

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Impacto dos Métodos de Estimulação em Regiões Danificadas

AUTORES:

Christian Ramharter

Izabella Carneiro Bastos

INSTITUIÇÃO:

Montanuniversität (Universidade de Leoben) – Austria

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

Impacto dos Métodos de Estimulação em Regiões Danificadas

Abstract

This paper reports two kinds of stimulation methods for damaged wells and compares them in relation to their working mechanisms, their possible applications, their probable impact on the wells productivity, their costs and their limitations. The methods are matrix acidizing treatment and hydraulic proppant fracturing treatment. To illustrate the achievable results and give a comparison of these methods, a synthetic reservoir and well combination is used, on which the impacts of the treatments are simulated using the Petroleum Experts "Prosper" production simulation software. To compare the achieved stimulation results to a standard measure, a sensitivity analysis has been performed.

Introdução

Devido à necessidade do aumento da produção e a dificuldade de acesso a formações rochosas, a utilização do método de estimulação, tornam-se cada vez mais necessários. A decisão sobre qual método de estimulação a ser escolhido, depende tanto de fatores econômicos como tipo de formação rochosa, fluidos, parâmetros relacionados aos danos do poço, etc. As técnicas mais comuns utilizadas hoje em dia se resumem em fraturamento hidráulico e acidificação. Enquanto a acidificação pode ser suficiente para os casos onde apenas uma área pequena é danificada, o fraturamento hidráulico pode ser necessário para atingir bons resultados em problemas mais complexos, como a redução da permeabilidade do poço.

Este artigo propõe uma discussão entre os métodos de estimulação para poços danificados, fornecendo uma comparação entre mecanismos de operação, possibilidades de aplicação, impacto na produtividade, custos e limitações. Os métodos utilizados se referem a acidificação de matrix e fraturamento hidráulico. Para ilustrar os resultados alcançáveis e fazer uma devida comparação, um reservatório sintético foi utilizado. Através de um software de simulação de produção de petróleo (Petroleum Experts "Prosper"), os impactos dos tratamentos foram analisados e demonstrados. A relação entre a denominada Curva de Pressão Disponível (Inflow Performance Relationship (IPR)), o qual mostra a dependência da pressão e a vazão do fluido que pode ser extraído a partir da formação e a curva de levantamento vertical (Vertical Lift Performance) o qual é afetada pelo poço e pela complementação, foram utilizados[1][2][3].

Acidificação de Matriz:

Acidificação de Matriz é um método de estimulação que fornece à uma determinada região do poço, um fluido altamente reativo. Este é capaz de aumentar a porosidade e a permeabilidade da rocha obtendo assim um aumento de produção desejada. Apesar de possuir um custo relativamente baixo, pode ser muito eficaz se realizado de uma maneira correta. Sua utilização é dependente da composição da rocha reservatório, do tipo de dano à formação, temperatura e vários outros parâmetros específicos do poço. Sua operação é na maioria das vezes realizada em formações altamente permeáveis, porém danificadas. Dependendo do tipo de formação e do fluido usado, o aumento da porosidade e permeabilidade é alcançado por diferentes caminhos, seja por dissolução de partículas ou precipitações que dificultam o fluxo do fluido. [1][3][4]

O melhoramento teórico da produtividade de um poço utilizando acidificação de matrix pode ser calculado comparando o índice de produtividade da zona danificada com a área da formação rochosa não danificada (equação 1):

$$\frac{J_d}{J_o} = \frac{\frac{k_s * \ln \frac{r_e}{r_w}}{k}}{\ln \frac{r_s}{r_w} + \frac{k_s * \ln \frac{r_e}{r_s}}{k}} \quad (1)$$

Onde J_d é o índice de produtividade da zona danificada, J_o índice de produtividade da zona não danificada, k_s e k correspondem respectivamente a permeabilidade da zona danificada e não danificada e r_e , r_w e r_s referem-se ao raio da drenagem, raio do poço e raio da zona danificada. Outra medida para a magnitude do dano da formação é o fator de película (skin factor) demonstrado na equação 2. Neste caso a permeabilidade da zona danificada e não danificada são comparadas. Um valor positivo deste fator indica danos na formação enquanto que um valor negativo indica que a permeabilidade da região do poço foi artificialmente aumentada.

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) * \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2)$$

Onde S o fator de película (skin factor), k_s e k a permeabilidade da zona danificada e não danificada, r_s e r_w o raio da zona danificada e do poço respectivamente. Assim, se por exemplo, J_d/J_o é 1/3, isto significa que o método de acidificação de matriz foi sucedido e a permeabilidade da zona danificada pode ser aumentada para o mesmo nível comparado a uma zona intacta. O índice de produtividade do poço pode ser assim triplicado. Em alguns casos, pode até ser possível aumentar a permeabilidade da antiga zona danificada para um nível superior da zona intacta, resultando em um fator negativo e um maior índice de produção.

Fraturamente Hidráulico

Após a acidificação de matriz, o método de estimulação mais utilizado nos dias de hoje é o fraturamente hidráulico. Método de alto custo podendo alcançar algumas vezes valores semelhantes ao custo de perfuração. Seu princípio básico constitui em bombear um líquido para o fundo do poço a uma taxa elevada de pressão. A aplicação de um diferencial de pressão acima da resistência mecânica da formação, provoca a fratura. Após isto, ocorre um bombeio de um volume considerável de fluido, a uma alta vazão, propagando pela fratura. A injeção de um agente de sustentação (areia ou outros compostos), com pressão superior a de fechamento da fratura é então utilizado. As razões para o aumento de produção obtido por fraturamento hidráulico podem ser divididas em um aumento por obtenção de novas zonas, por não utilizar as zonas danificadas e pela mudança do padrão linear do fluxo. [2][4][5][7]

Metodologia

Para se obter a simulação, a formação foi danificada durante o processo de perfuração e cimentação. Partículas finas se moveram para dentro da formação ocorrendo precipitação, bloqueando os poros aos redor do poço. A área danificada se estende a um raio de 1,52 m em torno do poço. O Fator de película (skin factor) foi determinado pelo teste de poço, considerado $s = 15$. O cenário usado para simulação dos resultados dos tratamentos de estimulação é genérico com dados de reservatórios

extraídos em [6]. O poço é um reservatório de óleo insaturado de formação de carbonato contendo os seguintes dados:

Fluido

- Ponto da Pressão de bolha (pb) = 1323psi
- Viscosidade (μ) = 1.7cp
- Densidade do óleo em graus API° = 28
- Densidade do gás (γ) = 0.71
- Fator do volume de formação B = 1.1 res bbl/STB
- Taxa de óleo e gás (Rs) = 150 SCF/STB
- Salidade da água = 60000ppm
- Compressibilidade do óleo (co) = $1.4 \cdot 10^{-5}$ psi-1
- Compressibilidade do óleo (cw) = $3 \cdot 10^{-6}$ psi-1
- Compressibilidade total do sistema (ct) = $1.29 \cdot 10^{-5}$ psi-1
- Poço vertical, No meio do reservatorio, poço completado,
- Fundo do poço (raio) rw = 0.330ft = 0.1m (8 5/8’’ 32lb/ft Casing 7.921’’ID

Formacao Rochosa (carbonato)

- Formação retangular = 2000m x 2000m = 4km²
- Permeabilidade Horizontal kh = 8.2mD
- Permeabilidade Vertical kv: 0.9mD
- Espessura do reservatório h = 53ft = 16.15m
- Pressão inicial do reservatório pi = 5651psi = 389.62bar
- Compressibilidade de formação cf = $2.8 \cdot 10^{-6}$ psi-1 = $4.06 \cdot 10^{-5}$ bar-1
- Porosidade Φ = 0.19
- Temperatura T = 50°C
- Saturação da água Sw = 0.34

Resultados e Discussão

Desempenho do poço danificado:

Para a primeira comparação, a curva de pressão disponível (Inflow performance relationship – IPR) e desempenho do levantamento vertical (vertical lift performance) serão descritos utilizando um poço danificado (figura 1).

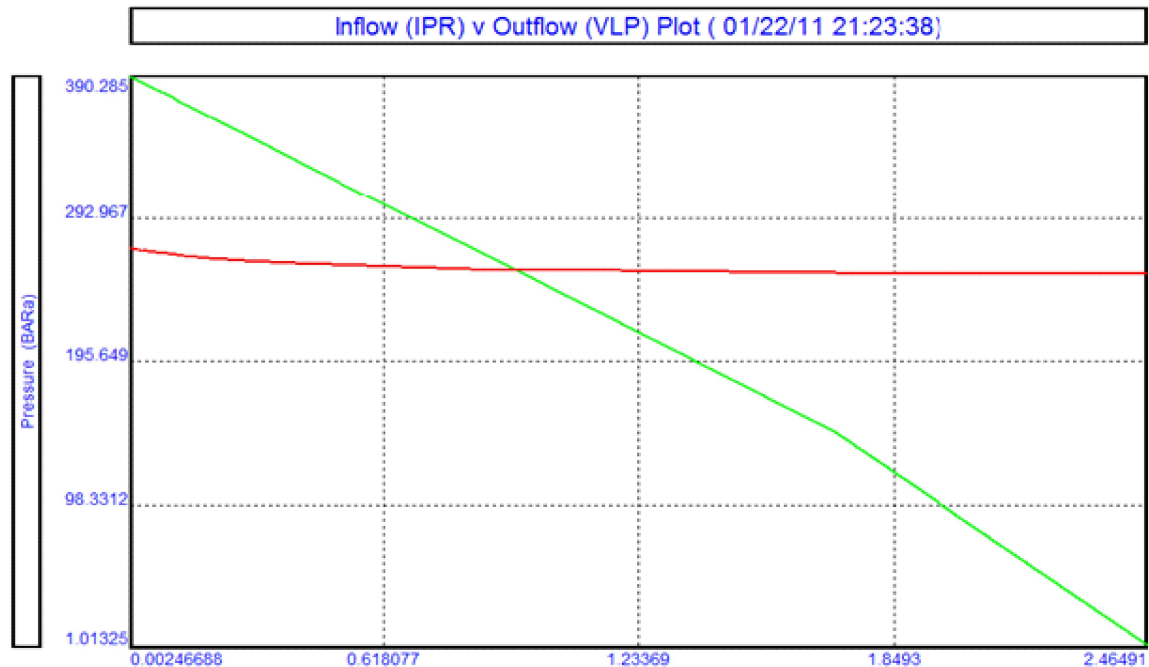


Figura 1 - Curva de pressão disponível (Inflow performance relationship – IPR) e desempenho do levantamento vertical (vertical lift performance- VLP) de um poço danificado

A linha verde demonstra a curva de pressão disponível (IPR) o qual é afetado pelos parâmetros da formação. Demonstra a dependência entre a pressão e vazão que pode ser obtidos pela formação. Pode ser visualizado, do lado esquerdo da figura, que o valor da vazão é zero e a pressão no fundo do poço é igual a pressão do reservatório, 390 bars. Quando ocorre um aumento do valor da vazão, a pressão decresce linearmente até o ponto de pressão da bolha. Neste ponto, o primeiro gás sai

da solução, desviando a curva linear de pressão para um decaimento íngreme, decorrente da maior quantidade de gás que sai da solução. A Linha vermelha demonstra o desempenho da elevação vertical (VLP). Este é afetado pelo poço e pela sua completação. Isto se resume na dependência entre a pressão e vazão do poço, perda da pressão hidrostática devido à diferença entre a altura do poço e a formação, a perda de pressão devido à compressibilidade do fluido e as perdas de pressão por atrito. Na Figura 1 observa-se que o ponto de operação estável seria 256 bar em relação a pressão do fundo do poço e uma vazão total de 0.93m³/hr. O óleo produzido teria uma taxa de 0.65m³/h, taxa de água de 0.28m³/h, taxa de gás de 16.34m³/h.

Estimulação através de acidificação de Matriz

A fim de melhorar o IPR e consequentemente a produtividade do poço, um tratamento de acidificação de matriz com ácido clorídrico e inibidores de corrosão é realizada. Assume-se que o ácido é capaz de penetrar na zona danificada ao redor do poço e alterando a permeabilidade média da zona danificada para $k_s = 3.7\text{md}$. Com esta informação o fator de película (skin factor) corresponde a uma redução de aproximadamente 78% , ou seja, do valor 15 (dado) para 3,31 (calculado).

A figura 2 demonstra o impacto da redução do skin factor na Curva IPR. Observa-se pelo gráfico que para uma mesma pressão, uma alta taxa de vazão foi alcançada. O ponto de produção encontra-se estável a uma pressão de 256 bar e vazão de 1.9m³/hr. A taxa de óleo é agora 1.3m³/h, a taxa de água é 0.56m³/h e a taxa de gás é 35.12m³/h em solução. Isto significa que a redução do skin factor causou um aumento de 104% do total da vazão e um aumento de 100% na taxa de água e óleo e 114% em relação ao gás.

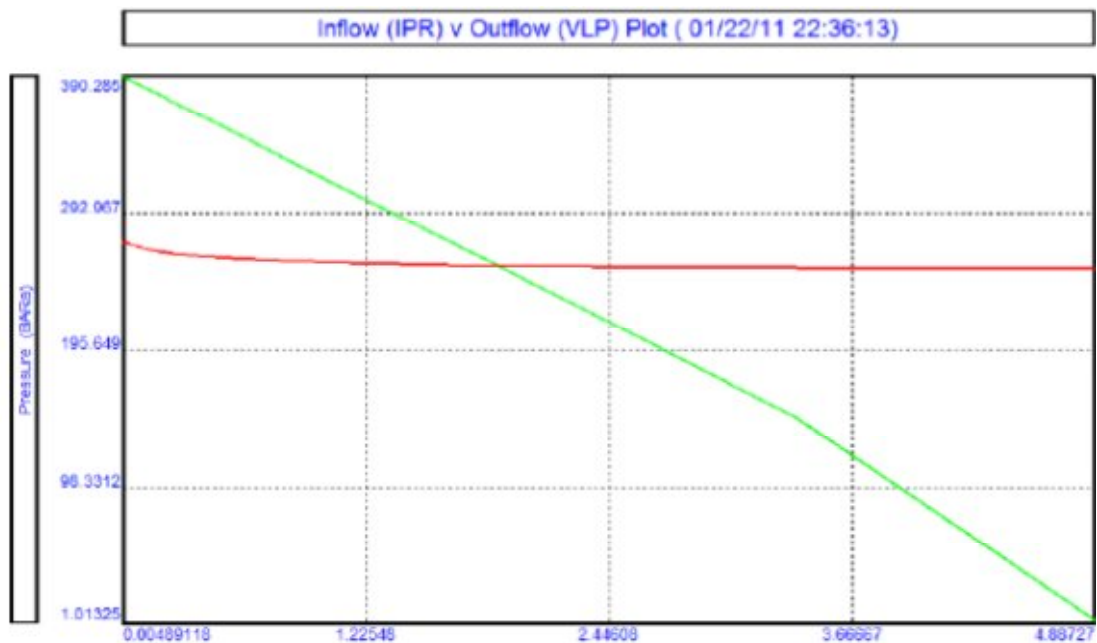


Figura 2: IPR x VLP depois da aplicação de acidificação de matriz.

Estimulação através do fraturamento hidráulico

Como outra opção, assume-se que fraturamento hidráulico com a utilização de propante foi realizada no poço. Admite-se que a fratura foi capaz de se propagar através da zona danificada alcançando também uma parte da zona intacta do reservatório. Assim, a região danificada contornou uma fratura de alta condutividade e por causa do tamanho da fratura na zona intacta, o comportamento do fluxo mudou de radial para linear. Este efeito reduziu o skin factor para -2,5. Isto significa por exemplo, um desempenho melhor comparado a um poço perfurado, sem qualquer área danificada. O

impacto sobre a IPR é demonstrado na figura 3. O poço está produzindo agora a uma pressão de fundo de poço de 254bar, uma vazão de 3,7m³/h, uma taxa de óleo de 2.6m³/h, uma taxa de água de 1,1 m³/h de e uma taxa de gás de 65,5 m³/h em solução. O skin factor foi reduzido em 116% e causou um aumento da taxa líquida de 297%, e em relação a taxa de óleo um aumento de 308%, um aumento da taxa de água de 293% e um aumento da taxa de gás de 300%. A figura 4 apresenta uma comparação entre o reservatório intacto, a utilização de acidificação de matrix e fraturamento hidráulico. A curva de baixo IPR corresponde ao poço intacto, logo depois observa-se a curva com estimulação a base de acidificação de matriz e em seguida com a utilização do fraturamento hidráulico.

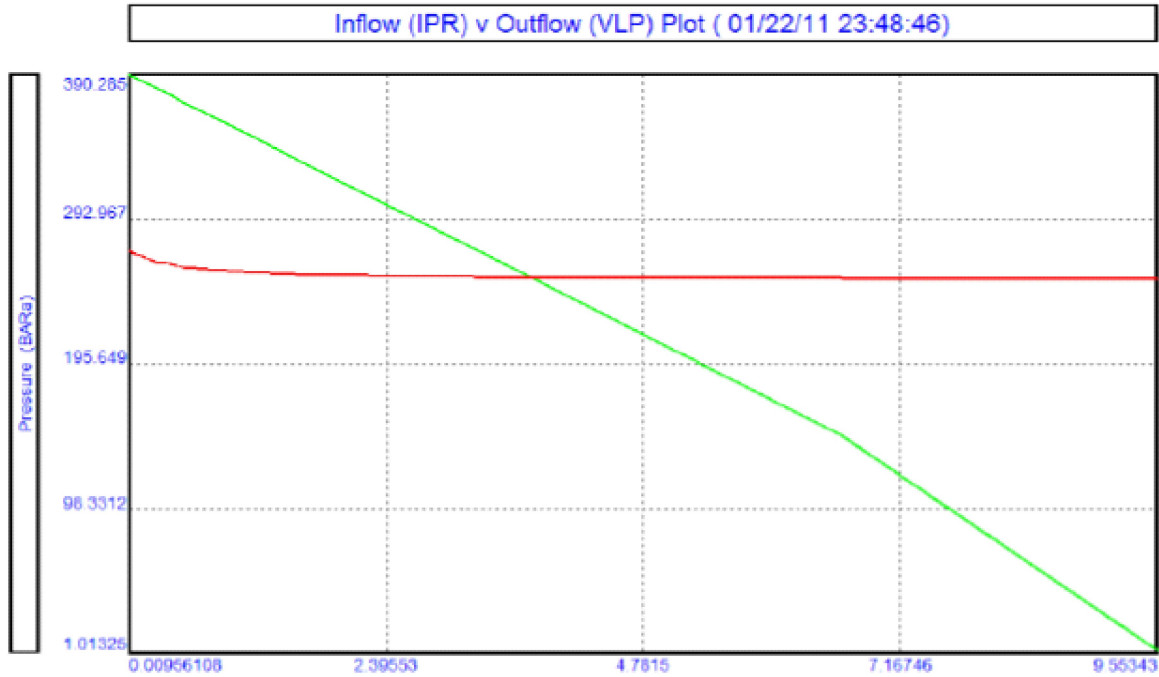


Figura 3: IPR x VLP depois da utilização do método de fraturamento hidráulico

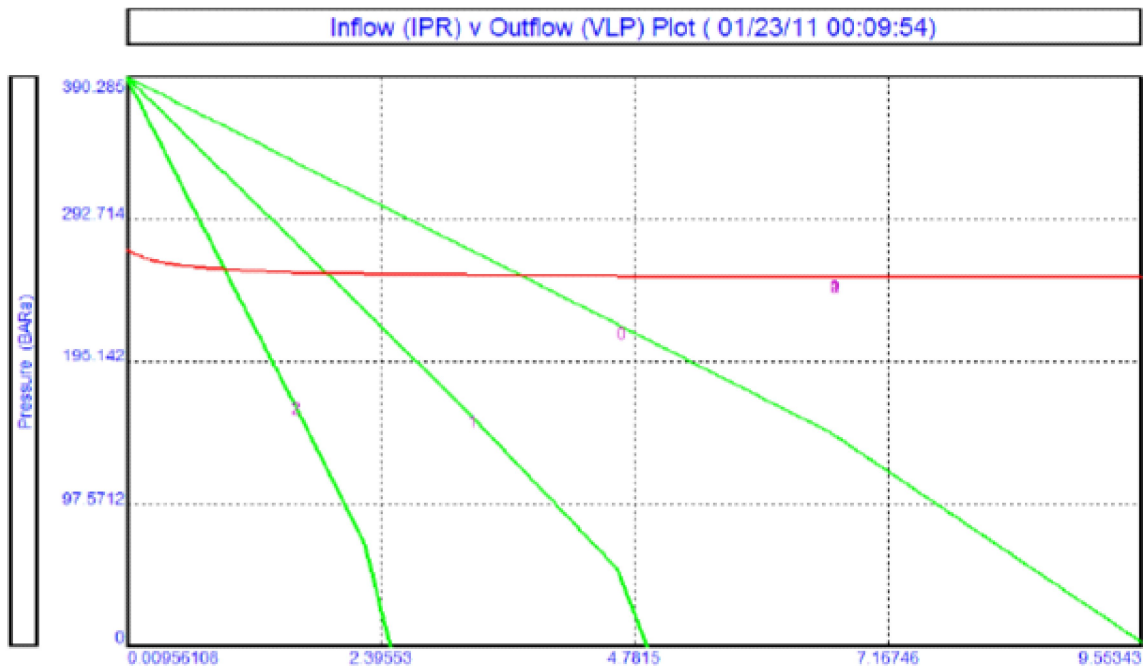


Figura 4: Comparações entre IPR x VLP para os diferentes cenários

Conclusões

- Há uma série de métodos de estimulação com o objetivo de reduzir o skin factor dos poços danificados. A sua eficácia depende fortemente da litologia do reservatório, das propriedades dos fluidos do reservatório e das propriedades mecânicas das formações.
- Existem alguns programas, principalmente para uso interno nas empresas de serviços, diversos programas que calculam numericamente uma estimativa para os resultados da estimulação. Estes, são baseados em experimentos realizados em laboratórios e informações de logging.
- A decisão de aplicar um tratamento de estimulação, é feita sobre o "retorno sobre o investimento" (ferramenta de decisão econômica).
- Os principais tratamentos utilizados atualmente são o método de acidificação de matriz em formações de carbonato e fraturamento hidráulico utilizando propanes. Apesar de fraturamento hidráulico em geral produzir os melhores resultados, possui um alto custo, comparado a utilização de ácidos.

Agradecimentos

Agradecimentos ao Instituto de Petróleo, Produção e Processamento da universidade de Leoben, (Austria) e ao Univ. Professor. Dipl. Ing. Dr. mont. Herbert Hofstätter pela orientação deste trabalho. Agradecimentos também ao Dipl. Ing. Michael Schietz e a Exxon Mobil Production pela cooperação na escolha do reservatório sintético para a simulação.

Referências Bibliográficas

1. Schechter Robert S.: Oil Well Stimulation, Prentice Hall Inc., New Jersey, 1992.
2. Allen Thomas O., Roberts Alen P.: Production Operations Vol. 1&2, Oil & Gas Consultants International Inc., Tulsa, 1982.
3. Hofstätter Herbert: Script Petroleum Production Engineering I, Leoben, SS2009.
- 4- Sandrine Portier, Laurent André, François-D. Vuataz: Review on chemical stimulation techniques in oil industry and applications to geothermal systems, CREGE, Neuchâtel, 2007.
5. Anderson H. A.: Acidizing – A Simplified Approach to Matrix Treatment Design, Petroleum Society of CIM, Banff, 1975
6. Economides M., Nolte K.: Petroelum Production Systems, John Wiley & Sons Ltd., Sussex, 2000
7. Pongratz R.: Hydraulic Proppant Fracturing Theory and Practical Applications, Halliburton Presentation, Leoben, May 2009
8. Lacazette A.: www.naturalfractures.com, 2001
9. Wenkui LI, Zhongthian Xue: A Review of Gas Fracturing Technology, SPE 58980, 2000
10. Krugman D. G.: A Brittle Fracture Theory for Understanding High Energy Gas Fracturing, Radialfrac Services Inc., SPE 15680, 1985
11. Pongratz R.: Formation Impairment and Stimulation Script/Presentation Leoben, January 2011
12. Marin Čikeš, Dubravka Plantić: Application of Tip Screen-Out Fracturing Technique, Petroleum Engineering Summer School, 2005
13. Economides M., Nolte K.: Reservoir Stimulation, John Wiley & Sons Ltd., Sussex, 2000