ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Avenida Professor Mello Moraes, 2231 - CEP: 05508-900 São Paulo SP
Telefone: (011) 3091-5350 Fax (011) 3091-5717

Departamento de Engenharia Naval e Oceânica

PNV3426 - Introdução a Projetos de Sistemas Oceânicos para Extração de Petróleo

PROJETO: ETAPA 1 – Seleção Integrada do Sistema de Produção do Reservatório

Acompanhamento: 27/10/2023 e 10/11/2023
Entrega: 17/11/2023

Sabendo da complexidade de um empreendimento de E&P de um reservatório de óleo e gás, pode-se representar a sequência de planejamento e execução do projeto através de uma espiral de projeto, como mostrado abaixo.

O objetivo dessa atividade é desenvolver uma argumentação/discussão lógica para a integração das diversas características/restrições individuais dos componentes do sistema de produção do reservatório, ou seja, do sistema de produção/injeção de óleo/gás/água (plataforma), das alternativas de completação dos poços, do arranjo do *subsea*, da transferência do fluido da cabeça do poço à plataforma (*risers*) e do sistema de exportação, em um sistema integrado e consistente para a produção de óleo/gás do reservatório adquirido pela empresa. O grupo deverá apresentar **DUAS ALTERNATIVAS** para a empresa.

Através das atividades já realizadas, dos levantamentos na *internet* e das referências sugeridas, os grupos já desenvolveram um entendimento da complexidade dos sistemas de produção. É importante ressaltar que qualquer alternativa estudada/sugerida deve ser avaliada como esboço inicial; a solução final deve estar fundamentada na compreensão da interdependência entre os diversos componentes do sistema oceânico, ou seja, das características geográficas, dimensionais e ambientais do reservatório, da distribuição dos componentes principais do arranjo submarino (cabeça de poço, *template*, *manifolds*, *flowlines*, umbilicais, *risers*, etc.), das alternativas de exportação do óleo e/ou gás sugeridas pelo cliente e a fatores associados ao desempenho e funcionalidade das plataformas.

Alguns aspectos/questões levantados na *internet/folders* e em referências e que devem ser considerados na elaboração/discussão de um arranjo submarino consistente são:

- Quantos poços seriam do tipo seco (*dry*) e quantos seriam do tipo molhado (*wet*)?
- Estão sendo considerados de sistemas de injeção água/gás para facilitar/aumentar a produção?
- Que tipos de *risers* são sugeridos pelas referências/*folder*s? Quais suas funções?
- Qual o padrão de distribuição dos poços?
- Como as capacidades de produção estão associadas à definição dos *risers* e às dimensões da planta de produção do sistema flutuante?
- Como ocorre a exportação?

  Observação: Os reservatórios podem demandar mais de uma plataforma de produção.

Existem diversas alternativas de sistemas flutuantes de suporte à produção, entre elas, SS, FPSO, TLP, SPAR Tradicional, Truss-Spar. Cada sistema flutuante deve ser avaliado através de fatores de seleção que caracterizam requisitos funcionais, técnicos, de execução, operacionais, de flexibilidade e comerciais, assim como considerando aspectos chaves que satisfazem elementos do projeto de exploração/produção do reservatório (Figura 1).

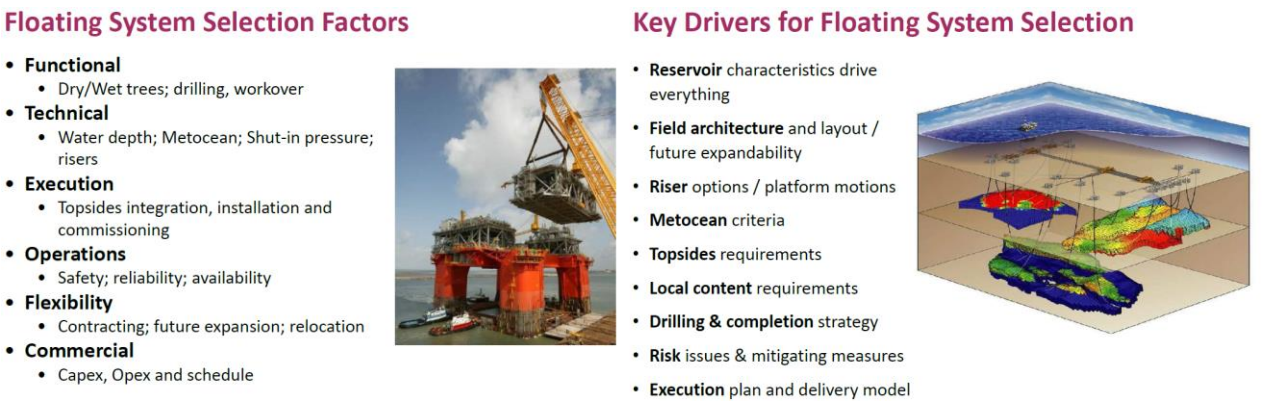


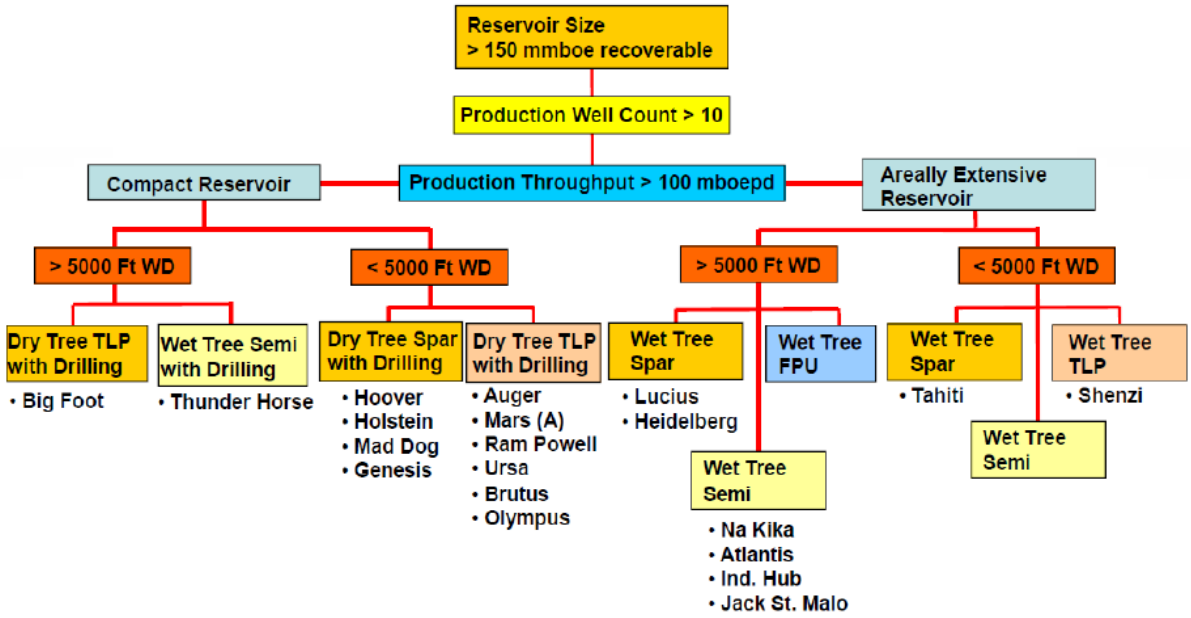
Figura 1 - (A) Fatores de seleção do sistema flutuante & (B) Aspectos chaves para seleção sistemas flutuantes.

Alguns aspectos de integração (compatibilidade) dos diversos sistemas componentes de um sistema de E&P de um reservatório são apresentados na tabela abaixo;

Platform Configuration	*JU*	*CGS*	*Jacket*	*CT*	*MF*	*FPSO*	*Semi***	*Semi*	*Subsea*	*TLP*	*Spar*
Water Depth (m)*	109	303	412	535	1615	1853	1890	2438	2740	1450	1710
	S***	S/M		M	V					D	UD
DVWA	Y				N		Y	N		Y	
Well Pattern	Clustered				Distributed		Clustered	Distributed		Clustered	
Tieback Length	V	L	V			L	V	M		V	
Well Count	M	M /H		H	Low	V	M / H	V	Low	M /H	M
Steel Catenary Riser	No Constraint				Needs Evaluation					No Constraint	
Top Tension Riser[3]					N						
Service Life	V	M / L			M	V				M / L	
Derrick	Platform / Jack up		Platform		MODU					Platform	
Tree	Dry/Wet				Wet		Dry/Wet	Wet		Dry/Wet	
Structure Weight Sensitivity To Topside	SW				Least		SW		Least	More	S W
Export Mode	P / T	T	P / T			T	P / T		P	P / T	
Drilling	C			Y	N		C	N		C	
Just MODU Drilling				N	Y		N	Y			
Unmanned	C	N	C	N					Y	N	
Inshore Integration	Y	N				Y			-	C	N
Reuse / Conversion	C								N		
Early Production System	C					C			C	N	
Contracting Flexibility	Good				Better	Best	Better		-	Good	
Storage	N				-	Y	N				

C	Common	JU	Jack up	S	Shallow	*Data is valid for the maximum water depth (meter) in which facility have been employed till the year 2003[2].
CGS	concrete gravity structures	L	Long	SW	Somewhat	
CT	Compliant tower	M	Moderate	T	Tanker	** Semi-submersibles are categorized into tow groups; with and without direct vertical well access[2].
D	Deep	MF	Mini floater	TLP	Tension leg platform	
DWA	Direct vertical well access	MODU	Mobile offshore drilling unit	UD	Ultra deep	***Production facility types have been categorized into shallow and deep water with the division at 300 m here.
FPSO	floating production, storage, off-loading vessel	N	No	V	Various	
H	High	P	Pipeline	Y	Yes	

E que, para reservatórios extensos/múltiplos, pode ser representado pela árvore de decisão típica mostrada abaixo.



Finalmente, é importante colocar que as propostas sugeridas/analisadas devem sempre considerar os critérios de decisão do sistema de produção/perfuração integrado à estratégia de exploração do reservatório e incluir sempre a perspectiva de novas tecnologias, disponíveis ou em desenvolvimento no mercado.

Criteria	**Total Subsea** (wet-tree)	**Surface** (dry-tree)
CAPEX Cost	Lower	Higher
DRILEX Cost	Higher	Lower
OPEX Cost	Higher	Lower
Production Reliability	Lower	Higher
Reservoir Mgmt and Productivity	Lower	Higher

Feature	Dry Tree Development	Subsea Development
Drilling Cost	From facility	Requires MODU
OPEX Costs	From facility	Requires MODU
Facilities CAPEX Cost	High cost hull	Choose least cost hull
Offshore Construction	Heavy lift requirements	Depends on riser system
Development Flexibility	Restricted due to hull form	Minimal vessel impact
Riser/Vessel Interfaces	Complex interaction	Simpler interaction
Vessel Flexibility	Restricted to Spar or TLP	Full range
Shut in location	In well bay close to people	Seabed Isolation and Offset
Flow Assurance	Shortest Flow Path	Potentially long tie flowlines

Bibliografia:

[1] Chakrabarti, S. (Editor); Handbook of Offshore Engineering; Chapters 1 & 2, Vol. 1; Elsevier Ltd.; 2005;

[2] Beverley, F. R.; Deepwater Facility Selection; OTC 14259; 2002;

[3] Wybro, P.; Floating Production System Deepwater Development Options; 2004, acessado em 15/09/14 http://www.dynamic-positioning.com/dp2004/dfd_wybro.pdf;

[4] Barton, C. M.; Introduction Deepwater Development; Oct-29-2014;

[5] Jaeyoung Lee, P. E.; Introduction Offshore Pipelines and Risers; 2009;

[6] Hallset, S. O.; Subsea Field Development and Production Enhancement - Poisedon – 2009;

[7] Maddahi, M. and Mortazavi, S. J.; A Review on Offshore Concepts and Feasibility Study Considerations; SPE 147875; 2011;

[8] Dorgant, P. L.; Balint, S. W., Rodenbusch, G., Luyties, W. H. and Rainey M.; System Selection for Deepwater Production Installations; OTC 12966; 2011;

[9] Lim, F.; Dry or Wet Trees in Deepwater Developments from a Riser System Perspective; International Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE); Beijing, China, June 28-July 1, 2009.