



Winston Carneiro e Gama

**Estudos de métodos indiretos na determinação de
condutividade de fraturas ácidas em carbonatos
profundos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga
Co-orientador: Prof. Paulo Dore Fernandes

Rio de Janeiro
Novembro de 2017



Winston Carneiro e Gama

**Estudos de métodos indiretos na determinação de
condutividade de fraturas ácidas em carbonatos
profundos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC – Rio

Prof. Paulo Dore Fernandes

Co-Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC – Rio

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Departamento de Engenharia Civil - PUC – Rio

Dr. Alexandre Zacarias Ignácio Pereira

CTPS/PETROBRAS

Prof. Luiz Alencar Reis da Silva Mello

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 13 de Novembro de 2017.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Winston Carneiro e Gama

Graduado em Engenharia Sanitária e Ambiental e Pós-Graduado em Nível de Especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho pela UFES (Universidade Federal do Espírito Santo) e também em Engenharia de Petróleo pela UP (Universidade Petrobras). Desde 2010 tem trabalhado na área de construção e manutenção de poços marítimos na Petrobras.

Ficha Catalográfica

Gama, Winston Carneiro e

Estudos de métodos indiretos na determinação de condutividade de fraturas ácidas em carbonatos profundos / Winston Carneiro e Gama ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga ; co-orientador: Paulo Dore Fernandes. – 2017.
114 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.
Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Fraturamento ácido. 3. Fraturamento sustentado. 4. Condutividade. 5. Carbonatos profundos. 6. Índice de produtividade. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Fernandes, Paulo Dore. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

Agradeço inicialmente a Deus e a minha família por mais essa conquista.

Meus sinceros agradecimentos aos meus orientadores, Prof. Dr Paulo Dore e Prof. Dr. Arthur Braga por todo apoio e aprendizado.

A todos os Professores e aos colegas da PUC-Rio pelo incentivo e assistência prestada.

Gostaria ainda de agradecer a todos aqueles que contribuíram, de forma direta ou indireta, para realização desta dissertação e à PETROBRAS pela oportunidade de realizar este trabalho. Muito obrigado.

Resumo

Gama, Winston Carneiro e; Braga, Arthur Martins Barbosa. **Estudos de métodos indiretos na determinação de condutividade de fraturas ácidas em carbonatos profundos**. Rio de Janeiro, 2017. 114p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O sucesso da estimulação por fraturamento é dependente da geração de condutividade. No fraturamento sustentado, a condutividade é governada pelas propriedades dos agentes de sustentação os quais são caracterizados por materiais uniformes, esféricos e de elevada resistência compressiva, capazes de manter a fratura condutiva mesmo em elevado estado de tensões. No fraturamento ácido, a condutividade depende da impressão irregular na superfície da fratura e da capacidade mecânica da rocha em sustentar um fluxo contínuo após o seu fechamento. A previsão de desempenho do reservatório requer, entre outros parâmetros, informações completas do modelo de fluxo e o decréscimo de pressão nas imediações do poço, a geometria e a condutividade resultante após o fraturamento possui grande influência nesta análise. O propósito deste trabalho visa investigar experimentalmente, a partir de testemunhos de carbonatos profundos, o comportamento de fraturas ácidas e sustentadas em diferentes estágios de tensão, desenvolver uma proposta de calibração do modelo empírico desenvolvido por Nierode e Kruk a fim de estimarmos a condutividade resultante utilizando dados de perfis com base em propriedades dinâmicas e composição mineralógica, e avaliar o impacto da condutividade na produtividade de um poço. Baseado na análise dos resultados concluiu que, é possível obter fratura ácida condutiva sob as tensões confinantes esperadas em carbonatos profundos e que fraturas sustentadas apresentam maiores condutividades, determinada pela característica do agente de sustentação utilizado, não sofrendo influência significativa com o incremento de tensão, ao contrário do fraturamento ácido. A partir dos dados indiretos obtidos de perfil a poço aberto, é possível obter uma estimativa da distribuição da condutividade de fraturas ácidas sem necessidade de testemunhos. Ao simularmos os ganhos de produtividade a partir de diversas variáveis disponíveis em cada técnica estudada de estimulação é possível ratificar que, não existe solução única

indicada para carbonatos e que, a permeabilidade do meio é o fator preponderante na decisão.

Palavras chaves

Faturamento ácido; fraturamento sustentado; condutividade; carbonatos profundos; índice de produtividade.

Abstract

Gama, Winston Carneiro e; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor). **Studies about the indirect methods to set the conductivity acid fractures in deep carbonate.** Rio de Janeiro, 2017. 114p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A well-succeeded fracturing stimulation depends on conductivity creation, which is ruled by the propping agent in sustained fracturing. These agents are characterized by uniform spherical materials of high compressive resistance, besides being capable of keeping conductivity, even under high stress state. Acid fracture conductivity depends on uneven etching on the surface of the fracture wall, as well as on the mechanical capacity of the rock to support a continuous flow after the fracture is closed. Reservoir performance predictions require, among other parameters, complete information about the flow model and about the pressure decreased around the well. The resulting geometry and conductivity after fracturing have great influence on these predictions. The aim of the present study is to experimentally investigate the behavior of acid fractures supported by different stress stages according to deep carbonate samples, as well as to develop a calibration proposition to the empirical model developed by Nierode and Kruk, in order to estimate the resulting conductivity by using data logging based on dynamic properties and mineralogical compositions. Moreover, it aims at assessing the impact of conductivity on the productivity of the well. Results of the herein performed analysis allowed concluding that it is possible to get an acid fracture under the confining stress expected for deep carbonates, and that sustained fractures have higher conductivity, which is set by the characteristics of the adopted propping agent. Therefore, different from the acid fracturing, these sustained fractures are not significantly influenced by higher stress. Based on the indirect data collected from the profile of the well, it was possible estimating acid fracture conductivity distribution, without the need of samples. The simulated productivity increase based on the different variables available for each of the assessed stimulation techniques made it possible ratifying that there is no single solution recommended for carbonates, and that the medium permeability is the main factor influencing the decision making process.

Keywords

Acid fracturing; sustained fracturing; conductivity; deep carbonates; productivity index.

Sumário

1	Introdução	15
1.1.	Motivação	15
1.2.	Objetivo	15
1.3.	Justificativa	16
1.4.	Estrutura da Dissertação	17
2	Estado da Arte	18
2.1.	Principais Conceitos	21
2.1.1.	Modelos de condutividade de fratura ácida	21
2.1.2.	O Modelo de Nierode e Kruk	22
2.1.3.	O Modelo de Nierode e Kruk modificado	26
2.1.4.	O Modelo da Universidade do Texas	27
2.1.5.	Modelos analíticos para previsão de IP em poços estimulados	34
3	Materiais e Métodos	40
3.1.	Preparação dos Corpos de Prova (CP)	40
3.2.	Medição dos parâmetros mecânicos	43
3.2.1.	Resistência da rocha à indentação (<i>RES</i>)	43
3.2.2.	Módulo de Elasticidade (<i>E</i>)	46
3.2.3.	Resistência Compressiva (σ_y)	47
3.3.	Permeabilidade Efetiva (K_e)	47
3.4.	Composição Mineralógica (<i>DRX</i>)	48
3.5.	Secagem, pesagem e medição	49
3.6.	Geração de condutividade ácida em condições dinâmicas	49
3.7.	Cálculo do volume consumido (<i>DREC</i>)	53
3.8.	Medição da condutividade da fratura (K_{fw})	54
4	Resultados	57
4.1.	Análise dos dados experimentais	57
4.1.1.	Resultados – Campo 1	58
4.1.2.	Resultados – Campo 2	60
4.1.3.	Resultados – Campo 3	61

4.1.4. Resultados – Campo 4	62
4.2. Ajuste com modelos clássicos de fratura ácida	63
4.2.1. Resultados - Modelo de Nierode e Kruk	63
4.2.2. Resultados - Modelo de Nierode e Kruk modificado	65
4.2.3. Resultados - Modelo da Universidade do Texas	67
4.2.4. Análise dos resultados	69
4.3. Calibração do modelo analítico	78
4.3.1. Constante C_1	78
4.3.2. Constante C_2	82
4.4. Estudo de aplicação a um projeto de poço	86
4.4.1. Resultados – Estudo de caso	94
4.4.2. Identificação dos cenários de aplicação da técnica de faturamento ácido.	97
4.5. Discussão	104
5 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	106
5.1. Conclusões	106
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	108
6 Referências bibliográficas	110

Lista de Figuras

Figura 1: Pontos de contato entre as irregularidades.	19
Figura 2: Representação das irregularidades na seção transversal de uma fratura ácida induzida.	20
Figura 3: Esquema do aparato para medição de resistência a indentação (RES).	24
Figura 4: Exemplo de curva utilizada para estimativa de RES.	26
Figura 5: Gráfico representando a relação entre o raio efetivo do poço, meio comprimento da fratura e condutividade relativa.	36
Figura 6: Gráficos de curvas tipo para condutividade finita em fraturas verticais.	38
Figura 7: Detalhamento do corte e preparo dos plugues e corpos de prova (CP) a partir do <i>Whole Core</i> .	41
Figura 8: Pares de CP identificados e resinados.	42
Figura 9: Equipamentos utilizados para a medição do RES.	43
Figura 10: Medição de RES no plugue do CP 4C1.	44
Figura 11: Histograma dos CP's 4B1-4B2.	45
Figura 12: Levantamento dimensional do CP.	49
Figura 13: Aparato experimental utilizado para desenvolvimento do fluxo ácido.	50
Figura 14: Comparativo entre os CP's antes e após o fluxo ácido.	54
Figura 15: Esquemático da célula de condutividade.	56
Figura 16: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 1.	59
Figura 17: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 2.	60
Figura 18: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 3.	61
Figura 19: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 4.	62
Figura 20: CP 1C2-1C4 ajustado para os modelos de condutividade.	70
Figura 21: CP 1B1-1B4 ajustado para os modelos de condutividade.	70

Figura 22: CP 1A1-1A2 ajustado para os modelos de condutividade.	71
Figura 23: CP 1A3-1A4 ajustado para os modelos de condutividade.	71
Figura 24: CP 2B1-2B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.	72
Figura 25: CP 2A1-2A3 ajustado para os modelos de fratura ácida.	72
Figura 26: CP 3B1-3B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.	73
Figura 27: CP 3E4-3E5 ajustado para os modelos de fratura ácida.	73
Figura 28: CP 4A1-4A2 ajustado para os modelos de fratura ácida.	74
Figura 29: CP 4A3-4A4 ajustado para os modelos de fratura ácida.	75
Figura 30: CP 4B1-4B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.	75
Figura 31: CP 4B3-4B5 ajustado para os modelos de fratura ácida.	76
Figura 32: CP 4C1-4C2 ajustado para os modelos de fratura ácida.	76
Figura 33: CP 4C3-4C5 ajustado para os modelos de fratura ácida.	77
Figura 34: Retas de correlação entre <i>RES</i> e <i>UCS</i> .	84
Figura 35: Retas de correlação entre <i>RES</i> e <i>Ed</i> (Módulo de Elasticidade dinâmico).	84
Figura 36: Gráfico representando a variação do <i>IP</i> no tempo, obtido através do programa IP3D.	88
Figura 37: Perfil de <i>Skin</i> estimado após acidificação matricial, obtido através do programa MATRIX.	91
Figura 38: Variação do <i>IP</i> com a tensão efetiva.	94
Figura 39: Variação do <i>IP</i> com a condutividade de fratura.	96
Esquema poço-reservatório utilizado nas simulações.	
Figura 40: Esquema poço-reservatório utilizado nas simulações.	98
Figura 41: Curvas de incremento de <i>IP</i> com o comprimento de fratura, obtidos através do programa IP3D.	99
Figura 42: Curvas de incremento de <i>IP</i> (<i>FOI</i>) em função da condutividade da fratura, obtidos através do programa IP3D.	100
Figura 43: Simulação de estimulação para diferentes valores de permeabilidade – poço vertical, obtidos através do programa IP3D.	101
Figura 44: Curvas de incremento de <i>IP</i> para diferentes relações de anisotropia (<i>Kh/Kv</i>), obtidas através do programa IP3D.	104
Figura 45: Curvas de incremento de <i>IP</i> (<i>FOI</i>) em função do número de fraturas em poço horizontal, obtidas através do programa IP3D.	104

Figura 46: Resultados de operações de estimulação para diferentes valores de permeabilidade - poço horizontal ($K_h/K_v=10$), obtidos através do programa IP3D. 103

Figura 47: Resultados de operações de estimulação para diferentes valores de permeabilidade - poço horizontal ($K_h/K_v=500$), obtidos através do programa IP3D. 104

Lista de Tabelas

Tabela 1: Relação entre testemunhos e CP's.	41
Tabela 2: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_1 N&K.	64
Tabela 3: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_2 N&K.	65
Tabela 4: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_1 N&K modificado.	66
Tabela 5: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_2 N&K modificado.	67
Tabela 6: Resumo dos parâmetros utilizados para o ajuste com o modelo de Gong.	69
Tabela 7: Valores de composição mineralógica e o resultado do IC calculado.	80
Tabela 8: Comparação entre os valores de condutividade inicial (C_1).	80
Tabela 9: Resultado comparativo entre as medições de <i>RES</i> e os parâmetros de mecânica de rocha.	83
Tabela 10: Comparação entre os valores de inclinação da reta (C_2).	85
Tabela 11: Valores de referência de condutividade de fratura.	93
Tabela 12: Valores adotados de condutividade da fratura.	98

1 Introdução

1.1. Motivação

O Brasil é um grande produtor de petróleo, tendo a maior parte de sua produção, cerca de 92% (noventa e dois por cento), proveniente do mar (ANP 2014). No ano de 2007, foi anunciada a descoberta de extensa reserva de hidrocarbonetos na seção pré-sal. Outras se seguiram. Estes reservatórios são constituídos por rochas carbonáticas em profundidade superior a 4500m (Carminatti et al., 2003).

Os carbonatos profundos encontrados no cenário offshore do Brasil atualmente estão sendo extensivamente avaliados, sendo que em alguns casos para o desenvolvimento comercial apenas através da técnica de estimulação por fraturamento para se tornarem viáveis. Devido às incertezas e elevada tensão efetiva esperada durante a produção, a depender das propriedades mecânicas do reservatório, as fraturas induzidas podem proporcionar baixa condutividade. Atualmente não existe consenso dentre a comunidade técnica quanto a melhor estratégia de estimulação em carbonatos profundos de baixa permeabilidade.

1.2. Objetivo

O presente estudo tem como objetivo geral investigar experimentalmente em escala reduzida se fraturas ácidas e propadas criadas em corpos de prova oriundos de carbonatos profundos são capazes de manter condutividade suficiente para tornar a fratura produtiva e, através de um simulador de acoplamento poço-reservatório buscar avaliar quantitativamente os ganhos esperados no Índice de Produtividade, com isso almejamos subsidiar a escolha entre as técnicas de estimulação em carbonatos disponíveis na indústria.

Serão analisados 18 pares de corpo de prova extraídos de 10 testemunhos distribuídos em 4 campos aleatórios do Pré Sal da Bacia de Santos, obedecendo a mesma litologia e faixa de profundidade. As técnicas de fraturamento estudadas seguiram o rito já definido através de estudos anteriores (Zou, 2006, Malagon,

2007, Pournik, 2008 e Neumann, 2012) e o ensaio de condutividade realizado de acordo com o padrão para testes de longa duração em laboratório (ISO 13503-5/2006), as curvas de condutividade foram comparadas com modelos clássicos de literatura e finalmente através de dados de perfil disponibilizados para cada testemunhos buscamos inferir uma metodologia indireta para obtenção dos valores de condutividade, resumidamente pretende-se:

- Investigar experimentalmente o comportamento da condutividade em diferentes estágios de tensão compressiva em fraturas induzidas em testemunhos de carbonatos microbiais;
- Desenvolver uma proposta de calibração do modelo empírico desenvolvido por Nierode e Kruk a fim de estimarmos a condutividade resultante utilizando dados indiretos com base em propriedades dinâmicas e composição mineralógica da matriz;
- Avaliar com base nos resultados gerados de condutividade o impacto no comportamento de produtividade de um poço.

1.3. Justificativa

Considerada como uma alternativa técnica efetiva de estimulação em carbonatos ao redor do mundo, o fraturamento ácido, inicialmente aplicado em campos *Onshore* nos anos sessenta, é um método de estimulação aonde a dissolução heterogênea da rocha através do sistema ácido ao longo da superfície da fratura criada hidráulicamente ou durante a reabertura de fraturas existentes, é responsável pelo incremento da condutividade após o fechamento da mesma. As formulações ácidas incluem ácido simples, gelificado, espumado ou emulsionado. No entanto, devido à interação complexa entre a reação química e a dificuldade em modelar adequadamente o crescimento da fratura, poucas pesquisas foram realizadas nesta área. O resultado levou a um conceito de que o fraturamento ácido não é uma técnica previsível e economicamente viável (Li et al., 1993).

Atualmente não existem modelos perfeitos de fraturamento ácido o qual representam a complexidade física do tratamento. Experimentos em reservatórios similares é uma importante fonte para projetar novos tratamentos. O desempenho de um fraturamento ácido depende de muitos fatores como, as propriedades das

rochas, tensão atuante, temperatura, e distribuição espacial de permeabilidade e mineralogia. Muitos estudos foram desenvolvidos a cerca da penetração do ácido na formação, porém pouca atenção foi dada para a predição da condutividade (Mou, 2009).

A condutividade resultante após o tratamento e o seu comportamento ao longo da vida produtiva é um parâmetro fundamental para o dimensionamento e a seleção da melhor técnica a ser aplicada durante a estimulação de um poço de petróleo. Aliado as incertezas quanto ao comportamento de fraturas ácidas induzidas em carbonatos profundos decorre o fato de que a maioria das correlações encontradas na literatura necessita de testemunhos para a obtenção de suas constantes empíricas.

1.4. Estrutura da Dissertação

Este estudo apresenta-se da seguinte composição: No Capítulo 1, apresenta-se a Introdução, descrevendo os pontos fundamentais como motivação, justificativa, objetivos do estudo. No Capítulo 2, estado da arte, revisa os principais conceitos abordados na dissertação, modelos de condutividade de fratura ácida e um breve resumo dos modelos analíticos utilizados para previsão de IP em poços fraturados; no Capítulo 3, serão descritas a metodologia dos ensaios utilizados para geração e avaliação da condutividade de fraturas ácidas e sustentadas sob tensão de confinamento; no Capítulo 4, serão apresentados e analisados os resultados obtidos; e por fim no Capítulo 5, as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

2 Estado da Arte

Os tratamentos de formações portadoras de hidrocarbonetos podem ser divididos em duas grandes classes: os que são conduzidos abaixo da pressão de fratura da formação, ditos matriciais, e os que são conduzidos acima da pressão de fratura, chamados de fraturamento hidráulico. É certo que podem existir a combinação das duas técnicas, normalmente utilizadas na busca de melhores resultados quando técnicas mais simples apresentam rendimentos abaixo do esperado (Pereira e Fernandes, 2009).

O fraturamento hidráulico é um dos principais métodos de estimulação para incremento da produtividade em poços de petróleo devido ao aumento da área de contato entre o poço e o reservatório. Em se tratando de carbonatos, existem dois tipos principais de fraturamento hidráulico: fraturamento sustentado ou propado e fraturamento ácido. Tanto o fraturamento hidráulico ácido quanto o sustentado compartilham dos mesmos fundamentos teóricos para prever pressões de propagação, vazões de tratamento e geometrias da fratura criada, isto é, comprimento, altura e abertura. Idealmente, esta fratura deve se propagar em duas asas simétricas em relação ao poço com altura e comprimento quatro a cinco ordens de grandeza maiores que a abertura (Neumann, 2011).

O fraturamento sustentado, apesar de ter sido amplamente estudado e possuir larga utilização não é recomendado em se tratando de rochas carbonáticas, devido à dificuldade de execução causada pela tortuosidade natural existente em carbonatos, agregando riscos de embuchamento prematuro e de *flowback* de propante para as facilidades de produção (Economides e Hill, 1994).

Fraturas ácidas criadas em rochas carbonáticas no reservatório ou em laboratório são semelhantes às fraturas naturais. Qualquer fratura que está sob a ação de uma tensão confinante pode ser descrita como duas superfícies rugosas e irregulares em contato parcial. Os pontos de contato criam espaços condutivos, porém de geometria complexa. Segundo descrito por Brown, 1987, a resposta mecânica de uma fratura é fortemente relacionada com a quantidade e geometria da superfície em contato, enquanto que a resposta hidráulica é governada pela conectividade, tamanho e rugosidade dos espaços vazios, logo, pode se afirmar que a capacidade (condutividade) das aberturas induzidas é governada pela

abertura/topografia da face das fraturas, do estado de tensão e das propriedades mecânicas da rocha.



Figura 1: Pontos de contato entre as irregularidades (adaptado de Neumann, 2011).

Durante o fraturamento ácido, tanto pode o ácido ser injetado na formação a uma alta vazão, ou o ácido é precedido de um fluido viscoso para abertura/propagação da fratura, esta última técnica (*pad fluid*) é largamente utilizada em circunstâncias normais de tratamento devido a sua baixa perda de filtrado resultando numa geometria favorável a estimulação. O fluido viscoso é injetado a uma pressão acima da resistência a tração da rocha a fim de criar uma fratura hidráulica, em seguida é deslocado o sistema ácido dimensionado a fim de maximizar a reação com a rocha. O ácido reage de forma não uniforme com a face da fratura, esse padrão de dissolução é o responsável por criar irregularidade o qual irá suportar a tensão de fechamento da fratura após o tratamento (Ruffet et al., 1997).

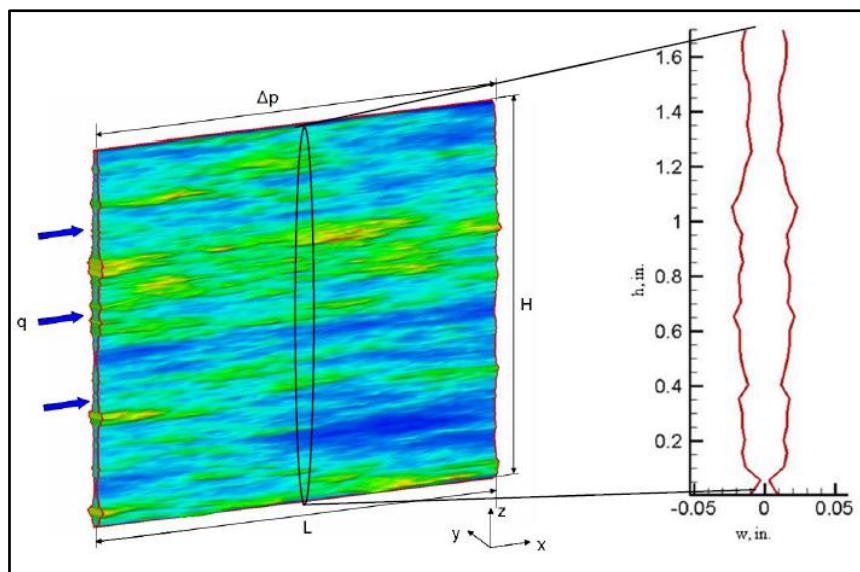


Figura 2: Representação das irregularidades na seção transversal de uma fratura ácida induzida (adaptado de Deng et al., 2011).

Em ordem para obtermos uma condutividade adequada após o tratamento, precisa-se de um volume considerável de rocha dissolvida (abertura ideal) além de canais de fluxo interconectados decorrente da dissolução irregular (heterogeneidade da formação) do ácido, e a rocha precisa ser resistente o suficiente para sustentar a tensão de fechamento e permitir a comunicação entre os canais. A tensão de fechamento é crescente com a profundidade, não é de se surpreender que carbonatos rasos confirmam maior condutividade do que os profundos (Mou, 2010).

A utilização eficiente da técnica depende da previsão da condutividade hidráulica resultante do processo numa escala de reservatório. Um bom modelo deve ser capaz incorporar a partir da caracterização da formação e o sistema ácido empregado os efeitos do decaimento da condutividade a partir do incremento das tensões confinantes, resultante do processo natural de exploração do reservatório (Pereira e Fernandes, 2009).

A modelagem do processo de fraturamento hidráulico utilizando fluido viscoso é idêntico ao empregado no fraturamento propado convencional. Utilizando a teoria padrão de fraturamento 3D, incluindo soluções analíticas ou numéricas, pode-se determinar a geometria da fratura em função da vazão e tempo de injeção. A previsão do padrão de gravação é muito mais complexa de se projetar, seja porque a dissolução do ácido é afetada através do

comportamento do *Leakoff* e das propriedades da matriz, e também da dificuldade na predição da resistência da fratura após o tratamento e sobre a tensão confinante (Deng et al., 2011).

2.1. Principais Conceitos

2.1.1. Modelos de condutividade de fratura ácida

Na literatura, a modelagem da condutividade ou transmissibilidade de fraturas baseia-se na caracterização de escoamento de fluidos entre placas planas, incluindo os efeitos da rugosidade. A influência da tensão de confinamento é contabilizada por uma modelagem de abertura de fratura equivalente, que é função da tensão de confinamento e dureza da rocha após acidificação.

O escoamento de fluido incompressível é regido pela equação de Navier Stokes:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{1}{2}(\nabla u)u + \frac{1}{\rho}\nabla p - \frac{\mu}{\rho}\nabla^2 u = F \quad \text{eq.(1)}$$

$$\nabla * u = 0 \quad \text{eq.(2)}$$

Onde, u é a velocidade, p a pressão, ρ a densidade, μ a viscosidade do fluido e F representa as forças externas (e.g. gravidade) atuando no fluido durante o escoamento. No caso de escoamento entre placas planas, consideramos a velocidade na direção do escoamento u constante e, por consequente o termo $(\nabla u)=0$. Para escoamentos estacionários vale também a relação $\frac{\partial u}{\partial t} = 0$.

Deste modo a equação diferencial que representa o escoamento de fluido incompressível entre placas planas é descrito por:

$$\frac{1}{\rho}\nabla p - \frac{\mu}{\rho}\nabla^2 u = F \quad \text{eq.(3)}$$

$$\nabla * u = 0 \quad \text{eq.(4)}$$

Na ausência de forças externas e considerando que o domínio estende-se de $-w/2$ a $+w/2$ na direção z , sendo w definido como a abertura entre as placas paralelas, a solução deste sistema de equações resulta em:

$$u_x(z) = \frac{(\nabla p)_x}{2\mu} \left(z^2 - \left(\frac{w}{2} \right)^2 \right) \quad \text{eq.(5)}$$

Este perfil da velocidade é quadrático e tem valor máximo no eixo central da fratura.

A vazão é representada pelo produto da abertura (w) pela altura (h) e velocidade (u):

$$Q = \int_{-w/2}^{w/2} u_x(z) dz = h_f \frac{(\nabla p)_x}{12\mu} w^3 = - \frac{h_f w^3 (\nabla p)_x}{12\mu} \quad \text{eq.(6)}$$

Considerando a condição de equivalência entre a vazão (equação 6) do fluxo através de placas planas paralelas, com a vazão pela lei de Darcy (equação 7) determina-se a permeabilidade (K_f) e a condutividade/transmissibilidade equivalente da fratura na direção do escoamento ($k_f w$):

$$Q = - \frac{h_f w k_f}{\mu} (\nabla p)_x \quad \text{eq.(7)}$$

$$k_f = \frac{1}{12} w^2 \text{ ou } k_f w = \frac{w^3}{12} \quad \text{eq.(8)}$$

A partir desta equação retém-se que a condutividade da fratura é proporcional ao cubo da sua abertura. Considerando que o crescimento da tensão de confinamento irá diminuir a abertura, a diminuição da condutividade pode ser considerada como consequência da redução da abertura da fratura. Conforme já afirmado, a distribuição das aberturas em uma fratura é governada pelo estado de tensão, pelas propriedades mecânicas da rocha e pela topografia da face das fraturas, topografia esta que é resultante do processo químico entre a composição da rocha e o sistema ácido utilizado no tratamento.

2.1.2. O Modelo de Nierode e Kruk

Referenciado como precursor do fraturamento ácido, o modelo experimental desenvolvido por Nierode e Kruk (1973), trata-se de um modelo consagrado na indústria pela sua simplicidade e necessidade de poucos dados, essa correlação continua a ser utilizada dentre os principais simuladores comerciais de

fraturamento hidráulico (MFRAC, FRACPRO e STIMPLAN) para estimar a condutividade resultante da fratura ácida. A relação entre a condutividade ($K_f w$) e a tensão efetiva confinante aplicada (σ') foi ajustada matematicamente através da equação exponencial:

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 \sigma'} \quad \text{eq.(9)}$$

Sendo,

$$C_1 = 0,265(DREC)^{0,822} \quad \text{eq.(10)}$$

$$C_2 = [13,9 - 1,3 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES < 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(11)}$$

$$C_2 = [3,8 - 0,28 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES > 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(12)}$$

A relação acima representa os valores em unidades de campo, sendo, a condutividade da fratura ($k_f w$), a abertura ideal ($DREC$) e a constante C_1 , em mD.in, a resistência da rocha a indentação (RES) em psi, a constante C_2 em psi^{-1} e a tensão confinante efetiva (σ') em psi.

O primeiro passo do trabalho foi à definição da abertura ideal da fratura, $DREC$ (*dissolved rock equivalent conductivity*), ou seja, trata-se do valor máximo de condutividade obtido na ausência de tensão confinante (constante C_1), assumindo um consumo uniforme das faces da fratura resultando em uma abertura constante.

Assumindo o fluxo entre placas paralelas (lei cúbica), o $DREC$ é calculado através de um balanço de massa após o perfil da concentração de ácido ser definido:

$$DREC = \frac{w_i^3}{12} \quad \text{eq.(13)}$$

O termo w representa a abertura ideal da fratura e é calculado através da relação entre o volume total de rocha dissolvido pelo ácido dividido pela área da fratura:

$$w_i = \frac{XV}{2(1-\phi)H_f x_f} \quad \text{eq.(14)}$$

Onde, X é definido como a capacidade de dissolução volumétrica do ácido (adimensional), V é o volume total de ácido bombeado durante o tratamento, ϕ a porosidade da formação (adimensional), x_f o meio comprimento da asa e H_f altura da fratura. Para análise de laboratório podemos também calcular a abertura ideal na forma:

$$w_i = \frac{\Delta m}{\rho L_i H_i} \quad \text{eq.(15)}$$

Onde, Δm é a diferença de massa antes e depois do tratamento ácido, ρ massa específica da amostra do corpo de prova, L_i comprimento e H_i a altura da face do corpo de prova submetida ao ataque ácido. As equações 14 e 15 são válidas para qualquer sistema coerente de unidades.

Vale destacar que os autores em seu artigo afirmam que, os valores de *DREC* calculados não representam os valores encontrados no campo, tendo como justificativa a heterogeneidade dos reservatórios e a percolação do ácido para a formação (*leakoff*) e através do fluido do colchão.

Já a constante C_2 é calculada através do parâmetro *RES* (*rock embedment strength*), o qual representa a propriedade de deformação (dureza) da rocha que se contrapõe a tensão de fechamento que atual no sentido de fechamento da fratura. A definição e a medição de *RES* adotada são derivadas do ensaio de dureza Brinell, o ensaio consiste na força necessária para realizar uma determinada indentação na rocha.

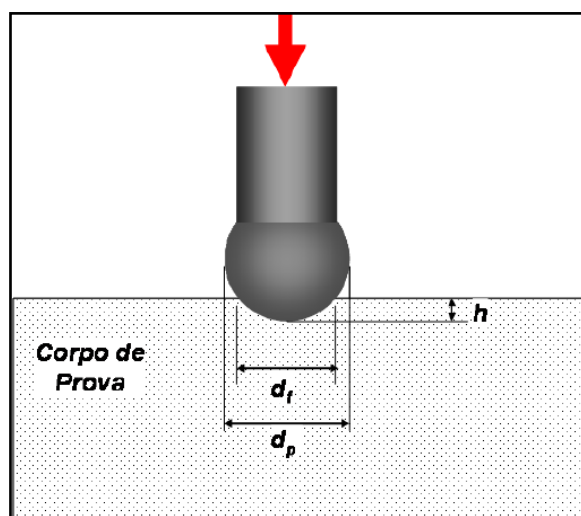


Figura 3: Esquema do aparato para medição de resistência a indentação (*RES*).

McGlothlin e Huitt (1966), notaram que existe uma relação matemática envolvendo os diâmetros da esfera conhecido (d_p) e da indentação (d_f) com a carga F aplicada sobre a agulha da seguinte forma:

$$\frac{d_f}{d_p} = a \left(\frac{F}{d_p^2} \right)^b \quad \text{eq.(16)}$$

$$RES = \frac{F}{d_p^2} \quad \text{eq.(17)}$$

Sendo as constantes a e b a serem determinadas para cada material.

Na busca pela preservação da amostra, em casos em que o deslocamento equivalente ao raio do indentador não é admitida e, na dificuldade na medição do diâmetro impresso na amostra, buscou-se uma relação com o deslocamento vertical (h) através da variação do penetrômetro:

$$d_f = \sqrt{d_p^2 - (d_p - 2h)^2} \quad \text{eq.(18)}$$

Howard e Fast (1970) definem a resistência a indentação (RES) como sendo a relação entre uma determinada força aplicada (F) sobre a esfera e a área do círculo resultante da penetração da esfera na rocha.

$$RES = \frac{4F}{\pi d_f^2} \quad \text{eq.(19)}$$

No estudo de McGlothlin e Huitt foi estabelecido que a máxima penetração da esfera de diâmetro conhecido (d_p) ocorre quando o mesmo equivale ao diâmetro da indentação (d_f), ou seja, imaginando um sistema de fratura sustentada a penetração máxima ocorre quando o propante indenta uniformemente junto a formação em um raio na parte superior e o outro raio na parte inferior, seja F a força necessária para que $d_f = d_p$ ou $d_f/d_p = 1$, portanto:

$$RES = \frac{F}{d_p^2} \quad \text{eq.(20)}$$

De forma simplificada a definição de RES adotada por Nierode e Kruk combina os dois métodos, ou seja, trata-se da força necessária para empurrar

uma esfera na superfície até uma profundidade igual ao raio da esfera, dividida pela área projetada da esfera:

$$RES = \frac{4F}{\pi d_p^2} \quad \text{eq.(21)}$$

Onde em unidade de campo, temos a força aplicada (F) em lb e o diâmetro impresso do indentador (d_p) em in .

Prevendo o comportamento mecânico da rocha que relaciona tensão com deformação o procedimento para determinação de RES segue utilizando num gráfico semilogarítmico, relacionando a razão de diâmetros (d_i/d_p) e a força equivalente aplicada dividido pelo quadrado do diâmetro da esfera (F/d_p^2), de acordo com o método espera-se um comportamento linear da curva e a extrapolação da melhor reta que passa pelo valor de $d_i/d_p=1$ aonde irá fornecer o valor de RES definido pelo autor.

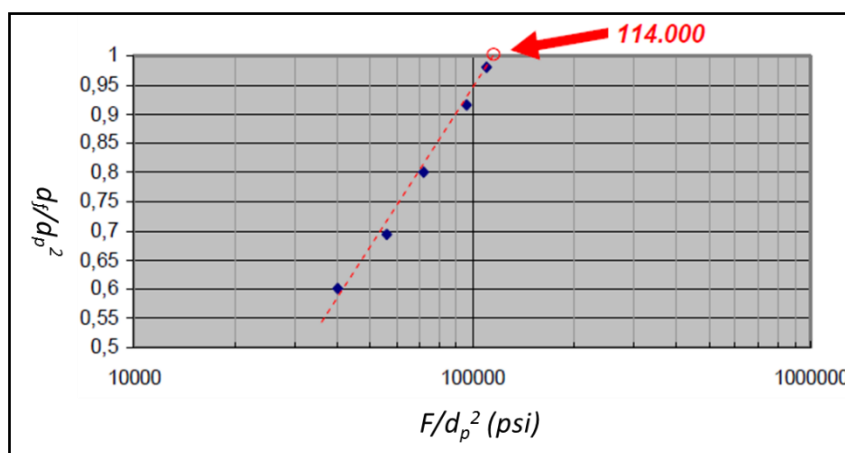


Figura 4: Exemplo de curva utilizada para estimativa de RES .

2.1.3. O Modelo de Nierode e Kruk modificado

Após a publicação de seu trabalho original, a formulação desenvolvida por Nierode e Kruk serviu como base para diversas pesquisas o qual resultaram em modificações do modelo original. Dentre os estudos que merecem destaque devido a sua ampla aceitação estão os ensaios experimentais realizados por Nasr-El-Din (Nasr-el-din et al., 2008 e Gomaa e Nasr-el-din et al, 2009).

Os autores reavaliaram os dados publicados e afirmaram que, condutividades estimadas através da formulação original fornecem resultados otimistas e que as Calcitas são mais passíveis de sofrerem redução da resistência mecânica do que Dolomitos. Outra conclusão alcançada foi que, numa mesma concentração o sistema ácido utilizado influi significativamente na fragilização da matriz. Outra teoria desenvolvida pelo autor foi que as correlações devem ser feitas por litologia e que na ausência de dados históricos de um campo o uso de tais correlações específicas pode servir de balizador. Foi sugerida uma correlação genérica similar à de Nierode e Kruk através de uma análise distinta entre calcita e dolomitas, assim como novas correlações para as constantes C_1 e C_2 :

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 \sigma'} \quad \text{eq.(22)}$$

Correlação genérica modificada:

$$C_1 = 0,9644(DREC)^{0,7518} \quad \text{eq.(23)}$$

$$C_2 = [22,463 - 2,193 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES < 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(24)}$$

$$C_2 = [1,9606 - 0,1056 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES > 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(25)}$$

Correlação ajustada para calcita:

$$C_1 = 0,165(DREC)^{0,8746} \quad \text{eq.(26)}$$

$$C_2 = [26,567 - 8,6341 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES < 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(27)}$$

$$C_2 = [2,9795 - 0,202 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES > 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(28)}$$

Correlação ajustada para dolomita:

$$C_1 = 13,29(DREC)^{0,5592} \quad \text{eq.(29)}$$

$$C_2 = [8,6383 - 0,7479 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES < 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(30)}$$

$$C_2 = [2,3147 - 0,1513 \ln(RES)] * 10^{-3} \text{ para } RES > 20.000 \text{ psi} \quad \text{eq.(31)}$$

2.1.4.

O Modelo da Universidade do Texas

A tese de doutorado desenvolvida por Gong (1997) aproveita as observações feitas nos trabalhos anteriores, bem como a infraestrutura

experimental para explorar diversos temas. As hipóteses levantadas foram avaliadas teórica e experimentalmente, o que aumenta a credibilidade das conclusões apresentadas. Como primeira etapa o autor estudou o efeito das rugosidades geradas após acidificação. Através de uma técnica fotográfica foi possível definir a área da amostra que fica em contato e a área livre para o fluxo e também através de dados quantitativos foi possível ajustar uma distribuição de cotas da superfície da amostra tratada.

Como etapa inicial do estudo, foi definido um parâmetro que caracteriza a distribuição de altura da aspereza (γ) o qual foi definida como uma relação direta da curtose ($\gamma = k + 4$), sendo esta obtida através de uma análise de distribuição de frequência entre os valores de altura mensurados. O valor da curtose varia para diferentes tipos de rochas com diferente mineralogia e heterogeneidades, assim como tipo de ácido e tempo de contato. O artigo original indica valores de curtose para diversos parâmetros de acidificação e traz a sugestão de que quando não há dados sobre a superfície a curtose pode ser normalizada ($k = 0, \gamma = 4$).

Uma temática recorrente na comunidade de fraturamento ácido o qual avalia, a variação da resistência mecânica da rocha em função da reação com o ácido é abordada no trabalho. Sabe-se que a característica mecânica da rocha é um dos parâmetros que mais influenciam no comportamento da condutividade hidráulica. Utilizando-se de ensaios de dureza Brinell, e de compressão simples (σ_y) foi constatado a redução dos parâmetros após o ataque ácido nas amostras. Outro aspecto verificado foi com relação ao parâmetro resistência à compressão simples (σ_y) e de dureza Brinell (H_B), sendo observado resultado compatível e uma relação linear entre ambos os parâmetros.

O principal resultado do estudo de Gong foi o desenvolvimento do modelo de fechamento da fratura, sua estratégia foi correlacionar a rugosidade gerada após a acidificação na superfície e a partir disso relacionar a área de contato e a área aberta ao fluxo submetido a diversos níveis de tensão. Partindo do comportamento elasto-plástico entre as áreas de contato e sua evolução a partir do incremento de tensão, o autor intuiu que, o regime plástico domina o processo de deformação entre as asperezas, e que o volume do material é constante. A partir desta consideração é realizada a manipulação das expressões de modo a se determinar o volume de vazios abaixo da cota em que a fratura se mantém sustentada pela área de contato, obtendo-se:

$$k_f w = k_f w_0 \left[1 - \left(\frac{\gamma}{1+\gamma} \right) \left(\frac{2\sigma}{c\sigma_y} \right)^{\frac{1}{\gamma}} \right]^6 \quad \text{eq.(32)}$$

$k_f w_0$ – Condutividade inicial da fratura (mD-in), o autor não define uma metodologia precisa para abertura inicial, apenas define limites máximos e mínimos a partir da definição do volume de fratura obtida pelas cota máxima e média.

σ' – Tensão efetiva de fechamento (psi).

σ_y – Módulo de compressão simples - UCS (psi), recomendada ser obtida em amostra submetida após o ataque ácido, caso não seja possível o autor recomenda uma redução média de 12,5% nos valores obtidos da rocha intacta.

γ – Conforme já descrito, trata-se de um parâmetro adimensional que caracteriza a distribuição de altura da aspereza o qual foi definida como uma relação direta da curtose. O autor sugere que esse valor se situa entre 3 e 5, e caso não exista informação sobre a superfície deve-se utilizar o valor 4 que corresponde a distribuição Gaussiana.

c – Razão de contato (adimensional), pode ser estimada através da análise das amostras após o ensaio ou utilizando a aproximação:

$$c \cong \frac{\sigma_{max}}{\sigma_y} \quad \text{eq.(33)}$$

Em que $\sigma_{m\acute{a}x}$ se refere à máxima tensão aplicada na amostra, o autor sugere valores de razão de contato entre 2 e 3. Para valores mais precisos propõe-se implementar um método que calcule a área necessária para suportar uma carga aleatória, considerada como sendo o módulo de compressão simples multiplicado pela área da seção transversal da amostra.

Ressaltamos que, assim como a relação de Nierode e Kruk, a teoria desenvolvida por Gong apesar da sua grande aplicação em simuladores comerciais, necessita de dados experimentais de entrada, destacando-se: a resistência compressiva simples (σ_y) e a condutividade inicial ($k_f w_0$).

Dando sequência aos trabalhos com o objetivo da previsão de condutividade da fratura baseado na descrição das irregularidades na face resultante da dissolução ácida, um grupo de autores (Ruffet et al., 1997; Malagon, 2007; Antelo

et al., 2009; Pournik, 2008) buscou de forma experimental representar tal fenômeno. De forma resumida, a teoria conclui que a partir das irregularidades criadas, no final do tratamento, o alívio de pressão é compensado pelo incremento da tensão forçando a fratura para seu fechamento, desta forma, as gravações nas faces das fraturas serão responsáveis por permitir o fluxo, logo, é de se concluir que para o sucesso da estimulação é necessário que haja heterogeneidade na composição e na distribuição de permeabilidade da rocha. Os objetivos destes modelos buscam a caracterização da superfície após a acidificação, mais precisamente na quantificação e distribuição espacial das alturas na superfície e sua qualificação de acordo com o padrão de gravação. A dissertação desenvolvida por Neumann (2011) resume bem a dificuldade em se identificar tais padrões de gravação e também em correlacionar com o comportamento de condutividade.

Evolutivamente os trabalhos atuais buscam desenvolver simuladores numéricos na esperança de reproduzir o fenômeno com base num amplo espectro de dados, dentre estes se destacam as teses desenvolvidas por Mou 2010 e Deng et al., 2011.

No trabalho de Mou o autor apresenta um simulador numérico para um modelo acoplado de fluxo no interior da fratura, reação química entre ácido e rocha, concentração espacial e temporal do ácido e a variação da superfície da fratura em função da dissolução da rocha, em casos com variação de permeabilidade e composição mineralógica. O resultado do modelo criado busca a geração de diversos resultados de condutividade inicial (k_{fW0}) em função da distribuição de permeabilidade e/ou mineralogia.

Por se tratar de um trabalho numérico, o modelo toma como base uma seção de uma fratura, sua mineralogia, e as condições permoporosas são geradas a partir de um modelo geoestatísticos, os resultados processados são comparados com aqueles obtidos utilizando a hipótese de fluxo entre placas planas. Com o simulador validado os autores geraram resultados de condutividade ideal (k_{fW0}) para diversos eventos, os resultados foram agrupados em três grupos: permeabilidade dominante, mineralogia dominante e o último grupo dependente dos dois parâmetros. O critério de enquadramento de cada grupo leva em consideração o coeficiente de *leakoff* através de amostras de afloramento. As expressões obtidas são reproduzidas na sequência:

Permeabilidade dominante:

$$k_f w_0 = \frac{w^3}{12} [1 + (a_1 \operatorname{erf}(a_2 (\lambda_{D,x} - a_3)) - a_4 \operatorname{erf}(a_5 (\lambda_{D,z} - a_6))) \sqrt{(e^{\sigma_D} - 1)}]$$

eq.(34)

Com: $a_1=1,6$, $a_2=5$, $a_3=0,15$, $a_4=1,4$, $a_5=11,1$ e $a_6=0,03$

Mineralogia dominante:

$$k_f w_0 = \frac{w^3}{12} [1 + a_1 (1 - f_{calcita})^{a_2}]$$

eq.(35)

Com: $a_1=2,97$, $a_2=2,02$ e $f_{calcita}$ sendo a porcentagem de calcita.

Sem permeabilidade ou mineralogia dominante, efeito combinado:

$$k_f w_0 = \frac{w^3}{12} [1 + a_1 + (a_2 \operatorname{erf}(a_3 (\lambda_{D,x} - a_4)) - a_5 \operatorname{erf}(a_6 (\lambda_{D,z} - a_7))) \sqrt{(e^{\sigma_D} - 1)}]$$

eq.(36)

Com: $a_1=0,2$, $a_2=0,95$, $a_3=5$, $a_4=0,15$, $a_5=0,6$, $a_6=12,2$ e $a_7=0,03$

Para todas as expressões é definido como:

w (*in*) a abertura ideal definida conforme a relação de Nierode & Kruk, volume da fratura dividida pela área da seção.

λ_D a distribuição normalizada da permeabilidade na direção horizontal e vertical ($\lambda_x = \lambda_x / L_{lab}$ e $\lambda_z = \lambda_z / H_{lab}$). Esses parâmetros quantificam a influência da distribuição da permeabilidade nas direções da face da fratura.

σ_D o desvio padrão da distribuição de permeabilidade, é igual a $\sigma_D = \sigma(\ln K) / \ln \bar{K}$. $\sigma(\ln K)$ é o desvio padrão do logaritmo natural da permeabilidade, e \bar{K} é a permeabilidade média.

Uma das conclusões obtidas é que, quanto maior a rugosidade menor a condutividade resultante, pois, os espaços vazios formados quando as irregularidades se tocam não estão conectados entre si.

Enquanto os trabalhos de Mou focaram na condutividade inicial, Deng em sua tese buscou um modelo de decaimento da condutividade inicial em função da tensão de confinamento. Partindo-se de um modelo em que uma seção elíptica

equivale à seção transversal da fratura, o estudo se baseia em definir uma metodologia para o cálculo do fechamento das elipses em função da tensão de fechamento. Com o incremento de tensão, o autor toma como limitante que a variação de abertura ao longo da fratura é limitada pelos pontos de contato entre as duas faces, dando origem a diversas subelipses entre os pontos de contato.

O passo seguinte foi transformar múltiplas seções elípticas em uma medida de condutividade, isso foi feito através de um simulador bidimensional e a teoria de placas planas locais em que, para cada seção ao longo do comprimento total da fratura eram calculadas as elipses e sua condutividade resultante. O passo natural foi o de juntar as correlações de condutividade inicial desenvolvida por Mou com os resultados do trabalho, gerando uma nova correlação teórica de condutividade. Assim como na definição de condutividade inicial, foram divididas as correlações em três grupos:

Permeabilidade dominante:

$$k_f w = \alpha e^{-\beta \sigma_c} \quad \text{eq.(37)}$$

$$\alpha = (k_f w_0) \left[0,22(\lambda_{D,x} \sigma_D)^{2,8} + 0,01 \left((1 - \lambda_{D,z}) \sigma_D \right)^{0,4} \right]^{0,52} \quad \text{eq.(38)}$$

$$\beta = [14,9 - 3,78 \ln(\sigma_D) - 6,81 \ln(E)] * 10^{-4} \quad \text{eq.(39)}$$

Normalmente a distribuição normalizada da permeabilidade na vertical é baixa ($\lambda_{D,z} < 0,02$), com isso podemos simplificar a equação como:

$$\alpha = 0,12(k_f w_0)(\lambda_{D,x} \sigma_D)^{0,1} \quad \text{eq.(40)}$$

$$\beta = [15,6 - 4,5 \ln(\sigma_D) - 7,8 \ln(E)] * 10^{-4} \quad \text{eq.(41)}$$

Mineralogia dominante:

$$k_f w = \alpha e^{-\beta \sigma_c} \quad \text{eq.(42)}$$

$$\alpha = (k_f w_0)(0,811 - 0,853 f_{calcita}) \quad \text{eq.(43)}$$

$$\beta = [1,2e^{0,952 f_{calcita}} + 10,5E^{-1,823}] * 10^{-4} \quad \text{eq.(44)}$$

Sem permeabilidade ou mineralogia dominante, efeito combinado:

$$k_f w = \alpha e^{-\beta \sigma_c} \quad \text{eq.(45)}$$

$$\alpha = (k_f w_0) [0,21 \lambda_{D,x}^{0,16} + 0,046 \ln \sigma_D + 0,15 \lambda_{D,z}^{-0,17}] \quad \text{eq.(46)}$$

$$\beta = [53,8 - 4,58 \ln(E) - 18,9 \ln(\sigma_D)] * 10^{-4} \quad \text{eq.(47)}$$

Para todas as expressões é definido como:

$k_f w_0$ a abertura inicial definida através da metodologia de Mou, em mD.ft.

λ_D a distribuição normalizada da permeabilidade na direção horizontal e vertical ($\lambda_x = \lambda_x / L_{lab}$ e $\lambda_z = \lambda_z / H_{lab}$). Esses parâmetros quantificam a influência da distribuição da permeabilidade nas direções da face da fratura.

σ_D o desvio padrão da distribuição de permeabilidade, é igual a $\sigma_D = \sigma(\ln K) / \ln \bar{K}$. $\sigma(\ln K)$ é o desvio padrão do logaritmo natural da permeabilidade, e \bar{K} é a permeabilidade média.

E o módulo de elasticidade em *Mpsi*.

σ_c tensão efetiva de fechamento (psi).

Como parte da conclusão, o trabalho de Deng verificou que, casos de baixa distribuição vertical e alta distribuição horizontal de permeabilidade resultam em canais estreitos, mas de longo comprimento que são difíceis de serem fechados e contribuem com alta condutividade. Em casos de mineralogia dominante, o elevado percentual de calcita resulta num maior número de canais o qual também contribuem para alta condutividade, e finalmente rochas duras com alto módulo de elasticidade possuem maior resistência a tensão de confinamento permitindo maiores espaços para a condução de fluidos.

O conjunto dos trabalhos acima apresentados tem o mérito de ter gerado um simulador numérico capaz de utilizar as informações de corpos de prova para gerar a condutividade inicial utilizada no simulador de fraturamento. Contudo, a grande questão está na dificuldade em se estimar os parâmetros geoestatísticos. Beatty (2010), em seu trabalho, apresenta uma metodologia para adquirir os parâmetros (λ_D e σ_D) em um modelo de escala intermediária, a partir de variogramas de permeabilidade da formação obtidos através de perfis e de testemunhos. Utilizando dados reais, o trabalho comparou a formulação desenvolvida por Mou e Deng com o modelo de Nierode e Kruk, no qual pode ser observado que, devido à limitação do modelo tradicional de Nierode em assumir que a condutividade não varia com o estágio do tratamento e também em

considerar que os valores de *RES* não variam radialmente, são obtidos valores consideravelmente distintos de condutividade.

2.1.5. Modelos analíticos para previsão de IP em poços estimulados

A previsão de desempenho do reservatório requer entre outros parâmetros informações completas do meio incluindo suas heterogeneidades e das propriedades do fluido. Nas últimas cinco décadas centenas de artigos foram desenvolvidos com formulações diversas baseados em análises de teste, incluindo soluções para fluxo transiente entre diversos métodos de análise.

Este capítulo apresenta equações analíticas clássicas disponíveis na literatura para o cálculo do índice de produtividade de poços verticais fraturados. Suas abordagens contemplam considerações distintas de anisotropia, fator *skin*, afastamento vertical, geometria da área de drenagem, etc. Ressalta-se que a maioria das equações considera a condutividade do poço como sendo infinita, o que não se observa na prática. Sua condutividade pode afetar o valor do índice de produtividade de forma substancial.

Um dos primeiros trabalhos publicados por McGuire e Sikora (1960) analisou uma fratura vertical de geometria uniforme numa área de drenagem retangular inserida num reservatório homogêneo e isotrópico, segundo observado, fraturas verticais modificam o comportamento de fluxo sendo altamente dependente do comprimento e da condutividade resultante. Foi definido um gráfico de incremento de produtividade (*FOI*) em relação à condutividade relativa (*Cr*) para cada geometria de fratura, que expressa a capacidade relativa da fratura conduzir o fluido em relação à formação (equação 48). Trata-se da razão entre a condutividade da fratura e a permeabilidade da formação multiplicada pela área de drenagem.

$$Cr = \frac{K_f w}{K} * \sqrt{\frac{40}{A}} \quad \text{eq.(48)}$$

Onde, o produto $K_f w$ representa a condutividade da fratura, K a permeabilidade da formação e A a área de drenagem. Trata-se de uma razão adimensional.

A análise final indica que, existe um valor de condutividade relativa no qual o seu aumento não implica em ganho de produtividade. Este valor foi denominado de condutividade infinita da fratura. A partir desta assunção, a análise se resume em determinar o comprimento efetivo da fratura. Também foi possível definir que em cenários de alta permeabilidade do meio e de baixa condutividade da fratura, a geometria da fratura não irá influenciar em ganhos de produtividade.

O modelo de Prats (1961) introduz o conceito de raio de poço efetivo, ou seja, considerando um poço vertical estimulado através de uma fratura vertical induzida, a depender da condutividade resultante e da geometria da fratura o poço assume um raio equivalente com a finalidade de facilitar a estimativa de produtividade final. O modelo também possui limitações como considerar o meio isotrópico e uniforme, o fluido incompressível e efeitos gravitacionais desprezíveis. Foi considerada a distribuição de pressão ao longo da fratura em função de três parâmetros: o primeiro (equação 49) descreve a condutividade relativa sendo a razão entre a capacidade de fluxo da formação e da fratura (a), segundo o raio do poço (r_w) e, o raio de drenagem (r_e).

$$a = \frac{\pi k 2L}{4 k_f w} \quad \text{eq.(49)}$$

Sendo, $k_f w$ a condutividade da fratura, k a permeabilidade da formação e L o comprimento de meia asa da fratura. Trata-se de uma razão adimensional.

Ao analisar a curva de decréscimo de pressão ao longo do comprimento da fratura ($L/2$) chega-se a seguinte conclusão:

- Independe da dimensão do reservatório (r_e).
- Grandes valores de condutividade relativa ($a > 0,1$) resultam num alto decréscimo de pressão e o fluxo se aproxima de um fluxo radial.
- Pequenos valores de condutividade relativa ($a \leq 0,1$) resultam num gradiente de pressão próximo à zero podendo ser negligenciado.

Na regra geral, define-se como raio efetivo adimensional do poço como função dependente do parâmetro de condutividade relativa e do meio comprimento da fratura ($r_{wD}' = r_w/L$) (Figura 5). Para fraturas de condutividade infinita ($a \leq 0,1$) o raio efetivo é sempre igual a um quarto do comprimento da fratura, ou metade do comprimento da asa ($r_w' = (L)/2$).

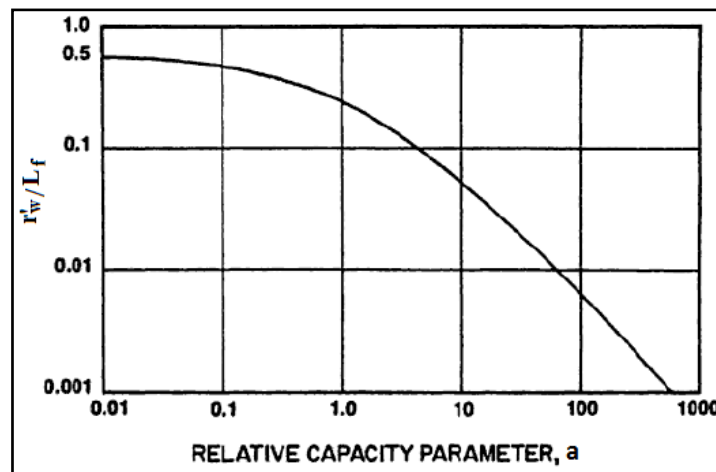


Figura 5: Gráfico representando a relação entre o raio efetivo do poço, meio comprimento da fratura e condutividade relativa (Prats, 1961).

Podemos estimar os valores através do gráfico (Figura 5) ou através da equação analítica:

$$r_{wD}'/L = 0,0002 + 0,5 \tan^{-1} \left(\frac{1,6}{a} \right) + 0,002 \sin \left(\frac{1,6}{a} \right) - 0,24 \tanh^{-1} \left(\frac{1,57}{a} \right) \text{ eq. (50)}$$

Pode-se afirmar que, o decréscimo de pressão no interior da fratura pode ser negligenciado em situações em que, $a \leq 0,1$ e $(L/2) < r_e$. Numa linguagem prática, o autor afirma que para grandes valores de a , o raio efetivo devido a uma acidificação matricial é mais promissor do que o fraturamento, por consequência, em baixos valores de condutividade relativa o fraturamento é indicado.

De forma geral as relações expostas por Prats nos dizem que para uma condutividade fixa da fratura, o aumento do comprimento (L) da fratura implica na redução do valor de condutividade relativa, assim, um incremento no comprimento da fratura não irá necessariamente produzir um ganho significativo do raio efetivo do poço e nenhum ganho na produtividade (IP). No entanto, o ganho adicional de produtividade diminui à medida que a fratura de condutividade finita se torna mais longa.

Seguindo a linha de predição de comportamento de fraturas verticais, Raymond e Binder (1967), através de soluções analíticas, incorporou os possíveis danos envolvidos durante as operações como, falha no empacotamento, redução da permeabilidade devido ao esmagamento do agente de sustentação, migração de finos (formação inconsolidada) e/ou indentação da rocha contra o propante. Utilizando as equações descritas por McGuire e Sikora (1960) e ao acrescentarmos danos, principalmente na permeabilidade resultante da fratura (K_f) e no raio efetivo estimulado, os autores demonstram que, para valores de condutividade relativa (C_r) maiores do que 50, a presença ou não do dano levam ao mesmo resultado de ganho de produtividade, ou seja, o fluxo ocorrerá sempre através da fratura em altas condutividades. A relação indica também que, em reservatórios de alta permeabilidade, tal ponto de equilíbrio é difícil de ser obtido devido à necessidade em se obter fraturas condutivas e de grandes espessuras para sobrepor o dano.

A determinação dos parâmetros da fratura de condutividade finita através da análise durante o fluxo transiente pode ser observada nos estudos realizados por Cinco-Ley et al. (1978). Foram desenvolvidas equações semianalíticas capazes de determinar a distribuição de fluxo bi linear e a variação de pressão ao longo da fratura em que a solução pode ser correlacionada através de um parâmetro que depende do produto das constantes $C_{fd} \eta_{fd}$ (equação 51) denominado de condutividade adimensional da fratura o qual se assemelha a condutividade relativa de Prats:

$$C_{fd} \eta_{fd} = \frac{K_f w}{\pi K x_f} \quad \text{eq.(51)}$$

Sendo, $k_f w$ condutividade da fratura, k a permeabilidade da formação e x_f o comprimento de meia asa da fratura. Trata-se de uma razão adimensional.

Em sua análise de teste durante o fluxo transiente demonstrou que, para altas condutividades da fratura ($K_f w \geq 300$) a densidade de fluxo é alta na extremidade da fratura e à medida que a condutividade decresce o fluxo se concentra próximo ao poço (não existe a necessidade de se obter grandes comprimentos). Assim como demonstrado através da Figura 4, Cinco-Ley chegou ao valor limite de condutividade adimensional da fratura ($C_{fd} \eta_{fd} \geq 300$) o qual acima

deste não ocorre decréscimo de pressão ao longo da fratura (condutividade infinita), para valores inferiores, através de uma curva tipo em que a partir da combinação do tempo de análise e a condutividade assumida é possível obter valores de gradiente de pressão ao longo da fratura.

Agarwall (1979) também propôs uma análise utilizando uma razão adimensional ($F_{cd} = \frac{k_f w}{k x_f}$) de avaliação utilizando curvas tipo de condutividade finita a vazão constante, no gráfico pressão versus tempo adimensional. Outro diferencial em seu estudo foi o fato de permitir a análise tanto a vazão constante utilizada para fluidos incompressíveis quanto para pressão de fundo constante, aplicável a gases reais (Figura 6).

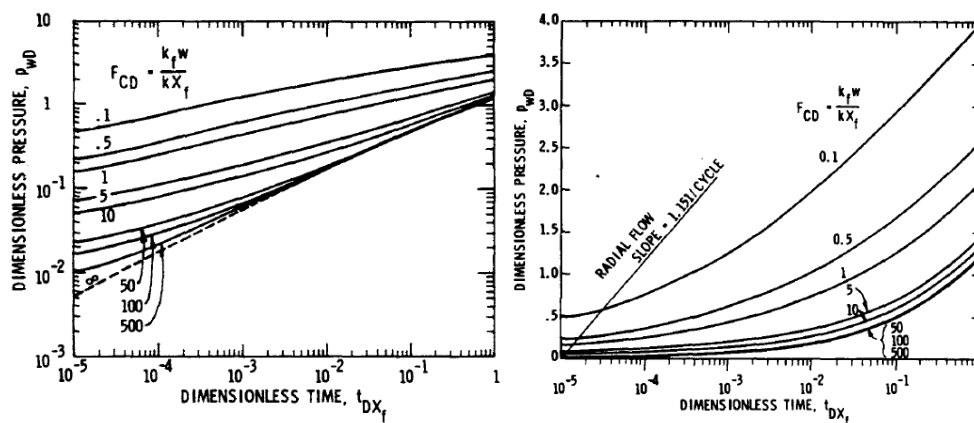


Figura 6: Gráficos de curvas tipo para condutividade finita em fraturas verticais, Agarwall (1979).

O conceito de condutividade adimensional definido por Agarwall também se relaciona com os parâmetros de Prats ($a = \frac{\pi}{2F_{cd}}$) e Cinco-Ley ($C_{fd} \eta_{fd} = \frac{F_{cd}}{\pi}$). Pode ser observado através dos gráficos da Figura 5 que, para valores de condutividade adimensional maiores do que 500 a fratura assume condutividade infinita.

Analisando o ganho de produtividade entre poços verticais e horizontais, Joshi (1988) desenvolveu um modelo em que o método de previsão era considerar a fase horizontal como uma fratura vertical controlada de condutividade infinita com altura limitada pelo diâmetro do poço. Partindo da ideia de raio efetivo desenvolvida por Prats, o autor compara de maneira simplificada o incremento de IP entre poços horizontal e vertical não estimulado através da seguinte relação:

$$IP_h / IP_v = \frac{\ln\left(\frac{r_v}{r_w}\right)^{-0,5}}{\ln\left(\frac{r_h}{r_{wD}}\right)^{-0,5}} \quad \text{eq.(52)}$$

Sendo, r_v e r_h raio de drenagem para o intervalo vertical e horizontal e r_w e r_{wD} raio do poço e raio do poço equivalente após estimulado obtido através do *skin* (s) obtido:

$$r_{wD} = r_w \exp(-s) \quad \text{eq.(53)}$$

Como resultado da Equação 53 é possível assumir que, no geral, poços horizontais apresentam ganhos efetivos em reservatórios de baixa espessura e com baixa anisotropia (alta permeabilidade vertical). Caso seja considerado o poço vertical com fraturas induzidas podemos utilizar a Equação 53 e para valores de condutividade infinita ($F_{cd} > 15,7$) a relação:

$$r_{wD} = 0,2807 \frac{k_f w}{k} \text{ e/ou } L = 2r_w \exp(-s) \quad \text{eq.(54)}$$

Analisando os gráficos de ganho de produtividade entre as geometrias de poço concluímos que, utilizando valores factíveis de serem obtidos de comprimento e condutividade de fratura, a decisão se resume basicamente na permeabilidade da formação, ou seja, no geral, em formações de alta permeabilidade ($k > 1$ mD), pequenos comprimentos de trecho horizontal são suficientes para atribuir maiores ganhos de produtividade.

Note-se que a obtenção de diversos trabalhos subsequentes desenvolveu novas metodologias de análise com novas curvas-tipo, incluindo diversos formatos e modelo de fluxo em fraturas, procurando maior confiabilidade nos resultados. o objetivo deste capítulo, conforme descrito na introdução, foi em introduzir o conceito de análise de IP em poços estimulados.

3 Materiais e Métodos

Neste capítulo descrevem-se as etapas, os materiais, os aparelhamentos e a metodologia utilizada para a produção das curvas de condutividade com a tensão confinante efetiva nas amostras de carbonatos microbiais obtidas.

3.1. Preparação dos Corpos de Prova (CP)

As amostras de carbonatos disponibilizadas para o estudo foram obtidas através de testemunhos em uma fase de perfuração de poços de petróleo verticais do pré sal da Bacia de Santos. Foram selecionados quatro testemunhos obtidos com diâmetro original (*Whole Core*) de 177,8 mm e comprimento de 2000 mm em quatro diferentes campos, obedecendo a mesma litologia (carbonatos microbiais) e faixa de profundidade (entre 4500 e 5500m). Cada testemunho é identificado através de um número de ordem, além de sua profundidade, todos possuem orientação vertical, assim como as faces que serão criadas e submetidas ao ataque ácido, representando uma pequena porção de ambas as faces de uma fratura vertical colinear à trajetória do poço.

Em cada testemunho foi efetuado corte transversal, e em cada “disco” resultante retiraram-se as sobras laterais, nas medidas finais aproximadas de 150 mm de comprimento (*Plab*), 75 mm de largura (*Llab*) e 30 mm de espessura (*Hlab*) (Figura 6) com objetivo de compatibilizar os corpos de prova com as dimensões das células de acidificação e de condutividade do laboratório, além de possibilitar a comparação dos resultados com demais experimentos da literatura, que utilizam corpos de prova com a mesma ordem de grandeza (Nierode e Kruk, 1973; Navarrete et al., 1998; Pournik, 2008). A tabela 1 resume as informações dos testemunhos e os CP's disponibilizados em cada campo.

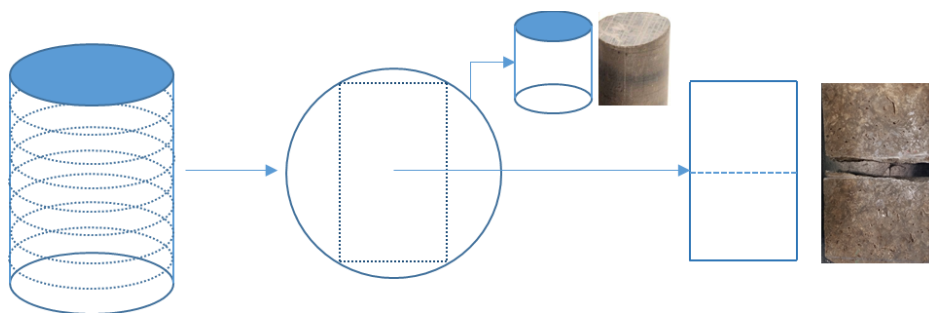


Figura 7: Detalhamento do corte e preparo dos plugues e corpos de prova (CP) a partir do *Whole Core*.

Tabela 1: Relação entre testemunhos e CP's.

Campo	(Testemunho) Profundidade (m)	Código CP's
1	(C) 5241,0	1C2-1C4
	(B) 5242,0	1B1-1B4
	(A) 5250,0	1A1-1A2
		1A3-1A4
		1A5-1A6 _p
2	(B) 4467,5	2B1-2B2
		2B3-2B4 _p
	(A) 4487,74	2A1-2A3
3	(B) 4897,97	3B1-3B2
	(E) 4991,46	3E1-3E2 _p
		3E4-3E5
4	(A) 5575,5	4A1-4A2
		4A3-4A4
	(B) 5583,85	4B1-4B2
		4B3-4B5
	(C) 5592,85	4C1-4C2
		4C3-4C5
	4C4-4C6 _p	

A fim de aproveitar cada porção remanescente do testemunho, a partir das sobras laterais são retirados plugues de 24,4mm de diâmetro e 25 ou 50 mm de comprimento respectivamente para realização dos ensaios de petrofísica básica (densidade efetiva, permeabilidade absoluta e porosidade efetiva), petrosísmica (ondas compressoriais e cisalhante) e parâmetros mecânicos (resistência da rocha à indentação).

Com o objetivo de representarmos as condições de campo no laboratório e buscar uma correlação mais consistente para a obtenção da condutividade resultante de fraturas ácidas, as superfícies submetidas ao ataque ácido devem ser obtidas por meio de quebra por tração com o intuito de representar a rugosidade da fratura, para isso as amostras são submetidas a uma carga linear, semelhante ao Ensaio Brasileiro (Goodman, 1989), onde é possível gerar em cada CP uma superfície característica de rompimento por tração, representando cada face de uma fratura induzida na rocha.

Devido a necessidade de preservar a orientação de fluxo na célula de acidificação e de condutividade, além da identificação de cada par de CP, foram realizadas marcações nas laterais de cada bloco. Posteriormente, com o objetivo de adaptar cada CP com as dimensões padronizadas das células *API*, foi necessária a aplicação de resina do tipo epóxi (inerte à ação do HCl e resistente em temperaturas de até 200°C) em moldes padronizados, tendo a precaução de manter o bloco centralizado no molde e não haver resina na face interna da fratura (Figura 8).



Figura 8: Pares de CP identificados e resinados.

3.2. Medição dos parâmetros mecânicos

3.2.1. Resistência da rocha à indentação (*RES*)

A medição do *RES* seguiu a combinação dos dois critérios descritos na seção 2.1.2. Devido aos problemas encontrados junto ao pistão atuador durante a execução dos experimentos, das 28 faces a serem submetidas à medição, em apenas 14 foi possível se obter valores representativos do *RES* das amostras.

O procedimento consiste em medir o deslocamento de um indentador, por meio de um penetômetro automatizado acoplado a um extensômetro (Figura 9), no qual uma agulha de ponta esférica com diâmetro conhecido ($d_p = 2,00$ mm) movimenta-se axialmente por meio de um pistão, também de área conhecida (539,13 mm). Um cilindro de nitrogênio com válvula reguladora para o devido controle de pressão é responsável por aplicar a carga no pistão, possibilitando pequenas variações na força F sobre a face do corpo de prova.



Figura 9: Equipamentos utilizados para a medição do *RES*.

O sistema de aquisição de dados consiste na leitura do par carga aplicada (F) e deslocamento da haste (h) a uma taxa de uma leitura a cada segundo. Conhecendo a profundidade da marca (h) através da equação 18, é possível determinar o diâmetro da indentação (d_i). De posse dos dados calculados é gerado um gráfico semilogarítmico com os valores $\ln(4 \cdot F / \pi \cdot d_p^2)$ nas ordenadas

e d/d_p nas abscissas, sendo possível extrapolar, através de um ajuste linear, o ponto aonde $d/d_p = 1$, no qual corresponde, por definição ao valor de RES para um determinado ponto. A figura 10 exemplifica um gráfico tipo, construído para o plugue retirado do CP 4C1, o qual apresenta baixa resistência mecânica.

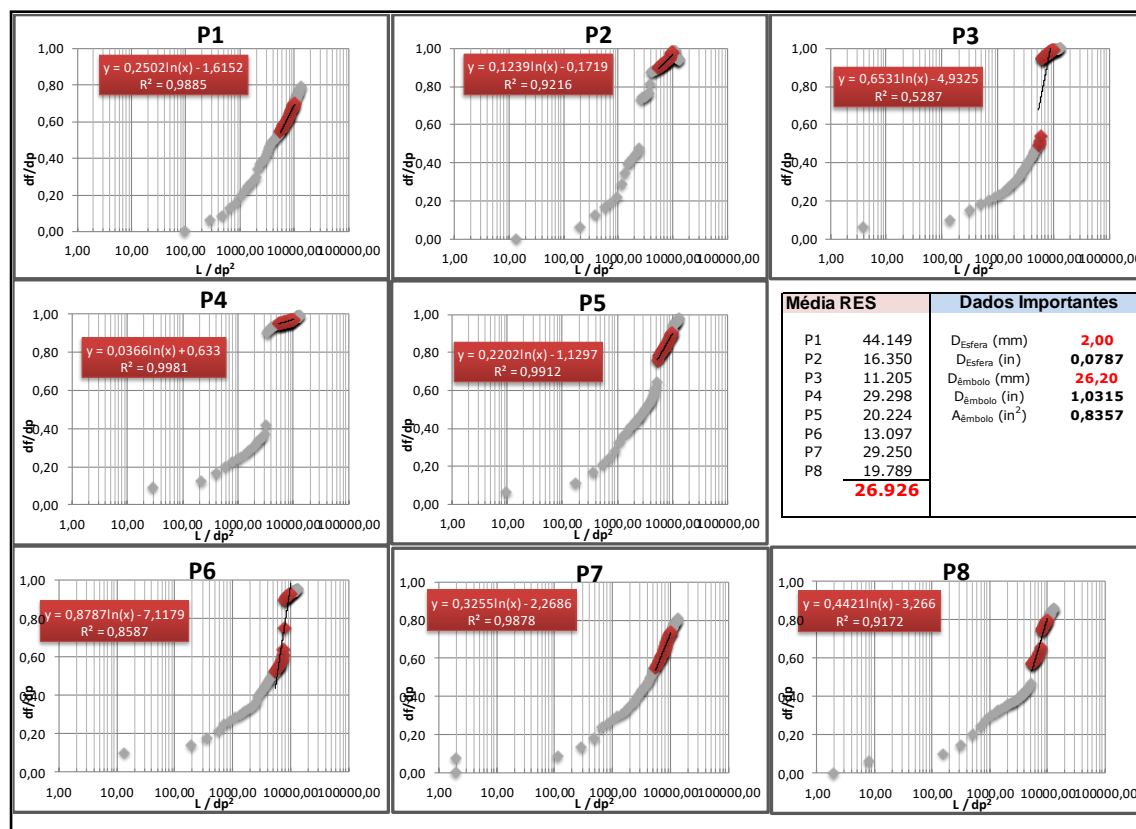


Figura 10: Medição de RES no plugue do CP 4C1.

Alguns cuidados prévios são necessários para garantia de preservação da amostra e leitura confiável dos parâmetros:

- Definir oito pontos equidistantes em cada face dos plugues confeccionados para cada par de corpos de prova.
- As faces dos plugues devem apresentar planos de topo e base paralelos entre si para manter a linearidade na penetração.
- Ao se iniciar o teste, deve-se garantir que a extremidade esférica esteja encostada no plugue, a fim de se evitar qualquer tipo de impacto.

Tratamento dos dados:

De acordo com a revisão apresentada, os modelos de condutividade da literatura adotam um único valor de *RES* para representar a amostra. Conforme observado nos ensaios realizados, a variação de valor do *RES* chega a até uma ordem de grandeza entre pontos localizados numa mesma face.

De posse dos valores medidos de cada plugue, primeiramente, foram eliminados os valores atípicos utilizando o critério de Chauvenet (Baratto et al., 2008) e, posteriormente, com base em uma análise estatística realizada através do programa Crystal Ball, os valores foram agrupados em um histograma de frequência onde foi definida uma curva de distribuição que melhor se enquadra nos valores. Finalmente, adotam-se, com base na moda, os valores de *RES*, para cada par de corpos de prova (Figura 11).

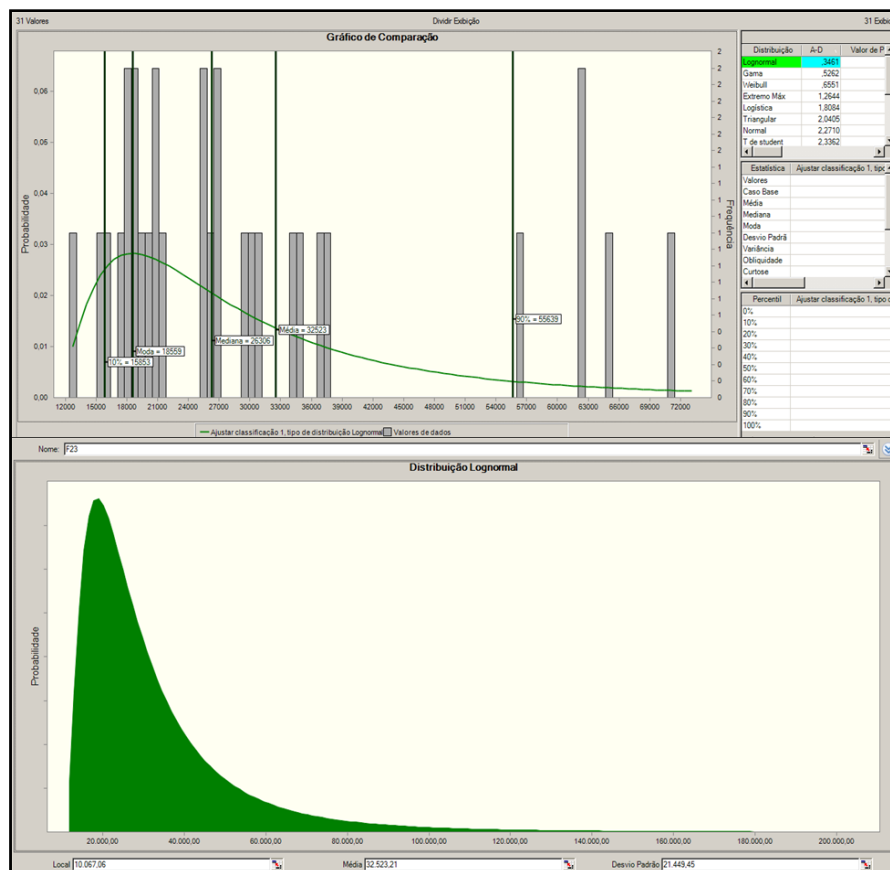


Figura 11: Histograma dos CP's 4B1-4B2.

3.2.2. Módulo de Elasticidade (E)

Os plugues retirados dos CP's foram submetidos à análise petrossísmica para determinação de propriedades dinâmicas (conforme descrito por Deng et al., 2011 como mais apropriado para estimativa do RES). Segundo as relações básicas da Teoria da Elasticidade, o Módulo de Elasticidade dinâmico pode ser descrito a partir da propagação de ondas elásticas em um corpo sólido:

$$E_d = \rho V_s^2 \frac{(3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad \text{eq.(54)}$$

Onde:

E_d = Módulo de elasticidade dinâmico (psi)

ρ = massa específica *bulk* da rocha (lb.in⁻³)

V_p = velocidade de propagação de ondas compressoriais (in.s⁻¹)

V_s = velocidade de propagação de ondas cisalhantes (in.s⁻¹)

Outro parâmetro que também pode ser inferido a partir da Teoria da Elasticidade é o Coeficiente de Poisson dinâmico (ν_d) calculado a partir de velocidade de propagação de ondas acústicas:

$$\nu_d = 1 - \frac{1}{2 - 2.(V_s/V_p)^2} \quad \text{eq.(55)}$$

O coeficiente de Poisson quer seja estático ou dinâmico, é limitado pela Teoria da Elasticidade entre $0,1 < \nu < 0,5$. O valor de 0,5 corresponde a um material isocórico, ou seja, que não varia de volume, incompressível. No caso de rochas, o coeficiente de Poisson tende a ficar entre 0,1 e 0,45, que podem ser entendidos como limites práticos (Makvo et al., 1996).

O ensaio realizado com os plugues para calcularmos o Módulo de Elasticidade dinâmico constitui basicamente na coleta do intervalo de tempo de trânsito para cada tipo de onda num intervalo conhecido (A medida do tempo de trânsito é o inverso da velocidade da onda). Apenas para efeitos de comparação, utilizam-se também os dados do Módulo de Elasticidade já interpretados, obtidos diretamente do perfil sônico integrado referente aos testemunhos em estudo.

3.2.3. Resistência Compressiva (σ_y)

Conforme descrito nos experimentos e na correlação desenvolvida por Gong (1997) onde é sugerida uma redução da resistência da rocha na superfície da fratura após a acidificação, o autor assume que, após o fechamento da fratura, ocorre uma deformação plástica entre os pontos de contatos. Nesse modelo é utilizada a resistência compressiva simples, medida na face de contato após a acidificação, como dado de entrada.

A resistência compressiva simples uniaxial (*Unconfined Compressive Strength - UCS*), ou resistência não confinada, é a tensão máxima suportada pela rocha em um ensaio de carregamento uniaxial sem confinamento. Apesar de ser um ensaio de fácil execução em laboratório, optou-se por utilizar dados de perfil para correlacionar tal parâmetro. As propriedades de deformabilidade da rocha podem ser obtidas a partir da teoria da propagação de ondas elásticas em um corpo sólido. Para carbonatos do Pré-Sal, a literatura recomenda (Santos et al., 2010), como mais aplicável a correlação *CPM*, sigla para *Carbonate-Propor Mechpro*. Elas se empregam na conversão do módulo de rigidez dinâmico para valor de *UCS*.

$$UCS_{[MPa]} = 8,374 \cdot 10^{-21} \cdot \rho_{\left[\frac{kg}{m^3}\right]}^2 \cdot Vp_{\left[\frac{m}{s}\right]}^4 \cdot \left(\frac{1+\nu}{1-\nu}\right)^2 \cdot (1 - 2 \cdot \nu) \quad \text{eq.(56)}$$

Para a redução da resistência ao escoamento (σ_y) após a acidificação, será adotada, conforme os valores sugeridos no experimento de Gong, uma redução de 12,5% nos valores estimados de *UCS* com base em dados de perfil sônico.

3.3. Permeabilidade Efetiva (K_e)

A permeabilidade é uma propriedade intrínseca do meio poroso, para a sua determinação empregamos um fluxo de salmoura (KCl 2%) com a mesma reologia newtoniana do ácido empregado durante o tratamento. O bombeio do fluido foi realizado empregando-se uma bomba de deslocamento positivo com duplo pistão. O fluido é percolado pelas amostras de baixo para cima com a saída para atmosfera (sem contrapressão) e as perdas de carga do sistema foram eliminadas com o objetivo de considerarmos apenas o diferencial de pressão na amostra.

O cálculo da permeabilidade efetiva ao fluido estudado foi realizado através da lei de Darcy:

$$Q = -\frac{hwk}{\mu}\nabla p; \quad K = -\frac{\mu Qh}{A\Delta P_{amostra}} \quad \text{eq.(57)}$$

Sendo, a viscosidade (μ), vazão de bombeio (Q), altura (h) e área (A) do plugue são parâmetros conhecidos e constantes durante o ensaio, e o diferencial de pressão (ΔP) é o parâmetro obtido para cada amostra estudada, as unidades são compatíveis a unidade de permeabilidade, Darcy ($1D = 1.10^{-12} \text{ m}^2$). Para efeitos de comparação, utilizamos também dados de permeabilidade já interpretados obtido diretamente do perfil integrado dos testemunhos em estudo.

3.4. Composição Mineralógica (DRX)

A ideia de discretizar a composição mineralógica visa à obtenção de um indicador litológico, neste trabalho denominado Índice de Consumo (IC). A literatura técnica se baseia no já conhecido Índice de Fragilidade (*Brittleness Index*), o qual, através da composição mineralógica, descreve indiretamente a parcela da matriz de rocha quimicamente reativa durante a acidificação, de acordo com o estudo realizado por Jarvie et al. (2007).

O Índice de Consumo relaciona as frações de Calcita (Ca) e Dolomita (Dol) com o restante da matriz, Quartzo (Q), argila total (Arg) e Carbono Orgânico Total (COT):

$$IC = \frac{Ca+Dol}{(Ca+Dol+Q+Arg+COT)} \quad \text{eq.(58)}$$

Os valores de composição mineralógica (em percentual) de cada par de CP's foram obtidos através do perfil interpretado de DRX (Difratometria de Raios X), disponibilizado também para os testemunhos em estudo.

3.5. Secagem, pesagem e medição

Conforme definição da metodologia empregada para o cálculo da condutividade equivalente à quantidade de rocha dissolvida (*DREC*) e alguns dos parâmetros mecânicos, se fazem necessárias medições da variação de massa dos corpos de prova antes e após a acidificação, densidade aparente e dados geométricos de altura (*Hlab*), largura (*Llab*) e profundidade (*Plab*). Uma vez que os pares de CP passam pela etapa de resinagem, os mesmos são submetidos a um período de 12 horas em estufa a 65°C, com o objetivo de se pesar apenas a massa de rocha em cada par de CP eliminando-se qualquer presença de fluido nos poros dos corpos de prova.

Depois de seco, o material é pesado em balança de precisão (centésimo de grama) e suas dimensões principais (*Hlab*, *Llab* e *Plab*) são medidas em no mínimo três pontos de cada CP (Figura 12) com paquímetro de precisão (centésimo de milímetro) a fim de garantir uma medida segura do volume.



. Figura 12: Levantamento dimensional do CP

3.6. Geração de condutividade ácida em condições dinâmicas

Antes da descrição do experimento, deve-se frisar a busca de formulações e parâmetros de tratamento, com objetivo de representar, em laboratório, os valores utilizados no campo numa região próxima ao poço, representativa do fluxo nas duas faces expostas da fratura.

O experimento idealizado segue o mesmo aparato utilizado por Neumann (2011) onde temos um fluxo inicial de salmoura com KCL (2%) utilizada para embebição da rocha e estabilização da pressão e temperatura em todo o circuito seguido do fluxo ácido. Um ponto crítico a ser mencionado é a influência do desenvolvimento do fluxo ácido no consumo das faces de cada CP. Conforme descrito por Pournik (2008), um fluxo pouco desenvolvido leva ao maior consumo de rocha na entrada da célula e/ou a formação de canalização ao longo da amostra; por esta razão, com a finalidade de garantir que o fluxo ácido entre placas paralelas esteja desenvolvido já na entrada do corpo de prova, foram instalados difusores de fluxo na entrada e na saída da célula. Por razões de confidencialidade não serão descritos detalhes construtivos da célula de fluxo ácido e seus difusores.

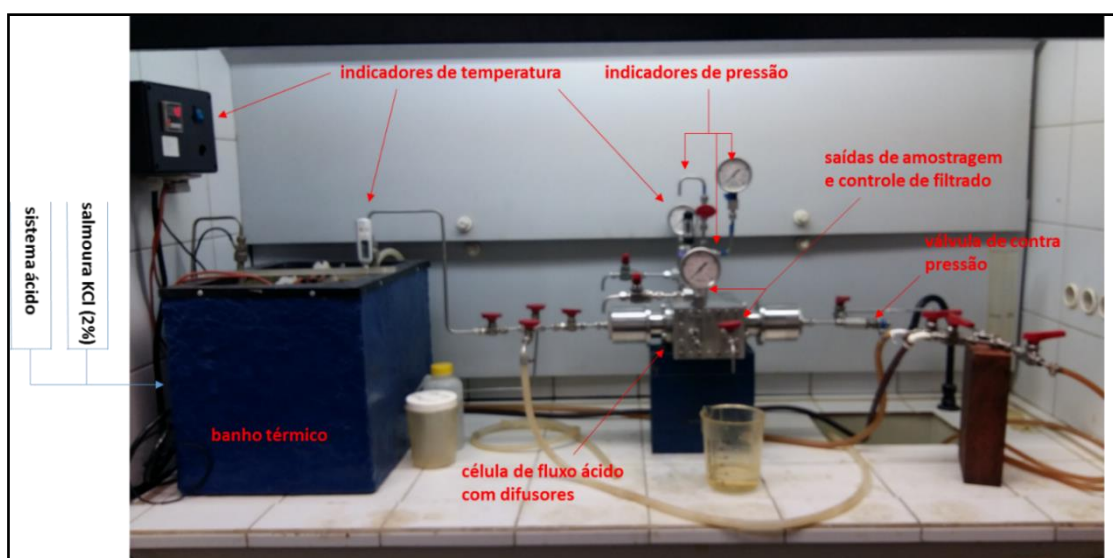


Figura 13: Aparato experimental utilizado para desenvolvimento do fluxo ácido.

Com a finalidade de reproduzir, em laboratório, os mesmos parâmetros utilizados durante o fraturamento na escala de campo, são adotados os seguintes valores:

- Fluido de acidificação - A solução ácida utilizada em todos os CP foi HCl a 15%, concentração usual de campo e também utilizada nos demais trabalhos selecionados para comparação dos resultados. A solução foi aditivada com inibidor de corrosão, preventor de emulsão e agente anti-espumante.

- Parâmetros de bombeio - A temperatura definida foi em 45°C em todo o circuito, por isso é realizado um fluxo prévio com salmoura com o objetivo de equalizar a temperatura da célula de acidificação. Tal temperatura foi escolhida com base nos dados de fundo de poço durante o fraturamento em carbonatos.
- Utiliza-se, a jusante da célula de fluxo, uma válvula de agulha com o objetivo de manter uma contrapressão de 1.500 psi durante o deslocamento do ácido. Tal valor se faz necessário para que se mantenha o CO₂ em solução e garantimos o fluxo monofásico.

Fraturamentos ácidos são caracterizados por elevadas vazões de tratamento (normalmente no limite contratual do barco de estimulação) na ordem de 40 bpm (6,36 m³/min). Tal nível de vazão é impraticável em escala de laboratório. De forma a se manter a semelhança completa entre as escalas de campo e laboratório, é adotado o número de Reynolds como parâmetro básico (Fluxo monofásico, sem variações na direção de escoamento e a pressão varia linearmente ao longo do escoamento). O Número de Reynolds garante a semelhança geométrica, cinemática e dinâmica (Brunetti, 2006).

Sua definição é assim descrita:

$$Re = \frac{\rho V_c L_c}{\mu} \quad \text{eq.(59)}$$

Onde, ρ é a massa específica da solução (trata-se do mesmo fluido), V_c é a velocidade característica, L_c é o comprimento característico do escoamento e μ é a viscosidade da solução. Segundo definição didática (Brunetti, 2006) a velocidade característica pode ser representada pela velocidade média U_m , e o comprimento característico através do diâmetro hidráulico D_h , sendo assim definido:

$$Re = \frac{\rho U_m D_h}{\mu} \quad \text{eq.(60)}$$

Assim é definida a velocidade média:

$$U_m = \frac{1}{A_t} \int u dA = \frac{Q}{A_t} \quad \text{eq.(61)}$$

E o diâmetro hidráulico:

$$Dh = \frac{4At}{Pm} \quad \text{eq.(62)}$$

Como em qualquer fratura hidráulica a altura (H_f) apresenta valores muito maiores do que a abertura (w_f), o fluxo pode ser tratado pela teoria de placas planas paralelas infinitas, onde o diâmetro hidráulico passa a ser definido como:

$$Dh = 2w_f \quad \text{eq.(63)}$$

Desta forma, temos o número de Reynolds definido para placas planas paralelas como:

$$Re = \frac{\rho U m Dh}{\mu} = \frac{\rho Q}{\mu At} 2w_f = \frac{\rho Q 2w_f}{\mu w_f H_f} = \frac{\rho Q_f}{\mu H_f} \quad \text{eq.(64)}$$

Devido ao projeto concebido para a célula de fluxo no laboratório, a altura média do CP é de 30 mm (H_{lab}) e a espaçamento médio entre os CP de 2,5 mm (w_{lab}), ambos aferidos com medição durante a montagem da célula, a relação de 10 vezes entre altura e abertura não é o suficiente para caracterizar como placas infinitas logo têm o número de Reynolds definidos como:

$$Re = \frac{\rho U m Dh}{\mu} = \frac{\rho Q}{\mu At Pm} = \frac{2\rho Q_{lab}}{\mu Pm} = \frac{2\rho Q_{lab}}{\mu(H_{lab}+w_{lab})} \quad \text{eq.(65)}$$

A redução em escala é feita igualando o número adimensional do protótipo com o de campo resultando em:

$$Q_{lab} = \frac{Q_f(H_{lab}+w_{lab})}{2H_f} \quad \text{eq.(66)}$$

Substituindo os valores pré-definidos, $Q_f=6,36 \text{ m}^3/\text{min}$, $H_{lab} = 0,03\text{m}$, $w_{lab} = 0,0025\text{m}$ e $H_f = 80\text{m}$ com a devida conversão de unidades encontra-se a vazão de laboratório na ordem de 1,3 L/min.

Uma questão a ser levantada está na utilização valores médios dimensionais na comparação entre os números adimensionais do protótipo e do campo. Observa-se que, pelo próprio gráfico semi-log do número Reynolds em função do comprimento característico D_h , pequenas variações dimensionais não são relevantes no comparativo entre os números de Reynolds calculados.

O tempo de fluxo ácido estabelecido foi de 30 min para cada par de corpos de prova, uma vez que, se definindo como valor de campo uma altura média de 80 m por comprimento de asa de fratura, esse foi o tempo médio de contato do ácido para uma vazão de tratamento de 40 bpm em carbonatos do pré sal.

Segundo apresentado na Figura 12, a célula de fluxo ácido possui válvulas no sentido transversal ao fluxo, com a finalidade de permitir filtração através dos CP. Alguns experimentos diferem quanto à abertura do dreno lateral durante o fluxo ácido (*leakoff*). Nos experimentos de Zou (2006) após a irrupção do ácido, o experimento era encerrado, já Navarrete (1998) mantinha o bombeio ácido até o final do experimento. Como no presente trabalho são utilizados corpos de prova em que a permeabilidade horizontal é variável e, nas condições reais, existe o dano causado pelo fluido de propagação (*pad fluid*) e a existência da contrapressão natural do reservatório, opta-se por trabalhar com o *leakoff* fechado apenas durante o fluxo ácido como forma de garantir o fluxo no sentido da fratura.

3.7. Cálculo do volume consumido (DREC)

Com o objetivo principal de medição do consumo de material através da acidificação para a obtenção dos valores de *DREC*, os CP's são colocados novamente na estufa de secagem por pelo menos 12 horas em temperatura de 65°C. Depois de seco, o material é pesado em balança de precisão (Figura 14).



Figura 14: Comparativo entre os CP's antes e após o fluxo ácido.

3.8. Medição da condutividade da fratura (K_{fwf})

Os testes recomendados para a determinação da condutividade são definidos em testes de curta e longa duração, em fraturas ácidas desenvolvidas em condições de laboratório, fluxo laminar, em conformidade com a API RP 61/1989 e a ISO 13503-5/2006, que são normas para medição de condutividade de propantes (agentes de sustentação de fraturas).

As normas em referência alertam que os testes de condutividade podem não representar os valores reais em condições de reservatório, sugerindo que um teste de longa duração deve ser realizado, uma vez que estudos tem mostrado que, com o tempo, a elevação de temperatura, os resíduos de fluido de fraturamento, a identificação da rocha e a presença de finos da formação podem reduzir a condutividade em mais de 90%.

Para o ensaio com agente de sustentação, no escopo deste trabalho, foi utilizada cerâmica padrão, de granulometria 20/40 (ASTM), com densidade aparente de 3,27, amplamente utilizado pela indústria. Foi definida, com base em

valores usuais de campo, uma concentração areal média de agente de sustentação na ordem de $9,0 \text{ Kg/m}^2$ (2 lbm/ft^2).

A Norma recomenda para o fluxo a utilização de salmoura em concentração de 2% de KCl em água destilada na temperatura ambiente (25°C) com Ph ajustado entre 6,4 e 6,8, além de outras recomendações:

- A tensão confinante deve ser aplicada na célula de teste em um tempo suficiente para que o leito alcance o regime semipermanente.
- A abertura da fratura, diferencial de pressão e vazão de fluxo deverão ser medidos em cada nível de tensão aplicado.
- Para cada nível de tensão serão necessárias três vazões distintas de fluxo com duração definida em 0,5 h de fluxo estabilizado, a vazão inicial deve ser aquela em que seja possível obter leitura mínima de diferencial de pressão.
- As vazões utilizadas também devem garantir o regime laminar monofásico de fluxo.
- Depois de estabilizada a vazão de fluxo e coerência entre os valores de DP – Diferencial de Pressão (queda mínima de pressão admitida de 0,002 psi), deve-se proceder com o ajuste de temperatura através de um trocador de calor, de forma a garantir que a temperatura da célula e do fluido sejam as mesmas.
- Estudos realizados em carbonatos indicam valores entre 500 a 8000 psi de tensão efetiva.

Aparato experimental recomendado:

- Célula de testes com as dimensões definidas por norma, no caso a mesma utilizada para induzir o fluxo ácido.
- Célula de carga capaz de garantir distribuição uniforme de tensão e manter tensões de confinamento com diferencial mínimo de 20 psi.
- Sistema de circulação de fluido com capacidade de manter vazão constante em um range entre 1 e 10 mL/min, com vazão inicial sugerida em 2 ml/min.

- Regulador de contrapressão capaz de manter um diferencial mínimo de 300 a 500 psi de forma a evitar a evaporação da solução. Lembrar-se de considerar os valores de contrapressão na tensão confinante total requerida.
- Fluido de teste deverá ser novo e desgaseificado. Informações como viscosidade e densidade devem ser conhecidas na temperatura de teste.

Por razões de confidencialidade não são descritos detalhes construtivos da célula de condutividade:



Figura 15: Esquemático da célula de condutividade.

Para a medição da condutividade utilizamos a Lei de Darcy aplicada para fluxo laminar horizontal (equação 7), colocando em evidência a condutividade encontramos:

$$K_f W_f = - \frac{\mu q L_{lab}}{H_{lab} (\Delta P_{amostra})} \quad \text{eq.(67)}$$

Nota-se que no lado direito da equação todos os valores são fixos (μ, L_{lab} e H_{lab}) ou medidos no ensaio (q e ΔP). Quando plotada no gráfico semi-log a curva de Condutividade versus tensão confinante efetiva, observa-se uma tendência linear de queda na condutividade da fratura. Essa predição do comportamento em carbonatos é um dos objetivos deste estudo.

4 Resultados

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados experimentais e seu ajuste com os modelos clássicos de literatura. Também é desenvolvida uma proposta de calibração para o modelo analítico desenvolvido por Nierode e Kruk (1973) e suas modificações desenvolvidas por Nasr-el-din et al., 2008, com base em propriedades dinâmicas e composição mineralógica. Por fim, com base nos resultados experimentais, é analisado o impacto dos parâmetros da fratura induzida no Índice de Produtividade (*IP*) de um poço em estudo, além da identificação dos cenários de aplicação da técnica de faturamento ácido.

4.1. Análise dos dados experimentais

Os resultados das condutividades de fratura dos pares de corpos de prova medidos em laboratório foram agrupados por Campo e apresentados em unidades de campo. Todos os ajustes de curva foram melhor representados por uma função exponencial, logo, adota-se um gráfico semi-log para representar o comportamento da condutividade versus tensão confinante, de forma a facilitar a análise.

A fim de verificar a viabilidade técnica do faturamento ácido em carbonatos profundos é necessária a definição do envelope de faturamento, limitada pela condutividade mínima, para que a fratura seja considerada produtiva, e os valores mínimos e máximos da tensão de confinamento efetiva que atua na fratura.

A definição da condutividade mínima foi definida como 1000 mD.ft (300 mD.m) como valor mínimo aceitável para que o faturamento ácido seja considerado uma opção de estimulação melhor do que a acidificação matricial (Nozaki et al., 2009). De forma intuitiva, entende-se que, do ponto de vista de produtividade, não existe limite superior para condutividade da fratura, já que se buscam sempre os maiores valores possíveis para o aumento de *IP* proporcionado pelo faturamento.

As tensões efetivas de confinamento, são calculadas com base nos valores de tensão horizontal mínima (*tensão in situ*) descontada a pressão de fluxo prevista para o poço. Como no estudo em questão são analisados testemunhos oriundos de carbonatos profundos (profundidade média entre as amostras de 5000m de profundidade vertical) são adotados os seguintes critérios:

- Tensão efetiva mínima representando a condição inicial do reservatório, definida como a diferença entre a tensão de fechamento e a pressão no interior da fratura e nos espaços entre grãos, que numa condição estática (sem fluxo), equivale à pressão de poros original, ou seja:

$$\sigma'_{min} = \sigma_f - P_{poros} \quad \text{eq.(68)}$$

Segundo os estudos de Azevedo et al., 2010, o gradiente da tensão de fechamento definido em literatura para carbonatos profundos é da ordem de 2,3 psi/m e de pressão de poros 1,6 psi/m.

- Tensão efetiva máxima representando a condição final de fluxo. Nesse caso, considera-se como regra geral que, a pressão de fluxo em campos maduros é aproximadamente a metade da pressão de poros original, ou seja:

$$\sigma'_{máx} = \sigma_f - 0,5 * P_{poros} \quad \text{eq.(69)}$$

Utilizando como referência um valor de profundidade média entre as amostras (5000m) e a tensão de fechamento e pressão de poros de referência (2,3 psi/m e 1,6 psi/m respectivamente), define-se o envelope de faturamento limitado entre 3500 psi a 7500 psi de tensão confinante efetiva.

4.1.1.

Resultados – Campo 1

Os resultados das condutividades de fratura dos pares de corpos de prova 1C2-1C4, 1B1-1B4, 1A1-1A2, 1A3-1A4 e 1A5-1A6, medidos em laboratório, são mostrados na Figura 16.

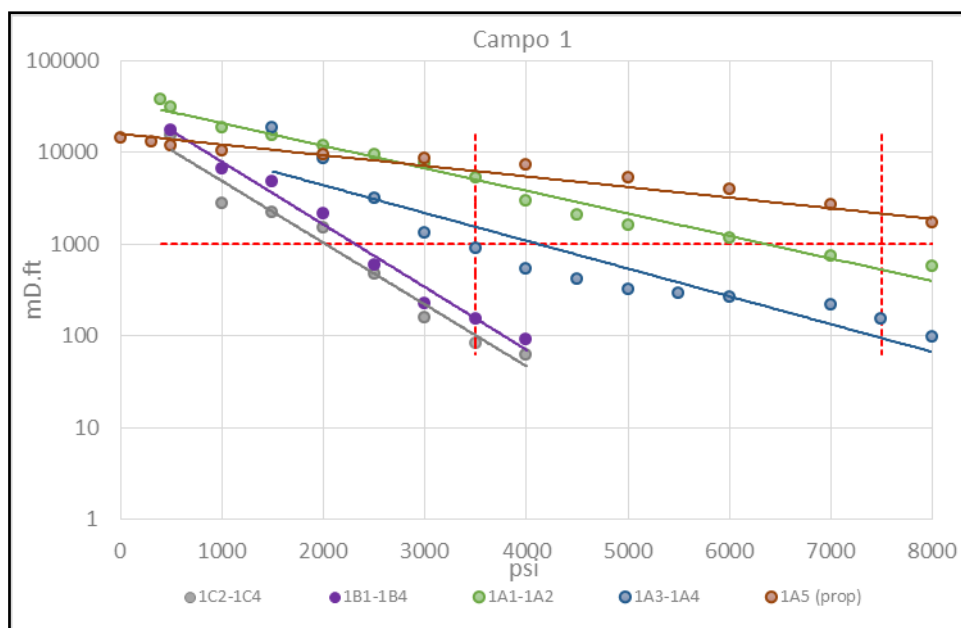


Figura 16: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 1.

Observa-se, pelas curvas de condutividade que, dentre as amostras submetidas ao faturamento ácido, somente o par de CP 1A1-1A2 permanece condutivo dentro do envelope de faturamento, porém sai sem cruzar a linha de tensão efetiva máxima, indicando a necessidade do gerenciamento da pressão de fundo (A pressão de fluxo deverá ser mantida num nível tal que a tensão efetiva no interior da fratura não ultrapasse 7000 psi).

Nota-se que, os valores de condutividade de fratura sustentada representado pelo CP 1A5-1A6, são elevadas e bem superiores as condutividades obtidas em fraturas ácidas em todas as amostras ensaiadas.

De forma geral, todos os CP's ensaiados partem de uma mesma condutividade inicial, porém apenas os pares 1A1-1A2 e 1A5-1A6 apresentam boa resistência mecânica, como se percebe pela baixa inclinação da reta. Como mostrado no desenvolvimento deste trabalho, tal resistência pode ser correlacionada através dos diferentes valores de *RES* estimados em cada testemunho.

4.1.2. Resultados – Campo 2

Os resultados das condutividades de fratura dos pares de corpos de prova 2B1-2B2, 2B3-2B4 e 2A1-2A3, medidos em laboratório, são mostrados na Figura 17.

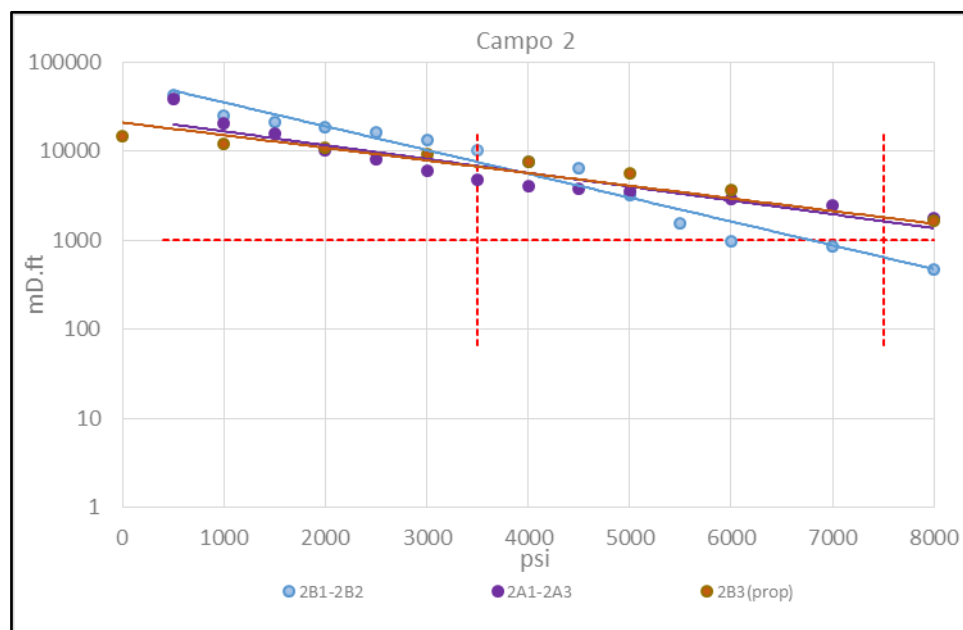


Figura 17: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 2.

Observa-se, pelas curvas de condutividade que, apesar do baixo número de CP's ensaiados, todos os testemunhos do Campo 2 apresentaram elevadas condutividades, sugerindo que a técnica de fraturamento seja ele ácido ou sustentado é uma boa alternativa de estimulação para o campo. É interessante notar que todas as retas apresentam o mesmo comportamento, seja de condutividade inicial, seja de declividade, tal comportamento é característico de rochas de boa resistência mecânica.

4.1.3. Resultados – Campo 3

Os resultados das condutividades de fratura dos pares de corpos de prova 3B1-3B2, 3E1-3E2 e 3E4-3E5, medidos em laboratório, são mostrados na Figura 18.

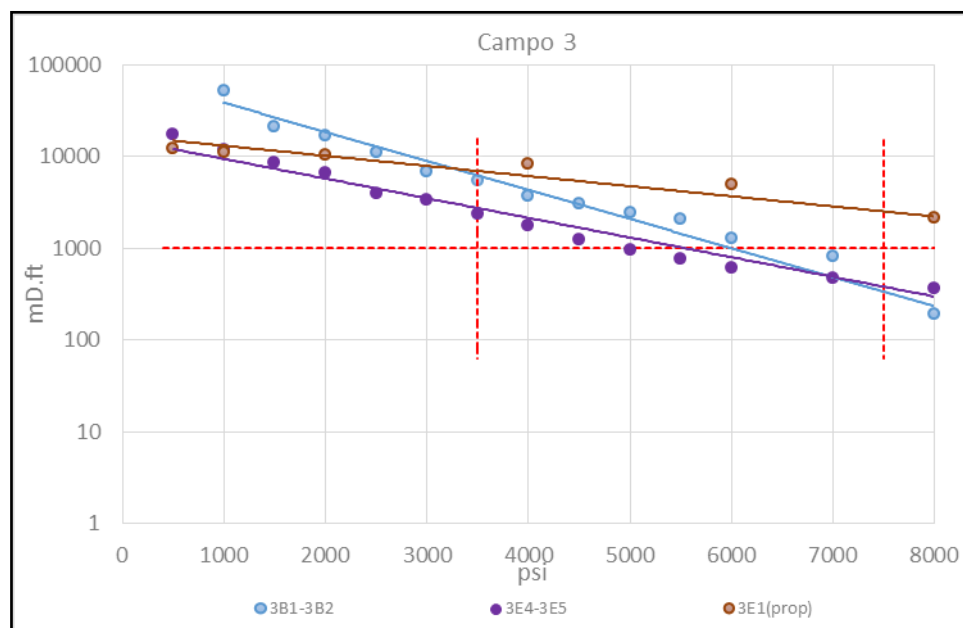


Figura 18: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 3.

Observa-se, pelas curvas de condutividade que, apesar do baixo número de CP's ensaiados, todas as amostras submetidas ao faturamento ácido permanecem condutivas dentro do envelope de faturamento, porém saem sem cruzar a linha de tensão efetiva máxima, indicando a necessidade do gerenciamento da pressão de fundo durante a exploração do campo (A tensão efetiva máxima no interior da fratura deverá ser mantida na ordem de 6000 psi).

Nota-se mais uma vez que, os valores de condutividade de fratura sustentada representada pelo CP 3E1-3E2, são bastante elevadas, com baixo decaimento e bem superiores às condutividades obtidas em fraturas ácidas. Isso acontece porque a condutividade em fraturas sustentadas é, basicamente, função do agente de sustentação, confirmando a pouca dependência com as propriedades da rocha ensaiada.

De forma geral todos os CP's ensaiados partem de uma mesma condutividade inicial, porém como já previsto, os pares oriundos do tratamento ácido apresentam maior sensibilidade ao incremento de tensão.

4.1.4. Resultados – Campo 4

Os resultados das condutividades de fratura dos pares de corpos de prova 4C4-4C6, 4C3-4C5, 4C1-4C2, 4B3-4B5, 4B1-4B2, 4A3-4A4 e 4A1-4A2, medidos em laboratório, são mostrados na Figura 19.

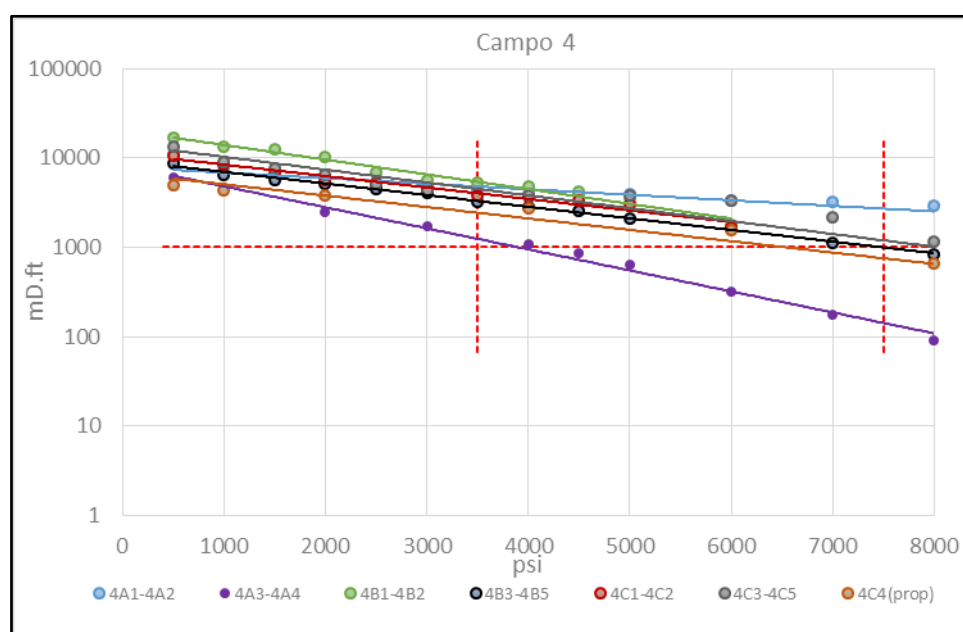


Figura 19: Curvas ajustadas de condutividade para amostras do Campo 4.

Para análise do Campo 4, a maior disponibilidade de CP's possibilitou um maior número de ensaios, é possível concluir através das curvas de condutividade que, com exceção do par 4A3-4A4, todos os testemunhos apresentaram elevadas condutividades, sugerindo que a técnica de fraturamento, seja ele ácido ou sustentado, é uma boa alternativa de estimulação para o campo.

O comportamento do único par que apresentou desempenho inferior (4A3-4A4) para o envelope de fraturamento é de difícil compreensão, pois conforme

mostrado ao longo do desenvolvimento deste trabalho, o mesmo apresenta os maiores valores de resistência à indentação (*RES*).

Outra interpretação que se pode extrair do gráfico é de que todos os CP's partem de uma mesma condutividade inicial e apresentam, em sua grande maioria, o mesmo baixo decaimento ao longo do acréscimo de tensão, ou seja, pode-se inferir que a alta resistência a compressão das rochas oriundas do Campo 4 se aproximam da resistência compressiva do propante utilizado.

4.2. Ajuste com modelos clássicos de fratura ácida

De acordo com revisão apresentada no capítulo 2, o presente trabalho correlaciona os ensaios com três modelos amplamente citados na literatura e utilizados em simuladores comerciais de fraturamento - o modelo clássico de Nierode e Kruk (Nierode e Kruk, 1973), o modelo de Nierode e Kruk modificado, assim denominado no estudo realizado por Nasr-El-Din et al., 2008 e, por fim, o modelo da Universidade do Texas (Gong, 1997).

Na sequência são apresentados de forma resumida, os dados de entrada relevantes e os coeficientes calculados para cada um dos modelos de condutividade de fratura mencionados neste trabalho.

4.2.1 Resultados - Modelo de Nierode e Kruk

A tabela 2 e 3 apresenta alguns dados relevantes coletados nos experimentos para determinação dos coeficientes utilizados nas equações 9 a 21.

Tabela 2: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_1 N&K.

Campo	CP's	ρ (lb/ft ³)	Hlab (ft)	Llab (ft)	Δm (lb)	DREC(mD.ft)x10 ⁴	C_1 (mD.ft) x10 ⁴
1	1C2-1C4	139,4	33,8	0,197	0,0014	279,87	3,39
	1B1-1B4	144,3	33,8	0,197	0,00126	182,49	2,39
	1A1-1A2	157,8	33,8	0,197	0,00174	371,38	4,28
	1A3-1A4	157,9	33,8	0,197	0,00132	160,41	2,15
2	2B1-2B2	157,6	33,8	0,197	0,00203	592,19	6,28
	2A1-2A3	160,9	33,8	0,197	0,00160	270,10	3,30
3	3B1-3B2	152,5	35,57	0,197	0,00246	1565,55	13,97
	3E4-3E5	155,9	35,03	0,197	0,00136	236,74	2,96
4	4A1-4A2	155,4	35,7	0,197	0,00107	121,21	1,71
	4A3-4A4	153,1	35,35	0,197	0,00090	76,74	1,17
	4B1-4B2	143,8	35,5	0,197	0,00121	223,52	2,82
	4B3-4B5	137,9	35,8	0,197	0,00098	98,94	1,44
	4C1-4C2	141,6	35,3	0,197	0,00111	182,99	2,39
	4C3-4C5	145,2	35,63	0,197	0,00116	188,58	2,45

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1421618/CA

Dentre os parâmetros utilizados para estimativa do coeficiente C_1 , é relevante o consumo de massa obtido pela diferença de peso antes e pós-acidificação. Apesar do modelo de Nierode e Kruk estar baseado na teoria das placas paralelas, é possível observar que CP's de um mesmo testemunho submetidos ao mesmo padrão de tratamento apresentam considerável variação no consumo global. Isso pode ser explicado pela variação na composição mineralógica dos CP's. Desta forma, porções com maiores teores de Calcita apresentaram maior consumo durante a acidificação, visto que carbonatos

dolomitizados apresentam baixa reação ao ácido em temperaturas superiores a 40°C.

Tabela 3: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_2 N&K.

Campo	CP's	RES (psi)	Distribuição	C_2 (psi ⁻¹) x10 ⁻⁵
1	1C2-1C4	17.992 / 28.981	Bimodal	116,31 / 92,32
	1A1-1A2	27.182 / 64.159	Bimodal	94,10 / 70,14
2	2B1-2B2	95.712	Uniforme	58,92
3	3B1-3B2	43.165 / 147.870	Bimodal	81,22 / 46,75
	3E4-3E5	131.369	Uniforme	50,00
4	4A1-4A2	98.528	Log normal	58,11
	4B1-4B2	27.772 / 64.990	Bimodal	93,53 / 69,71
	4C1-4C2	32.958	Log Normal	88,74

O coeficiente C_2 apresenta relação direta com a resistência mecânica da rocha, responsável pela taxa de declínio da condutividade com a tensão confinante. Sua determinação é inversamente proporcional ao parâmetro *RES* descrito no Capítulo 2. Ao contrário do que é reportado na literatura, os resultados de medições realizadas neste trabalho não seguem uma distribuição do tipo Normal, conforme verificado através da análise estatística de cada par de CP. Nos casos em que a distribuição se enquadra como Bimodal, as curvas de condutividade foram analisadas separadamente para cada moda respectivamente (*RES1* e *RES2*, obedecendo a ordem crescente de valores).

4.2.2

Resultados - Modelo de Nierode e Kruk modificado

Os trabalhos publicados por Nasr-el-din (Nasr-el-din et al, 2008 e Gomaa e Nasr-el-din, 2009) buscam separar os experimentos em Calcita e Dolomita (seção 2.1.3). No estudo verifica-se que os dados gerados não correspondem aos valores publicados originalmente no trabalho de Nierode e Kruk e apresenta uma modificação na formulação original, para cada litologia isolada.

Para fins de definição, devido ao baixo teor de Calcita e altas parcelas de Dolomita encontradas nos testemunhos dos Campos 3 e 4, os mesmos foram considerados dolomitizados para aplicação do modelo (ver tabela 4).

As tabelas 4 e 5 apresentam alguns dados relevantes coletados nos experimentos para determinação do coeficiente C_1 . Como se tratam dos mesmos CP's, ensaios para obtenção de dados como densidade aparente e geometria das amostras não foram repetidos.

Tabela 4: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_1 N&K modificado.

Campo	CP's	%Calcita	%Dolomita	$\Delta m(lb)$	$DREC(mD.ft) \times 10^4$	$C_1 (mD.ft) \times 10^4$
1	1C2-1C4	75	22	0,0014	279,87	3,66
	1B1-1B4	70	24	0,00126	182,49	2,65
	1A1-1A2	70	25	0,00174	371,38	4,52
	1A3-1A4	70	25	0,00132	160,41	2,41
2	2B1-2B2	75	20	0,00203	592,19	6,43
	2A1-2A3	73	16	0,00160	270,10	3,56
3	3B1-3B2	55	32	0,00246	1565,55	13,35
	3E4-3E5	43	41	0,00136	236,74	3,23
4	4A1-4A2	44	42	0,00107	121,21	1,95
	4A3-4A4	54	30	0,00090	76,74	1,38
	4B1-4B2	35	51	0,00121	223,52	3,09
	4B3-4B5	61	25	0,00098	98,94	1,67

	4C1-4C2	55	30	0,00111	182,99	2,66
	4C3-4C5	51	33	0,00116	188,58	2,72

Ao se comparar os valores de C_1 entre os parâmetros do modelo original (Tabela 2) e os valores do modelo modificado (Tabela 3), nota-se que para um mesmo valor de abertura ideal ($DREC$), os valores dos coeficientes calculados são diferentes, o que de fato é esperado quando se compara as constantes utilizadas no cálculo de C_1 , seja em Dolomita ou em Calcita. A mesma análise pode ser reafirmada na variação do consumo global entre testemunhos do mesmo campo.

Tabela 5: Propriedades relevantes obtidas para determinação de C_2 N&K modificado.

Campo	CP's	RES (psi)	Distribuição	C_2 (psi ⁻¹) x10 ⁻⁵
1	1C2-1C4	17.992 / 28.981	Bimodal	100,02 / 90,44
	1A1-1A2	27.182 / 64.159	Bimodal	91,72 / 74,42
2	2B1-2B2	95.712	Uniforme	66,27
3	3B1-3B2	43.165 / 147.870	Bimodal	69,91 / 51,40
	3E4-3E5	131.369	Uniforme	53,13
4	4A1-4A2	98.528	Log normal	57,54
	4B1-4B2	27.772 / 64.990	Bimodal	76,65 / 63,81
	4C1-4C2	32.958	Log Normal	74,0

Conforme esperado, os valores de C_2 ao serem comparados entre os parâmetros do modelo original de Nierode e Kruk e os valores encontrados para o modelo modificado apresentam certa diferença, principalmente nos Campos em que os carbonatos são dolomitizados (Campos 3 e 4).

4.2.3 Resultados - Modelo da Universidade do Texas

Assim definido, o modelo de Gong, 1997 descrito na seção 2.1.4, correlaciona o fechamento de fratura com o parâmetro de rugosidade e a resistência mecânica da rocha, sendo esses os principais atributos que afetam a

condutividade da fratura ácida. A relação empírica desenvolvida utiliza como valores de entrada, a condutividade inicial da fratura ($K_f W_0$), tensão efetiva de fechamento (σ), resistência compressiva simples da rocha (σ_y), a qual recomenda-se que seja obtida através de testes de laboratório em amostras submetidas ao ataque ácido. Para tanto, define-se um fator que caracteriza a distribuição de altura das irregularidades (γ) além de um parâmetro introduzido pelo autor, denominado razão de contato (c).

Para a determinação da condutividade inicial da fratura ($K_f W_0$), apesar do autor não desenvolver uma metodologia específica quanto a determinação da abertura inicial (w_i), optou-se, nessa dissertação, pela estimativa através da formulação de Nasr-el-din (Seção 2.1.3), na qual além da simplificação do modelo e a distinção por mineralogia, utilizam-se dados de campo de fácil obtenção e aplicação.

A resistência compressiva simples da rocha (σ_y) é estimada através de correlação empírica utilizando-se de dados de perfil sônico (seção 3.2.3). Destaca-se que os valores foram estimados a partir de dados elásticos obtidos na rocha *in situ*, ou seja, não acidificada. Como solução o autor recomenda uma redução média de 12,5% nos valores calculados.

Os parâmetros estatísticos que representam a rugosidade das superfícies foram desconsiderados, uma vez que o estudo objetiva a utilização de dados indiretos de campo. Como forma alternativa, o modelo sugere as seguintes soluções:

- Fator de distribuição de altura das irregularidades (γ): Estimado a partir de uma relação direta da curtose ($\gamma = k + 4$). Em não havendo caracterização da superfície, considera-se uma distribuição Gaussiana, em que para o cálculo dos parâmetros estatísticos considera-se que a curtose seja normalizada ($k = 0, \gamma = 4$). Lembrando que os valores do parâmetro são limitados entre 3 a 5, dependendo da irregularidade da superfície.
- Razão de contato (c): Obtida através de ensaios específicos de compressão em rochas fraturadas, sendo os valores inicialmente

situados entre 2 e 4. O autor, após a realização de diversos ensaios, sugere um intervalo de variação de valores entre 2 e 3.

Em se tratando de um estudo experimental, optou-se por analisar o modelo de Gong para um cenário de condutividade dito otimista, no qual adota-se a menor razão de contato ($c=2$), caracterizada por uma menor área de contato na fratura necessária para suportar a carga de compressão e/ou, alternativamente, por uma resistência à compressão superior a tensão confinante aplicada à fratura. A tabela 6 apresenta os parâmetros utilizados para a estimativa de condutividade de acordo com o modelo:

Tabela 6: Resumo dos parâmetros utilizados para o ajuste com o modelo de Gong.

Campo	CP's	$K_f W_0$ (mD.ft)	σ_y (psi)	γ	c
1	1C2-1C4	36.578	5.504	4	2
	1B1-1B4	26.522	5.330	4	2
	1A1-1A2	45.247	7.063	4	2
	1A3-1A4	24.072	7.063	4	2
2	2B1-2B2	133.461	7.763	4	2
	2A1-2A3	32.254	10.717	4	2
3	3B1-3B2	51.166	9.138	4	2
	3E4-3E5	35.614	10.444	4	2
4	4A1-4A2	19.499	7.076	4	2
	4A3-4A4	13.829	7.216	4	2
	4B1-4B2	30.889	5.134	4	2
	4B3-4B5	16.739	4.132	4	2
	4C1-4C2	26.576	4.910	4	2
	4C3-4C5	27.185	5.205	4	2

4.2.4 Análise dos resultados

De forma a facilitar a análise dos resultados, adota-se, neste trabalho, uma distribuição das curvas de condutividade por CP agrupadas por campo. Os gráficos apresentam as mesmas características já definidas na análise

experimental anterior, ou seja, escala semi-log em unidades de campo (mD.ft e psi), além dos mesmos limites já definidos para o envelope de fraturamento e a equação exponencial de ajuste com o respectivo coeficiente de determinação (R^2).

Os resultados comparativos entre os pares de corpos de prova 1C2-1C4, 1B1-1B4, 1A1-1A2 e 1A3-1A4 e os modelos descritos para o Campo 1 são mostrados nas Figuras 20 a 23.

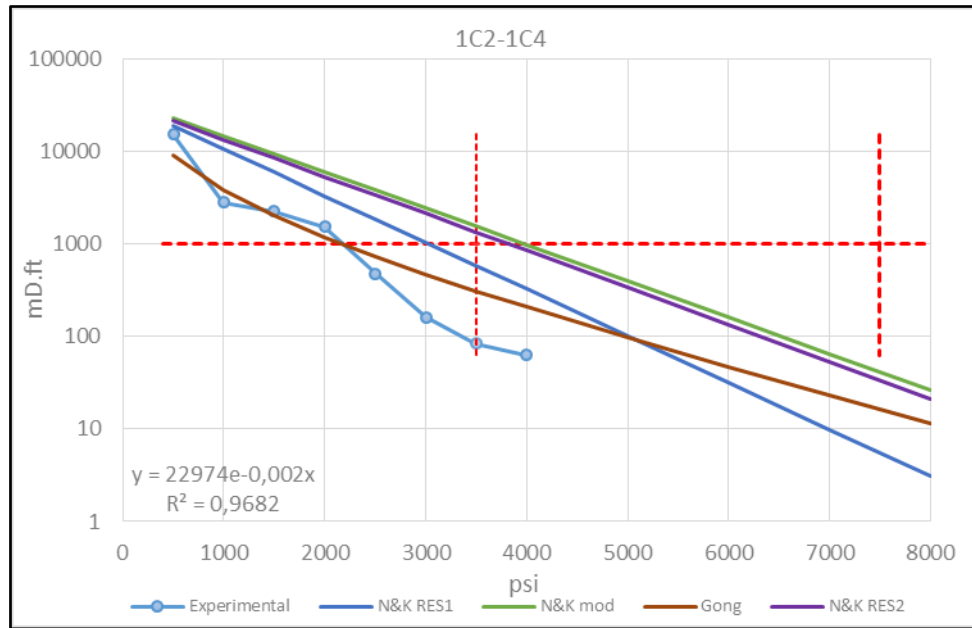


Figura 20: CP 1C2-1C4 ajustado para os modelos de condutividade.

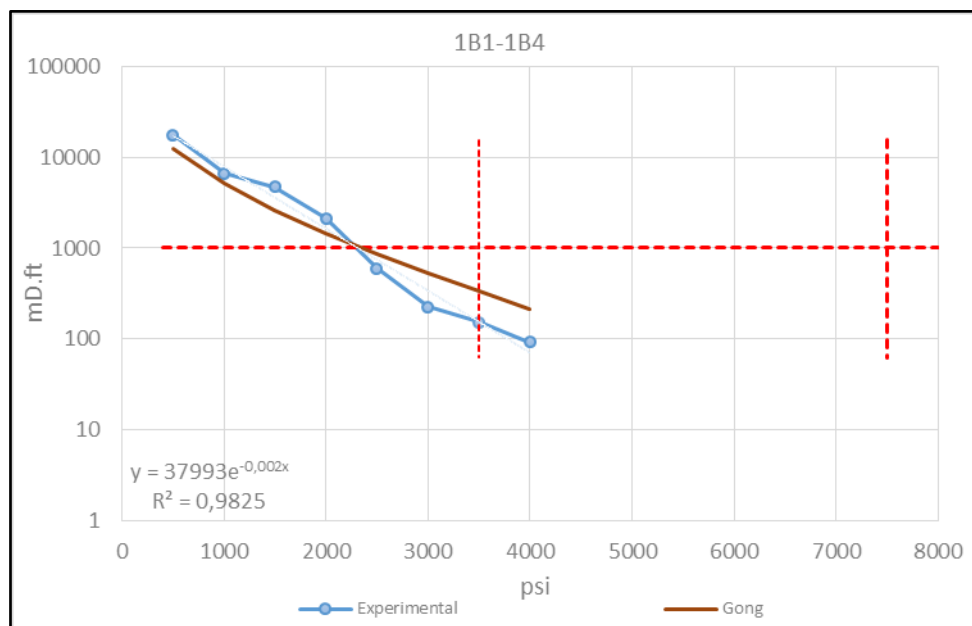


Figura 21: CP 1B1-1B4 ajustado para os modelos de condutividade.

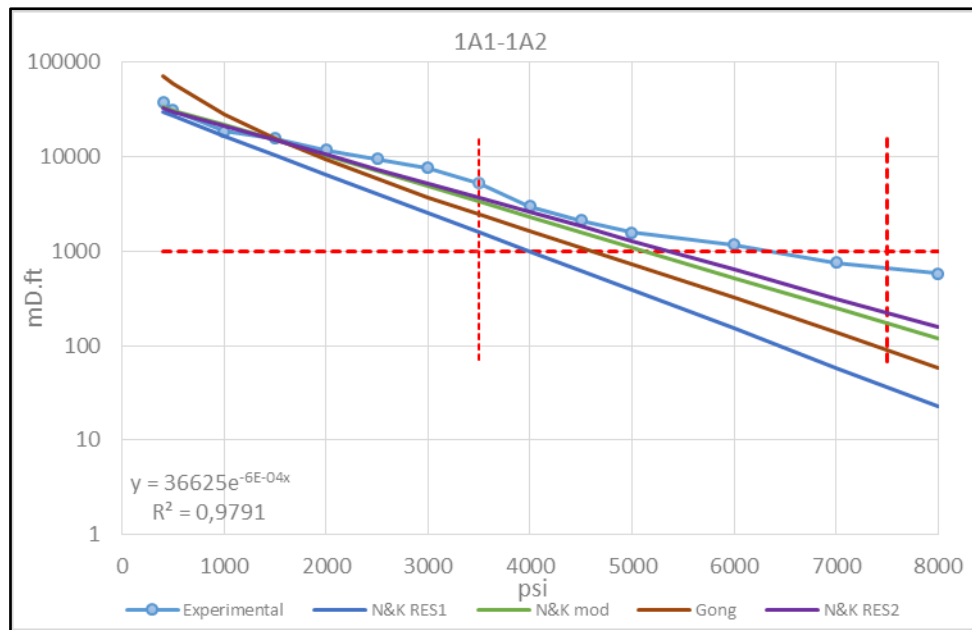


Figura 22: CP 1A1-1A2 ajustado para os modelos de condutividade.

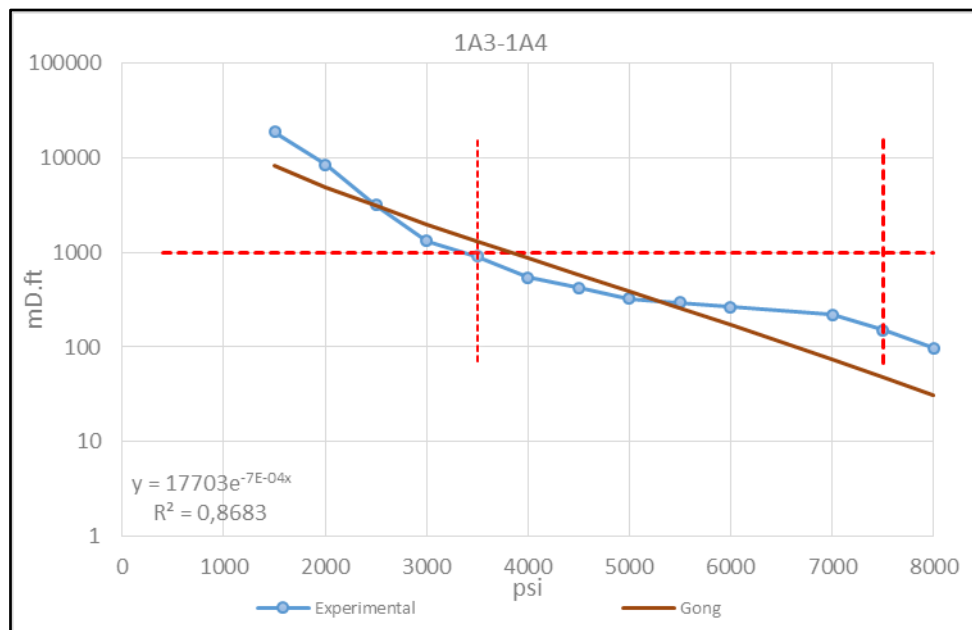


Figura 23: CP 1A3-1A4 ajustado para os modelos de condutividade.

Para análise dos testemunhos do Campo 1, pode-se afirmar que os modelos de literatura possuem um bom ajuste com o resultado experimental. Destaca-se o modelo da Universidade do Texas em que, para todos os CP's, apresentou melhor acoplamento, tanto na condutividade inicial quanto na taxa de declínio.

Em CP's que apresentaram dois valores *RES* (RES1 e RES2) fica clara a dependência do parâmetro de resistência mecânica com a inclinação da curva de

condutividade. Nos pares 1C2-1C4 o valor pessimista (menor moda) apresentou melhor ajuste, já nos pares 1A1-1A2 o comportamento foi o oposto com o melhor ajuste representado pelo valor otimista (maior moda).

Os resultados comparativos entre os pares de corpos de prova 2B1-2B2 e 2A1-2A3 e os modelos descritos para o Campo 2 são mostrados nas Figuras 24 e 25.

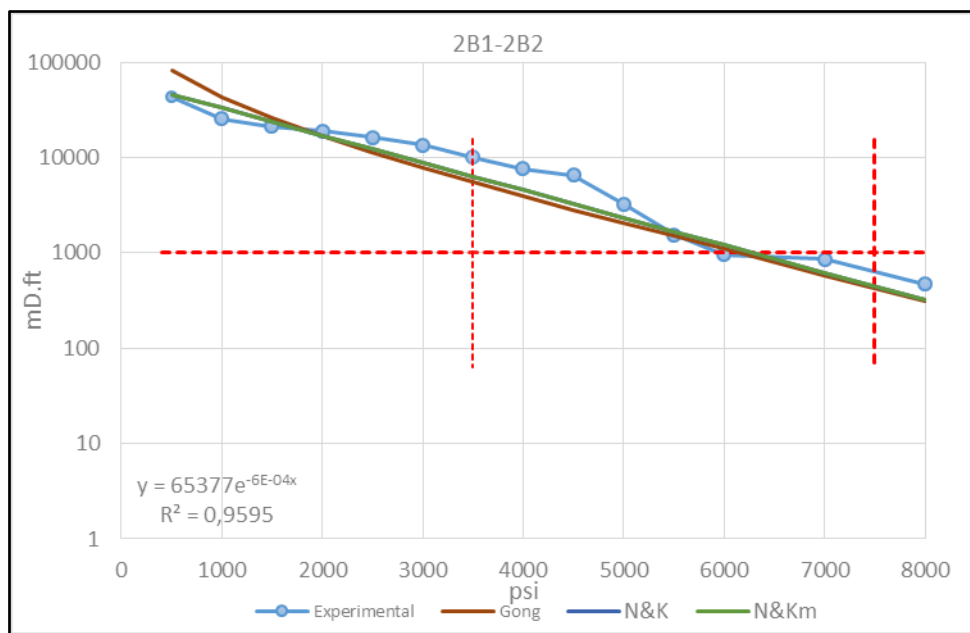


Figura 24: CP 2B1-2B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.

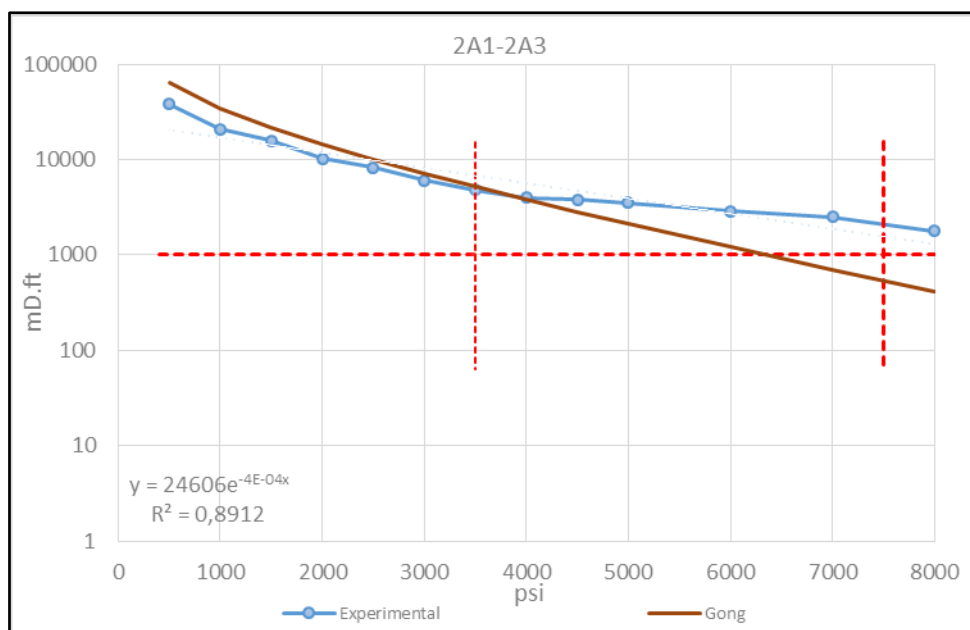


Figura 25: CP 2A1-2A3 ajustado para os modelos de fratura ácida.

Para análise dos testemunhos do Campo 2 observamos o mesmo comportamento do Campo 1, ou seja, podemos afirmar também que os modelos de literatura possuem um bom ajuste com o resultado experimental.

Os resultados comparativos entre os pares de corpos de prova 3B1-3B2 e 3E4-3E5 e os modelos descritos para o Campo 3 são mostrados nas Figuras 26 e 27.

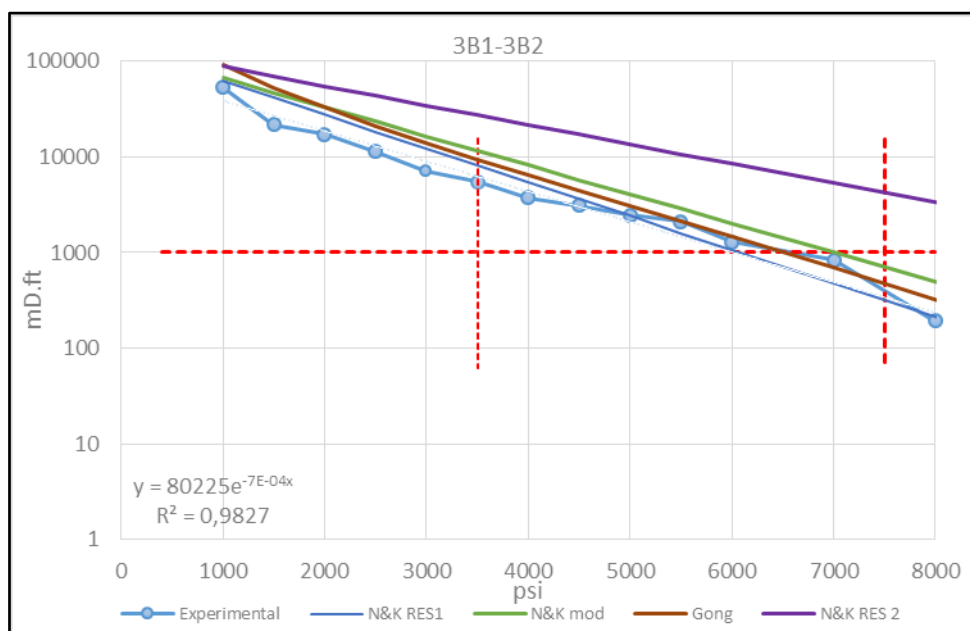


Figura 26: CP 3B1-3B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.

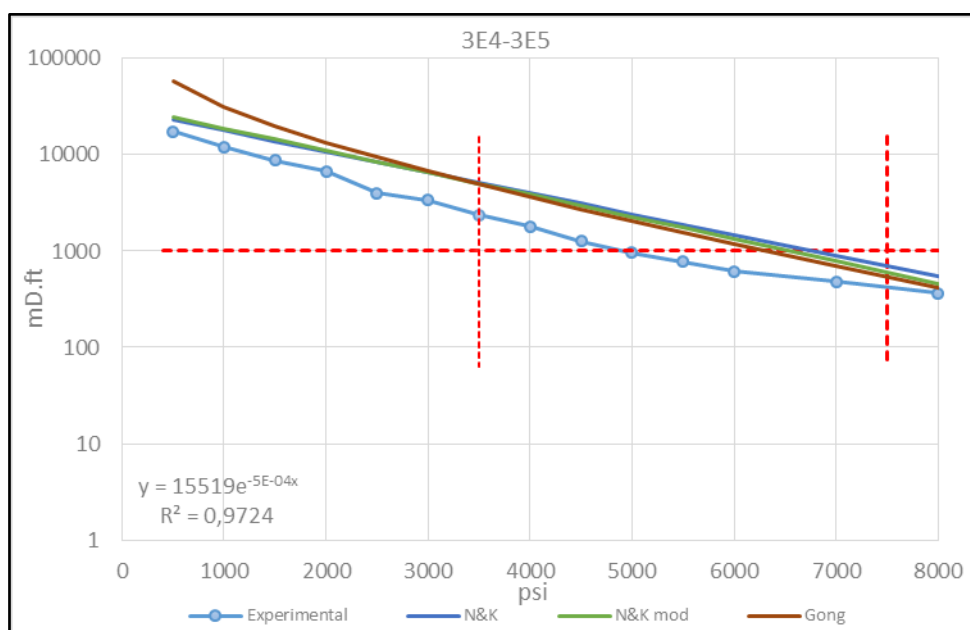


Figura 27: CP 3E4-3E5 ajustado para os modelos de fratura ácida.

Para análise dos testemunhos do Campo 3 também se observa o mesmo comportamento, ou seja, pode-se afirmar que os modelos de literatura mostram um bom ajuste com o resultado experimental. Destaca-se o modelo da Universidade do Texas em que em todos os CP's apresentaram resultados com melhor acoplamento, tanto na condutividade inicial quanto na taxa de declínio de condutividade.

Em CP's que apresentaram dois valores de *RES* (3B1-3B2) o valor pessimista (menor moda) apresentou melhor ajuste.

Os resultados comparativos entre os pares de corpos de prova 4A1-4A2, 4A3-4A4, 4B1-4B2, 4B3-4B5, 4C1-4C2 e 4C3-4C5 e os modelos descritos para o Campo 4 são mostrados nas Figuras 28 a 33.

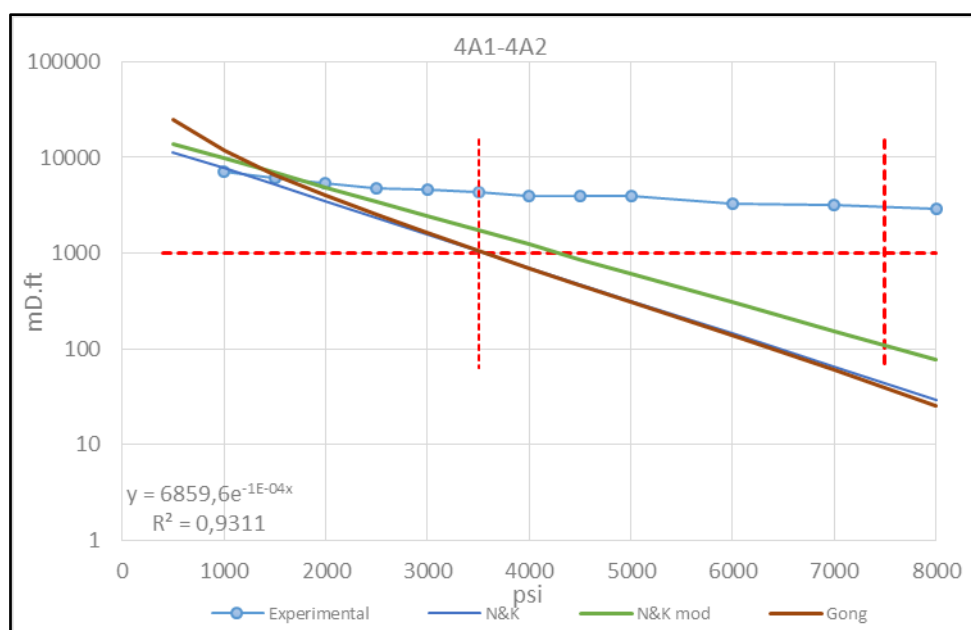


Figura 28: CP 4A1-4A2 ajustado para os modelos de fratura ácida.

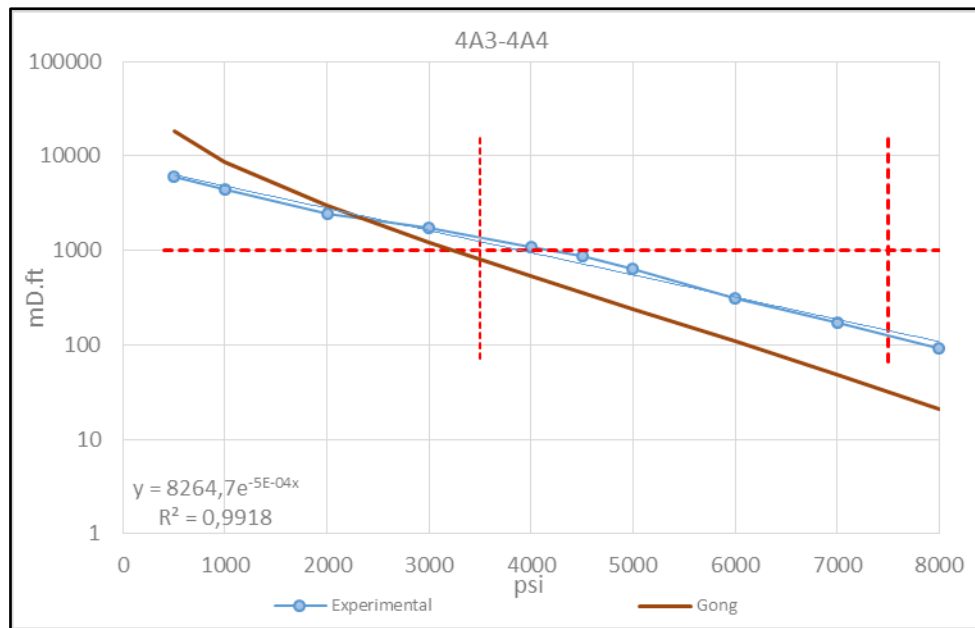


Figura 29: CP 4A3-4A4 ajustado para os modelos de fratura ácida.

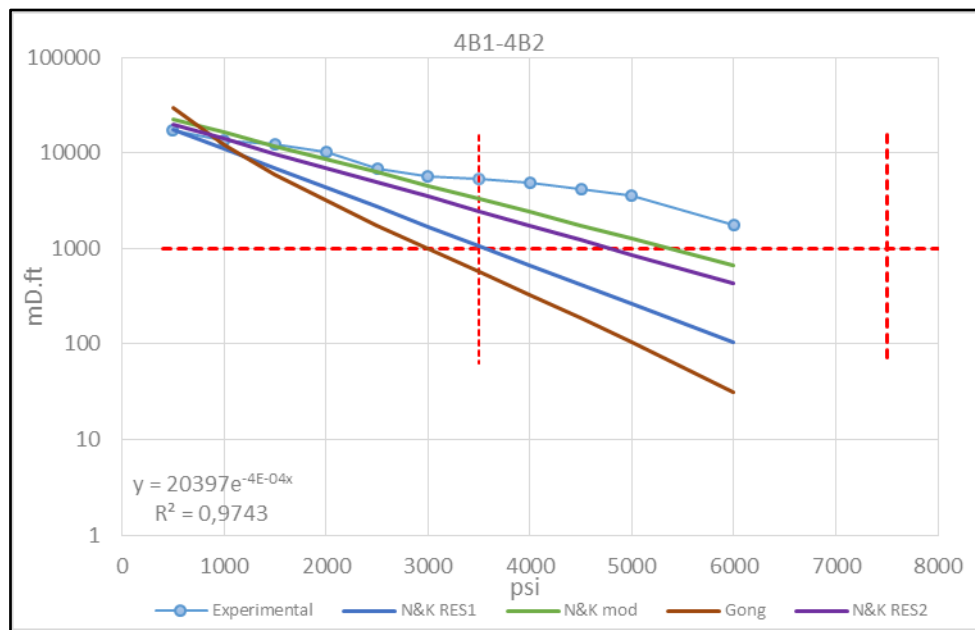


Figura 30: CP 4B1-4B2 ajustado para os modelos de fratura ácida.

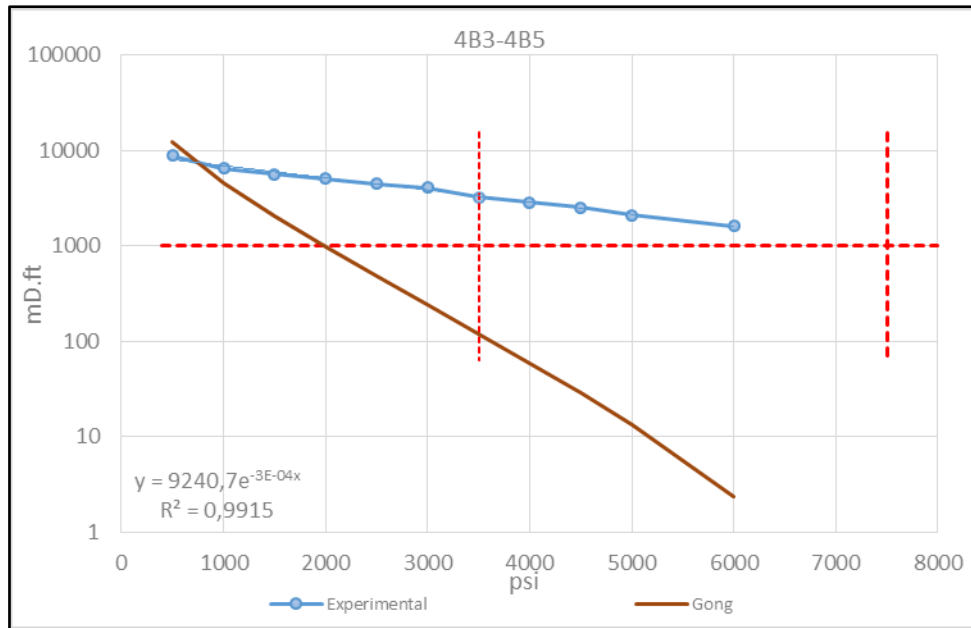


Figura 31: CP 4B3-4B5 ajustado para os modelos de fratura ácida.

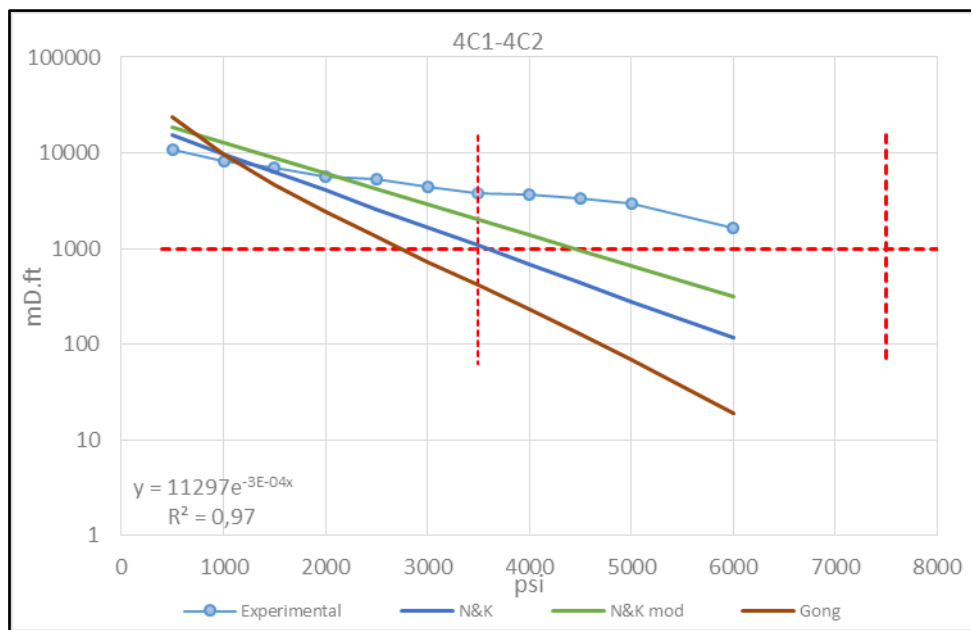


Figura 32: CP 4C1-4C2 ajustado para os modelos de fratura ácida.

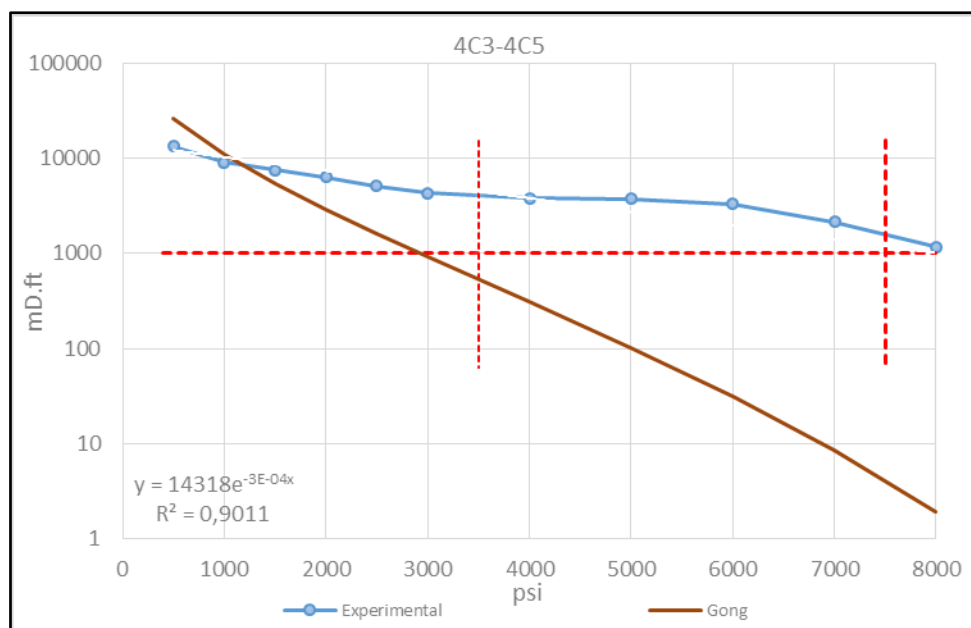


Figura 33: CP 4C3-4C5 ajustado para os modelos de fratura ácida.

Na análise dos testemunhos do Campo 4 observou-se um comportamento distinto dos demais campos estudados, podendo-se afirmar que nenhum dos modelos evidenciados se ajustaram bem aos dados experimentais. Nota-se que, apesar de todos os modelos apresentarem boa estimativa de condutividade inicial da fratura ($K_f W_0$), o mesmo não ocorre quanto à inclinação (declínio) da curva.

É sabido que a taxa de declínio da condutividade é fortemente afetada pelas características de resistência da rocha. O exemplo do Campo 4, o qual apresenta valores de RES e σ_y compatíveis com os demais testemunhos (Campos 1,2 e 3), torna-se difícil a compreensão/conclusão quanto aos resultados encontrados nos ensaios de condutividade. Uma explicação pode estar relacionada ao elevado teor de Quartzo dos testemunhos, ao avançarmos na Tabela 7, é possível notar que a fração de Quartzo encontrada nos CP's do Campo 4 é maior do que os demais, tal relação também é evidenciada na baixa dissolução inicial ao ácido que reflete na condutividade inicial ($K_f W_0$) (Tabela 8), ou seja, a partir de uma menor dissolução inicial e elevada dureza (%Dolomita e %Quartzo) é possível inferir que ocorre um aumento na razão de contato entre as faces.

No Campo 4, para os CP's que apresentaram dois valores RES (4B1-4B2), o valor otimista (maior moda) apresentou melhor ajuste.

Realizando uma análise integrada entre os resultados, pode-se concluir que a utilização do modelo da Universidade do Texas, mesmo utilizando de

simplificações do modelo original, principalmente relacionado aos parâmetros de rugosidade e razão de contato, foi o que melhor representou os testemunhos dos Campos 1,2 e 3. Para o Campo 4, não foi encontrado um ajuste teórico satisfatório através dos modelos estudados.

Verifica-se que foi obtida uma tendência padrão para os modelos, ou seja, de forma geral, o modelo de Nierode e Kruk apresentam resultados otimistas e o modelo da Universidade do Texas resultados mais representativos de condutividade.

4.3. Calibração do modelo analítico

Segundo descrito no objetivo do trabalho, devido aos altos custos associados na obtenção de testemunhos para realização de ensaios em laboratório associado às incertezas quanto a representatividade de pequenos corpos de prova na escala de reservatório, procurou-se realizar estudos de correlação acerca das constantes do modelo de Nierode e Kruk modificado (Nasr-el-din et al., 2008 e Gomaa e Nasr-el-din et al., 2009), utilizando-se, de preferência propriedades que possam ser obtidas diretamente através de perfis, sem a necessidade de testes de laboratório.

Conforme observado na seção 4.2.4, outros modelos de condutividade de fratura analisados também apresentam boa correlação com os resultados de laboratório. Entretanto, optou-se por desenvolver um estudo para os parâmetros do modelo de Nierode e Kruk, uma vez que todas as curvas de condutividade obtidas através dos experimentos apresentaram tendência para uma equação exponencial, aliado pela simplicidade das equações além da sua ampla aplicação/aceitação na indústria do petróleo.

4.3.1. Constante C_1

A constante que representa a condutividade inicial da fratura quando submetida a uma tensão nula é função direta do termo *DREC*, o qual representa a condutividade ideal baseado na quantidade de rocha dissolvida (equação 10) através da alta reatividade entre a matriz de carbonato e o sistema ácido utilizado.

Outra forma de expressar o termo *DREC* é em termos da abertura ideal *w* (Economides et al., 1994), onde o parâmetro é definido como a abertura da fratura criada pela dissolução da rocha pelo ácido antes da fratura ser submetida à tensão confinante (considera-se que não houve perda de ácido por filtração e que todo ácido reagiu completamente apenas com a área exposta da fratura):

$$DREC = \frac{w_i^3}{12} = \frac{1}{12} \left[\frac{\Delta m}{\rho.L_i.H_i} \right]^3 \quad (\text{em mD.in}) \quad \text{eq.(70)}$$

Ou, utilizando parâmetros de campo:

$$DREC = \frac{1}{12} \left[\frac{X.V}{2.(1-\phi).H_f.X_f} \right]^3 \quad (\text{em mD.in}) \quad \text{eq.(71)}$$

Onde *X* é a capacidade de dissolução volumétrica do ácido no carbonato (relação estequiométrica adimensional), *V* é o volume total de ácido injetado (considera-se uma reação ideal), *H_f* e *X_f* são a altura e o comprimento de uma asa da fratura respectivamente, e ϕ é a porosidade da formação.

Ao se comparar os valores de condutividade inicial obtido por meio de experimentos com os valores obtidos por correlação, verifica-se que a correlação matemática utilizada superestima os valores. Tal fato ocorre devido à existência de uma parcela do ácido que não reage com a superfície da fratura, seja devido às altas permeabilidades do meio, seja devido à parcela reativa da matriz (O estudo desenvolvido por Mou, 2010, busca justamente equacionar tais fenômenos, porém utiliza-se de parâmetros geoestatísticos de difícil obtenção e aplicação).

O experimento realizado neste trabalho buscou com base no Índice de Consumo (*IC*) (Equação 58) apenas calibrar a equação 71 de forma a estimar apenas a fração quimicamente reativa da superfície da fratura através da seguinte modificação da equação inicial:

$$DREC = \frac{w_i^3}{12} = \frac{1}{12} \left[\frac{\Delta m.IC}{\rho.L_i.H_i} \right]^3 \quad \text{ou} \quad \frac{1}{12} \left[\frac{X.V.IC}{2.(1-\phi).H_f.X_f} \right]^3 \quad \text{eq.(72)}$$

A tabela 7 apresenta os dados obtidos através do perfil *DRX* e o Índice de Consumo (*IC*) calculado para cada testemunho.

Tabela 7: Valores de composição mineralógica e o resultado do IC calculado.

Campo	CP's	%Calcita	%Dolomita	%Quartzo	%Argila Total	%COT	IC
1	1C2-1C4	75	22	5	0	0	0,95
	1B1-1B4	70	24	10	0	0	0,90
	1A1-1A2	70	25	5	0	0	0,95
	1A3-1A4	70	25	5	0	0	0,95
2	2B1-2B2	75	20	6	0	0	0,94
	2A1-2A3	73	16	6	5	0	0,89
3	3B1-3B2	55	32	4,2	7	2	0,87
	3E4-3E5	43	41	8	8	1	0,83
4	4A1-4A2	44	42	12	4	0	0,83
	4A3-4A4	54	30	15	3	0	0,82
	4B1-4B2	35	51	11	3	0	0,86
	4B3-4B5	61	25	13	2	0	0,85
	4C1-4C2	55	30	12	3	0	0,85
	4C3-4C5	51	33	15	4	0	0,81

Os valores comparativos entre os valores de C_1 obtidos através do experimento, estimado por Nierode e Kruk modificado e corrigido pelo IC, estão apresentados na tabela 8. Na última linha da tabela são mostrados os somatórios dos erros calculados.

Tabela 8: Comparação entre os valores de condutividade inicial (C_1).

Campo	CP's	C_1 experimental (mD.ft) $\times 10^4$	C_1 estimado N&Km(mD.ft) $\times 10^4$	C_1 corrigido (mD.ft) $\times 10^4$	Kh (mD)
1	1C2-1C4	2,30	3,66	3,26	18,44
	1B1-1B4	3,80	2,65	2,09	16,72
	1A1-1A2	3,66	4,52	4,03	0,05
	1A3-1A4	1,77	2,41	1,90	0,05

2	2B1- 2B2	5,74	6,43	5,59	0,66
	2A1- 2A3	2,46	3,56	2,74	0,60
3	3B1- 3B2	8,02	13,35	9,75	1,10
	3E4- 3E5	1,55	3,23	1,95	0,92
4	4A1- 4A2	0,69	1,95	1,29	9,20
	4A3- 4A4	0,83	1,38	0,88	0,29
	4B1- 4B2	2,04	3,09	2,18	3,35
	4B3- 4B5	0,92	1,67	1,16	4,69
	4C1- 4C2	1,13	2,66	1,83	9,33
	4C3- 4C5	1,43	2,72	1,69	2,62
Somatório dos erros			1,932	0,829	

Analisando os resultados obtidos, é possível identificar que os dados estimados por correlação matemática são superdimensionados, conforme já justificado anteriormente. O fator de correção (índice de Consumo) aplicado à formulação de Nierode e Kruk modificada reduz satisfatoriamente esta diferença, principalmente nos CP's com alto teor de Dolomita e/ou Quartzo (CP's do Campo 3 e 4) o qual é esperado uma baixa reatividade entre o ácido e a formação.

É notável que nos CP's 1C2-1C4, 1B1-1B4, 4A1-4A2 e 4C1-4C2 a correção não apresentou valores tão próximos ao experimental. Quando se analisam os valores de permeabilidade horizontal dos plugues, é possível observar que os CP's acima destacados apresentam altos desvios em relação aos valores de permeabilidade média, o que influencia numa considerável parcela do ácido consumida fora da superfície da fratura, alterando assim o valor estimado de abertura inicial.

4.3.2. Constante C_2

A constante C_2 representa a inclinação da reta, é definida como a taxa de declínio da condutividade com a tensão de confinamento. Analisando a equação 9 observa-se que a constante tem valor negativo, pois a condutividade decresce com o incremento de tensão. O parâmetro C_2 é uma função inversa do parâmetro RES , o qual, segundo detalhado no item 2.1.1, representa a resistência da rocha à indentação (dureza).

Nierode e Kruk em seu trabalho alertam quanto à importância do conhecimento do RES para o sucesso na predição da condutividade de fraturas ácidas. Nota-se, pelos dados experimentais que, apesar de partir da mesma condutividade inicial (C_1), um mesmo testemunho pode apresentar diferentes declínios de condutividade de fratura ácida. A grande variação nos valores de RES obtidos, até mesmo num mesmo corpo de prova, evidencia o desafio que seria encontrar um único valor para representar o reservatório ou, pelo menos, na região em que se planeja a abertura da fratura. Dessa forma, deve-se buscar uma correlação de C_2 com um parâmetro de representatividade mais global da rocha.

A fim de se encontrar parâmetros que representem o parâmetro RES , foi adotado como base o ajuste através de propriedades mecânicas das rochas, dentre elas:

- A resistência compressiva uniaxial (UCS): nota-se a similaridade entre a determinação de RES com os ensaios de dureza (martelo ou esclerômetro de Schmidt) e o penetrômetro, estudado por Kaybal e Selcuk, 2009.
- O módulo de elasticidade (E): os estudos de Gong, 1997, Hay, 2009, Neumann, 2011, dentre outros, assinalam existir uma relação empírica entre os valores de RES e a dureza do material.

Num primeiro momento, o experimento realizado neste trabalho buscou uma relação direta entre os valores medidos de RES com os parâmetros mecânicos de rocha (Seção 3.2). Nos casos em que foi definida uma distribuição bimodal, foi utilizado o valor de melhor ajuste. A tabela 9 apresenta os dados obtidos através de análise petrosísmica e de perfil sônico interpretado.

Tabela 9: Resultado comparativo entre as medições de *RES* e os parâmetros de mecânica de rocha.

Campo	CP's	<i>RES</i> (psi)	$E_{\text{petrosismica}}$ (psi)	E_{perfil} (psi)	$UCS_{\text{petrosismica}}$ (psi)	UCS_{perfil} (psi)
1	1C2-1C4	17.992	6.850.460	5.257.700	5.634	5.504
	1A1-1A2	64.159	8.271.708	7.222.992	9.125	7.063
2	2B1-2B2	95.712	8.217.447	7.478.262	8.711	8.431
3	3B1-3B2	43.165	7.851.806	7.469.560	7.517	7.763
	3E4-3E5	131.369	9.718.479	9.398.592	11.546	10.717
4	4A1-4A2	98.528	5.505.688	7.299.863	3.061	7.075
	4B1-4B2	64.990	6.552.263	6.293.286	4.732	5.134
	4C1-4C2	32.958	5.319.874	6.188.857	3.109	4.909

Buscou-se uma relação direta entre as medições do *RES* de melhor ajuste dos CPs e os parâmetros listados. Foi possível observar uma boa correlação (maiores coeficientes de determinação R^2) entre os valores de *RES* e os valores interpretados de perfil e também, assim como já estudado por Hay, 2009, um melhor ajuste entre o parâmetro de dureza (*RES*) e o módulo de elasticidade dinâmico (E_d) ($r^2=0,74$). As figuras 33 e 34 representam as retas de ajuste.

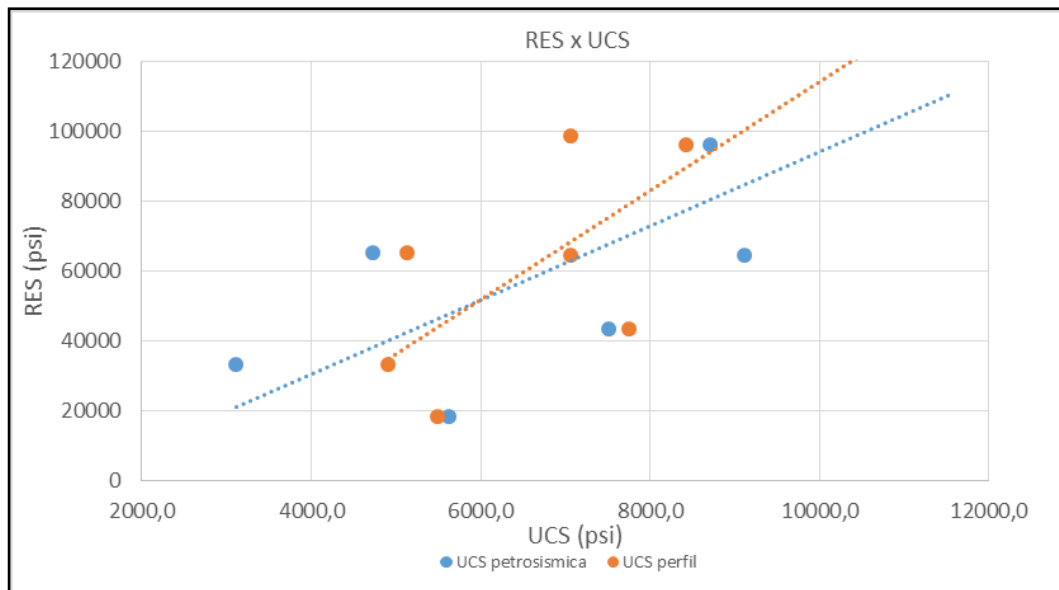


Figura 34: Retas de correlação entre *RES* e *UCS*.

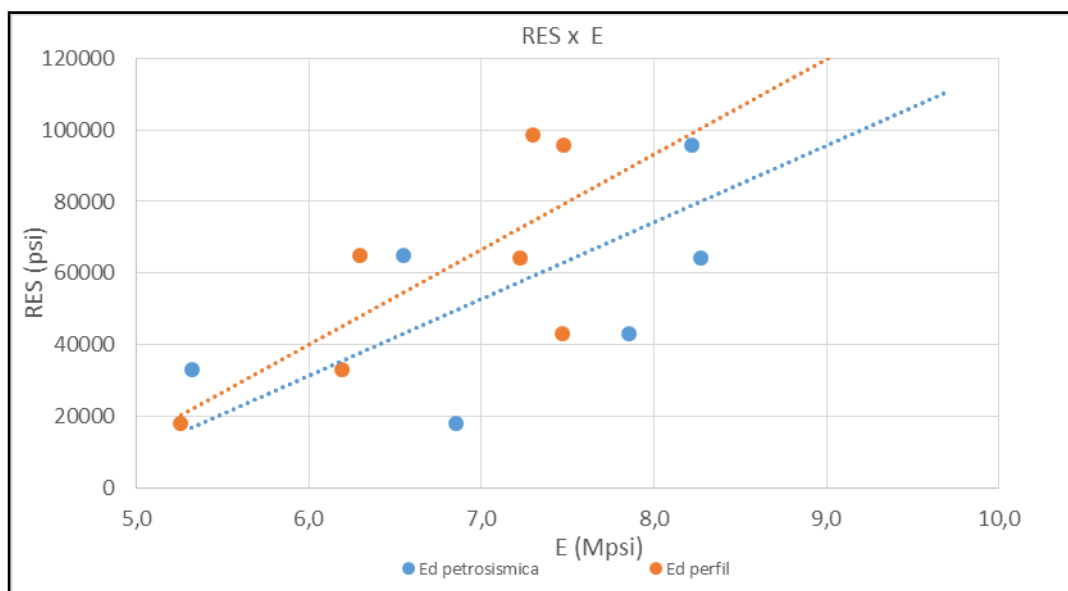


Figura 35: Retas de correlação entre *RES* e *Ed*(Módulo de Elasticidade dinâmico).

Utilizando o ajuste através do método dos mínimos quadrados, chega-se à equação com *RES* e E_d em unidade de campo (psi).

$$RES = (0,0267) * E_d - 119.748 \quad \text{eq.(73)}$$

Foram agrupados os valores de *RES* medidos experimentalmente, assim como a sua estimativa através da correlação (equação 73). Os valores de C_2 obtidos dos ensaios de condutividade (experimental) e aqueles estimados por Nierode e Kruk modificado e correlacionado (utilizando valores de *RES* estimados)

também são apresentados na tabela 10. Ao final, encontram-se os somatórios dos erros.

Tabela 10: Comparação entre os valores de inclinação da reta (C_2).

Campo	CP's	RES (psi) medido	RES (psi) estimado	C_2 experimental (psi^{-1}) $\times 10^{-5}$	C_2 N&Km (psi^{-1}) $\times 10^{-5}$	C_2 N&Km correlacionado (psi^{-1}) $\times 10^{-5}$
1	1C2-1C4	17.992	20.107	152,90	100,02	122,74
	1B1-1B4	-	19.528	152,21	-	124,96
	1A1-1A2	64.159	72.384	56,68	74,42	62,21
	1A3-1A4	-	72.384	70,0	-	62,22
2	2B1-2B2	95.712	79.174	61,40	66,27	60,81
	2A1-2A3	-	146.073	39,87	-	47,0
3	3B1-3B2	43.165	78.942	72,92	69,91	64,39
	3E4-3E5	131.369	130.255	49,36	53,13	50,25
4	4A1-4A2	98.528	74.428	12,08	57,54	65,93
	4A3-4A4	-	76.936	54,0	-	61,22
	4B1-4B2	64.990	47.653	41,89	63,81	68,50
	4B3-4B5	-	28.093	30,76	-	76,54
	4C1-4C2	32.958	44.876	29,98	74,0	69,42
	4C3-4C5	-	50.277	33,18	-	67,71
Somatório de erros					$0,364 \times 10^{-3}$	$0,298 \times 10^{-3}$

Analisando os resultados é possível notar que não há um comportamento claro entre as constantes estimadas e medidas. Apenas observa-se, com base no somatório dos erros, que os valores calculados de C_2 com base no Módulo de Elasticidade reduzem a diferença entre os valores obtidos no experimento e os valores estimados.

Nota-se que os maiores desvios são observados nos testemunhos oriundos do Campo 4. A conclusão da seção 4.2.4 já menciona que os CP's do Campo 4 apresentam um comportamento distinto dentre os demais quando analisados os baixos valores de C_2 , apesar de apresentarem valores de RES , UCS e E_d compatíveis com os demais testemunhos.

Depois de observado tal comportamento entre os campos estudados, buscou-se o mesmo ajuste linear da equação 73, separadamente, entre testemunhos dos Campos 1 a 3 e testemunhos do Campo 4. O resultado evidenciou um melhor ajuste entre as curvas (coeficientes de determinação na ordem de 0,83 e 0,81 respectivamente) o que permite concluir que, apesar de alcançado o objetivo quanto à independência de ensaios de laboratório para estimativa de C_2 , a equação de ajuste não deverá ser generalizada, mas sim adaptada para cada caso.

4.4. Estudo de aplicação a um projeto de poço

O estudo de caso apresenta os resultados obtidos em uma análise paramétrica para comparação do desempenho de poços de diferentes arquiteturas de estimulação completados em rochas carbonáticas. São discutidos os resultados obtidos e apresentadas comparações de desempenho de poços com base no Índice de Produtividade.

A definição de índice de produtividade é dada pela razão entre a vazão que o reservatório entrega ao poço para um determinado diferencial de pressão entre o limite externo do reservatório e o poço (pressão de fluxo), expressas em uma mesma cota de profundidade. A vazão pode ser expressa tanto em condições de reservatório (vazão de fundo) quanto em unidades de superfície (Economides et al., 1994):

$$IP = \frac{q}{(P_{res} - P_{fluxo}) @ profundidade} \quad \text{eq.(74)}$$

Como o Índice de Produtividade é função do raio de drenagem (ou investigação) do poço, é um parâmetro que apresenta valores constantes para regimes de fluxo permanente e pseudo-permanente. Para regimes de fluxo transiente, o IP varia em função do tempo, apresentando comportamento declinante (Economides et al., 1994).

O IP expressa a capacidade produtiva do poço, sendo um parâmetro adequado para análise comparativa do desempenho de diferentes poços com diferentes arquiteturas para um mesmo reservatório. Obviamente, o IP é função da combinação poço-reservatório. Dessa forma, um mesmo reservatório vai apresentar diferentes valores de IP para cada diferente arquitetura de poço (Rosa et al., 2006).

A simulação acoplada poço-reservatório procura representar de forma adequada tanto o poço quanto o reservatório nas simulações computacionais de produtividade. Desta forma, todos os aspectos de completação e estimulação do poço devem ser devidamente considerados, bem como as propriedades de fluido e reservatório.

Neste trabalho é utilizado o simulador computacional proprietário, IP3D, que é um simulador numérico tridimensional, o qual suporta malhas não estruturadas, capaz de fornecer o mapa de pressões e vazões na interface poço-reservatório e no interior do poço, levando em conta aspectos relacionados à configuração do poço.

Premissas:

Com o objetivo de reproduzir situações práticas, foi utilizado um modelo de reservatório retangular com manutenção de pressão, com área de drenagem e espessura permeável compatível com campos do Pré-Sal ($X=4000\text{m}$, $Y=4000\text{m}$ e $h=220\text{m}$).

A condição de contorno interna foi definida como a pressão de fluxo ($P_{wf}=360 \text{ Kg/cm}^2$) na profundidade de 4500m em regime de fluxo de produção de

transiente para permanente, assumindo que alguma medida será tomada para manutenção da pressão original de reservatório nos limites das áreas estudadas ($P_e = 460 \text{ Kgf/cm}^2$).

O reservatório em estudo possui pressão de fluxo acima da pressão de bolha do óleo, sem gás livre e considerado sem produção de água, apenas fluxo monofásico com óleo de grau API 29°, densidade de $881,62 \text{ Kg/m}^3$, viscosidade absoluta $0,8 \text{ cp}$, compressibilidade do óleo de $3,9 \times 10^{-4} (\text{Kgf/cm}^2)^{-1}$ e fator volume de formação de $1,0 \text{ bbl/std bbl}$. Na prática, tais considerações são bastante plausíveis para o período de tempo simulado.

No escopo deste estudo, que tem como objetivo a comparação de índices de produtividade em diferentes configurações de estimulação, foram considerados, em todas as análises, valores de IP estabilizados, ou seja, com o poço produzindo no regime permanente de produção. Isto ocorre, em todos os casos, após um tempo de aproximadamente 1200 horas (50 dias) de produção (figura 36).

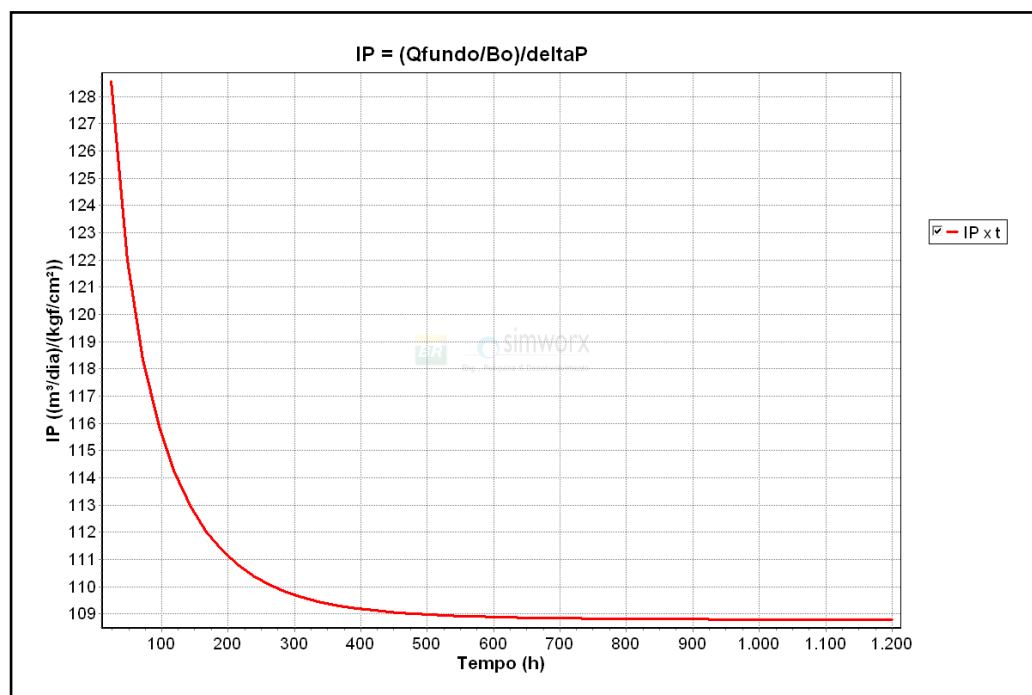


Figura 36: Gráfico representando a variação do IP no tempo, obtido através do programa IP3D.

O volume de drenagem, ou seja, o produto entre a área de drenagem e espessura de reservatório foi discretizado em blocos, aos quais se associam

valores únicos para as propriedades de permeabilidade horizontal, permeabilidade vertical, porosidade e compressibilidade total da formação. Os valores foram importados do modelo geológico já existente do reservatório o qual um dos testemunhos foi retirado (Campo 3, testemunho 3B, localizado a 4897 m).

Como as permeabilidades provenientes do modelo geológico são absolutas, foi adotada uma permeabilidade relativa de 80% ao óleo, o que melhora a representatividade do modelo. Além disso, as permeabilidades foram multiplicadas pelos valores *Net to Gross* correspondentes, extraídos do modelo geológico, este fator representa a fração do bloco que efetivamente contribui para produção de óleo.

O modelo considera apenas o trecho que recebe fluxo do reservatório (Completação inferior), o trecho de poço fora do contato com o reservatório (coluna de produção e demais componentes) não serão objetos deste estudo.

Foi definido um poço vertical com diâmetro da fase em 8,5in (0,2159m) com intervalo aberto de 150m (Profundidade inicial 4550m e profundidade final 4700m) inserido na porção central do reservatório.

A completação selecionada foi a de poço aberto com *liners* perfurados divididos em intervalos simétricos e isolados com barreiras mecânicas de anular com 2m de extensão cada e área aberta ao fluxo de 5% no tubo base.

Com o objetivo prático de avaliar o desempenho em termos de produtividade em um reservatório conhecido, além de avaliar o comportamento do poço no tempo, compara-se diferentes técnicas de estimulação aplicáveis no cenário *offshore*, bem como suas diferentes geometrias (comprimento de asa) para o caso do faturamento.

Para as simulações de produtividade foram considerados as seguintes configurações de estimulação:

Poço não estimulado:

O dano ocasionado durante o processo de perfuração envolve uma região em torno do poço com permeabilidade extremamente reduzida em relação à permeabilidade original do meio poroso, fato que ocasiona uma alta

perda de carga. Esse dano comumente é contabilizado em análises de índice de produtividades em poços como um fator de película ou *Skin*. Essa abordagem considera toda a perda de carga localizada numa película que envolve o poço.

No caso base consideramos o poço não estimulado e com dano inicial resultante das atividades de perfuração estimado em um *Skin* positivo na ordem de dez ($S=10$). Tal valor foi considerado com base no cenário de estudo e interpretação de poços em carbonatos pré-estimulados representando o caso de menor produtividade.

Estimulação matricial:

Em cenários de reservatórios carbonáticos a acidificação matricial compete com o faturamento, devido à alta reatividade da rocha com o ácido, o que leva, em alguns casos, a valores de *skin* bastante negativos.

Objetivando adotar valores condizentes com operações de campo, foi utilizado o simulador computacional proprietário, MATRIX, utilizado para previsão de ganho de produtividade em poços proporcionado por operações de acidificação matricial. O programa Matrix é um simulador tridimensional, em elementos finitos, capaz de estimar o ganho de produtividade ou capacidade de remoção de dano por meio da injeção de sistemas ácidos convencionais ou diversivos. Um modelo da literatura simula a formação e avanço dos *wormholes* na rocha reservatório no entorno do poço.

O modelo adotado para a formação de *wormholes* apresentado por Tardy et al., 2007, se baseia em ensaios de laboratório. O modelo define a velocidade de penetração dos *wormholes* para ácidos convencionais e diversivos em regimes de fluxo linear e radial. É, portanto, um modelo adequado para simulação de poços verticais. Um gráfico de *Skin* resultante complementa o pós-processamento da simulação do processo de acidificação de matriz.

Como dados de entrada da simulação, foi considerado o seguinte cenário:

- Geometria de reservatório, caracterização do fluido, perfil de permeabilidade e porosidade efetiva e equipamentos de completação seguem o padrão adotado como premissas básicas.
- Adota-se um *Skin* inicial uniforme para todo o intervalo.
- Vazão de bombeio de 200m³/h e tratamento com volume equivalente distribuído de 0,18 m³ de ácido por metro linear de reservatório (capacidade e volume de bombeio permitidos em barcos de estimulação *offshore*).
- Bombeio sequencial de HCl a 15%, divergente viscoelástico e divergente polimérico.

O resultado do perfil resultante de *Skin* ao longo do poço é apresentado na Figura 37, e os valores utilizados no modelo de cálculo de índice de produtividade a composição metro a metro:

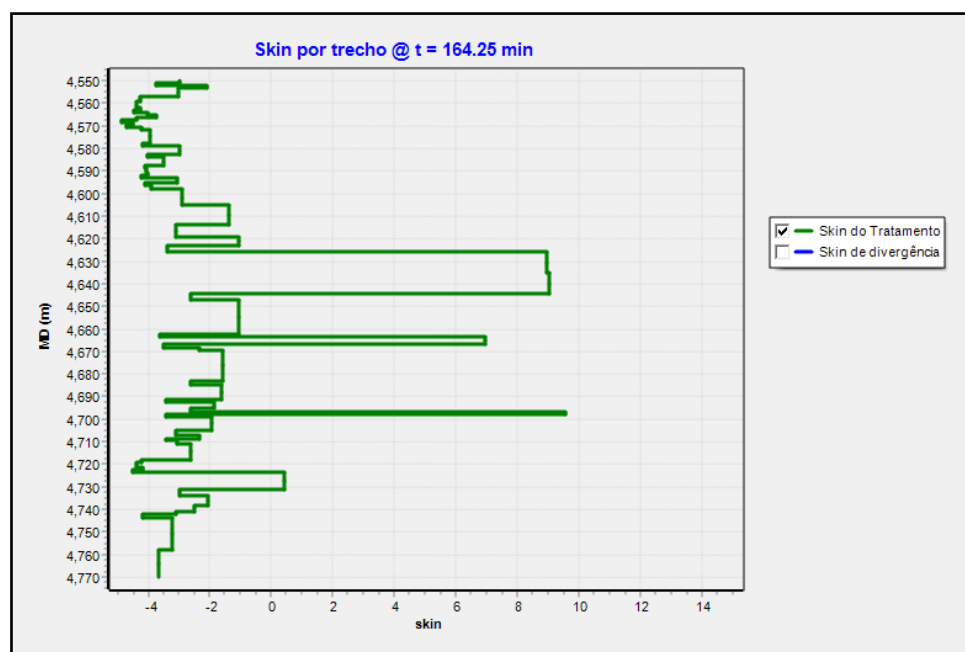


Figura 37: Perfil de *Skin* estimado após acidificação matricial, obtido através do programa MATRIX.

Fraturamento ácido:

Adotando como premissa o cenário *offshore* e suas limitações de vazão e volume de bombeio, foram consideradas 3 geometrias de fraturas radiais ao longo da extensão vertical, colineares ao eixo do poço uniformemente espaçadas e adota-se um valor de *Skin* inicial uniforme para todo o intervalo:

- Resultado otimista, duas fraturas com raio médio de 37m isoladas através de barreiras mecânicas.
- Resultado possível, três fraturas com raio médio de 24m isoladas através de barreiras mecânicas.
- Resultado pessimista, quatro fraturas com raio médio de 18m isoladas através de barreiras mecânicas.

Os valores atribuídos para comprimento/raio de fratura seguem os resultados factíveis de serem obtidos em campo. A literatura cita que dificilmente são obtidas fraturas ácidas com comprimento de fratura acima de 50 m (Bem-Naceur e Economides, 1988).

Os valores adotados de condutividade média em fraturas ácidas serão baseados nos dados experimentais obtidos no ensaio com o testemunho oriundo do Campo-3, através das curvas obtidas com os pares de corpo de prova 3B1-3B2 e 3E1-3E2, tanto para o fraturamento ácido quanto para o sustentado respectivamente.

Faturamento sustentado:

Como efeito comparativo é simulado o poço estimulado por faturamento hidráulico sustentado nas condições do reservatório escolhido. Abass et al., 2006, cita que, devido ao maior número de pontos de contato durante o fechamento da fratura, fraturas sustentadas possuem maiores valores relativos de condutividade e menores taxas de declínio.

Neumann (2011) analisou dados experimentais em baixas concentrações areais ($1,17 \text{ Kg/m}^2$) utilizando o conceito de monocamada parcial o qual permitiu concluir que em baixas concentrações não há variação significativa em termos de condutividade final associado à identificação dos grãos na superfície. Os valores de condutividade obtidos em ensaios com afloramento para a tensão efetiva de 400 Kgf/cm^2 foram na ordem de 820 mD.ft .

Outro estudo experimental que merece destaque foi realizado por Suleimenova et al., 2016, utilizando testemunhos oriundos de formação com alta tensão confinante. Utilizando a célula *API* de condutividade foram utilizados

propante com granulometria 20/40, também em baixa concentração areal de 0,9 Kg/m². Como efeito comparativo os valores obtidos de condutividade para a tensão efetiva de 400 Kgf/cm² foram na ordem de 1000 md-ft. A conclusão do estudo indica que fraturas sustentadas em alta tensão efetiva tiveram bom desempenho sendo indicada como alternativa para incremento de produtividade em carbonatos.

Foram adotados, como referência, os dados de condutividade obtidos no ensaio experimental no campo de referência (Campo-3). Conforme descrito na seção 4.1, em todos os casos adotaram-se como valor de referência as condutividades correspondentes às tensões efetivas resultantes da pressão de fluxo do reservatório em estudo. Os valores encontram-se resumidos na Tabela 11.

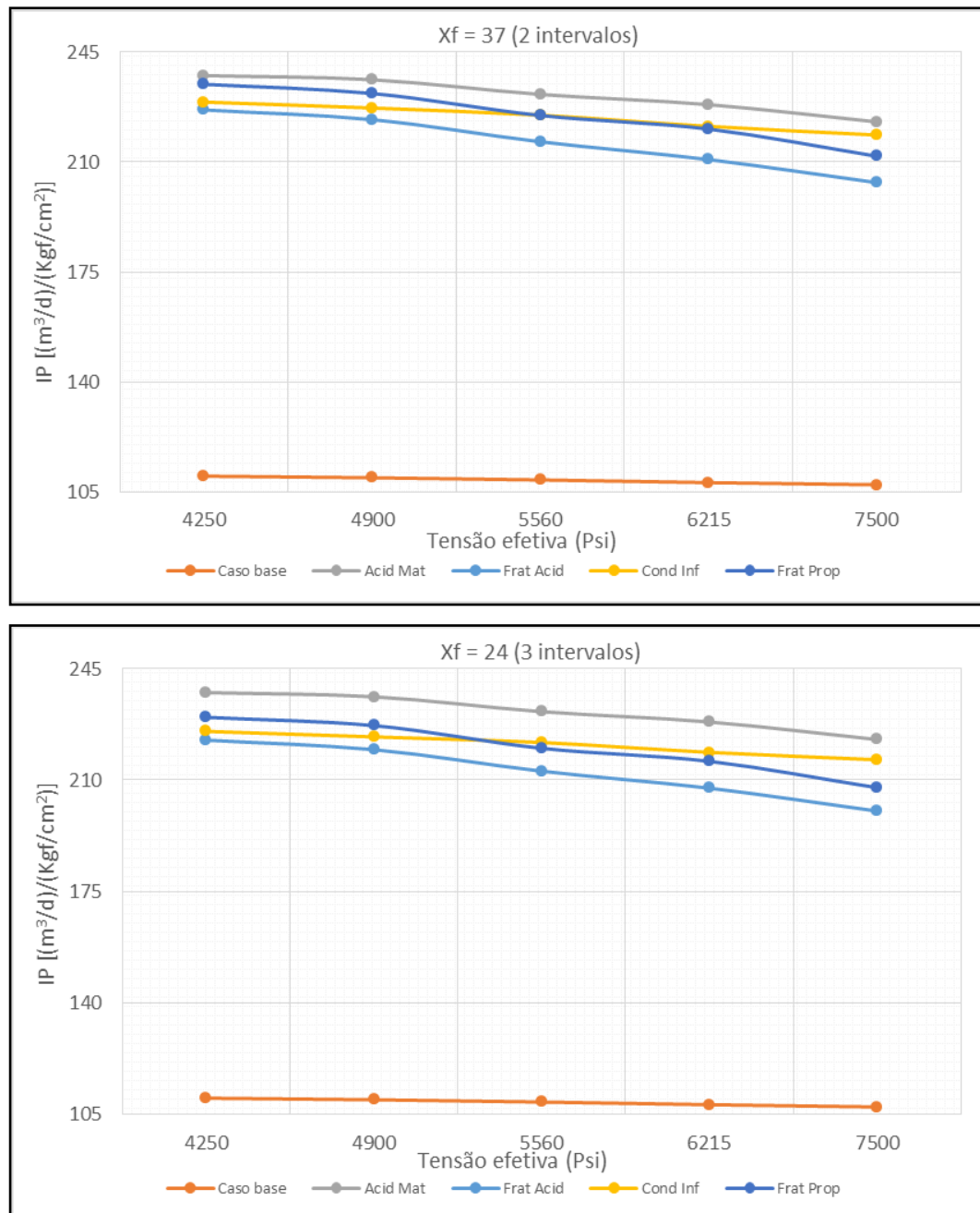
Tabela 11: Valores de referência de condutividade de fratura.

Pressão de fluxo (Kgf/cm ²)	Tensão efetiva (psi)	Condutividade ácida (mD.ft)	Condutividade sustentada (mD.ft)
460	4250	3450	7378
420	4900	2749	6560
360	5560	2109	5747
320	6215	1215	4958
220	7500	650	3459

Apenas para fins de comparação, foi adotado como limite superior teórico de condutividade, o modelo de condutividade infinita. Vários modelos de fluxo de fraturas abordam o conceito de condutividade infinita tomando como base o parâmetro *FCD* (Condutividade adimensional da fratura), definido por Agarwall (1979) como mais adequado para regime de fluxo permanente. Segundo o autor, em poços verticais fraturados, valores de *FCD* maiores que 15,7, a fratura se comporta como tendo condutividade infinita. No presente estudo, supondo o menor comprimento de fratura estudado (18m) e uma permeabilidade média da formação na ordem de 30mD, seria necessária uma fratura de condutividade média de 17.000mD.ft. Tal valor de condutividade, na prática, independente da tensão efetiva atuante, é improvável de ser obtida. Valores ótimos de *FCD* normalmente se encontram em torno de 1,5 (Valkó e Economides, 1996).

4.4.1. Resultados – Estudo de caso

A figura 38 expressa o comportamento do IP para diferentes valores de tensão efetiva ao longo da vida produtiva do poço em estudo, obtidos através do programa IP3D:



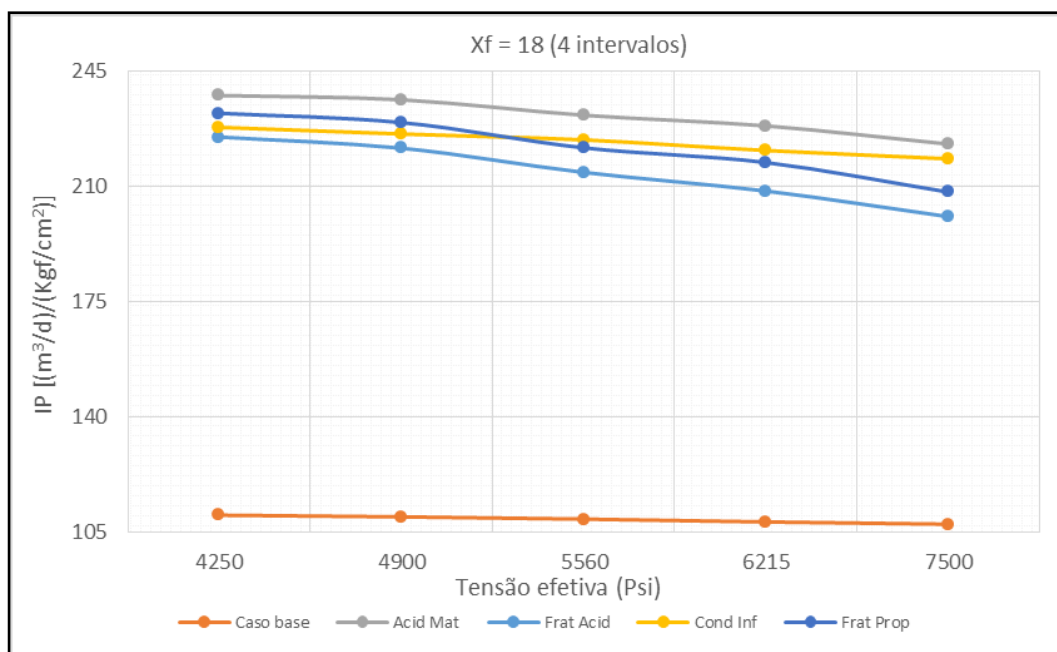


Figura 38: Variação do IP com a tensão efetiva.

Através dos resultados é possível afirmar que as produtividades apresentam comportamentos iguais, independente do número e comprimento da fratura. Analisando as diferentes opções de estimulação podemos afirmar que, para os níveis de permeabilidade média do reservatório em questão (30mD) e a taxa de decaimento de condutividade do testemunho analisado, a acidificação matricial apresenta maiores ganhos de IP , mesmo quando comparamos fraturas de condutividade infinita.

Estudo de sensibilidade:

Adicionalmente são apresentados resultados de simulações com diferentes valores de condutividade média de fratura (500 a 9500mD.ft) e geometria de fratura (10 a 100m de comprimento), a fim de, comparativamente mostrar a influência de tais parâmetros na produtividade final do poço.

Na figura 39 são mostrados resultados de ganho de IP em relação ao caso base (poço não estimulado) IP_0 , obtidos através do programa IP3D. Os valores de IP/IP_0 utilizados são denominados "incremento de IP ". Na literatura encontramos esta relação denominada de FOI (*Folds of Increase*).

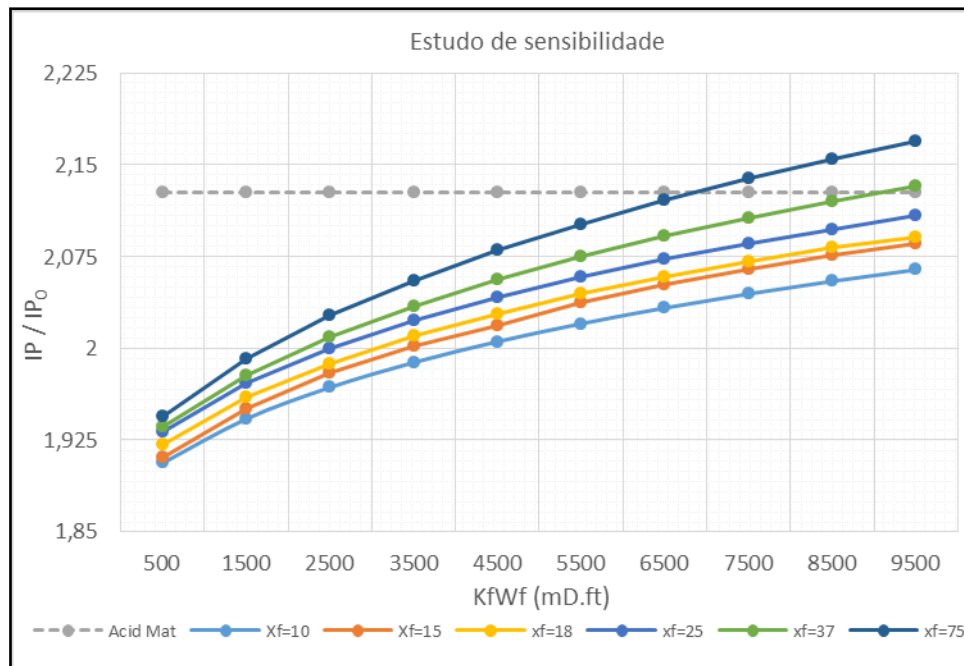


Figura 39: Variação do IP com a condutividade de fratura.

Como observado o ganho de produtividade possui uma relação direta com o aumento da área da fratura (xf) e sua condutividade resultante. Este gráfico nos permite concluir que, para o reservatório em estudo, o ganho de produtividade oriundo da técnica de fraturamento em relação à acidificação matricial ocorre apenas em níveis de condutividade maiores do que 8500 mD.ft, o qual segundo a tabela 11 tais valores não são alcançados nem mesmo em fraturas sustentadas.

Nota-se que a decisão quanto a melhor arquitetura do poço e a técnica de estimulação é fortemente dependente das características do reservatório, incluindo-se as heterogeneidades, muito comuns nos carbonatos do pré-sal. No presente estudo é utilizado o modelo geológico já existente, porém ressalta-se que, para casos particulares, devem ser realizados estudos com o modelo de permeabilidades específico para a área de interesse.

4.4.2. Identificação dos cenários de aplicação da técnica de fraturamento ácido

O objetivo deste item é identificar os cenários de permeabilidade e anisotropia onde a técnica de fraturamento ácido é vantajosa em relação à acidificação. Assim como nas análises anteriores, os resultados são discutidos com base no Índice de Produtividade (*IP*), mais especificamente relacionando o ganho de *IP* (*FOI*) em relação ao caso base.

Para subsidiar a escolha de cenários de permeabilidade adequados ao fraturamento ácido são adotados a mesma geometria, raio de drenagem e propriedades dos fluidos produzidos, além do regime permanente de produção com manutenção de pressão. Entretanto, por se tratar de um estudo paramétrico, as simulações foram realizadas com base em um modelo homogêneo de permeabilidades. Assim, são analisados os seguintes cenários:

Parâmetros de reservatório

- Permeabilidade horizontal: 1, 10, 25, 50, 75, 100 e 150 mD.
- Anisotropia de permeabilidades (K_h/K_v): 10, 100, 500 e 1000.
- Pressão de fluxo constante (360Kgf/cm^2).

Parâmetros de poço

- Adotado o mesmo diâmetro com os mesmos equipamentos de completação utilizado no estudo anterior, alternando entre duas geometrias, quais sejam, poço vertical com comprimento de 150 m (contato poço-reservatório) e poço direcional horizontal (90° de inclinação) com 800 m de comprimento.

Parâmetros de estimulação

- Adotado o mesmo valor inicial de dano. Para efeito de comparação, considera-se um cenário de acidificação matricial equivalente a um *Skin*

médio de -3. Tal valor foi definido com base em resultados de campo (Figura 36).

- Com relação a fraturas induzidas, é avaliada a influência do raio de fratura (variando de 10 a 70 m), do número de fraturas (no caso de longos trechos horizontais), além de valores de condutividade condizentes com a tensão de confinamento, agrupadas conforme resultados obtidos em laboratório.

Tabela 12: Valores adotados de condutividade da fratura.

Fratura ácida pessimista	1000 mD.ft
Fratura ácida realista	2500 mD.ft
Fratura ácida otimista	3500 mD.ft
Fratura propada pessimista	4000 mD.ft
Fratura propada realista	5500 mD.ft
Fratura propada otimista	7000 mD.ft

Em todas as simulações considera-se toda a extensão do poço aberto estimulada. As fraturas são colineares ao eixo do poço e uniformemente distribuídas ao longo da sua extensão. A figura 40 mostra um esquema com as características de reservatório e configurações de poço utilizadas neste estudo.

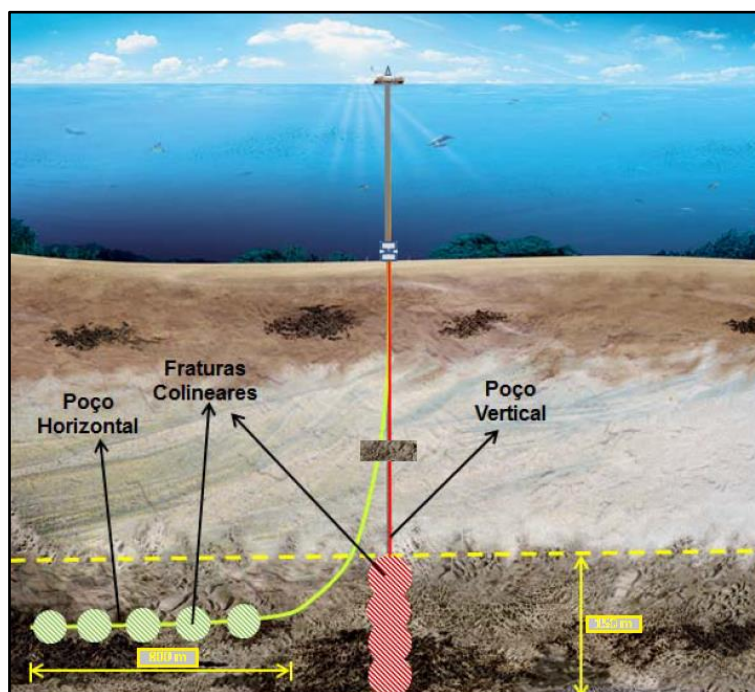


Figura 40: Esquema poço-reservatório utilizado nas simulações.

Desempenho em poços verticais:

Analisando acerca da influência do raio ou comprimento de fratura, foram realizadas simulações para diferentes valores de comprimento, mantendo uma condutividade constante e compatível com fraturas ácidas (figura 41).

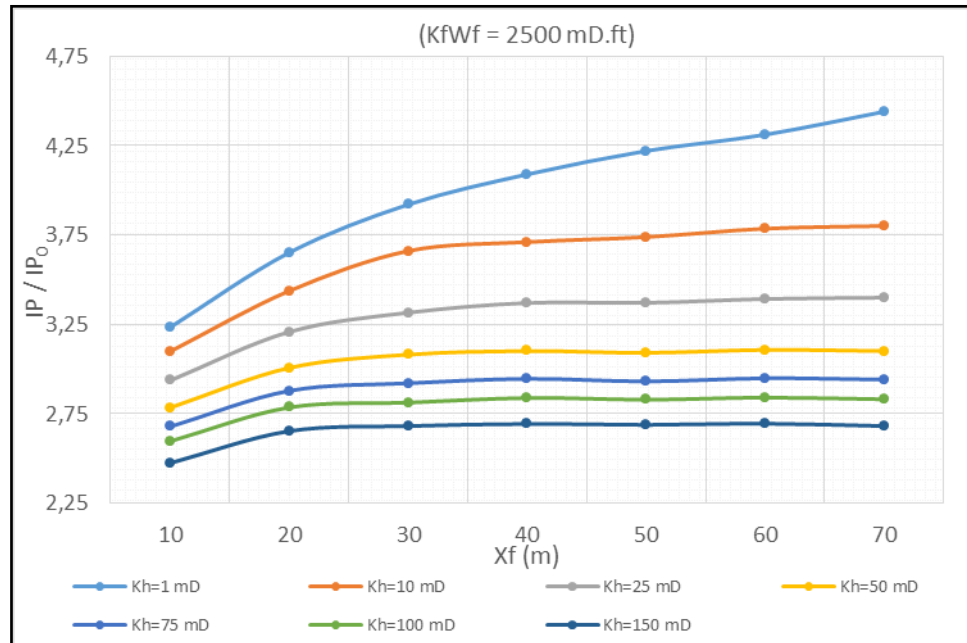


Figura 41: Curvas de incremento de IP com o comprimento de fratura, obtidas através do programa IP3D.

Observa-se que o comprimento de fratura influencia de forma mais acentuada o IP em reservatórios de mais baixa permeabilidade, o que corrobora os modelos clássicos descritos na seção 2.1.5.

Ao fixar o valor de comprimento na ordem de 30m e analisar a influência da condutividade de fratura encontra-se a curva de FOI :

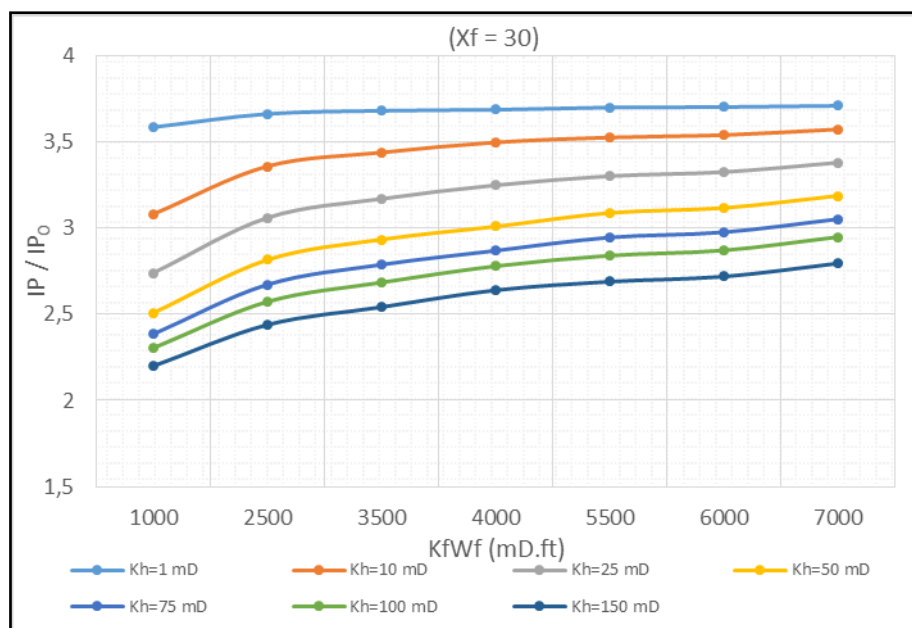


Figura 42: Curvas de incremento de IP (FOI) em função da condutividade da fratura, obtidas através do programa IP3D.

O resultado demonstra um resultado oposto da conclusão anterior. Neste caso, observa-se que, quanto maior a permeabilidade do reservatório, maior é a influência do incremento da condutividade no ganho de IP do poço.

O próximo gráfico retrata o ganho de IP em função da permeabilidade do reservatório para diferentes técnicas de estimulação.

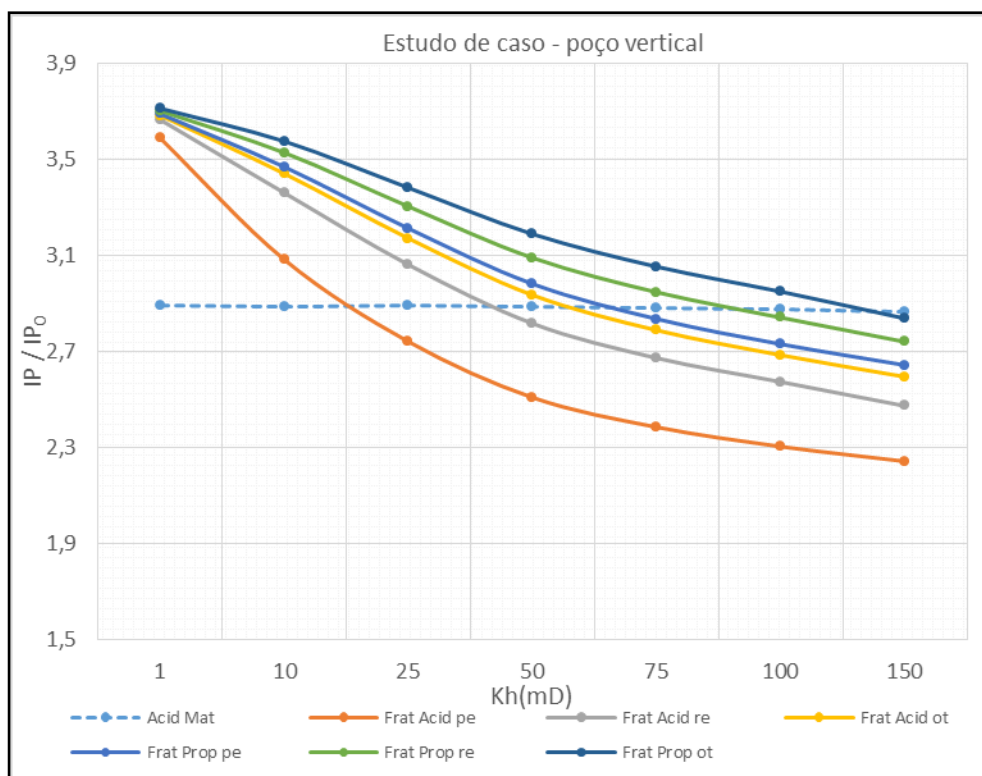


Figura 43: Simulação de estimulação para diferentes valores de permeabilidade – poço vertical, obtidos através do programa IP3D.

Segundo as premissas ponderadas neste estudo, para poços verticais são esperados maiores ganhos de produtividade com a técnica de fraturamento ácido, em relação à acidificação convencional, apenas em reservatórios com valores de permeabilidade abaixo de 30mD.

Desempenho em poços horizontais:

O desempenho em poços horizontais é fortemente dependente da permeabilidade do reservatório, além da anisotropia do meio. Ainda que incida o fato da produtividade do poço horizontal ser também dependente do comprimento do poço, em casos de baixa permeabilidade vertical, geralmente poços horizontais apresentam baixos ganhos de IP em relação aos poços verticais. A título de exemplo, a figura 44 compara o ganho de IP do poço horizontal (800m) em relação ao poço vertical (150m), em função da permeabilidade, para diferentes relações de anisotropia. É possível identificar que ganhos significativos (>70%) apenas são observados para uma relação Kh/Kv menor do que 100 vezes.

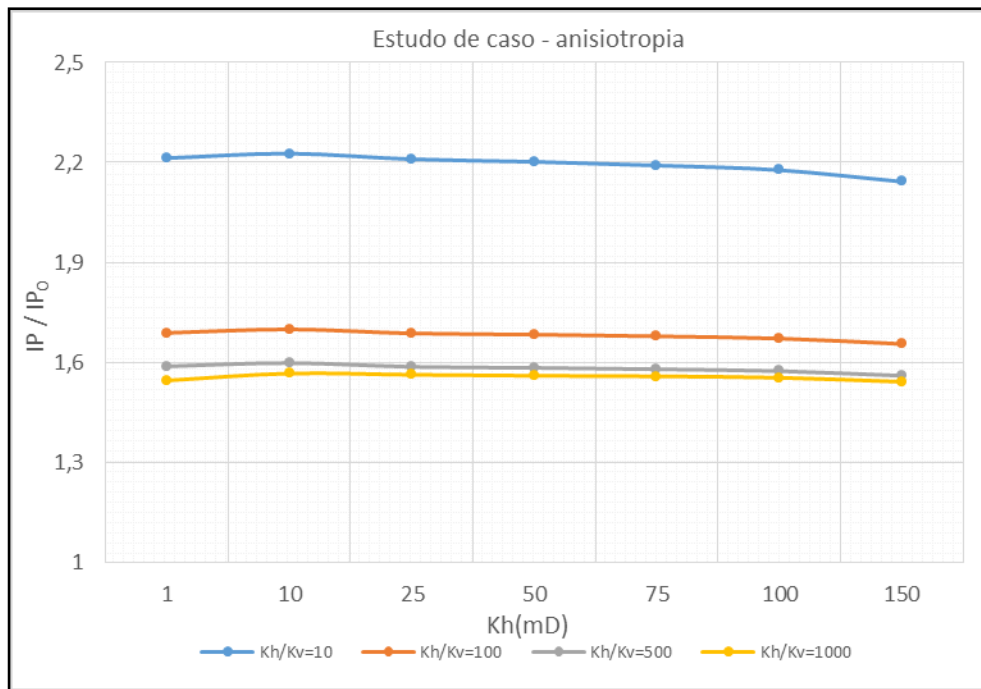


Figura 44: Curvas de incremento de IP para diferentes relações de anisotropia (K_h/K_v), obtidas através do programa IP3D.

Da mesma forma, foram realizadas simulações a partir de valores constantes de comprimento e condutividade da fratura a fim de demonstrar a influência do número de fraturas no incremento de produtividade em um longo trecho horizontal.

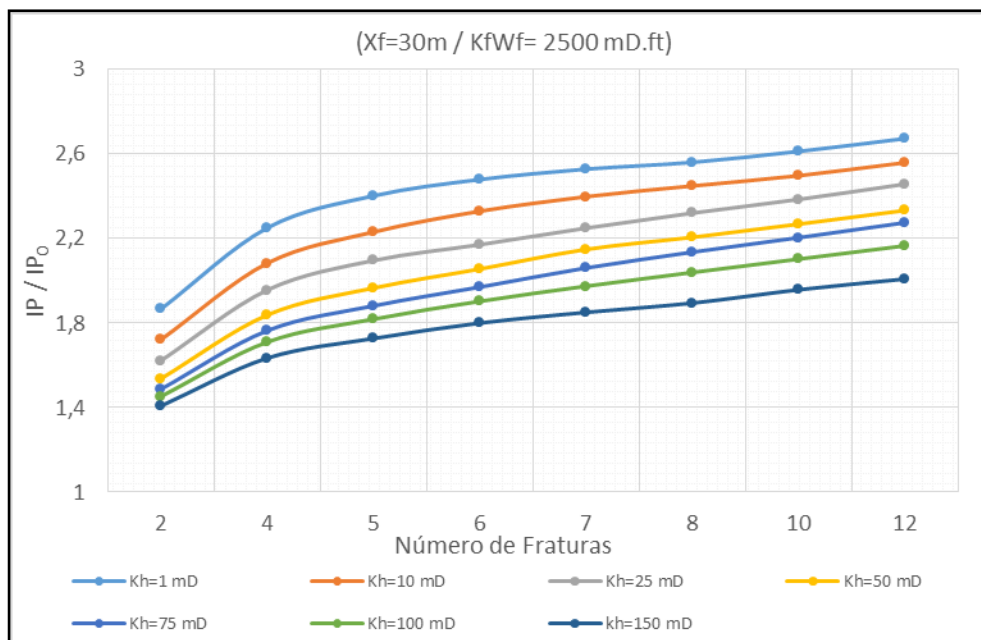


Figura 45: Curvas de incremento de IP (FOI) em função do número de fraturas em poço horizontal, obtidas através do programa IP3D.

A figura 45 indica que a partir de 6 (seis) fraturas o aumento do IP passa a ser pequeno no cenário estudado (comprimento total de 800m).

A Figura 46 mostra resultados para poços horizontais com diferentes tipos de estimulação, em função da permeabilidade do reservatório, para uma anisotropia de permeabilidades (k_h/k_v) igual a 10. Na Figura 47 é mostrada a mesma análise para uma relação de anisotropia igual a 500.

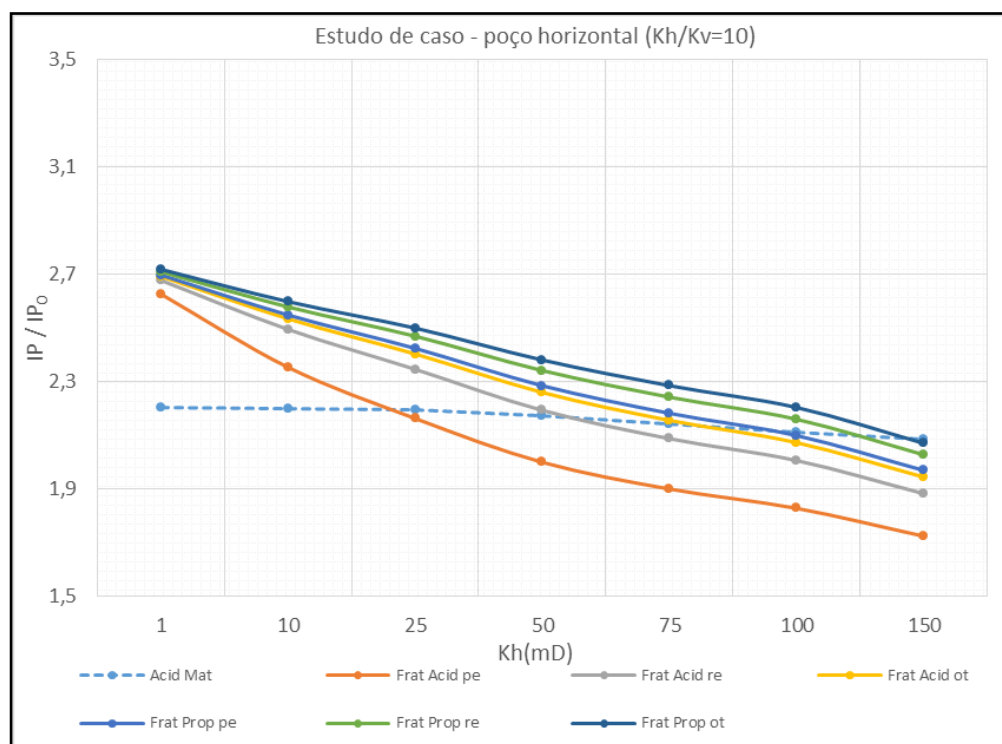


Figura 46: Resultados de operações de estimulação para diferentes valores de permeabilidade - poço horizontal ($K_h/K_v=10$), obtidos através do programa IP3D.

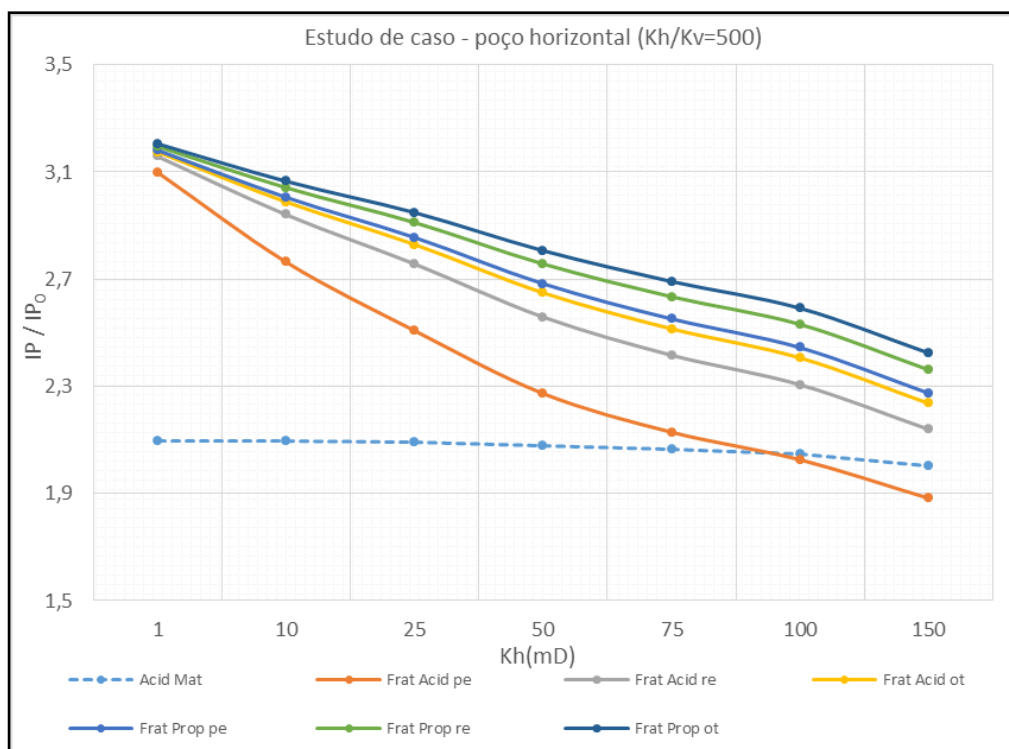


Figura 47: Resultados de operações de estimulação para diferentes valores de permeabilidade - poço horizontal ($K_h/K_v=500$), obtidos através do programa IP3D.

De acordo com as premissas consideradas neste estudo, são esperados ganhos de produtividade com a técnica de fraturamento ácido em relação à acidificação convencional, em poços horizontais, apenas em reservatórios com níveis de permeabilidade abaixo de 50 mD com baixa anisotropia, na ordem de 10 vezes ($K_h/K_v=10$), e em qualquer nível de permeabilidade para alta anisotropia ($K_h/K_v=500$). De uma forma geral podemos afirmar que, quanto menor a anisotropia de permeabilidades, menor a vantagem do poço horizontal multifaturado em relação ao poço horizontal acidificado. Isso pode ser explicado pela melhor comunicação vertical de diferentes zonas através das fraturas.

4.5. Discussão

Os resultados dos ensaios de condutividade obtidos com as amostras disponibilizadas de carbonatos microbiais profundos mostram que, existe a possibilidade de a condutividade da fratura ácida ser maior que o referencial prático mínimo estabelecido (1000 mD.ft), dentro da janela de tensão confinante esperada para os campos do Pré Sal (carbonatos profundos). Fraturas sustentadas preenchidas com propante de alta resistência compressiva, como é

de se esperar, apresentam maiores valores de condutividade com baixo decaimento ao longo do acréscimo de tensão.

A comparação com os modelos de condutividade levantados na literatura apresentou boa correlação com os resultados de laboratório, com destaque para o modelo da Universidade do Texas (Gong, 1997), o qual apresentou melhores ajustes. Isto ocorre mesmo utilizando-se de parâmetros empíricos sugeridos pelo autor, em casos de ausência de parâmetros estatísticos, obtidos apenas através de análise de superfície das amostras pós-acidificação.

É importante uma reflexão quanto às variáveis de entrada adotadas pelo modelo da Universidade do Texas. A utilização da metodologia da abertura ideal para estimativa da condutividade inicial da fratura ($K_f w_0$) apresentou boa coerência com o resultado experimental, além de possibilitar a utilização de valores de campo facilmente estimados através de modelos de predição da geometria da fratura. Mesmo representando menores impactos no resultado final de condutividade, os valores denominados como “otimistas” para a distribuição das irregularidades (γ) e a razão de contato (c), demonstraram uma boa representação para os testemunhos estudados.

Apesar de não haver consenso na comunidade de fraturamento quanto à redução da resistência mecânica da rocha devido aos efeitos do ácido na matriz, a utilização da resistência compressiva simples, reduzida por uma taxa constante, conforme recomendado pelo autor, mostra-se uma boa opção quando não se dispõe de dados experimentais. A exceção ocorreu com os resultados encontrados para os testemunhos do Campo 4, onde mesmo contendo valores de resistência compatíveis com os demais testemunhos estudados, as condutividades apresentam mínimas taxas de decaimento. Devido às peculiaridades que envolvem fatores como permeabilidade horizontal, composição mineralógica da rocha e do fluido utilizado no tratamento, há necessidade de maiores estudos teóricos e experimentais sobre o assunto.

Observou-se também que, em alguns casos é possível inferir as constantes do modelo de Nierode e Kruk através de propriedades de perfis de campo. Observou-se que nos casos em que se pode afirmar que o fluxo desenvolvido durante a acidificação se aproximou de uma condutividade ideal (dissolução completa da área da fratura em contato com o ácido), a correção da fórmula

original pelo Índice de Consumo (IC) tende a obter resultados mais realistas de condutividade inicial (C_1). Em relação à estimativa da constante que representa a dureza da rocha (C_2), seguindo a tendência de outros trabalhos, buscou-se uma correlação empírica entre o módulo de elasticidade dinâmico (E_d) e a resistência da rocha a indentação (RES) (equação 73).

Finalmente, através da aplicação dos valores de condutividade encontrados no experimento junto a um simulador de acoplamento poço-reservatório, é possível afirmar de forma prática que, fraturas ácidas condutivas apenas são atrativas em relação às demais técnicas de estimulação em casos particulares, sendo influenciado principalmente pela capacidade de fluxo da formação. Considerando valores de geometria e condutividade tidos como factíveis, o fraturamento ácido é vantajoso em reservatórios com permeabilidade abaixo de 30mD, em caso de poços verticais, e abaixo de 50mD para poços horizontais de grande extensão (800m) com pelo menos 6 (seis) fraturas, em cenário de baixa anisotropia ($K_h/K_v=10$). Ressalta-se que neste trabalho foram adotados modelos de permeabilidade uniforme e que modelos complexos de permo-porosidade devem ser analisados de forma específica.

5 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

5.1. Conclusões

Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir:

1. Os ensaios laboratoriais comprovam que é possível obter fratura ácida condutiva sob as tensões confinantes esperadas em carbonatos profundos. Desta forma, recomenda-se que esta técnica de estimulação seja utilizada, dentro do range de permeabilidades adequado, devido ao baixo risco operacional, custo e benefício.
2. Fraturas sustentadas apresentam maiores condutividades, determinadas pela característica do agente de sustentação utilizado, não sofrendo influência significativa com o incremento de tensão. Esta técnica, entretanto, requer maiores cuidados na execução devido ao alto risco operacional.
3. Entre os modelos experimentais de condutividade de fratura ácida estudados neste trabalho, o modelo da Universidade do Texas (Gong, 1997) é o mais adequado para carbonatos profundos, mesmo utilizando coeficientes empíricos sugeridos pelo autor.
4. É possível obter uma estimativa da distribuição da condutividade de fraturas ácidas, utilizando-se propriedades obtidas a partir de perfis sônicos e litogeoquímico, sem a necessidade de testemunhos e testes de laboratório.
5. Foram apresentados resultados de simulações computacionais para poços verticais e horizontais estimulados por diferentes técnicas utilizadas na indústria. Os resultados encontrados fornecem uma análise comparativa entre o aumento de IP proporcionado por cada tipo de estimulação aplicado em um modelo geológico real e em diversos cenários de permeabilidades verticais e horizontais, o qual

podem auxiliar na tomada de decisões sobre a melhor estratégia de arquitetura de poço e de estimulação.

6. Poços verticais fraturados, de forma geral, são mais vantajosos do que a acidificação matricial em reservatórios de até 30mD.
7. Poços horizontais de longa extensão (800m) multifaturados (6 fraturas ou mais), de forma geral, apresentam ganhos em relação aos demais métodos de estimulação em cenários de maiores anisotropias ($K_h/K_v > 10$) e permeabilidades menores do que 50 mD. Esta conclusão, entretanto, depende dos valores de *Skin* que poderão ser obtidos com a método de acidificação matricial. Desta forma, a decisão do tipo de estimulação em poços horizontais deve ser baseada num estudo detalhado da condutividade possível de fratura ácida e da resposta da rocha ao processo de acidificação.

5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, apresentam-se as seguintes sugestões:

1. Efetuar ensaios de condutividade de longa duração, superior a ISO 13503/2006, a fim de verificar o comportamento da condutividade de fratura em longos intervalos de tempo, e ainda em analisar a resposta numa tentativa de re acidificação de uma fratura colapsada.
2. Realizar estudos mais aprofundados, com um maior número de amostras, buscando uma correlação entre *RES* e E_d para diversas composições de rochas carbonáticas.
3. Identificar a influência da reação do ácido filtrado na resistência mecânica da rocha em diversos cenários de permeabilidade, composição mineralógica e controle de filtração do sistema ácido utilizado.

4. Aprimorar os modelos existentes para que seja levado em consideração os efeitos da pressão na abertura dinâmica, e de fraturas naturais existentes, o qual podem comprometer o transporte do ácido ao longo da fratura.
5. Buscar soluções alternativas tais como a utilização de material granular ácido e também a acidificação após o fraturamento sustentado, analisando o ganho em termos de produtividade.

Referências Bibliográficas

ABASS, H. H. Al-Mulhem; A. A., Alqam; M. S. e Mirajuddin; K. R. **Acid fracturing or proppant fracturing in carbonate formation? A rock mechanic's view**.SPE 102590. In: SPE Technical Conference and Exhibition. San Antonio, TX, 24-27 set 2006.

AGARWAL, R. G. Carter, R. D. and Pollock, C. B. **Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing**. Journal of Petroleum Technology, pp. 362-372, March 1979. SPE 6838.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – **Relatório: Produção Nacional de Petróleo e Gás Natural – Produção de Petróleo 2003 a 2012**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:< http://anp.gov.br/?pg=67236&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1406824950510#Se__o_2>. Acesso em: 31 jul. de 2017.

ANTELO, L. F.; POURNIK, M; ZHU, D e HILL, A. D.: **Surface Characterization and its Effect on Fracture Conductivity in Acid Fracturing**. SPE119743 in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, TX, EUA, 2009.

API RP 61, **Recommended Practices for Evaluating Short Term Proppant Pack Conductivity**, 1ª Edição, Washington, DC, Outubro/1989.

AZEVEDO, C. T.; ROSOLEN, M. A.; NEUMANN, L. F.; ROCHA, J. D. H. e MELO, R.C.L. **Challenges Faced to Execute Hydraulic Fracturing in Brazilian Pre-Salt Wells**. In: ARMA 10-212. 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, UT, 2010.

BARATTO, ANTONIO C.DAMASCENO, JAILTON C. FILHO, JORGE T. COUTO, PAULO R. G. **Avaliação de dados de medição – Guia para a expressão de incerteza de medição**. Artigo do comitê conjunto para guias em metrologia INMETRO, Rio de Janeiro, 2008.

BEATTY, C. V. **Characterization of small scale heterogeneity for prediction of acid fracture performance**. 2010. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Texas A&M University. College Station, TX, 2010.

BEN-NACEUR, K., & Economides, M. J. (1988, January 1). **The Effectiveness of Acid Fractures and Their Production Behavior**. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/18536-MS.

BROWN, S. R.: **Fluid flow through rock joints: the effect of surface roughness**. Journal of Geophysical Research, v. 92, n. B2, pp. 1337-1347. 1987.

BRUNETTI, F. **Mecânica dos Fluidos**. Pearson Prentice Hall, 1 ed. São Paulo, 2006

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L. e WOLFF, B.: **From turbidites to carbonates: breaking paradigms in deep waters**. In: OTC – Offshore Technology Conference, 2003, Texas (U.S.A.), Houston: OTC 20124.

CINCO-LEY, H., Samaniego-V., F. and Dominguez, N.: **“Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture,”** paper SPE 6014, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA (October 3–6, 1976).

DENG, J.; MOU, J.; HILL, A. D. e ZHU, D.: **A New Correlation of Acid Fracture Conductivity Subject To Closure Stress**, SPE 140402. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, EUA. Janeiro 2011.

ECONOMIDES, M.J., Hill A.D., Ehlig-Economides, C.: **“Petroleum Production Systems”**, Prentice Hall, 1994.

ECONOMIDES, M. J.; VALKÓ, P. e OLIGNEY, R.: **Unified fracture design**, Alvin, TX, Orsa Press, 2002.

GOMAA, A. e NASR-EI-DIN, H.A.: **Acid Fracturing: The Effect of Formation Strength on Fracture Conductivity**. SPE 119523. In: Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, EUA, 2009.

GONG, M.: **Mechanical and Hydraulic Behavior of Acid Fractures—Experimental Studies and Mathematical Modeling**. 1997. 265 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo). The U. of Texas at Austin, TX.

GOODMAN, Richard E. **Introduction to rock mechanics**. Wiley, 2 ed. Canada, 1989.

HAY, J. J.L. Hay, **“Introduction to instrumented indentation testing,”** Experimental Techniques, v. 33, n. 6, pp. 66–72. 2009.

HOWARD, G.C. e FAST, C.R. : **Hydraulic Fracturing.**, SPE of AIME, 1970.

ISO 13503-5:2006, **Procedures for Measuring the Long-term Conductivity of Proppants**, 1ª Edição, Julho/2006.

JARVIE, D. M., HILL, R. J., RUBLE, T. E., and POLLASTRO, R. M., 2007, **Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment**. AAPG Bulletin, v. 91, pp. 475-499.

JOSHI, S. D. (1988, January 1). **Production Forecasting Methods for Horizontal Wells**. SPE 10.2118/17580-MS.

KAYABALI, K. e SELCUK, L.: **Nail penetration test for determining the uniaxial compressive strength of rock**. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, v. 47, pp. 265–271, 2010.

LI, Y, SULLIVAN, R. B.; DE ROZIERES, J.; GAZ, G. L. e HINKEL, J. J.: **An overview of current acid fracturing technology with recent implications for emulsified acids**. SPE 26581. In: 68th Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers, Houston, TX, 3-6 Outubro 1993.

MALAGON, C.: **3D characterization of acidized fracture surfaces**. 2007. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University. College Station, TX, 2007.

MAVKO, GARY. MUKERJI, TAPAN. DVORKIN, JACK.: **Rock Physics Handbook**. Stanford Rock Physics Laboratory, Stanford University, June 1996.

McGLOTHLIN, B. B., e HUITT, J. L.: **Relation of Formation Rock Strength to Propping Agent Strength in Hydraulic Fracturing**. SPE 1311. SPE Petroleum Conference, Tulsa, Oklahoma, 1965.

McGUIRE, W.J. and SIKORA, V.T.: **“The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity,”** paper SPE 1618-G, Journal of Petroleum Technology, October 1960.

MOU, J. 2009. **Modeling Acid Transport and Non-Uniform Etching in a Stochastic Domain in Acid Fracturing**. PhD dissertation. Texas A&M University, College Station.

MOU, J., Zhu, D., and Hill, A.D.: **New Correlations of Acid Fracture Conductivity at Low Closure Stress Based on the Spatial Distributions of Formation Properties**. Paper 134 SPE-131591 presented at the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8-10 June 2010.

NASRELDIN, H. A.; AL-DRIVEESH, S. M.; METCALF, A. S. E CHESSON, J. B.: **Fracture acidizing: what role does formation softening play in production response?** SPE103344. SPE Productions & Operations, v. 23, n. 2, pp. 84-191, maio 2008.

NAVARRETE, R. C.; MILLER, M. J. e GORDON, J. E.: **Laboratory and theoretical studies for acid fracture stimulation optimization**. Paper SPE 39776. In: 1998 Permian Base Oil and Gas Recovery Conferency, Midland, Texas. Março 1998.

NEUMANN, L. F.: **Investigação experimental sobre a geração, visualização e avaliação da condutividade de fraturas ácidas em carbonatos microbiais**. 2011. Dissertação de mestrado – UNICAMP, Campinas, 2011.

NIERODE, D. E e KRUK, K. F. **An evaluation of acid fluid Loss Additives, Retarded Acids, and Acidized Fracture Conductivity**. SPE 4549. In: SPE Annual Meeting of AIME, Las Vegas, NE, 1973.

NIERODE, D. E.; WILLIAMS, B. B. e BOMBARDIERI, C. C.: **Prediction of stimulation from Acid Fracturing Treatments**, J. Cdn. Pet. Tech., pp. 31-41. Out-Dez 1972.

NOZAKI, M., & Hill, A. D. (2009, January 1): **A Placement Model for Matrix Acidizing of Vertically Extensive, Heterogeneous Gas Reservoirs**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/124881-MS.

PEREIRA, A. Z. I. FERNANDES P. D.: **Estimulação de Carbonatos**. Anais do ENAHPE, apresentado no III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços, Campos do Jordão, São Paulo (07 a 10 de Junho de 2009).

PRATS, M.: **“Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior—Incompressible Fluid Case,”** paper SPE 1575-G, SPE Journal (June 1961) 1, No. 1, 105–118.

POURNIK, M.: **Laboratory-scale fracture conductivity created by acid etching**. 2008. 186 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University, College Station, TX, 2008.

RAYMOND, L. R., & BINDER, G. G. (1967, January 1). **Productivity of Wells in Vertically Fractured, Damaged Formations**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/1454-PA.

ROSA, A. J.; De Souza Carvalho, R. e Xavier, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2006.

RUFFET, C.; FERY, J.J. e ONAIS, A.: **Acid Fracturing Treatment: A Surface-Topography Analysis of Acid-Etched Fractures To Determine Residual Conductivity**. SPE Journal, v. 3, n. 2, pp. 155-162, 1997.

SANTOS, ERICK S.R. FERREIRA, FRANCISCO H.: **Mechanical Behavior of a Brazilian Off-Shore Carbonate Reservoir**. Artigo ARMA 10-199, 44th US Rock Mechanics Symposium, SaltLake City, UT June 27-30, 2010.

SULEIMENOVA, X. WANG, D. ZHU, and A. D. HILL.: **Comparative study of acid fracturing and propped hydraulic fracturing for a tight carbonate formation.** SPE180114-MS SPE Europec, Vienna, Austria, 2016.

TARDY P. M. J., Bruno Lecerf e YennyChristanti: **“An experimentally validated wormhole model for self-diverting and conventional acids in carbonate rocks under radial flow conditions”**, paper SPE 107854 presented at the European Formation Damage Conference, The Netherlands, 2007.

VALKO, P. e ECONOMIDES, M. J.: **Hydraulic fracture mechanics.** Chichester, UK, Wiley (1996).

ZOU, C.: **Development and testing of an advanced acid fracture conductivity apparatus.** 2007. 59 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Texas A&M University. College Station, TX, 2007.