2

Aspectos gerais sobre projetos de E&P

Este trabalho define um projeto de E&P como um projeto que visa explorar reservatórios subterrâneos e produzir descobertas de hidrocarbonetos. Independente do local onde será executado, um projeto de E&P apresenta características comuns como: demanda por grandes volumes de capital, prazos longos para recuperação do investimento, impacto social nas atividades, e principalmente incertezas presentes durante toda a sua duração e até mesmo após o seu fim.

Os projetos de E&P são comumente classificados conforme as suas atividades operacionais são executadas. Desta forma, eles podem ser segmentados em etapas que são chamadas de fases operacionais. Cada fase contém particularidades técnicas e financeiras que refletem as incertezas da atividade. A Tabela 1 a seguir apresenta as fases de um projeto de E&P no caso de sucesso econômico.

Tabela 1 - Fase de um projeto de E&P

Classificação ANP	Fases Operacionais	Atividades
Exploração	1º Período	Geologia e Geofísica
	2º Período	Perfuração Avaliação
Produção	Desenvolvimento	Infraestrutura da produção
	Produção	Extração do hidrocarboneto
	Abandono	Abandono das instalações

Fonte: Própria

As atividades de E&P podem ser definidas conforme a *Regulation S-X* da *Securities and Exchange Commission* (SEC, 1975, p.28). Em suma são elas:

- A procura por óleo e gás, no seu estado natural, e no seu local de origem;
- Aquisição de direitos sobre determinada área, cujo propósito seja explorar ou remover o óleo e gás dos reservatórios naturais dessa área;
- As atividades necessárias para a remoção do óleo do reservatório;

- A instalação e manutenção de infraestrutura no local extração para a produção do óleo e do gás.

A SEC (SEC, 1975, p.28), ainda define um limite para o fim das atividades de *upstream*, que ocorre quando os hidrocarbonetos produzidos são entregues a um duto principal, terminal marinho ou refinaria.

2.1. Aquisição do direito de exploração

Na análise financeira de um projeto petrolífero, também devem ser considerados os investimentos iniciais (etapa de pré-projeto) que antecedem a fase de exploração. Nesta etapa, que ainda não é operacional, existem os gastos para aquisição do negócio, que pode ser feita diretamente, via leilões ou indiretamente por meio de farm-in de outras empresas concessionárias (entidades privadas). Em geral os gastos da etapa de pré-projeto contemplam os estudos de viabilidade do projeto, gastos gerais e administrativos (custos advocatícios, por exemplo), as obrigações e tributação das companhias de E&P.

Para a aquisição de direitos de exploração, em geral, as companhias participam de leilões públicos ofertados pelo Governo proprietário das áreas. As características desses leilões dependem da legislação do país onde são realizadas as atividades de E&P. No próximo capítulo será mais detalhadamente analisada a aquisição de direitos em atividades de E&P no Brasil.

2.2. Fase de exploração

A fase de exploração é um conjunto de pesquisas, operações e sondagem com o objetivo identificar jazidas de petróleo. Tomas (2001, pág. 23), afirma que a descoberta de uma jazida de petróleo envolve muito tempo e recursos de capital para estudos geológicos e geofísicos (G&G) de bacias sedimentares.

No Brasil, o período da fase de exploração de um bloco começa após a aquisição do direito de explorar, e da contratação obrigatória de um seguro garantia para cada período desta fase. Essa modalidade de seguro obriga o concessionário a indenizar a ANP pelo não cumprimento pela execução integral do Programa Exploratório Mínimo - PEM. O valor da indenização é fixado na apólice e visa fazer frente a possíveis perdas da União naquela fase. Por essa razão, dificilmente um concessionário abandonará um projeto antes do final de um período exploratório.

No Brasil, a fase exploratória compreende 2 períodos. No primeiro período são feitos as aquisições, processamentos e interpretações de dados de geologia e geofísica – G&G sobre uma determinada área. Se existirem indícios favoráveis, é decidido se o projeto prossegue para o segundo período, onde existirão as perfurações exploratórias e a avaliação dessas perfurações. Se os indícios continuarem favoráveis, a companhia entra com pedido na ANP de declaração de comercialidade de um bloco. Entretanto, caso ao final de qualquer desses períodos os indícios se mostrem desfavoráveis, o bloco é devolvido à ANP e o projeto é abandonado.

Conforme Tomas (2001, pág. 23), a primeira etapa da campanha exploratória inicia-se com os estudos geológicos e geofísicos. Tais estudos têm o propósito da identificação de possíveis prospectos que são estruturas geológicas favoráveis à acumulação de petróleo. Já os investimentos realizados no 2º período da fase exploratória compreendem os gastos incorridos com serviços, materiais e equipamentos utilizados na perfuração do poço pioneiro. Também são realizados gastos com serviços, materiais e equipamentos utilizados na avaliação dos poços exploratórios. Os serviços incluem o aluguel da unidade de perfuração.

Apesar das avançadas técnicas aplicadas à aquisição, processamento e modelagem e interpretação de dados geofísicos (dados sísmicos etc), as informações geológicas oriundas de poços já perfurados numa determinada bacia são cruciais para o prosseguimento da campanha exploratória. Pois esses são os dados de poços que vão validar a interpretação. Em seguida, todas as informações reunidas são analisadas para dar o próximo passo que é testar os prospectos identificados durante o 1º período exploratório. O teste é feito mediante as perfurações dos poços pioneiros, que são poços utilizados para avaliação e delimitação da jazida caso existam. Assim, são

feitas perfurações de vários poços exploratórios até que se encontre um reservatório de petróleo economicamente viável. Em geral é mais fácil encontrar poços economicamente não produtivos, chamados de poços secos (ou *dry hole* em inglês) do que o contrário.

A SEC, no *Regulation S-X*, resume os gastos considerados da fase de exploração nos seguintes itens:

- Gastos de Geologia e Geofísica (G&G). Incluem-se todos os gastos com levantamentos, com a computação e o tratamento de dados geológicos e geofísicos, com a integração e interpretação de dados geológicos e geofísicos.
- Gastos com retenção da área. Incluem-se todos os gastos para manter o direito de exploração de uma área;
- Gastos com perfuração de poços exploratórios até a completação ou abandono

2.3. Atividades do desenvolvimento da produção

A fase operacional de desenvolvimento da produção envolve um conjunto de investimentos que tem como objetivo viabilizar as atividades de produção de uma área exploratória. Nessa fase, conforme a Lei do Petróleo, a área exploratória é chamada de campo, por ser uma região que possui reservatório, instalações e equipamentos para uma futura produção de petróleo.

Em suma, o desenvolvimento da produção envolve investimentos com sistema de perfuração, completação, sistemas de coleta e unidade de produção. Os demais gastos em desenvolvimento foram considerados irrelevantes diante do valor global desses principais itens nessa fase, e por isso não serão detalhados. Os gastos com sistemas de coleta são os realizados para a movimentação de petróleo e gás natural dos poços até as estações ou plataformas. Já os gastos de unidade de produção são os realizados com o projeto, construção, montagem, instalação e das unidades de produção.

A infraestrutura logística também impacta os custos dessa fase. O volume de gastos depende dos custos necessários para escoar a produção de óleo e gás do seu local de extração até a refinaria. Para o petróleo, o transporte é feito por grandes embarcações ou oleodutos. Para o gás, o tamanho do trecho percorrido para escoação, influencia o tipo de transporte. Em distâncias consideradas não longas são utilizados gasodutos. Em distâncias consideradas longas são utilizados embarcações capazes de liquefazer o gás (gás natural liquefeito, ou GNL).

O período dessa fase compreende desde a declaração de comercialidade de uma descoberta até o início da produção do campo.

2.4. Atividades de produção

A fase de produção é a fase onde existe um fluxo contínuo de extração de hidrocarbonetos. A pressão do reservatório vai determinar a curva do volume de produção. No início da fase de produção, a pressão no reservatório ainda é alta, conseqüentemente o volume de produção do bloco cresce rapidamente à medida que mais poços são conectados aos sistemas de produção instalados na área. Entretanto, a tendência é que, com o fluxo contínuo de extração, a pressão no reservatório diminua e conseqüentemente o volume de produção é reduzido. Tal fenômeno de diminuição gradativa da produção é chamado de declínio natural ou depleção.

Para minimizar os efeitos da depleção, isto é, da queda da produção, podem ser utilizadas técnicas (de alto custo e por isso dificilmente feitas), para aumentar o volume de produção. Uma dessas técnicas é a injeção de gás ou água no reservatório para aumentar sua pressão interna.

Os sistemas de produção (exemplo: plataformas) contemplam os custos com arrendamento das plataformas, despesas de pessoal, apoio logístico (barcos de suprimento), despesas com serviços e materiais de manutenção e intervenção de poços. Um sistema alugado, inicialmente minimiza os custos operacionais do projeto, na fase de desenvolvimento. Entretanto, quando o projeto entra na fase de produção, tais custos operacionais tendem a serem maiores.

2.4.1. Análise de curva de declínio de produção

Segundo ROSA (2006), a análise de curvas de declínio de produção consiste em métodos utilizados em projetos de E&P para ajuste de histórico e/ou previsões de comportamento de reservatórios de hidrocarbonetos.

Para a análise de curva de declínio é associada uma taxa de declínio de produção de um reservatório, em função da vazão da produção e do tempo. O valor dessa taxa é apurado por informações obtidas no comportamento histórico do reservatório ou a partir do comportamento de reservatórios semelhantes ao estudado. Os tipos de declínio podem ser classificados em: exponencial, harmônico e hiperbólico. O presente trabalho utilizou o declínio exponencial para estimar a produção de óleo de um projeto.

O declínio exponencial considera taxa de declínio constante ao longo do tempo. Entretanto, à medida que novas informações são incorporadas no modelo de análise, a taxa de declínio utilizada deve ser revista para se ajustar a essa nova realidade. Sua formulação é dada pela form.[1].

$$Q = Q_i \cdot e^{-\alpha t}$$

Onde:

= quantidade de óleo

= quantidade de óleo no momento inicial

= taxa de declínio exponencial

t = tempo de produção

2.4.2.

Abandono da área produtora

O abandono da área produtora é a última fase do ciclo de vida um projeto de E&P. O abandono do bloco acontece quando a diminuição no fluxo de hidrocarbonetos do campo faz com que a produção se torne economicamente inviável. Os níveis de custos incorridos nesse estágio são maiores que a as receitas obtidas. O período dessa etapa do projeto compreende o fim da produção até a devolução do bloco para a ANP. Em geral a fase de abandono dura cerca de um ano, onde são incorridos custos com as operações de desativação dos poços e das instalações do campo de petróleo.

As tubulações e equipamentos retirados em geral são levados para outra área, ou devolvidos à empresa de serviço a quem pertencem, doados, ou baixados como sucata. É feito um estudo para saber qual a opção menos onerosa deve ser considerada para a tomada de decisão. Lembrando que o concessionário deve sempre devolver a área ANP nas mesmas condições ambientais (restauração do meio ambiente) em que encontrou. Assim, o abandono também envolve gastos com a recuperação das áreas afetadas pela produção.

2.5.

O valor comercial do petróleo

O valor comercial do petróleo é proporcional ao da sua densidade. Para identificar a densidade do óleo, o Instituto Americano de Petróleo criou a escala API, cuja sigla é abreviatura de *American Petroleum Institute - API*. Quanto maior o grau de API, isto é, quanto mais leve é o óleo, melhor a qualidade do petróleo, e conseqüentemente maior o valor do produto no mercado. O óleo quanto mais pesado, ele é mais denso e grosso, o que dificulta sua produção e transporte. Em suma, pode-se dizer que para refinar um óleo pesado para produzir petróleo leve é mais caro, do que descobri-lo.

O preço do petróleo é medido em relação a certo petróleo de referência. A referência mundial de qualidade do óleo é o tipo Brent, negociado em Londres, e o *West Texas Intermediate* – WTI, negociado em Nova York. Ambos são leves e servem como base para calcular o preço do petróleo de diversas reservas. Para o caso de petróleo pesado, o referencial mais conhecido é o Maya, do Golfo do México.

A Figura 1 apresenta os preços médios no mercado spot de 2000 a 2009. Nela pode ser observada a evolução média do *Brent Dated* que é uma cotação diária informada por uma publicação chamada de Platt's Crude Oil Marketwire. Essa publicação apresenta cotações utilizadas como referência no mercado internacional para formação de preços de venda de petróleo.

Figura 1 - Preços médios no mercado spot dos petróleos dos tipos Brent e WTI – 2000-2009

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Preços médios no mercado spot de petróleo (US\$/barris)										09/08 %
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Brent ¹	28,39	24,46	24,98	28,84	38,21	54,42	65,03	72,52	99,04	61,67	-37,73
WTI	30,30	25,89	26,09	31,11	41,42	56,50	66,01	72,26	98,58	61,90	-37,21

Fonte: Platt's Crude Oil Marketwire apud ANP.

¹ A cotação média do tipo Brent foram obtidos com dados dos preços Brent Dated

No Brasil, a maior parte do óleo produzido é do tipo pesado, mais denso, cujo refino custa muito mais caro e exige mais tecnologia para exploração. Por isso, o Brasil necessita importar o petróleo leve para misturar ao petróleo pesado para baratear o refino.

2.6. Reservas e recursos

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos encontrados em formações rochosas (reservatórios) subterrâneos, que em geral se chamam reservas. O conceito de reserva (e recursos) está relacionado à estimativa de volume de petróleo de um campo. Paralelo a isso o conceito de estimativa não é um valor absoluto. Logo existem diversos conceitos para reservas e recursos.

As terminologias utilizadas neste trabalho são as classificações da Sociedade de Engenheiros de Petróleo (*Society of Petroleum Engineers - SPE*). Segundo a SPE, as acumulações podem ser: reserva provada, reservas não provadas, recursos contingentes e recursos prospectivos.

As reservas provadas são acumulações de hidrocarbonetos que podem ser estimadas com certeza plausível de serem comercialmente recuperável. Para essa estimativa são considerados determinados métodos operacionais e condições econômicas.

As reservas não provadas são acumulações de hidrocarbonetos, que devido a incertezas técnicas, econômicas, contratuais ou governamentais, não pode ser classificado como reserva provada. As reservas não provadas podem ser classificadas em provável ou possível, dependendo do nível de certeza envolvido na análise dos dados de geociências e engenharia.

Os recursos contingentes são acumulações de hidrocarboneto, potencialmente recuperável, mas não economicamente exploráveis na época da avaliação, devido a alguma contingência de viabilidade técnica ou econômica.

Os recursos prospectivos (ou potenciais) são acumulações potenciais de hidrocarbonetos, não descobertos, que podem ser potencialmente estimadas e recuperáveis. O termo potencial é utilizado devido a grande incerteza associadas a esse tipo de recurso. Por essa razão, os estudos feitos para esses recursos são significativamente menos detalhados do que os feitos para as reservas e recursos contingentes. Além disso, as avaliações realizadas dependerão tanto de informações de recursos semelhantes (com as mesmas características), quanto da evolução das informações na fase de exploração.

Os recursos prospectivos envolvem a definição dos conceitos de prospecto, *lead* e *play*. O prospecto é o estudo para uma acumulação potencial de hidrocarboneto bem definido para perfuração. Ele vislumbra a probabilidade econômica de descobertas, as quantidades recuperáveis do “reservatório em potencial”, e um programa de desenvolvimento em potencial. O *lead* é um estudo para uma acumulação potencial atualmente menos definida que um prospecto. Desta forma, devem ser feitos maiores levantamentos e avaliações de dados para que um *lead*

possa evoluir para tornar-se um prospecto. O *Play* é um estudo para identificar uma tendência esperada dos prospectos potenciais. Os levantamentos e avaliações são baseados em suposições de descoberta, de conjuntura potencial de recuperação em cenários hipotéticos de desenvolvimento.

O tamanho da reserva é medido em volume, onde as reservas de óleo são expressas em barris (bbl). No caso de haver óleo e gás associados na reserva, o volume é expresso em barris de óleo equivalente (boe).

2.7. Métodos contábeis aplicados nas atividades de E&P

Existem diversos métodos para as companhias de o setor contabilizar os gastos de E&P. Entretanto, no Brasil não existem normas contábeis específicas para a indústria do petróleo. Adotam-se para a contabilização dessas operações, as metodologias norte-americanas. Em especial é utilizada uma metodologia recomendado pelo FASB (*Financial Accountant Standards Boards*) que é o método dos esforços bem sucedidos (*Successful Efforts Accounting Method*). O presente trabalho desenvolveu seus conceitos e sua aplicação pelo método dos esforços bem sucedidos, por serem os mais usualmente utilizados pelas empresas de *upstream*.

Conforme definição de Gallun, Stevenson e Nichols (2001) no método dos esforços bem sucedidos os gastos que puderem ser diretamente relacionados com descobertas de reservas são capitalizadas, isto é contabilizados no ativo da companhia. Assim, são capitalizados os gastos de aquisição de direitos exploratória, perfurações que resultem em sucesso exploratório e gastos de desenvolvimento da produção. Os demais gastos (exploração, por exemplo) que não puderem ser diretamente relacionados diretamente a descobertas ou então que resultem não resultem em sucesso exploratório, são considerados como despesas do período.

Uma das particularidades da contabilidade de petróleo utilizada nos método dos esforços bem sucedidos é que os gastos de geologia e geofísica são sempre tratados como despesas. Isso acontece porque tais gastos são incorridos para prover informações de toda uma área exploratória, sendo muito difícil correlacioná-los com descobertas específicas, feitas muitos meses ou anos depois.

Os gastos capitalizados, na fase exploratória e na fase de desenvolvimento são amortizados durante a fase de produção do campo. Assim o projeto gera um benefício fiscal para os seus donos, visto que uma despesa quando dedutível diminui a base de lucro tributável. Entretanto, os gastos capitalizados que não resultaram em descobertas economicamente viáveis deverão ser reclassificados como despesa de exploração.

O conceito de depreciação, depleção e amortização – DDA está associado à contabilização do consumo do ativo. A DDA demonstra esse reconhecimento que pode ocorrer em função das unidades produzidas ou em função do tempo. Na área de petróleo conforme o método dos esforços bem-sucedidos é utilizado taxas contábeis de amortização que associam o total de gastos capitalizados ainda não amortizados sobre o volume das reservas e a sua produção. Essas taxas de amortização devem ser revisadas periodicamente em função das incertezas do tamanho do reservatório.

Segundo Jennings, Feittten e Brock (2000, p.428) apud Silva (2011), a depreciação de equipamentos e instalações de apoio de uma companhia de *upstream*, que serão utilizados em mais do que uma fase operacional (exploração, desenvolvimento e produção) devem ser depreciados por outro método, em geral o de linha reta.