
12. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

MODELAGEM GEOLÓGICA DE VELOCIDADES

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Carregamento de dados. Controle de qualidade. Criação de grid de velocidades (resolução). Interpolação. Controle de qualidade/edição de velocidades. Conversão de velocidades. Modelagem estrutural/Controle de qualidade de superfícies. Estudo de regiões do cubo de velocidades. Filtragem de velocidades intervalares (mapas 2D e grids estratigráficos). Escolha do modelo. Calibração do modelo de velocidades. Conversões Tempo-Profundidade.

REFERÊNCIAS:

1. Landa E., Kosloff d., Keydar S., Koren Z., Reshef M. 1988. A method for determination of velocity and depth from seismic reflection data. Geophysical Prospecting, 36: 223-243.
2. Marsden D. 1989. Layer Cake depth conversion. The Leading Edge, 8: 9-14.
3. Mills G. F., Brzostowski M. A., Ridgways S., Barton C. 1993. A velocity model building for prestack depth migration. First Break, 11: 435-443.
4. Reilly J. 1993. Integration of well and seismic data for 3D velocity model building. First Break, 11: 247-260.
5. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
6. Robein E., Hanitzsch C. 2001. Benefits of prestack time migration in model building: a case history in the South Caspian Sea. First Break, 19: 183-189.
7. Robein E., Sexton P., Jackson G. 1995. Where is the well in 3D time-migrated seismic? SEG Summer Research Workshop.
8. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
9. Sexton P. 1998. 3D velocity-depth model building using surface seismic and well data. PhD Thesis, University of

Durham.

10. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

CONVERSÃO TEMPO-PROFUNDIDADE

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Métodos Convencionais de Conversão. Noções teóricas. Conversão por Raio Vertical (Carregamento de dados, Geração do modelo para conversão, Controle de qualidade, Atualização do modelo). Comparação de métodos de conversão (Interpolação convencional versus geoestatística, Conversão por Raio Vertical, Conversão por Raio Imagem, Conversão por Geoestatística). Incertezas envolvidas na conversão Tempo-Profundidade.

REFERÊNCIAS:

1. Landa E., Kosloff d., Keydar S., Koren Z., Reshef M. 1988. A method for determination of velocity and depth from seismic reflection data. Geophysical Prospecting, 36: 223-243.
2. Landa E., Kosloff d., Keydar S., Koren Z., Reshef M. 1988. A method for determination of velocity and depth from seismic reflection data. Geophysical Prospecting, 36: 223-243.
3. Marsden D. 1989. Layer Cake depth conversion. The Leading Edge, 8: 9-14.
4. Mills G. F., Brzostowski M. A., Ridgways S., Barton C. 1993. Va velocity model building for prestack depth migration. First Break, 11: 435-443.
5. Reilly J. 1993. Integration of well and seismic data for 3D velocity model building. First Break, 11: 247-260.
6. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
7. Robein E., Hanitzsch C. 2001. Benefits of prestack time migration in model building: a case history in the South Caspian Sea. First Break, 19: 183-189.
8. Robein E., Sexton P., Jackson G. 1995. Where is the well in 3D time-migrated seismic? SEG Summer Research Workshop.
9. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
10. Sexton P. 1998. 3D velocity-depth model building using surface seismic and well data. PhD Thesis, University of Durham.
11. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

INVERSÃO SÍSMICA

CARGA HORÁRIA: 120hs

EMENTA: Fundamentação teórica. Modelo convolucional. Partição da energia. Aproximações do coeficiente de reflexão. Impedância como propriedade comum à rocha e aos dados sísmicos. Impedância Acústica. Impedância Elástica. Influência da Wavelet e do modelo a priori na inversão. Limitações do método. Influência das baixas frequências na inversão. A inversão para estimativa de propriedades de reservatório. Prática: Carregamento de dados. Preparação dos dados de impedância de poço reamostrados na resolução sísmica. Extração da Wavelet inicial. Calibração refinada dos dados de poço com a sísmica. Determinação da Wavelet otimizada. Construção do modelo a priori. Parametrização da Inversão. Análise dos resultados.

REFERÊNCIAS:

1. Connolly, P., 1999. Elastic impedance. The Leading Edge, 18(4), p. 438-452.
2. Dash B. P., Obaidullah A. 1970. Determination of signal and noise statistics using correlation theory. Geophysics, 35, n 1: 24-35.
3. Dutta, N. C., 2002. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead. Geophysics, 67, p. 2012-2041.
4. Lines, L. R., editor, 1988. Inversion of geophysical data. No. 9 em Geophysics Reprint Series, SEG.
5. Rosa, A. L. R., 1976. Extraction of elastic parameters using seismic reection amplitude with o_set variation. Tese de Mestrado, Universidade de Houston.
6. Singleton S. 2009. The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion. The Leading Edge, 772-781.
7. Soldo J. 2009. Fluid to lithology discrimination approach using simultaneous AVO inversion: Puesto Peter Field, Austral Basin, Argentina. The Leading Edge, 698-701.

8. Wang J., Jayr S., Dopkin D. 2009. Geologic Modeling for seismic inversion.. E&P – Reservoir Characterization.
9. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

INTERPRETAÇÃO ESTRATIGRÁFICA EM POÇOS

CARGA HORÁRIA: 15hs

EMENTA: Coluna estratigráfica digital. Correlação estratigráfica entre poços. Estratigrafia de alta resolução e zoneamento de reservatórios. Mapas estruturais. Mapas de isópacas. Mapas de isólitais. Seções geológicas. Mapas estratigráficos e litológicos baseado em poços. Seções geológicas consistentes com as feições sísmicas. Seções estratigráficas de detalhe entre poços.

REFERÊNCIAS:

1. Bend, S. 2008. Petroleum Geology eTextBook. Ed. AAPG, Tulsa.
2. Catuneanu, O. 2006. Principles of Sequence Stratigraphy. Elsevier, 375p.
3. Catuneanu, O. et al. 2008. Towards the standardization of sequence stratigraphy. Earth-Science Reviews, doi:10.1016/j.earscirev.2008.10.003.
4. Cosentino L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris, 336 p.
5. Miall, A.D. 1997. The Geology of Stratigraphic Sequences. Springer-Verlag, 433p.
6. Morthon-Thompson, D. & Woods, A. 1992. Development Geology Reference Manual. AAPG Methods in Exploration Series, n.10. Ed. AAPG, Tulsa.
7. Reading, H.G. 1986. Sedimentary Environments and Facies. Second Edition. Blackwell Scientific Publ., 615p.
8. Slatt, R. 2006. Stratigraphy for Reservoir Characterization. Ed. EAGE.
9. Van Den Bergh, T.C.V. & Garrison Jr., J. R. 2004. The geometry, architecture, and sedimentology of fluvial and deltaic sandstones within the Upper Ferron Sandstone Last Chance Delta: implications for reservoirs modeling. In: T.C. CHIDSEY; R.D. ADAMS; T.H. MORRIS (eds) Regional to Wellbore Analog for Fluvial-Deltaic Reservoir Modeling: The Ferron Sandstone. AAPG Studies in Geology 50, Tulsa, p. 415-498, 2004.
10. Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M. Jr., Campion, K. M. & Rahmanian, V. D. 1990. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Core and Outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. AAPG, Methods in Exploration Series, n 7, 55p.

SISMOESTRATIGRAFIA DE RESERVATÓRIOS

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Identificação e contextualização das ordens das seqüências deposicionais nas escalas de reservatório e de Bacia. Mapeamento dos limites destas seqüências.

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.
2. Della Fávera J. C. 2001. Fundamentos de Estratigrafia Moderna. Editora UERJ, 263 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Ragagnin G. M., Moraes M. A. S. 2008. Seismic geomorphology and connectivity of deepwater reservoirs. Society of Petroleum Engineers, p. 686-695.
5. Ribeiro J. P. S. et al. Estratigrafia de Sequência: Fundamentos e Aplicações. Editora UNISINOS, 428p.
6. Sheriff, R. E., 1980. Seismic stratigraphy. IHRDC.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301-327
8. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.

INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL DE RESERVATÓRIOS

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Contextualização das feições sísmicas estruturais de reservatórios na escala regional. Identificação de possíveis barreiras estruturais de permeabilidade.

REFERÊNCIAS:

1. Brown, A. R., 1988. Interpretation of three-dimensional data. AAPG Memoir 42.

2. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
3. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
4. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
5. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301–327
6. Tucker P. M., Yorston H. J. 1973. Pitfalls in seismic interpretation. Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series, n2.
7. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
8. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

FÁCIES SÍSMICAS

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: A partir de dados de poços (perfis e testemunhos) estabelecer possíveis fácies reservatórios que tenham representatividade na sísmica. Utilização de atributos sísmicos para gerar as possíveis fácies sísmicas correlacionáveis às fácies obtidas dos poços. Mapeamento destas fácies.

REFERÊNCIAS:

1. Della Fávera J. C. 2001. Fundamentos de Estratigrafia Moderna. Editora UERJ, 263 p.
2. Cosentino L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris, 336 p.
3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
5. Ragagnin G. M., Moraes M. A. S. 2008. Seismic geomorphology and connectivity of deepwater reservoirs. Society of Petroleum Engineers, p. 686-695.
6. Ribeiro J. P. S. et al. Estratigrafia de Sequência: Fundamentos e Aplicações. Editora UNISINOS, 428p.
7. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301–327

ATRIBUTOS SÍSMICOS

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Conceituação de atributo sísmico. Processos que modificam os dados: ganhos, escalonamento, filtragens, rotação de fase, balanceamento espectral, coerência, decomposição espectral. Tipos de atributos sísmicos: instantâneos, matemáticos, geométricos. Extração de atributos. Atributos relacionados a horizontes e falhas. Atributos relacionados à forma da onda. Combinação de atributos. Correlação entre propriedades petrofísicas e atributos sísmicos.

REFERÊNCIAS:

1. Castagna, J. P., Batzle, M. L., e Eastwood, R. L., 1985. Relationships between compressional wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, 50, p. 571-581.
2. Castagna, J. P., Batzle, M. L., e Kan, T. K., 1993. Rock physics - the link between rock properties and AVO response. (In Castagna e Backus, 1993).
3. Castagna, J. P. e Swan, H. W., 1997. Principles of AVO crossplotting. The Leading Edge, 16 (04), p. 337-342.
4. Chakraborty, A. e Okaya, D., 1995. Frequency-time decomposition of seismic data using wavebased methods. Geophysics, 60, p. 1906-1916.
5. Dutta, N. C., 2002. Geopressure prediction using seismic data: current status and the road ahead. Geophysics, 67, p. 2012-2041.
6. Fatti, J. L., Smith, G. C., Vail, P. J., Strauss, P. J., e Levitt, P. R., 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique. Geophysics, 59, p. 1362-1376.
7. Helbig, K., 1998. Fifty years of amplitude control. Geophysics, 63, p. 750-762.
8. Hilterman F. J. 2001. Seismic amplitude interpretation. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 4, 231 p.

9. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.
10. Partyka, G., Gridley, J., e Lopez, J., 1999. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The Leading Edge, 18, p. 353-360.
11. Pride, S. R., Harris, J. M., Johnson, D. L., Mateeva, A., Nihei, K. T., Nowack, R. L., Rector, J. W., Spetzler, H., Wu, R., Yamamoto, T., Berryman, J. G., e Fehler, M., 2003. Permeability dependence of seismic amplitudes. The Leading Edge, 22(6), p. 518-525.
12. Robein E. 2003. Velocities time-imaging and depth-imaging in reflection seismic. Principles and Methods. EAGE Publications, 464 p.
13. Rosa, A. L. R., 1976. Extraction of elastic parameters using seismic reection amplitude with o_set variation. Tese de Mestrado, Universidade de Houston.
14. Rosa, A. L. R., Arso, L. R., e Jaegher, R., 1985. Mapping oil-water contact with seismic data from Campos Basin, o_shore Brazil. In 55th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts. Washington.
15. Schultz P. 1999. The Seismic Velocity Model as an Interpretation Asset. SEG, Society of Exploration Geophysicists. Distinguished instructor series, no 2.
16. Taner M.T.; Sheriff R.E. 1977. Application of Amplitude, Frequency, and other Attributes to Stratigraphic and Hydrocarbon Determination. In Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, Payton C. E. (Editor), AAPG Memoir 26. Am. Ass. Petrol. Geol. 26 (1977), pp. 301-327
17. Wilkens, R., Simmons, G. and Caruso, L., 1984. The ratio Vp/Vs as a discriminant of composition for siliceous limestones. Geophysics, 49, 1850-1860.
18. Yilmaz Ö. 2001. Seismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigations in Geophysics, no 10, Society of Exploration Geophysicists, Vol I and Vol II, 2020 p.

INTEGRAÇÃO DE INFORMAÇÕES GEOLÓGICAS E GEOFÍSICAS

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: O problema da escala geológica na modelagem de reservatórios. O conceito de geomorfologia sísmica. O conceito de elementos deposicionais. Um papel para os afloramentos. Uma aplicação em modelagem de reservatórios: Melhor compreensão das características internas dos reservatórios (propriedades efetivas, NTG), Aprimoramento das estimativas de conectividade e anisotropia, Melhor entendimento e estimativa da conectividade entre blocos (e regiões intra-blocos).

REFERÊNCIAS:

1. Cosentino L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris, 336 p.
2. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p.
3. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6.
4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185.

CORRELAÇÕES ATRIBUTOS SÍSMICOS X ATRIBUTOS DE POÇO

CARGA HORÁRIA: 30hs

EMENTA: Calibração dos dados sísmico com dados de poço. Identificação de atributos sísmicos representativos. Predição da variável de interesse: regressões entre os dados sísmicos e de poço. Validação cruzada das informações.

REFERÊNCIAS:

1. Cosentino L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris, 336 p.
2. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p.
3. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6.
4. Ragagnin G. M., Moraes M. A. S. 2008. Seismic geomorphology and connectivity of deepwater reservoirs. Society of Petroleum Engineers, p. 686-695.

| DISTRIBUIÇÃO GEOESTATÍSTICA DE INFORMAÇÕES |
|--|
| CARGA HORÁRIA: 15hs |
| EMENTA: Análise Exploratória de Dados (Anamorfose e padronização, Variografia e modelagem de variograma). Estimativas Pontuais (Krigagem ordinária e simples, Krigagem com deriva externa, Cokrigagem colocalizada, Comparação entre diferentes métodos de interpolação). Simulações – Modelagens (Construção de grids e variografia 3D, Obtenção de mapas de tendência de porosidade e NTG) |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Doyen, P. 1998. Porosity from seismic data - A geostatistical approach. <i>Geophysics</i>, 53, 1263-1275. 2. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p. 3. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6. 4. Haas, A. and Dubrule, O. 1994. Geostatistical inversion - A sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. <i>First Break</i>, 12, 561-569. 5. Isaaks, E.H. & Srivastava, R.M. 1989. <i>An Introduction to Applied Geostatistics</i>, Oxford University Press, New York, 561 p. 6. Landim, P. M.B. 1997. Análise estatística de dados geológicos. Fundação Editora da UNESP. São Paulo. 252 p. 7. Mundim, E. C. 1999. Avaliação da krigagem fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 136 p. 8. Mundim, E. C., Johann, P. & Remacre, A. Z. 1999. Factorial kriging analysis; geostatistical filtering applied to reservoir characterization. <i>The Leading Edge</i>, V. 18, pp 787 - 788. 9. Piazza, J. L., Sandjiv, L. & Legeron, S. 1997. Use of geostatistics to improve seismic velocities: Case studies., SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp 1293-1296. 10. Robinson, E. A., 1967b. Statistical communication and detection. Hafner. 11. Robinson, J. C., 1979. A technique for continuous representation of dispersion on seismic data. <i>Geophysics</i>, 44, p. 1245-1351. 12. Tarantola, A. 2005. Inverse problem theory and methods for model parameter estimation. SIAM. 13. Yao, T., Journel, A.G. 1998. Automatic modeling of (cross) covariances tables using fast Fourier transform. <i>Mathematical Geology</i> 30 (6), 589–615. |

| MODELAGEM GEOLÓGICA 3D DE RESERVATÓRIOS |
|---|
| CARGA HORÁRIA: 60hs |
| EMENTA: Metodologia de modelagem geológica de reservatório. Construção do modelo estrutural 3D com base nos horizontes e falhas interpretados na sísmica. Preenchimento do arcabouço estrutural com os dados integrados de sísmica e poço. Simulação dos modelos de fácies e petrofísico. Cálculos volumétricos: poroso, óleo, água. Upscaling para modelo de simulação. |
| REFERÊNCIAS: |
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p. 2. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6. 3. Payton C. E. 1977. Seismic Stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir 26, 516 p. 4. Pennington W. D., Acevedo H., Grenn A., Haataja J., Len S., Minaeva A., Xie D. 2002. Calibration of seismic attributes for reservoir characterization. Technical report Michigan Technological University, p. 185. 5. Ragagnin G. M., Moraes M. A. S. 2008. Seismic geomorphology and connectivity of deepwater reservoirs. <i>Society of Petroleum Engineers</i>, p. 686-695. 6. Rosa, A. L. R., Arso, L. R., e Jaegher, R., 1985. Mapping oil-water contact with seismic data from Campos Basin, o shore Brazil. In 55th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts. Washington. 7. Wang J., Jayr S., Dopkin D. 2009. Geologic Modeling for seismic inversion.. E&P – Reservoir Characterization. |

| ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS |
|--|
| CARGA HORÁRIA: 45hs |
| EMENTA: Noções de engenharia de reservatório para geofísicos (Propriedade das rochas e fluidos, Volumes de formação, Mecanismos de produção, Injeção de água e gás, Métodos especiais de recuperação). Gerenciamento Dinâmico de Reservatório (Sísmica 4-D, Aquisição (Parametrização, modelagem de |

aquisição, repetibilidade), Processamento 4-D (Cross-equalização), Inversão 4-D).

REFERÊNCIAS:

1. Chierici, Gian L. 1995. Principles of Petroleum Reservoir Engineering. New York: Springer-Verlag.
2. Clark, Norman J. 1960. Elements of Petroleum Reservoirs. Dallas, TX: SPE.
3. Cosentino L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du Pétrole Publications. Editions Technip, Paris, 336 p.
4. Doyen P. M. 2007. Seismic Reservoir Characterization – An earth Modeling Perspective. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers, 255 p.
5. Dubrule O. 2003. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, Society of Exploration Geophysicists. EAGE, European Association of Geoscientists & Engineers. Distinguished instructor series, no 6.
6. Foster D. G.. 2008. Lessons Learnt from over 20 Years of 4-D Deployment.
7. Jack, I., 1997. Time-lapse seismic in reservoir management. 1998 Distinguished Instructor Short Course. SEG.
8. Grochau M. 2009. Effect of net to gross on time-lapse seismic response in Campos Basin, Brazil. SBGF, Sociedade Brasileira de Geofísica, 11 International Congress.
9. Johann P. Sansonowski R., Oliveira R., Bampi D. 2009. 4D seismic in a heavy-oil, turbidite reservoir offshore Brazil. The Leading Edge, 718-729
10. Lake, Larry W. 1989. Enhanced Oil Recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
11. Oliveira R. M. 2008. The Marlim field: Incorporating 4D seismic in reservoir - management decisions. Society of Petroleum Engineers, Journal of Petroleum Technology, 6 p.
12. Rosa, Adalberto J. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência.
13. Satter, Abdus & Thakur, Ganesh. 1994. Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach. Tulsa, OK: PennWell.
14. Thomas, José E. et al. 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editor. Rio de Janeiro: Interciência.

14. CORPO DOCENTE

O corpo docente do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS será constituído por professores da Petrobras e do Departamento de Geologia da UFOP, além de professores convidados de instituições nacionais e internacionais. Todo o corpo docente deverá ser credenciado pelo Colegiado do Curso.

| DOCENTE | INSTITUIÇÃO | GRADUAÇÃO | MESTRADO | DOCTORADO |
|-------------------------------------|-------------|-----------|----------|-----------|
| Adriana de Oliveira Gangá | Petrobras | | X | |
| Alexandre Rodrigo Maul | Petrobras | | X | |
| Ana Beatriz Fanha | Petrobras | | X | |
| André Danderfer Filho | Degeo/UFOP | | | X |
| Carlos Alves da Cunha Filho | Petrobras | | | X |
| Cesar Atsushi Ushirobira | Petrobras | | X | |
| Claudio Borba | Petrobras | | X | |
| Edgar Ambrosini Thedy | Petrobras | | X | |
| Evaldo Cesario Mundin | Petrobras | | X | |
| Issamu Endo | Degeo/UFOP | | | X |
| Gilberto Machado Ragagnin | Petrobras | | X | |
| Guilherme Fernandes Vasquez | Petrobras | | X | |
| Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia | Petrobras | | | X |
| João Adolfo Rosseto | Petrobras | | X | |
| João Carlos Guedes Logrado | Petrobras | | X | |
| Kledson Tomaso Pereira de Lima | Petrobras | | | X |
| Luiz Otavio Schmall dos Santos | Petrobras | | X | |
| Marco Cesar Schinelli | Petrobras | | X | |
| Marcos Sebastião dos Santos | Petrobras | | X | |

| | | | | |
|-------------------------------|------------|--|---|---|
| Maria Silvia Carvalho Barbosa | Degeo/UFOP | | | X |
| Olinto Gomes de Souza Junior | Petrobras | | | X |
| Rildo Marcio de Oliveira | Petrobras | | X | |
| Rita Parisi Conde Pozzi | Petrobras | | | X |
| Rodolfo Araujo Victor | Petrobras | | X | |
| Rosane Trajano de Faria | Petrobras | | X | |
| Rudolfo Beer | Petrobras | | X | |

15. METODOLOGIA

As disciplinas serão ministradas através de uma gama de recursos pedagógicos que inclui aulas expositivas, seminários, discussão de artigos científicos, exercícios e práticas laboratoriais, excursões de campo e culminados com Estudos de Casos a partir de dados geológicos e geofísicos de reservatórios.

16. SISTEMA DE AVALIAÇÃO

Do Aluno:

- Frequência às aulas – mínimo de 75% em cada disciplina;
- Aproveitamento mínimo – 60% dos pontos em cada disciplina, distribuídos em escala de 0 a 10. A verificação da aprendizagem será feita por disciplina, mediante critérios que permitam atribuição de notas individuais. A forma de mensuração do aproveitamento, visando indicar o conceito do participante, em cada uma das disciplinas ministradas, será estabelecida pelos professores em função de conteúdo e objetivos pedagógicos propostos. O rendimento escolar do aluno será expresso em notas e conceitos, de acordo com seguinte escala:

| CONCEITO | NOTA |
|------------------|------------|
| A - Excelente | 9,0 – 10,0 |
| B – Bom | 7,5 – 8,9 |
| C – Regular | 6,0 – 7,4 |
| D – Insuficiente | 5,9 – 0,0 |

- Apresentação e defesa oral do Trabalho Final de curso.

Do Curso:

- Aplicação de questionário de avaliação discente ao final de cada disciplina;
- Contato permanente da coordenação com os corpos docente e discente para avaliação contínua do andamento do Curso;

17. CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Frequência às aulas – mínimo de 75% em cada disciplina, verificada por meio de chamada ou assinatura em lista de presença.

18. TRABALHO DE CONCLUSÃO

Além dos trabalhos exigidos em cada disciplina, o aluno do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS deverá elaborar um Trabalho Final, sob a forma de um artigo ou monografia, com a orientação de um professor, tendo para isso um prazo máximo de seis meses após o término do curso, prorrogável por mais 6 [seis] meses (a ser validado).

O Trabalho Final de curso constituir-se-á de um trabalho de pesquisa no qual fique demonstrada a capacidade do estudante de utilizar metodologia científica e analisar textos de sua área de conhecimento, representando uma contribuição pessoal para a mesma, podendo ser caracterizado como um estudo de caso ou sistematização do conhecimento. Além disso, o trabalho final deverá ter seu tema vinculado a assuntos e/ou atividades ligadas direta ou indiretamente à área de sua atuação.

Para obter o certificado de Especialista em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS o aluno deverá ter o Trabalho Final de curso aprovado por maioria, de uma comissão examinadora.

19. ATIVIDADES COMPLEMENTARES

Em disciplinas específicas haverá Estudos de Casos que consistirão de análises e/ou observações de reservatório onde os alunos terão a oportunidade de verificar os processos e problemas do campo petrolífero como forma de complementar com a prática a sua formação teórica adquirida nas demais disciplinas.

20. CERTIFICAÇÃO

A Universidade Federal de Ouro Preto concederá aos concluintes do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS a titulação de Especialista em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS em certificado próprio.

21. INDICADORES DE DESEMPENHO

Como a primeira turma ainda não iniciou suas atividades, os indicadores só devem ficar definidos após a implantação do curso em março de 2010.

22. TECNOLOGIA

O curso conta com infra-estrutura adequada para palestras e aulas expositivas as quais serão repassadas em formato digital para os alunos bem como as referências bibliográficas e artigos científicos.

23. INFRA-ESTRUTURA FÍSICA

O Departamento de Geologia oferece uma rede de apoio laboratorial capaz de sustentar o desenvolvimento do Curso de Pós-Graduação *Lato Sensu* em GEOFÍSICA DE RESERVATÓRIOS nas atividades de ensino e pesquisa. Esta rede é formada pelos seguintes laboratórios:

- Laboratório de Geoprocessamento;
- Laboratório de Geologia Estrutural & Tectônica;
- Laboratório de Modelagem Física.

O departamento dispõe de uma das melhores bibliotecas de Ciências da Terra de Minas Gerais, com mais de 10.000 títulos na área mineral e em geociências entre livros, periódicos, teses e obras diversas. Adicionalmente, a UFOP está ligada em rede *internet* [Portal Capes] onde o aluno poderá acessar mais de 480 periódicos nacionais e internacionais da área de geociências e engenharia mineral.

24. RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO

A primeira turma iniciou as atividades em agosto de 2008.