



ANÁLISE DE DEMANDA E DE RISCO ECONÔMICO DO
DESCOMISSONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE NO
BRASIL USANDO SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

Yuri Magnani Berbert

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientadores: Marcelo Igor Lourenço de Souza
Segen Farid Estefen

Rio de Janeiro
Setembro de 2018

ANÁLISE DE DEMANDA E DE RISCO ECONÔMICO DO
DESCOMISSONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE NO
BRASIL USANDO SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

Yuri Magnani Berbert

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA.

Examinada por:

Prof. Marcelo Igor Lourenço de Souza, D.Sc.

Prof. Segen Farid Estefen, Ph.D.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2018

Berbert, Yuri Magnani

Análise de Demanda e de Risco Econômico do Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore no Brasil usando Simulação Estocástica/ Yuri Magnani Berbert. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XII, 309 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Marcelo Igor Lourenço de Souza

Segen Farid Estefen

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 80-82.

1. Descomissionamento. 2. Custo. 3. Demanda. I. Souza, Marcelo Igor Lourenço de *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

DEDICATÓRIA

Dedicado à minha avó, Dilma.

AGRADECIMENTOS

A conclusão do mestrado é uma conquista de grande representatividade na minha trajetória e, portanto, não seria obtida sem a influência de Deus, meus familiares, esposa e amigos. Muitos participaram dessa caminhada, torcendo, ouvindo e me aconselhando.

Obrigado aos meus avós, aos meus pais, Eduardo e Neia, por terem me permitido focar nos meus estudos e buscar meus sonhos. À minha esposa e exemplo, Raphaella Postorivo, sou grato pelo apoio, inúmeras vezes necessárias para alcançar esse objetivo, e pelo amor, que contagia o meu dia e me dá forças para seguir em frente. Agradeço ao meu irmão Renan, ao tio Marcelo e à família Postorivo, que também participam e comemoram cada passo meu dado.

Agradeço a oportunidade de aprimorar o meu aprendizado através dessa instituição, cujo corpo docente merece todo o respeito e reconhecimento. Um agradecimento especial ao meu orientador e amigo Marcelo Igor, que desde a graduação me acompanha, aconselha e ajuda. Agradeço a toda equipe do LTS, em especial, os professores Segen, Theodoro e Bianca.

Não poderia deixar de reconhecer a compreensão dos meus colegas amigos de trabalho, que sempre apoiaram os meus compromissos com a UFRJ, em particular, o Carlos Pimentel, Denis Garnier e Gabriel Tancredi.

Aos colegas discentes, deixo uma mensagem, persistam e tenham perseverança que se chega lá.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE DEMANDA E DE RISCO ECONÔMICO DO
DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE NO
BRASIL USANDO SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

Yuri Magnani Berbert

Setembro/2018

Orientadores: Marcelo Igor Lourenço de Souza
Segen Farid Estefen

Programa: Engenharia Oceânica

Além da demanda natural para extinguir ativos obsoletos, observa-se, durante um período de redução brusca do preço do barril de petróleo, uma intensificação dessa atividade pelas empresas operadoras de petróleo, que aumenta as operações de desativação, desinstalação, remoção e disposição de projetos. Essas operações são melhores descritas pelo termo *decommissioning* ou, em português, descomissionamento. O descomissionamento é um termo cada vez mais empregado pela indústria de óleo e gás no Brasil, sendo objeto de diversos estudos nas mais variadas disciplinas, devido à baixa experiência da indústria brasileira nessa operação e a predominância de produção em águas profundas e ultra profundas no Brasil. O presente trabalho tem por objetivo identificar as componentes de custo para um descomissionamento de um campo de petróleo típico brasileiro, definido a partir de uma análise de demanda, a fim de se estimar o seu custo. Adicionalmente, as componentes serão correlacionadas aos graus de incerteza para realizar uma análise de risco econômico, usando simulação estocástica, capaz de identificar a capacidade de variação do custo e as variáveis de maior influência. Os resultados mostram que no Brasil há uma notada influência dos custos do descomissionamento dos sistemas submarinos e da incerteza relacionada a esses.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

DEMAND AND ECONOMIC RISK ANALYSIS ON THE DECOMMISSIONING OF
OFFSHORE PRODUCTION SYSTEMS IN BRAZIL USING STOCHASTIC
SIMULATION

Yuri Magnani Berbert

September/2018

Advisors: Marcelo Igor Lourenço de Souza
Segen Farid Estefen

Department: Ocean Engineering

Besides the natural demand to extinguish obsolete assets, during a period of sharp reduction of the barrel of oil price, there is an intensification of this demand by the oil companies, which increases the uninstallation, removal and disposal of projects. These operations are best described by the term decommissioning. Decommissioning is a term increasingly used by the oil and gas industry in Brazil and has been the object of several studies in a wide range of disciplines, due to the low experience of the Brazilian industry in this operation and the predominance of deep and ultra-deep water production in Brazil. The present work aims to identify the cost components for a decommissioning of a typical Brazilian oil field, defined based on a demand analysis, in order to estimate its cost. In addition, the components of cost will be correlated to the degrees of uncertainty to perform an economical risk analysis, using stochastic simulation, capable to identify the capacity of cost variation and the influence of variables. The results show that in Brazil there is a notable influence of the decommissioning costs of submarine systems and the uncertainty related to them.

SUMÁRIO

1	Introdução.....	13
1.1	Objetivos e Resultados Esperados	17
1.2	Estrutura da Dissertação	17
2	Revisão Bibliográfica.....	19
2.1	Exploração e Produção Offshore no Brasil.....	19
2.1.1	Histórico	19
2.1.2	Exploração	23
2.1.3	Produção	24
2.2	Descomissionamento Offshore	27
2.2.1	Dados Atuais de Descomissionamento	34
2.2.2	Custo de Descomissionamento.....	35
2.3	Análise de Risco	39
2.4	Simulações em Análise de Risco	41
2.4.1	Análise de Sensibilidade.....	42
2.4.2	Distribuições Estatísticas.....	42
2.4.3	Métodos de Amostragem: Monte Carlo e Hipercubo Latino	49
3	Metodologia da Pesquisa.....	50
4	Demanda De Descomissionamento no Brasil	51
4.1	Seleção de Campo para Estudo de Caso	59
5	Análise do Risco Econômico para Descomissionamento do Campo A.....	62
5.1	Custo de Descomissionamento no <i>QUESTOR</i>	62
5.2	Validação do <i>QUESTOR</i>	65
5.3	Modelo do Campo A.....	69
5.4	Análise Determinística.....	74
5.5	Análise Probabilística (Simulação).....	76
5.5.1	Planilha	76

5.6	Análise de Sensibilidade	85
6	Avaliação do Risco Econômico	89
7	Conclusões	90
	Referências Bibliográficas.....	92
	Apêndices	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa das Reservas de Petróleo por país.....	15
Figura 2: Plataforma P-1	20
Figura 3: Bacia de Campos.....	21
Figura 4: Plataforma P-18	21
Figura 5: Acidente da P-36.....	22
Figura 6: Perfurações até o Pré-Sal	23
Figura 7: Descomissionamento de uma Plataforma	27
Figura 8: Opções de descomissionamento (Adaptado de FAM et al., 2018).....	28
Figura 9: Programa de Descomissionamento (OIL & GAS UK, 2016).....	32
Figura 10: Abordagens para Estimativa de Custo (Adaptado de KAISER, 2015)..	36
Figura 11: Variação Histórica do Custo de Descomissionamento de Topside e Plataformas (OIL & GAS UK, 2017).....	37
Figura 12: Classificação de Estimativas AACE (AACE INTERNATIONAL, 2016)	38
Figura 13: Distribuição da Classe AACE nos custos de descomissionamento (OIL & GAS AUTHORITY, 2018)	38
Figura 14: Fluxo de solução de problemas estocásticos (Adaptado de LAW; KELTON, 1991).....	41
Figura 15: Curva de Densidade Uniforme (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000).....	44
Figura 16: Curva Acumulada Uniforme (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)	44
Figura 17: Curva de Densidade Triangular (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000).....	45
Figura 18: Curva Acumulada Triangular (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000).....	46
Figura 19: Curva de Densidade Normal (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)	47
Figura 20: Curva Acumulada Normal (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)	47
Figura 21: Idade das Plataformas no Brasil por Operador (PETROBRAS, 2016) .	51
Figura 22: N° de Plataformas com mais de 15 anos de Operação no Brasil por Campo (Autoria Própria)	53

Figura 23: N° de Poços nos Campos selecionados (Autoria Própria)	53
Figura 24: Curva do preço de Barril WTI por ano	55
Figura 25: Demanda de Descomissionamento de Plataformas no Brasil (Autoria Própria).....	57
Figura 26: Demanda de Descomissionamento de Poços no Brasil (Autoria Própria)	58
Figura 27: Mapa do Descomissionamento no Brasil (Autoria Própria).....	59
Figura 28: Campo de Marimbá (ANP, 2016).....	60
Figura 29: Curvas de Produção anual de Marimbá (ANP, 2016).....	61
Figura 30: Estrutura de modelagem do QUESTOR	63
Figura 31: Cálculo do Custo de Descomissionamento no QUESTOR.....	64
Figura 32: Modelo Plataforma Fixa no GOM (QUESTOR)	68
Figura 33: Produção de Óleo por ano do Campo A	71
Figura 34: Produção de Gás por ano do Campo A.....	71
Figura 35: Produção de Água por ano do Campo A	71
Figura 36: Layout do modelo do Campo A no QUESTOR.....	72
Figura 37: Classificação de Estimativas AACCE (AAACE INTERNATIONAL, 2016).....	79
Figura 38: Curva-S dos cenários 1 (a), 2 (b), 3 (c), 4 (d) e 5 (e) simulados (Autoria Própria).....	84
Figura 39: Gráfico Radar dos Cenários (Autoria Própria)	85
Figura 40: Gráfico de Influência na Variância (Autoria Própria)	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Maiores reservas de petróleo do Brasil (ANP, 2017).....	23
Tabela 2: Maiores reservas de gás natural do Brasil (ANP, 2017)	24
Tabela 3: Maior produção de petróleo por federação (ANP, 2017)	25
Tabela 4: Maior produção de gás natural por federação (ANP, 2017).....	26
Tabela 5: 5 Maiores operadores no Brasil (ANP, 2017)	26
Tabela 6: Alternativas de Descomissionamento Offshore (GEOMARINE, 2017). 32	
Tabela 7: Critérios de Avaliação de Descomissionamento (Adaptado de FAM et al., 2018).....	34
Tabela 8: Tabela resumida do nº de plataformas instaladas no Brasil	52
Tabela 9: Valor de Decisão para Descomissionamento no Brasil.....	56
Tabela 10: Demanda anual de Descomissionamento de Plataformas no Brasil.....	56
Tabela 11: Demanda anual de Descomissionamento de Poços no Brasil	57
Tabela 12: Especificação entre modelo QUESTOR e Funções de Custo	68
Tabela 13: Custo comparativo entre QUESTOR e Funções de Custo	69
Tabela 14: Dados à nível de Projeto do Campo A	70
Tabela 15: Custos de Capital e Descomissionamento do Campo A - Cenário Completo	73
Tabela 16: Custo do ciclo de vida do Campo A por barril.....	73
Tabela 17: Cenários de Descomissionamento a serem simulados	74
Tabela 18: Custo de Descomissionamento por Componente e por Cenário	75
Tabela 19: Lista de Variáveis do Campo A.....	76
Tabela 20: Classificação das Variáveis do Campo A.....	80
Tabela 21: Características da Simulação.....	81
Tabela 22: Resultados das Simulações dos Cenários	81
Tabela 23: Análise de Sensibilidade dos Cenários.....	86

1 INTRODUÇÃO

De acordo com registros históricos a industrialização do petróleo é datada no século XIX, quando o químico escocês James Young criou processos de refino do petróleo extraído de carvão e xisto betuminoso. As reservas de petróleo e de gás natural estão localizadas entre camadas subterrâneas de rochas, por isso, o meio pelo qual se alcança uma reserva é através da perfuração de um poço da superfície até a reserva. O primeiro poço perfurado é registrado no Azerbaijão em 1846, no entanto, o grande desenvolvimento da indústria moderna do petróleo se deu a partir da perfuração do primeiro poço comercial nos Estados Unidos em 1859, produzindo dois mil barris naquele ano. A partir disso, os norte-americanos intensificaram a perfuração, processando dez milhões de barris já em 1874. Em resumo, para alcançar o estágio de produção de petróleo ou gás é preciso começar pela etapa de exploração para encontrar reservas produtivas de petróleo através de técnicas sísmicas, seja na terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), para então começar a etapa de perfuração dos poços, que interliga a superfície com o reservatório de modo a iniciar a produção. A área com existência comprovada de petróleo e/ou gás é denominada de campo de petróleo ou campo de gás.

Desde então, o petróleo e o gás natural foi cada vez mais sendo utilizado nos processos industriais como matéria-prima e na produção de combustíveis fósseis sendo uma matéria de importância econômica e política no mundo, que hoje consome mais de 90 milhões de barris por dia dessa matéria. Estima-se que 60% do petróleo produzido sejam usados no setor de transportes aéreos, marítimos e ferroviários a partir dos combustíveis derivados obtidos na refinaria como gás liquefeito de petróleo, gasolina, querosene e óleo diesel. Outros usos podem ser destacados como plásticos, fármacos, solventes e o asfalto. A indústria é hoje dividida em três segmentos, *upstream*, *midstream* e *downstream*. O *upstream* antecede a etapa de refino, e por isso, é representada pelas etapas de exploração, desenvolvimento, produção e transporte do petróleo do campo à refinaria. O *midstream* é a etapa em que o produto bruto petróleo se transforma em produtos prontos na refinaria. Por último, o *downstream* é a etapa logística da cadeia, ou seja, a distribuição desses produtos até as suas diferentes cadeias produtivas e usos. De um modo global, um campo de petróleo ou de gás passa pelas seguintes etapas: planejamento, perfuração, produção e descomissionamento. É natural que as técnicas de exploração, desenvolvimento, produção e descomissionamento de

petróleo e gás de campos no mar sejam mais complexas que as na terra, pois além, de afastadas da costa e demandarem uma cadeia logística estruturada, existe a dificuldade de operar em meio a um fluido e uma coluna de água que pode ultrapassar os dois mil metros de profundidade. É importante lembrar que um mergulhador não ultrapassa os 300 metros de profundidade, então toda a operação de equipamentos a partir dessa profundidade exige o uso de automação e controle remoto nos equipamentos, além de robôs submarinos chamados de ROV (*Remotely Operated Vehicles*). Neste cenário, se situa o Brasil, cujas reservas são preponderantemente encontradas no mar e cuja principal empresa de exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo, gás natural e seus derivados é a Petrobras, décima terceira maior empresa operadora de campos de petróleo no mundo ao produzir mais de dois milhões de barris de petróleo e gás por dia.

Os países que detêm grandes reservas dessa matéria e a tecnologia de extração tornam-se grandes *players* políticos, podendo desequilibrar a economia mundial com a sua produção de petróleo e o respectivo impacto dessa produção no preço do petróleo. Os países que se destacam pela produção de petróleo estão a Arábia Saudita, os Estados Unidos e a Rússia, os três produzem mais de 10 milhões de barris por dia, os demais países produtores produzem menos de 5 milhões barris por dia. O Brasil é o décimo primeiro maior produtor com um pouco mais de 2 milhões de barris por dia. Dentre a lista de produtores, a Arábia Saudita e a Rússia são os maiores exportadores de petróleo, pois exportam mais de 70% da sua produção. Os Estados Unidos é o país que mais consome petróleo no mundo, ultrapassando o dobro da sua produção, e por isso é o maior importador dessa matéria no mundo. Um número de interesse mundial é a quantidade de reserva que os países detêm, já que o petróleo é uma fonte de energia não renovável. Neste quesito, a Venezuela e a Arábia Saudita se destacam com reservas provadas que ultrapassam 266 bilhões de barris. O Brasil é o décimo quinto dessa lista com pouco mais de 13 bilhões de barris.(EIA, 2017)

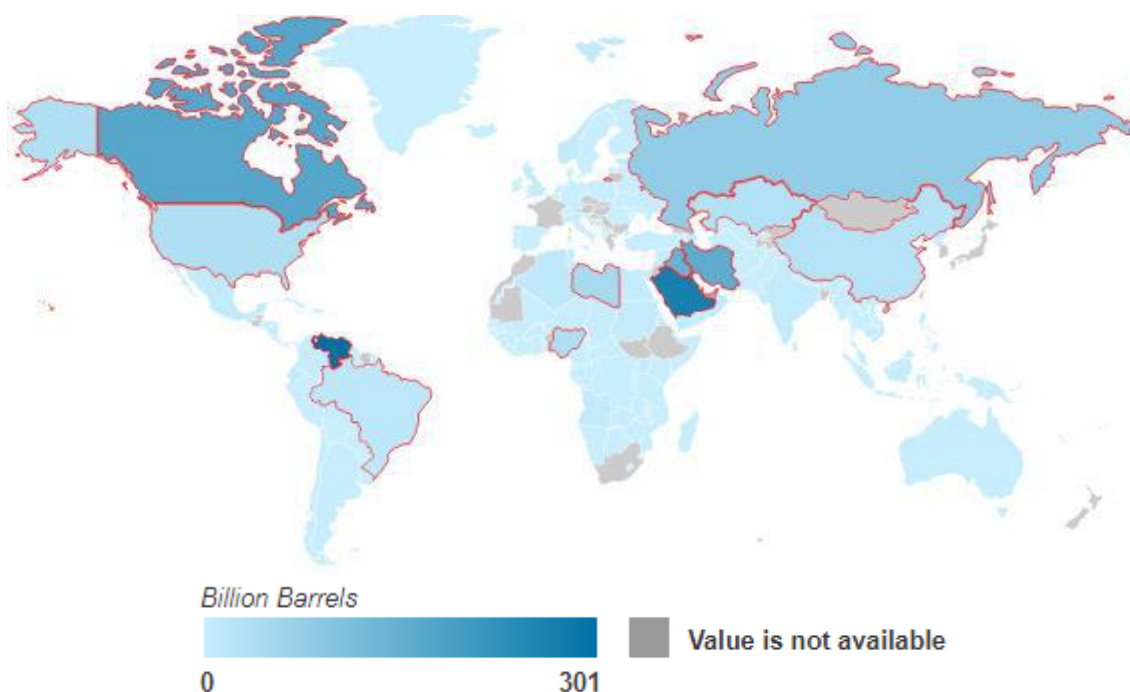


Figura 1: Mapa das Reservas de Petróleo por país

(Fonte: <https://www.eia.gov/beta/international/?view=reserves>)

Como já introduzido, essa complexa relação entre produtores, consumidores e exportadores de petróleo precisa estar equilibrada para não gerar crises geopolíticas e econômicas com impactos mundiais. É possível dizer que o petróleo determina a curva de oferta e demanda mais importante do mundo. Em 2006, o preço do barril atingiu seu pico, ultrapassando os US\$ 100, no entanto, o que se viu até 2016 foi uma queda progressiva no valor do barril até atingir sua mínima em muitas décadas, estando abaixo de US\$ 29. O que se observou entre 2006 e 2016 foi uma redução do crescimento econômico de países consumidores de petróleo, como Estados Unidos, China e Japão, e o aumento da produção de petróleo até o ponto que a oferta superou a demanda. Esse aumento desequilibrado da produção é oriundo principalmente da exploração do xisto (“*tighoil*”) pelos Estados Unidos, o que fez com o país ultrapassasse a Arábia Saudita em produção. Por sua vez, a Arábia Saudita, que possui o menor custo de produção por barril, decidiu unilateralmente manter seu ritmo de produção. Essa ação possuía o objetivo de desbancar os competidores de preço mais alto, assim como o Irã, que à época estava pronto para comercializar o petróleo explorado no país, mas que dependia de preço alto para garantir seu lucro. Essa ação fez com a Arábia Saudita garantisse sua

fatia na venda de petróleo, reduzindo seu lucro, mas gerando um grande prejuízo nos demais países produtores.

O efeito dessa crise no petróleo não foi diferente no Brasil, houve uma redução considerável na rentabilidade da produção e, principalmente, nos projetos de exploração do pré-sal, devido ao preço de equilíbrio do barril para esse tipo de projeto. Diante deste cenário, os países produtores têm reduzido o ritmo de exploração nas regiões já iniciadas, postergado o início de exploração em áreas em fase de planejamento e redução de seus prejuízos através da venda de ativos. No tocante à venda de ativos vem se intensificando as operações de desativação, desinstalação, remoção e re-disposição de projetos, esse é um assunto cada vez mais abordado do ponto de vista técnico, político e econômico. De um modo geral, todas essas operações são incorporadas há bastante tempo pelo termo inglês *decommissioning* e, apesar de seu correspondente em português não ser tão preciso, a indústria brasileira vem usando cada vez mais o termo descomissionamento para essas operações. A tendência de descomissionamento não se deve apenas à inviabilidade econômica de determinados projetos em função do preço do barril, mas também a maturação de uma grande quantidade de poços que foram desenvolvidos a partir da década de 70 e que hoje sua produção não é rentável mesmo a um preço competitivo do barril.

No entanto, um dos grandes desafios do descomissionamento é o seu custo porque a falta de experiência e *know-how* da indústria faz com que o custo seja alto e ao mesmo tempo impreciso. Essa preocupação se intensifica no Brasil, devido à baixa experiência da indústria nessa operação e à sua característica de produção em águas profundas e ultraprofundas que, diferentemente do Golfo do México e do Mar do Norte, tornam o descomissionamento mais complexo. O descomissionamento de um campo *offshore* não é simples porque é preciso realizar diversas operações com risco de impacto ambiental e social como o abandono definitivo de todos os poços submarinos, remoção de sistemas submarinos de produção e dutos submarinos, limpeza dos equipamentos que serão dispostos no leito marinho, desinstalação das plataformas e monitoramento do meio ambiente marinho após o descomissionamento. Os responsáveis por acompanhar e regulamentar as operações de descomissionamento no Brasil são a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o Ibama (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) e a Marinha do Brasil. Por esse

motivo, o tratamento específico do custo de descomissionamento no Brasil contribui na determinação do grau de incerteza do custo ao mesmo tempo em que cria uma previsibilidade para a indústria.

1.1 OBJETIVOS E RESULTADOS ESPERADOS

Inicialmente, será apresentado um estudo das plataformas e campos em produção para definir um campo típico para descomissionamento no Brasil, listando toda a infraestrutura presente, do poço ao sistema de exportação da plataforma de petróleo. Então, com o suporte de programas computacionais de uso industrial será obtida uma estimativa do custo de descomissionamento desse campo para realizar a análise de risco econômico, baseada em técnicas estatísticas disponíveis na literatura para definição da incerteza das variáveis e em método de simulação estocástica. O objetivo dessa dissertação é, a partir de uma estimativa de custo, definir o grau de incerteza das variáveis de custo do descomissionamento no Brasil, estabelecendo as variáveis de maior influência e fornecendo uma previsibilidade de custo máximo e mínimo para as operações.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação é apresentada e estruturada pelos seguintes capítulos:

- **Revisão Bibliográfica:** Neste capítulo serão abordados com mais detalhes os dados e informações disponíveis nas mais diversas fontes literárias sobre a produção de petróleo e gás no mundo e no Brasil, toda a cadeia envolvida no processo de descomissionamento, a análise de risco e os métodos e técnicas aplicadas a simulações em riscos;
- **Metodologia de Pesquisa:** Nesta parte será introduzida toda a lógica com os procedimentos incorporados da análise de demanda até o estudo de caso para garantir que os resultados esperados possam ser obtidos;
- **Demanda de Descomissionamento:** O capítulo será apresentado um estudo de demanda de descomissionamento no Brasil, a partir dos dados obtidos de bancos de dados confiáveis e os critérios de decisão;
- **Análise de Risco Econômico:** Neste capítulo será modelado o estudo de caso, apresentando todos os sistemas que compreendem o modelo, além de ser executada a análise de risco econômico do descomissionamento;

- **Avaliação do Risco Econômico:** Neste capítulo será avaliado se os resultados obtidos satisfazem os resultados esperados. Além disso, os pontos de discrepância serão tratados;
- **Conclusão:** Por último, a partir da avaliação, serão levantadas possíveis melhorias que podem ser introduzidas ao modelo ou à análise e pontos a serem desenvolvidos a partir dessa dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com o objetivo de contextualizar e introduzir conceitos relevantes a serem tratados na dissertação, esta revisão bibliográfica irá abordar temas desde o panorama mundial da exploração e produção de petróleo e gás até simulações por método de Monte Carlo e Hipercubo Latino para análise de risco.

2.1 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO OFFSHORE NO BRASIL

No Brasil, os contratos são ofertados para as diferentes fases de maturidade do campo. A União é proprietária exclusiva das reservas minerais do subsolo e, através da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), por meio de contratos de cessão onerosa, partilha de produção ou concessão (RBNA CONSULTING, [S.d.]).

De acordo com a ANP, o ano de 2016 foi encerrado com 755 contratos de exploração e produção, sendo destes 312 para exploração de blocos, 70 para desenvolvimento de produção do campo e 373 para produção do campo, sendo que:

- Dos 312 blocos em fase de exploração, 117 se localizam no mar;
- 34 campos em desenvolvimento de produção são marítimos; e
- 97 campos em produção estão localizados no mar.

A densidade média do petróleo no Brasil é de 25,8° API, contendo 0,5% de teor de enxofre em peso (ANP, 2017).

2.1.1 Histórico

A primeira perfuração com sucesso no Brasil ocorreu em 1930, que alertou o governo e desencadeou um movimento de medidas. A principal delas foi a criação do Conselho Nacional de Petróleo (CNP) em 1938, cuja primeira decisão foi determinar que todas as jazidas pertencem à União. No ano seguinte foi desenvolvido o primeiro poço de petróleo (DNPM-163) na Bahia, iniciando um processo de exploração de petróleo durante o governo de Getúlio Vargas (LOBO, 2011).

No segundo governo de Vargas, no dia 03 de outubro de 1953, é criada a Petróleo Brasileiro S.A., a Petrobras, através da lei nº 2.004. A Petrobras foi o marco do monopólio na exploração e produção de petróleo no Brasil. A partir de 1968, a Petrobras focou seus esforços para a exploração de petróleo em águas rasas, quando se desenvolveu o Campo de Guaricema, no Sergipe, e da construção da plataforma de perfuração Petrobras I (P-1) (Figura 3) pelo Estaleiro Mauá, do Rio de Janeiro (LOBO, 2011).



Figura 2: Plataforma P-1

(Fonte: <http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-1960-momento-11.php>)

A década de 70 foi responsável pelo desenvolvimento da maior bacia no Brasil, com expressivas reservas de petróleo em 100 mil quilômetros quadrados, a Bacia de Campos em 1974. Mais dez anos à frente, nesta Bacia, é desenvolvido o campo de Albacora, um campo gigante que permitiu alcançar a meta de 500 mil barris de petróleo por dia. Em 1985, outro marco na Bacia de Campos com o campo de Marlim, com início de operação em 1994 com a primeira plataforma semissubmersível da Petrobras, a P-18 (figura 5). Durante o governo de Fernando Henrique Cardoso (FHC), foi sancionada a lei 9.478, a chamada “Lei do Petróleo”, em 06 de agosto de 1997. Esta lei acabou com o monopólio estatal nas atividades de exploração, produção, refino e transporte no Brasil. Esse mesmo ano é marcado pela criação da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e o país passa a integrar o grupo dos 16 países que produzem mais de um milhão de barris por dia. Em 2000, ainda no governo FHC o Brasil alcança um

recorde mundial produzindo petróleo em um poço a 1.877 metros de profundidade (RUIVO, 2001).

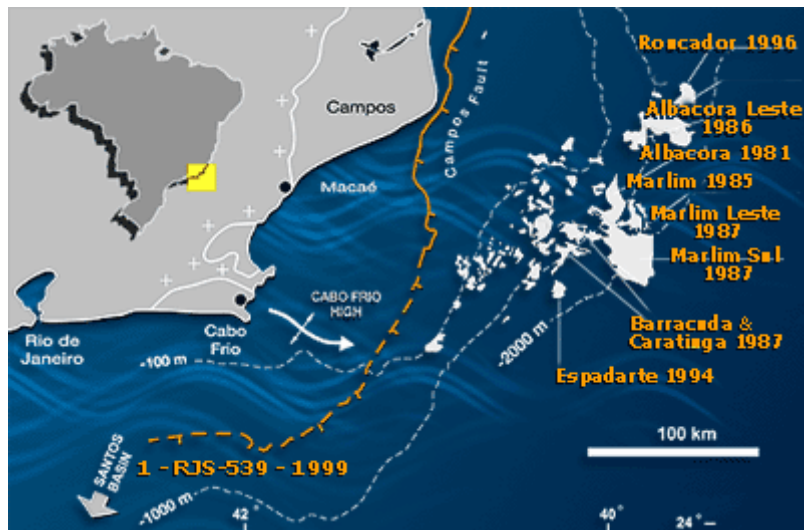


Figura 3: Bacia de Campos

(Fonte: <http://www.clickmacae.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=141>)



Figura 4: Plataforma P-18

(Fonte: http://www.petroquimica.com.br/edicoes/ed_252/ed_252d.html)

Neste período de grande crescimento, a Petrobras foi abalada pelo acidente da plataforma P-36 em 2001 (Figura 6), uma das maiores semissubmersíveis do mundo, causando a morte de 11 tripulantes (LOBO, 2011).



Figura 5: Acidente da P-36

(Fonte: <http://acervo.oglobo.globo.com/fatos-historicos/em-2001-explosao-da-plataforma-36-deixou-11-mortos-na-bacia-de-campos-9483525>)

Mesmo assim, os anos 2000 continuaram a trazer mais conquistas para a indústria nacional de petróleo (LOBO, 2011):

- Em 2005, a Petrobras declarou indícios de reservas na região do Pré-Sal da Bacia de Santos;
- Em 2006, o Brasil atinge o nível recorde produção de 1,9 milhão de barris de petróleo por dia, superando a demanda nacional, é declarado pelo governo Lula a autossuficiência, que impulsionou mais ainda a indústria nos anos seguintes;
- Em 2007, a Petrobras confirma a presença de petróleo na área de Tupi, na Bacia de Santos, na camada do Pré-Sal. O início da operação nessa região confirmou a alta capacidade de desenvolvimento de tecnologia da Petrobras, podendo extrair petróleo numa camada de sal de dois quilômetros de altura e até sete quilômetros de profundidade da superfície do mar.

O Pré-Sal brasileiro (Figura 7) possui um óleo de boa qualidade que pode ser encontrado entre os estados de Santa Catarina e o Espírito Santo, cobrindo uma área total de 160 mil quilômetros quadrados e a mais de 300 km da costa. Apesar da sua dimensão, a maior reserva de petróleo comprovada do país ainda encontra-se na camada do Pós-Sal. Junto com o Pré-Sal veio o desenvolvimento de novas tecnologias pelos operadores e fornecedores, pois esta camada apresenta grandes desafios como o uso de

materiais especiais para perfuração e de controle de temperatura do óleo durante a elevação.

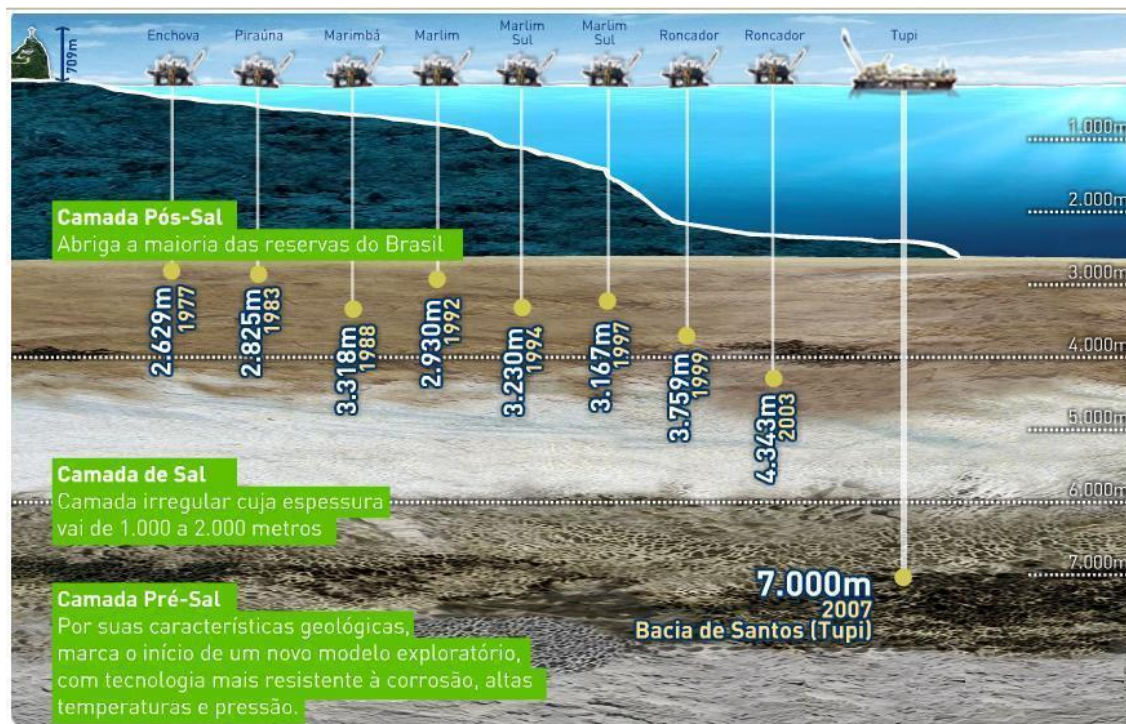


Figura 6: Perfurações até o Pré-Sal

(Fonte: <http://www.defesaaereanaval.com.br/em-jogo-segredos-estrategicos-do-pre-sal/>)

2.1.2 Exploração

O Brasil é o décimo sexto país em número de reservas provadas de petróleo e o nono país em produção de petróleo. Dos estados brasileiros, o Rio de Janeiro é o maior detentor de reservas, contendo 82,3% das reservas provadas no país, todas elas no mar, e 61,2% das reservas de gás natural, conforme Tabelas 1 e 2 de 2017.

Tabela 1: Maiores reservas de petróleo do Brasil (ANP, 2017)

Unidades da Federação	Localização	Reservas totais de petróleo (milhões de barris)					16/15
		2012	2013	2014	2015	2016	%
Brasil		28.555,2	30.181,1	31.106,6	24.390,7	22.657,1	-7,11
Subtotal	Terra	1.475,5	1.444,8	1.169,8	951,8	1.042,1	9,48
	Mar	27.079,6	28.736,3	29.936,8	23.438,9	21.615,0	-7,78

Rio Grande do Norte	Terra	355,6	335,9	326,6	246,9	243,4	-1,41
	Mar	191,6	186,8	176,6	128,6	119,5	-7,12
Bahia	Terra	522,6	531,4	343,2	286,8	346,8	20,94
	Mar	127,1	124,0	96,0	90,7	90,9	0,18
Espírito Santo	Terra	76,3	69,0	69,9	51,9	55,7	7,30
	Mar	2.676,4	2.446,9	2.300,6	2.196,8	1.910,3	-13,04
Rio de Janeiro	Mar	22.135,8	24.017,6	25.618,8	19.757,4	18.441,1	-6,66
São Paulo	Mar	1.665,4	1.685,3	1.535,5	1.161,5	961,5	-17,22

Tabela 2: Maiores reservas de gás natural do Brasil (ANP, 2017)

Unidades da Federação	Localização	Reservas totais de gás natural (milhões m ³)					16/15
		2012	2013	2014	2015	2016	%
Total		918.569	839.506	859.771	745.910	636.835	-14,62
Subtotal	Terra	140.979	116.585	100.998	86.575	76.259	-11,92
	Mar	777.589	722.921	758.773	659.334	560.576	-14,98
Amazonas	Terra	89.237	86.963	74.486	51.225	38.686	-24,48
Maranhão	Terra	29.705	8.652	8.406	17.677	20.412	15,47
Espírito Santo	Terra	729	718	950	767	830	8,20
	Mar	103.075	91.557	90.663	78.964	84.660	7,21
Rio de Janeiro ³	Mar	531.125	507.841	555.350	490.572	397.438	-18,98
São Paulo ⁴	Mar	94.268	79.255	75.227	67.839	59.837	-11,80

2.1.3 Produção

Durante o ano de 2016 foram perfurados 80 poços marítimos, uma redução de 27,3% em comparação com 2015. Ainda em 2016, três novas plataformas entraram em operação: FPSO Cidade de Caraguatatuba (Campo da Lapa – Pré-Sal da Bacia de Santos), FPSO Cidade de Maricá e o FPSO Cidade de Saquarema (no Campo de Lula – Pré-Sal da Bacia de Santos). Nesse contexto, a produção de petróleo apresentou crescimento anual de 3,2%, alcançando 918,7 milhões de barris por ano (2,5 milhões de barris por dia). Esse crescimento deve-se ao crescimento da produção no Pré-Sal, passando de 280,1 milhões de barris em 2015 para 372,7 milhões em 2016,

representando hoje mais de 40% da produção total nacional, como mostrado na Tabela 3.

A produção offshore representa 94% da produção nacional através de 755 poços, demonstrando a importância das reservas marítimas para o país. O Rio de Janeiro se mantém como o maior estado produtor, alcançando 1,68 milhões de barris por dia ou 66,9% da produção nacional total (71,1% da produção no mar nacional). Destaque também para o estado de São Paulo que, apesar de ser o terceiro maior produtor atrás do Espírito Santo, teve o maior crescimento anual da produção (14,1%), chegando a 280,3 mil barris por dia.

Tabela 3: Maior produção de petróleo por federação (ANP, 2017)

Unidades da Federação	Localização	Produção de petróleo (mil barris)					16/15
		2012	2013	2014	2015	2016	%
Brasil		754.407	738.713	822.928	889.666	918.731	3,27
Subtotal	Terra	66.046	63.893	61.577	58.368	54.688	-6,30
	Mar	688.361	674.820	761.351	831.298	864.043	3,94
Subtotal	Pré-sal	62.488	110.538	179.820	280.055	372.746	33,10
	Pós-sal	691.919	628.175	643.108	609.612	545.985	-10,44
Rio Grande do Norte	Terra	18.966	19.116	18.347	18.247	18.176	-0,39
	Mar	2.785	2.708	2.615	2.594	2.257	-12,98
Espírito Santo	Terra	5.435	5.350	5.235	5.066	4.690	-7,42
	Mar	107.666	108.034	128.739	136.581	139.490	2,13
Rio de Janeiro	Mar	561.481	532.036	563.232	596.924	614.713	2,98
São Paulo	Mar	10.921	25.274	59.235	89.968	102.605	14,05

Quando se trata especificamente da produção de Gás Natural observa-se o crescimento da produção nacional com 37,9 bilhões de metros cúbicos, sendo 77% no mar, que obteve crescimento anual maior que em terra. Novamente o estado do Rio de Janeiro possui o maior crescimento anual e o maior volume de produção com 16,6 bilhões de metros cúbicos, conforme Tabela 4.

Tabela 4: Maior produção de gás natural por federação (ANP, 2017)

Unidades da Federação	Localização	Produção de gás natural (milhões m ³)					16/15 %
		2012	2013	2014	2015	2016	
Brasil		25.832,2	28.174,2	31.894,9	35.126,4	37.890,5	7,87
Subtotal	Terra	6.122,9	7.512,0	8.507,5	8.388,9	8.700,2	3,71
	Mar	19.709,3	20.662,2	23.387,3	26.737,6	29.190,2	9,17
Subtotal	Pré-sal	2.078,0	3.710,1	6.250,7	10.614,3	14.459,0	36,22
	Pós-sal	23.754,2	24.464,1	25.644,2	24.512,1	23.431,5	-4,41
Amazonas	Terra	4.188,3	4.150,3	4.703,8	5.060,2	5.106,2	0,91
Espírito Santo	Terra	93,6	81,8	73,9	85,8	80,0	-6,77
	Mar	3.814,3	4.333,5	4.675,6	4.028,6	3.814,7	-5,31
Rio de Janeiro	Mar	10.344,4	10.005,8	11.097,4	14.062,0	16.613,1	18,14
São Paulo	Mar	1.992,1	2.787,8	4.163,1	5.538,4	5.832,2	5,30

A participação da Petrobras na produção nacional é expressiva, 81,5% da produção de petróleo e 78,6% da produção de gás natural, de acordo como mostra a Tabela 5. É relevante destacar que existe uma previsão de redução de participação a partir de 2016, quando o congresso brasileiro aprovou o Projeto de Lei 4567/15, que muda as regras de exploração no Brasil. A lei desobriga a Petrobras de participar de todos os consórcios do Pré-Sal. Até então a Petrobras além de ter prioridade era obrigada a ter participação mínima de 30% em todos os campos leiloados. É certo que a lei sancionada mantém a prioridade da Petrobras, que possui 30 dias para declarar sua intenção.

Tabela 5: 5 Maiores operadores no Brasil (ANP, 2017)

Operador	Petróleo ¹ (barris)	Produção de gás natural (mil m ³)
Total	918.731.017,2	37.890.450,3
Petrobras	862.285.843,9	35.592.654,1
Statoil Brasil O&G	22.869.939,9	32.050,5
Shell Brasil	18.484.289,1	203.081,8
Chevron Frade	8.210.312,8	93.732,2
Petro Rio	2.972.781,4	8.741,2

2.2 DESCOMISSIONAMENTO OFFSHORE

O descomissionamento ganhou relevância internacional no caso da Brent Spar, operada pela Shell, quando diversos aspectos impactados pelo descomissionamento dessa plataforma foram considerados. Diante da pressão de grupos específicos, a Shell precisou fazer além do atendimento às normas e legislações internacionais e regionais existentes para planejar uma operação de menor impacto ambiental, político, econômico e social (SHELL UK, 2008). Acrescenta-se a influência de diferentes fatores à tomada de decisão, o fato da maioria das plataformas instaladas não terem sido projetadas para serem descomissionadas. Por esses e outros fatores, o descomissionamento é considerado um mercado em ascensão dentro da indústria de óleo e gás, sendo estimado por diversos órgãos, instituições e empresas um crescimento significativo até 2025 (FERREIRA, 2003). A UK Offshore Operators Association define o descomissionamento como:

O processo pelo qual o operador de uma instalação de petróleo e gás passa para planejar, obter aprovação do governo e implementar a remoção, o descarte ou a reutilização de uma estrutura quando ela não for mais necessária para o seu propósito atual. (GIBSON, 2002, tradução própria)



Figura 7: Descomissionamento de uma Plataforma

(Fonte: Anna Henly Photography <https://www.annahenly.co.uk/oil-and-gas-photography/>)

O descomissionamento das instalações no mar é uma atividade motivada por razões econômicas, razões técnicas e/ou fatores políticos (regulatórios). A razão econômica é caracterizada quando o sistema de produção *offshore* é antieconômico, sendo causada pela redução do preço do petróleo ou aumento do custo de produção. A razão técnica é justificada em caso de acidentes, como furacões, ou esgotamento de reservas. Por último, a razão política pode ser motivada por diversos fatores como alteração da legislação, término de concessão e outros fatores subjetivos como a decisão do próprio operador (SANTOS, 2006). As opções de destinação das estruturas são diversas, sendo as mais comuns apresentadas na Figura 9 abaixo.

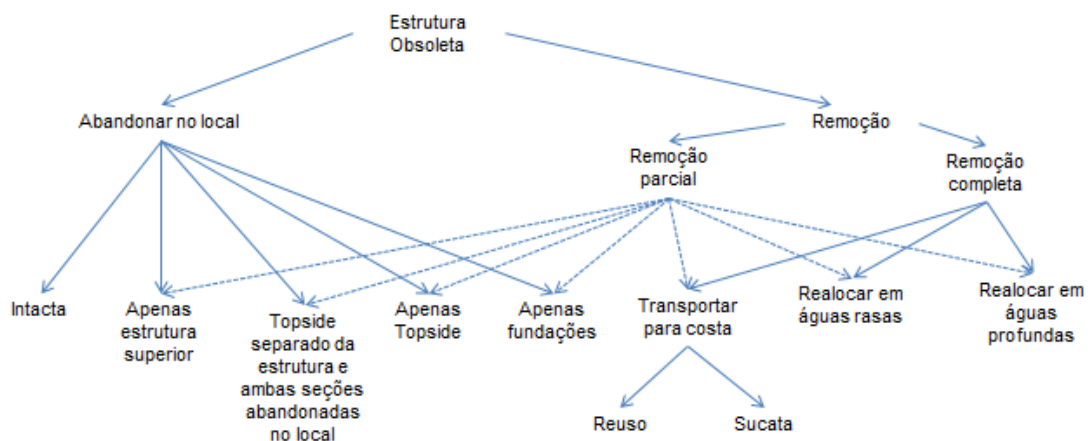


Figura 8: Opções de descomissionamento (Adaptado de FAM et al., 2018)

No Golfo do México e no Mar do Norte o histórico de descomissionamento é maior, considerando todas as destinações: abandono, remoção parcial, remoção total, recife artificial e reutilização. A crescente demanda e a necessidade de compreender os aspectos técnicos, impactos ambientais, políticos e sociais, e os custos envolvidos no descomissionamento incentivaram governos, as empresas operadoras, legisladores e ambientalistas a se reunirem e debaterem o assunto no intuito de desenvolver normas e metodologias específicas (LACERDA, 2005). Dentre os grupos que debatem o assunto destacam-se:

- **Nações Unidas** – As Nações Unidas promovem convenções que tratam dos impactos do descomissionamento de plataformas *offshore*. A primeira convenção a tratar o assunto ocorreu em Genebra em 1958, onde se debateu a não interferência das operações de exploração e produção na navegação,

pesca e outros usuários dos meios marítimos, estabelecendo inclusive uma zona de segurança. Destacam-se também as convenções de UNCLOS em 1982 e de Basel em 1989 (FAM *et al.*, 2018).

- ***International Maritime Organisation (IMO)*** – Agência vinculada às Nações Unidas especializada em tratar os assuntos que envolvam segurança e proteção nas operações marítimas. A IMO introduziu em 1989 alguns requisitos mínimos para remoção de estruturas *offshore* no guia “*Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in Exclusive Economic Zone*” (FAM *et al.*, 2018).
- **OSPAR** – OSPAR é uma comissão formada pela União Europeia e outros 15 países, que sucedeu as convenções de Oslo e Paris. Essa comissão direciona trabalhos específicos para a indústria *offshore*, sendo a mais aplicada a *Ospar Decision 98/3* de 1998, que orienta o descomissionamento de instalações *offshore* na Europa. Essa decisão foi elaborada em meio as divergentes opiniões incorridas pelo descomissionamento da plataforma Brent Spar (OSPAR, 1998).
- ***Decom North Sea*** – Uma organização sem fins lucrativos atuante no Mar do Norte que desenvolve a transferência de conhecimento e facilita as atividades colaborativas para minimizar os custos do operador e maximizar o mercado. A Decom North Sea conta com a parceria de outros organismos como a “Oil and Gas Authority” e a “Oil & Gas UK”.
- ***Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)***– O BEIS é a autoridade competente, regulamentando o descomissionamento de instalações de petróleo e gás sob o *Petroleum Act* de 1998 (UK GOVERNEMENT, 1998). Uma vez que um programa de descomissionamento esteja suficientemente maduro, ele é submetido ao BEIS como parte do processo de consulta, requerendo ainda a aprovação final do BEIS.

- ***Oil and Gas Authority (OGA)*** – É uma empresa pública do Reino Unido, vinculada ao *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS). Seu objetivo é regular, influenciar e promover a indústria de óleo e gás da região para maximizar a recuperação econômica dos recursos. A OGA atua com o BEIS para avaliar os programas os projetos de descomissionamento sob o olhar do custo, do uso alternativo no futuro e colaboração. Para tal, a autoridade publica regularmente relatórios de custos de descomissionamento, diretrizes para estimativa de custo e análises de demanda.

- ***Oil & Gas UK*** – É um órgão representante da indústria de óleo e gás no Reino Unido, produzindo uma ampla literatura relacionada a diferentes aspectos do descomissionamento como, por exemplo, o “*Decommissioning Insight*” que abrange o Reino Unido, Noruega, Dinamarca e Holanda.

- ***Oil & Gas Technology Centre (OGTC)*** – É um centro de pesquisa e inovação tecnológica no Reino Unido, que atua na indústria de óleo e gás. No descomissionamento o Centro foca principalmente na transferência de tecnologia na cadeia de suprimentos, em soluções inovadoras de remoção.

- ***Marpol*** – Considerada uma das mais importantes convenções ambientais internacionais, a Marpol aborda a prevenção de poluição por navios. Quando o assunto é descomissionamento, é importante rastrear as operações previstas com o intuito de atender as normas da convenção.

- ***Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)*** – Junto com a BSEE é uma agência que regula as atividades de exploração e produção de recursos naturais no mar dos Estados Unidos. Suas principais atividades são: avaliação de recursos, planejamento e leasing.

- ***Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE)*** – É a agência norte-americana encarregada de melhorar a segurança e garantir a proteção ambiental relacionada à indústria *offshore*. Suas funções incluem toda a fiscalização da cadeia de atividades de preparação para a segurança,

resposta e remoção de instalações no mar. Uma de suas divisões, a *Environmental Compliance Division* (ECD) coordena os programas de recifes artificiais no Golfo do México.

Apesar da recente demanda no Brasil, órgãos nacionais estão se especializando cada vez mais no assunto, destacando-se:

- **ANP** – É o órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil, vinculado ao Ministério das Minas e Energia. Cada vez mais atuante no descomissionamento, tem promovido seminários e publicou algumas resoluções e portarias que orientam a operação no Brasil, sendo elas as Resoluções nº 17/2015, 27/2006, 43/2007 e 41/201, e a Portaria nº 25/2002.

- **Ibama** – Esse instituto é uma autarquia federal, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, que atua executando a Política Nacional de Meio Ambiente e desenvolve atividades de preservação e conservação dos recursos naturais. O Ibama exige a apresentação de um projeto de desativação para o licenciamento do descomissionamento no Brasil.

- **Marinha do Brasil** – A Marinha do Brasil, através da Capitania dos Portos, deve receber um memorial descritivo do projeto de descomissionamento de instalações marítimas, atendendo as Normas da Autoridade Marítima (NORMAM) quando aplicável. As principais NORMAM aplicáveis são a nº 01/DPC, 07/DPC, 08/DPC e 11/DPC.

De acordo com as normas, regulamentações e diretrizes vigentes dos organismos acima mencionados, as possibilidades de descomissionamento por estrutura estão apresentadas na Tabela 6 abaixo:

Tabela 6: Alternativas de Descomissionamento Offshore (GEOMARINE, 2017)

Estruturas	Abandono	Remoção Total	Remoção Parcial	Recife Artificial	Reutilização
Âncoras convencionais		X			
Âncoras profundas	X	X			
Dutos	X	X	X		
Estacas cravadas	X		X		
Estacas de Sucção		X			
Estrutura Subsea		X		X	
Plataforma Jaqueta		X	X	X	
Plataforma de Concreto	X	X			X
Plataforma Flutuante		X			X
Poços	X				
Árvore de Natal molhada		X			
Topsides		X			

O programa típico de um descomissionamento é apresentado na Figura 10 abaixo, segundo a Oil & Gas UK:

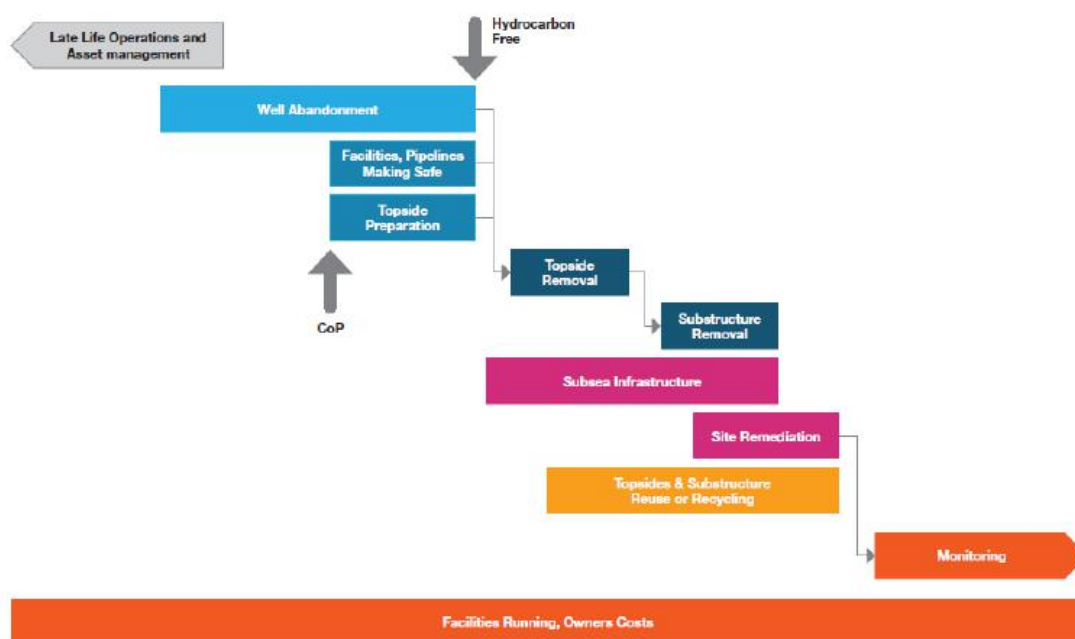


Figura 9: Programa de Descomissionamento (OIL & GAS UK, 2016)

O descomissionamento é uma atividade que agrega custo e risco aos operadores, por isso o descomissionamento deve ser considerado antes do início da produção no campo e acompanhado até a remoção (FOWLER *et al.*, 2014). Os principais aspectos impactantes numa operação desse porte são:

- Saúde e Segurança;
- Meio ambiente;
- Sociopolítico;
- Capacidade técnica;
- Impacto econômico.

Com relação à saúde e segurança, os maiores riscos são de acidentes decorrentes de vazamento de gás, contato com gás sulfídrico e queda de objetos durante a operação. Do ponto de vista do meio ambiente, os principais riscos envolvem o vazamento de óleo, destruição do habitat marinho, disposição de rejeitos e distúrbio da atividade pesqueira. O sociopolítico é muito decorrente dos riscos ambientais e saúde e segurança descritos, já que uma operação que tenha alto risco de contaminação e prejuízo para atividades econômicas locais podem gerar a mobilização social e de organizações contra a atividade, cabendo ao operador a correta informação da comunidade afetada e a consideração do menor impacto possível a ela. A capacidade técnica é preocupante principalmente em países sem experiência nessa operação ou com poucos fornecedores locais para um serviço especializado como este, como o caso do Brasil. A falta de fornecedores capacitados requer um planejamento prévio de capacitação da indústria para minimizar custos adicionais e extensão de prazos. No que se refere ao impacto econômico, como em qualquer atividade, o operador deseja minimizar o máximo possível o seu gasto. No entanto, considerando os aspectos abordados, é preciso balancear todos os aspectos, o que nem sempre contribui para reduzir custos. Outra importante consideração sobre o impacto econômico é a dificuldade em prevê-lo em países com pouca experiência. De acordo com (FAM *et al.*, 2018), os critérios sob os quais se avaliam o descomissionamento pode ser resumido na Tabela 7 abaixo:

Tabela 7: Critérios de Avaliação de Descomissionamento (Adaptado de FAM et al., 2018)

<i>Técnico</i>	<i>Gestão de Resíduos</i>	<i>Ambiental</i>	<i>Saúde e Segurança</i>	<i>Custo</i>	<i>Aceitabilidade Pública</i>
Viabilidade operacional	Oportunidade de reuso/ reciclagem	Consumo de energia	Saúde ocupacional e segurança	Custos residuais de responsabilidade	Grau de consulta/ tempo de solução de questões
Tecnologia e técnicas estabelecidas	Periculosidade de Resíduos	Qualidade da água	Saúde pública	Custos de descomissionamento	Montante de compensação
Estaleiro de desmantelamento	Disponibilidade onshore de disposição	Uso da terra	Navegação/ segurança de navios pesqueiros	Custos pós-descomissionamento	
		Qualidade do sedimento/ distúrbio do leito marinho			
		Ecologia			
		Impactos na costa e perto dela			
		Recursos dos usuários e responsabilidade residual			

2.2.1 Dados Atuais de Descomissionamento

O relatório do Mar do Norte sobre a capacidade de descomissionamento da região (DECOM NORTH SEA, 2014) mostra que existem mais de 1500 estruturas instaladas, com uma idade média de 25 anos e dessas estruturas 245 possuem mais de 30 anos de operação. Considerando o peso dessas instalações estima-se que mais de sete milhões de toneladas de material estão instaladas no Mar do Norte. De acordo com o mesmo relatório, 88 instalações foram descomissionadas, sendo 55 plataformas fixas. Esses dados mostram a grande demanda que esse tipo de atividade possui, sendo considerado um mercado em expansão até 2025 (OIL & GAS UK, 2017). O relatório “*Decommissioning Insight 2017*” (OIL & GAS UK, 2017) estima que serão descomissionadas mais de 200 plataformas, 2.500 poços e 7.800 km de dutos submarinos, representando mais de 1,4 milhão de toneladas nos próximos 10 anos no RU, Noruega, Dinamarca e Holanda. A instituição estima também, que mais de 17 bilhões de libras esterlinas serão investidas nesse descomissionamento, sendo 8,3 bilhões no abandono definitivo de poços. O maior mercado de descomissionamento está no Mar do Norte, onde em 2016, foram gastos mais de um bilhão de libras nos últimos anos (2016 e 2017). A Oil & Gas UK espera que até 2025 o mercado de descomissionamento represente 17% (11% em 2016) dos investimentos de óleo e gás no Mar do Norte.

No Brasil, apenas seis plataformas fixas e cinco plataformas flutuantes foram descomissionadas até 2017. Sendo evidente a imaturidade do Brasil neste tipo de operação, tanto a legislação quanto a cadeia de suprimentos necessária para as

atividades precisa ser desenvolvida no país (MIMMI *et al.*, 2017). Algumas alternativas já foram testadas com as plataformas descomissionadas do Campo de Mero e de seus *topsides* como o reuso, o sucateamento e a conversão em recife artificial (MIMMI *et al.*, 2015).

2.2.2 Custo de Descomissionamento

As atividades relacionadas às atividades de descomissionamento *offshore* podem ser comumente divididas em grandes grupos de custo (BYRD; MILLER; WIESE, 2014):

- Engenharia e Gerenciamento do Projeto
- Inspeções e Licenças
- Abandono definitivo de Poço
- Preparação para Descomissionamento
- Descomissionamento de Dutos
- Descomissionamento de Condutores
- Descomissionamento de *Topsides*
- Descomissionamento da Plataforma
- Descomissionamento da Estrutura Submarina
- Liberação e monitoramento do local

De fato, a obtenção quantitativa do custo envolvido nas atividades acima é uma tarefa árdua, pois, são informações confidenciais entre as empresas contratantes e contratadas. Por essa razão, pesquisadores vêm trabalhando na aplicação de metodologias de estimativa de custo capazes de representar e prever o custo de descomissionamento. Basicamente, duas abordagens podem ser aplicadas para se estimar o custo, o “*top-down*” e o “*bottom-up*” (Figura 11). A primeira abordagem utiliza dados históricos normalizados por tipo de projeto, através de métodos estatísticos e modelos de regressões. A segunda trata da descrição de todas as tarefas por trás de cada atividade para posterior estimativa do seu custo unitário, com base nos princípios de engenharia e conhecimento de especialistas (KAISER, 2015). Alguns artigos científicos foram encontrados que aplicam o *top-down* através do método de geração de funções de custos para as principais atividades de descomissionamento. O mais recente encontrado é do autor Kaiser (KAISER; LIU, 2014), que apresenta funções de custo

para estimar o descomissionamento de plataformas fixas no Golfo do México. Esse artigo apresenta funções para abandono definitivo de poços, remoção de condutores, abandono de dutos submarinos, remoção de *flowlines*, umbilicais e *risers* e remoção de plataformas fixas.

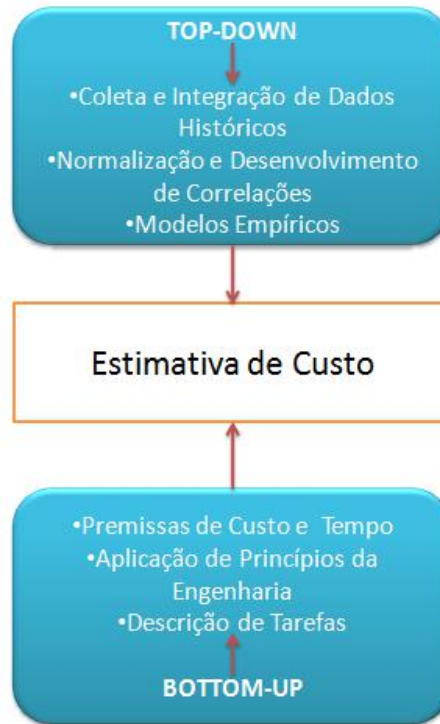


Figura 10: Abordagens para Estimativa de Custo (Adaptado de KAISER, 2015)

Contudo, ambas as abordagens podem ser limitadas quando aplicadas ao descomissionamento. A *top-down* depende da disponibilidade e da consistência dos custos considerados ao passo que o *bottom-up* depende do nível de conhecimento e experiência das pessoas que estão estimando os custos (KAISER, 2015). É possível verificar pelo relatório da Oil & Gas UK de 2017 (OIL & GAS UK, 2017), que realmente os custos de descomissionamento possuem grande variação, conforme a Figura 12.

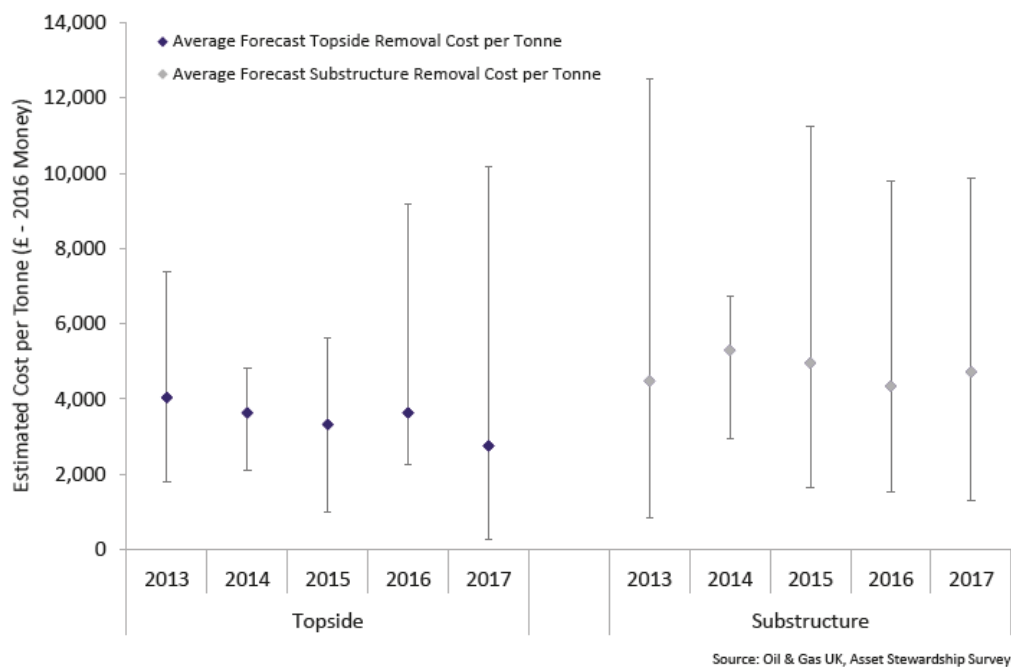


Figura 11: Variação Histórica do Custo de Descomissionamento de Toppide e Plataformas (OIL & GAS UK, 2017)

A *Association for Advancement of Cost Engineering* (AACE) é uma renomada associação internacional que produz metodologias de estimativa e incerteza de custo, largamente utilizadas na indústria de óleo e gás. A Oil & Gas Authority produziu em 2016 um documento-guia para a estimativa de custo (OIL & GAS AUTHORITY, 2017) com base nas recomendações da AACE. A Prática Recomendada nº 18R-97 da *AACE International* apresenta a tabela de Classificação da Estimativa, apresentada na Figura 13 abaixo. Essa tabela orienta a faixa de acurácia que determinado custo possui, sendo cada faixa representada por uma classe, do 1 (mais acurado) ao 5 (menos acurado).

CLASSE DE ESTIMATIVA	Característica Principal		Característica Secundária	
	NÍVEL DE MATURIDADE DAS ENTREGAS DE DEFINIÇÃO DO PROJETO Expresso como % da definição completa	USO FINAL Finalidade típica da estimativa	METODOLOGIA Método geralmente utilizado para estimativas	FAIXA DE PRECISÃO ESPERADA Intervalos típicos nas faixas mínimas e máximas
Classe 5	0% a 2%	Análise da adequação do conceito	Índices de capacidade, modelos paramétricos, julgamento ou analogia	Mín: -20% a -50% Máx: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Estudo de viabilidade	Fatores relativos a equipamentos ou modelos paramétricos	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a +50%
Classe 3	10% a 40%	Autorização ou controle de orçamento	Custos unitários semi-detalhados com itens de linha lançados em nível de detalhe de conjunto	Mín: -10% a -20% Máx: +10% a +30%
Classe 2	30% a 75%	Controle ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado obrigatório	Mín: -5% a -15% Máx: +5% a +20%
Classe 1	65% a 100%	Verificação da estimativa ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado	Mín: -3% a -10% Máx: +3% a +15%

Figura 12: Classificação de Estimativas AACE (AACE INTERNATIONAL, 2016)

A qualidade da estimativa de custo de descomissionamento é muito baixa, a Oil & Gas Authority mostrou que apenas 11% do valor estimado a ser investido em descomissionamento atingiu classes 1, 2 ou 3 da AACE (Figura 14).

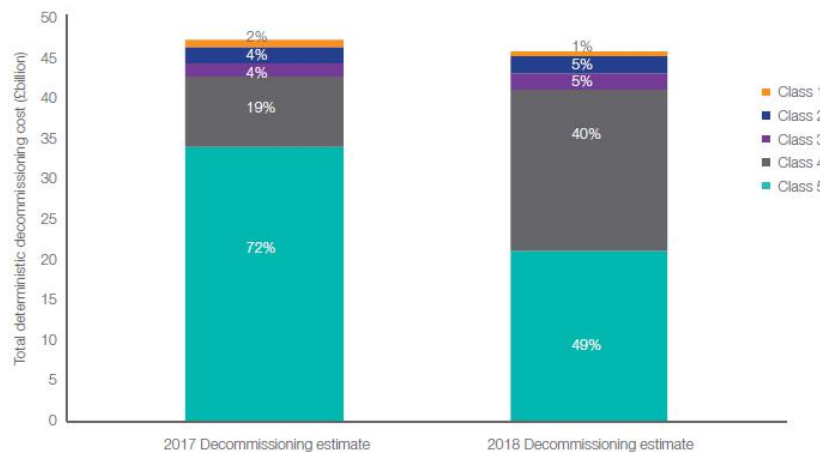


Figura 13: Distribuição da Classe AACE nos custos de descomissionamento (OIL & GAS AUTHORITY, 2018)

Em 2016 e 2017 a Oil & Gas Authority promoveu um levantamento de estimativa de custo de descomissionamento entre os operadores do Mar do Norte, os resultados mostraram uma incerteza de até 100% (OIL & GAS AUTHORITY, 2018). Apesar da dificuldade em estimar o custo de descomissionamento, a Oil & Gas UK (OIL & GAS UK, 2017) espera reduzir em até 35% o custo médio de descomissionamento, se comparado com 2016, através do aumento do binômio custo-eficiência. A mesma instituição analisou que 90% dos projetos reportados nos últimos cinco anos foram considerados classes 4 ou 5 dentro da classificação da AACE de estimativa de custo.

2.3 ANÁLISE DE RISCO

No cotidiano do engenheiro não é incomum o uso de diversos bancos de dados para solucionar problemas, realizar previsões, desenvolver estratégias e/ou tomar decisões, quaisquer dessas atividades possui incertezas e, portanto, um risco associado. A análise de risco é o meio pelo qual o risco será quantificado ou qualificado de modo a sustentar as predições e decisões, como num jogo de sinuca em que há diferentes bolas para bater, o normal é que o jogador escolha a bola que ele considera mais fácil acertar o buraco. Neste exemplo, o próprio cérebro faz uma rápida análise de risco ao visualizar a situação, neste caso a mesa, a posição das bolas e o local dos buracos e definir um objetivo, tomando a decisão com base no menor risco. A engenharia envolve o futuro e por isso, a análise de risco torna-se mais complexa e o risco menos explícito, pois a decisão deve ser tomada com base num modelo da situação real, cujos resultados mudam consideravelmente com a variação dos dados de entrada. É possível perceber que para se ter uma análise de risco confiável, é imprescindível um modelo coerente com a realidade, que descreva bem as variáveis.

Antes de abordar com mais detalhes a análise de risco é importante abordar o significado e as características do risco. De acordo com a norma ABNT NBR ISO 31000 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2009), que trata especialmente da gestão de riscos, o risco é definido simplesmente como o efeito da incerteza nos objetivos. Uma característica fundamental do risco é que ele pode ser objetivo ou subjetivo, isso significa que mesmo havendo incerteza ela pode ser objetivamente definida, como quando se joga uma moeda, ou subjetiva, como por exemplo, na previsão do tempo. Outra importante característica do risco, é que a

definição de uma situação como arriscada é uma decisão pessoal mesmo para os riscos objetivos. Quer dizer que, só será feita análise de risco se, por julgamento pessoal, considerar que a diferença entre os possíveis resultados são relevantes para a pessoa ou instituição. Uma terceira característica é que todo risco pode ser evitado ou escolhido (PALISADE CORPORATION, 2004).

Portanto, o primeiro passo é definir se a situação confrontada é uma situação arriscada ou não, se a resposta for sim, o passo seguinte é realizar a análise de risco. O objetivo da análise de risco é determinar qualitativamente ou quantitativamente as incertezas associadas para cada resultado esperado numa dada situação. Qualificar o risco pode ser muito útil para situações pouco arriscadas ou com poucas variáveis na análise. Tratando-se de problemas de engenharia, o foco é dado às situações que podem gerar grandes impactos com quantidade considerável de variáveis. Neste trabalho o foco será dado à quantificação do risco, ou melhor, na determinação de todos os valores possíveis para as variáveis do risco e sua probabilidade relativa de ocorrência.

A quantificação do risco, por sua vez, tem dois caminhos dependendo da situação. Alguns riscos podem ser calculados com base nos conhecimentos matemáticos de probabilidade e estatística, este é o caso de riscos objetivos, como lançar uma moeda. Por outro lado, uma alternativa é levantar todos os possíveis resultados para uma variável e com base na ocorrência de cada valor, calcular seu risco. De uma maneira simplória, para o caso de lançamento de uma moeda é possível fazer um experimento, lançando a moeda n vezes, coletando os resultados e calculando sua probabilidade de ocorrência. No entanto, na maioria dos casos reais de engenharia é impossível realizar experimentos, ou quando possível, requer investimento de grandes recursos humanos e financeiros. Outro fator a ser considerado é que nem sempre toda a informação necessária está disponível como no exemplo da moeda. Para esses casos, a modelagem da situação se faz necessária, assim como a busca pelas informações necessárias para elaboração de um bom modelo (LAW; KELTON, 1991). Quanto mais informação disponível e relevante possuir, melhor será o modelo e a análise de risco.

2.4 SIMULAÇÕES EM ANÁLISE DE RISCO

De um modo geral, é comum encontrar processos complexos, cujos modelos precisam ser resolvidos através de uma simulação. A natureza da simulação é imitar através de computadores as operações dos mais variados tipos de processos complexos ou não. A técnica de simulação é considerada hoje uma das mais usadas para operações de pesquisa. Um exemplo representativo da importância da simulação é apresentado em (LAW; KELTON, 1991) quando o autor apresenta como exemplo de uso de simulação a extensão de uma planta de produção de uma empresa, onde não se tem certeza se o ganho de produtividade justificará o investimento. O autor conclui que não é rentável construir a extensão da planta para depois analisar a rentabilidade e, portanto, a simulação pode apresentar cenários que comparam a planta original e modificada para tomar a melhor decisão.

Nas últimas décadas, observou-se uma grande evolução da simulação com o aumento expressivo e em pouco tempo do processamento dos computadores. As diferentes formas de resolver um sistema estão apresentadas no fluxo da Figura 15 abaixo:

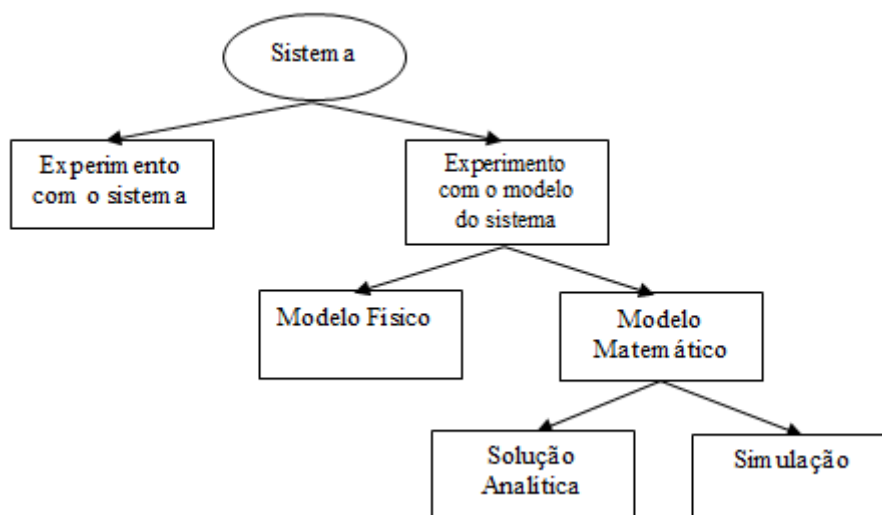


Figura 14: Fluxo de solução de problemas estocásticos (Adaptado de LAW; KELTON, 1991)

A opção por realizar um modelo matemático é a mais indicada quando se busca reduzir o uso de recursos físicos e financeiros. E em seguida, como já apresentado, a

simulação apresenta-se como a solução de modelos matemáticos complexos. Uma vez decidido que o modelo deve ser resolvido por simulação, é importante para o analista identificar o perfil da sua simulação. De acordo com Law (LAW; KELTON, 1991), um modelo matemático tem três dimensões fundamentais:

- Quanto a sua relação com o tempo, podendo ser um modelo de simulação Estática ou Dinâmica;
- Quanto à existência de incertezas, podendo ser um modelo de simulação Determinístico ou Estocástico; e
- Quanto à natureza do resultado, podendo ser um modelo de simulação Discreto ou Contínuo;

2.4.1 Análise de Sensibilidade

A Análise de Sensibilidade é realizada para identificar as variáveis de um sistema que mais influenciam o resultado de um dado de saída. Por isso, a análise de sensibilidade pode ser executada antes mesmo da simulação para definir as variáveis críticas. As variáveis críticas devem ser analisadas e matematicamente bem descritas para serem substituídas por uma função de distribuição na simulação que se segue (PALISADE CORPORATION, 2004). A análise de sensibilidade, assim como a simulação, varia o valor de forma aleatório para identificar seu impacto no resultado. Desta forma, mesmo que se conheçam bem as variáveis sob análise, é mais produtivo e eficiente que se execute a simulação apenas nas variáveis de interesse.

2.4.2 Distribuições Estatísticas

Uma característica importante da simulação é a presença de variáveis, que considerando uma situação real pode apresentar diferentes valores, dependendo apenas do momento da ocorrência do evento. Sendo assim, um evento cotidiano simples como prever o horário de chegada de um ônibus ao seu destino depende de várias variáveis como, por exemplo, o horário de saída do ônibus da estação de origem. É sabido que a variação do horário de saída possui um limite inferior e superior, para o exemplo, pode-se considerar que o horário de saída médio é 8h30, variando entre 8h25 e 8h40. Neste exemplo, o valor da variável para cada evento também tem uma probabilidade de ocorrência, a saída de 08h31 é mais provável de ocorrer do que 8h40. Ao realizar uma

simulação para o horário de chegada ao destino do exemplo acima, espera-se que a função de probabilidade do horário de chegada $Y(x)$ dependa da variável do horário de saída X_1 e de outras variáveis $X_2... X_n$. Considerado que existe uma variação probabilística da variável X_1 , a simulação ganha mais robustez e precisão quando se define uma distribuição estatística a essa variável. A grande questão, neste caso, concentra-se em definir uma distribuição estatística que caracterize da melhor forma possível a variável. Serão apresentadas em seguida as principais distribuições estatísticas para variáveis contínuas utilizadas por *softwares* de análise de risco. Como referências bibliográficas foram utilizados os livros “Estatística Básica” (BUSSAB; MORETTIN, 2004), “*Statistical Distributions*” (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000) e “*Probability & Statistics for Engineers & Scientists*” (WALPOLE *et al.*, 2012).

i. Uniforme

Também chamada de distribuição Retangular, a distribuição Uniforme é uma distribuição trivial, pois apresenta uma característica única que todos os valores têm a mesma probabilidade de ocorrência, e por isso, pode representar situações de grande incerteza na ocorrência de valores. Basicamente é a distribuição básica para geração de números aleatórios para outras distribuições estatísticas.

- Função U: a, b
- Faixa: $a \leq x \leq b$

A função distribuição é descrita por (1):

$$F(x) = (x - a)/(b - a) \quad (1)$$

A função densidade de probabilidade é descrita por (2):

$$f(x) = 1/(b - a) \quad (2)$$

A média é definida pelo parâmetro (3):

$$\mu = (a + b)/2 \quad (3)$$

E a variância por (4):

$$\sigma^2 = (b - a)^2/12 \quad (4)$$

A curva de densidade de probabilidade tem a forma conforme Figura 16 abaixo:

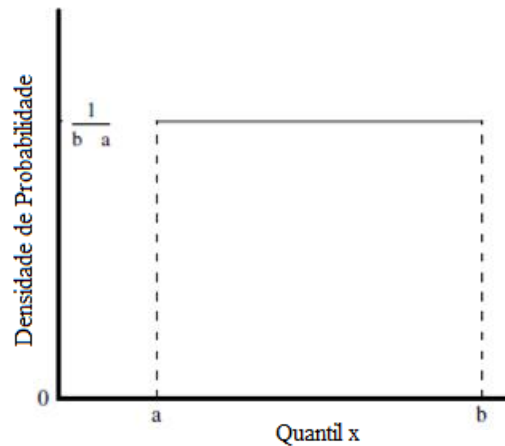


Figura 15: Curva de Densidade Uniforme (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

A curva acumulada de probabilidade tem o perfil abaixo, conforme Figura 17:

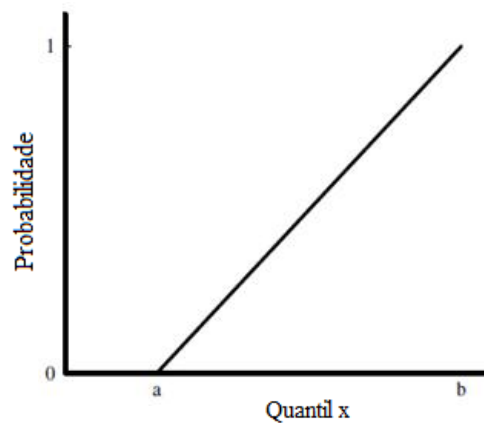


Figura 16: Curva Acumulada Uniforme (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

ii. Triangular

A distribuição triangular é uma das distribuições triviais, considerando seus parâmetros e formas. Essa distribuição pode ser utilizada, por exemplo, quando se conhece bem os extremos inferiores e superiores e a média de determinada variável, porém, não se sabe ao certo o seu comportamento entre esses pontos. No entanto, tem grande uso na descrição de variáveis *fuzzy*, pois descreve uma curva de distribuição apenas com os valores de média, mínimo e máximo.

- Função T: a, b
- Faixa: $a \leq x \leq b$
- Parâmetros de Forma: c

A função distribuição é descrita por (5) e (6):

$$F(x) = (x - a)^2 / (b - a)(c - a), \text{ se } a \leq x \leq c \quad (5)$$

$$F(x) = 1 - (b - x)^2 / (b - a)(b - c), \text{ se } c \leq x \leq b \quad (6)$$

A função densidade de probabilidade é descrita por (7) e (8):

$$f(x) = 2(x - a) / [(b - a)(c - a)], \text{ se } a \leq x \leq c \quad (7)$$

$$f(x) = 2(b - x) / [(b - a)(b - c)], \text{ se } c \leq x \leq b \quad (8)$$

A média é definida pelo parâmetro (9):

$$\mu = (a + b + c) / 3 \quad (9)$$

E a variância por (10):

$$\sigma^2 = (a^2 + b^2 + c^2 - ab - ac - bc) / 18 \quad (10)$$

A curva de densidade de probabilidade tem a forma conforme Figura 18 abaixo:

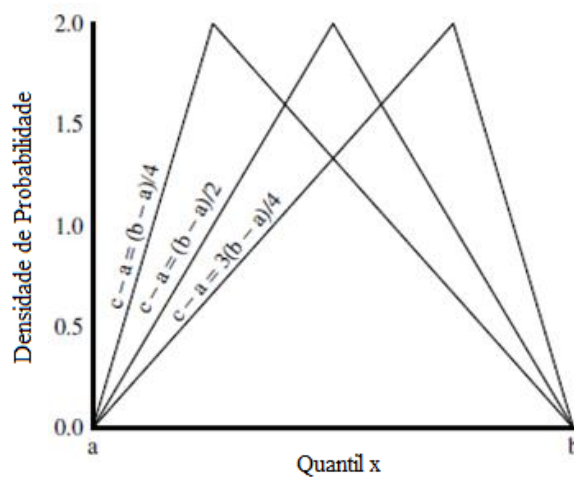


Figura 17: Curva de Densidade Triangular (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

A curva acumulada de probabilidade tem a forma abaixo da Figura 19:

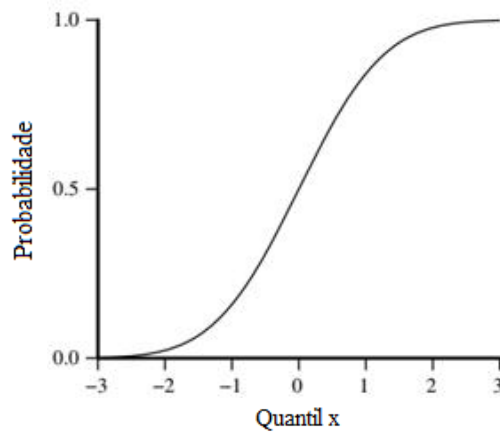


Figura 18: Curva Acumulada Triangular (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

iii. Normal

A distribuição Normal é a mais utilizada distribuição estatística por sua versatilidade de aplicação, descrevendo uma grande quantidade de fenômenos. O seu desenvolvimento se teve pela aproximação a uma distribuição binomial de grande número de tentativas e de probabilidade de Bernoulli diferente de 0 e 1. A Normal foi inicialmente descrita por um matemático francês de Moivre em 1733, mas o seu desenvolvimento é atribuída à Gauss, que aplicou a teoria para o movimento de corpos celestes. Por essa razão, a distribuição é também conhecida como Gaussiana. É também uma forma assintótica da soma de variáveis aleatórias sob grande faixa de condições. Outro fato relevante é que outras distribuições tendem a uma curva normal, dependendo dos valores dos parâmetros.

- Função N: μ, σ
- Faixa: $-\infty \leq x \leq \infty$
- Parâmetros de Localização: μ (média)
- Parâmetro de Escala: $\sigma > 0$ (desvio padrão)

A função densidade de probabilidade é descrita por (11):

$$\sigma(2\pi)^{1/2} / \exp \left[\frac{-(x - \mu)^2}{2\sigma^2} \right] \quad (11)$$

A média é definida pelo parâmetro:

$$\mu$$

E a variância por:

$$\sigma^2$$

A curva de densidade de probabilidade tem a forma conforme Figura 20 abaixo:

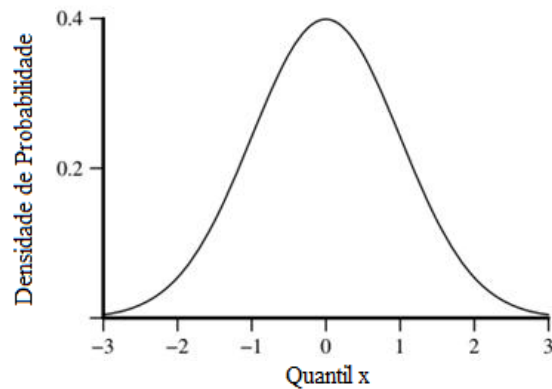


Figura 19: Curva de Densidade Normal (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

A curva acumulada de probabilidade tem o perfil abaixo na Figura 21:

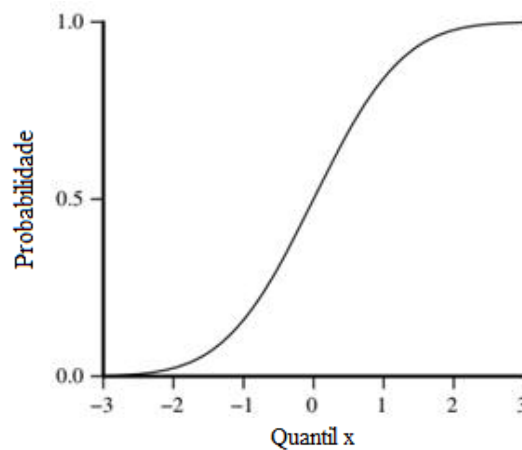


Figura 20: Curva Acumulada Normal (EVANS; HASTINGS; PEACOCK, 2000)

iv. Outras Distribuições Relevantes

- **Lognormal:** A distribuição Lognormal tem aplicação no estudo de variáveis aleatórias que são limitadas em zero, mas possuem poucos valores altos. O resultado dessa distribuição é uma curva assimétrica e positiva, correspondendo às análises de peso de adultos,

concentração de minerais em depósito, a duração para adoecimento, distribuição de saúde e paradas em máquinas.

- **Exponencial:** Essa distribuição é muito utilizada na análise do tempo para um evento, quando a probabilidade de ocorrência do evento em um curto intervalo de tempo não varia através do tempo. É também, a distribuição do tempo entre eventos quando uma quantidade de eventos em qualquer intervalo de tempo é descrita pela distribuição de Poisson. Um dos exemplos mais comuns da distribuição exponencial é o tempo de decaimento da radioatividade de um átomo e o tempo de falha de componentes que possuem taxa de falha constante. Essa distribuição também é usada na análise de filas. Essa distribuição é a única distribuição contínua que apresenta falta de memória.

- **Beta:** A distribuição Beta tem diversas aplicações para tratar variáveis aleatórias finitas. Ela é frequentemente utilizada como uma distribuição prévia pra proporções binomiais em análise Bayesiana, e descreve bem variáveis com valores máximos e mínimos muito discrepantes.

- **Gama:** Sendo um caso particular da distribuição exponencial, a distribuição Gama é muito utilizada em problemas envolvendo Teoria de Filas e confiabilidade..

- **Logística:** A distribuição Logística é utilizada em modelos de crescimento como, por exemplo, a entrada de um novo produto, que no início tem um crescimento lento, então alcança um pico de venda para posteriormente decrescer a venda por saturação do mercado ou outro ponto de equilíbrio. Outras aplicações que se pode destacar se destinam à análise do crescimento da população, expansão da produção agrícola e do ganho de peso em animais.

- **Weibull:** Essa distribuição tem aplicabilidade dos problemas de confiabilidade. Os dois parâmetros da distribuição de Weibull representam se a taxa de falha é constante, decrescente ou crescente.

2.4.3 Métodos de Amostragem: Monte Carlo e Hipercubo Latino

O Método de Monte Carlo foi criado em 1946 por Stanislaw Ulam, um matemático polonês que trabalhou com John Von Neumann durante a Segunda Guerra Mundial, mais especificamente no Projeto Manhattan dos Estados Unidos. Ele propôs o método de Monte Carlo para solucionar problemas matemáticos complexos e indetermináveis por soluções analíticas. Este nome foi dado em referência ao famoso casino de Mônaco, ligando-o à aleatoriedade dos jogos de azar (MALETTA, 2005).

Conforme a aplicação e o estudo sob o método foram se desenvolvendo, notou-se sua aplicabilidade para qualquer problema com aleatoriedade dos eventos. Ainda assim, à época ainda era difícil de prever a abrangência do método dado que uma simulação requer o suporte de recursos computacionais para se obter uma efetividade satisfatória. Com o desenvolvimento de *hardware* e das linguagens computacionais, puderam-se obter resultados mais precisos em menor tempo de processamento (MALETTA, 2005).

Tratando-se de simulações por Método de Monte Carlo, é imprescindível o uso de ferramentas computacionais, começando pelo gerador de números aleatórios. Apesar do adjetivo aleatório, o gerador utiliza um algoritmo determinístico considerando a uniformidade no intervalo aleatório e a independência entre a sequência de valores, características necessárias para se considerar um gerador aleatório (AGUILERA, 2008).

A amostragem por Hipercubo Latino é uma proposta de estratificar o conjunto de valores de entradas, de forma que se reduza a variância e se mantenha a aleatoriedade do processo. A estratificação de um conjunto de valores de entradas garante que se tenham amostras de todos os estratos (PALISADE CORPORATION, 2004). Neste sentido, a amostragem por Hipercubo Latino foi largamente utilizada na análise de risco em engenharia, sendo considerada uma extensão, principalmente, da amostragem por Cotas e da amostragem por Quadrado Latino, pois permite que se garanta que um ou mais estratos tenham suas proporcionalidades respeitadas entre si (MOREIRA, 2001).

3 METODOLOGIA DA PESQUISA

Nesta dissertação, a metodologia abordada começa pela identificação da demanda de descomissionamento no Brasil e, conseqüentemente, através de uma análise de demanda a definição do perfil desses campos de petróleo. A seleção de um campo base será feita através de critérios subjetivos do autor, com base na relevância desse campo para o trabalho e nas informações e especificações disponíveis nos bancos de dados.

Com o suporte de um programa computacional de estimativa de custo exclusivo para projetos de exploração e produção, o IHS *QUESTOR*, um campo baseado no campo selecionado será modelado para obter o detalhamento dos custos de descomissionamento desse campo. Os dados fornecidos pelo programa serão validados com base na literatura existente sobre estimativa de custo de descomissionamento. Uma vez validado, as informações do programa serão transcritas para uma planilha Excel a fim de executar a análise de risco econômico.

A planilha Excel será complementada pelo *add-in @RISK* da Palisade, capaz de realizar simulações estocásticas e fornecer os resultados estatísticos relevantes para a análise desta dissertação. Na planilha serão identificadas as variáveis de interesse, as quais serão relacionadas a funções de distribuição estatística, com base no conhecimento do autor sobre aquela variável e nas recomendações para estimativa de custo da AACE. Os resultados obtidos serão então analisados, podendo-se identificar o risco econômico dessa operação no Brasil, mas também, pontos de discrepâncias e recomendações para estudos futuros.

4 DEMANDA DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

O assunto descomissionamento é relativamente novo no Brasil, pois somente agora a desinstalação dos campos tornou-se um desafio para os operadores, principalmente a Petrobras. O fator motivador desse interesse é o grande número de plataformas e instalações submarinas que já operam há mais de 25 anos. Apesar de o Brasil ser reconhecido pela produção em águas profundas e ultraprofundas, muitas plataformas fixas foram instaladas na década de 60 e 70, cujos planos de descomissionamento ainda não foram preparados.

Com a queda do preço do barril de petróleo, existe a expectativa de que as operações de descomissionamento se intensifiquem cada vez mais nos campos em águas profundas, já que a operação é mais custosa. É evidente que por essas razões, a ANP e a própria Petrobras estão criando iniciativas para acelerar a regulação da atividade e preparar os fornecedores brasileiros e internacionais. A Figura 22 abaixo, apresentada pela Petrobras, mostra claramente a idade avançada de suas plataformas, das quais aproximadamente 83% possuem mais de 15 anos de operação.

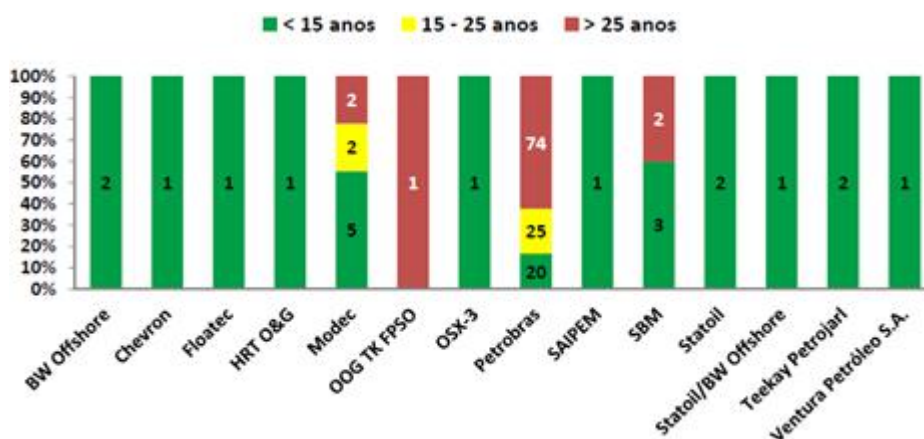


Figura 21: Idade das Plataformas no Brasil por Operador (PETROBRAS, 2016)

Esses dados só confirmam a importância do descomissionamento no Brasil, mas não diz muito do perfil operacional e dimensão financeira que essa operação possui. Portanto, para creditar confiabilidade ao estudo de análise e avaliação econômica a ser realizado nessa dissertação, foi feita uma análise de demanda de descomissionamento no Brasil, a partir de dados coletados no banco de dados da ANP e no IHS EDIN, um

banco de dados on-line gerido pela empresa IHS Markit. O IHS EDIN é atualizado frequentemente e fornece de forma prática e atualizada dados detalhados da atividade de E&P de diversas regiões do mundo, incluindo o Brasil. Textos, gráficos e mapas podem ser exportados em Adobe PDF ou Microsoft Word. As informações dos dois bancos de dados, BDEP da ANP e IHS EDIN, foram coletadas em novembro de 2016 para esse estudo.

Para cada plataforma foram levantados os seguintes dados:

- Nome
- Campo
- N° de poços
- Profundidade
- Idade
- Produção diária

No total foram encontradas 142 plataformas de produção, fixas e flutuantes, sendo mais de 30% delas instaladas em águas rasas e com mais de 25 anos de operação. Do total foram selecionadas as plataformas com 15 anos ou mais de operação, distribuídas conforme a Tabela 8 abaixo.

Tabela 8: Tabela resumida do n° de plataformas instaladas no Brasil

	15-19anos	20-24 anos	> 25 anos	TOTAL
Plataformas Fixas	2	0	47	49
Plataformas Flutuantes	6	4	2	12
TOTAL	8	4	49	61

Além das plataformas (Figura 23), o descomissionamento considera o sistema submarino, que depende do perfil exploratório e de produção do campo. Os equipamentos e o arranjo submarino não estavam disponíveis em nenhum dos bancos de dados, porém foi possível coletar o número de poços por campo (Figura 24), por plataforma.

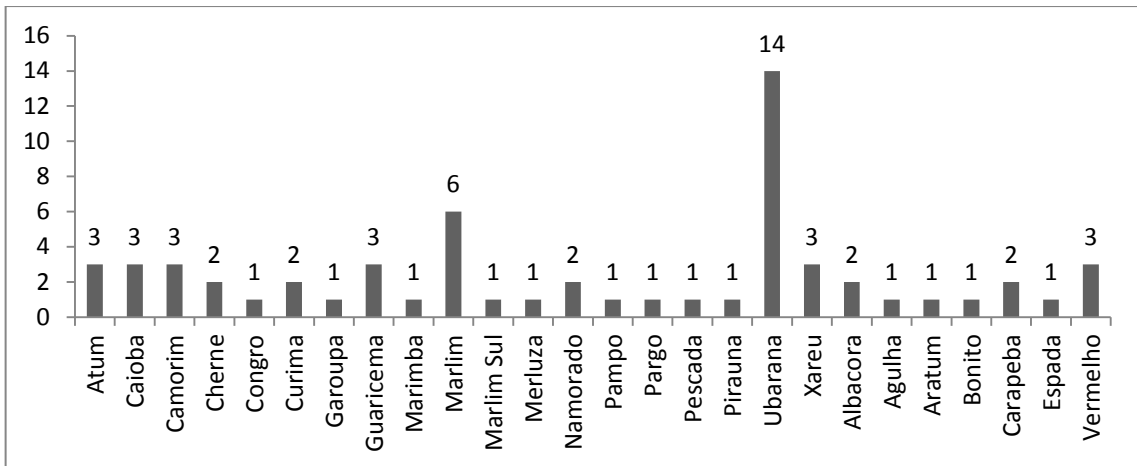


Figura 22: Nº de Plataformas com mais de 15 anos de Operação no Brasil por Campo (Autoria Própria)

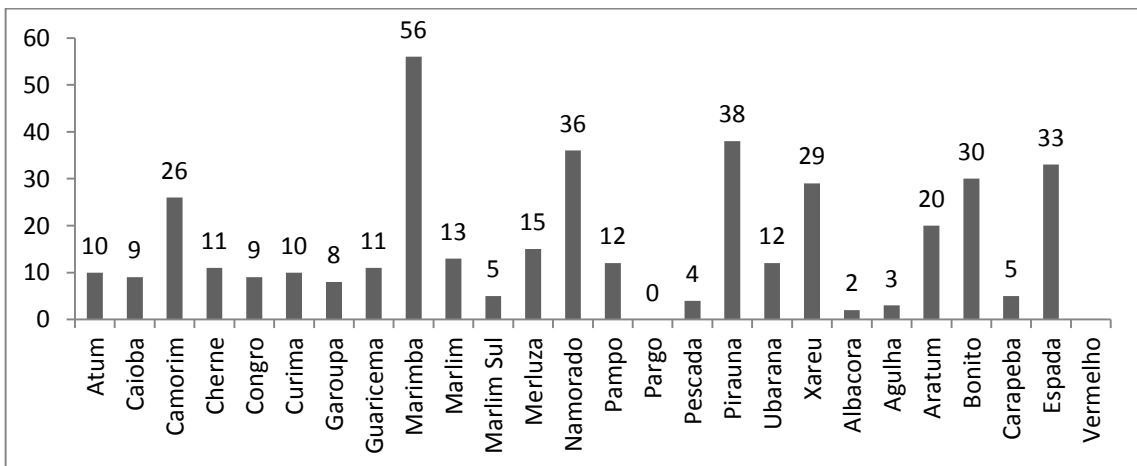


Figura 23: Nº de Poços nos Campos selecionados (Autoria Própria)

O critério de escolha para descomissionamento não é a idade, mas a inviabilidade técnica ou econômica de manter a operação do campo. Por essa razão, os campos acima analisados sob a ótica de dois critérios diferentes: o término da produção e a receita mínima. O primeiro critério é mais restrito, pois permite que o operador continue a operação no campo até um ano antes do fim da sua produção, mesmo este não sendo mais rentável. O BDEP fornece a média de produção diária de cada plataforma desde 2009 até o momento, esses valores foram utilizados para gerar a curva de produção de cada plataforma. Através de uma função do programa Microsoft Excel, foi possível gerar uma tendência para o decaimento da curva de produção. Dentre as funções de tendência disponíveis pelo programa, a que apresentou melhor aderência foi a função

Exponencial, extrapolando os valores da média anual de produção diária até alcançar valores próximos de zero. A função que representa a curva de tendência exponencial é (12):

$$y = b * m^x \quad (12)$$

Onde y é o valor da produção média anual em barris por dia, x é o ano referente àquela produção e m e b são constantes decorrentes do ajuste da curva aos dados.

O critério da receita mínima tende a ser mais abrangente, já que um campo em produção pode não ser mais lucrativo. Esse critério poderia ser substituído por uma análise da margem bruta, que depende diretamente do preço do barril e do custo de produção por barril. O custo por barril por sua vez depende de muitos fatores característicos do campo e do operador, estes não são fornecidos e são difíceis de estimar. Desta forma, foi apenas possível utilizar a receita mínima como o Valor de Decisão para Descomissionamento (VDD). Para este cenário, foram selecionadas as plataformas que já foram abandonadas ou descomissionadas. Suas curvas anuais de produção foram geradas, novamente com os dados do BDEP, e convertidas em receita, considerando o valor médio do barril *West Texas Intermediate* (WTI) de cada ano (Figura 25). É importante ressaltar que os valores encontrados são uma estimativa utilizando um critério porque as diferentes composições de cada barril e o valor comercializado pelas operadoras variam. Foram considerados como VDD a última receita gerada pela plataforma antes de ser abandonada ou descomissionada.

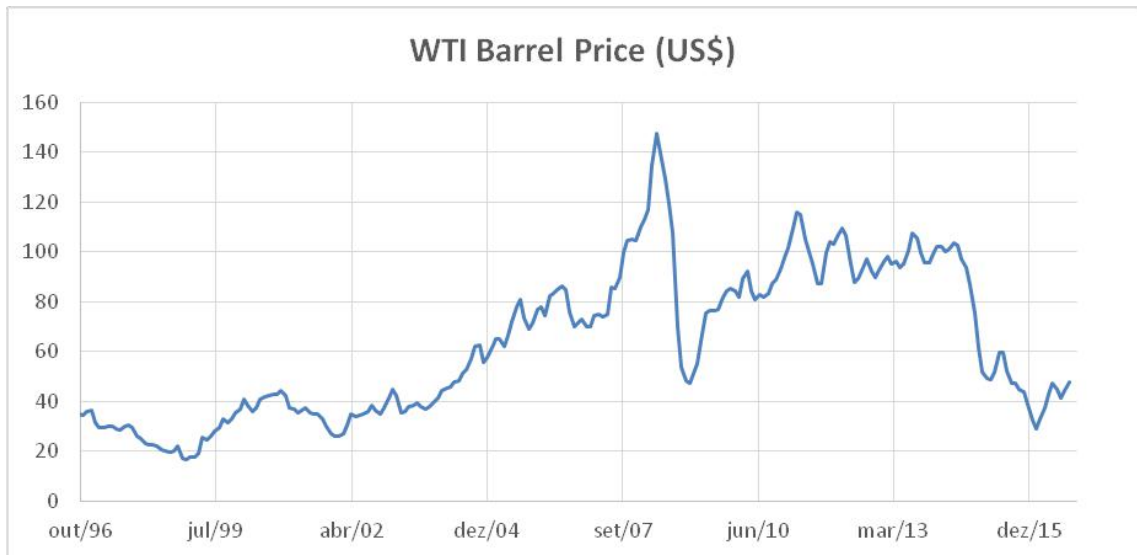


Figura 24: Curva do preço de Barril WTI por ano

Os valores de VDD calculados (14), (15) e (16) foram tratados estatisticamente, calculando-se o desvio padrão para o VDD médio de dois grupos, um de plataformas fixas e outro de plataformas flutuantes (Tabela 9). Essa separação foi de extrema importância para minimizar a discrepância dos VDD entre as unidades, visto que as plataformas flutuantes estão localizadas em campos de águas profundas, cuja operação é mais complexa e tende a elevar o VDD.

$$VDD = B * p \quad (14)$$

Onde B é a produção média diária de barris por plataforma por mês e ano e p é o preço médio do barril WTI no período correspondente.

$$VDD_{min} = \overline{VDD} - \sigma \quad (16)$$

$$VDD_{max} = \overline{VDD} + \sigma \quad (17)$$

Onde \overline{VDD} é a média de VDD e σ é o desvio padrão dos VDD. O uso de um desvio padrão como variação significa que a faixa proposta de VDD cobre 68% dos casos de ocorrência, considerando a curva Gaussiana de distribuição de probabilidade.

Tabela 9: Valor de Decisão para Descomissionamento no Brasil

	VDD médio (US\$/dia)	σ (US\$/dia)	VDD min (US\$/dia)	VDD max (US\$/dia)
Plataformas Fixas	4.151,69	104,22	4.047,47	4.255,91
Plataformas Flutuantes	3.130,46	1.616,61	1.513,86	4.747,07

O valor do VDD médio, VDD min e VDD max, foi utilizado como critério de descomissionamento para as plataformas em operação. Novamente, foi gerada a curva de produção média diária por mês por ano de cada plataforma e extrapolada através da curva de tendência exponencial até a produção de valor zero. O valor diário do barril foi projetado para três cenários, de 50, 75 e 100 dólares americanos. A consideração do barril a 100 dólares é importante para considerar a opção do operador em postergar o descomissionamento visando o aumento do barril. O ano de descomissionamento é o ano onde a receita atinge ou é inferior ao valor do VDD médio, VDD min e VDD max.

Considerando os dois critérios apresentados, foram analisados 7 cenários diferentes de plataformas e poços a serem descomissionados (Tabela 10 e 11 e Figuras 26 e 27).

Tabela 10: Demanda anual de Descomissionamento de Plataformas no Brasil

PLATAFORMAS							
	VDD min - US\$50/bbl	VDD min - US\$75/bbl	VDD min - US\$100/bbl	VDD max - US\$50/bbl	VDD max - US\$75/bbl	VDD max - US\$100/bbl	Fim da Produção
2016	58	56	54	58	57	57	22
2017	1	1	1	2	2		4
2018	1	1	1			2	1
2019		1	1		1		6
2020			2	1		1	1
2021							4
2022							5
2023					1		1
2024		1					
2025							4
2026							1
2027	1					1	
2028			1				2
2029							1
2030		1	1				9
Total	61	61	61	61	61	61	61

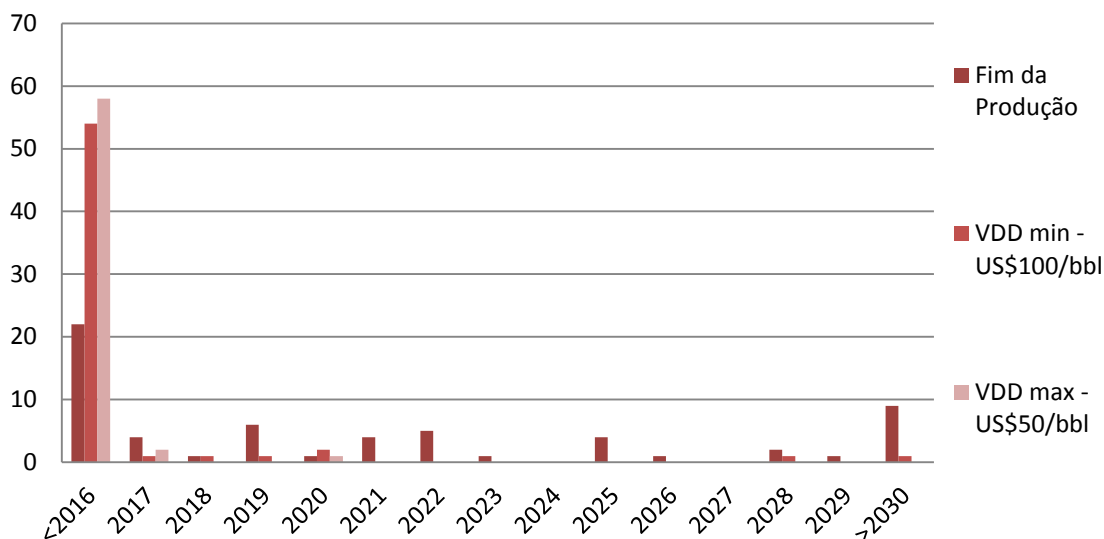


Figura 25: Demanda de Descomissionamento de Plataformas no Brasil (Autoria Própria)

Tabela 11: Demanda anual de Descomissionamento de Poços no Brasil

POÇOS							
	VDD min - US\$50/bbl	VDD min - US\$75/bbl	VDD min - US\$100/bbl	VDD max - US\$50/bbl	VDD max - US\$75/bbl	VDD max - US\$100/bbl	Fim da Produção
2016	373	326	303	380	369	366	135
2017	13	11	12	25	19		19
2018	12	36	11			22	4
2019		13	11		13		46
2020			49	8		13	5
2021							19
2022							49
2023					12		3
2024		12					
2025							22
2026							7
2027	15					12	
2028			12				43
2029							3
2030		15	15				58
Total	61	61	61	61	61	61	61

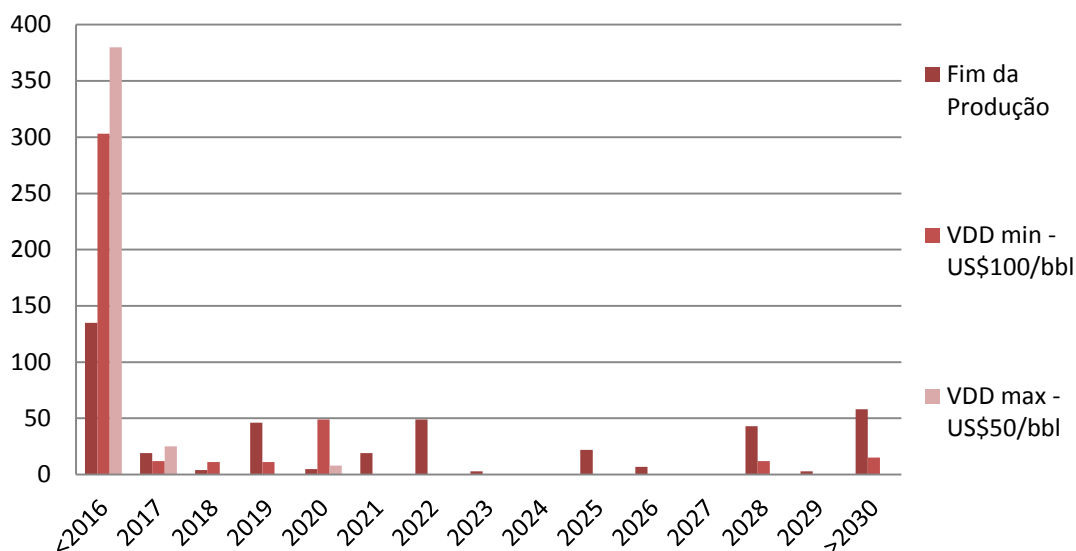


Figura 26: Demanda de Descomissionamento de Poços no Brasil (Autoria Própria)

Dois pontos podem ser ressaltados dos resultados encontrados, o primeiro fator é o alto desvio padrão para o VDD de plataformas flutuantes, o que mostra a possibilidade dos descomissionamentos de plataformas flutuantes terem tido diferentes motivações. Outro ponto relevante, é que os resultados de demanda mostram que o número de plataformas e poços a serem descomissionados aumenta quando se considera o VDD, o que reforça a demanda ociosa do Brasil e a opção de estender a operação enquanto há produção de petróleo no campo..

Analisando a localização das 61 plataformas consideradas e seus respectivos poços foi possível identificar dois clusters de descomissionamento no Brasil, um na Bacia Potiguar e outro na Bacia de Campos. Os campos com maior infraestrutura a ser descomissionada nos próximos anos são:

- Ubarana (Potiguar) – 14 plataformas e 38 poços
- Vermelho (Campos) – 3 plataformas e 33 poços
- Carapeba (Campos) – 2 plataformas e 30 poços
- Cherne (Campos) – 2 plataformas e 26 poços
- Pampo (Campos) – 1 plataforma e 36 poços
- Bonito (Campos) – 1 plataforma e 20 poços

A localização das 61 plataformas levantadas é indicada no mapa abaixo (Figura 28):

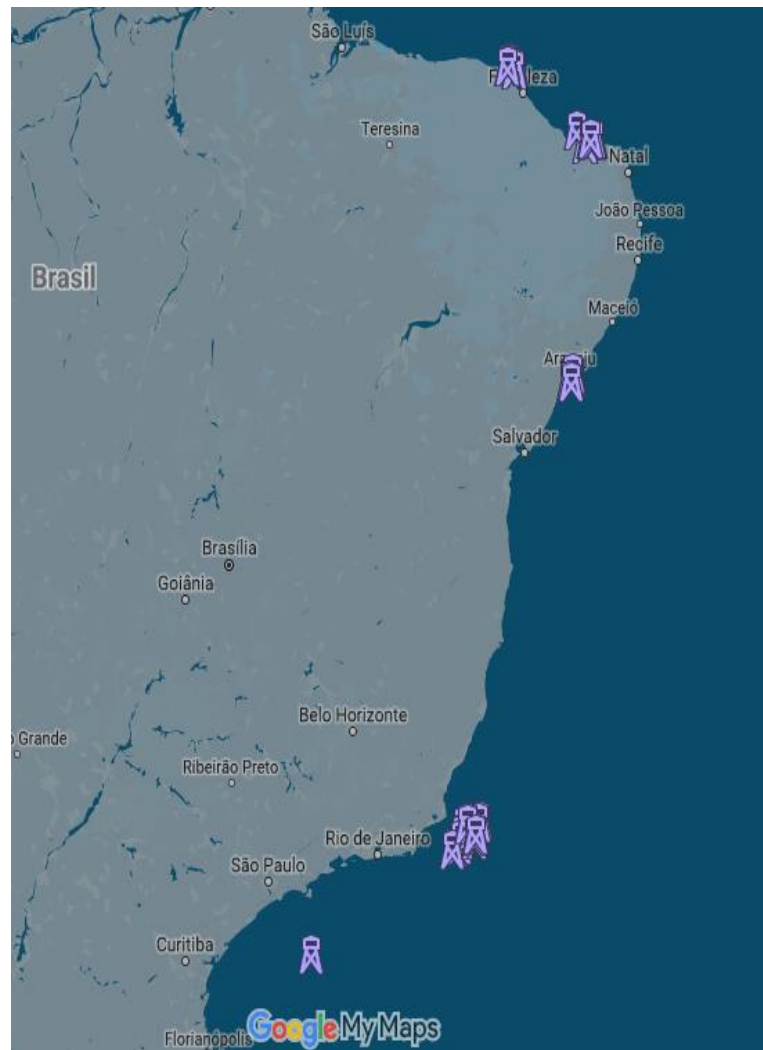


Figura 27: Mapa do Descomissionamento no Brasil (Autoria Própria)

4.1 SELEÇÃO DE CAMPO PARA ESTUDO DE CASO

Dados os resultados acima, foi possível identificar um perfil normalizado dos campos a serem descomissionados nos próximos anos no Brasil, considerando a frequência com as quais a localização, a profundidade e o tipo de plataforma instalada se repetiram. As características que mais se repetiram são:

- Localização: Bacia de Campos e Bacia Potiguar
- Profundidade: Águas rasas e profundas

- Plataformas: Fixas e Flutuantes

Uma grande quantidade de plataformas fixas está instalada na Bacia Potiguar, caracterizada pelas águas rasas de 13 m de profundidade. Além disso, as plataformas flutuantes se concentram apenas na Bacia de Campos. Considerando a maior complexidade e incerteza financeira associada, foi priorizada a seleção de um campo com plataforma flutuante para estudo de caso. Correlacionando todos os campos com plataforma flutuante e suas informações disponíveis nos bancos de dados consultados, o campo que melhor apresentou detalhes foi o Campo de Marimbá. Novamente, com o suporte dos bancos de dados da ANP e IHS EDIN foi possível levantar mais detalhes deste campo, que posteriormente será modelado no programa IHS *QUESTOR*.

Marimbá está localizado na bacia de Campos, a 90 km da base operacional em São Tomé, no estado do Rio de Janeiro (Figura 29). O campo é operado 100% pela Petrobras e abrange 125,7 km² com 320 a 780 metros de lâmina d'água, e é considerado o primeiro marco de produção de petróleo em águas profundas na Bacia de Campos. Os reservatórios são formados de múltiplos arenitos depositados durante o Cretáceo, que ocupam a porção basal da formação Carapebus, com óleo de 29° API a profundidades abaixo de 2.710 metros (ANP, 2016).

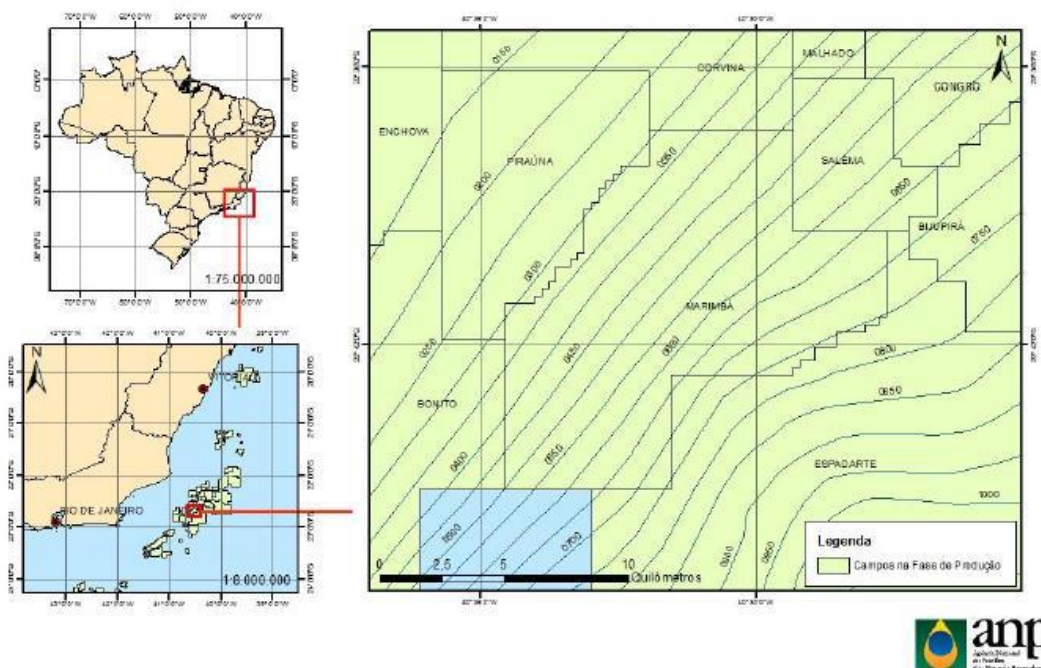


Figura 28: Campo de Marimbá (ANP, 2016)

Desde abril de 1985, Marimbá produziu mais de 380 milhões de barris de petróleo (454 milhões de barris recuperáveis) e 198.716 milhões de pés cúbicos de gás (205.750 milhões de pés cúbicos recuperáveis) e possui 52 poços perfurados. Em 2015, 12 poços produtores produziram 7,5 milhões de barris de petróleo e 3.301 milhões de pés cúbicos de gás (Figura 30). O mecanismo de recuperação primária é por gás em solução e a secundária por injeção de água.

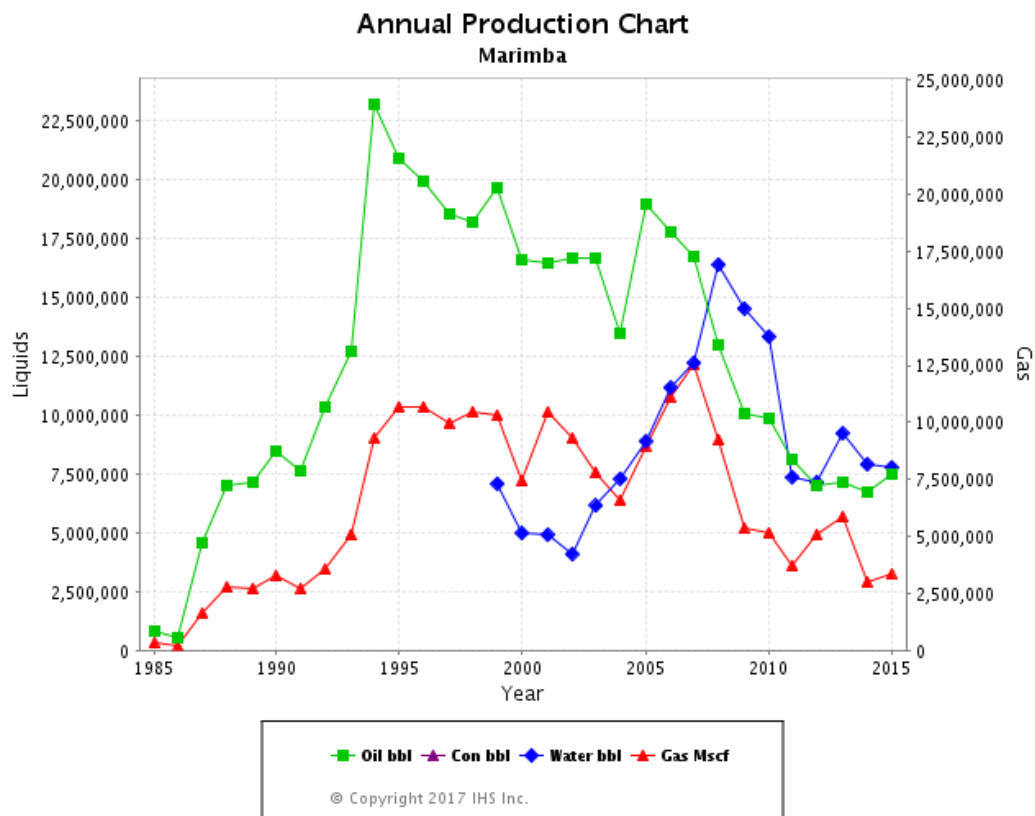


Figura 29: Curvas de Produção anual de Marimbá (ANP, 2016)

Atualmente, existem duas estruturas flutuantes no local, a P-08 e a P-15, ambas são plataformas semissubmersíveis com capacidade processamento de 80.000 e 37.000 barris de por dia, respectivamente. Toda a produção das plataformas instaladas em Marimbá é transferida para a plataforma P-65 por oleodutos. De acordo com o EDIN, desde 2016 a Petrobras tem planejado desmobilizar a P-15.

5 ANÁLISE DO RISCO ECONÔMICO PARA DESCOMISSIONAMENTO DO CAMPO A

Com as informações adquiridas do Campo de Marimbá, um Campo A semelhante será modelado no programa IHS *QUESTOR*. As componentes do custo de descomissionamento fornecidos pelo programa serão transcritos para uma planilha Excel, onde será realizada uma simulação estocástica com o auxílio do programa @RISK, da Palisade, para posterior análise dos resultados.

5.1 CUSTO DE DESCOMISSIONAMENTO NO *QUESTOR*

O *QUESTOR* fornece a partir do conceito de um projeto de E&P, estimativas detalhadas de custos de Capex e Opex, a partir do banco de dados de custos da IHS. O programa contém ferramentas para modelagem, avaliação e tomada de decisão para novos campos. A estimativa de custos é baseada na data atual a partir da última atualização do seu banco de dados, por isso, não considera inflação ou deflação durante o ciclo de vida do projeto. Outros custos como estudos ambientais, FEED, licenciamento e outros custos pós-projeto não são considerados, mas podem ser incluídos pelo usuário. O próprio desenvolvedor garante que, mesmo utilizando no início do ciclo de projeto, a estimativa no *QUESTOR* fica entre +/- 25% a 40%. Por outro lado, se a estimativa depende de algumas definições iniciais do projeto, quanto maior a precisão dessas informações, maior é o grau de confiança dos resultados.

A estrutura de modelagem do *QUESTOR* é simples, porém cada etapa da modelagem apresenta uma grande variedade de parâmetros que particularizarão o projeto. De modo esquemático, o programa apresenta a seguinte estrutura (Figura 31):

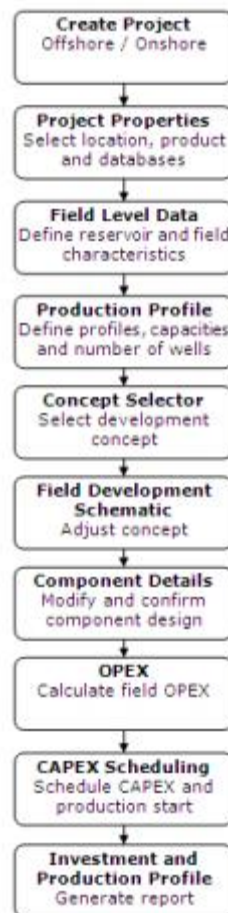


Figura 30: Estrutura de modelagem do *QUESTOR*

Depois de criar um projeto, o programa mostra uma janela onde são definidas as propriedades do projeto. A partir desse momento a precisão da modelagem irá influenciar diretamente na precisão da estimativa, pois o próprio *QUESTOR* já possui uma definição padrão para todos os parâmetros. Na etapa de propriedades serão definidas as unidades de medida padrão, o tipo de produto do campo, a sua localização e o banco de dados de referência para cada tipo de custo.

A próxima etapa chama-se dados à nível do campo, neste momento o usuário precisa ter informações globais do reservatório como área, reserva, etc.

A etapa seguinte é muito importante para calcular o custo ao longo da vida do projeto, definindo o perfil de produção do campo. Com os principais parâmetros já é possível gerar as curvas de produção de óleo, gás e água, mas também é possível inserir

dados ano a ano da produção. Nessa etapa também são definidas as taxas de produção e a quantidade de poços de produção, injeção e de elevação de gás (*gás lift*).

Logo em seguida, o *QUESTOR* apresenta um “seletor de conceito”, que é uma ferramenta que apresenta diversos conceitos de infraestrutura do campo para serem automaticamente configurados para o modelo. Cada componente inserido apresenta os parâmetros sob um valor padrão calculados pelo programa para as propriedades do campo, por isso, é imprescindível que o usuário faça ajustes desses parâmetros com dados precisos, sempre que os possuir.

Considerando que o foco deste trabalho é o descomissionamento de campos de petróleo, é importante destacar que o *QUESTOR* apresenta uma tabela de inputs para calcular o descomissionamento (Figura 32). O *QUESTOR* separa os componentes por conjuntos: *Topside*, Plataformas (*Production Structure*), Dutos (*Pipelines*), Perfuração (*Drilling*) e Sistema Submarino (*Subsea*). Para cada um desses conjuntos, deve-se compreender o método de estimação do custo de descomissionamento no *QUESTOR*. Os principais métodos de estimativa de custo são *Top-down* e *Bottom-up*, de modo que o *QUESTOR* utiliza os dois métodos de estimação. Pela figura abaixo, retirada do próprio programa, é possível ver que os custos de descomissionamento de Jaquetas, *Topsides* e Dutos são estimados pelo método *Bottom-up* porque apresentam um detalhamento das operações a serem realizadas inserindo apenas uma estimativa de custo de cada operação. Por outro lado, todos os demais componentes que podem ser inseridos no *QUESTOR* possuem o custo de descomissionamento estimado por um fator sob o custo de instalação do componente, sendo este fator sugerido pelo programa com base no histórico de custo deste serviço. Nesta análise, esse fator será chamado de “Fator de Descomissionamento” ou “*Decom Rate*”.

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario																
	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment					0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	0%
Materials				0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication							0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	
Installation				150%	200%	30%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning								0%		0%					20%	
Design and project management				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months | Delay after end of field life: 12 months

Figura 31: Cálculo do Custo de Descomissionamento no *QUESTOR*

Passada todas as etapas de modelagem, o programa calcula automaticamente os custos de operação e de capital ao longo do tempo, apresentando inclusive o custo por barril (BOE) no chamado perfil de investimento e produção.

5.2 VALIDAÇÃO DO *QUESTOR*

Para validar os dados obtidos pelo *QUESTOR* é proposto uma análise comparativa do artigo de funções de custos de descomissionamento (KAISER; LIU, 2014) com os resultados obtidos do programa para um modelo de exploração e produção semelhante do artigo. Para realizar a regressão linear, o autor utilizou um banco de dados de 2009-2010, com mobilização apenas no Golfo do México, com estimativa de custos com igual probabilidade de ser maior ou menor (P50) e acurácia de $\pm 40\%$. Foram consideradas operações convencionais, sem intercorrência, sem recursos particionados entre os operadores, sem redução de custo devido à curva de aprendizagem e sem venda ou sucateamento de equipamentos e materiais. Além disso, todas as operações atendem os requisitos da BOEM de 2013.

Por isso, além de apresentar as funções de custo, em dólares, que serão utilizadas para validação do programa, é importante conhecer as especificações técnicas consideradas pra cada função.

- Tamponamento e Abandono de Poços

Foram considerados sistemas de produção com 1 a 60 poços, em lâmina d'água de 121 a 1500 metros. Os poços abandonados utilizam método sem sonda (*rigless*) e apresentam revestimento até a superfície, completação seca, e coluna de 9-5/8 polegadas ou menores. A Função de custo é (18):

$$TA = 406911 + 150 * WD - 3284 * NW \quad (18)$$

Onde TA é custo de descomissionamento de cada poço, WD é a profundidade é dada em pés e NW é o número de poços.

- Remoção de Condutores

Remoção completa dos condutores, utilizando métodos de corte abrasivo e removidos pela coluna da jaqueta antes da chegada do navio guindaste. A função de remoção é dada por (19):

$$CSR = 63437 + 349 * WD - 785 * NC \quad (19)$$

Onde CSR é custo de descomissionamento de cada condutor, WD é a profundidade é dada em pés e NC é o número de condutores.

- Estruturas Submarinas

Devido à baixa aplicabilidade para sistemas com plataformas fixas, o autor considera, quando necessário, o custo de remoção das estruturas submarinas incluído na função de Tamponamento e Abandono do poço, pois normalmente as remoções são realizadas durante a operação de descomissionamento dos poços.

- Dutos

Os dutos são lavados e enterrados, com as extremidades cortadas e plugadas. Foram considerados dutos instalados em profundidades de 121 a 396 metros, com distância de mobilização entre 138 e 357 quilômetros, diâmetros entre 4 e 16 polegadas e comprimentos de 1,8 a 42 quilômetros. A função representativa do custo de abandono do duto é (20):

$$PLA = 42968 + 1550 * WD + 43305 * DIAM + 3036 * L \quad (20)$$

Onde a função PLA depende da profundidade em pés (WD), do diâmetro em polegadas (DIAM) e do comprimento do duto em Mil pés (L).

- Umbilicais, *flowlines* e *Risers*

Para os umbilicais e *flowlines* considera-se que eles são lavados, cortados e removidos do leito marinho usado AHTS com apoio de ROV. A função encontrada (21) é uma função do comprimento do umbilical em pés (L) e da profundidade em pés (WD).

$$UFSR = 1,97 * L^{-0,85} * WD^{0,31} \quad (21)$$

Onde UFSR é custo de descomissionamento de umbilical ou *flowline* por pés, L é o comprimento em milhas náuticas e WD a profundidade de água em pés.

No tocante aos *Riser*, considera-se que eles são lavados e removidos antes do içamento da plataforma. O custo de remoção (CR) é uma função (22) do comprimento do *riser* em pés (L).

$$CR = 78 * L \quad (22)$$

Onde CR é custo de descomissionamento de cada *riser* e L é o comprimento do *riser* em pés.

- Remoção de *Topside* e Estrutura

Foram consideradas estruturas (*topside* e a jaqueta) com 4 a 12 pernas, instaladas em profundidade entre 121 e 396 metros e completamente removidos para a costa utilizando os métodos “corte no local” e “reboque e corte”. Na estimativa inclui a preparação da plataforma e as atividades de limpeza. Foi desprezado o valor de sucateamento. A função de custo de remoção é dada por (23):

$$SR = 4407 * WD + 1241298 * NP \quad (23)$$

Onde SR é custo de descomissionamento da estrutura, WD é a profundidade de água em pés e NP é o número de pernas, incluindo as estacas.

- Outros Custos

Além dos custos diretos da operação, existem outros custos que foram acrescentados pelo autor. O custo para Engenharia e Gerenciamento foi estimado em 8% do custo total de descomissionamento. Ademais, considerou-se o contingenciamento de até 20% para intercorrências climáticas e de até 10% para trabalhistas.

Do mesmo modo foi elaborado um modelo (Apêndice A) no *QUESTOR* (Figura 33) com especificações semelhantes às estudadas no artigo sobre as funções de custo de descomissionamento.

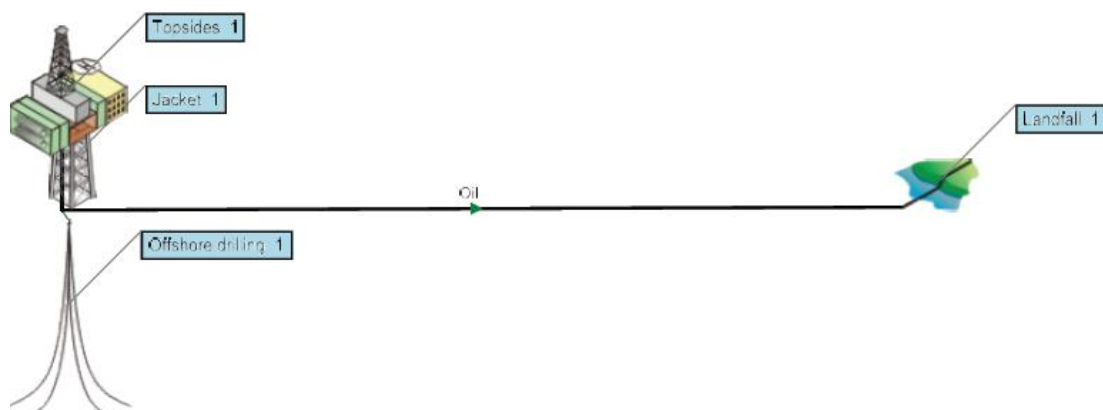


Figura 32: Modelo Plataforma Fixa no GOM (*QUESTOR*)

A Tabela 12 abaixo compara os valores utilizados pelo modelo no *QUESTOR* e as referências dadas pelo artigo.

Tabela 12: Especificação entre modelo *QUESTOR* e Funções de Custo

	MODELO QUESTOR	FUNÇÕES DE CUSTO
Local	Golfo do México	Golfo do México
BD de Aquisição	Golfo do México	Golfo do México
BD Técnico	Golfo do México	Golfo do México
Tipo de Campo	Óleo	Óleo
Lâmina D'água	150 m	120 a 400 m
Nº de Poços	8	1 a 16
Completação	Seca	Seca
Exportação	Dutos	Dutos
Plataforma de Produção	Jaqueta	Jaquetas
Sucata / Venda	Desconsiderado	Desconsiderado
	Estrutura	
Pernas	4	4 a 12
Nº de Estacas	16	0 a 32
Nº de Condutores	8	N/A
Nº de Risers	8	N/A
Jaqueta	Remoção	Remoção
Topside	Remoção	Remoção. Custo incluído na função da jaqueta.
	Oleoduto	
Comprimento	50 km	2 a 43 km

Diâmetro	10 pol	4 a 16 pol
Descomissionamento	Abandono	Abandono
Limpeza	Sim	Sim

O custo encontrado para abandono definitivo dos poços no *QUESTOR* foi muito acima da função de custo, no entanto, como apresentado anteriormente, para essa operação o *QUESTOR* não apresenta uma estimativa detalhada do tipo “*Bottom-up*”, e calcula o custo de abandono como 30% do custo de instalação dos poços. Para tornar a aproximação mais realística, com base no valor encontrado na função de custo, essa porcentagem foi reduzida para 10%, considerando que o mesmo engloba a remoção dos condutores. Outro ponto discrepante foi o custo de contingenciamento e gerenciamento no *QUESTOR*, ambos ultrapassavam muito a estimativa de 20 a 30% e 7%, respectivamente. Sendo assim, ambos foram desconsiderados para fins de comparação.

Como resultado geral, o custo de descomissionamento no *QUESTOR* apresentou um valor mais elevado do que o valor calculado utilizando as funções de custo. No entanto, considerando-se que o próprio autor considerou uma margem de 40% a mais ou a menos para as estimativas calculadas, o valor calculado pelo programa encontra-se dentro da faixa e coerente com o histórico de descomissionamento da região (Tabela 13).

Tabela 13: Custo comparativo entre *QUESTOR* e Funções de Custo

Custo de Descomissionamento <i>QUESTOR</i> x Funções de Custo					
Poços	4.302.000,00	US\$	Poços	3.635.512,00	US\$
Oleoduto	1.506.000,00	US\$	Condutores	1.838.920,00	US\$
Jaqueta	22.693.000,00	US\$	Oleoduto	1.736.492,00	US\$
Topside	12.106.000,00	US\$	Riser	307.008,00	US\$
Total	40.607.000,00	US\$	Estrutura	26.994.204,00	US\$
			Total	34.512.136,00	US\$
			Valor Mínimo	20.707.281,60	US\$
			Valor Máximo	48.316.990,40	US\$

5.3 MODELO DO CAMPO A

A modelagem do Campo A respeitou fidedignamente as informações obtidas pelos bancos de dados citados nesta dissertação para o Campo de Marimbá. De forma

resumida, a Tabela 14 abaixo descreve as informações essenciais ao nível de projeto inseridas no *QUESTOR* para o Campo A.

Tabela 14: Dados à nível de Projeto do Campo A

Distância da base de operação	90 km
Vida do Campo	32 anos
Injeção de Gás	N/A
Razão Gás-Óleo	453,20 scf/bbl
Nº de Poços de Produção	43
Nº de Poços de Injeção de Água	7
Densidade do Óleo	29°API
Reservas Recuperáveis	488,29 MMbbl
Método de Exportação	Duto para plataforma existente
Profundidade do Reservatório	2710 m
Comprimento do Reservatório	10,6 km
Pressão do Reservatório	4010 psi
Largura do Reservatório	7,7 km
Profundidade de Água	420 m

Após a definição dos dados básicos de entrada, foram inseridas as curvas de produção de petróleo, gás e água do reservatório (Figuras 34, 35 e 36). Considerando que o Campo A é baseado no Campo de Marimbá e que os bancos de dados utilizados anteriormente apresentam a produtividade ano a ano do campo, os mesmos foram inseridos para aumentar a confiabilidade do modelo.

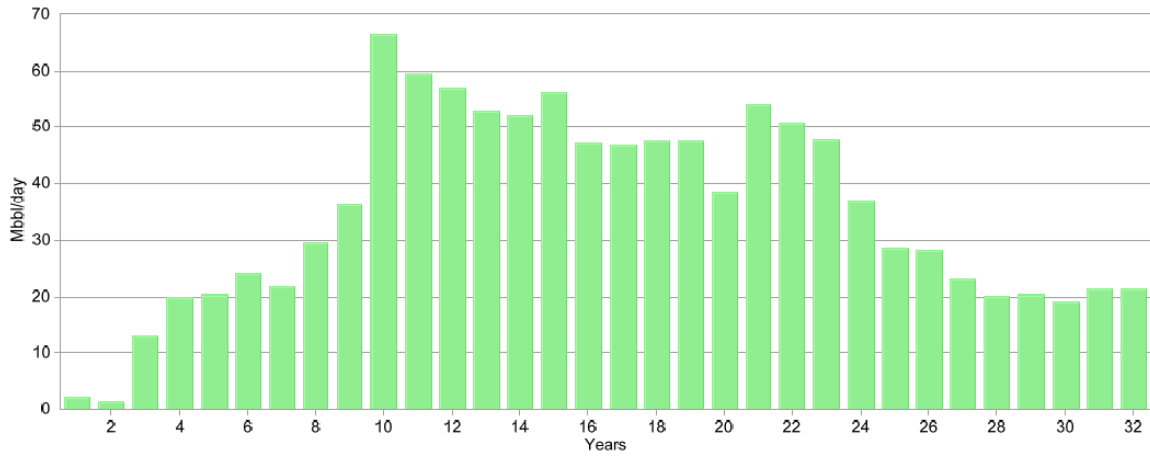


Figura 33: Produção de Óleo por ano do Campo A

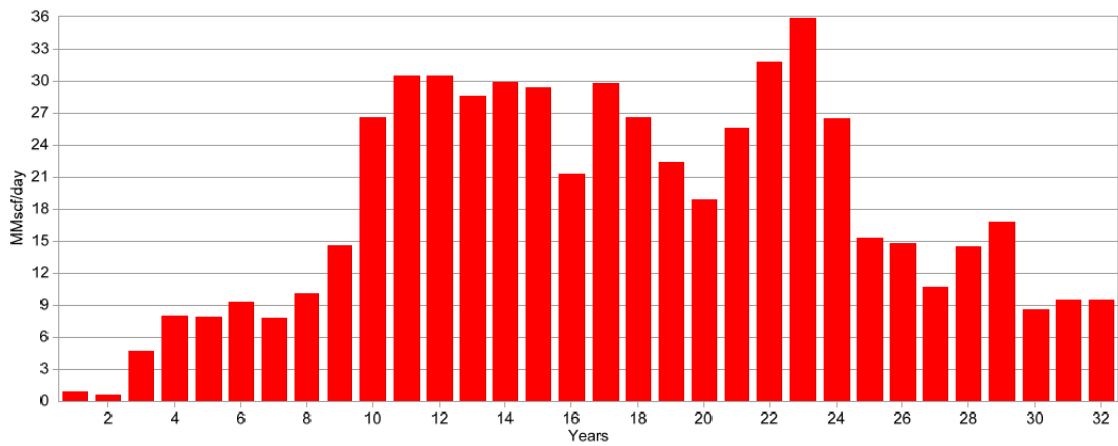


Figura 34: Produção de Gás por ano do Campo A

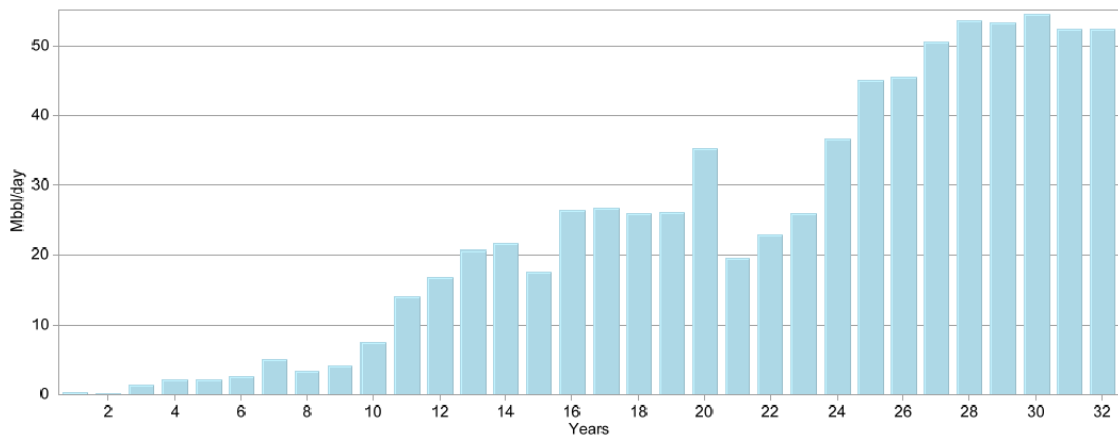


Figura 35: Produção de Água por ano do Campo A

Ao final da modelagem, o Campo A apresentou os seguintes componentes (Figura 37):

- 3 regiões de perfuração (duas para a Plat-A e uma para Plat-B);
- 3 sistemas submarinos (duas para a Plat-A e uma para Plat-B);
- 2 plataformas flutuantes do tipo semissubmersível (Plat-A e Plat-B);
- 2 dutos de exportação de Plat-A/Plat-B para plataforma Plat-C.

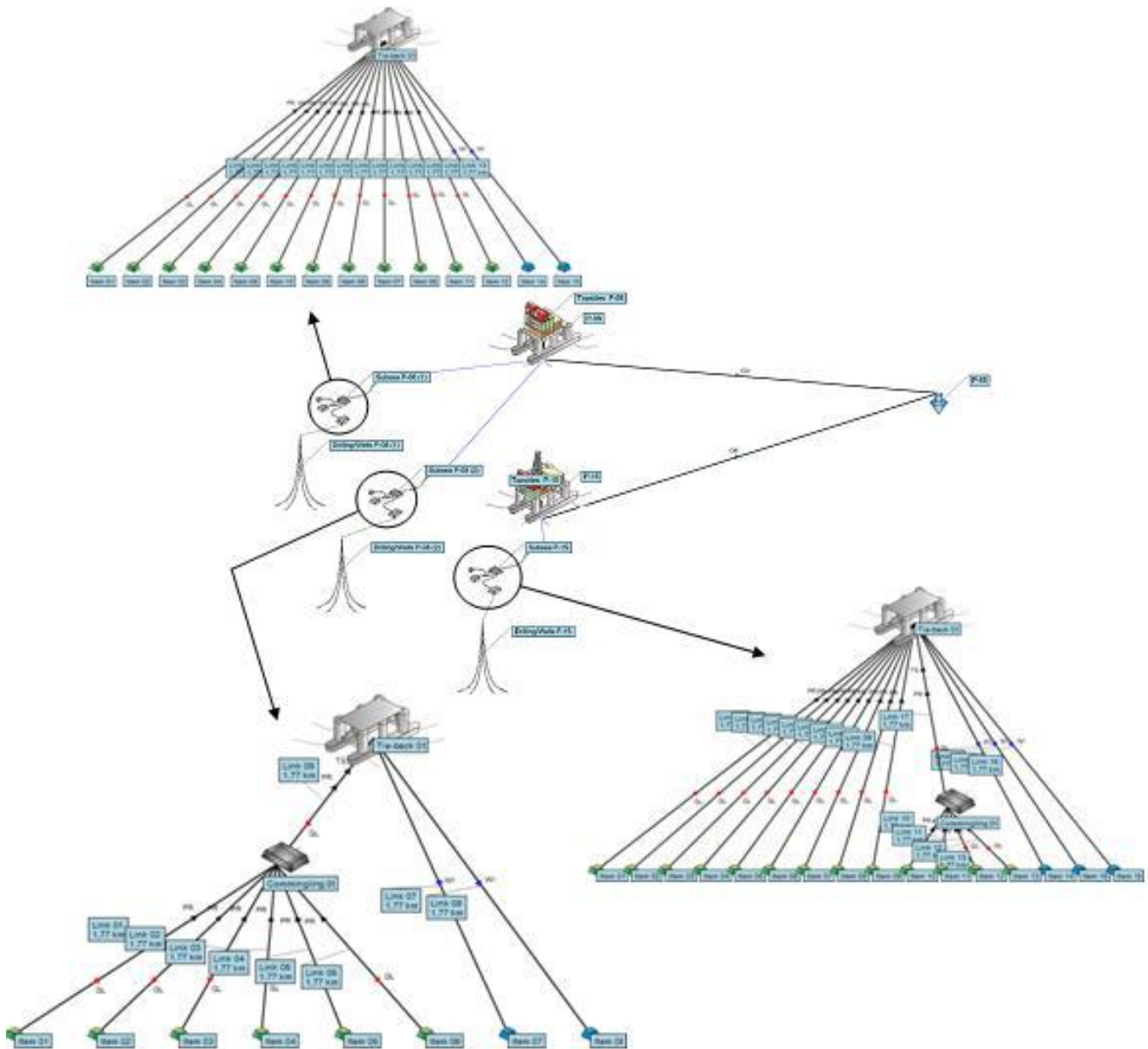


Figura 36: Layout do modelo do Campo A no QUESTOR

Com o modelo definido, o programa fornece todos os valores de Capex e custo de descomissionamento e perfil por barril (Tabelas 15 e 16). Para o descomissionamento, foram incluídas as premissas definidas no capítulo de validação do *QUESTOR* como

redução da porcentagem de descomissionamento de perfuração para 10% e desconsideração de sucata ou revenda de equipamentos e materiais. Ademais, cabe ressaltar que os valores de descomissionamento apresentados consideram remoção completa de todos os componentes.

Tabela 15: Custos de Capital e Descomissionamento do Campo A - Cenário Completo

Componente	Capex (US\$)	Descomissionamento (US\$)
Topside (Plat A)	181.477.000	16.938.000
Topside (Plat B)	173.945.000	16.620.000
Plataforma A	180.635.000	17.040.000
Plataforma B	180.949.000	17.040.000
Oleoduto (Plat A)	29.964.000	10.948.000
Oleoduto (Plat B)	26.810.000	9.365.000
Poços 1 (Plat A)	345.604.000	23.304.000
Poços 2 (Plat A)	334.111.000	22.442.000
Poços 1 (Plat B)	182.087.000	12.329.000
Sist Sub 1 (Plat A)	477.492.000	228.292.000
Sist Sub 2 (Plat A)	212.162.000	93.868.000
Sist Sub 1 (Plat B)	359.863.000	168.646.000
TOTAL	2.266.566.000	636.920.000

Tabela 16: Custo do ciclo de vida do Campo A por barril

Tipo de Custo	Custo por BOE (US\$)
Capital	7,68
Operacional	15,21
Descomissionamento	3,52
Brent de Equilíbrio	26,41

É importante notar que o *QUESTOR* fornece um norte para operador da representatividade do descomissionamento no preço mínimo do barril para cobrir todos os custos do campo. Por exemplo, para o Campo A o programa estima que 3,52 dólares (13,3%) do *Brent* de equilíbrio devem ser reservados para o seu descomissionamento.

O relatório completo do Campo A é apresentado nessa dissertação como Apêndice B.

5.4 ANÁLISE DETERMINÍSTICA

O propósito deste trabalho é analisar o custo de descomissionamento de um campo de produção típico brasileiro, através de uma análise de risco. O primeiro passo é realizar um modelo determinístico, ou seja, um modelo de estimativa de custo capaz de descrever os componentes e o valor desse custo. Posteriormente, ocorre a identificação das variáveis e adição das incertezas para realizar a análise probabilística.

Dentro do modelo determinístico proposto neste trabalho, foi identificado a necessidade de criar cenários de descomissionamento. Como visto na revisão bibliográfica, as normas e leis, assim como a capacidade técnica, permitem ao operador uma gama de alternativas para descomissionar uma instalação. Pensando nisso, são propostos cinco cenários para o descomissionamento do Campo A, conforme Tabela 17 abaixo.

Tabela 17: Cenários de Descomissionamento a serem simulados

<i>Cenários</i>	<i>Poços</i>	<i>Platafor ma</i>	<i>Topside</i>	<i>Oleoduto</i>	<i>Umbilicais de Prod.</i>	<i>Linhas de Prod.</i>	<i>Linhas de Gás</i>	<i>Umbilicais de Inj.</i>	<i>Linhas de Inj.</i>	<i>Manifold</i>	<i>Demais Equip. Sub.</i>
Cenário 1	Aband.	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção	Remoção
Cenário 2	Aband.	Remoção	Remoção	Aband.	Aband.	Remoção	Aband.	Aband.	Aband.	Remoção	Remoção
Cenário 3	Aband.	Remoção	Remoção	Aband.	Aband.	Aband.	Aband.	Aband.	Aband.	Aband.	Remoção
Cenário 4	Aband.	Remoção	Remoção	Aband.	Parcial	Parcial	Parcial	Aband.	Aband.	Aband.	Remoção
Cenário 5	Aband.	Remoção	Remoção	Aband.	Aband.	Parcial	Aband.	Aband.	Aband.	Remoção	Remoção

O modelo determinístico de cada cenário será definido pelo custo de descomissionamento no *QUESTOR*. Para os cenários contendo abandono parcial, foi considerado que os equipamentos da Plataforma A foram removidos e os da Plataforma B foram abandonados. Essa decisão foi tomada considerando que a Plataforma A possui um sistema submarino mais complexo e obstruído e, por isso, pode ser obrigatória a remoção.

Todos os cenários acima foram modelados e a Tabela 18 abaixo mostra o detalhamento do custo de descomissionamento de cada cenário por componente. É importante salientar que para o *QUESTOR* não permite a seleção de abandono de *Manifold*. No entanto, através do próprio programa foi possível obter o custo de desinstalação de um *Manifold*, esse custo foi subtraído do custo de remoção dos sistemas submarinos dos cenários 3 e 4.

Tabela 18: Custo de Descomissionamento por Componente e por Cenário

<i>Componente</i>	<i>Cenário 1</i>	<i>Cenário 2</i>	<i>Cenário 3</i>	<i>Cenário 4</i>	<i>Cenário 5</i>
<i>Topside (Plat A)</i>	16.938.000	16.938.000	16.938.000	16.938.000	16.938.000
<i>Topside (Plat B)</i>	16.620.000	16.620.000	16.620.000	16.620.000	16.620.000
Plataforma A	17.040.000	17.040.000	17.040.000	17.040.000	17.040.000
Plataforma B	17.040.000	17.040.000	17.040.000	17.040.000	17.040.000
Oleoduto (Plat A)	10.948.000	1.828.000	1.828.000	1.828.000	1.828.000
Oleoduto (Plat B)	9.365.000	1.025.000	1.025.000	1.025.000	1.025.000
Poços 1 (Plat A)	23.394.000	23.394.000	23.394.000	23.394.000	23.394.000
Poços 2 (Plat A)	22.442.000	22.442.000	22.442.000	22.442.000	22.442.000
Poços 1 (Plat B)	12.329.000	12.329.000	12.329.000	12.329.000	12.329.000
Sist. Sub. 1 (Plat A)	228.292.000	86.064.000	47.836.000	157.446.000	86.094.000
Sist. Sub. 2 (Plat A)	93.868.000	51.958.000	30.404.000	75.886.000	53.818.000
Sist. Sub. 1 (Plat B)	168.646.000	135.070.000	50.480.000	22.390.000	28.090.000
TOTAL	636.920.000	401.748.000	257.376.000	384.378.000	296.628.000

Os resultados obtidos mostram que o sistema submarino tem um relevante impacto no custo de descomissionamento. O próprio programa já indica as incertezas de descomissionamento de um sistema submarino, quando calcula o custo de remoção aplicando um fator de 200% sob o custo de instalação de cada sistema. Do mesmo modo, é possível verificar que as linhas de produção impactam em grande parte o custo de remoção, tanto por apresentar um número elevado de linhas, como por representar um valor elevado de operação.

O relatório de resultados do programa para cada Cenário é apresentado no Apêndice C.

5.5 ANÁLISE PROBABILÍSTICA (SIMULAÇÃO)

O modelo determinístico serviu como base para a modelagem probabilística. Todos os componentes do modelo e o detalhamento de seus custos de descomissionamento, apresentados pelo *QUESTOR*, foram transcritos para uma planilha em Excel para permitir a identificação das variáveis e a inclusão de incertezas. Após a identificação das variáveis, e com o auxílio do *add-in @RISK*, cada uma delas será correlacionada com uma função de distribuição probabilística e será feita uma simulação estocástica por Hipercubo Latino. A simulação será capaz de variar os valores de cada variável identificada de forma aleatória, respeitando a probabilidade de ocorrência.

O *add-in @Risk* apresenta diversas ferramentas para modelagem, execução e visualização de resultados para análise de risco no Excel. Esse *add-in* permite definir, dentre as suas mais de 30 distribuições, uma distribuição probabilística para cada variável na planilha, permite realizar simulações a partir de duas técnicas de amostragem, a Monte Carlo e a Hipercubo Latino, além de todos os resultados poderem ser apresentados em gráficos específicos como histogramas e curvas acumuladas.

5.5.1 Planilha

Nesta planilha (Apêndice D) foram identificados os valores de entrada conhecidos e constantes, os valores que apresentam incertezas e os custos do modelo determinístico de cada cenário. Primeiramente serão listadas as variáveis identificadas para cada componente do modelo do Campo A (Tabela 19).

Tabela 19: Lista de Variáveis do Campo A

<i>Componente</i>	<i>Variáveis</i>
Poços	<ul style="list-style-type: none">• <i>P&A Decom Rate</i>
Dutos	<ul style="list-style-type: none">• <i>DSV (Duration)</i>• <i>DSV (Cost)</i>• <i>Pigging and pumping (Duration)</i>• <i>Pigging and pumping (Cost)</i>• <i>Flushing and chemicals (Duration)</i>

	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Flushing and chemicals (Cost)</i> • <i>Jetting (Duration)</i> • <i>Jetting (Cost)</i> • <i>Pipelay (Duration)</i> • <i>Pipelay (Cost)</i> • <i>Tanker (Duration)</i> • <i>Tanker (Cost)</i> • <i>Surveys (Duration)</i> • <i>Surveys (Cost)</i>
Plataformas	<ul style="list-style-type: none"> • <i>SS Decom Rate</i>
Sistema Submarino	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Subsea Decom Rate</i>
Topsides	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Padeyes Material Cost</i> • <i>Temporary Piping Material Cost</i> • <i>Bracing/Lifting frames Material Cost</i> • <i>Seafastenings Material Cost</i> • <i>Padeyes Fabrication Cost</i> • <i>Temporary Piping Fabrication Cost</i> • <i>Bracing/Lifting frames Fabrication Cost</i> • <i>Seafastenings Fabrication Cost</i> • <i>Labour (Duration)</i> • <i>Labour (Cost)</i> • <i>Pumping and Flushing (Duration)</i> • <i>Pumping and Flushing (Cost)</i> • <i>Inerting (Duration)</i> • <i>Inerting (Cost)</i> • <i>Multi-service/DSV (Duration)</i> • <i>Multi-service/DSV (Cost)</i> • <i>Tanker (Duration)</i> • <i>Tanker (Cost)</i> • <i>Crane Spread (Duration)</i> • <i>Crane Spread (Cost)</i>

	<ul style="list-style-type: none">• <i>Transport Spread (Duration)</i>• <i>Transport Spread (Cost)</i>• <i>Landing/Dumping (Duration)</i>• <i>Landing/Dumping (Cost)</i>
--	---

Com a identificação das variáveis de incerteza no @RISK, o passo adiante é a identificação de seu comportamento, em outras palavras, qual a influência da incerteza nesse valor. Usualmente, o @RISK apresenta duas formas de descrever esse comportamento:

1. A partir de um histórico de valores para essa variável, ajustar uma curva de distribuição com o apoio de uma análise de aderência; ou
2. Identificar uma curva de distribuição que apresenta um comportamento compatível com a variável.

Para este trabalho, todas as variáveis foram descritas conforme a opção 2, sendo importante ressaltar que não foi possível obter nenhum histórico de valores para as variáveis apresentadas e que a opção 2 é amplamente utilizada na análise estatística, desde que a curva de distribuição escolhida represente da melhor forma possível as incertezas que o analista possui dessa variável. Para balizar o grau de incerteza a ser adicionada em cada função de distribuição, foi utilizado o manual “Recommended Practice No. 18R-97”, da AACE International (AACE INTERNATIONAL, 2016), que classifica a faixa de acurácia de uma variável dependendo das técnicas de estimativa utilizadas. Um resumo desse manual é reapresentado na Figura 38 abaixo:

	<i>Característica Principal</i>	<i>Característica Secundária</i>		
CLASSE DE ESTIMATIVA	NÍVEL DE MATURIDADE DAS ENTREGAS DE DEFINIÇÃO DO PROJETO Expresso como % da definição completa	USO FINAL Finalidade típica da estimativa	METODOLOGIA Método geralmente utilizado para estimativas	FAIXA DE PRECISÃO ESPERADA Intervalos típicos nas faixas mínimas e máximas
Classe 5	0% a 2%	Análise da adequação do conceito	Índices de capacidade, modelos paramétricos, julgamento ou analogia	Mín: -20% a -50% Máx: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Estudo de viabilidade	Fatores relativos a equipamentos ou modelos paramétricos	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a +50%
Classe 3	10% a 40%	Autorização ou controle de orçamento	Custos unitários semi-detalhados com itens de linha lançados em nível de detalhe de conjunto	Mín: -10% a -20% Máx: +10% a +30%
Classe 2	30% a 75%	Controle ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado obrigatório	Mín: -5% a -15% Máx: +5% a +20%
Classe 1	65% a 100%	Verificação da estimativa ou licitação/proposta	Custos unitários detalhados com levantamento detalhado	Mín: -3% a -10% Máx: +3% a +15%

Figura 37: Classificação de Estimativas AACCE (ACE INTERNATIONAL, 2016)

De forma subjetiva, foi verificado que os custos dos componentes “Dutos” e “Topside” são bem detalhados pelo *QUESTOR*, de forma que integraria uma Classe 3 de estimativa, pois apresenta métodos de estimativa mais determinísticos que conceituais, com predominância de custos unitários. Por outro lado, os componentes “Sistema Submarino”, “Poços e “Plataforma” foi considerado Classe 5, uma vez que aparentemente o programa utiliza apenas uma estimativa com base em fatoração (Tabela 20).

A impressão que se tem é que para as variáveis consideradas Classe 3, o valor fornecido pelo *QUESTOR* é um bom valor de saída como valor médio, apesar das possíveis flutuações. Por isso, essas variáveis foram representadas por funções de distribuição Triangular, com o valor mais provável o do *QUESTOR*. No entanto, as variáveis Classe 5 não passam uma ideia de boa estimativa, e por isso, de forma conservativa, optou-se por representá-las por funções de distribuição Uniforme. Ou seja, qualquer valor dentro da faixa de mínimo e máximo apresenta a mesma probabilidade de ocorrência na simulação.

Tabela 20: Classificação das Variáveis do Campo A

<i>Classificação</i>	<i>Variáveis</i>
Função Uniforme Classe 5 Mín: -50% Máx: +100%	<ul style="list-style-type: none"> • <i>P&A Decom Rate</i> • <i>SS Decom Rate</i> • <i>Subsea Decom Rate</i>
Função Triangular Classe 3 Mín: -20% Máx: +30%	<ul style="list-style-type: none"> • <i>DSV (Duration)</i> • <i>DSV (Cost)</i> • <i>Pigging and pumping (Duration)</i> • <i>Pigging and pumping (Cost)</i> • <i>Flushing and chemicals (Duration)</i> • <i>Flushing and chemicals (Cost)</i> • <i>Jetting (Duration)</i> • <i>Jetting (Cost)</i> • <i>Pipelay (Duration)</i> • <i>Pipelay (Cost)</i> • <i>Tanker (Duration)</i> • <i>Tanker (Cost)</i> • <i>Surveys (Duration)</i> • <i>Surveys (Cost)</i> • <i>Padeyes Material Cost</i> • <i>Temporary Piping Material Cost</i> • <i>Bracing/Lifting frames Material Cost</i> • <i>Seafastenings Material Cost</i> • <i>Padeyes Fabrication Cost</i> • <i>Temporary Piping Fabrication Cost</i> • <i>Bracing/Lifting frames Fabrication Cost</i> • <i>Seafastenings Fabrication Cost</i> • <i>Labour (Duration)</i> • <i>Labour (Cost)</i> • <i>Pumping and Flushing (Duration)</i>

	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Pumping and Flushing (Cost)</i> • <i>Inerting (Duration)</i> • <i>Inerting (Cost)</i> • <i>Multi-service/DSV (Duration)</i> • <i>Multi-service/DSV (Cost)</i> • <i>Tanker (Duration)</i> • <i>Tanker (Cost)</i> • <i>Crane Spread (Duration)</i> • <i>Crane Spread (Cost)</i> • <i>Transport Spread (Duration)</i> • <i>Transport Spread (Cost)</i> • <i>Landing/Dumping (Duration)</i> • <i>Landing/Dumping (Cost)</i>
--	--

Uma vez definidas as condições de contorno do modelo probabilístico, ou seja, definição das variáveis e os seus comportamentos, o próximo passo é a realização da simulação para cada cenário. A simulação executada para todos os cenários pelo *add-in @RISK* apresenta as seguintes características (Tabela 21):

Tabela 21: Características da Simulação

Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister

Os principais resultados estatísticos das simulações de cada cenário são apresentados na Tabela 22 abaixo:

Tabela 22: Resultados das Simulações dos Cenários

<u>CENÁRIO 1</u>			
<u>Dado Estatístico</u>	<u>Simulação 1</u>	<u>Simulação 2</u>	<u>Simulação 3</u>
Mínimo	437.480.314,00	433.257.879,17	453.432.911,13

Máximo	1.149.336.181,82	1.167.218.401,87	1.134.048.622,08
Média	785.942.200,82	785.945.400,88	785.941.522,97
Desvio Padrão	129.968.737,22	132.006.904,61	131.277.959,22
Variância	1,68919E+16	1,74258E+16	1,72339E+16
Mediana	785.821.149,44	782.014.089,59	783.420.546,18
Moda	846.628.671,05	825.648.733,90	900.161.159,52
P esquerda (5%)	567.578.110,21	569.047.763,29	568.115.252,09
P direita (95%)	998.326.504,20	1.012.276.202,97	996.874.639,28

CENÁRIO 2

<u>Dado Estatístico</u>	<u>Simulação 1</u>	<u>Simulação 2</u>	<u>Simulação 3</u>
Mínimo	292.181.643,61	287.886.397,88	293.464.623,10
Máximo	706.231.958,67	688.025.750,00	714.466.603,54
Média	495.159.057,64	495.157.512,47	495.153.542,03
Desvio Padrão	74.890.554,06	75.351.393,85	75.231.300,65
Variância	5,6086E+15	5,67783E+15	5,65975E+15
Mediana	495.500.620,38	496.738.278,36	495.485.294,13
Moda	490.548.215,72	422.620.226,85	523.597.063,13
P esquerda (5%)	368.727.018,73	367.593.057,53	375.415.526,96
P direita (95%)	617.906.057,61	616.881.582,51	619.234.351,67

CENÁRIO 3

<u>Dado Estatístico</u>	<u>Simulação 1</u>	<u>Simulação 2</u>	<u>Simulação 3</u>
Mínimo	206.823.717,01	204.137.473,94	196.424.785,93
Máximo	445.355.202,11	424.699.677,76	422.371.034,45
Média	314.692.223,88	314.696.663,33	314.692.524,00
Desvio Padrão	37.310.571,91	37.234.136,22	37.342.647,45
Variância	1,39208E+15	1,38638E+15	1,39447E+15
Mediana	316.277.485,50	315.242.651,58	315.229.905,39
Moda	327.289.635,66	318.876.523,71	323.589.983,01
P esquerda (5%)	251.284.330,15	253.451.476,31	252.355.871,20
P direita (95%)	373.918.698,33	375.912.409,65	374.670.787,25

<u>CENÁRIO 4</u>			
<u>Dado Estatístico</u>	<u>Simulação 1</u>	<u>Simulação 2</u>	<u>Simulação 3</u>
Mínimo	289.314.213,06	259.783.363,27	264.667.882,67
Máximo	667.387.201,94	671.223.959,34	688.607.006,71
Média	473.439.997,33	473.445.130,85	473.445.597,89
Desvio Padrão	77.470.220,70	78.903.426,70	78.536.609,32
Variância	6,00164E+15	6,22575E+15	6,168E+15
Mediana	474.109.272,11	476.589.567,63	475.814.156,15
Moda	477.264.109,06	441.073.527,65	530.133.406,82
P esquerda (5%)	347.193.675,36	344.660.466,10	345.739.171,41
P direita (95%)	601.368.824,06	598.098.564,26	598.878.444,40

<u>CENÁRIO 5</u>			
<u>Dado Estatístico</u>	<u>Simulação 1</u>	<u>Simulação 2</u>	<u>Simulação 3</u>
Mínimo	226.695.048,28	226.363.558,25	214.454.727,26
Máximo	485.529.953,14	505.133.747,51	502.806.804,26
Média	363.758.797,10	363.754.656,66	363.755.466,54
Desvio Padrão	49.232.312,12	48.896.999,64	49.079.962,23
Variância	2,42382E+15	2,39092E+15	2,40884E+15
Mediana	364.596.491,60	363.887.261,70	362.552.978,13
Moda	364.996.600,72	374.518.487,47	347.621.064,79
P esquerda (5%)	281.555.519,03	283.809.012,67	283.383.651,13
P direita (95%)	443.308.354,76	445.423.498,12	445.764.568,53

Pelos resultados, é possível afirmar que as simulações em cada cenário apresentaram valores estatísticos muito próximos. De um modo geral, é relevante notar que os menores valores de Desvio Padrão foram obtidos nos Cenários 3 e 5, quando se abandonou as linhas de produção de óleo na sua totalidade. Além disso, chama atenção que a remoção completa (Cenário 1) faz o desvio padrão disparar, quase dobrando o desvio padrão do Cenário 4, o segundo maior. Ambas as observações podem ser explicadas pelo fato do componente “Sistema Submarino” possuir um alto valor agregado no descomissionamento, combinado com um alto grau de incerteza. Os resultados completos para cada cenário estão no Apêndice E dessa dissertação.

A Curva-S é uma importante ferramenta na análise de dados estatísticos, mais especificamente da dispersão, pois ela graficamente mostra o quão disperso estão os resultados encontrados. Quanto mais alongada é a curva entre os valores mínimo e máximo, maior é a dispersão dos resultados da simulação. Portanto, a Curva-S representa o tamanho da faixa mais provável de ocorrência. Para melhor visualização, foi projetada neste trabalho a Curva-S comparativa de todos os cenários e suas simulações (Figura 39). Novamente, é visível que o Cenário 1 apresenta maior dispersão, seguido pelos Cenários 2 e 4, e 5 e 3 e que as simulações não apresentaram grandes variações entre elas.

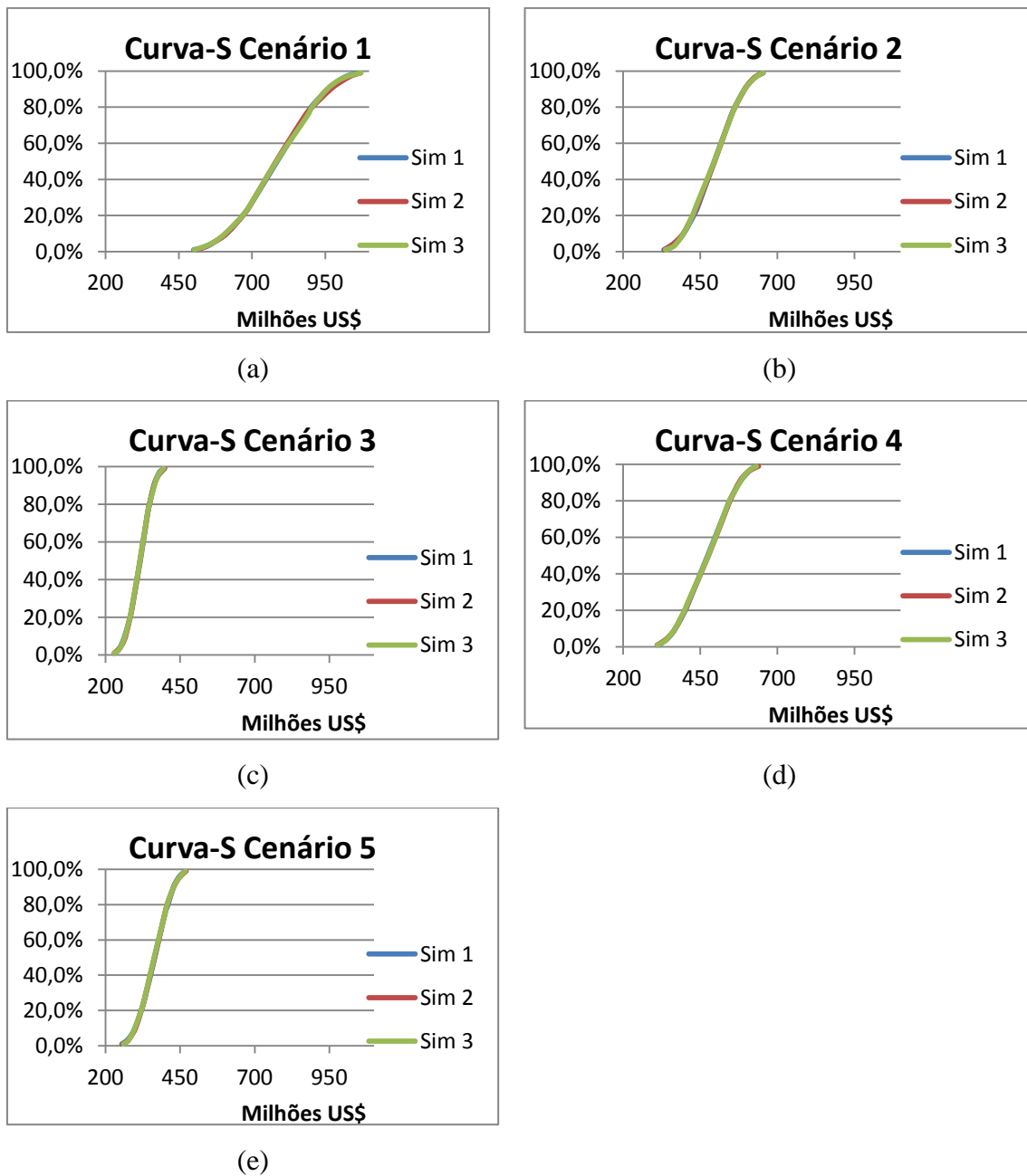


Figura 38: Curva-S dos cenários 1 (a), 2 (b), 3 (c), 4 (d) e 5 (e) simulados (Autoria Própria)

Outra representação gráfica que mostrou uma boa visualização da dispersão foi o chamado gráfico Radar (Figura 40). Neste tipo de gráfico, quando maior a área do gráfico maior é a dispersão. Como já foi visto, as características estatísticas das diferentes simulações de cada cenário, apresentaram valores muito próximos e para não prejudicar visualmente a comparação dos cenários no gráfico, foi plotada apenas as curvas referentes à simulação 1 de cada cenário.

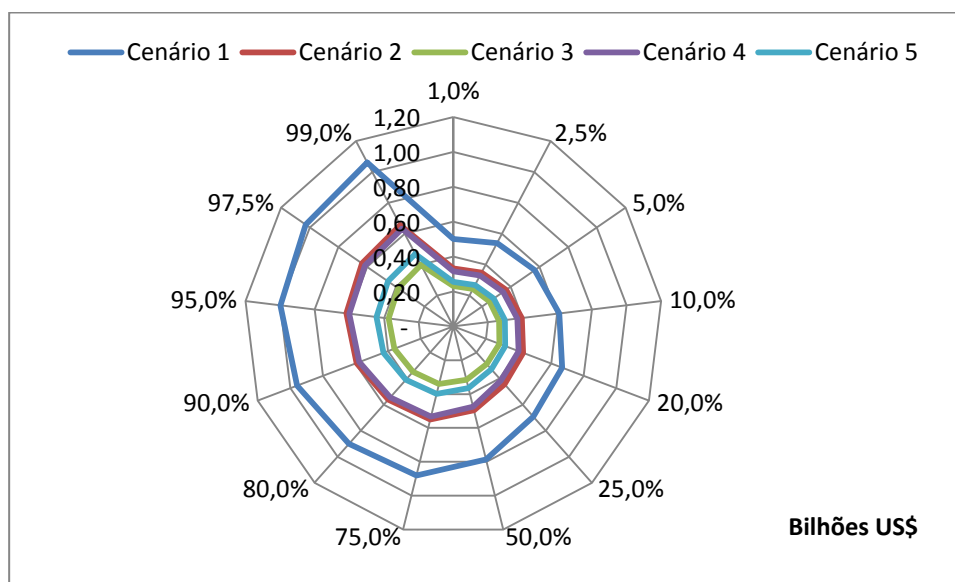


Figura 39: Gráfico Radar dos Cenários (Autoria Própria)

5.6 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Como já apresentado na revisão bibliográfica, a análise de sensibilidade permite identificar quais são as variáveis de interesse e quais são as variáveis que merecem melhor tratamento antes de uma simulação. Tratando-se de um assunto novo, todas as variáveis identificadas para o descomissionamento de sistemas *offshore* foram consideradas importantes para a simulação. No entanto, cabe ainda realizar uma análise de sensibilidade para identificar quais são as variáveis mais críticas nesse tipo de operação, norteados os operadores a despendem mais tempo para conhecimento dessas variáveis. Como já esperado, as variáveis com maior grau de incerteza (Classe 5) foram as que mais influenciaram a variação do custo, por isso, a Tabela 23 abaixo mostra as variáveis de maior influência na variância em ordem para cada cenário, considerando as três simulações realizadas. Foram consideradas apenas as variáveis que apresentaram

influência na variância maior que 5%. Em negrito, está a variável de maior impacto em cada cenário.

Tabela 23: Análise de Sensibilidade dos Cenários

Cenários	Classe 5
Cenário 1	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 2 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat B)</i>
Cenário 2	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 2 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat B)</i>
Cenário 3	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 2 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat B)</i>
	<i>P&A Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>P&A Decom Rate (Subsea 1 Plat B)</i>
Cenário 4	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 2 Plat A)</i>
Cenário 5	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 2 Plat A)</i>
	<i>Subsea Decom Rate (Subsea 1 Plat B)</i>

Em todos os cenários simulados, o “Fator de Descomissionamento” sob o valor da instalação de sistema submarino estimada pelo *QUESTOR* é a variável de maior impacto. O “Fator de Descomissionamento” para o abandono de poços e remoção da plataforma são subsequentemente as variáveis de maior impacto. De certo modo, esse resultado era esperado porque o grau de incerteza inserido nessas variáveis foi o maior. Por outro lado, não foi identificada nenhuma variável de classe 3 que tenha impacto relevante na variância do custo de descomissionamento, fato que se deve ao reduzido valor agregado à essas variáveis, se comparadas com as variáveis classe 5, em conjunto com o baixo grau de incerteza atrelado à elas.

Graficamente, a análise de sensibilidade pode ser representada pelo chamado diagrama Tornado. O Tornado é um gráfico de barras, onde se podem observar os limites máximos e mínimos de cada variável. Quanto maior o tamanho da barra, ou desvio do valor médio, maior a sensibilidade. Os gráficos Tornados de cada cenário estão anexados a este trabalho, onde é possível observar que as variáveis não consideradas relevantes apresentam impacto no custo muito semelhante entre elas. Como já adiantado, as variáveis de maior impacto são os fatores operacionais estimados pelo *QUESTOR*, tanto para os componentes “Sistemas Submarinos” como para “Poços”. Para efeito de análise, será apresentado abaixo o gráfico (Figuras 41) comparando a influência na variância de cada variável relevante por simulação e cenário.

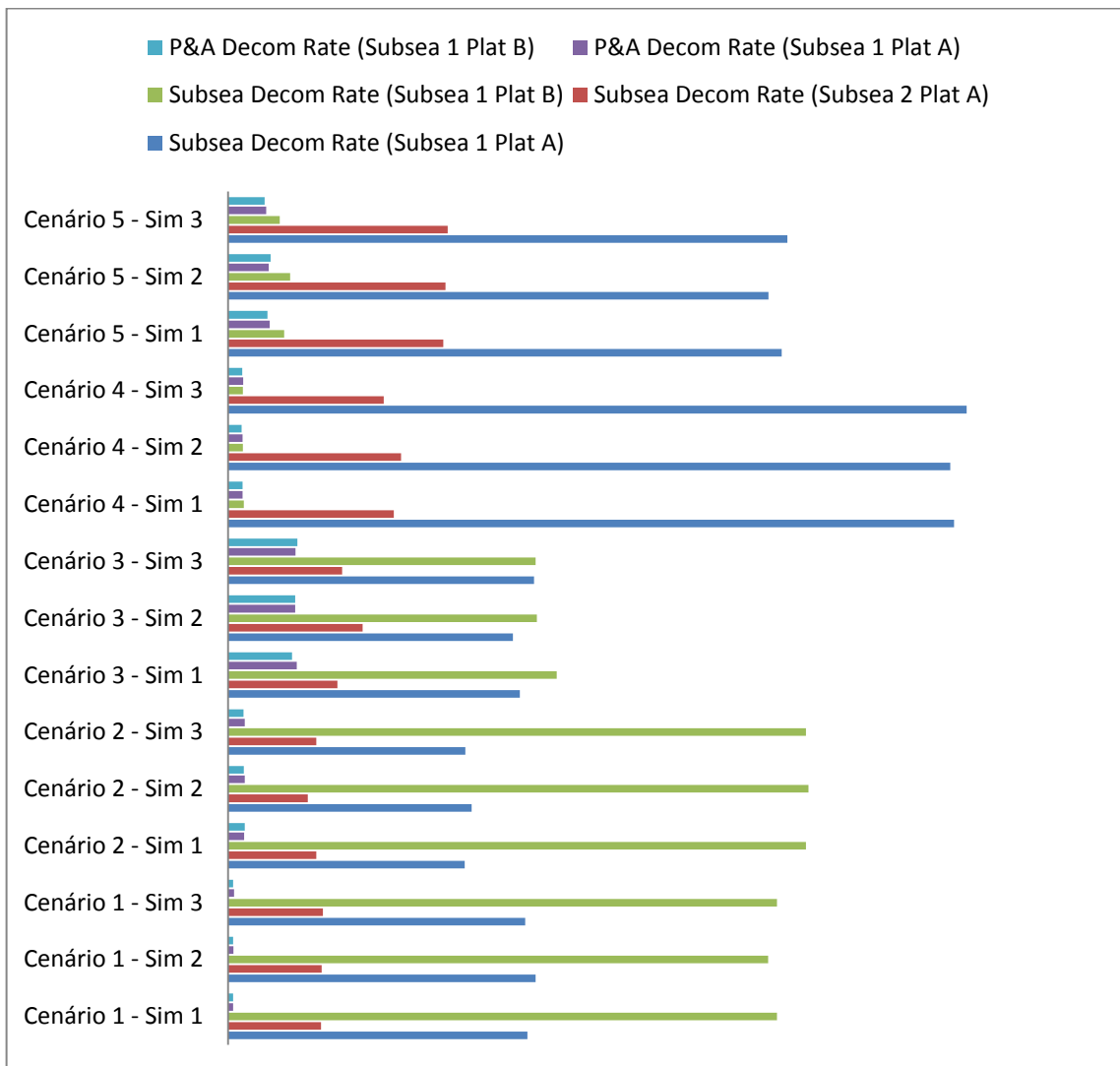


Figura 40: Gráfico de Influência na Variância (Autoria Própria)

A Figura 41 mostra que o impacto da variável “*Subsea Decom Rate*” para sistemas submarinos é muito alto, sobretudo nos cenários de maior remoção de equipamentos, dentre eles as linhas de produção. A variável “*P&A Decom Rate*” apresentou maior influência na variância conforme se reduziu o volume de sistemas submarinos a serem removidos, por exemplo, no Cenário 3.

6 AVALIAÇÃO DO RISCO ECONÔMICO

Diante dos resultados das simulações, é possível afirmar que o custo total de descomissionamento apresentou uma grande variação entre os cenários. Primeiramente, o Cenário 1 mostra que existe um grande risco econômico, quando se estimativa o custo de remoção completa das instalações. O custo de descomissionamento neste cenário variou na ordem de 400 milhões a 1,1 bilhões de dólares. Considera-se esse caso como o caso extremo de incerteza.

Também notório é o fato das remoções parciais já apresentarem uma queda significativa no risco econômico. Não obstante, do ponto de vista econômico, o Cenário 3, que considerou a maior quantidade de equipamentos submarinos abandonados, apresentou o menor risco econômico, com menor desvio padrão e menor dispersão, a diferença entre seus valores máximo e mínimo é da ordem de 220 milhões de dólares. O Cenário 5, por ter apresentado resultados estatísticos próximos do Cenário 3, mostra que o abandono parcial das linhas de produção e abandono total das linhas de gás e umbilicais reduz significativamente o risco econômico. De um ponto de vista conservador e analisando as médias dos cenários 2 a 5, pode-se esperar que o custo de descomissionamento parcial de um sistema de produção no Brasil, com reservas recuperáveis de aproximadamente 500 milhões de barris, varie entre 200 a 700 milhões de dólares, com maior ocorrência entre 300 e 500 milhões.

Igualmente, a análise de sensibilidade comprovou o impacto iminente do desconhecimento detalhado das operações e custo de descomissionamento de sistemas submarinos, plataformas flutuantes e poços em grande lâmina d'água. Nas simulações executadas, as variáveis ligadas a esses componentes influenciaram a variância em até 77%, representando um impacto no custo de descomissionamento em até 300 milhões de dólares, sendo as variáveis do sistema submarino o de maior relevância. Já as variáveis com maior detalhamento e menor incerteza, ligadas aos “*Topside*” e “*Dutos*”, fizeram o custo de descomissionamento variar menos de 30 milhões de dólares e influência na variância inferior a 5% em todos os cenários, não apresentando impactos relevantes.

7 CONCLUSÕES

O descomissionamento de sistemas de produção de petróleo é uma atividade cada vez necessária na indústria de óleo e gás. A experiência adquirida nas operações com sistemas de plataforma fixa do Golfo do México e do Mar do Norte permitiu antecipar problemas e soluções para diversos impactos relacionados a esse tipo de operação, contribuindo para o detalhamento de normas e leis internacionais sobre o assunto. Contudo, ainda não se tem uma base de dados confiável quando se trata de custo e risco econômico nessa atividade.

A temática torna-se imprescindível quando se analisa o contexto brasileiro das instalações de produção de petróleo. Existe uma grande quantidade de sistemas com plataformas fixas a serem desmobilizadas nos próximos anos, e sequencialmente com plataformas flutuantes. A falta de experiência da indústria nacional em descomissionar sistemas no Brasil e também o desconhecimento dos operadores quanto à capacidade dessa indústria em oferecer esse tipo de serviço, aumenta a dificuldade em estimar o custo de descomissionamento no Brasil. De forma comparativa, espera-se que sistemas com plataforma fixa apresentem valores semelhantes aos já despendidos no Golfo do México e Mar do Norte. Deste modo, a atenção rebate sobre os sistemas com plataformas flutuantes. Há que se destacar que o Brasil apresenta uma grande quantidade de reservas sendo exploradas em grandes profundidades, com sistemas submarinos complexos, sendo o seu grande diferencial tecnológico diante dos demais países produtores.

A análise de risco econômica é uma ferramenta essencial para mensurar o grau de qualidade de uma estimativa de custo. Essa ferramenta foi aplicada para um estudo de caso típico de descomissionamento no Brasil através de um método estocástico. Os resultados não só comprovaram a relevância que um sistema submarino complexo, como o do Brasil, tem no custo de descomissionamento, como indicou objetivamente a dimensão do seu impacto no custo. No caso do Brasil, o sistema submarino é o fator crucial para reduzir os riscos econômicos de descomissionamento, dificultado pela inexistência de histórico semelhante ao redor do mundo. A análise de risco econômico indicou que o cenário de menor risco, é aquele que abandona o maior número de equipamentos submarinos possível. Neste âmbito, é importante ressaltar que o presente

estudo não apresenta uma análise multicritério dos cenários e, portanto, a viabilidade e a decisão pelo abandono dependem de uma avaliação de todos os critérios já mencionados no texto. Destaca-se, porém, que a remoção parcial de um sistema submarino brasileiro reduz significativamente o risco econômico, ao mesmo tempo em que fornece experiência aos operadores e pra cadeia de suprimentos nacional. Isso demonstra que, imerso em uma análise multicritério, dependendo do peso associado ao custo do descomissionamento das linhas de produção, haverá uma provável tendência ao seu abandono.

Por último, pelo exposto nessa dissertação, estudos futuros devem ser desenvolvidos para descrever as atividades envolvidas em uma operação de remoção completa de um sistema submarino de produção típico brasileiro, a fim de que se possa, através de uma metodologia “*Bottom-up*” de estimativa de custo, reduzir o seu risco econômico. Não menos importante, esse estudo deve abordar as atividades de remoção de plataforma flutuante e abandono de poços em águas profundas e ultraprofundas. Da posse dessas informações, uma nova análise de sensibilidade deve ser executada para identificar as variáveis de interesse e restringir a análise de risco econômico a essas variáveis somente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AACE INTERNATIONAL. Prática Recomendada n° 18R- 97: Sistema De Classificação Para Estimativa De Custos. 2016.

AGUILERA, Benito Orlando Olivares. Simulação Estocástica: O Método De Monte Carlo. 2008.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017. p. 1–16, 2017.

ANP. Sumário 2016: Marimbá. p. 2015–2017, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR ISO 31000: Gestão de riscos - Princípios e diretrizes*. [S.l: s.n.], 2009. Disponível em: <<https://gestravp.files.wordpress.com/2013/06/iso31000-gestc3a3o-de-riscos.pdf>>.

BUSSAB, Wilton de O.; MORETTIN, Pedro A. *Estatística Básica*. [S.l: s.n.], 2004.

BYRD, Robert C; MILLER, Donald J; WIESE, Steven M. Cost Estimating for Offshore Oil & Gas Facility Decommissioning. *AACE International Technical Paper*, p. 1–30, 2014.

DECOM NORTH SEA. Decommissioning in the North Sea: Review of Decommissioning Capacity. *Igarss 2014*, n. 1, p. 1–5, 2014.

EIA. *U.S. Energy Information*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/beta/international/?view=reserves>>. Acesso em: 2 set. 2018.

EVANS, M; HASTINGS, N; PEACOCK, B. *Statistical Distributions*. [S.l: s.n.], 2000. v. 2.

FAM, M L *et al*. A review of offshore decommissioning regulations in fi ve countries – Strengths and weaknesses. *Ocean Engineering*, v. 160, n. February, p. 244–263, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2018.04.001>>.

FERREIRA, Doneivan Fernandes. *Anticipating Impacts of Financial Assurance Requirements for Offshore Decommissioning: A Decision Model for Oil Industry*. 2003. Unicamp, 2003.

FOWLER, A. M. *et al*. A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. *Ocean and Coastal Management*, v. 87, p. 20–29, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2013.10.019>>.

GEOMARINE. *Regulamentações Internacionais*. . [S.l: s.n.], , 2017

GIBSON, Graeme. The Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations : A

Review of Current Legislation , Financial Regimes and the Opportunities for Shetland. *STEP Placement*, v. 31, n. 970911, p. 1–38, 2002. Disponível em: <http://ac.els-cdn.com/S0301421502002240/1-s2.0-S0301421502002240-main.pdf?_tid=a89d07fa-14cc-11e4-9abc-00000aacb35d&acdnat=1406383176_db8049a0f1d2d1b43d77965dc758cb81>.

KAISER, Mark J. A New Approach to Decommissioning Cost Estimation Using Settled Liability Data. p. 197–230, 2015.

KAISER, Mark J; LIU, Mingming. Decommissioning cost estimation in the deepwater U . S . Gulf of Mexico – Fixed platforms and compliant towers. *Marine Structures*, v. 37, p. 1–32, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.marstruc.2014.02.004>>.

LACERDA, Frederico Silva de Albuquerque. *Descomissionamento de Sistemas de Produção de Petróleo no Mar*. 2005. UNiversidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

LAW, Averill M; KELTON, W David. *Simulation modeling and analysis (Chapter 1)*. [S.l: s.n.], 1991.

LOBO, Marcela Francisco. *Uma Comparação entre os Regimes de Taxação sobre o Petróleo: COncessão e Partilha*. 2011. PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO - PUC-RIO, 2011.

MALETTA, Bruno Vasques. Modelos baseados em Simulação de Monte Carlo: Soluções para o cálculo do Value-at-Risk. *Universidade Federal do Rio de Janeiro*, v. Dissertação, p. 71, 2005.

MIMMI, F *et al.* Baseline for Planning and Cost Estimation of Brazilian Decommissioning. n. May, p. 1–4, 2017.

MIMMI, F *et al.* Offshore fixed platforms decommissioning : mapping of the future. *Offshore Technology Conference*, n. 2014, p. 1–18, 2015.

MOREIRA, Flavio Filgueiras Pacheco. Estudo Comparativo Dos Métodos De Quasi-Monte Carlo, Amostragem Descritiva, Hipercubo Latino E Monte Carlo Clássico Na Análise De Risco. 2001.

OIL & GAS AUTHORITY. Decommissioning Basis of Estimate Template. n. June, p. 1–23, 2017.

OIL & GAS AUTHORITY. UKCS Decommissioning: 2018 Cost Estimate Report. n. June, 2018.

OIL & GAS UK. Decommissioning Insight 2017. 2017.

OIL & GAS UK. Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight 2016. p.

1–21, 2016.

OSPAR. 1998 Ospar Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations. 1998, [S.l: s.n.], 1998.

PALISADE CORPORATION. Guide to Using @RISK. Risk Analysis and Simulation Add-In for Microsoft Excel. v. 14867, n. 607, p. 503, 2004.

PETROBRAS. Descomissionamento de Sistemas Offshore de Produção de Óleo e Gás: Critérios de Decisão para a Permanência/Remoção de Instalações. *Workshop sobre Desativação de Instalações Marítimas*, 2016. Disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=81749>.

RBNA CONSULTING. *Tipos de Contratos de Exploração e Produção*. Disponível em: <<http://rbnaconsult.com/tipos-de-contrato-de-exploracao-e-producao/>>. Acesso em: 14 set. 2018.

RUIVO, Fábio de Moraes. *Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore*. . [S.l: s.n.] , 2001

SANTOS, Luiz Fernando Domingues Dos. Descomissionamento de Sistemas Offshore. Técnicas, Potenciais Problemas e Riscos Relacionados ao Final da Vida Produtiva. 2006.

SHELL UK. Brent Spar Dossier. p. 130, 2008. Disponível em: <<http://www-static.shell.com/content/dam/shell/static/gbr/downloads/e-and-p/brent-spar-dossier.pdf>>.

UK GOVERNEMENT. *Petroleum Act 1998*. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/pdfs/ukpga_19980017_en.pdf>%5Cnhttp://www.legislation.gov.uk/ukpga/1998/17/contents>. , 1998

WALPOLE, Ronald E *et al*. *Probability and Statistics for Engineers and Scientists*. [S.l: s.n.], 2012. v. 3rd.

APÊNDICES

APÊNDICE A - RELATÓRIO DO *QUESTOR* - VALIDAÇÃO

OFFSHORE PROJECT SUMMARY

Project name	COST FUNCTION MODEL
Region	North America
Country	United States
Basin	Deep Water Gulf of Mexico Basin

Procurement strategy	Currency Rate/\$	
Offshore	United States	\$ 1,00
Contingency	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Equipment	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Materials	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Fabrication	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Linepipe	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Installation	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Design & PM	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Opex	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Certification	Gulf of Mexico	\$ 1,00
Freight	Gulf of Mexico	\$ 1,00

Technical database	Gulf of Mexico
--------------------	----------------

Unit set	Oilfield
Development type	Oil
Development concept	Production platform

Overall input				
Design oil production flowrate	46,20	Mbbl/day	Reserves	97,10 MMbbl
Design associated gas flowrate	87,50	MMscf/day	Water depth	150,00 m
Design gross liquids flowrate	51,30	Mbbl/day	Reservoir depth	4380,00 m
Water injection	No		Reservoir pressure	644,00 bara
Water injection capacity factor	-		Reservoir temperature	137,00 °C
Design water injection flowrate	-		Reservoir length	4,41 km
Gas injection	No		Reservoir width	2,20 km
Design gas injection rate	-			
Gas oil ratio	1890,00	scf/bbl		
Design factor	1,10			

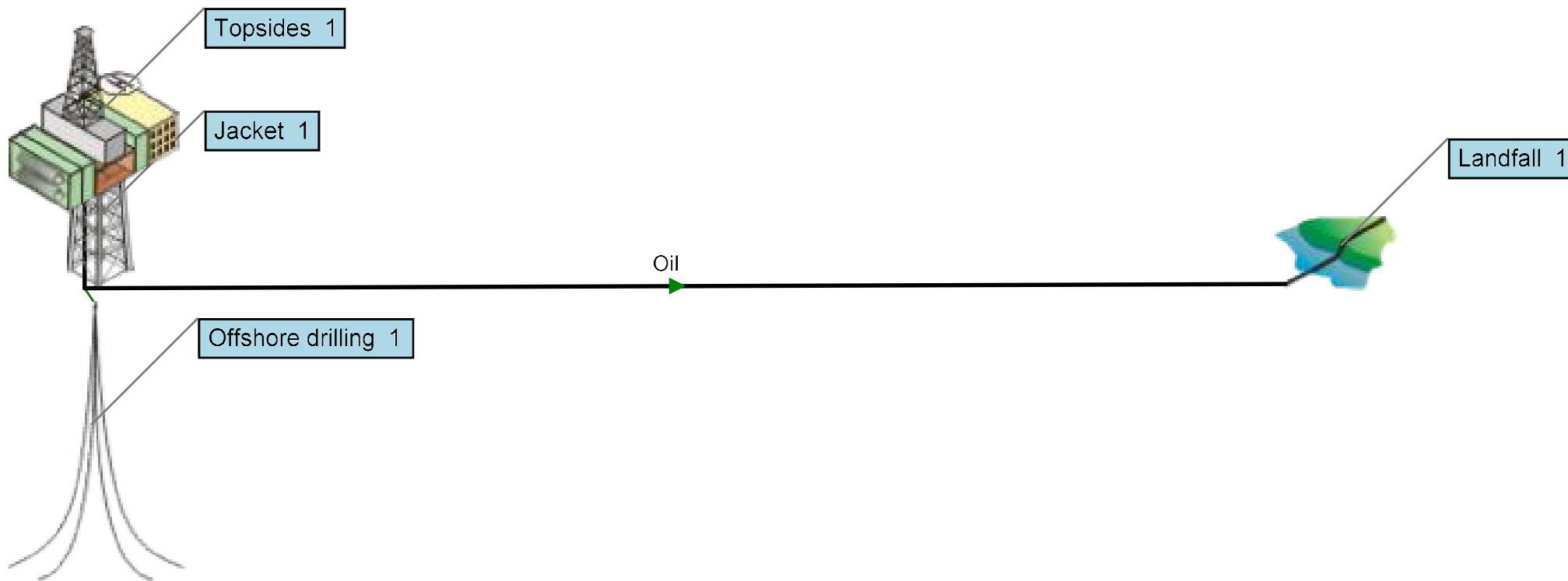
Fluid characteristics				
Oil density @ STP	31,60	°API	H2S content	21000,00 ppm
CO2 content	0,40	%	Gas molecular weight	30,10
Initial water cut	10,00	%		

Production profile characteristics				
Plateau rate	42,00	Mbbl/day	Years to plateau	1,00 year
Productivity	16,00	MMbbl/well	Plateau duration	4,00 year
Peak well flow	6,00	Mbbl/day	Field life	10,00 year
Maximum drilling stepout	3,00	km	Onstream days	350,00 day
Concurrent drilling operations	1		Wells per year per operation	5,70

Export methods				
Oil export method	pipeline to shore		Gas export method	fuel / flare / two phase
Distance to delivery / tie-back point	50,00	km	Distance to delivery / tie-back point	0,00 km

Number of wells		
Production wells	8	
Water injection wells	-	
Gas injection wells	-	

Field level miscellaneous data			BOE equivalent values	
Distance to operations base	50,00	km	BOE oil	1,00 BOE/bbl
Distance to delivery point	50,00	km	BOE condensate	0,94 BOE/bbl
Maximum drilling stepout	3,00	km	BOE gas	0,17 BOE/Mscf
Maximum ambient temperature	32,00	°C		
Average seawater temperature	10,00	°C		



OFFSHORE COST SUMMARY

Project	COST FUNCTION MODEL
Location	North America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	United States

Cost centre	Totals	Equipment	Materials	Fabrication	Installation	Hook-up & commissioning	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency
Topsides 1	294.593.000	127.230.000	17.027.000	40.378.000	16.967.000	24.650.000	24.773.000	6.487.000	10.300.000	26.781.000
Jacket 1	96.032.000		20.073.000	31.736.000	23.412.000		5.023.000	3.701.000	3.357.000	8.730.000
Oil pipeline (offshore 1)	48.294.000		11.229.000		23.813.000		1.663.000	3.675.000	1.615.000	6.299.000
Offshore drilling 1	101.886.000	12.041.000	23.313.000		43.949.000		1.103.000	1.234.000	3.265.000	16.981.000
CAPEX TOTALS	540.805.000	139.271.000	71.642.000	72.114.000	108.141.000	24.650.000	32.562.000	15.097.000	18.537.000	58.791.000
CAPEX sub total	482.014.000									
CAPEX contingency	58.791.000									
Project costs	0									
GRAND TOTAL	540.805.000									

OFFSHORE DECOMMISSIONING COST SUMMARY

Project	COST FUNCTION MODEL
Location	North America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	United States

Cost centre	Totals	Materials	Fabrication	Decommissioning / removal	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency	Scrap
Topsides 1	39.310.000	985.000	4.558.000	15.052.000	5.093.000	7.479.000	498.000	6.733.000	-1.088.000
Jacket 1	33.383.000	648.000	3.374.000	17.961.000	2.310.000	4.189.000	427.000	5.782.000	-1.308.000
Oil pipeline (offshore 1)	4.746.000			2.384.000	613.000	900.000	58.000	791.000	0
Offshore drilling 1	13.185.000			13.185.000					0
DECOMMISSIONING TOTALS	90.624.000	1.633.000	7.932.000	48.582.000	8.016.000	12.568.000	983.000	13.306.000	-2.396.000

Sub total	93.020.000
Scrap	-2.396.000
GRAND TOTAL	90.624.000

Jacket input report

Component name Jacket 1

Jacket type	4 legged
Water depth	150 m
Topsides operating weight	12600 te
Installation method	Launch

Number of conductors	8
Number of risers	1
Number of J-tubes	0

Soil conditions	Average
-----------------	---------

Environmental conditions	Severe
Design wave height	24 m
Wind speed	61 m/s
Tidal current (surface)	0,4 m/s

Regional jacket steel factor	0,73
------------------------------	------

Jacket 1

Name	Jacket 1
------	----------

TOTAL COST	US Dollars	96.032.000
------------	------------	------------

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Jacket steel	5.669 te	1.810	10.261.000
Piles	2.324 te	1.790	4.160.000
Conductors	914 te	1.150	1.051.000
Anodes	312 te	10.000	3.120.000
Installation aids	567 te	1.580	896.000
Sub Total			19.488.000
Freight	3,00%		585.000
Total Materials			\$ 20.073.000

FABRICATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Jacket	5.669 te	4.225	23.952.000
Piles	2.324 te	1.300	3.021.000
Anodes	312 te	975	304.000
Installation aids	567 te	5.200	2.948.000
Sub Total			30.225.000
Loadout & seafasten	5,00%		1.511.000
Total Fabrication			\$ 31.736.000

INSTALLATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Tugs transport	16 day	112.500	1.800.000
Tugs mob / demob	8 day	112.500	900.000
Barge transport	56 day	8.000	448.000
Barge mob / demob	8 day	8.000	64.000
Installation spread	12 day	1.010.000	12.120.000
Installation spread mob / demob	8 day	1.010.000	8.080.000
Total Installation			\$ 23.412.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	28.700 mhr	175	5.023.000
Project management	14.400 mhr	257	3.701.000
Total Design & Project management			\$ 8.724.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	1,00%		839.000
Insurance	3,00%		2.518.000
Total Insurance & Certification			\$ 3.357.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	10,00%		8.730.000
Total Contingency			\$ 8.730.000

Jacket 1 fabrication detail

US Dollars

FABRICATION DETAIL						
	QUANTITY	MAN HOURS PER UNIT	MAN HOURS	COST PER MAN HOUR	UNIT RATE	COST
Jacket	5.669 te	65	368.453	65	4.225	23.952.000
Piles	2.324 te	20	46.479	65	1.300	3.021.000
Anodes	312 te	15	4.680	65	975	304.000
Installation aids	567 te	80	45.348	65	5.200	2.948.000

Jacket decommissioning input report

Component name Jacket 1 decommissioning

Removal	
Removal option	Cut and lift

Disposal	
Disposal option	Scrap
Distance to disposal	50 km

Lifts	
Crane size	Medium
Maximum lift weight	1500 te
Number of lifts	8

Jacket details	
Type	4 legged
Height	168 m
Number of frames	8
Steel weight	5670 te
Piles	2320 te
Conductors	914 te
Anodes	312 te
Installation aids	567 te
Marine growth	77 te

Attachments	
Conductors	8
Risers	1
J-tubes	0

DECOMMISSIONING

Jacket 1

Name	Jacket 1
------	----------

TOTAL COST	US Dollars	33.383.000
------------	------------	------------

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	16 te	1.360	22.000
Flotation tanks	0 te	1.240	0
Ballast system	0	1.210.000	0
Seafastenings	389 te	1.530	595.000
Access platform / temporary bracing	8 te	1.530	12.000
Sub Total			629.000
Freight	3,00%		19.000
Total Materials			\$ 648.000

FABRICATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	16 te	13.020	208.000
Flotation tanks	0 te	9.424	0
Seafastenings	389 te	7.564	2.942.000
Access platform / temporary bracing	8 te	7.936	63.000
Sub Total			3.213.000
Loadout & seafasten	5,00%		161.000
Total Fabrication			\$ 3.374.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Cutting spread	41 day	51.000	2.091.000
Crane spread	42 day	210.000	8.820.000
Multi-service / DSV	42 day	120.000	5.040.000
Transportation spread	15 day	120.500	1.808.000
Landing / dumping	4 day	50.600	202.000
Total Decommissioning / removal			\$ 17.961.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	13.200 mhr	175	2.310.000
Project management	16.300 mhr	257	4.189.000
Total Design & project management			\$ 6.499.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	1,50%		427.000
Total Insurance & certification			\$ 427.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	20,00%		5.782.000
Total Contingency			\$ 5.782.000

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	7.694 te	-170	-1.308.000
Total Scrap			\$ -1.308.000

Offshore drilling input report

Component name Offshore drilling 1

Rig	Fixed platform (full)
Category	-
Profile	Build and hold

	Wells	Flowrate
Oil production	8	46,2 Mbbl/day
Water injection	0	0 Mbbl/day
Gas injection	0	0 MMscf/day

Exploration / Appraisal	-
-------------------------	---

Total conductors	8
Pre-drilled wells	0

Number of infield jackup rig moves	0
Number of infield floater rig moves	0

Water depth	150 m
Reservoir depth	4.380 m
Reservoir pressure	644 bara
Pressure rating	689 barg
Reservoir temperature	137 °C
Longest stepout	1.580 m
Trip speed	300 m/hr
Rate of build deg/30m	4,00 degrees
Acid gas	No
Tubing material	Carbon steel
Use ESPs	No

Multilaterals per production host	1
Drilling profiles edited	No

Well no.	Well function	TVD from LAT m	Kick off m	Horizontal shift m	Profile type	Horizontal section m	Measured depth m	Maximum deviation (degrees from vertical)	Rig type		Completion Type	Duration					
									Drilling	Completion		Platform		Jackup		Floater	
												Drilling days	Completion days	Drilling days	Completion days	Drilling days	Completion days
1	Prod.	4.380	0	0	Vertical	0	4.380	0	Platform	Platform	Cased	41,5	14,7	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	39,1	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	34,7	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	28,9	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	26,3	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	25,2	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Prod.	4.380	300	790	BH	0	4.460	12	Platform	Platform	Cased	24,5	16,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Prod.	4.380	300	1.580	BH	0	4.690	22	Platform	Platform	Cased	25,7	16,6	0,0	0,0	0,0	0,0
							Total depth					Total platform		Total jackup		Total floater	
							m					days		days		days	
							35.830					374		0		0	

Offshore drilling 1

Name	Offshore drilling 1
------	---------------------

TOTAL COST	US Dollars	101.886.000
------------	------------	-------------

EQUIPMENT		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Production xmas tree	8	1.083.400	8.667.000
Production wellhead	8	338.400	2.707.000
Production completion	8	39.500	316.000
Production downhole ESP	0	470.200	0
Exploration / Appraisal wellhead	0	338.400	0
Water injection xmas tree	0	1.000.000	0
Water injection wellhead	0	312.500	0
Water injection completion	0	39.500	0
Gas injection xmas tree	0	1.000.000	0
Gas injection wellhead	0	312.500	0
Gas injection completion	0	39.500	0
Sub Total			11.690.000
Freight	3,00%		351.000
Total Equipment			\$ 12.041.000

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
30 in casing	1.200 m	570	684.000
20 in casing	4.940 m	172	850.000
13 3/8 in casing	18.660 m	110	2.053.000
9 5/8 in casing	29.050 m	72	2.092.000
7 in liner	8.750 m	48	420.000
5 in tubing	35.970 m	31	1.115.000
3 1/2 in tubing	0 m	24	0
Cement	34.630 m	76	2.632.000
Mud	35.970 m	132	4.748.000
Brine	35.970 m	67	2.410.000
Bits	34.630 m	169	5.852.000
Conductors	0 te	1.150	0
Drilling template	0 te	11.300	0
Sub Total			22.856.000
Freight	2,00%		457.000
Total Materials			\$ 23.313.000

Offshore drilling 1

Name	Offshore drilling 1
------	---------------------

TOTAL COST	US Dollars	101.886.000
------------	------------	-------------

INSTALLATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Platform bare rig charter	374 day	0	0
Platform drill crew	374 day	32.400	12.118.000
Platform marine crew	374 day	0	0
Platform consumables	374 day	17.100	6.395.000
Platform helicopter services	374 day	5.500	2.057.000
Platform support vessels	374 day	50.000	18.700.000
Platform supply base	374 day	6.200	2.319.000
Specialist service logging	0	790.000	0
Specialist service cementing	8	295.000	2.360.000
Specialist service testing	0	405.000	0
Site preparation	0 day	130.000	0
Total Installation			\$ 43.949.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	6.300 mhr	175	1.103.000
Project management	4.800 mhr	257	1.234.000
Total Design & Project management			\$ 2.337.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	1,00%		816.000
Insurance	3,00%		2.449.000
Total Insurance & Certification			\$ 3.265.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	20,00%		16.981.000
Total Contingency			\$ 16.981.000

DECOMMISSIONING

Offshore drilling 1

Name	Offshore drilling 1
------	---------------------

TOTAL COST	US Dollars	13.185.000
------------	------------	------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	12.041.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	23.313.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	43.949.000	30	13.185.000
Total Installation		\$	13.185.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.337.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	3.265.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	16.981.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-170	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline input report

Component name Oil pipeline (offshore 1)

From	Topsides 1
To	Landfall 1

General	
Flow type	Oil
Length	50 km
Water depth	150 m

Pipeline details	
Material	Carbon steel X60
Oil flowrate	46,2 Mbbl/day
Water flowrate	0 Mbbl/day
Gas flowrate	0 MMscf/day
Pressure in	83,6 bara
Pressure out	14 bara
Fixed pressure	Outlet pressure
Fluid temperature	4 °C
Buckle arrestors	Yes

Size	
Nominal diameter	10 in
Corrosion allowance	3 mm
Wall thickness	9,27 mm

Installation	
Lay vessel type	S-lay without DP
Pipeline crossings	1
Buried length	5 km

Specification	
Coating	Yes
Weight coat	Yes
Cathodic protection	Yes
Insulation material	None
Insulation U value	-

Installation	
Distance to supply base	50 km
Weather downtime (small vessels)	10%
Weather downtime (large vessels)	7%

Installation days											
	Reel-lay	S-lay without DP	S-lay with DP	J-lay	Solitaire	DSV	Trench vessel	Survey vessel	Dredge vessel	Rock install vessel	Supply vessel
Pipeline laying	0,0	29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pipeline tie-ins	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PLETs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Testing / commissioning	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Trenching	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Surveying	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0	0,0	0,0	0,0
Dredging	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rock installation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transit loadout	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,8	0,6	0,6	0,0	0,0	1,3
Weather downtime	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	2,9	0,3	1,2	0,0	0,0	0,1
Mobilization / demobilization	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	6,0	6,0	8,0	0,0	0,0	6,0
Total	0,0	38,2	0,0	0,0	0,0	37,7	8,9	20,8	0,0	0,0	7,4

Export end termination details	
Export component	Topsides 1
Export end water depth	150 m
Export end termination type	Riser
Export end termination sub-type	Steel fixed
Export end insulation material	None
Export end insulation U value	-
Export end diverless connections	Yes
Export end subsea ESD valve	No

Export end PLET	
Required	No
Valve	-
Soil conditions	-
Pressure rating	-
Trawler protection	-
Jumper type	-

Receiving end termination details	
Receiving component	Landfall 1
Receiving end water depth	-
Receiving end termination type	Shore approach
Receiving end termination sub-type	Shelving beach
Receiving end insulation material	-
Receiving end insulation U value	-
Receiving end diverless connections	-
Receiving end subsea ESD valve	No

Receiving end PLET	
Required	-
Valve	-
Soil conditions	-
Pressure rating	-
Trawler protection	-
Jumper type	-

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	48.294.000
------------	------------	------------

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Linepipe (D = 10 in, t = 9,27 mm, Carbon steel X60)	50,00 km	119.413	5.971.000
Coating	50,00 km	30.000	1.500.000
Weight coating	50,00 km	57.000	2.850.000
Insulation			
None	0,00 km	0	0
Sub Total			10.321.000
Onshore welding and reeling	0,00%		0
Anodes	43 te	10.000	430.000
Export end termination (Steel fixed)			
Riser linepipe (D = 10 in, t = 10,5 mm, Carbon steel X60)	168 m	123	21.000
Coating	168 m	30	5.000
Insulation			
None	0 m	0	0
Anodes	0,1 te	10.000	1.000
Clamps	0 m	200	0
Spools, flanges & fittings	1	124.000	124.000
Subsea emergency shutdown valve system	0	1.120.000	0
Receiving end termination (Shelving beach)			
Shore approach materials	0	0	0
Subsea emergency shutdown valve system	0	1.120.000	0
PLETs	0		0
Sub Total			10.902.000
Freight	3,00%		327.000
Total Materials			\$ 11.229.000

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	48.294.000
------------	------------	------------

INSTALLATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Reel-lay	0 day	163.000	0
S-lay without DP	39 day	245.000	9.555.000
S-lay with DP	0 day	356.000	0
J-lay	0 day	713.000	0
Solitaire	0 day	1.080.000	0
Diving support vessel	38 day	120.000	4.560.000
Testing & commissioning equipment	22 day	55.000	1.210.000
Trench vessel	9 day	137.000	1.233.000
Survey vessel	21 day	75.000	1.575.000
Dredge vessel	0 day	200.000	0
Rock install vessel	0 day	85.000	0
Supply vessel	8 day	60.000	480.000
Shore approach			5.200.000
Total Installation			\$ 23.813.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	9.500 mhr	175	1.663.000
Project management	14.300 mhr	257	3.675.000
Total Design & Project management			\$ 5.338.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	1,00%		404.000
Insurance	3,00%		1.211.000
Total Insurance & Certification			\$ 1.615.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	15,00%		6.299.000
Total Contingency			\$ 6.299.000

Oil pipeline (offshore 1) PLETs

TOTAL COST US Dollars

EXPORT END PLET			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Structure	0 te	0	0
Valve	0	0	0
Protection structure	0 te	0	0
Mudmat	0 te	0	0
Jumper	0 m	0	0
Jumper connectors	0	0	0
Total Export end PLET		\$	0

RECEIVING END PLET			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Structure	0 te	0	0
Valve	0	0	0
Protection structure	0 te	0	0
Mudmat	0 te	0	0
Jumper	0 m	0	0
Jumper connectors	0	0	0
Total Receiving end PLET		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Scrap
Distance to disposal site	50 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	Yes

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	50 km
Nominal diameter	10 in
Wall thickness	9,27 mm
Crossings	1
Buried length	5 km
Shore approach	Yes
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	4.746.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	100.000	0
Pigging and pumping	14 day	46.000	644.000
Flushing and chemicals	21 day	60.000	1.260.000
Jetting	0 day	70.000	0
Pipelay	0 day	356.000	0
Tanker	30 day	16.000	480.000
Surveys	0 day	75.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	2.384.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	3.500 mhr	175	613.000
Project management	3.500 mhr	257	900.000
Total Design & project management		\$	1.513.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	1,50%		58.000
Total Insurance & certification		\$	58.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	20,00%		791.000
Total Contingency		\$	791.000

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-180	0
Total Scrap		\$	0

Topsides input report

Component name Topsides 1

Facilities	DPQW
------------	------

Oil / condensate capacity	46,2 Mbbl/day
Water injection capacity	0 Mbbl/day

Gas export / flare cap.	87,5 MMscf/day
Gas injection capacity	0 MMscf/day
Gas lift capacity	0 MMscf/day

Oil to	Pipeline to shore
Distance	50 km

Gas to	Flare / fuel / two phase
Distance	0 km

Oil/condensate API	31,6 °API
CO2 content	0,402 %
H2S content	21000 ppm
Dry tree wellhead temperature	111 °C
Arrival temperature	111 °C
Acid gas	No
Max. monthly av. air temp.	32 °C

Include electrical buildings	Yes
Substructure type	Jacket
Substructure sub type	Standard
Configuration	Integrated
Nominal module weight	-
Integrate existing systems	-

Leased	No
--------	----

Manufacturing	Platform wells	Remote wells	Remote risers	Multiphase metering	Operating pressure	Design pressure	Weight
Service							
Production	8	0	0	No	35 bara	411 barg	51,9 te
Test				No	35 bara	411 barg	17,4 te
HIPPS							-
Water injection	0	0	0		-	-	-
Gas injection	0	0	0		-	-	-
Gas lift	0	0	0		-	-	-
Well kill					644 bara	697 barg	5,6 te
Control package							2 te
Hydraulic power unit							1,8 te
Number of well bays	1						
						Manifolds and accessories total	78,7 te
						Subsea pig launchers and receivers	-

Oil processing	Trains	Des. cap./train	Pressure	Temp. out	Wt / train	Duty	Type
Separator 1	1	100%	35 bara	111 °C	34,5 te		3 Phase (Horizontal)
Separator 2	1	100%	14 bara	111 °C	12,9 te		3 Phase (Horizontal)
Separator 3	-	-	-	-	-		-
Test separator	1	100%	35 bara	111 °C	13,7 te		3 Phase (Horizontal)
Dehydrator	-	-	-	-	-	-	-
Desalter	-	-	-	-	-	-	-
Stabiliser							-
Heat exchanger 1	1	100%	14 bara	50 °C	21,2 te	-12,4 MW	Shell & tube
Heat exchanger 2	-	-	-	-	-	-	-
Heat exchanger 3	-	-	-	-	-	-	-
Heat exchanger 4	-	-	-	-	-	-	-
Water heater	-	-	-	-	-	-	-

Oil export	Export rate	Metering	Yes	Metering capacity
Throughput	46,2 Mbbl/day			46,2 Mbbl/day
Export pumps	Differential pressure	72,6 bar	Power	0,823 MW
	Pumps	2	Duty/pump	100%
	Driver type	Electric		Pumps weight
				9,18 te
				Drivers weight
				8,05 te
Turbine driver	-	Derating factor	-	Derating based on
		Driver rating	-	Derated power
				-
Export pipeline	50 km x 10 in	Pump discharge pressure	83,6 bara	
		Pipeline outlet pressure	14 bara	Fixed pressure
				Outlet pressure
Pig launcher	No	Pig launcher weight	-	
Dry oil tank	Yes	Storage capacity	508 bbl	Number of tanks
		Design capacity / tank	254 bbl	Dry oil tank weight
				18 te

Gas processing	Capacity	Trains x duty	Process	Specification
Gas cooling	-	-	Fin fan	41 °C
Acid gas removal (CO2 mem.)	-	-	-	-
Acid gas removal (conv.)	-	-	-	-
Gas dehydration	-	-	-	-
Dewpoint control	-	-	-	-
Stabiliser	-	-		Gas metering
				No

Gas compression	Derating factor			-	Ambient temperature		-
	Flash gas	Export gas	Lift gas	Gas injection			
Design quantity	-	-	-	-			
Suction pressure	-	-	-	-			
Discharge pressure	-	-	-	-			
Compressor type	-	-	-	-			
Number of stages	-	-	-	-			
Power	-	-	-	-			
Driver type	-	-	-	-			
Driver model	-	-	-	-			
Design duty / compressor %	-	-	-	-			
Pipeline size		-					
Pipeline outlet pressure		-					
Weights							
Compressors and drivers	-	-	-	-			
Scrubbers	-	-	-	-			
Shell & tube coolers	-	-	-	-			
Fin fan coolers	-	-	-	-			
Total	-	-	-	-			
Pig launcher		-					

Water injection				Weights			
Number of pumps	-	Driver type	-	Capacity	-	Pump	-
Duty / pump	-	Driver model	-	Discharge p	-	Pump driver	-
Derating factor	-	Derated power	-	Pump duty	-	Fine filter	-
Fine filters	-	Deaerator	-			Deaerator	-
Sulphate removal	-	Filtration	-			Sulphate removal	-
						Filtration	-

Control & communications						
Control	Distributed control	Operational voice radio	Yes	Cable	No	
Monitoring	Remote monitoring	Entertainment and TV	Yes	Microwave	No	
		PABX telephone	Yes	Satellite	Yes	

Drilling						
Rig type	Fixed platform (full)	Number of drilling rigs	1	Max. meas. depth	4708 m	
Power option	Self contained	Power requirement	-			
Dry weight	2510 te	Operating weight factor	2,82			

Quarters						
Manning	Day	Night		Emergency shelter	-	
Base crew	3	1		Emergency shelter number of men	-	
Operating crew	5	5		Emergency shelter weight per man	-	
Maintenance crew	6	3				
Drilling crew	15	15				
Marine crew	0	0				
Catering / cleaning staff	2	2				
Total crew	31	26				
Spare beds	6					
Total beds	63	Blast wall	Yes	Helideck	Large	
Quarters upgrade	-	Cabin size	Two man	Helideck weight	180 te	

Process utilities	Design capacities	Weight		Weight		Weight
Produced water	44,2 Mbbbl/day	17,2 te	Closed drains	5,7 te	Mech. handling	43,6 te
Heating medium	0 MW	0 te	Open drains	10,3 te	HVAC	2 te
Cooling medium	14,2 MW	41,1 te	Diesel storage	1,4 te	Lifeboats	18,9 te
Flare and vent	87,5 MMscf/day	10,1 te	Aviation fuel	15 te		
Seawater lift	62,6 Mbbbl/day	25 te	Inst & plant air	6,9 te		
Fuel gas		1 te	Inert gas	5,8 te		
Chemical inj and storage		39,7 te	Potable water	8,2 te		
			Sewage treatment	2,5 te		
			Firefighting	53 te		
			Other	-		

Chemical injection and storage

Group	Chemical	Dosage level	Dosage rate	Storage capacity	System weight
Oil processing	Defoamer	Medium	50 ppm	108 bbl	11,8 te
Oil processing	Demulsifier	Medium	80 ppm	173 bbl	19,3 te
Oil processing	Scale inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Oil processing	Corrosion inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Oil processing	Pour point depressant	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Oil processing	Other (oil)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Scale inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Corrosion inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Biocide	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Oxygen scavenger	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Defoamer	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Surfactant	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Water injection	Other (injection water)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Other	Corrosion inhibitor (gas)	Medium	1 ppm	19,1 bbl	2,39 te
Other	Biocide (produced water)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Other	Flotation aid (produced water)	Medium	12 ppm	20,1 bbl	2,49 te
Other	Demulsifier (produced water)	Medium	20 ppm	33,5 bbl	3,72 te
Other	Defoamer (ballast water)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Other	Corrosion inhibitor (produced water)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Other	Other (gas)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Other	Other (produced water)	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Subsea	Low dose hydrate inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Subsea	Methanol	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Subsea	Asphaltene inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Subsea	Wax dispersant	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Subsea	Scale inhibitor	None	0 ppm	0 bbl	0 te
Total chemical injection weight					39,7 te

Flare

Flare type	Boom	Structure weight	78,3 te	Gas rate	87,5 MMscf/day
Tower type	-				

Power generation

Oil processing	0 MW
Oil export pumps	0,823 MW
Gas processing	
Gas cooling	0 MW
Gas dehydration	0 MW
Acid gas removal	0 MW
Dewpoint control	0 MW
Stabilisation	0 MW
Gas compression	
Flash gas compressors	0 MW
Export compressors	0 MW
Gas lift compressors	0 MW
Gas injection compressors	0 MW
Others	
Water injection	0 MW
Custom equipment	0 MW
Quarters	0,473 MW
Drilling	0 MW
Downhole equipment	0 MW
Utilities	1,23 MW
Seawater lift	0,138 MW

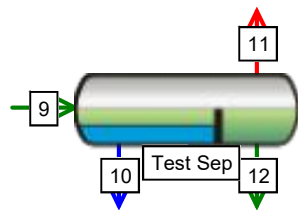
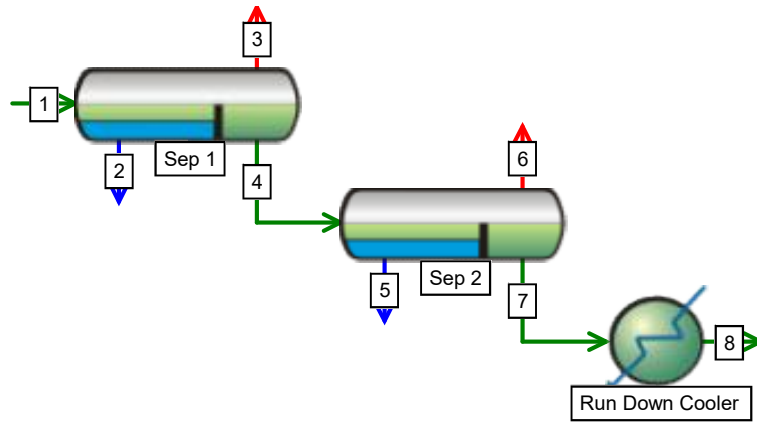
Base load	0,699 MW
External power	0 MW
Total demand	3,36 MW

Emergency power	0,699 MW
-----------------	----------

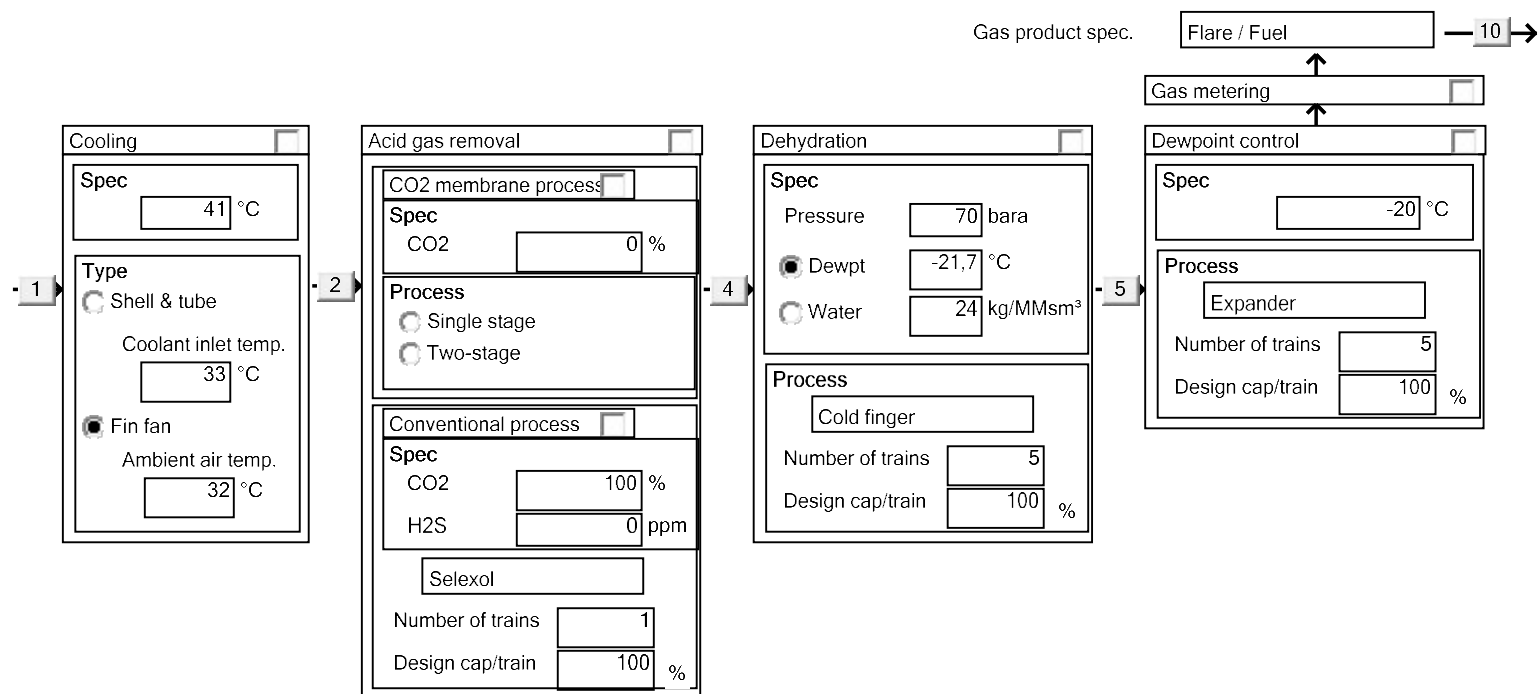
Type	Power generation and distribution
Ambient temperature	32 °C
Derating factor	0,829
Total power (derated)	4,05 MW
Power factor	0,83
Design power	4,88 MW
Number of generators	2
Design duty/generator %	100,00%
Driver type	Turbine
Model	Siemens GT100
Driver power	5,4 MW
Generator set weight	70 te
Distribution weight	59,9 te
Emergency power weight	8,58 te

Hookup and commissioning

Manhours split	Atshore %	Inshore %	Offshore %
	70	0	30



	Pressure (bara)	Temperature (°C)	Oil (Mbbl/day)	Water (Mbbl/day)	Gas (MMscf/day)	Oil density (°API)	Gas MW
Stream 1	35	111	57,2	5,24	74,7	51,3	27,7
Stream 2	35	111	-	2,23	-	-	-
Stream 3	35	111	-	-	74,7	-	27,7
Stream 4	35	111	57,2	3,01	-	51,3	-
Stream 5	14	111	-	0,0398	-	-	-
Stream 6	14	111	-	-	5,28	-	33,4
Stream 7	14	111	54,8	2,88	-	48,7	-
Stream 8	13,5	50	52	2,78	-	39,4	-
Stream 9	35	111	14,3	1,31	18,7	51,3	27,7
Stream 10	35	111	-	0,557	-	-	-
Stream 11	35	111	-	-	18,7	-	27,7
Stream 12	35	111	14,3	0,752	-	51,3	-



	Stream 1	Stream 2	Stream 4	Stream 5	Stream 10	Stream 12	Units
Gas flowrate	80	80	80	80	80	-	MMscf/day
Liquid flowrate	-	-	-	-	-	54,7	Mbbl/day
Temperature	111	111	111	111	111	50	°C
Pressure	35	35	35	35	35	13,5	bara
CO2	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,031	%
HS2	20600	20600	20600	20600	20600	3940	ppm
Gas MW	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	-	
Density	-	-	-	-	-	25,5	°API

Topsides 1

Name	Topsides 1
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	294.593.000
------------	------------	-------------

Total dry weight 7.560 te (12.627 te Op.)

EQUIPMENT		Procured from: Gulf of Mexico		
	QUANTITY	UNIT RATE	COST	
Manifolding				
Manifolds and accessories	79 te	19.500	1.541.000	
Multiphase meters (0-6 Mbbbl/day)	0	425.000	0	
Multiphase meters (6-20 Mbbbl/day)	0	610.000	0	
Multiphase meters (20-75 Mbbbl/day)	0	890.000	0	
Subsea pig launchers and receivers	0 te	30.500	0	
Oil processing				
Separation	61 te	19.800	1.208.000	
Dehydration	0 te	24.000	0	
Heating	0 te	29.000	0	
Shell & tube cooling	21 te	29.000	609.000	
Fin fan cooling	0 te	14.000	0	
Oil export				
Oil pump, driver and metering	46 te	31.700	1.458.000	
Export oil pig launcher	0 te	30.500	0	
Dry oil tank	18 te	4.750	86.000	
Gas processing				
Gas cooling				
Shell & tube	0 te	29.000	0	
Fin fan	0 te	14.000	0	
Acid gas removal				
CO2 removal pre-treatment system	0 te	14.200	0	
CO2 removal membrane system	0 te	48.200	0	
CO2 removal interstage compressors and drivers	0 te	0	0	
CO2 removal interstage scrubbers	0 te	22.500	0	
CO2 removal interstage coolers	0 te	0	0	
Amine / physical solvent	0 te	22.000	0	
Zinc oxide vessel	0 te	17.800	0	
Zinc oxide bed	0 te	3.000	0	
Gas dehydration				
Glycol	0 te	22.000	0	
Molecular sieve vessel	0 te	17.800	0	
Molecular sieve bed	0 te	7.500	0	
Dewpointing				
LTS / exchanger	0 te	24.000	0	
Refrigeration package	0 te	49.000	0	
Turbo expander	0 te	58.000	0	
Stabiliser	0 te	23.000	0	
Gas metering	0 te	34.000	0	

Topsides 1

Name	Topsides 1
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	294.593.000
------------	------------	-------------

Total dry weight 7.560 te (12.627 te Op.)

Gas compression			
Flash gas compressors and drivers	0 te	0	0
Flash gas scrubbers	0 te	22.500	0
Flash gas coolers	0 te	0	0
Export gas compressors and drivers	0 te	0	0
Export gas scrubbers	0 te	22.500	0
Export gas coolers	0 te	0	0
Export gas pig launcher	0 te	30.500	0
Gas lift compressors and drivers	0 te	0	0
Gas lift scrubbers	0 te	22.500	0
Gas lift coolers	0 te	0	0
Gas injection compressors and drivers	0 te	0	0
Gas injection scrubbers	0 te	22.500	0
Gas injection coolers	0 te	0	0
Water injection			
Fine filters	0 te	18.600	0
Deaerator	0 te	19.000	0
Filtration	0 te	57.000	0
Sulphate removal	0 te	67.000	0
Pumps and turbine drivers	0 te	0	0
Pumps and electric motor drivers	0 te	47.500	0
Control and communications	15 te	1.073.800	16.107.000
Drilling facilities	2.510 te	24.500	61.495.000
Quarters and helideck	728 te	16.300	11.866.000
Blast wall	125 te	2.000	250.000
Process utilities	307 te		12.575.000
Flare structure	78 te	8.900	694.000
Power			
Power generation	70 te	93.700	6.559.000
Power distribution	60 te	43.000	2.580.000
Emergency power	9 te	60.300	543.000
Electrical buildings	180 te	20.000	3.600.000
Sub Total			121.171.000
Freight	5,00%		6.059.000
Total Equipment			\$ 127.230.000

Topsides 1

Name	Topsides 1
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	294.593.000
------------	------------	-------------

Total dry weight 7.560 te (12.627 te Op.)

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	2.027 te	1.790	3.628.000
Secondary steel	640 te	1.600	1.024.000
Piping	266 te	16.400	4.362.000
Electrical	97 te	19.800	1.921.000
Instruments	86 te	48.500	4.171.000
Others	137 te	8.100	1.110.000
Sub Total			16.216.000
Freight	5,00%		811.000
Total Materials			\$ 17.027.000

FABRICATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Primary steel	2.027 te	8.030	16.277.000
Secondary steel	640 te	10.600	6.784.000
Equipment	686 te	2.190	1.502.000
Piping	266 te	19.200	5.107.000
Electrical	97 te	37.500	3.638.000
Instruments	86 te	38.500	3.311.000
Others	137 te	13.400	1.836.000
Sub Total			38.455.000
Loadout and seafasten	5,00%		1.923.000
Total Fabrication			\$ 40.378.000

INSTALLATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Tugs transport	45 day	112.500	5.063.000
Tugs mob/demob	8 day	112.500	900.000
Barge transport	105 day	8.000	840.000
Barge mob/demob	8 day	8.000	64.000
Installation spread	10 day	1.010.000	10.100.000
Installation spread mob/demob	0 day	1.010.000	0
Total Installation			\$ 16.967.000

Topsides 1

Name	Topsides 1
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	294.593.000
------------	------------	-------------

Total dry weight 7.560 te (12.627 te Op.)

HOOK-UP AND COMMISSIONING			Location: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Atshore HUC	119.596 mhr	74	8.850.000
Inshore HUC	0 mhr	127	0
Offshore HUC	91.328 mhr	173	15.800.000
HUC accommodation (flotel)	0 day	135.000	0
Total Hook-up and commissioning			\$ 24.650.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	141.560 mhr	175	24.773.000
Project management	25.240 mhr	257	6.487.000
Total Design & Project management			\$ 31.260.000

INSURANCE & CERTIFICATION			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	1,00%		2.575.000
Insurance	3,00%		7.725.000
Total Insurance & Certification			\$ 10.300.000

CONTINGENCY			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	10,00%		26.781.000
Total Contingency			\$ 26.781.000

Topsides 1 fabrication detail

US Dollars

FABRICATION DETAIL						
	QUANTITY	MAN HOURS PER UNIT	MAN HOURS	COST PER MAN HOUR	UNIT RATE	COST
Primary steel	2.027 te	110	222.970	73	8.030	16.277.000
Secondary steel	640 te	145	92.800	73	10.600	6.784.000
Equipment	686 te	30	20.580	73	2.190	1.502.000
Piping	266 te	300	79.800	64	19.200	5.107.000
Electrical	97 te	535	51.895	70	37.500	3.638.000
Instruments	86 te	550	47.300	70	38.500	3.311.000
Others	137 te	220	30.140	61	13.400	1.836.000

Process utilities

TOTAL COST US Dollars 12.574.930

PROCESS SUPPORT UTILITIES			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Produced water	17,2 te	28.000	481.600
Heating medium	0,0 te	31.000	0
Cooling medium	41,1 te	73.000	3.000.300
Flare and vent	10,1 te	34.000	343.400
Seawater lift	25,0 te	64.000	1.600.000
Fuel gas	1,0 te	53.000	53.000
Chemical injection and storage	39,7 te	43.500	1.726.950
Total Process support utilities		\$	7.205.250

GENERAL UTILITIES			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Closed drains	5,7 te	18.400	104.880
Open drains	10,3 te	18.400	189.520
Diesel storage	1,4 te	33.500	46.900
Aviation fuel	15,0 te	44.000	660.000
Instrument and plant air	6,9 te	47.000	324.300
Inert gas	5,8 te	69.000	400.200
Potable water	8,2 te	37.000	303.400
Sewage treatment	2,5 te	21.500	53.750
Firefighting	53,0 te	37.000	1.961.000
Other	0,0 te	41.000	0
Total General utilities		\$	4.043.950

ANCILLARIES			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Mechanical handling	43,6 te	18.800	819.680
HVAC	2,0 te	21.500	43.000
Lifeboats	18,9 te	24.500	463.050
Total Ancillaries		\$	1.325.730

Topsides decommissioning input report

Component name Topsides 1 decommissioning

Details			
Topsides weight	7260 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	2
Disposal distance	50 km	Temporary piping weight	26,6 te
Padeyes weight	4 te		

Equipment weights					
Wellhead	79 te	Oil processing	82 te	Oil export	64 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	0 te	Drilling facilities	2510 te	Communications and control	15 te
Quarters	728 te	Utilities	307 te	Power generation and distribution	139 te

Material weights					
Steel	2670 te	Piping	266 te	Electrical	97 te
Instruments	86 te	Others	137 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	298 bbl	Oil processing	774 bbl	Oil export	382 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	395 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	348 bbl	Power generation and distribution	43,7 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	837 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	2,84	0,474
Oil processing	7,38	1,23
Oil export	3,04	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	3,14	0,784
Quarters	0	0
Utilities	3,32	0,692
Power generation and distribution	0,174	0,0695

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,65	3,33
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	79	0
Oil processing	82	0
Oil export	128	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	45	0
Drilling facilities	251	502
Quarters	72,8	72,8
Utilities	615	0
Power generation and distribution	139	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	1.330
Piping	266	0
Electricals	9,7	0
Instruments	8,6	0
Others	27,4	0
Temporary pipework	0	266
Padeyes	0	10

DECOMMISSIONING

Topsides 1

Name	Topsides 1
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	39.310.000
------------	------------	------------

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	4 te	1.320	5.000
Temporary piping	27 te	6.000	162.000
Bracing / lifting frames	141 te	1.530	216.000
Seafastenings	363 te	1.530	555.000
Sub Total			938.000
Freight	5,00%		47.000
Total Materials			\$ 985.000

FABRICATION		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	4 te	12.826	51.000
Temporary piping	27 te	6.655	180.000
Bracing / lifting frames	141 te	8.591	1.211.000
Seafastenings	363 te	7.986	2.899.000
Sub Total			4.341.000
Freight	5,00%		217.000
Total Fabrication			\$ 4.558.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	4.000 mhr	124	496.000
Pumping / flushing	33 day	38.000	1.254.000
Inerting	13 day	60.000	780.000
Multi-service / DSV	45 day	120.000	5.400.000
Tanker	33 day	16.000	528.000
Crane spread	11 day	500.000	5.500.000
Transport spread	9 day	112.500	1.013.000
Landing / dumping	1 day	81.000	81.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 15.052.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	29.100 mhr	175	5.093.000
Project management	29.100 mhr	257	7.479.000
Total Design & project management			\$ 12.572.000

INSURANCE & CERTIFICATION		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	1,50%		498.000
Total Insurance & certification			\$ 498.000

CONTINGENCY		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	20,00%		6.733.000
Total Contingency			\$ 6.733.000

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	7.255 te	-150	-1.088.000
Total Scrap			\$ -1.088.000

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	0%
Materials	85%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	30%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

APÊNDICE B - RELATÓRIO DO *QUESTOR* - CAMPO A

OFFSHORE PROJECT SUMMARY

Project name	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Region	Latin America
Country	Brazil
Basin	Campos Basin

Procurement strategy	Currency Rate/\$	
Offshore	Brazil	\$ 1,00
Contingency	Central and S. America	US\$ 1,00
Equipment	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Materials	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Fabrication	Central and S. America	US\$ 1,00
Linepipe	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Installation	Central and S. America	US\$ 1,00
Design & PM	Central and S. America	US\$ 1,00
Opex	Central and S. America	US\$ 1,00
Certification	Central and S. America	US\$ 1,00
Freight	Central and S. America	US\$ 1,00

Technical database	Central and S. America
Software version	QUESTOR 2017 Q3

Unit set	Oilfield
Development type	Oil
Development concept	Semi-submersible + Subsea tie-back

Overall input				
Design oil production flowrate	72,90	Mbbl/day	Reserves	389,00 MMbbl
Design associated gas flowrate	39,50	MMscf/day	Water depth	420,00 m
Design gross liquids flowrate	81,00	Mbbl/day	Reservoir depth	2710,00 m
Water injection	Yes		Reservoir pressure	4010,00 psia
Water injection capacity factor	1,10		Reservoir temperature	78,70 °C
Design water injection flowrate	89,10	Mbbl/day	Reservoir length	10,60 km
Gas injection	No		Reservoir width	7,70 km
Design gas injection rate	-			
Gas oil ratio	453,00	scf/bbl		
Design factor	1,10			

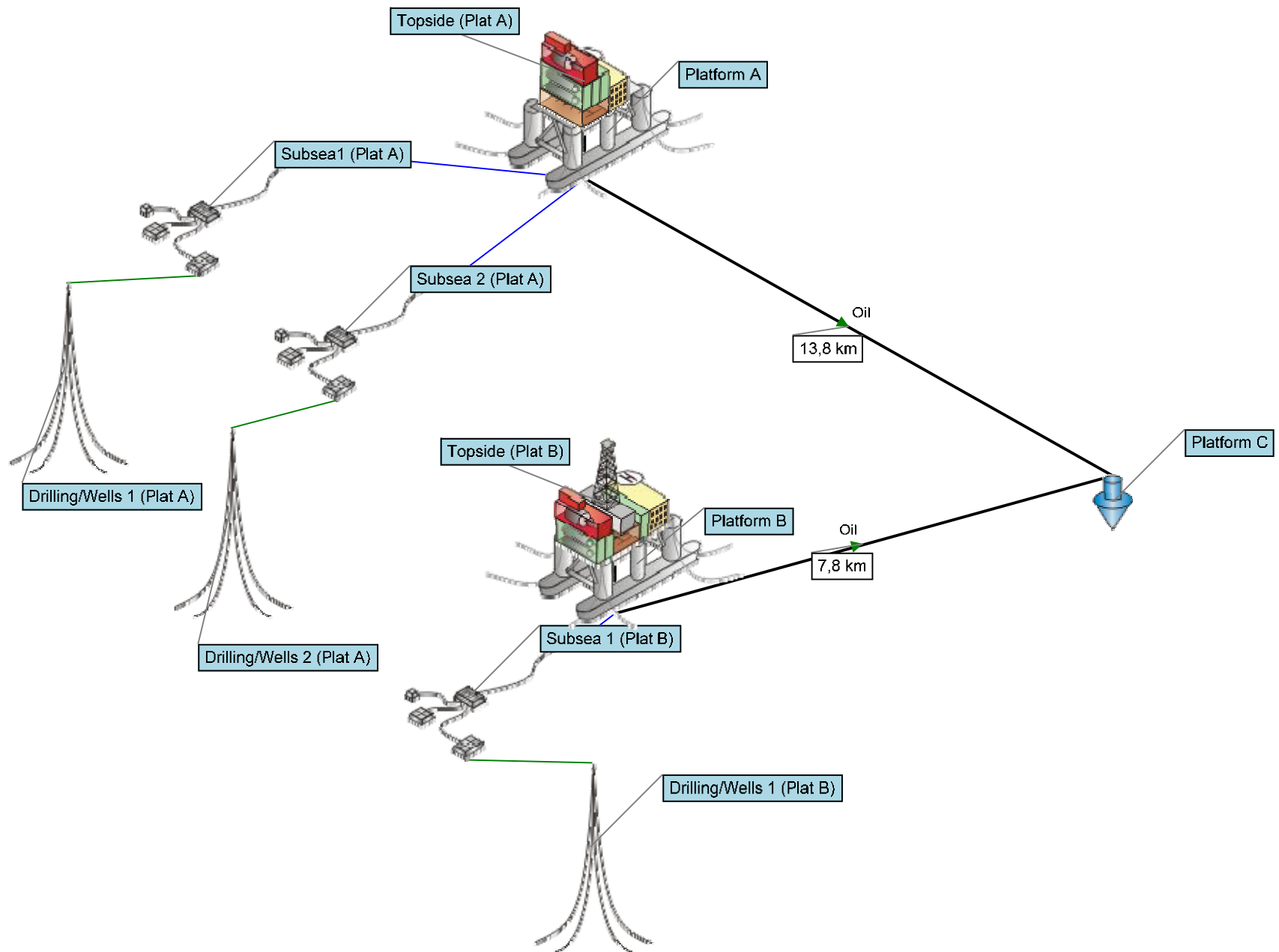
Fluid characteristics				
Oil density @ STP	29,00	°API	H2S content	0,00 ppm
CO2 content	0,30	%	Gas molecular weight	30,00
Initial water cut	10,00	%		

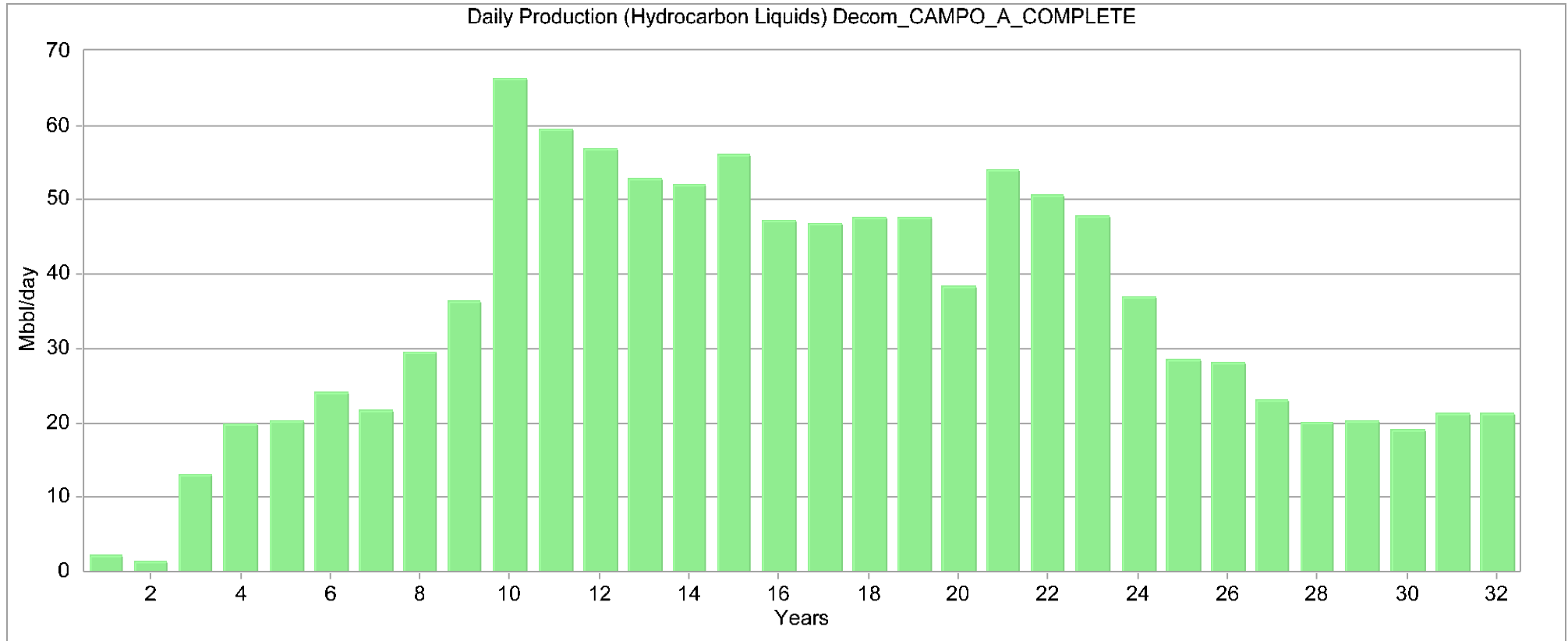
Production profile characteristics				
Plateau rate	66,30	Mbbl/day	Years to plateau	9,00 year
Productivity	16,00	MMbbl/well	Plateau duration	1,00 year
Peak well flow	6,00	Mbbl/day	Field life	32,00 year
Maximum drilling stepout	3,00	km	Onstream days	350,00 day
Concurrent drilling operations	2		Wells per year per operation	6,80

Export methods			
Oil export method	via existing production platform	Gas export method	via existing production platform
Distance to delivery / tie-back point	0,01 km	Distance to delivery / tie-back point	0,01 km

Number of wells			
Production wells	43	Gas injection wells	-
Water injection wells	7		

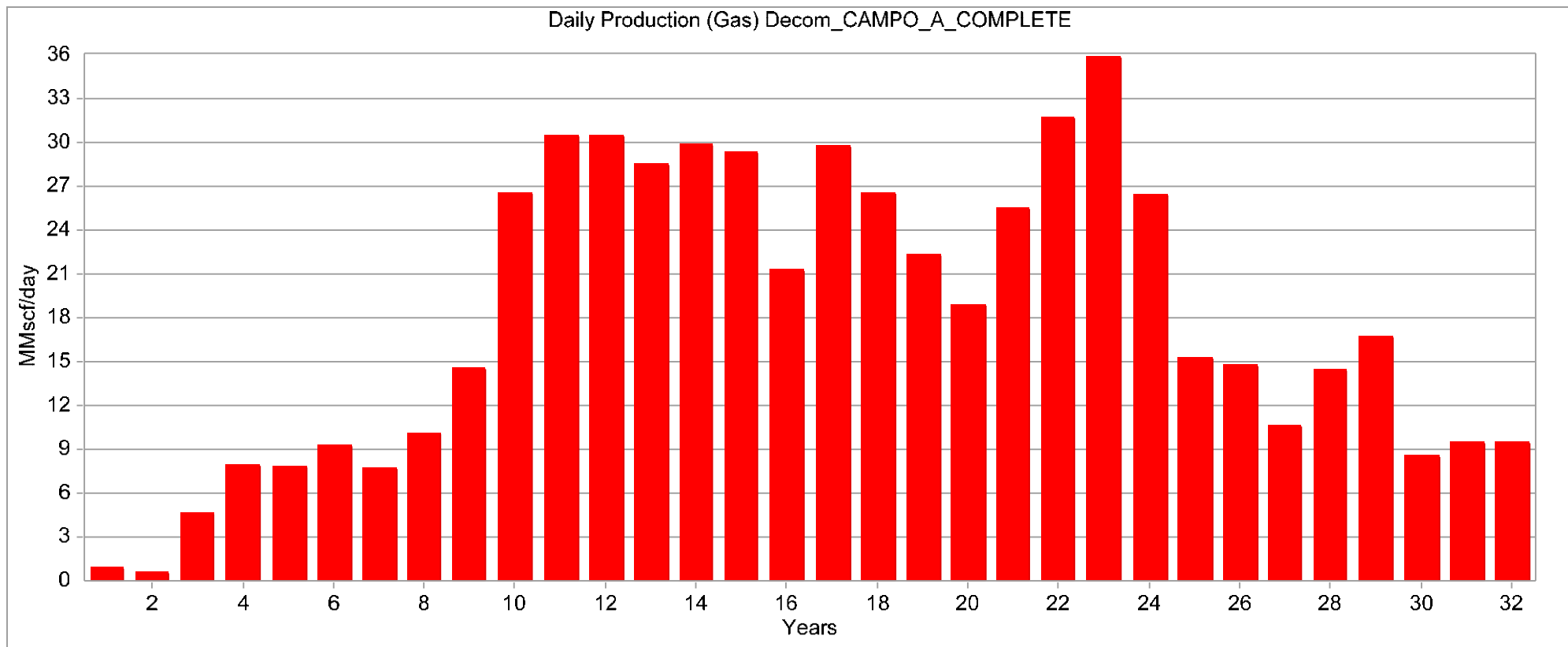
Field level miscellaneous data				
Distance to operations base	90,00	km	BOE equivalent values	
Distance to delivery point	90,00	km	BOE oil	1,00 BOE/bbl
Maximum drilling stepout	3,00	km	BOE condensate	0,94 BOE/bbl
Maximum ambient temperature	28,00	°C	BOE gas	0,17 BOE/Mscf
Average seawater temperature	10,00	°C		





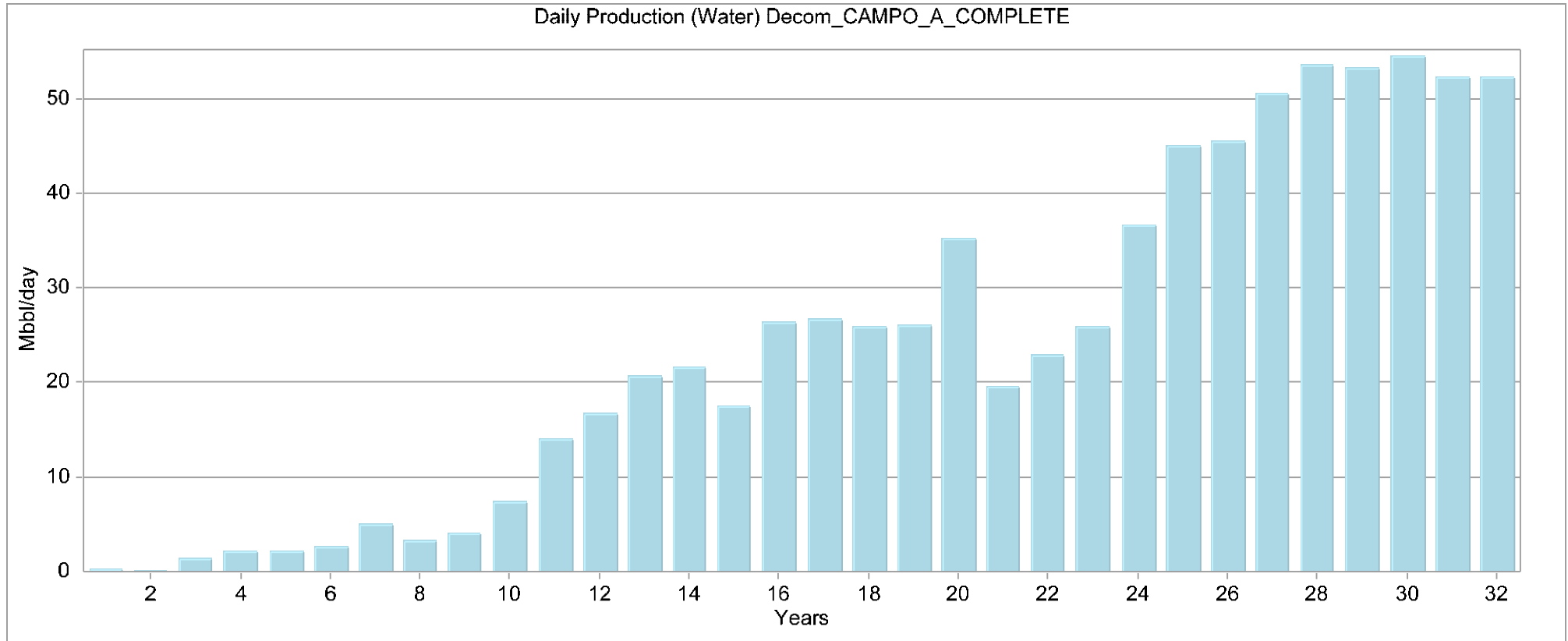
Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	2,259	1,462	13,041	19,979	20,362	24,167	21,809	29,588	36,364	66,288	59,624	56,887	52,977	52,018	56,064	47,336
Annual	MMbbl/yr	0,791	0,512	4,564	6,993	7,127	8,459	7,633	10,356	12,727	23,201	20,868	19,911	18,542	18,206	19,623	16,567
Cumulative	MMbbl	0,791	1,302	5,867	12,859	19,986	28,445	36,078	46,434	59,161	82,362	103,230	123,141	141,683	159,889	179,511	196,079

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	46,911	47,659	47,614	38,443	54,128	50,715	47,806	37,004	28,659	28,187	23,119	20,063	20,326	19,178	21,361	21,361
Annual	MMbbl/yr	16,419	16,681	16,665	13,455	18,945	17,750	16,732	12,951	10,031	9,865	8,092	7,022	7,114	6,712	7,476	7,476
Cumulative	MMbbl	212,498	229,178	245,843	259,298	278,243	295,993	312,725	325,676	335,707	345,573	353,664	360,686	367,801	374,513	381,989	389,465



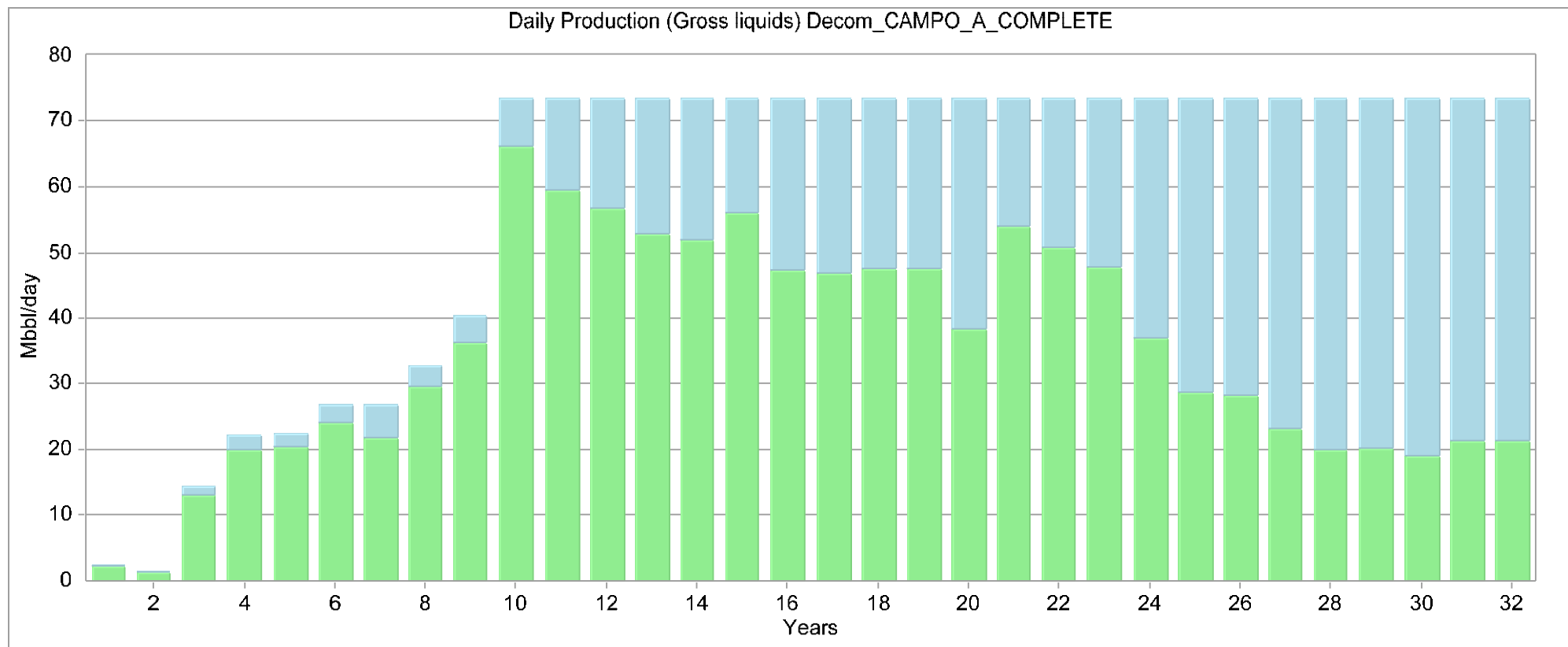
Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	MMscf/day	0,900	0,575	4,673	7,965	7,831	9,339	7,710	10,121	14,616	26,538	30,477	30,501	28,507	29,919	29,421	21,320
Annual	MMscf/yr	315,044	201,250	1635,703	2787,699	2740,918	3268,510	2698,373	3542,422	5115,596	9288,196	10666,932	10675,179	9977,276	10471,756	10297,286	7461,872
Cumulative	MMscf	315,044	516,294	2151,997	4939,696	7680,614	10949,124	13647,497	17189,919	22305,515	31593,711	42260,643	52935,822	62913,098	73384,854	83682,140	91144,012

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	MMscf/day	29,791	26,587	22,374	18,913	25,502	31,755	35,896	26,462	15,267	14,812	10,626	14,494	16,758	8,598	9,516	9,516
Annual	MMscf/yr	10426,788	9305,470	7830,875	6619,454	8925,602	11114,240	12563,477	9261,634	5343,505	5184,090	3719,248	5072,805	5865,376	3009,357	3330,550	3330,550
Cumulative	MMscf	101570,800	110876,270	118707,145	125326,599	134252,201	145366,441	157929,918	167191,552	172535,057	177719,147	181438,395	186511,200	192376,576	195385,933	198716,483	202047,033



Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	0,251	0,162	1,449	2,220	2,262	2,685	5,043	3,288	4,040	7,365	14,029	16,766	20,677	21,636	17,589	26,318
Annual	MMbbl/yr	0,088	0,057	0,507	0,777	0,792	0,940	1,765	1,151	1,414	2,578	4,910	5,868	7,237	7,572	6,156	9,211
Cumulative	MMbbl	0,088	0,145	0,652	1,429	2,221	3,161	4,926	6,076	7,490	10,068	14,979	20,847	28,083	35,656	41,812	51,023

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	26,742	25,994	26,039	35,210	19,525	22,938	25,847	36,650	44,994	45,466	50,534	53,590	53,327	54,475	52,293	52,293
Annual	MMbbl/yr	9,360	9,098	9,114	12,324	6,834	8,028	9,047	12,827	15,748	15,913	17,687	18,756	18,664	19,066	18,302	18,302
Cumulative	MMbbl	60,383	69,481	78,594	90,918	97,752	105,780	114,827	127,654	143,402	159,315	177,002	195,759	214,423	233,490	251,792	270,094



Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	2,511	1,624	14,490	22,199	22,624	26,853	26,853	32,875	40,405	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653
Annual	MMbbl/yr	0,879	0,569	5,071	7,770	7,919	9,398	9,398	11,506	14,142	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779
Cumulative	MMbbl	0,879	1,447	6,519	14,288	22,207	31,605	41,004	52,510	66,652	92,430	118,209	143,987	169,766	195,545	221,323	247,102

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653
Annual	MMbbl/yr	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779
Cumulative	MMbbl	272,880	298,659	324,438	350,216	375,995	401,773	427,552	453,331	479,109	504,888	530,667	556,445	582,224	608,002	633,781	659,560

OFFSHORE COST SUMMARY

Project	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Location	Latin America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	Brazil

Cost centre	Totals	Equipment	Materials	Fabrication	Installation	Hook-up & commissioning	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency
Topside (Plat A)	181.477.000	65.010.000	18.241.000	35.235.000	0	12.796.000	21.309.000	6.043.000	6.345.000	16.498.000
Topside (Plat B)	173.945.000	65.623.000	16.505.000	31.996.000	0	12.527.000	19.765.000	5.634.000	6.082.000	15.813.000
Platform A	180.635.000	2.028.000	34.697.000	74.785.000	15.491.000	2.100.000	9.921.000	5.717.000	5.790.000	30.106.000
Platform B	180.949.000	2.028.000	34.736.000	74.981.000	15.491.000	2.100.000	9.937.000	5.718.000	5.800.000	30.158.000
Oil pipeline (offshore 1)	29.964.000		7.736.000		12.908.000		1.791.000	2.619.000	1.002.000	3.908.000
Oil pipeline (offshore 4)	26.810.000		6.762.000		11.936.000		1.565.000	2.153.000	897.000	3.497.000
Drilling/Wells 1 (Plat A)	345.604.000	8.379.000	32.281.000		233.941.000		1.142.000	1.183.000	11.077.000	57.601.000
Drilling/Wells 1 (Plat B)	334.111.000	9.755.000	31.146.000		224.424.000		1.170.000	1.222.000	10.709.000	55.685.000
Drilling/Wells 2 (Plat A)	182.087.000	5.001.000	15.936.000		123.294.000		818.000	854.000	5.836.000	30.348.000
Subsea 1 (Plat B)	477.492.000	121.281.000	128.519.000		114.146.000		11.618.000	7.042.000	15.304.000	79.582.000
Subsea 2 (Plat A)	212.162.000	64.944.000	47.601.000		46.933.000		7.304.000	3.220.000	6.800.000	35.360.000
Subsea1 (Plat A)	359.863.000	92.566.000	97.831.000		84.323.000		8.375.000	5.257.000	11.534.000	59.977.000
CAPEX TOTALS	2.685.099.000	436.615.000	471.991.000	216.997.000	882.887.000	29.523.000	94.715.000	46.662.000	87.176.000	418.533.000

CAPEX sub total	2.266.566.000
CAPEX contingency	418.533.000
Project costs	0
GRAND TOTAL	2.685.099.000

OFFSHORE DECOMMISSIONING COST SUMMARY

Project	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Location	Latin America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	Brazil

Cost centre	Totals	Materials	Fabrication	Decommissioning / removal	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency	Scrap
Topside (Plat A)	16.938.000	818.000	4.789.000	11.331.000	0	0	0	0	0
Topside (Plat B)	16.620.000	815.000	4.930.000	10.875.000	0	0	0	0	0
Platform A	17.040.000			17.040.000					0
Platform B	17.040.000			17.040.000					0
Oil pipeline (offshore 1)	10.948.000			10.948.000	0	0	0	0	0
Oil pipeline (offshore 4)	9.365.000			9.365.000	0	0	0	0	0
Drilling/Wells 1 (Plat A)	23.394.000			23.394.000					0
Drilling/Wells 1 (Plat B)	22.442.000			22.442.000					0
Drilling/Wells 2 (Plat A)	12.329.000			12.329.000					0
Subsea 1 (Plat B)	228.292.000			228.292.000					0
Subsea 2 (Plat A)	93.866.000			93.866.000					0
Subsea1 (Plat A)	168.646.000			168.646.000					0
DECOMMISSIONING TOTALS	636.920.000	1.633.000	9.719.000	625.568.000	0	0	0	0	0

Sub total	636.920.000
Scrap	0
GRAND TOTAL	636.920.000

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation		\$	12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Complete

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	10.948.000
------------	------------	-------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	14 day	60.000	840.000
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	18 day	460.000	8.280.000
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	10 day	72.000	720.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.948.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap			\$ 0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Complete

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	9.365.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	12 day	60.000	720.000
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	15 day	460.000	6.900.000
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	10 day	72.000	720.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	9.365.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	34.697.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	74.785.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.638.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.790.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.106.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	34.736.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	74.981.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.655.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.800.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.158.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	168.646.000
------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	92.566.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	97.831.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	84.323.000	200	168.646.000
Total Installation			\$ 168.646.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	13.632.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.534.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	59.977.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	93.866.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	64.944.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	47.601.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	46.933.000	200	93.866.000
Total Installation			\$ 93.866.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	10.524.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	6.800.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	35.360.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	228.292.000
-------------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	121.281.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	128.519.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	114.146.000	200	228.292.000
Total Installation			\$ 228.292.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	18.660.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	15.304.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	79.582.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name Topside (Plat A) decommissioning

Details			
Topsides weight	4270 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	27,6 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	19 te	Oil processing	71 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	30 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	711 te	Utilities	274 te	Power generation and distribution	264 te

Material weights					
Steel	2040 te	Piping	276 te	Electrical	121 te
Instruments	93 te	Others	159 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	71,7 bbl	Oil processing	670 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	66 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	310 bbl	Power generation and distribution	83 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	868 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,684	0,114
Oil processing	6,39	1,07
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0,131	0,105
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,96	0,617
Power generation and distribution	0,33	0,132

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,9	3,45
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	19	0
Oil processing	71	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	30	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	71,1	71,1
Utilities	548	0
Power generation and distribution	264	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	1.020
Piping	276	0
Electricals	12,1	0
Instruments	9,3	0
Others	31,8	0
Temporary pipework	0	276
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.938.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS		Procured from: Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	28 te	6.340	178.000
Bracing / lifting frames	155 te	1.620	251.000
Seafastenings	214 te	1.620	347.000
Sub Total			779.000
Freight	5,00%		39.000
Total Materials			\$ 818.000

FABRICATION		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	28 te	9.398	263.000
Bracing / lifting frames	155 te	12.065	1.870.000
Seafastenings	214 te	11.176	2.392.000
Sub Total			4.561.000
Freight	5,00%		228.000
Total Fabrication			\$ 4.789.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	3.000 mhr	98	294.000
Pumping / flushing	26 day	26.000	676.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	37 day	90.000	3.330.000
Tanker	26 day	12.000	312.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 11.331.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	4220 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	24.4 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	18 te	Oil processing	58 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	23 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	994 te	Utilities	253 te	Power generation and distribution	215 te

Material weights					
Steel	1890 te	Piping	244 te	Electrical	110 te
Instruments	85 te	Others	139 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	67,9 bbl	Oil processing	547 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	50,6 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	287 bbl	Power generation and distribution	67,6 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	767 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,648	0,108
Oil processing	5,22	0,87
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0,101	0,0805
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,73	0,569
Power generation and distribution	0,269	0,108

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,1	3,05
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	18	0
Oil processing	58	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	23	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	99,4	99,4
Utilities	506	0
Power generation and distribution	215	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	945
Piping	244	0
Electricals	11	0
Instruments	8,5	0
Others	27,8	0
Temporary pipework	0	244
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.620.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	24 te	6.340	152.000
Bracing / lifting frames	172 te	1.620	279.000
Seafastenings	211 te	1.620	342.000
Sub Total			776.000
Freight	5,00%		39.000
Total Materials			\$ 815.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	24 te	9.398	226.000
Bracing / lifting frames	172 te	12.065	2.075.000
Seafastenings	211 te	11.176	2.358.000
Sub Total			4.695.000
Freight	5,00%		235.000
Total Fabrication			\$ 4.930.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.800 mhr	98	274.000
Pumping / flushing	24 day	26.000	624.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	33 day	90.000	2.970.000
Tanker	24 day	12.000	288.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.875.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

APÊNDICE C - RELATÓRIO DE DESCOMISSIONAMENTO DO
QUESTOR

OFFSHORE PROJECT SUMMARY

Project name	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Region	Latin America
Country	Brazil
Basin	Campos Basin

Procurement strategy	Currency Rate/\$	
Offshore	Brazil	\$ 1,00
Contingency	Central and S. America	US\$ 1,00
Equipment	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Materials	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Fabrication	Central and S. America	US\$ 1,00
Linepipe	Gulf of Mexico	US\$ 1,00
Installation	Central and S. America	US\$ 1,00
Design & PM	Central and S. America	US\$ 1,00
Opex	Central and S. America	US\$ 1,00
Certification	Central and S. America	US\$ 1,00
Freight	Central and S. America	US\$ 1,00

Technical database	Central and S. America
Software version	QUESTOR 2017 Q3

Unit set	Oilfield
Development type	Oil
Development concept	Semi-submersible + Subsea tie-back

Overall input				
Design oil production flowrate	72,90	Mbbl/day	Reserves	389,00 MMbbl
Design associated gas flowrate	39,50	MMscf/day	Water depth	420,00 m
Design gross liquids flowrate	81,00	Mbbl/day	Reservoir depth	2710,00 m
Water injection	Yes		Reservoir pressure	4010,00 psia
Water injection capacity factor	1,10		Reservoir temperature	78,70 °C
Design water injection flowrate	89,10	Mbbl/day	Reservoir length	10,60 km
Gas injection	No		Reservoir width	7,70 km
Design gas injection rate	-			
Gas oil ratio	453,00	scf/bbl		
Design factor	1,10			

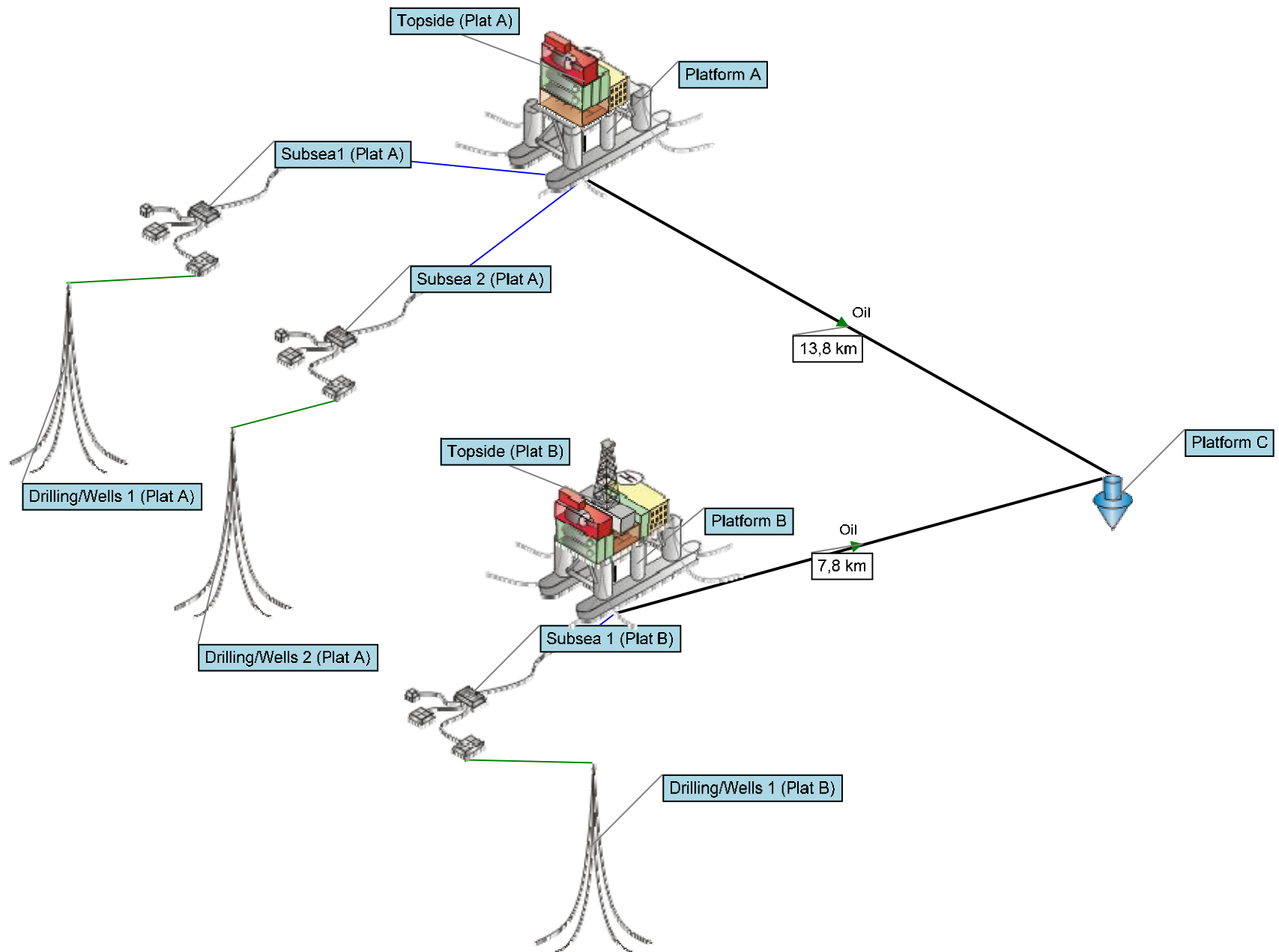
Fluid characteristics				
Oil density @ STP	29,00	°API	H2S content	0,00 ppm
CO2 content	0,30	%	Gas molecular weight	30,00
Initial water cut	10,00	%		

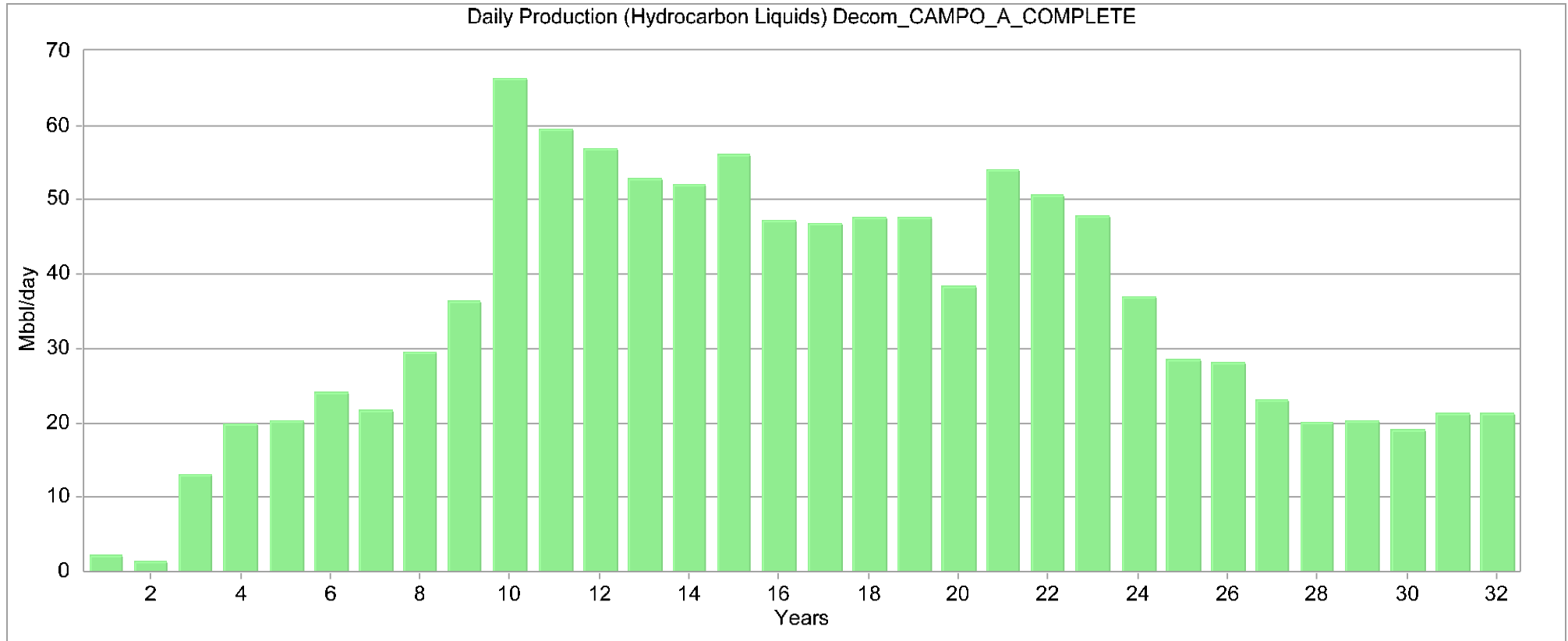
Production profile characteristics				
Plateau rate	66,30	Mbbl/day	Years to plateau	9,00 year
Productivity	16,00	MMbbl/well	Plateau duration	1,00 year
Peak well flow	6,00	Mbbl/day	Field life	32,00 year
Maximum drilling stepout	3,00	km	Onstream days	350,00 day
Concurrent drilling operations	2		Wells per year per operation	6,80

Export methods				
Oil export method	via existing production platform		Gas export method	via existing production platform
Distance to delivery / tie-back point	0,01	km	Distance to delivery / tie-back point	0,01 km

Number of wells		
Production wells	43	
Water injection wells	7	
Gas injection wells	-	

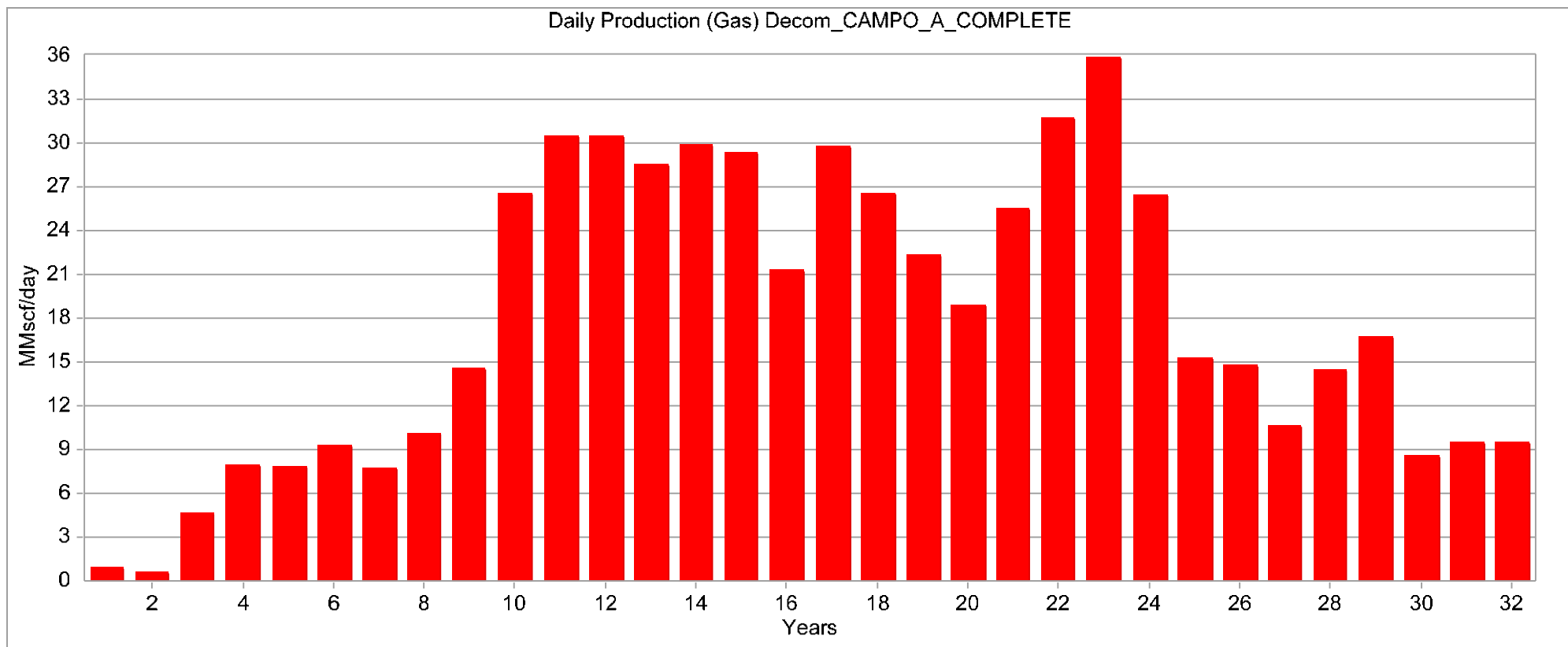
Field level miscellaneous data				
Distance to operations base	90,00	km	BOE equivalent values	
Distance to delivery point	90,00	km	BOE oil	1,00 BOE/bbl
Maximum drilling stepout	3,00	km	BOE condensate	0,94 BOE/bbl
Maximum ambient temperature	28,00	°C	BOE gas	0,17 BOE/Mscf
Average seawater temperature	10,00	°C		





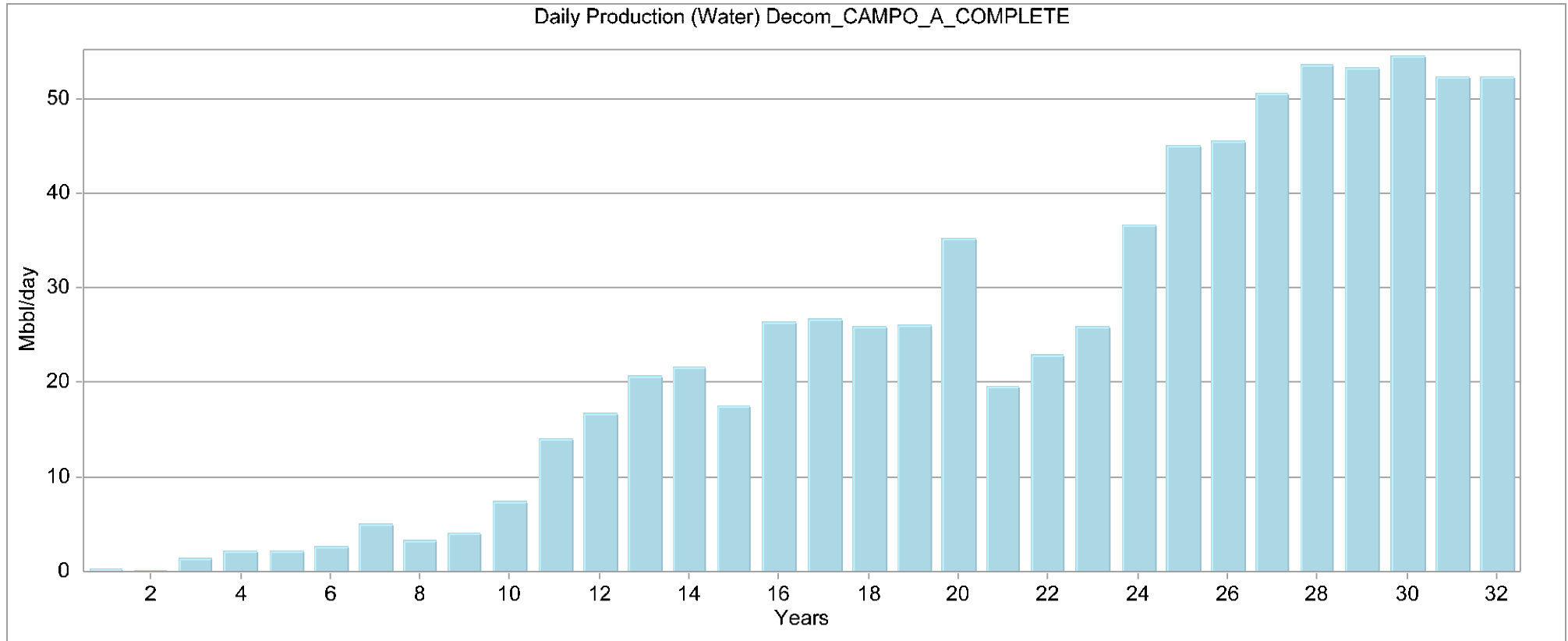
Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	2,259	1,462	13,041	19,979	20,362	24,167	21,809	29,588	36,364	66,288	59,624	56,887	52,977	52,018	56,064	47,336
Annual	MMbbl/yr	0,791	0,512	4,564	6,993	7,127	8,459	7,633	10,356	12,727	23,201	20,868	19,911	18,542	18,206	19,623	16,567
Cumulative	MMbbl	0,791	1,302	5,867	12,859	19,986	28,445	36,078	46,434	59,161	82,362	103,230	123,141	141,683	159,889	179,511	196,079

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	46,911	47,659	47,614	38,443	54,128	50,715	47,806	37,004	28,659	28,187	23,119	20,063	20,326	19,178	21,361	21,361
Annual	MMbbl/yr	16,419	16,681	16,665	13,455	18,945	17,750	16,732	12,951	10,031	9,865	8,092	7,022	7,114	6,712	7,476	7,476
Cumulative	MMbbl	212,498	229,178	245,843	259,298	278,243	295,993	312,725	325,676	335,707	345,573	353,664	360,686	367,801	374,513	381,989	389,465



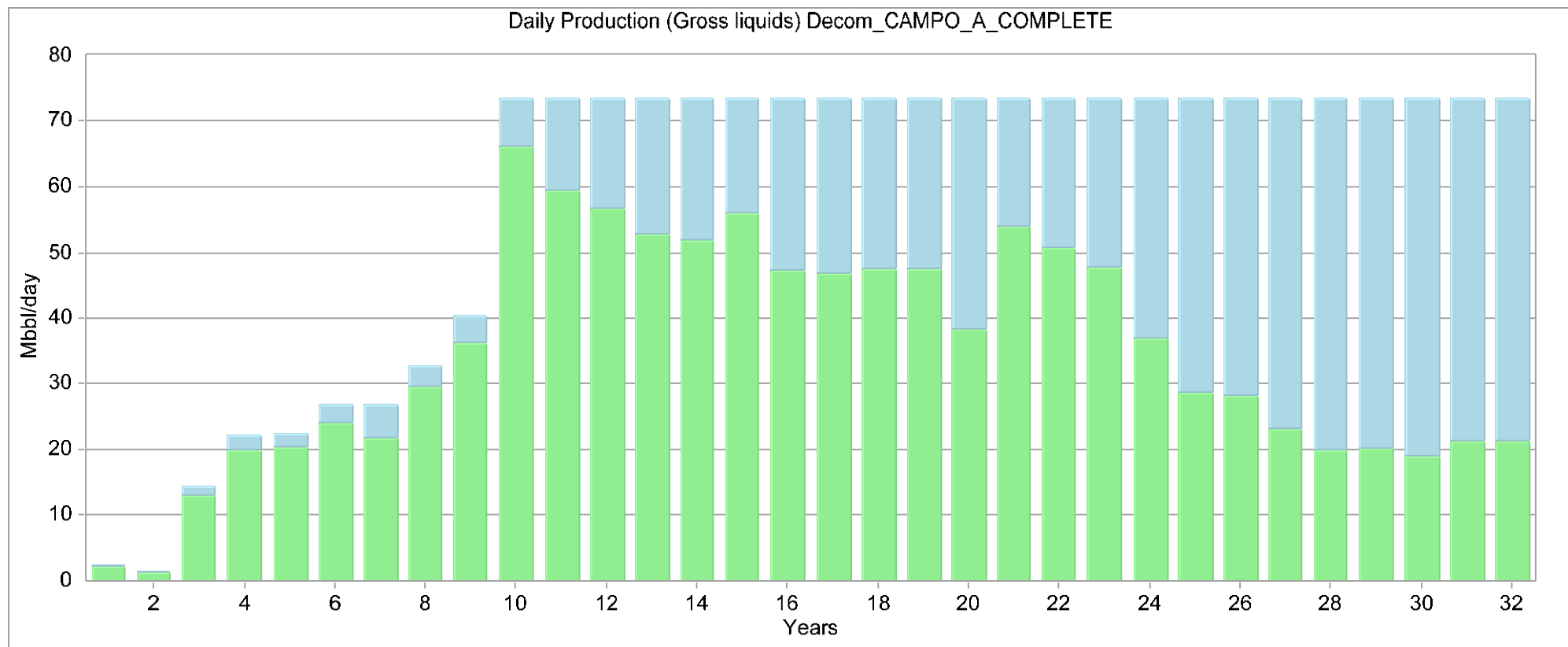
Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	MMscf/day	0,900	0,575	4,673	7,965	7,831	9,339	7,710	10,121	14,616	26,538	30,477	30,501	28,507	29,919	29,421	21,320
Annual	MMscf/yr	315,044	201,250	1635,703	2787,699	2740,918	3268,510	2698,373	3542,422	5115,596	9288,196	10666,932	10675,179	9977,276	10471,756	10297,286	7461,872
Cumulative	MMscf	315,044	516,294	2151,997	4939,696	7680,614	10949,124	13647,497	17189,919	22305,515	31593,711	42260,643	52935,822	62913,098	73384,854	83682,140	91144,012

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	MMscf/day	29,791	26,587	22,374	18,913	25,502	31,755	35,896	26,462	15,267	14,812	10,626	14,494	16,758	8,598	9,516	9,516
Annual	MMscf/yr	10426,788	9305,470	7830,875	6619,454	8925,602	11114,240	12563,477	9261,634	5343,505	5184,090	3719,248	5072,805	5865,376	3009,357	3330,550	3330,550
Cumulative	MMscf	101570,800	110876,270	118707,145	125326,599	134252,201	145366,441	157929,918	167191,552	172535,057	177719,147	181438,395	186511,200	192376,576	195385,933	198716,483	202047,033



Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	0,251	0,162	1,449	2,220	2,262	2,685	5,043	3,288	4,040	7,365	14,029	16,766	20,677	21,636	17,589	26,318
Annual	MMbbl/yr	0,088	0,057	0,507	0,777	0,792	0,940	1,765	1,151	1,414	2,578	4,910	5,868	7,237	7,572	6,156	9,211
Cumulative	MMbbl	0,088	0,145	0,652	1,429	2,221	3,161	4,926	6,076	7,490	10,068	14,979	20,847	28,083	35,656	41,812	51,023

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	26,742	25,994	26,039	35,210	19,525	22,938	25,847	36,650	44,994	45,466	50,534	53,590	53,327	54,475	52,293	52,293
Annual	MMbbl/yr	9,360	9,098	9,114	12,324	6,834	8,028	9,047	12,827	15,748	15,913	17,687	18,756	18,664	19,066	18,302	18,302
Cumulative	MMbbl	60,383	69,481	78,594	90,918	97,752	105,780	114,827	127,654	143,402	159,315	177,002	195,759	214,423	233,490	251,792	270,094



Production	Units	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Daily	Mbbl/day	2,511	1,624	14,490	22,199	22,624	26,853	26,853	32,875	40,405	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653
Annual	MMbbl/yr	0,879	0,569	5,071	7,770	7,919	9,398	9,398	11,506	14,142	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779
Cumulative	MMbbl	0,879	1,447	6,519	14,288	22,207	31,605	41,004	52,510	66,652	92,430	118,209	143,987	169,766	195,545	221,323	247,102

Production	Units	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
Daily	Mbbl/day	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653	73,653
Annual	MMbbl/yr	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779	25,779
Cumulative	MMbbl	272,880	298,659	324,438	350,216	375,995	401,773	427,552	453,331	479,109	504,888	530,667	556,445	582,224	608,002	633,781	659,560

OFFSHORE COST SUMMARY

Project	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Location	Latin America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	Brazil

Cost centre	Totals	Equipment	Materials	Fabrication	Installation	Hook-up & commissioning	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency
Topside (Plat A)	181.477.000	65.010.000	18.241.000	35.235.000	0	12.796.000	21.309.000	6.043.000	6.345.000	16.498.000
Topside (Plat B)	173.945.000	65.623.000	16.505.000	31.996.000	0	12.527.000	19.765.000	5.634.000	6.082.000	15.813.000
Platform A	180.635.000	2.028.000	34.697.000	74.785.000	15.491.000	2.100.000	9.921.000	5.717.000	5.790.000	30.106.000
Platform B	180.949.000	2.028.000	34.736.000	74.981.000	15.491.000	2.100.000	9.937.000	5.718.000	5.800.000	30.158.000
Oil pipeline (offshore 1)	29.964.000		7.736.000		12.908.000		1.791.000	2.619.000	1.002.000	3.908.000
Oil pipeline (offshore 4)	26.810.000		6.762.000		11.936.000		1.565.000	2.153.000	897.000	3.497.000
Drilling/Wells 1 (Plat A)	345.604.000	8.379.000	32.281.000		233.941.000		1.142.000	1.183.000	11.077.000	57.601.000
Drilling/Wells 1 (Plat B)	334.111.000	9.755.000	31.146.000		224.424.000		1.170.000	1.222.000	10.709.000	55.685.000
Drilling/Wells 2 (Plat A)	182.087.000	5.001.000	15.936.000		123.294.000		818.000	854.000	5.836.000	30.348.000
Subsea 1 (Plat B)	477.492.000	121.281.000	128.519.000		114.146.000		11.618.000	7.042.000	15.304.000	79.582.000
Subsea 2 (Plat A)	212.162.000	64.944.000	47.601.000		46.933.000		7.304.000	3.220.000	6.800.000	35.360.000
Subsea1 (Plat A)	359.863.000	92.566.000	97.831.000		84.323.000		8.375.000	5.257.000	11.534.000	59.977.000
CAPEX TOTALS	2.685.099.000	436.615.000	471.991.000	216.997.000	882.887.000	29.523.000	94.715.000	46.662.000	87.176.000	418.533.000

CAPEX sub total	2.266.566.000
CAPEX contingency	418.533.000
Project costs	0
GRAND TOTAL	2.685.099.000

OFFSHORE DECOMMISSIONING COST SUMMARY

Project	Decom_CAMPO_A_COMPLETE
Location	Latin America
Development type	Oil
Currency	US Dollars
Procurement strategy	Brazil

Cost centre	Totals	Materials	Fabrication	Decommissioning / removal	Design	Project management	Insurance & certification	Contingency	Scrap
Topside (Plat A)	16.938.000	818.000	4.789.000	11.331.000	0	0	0	0	0
Topside (Plat B)	16.620.000	815.000	4.930.000	10.875.000	0	0	0	0	0
Platform A	17.040.000			17.040.000					0
Platform B	17.040.000			17.040.000					0
Oil pipeline (offshore 1)	10.948.000			10.948.000	0	0	0	0	0
Oil pipeline (offshore 4)	9.365.000			9.365.000	0	0	0	0	0
Drilling/Wells 1 (Plat A)	23.394.000			23.394.000					0
Drilling/Wells 1 (Plat B)	22.442.000			22.442.000					0
Drilling/Wells 2 (Plat A)	12.329.000			12.329.000					0
Subsea 1 (Plat B)	228.292.000			228.292.000					0
Subsea 2 (Plat A)	93.866.000			93.866.000					0
Subsea1 (Plat A)	168.646.000			168.646.000					0
DECOMMISSIONING TOTALS	636.920.000	1.633.000	9.719.000	625.568.000	0	0	0	0	0

Sub total	636.920.000
Scrap	0
GRAND TOTAL	636.920.000

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation		\$	12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Complete

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	10.948.000
------------	------------	-------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	14 day	60.000	840.000
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	18 day	460.000	8.280.000
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	10 day	72.000	720.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	10.948.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Complete

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	9.365.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	12 day	60.000	720.000
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	15 day	460.000	6.900.000
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	10 day	72.000	720.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	9.365.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	34.697.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	74.785.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.638.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.790.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.106.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	34.736.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	74.981.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.655.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.800.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.158.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	168.646.000
------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	92.566.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	97.831.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	84.323.000	200	168.646.000
Total Installation			\$ 168.646.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	13.632.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.534.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	59.977.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	93.866.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	64.944.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	47.601.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	46.933.000	200	93.866.000
Total Installation		\$	93.866.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	10.524.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	6.800.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	35.360.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	228.292.000
------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	121.281.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	128.519.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	114.146.000	200	228.292.000
Total Installation			\$ 228.292.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	18.660.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	15.304.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	79.582.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat A) decommissioning**

Details			
Topsides weight	4270 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	27,6 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	19 te	Oil processing	71 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	30 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	711 te	Utilities	274 te	Power generation and distribution	264 te

Material weights					
Steel	2040 te	Piping	276 te	Electrical	121 te
Instruments	93 te	Others	159 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	71,7 bbl	Oil processing	670 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	66 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	310 bbl	Power generation and distribution	83 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	868 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,684	0,114
Oil processing	6,39	1,07
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0,131	0,105
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,96	0,617
Power generation and distribution	0,33	0,132

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,9	3,45
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	19	0
Oil processing	71	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	30	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	71,1	71,1
Utilities	548	0
Power generation and distribution	264	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	1.020
Piping	276	0
Electricals	12,1	0
Instruments	9,3	0
Others	31,8	0
Temporary pipework	0	276
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.938.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	28 te	6.340	178.000
Bracing / lifting frames	155 te	1.620	251.000
Seafastenings	214 te	1.620	347.000
Sub Total			779.000
Freight	5,00%		39.000
Total Materials			\$ 818.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	28 te	9.398	263.000
Bracing / lifting frames	155 te	12.065	1.870.000
Seafastenings	214 te	11.176	2.392.000
Sub Total			4.561.000
Freight	5,00%		228.000
Total Fabrication			\$ 4.789.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	3.000 mhr	98	294.000
Pumping / flushing	26 day	26.000	676.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	37 day	90.000	3.330.000
Tanker	26 day	12.000	312.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 11.331.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	4220 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	24.4 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	18 te	Oil processing	58 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	23 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	994 te	Utilities	253 te	Power generation and distribution	215 te

Material weights					
Steel	1890 te	Piping	244 te	Electrical	110 te
Instruments	85 te	Others	139 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	67,9 bbl	Oil processing	547 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	50,6 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	287 bbl	Power generation and distribution	67,6 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	767 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,648	0,108
Oil processing	5,22	0,87
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0,101	0,0805
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,73	0,569
Power generation and distribution	0,269	0,108

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,1	3,05
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	18	0
Oil processing	58	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	23	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	99,4	99,4
Utilities	506	0
Power generation and distribution	215	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	945
Piping	244	0
Electricals	11	0
Instruments	8,5	0
Others	27,8	0
Temporary pipework	0	244
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.620.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	24 te	6.340	152.000
Bracing / lifting frames	172 te	1.620	279.000
Seafastenings	211 te	1.620	342.000
Sub Total			776.000
Freight	5,00%		39.000
Total Materials			\$ 815.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	24 te	9.398	226.000
Bracing / lifting frames	172 te	12.065	2.075.000
Seafastenings	211 te	11.176	2.358.000
Sub Total			4.695.000
Freight	5,00%		235.000
Total Fabrication			\$ 4.930.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.800 mhr	98	274.000
Pumping / flushing	24 day	26.000	624.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	33 day	90.000	2.970.000
Tanker	24 day	12.000	288.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.875.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation		\$	12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.108.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.108.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.025.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.025.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.465.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	68.488.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.044.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.465.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	28.416.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.705.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	69.726.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.160.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.528.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	28.748.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	86.064.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	88.173.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	30.077.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	43.032.000	200	86.064.000
Total Installation			\$ 86.064.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.721.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	6.840.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	35.569.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	51.958.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	58.261.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	13.840.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	25.979.000	200	51.958.000
Total Installation		\$	51.958.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.618.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	4.308.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	22.401.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	135.070.000
------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	113.111.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	53.019.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	67.535.000	200	135.070.000
Total Installation			\$ 135.070.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	14.972.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	9.945.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	51.716.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat A) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3750 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	24.2 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	12 te	Oil processing	73 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	664 te	Utilities	265 te	Power generation and distribution	189 te

Material weights					
Steel	1770 te	Piping	242 te	Electrical	105 te
Instruments	83 te	Others	134 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	45,3 bbl	Oil processing	689 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	300 bbl	Power generation and distribution	59,4 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	761 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,432	0,072
Oil processing	6,57	1,1
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,86	0,595
Power generation and distribution	0,236	0,0945

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,05	3,03
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	12	0
Oil processing	73	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	66,4	66,4
Utilities	529	0
Power generation and distribution	189	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	884
Piping	242	0
Electricals	10,5	0
Instruments	8,3	0
Others	26,8	0
Temporary pipework	0	242
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.941.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	24 te	6.340	152.000
Bracing / lifting frames	138 te	1.620	224.000
Seafastenings	188 te	1.620	305.000
Sub Total			684.000
Freight	5,00%		34.000
Total Materials			\$ 718.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	24 te	9.398	226.000
Bracing / lifting frames	138 te	12.065	1.665.000
Seafastenings	188 te	11.176	2.101.000
Sub Total			4.028.000
Freight	5,00%		201.000
Total Fabrication			\$ 4.229.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.700 mhr	98	265.000
Pumping / flushing	25 day	26.000	650.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	34 day	90.000	3.060.000
Tanker	25 day	12.000	300.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.994.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3790 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	21.9 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	13 te	Oil processing	59 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	947 te	Utilities	246 te	Power generation and distribution	153 te

Material weights					
Steel	1670 te	Piping	219 te	Electrical	96 te
Instruments	76 te	Others	119 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	49,1 bbl	Oil processing	557 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	278 bbl	Power generation and distribution	48,1 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	689 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,468	0,078
Oil processing	5,31	0,885
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,65	0,553
Power generation and distribution	0,191	0,0765

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	5,48	2,74
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	13	0
Oil processing	59	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	94,7	94,7
Utilities	492	0
Power generation and distribution	153	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	836
Piping	219	0
Electricals	9,6	0
Instruments	7,6	0
Others	23,8	0
Temporary pipework	0	219
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.815.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	22 te	6.340	139.000
Bracing / lifting frames	158 te	1.620	256.000
Seafastening	190 te	1.620	308.000
Sub Total			706.000
Freight	5,00%		35.000
Total Materials		\$	741.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	22 te	9.398	207.000
Bracing / lifting frames	158 te	12.065	1.906.000
Seafastening	190 te	11.176	2.123.000
Sub Total			4.272.000
Freight	5,00%		214.000
Total Fabrication		\$	4.486.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.500 mhr	98	245.000
Pumping / flushing	23 day	26.000	598.000
Inerting	10 day	40.000	400.000
Multi-service / DSV	31 day	90.000	2.790.000
Tanker	23 day	12.000	276.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	10.588.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap		\$	0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
-------------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation			\$ 12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.108.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.108.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.025.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.025.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.993.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	66.083.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	14.816.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.340.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.770.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.057.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	66.418.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	14.848.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.358.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.860.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.918.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	85.790.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	0	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	11.959.000	200	23.918.000
Total Installation			\$ 23.918.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	6.396.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	4.166.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	21.662.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	18.052.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	54.486.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	0	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	9.026.000	200	18.052.000
Total Installation		\$	18.052.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	8.983.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	2.900.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	15.079.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	28.090.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	107.348.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	0	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	14.045.000	200	28.090.000
Total Installation			\$ 28.090.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.357.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.230.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.196.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat A) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3760 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	24.5 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	0 te	Oil processing	86 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	664 te	Utilities	267 te	Power generation and distribution	189 te

Material weights					
Steel	1770 te	Piping	245 te	Electrical	105 te
Instruments	84 te	Others	135 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	0 bbl	Oil processing	811 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	302 bbl	Power generation and distribution	59,4 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	771 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0	0
Oil processing	7,74	1,29
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,88	0,6
Power generation and distribution	0,236	0,0945

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,13	3,06
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	0	0
Oil processing	86	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	66,4	66,4
Utilities	533	0
Power generation and distribution	189	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	887
Piping	245	0
Electricals	10,5	0
Instruments	8,4	0
Others	27	0
Temporary pipework	0	245
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.087.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	25 te	6.340	159.000
Bracing / lifting frames	138 te	1.620	224.000
Seafastenings	188 te	1.620	305.000
Sub Total			691.000
Freight	5,00%		35.000
Total Materials		\$	726.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	25 te	9.398	235.000
Bracing / lifting frames	138 te	12.065	1.665.000
Seafastenings	188 te	11.176	2.101.000
Sub Total			4.037.000
Freight	5,00%		202.000
Total Fabrication		\$	4.239.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.700 mhr	98	265.000
Pumping / flushing	26 day	26.000	676.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	35 day	90.000	3.150.000
Tanker	26 day	12.000	312.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	11.122.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap		\$	0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3880 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	22.2 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	0 te	Oil processing	66 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	947 te	Utilities	245 te	Power generation and distribution	187 te

Material weights					
Steel	1720 te	Piping	222 te	Electrical	98 te
Instruments	77 te	Others	128 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	0 bbl	Oil processing	623 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	277 bbl	Power generation and distribution	58,8 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	698 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0	0
Oil processing	5,94	0,99
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,64	0,55
Power generation and distribution	0,234	0,0935

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	5,55	2,78
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	0	0
Oil processing	66	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	94,7	94,7
Utilities	489	0
Power generation and distribution	187	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	858
Piping	222	0
Electricals	9,8	0
Instruments	7,7	0
Others	25,6	0
Temporary pipework	0	222
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.997.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	22 te	6.340	139.000
Bracing / lifting frames	160 te	1.620	259.000
Seafastenings	194 te	1.620	314.000
Sub Total			715.000
Freight	5,00%		36.000
Total Materials		\$	751.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	22 te	9.398	207.000
Bracing / lifting frames	160 te	12.065	1.930.000
Seafastenings	194 te	11.176	2.168.000
Sub Total			4.341.000
Freight	5,00%		217.000
Total Fabrication		\$	4.558.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.600 mhr	98	255.000
Pumping / flushing	23 day	26.000	598.000
Inerting	10 day	40.000	400.000
Multi-service / DSV	32 day	90.000	2.880.000
Tanker	23 day	12.000	276.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	10.688.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap		\$	0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation		\$	12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.108.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.108.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.025.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.025.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	34.485.000	0	0
Total Materials		\$	0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	73.698.000	0	0
Total Fabrication		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation		\$	17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning		\$	0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.534.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.733.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	29.814.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.057.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	66.418.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	14.848.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.358.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.860.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	157.446.000
------------	------------	--------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	91.792.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	86.806.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	78.723.000	200	157.446.000
Total Installation			\$ 157.446.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	13.065.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.815.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	56.240.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	81.586.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	64.084.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.674.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	40.793.000	200	81.586.000
Total Installation			\$ 81.586.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.976.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.941.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.894.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	28.090.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	107.348.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	0	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	14.045.000	200	28.090.000
Total Installation			\$ 28.090.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.357.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.230.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.196.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat A) decommissioning**

Details			
Topsides weight	4260 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	27.4 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	17 te	Oil processing	71 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	30 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	711 te	Utilities	273 te	Power generation and distribution	264 te

Material weights					
Steel	2030 te	Piping	274 te	Electrical	120 te
Instruments	93 te	Others	159 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	64.2 bbl	Oil processing	670 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	66 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	310 bbl	Power generation and distribution	83 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	862 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,612	0,102
Oil processing	6,39	1,07
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0,131	0,105
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,95	0,615
Power generation and distribution	0,33	0,132

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,85	3,43
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	17	0
Oil processing	71	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	30	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	71,1	71,1
Utilities	547	0
Power generation and distribution	264	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	1.010
Piping	274	0
Electricals	12	0
Instruments	9,3	0
Others	31,8	0
Temporary pipework	0	274
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	16.891.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	27 te	6.340	171.000
Bracing / lifting frames	154 te	1.620	249.000
Seafastenings	213 te	1.620	345.000
Sub Total			768.000
Freight	5,00%		38.000
Total Materials			\$ 806.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	27 te	9.398	254.000
Bracing / lifting frames	154 te	12.065	1.858.000
Seafastenings	213 te	11.176	2.380.000
Sub Total			4.528.000
Freight	5,00%		226.000
Total Fabrication			\$ 4.754.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	3.000 mhr	98	294.000
Pumping / flushing	26 day	26.000	676.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	37 day	90.000	3.330.000
Tanker	26 day	12.000	312.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 11.331.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3880 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	22.2 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	0 te	Oil processing	66 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	947 te	Utilities	245 te	Power generation and distribution	187 te

Material weights					
Steel	1720 te	Piping	222 te	Electrical	98 te
Instruments	77 te	Others	128 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	0 bbl	Oil processing	623 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	277 bbl	Power generation and distribution	58,8 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	698 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0	0
Oil processing	5,94	0,99
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,64	0,55
Power generation and distribution	0,234	0,0935

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	5,55	2,78
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	0	0
Oil processing	66	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	94,7	94,7
Utilities	489	0
Power generation and distribution	187	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	858
Piping	222	0
Electricals	9,8	0
Instruments	7,7	0
Others	25,6	0
Temporary pipework	0	222
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.997.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	22 te	6.340	139.000
Bracing / lifting frames	160 te	1.620	259.000
Seafastening	194 te	1.620	314.000
Sub Total			715.000
Freight	5,00%		36.000
Total Materials			\$ 751.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	22 te	9.398	207.000
Bracing / lifting frames	160 te	12.065	1.930.000
Seafastening	194 te	11.176	2.168.000
Sub Total			4.341.000
Freight	5,00%		217.000
Total Fabrication			\$ 4.558.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.600 mhr	98	255.000
Pumping / flushing	23 day	26.000	598.000
Inerting	10 day	40.000	400.000
Multi-service / DSV	32 day	90.000	2.880.000
Tanker	23 day	12.000	276.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.688.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	23.394.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	8.379.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	32.281.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	233.941.000	10	23.394.000
Total Installation		\$	23.394.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.325.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	11.077.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	57.601.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 2 (Plat A)

Name	Drilling/Wells 2 (Plat A)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	12.329.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	5.001.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.936.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	123.294.000	10	12.329.000
Total Installation		\$	12.329.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	1.672.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.836.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	30.348.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

DECOMMISSIONING

Drilling/Wells 1 (Plat B)

Name	Drilling/Wells 1 (Plat B)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	22.442.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	9.755.000	0	0
Total Equipment		\$	0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	31.146.000	0	0
Total Materials		\$	0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	224.424.000	10	22.442.000
Total Installation		\$	22.442.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	2.392.000	0	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	10.709.000	0	0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	55.685.000	0	0
Total Contingency		\$	0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 1) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	13,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	1
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 1)

Name	Oil pipeline (offshore 1)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.108.000
------------	------------	------------------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	12 day	31.000	372.000
Flushing and chemicals	13 day	40.000	520.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	18 day	12.000	216.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.108.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

Offshore pipeline decommissioning input report

Component name Oil pipeline (offshore 4) decommissioning

Removal	
Removal type	Partial

Disposal	
Dispose	Yes
Disposal type	Dump
Distance to disposal site	90 km

Cleaning	
Clean	Yes
Flushing	Yes
Pigging	Yes
Chemical	No

Pipeline details	
Flow type	Liquids
Material	Carbon steel X60
Buckle arrestors	Yes
Length	7,8 km
Nominal diameter	8 in
Wall thickness	8,94 mm
Crossings	0
Buried length	0 km
Shore approach	No
Insulation material	None
Insulation U value	-

DECOMMISSIONING

Oil pipeline (offshore 4)

Name	Oil pipeline (offshore 4)
------	---------------------------

TOTAL COST	US Dollars	1.025.000
------------	------------	-----------

DECOMMISSIONING / REMOVAL		Location: Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
DSV	0 day	60.000	0
Pigging and pumping	11 day	31.000	341.000
Flushing and chemicals	12 day	40.000	480.000
Jetting	0 day	47.000	0
Pipelay	0 day	460.000	0
Tanker	17 day	12.000	204.000
Surveys	0 day	72.000	0
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	1.025.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY		Central and S. America	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP		Gulf of Mexico	
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-255	0
Total Scrap		\$	0

DECOMMISSIONING

Platform A

Name	Platform A
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.496.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	68.659.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	15.059.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.473.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	28.461.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Platform B

Name	Platform B
------	------------

TOTAL COST	US Dollars	17.040.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	2.028.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	33.057.000	0	0
Total Materials			\$ 0

FABRICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Fabrication	66.418.000	0	0
Total Fabrication			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	15.491.000	110	17.040.000
Total Installation			\$ 17.040.000

HOOK-UP & COMMISSIONING			
	CAPITAL COST	%	COST
Hook-up & commissioning	2.100.000	0	0
Total Hook-up & commissioning			\$ 0

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	14.848.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.358.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.860.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea1 (Plat A)

Name	Subsea1 (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	86.064.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	88.173.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	30.077.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	43.032.000	200	86.064.000
Total Installation			\$ 86.064.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.721.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	6.840.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	35.569.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 2 (Plat A)

Name	Subsea 2 (Plat A)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	53.818.000
------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	58.653.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	15.070.000	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	26.909.000	200	53.818.000
Total Installation			\$ 53.818.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.618.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	4.410.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	22.932.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

DECOMMISSIONING

Subsea 1 (Plat B)

Name	Subsea 1 (Plat B)
------	-------------------

TOTAL COST	US Dollars	28.090.000
-------------------	------------	-------------------

EQUIPMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Equipment	107.348.000	0	0
Total Equipment			\$ 0

MATERIALS			
	CAPITAL COST	%	COST
Materials	0	0	0
Total Materials			\$ 0

INSTALLATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Installation	14.045.000	200	28.090.000
Total Installation			\$ 28.090.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			
	CAPITAL COST	%	COST
Design & Project management	9.357.000	0	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			
	CAPITAL COST	%	COST
Insurance & certification	5.230.000	0	0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			
	CAPITAL COST	%	COST
Contingency	27.196.000	0	0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP MATERIAL			
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap material	0 te	-245	0
Total Scrap material			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat A) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3750 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	24.1 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	12 te	Oil processing	73 te	Oil export	63 te
Gas processing	0 te	Gas compression	0 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	94 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	664 te	Utilities	265 te	Power generation and distribution	189 te

Material weights					
Steel	1770 te	Piping	241 te	Electrical	105 te
Instruments	83 te	Others	134 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	45,3 bbl	Oil processing	689 bbl	Oil export	376 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	0 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	299 bbl	Power generation and distribution	59,4 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	758 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0,432	0,072
Oil processing	6,57	1,1
Oil export	2,99	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,86	0,595
Power generation and distribution	0,236	0,0945

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	6,03	3,01
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	12	0
Oil processing	73	0
Oil export	126	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	47	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	66,4	66,4
Utilities	529	0
Power generation and distribution	189	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	883
Piping	241	0
Electricals	10,5	0
Instruments	8,3	0
Others	26,8	0
Temporary pipework	0	241
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat A)

Name	Topside (Plat A)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.928.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	24 te	6.340	152.000
Bracing / lifting frames	138 te	1.620	224.000
Seafastenings	187 te	1.620	303.000
Sub Total			682.000
Freight	5,00%		34.000
Total Materials			\$ 716.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	24 te	9.398	226.000
Bracing / lifting frames	138 te	12.065	1.665.000
Seafastenings	187 te	11.176	2.090.000
Sub Total			4.017.000
Freight	5,00%		201.000
Total Fabrication			\$ 4.218.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.700 mhr	98	265.000
Pumping / flushing	25 day	26.000	650.000
Inerting	11 day	40.000	440.000
Multi-service / DSV	34 day	90.000	3.060.000
Tanker	25 day	12.000	300.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal			\$ 10.994.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management			\$ 0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification			\$ 0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency			\$ 0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap			\$ 0

Topsides decommissioning input report

Component name **Topside (Plat B) decommissioning**

Details			
Topsides weight	3880 te	Crane size	Medium
Maximum lift weight	6000 te	Number of lifts	1
Disposal distance	90 km	Temporary piping weight	22.2 te
Padeyes weight	2 te		

Equipment weights					
Wellhead	0 te	Oil processing	66 te	Oil export	56 te
Gas processing	0 te	Gas compression	6 te	Gas injection / lift compression	0 te
Water injection	79 te	Drilling facilities	0 te	Communications and control	19 te
Quarters	947 te	Utilities	245 te	Power generation and distribution	187 te

Material weights					
Steel	1720 te	Piping	222 te	Electrical	98 te
Instruments	77 te	Others	128 te		

Equipment hazardous volumes					
Wellhead	0 bbl	Oil processing	623 bbl	Oil export	335 bbl
Gas processing	0 bbl	Gas compression	24,5 bbl	Gas injection / lift compression	0 bbl
Water injection	0 bbl	Drilling facilities	0 bbl	Communications and control	0 bbl
Quarters	0 bbl	Utilities	277 bbl	Power generation and distribution	58,8 bbl

Material hazardous volumes					
Steel	0 bbl	Piping	698 bbl	Electrical	0 bbl
Instruments	0 bbl	Others	0 bbl		

Equipment flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Wellhead	0	0
Oil processing	5,94	0,99
Oil export	2,66	0
Gas processing	0	0
Gas compression	0,0488	0,039
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	0	0
Communications and control	0	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	0	0
Utilities	2,64	0,55
Power generation and distribution	0,234	0,0935

Materials flushing and inerting time		
	Flushing days	Inerting days
Steel	0	0
Piping	5,55	2,78
Electricals	0	0
Instruments	0	0
Others	0	0

Equipment dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Wellhead	0	0
Oil processing	66	0
Oil export	112	0
Gas processing	0	0
Gas compression	6	0
Gas injection / lift compression	0	0
Water injection	39,5	0
Communications and control	57	0
Drilling facilities	0	0
Quarters	94,7	94,7
Utilities	489	0
Power generation and distribution	187	0

Materials dismantle / removal time		
	Dismantle mhrs	Removal mhrs
Steel	0	858
Piping	222	0
Electricals	9,8	0
Instruments	7,7	0
Others	25,6	0
Temporary pipework	0	222
Padeyes	0	5

DECOMMISSIONING

Topside (Plat B)

Name	Topside (Plat B)
------	------------------

TOTAL COST	US Dollars	15.997.000
------------	------------	-------------------

MATERIALS			Procured from: Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	1.400	3.000
Temporary piping	22 te	6.340	139.000
Bracing / lifting frames	160 te	1.620	259.000
Seafastenings	194 te	1.620	314.000
Sub Total			715.000
Freight	5,00%		36.000
Total Materials		\$	751.000

FABRICATION			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Padeyes	2 te	18.034	36.000
Temporary piping	22 te	9.398	207.000
Bracing / lifting frames	160 te	12.065	1.930.000
Seafastenings	194 te	11.176	2.168.000
Sub Total			4.341.000
Freight	5,00%		217.000
Total Fabrication		\$	4.558.000

DECOMMISSIONING / REMOVAL			Location: Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Labour	2.600 mhr	98	255.000
Pumping / flushing	23 day	26.000	598.000
Inerting	10 day	40.000	400.000
Multi-service / DSV	32 day	90.000	2.880.000
Tanker	23 day	12.000	276.000
Crane spread	9 day	630.000	5.670.000
Transport spread	6 day	90.000	540.000
Landing / dumping	1 day	69.000	69.000
Waste disposal	0 day	0	0
Total Decommissioning / removal		\$	10.688.000

DESIGN & PROJECT MANAGEMENT			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Design	0 mhr	141	0
Project management	0 mhr	194	0
Total Design & project management		\$	0

INSURANCE & CERTIFICATION			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Certification	0,00%		0
Insurance	0,00%		0
Total Insurance & certification		\$	0

CONTINGENCY			Central and S. America
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Contingency	0,00%		0
Total Contingency		\$	0

SCRAP			Gulf of Mexico
	QUANTITY	UNIT RATE	COST
Scrap	0 te	-215	0
Total Scrap		\$	0

Decommissioning scenario name: Offshore decommissioning scenario

	Jacket	Topsides	Offshore pipelines	Power cable	Subsea	Offshore drilling	TLP	Tanker	Cyl. hull	Semi-sub	Spar buoy	GBS	Barge	Offshore loading	User defined	Bridge link
Detailed decommissioning	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>													
Equipment		45%			0%	0%		0%		0%			0%	0%	20%	
Materials	65%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	0%	20%	0%
Fabrication	0%	0%					0%	0%	0%	0%	0%	0%			20%	0%
Installation	65%	45%	80%	150%	200%	10%	40%	110%	110%	110%	50%	0%	125%	80%	20%	140%
Hook-up and commissioning		0%						0%		0%					20%	
Design and project management	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Insurance and certification	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Contingency	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
Scrap material	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

Decommissioning duration: 18 months

Delay after end of field life: 12 months

**APÊNDICE D - PLANILHA DE CUSTO DE
DESCOMISSIONAMENTO**

OIL&GAS DECOMMISSIONING COSTS IN BRAZIL - DETERMINISTIC MODEL

CASE STUDY: Offshore Production System in Deep Water (Campos basin - Brazil)

CEN 1 DECOMMISSIONING COST 636.919.377,35 US\$

Wells P&A

Drilling/Wells 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	233.941.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	23.394.100,00	US\$
SUBTOTAL	23.394.100,00	US\$
TOTAL	23.394.100,00	US\$

Drilling/Wells 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	123.294.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	12.329.400,00	US\$
SUBTOTAL	12.329.400,00	US\$
TOTAL	12.329.400,00	US\$

Drilling/Wells 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	224.424.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	22.442.400,00	US\$
SUBTOTAL	22.442.400,00	US\$
TOTAL	22.442.400,00	US\$

Offshore Pipelines

Oil Pipeline (Offshore 1)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	14	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	1	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	14	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	12	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	13	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	18	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	18	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	840.000,00	US\$
Pigging and pumping	372.000,00	US\$
Flushing and chemicals	520.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	8.280.000,00	US\$
Tanker	216.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	10.948.000,00	US\$

TOTAL 10.948.000,00 US\$

Oil Pipeline (Offshore 4)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	8	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	-	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	12	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	11	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	12	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	15	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	17	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	720.000,00	US\$
Pigging and pumping	341.000,00	US\$

Flushing and chemicals	480.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	6.900.000,00	US\$
Tanker	204.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	9.365.000,00	US\$

TOTAL 9.365.000,00 US\$

Semi-Sub

Platform A

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Platform B

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Subsea System

Subsea 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	84.323.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	168.646.000,00	US\$
SUBTOTAL	168.646.000,00	US\$

TOTAL 168.646.000,00 US\$

Subsea 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	46.933.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	93.866.000,00	US\$
SUBTOTAL	93.866.000,00	US\$

TOTAL 93.866.000,00 US\$

Subsea 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	114.146.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	228.292.000,00	US\$
SUBTOTAL	228.292.000,00	US\$
TOTAL	228.292.000,00	US\$

Topsides

Topside (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.270	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	28	ton
Bracing/Lifting frames Weight	155	ton
Seafastenings Weight	214	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	3.000	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	26	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	37	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	26	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	440.664,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.121.175,00	US\$
Seafastenings	2.738.344,00	US\$
Freight	266.952,55	US\$
Labour	294.000,00	US\$
Pumping and Flushing	676.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	3.330.000,00	US\$
Tanker	312.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.937.003,55	US\$

TOTAL 16.937.003,55 US\$

Topside (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.180	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	24	ton
Bracing/Lifting frames Weight	172	ton
Seafastenings Weight	211	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	2.800	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	24	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	33	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	24	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	377.712,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.353.820,00	US\$
Seafastenings	2.699.956,00	US\$
Freight	273.517,80	US\$
Labour	274.400,00	US\$
Pumping and Flushing	624.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	2.970.000,00	US\$
Tanker	288.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.619.273,80	US\$

TOTAL 16.619.273,80 US\$

OIL&GAS DECOMMISSIONING COSTS IN BRAZIL - DETERMINISTIC MODEL

CASE STUDY: Offshore Production System in Deep Water (Campos basin - Brazil)

CEN 2 DECOMMISSIONING COST 401.747.377,35 US\$

Wells P&A

Drilling/Wells 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	233.941.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	23.394.100,00	US\$
SUBTOTAL	23.394.100,00	US\$
TOTAL	23.394.100,00	US\$

Drilling/Wells 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	123.294.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	12.329.400,00	US\$
SUBTOTAL	12.329.400,00	US\$
TOTAL	12.329.400,00	US\$

Drilling/Wells 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	224.424.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	22.442.400,00	US\$
SUBTOTAL	22.442.400,00	US\$
TOTAL	22.442.400,00	US\$

Offshore Pipelines

Oil Pipeline (Offshore 1)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	14	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	1	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	12	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	13	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	18	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	372.000,00	US\$
Flushing and chemicals	520.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	216.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	1.828.000,00	US\$

TOTAL 1.828.000,00 US\$

Oil Pipeline (Offshore 4)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	8	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	-	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	11	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	12	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	17	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	-	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	341.000,00	US\$

Flushing and chemicals	480.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	204.000,00	US\$
Surveys	-	US\$
SUBTOTAL	1.025.000,00	US\$

TOTAL **1.025.000,00** US\$

Semi-Sub

Platform A

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL **17.040.100,00** US\$

Platform B

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL **17.040.100,00** US\$

Subsea System

Subsea 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	43.032.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	86.064.000,00	US\$
SUBTOTAL	86.064.000,00	US\$

TOTAL **86.064.000,00** US\$

Subsea 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	25.979.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	51.958.000,00	US\$
SUBTOTAL	51.958.000,00	US\$

TOTAL **51.958.000,00** US\$

Subsea 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	67.535.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	135.070.000,00	US\$
SUBTOTAL	135.070.000,00	US\$
TOTAL	135.070.000,00	US\$

Topsides

Topside (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.270	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	28	ton
Bracing/Lifting frames Weight	155	ton
Seafastenings Weight	214	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	3.000	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	26	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	37	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	26	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	440.664,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.121.175,00	US\$
Seafastenings	2.738.344,00	US\$
Freight	266.952,55	US\$
Labour	294.000,00	US\$
Pumping and Flushing	676.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	3.330.000,00	US\$
Tanker	312.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.937.003,55	US\$

TOTAL 16.937.003,55 US\$

Topside (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.180	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	24	ton
Bracing/Lifting frames Weight	172	ton
Seafastenings Weight	211	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	2.800	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	24	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	33	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	24	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	377.712,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.353.820,00	US\$
Seafastenings	2.699.956,00	US\$
Freight	273.517,80	US\$
Labour	274.400,00	US\$
Pumping and Flushing	624.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	2.970.000,00	US\$
Tanker	288.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.619.273,80	US\$

TOTAL 16.619.273,80 US\$

OIL&GAS DECOMMISSIONING COSTS IN BRAZIL - DETERMINISTIC MODEL

CASE STUDY: Offshore Production System in Deep Water (Campos basin - Brazil)

CEN 3 DECOMMISSIONING COST 257.375.377,35 US\$

Wells P&A

Drilling/Wells 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	233.941.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	23.394.100,00	US\$
SUBTOTAL	23.394.100,00	US\$
TOTAL	23.394.100,00	US\$

Drilling/Wells 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	123.294.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	12.329.400,00	US\$
SUBTOTAL	12.329.400,00	US\$
TOTAL	12.329.400,00	US\$

Drilling/Wells 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	224.424.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	22.442.400,00	US\$
SUBTOTAL	22.442.400,00	US\$
TOTAL	22.442.400,00	US\$

Offshore Pipelines

Oil Pipeline (Offshore 1)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	14	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	1	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	12	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	13	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	18	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	372.000,00	US\$
Flushing and chemicals	520.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	216.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	1.828.000,00	US\$

TOTAL 1.828.000,00 US\$

Oil Pipeline (Offshore 4)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	8	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	-	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	11	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	12	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	17	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	-	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	341.000,00	US\$

Flushing and chemicals	480.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	204.000,00	US\$
Surveys	-	US\$
SUBTOTAL	1.025.000,00	US\$

TOTAL 1.025.000,00 US\$

Semi-Sub

Platform A

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Platform B

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Subsea System

Subsea 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	23.918.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	47.836.000,00	US\$
SUBTOTAL	47.836.000,00	US\$

TOTAL 47.836.000,00 US\$

Subsea 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.202.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	30.404.000,00	US\$
SUBTOTAL	30.404.000,00	US\$

TOTAL 30.404.000,00 US\$

Subsea 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	25.240.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	50.480.000,00	US\$
SUBTOTAL	50.480.000,00	US\$
TOTAL	50.480.000,00	US\$

Topsides

Topside (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.270	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	28	ton
Bracing/Lifting frames Weight	155	ton
Seafastenings Weight	214	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	3.000	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	26	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	37	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	26	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	440.664,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.121.175,00	US\$
Seafastenings	2.738.344,00	US\$
Freight	266.952,55	US\$
Labour	294.000,00	US\$
Pumping and Flushing	676.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	3.330.000,00	US\$
Tanker	312.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.937.003,55	US\$

TOTAL 16.937.003,55 US\$

Topside (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.180	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	24	ton
Bracing/Lifting frames Weight	172	ton
Seafastenings Weight	211	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	2.800	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	24	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	33	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	24	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	377.712,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.353.820,00	US\$
Seafastenings	2.699.956,00	US\$
Freight	273.517,80	US\$
Labour	274.400,00	US\$
Pumping and Flushing	624.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	2.970.000,00	US\$
Tanker	288.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.619.273,80	US\$

TOTAL 16.619.273,80 US\$

OIL&GAS DECOMMISSIONING COSTS IN BRAZIL - DETERMINISTIC MODEL

CASE STUDY: Offshore Production System in Deep Water (Campos basin - Brazil)

CEN 4 DECOMMISSIONING COST	384.377.377,35 US\$
-----------------------------------	----------------------------

Wells P&A

Drilling/Wells 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	233.941.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	23.394.100,00	US\$
SUBTOTAL	23.394.100,00	US\$
TOTAL	23.394.100,00	US\$

Drilling/Wells 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	123.294.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	12.329.400,00	US\$
SUBTOTAL	12.329.400,00	US\$
TOTAL	12.329.400,00	US\$

Drilling/Wells 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	224.424.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	22.442.400,00	US\$
SUBTOTAL	22.442.400,00	US\$
TOTAL	22.442.400,00	US\$

Offshore Pipelines

Oil Pipeline (Offshore 1)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	14	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	1	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	12	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	13	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	18	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	372.000,00	US\$
Flushing and chemicals	520.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	216.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	1.828.000,00	US\$

TOTAL 1.828.000,00 US\$

Oil Pipeline (Offshore 4)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	8	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	-	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	11	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	12	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	17	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	-	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	341.000,00	US\$

Flushing and chemicals	480.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	204.000,00	US\$
Surveys	-	US\$
SUBTOTAL	1.025.000,00	US\$

TOTAL 1.025.000,00 US\$

Semi-Sub

Platform A

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Platform B

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$
SUBTOTAL	17.040.100,00	US\$

TOTAL 17.040.100,00 US\$

Subsea System

Subsea 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	78.723.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	157.446.000,00	US\$
SUBTOTAL	157.446.000,00	US\$

TOTAL 157.446.000,00 US\$

Subsea 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	37.943.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	75.886.000,00	US\$
SUBTOTAL	75.886.000,00	US\$

TOTAL 75.886.000,00 US\$

Subsea 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	11.195.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	22.390.000,00	US\$
SUBTOTAL	22.390.000,00	US\$
TOTAL	22.390.000,00	US\$

Topsides

Topside (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.270	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	28	ton
Bracing/Lifting frames Weight	155	ton
Seafastenings Weight	214	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	3.000	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	26	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	37	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	26	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	440.664,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.121.175,00	US\$
Seafastenings	2.738.344,00	US\$
Freight	266.952,55	US\$
Labour	294.000,00	US\$
Pumping and Flushing	676.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	3.330.000,00	US\$
Tanker	312.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.937.003,55	US\$

TOTAL 16.937.003,55 US\$

Topside (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.180	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	24	ton
Bracing/Lifting frames Weight	172	ton
Seafastenings Weight	211	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	2.800	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	24	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	33	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	24	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	377.712,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.353.820,00	US\$
Seafastenings	2.699.956,00	US\$
Freight	273.517,80	US\$
Labour	274.400,00	US\$
Pumping and Flushing	624.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	2.970.000,00	US\$
Tanker	288.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.619.273,80	US\$

TOTAL 16.619.273,80 US\$

OIL&GAS DECOMMISSIONING COSTS IN BRAZIL - DETERMINISTIC MODEL

CASE STUDY: Offshore Production System in Deep Water (Campos basin - Brazil)

CEN 5 DECOMMISSIONING COST 296.627.377,35 US\$

Wells P&A

Drilling/Wells 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	233.941.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	23.394.100,00	US\$
SUBTOTAL	23.394.100,00	US\$
TOTAL	23.394.100,00	US\$

Drilling/Wells 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	123.294.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	12.329.400,00	US\$
SUBTOTAL	12.329.400,00	US\$
TOTAL	12.329.400,00	US\$

Drilling/Wells 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	224.424.000	US\$
b) Uncertain Inputs		
P&A Decom Rate	10%	
c) Decommissioning Costs		
Decom Expenditures	22.442.400,00	US\$
SUBTOTAL	22.442.400,00	US\$
TOTAL	22.442.400,00	US\$

Offshore Pipelines

Oil Pipeline (Offshore 1)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	14	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	1	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	12	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	13	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	18	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	10	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	372.000,00	US\$
Flushing and chemicals	520.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	216.000,00	US\$
Surveys	720.000,00	US\$
SUBTOTAL	1.828.000,00	US\$

TOTAL 1.828.000,00 US\$

Oil Pipeline (Offshore 4)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Removal	Complete	
Disposal	Dump	
Distance to Disposal Type	90	km
Flow Type	Liquids	
Material	Carbon Steel X60	
Buckle Arrestors	Yes	
Length	8	km
Nominal Diameter	8	in
Wall Thickness	9	mm
Crossings	-	units
Buried Length	-	km
Shore Approach	No	
Insulation Material	None	
Insulation U Value	None	
Clean	Yes	
Flushing	Yes	
Pigging	Yes	
Chemical	No	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
DSV (Duration)	-	days
DSV (Cost)	60.000	US\$/unit
Pigging and pumping (Duration)	11	days
Pigging and pumping (Cost)	31.000	US\$/unit
Flushing and chemicals (Duration)	12	days
Flushing and chemicals (Cost)	40.000	US\$/unit
Jetting (Duration)	-	days
Jetting (Cost)	47.000	US\$/unit
Pipelay (Duration)	-	days
Pipelay (Cost)	460.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	17	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Surveys (Duration)	-	days
Surveys (Cost)	72.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
DSV	-	US\$
Pigging and pumping	341.000,00	US\$

Flushing and chemicals	480.000,00	US\$
Jetting	-	US\$
Pipelay	-	US\$
Tanker	204.000,00	US\$
Surveys	-	US\$
SUBTOTAL	1.025.000,00	US\$

TOTAL **1.025.000,00** US\$

Semi-Sub

Platform A

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$

SUBTOTAL 17.040.100,00 US\$

TOTAL **17.040.100,00** US\$

Platform B

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	15.491.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
SS Decom Rate	110%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	17.040.100,00	US\$

SUBTOTAL 17.040.100,00 US\$

TOTAL **17.040.100,00** US\$

Subsea System

Subsea 1 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	43.032.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	86.064.000,00	US\$

SUBTOTAL 86.064.000,00 US\$

TOTAL **86.064.000,00** US\$

Subsea 2 (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	26.909.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	53.818.000,00	US\$

SUBTOTAL 53.818.000,00 US\$

TOTAL **53.818.000,00** US\$

Subsea 1 (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Installation Cost	14.045.000	US\$

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Subsea Decom Rate	200%	

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Decom Expenditures	28.090.000,00	US\$
SUBTOTAL	28.090.000,00	US\$
TOTAL	28.090.000,00	US\$

Topsides

Topside (Plat A)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.270	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	28	ton
Bracing/Lifting frames Weight	155	ton
Seafastenings Weight	214	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	3.000	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	26	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	37	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	26	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	440.664,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.121.175,00	US\$
Seafastenings	2.738.344,00	US\$
Freight	266.952,55	US\$
Labour	294.000,00	US\$
Pumping and Flushing	676.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	3.330.000,00	US\$
Tanker	312.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.937.003,55	US\$

TOTAL 16.937.003,55 US\$

Topside (Plat B)

a) Known Inputs	Quantity	Unit
Topside Weight	4.180	ton
Crane Size	Medium	
Maximum Lift Weight	6.000	ton
Number of Lifts	1	
Disposal Distance	90	km
Padeyes Weight	2	ton
Temporary Piping Weight	24	ton
Bracing/Lifting frames Weight	172	ton
Seafastenings Weight	211	ton
Freight	5%	

b) Uncertain Inputs	Quantity	Unit
Padeyes Material Cost	1.400	US\$/ton
Temporary Piping Material Cost	6.340	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Material Cost	1.620	US\$/ton
Seafastenings Material Cost	1.620	US\$/ton
Padeyes Fabrication Cost	18.034	US\$/ton
Temporary Piping Fabrication Cost	9.398	US\$/ton
Bracing/Lifting frames Fabrication Cost	12.065	US\$/ton
Seafastenings Fabrication Cost	11.176	US\$/ton
Labour (Duration)	2.800	mhr
Labour (Cost)	98	US\$/unit
Pumping and Flushing (Duration)	24	days
Pumping and Flushing (Cost)	26.000	US\$/unit
Inerting (Duration)	11	days
Inerting (Cost)	40.000	US\$/unit
Multi-service/DSV (Duration)	33	days
Multi-service/DSV (Cost)	90.000	US\$/unit
Tanker (Duration)	24	days
Tanker (Cost)	12.000	US\$/unit
Crane Spread (Duration)	9	days
Crane Spread (Cost)	630.000	US\$/unit
Transport Spread (Duration)	6	days
Transport Spread (Cost)	90.000	US\$/unit
Landing/Dumping (Duration)	1	days
Landing/Dumping (Cost)	69.000	US\$/unit

c) Decommissioning Costs	Quantity	Unit
Padeyes	38.868,00	US\$
Temporary Piping	377.712,00	US\$
Bracing/Lifting frames	2.353.820,00	US\$
Seafastenings	2.699.956,00	US\$
Freight	273.517,80	US\$
Labour	274.400,00	US\$
Pumping and Flushing	624.000,00	US\$
Inerting	440.000,00	US\$
Multi-service/DSV	2.970.000,00	US\$
Tanker	288.000,00	US\$
Crane Spread	5.670.000,00	US\$
Transport Spread	540.000,00	US\$
Landing/Dumping	69.000,00	US\$
SUBTOTAL	16.619.273,80	US\$

TOTAL 16.619.273,80 US\$

APÊNDICE E - RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO NO @RISK

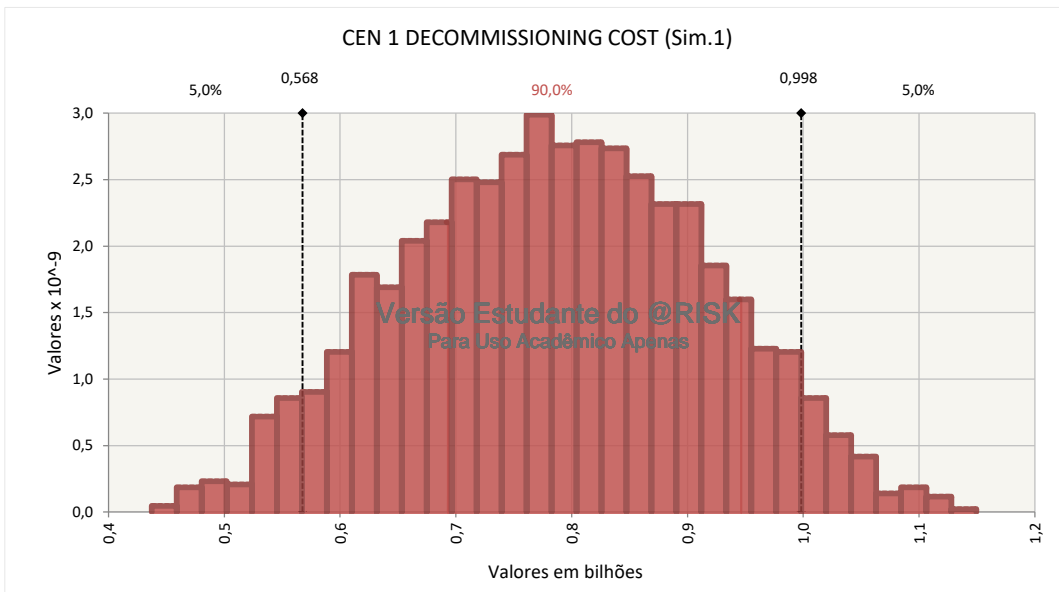
Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:11:35

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hiperubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	1641027581
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

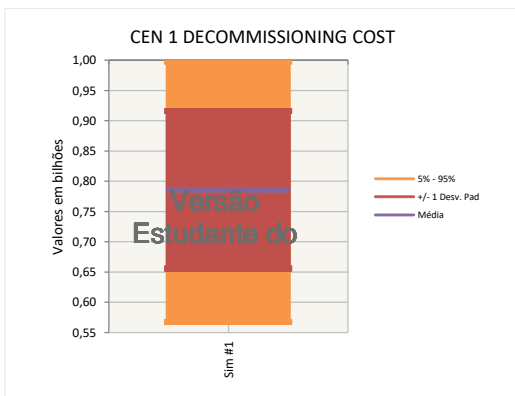
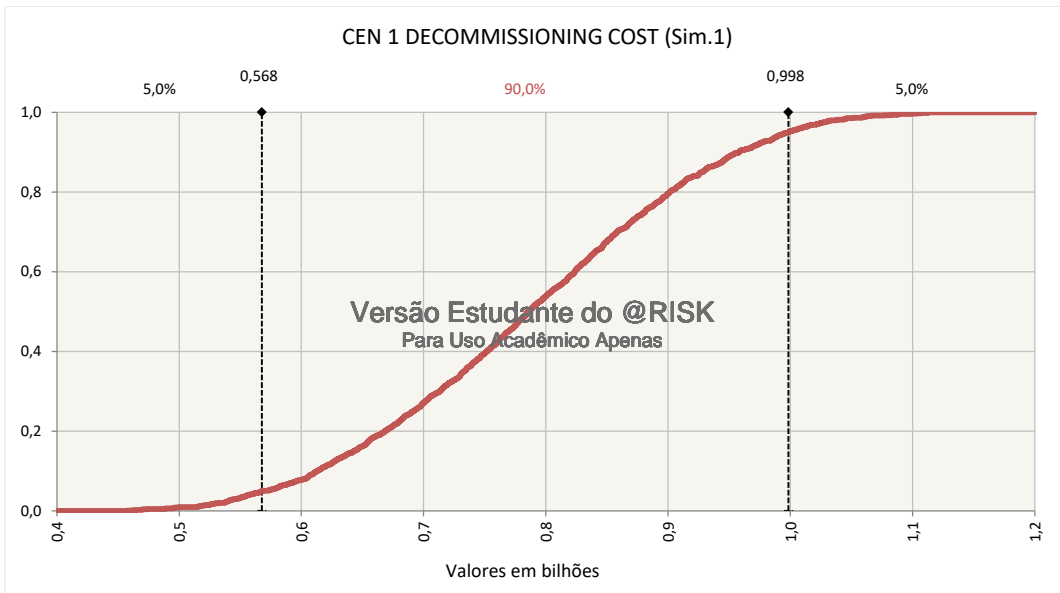
Sumário Estatístico para CEN 1 DECOMMISSIONING COST				
Estatísticas		Percentil		
Mínimo	437.480.314,00	1,0%	500.637.047,99	
Máximo	1.149.336.181,82	2,5%	539.918.880,63	
Média	785.942.200,82	5,0%	567.578.110,21	
Desv Pad	129.968.737,22	10,0%	612.820.647,03	
Variância	1,68919E+16	20,0%	668.273.290,43	
Assimetria	-0,013181349	25,0%	691.139.124,96	
Curtose	2,46941902	50,0%	785.821.149,44	
Mediana	785.821.149,44	75,0%	881.039.785,96	
Moda	846.628.671,05	80,0%	901.116.506,93	
X Esquerda	567.578.110,21	90,0%	957.851.435,82	
P Esquerda	5%	95,0%	998.326.504,20	
X Direito	998.326.504,20	97,5%	1.027.799.098,57	
P Direito	95%	99,0%	1.062.504.099,02	
Erros	0			



Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:11:35



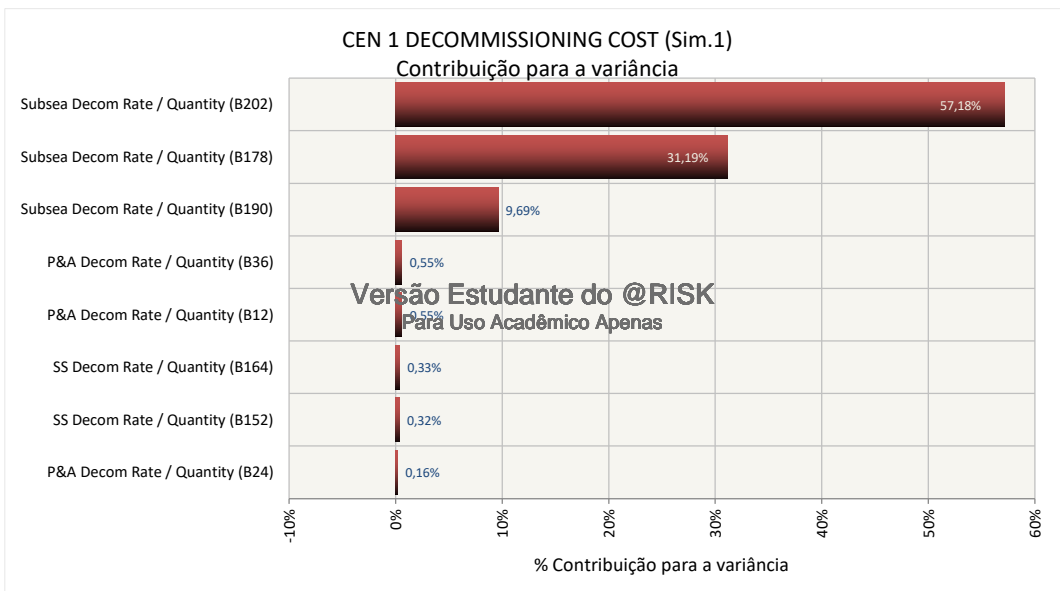
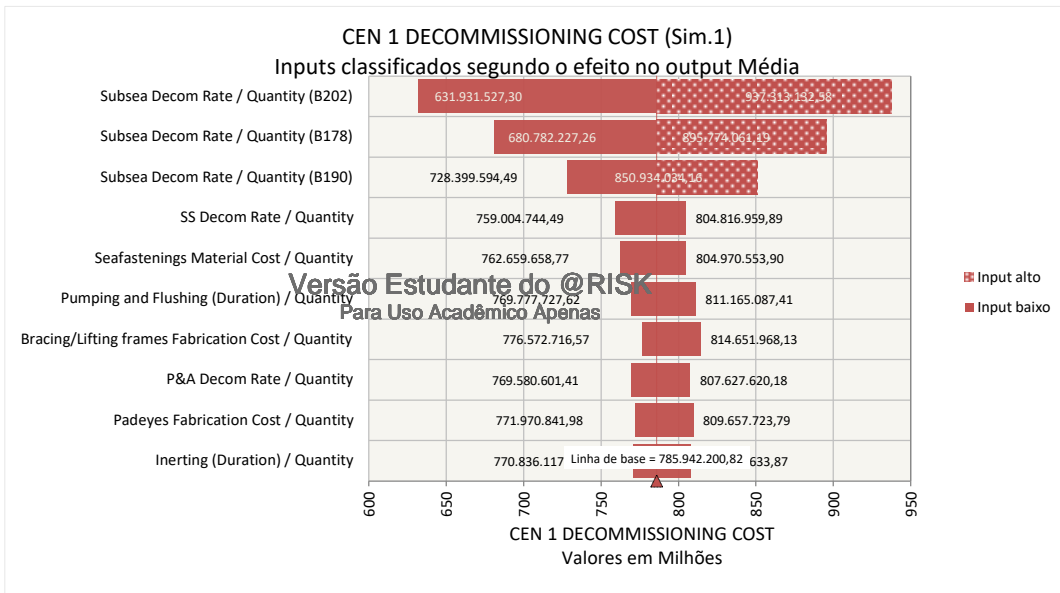
Mudança na estatística de output de CEN 1 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	631.931.527,30	937.313.132,58
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	680.782.227,26	895.774.061,19
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	728.399.594,49	850.934.034,16
4	SS Decom Rate / Quantity	759.004.744,49	804.816.959,89
5	Seafasteners Material Cost / Quantity	762.659.658,77	804.970.553,90
6	Pumping and Flushing (Duration) / Quantity	769.777.727,62	811.165.087,41
7	Bracing/Lifting frames Fabrication Cost / Quantity	776.572.716,57	814.651.968,13
8	P&A Decom Rate / Quantity	769.580.601,41	807.627.620,18
9	Padeyes Fabrication Cost / Quantity	771.970.841,98	809.657.723,79
10	Inerting (Duration) / Quantity	770.836.117,38	807.862.633,87

Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:11:35



Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

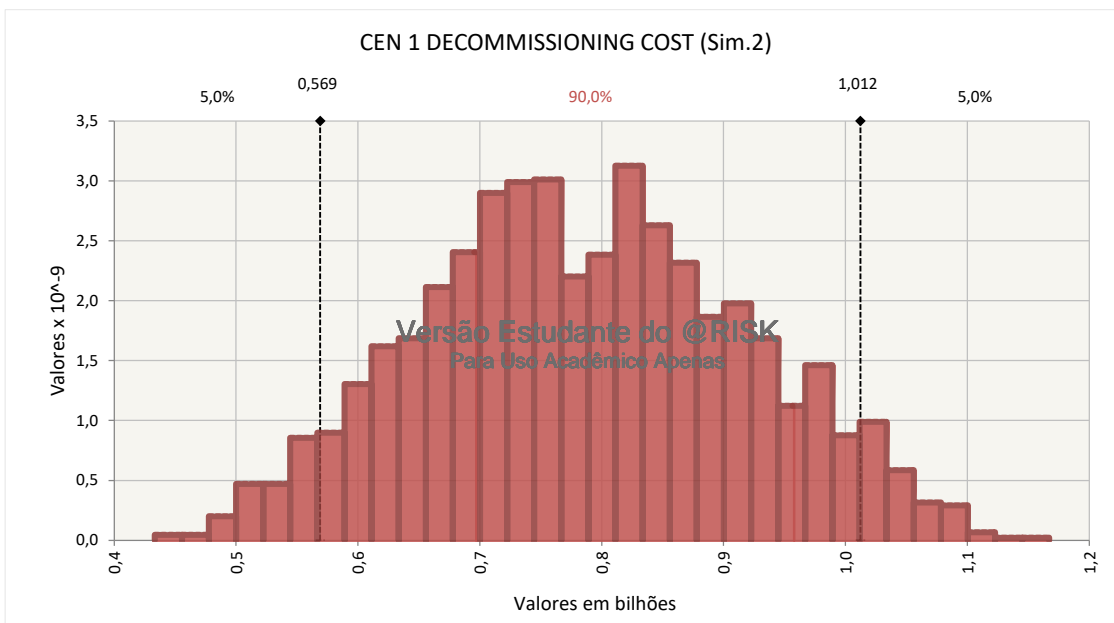
Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:10

Resumo de informação da simulação

Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hiperubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	768609009
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

Sumário Estatístico para CEN 1 DECOMMISSIONING COST

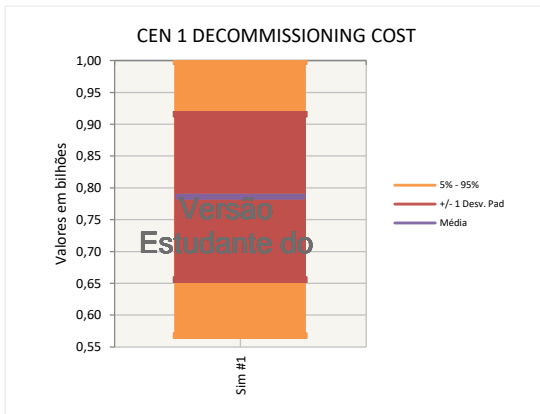
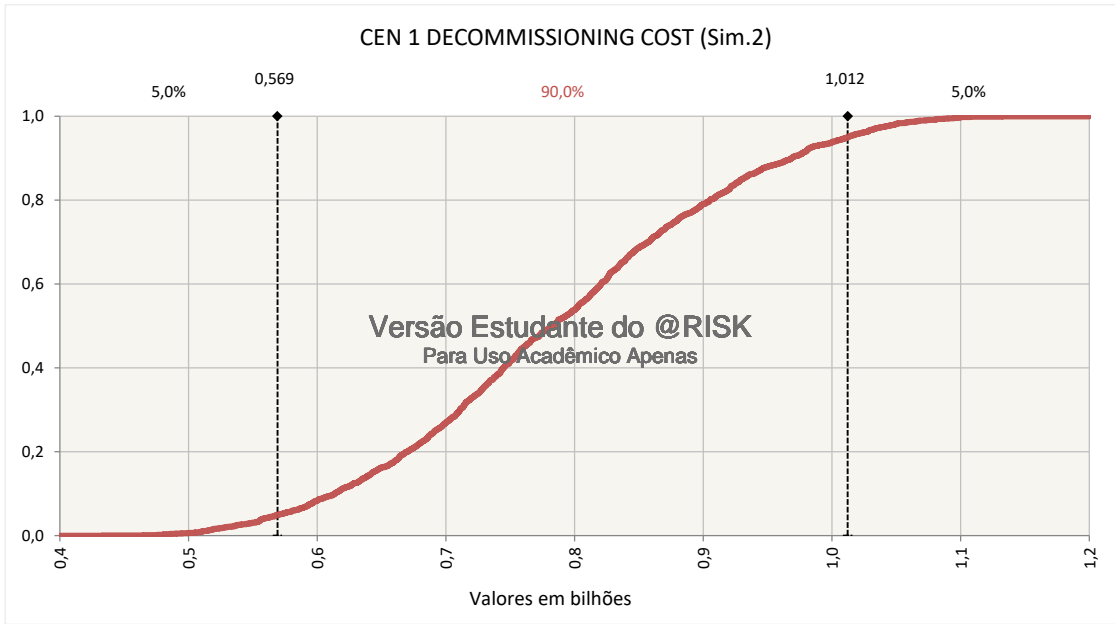
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	433.257.879,17	1,0%	510.002.366,69
Máximo	1.167.218.401,87	2,5%	537.592.223,55
Média	785.945.400,88	5,0%	569.047.763,29
Desv Pad	132.006.904,61	10,0%	613.468.148,30
Variância	1,74258E+16	20,0%	669.442.715,11
Assimetria	0,074448406	25,0%	691.427.945,82
Curtose	2,469356499	50,0%	782.014.089,59
Mediana	782.014.089,59	75,0%	879.351.029,86
Moda	825.648.733,90	80,0%	905.220.990,92
X Esquerda	569.047.763,29	90,0%	968.593.288,46
P Esquerda	5%	95,0%	1.012.276.202,97
X Direito	1.012.276.202,97	97,5%	1.040.838.663,61
P Direito	95%	99,0%	1.070.518.619,63
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:10



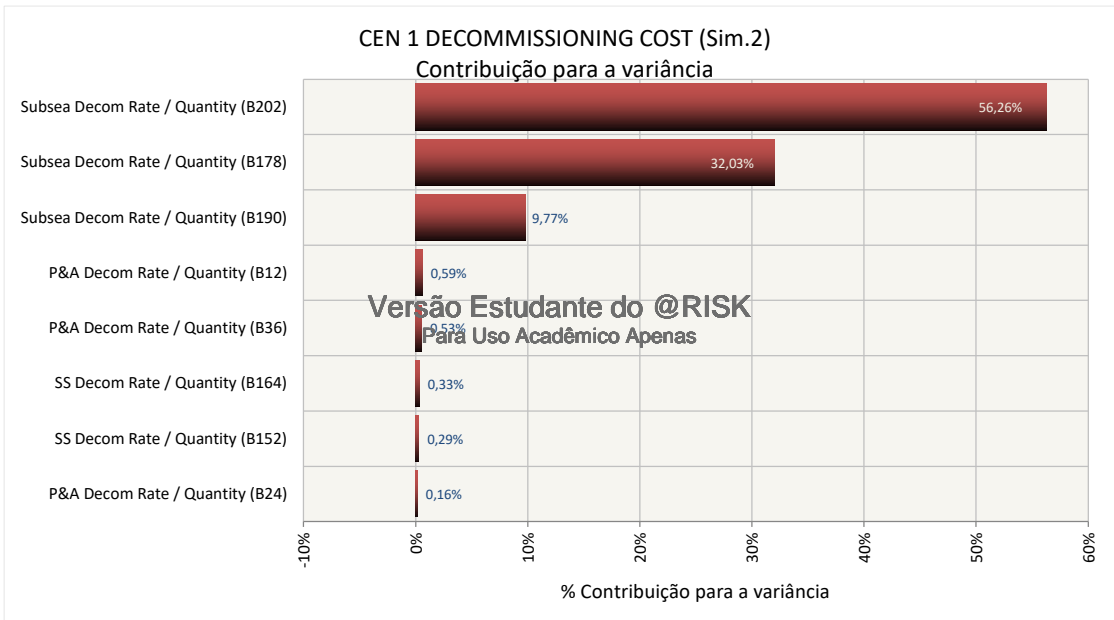
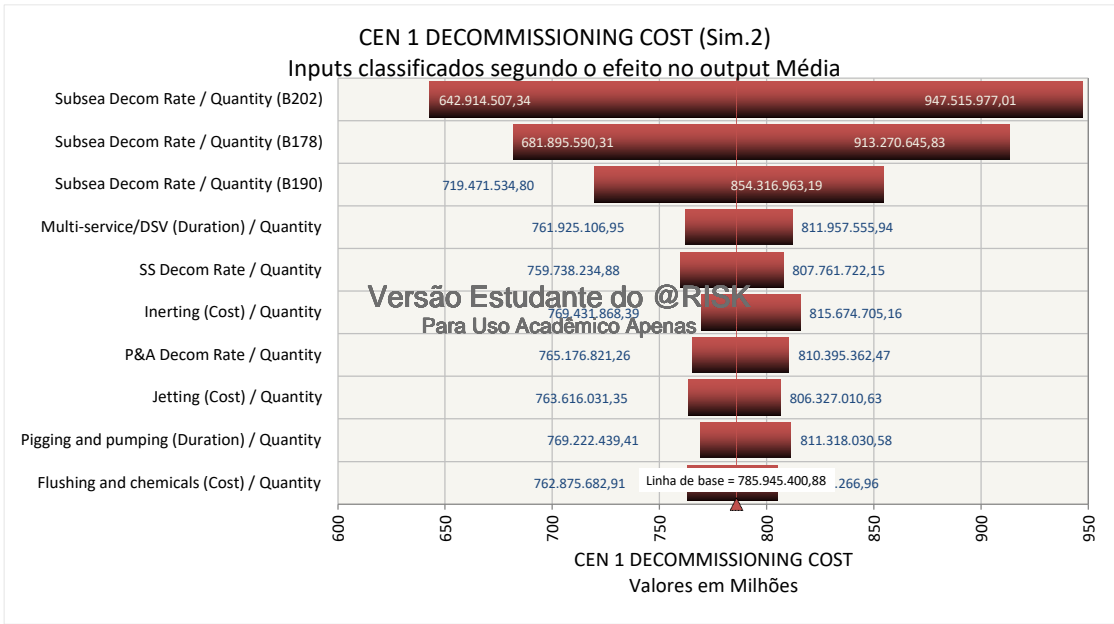
Mudança na estatística de output de CEN 1 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	642.914.507,34	947.515.977,01
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	681.895.590,31	913.270.645,83
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	719.471.534,80	854.316.963,19
4	Multi-service/DSV (Duration) / Quantity	761.925.106,95	811.957.555,94
5	SS Decom Rate / Quantity	759.738.234,88	807.761.722,15
6	Inerting (Cost) / Quantity	769.431.868,39	815.674.705,16
7	P&A Decom Rate / Quantity	765.176.821,26	810.395.362,47
8	Jetting (Cost) / Quantity	763.616.031,35	806.327.010,63
9	Pigging and pumping (Duration) / Quantity	769.222.439,41	811.318.030,58
10	Flushing and chemicals (Cost) / Quantity	762.875.682,91	804.881.266,96

Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:10



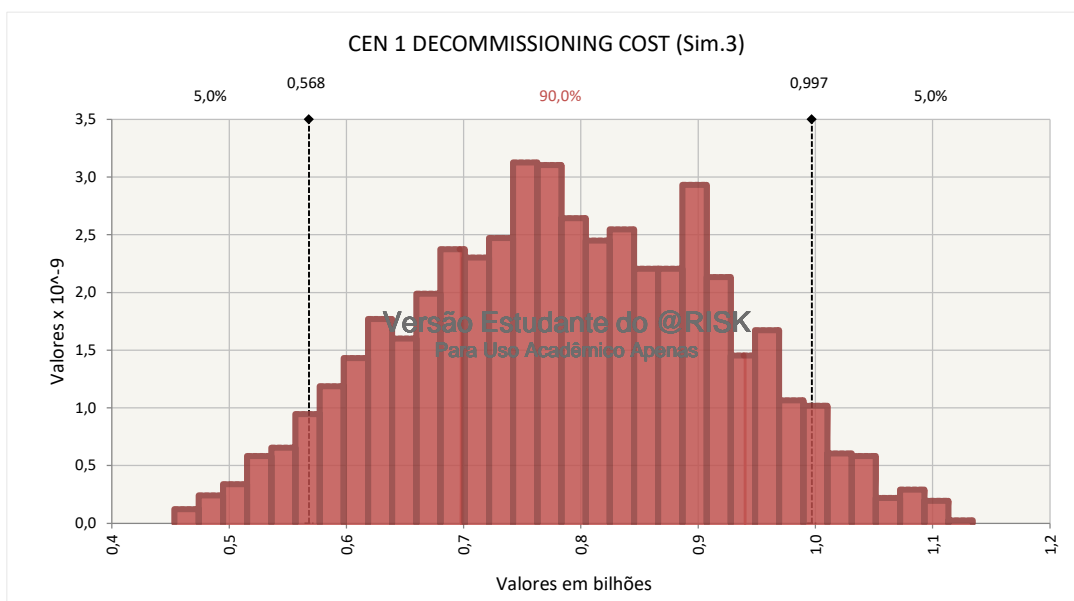
Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:44

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	143278588
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

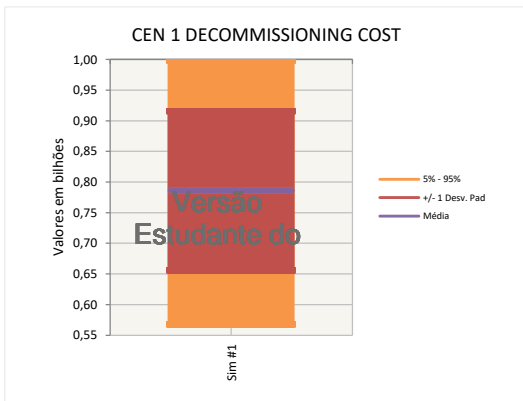
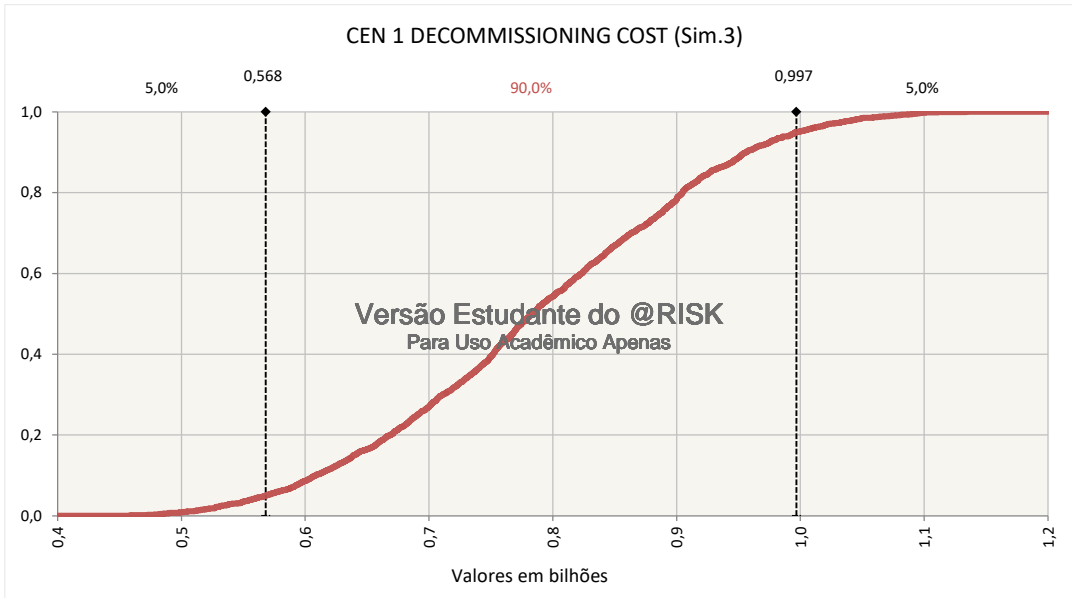
Sumário Estatístico para CEN 1 DECOMMISSIONING COST				
Estatísticas		Percentil		
Mínimo	453.432.911,13	1,0%	503.053.585,92	
Máximo	1.134.048.622,08	2,5%	532.678.527,70	
Média	785.941.522,97	5,0%	568.115.252,09	
Desv Pad	131.277.959,22	10,0%	607.960.070,11	
Variância	1,72339E+16	20,0%	668.492.760,57	
Assimetria	-0,020718377	25,0%	690.709.581,92	
Curtose	2,435925283	50,0%	783.420.546,18	
Mediana	783.420.546,18	75,0%	887.801.357,40	
Moda	900.161.159,52	80,0%	904.565.784,88	
X Esquerda	568.115.252,09	90,0%	956.464.851,80	
P Esquerda	5%	95,0%	996.874.639,28	
X Direito	996.874.639,28	97,5%	1.033.070.835,55	
P Direito	95%	99,0%	1.072.222.679,93	
Erros	0			



Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:44

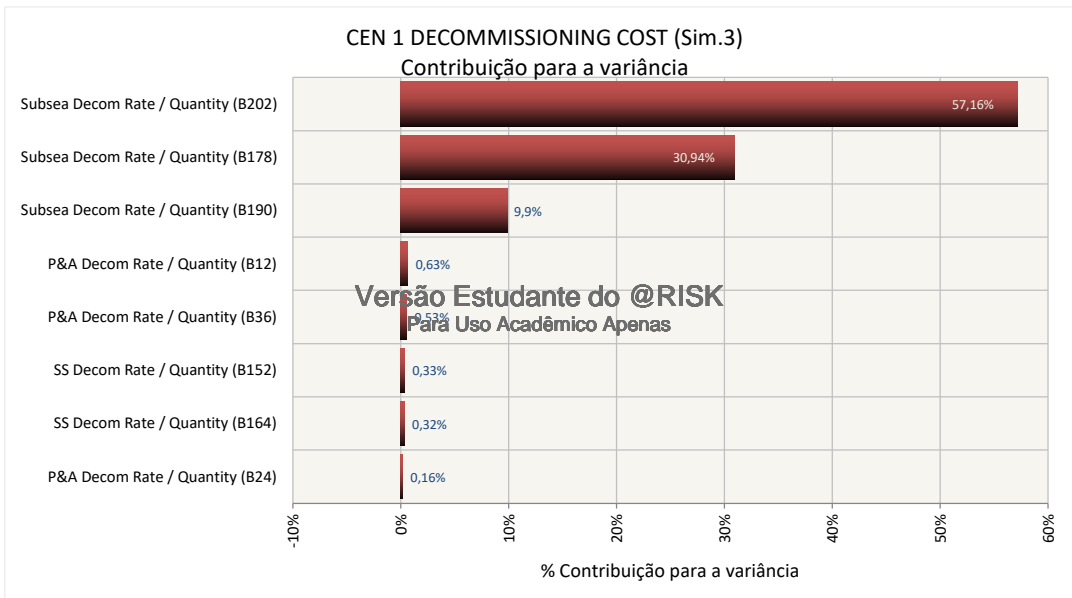
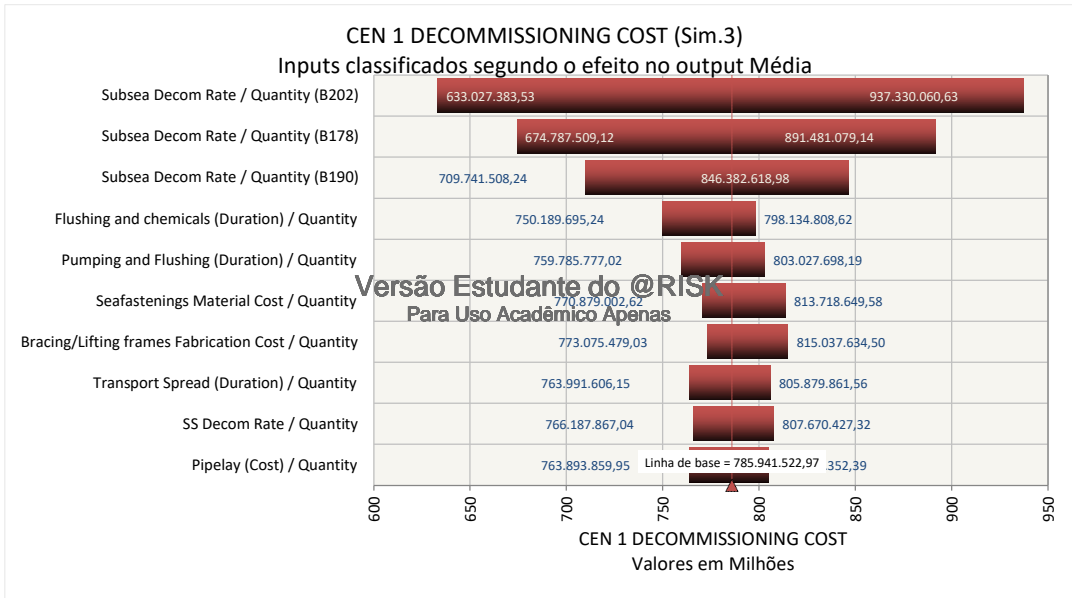


Mudança na estatística de output de CEN 1 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	633.027.383,53	937.330.060,63
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	674.787.509,12	891.481.079,14
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	709.741.508,24	846.382.618,98
4	Flushing and chemicals (Duration) / Quantity	750.189.695,24	798.134.808,62
5	Pumping and Flushing (Duration) / Quantity	759.785.777,02	803.027.698,19
6	Seafastenings Material Cost / Quantity	770.879.002,62	813.718.649,58
7	Bracing/Lifting frames Fabrication Cost / Quantity	773.075.479,03	815.037.634,50
8	Transport Spread (Duration) / Quantity	763.991.606,15	805.879.861,56
9	SS Decom Rate / Quantity	766.187.867,04	807.670.427,32
10	Pipelay (Cost) / Quantity	763.893.859,95	805.125.352,39

Relatório Output do @RISK para CEN 1 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:12:44



Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

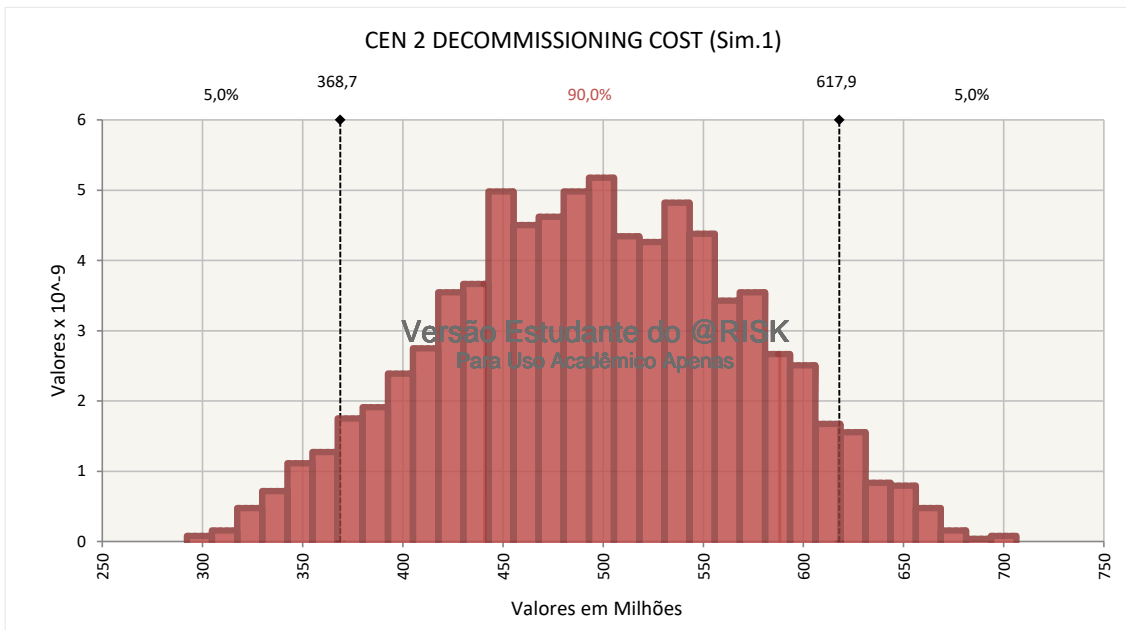
Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:18

Resumo de informação da simulação

Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	1641027581
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

Sumário Estatístico para CEN 2 DECOMMISSIONING COST

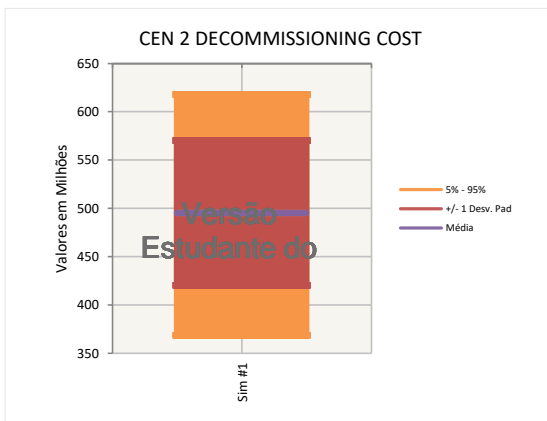
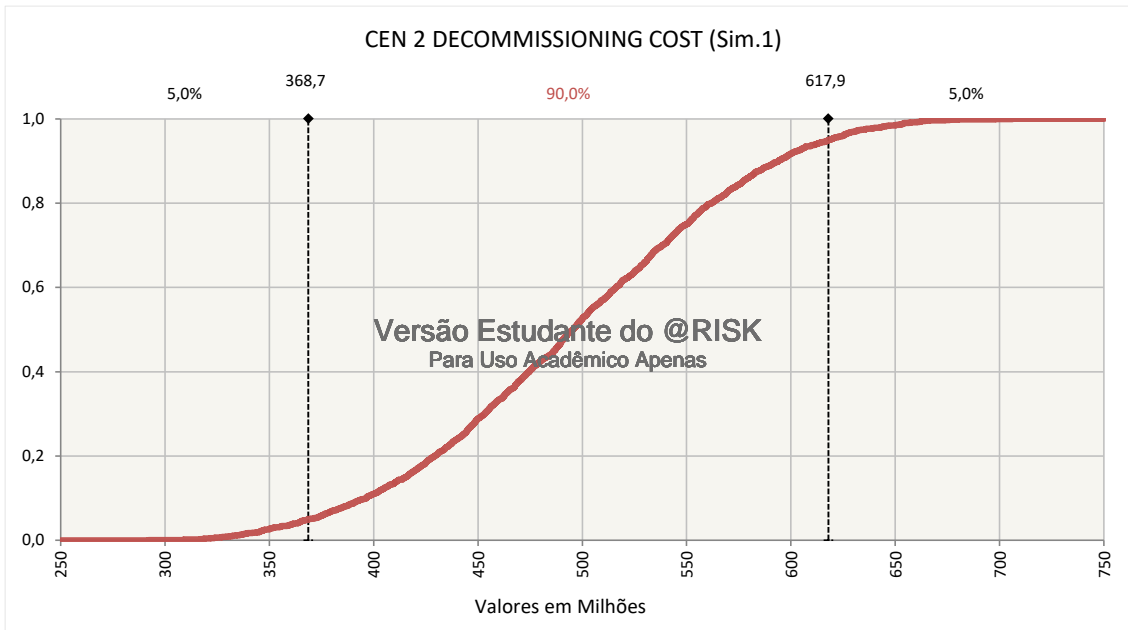
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	292.181.643,61	1,0%	331.944.768,64
Máximo	706.231.958,67	2,5%	347.645.749,33
Média	495.159.057,64	5,0%	368.727.018,73
Desv Pad	74.890.554,06	10,0%	396.263.161,74
Variância	5,6086E+15	20,0%	429.104.154,24
Assimetria	-0,032476564	25,0%	442.790.982,49
Curtose	2,503843791	50,0%	495.500.620,38
Mediana	495.500.620,38	75,0%	549.780.168,32
Moda	490.548.215,72	80,0%	561.967.221,89
X Esquerda	368.727.018,73	90,0%	593.825.362,95
P Esquerda	5%	95,0%	617.906.057,61
X Direito	617.906.057,61	97,5%	635.688.125,47
P Direito	95%	99,0%	654.223.689,90
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:18

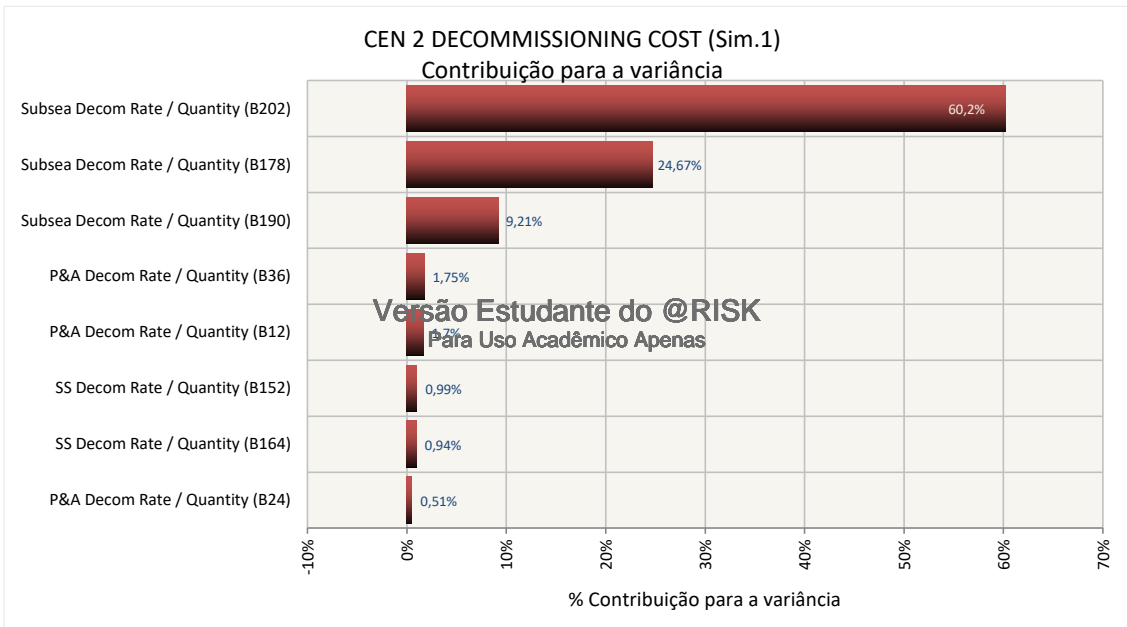
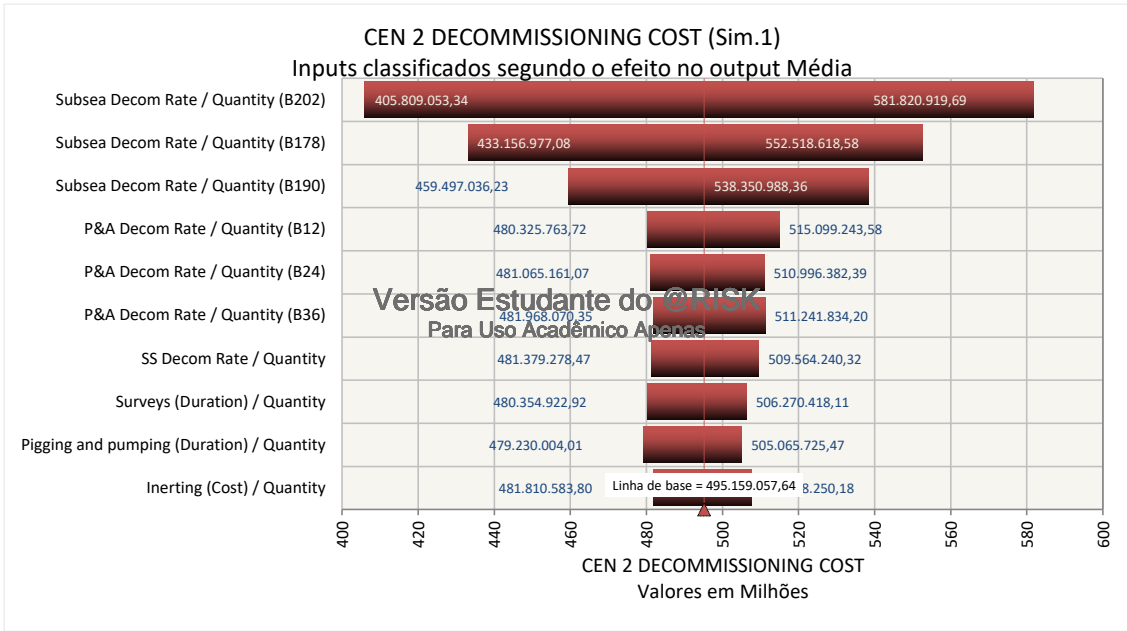


Mudança na estatística de output de CEN 2 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	405.809.053,34	581.820.919,69
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	433.156.977,08	552.518.618,58
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	459.497.036,23	538.350.988,36
4	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	480.325.763,72	515.099.243,58
5	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	481.065.161,07	510.996.382,39
6	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	481.968.070,35	511.241.834,20
7	SS Decom Rate / Quantity	481.379.278,47	509.564.240,32
8	Surveys (Duration) / Quantity	480.354.922,92	506.270.418,11
9	Pigging and pumping (Duration) / Quantity	479.230.004,01	505.065.725,47
10	Inerting (Cost) / Quantity	481.810.583,80	507.538.250,18

Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:18



Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

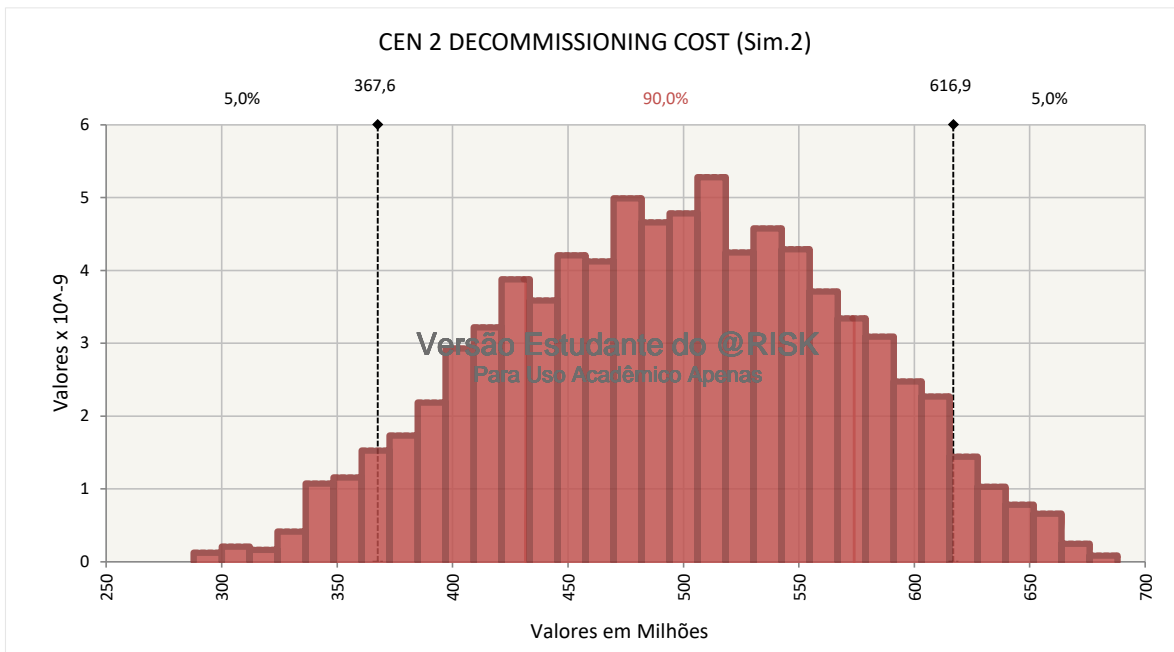
Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:53

Resumo de informação da simulação

Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	768609009
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

Sumário Estatístico para CEN 2 DECOMMISSIONING COST

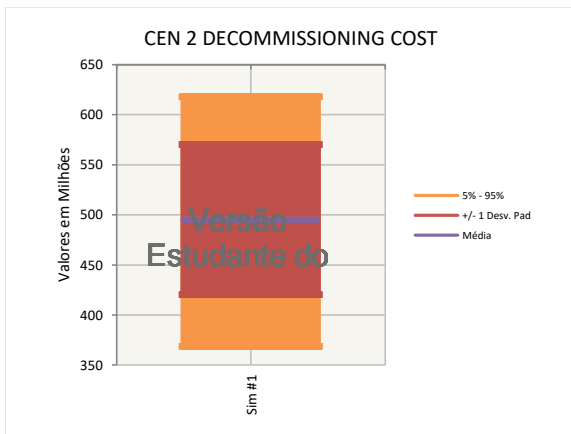
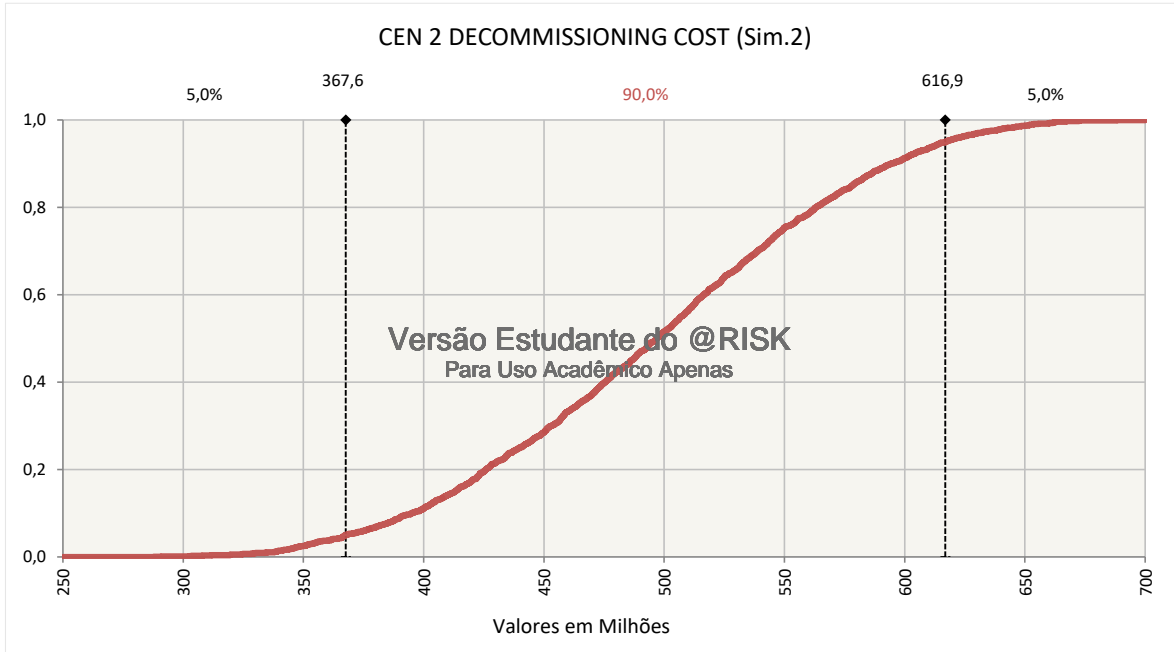
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	287.886.397,88	1,0%	334.138.565,30
Máximo	688.025.750,00	2,5%	348.843.089,75
Média	495.157.512,47	5,0%	367.593.057,53
Desv Pad	75.351.393,85	10,0%	394.944.613,02
Variância	5,67783E+15	20,0%	425.686.974,34
Assimetria	-0,062573819	25,0%	439.778.373,98
Curtose	2,445234782	50,0%	496.738.278,36
Mediana	496.738.278,36	75,0%	549.467.617,14
Moda	422.620.226,85	80,0%	562.799.194,15
X Esquerda	367.593.057,53	90,0%	594.249.977,20
P Esquerda	5%	95,0%	616.881.582,51
X Direito	616.881.582,51	97,5%	634.905.669,26
P Direito	95%	99,0%	652.887.120,67
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:53

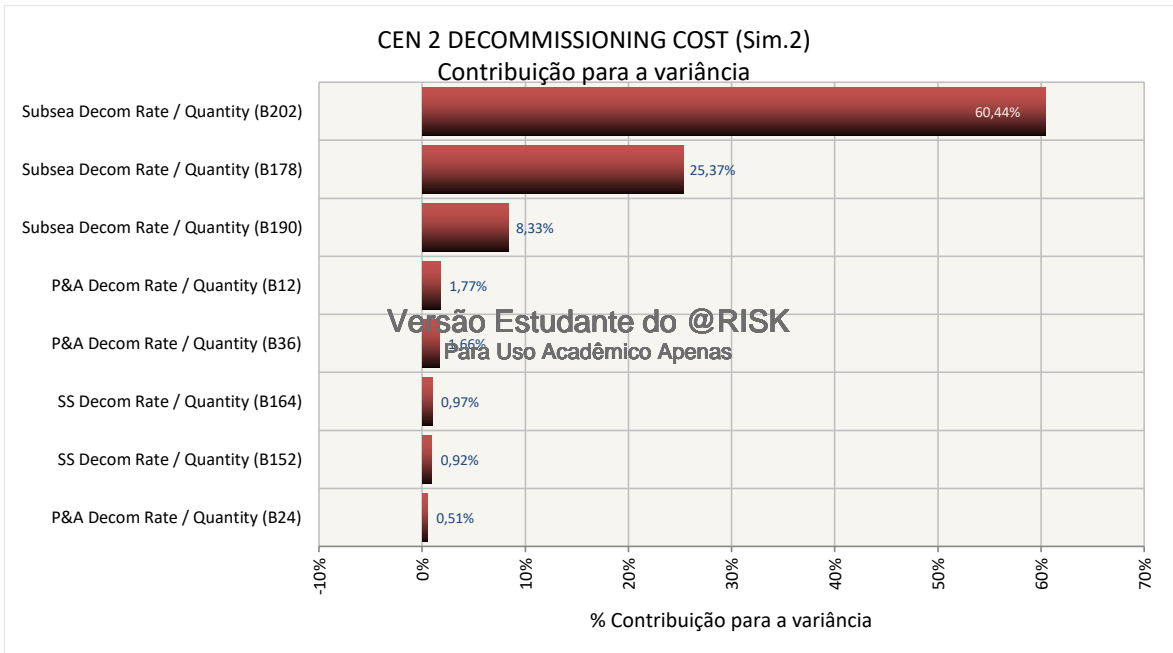
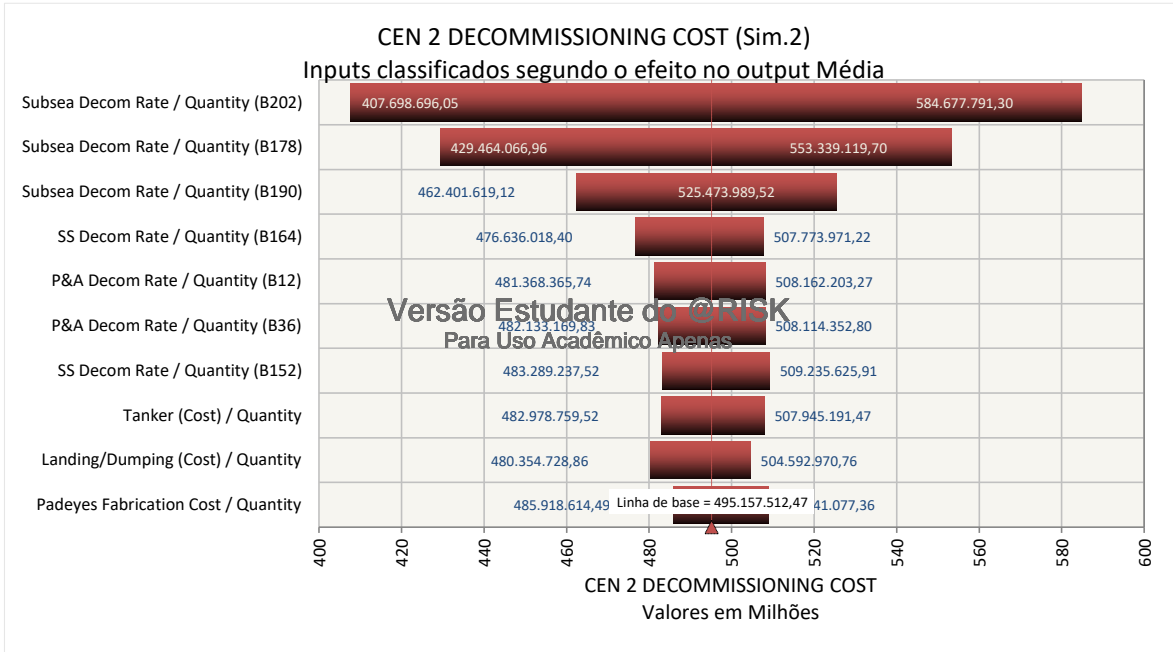


Mudança na estatística de output de CEN 2 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	407.698.696,05	584.677.791,30
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	429.464.066,96	553.339.119,70
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	462.401.619,12	525.473.989,52
4	SS Decom Rate / Quantity (B164)	476.636.018,40	507.773.971,22
5	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	481.368.365,74	508.162.203,27
6	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	482.133.169,83	508.114.352,80
7	SS Decom Rate / Quantity (B152)	483.289.237,52	509.235.625,91
8	Tanker (Cost) / Quantity	482.978.759,52	507.945.191,47
9	Landing/Dumping (Cost) / Quantity	480.354.728,86	504.592.970,76
10	Padeyes Fabrication Cost / Quantity	485.918.614,49	508.841.077,36

Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:13:53



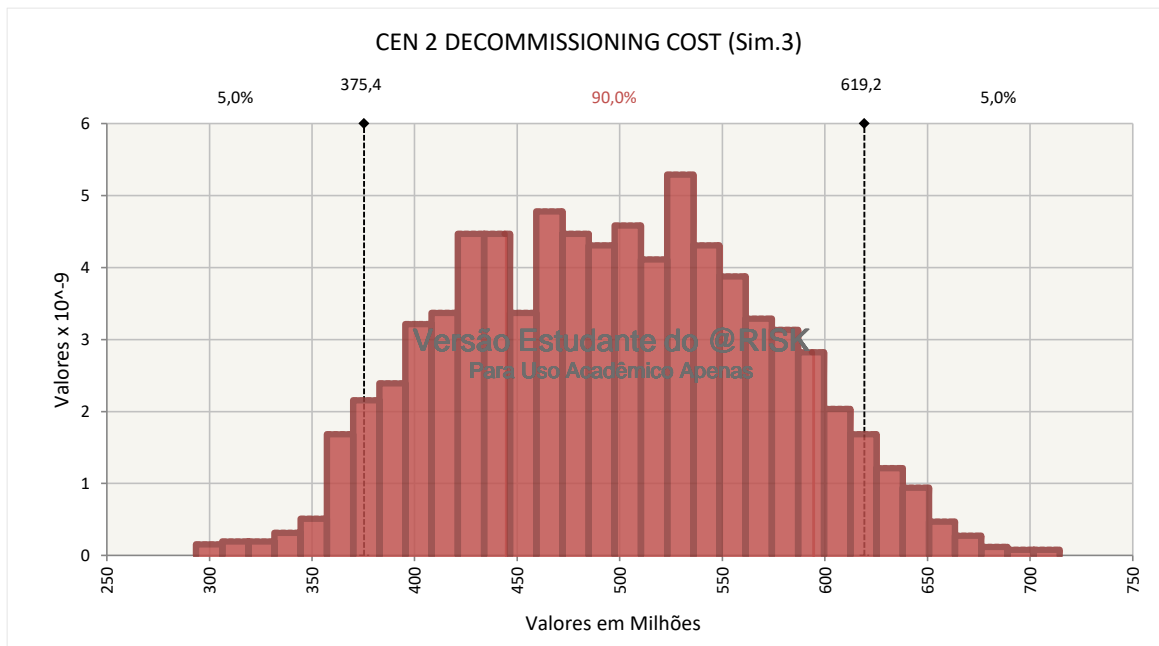
Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:14:27

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	143278588
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

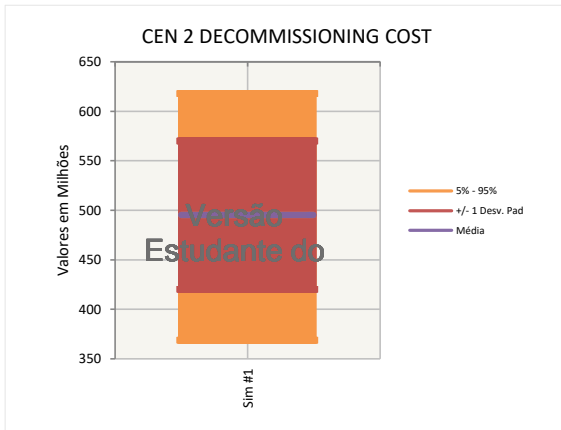
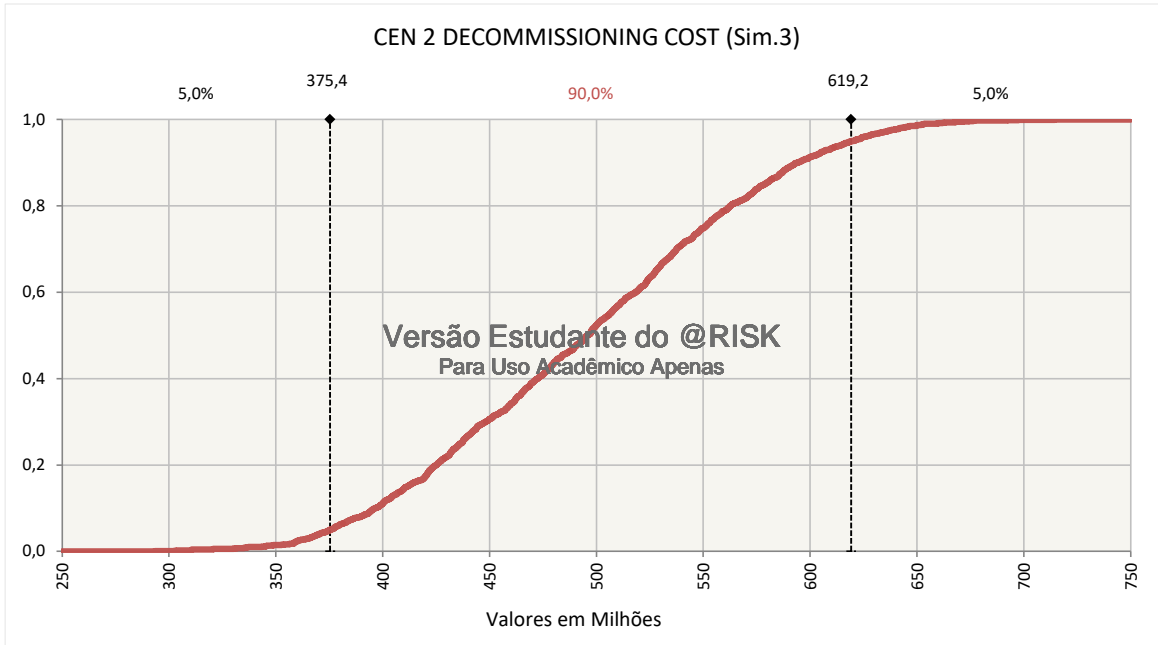
Sumário Estatístico para CEN 2 DECOMMISSIONING COST				
Estatísticas		Percentil		
Mínimo	293.464.623,10	1,0%	337.106.654,98	
Máximo	714.466.603,54	2,5%	360.484.691,42	
Média	495.153.542,03	5,0%	375.415.526,96	
Desv Pad	75.231.300,65	10,0%	396.313.640,22	
Variância	5,65975E+15	20,0%	425.024.986,92	
Assimetria	0,053864319	25,0%	436.081.842,15	
Curtose	2,394025104	50,0%	495.485.294,13	
Mediana	495.485.294,13	75,0%	550.384.824,07	
Moda	523.597.063,13	80,0%	562.771.006,40	
X Esquerda	375.415.526,96	90,0%	593.854.038,04	
P Esquerda	5%	95,0%	619.234.351,67	
X Direito	619.234.351,67	97,5%	637.526.854,37	
P Direito	95%	99,0%	653.656.359,46	
Erros	0			



Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:14:27



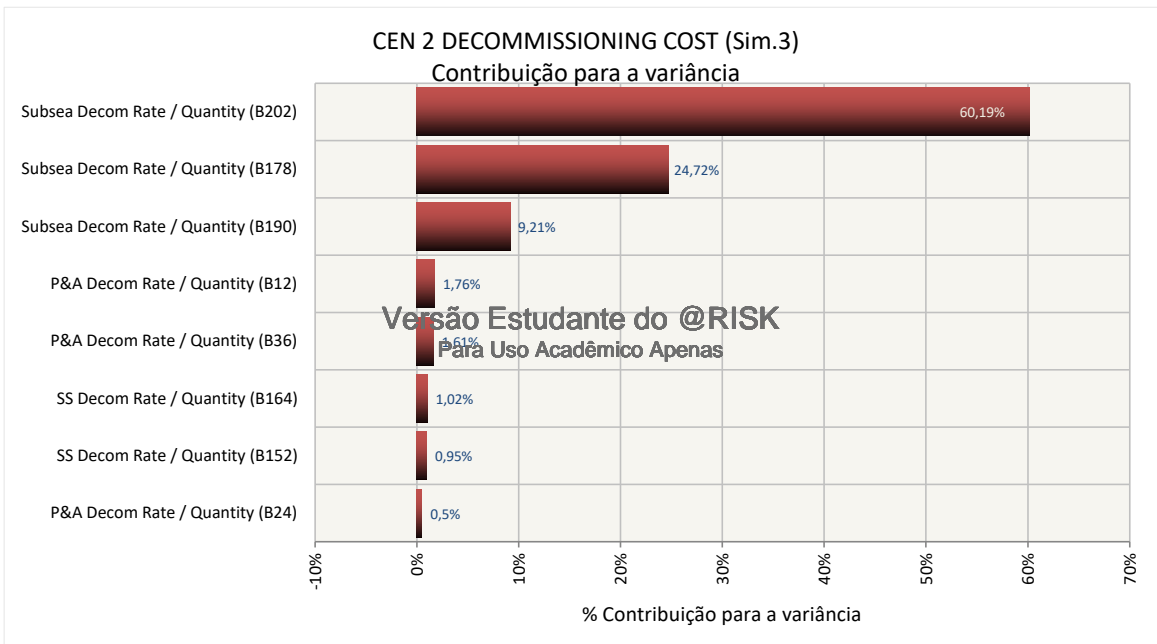
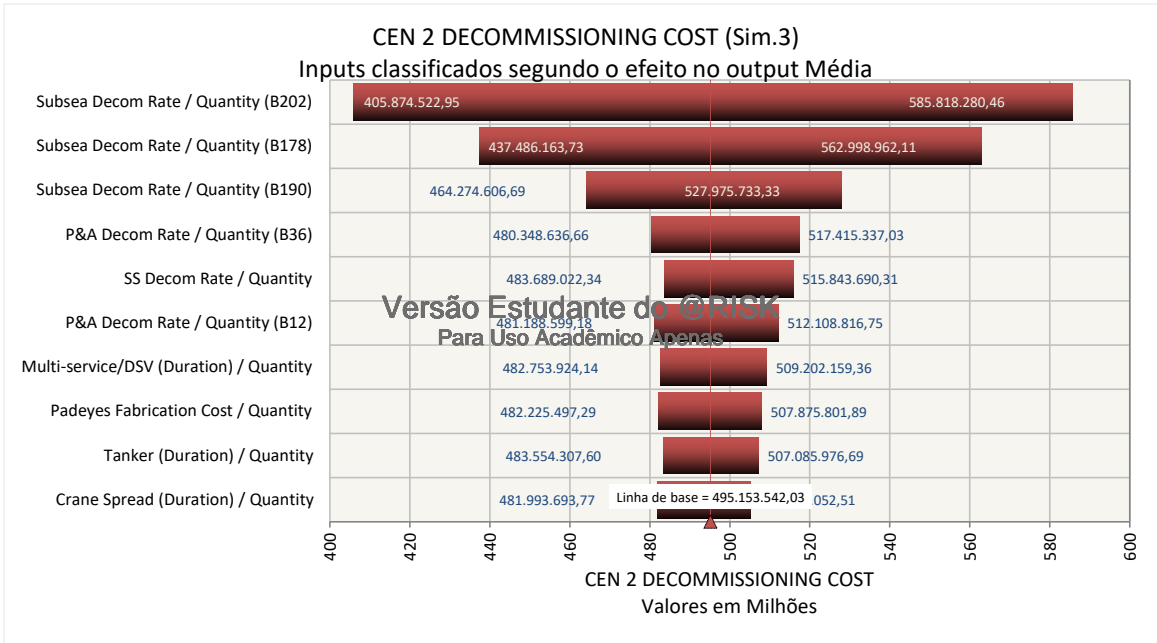
Mudança na estatística de output de CEN 2 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	405.874.522,95	585.818.280,46
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	437.486.163,73	562.998.962,11
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	464.274.606,69	527.975.733,33
4	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	480.348.636,66	517.415.337,03
5	SS Decom Rate / Quantity	483.689.022,34	515.843.690,31
6	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	481.188.599,18	512.108.816,75
7	Multi-service/DSV (Duration) / Quantity	482.753.924,14	509.202.159,36
8	Padeyes Fabrication Cost / Quantity	482.225.497,29	507.875.801,89
9	Tanker (Duration) / Quantity	483.554.307,60	507.085.976,69
10	Crane Spread (Duration) / Quantity	481.993.693,77	505.280.052,51

Relatório Output do @RISK para CEN 2 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:14:27



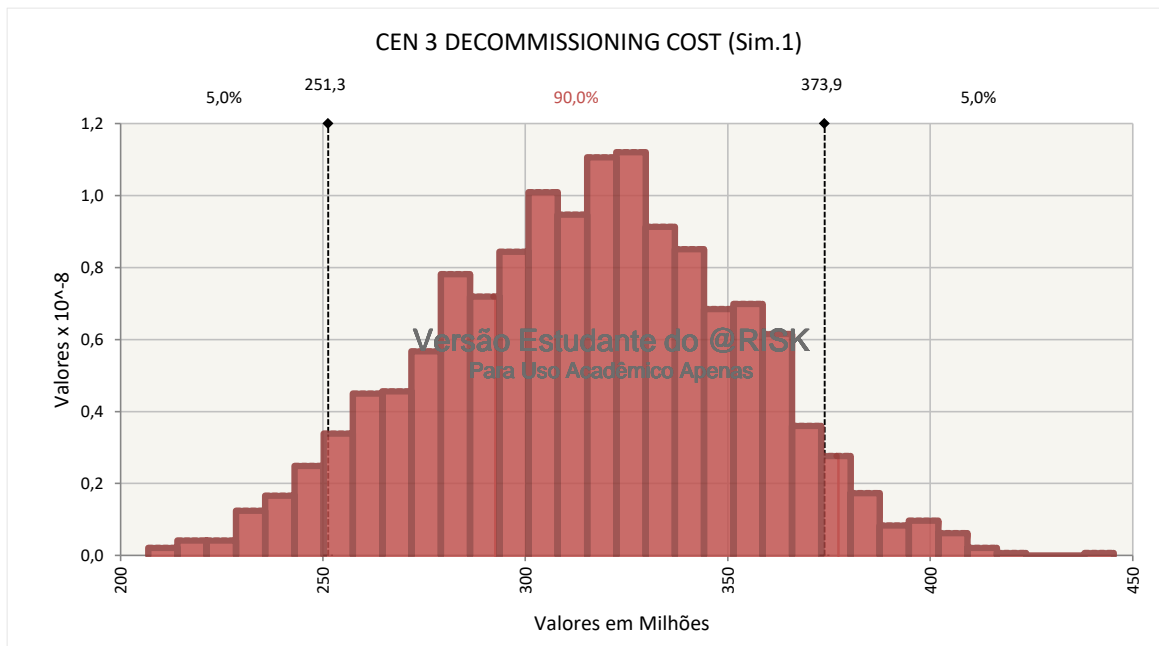
Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:01

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	1641027581
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

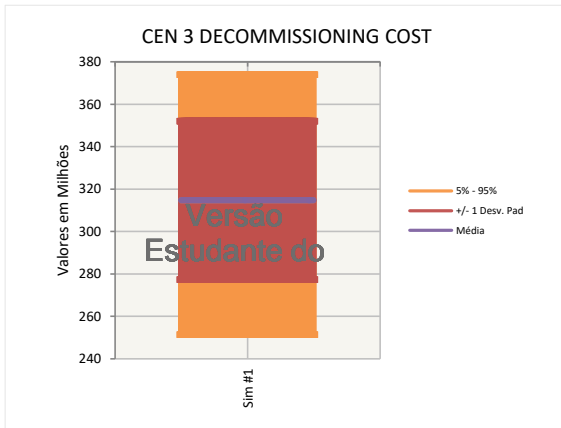
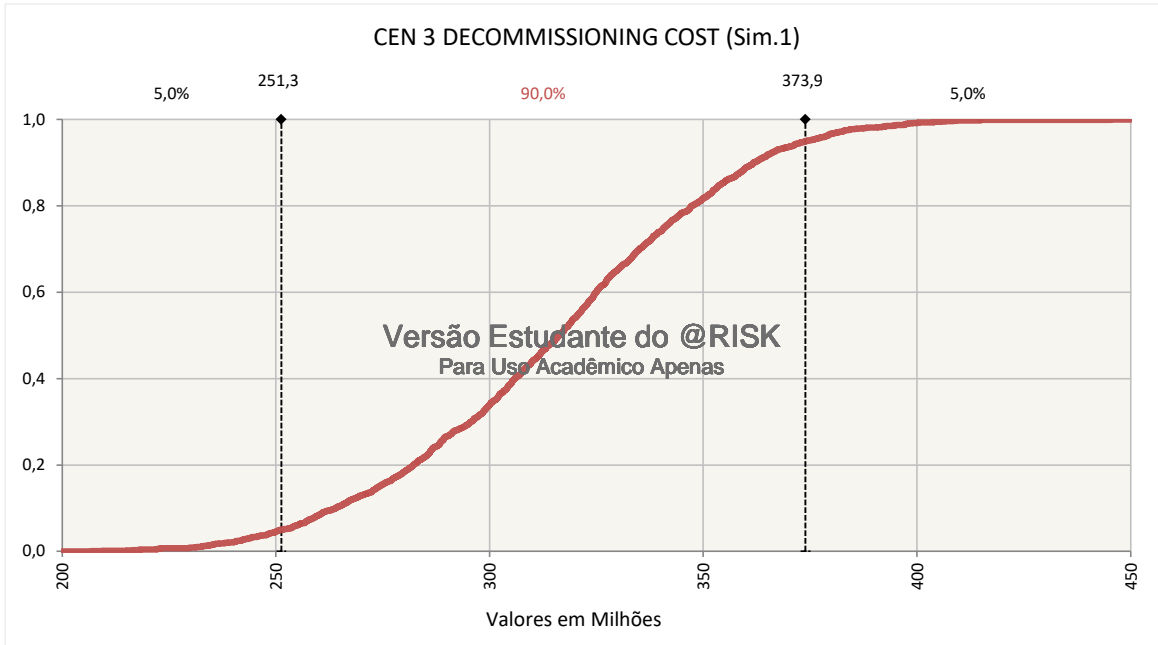
Sumário Estatístico para CEN 3 DECOMMISSIONING COST				
Estatísticas		Percentil		
Mínimo	206.823.717,01	1,0%	231.529.019,04	
Máximo	445.355.202,11	2,5%	241.825.649,35	
Média	314.692.223,88	5,0%	251.284.330,15	
Desv Pad	37.310.571,91	10,0%	263.925.835,71	
Variância	1,39208E+15	20,0%	282.147.971,49	
Assimetria	-0,076226627	25,0%	288.382.563,32	
Curtose	2,712110198	50,0%	316.277.485,50	
Mediana	316.277.485,50	75,0%	340.846.499,22	
Moda	327.289.635,66	80,0%	347.372.440,41	
X Esquerda	251.284.330,15	90,0%	361.776.592,96	
P Esquerda	5%	95,0%	373.918.698,33	
X Direito	373.918.698,33	97,5%	383.080.913,56	
P Direito	95%	99,0%	397.523.820,57	
Erros	0			



Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:01



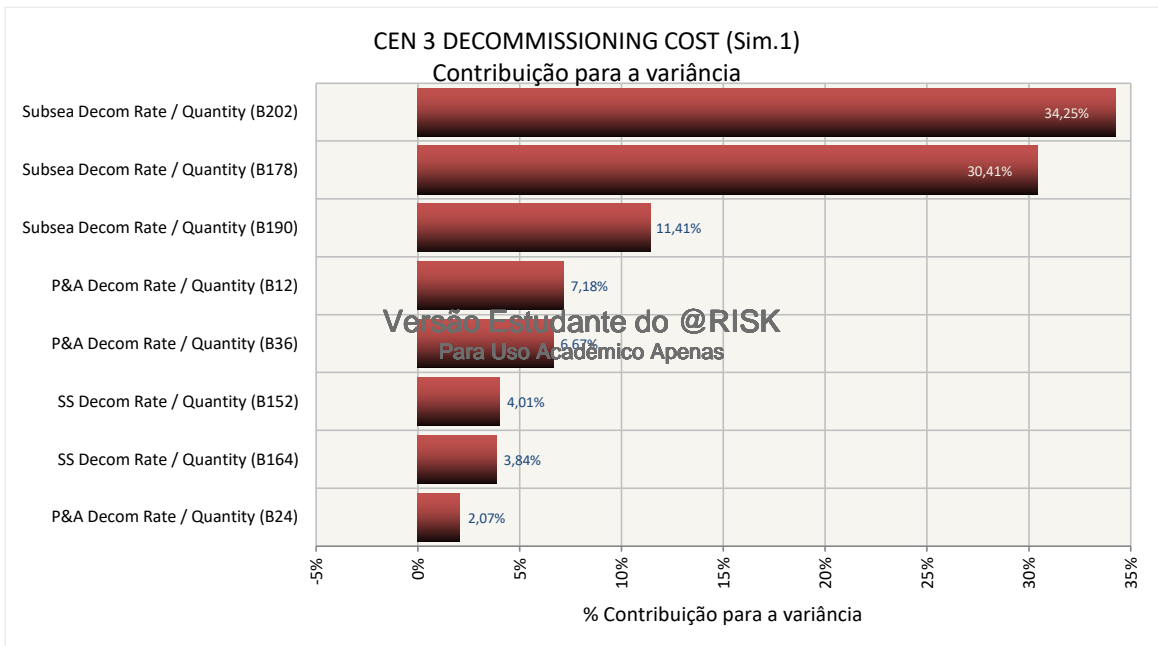
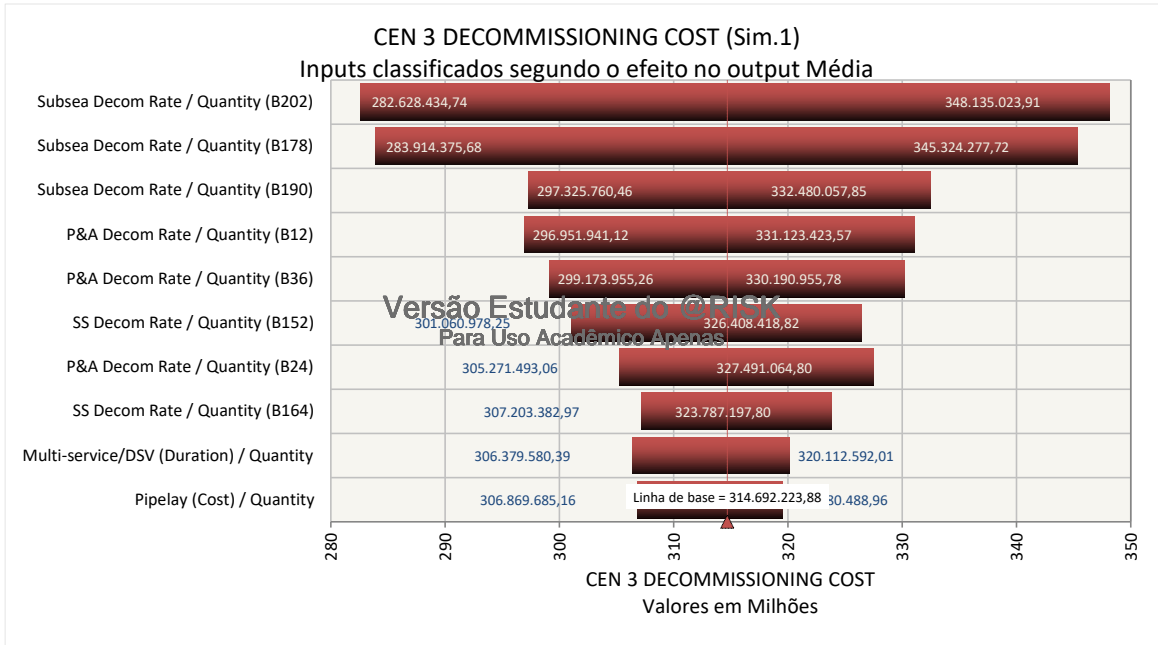
Mudança na estatística de output de CEN 3 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	282.628.434,74	348.135.023,91
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	283.914.375,68	345.324.277,72
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	297.325.760,46	332.480.057,85
4	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	296.951.941,12	331.123.423,57
5	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	299.173.955,26	330.190.955,78
6	SS Decom Rate / Quantity (B152)	301.060.978,25	326.408.418,82
7	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	305.271.493,06	327.491.064,80
8	SS Decom Rate / Quantity (B164)	307.203.382,97	323.787.197,80
9	Multi-service/DSV (Duration) / Quantity	306.379.580,39	320.112.592,01
10	Pipeline (Cost) / Quantity	306.869.685,16	319.580.488,96

Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:01



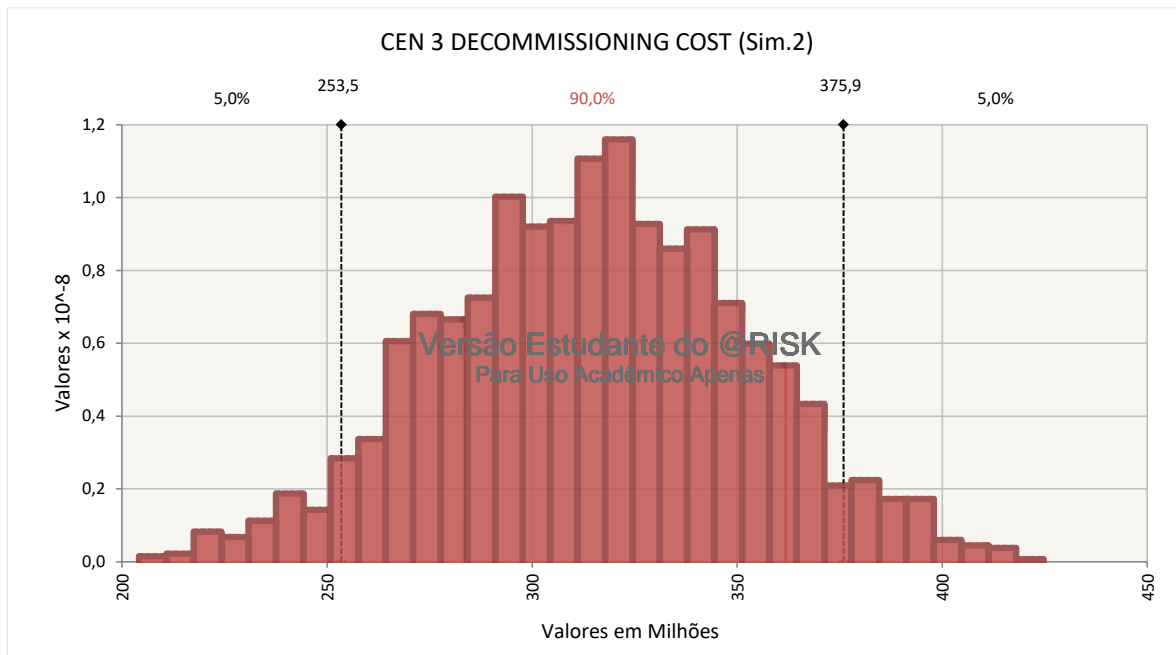
Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:35

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	768609009
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

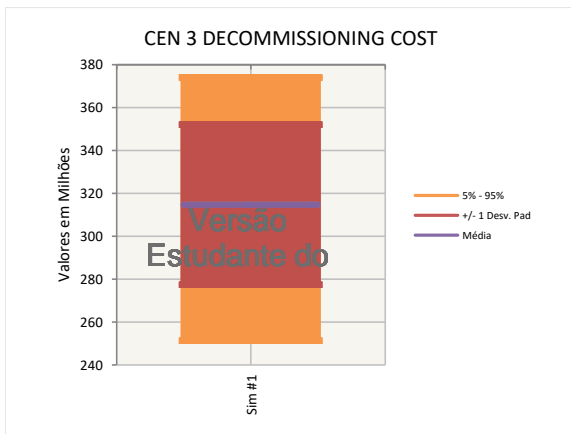
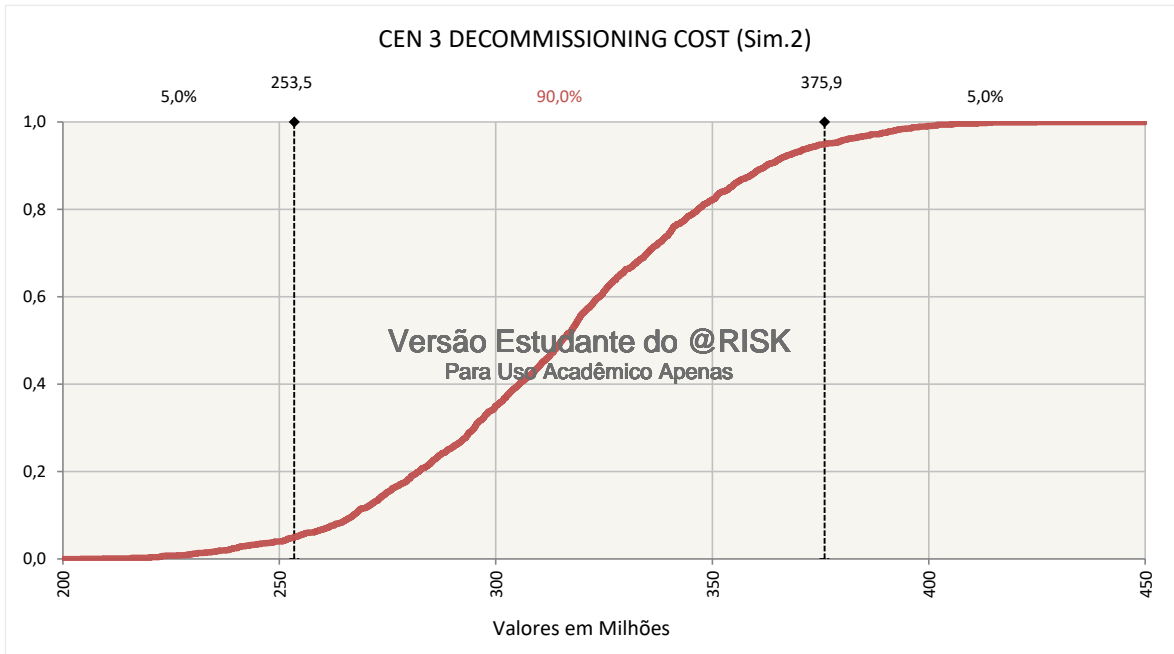
Sumário Estatístico para CEN 3 DECOMMISSIONING COST				
Estatísticas		Percentil		
Mínimo	204.137.473,94	1,0%	228.719.528,36	
Máximo	424.699.677,76	2,5%	239.710.804,58	
Média	314.696.663,33	5,0%	253.451.476,31	
Desv Pad	37.234.136,22	10,0%	267.095.348,04	
Variância	1,38638E+15	20,0%	282.169.046,22	
Assimetria	-0,015439021	25,0%	288.926.033,64	
Curtose	2,771123135	50,0%	315.242.651,58	
Mediana	315.242.651,58	75,0%	340.411.485,78	
Moda	318.876.523,71	80,0%	346.688.344,73	
X Esquerda	253.451.476,31	90,0%	362.407.094,96	
P Esquerda	5%	95,0%	375.912.409,65	
X Direito	375.912.409,65	97,5%	389.196.810,06	
P Direito	95%	99,0%	397.940.072,81	
Erros	0			



Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:35

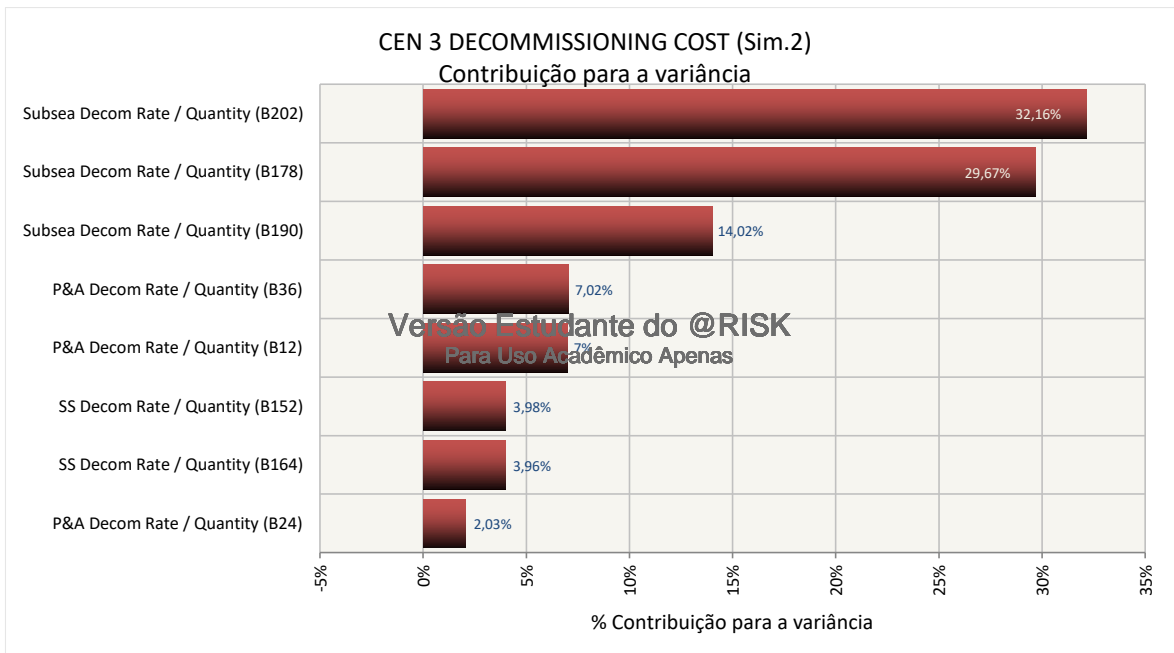
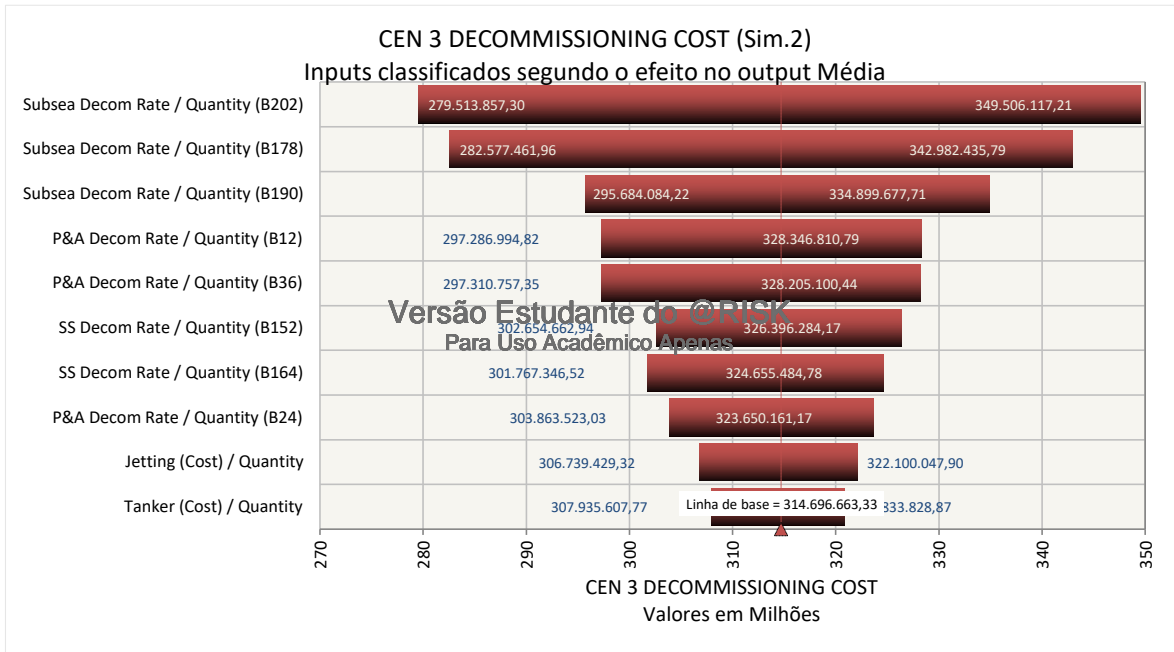


Mudança na estatística de output de CEN 3 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	279.513.857,30	349.506.117,21
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	282.577.461,96	342.982.435,79
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	295.684.084,22	334.899.677,71
4	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	297.286.994,82	328.346.810,79
5	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	297.310.757,35	328.205.100,44
6	SS Decom Rate / Quantity (B152)	302.654.662,94	326.396.284,17
7	SS Decom Rate / Quantity (B164)	301.767.346,52	324.655.484,78
8	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	303.863.523,03	323.650.161,17
9	Jetting (Cost) / Quantity	306.739.429,32	322.100.047,90
10	Tanker (Cost) / Quantity	307.935.607,77	320.833.828,87

Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:15:35



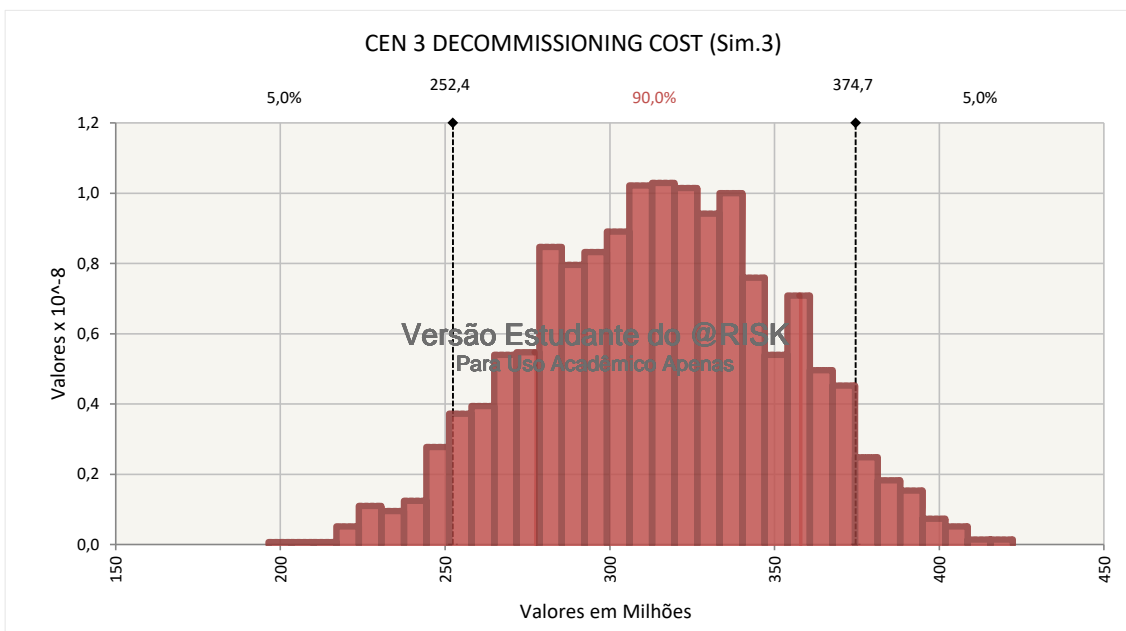
Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:09

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	143278588
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

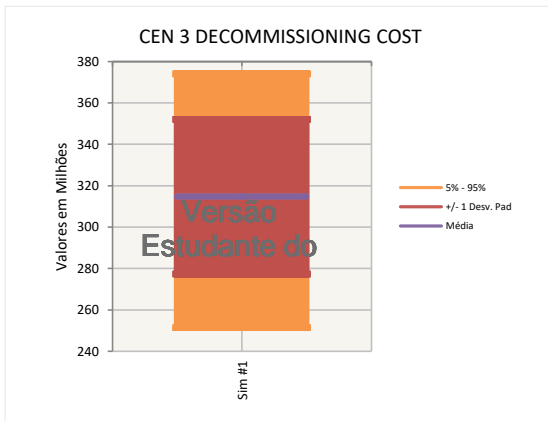
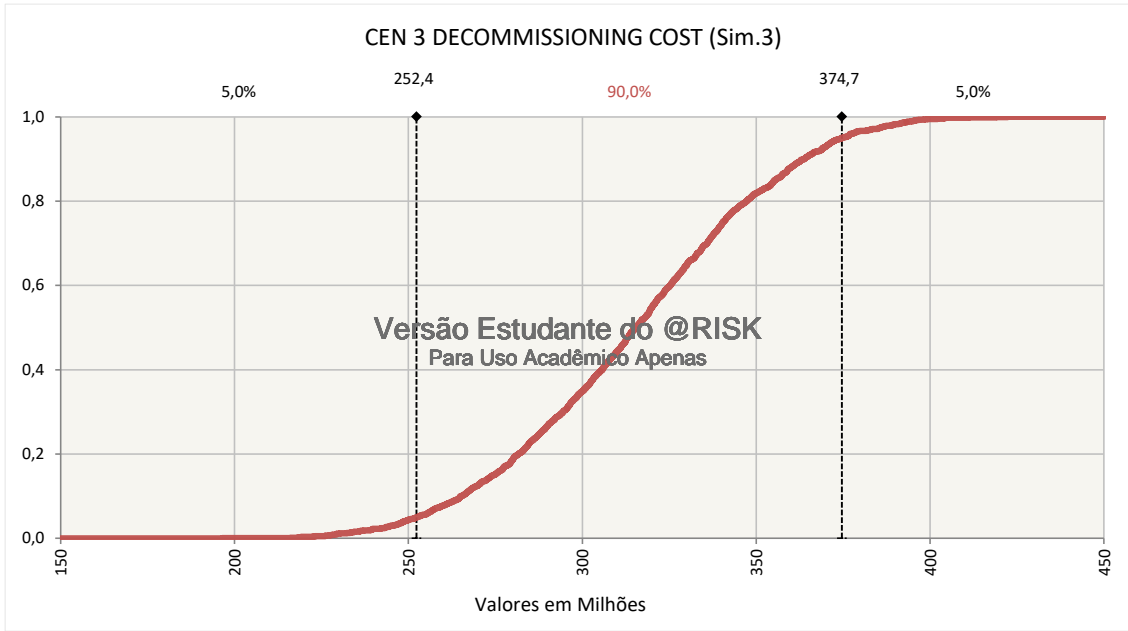
Sumário Estatístico para CEN 3 DECOMMISSIONING COST			
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	196.424.785,93	1,0%	229.325.233,86
Máximo	422.371.034,45	2,5%	243.209.609,29
Média	314.692.524,00	5,0%	252.355.871,20
Desv Pad	37.342.647,45	10,0%	264.970.326,60
Variância	1,39447E+15	20,0%	281.685.005,72
Assimetria	-0,060393917	25,0%	287.956.391,66
Curtose	2,611983383	50,0%	315.229.905,39
Mediana	315.229.905,39	75,0%	340.391.682,12
Moda	323.589.983,01	80,0%	347.182.079,58
X Esquerda	252.355.871,20	90,0%	363.764.287,97
P Esquerda	5%	95,0%	374.670.787,25
X Direito	374.670.787,25	97,5%	385.865.986,61
P Direito	95%	99,0%	395.068.380,98
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:09

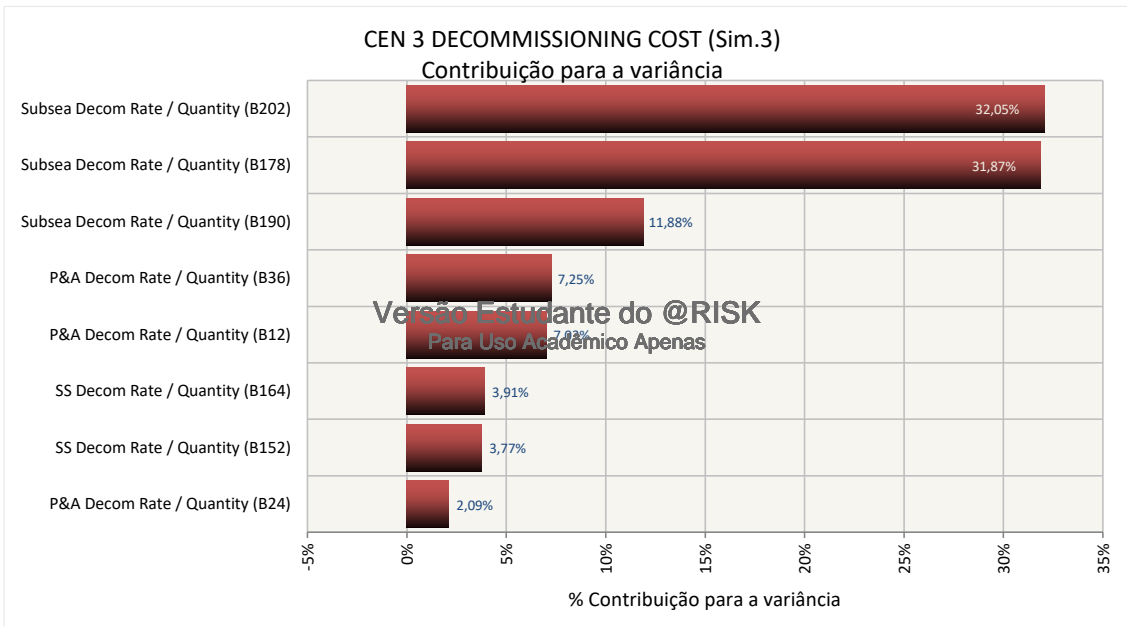
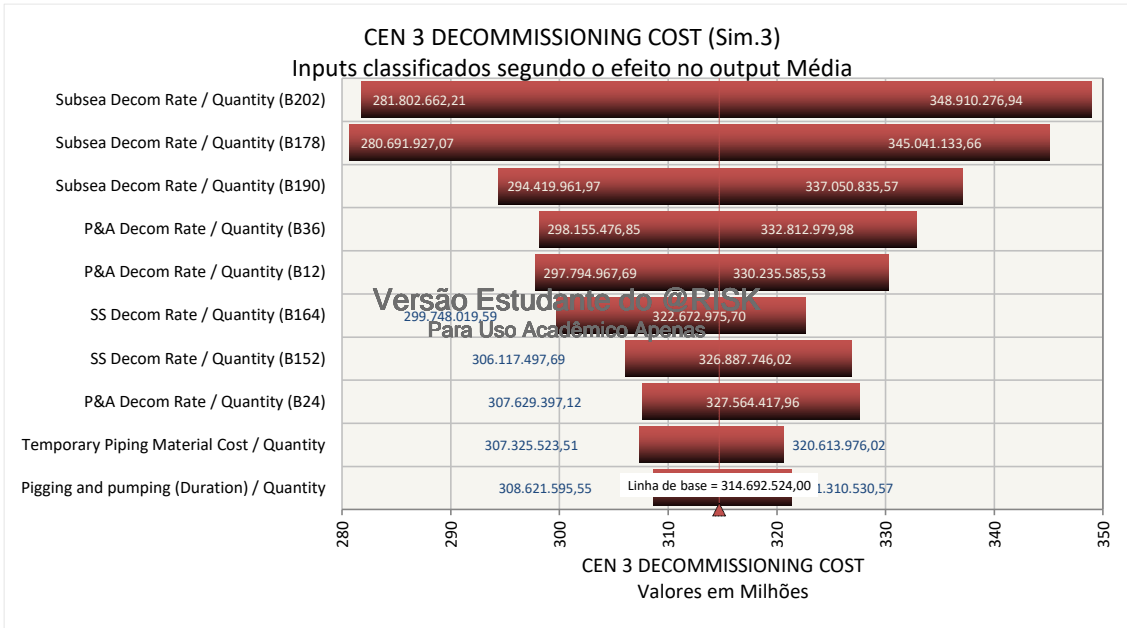


Mudança na estatística de output de CEN 3 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	281.802.662,21	348.910.276,94
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	280.691.927,07	345.041.133,66
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	294.419.961,97	337.050.835,57
4	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	298.155.476,85	332.812.979,98
5	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	297.794.967,69	330.235.585,53
6	SS Decom Rate / Quantity (B164)	299.748.019,59	322.672.975,70
7	SS Decom Rate / Quantity (B152)	306.117.497,69	326.887.746,02
8	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	307.629.397,12	327.564.417,96
9	Temporary Piping Material Cost / Quantity	307.325.523,51	320.613.976,02
10	Pigging and pumping (Duration) / Quantity	308.621.595,55	321.310.530,57

Relatório Output do @RISK para CEN 3 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:09



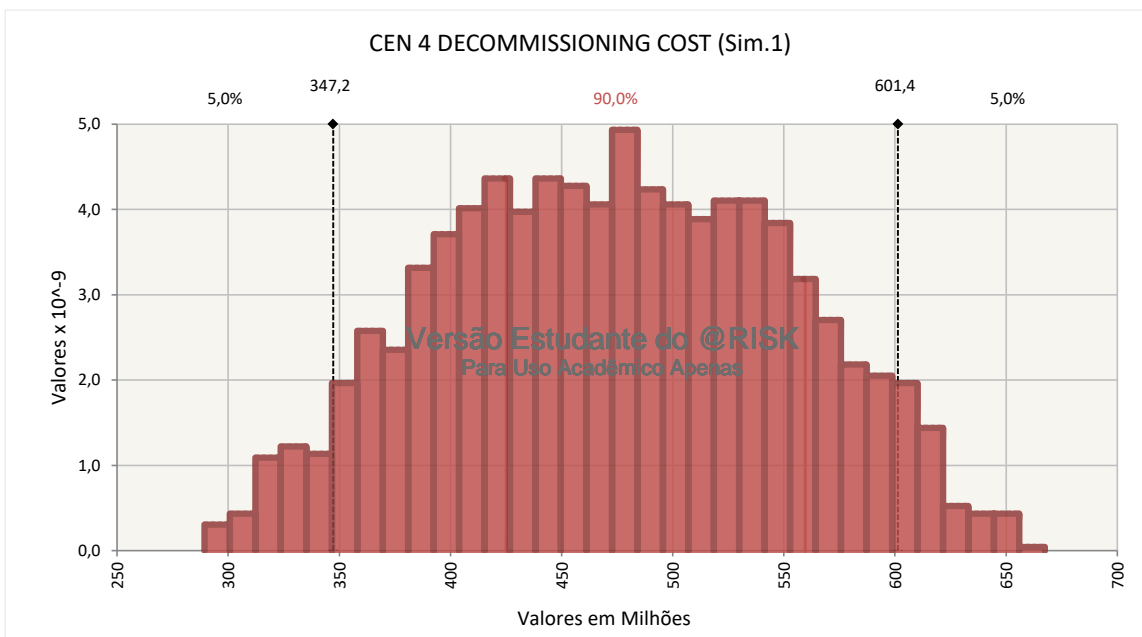
Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:43

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	1641027581
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

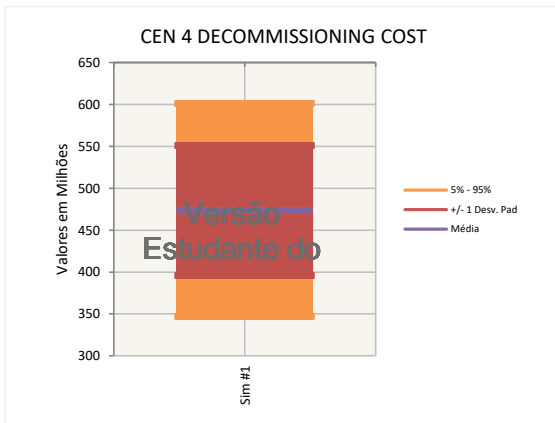
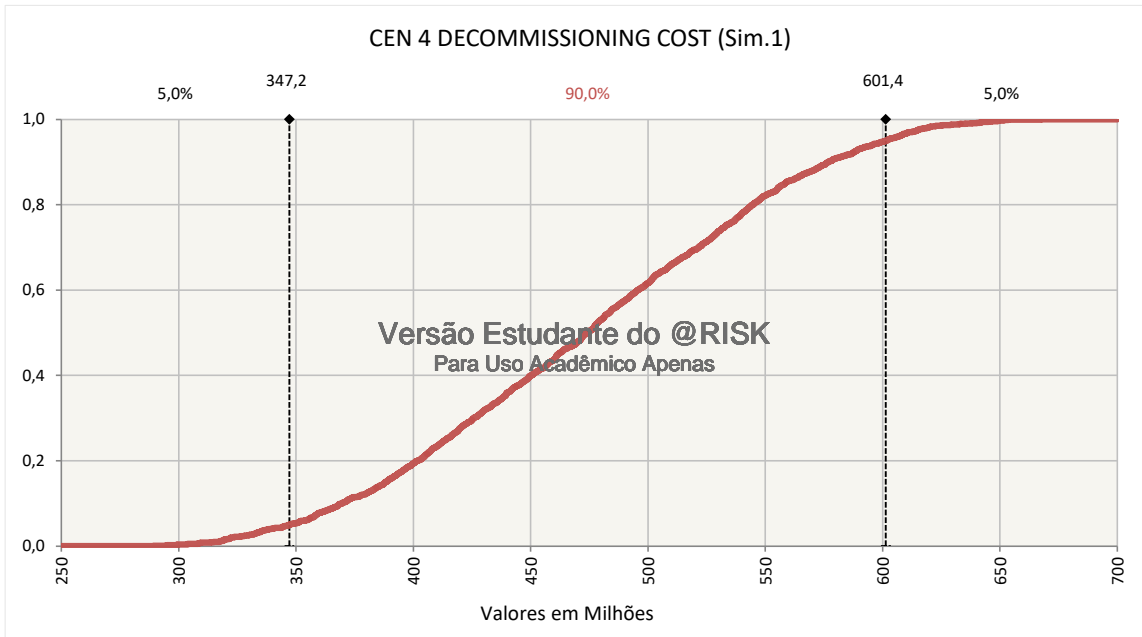
Sumário Estatístico para CEN 4 DECOMMISSIONING COST			
Estadísticas		Percentil	
Mínimo	289.314.213,06	1,0%	315.603.857,54
Máximo	667.387.201,94	2,5%	328.862.593,44
Média	473.439.997,33	5,0%	347.193.675,36
Desv Pad	77.470.220,70	10,0%	369.442.592,97
Variância	6,00164E+15	20,0%	401.534.276,35
Assimetria	0,00233614	25,0%	413.986.485,12
Curtose	2,273590316	50,0%	474.109.272,11
Mediana	474.109.272,11	75,0%	533.052.966,88
Moda	477.264.109,06	80,0%	544.615.789,26
X Esquerda	347.193.675,36	90,0%	576.735.965,36
P Esquerda	5%	95,0%	601.368.824,06
X Direito	601.368.824,06	97,5%	615.111.656,83
P Direito	95%	99,0%	633.314.329,01
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:43



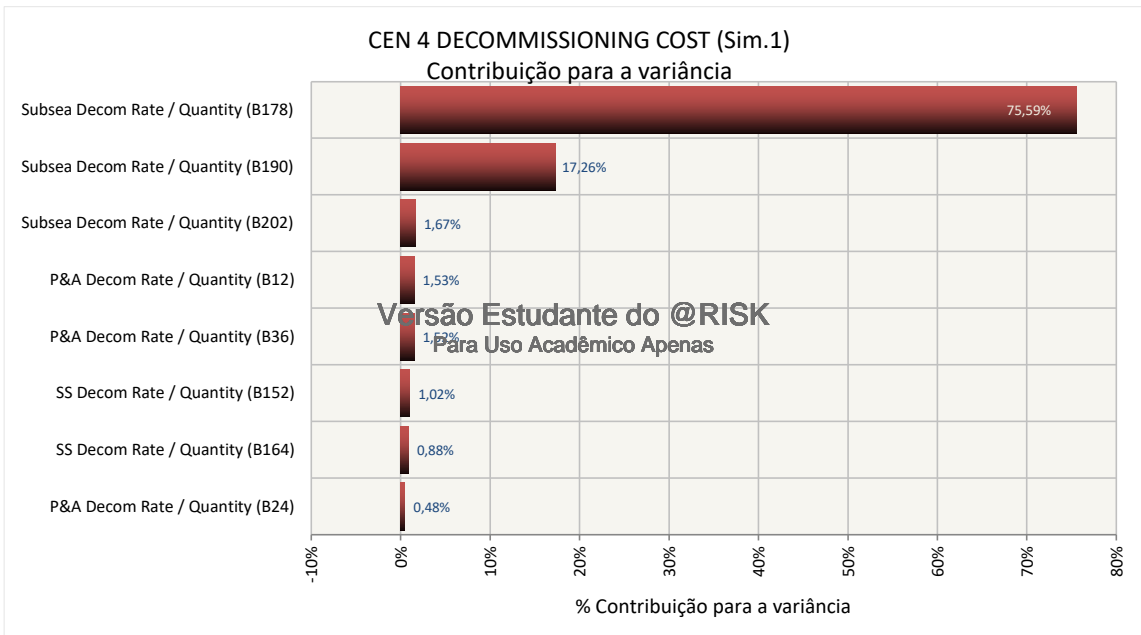
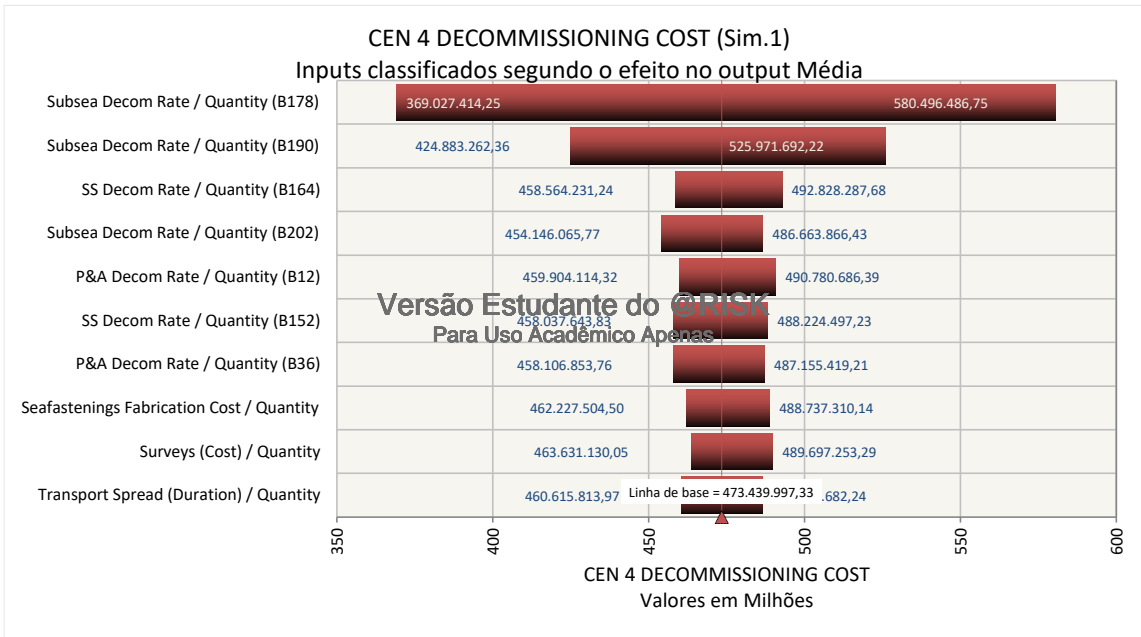
Mudança na estatística de output de CEN 4 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	369.027.414,25	580.496.486,75
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	424.883.262,36	525.971.692,22
3	SS Decom Rate / Quantity (B164)	458.564.231,24	492.828.287,68
4	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	454.146.065,77	486.663.866,43
5	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	459.904.114,32	490.780.686,39
6	SS Decom Rate / Quantity (B152)	458.037.643,83	488.224.497,23
7	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	458.106.853,76	487.155.419,21
8	Seafastenings Fabrication Cost / Quantity	462.227.504,50	488.737.310,14
9	Surveys (Cost) / Quantity	463.631.130,05	489.697.253,29
10	Transport Spread (Duration) / Quantity	460.615.813,97	486.472.682,24

Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:16:43



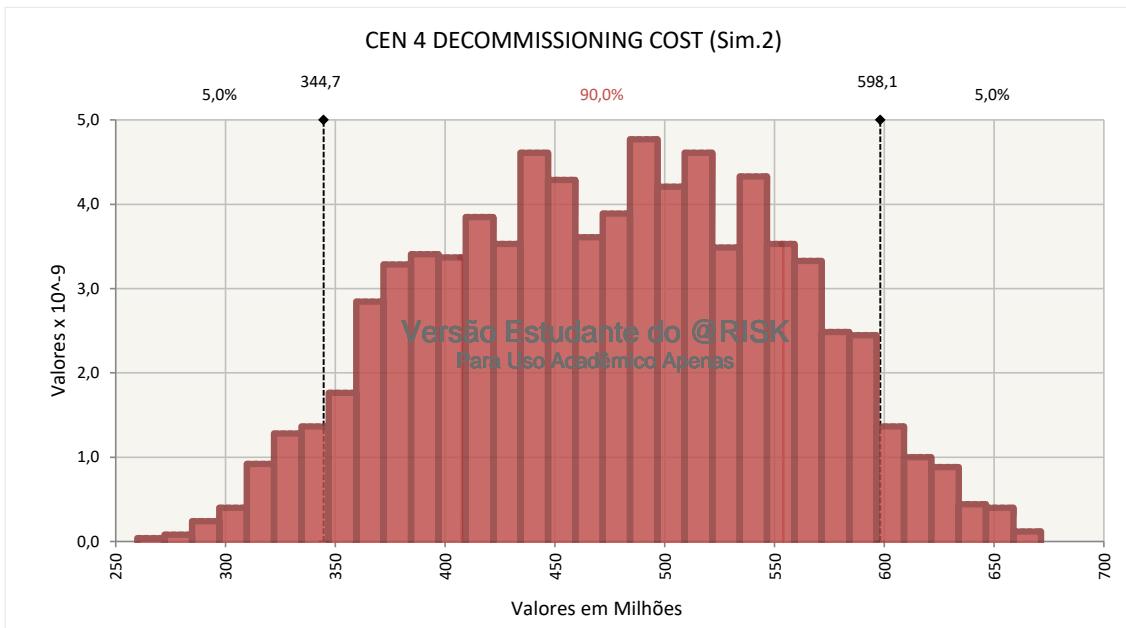
Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:17

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	768609009
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

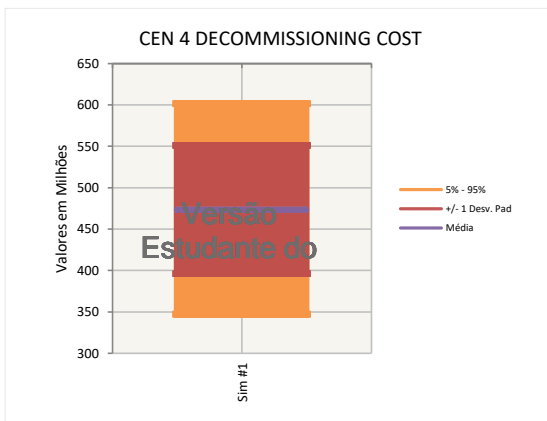
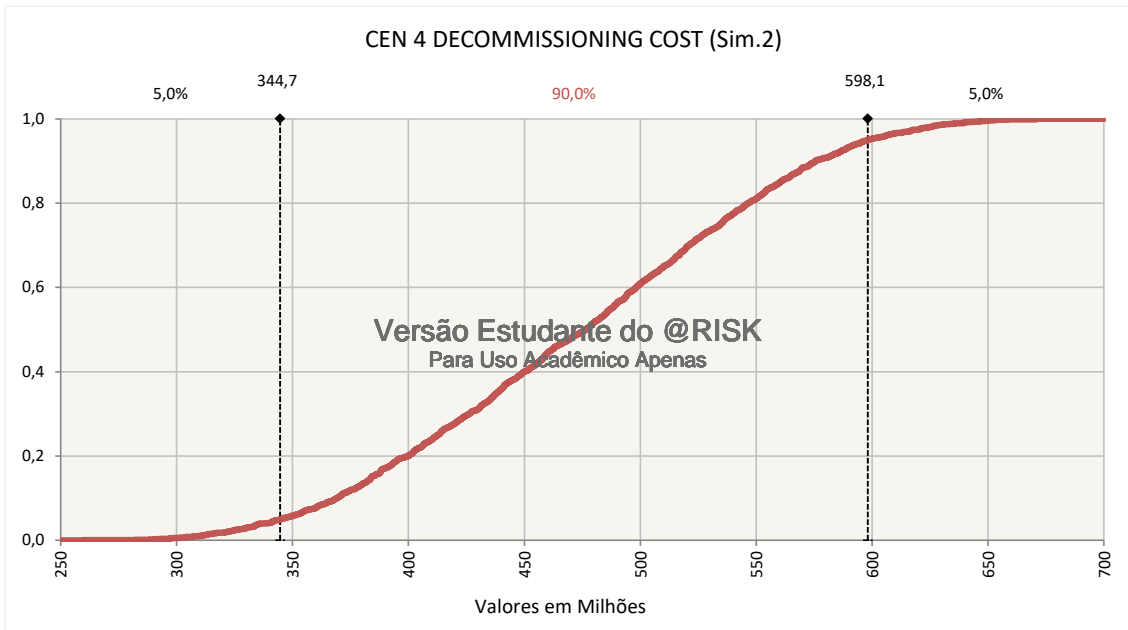
Sumário Estatístico para CEN 4 DECOMMISSIONING COST		
Estatísticas		Percentil
Mínimo	259.783.363,27	1,0%
Máximo	671.223.959,34	2,5%
Média	473.445.130,85	5,0%
Desv Pad	78.903.426,70	10,0%
Variância	6,22575E+15	20,0%
Assimetria	-0,031793009	25,0%
Curtose	2,292358851	50,0%
Mediana	476.589.567,63	75,0%
Moda	441.073.527,65	80,0%
X Esquerda	344.660.466,10	90,0%
P Esquerda	5%	95,0%
X Direito	598.098.564,26	97,5%
P Direito	95%	99,0%
Erros	0	



Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:17

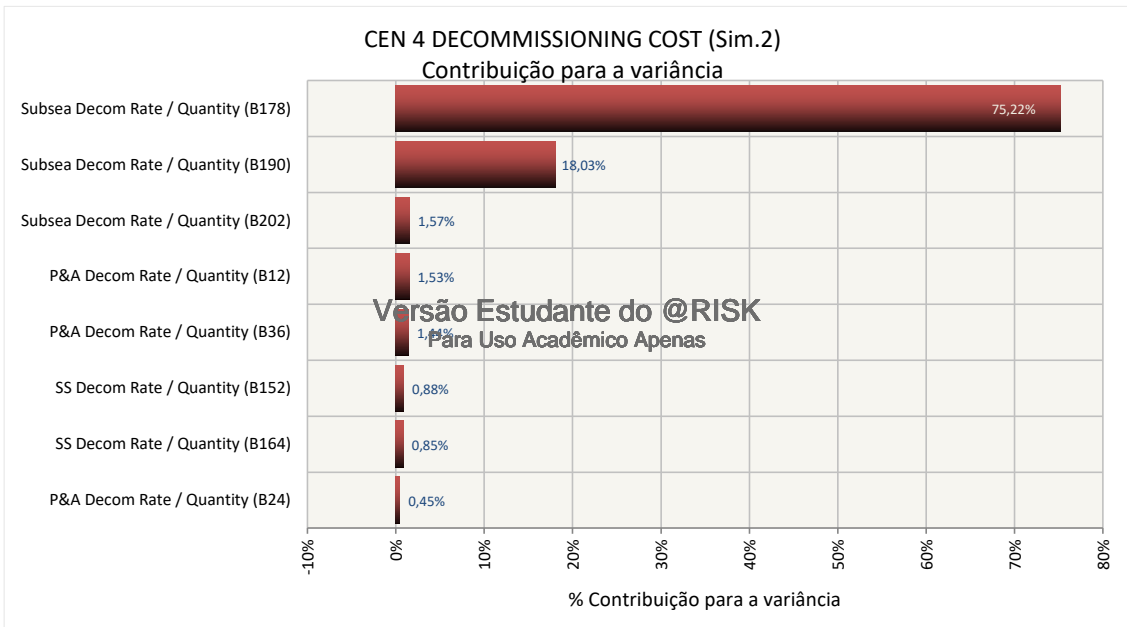
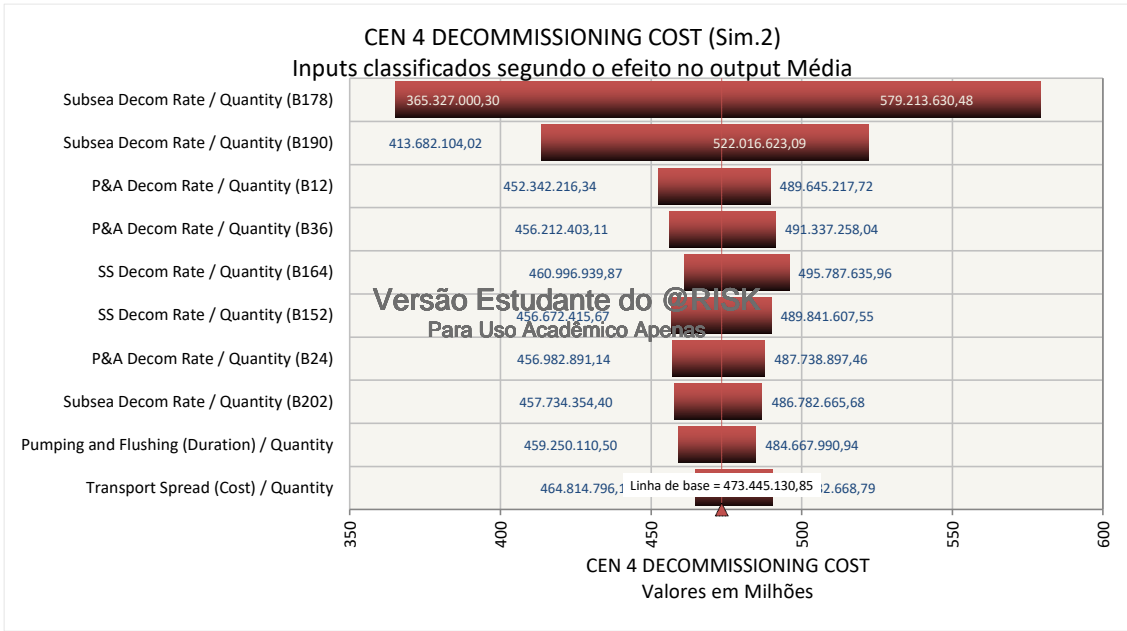


Mudança na estatística de output de CEN 4 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	365.327.000,30	579.213.630,48
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	413.682.104,02	522.016.623,09
3	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	452.342.216,34	489.645.217,72
4	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	456.212.403,11	491.337.258,04
5	SS Decom Rate / Quantity (B164)	460.996.939,87	495.787.635,96
6	SS Decom Rate / Quantity (B152)	456.672.415,67	489.841.607,55
7	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	456.982.891,14	487.738.897,46
8	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	457.734.354,40	486.782.665,68
9	Pumping and Flushing (Duration) / Quantity	459.250.110,50	484.667.990,94
10	Transport Spread (Cost) / Quantity	464.814.796,14	490.232.668,79

Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:17



Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

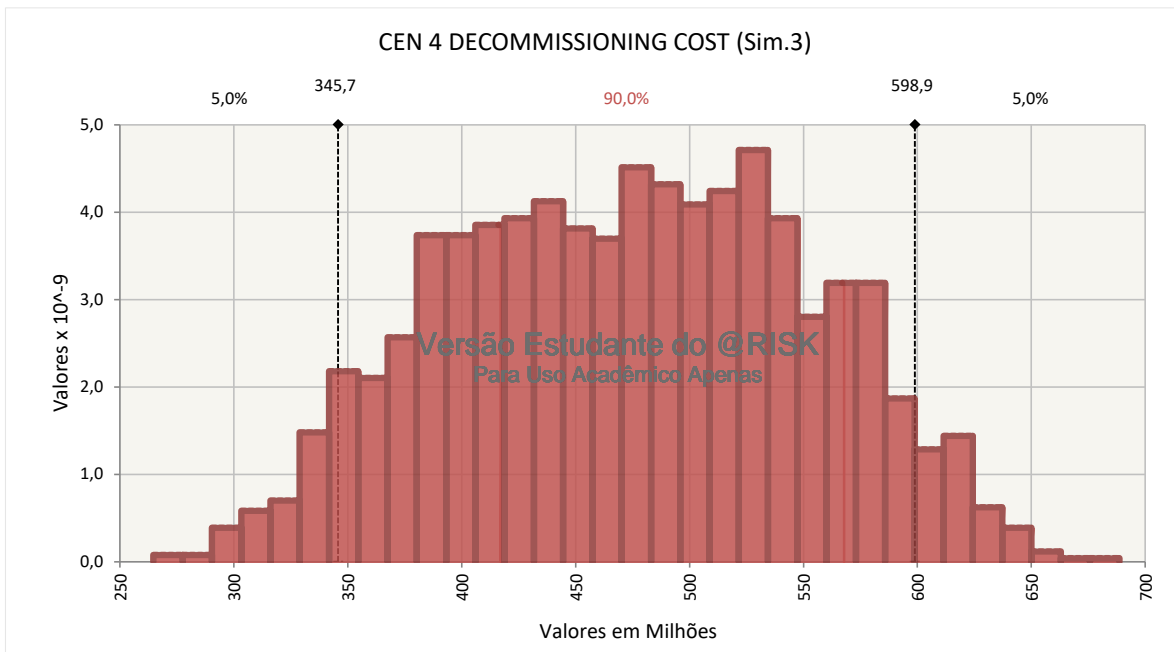
Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:51

Resumo de informação da simulação

Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	143278588
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

Sumário Estatístico para CEN 4 DECOMMISSIONING COST

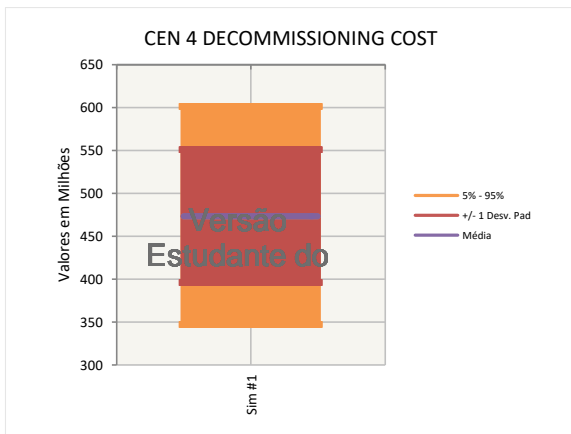
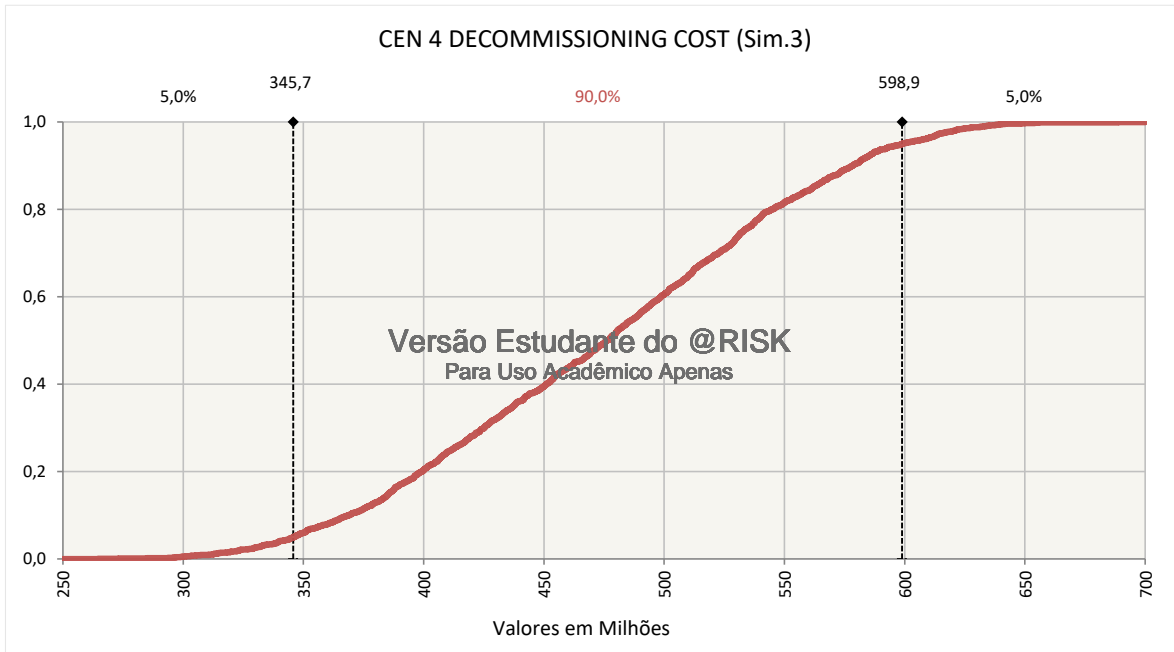
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	264.667.882,67	1,0%	310.743.846,17
Máximo	688.607.006,71	2,5%	329.498.200,77
Média	473.445.597,89	5,0%	345.739.171,41
Desv Pad	78.536.609,32	10,0%	368.446.170,99
Variância	6,168E+15	20,0%	399.037.840,20
Assimetria	-0,035423015	25,0%	411.454.177,41
Curtose	2,255916784	50,0%	475.814.156,15
Mediana	475.814.156,15	75,0%	532.842.804,40
Moda	530.133.406,82	80,0%	544.357.650,21
X Esquerda	345.739.171,41	90,0%	578.245.269,30
P Esquerda	5%	95,0%	598.878.444,40
X Direito	598.878.444,40	97,5%	615.992.649,94
P Direito	95%	99,0%	632.469.509,61
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:51

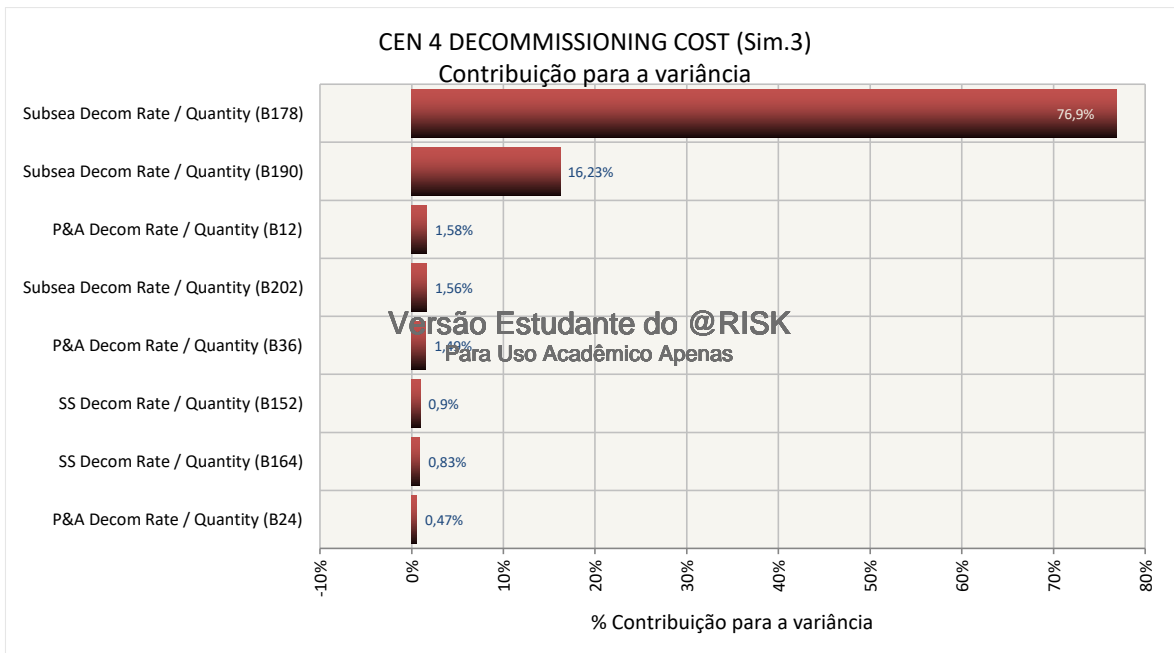
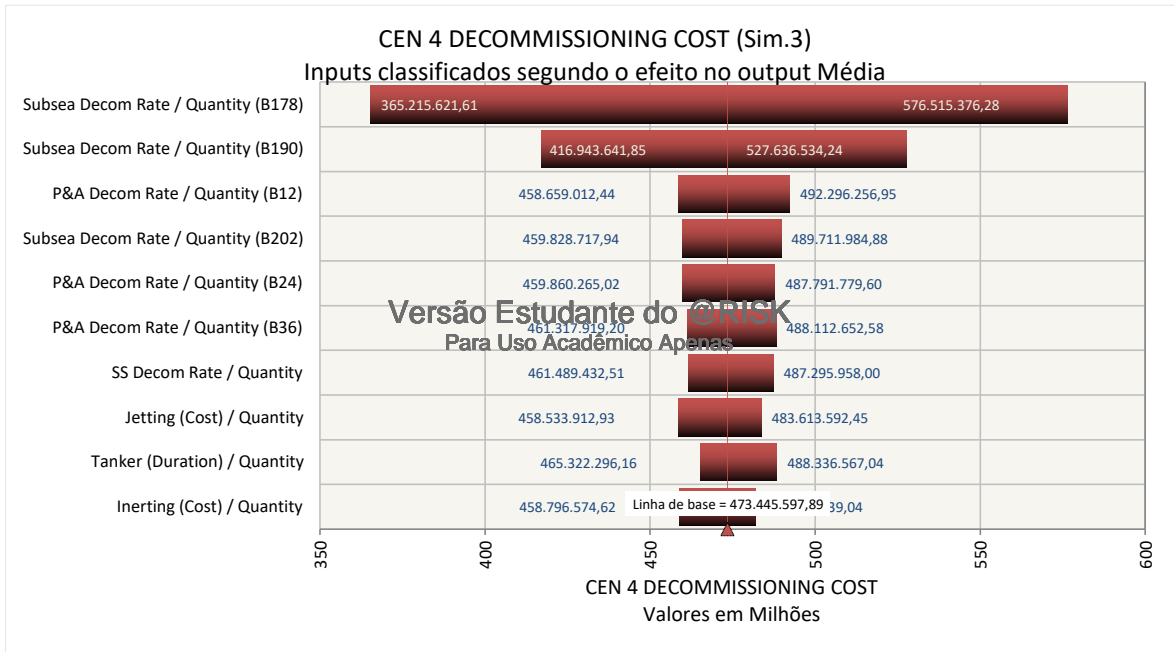


Mudança na estatística de output de CEN 4 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	365.215.621,61	576.515.376,28
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	416.943.641,85	527.636.534,24
3	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	458.659.012,44	492.296.256,95
4	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	459.828.717,94	489.711.984,88
5	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	459.860.265,02	487.791.779,60
6	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	461.317.919,20	488.112.652,58
7	SS Decom Rate / Quantity	461.489.432,51	487.295.958,00
8	Jetting (Cost) / Quantity	458.533.912,93	483.613.592,45
9	Tanker (Duration) / Quantity	465.322.296,16	488.336.567,04
10	Inerting (Cost) / Quantity	458.796.574,62	481.792.039,04

Relatório Output do @RISK para CEN 4 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:17:51



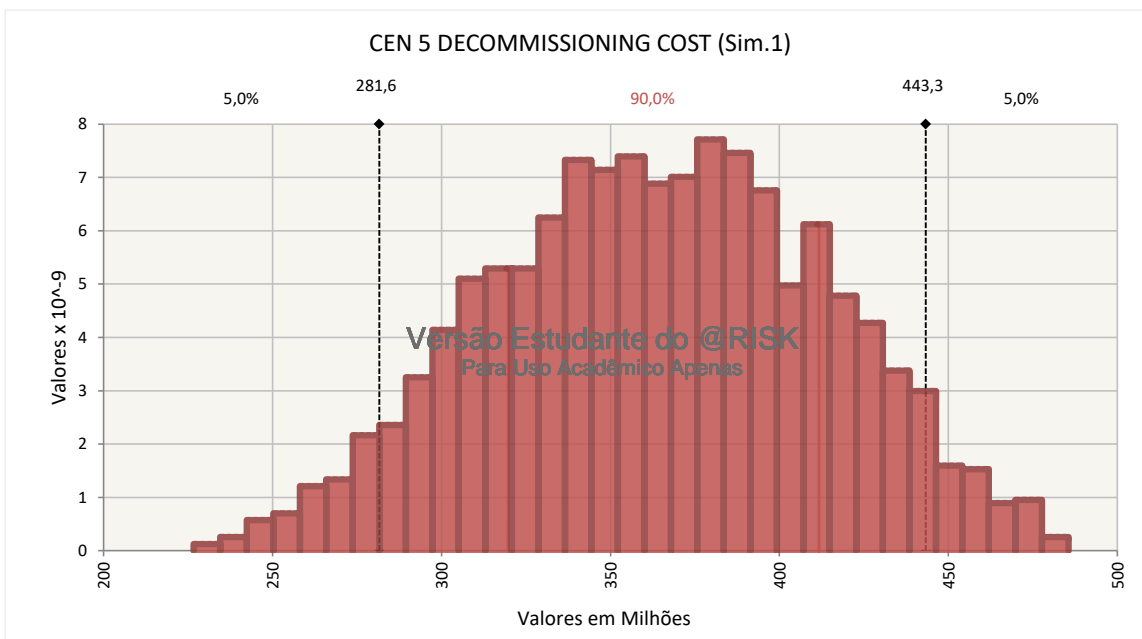
Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:25

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	1641027581
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

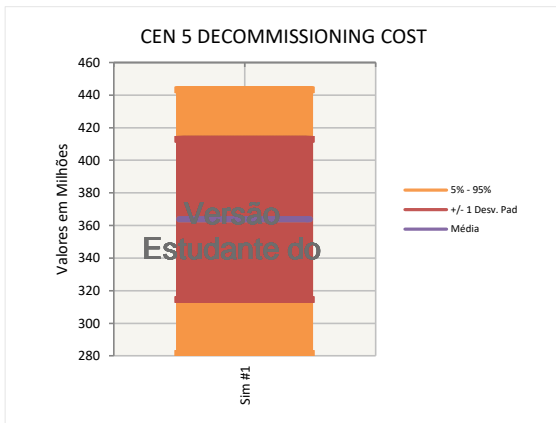
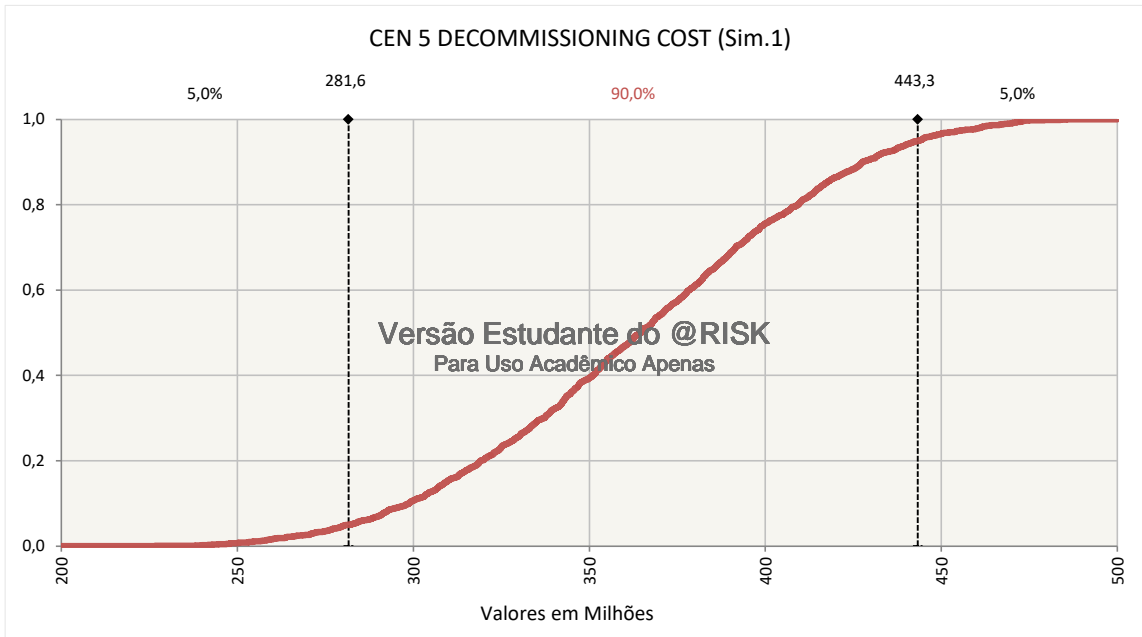
Sumário Estatístico para CEN 5 DECOMMISSIONING COST			
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	226.695.048,28	1,0%	254.357.635,01
Máximo	485.529.953,14	2,5%	268.351.548,50
Média	363.758.797,10	5,0%	281.555.519,03
Desv Pad	49.232.312,12	10,0%	298.700.936,32
Variância	2,42382E+15	20,0%	319.058.793,32
Assimetria	-0,068687819	25,0%	328.721.544,34
Curtose	2,47547618	50,0%	364.596.491,60
Mediana	364.596.491,60	75,0%	398.958.539,77
Moda	364.996.600,72	80,0%	409.329.575,97
X Esquerda	281.555.519,03	90,0%	427.536.024,03
P Esquerda	5%	95,0%	443.308.354,76
X Direito	443.308.354,76	97,5%	455.710.246,85
P Direito	95%	99,0%	468.461.499,84
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:25



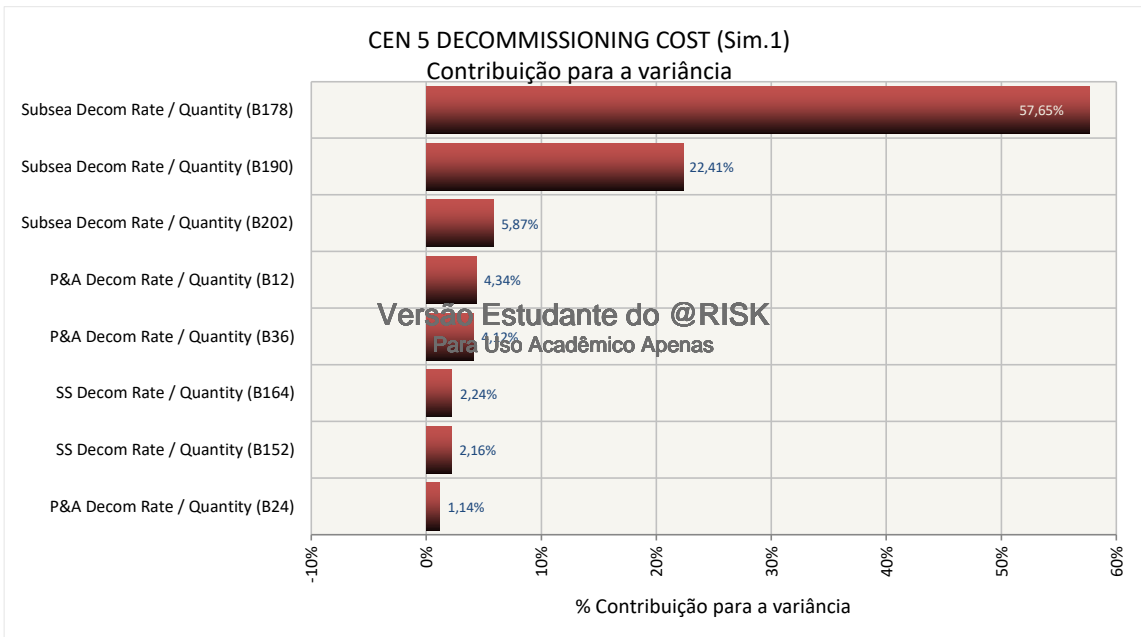
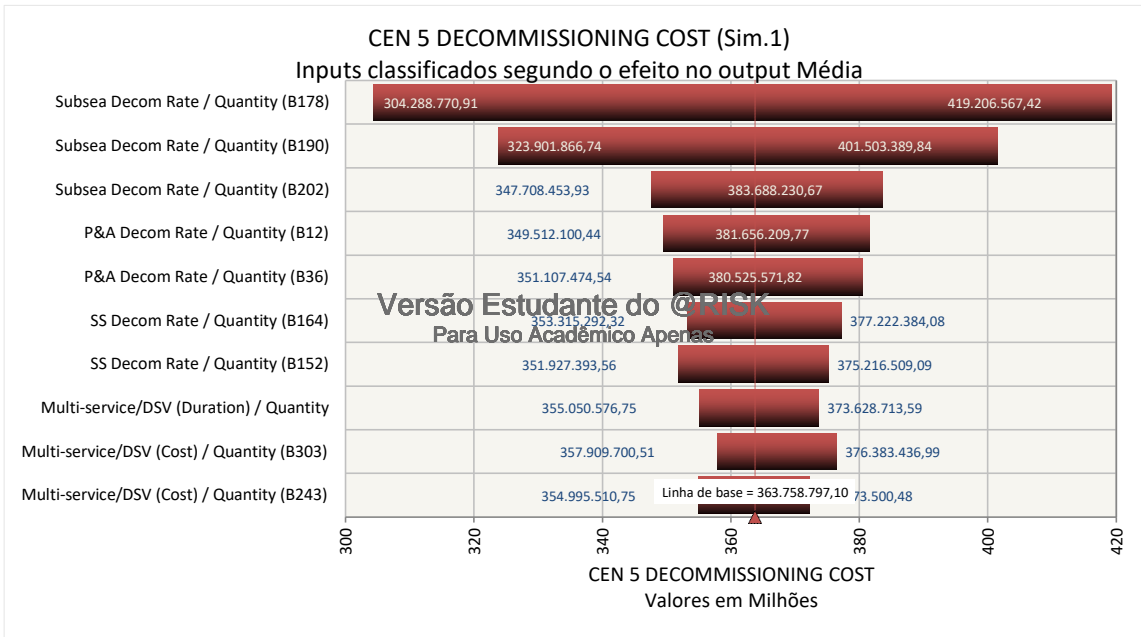
Mudança na estatística de output de CEN 5 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	304.288.770,91	419.206.567,42
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	323.901.866,74	401.503.389,84
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	347.708.453,93	383.688.230,67
4	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	349.512.100,44	381.656.209,77
5	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	351.107.474,54	380.525.571,82
6	SS Decom Rate / Quantity (B164)	353.315.292,32	377.222.384,08
7	SS Decom Rate / Quantity (B152)	351.927.393,56	375.216.509,09
8	Multi-service/DSV (Duration) / Quantity	355.050.576,75	373.628.713,59
9	Multi-service/DSV (Cost) / Quantity (B303)	357.909.700,51	376.383.436,99
10	Multi-service/DSV (Cost) / Quantity (B243)	354.995.510,75	372.173.500,48

Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#1)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:25



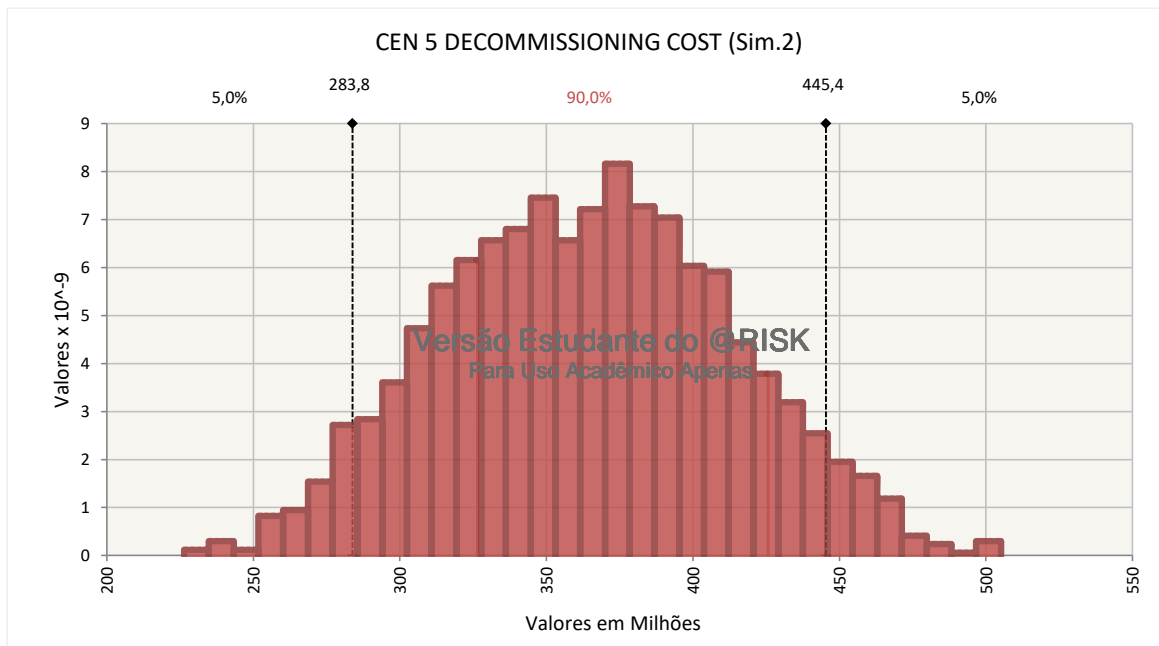
Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:59

Resumo de informação da simulação	
Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	768609009
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

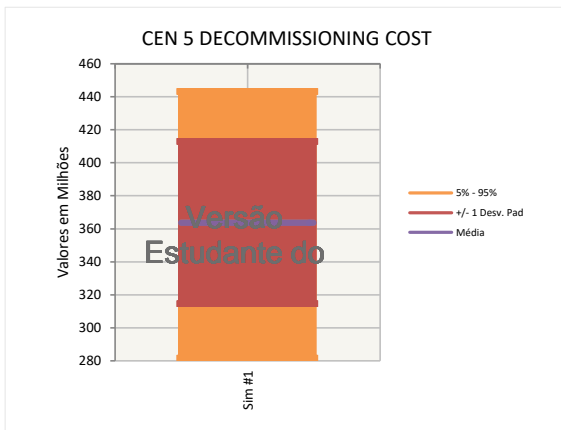
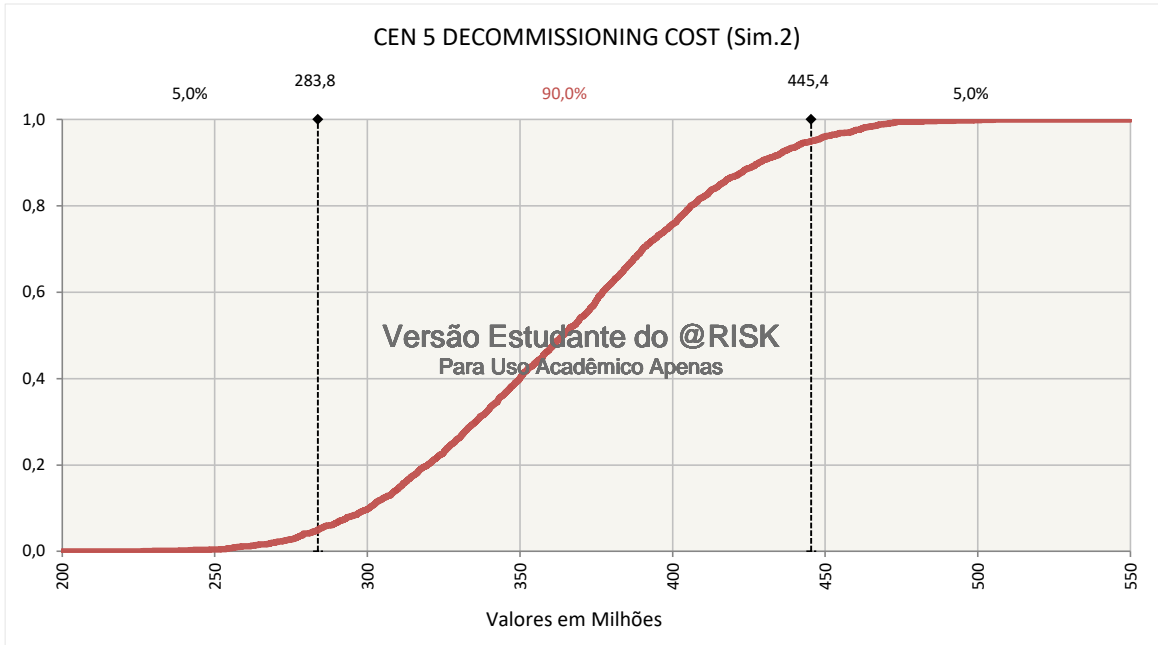
Sumário Estatístico para CEN 5 DECOMMISSIONING COST			
Estadísticas		Percentil	
Mínimo	226.363.558,25	1,0%	257.192.030,50
Máximo	505.133.747,51	2,5%	272.974.772,88
Média	363.754.656,66	5,0%	283.809.012,67
Desv Pad	48.896.999,64	10,0%	300.547.323,96
Variância	2,39092E+15	20,0%	319.645.930,97
Assimetria	0,04305381	25,0%	328.077.063,06
Curtose	2,554417009	50,0%	363.887.261,70
Mediana	363.887.261,70	75,0%	398.734.231,22
Moda	374.518.487,47	80,0%	406.018.561,76
X Esquerda	283.809.012,67	90,0%	428.202.967,48
P Esquerda	5%	95,0%	445.423.498,12
X Direito	445.423.498,12	97,5%	459.843.023,15
P Direito	95%	99,0%	470.147.634,12
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:59



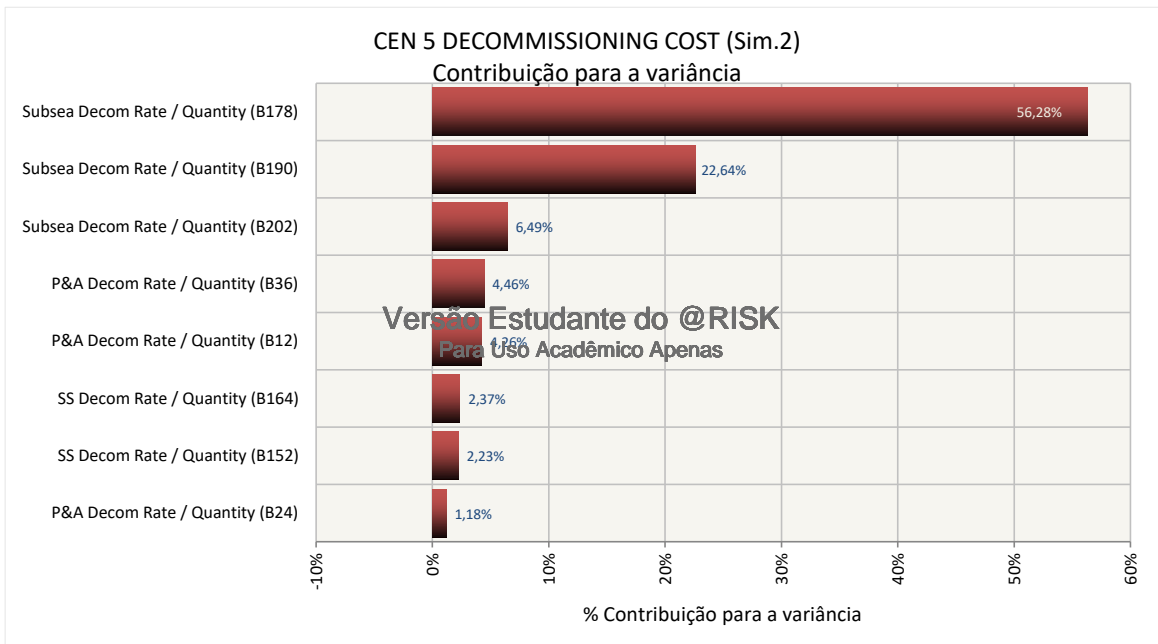
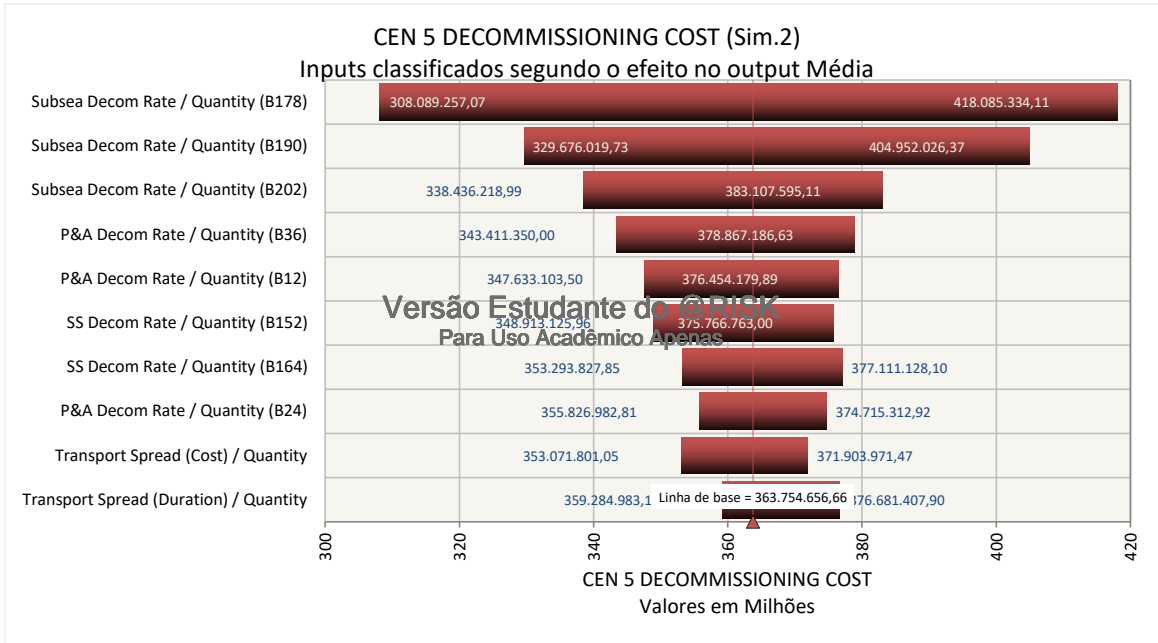
Mudança na estatística de output de CEN 5 DECOMMISSIONING COST

Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	308.089.257,07	418.085.334,11
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	329.676.019,73	404.952.026,37
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	338.436.218,99	383.107.595,11
4	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	343.411.350,00	378.867.186,63
5	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	347.633.103,50	376.454.179,89
6	SS Decom Rate / Quantity (B152)	348.913.125,96	375.766.763,00
7	SS Decom Rate / Quantity (B164)	353.293.827,85	377.111.128,10
8	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	355.826.982,81	374.715.312,92
9	Transport Spread (Cost) / Quantity	353.071.801,05	371.903.971,47
10	Transport Spread (Duration) / Quantity	359.284.983,13	376.681.407,90

Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#2)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:18:59



Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

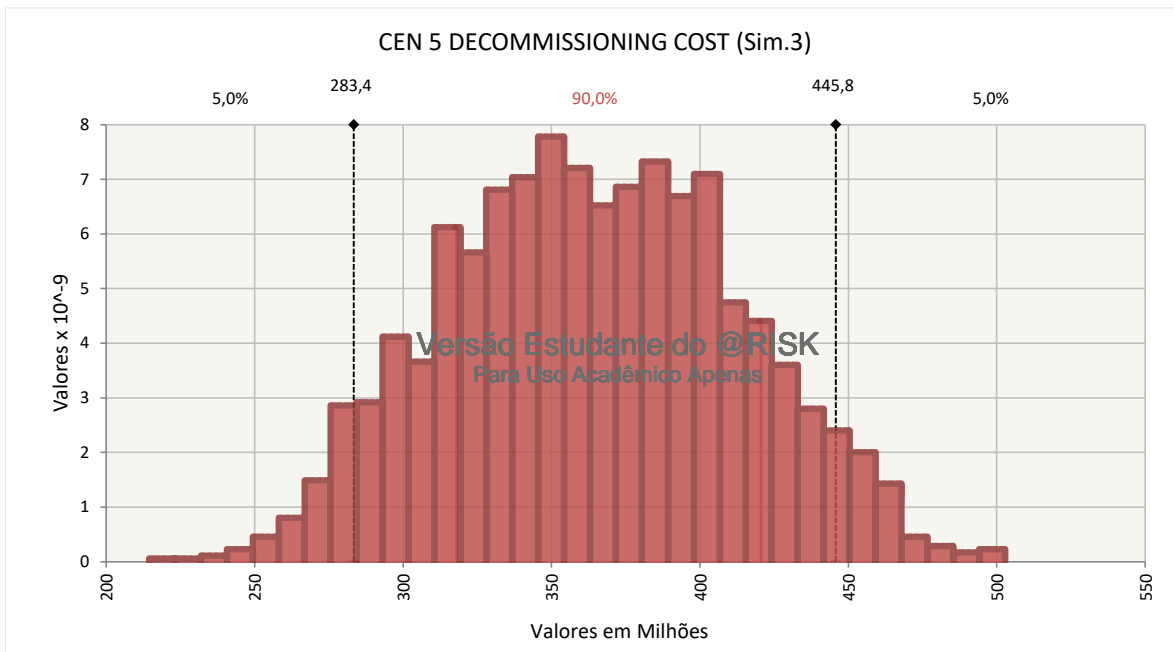
Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:19:32

Resumo de informação da simulação

Nome da planilha	Decommissioning Costs_v6.xlsx
Número de Simulações	3
Número de Iterações	2000
Número de Inputs	420
Número de Outputs	5
Tipo de Amostragem	Hipercubo Latino
Tempo de início da simulação	09/09/2018 15:07
<String#32234>	09/09/2018 15:08
Duração da Simulação	00:00:36
Gerador de Aleatório	Mersenne Twister
Semente aleatória	143278588
Erros Totais	0
Coletar Amostras da Distribuição	Tudo
Convergência	Desabilitado
Análise de Sensibilidade Inteligente	Habilitado

Sumário Estatístico para CEN 5 DECOMMISSIONING COST

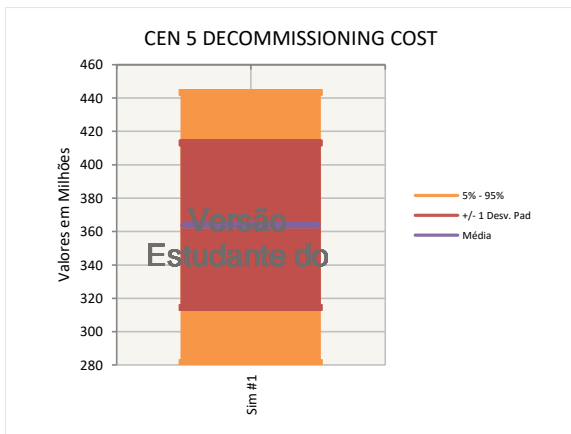
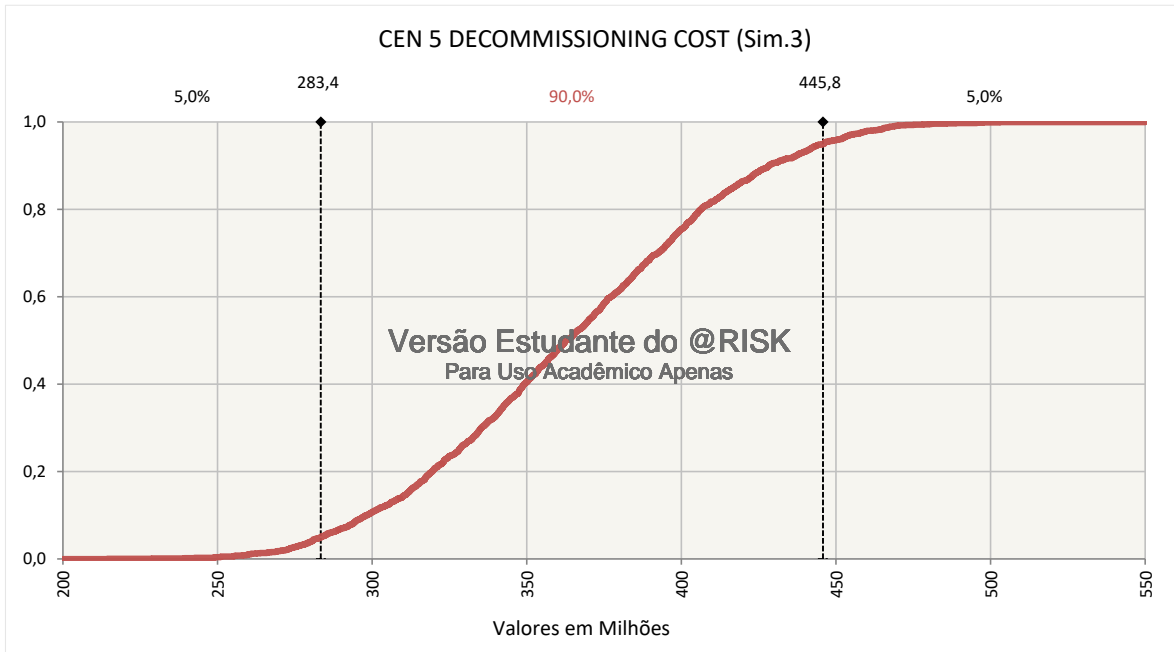
Estatísticas		Percentil	
Mínimo	214.454.727,26	1,0%	259.816.726,20
Máximo	502.806.804,26	2,5%	273.632.142,28
Média	363.755.466,54	5,0%	283.383.651,13
Desv Pad	49.079.962,23	10,0%	297.942.115,81
Variância	2,40884E+15	20,0%	319.257.122,21
Assimetria	0,037836981	25,0%	328.084.973,88
Curtose	2,49749086	50,0%	362.552.978,13
Mediana	362.552.978,13	75,0%	399.191.950,42
Moda	347.621.064,79	80,0%	406.170.907,82
X Esquerda	283.383.651,13	90,0%	428.214.603,87
P Esquerda	5%	95,0%	445.764.568,53
X Direito	445.764.568,53	97,5%	457.825.079,26
P Direito	95%	99,0%	467.574.709,72
Erros	0		



Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:19:32



Mudança na estatística de output de CEN 5 DECOMMISSIONING COST			
Posto	Nome	Inferior	Superior
1	Subsea Decom Rate / Quantity (B178)	307.603.923,41	423.225.507,25
2	Subsea Decom Rate / Quantity (B190)	328.776.554,52	399.584.760,78
3	Subsea Decom Rate / Quantity (B202)	341.773.177,53	385.252.570,68
4	P&A Decom Rate / Quantity (B36)	347.354.783,42	382.543.812,59
5	P&A Decom Rate / Quantity (B12)	349.630.175,01	378.694.204,28
6	SS Decom Rate / Quantity (B164)	349.056.189,22	375.364.742,72
7	SS Decom Rate / Quantity (B152)	351.482.401,18	375.100.917,94
8	P&A Decom Rate / Quantity (B24)	354.037.627,03	373.162.229,75
9	Padeyes Material Cost / Quantity	354.654.988,60	371.788.080,38
10	Inerting (Cost) / Quantity	355.069.994,74	371.240.744,58

Relatório Output do @RISK para CEN 5 DECOMMISSIONING COST B4 (Sim#3)

Executado por: Yuri Magnani

Data: domingo, 9 de setembro de 2018 14:19:32

