

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo Numérico da Recuperação em Reservatórios Tight Gas Através do Fraturamento Hidráulico

AUTORES:

Rafael Alves Randel¹, Edney Rafael V. P. Galvão¹, Marcos Allyson F. Rodrigues¹, Tarcilio Viana Dutra Jr¹, Wilson da Mata¹

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 7º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 27 a 30 de outubro de 2013, em Aracaju-SE. 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 7ºPDPETRO.

ESTUDO NUMÉRICO DA RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS TIGHT GAS ATRAVÉS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Abstract

Driven by research, mastery of new technologies and a change in the world energy matrix, natural gas production has been advancing in its exploration and exploitation mechanisms in order to meet the higher demand for this resource. New technologies related to unconventional reservoirs have been increasingly studied and applied in the oil industry. Reservoirs of "Tight Gas" type is the unconventional reservoir most common in Brazil and it refers to sandstone fields with low porosity, around 7%, and extremely low permeabilities, values between 0.1 mD and 0.0001 mD, accumulating considerable reserves of natural gas and highly profitable promises. The natural gas from this type of reservoir is extracted by using stimulation operations, especially hydraulic fracturing, creating channels of high conductivity between the well and the reservoir, thereby allowing the reservoir fluids to flow into the well. To investigate the influence of some parameters of hydraulic fracturing on the gas recovery, a numerical study of the proposed method was conducted. The physical model used corresponds to a homogeneous semi-synthetic reservoir of gas condensate. The simulations were performed at IMEX module ("Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator") of CMG ("Computer Modelling Group"), version 2014.10. In order to increase the operational efficiency of the method, it was conducted a study comparing the model with a single horizontal well and multiple fractures and the model with several vertical wells with one fracture each. Among the parameters analyzed, the number of fractures was the parameter that showed the greatest influence on the ultimate gas recovery.

Introdução

A busca por eficiência energética e fontes de energia mais baratas tem revolucionado a matriz energética mundial tanto no avanço em pesquisa e desenvolvimento tanto de novas fontes de energia quanto no desenvolvimento e aperfeiçoamento de novas técnicas e tecnologias na indústria do petróleo, que foi o motivo de tornar, em 2015, os Estados Unidos no maior produtor de petróleo do mundo, para atender a essa demanda que impulsionou essa revolução.

Nesse contexto, o gás natural nas últimas décadas tem atraído cada vez mais os holofotes para si, pois representa uma fonte de energia barata e versátil e que cada vez mais tem sido usada como fonte de energia primária para geração de energia elétrica e também como fonte de energia nos mais diversos setores da indústria, e assim, uma mudança na matriz energética mundial começa.

Hoje em dia, a maior parte do petróleo do mundo ainda é obtido a partir de reservatórios convencionais: campos em terra, principalmente, no oriente médio, Rússia, Venezuela, Estados Unidos e outros países; campos offshore no Mar do Norte, Golfo da Guiné, Golfo do México e no litoral do Brasil, porém, a cada dia se torna cada vez menos frequente a descoberta de novos campos com reservatórios convencionais e é cada vez maior o declínio de produção no mundo levando em conta apenas a produção de reservatórios desse tipo.

Com a dificuldade de encontrar novas reservas convencionais suficientes para atender a demanda gerada, principalmente por gás natural, muito se foi investido nas últimas duas décadas em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para tornar viável o domínio de tecnologias que possibilitam a produção de hidrocarbonetos de reservatórios ditos não convencionais, principalmente, nos Estados Unidos onde hoje 27,4% da energia elétrica usada no país são provenientes de usinas que usam gás natural para gerar energia elétrica de acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA) em 2014.

O *shale gas* (gás de xisto ou de folhelho), que é um tipo de reservatório não convencional, foi o grande responsável pelo aumento da oferta e redução de preços do gás nos EUA na última década,

porém, outros recursos oriundos também de reservatórios não convencionais, como *tight gas* e *coalbed methane*, vem sendo produzidos no país desde 1970. Essa oferta não convencional é o que impulsiona a mudança na matriz energética mundial, intensificando o uso do gás natural e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas.

No Brasil, já foram mapeadas reservas não convencionais bastante significativas. Localizados em terra, o que é mais um atrativo diante que a maior parte da produção de gás brasileira é proveniente de campos offshore distantes da costa e devido a infraestrutura de transporte ou processo de transporte em batelada a partir da condensação e gaseificação o tornam caro.

A oferta desse novo recurso tem o potencial de desenvolver o mercado de gás natural do país e ajuda-lo a ressoar com a tendência mundial, interiorizando, finalmente, o uso de gás no Brasil. A expectativa de preços mais baixos de gás devido a uma maior oferta já cria grandes expectativas na indústria gás-intensiva brasileira. Além da revolução na matriz energética na indústria do país, uma grande oferta a baixos preços livra o país de uma crise no setor energético a exemplo do que estamos vivenciando em 2015 no Brasil. Devido a intempéries nossos reservatórios de água em hidrelétricas estão vazios e a baixa produção de energia elétrica a partir da principal fonte geradora do país precisa ser suprida pela atividade das termoeletricas cujo gás natural é a fonte primária de energia usada, porém o alto custo da energia elétrica gerada por termoeletricas, reflexo também do preço do gás no país, acarretará prejuízos à economia do país.

O Brasil está cada vez mais perto de começar a produzir gás natural em terra e em grande escala a partir de reservatórios não convencionais. Foi demonstrado enorme interesse pela Petrobras e diversas outras operadoras de petróleo na 12ª rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizada em novembro de 2013 que ofertou apenas blocos com potencial de produção de gás e em terra, há menos de dois anos, quando a Petrobras arrematou 49 blocos mesmo passando por situação difícil com problemas de caixa devido as grandes dívidas. A estatal justificou suas aquisições baseada no grande potencial desses campos, que muitos são de reservatórios não convencionais de *tight gas* localizados, principalmente, nas bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e São Francisco, que são, segundo a ANP, as três bacias com maior potencial para produção de gás não convencional.

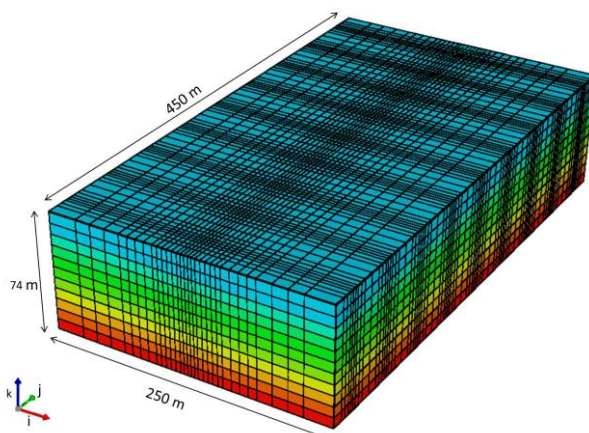
De acordo com a ANP, existem grandes reservas de gás natural convencional e não-convencional em sete bacias sedimentares brasileiras e com pleno potencial para produção, apresentando um volume de recursos maior até mesmo do que o apresentado no pré-sal, e que deve colocar o Brasil entre as seis maiores reservas do mundo, atrás apenas de Rússia, Irã, Qatar, Turcomenistão e Estados Unidos. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), só o gás não convencional no Brasil pode somar seis trilhões de metros cúbicos com potencial de recuperação. Estimativas da ANP revelam que considerando o fator de recuperação médio de 70% dos reservatórios não-convencionais, o volume a ser recuperado pode ultrapassar os dez trilhões de metros cúbicos de gás natural, número expressivamente maior do que os 434 bilhões de metros cúbicos que o Brasil tem, segundo dados da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) em 2012.

Metodologia

O reservatório estudado representa um modelo semissintético e homogêneo com característica reais baseado em reservatórios *tight gas* encontrados no nordeste dos EUA. O reservatório tridimensional com base no sistema cartesiano de coordenadas foi construído em forma de paralelepípedo com 250 metros na direção i, 450 metros na direção j e 74 metros na direção k. O tamanho dos blocos na direção i e j são variáveis devido a refinamento feito e diminuem à medida que se aproximam do plano central da direção j e à medida que se aproximam dos planos da direção i que contém as fraturas. O modelo mais simples, caso sem fraturas, tem um número total de blocos de 27882 e esse número aumenta de acordo com o número de fraturas e altura de cada fratura em cada caso, pois um grande refinamento foi feito em cada fratura e em seu entorno. Como na maioria dos

reservatórios não convencionais de *tight gas*, no reservatório estudado existe a fase líquida livre presente em uma pequena zona de água. Na direção *k* o reservatório está dividido em 11 blocos, sendo os 10 primeiros, os mais rasos, com 7 metros cada e o último é onde está localizada a zona de água livre com 4 metros de profundidade e está totalmente saturada de água.

Figura 1 - Reservatório em 3D e suas dimensões.



O topo do reservatório se encontra a 2000 metros de profundidade, sua temperatura é constante em toda extensão e igual a 51,7 °C, a pressão no topo do reservatório é igual a 9308 kPa. A permeabilidade horizontal do reservatório é igual a 0,04 mD e a vertical igual a 0,004 mD. O reservatório também apresenta 3,7% de porosidade e tem saturação inicial de gás igual a 0,757 e 0,243 de água. O modelo de fluidos de hidrocarbonetos foi construído baseado em análise PVT real de típico condensado de gás encontrado em arenitos cuja composição em fração molar é: CO₂ – 0,001; N₂ – 0,01; C₁ – 0,689; C₂ – 0,086; C₃ – 0,053; IC₄ – 0,011; NC₄ – 0,023; IC₅ – 0,009; NC₅ – 0,008; FC₆ – 0,017; C₇ – 0,019; C₈ – 0,015; C₉ – 0,012; C₁₀₊ – 0,052.

O modelo de fratura adotado é conforme proposto por Geerstma e DeKlerk – KGD de forma elíptica e com espessura e altura da fratura constantes. O modelo original apresenta fratura com 10 mm e permeabilidade do propante de 8000 mD, porém, afim de viabilizar a simulação numérica e a locação dos poços produtores nos blocos foi usada a equação que rege a condutividade das fraturas e alterou-se a espessura média da fratura e a permeabilidade do propante nos modelos construídos no simulador, de forma que a condutividade da fratura simulada fosse igual a condutividade original. A espessura passou a ser 600 mm com permeabilidade do propante igual a 133,333 mD, pois $C_f \text{ original} = C_f \text{ simulada}$, $10 \times 8000 = 600 \times 133,333$.

Os parâmetros operacionais analisados foram: quantidade de fraturas, altura das fraturas e geometria dos poços. A quantidade de fraturas foi um parâmetro com quatro níveis de variação, 1, 3, 5 ou 9 fraturas; a altura das fraturas apenas dois: 49m e 74m; o tipo de poço também apenas dois: poço horizontal multifaturado ou poços verticais com uma única fratura cada. A análise exhaustiva de casos apresenta-se na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1 - Planejamento de casos

Caso	Número de Fraturas	Geometria do Poço	Altura da Fratura
1	1	Horizontal	49
2	3	Horizontal	49
3	5	Horizontal	49
4	9	Horizontal	49
5	1	Horizontal	74
6	3	Horizontal	74
7	5	Horizontal	74
8	9	Horizontal	74

Caso	Número de Fraturas	Geometria do Poço	Altura da Fratura
9	1	Vertical	49
10	3	Vertical	49
11	5	Vertical	49
12	9	Vertical	49
13	1	Vertical	74
14	3	Vertical	74
15	5	Vertical	74
16	9	Vertical	74

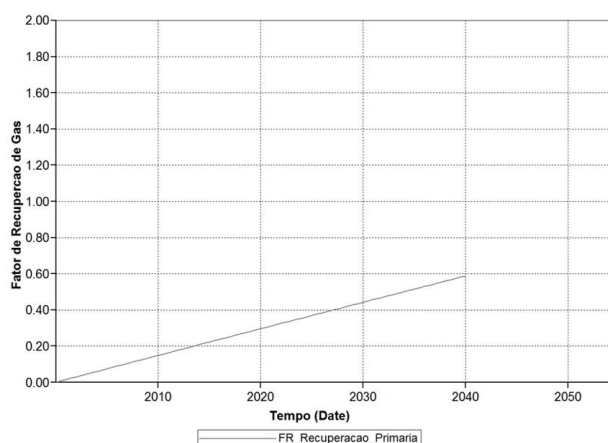
Assim foi possível encontrar o melhor conjunto de parâmetros, número de fraturas e altura das fraturas e comparar o desempenho e a influência que eles têm no comportamento da produção em função da geometria dos poços.

Os estudos foram conduzidos através de modelagens, construções, simulações e análise de resultados realizadas nos módulos WINPROP, BUILDER, IMEX, RESULTS GRAPH e RESULTS 3D da CMG (Computer Modelling Group), versão 2014.10.

Resultados e Discussão

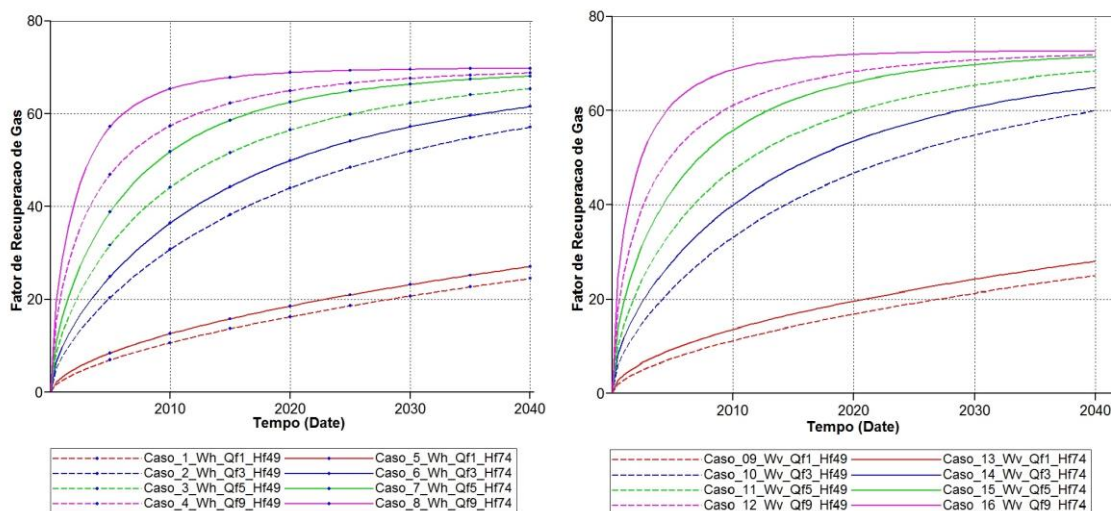
Como comprova o gráfico ao lado, é extremamente inviável a tentativa de exploração de um campo de reservatório não convencional do tipo tight gas sem a aplicação de alguma técnica de estimulação do reservatório, a recuperação primária do reservatório em questão sem atividades de estimulação de poços obteve um valor de 0,6 % de Fator de Recuperação ao final de 40 anos de produção, o que torna esse tipo de exploração extremamente inviável e justifica o faturamento hidráulico.

Figura 2- Fator de Recuperação de Gás versus Tempo para Recuperação Primária



Para melhor apresentação dos resultados, os gráficos construídos apresentam padronizações que facilitam suas leituras e interpretações. A quantidade de fraturas, que tem 4 níveis, foi separada por cores, portanto todas as curvas na cor vermelha representam os casos com 1 fratura apenas, as curvas na cor azul representam os com 3 fraturas, em verde os casos com 5 fraturas e as curvas na cor rosa identificam os casos com 9 fraturas.

Figure 3 - Fator de Recuperação de Gás versus Tempo de todos os casos.



Para geometria dos poços, os casos que tem apenas um único poço horizontal terão suas curvas marcadas com bolinhas azuis e os casos com poços verticais não apresentam nenhuma marcação de símbolos em suas curvas. Os casos de fraturas com 49 metros de altura estão representados em curvas tracejadas e os casos com altura da fratura com 74 metros em curvas contínuas.

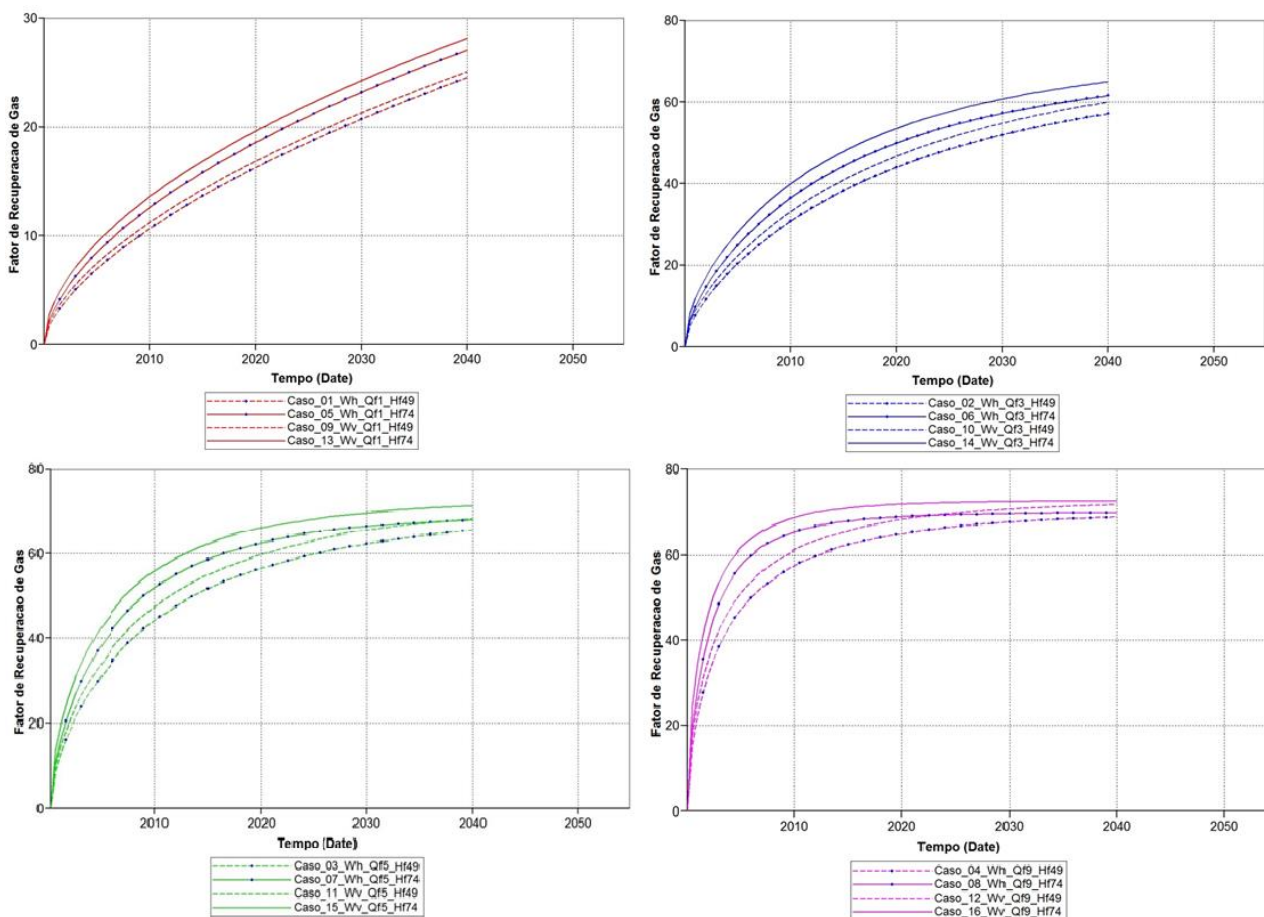
A quantidade de fraturas foi o parâmetro mais significativo na recuperação de gás dentre todos analisados, independentemente da geometria dos poços. As duas figuras abaixo mostram o fator de recuperação em função do tempo de produção para todos os casos.

Tanto para os casos com um único poço horizontal como para os casos com poços verticais, a altura da fratura foi um parâmetro significativo, e se comparados os casos com mesma geometria de poços entre si e é verificado que os casos com fraturas mais altas obtiveram maior recuperação final de gás e promovem uma antecipação da produção principalmente nas duas primeiras décadas.

Os casos com 5 e 9 fraturas, ao final da vida produtiva do campo, tendem a convergir para um fator de recuperação comum, no entanto os casos com 9 fraturas ainda produzem mais do que os casos com 5 fraturas. Porém, apesar de ao final de 40 anos não apresentarem grande diferença na produção acumulada de gás, o comportamento produtivo ao longo do tempo é diferente. O esquema de produção com 9 fraturas produz muito mais no início da vida produtiva do campo e nos últimos anos a derivada da produção acumulada em relação ao tempo é praticamente zero, o que mostra a produção acumulada é quase insignificante após 15 anos de produção. Não obstante o comportamento da produção ser bastante semelhante para os casos com poços verticais e casos com único poço horizontal, foi constatado uma antecipação da produção nos casos com poços verticais, porém devido a necessidade de se fazer diversas perfurações e atividades de fraturamento em sítios diferentes a opção de casos com poços verticais será certamente mais onerosa e provavelmente menos vantajosa, destarte deve ser feita uma análise econômica completa afim se optar por um esquema ante a outro.

Os gráficos da Figura 4 comparam os casos com mesmo número de fraturas.

Figure 4 - Fator de Recuperação versus Tempo, gráficos agrupados por número de fraturas.

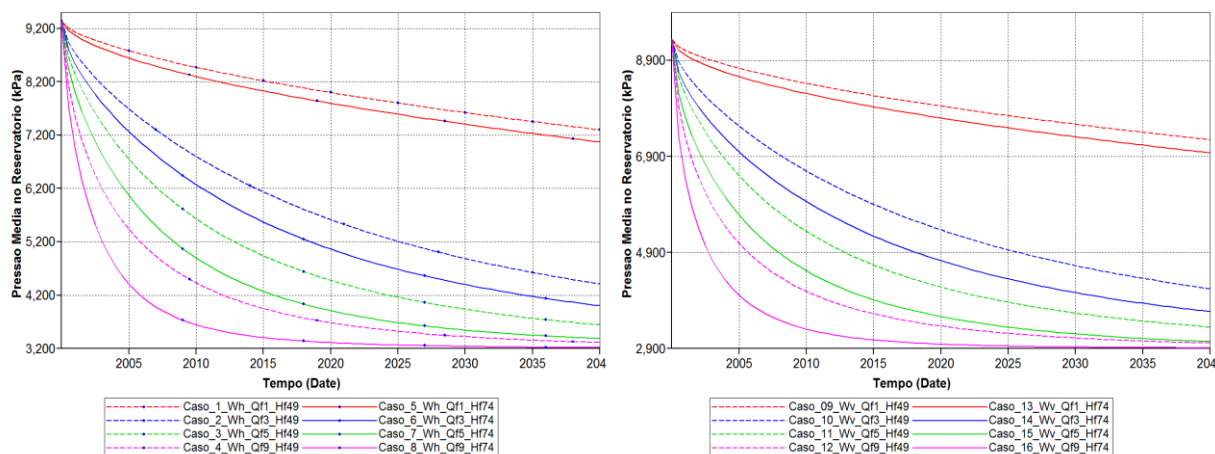


Constata-se nos gráficos com casos com 1 e 3 fraturas que as curvas contínuas, que mostram os casos com fraturas mais altas (74 metros de altura na fratura propada), estão acima das curvas pontilhadas (49 metros de altura na fratura propada), independentemente do tipo de poço, e apresentam melhor desempenho na recuperação de gás deste campo, por isso, entre estes dois parâmetros, apesar da recuperação dos poços verticais ter sido maior do que a do poço horizontal, a altura da fratura se mostrou mais significativo para a produção destes campo nesses 8 casos com 1 ou 3 fraturas.

Já na análise dos gráficos dos casos com 5 e 9 fraturas vê-se algo muito interessante, ao final de 40 anos da vida produtiva do poço, em ambos casos a recuperação dos poços verticais são maiores do que a do poço horizontal, independentemente da altura da fratura propada. A curva da função fator de recuperação em relação ao tempo do poço vertical com apenas 49 metros de altura de fratura propada cruza e ultrapassa a curva do poço horizontal com 74 metros de altura de fratura propada para ambos casos com 5 e 9 fraturas no reservatório, o que mostra que entre esses dois parâmetros a geometria do poço é mais significativo. Para os casos com 9 fraturas essa inversão de significância de parâmetros não acontece somente ao final dos 40 anos, mas na metade da terceira década de produção.

A queda de pressão é maior e mais rápida quanto maior for, principalmente, o número de fraturas no reservatório e a altura das fraturas e é ela que vai ditar o ritmo de produção do campo, pois a medida que a pressão no reservatório cai a produção cai de forma exponencial até que a pressão no reservatório atinja valores próximos a condição de pressão mínima de produção no fundo do poço e a produção se torne muito baixa, conforme ilustra a Figura 5 a seguir.

Figure 5 - Pressão média no reservatório versus Tempo



Conclusões

O estudo conduzido nesse trabalho comprovou a eficácia da operação de estimulação de poços através do fraturamento hidráulico, que mostrou um aumento do Fator de Recuperação em relação a recuperação primária de 24 pontos percentuais no pior caso e diferença de 72% se comparado com o caso de maior recuperação;

A quantidade de fraturas se mostrou ser o parâmetro operacional mais importante na recuperação de gás deste reservatório;

Para os casos com 1 e 3 fraturas, a altura da fratura propada se mostrou mais significativa do que a geometria dos poços;

Para os casos com 5 e 9 fraturas, a geometria dos poços se mostrou um parâmetro mais significativo;

Todos os parâmetros analisados individualmente obtiveram resultados positivos aumentando o Fator de Recuperação;

Nos modelos com 9 fraturas os poços tendem a parar de produzir antes do tempo limite proposto para produção pois a queda de pressão no reservatório acontece de forma muito rápida e no fundo dos poços não há pressão suficiente para atender as condições de produção.

Os casos que pararam de produzir antes dos 40 anos esperados para produção assim ocorreram devido a rápida depleção do reservatório, tornando a pressão média do reservatório menor do que a mínima necessária para que houvesse produção.

Agradecimentos

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte, à Petrobras e ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo (LEAP) da UFRN.

Referências Bibliográficas

BESSA, F. P. Jr. Análise da Recuperação em Reservatório de Gás com Baixa Permeabilidade (Tight Gas) Através do Fraturamento Hidráulico. 2014. 97 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

CASTRO, ANTÔNIO ORESTES SALVO: “Seleção de Poços de Petróleo para Operação de Fraturamento Hidráulico: Uma Abordagem Comparativa entre Sistemas Fuzzy-genético e Neuro-Fuzzy”, Rio de Janeiro, UFRJ (2005).

FENG, Y.; ZHENG FU, N.; XINWEI, L.; HUIQING, L. Case Study: Numerical Simulation of a Tight Gas Reservoir with Multifractured Horizontal Wells. SPE 160903. Nigéria, Agosto 2012.

HOLDITCH, STEPHEN A. Petroleum Engineering Handbook, Volume IV, Society of Petroleum Engineers (2007).

JIN, M.; ZHANG, H.; ZHANG W. Integrated Well Test Strategy in Unconventional Tight Gas Reservoirs- Learning and Experiences from an Actual Field Project. SPE, Shell Exploration & Production Company. PetroChina Southwest, 2013.

KUUSKRAA, V.A.; BRASHEAR, J.P; ELKINS L.E; MORRA F. Jr. Gas Recovery from Tight Formations - A Function of Technology and Economics SPE, Lewin and Assocs. Inc, 1981.

LEE, W. J.; HOPKINS, C. W. Characterization of Tight Reservoirs. SPE Texas A&M U. SPE, S.S. Holditch & Assocs. Inc. 1994.

LOFTIN, P. – Thirty Years of Lessons Learned – Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.

NAIK, G. C. – Tight Gas Reservoir: Na Unconventional Natural Energy Source for the Future, 2012.

NEHRING, R. – Growing and Indispensable: The Contribution of Production of Tight Gas Sands to U.S. Gas Production. In: S.P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K. Camp, Eds, Understanding, exploring and developing tight-gas sands. Vail Hedberg Conference: AAPG Hedberg Series, nº 3, p 5-12, 2008.

SANTOS, J.A.C.M.; CUNHA, R.; MELO R.C.B.; ABOUD, R.S.; PEDROSA, H.A.; Marchi, F. Inverted Convective Proppant Transport for Effective Conformance Fracturing, SPE 109585, 2007.

SANTOS, J.A.C.M.; Nova Técnica para Obtenção de Fraturas com Altíssima Condutividade em Poços de Petróleo. 2010. 156 f. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

SMITH, P.S.; COOPER, C.; RUEDA, J.I.; LIEBER, R. – Applying New Technology to Tight Gas Developments. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.