

---

# LABORATÓRIO NACIONAL DE COMPUTAÇÃO CIENTÍFICA



**Laboratório  
Nacional de  
Computação  
Científica**

**TEMC: INTRODUÇÃO AO MÉTODO SÍSMICO**

**RAFAEL LOURENÇO ANCELME, M.Sc.  
rafael@petrec.com.br**

**JANEIRO DE 2015**

---

# 1. Introdução

A indústria do petróleo é sem dúvida uma das atividades mais fascinantes e complexas no mundo dos negócios desde a descoberta das primeiras jazidas petrolíferas até os dias de hoje. Esta indústria requer a participação de profissionais de diversas áreas tais como Engenharia, Geologia, Geografia, Matemática, Física, Química entre outras. As atividades presentes na indústria do petróleo podem ser divididas em dois grupos (Fig.1): *upstream* e *downstream*. O primeiro grupo contempla as atividades ligadas à exploração e produção de hidrocarbonetos, já o segundo grupo contempla as atividades ligadas ao refino e a distribuição dos produtos derivados.

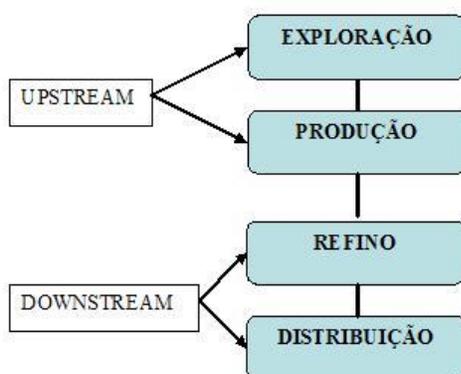


Figura 1: Etapas que estão presentes na indústria do petróleo.

O presente trabalho está ligado ao *upstream*, mais precisamente a exploração. A exploração com intuito de descobrir novas jazidas de petróleo se torna cada vez mais difícil e importante. De fato, é unanimidade na comunidade científica ligada ao petróleo, que as jazidas mais fáceis já foram descobertas, isto é, para se descobrir uma nova e significativa jazida é necessário um grande esforço por parte dos profissionais ligados a exploração. Por isso, ao longo dos anos tem-se estudado novas técnicas de exploração até se chegar a uma das principais ferramentas para realizar a exploração de uma determinada área, que são os **métodos sísmicos**, muito importantes e essenciais para os estudos realizados na indústria do petróleo, principalmente para mapeamento de estruturas em subsuperfície.

## 1.1. A Origem da Exploração do Petróleo

Conhecido desde os primórdios da civilização, com seus usos variados, mas sempre limitados, o petróleo ingressou na era industrial já há cerca de um século e meio após a descoberta do Cel. Drake, em Titusville, na Pensilvânia em 1859.

Durante quase toda a segunda metade do Século XIX foi amplamente utilizado como iluminante, lubrificante e óleo combustível para caldeiras. No início do século XX, após o significativo decréscimo do consumo do querosene iluminante causado pela chegada da eletricidade, o petróleo passa a ser utilizado também como combustível para os recém descobertos motores a explosão. A partir daí consolidase como um dos insumos fundamentais da era industrial.

As primeiras descobertas de petróleo haviam sido feitas perfurando-se poços, geralmente rasos, em locais onde existiam indícios ou exsudações naturais de petróleo à superfície. O Cel. Drake havia perfurado seu poço na localidade Titusville, nas proximidades de um riacho denominado Oil Creek, que apresentava mancha de petróleo por sobre as águas.

Nascia assim a técnica exploratória mais conhecida como “seepology” (seep = exsudação). Apesar de toda a evolução tecnológica, a seepology ainda funciona e constitui a base primordial da técnica de exploração por prospecção geoquímica de superfície. Entre os pioneiros do petróleo logo se tornaria famosa a recomendação: “se quiser achar petróleo, fique perto de onde já se encontroutalgun”. Obviamente, procurar petróleo em áreas de novas fronteiras, onde não havia ainda sido visto, representava assumir riscos bem maiores.

## 1.2. O Petróleo como Jogo

Até o final do Século XIX ainda não se haviam consolidado os princípios fundamentais da geologia do petróleo e poucos investidores exploravam para petróleo com a ajuda dos então desmoralizados geólogos de petróleo. Preferia-se perfurar até ao acaso, dentro das práticas do sentimento, da intuição (feeling) ou do puro acaso (*random drilling*). Esses procedimentos não científicos acabavam dando certo quando se exploravam bacias muito prolíficas, ainda em seu estado juvenil e com muitos campos gigantes ainda não descobertos. Entre muitos outros, o *East Texas Field*, a maior acumulação petrolífera do estado, foi descoberta perfurando se por acaso.

Estas práticas fizeram com que o processo de exploração de petróleo fosse considerado fundamentalmente análogo ao de um jogo de azar.

Com o início da exploração de áreas muito planas, como era o caso da grande planície correspondente à porção emersa da Bacia da Costa do Golfo, no sul dos Estados Unidos, surgiu a metodologia de localizar poços de petróleo em cima de suaves elevações topográficas do terreno

(*topography*). Apesar do caráter eminentemente empírico desta ferramenta, muitos poços efetuaram descobertas importantes porque, na realidade, as suaves elevações do terreno correspondiam, em subsuperfície, a altos estruturais como anticlinais ou domos de sal propícios para acumulação de petróleo.

Com a chegada do motor à explosão e do automóvel, no início do Século XX, ocorreu um significativo aumento do consumo de petróleo. Em função disso, a indústria foi obrigada a intensificar a exploração e acabou efetuando muitas novas descobertas, pois os princípios fundamentais da geologia do petróleo já haviam sido consolidados.

Paradoxalmente, a “Teoria do Anticlinal” que associava a ocorrência do petróleo em subsuperfície à necessária presença de dobramentos anticlinais antecedeu à façanha do Cel. Drake, pois remonta ao início do século XIX. Posto que o petróleo e o gás pudessem circular em subsuperfície, dentro de camadas de reservatórios porosos e permeáveis, também portadores de água, estes fluidos acabariam segregando-se por densidade em direção aos ápices dos dobramentos anticlinais, ficando lá retidos dentro das “armadilhas ou trapas naturais” formadas por essas estruturas.

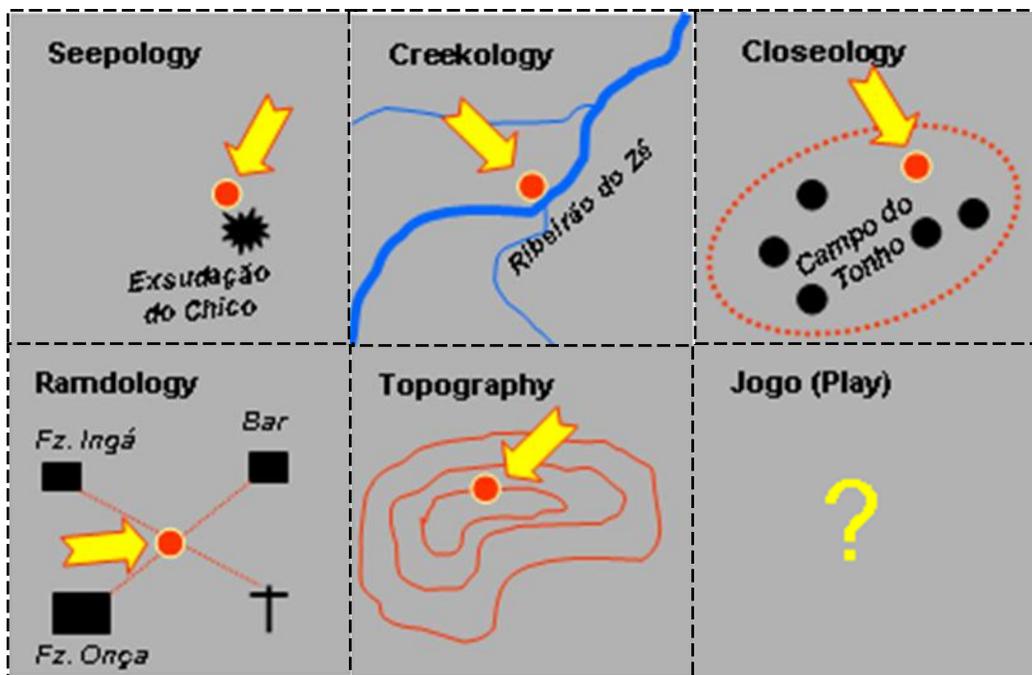


Figura 2: petróleo como jogo

### 1.3. Nasce a Geologia do Petróleo

A partir de 1934 o termo anticlinal passou a ser substituído pelo termo “trapa” (ou armadilha), e seria bem mais correto fazer referência a S no lugar da Teoria do Anticlinal. De fato, durante muito tempo, a partir do início do Século XX, a exploração de petróleo em todo o mundo passaria basicamente a se empenhar na localização e na definição de boas trapas estruturais em subsuperfície. A indústria passou a mapear sistematicamente anticlinais, domos de sal, blocos elevados do embasamento ou outros altos estruturais de qualquer natureza para local poços exploratórios geralmente bem sucedidos, dentro de uma média mundial da ordem de dez a quinze por cento de sucesso.

Mais tarde, ficou até certo ponto claro que não bastaria mapear e perfurar boas trapas. Existiam outros fatores e processos naturais essenciais para a formação de jazidas petrolíferas. Mais recentemente os adeptos da análise dos sistemas petrolíferos passaram a definir os elementos e os processos fundamentais sem os quais as probabilidades de sucesso da exploração seriam nulas. Os elementos fundamentais seriam:

1. A existência de rochas geradoras dotadas de quantidade, qualidade e evolução térmica adequada da matéria orgânica que propicie a geração de volumes significativos de petróleo e/ou gás natural.
2. A presença de rochas reservatórios dotados de um efetivo espaço termo-poroso capazes de propiciar a migração, o armazenamento e a produção de petróleo e/ou do gás natural.
3. A existência de rochas selantes recobrimdo as rochas reservatórios que impossibilitem o escape do petróleo e/ou do gás natural para a superfície, preservando estes fluidos na jazida.
4. Trapas (ou armadilhas) com geometria especialmente configurada para permitir a acumulação e o aprisionamento do petróleo e/ou do gás natural.

Entre os processos, menciona-se apenas por essencial aquele da geração – migração – acumulação do petróleo e do gás natural desde a expulsão dos hidrocarbonetos das rochas geradoras, sua migração dentro de camadas porosas e permeáveis até se acumular nas trapas sendo preservado e constituindo uma jazida.

---

## 2. Métodos de Investigação

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um largo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção.

Um programa de prospecção visa fundamentalmente a dois objetivos:

1) localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condições para acumulação de petróleo;

2) verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo. Não se pode prever portanto, onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência.

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Todo programa desenvolvido durante a fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um único poço exploratório.

### 2.1. Métodos Potenciais

A geofísica é o estudo da terra usando medidas de suas propriedades físicas. Os geofísicos adquirem, processam e interpretam os dados coletados por instrumentos especiais, com objetivo de obter informações sobre a estrutura e composição das rochas em subsuperfície. Grande parte do conhecimento adquirido sobre o interior da terra, além dos limites alcançados por poços, vem de observações geofísicas.

A gravimetria e a magnetometria, também chamadas de métodos potenciais foram muito importantes no início da prospecção de petróleo por métodos indiretos, permitindo o reconhecimento e mapeamento das grandes estruturas geológicas que não apareciam na superfície.

**Gravimetria:** Sabe-se que o campo gravitacional terrestre depende de cinco fatores: latitude, elevação, topografia, marés, e variações de densidade em subsuperfície. Este último é o único que interessa na exploração gravimétrica para petróleo, pois permite fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas com densidade anômalas como rochas ígneas e domos de sal e prever a existência de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral desigual de

densidades em subsuperfície. A unidade de medida da aceleração do campo gravitacional terrestre é o “gal”.

**Magnetometria:** A prospecção magnética para petróleo tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, consequência da distribuição irregular de rochas magnetizadas em subsuperfície. A unidade de medida é o “gamma.”

---

## 3. Aquisição de dados sísmicos

O método sísmico, ou sísmica de exploração de hidrocarbonetos visa modelar as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos na região de estudo.

Tais métodos se baseiam na propagação de ondas sísmicas geradas artificialmente na terra e/ou no mar por diferentes tipos de fonte, como o canhão de ar no mar e a dinamite na terra, por exemplo, e posterior registro das ondas que retornam.

O subsolo é geralmente composto por diferentes camadas de sedimentos. Diferentes camadas geológicas são caracterizadas por terem propriedades físicas distintas, dentre elas diferentes impedâncias acústicas. Essa característica é a base do processo de aquisição de dados conhecido como **Sísmica de Reflexão**. Ainda existe outro processo de aquisição de dados, conhecido como **Sísmica de Refração**.

Os métodos sísmicos (ou sísmica aplicada) têm como objetivo principal a formação de modelos de dados que, depois de processados e organizados, retenham informações relevantes a respeito da geologia da região onde foram adquiridos. Os métodos sísmicos de reflexão e refração são os mais conhecidos e utilizados. A escolha do método depende, principalmente, do tipo de mapeamento que se pretende realizar.

### 3.1. Método sísmico de reflexão

Dentre os modelos existentes, o método sísmico de reflexão, classificado como um método indireto de exploração da subsuperfície, possui várias vantagens tais como: *offsets* (distância da fonte ao receptor) relativamente pequenos, não necessita que a velocidade vá aumentando com o aumento da profundidade, fornece melhor interpretação para geologias complexas e propicia um imageamento direto da subsuperfície, sua capacidade de produzir como resultado final imagens sísmicas que forneçam alta definição das feições geológicas, além de permitir a cobertura de grandes áreas de aquisição quando comparado com um método de aquisição direto, como a perfuração de poços. Por outro lado, possui algumas desvantagens: a necessidade do uso do aparato fonte - receptor por diversas vezes para um mesmo objetivo tornam o método relativamente caro, o processamento dos dados obtidos tem um alto custo computacional e a subsuperfície imageada não é tão simples de ser interpretada.

O método sísmico de reflexão é responsável por mais de 90% dos investimentos em prospecção (THOMAS, 2001), fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície e, por isso, é o método de prospecção mais utilizado na indústria do petróleo. Este método tem como objetivo principal a

formação de modelos de dados que, depois de processados e organizados, retenham informações relevantes a respeito da geologia da região onde foram adquiridos.

### 3.2. Método sísmico de refração

O método sísmico de refração trabalha com o registro apenas das ondas refratadas com ângulo crítico e possui grande aplicação na área de sismologia. Na indústria do petróleo, nos dias atuais, não possui grande aplicação, porém fora muito utilizado na década de 1950 para auxiliar os resultados que eram obtidos com a utilização dos métodos potenciais. Algumas vantagens do método sísmico de refração são: geralmente utiliza poucas fontes e receptores, tornando-se mais barato, como são menos dados possui um custo computacional relativamente menor e a interpretação dos dados é relativamente mais simples. Como desvantagens possuem: necessita de offsets relativamente grandes, só funciona se a velocidade da onda nas camadas aumentar com a profundidade e é aplicável somente para alvos rasos. As ondas refratadas que são captadas na sísmica de reflexão são utilizadas nos cálculos dos tempos empregados na correção de estática.

Neste trabalho, temos a pretensão de apresentar detalhadamente os métodos sísmicos aplicados à exploração de hidrocarbonetos e assim permitir ao leitor compreender o processo de geração de dados com algum grau de detalhe.

A exploração de hidrocarbonetos, óleo e gás, baseada em sísmica pode ser dividida em três etapas principais: aquisição, processamento e interpretação. A figura 3 ilustra essas etapas.

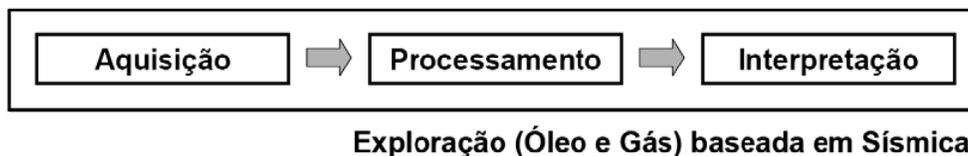


Figura 3: Etapas de exploração baseada na sísmica de reflexão

Quando se deseja encontrar uma reserva de hidrocarboneto, o primeiro passo a ser dado é a aquisição de dados sísmicos ou investigação sísmica, que consiste na geração, através de uma fonte, de ondas elásticas artificiais (impulsos) de duração relativamente pequena (em torno de 200 milisegundos) em pontos específicos na superfície da área a ser mapeada e o posterior registro das reflexões em canais de recepção ao longo de uma linha reta. Essas perturbações mecânicas são geradas através da utilização de dinamite quando em terra, ou canhões de ar comprimido no caso de regiões marinhas.

Os principais tipos de fonte utilizados são: dinamite e *vibroseis*<sup>1</sup> (Fig. 4) em terra e canhão de ar (*airgun*) (Fig. 5) na água. Com relação aos receptores temos os geofones (por eletromagnetismo), na terra, e os hidrofones (por pressão) na água. Devido ao alto custo envolvido, uma investigação sísmica deve ser planejada e executada da melhor maneira possível.



Figura 4: Exemplos de vibroseis. Normalmente usa-se de 2 a 5 para um levantamento sísmico.



Figura 5: A esquerda um canhão de ar preso ao suporte que vai para a água e a direita uma família de canhões de ar.

Antes de realizar uma investigação sísmica, é preciso ter autorização para tal. No Brasil, a empresa interessada deve adquirir junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) o direito de realizar a investigação. Periodicamente, como consta em sua página na Internet, a ANP realiza rodadas de licitações para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, único meio legal para a concessão do direito de exercício dessas atividades econômicas. Uma vez adquirido o direito de explorar a região de interesse, a empresa precisa ainda da autorização do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) para iniciar suas atividades de investigação sísmica.

---

<sup>1</sup> Dispositivo mecânico montado sobre caminhões para produzir as ondas sonoras quando ocorre o impacto do mesmo com o solo.

### 3.3. Aquisição Terrestre

A aquisição de dados sísmicos em terra é uma operação que, dependendo do tamanho do projeto, pode envolver a participação de centenas e até milhares de pessoas, divididas em diversas equipes, cada qual com sua função. As primeiras equipes que entram em ação são as de topografia e abertura, com a função de demarcar o terreno segundo um planejamento prévio. Essa demarcação é feita da seguinte maneira: estacas de madeira são fincadas no terreno, espaçadas de acordo com o planejado, normalmente de 25 ou 50 metros umas das outras, e suas posições geográficas são registradas via GPS (Global Position System). O sistema de coordenadas utilizado no Brasil, normalmente, para registro das posições geográficas é o UTM (*Universal Transverse Mercator*)<sup>2</sup>.

A segunda equipe a entrar em ação é a equipe de sonda, responsável por fazer os furos, ao longo de uma linha reta, onde serão colocados os explosivos, podendo até ela mesma colocá-los. Cabe ressaltar que se a fonte utilizada for do tipo vibroseis, não haverá a participação de uma equipe de sonda.

A terceira equipe é a equipe responsável por espalhar os geofones, posicionando-os da maneira planejada. Normalmente, um grupo de 12 geofones forma um canal de recepção, dispostos em uma linha reta. Todos os canais ficam interligados entre si e ligados ao sismógrafo, aparelho utilizado para realizar o registro dos dados.

Depois que tudo está pronto para o início das detonações, a equipe responsável pelo sismógrafo se posiciona na base de operações, conhecida como casa branca, e, então, comanda o processo de tiro-recepção.

Uma vez gerada, a onda sísmica se propaga através da terra, e ao atingir a interface entre duas rochas de características físicas diferentes, parte da energia incidente da onda é refletida e retorna à superfície, onde pode ser captada por sensores. Uma outra parte da onda é refratada para o meio inferior. A porção de energia refletida é proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios.

Os receptores (geofones) que captam a porção refletida das ondas ficam situados em pontos específicos na superfície. Uma vez captadas pelos sensores, as informações são gravadas em sismógrafos. O sismógrafo armazena as amplitudes das ondas em intervalos de tempo regulares (tipicamente e a 4 milissegundos) tanto o instante de tempo da chegada da informação quanto a intensidade da onda medida nesse momento.

---

<sup>2</sup> Sistema referencial de localização terrestre baseado em coordenadas métricas definidas para cada uma das 60 zonas UTM, múltiplas de 6 graus de longitude, na Projeção Universal Transversal de Mercator e cujos eixos cartesianos de origem são o Equador, para coordenadas N (norte) e o meridiano central de cada zona, para coordenadas E (leste), devendo ainda ser indicada a zona UTM da projeção.

A figura 6 ilustra os processos de aquisição terrestre e marinha.

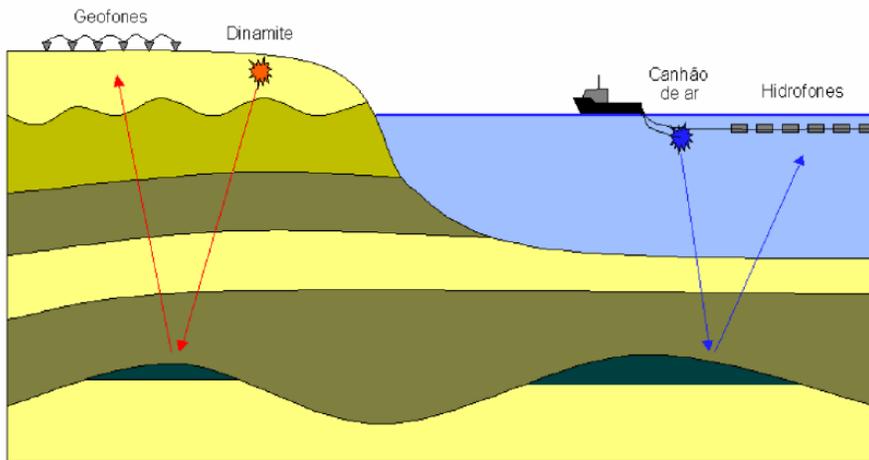


Figura 6 – Modelo representando a aquisição sísmica.

A profundidade máxima a ser mapeada durante o processo de aquisição é determinada pelo tempo de registro das reflexões pelos sensores e pela velocidade de propagação dos sinais sísmicos através das camadas de rocha. Para levantamentos terrestres, esse tempo de amostragem é tipicamente de 4 segundos a partir do instante de detonação (considera-se o instante da detonação como sendo o instante de tempo  $t = 0s$ )

A velocidade de propagação das ondas nas rochas é variável segundo uma grande diversidade de fatores, tais como a densidade e as constantes elásticas do meio, que por sua vez são dadas em função de características intrínsecas da rocha, tais como porosidade, temperatura, pressão, entre outros. No entanto, um valor médio de velocidade de propagação tipicamente considerado é de 3000 metros por segundo. Dessa forma, pode-se considerar que as profundidades mapeadas são próximas de 6000 metros (dois segundos para o sinal se propagar na ida, mais 2 para refletir até ser registrado pelos sensores).

Os principais parâmetros de aquisição sísmica são o intervalo entre pontos de tiro (IPT), o intervalo entre canais ou estações de recepção (IE) e a distância entre fonte e receptor, conhecida como offset. O offset mínimo (Fig. 7) é a distância que separa a fonte e o primeiro canal, já o offset máximo (Fig. 7) é a que separa a fonte e o último canal.

O conjunto formado pelo ponto de tiro e as estações receptoras é denominado lanço (ou spread) (Duarte, 1997). Os spreads mais comuns utilizados nas investigações sísmicas são o end-on spread e o split-spread. O tipo end-on spread é aquele no qual o ponto de tiro ocupa uma posição lateral em relação às estações receptoras, já o tipo split-spread é aquele no qual o ponto de tiro ocupa uma posição aproximadamente central em relação às estações receptoras

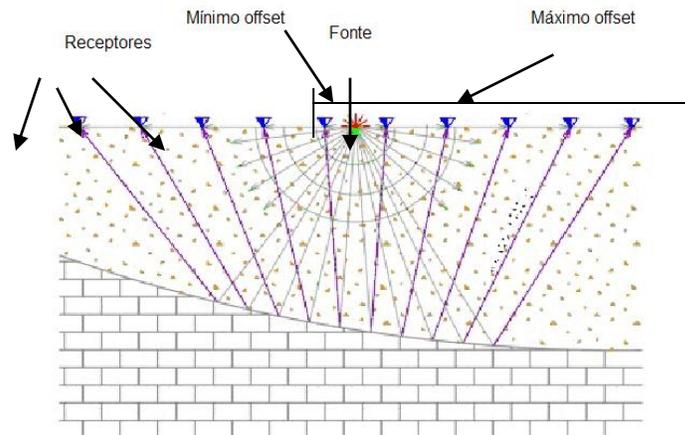


Figura 7 – Representação dos offsets maximo e mínimo, em uma configuração split-spread.

A imagem sísmica obtida por esse processo de captação dos sinais refletidos será tão melhor quanto menor for o espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície. Valores típicos para o número de sensores estão entre 128 e 1024, situados equidistantes a distâncias que variam de 6,25 a 25 metros.

Outras informações importantes são o tempo de registro, tempo total no qual acontecerá o registro dos dados, normalmente é 4,0 ou 5,0 segundos, e o intervalo de amostragem, intervalo que marca de quanto em quanto tempo o dado será registrado, normalmente 2 ms ou 4 ms.

### 3.3.1. Sísmica 2D

Em um levantamento 2D as fontes e receptores ficam dispostos em uma linha aproximadamente reta. Levantamento sísmico 2D é caracterizado pela grande distância entre as linhas sísmicas, e também um grande tempo de registro dos dados, buscando informações a grandes profundidades para possibilitar o mapeamento do arcabouço estrutural de extensas áreas. Este tipo de aquisição acontece normalmente no início da exploração de uma área sob concessão, sendo seu principal objetivo localizar e qualificar as possíveis chances de descobertas econômicas de petróleo e gás. A partir de interpretações de seções sísmicas 2D podem ser identificadas feições de escapes de fluidos, os quais podem ser água, gás ou óleo. Essas feições, denominadas *seepages*, podem ser geradas devido a reativação de falhas, através da pressão gerada pela carga sedimentar e no processo de desestabilização de hidratos gás. Os hidratos de gás são sólidos cristalinos formados por moléculas de água arranjadas em uma estrutura capaz de aprisionar moléculas de gás. Esses compostos são estáveis somente em determinadas condições de pressão e temperatura.

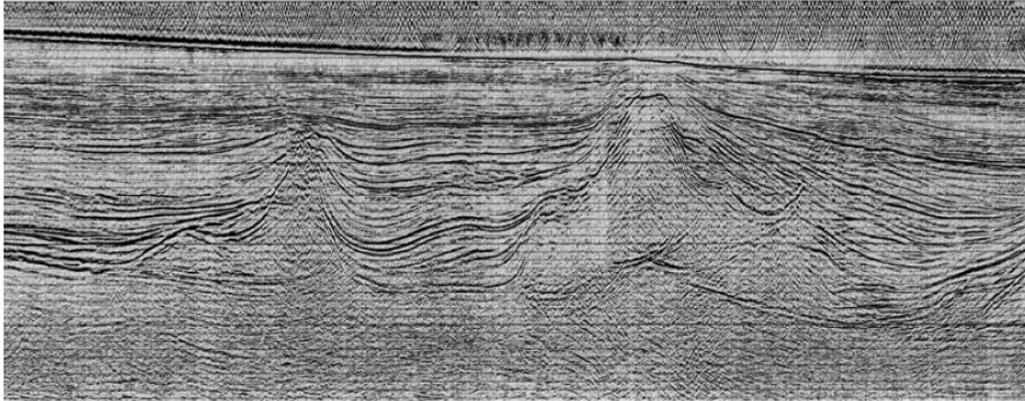


Figura 8: Exemplo de seção sísmica 2D marítima. Observar a reflexão do fundo do mar e as deformações resultantes de halocinese.

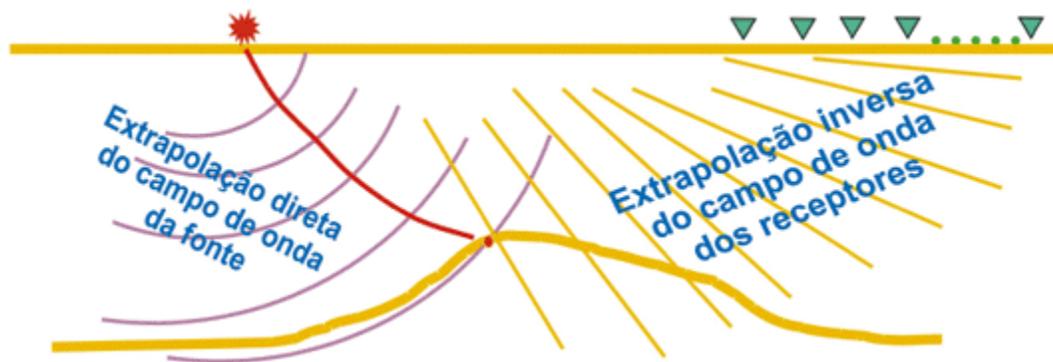


Figura 9: Esquema mostrando a extrapolação dos campos de ondas na migração de tiro comum. Em cada profundidade e para cada frequência os campos são correlacionados e onde eles são coincidentes uma imagem é formada.

### 3.3.2. Sísmica 3D

Na sísmica 3D, o levantamento dos dados é feito em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual à distância entre as estações receptoras. Ou seja, o processo de registro não acontece só na linha em que a fonte foi ativada, mas também em linhas diferentes, ao mesmo tempo. A aquisição 3D acontece normalmente na fase mais adiantada da exploração, capaz de fornecer uma quantidade de informações muitas vezes maior do que a 2D, possibilitando uma análise quantitativa das possíveis acumulações de hidrocarbonetos, além de uma melhor locação para a perfuração de poços exploratórios. A Figura 8 mostra um exemplo de geometria de aquisição 3D.



Figura 10: Exemplo de geometria de aquisição sísmica terrestre 3D. Neste caso, as linhas de tiro são perpendiculares as linhas de receptores.

Ao contrário do que possa parecer, não é necessário que as linhas de tiro e as linhas de receptores sejam perpendiculares entre si, ou seja, é comum que o ângulo formado entre tais linhas seja diferente de  $90^\circ$ .

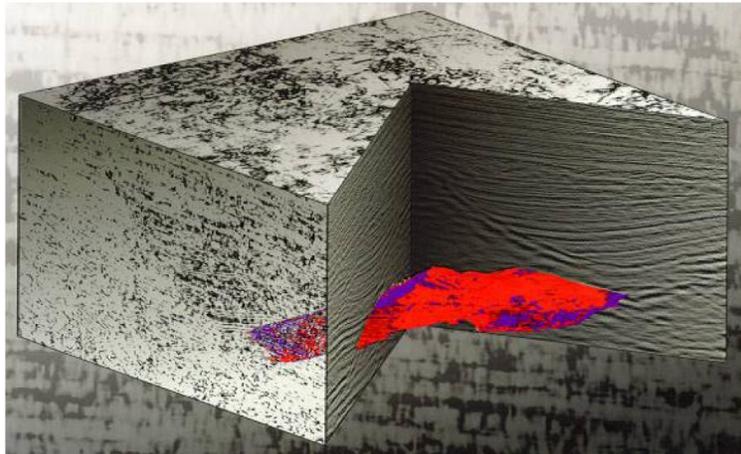


Figura 11: A figura acima é um exemplo de cubo sísmico 3D.

### 3.4. Aquisição Marítima

Na aquisição de dados sísmicos realizada no mar a mobilização de pessoal é muito menor quando comparada a aquisição terrestre, porém o custo continua muito alto. Neste tipo de investigação é utilizado um navio (Fig. 12), conhecido como vessel, especialmente equipado para tal. Presos ao navio, por meio de cabos especiais (Fig. 13), ficam tanto a fonte, canhão de ar (ou air gun), quanto os hidrofones.



Figura 12: Um dos tipos de navio utilizados na aquisição marítima.

O processo de aquisição (Fig. 13), relativamente simples, ocorre da seguinte maneira: o navio percorre uma linha previamente estabelecida e, durante esse percurso, o canhão de ar é acionado, em intervalos bem definidos, gerando as ondas sísmicas que, ao retornarem a superfície, serão registradas<sup>3</sup> pelos hidrofones.

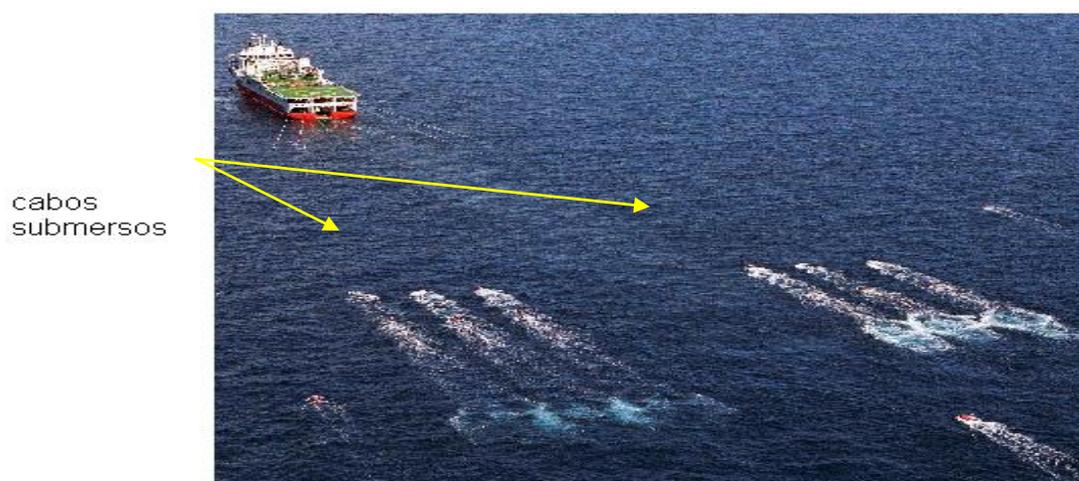


Figura 13: Cabos presos ao navio sísmicos (Fonte: Veritas DGC).

---

<sup>3</sup> É importante ressaltar que as ondas registradas são do tipo compressional e que apenas parte da energia liberada inicialmente pelo canhão de ar retorna à superfície.

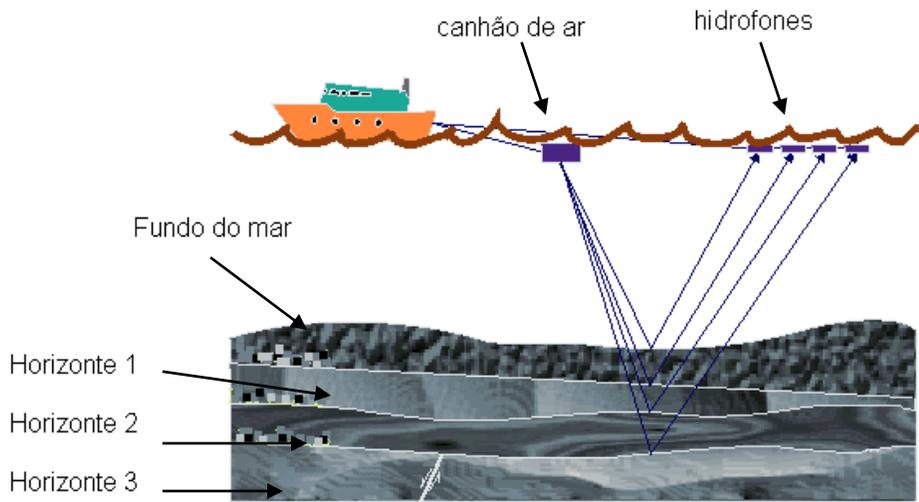


Figura 14: Esquemática do processo de aquisição marítima.

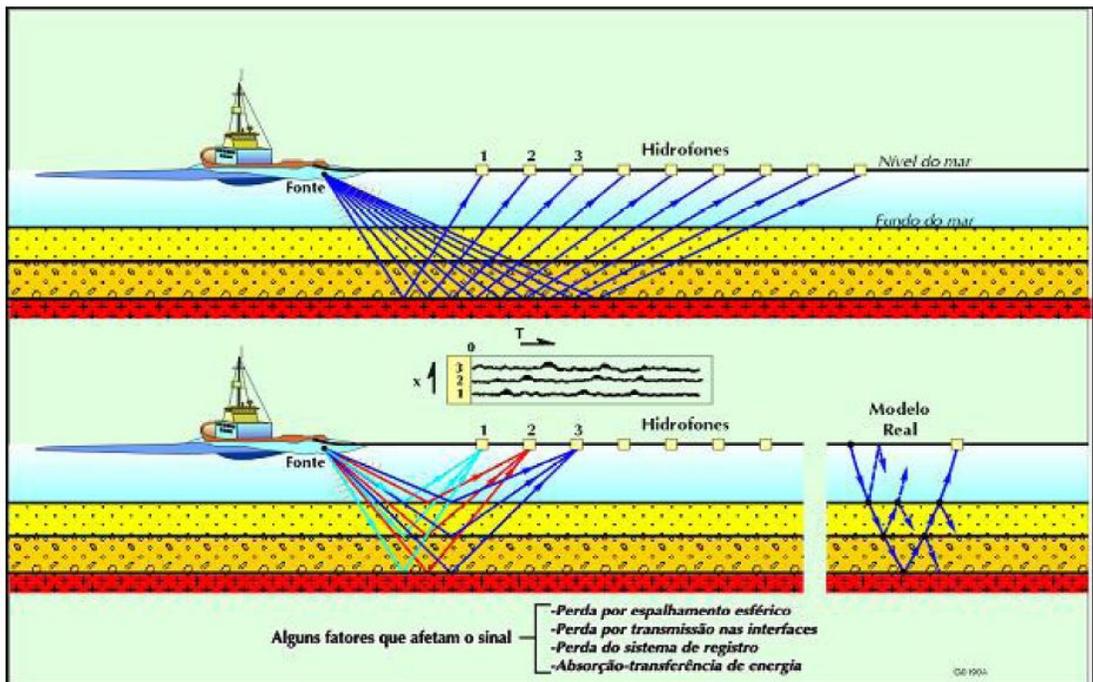


Figura 15: Esquema de aquisição de dados sísmicos marítimos. Uma fonte, normalmente um canhão de ar, emite uma onda de choque que reflete nas camadas em subsuperfície, produzindo um eco que é registrado em hidrofones, e posteriormente processado para fornecer a melhor reprodução da geologia local.

Como normalmente se usa apenas um navio, o mesmo vai e volta várias vezes para repetir o processo de aquisição para todas as linhas do projeto. Tanto o planejamento quanto a execução do serviço devem ser feitos com extrema atenção, principalmente para empresas que não possuem seu próprio navio sísmico, uma vez que o aluguel do navio é caro e é cobrado por dia de empréstimo.

Ao realizar aquisições em áreas oceânicas o tempo de aquisição é ligeiramente maior, uma vez que a velocidade típica de propagação das ondas através da lâmina d'água é de aproximadamente 1500 metros por segundo, podendo chegar a 12 segundos.

### 3.5. Processamento

Para sismica de petróleo, a fase posterior de processamento de dados visa produzir imagens do interior que possuam a maior fidelidade possível, procurando para isso atenuar as distorções geradas pelo processo de aquisição. Nessa etapa, alguns erros inerentes ao levantamento sísmico são corrigidos. Além disso, os dados são reorganizados para formarem uma grade tridimensional com uma amostra de amplitude sísmica em cada vértice da grade (voxel). Duas das dimensões do conjunto de dados são direções espaciais e estão relacionadas com as posições das fontes e dos receptores. Uma das transformações realizadas nos dados durante o processamento faz com que as posições da fonte e do receptor sejam a mesma. Também graças a esta transformação podemos considerar que a terceira dimensão do conjunto de dados é a temporal e que a propagação da onda é feita apenas na direção vertical. Como podemos considerar que a fonte e o receptor estão na mesma posição na superfície, o tempo de cada amostra corresponde ao tempo que a onda leva para viajar até uma interface mais o tempo da volta à superfície.

As chamadas correções primárias atenuam distorções causadas naturalmente pelos receptores e pelos equipamentos de gravação. Dessa forma os pulsos devem ser comprimidos, melhorando a resolução dos dados obtidos. Além disso, as reverberações<sup>1</sup>, causadas por reflexões múltiplas, devem ser atenuadas ou eliminadas. Para isso os dados passam por um processo de deconvolução<sup>2</sup>, onde esses problemas podem ter seu impacto minimizado. Como resultado da fase de deconvolução, tem-se dados sísmicos de melhor resolução. Correções estáticas visam principalmente corrigir variações topográficas e anomalias superficiais em relação à superfície de referência ( $t=0s$ ).

Essas correções são feitas para que todo o conjunto de tiros / receptores possa ser considerado como parte de uma mesma superfície horizontal de referência. É essa superfície horizontal que vai corresponder ao tempo  $t=0s$  de aquisição. Para cada ponto de captação dos sensores na superfície, a imagem sísmica obtida por esse processo será composta por um respectivo conjunto de valores verticais de amplitudes. Essa coluna de amostras com as mesmas coordenadas espaciais, variando apenas o tempo, é chamada de traço sísmico. Os máximos e

---

<sup>1</sup> Fenômeno de prolongamento de um som após o fim da emissão deste mesmo por parte de sua própria fonte sonora.

mínimos da função de amplitude sísmica do traço são chamados de eventos sísmicos.

A organização das amostras em um dado sísmico é mostrada na figura 14. Do lado esquerdo temos a função de amplitudes sísmicas do traço sísmico, na qual a única dimensão é a temporal (1D). Nesse caso, o traço de amplitudes é representado através de um sinal ondulante. No centro temos uma seção vertical do conjunto de dados formada por um conjunto de traços sísmicos, que é chamada de linha sísmica (2D), com uma dimensão espacial e a outra temporal. No caso dos dados sísmicos 3D (volume sísmico), formados por várias linhas sísmicas, temos duas direções espaciais, que são chamadas de *inline* (direção das linhas sísmicas) e *crossline* (direção perpendicular às linhas sísmicas), além de uma direção temporal. Vale notar que, ao mostrarmos dados em 2D e 3D a forma de representação do sinal de cada um dos traços sísmicos deixa de ser feita a partir de um sinal ondulante, passando a ser feita através de uma escada de cores onde cada cor representa a amplitude da onda em cada ponto.

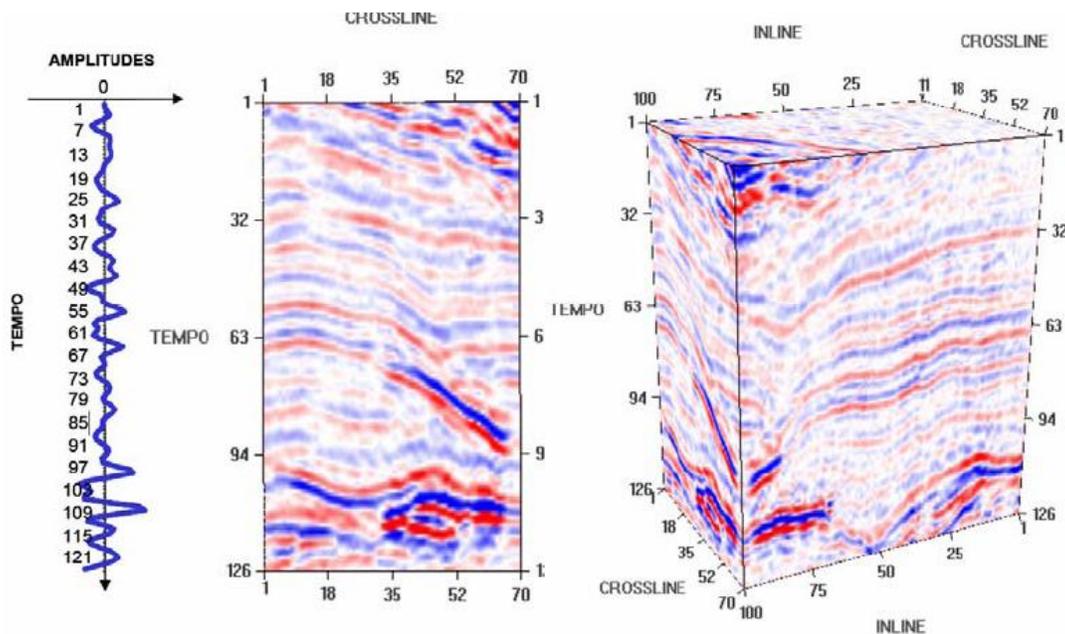


Figura 16: Traço sísmico (esquerda), linha sísmica (centro) e volume sísmico (direita).

<sup>1</sup> É um algoritmo baseado em processo utilizado para inverter os efeitos da convolução sobre dados gravados. O conceito de deconvolução é amplamente utilizado no sinal de técnicas de transformação e processamento de imagem. Um sinal ao passar por um dispositivo qualquer, vai certamente sofrer uma transformação e é a essa transformação que chamamos convolução. Esta característica justifica plenamente o interesse existente no estudo dessa operação matemática, pois ela é essencial para sabermos o sinal que está na origem ou, pelo contrário, transformar o sinal original naquele que desejamos obter no final.

Um modelo matemático interessante que descreve bem o efeito do processamento sísmico realizado sobre o dado é o modelo de convolução, ilustrado na figura 17. Neste modelo consideramos a função de amplitude sísmica de cada traço do conjunto de dados como sendo o resultado da convolução de um impulso sísmico com uma função refletividade – a rigor, a função refletividade é uma distribuição de coeficientes de reflexão. Os coeficientes de reflexão são proporcionais à diferença de impedância acústica entre camadas geológicas adjacentes.

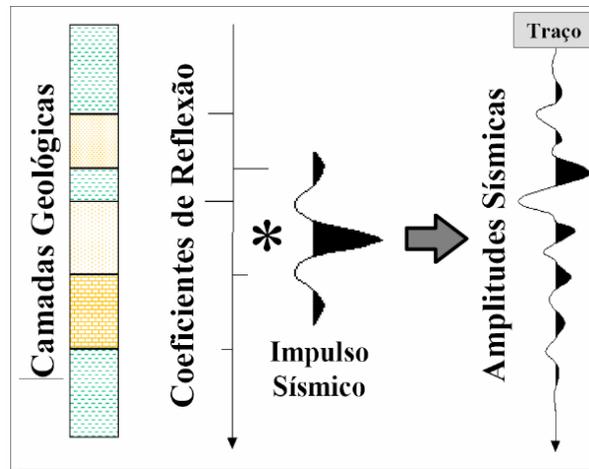


Figura 17: Modelo de convolução.

### 3.6. Interpretação dos dados

Na etapa de interpretação, o intérprete, em geral um geólogo ou geofísico, analisa os dados sísmicos e tenta criar um modelo que represente a geologia contida na área do levantamento. A figura 18 mostra um modelo geológico que poderia ser resultante da interpretação de uma linha sísmica. A interpretação sísmica pode ser classificada, de acordo com o foco, em dois tipos: estrutural e estratigráfica. A interpretação estrutural basicamente tenta identificar as camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, bem como as falhas geológicas que recortam as camadas. Na interpretação estratigráfica o foco do trabalho está em entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo.

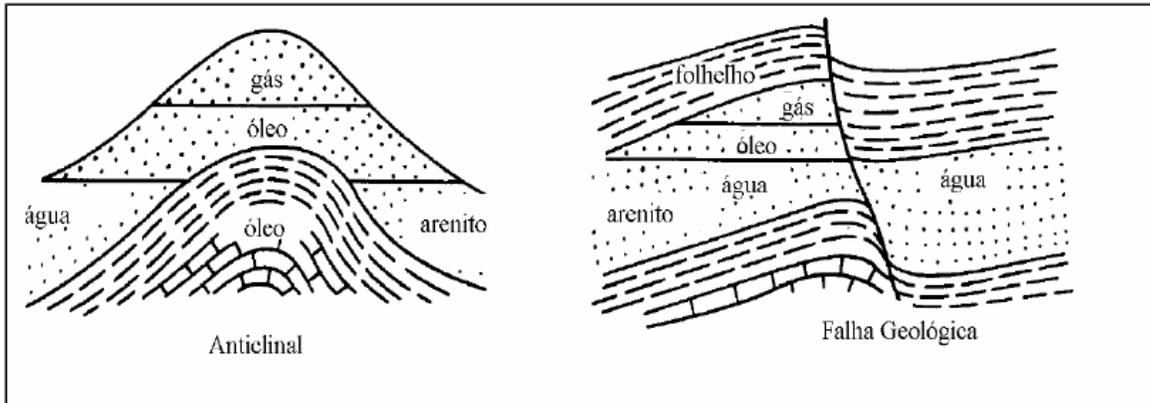


Figura 18 – Modelo geológico. Adaptada de [Robison, Treitel 1980].

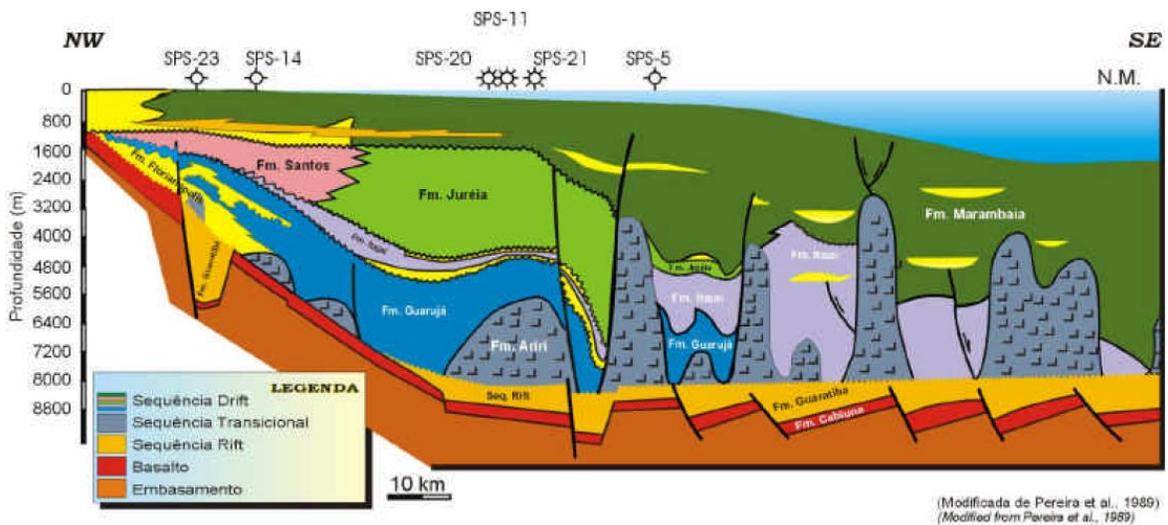


Figura 19: Seção geológica esquemática da bacia de santos

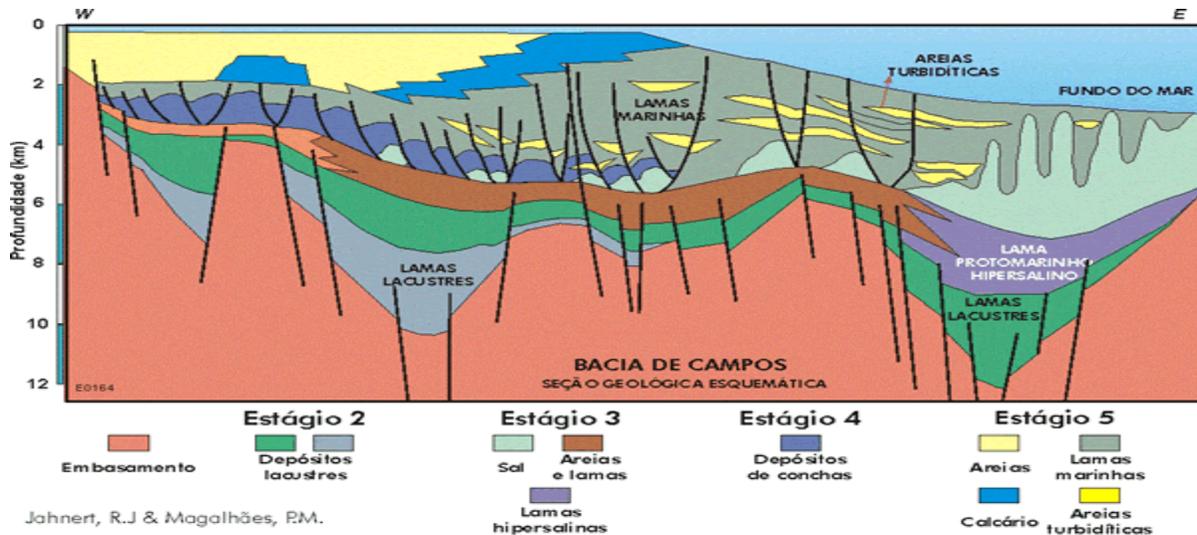
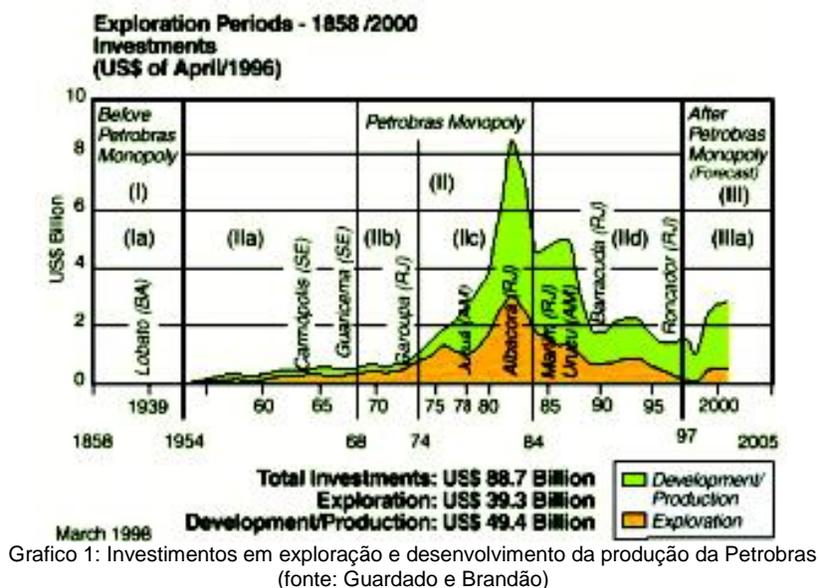


Figura 20: Seção geológica esquemática da Bacia de Campos, entre a plataforma continental e região de águas profundas.

## 4. Conclusão

### 4.1. A Evolução da Exploração no Brasil



O gráfico 1 deve ser analisado tanto em função da história evolutiva da exploração de petróleo no Brasil quanto, e principalmente, em função da economia internacional do petróleo, dentro do cenário mundial da indústria. A figura 2 mostra a evolução do preço do barril do petróleo no Mercado internacional entre 1972 e 2002.

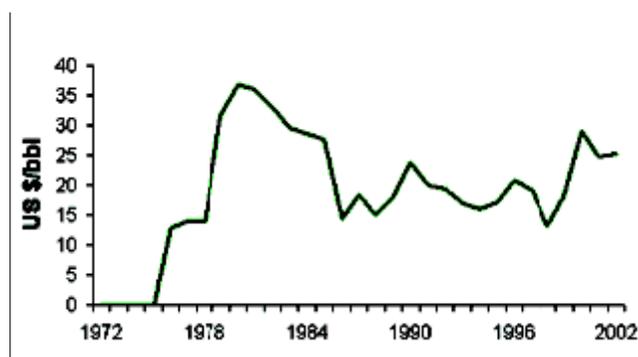


Gráfico 2: Evolução do preço do barril de petróleo no mercado internacional (fonte: BP)

É importante notar a correlação quase perfeita dos gráficos 1 e 2 mostrando que a Petrobras, como de resto a maioria das grandes empresas de petróleo, investia pesadamente nas fases de preços mais elevados do barril no mercado internacional. Se, por um lado, os elevados preços do barril no mercado internacional serviram para aumentar a dívida externa brasileira, esses mesmos preços também facilitaram o desenvolvimento dos campos marítimos de águas profundas da Bacia de Campos

O gráfico 3 mostra a evolução no volume de aquisição de dados sísmicos marítimos e terrestres ao longo do tempo.



Gráfico 3: Evolução da aquisição de dados sísmicos na Petrobras e na fase ANP

Apesar de alguns escassos levantamentos marítimos terem sido efetuados entre 1957 e 1961, os levantamentos marítimos mais extensivos tiveram de fato início entre 1967 e 1968. A aquisição de dados sísmicos terrestres, apesar da prioridade dessas bacias, manteve-se muito reduzida entre 1954 e 1979, quando cresceu significativamente tanto em função da aceitação do método sísmico como importante ferramenta exploratória quanto em função das novas descobertas em terra e do uso cada vez mais intenso dos levantamentos 3D também nas bacias terrestres. A aquisição de sísmica marítima mostra-se com crescimentos moderados entre 1967 e o início dos anos 80 (fase de predomínio dos levantamentos 2D) mas atinge seus níveis máximos no final dos anos 80 e nos anos 90 em função dos extensos levantamentos 3D. Observe-se também no gráfico 3 o grande incremento na aquisição de dados marítimos assim como o sucessivo decréscimo da aquisição dos dados terrestres no período ANP, pós-monopólio da Petrobras.

O gráfico 4 mostra a evolução do esforço exploratório ao longo do tempo, expresso pelo número de poços exploratórios perfurados anualmente em terra e no mar.



Gráfico 4: Evolução da perfuração exploratória

Este gráfico também guarda uma razoável correlação com aquele da figura 1, com o pico de atividades de perfuração coincidindo com o pico de investimentos no início dos anos 80. A perfuração exploratória terrestre atingiu dois patamares de elevada atividade. O primeiro obviamente correspondente à FASE TERRESTRE, no final dos anos 50 e início dos anos 60 e o segundo, no início dos anos 80, com a retomada da exploração em terra depois da “depressão” dos anos 70, causada pela política exploratória de Campos. Este retorno às bacias terrestres, como foi mencionado, resultou: (1) da implementação de um agressivo Plano Quinquenal de Exploração (1981 – 1985); (2) da aplicação de tecnologias, principalmente de sísmica, mais evoluídas como a da sísmica 3D; e (3) da realização de algumas importantes descobertas adicionais nas bacias terrestres.

A perfuração exploratória marítima, em águas rasas, também atingiu seu pico histórico no início dos anos 80, decrescendo após até se situar em níveis pouco expressivos no final dos anos 90. Em que pese o significativo incremento da perfuração exploratória em águas profundas, observe-se que os níveis totais de perfuração diminuíram tanto em terra quanto no mar atingindo seus níveis mais baixos por volta do ano 2000. Esses níveis só cresceriam novamente no ano seguinte, 2001, face às imposições contratuais relativas aos blocos da Petrobras

As figuras 5, 6, 7 e 8 (Ivan de Araújo Simões Filho) mostram respectivamente o “salto” do volume de aquisição de sísmica 2D e 3D, na modalidade spec<sup>1</sup>, que ocorreu no mar a partir de 1998, após abertura do setor brasileiro do petróleo e a criação da ANP. Os mapas das figuras 6 e 8 mostram como praticamente todas as bacias marítimas acabaram sendo contempladas com extensivos levantamentos spec modernos e de qualidade quase sempre superior aos pré-existentes, aumentado sobremaneira o gap que já existia entre a disponibilidade de dados sísmicos marítimos e terrestres.

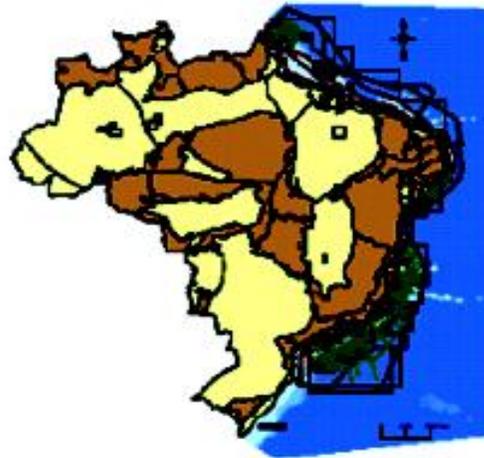
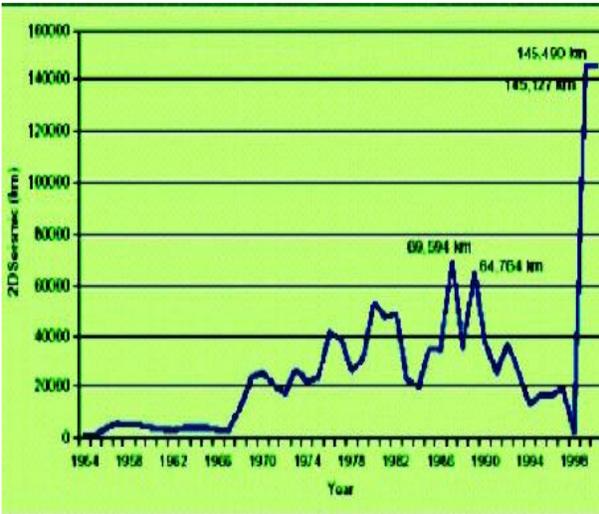


Gráfico 5: Evolução da aquisição de dados sísmicos 2d no Brasil (fonte: ANP)

Gráfico 6: Levantamentos de sísmica 2d, na modalidade SPEC, autorizados pela ANP (fonte: ANP)

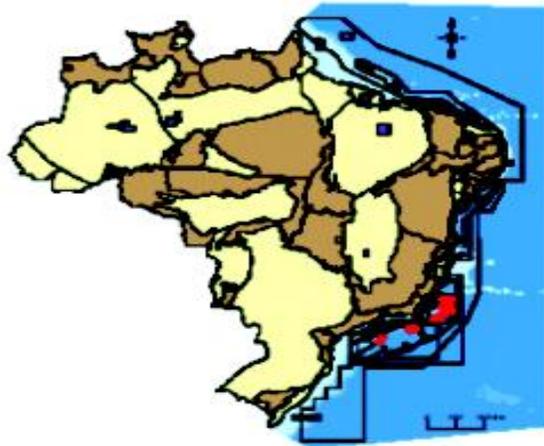
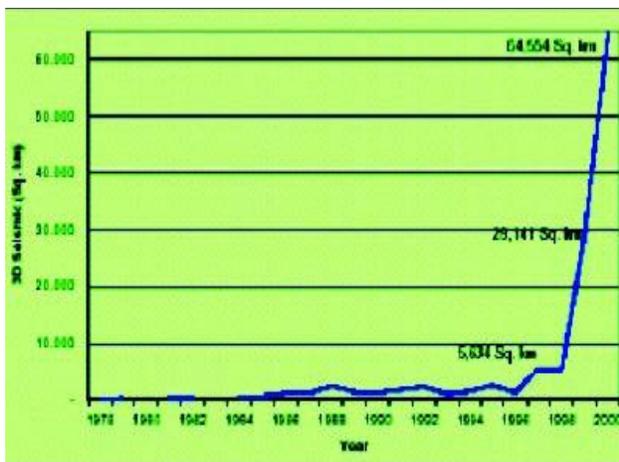


Gráfico 7: Evolução da aquisição de dados sísmicos 3d no Brasil (fonte: ANP)

Gráfico 8: Levantamentos de dados sísmicos 3d, na modalidade SPEC, autorizados pela ANP.

<sup>1</sup> Dados sísmicos podem ser adquiridos de acordo com duas modalidades. A primeira delas é definida como levantamento de “dados não exclusivos”. Tais dados são considerados especulativos, pois não são justificados por nenhum objetivo específico, e por isso, seus levantamentos denominam-se Levantamentos Spec. Tais levantamentos são realizados por EAD’s, Empresas de Aquisição de Dados, especializadas em aquisição, processamento, interpretação e venda de dados exclusivos e não-exclusivos, que se refiram exclusivamente à atividade de exploração de petróleo ou gás natural. A segunda modalidade, que é definida como aquisição de “dados exclusivos”, é realizada pela concessionária em sua área de concessão através de empresa especializada por ela contratada ou por meios próprios. Também pode ser chamada de sísmica proprietária

Com isso acabou sendo fechado um círculo vicioso: operadores de sísmica efetuaram os levantamentos spec no mar, porque essas bacias eram consideradas prioritárias pela indústria do petróleo e a indústria do petróleo continuou considerando as bacias marítimas prioritárias porque nestas existiam coberturas sísmicas extensas, densas e com dados de boa qualidade.

---

## Referências Bibliográficas

DUARTE, O. O., 1997, Dicionário enciclopédico inglês – português de geofísica e geologia: 1a. Ed. Rio de Janeiro, PETROBRAS

SILVA, MITCHEL WAGNER XAVIER, 2008. “Estudo da Variação de Parâmetros de Aquisição de Dados Sísmicos Associado ao Imageamento de Falhas Utilizando Migração Reversa no Tempo”. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

Situação da Sísmica Terrestre no Brasil – Projeto ONIPGEO, 2004. Elaboração da Publicação Bacoccoli Consultores Associados.