



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE COM CARACTERÍSTICAS DA
BACIA DO PARNAÍBA**

RENATA DE ANDRADE CASTRO

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, dezembro de 2015

RENATA DE ANDRADE CASTRO

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE COM CARACTERÍSTICAS DA
BACIA DO PARNAÍBA**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia de Petróleo da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção
do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, dezembro de 2015

RENATA DE ANDRADE CASTRO

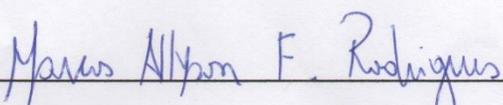
**ESTUDO DA APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM
RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE COM CARACTERÍSTICAS DA
BACIA DO PARNAÍBA**

Esta monografia foi avaliada e considerada adequada como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em 01 de dezembro de 2015

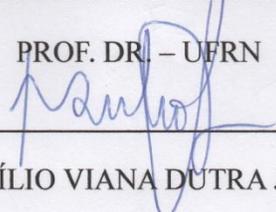
Banca Examinadora

ORIENTADOR:


MARCOS ALLYSON FELIPE RODRIGUES

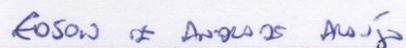
PROF. DR. – UFRN

MEMBRO EXAMINADOR:


TARCÍLIO VIANA DUTRA JUNIOR

PROF. PhD. - UFRN

MEMBRO EXAMINADOR:


MSc. EDSON ANDRADE DE ARAUJO

Natal/RN, dezembro de 2015

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha família, em especial aos meus pais, **Maria Zilda de Andrade Castro e Renato José Gomes Castro**, por todo o esforço feito, por todo amor e pela confiança. Esta conquista é de vocês e por vocês!

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, que tem me abençoado por toda a vida. Se hoje consegui chegar onde estou foi por Ele e graças à Ele, que é digno de todo o meu amor e louvor.

Aos meus pais, que sempre me apoiaram e acreditaram no meu potencial, trabalhando arduamente para propiciar a melhor educação possível para mim e para os meus irmãos. Agradeço em especial a minha mãe, Maria Zilda de Andrade Castro, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos da minha vida e é o meu maior porto seguro.

Aos meus irmãos Davi e Pedro (in memoriam), os quais me ensinaram a mais pura forma de amor.

A minha avó Luzinete, meu primo Lucas e minha tia Rita, que me deram carinho e apoio durante toda essa jornada.

Aos meus familiares em geral, pelo amor fornecido.

Aos meus amigos Marcel Rocha e Rafaela Valentim, que me apoiaram durante toda a produção deste trabalho, tirando dúvidas e compartilhando conhecimentos de forma diversificada.

Aos meus amigos da faculdade e da vida, Marjorie Ravena, Amanda Cau, Priscyla Valentim e Magnus Diniz pelo apoio durante toda a graduação e pelas inúmeras vezes em que passamos noites em claro estudando para provas e fazendo trabalhos acadêmicos. Esta vitória também é de vocês, eu jamais conseguiria chegar até aqui sem o apoio de cada um de vocês.

Aos meus amigos de longas datas Flávia Dias, Beatriz Miranda, Ana Clara Guilherme e Tácito Lima que sempre me apoiaram e me deram suporte e carinho nos momentos difíceis.

Às pessoas especiais na minha vida Willker Carvalho, Diego Gosson, Vanylla Dantas, Ralidy Guimarães, Raliny Guimarães e Maritsa Jainne por estarem sempre presentes alegrando os meus dias e me tornando mais feliz. Amo vocês e espero sempre tê-los por perto.

Ao meu orientador acadêmico, Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues que me orientou de forma magnífica, por toda a paciência e tempo a mim dedicado e os ensinamentos que me fizeram crescer cada dia mais como profissional e como pessoa.

Ao PRH-PB 21 pelo apoio financeiro e por possibilitar o desenvolvimento deste trabalho.

A CMG pela licença concedida. E em especial ao engenheiro de reservatórios da CMG Juan, por todo o apoio fornecido e por tirar minhas dúvidas nos problemas mais difíceis apresentados durante o trabalho.

Muito obrigada!

CASTRO, Renata de Andrade – “*ESTUDO DA APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE COM CARACTERÍSTICAS DA BACIA DO PARNAÍBA*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

RESUMO

A exploração de reservatórios não convencionais é de interesse primordial para muitas companhias de petróleo, uma vez que, apenas um terço das reservas de petróleo e gás em todo o mundo é composto por reservatórios convencionais, sendo a grande maioria composta por recursos não convencionais. No Brasil, por exemplo, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) há volumes consideráveis de gás natural não convencional em sete bacias sedimentares que podem fazer com que o país fique entre as seis maiores reservas de gás natural do mundo. Os reservatórios não convencionais são de difíceis explorações devido possuírem baixa permeabilidade e porosidade. Logo, é necessária a utilização de técnicas de recuperação avançadas como a estimulação por meio de fraturamento hidráulico. Neste trabalho, aplicou-se o método de fraturamento hidráulico em um reservatório com características da Bacia do Parnaíba com o objetivo de analisar o fator de recuperação e otimizar o volume fraturado do reservatório. Os estudos foram realizados através de simulações concretizadas no módulo *IMEX* do programa da CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2014.10. Nas simulações, parâmetros como comprimento da fratura, número das fraturas e permeabilidade da matriz foram testados. A quantidade de fraturas, altura de fraturas e volume fraturado foram os parâmetros analisados e todos apresentaram grande influência no fator de recuperação de gás. Observou-se que para um mesmo volume fraturado é possível obter valores de fator de recuperação de gás diferentes dependendo da geometria e número de fraturas.

Palavras-chave: Fraturamento hidráulico, simulação numérica, recuperação avançada de petróleo, gás não convencional.

CASTRO, Renata de Andrade – “*ESTUDO DA APLICAÇÃO DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO EM RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE COM CARACTERÍSTICAS DA BACIA DO PARNAÍBA*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

ABSTRACT

The unconventional reservoir exploitation is a primary interest to many oil companies due to only a third of oil and gas reserves in the world consists of conventional reservoirs; the vast majority are unconventional resources. In Brazil, for example, according to the National Petroleum Agency (ANP) there are considerable volumes of unconventional natural gas in seven sedimentary basins that may cause Brazil to be among the six largest natural gas reserves in the world. Unconventional reservoirs are difficult to be explored due to having low permeability and porosity. Therefore, the use of Improved Oil Recovery techniques (IOR) is needed, as hydraulic fracturing stimulation, for example. In this paper, the hydraulic fracturing method was applied in a reservoir with characteristics of the Parnaíba Basin in order to analyze the gas recovery factor and optimize the reservoir fractured volume. The studies were conducted through simulations implemented in the IMEX module of CMG program (Computer Modelling Group), version 2014.10. In the simulations, parameters such as length of fracture, number of fracture and matrix permeability were tested. The amount of fractures, fractures height and fractured volume were the analyzed parameters and all of them showed a great influence on the gas recovery factor. It was observed that for the same fractured volume is possible to obtain different gas recovery factor values depends on the geometry and amount of fractures.

Keywords: Hydraulic fracturing, numerical simulation, advanced oil recovery, unconventional gas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema fictício da extração de gás convencional e gás não convencional.....	3
Figura 2 Características comuns de permeabilidade para diversas estruturas (escala logarítmica).	4
Figura 3 Blocos ofertados na 12ª rodada de licitações da ANP na Bacia do Parecis.....	7
Figura 4 Blocos ofertados na 12º rodada de licitações da ANP na Bacia do Recôncavo	9
Figura 5 Estrutura de fluxo em uma fratura hidráulica.....	12
Figura 6 Topo do reservatório, refinamento nas direções i e j. A legenda de cores mostra as coordenadas do centro dos blocos na direção i.....	22
Figura 7 Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/água	24
Figura 8 Curvas de permeabilidade relativa para o sistema gás/óleo.....	24
Figura 9 Vista 3D da localização do poço horizontal produtor no reservatório.....	25
Figura 10 Vista j e k do poço produtor horizontal.....	26
Figura 11 Ilustração de fraturas vista em 3D em um reservatório	28
Figura 12 Ilustração dos casos com 1,3,4,5 e 9 fraturas vistas em 3D no reservatório para o caso em que a altura da fratura é de 14m.....	29
Figura 13 Fator de recuperação de gás para a recuperação primária	31
Figura 14 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 14m de altura.....	33
Figura 15 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 28m de altura.....	34
Figura 16 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 42m de altura.....	35
Figura 17 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 70m de altura.....	36
Figura 18 Gráfico do fator de recuperação de gás final em função do volume fraturado para os casos de 1,3,4,5 e 9 fraturas.....	37
Figura 19 Gráfico do fator de recuperação de gás final em função do volume fraturado para os casos de fraturas com alturas de 14m, 28m, 42m e 70m.....	38
Figura 20 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 8 ao longo dos 25 anos de produção	41
Figura 21 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 11 ao longo dos 25 anos de produção	41

Figura 22 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 15 ao longo dos 25 anos de produção 42

Figura 23 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 20 ao longo dos 25 anos de produção 42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Componentes dos fluidos de fraturamento (Adaptada da fonte:	13
Tabela 2 Densidade e resistência do tipo de propante.....	17
Tabela 3 Composição dos pseudo-componentes	20
Tabela 4 Dimensões do refinamento	21
Tabela 5 Dados do modelo do reservatório	23
Tabela 6 Planejamento de casos	29
Tabela 7 Fator de recuperação e produção acumulada de gás ao final dos 25 anos de produção	39

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos gerais	2
1.2	Objetivos específicos	2
2	ASPECTOS TEÓRICOS	3
2.1	Reservatórios convencionais e não convencionais	3
2.1.1	Reservatórios não convencionais no Brasil	6
2.2	Fraturamento hidráulico	9
3	MATERIAIS E MÉTODOS	18
3.1	Ferramentas Computacionais	18
3.1.1	Módulo WINPROP	18
3.1.2	Módulo BUILDER	18
3.1.3	Modulo IMEX	19
3.2	Condições Iniciais	19
3.2.1	Modelagem do fluido	20
3.2.2	Modelagem do reservatório	21
3.2.3	Características operacionais do poço produtor	25
3.2.4	Modelagem das fraturas	27
3.3	Metodologia	30
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	31
4.1	Análise da recuperação primária de gás	31
4.2	Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e diferentes alturas de fraturas.	32
4.2.1	Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 14 metros	32

4.2.2	Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 28 metros.....	33
4.2.3	Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 42 metros.....	34
4.2.4	Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 70 metros.....	35
4.3	Análise comparativa da recuperação dos casos estudados em função do volume fraturado.....	36
4.4	Análise do comportamento da pressão no reservatório	40
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	43
5.1	Conclusões.....	43
5.2	Recomendações	45
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46

1 INTRODUÇÃO

Conforme CRAIG (1993), a quantidade de petróleo que pode ser produzida a partir da exploração de reservatórios naturais pode variar amplamente, podendo ser tão elevada quanto 75% de recuperação de óleo - em locais onde os reservatórios estão localizados próximos a aquíferos - ou inferior a 1% - quando se trata de reservatórios não convencionais. No entanto, apenas um terço das reservas de petróleo em todo o mundo é composto por reservatórios convencionais, a grande maioria trata-se de recursos não convencionais.

De acordo com UNCONVENTIONAL RESOURCES (2014) os reservatórios não convencionais são de difíceis explorações devido a possuírem baixa permeabilidade e porosidade. Assim, é necessária a utilização de técnicas de recuperação avançadas, como a estimulação por meio do fraturamento hidráulico, por exemplo, onde um fluido fraturante é injetado na formação sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração.

SAKMAR (2011), relata que o desenvolvimento de recursos não convencionais na América do Norte por meio do fraturamento hidráulico é uma das mais promissoras fontes de energia, especialmente o gás de xisto (*shale gas*). As reservas de gás de folhelho podem alterar o quadro de fornecimento de energia não somente da América do Norte, mas também de vários outros países que estão apenas começando a determinar a extensão de seus recursos não convencionais; como é o caso do Brasil, por exemplo.

As reservas não convencionais já mapeadas no Brasil são consideradas significativas e, poderão desenvolver o mercado de gás natural do país. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) há volumes consideráveis de gás natural em sete bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Parnaíba, Bacia do Parecis, Bacia do Recôncavo, Bacia de Campos, Bacia de Santos, Bacia Potiguar e Bacia do Parnaíba. Entre elas, a Bacia do Parecis, a Bacia do Parnaíba e a Bacia do Recôncavo são as que apresentam as maiores estimativas de volumes de gás natural: 124 TCF, 64 TCF e 20TCF, respectivamente (PortalClippingMP, 2013).

As reservas não convencionais já mapeadas no Brasil poderão desenvolver o mercado de gás natural do país diminuindo os preços, decorrente de uma oferta maior e mais descentralizada.

Tendo em vista a relevância do tema este trabalho tem por objetivo analisar alguns parâmetros operacionais e de reservatórios, tais como: quantidade de fraturas, altura das fraturas, volume fraturado, permeabilidade e porosidade da matriz, para que assim seja analisado o fator de recuperação em relação ao volume fraturado e o acompanhamento da queda de pressão no reservatório.

1.1 Objetivos gerais

O presente trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de um reservatório utilizando o método de estimulação de fraturamento hidráulico.

1.2 Objetivos específicos

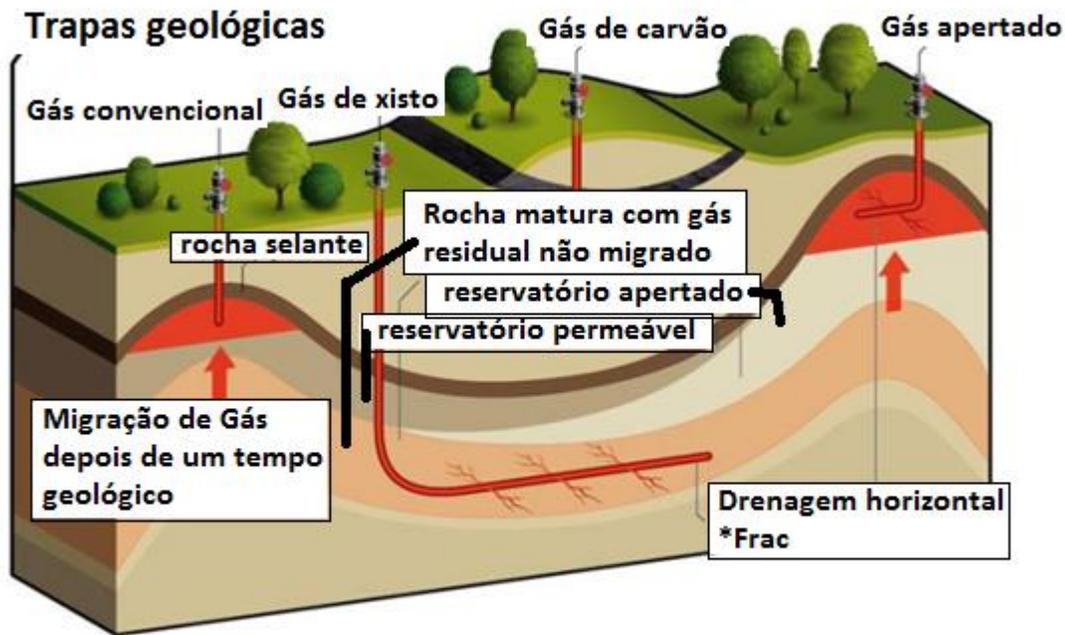
- Definição dos parâmetros do reservatório e do fluido presente;
- Análise da produtividade, através de simulações numéricas, verificando o aumento do fator de recuperação de gás através de variações de: quantidade de fraturas, alturas das fraturas e volume fraturado;
- Desenvolvimento de habilidades na utilização do *software* da CMG (*Computer Modelling Group*) para realização de estudos em reservatórios com aplicação de métodos de recuperação secundária de hidrocarbonetos.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Reservatórios convencionais e não convencionais

Segundo MAESTRI (2014), a diferença entre reservatórios convencionais e não convencionais está relacionada à formação geológica dessas reservas e a maneira como elas são exploradas. Assim, reservatórios convencionais são aqueles que produzem facilmente, de uma maneira prática e economicamente viável, enquanto isso, os reservatórios não convencionais são considerados de difícil acesso e, conseqüentemente, demandam mais recursos para produção. A Figura 1 mostra o esquema fictício da extração de gás convencional e gás não convencional – gás de xisto, também conhecido como *shale gas*, e gás apertado, conhecido como *tight gas* -.

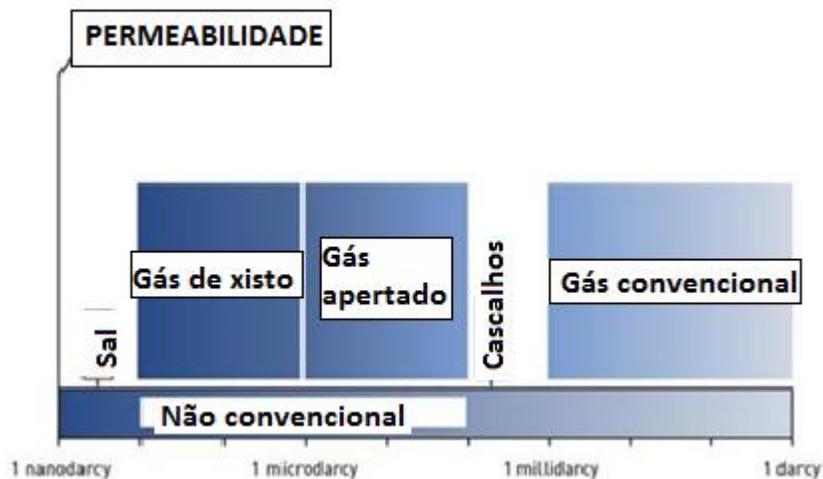
Figura 1 Esquema fictício da extração de gás convencional e gás não convencional



(Adaptado de *Three main sources of unconventional gas*,2015)

A principal diferença entre um reservatório convencional e um reservatório não convencional é ditada pela porosidade e pela permeabilidade do reservatório. A porosidade indica a quantidade de vazios que tem a rocha em que está o petróleo e, conseqüentemente, o volume de petróleo por metro cúbico de rocha. Já a permeabilidade indica a facilidade com que o petróleo escoar por dentro da rocha. Assim, reservatórios convencionais possuem alta porosidade e permeabilidade (entre 1mD até 1000mD), enquanto reservatórios não convencionais possuem baixa porosidade e permeabilidade (menores que 1 mD). A Figura 2 explicita as características comuns de permeabilidade para estruturas convencionais e não convencionais.

Figura 2 Características comuns de permeabilidade para diversas estruturas (escala logarítmica).



(Adaptado de *Three main sources of unconventional gas*, 2015)

Um reservatório de hidrocarbonetos de alta porosidade não quer dizer que ele possa ser bem aproveitado, pois se a permeabilidade for baixa o óleo ou o gás não escorre dentro da rocha. A permeabilidade é quantificada por uma unidade denominada Darcy (D). Um reservatório convencional de hidrocarbonetos tem uma permeabilidade que varia entre 1 mD até 1000 mD (1 mD = 0,001 D), enquanto as permeabilidades de depósitos de gás apertado variam de 1 μ D (microdarcy) a 100 μ D (1 μ D = 0,000001 D). Só para chamar à atenção, a permeabilidade de um TIJOLO é de aproximadamente 200 microdarcy, ou seja, é

mais fácil deixar passar óleo num tijolo do que num depósito de óleo apertado (MAESTRI, 2014).

De acordo com publicação da Schlumberger (2015), por mais de 100 anos, o foco principal das indústrias petrolíferas foi encontrar reservatórios de petróleo em formações de arenito convencionais de fácil exploração. No entanto, com o desenvolvimento de novas tecnologias as empresas estão conseguindo explorar cada vez mais reservas de difícil acesso: formações de xisto não convencional, localizadas a maiores profundidades, e em pontos que exijam a utilização de perfuração direcional e métodos de recuperação secundários. Assim, a busca por reservatórios não convencionais, com o objetivo de atender a demanda energética mundial, tem aumentado.

Segundo UNCONVENTIONAL RESOURCES (2014), há diversos tipos de reservatórios não convencionais. Entre eles, pode-se citar os reservatórios de óleo não convencional e os reservatórios de gás não convencional. Os reservatórios de óleo não convencional dividem-se basicamente em óleo apertado (*tight oil*) e óleo de xisto (*shale oil*). A diferença básica entre eles é que acumulações de óleo apertado são gerados em uma rocha geradora e migram para a formação óleo apertado, enquanto isso, as acumulações de óleo de xisto são geradas e armazenadas na formação de xisto, ou seja, a rocha geradora e a rocha reservatório é a mesma.

Os reservatórios de gás não convencional subdividem-se em: reservatórios de gás apertado (*tight gas*), reservatórios de gás de xisto (*shale gas*), reservatórios de gás de carvão (*coalbed methane*) e hidratos de metano (*methane hydrates*).

Conforme AGUILERA (2014), a principal diferença entre acumulações de gás apertado e acumulações de gás de xisto é que as acumulações de gás apertado são geradas em uma rocha geradora e migram para uma rocha reservatório enquanto que as acumulações de gás de xisto são geradas e armazenadas na mesma formação, sendo a rocha reservatório a mesma que a rocha geradora.

De acordo com NATURALGAS.ORG (2012), os reservatórios de gás de carvão são formados devido às condições geológicas do carvão que, sendo similares as do gás natural, conseguem gerar e trapear o gás até o início da atividade de extração. No entanto, diferentemente do processo de estocagem do gás em reservatórios convencionais onde esse é armazenado sob pressão nos poros da formação, o armazenamento de gás nas camadas de carvão ocorre por adsorção. Nesse processo de adsorção o metano adere a superfície das partículas de carvão

aumentando a densidade do fluido até valores próximos daqueles do líquido correspondente e, permitindo assim, que a capacidade de estocagem nesses sistemas seja bem maior do que as encontradas nos reservatórios convencionais.

Conforme AGEKOM/UFSC (2009), os hidratos de metano, moléculas de água que ao mudar para a fase sólida aprisionam moléculas de gás natural, costumam ocorrer naturalmente em áreas onde o metano e a água podem combinar-se em condições apropriadas de pressão e temperatura. Os imensos volumes de gás tornam o metano um forte candidato para um desenvolvimento crescente, como um recurso energético. Segundo estudos realizados pela *United State Geological Survey* (USGS), uma estimativa desses depósitos em nível mundial indica que os hidratos representam o dobro da energia de hidrocarbonetos fósseis do globo terrestre. Só nos Estados Unidos as reservas de hidratos podem suprir as necessidades energéticas, no atual nível de consumo, por 64000 anos.

2.1.1 Reservatórios não convencionais no Brasil

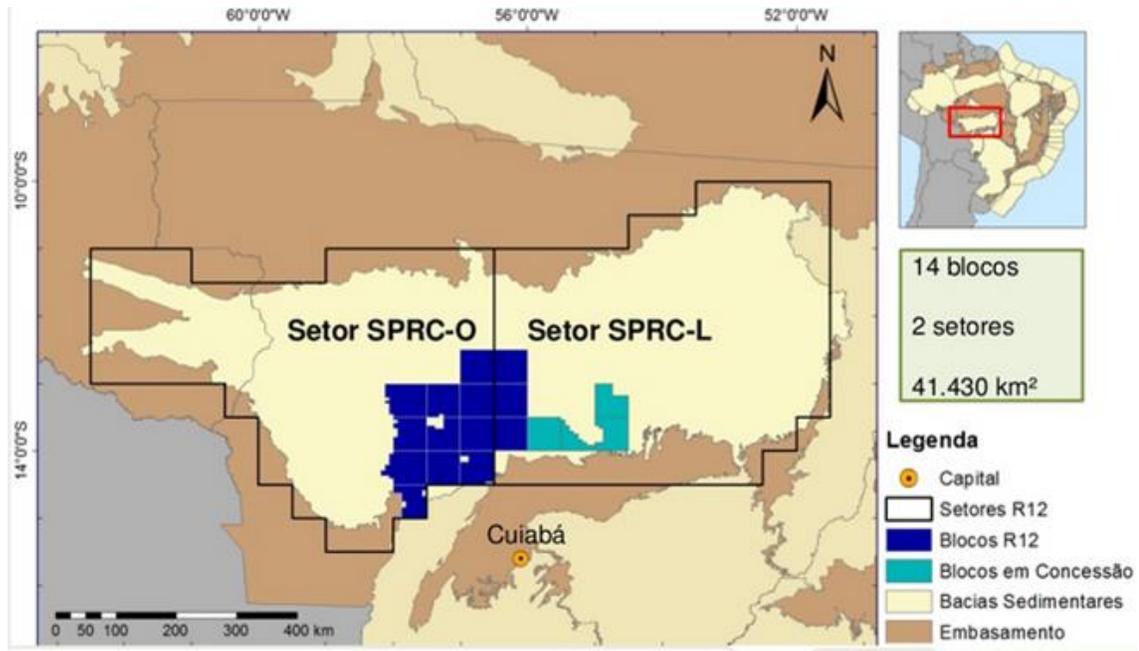
As reservas não convencionais mapeadas no Brasil são consideradas significativas e podem desenvolver o mercado de gás natural do país. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) há volumes de gás natural em sete bacias sedimentares brasileiras. Entre elas, as que mais se destacam pelo potencial são: Bacia do Parecis, Bacia do Parnaíba E Bacia do Recôncavo.

2.1.1.1 Bacia do Parecis

Conforme PETROGAS (2014), a Bacia do Parecis possui 355.000 km² e estende-se pelos estados do Mato Grosso e Rondônia. Ainda não se sabe ao certo o valor das reservas de gás nessa região, mas fazendo um análogo ao Barnett Shale estima-se que a reserva de gás seja de, aproximadamente, 122 TCF (trilhões de pés cúbicos). Na 12^o rodada de licitações foram ofertados blocos em 17 municípios do Mato Grosso. Desde 2010 que a Petrobras vem realizando levantamento na Bacia do Parecis para descobrir novas reservas de óleo e gás natural, a área alvo

da pesquisa possui 17.505 quilômetros quadrados e acredita-se que nos próximos 20 anos o crescimento da economia de óleo e gás natural no Mato Grosso irá aumentar bastante. A Figura 3 mostra alguns dos blocos que foram ofertados na 12ª rodada de licitações da ANP na Bacia do Parecis.

Figura 3 Blocos ofertados na 12ª rodada de licitações da ANP na Bacia do Parecis



(Haeser, 2013)

2.1.1.2 Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba está localizada no Nordeste do Brasil e é uma das cinco bacias paleozóicas do país (Amazonas, Solimões, Paraná e Parecis). A bacia abrange uma área de, aproximadamente, 600.000 quilômetros quadrados e pode chegar a até 3.500 m (11.735 pés). Explorada desde 1950, as únicas importantes descobertas na bacia foram alcançadas nos anos 2000. A OGX Maranhão, uma subsidiária da OGX Petróleo e Gás SA, declarou comercialidade de três campos de gás com um volume total de gás *in place* que varia 1,3-1,6 TCF. A rocha fonte primária é a Formação Pimenteiras, com rochas geradoras secundárias na Formação siluriana Tianguá e a Formação do Carbonífero Primitivo Longá (MIRANDA, 2014).

2.1.1.2.1 Formação Pimenteiras

/

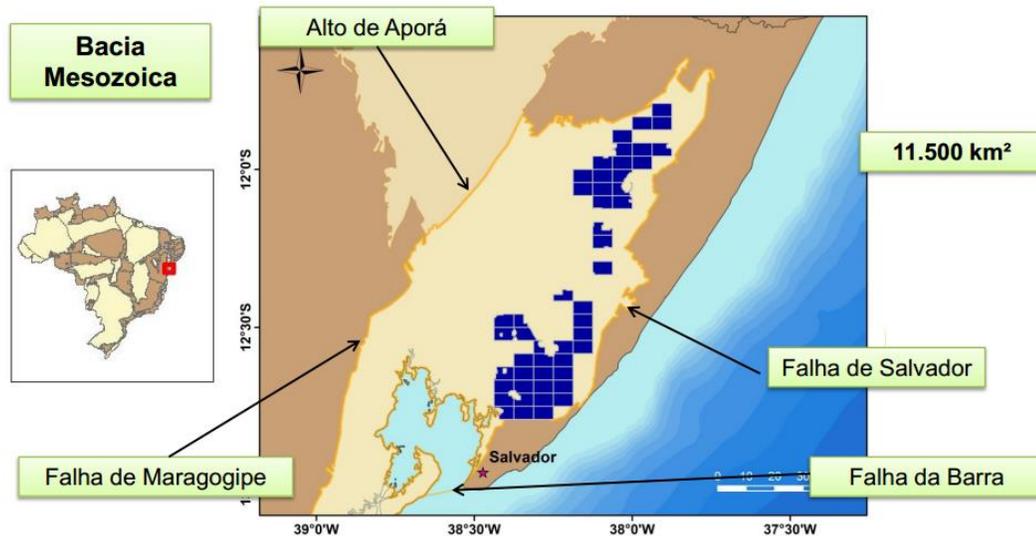
A formação Pimenteiras trata-se da rocha fonte primária da Bacia do Parnaíba. Como reportado por MIRANDA (2014) todos os poços exploratórios na Bacia continham gás nos intervalos da formação de Pimenteiras. Assim, após uma pesquisa intensiva - por meio de análise de testemunhos, perfilogens, descrições sucintas de diferentes sessões, análise da rocha, entre outros – foi realizada uma caracterização da formação de Pimenteiras indicando a presença de gás não convencional nesta formação.

A formação Pimenteiras tem mais de 500m de espessura com TOC (Carbono Orgânico Total) variando de 0,38% a 4,77%. No entanto, os valores mais altos de TOC estão em grande parte concentrados em três níveis de formação (Rodrigues, 1995) que pode somar até 70 m. A profundidade de enterramento média da Formação Pimenteiras hoje é de 2000 m. Com esses dados e outros presentes em artigos científicos, foi possível realizar uma análise técnica de como seria a exploração de gás por meio de fraturamento hidráulico em um reservatório com características dessa formação (MIRANDA, 2014).

2.1.1.3 Bacia do Recôncavo

GEOFISICABRASIL (2012), a Bacia sedimentar do Recôncavo possui área de, aproximadamente, 11.500 km² sendo limitada ao norte pelo Alto de Aporá que a separa da bacia de Tucano Sul. Nesta formação há uma diversidade de reservatórios convencionais e não convencionais, entre as não convencionais, pode-se encontrar acumulações de gás apertado, gás de xisto e óleo de xisto. Fazendo um análogo ao *Barnett Shale*, estima-se um volume de 20 TCF (trilhões de pés cúbicos) de gás de xisto. Além disso, esta bacia tem sido bastante visada devido ao fato de possuir uma boa infraestrutura para a produção de óleo e gás, já que, está próxima a um potencial mercado consumidor, sendo assim, uma excelente oportunidade para empresas de pequeno e médio porte. A Figura 4 mostra os blocos que foram ofertados na 12ª rodada de licitações da ANP.

Figura 4 Blocos ofertados na 12ª rodada de licitações da ANP na Bacia do Recôncavo



(Dignart, 2013)

Embora a Bacia do Recôncavo seja de bastante interesse pelas empresas de petróleo, alguns ambientalistas são contrários a exploração do gás não convencional dessa Bacia por meio do fraturamento hidráulico. Caso a Bacia venha a ser explorada por meio da estimulação por fraturamento hidráulico, pode ocorrer um desastre previsível no Aquífero São Sebastião, o qual é altamente produtivo, trata-se do melhor aquífero da bacia sedimentar do Recôncavo, e abastece diversos municípios da região (GEOFISICABRASIL, 2012).

2.2 Fraturamento hidráulico

MONTGOMERY (2010), explica que Fraturamento hidráulico, também conhecido como *fracking*, é o processo de estimulação de bombear um fluido ou um gás dentro de um poço a uma profundidade considerada adequada para a produção de gás natural. Assim, uma pressão será criada fazendo com que a rocha em torno fracture, e, em seguida, um fluido carregando um propante suspenso fluirá nas rachaduras da rocha. O alívio de pressão de bombeamento irá dispersar a água deixando uma fina camada de areia para manter as rachaduras abertas. Esta camada fará com que

o gás natural ou óleo seja conduzido a escapar das formações apertadas ou formações de xisto, para que assim, ele possa ser recuperado.

O objetivo do fraturamento hidráulico em um reservatório de óleo ou de gás é permitir que o hidrocarboneto flua facilmente da formação para o poço. Quase todos os reservatórios norte-americanos restantes em terra hoje em dia requerem algum tipo de tratamento de estimulação para ser economicamente viável.

Uma empresa envolvida no desenvolvimento de gás de xisto no Texas ofereceu a seguinte descrição de um trabalho de fraturamento:

Poços de gás de xisto não são difíceis de serem perfurados, mas são difíceis para produzirem. Em quase todos os casos a rocha em torno do poço deve ser hidráulicamente fraturada antes que o poço possa produzir quantidades significativas de gás. Fraturamento envolve isolar seções do poço na zona produtora e então bombear fluidos com propante (grãos de areia ou outro material usado para manter as rachaduras abertas), no poço através de perfurações no revestimento para a formação. O fluido bombeado, sob pressões de até 8000psi, é o suficiente para que a asa da fratura tenha um comprimento de até 3000 pés em cada direção. Nos folhelhos mais profundos e com altas pressões, operadores bombeiam *slickwater* (um fluido à base de água de baixa viscosidade) e propante. Fluidos de fraturamento a base de espuma de nitrogênio geralmente são bombeados em folhelhos rasos e folhelhos com baixas pressões de reservatório (FRANZ & JOCHEN, 2005, apud MONTGOMERY, 2010).

SANTOS (2010) relata que quanto maior for o comprimento da fratura, a altura porosa da fratura e a espessura da fratura, maior será o aumento da produção auferido pela operação de fraturamento. No entanto, para termos econômicos, existirá um ponto ótimo com valores nos quais se terá o maior retorno financeiro possível em relação ao capital aplicado. Para que se avalie o potencial do aumento de produtividade de um poço fraturado, é necessário que se conheça a condutividade adimensional que se trata da relação entre a condutividade da fratura pela condutividade da formação.

2.2.1.1 Histórico do fraturamento hidráulico

Conforme MONTGOMERY (2010), o fraturamento hidráulico iniciou-se na década de 1860, quando a nitroglicerina líquida foi utilizada para estimular rochas duras e rasas, na Pensilvânia, New York, Kentucky e West Virginia. A nitroglicerina (NG) foi realmente bem-sucedida para a utilização em poços de petróleo com o objetivo de quebrar a formação petrolífera para aumentar o fluxo inicial e a recuperação final de petróleo. No entanto, A NG foi considerada extremamente perigosa e muitas vezes usada ilegalmente.

Na década de 1930, a ideia de injetar um líquido explosivo não ácido na formação para estimular um poço começou a ser testado. Enquanto isso, o conceito de "pressão de colapso" durante a acidificação, cimentação *squeeze* e injeção de água tornou-se mais bem compreendido logo após Floyd Farris da *Stanolind Oil and Gas Corporation* (Amoco) realizar um estudo em diferentes profundidades estabelecendo uma relação entre as pressões de fratura e o desempenho do poço.

O primeiro tratamento experimental para fraturamento hidráulico em um poço foi realizado em 1947 no campo de gás Hugoton em Grant County, Kansas, pela *Stanolind Oil*, onde um total de 1.000 galões de gasolina engrossada com ácido de palmeiras e óleo naftênico foram injetados em uma formação de calcário a 2400 pés de profundidade. Em 1949, JB Clark da *Stanolind Oil* ganhou uma patente com uma licença exclusiva concedida à empresa *Halliburton Oil Well Cementing Company* (HOWCO) para bombear o novo processo de fraturamento hidráulico.

No primeiro ano, 332 poços foram fraturados com um aumento na média de produção de 75%, e no meio da década de 50 mais de 3000 poços por mês foram fraturados por trechos. Desde 1949, aproximadamente, 2,5 milhões de tratamentos por fraturamento hidráulico foram realizados pelo mundo. Atualmente, uma média de 60% de todos os poços perfurados são fraturados. O método de fraturamento hidráulico tem aumentado as reservas recuperáveis dos Estados Unidos em pelo menos 30% de óleo e 90% de gás natural.

2.2.1.2 Geometria da fratura

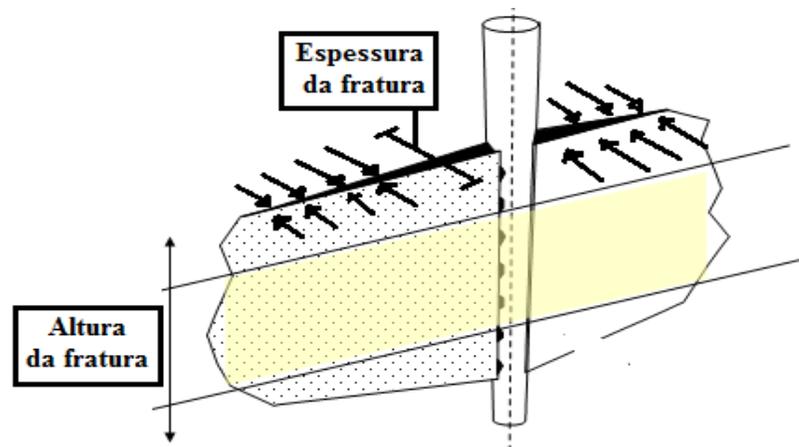
As rochas encontradas no subsolo se encontram submetidas a um campo de tensões resultantes de diversos fatores. A magnitude e a direção dessas tensões são de suma importância, visto que, elas controlam a pressão necessária para criar e propagar uma fratura, a forma e a extensão dessa fratura e a direção em que a fratura se propagará (horizontal, vertical ou inclinado). (TEIXEIRA et al, 2010, apud BESSA, 2014).

De acordo com HOLDITCH (2007), a propagação da fratura hidráulica induzida depende das tensões da formação e a fratura será propagada perpendicularmente ao plano da menor tensão principal. Assim, em formações rasas – com profundidades de até, aproximadamente, 300 metros -, onde a menor tensão resultante é a da sobrecarga da formação, a fratura induzida será horizontal. Já em formações profundas a sobrecarga da formação provocará a maior tensão e, conseqüentemente, a fratura gerada tenderá a ser vertical.

Para que a geometria da fratura escolhida seja a melhor possível é necessário analisar a permeabilidade da formação. Formações com alta permeabilidade necessitam de fraturas de pequeno comprimento e grande espessura. Já as formações de baixa permeabilidade necessitam de fraturas de grande comprimento e não necessitam de alta condutividade, conseqüentemente, as fraturas terão pequenas espessuras.

A Figura 5 exemplifica uma fratura hidráulica, as setas em preto representam as linhas de fluxo da formação em direção a fratura hidráulica.

Figura 5 Estrutura de fluxo em uma fratura hidráulica



(Adaptada de Santos, 2014)

2.2.1.3 Fluidos de fraturamento e propantes

Conforme SPELLMAN (2013), A escolha do fluido de fraturamento hidráulico depende das propriedades do reservatório. Os fluidos mais comuns são a base de água devido ao baixo custo e a oferta abundante. Entretanto, alguns tipos de rochas reservatórios contêm argilas sensíveis a água e outros tipos de fluidos de fraturamento podem ser utilizados como gases (nitrogênio, dióxido de carbono, propano). Fluidos a base de óleo também podem ser utilizados em formações de hidrocarbonetos susceptíveis a dano por água; mas eles são caros e difíceis de serem manuseados. Existem também os fluidos a base de ácidos os quais são aplicáveis a formações carbonáticas (calcário e dolomito).

Em estimulações de fraturamento com fluidos a base de água, antes do processo de fraturamento alguns testes de compatibilidade são conduzidos. O número de aditivos utilizados para um tratamento hidráulico depende das condições do poço a ser fraturado. Para um tratamento de fratura típico, entre 3 a 12 aditivos químicos com baixas concentrações são utilizados dependendo das características da água e da formação de xisto a ser fraturada.

A Tabela 1 descreve alguns dos componentes que podem estar presentes em um fluido de fraturamento hidráulico.

Tabela 1 Componentes dos fluidos de fraturamento

Produto	Objetivo	Resultado no poço
Água e areia ~ 98%		
Água	Expande a fratura e é responsável pelo carreamento do agente propante	Uma menor parcela da água permanece na formação enquanto o restante é produzido junto com os fluidos da formação
Areia (propante)	Possibilita que as fraturas permaneçam abertas e oferecem um caminho de alta	Permanece no interior das fraturas introduzidas na formação

	permeabilidade para o fluxo de hidrocarboneto da formação	
Outros aditivos ~ 2%		
Ácidos	Ajuda na dissolução de minerais e na indução de fraturas na rocha reservatório	Reage com minerais presentes na formação produzindo sal, água e dióxido de carbono neutralizado.
Agente antibactericida	Elimina bactérias presentes na água, impedindo assim que estas produzam subprodutos corrosivos	Reage com microorganismos que possam estar presentes no fluido de tratamento ou na formação
Quebrador	Possibilita o retardamento da quebra do gel de fraturamento	Na formação, reage com o <i>crosslynker</i> e gel possibilitando que o fluido de tratamento flua de volta ao poço e superfície. Esta reação produz amônia e sais sulfurosos, que retornam a superfície junto à água.
Estabilizador de argilas	Previne o inchamento da argila presente na formação	Reage com a argila presente na formação através da troca iônica sódio-potássio. Esta reação resulta na formação do cloreto de sódio, que retorna à superfície junto à água produzida.
		Liga-se a superfícies metálicas, como tubos ou

Inibidor de corrosão	Previne a corrosão de equipamentos metálicos presente no poço	ferramentas de fundo de poço. Qualquer produto restante é quebrado e consumido por microorganismos ou retornam à superfície junto à água produzida
Crosslinker	Mantém a viscosidade do fluido de tratamento mesmo com o aumento da temperatura	Combinado ao quebrador na formação forma sais que retornam a superfície junto à água
Redutor de fricção	Lubrifica a água de forma a minimizar a perde de carga	Permanece na formação onde na presença de elevadas temperaturas e através da exposição ao quebrador pode ser consumido por microorganismos
Agente gelificante	Torna a água mais viscosa de forma a possibilitar o carregamento do cascalho	Mantém a viscosidade do fluido de tratamento até que o quebrador se torne ativo
Controlador de ferro	Previne contra a precipitação de metais nos tubos	Reage com minerais da formação criando sais, dióxido de carbono e água
Agente de ajuste de pH	Mantém a efetividade de outros componentes como <i>crosslinkers</i>	Reage com agentes ácidos no fluido de tratamento de forma a manter o pH neutro. Esta reação resulta em sais, água e dióxido de carbono.

Inibidor de incrustação	Previne contra a deposição de incrustações em equipamentos de fundo de poço e superfície	Liga-se aos equipamentos de fundo de poço não permitindo o depósito de incrustações
Surfactante	Usado para elevar a viscosidade do fluido de fraturamento	Mantém a viscosidade do fluido de tratamento elevada até que o quebrador se torne ativo

(Adaptado de Oliveira, 2012)

2.2.1.3.1 Propantes

Conforme SALAS CACHAY (2004), os principais tipos de materiais utilizados como propantes são areias, propantes cerâmicos e areias tratadas com resinas.

A areia trata-se do tipo mais utilizado devido a oferta abundante encontrada na natureza, baixo custo e por propiciar uma condutividade adequada à fratura sob tensões de fechamento inferiores a 6000 psi. Já a areia tratada com resinas é mais resistente que a areia pura e podem resistir a tensões de fechamento da ordem de 8000 psi.

Os propantes cerâmicos apresentam em sua constituição química elevado teor de alumínio (extraído da bauxita) e baixos teores de sílica e argila. De acordo com a composição da bauxita empregada no processo de fabricação, pode-se obter dois tipos de propante: a bauxita sintetizada de resistência intermediária e a bauxita sintetizada de resistência elevada. O propante cerâmico de resistência intermediária deriva da bauxita rica em mulita ($3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$), sendo geralmente utilizado sob tensões de fechamento da fratura no intervalo [5.000 psi, 10.000 psi] – ou entre 34 MPa e 69 MPa - enquanto que o propante cerâmico de resistência elevada, proveniente da bauxita rica em corindo, que consiste num mineral de óxido de alumínio (Al_2O_3) – é mais indicado para fraturas com tensões de fechamento maiores que 10.000 psi (69MPa), (BESSA JUNIOR, 2014).

A Tabela 2 apresenta alguns tipos de propantes com suas respectivas densidades e resistência à tensão de fechamento das fraturas.

Tabela 2 Densidade e resistência do tipo de propante

Tipo de propante	Densidade (g/cm³)	Resistência (psi)
Areia pura	2,65	< 6000
Areia tratada com resina (RCP)	2,55	< 8000
Cerâmica de resistência intermediária (ISP)	2,7 – 3,3	5000 - 10000
Cerâmica de resistência elevada (HSB)	3,4 ou superior	>10000
Bauxita	2,00	>7000

(Adaptado de BESSA JUNIOR, 2014)

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, foram apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas para a elaboração das simulações, os principais dados de entradas do simulador, o modelo do fluido, o modelo de reservatório, os parâmetros operacionais utilizados no poço produtor, a modelagem das fraturas e a metodologia utilizada.

3.1 Ferramentas Computacionais

Os estudos foram realizados através de simulações e modelagens realizadas nos módulos do programa CMG (*Computer Modeling Group*) versão 2014.1:

- WINPROP (*Phase Behaviour and Property Program*)
- BUILDER (*Pre-Processing Applications*)
- IMEX (*Adaptive IMplicit –Explicit black-oil simulator*)

3.1.1 Módulo WINPROP

Este programa foi utilizado para construir o modelo de fluidos. As propriedades de equilíbrio multifásico das equações de estado são usadas por este módulo para modelar fluidos, agrupar componentes, ajustar dados de laboratórios, simular processos de contato múltiplo e simular experimentos de laboratório.

3.1.2 Módulo BUILDER

Neste módulo foi construído o modelo do reservatório com todas as características físicas e propriedades que foram variáveis inseridas com o intuito de gerar o arquivo correspondente a cada caso, arquivos com extensão *.dat, que foram os arquivos de entrada no simulador *IMEX*.

Propriedades como dimensões do reservatório, pressão, porosidade, permeabilidade, altura e comprimento das fraturas, condutividade das fraturas, refinamento das malhas, profundidade do reservatório, perfuração e completação de poços, condições iniciais, entre outras, foram inseridas e/ou criadas neste módulo.

3.1.3 Módulo IMEX

O *IMEX* trata-se de um simulador de reservatórios de *black oil* e é utilizado para modelar reservatórios areníticos, incluindo reservatórios de gás apertado (*tight gas*), e carbonáticos. Uma das vantagens do *IMEX* trata-se do tempo de simulação ser bem inferior quando comparado aos simuladores *GEM* e *STARS*, por exemplo. Além disso, ele é bastante utilizado para modelar produção primária de petróleo em reservatórios hidráulicamente fraturados.

Este módulo foi utilizado com uma das finalidades de simular as recuperações de gás através da aplicação da técnica de fraturamento hidráulico.

3.2 Condições Iniciais

Os dados iniciais utilizados neste trabalho foram baseados em reservatórios reais e informações encontradas na literatura.

O modelo de fluido utilizado foi baseado em análises PVT real de um típico fluido de gás condensado encontrado em arenitos. Os dados para modelar este fluido foram retirados do livro *Petroleum Engineering Handbook* (H.B. Bradley, Editor-in-Chief, Society of Petroleum Engineers, 1987, pp. 39-6 a 39-9). Os dados deste exemplo incluem análises de hidrocarbonetos por meio de experimentos laboratoriais.

O modelo do reservatório foi feito por meio de dados de reservatório encontrados no artigo científico *Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil* (MIRANDA, 2014) sobre a formação de pimenteiras localizada na Bacia do Parnaíba. No entanto, não foram encontrados todos os dados da rocha-reservatório necessários

para construir o modelo analisado, assim, alguns parâmetros - como pressão do reservatório, por exemplo - foram adotados baseados em cálculos de trabalhos similares.

3.2.1 Modelagem do fluido

Para se estabelecer o modelo de fluido necessário foi definido, inicialmente, o modelo adotado de equações de Estado e unidades envolvidas no sistema. A equação de estado adotada foi a de Peng Robinson (1978). Em seguida, criou-se o modelo de fluido com a utilização da ferramenta computacional *Winprop*, na qual, inseriram-se os seguintes dados: Composição, fração molar, densidade do gás, razão de solubilidade, pressão de saturação, temperatura, entre outros.

A Tabela 3 apresenta a composição do fluido com a fração molar de cada pseudo-componente. Percebe-se que a composição do fluido possui maiores concentrações de metano e etano.

Tabela 3 Composição dos pseudo-componentes

Pseudo-componente	Fração Molar
CO_2	0.0001
N_2	0.0011
C_1	0.6893
C_2	0.0863
C_3	0.0534
iC_4	0.0115
nC_4	0.0233
iC_5	0.0093
nC_5	0.0085
FC_6	0.0173

$C_7 - C_{10}$	0.0559
$C_{11} - C_{12}$	0.0148
$C_{13} - C_{16}$	0.0163
C_{17}	0.0024
C_{18+}	0.0104

Por conseguinte, foram inseridos os valores de compressibilidade do gás, peso molecular e densidade. E, em seguida, foram realizadas algumas regressões para que as curvas geradas pelo *Winprop* fossem ajustadas aos dados experimentais do ensaio PVT.

3.2.2 Modelagem do reservatório

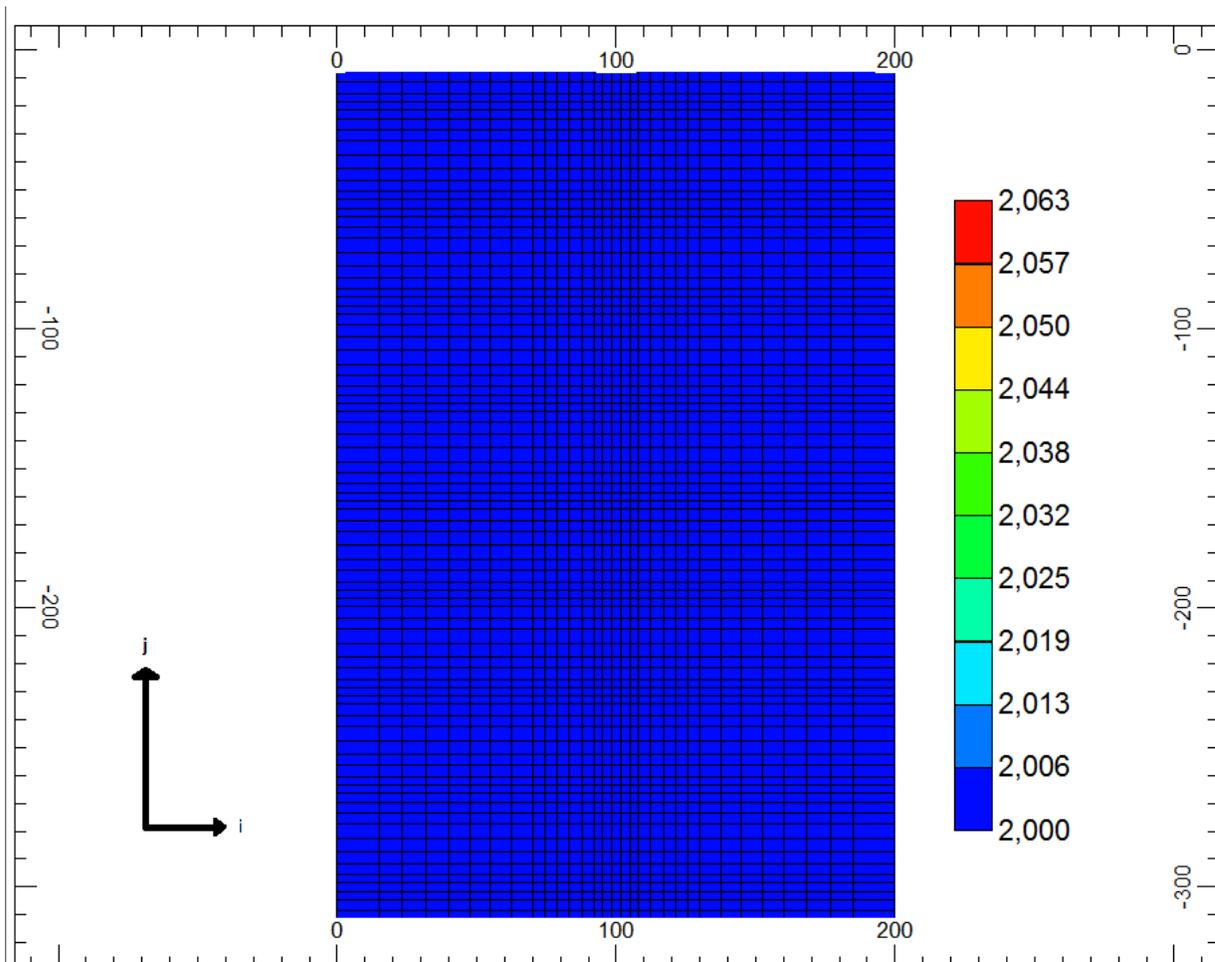
Após desenvolver o modelo de fluido no *Winprop*, a exportação do mesmo foi feita para o *Builder*. Inicialmente, criou-se um modelo de malhas tridimensional com base no sistema cartesiano de coordenadas conforme apresentado na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 Dimensões do refinamento

Parâmetro	Valor
Número total de blocos (reservatório sem fraturas)	25110
Dimensão na direção i (m)	200
Dimensão na direção j (m)	320
Dimensão na direção k (m)	70
Número de blocos em i	31
Número de blocos em j	81
Tamanho dos blocos em i e j	Variáveis
Número de blocos em k	10
Tamanho dos blocos em k (m)	7

A Figura 6 apresenta uma vista do topo do modelo do reservatório nas direções i e j. É possível observar que a malha fica mais refinada a medida que se aproxima do plano central. Este refinamento foi escolhido desta maneira por causa da localização do poço horizontal, exatamente no plano central do reservatório.

Figura 6 Topo do reservatório, refinamento nas direções i e j. A legenda de cores mostra as coordenadas do centro dos blocos na direção i



3.2.2.1 Propriedades da Rocha Reservatório

O reservatório estudado representa um modelo semissintético e homogêneo com características da formação de Pimenteiras na Bacia do Parnaíba. Os dados de porosidade, espessura do reservatório, profundidade de referência e contato água- gás foram retirados do artigo “*Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaiba Basin, Brazil*” (MIRANDA, 2014). Já os dados de permeabilidade e compressibilidade da formação foram retirados do *Seminário Jurídico/fiscal e Workshop Técnico da 4ª Rodada de Licitações da Bacia do Parnaíba*. Os demais dados foram estimados conforme reservatórios similares apresentados na literatura. O modelo tridimensional do reservatório continha características de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 Dados do modelo do reservatório

Parâmetro	Valor
Pressão de Referência	1350 psi
Profundidade de Referência	2000 m
Contato Água gás	2070 m
Porosidade @1350psi	0,10
Permeabilidade Horizontal (kh)	0,01 mD
Permeabilidade Vertical (kv)	0,001 mD
Compressibilidade da Formação @3600 psi	$9.65 \cdot 10^{-6}$ 1/psi
Espessura do Reservatório	70 m
Temperatura Inicial do Reservatório	140°F (60°C)

3.2.2.1.1 Permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa dos fluidos versus saturação estão mostradas nas figuras 7 e 8.

Figura 7 Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/água

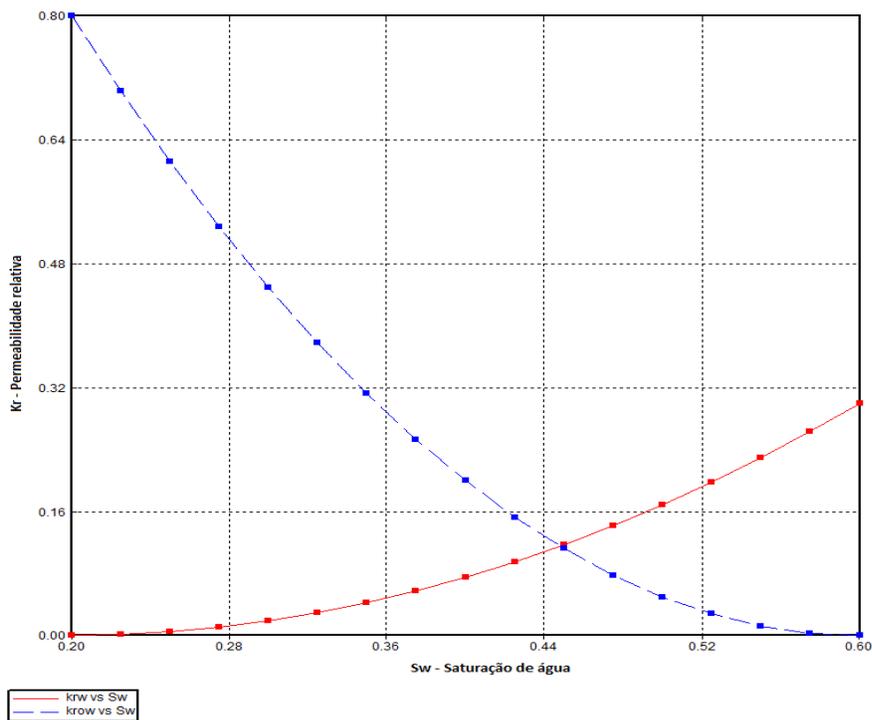
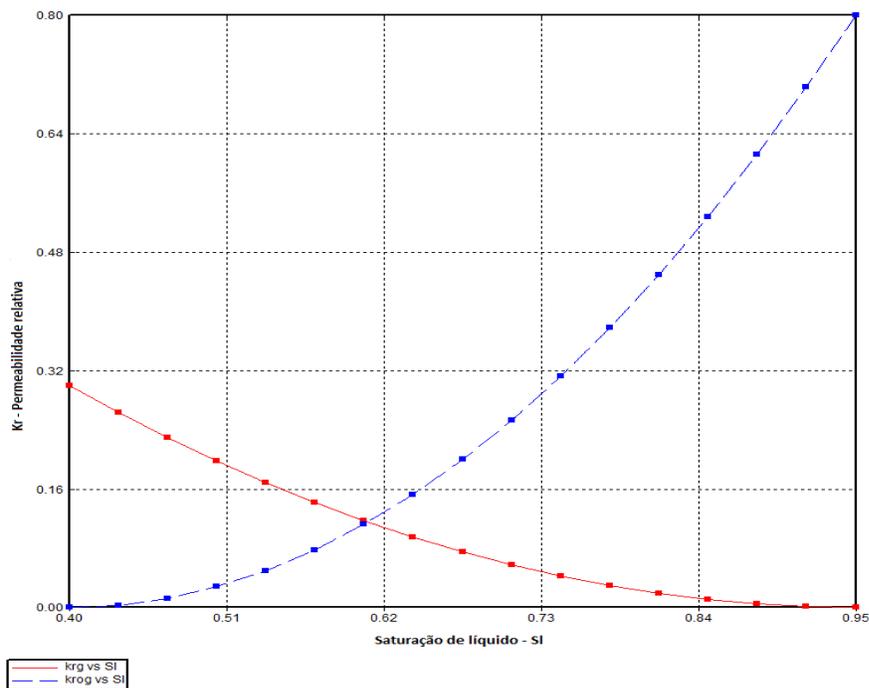


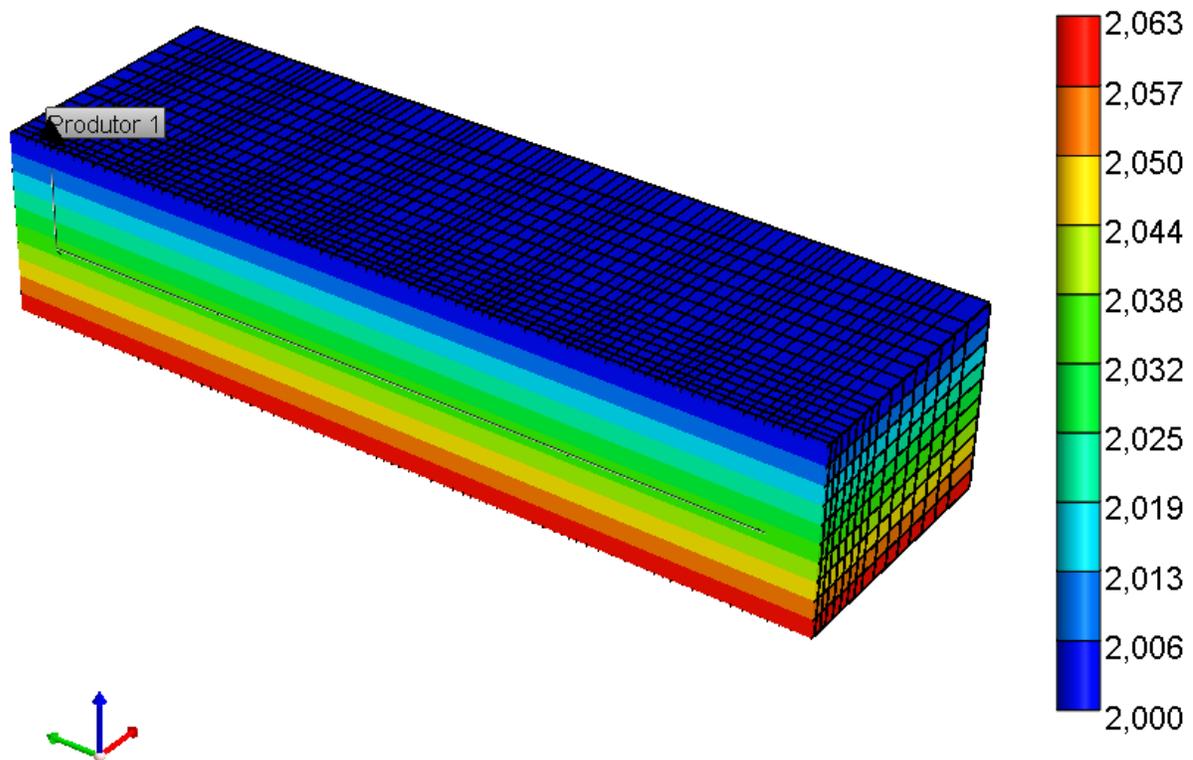
Figura 8 Curvas de permeabilidade relativa para o sistema gás/óleo



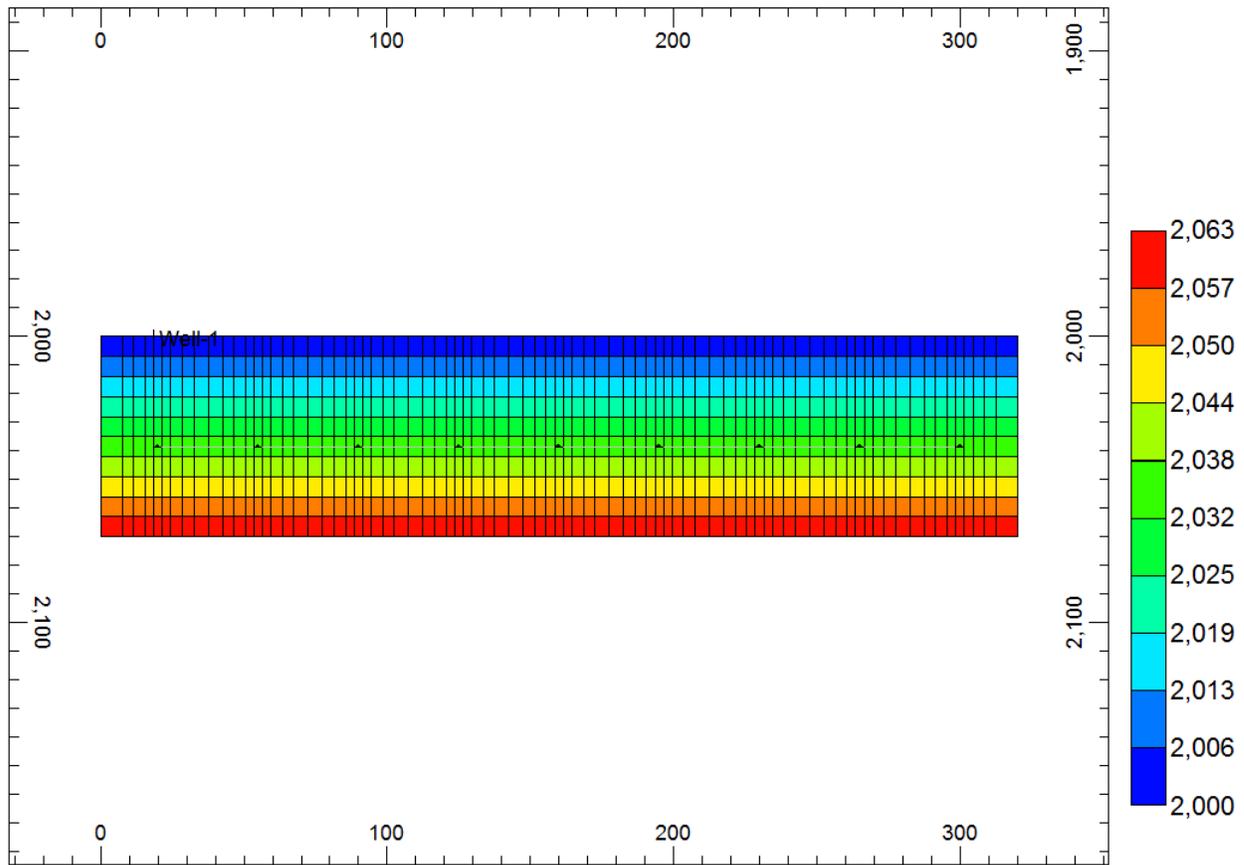
3.2.3 Características operacionais do poço produtor

Foi disposto, inicialmente, um poço produtor horizontal localizado no plano central da direção i . A Figura 9 representa um corte vertical no plano central da direção i para mostrar a localização do poço horizontal produtor no reservatório.

Figura 9 Vista 3D da localização do poço horizontal produtor no reservatório



A Figura 10 mostra a localização do poço produtor horizontal na vista j e k . Nesta figura é possível observar também as zonas canhoneadas. O poço foi canhoneado em 9 locais.

Figura 10 Vista j e k do poço produtor horizontal

Para simulação da vida produtiva deste campo, o poço horizontal opera com duas condições de operação:

- Mínima pressão no fundo do poço = 3200 kPa
- Máxima vazão de gás na superfície = 500000 m³/dia

Além disso, o tempo de produção considerado foi de 25 anos.

3.2.4 Modelagem das fraturas

Nesta seção é mostrado como foram feitas as simulações das fraturas e como foi criada a geometria e as propriedades da fratura.

3.2.4.1 Simulação da fratura

A simulação das fraturas no modo *IMEX* foi feita indicando ao simulador, após a perfuração e completção dos poços, onde estavam localizadas as fraturas. Inicialmente, foi feito um refinamento secundário onde estariam localizadas as fraturas, assim, foi possível indicar o comprimento, a altura e a espessura de cada fratura. Por conseguinte, foi definido a condutividade da fratura para cada fratura.

Segundo BESSA JUNIOR (2014), a operação de estimulação por meio de fraturamento hidráulico cria canais de alta condutividade que permitem o fluxo dos fluidos do reservatório para o poço. Na prática, esses canais têm em média 5mm de espessura, no entanto, seria inviável refinar os blocos com essa espessura, visto que, geraria um número gigantesco de blocos e, conseqüentemente, demandaria muito tempo e exigência de processamento computacional. Assim, visando simplificar o processo de simulação foi realizado um refinamento das fraturas considerando que cada fratura tinha 50cm (500mm) de espessura, mas considerando a condutividade da fratura a mesma. Isso foi possível devido a equação que rege a condutividade da fratura apresentada a seguir:

$$C_f = \omega_f * K_p$$

Onde:

C_f : Condutividade da fratura propada convencional (mD*mm)

ω_f : Espessura média da fratura (mm)

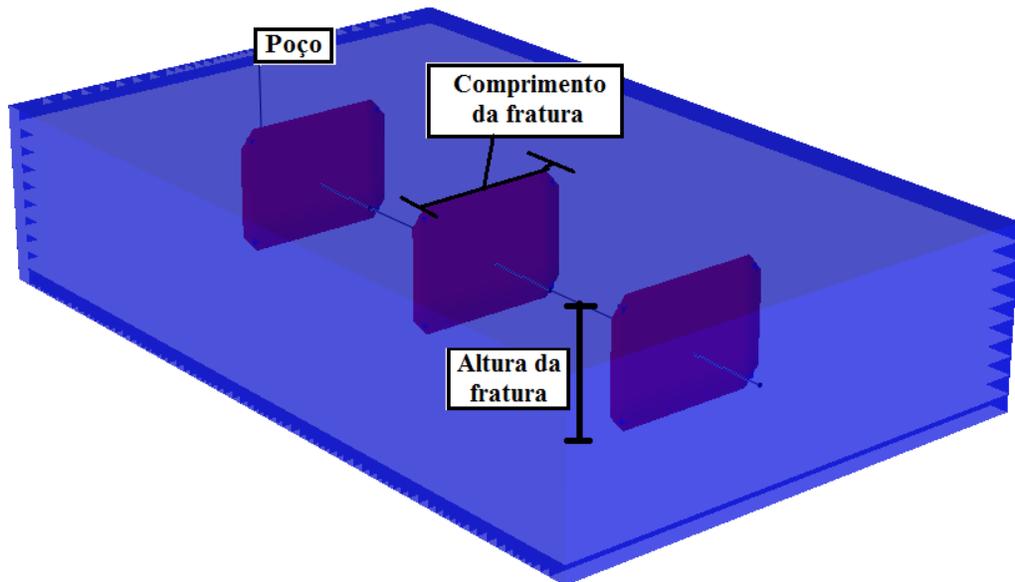
K_p : Permeabilidade do propante (mD)

Portanto, para que a condutividade da fratura utilizada na simulação fosse a mesma da apresentada na literatura, considerando um propante com permeabilidade de 8000 md e uma fratura com uma espessura de 5mm, foi considerada que a permeabilidade do propante utilizado com condutividade semelhante fosse a seguinte:

$$K_p = \frac{C_f}{\omega_f} = \frac{8000md * 5mm}{500mm} = 80md$$

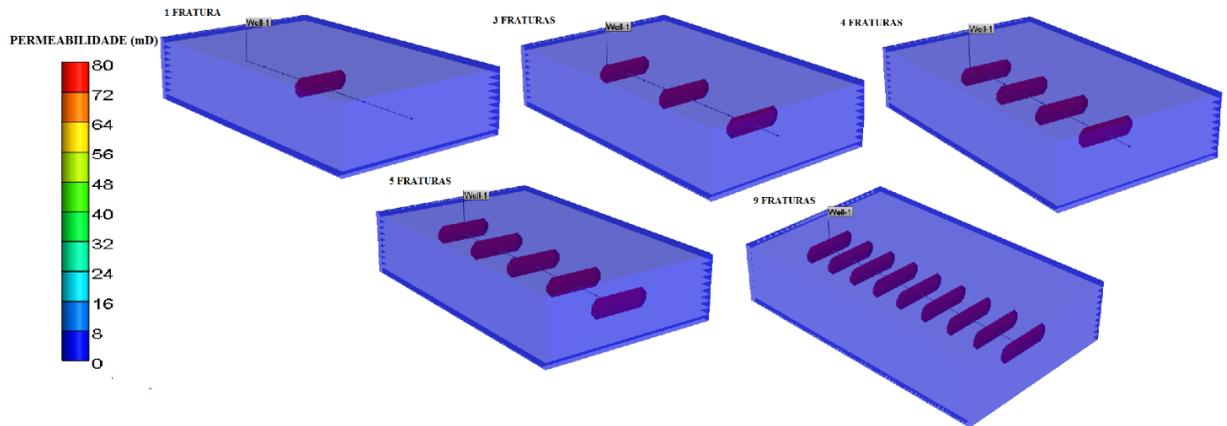
Assim, foi possível definir as propriedades da fratura no simulador. Foi considerado que cada fratura tinha uma permeabilidade de 80md e uma porosidade de 40%. A porosidade foi definida de acordo com casos semelhantes encontrados no manual de como criar fraturas hidráulicas utilizando o *BUILDER* e o *IMEX* da CMG (2009). A Figura 11 ilustra um reservatório em 3D com 3 fraturas com alturas de 42m.

Figura 11 Ilustração de fraturas vista em 3D em um reservatório



A Figura 12 ilustra os casos com 1, 3, 4, 5 e 9 fraturas com alturas de 14m, mostrando assim como foram distribuídas as fraturas ao longo do poço horizontal para cada um dos casos.

Figura 12 Ilustração dos casos com 1,3,4,5 e 9 fraturas vistas em 3D no reservatório para o caso em que a altura da fratura é de 14m.



3.2.4.2 Comprimento e altura das fraturas

Considerando que em reservatórios muito fechados, pouco permeáveis, é bastante complicado de se obter fraturas longas, todas as fraturas realizadas durante esse estudo foram feitas com um comprimento fixo de 60m, meia asa de fratura igual a 30m. Assim, os parâmetros variáveis que foram analisados foram a altura da fratura e o número de fraturas. Foram estudados casos considerando 1 fratura, 3 fraturas, 4 fraturas, 5 fraturas e 9 fraturas. Quanto à altura da fratura, foram considerados os casos para que a altura fosse de: 14m, 28m, 42m e 70m. Assim foram gerados 20 casos diferentes como exemplificado na Tabela 6.

Tabela 6 Planejamento de casos

Caso	Nº de fraturas	Altura da fratura (m)	Volume fraturado (m³)
1	1	14	420
2	1	28	840
3	1	42	1260
4	1	70	2100

5	3	14	1260
6	3	28	2520
7	3	42	3780
8	3	70	6300
9	4	14	1680
10	4	28	3360
11	4	42	5040
12	4	70	8400
13	5	14	2100
14	5	28	4200
15	5	42	6300
16	5	70	10500
17	9	14	3780
18	9	28	7560
19	9	42	11340
20	9	70	18900

3.3 Metodologia

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizada a seguinte sequência de eventos:

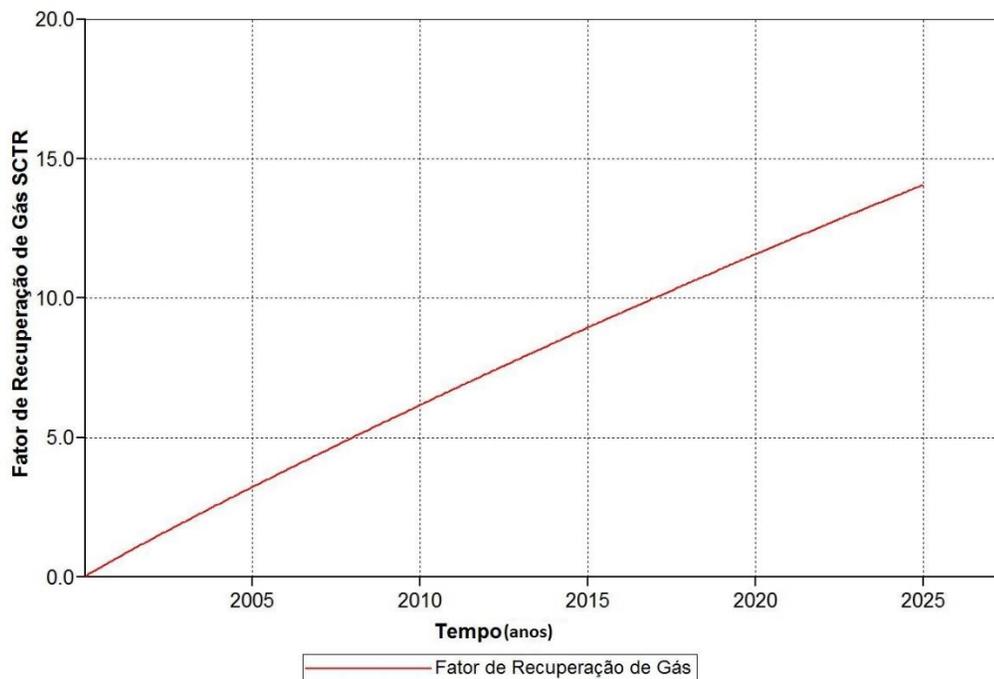
- Revisão bibliográfica por meio de artigos, papers e dissertações;
- Modelagem do fluido no módulo Winprop;
- Modelagem do reservatório no módulo BUILDER;
- Construção de cada um dos casos individuais analisados;
- Simulações dos casos no módulo IMEX;
- Análise dos parâmetros (RESULTS GRAPH e 3D);
- Análise e discussão dos resultados gerados;
- Conclusões e recomendações;
- Defesa do trabalho.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise da recuperação primária de gás

A Figura 13 mostra que ao término dos 25 anos de produção a fração de gás produzido obteve um valor relativamente baixo. Assim, para que a exploração de um campo de reservatório não convencional do tipo *tight gas* tenha melhores resultados, pode-se utilizar a aplicação de alguma técnica de estimulação do reservatório. Justificando assim a estimulação por meio de fraturamento hidráulico que foi utilizada neste trabalho e será apresentada nas seções seguintes.

Figura 13 Fator de recuperação de gás para a recuperação primária

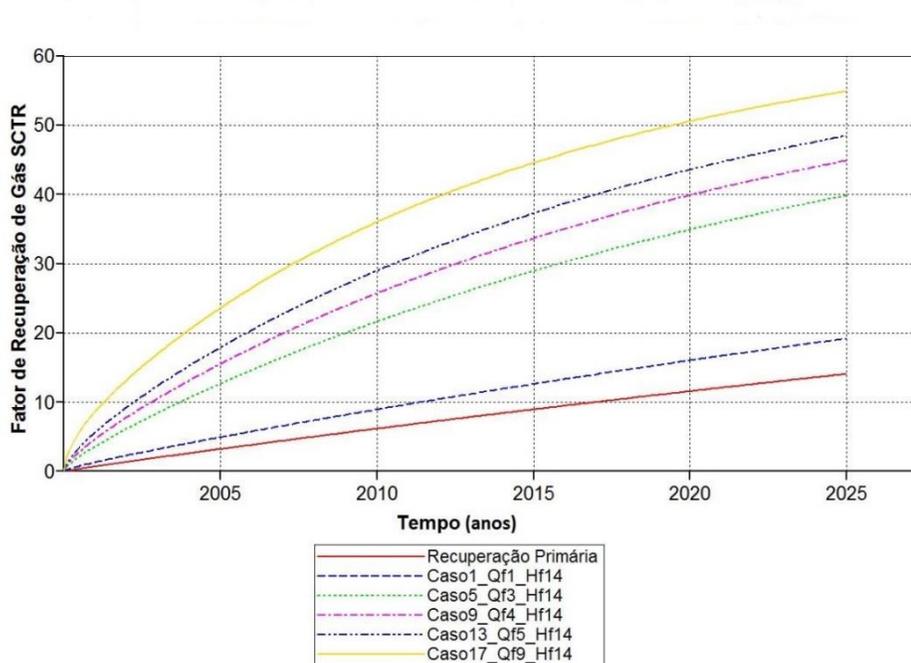


4.2 Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e diferentes alturas de fraturas.

4.2.1 Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 14 metros

Inicialmente foi testado o caso de uma única fratura com uma altura de 14 metros - caso 1 – e, após analisar a fração de gás produzido para este caso e ver que ele ainda estava crescendo, mesmo após 25 anos de produção, foram testados os casos para: 3 fraturas de 14m (caso 5), 4 fraturas de 14m (caso 9), 5 fraturas de 14m (caso 13) e 9 fraturas de 14m (caso 17). Assim, foi possível analisar a influência da quantidade de fraturas na fração final de gás produzido para este conjunto de casos como indicado na Figura 14.

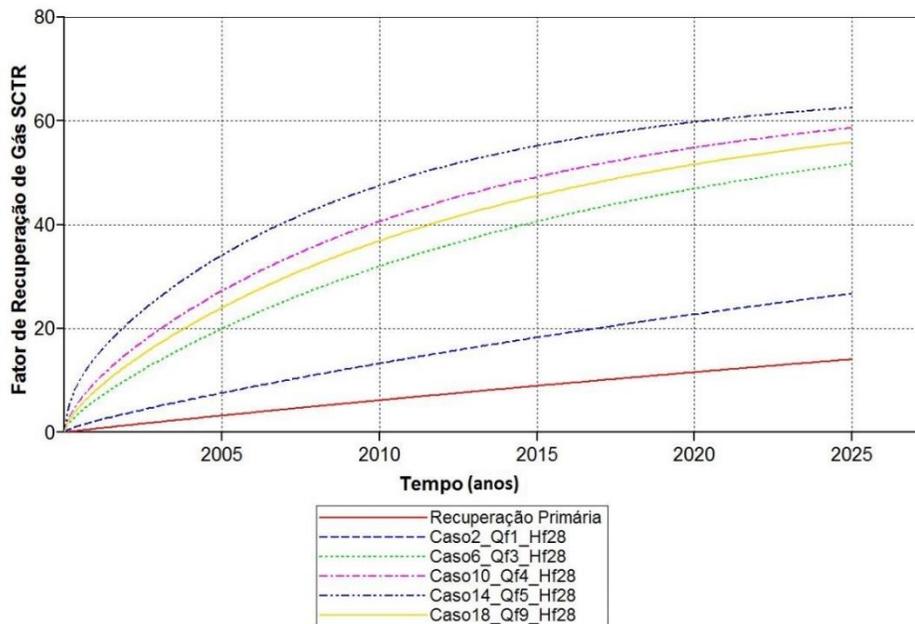
Pela Figura 14 é possível observar que a fração de gás produzido aumentou conforme aumentou-se o número de fraturas. Todos os casos apresentaram uma fração de gás recuperada maior do que a da recuperação primária, no entanto, para nenhum dos casos apresentados nesta Figura 14 o fator de recuperação de gás estabilizou ao término dos 25 anos de simulação. Assim, foram estudados outros casos com maiores alturas de fraturas como apresentado nas seções seguintes.

Figura 14 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 14m de altura

4.2.2 Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 28 metros

A Figura 15 mostra a fração de gás produzido em função do tempo para os casos em que a fratura tem uma altura de 28m. Observa-se que a fração de gás produzido aumentou conforme aumentaram-se o número de fraturas e, que para todos os casos de fratura apresentados na Figura 15 a fração de gás produzido obteve um valor maior do que a produção primária.

Ao comparar a Figura 15 com a Figura 14 é possível observar que embora a fração de gás produzido tenha sido maior ao aumentar a altura da fratura, para nenhum dos casos apresentados na Figura 15 o fator de recuperação se estabilizou, ou seja, ficou constante, ao término dos 25 anos de produção.

Figura 15 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 28m de altura

4.2.3 Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 42 metros

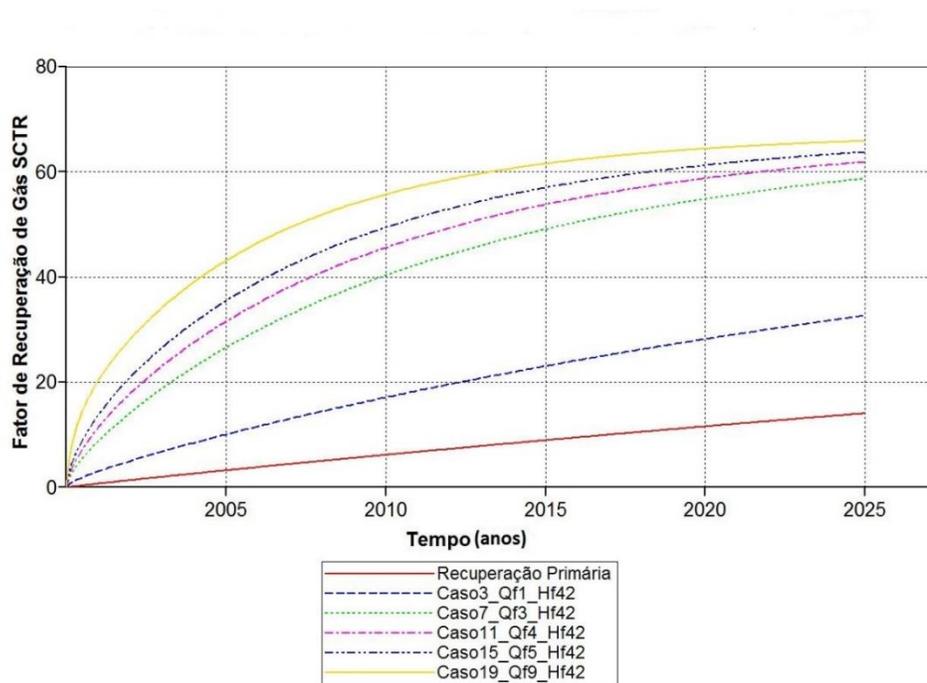
Na Figura 16 está explícito que se aumentando o número de fraturas, consequentemente, aumenta-se a fração de gás produzido. É notório que todos os casos de fraturas explícitos na Figura 16 apresentam uma fração de gás produzido maior do que o da recuperação primária, mostrando a eficiência do fraturamento hidráulico.

Além disso, de acordo com a Figura 16, o comportamento dos casos com 3,4,5 e 9 fraturas com 42 metros de altura tendem a convergir para o mesmo ponto. No entanto, apenas para o caso 19 o fator de recuperação de gás estabilizou ao término dos 25 anos de produção. Para todos os outros casos apresentados na Figura 16 o fator de recuperação de gás produzido ao término dos 25 anos de produção ainda não estabilizou.

É possível observar também, pela Figura 16, que para o caso 19 nos 5 últimos anos de produção o valor da fração de gás produzido não mudou em quase nada, mostrando que a produção acumulada

de gás neste tempo teve valor quase que constante. Vê-se claramente pela Figura 16 que para os casos 11,15 e 19 a fração recuperada de gás nos 15 primeiros anos de produção foi bem maior do que nos últimos 10 anos de produção. Isso ocorreu devido ao comportamento da queda de pressão no reservatório.

Figura 16 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 42m de altura



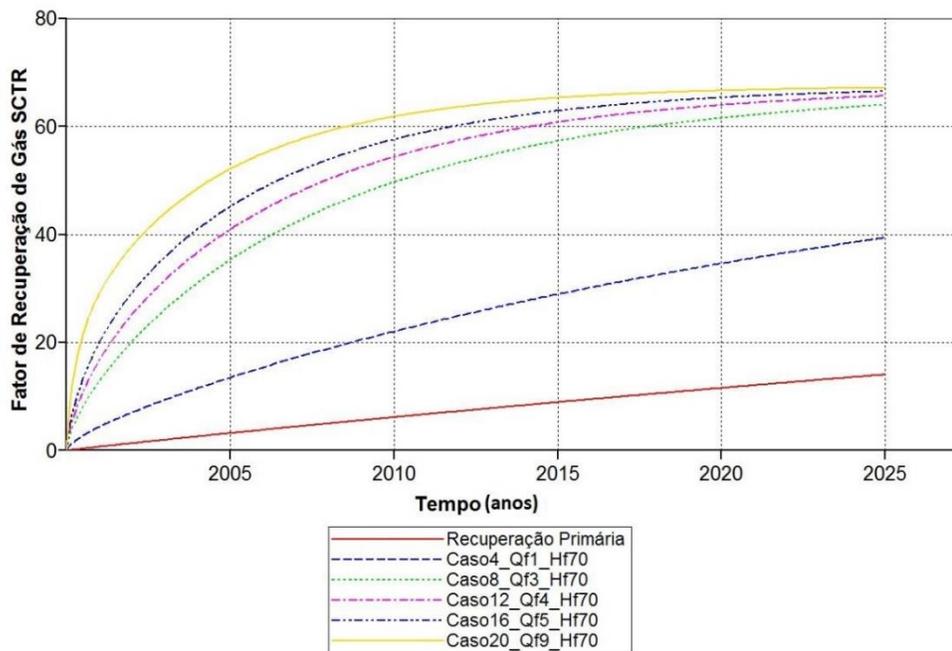
4.2.4 Análise comparativa da recuperação de casos com poço horizontal e fraturas com 70 metros

Os casos da Figura 17 mostram a fração de gás produzido para os casos onde a altura da fratura é igual a altura do reservatório (70 metros). É visível que a fração de gás produzido aumenta conforme aumenta-se o número de fraturas no reservatório. Além do mais, todos os casos de fratura apresentados na Figura 17 apresentaram valores de fração de gás produzido maiores do que o da recuperação primária. Demonstrando assim a eficiência do fraturamento hidráulico.

Além disso, para a Figura 17, é possível observar que os casos 12, 16 e 20, que têm 4, 5 e 9 fraturas, respectivamente, estão convergindo para um valor muito próximo ao término dos 25 anos de produção. Assim, é possível inferir que para os casos em que a altura da fratura é de 70

metros e que possuem 4 ou mais fraturas, o número de fraturas não está mais influenciando tanto na fração de gás recuperada após os 25 anos de produção pois o fator de recuperação já estabilizou. É possível observar também que para o caso 20 a fração recuperada de gás estabilizou aos 20 anos de produção, ou seja, para este caso não seriam necessários 25 anos de produção.

Figura 17 Gráfico do fator de recuperação de gás para fraturas com 70m de altura



4.3 Análise comparativa da recuperação dos casos estudados em função do volume fraturado

Após analisar o comportamento da fração de gás produzido durante os 25 anos de produção para todos os 20 casos analisados, fez-se uma análise do fator de recuperação final de cada caso em função do volume fraturado. Essa análise foi feita com o objetivo de encontrar os casos com o menor volume fraturado possível e que tivessem um bom valor de fração de gás produzido.

Assim, foram gerados dois gráficos: o primeiro, apresentado na Figura 18, trata-se do fator de recuperação de gás em função do volume fraturado para os casos de 1, 3, 4, 5 e 9 fraturas; o

segundo, apresentado na Figura 19 trata-se do fator de recuperação de gás em função do volume fraturado para os casos de alturas de fraturas de 14m, 28m, 42m e 70m.

Figura 18 Gráfico do fator de recuperação de gás final em função do volume fraturado para os casos de 1,3,4,5 e 9 fraturas

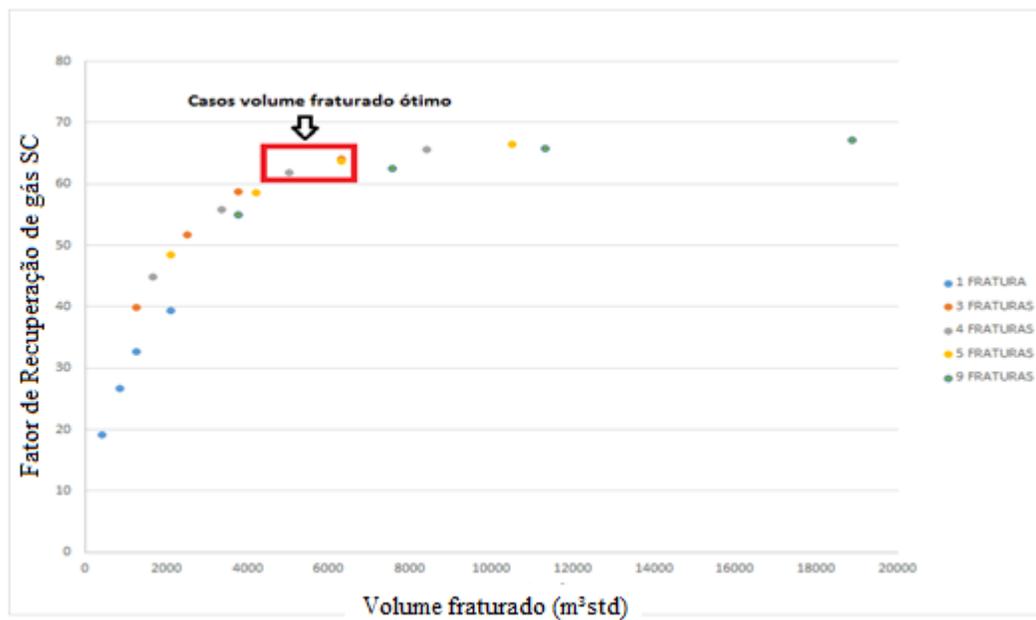
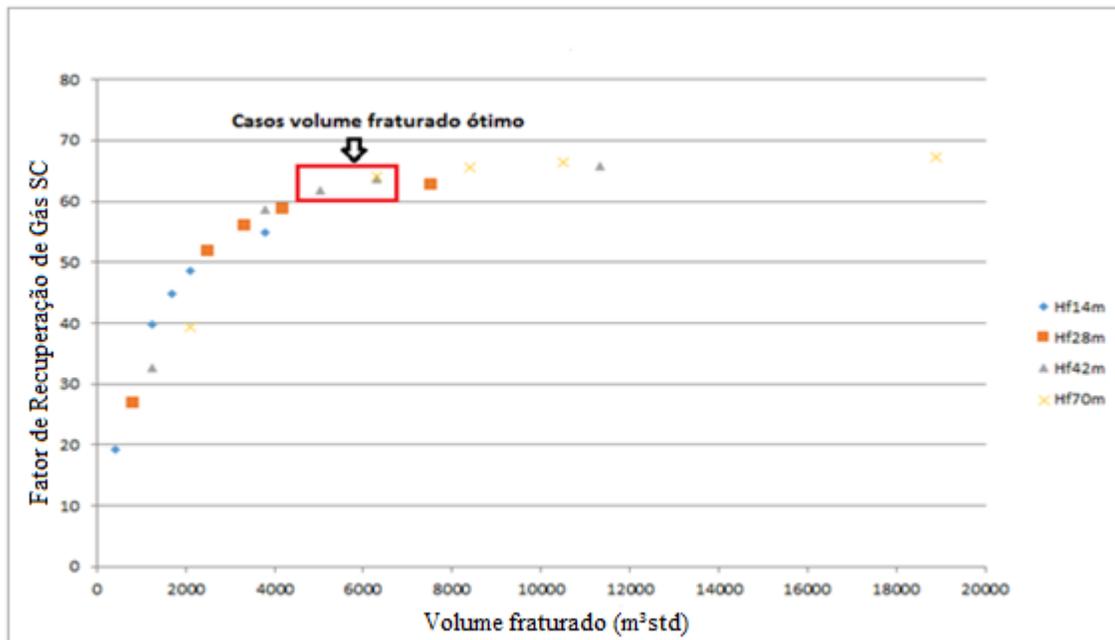


Figura 19 Gráfico do fator de recuperação de gás final em função do volume fraturado para os casos de fraturas com alturas de 14m, 28m, 42m e 70m



Para ambos os gráficos foi adotado que o volume fraturado ótimo seria em torno de 5000 e 7000 m³. Assim, como explicitado nas Figuras 18 e 19, pode-se visualizar que 3 casos se encaixaram nesses requisitos: caso 11 (4 fraturas de 42 metros de altura), caso 15 (5 fraturas de 42 metros de altura) e caso 8 (3 fraturas de 70 metros de altura). Para ambas as figuras 18 e 19, os casos apresentados dentro dos requisitos de volume fraturado ótimo e fator de recuperação de gás ótimo foram similares.

O estudo da viabilidade técnica de fraturamento hidráulico pelo parâmetro volume fraturado é de suma importância devido a, por meio deste parâmetro, é possível otimizar a quantidade de fluido de fraturamento que será necessário para cada caso. Podendo assim, calcular custos da quantidade de água utilizada, aditivos, propantes, entre outros.

A Tabela 7 apresenta os valores do fator de recuperação e da produção acumulada de gás ao término dos 25 anos de produção para todos os casos analisados neste trabalho.

Tabela 7 Fator de recuperação e produção acumulada de gás ao final dos 25 anos de produção

Caso	Nº de fraturas	Altura da fratura (m)	Volume fraturado (m ³)	Fator de recuperação de gás	Produção de gás acumulada (m ³)
1	1	14	420	19.19	4794049.5
2	1	28	840	26.73	6681394.5
3	1	42	1260	32.67	8167589
4	1	70	2100	39.40	9855528
5	3	14	1260	39.88	9970194
6	3	28	2520	51.68	12930988
7	3	42	3780	58.70	14701021
8	3	70	6300	64.00	16053986
9	4	14	1680	44.90	11229559
10	4	28	3360	55.88	13989940
11	4	42	5040	61.85	15502209
12	4	70	8400	65.63	16486456
13	5	14	2100	48.48	12128480
14	5	28	4200	58.64	14690448
15	5	42	6300	63.73	15986198
16	5	70	10500	66.48	16724763
17	9	14	3780	54.91	13750972
18	9	28	7560	62.55	15705574
19	9	42	11340	65.85	16574620
20	9	70	18900	67.17	16991608

Pela Tabela 7, comparando-se os casos 8 (3 fraturas com altura de 70m) e 15 (5 fraturas com altura de 42m) que possuem o mesmo valor de volume fraturado, 6300m³, é possível observar que, embora o valor da fração recuperada de gás final para ambos os casos tenha sido bastante

similar, este valor para o caso 8 (64%) foi maior do que para o caso 15 (63,73%). Ou seja, para este valor de volume fraturado, a altura das fraturas influenciou mais do que o número de fraturas na fração de gás produzido.

No entanto, para a mesma Tabela 7, ao comparar os casos 4 (1 fratura com altura de 70m) e 13 (5 fraturas com altura de 14m) que possuem o mesmo valor de volume fraturado, 2100m³, é possível observar que, o valor da fração recuperada de gás para o caso 4 foi de 39,4% e o valor do caso 13 foi de 48,48%. Ou seja, para este valor de volume fraturado, o número de fraturas influenciou mais do que a altura das fraturas na fração de gás produzido.

4.4 Análise do comportamento da pressão no reservatório

Nesta seção, foram analisados o comportamento da pressão no reservatório para os casos considerados como ótimos na seção 4.3 e para o caso mais extremo: caso 20, com 9 fraturas de 70 metros de altura.

Sabe-se que a queda de pressão que irá ditar o ritmo da produção do campo, já que a medida que a pressão no reservatório cai a produção cai até que a pressão no reservatório atinja a condição de pressão mínima de produção de fundo de poço. Além disso, é possível afirmar que a queda de pressão será maior e mais rápida quanto maior for o número de fraturas e a altura das fraturas. Isso pode ser comprovado ao analisar as Figuras 20, 21, 22 e 23, fica visível que para o caso da figura 23 que representa o caso mais extremo analisado (caso 20 com 9 fraturas de 70 metros de altura) a queda de pressão se deu rapidamente atingindo o valor de pressão mínima de produção após os 10 primeiros anos de produção, enquanto que para os outros casos esse valor só foi atingido após os 20 primeiros anos de produção.

Figura 20 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 8 ao longo dos 25 anos de produção

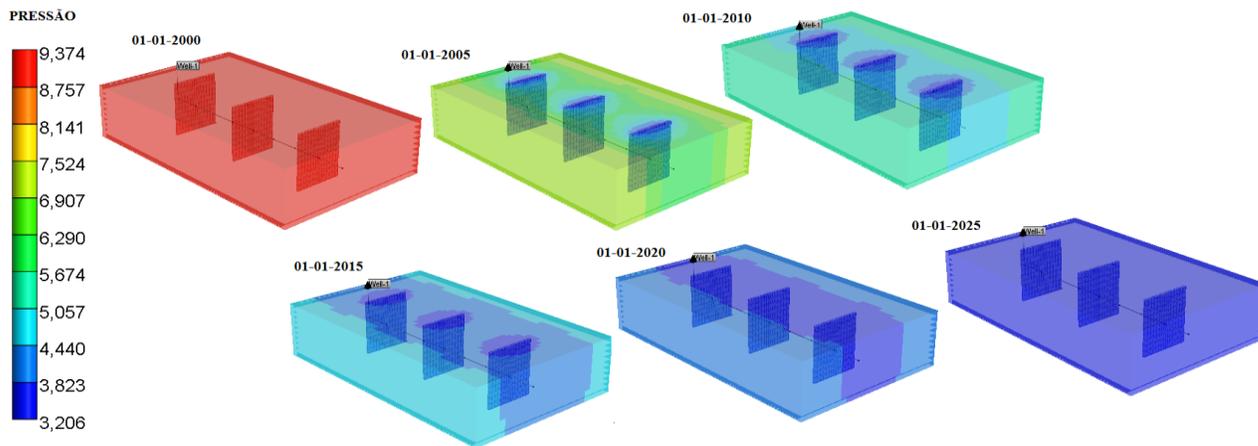


Figura 21 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 11 ao longo dos 25 anos de produção

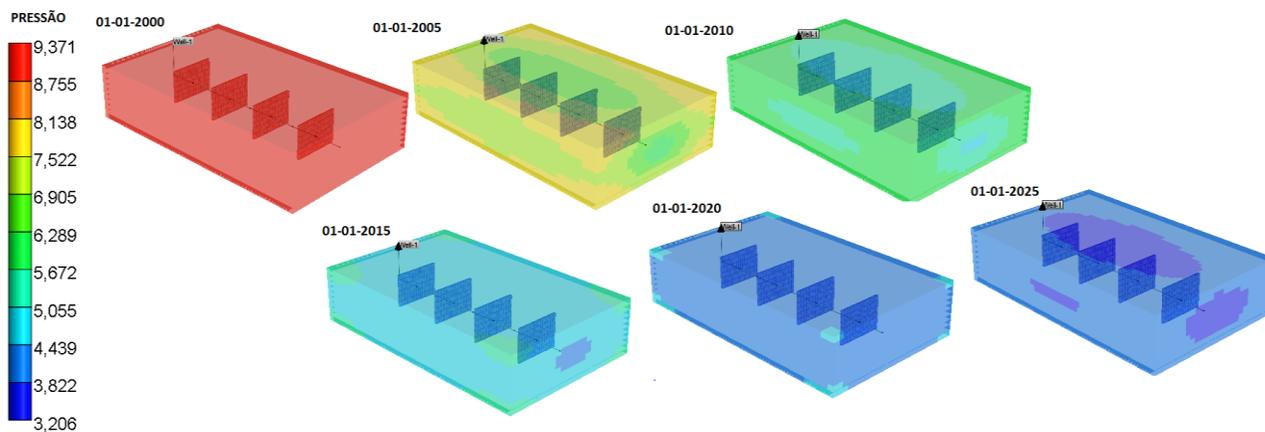
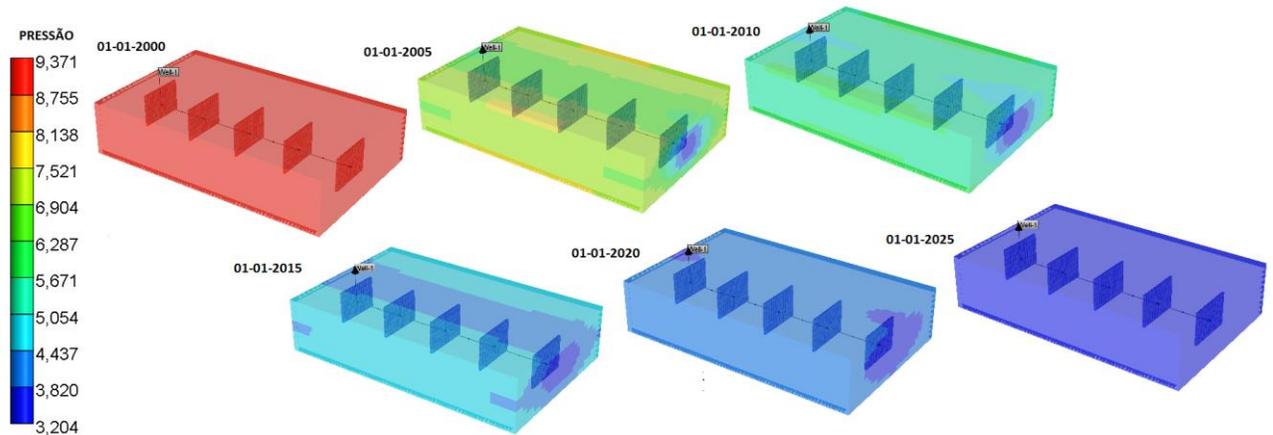
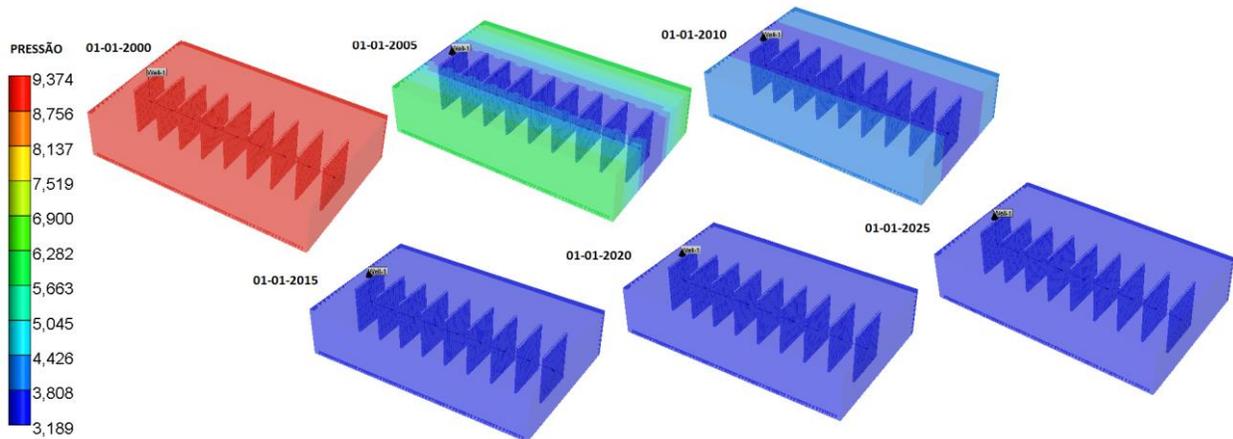


Figura 22 Comportamento da pressão no reservatório para o caso 15 ao longo dos 25 anos de produção**Figura 23** Comportamento da pressão no reservatório para o caso 20 ao longo dos 25 anos de produção

Entre os casos analisados é possível observar que os casos que apresentaram uma queda de pressão mais suave durante os 25 anos de produção foram os casos 11 e 15, que representam 4 fraturas com altura de 42 metros e 5 fraturas com altura de 42 metros, respectivamente. De acordo com a Tabela 7, explicitada abaixo, o valor do fator de recuperação de gás para o caso 11 foi de 61,85% e para o caso 15 foi de 63,73%. O que nos mostra que, do ponto de vista da análise de viabilidade técnica, entre todos os casos estudados o caso 11 foi o que apresentou um melhor resultado baseado na análise dos casos que apresentaram os melhores fatores de recuperação de gás com as menores quedas de pressão ao longo do tempo de produção e os menores volumes fraturados.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

- O estudo realizado neste trabalho comprovou a eficácia do método de fraturamento hidráulico em reservatórios de baixa permeabilidade com características da Bacia do Parnaíba. É possível observar que a fração recuperada de gás ao longo dos 25 anos para o caso da Recuperação Primária foi de 14,07% enquanto que para os casos analisados ela variou de 19,19%, caso 1 (1 fratura de 14 metros de altura), a 67,17%, caso 20 (9 fraturas de 70 metros de altura), mostrando que todos os parâmetros analisados individualmente obtiveram resultados positivos aumentando o fator de recuperação de gás.
- Nota-se que aumentando o número de fraturas, consequentemente, se aumenta a fração de gás recuperado.
- Nota-se também, que o parâmetro altura da fratura também influencia na fração de gás recuperado. A medida que se aumenta a altura da fratura, consequentemente, se aumenta a fração de gás recuperado.
- No entanto, não há como definir se o parâmetro mais significativo na análise da fração de gás produzido será o número de fraturas ou a altura das fraturas pois, para valores menores de fração de gás recuperado o número de fraturas tem uma influência mais significativa que a altura das fraturas, mas para valores maiores de fração de gás recuperada a altura das fraturas apresentou uma influência maior do que o número de fraturas nos casos estudados. Portanto, faz-se necessário analisar ambos os parâmetros simultaneamente com o volume fraturado, para que assim, se obtenha o melhor resultado possível

- Embora seja necessário um estudo de viabilidade econômica dos casos estudados para se determinar o melhor conjunto de parâmetros operacionais, é possível apontar os casos 8, 11 e 15 como os melhores casos em termo de análise de viabilidade técnica.
- O caso 8, com 3 fraturas de 70 metros, apresentou um fator de recuperação de gás de 64% e uma produção acumulada de gás de 16053986 m³std, ao longo dos 25 anos de produção. Além disso, ele apresenta um volume fraturado significativamente baixo com 6300 m³ e uma queda de pressão suave ao longo do tempo de produção.
- O caso 11, com 4 fraturas de 42 metros, apresentou um fator de recuperação de gás de 61,85% e uma produção acumulada de gás de 15502209 m³std, durante os 25 anos de produção. Além do mais, foi o caso com a queda de pressão mais suave ao longo dos 25 anos de produção e com um volume fraturado de apenas 5040 m³.
- O caso 15, com 5 fraturas de 42 metros, apresentou um fator de recuperação de gás de 63,73% e uma produção acumulada de gás de 15986198 m³std, ao longo dos 25 anos de produção. Além disso, apesar de apresentar um volume fraturado igual ao do caso 8, 6300 m³, a queda de pressão para este caso é menos suave que a queda de pressão para o caso 8.
- Analisando os menores valores de volume fraturado que apresentam bons valores de fração de gás recuperado foi possível concluir que o volume fraturado ótimo estará entre 5000 e 7000m³.
- Os casos que pararam de produzir antes do término dos 25 anos de produção – casos de 4, 5 e 9 fraturas com altura de 70 metros – assim ocorreram devido a rápida depleção do reservatório, fazendo com que a pressão média do reservatório se torne menor do que a pressão mínima necessária para que haja produção.

5.2 Recomendações

- Fazer uma análise técnica modificando o tipo de propante utilizado para que seja possível analisar como a mudança de propante, e conseqüentemente da condutividade da fratura, altera o fator de recuperação final de gás.
- Realizar uma análise de viabilidade econômica para os casos já analisados neste trabalho levando em consideração os custos da operação de fraturamento hidráulico como quantidade de fluido de fraturamento, propante e aditivos utilizados; bem como os custos da perfuração e completação do poço.
- Analisar mais casos similares aos analisados neste trabalho com o intuito de gerar uma curva de tendência para o gráfico do fator de recuperação em função do volume fraturado, possibilitando assim que sejam geradas equações para calcular o volume fraturado ótimo.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGECOM/UFSC. **Especial pesquisa: Estudo da UFSC destaca potencial e desafios do “gelo inflamável” como fonte de energia renovável.** 2009. Disponível em: <<http://antiga.ufsc.br/agecom/index.php?secao=arq&id=9774>>. Acesso em: 7 out. 2015.

AGUILERA, Roberto. **Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas to Tight Oil to Shale Oil Reservoirs.** Calgary: Society Of Petroleum Engineers, 2013.

AGUILERA, Roberto. **Uncoventional gas explotation.** Calgary: Roberto Aguilera, 2014.

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

CRAIG, F. F. Jr. **The Reservoir Engineering Aspects of Water Flooding.** Richardson: Henry L. Doherty Series, 1993.

DIGNART, Andrei. **Bacia do São Francisco.** 2013. Disponível em: <<http://pt.slideshare.net/ANPgovbr/bacia-do-so-francisco-andrei-dignart-especialista-em-geologia-e-geofisica?related=3>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

GEOFISICABRASIL, **BACIA do Recôncavo X Fraturamento Hidráulico.** 2012. Disponível em: <<http://geofisicabrasil.com/artigos/111-tecnologia11/3161-bacia-do-reconcavo-x-fraturamento-hidraulico.html>>. Acesso em: 11 out. 2015.

HAESER, Bolívar. **Brasil 12º Rodada de Licitações de Petróleo e Gás Bacia do Parecis**. 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_R12/apresentacao/r12_01_areas_em_oferta.pdf>. Acesso em 19 nov. 2015

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

MAESTRI, Rogério. **O que é o petróleo e o gás apertado e porque o pré-sal é tão importante. (Parte I)**. 2014. Disponível em: <<http://blogln.ning.com/forum/topics/o-que-o-petr-leo-e-o-g-s-apertado-e-porque-o-pr-sal-t-o>>. Acesso em: 30 set. 2015. ACESSADO 30-09-2015

MIRANDA, Frederico S. Pimenteiras Shale: *Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil*. 2014. Disponível em: <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/10639demiranda/ndx_demiranda.pdf> Acesso em: 30 de setembro de 2015.

MONTGOMERY, C. T. et al. **Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology**. Disponível em: <<http://www.spe.org/jpt/print/archives/2010/12/10Hydraulic.pdfNSI>>. Acesso em: 10 fev. 2014.

NATURALGAS.ORG, *Unconventional Natural Gas Resources*. Disponível em: <[http://www.naturalgas.org/overview/unconvent ng_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp)>. Acesso em: Julho 2012.

OLIVEIRA, Allan do Amaral de. **Seleção de poços para a operação de estimulação utilizando Inteligência Artificial.** Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10004071.pdf>>. Acesso em: 19 nov. 2015.

PETROGAS, MATO Grosso está na nova fronteira para a produção de petróleo e gás natural. 2014. Disponível em: <<http://www.petrogascursos.com.br/midia.php?id=50>>. Acesso em: 10 out. 2015.

SAKMAR, Susan L. **Shale Gas Development in North America: An Overview of the Regulatory and Environmental Challenges Facing the Industry.** São Francisco: Society Of Petroleum Engineers, 2011.

SALAS CACHAY, Leonardo Rodin. ROMANEL, Celso. RAMOS LIMA, Araken Dumont. *Fluxo de partículas de sustentação em poços de petróleo estimulado por fraturamento hidráulico.* Rio de Janeiro, 2004. 132p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontificia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

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

SPELLMAN, F. R. *Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing.* CRC Press. (2013)

THREE main sources of unconventional gas. Disponível em: <<http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic->

sectors/unconventional-gas/presentation/three-main-sources-unconventional-gas>. Acesso em: 30 set. 2015.

UNCONVENTIONAL Resources: **What are unconventional resources?**. What are unconventional resources?. Disponível em: <<http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3501>>. Acesso em: 18 mar. 2014