

Padrão Resposta da Prova Discursiva**Advogado - Jurídico (Língua Inglesa)**

An international contract can be understood as an agreement of wills formally established between parties from different countries, governed by specific laws and regulations.

The international contract is also the result of a multitude of factors, and is influenced not only by the local economy, but also by international society, including geopolitical factors, foreign trade, and elements of international relations.

The main clauses of an international contract are: a) provision for arbitration as a dispute resolution mechanism; b) standard clauses and definitions of terms used in the contract and normally accepted and recognized by the international community, in the case of the oil sector, by the international oil industry; c) clause establishing the governing law, that is, the law that will govern the rights and obligations of the parties and any intervening or authorizing parties, which will guide the interpretation of this type of contract. This clause, as is easy to see, is of relevant importance in terms of legal certainty, especially when one of the parties has its headquarters in a foreign territory. It should be noted that the law governing the contract cannot contravene public order, national sovereignty and good customs.

Production sharing agreement is a contract model for economic activity in the E&P segment, with its own pre-established tax regime. In Brazil, this contract was introduced by Law number 12.351/2010, but similar models exist in other countries, such as India, China, Nigeria, Angola.

The production sharing contract, as mentioned, was introduced in Brazil by Law number 12.351/2010, has the clauses identified above and is inserted in an economic scenario of both the local and international economy, as described in the summary also above. So, it may be said that this contract has some characteristics of international contracts.

Under the production sharing regime, which is the object of the law mentioned above, the State participates in oil and natural gas exploration and production activities, regulating and monitoring them, but without investing or taking risk.

The auction, as a preliminary procedure for contracting, in which areas will be offered, the signing bonus (kind of Government take) is fixed, and the winner is the company or consortium of companies that offers the highest percentage of Surplus Oil to the Union. As a fiscal regime, the State is remunerated by taxation, by the payment of government takes and by the commercialization of the portion of the Surplus Oil to which the Union is entitled.

Advogado - Jurídico (discursiva em língua portuguesa)

O Contrato de Concessão, objeto da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, é o contrato que transfere o direito de exploração e produção de petróleo e gás natural para empresas públicas ou privadas, com a obrigatoriedade de que estas sejam empresas brasileiras. Este contrato rompeu o exercício exclusivo do monopólio da Petrobras para o desenvolvimento dessas atividades econômicas.

Esse contrato, de acordo com a Teoria Geral dos Contratos, pode ser classificado como: a) Contrato aleatório e b) Contrato consensual. Aleatório, pois não existe equivalência entre os direitos e obrigações das partes contratantes, quando o contrato seria do tipo comutativo, ou seja: muito pode ser investido pelo Concessionário e este nenhum resultado obter ou obter menos do que o esperado. Reversamente, a despeito do investimento, os resultados podem ser superiores àqueles esperados numa fase ainda antecedente ao início da exploração. É também um contrato consensual, pois não é exigido que o resultado material da exploração seja entregue para que o contrato passe a existir. Ou seja: o acordo de vontade das partes – precedida ou não de procedimento prévio de licitação - é suficiente para a existência jurídica das obrigações e direitos das partes.

Nesse tipo de contrato, não se contrata serviço público. A lei autorizou que essa atividade exploratória, com base num regime fiscal pré-estabelecido, fosse desempenhada de forma não monopolística. No serviço público, o que se tem é uma atividade cujo resultado é entregue em forma de serviço para uma parcela da sociedade. O poder público estabelece o que é serviço público. Na Concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural há uma atividade econômica transferida pelo poder público a um terceiro. O resultado da atividade é transferido para quem a explora.

Outro aspecto relativo à essa concessão é que ela pode ser cedida. Mas para que a ANP possa analisar e autorizar, ou não, o pedido de cessão da concessão, é necessário, dentre outros aspectos, que: o objeto e as condições contratuais originais sejam preservados e que a cessionária, pretendente a ser concessionária, atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

De forma exemplificativa, a Concessão, objeto da Lei do Petróleo, pode ser extinta: a) no caso de o Concessionário devolver a Área de Concessão; b) pela não entrega, pela Concessionária, do Plano de Desenvolvimento no prazo fixado pela ANP e c) pela não aprovação do Plano de Desenvolvimento pela ANP.

Especialista em Petróleo & Gás - Comercialização de Petróleo e Gás Natural (discursiva em língua inglesa)

Uma resposta completa deve conter:

1. Infraestrutura dos sistemas:

SIE: Conjunto de gasodutos que transportam o gás do pré-sal até a costa.

- Rota 1: Ligação até Cabiúnas (RJ).
- Rota 2: Até a UTGCA em Caraguatatuba (SP).
- Rota 3: Até o Polo GasLub (Itaboraí/RJ), com capacidade ampliada.

SIP: UPGNs como UTGCA, UTGCAB e a nova unidade em Itaboraí, que processam o gás para torná-lo comercializável.

2. Acesso de terceiros:

- Permite que empresas não operadoras utilizem a infraestrutura da Petrobras mediante contratos.
- Acesso não discriminatório
- Estimula a entrada de novos agentes e a competição no mercado.

3. Impactos esperados:

- Preço: Redução de custos logísticos e maior competição tendem a reduzir o preço final ao consumidor.
- Emissões: O gás natural substitui combustíveis mais poluentes, como óleo combustível e carvão, contribuindo para a transição energética.
- Sociais e econômicos: Geração de empregos na construção e operação das infraestruturas, atração de investimentos privados e dinamização econômica de regiões produtoras e consumidoras, desenvolvimento regional.

Exemplo de resposta na língua inglesa:

The opening up of Brazil's natural gas market, in accordance with Law No. 14,134/2021, has led to a significant overhaul of the country's midstream infrastructure.

The key points of this new market are the Integrated Flow System (SIE) and the Integrated Processing System (SIP), which allow multiple operators access to previously exclusive assets, thus promoting competition, operational efficiency and regional development.

1) Infrastructure:

Integrated Flow System (SIE)

The SIE comprises a network of offshore and onshore pipelines that transport raw natural gas from pre-salt production fields to onshore processing facilities.

The main flow routes include:

- Route 1: Connects the Santos Basin pre-salt fields to the UTGCAB facilities in Cabiúnas.
- Route 2: connects offshore production to the UTGCA plant in Caraguatatuba.
- Route 3: Integrates pre-salt production to the Gaslub Itaboraí hub (formerly Comperj).

Integrated Processing System (SIP)

The SIP encompasses the Primary Natural Gas Processing Units (UPGNs) responsible for conditioning raw gas into marketable products. The main facilities include:

- UTGCA (Caraguatatuba)

- UTGCAB (Cabiúnas)
- Gaslub (Itaboraí)

These systems form the backbone of Brazil's midstream gas infrastructure, allowing for scalable and interoperable operations.

2. Third-party access and impacts on market dynamics

The implementation of the Code of Practices for Third Party Access to Oil and Gas Flow Infrastructure (OGA) established a regulatory framework that guarantees transparent and non-discriminatory access to essential infrastructure. This framework has allowed independent producers and new market participants to use the assets operated by Petrobras on standardized commercial terms.

The main impacts include:

- Market competition:

The entry of companies such as Shell, Petrogal and Repsol has diversified market participation, reducing monopoly control and increasing price competitiveness.

- Logistical efficiency:

The harmonization of operational protocols and the annual capacity allocation process have optimized the use of assets, minimized bottlenecks and improved the reliability of the supply chain.

3. Effects of opening up the market

- Consumer prices:

Increased competition and infrastructure sharing have reduced operating costs, contributing to more competitive natural gas prices for end users. Tariff structures now better reflect market dynamics and the recovery of investments.

- Environmental impact:

Improved infrastructure integration reduces flaring and promotes the use of natural gas as a transition fuel, helping to reduce greenhouse gas emissions compared to more carbon-intensive alternatives.

- Socio-economic development:

The expansion of midstream infrastructure has stimulated regional investment, created jobs and strengthened local supply chains. It has also improved energy security and supported broader industrial development.

The greater integration of infrastructure reduces gas flaring and promotes the use of natural gas as a transition fuel, helping to reduce greenhouse gas emissions compared to more carbon-intensive alternatives.

Especialista em Petróleo & Gás - Comercialização de Petróleo e Gás Natural (discursiva em língua portuguesa)

Uma resposta completa deve abordar os seguintes pontos:

O gás natural e o GNL são essenciais para a segurança energética, pois oferecem flexibilidade e confiabilidade, especialmente em períodos de escassez hídrica.

O GNL permite a diversificação de fontes e rotas de suprimento, viabilizando o atendimento a regiões não conectadas à malha de gasodutos e aumentando a resiliência do sistema.

A Lei nº 14.134/2021 promoveu o acesso de terceiros à infraestrutura essencial, como gasodutos de escoamento e UPGNs, o que favorece a concorrência e a eficiência na comercialização.

A comercialização do gás natural tornou-se mais dinâmica, com múltiplos agentes, contratos mais flexíveis e possibilidade de integração entre gás nacional e GNL importado.

A logística do gás natural foi ampliada com terminais de GNL, transporte por caminhões e redes de distribuição, permitindo maior capilaridade e segurança no abastecimento.

O gás natural e o GNL são combustíveis de transição, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a diversificação da matriz energética.

Exemplo:

O gás natural representa cerca de 12% da matriz energética brasileira, com aplicações relevantes na geração termelétrica, na indústria e no transporte. Sua importância é acentuada em períodos de escassez hídrica, quando atua como fonte de suprimento firme e despachável, garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

O GNL, por sua vez, tem se destacado como solução logística e comercial. A possibilidade de importação por terminais costeiros permite atender regiões não conectadas à malha de gasodutos, além de responder rapidamente a variações sazonais de demanda. Isso fortalece a resiliência do sistema energético e reduz a dependência de fontes inflexíveis.

A comercialização do gás natural no Brasil passou por uma transformação com a promulgação da Lei nº 14.134/2021, que instituiu o Novo Mercado de Gás. Essa legislação estabeleceu o acesso de terceiros à infraestrutura essencial, como gasodutos de escoamento e Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), promovendo a entrada de novos agentes e a formação de um mercado mais dinâmico e transparente.

No campo logístico, o país conta com uma infraestrutura em expansão, composta por gasodutos de transporte, terminais de regaseificação de GNL, unidades de compressão e redes de distribuição. O GNL também tem sido utilizado em soluções de logística isolada, como o transporte por caminhões criogênicos para abastecimento de polos industriais e regiões remotas. Existem atualmente cinco terminais de regaseificação de GNL em operação. Além desses, a New Fortress Energy opera terminais em SC e no PA. A Compass Gas e Energia também possui um terminal em Santos, SP.

Adicionalmente, o gás natural e o GNL são considerados combustíveis de transição energética, por emitirem menos CO₂ do que o carvão e os derivados de petróleo. Sua utilização contribui para a redução de emissões no curto e médio prazo, enquanto se desenvolvem fontes renováveis e tecnologias de armazenamento.

Especialista em Petróleo & Gás - Engenharia de Reservatório (discursiva em língua inglesa)

SW is water saturation.

Phi. It is porosity.

RW is the resistivity of the forming water.

Rte the true resistivity of the formation.

A is a constant, often equal to one. m is the cementing factor. Which varies around 2.

n is the exponent of saturation, usually equal to 2.

It is valid for common non-complex lithologies. Calcarenitewith Inter granular porosity or a clean sandstone.

For clayey sandstones, one can use the Simandoux equation or others for specific cases

Especialista em Petróleo & Gás - Petrofísica (discursiva em língua portuguesa)

a. Φ ie médio = 7% (porosidade efetiva)

Saturação de água irreduzível: 40%

NTG (Razão espessura do reservatório e total)

60% (utilizando um corte de porosidade de 6%, dado de campos análogo)

50% (com corte de porosidade de 5%)

30% (com corte de porosidade de 8%)

Volume de rocha do contato água óleo até o topo do reservatório: 2.000 M m³.

$B_o = 1,2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (Fator de volume de formação do óleo) Volume de óleo in place - H.A. Φ ie.S_o/B_o

Recurso VOIP Mm³

O_{tim}420030%1260

Base350040%1400

P_{ess}210030%630

3290

b. Loc 1: Perfis: incluir NMR, perfil de imagem sônica, sônico dipolar, perfil de imagem (resistiva).

TFR

Amostras laterais e testemunho de 9m no topo do reservatório. lâminas petrográficas para entender a porosidade, a poros. primária, cimentação, dissolução, micro vugs, porosidade fenestral. No testemunho ênfase em vugs, falhas e fraturas.

Petrofísica de rotina no testemunho e plugues laterais. integração de dados de testemunhos (fácies) com perfis e petrofísica. geração de petrofácies. Calibração da permeabilidade com dados do TFR.

Loc 2: Analisar na Loc 1 o que é de importante para melhorar a definição e identificação das petrofácies (ênfase na porosidade e fraturas se forem impactantes na permoporosidade). Correr a suite de perfis necessária para poder identificar as petrofácies.

c. Na mudança de escala horizontal usar uma média aritmética das propriedades. Na vertical para a K realizar um estudo de qual redutor mais se adequa. Nas propriedades aditivas usar a média aritmética.

Especialista em Petróleo & Gás – Avaliação Econômica (discursiva língua inglesa)

Monte Carlo simulation is a statistical technique used to model uncertainties and risks in oil and gas projects, allowing the prediction of different cash flow scenarios over time. In this sector, this approach is essential, as oil price volatility, uncertain operating costs, and geological uncertainties can significantly impact the economic feasibility of projects.

1. Application of Monte Carlo Simulation in Cash Flow Monitoring

Monte Carlo simulation models cash flow uncertainty by running thousands of iterations with different combinations of input variables. In the oil and gas sector, the key input variables include:

- Oil and gas prices: Subject to international market fluctuations, geopolitical impacts, and exchange rate variations.
- Production rate: May vary due to uncertainties in reservoir performance, equipment maintenance, and operational constraints.
- Operating and capital expenditures (OPEX and CAPEX): Includes costs related to drilling, equipment, logistics, labor, and environmental regulations.
- Discount rate: Used in discounted cash flow (DCF) analysis, varying based on the cost of capital and perceived risks.
- Fiscal and tax regime: Changes in tax rates, royalties, and government participation can impact financial results.

The four steps that Monte Carlo simulation must follow to the monitoring and tracking of cash flow in oil and gas projects: 1) preparation of the project's base cash flow with the most likely values of the input data; 2) construction of the risks and inverts of the project's main input data through probability distributions; 3) definition of the relationships between the input variables; 4) execution of the simulation itself (ABREU FILHO e CURY, 2018, p.168).

In the simulation process, each variable is modeled using probability distributions (such as normal, triangular, or lognormal). The results provide a distribution of Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and other financial indicators. The main benefit is the ability to assess the probability of a project being economically viable, enabling more strategic risk management.

2. Physical and Budgetary Control and Its Relationship with Monte Carlo Simulation

Physical and budgetary control is crucial to ensure that the project is executed within the planned schedule and budget. In the oil and gas sector, these controls involve:

- Physical control: Tracking activity progress by comparing actual performance with planned progress. This is done through S-curves, performance indicators (CPI and SPI from the Earned Value Method), field inspections, and contract milestone monitoring.
- Budgetary control: Managing forecasted and actual costs, allowing adjustments when necessary to avoid budget overruns. The budget is frequently updated based on new operational and financial data.

Monte Carlo simulation complements these controls by providing more realistic cost and schedule forecasts, helping identify critical areas and optimize resource allocation. For example, if the simulation identifies a high probability of operational costs exceeding estimates, managers can proactively adjust budget allocation or renegotiate contracts.

3. Continuous Monitoring and Adjustment Decisions During Project Execution

Given the high level of uncertainty in the oil and gas sector, continuous project monitoring is essential for strategic decision-making. Key practices include:

- Periodic reviews of projected cash flow: Using new market information, updated costs, and operational progress.
- Sensitivity and scenario analyses: Identifying the factors with the most significant impact on financial viability and assessing potential mitigation measures.
- Use of performance indicators (KPIs): Such as production rate, CAPEX execution efficiency, and operational cost variation.

Adjustment decisions are crucial throughout project execution and may involve contract renegotiation, process optimization, resource reallocation, and hedging strategies to mitigate exchange rate and oil price impacts.

4. Specific Challenges of the Oil and Gas Sector in Project Monitoring and Tracking

The sector presents unique challenges that make cash flow monitoring and management more complex, including:

- Oil and gas price volatility: Directly impacts revenue projections and can render projects unfeasible if prices fall below the break-even point.
- High costs and long payback periods: Exploration and production projects require multi-billion-dollar investments and may take years to generate returns, making long-term cash flow management essential.
- Regulatory and environmental risks: Changes in legislation, environmental requirements, and licensing can cause delays and additional costs.
- Geological uncertainties: The actual productivity of a reservoir is only known after drilling, which can lead to overly optimistic financial projections.
- Operational risks: Mechanical failures, accidents, and logistical challenges can impact schedules and costs.

Monte Carlo simulation helps mitigate these challenges by enabling robust uncertainty analyses, supporting informed decision-making, and increasing the financial resilience of projects.

Conclusion

Monte Carlo simulation is an essential tool for risk management in oil and gas projects, allowing uncertainty assessment and supporting decision-making. By integrating this technique with physical and budgetary control, it is possible to enhance financial outcome predictability, optimize resource allocation, and minimize negative impacts during project execution. Continuous monitoring and strategic adjustments are crucial to addressing the sector's inherent challenges and ensuring the economic feasibility of investments.

Especialista em Petróleo & Gás – Avaliação Econômica (discursiva língua portuguesa)

A avaliação econômica de projetos na indústria de petróleo e gás envolve ferramentas de matemática financeira para medir a viabilidade e o retorno esperado dos investimentos. A tomada de decisão exige a análise de métricas como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Análise de Sensibilidade, que ajudam a compreender o impacto das incertezas do setor.

1. Importância do VPL e da TIR na Avaliação Econômica de Projetos de Petróleo e Gás Segundo Abreu Filho e Cury (2018, p.33), antes de aportar capital em projetos, os investidores precisam analisar se o desempenho dos ativos poderá atender aos objetivos desejados, e o critério mais utilizado pelos analistas de projetos de investimento é o Valor Presente Líquido (VPL). Trata-se de um critério quantitativo para análise e classificação de projetos, permite ver, no tempo zero, se o ativo poderá valer mais, ou menos, do que o custo do investimento necessário para adquiri-lo.

A TIR é a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas e saídas de um projeto de investimento e serve para determinar a taxa de juros máxima de custo de capital que um projeto suporta pagar (ABREU FILHO e CURY, 2018, p.129). O Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) são os principais indicadores financeiros para avaliar a viabilidade de um projeto. Recomenda-se o uso da TIR somente em projetos com fluxo de caixa convencionais.

- VPL: Mede a diferença entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o investimento inicial, descontados a uma taxa mínima de atratividade (TMA). Se o VPL for positivo, o projeto é economicamente viável; caso contrário, ele deve ser reconsiderado.
- TIR: Representa a taxa de desconto na qual o VPL se torna zero. Se a TIR for maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o projeto é financeiramente atrativo; se for menor, não é recomendável investir.

No setor de petróleo e gás, esses indicadores são cruciais porque os investimentos são elevados, os ciclos de retorno são longos e os riscos são significativos. A decisão de explorar um novo campo de petróleo, por exemplo, depende da comparação entre o retorno esperado e a taxa de desconto ajustada ao risco.

2. Aplicação da Análise de Sensibilidade na Precificação do Petróleo

A Análise de Sensibilidade é usada para a análise de risco e incerteza de projetos de investimento e tem por finalidade subsidiar a tomada de decisão a partir do efeito produzido na avaliação quantitativa do projeto em análise, geralmente o VPL, por meio da variação de cada um dos dados de entrada previsto para seu fluxo de caixa tais como receitas, tarifas, preço de venda, entre outros (ABREU FILHO e CURY, 2018, p.149). No caso do petróleo, o preço do barril é um fator determinante para os fluxos de caixa futuros.

- Se o preço do petróleo subir, as receitas aumentam, tornando o projeto mais lucrativo.
- Se o preço cair, a margem de lucro reduz, podendo tornar o projeto inviável.

Segundo Abreu Filho e Cury (2018, p. 150), para que tenhamos uma análise de sensibilidade produtiva, recomenda-se a criação de 3 cenários para cada variável, ou para algumas variáveis consideradas mais importantes. O ponto principal da análise de sensibilidade de uma determinada variável de entrada é o ponto de equilíbrio, que é a fronteira entre a inviabilidade e viabilidade do projeto medida pelo VPL. A análise pode ser feita testando diferentes cenários, como:

- Otimista (preço alto do barril, maior receita e rentabilidade).

- Provável (preço médio do barril, conforme projeções do mercado).

- Pessimista (queda no preço do barril, reduzindo o VPL e possivelmente tornando o projeto inviável). Essa ferramenta auxilia a gestão na tomada de decisões estratégicas, como o uso de Ponto de Equilíbrio para "proteger" o fluxo de caixa contra quedas nos preços do petróleo. No caso da variável preço de venda, quaisquer preços de venda abaixo do ponto de equilíbrio no cenário pessimista indicaria a inviabilidade do projeto, pois terá VPL negativo, caso as demais variáveis do projeto permaneçam inalteradas. Abreu Filho e Cury (2018, p. 151) apresentam uma análise do ponto de equilíbrio considerando o preço de venda em cenários pessimista, provável e otimista.

3. Aplicação da Matemática Financeira para Calcular o VPL

Dado um investimento inicial de US\$ 500 milhões e um fluxo de caixa anual de US\$ 120 milhões por 6 anos, com uma TMA de 10%, o cálculo do VPL segue os seguintes passos:

1) Descontar os fluxos de caixa futuros à taxa de 10% utilizando a fórmula:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TMA)^t} - \text{Investimento Inicial}$$

Onde:

FC_t são os fluxos de caixa anuais (US\$ 120 milhões).

TMA é a taxa mínima de atratividade (10%).

t representa cada período (1 a 6 anos).

- 2) Somar os valores presentes de cada fluxo de caixa descontado.
- 3) Subtrair o investimento inicial (US\$ 500 milhões) para obter o VPL.

Embora o cálculo exato exija uma calculadora financeira ou Excel, o candidato deve demonstrar o raciocínio correto e o entendimento da lógica por trás do VPL.

A avaliação econômica de projetos no setor de petróleo e gás exige um entendimento sólido de matemática financeira, pois os investimentos são elevados e os riscos são significativos. O uso do VPL e da TIR permite avaliar a viabilidade financeira dos projetos, enquanto a Análise de Sensibilidade ajuda a compreender como mudanças nos preços do petróleo e outras variáveis afetam os resultados. A combinação dessas ferramentas auxilia na tomada de decisão estratégica e na mitigação de riscos no setor.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Instalações Marítimas (discursiva língua inglesa)

The fluid separation system on a production platform is designed to separate oil, gas, water, and solids from the produced reservoir fluids. This process occurs in stages to maximize efficiency and ensure that each phase is adequately treated before further processing or disposal.

The first step is primary separation, typically conducted in a three-phase separator, where gravity and pressure differences allow for the initial separation of gas, oil, and water. Gas is released from the top, oil is collected in the middle, and water, along with some residual oil and solids, settles at the bottom.

Next, the oil treatment removes the remaining water and gas through electrostatic coalescers or dehydration units, and a surge tank to meet export specifications. Simultaneously, the gas treatment system compresses, dehydrates, and processes the gas for reinjection, export, or use as fuel.

Produced water treatment is a critical process on offshore production platforms. It ensures the water separated from hydrocarbons meets environmental regulations before discharge or reinjection. The treatment involves multiple stages to remove oil, solids, and dissolved contaminants.

The produced water treatment process starts with the separated water being directed to a hydrocyclone, which uses centrifugal force to remove residual oil droplets. The water then passes through a degasser, removing dissolved gases (e.g., methane and CO₂). Further treatment is performed using flotation units (e.g., induced gas flotation - IGF), where gas bubbles help remove fine oil droplets.

To meet environmental discharge regulations, the water undergoes polishing in media filters or membranes, reducing oil content to permissible levels (typically <30 ppm). Some platforms reinject treated water into the reservoir for pressure maintenance, while others discharge it into the ocean following regulatory standards.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Instalações Marítimas (discursiva língua portuguesa)

As plataformas fixas são estruturas ancoradas diretamente ao fundo do mar por meio de estacas ou jaquetas metálicas. Sua instalação é complexa e exige fundações robustas, tornando-as adequadas para lâminas d'água rasas a médias (até cerca de 300 metros) e em campos com vida útil prolongada. Parte da sua construção, a integração e o comissionamento são realizados no mar normalmente com apoio logístico de um flotel. Operacionalmente, oferecem maior capacidade de carga para equipamentos de perfuração e produção, podendo acomodar no seu deck as árvores de natal dos poços. A exportação do petróleo é realizada através de oleoduto ligado a plataforma.

Já as plataformas SS (semisubmersíveis) possuem um casco parcialmente submerso, sustentado por colunas e flutuadores, e são mantidas no local por sistemas de ancoragem. Sua instalação é mais flexível, pois podem ser rebocadas já comissionadas e prontas para operar até o local de produção. A produção é através de poços submarinos com ANM (árvore de natal molhada). São adequadas para águas profundas e ultra profundas (acima de 300 metros) e requerem a instalação de oleoduto para exportação. Podem ser removidas e reutilizadas em outros campos.

Os FPSOs (Floating Production, Storage and Offloading) são unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo, geralmente convertidas a partir de navios petroleiros. Sua instalação é relativamente rápida, pois também são comissionados no estaleiro e estão prontos para operar. São transportados ao campo e, após na locação, são mantidos no local por um sistema de ancoragem. Os poços submarinos com ANM são conectados ao FPSO através de risers flexíveis. São ideais para qualquer lamina d'água onde a instalação de oleodutos para exportação do petróleo é inviável, permitindo armazenamento e transferência direta do petróleo para navios aliviadores.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Operações de Produção (discursiva língua inglesa)

Three-phase separators - are vessels designed to promote the separation of gas and water from the oil produced and can be of the horizontal or vertical type.

Separation principle: Fluids cannot be soluble with each other. There has to be a difference in density between fluids, the greater the difference in density, the greater the ease of separation. The difference in density of the fluids is used in the separation and the fluids are generally as follows, water, mineral salts and impurities are at the bottom of the separator, while the oil is a little above and the gas goes to the top of the separator, from then on each fluid will be processed in its proper way.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Operações de Produção (discursiva língua portuguesa)

O sistema de produção é composto por poços produtores e injetores, sistema de coleta da produção, de uma unidade estacionária de produção (UEP) no caso, tipo Floating Production Storage and Offloading (FPSO), linhas de injeção, poços injetores e duto de escoamento de gás. O FPSO é mantido posicionado na locação através do sistema de ancoragem.

Poços Produtores de petróleo: são poços perfurados para viabilizar a produção dos hidrocarbonetos existentes no reservatório. Podem ser verticais, direcionais ou horizontais. A segurança de um poço produtor é proporcionada por um conjunto de válvulas que compõem a árvore de natal do poço.

Sistema de coleta da produção: é o sistema que permite coletar a produção de hidrocarbonetos dos poços produtores até o FPSO. É constituído por linhas flexíveis ou linhas rígidas, manifolds e risers.

FPSO: é a unidade estacionária de produção, onde ocorre a separação e tratamento do óleo, gás e água produzidos do reservatório. Normalmente a planta de processamento existente em um FPSO, é composta por sistema de separação trifásico, sistema de tratamento e injeção de água produzida e sistema de tratamento, injeção e escoamento do gás produzido. No FPSO também existe o sistema de tancagem para armazenamento de óleo, bem como um sistema de offloading para transferir o óleo armazenado nos tanques do FPSO para os navios aliviadores.

O Gás após o tratamento poderá ser reinjetado no reservatório através das linhas de injeção e poços injetores de gás ou escoado para terra através de um gasoduto de exportação. A água produzida, após o tratamento deverá ser reinjetada no reservatório, através das linhas de injeção e poços injetores de água.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Poços (discursiva língua inglesa)

For this question, there is no correct answer alternative. The idea is to understand the coherence of the candidate's reasoning and the depth with which the candidate will address each of the aspects of an underwater completion project, including some disciplines such as: sand control, production string design, lifting methods, and the interrelation of completion with other disciplines.

Question 1- What information would you need from other teams or studies that you would require that would be necessary for your project. Please briefly justify.

At this stage of the project a multidisciplinary team shall be involved, so it is expected that the Geology, Drilling, Reservoir, Production and Project teams shall be involved.

Depending on the expected completion project questions shall be raised to these teams.

Question 2 - What is the recommended completion for the interface well x reservoir? Please briefly justify.

The answer should cover a brief discussion about sand control as we have a partially consolidated sandstone. Depending on the well project.

Depending on the well project we may have different options. If the option is for a horizontal well Recommended completion – OHGP if the option is for a horizontal well or high-rate water pack/frac pack if vertical or deviated well. A deeper discussion on these topics will demonstrate a specific knowledge in sand control.

Stand-alone completions with wire wrapped or premium screens would not be recommended for this project. A failure in the sand control would have a great impact on the project.

If a vertical or deviated well is chosen, a discussion can be raised in the perforations. The proposed length, diameter of the guns, number of shots per foot, perforation in over balance or underbalance.

Question 3 - What is the recommended lifting method to be used and why?

The GOR suggests gas availability in the field to use gas lift. Attention should be given to the high H₂S and CO₂ content as these contaminants should be removed before being used as gas -lift. Moreover, the distance from the wells to the FPSO (circa 15 km) and oil viscosity require consideration on flow assurance.

Use of ESP (due to a potential high OPEX) would not be recommended for this project, unless a clear and detailed explanation is given.

Some operators use Multiphase Pumps in the sea floor. This could be an option for this project.

Question 4 - What are the considerations about metallurgy, diameters and accessories for the production string?

The answer is expected to cover the need to consider high H₂S and CO₂ content in the metallurgy for the production string. The diameter and accessories are directly related to the option made in the answers 2 and 3.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia de Poços (discursiva língua portuguesa)

Para responder esta questão, deve inicialmente calcular a máxima pressão esperada na cabeça do poço (MAPECAB) para cada locação, descontar a coluna de gás e compará-la com máxima pressão admissível do BOP.

Locação A : $0,17 * 10,3 * 4300 - 0,34 * 2000 - 0,45 * 1300 = 6291 \text{ psi} < 10000 \text{ psi}$.

Locação B : $0,17 * 11,3 * 5300 - 0,34 * 2000 - 0,45 * 2300 = 8502 \text{ psi} < 10000 \text{ psi}$

Locação C : $0,17 * 12,5 * 6300 - 0,34 * 2000 - 0,45 * 3300 = 11270 \text{ psi} > 10000 \text{ psi}$.

Assim considerando as informações disponibilizadas e a capacidade de pressão do BOP, para os objetivos "A" e "B" as pressões no BOP, o que não acontece com a locação C.

Com a inclusão da Justificativa na pergunta, poderemos avaliar o raciocínio lógico do candidato.

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia Submarina (discursiva língua inglesa)**Definition**

Fatigue in flexible pipes refers to the progressive structural degradation of their metallic components (typically tensile and pressure armor wires) caused by cyclic loading over time. These loads can arise from environmental actions (waves, currents), operational conditions (pressure, temperature), and dynamic motions of floating units.

Fatigue occurs due to repeated stress cycles that initiate microcracks in metallic layers. Over time, these cracks propagate, potentially leading to fracture or rupture of structural elements. In flexible pipes, fatigue typically affects the helical armor wires, which experience fluctuating bending and tensile stresses during service.

Main Contributing Factors

Dynamic Loading: Motions from FPSOs, floating platforms, and environmental actions create cyclic stresses.

Bending Stiffness and Curvature: High curvatures (near bend stiffeners or touch-down points) increase local stresses.

Internal Pressure and Axial Loads: These affect the stress state of the metallic layers.

Temperature Variations: Thermal cycling can cause additional fatigue damage, especially in high-pressure/high-temperature (HPHT) applications.

Material Properties: The fatigue resistance of armor wires depends on their metallurgy, surface finish, and manufacturing quality.

Fatigue Analysis Approach

Fatigue analysis of flexible pipes typically follows standards such as API 17J, API 17B, or DNV-RP-F204, and involves:

Global Analysis / Local Analysis / S-N Curves: Use of material-specific stress-life (S-N) curves to estimate cumulative fatigue damage.

Most Susceptible Areas

Top End Fittings (near I-tubes or bend stiffeners): Due to high bending moments and restricted curvature.

Touch Down Point (TDP): Where the pipe contacts the seabed, experiencing bending and compression.

Wave Zone (in free-hanging risers): Subject to dynamic loading from wave action and VIV (vortex-induced vibration).

Especialista em Petróleo & Gás – Engenharia Submarina (discursiva língua portuguesa)

A resposta deve abordar os seguintes itens:

- capacidade de manter a funcionalidade segura e confiável de todos os componentes de um sistema submarino durante sua vida útil, garantindo contenção de fluidos, proteção ambiental e segurança operacional.
- principal foco é a prevenção de acidentes catastróficos, conformidade com regulamentos e maximização da produtividade.
- Desafios: pressões e temperaturas extremas, dificuldade de acesso para inspeções e reparos, maior risco de fadiga e corrosão, alta complexidade técnica e logística, custos elevados para intervenções.

Especialista em Petróleo & Gás – Geofísica de Exploração (discursiva língua inglesa)

Tectono-sedimentary evolution:

1. Rift Phase: The rift phase began in the Early Cretaceous due to the breakup of Gondwana, forming asymmetric half-grabens filled with lacustrine and fluvial sediments. In the Campos Basin, this phase is represented by the Lagoa Feia Group, while in the Santos Basin, it is characterized by the Guaratiba Group.

2. Sag Phase: During the Aptian, both basins experienced thermal subsidence, leading to the deposition of extensive evaporite sequences. The Lagoa Feia Formation in the Campos Basin and similar evaporite deposits (Barra Velha Formation) in the Santos Basin mark this phase.

3. Post-Rift Phase: Starting in the Albian and continuing to the present, the post-rift phase is marked by tectonic quiescence and marine sedimentation. The Macaé Group in the Campos Basin and the Camburi Group in the Santos Basin are key formations from this phase.

Both basins underwent rift, sag, and post-rift phases, sharing similar tectonic histories, with similar stratigraphic sequences and significant reservoirs in pre-salt (lacustrine carbonates) and post-salt (albian carbonates and turbidites) sequences. The Santos Basin is larger and includes the Outer High, while the Campos Basin has more pronounced salt tectonics.

The Campos and Santos basins are crucial for Brazil's oil production. The Campos Basin has been a major contributor since the 1970s, while the Santos Basin's pre-salt discoveries have become increasingly important since 2000s. Pre-salt plays in both basins offer substantial hydrocarbon potential.

Especialista em Petróleo & Gás – Geofísica de Exploração (discursiva língua portuguesa)

Do ponto de vista econômico, o custo relativo entre as aquisições streamer e nodes podem variar bastante, a depender do momento do mercado e disponibilidade de equipes para realizar cada tipo de projeto. Historicamente, aquisições do tipo streamer (a) tendem a ser mais baratas do que as do tipo nodes (b e c), mas o aumento recente do uso de aquisições do tipo nodes está reduzindo seu custo relativo. Já entre as duas opções de nodes citadas (b e c), um nodes mais denso (c) demandará um esforço operacional maior, o que pode impactar significativamente no custo (e duração) do projeto de aquisição sísmica.

Do ponto de vista social/ambiental, as aquisições do tipo streamer (a) podem causar um impacto maior no trânsito de embarcações na área, afetando inclusive atividades de pesca, enquanto que aquisições do tipo nodes potencialmente são mais sensíveis em regiões com vida marinha no assoalho oceânico. A profundidade da lâmina d'água é um fator crítico nesta análise de potencial impacto ambiental. Com relação a potenciais impactos em cetáceos, por utilizarem a mesma configuração de fonte sísmica, todas as três aquisições propostas possuem impactos semelhantes.

Do ponto de vista técnico, a profundidade do reservatório deve influenciar nos offsets fontes-receptores necessários. Desta forma, para reservatórios mais profundos, é possível que os 6 km de comprimento do cabo streamer (opção a) não sejam adequados, sendo mais indicadas aquisições do tipo nodes (desde que parametrizadas para registrar os offsets necessários). Por outro lado, para reservatórios mais rasos, uma configuração de nodes mais esparsa (b) pode levar a deficiências na iluminação, a depender também da profundidade de lâmina d'água.

A grande presença de obstruções na superfície marinha tem um impacto maior nas aquisições streamers (a), levando a maiores buracos em sua cobertura, enquanto que eventuais obstruções no fundo do mar impactam exclusivamente as aquisições do tipo nodes, com maior impacto em (c) do que em (b).

O tipo de reservatório (siliciclásticos ou carbonático) não leva a grandes impactos adicionais esperados no tipo de aquisição a ser escolhida do ponto de vista 3D mas, do ponto de vista de aquisições 4D (para monitoramento), espera-se que carbonatos tenham uma resposta sísmica às variações de fluidos e pressão de poros menor, sugerindo a necessidade de aquisições com maior repetibilidade (como os nodes em b e c) e, eventualmente, com maior densidade de sensores, como em c.

Especialista em Petróleo & Gás – Geofísica de Reservatório (discursiva em língua inglesa)

- i) The 4D seismic interpretation process is inherently multidisciplinary. Petroelastic modeling (PEM) is crucial for understanding the rock response to fluid and pore pressure changes, which is informed by petrophysics. Reservoir engineering provides flow simulation data, essential for predicting changes at the reservoir level to be compared with the 4D seismic signal. Geological models are central to integrating these data sources, providing a comprehensive framework for interpretation.
- ii) Within a geological model, the flow simulator predicts fluid and pore pressure changes. PEM analysis assesses the impact of these changes on velocity (leading to time shifts) and acoustic impedance. The 4D seismic data, including time-shift computations and 4D inversion, should be interpreted considering these results to validate and complement seismic anomalies.
- iii) The interpretation team should begin preparations before the arrival of 4D data. Conducting PEM exercises with various flow simulator realizations is good practice. A calibration process for the PEM requires lab measurements on core plugs that should be carried out prior to 4D data arrival. Listing all injectors and producing wells in the study area, along with their produced/injected volumes during the seismic base-monitor time interval, is essential. Integrating this information into an interpretation project, including well trajectories, 3D seismic data, main horizons, and flow simulator results, facilitates faster 4D interpretation.
- iv) Understanding seismic acquisition characteristics, such as source and receiver repeatability (with maps), potential obstructions during base and monitor acquisitions, illumination, and scheduling (exact dates of realization), is crucial. For the processing, it is important to know (and act along its realization) the main steps taken, such as warping/time-shift alignment, and the type of 4D processing (joint or parallel) and imaging algorithms used.
- v) Collaboration is essential for 4D interpretation. The interpreted 4D signal should be compared with the expected 4D signal within a multidisciplinary team. Working with reservoir engineers, geologists, and other professionals enhances the interpretation process by integrating diverse expertise and perspectives.

Especialista em Petróleo & Gás – Geofísica de Reservatório (discursiva em língua portuguesa)

Do ponto de vista econômico, o custo relativo entre as aquisições streamer e nodes podem variar bastante, a depender do momento do mercado e disponibilidade de equipes para realizar cada tipo de projeto. Historicamente, aquisições do tipo streamer (a) tendem a ser mais baratas do que as do tipo nodes (b e c), mas o aumento recente do uso de aquisições do tipo nodes está reduzindo seu custo relativo. Já entre as duas opções de nodes citadas (b e c), um nodes mais denso (c) demandará um esforço operacional maior, o que pode impactar significativamente no custo (e duração) do projeto de aquisição sísmica.

Do ponto de vista social/ambiental, as aquisições do tipo streamer (a) podem causar um impacto maior no trânsito de embarcações na área, afetando inclusive atividades de pesca, enquanto que aquisições do tipo nodes potencialmente são mais sensíveis em regiões com vida marinha no assoalho oceânico. A profundidade da lâmina d'água é um fator crítico nesta análise de potencial impacto ambiental. Com relação a potenciais impactos em cetáceos, por utilizarem a mesma configuração de fonte sísmica, todas as três aquisições propostas possuem impactos semelhantes.

Do ponto de vista técnico, a profundidade do reservatório deve influenciar nos offsets fontes-receptores necessários. Desta forma, para reservatórios mais profundos, é possível que os 6 km de comprimento do cabo streamer (opção a) não sejam adequados, sendo mais indicadas aquisições do tipo nodes (desde que parametrizadas para registrar os offsets necessários). Por outro lado, para reservatórios mais rasos, uma configuração de nodes mais esparsa (b) pode levar a deficiências na iluminação, a depender também da profundidade de lâmina d'água.

A grande presença de obstruções na superfície marinha tem um impacto maior nas aquisições streamers (a), levando a maiores buracos em sua cobertura, enquanto que eventuais obstruções no fundo do mar impactam exclusivamente as aquisições do tipo nodes, com maior impacto em (c) do que em (b).

O tipo de reservatório (siliciclásticos ou carbonático) não leva a grandes impactos adicionais esperados no tipo de aquisição a ser escolhida do ponto de vista 3D mas, do ponto de vista de aquisições 4D (para monitoramento), espera-se que carbonatos tenham uma resposta sísmica às variações de fluidos e pressão de poros menor, sugerindo a necessidade de aquisições com maior repetibilidade (como os nodes em b e c) e, eventualmente, com maior densidade de sensores, como em c.

Especialista em Petróleo & Gás – Geologia de Exploração (discursiva língua inglesa)

Knowledge of the evaluation processes of a pioneering exploratory oil area.

Exploratory Phase- Pioneer

For the study of a pioneer area, it is essential to have models of the conceptual petroleum system including the source, reservoir and sealants rocks, traps, migration, and accumulation of hydrocarbons. The model must include all existing data in basins and analogous fields to the area under evaluation. This data includes seismic, petrophysical from rock and well logs, geochemical analyses, formation test data and analyses of the sampled fluids.

Seismic data is important and should be acquired if it is not available. Seismic interpretation is essential for the elaboration of the petroleum system and the identification, or not, of favorable areas for targets of exploration wells. The entire study of the petroleum system integrated with seismic mapping is necessary to identify the targets for well locations and the estimates of the chance of success.

With the discussion of the team of specialists, geologists, geophysicists and petrophysicists the chance of success of the location is estimate through the conditional probability of each factor of the petroleum system. Success means the well discovered hydrocarbons with the possibility of technical and economic commerciality.

For the final approval of the proposal well, it is necessary to submit the location study to the technical, economic and management committee in accordance with what is established for each company. In this phase, the "risk" volume of hydrocarbons in place means that the volume of hydrocarbon cubed weighted by the probability of success of the well.

In the prospectus of the pioneer location, the open well logs to be run in open wells are density, neutron, resistivity, sonic, gamma rays, magnetic resonance, lateral sampling, multiple cable formation tests, in addition to the cutting samples.

Prior to drilling, the quantity of hydrocarbon reserves is designated as an exploratory resource. If the pioneer drilling is successful, after geological reassessment with the new data, the cubed hydrocarbon passes to a classification to possible reserve.

Delimitation Phase

Following the successful initial drilling, the discovery delimitation phase is carried out.

This phase defines the wells to be drilled, specifying the minimum number of delimitation or extension wells needed to collect enough data for a development plan. The development plan includes the number of producing and injecting wells, the expected hydrocarbon production and other information for the sizing of the production platforms.

Geology in this phase defines the wells that will provide the greatest value of the information aiming, porosity, and permeability, other rock characteristics, contact between fluids, communication between blocks, vertical communication, reservoir boundaries and the volume of hydrocarbons. Seismic data can be reprocessing to improve resolution. Seismic reinterpretation occurs after drilling the first exploratory well and additional wells. A schedule plan to obtain rock cores and a Formation Test, complementing the data collection usually carried out in the Exploratory. This phase ends with the declaration of commerciality by the ANP.

Especialista em Petróleo & Gás – Geologia de Exploração (discursiva língua portuguesa)

Os cenários são:

Pessimista: Não há hidrocarbonetos abaixo da base do óleo constatado.

Otimista: Todo o Reservatório está com hidrocarbonetos acima do fechamento estrutural.

Provável (médio): O volume de rocha com hidrocarbonetos é a média entre todo o reservatório com óleo e só acima do óleo constatado.

Volume de óleo in place - $H.A.PHI.So/BG$

onde

$H.A = \text{Espessura} \times \text{Área}$ (Volume de rocha permoporosa)

Volume permoporoso: $\text{Volume de rocha} \times NTG$ (razão da espessura permoporosa/espessura total)

Cenários Óleo Gás

Pessimista	Otimista	Médio
------------	----------	-------

H.A.300	600	45018
---------	-----	-------

PHIe10%	10%	10%
---------	-----	-----

So60%	60%	60%
-------	-----	-----

Bo1,21,21,2		
-------------	--	--

VOIP153022,5		
--------------	--	--

Especialista em Petróleo & Gás – Geologia de Reservatório (discursiva língua inglesa)

Long-term tests provide valuable information for reservoir knowledge and, consequently, for geological modeling. The productivity index of the tested well is an excellent means of calibrating the permeability of the model. Formation damage can also be observed, resulting from the migration of fines with production. It also investigates the performance of the aquifer and its size. When water production occurs, it can calibrate the parameters of relative permeability, and vertical transmissibility. The test can also indicate the contribution of failures and fractures in production. The most important of all is the investigation of the reservoir limits and the depression with the production that makes it possible to adjust the volume of the reservoir and even identify sealing failures isolating some block or the opposite, the presence of some unmapped oil or gas. This integration of production data allows the obtaining of more accurate geological models that are representative of reality and, consequently, better flow models. This leads to better definitions of the number of producing and injecting wells in the development plan, also assisting in the subsequent management of the field.

Especialista em Petróleo & Gás – Geologia de Reservatório (discursiva língua portuguesa)

Volume de óleo in place - H.A.PHI.So/BO

onde

H.A = Espessura x Área (Volume de rocha permoporosa)

Volume permoporoso: Volume de rocha x NTG (razão da espessura permorosa/espessura total)

VOIP Mm3RESERVA Mm3Reserva Riscada

Bloco 18032

Bloco 283,22,56

Bloco 3166,45,12

Bl 1 e 2 não apresentam reserva e sim recursos prospectivos.

a.VOIP Mm3RECURSO

Bloco 18032

Bloco 283,2

Bloco 2166,4

b. Recomendaria a perfuração do bloco 2 pois a expectativa de produção, mesmo calculando com o risco, é superior ao corte econômico, com a premissa que o bloco seria drenado com apenas um poço. Também a locação no bloco 3 reduziria em muito o risco do Bloco 2.

c. Sísmica 4D para identificação de áreas não lavadas, atualização do modelo geológico e de fluxo, estudo de locações de infill drilling.

Especialista em Petróleo & Gás – Gestão de Projetos e Contratos em Óleo e Gás (discursiva língua inglesa)

Cost auditing is a critical process in project management, particularly in capital-intensive industries such as oil and gas, infrastructure, and construction. It ensures that project expenditures align with budget forecasts, contractual agreements, and financial regulations, thereby reducing the risk of budget overruns and financial mismanagement.

Key Objectives of Cost Auditing:

- 1.Verification of Costs – Ensuring that all expenses are accurate, legitimate, and aligned with the project budget and contract terms.
- 2.Compliance with Regulations – Auditing financial records to verify compliance with industry standards, local laws, and tax regulations.
- 3.Identification of Cost Overruns – Detecting budget deviations and investigating the root causes.
- 4.Fraud Detection and Prevention – Identifying irregularities, misstatements, or fraudulent transactions.
- 5.Financial Reporting Accuracy – Improving the credibility of financial statements and ensuring accurate cost allocation.

Methodologies Used in Cost Auditing:

- Document Review – Analyzing financial statements, invoices, contracts, and procurement records.
- Variance Analysis – Comparing actual costs to budgeted amounts to identify discrepancies.
- Forensic Auditing – Investigating potential financial fraud, misallocations, or unauthorized expenditures.
- Cost-Benefit Analysis – Evaluating whether financial resources are being utilized efficiently.
- Interviews and Field Audits – Engaging with key project stakeholders, vendors, and financial teams to assess cost control measures.

Challenges in Cost Auditing:

- Complexity of Large-Scale Projects – Managing thousands of cost elements in megaprojects can be overwhelming.
- Unclear Cost Allocations – Difficulty in tracking indirect costs or shared expenses.
- Limited Financial Transparency – Inadequate financial reporting and data inconsistencies.
- Resistance from Stakeholders – Some project managers or contractors may resist audits due to confidentiality concerns or fear of repercussions.
- Dynamic Market Conditions – Fluctuations in currency exchange rates, material prices, and labor costs can complicate cost verification.

Contribution to Risk Mitigation and Financial Transparency:

By ensuring accurate cost tracking and financial discipline, cost audits help:

- Reduce Financial Risks – Identifying and mitigating risks before they impact project profitability.
- Improve Budget Management – Helping organizations make data-driven financial decisions.
- Enhance Investor and Stakeholder Confidence – Providing assurance on financial integrity and compliance.
- Optimize Cost Efficiency – Enabling better resource allocation and cost-saving opportunities.

Especialista em Petróleo & Gás – Gestão de Projetos e Contratos em Óleo e Gás (discursiva língua portuguesa)

A Metodologia Front-End Loading (FEL) é um processo estruturado que visa melhorar a qualidade das decisões em projetos de capital intensivo, como os de petróleo e gás. Essa abordagem permite que os projetos sejam avaliados em diferentes fases antes de um compromisso financeiro significativo, reduzindo riscos técnicos, econômicos e operacionais. A seguir, detalhamos as respostas esperadas para cada questão.

1. Conceito da Metodologia FEL e sua importância na gestão de projetos de petróleo e gás

A Metodologia FEL é uma abordagem estruturada para a concepção e planejamento de projetos, caracterizada pela progressão gradual da maturidade das informações antes da tomada de decisão final. A FEL é especialmente relevante na indústria de petróleo e gás porque:

- Reduz incertezas técnicas e econômicas, permitindo maior previsibilidade no investimento.
- Garante decisões mais informadas por meio de estudos de viabilidade progressivos.
- Aumenta a probabilidade de sucesso na implementação, evitando mudanças tardias que poderiam gerar altos custos.
- Facilita o alinhamento entre as partes interessadas, incluindo investidores, operadores e órgãos reguladores. A metodologia é baseada na separação do projeto em três fases principais (FEL 1, FEL 2 e FEL 3), com critérios rigorosos de aprovação em cada portão de decisão.

2. Principais atividades e critérios de aprovação das fases FEL**FEL 1 – Identificação de Oportunidade**

Objetivo: Avaliar oportunidades de investimento e selecionar alternativas com maior potencial.

- Estudos iniciais de viabilidade técnica e econômica.
- Identificação de riscos e desafios regulatórios.
- Definição preliminar do escopo do projeto.
- Análise de alinhamento estratégico com os objetivos da empresa.

Critério de aprovação: Justificativa econômica e alinhamento estratégico que demonstrem viabilidade para avançar à fase de projeto conceitual.

FEL 2 – Projeto Conceitual

Objetivo: Desenvolver soluções técnicas e econômicas para a implementação do projeto.

- Seleção do conceito mais viável para engenharia e operação.
- Avaliação mais detalhada dos custos e cronograma preliminar.
- Estudos ambientais e regulatórios.
- Análise dos riscos associados a cada alternativa.

Critério de aprovação: Definição clara do conceito do projeto, orçamento preliminar e estimativas de CAPEX/OPEX dentro de margens aceitáveis.

FEL 3 – Projeto Básico e Preparação para Execução

Objetivo: Refinar o projeto e preparar para a fase de contratação e execução.

- Engenharia básica detalhada e definição do escopo final.
- Refinamento das estimativas de custo, prazo e riscos. Estruturação do modelo de contratação.
- Planos de execução e de mitigação de riscos.

Critério de aprovação: Engenharia madura, custos bem definidos (+/- 10 a 15%), contratos estruturados e plano de execução consolidado.

3. Relação entre maturidade das informações e mitigação de riscos

A evolução do projeto dentro da metodologia FEL aumenta a precisão das informações, reduzindo incertezas e permitindo decisões mais embasadas. Quanto maior a maturidade das informações:

- Menor o risco de mudanças tardias, que poderiam elevar os custos e comprometer o cronograma.
- Mais preciso é o orçamento, evitando surpresas financeiras durante a execução.
- Melhor é o alinhamento contratual, reduzindo riscos de disputas com fornecedores e prestadores de serviço.
- Mais eficiente é a gestão de riscos, uma vez que cada fase incorpora ferramentas como análise probabilística, cenários de sensibilidade e planos de mitigação.

A correta aplicação da FEL é essencial para aumentar a robustez dos projetos e garantir maior aderência às premissas estabelecidas.

4. Fase de Implementação e desafios pós-FEL 3

Após a aprovação do FEL 3, o projeto entra na fase de implementação, que envolve contratações, construção, instalação e comissionamento. Os desafios dessa etapa incluem:

- Aderência ao escopo planejado: Mudanças inesperadas podem gerar impactos financeiros significativos.
- Gerenciamento de contratos: É fundamental garantir que os fornecedores cumpram as especificações técnicas e prazos estabelecidos no FEL 3.
- Controle de custos e prazos: Monitoramento contínuo por meio de ferramentas como o Método do Valor Agregado (EVM) e indicadores de desempenho.
- Gestão de riscos operacionais: Como atrasos logísticos, condições climáticas adversas e questões ambientais.

A transição da fase FEL para a execução deve ser bem estruturada para assegurar que as premissas do planejamento sejam seguidas na prática, minimizando riscos e garantindo um retorno financeiro adequado ao investimento.

Especialista em Petróleo & Gás – Análise e Controle da Produção de Óleo e Gás (discursiva língua inglesa)

Este caso resume problemas reais que já aconteceram em obras no Brasil e no exterior.

Exemplo de resposta:

I. Risk Mitigation

a) Additional Anticipatable Risks

Several risks could have been foreseen and mitigated during the VLCC-to-FPSO conversion:

- Shipyard Financial Instability: Early financial due diligence and continuous monitoring of the shipyard's financial health could have flagged potential insolvency risks.
- Incomplete Engineering Before Construction: Starting module installation before finalizing detailed engineering often leads to rework and change orders.
- Overreliance on Single Suppliers: A lack of diversified suppliers increases vulnerability to supply chain disruptions, especially in remote or politically unstable regions.
- Weather-Related Delays: Offshore commissioning windows should account for seasonal weather patterns and include contingency buffers.

b) Yard Issues and Preemptive Actions

- To prevent yard-related delays:
- Performance-Based Contracts: Include milestone-based payments and penalties for delays to incentivize timely delivery.
- Third-Party Audits: Regular audits by independent inspectors could have identified execution gaps early.
- Early Engagement of Commissioning Teams: Involving operations and commissioning experts during construction helps ensure readiness for start-up.

II. Re-Planning

a) Alternative Approach

To recover the schedule while maintaining safety:

- Modular Commissioning Strategy: Prioritize commissioning of critical systems (e.g., power generation, safety systems, utilities) to enable phased start-up.
- Floating Hotel (Flotel) or Walk-to-Work Vessels: Temporarily increase POB (Persons on Board) capacity to accelerate offshore work.
- Digital Twin and Remote Support: Use digital twins and remote monitoring to reduce offshore workload and improve decision-making.
- Agile Project Management: Implement short-cycle planning (e.g., 2-week sprints) to adapt quickly to evolving constraints.

III. Lessons Learned and Recommendations

a) Additional Lessons Learned

- Front-End Loading (FEL) is Critical: Inadequate early-phase planning leads to cascading delays and cost overruns.
- Integrated Project Teams: Embedding operations, commissioning, and construction teams from the start improves alignment and reduces late-stage surprises.

b) Key Recommendations

- Strengthen Risk Management Frameworks: Use tools like Monte Carlo simulations and risk registers updated in real time.

- Enhance Supply Chain Resilience: Develop local supplier networks and maintain strategic inventories of long-lead items.
- Adopt Digital Project Controls: Real-time dashboards and predictive analytics improve visibility and proactive decision-making.

Especialista em Petróleo & Gás – Análise e Controle da Produção de Óleo e Gás (discursiva língua portuguesa)

A produção de gás natural no Pré-Sal brasileiro apresenta desafios técnicos e ambientais significativos, especialmente devido à alta Razão Gás-Óleo (RGO) e à presença de contaminantes como o dióxido de carbono (CO₂). Para lidar com essas características, a Petrobras tem investido em tecnologias inovadoras de separação e reinjeção de CO₂, com destaque para o projeto HISEP® e o conceito de separação submarina (subsea).

Métodos atuais de remoção de CO₂ nas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs)

Nas UEPs, como os FPSOs (Floating Production Storage and Offloading), o gás natural associado ao petróleo é processado em módulos de tratamento que incluem:

Separadores trifásicos: separam óleo, água e gás.

Unidades de remoção de CO₂, geralmente por:

Absorção química com aminas (como MEA ou MDEA), que capturam o CO₂ do gás natural.

Membranas seletivas, que permitem a separação parcial do CO₂.

Adsorção por pressão (PSA), embora menos comum offshore.

Esses processos exigem grande área de topside, alto consumo energético e geram CO₂ concentrado que precisa ser reinjetado ou armazenado, elevando os custos operacionais e logísticos.

Utilização do CO₂ na recuperação avançada de petróleo (EOR)

O CO₂ separado pode ser reinjetado nos reservatórios para aumentar a recuperação de petróleo, técnica conhecida como EOR (Enhanced Oil Recovery).

No contexto do Pré-Sal:

A reinjeção ajuda a manter a pressão do reservatório.

O CO₂ atua como agente miscível, reduzindo a viscosidade do óleo.

Essa prática também contribui para a captura e armazenamento geológico de carbono (CCUS), alinhando-se a metas de descarbonização.

Tecnologias emergentes: HISEP® e separação subsea

HISEP® (High Pressure Separation)

Desenvolvido pela Petrobras, o HISEP® é uma tecnologia pioneira que realiza a separação de óleo e gás rico em CO₂ diretamente no leito marinho, antes que os fluidos cheguem ao FPSO 1.

Principais características:

Separação submarina: reduz a carga de processamento no topside.

Reinjeção direta do CO₂ no reservatório, ainda no fundo do mar.

Redução de emissões e aumento da eficiência energética.

Menor footprint na planta de superfície, liberando espaço e reduzindo peso.

O projeto piloto será implementado no campo de Mero 3, na Bacia de Santos, com início previsto para 2028. O investimento total no desenvolvimento da tecnologia é estimado em US\$ 1,7 bilhão².

Componentes tecnológicos do sistema subsea (parceria com TechnipFMC):

Estação de separação: separa óleo e gás denso rico em CO₂.

Estação de bombeamento: comprime o gás para reinjeção.

Distribuição elétrica de alta tensão: alimenta os sistemas submarinos.

Bomba de gás denso: essencial para reinjeção eficiente.

Aspectos operacionais, custo e sustentabilidade

Operacionalmente, a separação subsea reduz o volume de gás a ser tratado no topside, simplificando a planta e aumentando a segurança.

Economicamente, apesar do alto investimento inicial, o HISEP® promete redução de custos operacionais a longo prazo, especialmente em campos com alta RGO e teor de CO₂.

Ambientalmente, a tecnologia contribui para a redução da pegada de carbono, ao evitar a emissão de CO₂ e ao viabilizar sua reinjeção segura.

Conclusão

A complexidade do gás natural do Pré-Sal exige soluções inovadoras. O uso de tecnologias como o HISEP® e a separação subsea representa um avanço significativo rumo à produção de petróleo mais limpa, eficiente e sustentável. Ao integrar captura de carbono, EOR e otimização de processos, a Petrobras se posiciona na vanguarda da transição energética, conciliando produtividade com responsabilidade ambiental.