



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DE CURVAS DE DECLÍNIO EM RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS

Lucas Effren Rego

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Paulo Couto

Rio de Janeiro
Agosto de 2015

ANÁLISE DAS CURVAS DE DECLÍNIO EM RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS

Lucas Effren Rego

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.
DEI/POLI/UFRJ

Prof. Santiago Drexler, M.Sc.
PEC/COPPE/UFRJ

Prof. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.
DEI/POLI/UFRJ

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Agosto de 2015

Effren Rego, Lucas

Análise de Curvas de Declínio em Reservatórios não-convencionais/
Lucas Effren Rego – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2015.

xiii, 61 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de
Engenharia de Petróleo, 2015.

Referências Bibliográficas: p.60-61.

1. Gás de Xisto, *Barnett Shale* 2. Curvas de declínio 3. Duong 4. Arps
5. Regimes de produção 6. *Shale gas* 7. Reservatórios não-
convencionais 8. Fraturamento hidráulico

I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola
Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Análise de Curvas
de Declínio em Reservatórios não-convencionais.

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, pelas grandiosas oportunidades concedidas até aqui, e à minha família por todo o apoio moral prestado em meu percurso, principalmente à minha mãe.

À minha namorada Amanda Dantas, que mesmo longe se faz extremamente presente, por toda sua imensa ajuda, paciência e carinho.

Ao CNPQ e à CAPES, por terem me concedido a oportunidade de realizar intercâmbio através do Ciência Sem Fronteiras para a Universidade de Houston, onde tive a experiência de aprender com grandes e renomados professores, como o Prof. John Lee, meu orientador na UH, que me incentivou a escrever sobre o tema abordado nesse projeto.

Aos professores que contribuíram para a evolução da minha formação, em especial, o professor Robertinho, por todo apoio e incentivo e paciência, e ter me mostrado o valor da persistência, mesmo que falhas aconteçam durante o percurso.

Ao professor e orientador Paulo Couto, que apesar das diversas funções exercidas, sempre se mostra solícito para ajudar em qualquer situação que seja necessária.

Aos meus colegas de classe, em especial Bruninho Attias, Thiago Sauma, Luiz Hayum, Marta Kamisaki, Raphael Salles, Philip Stape, Ronnymaxwell Santanna, Mateus Ramirez, Rafael Longhi, Marcelino Mascarenhas e Luiza Ortiz, que sempre foram presentes durante os anos de estudo, criando um vínculo de amizade e parceria.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

ANÁLISE DE CURVAS DE DECLÍNIO EM RESERVATÓRIOS NÃO-CONVENCIONAIS

Lucas Effren Rego

Agosto/2015

Orientador: Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

Resumo

O mundo petrolífero está sempre apresentando uma dinâmica acelerada, com novas tecnologias e maior estudo descobrindo novas técnicas e perfurando e produzindo em campos onde antes não seria possível.

Este é o caso dos campos de gás de xisto, o *Shale gas*, que desde 2004, vem demonstrando um novo potencial para campos antes não viavelmente econômicos. Com a intensificação do método de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico, campos nos EUA e no mundo começaram a serem explorados, modificando as reservas de hidrocarbonetos e moldando as curvas de produção dos países que aderiram à técnica.

Devido a esse novo modelo de prospecção, estudos são necessários para avaliar os regimes de fluxo nesses reservatórios, e o comportamento da curva de produção, uma vez que se tratam de poços que utilizam uma técnica nova.

Diante desse cenário, este trabalho vem comparar renomados métodos de análise de curvas de declínio e comprovar suas eficiências em poços reais do campo de *Barnett Shale*, nos Estados Unidos, o campo pioneiro na utilização dessa nova técnica

Como resultado encontrado, foi matematicamente comprovada a eficiência dos métodos de curva de produção de Arps e de Duong.

Palavras-Chave: Barnett Shale, curvas de declínio, Shale gas, reservatórios não-convencionais, fraturamento hidráulico

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

DECLINE CURVE ANALISYS IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS

Lucas Effren Rego

Agosto/2015

Advisor: Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

Abstract

The petroleum universe is always presenting an accelerated dynamic, with new technologies and more studies discovering new techniques enabling the drilling and production in fields where would not be possible in previous years.

This is the case of *shale gas*, which since 2004, has been demonstrating the new potential for fields where previously were not economic feasible. With the intensification of horizontal drilling followed by hydraulic fracturing, fields in USA and in the world began to be explored, modifying the hydrocarbon reserves and molding the national production curves.

Due this new prospection model, studies are necessary to evaluate the flow regimes presented in these reservoirs, as also the production curve behavior, once these production wells use a new technique.

Facing this new scenario, this project will compare famous methods of decline curve analysis and will prove their efficiencies in real wells from *Barnett Shale*, in USA, the pioneer field to use hydraulic fracturing in *horizontal wells* for *shale gas*.

As a result, it was mathematically proved that the Duong and Arps decline curve analysis methods are efficient.

Keywords: Shale gas, Barnett Shale, Decline Curve Analysis, Duong, Arps, Production flow regimes, unconventional reservoirs, hydraulic fracturing.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xi
Nomenclatura.....	xii
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO	2
1.1.1 CENÁRIO GLOBAL DE RESERVAS NÃO-CONVENCIONAIS.....	3
1.1.2 CENÁRIO AMERICANO DE RESERVAS NÃO-CONVENCIONAIS.....	5
1.1.3 CENÁRIO DO CONE SUL DE RESERVAS NÃO-CONVENCIONAIS.....	Erro! Indicador não definido.
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO	7
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	8
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
2.1 MÉTODO DE ARPS	10
2.2 <i>LINEAR FLOW</i>	12
2.3 <i>STRETCHED EXPONENTIAL DECLINE MODEL</i>	13
2.4 DUONG	15
2.5 FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE POÇOS HORIZONTAIS	17
3. CARACTERIZAÇÃO DE <i>BARNETT SHALE</i>.....	21
3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	21
3.2 HISTÓRICO	22
3.2 GEOLOGIA	24
3.2.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS	24
3.2.2 SEDIMENTOLOGIA E ESTRUTURAÇÃO	25
3.3 INFRAESTRUTURA E OPERAÇÕES.....	27
3.4 ASPECTOS ECONÔMICOS	29
4. RESULTADOS.....	30
4.1 METODOLOGIA	30
4.2 SEQUÊNCIA DE ANÁLISE PARA UM POÇO	31
4.2.1 MÉTODO DE DUONG	31
4.2.2 MÉTODO DE ARPS	35

4.2.3 MÉTODO DO REGIME LINEAR	36
4.2.4 MÉTODO DO <i>STRETCHED EXPONENTIAL DECLINE MODEL</i>	38
4.3 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA TODOS OS POÇOS	41
4.4 HISTOGRAMA DOS PRINCIPAIS PARÂMETROS.....	50
4.4.1 TEMPOS DE CADA REGIME DE FLUXO.....	50
4.4.2 PARÂMETROS DE MODELAGEM PARA OS MÉTODOS DE ARPS E DUONG.....	51
4.5 MÉDIA DAS CURVAS DE PRODUÇÃO	53
5. CONCLUSÃO.....	58
5.1. Sugestões para Trabalhos Futuros.....	59
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Mapa do mundo com campos de reservas não-convencionais (EIA 2014)	3
Figura 2 Produção de hidrocarbonetos separados em <i>Shale</i> e Não- <i>Shale</i> em 2014. À esquerda, produção de gás separados em <i>Shale</i> e Não- <i>Shale</i> em 2014. À direita, produção de óleo separados em Tight e Não-Tight em 2014. (Adaptado de <i>Institute for Energy Research</i> , 2014)	4
Figura 3 Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de hidrocarbonetos em xisto (tcf), EIA 2014. À esquerda, Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de <i>shale gas</i> (tcf), EIA 2014. À direita, Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de <i>shale oil</i> bilhões de barris, EIA 2014	4
Figura 4 Mapa dos Campos Não-convencionais nos EUA (EIA 2015)	6
Figura 5 Histórico de produção de <i>Shale gas</i> por campo, EIA 2015	6
Figura 6 Previsão de produção total de gás nos EUA (Annual Report EIA 2014)	6
Figura 7 Previsão de produção total de óleo nos EUA (Annual Report EIA 2014)	7
Figura 8 Esquema do fluxo do <i>Linear flow</i> em poços horizontais fraturados.....	13
Figura 9 Demonstração de um típico gráfico de SEDM utilizado.....	14
Figura 10 Gráfico determinante dos valores de a e m Fonte: Production Forecasting for Unconventional Resources. Lecture 9, 2013.....	16
Figura 11 Gráfico determinante de qi . Fonte: Production Forecasting for Unconventional Resources. Lecture 9, 2013).	17
Figura 12 Esquema gráfico dos três passos básicos do fraturamento hidráulico	18
Figura 13 Esquema gráfico do comportamento das fraturas	19
Figura 14 Mapa de localização de <i>Barnett Shale</i> Fonte: Geoscienceworld.org	22
Figura 15 Estrutura das camadas dos campos de oeste para leste e norte para sul Fonte: Pollastro et al 2007.....	26
Figura 16 Eventos do sistema petrolífero de <i>Barnett</i> , Abreviações. E= <i>early</i> , M= <i>middle</i> , L= <i>late</i> , Cam= <i>Cambriano</i> , Ord= <i>Ordoviciano</i> , Sil= <i>Siluriano</i> , Dev= <i>Devoniano</i> , Mis= <i>Mississippiano</i> , Pen= <i>Pensilvaniano</i> , Per= <i>Permiano</i> , Tr= <i>Triássico</i> , Cret= <i>Cretáceo</i> , Ter= <i>Terciário</i> , Cen= <i>Cenozóico</i> Fonte: Pollastro et al 2007.....	27
Figura 17 Gráfico loglog de produção mensal por tempo	32
Figura 18 Gráfico log-log de Q/G_p por tempo, para obter a e m	32
Figura 19 Gráfico de q por $T(a,m)$	33
Figura 20 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de Duong	34
Figura 21 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de Duong.....	34
Figura 22 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de Arps	35
Figura 23 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de Arps	36
Figura 24 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de regime de fluxo linear.....	37
Figura 25 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de regime de fluxo linear	38
Figura 26 Gráfico loglog de $\ln(q_0/q)$ vs t , para obtenção de n e τ	39

Figura 27 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de regime de SEDM	40
Figura 28 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 1	42
Figura 29 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 2	42
Figura 30 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 3	43
Figura 31 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 4	43
Figura 32 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 5	44
Figura 33 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 6	44
Figura 34 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 7	45
Figura 35 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 8	45
Figura 36 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 9	46
Figura 37 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 10	46
Figura 38 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 11	47
Figura 39 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 12	47
Figura 40 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 13	48
Figura 41 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 1	48
Figura 42 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 15	49
Figura 43 Histograma de frequência de tempo necessário para mudança do regime de fluxo indefinido para o transiente linear	50
Figura 44 Histograma de frequência de tempo necessário para mudança do regime de fluxo transiente linear para o regime dominado por fronteiras	51
Figura 45 Histograma de frequência de valores de b que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Arps	52
Figura 46 Histograma de frequência de valores de a que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Duong	52
Figura 47 Histograma de frequência de valores de m que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Duong	52
Figura 48 Relação entre os valores de a e m	53
Figura 49 Relação entre os valores de produção de Duong e histórico	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Tipos de mecanismo de produção e valores típicos de b.....	11
Tabela 2 Características Gerais de <i>Barnett Shale</i>	21
Tabela 3 Características Geológicas de <i>Barnett Shale</i>	25

Nomenclatura

Variáveis

a: constante de Duong

b: constante de Arps

D: taxa de declínio de Arps

G_p: Produção Acumulada de gás

m: constante de Duong

n: expoente de SEDM

p_i: pressão inicial

t: tempo

T_{cf}: Trilhões de pés cúbicos

Símbolos Gregos

τ : Constante de SEDM

Abreviaturas

BDF: Boundary Dominated Flow

BHP: Bottom Hole Pressure

EIA: Energy Information Administration

FBHP: Flowing Bottom Hole Pressure

LSF: Light Sand Frac

RMSE: Root Mean Square Error

SEDM: Stretched Exponential Decline Model

WHP: Well Head Pressure

1. INTRODUÇÃO

Os campos não-convencionais de hidrocarbonetos têm ocupado lugar de destaque mundial na última década, modificando a quantidade de reserva estimada de cada país que desfrute destes tipos de campos, assim como um acréscimo surpreendente de produção de gás e óleo.

Estas mudanças de tamanho de reservas e perfil de produção doméstica de um certo país não são todas as consequências marcantes de tal processo. Todo o fluxo de óleo/gás utilizado no mundo é modificado, assim como a economia, com as variações do barril de óleo e o preço interno de gás.

De forma sucinta, percebe-se que as transformações diante desta nova tendência de produção carregam um impacto global intenso e seu estudo merece ser aprofundado e assim serem identificadas as principais variáveis que contribuem para todo esse novo setor.

Uma das principais variáveis e a que será abordada neste trabalho é análise de curva de declínio nestes tipos de campo, mais especificadamente para o gás de xisto, *shale gas*, que é um dos principais produtos encontrados nestes campos não-convencionais, assim como *tight oil*.

Os campos não-convencionais recebem este nome por, obviamente, apresentarem características físicas e geológicas distintas de quando comparados aos campos convencionais. Como maior característica do campo, se destaca a permeabilidade menor, o que necessidade de novas tecnologias e técnicas para a retirada destes hidrocarbonetos.

A técnica que vem se mostrando altamente eficaz, e ambientalmente controversa, é a perfuração de poços horizontais seguida por fraturamento hidráulico. Estas centenas, milhares de fraturas e micro-fraturas basicamente servem de canal de escoamento, assim como aumentam a permeabilidade do meio poroso.

A necessidade de se estudar a análise de curvas de declínio se vem justamente do fato de que esta nova técnica utiliza uma dinâmica diferente no processo de produção de um

poço/campo. Um novo processo físico ocorre neste tipo de produção, com outros tipos de regime de produção no campo.

Logo, técnicas renomadas, como descritas por Arps (1945) podem não ser as mais indicadas quando se trata de perfuração de poços horizontais fraturados hidráulicamente. Com isso, neste trabalho é proposto o estudo e comparação de novas técnicas para construção de análise de curvas de declínio em campos não-convencionais de *shale gas*.

Desta forma, pretende-se definir quais os tipos de regime de produção que ocorrem um poço produzindo em tais condições, assim como quais métodos são mais apropriados para cada tipo de regime ou período de tempo observado.

Por se tratar de uma técnica consideravelmente nova, com uma intensificação observada somente em 2009, o número de dados de produção por mês por poço relacionado ao tempo (ou seja, a quantidade de meses produzindo por poço, que será o número de pontos onde se é possível analisar os dados) é reduzido para a maior parte de poços.

Neste trabalho, foram utilizados dados de produção mensal, do campo de *Barnett Shale*, no Texas, analisando somente poços horizontais, com início de produção variando de 2003 a 2005, para se ter a maior quantidade de pontos (meses) possíveis utilizando esta técnica.

O intuito deste trabalho é identificar qual é o melhor método que define estes tipos de poço e identificar suas vantagens e fraquezas.

1.1 MOTIVAÇÃO

O cenário mundial de energia fóssil, principalmente o petróleo, se encontra em um momento de transição à medida que novas técnicas de produção são criadas e modificam a magnitude de reservas de um país. Campos já descobertos acabam se tornando economicamente viáveis e se tornam como exemplos de incentivo para a exploração de campos de formas similares, não só no mesmo país, como internacionalmente.

Este é o caso do que vem ocorrendo com o *Shale gas* e outras formas não-convencionais de exploração de hidrocarbonetos. A modificação de todo o cenário global de

produção de óleo, assim como seu fluxo, fruto de uma nova técnica, é algo merecedor de destaque e concentração de estudos para melhor entender como os campos que produzem *shale gas* possam ser modelados e melhor compreendidos. Como principal motivação para realizar um melhor entendimento das análises de curvas de declínio, fica definida a dimensão das reservas e sua evolução no tempo. Com isso, se faz entender a importância da mesma atualmente e sua tendência no futuro.

Para tal, será dividido e brevemente discutido a situação de reservas não-convencionais no globo, nos EUA e no Cone Sul.

1.1.1 CENÁRIO GLOBAL DE RESERVAS NÃO-CONVENCIONAIS

Nesta parte do trabalho estará demonstrada a dimensão das reservas e o impacto que isto representa no cenário de hidrocarbonetos.

De acordo com a *Energy Information Administration*, EIA, no início de 2015 havia 137 formações de *shale* em 41, países além dos EUA. O mesmo órgão estima uma reserva de 345 bilhões de barris de *shale oil*, além de impressionantes 7.299 trilhões de pés cúbicos de *shale gas* tecnicamente recuperáveis. Na Figura 1, é possível notar as principais áreas onde há esses tipos de campos.

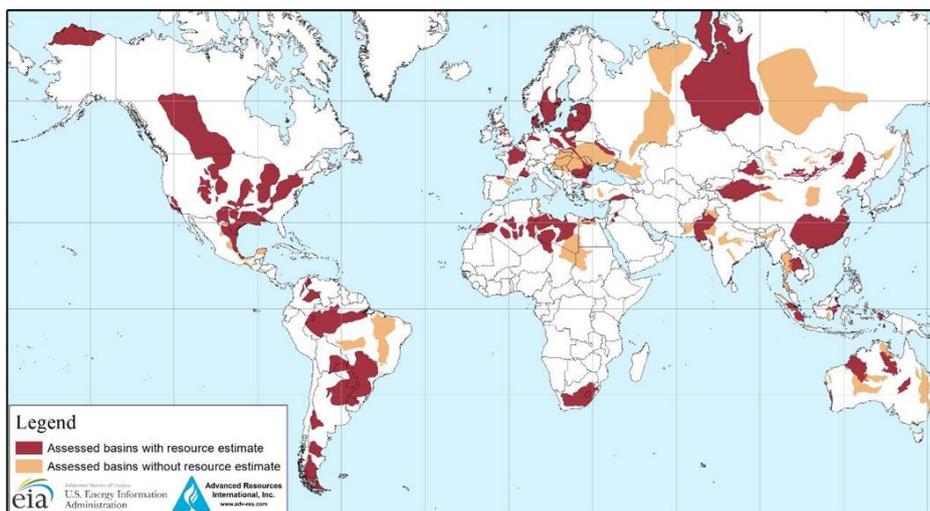


Figura 1 Mapa do mundo com campos de reservas não-convencionais (EIA 2014)

Nas Figuras 2.a e 2.b, é possível verificar a produção em 2014 de 4 países e comparar as fontes de hidrocarbonetos produzidas, tanto como óleo e gás.

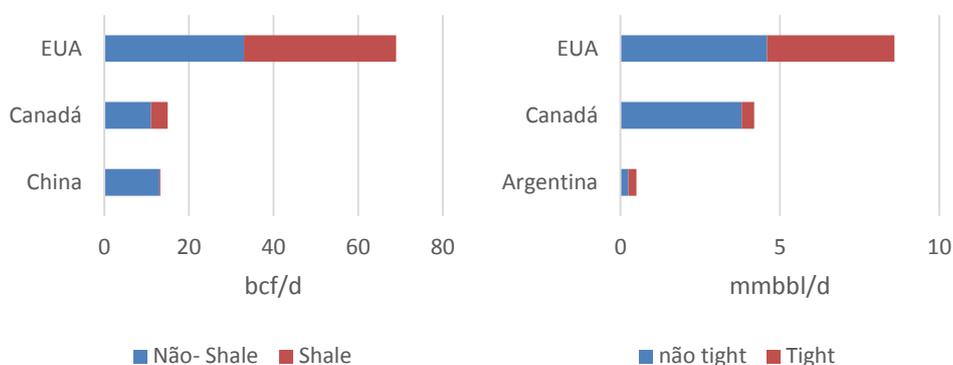


Figura 2 Produção de hidrocarbonetos separados em *Shale* e *Não-Shale* em 2014. À esquerda, produção de gás separados em *Shale* e *Não-Shale* em 2014. À direita, produção de óleo separados em *Tight* e *Não-Tight* em 2014. (Adaptado de *Institute for Energy Research*, 2014)

Percebe-se que em cada grupo dos três países analisados que o Canadá está começando a ter um maior envolvimento com a produção em campos não-convencionais, enquanto os EUA já apresentam um grau de desenvolvimento superior aos demais.

Contudo, as Figuras 3.a e 3.b demonstram o potencial do mundo de uma forma geral, considerando que as principais reservas de cada tipo de não-convencionais são estimadas

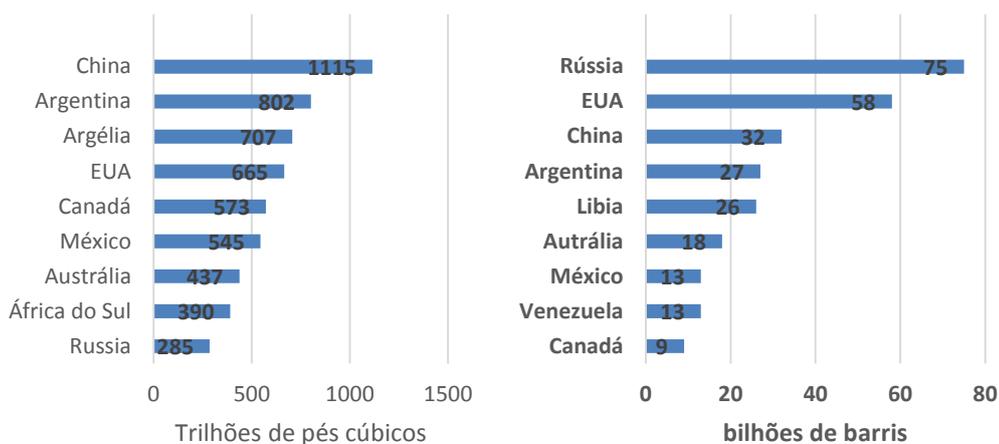


Figura 3 Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de hidrocarbonetos em xisto (tcf), EIA 2014. À esquerda, Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de *shale gas* (tcf), EIA 2014. À direita, Top 10 Países com reservas tecnicamente recuperáveis de *shale oil* bilhões de barris, EIA 2014

Através das informações constadas nas Figuras 3.a e 3.b, verifica-se que o potencial destes hidrocarbonetos transpassa o domínio atual de produção dos mesmos que ocorre nos EUA, indicando que países de todos os continentes possuem grandes chances de a médio/longo prazo começarem a prospecção dos mesmos.

E, para tal, planos de desenvolvimento necessitarão ser criados para a produção de campos e, uma das variáveis importantes que definem tanto o custo de capital no plano de desenvolvimento como a receita gerada é a curva de produção esperada.

Para entender melhor a evolução e a importância do *shale*, a próxima seção cenário de não-convencionais nos EUA, já que este é o percussor nesta técnica.

1.1.2 CENÁRIO AMERICANO DE RESERVAS NÃO-CONVENCIONAIS

Os EUA foram o primeiro país a realmente investir nos *shale gas e oil* no mundo, tornando economicamente viáveis a produção de formações geológicas de baixíssima permeabilidade encontrada em xistos, arenitos e carbonatos (ex. Argila).

Há nos EUA mais de 30 formações com campos de *shale*. Entre essas, temos campos gigantes como Marcellus, *Barnett*, *Eagle Ford* e *Bakken*. A localização dos mesmos pode ser vista na Figura 4.

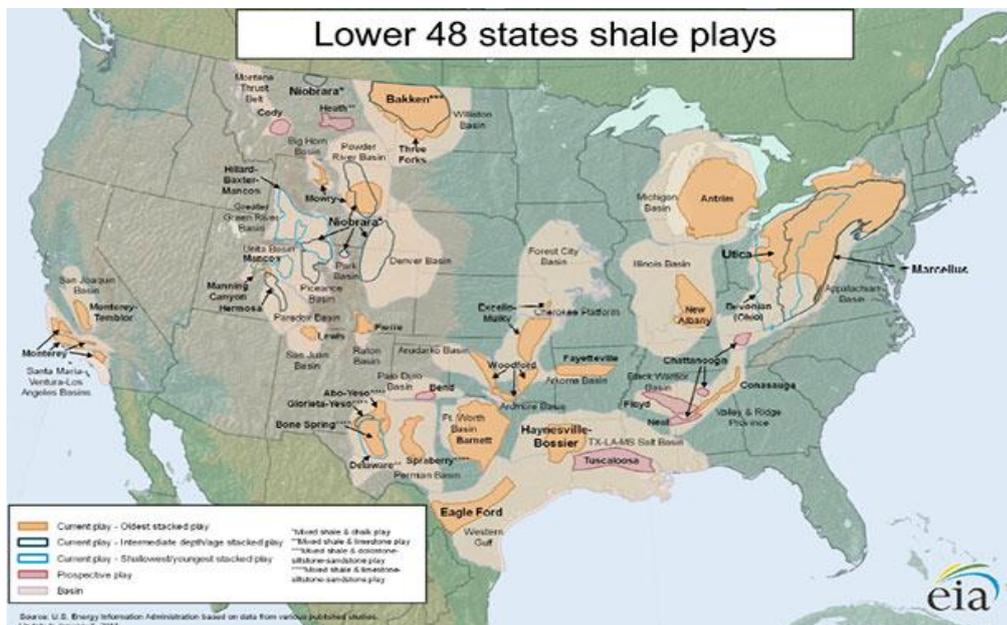


Figura 4 Mapa dos Campos Não-convencionais nos EUA (EIA 2015)

Para ser possível ter a ideia do crescimento imposto pelo *shale gas*, a Figura 5 representa o *rampup* da produção que começou em 2008/09. Interessante ressaltar que o *Barnett Shale* foi um dos primeiros campos a serem produzidos, motivo pelo mesmo será utilizado em análise posterior.

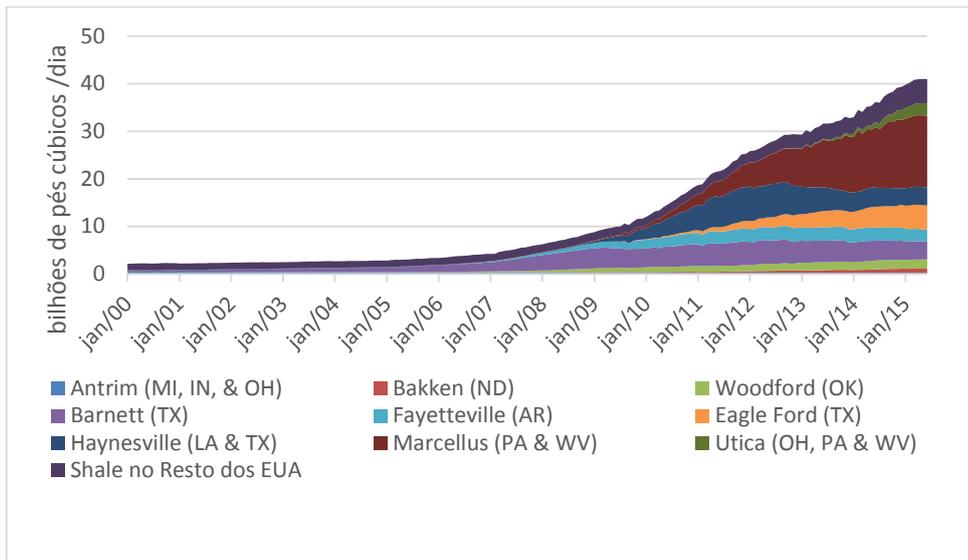


Figura 5 Histórico de produção de Shale gas por campo, EIA 2015

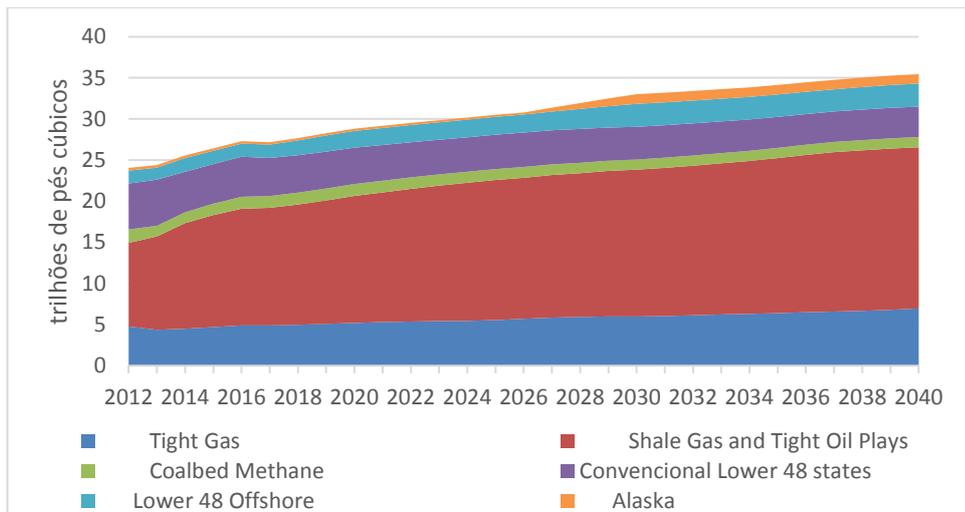


Figura 6 Previsão de produção total de gás nos EUA (Annual Report EIA 2014)

Na Figura 6, fica evidente a participação do gás não-convencional na produção americana no qual a maior parte de todo o gás produzido se deva a este tipo de produção. Cerca de 52% de toda produção americana se deve ao *shale gas*, sem considerar o *tight gas*, também obtido por métodos não-convencionais.

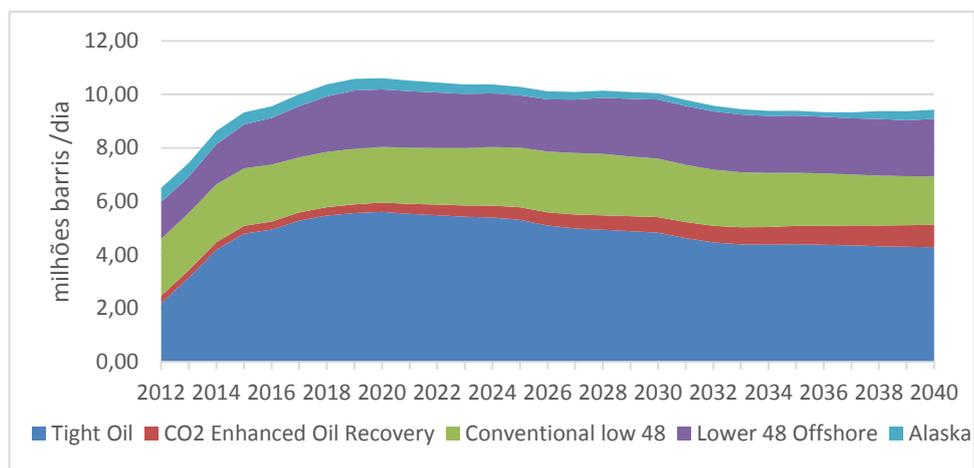


Figura 7 Previsão de produção total de óleo nos EUA (Annual Report EIA 2014)

Mais surpreendente que a participação do gás não-convencional, é como o *tight oil*, obtido pela mesma técnica de prospecção demonstra seu papel fundamental na indústria petrolífera dos EUA. Em 2012, 6,5 milhões de barris por dia foram produzidos, frente aos 9,33 milhões ao dia produzidos em 2015 (previsão de acordo com EIA). Isso representa um substancial aumento de 43,4% em 3 anos, ocasionando uma inversão no futuro dos EUA de importador para exportador de óleo. O ritmo de crescimento produção deve se manter acelerado até atingir um *plateau em 2019/20* e começar a decair levemente nos anos subsequentes. Estas variações são claramente observadas na Figura 7.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O objetivo principal deste trabalho é conseguir identificar os tipos de regime que ocorrem durante a produção de gás no Campo de *Barnett* e, além disso, identificar quais os métodos de análise da curva de declínio podem ser usados e demonstrar sua eficácia, assim como seus pontos positivos e negativos.

Dentre os métodos que serão discutidos, serão quatro, que atualmente tem-se utilizado na indústria:

- Arps, (1945), utilizando o fator b que seja o que mais apropriado;
- *Linear flow*, (Cipolla, 2009);
- *Stretched exponential decline model* (Valko et al., 2010);
- Duong (Duong, 2010).

Dados os métodos acima, será então feita uma análise de cada método individualmente demonstrando o histograma dos coeficientes variáveis e compará-los com valores utilizados em poços convencionais. Assim, espera-se alcançar um método, ou melhores métodos para cada tipo de situação e ter uma confiança maior em qual coeficiente utilizar em cada um dele.

Sabendo qual a melhor curva que se adequa à produção de hidrocarbonetos não-convencionais, facilitará para a equipe de desenvolvimento de um campo similar na hora de se decidir o número de poços a serem perfurados, o posicionamento dos mesmos e a curva de produção que se imagina para um determinado campo.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Na seção dois haverá a revisão bibliográfica, explicando cada método que será incorporado ao trabalho, discutindo a física intrínseca neles, assim como a apresentação de suas principais fórmulas, que foram necessárias para a construção do modelo de *Excel* utilizado. Desta forma, serão 4 subseções, uma para cada método.

Além disso, na mesma seção 2 haverá um esclarecimento sobre o fraturamento hidráulico em poços horizontais.

Na seção seguinte, a seção 3, se dará a caracterização do Campo de *Barnett Shale*, onde será apresentado o histórico de atividade do campo e uma apresentação da geologia do local.

Na seção 4, será demonstrada toda a metodologia utilizada no trabalho, desde o critério de escolha dos poços do campo, assim como que fórmulas foram utilizadas para cada

método, os gráficos que serão necessários para conseguir inferir cada método, e os resultados observados individuais e em conjunto.

Já na última seção apresentar-se-á a conclusão de acordo com os resultados a serem obtidos e assim comparar os métodos estudados.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MÉTODO DE ARPS

Nesta subseção será estudada a formulação do renomado método de Arps (1945), utilizado intensamente em reservatórios convencionais. Para tal, as principais definições para o método serão apresentadas.

$$D = -\frac{dq}{dt} \frac{1}{q} \quad \text{Eq. 1}$$

onde, D é a taxa de declínio (1/tempo), q é a produção de gás por tempo (volume/tempo) e t é o tempo.

Na equação 1, fica definida a taxa de declínio, D , que representa a taxa de variação de produção no tempo, dividido pela própria produção. Ela será utilizada posteriormente, junto com o parâmetro b que serão primordiais na modelagem do método. A constante b é a variação de $1/D$ sobre o tempo.

$$b = -\frac{d(\frac{1}{D})}{dt} \quad \text{Eq. 2}$$

onde b é uma constante.

Na equação 3, é apresentada a fórmula que rege todo o comportamento da produção, $q(t)$, em relação aos parâmetros definidos acima e à produção inicial q_i .

$$q = q_i(1 + bD_i t)^{-1/b} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde D_i é a taxa de declínio inicial (1/tempo) e q_i é a produção inicial de gás por tempo (volume/tempo)

Existem 3 tipos básicos de curvas de declínio no Arps:

- Exponencial (ou percentual constante), com $b=0$, chegando na equação 4.

$$q(t) = q_i e^{-at} \quad \text{Eq. 4}$$

- Hiperbólica, ($0 < b < 1$), que será a utilizada neste trabalho. Sua formulação se encontra na equação 5.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+bD_it)^{1/b}} \quad \text{Eq. 5}$$

- Harmônica, com $b=1$, podendo ser checada na equação 6.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+D_it)} \quad \text{Eq. 6}$$

Dentre as principais bases teóricas do método, podem ser descritas:

- Produção a BHP (*bottom hole pressure*) constante;
- Poço e reservatório com regime de dominado por fronteiras (BDF, boundary-dominated flow), sem dados de fluxo transiente;
- Índice de produtividade constante, sem mudanças de dano ou estimulação, com *skin* constante;
- Raio de drenagem constante;
- Fluxo estabilizado (BDF) sem mudanças.

Tabela 1 Tipos de mecanismo de produção e valores típicos de b

Mecanismo de Produção	b
Reservatório de gás volumétrico, BDF, FBHP (flowing <i>bottom hole pressure</i>) constante	0.4
Reservatório de óleo com gás em solução, BDF, FBHP constante	0.3
Reservatório de óleo ou gás em camadas, FBHP constante	0.6-0.8
Reservatório de baixa permeabilidade de óleo e gás, Transient Formation <i>Linear flow</i> , FBHP constante	2

Fonte: *Production Forecasting for Unconventional Resources*, Lecture 4, 2013

Na tabela 1, estão apresentados os valores típicos de b encontrado dependendo do mecanismo de produção que o reservatório apresentar. É interessante mencionar que valores para b maior ou igual a 1 não podem ser utilizados, uma vez que como consequência de tal parâmetro, a curva de produção acumulada tende ao infinito.

Contudo, para certos regimes de fluxo (transiente ou não estabilizado, o parâmetro b pode ser maior que um. Típicos regimes de fluxo são o fluxo linear transiente, com $b=2$ e fluxo bilinear transiente, com $b=4$. Porém, o último segmento da previsão jamais poderá apresentar b maior ou igual a 1.

2.2 LINEAR FLOW

Durante o fluxo linear, *linear flow*, a resposta da pressão é uma função linear da raiz quadrada do tempo, tendo a forma da equação 7.

$$q(t) = \frac{(p_i - p_{wf})}{q} = m_L \sqrt{t} + b_L s_f \quad \text{Eq. 7}$$

Onde, p_i é a pressão inicial, p_{wf} é *bottom hole pressure*, m_L é a inclinação do gráfico pressão por raiz quadrada do tempo, b_L é a interceptação do gráfico de pressão por raiz quadrada do tempo, e s_f é o *Skin* real.

Este modelo de fluxo é utilizado em vários tipos de reservatórios. Dentre eles, temos os demais descritos abaixo:

- Reservatório de canal (*Channel Reservoir*), com ambos os lados abertos,
- Reservatório de canal, com apenas um lado aberto,
- Poço perto de uma Falha de alta condutividade,
- Poço Horizontal precedido por Fluxo Linear (*Horizontal well, early Linear flow*)

Vale frisar que o estudado neste trabalho será decorrente do *Early Linear flow*, que ocorre devido às multi-fraturas no poço horizontal. Este regime de fluxo é esperado ser o dominante, como demonstrado em resultados de análise de produção. (Nobakht, 2011). A Figura 8 demonstra como funciona o fluxo nas fraturas.

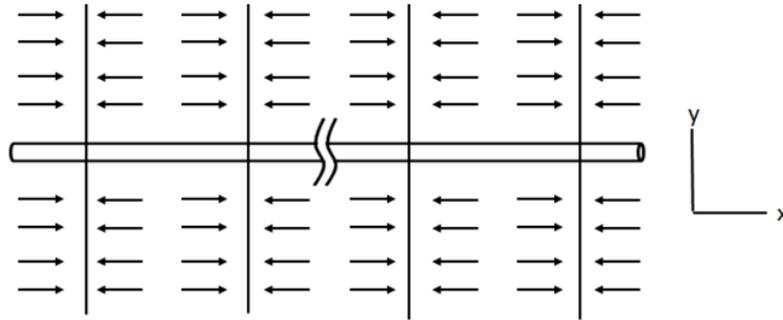


Figura 8 Esquema do fluxo do *Linear flow* em poços horizontais fraturados

Millern Jenkins et al. (2010) sugeriu que o fluxo descrito na Figura 8 ocorresse no volume estimulado do reservatório (SRV), seguido de BDF (*boundary dominated flow*), como resultado de interferência de pressão de intra-fraturas. Então seria seguida por fluxo linear transiente do volume drenado entrando até a parte periférica do SRV. E, finalmente, seguida por BDF até ser influenciado pelas fronteiras do poço.

De forma resumida, pode-se apresentar a seguinte análise para o fluxo linear: se o fluxo linear for observado durante o histórico do poço, há três possibilidades. A primeira é assumir fluxo linear para a vida do poço, e extrapolar para um tempo menor de vida de poço ou limite econômico. A segunda possibilidade é identificar o tempo que o fluxo linear irá acabar (através de D_i , cálculo ou analogia), e extrapolar a tendência final dela ou então utilizar $b= 0.3-0.5$ para a vida remanescente do poço. A terceira opção é mais conservadora: assumir um declínio exponencial imediatamente seguido por fluxo linear.

2.3 STRETCHED EXPONENTIAL DECLINE MODEL

Este método é a soma (integral) de declínios de exponenciais com uma distribuição particular de constantes de tempo. O modelo empírico é descrito na equação 8.

$$q(t) = q_i \cdot \exp\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \quad \text{Eq. 8}$$

Onde n é o expoente (adimensional) e τ = tempo característico

A produção acumulada é uma integral complexa que requer integração numérica; na forma de Função- Γ . O modelo é conservador no limite, pois quando a taxa se aproxima de zero, a curva de produção aproxima de um limite finito. O modelo também consegue encaixar dados de fluxo transiente, com pouca necessidade de modificar os parâmetros a medida que mais dados de histórico são obtidos. Contudo, talvez não funcione em dados de *Boundary dominated flow*. O modelo é constituído de apenas 3 parâmetros, o tornando simples de ser aplicado. Além disso, é rapidamente adaptável para análise de grupos de poços no mesmo reservatório.

Ele pode ser particularmente utilizado em reservatórios de óleo de pouca permeabilidade de regime de fluxo transiente de longa duração. Da mesma forma, pode ser utilizado para formação de xisto de baixa permeabilidade com poços horizontais, multi-fraturados, como é o caso do estudo.

$$\ln (q_i/q) = \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \quad \text{Eq. 9}$$

De acordo com Yu et al. (2013), para o método SEDM, plotando a equação 9 em um gráfico log-log tem uma inclinação n e intercepta $-n[\log(\tau)]$. Do mesmo, se tira o valor de q_i como valor máximo do mesmo. Os pontos geralmente tendem a se aproximar de uma reta depois de 6 a 12 meses. Se o gráfico diagnóstico indicar regime de *Boundary dominated flow*, a melhor opção é trocar para o modelo Arps no momento. Na Figura 9, é apresentado um exemplo de como pode ser utilizado para se obter os parâmetros.

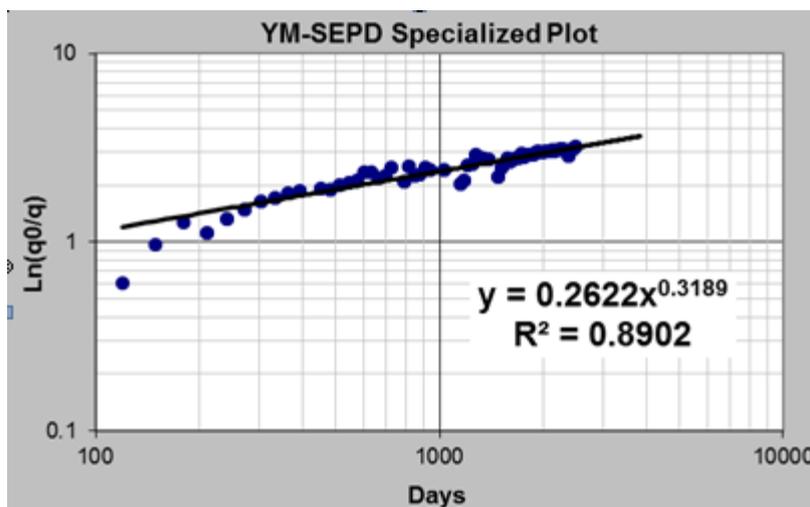


Figura 9 Demonstração de um típico gráfico de SEDM utilizado

2.4 DUONG

Este é o método mais novo estudado neste trabalho, referente ao ano de 2011, com resultados bastantes promissores. Neste modelo de curva, o fator *skin* não é ignorado como acontece no modelo de regime de fluxo linear. O *skin* neste modelo é incluído empiricamente.

Duong observou que na vida real, a produção de um determinado campo possuía a relação descrita na equação 10.

$$\left(\frac{q}{Gp}\right) = (at)^{-m} \quad \text{Eq. 10}$$

Onde Gp é a produção acumulada (volume), a é uma constante a ser calculada pelo método e m é a constante a ser calculada pelo método.

E devido a equação 10, é possível se chegar nas duas equações principais referentes a produção no tempo e a produção acumulada. É possível verifica-las nas equações 11 e 12.

$$q = qi \cdot (t)^{-m} \cdot \exp\left(\frac{a}{1-m} (t^{1-m} - 1)\right) \quad \text{Eq. 11}$$

$$Gp = \frac{qi}{a} \cdot \exp\left(\frac{a}{1-m} (t^{1-m} - 1)\right) \quad \text{Eq. 12}$$

Para a utilização desse método, é necessário primeiramente realizar a checagem e a correção dos dados como WHP (*well head pressure*), produção de gás e de água no tempo. Após identificar essas partes divergentes, como fluxo inverso do *choke* (observado por produções constantes ou até mesmo subindo e alta WHP). Após se perceber a presença de anormalidades na produção, é necessária a correção através da equação 13.

$$q_{cor} = q_{obs} \left(\frac{p_i - p_{wf\ est.}}{p_i - p_{wf\ obs.}}\right) \quad \text{Eq. 13}$$

Onde q_{cor} é a produção no tempo corrigida (volume por tempo), q_{obs} é a produção no tempo observada (volume por tempo), p_i é a pressão inicial, $p_{wf\ est.}$ é a pressão no fluxo na cabeça do poço estabilizada e $p_{wf\ obs.}$ é a pressão no fluxo na cabeça do poço observada.

Após essas mudanças, se deve identificar também os dados ruins devido à limpeza de fraturas e corrigir a produção de gás úmido para o equivalente seco, no caso de razões elevadas de condensado e gás. De acordo com Duong (2011), o método é apropriado para regimes de fluxo linear ou outro regime transiente, e quando o BDF (*boundary dominated flow*) fosse identificado, deveria se mudar para o Arps (1945). Neste trabalho, vamos testar o método de Duong nos dois tipos de regime e identificar se realmente podem ser utilizados ou não.

Após a identificação de das anormalidades, como *fracture clean up*, *skin* e outros, o segundo passo se dará na construção de um gráfico log-log de q/G_p vs. Tempo. Com o gráfico, será possível a construção de uma linha reta e desta linha reta se pode deduzir os valores de a e m discutidos anteriormente. A Figura 10 demonstra quais são esses valores na reta. Além disso, é possível conferir a eficiência e certeza dos valores destas constantes através de R^2 . Se R^2 for maior que 0.95, a reta escolhida se comporta de forma aceitável para a determinação dos parâmetros.

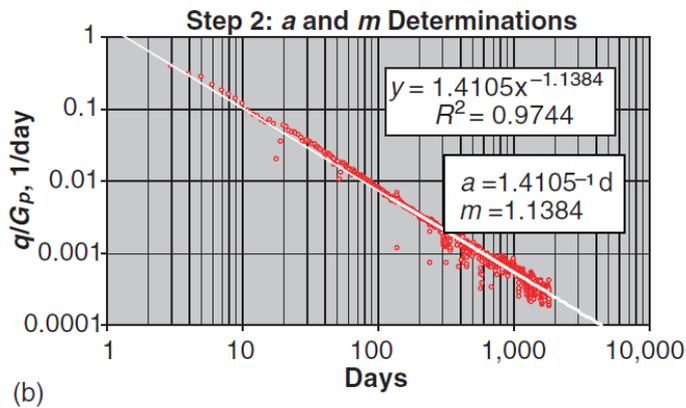


Figura 10 Gráfico determinante dos valores de a e m Fonte: *Production Forecasting for Unconventional Resources. Lecture 9, 2013*

Após a identificação de a e m , o próximo passo é determinar q_i . Para tal, iremos utilizar o gráfico q vs. $t(a, m)$, sendo $t(a, m)$ uma equação descrita como na equação 14. O gráfico deve convergir para uma reta que segue para a origem com inclinação q_i . Na Figura 11, há a demonstração de como se consegue obter q_i .

$$t(a, m) = t^{-m} \cdot \exp\left(\frac{1}{(1-m)} \cdot a(t^{1-m}) - 1\right) \quad \text{Eq. 14}$$

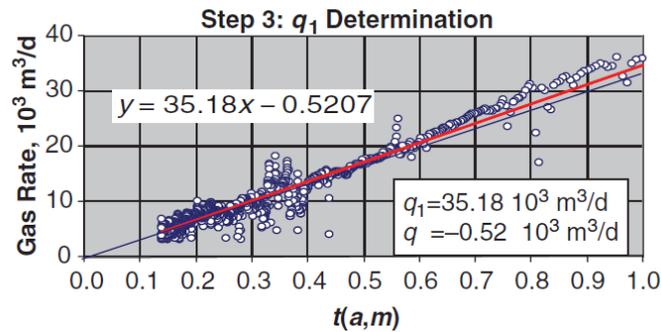


Figura 11 Gráfico determinante de q_i . Fonte: *Production Forecasting for Unconventional Resources. Lecture 9, 2013*).

Quando se tiver obtido o valor de q_i , já é possível estimar a produção acumulada até um certo tempo através da equação 10, só sendo necessário estipular um limite para a parada da taxa de produção. Esta deverá ser maior que a taxa de produção do limite econômico do poço, que será vinculado ao preço do gás no momento e o custo de operação (OPEX). Este método está se mostrando extremamente eficaz em *shales* e um dos nossos objetivos é verificar que se ele consegue ser usado em outros regimes, como o *Boundary dominated flow*. Duong não havia dados suficientes de produção por conta do início de produção dos poços horizontais fraturados hidráulicamente para a verificação do método no BDF, então sua eficácia ainda não havia sido provada.

2.5 FRATURAMENTO HIDRÁULICO DE POÇOS HORIZONTAIS

Nesta subseção, será explicado o que é o fraturamento hidráulico em poços horizontais e porque ele é considerado um regime distinto dos demais. Esta técnica utiliza líquidos para fraturar as rochas-reservatório. A fratura hidráulica é formada com o bombeamento de fluidos no poço até que se haja uma pressão suficiente para exceder a dureza da rocha, a fraturando. Apesar de ser comumente pensado que a técnica utiliza somente água, ela pode ser feita também através de espumas e emulsões.

As formações de folhelhos apresentam grande variabilidade, e por conta dessa razão não há um método universal que funcione em todos os casos. Desta forma, todo campo possui características únicas que necessitam de um tipo de faturamento e um design de fluido apropriado. Dentre eles, espumas de CO_2 , CO_2 e N_2 são incluídos nesse meio. Reservatórios dúcteis requerem maior eficácia de propantes para se alcançar a permeabilidade desejada. Em

geral, dentre os elementos do fluido de fraturamento hidráulico, água e areia podem facilmente ultrapassar 99% da composição, e outros elementos como surfactantes, KCL, agentes gelificantes, inibidores e ácidos também são utilizados.

Na Figura 12, há uma representação de como os passos necessários para executar o fraturamento. No primeiro passo, o poço é perfurado e se desce um fio equipado com explosivos por dentro do poço. Com a detonação dos explosivos nas zonas desejadas, ocorre a perfuração do cimento do *case*, criando fraturas. Na fase dois, a areia, a água e as outras substâncias químicas utilizados no fluido são bombeadas para dentro do poço, mantendo o as fraturas abertas e criando microfaturas nas mesmas. Desta maneira, há a criação de canais para o escoamento do gás no reservatório. E, finalmente, o fluido é bombeado para fora do poço, permitindo assim que o gás flua.

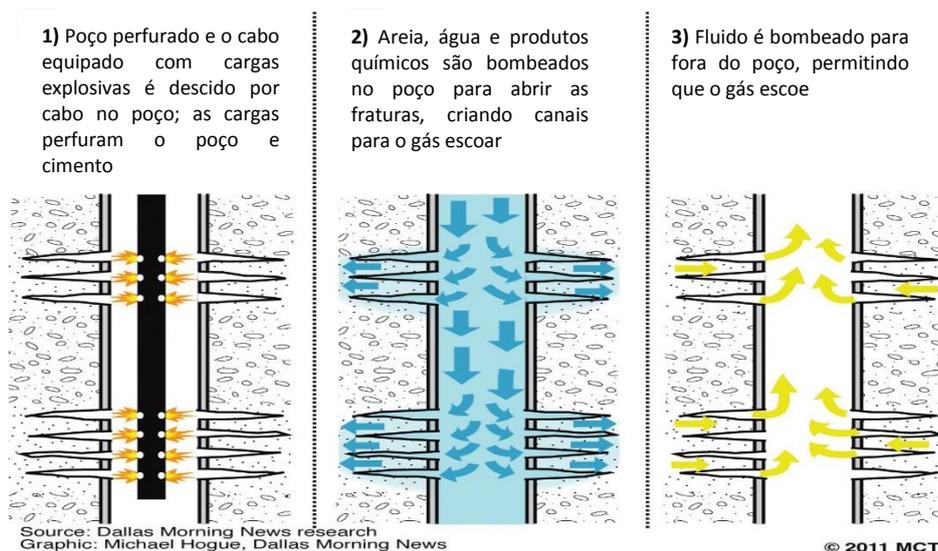


Figura 12 Esquema gráfico dos três passos básicos do fraturamento hidráulico

Fonte: Dallas Morning, 2011

No início da década de 90, a empresa *Mitchel Energy* começou o uso do fraturamento hidráulico nos poços de gás natural em *Barnett Shale*. Apesar de o objetivo com o fraturamento ser para aumentar a permeabilidade do reservatório, foi percebido que a rede de poros também não era interconectada. Contudo, durante a operação de fraturamento, logo após os fluidos serem bombeados para cima, se percebia que todas as fraturas eram rapidamente fechadas pela pressão de confinamento. Por isso houve o início do uso de areia, para que quando o fluido fosse bombeado para dentro da formação criando as fraturas, eles

permanecessem lá mesmo após o desligamento das bombas. Esse procedimento é utilizado tanto em fraturamento em poços horizontais como em verticais. O uso de poços horizontais traz como vantagem o aumento do *pay zone* para o poço.

Dependendo das características do poço e da rocha a ser fratura, mais de dez milhões de litros de água podem ser requisitados para completar o fraturamento. Quando a água é bombeada para o poço, o poço não se encontra pressurizado. No lugar disso, *plugs* são inseridos para isolar a zona de poço as quais são necessárias as fraturas. E somente nessa seção se há total empenho do bombeamento. Quando ocorre o aumento da pressão da zona desejada, as fraturas previamente abertas pelo canhoneamento são continuadas adentrando no reservatório, aumentando assim a zona estimulada dele. A água que retorna à superfície é uma mistura de água previamente injetada com a própria água contida da formação. Para oferecer melhor suporte ao procedimento, as substâncias químicas citadas previamente são propostos a gelificar a água e garantir a abertura das fraturas, carregar os propantes, reduzir a fricção, prevenir corrosão, eliminar bactérias controlar o pH, dentre outras funções. Os propantes, como o *frac sand*, são um dos compostos de importância mais vital para o poço, por se tratar da areia que mantém as fraturas abertas, garantindo a interconectividade de poros e a nova permeabilidade. A Figura 13 demonstra como é o comportamento das fraturas.

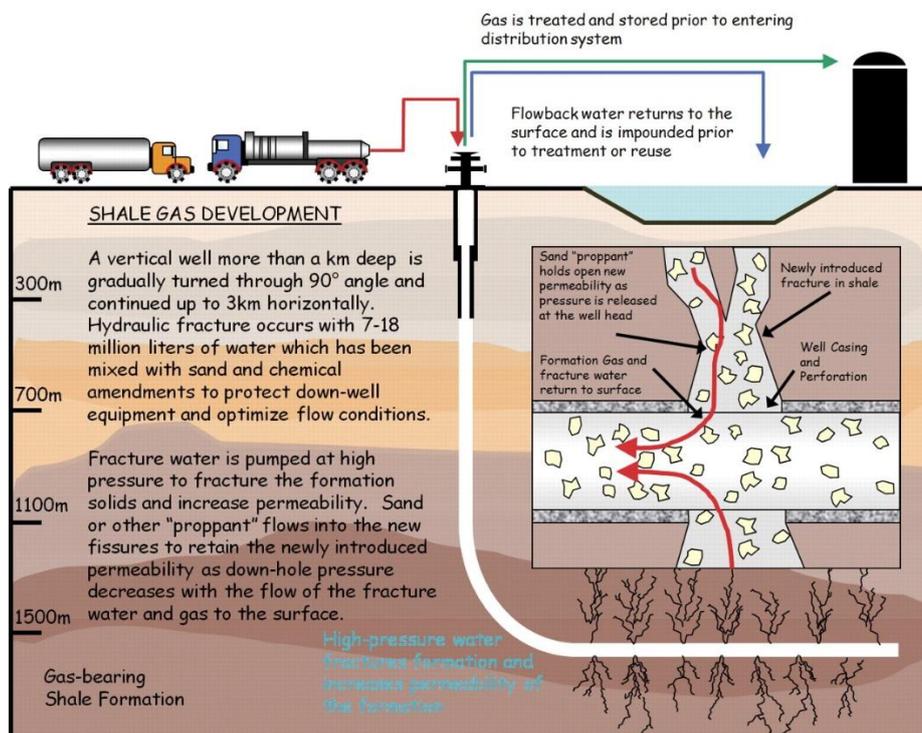


Figura 13 Esquema gráfico do comportamento das fraturas

Porém, esta atividade ainda possui uma série de preocupações ambientais. Dentre elas, se destacam:

- As fraturas produzidas podem se estenderem até rochas mais rasas que são utilizadas como aquífero. Ou então estas mesmas rochas podem se comunicar com fraturas naturais que se estendem até os aquíferos.
- O casing do poço pode falhar e permitir que fluidos escapem até rochas de aquíferos.
- Derramamentos acidentais de fluidos de fraturamento hidráulico ou fluidos expelidos durante a operação podem contaminar o solo ou o lençol freático.

É inegável que mesmo com as preocupações ambientais, o benefício criado pelo fraturamento hidráulico de poços horizontais é enorme. Campos enormes como Haynesville, Fayetteville, Marcellus (campos de gás) e Bakken e Niobrara (*tight oil*) vem se tornando rentáveis, modificando completamente o cenário petrolífero americano.

3. CARACTERIZAÇÃO DE *BARNETT SHALE*

3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Neste capítulo, será tratado toda a caracterização do campo, apresentamos o histórico de produção do campo, toda a sua composição geológica e o aspecto econômico do mesmo.

O *Barnett Shale* é considerada a região pioneira da indústria de *Shale gas* americano. Localizado ao norte do Texas (Figura 14), o campo veio de um área onde a atividade era baseada em adquirir grandes terrenos, para uma tecnologia de campo onde os operadores focavam em completações otimizadas de poço. A evolução seguinte envolveu uma ênfase na geologia, onde apenas os grandes prospectos eram perfurados, e a maior parte da atenção era na modelagem de subsuperfície. Devido ao baixo preço do gás e uma série de oportunidades mais atrativas para a indústria, como por exemplo o *tight oil*, as operadoras atualmente deixaram de desenvolver o campo de *Barnett*. Atualmente, menos de 10 sondas de perfuração estão ativas em *Barnett*. Seu pico de atividade ocorreu no *boom* do *Shale gas* na região, em 2008, quando mais de 150 sondas de perfuração funcionavam concomitantemente.

De acordo com o *Drilling Info*, a produção atual de *Barnett* é de cerca de 900 mil barris de óleo equivalente por dia, com reservas comerciais de cerca de 6 bilhões de barris de óleo equivalente. Um resumo geral do campo pode ser observado na tabela 2.

Tabela 2 Características Gerais de *Barnett Shale*, 2015

Bacia	Forth Worth	Produção Atual	900 mil barris eq. por dia
Formação	<i>Barnett Shale</i>	Reservas Comerciais	~6 bilhões de barris eq. Por dia
Litologia	Xisto rico em M.O	Tipo de Recurso	<i>Shale gas</i>
Grau de Maturidade	Maduro	Regime Fiscal	Concessão - Texas

A maior parte das atividades de perfuração da região é composta por operadores privados, onde o baixo risco e extenso tempo de vida são fatores atraentes, já que as mesmas empresas não necessitam de tanta imediação nas taxas de retorno de investimento. Vale também destacar que há uma parte do campo que produz volumes de líquidos de gás natural e óleo cru.

A região atualmente conta com uma infraestrutura estabelecida, uma cadeia de abastecimento robusta, termos fiscais favoráveis e suporte regulatório favorável. Porém, os preços atuais de gás são um fator negativo já que o preço de *commodity* fica desfavorecido e a receita das operadoras diminui.

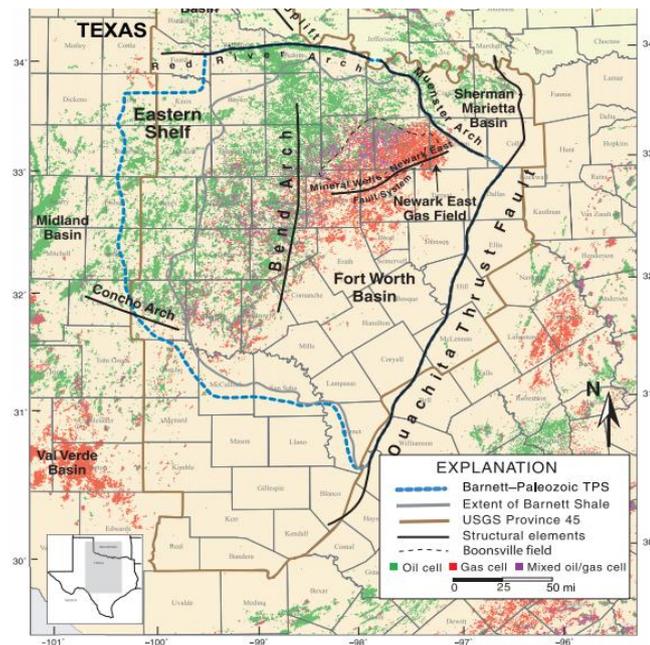


Figura 14 Mapa de localização de *Barnett Shale* Fonte: Geoscienceworld.org

3.2 HISTÓRICO

De 1981 a 1995, a *Mitchell Energy* foi a pioneira no campo com o poço CW Slay #1 no sudeste de Wise County. Este poço vertical marcou o primeiro poço a ser completado em *Barnett Shale*. Esse poço continua a produzir e já produziu mais de 1,97 bilhão de pés cúbicos equivalentes. Um pouco mais de 250 poços, todos verticais, foram perfurados entre 1981 e 1994.

Em 1997, *Mitchell Energy* executou o primeiro *slick water fracture treatment*, também chamado de *light sand frac* (LSF). Antes disso, os poços eram perfurados com géis reticulados. Os custos com essa mudança para o LSF reduziu os custos em cerca de 70% e marcou uma importante mudança na atividade do campo. Em 1998, a empresa executou o primeiro refraturamento usando LSF em um poço que havia sido originalmente perfurado em

1995 em *Wise County*. Com essa operação, outros operadores começaram a avaliar essa técnica para utilizá-la em milhares de poços verticais perfurados até o momento.

Em 2002, a empresa *Devon Energy* adquiriu por US\$3,5 bilhões a *Mitchell Energy* e área de atividade da empresa foi aumentada para outros condados. Em 2003, a *Devon* iniciou seu primeiro projeto de poço horizontal em larga escala no mundo. Essa atitude converteu o campo de tradicionalmente poços verticais para poços horizontais. Em 2005, todas as operadoras da região utilizavam poços horizontais.

Em 2005, a *Devon* já havia se expandido para 21 condados texanos. Sua postura era agressiva de aquisição de terras, tanto em condados rurais como em urbanos. Em 2008, os experimentos continuaram com multifraturas, *stacked laterals* e *com downspacing* em poços horizontais. A média de performance por poço seguia a aumentar e alguns aluguéis de área para exploração já ultrapassavam mais de US\$ 20 mil por áreas do centro de *Forth Worth*.

Entre 2008 e 2009, o aluguel de terras para exploração começou a decair a medida que os preços de *commodity* diminuía. Nesta fase, mais de 100 sondas de perfuração pararam suas atividades e operadores se concentraram nos condados de *Johnson* e *Tarrant*. Muitos operadores independentes começaram a passar por problemas financeiros, enquanto as companhias internacionais entravam no campo através de empreendimentos conjuntos.

Com a queda do preço de gás em 2010, as operadoras foram forçadas a focar a maior parte dos seus esforços principalmente nos melhores prospectos do campo. Como consequência, a média dos poços foi mais uma vez aumentada, e o maior poço já perfurado em *Barnett* teve uma surpreendente média de 17 milhões de pés cúbicos equivalentes de gás por dia no primeiro mês de operação. Isso corresponde a quase meio milhão de metros cúbicos no dia. Para ter uma dimensão, a demanda de gás do Brasil foi de 100 milhões de metros cúbicos ao dia em 2014. Neste mesmo momento, a contagem de sondas em operação no campo era de aproximadamente 70. Simultaneamente, preocupações de emissões se tornaram um problema significativo para as operadoras.

Em 2011, a continuidade dos preços baixos de gás no país acarretou na transferência das operadoras para campos de óleo em outros lugares. Foi o caso da *Encana* que saiu completamente do campo, enquanto a *Chesapeake* cortou parte de sua produção e desenvolvimento. O mesmo aconteceu em 2012 com a *Pioneer* e a *Carrizo*. A líder de produção na região, *Devon*, diminuiu o número de sondas de perfuração e começou a focar

cada vez mais em expansões para áreas ricas em líquido, como os condados de Wise e Parker.

Em 2013, por falta de ofertas, a Pioneer não conseguiu realizar o desinvestimento que esperava fazer em 2012, mas continuou a investir em terras de maior valor. A Quicksilver vendeu 25% de suas instalações do campo para a Tokyo Gas por US\$ 485 milhões em março daquele ano, e a Carizzo desinvestiu sua posição no campo para a EnerVest e a EV Energy Partners por US\$ 218 milhões em Setembro.

Em 2014, a Devon comprou a Crosstex Energy para criar a EnLink Midstream. Essa transação combinou a maior parte das instalações da Devon com as da Crosstex Energy. Isso resultou em mais de seis mil quilômetros de tubulações e infraestrutura de processamento em *Barnett* com capacidade de transporte de mais de 1,1 bilhão de pés cúbicos ao dia. KKR Natural Resources se juntou à Legend Production Holdings, formando a Trinity River Energy, uma das maiores produtoras atualmente em *Barnett*. Pioneer finalmente vendeu suas instalações para uma companhia privada por US\$ 155 milhões.

Em novembro de 2014, a cidade de Denton proibiu a atividade de fraturamento hidráulico. A medida permitia que os poços existentes continuassem a produzir, mas prevenia que próximos poços fossem perfurados. Em maio de 2015, o governador do Texas assinou o House Bill 40, o qual retira a possibilidade de municípios banirem o fraturamento hidráulico nas cidades. É esperada que essa medida consiga reverter a atual lei ocorrente em Denton.

3.2 GEOLOGIA

3.2.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS

A formação de Mississippiana de *Barnett* tem sido a rocha geradora para campos convencionais na Bacia de Forth Worth. *Barnett* é um conjunto de calcário fossilífero e xisto rico em matéria orgânica, com altas concentrações de gás inicialmente in-place (GIIP), com uma média de 150 bilhões de pés cúbicos por seção.

O campo de *Barnett* se encontra entre a Formação de Marble Falls por cima e embaixo da Formação de Ellenberger. O campo central é definido na região onde o calcário de Viola é encontrado, agindo como uma barreira de fratura natural. A presença da barreira diminui os riscos técnicos pois os poços produzem água se as fraturas se estenderem até a formação de Ellenberger. Na região sudoeste, reciprocamente, o calcário de Viola não está presente e o uso de fraturas não pode ser tão agressivo. O calcário de Forestburg divide o *Barnett* em dois membros. Superior e Inferior. No início do desenvolvimento do campo como campo de gás, pouca atividade ocorria no membro Superior, enquanto o Inferior era onde acontecia as principais operações.

Barnett foi depositado sobre a plataforma Chappe, e mergulha e engrossa para nordeste, com conteúdo carbonático e pressão de reservatório aumentando significativamente seguindo a direção de mergulho. O xisto é mais maduro na região central e diminui ao se mover a oeste de Ouachita Thrust Fold Belt. A produção na região central de *Barnett* é predominantemente de gás seco com uma média de poder calorífico de cerca de 1050 btu por pé cúbico. A produção na porção sudoeste do campo tende a ser mais úmida, principalmente no Condado de Hood, onde o poder calorífico ultrapassa 1200 btu/ pé cúbico. A tabela 3 apresenta as principais características geológicas do campo.

Tabela 3 Características Geológicas de *Barnett Shale*

Formação	<i>Barnett Shale</i>	GIIP	150 bcf/ seção
Idade	Mississipiana	Permeabilidade	0,005 mD
Área	8800 km ²	Porosidade	4-10%, média de 6%
Profundidade	2000-2700 m	Poder Calorífico	1050 btu/scf
Espessura	45 – 215m	Espessura Eficaz	30 – 185m

3.2.2 SEDIMENTOLOGIA E ESTRUTURAÇÃO

Na área de líquidos de *Barnett*, sedimentos foram depositados durante o encurvamento para baixo da plataforma carbonática de Ellenberger. O valor calorífico podia chegar em até 1400 btu por pé cúbico, e a produção do local consiste em 40% gás, 35% LGN (líquidos de gás natural) e 25% de óleo. A primeira exploração na procura por óleo ocorreu em 1980, em Jack County.

No nordeste, o campo de *Barnett* tem mais de 210 metros de espessura, acabando na falha de Mineral Wells ao leste de Ouachita Thrust Fold Belt. Esta falha forma o arco de Muesnter, criando a espaço para a acomodação de sedimentos, e formar uma falha selante. O *Barnett Liquids*, especialmente em Cooke County, contém uma extensa rede de *thrust faults* associadas e fraturas, a maior parte dessas fraturas paralelas ao longo do arco de Muenster. Por conta dessas fraturas, gargantas de poros são grandes o suficiente para haver produção de óleo. As Figuras 15.a e 15.b demonstram o posicionamento das camadas por direção.

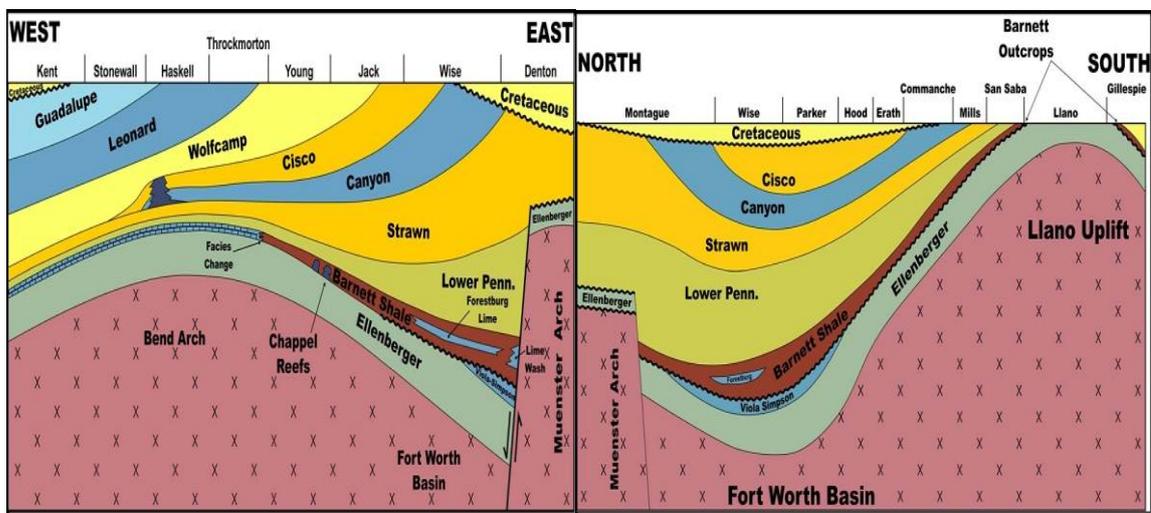


Figura 15 Estrutura das camadas dos campos de oeste para leste e norte para sul *Fonte: Pollastro et al 2007*

No sudoeste, o campo de *Barnett* afina a menos de 15 metros no arco de Bend, e necessita de poços horizontais. A presença de Ouachita Overthrust no sul do condado de Denton também dificulta a perfuração no Sudoeste de *Barnett*, principalmente em Hill e Ellis. Isso aumenta o custo de perfuração desses condados, apesar deles apresentarem taxas elevadas de produção. A Figura 16 apresenta a evolução das rochas que formaram o sistema petrolífero.

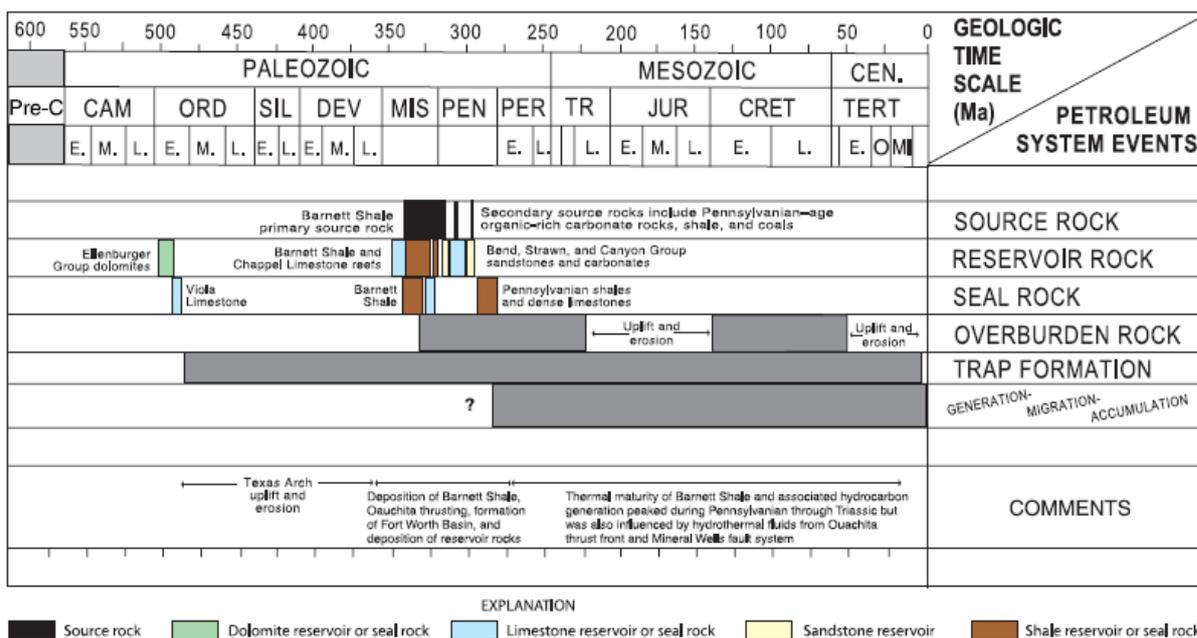


Figura 16 Eventos do sistema petrolífero de Barnett, Abreviações. E=early, M=middle, L=late, Cam= Cambriano, Ord= Ordoviciano, Sil=Siluriano, Dev= Devoniano, Mis=Mississippiano, Pen= Pensilvaniano, Per=Permiano, Tr= Triássico, Cret= Cretáceo, Ter= Terciário, Cen= Cenozóico Fonte: Pollastro et al (2007)

Operadoras em *Barnett* perfuram longe de falhas, já que as mesmas poderiam retirar a energia das estimulações de fraturas e resultar em perda de fluidos de perfuração durante a completação do poço. Um número considerável de *karsts* são encontrados no *Wise County* na região central de *Barnett*. Uma concentração significativa de quartzo torna o *Barnett* unicamente frágil nos EUA, o que aumenta o potencial para estimulação de fraturas. Os campos de Haynesville e Eagle Ford possuem menores concentrações de sílica, maiores de calcita e são muito mais macias em geral. Isso torna *Barnett* mais similar ao campo de Marcellus na riqueza de sílica e pela falta de calcita.

3.3 INFRAESTRUTURA E OPERAÇÕES

Atualmente há 5 companhia de tubulação ocupando a maior parte da capacidade de transporte de *Barnett Shale*. Os principais produtores operam uma parte significativa de sua própria infraestrutura, ou diretamente ou por subsidiárias. Os produtores menores têm de negociar com as firmas de *midstream* para conseguir assegurar o transporte para as regiões

consumidoras de gás. As principais empresas de *midstream* no campo são Enterprise, Energy Transfer, e Enbridge.

A Devon controla mais de 6 mil quilômetros de tubulações e 7 plantas de processamento de gás, garantindo um processamento de mais de 1 bilhão de pés cúbicos por dia. A *EOG Resources* tem uma vantagem similar de ser a primeira no extremo norte do campo, o qual possui a parte de *Barnett Liquids*.

Em 2012, a Crestwood Midstream adquiriu parte do sistema de coleta e processamento da Devon no Johnson County. Como parte da aquisição de US\$ 87 milhões, a empresa ganhou uma instalação de processamento criogênico, 120 km de linhas de coleta de gás natural e equipamentos de compressão. Um contrato de 20 anos para a Crestwood para coletar e processar a produção de *Barnett* no campo também foi assinado.

A concessão de terras em *Barnett* é tipicamente assinada com os donos das terras. O termo de concessão em geral necessitará ao operador que seja as operações de perfuração sejam feitas em 3 anos e talvez contenha cláusulas do nível de atividades. Como donos dos direitos dos minerais, as vezes os residentes locais podem ser mais favoráveis às atividades de upstream quando comparados ao governo local.

Na cadeia de suprimentos, os operadores não encontram problemas em garantir sondas quando necessárias, ou suprimentos como propantes. Essa situação acaba ainda mais amenizada pela diminuição de atividades no campo com a baixa do gás natural.

Em termos da procura e despejamento de água, algumas questões são importantes de serem comentadas. Um problema a ser estudado é o uso de água por poço, já que um poço no campo utiliza mais de 15 milhões de litros de água, de acordo com Montgomery & Smith, 2010. Há quatro tipos de fontes de água em *Barnett* para operações de perfuração. Elas são: água de superfície, água do solo, fontes municipais e água reciclada de operações de perfuração.

Nas opções de despejamento da água de operação são instalações de despejamento de superfície, poços de despejamento de água salobre e reinjeção da água no *Shale*. Algumas operadoras também utilizam lagos artificiais. São mais de 300 poços de injeção de água em *Barnett Shale*. A maior parte da água produzida é levada através de tanques para estes locais, mas algumas linhas de água já se encontram em operação.

Um estudo da Universidade do Texas reconheceu em 2012 uma correlação de atividades sísmicas com a operação de despejamento de água através de poços injetores.

Hoje em dia, como o campo é considerado maduro, a tecnologia tem como principal função ajustar para encontrar uma situação mais favorável de produção. Para tal, a modelagem de subsuperfície a designs mais eficientes de completação estão sendo o foco. Algumas operadoras atribuem o fato de o aumento de produtividade dos poços serem consequência de um melhor posicionamento das fraturas hidráulicas e a melhor identificação das falhas. O uso mais aprimorado do número de poços e o uso de bloco de multi poços são operações que diminuem o custo.

De forma geral, se pode esperar que as companhias que operam no campo tenham como principal desafio agora em focar em recompletações e outras atividades de otimização de poço.

3.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

As atividades de perfuração no campo hoje se concentram nos condados de Johnson e Tarrant. Perfurações anteriores em Wise County caíram a medida que os preços de líquidos de gás natural caíram. Isto, junto com o próprio preço de gás caindo, levou à procura de novos campos mais lucrativos.

A Devon Energy, controladora da maior parte do campo, está capacitada a ter maiores retornos que às demais concorrentes. Sua breve entrada no mercado levou a muitas vantagens como menores taxas de royalties e controle de maior capacidade de processamento, o que resulta em um menor custo de operação. Sua rede integrada acaba aumentando a margem por barril em cerca de 2 dólares por barril. Dentre suas atividades que barateiam o custo, está o número de poços por bloco.

Mais recentemente, as operadoras focam em ter melhor visão da região e produzir somente as melhores regiões. Com isso, muitas vantagens em relação à produção foram alcançadas, junto com a identificação mais precisa de falhar e as melhorias do posicionamento das fratura.

4. RESULTADOS

4.1 METODOLOGIA

Nesta seção será explicada como que foi realizada todas as escolhas e todos os procedimentos para se alcançar os resultados obtidos de forma mais coerente possível.

Como discutido anteriormente, primeiramente a escolha do campo foi feita por se tratar do campo pioneiro das atividades de fraturamento hidráulico em poços horizontais. Com isso, a gama de número de dados para análise que é o número de meses de produção de um poço, é maior. Desta forma, fica possível observar um maior número de informação, gerando como consequência a verificação dos regimes de fluxo observados no reservatório, além de se ter maior fidelidade e garantia em relação ao tipo de fluxo final observado.

Ao se tratar da escolha de poços, houve uma escolha baseada em alguns critérios para se obter uma amostra mais contundente. Como primeiro critério, é o tempo de produção. Foram selecionados poços perfurados entre 2004 e 2006 somente. O último dado aferido de produção mensal de poço é de fevereiro de 2015. Desta forma, garantimos pelo menos 110 meses de dados de produção por poço, sendo vital para observação na linha de tendência e comparar com os métodos. O segundo critério é o tipo de poço. Como comentado no histórico do campo no capítulo anterior, as perfurações horizontais com fraturamento hidráulico tiveram início em 2003/2004. Para se fazer sentido a comparação de poços, somente poços com esse tipo de completação foram selecionados. Como terceiro critério, foi selecionado poços com uma curva “limpa” de produção. Essa curva “limpa” se refere no sentido de ter sido em poços sem intervenções significativas, além de não ter sido fechado e depois reaberto. Assim, poços com uma curva típica de declínio, sem muitas paradas, foram selecionados. Como quarto critério, foram apenas escolhidos os poços com as maiores taxas de produção mensal. Essa escolha foi feita para se garantir que estes poços ainda vão produzir por mais tempo, aumentando as chances de garantia que esses poços possam ser reestudados no futuro e fazer uma comparação de resultados.

Os dados de produção para este trabalho foram adquiridos através do portal Drilling Info, o qual apresenta dados de todos os poços americanos. No tipo de login disponível para

estudantes, informações de produção mensal são possíveis de ser visualizadas, contudo não temos acesso a dados de pressão inicial nem pressão média do poço a cada mês. Sendo assim, métodos que necessitem de verificação de pressão, como o Fetkovich, não puderam ser estudados.

Seguindo aos quatro critérios descritos anteriormente, 15 poços foram selecionados. Para a análise feita, uma planilha do *Excel* foi utilizada com uma aba para cada um dos poços individualmente e, no final, foi feita uma análise do conjunto de poços, utilizando uma média da curva de produção de todos. Para se entender melhor todo o método utilizado, na subseção seguinte será descrito o passo-a-passo dos métodos.

4.2 SEQUÊNCIA DE ANÁLISE PARA UM POÇO

4.2.1 MÉTODO DE DUONG

Como primeiras colunas na planilha, estão definidas como meses (começando em mês um, como o de início da produção, e não o mês em si, dependente de uma data), a produção mensal em milhares de pés cúbicos (*mcf/month*) e produção acumulada até aquele mês, em mcf.

O primeiro passo consiste na identificação dos regimes de fluxo que são observados. Para conseguir essa verificação, é utilizado um gráfico log-log de produção mensal por tempo. Este gráfico é visto na Figura 17. A reta verde tem uma inclinação de -0.5 e significa a presença do regime de fluxo linear. A reta azul possui uma inclinação de -1 e representa o *boundary dominated flow*, o BDF. Neste caso, o comportamento linear começou a aparecer somente a partir do mês 8 e se estendeu até o mês 40, aproximadamente. Isso representa que a mudança de regime só foi alcançada com 3 anos e meio de produção. A partir de então o regime dominado por fronteiras surge.

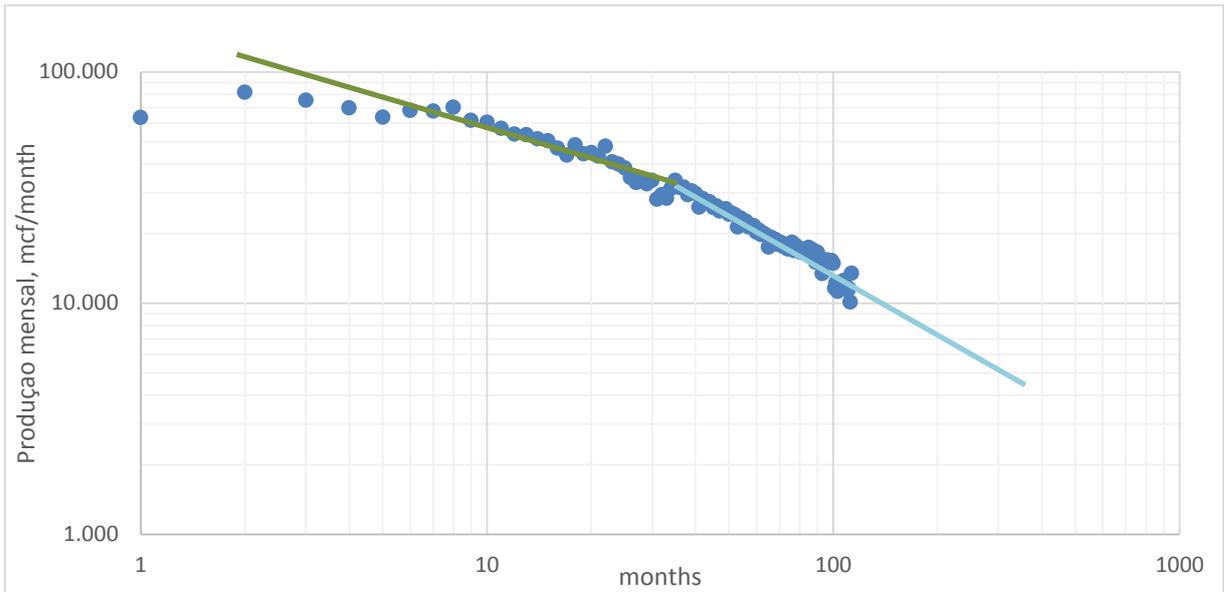


Figura 17 Gráfico loglog de produção mensal por tempo

Como segundo passo, é plotado o gráfico loglog de produção sobre produção acumulada. (q/G_p). Neste gráfico, é obtida uma reta no qual se pode tirar os valores de a e m . Esses valores foram previamente discutidos na bibliografia. O gráfico da Figura 18 demonstra um típico gráfico para obtenção de a e m .

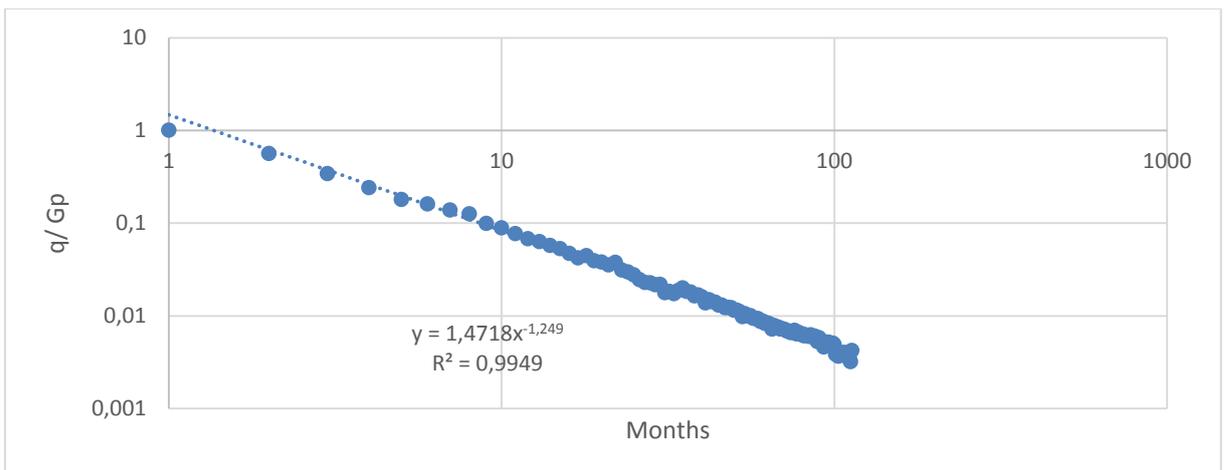


Figura 18 Gráfico log-log de Q/Gp por tempo, para obter a e m

Neste caso, o valor de a é de 1,4718 e m é de 1,249. Depois da obtenção destes dois valores, é necessário calcular o $t(a, m)$, descrito na equação 14. Após se calcular o $t(a, m)$

para cada tempo t , é plotado um gráfico q vs t (a,m) para se obter o valor de Q_i que será utilizado. Este valor de Q_i é a inclinação da reta dos pontos obtidos por esse gráfico. A Figura 19 demonstra ele. Para este poço, o valor de Q_i é 75183 mcf/mês.

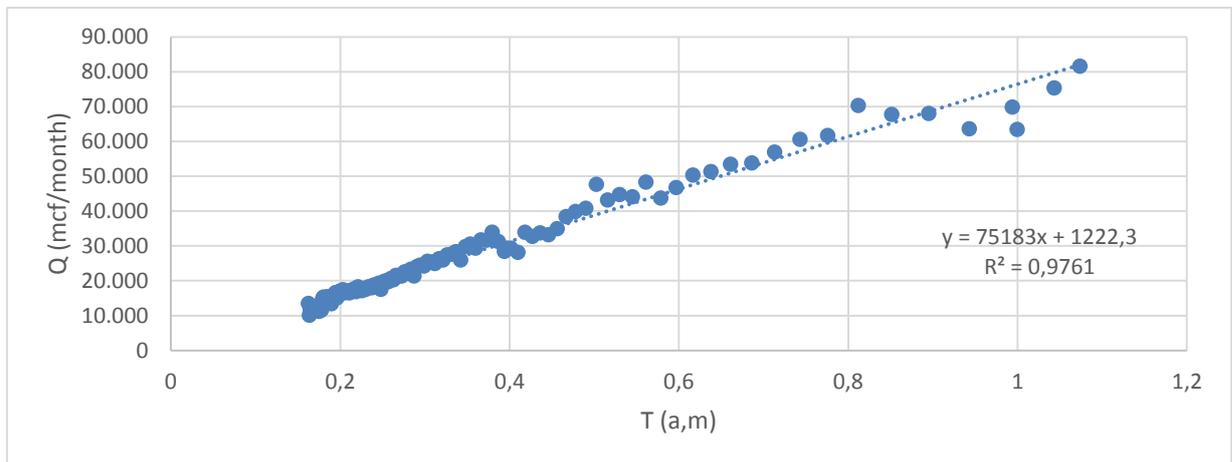


Figura 19 Gráfico de q por T (a,m)

Tendo agora os três parâmetros necessários, é possível calcular o q correspondente através da fórmula da equação 11. Neste caso, a correlação entre os dados históricos e os novos dados de produção obtidos através do método foram de 97,36%. Os dados então mostram uma compatibilidade imensa.

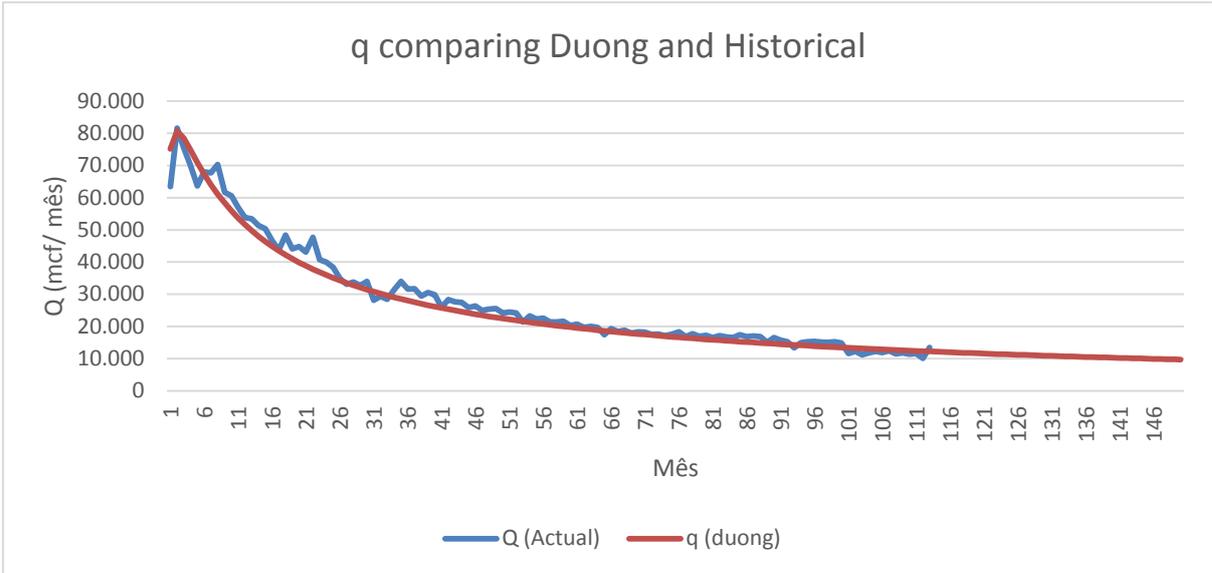


Figura 20 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de Duong

A Figura 21 corresponde ao gráfico comparativo das duas produções acumuladas.

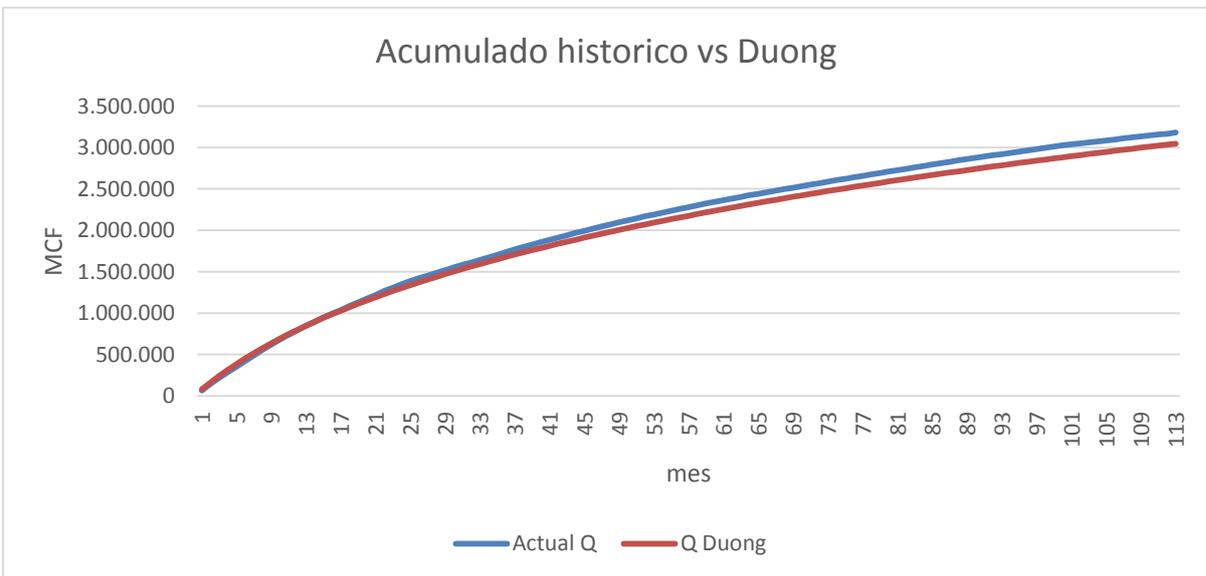


Figura 21 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de Duong

Muito interessante destacar que até o mês 113 de produção, o método de Duong ficou abaixo em 4,14% na produção acumulada, mostrando sua efetividade nesse tipo de

reservatório. Outro ponto que é merecedor de destaque é na comparação da produção mensal do poço. Como destacado acima, por volta do mês 40 há a mudança do regime linear para o regime dominado por fronteiras. Em seu trabalho original, em 2011, Duong não tinha dados suficientes para verificar como que se comportava seu método em relação ao histórico. Contudo, no gráfico 19 fica evidente que o comportamento de produção de Duong se mantém fiel ao histórico, e ainda é vista uma melhora na correlação dos pontos a partir do mês 40.

Na seção que reunirá a média de todos os poços será possível perceber que esse comportamento tão fidedigno com o histórico não ocorreu somente neste poço, mas em todos. Assim, mostra-se que o método foi eficiente nos regimes tanto linear como no regime dominado por fronteiras.

4.2.2 MÉTODO DE ARPS

No método de Arps, o maior desafio encontrado é achar um valor de b que seja consistente com o histórico. No método por Arps, é necessário definir o valor D_i e o valor b .

No caso de D_i , foi utilizada a fórmula da equação 1 utilizando os primeiros tempos e taxas de produção. Para se achar o valor da taxa de produção q em relação ao tempo, a formula da equação 5 foi utilizada. No caso deste poço, o melhor valor para o parâmetro b foi de 0,2. A Figura 22 mostra o desempenho do gráfico q vs tempo no caso do Arps.

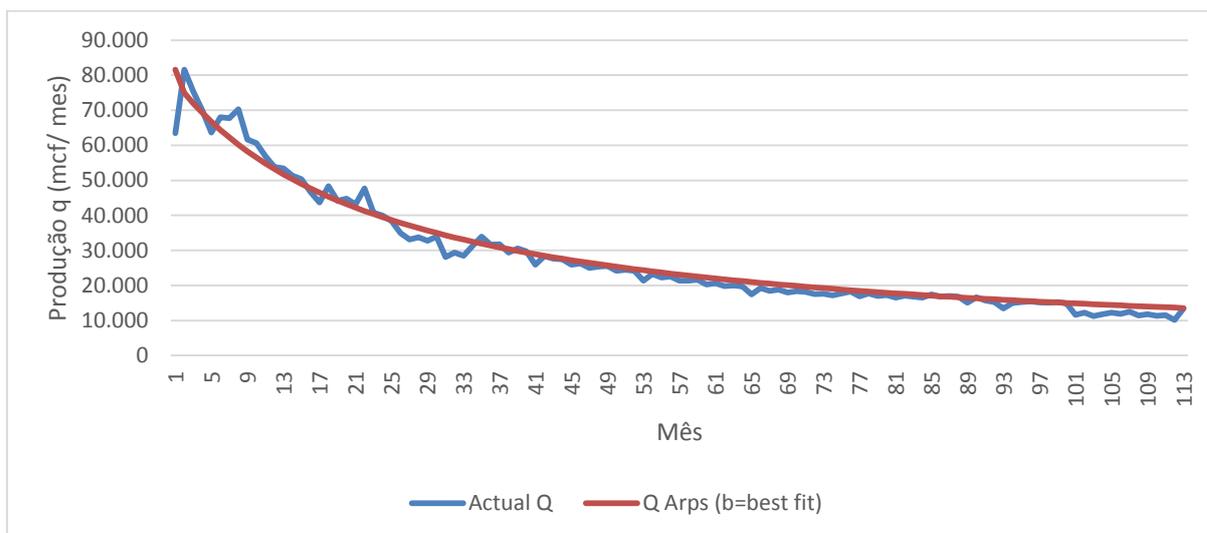


Figura 22 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de Arps

Já a Figura 23 demonstra o comportamento da curva de produção acumulada.

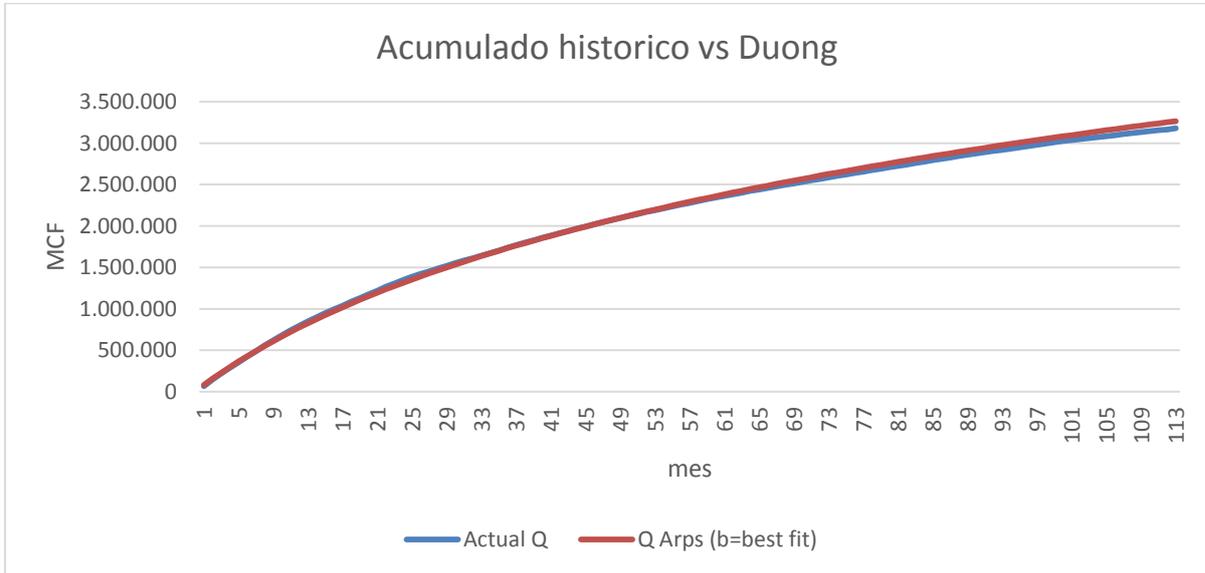


Figura 23 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de Arps

Percebe-se que a curva de Arps tende a ser mais otimista que o histórico. Durante os 113 meses observados a curva de Arps foi superior em 3% na produção acumulada. Contudo, a tendência da curva é de manter um otimismo (uma curva irreal que demonstre uma produção superestimada). Mais uma vez, percebemos que o método é capaz de representar bem os dois tipos de regime verificados nesse poço. Em seções posteriores, será discutido os valores de b que melhor se adequaram para todos os 15 poços, além de verificar a tendência de superestimar reservas.

4.2.3 MÉTODO DO REGIME LINEAR

Como notamos no gráfico da Figura 17, notamos que o gráfico diagnóstico de tipos de regime apresenta somente no depois de 8 meses a definição de fluxo. Isso ocorre por conta da flutuação de produção, aprendizado do poço, intervenções e etc. Como o próprio nome diz, o

método seria válido somente para este tipo. Por isso, não se espera sucesso do método para todo o período observado.

Na revisão bibliográfica foi verificada o princípio do método e em quais tipos de reservatório ele pode ser utilizado. As fórmulas que regem esse tipo de reservatório no entanto não foram demonstradas.

A seguir, estão os valores dos parâmetros e também a fórmula da taxa de produção mensal.

$$q = q_1 t^{-0.5} \quad \text{Eq. 15}$$

$$D = 0.5/t \quad \text{Eq.16}$$

$$b = 2 \quad \text{Eq. 17}$$

Como se percebe o regime de fluxo linear acaba sendo um caso específico de Arps, com o valor de b igual a 2, e com o D apenas variando em relação ao tempo. A equação 15 então acaba demonstrando como fica simplificada a equação de Arps. No gráfico 24 é apresentado o comportamento da curva de produção comparada com a curva de regime linear obtido pela equação 15.

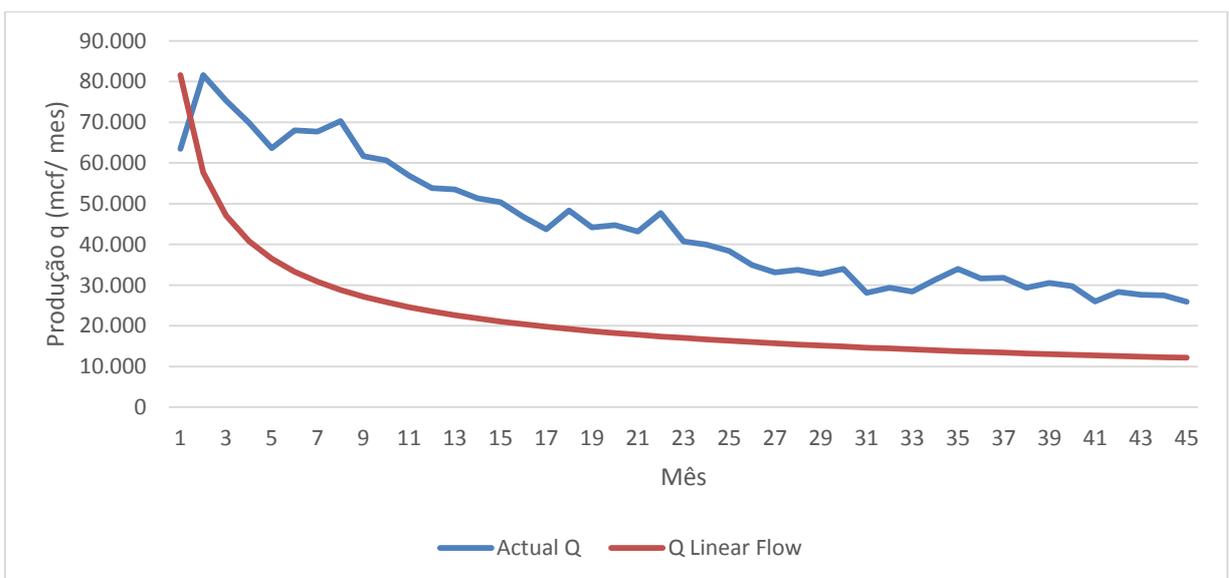


Figura 24 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de regime de fluxo linear

Fica evidente então o comportamento falho do método para a previsão de produção ao se verificar o gráfico da Figura 24. O Comportamento da curva de produção acumulada é a Figura 25.

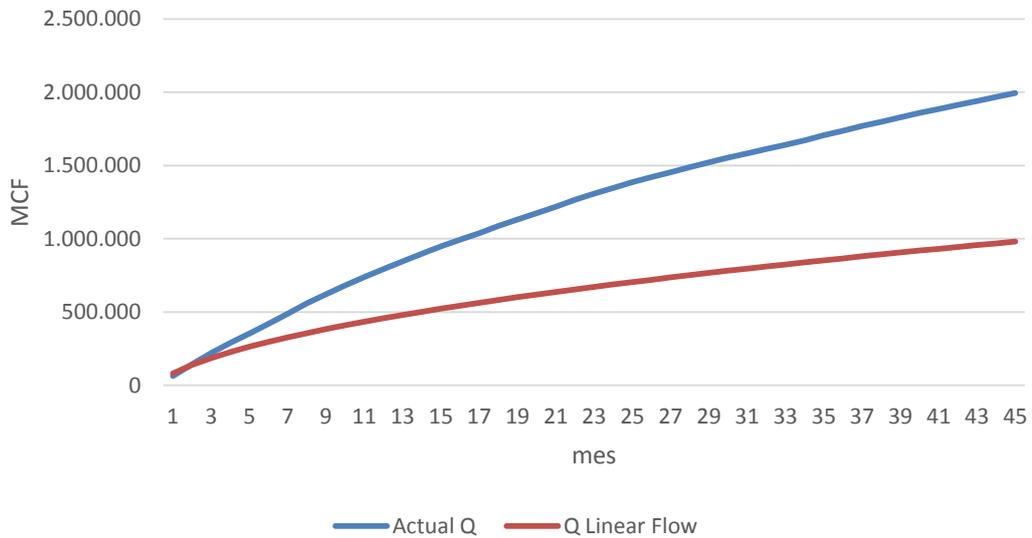


Figura 25 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção acumulada e valores obtidos pelo método de regime de fluxo linear

A comparação das duas curvas, tanto acumulada quanto a taxa de produção mensal foram apresentadas até o mês 45, já que o método foi proposto para representar a curva de produção somente no regime transiente linear, não fazendo sentido demonstrar até o final.

Vemos então que nesse poço, e também nos demais que serão apresentados, que o método não deve ser aplicado por conta de o regime transiente não ser logo identificado no gráfico diagnóstico. Posteriormente, será apresentado o histograma de quanto tempo demorará para se acertar o regime transiente.

4.2.4 MÉTODO DO *STRETCHED EXPONENTIAL DECLINE MODEL*

Este método tem como características representar a produção do regime transiente. Como explicado na revisão bibliográfica, este método depende dos parâmetros n e τ . A seguir

demonstraremos como chegamos na curva de produção para este poço-exemplo que foi utilizado para os três métodos anteriores.

O primeiro passo do método é identificar o q_0 . Este ponto representa o a taxa de produção máxima. Em produção real de poços, dificilmente o primeiro mês apresentará a maior produção mensal. Para contornar este pequeno problema, se usa o valor máximo de produção mensal identificada no histórico. A melhor solução seria identificar o dia de início de produção do poço no mês e verificar a média de produção diária do poço nos dias produzidos no mês, ou então contabilizar a média de produção nos 30 dias seguintes desde o dia 1 de produção. Contudo, o site que fornece a informação, o Drilling Info, apenas deixa disponível a produção mensal e não se diz o dia de início de produção, afetando diretamente no resultado do método. Essa medida para encontrar a produção máxima deveria ser usada em todos os métodos que utilizam a produção máxima histórica sem modificações (o que não ocorre no método de Duong).

O segundo passo é plotar o gráfico log-log de $\ln(q_0/q)$ vs t , como na Figura 26. Com ele será possível saber os valores de n e τ . O valor de n será a inclinação da reta, nesse exemplo, o valor de 0,7137. A mesma reta interceptará o eixo y no ponto de valor igual a $-n[\log(\tau)]$. Se isolarmos o τ e chamarmos o ponto onde há a interceptação de a , chegamos na equação 18

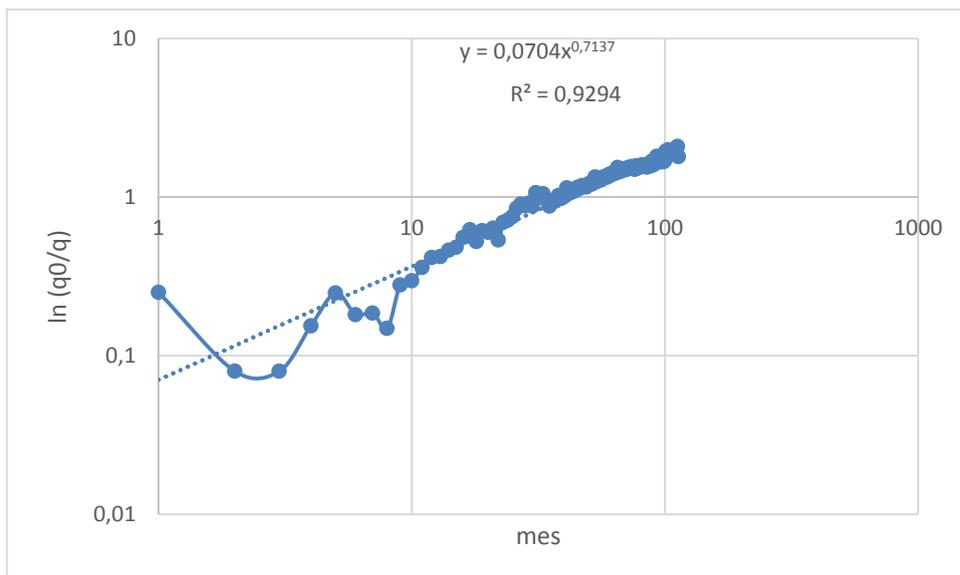


Figura 26 Gráfico loglog de $\ln(q_0/q)$ vs t , para obtenção de n e τ

$$\tau = 10^{-a/n} \quad \text{Eq.18}$$

Onde a é o ponto de interceptação da reta com o eixo y quando x é igual a 1, e n é a inclinação da reta.

Agora já sabendo todos os valores dos parâmetros necessários, chega a hora de utilizar a fórmula da equação 8 e plotar a curva de produção mensal. Há um fato muito interessante como será possível verificar na Figura 26. Percebe-se que rapidamente a curva de produção tende a zero para este tipo de reservatório. O método havia sido previamente testado nos trabalhos realizados no paper SPE 166198 de 2013, por Yu e Lee, para poços de gás verticais nos EUA e Canadá, e resultados aceitáveis foram obtidos para regimes transientes. Lembra-se que o período demarcado na Figura 27 corresponde basicamente ao regime transiente.

Este resultado se repetiu para os outros 14 poços testados nesse trabalho, e por isso esse método não será discutido amplamente por sua ineficácia para estes tipos de completção e reservatório.

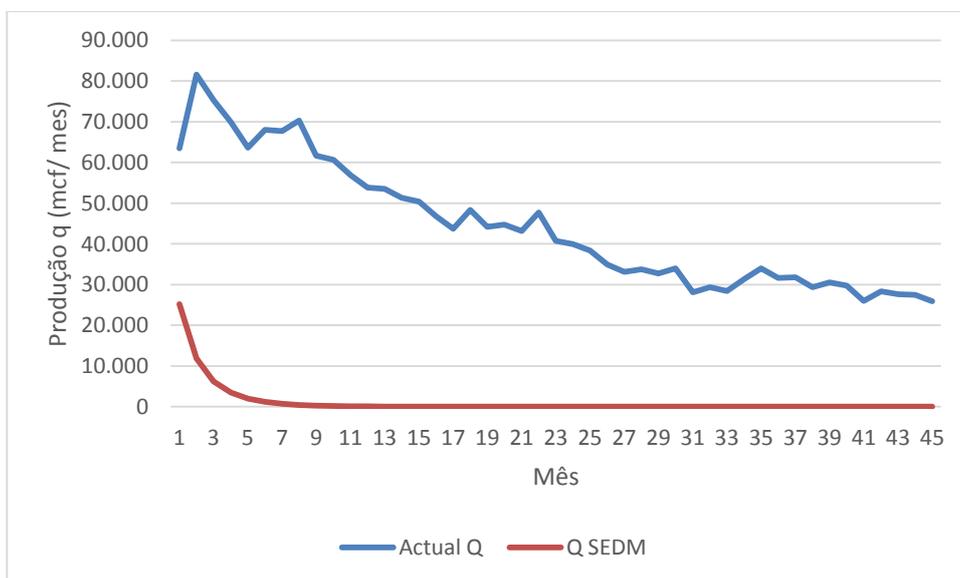


Figura 27 Gráfico comparando os dois comportamentos entre Histórico de produção e valores obtidos pelo método de regime de SEDM

4.3 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA TODOS OS POÇOS

Nesta parte, vamos demonstrar todas as curvas de produção dos poços, tanto de produção mensal como de produção acumulada, para se verificar como cada método se comportou em todos os poços. Desta forma, a possibilidade de se ter uma curva média de produção dos 15 poços razoável mascarada com uma amostra ruim de poços é menor. As Figuras 28 a 42 irão demonstrar os resultados.

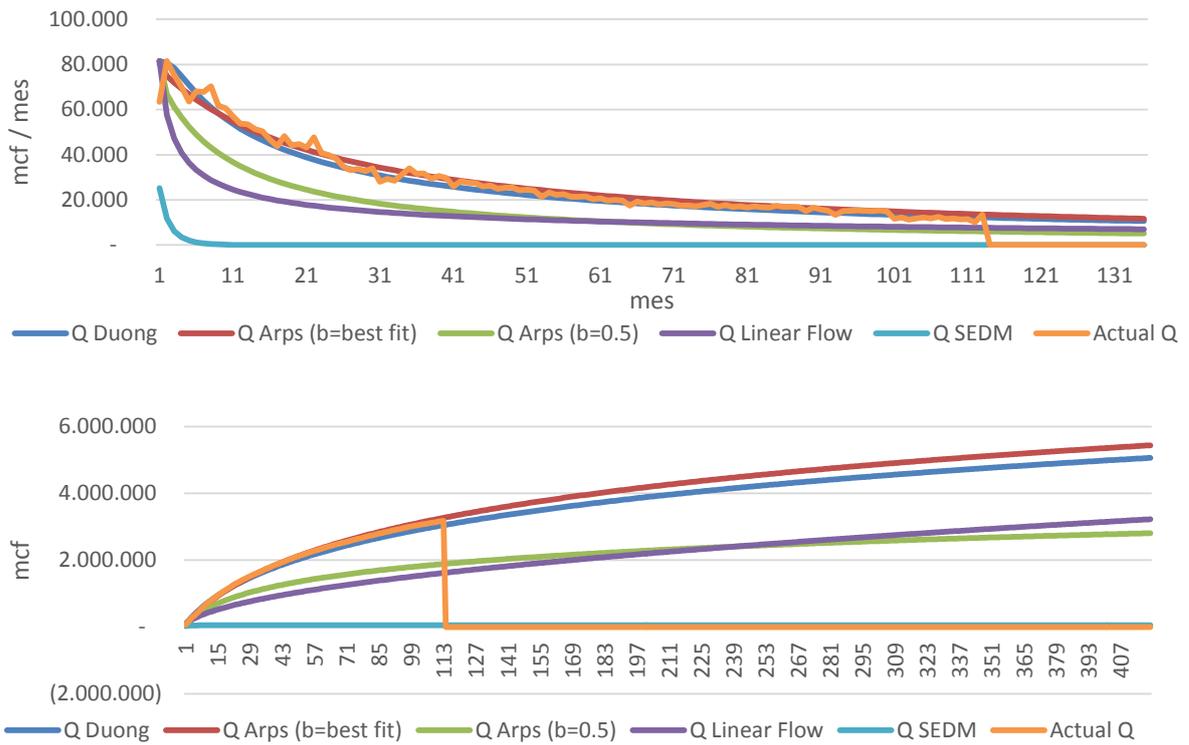


Figura 28 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 1

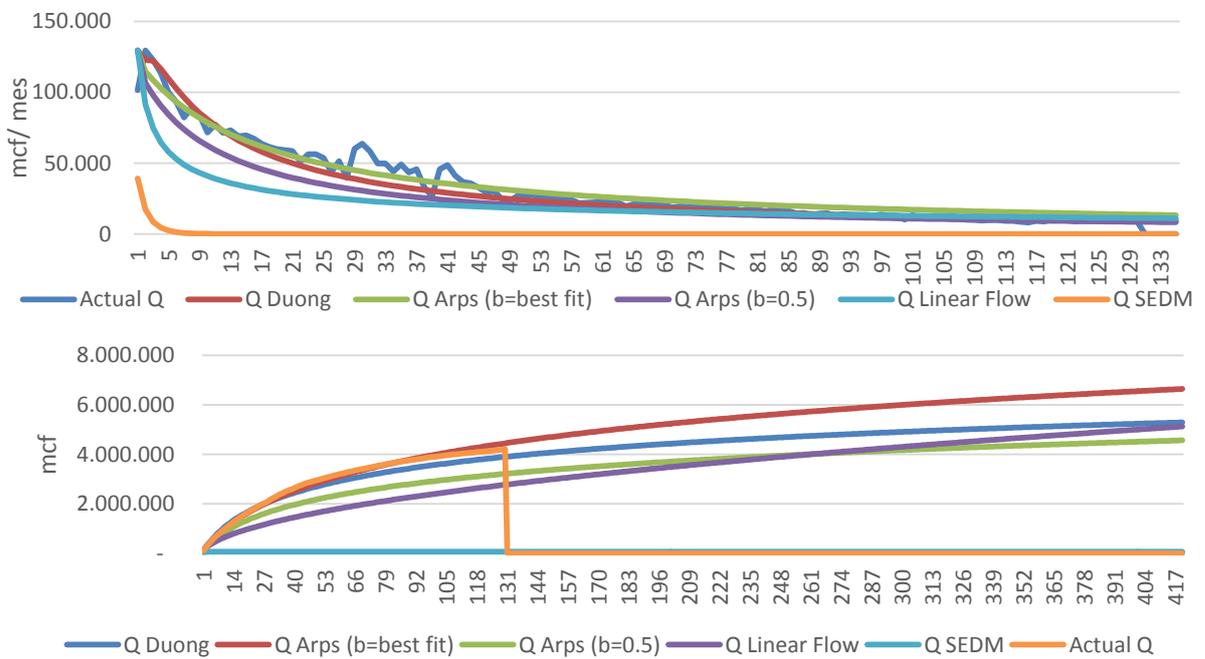


Figura 29 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 2

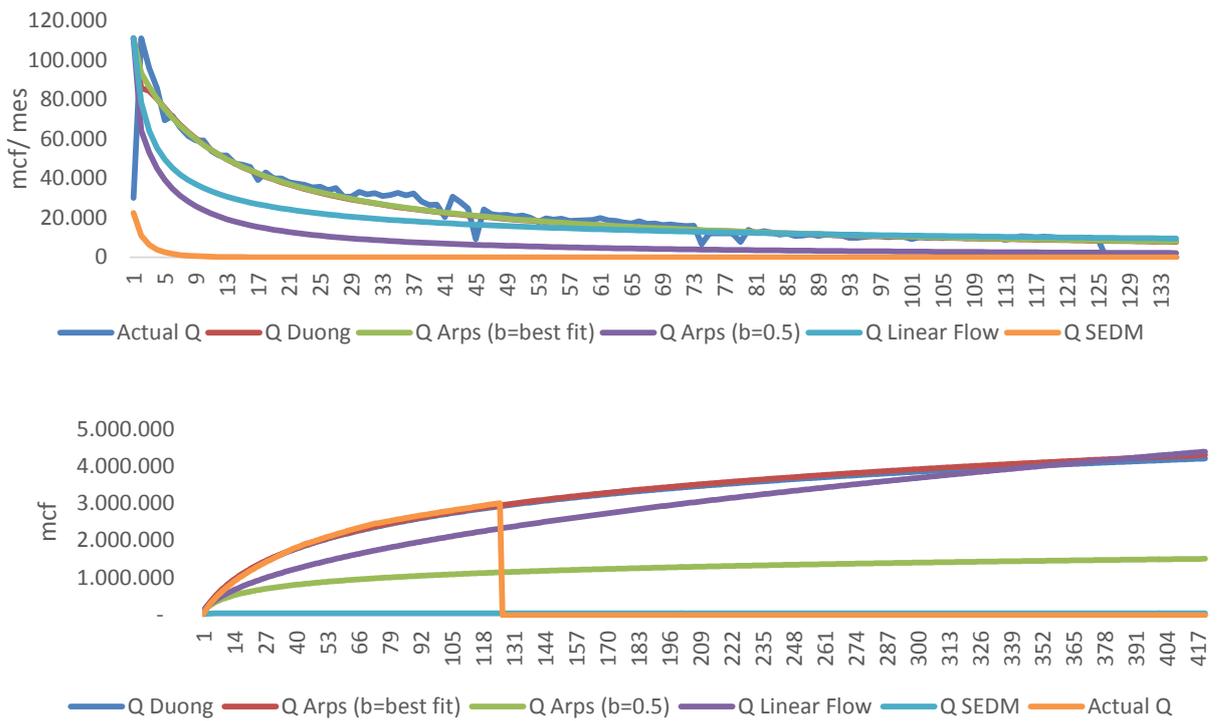


Figura 30 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 3

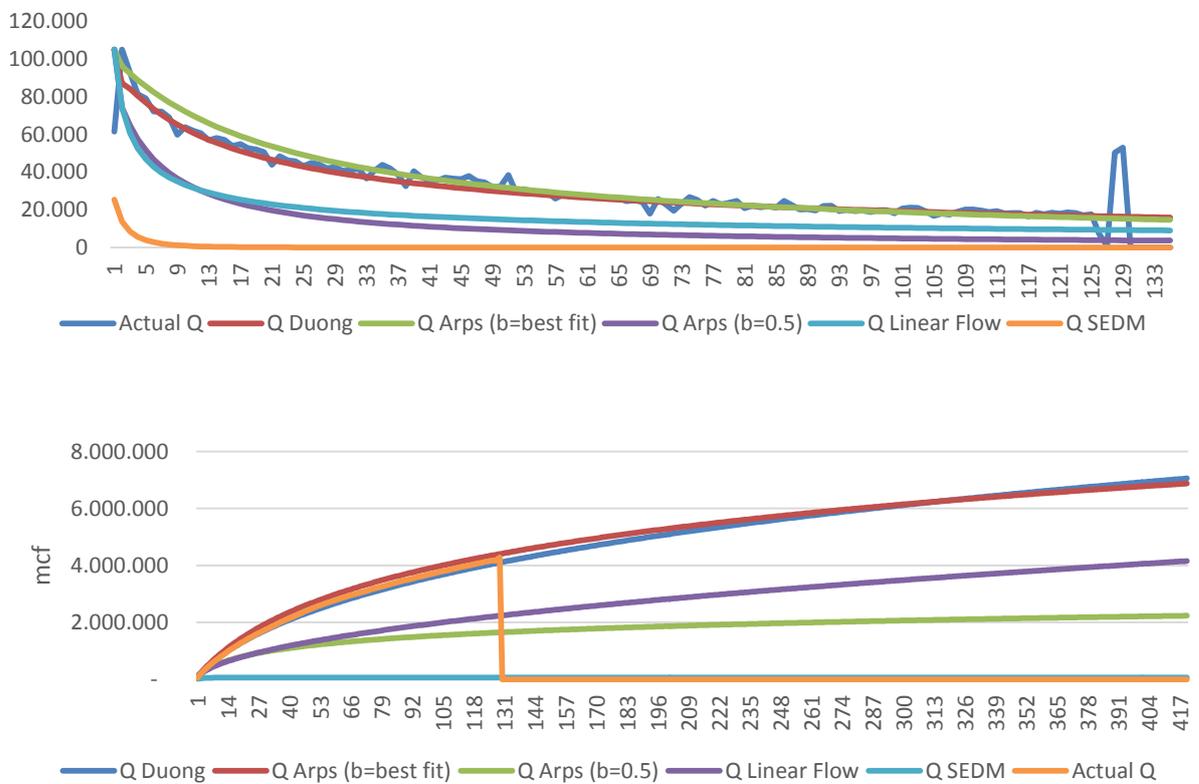


Figura 31 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 4

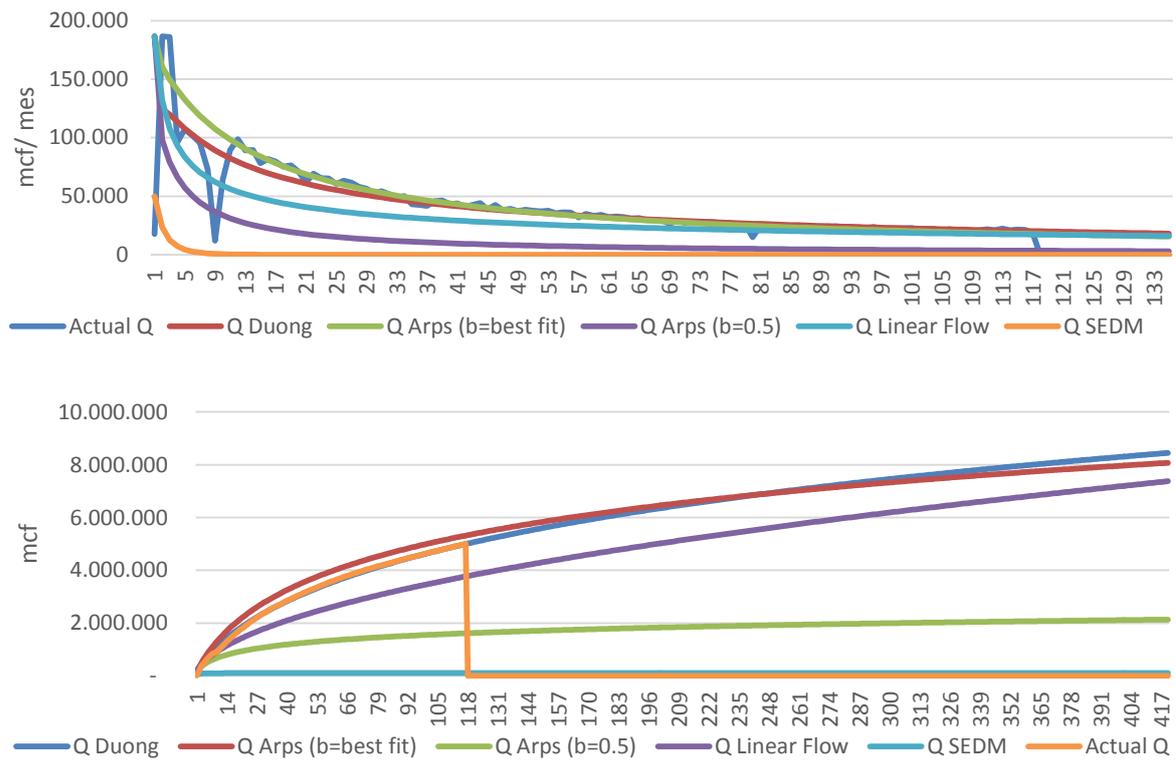


Figura 32 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 5

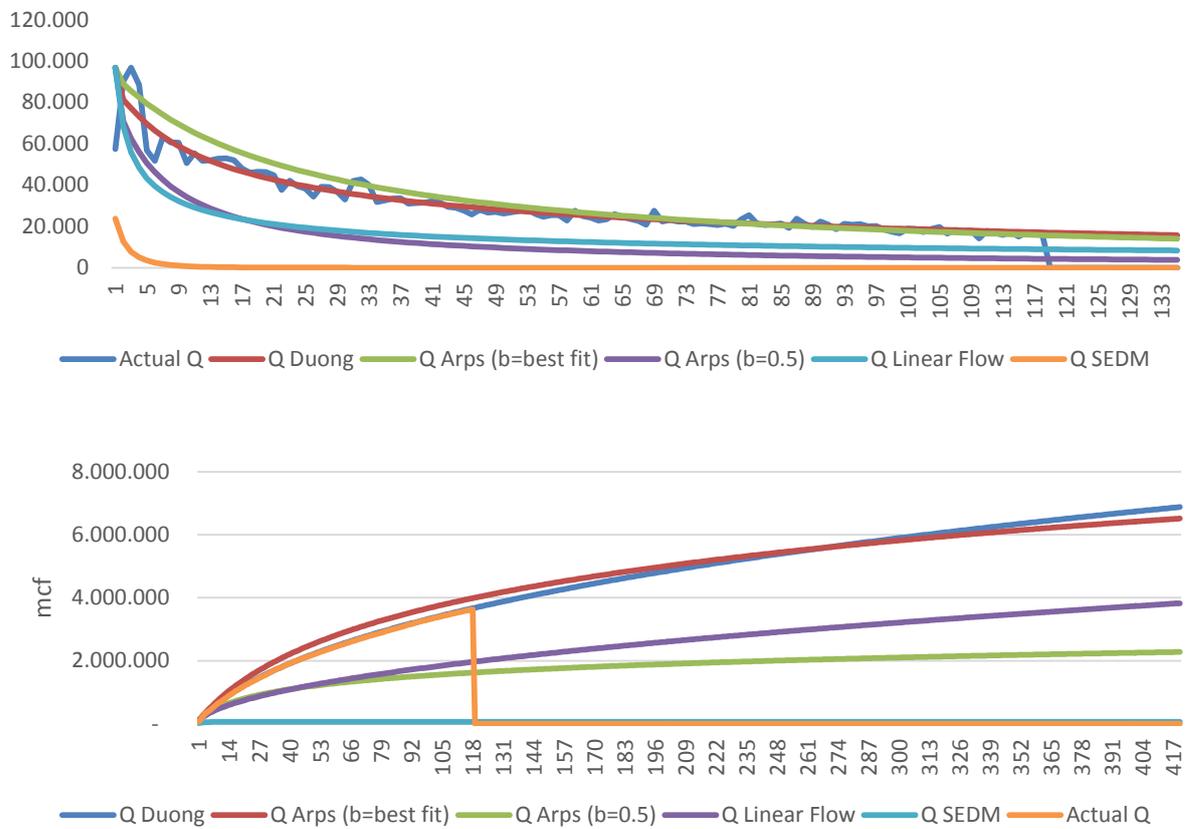


Figura 33 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 6

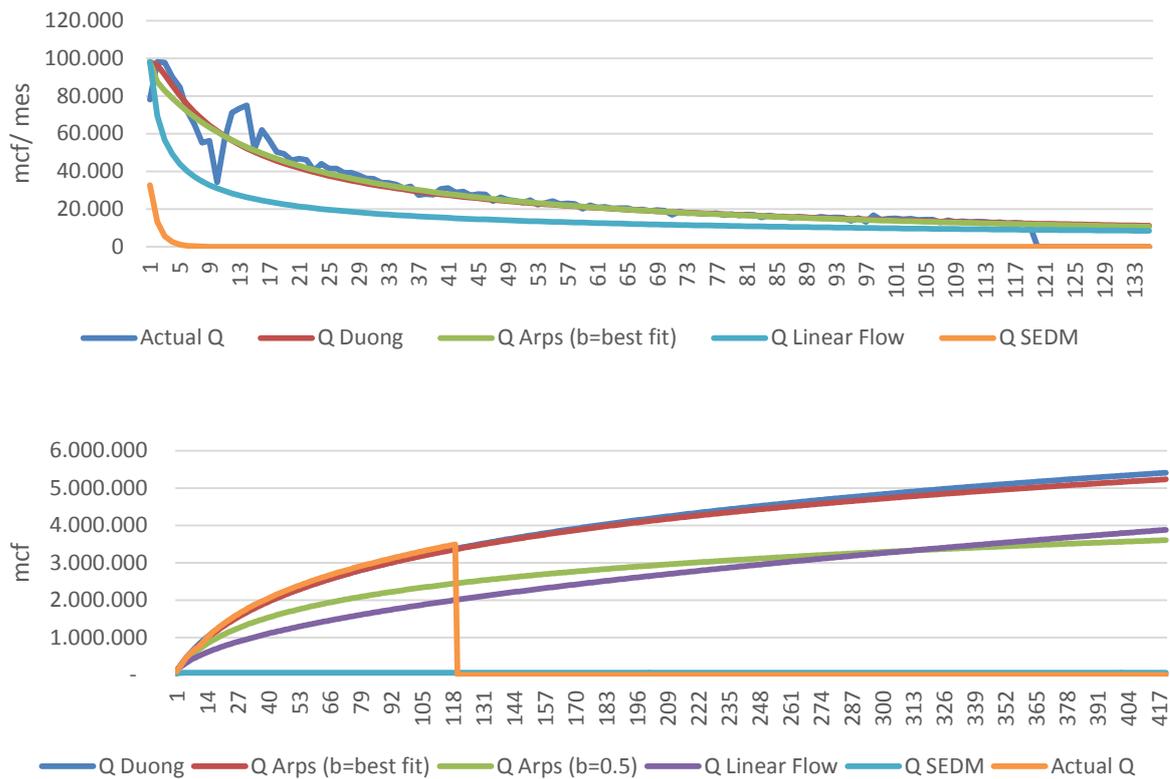


Figura 34 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 7

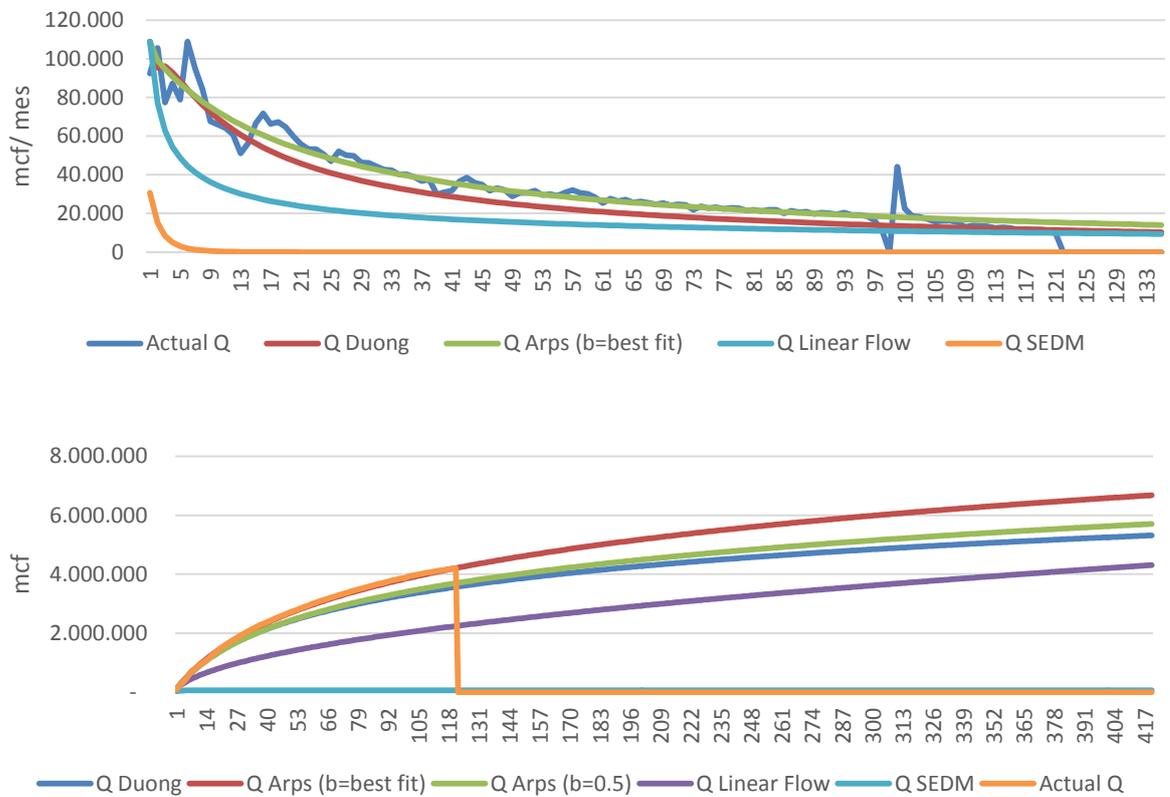


Figura 35 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 8

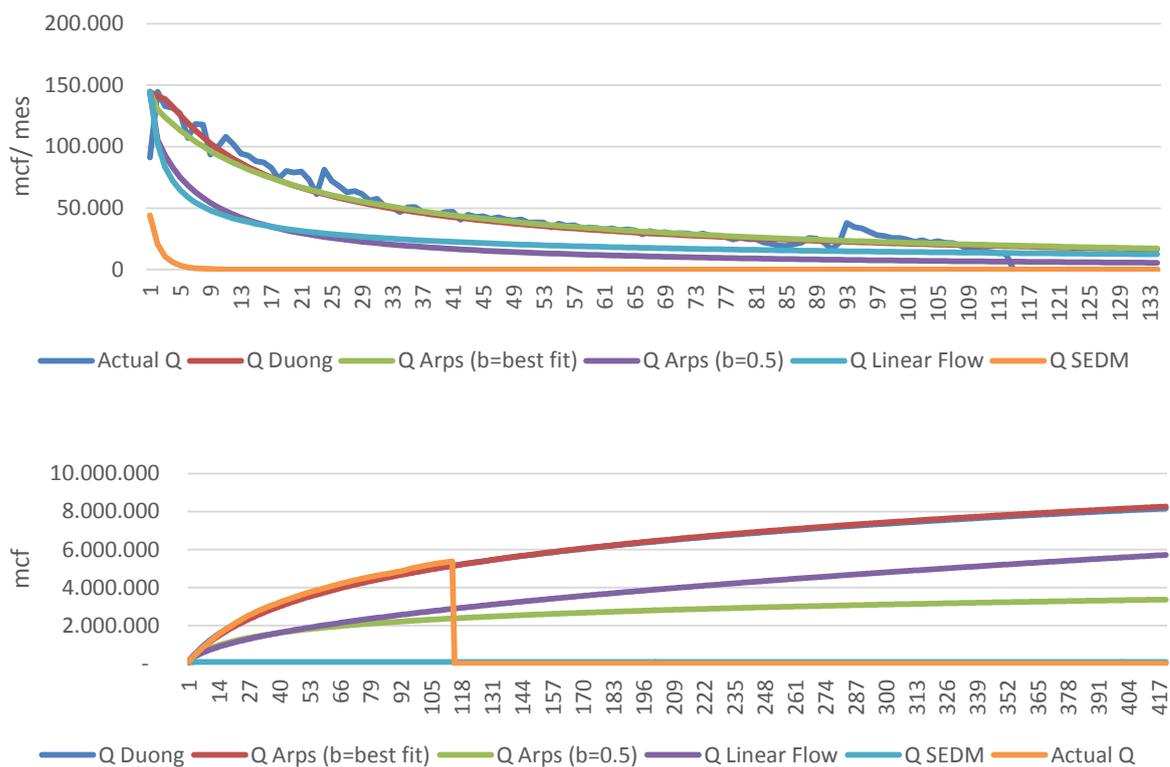


Figura 36 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 9

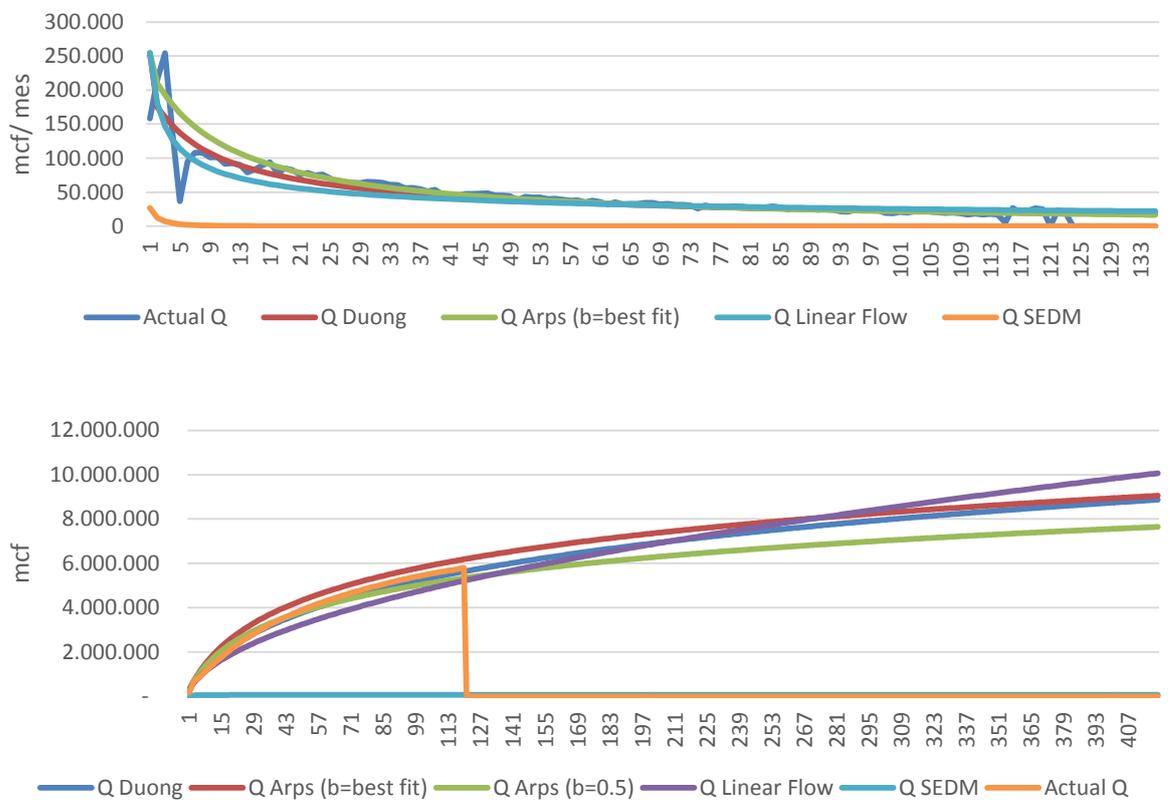


Figura 37 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 10

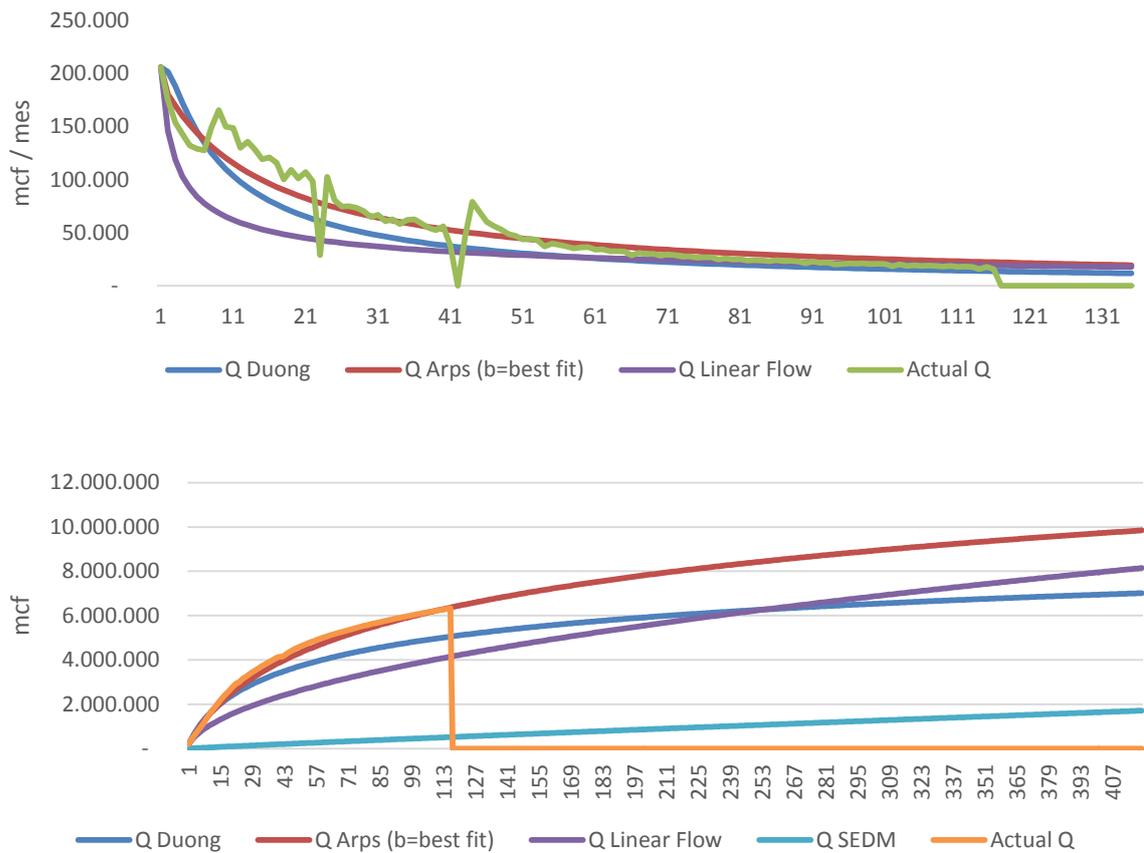


Figura 38 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 11

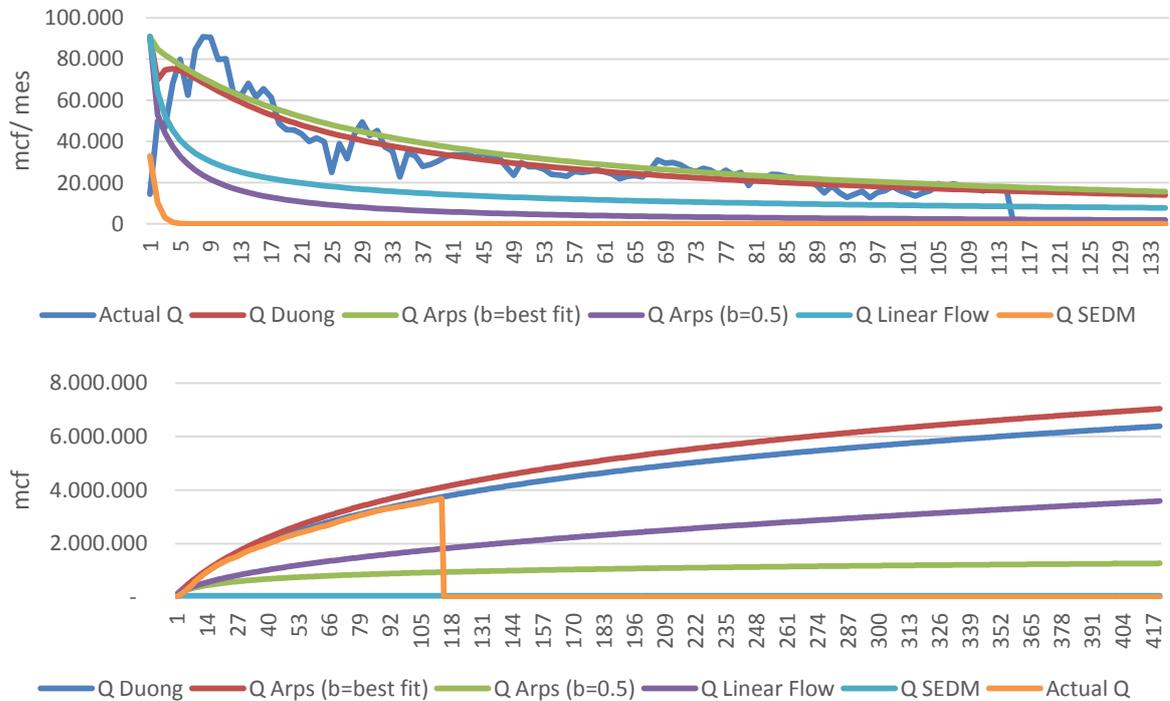


Figura 39 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 12

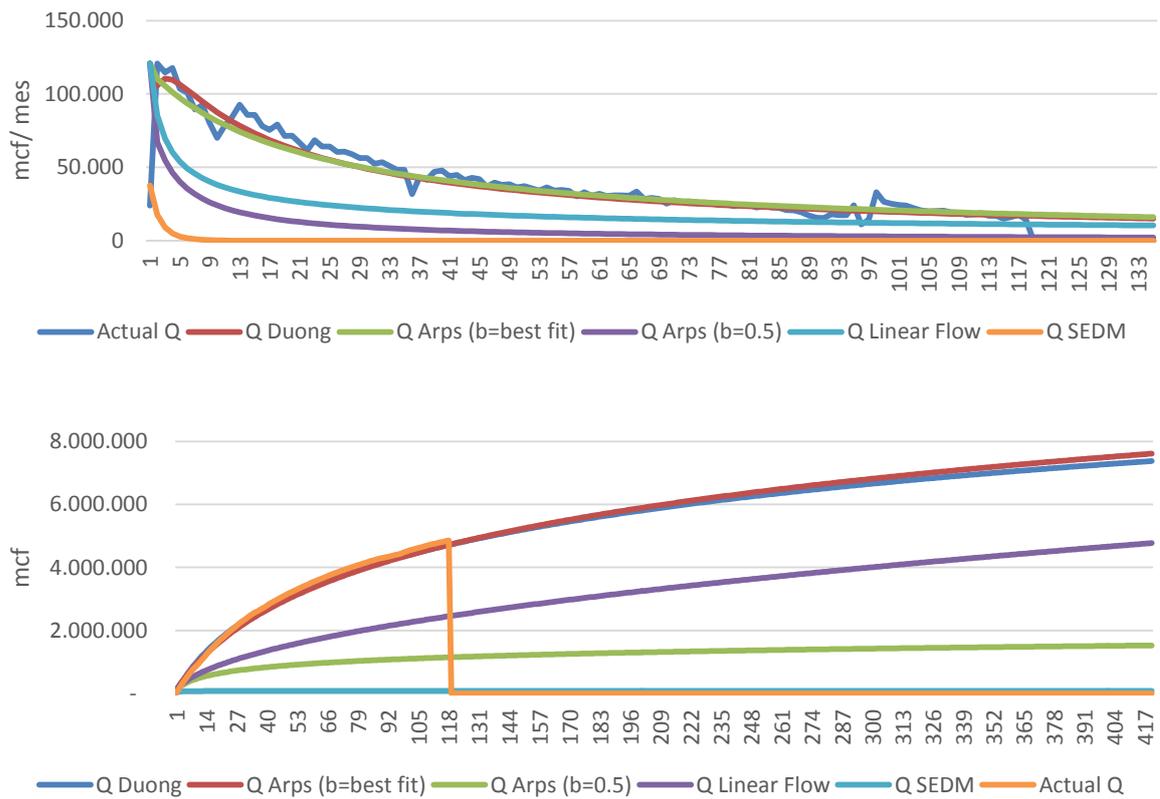


Figura 40 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 13

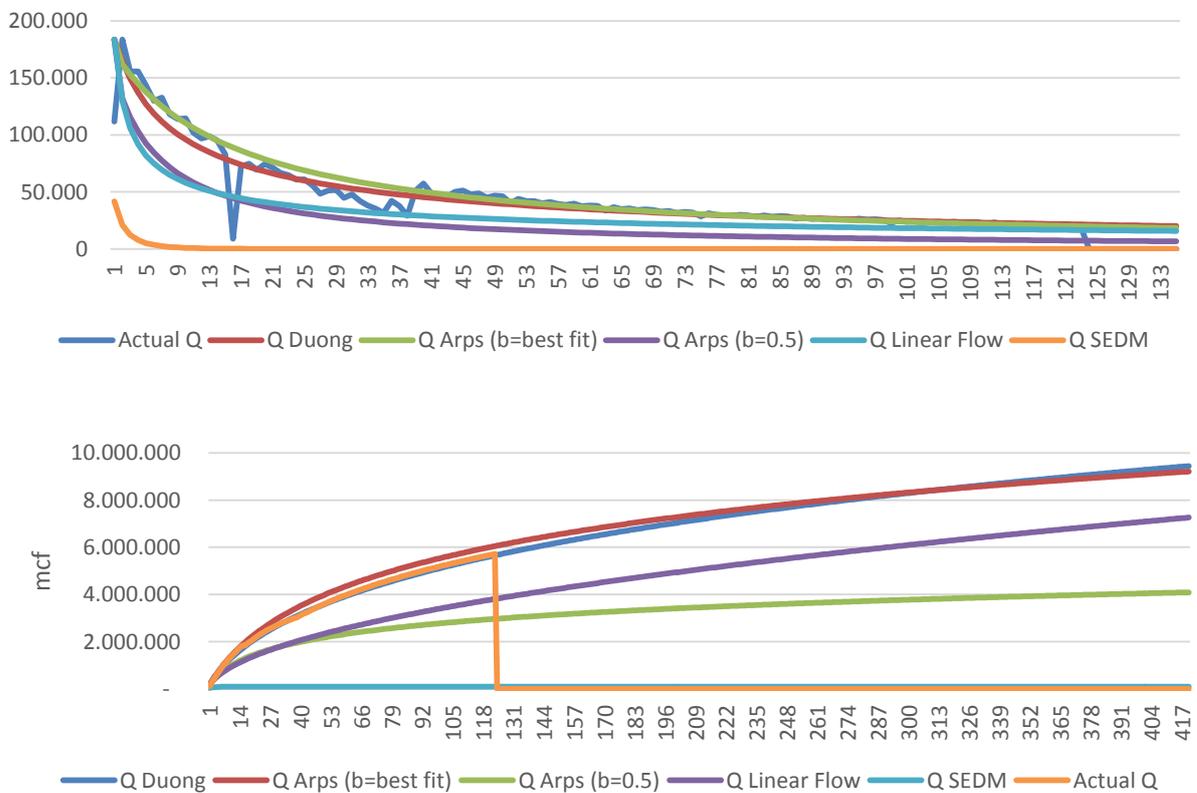


Figura 41 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 1

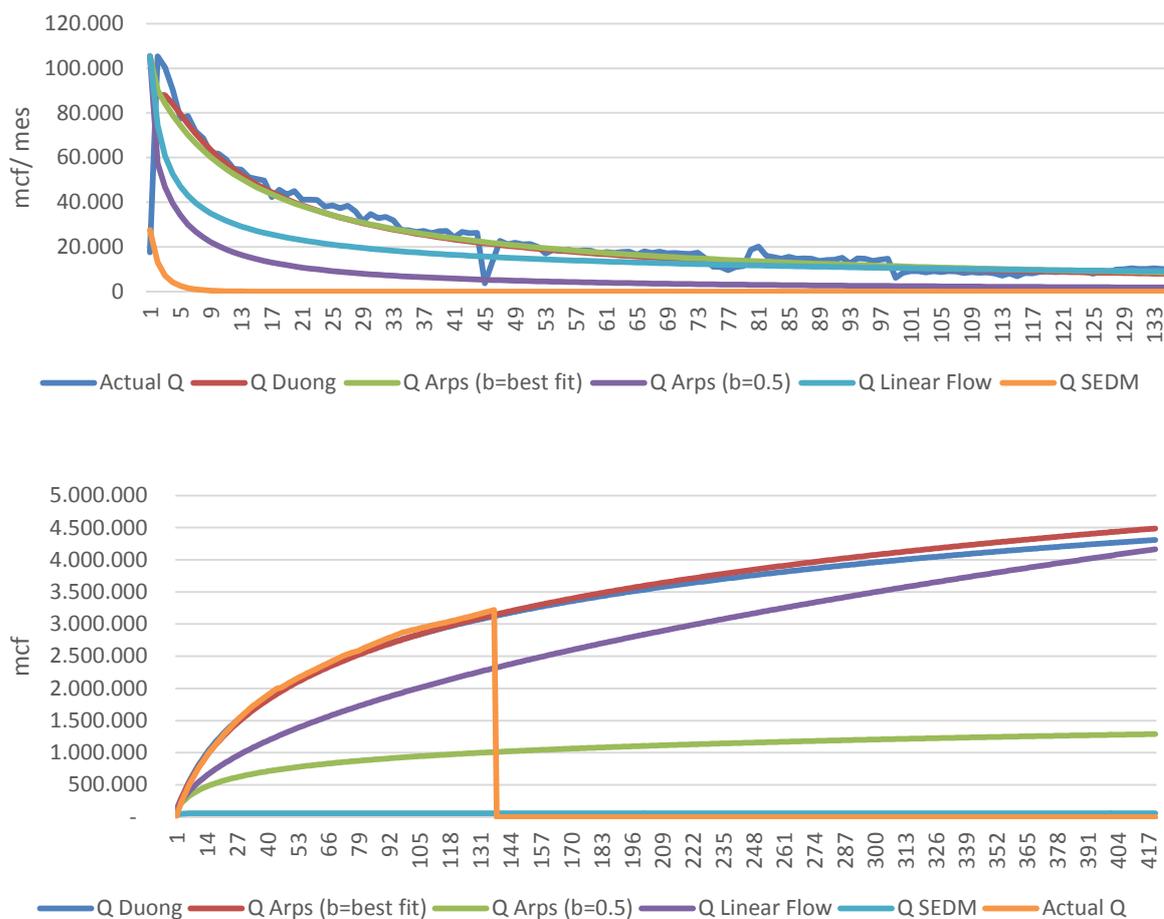


Figura 42 Gráfico de comparação de curva de produção e curva de produção acumulada em até 35 anos. Poço 15

Como principais observações dentre as Figuras 28 a 42, pode ser destacadas que os únicos métodos que apresentaram resultados satisfatórios foram Arps *b- best fit* e o método de Duong. O fluxo linear se mostrou ineficiente para o período onde o regime transiente foi encontrado, assim como o SEDM.

Interessante observar que apesar do Arps ter sido definido na literatura como ineficiente para reservatórios de regime transiente linear por apresentar resultados positivos, vemos que em muitos casos onde Arps parece se ajustar com grande eficiência em históricos de produção. O método se mostrou altamente capaz de reproduzir reservatórios fraturados com poços horizontais, com uma tendência de superestimar reservas ao se chegar no período de fluxo dominado por fronteiras

Também vale o destaque ao método de Duong que se portou bastante fiel durante sua comparação com o histórico. Isso demonstra a capacidade do método de ser utilizado tanto para regimes transientes como para regimes já dominados por fronteira.

Como próximo passo, o objetivo é identificar todos os parâmetros principais para os 15 poços verificados e estudar as tendências de valores. Para tal, histogramas serão criados para essas observações. É importante notar que muitos parâmetros, como por exemplo o tempo que se demora para se começar o regime de fluxo dominado por fronteiras é totalmente dependente das características do reservatório.

4.4 HISTOGRAMA DOS PRINCIPAIS PARÂMETROS

Para se entender um pouco mais sobre o campo e também sobre as características de produção, os principais parâmetros utilizados e observados estarão descritos abaixo.

4.4.1 TEMPOS DE CADA REGIME DE FLUXO

Para começar a análise, é observado no gráfico da Figura 43 o histograma do tempo que é necessário para a mudança do regime de fluxo indefinido por conta de intervenções, *skin*, etc, para o regime linear. É visível que a maior parte das vezes, essa mudança ocorre entre o sexto e décimo mês de produção.

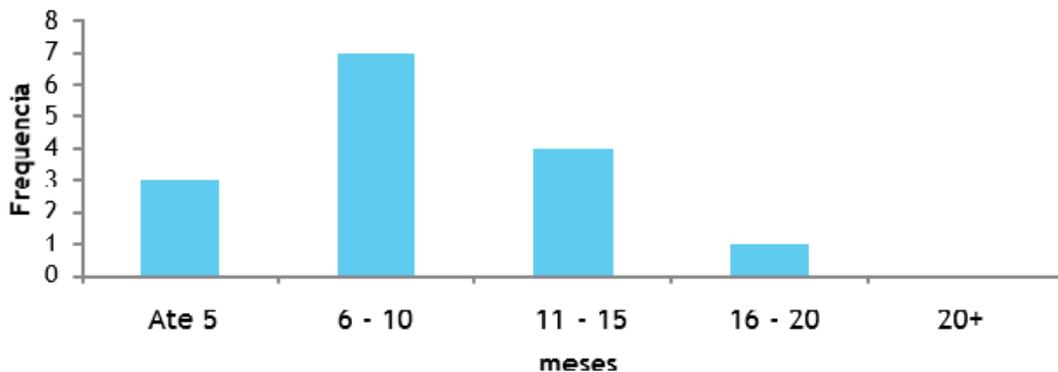


Figura 43 Histograma de frequência de tempo necessário para mudança do regime de fluxo indefinido para o transiente linear

Já a transição de regime de fluxo de transiente linear para regime de fluxo dominado por fronteiras pode ser observado na Figura 44. Observa-se a maior concentração de mudança de fluxo transiente para o dominado por fronteiras entre os meses 41 a 50 de produção, ou seja, no quarto ano de produção, no caso de *Barnett*.

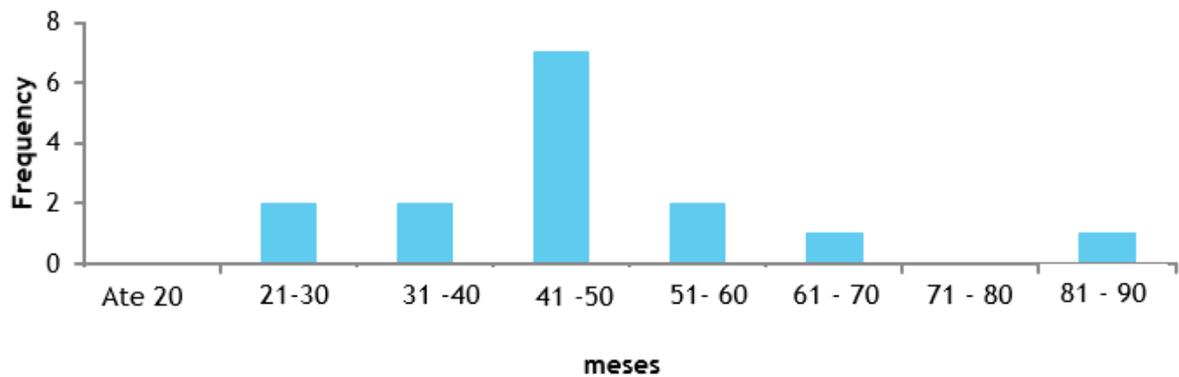


Figura 44 Histograma de frequência de tempo necessário para mudança do regime de fluxo transiente linear para o regime dominado por fronteiras

Sendo assim, em *Barnett* se verifica a que a definição de regime de fluxo linear ocorre no final do primeiro ano de produção, e se alcança o regime BDF no meio do quarto ano de produção. Essas definições são uteis para quando se for modelar cada regime de produção com um tipo diferente de curva de declínio.

4.4.2 PARÂMETROS DE MODELAGEM PARA OS MÉTODOS DE ARPS E DUONG

Nesta seção será apresentado os histogramas dos principais parâmetros que são utilizados para o cálculo dos métodos. É importante perceber que somente irei abordar parâmetros dos métodos que apresentaram resultados satisfatórios. Assim, somente os métodos de Arps e de Duong serão analisados.

Dentre os parâmetros de Arps, iremos analisar o valor b . Este valor de b é interessante ser analisado pois esse é um valor escolhido que demonstra o melhor comportamento da curva de declínio quando comparado com o a curva de histórico em si. A Figura 45 representa o histograma dos valores de b utilizados nos 15 poços. Fica claro que os melhores valores utilizados correspondem a valores baixos de b . Lembrando que o método permite a utilização de b variando de $0 < b < 1$. Nos 15 casos, nenhum b foi acima de 0.5. Os valores tiveram a maior moda entre 0.11 a 0.20, onde a sensibilidade de 0.01 era suficiente para superestimar um reservatório. Desta forma, fica o cuidado de se utilizar o método de Arps. Apesar das boas curvas de produção, apresentadas anteriormente, é um método que necessita de uma escolha do parâmetro b que pode ser feita através de solver ou somente com a observação.

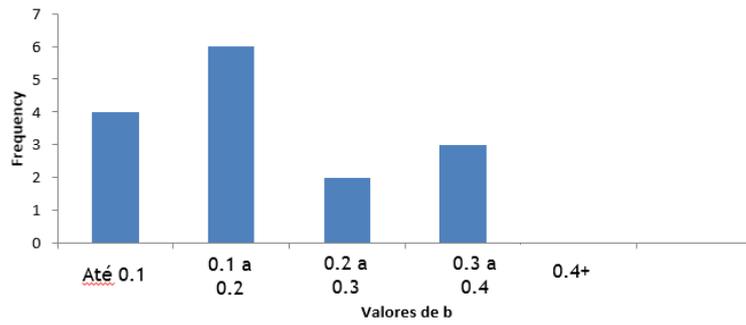


Figura 45 Histograma de frequência de valores de b que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Arps

Já no método de Duong, onde a escolha de a e m é calculada pelo próprio método, é interessante verificar que valores foram mais utilizados e se há alguma relação entre os valores de a e m , conforme o próprio Duong sugeriu em seu trabalho em 2011. Nos gráficos das Figuras 46 e 47, estão expostos os histogramas de valores de a e m respectivamente.

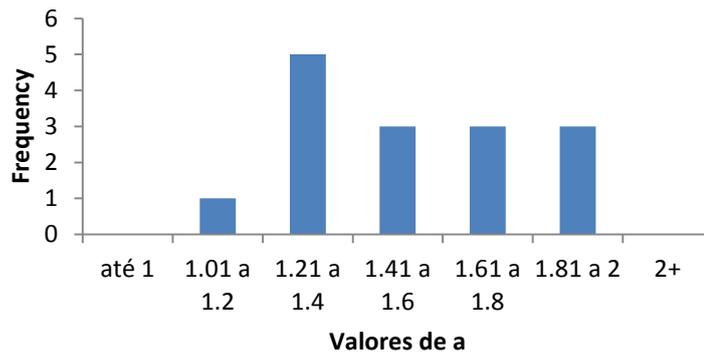


Figura 46 Histograma de frequência de valores de a que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Duong

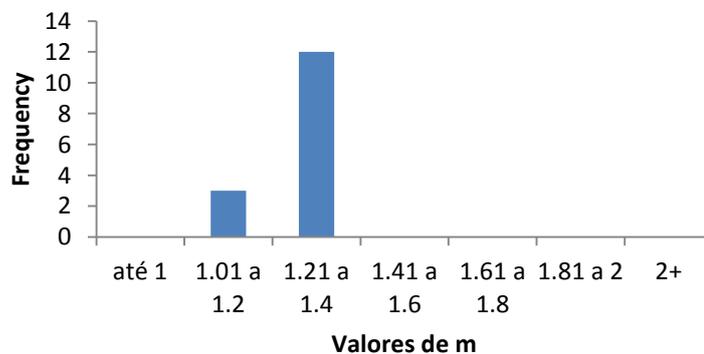


Figura 47 Histograma de frequência de valores de m que melhor se aproximavam da curva de produção no método de Duong

Facilmente se observa que os valores de a tem uma densidade bem espalhada entre 1 e 2, enquanto os valores de m se concentram entre 1,1 a 1,4. Desta forma, é mais fácil acreditar no resultado do método se os valores de a e m se encontrarem neste meio de resultados.

O Próximo passo será verificar a relação entre os valores de a e m . Nesta análise, os valores de a vs. m são vistos na Figura 48. No paper defendido por Duong, houve a definição da seguinte fórmula para relação de a e m vista na equação 19. Contudo, nessa equação, participaram poços de gás de todos os tipos.

$$a = 0.7364 m^{4.7954}$$

Equação 19

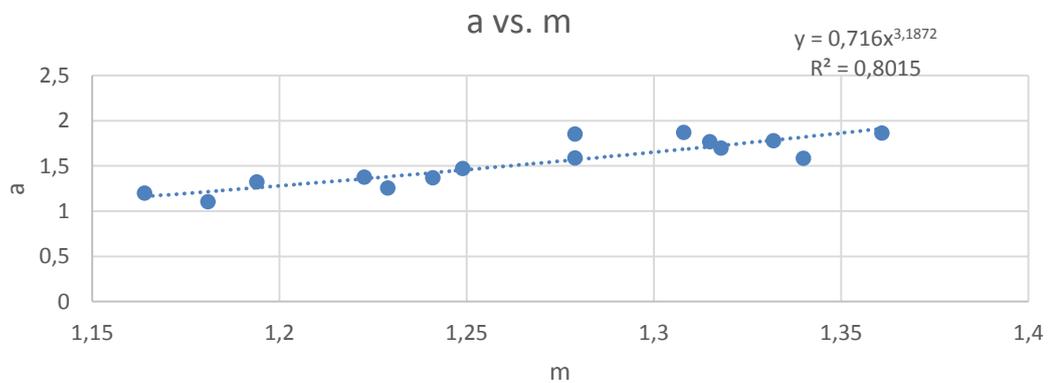


Figura 48 Relação entre os valores de a e m .

Percebemos, contudo, que a relação entre a e m possui um fator R^2 de 80%, mostrando que há sim alguma correlação de valores, mas que a fórmula dentro da Figura 46 não deve ser utilizada.

4.5 MÉDIA DAS CURVAS DE PRODUÇÃO

Para finalizar a análise de resultados, irei verificar o comportamento do Método de Arps e Duong tanto na curva de produção, como na curva de produção acumulada e normalizada.

Como já vimos previamente, estes são os dois únicos métodos estudados que foram capaz de reproduzir bem a produção em todos os regimes e por isso serão os únicos que fazem

sentido serem analisados mais a fundo. Alguns conceitos de estatística serão utilizados para que seja possível se obter uma melhor avaliação. Todos os valores utilizados nessa seção representam a média dos valores de vazão de produção dos 15 poços estudados.

Na Figura 49, está representado o gráfico de média de produção dos 15 poços observados e os valores obtidos pelo modelo de Duong. Este gráfico é útil por apresentar a reta que melhor interpreta os dois resultados combinados. No caso, por essa regressão, quanto mais o valor do coeficiente angular se aproxima de um, melhor é a representação da curva. O coeficiente linear, por sua vez, deve ser o mais próximo possível de zero. Esse coeficiente representa o quanto a reta está deslocada em relação à origem, que seria o valor ideal.

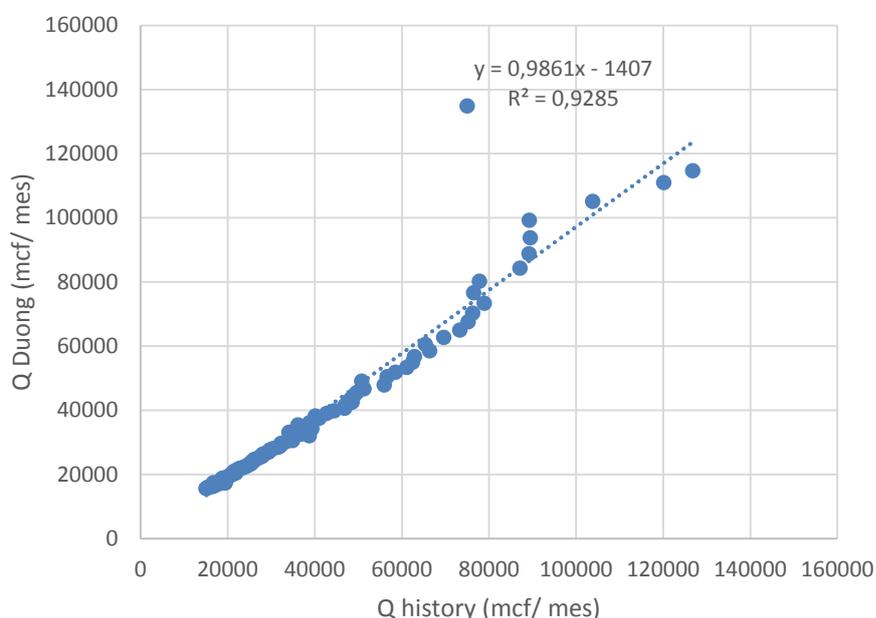


Figura 49 Relação entre os valores de produção de Duong e histórico

Já o valor de R2 representa a qualidade desta fórmula. O valor tendendo a um significa que há uma qualidade perfeita na fórmula utilizada. No caso de Duong, como visto na Figura 47, o coeficiente angular de 0,9861 e o linear de -1407 são provas que a tendência do método de Duong de reproduzir com uma qualidade louvável os resultados, sem superestimar a produção, já que o coeficiente angular é menor que 1, e o coeficiente linear é abaixo de zero.

O Root Mean Square Error (RMSE) representa a medida de diferença de dois valores. No caso que será utilizado, os valores correspondem à média dos valores de produção reais e os valores utilizando a fórmula da Figura 47. O RMSE representa o desvio padrão das diferenças entre os valores previstos e observados. O método é uma boa forma de se medir

dispersão, mas apenas para comparar erros entre diferentes modelos para uma variável particular e não entre variáveis, como ele é dependente da escala no qual é reproduzido. Isso significa que o método de RMSE é bom para comparar modelos para a mesma variável, no nosso caso a vazão de produção, e, o melhor método em termos de dispersão terá o menor valor de RMSE.

No caso de Duong, foi-se calculado um valor de 1962 mcf/mês para o RMSE. Vale destacar que o valor máximo de produção é de 134855 mcf/mês. Com o valor máximo, é possível se ter uma ideia da magnitude do RMSE para o método de Duong.

Para Arps, a Figura 50 representará a relação entre a média do histórico dos 15 poços da curva de produção e a média dos valores de Arps. Percebe-se uma tendência a superestimar levemente o poço, no método de Arps. O coeficiente angular de 1,022 e o linear de 118 mcf/mês demonstram esse comportamento, apesar de ser completamente plausível o resultado de Arps. Seguindo pelo mesmo raciocínio, também foi calculado o valor de para o RMSE do método de Arps. O valor do RMSE de Arps foi 1086 mcf/ mês. Comparado ao Valor de Duong, vemos que o Arps possui uma qualidade melhor em relação à dispersão.

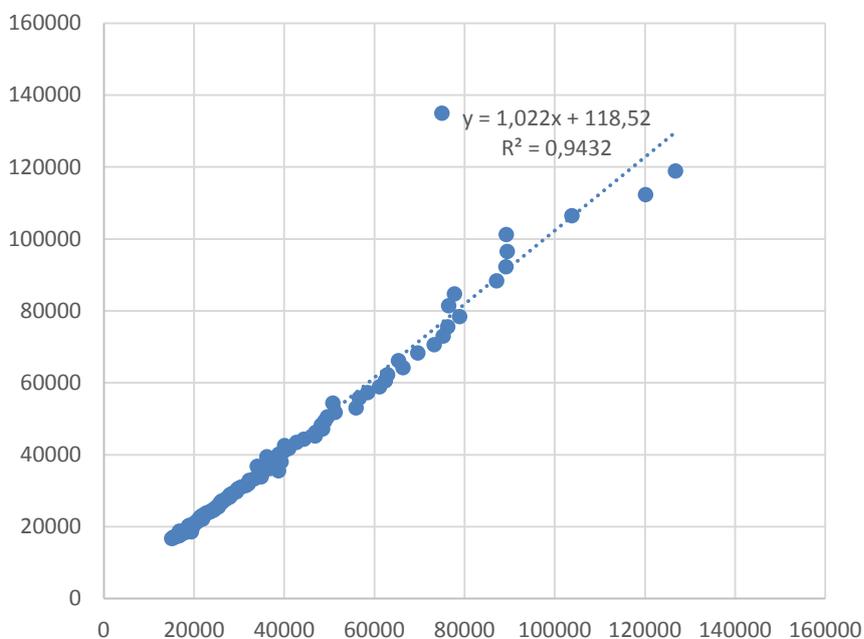


Figura 50 Relação entre os valores de produção de Arps e histórico

A Figura 49 por sua vez demonstra o gráfico de produção acumulada normalizada. Esse gráfico representa a vazão acumulada mês a mês normalizada através de q/q_1 inicial. Dessa forma, o gráfico perde a dependência da escala em relação ao mcf/ mês. Assim, a média do declínio dos poços fica independente do valor absoluto da produção inicial q_i .

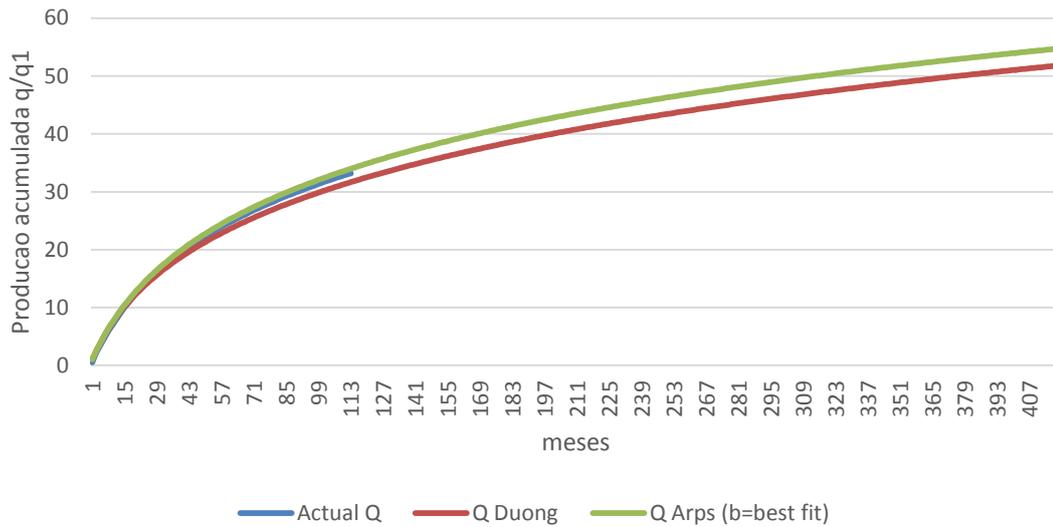


Figura 51 Média de produção acumulada normalizada por $q/q_{inicial}$

Até o mês 113, onde todos os 15 poços avaliados ainda tinham dados de produção, o valor acumulado de q/q_i para o método de Duong foi de 31,66 e o valor da média do histórico foi de 33,18. Isso corresponde a 95,4% do valor real do histórico. O valor de Arps por sua vez, correspondeu a 33,98. Isso corresponde a 102,4% do valor real.

Em um total de 35 anos, 420 meses, o método de Duong alcançou o valor acumulado de q/q_i de 51,83. Isso significa que a produção total em 35 anos será de aproximadamente 52 vezes o valor alcançado do primeiro mês. Já o método de Arps atingiu a relação acumulada de q/q_i de 54,75, quase 55 vezes o valor da produção inicial do primeiro mês. Isso significa que o Arps, para um total de 35 anos, superestima a produção do poço, quando comparado ao método de Duong.

Contudo, na mesma Figura 51, fica visível que os dois métodos conseguem reproduzir com bastante eficiência uma curva de declínio eficaz. A dispersão de Arps, assim como sua tendência de curva, se mostraram ligeiramente melhores que que o método de Duong. Porém, Duong se mostra mais promissor por apresentar uma curva de declínio mais realista em

relação ao futuro e por não depender de uma super sensibilidade do valor escolhido b necessário em Arps.

5. CONCLUSÃO

Após a análise de todo o trabalho e observando todos os resultados descritos na seção 4, algumas conclusões podem ser efetuadas em relação a comparações de efetividade dos métodos com trabalhos anteriores, assim como a importância da utilização de um bom método ao se tratar de análise de curvas de declínio.

A seção 1 do trabalho tem como objetivo demonstrar uma parte do histórico das atividades de *Shale gas* e outras formas não-convencionais, e fica bastante clara a importância que vem se tornando o *Shale gas*, não só nos EUA (onde começou a extração por fraturamento hidráulico, tornando economicamente viável a prospecção desses hidrocarbonetos), mas no mundo inteiro. Em regiões inclusive extremamente próximas onde o comércio de gás afeta diretamente o Brasil, no caso da Argentina.

Focando mais nos métodos utilizados, resultados impressionantes podem ser concluídos, modificando a forma que a análise de curvas de declínio tem sido utilizada em campos de gás de xisto por fraturamento hidráulico com poços horizontais.

Anteriormente, o método de Arps era dito como não aplicável para esse tipo de poço, mas os 15 poços demonstraram que ele pode ser sim utilizado, se tomando um cuidado extra para a escolha do parâmetro b apropriado já que este se mostrou bastante sensível, variando bastante a curva de produção para pequenas variações de b .

O método desenvolvido por Duong, por sua vez, já havia se mostrado eficiente para regimes transientes em 2011, porém não se sabia se ele iria conseguir representar bem o comportamento do reservatório no regime de fluxo dominado por fronteiras. Este regime começa em média no final do quarto 4º ano de produção e então sua verificação em relação ao método de Duong não era possível. Com este trabalho, se mostrou que o método se mostra capaz de representar bem todos os regimes contemplados no poço, e apesar de ter uma diferença maior em relação à curva real de produção, é um método bastante promissor por não depender da escolha de parâmetros para se encaixar à curva de produção.

Desta forma, se deve destacar que o método de Arps apresentou menor dispersão e melhor qualidade de proximidade à curva de produção original, mas este método possui como

maiores problemas a tendência otimista de produção do poço, com cerca de 2,4% acima em relação ao histórico e muito dependente da escolha ideal do parâmetro b , o qual é muito sensível.

Já o método de Duong apresenta uma dispersão ligeiramente maior que a de Arps, porém com resultados mais realistas a longo prazo. O método apresentou uma relação de 4,6% abaixo em relação à média do histórico de produção.

Assim, se pode concluir que apesar da eficiência elevada de Arps, o método de Duong possui um futuro mais promissor para a análise de poços horizontais de produção de gás de xisto com fraturamento hidráulico.

5.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como principais continuidades que podem ser dadas por este trabalho é interessante observar as curvas de produção dos poços estudados e comparar os métodos novamente. Além disso, o estudo pode ser aplicado posteriormente para outras formações que por sua vez apresentarão características de reservatório e geológicas diferentes, estudar o comportamento das variáveis estudadas nesse trabalho e verificar se as conclusões efetuadas nesse trabalho vão poder ser feitas e aceitas em outros campos.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRYCE, B.; MEYER, B: *Injection/Fall-off Testing in the Marcellus Shale: Using Reservoir Knowledge to Tmprove Operation Efficiency*, SPE 129067-MS, SPE Eastern Regional Metting, 2010

CINELLI, BERNARDO: *Shale gas Spreads to the South*,
<http://www.geglobalresearch.com/blog/shale-gas-spreads-south>, acessado em 22 Julho de 2015

EIA Annual Report 2015, 2014

EIA Website, **EIA Energy Annual Outlook 2015**,
http://www.eia.gov/forecasts/aeo/index.cfm#natgas_prices?src=natural-b3, acessado em 22 Julho de 2015

EIA website, **Shale in United States**,
http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm, acessado em 22 Julho de 2015.

GALLEGOS, T.: *Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010—Data Analysis and Comparison to the Literature*, Central Energy Resourced Science Center, 2014

GANDOSSI, L.: *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*, REPORT EUR 26347 EN, 2013

GREGORY, K.: *Global Water Sustainability: Water Management Challenges Associated with the Production of Shale gas by Hydraulic Fracturing*, Elements, v.7, p.181-186, 2011

KING, H.: *Hydraulic Fracturing of Oil & Gas Wells Drilled in Shale*,
<http://geology.com/articles/hydraulic-fracturing>, acessado em 25 Julho de 2015

- MONTGOMERY, C.; SMITH, M.: *Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology*, JPT, 2010
- NOBAKHT, M., CLARKSON C., KAVIANI, D. "New Type Curves for Analyzing Horizontal well With Multiple Fractures in Shale gas Reservoirs" SPE 149397, Canadian Unconventional Resources Conference, 2011.
- POLLASTRO, P.; JARVIE, D.; HILL, R.; ADAMS, C.: *Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Forth Worth Basin, Texas*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2007
- YU, S; LEE, J.; MIOCEVIC, D.; LI, D.; HARRIS, S.: *Estimating Proved Reserves in Tight/Shale Wells Using the Modified SEPD Method*, SPE 166198 MS, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013