



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



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO NUMÉRICO DA RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS TIGHT
GAS ATRAVÉS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

RAFAEL ALVES RANDEL

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Natal / RN, Junho de 2015

**ESTUDO NUMÉRICO DA RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS
TIGHT GAS ATRAVÉS DO FRATURAMENTO HIDRÁULICO**

RAFAEL ALVES RANDEL

Natal / RN, Junho de 2015

RAFAEL ALVES RANDEL

Estudo numérico da recuperação em reservatórios tight gas através do fraturamento hidráulico.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Orientador – UFRN

Prof. Dr Marcos Allyson Felipe Rodrigues

M.Sc. Edson de Andrade Araújo

RANDEL, Rafael Alves - Estudo numérico da recuperação em reservatórios tight gas através do fraturamento hidráulico. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

RESUMO

Impulsionado por pesquisas, domínio de novas tecnologias e uma mudança na matriz energética mundial, a produção de gás natural vem avançando em seus mecanismos de exploração e exploração afim de atender a maior demanda, para isso, novas tecnologias relacionadas a reservatórios não convencionais tem sido cada vez mais estudadas e aplicadas na indústria do petróleo. Reservatórios do tipo “Tight Gas” são os reservatórios não convencionais mais comuns no Brasil e referem-se aos campos de arenito com baixa porosidade, por volta de 7%, e permeabilidades entre 0,1 mD e 0,0001 mD, acumulando consideráveis reservas de gás natural e promessas de grande rentabilidade. O gás natural nesse tipo de reservatório é extraído a partir de atividades de estimulação, principalmente a de fraturamento hidráulico, criando canais de alta condutividade entre o poço e o reservatório, permitindo assim o fluxo de fluidos do reservatório para o poço. Para investigar a influência de alguns parâmetros do fraturamento hidráulico sobre a recuperação de gás, foi realizado, neste trabalho, um estudo numérico do método proposto. O modelo físico utilizado corresponde a um reservatório homogêneo semissintético de gás condensado. As simulações foram realizadas no módulo IMEX (“Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator”) da CMG (“Computer Modelling Group”), versão 2014.10. Com o objetivo de aumentar a eficiência operacional do método, foi realizado um estudo comparativo entre o modelo com um único poço horizontal e múltiplas fraturas, e o modelo com vários poços verticais e uma única fratura cada. A quantidade de fraturas, altura das fraturas e geometria dos poços foram os parâmetros analisados e todos apresentaram grande influência no fator de recuperação final de gás, sendo a quantidade de fraturas o mais significativo entre eles.

Palavras-Chaves: fraturamento hidráulico, baixa permeabilidade, *tight gas*, reservatório não convencional, recuperação de gás, simulação numérica, IMEX, CMG.

RANDEL, Rafael Alves - Estudo numérico da recuperação em reservatórios tight gas através do fraturamento hidráulico. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão.

ABSTRACT

Driven by research, mastery of new technologies and a change in the world energy matrix, natural gas production has been advancing in its exploration and exploitation mechanisms in order to meet the higher demand for this resource. New technologies related to unconventional reservoirs have been increasingly studied and applied in the oil industry. According to ANP, there are large volumes of unconventional natural gas in at least seven Brazilian sedimentary basins. Reservoirs of "Tight Gas" type is the unconventional reservoir most common in Brazil and it refers to sandstone fields with low porosity, around 7%, and extremely low permeabilities, values between 0.1 and 0.0001 mD, accumulating considerable reserves of natural gas and highly profitable promises. The natural gas from this type of reservoir is extracted by using stimulation operations, especially hydraulic fracturing, creating channels of high conductivity between the well and the reservoir, thereby allowing the reservoir fluids flow into the well. To investigate the influence of some parameters of hydraulic fracturing on the gas recovery a numerical study of the proposed method was conducted. The physical model used corresponds to a homogeneous semi-synthetic reservoir of gas condensate. The simulations were performed at IMEX module ("Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator") of CMG ("Computer Modelling Group"), versions 2012.10 and 2014.10. In order to increase the operational efficiency of the method, it was conducted a study comparing the model with a single horizontal well and multiple fractures and the model with several vertical wells with one fracture each. Among the parameters analyzed, the number of fractures was the parameter that showed the greatest influence on the ultimate gas recovery.

Keywords: hydraulic fracturing, fracking, low permeability, tight gas, unconventional reservoir, natural gas recovery, numerical simulation, IMEX, CMG.

“I believe in Christianity as I believe that the sun has risen: not only because I see it, but because by it I see everything else.” (C. S. Lewis)

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado aos meus pais,
Marco Antônio Barbosa Randel e Maria de Nazaré
Alves Randel e a minha amada namorada, Natália
Luz de Aquino.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que tem me sustentado e abençoado por toda vida. Que toda honra e glória seja dada a Ele, que é digno e merecedor de toda minha gratidão e louvor.

À minha amada namorada, Natália Luz, por seu imensurável apoio e suporte sempre tão cheia de amor, carinho e muita paciência. Sem ela seria impossível.

Ao meu orientador, professor Edney Rafael Viana Pinheiro, que além de contribuir de forma magnífica em minha vida acadêmica tanto me ensinando, concedeu-me incríveis oportunidades nesta jornada. Agradeço também por sua enorme paciência em tanto me ensinar, tirar dúvidas e organizar sua agenda para sempre prontamente me atender.

À Francisco de Paiva Bessa Júnior, que me ajudou muito provendo materiais de pesquisa e simulação e tirou-me várias dúvidas.

Ao professor Marcos Allyson Felipe Rodrigues, que também muito me ajudou no andamento desse trabalho com ideias, incentivos e tirando dúvidas desde antes da definição do tema abordado neste trabalho.

À Edson de Andrade Araújo que com bastante paciência me guiou e ensinou a usar a simulação numérica desde meu primeiro contato com esta ferramenta.

Aos meus pais, Marco Randel e Nazaré Randel, por todo sacrifício, trabalho e empenho para me proporcionar sempre tudo o que fosse preciso para enriquecer a minha formação educacional desde o primeiro dia de aula.

Ao meu irmão, Rodrigo Randel, meu melhor amigo, por todo apoio.

SUMÁRIO

1	CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	
1.1	INTRODUÇÃO GERAL	15
2	CAPÍTULO 2 ASPECTOS TEÓRICOS	
2.1	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.....	20
2.2	RESERVATÓRIOS CONVENCIONAIS E NÃO CONVENCIONAIS	20
2.3	TIPOS DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS DE GÁS.....	22
2.3.1	<i>Reservatórios tight gas</i>	22
2.3.2	<i>Reservatórios de gás de xisto ou folhelho (shale gas)</i>	25
2.3.3	<i>Reservatórios de gás profundo (deep gas)</i>	26
2.3.4	<i>Gás de Carvão (coalbed methane)</i>	26
2.3.5	<i>Gás de Zonas Geopressurizadas (geopressured zones of gas)</i>	28
2.3.6	<i>Hidratos (methane hydrates)</i>	29
2.4	ESTIMULAÇÃO DE POÇOS.....	30
2.4.1	<i>Acidificação de Matriz</i>	30
2.4.2	<i>Faturamento Ácido</i>	31
2.4.3	<i>Faturamento Hidráulico</i>	31
3	CAPÍTULO 3 MATERIAIS E MÉTODOS	
3.1	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	36
3.1.1	<i>Módulo BUILDER</i>	36
3.1.2	<i>Módulo IMEX</i>	36
3.1.3	<i>RESULTS GRAPH e RESULTS 3D</i>	37
3.2	CONDIÇÕES INICIAIS	37
3.2.1	<i>Modelo da Malha</i>	37
3.2.2	<i>Propriedades da Rocha Reservatório</i>	39
3.2.3	<i>Propriedades dos Fluidos</i>	39
3.2.4	<i>Modelo de Fluidos do Reservatório</i>	43
3.2.5	<i>Zona de Água e Contato Gás-Água</i>	43
3.2.6	<i>Poços Produtores: Completação e Localização</i>	43
3.2.7	<i>Modelagem das Fraturas</i>	47
3.3	PLANEJAMENTO DE SIMULAÇÕES E METODOLOGIA DE TRABALHO	51
3.3.1	<i>Planejamento de Simulações</i>	51
3.3.2	<i>Metodologia de Trabalho</i>	51
4	CAPÍTULO 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	
4.1	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E MODELOS ESTIMULADOS COM FRATURAMENTO HIDRÁULICO	55
4.2	ANÁLISE COMPARATIVA DA RECUPERAÇÃO DE CASOS COM POÇO HORIZONTAL E FRATURAS COM 49 METROS. 55	

4.3	ANÁLISE COMPARATIVA DA RECUPERAÇÃO DE CASOS COM POÇO HORIZONTAL E FRATURAS COM 49 E 74 METROS.	
	57	
4.4	ANÁLISE COMPARATIVA DA RECUPERAÇÃO DE CASOS COM POÇOS VERTICAIS.....	59
4.5	ANÁLISE COMPARATIVA DA RECUPERAÇÃO ENTRE CASOS COM POÇOS VERTICAIS E COM POÇO HORIZONTAL ..	61
5	CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES RECOMENDAÇÕES	
5.1	CONCLUSÕES.....	72
5.1.1	<i>Recomendações.....</i>	73
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
7	APÊNDICE	78

LISTA DE FIGURAS

Figure 2.1 - Pirâmide de recursos e tecnologia em reservatórios convencionais e não convencionais.	21
Figure 2.2 - Ilustração de perfil geológico de reservatórios de gás.	22
Figure 2.3 - Arenito convencional.	24
Figure 2.4 - Arenito não convencional, reservatório tight gas.	25
Figure 2.5 - Esquema de produção de gás em reservatórios de gás de carvão.	28
Figure 2.6 - Estrutura cristalina de molécula de hidrato.	29
Figure 2.7 - Combustão de gás em amostra de hidrato.	30
Figure 2.8 - Modelo de fratura segundo Geerstma e DeKlerk.	34
Figure 2.9 - Regime de fluxo bilinear em reservatórios fraturados. Error! Bookmark not defined.	
Figure 3.1 - Topo do reservatório, refinamento nas direções i e j. A legenda de cores mostra as coordenadas do centro dos blocos na direção i.	38
Figure 3.2 - Viscosidade do condensado de gás e do gás natural.	40
Figure 3.3 - Fator Volume-formação do gás.	41
Figure 3.4 - Curvas de Permeabilidade Relativa para o sistema gás/óleo.	42
Figure 3.5 - Curvas de Permeabilidade Relativa para o sistema óleo/água.	42
Figure 3.6 - Poço horizontal e sua completação no modelo com 1 fratura de 74 metros.	44
Figure 3.7 - Poço horizontal e sua completação no modelo com 3 fraturas de 74 metros.	44
Figure 3.8 - Poço horizontal e sua completação no modelo com 5 fraturas de 74 metros.	45
Figure 3.9 - Poço horizontal e sua completação no modelo com 9 fraturas de 74 metros.	45
Figure 3.10 - Localização de poços verticais no reservatório em 3D. A legenda de cores mostra a profundidade do topo de cada camada em metros.	46
Figure 3.11 - Completação de poços verticais nos dois modelos de fraturas. A legenda de cores mostra a que profundidade se encontra o topo de cada camada.	47
Figure 3.12 - Refinamento em modelo de fratura com altura igual a 49 metros. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.	49

Figure 3.13 - Refinamento em modelo de fratura com altura igual a 74 metros. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.	49
Figure 3.14 - Plano aleatório da direção j que não contem fratura e refinamento original. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.....	50
Figure 3.15 - Ilustração de fraturas vistas em 3D no reservatório transparente.	50
Figure 4.1 - Fator de recuperação de Gás para a Recuperação Primária.	55
Figure 4.2 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49m de altura.	56
Figure 4.3 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poço horizontal com fraturas de 49m de altura.	57
Figure 4.4 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.	58
Figure 4.5 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.	59
Figure 4.6 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poços verticais com fraturas de 49m.	60
Figure 4.7 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.	60
Figure 4.8 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 1 fratura.....	62
Figure 4.9 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 3 fraturas.	62
Figure 4.10 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 5 fraturas.....	63
Figure 4.11 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 9 fraturas.....	63
Figure 4.12 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).....	64
Figure 4.13 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).....	65
Figure 4.14 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).....	65
Figure 4.15 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).....	66

Figure 4.16 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).....	66
Figure 4.17 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).....	67
Figure 4.18 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).....	67
Figure 4.19 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).....	68
Figure 4.20 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).....	68
Figure 4.21 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).....	69
Figure 4.22 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).....	69
Figure 4.23 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dimensões do reservatório	38
Tabela 2 – Propriedades do reservatório	39
Tabela 3 – Composição do Fluido	43
Tabela 4 – Planejamento de casos	51
Tabela 5 – Fator de Recuperação e Produção Acumulada de Gás ao final de 10, 20, 30 e 40 anos.	78

1 CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Introdução geral

Atualmente, o mundo inteiro vive as consequências de uma revolução na forma de se produzir hidrocarbonetos. Principalmente nos Estados Unidos, uma revolução nos mecanismos e tecnologias empregadas na indústria do petróleo tornou o país que historicamente sempre foi o maior importador de petróleo do mundo naquele que hoje além de ser o maior produtor de petróleo do mundo (Exame, 2015) tem um dos maiores volumes de hidrocarbonetos já produzidos em seu estoque.

A busca por eficiência energética e fontes de energia mais baratas tem revolucionado a matriz energética mundial tanto no avanço em pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis quanto no desenvolvimento e aperfeiçoamento de novas técnicas e tecnologias na indústria do petróleo para atender a essa demanda que impulsionou essa revolução.

Nesse contexto, o gás natural nas últimas décadas tem atraído cada vez mais os holofotes para si, pois representa uma fonte de energia barata e versátil e que cada vez mais tem sido usada como fonte de energia primária para geração de energia elétrica e também como fonte de energia nos mais diversos setores da indústria, e assim, uma mudança na matriz energética mundial começa.

Hoje em dia, a maior parte do petróleo do mundo ainda é obtido a partir de reservatórios convencionais: campos em terra, principalmente, no oriente médio, Rússia, Venezuela, Estados Unidos e outros países; campos offshore no Mar do Norte, Golfo da Guiné, Golfo do México e no litoral do Brasil, porém, a cada dia se torna cada vez menos frequente a descoberta de novos campos com reservatórios convencionais e é cada vez maior o declínio de produção no mundo levando em conta apenas a produção de reservatórios desse tipo.

Com a dificuldade de encontrar novas reservas convencionais suficientes para atender a demanda gerada, principalmente por gás natural, muito se foi investido nas últimas duas décadas em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para tornar viável o domínio de tecnologias que possibilitam a produção de hidrocarbonetos de reservatórios ditos não convencionais, principalmente, nos Estados Unidos onde hoje

27,4% da energia elétrica usada no país são provenientes de usinas que usam gás natural para gerar energia elétrica de acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA) em 2014.

O *shale gas* (gás de xisto ou de folhelho), que é um tipo de reservatório não convencional, foi o grande responsável pelo aumento da oferta e redução de preços do gás nos EUA na última década, porém, outros recursos oriundos também de reservatórios não convencionais, como *tight gas* e *coalbed methane*, vem sendo produzidos no país desde 1970. Essa oferta não convencional é o que impulsiona a mudança na matriz energética mundial, intensificando o uso do gás natural e criando oportunidades, por meio de maiores vantagens competitivas.

No Brasil, já foram mapeadas reservas não convencionais bastante significativas. Localizados em terra, o que é mais um atrativo diante que a maior parte da produção de gás brasileira é proveniente de campos offshore distantes da costa e devido a infraestrutura de transporte ou processo de transporte em batelada a partir da condensação e gaseificação o tornam caro.

A oferta desse novo recurso tem o potencial de desenvolver o mercado de gás natural do país e ajuda-lo a ressoar com a tendência mundial, interiorizando, finalmente, o uso de gás no Brasil. A expectativa de preços mais baixos de gás devido a uma maior oferta já cria grandes expectativas na indústria gás-intensiva brasileira. Além da revolução na matriz energética na indústria do país, uma grande oferta a baixos preços livra o país de uma crise no setor energético a exemplo do que estamos vivenciando em 2015 no Brasil. Devido a intempéries nossos reservatórios de água em hidrelétricas estão vazios e a baixa produção de energia elétrica a partir da principal fonte geradora do país precisa ser suprida pela atividade das termoelétricas cujo gás natural é a fonte primária de energia usada, porém o alto custo da energia elétrica gerada por termoelétricas, reflexo também do preço do gás no país, acarretará prejuízos à economia do país.

O Brasil está cada vez mais perto de começar a produzir gás natural em terra e em grande escala a partir de reservatórios não convencionais. Foi demonstrado enorme interesse pela Petrobras e diversas outras operadoras de petróleo na 12ª rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

realizada em novembro de 2013 que ofertou apenas blocos com potencial de produção de gás e em terra, há menos de dois anos, quando a Petrobras arrematou 49 blocos mesmo passando por situação difícil com problemas de caixa devido as grandes dívidas. A estatal justificou suas aquisições baseada no grande potencial desses campos, que muitos são de reservatórios não convencionais de *tight gas* localizados, principalmente, nas bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e São Francisco, que são, segundo a ANP, as três bacias com maior potencial para produção de gás não convencional.

De acordo com a ANP, existem grandes reservas de gás natural convencional e não-convencional em sete bacias sedimentares brasileiras e com pleno potencial para produção, apresentando um volume de recursos maior até mesmo do que o apresentado no pré-sal, e que deve colocar o Brasil entre as seis maiores reservas do mundo, atrás apenas de Rússia, Irã, Qatar, Turcomenistão e Estados Unidos. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), só o gás não convencional no Brasil pode somar seis trilhões de metros cúbicos com potencial de recuperação. Estimativas da ANP revelam que considerando o fator de recuperação médio de 70% dos reservatórios não-convencionais, o volume a ser recuperado pode ultrapassar os dez trilhões de metros cúbicos de gás natural, número expressivamente maior do que os 434 bilhões de metros cúbicos que o Brasil tem, segundo dados da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) em 2012.

Dado a importância do tema este trabalho tem o objetivo de analisar parâmetros operacionais de um reservatório homogêneo semissintético com características de reservatórios *tight gas* encontrados no nordeste dos EUA, parâmetros como: quantidade de fraturas; geometria de poços; altura das fraturas e fazer uma análise de comportamento do reservatório e de sua produção envolvendo a variação dos parâmetros analisados.

Este trabalho é composto de 5 capítulos e as referências bibliográficas. No Capítulo 2, Aspectos Teóricos, é apresentada a teoria que embasa o estudo deste trabalho, como por exemplo: definição e apresentação de reservatórios não convencionais e técnicas de estimulação de reservatórios.

Nos Capítulos 3 e 4 são apresentadas as condições iniciais necessárias para a construção do modelo base de estudos deste trabalho, os parâmetros que serão analisados, o conjunto de casos particulares modificadores do modelo base e os resultados e discussões. O capítulo 5 traz as conclusões e recomendações sobre este trabalho.

2 CAPÍTULO 2

ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Simulação numérica de reservatórios

Afim de se obter alta sofisticação no estudo dos reservatórios de petróleo se faz necessário o uso de simuladores numéricos, que para seu desempenho de gerar respostas e dados de comportamento corretos deve-se dispor de informações precisas e de acordo com a realidade a ser retratada no simulador, dados como propriedades das rochas e dos fluidos ali contidos, da completação dos poços, da geologia do reservatório e do histórico do campo, caso seja conhecido, devem ser inseridos precisamente.

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Na verdade, os métodos baseados na equação de balanço de materiais constituem-se em modelos numéricos simplificados, chamados de modelos “tanques” ou de dimensão “zero”, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades da rocha e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica. (Rosa, et al. 2006)

Somente com o uso de um simulador numérico somos capazes de inferir o melhor conjunto de parâmetros operacionais e/ou as melhores soluções de problemas práticos que devem ser aplicados afim de produzir de forma ótima determinado campo. Com o uso da simulação numérica é possível obter informações do desempenho da produção de um campo e prever o comportamento de um reservatório e assim antever ações necessárias para um melhor desempenho, além de podermos testar e aplicar quaisquer ideias que geram resultados de forma gratuita e em pouco tempo que seriam inviáveis serem construídas apenas para testes na realidade.

2.2 Reservatórios convencionais e não convencionais

Reservatórios não convencionais são aqueles que apresentam particularidades que tornam a sua exploração mais difícil e exigem a aplicação de técnicas específicas e muitas vezes caras para a sua exploração, e quase sempre compreendem grande reservas com enormes volumes a serem recuperados, diferente dos reservatórios mais comumente explorados, os chamados convencionais. Existem vários tipos diferentes de reservatórios de gás não convencional e em cada tipo são empregadas técnicas e tecnologias diferentes para viabilizar a exploração.

Com o aumento da demanda energética mundial nas últimas décadas, reservatórios não convencionais passaram a ser amplamente estudados e explorados e assim o desenvolvimento de novas tecnologias tem tornado cada vez mais viável e fácil a exploração desses reservatórios, o que torna de certa forma o conceito de reservatório não convencional impreciso, pois o que outrora fora um reservatório não convencional, hoje em dia, cada vez mais comum, pode talvez ser considerado um tipo de reservatório convencional, a exemplo do gás de xisto nos EUA.

A Figura 2.1, a seguir, mostra a pirâmide de recursos que representa o incremento de custos, a dificuldade de extração e a necessidade de empregar tecnologias mais avançadas a medida que nos aproximamos da base.

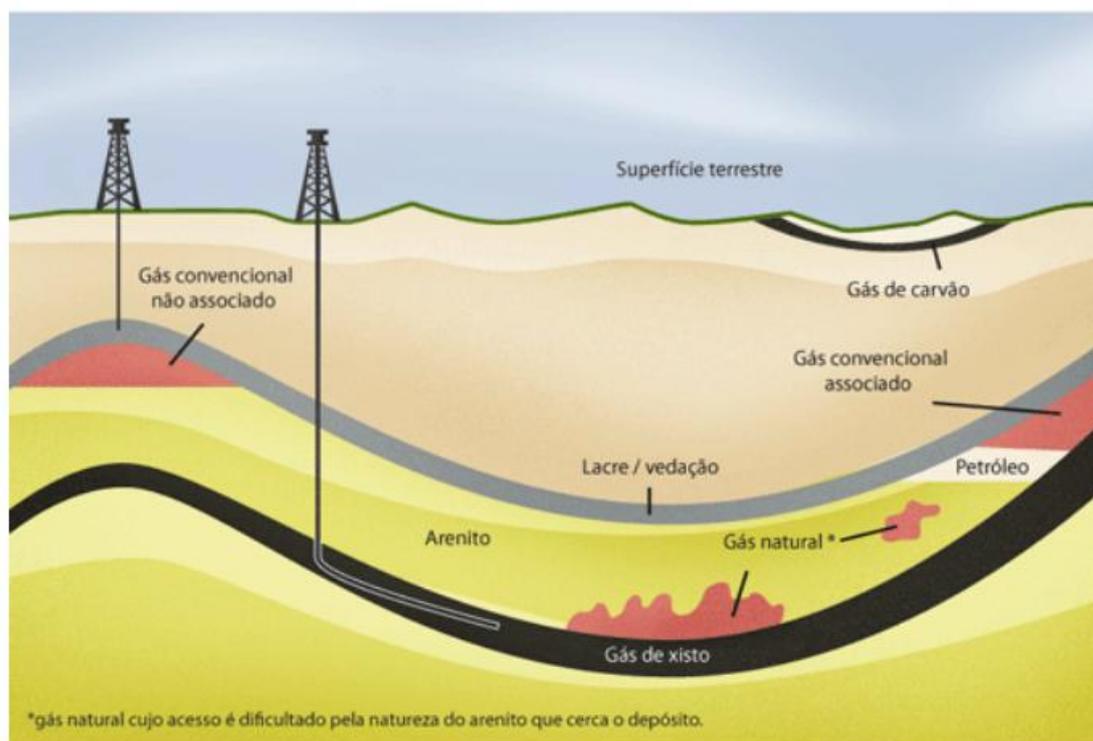
Figure 2.1 - Pirâmide de recursos e tecnologia em reservatórios convencionais e não convencionais.



Fonte: REPSOL (2013)

A Figura 2.2, a seguir, ilustra tipos de reservatórios de gás convencionais e não convencionais em uma ilustração de perfil geológico.

Figure 2.2 - Ilustração de perfil geológico de reservatórios de gás.



Fonte: U. S. Energy Administration (2015)

Diferentemente das reservas convencionais, que geralmente são pequenas, as não convencionais quase sempre são enormes e com volumes recuperáveis muito mais expressivos se comparados com as reservas convencionais, porém a complexidade técnica que viabiliza sua extração tem sido o gargalo no avanço desse tipo de exploração, contudo, o investimento em pesquisa e desenvolvimento tem começado a render bons frutos com o domínio de novas tecnologias que tem sido a chave para o futuro próximo e promissor com promessas de grandes rentabilidades.

2.3 Tipos de reservatórios não convencionais de gás

2.3.1 Reservatórios *tight gas*

Tight gas pode ser definido de várias maneiras, com uma permeabilidade máxima de 0,1 mD sendo uma delas, uma definição mais geral diz que é o tipo de reservatório que não pode ser produzido com vazões viáveis economicamente sem uma operação de

estimulação de poços. A produção do *tight gas* é caracterizada por um curto período de alta produção com rápida queda, seguida por um longo período de baixa produção e declínio lento. Um poço de *tight gas* pode ter uma vida útil de até 50 anos, dependendo da capacidade de remoção de líquidos e do custo de produção com o avançar do tempo. Melhorar a produtividade nos estágios iniciais de produção tem uma grande influência na atratividade econômica do empreendimento, enquanto que gerenciar a produção nos estágios mais avançados de produção impacta diretamente a possível reserva de ser recuperada (SMITH *et al.*, 2009).

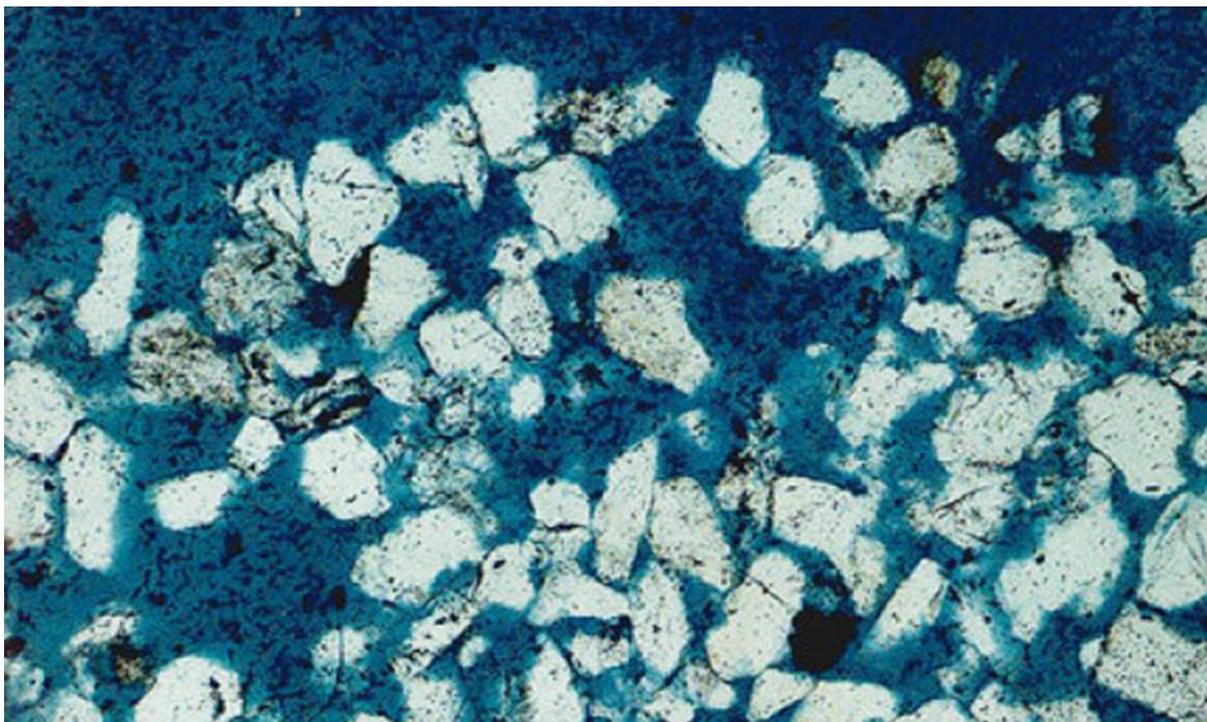
Tight gas é o termo, que se refere ao gás natural contido em reservatórios de baixa permeabilidade requerendo o emprego de técnicas específicas para a sua produção comercial, tais como acidificação, fraturas em formações subterrâneas e, mais recentemente, utilização de poços horizontais e multilaterais. O gás natural produzido a partir desses reservatórios é o mais representativo dentre as fontes de gás não-convencional exploradas comercialmente. Em 2005, esta produção representou 24,1% da produção total de gás e 48,8% da produção de gás considerado não-convencional nos EUA (NEHRING, 2008).

A tecnologia tem um importante papel em viabilizar o desenvolvimento de campos com reservatórios *tight gas*, sem a aplicação de novas tecnologias muitos recursos de reservatórios *tight gas* deixariam de ser economicamente viáveis e não seriam desenvolvidos. Muitas tecnologias têm sido amplamente desenvolvidas e aplicadas e estão levando a melhorias significantes na exploração de recursos *tight gas*.

A geometria do poço também afeta a sua produtividade. Historicamente, tem-se adotado o uso de poços únicos verticais para a recuperação do *tight gas*, principalmente, em decorrência do pouco conhecimento da região subterrânea e dos altos riscos envolvidos. À medida que os estudos avançam buscando a melhor compreensão do campo, o risco vai se tornando gerenciável, dando margem à implementação de novos projetos e envolvendo até mesmo a utilização de poços horizontais. (SMITH *et al.*, 2009).

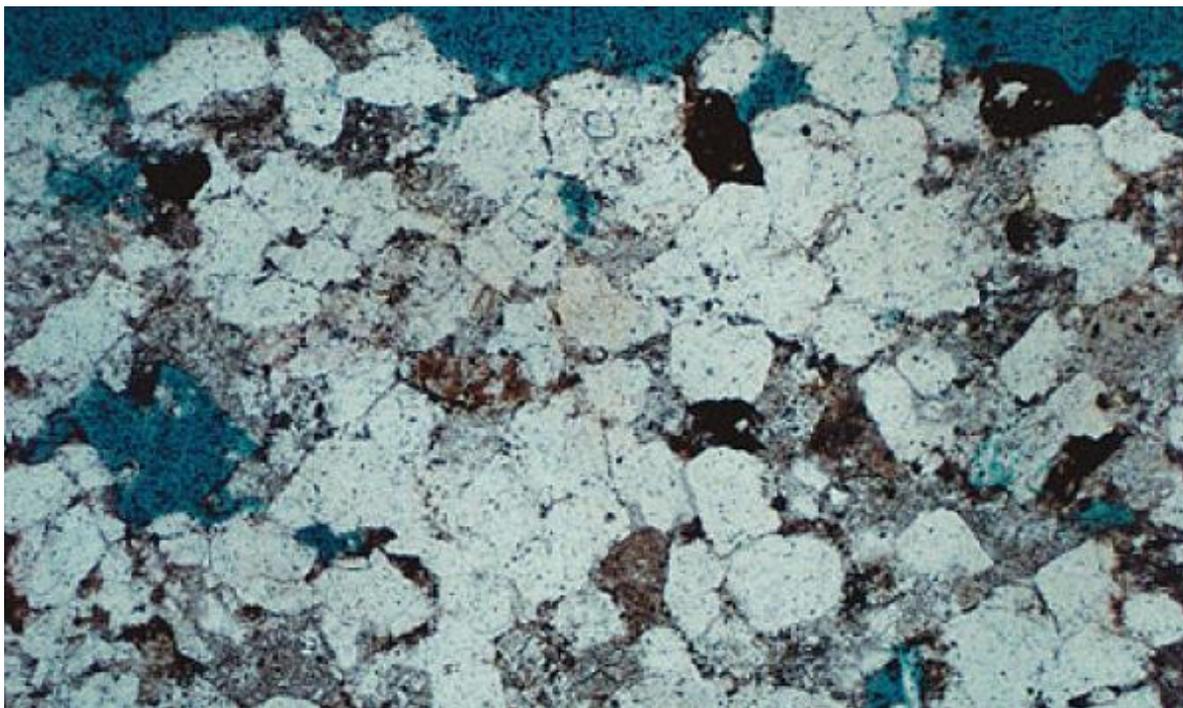
As Figuras 2.3 e 2.4, a seguir, mostram em microfotografia a diferença de um arenito convencional e um arenito não convencional de um reservatório do tipo *tight gas* onde em ambas as microfotografias o que está preenchido em azul é o volume poroso. Fica claro ao analisar essas duas figuras o porquê da necessidade de aplicação de técnicas de estimulação em reservatórios não convencionais desse tipo.

Figure 2.3 - Arenito convencional.



Fonte: NAIK, G. C. – Tight Gas Reservoir: Na Unconventional Natural Energy Source for the Future. (2012)

Figure 2.4 - Arenito não convencional, reservatório tight gas.



Fonte: NAIK, G. C. – Tight Gas Reservoir: Na Unconventional Natural Energy Source for the Future. (2012)

2.3.2 Reservatórios de gás de xisto ou folhelho (*shale gas*)

Esse tipo de reservatório não convencional é assim considerado principalmente porque diferentemente de quase todos os outros tipos de reservatórios a acumulação de hidrocarbonetos é encontrada na rocha geradora, ou seja, é o petróleo que não conseguiu migrar e se acumular em outra formação, ou por falta de condições físicas para essa migração como falhas e/ou condições permo-porosas ou devido a presença de trapas geológicas naturais ou provocadas por atividades sísmicas, portanto a acumulação de hidrocarbonetos encontra-se em xistos, folhelhos que geraram o petróleo e por estarem presos ali por muito tempo sem terem migrado para a rocha reservatório a maior fração dessa cumulação já maturou bastante e encontra-se na fase gasosa e frações de óleo leve.

Folhelhos também são rochas sedimentares, porém com características mineralógicas diferente dos arenitos, são ricos em minerais argilosos, pouco permeáveis e não muito porosos, semelhante aos reservatório *tight gas*, porém, não necessariamente tão fechados.

O xisto é rico em material orgânico e pode ser encontrado em diversas partes do mundo. Há uma década, ele possuía pouca utilidade como fonte de gás, até que empresas americanas desenvolveram novas técnicas de fraturar a rocha e perfurá-la horizontalmente. Atualmente, o gás de xisto representa dois terços das reservas tecnicamente recuperáveis de gás dos EUA, quantidade suficiente para abastecer o país durante 90 anos (API, 2012).

2.3.3 Reservatórios de gás profundo (*deep gas*)

Reservatórios *deep gas* são os reservatórios de gás natural encontrados em grandes profundidades, profundidades essas superiores as consideradas “convencionais”. São reservatórios localizados, tipicamente, além dos 4.500 metros de profundidade.

Reservatórios *deep gas* são considerados não convencionais somente devido a sua grande profundidade, podendo ser encontrado tanto em arenitos, rochas carbonáticas ou em folhelhos, as propriedades dos fluidos e das rochas são parâmetros livres, um arenito de baixíssima permeabilidade e porosidade muito profundo é um reservatório não convencional tanto do tipo *tight gas* quanto *deep gas*.

Os reservatórios *deep gas* são considerados não convencionais devido a necessidade de aplicação de técnicas de alta tecnologia e os altos custos associados a essa produção que muitas vezes inviabilizam novos projetos, porém o surgimento de novas tecnologias para perfuração, exploração e desenvolvimento tem contribuído para tornar a extração desse tipo de gás cada vez mais econômica.

2.3.4 Gás de Carvão (coalbed methane)

O carvão, formado em condições geológicas similares à do gás natural e petróleo, também pode conter gás que permanece trapeado até o início da atividade de extração mineral. Historicamente, o gás de carvão tem sido considerado um grande problema no processo de lavra, uma vez que não possui cheiro e elevadas concentrações de metano em minas representam séria ameaça à segurança dos trabalhadores. No passado, o metano acumulado em uma mina de carvão era usualmente liberado para a atmosfera

por meio de dutos de ventilação. Atualmente, no entanto, o gás adsorvido nas camadas de carvão constitui uma fonte de gás não-convencional (NATURALGAS.ORG, 2012).

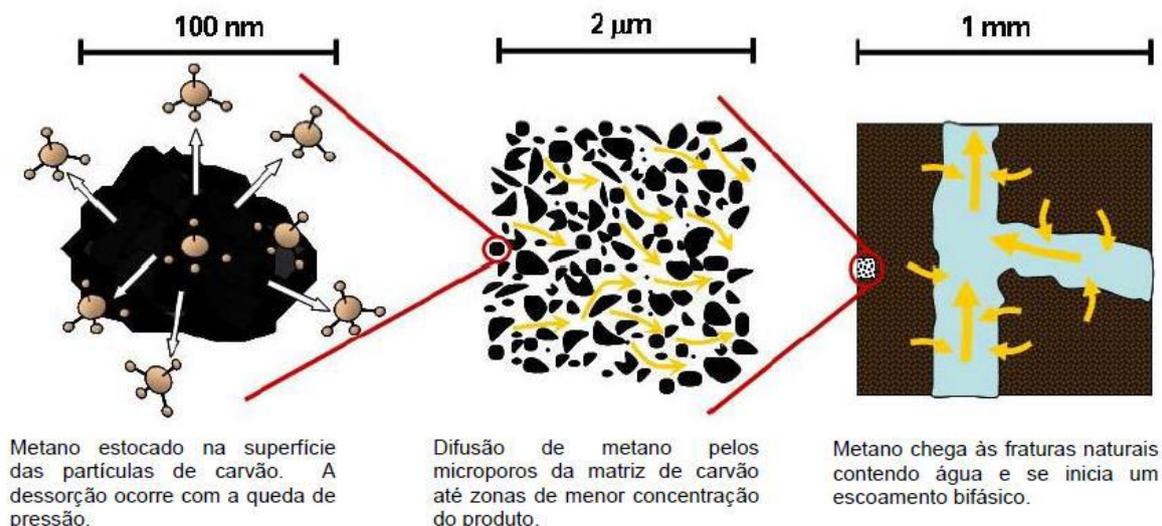
Nesse tipo de reservatório de gás não convencional, o armazenamento do gás nas camadas de carvão ocorre por adsorção, que é totalmente diferente do processo de estocagem de gás em reservatórios convencionais, onde o gás está contido no volume poroso da rocha. O metano adere à superfície das pequenas partículas de carvão promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos daqueles do líquido correspondente. Este processo permite que a capacidade de estocagem nesses sistemas exceda, em muito, aquela normalmente encontrada nos reservatórios convencionais.

A adsorção do metano no carvão é controlada por alterações de pressão. A diminuição de pressão provoca a dessorção das moléculas da superfície sólida, fazendo com que retornem à fase gasosa. As moléculas livres na fase gasosa permeiam os microporos da matriz de carvão por meio de difusão. O processo de difusão é lento, e só ocorre em pequenos percursos até que sejam atingidas as fraturas naturais do material (*cleat system*). As fraturas naturais constituem o principal sistema de transferência de gás do reservatório até o poço (LOFTIN, 2009).

Salvo raras exceções, as fraturas naturais se encontram repletas de água, sendo a pressão hidrostática capaz de manter o gás adsorvido na superfície do carvão. Assim sendo, a retirada de água do conjunto de fraturas promove a redução de pressão necessária para a produção de gás. Por ser um líquido altamente incompressível, a retirada de água em grandes volumes acarreta uma abrupta queda na pressão do reservatório, permitindo a dessorção do gás, sua difusão pela rede carbonífera e, por fim, a sua penetração no conjunto de fraturas naturais (LOFTIN, 2009).

A Figura 2.5 exemplifica esse processo.

Figure 2.5 - Esquema de produção de gás em reservatórios de gás de carvão.



Fonte: BESSA, F. P. Jr. *Análise da Recuperação em Reservatório de Gás com Baixa Permeabilidade (Tight Gas) Através do Fraturamento Hidráulico* (2014)

2.3.5 Gás de Zonas Geopressurizadas (geopressured zones of gas)

Esse tipo de reservatório não convencional de gás é assim classificado pois é encontrado em meio a uma estratigrafia sedimentar, principalmente de argilas, que teve sua deposição e compactação de forma muito rápida sobre outras camadas mais porosas e permeáveis como arenitos, por exemplo. Devido à rápida compressão, a água e o gás presentes nessas camadas foram expulsos para camadas com menor pressão, porosas e permeáveis, onde ficaram trapeadas a altíssimas pressões, valores esses muito maior do que os valores esperados para a pressão em outros reservatórios daquela mesma profundidade.

As zonas geopressurizadas estão localizadas, usualmente, em grandes profundidades, compreendidas entre 3000 m e 7600 m, o que torna difícil o seu aproveitamento econômico. Nos EUA, boa parte das zonas geopressurizadas se encontra na região da Costa do Golfo. Embora a quantidade de gás natural presente nessas zonas seja incerta, especialistas estimam que exista algo entre 5.000 tcf a 49.000 tcf do produto, sendo que as reservas atuais recuperáveis daquele país encontram-se próximas a 1.100 tcf, segundo dados do Anuário Estatístico da ANP de 2009, ano base de 2008 (CECCHI,2012).

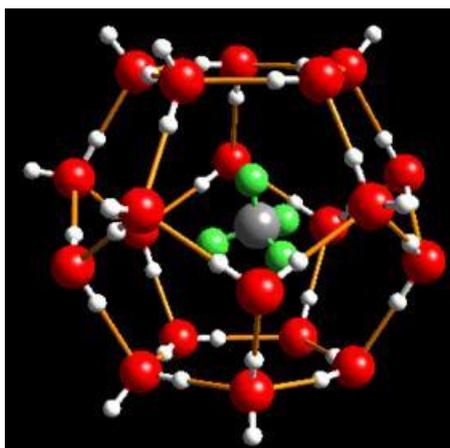
2.3.6 Hidratos (*methane hydrates*)

A formação de hidratos tão famosa por atrapalhar a vida produtiva de reservatórios convencionais pelo tamponamento de tubulações, principalmente de poços offshore profundos onde ocorrem baixas temperaturas externas às linhas de produção, também acontece de forma natural através da migração de fluidos que permeiam o meio poroso, hidrocarbonetos na fase gasosa (principalmente frações mais leves como o metano) juntamente com a água, sob determinadas condições específicas de pressão (geralmente altas pressões) e temperatura (relativamente baixas) formando grandes reservas de hidratos com volume considerável de gás com potencial de produção.

O gás metano oriundo de hidratos tem sido amplamente pesquisado recentemente e cada vez mais vem atraindo olhares para este dos reservatórios de gás não convencional como promessa de amplo desenvolvimento.

As moléculas de gás ficam aprisionadas no centro da estrutura cristalina formada pela água, conforme ilustra a Figura 2.6 abaixo. A Figura 2.7 mostra uma amostra de hidrato em combustão, provando a existência de hidrocarbonetos inflamáveis presentes em sua estrutura.

Figure 2.6 - Estrutura cristalina de molécula de hidrato.



Fonte: PEER (2012) – Adaptado por BESSA (2014).

Figure 2.7 - Combustão de gás em amostra de hidrato.



Fonte: DOE, CIMM (2012) – Adaptado por BESSA (2014)

2.4 Estimulação de Poços

Denomina-se estimulação de uma rocha-reservatório qualquer operação ou intervenção realizada em uma jazida portadora de hidrocarboneto, de forma a aumentar sua produtividade, seja estabelecendo canais de alta condutividade para o escoamento de fluidos entre o reservatório e o poço, seja aumentando a permeabilidade original da rocha. Desta forma, é facilitado o escoamento de fluido da rocha para o poço. (FERNANDES, 2001)

Na indústria de extração do petróleo, a viabilidade do desenvolvimento de um campo petrolífero está associada às propriedades mecânicas e permo-porosas da formação, bem como das características do fluido produzido. O desenvolvimento e a aplicação de técnicas capazes de aumentar a produtividade dos poços é de suma importância para garantir a atratividade econômica do campo. A Engenharia de Petróleo tem como um de seus objetivos o desenvolvimento e aplicação de técnicas capazes de viabilizar o desenvolvimento de um campo de petróleo, quer seja pela antecipação de produção, quer seja pelo aumento do fator de recuperação do campo. Dentre estas técnicas, destacam-se as operações de estimulação. (BESSA, 2014)

2.4.1 Acidificação de Matriz

A acidificação é o mais antigo processo de estimulação ainda em uso hoje. A primeira acidificação em poço de óleo ocorreu em 1895. A Standart Oil Company usou

HCl concentrado para estimular poços produtores em formação carbonática no estado do Ohio-USA. Acidificação de matriz é uma técnica de estimulação na qual injeta-se uma solução ácida na formação, a fim de dissolver parte dos minerais presentes na sua composição mineralógica, aumentando ou recuperando a permeabilidade da formação ao redor do poço. Essa técnica de estimulação é utilizada para remoção de dano e/ou aumento de permeabilidade em regiões localizadas a poucos metros ao redor do poço. À medida que aumenta o raio da região que se pretende tratar, o volume de ácido necessário para o tratamento aumenta consideravelmente, tornando a operação economicamente inviável.

Os ácidos mais comumente utilizados são o ácido clorídrico (HCl), empregado basicamente para a dissolução de carbonatos, e misturas de ácido clorídrico e fluorídrico (HCl / HF), para a dissolução de silicatos. Alguns ácidos orgânicos como o ácido acético e o ácido fórmico também podem ser usados para a remoção de substâncias mais específicas.

2.4.2 Fraturamento Ácido

A operação de fraturamento ácido é uma técnica de estimulação na qual uma solução ácida é injetada na formação, sob pressão acima da pressão de ruptura da formação, de tal forma que uma fratura hidráulica é iniciada (FERNANDES, 2001).

Diferentemente da operação de acidificação de matriz que visa remover o dano próximo ao poço, o fraturamento ácido visa criar fraturas de grande comprimento com alta condutividade por dissolução irregular das faces da fratura e ultrapassar a zona danificada próxima ao poço.

A operação de fraturamento ácido acontece primeiramente injetando-se um colchão viscoso que vai à frente do ácido para iniciar a fratura. Imediatamente após, é injetada uma solução ácida gelificada, aerada ou emulsionada, para propagar a fratura e, ao mesmo tempo, reagir com a formação criando canalizações irregulares nas faces da fratura que permanecerão após o fechamento da mesma.

2.4.3 Fraturamento Hidráulico

A operação de fraturamento hidráulico tem sido realizada desde o início da indústria do petróleo. Sua primeira realização experimental data de 1947, em um poço de gás operado pela companhia Stanolind Oil. No campo de Hugoton, em Grant County, Kansas, EUA. (HOLDITCH, 2007)

Essas operações consistem na aplicação de um diferencial de pressão acima da resistência mecânica da formação, que provoca quebra da formação (fratura), o bombeio de um volume de fluido especificado a alta vazão para propagar esta fratura e a injeção de um agente de sustentação com pressão superior a de fechamento da fratura. Este agente de sustentação, que pode ser à base de areia ou outros compostos, evita o fechamento da fratura após a retirada da pressão imposta pelo bombeio dos fluidos (CASTRO, 2005).

O aumento de produção auferido pela operação de fraturamento será função do comprimento, da altura porosa, da espessura da fratura e do contraste positivo entre a permeabilidade do agente de sustentação e a permeabilidade da formação. Quando maior for estes fatores maior será o aumento da produção, porém em termos econômicos existirá um ponto ótimo, ou seja, valores nos quais se terá o maior retorno financeiro possível em relação ao capital aplicado. Para se avaliar o potencial do aumento de produtividade de um poço fraturado, é preciso conhecer um número chamado de condutividade adimensional que é a relação entre produto da permeabilidade do agente de sustentação com a espessura da fratura (condutividade da fratura) pelo produto da permeabilidade da formação com o comprimento da fratura (condutividade da formação), ou seja, é a relação entre a habilidade da fratura em transportar fluido pela habilidade da formação alimentar a fratura com fluido (SANTOS, 2010).

Dependendo do valor da permeabilidade da formação a melhor geometria de fratura será:

- para formação de alta permeabilidade, fratura de pequeno comprimento e alta condutividade, ou seja, de grande espessura e com propante de alta permeabilidade;
- para formação de baixa permeabilidade, fratura de grande comprimento e não necessita de alta condutividade, ou seja, não é necessária grande espessura e nem necessário propante de alta permeabilidade;

- para formação de baixa permeabilidade naturalmente fraturada, neste tipo de formação, a fratura hidráulica deve ser longa não só pelo fato da baixa permeabilidade da formação, mas também para que a fratura criada intercepte um maior número de fraturas naturais.

2.4.3.1 Dificuldades Operacionais do Fraturamento Hidráulico

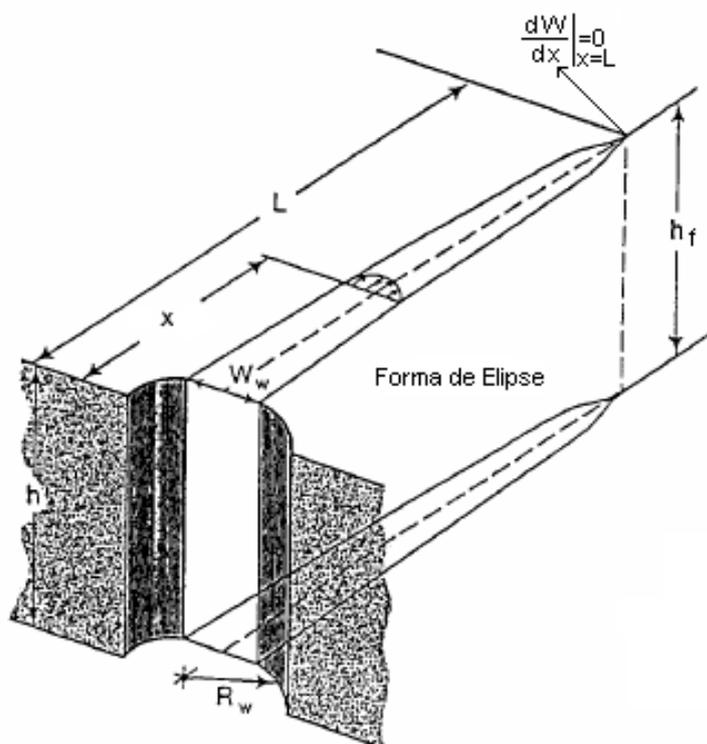
Quando a permeabilidade da formação é muito elevada, na prática é muito difícil conseguir valor de condutividade que aumente a produção do poço de forma econômica, pois seria necessário criar fratura de grande espessura e com alta permeabilidade. Para a grande espessura de fratura se faz uso de alta concentração do agente de sustentação no gel e para a alta permeabilidade se faz uso de agente de sustentação de grande diâmetro. Estas duas necessidades geralmente levam ao término prematuro da operação de fraturamento, em virtude da ocorrência de embuchamento, ou seja, a fratura não mais admite a entrada do restante do agente de sustentação. É para este tipo de formação que este trabalho se dedica (SANTOS, 2010).

Quando a formação é de baixa permeabilidade com fraturas naturais, estas fraturas naturais quando abertas durante a operação de fraturamento, aumentam de forma muito expressiva a perda de fluido para a formação, levando a eficiência do fluido a valor muito baixo. Isto pode ocasionar embuchamento prematuro, mesmo se usando agente de sustentação de pequeno diâmetro e em baixa concentração no gel. Portanto, a criação de fratura longa neste tipo de formação torna-se difícil (SANTOS, 2010).

2.4.3.2 Modelo de Fratura

Neste trabalho o modelo de fratura adotado é o modelo de espessura e altura da fratura constante segundo o modelo de Geerstma e DeKlerk – KGD conforme é ilustrado na Figura 2.8.

Figure 2.8 -Modelo de fratura segundo Geerstma e DeKlerk.



Fonte: Adaptado de SANTOS, J.A.C.M.; Nova Técnica para Obtenção de Fraturas com Altíssima Condutividade em Poços de Petróleo (2010)

Neste modelo (Geerstma e DeKlerk, 1969) a espessura da fratura no sentido vertical muda de forma mais lenta do que na horizontal. Na prática isto é verdade se a altura da fratura é maior que o comprimento ou a espessura é constante ao longo de toda altura da fratura (caso deste trabalho), devido à ocorrência de escorregamento entre as camadas no topo e na base da fratura.

3 CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Ferramentas Computacionais

Os estudos foram conduzidos através de modelagens e construções realizadas nos módulos da CMG (Computer Modelling Group), versões 2012.10 e 2014.10:

- BUILDER (Pre-Processing Applications);
- IMEX (Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulation).
- RESULTS GRAPH
- RESULTS 3D

Também foi usado, anteriormente a este trabalho, o módulo WINPROP (Phase Behavior and Property Program) para a construção do modelo de fluidos contidos no reservatório estudado nesse trabalho através das propriedades de equilíbrio multifásico e equações de estado, conforme será apresentado adiante ainda neste capítulo.

3.1.1 Módulo BUILDER

Esta ferramenta foi utilizada para construir o modelo do reservatório com todas as suas características físicas e propriedades que foram variáveis inseridas afim de gerar o arquivo correspondente a cada caso, arquivos com extensão *.dat, que foram os arquivos de entrada no simulador IMEX.

Foram inseridas e/ou criadas no módulo BUILDER propriedades como dimensões do reservatório, pressão, porosidade, permeabilidade, altura e comprimento das fraturas, condutividade das fraturas, profundidade do reservatório, refinamento da malha, perfuração e completação de poços, condições iniciais entre outras que serão apresentadas adiante ainda neste capítulo.

3.1.2 Módulo IMEX

IMEX, um dos mais rápidos simuladores de reservatórios Black Oil do mundo é usado para obter: ajuste de histórico, previsões de processos de recuperação primária e/ou secundária. Além disso, o IMEX modela reservatórios arenitos (inclusive *tight gas*) e carbonáticos, incluindo os efeitos de fraturas naturais e é amplamente usado para

modelar produção primária de petróleo de reservatórios hidraulicamente fraturados. (CMG, 2015)

A CMG possui outros dois módulos de simulação diferentes do IMEX, são eles o STARS e o GEM que consideram diferentes interações como térmica e química, respectivamente, e são aplicados em casos específicos que envolvam o estudo dessas interações. O IMEX foi escolhido para ser o módulo simulador pois alcança resultados mais rápido do que qualquer outro simulador de Black Oil convencional, permite uma modelagem de alta precisão na transferência de matriz-fratura em reservatórios fraturados.

3.1.3 RESULTS GRAPH e RESULTS 3D

Esses módulos foram usados para gerar os gráficos e figuras a partir dos resultados das simulações do módulo IMEX. Todas as figuras e gráficos referente aos resultados da condução desse trabalho aqui explanado foram gerados nesses dois módulos.

3.2 Condições Iniciais

As condições iniciais apresentadas neste trabalho foram todas baseadas em reservatórios reais e informações encontradas na literatura e foram setadas antes de qualquer simulação.

3.2.1 Modelo da Malha

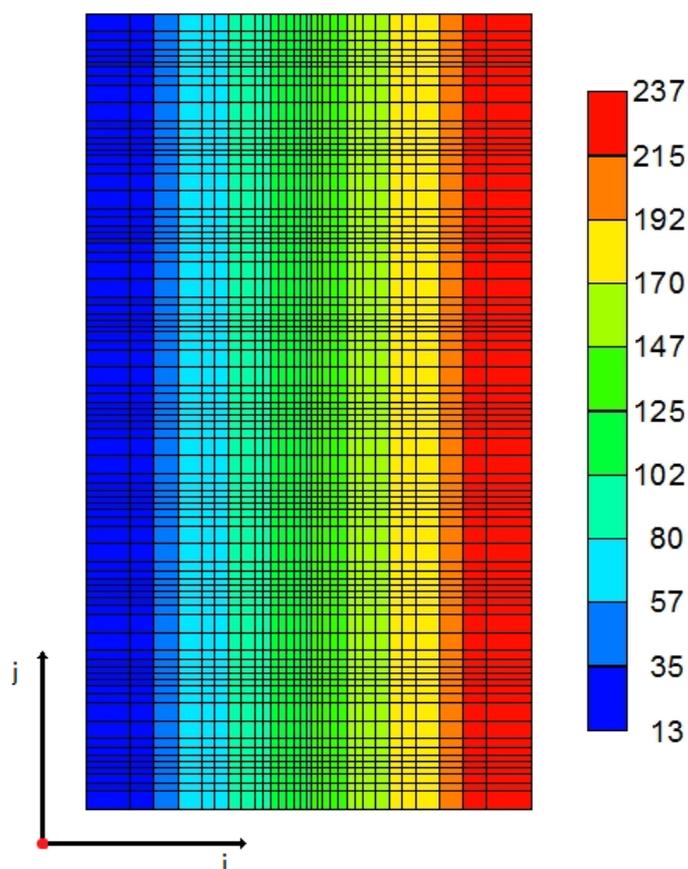
O reservatório estudado representa um modelo semissintético e homogêneo com característica reais baseado em reservatórios *tight gas* encontrados no nordeste dos EUA. O reservatório tridimensional com base no sistema cartesiano de coordenadas foi construído conforme apresentado na tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Dimensões do reservatório

Número total de blocos (reservatório sem fraturas)	27882
Dimensão na direção x (m)	250
Dimensão na direção j (m)	450
Dimensão na direção k (m)	74
Número de Blocos em i	31
Tamanho dos Blocos em i (m)	Variável
Número de Blocos em j	81
Tamanho dos Blocos em j (m)	Variável
Número de Blocos em k	11
Tamanho dos Blocos em k (m)	Variável

A Figura 3.1, a seguir, ilustra o modelo base em uma visão do topo do reservatório e a apresenta o refinamento usado nas direções i e j.

Figure 3.1 - Topo do reservatório, refinamento nas direções i e j. A legenda de cores mostra as coordenadas do centro dos blocos na direção i.



Podemos ver na Figura 3.1 que o tamanho dos blocos na direção i diminuem a medida que o plano que contém os blocos nessa direção se aproxima do plano central,

por onde passa o poço horizontal, por isso foi feito este refinamento, sendo o maior bloco nessa direção com 25 metros e o menor com 3,2 metros. Já na direção j o tamanho dos blocos diminui à medida que se aproximam dos planos que conterão as fraturas, que são os planos 5, 14, 23, 32, 41, 50, 59, 68 e 77, sendo o maior bloco com 10 metros e o menor com 3,333 metros.

3.2.2 Propriedades da Rocha Reservatório

A tabela a seguir, tabela 2, apresenta as propriedades da rocha-reservatório do modelo estudado.

Tabela 2 – Propriedades do reservatório

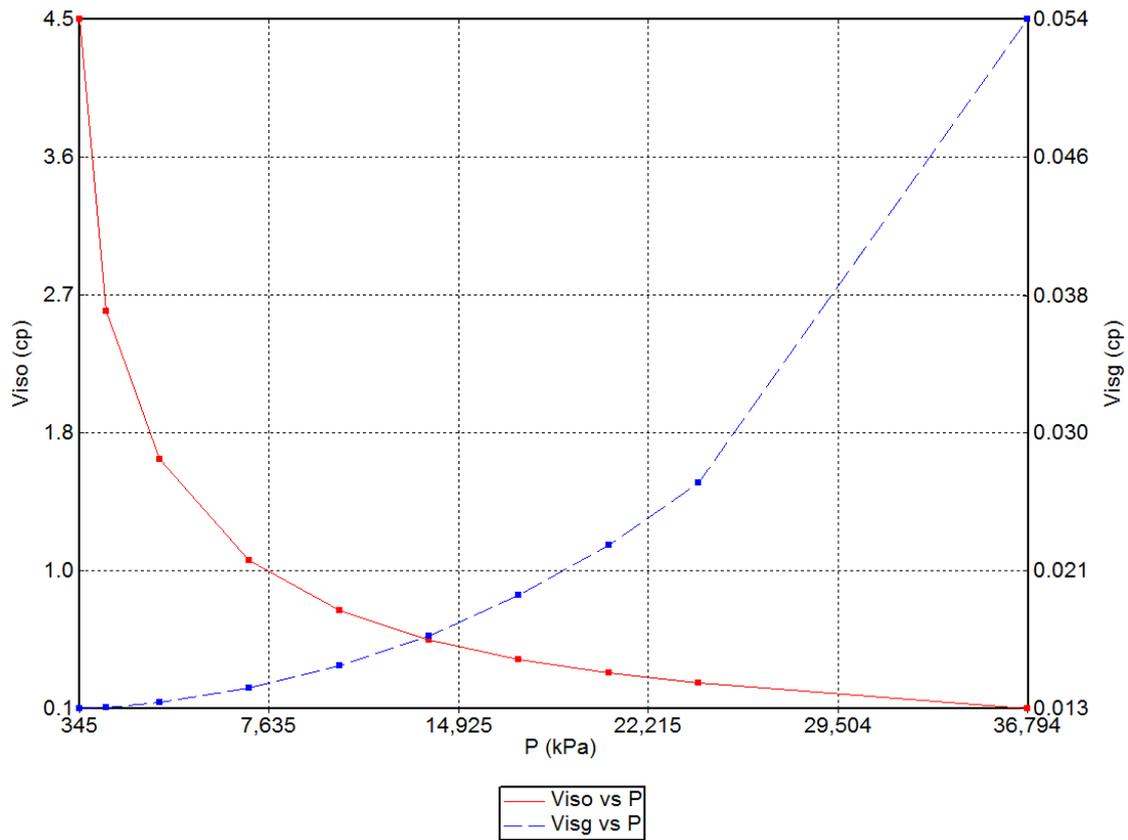
Profundidade (m)	2000
Temperatura (°C/°F)	51,67/125
Pressão Inicial (Kpa/Psi) (topo do reservatório)	9308/1350
Permeabilidade Horizontal (mD)	0,04
Permeabilidade Vertical (mD)	0,004
Porosidade (%)	3,7
Saturação de Gás inicial	0,757
Saturação de Água inicial	0,243

3.2.3 Propriedades dos Fluidos

3.2.3.1 Viscosidade do Gás e do Óleo (condensado de gás)

O gráfico a seguir, Figura 3.2, apresenta as curvas de viscosidade do gás e do óleo (condensado de gás) contidos no volume poroso do reservatório.

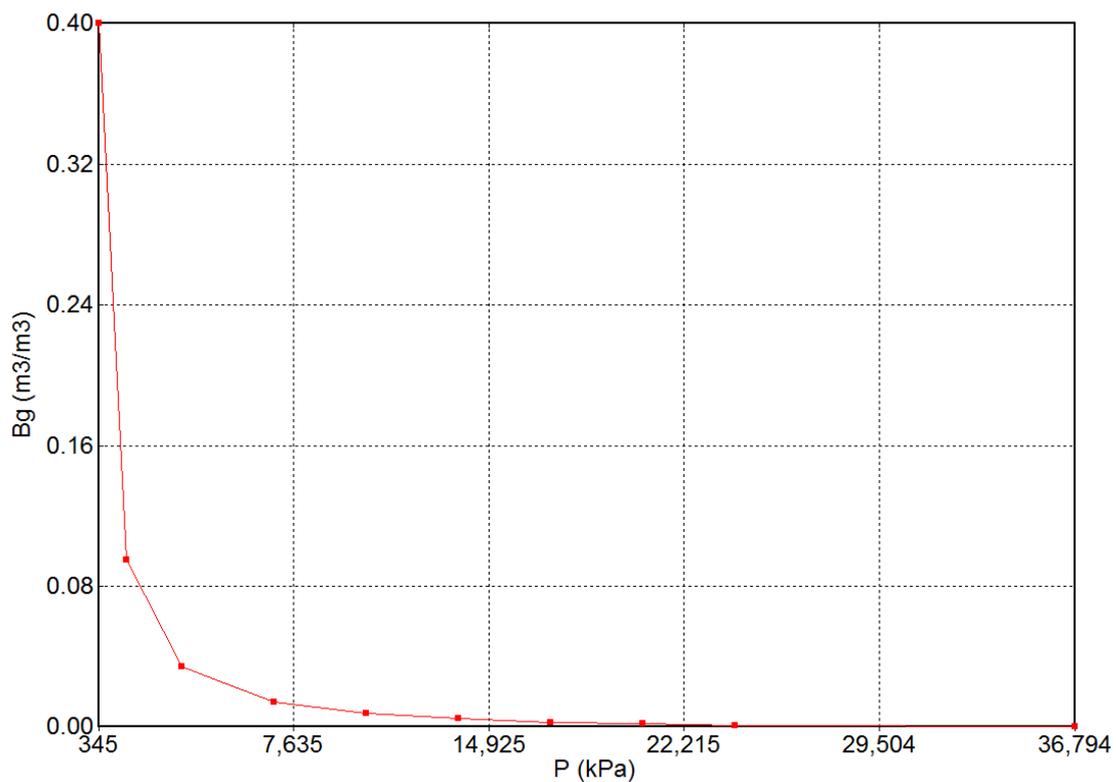
Figure 3.2 - Viscosidade do condensado de gás e do gás natural.



3.2.3.2 Fator Volume-formação do Gás

O fator volume-formação do gás (B_g) é a relação entre o volume que ele ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão e o volume por ele ocupado nas condições-standard (ROSA, 2006). A Figura 3.3 mostra o fator volume-formação do gás para o fluido estudado.

Figure 3.3 - Fator Volume-formação do gás.



3.2.3.3 Permeabilidade Relativa

As curvas de permeabilidade relativa para os sistemas gás/óleo e óleo/água são apresentados na Figura 3.4 e Figura 3.5, respectivamente.

Figure 3.4 - Curvas de Permeabilidade Relativa para o sistema gás/óleo.

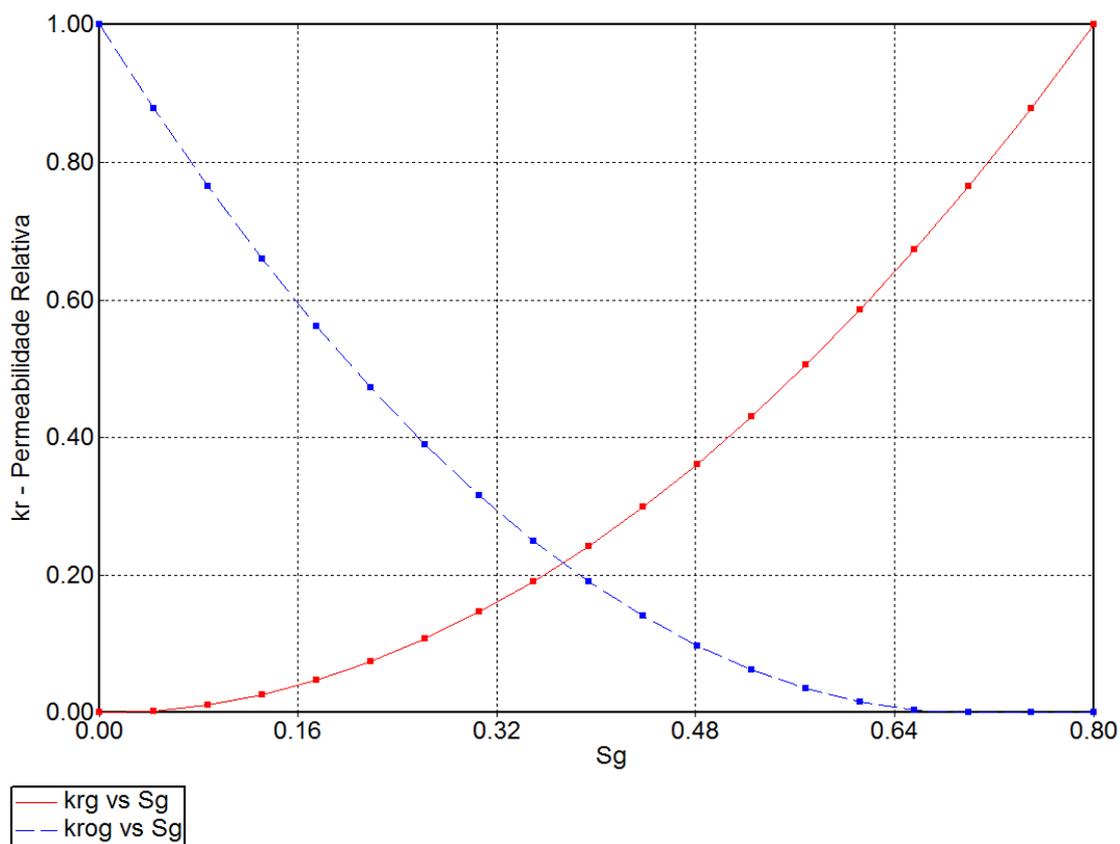
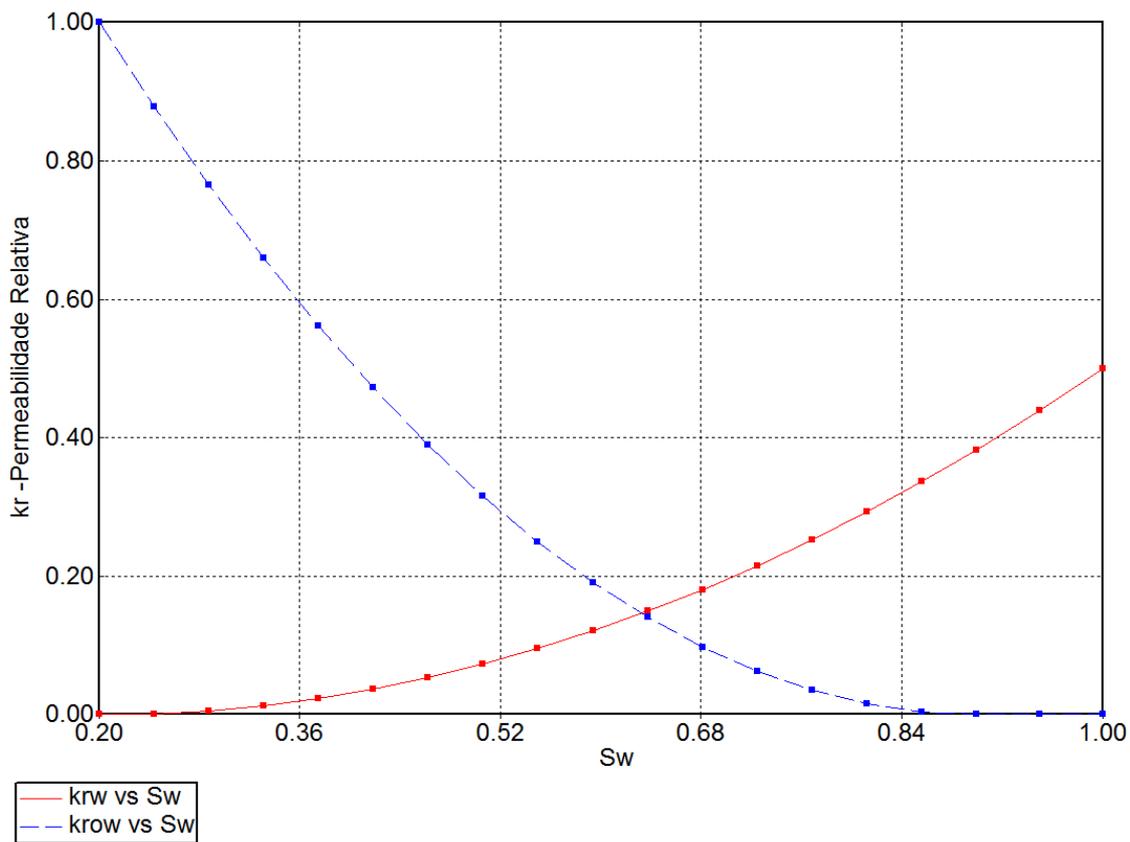


Figure 3.5 - Curvas de Permeabilidade Relativa para o sistema óleo/água.



3.2.4 Modelo de Fluidos do Reservatório

O modelo de fluidos é baseado em análise PVT real de típico condensado de gás encontrado em arenitos. A composição do fluido é apresentada na tabela 3 a seguir.

Tabela 3 – Composição do Fluidos

Pseudo-Componentes	Fração Molar
CO ₂	0,0001
N ₂	0,01
C ₁	0,689
C ₂	0,086
C ₃	0,053
IC ₄	0,011
NC ₄	0,023
IC ₅	0,009
NC ₅	0,008
FC ₆	0,017
C ₇	0,019
C ₈	0,015
C ₉	0,012
C ₁₀₊	0,052

Fonte: BESSA, F. P. Jr. *Análise da Recuperação em Reservatório de Gás com Baixa Permeabilidade (Tight Gas) Através do Fraturamento Hidráulico* (2014)

3.2.5 Zona de Água e Contato Gás-Água.

Como na maioria dos reservatórios não convencionais de *tight gas*, no reservatório estudado existe a fase líquida livre presente geralmente em uma pequena zona de água. Neste reservatório, a última camada, com 4 metros de profundidade, está totalmente saturada de água. As Figuras 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9, apresentadas na seção a seguir, ilustram, também, a localização da zona de água no reservatório e a legenda de cores mostra a saturação de água no mesmo.

3.2.6 Poços Produtores: Completação e Localização

3.2.6.1 Poço Horizontal

As Figuras 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9 ilustram a localização do poço horizontal perfurado no plano central da direção i e a sua completação em uma vista J x K, bem como a

localização das fraturas (modelo de fraturas com 74 metros de altura) nos 4 níveis de quantidade de fraturas estudados neste trabalho, 1, 3, 5 e 9 fraturas respectivamente. Podemos ver também o trecho perfurado na vertical do poço horizontal e o dog-leg severo de 90° no plano 5 da direção j.

Figure 3.6 - Poço horizontal e sua completção no modelo com 1 fratura de 74 metros.

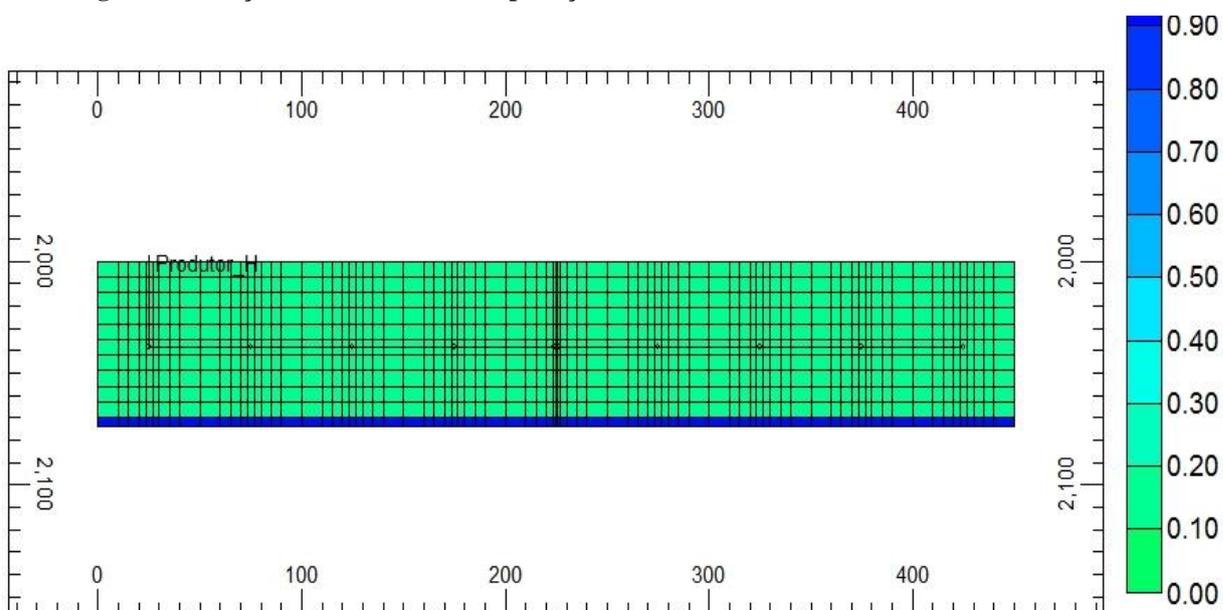


Figure 3.7 - Poço horizontal e sua completção no modelo com 3 fraturas de 74 metros.

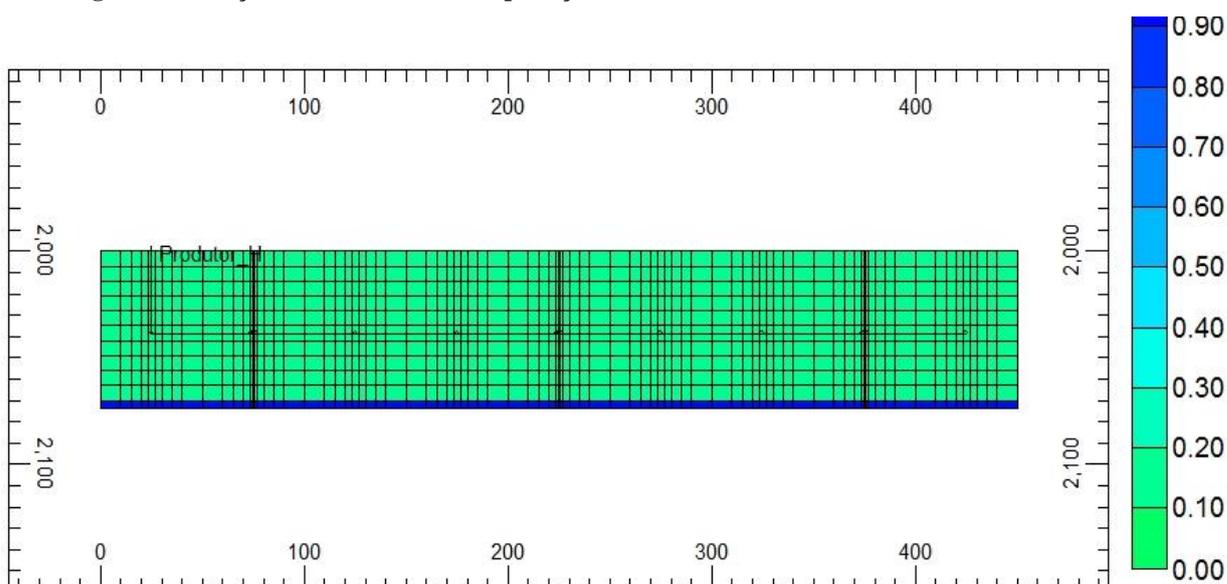


Figure 3.8 - Poço horizontal e sua completção no modelo com 5 fraturas de 74 metros.

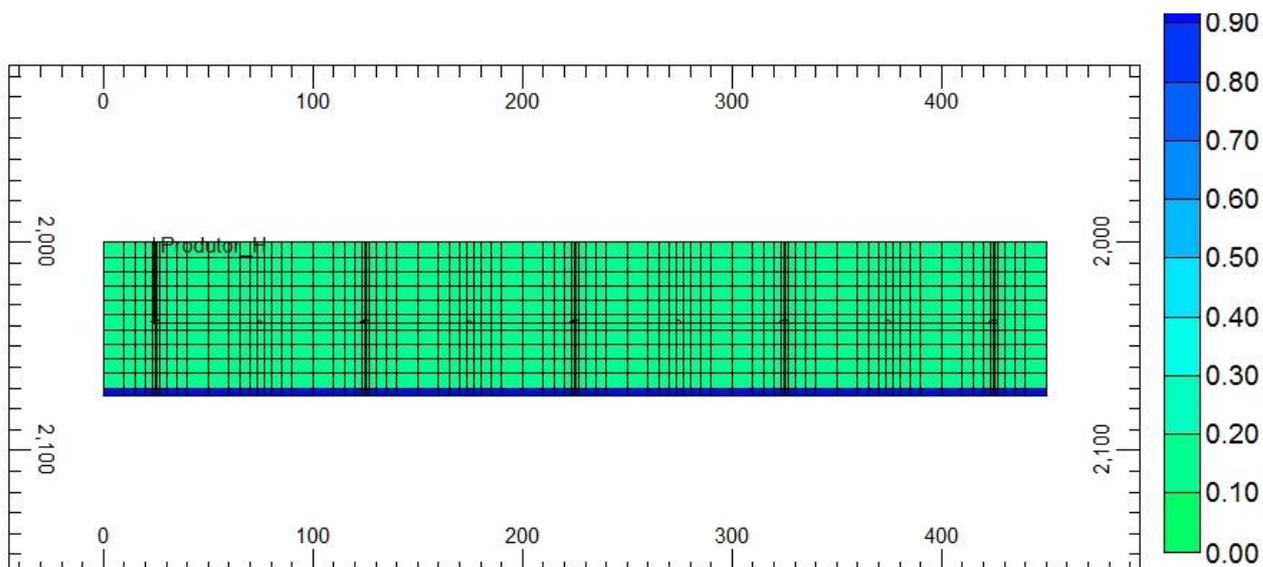
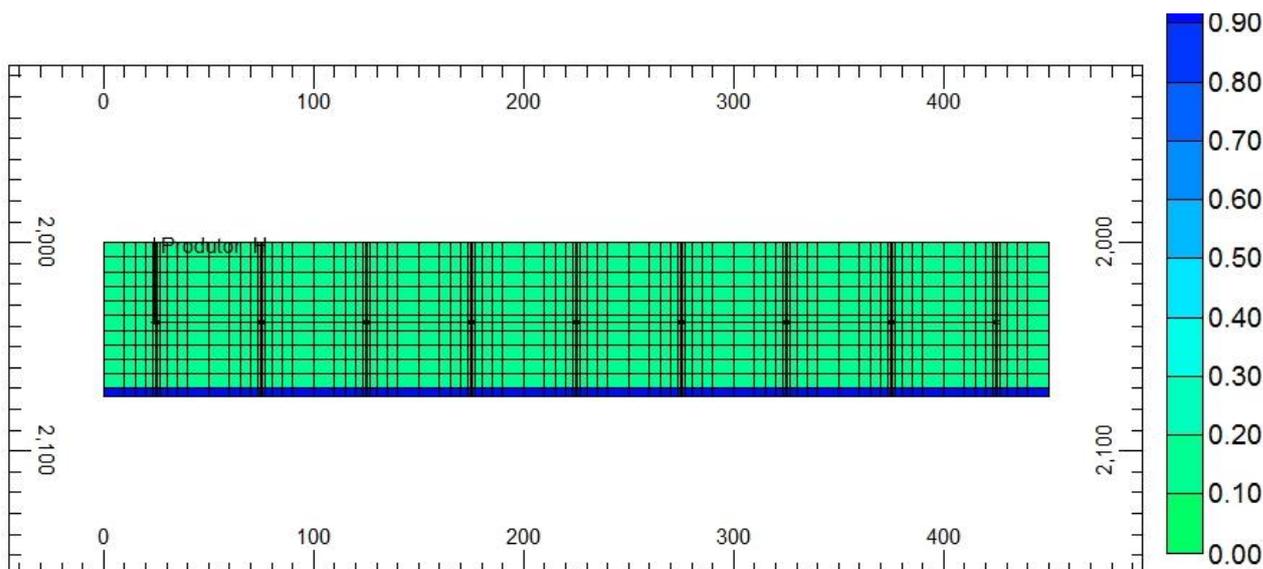


Figure 3.9 - Poço horizontal e sua completção no modelo com 9 fraturas de 74 metros.



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

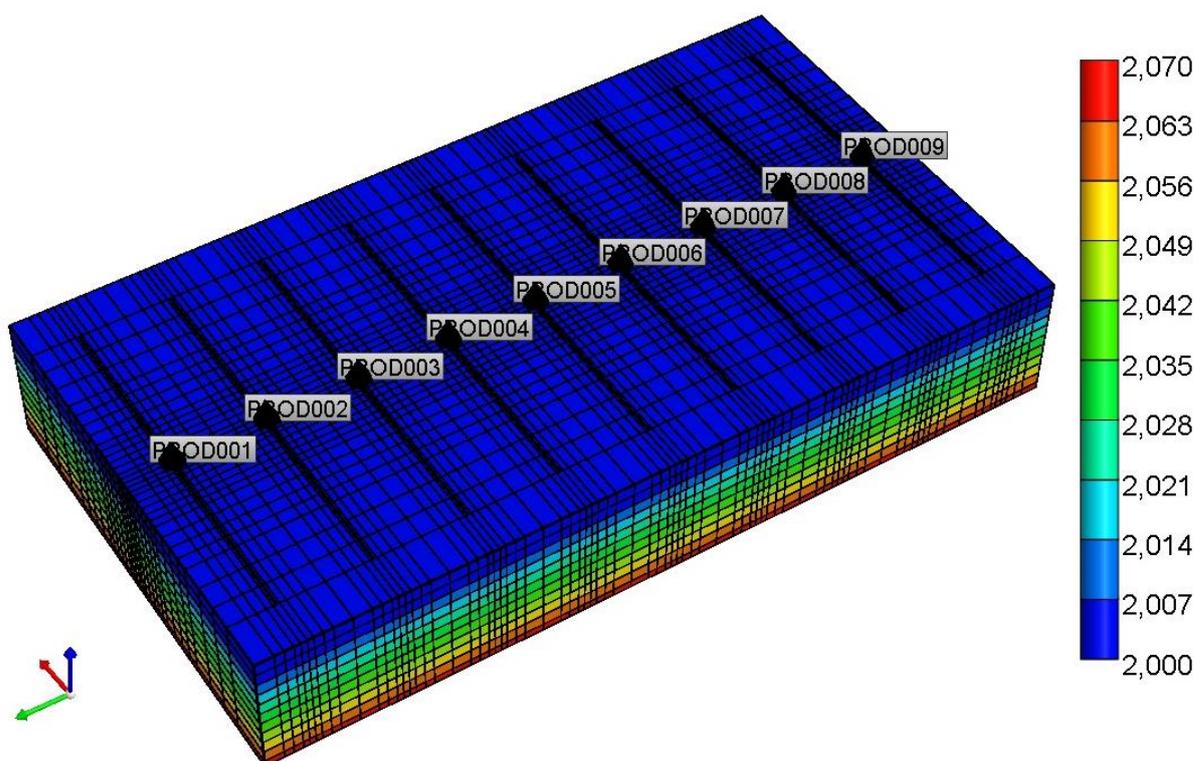
- Mínima pressão no fundo do poço = 3200 kPa
- Máxima vazão de gás na superfície = 500000 m³/dia

3.2.6.2 Poços Verticais

Os poços verticais, que foram estudados na segunda metade dos casos de simulações deste trabalho, foram perfurados no plano central da direção i e em cada um

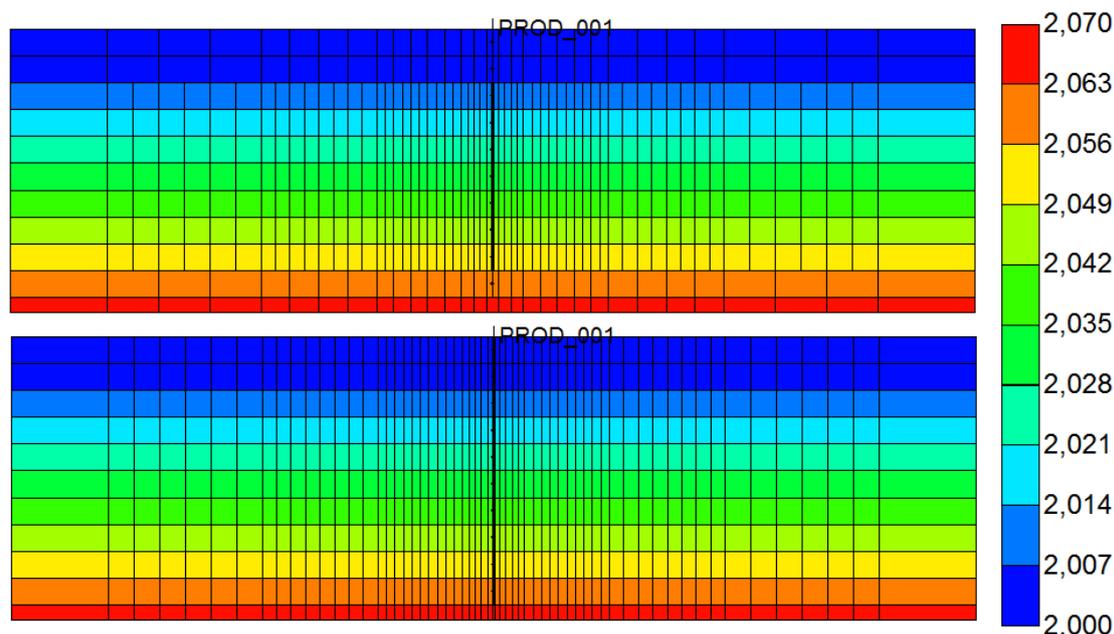
dos planos da direção j que deveria ser fraturado de acordo com o caso em questão a ser estudado. A Figura 3.10 abaixo mostra o caso com maior número de poços verticais e apresenta suas localizações em uma vista 3D do reservatório.

Figure 3.10 - Localização de poços verticais no reservatório em 3D. A legenda de cores mostra a profundidade do topo de cada camada em metros.



A Figura 3.11 mostra o intervalo canhoneado para cada poço vertical, independentemente de sua localização e modelo de fratura o intervalo canhoneado foi o mesmo, todas as camadas da zona de gás, as 10 mais rasas, foram abertas deixando assim somente a última camada, onde está localizada a zona de água, sem o canhoneio.

Figure 3.11 - Completação de poços verticais nos dois modelos de fraturas. A legenda de cores mostra a que profundidade se encontra o topo de cada camada.



Para o esquema de casos com poços verticais a condição de no máximo 500000 m³/dia de vazão de gás na superfície foi mantida, porém como não existe a perda de carga no escoamento de fluidos produzidos no trecho horizontal e nem a perda de carga localizada devido ao severo dog-leg presente no esquema com poços horizontais, então a pressão mínima no fundo do poço para que haja produção de fluidos foi diminuída para 2900 kPa.

3.2.7 Modelagem das Fraturas

3.2.7.1 Simulação da Fratura

Para simularmos uma fratura no módulo IMEX é necessário que indiquemos ao simulador, após a perfuração e completação dos poços, onde estão localizadas as fraturas e suas propriedades como comprimento, altura e espessura através do refinamento de blocos para então definirmos a condutividade através da inserção da permeabilidade de cada um dos blocos.

A operação de estimulação de poços via faturamento hidráulico, na prática, cria canais de alta condutividade permitindo assim o fluxo de fluidos do reservatório para o poço. Esses canais de alta condutividade têm em média 5 milímetros de espessura, porém se fossemos refinar os blocos afim de obtermos um bloco com 5 mm de espessura

teríamos um reservatório gigantesco, em número de blocos, o que demandaria muito tempo e exigência de processamento computacional, além de que o bloco seria tão pequeno que não poderíamos demarcar ali a existência de um poço com raio maior do que o tamanho do bloco. Para simplificar e viabilizar o processo de simulação numérica podemos inserir as fraturas no reservatório em blocos bastante refinados, não necessariamente na ordem de 5 mm, e editar a sua permeabilidade mantendo-se a mesma condutividade da fratura original de acordo com a equação que rege a condutividade da fratura apresentada a seguir.

$$C_f = w_f * K_p$$

Onde:

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

w_f : Espessura média da fratura (mm)

K_p : Permeabilidade do propante (mD)

Usando a equação da condutividade podemos variar a espessura e a permeabilidade da fratura e mantermos a mesma condutividade da fratura original.

O modelo original previa uma espessura de fratura de 1 cm (10 mm), com permeabilidade do propante de 8000 mD, para viabilizar o processo optou-se por uma espessura de 60 cm (600 mm) com permeabilidade de 133,333 mD, pois

$$C_{f_{original}} = C_{f_{simulada}}$$
$$10 * 8000 = 600 * 133,333$$

3.2.7.2 Refinamento, Permeabilidade, Comprimento e Altura

Todas as fraturas estudadas nesse trabalho têm o mesmo comprimento, 200 metros, meia asa de fratura igual a 100 m, de acordo com a literatura, pois em reservatórios muito fechados (pouco permeáveis) são bastante difíceis de se obter fraturas longas. Já a altura da fratura é um dos parâmetros cuja variação é estudada nesse trabalho e pode ser igual a 74 metros (toda espessura do reservatório) ou 49 metros (região central do reservatório) conforme ilustram as Figuras 3.12 e 3.13 adiante, onde também pode-se ver o refinamento especial feito nos planos da direção j contendo as fraturas ficando cada vez mais refinado quanto mais próximo ao poço produtor (plano

central da direção i) e podemos também comparar com o plano apresentado na Figura 3.14 onde não contem fratura, portanto com refinamento original.

Figure 3.12 - Refinamento em modelo de fratura com altura igual a 49 metros. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.

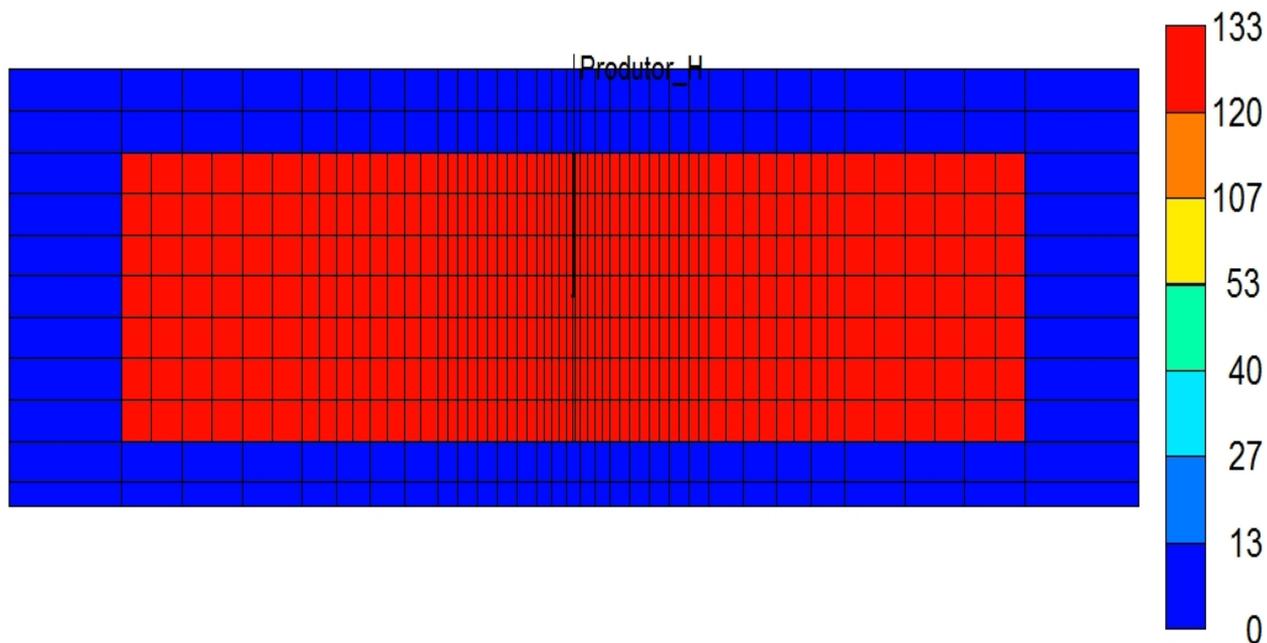


Figure 3.13 - Refinamento em modelo de fratura com altura igual a 74 metros. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.

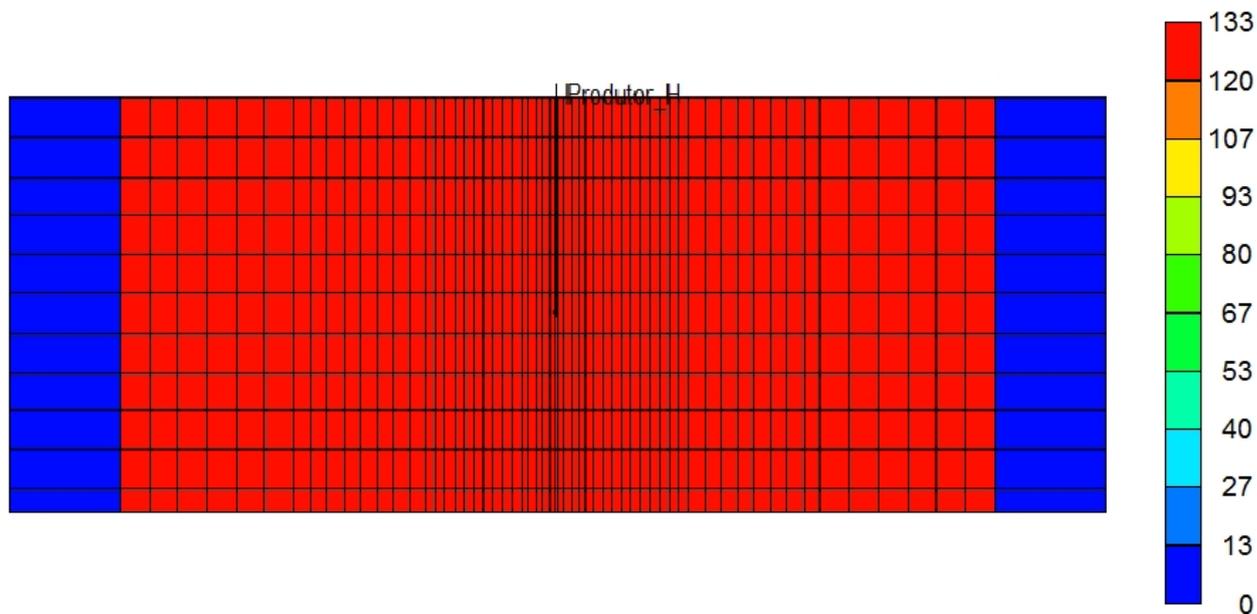
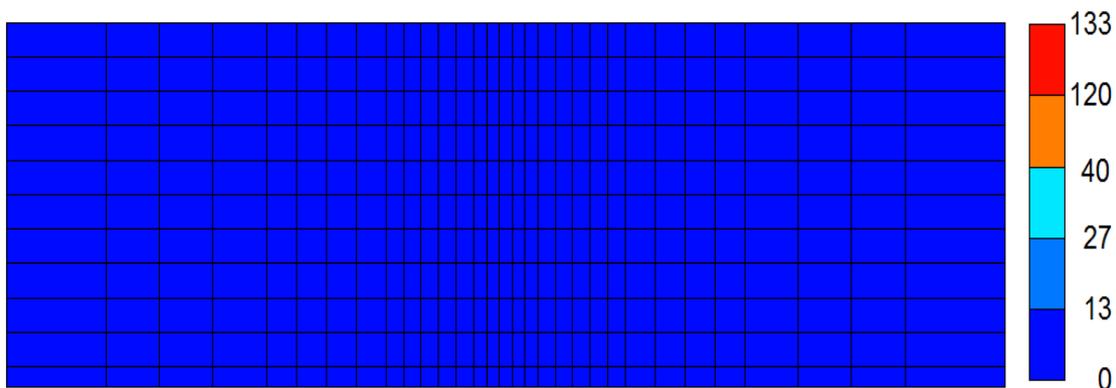
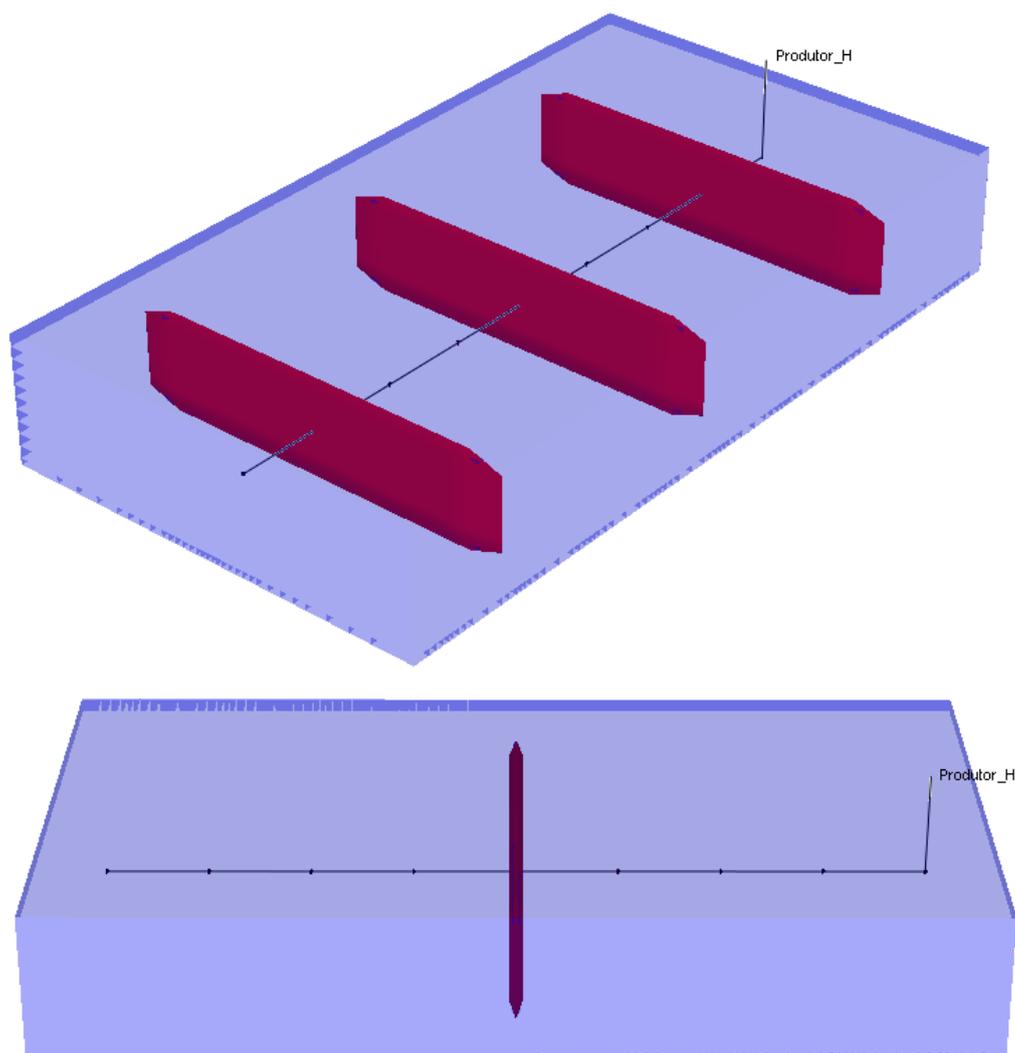


Figure 3.14 - Plano aleatório da direção j que não contém fratura e refinamento original. A legenda de cores apresenta a permeabilidade nas direções i e j em mD.



A Figura 3.15 mostra as fraturas no reservatório transparente em dois casos diferente, com 3 e 1 fratura.

Figure 3.15 - Ilustração de fraturas vistas em 3D no reservatório transparente.



3.3 Planejamento de Simulações e Metodologia de Trabalho

3.3.1 Planejamento de Simulações

Os parâmetros operacionais escolhidos para serem analisados nesse trabalho foram: quantidade de fraturas, altura das fraturas e tipo de poço. A quantidade de fraturas foi um parâmetro com quatro níveis de variação, 1, 3, 5 ou 9 fraturas; a altura das fraturas apenas dois: 49m e 74m; o tipo de poço também apenas dois: poço horizontal multifaturado ou poços verticais com uma única fratura cada. Para uma análise exaustiva de casos, temos:

Tabela 4 – Planejamento de casos

Caso	Nº Fratura	Tipo de Poço	Altura da Fratura
1	1	Horizontal	49
2	3	Horizontal	49
3	5	Horizontal	49
4	9	Horizontal	49
5	1	Horizontal	74
6	3	Horizontal	74
7	5	Horizontal	74
8	9	Horizontal	74
9	1	Vertical	49
10	3	Vertical	49
11	5	Vertical	49
12	9	Vertical	49
13	1	Vertical	74
14	3	Vertical	74
15	5	Vertical	74
16	9	Vertical	74

Assim foi possível encontrar o melhor conjunto de parâmetros, número de fraturas e altura das fraturas e comparar o desempenho e a influência que eles têm no comportamento da produção em função do tipo de poço, conforme será melhor detalhado no capítulo seguinte.

3.3.2 Metodologia de Trabalho

- Revisão bibliográfica (artigos, papers e dissertações)
- Modelagem do Reservatório (BUILDER)
- Incorporação do modelo de fluidos
- Construção de cada caso individual

- Simulação dos casos (IMEX)
- Análise dos parâmetros (RESULTS GRAPH e 3D)
- Análise e discussão dos resultados
- Conclusões e recomendações
- Defesa do Trabalho

4 CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguinte padronização foi feita para nomear os casos simulados:

- W representa o parâmetro tipo de poço e será seguido por um caractere que identifica este tipo, como:
 - O caractere h identifica os casos com um único poço horizontal.
 - O caractere v identifica os casos com um ou vários poços verticais.
- Qf representa o parâmetro quantidade de fraturas e será seguido pelo número que identifica todos os casos com essa mesma quantidade de fraturas, 1, 3, 5 ou 9.
- Hf representa o parâmetro altura da fratura, que será seguido pelo número que expressa em metros a altura de todas as fraturas do caso em questão, 49 ou 74.

Para melhor apresentação dos resultados foram construídos gráficos que seguem algumas outras padronizações importantes, que facilitam muito as leituras e interpretações. Para isso, cada parâmetro estudado neste trabalho apresenta uma característica única nos gráficos apresentados neste capítulo.

O primeiro parâmetro a ser padronizado é a quantidade de fraturas, que tem 4 níveis e foram separados por cores, portanto todas as curvas na cor vermelha representam os casos com 1 fratura apenas, as curvas na cor azul representam todos os casos com 3 fraturas, já as curvas representadas em verde representam todos os casos com 5 fraturas e as curvas na cor rosa identificam os casos com 9 fraturas.

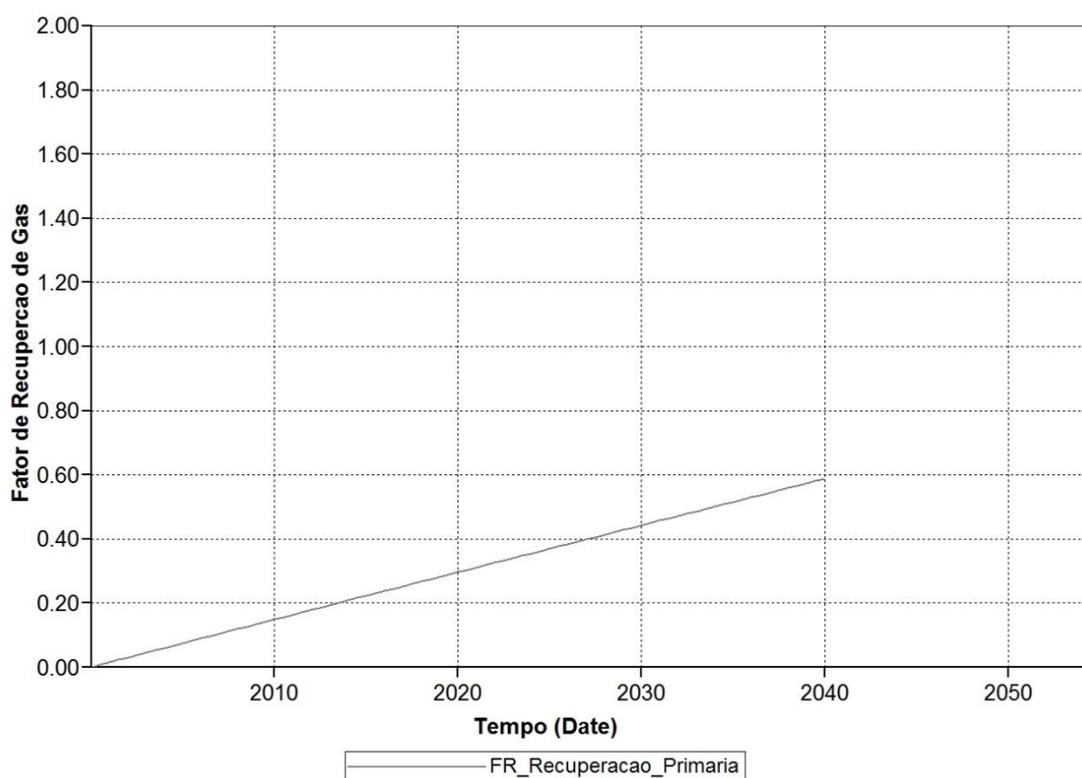
O segundo parâmetro é o tipo do poço, que tem dois níveis. Os casos em estudo que tenham apenas um único poço horizontal terão suas curvas marcadas com bolinhas azuis, portanto, todas as curvas marcadas com bolinhas azuis representam casos com poço horizontal. Os casos com poços verticais não apresentam nenhuma marcação de símbolos em suas curvas.

O terceiro e último parâmetro é a altura das fraturas, que também varia em dois níveis e podem ter 49 ou 74 metros. Para os casos com 49 metros de altura da fratura suas curvas estão representadas em curvas tracejadas e os casos com altura da fratura com 74 metros em curvas contínuas.

4.1 Análise Comparativa Entre a Recuperação Primária e Modelos Estimulados com Fraturamento Hidráulico

Como comprova o gráfico apresentado na Figura 4.1, é extremamente inviável a tentativa de exploração de um campo de reservatório não convencional do tipo tight gas sem a aplicação de alguma técnica de estimulação do reservatório, a recuperação primária do reservatório em questão sem atividades de estimulação de poços obteve um valor de 0,6 % de Fator de Recuperação ao final de 40 anos de produção, o que torna esse tipo de exploração extremamente inviável e justifica o fraturamento hidráulico conforme será apresentado nas seções seguintes.

Figure 4.1 - Fator de recuperação de Gás para a Recuperação Primária.



4.2 Análise Comparativa da Recuperação de Casos com Poço Horizontal e Fraturas com 49 metros.

Analisando o gráfico a seguir, Figura 4.2, podemos ver a influência da quantidade de fraturas no fator de recuperação final de gás para este conjunto de casos e podemos concluir que para uma previsão de 40 anos de produção 1 fratura é muito

pouco para produzir este campo e que com 3 fraturas, apesar de já apresentar um fator de recuperação significativo de 57%, conforme apresentado na Tabela 5 localizada no apêndice deste trabalho juntamente com outros resultados da recuperação de gás, ainda deixa para trás um volume considerável de recursos se comparado com os casos de 5 e 9 fraturas, por exemplo, como também podemos ver no gráfico da Figura 4.3, adiante, e na Tabela 5, no apêndice.

Figure 4.2 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49m de altura.

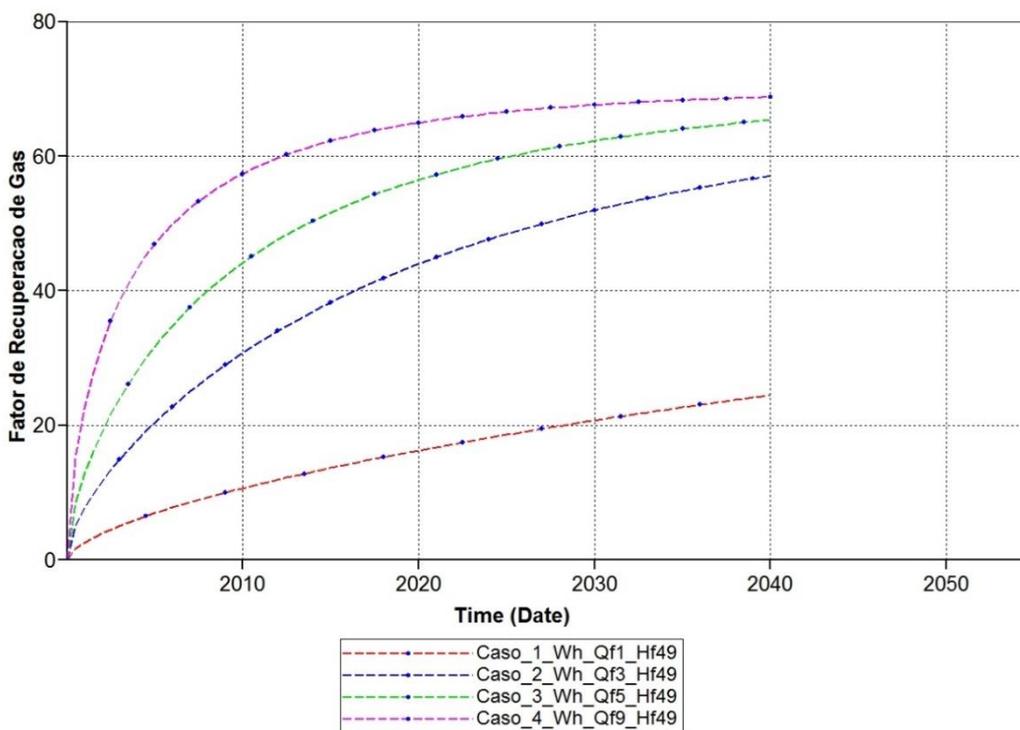
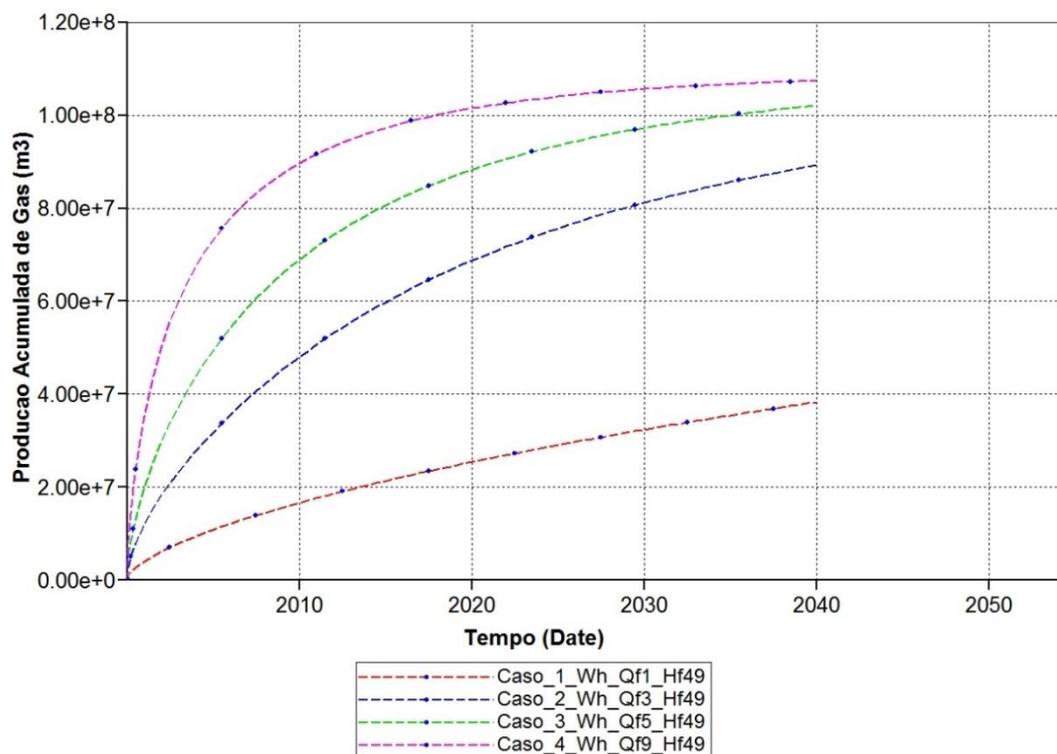


Figure 4.3 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poço horizontal com fraturas de 49m de altura.



Os casos com 5 e 9 fraturas, ao final de 40 anos, tendem a convergir para um fator de recuperação comum, apesar de o modelo com 9 fraturas ainda produzir mais do que o modelo com 5 fraturas. Porém, apesar de ao final de 40 anos não apresentarem grande diferença na produção acumulada de gás o comportamento produtivo ao longo do tempo é diferente, o esquema de produção com 9 fraturas tende a produzir mais no início da vida produtiva do campo e nos últimos anos a derivada da produção acumulada em relação ao tempo já está próxima de zero, o que mostra a baixa produção acumulada nos últimos 20 anos e a pequena diferença no fator de recuperação como podemos conferir nos gráficos.

4.3 Análise Comparativa da Recuperação de Casos com Poço Horizontal e Fraturas com 49 e 74 metros.

Como é visto nas Figuras 4.4 e 4.5, o valor final do fator de recuperação e da produção acumulada de gás ao final de 40 anos de produção convergem para números semelhantes nos casos com mesma quantidade de fraturas, porém todos os casos com fraturas mais altas apresentam maior recuperação ao longo da vida produtiva do poço e maior é a diferença da recuperação quanto menor for a previsão de tempo de exploração

deste campo, pois a medida que o tempo passa menor é a diferença no volume de gás recuperado entre os casos com 49 e 74 metros de altura nas fraturas.

Figure 4.4 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.

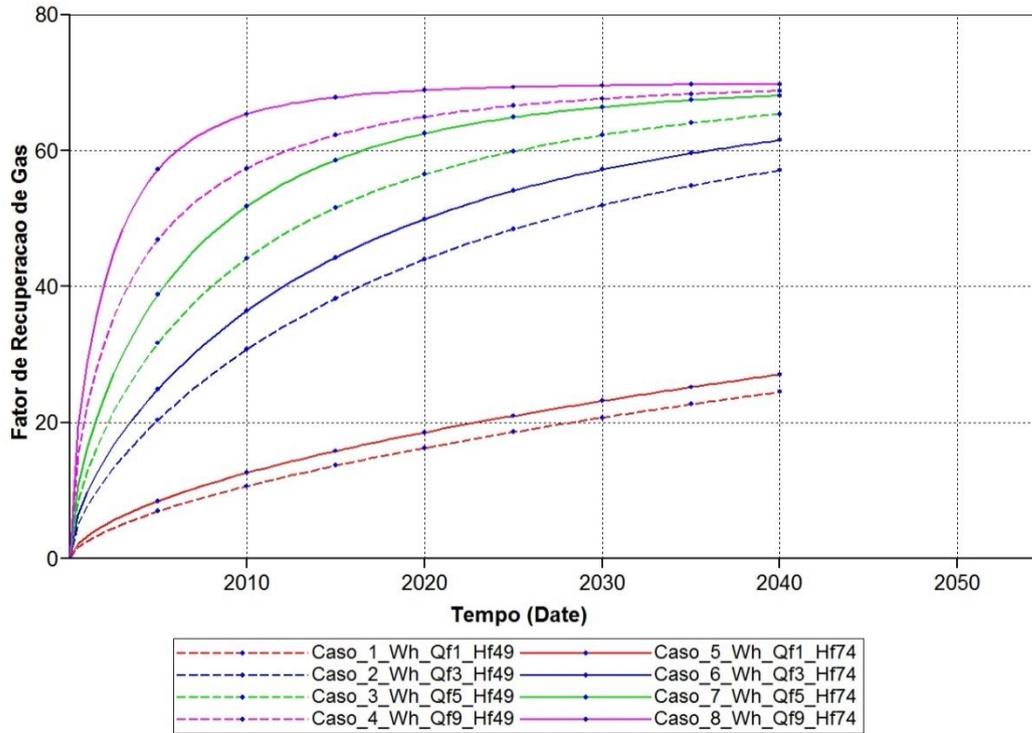
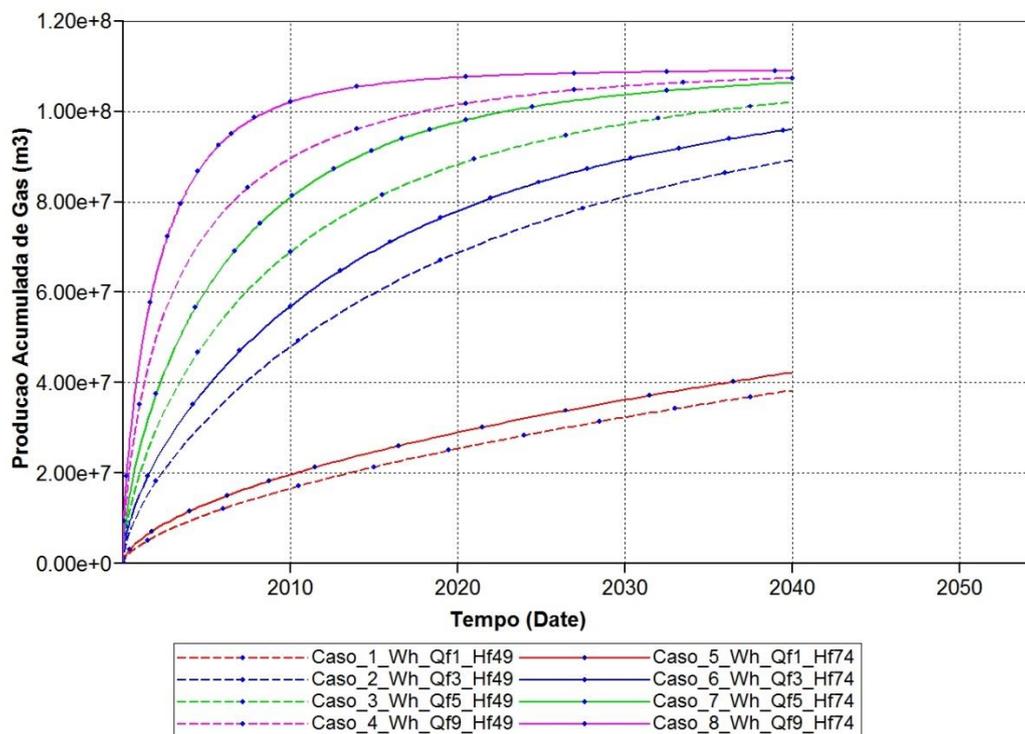


Figure 4.5 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.



O comportamento dos casos com fraturas com 74 metros de altura (linhas contínuas) com o poço horizontal é semelhante ao dos casos com 49 metros de altura (linhas tracejadas), porém além da recuperação ser ligeiramente maior, nos casos de maior altura de fratura, o campo atinge uma estabilidade na produção mais cedo e podemos facilmente ver que no caso com 9 fraturas e altura de 74 metros quase que toda produção foi feita na primeira década e apenas um pequeno volume na segunda década e a partir daí, nos 20 últimos anos, a produção foi desprezível.

4.4 Análise Comparativa da Recuperação de Casos com Poços Verticais

Analisando os gráficos apresentados nas Figuras 4.6 e 4.7, vemos o mesmo tipo de comportamento na vida produtiva do campo para os casos com esquema de produção via poços verticais, uma maior recuperação e de forma antecipada dos casos com fraturas mais altas. A comparação da recuperação entre poços verticais e horizontais será feita na próxima seção.

Figure 4.6 - Gráfico da Produção Acumulada de gás de poços verticais com fraturas de 49m.

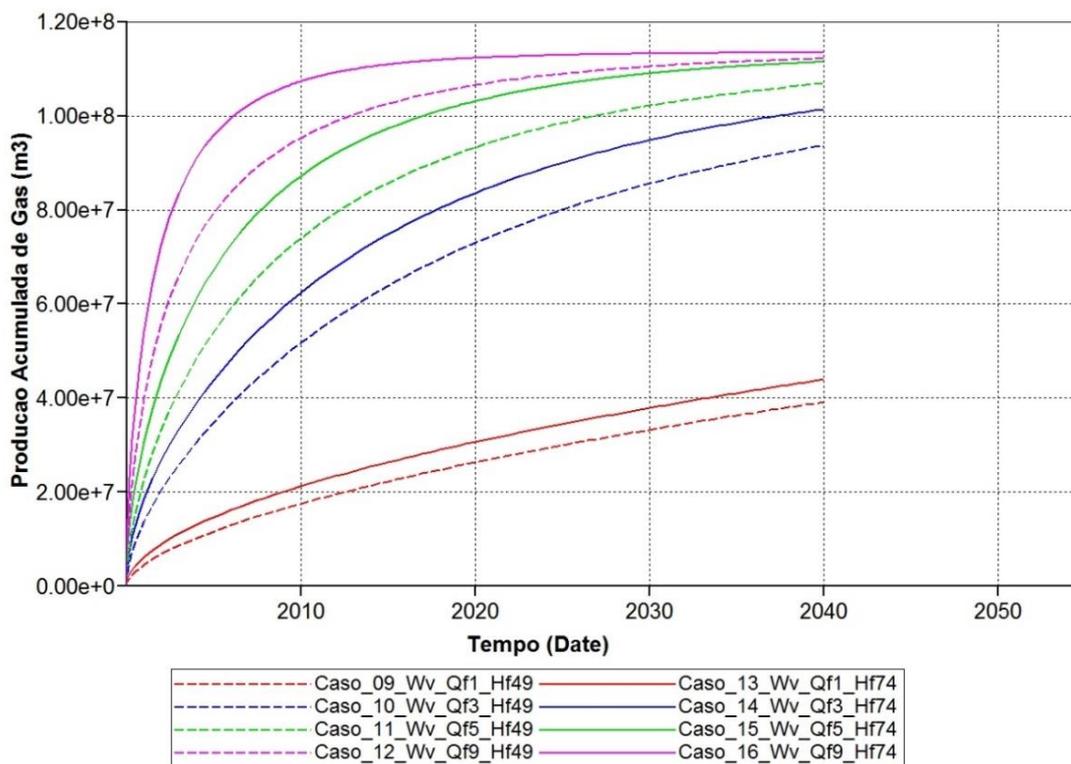
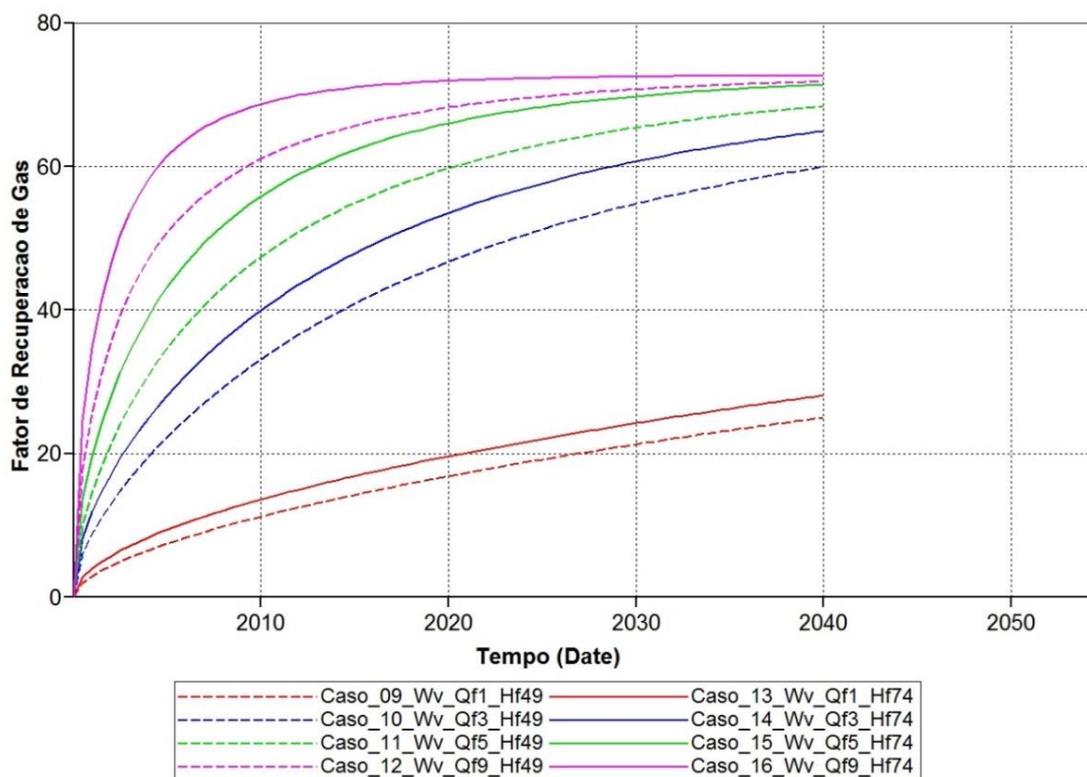


Figure 4.7 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal com fraturas de 49 e 74m de altura.



4.5 Análise Comparativa da Recuperação Entre Casos com Poços Verticais e com Poço Horizontal

Com os gráficos apresentados nessa seção, Figuras 4.8, 4.9, 4.10 e 4.11, pode-se definitivamente concluir que os casos com mesmo número de fraturas, independentemente do tipo do poço e da altura da fratura propada, apresentam a mesma tendência no comportamento produtivo do campo, sendo a quantidade de fraturas o parâmetro mais significativo para a recuperação de gás no reservatório estudado.

Constata-se nos gráficos das Figuras 4.8 e 4.9 que as curvas contínuas, que mostram os casos com fraturas mais altas (74 metros de altura na fratura propada), estão acima das curvas pontilhadas (49 metros de altura na fratura propada), independentemente do tipo de poço, e apresentam melhor desempenho na recuperação de gás deste campo, por isso, para estes dois parâmetros, apesar da recuperação dos poços verticais ter sido maior do que a do poço horizontal, a altura da fratura se mostrou mais significativo para a produção destes campo nesses 8 casos com 1 ou 3 fraturas.

Já na análise dos gráficos das Figuras 4.10 e 4.11 vê-se algo muito interessante, ao final de 40 anos da vida produtiva do poço, em ambos casos a recuperação dos poços verticais são maiores do que a do poço horizontal, independentemente da altura da fratura propada. A curva da função fator de recuperação em relação ao tempo do poço vertical com apenas 49 metros de altura de fratura propada cruza e ultrapassa a curva do poço horizontal com 74 metros de altura de fratura propada para ambos casos com 5 e 9 fraturas no reservatório, o que mostra que entre esses dois parâmetros o tipo do poço é mais significativo. Para os casos com 9 fraturas essa inversão de significância de parâmetros não acontece somente ao final dos 40 anos, mas no meio da terceira década de produção.

Figure 4.8 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 1 fratura.

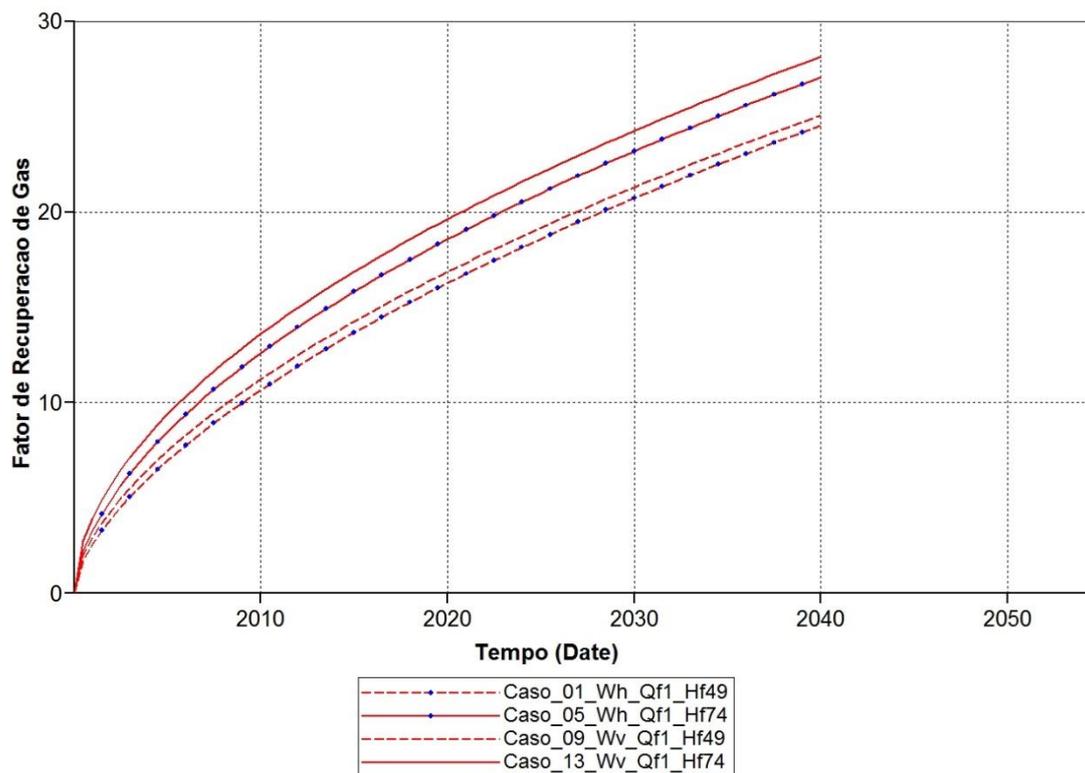


Figure 4.9 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 3 fraturas.

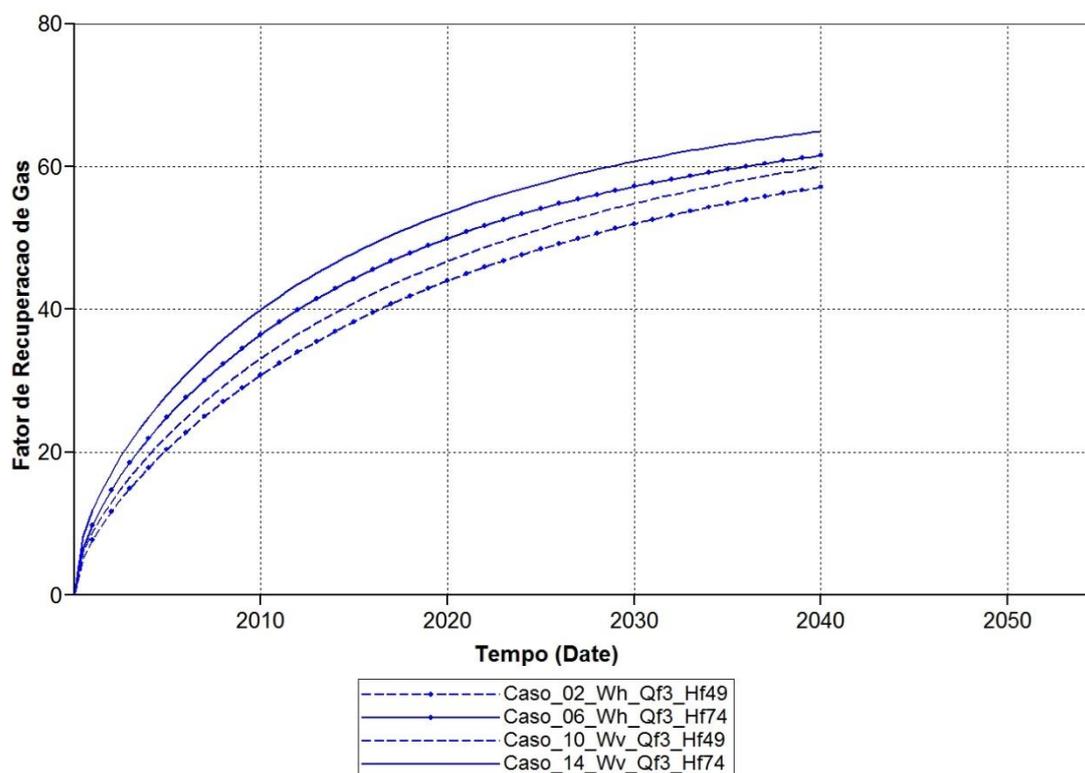


Figure 4.10 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 5 fraturas.

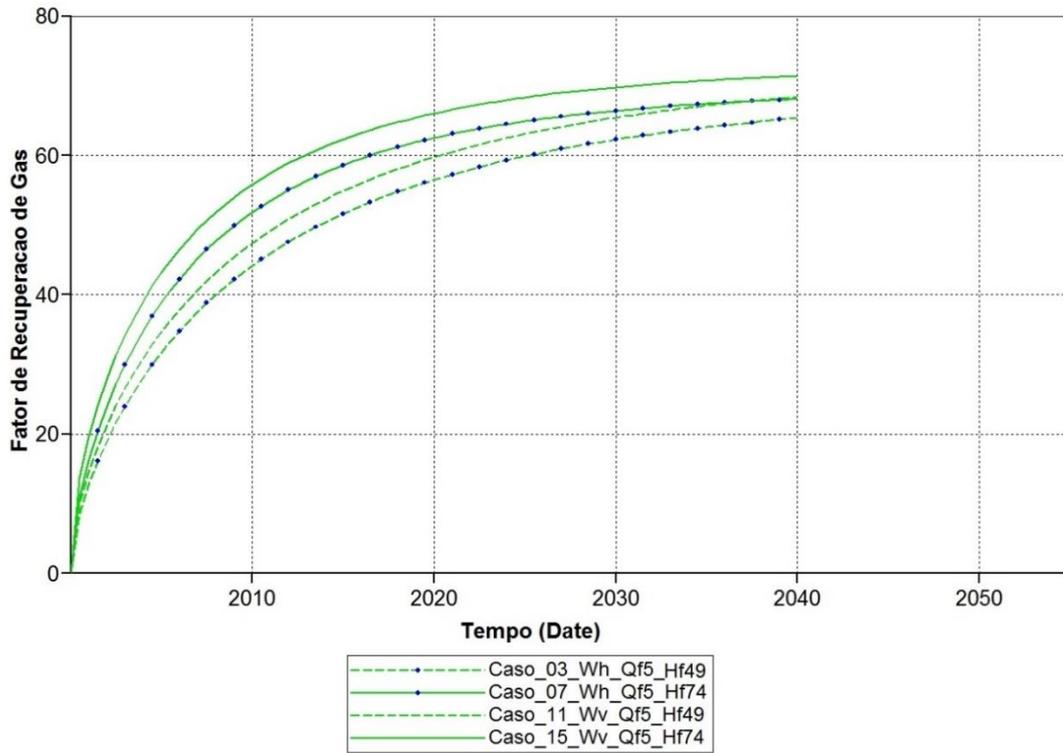
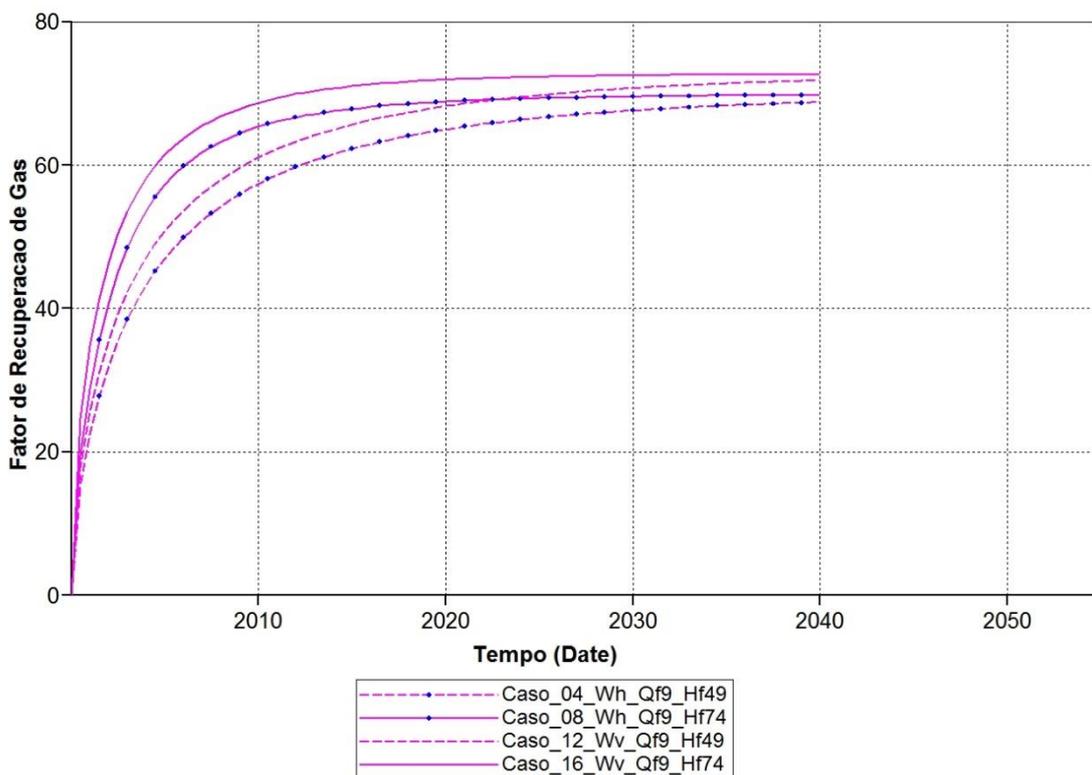


Figure 4.11 - Gráfico do Fator de Recuperação de gás de poço horizontal e poços verticais com 9 fraturas.



4.6 Análise do Comportamento da Pressão no Reservatório

A queda de pressão é maior e mais rápida quanto maior for, principalmente, o número de fraturas no reservatório e a altura das fraturas e é ela que vai ditar o ritmo de produção do campo, pois a medida que a pressão no reservatório cai a produção cai de forma exponencial até que a pressão no reservatório atinja a condição de pressão mínima de produção no fundo do poço. As Figuras 4.12, 4.13, 4.14 e 4.15 mostram a pressão no reservatório após 5 anos de produção, as Figuras 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19 após 20 anos e as Figuras 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23 no tempo final de produção, após 40 anos.

Após 5 anos de produção a pressão média nos reservatórios dos casos com 9 fraturas já é bem próxima a pressão limite de produção nas proximidades das fraturas e a queda foi acentuada nas demais regiões do reservatório, enquanto que nos outros casos a queda de pressão não foi tão significativa.

Figure 4.12 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).

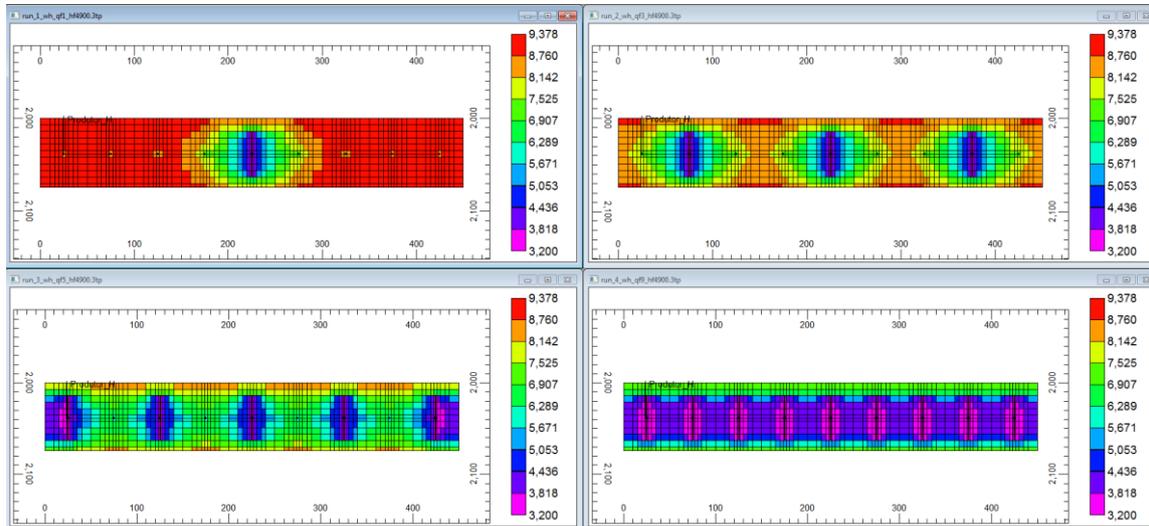


Figure 4.13 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).

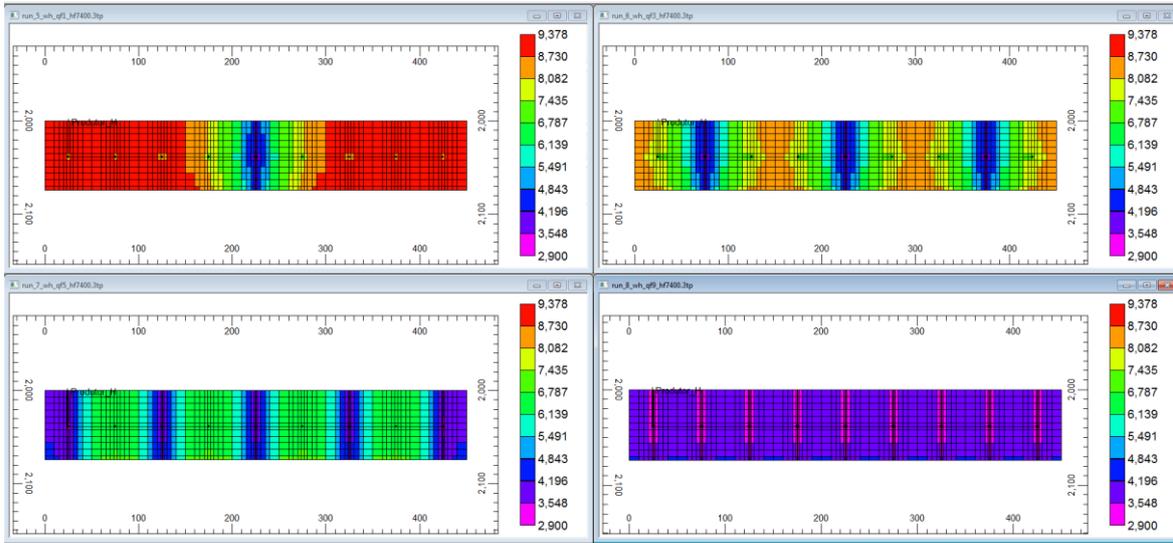


Figure 4.14 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).

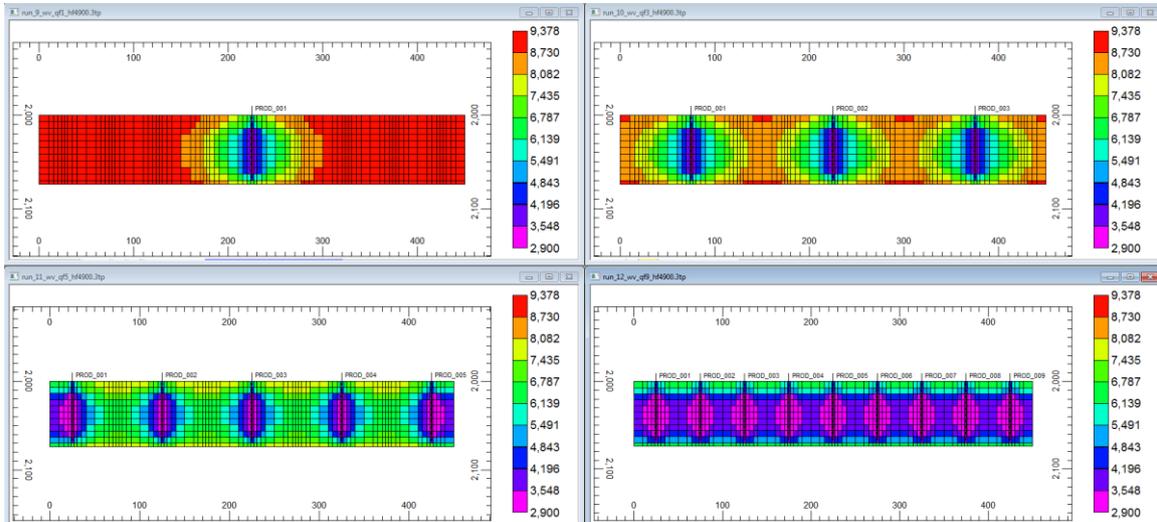
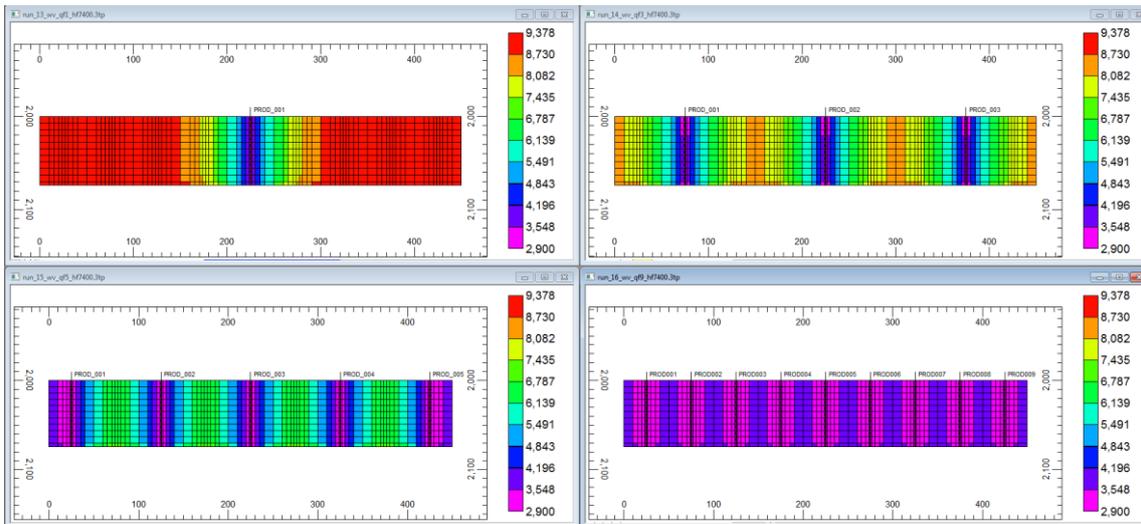


Figure 4.15 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 5 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).



Após 20 anos, Figuras 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19, constata-se que não há mais pressão no reservatório suficiente para que haja produção nos casos com 9 fraturas e esse é o motivo para o qual esses casos atingem seu fator de recuperação máximo até a segunda década de produção. Nessa data constata-se também quem os casos com 5 fraturas já apresentam baixa pressão média no reservatório e na região das fraturas essa pressão já atingiu a condição mínima de produção, portanto a produção já está praticamente estabilizada e não muito mais será produzido a partir da segunda década.

Figure 4.16 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).

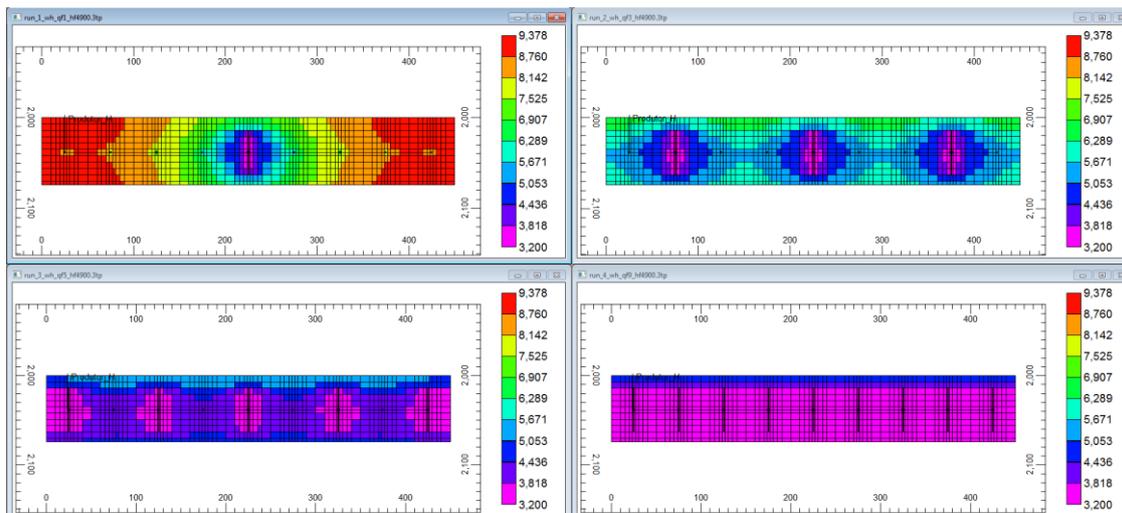


Figure 4.17 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).

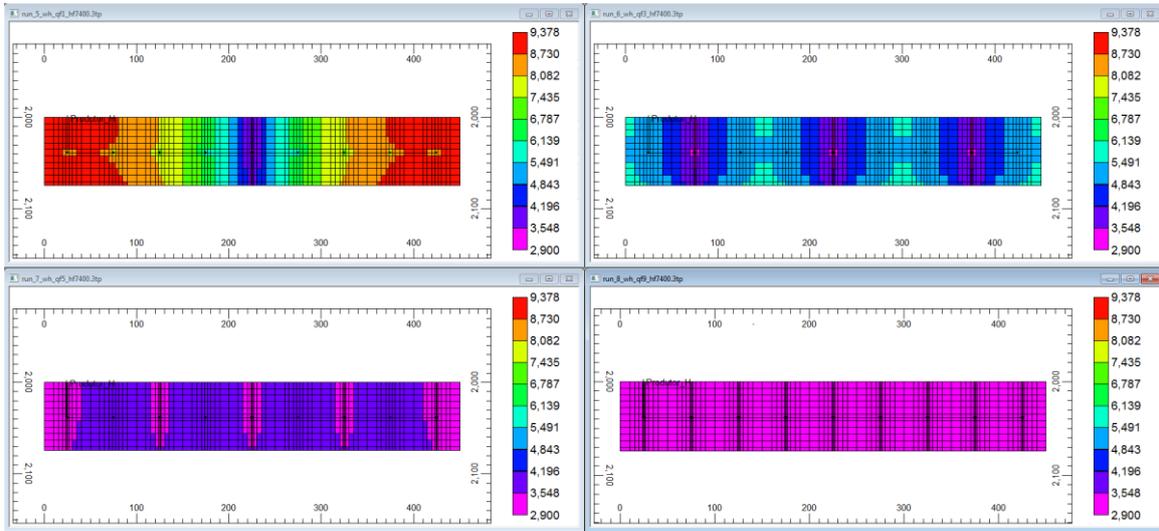


Figure 4.18 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).

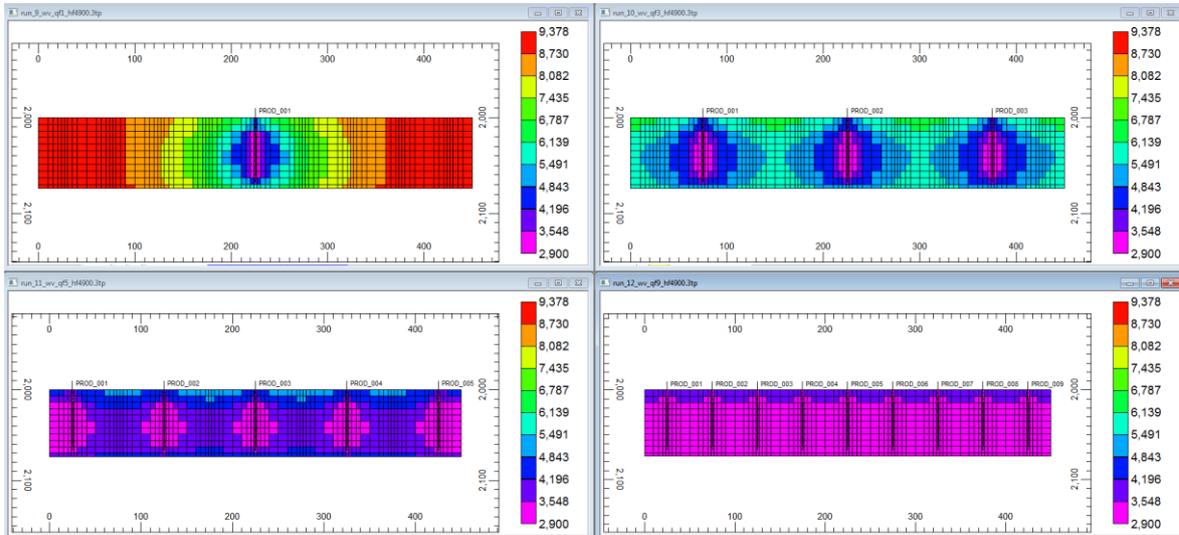
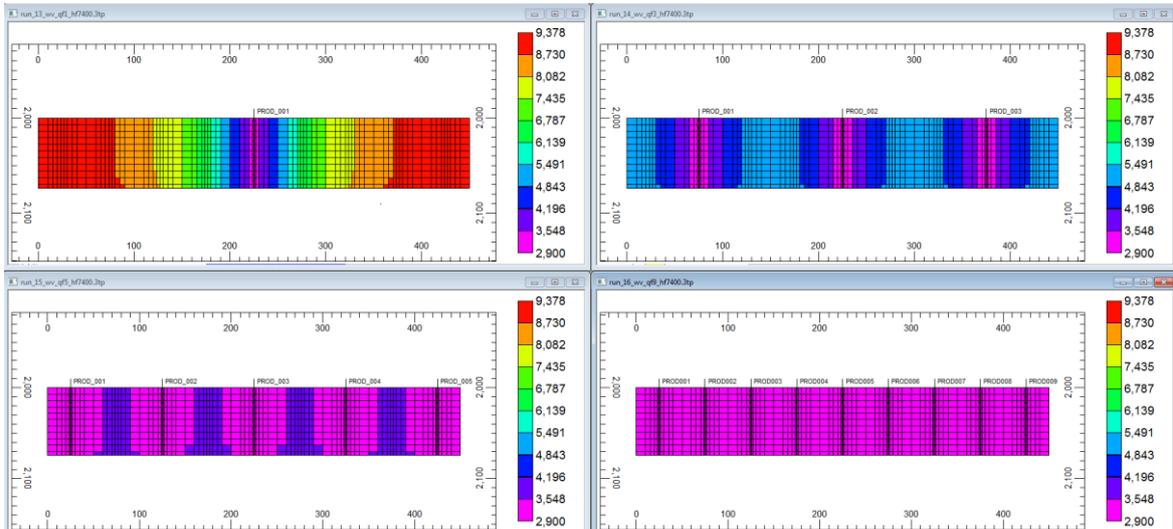


Figure 4.19 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 20 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).



No tempo final estimado para a produção, após 40 anos, Figuras 4.20, 4.21, 4.22 e 4.23, é observado que todos os casos com 1 e 3 fraturas mesmo após 4 décadas de produção ainda apresentam potencial de produção pois a depleção não foi tão severa quanto nos casos com 5 e 9 fraturas, onde a pressão média no reservatório é menor do que a pressão mínima para que haja produção

Figure 4.20 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 1, 2, 3 e 4 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 49 metros).

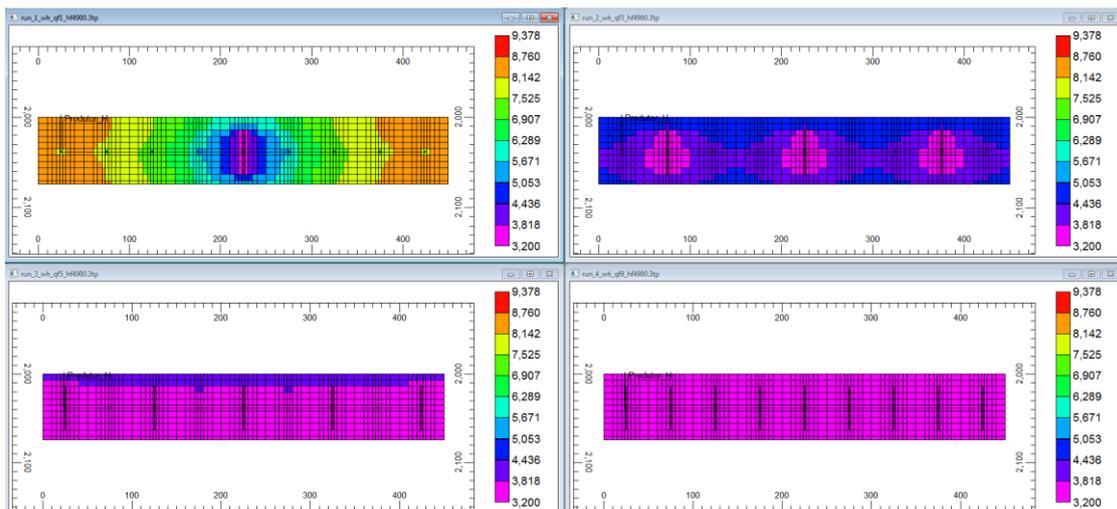


Figure 4.21 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 5, 6, 7 e 8 (poço horizontal e altura das fraturas igual a 74 metros).

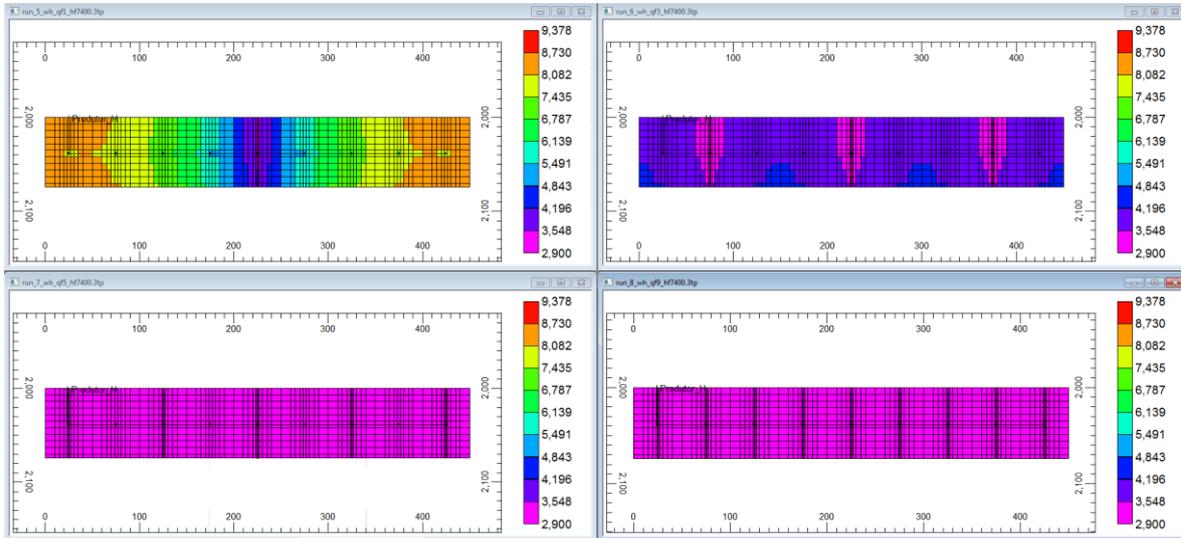


Figure 4.22 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 9, 10, 11 e 12 (poços verticais e altura das fraturas igual a 49 metros).

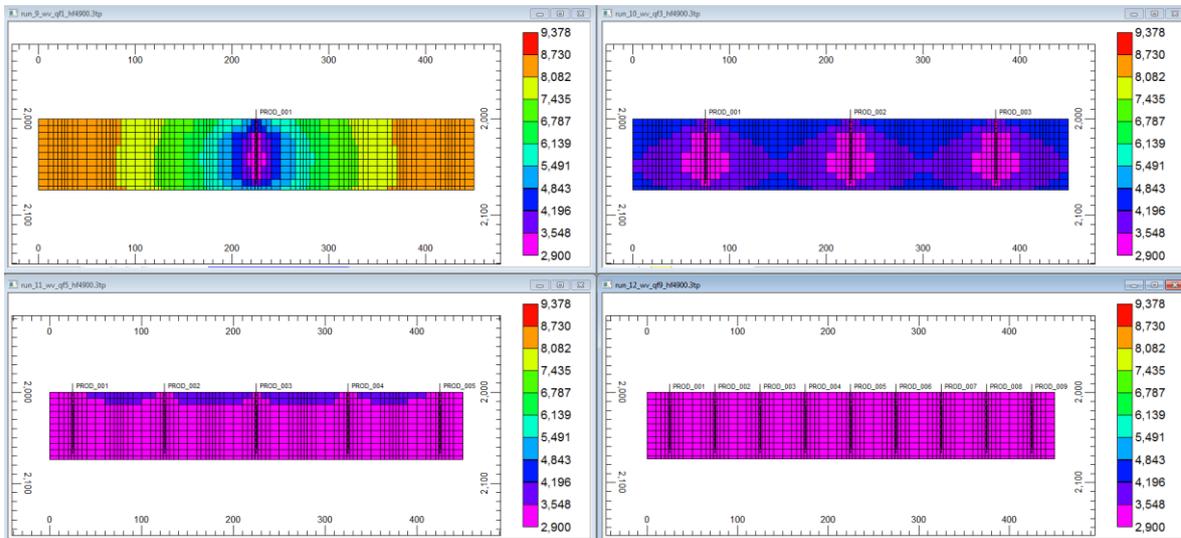
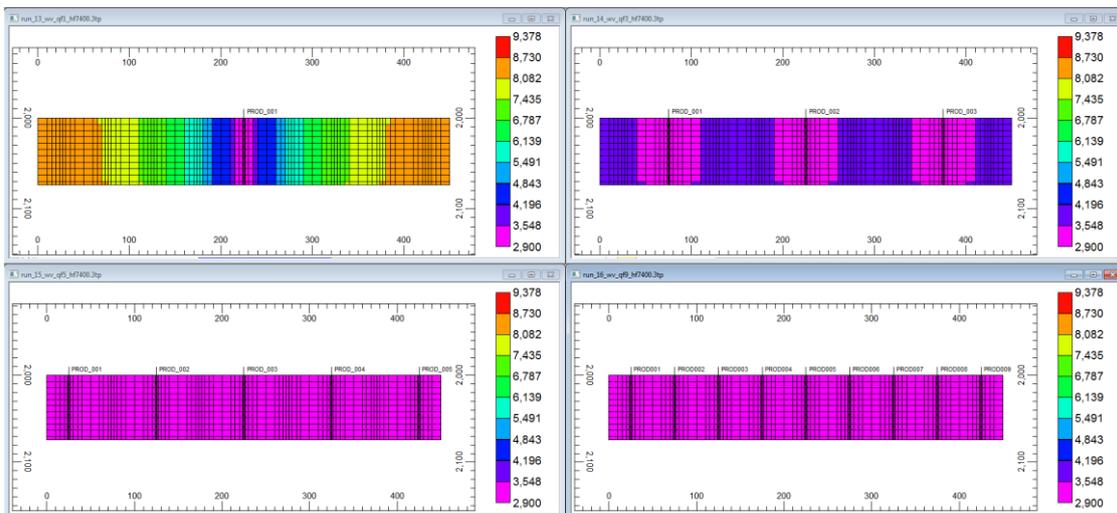


Figure 4.23 - Vista j x k. Pressão no reservatório após 40 anos de produção para os casos 13, 14, 15 e 16 (poços verticais e altura das fraturas igual a 74 metros).



5 CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

- Apesar de se fazer necessário um estudo de viabilidade e análise econômica de cada um dos casos apresentados nesse trabalho para se determinar o melhor conjunto de parâmetros operacionais, posso apontar os casos 6, com um poço horizontal e 3 fraturas de 74m de altura, e o caso 7, com 5 fraturas e também com um único poço horizontal com fratura de 74 metros de altura.

O caso 6, apesar de ter tido uma recuperação menor do que o caso 14 também com 3 fraturas, por exemplo, é uma opção barata com apenas um poço horizontal e somente 3 operações de fraturamento hidráulico, mas que produziu um volume total de $9,61E07$ m³ e obteve um fator de recuperação de 61,6 %, valores bastante expressivos.

O caso 7, que teve ao final de 40 anos uma menor recuperação do que os casos 11 e 15, é apontado também como favorito, pois a diferença na receita gerada devido a diferença do volume de produção acumulada de gás nos casos 11 e 15 deve não compensar os custos de ter que fazer 4 poços a mais, levando em consideração que os custos dos poços são muito impactantes da análise econômica de projetos. O caso 7 obteve uma produção acumulada ao final de 40 anos de $1,06E08$ m³ de gás e Fator de Recuperação de 68,1 %.

- O estudo conduzido nesse trabalho comprovou a eficácia da operação de estimulação de poços através do fraturamento hidráulico, que mostrou um aumento do Fator de Recuperação em relação a recuperação primária de 24 pontos percentuais no pior caso e diferença de 72% se comparado com o caso de maior recuperação;
- A quantidade de fraturas se mostrou ser o parâmetro operacional mais importante na recuperação de gás deste reservatório;
- Para os casos com 1 e 3 fraturas, a altura da fratura propada se mostrou mais significativa do que a geometria dos poços.
- Para os casos com 5 e 9 fraturas, a geometria dos poços se mostrou um parâmetro mais significativo;

- Todos os parâmetros analisados individualmente obtiveram resultados positivos aumentando o Fator de Recuperação;
- Nos modelos com 9 fraturas os poços tendem a parar de produzir antes do tempo limite proposto para produção pois a queda de pressão no reservatório acontece de forma muito rápida e no fundo dos poços não há pressão suficiente para atender as condições de produção.
- Os casos que pararam de produzir antes dos 40 anos esperados para produção assim ocorreram devido a rápida depleção do reservatório, tornando a pressão média do reservatório menor do que a mínima necessária para que houvesse produção.

5.1.1 Recomendações

- Realizar a análise econômica para os casos deste trabalho levando em consideração os custos da perfuração de poços, operações de fraturamento hidráulico com custo de insumos como quantidade de propante e aditivos para o fluido de fraturamento;
- Analisar no reservatório estudado o seu comportamento físico: estudo detalhado do comportamento da pressão; regimes de fluxo de gás e água e da saturação de gás em cada caso.
- Realizar estudos para o mesmo reservatório com incremento de aquíferos;
- Analisar a função Fator de Recuperação em função da distância entre as fraturas;

- Simular os mesmos casos acrescidos de uma diminuição na condutividade das fraturas ao longo do tempo devido ao acúmulo de partículas nos canais e desgaste do propante, conforme acontece na realidade.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - Facts About Shale Gas. Disponível em: http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/shale_gas.cfm. Acesso em Maio de 2015.

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

CIMM (CENTRO DE INFORMAÇÃO METAL MECÂNICA) - “Gelo inflamável” pode ser fonte de energia alternativa. Disponível em http://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/5776-gelo-inflamvel-pode-ser-fonte-de-energia-alternativa. Acessado em junho de 2012.

CMG – COMPUTER MODELING GROUP – IMEX - Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator. Disponível em: <http://www.cmgl.ca/software/imex2014>. Acesso em Maio de 2015.

CASTRO, ANTÔNIO ORESTES SALVO: “Seleção de Poços de Petróleo para Operação de Fraturamento Hidráulico: Uma Abordagem Comparativa entre Sistemas Fuzzy-genético e Neuro-Fuzzy”, Rio de Janeiro, UFRJ (2005).

EXAME - Economia. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/eua-se-tornam-maior-produtor-mundial-de-petroleo>. Acesso em junho de 2015.

FEKETE – Well Test & Rate Transient Analysis. Disponível em: <http://fekete.com/consulting/well-testing-and-rate-transient-analysis/Pages/Default.aspx>. Acesso em Maio de 2015.

FENG, Y.; ZHENGFU, N.; XINWEI, L.; HUIQING, L. Case Study: Numerical Simulation of a Tight Gas Reservoir with Multifractured Horizontal Wells. SPE 160903. Nigéria, Agosto 2012.

FERNANDES, P. D. Técnicas de Estimulação: Aumentando a Produtividade de Poços de Petróleo, Boletim BVEP, ano I, Nº 17, 2001.

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

JIN, M.; ZHANG, H.; ZHANG W. Integrated Well Test Strategy in Unconventional Tight Gas Reservoirs- Learning and Experiences from an Actual Field Project. SPE, Shell Exploration & Production Company. PetroChina Southwest, 2013.

KUUSKRAA, V.A.; BRASHEAR, J.P; ELKINS L.E; MORRA F. Jr. Gas Recovery From Tight Formations - A Function of Technology and Economics SPE, Lewin and Assocs. Inc, 1981.

LEE, W. J.; HOPKINS, C. W. Characterization of Tight Reservoirs. SPE Texas A&M U. SPE, S.S. Holditch & Assocs. Inc. 1994

LOFTIN, P. – Thirty Years of Lessons Learned – Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.

NAIK, G. C. – Tight Gas Reservoir: Na Unconventional Natural Energy Source for the Future, 2012.

NATURALGAS.ORG, *Unconventional Natural Gas Resources*, disponível em <<http://naturalgas.org/overview/resources>>. Acessado em Abril de 2015.

NEHRING, R. – Growing and Indispensable: The Contribution of Production of Tight Gas Sands to U.S. Gas Production. In: S.P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K. Camp, Eds, Understanding, exploring and developing tight-gas sands. Vail Hedber Conference: AAPG Hedber Series, nº 3, p 5-12, 2008.

ROSA A. J.; CARVALHO R. S.; XAVIER J. A. D. “*Engenharia de reservatórios de petróleo*”, 2006, Editora Interciência, Rio de Janeiro.

SANTOS, J.A.C.M.; CUNHA, R.; MELO R.C.B.; ABOUD, R.S.; PEDROSA, H.A.; Marchi, F. Inverted Convective Proppant Transport for Effective Conformance Fracturing, SPE 109585, 2007.

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

SMITH, P.S.; COOPER, C.; RUEDA, J.I.; LIEBER, R. – Applying New Technology to Tight Gas Developments. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.

7 APÊNDICE

Tabela 5 – Fator de Recuperação e Produção Acumulada de Gás ao final de 10, 20, 30 e 40 anos.

Caso/Data	FR (%)				Gp (m ³)			
	10 anos	20 anos	30 anos	40 anos	10 anos	20 anos	30 anos	40 anos
1	10.7	16.3	20.7	24.5	1.66E+07	2.54E+07	3.24E+07	3.83E+07
2	30.8	44.0	52.0	57.1	4.80E+07	6.88E+07	8.12E+07	8.92E+07
3	44.2	56.5	62.3	65.4	6.90E+07	8.83E+07	9.73E+07	1.02E+08
4	57.4	65.0	67.7	68.8	8.97E+07	1.02E+08	1.06E+08	1.07E+08
5	12.6	18.6	23.2	27.1	1.97E+07	2.90E+07	3.62E+07	4.23E+07
6	36.5	50.0	57.2	61.5	5.69E+07	7.80E+07	8.94E+07	9.61E+07
7	51.9	62.5	66.4	68.1	8.10E+07	9.77E+07	1.04E+08	1.06E+08
8	65.4	68.9	69.6	69.8	1.02E+08	1.08E+08	1.09E+08	1.09E+08
9	11.2	16.9	21.3	25.1	1.75E+07	2.63E+07	3.33E+07	3.92E+07
10	33.1	46.8	54.8	60.0	5.17E+07	7.30E+07	8.56E+07	9.37E+07
11	47.4	59.8	65.5	68.5	7.41E+07	9.33E+07	1.02E+08	1.07E+08
12	61.1	68.3	70.8	71.9	9.53E+07	1.07E+08	1.11E+08	1.12E+08
13	13.6	19.6	24.3	28.2	2.12E+07	3.06E+07	3.79E+07	4.40E+07
14	40.0	53.6	60.8	65.0	6.24E+07	8.36E+07	9.49E+07	1.01E+08
15	55.9	66.1	69.8	71.4	8.73E+07	1.03E+08	1.09E+08	1.12E+08
16	68.8	72.0	72.6	72.7	1.07E+08	1.12E+08	1.13E+08	1.14E+08