

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Oswald José Levy de Souza Filho

**Evoluções tecnológicas no setor de óleo e gás –
Um estudo de caso da exploração, produção e
viabilidade econômica do Tight Oil nos Estados
Unidos**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Arthur Braga

Área de concentração: Petróleo e Energia

Rio de Janeiro

Julho de 2017

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida, por me iluminar e sempre traçar caminhos que me fortalecem e me fazem crescer.

Agradeço à minha família, base dos meus valores e responsável por minha formação como ser humano. Oswald, Isabel, Lucas e Gabriel, vocês são minha maior fortaleza, minha inspiração e exemplo. Obrigado por esse ambiente de verdadeiro amor que me proporcionam.

Gostaria de agradecer a todos os meus queridos amigos da PUC, por encherem esses anos de Engenharia com grandes memórias e muito divertimento. Espero que esses tenham sido anos de início de uma longa amizade.

Meu agradecimento também ao meu orientador Arthur Braga por toda a disponibilidade e ajuda na realização desse trabalho e também à sua filha, Luisa Braga, minha grande amiga da PUC que nos apresentou e tornou essa parceria possível.

Por fim, gostaria de agradecer à PUC como um todo. Foram anos de muito aprendizado e experiências que me prepararam da melhor forma para os grandes desafios profissionais que virão. Com certeza a escolha de 5 anos atrás foi a mais correta.

RESUMO

Evoluções Tecnológicas no setor de óleo e gás – Um estudo de caso da exploração, produção e viabilidade econômica do tight oil nos Estados Unidos

É notório para qualquer agente da indústria de óleo e gás o crescimento e relevância atingidos pela exploração e produção de recursos não convencionais. Nesse contexto, os Estados Unidos tem sido o maior destaque mundial especificamente com o óleo de folhelho, em inglês tight oil, que fica aprisionado na rocha shale.

Durante muito tempo, tinha-se na indústria a ideia de que o a produção via rocha shale seria inviável, ou seja, o óleo e gás aprisionados ali eram irre recuperáveis. Para o desenvolvimento e futura exploração e produção desse não convencional dois fatores foram os mais importantes. O alto valor do óleo no mercado internacional no período de 2008-2014, que despertou maior interesse pela pesquisa e desenvolvimento desses projetos e o avanço tecnológico, que tem como seus principais destaques a estimulação de poços pelo fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal.

Esses avanços tecnológicos possibilitaram os Estados Unidos a crescer a produção e voltar a patamares que tinha na década de 70, antes da crise do petróleo, se consolidando e muito próximo de ser o maior produtor mundial. Esse crescimento, juntamente com a diminuição brusca dos custos e ganhos de produtividade tem gerado grandes incertezas para a indústria como um todo. A OPEP está tendo sua influência no controle de estoques diminuída e grandes produtores tem mais dificuldade em prever preços futuros da commodity e assim planejar seus investimentos em projetos com tempos de exploração e desenvolvimento mais longos, como por exemplo os projetos em águas profundas e ultra profundas.

O presente trabalho tem como objetivo explicar os avanços tecnológicos que ocorreram nos últimos anos, com seus impactos nos investimentos e custos operacionais dos projetos e com isso fazer uma análise da viabilidade econômica da exploração e produção de tight oil.

Palavras chaves: Óleo de folhelho. Tight Oil. Xisto. Shale. Fraturamento hidráulico. Perfuração Horizontal. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

Technological Developments in the Oil and Gas Sector - A Case Study of the Exploration, Production and Economic Viability of Tight Oil in the United States

It is notorious for any agent in the oil and gas industry the growth and relevance achieved by the exploration and production of unconventional resources. In this context, the United States has been the world's foremost highlight with tight oil, which is trapped in the shale rock.

For a long time, industry had the idea that production via shale rock would be impracticable, that is, the oil and gas trapped there were irrecoverable. For the development and future exploration and production of this unconventional two factors were the most important. The high value of oil in the international market in the period of 2008-2014, which aroused greater interest in the research and development of these projects and the technological advance, whose main highlights are the stimulation of wells by hydraulic fracturing and horizontal drilling.

These technological advances enabled the United States to grow production and return to levels it had in the 1970s before the oil crisis, consolidating itself and very close to being the world's largest producer. This growth coupled with the sharp decline in costs and productivity gains has created major uncertainties for the industry as a whole. OPEC is having its influence on inventory control diminished and large producers have more difficulty predicting future commodity prices and thus planning their investments in longer exploration and development projects such as deep and ultra deep water projects.

This thesis aims to explain the technological advances that have occurred in the last years, with their impacts on the investments and operational costs of the projects and with that make an analysis of the economic viability of tight oil exploration and production

Key-words: Tight Oil. Shale. Hydraulic fracturing. Horizontal Drilling. Economic viability.

SUMÁRIO

1 Introdução	9
1.1. Contexto/Objetivo	9
1.2. Objetivo	12
1.3. Motivação	13
1.4. Metodologia	13
2 Petróleo	14
2.1. Sistemas petrolíferos	14
2.1.1. Rocha Geradora	14
2.1.2. Rocha Reservatório	15
2.1.3. Rocha Selante	16
2.2. Reservatórios Convencionais	16
2.3. Reservatórios Não Convencionais	16
2.3.1. Tight Oil	17
3 Contexto Americano	21
3.1. “Shale Boom”	21
3.2. Principais Plays Americanos	23
3.2.1. Permian	24
3.2.2. Bakken	25
3.2.3. Eagle Ford	26
3.2.4. Haynesville	27
3.2.5. Marcellus	28
3.2.6. Niobrara	29
3.2.7. Utica	30
4 Análise dos Aspectos Tecnológicos	32
4.1. Técnica de Perfuração Direcional	32
4.1.1. Perfuração Horizontal	33
4.2. Revestimento e Cimentação	36

4.3. Estimulação de poços	37
4.3.1. Fraturamento Hidráulico	38
5 <i>Análise dos Aspectos Ambientais</i>	44
5.1.1. Poluição dos lençóis freáticos e aquíferos.....	44
5.1.2. Riscos de abalos sísmicos.....	45
5.1.3. Blowouts	46
6 <i>Análise dos Aspectos Econômicos</i>	47
6.1. Ferramentas para Análise de Investimentos	47
6.1.1. Modelo de fluxo de caixa	47
6.1.2. Tempo de retorno de capital ou <i>Payback</i>	49
6.1.3. Valor Presente Líquido (VPL)	50
6.1.4. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	50
6.2. Modelo Econômico-Financeiro de um poço de Bakken ..	51
6.2.1. Produção	51
6.2.2. Custos (CAPEX e OPEX)	54
6.2.3. Impostos (Government Take)	59
6.2.4. Resumo dos Inputs	59
6.2.5. Resultados.....	60
6.2.6. Análise de Sensibilidade.....	62
6.2.7. Análise dos Resultados e Sugestões	63
7 <i>Conclusão</i>	67
8 <i>Referências Bibliográficas</i>	69

Gráficos

Gráfico 1: Cotação do óleo cru tipo brent.....	9
Gráfico 2: produção americana de tight oil e desbalanço.....	10
Gráfico 3: Estoque de óleo cru e de derivados de petróleo.....	10
Gráfico 4: Produção de óleo cru no play de Bakken	11
Gráfico 5: Produção de óleo cru no play de Eagle Ford.....	12
Gráfico 6: Produção de óleo cru no play de Permian	12
Gráfico 7: Curva de declínio agregada média para poços horizontais	19
Gráfico 8: Evolução da produção de tight oil nos EUA.....	22
Gráfico 9: Produção de óleo cru e gás natural	25
Gráfico 10: Produção de óleo cru e gás natural	26
Gráfico 11: Produção de óleo cru e gás natural	27
Gráfico 12: Produção de óleo cru e gás natural	28
Gráfico 13: Produção de óleo cru e gás natural	29
Gráfico 14: Produção de óleo cru e gás natural	30
Gráfico 15: Produção de óleo cru e gás natural	31
Gráfico 16: Produção projetada para um típico poço no play de Bakken.....	52
Gráfico 17: Taxas de declínio para 5 bacias	53
Gráfico 18: Evolução e necessidade de CAPEX nos plays de shale	54
Gráfico 19: Ganho de produtividade média por sonda	54
Gráfico 20: Deflação nos custos.....	55
Gráfico 21: Custo médio até a completação por poço,.....	56
Gráfico 22: Fluxo de caixa para o acionista acumulado	62
Gráfico 23: Poços perfurados mas não completados.....	66

Lista de figuras

Figura 1 - Esquema de um sistema petrolífero.....	14
Figura 2: Acumulações de tight oil pelo mundo.....	18
Figura 3: Reservas por país	18
Figura 4: Curvas de declínio hipotéticas	20
Figura 5: Projeção para produção americana de óleo cru.....	23
Figura 6: Principais plays de tight oil e shale gas.....	23
Figura 7: Visão geral e localização do play de Permian.....	25
Figura 8: Causas da utilização da perfuração direcional.....	33
Figura 9: Figura ilustrativa de poços verticais e horizontais	34
Figura 10: Terminologia de um poço direcional.....	36
Figura 11: Cimentação de poço horizontal.....	37
Figura 12: Injeção de propante na fratura	40
Figura 13: (a) poço em produção; (b) refluxo do agente de sustentação	41
Figura 14: Técnica de faturamento hidráulico	42
Figura 15: Ilustração da composição de um fluido de fraturamento típico	43
Figura 16: Divisão dos custos até a completação dos poços.....	56
Figura 17: Evolução dos investimentos necessários até a completação	57
Figura 18: evolução dos custos operacionais da EOG Resources.....	58
Figura 19: divisão de dispêndios ao longo de um projeto	59
Figura 20: Principais Inputs adotados no modelo.....	60
Figura 21: Layout do das principais linhas do modelo de fluxo de caixa.....	61
Figura 22: Sensibilidade para alguns cenários de preço do brent e capex.	63
Figura 23: Sensibilidade para alguns cenários produção inicial e capex	63
Figura 24: Resultados para o cenário com alavancagem do CAPEX	64
Figura 25: Dados do balanço patrimonial da EOG Resources.....	64

1 Introdução

1.1. Contexto/Objetivo

Durante o período de 2011 a 2014 a cotação do óleo cru referenciada pelo brent oscilou em valores acima de \$100/barril. Durante esse período, a produção de óleo cru nos Estados Unidos cresceu de aproximadamente 5,5 milhões de barris por dia (bbl/dia) para aproximadamente 8,9 milhões de barris por dia. A maior parte desse crescimento se deveu a produção de tight oil, que muitas vezes é erroneamente descrito como “shale oil”. Diante disso, muitos participantes da indústria e imprensa declararam os Estados Unidos como rival da Arábia Saudita no papel de produtor marginal.

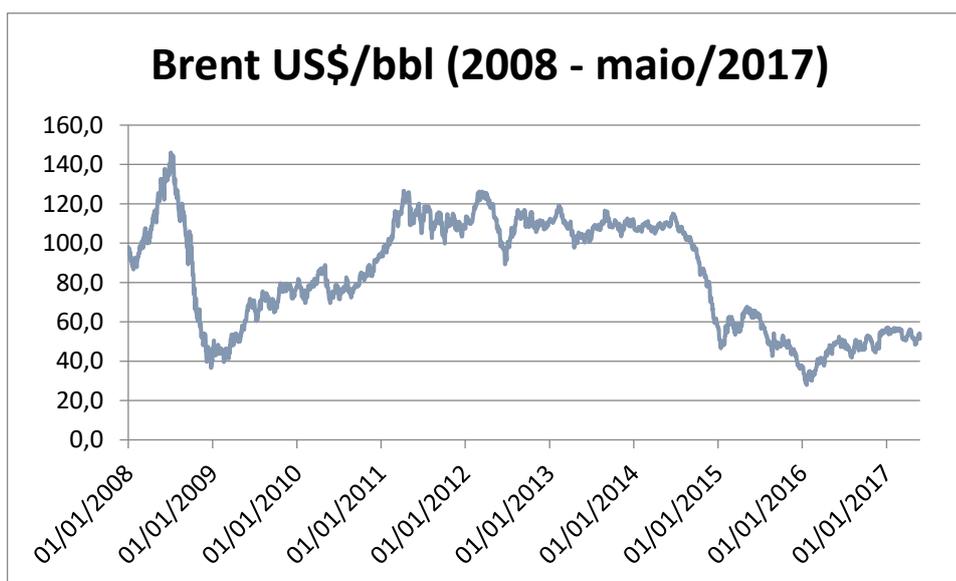


Gráfico 1: Cotação do óleo cru tipo brent em US\$/bbl no período de 01/01/2008 até 25/05/2017 (elaboração própria com dados fornecidos pelo software BLOOMBERG)

Em 2014 se tornou evidente que o taxa de crescimento da oferta americana estava em um nível acima do crescimento da demanda mundial, gerando crescimentos constantes dos estoques globais. Se desenhava nesse momento uma situação insustentável e todos acreditavam que a correção nos preços pelo aumento dos estoques faria como que o novo player marginal tivesse sua produção diminuída.

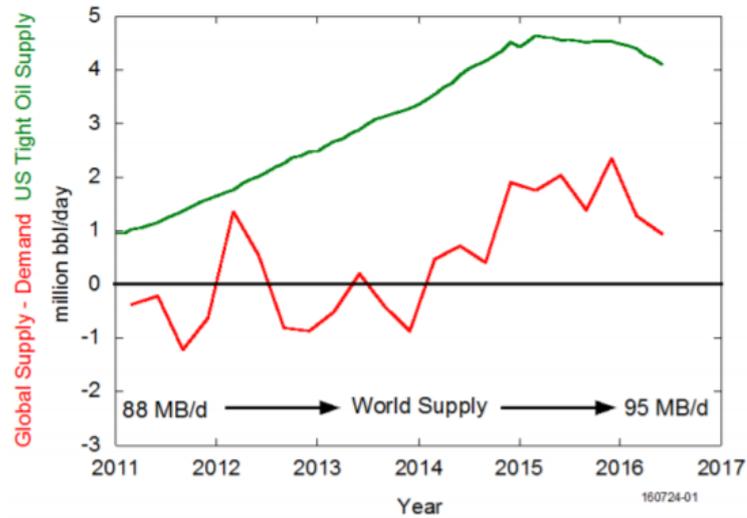


Gráfico 2: O crescimento da produção americana de tight oil (verde) fez com que se iniciasse um desbalanço entre oferta e demanda (vermelha), resultando em aumento dos estoques. (EIA, 2016)

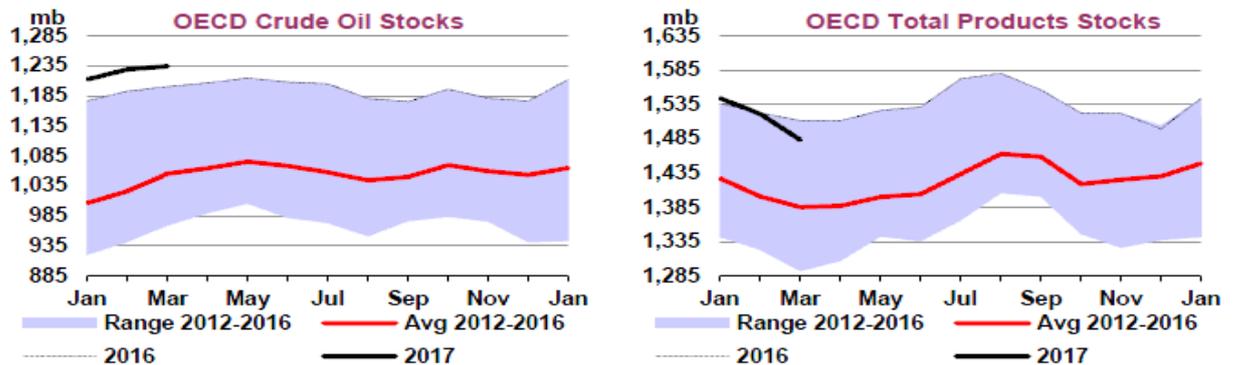
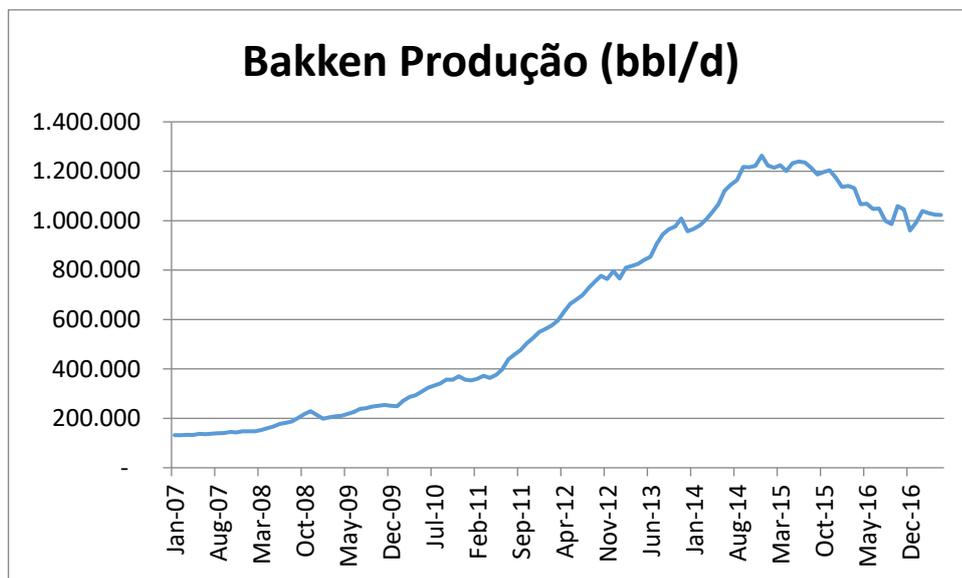


Gráfico 3: Estoque de óleo cru à esquerda e de derivados de petróleo à direita para os países membros da OECD (IHS, Abril de 2017)

Muitos analistas e acadêmicos diziam que para manter a viabilidade econômica dos projetos de tight oil era necessário que o preço do óleo cru ficasse acima de \$60/bbl. (e.g., EY, 2014; Wood Mackenzie, 2014a; Bloomberg, 2014) Em suma, a indústria via o breakeven (conceito explicado de forma mais abrangente no capítulo de análise econômica), que é o preço que gera um retorno de 10% a.a. em termos reais, nos projetos como sendo \$60/bbl e que logo então a cotação ficasse abaixo desse patamar, a produção americana caíria rapidamente, visto que os poços tem vida curta (produção cai entre 60-90% no primeiro ano) e uma diminuição nos

investimentos traria por consequência uma diminuição das perfurações e desenvolvimento de novos poços.

Os mercados reagiram de forma mais forte do que o esperado ao aumento dos estoques e o Brent caiu de \$112/bbl no meio de 2014 para \$32/bbl no início de 2016. Apesar de cair para um valor bem abaixo do que os economistas de energia projetavam como breakeven, o comportamento da produção americana surpreendeu muitos. Com queda menor e mais demorada em alguns *plays* (Bakken e Eagle Ford) e crescimento no principal *play* de shale nos Estados Unidos, Permian.



**Gráfico 4: Produção de óleo cru no play de Bakken em bbl/dia
(elaboração própria com dados fornecidos pela EIA)**

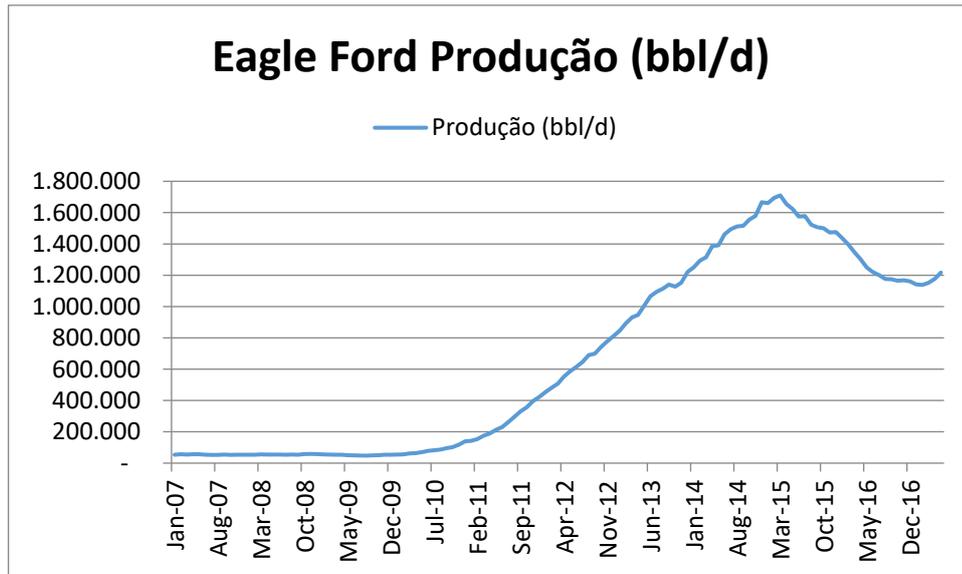


Gráfico 5: Produção de óleo cru no play de Eagle Ford em bbl/dia
(elaboração própria com dados fornecidos pela EIA)

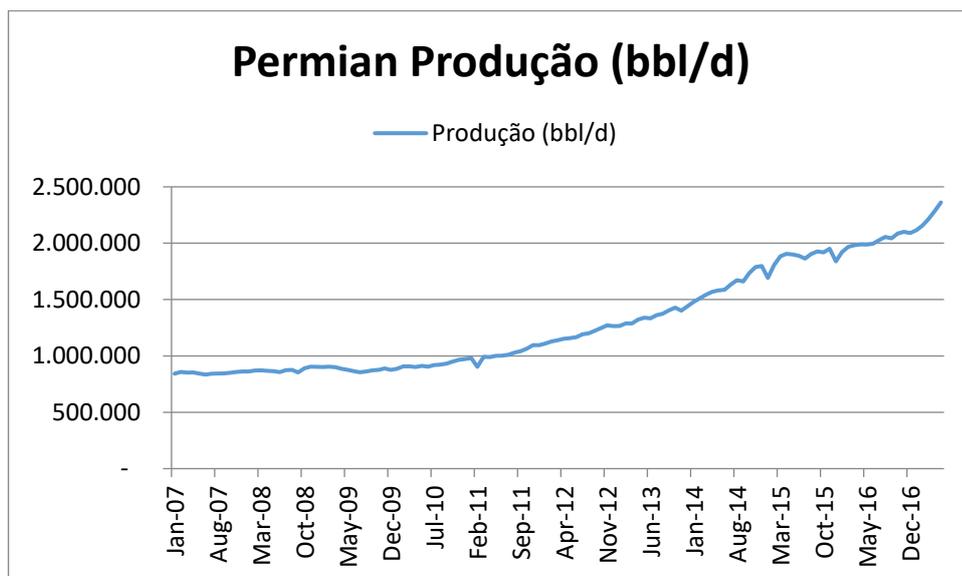


Gráfico 6: Produção de óleo cru no play de Permian em bbl/dia
(elaboração própria com dados fornecidos pela EIA)

1.2. Objetivo

Como pode-se concluir, os especialistas da indústria erraram nas suas previsões e estimativas de viabilidade econômica para os projetos nos Estados Unidos e essa diferença se deve de fato pela não incorporação dos ganhos de produtividade e diminuição dos custos nos modelos. O objetivo desse trabalho é, portanto, analisar esses processos tecnológicos, principalmente ganhos de produtividade e diminuição

de custos que geraram e fazer uma nova projeção de viabilidade econômica dos projetos não convencionais americanos. Pretende-se chegar numa estimativa de breakeven de forma que os avanços sejam incorporados nas projeções de investimentos e custos. Ao longo do texto serão relatadas as incertezas das projeções e em quais variáveis podem surgir novas “surpresas”.

1.3.Motivação

Diante do contexto apresentado e da relevância que a exploração e produção de tight oil nos Estados Unidos tem ganhado, a motivação para a confecção do trabalho vem da ideia de se apresentar uma análise técnica e econômica que seja de utilidade para diversos agentes do setor. Dado que a dinâmica dos mercados de óleo e gás será bastante impactada pela futura produção americana, o entendimento da viabilidade econômica dos projetos lá localizados é de extrema importância para produtores globais se posicionarem em termos de seus investimentos futuros, visto que para isso precisam ter certa previsibilidade de como os preços devem se comportar.

1.4.Metodologia

Para a análise será feito um modelo de fluxo de caixa modelado em planilha Excel. Serão utilizadas as principais ferramentas de análise financeira de projetos (VPL, Payback, TIR), todas explicadas no capítulo de análise econômica. Também será feita uma análise de sensibilidade para as principais variáveis diagnosticadas com o objetivo de se estimar um intervalo de valores para o *breakeven* do projeto.

2 Petróleo

O petróleo é uma substância com densidade menor do que a da água composta por grandes quantidades de carbono e hidrogênio (hidrocarboneto) e quantidades bem menores de oxigênio, nitrogênio e enxofre. A natureza e complexidade do petróleo resultam de mais de 1200 combinações diferentes de hidrocarbonetos.

Existem várias teorias sobre o surgimento do petróleo, a mais aceita diz que o surgimento se deu pela deposição de restos orgânicos de animais e vegetais no fundo de lagos e mares sofrendo transformações químicas ao longo de milhares de anos.

2.1.Sistemas petrolíferos

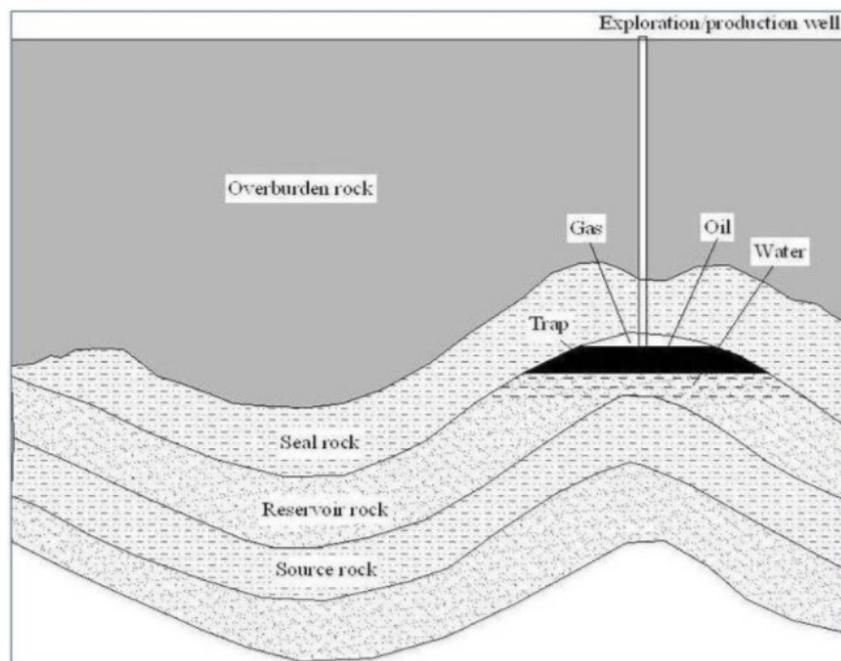


Figura 1 - Esquema de um sistema petrolífero (Magoon and Dow, 1994)

2.1.1.Rocha Geradora

Para a ocorrência de petróleo em quantidade significativa em alguma bacia sedimentar é necessário a existência de grandes volumes de matéria orgânica de qualidade adequada acumulada quando ocorre a deposição rochas sedimentares que são denominadas de geradoras (também conhecidas como rocha-mãe ou rocha-

fonte). São estas rochas que, submetidas a adequadas temperaturas e pressões, geram o petróleo em subsuperfície. As rochas geradoras normalmente são constituídas de material detrítico de granulometria muito fina (fração argila), tais como folhelhos ou calcilutitos. Os restantes dos materiais orgânicos (material planctônico ou material vegetal terrestre carregado para dentro do ambiente) são incorporados às lamas sob a forma de matéria orgânica diluída. A princípio, quanto maior a quantidade de matéria orgânica, mais capacidade terá a rocha para gerar grandes quantidades de petróleo.

Após ser gerado o petróleo, ele passa a ocupar um volume maior do que o parte insolúvel da matéria orgânica (querogênio) original na rocha geradora. Assim a rocha geradora se torna supersaturada em hidrocarbonetos e a pressão excessiva dos mesmos faz com que a rocha-fonte se fracture intensamente, permitindo a expulsão dos fluidos para zonas de pressão mais baixa. A viagem dos fluidos petrolíferos, através de rotas diversas pela subsuperfície, até à chegada em um local portador de espaço poroso, selado e aprisionado, apto para armazená-los, constitui o fenômeno da migração.

2.1.2.Rocha Reservatório

Após o petróleo ser gerado e sofrer migração o mesmo é dirigido para zonas de pressão mais baixas que os arredores, normalmente posicionadas em situações estruturalmente mais elevadas que as vizinhanças. As configurações geométricas das estruturas das rochas sedimentares que permitem a focalização dos fluidos migrantes nos arredores para locais elevados, que não permitam o escape futuro destes fluidos, fazendo com que lá se acumulem, são denominadas de trapas ou armadilhas.

Se define reservatório como sendo a porção da armadilha que contem óleo e/ou gás como um sistema simples hidraulicamente conectado (ALLEN, 1997). Para se constituir em um reservatório, a rocha deve apresentar espaços vazios em seu interior (porosidade) e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade.

2.1.3.Rocha Selante

Quando chegam em uma armadilha, os fluidos petrolíferos encontram uma situação de impermeabilização que impede seu escapamento. Normalmente, esta condição é provida por rochas selantes, situadas acima das rochas reservatório, que impedem o escape dos fluidos, aprisionando-os e formando assim uma acumulação petrolífera.

Rochas selantes são normalmente de granulometria fina (folhelhos, siltitos, calcilutitos) ou qualquer rocha de baixa permeabilidade, cuja transmissibilidade a fluidos seja inferior à dos reservatórios a elas relacionados em várias ordens de grandeza.

2.2.Reservatórios Convencionais

As rochas reservatórios convencionais são reservatórios porosos e permeáveis contendo fluidos de baixa e média viscosidade. Arenitos e calcarenitos são os exemplos mais comuns de rochas reservatórios convencionais. Além disso, reservatórios convencionais são considerados aqueles em que os hidrocarbonetos podem ser extraídos por processos de recuperação primária e secundária. Como exemplo de reservatórios convencionais tem-se os arenitos e calcarenitos.

2.3.Reservatórios Não Convencionais

O termo não convencional é utilizado para descrever reservatórios com características que tornam seu entendimento mais complexo e sua exploração econômica significativamente mais cara do que no caso dos reservatórios convencionais. Nesse sentido, dada a tecnologia e o nível de informação existentes há uma maior dificuldade atrelada à sua extração, sendo requerida uma tecnologia mais avançada e cara. Algumas fontes não convencionais de hidrocarbonetos são o Shale, Coalbed Methane, Tight Sands e o Heavy Oil. Rochas reservatórios não convencionais são pouco permeáveis, dificultando dessa forma a movimentação do fluido contido nelas.

2.3.1.Tight Oil

O termo shale sugere uma estrutura físsil e laminar presente em certas rochas. Mas, além disso, também é utilizado para se referir às rochas sedimentares detríticas de granulação fina, compostas por silte e argila (GLORIOSO e RATTIA, 2012).

Geralmente, os folhelhos têm sua composição variada de acordo com a rocha à qual estes estão associados, podendo também sua coloração variar do vermelho amarronzado ao preto. Os folhelhos podem ser depositados em diversos ambientes onde ocorram baixos níveis de tração e predomine o processo de decantação. Essas rochas possuem um alto conteúdo de matéria orgânica e uma permeabilidade muito baixa. Para colocar em perspectiva, um reservatório convencional de arenito possui permeabilidade na faixa de 0,5 mD a 20 mD, enquanto que a permeabilidade nos reservatórios de shale é na faixa de 0,000001 mD a 0,0001 mD (ou 1 a 100 nanoDarcies) (KING, 2012). Dito isso, para viabilizar a exploração e produção comercial desse não convencional, torna-se necessário aumentar a permeabilidade da rocha. Nesse sentido, dois avanços tecnológicos, utilizados de forma simultânea, foram fundamentais: a estimulação pelo fraturamento hidráulico e a perfuração de poços direcionais, que serão tratados detalhadamente na seção 4 desse trabalho.

O tight oil é mais abundante na América do Norte, América do Sul, África do Norte e Rússia, mas menos abundante na Ásia e na Oceania. O hidrocarboneto se acumula principalmente em bacias de foreland, bacias de rift continental (estratos mesozoicos) e bacias de craton (estratos paleozoicos) e menos em bacias de margem passiva (estratos mesozoicos) e bacias de arco traseiro (estratos cenozóicos), como mostrado na figura abaixo.

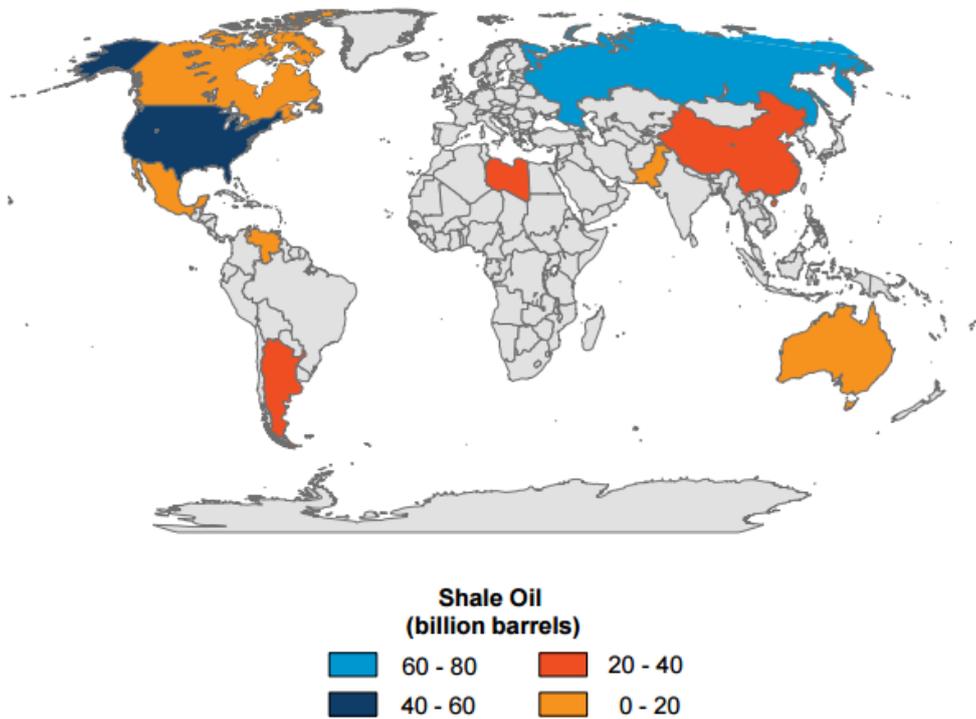


Figura 2: Acumulações de tight oil pelo mundo
(Fonte: Relatório IHS, 2014)

Segundo estimativa da EIA em 2013, o mundo tem 345 bilhões de barris de tight oil que são tecnicamente recuperáveis. Essa distribuição de reservas pelos principais países detentores das mesmas é mostrada na tabela a seguir.

Rank	Country	Shale oil (billion barrels)	
1	Russia	75	
2	U.S. ¹	58	(48)
3	China	32	
4	Argentina	27	
5	Libya	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	Mexico	13	
9	Pakistan	9	
10	Canada	9	
World Total		345	(335)

¹ EIA estimates used for ranking order. ARI estimates in parentheses.

Figura 3: Reservas por país
(Fonte: Relatório IHS, 2014)

Uma diferença entre o tight oil e as fontes convencionais de óleo é que a produtividade do shale é significativamente maior no início do período de produção. Isso ocorre porque a maneira como o óleo está estocado dentro da rocha define o formato de sua curva de produção. Nesse sentido, é verificado que o óleo que se encontra livre na rocha é produzido a altas taxas rapidamente, enquanto que o óleo que está aprisionado na rocha é produzido lentamente a baixas taxas. No caso do óleo de folhelho, parte do óleo armazenado na rocha está aprisionado e parte está livre. Sendo assim, à medida que são feitas fraturas na rocha e o óleo que se encontra livre consegue fluir, gera um pico de produção logo no primeiro dia de operação. Adicionalmente, verifica-se um rápido declínio na produção do poço, entre 60% a 90%, já no primeiro ano de operação, pois conforme o óleo livre é exaurido, resta apenas o óleo aprisionado que flui lentamente, conferindo ao reservatório baixas taxas de produção por longos períodos de tempo (GÉNY, 2010). No gráfico a seguir é possível verificar esta tendência para três áreas distintas de exploração e produção do tight oil.

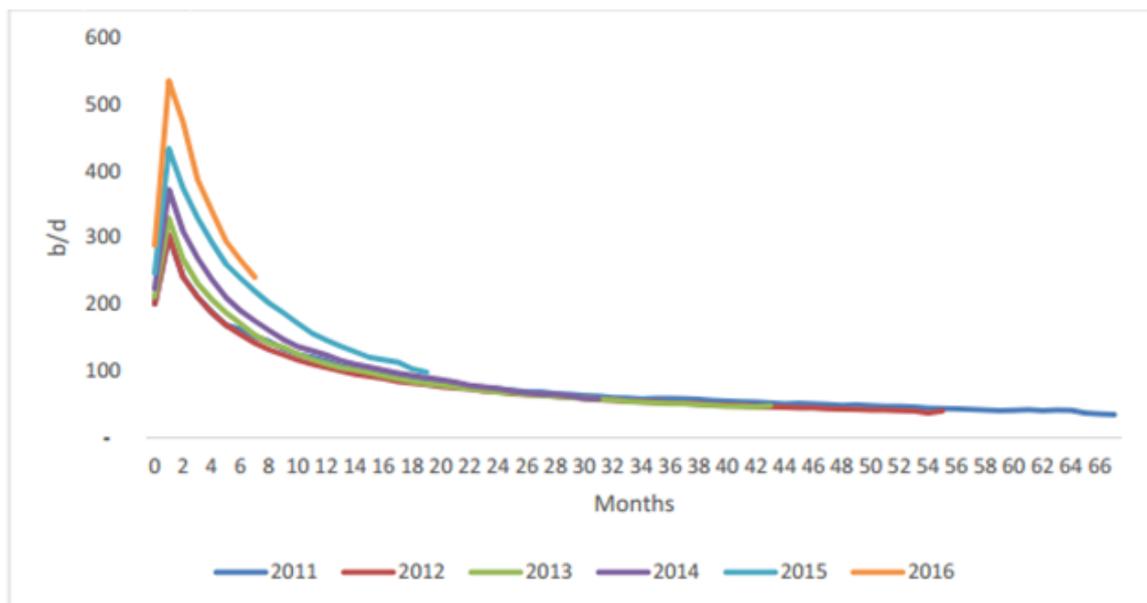


Gráfico 7: Curva de declínio agregada média para poços horizontais nos plays de Permian, Bakken e Powder River
(Fonte: The Oxford Institute for Energy Studies, 2016)

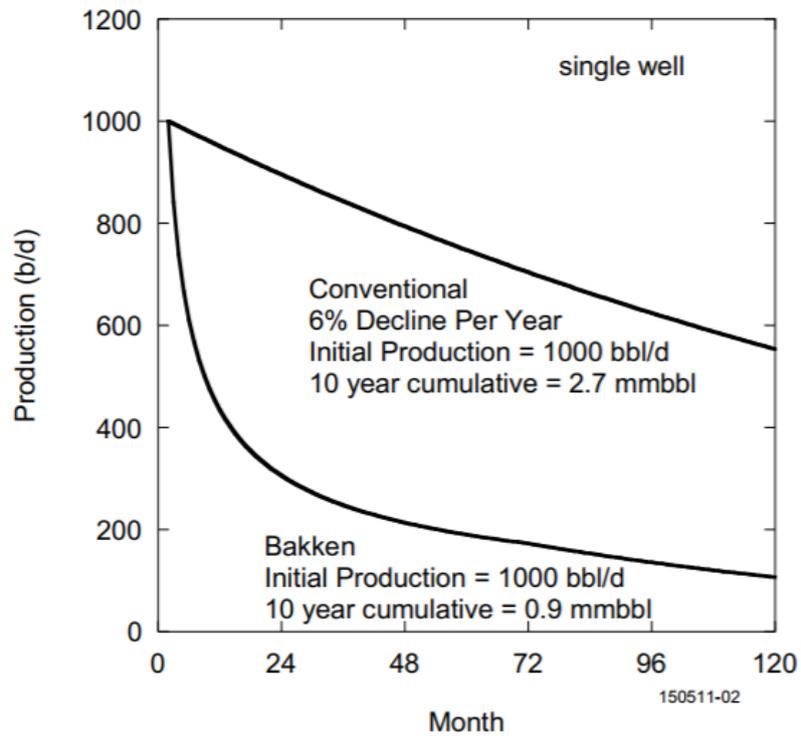


Figura 4: Curvas de declínio hipotéticas
(Fonte: IHS, 2013)

3 Contexto Americano

Refletir sobre a mudança nos mercados de energia desde 2005 é uma tarefa um tanto quanto difícil. Se alguém tivesse feito alguma previsão indicando o que de fato ocorreu, esse alguém teria sido amplamente considerado um lunático.

A produção de petróleo dos EUA aparentemente tinha atingido o pico em 1970 em 9,6 milhões de barris por dia (bbl/dia), e em 2005 tinha declinado por 35 anos. A produção em 2005 situou-se em 5,2 milhões de bbl/dia, e as importações de petróleo bruto atingiram 10,1 milhões de bbl/dia - pouco menos de 50% do consumo total de petróleo dos EUA (EIA, 2014). A economia dos EUA estava em situação precária, altamente dependente das importações de petróleo de países como a Venezuela e a Arábia Saudita; Países cujos interesses nem sempre estavam alinhados.

As preocupações com a oferta de petróleo não se limitavam aos EUA. Em 2005, o banqueiro de energia, Matt Simmons, publicou “Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy”. Simmons ajudou a iniciar um debate feroz sobre se a Arábia Saudita - e o mundo como um todo - atingiu um pico global na produção de petróleo. Esta tese ganhou força nos três anos seguintes, já que os preços do petróleo subiram mais de US\$ 100/bbl e ajudaram a atravessar o mundo em recessão. Os EUA precisavam desesperadamente de um milagre para reverter décadas de crescente dependência energética. Na verdade, já tinha um a caminho, mas sem o conhecimento da maioria dos americanos.

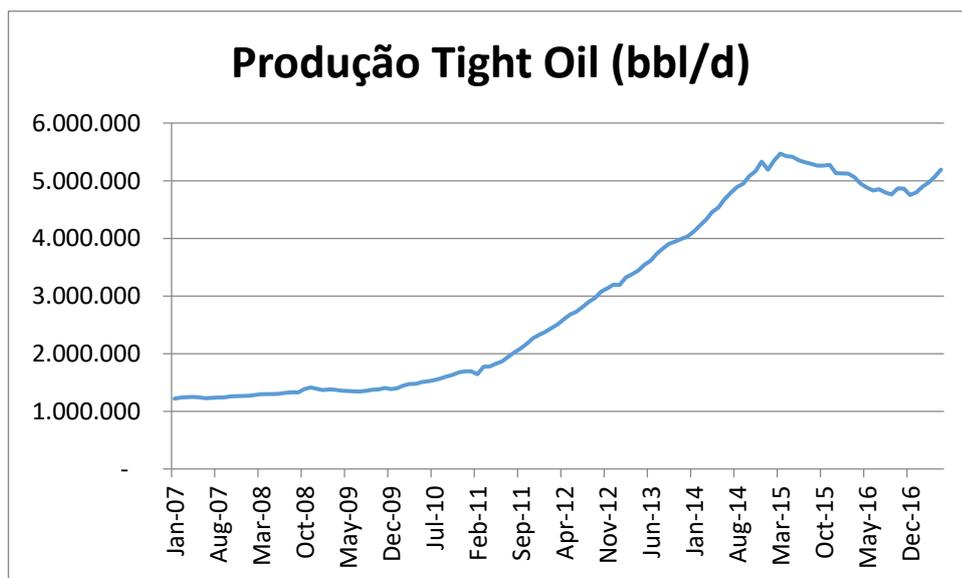
Conhecedores da indústria como Matt Simmons e T. Boone Pickens inicialmente pareciam estar corretos na previsão de uma crise de energia nos EUA. Mas esses “insiders” estavam aparentemente inconscientes de que os produtores de petróleo e gás natural estavam refinando uma técnica que tornaria os mercados mundiais de energia de cabeça para baixo. Assim, como desenvolvimento em escala do faturamento hidráulico e perfuração horizontal, os EUA contrariaram os especialistas e o mundo e iniciaram o período do “shale boom”.

3.1. “Shale Boom”

A partir do final de 2008, a produção norte-americana de tight oil aumentou fortemente, causando uma renascença no setor de petróleo dos EUA que poucos

analistas da indústria anteciparam. Como dito anteriormente, este boom de tight foi possibilitado pelos avanços tecnológicos na extração de petróleo bruto de formações rochosas impermeáveis. Em 2014, a produção do óleo de folhelho já representava cerca de metade do petróleo produzido nos EUA. Mesmo após o dramático declínio no preço real do petróleo no final de 2014, a produção manteve-se resiliente, já que os produtores de tight oil conseguiram reduzir seus custos.

O forte crescimento do tight oil foi precedido por um boom semelhante na produção de gás natural com base nos mesmos avanços tecnológicos, o que causou um declínio substancial no preço do gás natural nos EUA (Kellogg e Hausman, 2015). Considerando que o mercado do gás natural é regional, refletindo o alto custo do transporte de gás natural através dos oceanos, o mercado do óleo cru é integrado globalmente.



**Gráfico 8: Evolução da produção de tight oil nos EUA
(elaboração própria com dados da EIA)**

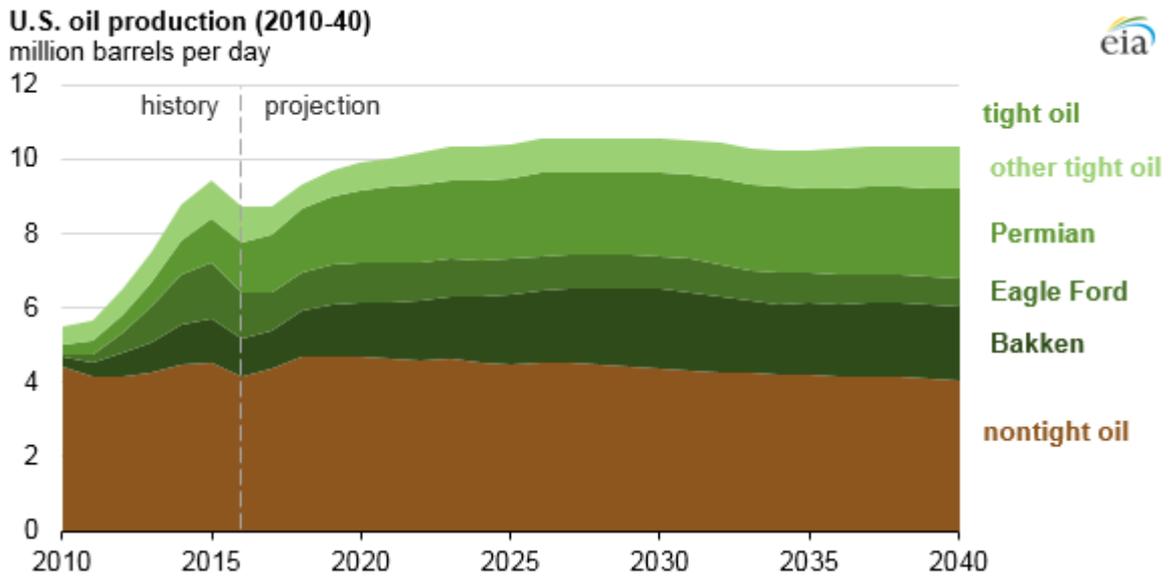


Figura 5: Projeção para produção americana de óleo cru
(Fonte: EIA)

3.2.Principais *Plays* Americanos



Figura 6: Principais plays de tight oil e shale gas
(Fonte: EIA)

De acordo com a Energy Information Administration (EIA), os Estados Unidos possuem 58 bilhões de barris em reservas potenciais de tight oil. Ainda segundo a EIA em seu relatório “Annual Energy Outlook 2017” da produção acumulada dos EUA de 2016 – 2040, 60% irá advir da produção de tight oil.

Nos Estados Unidos, as reservas de óleo de folhelho são encontradas em mais de 48 estados. Os maiores plays são Permian, Eagle Ford, Bakken, Haynesville, Marcellus, Niobrara e Utica. Em 2016, o play de Permian foi o mais produtivo, responsável por 41% da produção total de tight oil.

A geologia de cada play de shale é única e, por isso, não existe garantia de que o processo de exploração utilizado nos Estados Unidos seja bem sucedido em outras partes do mundo. Além disso, a falta de uma infraestrutura adequada pode ser também um impedimento para o sucesso do shale no resto do mundo.

3.2.1.Permian

De acordo com a EIA, a área terrestre sobre a Bacia Permian cobre mais de 120,70 mil quilômetros quadrados em 43 condados do oeste do Texas ao sudeste do Novo México. No entanto, mais de metade das plataformas que foram adicionadas no play de Permian estão concentradas em apenas cinco condados: Reeves, Loving, Midland e Martin no Texas e Lea County no Novo México. A produção de óleo desses cinco municípios atingiu a média de 882 mil bbl/dia a partir de novembro de 2016 e representou aproximadamente 42% da produção total de petróleo da Bacia Permian (2,1 milhões de bbl/dia) nesse mês. À medida que mais plataformas continuam a ser movidas para esses municípios, espera-se que a produção dessas áreas continue a aumentar, o que impulsionará os aumentos na produção total do play.

Pesquisas geológicas recentes exploraram ainda mais os recursos contidos no play de Permian. Em novembro de 2016, o US Geological Survey (USGS) estimou que os recursos de óleo e gás de folhelho tecnicamente recuperáveis na região da bacia Permian do Texas (especificamente a formação de shale de Wolfcamp) poderiam exceder 20 bilhões de barris de óleo, 16 trilhões de pés cúbicos de gás natural e 1,6 bilhão de barris de líquidos de gás de hidrocarbonetos. A estimativa de recursos tecnicamente recuperável para o tight oil na Permian é maior do que qualquer avaliação anterior do USGS de recursos não convencionais em qualquer bacia de recursos dos EUA.

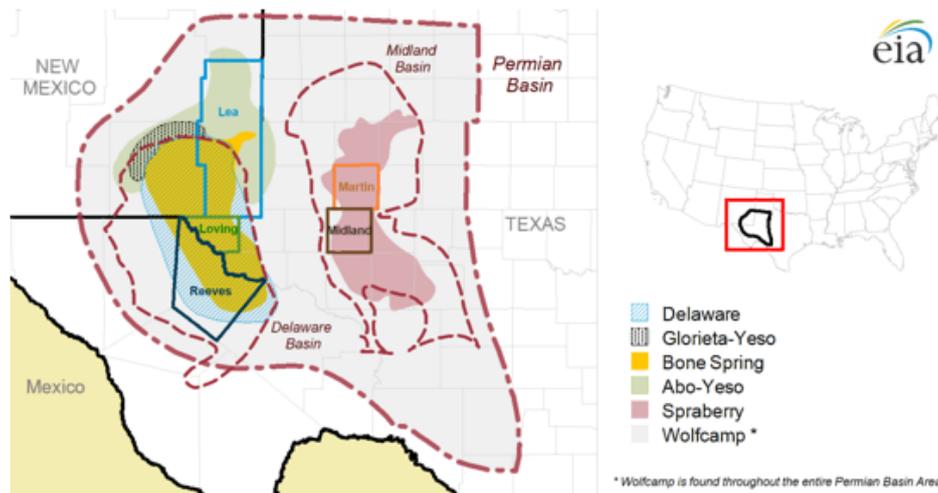


Figura 7: Visão geral e localização do play de Permian (Fonte: EIA)

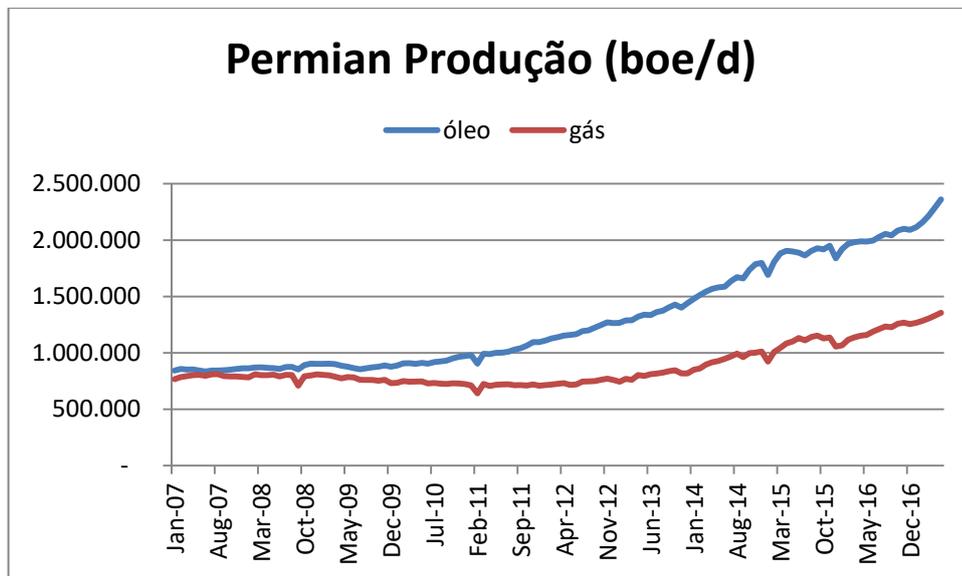


Gráfico 9: Produção de óleo cru e gás natural (Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.2. Bakken

O play de Bakken foi descoberto há mais de 50 anos quando um poço foi perfurado na propriedade do homem do qual foi tirado o nome do play - Henry Bakken. Não houve muita atividade naquele momento, mas várias empresas tentaram desenvolver a exploração e produção de óleo no local. Não houve muito sucesso até que a perfuração horizontal incitou um curto boom no início dos anos 90. O mesmo não durou muito e o play foi esquecido até que uma parceria entre Richard Findley, Lyco Energy e Halliburton perfurou um poço bem-sucedido no Elm Coulee Field, do

condado de Richland, em 2001. O Elm Coulee Field se mostrou econômico por dois anos. O aumento dos preços do petróleo motivaram os operadores a se expandirem pelo estado de North Dakota que a partir de 2008 viu sua produção crescer exponencialmente, como pode ser visto no gráfico abaixo.

Relatórios emitidos pelo USGS e pelo estado de North Dakota em abril de 2013 estimaram que até 7,4 bilhões de barris de óleo podem ser recuperados da formação de Bakken utilizando a tecnologia atual.

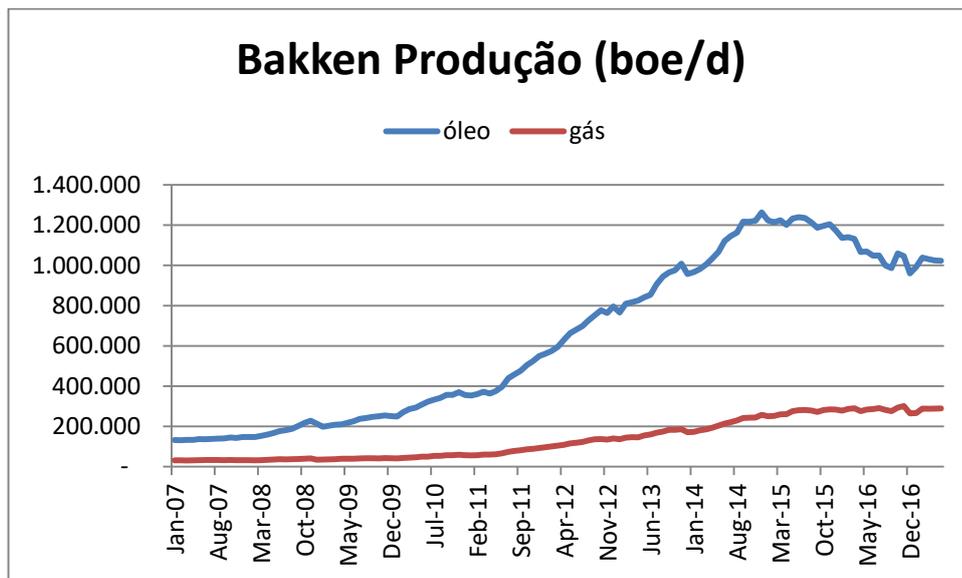


Gráfico 10: Produção de óleo cru e gás natural
(Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.3.Eagle Ford

A formação de Eagle Ford no sul do Texas é vista a partir da fronteira EUA-México, ao norte de Laredo, em uma faixa estreita que se estende para o nordeste por várias centenas de quilômetros até o norte de Houston. A espessura média da formação da Eagle Ford é de cerca de 475 pés. A parte mais ativa da região é principalmente os municípios de McMullen, Maverick, Dimmit, La Salle, Karnes, Live Oak e Atascosa. O play produz óleo e gás natural, mas são as áreas de produção de óleo e condensado que estão despertando a maior atenção no momento.

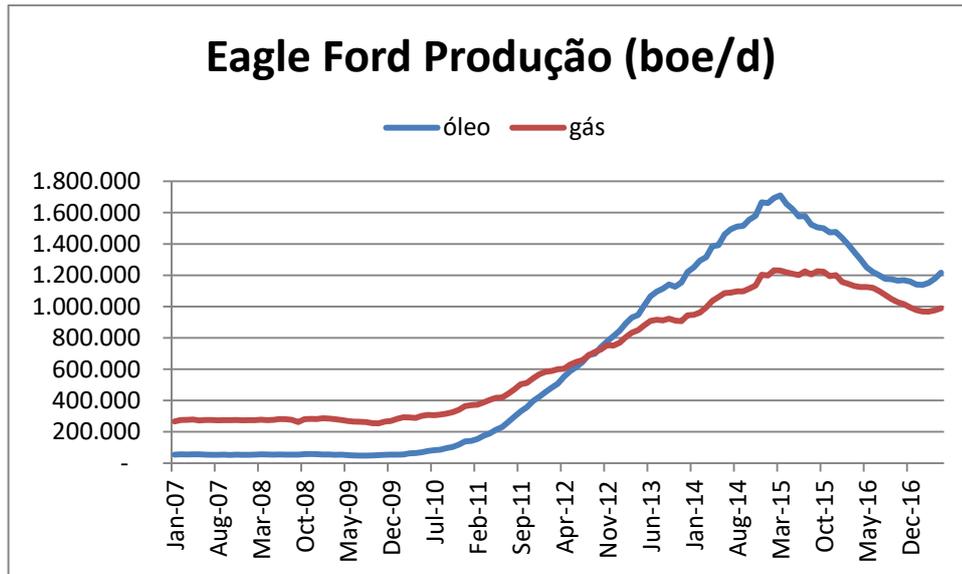


Gráfico 11: Produção de óleo cru e gás natural
(Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.4.Haynesville

Haynesville se estende pelo norte de Louisiana, norte do Texas e sul do Arkansas. O *shale de Bossier*, também conhecido como Haynesville superior, se estende através do leste dos estados do Texas e Louisiana, acima de Haynesville e faz parte da mesma formação. Em conjunto, estas formações formam o play de Haynesville.

Esse play tem é um dos maiores produtores de gás natural, com estimativa da EIA de 75 trilhões de pés cúbicos (Tcf) de gás recuperáveis.

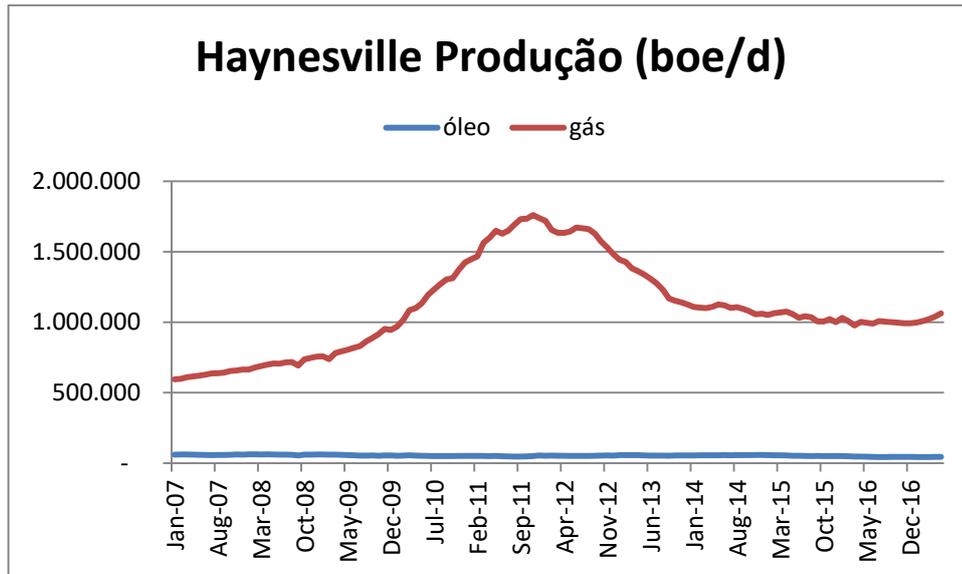


Gráfico 12: Produção de óleo cru e gás natural
(Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.5. Marcellus

Marcellus é o play mais extenso dos Estados Unidos, espalhando-se em seis estados do nordeste dos EUA. A formação abrange 246.049 quilômetros quadrados, com uma espessura média de 15,24 a 60,96 metros. O tamanho da sua formação faz com que este play tenha o maior volume de gás in place. Além disso, sua proximidade de centros populacionais no leste dos Estados Unidos, uma importante fonte de demanda, torna este play um dos mais atraentes entre os shale plays de gás natural dos EUA.

Em 2012, a EIA estimou que o play tinha 141 trilhões de pés cúbicos de gás recuperáveis.

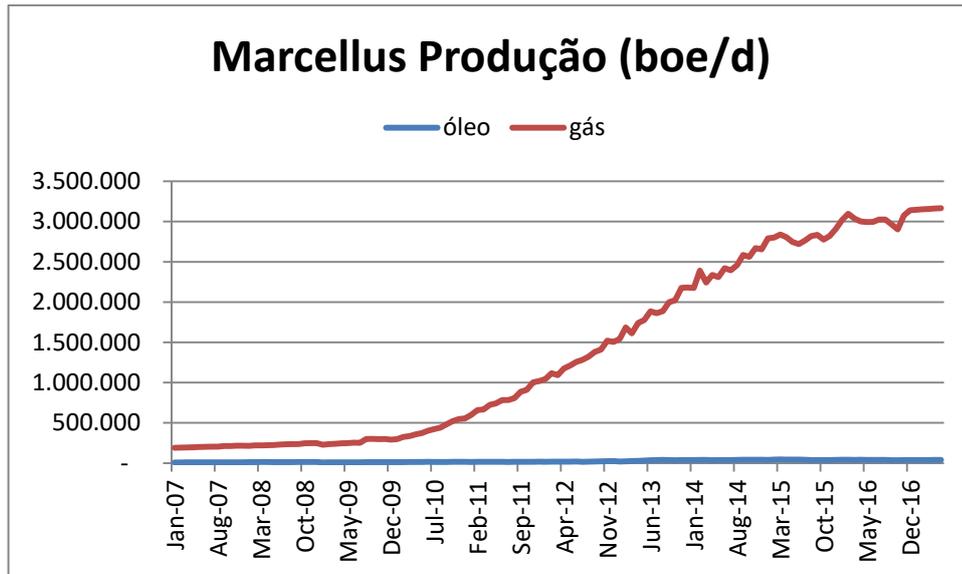


Gráfico 13: Produção de óleo cru e gás natural
(Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.6.Niobrara

A formação de Niobrara é um atraente play de óleo e gás de folhelho que é muitas vezes comparada à Bakken. Embora o play esteja em seus primeiros estágios de desenvolvimento, as operadoras têm arrendado rapidamente terrenos nas zonas centrais, especialmente nos Condados Weld e Yuma, no Colorado, e Cheyenne, no Kansas. O play tem espessuras variando de 275 a 400 pés de profundidade.

Óleo e gás natural estão aprisionados entre 3.000 e 14.000 pés abaixo da superfície. Os operadores estão extraindo os recursos da formação perfurando poços verticais e horizontais a uma profundidade de cerca de 7.000 a 8.000 pés.

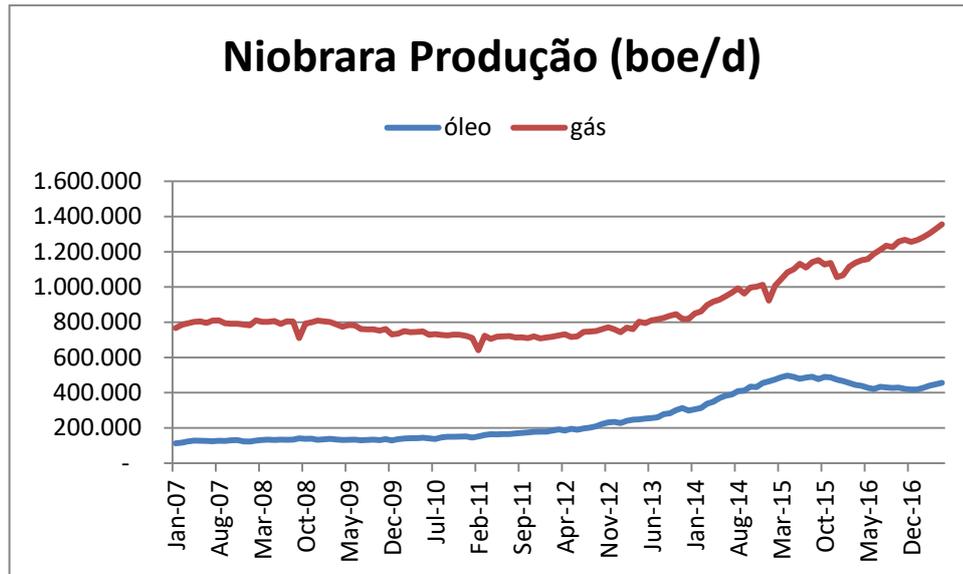


Gráfico 14: Produção de óleo cru e gás natural
(Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

3.2.7.Utica

O Utica é um play sobreposto que inclui a formação Utica e a formação Point Pleasant, que são formações que vêm da idade do Ordoviciano. Utica e Point Pleasant são formações ricas em orgânicos que se estendem na subsuperfície de toda a bacia dos Apalaches, que compreende o estado de Nova York, no norte, indo até o nordeste de Kentucky e também indo para o sul, no Tennessee. O play teve um crescimento substancial na produção de gás natural nos últimos quatro anos.

Atualmente, Point Pleasant é mais frequentemente alvo de perfuração devido à sua maior produtividade. As áreas mais prolíficas da formação estão localizadas no leste de Ohio e oeste da Pensilvânia.

As formações de Utica e Point Pleasant cobrem cerca de 185.000 e 174.000 quilômetros quadrados, respectivamente, com uma área prospectiva de cerca de 137.000 quilômetros quadrados. A EIA estimou reservas comprovadas de 6,4 trilhões de pés cúbicos (Tcf) para o play no final de 2015. O play se estende por quatro estados: Nova York, Pensilvânia, Ohio e West Virginia.

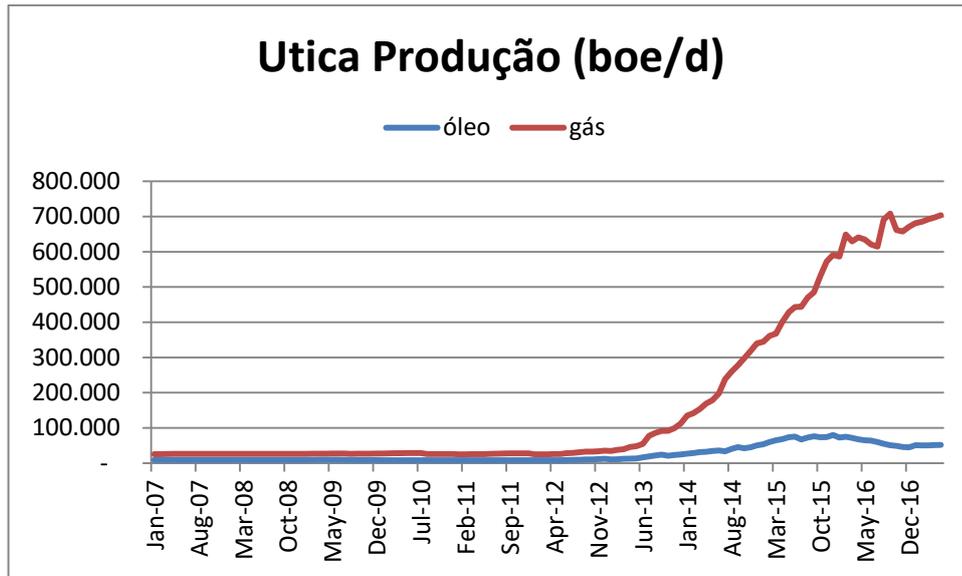


Gráfico 15: Produção de óleo cru e gás natural
 (Fonte:Elaboração própria com dados da EIA)

4 Análise dos Aspectos Tecnológicos

De forma geral, os reservatórios de petróleo convencionais nas fases iniciais de sua vida produtiva, tem sua produção devida à energia armazenada nos fluidos neles contidos. Essa energia é chamada de energia natural ou primária e é proveniente de mecanismos de produção que atuam nos reservatórios.

Durante a vida produtiva do poço, a pressão no reservatório vai diminuindo, e faz-se necessário aumentá-la para continuar a produção do poço. Nesse sentido, utiliza-se técnicas para suplementar a energia natural do reservatório. Essas técnicas são conhecidas com técnicas de Elevação Artificial. Na década de 40, empresas especializadas em perfuração começaram a induzir pressão hidráulica nos poços de petróleo com o intuito de fraturar a formação produtora. Essa técnica aumentava de forma significativa o contato entre o poço e a formação, estimulando o aumento da produção. Ainda nesse sentido, os avanços na tecnologia de perfuração horizontal trouxeram aos poços a possibilidade de se desviarem da vertical e se estenderem horizontalmente no reservatório, aumentando também o contato entre o poço e o reservatório. Outra vantagem da técnica de perfuração horizontal é que essa possibilita a perfuração de vários poços a partir de um único poço, reduzindo assim os custos e os efeitos ambientais.

A aplicação do fraturamento hidráulico conjuntamente com a perfuração horizontal foram decisivas para viabilizar o desenvolvimento e a produção de reservatórios considerados não convencionais nos EUA, principalmente pela baixa permeabilidade destes.

4.1. Técnica de Perfuração Direcional

A perfuração direcional consiste no processo de direcionar um poço ao longo de uma determinada trajetória em direção a um alvo pré-determinado. Ela basicamente se refere à perfuração em uma direção não-vertical.

O início da perfuração direcional se deu como uma operação reparadora. Hoje é usada com várias finalidades, entre elas

- controlar um poço em *blowout* através da perfuração de poços de alívio;

- atingir formações produtoras que estejam abaixo de locais inacessíveis, como rios, lagos, cidades, etc.;
- desviar a trajetória do poço de acidentes geográficos, tais como domos salinos e falhas;
- perfurar vários poços de um mesmo ponto, como é o caso da produção através de plataformas marítimas;
- desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais como, por exemplo, a prisão de coluna de perfuração.

A figura abaixo mostra alguns dos principais motivos para a utilização da técnica de perfuração horizontal

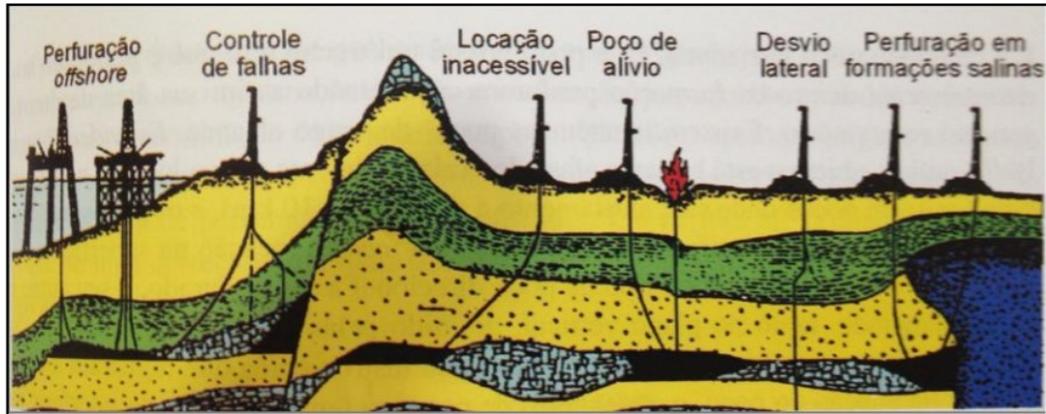


Figura 8: Causas da utilização da perfuração direcional
(Fonte: USP, Wilson Siguemasa Iramina)

4.1.1. Perfuração Horizontal

Existe um tipo particular de poço direcional que está tornando projetos não convencionais em plays muito competitivos no mercado. A perfuração horizontal de poços ganhou evidência por proporcionar um aumento da produtividade e da recuperação final dos hidrocarbonetos. O poço horizontal possui um trecho reto que é perfurado horizontalmente, aproximando-se de 90°, dentro da formação produtora. O

objetivo dessa técnica é a utilização de poços multilaterais. Nesse sentido, esses tipos de poços possibilitam uma maior exposição de trechos do reservatório, aumentando, assim, a área de drenagem no reservatório e no conseqüente aumento do fator de recuperação.

A perfuração horizontal oferece uma vantagem significativa no desenvolvimento de de não convencionais de tight oil. Essas formações são pouco espessas ou inclinadas, logo um poço horizontal que tenha longo alcance faz com que o contato entre o poço e o intervalo de óleo da formação seja maior. Dessa forma, aumenta-se a área superficial para o escoamento do óleo e do gás para dentro do poço.

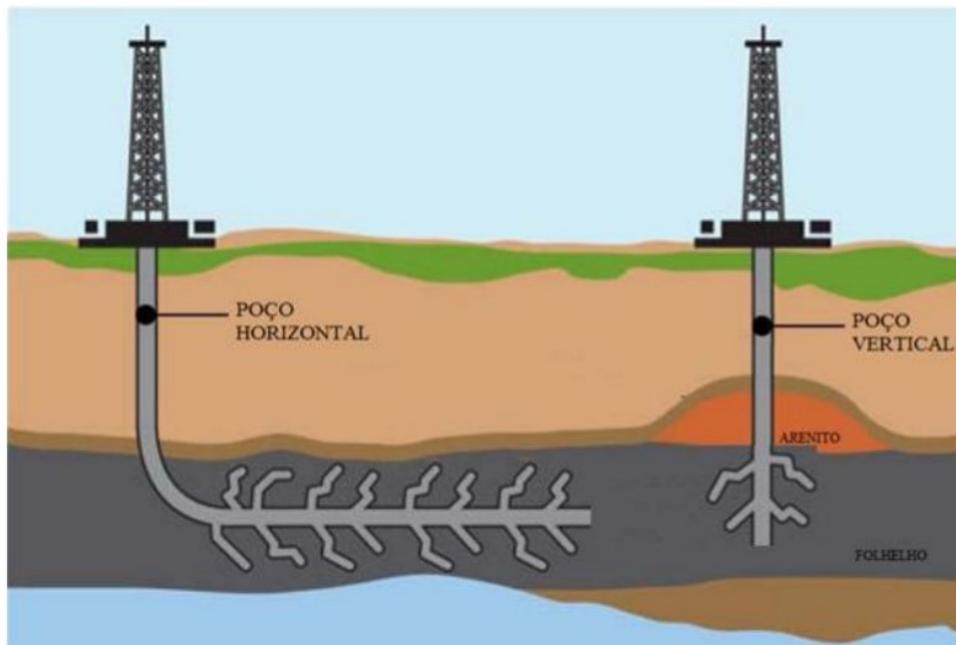


Figura 9: Figura ilustrativa de poços verticais e horizontais
(Fonte: All Consulting, 2008)

4.1.1.1. Estrutura de um poço horizontal

O processo de perfuração direcional compreende diversos fatores que devem ser analisados de forma cautelosa, visto que esse procedimento repercutirá nos custos do projeto e também nos seus investimentos em manutenção.

A zona que o poço deve penetrar a uma dada profundidade deve estar perfeitamente definida. Geralmente essa definição é feita por um geólogo ou pelo engenheiro de reservatório. Forma e tamanho dependem das características geológicas e da localização desses poços produtores. O alvo é a área definida pelo raio de tolerância, ou seja, é uma área ao redor do objetivo onde se considera que este será atingido. O uso da tolerância é, portanto, uma maneira para se compensar as incertezas geológicas e as incertezas relacionadas à perfuração. Nesse sentido, o raio de tolerância não deve ser demasiadamente reduzido, pois implicará em um considerável aumento no custo da perfuração. Para poços direcionais exploratórios, em geral, o raio fica em torno de 100 metros (ROCHA, L.A.S, et.al, 2011).

É importante também estudar de forma detalhada a localização da sonda de perfuração. Ela deve ser posicionada, sempre que possível, de modo a aproveitar todas as tendências naturais de desvios existentes nas formações. A broca de perfuração tem uma certa tendência natural de sofrer um desvio na direção lateral durante a perfuração. Essa tendência é conhecida na indústria como Bit Walk. O desvio da broca acontece, portanto, como consequência da rotação da coluna e da broca, ocorrendo geralmente para a direita (ROCHA, L.A.S, et.al, 2011). Nesse sentido, o desenho da trajetória do poço e o planejamento das operações de perfuração devem considerar esse fato, principalmente em áreas onde o bit walk pode levar a grandes desvios na trajetória. O controle da lama de perfuração é muito importante, sobretudo, para reduzir o arraste em poços direcionais. Aditivos redutores de fricção são muito usados e tanto a densidade como a viscosidade do fluido devem ser mantidas em restrito controle a todo o momento.

Os principais elementos de um poço direcional são a profundidade do ponto de desvio KOP (kickoff point), o afastamento horizontal, a direção locação-objetivo, a profundidade vertical final do poço e a inclinação do trecho reto.

É comum também ver os poços serem classificados em tipos, esses são (USP, Wilson Siguemasa Iramina,2016):

- Tipo I (build and hold) – o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até atingir o objetivo;
- Tipo II (build, hold and drop) – o ponto de desvio é raso e o trecho inclinado prossegue até atingir o objetivo;

- Tipo III (build) – semelhante ao tipo I, porém o objetivo é atingido na fase de crescimento de inclinação. O KOP é feito a maiores profundidades

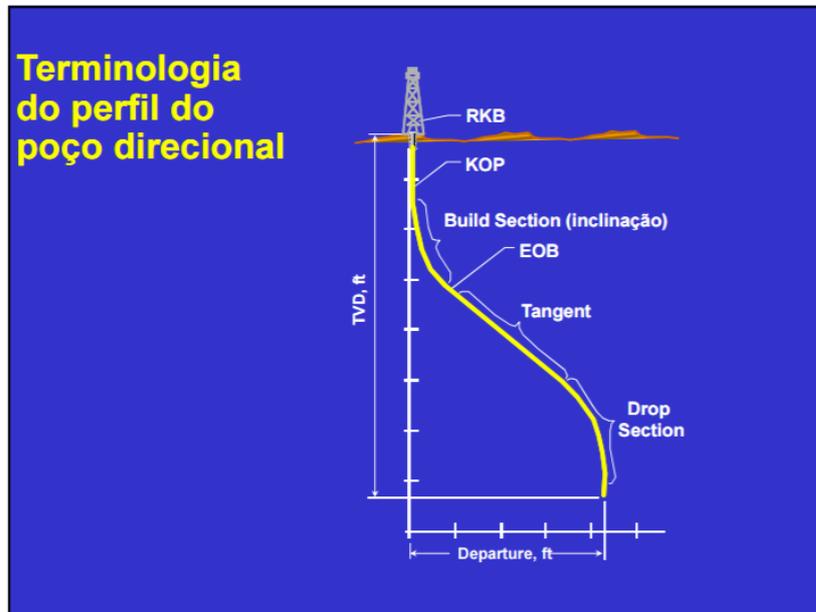


Figura 10: Terminologia de um poço direcional
(Fonte: USP, Wilson Siguemasa Iramina)

4.2.Revestimento e Cimentação

Um típico poço de petróleo é, em geral, perfurado em fases. O número dessas fases depende das características regionais do local perfurado e da profundidade final prevista. Geralmente, esse número é de três ou quatro fases. Cada fase é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua cimentação.

Ao longo da primeira fase em que um reservatório não convencional de óleo de folhelho é perfurado, o revestimento condutor é assentado a uma pequena profundidade. O objetivo é sustentar sedimentos superficiais não consolidados. A perfuração então prossegue até a parte inferior do reservatório de água. Nesse momento, a coluna de perfuração é removida e é descido um segundo revestimento, o revestimento de superfície, que também será cimentado. O revestimento de superfície impede que a água do reservatório entre para dentro do poço e, além disso, esse revestimento a função de proteger o lençol freático da contaminação por fluidos de perfuração e por fluidos contidos no reservatório.

Embora a geologia do campo deva ser considerada, vale ressaltar que em poços direcionais, os revestimentos de superfícies são normalmente verticais e cobrem as formações acima do KOP, enquanto que os revestimentos intermediários cobrem os trechos de ganho ou perda de ângulo e parte da seção tangente, visando à estabilidade e à segurança do poço. O revestimento produtor, por sua vez, é geralmente assentado no topo do reservatório em poços horizontais.

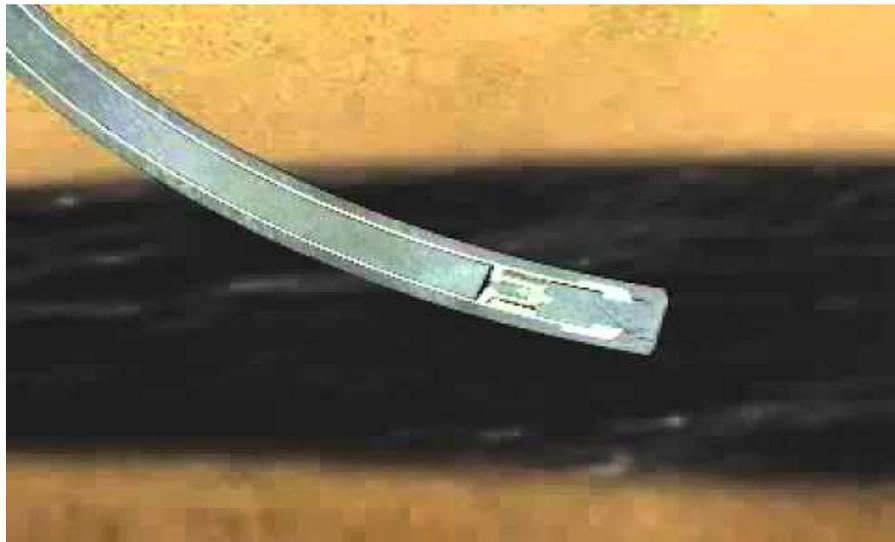


Figura 11: Cimentação de poço horizontal
(Fonte: USP, Wilson Siguemasa Iramina)

4.3. Estimulação de poços

A estimulação de poços é um processo realizado quando há a necessidade de aumento da produtividade ou a injetividade de um poço. As operações de estimulação aumentam a permeabilidade da formação através da criação de canais condutivos ou através da remoção do dano (skin ou efeito de película).

A estimulação do poço consiste na injeção de um fluido específico de fraturamento que pode mudar de acordo com a rocha. O mesmo é inserido no substrato a uma pressão e vazão controladas. Com isso, fraturas são abertas e, devido a um valor de pressão que pode chegar a 8.000 psi (55 MPa), as rachaduras podem alcançar até aproximadamente 915 metros em direções variadas e larguras entre 3,2 mm a 6,35 mm (CORADESQUI & SANTOS, 2013).

Existem diversas técnicas de estimulação de poços, destaca-se a seguir as principais:

- **Acidificação de matriz:** É a técnica de estimulação utilizada para remoção do dano e/ou aumento de permeabilidade em regiões localizadas a poucos metros ao redor do poço. Consiste no bombeio de um fluido ácido na formação, com o objetivo de dissolver parte dos minerais presentes na sua composição mineralógica, aumentando ou recuperando a permeabilidade da formação ao redor do poço.
- **Faturamento Hidráulico:** É a técnica que consiste na injeção de um fluido na formação sob pressão suficiente para causar a ruptura da rocha. Simultaneamente ao bombeio do fluido é realizado a injeção de um material granular responsável pela manutenção da fratura gerada, criando, assim, canais de alta permeabilidade por onde ocorrerá o escoamento dos fluidos da formação.
- **Faturamento ácido:** É a técnica composta pela conjugação das duas outras técnicas citadas acima. Nesse processo de estimulação um fluido ácido é injetado na formação sob pressão acima da pressão de ruptura da formação, gerando, dessa forma, fraturas. A condutividade da fratura é obtida por meio da reação do ácido com a rocha, criando canalizações irregulares que permanecerão abertas após o fechamento da mesma.

4.3.1.Faturamento Hidráulico

A técnica do Faturamento Hidráulico foi desenvolvida na década de 1940 com o objetivo de melhorar a produtividade de poços estimulando um maior fluxo de hidrocarboneto, com seu primeiro teste realizado em um poço de gás no campo de Hugoton, Kansas, EUA, em 1947 (HOLDITCH, 2009).

O Faturamento Hidráulico consiste na injeção de um fluido (fraturante) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração (Fernandes, 2001). Desta forma, inicia-se uma fratura induzida na rocha.

A fratura continua se propagando, à medida que o fluido fraturante é bombeado. Junto ao fluido fraturante, é introduzido na rocha um material granular, denominado agente de sustentação, ou propante, que tem a função de manter a fratura aberta quando for cessado o bombeio. Desta forma, cria-se um canal permanente, de alta permeabilidade, para o escoamento de hidrocarboneto entre a formação e o poço.

Essa técnica tem sido responsável, ao longo dos anos, pela viabilização econômica de muitos campos petrolíferos, em todo o mundo.(Barreto, 2010). Estima-se que cerca de 40% dos poços produtores de petróleo são estimulados por fraturamento hidráulico. (Fernandes, 2001).

Há um cuidadoso controle na utilização da técnica de fraturamento. Antes de se iniciar um tratamento, a empresa prestadora de serviços irá executar uma série de testes no poço com o objetivo de determinar se o poço resiste às pressões hidráulicas geradas pelo bombeio do fluido.

Deve-se chamar atenção para um aspecto interessante em relação a aplicação do fraturamento hidráulico. Não são todos os poços que são naturalmente candidatos a passarem por esse tipo de estimulação. Até mesmo dentro de um mesmo campo, podem existir poços que devem ser submetidos a estimulação e outros não, sendo essa decisão baseada em tanto em critérios técnicos como também em critérios econômicos.

O fraturamento hidráulico produz um aumento da produtividade no poço, porém se não for executado corretamente, pode produzir o efeito inverso, ocasionando até mesmo na perda do poço. Também pode ser realizado o refraturamento com o intuito de restaurar a produção em poços já existentes e aumentar economicamente a quantidade de óleo recuperado.

Segundo Barreto (2010), quando o poço entra em regime de produção, o fluxo de fluidos na fratura direciona-se da formação para o poço. Este fluxo pode deslocar o propante de suas posições na fratura em direção ao poço. Este processo recebe o nome de refluxo de propante ou proppant flowback (Veloza, 2006). Por razões óbvias, o controle do refluxo de propante, durante a produção do poço, é de grande importância para manter a conectividade entre a formação e o poço, garantindo a condutividade da fratura. A seleção de materiais propantes deve levar em consideração fatores como a resistência mecânica destes às pressões exercidas sobre a fenda, as altas temperaturas do poço, além de ter dimensões granulométricas adequadas para garantia da máxima permeabilidade e condutividade do meio preenchido (fratura). Devem-se levar em conta também o refluxo e o ambiente carregado de agentes corrosivos no qual o propante será inserido. Por isso, o propante deve ser também resistente à corrosão. Uma vez satisfeitos estes critérios, passa-se a considerar os custos. O flowback (refluxo) do agente de sustentação (propante), além de comprometer a produtividade do poço, pode danificar os equipamentos de

poço e superfície. Os principais fatores causadores da perda de propantes devido ao fenômeno de “flowback” podem estar ligados a:

- Baixas tensões de confinamento da fratura;
- Ambiente de trabalho com alto pH mantido por muito tempo;
- Ação de forças excessivas atuando paralelamente ao eixo do pacote de propante;
- Escolha incorreta do propante, seja por motivos técnicos ou econômicos.

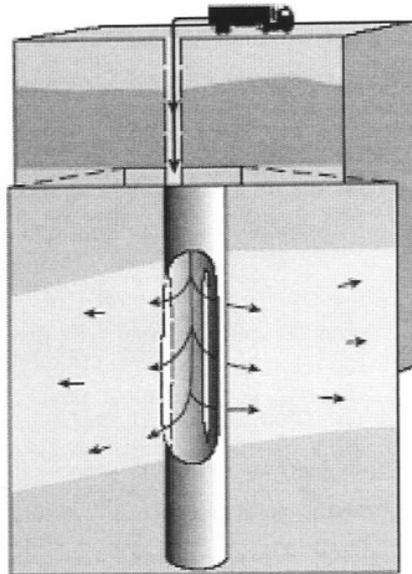
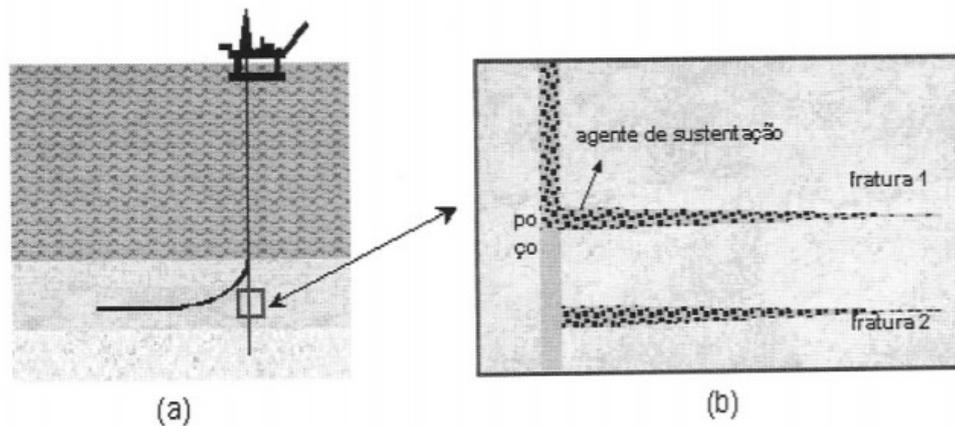


Figura 12: Injeção de propante na fratura
(Fonte: Economides,2000)



**Figura 13: (a) poço em produção; (b) refluxo do agente de sustentação
(Fonte:Cachay,2004)**

Diversos fatores podem afetar a produção de um poço após o fraturamento, acarretando declínios de produção mais acentuados do que aqueles previstos no projeto. Falhas operacionais, baixa qualidade do fluido de fraturamento, desconhecimento de propriedades mecânicas e permo-porosas da formação, refluxo de propante e utilização de materiais inadequados para a sustentação de fraturas podem reduzir drasticamente a produção do poço, diminuindo, consideravelmente, a economicidade do fraturamento (Cachay, 2004).

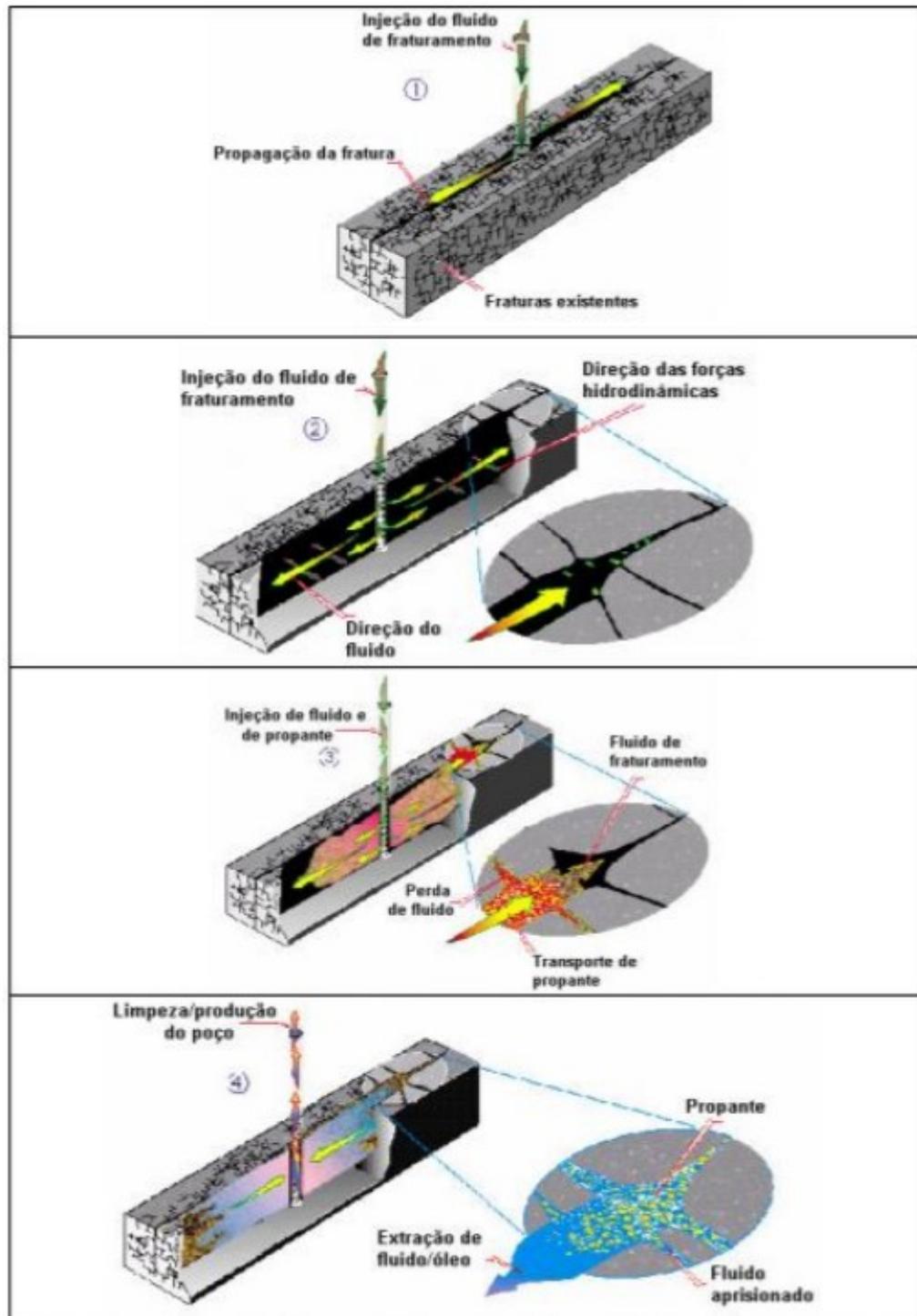


Figura 14: Técnica de fraturamento hidráulico (Fonte:EPA,2004)

4.3.1.1.Fluidos de Fraturamento

O fluido utilizado no processo de fraturamento hidráulico é tipicamente composto de aproximadamente 98 a 99,5% de água e areia e 0,5 a 2% por cento de aditivos químicos. A maioria dos constituintes químicos que compõem os aditivos fluidos de fratura podem ser encontrados em itens domésticos comuns ou nos alimentos e bebidas que consumimos

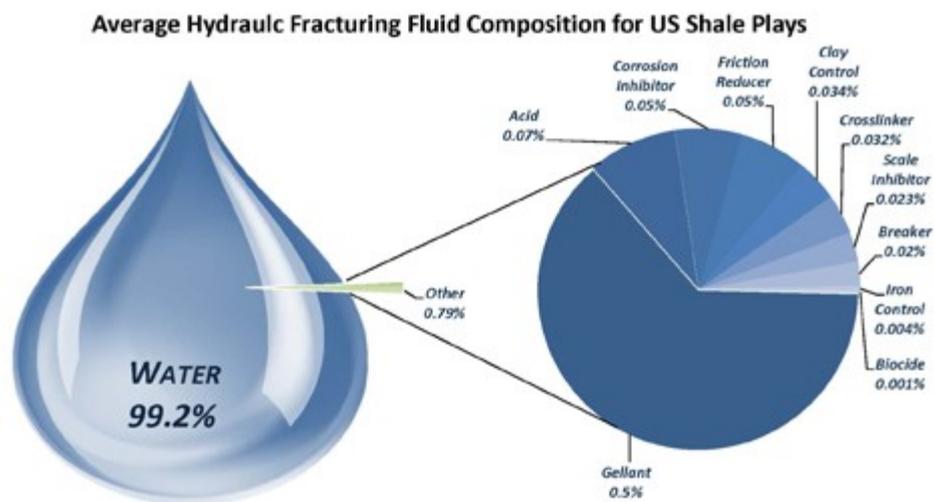


Figura 15: Ilustração da composição de um fluido de fraturamento típico (Fonte: FracFocus)

Os fluidos de fraturamento são utilizados com o objetivo de fornecer diferencial de pressão para causar fraturas na rocha e transportar o propante ao longo do comprimento das fraturas, a fim de mantê-las abertas (ECONOMIDES e NOLTE, 2000).

5 Análise dos Aspectos Ambientais

O crescimento e desenvolvimento da utilização da tecnologia de fraturamento hidráulico tem gerado grandes debates em relação aos impactos ambientais que o processo causa e poderá causar. Ambientalistas criticam ferozmente dizendo que o processo implica riscos significativos, entre os quais destaca-se:

- Poluição dos lençóis freáticos e aquíferos
- Abalos sísmicos
- *Blowouts*

O processo de perfuração em si pode deixar resíduos químicos no ar como benzeno e metano, dois gases considerados como GEE (Gases do Efeito Estufa) e muito reativos- os compostos orgânicos voláteis (COV), e que, ao entrarem em contato com o oxigênio do ar atmosférico, pode gerar óxidos nitrogenados (NOx) formando o *smog*, contribuindo para o aumento da poluição atmosférica (EIA, 2013).

Empresas especializadas na exploração de óleo e gás e na utilização da técnica defendem que a mesma é utilizada de forma segura há várias décadas. A indústria, órgãos encarregados pela regulação e alguns ambientalistas afirmam que esses riscos podem ser amenizados com o aprimoramento de práticas de perfuração, investimento em P&D e uma regulação rigorosa. Os desafios para todos será garantir a proteção do meio ambiente, a saúde e a segurança pública, ao passo que se trabalha também com expansão e desenvolvimento da produção.

5.1.1. Poluição dos lençóis freáticos e aquíferos

As fraturas resultantes do processo, quando são mal monitoradas, podem causar a migração dos fluidos de fraturamento para outras camadas e, devido à presença de agentes químicos presentes nos mesmos, a contaminação poderá ser inevitável.

Uma forma de prevenção é o monitoramento sísmico que irá garantir que o fraturamento hidráulico induza atividades microssísmicas somente dentro do reservatório. No entanto, estima-se que apenas 3% da técnica realizada nos EUA foram monitoradas de forma adequada (CORADESQUI & SANTOS, 2013). Esta etapa deve ser obrigatória no processo de exploração, de forma a minimizar ao máximo os riscos.

Em caso de falha do cimento ou revestimento em torno do poço, há um risco maior para a contaminação da água potável. Se o espaço anular for selado inadequadamente, o gás, os fluidos do fraturamento e a água, contendo altas concentrações de sólidos dissolvidos, podem ter ligação direta entre a formação alvo, os aquíferos de água potável e as camadas de rocha intermediárias. Atualmente existem diversas ferramentas que minimizam o risco de falhas na cimentação ou no revestimento.

Em 2007, um poço que tinha sido perfurado quase 4.000 pés em uma formação de tight sand em Bainbridge, Ohio, não foi devidamente selado com cimento, permitindo o gás da camada acima da formação viajar através do espaço anular até atingir uma fonte subterrânea de água potável. O metano acumulado eventualmente causou uma explosão no porão de um residente local, o que alertou os funcionários do estado para o problema. (Ohio Department of Natural Resources, Division of Mineral Resources Management, — *“Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio”*, 2008).

5.1.2.Riscos de abalos sísmicos

Outro risco associado é a possibilidade do fraturamento causar abalos sísmicos de baixa magnitude, em torno de 1 a 3 na escala Richter. A região de Fort Worth, próxima ao Barnett Shale, registrou cerca de 18 pequenos abalos no período entre os anos de 2008 a 2011, sendo que a área em questão não sofria terremotos durante um período de 140 anos (European Parliament: “Policy Department - Environment, Public Health and food safety”, 2011).

Tão logo o fraturamento hidráulico possa criar um grande número de eventos microssísmicos, ou microtremores na terra, as magnitudes destes são geralmente pequenas para serem detectadas na superfície. Os maiores microterremotos têm uma magnitude de cerca de 1,6 na escala Richter.

5.1.3. Blowouts

Um *blowout* de um poço ocorre quando uma quantidade de petróleo bruto é liberada incontrolavelmente e acidentalmente do poço, fazendo com que lama, cimento e os fluidos utilizados no fraturamento sejam ejetados do poço a uma alta pressão, poluindo o ambiente e podendo causar explosões e incidentes em grandes proporções.

Existem vários fatores que contribuem para provocar blowouts, todos os quais perfuradores de petróleo têm grandes dificuldades para acomodar e sanar. O primeiro fator a considerar é a enorme pressão das formações rochosas em torno de um reservatório de petróleo. Esta pressão é compensada pelo uso de lama em torno do local de perfuração, o que ajuda a equilibrar a pressão hidrostática. Se esse equilíbrio estiver perturbado, a água, o gás ou o óleo podem se infiltrar no poço ou mesmo na própria broca - um fenômeno conhecido como "Kick" - e isso pode se transformar rapidamente em uma explosão se não for prontamente identificado e endereçado.

Se um *Kick* for detectado, a primeira coisa que deve ser feita é isolar o ponto de entrada da broca ao fechar o poço, reduzindo assim as chances de uma explosão. Um fluido mais pesado será então introduzido para tentar aumentar a pressão hidrostática e alcançar um equilíbrio. Enquanto isso, o fluido ou o gás que se infiltraram no poço serão lentamente evacuados de forma segura e controlada. Para minimizar estes riscos destaca-se a necessidade de coleta de informações precisas sobre o subsolo e de pessoal treinado para lidar com situações perigosas e inesperadas, incluindo explosões.

6 Análise dos Aspectos Econômicos

Como discutido anteriormente, a evolução da exploração e produção de tight oil nos Estados Unidos é inquestionável e trouxe consigo diversos impactos para os mercados globais de petróleo. Com o interesse em entender qual nível de preço para a commodity satisfaz o retorno almejado para um empreendedor desses projetos, foi feito um modelo de fluxo de caixa e aplicadas ferramentas de análise financeira para um típico poço perfurado no play de Bakken.

A escolha do play se deu por sua relevância na produção americana e também pelo fato do alto índice de óleo em relação ao gás natural encontrado nos reservatórios da região, o que permite simplificar a análise e focar mais especificamente na análise da produção de óleo cru.

O objetivo dessa análise, portanto, é estimar um valor de *breakeven price*, que é definido nesse trabalho como preço de óleo cru que gera uma taxa de retorno de 10% real para esses projetos. Essa taxa representa o retorno mínimo que a indústria no geral requer para realizar investimentos em projetos desse tipo. Na literatura, essa taxa é conhecida como taxa mínima de atratividade (TMA).

Portanto, em um cenário de fortes quedas nas cotações de óleo cru, tornando muitos projetos mundo afora inviáveis economicamente, é de muito interesse entender até que patamar de preço os produtores americanos continuarão investindo fortemente e assim pressionando os preços ainda mais. É importante destacar novamente que mesmo os dois movimentos recentes da OPEC para restringir sua produção e assim drenar um pouco dos estoques globais, visando uma melhora no preço foram ofuscados pela produção americana, que continua surpreendendo e assim gerando incertezas em que patamar se atingirá um equilíbrio entre oferta e demanda.

6.1.Ferramentas para Análise de Investimentos

6.1.1.Modelo de fluxo de caixa

O modelo de fluxo de caixa é constituído de “entradas” (receitas) e “saídas” (custos) ao longo do desenvolvimento e operação de um projeto. No caso de um fluxo

de caixa projetado, os investimentos e os ganhos são previamente estabelecidos para todo o período em que se imagina que o projeto ficará em vigor.

O modelo de fluxo de caixa é uma ferramenta importante que pode auxiliar o investidor em sua tomada de decisão e, por isso, é imprescindível que o modelo seja corretamente dimensionado para que não haja erros nos dados de entrada e saídas e, assim, não submeter o investidor a uma possível decisão duvidosa.

Segundos MARTINS e ASSAF NETO (1986), os principais dados de entrada e saída de um fluxo de caixa de um projeto são:

- Investimento: consiste no capital aplicado inicialmente e sobre o qual se espera obter um retorno futuro. Neste item são incluídos os gastos com ocorrência única durante o período do projeto, este item é conhecido como CAPEX (de capital expenditures). No caso de projetos de exploração e produção de tight oil, esses representam gastos com perfuração, fraturamento hidráulico, leases de terra, entre outros que serão colocados adiante
- Custos e despesas operacionais: são os dispêndios gerados ao longo do projeto, quando o mesmo já está em fase operacional. este item é conhecido como OPEX (de operational expenditures).
- Impostos: Todas as taxas governamentais que incidem sobre os resultados aferidos pelo retorno do investimento. Em projetos de óleo e gás os impostos considerados são os royalties e imposto de renda federal.
- Receitas: Entradas relativas ao recebimento de vendas relacionadas ao projeto. No caso apresentado é o preço da commodity multiplicado por sua produção

Uma abordagem na análise de investimentos é “descontar” esse fluxo de caixa projetado, fazendo um modelo de fluxo de caixa descontado. Utiliza-se essa abordagem quando a partir de premissas do projeto e uma dada taxa de desconto. A taxa de desconto representa a taxa de retorno requerida pelo projeto e, portanto, nela estão embutidos parâmetros como prêmio de risco, custo de oportunidade e se estivermos falando de uma taxa nominal, inflação.

O Modelo de Fluxo de Caixa Descontado se baseia na teoria de que o valor de um ativo depende dos benefícios futuros que ele irá gerar, descontados para o valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto apropriada, que reflita os riscos inerentes aos fluxos estimados. Na avaliação por fluxo de caixa descontado, o valor de qualquer ativo é o valor presente dos fluxos de caixa futuros dele esperados. O valor presente dos fluxos de caixa é calculado pela seguinte fórmula:

$$Valor = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Onde,

n = Vida útil do ativo

CF = fluxo de caixa no período t

r = taxa de desconto utilizada

Como na abordagem desse trabalho tem-se o interesse de descobrir um valor de uma variável que geralmente é de entrada (preço), e não o quanto esse projeto tem de valor, visto que irá se imputar no modelo o valor gasto no projeto (CAPEX), dada uma taxa de desconto, que no caso é 10%, em termos reais.

6.1.2. Tempo de retorno de capital ou *Payback*

O *Payback* ou tempo de retorno de capital é um critério de análise de investimentos, e diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com os fluxos de caixa do projeto. Em uma forma simples, o *payback* representa o tempo necessário para se obter o capital investido de volta.

Há certas deficiências nessa ferramenta visto que ela não considera o valor do dinheiro no tempo e também não indica o que ocorrerá após esse período. Mesmo com estas restrições, o *payback* é um importante indicador do projeto, visto que ele expressa o tempo em que um empreendedor ou uma empresa terá parte de seu capital comprometido, tendo sua liquidez diminuída.

6.1.3. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (em inglês, Net Present Value) é o resultado da diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa líquidos, previstos para cada período no horizonte de duração do projeto, e o valor presente do investimento (desembolso de caixa no instante $t=0$). Basicamente, o VPL consiste no cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo atualmente. A expressão de cálculo do VPL comumente utilizada é:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Importante notar que a expressão é a mesma que a utilizada para o cálculo do valor presente, com a única diferença sendo o período de início $t=0$. Existem diversas formas de interpretar esse valor e todas são intimamente ligadas.

O VPL pode ser interpretado como sendo o lucro acima do produzido pela TMA, o lucro econômico. Logo pode ser visto como resultado econômico (riqueza) de um projeto. Pode também ser interpretado como a quantia máxima que se poderia investir em excesso ao investimento original para que o projeto continuasse ainda economicamente viável. Ou seja, o VPL estabelece um limite de acréscimo no investimento original para que o projeto ainda continue aceitável, pois ao ter esse acréscimo de investimento, obter-se-ia a TMA como taxa de retorno do projeto.

6.1.4. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR de um determinado projeto de investimento é definida como sendo a taxa de desconto que torna o VPL de um dado fluxo de caixa igual a zero. É uma taxa intrínseca do projeto e, portanto, depende apenas dos fluxos de caixa projetados. O critério de decisão para avaliação de um projeto de investimento se baseia na comparação da TIR com a TMA. Quando a TIR é maior ou igual a TMA, o projeto é viável, decisão de aceitar. Quando a TIR é menor do que a TMA, o projeto é inviável, e a decisão é de se rejeitar.

Em teoria, deve-se tomar certos cuidados ao comparar diferentes projetos com os respectivos valores da TIR, devido às variações dos custos, e principalmente porque a TIR é uma variável intrínseca do projeto.

Uma grande vantagem da utilização da TIR é a facilidade de interpretação do seu resultado devido a taxa ser em apresentada em porcentagem. Entretanto a principal desvantagem é que o cálculo pode ser complexo dependendo dos valores monetários (mudanças de sinal), podendo não apresentar uma solução já que o método é iterativo. (FABOZZI, 2003)

6.2. Modelo Econômico-Financeiro de um poço de Bakken

A construção de um modelo econômico envolve uma série de premissas. Para a realização do trabalho, estudou-se a evolução dos custos dos projetos, juntamente com os ganhos de produtividade advindos do avanço tecnológico. Foram estudadas diversas análises das principais agências (EIA, IHS, API, entre outros), grandes bancos de investimento (Goldman Sachs, Merrill Lynch, UBS) e também divulgações de empresas especializadas na exploração e produção de tight oil (EOG Resources, Pioneer Natural Resources e Cheseapeake Energy) e que são excelentes benchmarks no desenvolvimento e operação desses projetos não convencionais.

A seguir serão mostradas as principais premissas adotadas no modelo e que tem grande relevância na viabilidade econômica desses projetos.

6.2.1. Produção

Existem diversos estudos em relação a performance da produção para os diversos plays de tight oil dos EUA. A maior parte das empresas utiliza em suas análises a equação de declínio hiperbólico, também conhecida como equação de Arps, mostrada a seguir:

$$Q_t = IP(1 + nD_it)^{\left(-\frac{1}{n}\right)}$$

Onde,

Q_t = Produção no tempo t (volume/tempo)

D_i = Taxa de declínio inicial

IP = Produção Inicial (volume/tempo)

n = Expoente Hiperbólico

t = tempo

Há dados disponíveis sobre as taxas iniciais de produção, a recuperação final estimada (EUR – Expected Ultimate Recovery) e o declínio inicial de produção proveniente de curvas projetadas para poços recentemente perfurados no play de Bakken.

Essa equação possibilitou uma projeção da produção para um típico poço no play de Bakken. O gráfico abaixo mostra o comportamento da produção projetado em bbl/dia para os 60 primeiros meses de produção.

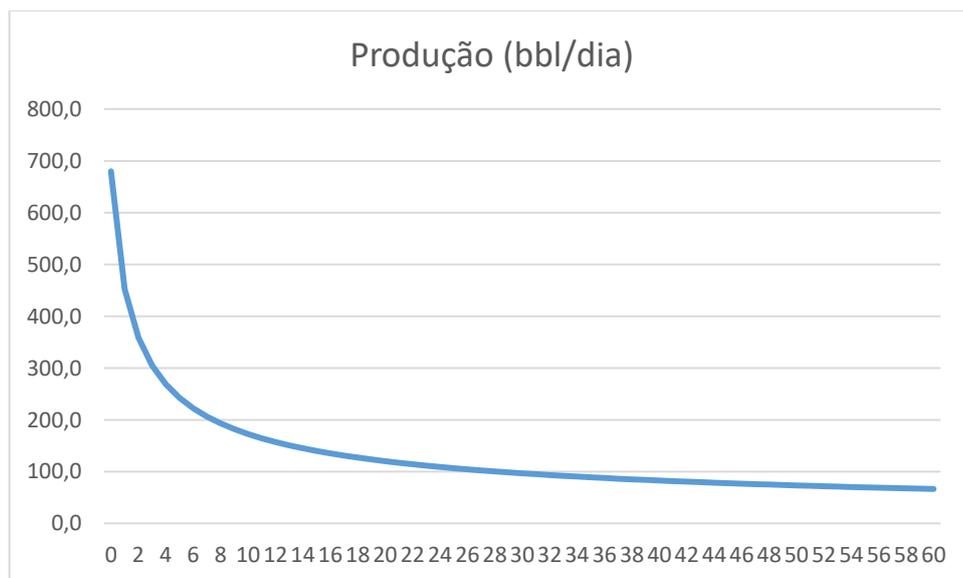


Gráfico 16: Produção projetada para um típico poço no play de Bakken (Elaboração própria)

Vale destacar que a produção inicial utilizada de 680 bbl/dia foi baseada em uma estimativa visto que os poços recentemente perfurados no play estão com IP variando de 580 – 750 bbl/dia (EIA, 2017)

Outro ponto importante de comparação e de conhecimento é observar que os reservatórios não convencionais têm declínios bem acentuados no início da produção. O declínio médio no primeiro ano para poços de tight oil americanos está na faixa de 60-85%, ao passo que um reservatório convencional tem esse número na ordem de 5%. Os poços de tight oil também têm seu início de produção em tempo muito mais

brando. O processo de prospecção, perfuração e completação dos poços pode durar poucas semanas, ao passo que convencionais demoram anos para iniciarem a produção.

Esses fatos geraram certa mudança na dinâmica dos mercados visto que a reação a mudança de preços é mais rápida por parte desses produtores, portanto eles teoricamente diminuem a volatilidade dos preços gerada por choques de demanda e/ou oferta. Outro ponto de atenção importante é a necessidade constante de perfurações e investimentos por parte desses produtores, portanto, qualquer parada significativa terá impacto colossal na produção americana e dado sua atual representatividade, na produção global.

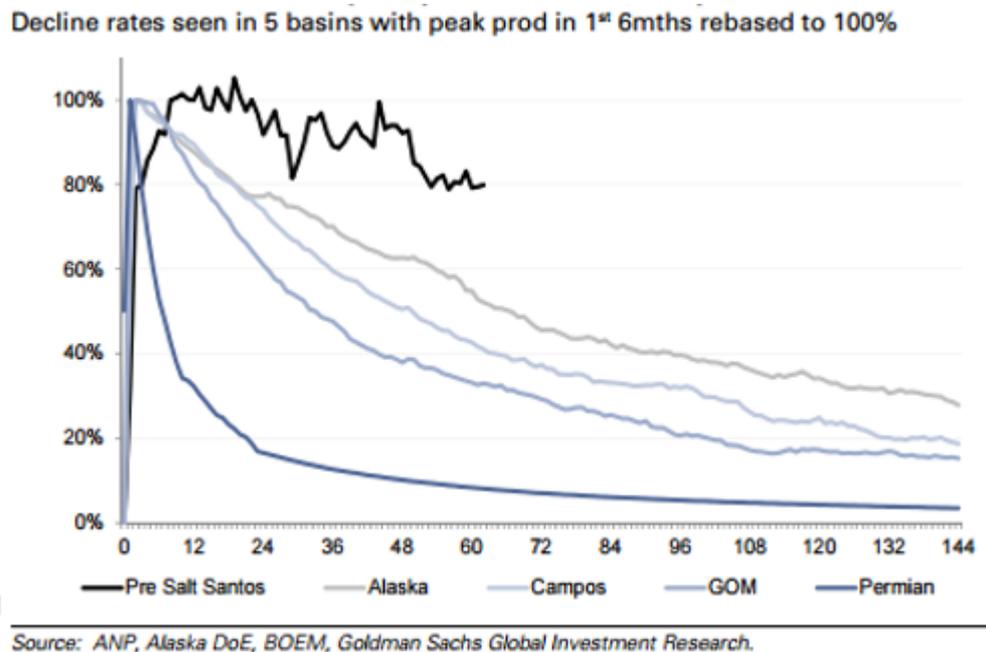
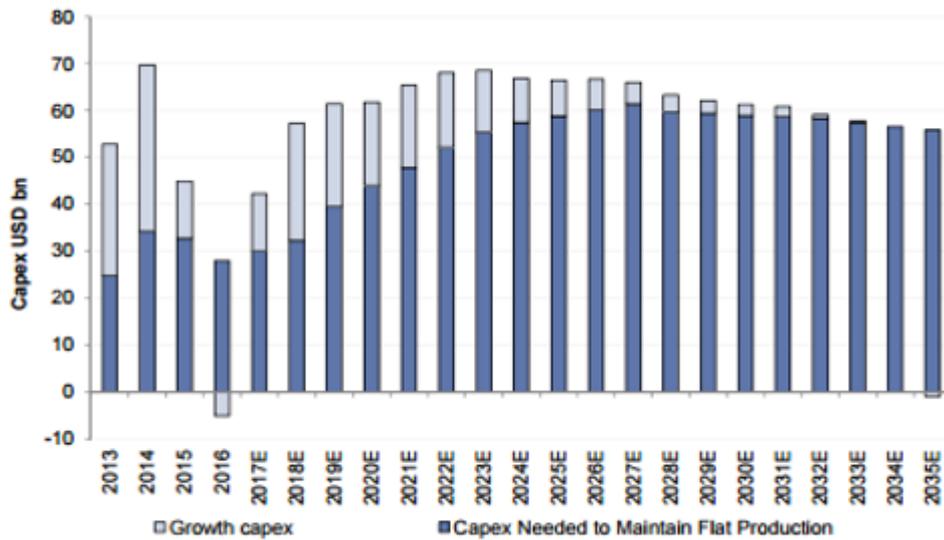


Gráfico 17: Taxas de declínio para 5 bacias
(Fonte: Goldman Sachs Investment Research, 2017)



Source: Goldman Sachs Global Investment Research.

Gráfico 18: Evolução e necessidade de CAPEX nos plays de shale dos EUA (Fonte: Goldman Sachs Investment Research, 2017)

6.2.2.Custos (CAPEX e OPEX)

A projeção e estimativa de custos para esse tipo de projeto é extremamente desafiadora. Como discutido anteriormente, houve um ganho de produtividade enorme em função dos avanços tecnológicos nos últimos anos. Ano após ano, empresas tem produzido mais, gastando menos.

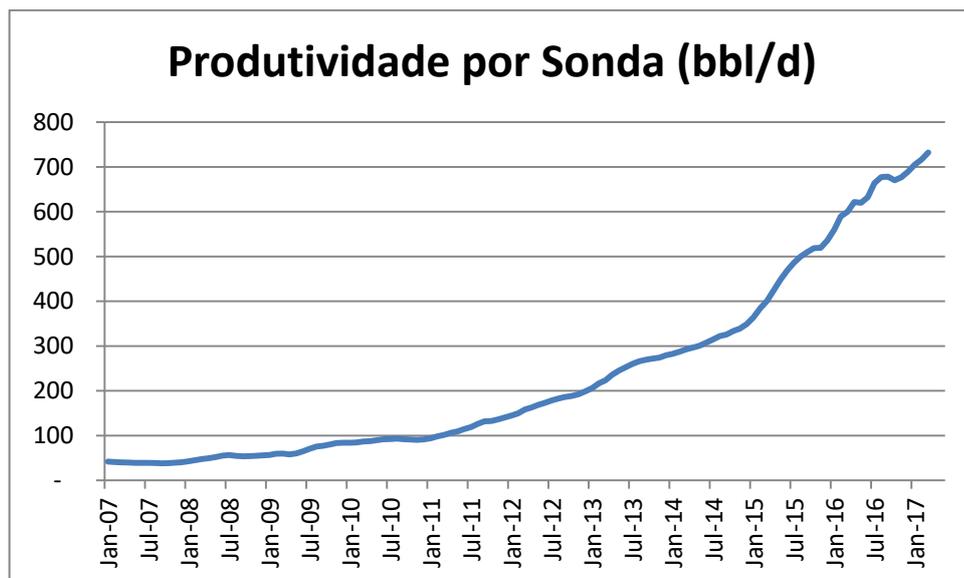


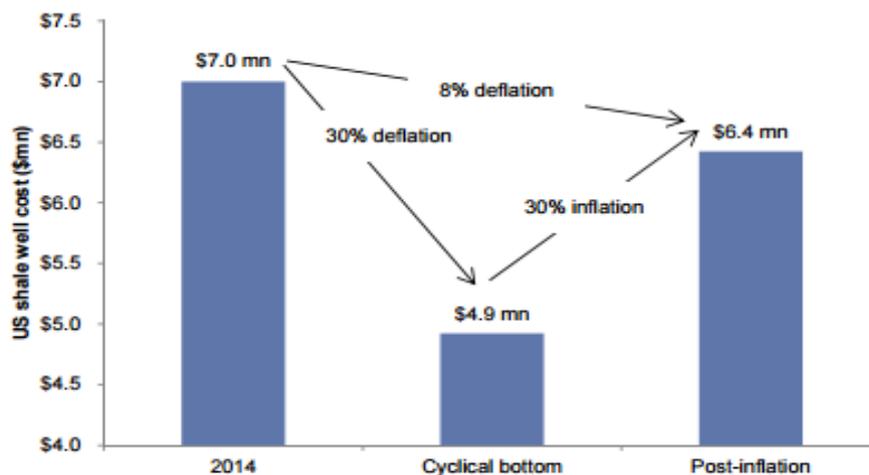
Gráfico 19: Ganho de produtividade média por sonda nas para os principais plays americanos. (Fonte: Elaboração própria com dados da EIA)

Nessa análise, o entendimento da tecnologia é importante para fazer a melhor estimativa. Conjuntamente, também é preciso analisar a atual conjuntura do mercado americano. Nesse sentido deve-se tentar ao máximo separar ganhos de produtividade de ganhos cíclicos. Os ganhos de produtividade são os que “vem para ficar”, pois a obtenção destes vem de evolução tecnológica e afins. Já os ganhos cíclicos, como nomeados, são cíclicos e ocorreram por motivos pontuais e logo devem sumir.

Alguns custos dos produtores são atrelados ao próprio petróleo, como custos com energia utilizadas nas plataformas, bem como custos com transporte, entre outros. Esses custos caíram nos últimos anos em função da queda nos preços. Outro ganho cíclico notado é em cima dos custos dos serviços prestados às empresas produtoras. Com a queda na atividade offshore, muitas empresas que prestam serviços para empresas de exploração e produção se viram na condição de terem que cobrar menos por seus serviços, visto que a demanda pelos mesmo era menor.

O Goldman Sachs, banco de investimento americano de grande reputação, faz estimativas para essa queda cíclica nos custos dos produtores. O gráfico a seguir mostra qual foi a deflação nos custos puramente cíclica, ou seja, isolando os ganhos de produtividade.

Exhibit 47: Well costs have down by 30% since 2014, but should increase by about 30% off the bottom
US shale well costs in US\$ mn, which does not account for well productivity changes (cyclical bottom in 2016; post inflation in 2018)



Source: Company data, Goldman Sachs Global Investment Research.

Gráfico 20: Deflação nos custos em função do desaquecimento do setor de serviços
(Fonte: Goldman Sachs Investment Research, 2017)

A EIA, em seu relatório “Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs”, de março de 2016, mostra a evolução e quebra dos custos até a completção dos poços, que configuram o CAPEX dos projetos de upstream.

\$ million per well

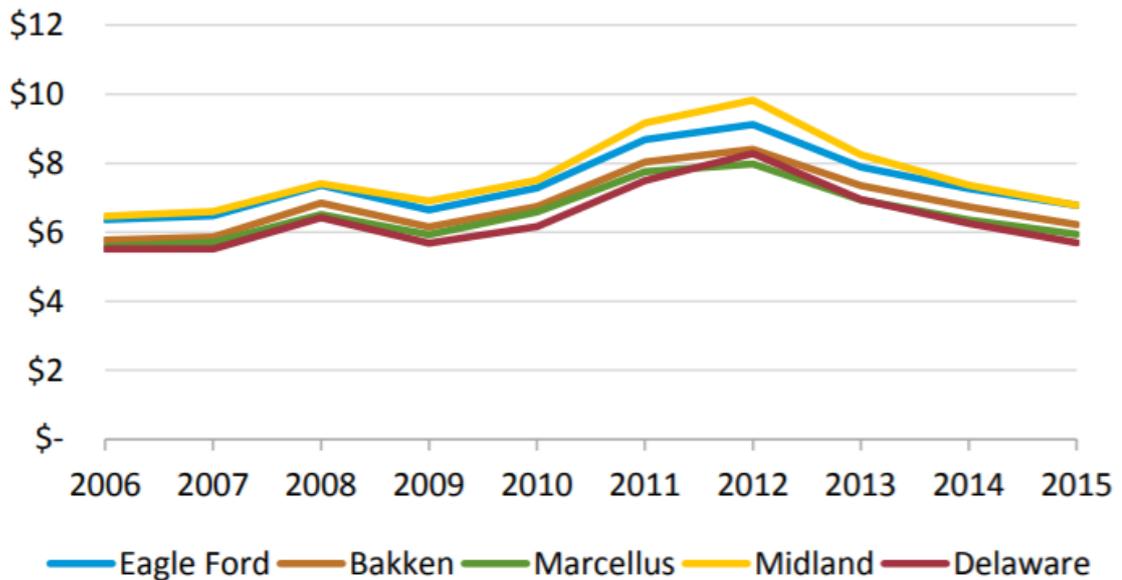


Gráfico 21: Custo médio até a completção por poço
(Fonte: EIA, 2016)

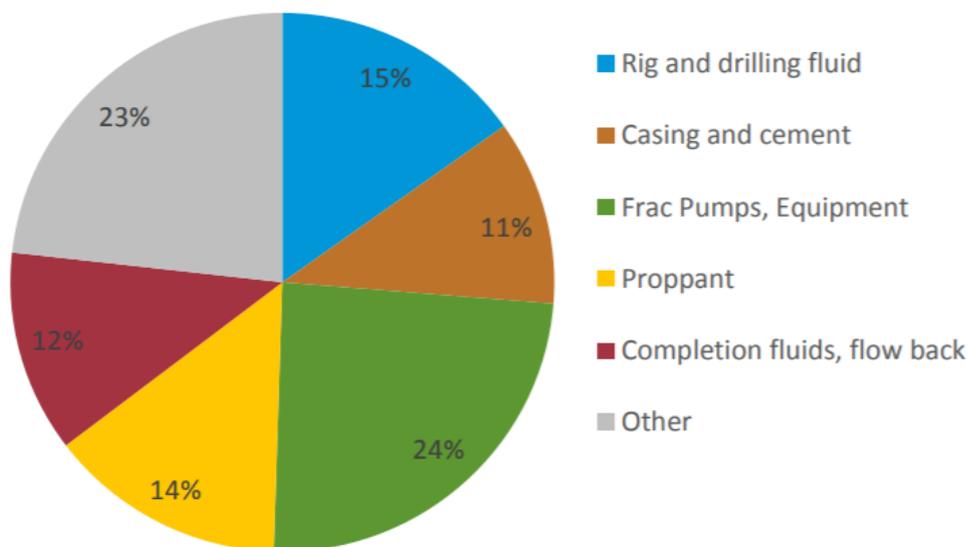


Figura 16: Divisão dos custos até a completção dos poços
(Fonte: EIA, 2016)

Empresas listadas em bolsa costumam publicar relatórios em que abrem seus custos e projeções. Deve-se analisar esses dados com cuidados visto que alguns são estimativas da empresa listada e podem carregar um certo conflito de interesse. A EOG Resources, uma das empresas na eficientes na alocação de capital de projetos de tight oil em sua divulgação de resultados do primeiro trimestre de 2017, mostra as seguintes configurações para seu CAPEX por poço.

Completed Well Costs* (\$MM)

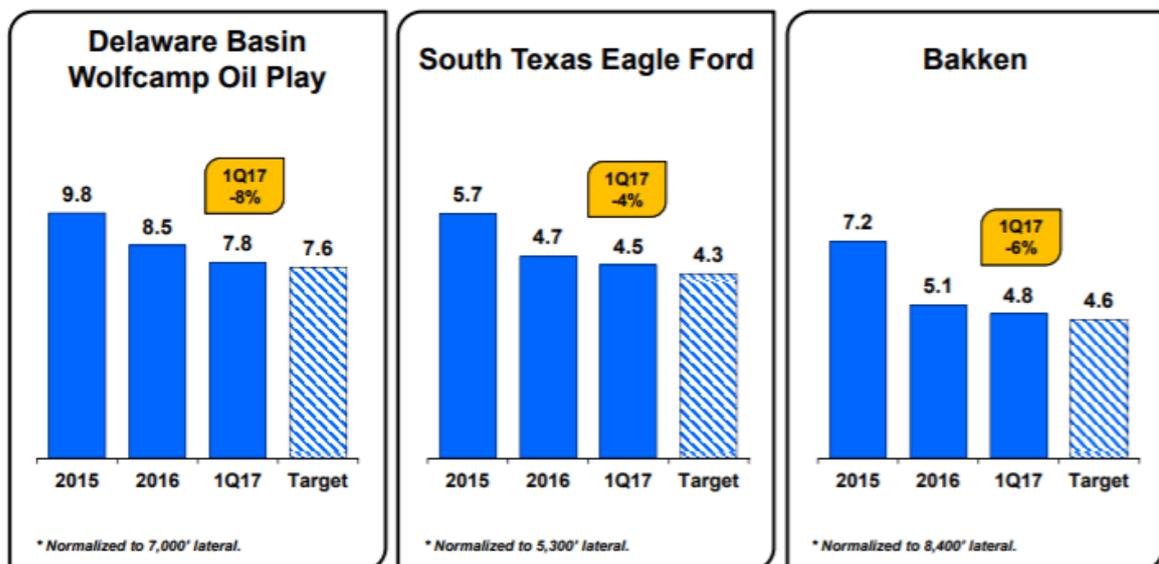


Figura 17: Evolução dos investimentos necessários até a completação dos poços
(Fonte: EOG Resources, 2017)

Observa-se que os custos até a completação estão bem abaixo da média estipulada pela EIA, o que confirma a posição dessa empresa como um dos *players* mais eficientes do segmento.

Já para os custos operacionais, a EOG Resources publicou os seguintes resultados:

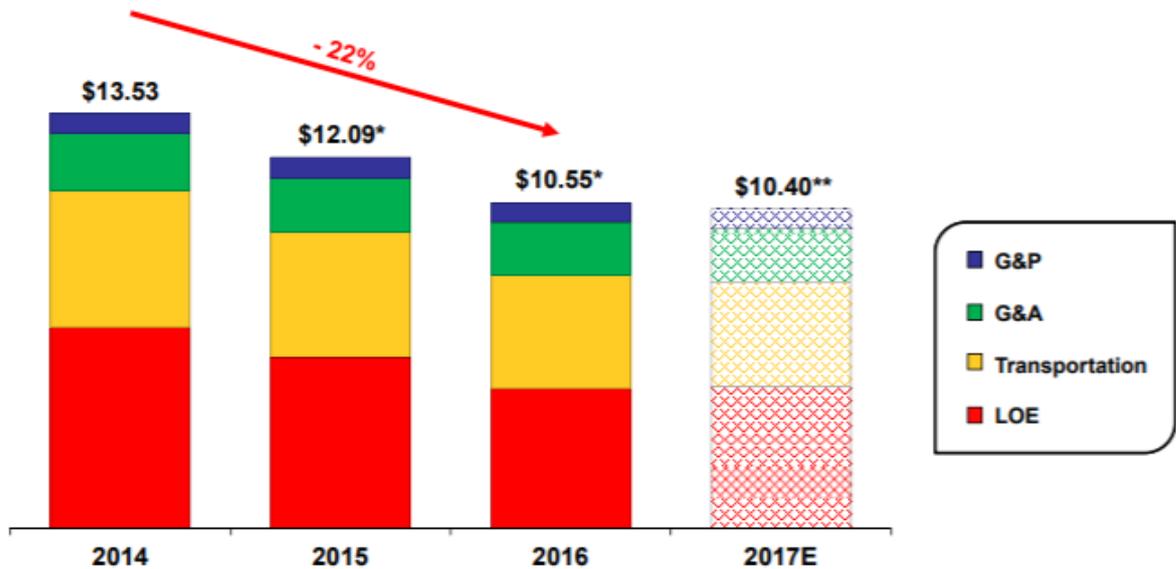


Figura 18: evolução dos custos operacionais da EOG Resources
(Fonte: EOG Resources, 2017)

Os custos operacionais, também conhecidos como lifting costs, são custos que incluem custos com o trabalho de levantamento, reparos e manutenção do poço, materiais e suprimentos, além de custos administrativos. Entre os principais players do tight oil, não se observa grande diferenças nesses custos que giram em torno de 10-14 US\$/bbl atualmente.

Para o cenário base modelado, atribui-se um CAPEX de US\$ 6,0 milhões por poço e custos operacionais de US\$ 10,40/bbl. Esses custos operacionais crescem nos anos futuros a uma taxa de 2,0% a.a., que é atual meta de inflação do Federal Reserve, o banco central americano.

A figura a seguir resume de forma mais detalhada que tipos de custos são considerados CAPEX e quais são OPEX.

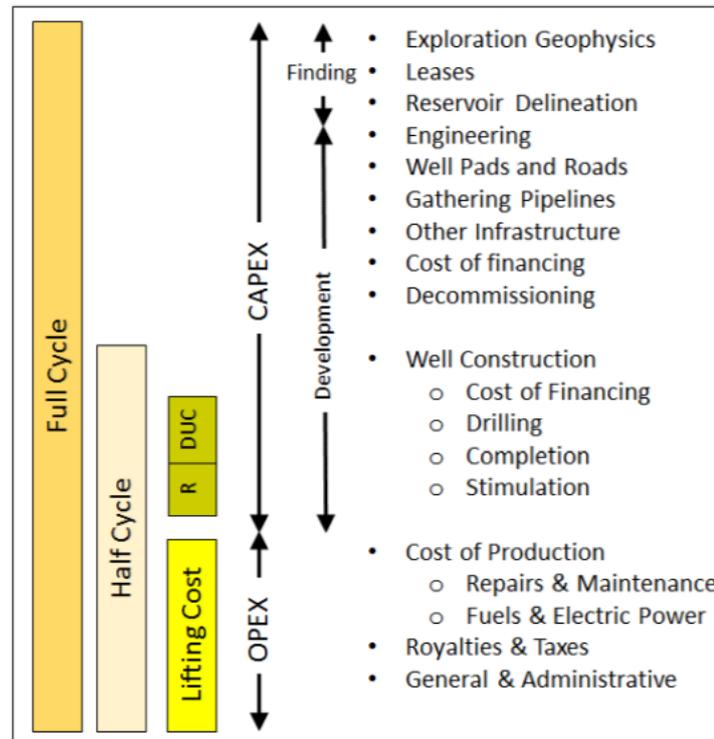


Figura 19: divisão de dispendios ao longo de um projeto
(Fonte: IHS, 2014)

6.2.3. Impostos (Government Take)

As taxas aplicadas são dados mais fáceis de serem adotadas no modelo, visto que são dadas pelo estado e governo federal. No estado de North Dakota, a taxa para fins de severance taxes é de 11,5% sobre o valor da produção (Fonte: <http://www.nd.gov>, site do governo estadual de North Dakota). Já a taxa de imposto federal é de 35% sobre o lucro antes dos impostos (em inglês, EBT, de earnings before taxes).

Em algumas situações, empresas conseguem subvenções e conseqüente essas taxas tornam-se menores. Por conservadorismo, será adotado no modelo o valor divulgado pelo governo do estado de North Dakota.

6.2.4. Resumo dos Inputs

As principais premissas adotadas no cenário base, são:

Principais Premissas	Unidades	Valores
Taxa Inicial de Produção	bbl/d	680
Declínio Inicial	%	60%
n (coeficiente hiperbólico)	-	1,8
Tempo até início da produção	Meses	2
CAPEX	US\$/well	USD 6.000.000
OPEX	US\$/bbl	10,4
Royalties (North Dakota)	% Receita Bruta	11,5%
Federal Tax	%	35%
Brent	US\$/bbl	53
Desconto/Premium em relação ao Brent (North Dakota Sweet oil)	US\$/bbl	-10
Alavancagem	%	0%
Cost of Debt (Se houver alavancagem)	% a.a	6%
Vida do Poço	anos	30

**Figura 20: Principais Inputs adotados no modelo
(Elaboração Própria)**

6.2.5. Resultados

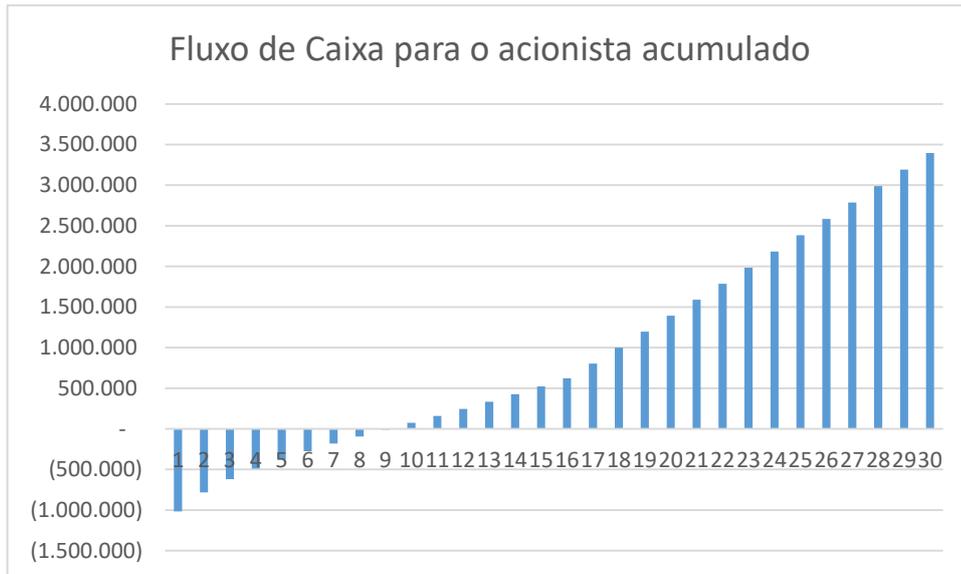
Dados os inputs, calculou-se que o *breakeven price* para um típico poço de Bakken é de US\$ 43/bbl (em valores atuais, no modelo assume-se que esse valor aumenta segundo uma taxa de 2% a.a. que, como dito anteriormente, é a meta de inflação americana), pois ao assumir esse preço o retorno do projeto calculado é de 10% ao ano, em termos reais. Esse valor está muito condizente com o que se imagina na indústria hoje em dia.

A estrutura básica do modelo para os 5 primeiros anos dadas as premissas é mostrada a seguir:

ANO	1	2	3	4	5
DRE					
Receita Bruta	4.040.705	2.241.027	1.670.615	1.402.824	1.242.181
Government take (-)	464.681	257.718	192.121	161.325	142.851
Receita Líquida	3.576.024	1.983.309	1.478.494	1.241.500	1.099.331
OPEX (-)	976.044	538.933	399.962	334.399	294.860
EBITDA	2.599.980	1.444.376	1.078.532	907.101	804.471
Margem	64%	64%	65%	65%	65%
D&A(-)	166.205	199.446	199.446	199.446	199.446
EBIT	2.433.775	1.244.930	879.086	707.655	605.025
Financial Expenses(-)	-	-	-	-	-
EBT(=)	2.433.775	1.244.930	879.086	707.655	605.025
Tax (-)	851.821	435.726	307.680	247.679	211.759
LL	1.581.954	809.205	571.406	459.976	393.266
CashFlow					
FCO	1.748.159	1.008.651	770.852	659.422	592.712
CAPEX (-)	6.000.000	-	-	-	-
Delta DEBT (-)	-	-	-	-	-
FCFE (=)	(4.251.841)	1.008.651	770.852	659.422	592.712

Figura 21: Layout do das principais linhas do modelo de fluxo de caixa (Elaboração Própria)

Plotando o fluxo de caixa líquido de todos os custos (Fluxo de caixa para o acionista, em inglês Free Cash Flow to Equity, FCFE) acumulado pode-se observar que o payback do projeto é 7 anos e 4 meses.



**Gráfico 22: Fluxo de caixa para o acionista acumulado
(Elaboração Própria)**

6.2.6. Análise de Sensibilidade

Como foi colocado anteriormente, mesmo com todo estudo e trabalho analítico para se realizar as projeções feitas, é praticamente impossível prever o futuro e, portanto, as projeções estão carregadas de incertezas.

Com o objetivo de se obter um intervalo de confiança para as estimativas, foram testadas duas sensibilidades. A primeira mostra uma faixa de TIRs para variados cenários de cotação do óleo tipo Brent e valores de CAPEX. Lembrando que se faz a análise com o Brent porque esse é um tipo de óleo cru, produzido no mar nórdico, que tem sua cotação global em tempo real e que serve como referência para os contratos de compra e venda. O preço do óleo típico do play de Bakken é menor devido a sua diferença de qualidade. Esse desconto varia com o tempo e assumiu-se um valor estável de 10 US\$/bbl.

TIR Real (CAPEX x BRENT)								
10,08%	35	40	45	50	55	60	65	70
4.500.000	3%	6%	10%	14%	19%	25%	32%	40%
5.000.000	2%	5%	8%	12%	16%	21%	26%	33%
5.500.000	1%	4%	7%	10%	13%	17%	22%	27%
6.000.000	0%	3%	6%	8%	11%	15%	19%	23%
6.500.000	-1%	2%	5%	7%	10%	13%	16%	20%
7.000.000	-1%	1%	4%	6%	8%	11%	14%	17%
7.500.000	-2%	1%	3%	5%	7%	10%	12%	15%
8.000.000	-2%	0%	2%	4%	6%	9%	11%	13%

Figura 22: Análise de sensibilidade para alguns cenários de preço do Brent e CAPEX. As células em verde mostram cenários em que o projeto é economicamente viável (Elaboração Própria)

Outra sensibilidade testada foi a de variação da produção inicial desses poços, juntamente com a variação no nível de investimentos. O resultado é mostrado abaixo:

TIR Real (CAPEX x IP)							
10,08%	530	580	630	680	730	780	830
4.500.000	11%	13%	15%	17%	20%	22%	25%
5.000.000	9%	11%	12%	14%	16%	18%	21%
5.500.000	7%	9%	10%	12%	14%	15%	17%
6.000.000	6%	7%	9%	10%	12%	13%	15%
6.500.000	5%	6%	7%	9%	10%	11%	13%
7.000.000	4%	5%	6%	7%	9%	10%	11%
7.500.000	4%	5%	6%	6%	8%	9%	10%
8.000.000	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%

Figura 23: Análise de sensibilidade para alguns cenários produção inicial e CAPEX. As células em verde mostram cenários em que o projeto é economicamente viável (Elaboração Própria)

6.2.7. Análise dos Resultados e Sugestões

Analisando os resultados, pode-se concluir que um típico projeto no play de Bakken com as premissas atuais tem um *breakeven price* de US\$ 43/bbl. Ao interpretar esse resultado, algumas considerações devem ser feitas independente do propósito do mesmo.

A primeira ressalva importante é atentar para as sensibilidades feitas. Como os custos variam e a produtividade também, poço a poço, mesmo sendo no mesmo play, alguns produtores que conseguem desenvolver um poço com CAPEX de US\$ 4,5 mm têm esse *breakeven* em US\$ 35/bbl com as premissas restantes idênticas.

Além disso, a análise base não considerou a alavancagem desses projetos. Ou seja, não se considerou que as empresas e empreendedores empregam parte do capital do projeto em forma de dívida. O mercado bem desenvolvido de dívidas corporativas americano também foi de grande importância para o desenvolvimento dos projetos de tight oil.

A título de informação, se colocarmos no modelo uma alavancagem de 50% (50% do CAPEX será feito via dívida) com essa dívida sendo amortizada em 16 anos e com um custo (juros) de 6% a.a.. Com restante das premissas iguais ao cenário base, o retorno em um projeto com US\$ 43/bbl é de 20,24% a.a. em termos reais. O VPL desse projeto é de US\$ 4.132.524. Ou seja, dado que o investimento inicial com capital próprio do empreendedor nesse caso foi de US\$ 3.000.000, esse teve um lucro econômico de US\$ 1.132.524, que é o retorno que excede a TMA estipulada para o projeto. Em uma segunda interpretação, esse empreendedor ou empresa poderia investir US\$ 1.132.524 a mais no projeto se fosse necessário e obter o seu retorno mínimo requerido que é 10% a.a. em termos reais. A tabela a seguir resume esse cenário de alavancagem hipotético.

Alavancagem	50%
Custo da dívida Anual	6%
TMA Nominal (Anual)	12%
TMA Real (Anual)	10%
VPL	USD 4.132.524
TIR Nominal (Anual)	22,64%
TIR Real (Anual)	20,24%

**Figura 24: Resultados para o cenário com alavancagem do CAPEX
(Elaboração Própria)**

O breakeven desse projeto alavancado é de US\$ 36,45/bbl. Esse exemplo mostra a importância de um mercado de dívida aberto e competitivo (que gera captações mais eficientes para empresas, isto é, com custo menores e prazos alongados). Deve-se sempre destacar que ao optar pela alavancagem o risco do projeto aumenta, pois, qualquer problema que tenha como consequência uma diminuição ou até interrupção de receitas e/ou aumento dos custos levará a empresa

a uma situação delicada visto que terá que honrar com suas dívidas e seus custos (juros).

A tabela abaixo mostra alguns dados do balanço patrimonial da EOG Resources bem como suas despesas com juros, reportada na demonstração de resultado da empresa (DRE). Vale notar a alavancagem da empresa, medida pela razão da dívida total pelo patrimônio líquido (em inglês, total debt e stockholders equity, respectivamente) que estava em 50,0%; 51,4%; 33,3% respectivamente nos anos de 2016, 2015 e 2014. O custo da dívida medido por pelos juros (em inglês, interest expense) divididos pela dívida total ficou em 4,5%; 4,2%; 4,4% respectivamente para os anos de 2016, 2015 e 2014.

<u>At December 31</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Balance Sheet Data:			
Total Property, Plant and Equipment, Net	\$ 25,707,078	\$ 24,210,721	\$ 29,172,644
Total Assets ⁽¹⁾	29,459,433	26,970,470	34,758,599
Total Debt ⁽¹⁾	6,986,358	6,655,490	5,905,846
Total Stockholders' Equity	13,981,581	12,943,035	17,712,582
Interest Expense			
Incurred	313,341	279,234	258,628

Figura 25: Dados do balanço patrimonial da EOG Resources e suas despesas com juros, (adaptado da publicação da EOG Resources, 2016)

Por último, dado que o objetivo do trabalho era entender até que nível de preços os projetos de tight oil são interessantes economicamente e com isso se ter um maior conhecimento do que se esperar para a produção futura. Se torna importante para esse tipo de análise introduzir os conceitos de *full cycle breakeven* e *half cycle breakeven*.

Na análise feita, considerou-se estudar a viabilidade de um projeto novo começando desde o início, no momento inicial da exploração. Portanto, o breakeven calculado é o *full cycle breakeven*, que deve ser interpretado com preço do óleo cru que garante um retorno de 10% a.a. real para um projeto em seu início, em que não houve nenhum dispêndio de caixa.

Atualmente, tem-se observado que muitas empresas americanas especializadas no desenvolvimento de projetos não convencionais vêm aproveitando os ganhos de escala e perfurando mais poços do que de fato completam em um dado período. O resultado disso é a observação de um número bastante alto de *DUC wells*

(Drilled but Uncompleted wells) que nada mais são do que poços perfurados mas que não foram completados. A importância de se olhar com cuidado para esse dado é que como se sabe por estudos e publicações, a exemplo o relatório da EIA citado na subseção de custos, os custos para se completar um poço são cerca de 50% do total do CAPEX. Logo, para poços que já foram perfurados a decisão de continuação do desenvolvimento gira em torno de um dispêndio 50% menor.

Visto isso, alguém que queira ter maior previsibilidade do comportamento da produção americana dado um preço de óleo, deve incorporar em sua análise o cálculo do *half cycle breakeven*. Esse preço é, portanto, o preço do tight oil que garante 10% a.a. real para projetos que precisam de 50% do CAPEX típico.

Para o poço projetado nesse trabalho, se esse já estivesse perfurado (portanto, fosse um DUC well), uma empresa precisaria ter um preço de US\$ 22/bbl para seu óleo para continuar o projeto e a partir dessa decisão obter a TMA para dispêndios feitos para a completação e futura operação do poço.

O gráfico a seguir mostra o número de DUCs nos principais plays de shale (todos citados ao longo do trabalho).

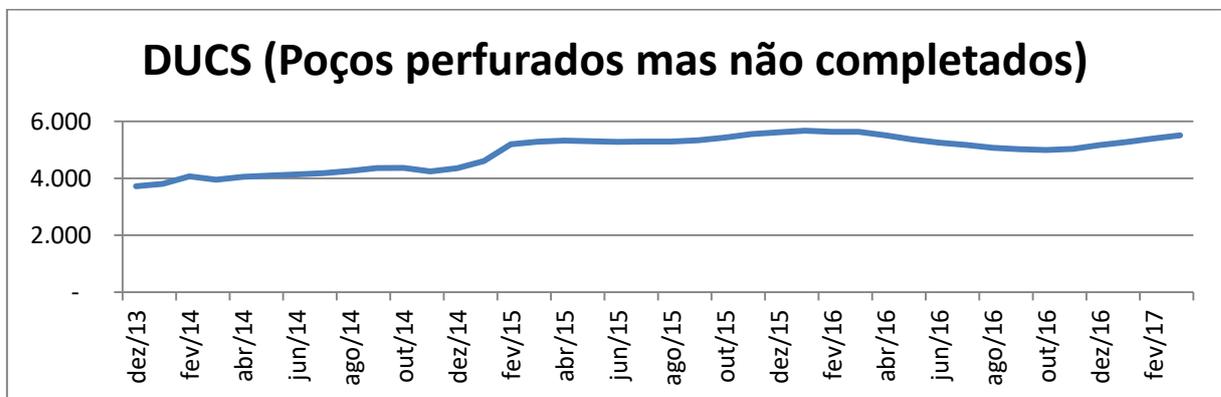


Gráfico 23: Poços perfurados mas não completados
(Elaboração Própria com dados da EIA)

Atualmente, existem cerca de 5.500 poços perfurados mas não completados nos plays de shale dos EUA. Se utilizarmos a média de produção no primeiro ano do poço projetado 287,3 bbl/dia, chega-se a ordem de grandeza de 1.580.424 bbl/dia, considerando todos em primeiro ano, que podem chegar ao mercado de forma muito rápida e a custo baixo. Certamente esse número tem grande relevância para os mercados globais e seus agentes e devem ser analisados de forma bastante cuidadosa.

7 Conclusão

A indústria de óleo e gás sempre foi muito dinâmica. Não por menos, ela é responsável pela maior oferta energética global. Ela sempre foi envolvida em muita pesquisa e passou por diversos momentos em que se quebraram barreiras tecnológicas, possibilitando fazer o que antes era tido como impossível.

O advento dos processos tecnológicos de perfuração direcional e fraturamento hidráulico são exemplos de inovações tecnológicas sem precedente e suas implicações para a indústria ainda estão sendo desvendadas. Os EUA tiveram um “Renascimento” como agente relevante e suas ações impactam os o mercado de forma inimaginável há poucos anos atrás. Portanto, o interesse em avaliar essas novas tecnologias e seus impactos nos mercados globais se tornou alvo de muita atenção hoje em dia. Acadêmicos, financistas, técnicos, empresas produtoras e de serviços ao redor de todo mundo e países inteiros que têm grande dependência da atividade petrolífera para melhor fechar suas contas têm se debruçado constantemente na intenção de conseguir ter alguma previsibilidade do futuro da atividade nos Estados Unidos.

A análise de viabilidade econômica de projetos de exploração e produção é uma atividade que requer conhecimentos de várias áreas a princípio totalmente distintas, como finanças e engenharia. Esse trabalho foi desenvolvido com a ideia de que por trás dessa grande revolução há vários empreendedores que no fundo querem obter retornos sobre seus investimentos que excedem o seu custo de oportunidade, ou seja, em termos percentuais, que tenham uma taxa de retorno (TIR) maior do que a mínima por eles requerida (TMA). Portanto, a atividade futuros depende de forma significativa de como esses retornos evoluirão.

Nesse sentido, entender toda a tecnologia e saber como ela afeta a estrutura de custos e também a produtividade é de grande importância para se fazer projeções críveis e que consigam dar uma maior previsibilidade do que pode ocorrer no futuro.

O cálculo do *breakeven* é uma ferramenta muito importante e útil se feita de forma correta para diversos agentes, desde produtores a investidores do mercado financeiro, pois possibilita entender qual nível de preço deve equilibrar tal mercado e isso é algo muito valioso para quem precisa tomar alguma decisão cuja assertividade dependa do que vai ocorrer no futuro com o preço do óleo.

O modelo criado nesse trabalho e todo seu processo de análise e construção devem servir de embasamento para esse tipo de análise. Por fim, é importante destacar que esse cálculo e modelo são tão dinâmicos quanto a indústria em si e devem ser constantemente atualizados para que incorporem o máximo possível da realidade atual e, assim, continuarem gerando *insights* construtivos.

8 Referências Bibliográficas

ADALBERTO, J. R.; CARVALHO, R. S. e XAVIER, J. A. D., 2011, Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, 1a Edição, Rio de Janeiro.

BARRETO, M. A., 2010, Caracterização de Materiais para Garantir a Condutividade de Fraturas Hidraulicamente Induzidas em Poços de Petróleo e Gás, Rio de Janeiro.

BP Statistical Review of World Energy. Junho de 2017. Disponível em: <bp.com/statisticalreview>.

BUSINESS INSIDER, 2013, Why America's Shale Boom Will Last For Years, Business Insider, Março, 2013. Disponível em: <<http://www.businessinsider.com/fracking-shale-extraction-and-depletion-2013-3?op=1#ixzz2wBynn6ic>>

BRAGA, R., 1998, "Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira". São Paulo, Editora Atlas

CACHAY, L.R.S. Dez, 2004. Fluxo de Partículas de Sustentação em Poços de Petróleo Estimulados por Fraturamento Hidráulico.

CHESAPEAKE ENERGY. 2014. Annual Report.

CHESAPEAKE ENERGY. 2015. Annual Report.

CHESAPEAKE ENERGY. 2016. Annual Report.

DANIEL ARTHUR, J., ALL Consulting, 2008, "An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States".

DUNCAN, D., 2009, Statement of Douglas Duncan Research Geologist, U.S. Geological Survey, U.S. Department of Interior, Before the Committee on Natural Resources, Subcommittee on Energy and Mineral Resources, Junho.

EIA, 2013c, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration, Analysis And Projections, Junho, 2013. Disponível em: < <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>

EIA, 2016c, Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. U.S. Energy Information Administration, Analysis And Projections, Março, 2016. Disponível em: < www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf >

ENERGY API, 2010, "American Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources"

EOG RESOURCES. 2014. Annual Report.

EOG RESOURCES. 2015. Annual Report.

EOG RESOURCES. 2016. Annual Report.

FRACFOCUS.ORG, 2013, Chemical Use In Hydraulic Fracturing. Disponível em:
< <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>>

GOLDMAN SACHS, 2017, TOP PROJECTS 2017. Abril.

IHS, 2015. What's cost got to do with it? How oil prices and upstream costs help shape each other, Julho 2015

MARTINS, E., ASSAF NETO, A., 1986, "Administração financeira: as finanças das empresas sob condições inflacionárias". São Paulo: Atlas.

MARTIN E ECONOMIDES, 2010, "Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments", SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunis, Tunisia.

ROCHA, L.A.S; AZUAGA, D., ANDRADE, R., et.al, "Perfuração Direcional". Editora Interciência, 2011, 3a Edição

The Economist, 2015. After OPEC, Maio 2015.

USGS, 2016. National Oil and Gas Assessment, US Geological Survey.

Wood Mackenzie, 2015b. Bakken/Three Forks Key Play Report, Junho 2015.

YEW, C.H., 2008, Mecânica do Fraturamento Hidráulico.