

# FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE AQUÍFEROS – MEDIÇÃO, MODELAGEM E SUA RELAÇÃO COM O AUMENTO DA PRODUTIVIDADE DOS POÇOS

*José Sérgio dos Santos<sup>1</sup>; Thomas Paul Ballester<sup>2</sup>; Ernesto da Silva Pitombeira<sup>3</sup>; Mariano da Franca Alencar Neto<sup>4</sup>*

**RESUMO** – A demanda das populações por mais água tem forçado o desenvolvimento de técnicas para melhorar o aproveitamento de todas as formas de recursos hídricos. Em algumas partes dos Estados Unidos da América, o fraturamento hidráulico tem sido utilizado para estimular poços perfurados no embasamento cristalino a aumentarem suas vazões. Na região Nordeste do Brasil, os poços perfurados neste tipo de formação geológica frequentemente exibem baixas vazões, o que os leva à posterior desativação ou abandono. O objetivo principal desta pesquisa é estudar os efeitos que o fraturamento hidráulico imprime sobre a transmissividade e as vazões de um aquífero fissural. Para tanto se desenvolveu um modelo de propagação de fraturas em formações rasas e de matriz impermeável. Para testar a metodologia, dados coletados em dois poços de bombeamento perfurados na Fazenda de Horticultura da University of New Hampshire foram utilizados. Uma análise conjunta dos resultados dos testes de bombeamento e do modelo de propagação de fratura permitiu concluir que, o fraturamento hidráulico aumentou a transmissividade das fraturas em 10 vezes em um poço e 190 vezes em outro. O dado prático foi que um poço passou a fornecer vazões 10 vezes maiores e no outro este aumento foi de 18 vezes.

**ABSTRACT** – Population's demand for water has compelled the development of techniques to improve the use of all forms of water resources. In some parts of the United States hydraulic fracturing has been used to enhance the yield of wells drilled in bedrock. In Brazil's Northeast region, wells drilled in this kind of formation often exhibit low water yield that sometimes results in these wells being deactivated or abandoned. The main objective of this research is to study the effects that hydraulic fracturing causes in a fractured rock aquifer's transmissivity and flow. To this end, a model was developed that describes the propagation of fractures in a shallow, impermeable rock matrix. As a test of the methodology, data collected from two pumping wells drilled at the University of New Hampshire were used for verification. These data include pre- and post-fracturing pumping tests and records of the fracturing operation. A combined analysis of pumping test results and propagating fracture model concluded that the hydraulic fracturing increased the transmissivity of one well more than 10 times and in the other the transmissivity increased 190 fold. The practical information was that one well yielded 10 times more water and the other 18 times more.

<sup>1</sup> Doutor, Professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Departamento de Construção Civil, Av. Treze de Maio, 2081, Fortaleza/CE, CEP: 60040-531, E-mail: sergio@ifce.edu.br

<sup>2</sup> Ph.D., Associate Professor of the University of New Hampshire, Department of Civil Engineering, 238 Environmental Technology Building, UNH, Durham, NH 03824, USA. E-mail: tom.ballester@unh.edu

<sup>3</sup> Ph.D., Professor Associado da Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental, Campus do Pici - Bloco 713, Fortaleza/CE, CEP: 60451-970, E-mail: glauber@ufc.br

<sup>4</sup> Doutor, Professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Departamento de Construção Civil, Av. Treze de Maio, 2081, Fortaleza/CE, CEP: 60040-531, E-mail: mariano@ifce.edu.br

## 1 – INTRODUÇÃO

Grandes reservatórios de óleo e gás têm sido encontrados em formações sedimentares consolidadas tais como arenitos, calcários, dolomitas e xistos. Contudo, apesar da matriz da rocha conseguir armazenar enormes quantidades de fluido, ela geralmente apresenta baixa permeabilidade. Quando um novo poço de óleo ou gás é perfurado e, subsequentemente, passa a apresentar uma baixa produção de modo a não ser economicamente sustentável, diz-se que este poço é considerado elegível para fraturamento.

Basicamente, a operação de fraturamento hidráulico consiste em se bombear um fluido viscoso em alta pressão para dentro de um trecho selecionado de um poço para iniciar e propagar uma fratura. Smith e Shlyapobersky [1] explicam o que acontece quando o fluido de fraturamento penetra na formação: “Se o fluido é bombeado para dentro do poço mais rapidamente que o fluido possa escapar para a formação, inevitavelmente a pressão subirá, e em algum momento algo se romperá. Como a rocha é geralmente mais fraca que o aço, o que rompe é usualmente a formação”. Quando o bombeamento pára, a pressão interna que criou a fratura cessa e a tensão de confinamento tende a fazer com que as paredes da fratura criada retornem à sua posição inicial (fechamento da fratura). Para evitar que isso ocorra, um agente de sustentação tal como bauxita ou areia é comumente misturado ao fluido de fraturamento no momento da injeção.

O fraturamento hidráulico tem sido empregado nos Estados Unidos da América para melhorar a produção de óleo e gás oriunda de reservas subterrâneas já por mais de cinquenta anos [2, 3]. Hoje difundida no mundo inteiro, inclusive no Brasil, esta tecnologia torna possível que poços inviáveis economicamente, passem a produzir satisfatoriamente.

Os custos envolvidos no fraturamento de poços de petróleo tornam economicamente inviável sua direta aplicação em poços d’água, pois nestes casos, o valor do contrato para o fraturamento de um poço alcança cifras da ordem de US\$ 50.000,00 a US\$ 60.000,00 (cinquenta a sessenta mil dólares) tomando como referência valores de 2006.

Até esta data, não há notícias de empresas, atuando no Brasil, comercializando serviços de fraturamento hidráulico de poços d’água. De fato, até mesmo nos Estados Unidos da América este procedimento aplicado a poços d’água é relativamente novo, mas vem se tornando cada vez mais popular. Obviamente, o maquinário necessário é bem mais simples que o empregado na indústria do petróleo e o custo envolvido consideravelmente menor, pois do contrário poderia ser mais vantajoso perfurar um novo poço ou mesmo aprofundar o poço existente que fornece baixa vazão.

Especialmente no nordeste dos Estados Unidos, região fortemente caracterizada por formações ígneas, empresas de perfuração de poços têm oferecido serviços de fraturamento

hidráulico como alternativa para se aumentar a produção de poços que fornecem baixas vazões, algumas delas inclusive alegando índices de sucesso superiores a 90%. Em adição a isto, experiências bem sucedidas em Gana e também na Índia são relatadas pelo fabricante *Kyle Equipment* instalado em Massachusetts, USA. Em Gana, o aumento teria sido de 75% a mais de 1000%, com média de 400%, na vazão de 35 poços. É citado o exemplo de certo poço que fornecia 11,4 L/min (0,68 m<sup>3</sup>/h) e passou a fornecer 170 L/min (10,2 m<sup>3</sup>/h) após ter sido fraturado [4,5]. Entretanto, diferentemente da operação feita em campos de petróleo, onde se realiza todo o projeto da fratura e se calcula seu efeito na permeabilidade da formação, no caso dos poços d'água a operação é completamente empírica e não há previsibilidade dos resultados esperados. Ademais, usualmente não se utiliza o agente de sustentação tal como a areia, por exemplo, e o fluido de fraturamento é simplesmente água potável sem aditivos.

O sistema utilizado é capaz induzir pressões de até 4000 psi (27,6 MPa), mas o padrão é que induzam 3000 psi (20,7 MPa). Naquela região, a pressão de quebra da rocha é relatada com sendo por volta de 1200 psi a 1500 psi (8,3 MPa a 10,3 MPa). O serviço pode custar de US\$ 3.000,00 (três mil dólares) a US\$ 7.500,00 (sete mil e quinhentos dólares), isto sem contar mobilizações de longa distância.

Outro aspecto interessante, comprovado em vários experimentos é que o fraturamento hidráulico em embasamentos cristalinos não gera novas fraturas, mas abre e expande fraturas naturais localizadas na região de estímulo [6,7,8,9].

## **2 – FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

### **2.1 Mecânica do Fraturamento Hidráulico**

A mecânica do fraturamento hidráulico visa descrever convenientemente os processos e mecanismos que são importantes para a tecnologia de fraturamento. O termo “mecânica” geralmente refere-se a uma área da engenharia que lida com as propriedades mecânicas dos materiais e com suas respostas às forças físicas que os circundam. O fraturamento hidráulico é complicado porque envolve quatro diferentes tipos de mecânica, a saber: dos fluidos, dos sólidos, da fratura, e térmica. Na área do fraturamento, a mecânica dos fluidos descreve o escoamento de uma, duas ou três fases dentro da fratura; A mecânica dos sólidos descreve a deformação ou abertura da rocha devido à pressão do fluido; a mecânica da fratura descreve todos os aspectos de falha e quebra que ocorrem nas proximidades da ponta da fratura hidráulica; e a mecânica térmica descreve as trocas de calor entre o fluido de fraturamento e a formação. Ademais, as respostas são

dependentes umas das outras. Para o desenvolvimento de ferramentas para o projeto e a análise de um processo tão complicado quanto o fraturamento hidráulico, torna-se necessária a construção de modelos que descrevam suficientemente bem cada um destes processos [10].

## 2.2 Modelo de Propagação de Fraturas APLAC

Neste modelo Dos Santos [11] tratou o problema da propagação da fratura numa formação rochosa por meio de uma analogia de placa circular deformável engastada na extremidade. A pressão líquida na face superior da fratura atua como um carregamento vertical, de baixo para cima, variável logaritmicamente ao longo de sua extensão, cujo efeito é a deformação do estrato superior ao plano da fratura. Deslocamentos na base da fratura são desprezados. Uma representação esquemática deste modelo pode ser visto na Figura 1.

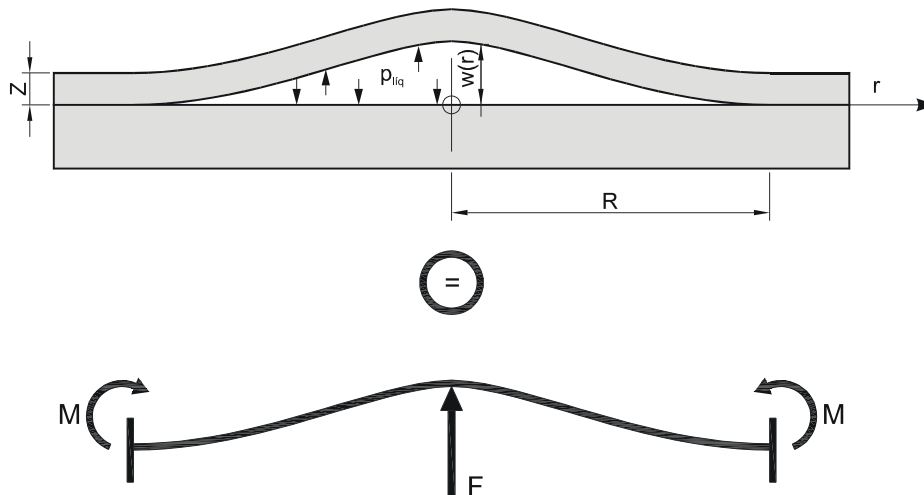


Figura 1 – Seção transversal da fratura e o esquema estrutural que o representa. (Dos Santos, 2008)

### 2.2.1 Processos dominantes durante a propagação da fratura

Um regime de propagação é definido como o regime no qual um processo particular supera todos os outros termos nos balanços de massa e de energia. Para o caso particular de propagação de fratura gerada por fluido incompressível em meio impermeável, dois regimes podem ser identificados: (1) propagação controlada pela tenacidade da rocha e (2) propagação controlada pela viscosidade do fluido de fraturamento. No primeiro regime, a dissipação de energia devido ao escoamento do fluido viscoso dentro da fratura é desprezível quando comparada com a dissipação necessária para quebrar as ligações do material (rocha) na ponta da trinca. No segundo regime ocorre exatamente o oposto [12].

Em termos práticos, pode-se dizer que fraturar rochas duras, como o granito, utilizando fluidos pouco viscosos, como a água, incorrerá em regime de propagação controlado pela tenacidade da rocha. No outro extremo, fraturar rochas sedimentares moles, como certos arenitos, utilizando géis poliméricos que alcançam viscosidades 200 vezes maiores que a da água incorre em regime de propagação dominado pelas propriedades reológicas deste fluido.

Para se identificar que regime governa determinado processo de propagação faz-se uso do parâmetro temporal adimensional,  $\tau$ , que quantifica a importância relativa da energia dissipada para estender a fratura na rocha em relação à energia dissipada no escoamento do fluido dentro da fratura. A determinação de  $\tau$  é feita a partir das equações:

$$\tau = \left( \frac{K'^{18} t^2}{\mu_{ff}^5 E'^{13} Q_i^3} \right)^{1/2} \quad (1)$$

$$K' = 4 \left( \frac{2}{\pi} \right)^{1/2} K_{IC} \quad (1a)$$

$$\mu'_{ff} = 12\mu_{ff} \quad (1b)$$

$$E' = \frac{2G}{(1-\nu)} \quad (1c)$$

Onde,  $Q_i$  [ $L^3T^{-1}$ ] é a vazão de injeção, assumida como constante,  $\mu_{ff}$  [ $ML^{-1}T^{-1}$ ] é a viscosidade dinâmica do fluido de fraturamento,  $G$  [ $ML^{-1}T^{-2}$ ] e  $\nu$  [adimensional] são as constantes elásticas da rocha (módulo de elasticidade transversal e coeficiente de Poisson),  $K_{IC}$  [ $ML^{-1/2}T^{-2}$ ] é a tenacidade à fratura da formação e  $t$  [T] é o tempo de bombeamento.

Se  $\tau \ll 1$ , a resposta da fratura é controlada pela viscosidade do fluido de fraturamento. Por outro lado, se  $\tau \gg 1$  a resposta da fratura é controlada pela tenacidade do material.

Para identificar que tipo de regime domina o processo de propagação, o modelo APLAC calcula, através da Equação 1, o tempo de bombeamento que corresponde a  $\tau=1$ . Subsequentemente o modelo verifica o quanto este valor representa, em termos percentuais, do tempo total. Se o valor for menor que 50% do tempo total de bombeamento, o modelo seleciona as equações de propagação controlada pela tenacidade da rocha e resolve o problema. Caso ocorra o contrário, as equações escolhidas são as de propagação controlada pela viscosidade do fluido de fraturamento. Obviamente, tanto quanto este tempo esteja perto de 0% ou de 100% mais certeza haverá sobre sob que regime a propagação da fratura realmente se deu.

## 2.2.2 Equações Fundamentais do Modelo APLAC:

- **Propagação controlada pela tenacidade da rocha**

**Abertura Máxima da Fratura (em  $r = r_w$ ):**

---

$$w_w = \left[ \frac{324Q_i^7 K_{IC}^4 (1-\nu)^4}{\pi^5 Z^{12} G^4} \right]^{1/11} t^{7/11} \quad (2)$$

**Raio da Fratura:**

---

$$R = \left[ \frac{1024Q_i^2 G^2 Z^6}{9\pi^3 K_{IC}^2 (1-\nu)^2} \right]^{1/11} t^{2/11} \quad (3)$$

**Pressão Líquida na Fratura (em  $r=r_w$ ):**

---

$$p_{liq} = \frac{384Q_i \mu_{ff}}{\pi w_w^3} \ln \left( \frac{R}{r_w} \right) \quad (4)$$

- **Propagação controlada pela viscosidade do fluido**

**Abertura Máxima da Fratura (em  $r = r_w$ ):**

---

$$w_w = \left[ \frac{1152Q_i^3 \mu_{ff} (1-\nu)}{\pi^3 Z^3 G} \right]^{1/6} t^{1/3} \quad (5)$$

**Raio da Fratura:**

---

$$R = \left[ \frac{32Q_i^3 Z^3 G}{9\pi^3 \mu_{ff} (1-\nu)} \right]^{1/12} t^{1/3} \quad (6)$$

**Pressão Líquida na Fratura (em  $r=r_w$ ):**

---

$$p_{liq} = \frac{384Q_i \mu_{ff}}{\pi w_w^3} \ln \left( \frac{R}{r_w} \right)$$

Onde  $Z$  [L] é a espessura do estrato acima da fratura e  $r_w$  [L] o raio do poço.

## 3 – METODOLOGIA

### 3.1 Local da Pesquisa

A pesquisa foi realizada no campus da University of New Hampshire, localizado em Durham, NH, Estados Unidos da América (Figura 2). As condições hidrogeológicas para o experimento,

nesta região, são muito boas, pois o estado de New Hampshire está assentado sobre um embasamento cristalino composto basicamente de rochas metamórficas e plutônicas. Estudos locais mostraram que estas rochas praticamente não apresentam porosidade primária, o que permite serem consideradas impermeáveis [13].



Figura 2 – Localização de Durham, NH, USA.

Em maio de 1973, experimentos com fraturamento hidráulico foram utilizados com sucesso para se estimular dois poços (A e B) d'água perfurados em rocha cristalina na Fazenda de Horticultura da University of New Hampshire. O projeto fora financiado pelo *United States Department of Interior* através do *Water Resources Research Center of the University of New Hampshire*. O relatório final do projeto contendo uma descrição detalhada dos equipamentos utilizados, dos procedimentos realizados e também dos resultados obtidos em todos os testes foi preparado pelo geólogo Glenn W. Stewart e publicado em 1974 [14]. Neste trabalho, utilizou-se as informações contidas neste relatório como dados de entrada nas modelagens do comportamento hidráulico e geomecânico do aquífero onde os poços foram instalados. Uma foto de satélite do sítio da pesquisa com a locação dos poços pode ser vista na Figura 3.

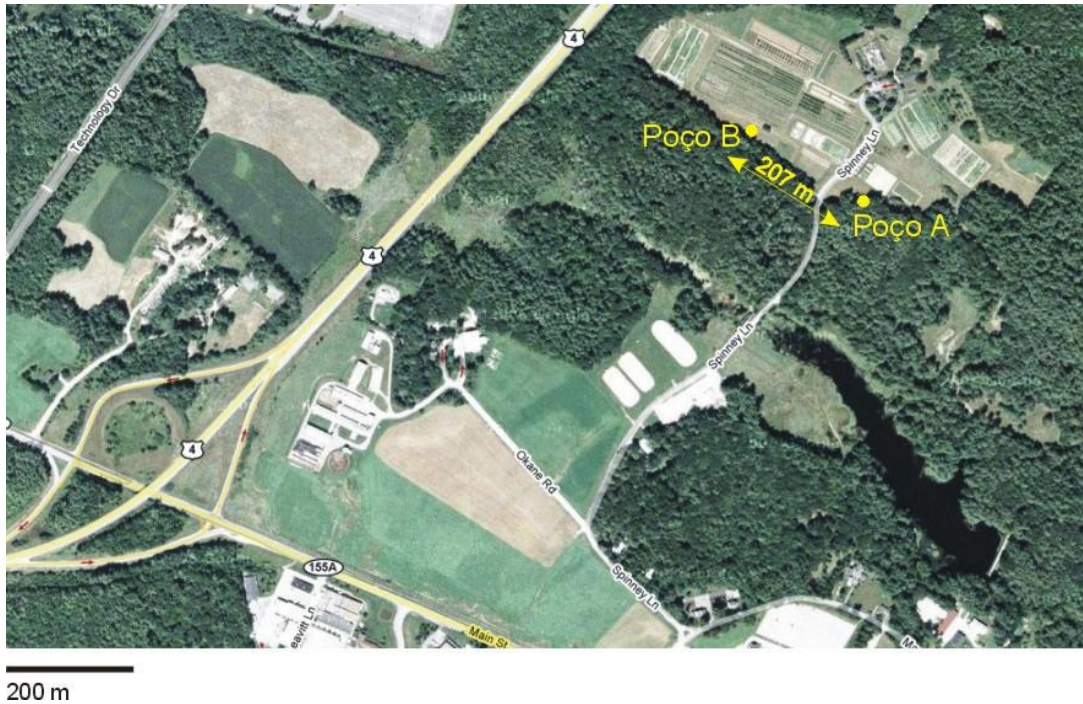


Figura 3 – Foto de satélite da fazenda de horticultura da UNH, Durham, NH. Fonte: Google Maps.

Uma distância de 207 metros (680 ft) separa os dois poços de 150 mm de diâmetro, que foram perfurados em diferentes profundidades. O poço A, visto em detalhe na Figuras 4a tem uma profundidade de 146 metros (479 ft) e foi perfurado em rocha ígnea (diorito) em toda a sua extensão. Ainda está em uso. Já o poço B, visto na Figura 4b, tem uma profundidade total de 91,44 metros (300 ft) e foi perfurado em rocha metamórfica (quartzito) após uma camada inicial de 16,8 m (55 ft) de silte e areia fina. A cota do topo do poço A está aproximadamente 54 cm acima da cota do topo do poço B [14].

### 3.2 Testes de Bombeamento

Ao todo, Stewart [14] realizou 14 testes de bombeamento nos dois poços. Porém, devido às falhas mecânicas no equipamento de bombeio ele considerou como confiáveis apenas 10 destes testes, sendo cinco em cada poço. Ao todo os testes foram realizados em três estágios diferentes. (1) Antes do fraturamento hidráulico (1973), (2) imediatamente após o fraturamento hidráulico (1973), e (3) um ano após a operação (1974). Ao bombear um poço, ele tentou utilizar o outro como poço de observação do primeiro, mas infelizmente não foi detectada nenhuma conexão hidráulica entre os dois poços mesmo após mais de 14 horas de bombeamento. Portanto, todos os dados foram



coletados a partir de poços de bombeamento. A Tabela 1 sumariza estas informações. Os testes de aquífero para os Poços A e B podem ser vistos nas Figuras 5 e 6.

Tabela 1 – Sumário dos testes de bombeamento realizados na Fazenda de Horticultura da UNH. Fonte: Stewart (1974)

Poço	Teste #	Data:	Vazão		Fratramento Hidráulico	Observação
			(gpm)	(m <sup>3</sup> /h)		
A	2	24/5/1973	10	2,271	Antes	Não confiável
A	3	30/5/1973	10	2,271	Antes	Não confiável
A	5	7/6/1973	4	0,908	Antes	Confiável
A	14	10/7/1973	25	5,678	Depois	Confiável
A	16	13/7/1973	20	4,542	Depois	Confiável
A	741	15/8/1974	20	4,542	Depois	Confiável
A	742	16/8/1974	25	5,678	Depois	Confiável
B	3	19/6/1973	5	1,136	Antes	Confiável
B	4	20/6/1973	4	0,908	Antes	Confiável
B	25	19/7/1973	10	2,271	Depois	Confiável
B	27	23/7/1973	15	3,407	Depois	Não confiável
B	28	24/7/1973	15	3,407	Depois	Não confiável
B	743	30/7/1974	10	2,271	Depois	Confiável
B	744	10/8/1974	10	2,271	Depois	Confiável



(a)



(b)

Figura 4 – (a) Poço A, em uso. | (b) Poço B com Poço A ao longe. Foto: Dos Santos, J.S.

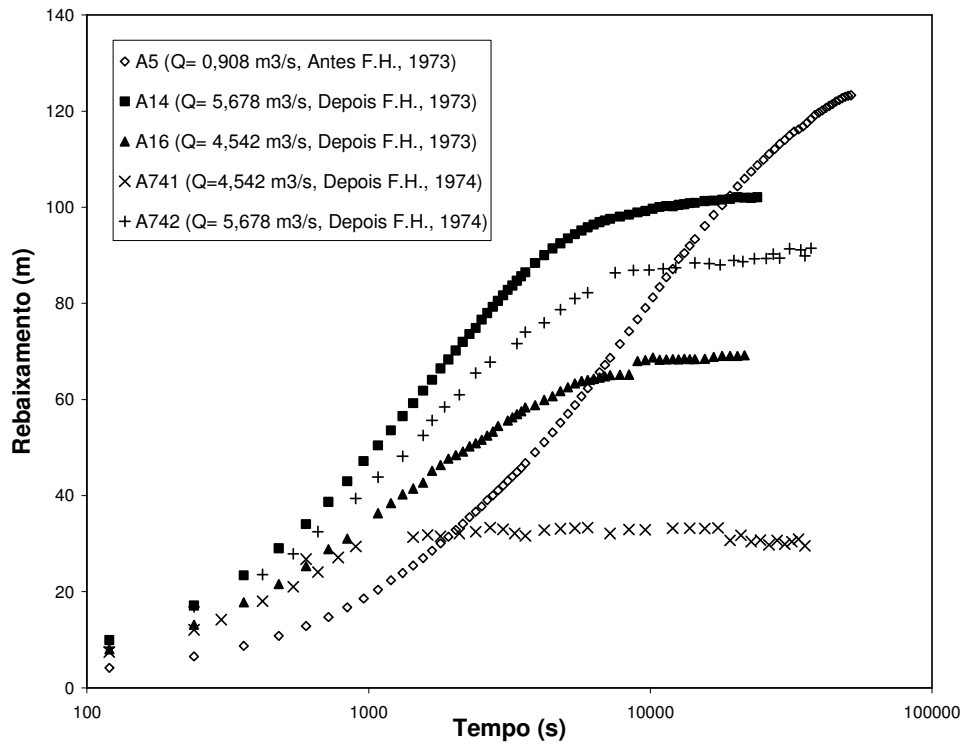


Figura 5 – Teste de Aquífero para o Poço A. (F.H. – Fraturamento Hidráulico)

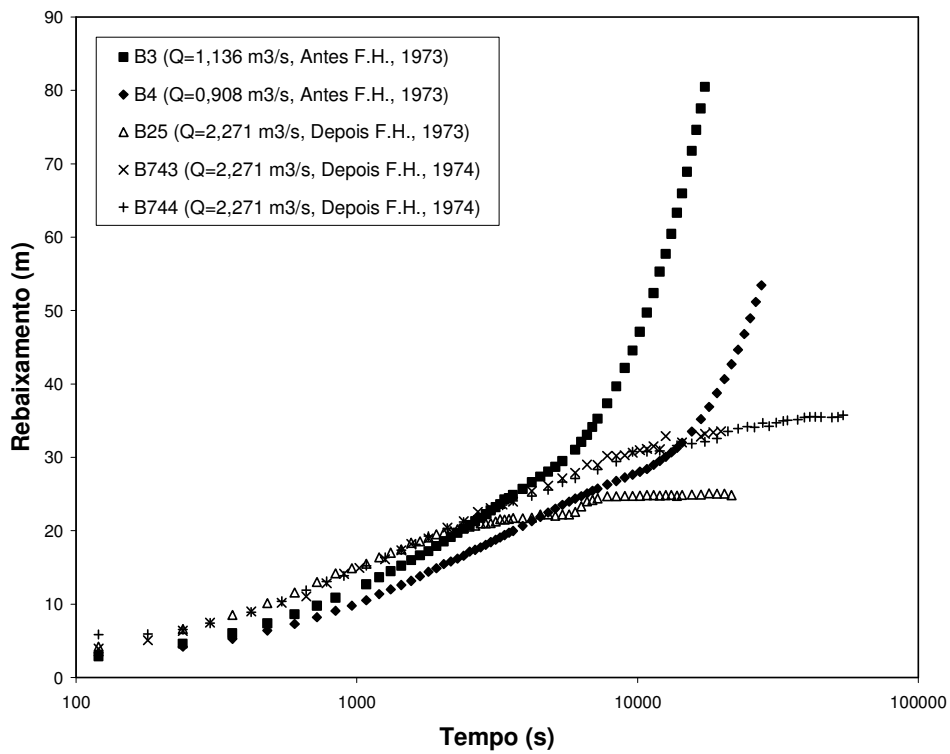


Figura 6 – Teste de Aquífero para o Poço B. (F.H.– Fraturamento Hidráulico)

### 3.3 Avaliação dos Testes de Bombeamento

De posse dos dados de bombeamento pré- e pós-fraturamento hidráulico dos dois poços, o primeiro passo deste estudo foi realizar a análise destes dados utilizando seis métodos diferentes, numa tentativa de se descobrir qual deles melhor descreveria o comportamento do aquífero. Os métodos utilizados foram: Theis [15], Cooper-Jacob [16], Hantush-Jacob [17], Papadopulos-Cooper [18], Moench [19] e Gringarten-Ramey [20].

O método de Theis [15] foi utilizado com a intenção de se verificar o quanto o comportamento do aquífero estudado divergiria do comportamento de um aquífero ideal. O método gráfico semi-logarítmico de Cooper-Jacob [16] foi utilizado por ser extremamente prático na determinação de que tipo de desvio de um aquífero ideal o aquífero testado poderia apresentar. Por exemplo, certos padrões aparecem quando o aquífero é confinado, livre, drenante, de extensão limitada, ou quando há armazenamento no poço. Além disso, o método de Cooper-Jacob [16] ajudou a identificar, em termos relativos, as mudanças provocadas pelo fraturamento hidráulico no grau de conexão do sistema de fraturas. O método de Hantush-Jacob [17], cuja concepção não admite armazenamento no aquífero, serviu para verificar se o aquífero era ou não drenante. O método de Papadopulos-Cooper [18] foi utilizado com o objetivo de se verificar se o armazenamento no poço exerceria considerável influência nos resultados do rebaixamento, o que por sua vez alteraria a determinação dos parâmetros hidráulicos. Este efeito geralmente se manifesta nos tempos iniciais de bombeamento e é bastante frequente em aquíferos fissurais, mesmo quando o diâmetro do poço é pequeno. O modelo de Moench [19] verifica se o aquífero pode ser modelado como um aquífero de dupla porosidade. Por último, o método de Gringarten-Ramey [20] foi desenvolvido para a determinação dos parâmetros hidráulicos de aquíferos idealizados como possuindo uma fratura única horizontal interceptando um poço de bombeamento – exatamente a situação idealizada para os casos de fraturamento hidráulico.

Estas modelagens foram executadas através do sistema computacional AQTESOLV ® for Windows Professional, versão 3.50, desenvolvido pela empresa HydroSOLVE, Inc. Os valores dos parâmetros hidráulicos encontrados pelo AQTESOLV ® foram confirmados manualmente através do método de superposição de curvas para os modelos de Theis e Papadopulos, e através de gráficos semi-logarítmicos para o caso do método de Jacob. Verificações adicionais foram feitas com o uso do software AquiferTest Pro ®, desenvolvido pela empresa Waterloo Hydrogeologic, Inc., e também através do software BGSPT ® desenvolvido pelo British Geological Survey, da Inglaterra. Contudo, para manter a coerência e concisão apenas os resultados obtidos com o AQTESOLV ® são apresentados neste trabalho.

#### 4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

As modelagens indicaram que o modelo Papadopulos-Cooper (1967) foi o melhor a descrever o sistema do aquífero para o Poço A, enquanto que o modelo Gringarten-Ramey (1974) foi o melhor para o Poço B. Os resultados podem ser encontrados nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 2. Poço A – Transmissividade e Coeficiente de Armazenamento calculados por Papadopulos-Cooper (1967)

	Teste de Aquífero				
	A5	A14	A16	A741	A742
Fratramento Hidráulico	Antes	Depois	Depois	Depois	Depois
Transmissividade (m <sup>2</sup> /s) x (1E+7)	24.10	242.6	161.7	636.8	172.4
Coeficiente de Armazenamento	8.73E-06	4.56E-7	1.09E-03	3.66E-07	5.56E-04
Abertura Hidráulica (mm)	0.16	0.34	0.29	0.46	0.30

Tabela 3. Poço B – Transmissividade e Coeficiente de Armazenamento calculados por Gringarten-Ramey (1974)

	Teste de Aquífero				
	B3	B4	B25	B743	B744
Fratramento Hidráulico	Antes	Antes	Depois	Depois	Depois
Transmissividade (m <sup>2</sup> /s) x (1E+7)	0.37	0.93	124.0	67.2	169.50
Coeficiente de Armazenamento	1.41E-04	1.59E-01	3.43E-04	3.63E-01	1.23E-01
Abertura Hidráulica (mm)	0.04	0.05	0.27	0.27	0.30

A Tabela 4 mostra os parâmetros que foram utilizados na modelagem do fraturamento hidráulico. Volume injetado, vazão e tempo de bombeamento foram obtidos de Stewart [14]. Dados da formação foram estimados a partir de valores encontrados na literatura. A Tabela 5 mostra o resultado da simulação feito através do modelo APLAC. Dados obtidos nos testes de bombeamento também permitiram o cálculo da vazão de instalação dos poços antes e depois do fraturamento hidráulico. Neste cálculo utilizou-se a metodologia adotada pela CPRM [21].

Tabela 4. Parâmetros da Operação de Fraturamento Hidráulico.

	Formação		Fluido				Fratura
	G (GPa)	$\epsilon$ (mm)	V <sub>i</sub> (m <sup>3</sup> )	t (s)	Q <sub>i</sub> (m <sup>3</sup> /s)	$\mu_{fr}$ (Pa-s)	Porosidade
Poço A	32,0	0,3	75,04	3849,32	1,95E-02	1,27E-03	0,98
Poço B	42,5	0,3	50,88	2400,00	2,12E-02	1,27E-03	0,97

Tabela 5. Resultados da Simulação de Fraturamento Hidráulico (Equações 1 a 6).

	Geometria da Fratura			Abertura Hidráulica	Transmissividade
	R (m)	w <sub>w</sub> (mm)	w <sub>médio</sub> (mm)	Final	Estimada
				b <sub>f</sub> (mm)	T <sub>f</sub> (m <sup>2</sup> /s)
Poço A	206	2,25	0,56	0,34	244E-07
Poço B	175	2,11	0,53	0,30	181E-07

Tabela 6 - Determinação da vazão de instalação dos poços A e B

Teste	Q (m <sup>3</sup> /h)	Rebaixamento (12 horas) (m)	Vazão Específica (12 horas) (m <sup>3</sup> /h/m)	Nível Estático (m)	Nível Fratura Mais Produtora (m)	Rebaixamento Disponível (m)	Vazão de Instalação (m <sup>3</sup> /h)
A5	0,908	121,12	0,007501	12,52	143,00	78,29	0,59
A14	5,678	(*) 102,48	0,055407	12,64	143,00	78,22	4,33
A16	4,542	(*) 69,87	0,065014	12,55	143,00	78,27	5,09
A741	4,542	(*) 32,42	0,140114	12,55	143,00	78,27	10,97
A742	5,678	(*) 90,30	0,062881	12,55	143,00	78,27	4,92
B3	1,136	(*,+) 170,90	0,006645	6,22	35,05	17,30	0,11
B4	0,818	(*) 60,73	0,013464	6,62	35,05	17,06	0,23
B25	2,271	(*) 25,05	0,090669	10,08	82,30	43,33	3,93
B743	2,271	(*) 37,27	0,060940	10,08	82,30	43,33	2,64
B744	2,271	35,54	0,063907	10,08	82,30	43,33	2,77

(\*) estimado a partir dos modelos l (+) valor estimado maior que o comprimento do poço.

Antes do fraturamento hidráulico, a vazão de instalação do poço **A** teria de ser de aproximadamente 0,6 m<sup>3</sup>/h, conforme pode-se observar no teste A5. Após o fraturamento, esta vazão aumentou significativamente. Foi de cerca de 5 m<sup>3</sup>/h em três testes e de quase 11 m<sup>3</sup>/h no teste anômalo (A741). Na média, a vazão de instalação fica em torno de 6 m<sup>3</sup>/h (26,4 gpm), ou seja, 10 vezes maior que a inicial. Até esta data este poço está em operação, exibindo uma vazão sustentável de 25 gpm (5,678 m<sup>3</sup>/h), algo muito próximo média encontrada.

O mesmo se deu com o poço **B**. Considerou-se a vazão pré-fraturamento como sendo a média dos valores encontrados nos testes B3 e B4, o que conduziu a 0,17 m<sup>3</sup>/h (0,75 gpm). Interessante notar que o valor estimado para rebaixamento no teste B3 é maior que o comprimento do poço, o que significa dizer que, caso se continuasse o bombeio por mais tempo o poço secaria. Isto já foi um indicativo de que a vazão de operação do poço nas condições originais seria menor que vazão utilizada neste teste (1,136 m<sup>3</sup>/h = 5 gpm). Assim, o valor de 0,17 m<sup>3</sup>/h mostra-se bastante razoável.

Já os testes pós-fraturamento apontaram para valores entre 2,6 e 3,9 m<sup>3</sup>/h, com média de 3,11 m<sup>3</sup>/h (13,7 gpm). Isto significou um aumento de mais de 18 vezes em relação ao valor original. Diferentemente do poço **A** que ainda está em uso, não existem informações atualizadas sobre se este poço ainda sustentaria uma vazão em torno de 3,11 m<sup>3</sup>/h. O que se sabe é que foram feitos outros dois testes nele após o fraturamento, B27 e B28, com duração de 6 horas de 40 minutos e de 4 horas e 20 minutos, respectivamente, ambos para uma vazão de 15 gpm (3,407 m<sup>3</sup>/h). O valor de vazão usado nestes testes indica que o poço tornou-se capaz de sustentar valores compatíveis com aqueles calculados para a nova vazão de operação deste poço. Contudo, devido às falhas mecânicas nos equipamentos G. W. Stewart [14] considerou estes testes como não confiáveis para determinação dos parâmetros hidráulicos do aquífero.

## 4.1 Análise dos Resultados da Modelagem do Fraturamento Hidráulico

### 4.1.1 Poço A

O modelo APLAC sugere que o fraturamento hidráulico estendeu a fratura produtora existente na profundidade de 143 m para um raio de 206 m, com abertura máxima de 2,25 mm e abertura média de 0,56 mm. As propriedades hidrológicas desta fratura apontam para abertura hidráulica de 0,34 mm e transmissividade de  $244 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ . Esta transmissividade encontrada pelo modelo está bem próxima da média harmônica das transmissividades encontradas nos quatro testes de bombeamento pós-fraturamento realizados neste poço ( $T_{\text{médio}} = 256 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ ).

A operação de fraturamento hidráulico injetou juntamente com a água um elemento de sustentação (areia) identificado como *Ottawa Frac Sand 20/40* [14]. A referência granulométrica desta areia indica que seus grãos passam na peneira<sup>5</sup> 20 (malha de 0,85 mm) e ficam retidos na peneira 40 (malha de 0,425 mm). Para que esta areia possa penetrar na formação é preciso que ela literalmente caiba dentro da fratura hidráulica. Os valores de abertura encontrados pelo modelo ( $w_w = 2,25 \text{ mm}$ ,  $w_{\text{médio}} = 0,56 \text{ mm}$ ) são superiores aos do diâmetro areia injetada ( $0,425 \text{ mm} \leq \phi < 0,85 \text{ mm}$ ). Na Engenharia de Petróleo considera-se aceitável quando a abertura mecânica máxima sobre o diâmetro do propante é maior ou igual a três. No modelo APLAC esta relação foi de 2,7.

### 4.1.2 Poço B

O modelo APLAC sugere que o fraturamento hidráulico estendeu uma fratura não produtora localizada na profundidade de 82,29 m para um raio de 175 metros, com abertura máxima de 2,11 mm e abertura média de 0,53 mm. As propriedades hidrológicas desta fratura apontam para abertura hidráulica de 0,30 mm e transmissividade de  $181 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ . Esta transmissividade encontrada pelo modelo também está bem próxima da média harmônica das transmissividades encontradas nos três testes de bombeamento pós-fraturamento realizados neste poço ( $T_{\text{médio}} = 112 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ ).

No tocante à injeção da areia, os valores de abertura encontrados pelo modelo ( $w_w = 2,11 \text{ mm}$ ,  $w_{\text{médio}} = 0,53 \text{ mm}$ ) também são superiores aos do diâmetro areia injetada ( $0,425 \text{ mm} \leq \phi < 0,85 \text{ mm}$ ). A relação entre a abertura mecânica máxima e o diâmetro máximo do propante foi de 2,5, o que é próximo do que é recomendado na Engenharia de Petróleo.

## 5 – CONCLUSÕES

---

<sup>5</sup> Sistema americano

Como o poço não tinha revestimento e o intervalo já era naturalmente fraturado, o fraturamento hidráulico não criou novas fraturas, mas abriu e estendeu por dezenas de metros a fratura mais suscetível aos esforços gerados pelas pressões. Caso não existissem fraturas naturais no intervalo, pelo menos uma fratura hidráulica teria sido criada.

Diferentemente do fraturamento hidráulico de formações sedimentares, cujas matrizes normalmente são permeáveis, para o caso de formações cristalinas o fraturamento hidráulico somente surte efeito quando a formação é naturalmente fraturada. Neste caso, a fratura hidráulica traz água para dentro do poço por conectá-lo a alguma (ou algumas) fraturas produtoras ou ainda a uma região de recarga que exista em seu raio de alcance. Assim, tanto maior será a probabilidade de sucesso da operação quanto maiores sejam o raio de alcance da fratura e/ou a frequência de ocorrência de fraturas produtoras numa dada formação.

Os testes de bombeamento revelaram que não é recomendável a utilização da solução de Theis [15] para se estimar a transmissividade e o coeficiente de armazenamento de aquíferos fissurais. Nestes aquíferos os efeitos de armazenamento do poço influenciam significativamente os rebaixamentos e, por isto, os modelos de Papadopulos-Cooper [18] e de Gringarten-Ramey [20] mostraram-se os mais adequados.

Outra revelação importante dos testes de bombeamento é que o fraturamento hidráulico é capaz de remover (ou estender) as barreiras de um aquífero de extensão finita, conforme verificado no poço **B**. Testes realizados mais de um ano depois confirmaram que este efeito fora permanente (Ver Figura 5).

O fraturamento hidráulico alterou significativamente a transmissividade do aquífero nas proximidades dos poços que foram objetos do experimento. A transmissividade hidráulica pós-fraturamento do poço **A** é 10 vezes maior que a transmissividade pré-fraturamento. No poço **B**, a transmissividade experimentou um aumento de 190 vezes.

Um dado prático importante foi que o fraturamento hidráulico alterou significativamente a vazão de instalação dos poços **A** e **B**. O poço **A** passou a fornecer vazões 10 vezes maiores que antes do fraturamento. Para o poço **B** este aumento foi de 18 vezes. Este efeito é comprovadamente duradouro, pois até esta data, o poço **A**, que ainda está em operação, continua a fornecer a mesma vazão alcançada logo após a operação.

O modelo APLAC [11] de propagação de fraturas mostrou-se uma ferramenta bastante útil na determinação da geometria e da transmissividade de fraturas hidráulicas geradas em formações rasas. Concebido para o caso de propagação de fraturas horizontais circulares em meio impermeável, o modelo aplica uma abordagem simplificada a um problema extremamente

complexo, o que permite a obtenção de resultados razoavelmente precisos, com emprego de pouco esforço computacional.

Para que a areia utilizada no fraturamento pudesse penetrar na formação seria preciso que ela literalmente coubesse dentro da fratura hidráulica. Como os valores de abertura encontrados pelo modelo foram superiores aos do diâmetro areia injetada, verificou-se consistência dos resultados naquilo que tange às aberturas mecânicas.

Quanto à extensão da fratura (raio), os valores encontrados pelo modelo são compatíveis com dados colhidos em escavações, que relacionam o diâmetro da fratura com a profundidade de injeção. Além disso, as simulações revelaram que os raios da fratura hidráulica dos dois poços são da mesma ordem de grandeza da distância que os separam. Isto justifica o fato de que após o fraturamento os poços passaram a se comunicar.

## 6 – AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de expressar nossos agradecimentos à FUNCAP (Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico), CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior) e University of New Hampshire pelo suporte financeiro a esta pesquisa.

## 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SMITH, M.B.; SHLYAPOBERSKY, J.W., Basics of Hydraulic Fracturing. In: **Reservoir Stimulation**, Third Edition, edited by Economides, M.J. and Nolte, K.G., 2000.
- [2] YEW, C.H., **Mechanics of Hydraulic Fracturing**, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1997.
- [3] BRADY, B.; ELBEL, J.; MACK, M.; MORALES, H.; NOLTE, K.; POE, B., Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design, **Oilfield Review**, vol. 4, no. 4, p. 4-17, 1992, ISSN 0923-1730.
- [4] KYLE, S.; KYLE EQUIPMENT CO., INC., Bringing Water to Gana, **National Driller Magazine**, issue: May, 2001.
- [5] KYLE, S.; KYLE EQUIPMENT CO., INC., New Technology Brought to India, **National Driller Magazine**, issue: October, 2001.
- [6] PAILLET, F.L., Hydraulic stimulation of fractured aquifers – a human-induced modification to enhance water production and remediation, **American Water Resources Association Symposium**, Jackson Hole, Wyo., 1994, proceeding, p. 913-921.



- [7] PAILLET, F.L., OLSON, J. D., **Analysis of the results of hydraulic-fracture stimulation of two crystalline bedrock boreholes, Grand Portage, Minnesota**, U.S Geological Survey, Water-Resources Investigations Report 94-4044, 1994.
- [8] PAILLET, F.L., RUHL, J. F., Using borehole geophysics to evaluate the effects of hydraulic stimulation of fractured bedrock aquifers, **Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium**, 35th, Tulsa, Okla., Transactions, pp. U1-U11, 1994.
- [9] PAILLET, F.L.; HANSCOM, H., Borehole geophysical characterization of hydraulic stimulation of fractured bedrock aquifers, **Proceedings of the Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems**, 2000: Wheat Ridge, Colo., Environmental and Engineering Geophysical Society, p. 567-576, 2000.
- [10] MACK, M.G.; WARPINSKIM, N.R., Mechanics of Hydraulic Fracturing. In: **Reservoir Stimulation**, Third Edition, edited by Economides, M.J. and Nolte, K.G., 2000.
- [11] DOS SANTOS, J.S., **Efeitos do Fraturamento Hidráulico em Aquíferos Fissurais**, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Ceará, 2008.
- [12] LHOMME, T.P.Y., **Initiation of Hydraulic Fractures in Natural Sandstones**, Ph.D. Dissertation, Technische Universiteit Delft, Netherlands, 2005.
- [13] MOORE, R. B.; SCHWARZ, G.E; CLARK, F.C.; WALSH G.J.; DEGNAN, J.R., **Factors Related to Well Yield in the Fractured-Bedrock Aquifer of New Hampshire**, U.S. Geological Survey professional paper 1660, 2002, ISBN 0-607-98453-8.
- [14] STEWART, G. W., **Hydraulic Fracturing of Drilled Water Wells in Crystalline Rocks of New Hampshire**. New Hampshire Department of Resources and Economic Development, 1974.
- [15] THEIS, C.V., The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage, **Am. Geophys. Union Trans.**, vol. 16, p. 519-524, 1935.
- [16] COOPER, H.H.; JACOB C.E., A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well field history, **Am. Geophys. Union Trans.**, vol. 27, p. 526-534, 1946.
- [17] HANTUSH, M.S.; JACOB, C.E., Non-steady radial flow in an infinite leaky aquifer, **Am. Geophys. Union Trans.**, vol. 36, p. 95-100, 1955.
- [18] PAPADOPULOS, I.S.; COOPER, H.H., Drawdown in a well of large diameter, **Water Resources Research**, vol. 3, no. 1, p. 241-244, 1967.
- [19] MOENCH, A. F., Double-porosity models for a fissured groundwater reservoir with fracture skin, **Water Resources Research**, vol. 20, no. 7, p. 831-846, 1984.
- [20] GRINGARTEN, A.C.; RAMEY, H.J., Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Horizontal Fracture, Partial Penetration or Restricted Entry, **Society of Petroleum Engineers Journal**, p. 413-426, 1974.
- [21] FEITOSA, F.A.C; COSTA FILHO, W.D., **Execução de Testes de Bombeamento em Poços Tubulares – Manual Prático de Operação**, Ministério das Minas e Energia, CPRM, 1998.