



Universidade de Aveiro Departamento de Engenharia Mecânica
Ano 2016

**António Maria de Oliveira
Bastos Neves de Carvalho**

**Análise do Modelo de Desenvolvimento de
Campos de Hidrocarbonetos aplicado à
Bacia do Alentejo**



Universidade de Aveiro Departamento de Engenharia Mecânica
Ano 2016

**António Maria de Oliveira
Bastos Neves de Carvalho**

**Análise do Modelo de Desenvolvimento de
Campos de Hidrocarbonetos aplicado à
Bacia do Alentejo**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestrado em Engenharia Mecânica, realizada sob a orientação científica de Nelson Amadeu Dias Martins, Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro.

o júri

Presidente

Prof. Doutora Margarida Isabel Cabrita Marques Coelho
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade
de Aveiro

Arguente

Doutor João Luís Jorge Simões Pedro
Engenheiro, Exploração & Produção - GALP Energia, S.A.

Co-Orientador

Doutor Bruno Cardoso Lamas
Engenheiro, Exploração & Produção – GALP Energia, S.A.

agradecimentos

Começo por expressar o meu agradecimento ao meu orientador e co-orientador científicos Professor Nelson Martins e Bruno Lamas, pela orientação, sugestões e pela oportunidade de conhecer o assunto tratado neste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica e a todos os seus docentes e funcionários pela simpatia, disponibilidade e competência demonstrados ao longo destes anos.

À Universidade de Aveiro por me acolher e me proporcionar a oportunidade de me formar num curso distinto e prestigiado.

Aos meus fantásticos amigos, pela alegria, boa disposição, amizade e bons momentos e a todas as pessoas que me acompanharam e frequentaram comigo o curso, pela simpatia, amizade, espírito de união e ambiente de trabalho.

À minha família, por todo o amor, apoio, compreensão e motivação para completar esta etapa da minha vida.

Um agradecimento especial à minha mãe Sara Oliveira Bastos, pela educação, amor, carinho, paciência e amizade demonstrados diariamente, directa ou indirectamente, essenciais para a pessoa que sou hoje.

A todos, muito Obrigado.

palavras-chave

Desenvolvimento do Conceito; Bacia do Alentejo; Conceitos de Desenvolvimento Offshore; Exploração de Recursos Fósseis

resumo

O desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural é um processo complexo, com várias etapas, dependente de diversos factores de risco. Hoje em dia, devido à sua volatilidade e importância nos mercados internacionais, está sob constante mudança, evolução e desenvolvimento tecnológico.

Atingido o pico de produção de extracção fácil convencional, em 2012, e com 81% das reservas mundiais situadas em países de elevada instabilidade geopolítica (OPEP), as empresas exploradoras e produtoras de petróleo internacionais são constantemente forçadas a adaptar-se e procurar ser eficientes através da descoberta e/ou aproveitamento de novas, ou já existentes, fontes de rendimento. Como tal, utilizam diversas ferramentas de análise de viabilidade e risco.

Pelo menos até 2013, registaram-se mais de 4 milhões de poços de petróleo *onshore* (em terra) perfurados, em todo o mundo, sendo que a indústria petrolífera se preocupa cada vez mais na procura de fontes de petróleo em ambientes *offshore*, a profundidades gradualmente maiores. Esta indústria, possui também uma característica muito particular, pois necessita de uma grande quantidade de recursos financeiros, especialmente nestes ambientes, para progredir e controlar os níveis de produção mundiais. Tendo em conta estes factores e considerando as restrições orçamentais a que as empresas estão subordinadas, todos os investimentos têm de ser cuidadosamente analisados.

Existem diferentes métodos e/ou formas de planear um projecto de exploração e produção (E&P), segundo os atributos acima indicados. Entre estes destacam-se os Métodos Qualitativos (APR-Análise Preliminar de Riscos, HazOp – Hazard & Operability Study, FMEA, Carta de Riscos, etc..) e os Métodos Quantitativos (Estatísticos, Árvores Lógicas e/ou Árvores de Decisão, Árvores de Causas, Falhas, Matrizes de Risco, Matrizes Frequência-Gravidade, etc..).

Neste trabalho será abordada uma metodologia quantitativa, ainda que de forma qualitativa, designado por Árvore Lógica de Decisão, na identificação e selecção de um conceito para uma zona de elevado potencial para a presença de hidrocarbonetos, neste caso, a Bacia do Alentejo.

keywords

Field Development Concept; Alentejo Basin; Offshore Development Concepts; Subsea Production Systems; Exploration of Fossil Resources

abstract

The development and production of oil & natural gas holds a complex process, consisting of various steps depending on several risk factors. Nowadays, due to its volatility and importance in international markets, it is under constant change, evolution and technological improvement.

Since we have reached the peak of simple traditional oil extraction in 2012, and with 81% of the world's reserves located in geopolitically unstable countries (OPEC), international E&P operators are constantly forced to adapt and search for means of being efficient, either by discovering or updating their current income sources.

At least until 2013, there were 4 million wells drilled onshore in the world, which is making operators seek sources of oil in offshore environments, at an increasing pace and depth. This industry has a very particular characteristic as well, it needs an enormous amount of investment to progress and control the world's production levels which associated to the environmental restrictions that these are subjected to, makes all of their investments need to be carefully weighted and executed.

Indeed, there are several procedures and/or means to plan an E&P project, considering all of the above mentioned. Between the most frequently used, we can find qualitative methods (PRA – Preliminary Risk Analysis, HazOp – Hazard & Operability Study, FMEA, etc..) and quantitative methods (Statistics, Logic and/or Decision Trees, Root Cause Analysis, Risk Matrix, Gravitational Frequency Matrix, etc..).

In this work, a decision tree model was used in a qualitative manner, to clarify the process of identification and selection of a concept for a potential hydrocarbon field, located in the Alentejo Basin, Portugal.

Índice de Conteúdos

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objectivos do trabalho.....	5
1.3	Revisão Bibliográfica	5
1.3.1	Factores que influenciam/impulsionam a Selecção do Conceito.....	6
1.3.2	Plano de Desenvolvimento do Conceito	6
1.3.3	Identificação de Critérios e Selecção do Conceito.....	8
1.3.4	Síntese	16
1.4	Contributo do Trabalho.....	17
1.5	Organização do Documento.....	17
2	O Desenvolvimento <i>Offshore</i>	18
2.1	Conceitos do Desenvolvimento <i>Offshore</i>	18
2.1.1	Sistema de Perfuração (<i>Drilling System</i>)	18
2.1.2	Sistema de Produção (<i>Production System</i>)	21
2.1.3	Sistema de Processamento (<i>Process System</i>).....	24
2.1.4	Sistema de Transporte (<i>Transportation System</i>)	26
3	Sistemas Submarinos de Produção	27
3.1	Componentes	28
3.1.1	Linhas de Produção.....	28
3.1.2	Umbilical	30
3.1.3	Manifolds	30
3.1.4	PLET – Pipeline End Termination e PLEM – Pipeline End Manifold	31
3.1.5	Wellhead.....	31
3.1.6	Árvore de Natal.....	32
3.2	Arquitectura de Arranjos Submarinos	33
4	O segmento E&P (Exploração & Produção)	37
4.1	Analogia de Campos de Hidrocarbonetos	38
5	Criação de Cenários.....	44
5.1	Critério para a selecção do conceito	48
5.2	Segurança	48
5.3	Fiabilidade	49
5.4	Operabilidade	49
6	Discussão de Resultados.....	51
6.1	Análise Económica.....	53
6.1.1	Indicadores de Projecto.....	54
6.1.2	CAPEX	55
6.1.3	OPEX.....	56

6.1.4	ABEX	56
6.2	Análise RAM.....	58
6.3	Análise de Risco.....	58
7	Conclusão.....	63
7.1	Conclusões Gerais	63
7.2	Sugestão para desenvolvimentos futuros	64
	Referências	65
	Anexos.....	71

Índice de Figuras

Figura 1-Segmentos da indústria petrolífera. Fonte: [2].	1
Figura 2 – Dependência entre os custos e facilidade de mudança durante a vida do projecto. Fonte: [4].	2
Figura 3-Mapa de concessões em Portugal Continental. Fonte: [8].	4
Figura 4-Factores que influenciam o desenvolvimento do conceito para qualquer cenário. Fonte: [9].	6
Figura 5- <i>Workflow</i> do modelo de desenvolvimento do conceito. Fonte: [10].	7
Figura 6-Exemplo de uma árvore de decisão para o caso do DPS-2000 (semi-submersível). Fonte: [11].	9
Figura 7-Sistemas de desenvolvimento de um conceito. Fonte: [12].	18
Figura 8-Sistema de perfuração com BOP. Fonte: [17].	19
Figura 9-Sistemas Submarinos de Produção. Fonte: [33].	27
Figura 10-Configuração de Risers: Livre, Lazy, Steep, Lazy S, Steep S e Pliant. Fonte: [37].	29
Figura 11-Umbilical. Fonte: [39].	30
Figura 12-Manifold tipo <i>Cluster</i> ligado a 6 poços. Fonte: [40].	31
Figura 13- <i>Wellhead</i> ou cabeça do poço. Fonte: [42].	32
Figura 14-Layouts/Arquitectura dos sistemas submarinos de produção. Fonte: [36].	34
Figura 15-Bacias análogas, mais conhecidas, actualmente em produção. Fonte: [52].	38
Figura 16-Pangea – ponto de partida da analogia de campos. Fonte: [56].	39
Figura 17-Processo de exploração petrolífera. Fonte: [50].	39
Figura 18-O "fúnil" da exploração. Fonte: [53].	40
Figura 19-Classificação de reservas de um campo de hidrocarbonetos. Fonte: [54].	41
Figura 21-Formação de hidrocarbonetos. Fonte: [57].	42
Figura 22-Cenário com a produção em 2 manifolds e injeção em anel colectador. Fonte: [61].	47
Figura 23-Cenário com a produção em 3 <i>manifolds</i> e a injeção em 2 poços individuais. Fonte: [61].	47
Figura 24-Fluxo económico de um projecto petrolífero. Fonte: [54].	53
Figura 25-Cadeia de valor de uma plataforma <i>offshore</i> . Fonte: [49].	56
Figura 26-Processo de descomissionamento & abandono. Fonte: [64].	57
Figura 27-Árvore de Decisão. Fonte: Elaboração própria.	61

Índice de Gráficos

Gráfico 1-Perfil de produção típico. Fonte: [58].	44
Gráfico 2-Perfil de produção hipotético, assumido para a produção na bacia do Alentejo.	46
Gráfico 3 e 4-Distância máxima e média de poços em produção com <i>tieback to shore</i> . Fonte: [67].	55
Gráfico 5-Curva de comportamento de risco para as empresas. Fonte: [13].	59

Índice de Tabelas

Tabela 1-Os 10 critérios mais bem pontuados. Fonte: [12].	10
Tabela 2-Os 10 sub-critérios mais bem pontuados. Fonte: [12].	10
Tabela 3-Matriz exemplo de cenários para a selecção de um conceito. Fonte: [13].	11
Tabela 4-Especificação de critérios e sub-critérios. Fonte: [13].	12
Tabela 5-Critérios e Sub-critérios gerais considerados na fase de desenvolvimento do conceito. Fonte: [15].	14
Tabela 6-Critérios e Sub-critérios gerais considerados na fase de desenvolvimento do conceito (continuação). Fonte: [15].	15
Tabela 7-Vantagens e Desvantagens dos arranjos submarinos de produção.	35
Tabela 8-Vantagens e Desvantagens dos arranjos submarinos de produção (continuação).	36
Tabela 9-Fases da actividade de E&P de petróleo. Fonte: [46].	37
Tabela 10-Procedimento de estimativa de reservas. Fonte: [51].	41
Tabela 11-Matriz de cenários para a selecção do conceito.	44
Tabela 12-Critério de Segurança utilizado para classificação de Arranjos Submarinos.	48
Tabela 13-Critérios de Segurança utilizados para classificação de Conceitos (continuação).	48
Tabela 14-Critério de Fiabilidade utilizado para classificação de Arranjos Submarinos.	49
Tabela 15-Critérios de Fiabilidade utilizados para Classificação do Conceito (continuação).	49
Tabela 16-Critério de Operabilidade utilizado para Classificação de Arranjos Submarinos.	50
Tabela 17-Critérios de Operabilidade utilizados para Classificação do Conceito (continuação).	50
Tabela 18-Classificação atribuída aos critérios identificados.	50
Tabela 19-Normalização de critérios.	50
Tabela 20-Tabela de classificação para os arranjos submarinos.	51
Tabela 21-Tabela de classificação para os conceitos.	52
Tabela 22-Descrição de Indicadores. Fonte: [66].	54
Tabela 23-Parâmetros de classificação de eventos de risco. Fonte: [13].	59

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural é um processo complexo, com várias etapas, dependente de diversos factores de risco. Hoje em dia, devido à sua volatilidade e importância nos mercados internacionais, está sob constante mudança, evolução e desenvolvimento tecnológico. Atingido o pico de produção de extracção fácil convencional, em 2012, e com 81% [1] das reservas mundiais situadas em países de elevada instabilidade geopolítica (OPEP), as empresas exploradoras e produtoras de petróleo internacionais, são constantemente forçadas a adaptar-se e procurar ser eficientes através da descoberta e/ou aproveitamento de novas, ou já existentes, fontes de rendimento.

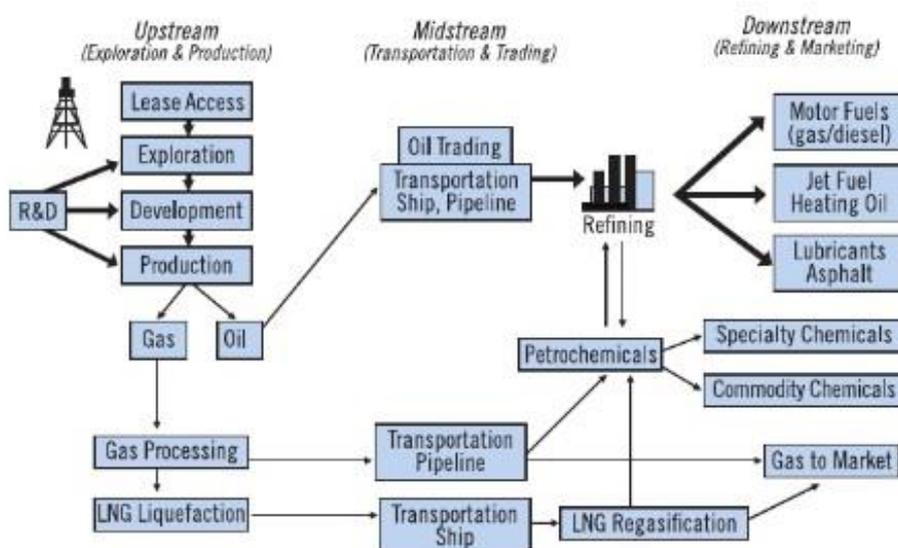


Figura 1-Segmentos da indústria petrolífera. Fonte: [2].

Como exposto na figura 1, a indústria do petróleo está dividida em 3 grandes segmentos: *Upstream* – actividades de exploração e produção de petróleo; *Midstream* – actividades de processamento e transformação em produtos prontos para uso específico; e, *Downstream* – actividades de transporte, comercialização e distribuição de petróleo e seus derivados. [3] Esta indústria tem também uma característica muito particular, pois necessita de uma grande quantidade de recursos financeiros, especialmente em ambientes *offshore*, para progredir e controlar os níveis de produção mundiais. Tendo em conta estes factores e considerando as restrições orçamentais a que as empresas estão subordinadas, todos os investimentos têm de ser cuidadosamente analisados.

No que diz respeito à exploração propriamente dita, as empresas exploradoras e produtoras de petróleo na fase de prospecção, procuram o chamado *Petroleum Play*. Este termo é utilizado para descrever uma região, dentro da bacia, que contém os *Prospects*. Os *Prospects* são as zonas dentro dos *Plays*, que possuem características geológicas comuns, indicando uma forte possibilidade para a presença de hidrocarbonetos.

As reservas de petróleo são piscinas de hidrocarbonetos, localizadas entre 300 e 10,000 metros de profundidade, nos poros de estruturas rochosas da terra. A estimativa total de uma reserva contém todo o petróleo que pode e, não pode ser extraído, por restrições tecnológicas ou económicas. O petróleo é formado pelos restos de plankton, algas e outras fontes vivas ricas em proteína que se acumulam e sedimentam. Devido ao facto de ser um processo contínuo, as camadas mais baixas vão aquecendo com o aumento de pressão e temperatura eventualmente transformando estes ingredientes em hidrocarbonetos.

Estes, com o efeito da gravidade, tendem a saltar-se e mover-se para as camadas mais próximas da superfície, no entanto, este procedimento pode levar milhões de anos dependendo da natureza das rochas e da presença de obstáculos impermeáveis. Existem diferentes tipos de petróleo consoante a geologia que compõe o local podendo influenciar a viscosidade, volatilidade e toxicidade do petróleo aí formado.

Através da Análise de Desenvolvimento de Conceito em conjunto com a metodologia das árvores de decisão, será possível estudar a viabilidade de um determinado investimento, identificar as soluções tecnicamente exequíveis associadas à melhor avaliação económica, assim como o risco desse investimento, assegurando que todos os conceitos/ideias são valorizados e não rejeitados.

O estudo, efectuado nas fases iniciais de planeamento do projecto, tem o objectivo de verificar:

- se este tem potencial económico ou não (desconhecendo os volumes de hidrocarbonetos aí presentes);
- diferentes opções de desenvolvimento; e
- um conceito de desenvolvimento óptimo.

Estas fases iniciais são muito importantes pois são onde se cria ou se perde valor e onde, após estas, qualquer decisão tomada pode resultar em custos proibitivos, como se pode verificar através da evolução na dependência dos custos acrescidos e dificuldade na alteração, por etapas, na figura 2.

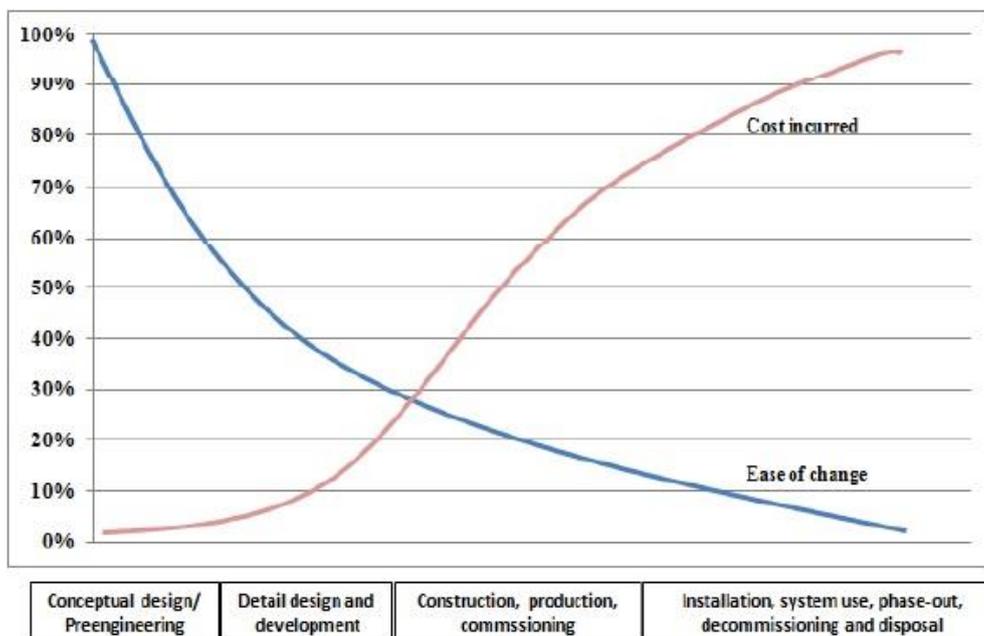


Figura 2 – Dependência entre os custos e facilidade de mudança durante a vida do projecto. Fonte: [4].

Situação Mundial

Durante os últimos anos, as economias mundiais têm-evidenciado uma elevada dependência deste recurso natural e lentamente percebido que já não será possível produzir da mesma forma e quantidade, devido ao facto deste não ser inesgotável.

Inúmeras razões levaram, a partir de 2005 e até à primeira metade de 2008, à subida histórica no preço da comodidade (cerca de 140 dólares por barril), podendo ser muito sucintamente explicada, por um corte na oferta devido a sanções em diversos países que se encontravam em guerra e/ou frágeis a nível político e económico, levando ao fecho de vários campos de extracção e à subida acentuada de preços.

Estes preços praticados, tiveram repercussões a nível mundial, fazendo com que ocorresse uma revolução no mercado americano propiciando o investimento em tecnologias mais caras e adequadas à extracção em locais outrora de difícil acesso, dobrando a sua produção interna e tornando o maior consumidor e importador de petróleo mundial auto-suficiente. Por consequência, os principais exportadores de petróleo mundiais viram-se forçados a procurar outros mercados e a diminuir os preços devido a um maior número de *stocks* e menor volume de transacções.

Actualmente, vive-se uma crise neste sector, provocado não só pela abundância deste recurso como também pelo levantamento destas sanções, entre muitas outras razões. No ano passado foram produzidos 96.3 milhões barris de petróleo enquanto que apenas 94.5 milhões foram consumidos - o que significa que 1.8 milhões barris por dia foram enviados directamente para tanques de armazenamento. [5]

A nível económico, diversos países, como por exemplo, a Venezuela, a Nigéria, o Equador, o Brasil e a Rússia, cujos orçamentos dependem da compra e venda de petróleo, estão a atravessar uma crise de grandes dimensões resultando em cortes e agitação social ao mesmo tempo que países na situação contrária celebram a descida do preço do barril. Esta situação, contribui para o aumento do desfasamento entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento. [6]

Portugal

No caso de Portugal, pouco se conhece sobre as suas bacias exteriores, em termos geológicos, uma vez que não existe muita informação disponível sobre o seu potencial para possível extracção e produção de hidrocarbonetos para fins comerciais, no entanto existem várias empresas que detêm concessões para efectuar estudos e avaliações sísmicas com vista a esse objectivo.

Portugal é composto por 3 Bacias Interiores, *Onshore/Offshore* pouco profundo (Bacia Lusitânica, Porto e Algarve) e 5 Bacias Exteriores, *Offshore* mais profundo (Bacia Interior da Galiza, Peniche, Alentejo, Sagres e Golfo de Cadiz). [7]

A Bacia Lusitânica é a que possui maior tamanho (26 000 km²), seguida da de Peniche (22000 km²) e da de Sagres (20000 km²). Nas 2 maiores bacias portuguesas estão investidos na prospecção e pesquisa de petróleo cerca de USD 180 milhões. [7]

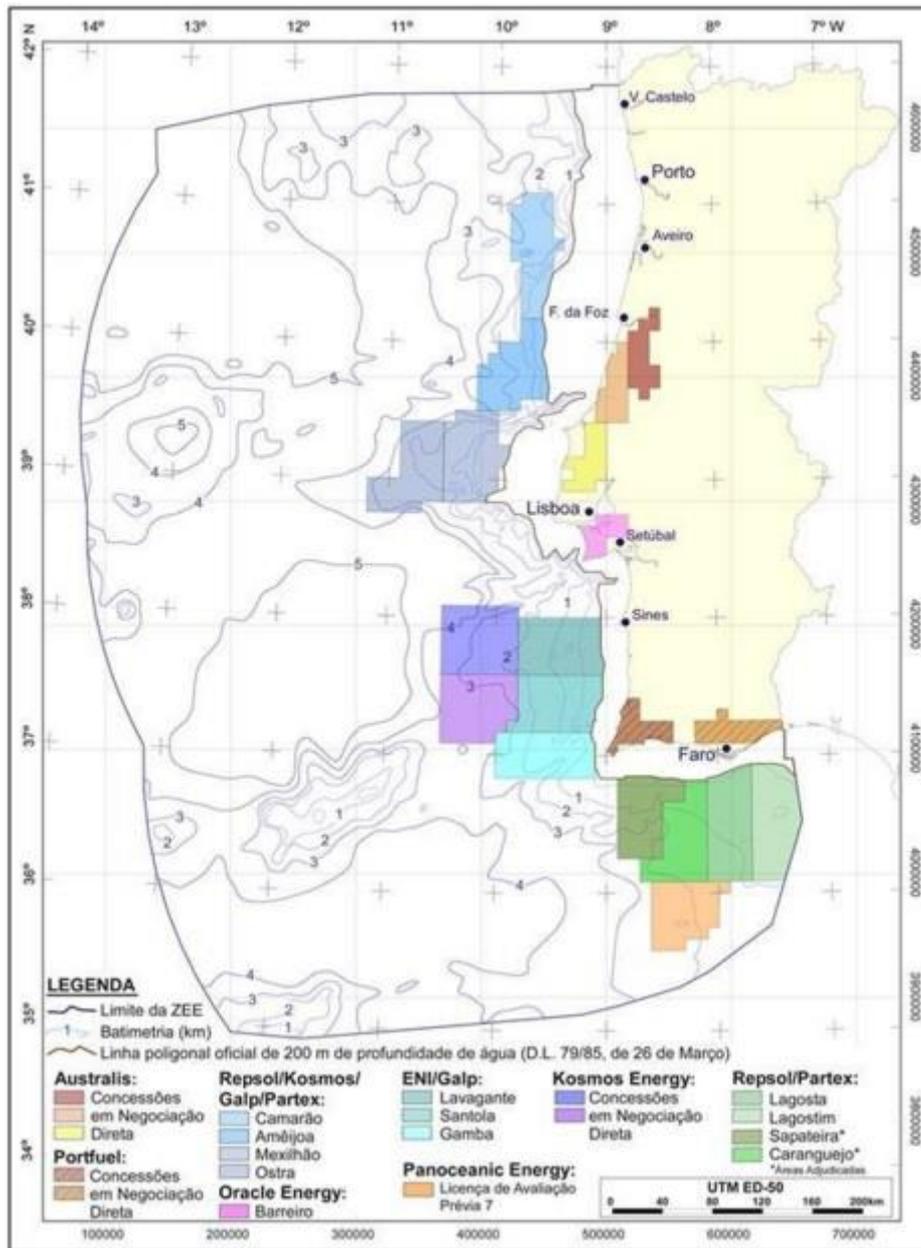


Figura 3-Mapa de concessões em Portugal Continental. Fonte: [8].

Na Bacia do Alentejo, até hoje, foram investidos cerca de USD 63 milhões [7], sendo a Galp (30%) e a Eni (70%) as duas empresas que detêm os 3 blocos da concessão, no total com uma área de 9100 km². A perfuração deste poço será realizada em *Deep Offshore* (Águas ultra-profundas).

1.2 Objectivos do trabalho

Com este trabalho pretende-se simular uma análise de viabilidade para a exploração de hidrocarbonetos na bacia do Alentejo, estudando e apresentando diferentes cenários de implementação, utilizando o *Estudo de Desenvolvimento de Conceito* e a metodologia de árvores de decisão para a identificação e selecção do *Conceito* mais adequado, dando prioridade a critérios de:

- Segurança & Ambiente;
- Fiabilidade & Operabilidade; e
- Economia/Custo;

de modo a encontrar a solução risco-retorno mais vantajosa para a empresa envolvida no projecto.

1.3 Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica apresenta diversas abordagens a considerar no desenvolvimento deste trabalho. O seu foco principal incide na identificação da(s):

- Ferramentas e métodos utilizados;
- Selecção de critérios e sub-critérios de avaliação; e
- Procedimentos realizados para determinar o conceito mais viável.

Em suma, o conhecimento adquirido pela revisão bibliográfica permite perceber o modo como é realizado o estudo de desenvolvimento de conceito, que metodologias devem ser tidas em conta, quais os critérios mais importantes a aplicar na avaliação do conceito e, todo o processo realizado para a escolha do conceito mais adequado.

1.3.1 Factores que influenciam/impulsionam a Selecção do Conceito

De acordo com [Morrison, 1997] existem factores de elevada importância a considerar na selecção de um conceito, presentes na figura 4.

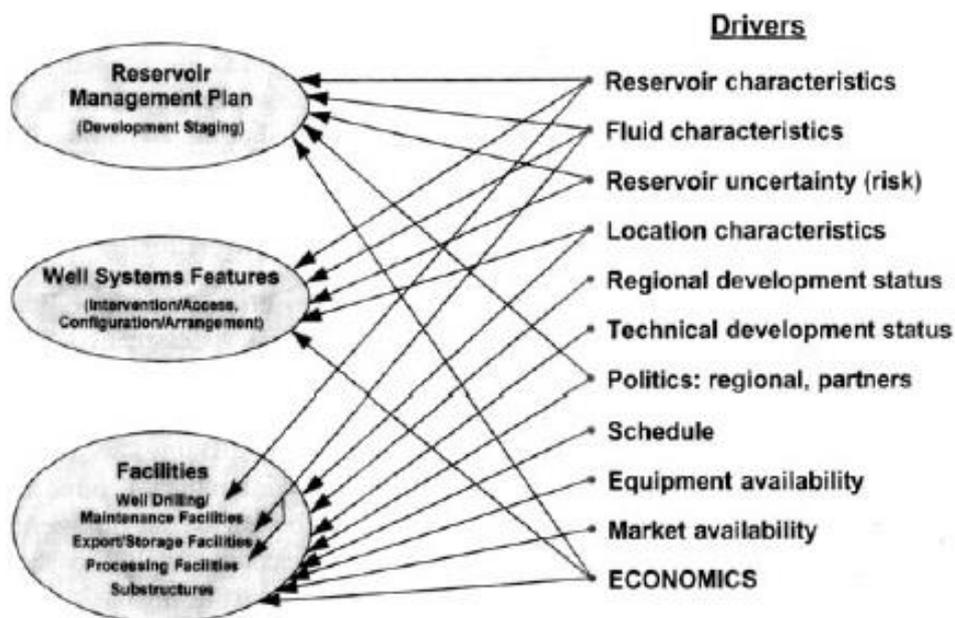


Figura 4-Factores que influenciam o desenvolvimento do conceito para qualquer cenário. Fonte: [9]

O modelo pode ser dividido em 3 grandes áreas de interesse, nomeadamente:

O plano de gestão do reservatório, afectado pelas suas próprias características, pelas características do fluido produzido, pelo risco da incerteza em relação à sua topografia e volume, por características geopolíticas nacionais e também relacionadas com as empresas envolvidas e, pelos parâmetros económicos que envolvem o projecto.

O design/configuração do poço, afectado pelas mesmas características do plano de gestão do reservatório, com excepção das características geopolíticas da região em questão.

As plataformas/estruturas de produção e processamento assim como os equipamentos de transporte e exportação, afectados por todas as características apresentadas na figura 4, excluindo a incerteza presente nos parâmetros do reservatório.

1.3.2 Plano de Desenvolvimento do Conceito

O projecto/modelo de desenvolvimento de um campo de hidrocarbonetos comprime todas as actividades e processos necessários ao seu desenvolvimento, tal como a identificação dos conceitos que podem ser praticados e associados à melhor situação económica, deste modo alinhando os objectivos da empresa com a sua estratégia financeira.

Aqui, análises ao impacto ambiental, geologia do local, volume de produção e volume do depósito, infra-estruturas à superfície necessárias à perfuração, procedimento da perfuração,

entre outros, são tomados em consideração e planeados de forma a chegar a uma solução óptima, consoante critérios definidos pela empresa.

Como demonstrado na figura 5, o modelo de desenvolvimento de um campo tem como fundamentais cinco grandes passos principais [10]:

1. A descoberta;
2. A avaliação;
3. O desenvolvimento;
4. A produção; e
5. O abandono.



Figura 5-Workflow do modelo de desenvolvimento do conceito. Fonte: [10].

A descoberta (1) e a avaliação (2), fazem parte da fase de exploração, decorrentes normalmente num período de entre 5 a 10 anos. Em (1), obtém-se a localização do reservatório (*onshore/offshore*) através de ecografias sísmicas construindo-se um modelo geológico por camadas a partir da superfície, o qual será analisado para se proceder à perfuração, confirmando a presença de hidrocarbonetos.

Uma vez confirmada, procede-se à avaliação (2), que consiste em simulações mais rigorosas do reservatório com vista a estimar os volumes iniciais e o comportamento e tipo do fluido. Após estas análises procede-se à criação de cenários óptimos (número, tipo e local dos poços, nível de produção, etc.). Por vezes, são feitas novas perfurações com o objectivo de chegar a estimativas mais correctas e precisas.

Finalmente, no fim destas simulações é normalmente realizada uma avaliação económica com inclusão dos rendimentos a obter de acordo com as estimativas e os custos de desenvolvimento. Se todos os parâmetros indicarem que é viável a produção então após a fase de exploração dá-se início ao desenvolvimento (3). Nesta fase (3) estabelecem-se o número de perfurações necessárias para atingir as receitas estimadas; as técnicas de recuperação utilizadas para otimizar a extracção; o tipo e custo das infra-estruturas (conceito), as medidas de prevenção com vista a preservar o meio ambiente; entre muitas outras.

Chegando a fase de produção (4), que pode decorrer ao longo de 30 anos ou mais dependendo do volume das reservas, passam-se 4 fases distintas:

1. Período de aumento gradual da produção;
2. Período de estabilização ou “plateau”;
3. Período de melhoramento da recuperação dos hidrocarbonetos que pode ou não envolver a injeção de fluídos para suporte de pressão; e,
4. Período de conclusão, quando o volume da produção diminui progressivamente.

No final, quando a produção deixa de ser viável o depósito é “abandonado” (5) e a empresa petrolífera realiza a desinstalação e remoção de todos os componentes garantindo a segurança e preservação do ambiente e das suas reservas residuais.

1.3.3 Identificação de Critérios e Selecção do Conceito

Para atingir o objectivo deste trabalho, ou seja, para chegar a uma solução tecnicamente exequível definida pela escolha do conceito, será necessário recorrer à identificação de critérios que servirão como base diferenciadora fundamental. Assim, foi realizada uma revisão bibliográfica extensiva de modo a descortinar as metodologias utilizadas pelos investigadores e profissionais da indústria, através de livros e artigos científicos, tendo-se obtido informações que vêm ao encontro deste trabalho.

A escolha do conceito é geralmente realizada por funcionários representantes das empresas envolvidas na concessão do campo, de modo a facilitar o fluxo de informação e a comunicação entre as partes no que toca à estratégia definida para atingir os objectivos do projecto.

Aqui, é comum as empresas mais experientes favorecerem conceitos baseados em experiências anteriores podendo levar a uma identificação e selecção incompleta, deixando ideias inovadoras por analisar. Igualmente, empresas mais pequenas e com orçamentos mais baixos tendem a recorrer a selecções de conceitos menos atraentes. É muito importante que este passo seja minuciosamente investigado com o intuito de evitar perder valor no projecto imediatamente na sua fase inicial.

As árvores de decisão são um método muito utilizado para comparação entre diferentes conceitos, utilizando um modelo numérico em que alternativas “chave” são comparadas e avaliadas de acordo com certos critérios descritos mais à frente neste trabalho. Normalmente, são exemplos de parâmetros de entrada, os perfis de produção de cada reservatório, custos e cronogramas para as estruturas e para as perfurações, os custos de operação durante a vida do projecto (OPEX), e parâmetros económicos importantes como a taxa de juro, preço do barril e, termos de partilha da produção. Parâmetros de saída podem incluir o NPV (Valor presente líquido), ROI (Retorno no Investimento), o Cash Flow, entre outros.

No presente trabalho, a árvore de decisão é utilizada de forma qualitativa apenas esclarecendo o fluxo de decisões tomadas a partir do momento em que se confirma a presença de hidrocarbonetos no campo.

Coopersmith, et al., no artigo científico “*Making Decisions in the Oil & Gas Industry*” [11], descreve o método das árvores de decisão aplicando-o a 2 casos de estudo diferentes:

- 1º. na indecisão em actuar rapidamente e adquirir um sistema de produção que possa vir a ser adaptado, no caso de se anteciparem reservas maiores que as esperadas, ou em aguardar e otimizar o sistema actual; e,
- 2º. na indecisão de uma empresa em adquirir parte de uma concessão, ou tornar-se o seu maior operador. O campo em questão tem alguma idade e aproxima-se rapidamente de uma fase de abandono que se antevê cara, mas ainda com a possibilidade de produzir em maior quantidade e explorar os campos vizinhos.

No 1º caso de estudo, o autor utiliza a árvore para decidir entre uma plataforma SPAR ou uma plataforma semi-submersível híbrida com características que as permitem adaptar ao sistema actual; e, no caso da optimização, entre uma estrutura flutuante FPSO e uma SPAR optimizada.

No final são comparados os valores de NPV para as 4 alternativas de forma a seleccionar o conceito. A vantagem de prever acontecimentos como este numa fase mais inicial pode trazer valor ao projecto resultando em benefícios tais como, o cumprimento do planeamento previsto assim como na data do primeiro óleo produzido. No 2º caso de estudo, a árvore de decisão continha 7000 alternativas posteriormente reduzidas para 500, no entanto, não foi especificada a decisão tomada pela empresa.

Segundo o autor, o método das árvores de decisão trouxe certamente vantagens no que diz respeito à formulação do problema, clarificando-o através da identificação de todos os factores que possam influenciar a decisão final focados na essência do problema, podendo-se verificar todo o processo desde esse mesmo factor até ao resultado final, como exemplificado na figura 6.

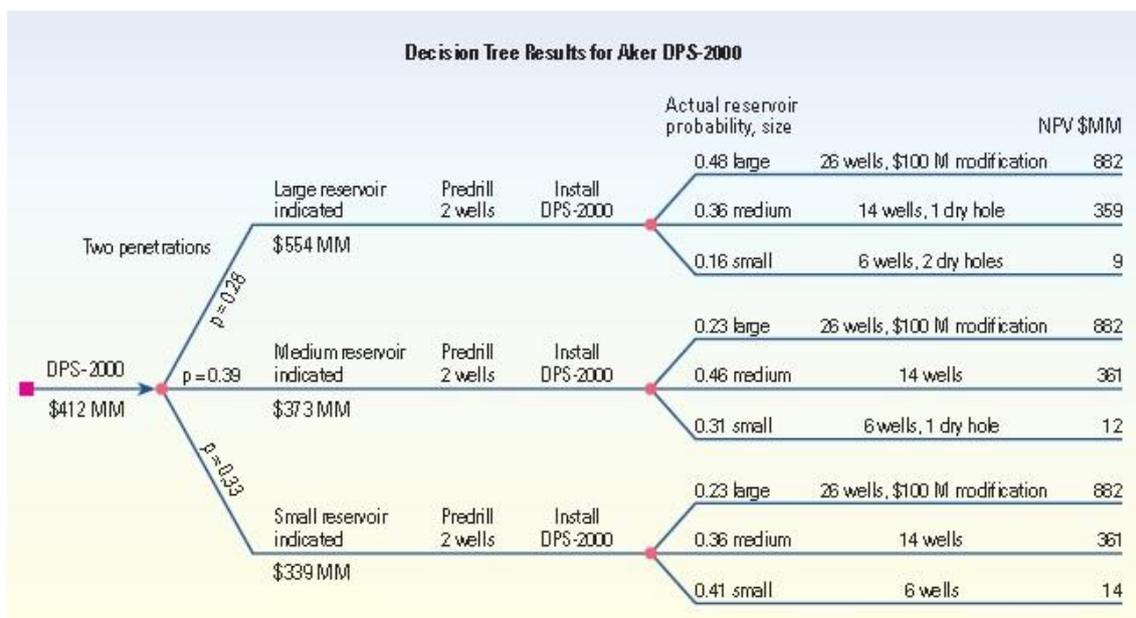


Figura 6-Exemplo de uma árvore de decisão para o caso do DPS-2000 (semi-submersível). Fonte: [11].

Gordeeva, na dissertação “*Identification of Criteria for Selection of Arctic Offshore Field Development Concept*” [12], foca-se na identificação, análise e avaliação de todos os critérios possíveis que influenciem o processo de selecção do conceito, aplicando-os à exploração e produção de hidrocarbonetos no ártico. Este, recorreu a um questionário *online* submetido a profissionais com vários anos de experiência na indústria petrolífera, para avaliar e hierarquizar por importância 47 critérios e sub-critérios, utilizando um método de classificação de 1 (não sendo importante) a 5 (Importância absolutamente crítica), obtendo as seguintes tabelas para os critérios e sub-critérios, respectivamente:

Tabela 1-Os 10 critérios mais bem pontuados. Fonte: [12].

	Pontuação
Custos&Planeamento	5
Critérios de Segurança	5
Regulamento Governamental	4.43
Ambiente de Trabalho	4.14
Critérios de Fiabilidade	4
Critérios Operacionais	3.86
Características de Perfuração	3.43
Transporte, Montagem e Instalação	3.43
Características de Fabricação	3.14
Flexibilidade dos sistemas de produção	2.86

Tabela 2-Os 10 sub-critérios mais bem pontuados. Fonte: [12].

	Pontuação
Risco de Contaminação do ambiente	5
Segurança Técnica	4.86
Cumprimento dos requisitos do governo locais	4.86
Disponibilidade de barreiras HSE (Health, Safety, Environment)	4.71
Risco de Problemas durante a construção do poço	4.71
NPV	4.57
Capacidade para abandonar o local em caso de acidente	4.43
Prevenção de problemas no escoamento do fluido	4.43
CAPEX (Capital Expenditures)	4.43
OPEX (Operational Expenditures)	4.43

Com base nestas tabelas é possível verificar a importância e as prioridades atribuídas a cada critério, observando-se que a segurança vem antes das receitas. Esta dissertação insere-se no âmbito deste trabalho, contribuindo para a identificação e selecção dos critérios mais importantes para a selecção do conceito.

Rodriguez-Sanchez, et al., no artigo científico “*Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning*” [13], descreve uma metodologia com especificação de critérios, em que o autor:

1. Explica que a indústria requer uma quantidade elevada de recursos financeiros, especialmente em ambiente *offshore*, e por esse motivo, o modelo de desenvolvimento de conceito tem como principal objectivo obter a maior rentabilidade possível dos investimentos realizados, maximizando o índice UI (*Utility Index*) definido como $UI = \frac{NPV}{NPI}$, onde NPV representa o Valor Presente Líquido e NPI o Valor Líquido do Investimento Realizado, para todos os cenários a serem analisados. Este índice é normalmente utilizado para determinar o número de poços que maximiza o NPV do projecto. É exemplificada também uma matriz, tabela 3, contendo $2 \times 5 \times 4 \times 2 = 80$ cenários possíveis:

Tabela 3-Matriz exemplo de cenários para a selecção de um conceito. Fonte: [13].

Hydrocarbon	Hub	Well	Transport
Oil	Semi – Submersible	Vertical	Tanker
Oil & Gas	Fixed Platform	Directional	Pipe
	TLP	Horizontal	
	FPSO	Multi-Lateral	
	SPAR		

2. De uma matriz como a exemplificada acima, compara 3 casos de estudo diferentes:
 - um sistema submarino de produção conectado a uma instalação em terra (*Tie back to Shore*);
 - uma plataforma fixa com capacidade de separação, compressão e transporte de gás para terra (*Intermediate Fixed Platform with separation and compression facilities to send gas to shore*); e,
 - uma plataforma semi-submersível também com capacidade de compressão e transporte de gás para terra (*Semisubmersible with compression facilities to send gas to shore*).

O autor pretende demonstrar que ao se utilizarem apenas critérios económicos para seleccionar o melhor conceito pode resultar na perda de alguns aspectos que podem trazer benefícios ao projecto. Sendo assim, reunindo profissionais de várias áreas específicas da indústria definiu os critérios e sub-critérios para o MDM (*Multi-Criteria Decision Model*), apresentados na tabela 4:

Tabela 4-Especificação de critérios e sub-critérios. Fonte: [13].

Critério	Sub-Critério
Operabilidade	Facilidade em iniciar e terminar as operações
	Gestão da Produção
	Qualidade do gás no ponto de destino
	Flexibilidade operacional
Instalação e Fabricação	Facilidade de fabricação
	Facilidade de instalação
	Disponibilidade dos equipamentos de perfuração
Custo e Tempo para a primeira produção	Custo Total (CT)
	Índice de Utilidade (UI)
	Tempo para a primeira produção
Fiabilidade/Segurança	Prevenção e remediação de situações relacionadas com o escoamento do fluido
	Inspeção, manutenção e reparo
	Escoamento excessivo

Estes terão de estar igualmente relacionados numa lógica de pares, por importância no sistema de exploração, onde serão ordenados de forma hierárquica segundo o método AHP (*Analysis Hierarchy Method*) e atribuídos pesos de 1 (igual importância) a 9 (absoluta importância) ao critério mais importante, e o recíproco para o seu par. Nesta análise, a opção com o sistema submarino de produção ligada a terra foi a melhor classificada, seguida do semi-submersível e da plataforma fixa.

3. Para completar a análise do MDM é realizada uma avaliação do risco nas 3 configurações estudadas, com possíveis situações identificadas por profissionais da indústria:

- Alteração das informações do reservatório, tipo de poço e crescimento futuro;
- Dano nos *pipelines*/umbilicais, devido a falha na ancoragem da plataforma;
- Falha no comissionamento e arranque dos equipamentos;
- Falha na instalação da infra-estrutura/*pipelines*;
- Atraso no arranque da infra-estrutura;
- Problemas durante a construção do poço;
- Falhas nos sistemas de controlo, durante as operações;
- Problemas na garantia de escoamento por falha no seu isolamento;
- Inundação nos sistemas que garantem o escoamento do fluido;
- Furacões.

Estas são também classificadas conforme o impacto na segurança e ambiente, no cronograma/planeamento e no valor total do projecto. O peso de cada evento é obtido através do produto entre o peso atribuído a cada evento com o peso da severidade do impacto causado com o peso da probabilidade de ocorrência. No final obtém-se a configuração com o menor risco para o projecto.

Deste artigo foram retiradas informações relacionadas com a criação de cenários para análise, atribuição de pesos e classificação de critérios para análise, assim como informações acerca do procedimento a realizar numa análise de risco.

Bruce Crager, no artigo científico “*Structured Offshore Field Development Concept adds real value*” [14], apresenta um exemplo de um projecto *offshore* no oeste do continente africano, onde as equipas de engenharia, na produção, deparam-se com um nível de reservas de hidrocarbonetos no campo maior não só do que o previsto mas também para o qual fora dimensionado, sendo que a estrutura presente não tem capacidade para aumentar a sua produção actual.

Para comparar as alternativas mais adequadas ao caso, foi utilizado o método DA (*Decision Analysis*) que considera objectivos e critérios de decisão entre todas as partes interessadas que detêm o projecto. Neste tipo de projecto, existem 5 factores de que depende a selecção do conceito:

- Desempenho do reservatório;
- Custo do investimento;
- Custos operacionais;
- Recuperação económica; e
- Vida do reservatório (projecto).

De acordo com estes, foram identificadas várias alternativas para o campo onde já estaria uma estrutura flutuante FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*):

- Mais plataformas em conjunto com a FPSO actual;
- Semi-submersíveis com FSO;
- Expansão da FPSO actual;
- Substituição da FPSO actual;
- Plataformas auto-elevatórias (*Jack-up*); e
- Mais sistemas com *tie-back* em diferentes configurações.

Estas soluções foram posteriormente comparadas e filtradas para 20 opções viáveis de acordo com critérios, aprovados pelos operadores e desenvolvidos pelas equipas de desenvolvimento de projecto, tais como:

- Mínimo risco;
- Continuidade no fluxo de receita;
- Mínimo custo de investimento estimado;
- Mínimo custo operacional estimado;
- Tempo para planeamento mínimo;
- Flexibilidade máxima para expansão futura; e
- Re-utilização máxima das instalações existentes.

Após a identificação de vantagens e desvantagens para as 20 alternativas de acordo com perfis de produção dados, estas foram reduzidas para apenas 6, onde uma análise mais rigorosa de planeamento e custos foi desenvolvida para ser novamente comparada pelo método DA.

Na fase inicial do projecto pensou-se que a expansão ou substituição da FPSO actual fosse a solução mais lógica, embora o semi-submersível com FSO tenha sido a alternativa retida pelas equipas na fase de selecção do conceito, pois mesmo que a utilização de duas estruturas flutuantes tivesse um maior custo operacional face a apenas a FPSO, o semi-submersível compensa por ter maior capacidade de workover (facilidade em modificar/reparar os sistemas de produção e perfuração de um poço), o que poderia trazer vantagens económicas a longo prazo. A FPSO actual tem limitações na quantidade a produzir apesar de ter uma capacidade de armazenamento suficiente para lidar com o aumento da produção. Então, adicionando uma plataforma de produção, para a qual todos os poços fossem redireccionados, o fluído escoaria por um tubo para a FPSO, comportando-se deste modo como uma FSO (Floating, Storage and Offloading).

Deste artigo científico foram retiradas informações acerca das características inerentes a algumas plataformas e o procedimento realizado para seleccionar o conceito mais adequado ao problema em causa.

Valbuena, no artigo científico “*Decision Making Process – A Value-Risk Trade-off*” [15], propõe um processo de tomada decisão geral baseado numa metodologia que avalia o peso do risco da incerteza na escolha de um determinado conceito de modo a maximizar o valor acrescentado ao projecto. Alguns critérios são também apresentados, na tabela 5 e 6:

Tabela 5-Critérios e Sub-critérios gerais considerados na fase de desenvolvimento do conceito. Fonte: [15].

Critério	Sub-Critério
Cronograma/Planeamento	Tempo para a 1ª produção Tempo para atingir potencial completo
Custo	DRILLEX CAPEX OPEX

Tabela 6-Critérios e Sub-critérios gerais considerados na fase de desenvolvimento do conceito (continuação).
Fonte: [15].

Operabilidade	Gestão do Fluido/"Operações de limpeza/desobstrução nos dutos" Formação de hidratos sólidos Facilidade em iniciar e terminar as operações Controlo e Aquisição de Dados Flexibilidade operacional (e.g. operar a dois níveis de pressão, etc.) Turndown
Fabricação/Instalação	Norma standard do Design Modularidade/Faseamento Sobreposição na Instalação/Perfuração Complexidade do sistema de produção Disponibilidade de Recursos/Limitação de veículos para realização da instalação
Disponibilidade	Fiabilidade da estrutura/equipamentos Facilidade na Manutenção Impacto da Manutenção

É comum o agrupamento de critérios em "famílias" facilitando a escolha do critério com mais impacto dentro da mesma. Em alguns casos, é necessário realizar um nova análise de modo a reduzir o número de critérios a considerar. De acordo com o autor a estratégia a tomar resume-se 4 passos:

1. Seleccionar um pequeno grupo de critérios que possa ser aplicado a todos os cenários;
2. Organizar o processo de identificação de critérios com base em decisões chave para que alguns possam ser filtrados;
3. Eliminar critérios dentro de uma família que tenham muito menos impacto em comparação com outros;
4. Seleccionar os candidatos que mais se adequam à selecção do conceito.

Os critérios são posteriormente submetidos a uma atribuição de pesos segundo o método AHP (*Analytical Hierarchy Process*), realizado através de uma lógica de comparações entre pares entre sub-critérios da mesma família e entre os critérios propriamente ditos. Assim, obtém-se as preferências sobre o valor que cada critério acrescenta ao projecto podendo-se passar à avaliação do risco.

A avaliação do risco é realizada em duas partes: Risco no Projecto e Risco no Serviço. A primeira tem em conta todo o processo desde a fase de prospecção à fase de inicio das operações, avaliando a HSE (*Health, Safety, Environment*) durante a execução do projecto, o CAPEX e todo o planeamento realizado. A segunda tem em conta a exposição do serviço desde o início das operações até à fase de abandono do poço, avaliando igualmente a HSE (durante a fase operacional), o OPEX e o *downtime*. Os parâmetros mais utilizados para a análise do risco, são, de acordo com o autor:

- Impacto Financeiro;
- Planeamento/Cronograma (*Downtime*);
- Relação social e comunitária;
- Saúde;
- Segurança; e
- Ambiente.

Estes são depois hierarquizados segundo:

- O impacto que cada evento possa ter em cada conceito;
- A probabilidade de ocorrência em cada conceito; e
- A pontuação de cada evento tendo em conta a severidade do impacto e a probabilidade de ocorrência em cada conceito.

No final, obtém-se o risco final para todos os conceitos. Este processo tem a desvantagem de ser muito dependente da atribuição de pesos pela equipa de desenvolvimento do conceito, podendo muitas vezes ocorrer um erro na priorização de eventos.

Este processo de tomada de decisão pode ser aplicado igualmente na estratégia a utilizar na selecção de contractos para um projecto, seguindo a mesma sequência; ou na selecção da estrutura organizacional mais adequada para uma PMT (*Project Management Team*), nas fases de definição e execução do projecto.

Aqui, retiraram-se informações acerca do processo de identificação de critérios e análise de risco.

Após a escolha de critérios com atribuição de pesos realiza-se a triagem para cada cenário, com o objectivo de identificar todas as soluções possíveis, excluindo as alternativas menos interessantes. É importante reter que todos os cenários devem ser considerados, não só os que possuem baixo CAPEX mas também os que possuem alto CAPEX, OPEX, fluxos e recuperação residual mais altos. Estas soluções irão ser, geralmente, comparadas com as existentes no mercado e numeradas de acordo com um ranking definido pela empresa consoante os critérios por ela escolhidos.

1.3.4 Síntese

Por fim, este trabalho irá basear-se em princípios semelhantes aos encontrados na bibliografia analisada, em pontos tais como:

- 1) Identificação e selecção dos critérios e sub-critérios que mais se relacionam com as condições da prospecção na Bacia do Alentejo;
- 2) Atribuição de pesos aos critérios seleccionados, numa lógica de pares, hierarquizando-os por ordem de importância segundo os objectivos do projecto;
- 3) Utilização da metodologia das árvores de decisão para clarificar todo o processo de tomada de decisão para a selecção do conceito.

1.4 Contributo do Trabalho

O principal contributo deste trabalho é realizado na recolha de informação e aplicação das metodologias acima mencionadas à análise e selecção do conceito mais adequado à extracção de hidrocarbonetos na bacia do Alentejo. Existe uma grande falta de informação acerca da geologia do litoral português, nomeadamente, em ambiente *offshore* profundo, onde se assume que exista uma probabilidade de presença de hidrocarbonetos, em quantidades comercialmente viáveis.

Assim sendo, são criados possíveis cenários de acordo com um perfil de produção hipotético assumido, analisados de forma qualitativa, com o objectivo de definir um conceito final.

1.5 Organização do Documento

O presente documento está dividido em 9 capítulos:

O *Capítulo 1* é constituído pela introdução do trabalho. Aqui são discutidos o âmbito do trabalho e o seu enquadramento, assim como os seus objectivos. Também se procede à revisão bibliográfica com o objectivo de realizar o estado de arte sobre o tema do trabalho.

No *Capítulo 2* são descritos todos os sistemas envolvidos no desenvolvimento de um conceito *offshore*. Este inclui, os sistemas de perfuração mais utilizados, assim como os sistemas de produção, de processamento e de transporte de petróleo.

No *Capítulo 3* são descritos todos os componentes dos sistemas submarinos de produção responsáveis pela produção de petróleo. Os equipamentos de maior relevância instalados e presentes no solo marinho são aqui analisados.

O *Capítulo 4* pretende situar o modelo de desenvolvimento do conceito nas etapas mais relevantes do segmento E&P, ao mesmo tempo descrevendo um método extensivamente utilizado na determinação das estimativas de reservas num campo.

No *Capítulo 5* são criados cenários e descritos os critérios e sub-critérios aplicados na sua classificação.

No *Capítulo 6* são expostos e discutidos os resultados da análise multi-criteriada realizada, assim como a selecção do conceito consoante os critérios definidos nos objectivos do projecto. Também é realizada uma breve análise económica, RAM (*Reliability, Availability & Maintenance*) e de Risco, de forma qualitativa.

O *Capítulo 7* apresenta as conclusões retiradas da elaboração deste trabalho e algumas considerações finais com sugestões para desenvolvimento futuro.

2 O Desenvolvimento *Offshore*

2.1 Conceitos do Desenvolvimento *Offshore*

O desenvolvimento *offshore*, como o próprio nome indica, está relacionado com a extracção de hidrocarbonetos em locais afastados da costa. Normalmente, a identificação e selecção de conceitos é utilizada para caracterizar e poder seleccionar o tipo de estrutura a instalar, sendo que o seu desenvolvimento se centra em 4 pilares principais [12], mais especificamente na perfuração, produção, processamento e armazenamento/transporte de petróleo, presentes na figura 7.

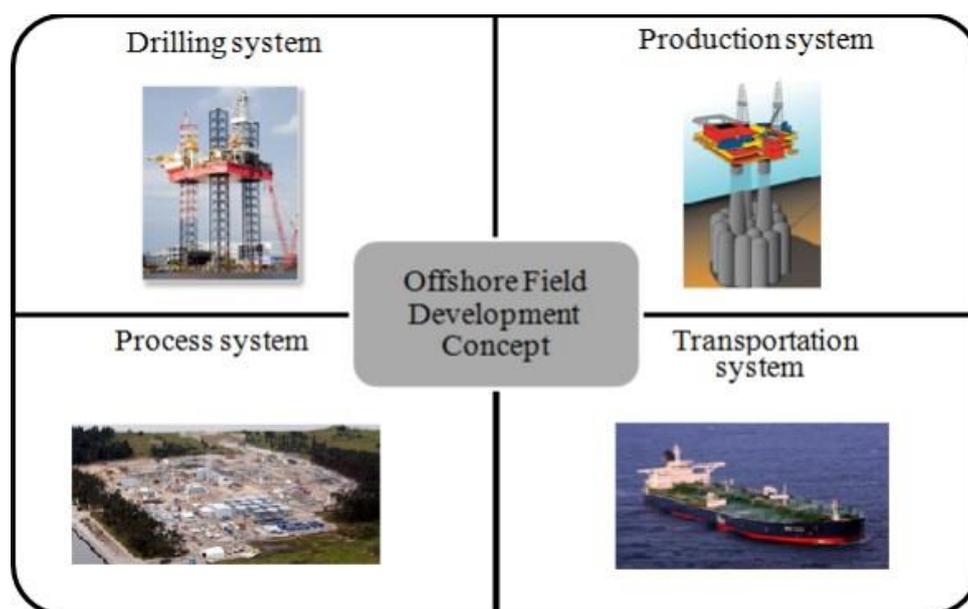


Figura 7-Sistemas de desenvolvimento de um conceito. Fonte: [12].

2.1.1 Sistema de Perfuração (*Drilling System*)

Os sistemas de perfuração *offshore* são estruturas que possuem a capacidade de furar o solo marinho através de brocas no interior de tubos cujos diâmetros permitem a passagem de fluido para lubrificação e arrefecimento, evitando a formação de hidrato sólido. [16]

A broca utilizada para fazer a perfuração é constituída por vários tubos de aproximadamente 10 metros, aparafusados entre si (*drill string*) e levados até ao solo por meio de *risers*. À medida que a broca vai perfurando a superfície terrestre os operadores inserem uma lama (*drilling mud*) que circula de forma constante pela tubo que envolve a broca lubrificando-a, isolando a parede e controlando a pressão do poço, também agarrando os pedaços de pedra que se vão fracturando e soltando das rochas. À superfície existe um sistema que a filtra antes de regressar novamente ao tubo. A lama actua como a primeira linha de defesa contra as altas pressões subterrâneas que podem provocar a ruptura do poço. Esta situação é normalmente evitada colocado um BOP (*Blowout Preventer*) que redirecciona o fluido através de válvulas e mecanismos hidráulicos para compartimentos especiais, como se pode ver na figura 8. O próprio processo de perfuração é realizado em várias fases.

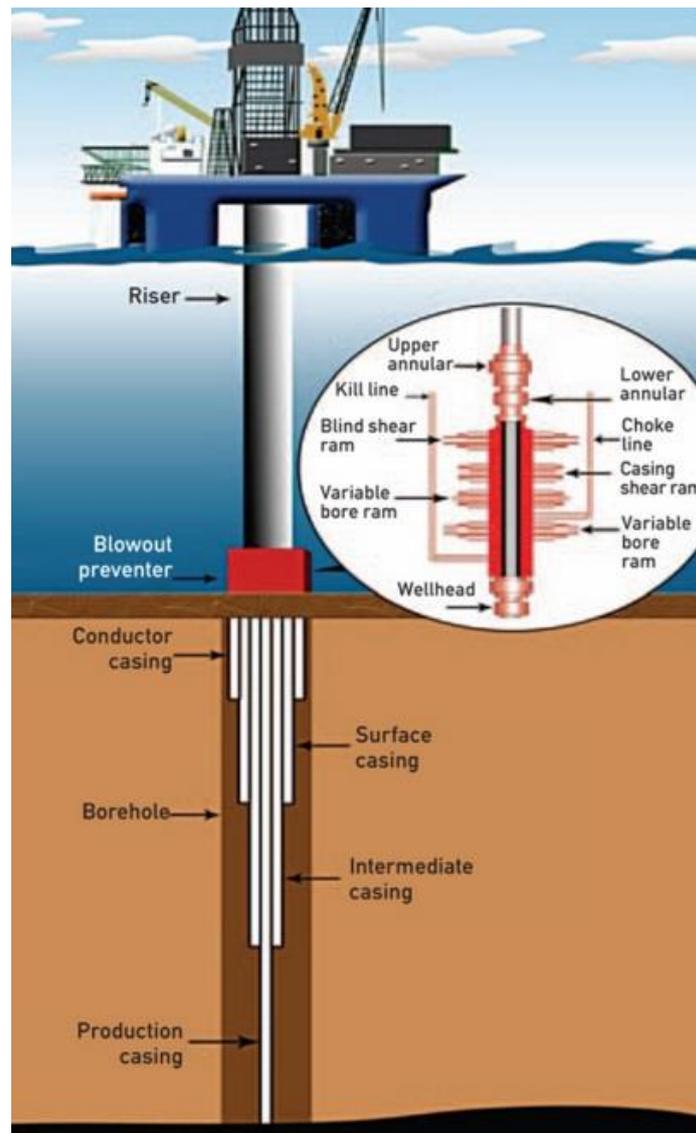


Figura 8-Sistema de perfuração com BOP. Fonte: [17].

Existem vários tipos de estruturas capazes de realizar a perfuração de um poço com os equipamentos adequados, apenas variando na profundidade operacional à lâmina d'água. Em termos de quantidade as mais utilizadas são as auto-elevatórias (*Jack-Ups*), as Semi-Submersíveis e os navios de perfuração (*Drillships*). [18] [19]



Plataformas Auto-Elevatórias (*Jack-Up*)

As plataformas auto-elevatórias, são as plataformas *offshore* mais comuns. São constituídas por pernas compridas que se movimentam na vertical podendo ser elevadas para navegação ou apoiadas para instalação e operação, após as quais, a plataforma se eleva acima do nível do mar a uma altura suficiente para que não seja atingida por ondas em condições mais adversas. Estas podem ter propulsão própria ou serem movimentadas por navios rebocadores até ao local, proporcionando-lhes um carácter móvel e de permanência no local provisória., no entanto possuem pequenas dimensões podendo apenas ser utilizadas em lâminas d'água rasas (até cerca de 150 metros). [19]

As *jack-Ups* penetram o solo através de ranhuras no casco ou pela extensão lateral dos seus componentes, ideal para a perfuração de uma série de poços.



Plataformas Semi-Submersíveis

As semi-submersíveis são plataformas flutuantes compostas por um casco apoiado em flutuadores submersos por meio de colunas que controlam a sua flutuabilidade e o seu peso na água admitindo ou expelindo água do mar. Como não se encontram fixas no fundo do mar utilizam dois tipos de sistemas responsáveis pelo seu posicionamento: o sistema de ancoragem, que utiliza 8 a 12 âncoras e cabos de aço que actuam como molas, para a fixação no local e o sistema de posicionamento dinâmico através de sensores e propulsores (*thrusters*) sustêm a plataforma no posicionamento desejado. Esta é mantida num raio de tolerância que, se ultrapassado, pode danificar os equipamentos instalados no fundo do mar.

Como a maior parte da sua massa se encontra submersa estas são estáveis para desempenhar as operações de perfuração mesmo em ambientes adversos, podendo ser utilizada em lâminas d'água ultra-profundas (até 3000 metros).

As semi-submersíveis realizam operações de produção, processamento e *offloading* (transferência para embarcações *shuttle*), por não possuírem espaço para armazenamento.



Navios de Perfuração (*DrillShips*)

Os navios de perfuração são navios especiais que podem perfurar lâminas de água até 3500 metros. São caracterizados pela grua no seu centro que perfura através de uma abertura, com o nome de *moon pool*, que se estende até à superfície da água por baixo da grua.

Possuem uma grande capacidade de carga e elevada mobilidade, sendo normalmente utilizadas em perfurações de poços para exploração.

São imobilizados pelos mesmos procedimentos dos semi-submersíveis embora não sendo tão estáveis podem ser direccionados para o sentido das ondas reduzindo o seu impacto no casco.

2.1.2 Sistema de Produção (*Production System*)

A produção pode ser considerada como o processo pós-completação. As operações pré-completação englobam todas as actividades até ao componente que cobre o poço (cabeça do poço), ou seja, a perfuração e montagem do revestimento interior do poço, preparando-o para a extracção. Completação pode ser então definido como o processo de preparação do poço para produção (ou injeção). Existem várias estruturas que permitem a produção de petróleo em ambientes *offshore*, sendo as mais utilizadas em baixo apresentadas. Algumas destas estruturas possuem módulos de perfuração podendo, além de produzir, perfurar o solo marinho.

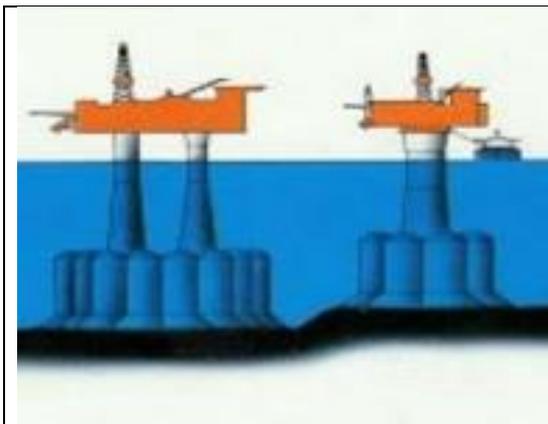


Complexo de Águas Rasas

Este tipo de estrutura consiste num conjunto de várias plataformas independentes ligadas umas às outras através de pontes, cada uma com uma função diferente sendo as mais comuns as:

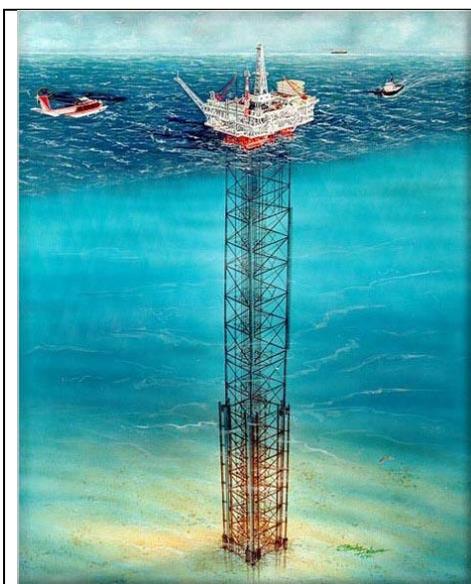
- *Wellhead Platform*;
- *Riser Platform*;
- *Processing Platform*;
- *Accommodations Platform*; e a
- *Power Generation Platform*.

São muito utilizadas em lâminas d'água rasas (até cerca de 150 metros) para produção e processamento de hidrocarbonetos, vista com mais frequência nas operações que envolvem gás natural. [20]



Plataformas Fixas por Gravidade (*Gravity-Based Structures*)

As plataformas fixas por gravidade utilizam o seu próprio peso para se apoiarem, sem fundações, no solo marinho. O petróleo nestas produzido é tipicamente armazenado nas células que estão em repouso no fundo do mar. As suas grandes dimensões permitem-nas albergar um convés de grandes dimensões com espaço para o alojamento dos operadores e equipamentos pesados de produção e processamento de petróleo. Estas estruturas foram mais utilizadas antigamente, em reservatórios de grandes dimensões, localizados em águas pouco profundas (até cerca de 150 metros). [20]



Torres Complacentes (*Compliant Towers*)

A “jaqueta” que suporta o convés é constituída por uma estrutura tubular em aço que é cravada no fundo marinho através de cilindros com 2 metros de diâmetro capazes de penetrar o solo até uma profundidade de 100 metros. Estas estruturas são utilizadas em lâminas d’água até 900 metros, com o auxílio de cabos de aço adicionais sob tensão para poder fazer face a condições ambientais adversas. A sua geometria, desenhada propositadamente para aguentar pressões laterais provocadas pelo movimento das ondas, daí ser chamada de complacente, é muito utilizada no Golfo do México onde existem furacões. Possuem espaço para armazenamento, alojamento e equipamento de produção de petróleo. [21]



FPSO (Floating Production, Storage and Offloading); FSU (Floating Storage Unit), etc..

Uma FPSO é um navio utilizado para produzir, processar e armazenar ou transferir petróleo para outras embarcações (FSU), em lâminas d'água ultra profundas (até aos 2600 metros) [22]. Possui uma torre, de onde partem os equipamentos de ligação aos poços, com rotação livre, de modo ao navio se poder posicionar na direcção dos ventos, correntes ou ondas minimizando os seus impactos sem danificar os equipamentos.

Foi criada para eliminar a necessidade de utilizar *pipelines*, embora possam ser utilizados em conjunto, e poder aceder a locais com maior profundidade. [22]

As FPSOs podem ser ancoradas de forma distribuída - através de 4 pontos no casco de onde partem as linhas de fixação (*Spread Mooring*) ou através de um ponto único (*Turret/Single Point Mooring*) e são posicionadas no local utilizando os mesmos procedimentos dos semi-submersíveis.

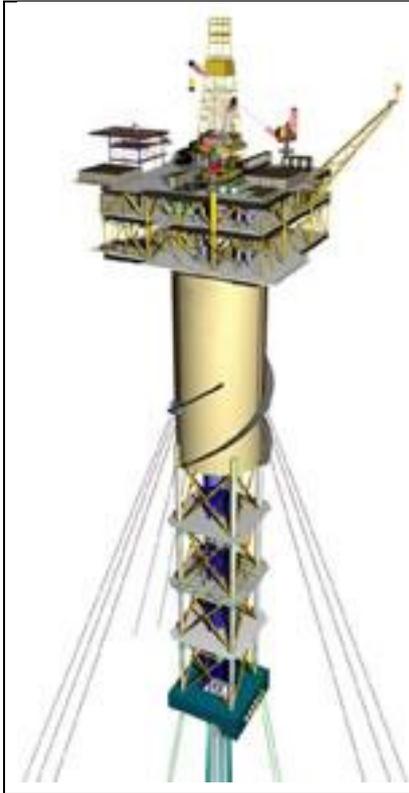


TLP (Tension Leg Platform)

A TLP é uma estrutura mantida no local por tendões verticais sob tensão, conectados a uma estrutura cravada no fundo do mar.

A tensão aplicada nestes cabos provém do seu excesso de flutuação e tem o objectivo de manter a sua estabilidade não deixando que esta sofra alterações na sua posição.

Este sistema requer cuidados acentuados no design, fabricação, instalação, manutenção e inspecção pois podem penalizar o seu desempenho. Como consequência, estas plataformas apresentam um custo inicial de projecto mais elevado. As TLPs podem produzir petróleo de uma lâmina d'água até 2000 metros [23], no entanto apresentam uma capacidade de armazenamento reduzida. [20]



SPAR (*Single Point Anchor Reservoir*)

A plataforma SPAR consiste num cilindro flutuante de grandes dimensões (cerca de 40 metros de diâmetro com cerca de 90% da sua estrutura submersa) [24], que suporta um convés, ancorada ao solo marinho por cabos e linhas, de forma “tradicional”, análoga às TLPs. Para além do convés existem outras 3 partes importantes do cilindro que estão submersas [25]:

- Componente que garante a flutuabilidade da SPAR, mantendo uma parte elevada acima da superfície da água;
- Componente onde se localizam os tanques de armazenamento de petróleo;
- Componente que serve de lastro, compensando os movimentos a que a SPAR está sujeita garantindo a sua estabilidade.

A SPAR pode ser utilizada em lâminas de água ultra-profundas, ou seja, até cerca de 3000 metros. [23]



Sistemas Submarinos de Produção

Os sistemas submarinos de produção são compostos por diferentes equipamentos, como por exemplo, os *manifolds*, os sistemas das cabeças dos poços (*wellheads*) ou as *flowlines*, instalados no solo marinho. Estes produzem petróleo que pode ser transportado até uma instalação em terra, por meio de *pipelines*, ou conectada a uma estrutura flutuante por meio das linhas de produção, consoante a limitação da distância à costa (estes sistemas podem enviar actualmente para onshore a uma distância de 160 km da costa). [26] Estes equipamentos não possuem a capacidade de perfuração, só de extracção e processamento. [20]

2.1.3 Sistema de Processamento (*Process System*)

Após realizada a perfuração do poço e a produção de petróleo, por haver reservas em quantidades comercialmente viáveis, é necessário processá-lo, ou seja, separá-lo da mistura de gás, condensados líquidos e petróleo, água com minerais dissolvidos e sólidos, como por exemplo, a areia do reservatório, terra, cascas e impurezas provenientes da corrosão de produtos nas tubulações. [27] A função principal dos sistemas de processamento é remover e transformar os hidrocarbonetos de modo a obter o produto final, estabilizado, pronto para venda. Para além disso, o armazenamento destes pode ser realizado na própria plataforma ou imediatamente desembarcado para os Sistemas de Transporte

Os hidrocarbonetos possuem 3 propriedades importantes que estão intimamente relacionadas [28]:

1. **A Viscosidade** – resistência ao movimento de escoamento. Quanto mais viscoso for o fluido mais difícil será extraí-lo, transportá-lo e refiná-lo.
2. **A Volatilidade** – capacidade de evaporação no ar. Quanto mais volátil for o fluido mais cuidados serão necessários na vedação e regulamento de temperaturas para que não se perca matéria.
3. **A Toxicidade** – grau de perigo no que diz respeito à contaminação de vida local, fauna e flora e a sua capacidade de limpeza no caso de um derrame.

Conforme estas três propriedades, existem 4 tipos diferentes de petróleo [29]:

- **Very Light Oils / Light Distillates** (onde se incluem derivados como *jet fuel, gasolina, kerosene, light and heavy virgin naphtha, petroleum ether, petroleum spirit e petroleum naphtha*). Estes são extremamente voláteis e evaporam passado poucos dias o que induz uma toxicidade reduzida.
- **Light Oils / Middle Distillates** (onde se incluem a maior parte de *Grade 1 e 2 Fuel Oils, Diesel*, a maioria dos óleos domésticos e *light crude marine gas oils*). Moderadamente voláteis com menor capacidade de evaporação e com níveis de toxicidade moderada.
- **Medium Oils** (onde se inclui a maior parte do crude no mercado actualmente). Possuem baixa volatilidade, alta viscosidade e toxicidade sendo perigoso no caso de derramamento.
- **Heavy Fuel Oils** (onde se incluem *Heavy crude oils, Grade 3, 4, 5 e 6 fuel oils* assim como *Intermediate e Heavy marine fluid*).

É usual utilizar-se a classificação API (*American Petroleum Institute*) para caracterizar o tipo ou qualidade do fluido, atribuindo um número de graus consoante a sua densidade, sendo os graus mais altos correspondentes a uma densidade mais baixa ou leve e os graus mais baixos correspondentes a uma densidade mais alta ou densa. Os graus API encontram-se tipicamente entre os 7 e os 52, correspondentes aos 970 kg/m^3 a 750 kg/m^3 .

Os processos típicos no tratamento dos hidrocarbonetos extraídos incluem o aquecimento, separação, estabilização do petróleo e condensados, limpeza com água, arrefecimento e compressão, tratamento com gás ácido e secagem. [12]

No caso do petróleo, o processamento de hidrocarbonetos pode ser realizado em:

- *Onshore*, nas refinarias; e
- *Offshore*, no próprio sistema de produção (plataforma).

2.1.4 Sistema de Transporte (*Transportation System*)

Os sistemas de transporte dependem essencialmente do tipo de fluido extraído e processado e da distância da costa, sendo na sua maioria realizado através de 2 maneiras diferentes:

- *Pipelines*; e
- Navios-petroleiros.

	<p>Pipeline (Oleoduto)</p> <p>Os <i>pipelines</i> são tubos utilizados para transporte de fluidos. Estes podem variar a sua capacidade consoante o diâmetro que possuem ou consoante o poder das estações com compressores ao longo das linhas, bombeando directamente para as refinarias ou para outros meios de transporte, de forma fiável e segura. [30] Geralmente incorrem em custos elevados na fase inicial do projecto compensando em baixos custos operacionais durante o projecto, aguentando, em alguns casos, mais de 50 anos em funcionamento. Estes podem ser instalados em terra ou no solo marinho.</p>
--	---

	<p>Navio-Petroleiro</p> <p>Os Navios-petroleiros são estruturas flutuantes utilizadas para transportar petróleo a partir de plataformas <i>offshore</i>. Ao contrário dos <i>pipelines</i> permitem uma maior flexibilidade podendo fornecer mais 500 refinarias e ainda serem abastecidos, em qualquer lado do mundo. Geralmente esta solução compensa em locais muito afastados da costa onde a instalação de <i>pipelines</i> resulta em custos demasiado elevados. Este navio pode descarregar para embarcações mais pequenas, no caso de não poder entrar em portos de pequenas dimensões. [30]</p>
---	---

De acordo com [31], só nos EUA, em 2014, aproximadamente 58% do petróleo e seus derivados são transportados por *pipeline*, enquanto que 37% são transportados por navios-petroleiros, sendo o restante transportado através de transportes ferroviários (2.7%) e camiões (2.6%). [31]

3 Sistemas Submarinos de Produção

Os sistemas submarinos de produção, são um conjunto de equipamentos instalados no solo marinho com a função de escoar o fluido produzido até a uma unidade estacionária de produção (plataforma) ou instalação em terra (*onshore*), garantindo a segurança operacional e do meio ambiente onde se encontra. Estes vão participar no controlo do escoamento, na monitorização de temperaturas e pressões, no abastecimento de energia para os sistemas eléctricos e hidráulicos - na actuação de válvulas e sensores, entre muitos outros. [32]



Figura 9-Sistemas Submarinos de Produção. Fonte: [33].

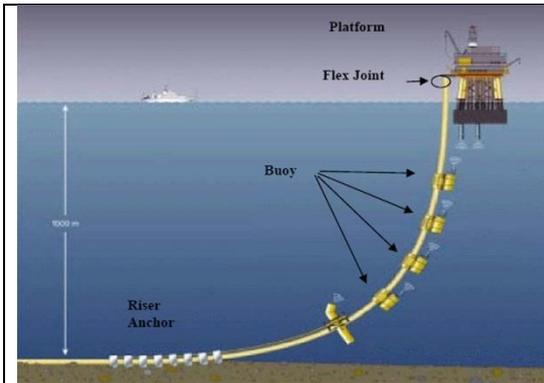
Os sistemas submarinos de produção podem estar ligados a 3 tipos de estruturas:

- A uma unidade flutuante;
- A uma unidade fixa;
- A uma unidade localizada em terra; e
- Ser uma unidade *stand-alone* (solitária). [34]

3.1 Componentes

3.1.1 Linhas de Produção

As linhas de produção são os tubos responsáveis pelas ligações entre os elementos situados no solo marinho e o transporte de petróleo desde o poço até à plataforma. É importante referir que as linhas de produção permitem a limpeza e avaliação do seu estado através da circulação de uns equipamentos com o nome de *Pigs* no seu interior. Existem 3 tipos principais de tubos que constituem as ligações essenciais. São eles:



Risers

São as linhas verticais dinâmicas que fazem a ligação do solo marinho à plataforma, sujeitas aos carregamentos das ondas, correntes e movimentos da unidade flutuante após a sua instalação. Embora o aço seja o material tradicionalmente empregado o seu peso é uma desvantagem e uma limitação à utilização em águas profundas devido à necessidade de instalação de sistemas de flutuação maiores e mais eficazes. Isto motivou o desenvolvimento de *risers* feitos de materiais poliméricos, que possuindo maior resistência à fadiga e sendo melhores isoladores térmicos, reduzem em cerca de 50% o seu peso permitindo atingir profundidades 30% maiores sem modificar a estrutura da plataforma. [35] As suas dimensões variam entre os 7 cm e os 30 cm de diâmetro. [36]



Flowlines

Também conhecidas por *Production Line* ou *Import Line*, são as linhas de escoamento dentro do sistema acomodadas no leito marinho, que não estão sujeitas a carregamentos externos transportando fluido a altas temperaturas e pressões. Necessitam de resistência máxima ao colapso e uma camada extra de isolamento térmico. Estas podem ser classificadas em rígidas (feitas em aço com uma parede espessa para suportar cargas de tração e pressão interna ou externa) ou em flexíveis (compostas por várias camadas, cada qual com a uma função específica apresentando maior facilidade de instalação e reaproveitamento).



Todos estes tubos podem ser formados por uma série de juntas acopladas umas às outras ou estar envolvidos por flutuadores para diminuir o seu peso em lâminas d'água profundas e devem ter resistência à abrasão, corrosão interna e externa, resistência mecânica à tração, cisalhamento e colapso, características elásticas que permitem o alongamento vertical e angular sem restrições. Os *risers*, especificamente, por terem demasiado peso, possuem diferentes configurações, apresentadas na figura 10.

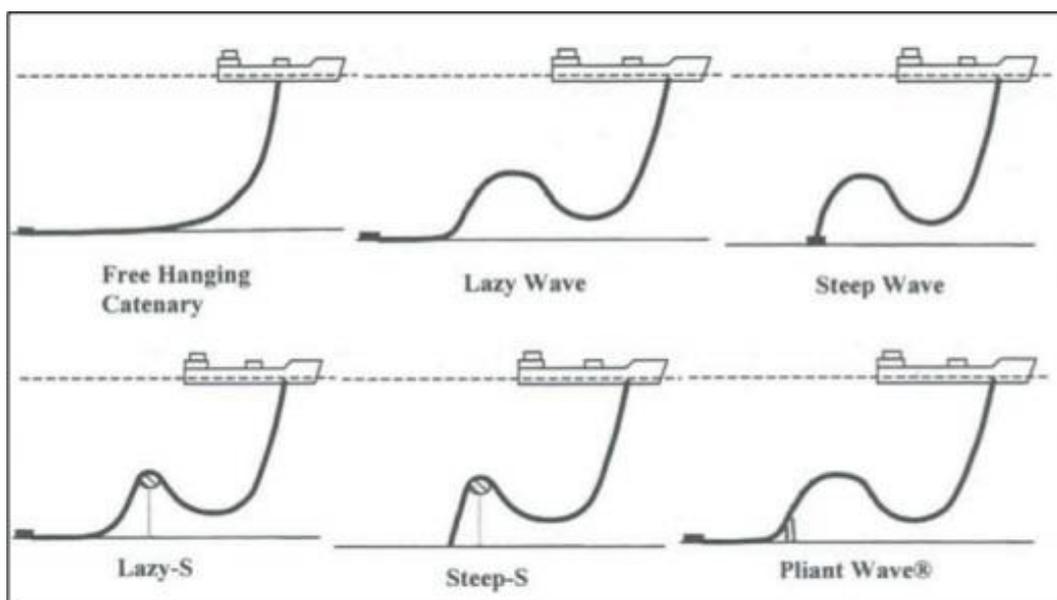


Figura 10-Configuração de Risers: Livre, Lazy, Steep, Lazy S, Steep S e Pliant. Fonte: [37].

Para além dos tubos utilizados nas linhas de produção existem também os tubos utilizados para transporte – os *Pipelines* ou *Export Lines*, já indicados na secção 2.4. É importante referir que estes geralmente possuem um diâmetro maior e características diferentes das *flowlines* transportando o fluido já processado, ou seja, separado de outros líquidos como água, gás, entre outros, até ao seu destino final. [38]

3.1.2 Umbilical

Os umbilicais são fundamentais no transporte e a aquisição de dados, comunicações por fibra óptica, abastecimento de energia e potência (eléctrica, hidráulica) para accionamento de válvulas na ANM (Árvore de Natal Molhada), assim como na injeção de químicos para os poços submarinos, e na activação de qualquer outro sistema controlado remotamente, como por exemplo os ROV. Um exemplo tipo da sua composição interior pode ser observado na figura 11.



Figura 11-Umbilical. Fonte: [39].

As suas dimensões estão geralmente próximas dos 25 cm de diâmetro e no seu centro encontram-se múltiplos tubos, dependendo da complexidade do sistema, normalmente com diâmetros de cerca de 5 cm. Os umbilicais estão conectados a uma *UTS – Umbilical Termination Structure* no solo marinho, fazendo a ligação desta à plataforma.

3.1.3 Manifolds

O *manifold* é um equipamento que divide ou reúne petróleo ou gás natural, sem interrupção no escoamento, contendo pontos de ligação às *flowlines* e/ou umbilicais e também às cabeças individuais de cada poço, dividindo-o ou combinando-o em várias partes de modo a redireccioná-lo ou para um queimador para eliminação, ou para um tanque de armazenamento ou para uma linha de produção. [13] [14] Esta particularidade permite diminuir custos e carga suportada provenientes de um número elevado de linhas de produção mas ao mesmo tempo, torna-o caro pois tem de ser projectado especificamente de acordo com as características de escoamento do campo em questão. Um exemplo de uma configuração utilizando um *manifold* pode ser encontrado na figura 12.



Figura 12-Manifold tipo *Cluster* ligado a 6 poços. Fonte: [40].

Também pode ser utilizado para injeção de água e gás, distribuindo-os para os poços. Além disto, contém sistemas de monitorização e controlo *SCMs (Subsea Control Modules)*, válvulas de bloqueio e válvulas de estrangulamento/controlo de escoamento *chokes*. Existem 3 tipos diferentes de *manifolds* que podem ser utilizados consoante a configuração desejada [32]:

- Tipo *Cluster* – funciona como módulo independente dos sistemas do poço, sendo que estes lhe são conectados através de *jumpers*, permitindo que a estrutura seja instalada antes ou durante a sua perfuração;
- Tipo *Modular* – semelhantes aos tipo *cluster*, apresentando um conceito mais flexível, com partes removíveis que poderão ser trocadas ao longo da vida útil do equipamento;
- Tipo *Template* – permite que os poços sejam directamente conectados à estrutura do *manifold*.

3.1.4 PLET – Pipeline End Termination e PLEM – Pipeline End Manifold

No que diz respeito às linhas de produção, o PLET é um conector compacto horizontal que pode servir de interface para ligação entre tubos rígidos e/ou flexíveis, verticais e/ou horizontais, podendo estar localizados no seu interior ou isolados por válvulas actuadoras. Os PLEM são *manifolds* de pequeno porte que conectam as linhas de produção a outros equipamentos ou ramos de tubo rígido no solo marinho, tais como um *manifold* ou uma árvore de natal molhada, através de um *jumper*, oferecendo capacidade de transporte auxiliar. Podem, inclusivamente, possuir um sistema *tie-in* ou outro sistema de conexão. [41]

3.1.5 Wellhead

O termo *wellhead* é utilizado para definir os componentes à superfície de um poço petrolífero que contém a sua pressão e servem de interface para os equipamentos de perfuração, completação e teste, nas várias fases de exploração e produção. É importante referir que a cabeça de um poço *wellhead* e Árvore de Natal são dois conceitos diferentes que são muitas vezes confundidos. O *wellhead* pode estar localizado na plataforma, à superfície, recebendo o nome de *surface wellhead* ou no solo marinho, sendo-lhe atribuído o nome de *subsea wellhead* ou *mudline wellhead*.

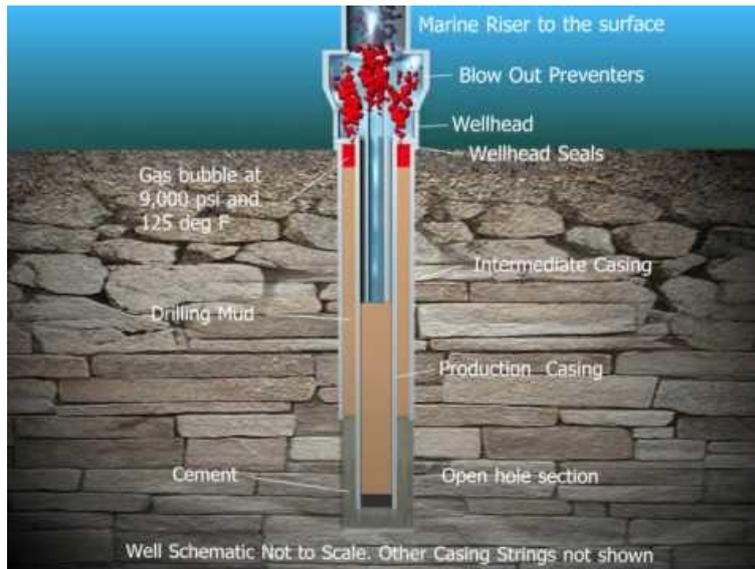
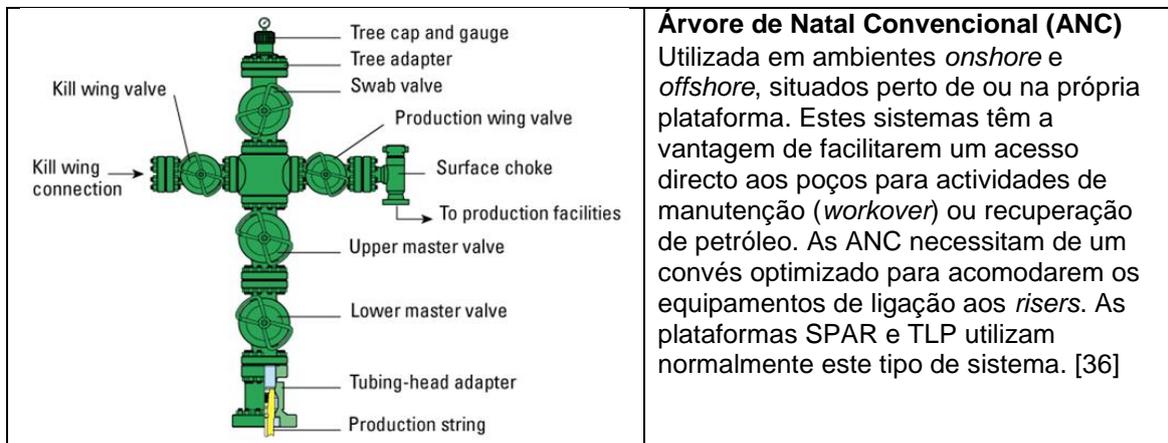


Figura 13-Wellhead ou cabeça do poço. Fonte: [42].

Como exposto na figura 13, quando se procede à perfuração do poço, geralmente anexa-se um BOP (*Blowout Preventer*) para controlar os níveis de pressão e prevenir uma reacção durante a operação, ou uma árvore de natal, quando se procede à produção. [43]

3.1.6 Árvore de Natal

Uma árvore de natal é uma assemblagem de válvulas, carretéis e armações colocada na cabeça do poço (*wellhead*) e utilizada na produção de um poço de petróleo ou gás natural, de injeção de água ou de gás, ou qualquer outro tipo. O seu objectivo principal consiste no controlo do escoamento para dentro e para fora do poço embora actualmente tenha funções acrescidas, nomeadamente, a injeção de gás ou água para desbloquear condutas ou sustentar volumes de produção de outros poços na área, ou facilitar meios de intervenção e pressão e, pontos de monitorização de sensores (de pressão, temperatura, caudal, composição de caudal, corrosão, erosão, detecção de areia, etc.). São equipamentos que trabalham em condições muito adversas, sendo resistentes a impactos e à corrosão [44]. Existem 2 tipos de árvores de natal:





Árvore de Natal Molhada (ANM)

Utilizada em ambientes *offshore*, estando situadas em qualquer local do campo de produção, instaladas no solo marinho. Estas são normalmente controladas remotamente podendo ser assistidas por um mergulhador em lâminas de água rasas. A ANM é mais adequada em situações onde os poços se encontram distantes fornecendo uma flexibilidade adicional na expansão dos arranjos submarinos. As plataformas FPSO e semi-submersíveis utilizam este tipo de sistema. Globalmente, mais de 70% dos poços desenvolvidos em ambientes *offshore* utilizam as ANM. [36]

3.2 Arquitectura de Arranjos Submarinos

A construção do arranjo submarino tem início na fase de desenvolvimento da produção e é sempre executado de acordo com as características de cada campo, tais como o escoamento, pressão, temperatura, composição/tipo de fluido, localização e vida útil. Por este motivo, a configuração do arranjo submarino é geralmente exclusiva, contendo equipamentos altamente especializados. Partindo deste pressuposto, existem 3 combinações de componentes que permitem a formulação de arranjos com características próprias [45] [46], igualmente evidenciadas na figura 14:

1. Arranjo com poços individuais/satélites (*Individual Tie-Back Satellite Wells*);
2. Arranjo com manifold (*Well Manifold Arrangement*); e,
3. Arranjo com anel colector (*Daisy Chain Arrangement*).

O arranjo com poços satélites (1) consiste na ligação directa destes com a UEP. É o arranjo de maior eficiência operacional e de maior investimento, devido à utilização de uma grande quantidade de *flowlines*, singulares ou duplas, e umbilicais para interligar cada poço individualmente.

Num arranjo com *manifold* (2), a ligação é direccionada para um *manifold*, através de um *jumper*, e a partir do *manifold* o fluido é escoado para a UEP ou injectado nos poços. É o arranjo mais utilizado em águas profundas, pois reduz o número de *risers* para a UEP. Em contrapartida, possui menor eficiência operacional que o arranjo em (1) embora este possa ser maximizado consoante o arranjo com *manifold* adoptada, normalmente é instalado numa zona em que se encontrem vários poços agrupados, em *cluster*.

O arranjo com anel colector (3), como o próprio nome indica, consiste na colecção de petróleo através de uma *flowline* singular ou dupla que se liga a plataforma e passa por cada poço, retornando novamente à plataforma. Os fluidos de cada poço são misturados na linha de produção. Possui menor fiabilidade que os outros arranjos devido ao elevado número de conexões.

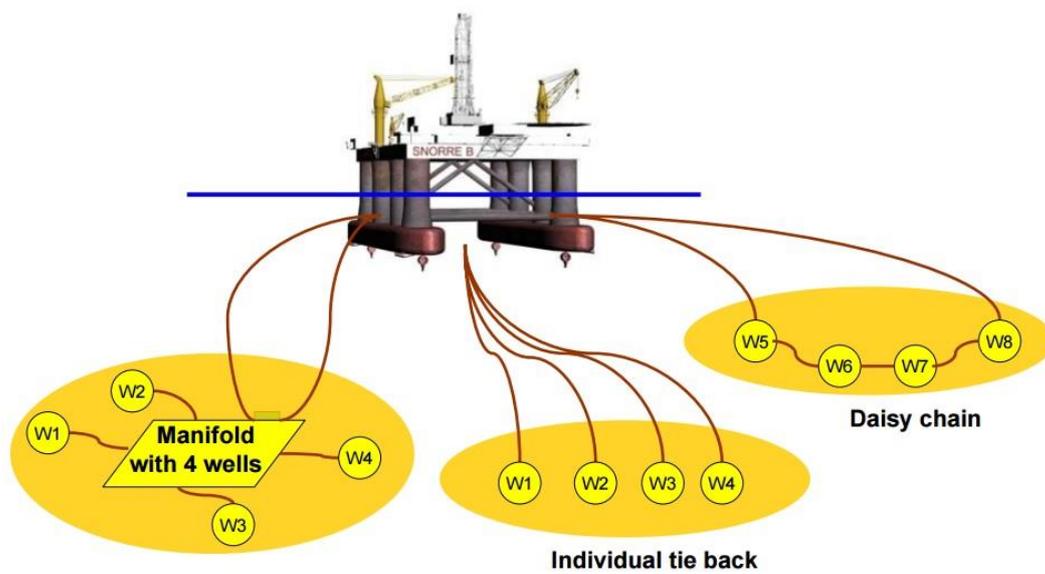


Figura 14-Layouts/Arquitectura dos sistemas submarinos de produção. Fonte: [36].

Na tabela 7 e 8 são resumidas as principais vantagens e desvantagens de cada configuração dos sistemas submarinos de produção:

Tabela 7-Vantagens e Desvantagens dos arranjos submarinos de produção.

Arranjos	Individual/Satélite	Manifold	Anel Colector
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> Em termos de manutenção é um arranjo com uma configuração que se repete para cada poço; A <i>flowline</i> e o umbilical podem estar conectados directamente à cabeça do poço, reduzindo o congestionamento de equipamentos no solo marinho e racionalizando o nº de componentes. 	<ul style="list-style-type: none"> Menor custo devido ao agrupamento dos poços resultando em curtas distâncias; Incorporação de válvulas e tubos no <i>manifold</i>; Tubulações, umbilicais e <i>jumpers</i> podem ser pré-fabricados e testados antes da sua instalação; Tem a possibilidade de operar a dois níveis de pressão eliminando problemas de formação de hidratos e ceras sólidas nas linhas; Facilita operações de <i>Pigging</i> com a utilização de equipamento adequado; Possibilidade de utilização de uma linha para testes de escoamento do poço; Flexibilidade quanto à perfuração e produção simultânea; Facilita a instalação de poços em locais óptimos para a produção. 	<ul style="list-style-type: none"> Facilidade nas operações de <i>Pigging</i> devido à passagem em todos os poços da linha colectora; A utilização de duas linhas colectoras aumenta a disponibilidade do sistema; Facilidade no acesso aos poços devido ao menor número de equipamentos no local; Avaliação dos poços pode ser feita por linhas independentes; Partilha de <i>flowlines</i> possível; Os poços não estão conectados mecanicamente podem estar dispersos cobrindo uma área grande, importante em regiões com pouca permeabilidade; Perfuração e produção em simultâneo não representa um problema.

Tabela 8-Vantagens e Desvantagens dos arranjos submarinos de produção (continuação).

Arranjos	Individual/Satélite	Manifold	Anel Colector
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> Utilização de uma grande quantidade de linhas de produção (uma por cada poço); Grande(s) dispersão/distâncias, resultando num maior comprimento das linhas de produção; Normalmente utilizados em reservas mais pequenas com poucos poços. 	<ul style="list-style-type: none"> Necessidade de os poços estarem agrupados (<i>cluster</i>) ou perto uns dos outros; Limitados no que toca ao número de poços de onde se pode extrair, recorrendo-se normalmente à mistura com os outros arranjos. 	<ul style="list-style-type: none"> Elevado nº de conexões entre as LPs e os poços (válvulas, etc.); Recolocação da plataforma para alcançar e extrair de outro poço; Potencial para um derrame maior devido à utilização de apenas uma LP para colectar petróleo; Dispendioso com a extracção de 2 ou mais poços; Necessária a instalação de <i>chokes</i> (válvulas de estrangulamento) em cada poço.

4 O segmento E&P (Exploração & Produção)

O estudo de desenvolvimento do conceito situa-se no segmento E&P. Para melhor o compreender é necessário ter em conta não só a etapa que o antecede mas também a etapa que o precede.

O segmento E&P pode ser dividido em 3 fases distintas, igualmente expostas na tabela 9:

1. Exploração e avaliação de reservatórios;
2. Projecto de desenvolvimento; e
3. Produção de petróleo e gás natural.

Tabela 9-Fases da actividade de E&P de petróleo. Fonte: [46].

Fase	Tempo (anos)	Risco	Investimento	Fluxo de Caixa
Exploração / Avaliação	2-8/1-3	Elevado/Moderado	Elevado/Médio	Negativo
Desenvolvimento	3-7	Baixo	Muito Elevado	Muito Negativo
Produção	15-60	Baixo/Nulo	Encargos produção	Positivo

A fase de exploração e avaliação de reservatórios, também chamada de prospecção de petróleo, que consiste nos procedimentos de detecção de hidrocarbonetos através de tecnologias e métodos geológicos e sísmicos, ou seja, em todos os processos que antecedem o início da produção de um poço. Este processo consiste em 5 passos importantes ordenados da seguinte forma [47] [48]:

- Ideia Geológica;
- Investigação Preliminar;
- Desenvolvimento da Prospecção Aprofundado;
- Aquisição de Direitos de Exploração; e
- Permissões & Financiamento.

O projecto de desenvolvimento, ou seja, o estudo de desenvolvimento do conceito, abordado neste trabalho com mais detalhe, que consiste no planeamento da abordagem e definição dos recursos necessários para a produção que maximizem a rentabilidade de uma reserva [49] :

- A avaliação, com o auxílio de poços, da extensão, do potencial de produção e da viabilidade económica da reserva;
- Investigação das características do subsolo que possam afectar a produção;
- Planeamento da melhor forma de explorar, desde a localização das perfurações até às especificações da estrutura a utilizar; e
- Implementação da estrutura de produção.

A produção, que consiste na extracção de petróleo e/ou gás de uma reserva com o intuito de maximizar a sua vida útil aplicando várias técnicas de recuperação (primária, secundária e *enhanced*), com o objectivo de manter os níveis de produção da reserva otimizados.

4.1 Analogia de Campos de Hidrocarbonetos

Entre a fase de exploração e avaliação de reservatórios e o projecto de desenvolvimento, no momento em que é confirmada a presença de hidrocarbonetos no campo, é necessário efectuar análises mais aprofundadas e proceder à estimativa e/ou quantificação das reservas aí presentes. É importante salientar que por vezes, possam existir alguns dados pouco precisos e que sejam necessárias fontes de comparação, com o intuito de corrigir ou transmitir informação acerca de que procedimentos seguir. O método de analogia de campos, extensivamente utilizado pelas empresas petrolíferas, é utilizado como fonte auxiliar de informação baseando-se em campos análogos, em zonas onde existe e se produz petróleo actualmente.

A investigação por analogia de campos é utilizada na identificação do *Petroleum Play*, abordado posteriormente, uma vez que se acredita que reduza o risco no processo de exploração beneficiando o projecto de desenvolvimento da produção e o estudo do desenvolvimento do conceito. [50] De facto, ao analisar dados retirados de campos análogos é possível obter informações mais fiáveis sobre o local a perfurar. Estes dados podem estar relacionados, por exemplo, com a semelhança de propriedades das estruturas rochosas e do fluido, as características do reservatório (profundidade, temperatura e pressão), entre outros atributos que podem ser úteis na implementação e/ou tomada de decisão acerca de equipamentos, processos e/ou estruturas. Para além da analogia de campos existem também outros métodos, tais como a metodologia volumétrica, a análise do declínio, o cálculo de balanços de material para reservatórios de petróleo e a simulação de reservatórios, para estimar e/ou analisar reservas, variando essencialmente na precisão e na sua dependência dos dados disponíveis. [51]



Figura 15-Bacias análogas, mais conhecidas, actualmente em produção. Fonte: [52].

Na figura 15 é possível observar-se alguns campos em que é utilizado este procedimento, no Oceano Atlântico, e o seu par análogo. No caso da Península da Nova Escócia, localizada no Canadá foram efectuados estudos de prospecção em *deep offshore* a partir de semelhanças geológicas com a costa marroquina comprovadas através de um marcador biológico. Este foi também encontrado na costa das Ilhas Canárias, Portugal e Terra Nova (*Newfoundland* - Ilha

Canadiana) confirmando a teoria de que estas regiões se encontravam fundidas no passado e que possam conter petróleo, uma vez que este é produzido na costa *marroquina* e *Nova Scotia*. [52] Sendo assim estas bacias poderão potencialmente ser utilizadas como bacias análogas à bacia do Alentejo. Na figura 16 pode observar-se a localização de Portugal no continente singular *Pangea*, verificando-se a fusão da costa portuguesa com a costa canadiana.



Figura 16-Pangea – ponto de partida da analogia de campos. Fonte: [56].

O *Petroleum Play*, mencionado anteriormente, pode ser definido como o conjunto de características geográficas e/ou estratigráficas que delimitam uma certa região, onde existem um conjunto de factores geológicos comuns para a ocorrência de acumulação de petróleo. Dentro desta região, procura-se o *Prospect*, ou seja, o potencial local de acumulação. A *Play Analysis* é a ferramenta utilizada para definir os *Plays* numa certa região geográfica, onde os *Prospects*, que partilham características comuns, se encontram. [53] A figura 17 resume todo o processo lógico efectuado na procura do *Prospect*.

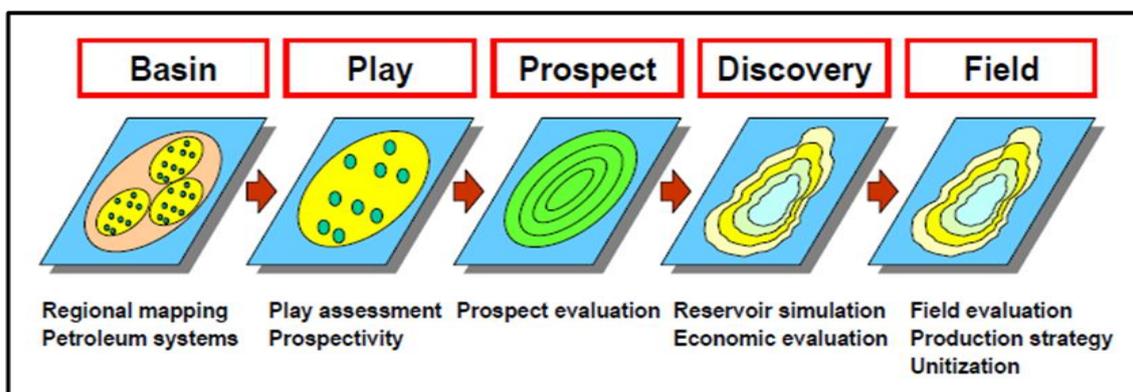


Figura 17-Processo de exploração petrolífera. Fonte: [50].

Para que se dê a ocorrência da acumulação de petróleo é necessária [53]:

- A presença de uma *Reservoir Rock*, ou seja, de uma rocha suficientemente porosa para que possa ser ocupada por um hidrocarboneto;
- A formação de uma *Trap*, ou seja, de uma barreira de passagem aos hidrocarbonetos, de forma a aprisioná-los, normalmente realizada através de uma *Cap Rock*, uma rocha que não é suficientemente porosa para permitir a sua passagem;
- A presença de uma *Source Rock*, ou seja, de uma rocha capaz de gerar ou converter matéria orgânica em hidrocarbonetos; e
- Uma *Migration Route*, ou seja, um caminho que permita o movimento do hidrocarboneto, de uma *Source Rock* para uma *Reservoir Rock*.

A probabilidade de cada reservatório conter *Source e Reservoir Rocks, Traps e Migration Routes*, simultaneamente, é muito rara, sendo que se um destes factores não se encontrar presente, não ocorre a acumulação de hidrocarbonetos. Um *Play* é essencialmente um modelo que descreve, por ordem cronológica, como o petróleo se formou na *Source Rock*, migrou para a *Reservoir Rock* e lá ficou retido, sem ter a possibilidade de se escapar.

Quando uma *Discovery* é feita, o *play* é confirmado deixando de existir, tornando-se ou num *Dry Hole* (furo seco, pois não existe petróleo) ou num *Producing Field* (ou seja, um campo de hidrocarbonetos). A partir desse momento deixa de haver uma probabilidade incerta sobre se existe ou não petróleo, embora a quantidade de recursos, que possam ser tecnicamente ou financeiramente recuperados, permaneçam vagos. A figura 18, permite exemplificar, de uma forma mais “prática”, o processo de exploração, sendo o processo iniciado com a aquisição de direitos de exploração e terminando na realização de uma *Discovery*.

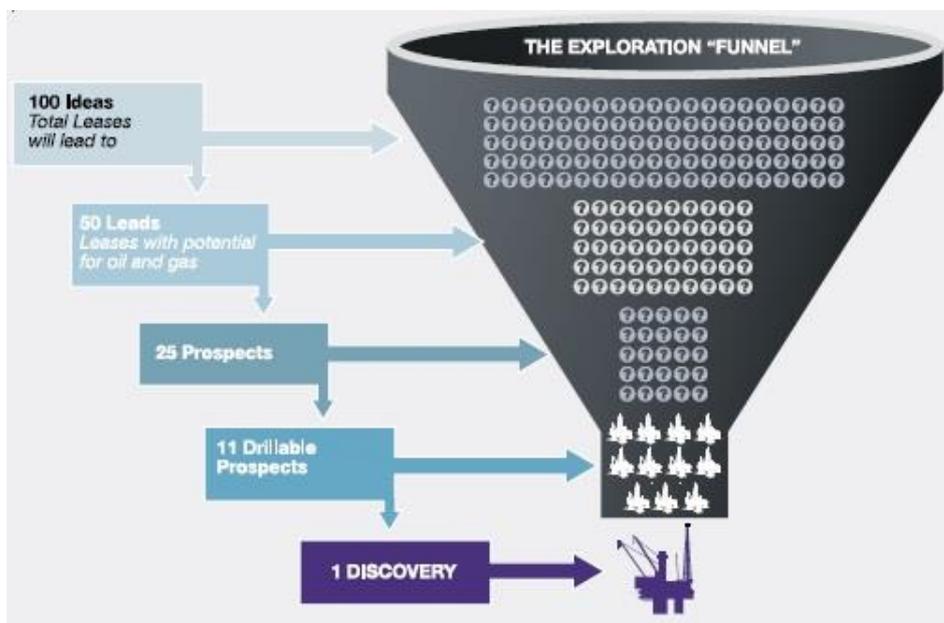


Figura 18-O "fúnil" da exploração. Fonte: [53].

Quando a *Play* se torna num *Producing Field*, as empresas concentram-se em determinar uma estimativa rigorosa sobre as suas reservas, dimensões e estrutura do reservatório, executando simulações em conjunto com perfurações específicas (*Appraisal Wells*).

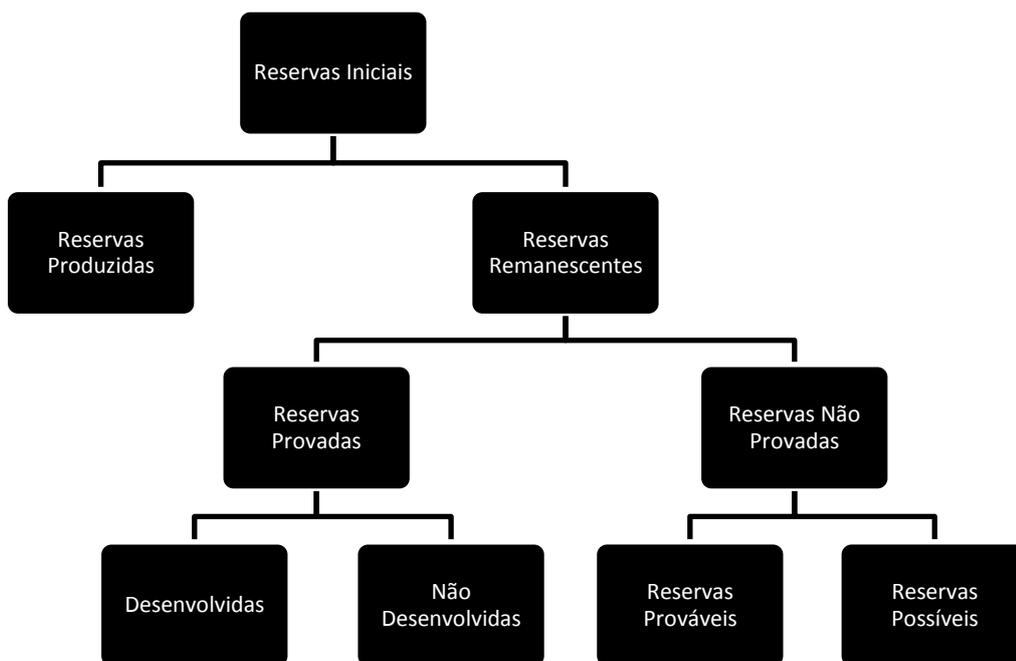


Figura 19-Classificação de reservas de um campo de hidrocarbonetos. Fonte: [54]

As reservas de um campo de hidrocarbonetos podem ser definidas como a quantidade total de petróleo que pode ser tecnicamente e economicamente extraído de um campo, podendo ser classificadas consoante o seu nível de incerteza, reproduzido na figura 19. Segundo esta, as Reservas Iniciais encontradas podem ser divididas em 2 grupos diferentes: As Reservas Produzidas e as Reservas Remanescentes. As reservas produzidas são as reservas de extracção “fácil”, ou seja, as que são extraídas apenas pelo efeito da gravidade sem recorrer a técnicas de recuperação. As reservas remanescentes podem ser divididas em 2 grupos diferentes: as Reservas Provadas e as Reservas Não Provadas. Dentro das reservas não provadas encontram-se ainda as Reservas Prováveis e as Reservas Possíveis. As Reservas Provadas Desenvolvidas são as reservas que se situam em zonas onde existem poços ou equipamentos para proceder à sua extracção. As Reservas Provadas Não Desenvolvidas são as reservas que se localizam em zonas não exploradas necessitando de novas perfurações e instalação de equipamentos. Na tabela 10 pode ver-se um resumo das categorias presentes nas estimativas de reservas e as suas probabilidades de extracção.

Tabela 10-Procedimento de estimativa de reservas. Fonte: [51].

RESOURCE UNCERTAINTY CATEGORY	RESERVES		OTHER RESOURCES
	Scenario	Probabilistic	Scenario
LOW ESTIMATE	Proved (1P)	P90	Low
BEST ESTIMATE	Proved plus Probable (2P)	P50	Most Likely
HIGH ESTIMATE	Proved plus Probable plus Possible (3P)	P10	High

As reservas provadas (*Proven Reserves*) são as quantidades determinadas através de análises geológicas que podem ser estimadas com uma certeza razoável como recuperáveis para comercialização, sob certas condições económicas actuais, métodos operacionais e regulamentação governamental. Existe uma probabilidade de 90%, de que as quantidades extraídas sejam iguais ou excedam as estimativas. Na indústria petrolífera os especialistas referem-se a estas reservas como sendo P90 ou também como “1P”.

As reservas prováveis (*Probable Reserves*) são as reservas não provadas que apresentam uma probabilidade maior de serem recuperadas que não serem. Existe uma probabilidade de pelo menos 50% em que estas quantidades sejam iguais ou excedam, a soma das reservas provadas com as reservas prováveis. Na indústria petrolífera os especialistas referem-se a estas reservas como sendo P50 ou também como “2P”.

As reservas possíveis (*Possible Reserves*) são as reservas não provadas que apresentam uma probabilidade inferior às possíveis de serem extraídas. Neste contexto existe uma probabilidade de pelo menos 10% de que as quantidades que foram extraídas sejam iguais ou excedam a soma das reservas provadas com as reservas prováveis e as reservas possíveis. Na indústria petrolífera os especialistas referem-se a estas reservas como sendo P10 ou também como “3P”.

Por fim, a Bacia do Alentejo, tal como as outras bacias ao longo da costa portuguesa foram formadas pelos processos tectónicos que levaram à abertura do Oceano Atlântico. [55]

Quando os continentes se separam criam uma crosta oceânica entre si, tal como quando a Europa se separou da América do Norte. Quando estes não se podem separar mais, começam a aproximar-se, como acontece no Pacífico em que as crostas embatem comprimindo-se provocando sismos e o seu levantamento, criando ilhas.

A plataforma continental é a área do fundo marinho que começa na linha da costa e vai até ao início do talude continental, seguindo-se o sopé e as planícies abissais, em grande parte já em crosta oceânica. A plataforma continental é, então, pouco profunda (cerca de 200 metros) e tem normalmente uma inclinação suave até atingir o talude continental, a zona de corte acentuado que marca a transição entre as zonas de *offshore* pouco e muito profundo, como se pode verificar na figura 21.

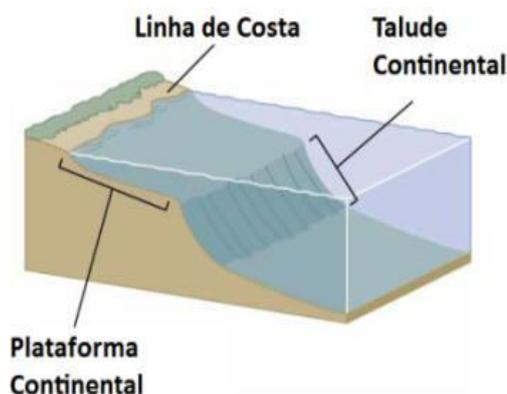


Figura 20-Formação de hidrocarbonetos. Fonte: [56].

No caso de Portugal, existe uma grande quantidade de informação sobre a parte imersa da plataforma continental, junto à costa, não existindo dados sobre a parte de *offshore* profundo, localizado após a zona de corte acentuado do talude continental. O método de analogia de campos pode então ser utilizado na prospecção da bacia do Alentejo, servindo-se de bacias análogas como meio de comparação para aquisição e confirmação de dados assim como de processos e/ou ferramentas a utilizar.

5 Criação de Cenários

Este capítulo pretende apresentar uma lista de possíveis cenários considerados para a extracção de hidrocarbonetos na bacia do Alentejo. Como tal, foram tidos em conta como parâmetros determinantes, o tipo de hidrocarboneto extraído, a *Arquitectura/Layout* dos sistemas submarinos de produção a instalar no solo, o *hub*/plataforma (conceito), o método de transporte e o número de poços a extrair.

De acordo com a revisão literária e considerando os parâmetros mencionados e factores como a profundidade e distância à costa, foram criados cenários para um perfil de produção hipotético, assumido para a bacia do Alentejo, através de uma matriz [57], tabela 11, obtendo-se $1 \times 3 \times 4 \times 2 \times 1 = 24$ cenários possíveis de implementar:

Tabela 11-Matriz de cenários para a selecção do conceito.

Hidrocarboneto	Arquitectura/Layout	Hub/Plataforma	Transporte	#Poços
Petróleo	Poços Individuais/Satélites	Semi-Submersível	Petroleroiro	10
	Anel Colector	FPSO	<i>Pipeline</i>	
	<i>Manifold</i>	SPAR		
		<i>Tie-back to Shore</i>		

Um perfil de produção típico assemelha-se à curva representada no gráfico 1.

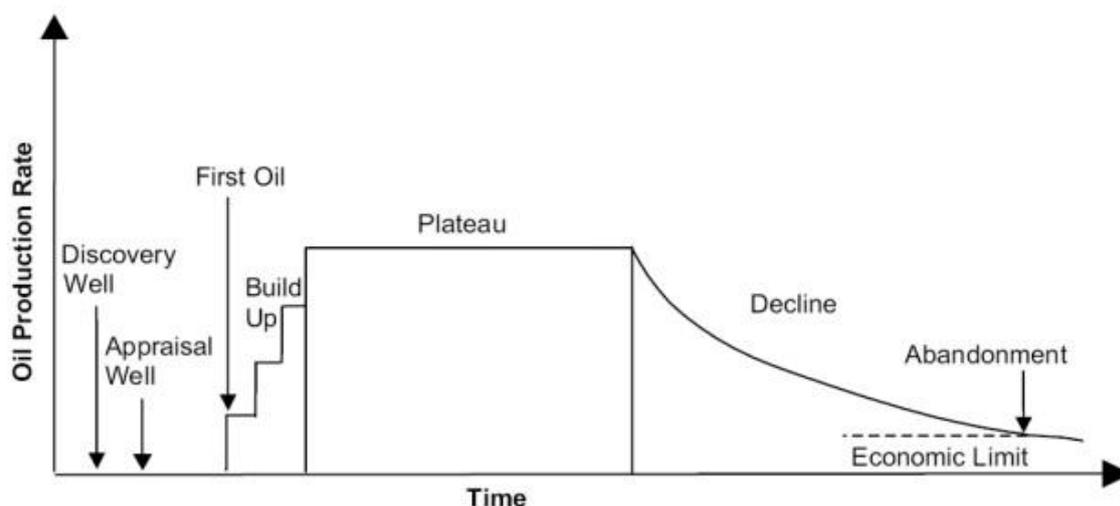


Gráfico 1-Perfil de produção típico. Fonte: [58].

É possível verificar o aumento da produção a partir do momento em que é confirmado o *First Oil*, ou seja, o primeiro poço pronto para produção. A partir daí perfuram-se mais poços atingindo a fase de *Plateau*. Esta é onde é atingido o pico máximo da produção. Em pequenos reservatórios este tem uma curva acentuada pois correspondente a um período de tempo mais curto. Em reservatórios de maiores dimensões a curva é horizontal e prolongada,

assemelhando-se mais à do gráfico 1. A fase de declínio tem início no fim do *Plateau*, diminuindo à medida que se atinge o fim da produção até o poço não ser economicamente viável. Esta fase decresce geralmente a uma taxa entre os 10-20% sendo possível reduzir esta taxa aumentando ligeiramente a produção recorrendo a técnicas de recuperação. Actualmente, existem 3 tipos de técnicas de recuperação/extracção utilizadas [59]:

1. Primária;
2. Secundária; e
3. Terciária ou *Enhanced Oil Recovery (EOR)*.

Em (1), a recuperação é realizada através da pressão ou gravidade natural do reservatório, podendo ser feita artificialmente recorrendo a bombas que direccionam os hidrocarbonetos para a superfície. Apenas se consegue extrair cerca de 10-15% das reservas presentes no reservatório desta forma.

Em (2), a recuperação é executada com recurso a injeção de gás (*gas injection*) ou água (*waterflooding*) para o redireccionar para o poço de produção, resultando numa extracção entre 20-40% das reservas presentes.

A EOR (3), pode resultar na recuperação de aproximadamente 30-60% de hidrocarbonetos no reservatório consistindo essencialmente na aplicação de 3 técnicas diferentes:

- *Thermal Recovery* – envolve a introdução de calor (vapor) para reduzir a viscosidade e melhorar a capacidade de escoamento dos hidrocarbonetos;
- *Gas Injection* – envolve a utilização de gases como por exemplo, o gás natural, nitrogénio, ou dióxido de carbono para expandir o reservatório direccionando os hidrocarbonetos para o poço de produção;
- *Chemical Injection* – envolve a utilização de polímeros para melhorar a eficácia da injeção de água ou outros fluidos para aumentar a capacidade de escoamento dos hidrocarbonetos.

Nos EUA, a *Thermal Recovery*, *Gas Injection* e *Chemical Injection* possuem uma taxa de utilização de cerca de 40%, 60% e 1%, respectivamente. [59]

Todas estas técnicas possuem custos relativamente elevados e podem ser imprevisíveis na capacidade de recuperação de hidrocarbonetos.

Por fim, o perfil hipotético contém 5 poços produtores e 5 poços injectores, produzindo cerca de 100 mil barris de petróleo por dia, numa lâmina de água entre os 1800-2000 metros (*Deep Offshore*), situados a uma distância de 50 km da costa.

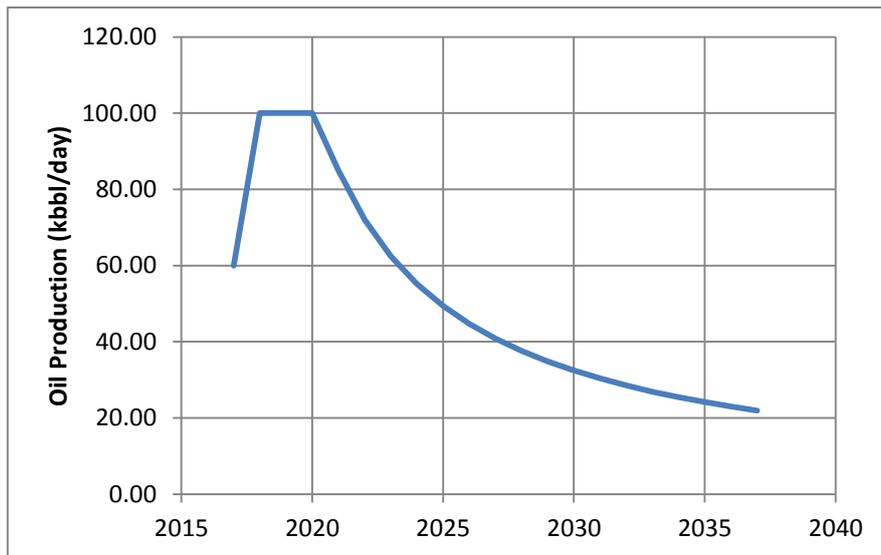


Gráfico 2-Perfil de produção hipotético, assumido para a produção na bacia do Alentejo.

A unidade de produção opera durante 20 anos, produzindo aproximadamente 400 milhões de barris de petróleo de alta qualidade (Brent) com uma viscosidade de API = 32 (≥ 31.1 – *Light Crude Oil*). Como se pode observar no gráfico 2, a unidade atinge uma capacidade máxima de produção de petróleo líquido de 100 mil barris por dia durante 4 anos, após os quais decresce de uma forma harmónica. Com o objectivo de recuperar algum do petróleo remanescente no reservatório e na manutenção dos níveis de produção procede-se à injeção de água em 5 poços com o objectivo de manter e controlar a pressão na extracção, à medida que decorre a produção. Cada poço está situado a uma distância máxima de 1 km (valor máximo das linhas em *subsea* antes de chegarem ao *riser*).

O processo de criação de cenários é geralmente realizado na indústria com recurso a *software* específico. Neste trabalho, como não foi possível aceder a este tipo de *software*, não foram apresentados os 24 cenários, sendo por sua vez, analisados e classificados, da mesma forma que para a selecção do conceito, 3 cenários cujas diferenças entre eles se baseia apenas na diferente configuração apresentada pelos sistemas submarinos de produção. As diferentes configurações de sistemas submarinos podem ser revistas na secção [3.2-Arquitectura de Arranjos Submarinos](#).

As figuras 22 e 23 demonstram exemplos de cenários criados para a produção de gás natural em poços situados na costa noroeste da Austrália. [60] O mesmo processo, através de *software* especializado, seria igualmente realizado para obter os cenários para a produção de petróleo na bacia do Alentejo. Na figura 22 a produção é realizada em 10 poços com recurso a 2 *manifolds* (C01 conectado a 4 poços e C02 a 6 poços) e com 2 poços de injeção em arranjo colector. A figura 23 utiliza 3 *manifolds* para extrair de 13 poços e 2 poços de injeção.

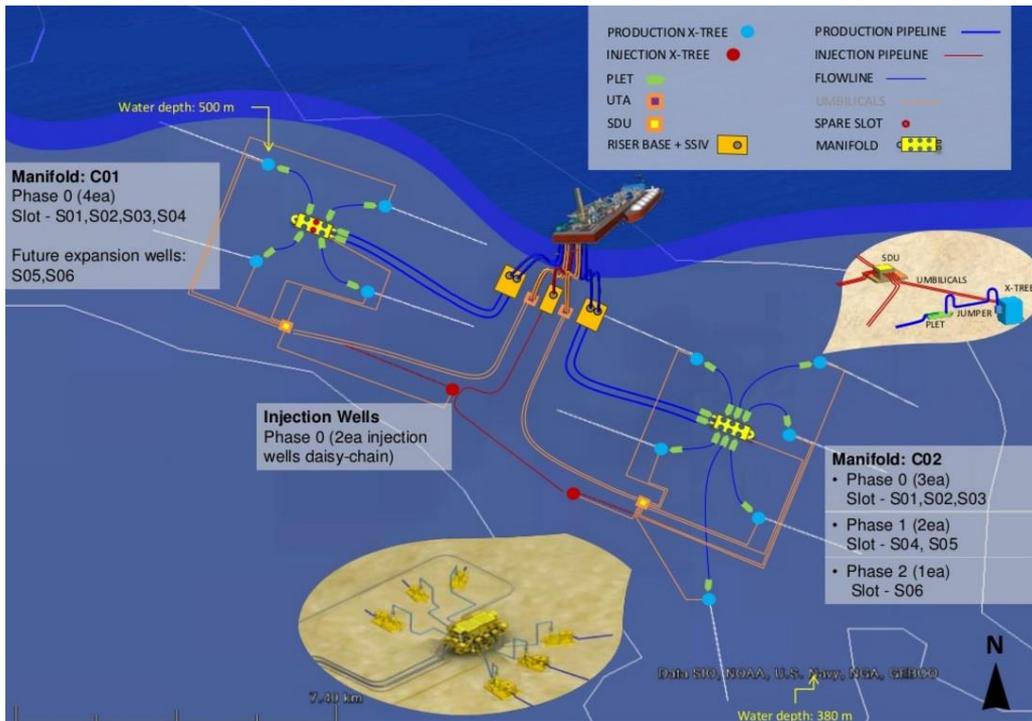


Figura 21-Cenário com a produção em 2 manifolds e injeção em anel colector. Fonte: [61].

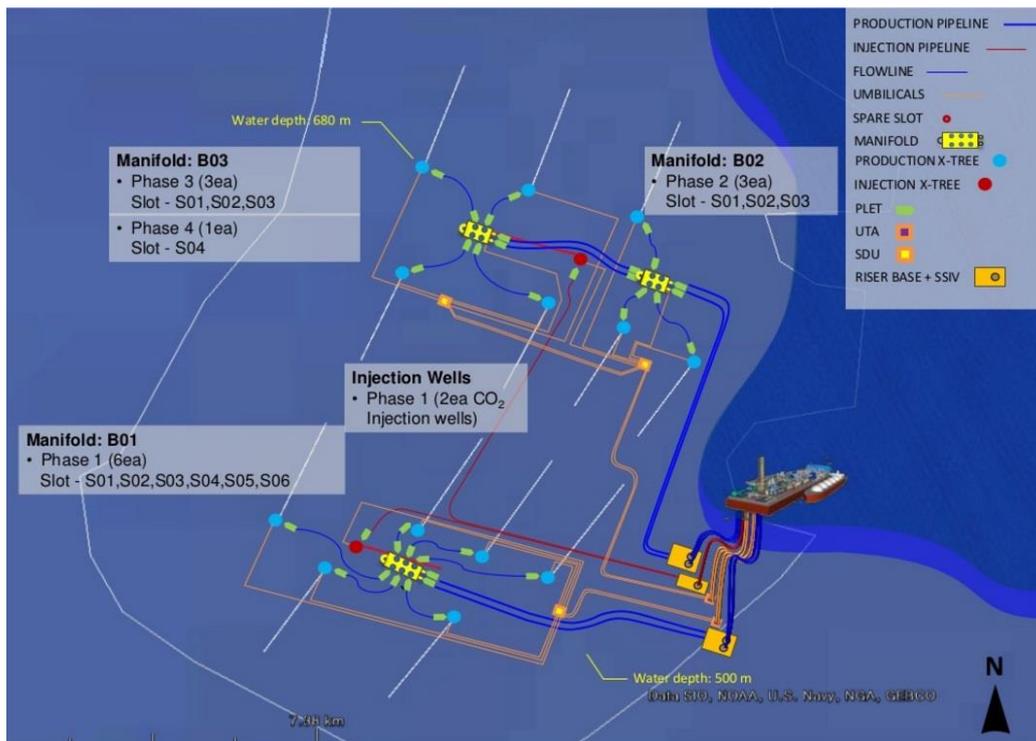


Figura 22-Cenário com a produção em 3 manifolds e a injeção em 2 poços individuais. Fonte: [60].

5.1 Critério para a selecção do conceito

Para todos os cenários e de acordo com a revisão literária, foram definidos critérios e sub-critérios como modo de comparação com vista a obter as maiores vantagens e desvantagens para o estudo de viabilidade. Como o projecto se situa em ambiente *offshore*, tomaram-se como atributos mais importantes os seguintes:

- A **segurança** dos trabalhadores, equipamentos e ambiente;
- A **fiabilidade** da estrutura e equipamentos, também realizada através de uma análise RAM;
- A **operabilidade** da estrutura, ou seja, a gestão dos procedimentos operacionais; e
- O aspecto **económico** e o factor **risco** na identificação do melhor conceito, normalmente realizado através de uma análise económica e de risco, respectivamente.

5.2 Segurança

A segurança é um critério absolutamente importante a analisar de acordo com os profissionais da indústria [12], devido ao ambiente volátil e exigente a que as plataformas e os seus trabalhadores estão sujeitos. De facto, quando se opera em locais remotos/afastados da costa, é necessário um cuidado acrescido não só face às ameaças de carácter criminoso como às condições ambientais a que possivelmente estarão sujeitos podendo as suas consequências resultar em perdas de vida, poluição ou perda de propriedade. Assim, é necessário prever e planear todos os riscos que poderão acontecer e antecipá-los de forma a garantir o planeamento do projecto e a segurança das instalações assim como a dos operadores. Os sub-critérios identificados e que mais se adequam aos objectivos incluem o(a):

- Risco de contaminação do ambiente (grau de impacto) – através do número e tipo de componentes no subsolo marinho e o comprimento de todas as linhas de produção e transporte de fluido.
- Disponibilidade de barreiras HSE (*Health, Safety, Environment*) – definidas como todos os meios físicos e não físicos planeados para prevenir, controlar e mitigar eventos e/ou acidentes indesejados como por exemplo, detectores de gás, botes salva-vidas (físicos) ou rotinas operacionais realizadas por humanos (não-físicos); ou uma combinação de ambos [61], aqui avaliada consoante o tamanho do convés da estrutura indicando uma maior separação entre zonas mais perigosas e zonas não perigosas. [57]
- Facilidade de evacuação em caso de acidente – capacidade/facilidade de desconectar a estrutura às linhas de produção de modo a prevenir uma situação potencialmente perigosa podendo salvar vidas, sendo aqui avaliada através da sua mobilidade e/ou recolocação - descomissionamento.

Tabela 12-Critério de Segurança utilizado para classificação de Arranjos Submarinos.

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
Risco de contaminação do ambiente	Layout do sistema submarino de produção	100%

Tabela 13-Critérios de Segurança utilizados para classificação de Conceitos (continuação).

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
Barreiras HSE	Dimensões do Convés	50%
Facilidade na evacuação em caso de acidente	Complexidade da Estrutura	50%

5.3 Fiabilidade

Na fiabilidade tem-se em consideração todos os atributos que possam estar relacionados com a continuidade do desempenho das funções dos equipamentos [62]. Sendo assim, identificam-se como potenciais critérios os que se relacionam com a:

- Maximização da disponibilidade do sistema, que pode ser traduzida como a capacidade de continuação da produção no caso de haver uma falha numa parte do sistema.
- Prevenção e remediação de situações relacionadas com o escoamento do fluido nas linhas de produção como por exemplo, na eventualidade de um bloqueio devido a formação de hidratos sólidos ou depósitos devido às diferenças de densidade dos fluidos nas linhas;
- Facilidade de manutenção, reparo ou substituição de equipamentos localizados no subsolo marinho ou à superfície;

Tabela 14-Critério de Fiabilidade utilizado para classificação de Arranjos Submarinos.

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
Maximização da Disponibilidade do Sistema	Layout do sistema submarino de produção	100%

Tabela 15-Critérios de Fiabilidade utilizados para Classificação do Conceito (continuação).

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
Controlo do escoamento nas linhas de produção	Facilidade e rapidez no acesso às linhas de produção	50%
Facilidade na manutenção, reparo ou substituição de equipamentos	Equipamentos localizados à superfície ou no solo marinho	50%

5.4 Operabilidade

A operabilidade consiste na operação segura e eficiente da plataforma, que pode ser traduzida pela forma como se efectua a gestão/resolução de problemas durante o processo de produção. É necessário considerar todas as formas de manter ou substituir equipamentos minimizando o impacto na produção. Como tal, toma-se a:

- Piggability, ou seja, a capacidade de efectuar operações de manutenção nas linhas sem parar a produção. Este procedimento é realizado com o auxílio de equipamentos específicos.
- Facilidade em iniciar/terminar ou suspender a produção em casos, como por exemplo, num acidente ou numa emergência, ou em operações grandes de manutenção ou instalação de equipamentos, etc.. Existem casos em que é possível terminar ou suspender as operações dos sistemas de produção directamente ou à distância.
- Flexibilidade operacional, ou seja, a facilidade em alterar a gestão da produção através da variação do funcionamento de alguns sistemas, como por exemplo, se for necessário operar a dois níveis de pressão num determinado poço, entre outros parâmetros.

Tabela 16-Critério de Operabilidade utilizado para Classificação de Arranjos Submarinos.

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
<i>Piggability</i>	Layout do sistema submarino de produção	100%

Tabela 17-Critérios de Operabilidade utilizados para Classificação do Conceito (continuação).

Sub-Critério	Procedimento de avaliação	Peso
Facilidade em iniciar/terminar ou suspender operações	Complexidade operacional da infra-estrutura	50%
Flexibilidade Operacional	Conjugação com os arranjos submarinos de produção conectados	50%

Peso dos Critérios

Tabela 18-Classificação atribuída aos critérios identificados.

Comparação				
		Critério 1	Critério 2	Critério 3
Segurança	&	1.0	2.0	2.0
Ambiente				
Fiabilidade		0.5	1.0	2.0
Operabilidade		0.5	0.5	1.0
TOTAL		2.0	3.5	5.0

Tabela 19-Normalização de critérios.

Normalização					
		Critério 1	Critério 2	Critério 3	Peso
Segurança	&	0.5	0.57	0.4	49%
Ambiente					
Fiabilidade		0.25	0.29	0.4	31%
Operabilidade		0.25	0.14	0.2	20%
TOTAL		1.0	1.0	1.0	100%

A atribuição de uma pontuação aos critérios foi efectuada numa lógica de comparação de pares relacionados, utilizando uma escala de 2 (mais importante) a ½ (menos importante), apresentadas na tabela 18.

Considerando a pontuação final obtida para cada critério, a Segurança & Ambiente surge como o critério mais importante para a identificação do conceito, seguida da Fiabilidade e da Operabilidade, como se pode verificar na tabela 19.

6 Discussão de Resultados

A classificação foi realizada, em cada sub-critério, e atribuída uma pontuação de 1 (pobre) a 4 (excelente) para a satisfação com que o arranjo e a plataforma preenchem os seus requisitos. A abordagem aqui realizada pretende definir o arranjo submarino mais compensador precedido da selecção do melhor conceito. Assim como realizado para a identificação do conceito, também cada arranjo foi submetido a uma análise multi-criteriada. A média ponderada resulta da multiplicação entre o peso de cada critérios com o peso de cada sub-critérios e a nota atribuída, sendo que, para a classificação dos arranjos, cada sub-critério possui um peso de 100%.

Tabela 20-Tabela de classificação para os arranjos submarinos.

Critérios	Pesos	Sub-Critérios	Pesos	Individual	Manifold	Anel colector
Segurança & Ambiente	0.49					
		Risco de Contaminação do Ambiente	1	3	4	2
Fiabilidade	0.31					
		Maximização da Disponibilidade do Sistema	1	4	3	2
Operabilidade	0.20					
		<i>Piggability</i>	1	2	3	4
SOMA				9	10	8
Média Ponderada				3.11	3.49	2.4

Conforme demonstrado na tabela 20, o arranjo que melhor satisfaz os critérios escolhidos é o arranjo com *manifold*. Este arranjo possui um *manifold* que recolhe e aglomera os fluídos das linhas de produção conectadas aos poços, exportando-os para a plataforma através de uma ou duas *flowlines*, facilitando as operações de *Pigging*. O *manifold* pode conter 4 ou 8 pontos de conexão às linhas podendo receber também os umbilicais para a injeção de químicos ou gases nos poços de injeção e activação dos sistemas eléctricos como as válvulas e actuadores.

A mesma análise foi realizada para identificar a infra-estrutura que satisfaz da melhor maneira os critérios definidos, verificando-se os resultados na tabela 21. Cada sub-critério possui um peso de 50% dentro de cada critério de modo a se obter uma classificação final coerente.

Tabela 21-Tabela de classificação para os conceitos.

Critérios	Pesos	Sub-Critérios	Pesos	Semi-Sub	FPSO	SPAR	Tie-back to Shore
Segurança & Ambiente	0.49						
		Barreiras HSE [63]	0.5	3	4	2	2
		Facilidade de Evacuação [57]	0.5	4	4	3	NA
Fiabilidade	0.31						
		Controlo do Escoamento do Fluido [13]	0.5	4	4	4	3
		Manutenção, Reparo e Substituição [13]	0.5	3	3	3	4
Operabilidade	0.20						
		Facilidade em Iniciar/Terminar ou Suspende Operação [57]	0.5	3	4	3	2
		Flexibilidade Operacional [57]	0.5	4	4	3	2
SOMA Média Ponderada				21	23	18	17
				3.5	3.845	2.91	2.465

A FPSO é o conceito que mais satisfaz os critérios de segurança, fiabilidade e operabilidade, sendo igualmente o tipo de plataforma mais utilizada em operações de produção *offshore*, comprovado pelo mapa em Anexo, com a quantidade de plataformas em utilização actualmente. De facto, esta plataforma possui vantagens que se alinham com as especificações do projecto, sendo a mais eficaz em ambientes não adversos onde se pode extrair e produzir petróleo de forma simples e eficiente. Possui um convés de grandes dimensões assegurando um distanciamento entre as zonas que podem colocar riscos à segurança das operações, e o seu carácter móvel e instalação simples permitem-lhe desconectar-se dos sistemas de produção de forma fácil e rápida. As operações de manutenção são relativamente fáceis de realizar devido ao pequeno número de equipamentos e a possibilidade de efectuar *Pigging* nas linhas de produção, devido ao arranjo em *manifold*. Estas podem ser realizadas recorrendo a um ROV. O controlo do escoamento é executado pelos equipamentos instalados no solo marinho sendo monitorizados na própria plataforma. Quanto à Operabilidade, a FPSO possui uma facilidade em iniciar/terminar as operações e uma flexibilidade operacional elevada devido à facilidade em alterar a sua produção consoante os requisitos necessários.

6.1 Análise Económica

A análise económica é normalmente realizada com o objectivo de estimar o resultado económico do projecto. As despesas nas fases de Exploração, Desenvolvimento e Produção são analisadas e estimadas ciclicamente de forma a reduzir a incerteza e determinar rigorosamente a viabilidade/retorno do projecto. Na figura 24 é possível verificar todo o processo de análise económica.

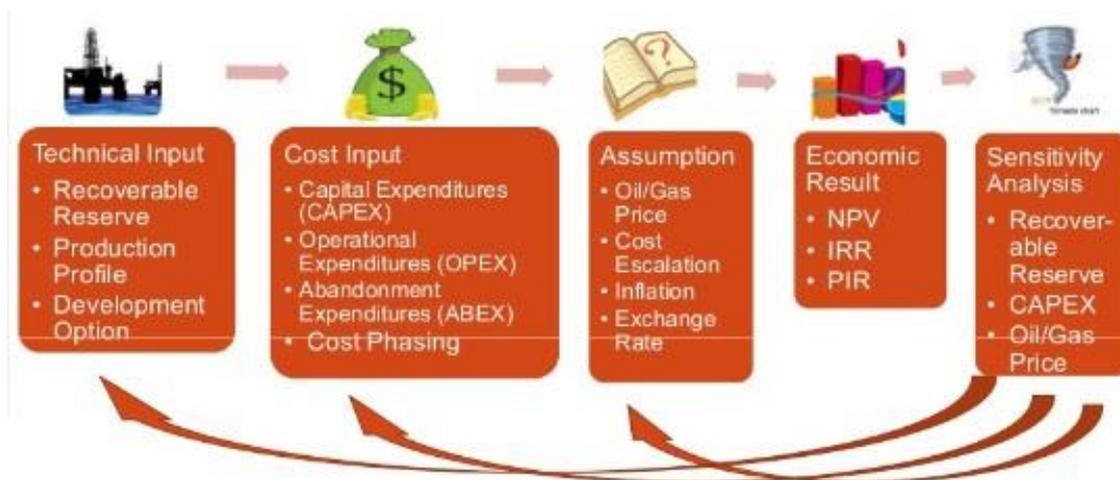


Figura 23-Fluxo económico de um projecto petrolífero. Fonte: [54].

A indústria do petróleo é altamente intensiva em capital e tecnologia, sendo marcada por bens e serviços de altíssima especificidade, implicando a integração a médio e longo prazo de empresas investidoras em E&P e empresas fornecedoras de serviços. As estimativas realizadas por estas empresas é realizada com recurso a software específico (*Que\$tor* por exemplo) e recorrendo a bases de dados com auxílio a métodos estatísticos nas diferentes fases do projecto, neste caso em particular, na identificação e selecção do conceito para a bacia do Alentejo.

As actividades de E&P de petróleo têm singularidades que as distinguem de quaisquer outras actividades económicas. O segmento (E&P) é o mais relevante da cadeia petrolífera (*upstream, midstream e downstream*) no que diz respeito aos riscos, barreiras de entrada, montante de capital requerido e, sobretudo, criação de valor agregado (lucro), afectando profundamente o comportamento estratégico dos agentes envolvidos. A variável mais importante nos investimentos deste segmento da cadeia é a tendência a curto e médio prazo nos preços de petróleo, podendo de um momento para outro, viabilizar ou inviabilizar a produção.

6.1.1 Indicadores de Projecto

Quando existem oportunidades de investimento existem 3 indicadores tipo que as empresas utilizam para verificar a viabilidade ou atractividade da oportunidade:

- O valor presente líquido (NPV) é igual ao valor de fluxo de caixa descontado, usando como taxa de desconto a taxa escolhida pela empresa investidora como custo de oportunidade do seu capital. Um NPV positivo indica que o projecto irá gerar lucro aceitável para a empresa.
- A taxa interna de retorno (IRR), que está intimamente relacionada com o NPV, podendo ser definida como a taxa de juro que anula o NPV ou a taxa de juro que torna o valor presente das receitas igual ao valor presente do investimento, ou seja, se este indicador for superior à taxa média do investimento então o projecto pode ser aceite, caso contrário o projecto não gera lucros para a empresa ao longo da sua vida. [64]
- O rácio lucro-investimento (PIR). [65]

Tabela 22-Descrição de Indicadores. Fonte: [66].

NPV	IRR	PIR
Mede o valor do projecto	Não mede o valor do projecto	Mede o rácio do valor do projecto
Indica se o projecto é viável (+NPV) ou não viável (-NPV)	Utilizado como comparação com <i>benchmark</i> da própria empresa	Indica a eficiência do investimento
NPV de 20 milhões a 10%, indica que o projecto acrescentou 2 milhões ao projecto.	<p style="text-align: center;">Exemplo</p> Se o <i>benchmark</i> da empresa for 14% (custo de capital) e oportunidade de investimento apresentar um IRR inferior, o projecto deve ser excluído.	Um PIR de 0.14 indica que o projecto tem um lucro de 0.14 unidades por unidade de investimento.

À medida que o petróleo em *onshore* e *offshore* raso se começa a esgotar as empresas iniciam a corrida para o *deep offshore*, implicando gastos acrescidos na alocação do seu capital e na sua continuidade ou eficácia operacional. Por esse motivo e para além do NPV, os principais parâmetros no desenvolvimento do modelo do conceito são estimados consoante o CAPEX que são as despesas necessárias para iniciar as operações do projecto, ou seja, os custos de design, engenharia, construção e instalação; no OPEX, as despesas operacionais resultantes do decorrer das suas actividades no dia-a-dia; e no ABEX, as despesas de descomissionamento, ou seja, abandono e encerramento das operações. Os custos de perfuração (DRILLEX) são também incluídos nas despesas totais do projecto.

Neste trabalho, apenas foi realizada uma breve análise e explicação de carácter qualitativo acerca das principais despesas a considerar no investimento em actividades de E&P.

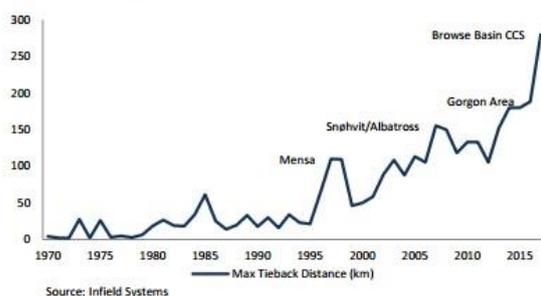
6.1.2 CAPEX (*Capital Expenditures*)

De acordo com a bibliografia [13], o *tieback to shore*, em comparação com as plataformas flutuantes, é o conceito que geralmente maximiza o NPV pois necessita de menos investimento também pelo facto de não necessitar de uma plataforma permanentemente no local. No entanto, estes custos podem variar consoante:

- Distância à infra-estrutura (*onshore*);
- Profundidade;
- Volumes a recuperar, dimensão do reservatório e a sua complexidade;
- Tarifas para processamento de fluido na infra-estrutura (*onshore*);
- Potenciais taxas de recuperação inferiores devido à desvantagem de não existirem instalações para processamento ao contrário das taxas de recuperação superiores das plataformas que, para além disso, têm a facilidade de poder intervir nos poços e realizar operações de manutenção/reparação;
- Novas tecnologias de bombeamento (boosting); [66]
- Protecção anti-corrosiva;
- Injecção química;
- Produção de água;
- Fornecimento de energia eléctrica;
- Separação de óleo e água em águas profundas.

Esta é vista como uma alternativa viável em reservatórios de grandes dimensões, em locais perto da costa, pois os custos em *deep offshore* são altos e torna-se difícil medir o retorno contra o risco face à utilização de plataformas.

Maximum Tieback Distance (km), 1970-2017



Average Tieback Distance (km), 1970-2017

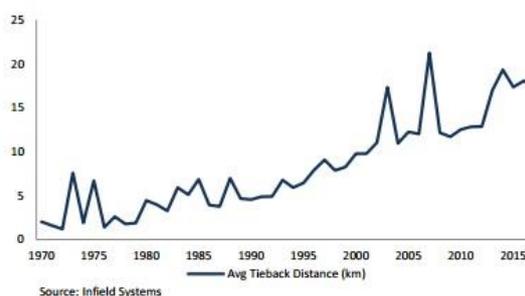


Gráfico 3 e 4-Distância máxima e média de poços em produção com *tieback to shore*. Fonte: [67].

Quanto às estruturas flutuantes os custos de instalação no que diz respeito à ancoragem e imobilização são superiores em comparação com o *tieback to shore*, devido à permanência no local.

Estas, possuem duas formas de aquisição: Compra ou Leasing. A compra envolve um processo extenso, que se inicia no seu projecto terminando na sua instalação definitiva, como representado na figura 25, geralmente compensando quando se tem em vista a produção num campo de grande porte e difícil acesso.

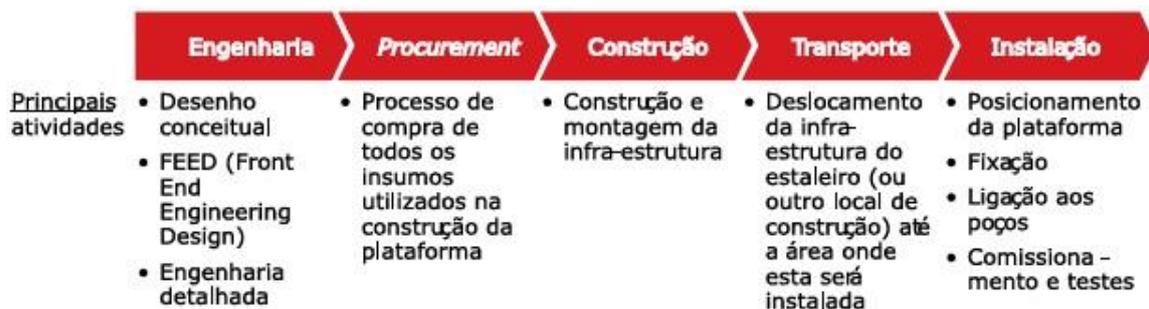


Figura 24-Cadeia de valor de uma plataforma *offshore*. Fonte: [49].

O *leasing* é visto como uma alternativa compensadora quando se pretende extrair de campos de pequeno e/ou médio porte.

6.1.3 OPEX (*Operational Expenditures*)

O OPEX refere-se a despesas relacionadas com as operações diárias e não têm benefícios no sentido em que são custos normais decorrentes do negócio, tendo a necessidade de serem revistas anualmente. De acordo com a bibliografia [68], o autor resumiu as principais despesas de custos operacionais que influenciaram a escolha do conceito para o campo *Ukpokiti*, na África. Estas despesas são influenciadas principalmente pelo preço do barril de petróleo podendo ser divididas e ordenadas por ordem de impacto no OPEX por:

1. Custo de mão-de-obra – número de equipas necessárias para as operações;
2. Logística de pessoal – transporte de pessoas para as instalações;
3. Logística de material – despesas de fornecimento e de instalações em terra;
4. Custos Secundários – manutenção, seguros, catering e custos variáveis;

Mais uma vez, as diferenças são acentuadas quando aplicadas na comparação entre as estruturas flutuantes e o *tieback to shore*. A SPAR, semi-submersível e a FPSO diferem entre si principalmente na dimensão das equipas necessárias para manter a produção, devido às dimensões da própria infra-estrutura, sendo o atributo com maior impacto no OPEX. Em termos de logística de pessoal e de material pouco diferem entre si. Quanto aos custos secundários as diferenças possuem apenas um impacto de 7.6% no OPEX total variando ligeiramente de umas para as outras, dependendo das situações operacionais em questão.

6.1.4 ABEX (*Abandonment Expenditures*)

A ABEX pretende estimar as despesas da fase final do ciclo de vida do reservatório, sendo estas dependentes do local do campo e do número de infra-estruturas e/ou equipamentos. Os custos de maior impacto na ABEX são os custos relacionadas com a remoção da infra-estrutura. Ao contrário das outras despesas a ter em conta, a ABEX pode ser estimada rigorosamente. Todos os projectos podem apresentar despesas de descomissionamento e abandono diferentes, no entanto, alguns dos atributos podem ser comuns a todos. Estes atributos, presentes igualmente na figura 26, podem ser resultantes de [63].:

- Planeamento;
- Inspeções & Autorizações (Regulamentação);

- Desconexão & Abandono do poço (P&A – *Plugging and Abandonment*);
- Preparação da infra-estrutura;
- Abandono das linhas condutoras de fluido;
- Alienação e remoção das *topsides* (convés ou estruturas na metade superior da plataforma, acima da superfície da água);
- Alienação e remoção do remanescente das infra-estruturas (plataformas fixas);
- Limpeza e evacuação do local;
- Monitorização e Controlo do local. [69]



Figura 25-Processo de descomissionamento & abandono. Fonte: [63].

As infra-estruturas construídas e instaladas em ambientes *offshore* para suportar condições adversas apresentam maiores custos de descomissionamento, não sendo esse o caso na bacia do Alentejo.

O descomissionamento de plataformas flutuantes envolve principalmente a desconexão e remoção do sistema de ancoragem e a remoção do convés e/ou casco. A FPSO apresenta o sistema de descomissionamento mais simples, necessitando apenas de desconectar o sistema de ancoragem.

No caso dos semi-submersíveis o convés pode permanecer na estrutura e ser removido e reciclado em terra. O casco pode ser transportado através de veículos especializados (*tow tugs*) ou pela própria plataforma.

As SPARs apresentam um descomissionamento semelhante aos semi-submersíveis, com a diferença de que o lastro tem de ser removido para o casco ganhar flutuabilidade e poder ser transportado horizontalmente para terra.

Os sistemas submarinos de produção são recolhidos por infra-estruturas especializadas dependendo apenas da capacidade destas em responder às solicitações impostas. Estas apresentam, geralmente, baixos custos no descomissionamento.

6.2 Análise RAM (*Reliability, Availability and Maintenance*)

Após os estudos já efectuados para a selecção do conceito é usual as empresas efectuarem uma simulação, com recurso a software específico, para testar e obter a capacidade do arranjo submarino de modo a verificar se corresponde e pode ser aplicado ao perfil de produção delineado.

A *Reliability, Availability & Maintainability Analysis (RAM)* é uma ferramenta de avaliação utilizada para testar as capacidades de um determinado sistema, quer seja na sua fase conceptual ou na sua fase operacional. Os resultados obtidos desta análise permitirão identificar possíveis causas para perdas de produção e possíveis alternativas ao arranjo actual, com o objectivo de obter a máxima relação custo-benefício.

Esta ferramenta consegue simular a configuração/layout, operação, falha, reparação, manutenção dos equipamentos e o seu impacto na produção, sendo introduzidos como inputs os componentes físicos do arranjo, a sua configuração e a sua filosofia de manutenção. Os outputs resultantes incluem a produção obtida com um funcionamento a 100%, o potencial para perdas de produção e, o mais importante, a potencial produção média do sistema durante a vida do projecto.

Os factores principais que afectam a disponibilidade operacional de um arranjo são os seguintes [70]:

- A fiabilidade dos equipamentos integrantes;
- Definição dos equipamentos e subsistemas recuperáveis;
- Plano de garantia da qualidade adoptado durante a fabricação;
- Selecção de empresas durante a licitação;
- Política de manutenção; e
- Flexibilidades operacionais.

6.3 Análise de Risco (*Risk Analysis*)

A avaliação de risco é uma análise de extrema importância na prevenção e mitigação de potenciais situações perigosas que possam ocorrer e uma ferramenta que pode diferenciar e influenciar a escolha de um determinado conceito sobre o outro para o projecto. Para cada situação de risco, a sua probabilidade de ocorrência e consequências são aqui determinadas de uma forma semelhante à realizada para identificar e seleccionar o conceito para a bacia do Alentejo.

O mesmo grupo de profissionais da indústria identifica situações que tenham uma probabilidade de ocorrência relevante classificando-as pela atribuição de pesos de forma a determinar os que causam maior impacto, caso contrário todos teriam a mesma pontuação e como consequência, a mesma importância na sua resolução, o que estaria incorrecto.

Assim sendo, os parâmetros de risco são normalmente políticas de segurança da empresa operadora sendo que, para além destes, é conveniente e possível considerar parâmetros adicionais. A classificação é geralmente atribuída numa escala de 1 a 5, explicitada em detalhe

pela tabela 23, utilizada tanto para classificar a probabilidade de ocorrência como para a severidade do impacto em caso de ocorrência.

Tabela 23-Parâmetros de classificação de eventos de risco. Fonte: [13].

Avaliação da Severidade do Impacto	Saúde & Segurança	Ambiente	Valor do Activo	Cronograma do Projecto
Excepcional (5)	Fatalidades/Impacto sério no público	Danos ambientais de longa duração/Resposta em grande escala	20% ou mais do valor total dos activos	Impacto superior a 2 anos
Substancial (4)	Acidente com potencial para danos permanentes no staff ou danos de longa duração/Impacto limitado no público	Danos ambientais sérios/Necessidade de elevados recursos para a resposta	Entre 5% e 20% do valor total dos activos	Impacto superior a 6 meses e inferior a 2 anos
Significante (3)	Caso de trabalho restrito/Pequeno impacto no público	Danos ambientais moderados/Necessidade de recursos limitados para responder	Entre 1% e 5% do valor total dos activos	Impacto superior a 3 meses e inferior a 6 meses
Moderado (2)	Tratamento médico para o staff/Sem impacto no público	Danos ambientais mínimos/Resposta não necessária	Entre 0.1% a 1% do valor total dos activos	Impacto superior a 1 mês e inferior a 3 meses
Negligenciável (1)	Impacto mínimo no staff	Sem danos	Menor que 0.1% do valor total dos activos	Impacto insignificante (Inferior a 1 mês)

A classificação obtida em cada critério é somada e factorizada, ou seja, pesada de acordo com o comportamento da empresa na capacidade de tomar decisões de risco, segundo a curva representada no gráfico 5.

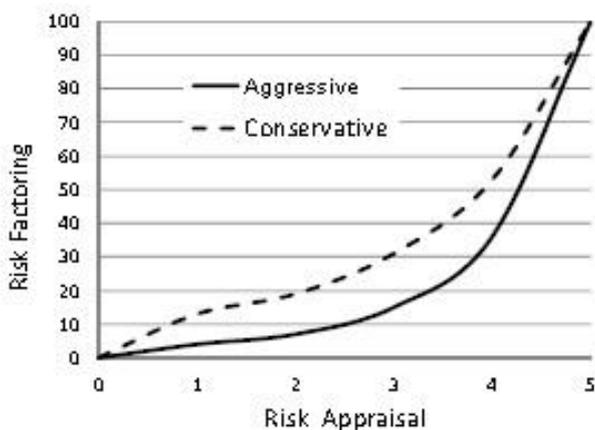


Gráfico 5-Curva de comportamento de risco para as empresas. Fonte: [13].

Por fim, obtém-se o risco para cada evento. No fim somam-se todos os eventos e a média corresponde ao risco corrido para o conceito. O que tiver a menor pontuação é o que corresponde a um menor risco. Um exemplo de uma tabela utilizada para a análise de risco foi colocada no anexo, no fim do documento. *Rodriguez-Sanchez, et al.*, no artigo científico “*Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning*” [13], apresenta o *tieback-to-shore* como sendo igualmente o conceito que apresenta um menor risco para o projecto, em comparação com as estruturas flutuantes.

Decisão

A Árvore de Decisão, figura 27, é realizada de forma qualitativa devido à falta de informação específica relativa às probabilidades e custos económicos das alternativas que a compõem. De acordo com *Coopersmith, et al.* no artigo “*Making Decisions in the Oil and Gas Industry*” [11], este modelo permite avaliar soluções pela forma como se analisa o problema inicialmente, e se expõem as decisões que o envolvem de forma clara e contínua. Os nodos que iniciam cada ramo da árvore representam decisões (quadrado) ou incertezas (circulo).

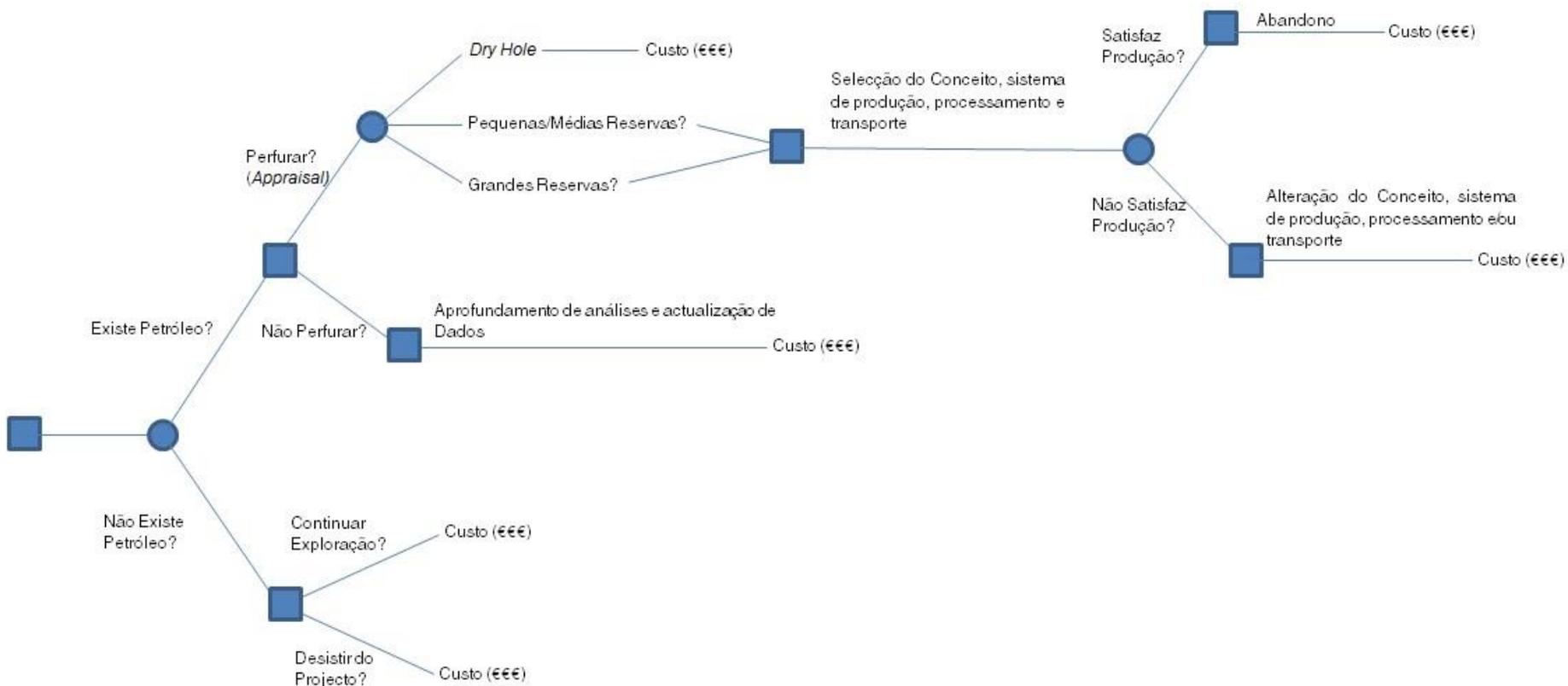


Figura 26-Árvore de Decisão. Fonte: Elaboração própria.

Na figura 27 estão resumidas as questões de maior impacto num projecto desta dimensão. Este processo, pode ser aplicado em qualquer fase que envolva uma tomada de decisão, sendo pesadas as probabilidades de cada ocorrência com o custo económico resultante de cada decisão.

Neste caso, o projecto está dependente da existência ou não de petróleo na bacia do Alentejo. Após os esforços efectuados na monitorização e recolha de dados é possível obter indícios que podem levar à decisão de continuar a recolha de informação ou abandono do projecto.

No caso destes indícios confirmarem a existência de petróleo é possível proceder a uma perfuração experimental (*Appraisal Well*) ou ao aprofundamento dos dados apurados com o objectivo de reduzir a incerteza, presente nesta fase do projecto, evitando-se gastos desnecessários. Estas duas possibilidades apresentam uma diferença de custos significativa. O furo experimental pode resultar num *Dry Hole* (Furo Seco), ou na obtenção de petróleo, em que, se for o caso, se procede à estimativa da quantidade de reservas aí presentes.

Após este processo é necessário seleccionar a plataforma, o sistema de produção, processamento e método de transporte a utilizar e verificar a sua adequabilidade ao perfil de produção confirmado pelos dados obtidos.

No caso destes sistemas satisfazerem o perfil de produção, seguem-se as etapas naturais do projecto, referidas na secção *1.3.2-Plano de Desenvolvimento do Conceito do Capítulo 1*, sendo a última o abandono do local, tendo o projecto sido bem sucedido.

No caso destes sistemas não satisfazerem o perfil de produção, é necessário fazer uma re-avaliação com o objectivo de se fazerem alterações a estes sistemas, acarretando custos acrescidos, devido ao mau dimensionamento do sistema.

Por fim, obtém-se o orçamento total do projecto com as eventuais probabilidades de ocorrência de cada ramo, verificando-se um mapa de decisões claro e conciso.

7 Conclusão

7.1 Conclusões Gerais

No plano ou estudo do desenvolvimento de um conceito para um campo de hidrocarbonetos existem diversas soluções a considerar. De facto, as operadoras estão à procura de reservatórios de maiores dimensões com taxas de escoamento gradualmente crescentes e localizadas em regiões cada vez mais profundas. A necessidade e a riqueza obtida destes investimentos impulsionou a criação de novas tecnologias e/ou actualização das soluções actuais de produção das operadoras, embora a indústria seja bastante minuciosa no que toca a optar por tecnologia que não tenha sido comprovada. De acordo com *E. Kurt Albaugh, P.E.*, no artigo científico “*Production solutions for deepwater and ultra-deepwater field development*” [71], são cruciais as características técnicas do design da estrutura, histórico de desempenho e experiência das equipas envolvidas para o sucesso na selecção de um conceito. A maturidade de um determinado conceito é atingida através da execução em várias profundidades e locais, por análises de vibrações e de desempenho global, análises aos *risers* e testes aos tanques, vento e fadiga.

Existem vários conceitos que podem ser aplicados em ambientes *offshore*, tendo sido a profundidade da lâmina d'água o primeiro parâmetro de eliminação, para a aplicação na bacia do Alentejo. Assim os únicos disponíveis para o projecto resumiram-se às estruturas flutuantes SPAR, Semi-submersível e FPSO e a um sistema submarino de produção independente de uma plataforma e conectado a terra por meio de *pipelines (Tieback to Shore)*.

Definindo-se critérios de Segurança & Ambiente, Fiabilidade e Operabilidade foi possível classificar e analisar a viabilidade de cada conceito, tendo sido a FPSO a estrutura flutuante que melhor satisfaz os critérios. A análise económica e de risco, com auxílio da bibliografia, seleccionaram o sistema submarino de produção ligado a terra como sendo o conceito mais viável economicamente, produzindo igualmente menor risco para o projecto, no entanto as análises aqui realizadas foram puramente qualitativas devido à falta de informação específica na comparação entre todos os conceitos.

Em anexo, está presente um gráfico com os limites dos sistemas de produção ligados a terra (*Tieback to shore*), aprovados, instalados, em operação actualmente e/ou planeados para o futuro, no que diz respeito à profundidade máxima em que operam e ao seu distanciamento à costa. A partir das 10 mil milhas (16 km) estes sistemas são considerados de longa distância para produção de petróleo. O sistema de produção mais profundo situa-se a 2934 m de profundidade e a 9.6 km da costa. O sistema mais distante da costa situa-se a 69.8 km e a 175 metros de profundidade. Existem sistemas de produção mais profundos e a maiores distâncias da costa mas são utilizados para produção de gás natural, apresentando algumas diferenças. Assim, e de acordo com o gráfico em anexo, um sistema submarino de produção de petróleo a 1800-2000 metros de profundidade e a 50 km da costa (condições de projecto), seria o primeiro a ser desenvolvido no mundo, o que apresentaria riscos e custos acrescidos, não existindo termos de comparação nem informações sobre as taxas de sucesso/insucesso existentes, tendo sido eliminado como conceito viável.

Quanto às estruturas flutuantes a FPSO apresenta vantagens em relação às outras plataformas para a exploração e produção na bacia do Alentejo, sendo também o conceito mais utilizado na exploração e produção de petróleo, em ambiente *offshore*, no mundo, comprovado igualmente por um gráfico presente em anexo.

Concluindo, a plataforma FPSO em conjunto com um arranjo submarino em *layout* com *manifold* são a arquitectura e conceito mais viáveis para implementação e/ou instalação na bacia do Alentejo, dadas as condições de projecto.

Em termos tecnológicos, o segmento de E&P em ambientes *offshore* é o segmento onde mais se investe para criação de novas soluções, estando todas as plataformas preparadas e munidas de tecnologia de topo, de forma a garantir os seus objectivos, durante todo o seu ciclo de vida.

Por fim, o projecto desenvolvido permitiu adquirir conhecimentos básicos sobre a indústria petrolífera e as metodologias utilizadas nos estudos para selecção do conceito, podendo este documento prestar auxílio e funcionar como um manual para futuros desenvolvimentos nesta área.

7.2 Sugestão para desenvolvimentos futuros

Numa perspectiva de desenvolvimentos futuros e de modo a complementar este estudo seria interessante realizar análises económicas, RAM e de risco, quantitativas, com recurso a *software* utilizado na indústria, de forma a produzir resultados reais e mais rigorosos.

Seria igualmente interessante realizar um inquérito a profissionais da indústria sobre os critérios mais importantes a considerar para a selecção do conceito em ambiente *offshore*, para casos como o da bacia alentejana, em Portugal.

Pode ser também efectuado um estudo mais aprofundado sobre as diferentes características das várias plataformas e equipamentos disponíveis para exploração e produção de petróleo em ambientes *offshore*.

Referências

- [1] S. Shobhit, "INVESTOPEDIA," 22 Janeiro 2016. [Online]. Disponível: <http://www.investopedia.com/articles/investing/012216/how-opeac-and-nonopec-production-affects-oil-prices.asp>. [Acedido em Março 2016].
- [2] A. Inkpen e M. H. Moffett, *The Global Oil & Gas Industry Management, Strategy & Finance*, USA: PennWell Corporation, 2011.
- [3] Universidade Católica do Rio de Janeiro, "Cadeia de Suprimento de Petróleo e o Processo de Planeamento," Rio de Janeiro, pp. 34-41.
- [4] O. T. Gudmestad, S. Loset, A. I. Alhimenko, K. N. Shkhinek, A. Torum e A. Jensen, "Engineering aspects related to Arctic Offshore Developments," em *LAN*, St. Petersburg, Russia, 2007.
- [5] The Economist, "Oil and the Economy," *The oil conundrum*, 23 Janeiro 2016.
- [6] G. Tverberg, "50\$ Oil Doesn't Work," *Our Finite World*, 31 May 2016. [Online]. Disponível: <https://ourfiniteworld.com/>. [Acedido em Maio 2016].
- [7] ENMC, "Caracterização sumária da geologia do petróleo das bacias sedimentares," *As Bacias Sedimentares Meso-Cenozóicas*, Julho 2015.
- [8] N. Couto, "Para existir exploração de petróleo é necessário licenciamento especial," *Jornal do Algarve*, n.º Algarve; Economia; Petróleo, 2015.
- [9] S. K. Chakrabarti, *Handbook of Offshore Engineering*, 1ª ed., vol. I, Plainfield, Illinois: ELSEVIER, 2005, pp. 282-284.
- [10] IFP School, "What are the main steps of an oil or gas field development project ?," [Online]. Disponível: http://www.ifp-school.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/3_main_steps_oil_gas_field_development.pdf.
- [11] E. Coopersmith, G. Dean, J. McVean e E. Storaune, "Making Decisions in the Oil and Gas Industry," vol. 12, n.º Oilfield Review, Janeiro 2000/2001.
- [12] T. S. Gordeeva, "Identification of Criteria for Selection of Arctic Offshore Field Development Concept," University of Stavanger, Norway, 2013.
- [13] J. E. Rodriguez-Sanchez, J. M. Godoy-Alcantar e I. Ramirez-Antonio, "Concept Selection for Hydrocarbon Field Development Planning," Instituto Mexicano del Petróleo, Mexico City, Mexico, 2012.
- [14] B. Crager, "Structured offshore field development concept selection adds real value," *Endeavor Management*, 12 Janeiro 2011.
- [15] G. Valbuena, "Decision Making Process - a Value-Risk Trade-off Practical Applications in the Oil & Gas Industry," vol. 3, Houston, USA, Management, 2013, pp. 142-151.

- [16] R. Lamb, "How Offshore Drilling Works," 10 Setembro 2008. [Online]. Disponível: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/offshore-drilling3.htm>. [Acedido em Abril 2016].
- [17] S. Goodrige, "Why the Offshore Drilling Process is so Complex and Costly," Market Realist, 1 February 2016. [Online]. Disponível: <http://marketrealist.com/2016/02/offshore-drilling-complex-costly-process/>. [Acedido em Abril 2016].
- [18] Offshore Mag, "Offshore Drilling Rigs Collection," [Online]. Disponível: <http://www.offshore-mag.com/learning-center/rigs-and-vessels/offshore-drilling-rigs/offshore-drilling-rigs-overview.html>. [Acedido em Abril 2016].
- [19] Diamond Offshore, "Offshore Rig Basics," [Online]. Disponível: <http://www.diamondoffshore.com/offshore-drilling-basics/offshore-rig-basics>. [Acedido em Abril 2016].
- [20] H. Devold, Oil and Gas Production Handbook: An Introduction to Oil and Gas Production, 2ª ed., Oslo, Norway: ABB, 2009, pp. 10-11.
- [21] PetroWiki, "Fixed steel and concrete gravity base structures," SPE International, 2 Junho 2015. [Online]. Disponível: http://petrowiki.org/Fixed_steel_and_concrete_gravity_base_structures. [Acedido em Maio 2016].
- [22] J. McCaul, "Future FPSO Projects in the Decision Making Process," em *Emerging FPSO Forum*, 2013.
- [23] Construzioni Industriali CIVIDAC, "The 4 most common types of off-shore platforms," 2 Março 2016. [Online]. Disponível: <http://www.cividac.com/news/the-4-most-common-types-of-off-shore-platforms.html>. [Acedido em Maio 2016].
- [24] R. McLendon, "Energy," *Types of offshore oil rigs*, 19 Maio 2010.
- [25] Transparency Market Research, "Single Point Anchor Reservoir (SPAR) Market - Global Industry nalysis, Market Size, Share, Growth, Trends and Forecast," 2014-2020.
- [26] Offshore Mag, "Subsea long-distance tiebacks: A look back," 2 Janeiro 2005. [Online]. Disponível: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-65/issue-2/subsea/subsea-long-distance-tiebacks-a-look-back.html>. [Acedido em Maio 2016].
- [27] PetroWiki, "Oil and gas processing," 6 Julho 2015. [Online]. Disponível: http://petrowiki.org/Oil_and_gas_processing. [Acedido em Maio 2016].
- [28] OilPrice.com, "A Detailed Guide on the Many Different Types of Crude Oil," 2 Dezembro 2009. [Online]. Disponível: <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/A-Detailed-Guide-On-The-Many-Different-Types-Of-Crude-Oil.html>. [Acedido em Maio 2016].
- [29] Editorial Dept, "A Detailed Guide on the Many Different Types of Crude Oil," oilprice.com, 2 December 2009. [Online]. Disponível: <http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/A-Detailed-Guide-On-The-Many-Different-Types-Of-Crude-Oil.html>. [Acedido em Maio 2016].

- [30] BERA, "Transportation & Storage," Winter 2005/Spring 2006. [Online]. Disponível: <https://www.loc.gov/rr/business/BERA/issue5/transportation.html>. [Acedido em Maio 2016].
- [31] D. Molinski, "How to Transport Oil More Safely," *The Wall Street Journal*, n.º Journal Reports: Energy, 2015.
- [32] P. T. Constantini Silva, Estudo de Alternativas de Arranjos Submarinos de Produção com o uso de Manifolds e Bombas Multifásicas: Otimização da Vazão e Análise Financeira, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [33] C. Paschoa, "Brazil Offshore: Petrobras & Subsea Engineering," MarineLink.com, 10 January 2014. [Online]. Disponível: <http://www.marinelink.com/news/engineering-petrobras362826.aspx>. [Acedido em Abril 2016].
- [34] Offshore Technology, "Tieback Time," 1 Março 2007. [Online]. Disponível: <http://www.offshore-technology.com/features/feature1033/>. [Acedido em Maio 2016].
- [35] UEZO Construção Naval e Offshore, "Risers," 2 Maio 2011. [Online]. Disponível: <http://www.ebah.pt/content/ABAAAEjF0AC/risers>. [Acedido em Maio 2016].
- [36] Y. Bai e Q. Bai, Subsea Structural Engineering Handbook, Houston, USA: ELSEVIER, 2010.
- [37] H. Dikdogmus, Riser Concepts for Deep Waters, Norway: Norwegian University of Science and Technology, 2012.
- [38] P. E. Jaeyoung Lee, Introduction to Offshore Pipelines and Risers, Houston, USA, 2009.
- [39] Offshoreenergytoday.com, "Nexans, BP Ink 10-Year Umbilical Frame Agreement (France)," 29 August 2012. [Online]. Disponível: <http://www.offshoreenergytoday.com/nexans-bp-ink-10-year-umbilical-frame-agreement-france/>. [Acedido em Abril 2016].
- [40] J. R. Fonseca, "DNV GL: New RP for INtegrity Management of Subsea Production Systems," MarineLink.com, 15 December 2014. [Online]. Disponível: <http://www.marinelink.com/news/management-integrity-new382278.aspx>. [Acedido em Abril 2016].
- [41] Kongsberg, "Manifolds & Structures," [Online]. Disponível: <http://www.kongsberg.com/en/kogt/products%20and%20services/subsea%20products%20and%20systems/manifolds%20and%20structures/>. [Acedido em Maio 2016].
- [42] Cockrell School, "Youtube," Cockrell School, 18 May 2010. [Online]. Disponível: <https://www.youtube.com/watch?v=LoK06acO5NE>. [Acedido em Abril 2016].
- [43] Schlumberger, "Oilfield Glossary: Wellhead," [Online]. Disponível: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/wellhead.aspx>. [Acedido em Maio 2016].
- [44] M. G., "The Difference between a Wellhead & Christmas Tree," 29 Agosto 2014. [Online]. Disponível: <http://www.croftsystems.net/oil-gas-blog/the-difference-between-a-wellhead-christmas-tree>. [Acedido em Maio 2016].

- [45] P. E. Jaeyoung Lee, "Desing and Installation of Deepwater Petroleum Pipelines," Houston, USA, 2015.
- [46] E. L. Lablanca, "Metodologia para a Seleção de Arranjos Submarinos baseada na Eficiência Operacional," Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [47] Universidade Católica do Rio de Janeiro, "Projeto submarino," Rio de Janeiro.
- [48] Boardman Energy Partners, "Prospecting for Oil & Gas," [Online]. Disponível: http://benergypartners.com/Oil___Gas_Prospecting.html. [Acedido em Maio 2016].
- [49] Bain & Company, "Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimento em E&P," em *Relatório III*, São Paulo, Brasil, Tozzini Freire Advogados, 2009, pp. 116-170.
- [50] PetroWiki, "Production forecasting analog methods," 31 Maio 2016. [Online]. Disponível: http://petrowiki.org/Production_forecasting_analog_methods. [Acedido em Maio 2016].
- [51] Petrojects, "Petroleum Reserves Estimation Methods," 2003-2004.
- [52] S. LeVine, "How one man's wild geological treasure hunt could set off a new great oil boom," 6 Janeiro 2015. [Online]. Disponível: <http://qz.com/318755/how-one-mans-wild-geological-treasure-hunt-could-set-off-a-new-great-oil-boom/>. [Acedido em Maio 2016].
- [53] Norwegian Petroleum Directorate, "Prospects and plays," 24 Junho 2010. [Online]. Disponível: <http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Petroleum-resources-in-the-sea-areas-off-Lofoten-Vesteralen-and-Senja/Prospects-and-plays/>. [Acedido em Maio 2016].
- [54] Z. Nadjakovic, J. Secen e A. Bauk, "Hydrocarbon Reserves - Estimation, Classification and Importance in Evaluation of Exploration Projects," *Geol. Croat.*, pp. 277-281, 1996.
- [55] M. F. Pereira, C. Ribeiro e C. Gama, "A Geologia no litoral do Alentejo," Departamento de Geociências, Centro de Geofísica de Évora, Portugal.
- [56] J. A. Baptista Neto, V. R. Abelin Ponzi e S. E. Sichel, "Introdução à Geologia Marinha," Interciência, Brasil, 2004.
- [57] M. Etemaddar, "Concept Selection for Deepwater Field Development," SEVANMARINE, Norway.
- [58] H. Mikael, "Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production," Maio 2009. [Online]. Disponível: <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:338111/FULLTEXT01.pdf>. [Acedido em Maio 2016].
- [59] Office of Fossil Energy, "Enhanced Oil Recovery," [Online]. Disponível: <http://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>. [Acedido em Maio 2016].
- [60] K. Mullen, "Subsea Developments for FLNG Production," 3-4 December 2013. [Online]. Disponível: <http://www.slideshare.net/informaoz/kevin-mullen-intecsea-subsea-developments-for-flng-production/48>. [Acedido em Junho 2016].

- [61] S. Sklet, "Safety Barriers on Oil and Gas Platforms - Means to Prevent Hydrocarbon Releases," Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2005.
- [62] M. Basson, "Understanding the Difference Between Reliability and Availability," The Aladon Network, 1 July 2011. [Online]. Disponível: <http://www.thealadonnetwork.com/2011/07/understanding-the-difference-between-reliability-and-availability/>. [Acedido em Maio 2016].
- [63] R. C. Byrd, D. J. Miller e S. M. Wiese, "Cost Estimating for Offshore Oil & Gas Facility Decommissioning," 2014. [Online]. Disponível: [file:///C:/Users/Tonico/Downloads/Cost%20Estimating%20for%20Offshore%20Oil%20%20Gas%20Facility%20Decommissioning%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/Tonico/Downloads/Cost%20Estimating%20for%20Offshore%20Oil%20%20Gas%20Facility%20Decommissioning%20(2).pdf). [Acedido em Maio 2016].
- [64] Economy Watch, "Internal Rate of Return, Discount Rate, IRR," 23 November 2010. [Online]. Disponível: <http://www.economywatch.com/investment/internal-rate-of-return.html>. [Acedido em Maio 2016].
- [65] P. A. Risanto, "Introduction to Project Economics in Oil and Gas Upstream Industry," 24 December 2015. [Online]. Disponível: <http://pt.slideshare.net/PuputAryanto/introduction-to-project-economics-in-oil-and-gas-upstream-industry>. [Acedido em Maio 2016].
- [66] J. M. "Arranjo Submarinos: Tie Back e Subsea To Shore," 21 Março 2016. [Online]. Disponível: <https://prezi.com/-vu8qsc8qs2-/arranjo-submarinos-tie-back-e-subsea-to-shore/>. [Acedido em Maio 2016].
- [67] A. Karra, "Infield Systems," 6 February 2013. [Online]. Disponível: <http://www.subseauk.com/documents/presentations/infield%20-%20anna%20karra.pdf>. [Acedido em Maio 2016].
- [68] C. Steube e P. E. E. K. Albaugh, "Evaluating OPEX for marginal fields in international operations," *Selecting the best operating strategy*, 3 January 1999.
- [69] Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2014," UK, 2014.
- [70] F. Brissaud, H. Varela, B. Declerck e N. Bouvier, "Production availability analysis for oil and gas facilities: Concepts and procedure," em *11th International Probabilistic Safety Assessment and Management Conference and the Annual European Safety and Reliability Conference*, France, Jun 2012.
- [71] P. E. E. K. Albaugh, "Production solutions for deepwater and ultra-deepwater field development," October 2000. [Online]. Disponível: http://faculty.petra.ac.id/dwikris/docs/cvitaef/docroot/files/techno/TLP_deepwater1000.pdf. [Acedido em Maio 2016].
- [72] hypscience, "Pangeia: é assim que o mundo moderno se pareceria se fosse um supercontinente," 3 Junho 2013. [Online]. Disponível: <http://hypscience.com/pangeia-e-assim-que-o-mundo-moderno-se-pareceria-se-fose-um-supercontinente/>. [Acedido em Abril 2016].
- [73] Society of Petroleum Engineers, "Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources," USA, 2001.

[74] ugmsc, "One Day Course Review: Hydrocarbon Prospect in Western Indonesia.," American Association of Petroleum Geologists, 30 March 2011. [Online]. Disponível: <https://ugmsc.wordpress.com/2011/03/30/one-day-course-review-hydrocarbon-prospect-in-western-indonesia/>. [Acedido em Abril 2016].

Anexos

Cenário para o desenvolvimento do conceito.

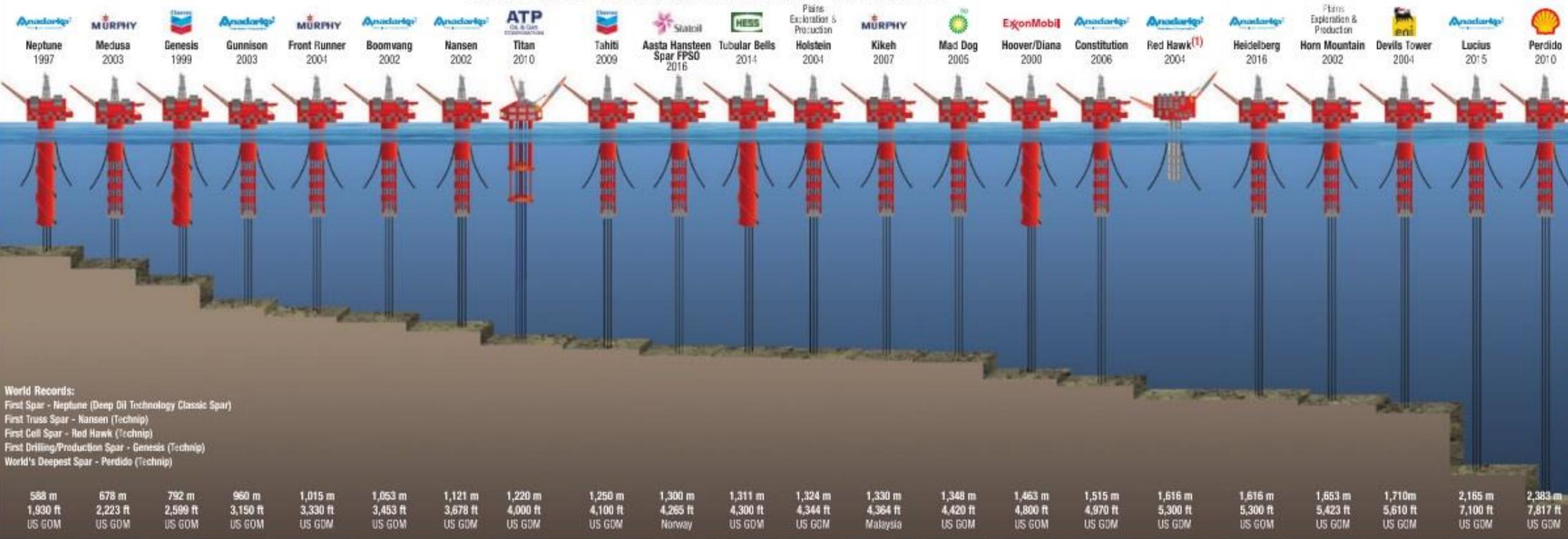
Hidrocarboneto	Hub/Plataforma	Arquitetura/Layout	Transporte	# Poços		
Petróleo	Semi-Submersível	Poços Individuais/Satélites	Petroleiro	10		
		Manifold	Pipeline			
		Anel Colector	Petroleiro			
	FPSO	Poços Individuais/Satélites	Manifold		Pipeline	
			Manifold		Petroleiro	
			Anel Colector		Pipeline	
	SPAR	Poços Individuais/Satélites	Anel Colector		Petroleiro	
			Manifold		Pipeline	
			Anel Colector		Petroleiro	
		<i>Tie-Back to Shore</i>	Poços Individuais/Satélites		Manifold	Pipeline
					Anel Colector	Petroleiro
					Anel Colector	Pipeline

Exemplo de uma matriz de risco para a análise de risco presente na bibliografia.[9]

FIELD DEVELOPMENT OPTION: TIE BACK		RISK ATTRIBUTES Risk event impact severity on attributes (Appraisal)				Weight of risk event impact severity on attributes (Factoring)				RISK ASSESSMENT OF EVENTS				RISK EVENT WEIGHT						
		0.25	0.25	0.25	0.25	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule		Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule		
RISK EVENT	Probability of Ocurrence (Appraisal)	Weight of Probability of Ocurrence (Factoring)	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule	Health and Safety	Environment	Asset Value	Project Schedule	RISK EVENT WEIGHT	
1. Change of reservoir information, well type and future growth.	4	36	1	1	3	2	4	4	15	7	36	36	135	63	16					
2. Damage to pipelines / umbilicals due to mooring lines or anchors failure.	3	15	3	3	4	3	15	15	36	15	56	56	135	56	17					
3. Equipment failure during commissioning and starting up.	3	15	3	3	3	3	15	15	15	15	56	56	56	56	15					
4. Infrastructure / pipelines failure during installation.	3	15	3	3	3	3	15	15	15	15	56	56	56	56	15					
5. Delay of infrastructure to start up	4	36	1	1	3	3	4	4	15	15	36	36	135	135	18					
6. Problems during well construction	4	36	3	3	3	3	15	15	15	15	135	135	135	135	23					
7. Control system failures during operation	3	15	3	3	3	3	15	15	15	15	56	56	56	56	15					
8. Flow assurance problems (plugs formation)	4	36	3	2	4	4	15	7	36	36	135	63	324	324	29					
9. Slug catcher flooding	3	15	3	2	3	3	15	7	15	15	56	26	56	56	14					
10. Hurricanes	5	100	3	3	3	3	15	15	15	15	375	375	375	375	39					
OPTION RISK WEIGHT																			20	

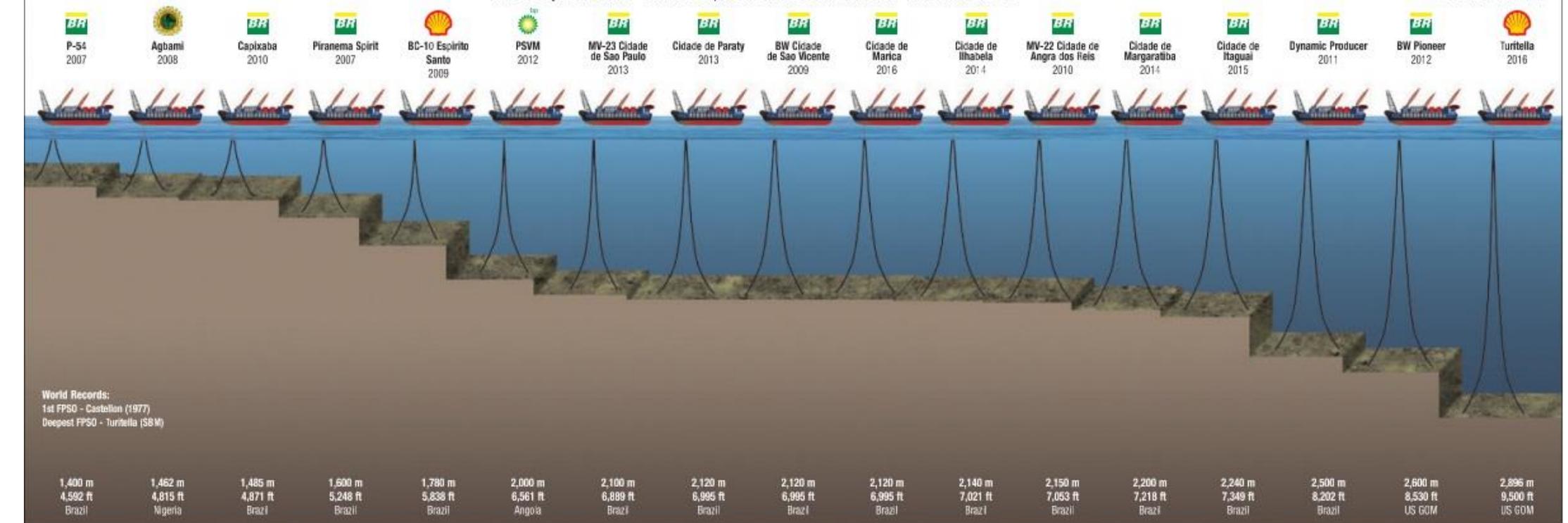
Spars, DDFs, DDCVs – Sanctioned, Installed or Operating – As of March 2016

COURTESY: WOOD GROUP



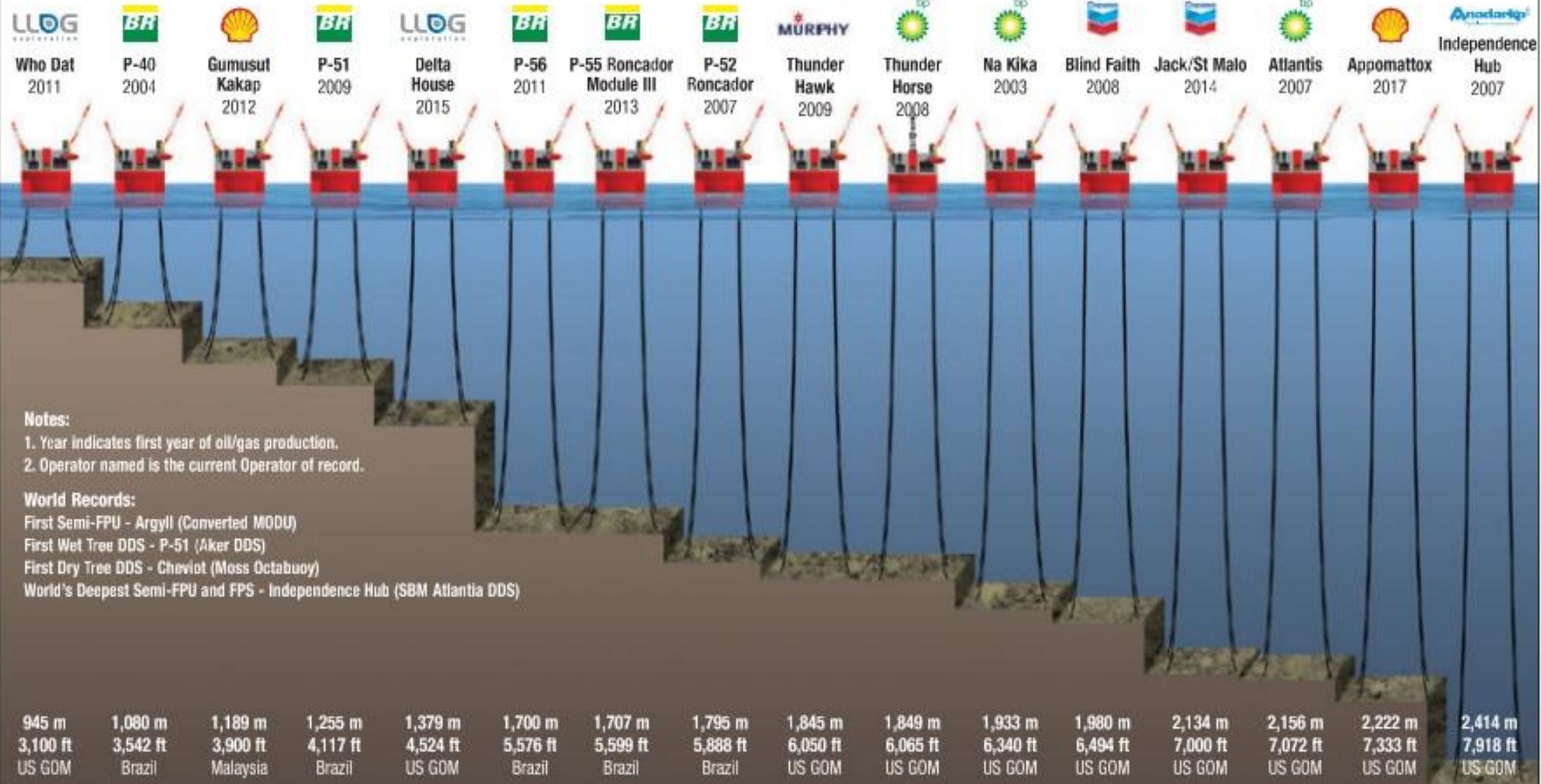
FPSO Deepest Facilities – Sanctioned, Installed or Decommissioned – As of March 2016

COURTESY: WOOD GROUP



Semi-FPS/FPUs – Deepest Facilities Sanctioned, Installed or Operating – As of March 2016

COURTESY:  WOOD GROUP MUSTANG



Notes:
 1. Year indicates first year of oil/gas production.
 2. Operator named is the current Operator of record.

World Records:
 First Semi-FPU - Argyll (Converted MODU)
 First Wet Tree DDS - P-51 (Aker DDS)
 First Dry Tree DDS - Cheviot (Moss Octabuoy)
 World's Deepest Semi-FPU and FPS - Independence Hub (SBM Atlantia DDS)

