

CONCURSO

EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. – PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. PPSA

GABARITOS DAS PROVAS DISCURSIVAS

EPC01 – Estruturação de Planejamento Corporativo

QUESTÃO 1

Uma Unidade Regional de E&P que tenha como itens de sua atividade produção de Óleo e Gás, exploração geológica das áreas sob sua gestão e máximo aproveitamento de suas reservas, deverá ter um conjunto de indicadores que reflitam o resultado da gestão e contemplem as 5 dimensões da qualidade. Este Painel de Controle refletirá seus compromissos com a administração corporativa de E&P.

Quanto às dimensões qualidade intrínseca e atendimento são recomendáveis indicadores tais como:

- PRODUÇÃO DE ÓLEO – Medida comparativa entre o potencial de produção de óleo e a produção realizada no período;
- PRODUÇÃO DE GÁS - Medida comparativa entre o potencial de produção de gás associado e não associado e a produção realizada no período;
- APROVEITAMENTO DO GÁS – Medida que compara o gás aproveitado (exportado, injetado e usado na geração elétrica ou acionamento de compressores) com o gás produzido;
- QUALIDADE DO ÓLEO – Medida que compara o volume exportado atendendo os limites de BSW e Salinidade com o volume total exportado;
- SATISFAÇÃO DOS CLIENTES INTERNOS – Pesquisa, conduzida por órgão independente da companhia ou terceira parte, que mede a percepção do cliente a jusante na Cadeia Produtiva da Companhia, quanto à qualidade e a regularidade do óleo e do gás exportados;
- ÍNDICE DE SUCESSO DE POÇOS EXPLORATÓRIOS – Medida que compara o sucesso na perfuração de poços pioneiros ou pioneiros adjacentes com o total perfurado deste tipo de poços;
- ÍNDICE DE REPOSIÇÃO DE RESERVAS – Medida que compara a relação entre as reservas existentes e a produção anual, refletindo o trabalho da área de reservatórios em repor a produção realizada.

Quanto à dimensão custo são recomendáveis indicadores tais como:

- CE – Custo de Extração - Custo operacional do óleo produzido (itens de OPEX);
- CTPP – Custo Total de Produção de Petróleo(itens de OPEX + amortização do CAPEX);
- IRO – Medida que compara o orçamento previsto e o orçamento realizado. Pode ser desdobrado em IRO do OPEX e IRO do CAPEX.

Quanto à dimensão moral / satisfação dos empregados é recomendável o indicador:

- AMBIÊNCIA – Pesquisa, conduzida por órgão independente da companhia ou terceira parte, que mede a satisfação dos empregados.

Quanto à dimensão segurança, saúde e meio-ambiente são recomendáveis indicadores tais como:

- TFCA – TAXA DE FREQUENCIA DE ACIDENTES COM AFASTAMENTO – Medida que compara a frequência de acidentes com afastamento de toda força de trabalho, próprios e contratados, em relação ao HH exposto ao risco, comparando com um limite aceitável estabelecido;
- EXAME MÉDICO PERIÓDICO – Medida que compara a efetiva realização do EMP, obrigação legal, pela força de trabalho;
- IMA – Medida volumétrica que compara o óleo derramado em incidentes/acidentes operacionais mais o volume de óleo descartado junto a água produzida quando ultrapassado o limite estabelecido pelo órgão ambiental, comparando com um limite aceitável estabelecido.

QUESTÃO 2

A situação inicial proposta é a análise de um processo estabilizado, logo as metas respectivas de seus indicadores estavam sendo alcançadas.

Uma meta ou mais de uma delas, em determinado momento, deixa de ser alcançada. Este não atingimento pode advir de uma anomalia pontual (incidente detectado) ou anomalias crônicas que não puderam ter suas causas raiz eficazmente bloqueadas na padronização do processo. Ambos os casos merecem tratamento.

O responsável pela meta deve estratificar as ocorrências, ou seja, observá-las sob vários pontos de vista, com o objetivo de conhecer as suas principais características. Isto vale também para o caso de um incidente detectado.

As ferramentas utilizadas devem desdobrar situações gerais em situações mais específicas, com o objetivo de simplificar o problema e desdobrá-lo em outros menores, o que permite:

- A divisão do trabalho maior em partes com condições de melhor gerenciamento e
- O estabelecimento de prioridades entre os problemas menores.

Nessa etapa, sugere-se a utilização de ferramentas de estratificação e de priorização, tais como Pareto e Diagrama de causa e efeito, também conhecido por espinha de peixe ou Ishikawa.

Pode-se, ainda, estratificar o problema por tempo, local e tipo, conforme exemplos abaixo:

- a) Tempo: dia/noite, inverno/verão, dia da semana/fim de semana.
- b) Local: área de negócio A/B/C, Estado A/B/C, nacional/internacional.
- c) Tipo: negócio A/B/C, Cliente A/B/C, Produto A/B/C.

O responsável pela meta deve identificar as causas que impedem o alcance da meta. Neste levantamento é necessário chegar até as causas raiz, que são aquelas que originaram o problema, que se forem eficazmente bloqueadas fazem com que o problema não ocorra mais. A ferramenta mais adequada neste momento é a dos 5 porquês.

Todas as pessoas que possam contribuir na identificação das causas devem ser envolvidas nesta análise. Devem ser levantadas todas as causas possíveis e então estabelecer a relação de causa e efeito entre elas.

Conhecidas as causas fundamentais ou causas-raiz, um plano de ação deve contemplar as correções e, após implantadas, o processo deverá ser novamente observado para verificar se as correções foram efetivas.

Se negativo, reiniciar a análise do problema. Se positivo, as melhorias devem ser incluídas em nova versão do padrão de processo. Os executantes deverão ser treinados no novo padrão e este, amplamente divulgado.

QUESTÃO 3

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO:

O Planejamento Estratégico é onde se define as estratégias de médio e longo prazo para a organização como um todo abrangendo, geralmente, períodos de 5 a 10 anos.

Ao longo do processo de elaboração do Planejamento Estratégico, algumas questões básicas devem ser discutidas, avaliadas e respondidas, como as listadas abaixo:

- Que organização somos?
- O que fazemos?
- Onde estamos e onde queremos chegar?
- O que valorizamos?

Um primeiro passo, comum, neste nível é a definição de “quem é a organização”, “onde ela quer chegar” e que caminhos trilhar para alcançar seus objetivos. Esse primeiro passo é conhecido como as definições de Missão, Visão e Valores da organização.

Um segundo passo trata da consideração e avaliação de aspectos INTERNOS e EXTERNOS a organização. Para a avaliação destes aspectos uma ferramenta comumente utilizada é a Matriz SWOT, onde são identificadas Forças, Fraquezas, Oportunidades e Desafios/Ameaças.

Estabelecidas a Missão, Visão e Valores e feita a avaliação da Matriz SWOT a próxima etapa é a definição dos Objetivos Estratégicos e as Metas a serem alcançados pela organização, como um todo, dentro do horizonte de tempo que está sendo planejado.

PLANEJAMENTO TÁTICO

O Planejamento Tático, diferentemente do Estratégico, já apresenta um foco num prazo menor, normalmente de 1 a 3 anos.

O planejamento Tático é o desdobramento do Planejamento Estratégico para os diversos níveis da estrutura organizacional. Sendo assim, esta é mais uma diferença entre o Estratégico e o Tático, pois o enquanto o primeiro abrange a organização com um todo, já o segundo é orientado para as áreas, departamentos e setores da organização. É, portanto, no Planejamento Tático que se detalha os meios para atingir os objetivos e metas da organização.

Um dos resultados do Planejamento Tático é o estabelecimento dos Objetivos Táticos para cada unidade da organização. Estes objetivos são estabelecidos de forma a garantir que os Objetivos Estratégicos sejam alcançados.

PLANEJAMENTO OPERACIONAL

O Planejamento Operacional é aquele que abrange prazos menores, geralmente compreendendo 1 ano ou até meses.

O Planejamento Operacional contempla um nível de detalhe bem mais aprofundado que os dois níveis anteriores. Nele são definidas as pessoas envolvidas, as responsabilidades e atividades de cada uma, bem como os equipamentos, materiais e recursos financeiros necessários para a execução das tarefas.

Um dos resultados do Planejamento Operacional é a geração dos Planos de Ação e respectivos Cronogramas para a execução das atividades planejadas.

No Planejamento Operacional há o envolvimento de todos os níveis da estrutura organizacional cuidando do acompanhamento da rotina e garantindo que todas as tarefas e operações sejam executadas de acordo com os procedimentos estabelecidos, buscando alcançar os resultados específicos. Portanto, o Plano Operacional atua no nível da execução.

QUESTÃO 4

O processo de decisão que leva à aprovação de um projeto de investimento de desenvolvimento da produção de óleo e gás considera uma série de fatores-chaves que determinam sua viabilidade e sua lucratividade.

Frente ao impacto que estes projetos têm em qualquer empresa deste setor é necessária a adoção de um sistema de acompanhamento dos principais fatores de decisão com o objetivo de monitorar a eficácia do programa de investimentos e a disciplina de capital.

Igualmente importante é aprender lições e rever processos internos à empresa que levam às projeções dos referidos fatores.

O processo de avaliação de desempenho deve ser estruturado de forma a se poder comparar os resultados previstos na época da aprovação e os resultados atuais, considerando dados realizados e novas projeções, com premissas atuais.

Para tal é necessário levantar a série de fatores que impactam nos resultados dos projetos, dentre os quais destacamos:

1. Prazo de implantação: alteração no prazo do projeto, eventuais atrasos, com impacto no primeiro óleo e na entrega da curva de produção, com consequente impacto na lucratividade do investimento.
2. Produção: alteração no volume ou na curva de produção, decorrente da atualização de modelos, novas informações de relatório entre outras, impactando a receita prevista por ocasião da aprovação.
3. Custos Operacionais: alteração na projeção dos custos operacionais.
4. Valor Investimento: alteração no montante ou na curva de desembolso, seja pela atualização de estimativas ou, por ocasião da conclusão, pela comparação entre os investimentos previstos e realizados.
5. Mudanças de Escopo: eventuais mudanças no empreendimento que alterem suas características, com consequente impacto na lucratividade.
6. Preços e Mercado: alterações na receita devido a mudanças nos preços projetados ou praticados, seja do óleo (geralmente referenciado ao Brent), seja no preço do gás no mercado alvo.
7. Tributação: alteração nas alíquotas, regras ou regimes fiscais.
8. Metodologia: mudanças em premissas tais como vida econômica, taxas de desconto (WAAC) aplicáveis à análise econômica do projeto.

Para analisar a disciplina de capital e manter uma visão empresarial do projeto ao longo da sua implantação e após concluído, convém efetuar a atualização periódica do Estudo de Viabilidade que levou originalmente à sua aprovação. Por fim, é necessário estabelecer programas de questionamento e revisão dos processos da empresa para determinação ou estimativas dos fatores.

AEP02 – Avaliação Econômica de Projetos de E&P no pré-sal

QUESTÃO 1

Os principais indicadores que são resultantes de uma avaliação econômica de projeto de desenvolvimento da produção de óleo e gás são:

VPL – Valor Presente Líquido - é o somatório do fluxo de caixa (custos e receitas) de cada período, ao longo da vida do projeto, atualizado (ou descontado) pela taxa mínima de atratividade (TMA).

TIR – Taxa Interna de Retorno - é a taxa que iguala os fluxos de custos e receitas do projeto, ou seja, zera o VPL do projeto.

VPL/IA – razão VPL por Investimento atualizado.

VPL/DA – razão VPL por Dispendio atualizado.

TR – Tempo de Retorno – é o tempo necessário para a recuperação do capital investido.

QUESTÃO 2

Os Principais insumos são:

- i. Data do início do Projeto;
- ii. Data do primeiro óleo;
- iii. Data base de desconto;
- iv. Data base do nível de preços;
- v. Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- vi. Alíquotas referentes ao regime fiscal;
- vii. Alíquotas referentes ao regime tributário;
- viii. Premissas/cenários da taxa de Câmbio ao longo do período do projeto;
- ix. Cenários de preços do Óleo Brent ao longo do período do projeto;
- x. Cenários de preços do Gás e demais produtos e subprodutos (C5+, GLP) a longo do período do projeto;
- xi. Previsão/Curva de Produção de Óleo e Gás ao longo do período do projeto;
- xii. Custos de investimento;
- xiii. Custos operacionais;
- xiv. Custos de abandono (Custo de abandono de Poços, Custo de abandono de Equipamentos);
- xv. Valores residuais.

INSUMOS DA RECEITA:

- i. Cenários de preços do Óleo Brent ao longo do período do projeto;
- ii. Cenários de preços do Gás e demais produtos e subprodutos (C5+, GLP) a longo do período do projeto;
- iii. Previsão/Curva de Produção de Óleo e Gás ao longo do período do projeto;
- iv. Valores residuais.

INSUMOS DOS CUSTOS:

- i. Alíquotas referentes ao regime fiscal;
- ii. Alíquotas referentes ao regime tributário;
- iii. Custos de investimento;
- iv. Custos operacionais;
- v. Custos de abandono (Custo de abandono de Poços, Custo de abandono de Equipamentos).

QUESTÃO 3

No caso dos Custos de Investimentos, os principais elementos de formação são:

- i. Custos de poços (perfuração e completação);
- ii. Custos do sistema de coleta da produção (Linhas, risers, manifolds);
- iii. Custos do sistema de escoamento da produção;

- iv. Custos das Instalações de Produção (UEP e ancoragem);
- v. Custos de gerenciamento do projeto;
- vi. Custo de abandono do projeto.

No caso dos Custos Operacionais, os principais elementos de formação são:

- i. Custos de operação da Unidade Estacionária de Produção (UEP).
- ii. Custos de intervenção/manutenção dos poços.
- iii. Custos da logística.
- iv. Custos de suporte em terra.
- v. Custos de infraestrutura.
- vi. Custos de produtos químicos para tratamento de óleo, gás, água produzida e injetada.

QUESTÃO 4

O processo de decisão que leva à aprovação de um projeto de investimento de desenvolvimento da produção de óleo e gás considera uma série de fatores-chaves que determinam sua viabilidade e sua lucratividade.

Face ao impacto que estes projetos têm em qualquer empresa deste setor é necessária a adoção de um sistema de acompanhamento dos principais fatores de decisão com o objetivo de monitorar a eficácia do programa de investimentos e a disciplina de capital.

Igualmente importante é aprender lições e rever processos internos à empresa que levam às projeções dos referidos fatores.

O processo de avaliação de desempenho deve ser estruturado de forma a se poder comparar os resultados previstos na época da aprovação e os resultados atuais, considerando dados realizados e novas projeções, com premissas atuais.

Para tal é necessário levantar a série de fatores que impactam nos resultados dos projetos, dentre os quais destacamos:

1. Prazo de implantação: alteração no prazo do projeto, eventuais atrasos, com impacto no primeiro óleo e na entrega da curva de produção, com consequente impacto na lucratividade do investimento.
2. Produção: alteração no volume ou na curva de produção, decorrente da atualização de modelos, novas informações de relatório entre outras, impactando a receita prevista por ocasião da aprovação.
3. Custos Operacionais: alteração na projeção dos custos operacionais.
4. Valor Investimento: alteração no montante ou na curva de desembolso, seja pela atualização de estimativas ou, por ocasião da conclusão, pela comparação entre os investimentos previstos e realizados.
5. Mudanças de Escopo: eventuais mudanças no empreendimento que alterem suas características, com consequente impacto na lucratividade.
6. Preços e Mercado: alterações na receita devido a mudanças nos preços projetados ou praticados, seja do óleo (geralmente referenciado ao Brent), seja no preço do gás no mercado alvo.
7. Tributação: alteração nas alíquotas, regras ou regimes fiscais.
8. Metodologia: mudanças em premissas tais como vida econômica, taxas de desconto (WAAC) aplicáveis à análise econômica do projeto.

Para analisar a disciplina de capital e manter uma visão empresarial do projeto ao longo da sua implantação e após concluído, convém efetuar a atualização periódica do Estudo de Viabilidade que levou originalmente à sua aprovação

Por fim, é necessário estabelecer programas de questionamento e revisão dos processos da empresa para determinação ou estimativas dos fatores.

AGE03 – Assessoramento da Gerência Executiva de Contratos

QUESTÃO 1

a) =MÉDIA(D3:G3)

Justificativa: É usado o operador : pois a média aritmética é calculada sobre todos os valores de D3 a G3.

b) =SE(H3 >= 5; "APROVADO"; "REPROVADO")

Justificativa: A função SE é uma função que permite a comparação lógica e retorna um valor, caso a comparação seja verdadeira, e retorne um segundo valor, caso a opção seja falsa. Possui a seguinte funcionalidade: SE(Algo for Verdadeiro, faça tal coisa, caso contrário, faça outra coisa). Portanto, uma instrução SE pode ter dois resultados. O primeiro resultado é se a comparação for Verdadeira, o segundo se a comparação for Falsa.

c) =PROCV(H3; \$E\$14:\$F\$18; 2; VERDADEIRO)

Justificativa: A função PROCV é uma função de pesquisa e referência, quando precisar localizar algo em linhas de uma tabela ou de um intervalo. Por exemplo, para pesquisar o preço de uma peça automotiva pelo número da peça. Em sua forma mais simples: =PROCV(Valor que você deseja pesquisar; intervalo no qual você deseja pesquisar o valor; o número da coluna no intervalo contendo o valor de retorno; Correspondência Exata ou Correspondência Aproximada – indicado como 0/FALSO ou 1/VERDADEIRO).

d) =(SOMA(D3:G3) - MÍNIMO(D3:G3)) / 3

Justificativa: A fórmula soma as notas dos quatro bimestres e logo em seguida subtrai, desta soma, a nota do menor bimestre. O valor obtido é dividido por três, que é a quantidade de notas somadas.

e) Referência absoluta é a "fixação" de linha ou coluna numa referência de célula. Por exemplo, digamos que vc tenha a seguinte fórmula em uma célula qualquer:

=A1 + B1

Quando você arrasta essa fórmula na vertical (para outras linhas), os números que representam a linha de cada célula (no caso, 1) irão variar. O mesmo acontece se vc arrastar a fórmula horizontalmente, mas, nesse caso, o que vai variar são as colunas.

Em resumo, se vc arrastar na vertical, a fórmula irá mudar para:

=A2 + B2

=A3 + B3

=A4 + B4

...

E assim por diante.

Se a fórmula for arrastada horizontalmente, mudará para:

=B1 + C1

=C1 + D1

=D1 + E1

...

E assim por diante.

As referências absolutas são representadas pelo uso de um cifrão (\$) à frente da letra que representa a coluna ou do número que representa a linha, na referência de célula.

Por exemplo:

\$A1 - referência da célula A1, com linha relativa e coluna absoluta

A\$1 - referência da célula A1, com linha absoluta e coluna relativa

\$A\$1 - referência da célula A1, com linha e coluna absolutas

Você utiliza referências absolutas quando quer que não haja variação de linhas ou colunas ou ambas, numa fórmula.

QUESTÃO 2

Não existe uma única resposta precisa, mas o candidato deve abordar algo sobre a PPSA. O candidato deve abordar ao menos os itens 3 e 4 a seguir:

1) Os contratos de concessão vigem no Brasil a partir da relativização do monopólio, com a Lei n. 9.478/97 e os contratos de partilha de produção passaram a vigor no Brasil a partir da mudança no marco regulatório com a Lei n. 12.351/2010. A escolha entre esses regimes de concessão e partilha é exclusiva do governante ou país hospedeiro e

colocado à disposição das empresas partícipes dos leilões de blocos de petróleo. Em países mais liberais o modelo de concessão é mais comum e nos países mais socialistas o modelo de partilha é mais utilizado.

2) Não existe um modelo melhor do que o outro. A escolha pelos partícipes do leilão, de adquirir ou não um bloco exploratório, é meramente financeira, avaliando se vale a pena os custos e gastos com a exploração em comparação com o cálculo da receita, durante todo o período do contrato.

3) A principal característica do contrato de concessão em comparação com o contrato de partilha é que o óleo pertence ao concessionário enquanto que na partilha o óleo pertence à União. Nos leilões a principal diferença é de que nos contratos de partilha é o vencedor quem oferecer o maior percentual em óleo para a União e nos contratos de concessão a melhor oferta depende de bônus de assinatura, programa exploratório mínimo e percentual de conteúdo local.

4) Em relação à PPSA, nos contratos de concessão a PPSA não tem qualquer gerência sobre os mesmos e nos contratos de partilha da produção a PPSA tem como principais funções a gestão dos Contratos de Partilha de Produção, a gestão da comercialização de petróleo e gás natural e a representação da União nos Acordos de Unitização.

QUESTÃO 3

a) Objetivo e Benefícios:

Este modelo tem como principal objetivo buscar o melhor nível de definição e maturidade para o projeto ao longo de seu planejamento.

Este modelo contempla três fases durante a etapa planejamento do projeto, que vai do início do projeto até a sua conclusão para a implantação. As fases desta etapa são:

- Avaliação da Oportunidade (ou Appraisal)
- Seleção de Alternativas (ou Conceitual)
- Definição (Básico)

Ao final de cada fase existe o portão de decisão, onde o projeto pode ser avaliado em condições de passar para a fase seguinte, ou pode ser avaliado como sendo necessária maior nível de maturidade ou de detalhamento e, portanto, deve permanecer na fase atual, e pode também ser abortado nesta fase.

Um grande benefício que este tipo de forma de condução de projeto apresenta, é exatamente ter estes portões de decisão que passam a ser pontos de “check” de como anda o projeto e poder-se com isto tomar decisão de continuar ou não o projeto, evitando maiores problemas e prejuízos caso o projeto tivesse seu andamento contínuo sem os portões de decisão.

Portanto, com a adoção deste método, busca-se evitar que um projeto siga em frente sem as garantias de que seus objetivos podem ser atingidos.

b) Conceito de cada Fase

A primeira Fase trata da Avaliação de Oportunidade, ou seja, verificar se esta oportunidade identificada de desenvolvimento da produção, está alinhada com as diretrizes e objetivos estratégicos e ao mesmo tempo fazer uma primeira análise, considerando estimativas tanto de custo como de receita ainda com grande margem de dispersão, sendo adotados, inclusive parâmetros de projetos tipo (similares) já desenvolvidos.

A Fase seguinte, trata da identificação e posterior seleção de alternativas técnicas para o projeto de desenvolvimento da produção chegando-se na conclusão desta no escopo conceitual do projeto.

A última Fase da etapa de Planejamento, já tendo o escopo conceitual, trata da definição em maior detalhe deste escopo, realizando-se o projeto de engenharia básica. Esta é a fase onde as estimativas tanto de custo como de receita devem ter a maior precisão e, portanto, menor dispersão entre seus limites. Esta é fase onde se prepara o projeto para a sua aprovação final junto à organização, para em seguida entrar na fase de implantação ou execução. Com a aprovação da última fase de Planejamento, a fase de Definição (Projeto Básico), inicia-se a Fase de Execução ou Implantação do projeto e por fim, inicia-se a operação do projeto.

QUESTÃO 4

Os Principais insumos são:

- i. Data do início do Projeto;
- ii. Data do primeiro óleo;
- iii. Data base de desconto;
- iv. Data base do nível de preços;
- v. Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- vi. Alíquotas referentes ao regime fiscal;
- vii. Alíquotas referentes ao regime tributário;
- viii. Premissas/cenários da taxa de Câmbio ao longo do período do projeto;
- ix. Cenários de preços do Óleo Brent ao longo do período do projeto;
- x. Cenários de preços do Gás e demais produtos e subprodutos (C5+, GLP) a longo do período do projeto;
- xi. Previsão/Curva de Produção de Óleo e Gás ao longo do período do projeto;
- xii. Custos de investimento;
- xiii. Custos operacionais;
- xiv. Custos de abandono (Custo de abandono de Poços, Custo de abandono de Equipamentos);
- xv. Valores residuais.

INSUMOS DA RECEITA:

- i. Cenários de preços do Óleo Brent ao longo do período do projeto;
- ii. Cenários de preços do Gás e demais produtos e subprodutos (C5+, GLP) a longo do período do projeto;
- iii. Previsão/Curva de Produção de Óleo e Gás ao longo do período do projeto;
- iv. Valores residuais.

INSUMOS DOS CUSTOS:

- i. Alíquotas referentes ao regime fiscal;
- ii. Alíquotas referentes ao regime tributário;
- iii. Custos de investimento;
- iv. Custos operacionais;
- v. Custos de abandono (Custo de abandono de Poços, Custo de abandono de Equipamentos).

DSG04 – Desenvolvimento de Sistemas de Gestão

QUESTÃO 1

- a) O Gerenciamento de Serviços de TI é o instrumento pelo qual a área pode iniciar a adoção de uma postura proativa em relação ao atendimento das necessidades da organização, contribuindo para evidenciar a sua participação na geração de valor.
O Gerenciamento de Serviços de TI visa alocar adequadamente os recursos disponíveis e gerenciá-los de forma integrada, fazendo com que a qualidade do conjunto seja percebida pelos seus clientes e usuários, evitando-se a ocorrência de problemas na entrega e na operação dos serviços de TI.
- b) Muitos utilizam o termo *Outsourcing* como termo geral para questões de terceirização. Porém há uma diferenciação fundamental destes dois termos. Tudo o que envolva uma atividade de TI de uma empresa e que a

execução da mesma seja efetuada fora do local da organização é considerado *Outsourcing*. Essa prática é comum para impressoras, infraestrutura de hardware, segurança da informação e outros... Já o *Outtasking* é a prática de terceirização de tarefas dentro da organização. Essas tarefas podem ou não estar ligadas a um produto específico que necessite de suporte especializado, vai da análise da importância do produto para a empresa.

O *Outtasking* consiste na ação terceirizar tarefas específicas de uma organização, e não mais uma função de negócio como no caso do *Outsourcing*. O *Outtasking* é um conceito mais aceitável de terceirização de tarefas, uma vez que o *Outsourcing* significa perda de controle de comando, pois a responsabilidade passa a ser do fornecedor contratado.

- c) A cada dia que passa, as organizações tornam-se mais dependentes da TI a fim de satisfazer seus objetivos estratégicos e para atender as necessidades do negócio em que atuam. Uma área de TI que não considerar os objetivos estratégicos da organização em que se insere como os seus próprios objetivos, será uma área de TI que deseja apenas ser um simples provedor de tecnologia, haja vista que até mesmo os provedores de tecnologia, atualmente, preocupam-se com a estratégia de negócio de seus clientes, condição básica para a venda de serviços sob demanda.

O fato da importância da área de TI para a execução de um s crescer, faz com que ele seja visto como uma parte da organização, tendo sua estratégia estritamente interligada com a de negócio, de modo que tudo que for feito em termos de TI possa se demonstrado na forma de obtenção de valor para a organização. A área de TI deve se comportar como um sócio da sua organização, criando uma relação com as demais área da organização.

Para a maioria das organizações, já é passado o tempo em que a área de TI poderia limitar-se apenas à entrega de produtos de tecnologia, atuando como um provedor de tecnologia, com sua atenção exclusivamente dedicada ao Gerenciamento da Infraestrutura de TI. Atualmente, a tendência é a área de TI se tornar um parceiro estratégico dos demais setores de negócio que compõem a organização, dotando-se de uma forte Governança de TI, alinhada com a governança corporativa.

- d) A TI tradicional define a si mesma como uma provedora de tecnologia, trabalhando de dentro para fora; a TI orientada a serviços se autodefine como uma provedora de serviços, trabalhando de fora para dentro.

- e) Desde os primórdios, as organizações foram construídas sob rígidas estruturas hierárquicas, utilizadas principalmente como um instrumento de controle de trabalho dos indivíduos e, conseqüentemente, como meio de assegurar o cumprimento dos compromissos firmados com os clientes em relação à entrega de serviços e produtos. Com o crescimento das organizações, essas mesmas estruturas, responsáveis pelo sucesso, tornaram-se um obstáculo, obrigando as organizações a terem um grande número de departamentos, todos preocupados com o bom desempenho de suas funções, perdendo-se de vista o principal foco do objetivo final da organização. A área de TI não é exceção à regra, tendo sido estruturada sob uma divisão funcional.

Quando se fala em processo, passa-se a perceber a interação entre os diversos departamentos que compõem as organizações. Para a obtenção do sucesso em uma abordagem por processos, é necessário que todo processo tenha um proprietário, responsável pela sua definição, gerenciamento e demonstração dos resultados perante a organização.

Um processo é formado por diversas atividades que interagem para o alcance do objetivo especificado e a geração do resultado desejado. Cada atividade é composta por uma sucessão de tarefas, cada qual incumbida de transformar uma informação colocada em sua entrada, pela execução do seu algoritmo sob a observação de regras e de seu responsável, em uma informação de saída apropriada para servir de entrada para a próxima tarefa.

- f) Do modo geral, as organizações manipulam um grande número de transações dos seus clientes, fato que potencializa o surgimento de “não conformidades” e “erros”. Tal fato exige que a área de TI mantenha-se na constante procura do aumento da qualidade dos serviços de TI oferecidos à organização.

O processo de aumento da qualidade é caracterizado por um esforço coletivo e coordenado de melhoria contínua dos serviços de TI prestados à organização, baseado na introdução de melhorias passíveis de medição de seus resultados em áreas específicas dos processos de trabalho, visando à perpetuação dos resultados, o que permitirá alcançar um novo patamar de desempenho, base para as próximas melhorias.

O objetivo do processo de melhoria contínua na área de TI é fazer com que os clientes não vão embora, ou seja, procurem outros fornecedores de serviços de TI externos à organização, pois, conforma as palavras de Deming, “clientes insatisfeitos não se queixam; mudam de fornecedor”.

PDCA representa um método que tem a função de garantir que a empresa organize seus processos, não importando a sua natureza. A metodologia PDCA é constituída por 4 passos:

- (1) Plan – Planejar as ações a serem executadas.
- (2) Do – Realizar as ações planejadas.
- (3) Check – Verificar o que foi feito em relação ao que foi planejado.
- (4) Act – Atuar corretivamente sobre a diferença identificada.

Detalhando:

- **Planejar (Plan)** - Nesta fase são definidos os objetivos de cada processo até chegar ao produto/serviço finais requeridos pelo cliente, levando em consideração a política da empresa. Baseado nesta política, o planejamento deve ser composto pelos seguintes passos:
 - Identificação do Problema
 - Estabelecimento de Metas
 - Análise do Fenômeno
 - Análise do Processo
 - Plano de Ação
- **Fazer (Do)** - Momento em que o plano será executado, assim os indivíduos que participarem da implantação do ciclo PDCA deverão realizar treinamentos de acordo com o método. Cada processo é realizado, conforme aquilo que foi definido na primeira fase. Assim são coletados dados para uma análise posterior.
- **Checar (Check)** - Com a implantação, os processos são analisados através de ferramentas próprias, para verificar se cada processo cumpre aquilo que foi proposto no planejamento. É nessa fase que poderão ser encontrados erros ou falhas no processo.
- **Agir (Action)** - De acordo com o resultado na etapa ‘checar’, serão observadas as falhas nos processos e se os objetivos foram atingidos, caso contrário, estes devem ser melhorados e as etapas se reiniciam.

QUESTÃO 2

Cenário com base no VME.

Cálculo dos riscos pelo valor monetário esperado:

Risco	Cálculo	Valor Monetário Esperado
A	5% x R\$75.000,00	R\$ 3.750,00
B	15% x R\$ 30.000,00	(R\$ 4.500,00)
C	75% x R\$ 3.000,00	R\$ 2.250,00
D	5% x R\$ 2.500,00	(R\$ 125,00)
E	15% x R\$ 8.000,00	R\$ 1.200,00
		R\$ 2.575,00

Lembrando que temos os riscos negativos, que chamamos de ameaças (riscos A, C e E), e riscos positivos, que chamamos de oportunidades (riscos B e D). Logo, o cenário que considera o Valor Monetário Esperado terá seu valor corrigido para R\$ 402.575,00.

Cenário Otimista

Neste cenário os riscos negativos não ocorrem (probabilidade zero) e as oportunidades ocorrem com 100% de probabilidade. Logo, o Valor desse cenário será R\$ 367.500,00.

Cenário Pessimista

Neste cenário os riscos negativos ocorrem com 100% de probabilidade e os riscos positivos não ocorrem (probabilidade zero). Logo o valor deste cenário será R\$ 486.000,00.

Portanto, os quatro cenários seriam:

Melhor Caso	Valor Base	Valor Esperado	Pior Caso
Custo			
R\$ 367.500,00	R\$ 400.000,00	R\$ 402.575,00	R\$ 486.000,00

Considerando que a reserva para contingência foi estipulada no máximo em 10% do valor base, ou seja, de no máximo, R\$ 40.000,00 e considerando a atual conjuntura econômica em que o país se encontra, seria prudente trabalhar com o cenário do valor esperado haja vista que o melhor caso poderia aparentemente ser mais atrativo, porém os riscos negativos do projeto foram totalmente excluídos o que deixaria um cenário muito pouco realista, deixando o GP totalmente exposto, sem reservas de contingência. O pior caso, extrapolaria a reserva de contingência pré-determinada.

QUESTÃO 3

Segunda Fase:

a) $VP = 300$; $CR = 300$; $VA = 150$ (metade de 300)

$VPr = VA - VP = 150 - 300 = -150$. Logo estou com um desempenho abaixo do esperado em relação ao tempo.

$VC = VA - CR = 150 - 300 = -150$. Logo estou gastando mais que o planejado.

b) $IDC = VA/CR = 150/300 = 0,50$. Logo estou recuperando R\$ 0,50 para cada real aplicado no projeto.

c) $IDP = VA/VP = 150/300 = 0,50$. Logo estou com uma performance 50% abaixo do meu planejamento de tempo

d) Considerando que na primeira fase eu estava com IDP de 0,80 e IDC de 0,55, ou seja, para cada real investido eu estava recuperando apenas R\$ 0,55 e estava com uma performance de 20% abaixo da planejada, houve perda na minha performance em relação ao tempo e houve uma perda em relação ao custo de R\$ 0,05. Para a terceira fase do projeto, sugere-se deslocar parte do pessoal de atividades não críticas para as atividades críticas do projeto (crashing) visando aumentar a performance de custo e, ao mesmo tempo, buscar paralelismo entre atividades (fast tracking) para aumentar a performance do tempo.

QUESTÃO 4

No Scrum, os papéis e responsabilidades são divididos entre o Scrummaster, o Product Owner e o Time. No estabelecimento da visão do produto, o PO e o cliente descrevem essa visão para que o PO possa iniciar os trabalhos do Backlog do produto. A coleta de requisitos é executada pelo PO que procura os stakeholders e identifica todos os requisitos necessários para sua elicitação. Em seguida para gerar o backlog do produto e nesse momento não é necessário que todo o escopo esteja completamente detalhado e entendido pois na execução da Sprint, o Time poderá detalhar mais ou solicitar o detalhamento ao PO. Cada Sprint dura de duas a quatro semanas. As funcionalidades do produto são descritas por meio de histórias e colocadas em post-its para posterior priorização para definição dos itens do backlog do produto. O planejamento da Sprint é uma cerimônia onde o Time deve planejar em conjunto todos os trabalhos da próxima Sprint. Na etapa zero é o momento de preparar o ambiente de trabalho antes de iniciar a reunião de planejamento da Sprint com objetivo de evitar que algo não planejado interfira na sua execução.

O planejamento da Sprint zero é o momento ideal para discutir com todo o Time o que será o "Pronto" e quando o "Pronto" será utilizado no projeto. O ciclo de vida Scrum se inicia pelo detalhamento inicial do backlog do produto e, em seguida passa-se para um ciclo maior compreendido por uma Sprint que normalmente encontra-se entre 2 a 4 semanas. Esse ciclo se inicia com o Planejamento da Sprint, seguido do backlog da sprint, execução da sprint,

reunião de revisão, reunião de retrospectiva, gerando o produto. Durante a Sprint (2 a 4 semanas) reuniões diárias são executadas.

ARS05 - Administração de Redes e Servidores

QUESTÃO 1

- a) Classe C, pois o primeiro octeto (192) encontra-se entre 192 e 223.
A classe A o primeiro octeto vai de 0 até 127
A classe B o primeiro octeto vai de 128 até 191
- b) Sendo o IP 192.168.55.0/24 na notação CIDR, o 24 representa a quantidade de 1s (11111111 11111111 11111111 11100000) o que leva à máscara 255.255.255.224
- c) Considerando que o IP é de classe C, os três primeiros octetos são fixos, variando apenas o último octeto. Neste caso, a faixa vai de 192.168.55.0 até 192.168.55.255.
O IP que representa a identificação da rede é o primeiro da faixa 192.168.55.0
O IP que representa o endereço de broadcasting é o último da faixa ... 192.168.55.255
- d) Considerando que a máscara de rede é 255.255.255.224, que equivale a 11111111.11111111.11111111.11100000 em binário, temos a possibilidade de dividir a faixa inteira com 256 endereços em 8 faixas de 32 endereços cada uma. Teríamos as faixas de
- ✓ 1ª faixa : de 192.168.55.0 até 192.168.55.31
 - ✓ 2ª faixa : de 192.168.55.32 até 192.168.55.63
 - ✓ 3ª faixa : de 192.168.55.64 até 192.168.55.95
 - ✓ 4ª faixa : de 192.168.55.96 até 192.168.55.127
 - ✓ 5ª faixa : de 192.168.55.128 até 192.168.55.159
 - ✓ 6ª faixa : de 192.168.55.160 até 192.168.55.191
 - ✓ 7ª faixa : de 192.168.55.192 até 192.168.55.223
 - ✓ 8ª faixa : de 192.168.55.224 até 192.168.55.255

Considerando o esquema de máscara de rede de tamanho fixo, sabendo que a máquina S12 tem o endereço 192.168.55.70, a faixa para a Sub-rede 1 é a 3ª que vai de 192.168.55.64 até 192.168.55.95. Da forma análoga, sabendo que a máquina S23 tem o endereço 192.168.55.133, a faixa para a Sub-rede 2 é a 5ª que vai de 192.168.55.128 até 192.168.55.159

- e) Sub-rede 1 : identificação IP 192.168.55.64, roteador padrão IP 192.168.55.65 (por convenção) e o broadcast IP 192.168.55.95
Sub-rede 2 : identificação IP 192.168.55.128, roteador padrão IP 192.168.55.129 (por convenção) e o broadcast IP 192.168.55.159
- f) Sub-rede 1 : máquina S13 : todos na faixa que vai de 192.168.55.64 até 192.168.55.95, exceção para 192.168.55.64 (identificador da sub-rede 1), 192.168.55.65 (roteador padrão – por convenção), 192.168.55.95 (endereço de broadcasting para a sub-rede) e o endereço 192.168.55.70 (já atribuído para a máquina S12).
Sub-rede 2 : máquina S22 : todos na faixa que vai de 192.168.55.128 até 192.168.55.159, exceção para 192.168.55.128 (identificador da sub-rede 2), 192.168.55.129 (roteador padrão – por convenção), 192.168.55.159 (endereço de broadcasting para a sub-rede) e o endereço 192.168.55.133 (já atribuído para a máquina S23).
- g) Não, pois sendo o endereço 192.168.55.0 de classe C e a máscara 255.255.0.0 de classe B, não há a menor possibilidade. O contrário poderia, se o endereço fosse de classe B e a máscara de classe C, sem problemas
- h) Sim. Vamos inicialmente entender exatamente qual a função do NAT e em que situações ele é indicado. O NAT surgiu como uma alternativa real para o problema de falta de endereços IP v4 na Internet. Cada computador que acessa a Internet deve ter o protocolo TCP/IP corretamente instalado e configurado. Para isso, cada computador da rede interna, precisaria de um endereço IP válido na Internet. Não haveria endereços IPv4 suficientes.
A criação do NAT veio para solucionar esta questão.(ou pelo menos fornecer uma alternativa até que o IPv6 esteja em uso na maioria dos sistemas da Internet).

- i) Com o uso do NAT, os computadores da rede Interna, utilizam os chamados endereços Privados. Os endereços privados não são válidos na Internet, isto é, pacotes que tenham como origem ou como destino, um endereço na faixa dos endereços privados, não serão encaminhados, serão descartados pelos roteadores. O software dos roteadores está configurado para descartar pacotes com origem ou destino dentro das faixas de endereços IP privados. As faixas de endereços privados são definidas na RFC 1597 e estão indicados a seguir:

```
10.0.0.0    -> 10.255.255.255
172.16.0.0  -> 172.31.255.255
192.168.0.0 -> 192.168.255.255
```

Existem algumas questões a serem consideradas. Por exemplo: Qual a vantagem do uso dos endereços privados? O que isso tem a ver com o NAT? Pelo fato de os endereços privados não poderem ser utilizados diretamente na Internet, isso permite que várias empresas utilizem a mesma faixa de endereços privados, como esquema de endereçamento da sua rede interna. Ou seja, qualquer empresa pode utilizar endereços na faixa 10.0.0.0 -> 10.255.255.255 ou na faixa 172.16.0.0 -> 172.31.255.255 ou na faixa 192.168.0.0 -> 192.168.255.255. “Com o uso do NAT, a empresa fornece acesso à Internet para um grande número de computadores da rede interna, usando um número bem menor de endereços IP, válidos na Internet.”

QUESTÃO 2

- a) O CSS é uma linguagem de folhas de estilos que é utilizada para definir como os documentos escritos na linguagem de marcação (HTML ou XML) devem ser apresentados em termos de formatação, de layout. Em um cenário ideal, enquanto o HTML é usado para estruturar os conteúdos, o CSS é utilizado para formatá-los. Dessa forma há uma enorme **integração entre o HTML e o CSS**.

Para solucionar essas dificuldades foi criado o CSS, que passou a ser utilizado especificamente para definir a formatação de um documento e suas características de apresentação como cores, fontes, alinhamento e etc. O CSS também trouxe a possibilidade de compartilhamento do formato, aonde uma mesma definição de layout pode ser aplicada a várias páginas, aumentando a flexibilidade e reduzindo a repetição de código. O HTML volta então à sua função essencial, estruturar os conteúdos.

Como o CSS é integrado com o HTML? Há diferentes maneiras de aplicar a formatação do CSS dentro do HTML, vamos a alguns exemplos bem simples:

1. O Atributo Style

Nesse caso, é utilizado o atributo Style dentro da *tag body* do HTML. Por exemplo:

```
<html>
  <head>
    <title>HTML CSS</title>
  </head>
  <body style="background-color:#0000FF;">
    <p>Esta é uma página com fundo azul</p>
  </body>
</html>
```

2. A Tag Style

Aqui é utilizada tag CSS style para definição da formatação, não um atributo dentro da *tag body*.

```
<html>
  <head>
    <title>CSS</title>
    <style type="text/css">
  </head>
  <body style="background-color:#0000FF;">
  </style>
  <p>Este é um exemplo de página com formatação</p>
</body>
</html>
```

3. Externo – Link para o arquivo CSS

Essa é uma das opções mais utilizadas pois permite que as alterações de formatação sejam feitas uma única vez e afetem várias páginas simultaneamente. Nesse modelo o documento HTML inclui um link para outro documento CSS de onde ele importa as definições de estilo.

```
exemplo.html
<html>
<head>
<title>CSS</title>
<link rel="stylesheet" type="text/css" href="Style.css" />
</head>
<body>
<h1>Esse é u exemplo de documento HTML </h1>
</body>
</html>
```

```
style.css
body {
  background-color:#0000FF
}
```

E o que é CSS3? O CCS3 é simplesmente a versão mais atual do CSS, uma evolução. Entre outras as evoluções, ele incorpora novos elementos para construir animações tanto em 2 como e 3 dimensões. Incorpora também novos mecanismos para um maior controle sobre o estilo com o qual se mostram as características das páginas.

b) Funções são trechos de código que se pode executar, fazendo a chamada por meio de um link, um botão ou até mesmo dentro de outra função.

O JavaScript tem um bom número de funções built-in, ou seja, funções já fazem parte da linguagem, mas a grande parte das funções que for utilizar será escrita por você mesmo.

As funções em JavaScript deverão ser escritas entre a parte <head> e </head> de sua página. Não há nenhum problema se você escrevê-las na parte <body></body>, mas devem-se seguir as instruções passadas pelos criadores da linguagem. O fato de termos que escrevê-las na parte <head></head> é que se corre o risco de algum código na parte <body></body> fazer a chamada a uma destas funções enquanto a página não estiver totalmente carregada.

```
function F(argumentos)
{
  Comandos
}
```

Sintaxe: (F é o nome da função) -

Chamada: O padrão da linguagem JavaScript é F(). Ao encontrar a chamada de uma função, ele desvia para as instruções respectivas desta função e ao terminá-la, volta para o primeiro código após a chamada da função. Uma função pode ser chamada de diversas formas, dentro da área do código JavaScript e até mesmo através de um evento dentro de um tag HTML, como um botão de formulário ou hiperlink.

c)

```
<html>
<head>
<title>PPSA</title>
</head>
<script language="JavaScript">
for(m=1, n=0, k=1, resp=1; m<10; m++, resp=n+k, n=k, k=resp)
{
    document.write(resp + " ");
}
</script>
<body>
</body>
</html>
```

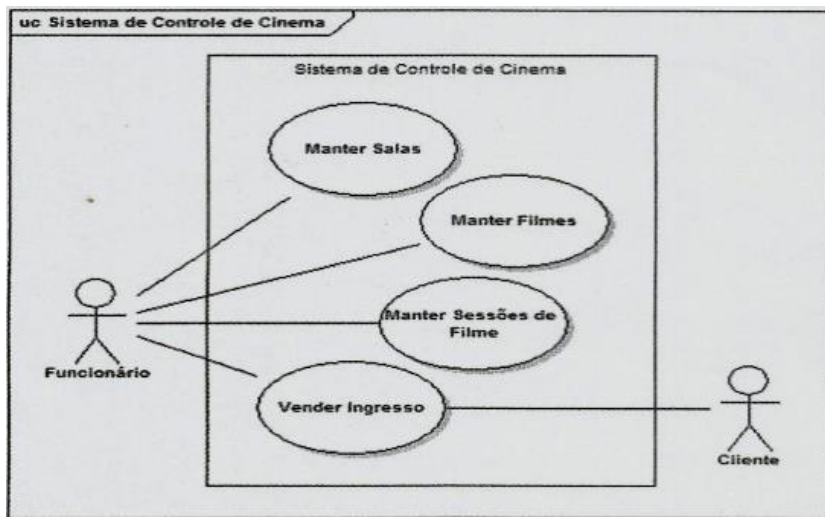
Saída gerada: 1 1 2 3 5 8 13 21 34

QUESTÃO 3

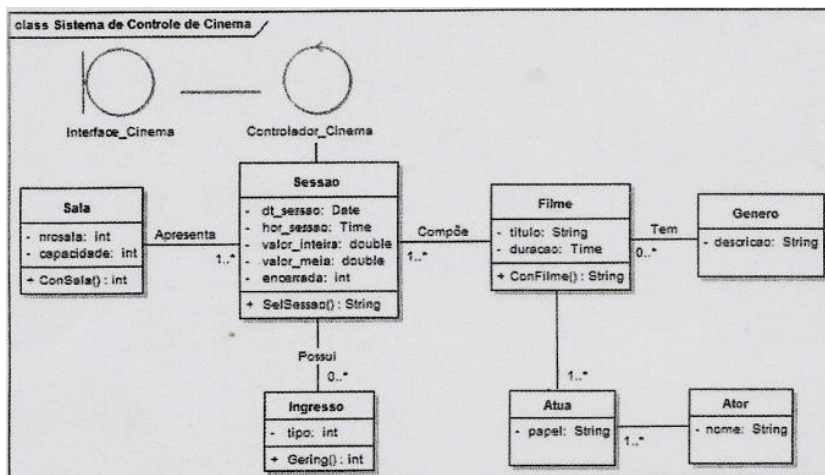
- a) e b) A redução de custos ocorre em função do aumento de produtividade, da redução do tempo de execução dos processos e da melhoria da qualidade. A redução do tempo de execução ocorre em função do melhor entendimento do processo para retirada dos desperdícios. A melhoria da qualidade ocorre em função do melhor entendimento do processo e das pessoas que trabalham no processo. O aumento da produtividade ocorre em função do replanejamento dos processos com foco nas atividades-fim. O maior foco na satisfação dos clientes internos e externos ocorre em decorrência do entendimento do processo e da necessidade de interação entre esses stakeholders. A agilidade no gerenciamento de mudanças ocorre em função do melhor entendimento do processo e das pessoas que trabalham no processo. A maior compreensão da organização se dá a partir do melhor entendimento dos processos e da visão holística obtida pela modelagem dos processos.
- b)
- c) Na etapa de visão de processos de negócio o objetivo é obter a estruturação dos processos de negócio da organização de acordo com a visão de desenvolvimento de seus produtos e serviços. Na melhoria e redesenho de processos efetua-se a análise das disfunções, objetivando a melhoria localizada do processo ou redesenho com conseqüente melhoria da cadeia de processo. No gerenciamento de processos o objetivo é prover um método efetivo para o gerenciamento do fluxo da informação no processo, estabelecendo itens de controle e medições apropriadas. Na etapa de pré-ERP o objetivo é o entendimento do negócio com a visão dos processos para poder executar as mudanças necessárias à linearização e condensação das atividades.
- d) Os produtos da visão de processos de negócio são: a identificação dos processos-chave e de suporte; a definição e descrição de cada processo; a arquitetura de negócio; a análise das disfunções; os processos priorizados para estudo de melhorias; Catálogo dos recursos de TI.
Os produtos da melhoria e redesenho de processos são: a análise das disfunções; "should be"; indicadores de desempenho e as estratégias de transformação.
No gerenciamento de processos os produtos são: indicadores e metas para manutenção e melhoria; metodologia para avaliação de desempenho; documentação do fluxo da informação do processo.
No pré-ERP os produtos são: fluxo de atividades de todos os subprocessos envolvidos; a lista de requisitos funcionais e técnicos; o modelo de dados conceitual de todos os subprocessos envolvidos; o catálogo dos recursos da informação; tabela de referência cruzada dos processos versus áreas funcionais.

QUESTÃO 4

- a)



b)



c) Agregação é um tipo especial de associação onde se tenta demonstrar que as informações de um objeto (chamado objeto-todo) precisam ser completadas pelas informações contidas em um ou mais objetos de outra classe (chamados objetos parte). A agregação é representada por um losango na extremidade classe que contém os objetos-todo.

A agregação é caracterizada pelo fato de ao destruir os objetos-parte, o objeto-todo não é destruído, ou não é afetado. Esta associação pode ser substituída por uma associação binária simples.

A agregação é um relacionamento, entre classes, onde existe um alto grau de **independência** entre o todo e as partes, ou seja, se o todo não existir, as partes continuarão existindo.

Exemplo: Os departamentos de uma universidade e os professores alocados aos departamentos. Ao excluir todos os professores, os departamentos a eles alocados não são destruídos.

d) Uma associação do tipo composição constitui-se uma variação da agregação na qual é apresentada um vínculo mais forte entre os objetos-todo e os objetos-parte, procurando demonstrar que os objetos-parte têm de estar associados a um único objeto-todo.

Em uma composição os objetos-parte não podem ser destruídos por um objeto diferente do objeto-todo ao qual estão relacionados. O símbolo de composição é um símbolo preenchido e, como na agregação, o losango deve ficar ao lado do objeto-todo.

A composição é caracterizada pelo fato de ao destruir os objetos-parte, o objeto-todo é também destruído, pois suas existências estão vinculadas à existência do objeto-todo.

A composição é um relacionamento, entre classes, onde existe um alto grau de dependência entre o todo e as partes, ou seja, se o todo não existir, as partes também não existirão.

Em composição, quando o objeto possuidor é destruído, seus objetos componentes também o são. Em agregação, isto não é necessariamente verdadeiro.

Exemplo:

A mão (o todo) e os dedos (as partes) é uma associação de composição.

Exemplo Final (comparativo):

Uma universidade possui vários departamentos (ex. química) e cada departamento possui um número de professores. Se a universidade fechar, os departamentos não existirão mais, mas os professores destes departamentos continuarão a existir. Assim, a Universidade pode ser vista como uma composição de departamentos, enquanto que os departamentos possuem uma agregação de professores. Além disso, um Professor poderia trabalhar em mais de um departamento, mas um departamento não poderia fazer parte de uma outra universidade.

CFC06 – Controle Financeiro Contábil

QUESTÃO 1

A análise das demonstrações financeiras permite avaliar a condição de uma empresa, verificando a possibilidade de insolvência e o desempenho em relação ao setor de atividade e aos concorrentes. Permite um melhor entendimento das relações entre o balanço patrimonial e a demonstração do resultado do exercício.

A análise é feita por meio de técnicas entre as quais se destacam análise horizontal e a análise vertical. A primeira compreende a técnica aplicada para análise realizada entre uma série de exercícios, estabelecendo-se o ano inicial da série analisada como índice básico 100 e expressando os valores relativos aos anos posteriores, com relação ao índice básico 100.

A segunda técnica de análise é a vertical realizada pela observação de relacionamentos percentuais entre itens pertencentes a uma mesma demonstração financeira, com a finalidade de dar a ideia da representatividade de um determinado item ou subgrupo de uma demonstração financeira, relativamente a determinado total ou subtotal tomado como base.

A análise das demonstrações contábeis por meio índices é indicado para monitorar as operações assegurando se as empresas estão usando os recursos disponíveis de forma eficaz e para evitar a insolvência.

A doutrina contábil apresenta um número substancial de índices, que são geralmente agrupados em cinco categorias principais: índices de liquidez; índices de atividades; índices de endividamento; índices de rentabilidade e índices de mercado de ações. Cada índice apresenta desdobramentos que permitem a avaliação de diversos componentes do balanço patrimonial e da demonstração do resultado do exercício, em relação a um outro componente, para fins de avaliação, entre as quais se destacam, capacidade de pagamento (índices de liquidez, geral, seca e imediata), além dos índices de estrutura de capital (imobilização do patrimônio líquido; imobilização dos recursos a Longo Prazo e do PL; e participação de capitais de terceiros sobre os recursos próprios).

QUESTÃO 2

As demonstrações contábeis são elaboradas de acordo com as disposições da Lei nº 6404/76 e suas alterações, na qual estão estabelecidas as regras relativas à sua elaboração, composição, estrutura.

A lei 6404/76 estabelece os seguintes demonstrativos contábeis que deverão ser apresentadas ao final de cada exercício social: Balanço Patrimonial; Demonstração do Resultado do Exercício; Demonstração dos Lucros e Prejuízos acumulados; Demonstração dos Fluxos de Caixa e Demonstração do Valor Adicionado.

Segundo a Lei a Demonstração do Valor Adicionado se aplica apenas para as Sociedades Anônimas de Capital Aberto, e a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido substituirá a Demonstração dos Lucros ou Prejuízos Acumulados nas Sociedades Anônimas de capital aberto.

As Companhias fechadas que tenham Patrimônio Líquido inferior a 2 milhões de reais, na data de balanço, não são obrigadas a elaborar e publicar a Demonstração dos Fluxos de Caixa.

A Lei também exige que as demonstrações financeiras de cada exercício devam ser publicadas com a indicação dos valores correspondentes das demonstrações do exercício anterior, podendo ser publicadas adotando-se como expressão monetária o milhar de real.

QUESTÃO 3

Joint-venture compreende um empreendimento conjunto de parceria comercial ou aliança entre empresas visando desde uma simples colaboração para fins comerciais e/ou tecnológicos, até a fusão de sociedades em uma única empresa, não implicando em perda da identidade e individualidade como pessoa.

As empresas que se juntam são independentes juridicamente e no processo de criação da joint venture podem definir se criam uma nova empresa ou se fazem uma associação (consórcios de empresas). Essa aliança compromete as empresas envolvidas a partilharem a gestão, os lucros, os riscos e os prejuízos.

São diversas as motivações das empresas para estabelecerem uma joint venture: permite às partes envolvidas beneficiarem do know-how, conseguindo superar barreiras em um novo mercado; beneficiar de novas tecnologias; investigar e expandir atividades que tenham em comum; competir de forma mais eficiente e ampliar mercados visando a internacionalização.

Existem dois tipos de joint ventures: joint venture contratual, na qual não existe a formação de uma nova empresa (não tem personalidade jurídica); e joint venture societária, que implica a criação de uma nova empresa que tem personalidade jurídica própria.

O exemplo muito conhecido no Brasil, ocorreu entre a Volkswagen e Ford se uniram na formação da Autolatina. A ideia era formar um negócio imbatível no mercado latino-americano, que foi dissolvida em 1996.

QUESTÃO 4

O Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido estão regulamentados, atualmente pela Instrução Normativa nº 1700/17, na qual está definida que são contribuintes as pessoas jurídicas e as empresas individuais, entre as quais se enquadram as empresas públicas e as sociedades de economia mista.

A base de cálculo do IRPJ, determinada segundo a legislação vigente na data da ocorrência do respectivo fato gerador, é o lucro real, lucro presumido ou lucro arbitrado, correspondente ao período de apuração, enquanto a base de cálculo da CSLL, determinada segundo a legislação vigente na data da ocorrência do respectivo fato gerador, é o resultado ajustado, resultado presumido ou resultado arbitrado, correspondente ao período de apuração.

As alíquotas definidas na IN 1700/17 para o IRPJ é de 15%, devendo ser considerado que a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado que exceder o valor resultante da multiplicação de R\$ 20.000,00 pelo número de meses do respectivo período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional do imposto sobre a renda à alíquota de 10%, que deverá ser recolhido integralmente, não sendo permitidas quaisquer deduções.

A alíquota da CSLL é diferenciada de acordo com a atividade da empresa, sendo de 15% (quinze por cento), exceto no período compreendido entre 1º de setembro de 2015 e 31 de dezembro de 2018, no qual vigorará a alíquota de 20% (vinte por cento), nos seguintes casos:

- a) pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização;
- b) bancos de qualquer espécie e agências de fomento;
- c) distribuidoras de valores mobiliários;
- d) corretoras de câmbio e de valores mobiliários;
- e) sociedades de crédito, financiamento e investimentos;

- f) sociedades de crédito imobiliário;
- g) administradoras de cartões de crédito;
- h) sociedades de arrendamento mercantil; e
- i) associações de poupança e empréstimo;

GTC07 – Gestão Técnica e Comercial de Contratos

QUESTÃO 1

Os contratos administrativos regidos pela Lei nº 8666/93 obedecem às disposições contidas no capítulo III da Lei, no qual estão destacadas as cláusulas obrigatórias que neles devem constar, observados os preceitos do direito público, aplicando-se, supletivamente, os princípios da teoria geral dos contratos e as disposições de direito privado.

Segundo a Lei 8666/93 os contratos devem estabelecer com clareza e precisão as condições para sua execução, expressas em cláusulas que definam os direitos, obrigações e responsabilidades das partes, em conformidade com os termos da licitação e da proposta a que se vinculam.

As cláusulas necessárias estão indicadas no art. 55 da Lei, enumeradas nos incisos I a XIII do referido artigo, entre as quais podem ser destacar as que estabelecem o objeto e seus elementos característicos; o regime de execução ou a forma de fornecimento; o preço e as condições de pagamento, os critérios, data-base e periodicidade do reajustamento de preços, os critérios de atualização monetária entre a data do adimplemento das obrigações e a do efetivo pagamento; os prazos de início de etapas de execução, de conclusão, de entrega, de observação e de recebimento definitivo, conforme o caso; o crédito pelo qual correrá a despesa, com a indicação da classificação funcional programática e da categoria econômica.

Estabelece a Lei que a duração dos contratos por ela regidos ficará adstrita à vigência dos respectivos créditos orçamentários, ressalvados casos previstos na lei, em que a duração poderá ser estendida, como é o caso daqueles relativos aos projetos cujos produtos estejam contemplados nas metas estabelecidas no Plano Plurianual, os quais poderão ser prorrogados se houver interesse da Administração e desde que isso tenha sido previsto no ato convocatório.

A lei admite também a extensão da duração dos contratos relativos à prestação de serviços a serem executados de forma contínua, que poderão ter a sua duração prorrogada por iguais e sucessivos períodos com vistas à obtenção de preços e condições mais vantajosas para a administração, limitada a sessenta meses.

Merece também destaque o contrato de aluguel de equipamentos e à utilização de programas de informática, cuja duração poderá estender-se pelo prazo de até 48 (quarenta e oito) meses após o início da vigência do contrato.

QUESTÃO 2

Os contratos regidos pela Lei nº 8666/93 poderão ser alterados, com as devidas justificativas, conforme estabelecido no artigo 65, e podem ocorrer de forma unilateral pela Administração ou em comum acordo entre as partes.

As alterações realizadas de forma unilateral pela administração, se aplicam nos seguintes casos:

- a) quando houver modificação do projeto ou das especificações, para melhor adequação técnica aos seus objetivos;
- b) quando necessária a modificação do valor contratual em decorrência de acréscimo ou diminuição quantitativa de seu objeto, nos limites permitidos por esta Lei.

As possibilidades de alterações em comum acordo entre as partes se aplicam nas situações destacadas a seguir:

- a) quando conveniente a substituição da garantia de execução;
- b) quando necessária a modificação do regime de execução da obra ou serviço, bem como do modo de fornecimento, em face de verificação técnica da inaplicabilidade dos termos contratuais originários;
- c) quando necessária a modificação da forma de pagamento, por imposição de circunstâncias supervenientes, mantido o valor inicial atualizado, vedada a antecipação do pagamento, com relação ao cronograma financeiro fixado, sem a correspondente contraprestação de fornecimento de bens ou execução de obra ou serviço;
- d) para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de consequências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual.

QUESTÃO 3

A Lei nº 13.303/16 prevê que os contratos destinados à execução de obras e serviços de engenharia admitirão regimes indicados nos itens I a VI do art. 43, a saber:

I - empreitada por preço unitário, nos casos em que os objetos, por sua natureza, possuam imprecisão inerente de quantitativos em seus itens orçamentários;

II - empreitada por preço global, quando for possível definir previamente no projeto básico, com boa margem de precisão, as quantidades dos serviços a serem posteriormente executados na fase contratual;

III - contratação por tarefa, em contratações de profissionais autônomos ou de pequenas empresas para realização de serviços técnicos comuns e de curta duração;

IV - empreitada integral, nos casos em que o contratante necessite receber o empreendimento, normalmente de alta complexidade, em condição de operação imediata;

V - contratação semi-integrada, quando for possível definir previamente no projeto básico as quantidades dos serviços a serem posteriormente executados na fase contratual, em obra ou serviço de engenharia que possa ser executado com diferentes metodologias ou tecnologias;

VI - contratação integrada, quando a obra ou o serviço de engenharia for de natureza predominantemente intelectual e de inovação tecnológica do objeto licitado ou puder ser executado com diferentes metodologias ou tecnologias de domínio restrito no mercado.

QUESTÃO 4

O pregão instituído pela Lei nº 10520/02 constitui um procedimento licitatório aplicado para escolha de proposta mais vantajosa para a administração pública, no caso de compras e serviços comuns, podendo ser realizado pelo modo presencial ou por meio eletrônico.

O Decreto nº 5450/05 regulamenta o pregão na forma eletrônica, estabelecendo as diretrizes para realização desta modalidade de licitação, que é do tipo menor preço, e será realizado quando a disputa pelo fornecimento de bens ou serviços comuns for feita à distância em sessão pública, por meio de sistema que promova a comunicação pela internet.

A licitação na modalidade de pregão, na forma eletrônica, não se aplica às contratações de obras de engenharia, bem como às locações imobiliárias e alienações em geral.

O Decreto estabelece que para o julgamento das propostas, serão fixados critérios objetivos que permitam aferir o menor preço, devendo ser considerados os prazos para a execução do contrato e do fornecimento, as especificações técnicas, os parâmetros mínimos de desempenho e de qualidade e as demais condições definidas no edital.

O pregão quando utilizado para o sistema de registro de preços deverá ter o aviso de convocação publicado da mesma forma utilizada para os casos de pregão do maior valor estabelecido no Decreto, ou seja, será divulgado no Diário Oficial da União; meio eletrônico na internet e jornal de grande circulação.

GPL08 - Gestão de Processos Licitatórios

QUESTÃO 1

A Lei nº 13.303/16 disciplina os procedimentos para realização de licitações e contratos administrativos no âmbito das empresas públicas e sociedades de economia mista e, estabelece as situações em que se aplica a dispensa de licitação em seu art. 29.

Segundo a referida norma embora seja possível a realização da licitação é facultado aos agentes públicos a dispensar a licitação, obedecidas as exigências estabelecidas na lei, no sentido de evitar o favorecimento de empresas e a aquisição de bens e serviços por preços acima dos valores de mercado.

Entre as dispensas previstas constam aquelas que se aplicam em função do valor como no caso das obras e serviços de engenharia de valor até R\$ 100.000,00 (cem mil reais), desde que não se refiram a parcelas de uma mesma obra ou

serviço ou ainda a obras e serviços de mesma natureza e no mesmo local que possam ser realizadas conjunta e concomitantemente.

Além dessa dispensa de licitação em função do valor para obras e serviços de engenharia a Lei prevê a dispensa para outros serviços e compras de valor até R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais) e para alienações, nos casos previstos na Lei, desde que não se refiram a parcelas de um mesmo serviço, compra ou alienação de maior vulto que possa ser realizado de uma só vez.

Cabe destacar que ao todo são previstas dezoito situações em que se aplica a dispensa de licitação, enumeradas nos itens I e XVIII do artigo 29 da Lei, devendo ser ressaltado que os processos deverão ser instruídos com os documentos relacionados no parágrafo 3º do artigo 30, que são os seguintes: caracterização da situação emergencial ou calamitosa que justifique a dispensa, quando for o caso; razão da escolha do fornecedor ou do executante e a justificativa do preço.

QUESTÃO 2

As licitações e contratos regidos pela Lei nº 13.303/16 devem observar as regras definidas no artigo 32, que visam disciplinar as empresas públicas e sociedades de economia mista, para o correto procedimento a fim de que sejam obtidas melhores condições de contratação.

As diretrizes estabelecidas estão destacadas nos itens I a V do artigo 32, como por exemplo, a padronização do objeto da contratação, dos instrumentos convocatórios e das minutas de contratos, de acordo com normas internas específicas; a busca da maior vantagem competitiva para a empresa pública ou sociedade de economia mista, considerando custos e benefícios, diretos e indiretos, de natureza econômica, social ou ambiental, inclusive os relativos à manutenção, ao desfazimento de bens e resíduos, ao índice de depreciação econômica e a outros fatores de igual relevância; o parcelamento do objeto, visando a ampliar a participação de licitantes, sem perda de economia de escala, e desde que não atinja valores inferiores aos limites estabelecidos para a dispensa de licitação; a adoção preferencial da modalidade de licitação denominada pregão, instituída pela lei nº 10.520/02, para a aquisição de bens e serviços comuns, assim considerados aqueles cujos padrões de desempenho e qualidade possam ser objetivamente definidos pelo edital, por meio de especificações usuais no mercado; e a observação da política de integridade nas transações com partes interessadas.

Destaca ainda a lei que as licitações e os contratos por ela disciplinados devem respeitar as normas previstas a respeito dos seguintes assuntos:

- disposição final ambientalmente adequada dos resíduos sólidos gerados pelas obras contratadas;
- mitigação dos danos ambientais por meio de medidas condicionantes e de compensação ambiental, que serão definidas no procedimento de licenciamento ambiental;
- utilização de produtos, equipamentos e serviços que, comprovadamente, reduzam o consumo de energia e de recursos naturais;
- avaliação de impactos de vizinhança, na forma da legislação urbanística;
- proteção do patrimônio cultural, histórico, arqueológico e imaterial, inclusive por meio da avaliação do impacto direto ou indireto causado por investimentos realizados por empresas públicas e sociedades de economia mista;
- acessibilidade para pessoas com deficiência ou com mobilidade reduzida.

QUESTÃO 3

A licitação na modalidade de pregão é condicionada aos princípios básicos da legalidade, impessoalidade, moralidade, igualdade, publicidade, eficiência, probidade administrativa, vinculação ao instrumento convocatório e do julgamento objetivo, bem como aos princípios correlatos da razoabilidade, competitividade e proporcionalidade.

A licitação é processada obedecendo as fases interna e externa previstas no Decreto nº 5.450/05, que consistem na adoção de procedimentos de preparação do edital até sua divulgação, para conhecimento dos interessados em contratar com a administração pública.

Especificamente sobre a fase externa do pregão na forma eletrônica a Lei define que será iniciada com a convocação dos interessados por meio de publicação de aviso, observados os valores estimados para contratação e os meios de divulgação conforme indicado nos incisos I, II e III do art. 17 da Lei a seguir indicados:

I - até R\$ 650.000,00:

- a) Diário Oficial da União; e
- b) meio eletrônico, na internet;

II - acima de R\$ 650.000,00 até R\$ 1.300.000,00:

- a) Diário Oficial da União;
- b) meio eletrônico, na internet; e
- c) jornal de grande circulação local;

III - superiores a R\$ 1.300.000,00

- a) Diário Oficial da União;
- b) meio eletrônico, na internet; e
- c) jornal de grande circulação regional ou nacional.

O prazo fixado para a apresentação das propostas, contado a partir da publicação do aviso, não será inferior a oito dias úteis. Já o prazo para impugnação do ato convocatório do pregão na forma eletrônica é de até dois dias úteis antes da data fixada para abertura da sessão pública, e poderá ser feito por qualquer pessoa.

QUESTÃO 4

A fase preparatória do pregão consiste em uma sequência de procedimentos administrativos que tem como finalidade realizar o chamamento dos interessados em participar do certame.

Esta fase compreende os procedimentos enumerados no artigo 9º, indicados nos incisos I a VI que são os seguintes:

- I - elaboração de termo de referência pelo órgão requisitante, com indicação do objeto de forma precisa, suficiente e clara, vedadas especificações que, por excessivas, irrelevantes ou desnecessárias, limitem ou frustrem a competição ou sua realização;
- II - aprovação do termo de referência pela autoridade competente;
- III - apresentação de justificativa da necessidade da contratação;
- IV - elaboração do edital, estabelecendo critérios de aceitação das propostas;
- V - definição das exigências de habilitação, das sanções aplicáveis, inclusive no que se refere aos prazos e às condições que, pelas suas particularidades, sejam consideradas relevantes para a celebração e execução do contrato e o atendimento das necessidades da administração; e
- VI - designação do pregoeiro e de sua equipe de apoio.

O termo de referência é o documento indicador de todos os procedimentos que devem ser adotados, para que se obtenha o produto pretendido, que atenda satisfatoriamente ao interesse público, observando os aspectos da legalidade, legitimidade e economicidade da despesa, sem prejuízo do atendimento dos princípios da administração pública, consagrados na Constituição Federal. Nele devem constar todas as especificações do produto a ser adquirido, de forma a conduzir para aquele de melhor qualidade, sem a indicação da marca, proporcionando a aquisição de um produto com a melhor relação custo-benefício.

GMO09 – Gerenciamento e Monitoramento das Operações com Poços

QUESTÃO 1

- a) Fase II: Projeto Conceitual; Fase III: Projeto Básico e Fase IV: Execução.
Podem ser aceitas outras denominações desde que tenham o mesmo significado das denominações acima.
- b) EVTE deve ser apresentado nos portões 1, 2 e 3.
Correndo tubo bem no Portão 1 ocorre a passagem da Fase I (identificação da oportunidade) para a Fase II (projeto conceitual). No Portão 2 ocorre a passagem para a Fase III (projeto básico) e no Portão 3 a aprovação para a Fase IV (execução).
- c) Há grande variação de detalhamento de conteúdo no documento que traz o EVTE. O objetivo da questão é verificar o conhecimento prático do candidato.

Para um candidato engenheiro e focado nas atividades descritas no edital espera-se que ele escolha o capítulo sobre Poços. O candidato poderá escolher outros capítulos como Reservatório/Geologia, Sistema Submarino, Elevação Artificial, Análise econômica e outros.

Quanto à justificativa sucinta da essencialidade e conteúdo apresentamos o esperado para o capítulo Poços. Se o candidato escolher outro capítulo a correção da questão será baseada no cotejamento de sua resposta com um conjunto de EVTE de projetos de produção em lâmina de água ultra profunda.

O Capítulo Poços é essencial por ser o caminho entre os reservatórios de óleo e gás e a superfície (árvore de natal seca) ou fundo do mar (árvore de natal molhada), por constituir parte significativa do CAPEX e OPEX do sistema de produção, sem falar nas questões de segurança e meio ambiente. Sem poços não há sistema de produção.

O capítulo de poços geralmente contém: i) Um sumário inicial com o número e tipos de poços a serem perfurados. ii) um item sobre a perfuração dos poços com suas fases (diâmetros de brocas e revestimentos e profundidades de sapata); pode incluir detalhes ou só um breve resumo sobre fluido de perfuração, revestimento e cimentação, perfilagem e testemunhagem e outras informações como cronograma e custos. iii) um item sobre a completação dos poços definindo tipo de completação e pode conter detalhes ou breve resumo sobre os programas de fluido de completação, condicionamento de poço, avaliação de cimentação, canhoneio, se houver, etc. iv) um item com o cronograma consolidado de perfuração e completação; v) um item sobre custos com as premissas assumidas.

QUESTÃO 2

- a) A espessura do reservatório e a experiência recomendam trajetória direcional, sendo horizontal na formação, tanto para o arenito quanto o carbonato.
- b) A completação no arenito deve ser com Openhole GravelPack (gravel pack em poço horizontal aberto), pois o arenito é inconsolidado. Estudos aprofundados poderiam indicar Stand Alone Screens, mas seria arriscado. A completação no carbonato deve ser com tubos ranhurados/perfurados, pois um carbonato fraturado de alta produtividade não seria competente o bastante para poço aberto. Poço revestido e cimentado além de poder danificar as fraturas naturais exigiria canhoneio dispendioso.
- c) A informação de que o aquífero é atuante, esperando significativa produção de água com pouco tempo de produção exige elevação artificial e aponta para bombeio centrífugo submerso (BCS).
- d) A metalurgia é aço carbono, pois não há preocupações quanto a aspectos de corrosão, depósitos orgânicos e incrustações.

QUESTÃO 3

Há várias opções, como os capítulos sobre profundidade de sapatas, riscos potenciais de perfuração, sequência de operações, programa de fluidos, programa de revestimentos, programa de cimentação, BOP submarino, estimativa de tempos e custos. O candidato deve discorrer adequadamente de acordo com sua opção.

QUESTÃO 4

Espera-se, quanto ao projeto executivo detalhado, que o candidato aborde os programas e procedimentos operacionais elaborados pela operadora e pelas companhias de serviço e fornecedores, assim como reuniões para discutir tais programas e procedimentos.

Quanto à coordenação e controle espera-se que o candidato aborde os contatos diários com a Sonda, a análise do boletim de perfuração (*drilling report*), reuniões periódicas e instrumentos de acompanhamento de tempos e custos.

A divulgação das informações deve passar pelo envio do boletim de perfuração ou resumo deste, envio das situações ao longo do dia e/ou outros instrumentos.

OSS10 - Operação de Sistemas Submarinos de Produção

QUESTÃO 1

O descomissionamento do poço, com a retirada do FPSO é a condição de abandono definitivo da locação e podemos dividir esta tarefa em 03 etapas, cujas ações envolvem equipes e equipamentos afins, que são:

- O Poço;
- As Instalações Submarinas;
- O FPSO.

O descomissionamento do poço deve ser executado na seguinte sequência:

- A limpeza das linhas de produção e anular e seus respectivos risers;
- A desconexão das linhas de produção, anular e umbilical do poço;
- Posicionamento da Sonda para intervenção no poço;
- Retirada da Tree cap da ANM;
- Reentrada no Poço através da ANM;
- Amortecimento do poço;
- Instalação de 02 barreiras de segurança abaixo da ANM;
- Retirada da ANM;
- Instalação do BOP;
- Retirada do Tubing Hanger e da Coluna de Produção;
- Instalação do tampão de cimento junto a região do canhoneado;
- Instalação dos demais tampões de cimento necessários;
- Retirada do BOP;
- Instalação da Capa de abandono do poço;
- Liberação da Sonda de Intervenção.

As tarefas do descomissionamento das instalações submarinas, fora a ANM já retirada, são agora voltadas para as Linhas flexíveis (flowlines), os risers e o umbilical do poço.

- Considerando que as flowlines e os risers já foram limpos antes da retirada da ANM, as flowlines são pescadas, uma a uma, pelos seus conectores de fundo já desconectados da ANM, içados e recolhidos a bordo do PLSV designado para a tarefa, até chegar ao Touch down point, onde começa o recolhimento dos risers;
- Ao final do recolhimento dos Risers é realizada a operação de Pull-out, com o guincho instalado no FPSO, finalizando a passagem dos risers com seus conectores de topo para o PLSV;
- A mesma sequência de tarefas e operações é repetida para o recolhimento do umbilical do poço.

Em ações simultâneas ao descomissionamento das instalações submarinas, o FPSO inicia as suas tarefas de limpeza dos equipamentos de produção, com a remoção do inventário residual de óleo sendo descartado para um rebocador.

As amarras do Sistema de Ancoragem do FPSO são finalmente desconectadas e recolhidas por um rebocador, observada a capacidade do guincho para suportar esta operação

Finalmente emitir os relatórios das operações de abandono e descomissionamento e encaminhá-los ao Órgão Regulador.

QUESTÃO 2

A situação de um riser de 8" em produção com a capa externa danificada e 2 arames da sua estrutura de tração rompidos já caracteriza uma situação anormal grave na UEP e deve ser tratada como uma situação de emergência operacional, cabendo a gerência operacional liderar a condução do tratamento desta anomalia.

Nesse caso temos duas situações críticas que devem ser tratadas de forma simultâneas:

A. O risco do riser se romper de forma abrupta, acarretando poluição ambiental e possíveis danos às instalações submarinas, bem como ao pessoal da operação/manutenção.

B. A parada iminente do melhor poço produtor de forma não programada, certamente vai afetar as metas de produção da UEP.

Considerando o conflito entre estas duas situações, a gerência da operação vai definir ações para tratamento desta anomalia, seguindo as etapas abaixo:

- Montar a equipe multidisciplinar e estabelecer o plano de trabalho para correção do problema, que deve conter as seguintes tarefas:

1. Estabelecer a rotina diária de inspeção e acompanhamento do riser danificado, de forma monitorar a evolução do dano nos arames íntegros, mas que estão sob a fadiga.

2. Providenciar um riser íntegro semelhante ao danificado, para a montagem dos conectores de topo e de fundo, mantidas as condições do projeto.
3. Providenciar o embarque e instalação do guincho de pull-in, que será utilizado na troca do riser danificado.
4. Providenciar o PLSV que fará a operação de troca, bem como o embarque do novo riser, já com seus conectores montados.
5. O acompanhamento diário das ações 1, 2, 3 e 4 permanece até que estejam concluídas todas as tarefas: PLSV na locação, já carregado com novo Riser e o Guincho de pull-in instalado.

- O poço vai permanecer em produção até que todas as providências acima tenham sido realizadas, ou que a rotina das inspeções diárias, constate que houve uma evolução significativa no dano, com novos arames rompidos, sem atingir o limite da capacidade de sustentação do riser.

- Seja porque as providências foram concluídas, ou porque o dano evoluiu e a produção foi interrompida, a operação vai realizar a limpeza do riser com água, despressurizá-lo e assim deixá-lo pronto para o início da operação de pull-out do riser danificado e pull-in do novo riser.

- Efetuar a troca do riser danificado pelo riser íntegro.

OBS: O fechamento imediato do poço com riser danificado é uma decisão precipitada muitas vezes pelo desconhecimento da possibilidade do monitoramento do dano pela inspeção, que permite adiar a troca do riser de forma segura, diminuindo os impactos da perda de produção, sem tempo para que as providências de reparo pudessem ter sido tomadas. Da mesma forma é inadmissível a simples continuidade operacional, minimizando o risco da propagação do dano, a partir dos dois arames rompidos em um riser de 8”.

QUESTÃO 3

Os hidratos são compostos cristalinos, muito parecidos com o gelo e são formados pela presença de água, moléculas do gás de petróleo, baixas temperaturas e altas pressões, além é claro do efetivo contato da água com o gás.

Em poços com histórico de formação de hidratos é importante que medidas preventivas sejam tomadas sempre que o poço for fechado para atender uma parada programada, para evitar a formação de hidratos.

O procedimento mais utilizado preventivamente nesta condição de fechamento programado é a circulação de diesel na linha de produção, logo após o fechamento do poço, deixando a linha de produção e o riser totalmente preenchidos com o diesel.

Sem a adoção desse procedimento simples, teremos a migração do gás para a parte superior do Riser, bem como a formação dos bolsões de água na flowline, além do abaixamento da temperatura de todo o sistema submarino, que começa a ocorrer assim que o poço é fechado. Esse conjunto de fatores, adicionado a pressão de escoamento e o gás que vem do poço reaberto é que vão colocar o sistema de escoamento dentro do envelope da curva de formação de hidrato.

Resumindo, após o fechamento da produção a temperatura de todo o sistema submarino começa a declinar, até que se equalize com as baixas temperaturas do fundo do mar, sendo então: temperatura baixa no sistema de escoamento, bolsões de água livre, o gás segregado que vem na frente da produção reiniciada e a pressão de escoamento, são os fatores que colocam o sistema de escoamento dentro do envelope da curva de formação de hidrato, por isso mesmo a circulação com diesel é um procedimento bem efetivo para se evitar a formação do hidrato, pois a circulação remove um dos principais fatores da formação de hidrato, que é a água acumulada no flowline.

Apesar da eficiência do método de circulação de diesel, medidas adicionais são tomadas na abertura do poço, que são: a abertura lenta e gradual do choke de produção de óleo e gás, fazendo a substituição suave do diesel na linha de produção, até que o poço entre em regime de produção estabilizada. Também nesta fase de abertura do poço, o uso adicional de inibidores de formação de hidratos é um procedimento eficaz, sendo o MEG (Monoetilenoglicol) ou o Metanol, os inibidores mais utilizados e que atuam por associação química à água livre, reduzindo o ponto de congelamento para a formação de hidrato.

Em poços onde a diferença de diâmetros entre a linha de produção e a linha do gás lift é menor que 2”, também é possível a utilização da passagem de pig espuma, para a remoção da água livre acumulada no flowline. Essa circulação é feita com o adequado alinhamento na ANM, que é: as válvulas wing e crossover na posição aberta e as válvulas máster na posição fechada.

Por último, se todas essas medidas preventivas falharem, resta fazer o alinhamento do poço para o separador de teste, com sua pressão ajustada para a pressão atmosférica, forçando a quebra do hidrato, agora já formado, pela redução da pressão.

QUESTÃO 4

A instalação de ANM nos anos 80 estava limitada a duas opções quanto à conexão das linhas e umbilicais: ANM DA (Diver Assisted) ou DL (Diver Less Pullin).

No primeiro caso (DA), a conexão da linha de produção e do anular eram feitas via flange rotativo aparafusado com mergulhadores e o umbilical interligado por placa de engates rápidos, também conectada por mergulhadores.

No segundo caso (DL), a opção DL Pullin implicava no arraste de skids pelo fundo do mar, trazendo consigo as linhas flexíveis e os encaixes das conexões do umbilical. Estes skids demandavam um ajuste perfeito na altura relativa da BAP - Base Adaptadora de Produção (dependendo do fornecedor os nomes variavam) e as conexões hidráulicas da ANM. Frequentemente as conexões não aconteciam adequadamente e mergulhadores eram demandados para os ajustes finais, usando macacos hidráulicos, tifor e correntes. O projeto original das ANM Diver Less Cameron, contemplava o uso de mergulhadores para interligação das linhas hidráulicas.

Na iminência da completação de poços em lâmina d'água acima de 300m, limite técnico para o mergulho comercial, restava à Petrobras buscar uma solução para esta limitação.

Inicialmente testada em uma ANM Diverless Pullin Hughes, adaptada para o Sistema Lay-away, com a instalação do skid no moon pool da plataforma de perfuração e as linhas flexíveis passando por baixo do submarino, todas as conexões feitas a seco no moon pool, a solução Lay-away foi um sucesso e apontou ser a solução tecnológica para a completação de poços produtores e injetores, agora totalmente sem o auxílio de mergulhadores.

Desta forma, a solução Lay-away tornou-se o marco tecnológico que permitiu a completação de poços em lâmina d'água acima do limite do mergulho comercial, abrindo as novas fronteiras para a atividade de exploração.

Futuras melhorias na BAP permitiram a instalação das linhas pelo barco de lançamento sem a necessidade de aguardar a sonda de completação e finalmente os MCV (Módulos de Conexão Vertical) permitiram maior flexibilidade quanto ao momento de instalação da ANM e das linhas.

Com a evolução da completação de poços em lâmina d'água cada vez mais profunda, incluindo os do Pré-Sal, usando Plataformas de Posicionamento Dinâmico e bases sem cabo guia (GLL), a solução definitiva passou a ser a ANM GLL DLL (Diverless Lay-away) para sua completação.

PIP11 – Processo de Individualização da Produção

QUESTÃO 1

O tratamento feito na dessalgadora eletrostática está baseado nas características polares da água e apolares dos hidrocarbonetos, que formam a mistura chamada petróleo. Desta forma no interior de uma dessalgadora horizontal, normalmente na sua terça parte superior, ficam instalados os eletrodos metálicos onde é aplicada a tensão elétrica, que vai gerar o campo eletrostático polarizado, provocando a coalescência das gotículas de água.

Em um processo estabilizado, a água livre presente no petróleo já foi separada e descartada nos separadores primários, porém a água emulsionada permanece presente junto ao petróleo e é exatamente esta a principal função da dessalgadora: quebrar a emulsão pela indução feita pelo campo eletrostático, coalescendo as gotículas de água em gotas maiores, que migram em direção ao fundo da dessalgadora, enquanto o petróleo livre da água emulsionada se desloca para a parte superior.

A partir do entendimento do mecanismo da operação da dessalgadora, fica claro que a parte crítica para uma operação eficiente da dessalgadora é o ajuste das interfaces da água livre, do óleo emulsionado e do óleo limpo, de forma a manter os eletrodos que provocam o campo eletrostático sempre imersos na fase óleo emulsionado. Outras variáveis operacionais que irão contribuir para o ajuste da qualidade do óleo tratado na dessalgadora são a temperatura do tratamento na dessalgadora, a qualidade do desemulsificante utilizado no tratamento e o tempo de residência na dessalgadora.

QUESTÃO 2

As fases essenciais de um procedimento de Gestão da Mudança compreendem:

A descrição da mudança proposta, incluindo a justificativa para a alteração e a especificação de projeto, quando aplicável;

A avaliação dos perigos e do impacto global nas atividades, antes da implementação de modificações;

A atualização dos procedimentos e documentações afetadas pela mudança;

O treinamento e comunicação para todo pessoal cujo trabalho seja impactado pela mudança;

A autorização para a mudança proposta deverá ser emitida por nível gerencial adequado;

No caso de mudança temporária, deverá haver previsão para revisões e nova autorização, caso a duração prevista necessite ser ampliada;

A documentação de uma mudança ocorrida deve ser arquivada e estar disponível para consulta a bordo.

QUESTÃO 3

a) *Objetivo e Benefícios:*

Este modelo tem como principal objetivo buscar o melhor nível de definição e maturidade para o projeto ao longo de seu planejamento.

Este modelo contempla três fases durante a etapa planejamento do projeto, que vai do início do projeto até a sua conclusão para a implantação. As fases desta etapa são:

- Avaliação da Oportunidade (ou Appraisal)
- Seleção de Alternativas (ou Conceitual)
- Definição (Básico)

Ao final de cada fase existe o portão de decisão, onde o projeto pode ser avaliado em condições de passar para a fase seguinte, ou pode ser avaliado como sendo necessária maior nível de maturidade ou de detalhamento e, portanto, deve permanecer na fase atual, e pode também ser abortado nesta fase.

Um grande benefício que este tipo de forma de condução de projeto apresenta, é exatamente ter estes portões de decisão que passam a ser pontos de “check” de como anda o projeto e poder-se com isto tomar decisão de continuar ou não o projeto, evitando maiores problemas e prejuízos caso o projeto tivesse seu andamento contínuo sem os portões de decisão.

Portanto, com a adoção deste método, busca-se evitar que um projeto siga em frente sem as garantias de que seus objetivos podem ser atingidos.

b) *Conceitos de cada Fase:*

A primeira Fase trata da Avaliação de Oportunidade, ou seja, verificar se esta oportunidade identificada de desenvolvimento da produção, está alinhada com as diretrizes e objetivos estratégicos e ao mesmo tempo fazer uma primeira análise, considerando estimativas tanto de custo como de receita ainda com grande margem de dispersão, sendo adotados, inclusive parâmetros de projetos tipo (similares) já desenvolvidos.

A Fase seguinte, trata da identificação e posterior seleção de alternativas técnicas para o projeto de desenvolvimento da produção chegando-se na conclusão desta no escopo conceitual do projeto.

A última Fase da etapa de Planejamento, já tendo o escopo conceitual, trata da definição em maior detalhe deste escopo, realizando-se o projeto de engenharia básica. Esta é a fase onde as estimativas tanto de custo como de receita devem ter a maior precisão e, portanto, menor dispersão entre seus limites. Esta é fase onde se prepara o projeto para a sua aprovação final junto à organização, para em seguida entrar na fase de implantação ou execução.

Com a aprovação da última fase de Planejamento, a fase de Definição (Projeto Básico), inicia-se a Fase de Execução ou Implantação do projeto e por fim, inicia-se a operação do projeto.

QUESTÃO 4

Uma estratégia de contratação consiste em analisar e definir claramente o plano para a quebra do escopo total do projeto em um número de contratos individuais definindo seu escopo para efeito de contratação, a forma como as interfaces serão gerenciadas, qual a abordagem deve ser aplicada na alocação de riscos entre a contratante (no caso, a empresa operadora) e as contratadas, assim como as formas mais eficientes de remuneração, com vista ao melhor alinhamento de interesses e a alocação de riscos.

A definição da estratégia de contratação NÃO envolve a seleção de contratadas, a elaboração de termos contratuais nem o gerenciamento de contratos durante sua execução, mas inclui estudar e entender o mercado, o perfil e os motivadores das empresas supridoras em potencial.

Não haverá, por consequência, uma Estratégia de Contratação que seja a melhor para todos os casos. A estratégia de contratação deve levar ao melhor plano de contratação dentro das circunstâncias e do contexto. Desta forma, as melhores práticas em termos de desenvolvimento de uma estratégia de contratação visam garantir o pleno conhecimento do contexto no qual o projeto será executado e análise dos fatores de influência.

Entre as dimensões que devem ser consideradas na estruturação de uma Estratégia de Contratação para a construção de um FPSO, podemos citar:

- a. A Estrutura Analítica do Projeto (EAP) para o desenvolvimento do escopo;
- b. Tamanho e complexidade do projeto do FPSO, incluindo o número de interfaces;
- c. Requisitos de conteúdo local aplicáveis ao FPSO;
- d. Completeza e precisão com que estará definida cada parte do escopo por ocasião da contratação;
- e. Restrições e requisitos inerentes aos prazos;
- f. O tamanho do time de projeto da operadora e as competências dos seus membros;

- g. A disponibilidade, experiência, capacidade e competência das empresas potencialmente disponíveis para a contratação das diferentes partes do escopo;
- h. A forma de remuneração a ser aplicada, tendo em vista o grau de definição do escopo;
- i. A alocação ótima de riscos entre as partes, principalmente no que se refere aos riscos inerentes às interfaces.

IDG12 - Interpretação de Dados Geofísicos

QUESTÃO 1

O candidato deve dissertar sobre o papel da sísmica e suas limitações de resolução para alvos do Pré-sal na bacias de Campos e Santos.

Análise de elementos estruturais:

Dissertar sobre o controle estrutural na migração de hidrocarbonetos para os reservatórios do Pré-Sal citados, bem como a construção de trapas estruturais e a tectônica do sal no controle dos selos existentes. Importante também a descrição do papel de elementos estruturais na própria construção de diversos corpos carbonáticos, indicados pela presença de lineamentos tectônicos e apontando as possibilidades de detecção desses elementos estruturais com a sísmica 3D convencional.

Análise de ambientes deposicionais:

Descrever os modelos dos ambientes deposicionais dos principais reservatórios carbonáticos do Pré- Sal das bacias de Campos e Santos e o suporte que a sísmica 3D convencional possa prestar à detecção, definição e reconstrução desses paleoambientes.

Análise de eventos diagenéticos:

Abordar a diagênese após a deposição de carbonatos, incluindo dissolução, cimentação, recristalização, dolomitização e substituição por outros minerais, que possam ocorrer por exemplo, em coquinas e microbialitos, considerando suas diferenças na modificação da permeabilidade em efeitos que possam modificar as porosidades dos carbonatos e possibilidades de sensibilidade de variações nas impedâncias e mostrado através do dado sísmico.

Análise geomecânica:

Deve abordar o papel importante de falhas que controlem os reservatórios e as performances de produção dos referidos reservatórios do pré-sal, com possibilidades do comportamento selante das falhas e na compartimentação de blocos; abordar o papel geomecânico da deformação e plasticidade do sal e como a sísmica 3D serve de suporte para essas análises

QUESTÃO 2

O candidato deve abordar teorias associadas ao conhecimento de geologia estrutural e teorias direcionadas à caracterização faciológica de rochas, em bacias sedimentares genericamente.

Deve ainda separar atributos sísmicos correlacionáveis à definição e detecção de elementos tectônicos. Neste item deve abordar atributos genericamente associados a: coerência, semelhança (semblance) e organização caótica (chaos) de amostras sísmicas.

Deve separar também atributos correlacionáveis a comportamentos faciológicos de rochas sedimentares, associadas por exemplo a atributos instantâneos (traço complexo), de decomposições espectrais, de impedâncias, e atributos texturais e de absorção areal de frequências sísmicas.

Desejável também a descrição de atributos que possam combinar a definição de feições tectônicas e estratigráficas associadas a faciologias, tais como atributos híbridos.

QUESTÃO 3

Deve abordar limitações importantes na integração de dados sísmicos 3D de superfície com dados petrofísicos e faciológicos derivados de perfis de poços principalmente associadas às diferenças de escalas de observação dos diferentes dados. Importante reforçar a correlação entre informações acústicas derivadas do perfil sônico e da informação sísmica de superfície, mencionando as razões para tais diferenças em termos de frequências e como são as diferenças de escalas de dimensão nos corpos sedimentares definidos em cada domínio, abrangendo componentes

espectrais de frequências e comprimentos de onda dominantes em cada método. Abordar como é possível superar tais limitações.

Deve abordar métodos de obtenção de medidas petrofísicas e faciológicas a partir de perfis.

Abordar os métodos tradicionais de cálculo de médias de informações de perfis, com empacotamento (blocking) de eletrofácies para melhor correlação com amostras sísmicas equivalentes e otimização da correlação poço-sísmica.

Desejável a abordagem de perfis Checkshot e VSP para auxílio na correlação perfil-sísmica, ao representar medidas de escalas espaciais intermediárias entre medidas de perfis e sísmica 3D de superfície

QUESTÃO 4

A dissertação deve abordar os métodos de caracterização tectônica que devem ser aplicados aos reservatórios do Pré-Sal nas bacias de Campos e Santos, com diferenciação para plays das Fases Rift/Pre Rift em siliciclásticos do Paleozóico (pre rift) ao Cretáceo Inferior na sequência rift em trapas por falhas. Deve abordar também carbonatos da Fase Sag/Rift em trapas estruturais ou paleo-topográficos na base do sal em plataformas carbonáticas de microbiais com construções carbonáticas microbiais isoladas. Importante também incluir abordagens sobre os fechamentos de carbonatos da fase sag-rift, extensos e em grandes construções carbonáticas microbiais, orientadas ao longo de zonas de falhas localizadas nas bordas dos horsts de rifts anteriores

É desejável o candidato abordar os benefícios do imageamento sísmico praticado atual pelas empresas de aquisição/processamento, de grande performance técnica, relacionando os bons resultados à migração PSDM e citar com ênfase o papel do VSP nas amarrações sísmica-poço, para diferenciar litologias observadas em poços, e suas características de sismofácies, em termos de amplitude e fase, mostrados pela correlação perfil de poço x VSP e correlacionados com seus equivalentes na sísmica 3D.

Descrever as principais sequências estratigráficas associadas às principais fases tectônicas de desenvolvimento geológico dos reservatórios e demais elementos do sistema petrolífero do pré-sal nas bacias citadas.

Dedicar uma parte da descrição para as Fases Aptiana no desenvolvimento do golfo, em bacia rasa e alongada; fase de subsidência termal e depósitos de carbonatos e evaporitos

Em termos específicos devem ser abordados:

- Os tipos de inversão sísmica pré-empilhamento, com e sem poço.

Descrever os tipos de inversão sísmica acústica e elástica e seus papéis na caracterização tectono-estratigráfica dos reservatórios do pré-sal nas bacias citadas. Explanar os principais subprodutos da inversão elástica e como correlacioná-los às propriedades observadas nos poços.

Abordar as limitações das inversões, as limitações do up scaling e suas ambigüidades.

- Sismolito fácies

Dissertar sobre os principais aspectos de correlação entre fácies litológicas e fácies sísmicas, mencionando como deve ser realizada a diferenciação entre litologias importantes no pré-sal de Santos e Campos (carbonatos, evaporitos, vulcânicas e clásticas) e os fácies sísmicas que predominantemente os caracterizem.

- Atributos Sísmicos pós-empilhamento:

Descrever os principais atributos sísmicos que possam colaborar com a caracterização tectono-estratigráfica dos reservatórios do pré-sal nas bacias citadas. Substanciar cada menção de um determinado atributo com as respectivas teorias de cálculo envolvidas e representação gráfica, em termos de adequação de escalas de cores na visualização para revelar aspectos associados a tal caracterização, texturas sísmicas, através de cada atributo citado

- Amarração Sísmica- Poço incluindo perfis:

Dissertar sobre a operacionalização de correlações sísmica-poço usando sismogramas sintéticos. Devem ser descritas as técnicas de extração de wavelets do dado sísmico 3D e/ou geração de wavelets sintéticas; as limitações de agrupamento de eventos em profundidade observadas pelos perfis de poços e o processo de upscaling do poço para a sísmica, com a conversão em tempo sísmico duplo, citando os métodos mais tradicionais desses upscalings. É

desejável que se aborde tópicos de incertezas e riscos associados a erros na amarração perfil-sísmica e suas consequências nos cálculos volumétricos estabelecidos a partir de possíveis amarrações não corretas. Devem ser abordados problemas comuns de fase do sinal sísmico e dificuldades de amarração causadas por problemas de conciliação de conteúdo de frequências entre sísmica e perfis de poços.

- A diferenciação de respostas sísmicas quando comparados os clásticos, os evaporitos, os carbonatos e as vulcânicas:

A dissertação deve conter a compreensão do candidato com relação às impedâncias sísmicas convencionais encontradas no pré-sal de Campos e Santos para cada litologia citada e os efeitos que possam gerar as suas diferentes velocidades, amplitudes, e sismo-morfologias que caracterizem e diferenciem a organização tectono-estratigráfica dos reservatórios carbonáticos e suas litologias vizinhas e encaixantes.

- Sismoestratigrafia:

Descrever os principais aspectos teóricos de sismoestratigrafia que devem ser aplicados na construção conceitual e prática tectono-estratigráfica.

A descrição das principais terminações de reflexões de Topo e de Base de sequências que servem de premissas para descrição dos tratos de sistemas deve ser abordada.

É importante a citação do método A-B/C, fundamentado em terminações de reflexões sísmicas, de topo e base com conteúdo interno.

Limitações sísmicas na aplicação dos métodos de sismoestratigrafia são desejáveis de serem mencionados, citando problemas de resolução, qualidade do dado, múltiplas e outros ruídos que interferem na interpretação sismoestratigráfica.

OGP13 – Operação Geológica em Poços Exploratórios

QUESTÃO 1

a) Fluídos predominantes:

➤ Poço XYZ-01 contém óleo:

$$SWm = 35\%; \text{Boi} = 1,2 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ e } RGO = 250 \text{ m}^3/\text{m}^3;$$

➤ Poço XYZ-02 contém água:

$$SWm = 75\%;$$

Além disto, os gradientes de pressão obtidos nos dois poços indicam que XYZ-01 possui óleo e XYZ-02 possui água.

b) Profundidade aproximada do ponto de fechamento estrutural (*spill point*):

O *spill point* encontra-se aproximadamente à -2350m que é a profundidade onde há inflexão das curvas de nível, “abrindo” a estrutura para leste.

c) Contato óleo-água:

Está situado à -2310m, conforme determinado pelo cruzamento das retas de gradiente de pressão do poço XYZ-02 (água) e do poço XYZ-01 (óleo)

d) Espessura total (GROSSPAY) da zona no poço XYZ-02:

$$GROSSPAY = |BASE_{XYZ-02}| - |TOPO_{XYZ-02}| = |-2370| - |-2330|$$

Resposta: GROSSPAY = 40 m

e) Espessura efetiva de HC (NETPAY) encontrada no poço XYZ-01:

Pelos dados anteriores, o poço encontrou a zona acima do contato óleo-água, e é portador de óleo. Neste caso, portanto, a espessura efetiva de HC é igual à espessura porosa total.

Dados: Topo = -2260 m

$$\text{Base} = -2290 \text{ m}$$

$$\text{Razão efetiva de reservatório (NTG)} = 50\%$$

$$GROSSPAY = |-2290| - |-2260| = 30 \text{ m}$$

$$NETRES = GROSSPAY * NTG = 30 * 0,5 = 15 \text{ m}$$

NETPAY = NETRES

Resposta: NETPAY = 15m

f) Porosidade efetiva média ponderada dos poços XYZ-01 e XYZ-02 = 24%

$PHIE_{ponderada} = (PHIE_{XYZ-01} * NETRES_{XYZ-01}) + (PHIE_{XYZ-02} * NETRES_{XYZ-02}) / \sum NETRES$

$PHIE_{ponderada} = (0,2*15) + (0,29*12) / 15 + 12 = 3 + 3,48 / 27$

Resposta: $PHIE_{ponderada} = 0,24 = 24\%$

g) Área da ocorrência de hidrocarbonetos (de forma aproximada):

A área de ocorrência tem uma forma aproximadamente circular, com contato à -2310m.

Portanto, podemos estimar a área como sendo a área de um círculo. Fazendo a regra de três entre o comprimento de 1 km, fornecido na figura, temos que o diâmetro da ocorrência como sendo de aproximadamente 1,73 km. Assim sendo, o raio é de aproximadamente 0,865 km.

Área do círculo: $= 0,865^2 * 3,14$

Resposta: A área da acumulação é de aproximadamente 2,35 km²

h) Volumes originais *in place*, de óleo em barris e de gás em metros cúbicos, em condições de superfície.

1) Volume original de óleo *in place*:

Equação: $VOOIP = (\text{área} * NETPAY * PHIE * SO) / Bo$

Dados: Área = 2,35 km² = $2,35 * 10^6 \text{ m}^2$

NETPAY: Usar do poço XYZ-01, obtida em (E) = 15m,

Porosidade = $PHIE_{ponderada}$ obtida em (F) = 24%

$So = 1 - Sw = 1 - 0,35 = 0,65$

$Bo = 1,2 \text{ m}^3/\text{m}^3$

$1\text{m}^3 = 6,3 \text{ bbl}$

$VOOIP = 2,35 * 10^6 \text{ m}^2 * 15\text{m} * 0,24 * 0,65 / 1,2$

$VOOIP = 4,583 * 10^6 \text{ m}^3$

$4,583 * 10^6 * 6,3 = 28,87 * 10^6$

Resposta 1: O volume original de óleo *in place* (VOOIP) é de aproximadamente 28,87 milhões de barris.

2) Volume original de gás *in place*:

Dado: RGO = $250 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Equação: $VGIP = VOOIP * RGO$

$VGIP = 4,583 * 10^6 * 250 = 1.145,8 * 10^6$

Resposta 2: O volume original de gás *in place* (VGIP) é de aproximadamente 1,146 bilhões.

i) Atratividade do ativo:

Considerando que:

- A bacia é de nova fronteira e, portanto, ainda não tem uma infraestrutura petrolífera estabelecida;
- A descoberta foi feita em águas profundas, a 50 km da costa;
- A cidade mais próxima, com infraestrutura de logística aérea e portuária, está localizada à cerca de 300 km;
- Os volumes descobertos são da ordem de 29 milhões de barris *in place*, o que daria, caso se considerasse uma alta recuperação, digamos FR = 30%, um volume original recuperável de cerca de 8,7 milhões de barris.

Com estas premissas, o ativo pode ser considerado de baixa atratividade.

QUESTÃO 2

Imagens de alta resolução das paredes do poço são usadas para identificar uma variedade de atributos geológicos como a textura das rochas, o mergulho estrutural, falhas e fraturas. Estas imagens também providenciam análises da condição da parede do poço, stress e mecânica de rocha na região do poço além de auxiliar na determinação da porosidade.

Os perfis de imagem podem ser ópticos, acústicos ou elétricos, embora muitas vezes sejam citados apenas os acústicos e elétricos.

Os dispositivos ópticos de subsuperfície (downholecameras) foram os primeiros dispositivos de obtenção de imagem no interior de um poço. Entretanto, eles só funcionam em ambiente de fluido transparente, o que limita muito sua aplicação.

A perfilagem de imagem acústica opera com o princípio de reflexão. Um transdutor rotativo emite pulsos curtos de energia acústica. Estes pulsos viajam pelo fluido de perfuração e sofrem reflexão parcial na parede do poço. Os pulsos refletidos são recebidos no transdutor e suas amplitudes são a base da imagem acústica da parede do poço.

As ferramentas de imagem por microresistividade possuem patins móveis que contêm um arranjo de eletrodos. A aplicação de uma voltagem gera uma corrente alternada de cada eletrodo para a formação, cujo retorno chega a um eletrodo na parte superior da ferramenta. Os microeletrodos respondem à densidade da corrente, que é relacionada à resistividade localizada da formação. Os sinais elétricos são convertidos em pixels e daí em imagens. A imagem não é uma fotografia real, mas a representação da variação de condutividade ao longo do poço.

As imagens elétricas apresentam maior resolução para identificação de fraturas naturais e a textura da rocha. Já as imagens acústicas, devido a sua cobertura em 360°, podem revelar fraturas induzidas na perfuração e breakouts.

Os perfis de imagem permitem estimar valores de aspectos estruturais e estratigráficos como mergulho e azimute de falhas, fraturas, dobramentos e estruturas. Além disto, as imagens auxiliam na análise de contatos, tensões in-situ, variações de textura, vugs, facies, etc.

A análise de breakouts e de fraturas naturais são relevantes para análises geomecânicas, de estabilidade de poço e para projetos de estimulação de reservatório.

QUESTÃO 3

A caracterização e modelagem de um reservatório de petróleo são de fundamental importância tanto para a avaliação de reservas quanto para a definição do projeto de desenvolvimento do campo e gerenciamento da produção. Para isto, é necessário se definir a geometria externa da acumulação e a morfologia interna do reservatório.

Facies são unidades fundamentais pra estudos sedimentológicos. Elas são usadas não somente para propósitos descritivos, mas também para análise de características genéticas e interpretações ambientais.

Análise de eletrofacies é a metodologia de se agrupar fácies rochosas com características físicas semelhantes, obtidas através de perfis geofísicos de poços..

O principal objetivo na caracterização de um reservatório é se construir imagens tridimensionais das propriedades petrofísicas. As principais propriedades a serem caracterizadas são a porosidade, a permeabilidade, a saturação de fluidos, o tamanho dos poros, a permeabilidade relativa.

Uma das classificações é conhecida como Classificação Lucia, de Jerry Lucia, e que é fundamentada no conceito de que a distribuição espacial dos tamanhos de poros dentro de uma rocha controla a permeabilidade e a saturação e que a distribuição dos tamanhos de poros está relacionada com a textura da rocha.

O Sistema Lucia reconhece que para se caracterizar a relação entre a textura da rocha e os parâmetros petrofísicos, então o espaço poroso deve ser classificado como ele existe hoje, em termos de propriedades petrofísicas. O foco então são as propriedades petrofísicas e não a gênese.

Análises por petrofácies são definidas como a caracterização e classificação dos tipos de poros e saturações de fluidos como revelados por medições petrofísicas de um reservatório. A palavra petrofácies faz uma vinculação explícita entre o interesse dos engenheiros com as características porosas como árbitros do desempenho de produção e o paradigma de fácies dos geólogos como uma metodologia para o conhecimento genético e de predição.

Várias definições de rock typing tem sido sugerido na literature, tanto geológicas (litotipos) quanto petrofísicos(unidades hidráulicas). Alguns autores sugerem que o termo petrotipo seja usado para definir um conjunto específico de rock types petrofísicos. Esta definição é baseada em um conjunto a-priori de elementos globais hidráulicos (GHE) os quais são definidos por uma progressão regular de valores de indicadores de zonas de fluxo (FZI). Estes valores de FZI são escolhidos levando em consideração:

- Os intervalos típicos de porosidade e permeabilidade em reservatórios
- A variabilidade permitida, numa perspectiva de engenharia, em um elemento hidráulico para uma dada porosidade.
- A necessidade para discretização do espaço permo-poroso para eliminar variações menos importantes ou “ruídos”, numa perspectiva de engenharia, no conjunto de dados de plugues.

As classificações de petrofácies em geral são baseadas em relações empíricas entre a permeabilidade e a estrutura.

QUESTÃO 4

- a) No interior de uma ferramenta de ressonância nuclear magnética, um magneto permanente cria um campo que magnetiza os materiais da formação rochosa. O átomo de hidrogênio tem um momentum magnético alto em relação a outros elementos no meio. O hidrogênio é abundante em água e hidrocarbonetos. A ferramenta mede o momentum magnético induzido nos núcleos de hidrogênio (prótons) contidos nos fluidos no interior do meio poroso.

A medição básica deste perfil é o decaimento do tempo (T2), apresentado como uma distribuição de amplitudes T2 versus o tempo em cada profundidade de amostragem, tipicamente de 0,3 ms a 3,0 ms. O

decaimento T2 é a seguir processado para gerar o volume total de poros (porosidade total) e os volumes de poros dentro de diferentes faixas de T2.

Os volumes de poros mais comuns são a água imóvel (bound fluid) e o fluido móvel ou livre. É possível identificar o tipo de fluido móvel, se gás, óleo ou água.

Pode-se ainda estimar a permeabilidade através de transformadas como a de Timu-Coates.

- b) A distribuição T2 é composta de uma parte relativa a fluidos imóveis e outra parte relativa a fluidos móveis ou livres. Os tamanhos dos poros são o principal fator determinante da quantidade de fluido potencialmente móvel e o espectro de T2 é geralmente relacionado à distribuição de tamanhos de poros. Assim, pode-se separar a distribuição de T2 em duas partes, através de um valor limite (cutoff) $T2_{cutoff}$, onde abaixo deste valor os fluidos serão imóveis e acima deste valor serão móveis ou livres. Esta informação é usada para decompor a porosidade total em porosidade de fluido livre e porosidade de fluido irreducível (bound fluid).
- c) A taxa de decaimento do sinal (T2) provê indicação do tamanho dos poros em rochas saturadas com água. Poros menores correspondem a menores valores de T2 e poros maiores a maiores valores de T2. Em uma dada profundidade de amostragem no poço a ferramenta de ressonância magnética permitirá a obtenção de uma distribuição de tamanho de poros. Portanto, o decaimento exponencial de T2 representa a distribuição de tamanhos de poros em dada profundidade, com valor de T2 correspondente a determinado tamanho de poro.
- d) As ferramentas NMR podem distinguir a água retida nas argilas da água retida por capilaridade, através do uso de diferentes tempos limite (cutoffs).
A água retida nas argilas (clay bound water) é a água no interior da estrutura das argilas ou adsorvida na superfície destas. Esta água não se move quando ocorre fluxo de fluidos no meio poroso da rocha. Na análise de perfis os analistas não consideram a água retida nas argilas como parte da porosidade, sendo ela a diferença entre porosidade total e porosidade efetiva.
Já a água retida por capilaridade é a água imóvel adsorvida na superfície dos grãos por forças capilares, fazendo parte da porosidade efetiva.
- e) Os valores típicos de T2 que separam fluidos imóveis de fluidos livres ou móveis são de 33 milissegundos para arenitos e 92 milissegundos para carbonatos.
- f) Como apenas os fluidos contidos no meio poroso afetam a ressonância magnética, a ferramenta NMR não é afetada pelos materiais da matriz das rochas e, portanto, não precisam ser calibradas quanto à litologia. Esta característica da ferramenta NMR gera respostas fundamentalmente diferentes das ferramentas de perfilagem convencional. As ferramentas convencionais que permitem a estimativa de porosidade, como as neutrônicas, de densidade e acústicas baseadas em tempo de trânsito, são influenciadas por todos os componentes de uma rocha reservatório. Como estas rochas tem mais estrutura sólida do que fluidos no espaço poroso, as ferramentas convencionais tendem a ser muito mais sensíveis aos materiais da matriz do que aos fluidos no interior dos poros.

Já a porosidade obtida pela ferramenta NMR independe da mineralogia da matriz das rochas, exceto nos casos em que estas contenham quantidades significativas de materiais ferromagnéticos ou paramagnéticos. Por isto, as medições com NMR são consideradas independentes da litologia, na maioria dos casos. Esta característica torna o perfil NMR muito útil para aplicação em carbonatos, como os microbiais do Pré-sal.

Além disto, a porosidade obtida com NMR é insensível às paredes do poço e ao reboco, pois as medições da ferramenta são focadas na formação, além das paredes do poço e suas influências. Assim, as medições NMR não carecem de correções por conta de aspectos das paredes do poço. Entretanto, a ferramenta é sensível à rugosidade das paredes do poço.

- g) Os óleos pesados apresentam tempos de relaxação (T2) curtos, similares àqueles de fluidos retidos por argilas e por capilaridade. Já os óleos leves apresentam T2 longos, semelhantes aos de fluidos livres.

CMR14 - Caracterização e Modelagem de Reservatórios

QUESTÃO 1

Resposta esperada: descrição e ocorrência de rocha geradora, condições de geração, migração primária, migração secundária, existência de rocha reservatório, configuração estrutural-estratigráfica necessária para geração de armadilhas, existência de selo e, finalizando, a sincronização entre os diversos eventos anteriores (timing) e, finalmente, condições de preservação.

Resposta completa:

Acumulações petrolíferas se formam em bacias sedimentares e podem ser descobertas pela exploração se as seguintes condições geológicas forem encontradas:

- 1) Ocorrência de rochas fonte que gerem petróleo, sob condições adequadas de temperatura em subsuperfície.
- 2) Compactação dos sedimentos levando à expulsão do petróleo da rocha fonte para as rochas reservatório (migração primária).
- 3) Ocorrência de rochas reservatório com suficiente porosidade e permeabilidade, permitindo o fluxo de petróleo através do sistema poroso (migração secundária).
- 4) Configurações estruturais dos estratos sedimentares através dos quais são formadas armadilhas, as quais criam um volume fechado que contém o petróleo.
- 5) As armadilhas são seladas acima por camadas de sedimentos impermeáveis (rocha capeadora) as quais retém o petróleo acumulado.
- 6) Cronologia adequada com respeito à sequência dos processos de geração/migração e retenção (armadilhas) do petróleo ao longo da história de uma bacia sedimentar.
- 7) Condições favoráveis de preservação da acumulação petrolífera durante longos períodos de tempo geológico, *i.e.*, ausência de eventos destrutivos como fraturamento da rocha capeadora levando à dissipação da acumulação do petróleo, ou aquecimento severo que leve ao craqueamento do petróleo em gás.

QUESTÃO 2

A dissertação deve abordar de modo genérico:

O planejamento e a execução de Projeto de Exploração devendo incluir abordagem das formas tradicionais de se realizar mapeamentos sísmicos e suas variações, desejavelmente descritas com exemplos das áreas citadas para algum aplicativo indicado na ementa (PETREL e Landmark).

Análises interpretativas devem ser citadas, realçando aquelas que efetivamente dêem suporte à construção de prospectos e os correlacionem às características petrofísicas e observações faciológicas de reservatórios oriundas dos dados de poços perfurados, na área avaliada ou em regiões análogas.

A caracterização de reservatórios carbonáticos no Pré-Sal deve abordar todos os tipos de reservatórios já encontrados nas bacia de Campos e Santos, descrevendo seus aspectos litológicos, faciológicos, propriedades petrofísicas e petroacústicas e abordando aspectos de *upscaling*.

Abordagem importante a ser considerada é a da forma de mapeamento que seja recomendada para esses reservatórios, em função das dificuldades sísmicas e ambiguidades de respostas de cada reservatório. Limites como: faixa de frequência dominante, profundidades investigadas, zonas de *pull up* geradas pelos evaporitos, zonas de fraturas, altos estruturais, necessários, até o conhecimento acumulado nos dias de hoje, e chances de haver acumulações com trapas stratigráficas e/ou mistas. Nessa abordagem de formas e tipos de mapeamentos, deve-se levar em conta também atributos sísmicos que associem regiões de maior energia ou de maior restrição paleoambiental para crescimentos carbonáticos.

Devem ser abordados também os tipos de deformações tectônicas presentes nas camadas dos reservatórios pré-sal e nos selos, de Campos e Santos, e como essas deformações devem ser apresentadas em mapas e/ou visualizações 3D.

Os 3 itens solicitados como imprescindíveis, específicos e solicitados, para abordagem são:

1 - avaliação volumétrica de hidrocarbonetos

Como deve ser, sísmicamente, o delineamento 3D dos corpos reservatórios e como devem ser as relações de cálculo volumétricos dos volumes in-place.

Interpretações e descrições stratigráficas e sistemas stratigráficos envolvidos são importantes para essa abordagem volumétrica, pois com essa abordagem pode-se definir uma distribuição paleogeográfica esperada para cada corpo sedimentar com acumulações de hidrocarbonetos e apontar trends estruturais que possam ser sugeridos nas análises volumétricas.

2 - incertezas intrínsecas aos mapeamentos e às correlações de observações realizadas nas diferentes escalas Como são descritas e a que se relacionam as principais incertezas causadas pelos mapeamentos 3D de corpos carbonáticos, envolvendo geometrias e fácies sísmicos, variações de espessuras e profundidades causadas por erros de velocidades, pitfalls causados pela presença de vulcânicas e de evaporitos; determinação e posicionamento de falhas e seus imageamentos corretos. Correlação com dados de perfis de poços e sísmica é item importante. Como realizá-la para reduzir incertezas é um item crítico. Presença de clásticos intercalados precisam ser diferenciados. Dissertar como todas essas incertezas impactam nas avaliações volumétricas de hidrocarbonetos e como elas devem ser realizadas para contemplar tais incertezas.

3 - análise de riscos

A parte de conceitos de análise de riscos precisa ser abordada considerando a descrição dos elementos dos sistemas petrolíferos do Pré-Sal citado, e descrição dos processos de construção de cada um desses elementos. Como avaliar a qualidade de cada elemento do sistema petrolífero com a sísmica 3D. Chances de sucesso devem ser associadas a essas lógicas de riscos. A extrapolação de propriedades observadas e correlacionadas em poços, para distribuição em regiões externas e distantes do poço, e poço de extensão precisam obedecer regras de avaliação de incertezas associadas a suas correlações com os riscos envolvidos. A ferramenta Geoestatística, apesar de não ser solicitada na Ementa, seria bem-vinda se citada neste item.

QUESTÃO 3

A dissertação deve abordar de modo geral:

Ferramentas sísmicas aplicadas à interpretação sismoestratigráfica para análise de bacias sedimentares, abordando conceitos consagrados de estratigrafia de sequências, descrevendo como subdividir, correlacionar e mapear rochas sedimentares.

Descrever como devem ser as análises de sequências sísmicas, com princípios de sismoestratigrafia abordando terminações de reflexões e seus agrupamentos

Descrever como deve ser realizada a análise de sequências em perfis, a correlação sísmica-poço e construção de sismogramas sintéticos e cuidados que devem ser tomados nessas etapas para se evitar pitfalls e erros de amarração e ajustes de tempo, além de auxiliar agrupamentos de fácies sísmicos.

Devem constar métodos de correlação entre fácies sísmicos, seus agrupamentos, e indicadores de ambientes deposicionais e litofácies devem ser descritos, desejavelmente com citação aos aplicativos citados na Ementa (Petrel e Landmark).

A dissertação deve abordar de modo específico:

- análise de sequências sísmicas

Descrição dos métodos mais tradicionais de análise de formas sísmicas externas e preenchimento de sequências descrito pela sismoestratigrafia. Abordagem do método A-B/C é desejável em sua descrição como importante ferramenta. Descrever as principais terminações de reflexões, de topo e base com morfologias internas. Limitações dos métodos são desejáveis para descrição.

- análise de sequências em perfis

Descrever os perfis que auxiliam as análises de sequências estratigráficas e seus significados de grano- crescência em perfis. Quais as limitações dos métodos convencionais em perfis e como realizar amarração perfil-sísmica de forma otimizada, ressaltando problemas de diferenças entre as escalas de observação envolvidas na amarração.

- análise de correlação sísmica-poço através de sintéticos

Dissertar sobre como realizar a contento uma correlação sísmica-poço através de sintéticos. Devem ser abordadas as técnicas de extração e/ou definição de wavelets sintéticas, as limitações de agrupamento de eventos em profundidade observadas pelos perfis de poços e o processo de upscaling do poço para a sísmica, com a conversão em tempo sísmico duplo, citando os métodos mais tradicionais. Deve-se abordar também as incertezas e os graves riscos de erros na amarração poço-sísmica e suas consequências nos cálculos volumétricos estabelecidos a partir de possíveis amarrações equivocadas.

- análise de fácies sísmicas

Descrever os principais tipos de fácies sísmicos e suas correlações com fácies sedimentares, incluindo uma breve descrição dos principais atributos sísmicos e/ou suas teorias, para correlação faciológica, seja petrofísica, estratigráfica, estrutural, geométrica e outros.

- análise interpretativa de ambientes deposicionais e litofácies.

A descrição nesse tópico encerra a análise interpretativa de ambientes deposicionais e litofácies derivados da interpretação das fácies sísmicas.

QUESTÃO 4

As três principais rochas reservatório encontradas na Margem Leste Brasileira, entre os altos de Florianópolis e Vitória, depositadas do Barremiano até o Albiano estão nas bacias de Santos e de Campos:

- 1) Coquinas: Rudstones bioclásticos e grainstones, depositados do Barremiano até o Aptiano;
- 2) Carbonatos Microbiais depositados durante o Aptiano; e
- 3) Shoals de grainstones oolíticos e oncolíticos Oolitic/oncolitic grainstones depositados durante o Albiano.

1) Coquinas:

Os reservatórios de coquinas são compostos por camadas syn-rift caracterizadas por unidades espessas e longas de calcário pertencentes à Formação Itapema, Grupo Guaratiba na Bacia de Santos e Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia na Bacia de Campos. Estas rochas foram depositadas do Barremiano até o Aptiano adiantado (estágios locais Buracica e Jiquiá) e pertencem às sequências deposicionais limitadas por duas discordâncias regionais. Seu limite basal é representado por uma discordância intra-rift e seu limite superior por uma discordância post-rift.

A configuração tectônica (*tectonic setting*) é representada por um sistema rifting extensional, ligado à ruptura do Gondwana e abertura do Oceano Atlântico Sul, evento que ocorreu do Tardio Neocomiano até o Aptiano Adiantado. Este sistema rifting formou uma série de graben e horsts, half-graben e zonas de acomodação.

O paleoambiente evoluiu de um lago alcalino inicial para uma fase principal de condições de águas salobras. A configuração estratigráfica-sedimentológica é representada por depósitos carbonáticos proximais para mais distantes, intercalados com folhelhos negros ricos em matéria orgânica, que são a principal rocha fonte nas bacias de Santos e de Campos.

As áreas proximais são representadas por conglomerados, arenitos, siltitos e argilas vermelhas de configurações (*settings*) proximais (base de bacia, bordas de falhas, leques aluviais e deltaicos). Esta associação de fácies é individualizada como Formação Itabapoana na Bacia de Campos.

Os modelos das fácies coquina são representados por shoals ricos em carapaças de moluscos. Os pacotes de coquina foram depositados em paleoambiente lacustre de alta energia, geralmente depósitos retrabalhados. As fácies de calcário dominantes são rudstones bivalvos e floatstones acumulados em ciclos de subida e descida de nível no lago. Os depósitos estão empilhados em um arranjo hierárquico de ciclos, podendo atingir espessuras de camadas de centenas de metros. O controle de formação destes ciclos incluem configurações estruturais, clima e progradação de margem lacustre. Diferentes tipos de plataformas de carbonato se formaram em diferentes configurações, incluindo áreas de lapa ou muro (*footwall*) de blocos falhados, zonas de acomodação e blocos altos enterrados (*buried horst blocks*).

As principais associações de fácies são fácies alóctones, *i.e.*, não ligadas organicamente na deposição. As fácies autóctones, componentes originais na deposição, são raras na sucessão de coquinas. As fácies alóctones são compostas de mudstones, wackstones, packstones, grainstones, floatstones e rudstones. As fácies coquina são compostas principalmente de fragmentos bivalvos (*bivalves shelly fragments*) e, secundariamente, por gastrópodes, ostracodes e pelóides. As rochas reservatório principais são representadas por grainstones e rudstones e secundariamente por packstones.

As principais modificações diagenéticas são micritização, cimentação adiantada e tardia, recristalização, substituição dolomitização, silificação, compactação mecânica, pressão de dissolução e fraturas. Os tipos de porosidade principal são entre partículas e intrapartículas e as porosidades secundárias são móldica e vulgares. São ainda comuns micro e macro fraturas.

As coquinas são reservatórios de petróleo economicamente muito importantes tanto na bacia de Santos, quanto na de Campos. Elas contém consideráveis reservatórios produzindo, desde o estado de São Paulo, Bacia de Santos, até o estado do Espírito Santo, Nordeste da Bacia de Campos.

2) Carbonatos microbiais depositados durante o Aptiano:

Os reservatórios microbiais são representados por unidades espessas e extensas de carbonato microbial depositados na fase rift sag das bacias de Santos e de Campos. As sucessões de rocha pertencem à Formação Barra Velha, Grupo Guaratiba, na bacia de Santos, e Formação Macabu, Grupo Lagoa Feia, na bacia de Campos. Estas rochas foram depositadas durante o Aptiano (estágio local Alagoas) e pertencem a duas sequências deposicionais, limitadas por discordâncias regionais. O limite das sequências inferiores é a discordância post-rif sobrepondo-se à Sequência Coquinas. O limite superior das sequências superiores é a sequência de evaporitos.

A configuração (*setting*) tectônica é representada pela fase sag das bacias de Santos e de Campos, com tectônica relativamente inativa e subsidência termal, caracterizando uma transição entre ambiente continental e de primeira incursão marinha.

O paleoambiente foi de clima árido em um ambiente transicional, com a existência de lagos continentais rasos, restritos, alcalinos e hipersalinos e de lagoas marinhas rasas salinas e hipersalinas, ambos altamente estressados.

As áreas proximais são representadas por conglomerados, arenitos, siltitos e argilas vermelhas, de configurações proximais de margem de bacia.

Os modelos de fácies microbiais são representados por fácies microbiais autóctones e alóctones desenvolvidas principalmente por fragmentos microbiais retrabalhados. Os depósitos estão empilhados em arranjos cíclicos e podem atingir espessuras de centenas de metros. O controle da formação destes ciclos incluiu subsidência, clima, progradação marginal lacustre e incursões marinhas. A deposição ocorreu em duas configurações, prateleiras de carbonato ligadas ao continente e a plataformas isoladas e altos (*basement highs*) onde se desenvolveram os reservatórios mais importantes.

As fácies autóctones, criadas por componentes originais durante a formação, *in situ*, são representadas por boundstone, estromatólito, thrombolite, dendrolite, spherulitite, esteiras microbiais e travertino e tufa.

As fácies alóctones, criadas por componentes não ligados durante a formação, são compostos principalmente por fragmentos microbiais retrabalhados e bioclastos em forma de wackstones oolíticos e oncolíticos a grainstones e rudstones.

As principais modificações diagenéticas são cimentação, recristalização, substituição, dolomitização e silificação. O arcabouço poroso nas fácies autóctones é representado principalmente por porosidade fenestral, móldica, interpartículas e alargamento de poros. Nas fácies alóctones a porosidade é entre partícula, intrapartícula, móldica, vugular, intracristalina, recristalizada e dissolução de grãos. Poros mega e gigantes são comuns, bem como rede de fraturas abertas.

Os reservatórios microbiais são economicamente muito importantes tanto na bacia de Santos, quanto na de Campos. Eles contêm consideráveis reservatórios produzindo desde o estado de São Paulo, Bacia de Santos, até o estado do Espírito Santo, Nordeste da Bacia de Campos. Juntos com as coquinas eles formam os maiores campos de petróleo do Brasil.

3) Oolitic/oncolitic grainstones/packstones shoals deposited during the Albian stage:

A terceira principal rocha reservatório é constituída por shoals de carbonatos depositados em uma grande plataforma de carbonatos durante o estágio Albiano, sendo composta por calcário marinho pertencente à Formação Guarujá, Grupo Camburi, na Bacia de Santos e Formação Quissamã, Grupo Macaé, na Bacia de Campos.

A configuração tectônica é representada pela fase drift das bacias de Santos e de Campos definida por subsidência termal. A sequência Albiana foi assentada sobre uma espessa camada de evaporitos e a conjugação de carga de sedimentos e subsidência termal *basinward*, induziram halocinese, que controla a deposição dos shoals de carbonato. Os shoals são alinhados principalmente na direção SW-NE e localizados em rolamentos de falhas lísticas de sal.

As áreas proximais são compostas por conglomerados e arenitos de deltas aluviais e leques de delta,

As principais fácies reservatório são grainstones oolíticos e oncolíticos acumulados em ciclos de subida e descida de nível. Reconhecem-se cinco associações de fácies, as quais são shoals oncolíticos-oolíticos, interbancos rasos oncolíticos, marinhos protegidos, alóctones retrabalhados e de água profunda.

Os reservatórios packstone são considerados secundários

Os principais processos diagenéticos foram: micritização, recristalização, cimentação, dissolução, dolomitização e compactação. Estes processos ocorreram durante as fases e o-e-mesodiagênese.

Os principais tipos de poros são interpartícula e intrapartícula, dissolução secundária, intracristalinos, móldicos e vugulares. Ocorrem fraturas comumente.

Os reservatórios carbonáticos do Albiano são economicamente importantes na Bacia de Campos. Já na Bacia de Santos ocorrem apenas campos de pequeno tamanho neste play.

MGR15 – Modelagem e Gerenciamento de Reservatórios

QUESTÃO 1

a) Durante a Fase Exploratória

Na aquisição do bloco exploratório, o consórcio através do operador apresenta o PEM (Plano Exploratório Mínimo) no qual estão contempladas as atividades/investimentos que o consórcio se obriga a realizar em um período de tempo: levantamento sísmico 2D e/ou 3D a ser realizado com área especificada e número de poços exploratórios pioneiros e estatigráficos.

Após a sísmica ser processada e interpretada, e com os resultados das perfurações dos poços pioneiros, o operador emite a declaração da descoberta ou pede mais tempo para novas aquisições e informações.

Caso seja declarada comercialidade, o consórcio através do operador passa a ter a obrigação de apresentar o PAD (Plano de Avaliação da Descoberta), no qual estão contempladas novas aquisições de informações sobre como realizar nova sísmica complementar e/ou perfurações de poços de delimitação visando definir a jazida descoberta quanto a volumes, potenciais de produção e potencial de recuperação de óleo e gás da jazida, visando declarar comercialidade da descoberta.

No PAD também podem ser propostos (e passar a ser obrigação) os denominados Testes de Longa Duração visando reduzir incertezas quanto a volumes, potenciais de produção e depleção em um tempo de produção mais longo.

A partir dos resultados do PAD, o consórcio através do operador poderá definir pela não comercialidade da área, declarar sua comercialidade e passar para a fase de produção.

Durante a Fase de Produção:

Com a declaração de comercialidade, o Consórcio através do operador elabora o PD (Plano de Desenvolvimento) que define todas as atividades e o projeto de desenvolvimento da produção contemplando os estudos de reservatório, de elevação, instalações submarinas e terrestres dependendo do caso, processamento, escoamento e transporte que permitirá a produção de óleo e gás e a injeção dos fluidos, investimentos (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX). O PD contempla todas as previsões de fluidos e as reservas.

Com a declaração de comercialidade, o consórcio passa a ter o direito de registrar as reservas provadas, prováveis e possíveis, e demais dados de reservas de óleo e gás natural.

O PD deve ser atualizado periodicamente em função de alterações significativas da realização em relação ao planejamento.

A partir do início da produção ao longo de toda a vida produtiva, anualmente, deve-se elaborar e entregar a ANP os PAT (Programas Anuais de Trabalho) e PAP (Programas Anuais de Produção) nos quais constam os investimentos, despesas operacionais, atividades e pressões de fluidos com uma visão de cinco anos. Os PAT e PAP devem estar compatíveis com o PD atualizado.

- b)** Quando o PAD contemplar um Teste de Longa Duração (TLD) o consórcio poderá produzir durante o tempo aprovado para o teste.

QUESTÃO 2

- a)** A boa prática de gerenciamento de reservatórios contempla como mapas fundamentais para permitir o gerenciamento eficaz:

Mapas Estruturais que permitem obter informações sobre profundidade dos reservatórios e sua disposição ao longo de todo o campo arealmente e na verticalmente.

Mapas isopacas permitem obter informações sobre a espessura com água dos poços e extrapolada para o reservatório intrapoços. As isopacas podem ser de óleo, de gás, de água e total a depender das características do campo.

Mapas isoBSW ou isoRAO e isoRGO permitem obter informações sobre a movimentação de fluidos e com isto identificar áreas pouco drenadas e com isto gerar projetos de desenvolvimento complementar para aumento da recuperação dos reservatórios.

Mapas isobáricas permitem mapear o reservatório em toda área e com isto verificar as áreas sobrepressurizadas e as áreas despressurizadas, identificando necessidades de modificar as vazões de injeção ou de produção nos poços.

- b)** Para o bom gerenciamento de reservatórios devem ser construídos os seguintes gráficos:

Produção de óleo, gás e água ou de outros fluidos ao longo do tempo que permita avaliar o comportamento dos reservatórios com os diversos eventos que ocorrem ao longo do tempo tais como: perfuração entrada em produção de poços, início da injeção de água e/ou de outros fluidos e suas interrupções, problemas de perda de eficiência dos sistemas de produção (poço, plantas, plataformas, dutos, etc).

Produção de óleo ao longo do tempo em escala semi-logarítmica (ordenada) que permite obter informações adicionais sobre o comportamento de declínio dos reservatórios e ser ferramenta de previsão de produção de curto, médio e longos prazos e estimar reservas dos reservatórios.

Produção acumulada de óleo em relação à produção bruta acumulada, o que permite avaliar o comportamento do reservatório quanto à produção de óleo e de água.

Curvas de permeabilidade relativa e de fluxo fracionário representativas do reservatório que permitem avaliar as eficiências da produção e da injeção de fluidos.

RAO em relação ao tempo em escala logarítmica para ambas as variáveis permitindo identificação de ações para correção de produção de água e/ou elaborar previsões de produção de óleo e água e apoio na elaboração de previsão de injeção de água.

Relação entre porosidade e permeabilidade visando obter valores estimados de permeabilidade em locais onde não houve amostragem mas existem valores de porosidade.

Para reservatório de gás natural p/Z em relação a produção acumulada de gás permitindo ter informações a cerca do mecanismo de produção do reservatório de gás e obter o volume recuperável ou reservas do reservatório.

QUESTÃO 3

a) Os simuladores quanto ao modelo matemático são:

- ✓ modelo black-oil ou volumétrico: são aqueles que cada uma das fases, óleo, água e/ou gás presentes no reservatório sejam constituídos por um único componente, ou seja, considera apenas pressão e temperatura do reservatório como variáveis.
- ✓ modelo composicional: considera as composições de cada fluido pertencente ao reservatório, ou seja, além da temperatura considera, também, a composição das fases são variáveis.
- ✓ modelo térmico: considera efeitos de variações de temperatura no reservatório, este modelo também considera a composição dos fluidos presentes no reservatório.

b) Os dados/informações que alimentam os simuladores numéricos são as informações dos modelos geológicas e geofísicas, mapas estruturais, mapas de isopacas, seções geológicas, as obtidas na perfuração, completação, estimulação e demais intervenções nos poços, dos perfis, de testes de formação, as propriedades das rochas e dos fluidos com porosidade, permeabilidade, permeabilidade relativa, pressão capilar, compressibilidade, saturações e fluidos, pressão, temperatura, informações de pressão e produção de fluidos por poço e por reservatório.

c) As principais análises são de comportamento de reservatório, de efeitos da vazão de produção e da injeção de fluidos, avaliação da relação entre espaçamento, número de poços na recuperação, avaliação dos efeitos da produção de óleo na produção de água provendo canalizações e cones de água, e/ou gás, integração destes dados com os conhecimentos geológicos.

Os principais produtos são número de poços produtores e injetores, espaçamento entre poços, previsões de produção e injeção de fluidos, volumes recuperáveis e reservas de óleo e de gás que alimentarão o projetos de desenvolvimento da produção.

QUESTÃO 4

Os principais objetivos dos testes de interferência são verificar a comunicação entre poços, consequentemente a compartimentação do reservatório, e estimar propriedades do reservatório na região entre os poços testados.

As principais limitações para aplicação dos testes de interferência em ambiente offshore estão relacionadas ao grande distanciamento entre poços, geralmente adotado nesse ambiente e, conseqüentemente, aos altos custos envolvidos, devido ao elevado tempo de uso de sondas marítimas e também questões ambientais relacionadas ao grande volume de petróleo queimado durante os testes.

Uma solução que tem sido adotada é a instalação de sensores de pressão em poços abandonados (poços observadores) e a realização de testes de longa duração em alguns poços estratégicos. Com isso é possível avaliar a compartimentação do reservatório enquanto alguns poços são produzidos com coleta e aproveitamento do petróleo.