

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Otimização e avaliação do potencial remanescente do campo maduro de Mato Grosso na Bacia Sergipe – Alagoas.

AUTORES:

German Meneses Hernandez¹, Fernanda Silva Calixto², Rafael Gonçalves Santos², Rafael Nunes da Luz², Ronaldo Nascimento Rocha², Antônio Jorge Vasconcellos Garcia¹.

INSTITUIÇÃO:

¹Laboratório Progeologia, Departamento de Geologia, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal de Sergipe, ²Laboratório Progeologia, Núcleo de Engenharia de Petróleo e Gás, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal de Sergipe

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

OTIMIZAÇÃO E AVALIAÇÃO DO POTENCIAL REMANESCENTE DO CAMPO MADURO DE MATO GROSSO NA BACIA SERGIPE – ALAGOAS.

Abstract

The Mature fields today represent an economically attractive target because of its cost-benefit ratio at a time when the industry is experiencing a complex period due to low oil prices. The high costs and risk of investments in the exploration of new prospects generate the need to optimize the production of mature fields with water injection to incorporate new reserves and hold production. The objective of this research is to make an evaluation and a proposal that allows the increase of production through a reinterpretation of the field static model, starting from a reinterpretation of seismic data and integrating with production data (reservoir engineering data), geology and structural. This kind of methodology allows us a better capture of the significant heterogeneities that presently determine the oil recovery of the Mato Grosso field in the Sergipe-Alagoas Basin.

This research is expected to reduce the uncertainties in assessing the impact of heterogeneities in fluid flow with the integration of surface data with subsurface data and identify the patterns of preferential flow, connectivity and continuity within the reservoir as a function of seismic data and production data. Another important aspect of the research is evaluate the risks of mechanical integrity of the wells for the development and optimization of water injection (redistribution of water injection), which will depend on the producer-injector well conversions, workovers, repairs and equipment to increase the extraction capacity. Finally, knowing the limits of the reservoir and the remaining reserves is an important part of assessing possible opportunities.

Palavras-chave: Petróleo, campos maduros, injeção de agua, risco mecânico.

Introdução

A maior parte da atual produção mundial de petróleo é fornecida por campos maduros. Aumentar a recuperação do petróleo dos campos atuais é uma grande preocupação para as empresas e autoridades. Além disso, a taxa de substituição das reservas produzidas por novas descobertas tem uma constante diminuição nas últimas décadas. Portanto, o aumento dos fatores de recuperação de campos maduros na produção primária e secundária será fundamental para atender a crescente demanda de energia nos próximos anos [1]. Os campos maduros hoje representam um objeto economicamente atrativo por sua adequada relação custo-benefício em um momento onde a indústria passa por um período complexo devido aos baixos preços do barril de petróleo. Os altos custos e o risco de investimentos na exploração de novos prospectos geram a necessidade de otimizar a produção dos campos maduros com injeção de água para incorporar novas reservas e sustentar a produção.

Os campos maduros representam mais de 70% da produção mundial de petróleo e gás. O seu potencial de recuperação é enorme, com 80% das reservas estimadas encontradas nas regiões do Oriente Médio e Norte da África, 43% na região Ásia-Pacífico e 24% na América Latina. [2]

Os campos petrolíferos após certo período de produção são chamados de campo maduro. Uma definição mais específica de campos maduros é que os campos atingiram o pico de sua produção ou produzem em um constante modo de declínio. Uma terceira definição poderia ser os campos que atingiram seu limite econômico após os esforços de recuperação primária e secundária, outros indicadores de maturidade são aumentar a produção de água e gás, diminuir a pressão e o envelhecimento dos equipamentos. [3]

Alguns campos *onshore* no Brasil após muitos anos de exploração e produção atingiram um nível considerado economicamente inviável para as grandes empresas. Como resultado, muitos desses campos foram devolvidos à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP. A primeira rodada de licitações de áreas de campos maduros ocorreu em maio de 2000. Foram oferecidas 73 áreas, mas apenas 13 foram adquiridas devido aos diversos riscos em relação à produção de petróleo. Após o aumento da disponibilidade de dados e do menor investimento, houve um interesse crescente em explorar essas áreas. Uma das etapas da sétima rodada de licitação da ANP ocorreu apenas em campos maduros. O sucesso da proposta foi de 94%, o que reflete um verdadeiro nicho de mercado com bom potencial [4].

Hoje, as empresas que operam campos petrolíferos maduros têm grandes desafios a enfrentar, como maximizar os lucros com o mínimo de investimento, mitigar o declínio da produção, maximizar a recuperação de petróleo e operar tão eficientemente quanto isto é possível. Porém a revitalização de campos maduros pode apresentar desafios difíceis e dispendiosos. É necessário um planejamento e análise cuidadosa para identificar maneiras de melhorar a produtividade. Atualmente os campos maduros apresentam um alto volume de informação de produção coletada por muitos anos, que podem melhorar a avaliação de reservas se são integrados com dados geológicos adequados.

O presente trabalho é uma parceria entre a ANP e o laboratório PROGEOLOGIA da Universidade Federal de Sergipe - UFS, o objetivo deste trabalho é apresentar uma proposta que possibilite o aumento da produção através de uma reestruturação do modelo estático do campo, a partir de uma reinterpretação dos dados sísmicos integrando dados de produção, injeção de água, perfuração de poços e de afloramento análogo. Isto permite capturar melhor as heterogeneidades significativas que atualmente determinam a recuperação de petróleo do campo de Mato Grosso na Bacia Sergipe-Alagoas.

Localização do projeto - Contexto geológico

O Campo de Mato Grosso localiza-se em terra na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas nos municípios de Maruim e Divina Pastora, no estado de Sergipe, distando cerca de 25 km, ao norte, da cidade de Aracaju, apresentando uma área de 51,043 km². Foi descoberto em 1969, pelo poço 4-MG-1-SE, que produziu óleo da Formação Muribeca / Membro Carmópolis. [5] ver figura 1.

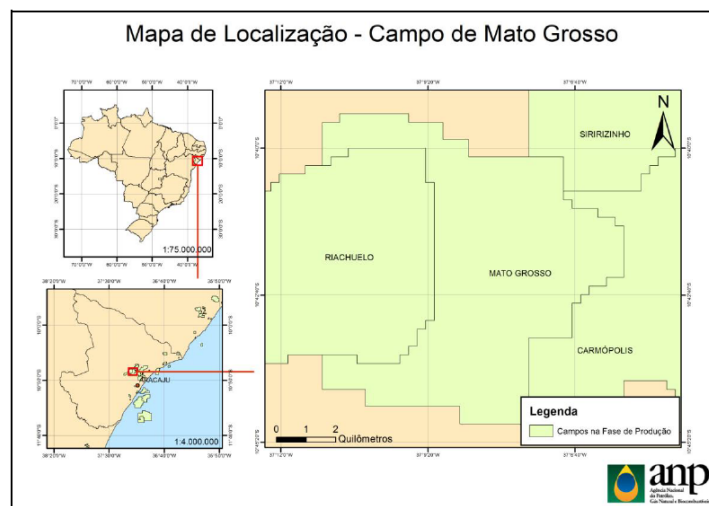


Figura 1. Mapas de localização do campo de Mato grosso. Fonte: ANP

No contexto geológico, o campo de Mato Grosso está situado na porção norte do baixo de Divina Pastora, exibindo estrutura homoclinal, recortada por falhas normais de direção NE-SW. No modelo deposicional do campo interpreta-se que inicialmente o sítio deposicional da FM Muribeca /

MB Carmópolis, foi assoreado pela porção mediana de um leque deltaico, constituindo as zonas conglomeráticas CPS-3 e CPS-4. A seguir a zona CPS-2 caracteriza-se pela deposição de arenitos finos a muito finos que constitui a porção distal deste sistema. Nesta zona ocorrem camadas de calcilito formadas por tapetes algálicos que representam o afogamento deste sistema. O evento deposicional do MB Carmópolis culminou com a deposição de arenitos finos, bem selecionados e laminados, que constituem a zona CPS-1. A partir daí implanta-se o sistema evaporítico do MB Ibura [6].

O operador do contrato é Petróleo Brasileiro S.A. com uma participação de 100%. O campo atualmente está em produção de óleo e a previsão da empresa é fazer a venda deste ativo, como foi divulgado em 02/03/2016, a empresa informa que o processo de cessão dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural de campos terrestres faz parte da estratégia de desinvestimento da Petrobras [5] [7].

Metodologia

Foi gerada uma base de dados do projeto com três (3) divisões de informação: grupo 1. Dados estáticos: geologia, petrofísica, litologia, mapas estruturais. etc. grupo 2: histórico de produção do campo, dados de poço, etc. e finalmente o grupo 3: dados geofísicos: sísmica 2D e 3D. Foram coletados dados públicos do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP, foram identificados os poços que fazem parte do campo Mato Grosso e foram classificados em: produtores, secos e abandonados, em intervenção, injetores e poços confidenciais. [8]

Para a reconstrução do histórico de perfuração e sua geolocalização foi utilizada a ferramenta *Google Earth* e os dados públicos da ANP. Como resultado foi obtido a sequência de perfuração com os dados de profundidade, data de perfuração e estado atual dos poços. Ver figura 2.

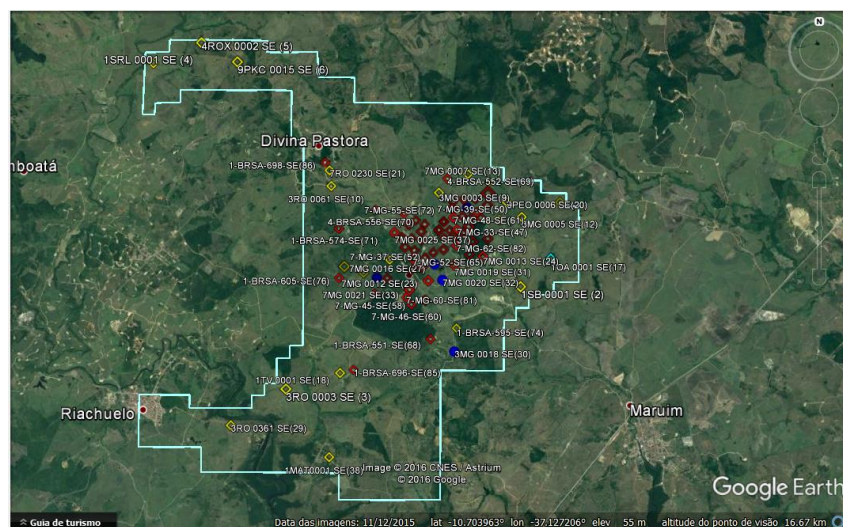


Figura 2. Localização dos poços do Campo Mato Grosso com Google Earth com dados de perfuração.

Com os dados de perfuração foi feita uma reconstrução do histórico de produção e injeção de água do campo. Isto com a finalidade de associar eventos de perfuração com eventos de produção. Desta forma, foi possível avaliar os poços que tem uma maior produção associada e sua localização no campo. Para a reconstrução do histórico de produção por poço, utilizou-se dos dados de produção público fornecidos pela ANP de 2005 ate 2016, com dados de produção por poço de petróleo, água e gás. Com os dados foram gerados gráficos de produção por poço. Foi gerado um total de 75 gráficos de produção x poço. Ver figura 3.

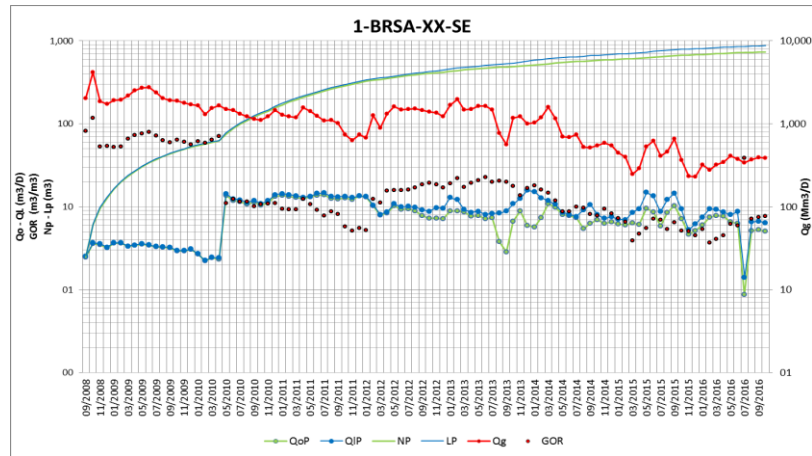


Figura 3. Gráfico de produção de poço.

Outro dos aspectos que foram avaliados foi à integridade mecânica dos poços do campo tendo em conta a data de perfuração de cada poço e a produção associada, ver figura 4, além disso, foram feitas análises para todas as datas e arranjos de injeção de água no campo desde 2005 até 2016, integrados a localização dos poços, data de perfuração e início de operação dos poços, distância injetor – produtor e curvas de produção de óleo e água. Não foi feita a correlação com dados de injeção de água do injetor por não ser disponibilizados pela ANP. Ver figura 5.

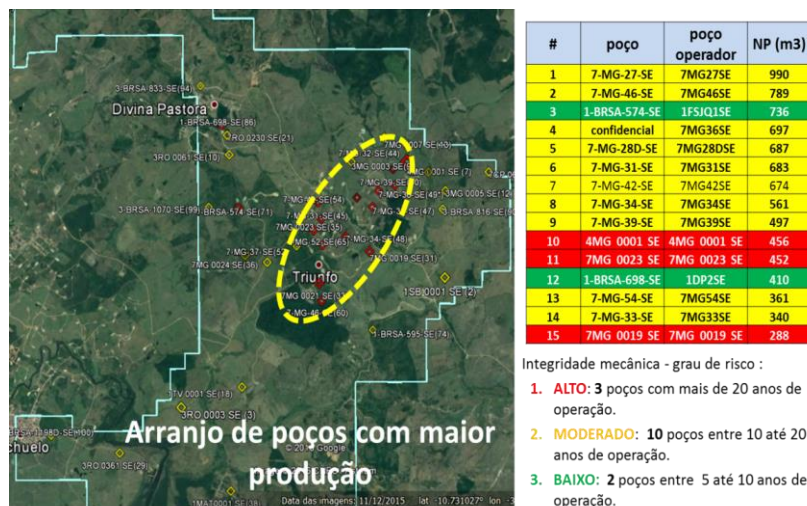


Figura 4. Identificação dos poços com maior produção do campo correlacionado com o grau de risco mecânico e sua orientação e localização no campo.

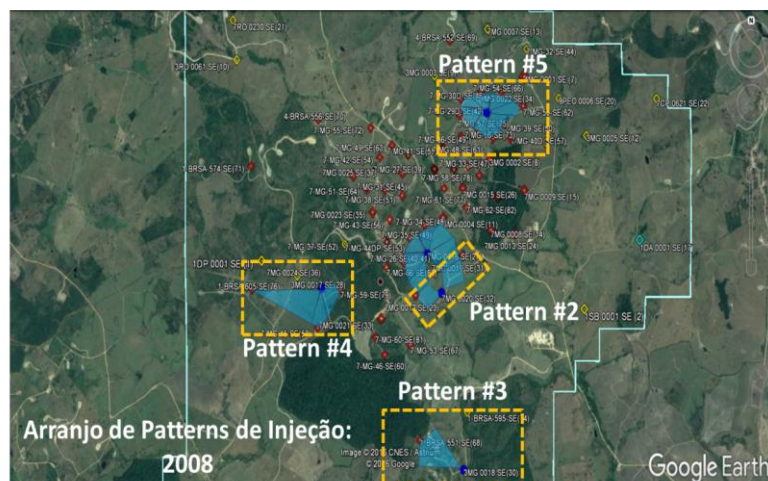


Figura 5. Mapeamento do arranjo produtor – injetor na evolução do campo.

Para as atividades de reinterpretação sísmica e construção do modelo estático foi utilizado o *software Petrel*®, foi feito uma análise da evolução do campo e validação do modelo conceitual geológico e estrutural com base na interpretação das linhas 2D e o volume sísmico 3D com base em dados de um afloramento análogo dentro da mesma bacia. Ver figuras 6 e 7.

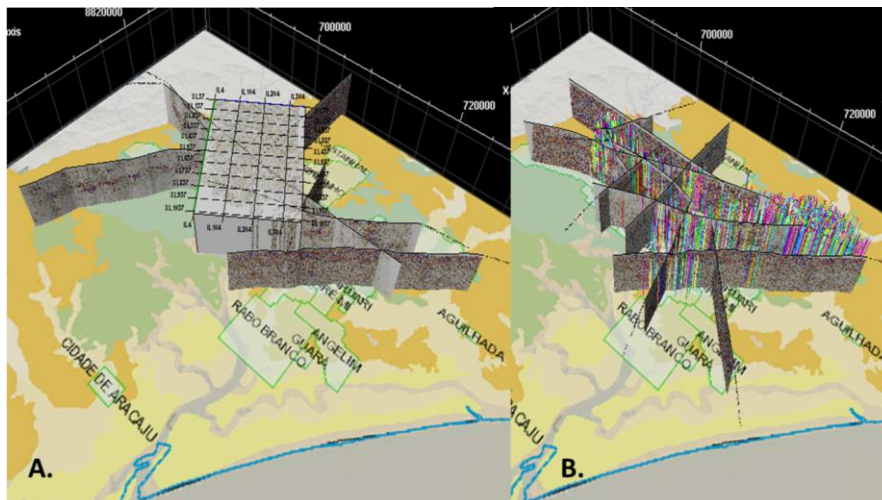


Figura 6. A: Localização do volume sísmico 3D e linhas 2D no campo de Maro Grosso. B: localização de dados de poços e linhas sísmicas 2D– Dados ANP.

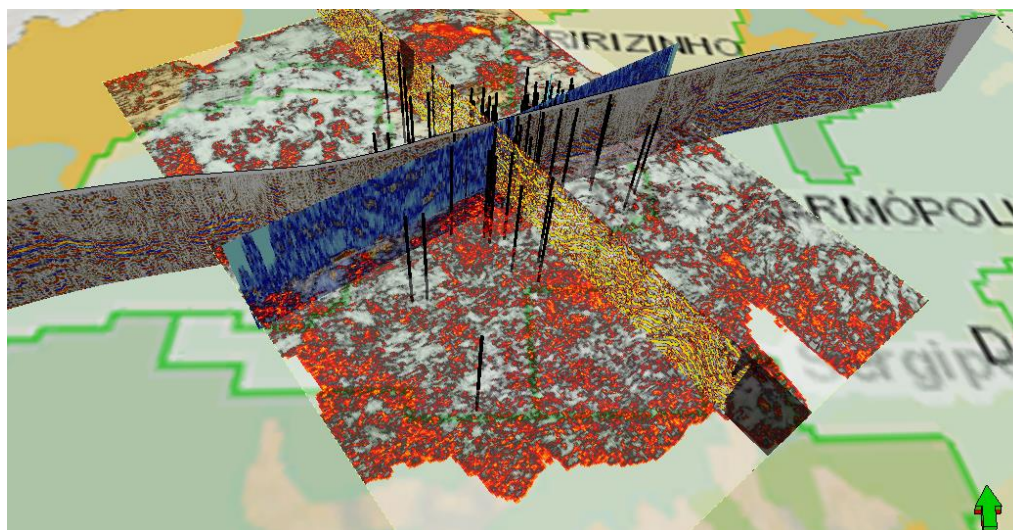


Figura 7. Avaliação do volume sísmico 3D e linhas 2D. Integração de atributos sísmicos *Variance* (*Edge method*), RMS (amplitude) e *time gain* com a localização dos poços do campo de Mato Grosso.

Resultados e Discussão

Com base nos dados coletados foi feita uma caracterização dos reservatórios do campo, levando em consideração dados de campos análogos com uma configuração semelhante dentro e fora da bacia para a geração do modelo de interpretação. Identificaram-se com dados sísmicos as principais falhas para avaliar possível compartimentalização do fluxo entre blocos com base nos dados de produção dos poços e foi feita uma reconstrução do modelo deposicional do campo e suas características geológicas gerais [8]. Foi identificada uma desconexão na continuidade dos reservatórios do campo de Mato Grosso com os campos de Riachuelo e Carmópolis devido à presença de falhas longitudinais importantes com uma direção preferencial NE-SW.

Com o mapeamento da história de perfuração e a produção dos poços (produtores de petróleo, secos e abandonados, com produção de água, em intervenção e injetores), foi possível a identificação da distribuição das zonas com petróleo e das áreas que representam uma oportunidade para melhorar a injeção de água do campo. Foi identificada uma área de alta produção na área central com uma orientação NE-SW. Atualmente se trabalha na proposta de redistribuição da injeção de água com reconversão de poços para diminuir a distância produtor-injetor que hoje em alguns padrões são grandes.

Um dos aspectos mais importantes na avaliação de campos maduros é a avaliação da integridade mecânica dos poços, o sucesso ou o fracasso de um projeto de desenvolvimento e otimização de injeção de água vai depender das conversões produtor-injetor, *workovers*, reparações, equipamentos e aumento da capacidade de extração para os produtores. Se os poços não são mecanicamente utilizáveis o projeto pode não ser viável devido a necessidade de perfuração de poços de substituição o qual é economicamente um custo alto para o projeto. [9][10][11].

Uma grande quantidade de poços do campo de Mato Grosso apresentou um risco mecânico elevado, (42%) dos poços injetores e (13%) dos poços produtores. Dos quais três (3) dos poços com maior produção tem mais de 20 anos de operação e dez (10) apresentam um risco mecânico moderado. Esta pesquisa tem como limitações o acesso a dados sigilosos de produção de poços confidenciais e dados que, por razões contratuais, não podem ser divulgados sem autorização da ANP.

Conclusões

Com esta pesquisa foi possível gerar um modelo estático a partir de uma reinterpretação dos dados sísmicos integrando dados de produção, injeção de água, e dados de análogos. Isto permitiu capturar e entender melhor as heterogeneidades significativas que atualmente determinam a recuperação de petróleo do campo de Mato Grosso na Bacia Sergipe-Alagoas.

Com a integração de dados de superfície com subsuperfície foi possível identificar alguns padrões de fluxo preferencial, conectividade e continuidade dentro do reservatório, foram identificadas novas oportunidades ou áreas de interesse e em função dos dados disponíveis avaliar os limites do reservatório e as reservas remanescentes.

Foi possível avaliar os riscos da integridade mecânica dos poços para o desenvolvimento e otimização da injeção de água (redistribuição da injeção de água), da qual vão depender as conversões produtor-injetor, *workovers*, reparações e equipamentos para poder fazer uma melhor avaliação econômica do campo.

Agradecimentos

Agradecemos a toda equipe do Laboratório PROGEOLOGIA/UFS pelo apoio e acesso aos Softwares sem os quais este trabalho não poderia ser desenvolvido. A SCHLUMBERGER e ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. E principalmente ao Prof. Dr. Antônio Jorge Vasconcellos Garcia por sua inestimável colaboração na capacitação da equipe de trabalho.

Referências Bibliográficas

1. Vladimir Alvarado and Eduardo Manrique. **Enhanced Oil Recovery: An Update Review.** Energies 2010, 3, 1529-1575; doi:10.3390/en3091529.

2. Halliburton - Products & Services > Mature Fields > **About Mature Fields**. <http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/mature-fields/about-mature-fields.page?node-id=hgjyd46m>.
3. T. Babadagli, SPE, U. of Alberta. **Mature Field Development - A Review**. SPE 93884. SPE Europec/EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005.
4. Eduardo Oliveira Teles, Ana Paula Maia Tanajura, Francisco Gaudêncio Mendonça Freires, and Ednildo Andrade Torres. **Reactivation of Mature Oilfields: A Multifaceted Production Management**. International Journal of Materials, Mechanics and Manufacturing, Vol. 4, No. 1, February 2016.
5. ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Plano de Desenvolvimento Aprovado - Reunião de Diretoria nº 811 de 29/07/2015**. Julho 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=82319>
6. ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Sumário executivo externo do campo de mato grosso**. Dezembro 2007. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=888> .
7. PETROBRAS - Fato Relevante - **Venda de Campos Terrestres: Informações Complementares**. Março 2016. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-venda-de-campos-terrestres-informacoes-complementares>.
8. Roger M. SLATT. **Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers**. handbook of petroleum exploration and production. Elsevier, 2006. Series ISSN 1567-8032.
9. Jerry T. Thornhill, Robert S. Kerr, Bobby G. Benefield. Injection Well Mechanical Integrity. United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, 1990.
10. Jackson RB. **The integrity of oil and gas wells**. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America. 2014; 111(30):10902-10903. doi:10.1073/pnas.1410786111.
11. Forrest F. Craig. H. L. Doherty. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**. Memorial Fund of AIME, 1971 - Oil field flooding.