



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE *SHALE GAS* NO
BRASIL**

Thatiana Jéssica da Silva Ribeiro

Orientador: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

NATAL/RN, 30 Novembro de 2015

ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE *SHALE GAS* NO BRASIL

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial para obtenção de título de Bacharel em Engenharia do Petróleo.

Orientador: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

NATAL/RN, 30 de Novembro de 2015

ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE *SHALE GAS* NO BRASIL

O presente Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado como parte dos requisitos para a obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 30 de Novembro de 2015.

Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientador – UFRN

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador - UFRN

MSc. Edson de Andrade Araújo
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho, em especial, a minha querida mãe, **Carmen Dolores**, por todo o apoio e incentivo nesta longa jornada de estudos desde o ensino fundamental até a graduação. Ela, que em muitas situações, acreditou mais do que eu mesma no meu potencial.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela minha existência.

A minha mãe e ao meu pai, Carmen e Aldir (In memorian), pela dedicação, amor e pelos ensinamentos.

A minha irmã, irmão e restante de minha família. Agradeço também ao meu namorado pela paciência e por estar sempre disposto a me ajudar me dando opinião sobre o que faço.

A minha professora orientadora, Jennys Barillas, por ter me orientado durante o desenvolvimento do presente trabalho, sempre se mostrando paciente e aberta a sugestões para o trabalho.

A todos os professores do departamento de Engenharia de Petróleo que contribuíram para a minha formação.

A professora Glícia Azevedo pelos ensinamentos nas disciplinas de Práticas de Leitura e Escrita, que estão sendo muito úteis para desenvolvimento do presente estudo e também por todo apoio ao longo desses anos, mesmo quando não fazia mais parte da turma de C&T.

A meus amigos e colegas de classe que estiveram presentes em toda essa jornada desde C&T até finalmente a engenharia.

A meus amigos do laboratório de simulação numérica que tornaram o dia a dia da pesquisa mais alegre.

A CMG por disponibilizar o *software* utilizado no estudo.

Ao PRH PB 221 pelo apoio financeiro por grande parte da graduação.

Por fim, agradeço também a UFRN e ao LEAP por toda a infraestrutura necessária para a realização do presente estudo.

RIBEIRO, Thatiana Jéssica da Silva – "ESTUDO DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE SHALE GAS NO BRASIL". Trabalho de conclusão de curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

RESUMO

A demanda energética mundial tem levado a produção de petróleo no mundo para um nível relativamente recente de exploração: os reservatórios não convencionais. Um dos tipos de reservatórios não convencionais que tem sido produzidos com sucesso, principalmente nos EUA, é o denominado *Shale Gas/Oil*. Esse reservatório é formado por rochas denominadas folhelhos e devido aos baixos valores de porosidade, permeabilidade e a distribuição irregular das acumulações de hidrocarbonetos ao longo do reservatório, não produz naturalmente a taxas econômicas, tendo sua exploração viável caso seja realizada a combinação de perfuração de poços horizontais/multi-laterais com o processo de estimulação por fraturamento hidráulico. Devido a falta de conhecimento, alta complexidade e alto custo de produção este tipo de reservatório ainda não atraiu a devida atenção das empresas produtoras que operam no Brasil, mas baseado no sucesso americano, pode ser uma opção futura para a matriz energética do país. As simulações desse estudo são realizadas utilizando o simulador *Black-Oil* IMEX da CMG (*Computer Modelling Group*). Um modelo de reservatório com as características da Bacia do Paraná foi desenvolvido como modelo base para que a produção desse tipo de reservatório fosse analisada. É utilizado um modelo de fluido de condensado de gás. O estudo da produção desse tipo de reservatório é realizado com alguns modelos, como por exemplo, com fraturamento em vários estágios e com fraturas verticais e horizontais. É mostrado que o fator de recuperação de gás aumenta com o número de estágios de fraturamento e que fraturas verticais conseguem recuperar uma maior quantidade de gás do reservatório. É também realizado um estudo de sensibilidade ao espaçamento de fratura e ao tamanho de fratura. Quanto maior a fratura, melhor é a recuperação de gás obtida.

Palavras-Chave: Reservatórios Não Convencionais, Gás de Folhelho, Simulação Numérica, Fraturamento Hidráulico.

RIBEIRO, Thatiana Jéssica da Silva Ribeiro – "Analysis of Shale Gas Unconventional Reservoir in Brazil ". Final dissertation, Department of Petroleum Engineering, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brazil.

Advisor: Profa.Dra.Jennys Lourdes Meneses Barillas.

ABSTRACT

Worldwide energy demand increase has been taking petroleum production in the world to a recently new level of exploration: unconventional reservoirs. One type of unconventional reservoir that has been successfully produced mostly in United States of America is the Shale Gas/Oil. This reservoir is composed by Shale and due to its very low values of porosity and permeability and irregular spatial distribution of sweet spots among reservoir extension, shale reservoirs does not produces naturally at economic rates. To make its production economically viable is necessary to promote the combination of horizontal/multilateral wells with the stimulation process by hydraulic fracturing. Due to the lack of knowledge, high reservoir complexity and high production costs, this type of reservoir has not attracted attention of producers which operate in Brazil yet, but based on north American success it can be a future option to compose Brazilian energy matrix. In this study a Black-Oil simulator, IMEX, by CMG (Computer Modelling Group) is used to perform the simulations. A reservoir model with petrological characteristics of Parana basin was developed as a reference model in order to analyze the production from this kind of reservoir. The fluid model is a gas condensate. A study of reservoir production with some models, such as, hydraulic fracturing in different numbers of stages and propagation of vertical and horizontal fractures are performed. It is shown that gas recovery factor increases with the number of fracturing stages and also that vertical fractures are able to recover more gas from formation. It is also analyzed the sensibility of gas recovery factor to fracture spacing and fracture size. The bigger the fracture the better is the gas recovery.

Keywords: Unconventional Reservoirs, Shale Gas, Numerical Simulation, Hydraulic Fracturing.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1.....	14
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivo.....	17
CAPÍTULO 2.....	18
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1 Reservatórios Convencionais <i>versus</i> Reservatórios Não Convencionais	19
2.2 Reservatórios Não Convencionais	20
2.2.1 Gás/Óleo em Areias Compactas.....	21
2.2.2 Gás/Óleo em Folhelhos	22
2.2.3 Hidratos de Metano	31
2.2.4 Metano em Leitos de Carvão	32
2.3 Fraturamento Hidráulico.....	34
2.4 Perfuração Direcional.....	35
CAPÍTULO 3.....	37
3 MODELAGEM DO PROCESSO	38
3.1 Metodologia de Trabalho.....	38
3.2 Modelo de fluido	39
3.3 Características do reservatório.....	41
3.3.1 Refinamento do reservatório.....	41
3.3.2 Interação rocha-fluido	43
3.4 Modelo com poços verticais	45
3.5 Modelo com poços horizontais	48
3.5.1 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais ao longo do poço	50
3.5.2 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 4 estágios.	52
3.5.3 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 7 estágios.	53
3.5.4 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais ao longo do poço	54
3.5.5 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 4 estágios	55
3.5.6 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 7 estágios	56
3.5.7 Modelo de refinamento local de bloco	57
CAPÍTULO 4.....	58
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	59

4.1	Poços Verticais	59
4.2	Poços Horizontais	60
4.2.1	<i>Análise de Sensibilidade ao Espaçamento de Fratura</i>	61
4.2.2	<i>Análise de Fraturas Horizontais</i>	63
4.2.3	<i>Análise de Fraturas Verticais</i>	64
4.2.4	<i>Fraturas Verticais vs Fraturas Horizontais</i>	66
4.2.5	<i>Análise de Sensibilidade ao Tamanho da Fratura</i>	68
4.2.5.1	<i>Influência na saturação de gás do reservatório</i>	71
4.2.5.2	<i>Influência na pressão do reservatório</i>	74
CAPÍTULO 5		77
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	78
5.1	Considerações finais	78
5.2	Recomendações	79
CAPÍTULO 6		81
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Emissões de poluentes para atmosfera por fonte não renovável.	15
Tabela 2.1 - Distribuição do <i>Shale Gas</i> no mundo.	26
Tabela 3.1 - Permeabilidade relativa água-óleo	43
Tabela 3.2 - Permeabilidade relativa gás-óleo	44
Tabela 3.3 - Variações no espaçamento de fratura.....	51
Tabela 3.4 - Tamanhos de fratura analisados	57
Tabela 4.1 - Volume de gás produzido para os diferentes tamanhos de fratura analisados.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Previsão de investimentos em óleo e gás no cenário mundial até 2035	16
Figura 2.1 - Triângulo de Recursos	21
Figura 2.2 - Meio poroso arenito convencional x arenito de baixa permeabilidade	22
Figura 2.3 - Mineralogia de reservatório <i>Shale Gas</i>	23
Figura 2.4 - Evolução da exploração de <i>Shale Gas</i> nos EUA	25
Figura 2.5 - Reservas de <i>Shale Gas</i> no mundo	26
Figura 2.6 - Bacias brasileiras com potencial para presença de <i>Shale Gas</i>	27
Figura 2.7 - Distribuição de gasodutos nos EUA	30
Figura 2.8 - Distribuição de gasodutos no Brasil	30
Figura 2.9 - Estrutura de um Hidrato de metano	31
Figura 2.10 - Composição do fluido de fraturamento	34
Figura 2.11 - Evolução do tipo de poço perfurado no play de <i>Barnett</i>	36
Figura 3.1 - Fluxograma das etapas de elaboração do estudo	38
Figura 3.2 - Curvas de Razão de Solubilidade e Fator Volume Formação do Óleo	39
Figura 3.3 - Curva de Fator Volume Formação do Gás	40
Figura 3.4 - Curvas de Viscosidade do Óleo e do Gás	40
Figura 3.5 - Modelo 3D do reservatório	42
Figura 3.6 - Vista de topo do reservatório	42
Figura 3.7 - Contato gas-água no reservatório	43
Figura 3.8 - Modelo com 13 poços verticais	46
Figura 3.9 - Modelo com 18 poços verticais	46
Figura 3.10 - Modelo com 13 poços verticais com fraturamento	47
Figura 3.11 - Modelo com 18 poços verticais com fraturamento	47
Figura 3.12 - Modelo com poços horizontais	48
Figura 3.13 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais ao logo do poço	50
Figura 3.14 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 4 estágios	52
Figura 3.15 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 7 estágios	53
Figura 3.16 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais ao longo do poço	54
Figura 3.17 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 4 estágios ...	55
Figura 3.18 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 7 estágios ...	56
Figura 3.19 - Etapas de refinamento local efetuadas	57
Figura 4.1 - Comparação do FR para os modelos de poços verticais	59
Figura 4.2 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em I e K	61
Figura 4.3 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em J e K	62
Figura 4.4 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em I e J	62
Figura 4.5 - Comparação do FR para todos os modelos de fratura horizontal	63
Figura 4.6 - Comparação do FR para todos os modelos de fratura vertical	65

Figura 4.7 - Comparação do FR para o fraturamento em 4 estágios	66
Figura 4.8 - Comparação do FR para o fraturamento em 7 estágios	67
Figura 4.9 - Comparação do FR para os diferentes tamanhos de fratura analisados	68
Figura 4.10 - Comparação da pressão do reservatório para a maior e para a menor fratura	69
Figura 4.11 - Comportamento da vazão de gás para maior e menor tamanho de fratura	70
Figura 4.12 - Saturação de gás inicial para	72
Figura 4.13 - Saturação de gás em 10 anos	72
Figura 4.14 - Saturação de gás em 10 anos	72
Figura 4.15 - Saturação de gás em 20 anos	72
Figura 4.16 - Saturação de gás em 20 anos	72
Figura 4.17 - Saturação de gás em 30 anos	73
Figura 4.18 - Saturação de gás em 30 anos	73
Figura 4.19 - Saturação de gás ao final de 40 anos de produção para maior fratura	73
Figura 4.20 - Saturação de gás ao final de 40 anos de produção para a menor fratura	73
Figura 4.21 - Pressão inicial do reservatório	75
Figura 4.22 - Pressão do reservatório em	75
Figura 4.23 - Pressão do reservatório em	75
Figura 4.24 - Pressão do reservatório em	75
Figura 4.25 - Pressão do reservatório em	75
Figura 4.26 - Pressão do reservatório em	76
Figura 4.27 - Pressão do reservatório em	76
Figura 4.28 - Pressão do reservatório ao final	76
Figura 4.29 - Pressão do reservatório ao fim	76

LISTA DE SIMBOLOS

° API – Grau API do óleo;

A - Área transversal ao escoamento do fluido;

B_o – Fator volume formação do óleo;

B_g – Fator volume formação do gás;

CBM - *Coalbed Methane*;

CMG - *Computer Modeling Group*;

DOE - *Department of Energy*;

EIA - *U.S Energy Information Administration*;

EUA - Estados Unidos da América;

FR – Fator de recuperação de gás;

G_p – Produção acumulada de gás;

IEA - *International Energy Agency*;

k_h - Permeabilidade Horizontal da formação;

k_v - Permeabilidade Vertical da formação;

k_{fh} - Permeabilidade Horizontal da fratura;

k_{fv} - Permeabilidade Vertical da fratura;

k_{rg} - Permeabilidade relativa ao gás;

k - Permeabilidade absoluta;

k_g - Permeabilidade do gás;

K_{rg} – Permeabilidade relativa ao gás no sistema líquido-gás;

K_{rog} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema líquido-gás;

K_{row} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema água-óleo;

L - Comprimento;

ΔP - Diferencial de pressão;

R_s – Razão de solubilidade;

S_w – Saturação de água;

S_g – Saturação de gás;

TCF - Trilhões de pés cúbicos;

TOC - *Total Organic Carbon*;

μ - Viscosidade.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO E OBJETIVO

1 INTRODUÇÃO

O constante crescimento da demanda energética mundial vem cada vez mais impulsionando o crescimento da indústria petrolífera. De acordo com as previsões feitas em 2014 pelo IEA (*International Energy Agency*) o mundo permanecerá extremamente dependente de combustíveis fósseis na projeção feita até o ano de 2035. Embora apresente um declínio, a utilização de combustíveis contabilizará cerca de 75 %, contra os atuais 82 %, o que permanece uma porcentagem bastante expressiva. O gás natural contabiliza mais da metade dessa contribuição.

No Brasil, foi publicado no ano de 2015 o Balanço Energético Nacional referente ao ano de 2014 no qual foi indicado um crescimento de 3,6 % da participação de fontes não renováveis como o petróleo e o gás natural na matriz energética nacional. Tendo em vista a participação expressiva do gás natural e petróleo na matriz energética, 13 % e 6,9 % respectivamente, tem se buscado formas de otimização da produção e da exploração de novos tipos de reservatórios.

Dos combustíveis fósseis, o gás natural é a fonte energética considerada mais limpa. Conforme mostrado na Tabela 1.1, o gás natural apresenta menos emissões de poluentes para a mesma quantidade de energia gerada.

Tabela 1.1 - Emissões de poluentes para atmosfera por fonte não renovável.

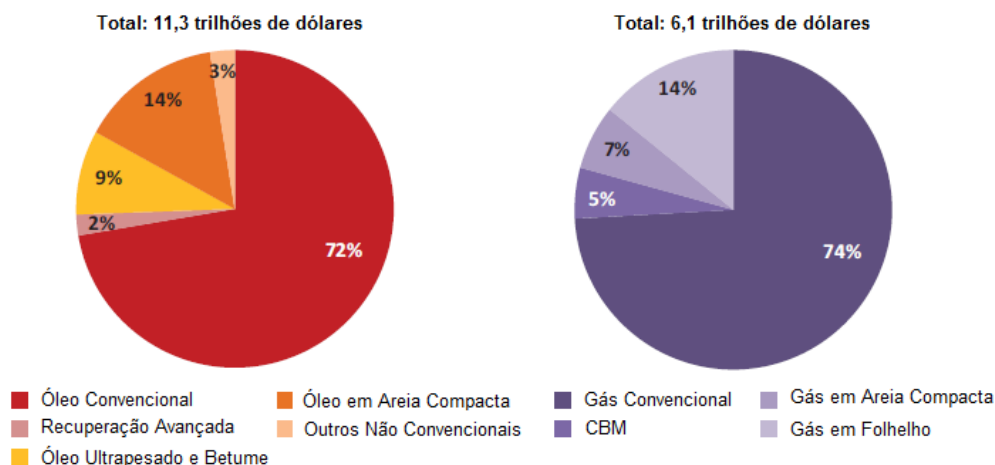
Emissões (lb / 10⁹ BTU)	Gás Natural	Petróleo	Carvão
Dióxido de Carbono	117.000	164.000	208.000
Monóxido de Carbono	40	33	208
Óxidos de Nitrogênio	90	448	457
Dióxido de Enxofre	1	1.122	2.591
Material Particulado	7	84	2.744
Mercúrio	0	0,007	0,016

Fonte: Baptista, 2011.

Ao longo do tempo os reservatórios de petróleo vem sendo explorados em todo mundo, esses reservatórios são comumente compostos por rochas denominadas arenitos ou carbonatos. Entretanto, um novo tipo de reservatório tem mostrado crescente influência no cenário produtivo atual, principalmente, nos Estados Unidos da América: os reservatórios não convencionais.

No cenário mundial, percebe-se que, de acordo com o relatório *World Energy Investment Outlook* (IEA, 2014), a tendência de investimento por recurso, tanto para óleo quanto para gás, é descrita conforme a Figura 1.1. Nota-se que os recursos não convencionais contabilizam por aproximadamente um quarto da projeção de investimento total.

Figura 1.1 - Previsão de investimentos em óleo e gás no cenário mundial até 2035



Fonte: IEA, 2014.

A denominação dos reservatórios não convencionais não se baseia na composição do hidrocarboneto existente no interior da rocha reservatório, mas sim nas características geológicas da rocha reservatório.

No sistema petrolífero convencional ocorre a maturação do querogênio no interior de rochas geradoras, dando origem aos hidrocarbonetos. Em seguida, ocorre a migração desses hidrocarbonetos para a rocha reservatório. A acumulação desses hidrocarbonetos na rocha reservatório ocorre devido a presença de rochas com características selantes acima da rocha reservatório e da existência de trapas. Já em um sistema não convencional a própria rocha geradora é também a rocha reservatório.

Devido as características petrofísicas dessas rochas serem diferenciadas do que sempre foi convencionalmente explorado, um dos grandes desafios da indústria do petróleo era de viabilizar a produção de reservatório não convencional de forma econômica. Depois de muitas pesquisas feitas, foi observado que esses reservatórios podem sim ser produzidos à taxas econômicas e exemplos bem sucedidos dessa exploração vem sendo observado nos EUA.

De uma forma geral, tanto para reservatórios convencionais quanto para reservatórios não convencionais, a simulação numérica de reservatórios vem sendo amplamente utilizada como forma de prever o comportamento de um determinado reservatório em estudo, auxiliando as empresas produtoras na tomada de decisões visando a otimização da produção do reservatório. Entretanto, os simuladores comerciais existentes não incluem os denominados efeitos à escala de nanoporos que ocorrem nos reservatórios não convencionais, o que compromete um pouco a confiabilidade do comportamento do observado no reservatório nas simulações.

Utilizando o simulador comercial *IMEX*, versão 2013.10, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd*, foi realizada a análise de alguns cenários produtivos, envolvendo poços verticais e horizontais. Além disso, também foi analisada a influência do uso da técnica de estimulação de poços denominada fraturamento hidráulico e da modificação de parâmetros relativos às fraturas.

1.1 Objetivo

O presente estudo tem como principal objetivo fazer um estudo de reservatório não convencional do tipo *Shale Gas* com características observadas em uma bacia localizada no Brasil. Atualmente ainda não há produção desse tipo de reservatório no Brasil e poucos estudos sobre esse reservatório vem sendo conduzidos, logo esse trabalho é importante para que com a utilização da simulação numérica seja analisado o comportamento desse tipo de reservatório com o decorrer do tempo de produção. O fluido contido no reservatório é um condensado de gás com características observadas na literatura. Comparativos entre a produção do reservatório por meio de poços verticais e horizontais, com e sem fraturamento hidráulico foram realizados. Por sua vez, o trabalho também tem a finalidade de verificar a sensibilidade de parâmetros, como o espaçamento entre as fraturas, as dimensões da mesma e os diferentes números de estágios de fraturamento. Dessa forma tem-se uma análise eficaz sobre qual modelo de fraturamento proporciona a melhor recuperação do gás do reservatório.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Reservatórios Convencionais *versus* Reservatórios Não Convencionais

Em um sistema petrolífero as denominadas rochas reservatório são em sua maioria arenitos e carbonatos fraturados, pois apresentam valores de porosidade e permeabilidade consideráveis, sendo capazes de armazenar hidrocarbonetos e proporcionar sua produção à taxas viáveis economicamente (Monteiro, 2011). Entretanto, diversos estudos atualmente mostram que na realidade essa definição de rochas reservatório pode ser subdividida em duas vertentes: os reservatórios convencionais e os reservatórios não convencionais.

De um ponto de vista geológico, a principal diferença entre um reservatório convencional e não convencional é que para um reservatório convencional há um sistema petrolífero que engloba rochas geradoras, reservatórios e selantes aliados a presença de trapas. Enquanto isso, no reservatório não convencional a própria rocha geradora será também a rocha reservatório e devido à baixa permeabilidade, terá também a função de rocha selante.

Segundo Suárez (2012) as rochas que formam os reservatórios convencionais possuem valor de porosidade superior a 10% e permeabilidade superior a 0,1 mD, enquanto que os reservatórios não convencionais compreendem rochas de porosidade inferior a 10% e permeabilidade inferior a 0,1 mD.

Entretanto, esse limite de porosidade e permeabilidade definido anteriormente tem se mostrado bastante relativo em diferentes pesquisas. Portanto, uma rocha reservatório convencional é neste estudo definida basicamente como uma rocha que possui valores de porosidade e permeabilidade que permitem o armazenamento de hidrocarbonetos quando aliadas a situações estruturais de subsuperfície favoráveis para o aprisionamento e futuro escoamento dos hidrocarbonetos em seu interior (presença de trapas e rochas selantes).

Já as rochas reservatório não convencionais consistem de rochas de baixos valores de permeabilidade e porosidade, mas que devido a sua grande

extensão geográfica e diferentes técnicas usadas para produção são capazes de produzir consideráveis volumes tanto de óleo quanto de gás.

2.2 Reservatórios Não Convencionais

Os reservatórios não convencionais são abundantes e possuem reservas muito superiores a reservatórios convencionais. Esse tipo de reservatório é bastante diversificado, podendo ser profundo ou não, ser homogêneo ou naturalmente fraturado, possuir alta ou baixa temperatura, conter uma única zona ou múltiplas e ser tabular ou lenticular, portanto, cada caso é único e para se obter uma otimização da produção, se faz necessário o estudo individualizado do reservatório em questão, técnicas aplicadas em um determinado reservatório podem não ser bem sucedidas em outro reservatório, mesmo que os mesmos estejam em localidades próximas (Baptista, 2011).

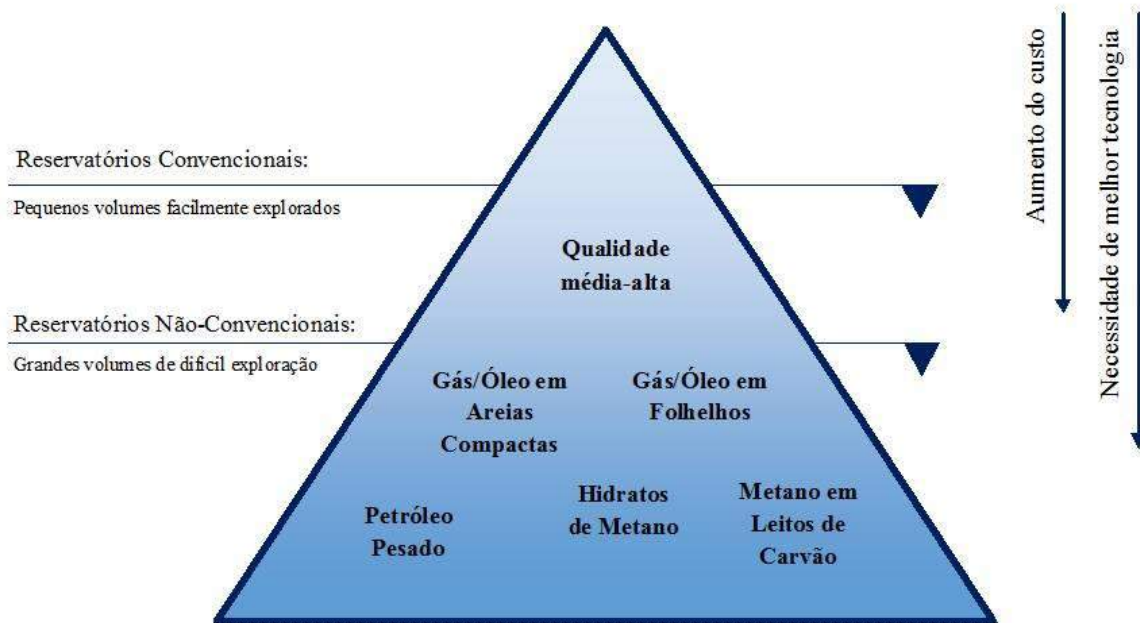
Devido à complexidade desse tipo de reservatório sua produção é extremamente onerosa quando comparada aos reservatórios convencionais e era considerada inviável em um passado recente. Segundo um relatório feito pela Halliburton e publicado no *Oil and Gas Journal* em 2007, reservatórios não convencionais eram um recurso completamente ignorado há 20 anos e emergente há dez anos. Nos dias atuais representa uma fonte de gás de muita importância em países como Estados Unidos e China.

No cenário atual, os estudos realizados são focados na utilização de diferentes técnicas e novas descobertas, afim de tornar a produção de tais reservatórios viáveis economicamente. Até o momento é proposto que para tornar a produção de reservatórios não convencionais uma alternativa economicamente viável se faz necessário a combinação das técnicas de perfuração direcional e fraturamento hidráulico. Entretanto, mesmo com essa combinação o fator de recuperação desses reservatórios dificilmente ultrapassam os 20% (Suárez, 2012).

Na década de 1970, Masters e Gray elaboraram uma representação gráfica, Figura 2.1, que mais tardiamente também foi utilizada por Holditch (2006) propondo uma melhor explicação acerca da convencionalidade de um recurso: o

chamado triângulo de recursos. No topo desse triângulo encontram-se os reservatórios convencionais de menores volumes, porém de mais fácil exploração. Na base desse triângulo encontram-se os reservatórios não convencionais caracterizados por grandes volumes, mas com maior nível de tecnologia necessário para sua exploração e consequentemente maior custo de produção.

Figura 2.1 - Triângulo de Recursos



Fonte: Adaptado de Holditch, 2006.

Os reservatórios não convencionais são subdivididos em: Gás/Óleo em areias compactas, Gás/Óleo em folhelhos, petróleo pesado, hidratos de metano e metano em leitos de carvão.

2.2.1 Gás/Óleo em Areias Compactas

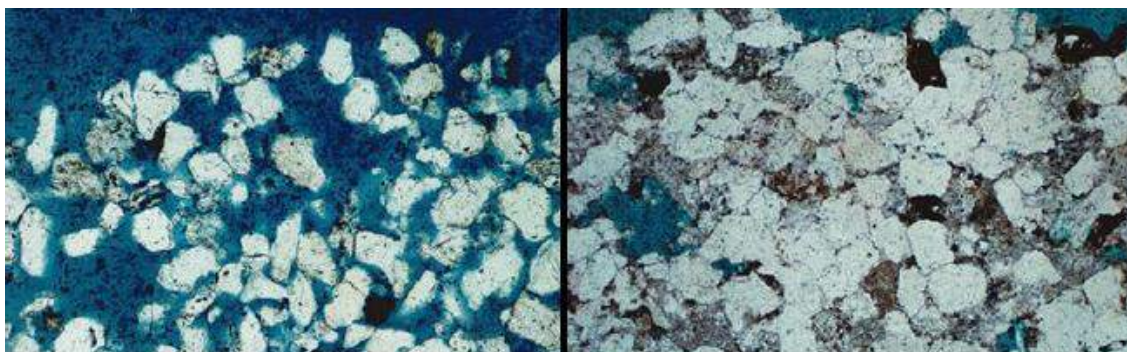
Do ponto de vista geológico o tipo de rocha que forma o reservatório não convencional denominado de Areias Compactas é o mesmo de um reservatório convencional: arenitos. Entretanto, um arenito convencional possui um meio poroso bem conectado, enquanto que o não convencional apresenta um meio poroso bastante irregular e pouco conectado (Virgens, 2011).

Segundo Min et al. (1998) essa diferença ocorre devido a uma combinação de fatores, dentre os quais podemos citar:

- ✓ Sedimentos mal selecionados que apresentam alto teor de minerais de feldspatos, cristais de quartzo e de argila;
- ✓ Altos níveis de alterações diagenéticas devido ao aumento da profundidade de soterramento, a qual ocasiona dissolução dos grãos gerando como produto cimento, que irá reduzir as conexões entre os poros.

Na Figura 2.2 percebe-se a diferença no meio poroso de um arenito convencional e um arenito compactado, na qual a coloração azulada denota o espaço poroso da rocha.

Figura 2.2 - Meio poroso arenito convencional x arenito de baixa permeabilidade



Fonte: Virgens, 2011.

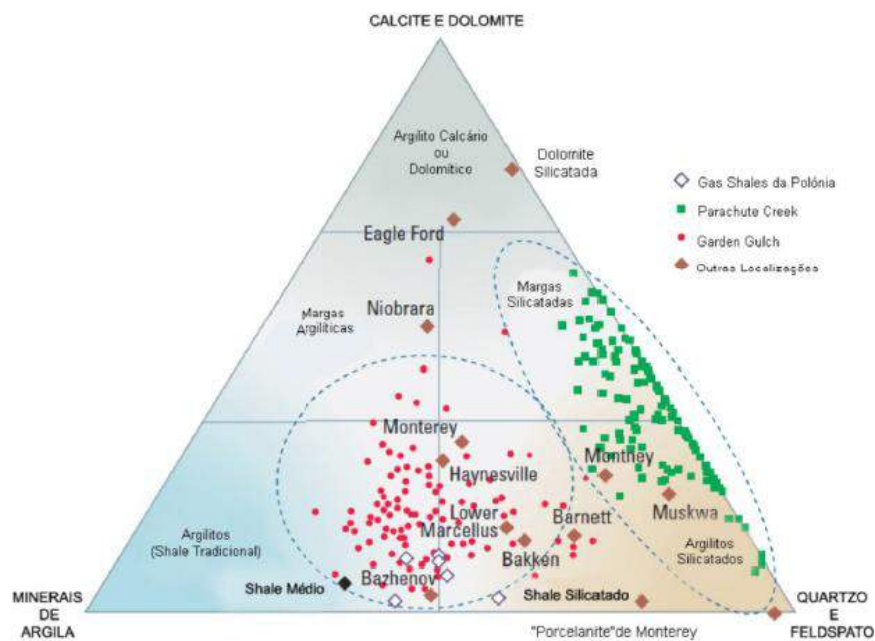
Nesse tipo de reservatório é comumente observado a presença de gás, porém acumulação de óleo também já foram observadas em bacias no mundo (Oliveira, 2014). Durante a produção do reservatório é observado um curto período de alta produção com rápida queda e em seguida a manutenção de baixa produção com declínio lento (Bessa Júnior, 2014).

2.2.2 Gás/Óleo em Folhelhos

Promover uma análise do reservatório de Gás/Óleo em Folhelhos é o objetivo principal desse estudo. Os Folhelhos são rochas sedimentares de grão fino que são ricas em matéria orgânica e normalmente são consideradas rochas geradoras. Aproximadamente 50 % das rochas sedimentares são classificadas como Folhelhos (Jacomo, 2014).

Assim como outras rochas sedimentares sua composição varia de majoritariamente carbonatos a majoritariamente silicatos com diferentes quantidades e tipo de argilas. A composição não influencia a quantidade de matéria orgânica presente em seu interior, mas a presença de argilas pode afetar a maturação termal devido a sua associação com moléculas de água e, conseqüentemente, ocorre a necessidade de uma maior quantidade de calor para que seja promovido o aquecimento do petróleo (Baptista, 2011). A Figura 2.3 mostra a mineralogia de diferentes reservatórios de folhelhos conhecidos.

Figura 2.3 - Mineralogia de reservatório *Shale Gas*



Fonte: Baptista, 2011.

Assim como nos reservatórios convencionais, para que ocorresse a formação de hidrocarbonetos nesse reservatório a matéria orgânica presente no meio poroso precisou sofrer alterações termoquímicas para que então chegasse ao estado de gás (seco ou úmido) ou óleo. Há uma certa confusão com relação a denominação correta desses reservatórios, nesse estudo são definidos três diferentes nomenclaturas utilizadas em referência a reservatórios de folhelhos:

1. *Oil Shales* se referem aos folhelhos que apresentam grande quantidade de matéria orgânica imatura (querogênio) em seu espaço poroso. Desde o início do século XIX se conhece a extração desse tipo de folhelho para posterior aquecimento e retirada de produtos de

petróleo da rocha. Entretanto, esse processo é bastante oneroso e por isso não desperta interesse das produtoras;

2. *Oil Bearing Shales* refere-se aos folhelhos que apresentam elevada quantidade de matéria orgânica, que sofreram o processo de maturação, mas ainda não expeliu petróleo. Segundo Baptista (2011), são exemplos desse tipo de reservatório: Bakken, Monterey e Eagle Ford, todos localizados nos EUA;
3. Os folhelhos que contém matéria orgânica termicamente madura e contem gás é denominado de *Shale Gas*. Segundo Baptista (2011), são exemplos desse tipo de reservatório: Barnett, Fayetteville e Marcellus, sendo eles localizados nos EUA.

A análise do conteúdo orgânico total (TOC, da sigla em inglês), do grau de maturação e do grau de querogênio presente é de primordial importância para a caracterização primária dos folhelhos (Bessa Júnior, 2014).

Com base em estudos bibliográficos, tem se observado que os reservatórios de folhelhos são predominantemente produtores de gás, portanto a partir deste ponto em diante será usado o termo de *Shale Gas* para se referir ao mesmo nesse estudo.

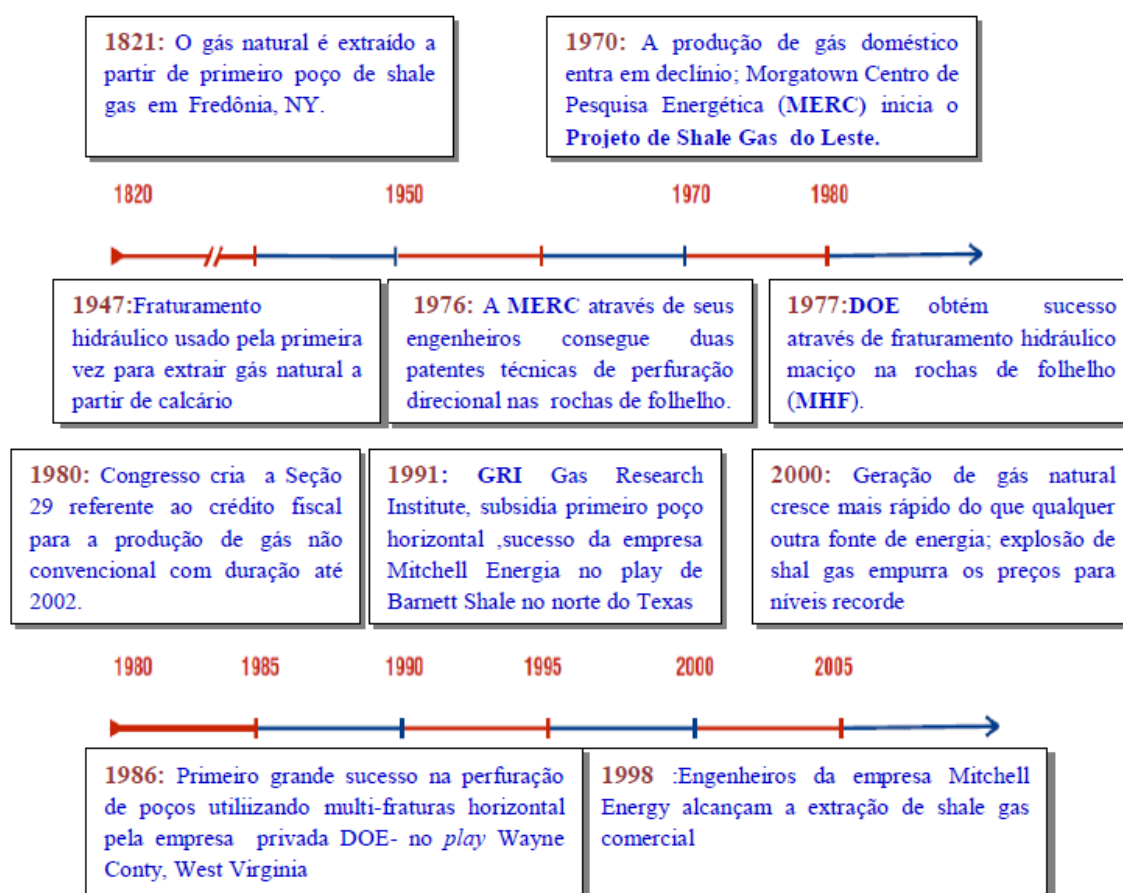
É importante destacar que alguns estudos bibliográficos feitos chamam o reservatório de *Shale Gas* de Gás de Xisto. Essa denominação é errônea visto que o folhelho é uma rocha sedimentar, enquanto que o xisto é um tipo de rocha metamórfica (PETROBRAS, 2014).

Devido a fina granulometria e alto grau de compactação os folhelhos apresentam baixíssimos valores de porosidade e permeabilidade. A permeabilidade desse tipo de reservatório varia de 10^{-6} mD até 10^{-4} mD (Oliveira, 2014).

Em 1821, foi perfurado o primeiro poço de *Shale Gas* nos Estados Unidos da América, a partir de observação de formação de bolhas de gás na superfície de um lago. Esse poço tinha somente 9 metros de profundidade e estava localizado no estado de Nova Iorque. Entretanto, a produção não foi satisfatório e o *Shale Gas* não foi mais explorado. Com o passar do tempo e crescente investimento em novas tecnologias e estudos, em 1998 este recurso começou realmente a ser

explorado em escala comercial após a combinação da perfuração direcional e do fraturamento hidráulico proposta pelo geólogo Georges Mitchell. Essa combinação deu início a chamada "Revolução do *Shale Gas*" nos EUA, visto que com a utilização desses recursos não convencionais, o país passou da posição de grande importador de gás para autossuficiente com perspectiva de exportador. A evolução da exploração de *Shale Gas* é mostrada na Figura 2.4.

Figura 2.4 - Evolução da exploração de *Shale Gas* nos EUA



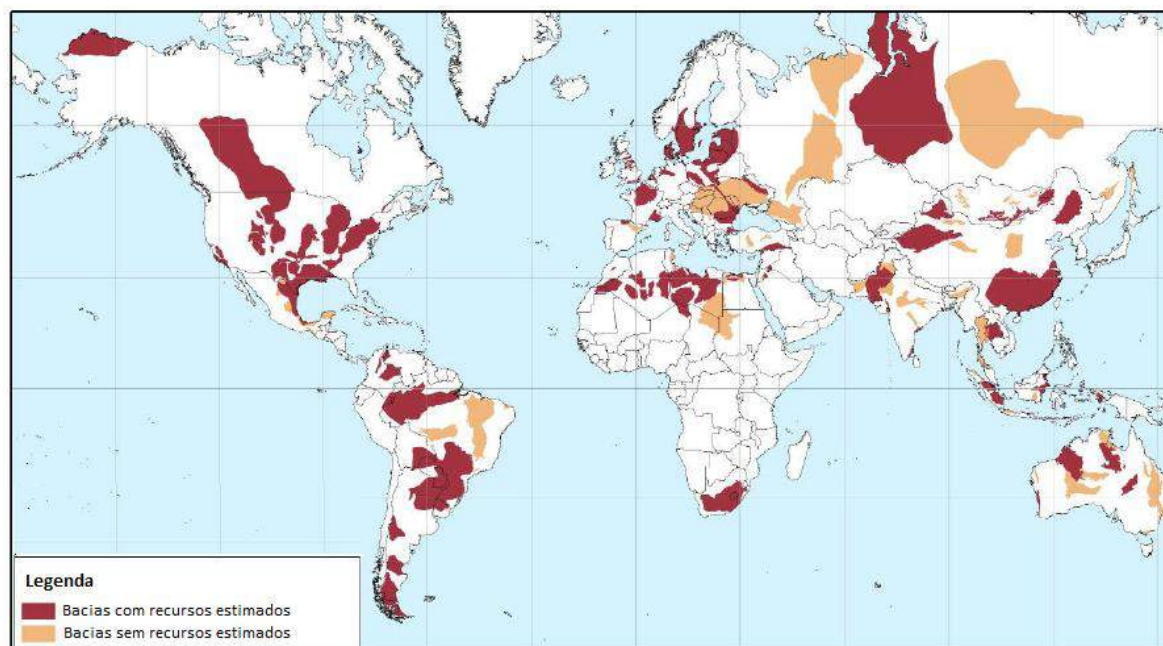
Fonte: Ayde, 2014.

Segundo Ayde (2014), no cenário mundial os Estados Unidos e Canadá apresentam um processo de extração e comercialização adiantados, enquanto que França e Inglaterra apresentam uma postura mais conservadora e aguardam uma tecnologia de exploração mais segura ambientalmente falando.

A Figura 2.5 mostra a distribuição das reservas de *Shale Gas* e também óleo no mundo. As bacias destacadas em vermelho já tem recursos estimados,

enquanto que as em amarelo ainda não tem estimativas, segundo o EIA no ano de 2013.

Figura 2.5 - Reservas de *Shale Gas* no mundo



Fonte: EIA, 2013.

A Tabela 2.1 mostra os países com maiores reservas de *Shale Gas* e *Shale Oil*.

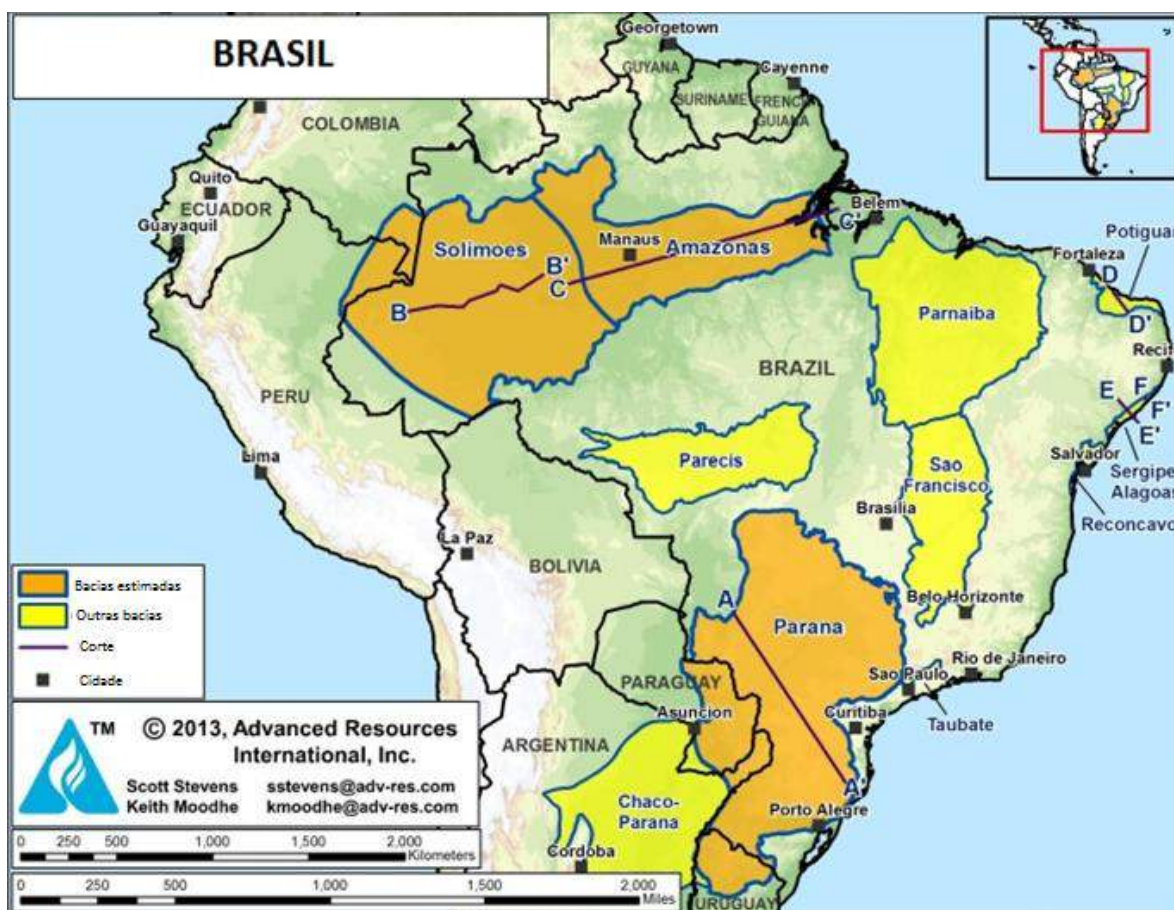
Tabela 2.1 - Distribuição do *Shale Gas* no mundo.

SHALE GAS		SHALE OIL	
País	Volume estimado (trilhões de pés cúbicos)	País	Volume estimado (bilhão de barris)
China	1.115	Rússia	75
Argentina	802	Estados Unidos	58
Algéria	707	China	32
Estados Unidos	665	Argentina	27
Canadá	573	Líbia	26
México	545	Austrália	18
Austrália	437	Venezuela	13
África do Sul	390	México	13
Rússia	245	Paquistão	9
Brasil	245	Canadá	9
Total no mundo	7.299	Total no mundo	345

Fonte: EIA, 2013.

O Brasil ocupa a décima posição no ranking mundial de países que possuem reservas tecnicamente recuperáveis de *Shale Gas* com as atuais tecnologias. As principais bacias que muito provavelmente possuem uma imensa reserva de *Shale Gas* são: Amazonas, Solimões, Paraná, Parnaíba, Parecis, Recôncavo e Potiguar. A localização geográfica das bacias mencionadas são mostradas na Figura 2.6.

Figura 2.6 - Bacias brasileiras com potencial para presença de *Shale Gas*



Fonte: EIA, 2013.

Do ponto de vista de idade geológica, especula-se sobre o bom potencial das bacias Paleozóicas. Exemplos dessas bacias são as Bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná. Dentre elas, a possibilidade de exploração/produção das bacias do Solimões e Amazonas estão bastante distante da realidade, visto que ambas se localizam em áreas remotas, sob grande proteção ambiental e que não apresentam a infraestrutura de escoamento da produção necessárias, nem tampouco a presença de mercado consumidor de gás em áreas adjacentes. Nas bacias do Parnaíba e Paraná as dificuldades de

produção estão mais relacionadas ao reservatório em si. Nessas bacias, o conteúdo orgânico total (TOC) do gás é baixo, quando comparado aos reservatórios dos EUA de mesma idade. Além disso, devido ao processo de maturação ter acontecido a partir do aquecimento por intrusões de diabásio ao invés de por subsidência e soterramento, percebe-se grande fragmentação dos *sweet spots* (acumulação de hidrocarbonetos) e isso dificulta muito a prospecção e produção.

Já nas bacias de idade Proterozóica a probabilidade de sucesso de produção é ainda menor, visto que essas bacias apresentam um TOC inferior as bacias Paleozóicas. Restam então as bacias de idade Cretácica: Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo. Nestas bacias as condições para produção são extremamente favoráveis, visto que em sua maioria elas já contam com infraestrutura necessária para produção e escoamento, pois são campos já maduros de produção convencional; o processo de maturação é convencional e o mercado consumidor já é bem estabelecido.

Um estudo realizado pelo EIA (*U.S Energy Information Administration*) em 2013 mostrou os recursos não convencionais de *Shale Gas* para diferentes países do mundo. No Brasil, foi mostrado estimativas de reservas e propriedades para as bacias: do Amazonas, Solimões e Paraná. Devido aos fatores já mencionados, a bacia que apresenta maior viabilidade de exploração e produção entre essas três opções é a Bacia do Paraná, por isso o reservatório modelado tem suas características baseadas nela. Essas características mostradas no relatório do EIA é mostrada na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Propriedades da Bacia do Paraná

Formação Ponta Grossa (<i>Devonian Black Shale</i>)	
Parâmetros Avaliados	Valores
Área total do folhelho rico em M.O., m²	1.7223*10¹¹
Espessura média, m	91,44
Porosidade média, %	4
TOC médio, %	2
Profundidade, m	3.352,80 a 4.267,20
Pressão da formação	Hidrostática
Maturidade Termal, %	0,85 a 1,50
Óleo in Place, 10⁹ m³	107

Gás in Place, 10^{12} m^3	12,74
Óleo Recuperável, 10^9 m^3	0.68
Gás Recuperável, 10^{12} m^3	2,29

Fonte: EIA, 2013.

Quanto as outras bacias, a avaliação de potencial de reserva vem sendo feitas por profissionais da indústria petrolífera por analogia ao *play* norte americano de Barnett. Segundo apresentação elaborada pela ANP, o reservatório de Barnett apresenta uma área de 13.000 km^2 e uma espessura média de 92 m. Calcula-se então o volume de rocha de 1.196 km^3 e estudos apontam que a reserva de gás é de 30 TCF (trilhões de pés cúbicos). Utilizando essa proporção entre volume de rocha e reserva, calcula-se a reserva para o caso das bacias: do Parnaíba, dos Parecis, do Recôncavo. O resultado é mostrado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Estimativa de reservas nas bacias de Parnaíba, Parecis e Recôncavo

Bacia	Volume de rocha (km^3)	Reserva estimada (TCF)
Parnaíba	2.560	64
Parecis	4.950	124
Recôncavo	800	20

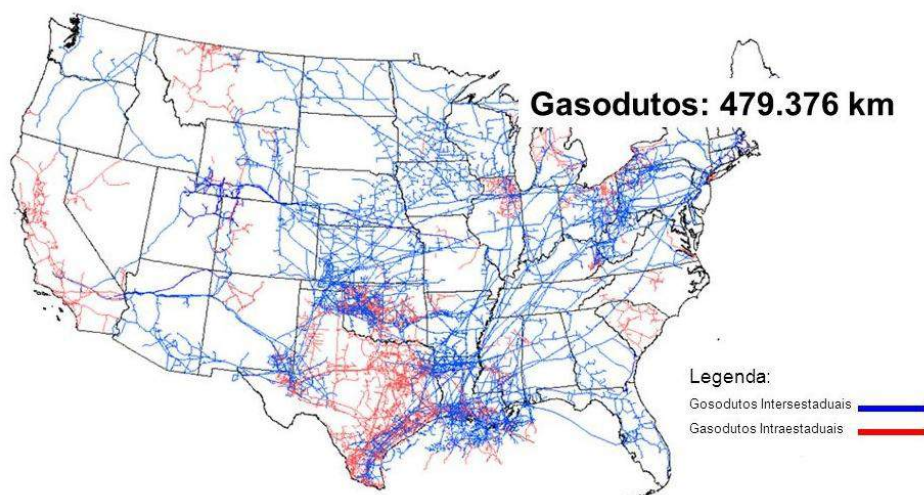
Fonte: ANP, 2013.

Ressalta-se que as reservas conhecidas atualmente de gás convencional é da ordem de 16 TCF, logo percebe-se que as reservas de gás não convencional somente nesse caso das estimativas para essas três bacias é 13 vezes maior, isso é uma quantidade de gás enorme que poderá trazer um grande ganho para o país.

Um dos fatores que deve ser ressaltado como um dos principais colaboradores para o sucesso norte americano na exploração de *Shale Gas* é a questão da posse legal da propriedade privada. Segundo a constituição, quem é proprietário do solo é também dono de tudo que encontra-se no subsolo e consequentemente dos recursos encontrados nele. Grande parte da exploração desse tipo de reservatório ocorre em propriedades privadas, visto que os proprietários poderiam ganhar até 25 % de *royalties*. Aliados a isso houve também o forte investimento do governo em políticas que impulsionaram essa exploração e na criação de órgãos de pesquisa.

Um outro fator que é muito difícil de ser encontrado em outro país e que colabora para esse sucesso norte americano é a infraestrutura de gasodutos já existente. A Figura 2.7 mostra a distribuição da rede de gasodutos existente nos EUA e a Figura 2.8 mostra essa distribuição no território brasileiro.

Figura 2.7 - Distribuição de gasodutos nos EUA



Fonte: Jacomo, 2014.

Figura 2.8 - Distribuição de gasodutos no Brasil



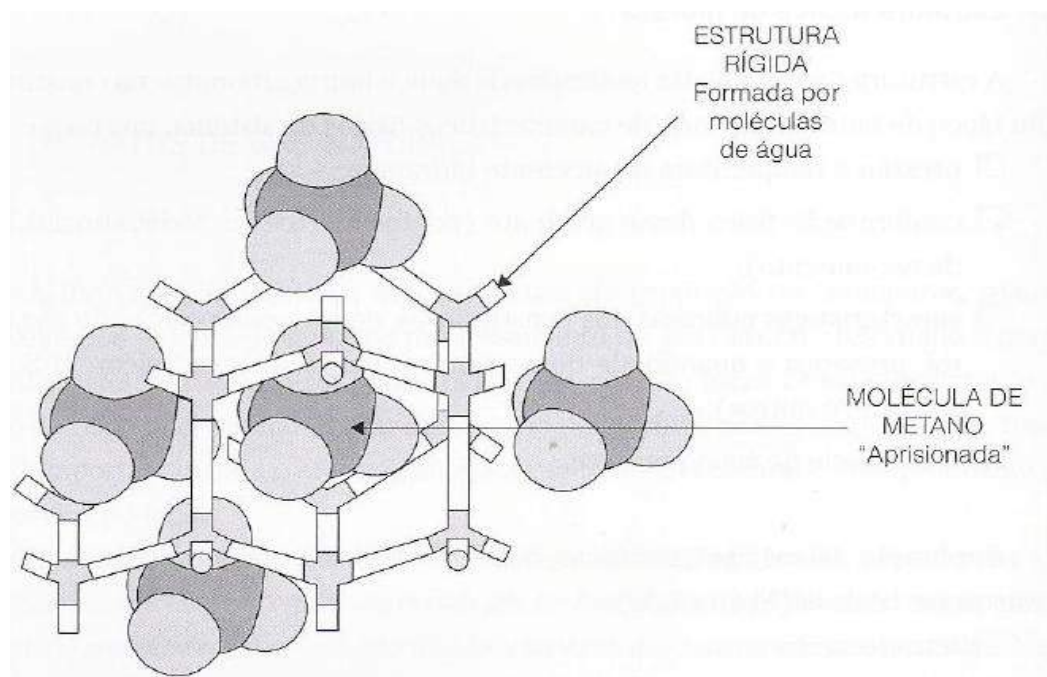
Fonte: ANP, 2013.

Segundo Devegowda et al. (2011), reservatórios de *Shale Gas* são compostos por quatro diferentes tipos de meio poroso: poros na região orgânica e inorgânica da rocha, faturas naturais e fraturas hidráulicas. Portanto, o escoamento no interior é extremamente complexo e dificilmente modelado por simuladores. Nenhum simulador utilizado em escala comercial é capaz de retratar com precisão o comportamento da produção desse tipo de reservatório com "quad-porosity", entretanto foi utilizado o *software* da CMG nesse estudo para pelo ao menos propor uma análise inicial a cerca de um cenário de produção desse recurso no Brasil.

2.2.3 Hidratos de Metano

Hidratos de metano são formados quando moléculas de água se solidificam em torno de moléculas de metano numa estrutura cristalina em formato de "gaiola" (Virgens, 2011). A rede cristalina, mostrada na Figura 2.9, é formada por ligações de hidrogênio entre as moléculas de água e estabilizada pelas moléculas de gás, as quais são retidas nas cavidades da estrutura através de ligações de Van Der Waals.

Figura 2.9 - Estrutura de um Hidrato de metano



Fonte: Virgens, 2011.

A concentração de metano, presença de água livre, temperatura e pressão são as variáveis que são responsáveis pela formação e estabilidade dos hidratos (Bessa Júnior, 2014). Os hidratos de metano são comumente formados à baixas temperaturas e altas pressões na presença de gás metano e água livre.

De acordo com Oliveira (2014) a formação de hidratos podem ocorrer em quatro diferentes situações no mundo:

- ✓ Sedimentos e rochas sedimentares abaixo da camada *permafrost* no Ártico;
- ✓ Depósitos sedimentares ao longo da margem continental;
- ✓ Sedimentos de água profunda em lagos ou mares interiores;
- ✓ Abaixo do gelo Antártico.

Ao longo da história sua formação sempre foi responsável por causa de problemas operacionais nas plantas de produção e gasodutos pois ocasiona restrição da área aberta ao escoamento nas tubulações, provocando aumento de pressão à montante da região de hidrato e queda de pressão à jusante.

Entretanto, após estudos serem realizados constatou-se que a dissociação dos hidratos gera uma grande quantidade de gás, para cada m^3 de hidrato dissociado à temperatura ambiente, 164 m^3 e $0,8 \text{ m}^3$ são produzidos de metano e água, respectivamente.

Segundo Virgens (2011) o potencial brasileiro para os Hidratos de Metano encontram-se nas bacias da Foz do Amazonas, do Espírito Santo, de Camuruxatiba, de Santos e Pelotas.

2.2.4 Metano em Leitos de Carvão

O reservatório denominado Metano em Leitos de Carvão, ou da nomenclatura em inglês *Coalbed Methane* (CBM) se refere a acumulação de gás metano em camadas de carvão. A presença desse gás adsorvido no carvão sempre foi tratado como um sério problema na operação de lavra, visto que altas taxas de metano em minas representam risco a segurança dos mineradores (Virgens, 2011).

Diferentemente do que acontece nos reservatórios convencionais onde os hidrocarbonetos são acumulados por estocagem no espaço poroso, no reservatório de CBM as moléculas de metano são aprisionadas na superfície do carvão devido ao fenômeno de adsorção.

Segundo Loftin (2009), citado por Oliveira (2014), as camadas de carvão armazenam de seis a sete vezes mais metano do que um reservatório convencional. Essa enorme capacidade de armazenamento acontece devido a adsorção do metano à superfície do carvão, a qual promove um aumento na densidade do fluido até valores semelhantes ao estado líquido equivalente.

O processo de produção ocorre da seguinte maneira: nas fraturas naturais do material percebe-se a presença de água. Visto que a água é um líquido altamente incompressível, sua retirada proporciona uma grande queda de pressão. Essa redução de pressão provoca a dessorção das moléculas de metano e seu retorno ao estado gasoso. As moléculas livres permeiam a matriz de carvão por difusão até que atinja uma fratura e siga para o poço.

Portanto, percebe-se que, contrariamente ao que acontece nos reservatórios convencionais, no início da produção do reservatório acontece uma grande produção de água e uma produção de gás quase nula. Com o passar do tempo, o grau de saturação de gás na água aumenta, podendo-se então se obter gás à taxas comerciais (Virgens, 2011).

Além do metano, Dióxido de Carbono (CO_2) também é preferencialmente adsorvidos pelo carvão. A medida que o metano é liberado, a quantidade de CO_2 adsorvida na superfície aumenta e futuramente esse tipo de reservatório pode se constituir de uma importante fonte de geração de CO_2 para a utilização em métodos miscíveis de recuperação de petróleo.

A exploração de reservatórios de CBM vêm acontecendo com sucesso em diversas bacias dos Estados Unidos e Canadá. Em países como Alemanha, Bélgica e China testes experimentais também tem sido bem sucedidos. No Brasil a região sul é conhecida pela abundância de carvão, tendo destaque para potencial exploração de CBM a Bacia do Paraná (Ayde, 2014).

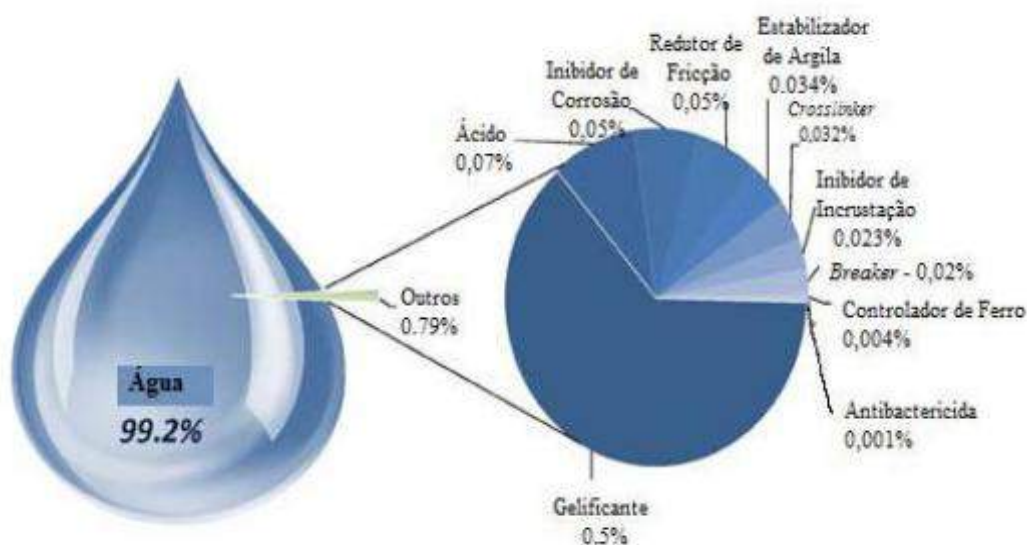
2.3 Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico é uma técnica de estimulação de um poço. Ela é utilizada nesse tipo de reservatório pois os baixos valores de permeabilidade acarretam uma baixíssima condutividade, portanto sem a estimulação a produção não acontece à taxas econômicas.

O processo de fraturamento hidráulico consiste da injeção de fluídos, normalmente água com a adição de aditivos químicos, a uma pressão superior à pressão de fratura da rocha tendo como objetivo o fraturamento da rocha, promovendo assim a criação de caminhos preferenciais para o fluxo de óleo ou gás. A adição do propante após o bombeamento do fluido de fraturamento é responsável pelo aumento da permeabilidade do gás devido ao aumento da permeabilidade absoluta na área fraturada. Com esse aumento de permeabilidade, percebe-se pela Equação 2.1 um aumento da vazão de produção de gás.

A composição do fluido de fraturamento de forma generalizada é mostrada na Figura 2.10.

Figura 2.10 - Composição do fluido de fraturamento



Fonte: Ayde, 2014.

Após a propagação da fratura na formação, é bombeado juntamente com o fluído os agentes de sustentação denominados propantes, que vão se depositar internamente a fratura para evitar o fechamento da mesma quando o poço deixa de ser pressurizado. Em reservatórios profundos agentes cerâmicos são utilizados como propante, enquanto em reservatórios rasos a areia é comumente utilizada. (Holditch, 2007).

Em 1947, a primeira operação de fraturamento hidráulico foi realizada em um poço de gás operado pela empresa *Pan America Petroleum Corp.* no campo de *Hugoton field* no estado do Kansas, Estados Unidos. O poço de baixa produtividade que foi submetido ao fraturamento já havia sido submetido sem sucesso a um processo de acidificação. Desde o sucesso do fraturamento neste poço esse processo tem se tornado cada vez mais comum como método de estimulação (Holditch, 2007).

Para o caso de poços horizontais com 1.000 metros de extensão essas operações podem custar de 3 a 2 milhões de dólares e se estender por períodos de 15 à 20 dias, sendo portanto necessário um estudo econômico bastante elaborado para determinar sua viabilidade (Virgens, 2011).

Nos anos 2000, foi desenvolvido o processo de fraturamento hidráulico multi-estágio que promove a realização da operação do fraturamento simultâneo de diferentes zonas. Este avanço tecnológico foi responsável pelo aumento da produção em um menor intervalo de tempo (Oliveira, 2014).

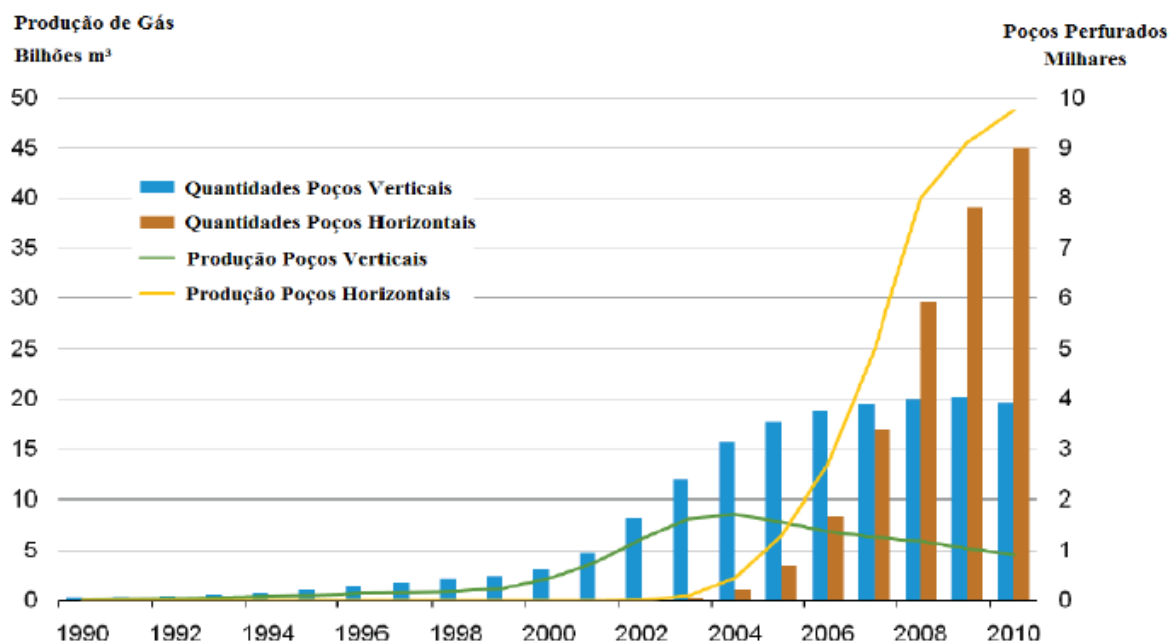
2.4 Perfuração Direcional

A perfuração direcional é definida como o tipo de perfuração na qual a direção e o desvio do poço é controlada para atingir um determinado alvo na subsuperfície (Chen, 2006). Um dos tipos de poços que podem ser perfurados a partir da perfuração direcional são os poços horizontais.

Chen (2006) define poços horizontais como poços de inclinação geralmente maiores do que 85 graus perfurados com o objetivo de abranger uma longa área de contato dentro da rocha reservatório, aumentando assim a performance do reservatório. Os poços horizontais são ideais para a produção de reservatórios

não convencionais, pois normalmente esse tipo de reservatório não são espessos, mas são extremamente extensos e os poços horizontais conseguem expor uma maior área desse reservatório para fluxo ao poço. A Figura 2.11 mostra uma relação entre o aumento do número de poços horizontais e seu impacto na produção de gás para o *play* de Barnett.

Figura 2.11 - Evolução do tipo de poço perfurado no *play* de Barnett



Fonte: Ayde, 2014.

Para aumentar mais ainda o aproveitamento do reservatório são comumente perfurados poços multilaterais, que são uma derivação dos poços horizontais no qual múltiplos poços horizontais partem de poço principal.

A perfuração direcional, também aliada ao fraturamento hidráulico, representam os processos que mais contribuíram para o processo de exploração e aumento da produção em reservatórios não convencionais nos EUA. O relatório anual de energia da EIA do ano de 2011 atestou que, somente considerando reservatórios de folhelhos, os recursos recuperáveis duplicaram em relação ao ano anterior (Virgens, 2011).

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DO PROCESSO

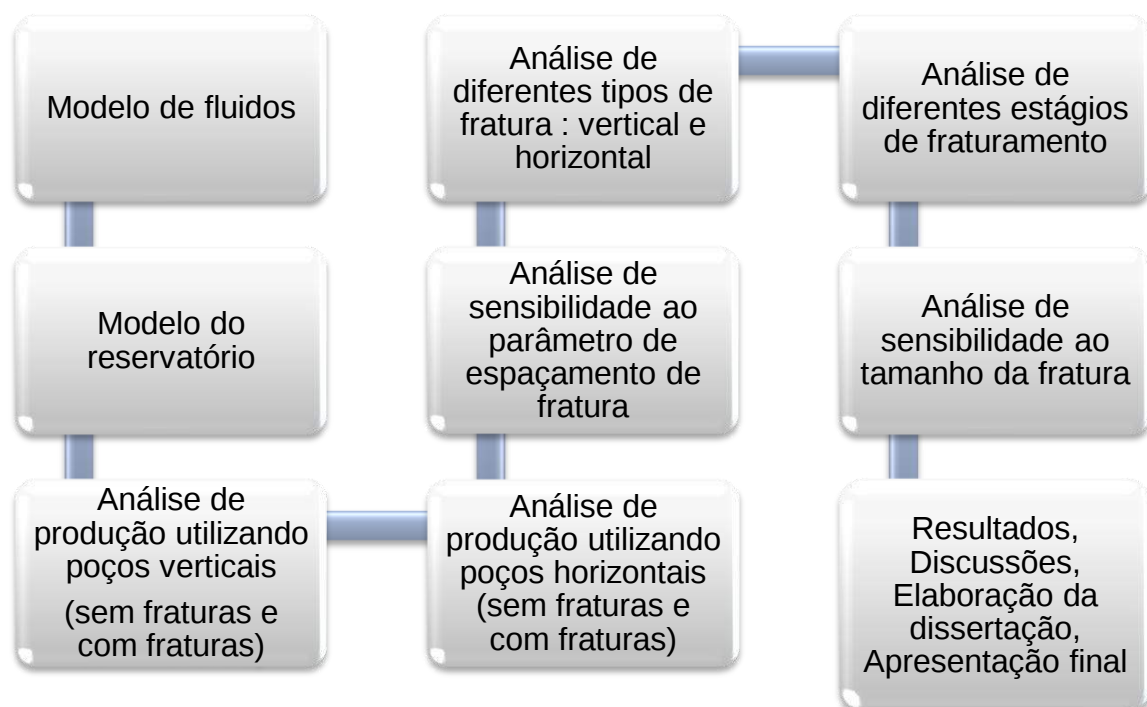
3 MODELAGEM DO PROCESSO

A simulação do reservatório foi elaborada utilizando o simulador comercial *IMEX*, versão 2013.10, do grupo *CMG – Computer Modelling Group Ltd.* O modelo de fluido foi construído no módulo *Win Prop* e o reservatório construído no *Builder*.

3.1 Metodologia de Trabalho

O fluxograma da Figura 3.1 representa as etapas do estudo realizado. Todas as etapas são detalhadas neste capítulo.

Figura 3.1 - Fluxograma das etapas de elaboração do estudo



Fonte: Elaboração própria.

O modelo de fluido elaborado no módulo *Win Prop* é de um condensado de gás. O modelo do reservatório foi desenvolvido no módulo *Builder* conta com a existência de 10.000 blocos. Com o modelo de reservatório desenvolvido, foram

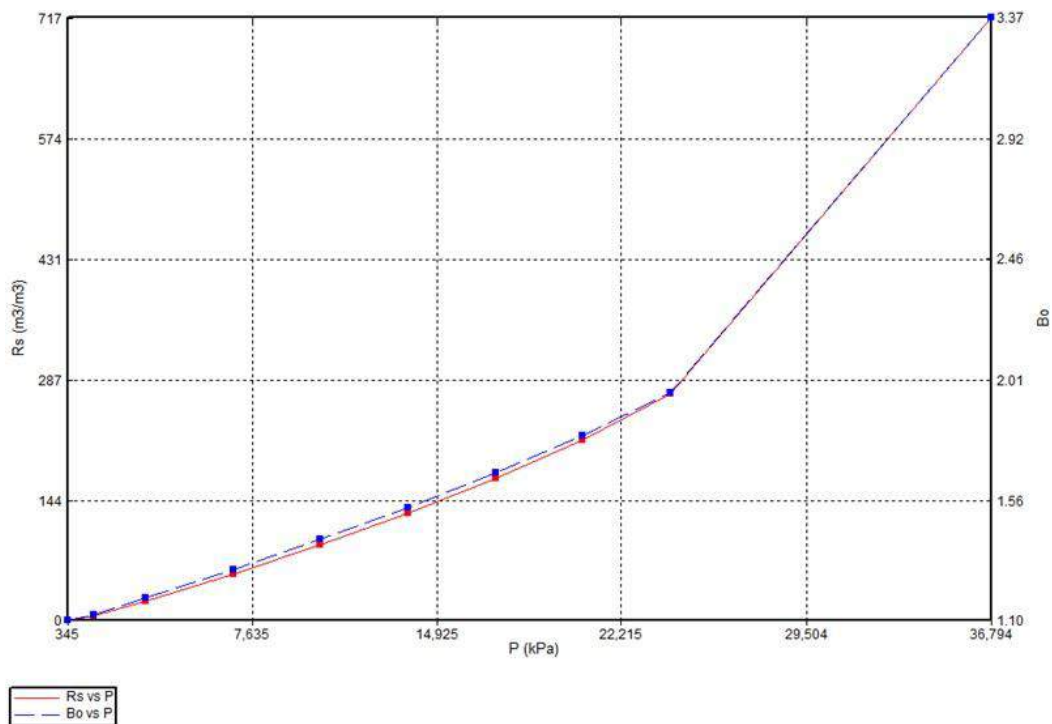
feitas análises de: produção com poços verticais e horizontais, com e sem fraturamento, análise de sensibilidade ao espaçamento e ao tamanho de fratura e comparativo entre fraturas verticais e horizontais.

3.2 Modelo de fluido

Primeiramente foi realizada a construção do modelo de fluido contido no reservatório. Para o presente estudo, foi utilizado um modelo de condensado de gás e sua modelagem foi realizada a partir de uma análise PVT.

A Figura 3.2 mostra as curvas de Razão de Solubilidade *versus* Pressão e de Fator Volume Formação do Óleo *versus* Pressão.

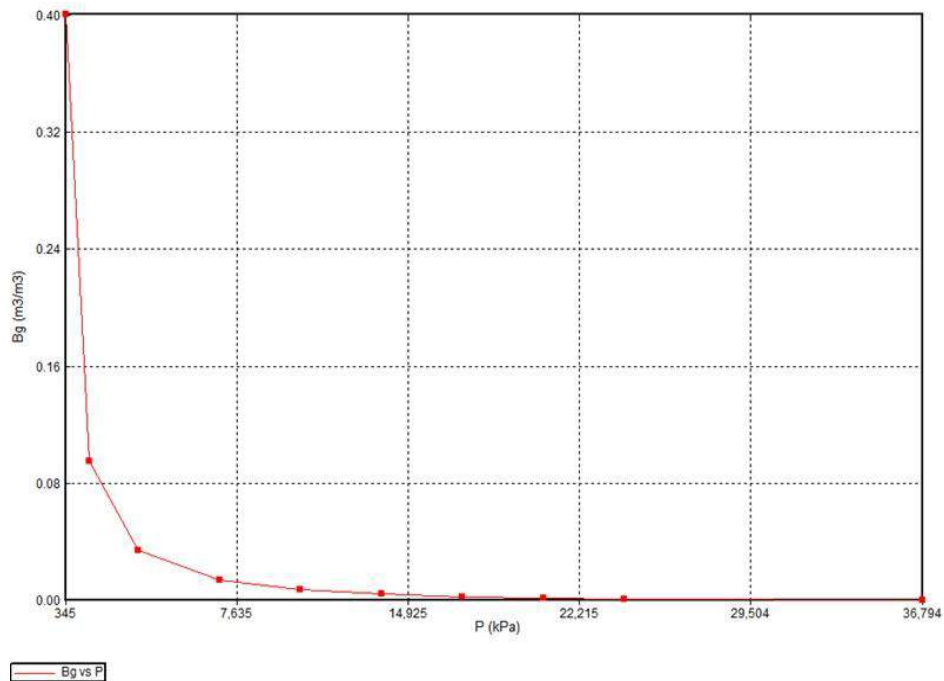
Figura 3.2 - Curvas de Razão de Solubilidade e Fator Volume Formação do Óleo



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

A Figura 3.3 mostra o Fator Volume Formação do Gás *versus* Pressão para o modelo de fluido.

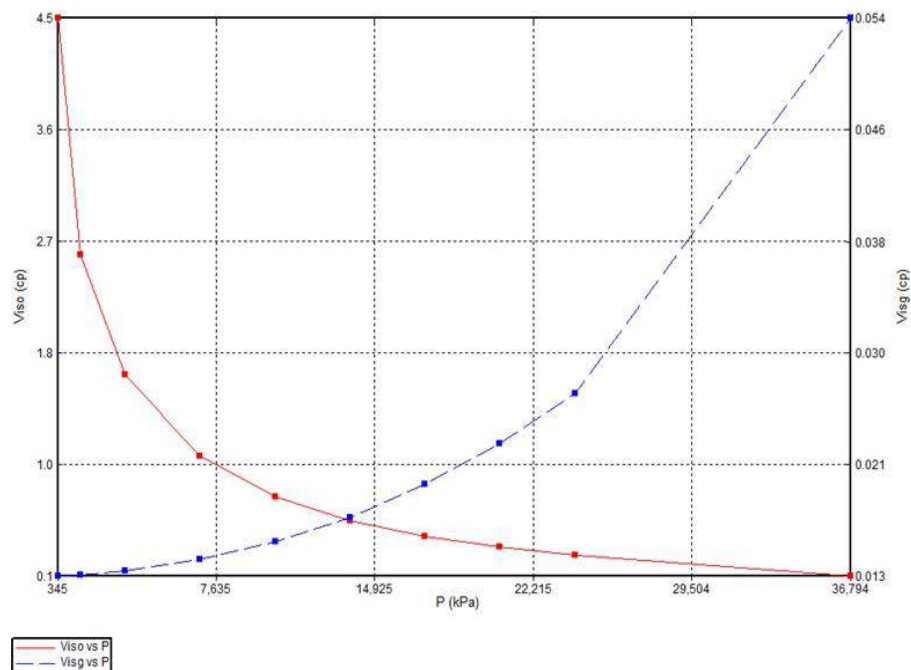
Figura 3.3 - Curva de Fator Volume Formação do Gás



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

A Figura 3.4 mostra a Viscosidade do Óleo e do Gás *versus* a Pressão para o modelo de fluido.

Figura 3.4 - Curvas de Viscosidade do Óleo e do Gás



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.3 Características do reservatório

As características e propriedades do modelo base do reservatório são:

- ✓ Dimensões do reservatório: 600 m x 320 m;
- ✓ Profundidade do topo do reservatório: 3.180 m;
- ✓ Pressão de referência @ 3.180 m: 13.155 kPa;
- ✓ Contato gás – água: 2.229 m;
- ✓ Espessura do reservatório: 70 m;
- ✓ Profundidade da base do reservatório: 3.250 m;
- ✓ Porosidade: 4 %;
- ✓ Porosidade da fratura: 10 %;
- ✓ Permeabilidade Horizontal da formação (k_h): 10^{-4} mD;
- ✓ Permeabilidade Vertical da formação (k_v): $0,1 * k_h$;
- ✓ Permeabilidade Horizontal da fratura (k_{fh}): 10.000 mD;
- ✓ Permeabilidade Vertical da fratura (k_{fv}): $0,1 * k_{fh}$;
- ✓ Compressibilidade da formação @ 13.155 kPa: 2.177×10^{-8} 1/kPa;
- ✓ Temperatura do reservatório 56 °C;

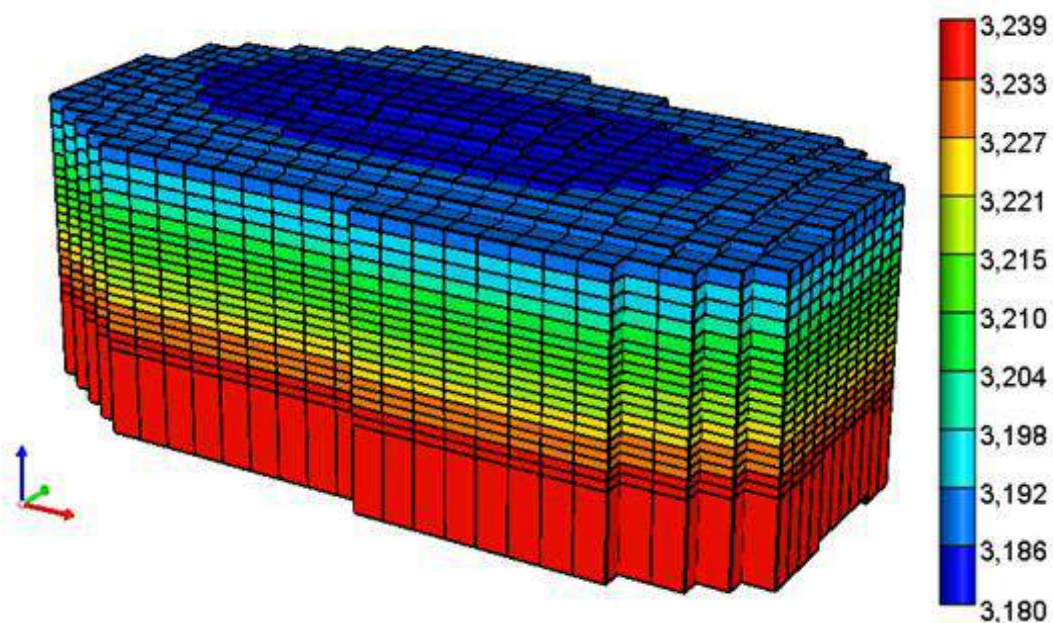
3.3.1 Refinamento do reservatório

O reservatório em questão possui uma dimensão de 600 m x 320 m e foi refinado com a seguinte configuração:

- ✓ Número de blocos na dimensão I (x): 25 blocos de 24 m;
- ✓ Número de blocos na dimensão J (y): 20 blocos de 16 m;
- ✓ Número de camadas na dimensão K (z): dividiu-se em 20 camadas com a seguinte configuração: 5 camadas de 3,5 m inicialmente, seguida por 14 camadas de 2,25 m e por último 1 camada de 21 m, que representa toda a zona de água do reservatório. O que totaliza uma espessura de 70 m ($5 \times 3,5 + 14 \times 2,25 + 21 = 70$ m).

Portanto, tem-se uma configuração total de 10.000 blocos de simulação ($20 \times 25 \times 20 = 10.000$) que foram usados para obter os resultados do presente estudo. A Figura 3.5 mostra o reservatório em uma perspectiva 3D, com a profundidade de topo de diferentes camadas mostrada na legenda, em metros.

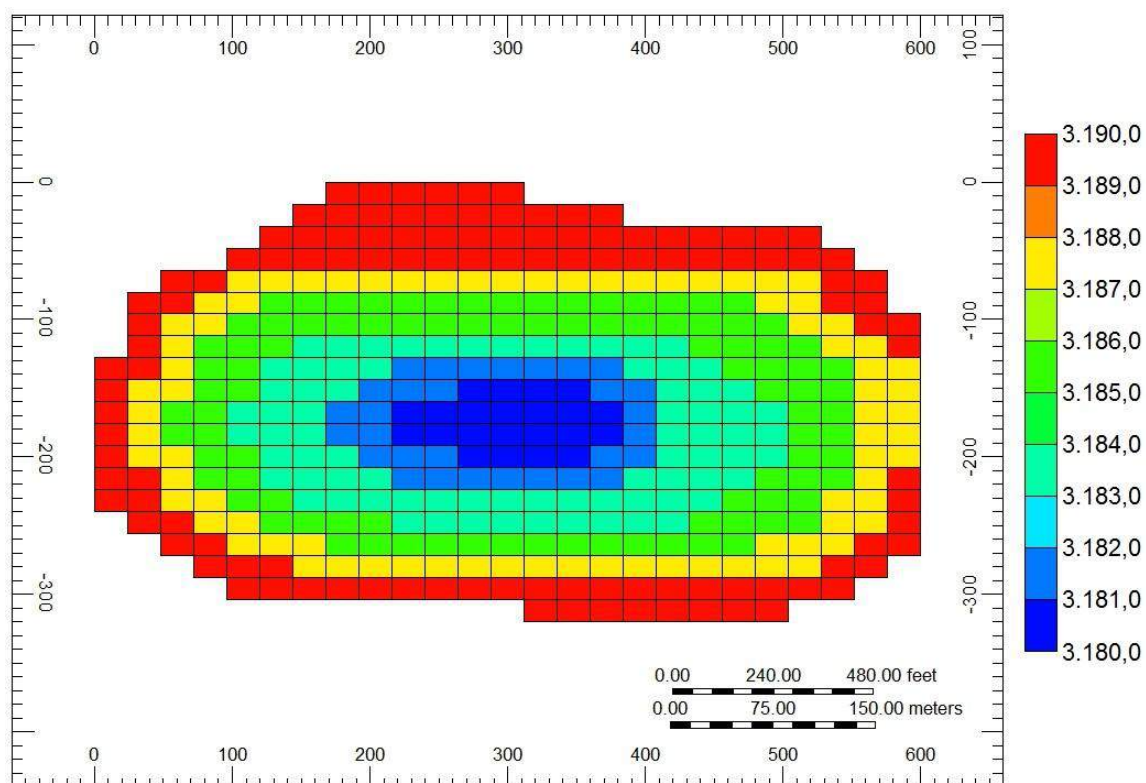
Figura 3.5 - Modelo 3D do reservatório



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

A Figura 3.6 mostra a vista de topo do reservatório, nos planos I e J. A profundidade do topo é mostrada na legenda, em metros.

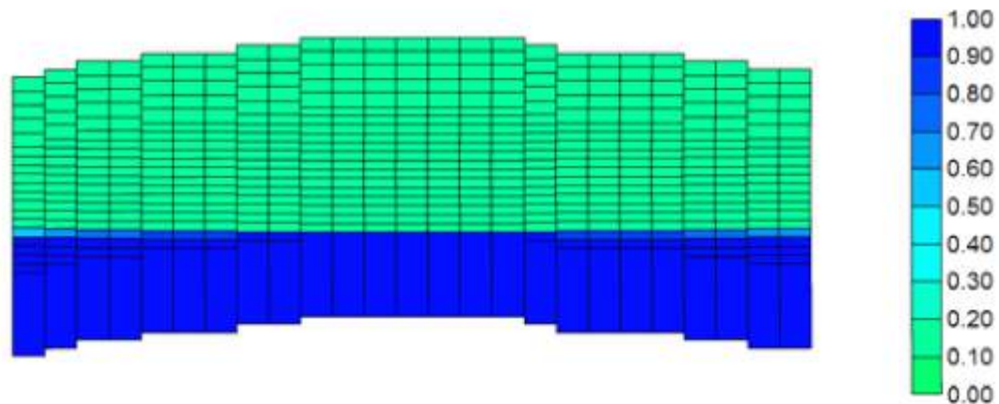
Figura 3.6 - Vista de topo do reservatório



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

A Figura 3.7 mostra o contato gás-água nos planos I e K. A saturação de água é mostrada na legenda.

Figura 3.7 - Contato gas-água no reservatório



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.3.2 Interação rocha-fluido

Na Tabela 3.1 temos os dados da permeabilidade relativa água-óleo.

Tabela 3.1 - Permeabilidade relativa água-óleo

Saturação de água (Sw)	Permeabilidade relativa da água (Krw)	Permeabilidade relativa do óleo (Krow)
0.20	0.0000	1.0000
0.24	0.0015	0.8789
0.29	0.0060	0.7656
0.33	0.0135	0.6602
0.38	0.0239	0.5625
0.42	0.0374	0.4727
0.46	0.0538	0.3906
0.51	0.0733	0.3164
0.55	0.0957	0.2500
0.59	0.1211	0.1914
0.64	0.1495	0.1406
0.68	0.1809	0.0977
0.73	0.2153	0.0625
0.77	0.2527	0.0352
0.81	0.2931	0.0156
0.86	0.3365	0.0039
0.90	0.3828	0.0000

0.95	0.4395	0.0000
1.00	0.5000	0.0000

Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

A seguir, na Tabela 3.2, é mostrada a permeabilidade relativa gás-óleo.

Tabela 3.2 - Permeabilidade relativa gás-óleo

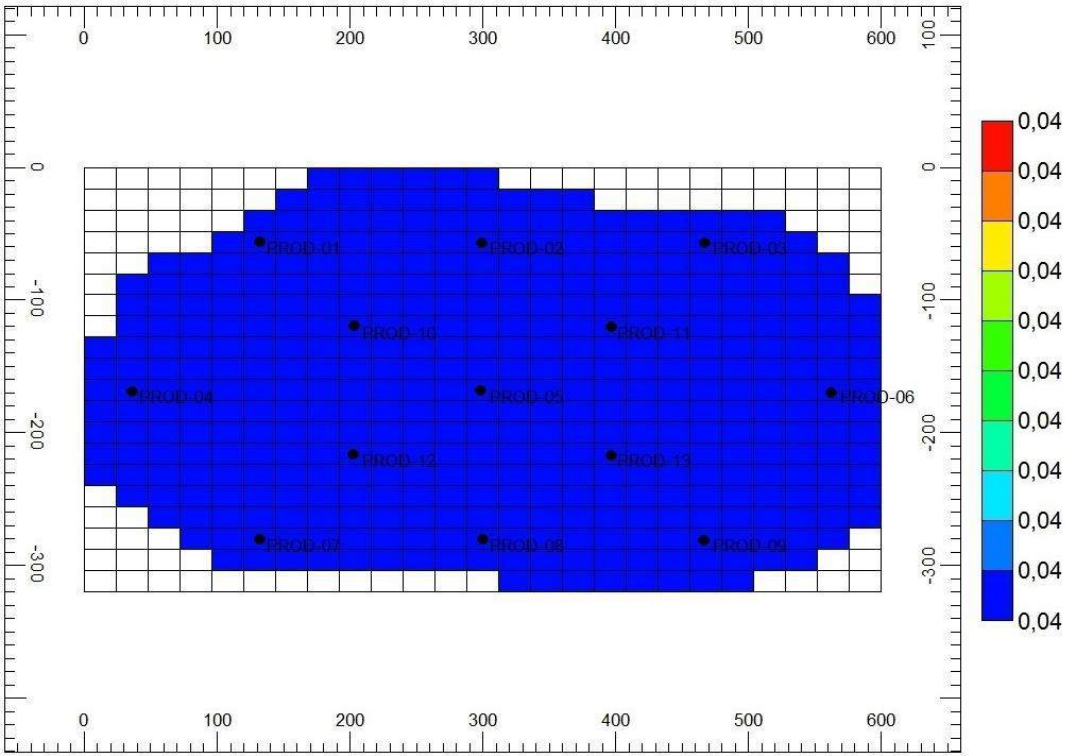
Saturação de gás (Sg)	Permeabilidade relativa do gás (Krg)	Permeabilidade relativa do óleo (Krog)
0.00	0.0000	1.00
0.04	0.0030	0.88
0.09	0.0120	0.77
0.13	0.0269	0.66
0.18	0.0479	0.56
0.22	0.0748	0.47
0.26	0.1077	0.39
0.31	0.1465	0.32
0.35	0.1914	0.25
0.39	0.2422	0.19
0.44	0.2991	0.14
0.48	0.3619	0.10
0.53	0.4307	0.06
0.57	0.5054	0.04
0.61	0.5862	0.02
0.66	0.6729	0.00
0.70	0.7656	0.00
0.75	0.8789	0.00
0.80	1.0000	0

Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.4 Modelo com poços verticais

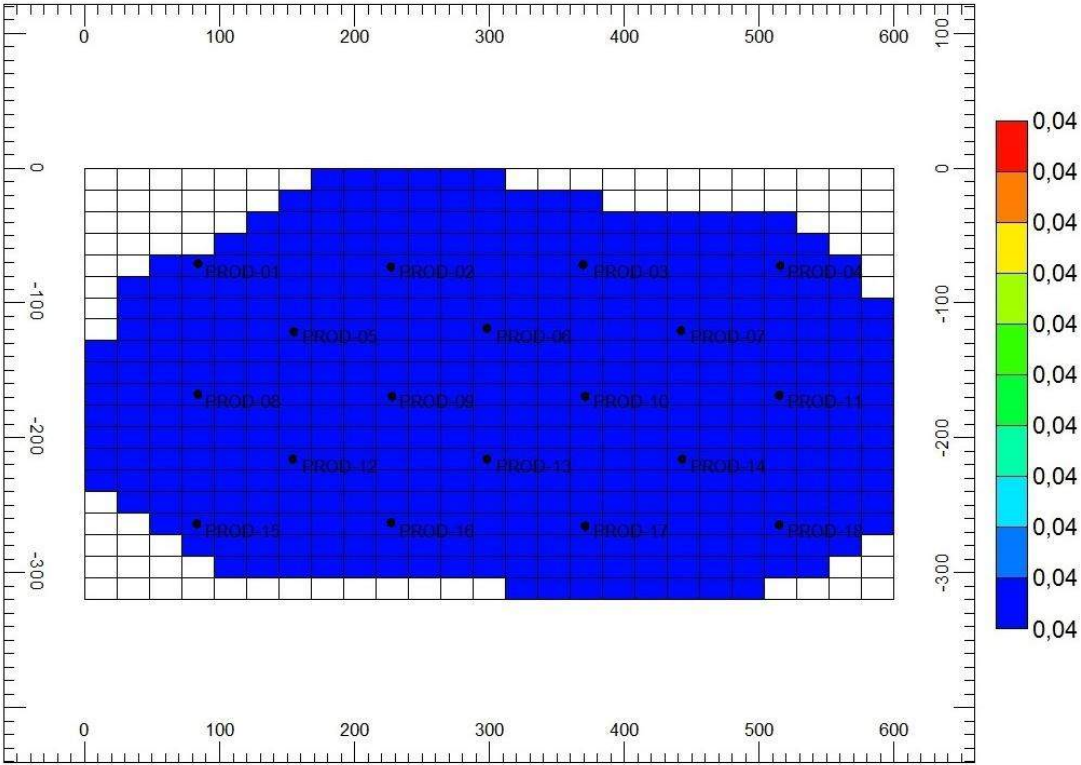
Para a análise da produção do reservatório com poços verticais foram propostos dois diferentes modelos: um com 13 poços distribuídos simetricamente ao longo do reservatório e outro com 18 poços. Para ambos os casos foi considerado um intervalo canhoneado de 18 metros (camada 8 até a 15). Na Figura 3.8 é mostrada a distribuição de 13 poços verticais nas dimensões I e J. Já na Figura 3.9 é mostrado o modelo composto por 18 poços verticais, nas mesmas dimensões. Para ambos os casos a legenda lateral indica a porosidade do reservatório.

Figura 3.8 - Modelo com 13 poços verticais



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

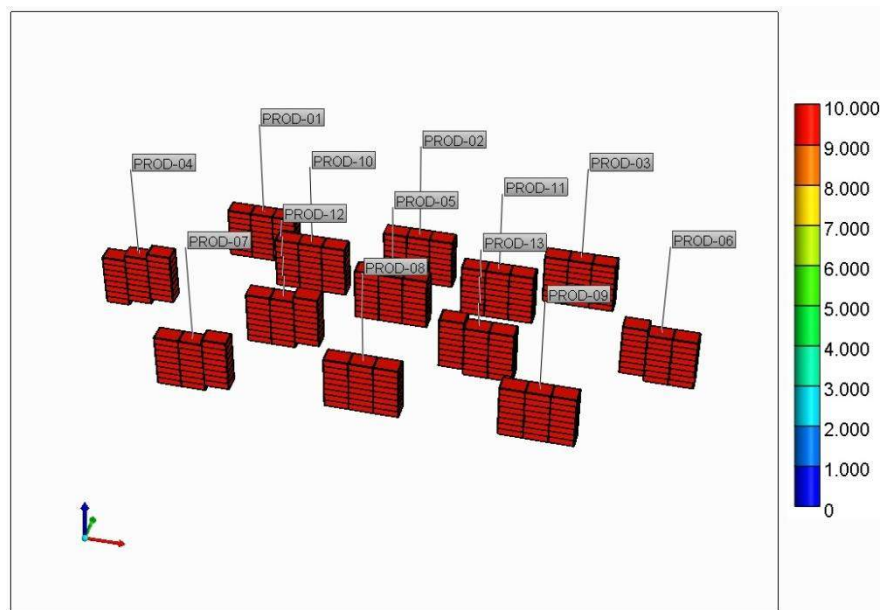
Figura 3.9 - Modelo com 18 poços verticais



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*

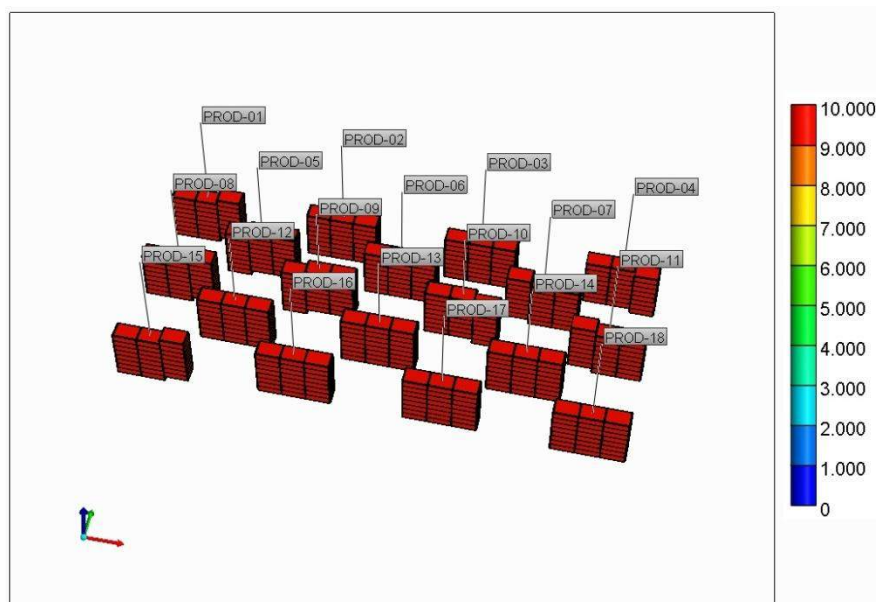
Para ambos os modelos com poços verticais foram analisadas também a produção quando submetidos a operação de fraturamento hidráulico ao longo de todo o intervalo canhoneado, como são mostradas na Figura 3.10 e Figura 3.11. Para esse fraturamento, foi considerado um espaçamento de fratura de 6 m, 4 m e 0,5 m, nas direções I,J e K, respectivamente. Na legenda lateral é mostrada a permeabilidade horizontal da fratura, em mD.

Figura 3.10 - Modelo com 13 poços verticais com fraturamento



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

Figura 3.11 - Modelo com 18 poços verticais com fraturamento



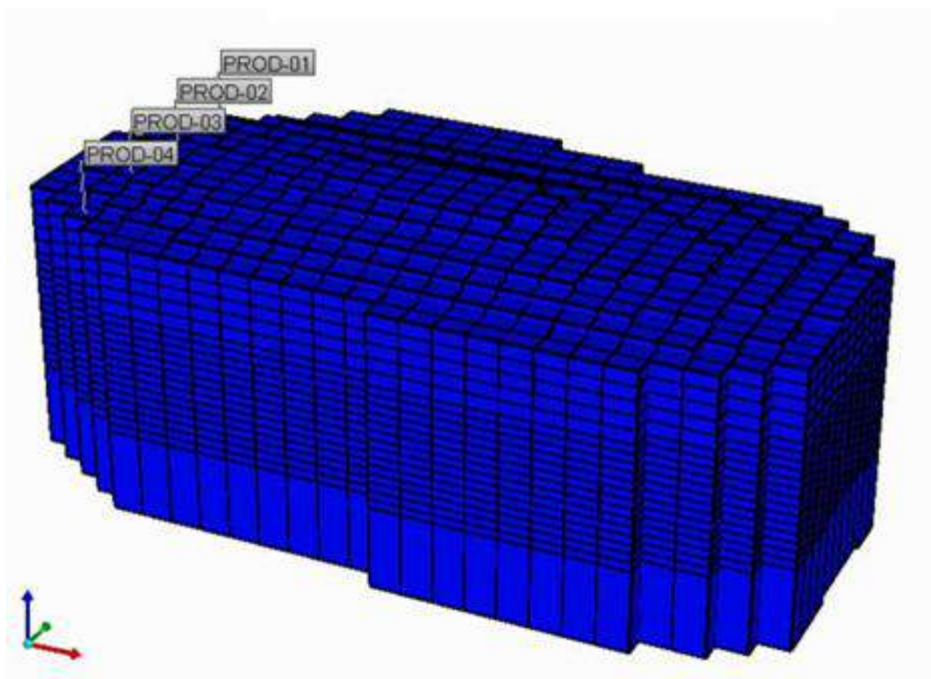
Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5 Modelo com poços horizontais

Para o caso no qual a produção do reservatório é realizada por meio de poços horizontais foi proposto o seguinte modelo: 4 poços horizontais de 504 metros de extensão cada. Os poços são perfurados no terceiro bloco de refinamento da dimensão I, e seguem verticalmente até a décima primeira camada, onde atingem o objetivo horizontalmente. O poço estende-se horizontalmente até o vigésimo terceiro bloco de refinamento da dimensão I.

O poço PROD-1 é perfurado no quinto bloco de refinamento da dimensão J, o poço PROD-2 é perfurado no nono bloco de refinamento da dimensão J, o poço PROD-3 é perfurado no décimo terceiro bloco de refinamento da dimensão J e o poço PROD-4 é perfurado no décimo sétimo bloco de refinamento da dimensão J. Primeiramente, foi analisado o cenário de produção primária para essa configuração de poços mostrada na Figura 3.12.

Figura 3.12 - Modelo com poços horizontais



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

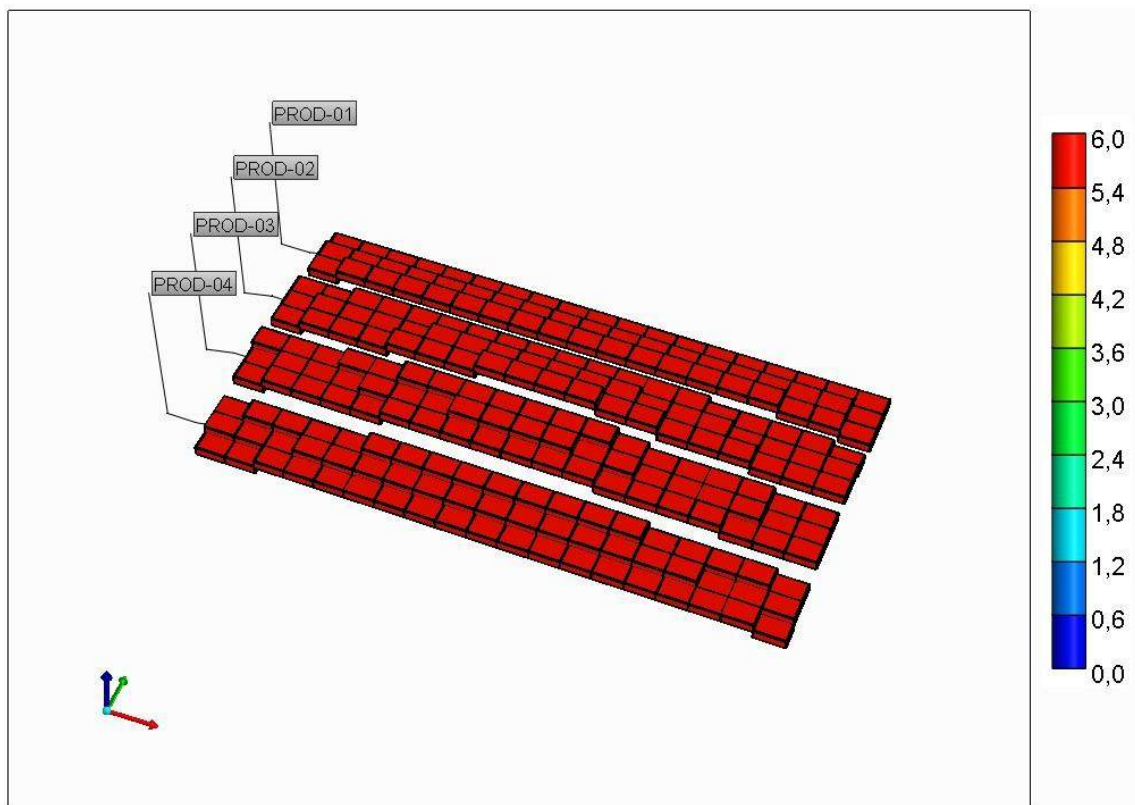
Em seguida foram analisados diversos modelos de fraturamento:

- ✓ Fratura horizontal em todos os poços e em todo intervalo canhoneado, com um espaçamento de fratura de 6 m, 4 m e 0,5 m;
- ✓ Fraturamento multi-estágios horizontal em todos os poços com 4 estágios. O espaçamento de fratura foi mantido constante.
- ✓ Fraturamento multi-estágios horizontal em todos os poços com 7 estágios. O espaçamento de fratura foi mantido constante.
- ✓ Fratura vertical em todos os poços e em todo intervalo canhoneado, com um espaçamento de fratura de 6 m, 4 m e 0,5 m;
- ✓ Fraturamento multi-estágios vertical em todos os poços com 4 estágios. O espaçamento de fratura foi mantido constante.
- ✓ Fraturamento multi-estágios vertical em todos os poços com 7 estágios. O espaçamento de fratura foi mantido constante.

3.5.1 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais ao longo do poço

Neste modelo, foram perfurados 4 poços horizontais como já foi explicado no item acima. A fratura modelada é horizontal, estende-se ao longo de todo o intervalo canhoneado dos quatro poços e é representada na Figura 3.13. Na legenda lateral é mostrado o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.13 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais ao longo do poço



Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

Para esse modelo, além da análise de produção foi também realizada uma análise de sensibilidade do espaçamento de fratura.

De um modo geral, o escoamento de um fluido no meio poroso é proporcional à transmissibilidade matriz-fratura (CMG, 2013). Essa transmissibilidade é calculada de acordo com a palavra-chave *SHAPE* no IMEX e está contida na sessão de *Reservoir Description*. O sistema de *Dual-porosity/Dual-permeability* disponibiliza dois modelos de transmissibilidade: o modelo Warren e Root e o modelo Gilman e Kazemi. Por *default* foi mantido o modelo de Gilman e Kazemi nas simulações realizadas. A transmissibilidade depende da palavra-

chave espaçamento de fratura nas dimensões I, J e K, como é indicado na Equação 3.1.

$$Transmissibilidade_{GK} = 4 * k * \left(\frac{1}{L_i^2} + \frac{1}{L_j^2} + \frac{1}{L_k^2} \right) * M_{vol} \quad (3.1)$$

Na qual L_i , L_j e L_k é o espaçamento de fratura nas dimensões I, J e K, respectivamente, k é a permeabilidade e M_{vol} é o volume da matriz. Analisando a equação percebe-se que quanto maior for o espaçamento de fratura, menor será essa transmissibilidade. Especialmente falando, quando especifica-se um espaçamento de fratura pequeno, tem-se mais fraturas internas ao bloco e consequentemente maior será a transmissibilidade matriz-fratura (CMG, 2013). Os diferentes valores de espaçamento de fratura utilizados no estudo são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Variações no espaçamento de fratura

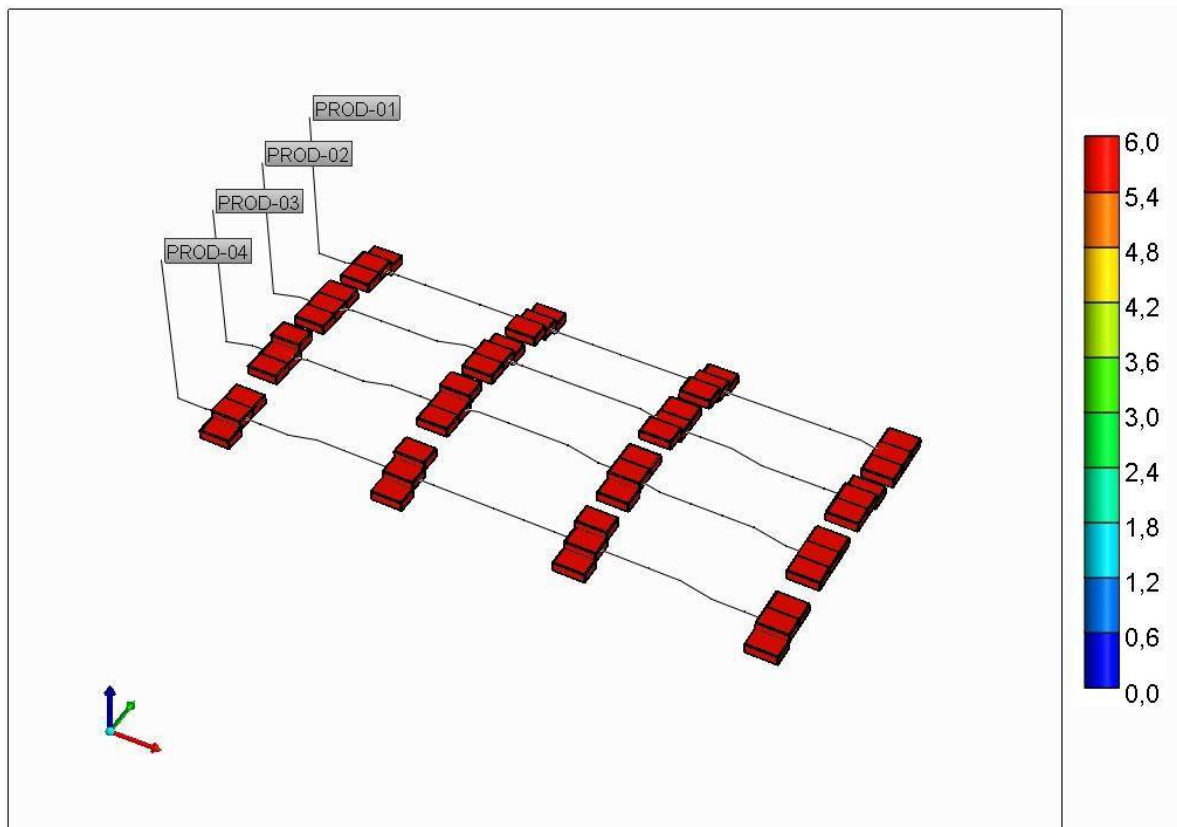
Dimensões em I e K fixas		
Dimensões em I (m)	Dimensões em J (m)	Dimensões em K (m)
6	4	0,5
6	12	0,5
6	16	0,5
Dimensões em J e K fixas		
6	4	0,5
18	4	0,5
24	4	0,5
Dimensões em I e J fixas		
6	4	0,1
6	4	0,5
6	4	1,5
6	4	2,25

Fonte: Elaboração própria.

3.5.2 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 4 estágios

O segundo modelo é composto também pelos 4 poços horizontais descritos anteriormente. Para esse modelo, o fraturamento é realizado em 4 estágios, a fratura considerada é horizontal e o espaçamento de fratura é de 6 m, 4 m e 0,5 m. A representação da fratura é mostrada na Figura 3.14. A legenda lateral indica o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.14 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 4 estágios

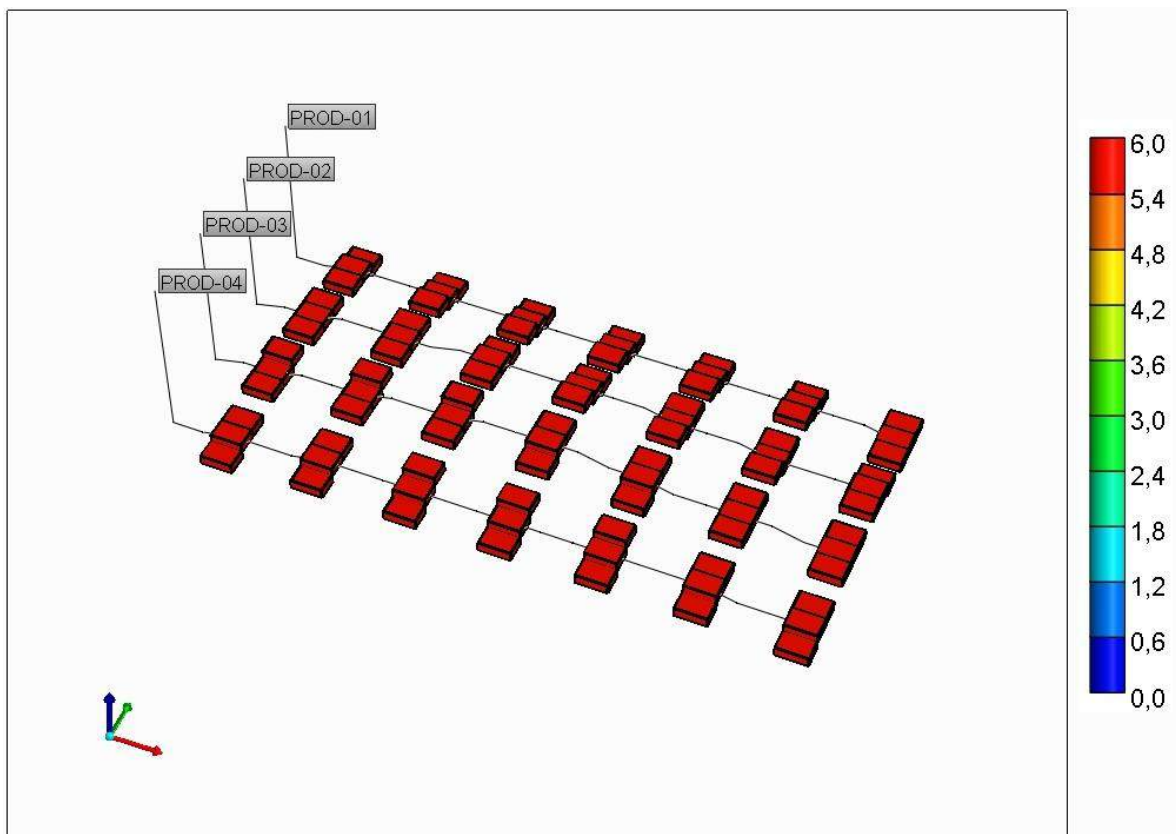


Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5.3 Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 7 estágios

O terceiro modelo é composto também pelos 4 poços horizontais descritos anteriormente. Para esse modelo, o fraturamento é realizado em 7 estágios, a fratura considerada é horizontal e o espaçamento de fratura é de 6 m, 4 m e 0,5 m . A representação da fratura é mostrada na Figura 3.15. A legenda lateral indica o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.15 - Modelo com poços horizontais e fraturas horizontais em 7 estágios

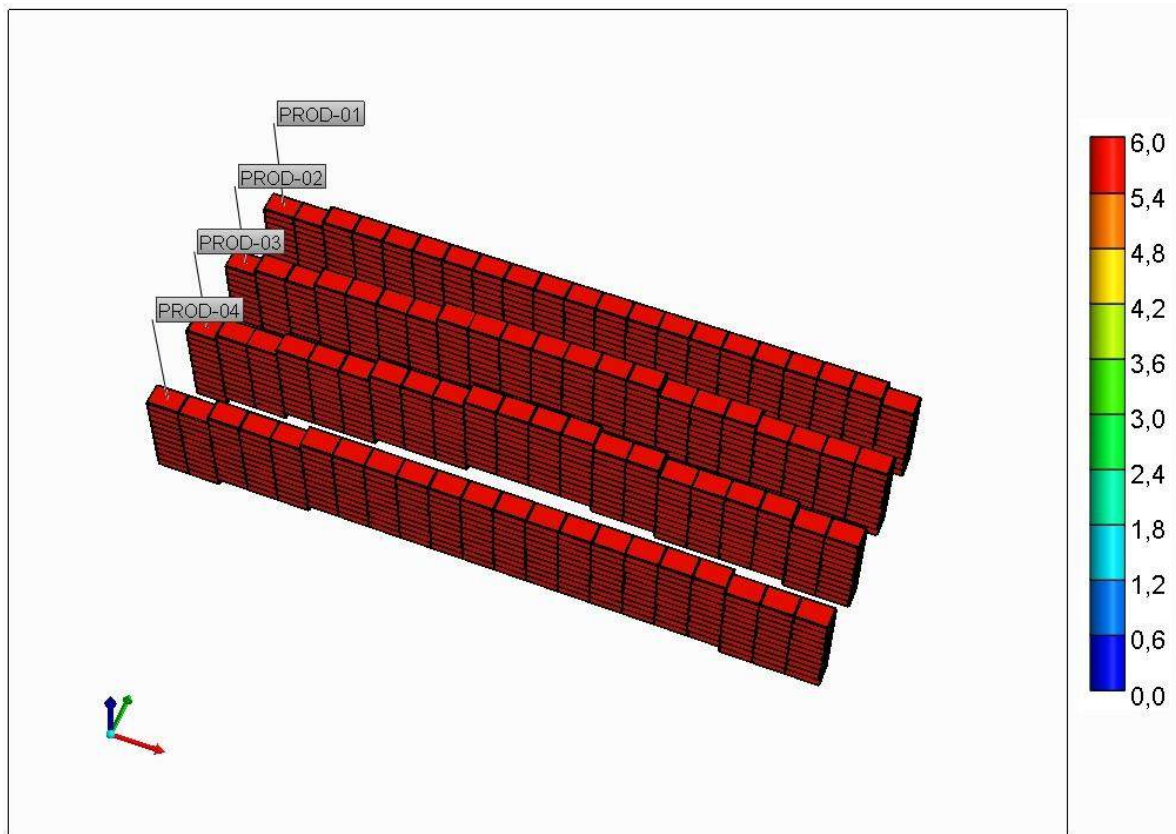


Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5.4 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais ao longo do poço

O quarto modelo é composto também pelos 4 poços horizontais descritos anteriormente. Para esse modelo, o fraturamento é realizado ao longo de toda a extensão do poço, a fratura considerada é vertical e o espaçamento de fratura é de 6 m, 4 m e 0,5 m . A representação da fratura é mostrada na Figura 3.16. A legenda lateral indica o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.16 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais ao longo do poço

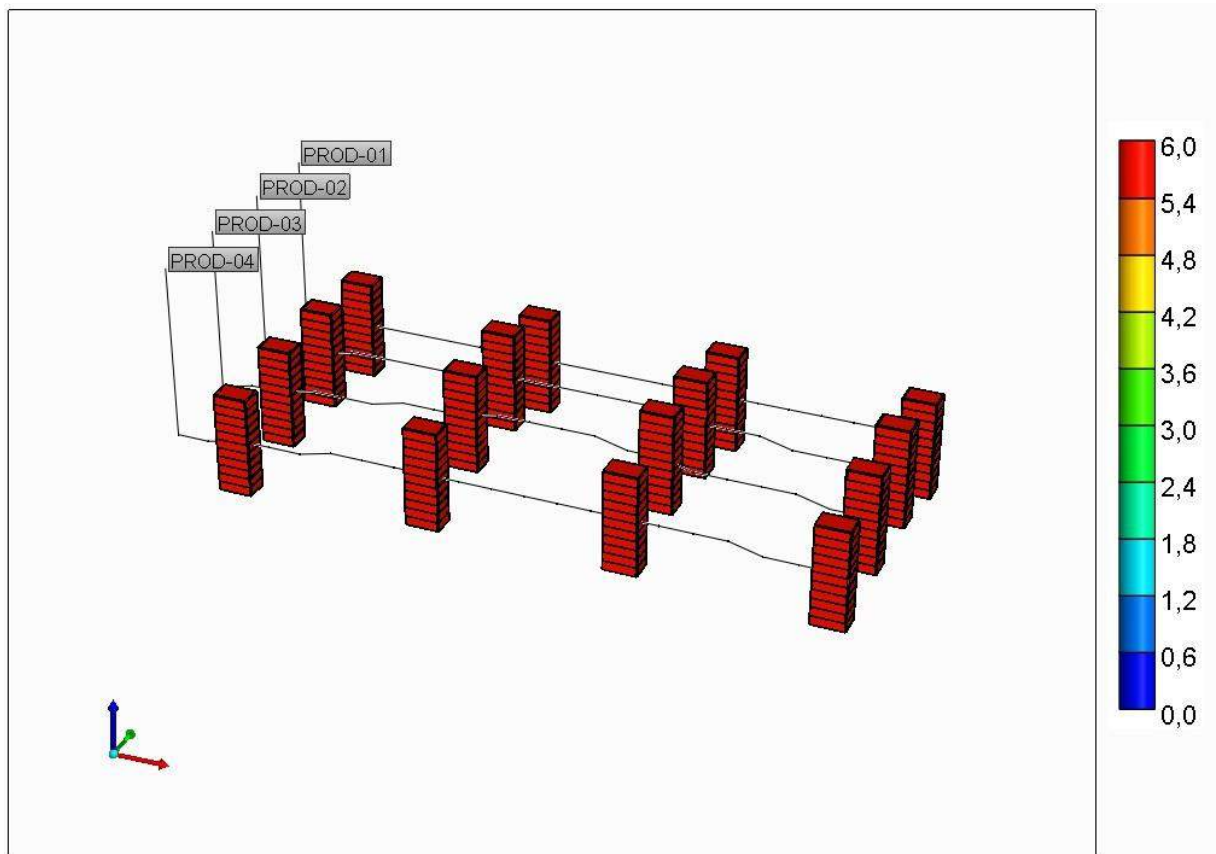


Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5.5 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 4 estágios

O quinto modelo é composto também pelos 4 poços horizontais descritos anteriormente. Para esse modelo, o fraturamento é realizado em 4 estágios, a fratura considerada é vertical e o espaçamento de fratura é de 6 m, 4 m e 0,5 m . A representação da fratura é mostrada na Figura 3.17. A legenda lateral indica o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.17 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 4 estágios

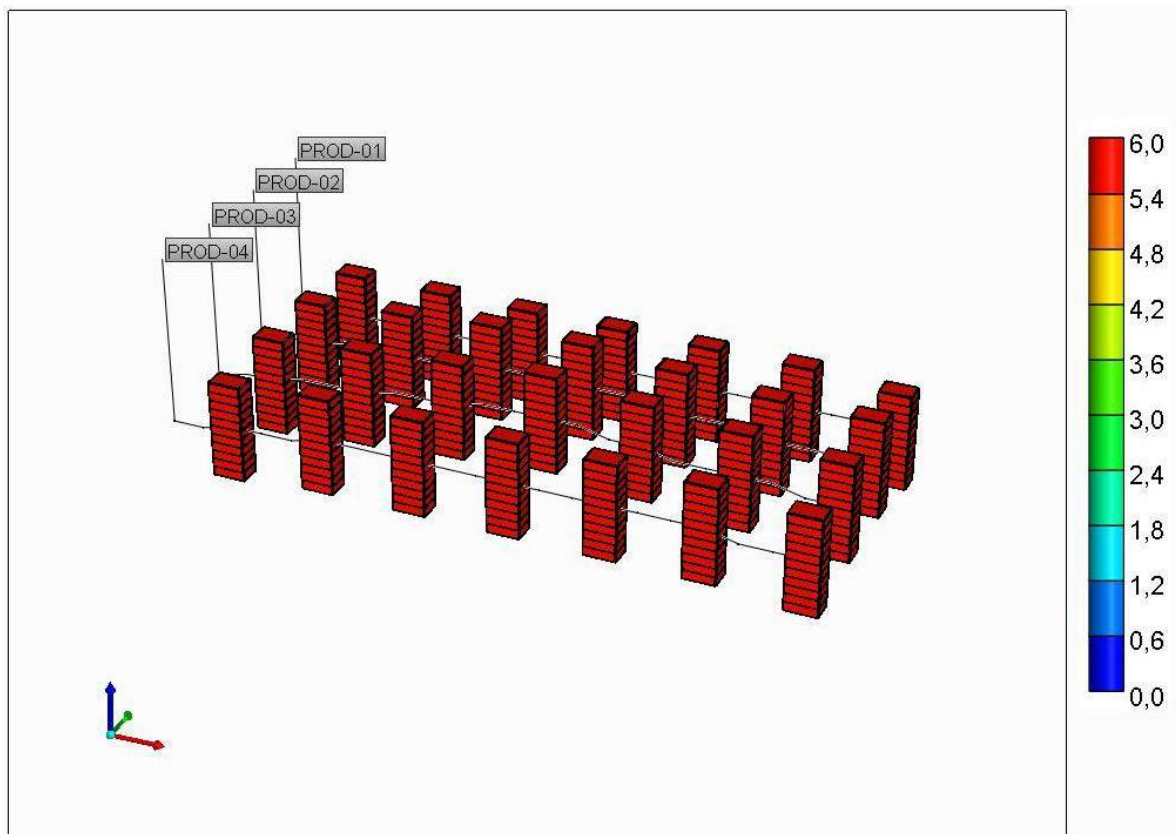


Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5.6 Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 7 estágios

O sexto modelo é composto também pelos 4 poços horizontais descritos anteriormente. Para esse modelo, o fraturamento é realizado em 7 estágios, a fratura considerada é vertical e o espaçamento de fratura é de 6 m, 4 m e 0,5 m. A representação da fratura é mostrada na Figura 3.18. A legenda lateral indica o espaçamento de fratura na dimensão I.

Figura 3.18 - Modelo com poços horizontais e fraturas verticais em 7 estágios

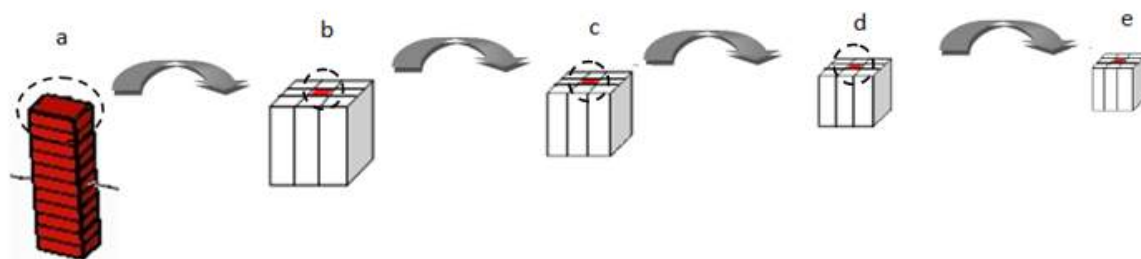


Fonte: Elaboração própria no módulo *Builder*.

3.5.7 Modelo de refinamento local de bloco

Para essa análise, foi realizado um refinamento local nos blocos para o caso do fraturamento em 7 estágios com fratura vertical. Os blocos que correspondiam a fratura foram subdivididos em 3 blocos na direção I e 3 blocos na direção J. Esse processo foi realizado quatro vezes, sempre subdividindo o bloco do centro, e a cada vez conseguiu-se reduzir o tamanho da fratura nas dimensões I e J, conforme é mostrado na Figura 3.19.

Figura 3.19 - Etapas de refinamento local efetuadas



Fonte: Elaboração própria.

O tamanho da fratura em K não foi alterado, permanecendo um comprimento de asa de 12,375 metros. Com o refinamento local, foram analisados cinco tamanhos de fratura diferentes nas dimensões I e J, mostrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Tamanhos de fratura analisados

Fratura	Tamanho em I (m)	Tamanho em J (m)
a	24	16
b	8	5,33
c	2,66	1,77
d	0,88	0,59
e	0,29	0,19

Fonte: Elaboração própria.

CAPÍTULO 4

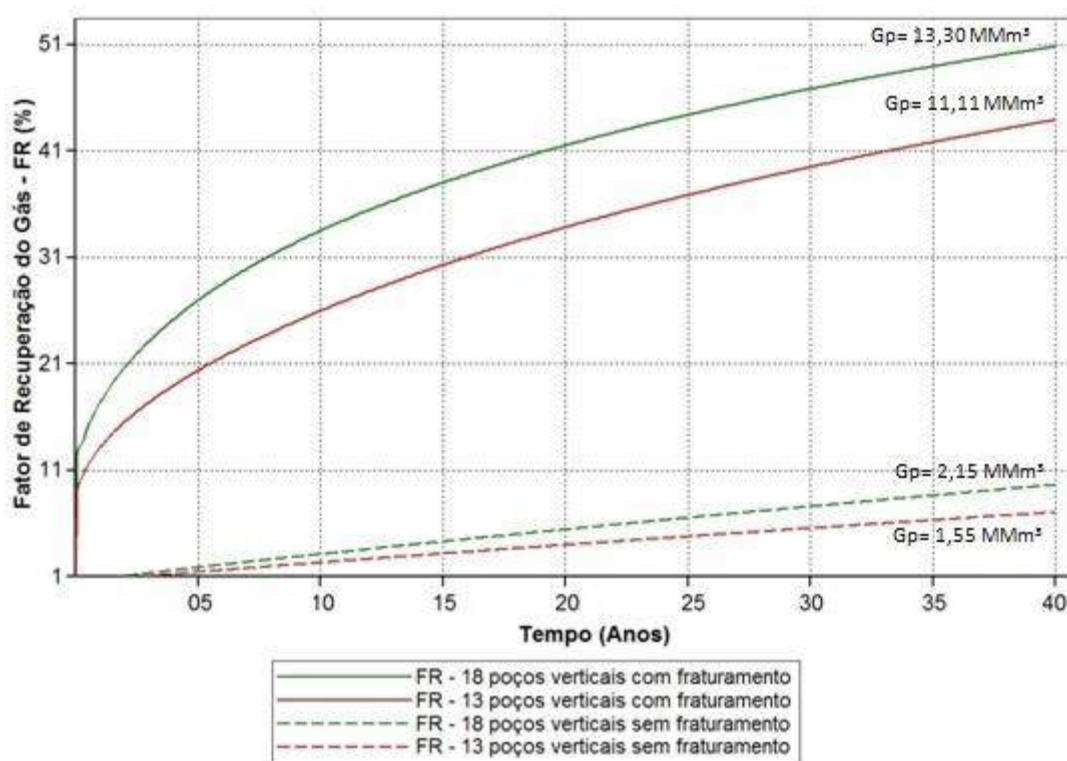
RESULTADOS E DISCUSSÕES

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Poços Verticais

Foram analisados dois modelos de produção para o caso da produção do reservatório com poços verticais: um primeiro composto por 13 poços verticais e um segundo composto por 18 poços verticais. Foi simulado no IMEX tanto o caso da recuperação primária do reservatório quanto a recuperação através da operação de fraturamento hidráulico para ambos os modelos de produção. A Figura 4.1 mostra o comparativo entre esses dois modelos com relação ao Fator de Recuperação do Gás (FR).

Figura 4.1 - Comparação do FR para os modelos de poços verticais



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Como o reservatório em estudo possui baixíssima porosidade e permeabilidade, o fator de recuperação do gás (FR) para a recuperação primária foi baixo, cerca de 6 % para o modelo com treze poços e 10 % para o modelo com dezoito poços. Essa diferença de 4 % ocorre devido a maior quantidade de poços produtores no segundo modelo.

Com a operação de fraturamento hidráulico, o fator de recuperação de gás aumentou para 43 % e 51 % no primeiro e segundo modelo, respectivamente. Embora seja uma recuperação animadora quando comparado a recuperação de 20 % encontrada na literatura (Suárez, 2012), o modelo com poços verticais não são priorizados para esse tipo de reservatório, visto que normalmente os reservatórios de *Shale Gas* não são espessos e possuem suas acumulações (*sweet spots*) bastante fragmentados ao longo da extensão da rocha.

4.2 Poços Horizontais

Para o caso da produção do reservatório por meio de poços horizontais, foram realizadas cinco diferentes análises:

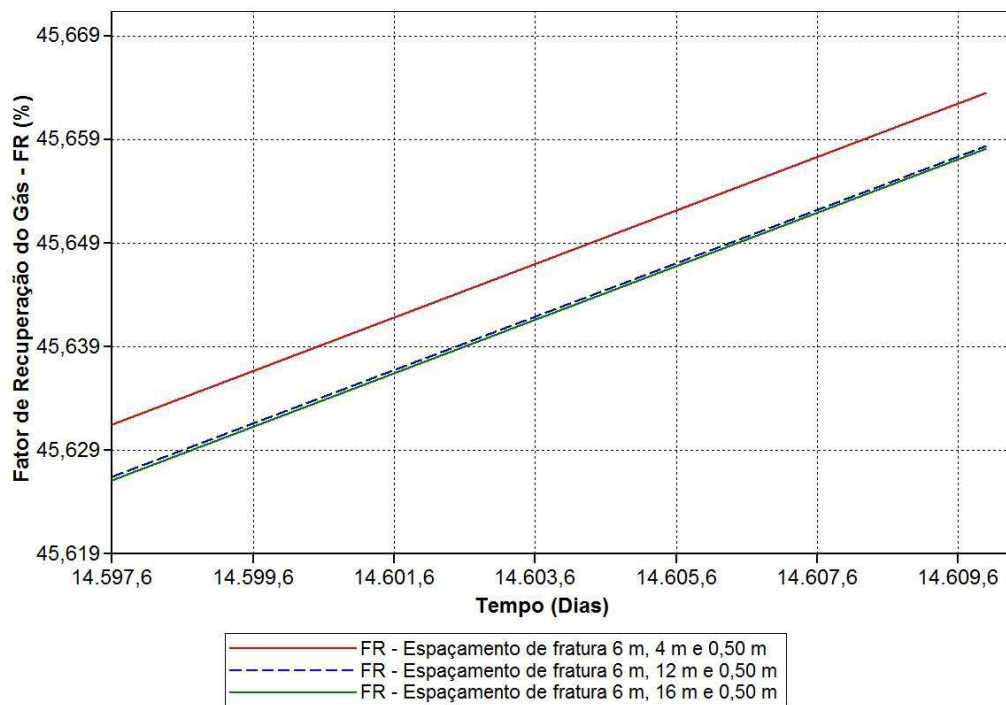
- ✓ Análise de sensibilidade ao espaçamento da fratura para o caso de fratura horizontal ao longo de toda a extensão dos poços;
- ✓ Análise de fraturas horizontais, para os três diferentes modelos: fraturas ao longo de toda extensão do poço, fraturas em 4 estágios e fraturas em 7 estágios;
- ✓ Análise de fraturas verticais, para os três diferentes modelos: fraturas ao longo de toda extensão do poço, fraturas em 4 estágios e fraturas em 7 estágios;
- ✓ Comparativo entre fraturas verticais e horizontais para cada modelo proposto;
- ✓ Análise de sensibilidade ao tamanho da fratura, para o modelo composto por fraturas verticais em 4 estágios

4.2.1 Análise de Sensibilidade ao Espaçamento de Fratura

Foi analisada a sensibilidade do fator de recuperação de gás ao espaçamento de fratura para o caso de fratura horizontal estendendo-se por todo o poço. Para o simulador, o fraturamento consiste na adição de diversas pequenas fraturas no interior de cada bloco que compõe o reservatório. Portanto, quanto menor é o espaçamento entre essas pequenas fraturas, maior deverá ser o fator de recuperação, visto que o número de fraturas dentro do bloco é maior.

Primeiramente, mantendo-se o espaçamento da dimensão I e K fixados e variando-se apenas a dimensão J é obtido o seguinte comparativo mostrado na Figura 4.2.

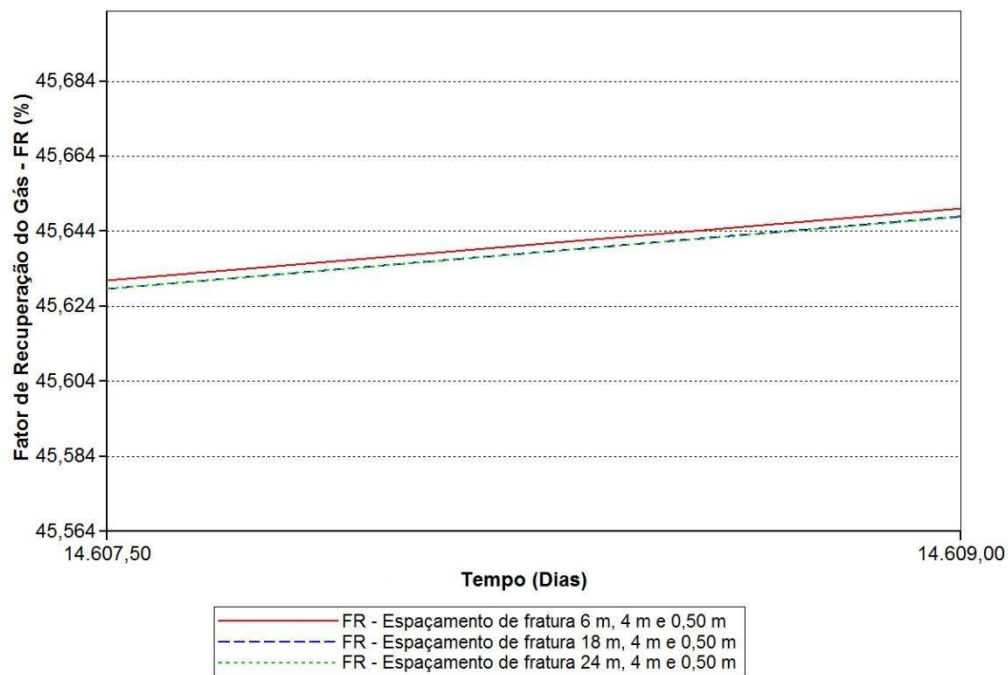
Figura 4.2 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em I e K



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Em seguida, manteve-se fixados o espaçamento das dimensões J e K e variou-se a dimensão I. O comparativo é mostrado na Figura 4.3.

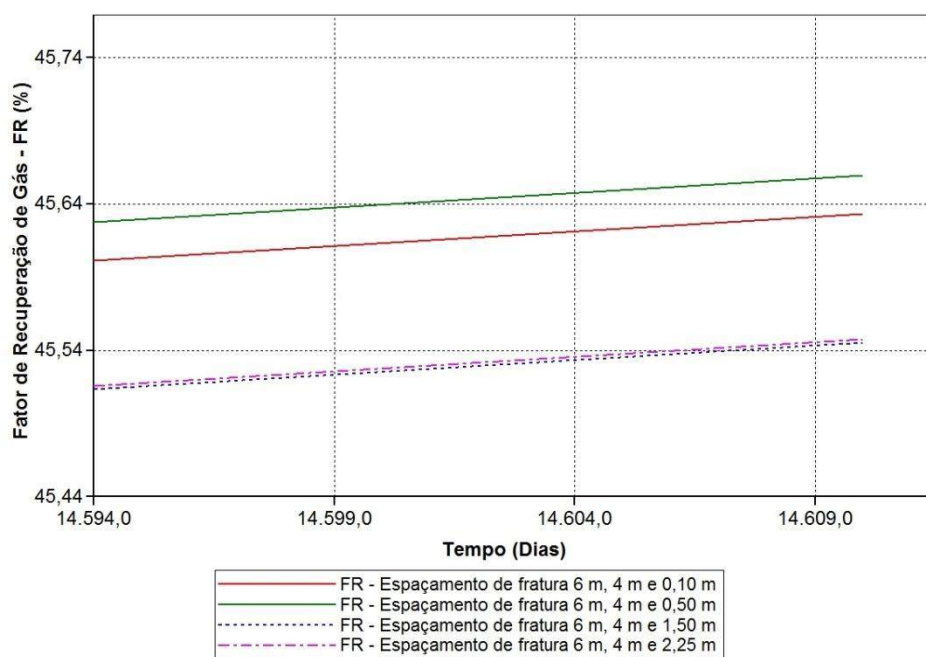
Figura 4.3 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em J e K



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Por fim, manteve-se o espaçamento das dimensões I e J fixados e variou-se o espaçamento da dimensão K. O comparativo é mostrado na Figura 4.4.

Figura 4.4 - Comparação do FR para espaçamento de fratura fixos em I e J



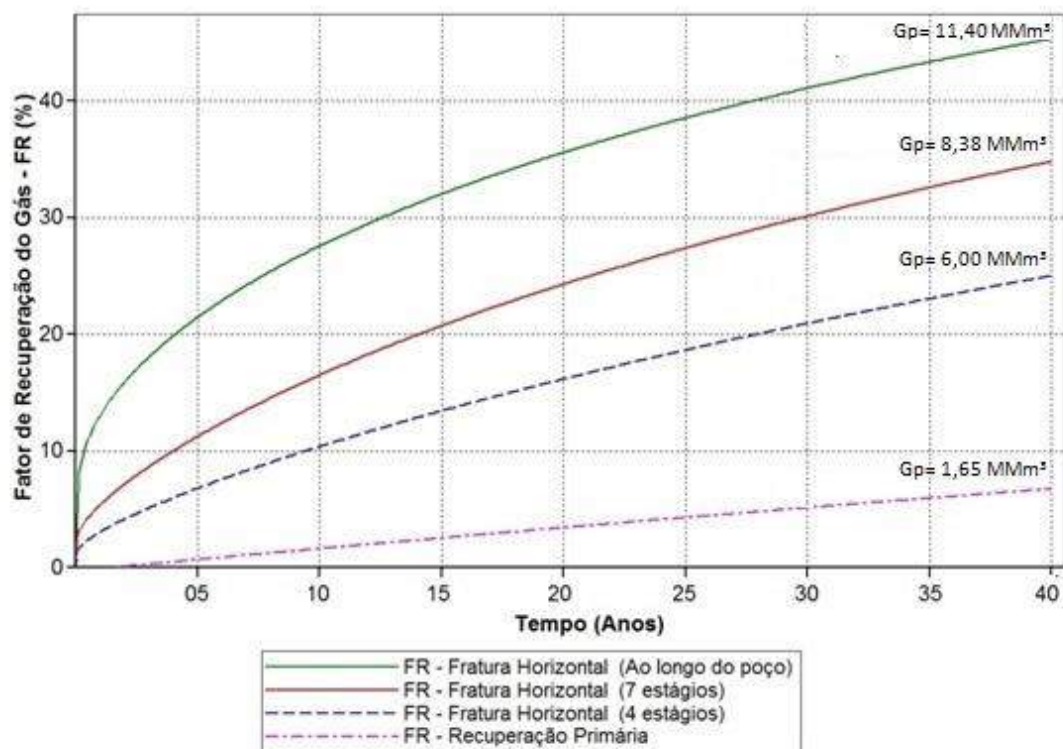
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

A análise dos os três comparativos mostra que o espaçamento entre as fraturas não é significativo quando compara-se o fator de recuperação do gás. Para que pudesse ser visualizado a diferença provocada pela alteração do espaçamento de fratura foi necessário mostrar somente um intervalo dos 5 dias no final da produção, no qual 14.609 dias corresponde ao ultimo ano de produção (2040). O fator de recuperação de gás manteve-se em torno de 45,5 % e 45,7 %. Portanto, para as outras análises realizadas, o espaçamento de fratura foi mantido constante em 6 m, 4 m e 0,5 m, respectivamente nas dimensões I, J e K.

4.2.2 Análise de Fraturas Horizontais

Nesta sessão foi realizada a análise das fraturas horizontais nos diferentes modelos propostos: fraturas ao longo de toda extensão do poço, fraturas em 4 estágios e fraturas em 7 estágios. A comparação do fator de recuperação do gás (FR) para esses três modelos é mostrada na Figura 4.5.

Figura 4.5 - Comparação do FR para todos os modelos de fratura horizontal



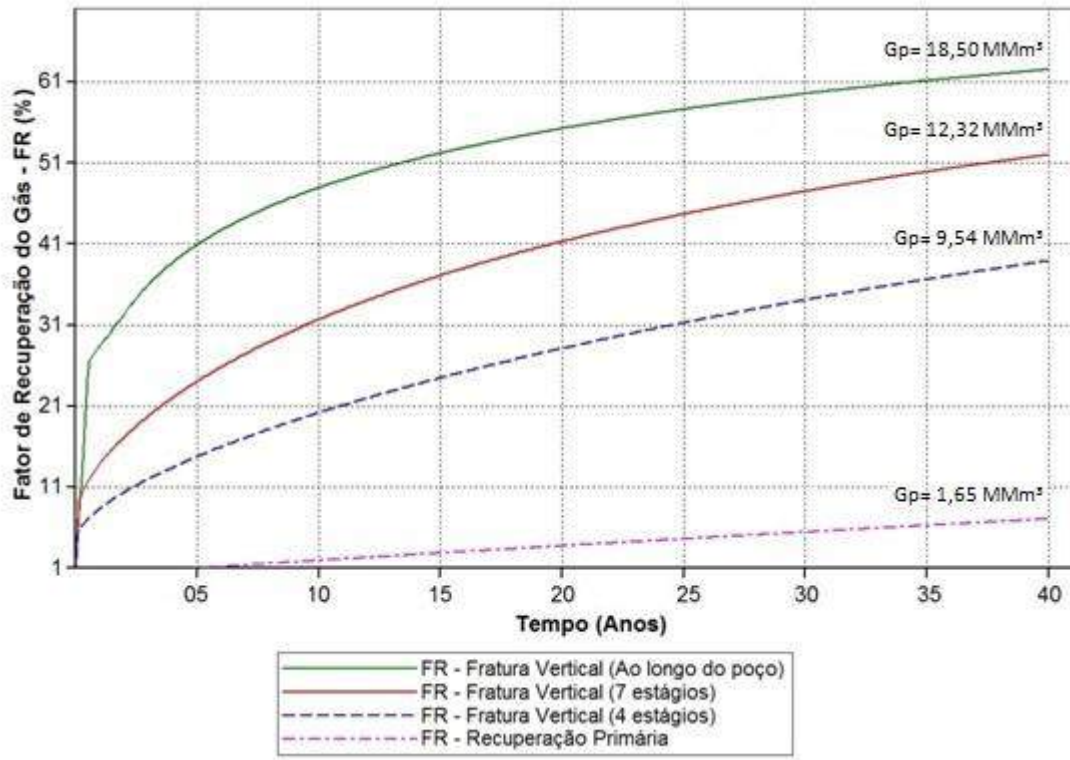
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Percebe-se que a maior recuperação de gás é obtida no modelo no qual a fratura horizontal se estende ao longo de toda a extensão do poço obtendo-se 11,40 MMm³ de gás. Isso acontece porque neste caso a área do reservatório exposta ao fluxo é superior a dos outros casos em multi-estágios. Entretanto, um fraturamento massivo como este não é recomendável devido ao grande custo da operação. Na prática a operação de fraturamento é realizada em estágios, sendo para os modelos analisados a melhor recuperação obtida com 7 estágios de fraturamento ao invés de 4 estágios. Foi recuperado 8,38 e 6,00 MMm³ de gás, respectivamente. Como esperado, a pior recuperação é obtida na recuperação primária (1,65 MMm³).

4.2.3 Análise de Fraturas Verticais

Nesta sessão foi realizada a análise das fraturas verticais nos diferentes modelos propostos: fraturas ao longo de toda extensão do poço, fraturas em 4 estágios e fraturas em 7 estágios. Para o reservatório em estudo, a uma profundidade de 3180 metros, é provável que ao ser feito o fraturamento as fraturas que irão se abrir na formação sejam verticais, visto que as fraturas tendem a se estender na direção de maior tensão, que a essa profundidade usualmente é a tensão vertical de sobrecarga, e se abrir na direção de menor tensão (nesta profundidade, a tensão horizontal). A comparação do fator de recuperação do gás (FR) para esses três modelos é mostrada na Figura 4.6.

Figura 4.6 - Comparação do FR para todos os modelos de fratura vertical



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Percebe-se que assim como no caso de fraturas horizontais, o maior fator de recuperação de gás foi encontrado para o caso da fratura ao longo de toda extensão do poço, seguido pelo modelo com 7 estágios de fraturamento, 4 estágios de fraturamento e por fim a recuperação primária. O volume de gás produzido é de $18,50 \text{ MMm}^3$, $12,32 \text{ MMm}^3$, $9,54 \text{ MMm}^3$ e $1,65 \text{ MMm}^3$, para os modelos citados anteriormente, respectivamente. Assim como na análise feita na subseção anterior, isso acontece devido a maior exposição de área ao fluxo, como indica a equação para escoamento de Darcy, mostrada na Equação 2.1.

Além disso, percebe-se que com o fraturamento hidráulico a permeabilidade do gás também irá aumentar devido ao aumento na permeabilidade absoluta com o fraturamento da rocha de baixa permeabilidade e adição do propante, de maior permeabilidade, Equação 4.1.

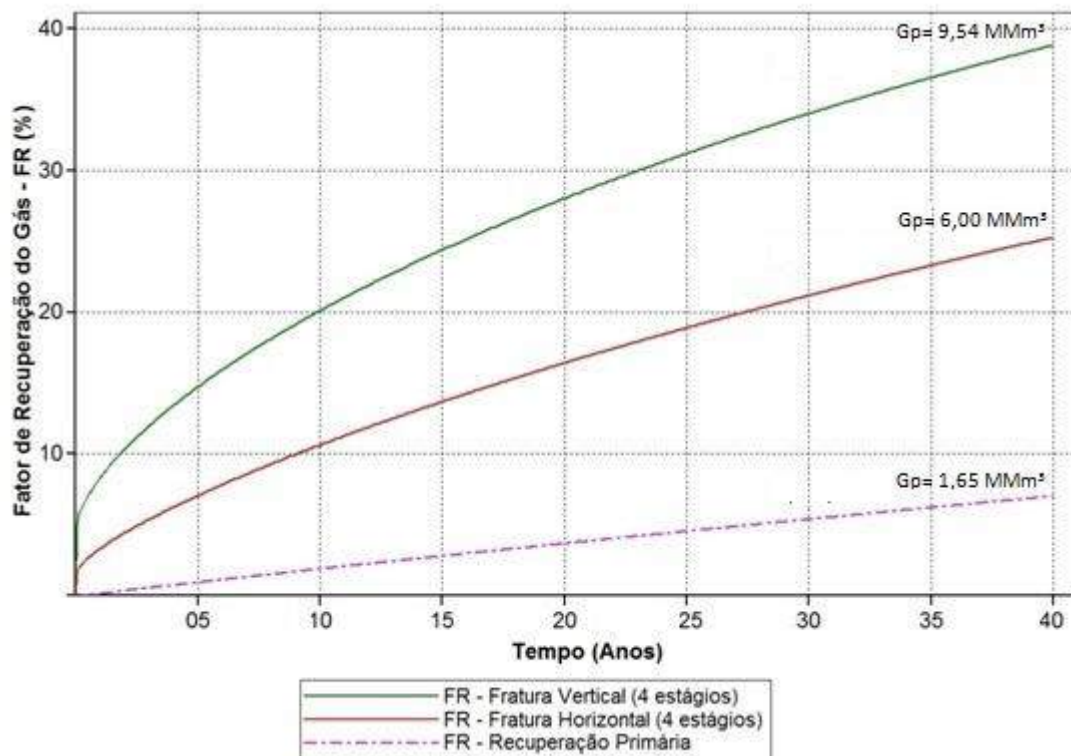
$$k_g = k_{rg} * k \quad (4.1)$$

No qual k_g é a permeabilidade do gás (mD), k_{rg} é a permeabilidade relativa do gás (adimensional) e k é a permeabilidade absoluta (mD).

4.2.4 Fraturas Verticais vs Fraturas Horizontais

Mais uma análise realizada é um comparativo entre o fator de recuperação do gás para o caso de fraturas verticais e horizontais. Primeiramente, foi analisado o modelo composto por fraturamento em 4 estágios. O resultado é mostrado na Figura 4.7.

Figura 4.7 - Comparação do FR para o fraturamento em 4 estágios

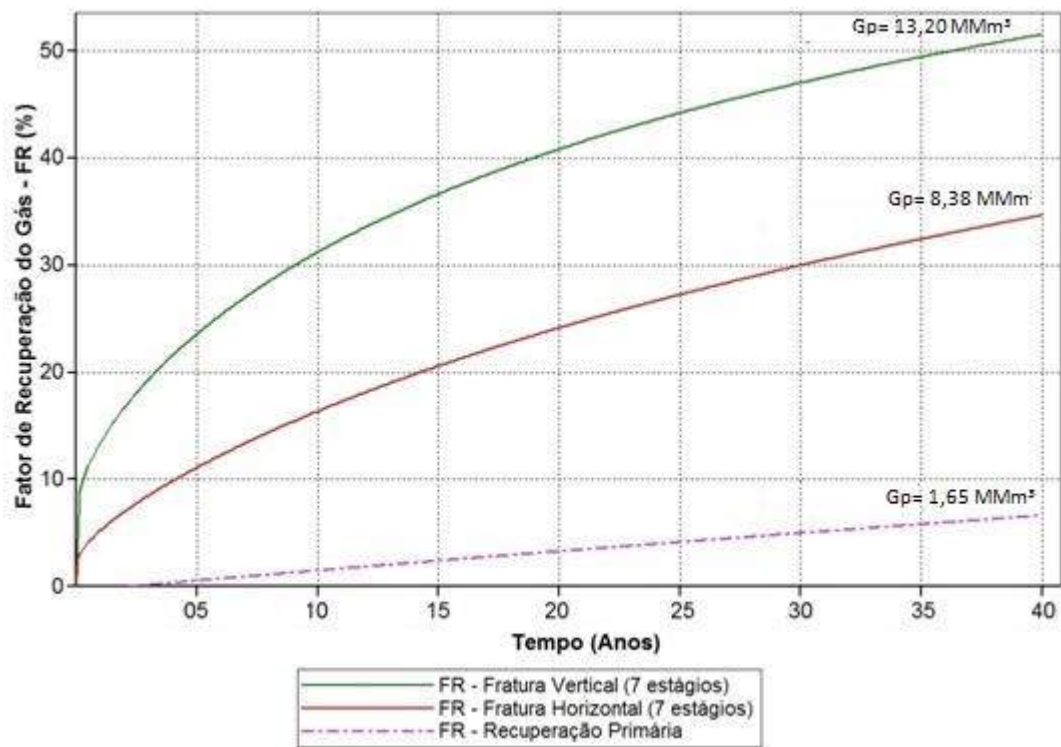


Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Nota-se que para o caso de fratura vertical a recuperação de gás obtida é de aproximadamente 38 % enquanto que para a fratura horizontal é de 25 %. Isso acontece porque a área fraturada na fratura vertical é muito superior a da fratura horizontal, compreendendo 11 camadas do reservatório. O volume de gás produzido ao final do período de 40 anos analisado é de 9,54 MMm³ para a fratura vertical e 6,00 MMm³ para a fratura horizontal.

Em seguida, foi analisado o caso de fraturamento em 7 estágios. O comparativo é ilustrado na Figura 4.8.

Figura 4.8 - Comparação do FR para o fraturamento em 7 estágios



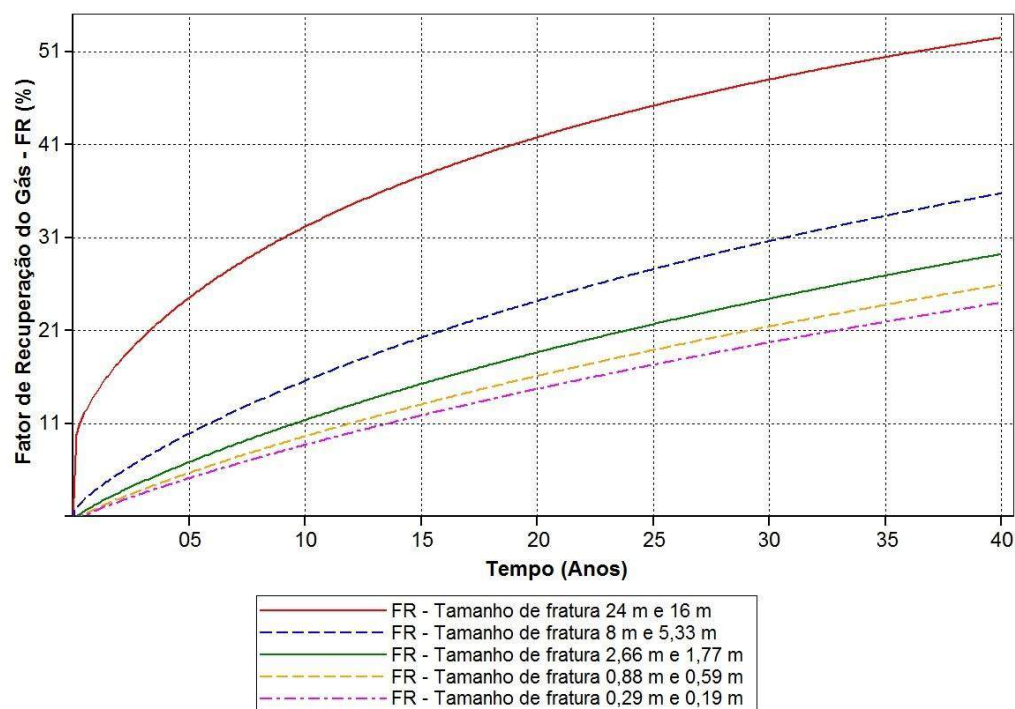
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Assim como para análise de 4 estágios de fraturamento, a maior recuperação obtida foi para a fratura vertical. O volume de gás recuperado foi de 13,20 MMm³ para a fratura vertical e 8,38 MMm³ para a fratura horizontal. Observa-se um aumento de 16 % no fator de recuperação no caso de fraturas verticais.

4.2.5 Análise de Sensibilidade ao Tamanho da Fratura

O comparativo para o fator de recuperação do gás entre os diferentes tamanhos de fratura propostos é mostrado na Figura 4.9.

Figura 4.9 - Comparação do FR para os diferentes tamanhos de fratura analisados



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

O volume de gás produzido é mostrado para cada tamanho de fratura na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Volume de gás produzido para os diferentes tamanhos de fratura analisados

Fratura	Volume de Gás (MMm ³)
a (24 m e 16m)	13,2
b (8 m e 5,33 m)	8,26
c (2,66 m e 1,77 m)	6,69
d (0,88 m e 0,59)	5,92
e (0,29 m e 0,19 m)	5,47

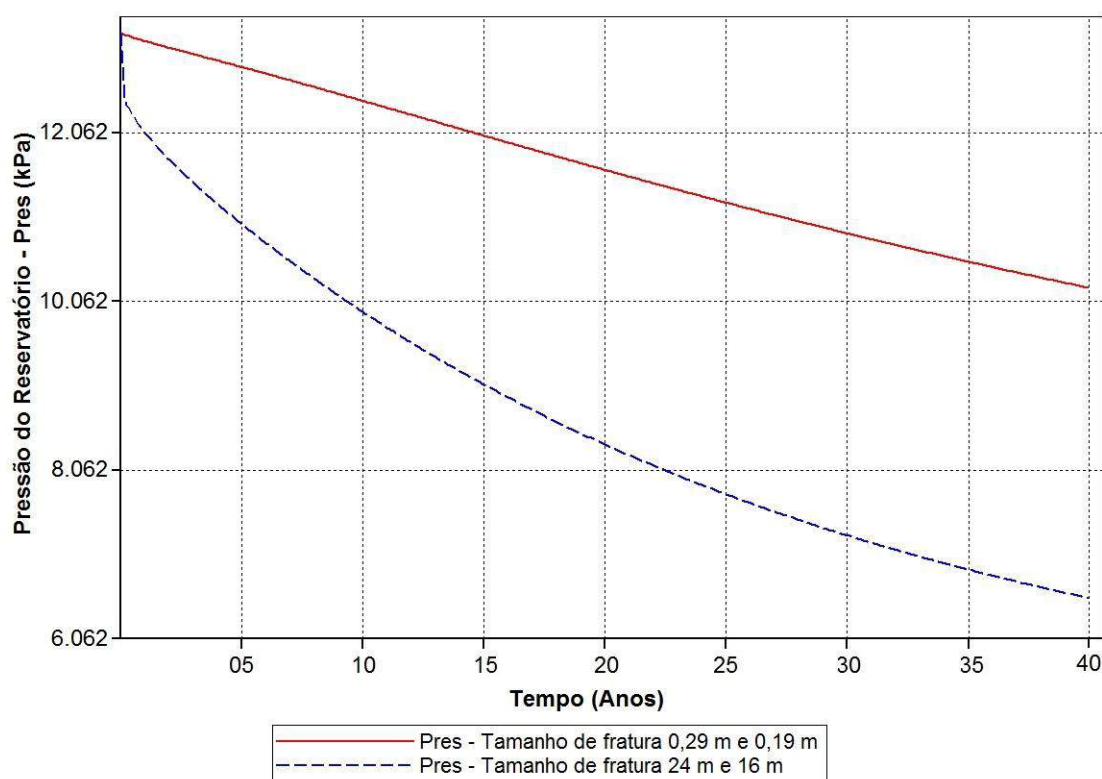
Fonte: Elaboração própria.

Como esperado, a medida que reduz-se o tamanho da fratura o volume de gás produzido é também reduzido. Como consequência se obtêm um menor fator de recuperação de gás. Como já foi dito anteriormente, o fraturamento da

formação é responsável por permitir o escoamento de gás que estava retido na rocha e não era capaz de escoar devido a baixíssima permeabilidade da formação. O propante adicionado após o fraturamento da rocha provocará um aumento dessa permeabilidade e o gás será então capaz de escoar do meio poroso para o interior do poço. Quanto maior for a fratura, além da maior possibilidade de interconectar fraturas naturais da formação, maior será essa área com permeabilidade aumentada e mais gás será produzido, aumentando assim o fator de recuperação.

Para o caso do maior tamanho de fratura, 24 metros em I e 16 metros em J, e da menor fratura, 0,29 metros e 0,19 metros, foram também analisadas outras variáveis. A comparação feita para a redução da pressão do reservatório é mostrada na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Comparação da pressão do reservatório para a maior e para a menor fratura



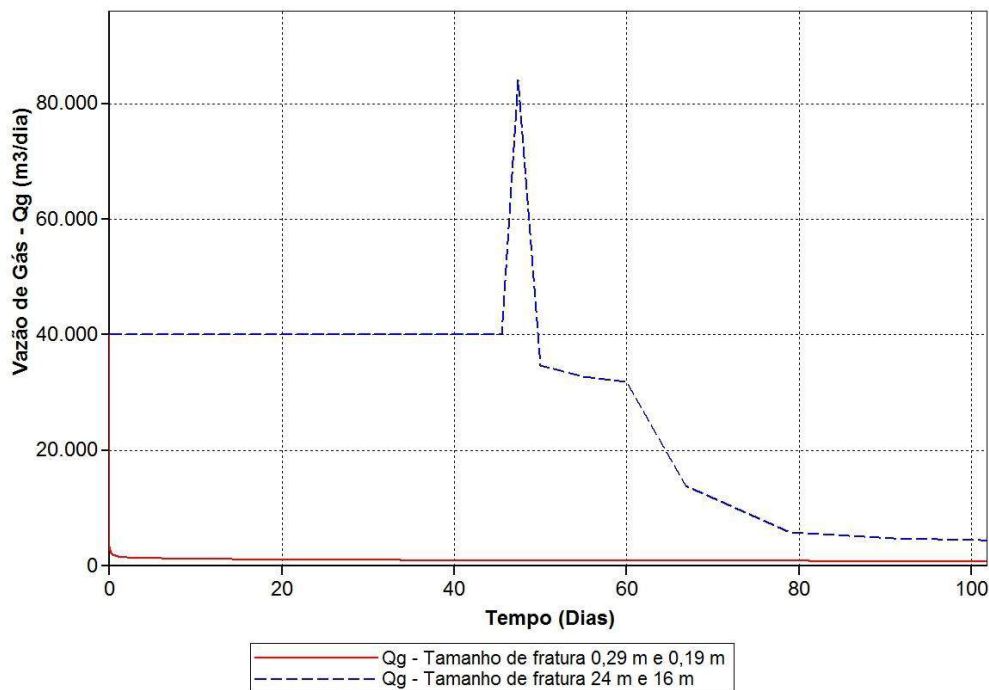
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

A queda de pressão para o modelo com maior tamanho de fratura é muito mais acentuada do que para o modelo com menor tamanho de fratura. Ao final do período de produção (40 anos), a pressão do reservatório para a maior fratura é

de aproximadamente 6.500 kPa, já para a menor fratura a pressão é cerca de 10.200 kPa. Com isso, podemos inferir que o reservatório com o menor tamanho de fratura terá uma maior vida útil a taxas econômicas de produção.

O comportamento da vazão de gás ao longo do tempo de produção é mostrado na Figura 4.11. Para uma melhor visualização desse comportamento no período inicial de produção, foi dado ênfase para os primeiros 100 dias.

Figura 4.11 - Comportamento da vazão de gás para maior e menor tamanho de fratura



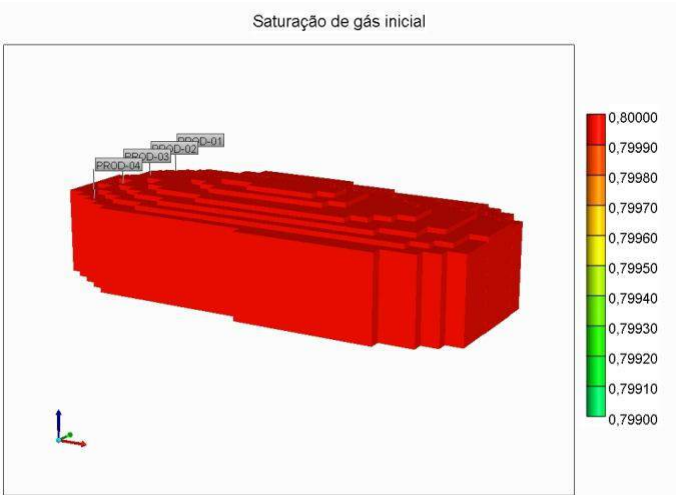
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results Graph*.

Em relação à vazão de produção de gás de todo o campo percebe-se que para ambos os casos de tamanho de fratura ocorre uma redução brusca da vazão logo no início da produção, visto que o período total de produção do reservatório é de 40 anos. Para o caso do menor tamanho de fratura, observa-se que logo nos primeiros dias a vazão declina rapidamente. Já para o caso da maior fratura, percebe-se que os poços ficam produzindo com uma vazão constante durante um período de aproximadamente 45 dias, e então a vazão começa a declinar. Ao final do tempo total de 40 anos, a vazão de gás de todo o campo atinge valores semelhantes, 272 m^3/dia para o modelo com maior tamanho de fratura e 254 m^3/dia para o caso com menor tamanho de fratura.

4.2.5.1 Influência na saturação de gás do reservatório

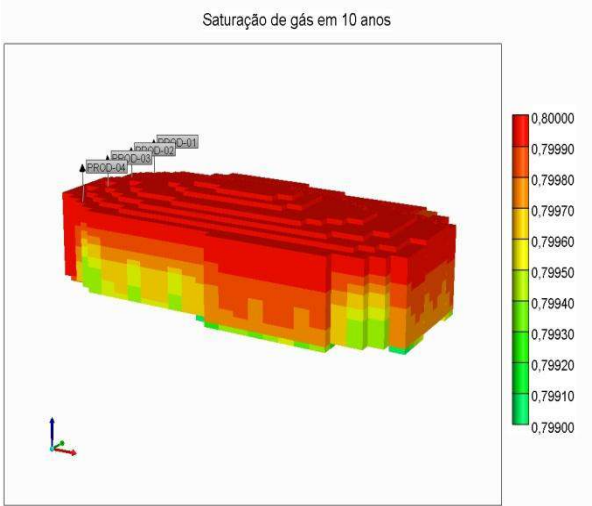
Mapas 3D de saturação de gás em diferentes datas foram feitos no módulo *Results 3D* para observar a evolução da saturação de gás do reservatório com a utilização de diferentes tamanhos de fratura. A saturação inicial de gás é mostrada na Figura 4.12. Após 10 anos de produção é observada na Figura 4.13 e Figura 4.14 a comparação entre a fratura de 24 e 16 metros e a fratura de 0,19 e 0,29 metros, em I e J, respectivamente. A mesma comparação é mostrada também para o período após 20 anos, na Figura 4.15 e Figura 4.16, 30 anos na Figura 4.17 e Figura 4.18 e 40 anos de produção, na Figura 4.19 e Figura 4.20. Assim como a análise gráfica anterior, o maior tamanho de fratura se mostrou mais eficiente, atingindo valores de saturação de gás menores ao final do período de produção.

Figura 4.12 - Saturação de gás inicial para maior fratura e menor fratura



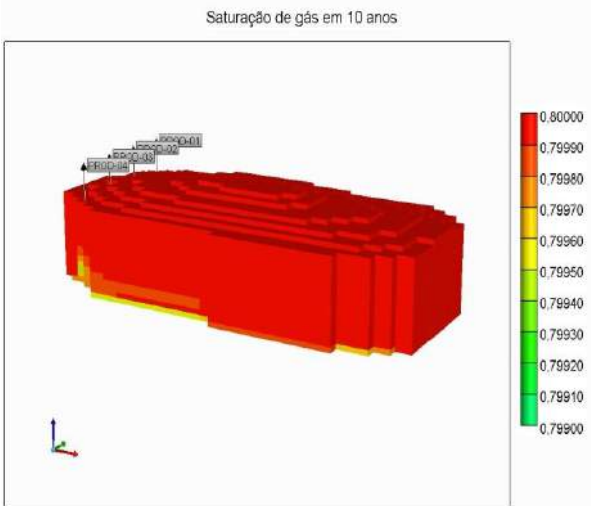
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.13 - Saturação de gás em 10 anos de produção para maior fratura



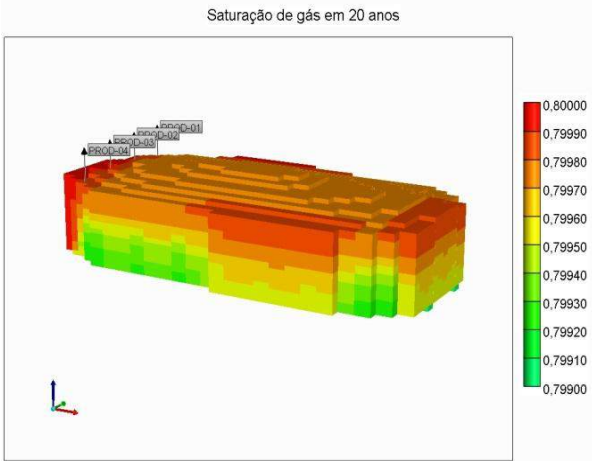
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.14 - Saturação de gás em 10 anos de produção para a menor fratura



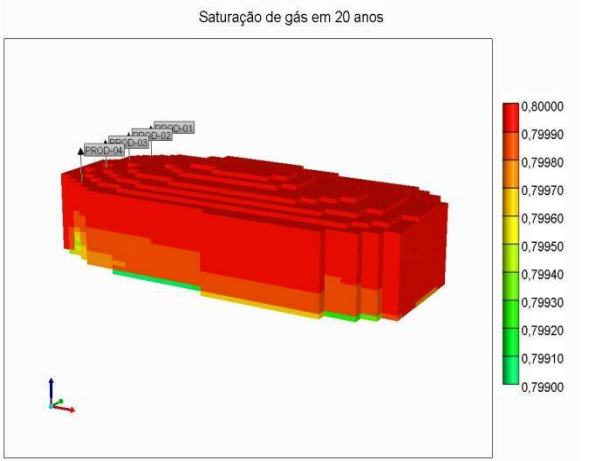
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.15 - Saturação de gás em 20 anos de produção para maior fratura



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.16 - Saturação de gás em 20 anos de produção para a menor fratura



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.17 - Saturação de gás em 30 anos de produção para maior fratura

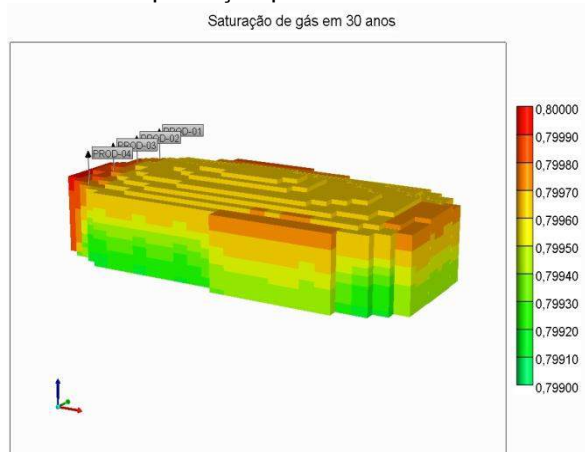
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.18 - Saturação de gás em 30 anos de produção para a menor fratura

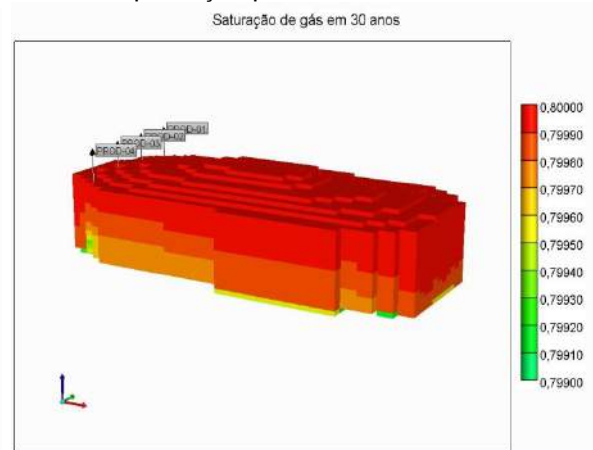
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.19 - Saturação de gás ao final de 40 anos de produção para maior fratura

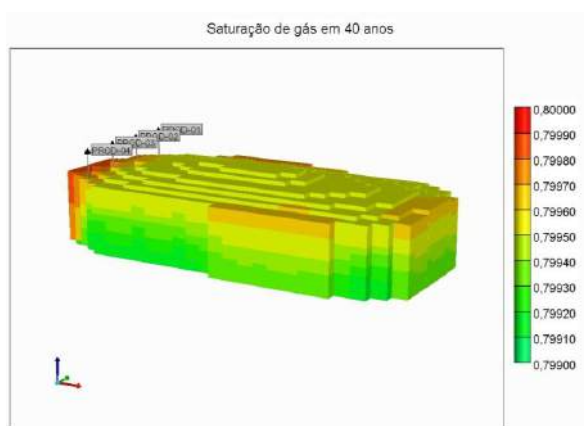
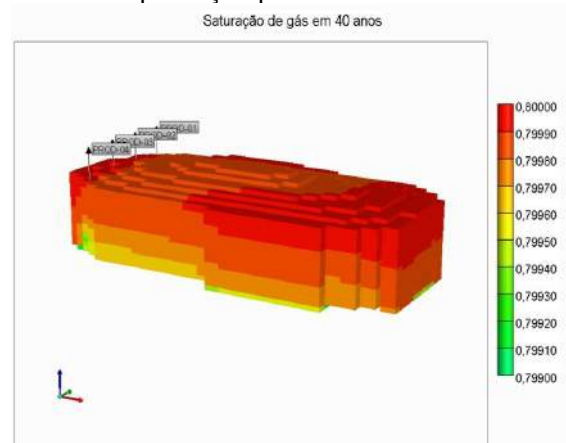
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.20 - Saturação de gás ao final de 40 anos de produção para a menor fratura

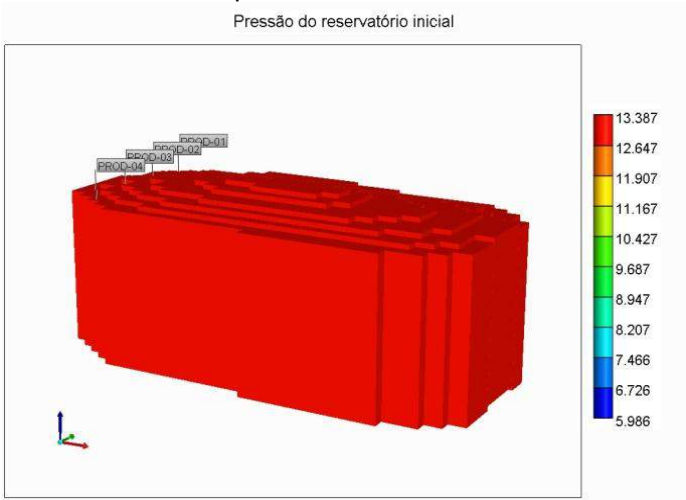
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

A saturação de gás inicial do reservatório é de 80 %. Como o reservatório desse estudo é um reservatório de gás, ao longo da produção percebe-se uma pequena redução na saturação de gás. Nos primeiros dez anos de produção essa queda de saturação ocorre nas camadas adjacentes aos poços perfurados. No decorrer dos anos, a queda de saturação compreende todo o reservatório e atinge valores de até aproximadamente 79,92 % para o caso do maior tamanho de fratura e de aproximadamente 79,97 % para o caso do menor tamanho de fratura. Percebe-se que ao fim da produção ainda há áreas no caso de menor tamanho de fratura que apresentam ainda o mesmo valor da saturação inicial, evidenciando ainda mais a menor recuperação de gás para esse cenário.

4.2.5.2 Influência na pressão do reservatório

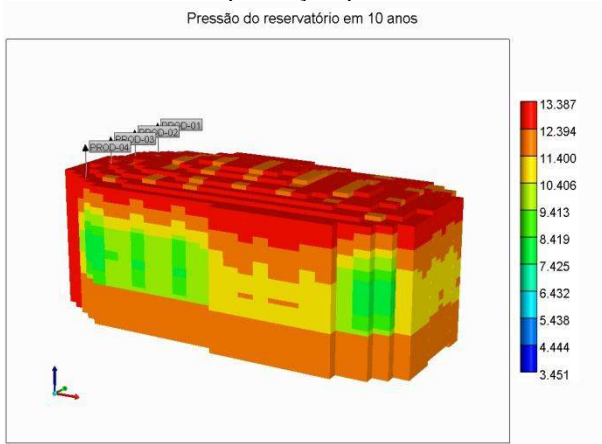
Um outro parâmetro de reservatório importante a ser analisado é o comportamento da pressão ao longo dos 40 anos de produção para os diferentes tamanhos de fratura. A pressão inicial do reservatório é mostrada na Figura 4.21. Após 10 anos de produção é observada na Figura 4.22 e Figura 4.23 a comparação entre a fratura de 24 e 16 metros e a fratura de 0,19 e 0,29 metros, em I e J, respectivamente. A mesma comparação é mostrada também para o período após 20 anos, na Figura 4.24 e Figura 4.25, 30 anos na Figura 4.26 e Figura 4.27 e 40 anos de produção, na Figura 4.28 e Figura 4.29.

Figura 4.21 - Pressão inicial do reservatório para maior fratura



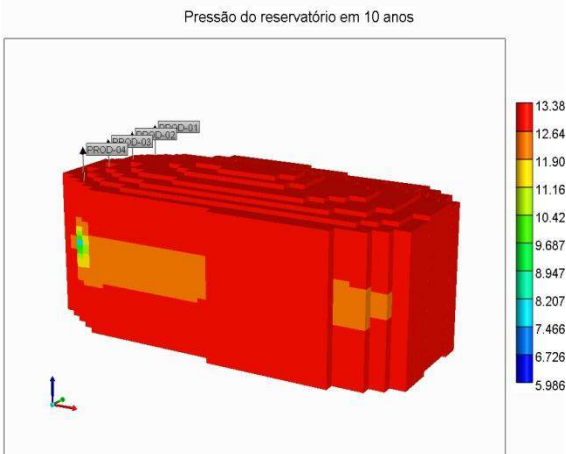
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.22 - Pressão do reservatório em 10 anos de produção para maior fratura



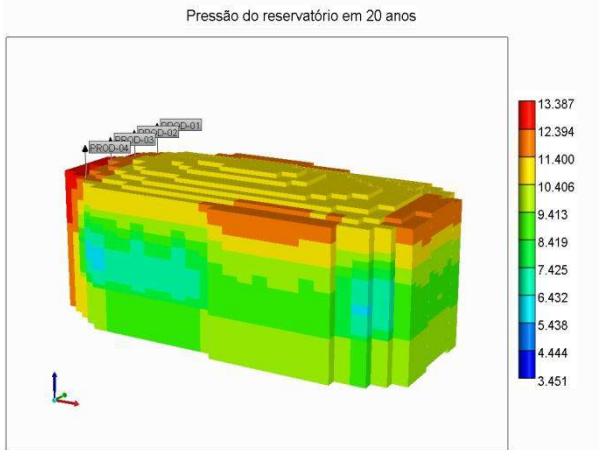
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.23 - Pressão do reservatório em 10 anos de produção para menor fratura



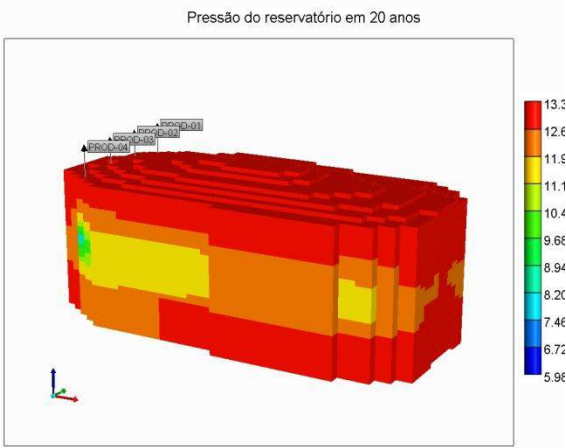
Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.24 - Pressão do reservatório em 20 anos de produção para maior fratura



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.25 - Pressão do reservatório em 20 anos de produção para menor fratura



Fonte: Elaboração própria no módulo *Results 3D*.

Figura 4.26 - Pressão do reservatório em 30 anos de produção para maior fratura

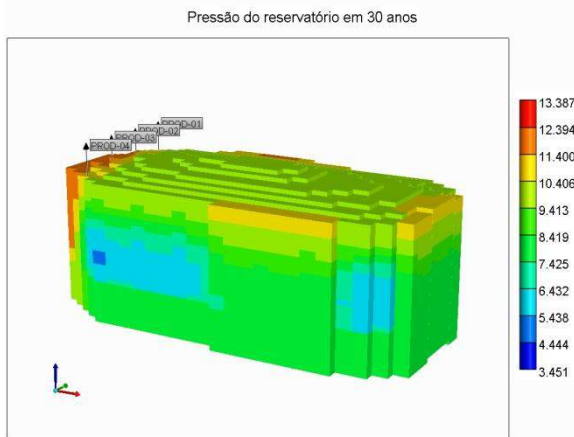


Figura 4.27 - Pressão do reservatório em 30 anos de produção para menor fratura

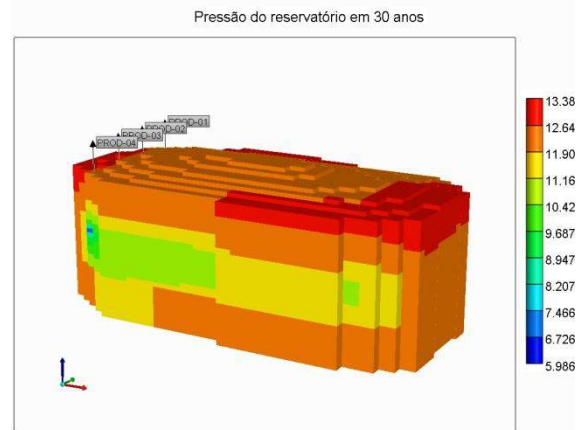


Figura 4.28 - Pressão do reservatório ao final de 40 anos de produção para maior fratura

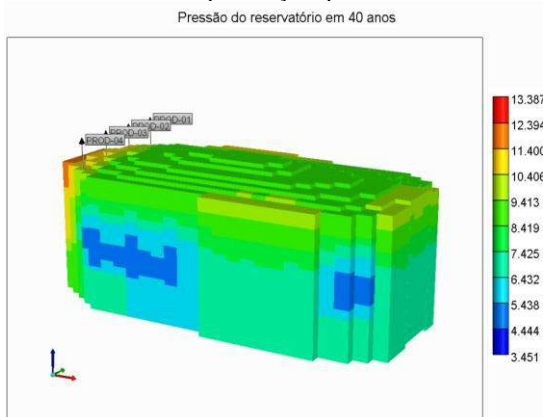
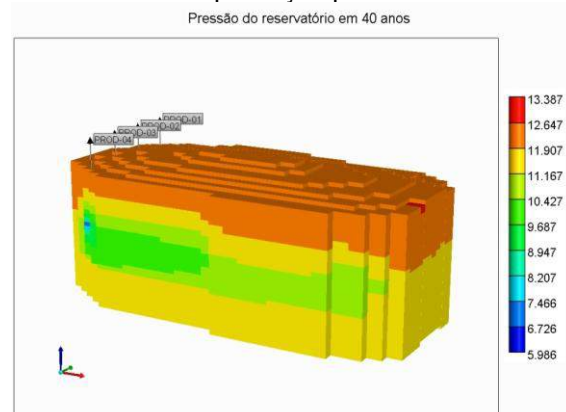


Figura 4.29 - Pressão do reservatório ao fim de 40 anos de produção para menor fratura



Inicialmente, o reservatório apresenta uma elevada pressão, acima de 13.000 kPa, visto que é um reservatório profundo e a pressão aumenta de acordo com a profundidade. Após dez anos de produção do reservatório, percebe-se que a pressão nas áreas próximas aos poços cai para aproximadamente 9.000 kPa no caso com maior fratura e para 12.000 kPa no caso com menor fratura. Após vinte anos de produção a pressão declina para valores de 7.000 kPa e 11.500 kPa, para maior fratura e menor fratura respectivamente. Ao final da produção percebe-se que o declínio de pressão é muito maior para o caso com maior fratura do que para menor fratura, visto que para áreas próximas aos poços é observado uma pressão de 4.000 kPa contra 10.000 kPa. Isso acontece pois no primeiro caso mais gás é produzido, logo a pressão interna do reservatório ficará menor.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Considerações finais

No estudo realizado foi proposta uma análise de um reservatório não convencional de *Shale Gas* com características petrofísicas baseadas nas estimativas obtidas para a Bacia do Paraná e com um modelo de condensado de gás.

Foi mostrado que a recuperação primária de gás tanto para o caso de poços horizontais e verticais foi relativamente baixa. Para aumentar essa recuperação, foi modelada a operação de fraturamento hidráulico para ambos os casos.

Para o caso de poços verticais com fraturamento, obteve-se um fator de recuperação de 43 % para o modelo com 13 poços e de 51 % para o modelo com 18 poços. Embora o segundo modelo tenha um fator de recuperação mais elevado, seria necessária a elaboração de uma análise econômica para se afirmar que a perfuração de um maior número de poços seria viável.

Para o caso de poços horizontais com fraturas horizontais, obteve-se um maior fator de recuperação de gás para o caso com fratura ao longo de todo intervalo canhoneado do poço, entretanto economicamente falando essa alternativa muito provavelmente não seja viável devido ao alto custo de operação para fraturar 504 metros. Para esse modelo foi recuperado um total de 11,40 MMm³ de gás.

Da mesma forma, para o caso de poços horizontais com fraturas verticais também foi observado um maior fator de recuperação de gás para o caso com a fratura se estendendo em toda a região do poço. Para o modelo foi recuperado um total de 18,50 MMm³ de gás. Isso acontece devido a uma maior área fraturada e provável interconexão de um número maior de fraturas naturais da formação do que para os casos de fraturamento em 4 e 7 estágios.

Ainda para o caso de poços horizontais, comparando-se o tipo de fraturas (verticais e horizontais) obteve-se um maior fator de recuperação de gás para os modelos com fraturas verticais. Para o cenário com 4 estágios de fraturamento, foram obtidos 9,54 MMm³ de gás contra 6,00 MMm³ no modelo com fraturas

horizontais. Da mesma forma, para o cenário com 7 estágios de fraturamento foram obtidos 13,20 MMm³ de gás contra 8,39 MMm³ no modelo com fraturas horizontais.

Quanto ao espaçamento de fratura, foi observado pouca influência dele na recuperação de gás. Para o modelo com poços horizontais e fraturas horizontais foi observado que variando-se as dimensões I, J e K ele sempre apresentou valores entre 45,5 % e 45,6 %.

Em relação a análise para o tamanho da fratura no caso com poços horizontais e fraturas verticais em 4 estágios, foi observado que a maior fratura (I= 24 metros, J= 16 metros) apresentou uma maior recuperação de gás, 13,20 MMm³ de gás, enquanto que na menor fratura (I= 0,29 metros, J=0,19 metros) foi obtido 5,47 MMm³ de gás. Conclui-se então, que quanto maior a fratura, maior será a recuperação de gás. Entretanto, também foi observado que a queda de pressão é mais acentuada para a maior fratura.

Ainda para a comparação de tamanho de fratura, foi observado nos mapas 3D que a depleção do reservatório para o caso de maior tamanho de fratura ocorre mais rapidamente e que uma maior quantidade de gás foi recuperada ao final do tempo de produção, resultando em menores valores de saturação ao longo de todo o reservatório. Para o modelo com menor fratura, observa-se que ao final dos 40 anos de produção ainda existem áreas do reservatório que apresenta a mesma saturação de gás inicial.

5.2 Recomendações

Um fator extremamente limitante no estudo de reservatórios não convencionais no Brasil é a disponibilidade de dados referentes as características petrofísicas das rochas reservatórios não convencionais e também de dados de produção, visto que esse tipo de recurso ainda não é explorado e produzido com sucesso nas bacias brasileiras.

Recomenda-se para análises futuras a elaboração desse estudo com dados mais concretos e também com a utilização de novas ferramentas que vem sendo desenvolvidas para os *softwares* comerciais de simulação numérica de reservatórios,

como por exemplo o uso de efeitos não darcianos em reservatórios de *Shale Gas* que está disponível no *software* da CMG.

Além disso, o presente estudou tratou apenas de aspectos técnicos relativos a exploração e produção de reservatórios não convencionais de *Shale Gas*. Uma análise econômica pode ser agregada no futuro aliada também a uma análise de aspectos ambientais que é um fator que tem gerado opiniões diversas em diferentes países acerca do forte impacto das operações de fraturamento hidráulico no meio ambiente. Por fim, uma análise sobre a questão da legislação federal, estadual e municipal no que diz respeito a exploração de reservatórios pode ser também adicionada em estudos futuros.

CAPÍTULO 6

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível - A exploração e Produção de Gás Natural no Brasil: 12ª rodada de licitações de blocos exploratórios. 2013.

AYDE, Salim – Análise das possibilidades de desenvolvimento do *Shale Gas* no Brasil com base na experiência dos Estados Unidos. Monografia conclusão do curso de Especialização em Gestão Ambiental e Negócios do Setor Energético, USP. 2014. São Paulo - SP, Brasil.

BAPTISTA, José Pedro Mesquita Martins dos Santos – Caracterização de formações da Bacia Lusitania (zona emersa) para a produção de gás natural (não convencional). Dissertação de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Geológica e de Minas. 2011.

CHEN, David - *Directional Drilling*. Capítulo 6 do livro *Petroleum Engineering Handbook vol II*. 2006. SPE.

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *User's Guide. Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator* - IMEX. Versão 2013.10, Calgary-Alberta-Canadá.

DEVEGOWDA, D., CIVAN, F., HUDSON, J., MICHEL, G.G., SIGAL, R.F - *Quad-Porosity models for accurate characterization of shale gas reservoirs. Presentation at SPWLA Unconventional Resources SIG Conference. 2011.*

EIA, U.S Energy Information Administration – *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. 2013. Washington DC - United States of America.

HOLDITCH, Stephen A - *Hydraulic Fracturing*. Capítulo 8 do livro *Petroleum Engineering Handbook vol IV*. 2007. SPE.

HOLDITCH, Stephen A. – *Tight Gas Sands*. 2006. Acessado em 15 de Setembro de 2015. http://www.holditch.com/Portals/66/Tight%20Gas%20Sands_2006.pdf

IEA, International Energy Agency – *World Energy Investment Outlook*. 2014. Paris-France.

JACOMO, Julio Cesar Pinguelli – Os hidrocarbonetos não convencionais: Uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte-americana. Dissertação de Mestrado, COPPE-UFRJ. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético. 2014. Rio de Janeiro - RJ, Brasil.

JUNIOR, Clenilson da Silva Sousa – Tecnologia de óleos pesados e ultrapesados. Dissertação de Mestrado, UFRJ. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos. 2008. Rio de Janeiro - RJ, Brasil

BESSA JÚNIOR, Francisco de Paiva – Análise da recuperação em reservatórios de gás com baixa permeabilidade (*Tight Gas*) através do fraturamento hidráulico. Dissertação de Mestrado, UFRN. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 2014. Natal - RN, Brasil.

LOFTIN, P. - *Tips and tricks for finding, developing and operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires. 1998.

MASTERS, J.A. - *Deep basin gas trap, Western Canada*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v 63, p 152-181. 1979.

MIN et. al. - *Research and practice of low permeability oil and gas fields*. *Petroleum Industry Press. Beijing*. 1998.

MONTEIRO, Pedro – Petróleo e Gás - Geologia do Petróleo. Aula 4. 2011. Acessado em 18 de Setembro de 2015. <http://pt.slideshare.net/Pedrujr/aula-4-petrleo-prof-pedro-ibrapeg-7966464>

OLIVEIRA, Victor Alberoni Araújo – Caracterização de Reservatórios Não Convencionais. Trabalho Final de Graduação, UFF. Graduação em Geofísica. 2014. Niterói - RJ, Brasil

PETROBRAS, Petróleo Brasileiro S.A – Aspectos ambientais da Exploração de Gás Não Convencional. 2014. Brasília - DF; Brasil.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. - Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. Rio de Janeiro - RJ, Brasil.

SUÁREZ, A.A. - *The expansion of unconventional Production of Natural Gas (Tight gas, Gas Shale and Coalbed Methane)*. *Advances in Natural Gas Technology*. Dr Hamid Al-Megren (Ed), ISBN: 978-953-51-0507-7, In Tech. 2012. Acessado em 12

de Agosto de 2015. http://cdn.intechopen.com/pdfs/35289/InTech-The_expansion_of_unconventional_production_of_natural_gas_tight_gas_gas_shale_and_coal_bed_methane.pdf

VIRGENS, Gildegleice Barcelar das Virgens – Revisão Bibliográfica dos folhelhos com gás da formação Barnett, Texas, EUA: um exemplo de reservatório não convencional. Trabalho Final de Graduação, UFBA. Graduação em Geologia. 2011. Salvador - BA, Brasil.

WYLIE, G.; **EBERHARD**, M.; **MULLEN**, M. - *Trends in Unconventional Gas: Halliburton Oil and Gas Journal*. Houston, EUA. 2007.