

**ANÁLISE PARAMÉTRICA DA APLICABILIDADE DA
TECNOLOGIA DE CONTROLE DA PRODUÇÃO DE AREIA EM
POÇOS DE PETRÓLEO**

Filipe Sant'Ana Bastos da Silva

**PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

Aprovado por:

Prof. Paulo Couto - DEI/POLI - UFRJ

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho - DEI/POLI - UFRJ

Prof. José Luis Drummond Alves - PEC/COPPE - UFRJ

Eng. Patrick Perez Ramos Silva - UN-RIO/ST/EP - Petrobras

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

NOVEMBRO, 2008

Dedicatória

À minha família, por todo o apoio sem o qual não teria conseguido.

À Luninha, sempre do meu lado.

À todos os amigos que viram as várias versões preliminares do trabalho e se empolgaram desde o início com a proposta.

Agradecimentos

Ao Professor e Engenheiro Paulo Couto, pela dedicação, paciência, e, principalmente, por acreditar no meu trabalho desde o início. Meu muito obrigado.

Ao Engenheiro Luis Bianco; mestre no domínio do assunto que, desde os primeiros passos da elaboração se mostrou disposto a ajudar, enriquecendo o trabalho de forma singular, seja por material fornecido, seja pela transmissão direta de conhecimentos.

Ao Engenheiro Kazuo Miura, sem o qual a pesquisa não teria sido a mesma.

À Deus, meu conselheiro.

Sumário

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Resumo	x
Abstract	xi
1. Introdução	1
1.1. Objetivos e Motivação	2
1.2. Análise Granulométrica	4
2. Métodos de Controle de Areia	6
2.1. Controle da Produção	7
2.2. Restrição ao Fluxo de Sólidos	8
2.2.1. Tubo Ranhurado	8
2.2.2. Tubo Telado	9
2.2.2.1. Tubo Telado <i>Wire-wrapped</i>	10
2.2.2.2. Tubo Telado <i>Premium</i>	12
2.2.2.3. Tubo Telado Pré-Empacotado	14
2.2.3. <i>Gravel-Pack</i>	15
2.2.3.1. <i>Water Pack</i>	18
2.2.3.2. <i>Slurry Pack</i>	19
2.2.3.3. <i>Shunt Pack</i>	19
2.2.4. <i>Frac Pack</i>	20
2.3. Melhor Condicionamento da Formação	22
3. Controle de Areia em Poço Revestido	24

3.1.	Completação <i>Stand-Alone</i>	24
3.2.	Completação com <i>Gravel-Pack</i>	24
3.3.	Completação com <i>Frac Pack</i>	25
4.	Controle de Areia em Poço Não-Revestido	27
4.1.	Completação <i>Stand-Alone</i>	28
4.2.	Completação com <i>Gravel-Pack</i>	30
4.3.	Completação com <i>Frac Pack</i>	33
5.	Análise dos Ambientes	39
5.1.	Rochas Sedimentares.....	39
5.2.	Estudo de Tensões	41
5.3.	Permeabilidade	43
5.4.	UCS (Unconfined Compressive Strength)	45
5.5.	Os Campos.....	50
6.	Estratégias de Gerenciamento – Casos Estudados	53
6.1.	Plataforma Continental do Reino Unido	53
6.2.	Campo de Girassol, Angola.....	55
6.3.	Campo de Gás <i>Offshore</i> no Sudeste da Ásia.....	59
7.	Análises de Correlações	64
7.1.	As Premissas.....	64
7.1.1.	Premissa Zero – Alto Retorno Requer o Melhor Investimento.....	64
7.1.2.	Premissa Um – Analogia com poços vizinhos	65
7.1.3.	Premissa Dois – Análise Física	65
7.2.	Os Parâmetros Levados em Consideração.....	66
7.2.1.	Tipo de Completação (TC).....	66
7.2.2.	Ordem da Completação (OC).....	66

7.2.3.	UCS (UCS).....	67
7.2.4.	Permeabilidade (K).....	68
7.2.5.	Tipo de Rocha (TR).....	69
7.2.6.	Seleção dos Grãos (SG).....	70
7.2.7.	Tipo de Fluido (TF).....	71
7.2.8.	Seleção de Tubos Telados (STT)	72
7.3.	O Quadro-Resultado Comentado	74
8.	Conclusão	78
	Referências Bibliográficas	80
	Apêndice – Análise Paramétrica de Tubos Telados	84
A.1.	Tubo Telado tipo <i>wire-wrapped</i>	85
A.2.	Tubo Telado tipo <i>premium</i>	89

Lista de Figuras

Figura 1. Efeitos de erosão de <i>choke</i> decorrentes da produção de areia.	3
Figura 2. Curva Granulométrica.....	5
Figura 3. Métodos Mecânicos de Controle de Areia.....	6
Figura 4. Limites de vazão para produção de sólidos.....	7
Figura 5. Tubo Ranhurado.....	8
Figura 6. Ranhuras nos Tubos Ranhurados.....	8
Figura 7. Tubos Telados.....	9
Figura 8. Tubo Telado tipo <i>Wire-wrapped</i>	11
Figura 9. Seção dos “arames” envoltos.....	11
Figura 10. Tubo Telado tipo <i>Premium</i>	13
Figura 11. Alocação do Tubo Telado Expansível no Poço.....	13
Figura 12. Tubo Telado Expansível.....	14
Figura 13. Tubo Telado tipo Pré-Empacotado.....	15
Figura 14. <i>Gravel-Pack</i> em poço revestido.....	16
Figura 15. Circulação em <i>Gravel-Pack</i> em poço revestido.....	16
Figura 16. <i>Gravel-Pack</i> em poço não-revestido.....	17
Figura 17. Esquema de <i>Shunt Pack</i>	20
Figura 18. Dimensões da fratura na rocha.....	21
Figura 19. Disposição de Tubo Telado, fratura e propante no <i>Frac Pack</i>	22
Figura 20. Visualização lateral da operação de <i>Frac Pack</i>	22
Figura 21. Comparação entre os métodos em poços revestidos.....	25
Figura 22. Comparação entre <i>Stand-Alone</i> e <i>Gravel-Pack</i> em poço não-revestido.....	28
Figura 23. Aplicação do Método <i>Stand-Alone</i> em baixa lâmina d’água.....	29
Figura 24. Coluna de completação por <i>Gravel-Pack</i> em poço não-revestido.....	31
Figura 25. Seção de Tubo Telado.....	32
Figura 26. Volume injetado em fratura <i>Tip Screenout</i>	35
Figura 27. Concentração de propante em fratura <i>Tip Screenout</i>	35
Figura 28. Propante acumulado em fratura <i>Tip Screenout</i>	36
Figura 29. Componentes do CS-300.....	37
Figura 30. Esquema de uma rocha sedimentar.....	41

Figura 31. Unidade de rocha submetida às tensões.....	42
Figura 32. Tensões mínima e máxima em corpo de rocha.....	43
Figura 33. Variação da UCS com a saturação de água e ângulo de contato.....	46
Figura 34. Variação da UCS com a tensão superficial e saturação de água.....	47
Figura 35. Variação da UCS com o raio da partícula e saturação de água.....	47
Figura 36. Variação da UCS com a saturação de água e razão de tamanho.....	47
Figura 37. Variação da UCS com a razão de tamanho.....	47
Figura 38. Variação da UCS com a saturação de água.....	48
Figura 39. Variação da UCS com a saturação de água.....	48
Figura 40. Variação da UCS com a deformação.....	48
Figura 41. Exemplo de resposta da rocha à esforço.....	49
Figura 42. Localização do campo em Angola.....	55
Figura 43. Distribuição dos tamanhos de grãos de uma amostra.....	61
Figura 44. Esquema do Gerenciamento adotado para o Campo.....	63
Figura 45. Probabilidade de sucesso em operação.....	67
Figura 46. Produção de finos dada pela UCS.....	68
Figura 47. Experimento de Hodge.....	69
Figura 48. Exemplo Tipos de rocha.....	70
Figura 49. Distribuições granulométricas.....	71
Figura 50. Seleção geral de Tubos Telados.....	73
Figura 51. Esforços em um Tubo.....	84
Figura 52. <i>Wire-wrapped</i> – furos/ft.....	85
Figura 53. <i>Wire-wrapped</i> – resistência ao colapso.....	86
Figura 54. <i>Wire-wrapped</i> – resistência à tensão axial.....	87
Figura 55. <i>Wire-wrapped</i> – resistência à tensão de arrebentamento.....	88
Figura 56. <i>Wire-wrapped</i> – ângulo de curvatura.....	88
Figura 57. <i>Premium</i> – furos/ft.....	89
Figura 58. <i>Premium</i> – resistência ao colapso.....	90
Figura 59. <i>Premium</i> – resistência à tensão axial.....	91
Figura 60. <i>Premium</i> – resistência à tensão de arrebentamento.....	91
Figura 61. <i>Premium</i> – ângulo de curvatura.....	92
Figura 62. <i>Premium</i> – resistência ao Torque.....	92

Lista de Tabelas

Tabela 1. Tipo mais indicado para completação <i>stand-alone</i>	29
Tabela 2. Resultados de Fratura <i>Tip Screenout</i>	34
Tabela 3. Intervalos Granulométricos	41
Tabela 4. Relação das partículas, porosidade e permeabilidade.....	44
Tabela 5. Classificação da UCS.	50
Tabela 6. Quadro-Resumo dos dados granulométricos.	52
Tabela 7. Análise do reservatório da Angola.	56
Tabela 8. Grupos petrofísicos.....	57
Tabela 9. Análise dos possíveis métodos e parâmetros.....	62
Tabela 10. Quadro-Resultado da análise dos campos.	74

Resumo

O presente texto trata da seleção do melhor método a ser adotado para o Controle de Areia em poços *offshore* de acordo com determinada limitação tecnológica e uma dada demanda imposta pelo ambiente na qual ele se insere. Inicialmente o texto discorre acerca do fenômeno de carreamento de sólidos. Em seguida são analisados os ambientes-fonte de estudo. Tal abordagem é considerada importante dado que constitui uma base para entendimento da parte final do estudo, composta pela correlação método/ambiente. São apresentados seis campos *offshore* fictícios, mas baseados em campos reais. Em cada um deles, dois poços a serem estudados, um revestido e outro aberto. A análise dos métodos segue à dos ambientes. São apresentados os seguintes métodos: por restrição ao fluxo de sólidos, por redução da força de arraste e por aumento da força de coesão. É dada maior importância aos métodos mecânicos. Em sua última parte o estudo conclui seu propósito inicial, que é o de selecionar o melhor método de controle da produção para cada poço, justificando em cada um deles, o porquê da escolha.

Palavras-chave: controle da produção de areia, completação de poços, engenharia do petróleo.

Abstract

The present work discusses about the selection of the best Sand Control method to be adopted for *offshore* operations according to a specific technologic limitation and by demands imposed by the environment in which it is used. First of all, the paper mentions the phenomena of solids carrying. Then the environments sources of the study are analyzed. This approach is considered important because it is the basis for understanding the final part of the research, composed of the method/environment correlation. Six fictitious *offshore* fields based on real fields are presented. In each of them, two wells are studied, one cased, and one open holed. The analysis of methods follows those used for the environments. The following methods are presented: by restriction of solids flow, by drag strength reduction and by increase of cohesion strength. Emphasis is given on mechanic methods. Finally, this study concludes its initial purpose, which is selecting the best sand control method for each well, substantiating in each one, the reason for the choice.

Keywords: sand control, well completion, petroleum engineering.

1. Introdução

O fluxo de um fluido em uma rocha sedimentar pode resultar no carreamento, em menor ou maior escala, dos constituintes dessa rocha – os sedimentos. Este fenômeno ocorrerá quando a força de arraste imposta pelo fluido sobre determinado grão for superior à força de coesão existente entre esse mesmo grão e os elementos de rocha adjacentes.

Esse evento pode ser observado com razoável frequência quando temos a produção de hidrocarbonetos em formações sedimentares (arenitos reservatórios) com grau de consolidação relativamente baixo.

A produção de partículas sólidas juntamente com o hidrocarboneto pode acarretar inúmeros problemas, como por exemplo, erosão causada nos equipamentos de superfície e os danos ao meio ambiente causados por furos em linhas e equipamentos.

Desse ‘acompanhamento sistemático’ vem o termo ‘Controle de Areia’. Ou seja, a palavra ‘Controle’ vem explicitar que o que se faz não é excluir totalmente as partículas sólidas da produção, porém colocá-las em níveis aceitáveis, não prejudiciais à produção. Para tanto, é essencial a habilidade de se avaliar corretamente o problema – dizer como, quando e quanto de areia será produzida – assim como escolher adequadamente o método de Controle disponível para apresentação do melhor resultado.

O controle da produção de areia pode se dar na completação inicial do poço ou em uma intervenção futura. No caso de Controle na completação inicial, pressupõe-se um estudo prévio das diversas variáveis que envolvem essa produção. Busca-se, dessa forma, minimizar os problemas (que ocasionariam intervenções futuras) no poço. É sabido que intervenções são atividades extremamente custosas. Além dos gastos operacionais temos o poço sem produzir durante o intervalo de tempo em que se intervém. Essa é a grande preocupação de quem gerencia o poço.

Em termos mais amplos pode-se dizer que, dados os desafios impostos pela natureza, aliado às condições e limitações tecnológicas, nesse tipo de situação é necessário um estudo analítico das condições na qual está inserida a exploração de um campo, a fim de abranger, na própria completação, todas as condições futuras de

produção. O controle de areia vem ser então resposta a um dos desafios impostos pela natureza, quando se busca produzir hidrocarbonetos.

1.1. Objetivos e Motivação

Os efeitos relativos à produção de areia em um poço são quase sempre prejudiciais à sua produtividade, seja ela tratada no curto ou longo prazo. É necessário um planejamento levando em consideração as variáveis já citadas, para posterior adoção do método ideal de controle ainda na fase de Completação. Na verdade, na maioria de casos, tentar controlar os efeitos de uma severa produção de areia sobre a vida do poço não é uma alternativa prudente, nem atrativa economicamente.

A seleção adequada do melhor método de controle de produção de areia é imprescindível no projeto do poço. O presente estudo tem como objetivo apresentar o roteiro de seleção do método mais adequado para cada poço. Para tanto, apresenta os métodos, os ambientes nos quais estão inseridos estes poços e os parâmetros mais relevantes na análise, tanto para métodos, como para ambientes. Todo este roteiro inicia-se com a visualização dos possíveis problemas que a produção de areia em um poço de petróleo pode causar.

Vários problemas estão associados à produção de areia. O mais grave é sentido no longo prazo: a redução da produtividade devido ao aumento do diferencial de pressão necessário para a produção, acaba abreviando em tempo significativo a vida útil do poço. Além disso, podemos ter problemas como a acumulação de sólidos nos equipamentos de superfície, acumulação de sólidos no fundo do poço, erosão em equipamentos de superfície e de fundo, assim como o colapso da formação.

A areia produzida vai ficar retida no separador ou nas linhas de produção, por exemplo. No caso de volume de sólidos considerável, tem-se o comprometimento da eficiência do processo. Faz-se necessário, então, a limpeza dos equipamentos envolvidos. O tempo consumido para essa limpeza associada à parada de produção são uma variável econômica que deve ser levada em consideração no planejamento de um projeto.

Para citar um exemplo, se temos a presença de 1 pé cúbico¹ de areia permanecendo em um separador de água/óleo por dois minutos, este sólido ocasionará a

¹ 1 pé³ = 0,02832 m³.

esse separador uma redução de 128 barris de líquido processado por dia. Logicamente, se a relação água/óleo que entra no separador for 1/1, estamos falando de 64 barris a menos de óleo por dia.

Se a velocidade de produção não for grande o suficiente para carregar a areia até a superfície, essa areia produzida vai se depositar no poço. A deposição de areia pode encobrir os canhoneados, ou formar bloqueios (ou *bridges*) na coluna de produção. Isso pode reduzir ou até mesmo causar a interrupção eventual do fluxo e o intervalo produtor pode ser completamente coberto com a areia. Em alguns casos, a taxa da produção declinará até a produção cessar. Nessas situações, é necessária uma intervenção no poço, fazendo a limpeza no intervalo. Se a produção de areia continuar acumulando sólidos no interior do poço, a medida a ser tomada é o início de uma rotina de operações no poço, que pode ter uma frequência mensal, ou até mesmo semanal.

Em poços onde temos alta vazão, a velocidade de transporte das areias carreadas pode ocasionar a erosão dos equipamentos que têm contato direto com esse fluxo, conforme mostra a Figura 1. Esses equipamentos danificados podem ser tanto de superfície, quanto de fundo de poço. A substituição dos equipamentos se faz necessária nesse tipo de situação, onde, a níveis inaceitáveis, deve-se suspender a produção.



Figura 1. Efeitos de erosão de *choke* decorrentes da produção de areia.

Caso tenha-se elevada taxa de produção de areia durante um intervalo de tempo, o volume de areia produzida pode gerar um vazio atrás do revestimento. Esse vazio pode continuar a crescer e, caso tenha-se uma área vazia grande o bastante, um efeito posterior é o desmoronamento da parte sobrejacente. Nesse novo espaço, há um rearranjo de sua ocupação, tendendo à criação de menor permeabilidade. Esse fato deve ter maior relevância em formações com índice elevado de argila, ou escala maior de

tamanhos de grão. Este fator está relacionado à estabilidade do poço, e será visto mais adiante detalhadamente.

1.2. Análise Granulométrica

O controle da produção de areia que se baseia na restrição ao fluxo de sólidos fundamenta-se logicamente no conceito da filtração. Para compreensão do processo de filtração, uma analogia bem simples pode ser feita com o ato de se fazer café. O meio poroso é representado pelo acúmulo de pó de café, o método de filtração é representado pelo filtro de papel presente, e o fluido, que nesse caso, é a água. Basicamente, o fluido deve passar pelo meio poroso, em seguida, pelo método de contenção, e, por fim, ser produzido.

O “cafezinho” que tomamos é a combinação do fluido – a água – que passou pelo “meio poroso” carreando alguns finos da “formação” – o pó. O método adotado para a filtração deve ser capaz de funcionar de forma a permitir a passagem de todo o fluido e, ao mesmo tempo, controlar os sólidos que vão passar por ele.

No que diz respeito à escolha dos parâmetros do método de filtração a ser adotado, deve existir um criterioso estudo granulométrico da formação focado nos diâmetros dos grãos a serem tratados – diâmetro de grãos aceitáveis à produção e diâmetro relativo das aberturas do filtro como método de controle.

Com base nisso, no que diz respeito à contenção de sólidos, é preciso primeiramente conhecer a distribuição de tamanhos de grão de uma formação. Este gráfico é conhecido na atividade como sendo a curva “S”, e está ilustrado na Figura 2, mostrada a seguir e é chamada de Curva Granulométrica.

O dimensionamento do sistema de controle pode ser feito então com base nas curvas granulométricas, considerando uma dada necessidade do processo. A análise pode ser feita com a utilização de um parâmetro: o percentual em massa a ficar retido.

O parâmetro D10 significa que 10% em massa das partículas de uma determinada amostra ficaram retidas em uma determinada peneira. Usar D10 para dimensionamento não significa dizer que 10% será retido. Estes valores do parâmetro são utilizados para dimensionamento dos métodos, como será visto adiante.

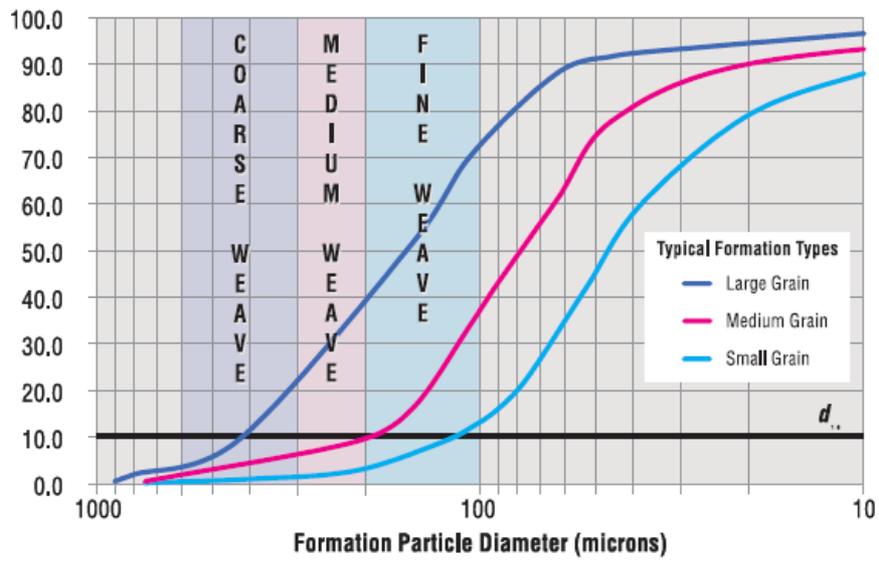


Figura 2. Curva Granulométrica.

2. Métodos de Controle de Areia

A atividade de Controle de Areia utiliza alguns métodos para tratar toda a problemática de produção de sólidos. Um primeiro conceito que deve existir é que nenhum método impede totalmente a produção de sólidos, ou seja, ela sempre irá existir em maior ou menor escala.

Os métodos de Controle de Areia fundamentam-se em três princípios:

- Restrição ao fluxo de sólidos (ou métodos mecânicos)
- Controle da produção
- Reforço ou melhor condicionamento da formação.

No que diz respeito à restrição ao fluxo de sólidos, são normalmente utilizados: Tubos Ranhurados, Tubos Telados, *Gravel-Pack* e *Frac Pack*. Será dada especial ênfase neste princípio em virtude da sua predominância frente aos outros dois métodos em relação aos ambientes estudados e apresentados neste trabalho. A Figura 3 mostra os métodos mecânicos de Controle de Produção de Areia.

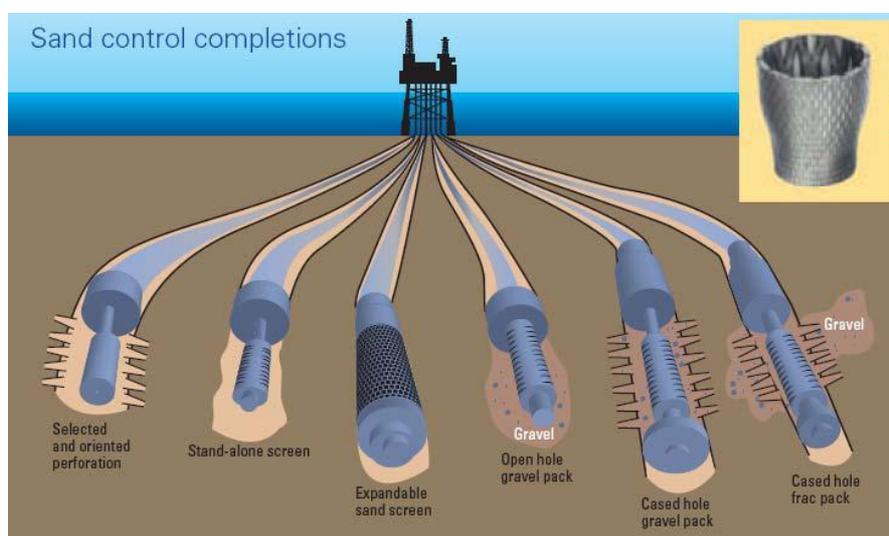


Figura 3. Métodos Mecânicos de Controle de Areia.

O método de melhor condicionamento da formação visa aumentar a força de coesão entre os grãos. Este Tratamento Químico pode ocasionar, contudo, muito dano à formação, sendo por isso não muito utilizado nos cenários aqui estudados.

2.1. Controle da Produção

O método por Controle da Produção é representado pelo dito “controle de vazão”. Cada rocha, ou parte dela, possui seu próprio valor de UCS, que está ligado – como já dito – à força de coesão entre os grãos. Uma vez que a força de arraste (imposta pelo fluxo de fluidos) não excede o valor desta força de coesão, a partícula não será carregada. O método de restrição à produção visa, então, diminuir a força de arraste, uma vez que se baseia na diminuição da vazão de produção de fluido. O que é feito é a observação da diminuição (ou não) da produção de sólidos após uma redução da vazão de produção. A Figura 4 mostra a janela de produção de sólidos, que depende – como já dito – da vazão que percola o meio poroso e da força entre os grãos.

Como pode ser visto na figura anterior, para a amostra 1, vazões superiores à Q_1 já causam algum teor de produção de sólidos. Porém, para a amostra 2, que possui maior força de coesão entre os grãos, a mesma vazão Q_1 não causa desprendimento algum de sólido. A variável econômica é extremamente importante na análise deste método.

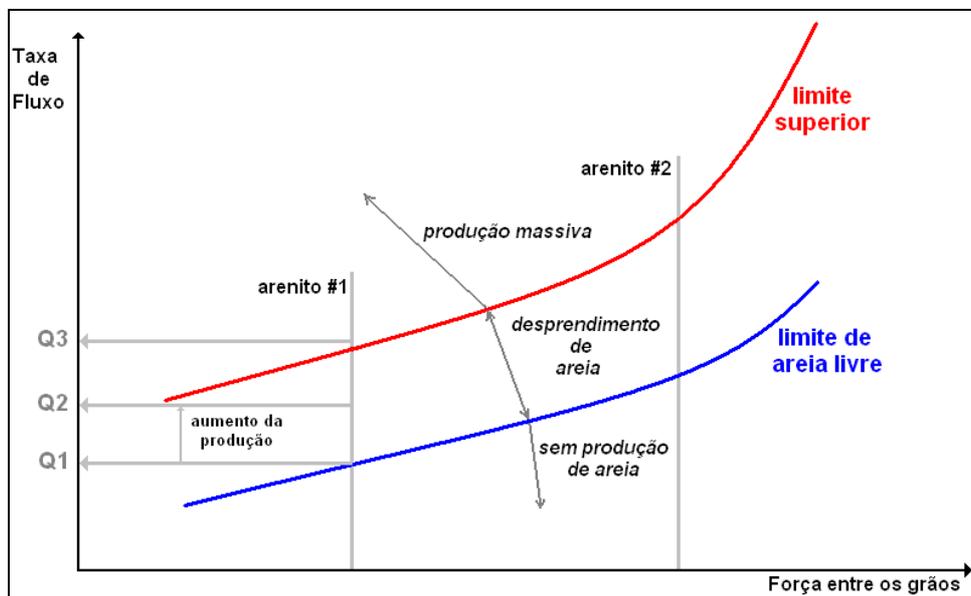


Figura 4. Limites de vazão para produção de sólidos.

2.2. Restrição ao Fluxo de Sólidos

2.2.1. Tubo Ranhurado

Os Tubos Ranhurados na verdade são adaptações feitas em tubos antes comuns. É método geralmente mais barato que os Tubos Telados. Aberturas como entalhes são feitas com o auxílio de ferramentas de alta precisão. A área de abertura ao fluxo é limitada pelo número de ranhuras (*Slots*). (Bertholdo, 2005).



Figura 5. Tubo Ranhurado

A disposição das aberturas feitas em tais tubos interfere nos parâmetros de resistência dos tubos. A disposição em que as ranhuras estão alternadas propicia uma menor perda de resistência mecânica ao tubo, além de uma distribuição do fluxo mais homogênea. A Figura 6 mostra diferentes disposições.

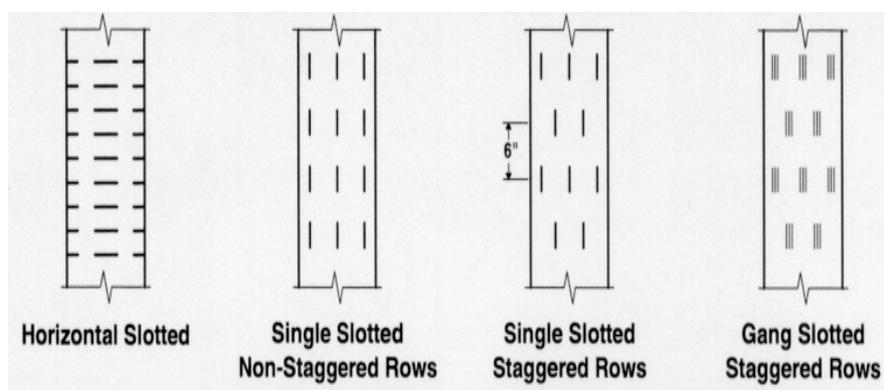


Figura 6. Ranhuras nos Tubos Ranhurados

Quando submetidos a altas vazões, Tubos Ranhurados podem sofrer um processo de erosão, que pode se tornar crítico dependendo da situação. Em relação a outros tipos de Tubos Telados, os Tubos Ranhurados tem menor área ao fluxo e restringem mais a produção. Eles sofrem mais facilmente do que os Tubos Telados o fenômeno de plugueamento, caracterizado por espécie de ‘entupimento’ e conseqüente restrição ao fluxo – formação de barreira. Tendo em vista tais condições, o uso dos Tubos Ranhurados é recomendado em poços de baixa produção em arenitos com distribuição granulométrica homogênea, onde a utilização de Tubos Telados é inviável economicamente.

2.2.2. Tubo Telado

Os Tubos Telados – *screens* – podem muitas vezes ser vistos como uma evolução dos Tubos Ranhurados dada sua forma similar e a função atribuída a ambas ferramentas, que é a de conter mecanicamente o fluxo de sólidos. Contudo, a análise mais cuidadosa pode revelar diferenças enormes na aplicação dessas duas estruturas. A Figura 7 ilustra os tipos de Tubos Telados.

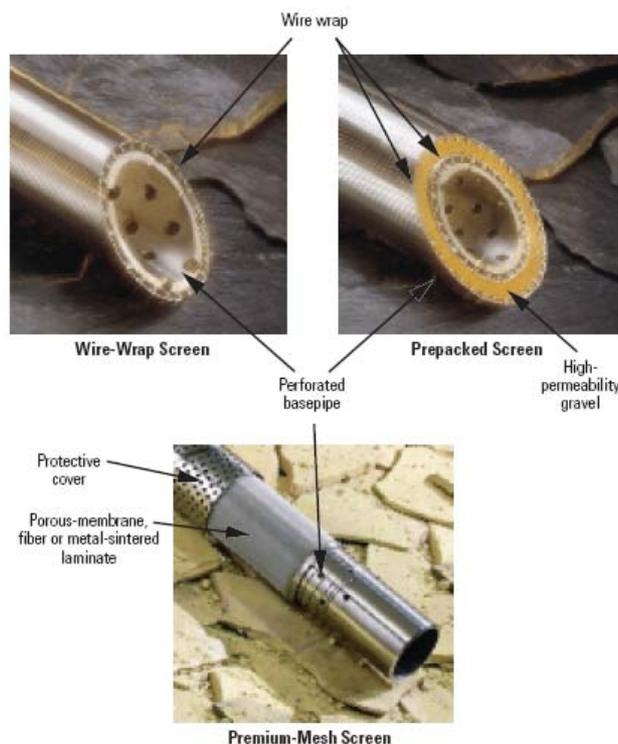


Figura 7. Tubos Telados.

A exploração e produção de petróleo em ambientes mais severos implicaram na necessidade de uma evolução – implemento tecnológico – de todos os equipamentos envolvidos em alguma atividade com o poço. As ferramentas de Controle de Areia logicamente acompanharam essa evolução. A demanda era por uma estrutura tubular – como os Tubos Ranhurados – que se adequasse melhor à grande variação granulométrica. Demandava-se algo mais eficaz do que tubos com ranhuras. Esses aspectos incluíam uma resistência mecânica maior do que a apresentada pelo tubo com ranhuras, uma maior área aberta ao fluxo e uma maior eficiência na filtração de partículas sólidas. Foram desenvolvidos então os primeiros Tubos Telados, que são, de maneira simplista, tubos recobertos na sua extensão com diferentes tecnologias para o controle de fluxo de sólidos.

Na atualidade os Tubos Telados podem ser usados sozinhos (*stand-alone*), ou acompanhados do *Gravel-Pack* ou *Frac Pack*. Subdividem-se basicamente em três grupos: *Wire-wrapped*, Pré-Empacotada e *Premium*. Essa subdivisão está ligada à concepção de cada um dos integrantes de cada grupo, estando incluso como fatores o desenho/estrutura de cada, os valores para a resistência mecânica e a aplicabilidade, por exemplo.

2.2.2.1. Tubo Telado *Wire-wrapped*

Os Tubos Telados *wire-wrapped* são conhecidas pelo seu padrão estrutural característico. São normalmente utilizadas *stand-alone* ou em conjunto com o *Gravel-Pack* e o *Frac Pack*. O *wire-wrapped* consiste em um tubo base, hastes devidamente posicionadas e um arame especial. A configuração estrutural pode ser observada na Figura 8 a seguir.

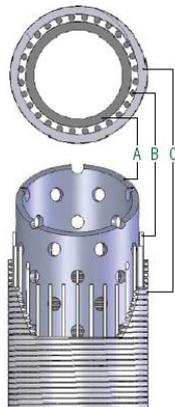


Figura 8. Tubo Telado tipo *Wire-wrapped*.

Onde temos, como componentes: A – tubo base; B – hastes perpendiculares; C – arame externo.

A análise paramétrica dos Tubos Telados *wire-wrapped* baseou-se em dados de cinco fabricantes, com a representação em doze modelos, ao todo. Em relação ao tubo base, o maior valor para diâmetro externo encontrado foi 16” (polegadas) – tendo 15,25” de diâmetro interno –, contudo, os valores em sua maioria variam entre 1” e 7”. Modelos com a sigla TT (*Thru-Tubing*) no nome podem ser usados para remediação – sendo usados em operação de intervenção – de possíveis problemas em algum método em determinado intervalo, tendo sido observado que seu diâmetro nominal (*size*) é o menor (variando entre 1” e 2,063”).

As formas que podem assumir as áreas das seções dos diferentes arames que podem ser envoltos continuamente nas hastes estão demonstrados na Figura 9.

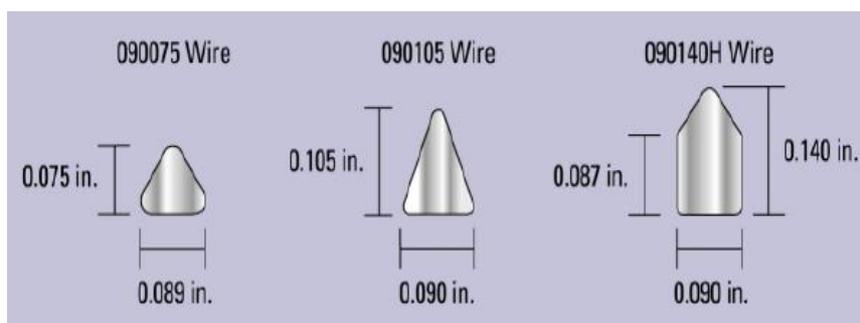


Figura 9. Seção dos “arames” envoltos.

Quanto à aplicação, os Tubos Telados *wire-wrapped* – segundo as informações das cartas/guia de cada modelo disponibilizadas pelos fabricantes – têm aplicações bem variadas. A análise – que tem prosseguimento no anexo deste texto – sobre *wire-wrapped* tomou como base 10 modelos desse Tubo, envolvendo 4 grandes fabricantes.

Ressalta-se que as possibilidades de utilização que seguem adiante são gerais, ou seja, a análise precisa para determinar se um modelo é aplicável ou não ao poço estudado deve levar em consideração o conhecimento das características do poço e a leitura da carta/guia específica do modelo que se deseja avaliar – uma vez que dois modelos *wire-wrapped* podem ter comportamentos distintos com relação à esforços, como resistência ao colapso, por exemplo.

Modelos TT (*Thru-Tubing*) podem ser utilizados na operação de *Gravel-Pack* – respeitando-se a vazão e logicamente o diâmetro imposto. Existe ainda a possibilidade da utilização de *wire-wrapped* em poços HP/HT (alta pressão e alta temperatura), mencionada por um dos fabricantes para um modelo.

De um modo geral, as aplicações para modelos de diâmetro maior incluem principalmente operações de *Gravel-Pack* (à poço aberto ou revestido) e Completações *Stand-Alone*, tendo a possibilidade ainda – mencionado por um dos fabricantes – da utilização em *Frac Packs* revestidos.

2.2.2.2. Tubo Telado Premium

Os Tubos Telados *Premium* – ou simplesmente telas *Premium* – podem ser designados como tubos que sofreram – e sofrem – aprimoramento constante de modo a atender às exigências de ambientes cada vez mais severos, seja em completação *stand-alone*, seja como componentes de outro método, como o *Gravel-Pack* ou o *Frac Pack*. (Bertholdo, 2005). As telas *Premium* são concebidas com a pré-finalidade de conter o fluxo de partículas sólidas, assim como as pré-empacotadas, as *wire-wrapped* e as expansíveis (um tipo de Tubo Telado *premium*). Podem ser usadas *stand-alone* em caso de areias com seleção moderada e teor de finos menor que 5%, além de ser usadas em conjunto com o *Gravel-Pack* e *Frac Pack*. Quanto à estrutura, os Tubos Telados *Premium* consistem em várias camadas de tela (camadas filtrantes) de distribuição granulométrica devidamente calculada (de acordo com a granulometria da formação) sobrepostas a um tubo base (tal como o existente nos Tubos Telados *wire-wrapped*). A elaboração das camadas de telas que sobrepõem o Tubo base utiliza alta tecnologia integrando estudo granulométrico – de cada camada – e resistência à tensão submetida. A Figura 10 mostra um Tubo Telado tipo *premium* focando as diferentes camadas.

Os Tubos Telados Expansíveis são considerados um tipo de Tubos Telados *Premium*, e são reconhecidos diretamente pelo aumento de diâmetro que sofrem no momento de instalação. Fator importante a ser ressaltado nesse tipo de Tubo Telado é a vantagem adicional de diâmetro interno, podendo ser utilizadas em poços com diâmetros relativamente reduzidos ($\approx 5\frac{1}{2}$ ”). (Calderon, *et al.*, 2000). A Figura 11 mostra o esquema para o Tubo Telado Expansível no poço.

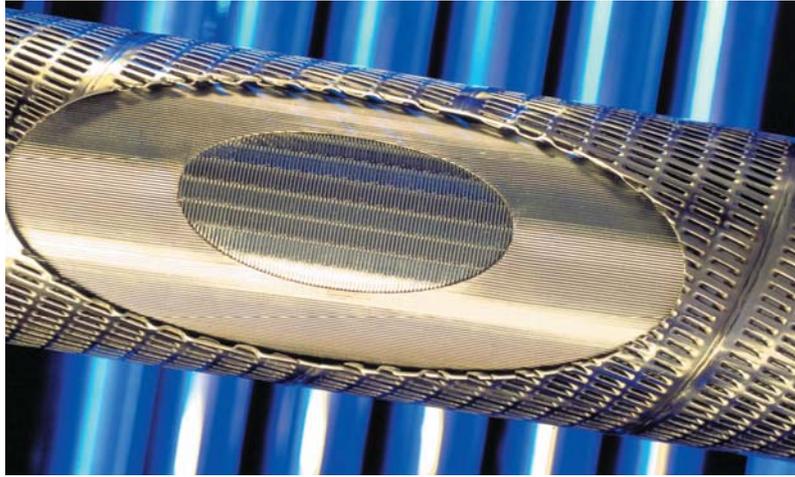


Figura 10. Tubo Telado tipo *Premium*.

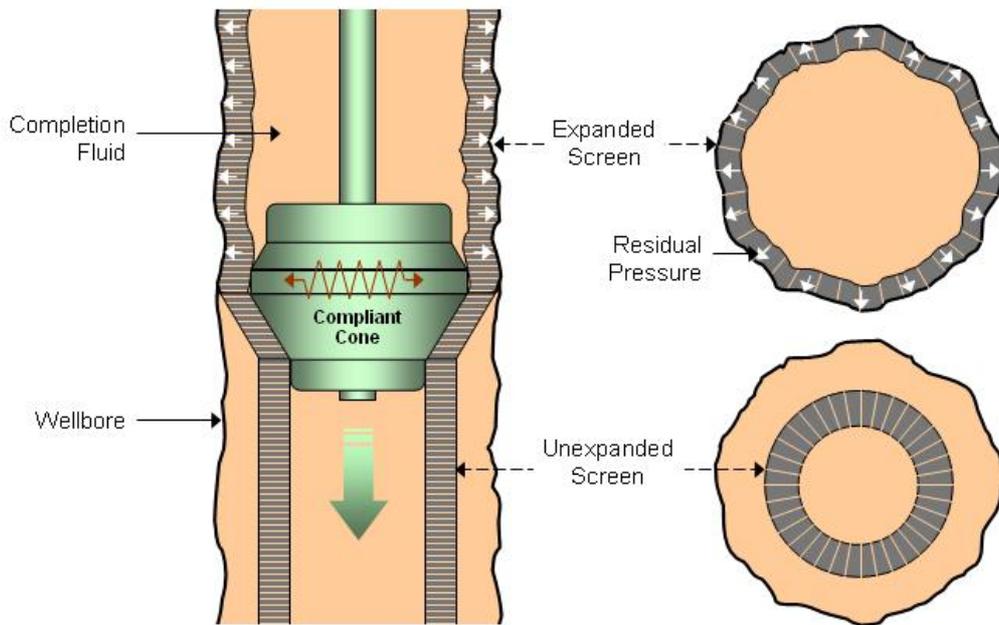


Figura 11. Alocação do Tubo Telado Expansível no Poço.

Após sua descida, um cone de expansão passa pelo seu interior fazendo com que esta assuma o formato da formação, que está nesse momento em forte contato com a parte externa do Tubo Telado. No planejamento, é importante a corrida de um perfil calíper que definirá qual o cone de expansão mais apropriado a ser utilizado. Como é pode ser imaginado, o anular tende a zero ($\approx \frac{1}{2}''$). Os Tubos Telados Expansíveis conseguem, além da filtração dos finos da formação, exercer força sobre a formação, mantendo uma estrutura que tende a impedir a movimentação destes finos. Na análise de aplicabilidade, convém lembrar que este tipo de Tubo é usado somente *stand-alone*, e não em conjunto com outros métodos como o *Gravel-Pack* ou o *Frac Pack*, uma vez

que é entendido que o reforço no arqueamento dos grãos será dado pela parede do Tubo. A Figura 12 mostra um Tubo Telado Expansível.

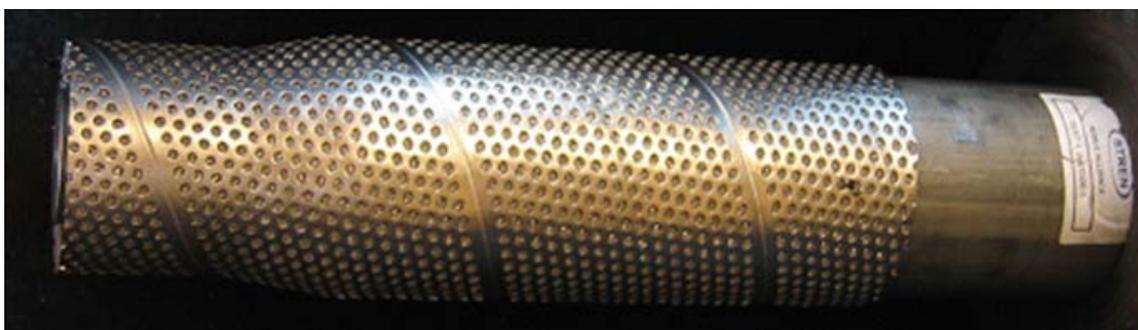


Figura 12. Tubo Telado Expansível.

2.2.2.3. Tubo Telado Pré-Empacotado

Os Tubos Telados pré-empacotados são facilmente definidas como sendo um *Gravel-Pack* modular, ou seja, pré-construído. O Tubo Telado Pré-Empacotado é concebido para restringir o fluxo de sólidos da formação por meio de um sistema contendo dois Tubos Telados (filtros) principais concêntricos e um pacote de *Gravel* (de granulometria bem selecionada e devidamente estudada) entre eles (anular), que pode conter resina ou não. Estes Tubos podem ser vistos como modificações do tipo *wire-wrapped*, uma vez que se trata da utilização deste Tubo como base mais a adição do pacote de *Gravel* e o Tubo Telado externo. Em comparação com os Tubos Ranhurados, os Tubos Telados Pré-Empacotados proporcionam maior controle sobre a movimentação de sólidos, dada uma mesma área aberta ao fluxo. (Bertholdo, 2005). Em casos de região com areia de seleção moderada e teor de finos inferior a 5% ele pode ser usado *stand-alone*. A Figura 13 mostra o esquema de um Tubo Telado Pré-Empacotado.

A configuração estrutural que pode ser observada na figura tem os seguintes componentes: A – tubo base; B – hastes perpendiculares; C – arame interno; D – *Gravel* empacotado; E – hastes perpendiculares; F – arame externo. A formatação da tela externa (partes E e F da Figura 2-d) pode ser diferente da anteriormente mencionada, contudo, os Tubos Telados pré-empacotados que fizeram parte deste estudo seguiram esta configuração.

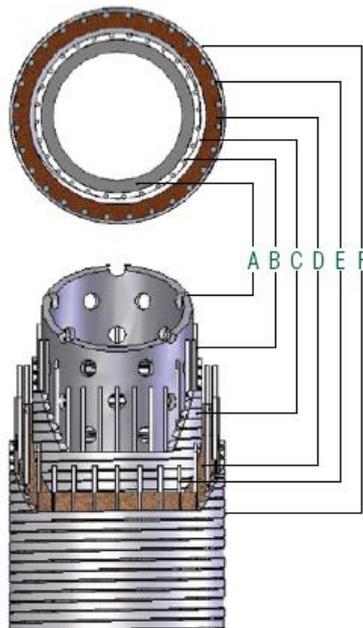


Figura 13. Tubo Telado tipo Pré-Empacotado.

2.2.3. *Gravel-Pack*

Sem dúvida hoje entre os mais importantes e em pauta. O *Gravel-Pack* consiste no preenchimento dos canhoneados e anular tubo telado-revestimento (poço revestido) ou anular Tubo Telado - formação (poço aberto) com *Gravel* (areia ou cerâmica) de granulometria bem selecionada formando um pacote compacto. O princípio é o arqueamento criado pelo *Gravel*, que sustentará e formará um segundo arcabouço aos grãos da formação. Importante ressaltar que o *Gravel* deve ser o mais permeável que seu dimensionamento permitir. É indesejável também a invasão do pacote de *Gravel* por partículas menores da formação, pois estas reduzirão a permeabilidade dele. A Figura 14 mostra o esquema de um *Gravel-Pack* em poço revestido, onde temos: A – Tubo Telado; B – *Gravel*; C – Tubo Revestimento; D – Cimento; E – Formação. A Figura 15, a seguir, mostra o esquema de circulação de fluido em uma operação de *Gravel-Pack* em poço revestido.

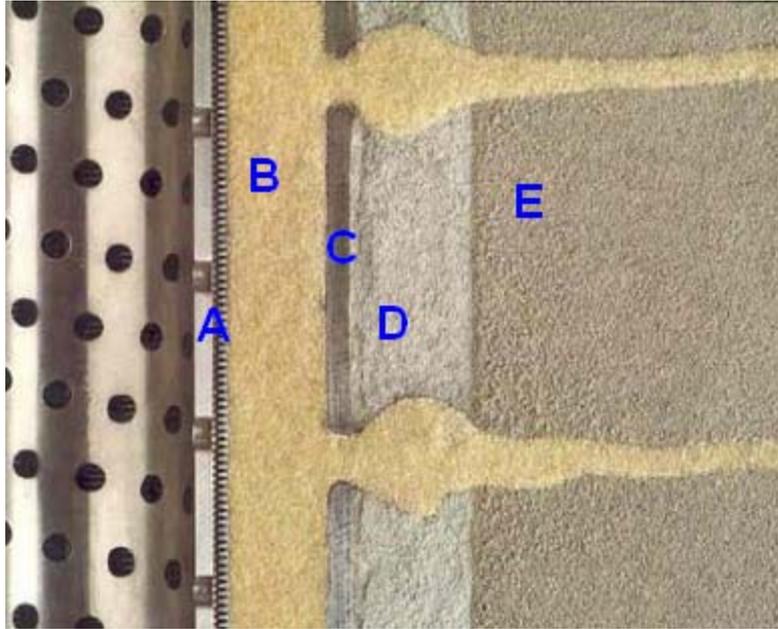


Figura 14. *Gravel-Pack* em poço revestido

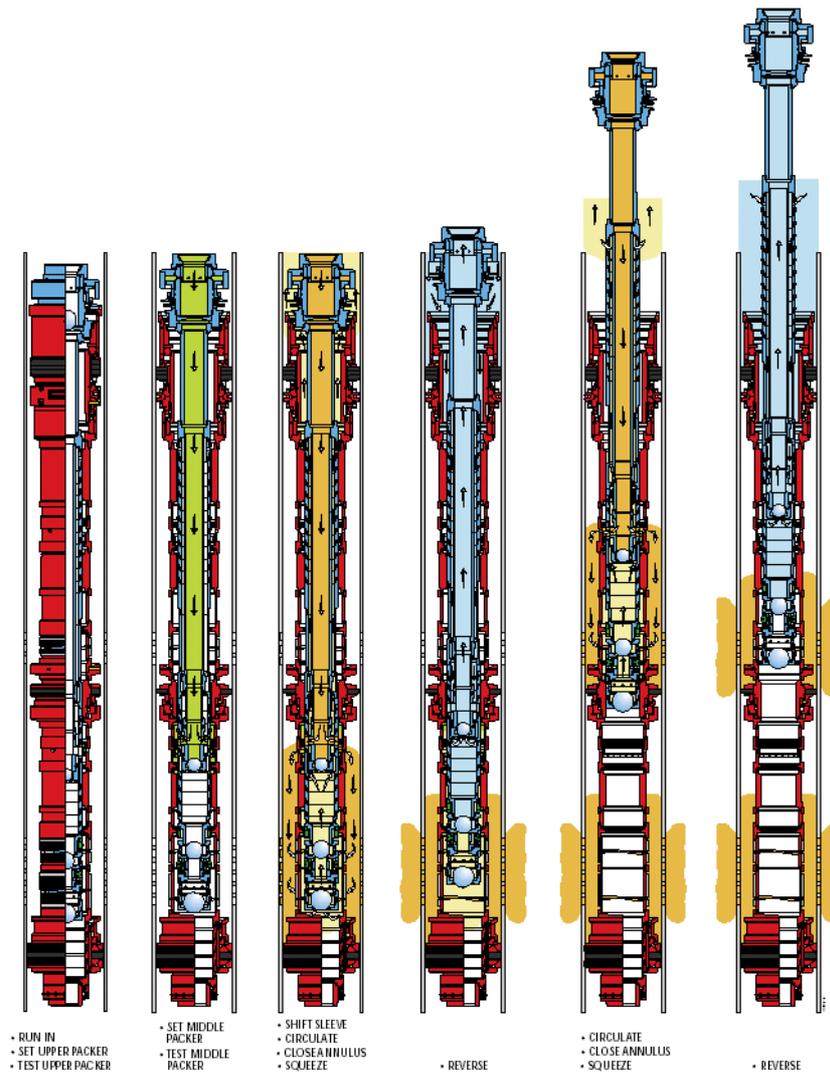


Figura 15. Circulação em *Gravel-Pack* em poço revestido.

A Figura 16 mostra o esquema de alocação em poço não-revestido. Em “A” temos as ondas *alfa*, que trata da progressão da alocação do pacote de *Gravel* na parte inferior do espaço anular entre a formação e o Tubo Telado. Em “B”, temos as ondas *beta*, que trata do preenchimento da parte superior deste anular, que ocorre após o preenchimento completo da parte inferior. Ou seja, em toda operação de *Gravel-Pack* em poços horizontais temos, para a deposição do pacote de *Gravel*, as ondas *alfa* seguidas pelas ondas *beta*. Em “C”, o esquema final da disposição do *Gravel*, Tubo Telado e demais ferramentas do poço.

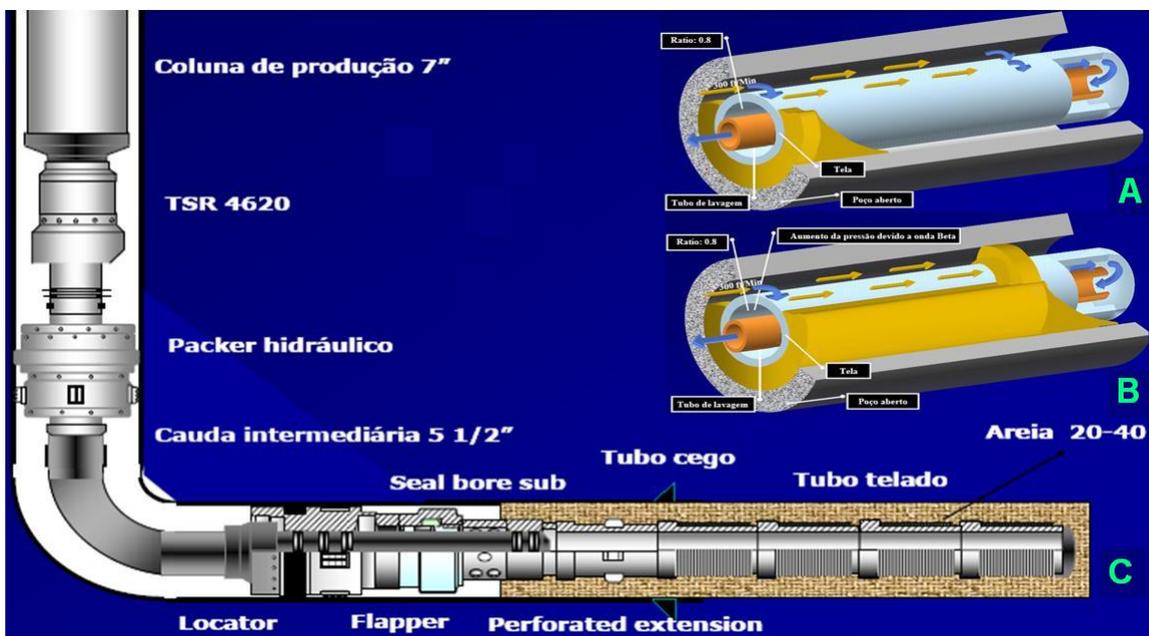


Figura 16. *Gravel-Pack* em poço não-revestido.

Segundo Calderon & Figueira (2000), as três chaves para o sucesso em uma operação de *Gravel-Pack* são:

- Dimensionamento do *Gravel* para conter completamente a movimentação de sólidos da formação;
- Formação de pacote compacto de *Gravel* com o maior raio possível;
- Maximização da produção com minimização do dano à formação;

Tais conceitos/chaves para o sucesso desta operação são intuitivos tendo como base os conceitos já apresentados relativos ao fenômeno de movimentação de sólidos em si, e os conceitos apresentados relativos ao método de *Gravel-Pack*.

2.2.3.1. *Water Pack*

Inserido no mesmo método, temos algumas técnicas diferentes para realização da operação de *Gravel-Pack*. Entre elas temos: *Water Pack* e *Slurry Pack*, descritas adiante.

O *Water Pack* é técnica relativamente atrativa, visto pelos custos inferiores com relação a operações que utilizam fluidos viscosos, como a outra técnica. Ainda tratando dos benefícios do método, sabe-se que em poços verticais o *Gravel* tende a ir para o fundo, por gravidade, não tendo sua compactação comprometida por outros fatores como a intercalação de folhelhos, além da preparação e filtração dos fluidos a serem utilizados na operação ser mais simples.

A técnica de *Water Pack*, contudo, tem o fator negativo dado pela baixa eficiência de carregamento da água, o que dá um mal carregamento de *Gravel* para o interior do canhoneado; além disso, a água como fluido da pasta (fluido + *Gravel*) não ameniza os choques dos grãos com a parte interna do sistema de bombeio, gerando finos e, desta forma, alterando as características do *Gravel* (arredondamento, esfericidade e granulometria). Além de tudo isso, tratando um pouco do problema do fluido sendo água, temos a hidratação de argilas, dada pela necessidade de injeção de grandes volumes no poço para realização da operação.

O *Water Pack* pode ser realizado de algumas maneiras, que se diferenciam pelo posicionamento e sentido do fluxo da pasta e fluido de retorno. Estas podem ser: Circulação Reversa, Circulação pela ferramenta *crossover*, Técnica de *Washdown*, Dois Estágios.

A utilização de *Water Pack* em poços com desvios superiores a 60° - poços de alta inclinação – irá requerer coluna de trabalho de pequeno diâmetro, de modo a assegurar transporte adequado para o *Gravel*. A técnica de *Water Pack* é também utilizada para execução de *Gravel-Pack Through Tubing* (TT). Tubos Telados *Through Tubing* são tubos de diâmetro bem inferior aos normais utilizados para produção, por exemplo, como pode ser visto no anexo, que trata do estudo específico dos Tubos Telados. No caso desta completação, (*Gravel-Pack* com TT), um flexitubo deve ser utilizado para limpeza do poço e posicionamento do *Gravel*. Posteriormente, o Tubo Telado é descido por dentro da coluna e posicionado em frente ao intervalo produtor. O *Gravel* é mantido em suspensão pelo fluxo através de uma coluna de trabalho no interior do Tubo Telado. Esta é retirada após a conclusão da operação.

2.2.3.2. *Slurry Pack*

É a disposição da operação de *Gravel-Pack* a partir da utilização de fluido viscoso como carreador do *Gravel*. É desejável que a pasta (conjunto fluido + *Gravel*) esteja, ao chegar ao fundo do poço, com uma viscosidade entre 50 e 100 centipoise; (*Squeeze*, Circulação, *Wash Down*, Dois Estágios).

Como fatores positivos desse sistema de fluidos com alta densidade têm-se, primeiramente, a melhor colocação do *Gravel* na região canhoneada e nos espaços vazios atrás do revestimento; além disso, observa-se que a utilização de menores volumes de fluido reduz o risco de dano à formação, ou plugueamento – entupimento – dos Tubos Telados. No momento do bombeamento da pasta no anular, para realização do empacotamento, podemos ter o dito “*intermixing*” (mistura) entre o *Gravel* e a areia da formação. Isto é ruim, pois altera as características permo-porosas do pacote, o que traz redução da permeabilidade. Este fenômeno, contudo, é minimizado no *Slurry Pack* dado que é possível a utilização de vazões de bombeio de pasta inferiores, o que minimiza esta mistura.

Como fatores negativos do *Slurry Pack*, temos a dificuldade de limpeza do poço, uma vez que o fluido viscoso será o responsável por esse efeito; no caso de formação de gel indesejável, chega a ser necessária utilização de tratamento ácido. Outro fator, trata da maior complexidade – se comparado ao método de *Water Pack* – no momento de preparação dos fluidos a serem utilizados.

O *Slurry Pack* também pode – assim como o *Water Pack* – ser realizado de mais de uma forma. Estas podem ser: *Squeeze*, Circulação, *Wash Down*, Dois Estágios.

2.2.3.3. *Shunt Pack*

Shunt Pack trata-se de uma técnica bastante especial de alocação do pacote de *Gravel* no anular desejado. A preocupação neste método é o possível reboco formado, que causaria ruim filtração por parte do pacote de *Gravel*. Nesse sistema de *Gravel-Pack* – que pode ser denominado “*Gravel-Pack por injeção*” – é importante a remoção do reboco para facilitar justamente a filtração da pasta de areia, de modo a garantir uma compactação eficiente no anular Tubo Telado x parede da formação.

O fator motivador para o aparecimento desta técnica – juntamente com sua ferramenta padrão, o Tubo Telado – foi justamente as interações entre fluido de perfuração, parede do poço e fluido de completação, que geravam resultados indesejados.

A grande característica desta técnica é o Tubo Telado utilizado na operação. Este possui mecanismo de *by-pass* (o termo “*shunt*” é relativo à desvio, manobra), com total controle da direção e ponto de aplicação do volume injetado, tendo como fluido carreador um gel ácido visco-elástico com boa capacidade de sustentação. Em contato com o reboco, este gel favorece sua remoção. Não possuindo polímeros, o gel é uma composição de surfactantes que em contato com óleo da formação quebra-se, reduzindo desta forma a possibilidade de dano na formação. A Figura 17 mostra o esquema de uma aplicação realizada.

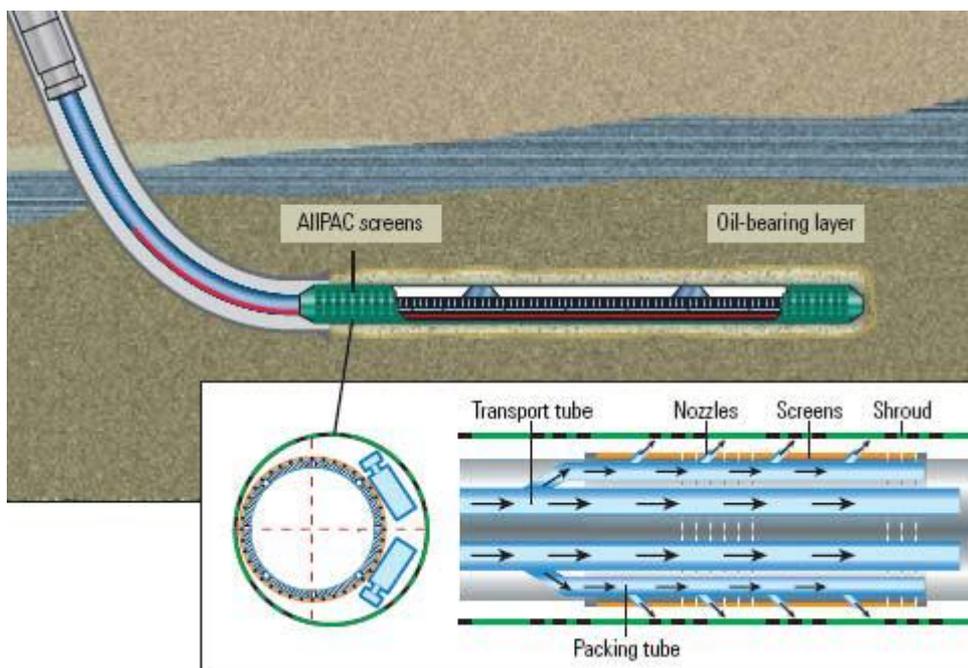


Figura 17. Esquema de *Shunt Pack*.

2.2.4. *Frac Pack*

O termo “*Frac Pack*” era usado desde os anos 1960 para descrever completações em poços na Alemanha, onde havia a operação de fraturamento hidráulico precedendo a operação de *Gravel-Pack*. O resultado é alta condutividade pela fratura

que ultrapassa o dano na formação e alivia a migração de finos pela redução da queda de pressão perto do poço e também da velocidade de fluxo.

O interesse em *Frac Pack* cresceu depois de 1985, dirigido pela atividade no Golfo do México, onde vários *Gravel-Packs* convencionais não alcançavam produtividade satisfatória. Os resultados insatisfatórios eram dados pelos danos induzidos à formação pelos fluidos de perfuração e completação, filtrados do cimento e perfuração *overbalance*. Na análise de aplicabilidade convém lembrar que, apesar da possibilidade de realização de *Frac Pack* a poço não-revestido, esta técnica terá menor ênfase no corpo deste texto, uma vez que é relativamente complicado obter e manter o controle da operação, limitando a aplicação a poucos casos. De qualquer forma, tal ponto será abordado novamente a seguir.

A operação de *Frac Pack* consiste basicamente no fraturamento da formação, pela utilização de fluido com determinada concentração de propante (partículas de peso e dimensões devidamente projetadas para formação da fratura desejada) com o objetivo de ultrapassar algum dano na região próxima ao poço provocado pelo fluido de perfuração. Logo após esta fratura é feita a operação de *Gravel-Pack*.

As dimensões da fratura, como pode ser visualizado na Figura 18, dependem do tipo de fluido de fraturamento e também do tipo de formação tratada:

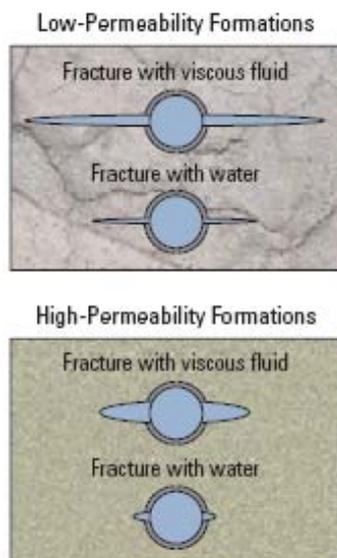


Figura 18. Dimensões da fratura na rocha.

Todo o processo pode melhor ser compreendido com a visualização das Figuras 19 e 20, mostradas a seguir.

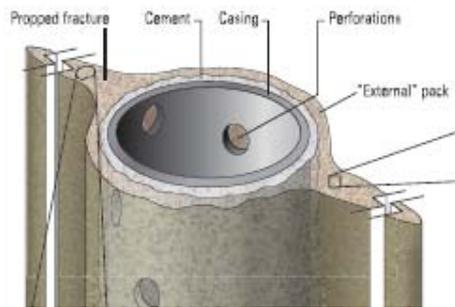


Figura 19. Disposição de Tubo Telado, fratura e propante no *Frac Pack*.

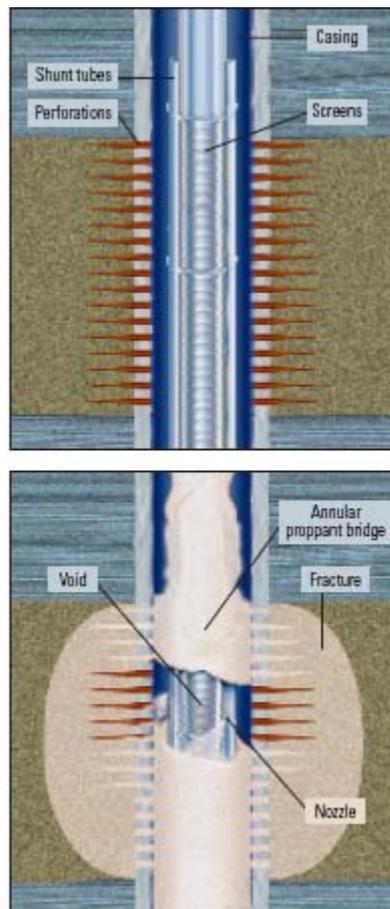


Figura 20. Visualização lateral da operação de *Frac Pack*.

2.3. Melhor Condicionamento da Formação

O método por melhor condicionamento da Formação atuará no conceito de “força de coesão” entre os grãos. Trata-se da aplicação de produtos químicos no poço com a finalidade, assim como o método por controle de vazão, de se reduzir o desprendimento

da partícula da rocha sedimentar. Nos casos estudados pela presente pesquisa, contudo, estes produtos químicos causaram certo dano, estando incluso aí a redução da permeabilidade, além de não provocarem resultados significativos com relação à finalidade. Dado tudo isso, este método não tem maior ênfase na análise realizada por este texto.

3. Controle de Areia em Poço Revestido

3.1. Completação *Stand-Alone*

A completação do tipo *Stand-Alone* em poços revestidos pode ser compreendida basicamente como a alocação do Tubo Telado na seção de interesse do Reservatório. Os conceitos relativos ao estudo das especificações dos Tubos, assim como a análise granulométrica da formação são essenciais neste tipo de completação.

Todos os conceitos relativos à completação *Stand-Alone* podem ser transportados para o estudo realizado neste texto à respeito deste tipo de completação em poços não-revestidos.

A aplicabilidade deste método em poço revestido – que nesta pesquisa será tratado como poço de baixo ângulo – remete ao fator econômico. Ela irá ser feita para baixos riscos de problemas futuros, ou seja, em ambientes de baixa lâmina d'água e baixa espessura de sedimentos. São poços de valor econômico inferior aos grandes produtores do cenário estudado. Outro grande fator que influencia a utilização do método em poços revestidos é o risco de erosão dos Tubos Telados.

3.2. Completação com *Gravel-Pack*

Este tópico discutirá noções gerais à respeito da operação de *Gravel-Pack* em poços revestidos uma vez que o foco de estudo do presente texto no que diz respeito à este método, é sua aplicação em poços não-revestidos de alto ângulo.

Basicamente, como conjunto de operações, temos a descida de um *packer* (ferramenta de isolamento de espaço anular) formando, desta forma, um fundo necessário para ancoragem da coluna de *Gravel* que vai ser colocada. Na seqüência o poço é canhoneado e o conjunto de *Gravel-Pack* é instalado. Este conjunto é composto de Tubos Telados, Tubos cegos, *wash pipes*, ferramenta de *crossover* e *packer*. Após a descida de todo o conjunto é iniciada a operação, que consiste no bombeio do fluido preparado – que consiste em fluido + *Gravel*.

Como vantagens em relação à outros métodos para este cenário temos o fato do *Gravel-Pack* ser mais efetivo no controle para longos intervalos, suportar a maioria das

reações desenvolvidas em tratamento químico – não se deteriorando com o tempo com isso -, ser menos afetado por variações de permeabilidade da formação.

Como desvantagens têm-se a redução do diâmetro interno do poço, pela utilização dos Tubos Telados e a necessidade de remoção de todo o conjunto para o caso de intervenções (recompletações) futuras. A Figura 21 demonstra, principalmente, a alocação do *Gravel* na formação para os métodos de *Gravel-Pack* e *Frac Pack* em poços revestidos.

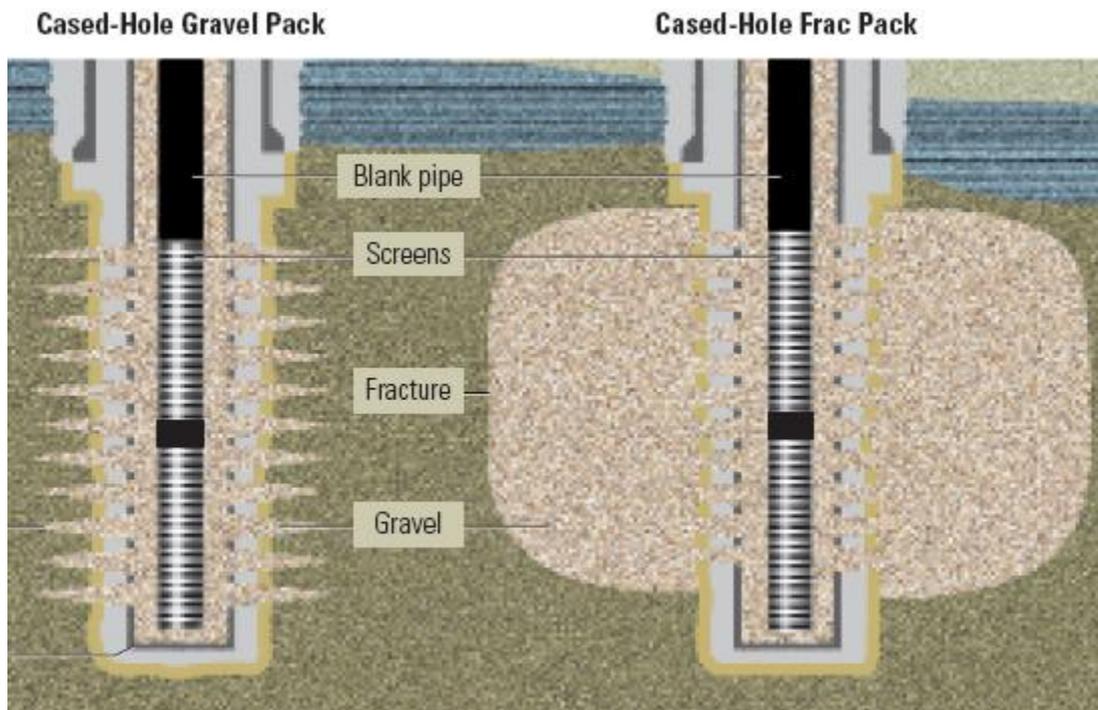


Figura 21. Comparação entre os métodos em poços revestidos

3.3. Completção com *Frac Pack*

É o método mais utilizado em poços revestidos. O conceito de *Frac Pack*, como visto no item referente à este método, diz que trata do fraturamento da zona de interesse de produção seguido da operação de *Gravel-Pack*. Ao contrário do que acontece em poços não-revestidos, este método não encontra o problema de controle de pressão. Dado todos os conceitos relativos ao *Gravel-Pack*, já explanados neste texto, vale ressaltar que estes valem aqui, salvo pelas devidas modificações de espaço, uma vez que o pacote de *Gravel* agora precisa preencher um volume maior que um canhoneado: uma

fratura. Esta fratura, como já descrito, tem como objetivo principal atravessar a camada de dano criada pelo fluido de perfuração na coluna do poço.

Algumas vezes, técnicas tradicionais de controle de areia resultam no declínio da produtividade do poço. Uma possível solução para esse problema de declínio descoberta por operadores foi que, a utilização de uma fratura combinada com o método de *Gravel-Pack* poderia aumentar a produtividade do poço, e assim mitigar a tendência de declínio de disposições como tubos telados *stand-alone* ou o próprio *Gravel-Pack* puramente.

O fato de precisar preencher maior volume de canhoneado implicará, logicamente, maior volume de *Gravel* injetado, e com isso alterações na pressão de injeção. Porém, vale ressaltar que o controle de volume para a operação em poço revestido é mais fácil de ser obtido.

Segundo Woods & Ott (2003) as desvantagens relativas ao método à poço revestido incluem a possibilidade da fratura chegar, indesejavelmente, à uma zona de contato de fluidos (como água/óleo, água/gás ou gás/óleo), um maior custo de intervenção, um maior custo de operação se comparado ao *Gravel-Pack*; como desvantagens temos ainda a necessidade dos equipamentos envolvidos (como Tubos Telados) terem maiores resistências mecânicas para evitar colapso, além do fato de que equipamentos para altas pressões de bombeio não estarem disponíveis em todos os lugares. Tem-se ainda a necessidade de navio especial de estimulação, no caso de uma operação *offshore*.

Woods & Ott (2003) ainda descrevem – baseados em mais de 4000 operações de *Frac Pack* realizadas no Golfo do México, com permeabilidades variando de 3 a 3000mD – os poços candidatos à aplicação do método. São eles:

- Poços com tendência à migração de finos;
- Formações com alta permeabilidade e facilmente danificadas;
- Poços de gás de alta vazão de produção;
- Zonas de baixa permeabilidade, que requerem, desta forma, estimulação;
- Seqüências com laminação folhelho/arenito;
- Reservatórios heterogêneos;
- Reservatórios de baixa pressão e depletados;

4. Controle de Areia em Poço Não-Revestido

Poços sem a presença de revestimento podem ser considerados de alto potencial, dado que têm muito mais área aberta ao fluxo se comparados a poços revestidos. Este tipo de completação é realizada de modo a aproveitar ao máximo a alta perspectiva de produção em um dado reservatório que possui, por exemplo, boa permeabilidade, porosidade e grande volume de óleo recuperável. Para tanto, o que se faz é aumentar a área aberta ao fluxo em cada poço perfurado e completado. Em poços revestidos situados em reservatórios de alta perspectiva os canhoneados seriam a principal restrição ao fluxo, sendo preferida, neste caso a completação sem revestimento de produção.

Contudo, a completação de um poço sem revestimento de produção requer uma série de cuidados especiais, sendo um dos mais importantes a manutenção da estabilidade do poço. É essencial que o fluido que circula durante as operações de completação tenha propriedades apropriadas para cada ambiente e operação em questão. Os fluidos atualmente dão resultados satisfatórios, e, sendo assim, conseguem manter a estabilidade do poço. A questão da estabilidade, mesmo durante as operações de completação do poço, tem impacto direto no controle de produção de finos da formação.

Outro cuidado que deve ser tomado em completações em poços não-revestidos é a presença de seqüências arenito/folhelho na formação. Durante a operação de *Gravel-Pack*, por exemplo, o folhelho pode misturar-se com o *Gravel* e resultar em redução considerável da permeabilidade do pacote formado por ele, reduzindo desta forma, o desempenho geral do poço. A Figura 22 mostra uma comparação entre os métodos *Stand-Alone* e *Gravel-Pack* em poços não-revestidos.

Assumindo que o poço terá Completção do tipo *stand-alone*, o tamanho correto da partícula irá ajudar prevenir plugueamento (entupimento) da ranhura (para o caso de Tubo Ranhurado) ou o espaço de fluxo, no Tubo Telado. Segundo Woods & Ott (2003), a relação para tamanho de partícula e tamanho de poro (espaço destinado ao fluxo do fluido) deve ser:

$$D_p > \frac{d}{3} \quad (1)$$

onde, D_p é o diâmetro da partícula e d é o diâmetro médio do “poro”.

Considerações específicas a respeito da utilização dos métodos por exclusão mecânica no ambiente de poço não-revestido serão vistas adiante.

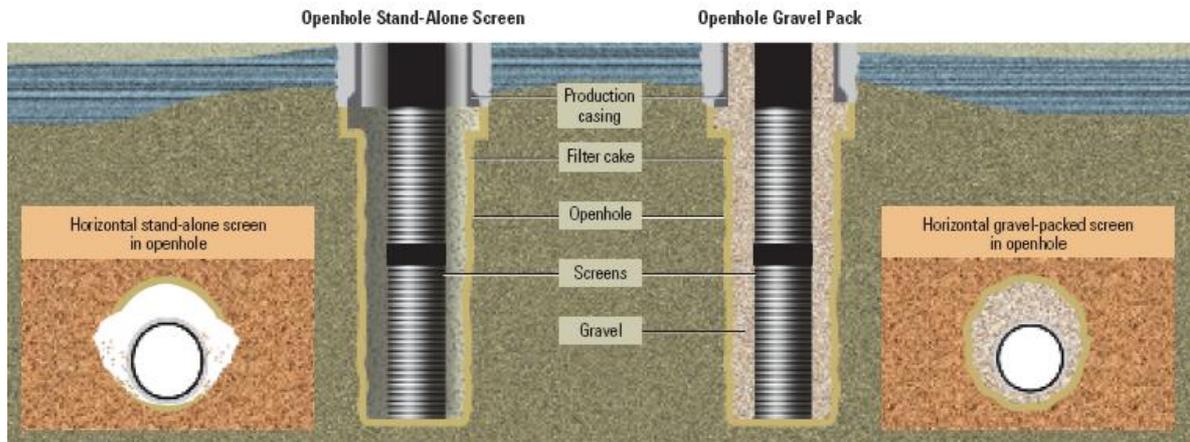


Figura 22. Comparação entre *Stand-Alone* e *Gravel-Pack* em poço não-revestido.

4.1. Completção *Stand-Alone*

Denomina-se Completção *stand-alone* como sendo a alocação exclusiva de Tubos Telados na região determinada para conter o fluxo de sólidos em um poço não-revestido. No que diz respeito à aplicabilidade, vale ressaltar que tal tecnologia tem resultados satisfatórios em formações de boa seleção granulométrica, uma vez que os Tubos Telados tem sua granulometria específica de atuação. A pesquisa bibliográfica envolvendo a aplicabilidade das tecnologias para poços não-revestidos encontrou duas abordagens um pouco diferentes da questão, como será visto adiante, contudo, deve prevalecer o raciocínio da boa seleção de grãos da formação para utilização da Completção *stand-alone*.

Segundo critério de seleção de método de Woods & Ott (2003) a completção *Stand-Alone* pode ser usada caso:

$$D_{10} / D_{95} < 10 \quad (2)$$

Dada a escolha pela completção tipo *stand-alone*, Woods & Ott (2003) determina o tipo de Tubo Telado mais indicado de acordo com o critério mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Tipo mais indicado para completação *stand-alone*.

WOODS & OTT - <i>stand-alone</i>		
tipo de Tubo Telado	C_{μ} (D40/D90)	teor de finos
wire-wrapped	< 3	< 2% em peso
pré-empacotada ou premium	$3 < C_{\mu} < 5$	2% < teor < 5% em peso

Bennett *et al.*(2000), contudo, toma uma abordagem um pouco distinta, tratando apenas de poços horizontais. Em seu trabalho, que trata da seleção do método de controle de areia mais apropriado para poços não-revestidos em cenários *offshore*, ele inicialmente faz uma análise comparativa entre o método de *Gravel-Pack* e o *stand-alone*. O autor referido é mais específico quanto aos ambientes, restringindo a utilização deste tipo de completação para lâminas d'água inferiores a 457 metros (1500 ft), nos casos presentes na Figura 23.

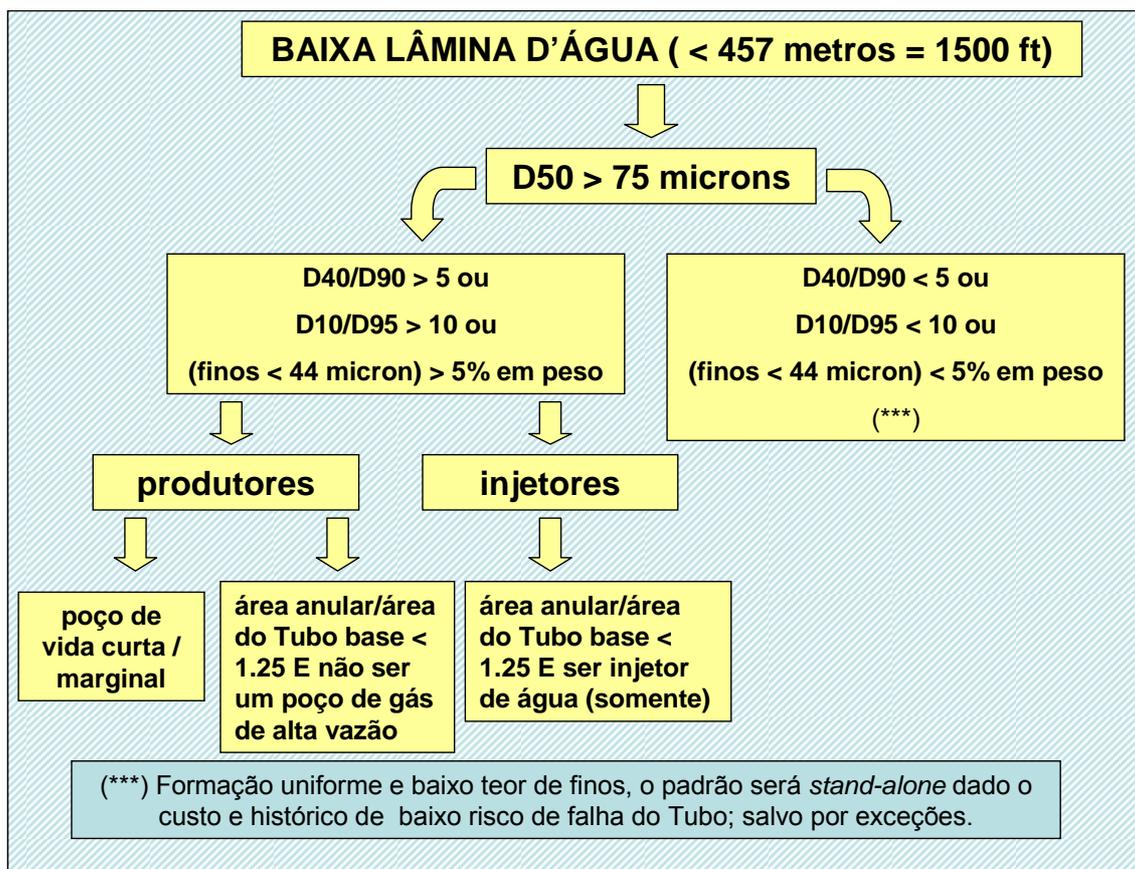


Figura 23. Aplicação do Método *Stand-Alone* em baixa lâmina d'água

4.2. Completação com *Gravel-Pack*

A completação de poços não-revestidos pelo método de *Gravel-Pack* – o dito OHGP (*Open Hole Gravel-Pack*) – é sem dúvida a questão mais forte hoje em termos de Controle de Areia, sobretudo em águas profundas. No Brasil tal operação conta com um histórico de operações bem sucedidas juntamente com seus resultados. Apenas como exemplo, podemos citar Farias *et. al.*(2007), que em seu trabalho discorre à respeito da experiência adquirida em 72 operações bem sucedidas no cenário *offshore* do Brasil.

A inexistência de canhoneados – ao contrário do que ocorre em poços revestidos – possibilita a produção ao longo de 360° no pacote do *Gravel*, o que reduz, e muito, a perda de pressão na área e acaba levando a um aumento grande de produtividade.

Segundo Calderon & Figueira (2000), a completação com o método de *Gravel-Pack* em poços não-revestidos traz como vantagens o baixo *Drawdown* (queda de pressão do poço) e alta produtividade associados; além disso, o poço tem alta longevidade e não se tem custos com revestimento e canhoneio. Como desvantagens, temos uma maior dificuldade de isolamento de fluidos indesejáveis – água por exemplo – , o fato de requerer fluidos especiais para perfurar a fase de poço não revestido e a possibilidade da ocorrência de erosão ou colapso de equipamento no momento do bombeio de fluido de completação.

Dado que a descrição geral à respeito do método de *Gravel-Pack* já foi feita anteriormente, este tópico tratará basicamente de sua aplicabilidade em poços não-revestidos, sejam eles de baixo ou alto ângulo.

Dada toda a experiência adquirida pela aplicação do método ao longo dos anos, tivemos princípios/lições básicas nesta operação em poço não revestido. Estas incluem a necessidade de se manter a pressão – do interior do poço – em *overbalance* (acima da pressão da formação) todo o tempo, e a utilização de ferramentas chave, como o *Packer* e Ferramenta de *Crossover*. A Figura 24 mostra o esquema de como seria a coluna de um *Gravel-Pack* em poço não-revestido vertical:

Calderon & Figueira (2000), ainda mostra lições-base para escolha de ambientes nos quais o método à poço não-revestido é aplicável. Inicialmente o trabalho trata do problema de isolamento de intervalos de interesse, que é impossível no caso de poços não-revestidos: o canhoneado, que possui direção específica, tem, por natureza, a

capacidade de especificação da região de produção. Dado isto, é aconselhado pelo autor a completação sem revestimento apenas em reservatórios simples, ou seja, que não possuem limites de água e/ou gás próximos.

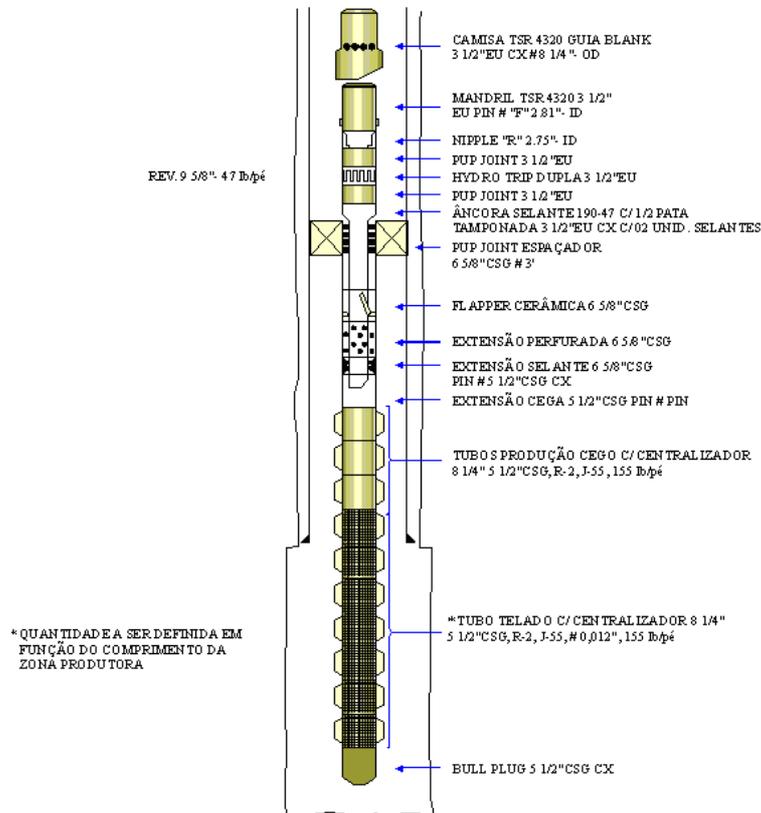


Figura 24. Coluna de completação por *Gravel-Pack* em poço não-revestido.

Outro fator presente – e de importância já citada – trata da necessidade de manutenção da estabilidade do intervalo sem revestimento, seja na fase de completação, seja na fase de perfuração. É dado o exemplo de determinadas formações que podem, além de dificultar a descida do conjunto de *Gravel* (conjunto de equipamentos necessários para a operação) podem também trazer problemas no posicionamento do *gravel* que preencherá o anular Tubo Telado/formação.

A completação com o método de *Gravel-Pack* a poço aberto deve ainda ser evitada em formações que tenham sucessivas laminações de folhelho presentes. O fenômeno direto que pode-se pensar é a mistura entre a areia do *Gravel*, folhelho e fluido circulante. Esta mistura resultará em redução considerável da permeabilidade local, o que custará a redução da produtividade do poço. Logicamente, a escolha do fluido que circulará na operação é fundamental e ajuda muito no sucesso da mesma.

Parlar (2008) trata exatamente desta problemática: a disposição de *Gravel-Packs* em poços não-revestidos em formações com folhelhos reativos. Entre outros problemas relatados com a presença desses folhelhos, é citado o aumento indesejado do diâmetro do poço e o aumento do tempo de perfuração do poço. É conhecido também, para citar a fase de perfuração do poço, o fenômeno de enceramento da broca, ou *bit balling*. Contudo, Parlar (2008) cita o exemplo de dois poços no mesmo campo completados pelo mesmo método: *Water Pack*. O primeiro não utilizou produto químico específico inibidor de reação, utilizou, ao invés disso, KCl como estabilizador de folhelho; o outro poço, porém, utilizou o inibidor; este último teve a alocação correta e completa do seu pacote de *Gravel*, o que não ocorreu, todavia, para o primeiro poço descrito. A questão de se instalar *Gravel-Pack* em poços não-revestidos neste cenário depende muito, segundo toda a análise feita pelo autor, da capacidade de se escolher o fluido mais adequado para a operação. O fenômeno é estudado, desta forma, pela abordagem quase que puramente química, envolvendo as interações fluido/folhelho presentes. Concluindo, é consenso que, toda operação feita em poços contendo folhelhos intercalados merece atenção especial, sobretudo no que diz respeito aos fluidos que irão circular no poço.

Uma alternativa para execução de *Gravel-Pack* em cenários contendo folhelhos que podem reagir com o fluido de disposição do *Gravel* é a utilização de Tubos Telados que possui dispositivo *by-pass*, capaz de isolar este fluido contendo *Gravel*, da formação contendo folhelho. A seção de um Tubo Telado como esse pode ser vista na Figura 25.

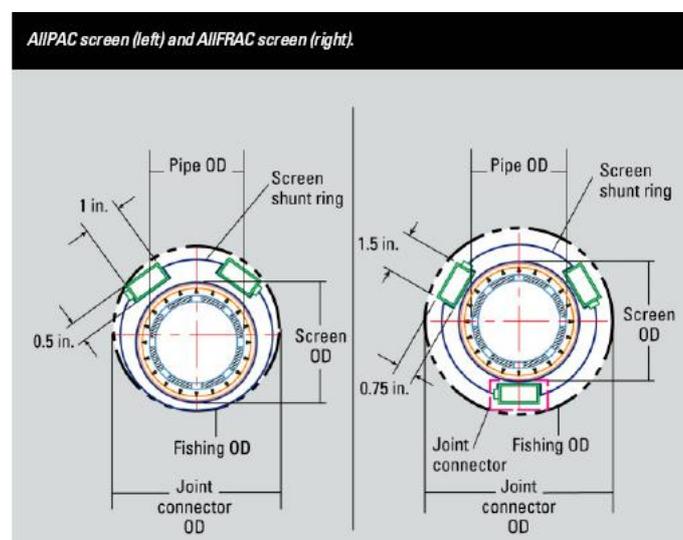


Figura 25. Seção de Tubo Telado.

Dado todas essas observações, Calderon & Figueira (2000) conclui que os cenários candidatos à aplicação do método são:

- Reservatórios de arenito uniforme, sem intercalações de folhelhos;
- Reservatórios sem contato água/óleo ou gás/óleo próximo, e em caso deste contato existir, que seja em produção tolerável destes fluidos;
- Zonas a serem perfuradas/completadas onde se é possível a manutenção da estabilidade do poço;
- Formações onde a completação com *Gravel-Pack* com revestimento no poço traria níveis de produção insatisfatórios;

O autor ainda especifica características inerentes ao fluido de perfuração que devem ser atendidos para a execução da operação de *Gravel-Pack* em poços horizontais. O trecho horizontal deve ser perfurado com fluido de perfuração que gere um reboco de fácil remoção. Este reboco deve ser extremamente fino (inferior a 1 mm) e deve também permitir a substituição por fluido de completação sem ocorrência de perda de circulação, ou seja, perda de fluido para a formação. Os sólidos componentes do reboco devem ter granulometria que permita sua remoção por fluxo do poço para os Tubos Telados utilizados e pelo *Gravel-Pack*, com pressão inferior a 10 psi. E, por fim, este fluido deve ter características reológicas adequadas, de modo a permitir o bom carregamento dos sólidos perfurados.

Segundo Calderon & Figueira (2000) a chance de sucesso no empacotamento feito pelo *Gravel* decresce com o aumento do comprimento do anular a ser empacotado e com o aumento do ângulo de inclinação. Desta forma é aconselhado a utilização de Tubos Telados tipo *premium* que funcionariam – uma vez que são mais eficientes na contenção, para granulometria específica – como *backup* em caso de um empacotamento ruim.

4.3. Completação com *Frac Pack*

Consiste basicamente na criação de uma fratura no intervalo de interesse que é seguida da execução do *Gravel-Pack*. O que existe, em termos gerais, é o raciocínio do efeito compensatório: apesar de todo o cuidado de se obter o máximo de condutividade

possível, o *Gravel* do *Gravel-Pack* reduziria a permeabilidade no “caminho” que percorre o óleo entre a formação e o poço; a fratura, por sua vez, aumentaria.

Smith *et. al.* (1987) trata da técnica *Tip Screenout*, em sua pesquisa. Esta técnica objetiva criar uma fratura curta, porém de alta condutividade. Sua operação consiste em criar uma fratura inicial – fraturamento hidráulico –, e logo após aumentar a fratura (principalmente a largura), com bombeio contínuo de propante (fluido especialmente elaborado). Este fluido é composto por líquido misturado a grãos de dimensões conhecidas e criteriosamente selecionadas para cada caso. A Tabela 2 mostra os resultados de um estudo de caso real de um dos poços presentes na pesquisa realizada.

Tabela 2. Resultados de Fratura *Tip Screenout*

Fratura <i>Tip Screenout</i>			
Fluido Base Óleo			
Taxa de Injeção: 15bbl/min			
Estágio	Volume de fluido injetado (<i>slurry</i>) (x 1000 gal)	Concentração de propante (lbm/gal)	Propante Acumulado (lbm)
1	40	0	0
2	0,5	0,5	244
3	0,5	1	722
4	0,5	1,5	1424
5	0,5	2	2340
6	0,5	2,5	3462
7	0,5	3	4781
8	0,5	3,5	6290
9	1,5	4	11364
10	2,5	4,5	20699
11	5	5	41057
12	0,5	5,5	43256
13	5	6	66811
14	0,5	6,5	69318
15	5	7	95849
16	0,5	7,5	98643
17	5	8	127951
	69		

O estágio 1 é facilmente caracterizado pela fratura, onde tem-se alta taxa de fluido injetado – sobretudo se comparado aos valores de taxa de injeção que se seguem – e concentração de propante nula. A Figura 26 mostra a relação dos volumes injetados em cada estágio da operação.

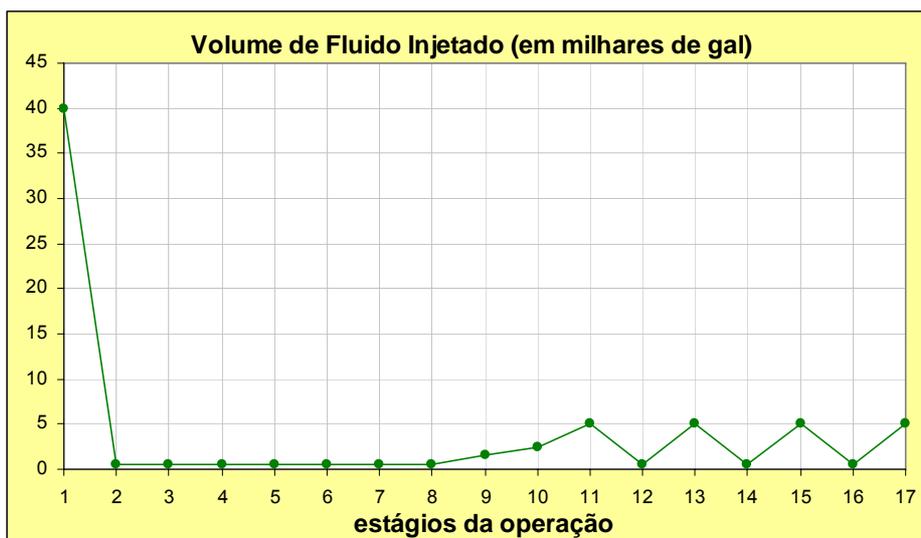


Figura 26. Volume injetado em fratura *Tip Screenout*

Observa-se que o volume de fluido injetado tem seu valor bem inferior a 40000 galões logo no segundo estágio, e este oscila tendo como moda o valor de 500 galões, e não ultrapassando 5000 galões. A partir do estágio 11 temos o valor do volume injetado alternando, para uma concentração de propante sempre crescente. A relação de concentração de propante para cada estágio pode ser visualizada na Figura 27.

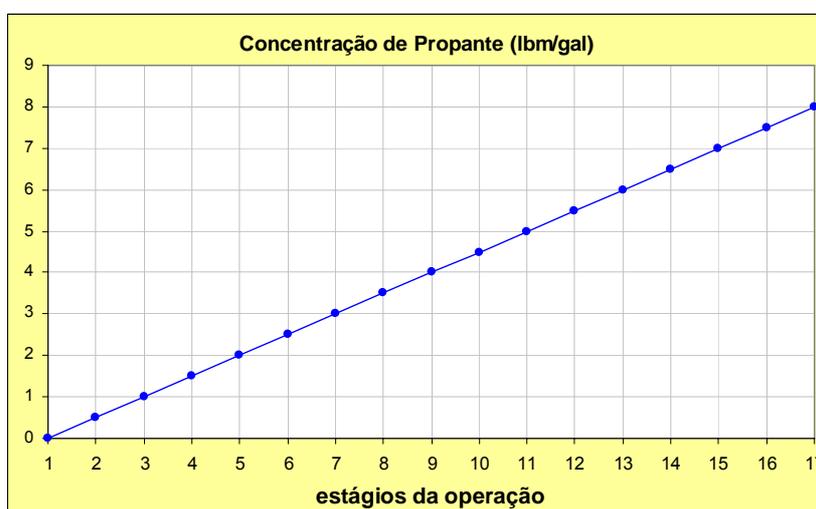


Figura 27. Concentração de propante em fratura *Tip Screenout*

Uma interpretação inicial diz que altos volumes injetados com relativa alta concentração de propante destina-se a aumentar – principalmente na largura – a fratura. De outra maneira, é intuitivo dizer que baixos volumes injetados com relativa alta concentração de propante visa preencher a fratura com propante. Esta interpretação

pode ser visualizada – sobretudo na análise de propante acumulado – com maior clareza nos gráficos gerados a partir dos resultados. A Figura 28 mostra a acumulação de propante.



Figura 28. Propante acumulado em fratura *Tip Screenout*

A técnica de *Tip Screenout* proporciona grande contraste entre a permeabilidade da fratura e a permeabilidade da formação. É essencial, para conexão eficiente entre o reservatório e o poço, garantir que a largura da fratura e as concentrações de propante sejam adequadas. No entanto, para essa garantia, é essencial controle total das pressões presentes bem como de todos os outros fatores envolvidos, como a acumulação de propante.

Vale ser ressaltado que, durante o controle da operação de fraturamento, principalmente em poços não-revestidos, a alta velocidade de fluxo de fluido em fratura criada pode resultar em efeito *skin*, o que não é desejável. O efeito *skin* caracteriza-se pelo acúmulo de fluido – diferente do fluido da formação – na região da formação imediatamente adjacente ao poço.

Por proporcionar maior dificuldade de controle, principalmente na manutenção das dimensões das fraturas entre os estágios da operação, o método de *Frac Pack* tem sido usado comumente em poços revestidos.

Contudo, mesmo que não usual, o método de *Frac Pack* é realizado em alguns poços, e o bom planejamento e execução eficaz da operação podem proporcionar aumento relativo da produtividade. Poços candidatos ao método reúnem características

como: reservatórios facilmente danificados e/ou com dano próximo ao poço, presença de janelas produtivas não conectadas ao poço, seqüências laminares entre arenito/folhelho e baixa produtividade esperada depois que fosse instalado *Gravel-Pack*.

Desta forma, uma solução alternativa para *Gravel-Pack* de alta produtividade é o *Frac Pack* a poço aberto, que combina as vantagens do poço aberto e fraturamento, eliminando canhoneados e ultrapassando zonas possivelmente danificadas em torno do poço. Grandes intervalos na rocha reservatório são desejáveis em poços/reservatórios de alto potencial, porém o problema encontrado muitas vezes, seja no *Frac Pack*, seja no *Gravel-Pack*, é a formação de “pontes” (*bridges*) no anular, que acabam resultando em empacotamento incompleto das seções inferiores a estas.

Um conjunto de ferramentas pré-determinadas para uma atividade específica (*assembly*) em *Frac Pack* para poços não-revestidos é o CS-300. Como algumas características principais, temos a manutenção da hidrostática em *overbalance* (pressão superior) ao longo de toda a formação durante todo o tempo da completação na fase de *Gravel-Pack* e área de fluxo igual com o balanceamento da pressão ao longo do equipamento. Como ilustração, temos a Figura 29 a seguir, que destaca alguns componentes do CS-300.

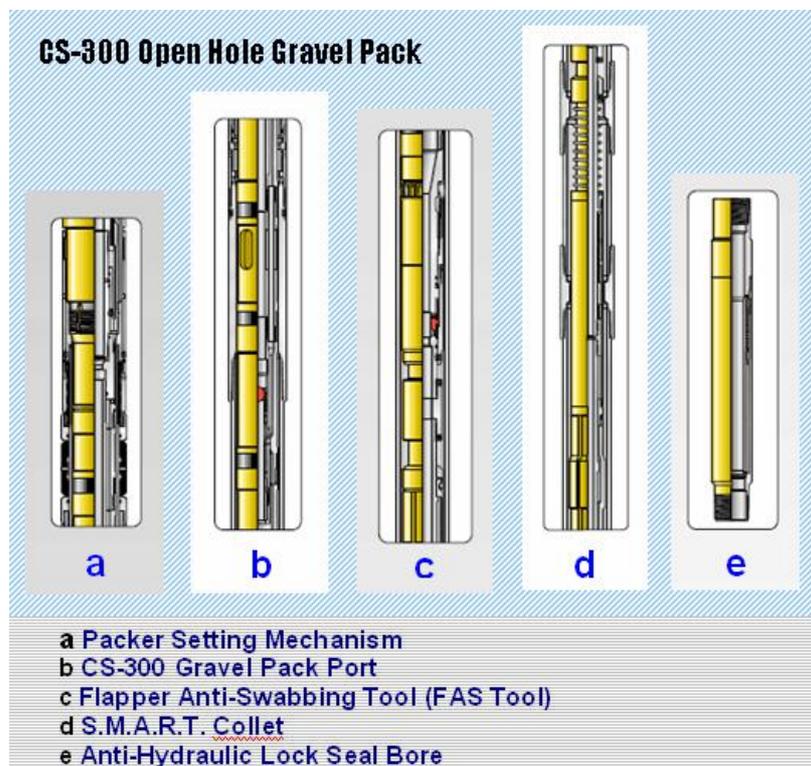


Figura 29. Componentes do CS-300.

Woods & Ott (2003) citam em seu texto o estudo de caso que trata de um poço *offshore* no Mar de Java. Com inclinação em torno de 70°, ele tem 33,53 metros de seção de *Frac Pack*. O empacotamento adequado do *Gravel* foi uma preocupação existente na operação dado que foram presenciadas experiências anteriores ruins em poços desviados de alta inclinação como aquele.

A execução do *Frac Pack* correu bem apesar das preocupações inerentes à completção em poço de alto ângulo, fraturas realizadas e uso excessivo de fluido através dos vários metros de intervalo de poço aberto (sendo pouco mais de 14 metros de camada de arenito de alta permeabilidade).

Uma simulação indicou uma fratura média final de comprimento em torno de 5 metros e meio, com a largura apropriada de 1 polegada. A produção total de fluido foi de 2000 bpd (barris por dia), sendo que os 500 bopd (barris de óleo por dia) provenientes de bombeio elétrico submerso excederam as expectativas. Um sensor na bomba elétrica submersa monitorou as pressões de fluxo do fundo, e indicou uma pequena queda de pressão após a operação de tratamento da areia na completção.

5. Análise dos Ambientes

No processo de compreensão da produção de sólidos em poços de petróleo é extremamente importante o conhecimento de alguns conceitos relativos ao ambiente em questão. O ambiente estudado será sempre o reservatório, dado que se trata, nas proximidades do poço, da fonte de sólidos produzidos.

As rochas sedimentares constituem os exemplares de rochas reservatórios que serão estudadas. Serão analisados os grãos constituintes desta rocha, sua formação – diagênese – e composição. O estudo de tensões se faz presente também neste capítulo do texto. O conhecimento do estado de tensões é importante uma vez que teremos a produção de areia em direções preferenciais, de acordo com as tensões atuantes.

Em seguida, o presente capítulo analisa dois parâmetros do reservatório: a permeabilidade e a UCS (*Unconfined Compressive Strength*). A permeabilidade trata da capacidade que a rocha possui de permitir o fluxo de um fluido através de sua estrutura. A UCS é a medida da resistência à compressão em estado não confinado, e exprime o quanto os grãos constituintes da rocha sedimentar estão unidos. Este estudo particular se justifica por se tratar de parâmetros relevantes na análise método/reservatório que será feita posteriormente.

Todos os conceitos são explanados no presente capítulo, a seguir.

5.1. Rochas Sedimentares

As rochas são classificadas em três grupos: rochas ígneas, rochas metamórficas e rochas sedimentares. Rochas reservatório de petróleo são essencialmente rochas sedimentares, justificando assim o estudo deste tipo de rocha em particular no presente trabalho.

Rochas sedimentares são formadas, na verdade, a partir de outra rocha. Fragmentos que são produzidos por determinados agentes são transportados – pelo vento, pela água ou pelo gelo – até um ponto de deposição. Estes sedimentos passam a fazer parte então de um novo ambiente: o de soterramento. Esse depósito sedimentar sofre então uma série de transformações, e a esta fase dá-se o nome *diagênese*.

Como processos da diagênese temos: a) compactação, b) dissolução, c) cimentação e d) recristalização diagenética. Será dada ênfase à cimentação, dada sua relação com as forças que atuarão contra a movimentação de grãos para o caso de fluxo de fluido por essa rocha (Teixeira *et al.*, 2003).

Quanto à composição das rochas sedimentares, temos os seguintes elementos: arcabouço, matriz, cimento e poro. O arcabouço compreende a fração principal, que dará nome à rocha. No caso do arenito, o arcabouço é composto de grãos de tamanho superior a 0,062 mm. A matriz é composta por grãos de tamanho inferior a 0,062 mm – silte ou argila. A cimentação, como será visto adiante, é a precipitação química de minerais, que acabam gerando o cimento.

O cimento é a parte material que une os grãos – do arcabouço ou da matriz – da rocha sedimentar, formando assim sua estrutura. Poros consistem nos espaços “vazios” presentes na rocha. Trata-se da região onde não temos a presença de grãos, nem de cimento. Apesar de não constituir material sólido, faz parte da rocha.

Podemos então escrever a seguinte relação:

$$V_{\text{rocha sedimentar}} = V_{\text{poros}} + V_{\text{cimento}} + V_{\text{grãos}} \quad (3)$$

onde V_x é o volume da estrutura x .

O conceito de porosidade trata do volume de espaços vazios em relação ao volume total de rocha presente. É conceito muito importante na análise de reservatórios de petróleo; uma vez que os poros são a locação dos hidrocarbonetos, quanto maior o parâmetro porosidade, maior o potencial de produção da rocha. A porosidade é dada pela equação que segue:

$$\rho = V_{\text{poros}} / V_{\text{rocha sedimentar}} \quad (4)$$

A Figura 30 a seguir mostra o esquema de uma rocha sedimentar e a Tabela 3 relaciona intervalo granulométrico (diâmetro do grão) com sua respectiva classificação nominal. Trata-se da escala de granulometria mais utilizada hoje para classificar sedimentos. O intervalo granulométrico que é importante para esta análise trata de diâmetros inferiores a 2 mm, que é o intervalo onde começamos a ter areia.

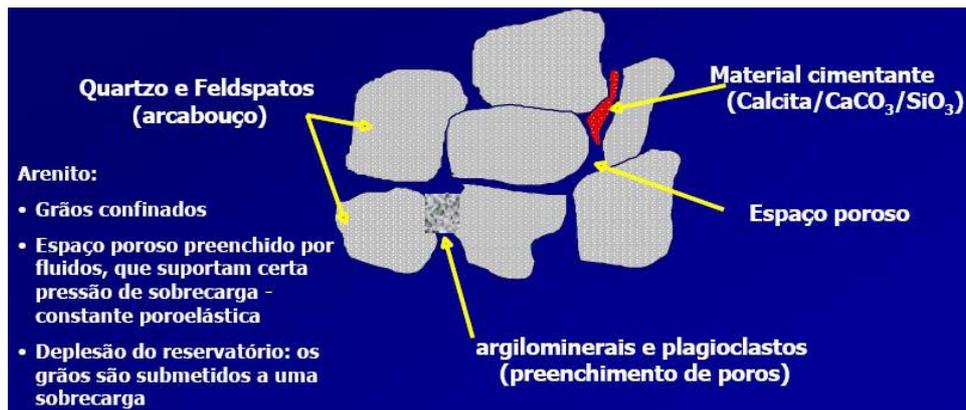


Figura 30. Esquema de uma rocha sedimentar.

Tabela 3. Intervalos Granulométricos

Intervalo granulométrico (mm)	Classificação nominal			
	Proposição original (inglês)		Tradução usual (português)	
> 256	GRAVEL	Boulder	CASCALHO (ou balastro em Portugal)	Matacão
256 - 64		Cobble		Bloco ou calhau
64 - 4,0		Pebble		Seixo
4,0 - 2,0		Granule		Grânulo
2,0 - 1,0	SAND	Very coarse sand	AREIA	Areia muito grossa
1,0 - 0,50		Coarse sand		Areia grossa
0,50 - 0,250		Medium sand		Areia média
0,250 - 0,125		Fine sand		Areia fina
0,125 - 0,062		Very fine sand		Areia muito fina
0,062 - 0,031	SILT	Coarse silt	SILTE	Silte grosso
0,031 - 0,016		Medium silt		Silte médio
0,016 - 0,008		Fine silt		Silte fino
0,008 - 0,004		Very fine silt		Silte muito fino
< 0,004	CLAY	Clay	ARGILA	Argila

5.2. Estudo de Tensões

A rocha reservatório possui um estado de tensões inicial que pode ser alterado em duas situações principais: a perfuração da região em questão e a produção de fluidos nesta região. Será dada ênfase na segunda situação, onde temos as tensões responsáveis pela produção de sólidos.

A instabilidade do poço é a grande preocupação presente no momento da perfuração. A modificação da tensão inicial gera um novo estado, que é equilibrado pelo fluxo contínuo de fluido de perfuração no momento da operação. (Tisser, 2004).

A alteração das tensões no poço devido ao fluxo de fluido pelo meio poroso se dá pelo alívio na pressão do fluido circulante durante a perfuração – responsável pelo início da produção do fluido presente no reservatório. O movimento do fluido aplicará a força de arraste sobre os grãos da rocha sedimentar anteriormente denominada.

Contudo, anteriormente temos as tensões iniciais existentes. Estas tensões iniciais atuantes no maciço são decompostas em duas componentes: horizontal e vertical. A Figura 31 ilustra cada componente de tensão em um elemento de rocha.

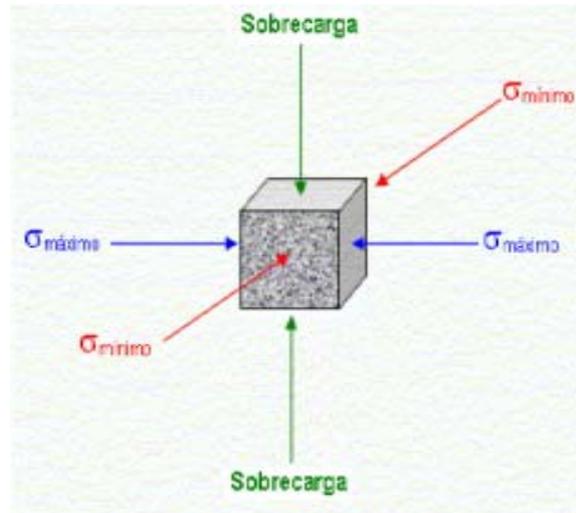


Figura 31. Unidade de rocha submetida às tensões.

A tensão vertical, ou sobrecarga, é devida ao peso das camadas superiores e é dada pela seguinte equação:

$$\sigma_v = g \int_0^Z \rho_z(z) dz \quad (5)$$

onde σ_v é a tensão vertical, ρ_z é o perfil de densidades das camadas acima do ponto considerado, g é a aceleração da gravidade e Z é a profundidade do ponto em consideração. O coeficiente de sobrecarga (*overburden*) gr_o é definido pela relação:

$$\sigma_v = gr_o Z \quad (6)$$

Existem várias técnicas na literatura, segundo Tisser (2004), para determinação das tensões iniciais, inclusive a correlação demonstrada pelo autor para um caso específico. Ela relaciona tensão vertical com horizontal, por um fator de proporcionalidade que pode ser facilmente encontrado sabendo-se o valor do coeficiente de Poisson.

O estado de tensões pode ser descrito – segundo Pedroso *et al.* (2008) – conhecendo-se as magnitudes das tensões (tensão mínima e tensão máxima) e a sua direção. Para um poço vertical, as fraturas induzidas estarão na direção da maior tensão horizontal, enquanto podemos ter quebra na direção perpendicular a esta. A Figura 32 a seguir ilustra a situação.

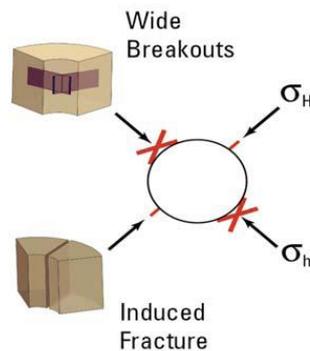


Figura 32. Tensões mínima e máxima em corpo de rocha.

5.3. Permeabilidade

Henry Darcy, em 1856 estudou o fluxo de água em meio poroso, chegando assim a conclusões que descreveriam o fenômeno. Se adaptada para fluxo de fluidos viscosos, a lei de Darcy pode ser expressa da seguinte maneira: “A vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade”.

Ele observou que os resultados de suas experiências seguiam a seguinte equação:

$$q = KA \frac{\Delta h}{L} \quad (7)$$

onde q é a vazão, A é a área transversal do filtro de areia utilizado, L é a altura do meio poroso e Δh é a diferença de altura ($h_2 - h_1$) entre as alturas de água em manômetros colocados nas faces de entrada e de saída do filtro (a partir de um mesmo nível de referência). O parâmetro K foi definido como sendo uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido.

Estudos posteriores utilizando outros fluidos descobriram que a constante K poderia ser descrita em termos da viscosidade (μ) e do peso específico (γ) do fluido, da seguinte maneira:

$$K = \frac{\gamma k}{\mu} \quad (8)$$

Concluiu-se dessa forma que k seria uma propriedade relativa à rocha somente, denominada permeabilidade absoluta. O parâmetro K leva em consideração a viscosidade e a densidade do fluido em questão, além do meio. A equação da vazão fica:

$$q = \frac{kA \Delta p}{\mu L} \quad (9)$$

A análise desta propriedade define que a permeabilidade de determinada rocha é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Como a equação anterior diz, a vazão será tanto maior, quanto maior a permeabilidade do meio. Para melhor compreensão, Rosa *et. al.* (2006) faz uma analogia da permeabilidade com os condutores elétricos, onde esta representa o inverso da resistência que determinado material oferece ao fluxo de fluidos.

Esta propriedade depende da dimensão de poros e da conexão entre eles na rocha. A Tabela 4, a seguir relaciona o tamanho de partículas com a porosidade e a permeabilidade que a rocha sedimentar de determinado material pode ter.

Tabela 4. Relação das partículas, porosidade e permeabilidade.

Material	Tamanho das partículas (mm)	Porosidade %	Permeabilidade
Cascalho	7 a 20	35,2	Muito alta
Areia grossa	1 a 2	37,4	Alta
Areia fina	0,3	42	Alta a média
Siltes e argila	0,04 a 0,006	50 a 80	Baixa a muito baixa

A interpretação da tabela acima leva à conclusão de que um alto valor de porosidade não é suficiente para uma alta permeabilidade. São parâmetros que se relacionam, porém são distintos. A permeabilidade, como já dito anteriormente, é

função da porosidade e de ligação entre os poros. No caso dos siltes, temos grande porosidade, porém baixa permeabilidade.

No caso de grande porosidade e baixa conexão entre os poros, temos baixa permeabilidade medida. Podemos ainda ter o caso de derrames basálticos, onde a rocha em si não tem porosidade alguma, porém possui abundantes fraturas abertas e interconectadas, o que pode levar a essas rochas a ter alta permeabilidade devido a esta porosidade primária.

5.4. UCS (Unconfined Compressive Strength)

O parâmetro UCS (Unconfined Compressive Strength) trata da resistência à compressão com amostra não confinada. A engenharia de completação comumente caracteriza arenitos de baixa consolidação pelo UCS. Dois conceitos estão ligados ao conceito da UCS: o de cimentação e o de força capilar. Eles são vistos a seguir.

As forças tratadas neste texto como sendo de cimentação, são as de resistência entre os grãos devido ao cimento que une estes, ou seja, o cimento é o elemento da rocha sedimentar responsável pela coesão entre as partículas. A cimentação, como processo, é a precipitação química de minerais a partir dos íons em solução na água intersticial. Os cimentos mais comuns em rochas sedimentares – com relação à composição química – são os aluminossilicáticos (argilominerais como caulinita, clorita, esmectita e illita), os carbonáticos (ankerita, calcita, calcita ferrosa e siderita), os férricos e ferrosos (goethita, hematita, marcassita e pirita) e os silicosos (calcedônia, opala, quartzina e quartzo). A insolubilidade do cimento no ambiente geoquímico intersticial influenciará nessa precipitação química. Este ambiente geoquímico intersticial irá variar, por sua vez, de um ponto para outro numa mesma rocha em formação, de acordo com diversos fatores, como sua composição, porosidade e permeabilidade. (Teixeira *et al.*, 2003).

O estudo de forças capilares são analisados por quatro modelos distintos em Han *et al.*, (2002), levando-se em consideração as propriedades do fluido, as propriedades da rocha e a deformações da rocha. Ressalta-se aqui que a pesquisa e os resultados obtidos por Han *et al.*, (2002) tomaram como fluido a água e associaram UCS diretamente com a força capilar nos gráficos. De qualquer forma as conclusões são pertinentes para a análise feita por este texto.

Os fatores descritos pelos autores como sendo influenciadores das forças capilares são: ângulo de contato entre o fluido e a rocha, a tensão superficial, o tamanho da partícula, a diferença de tamanho entre as partículas, a distância entre os grãos e a deformação que a rocha vai sofrendo em resposta ao esforço imposto.

A força capilar diminui com o aumento do ângulo de contato entre o fluido e a rocha. A força capilar será tanto maior, quanto maior a tensão superficial presente. A redução do diâmetro da partícula para valores inferiores a 0,1mm leva a um aumento considerável da força capilar. Para uma mesma saturação de fluido, a força capilar será tanto maior quanto maior o valor de n , que é a razão entre os diâmetros das partículas. A distância entre os grãos é outro fator influenciador, que tem o comportamento descrito nos gráficos adiante, onde: Para $k = 0$, as partículas estão em perfeito contato, para $k < 0$ as partículas estão comprimidas, enquanto que para $k > 0$ elas estão afastadas. A força capilar tem comportamento distinto também de acordo com a deformação que a rocha assume. As Figuras 32 à 40 mostram os resultados obtidos por Han *et al.* (2002).

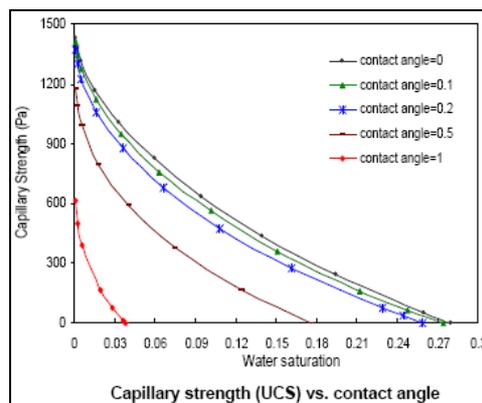


Figura 33. Variação da UCS com a saturação de água e ângulo de contato.

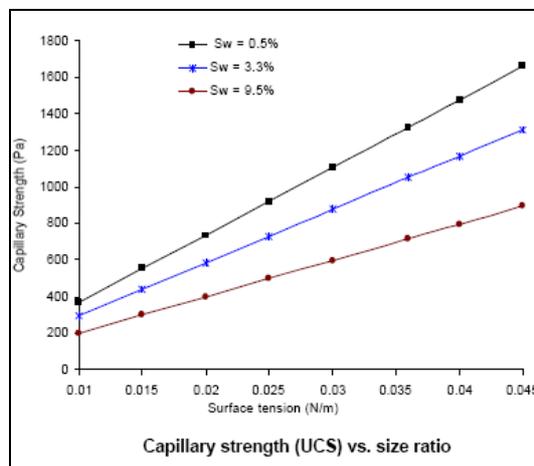


Figura 34. Variação da UCS com a tensão superficial e saturação de água.

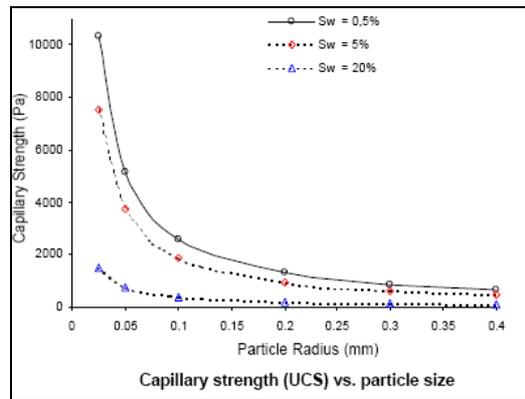


Figura 35. Variação da UCS com o raio da partícula e saturação de água.

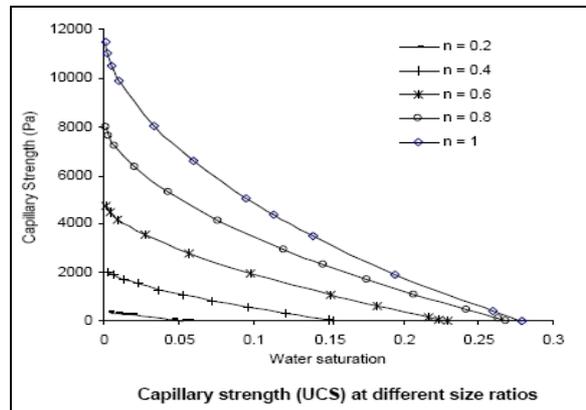


Figura 36. Variação da UCS com a saturação de água e razão de tamanho.

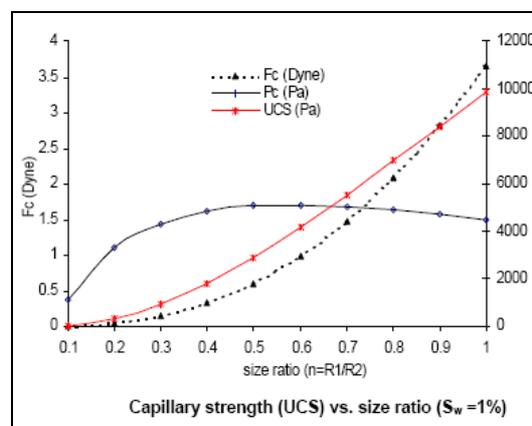


Figura 37. Variação da UCS com a razão de tamanho.

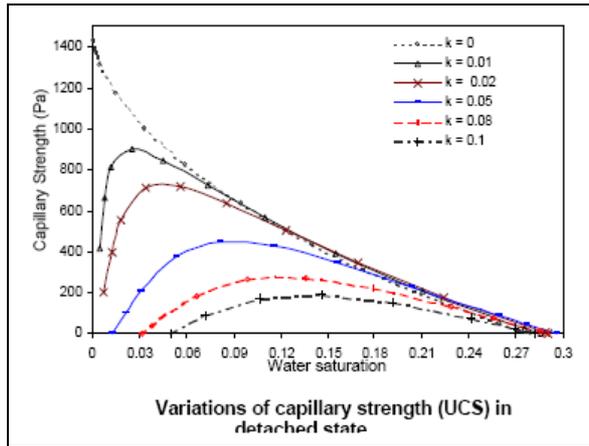


Figura 38. Variação da UCS com a saturação de água.

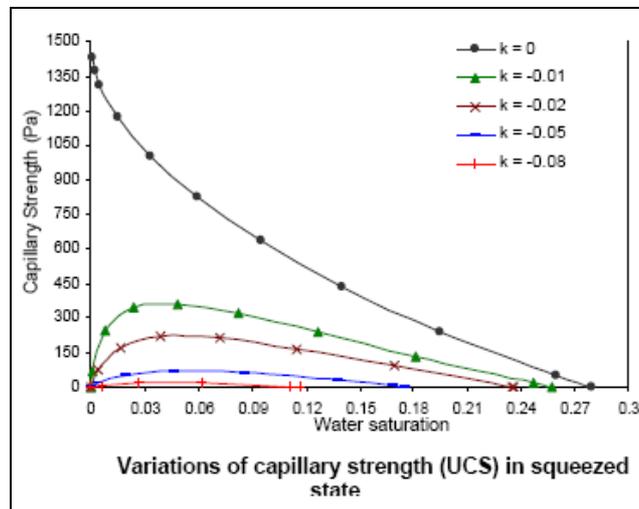


Figura 39. Variação da UCS com a saturação de água.

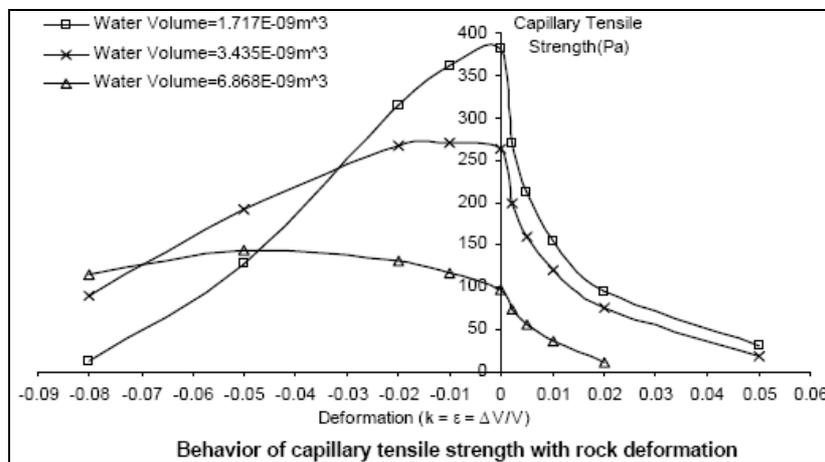


Figura 40. Variação da UCS com a deformação.

A Figura 41 dá uma noção qualitativa da UCS de acordo com a resposta da estrutura à aplicação de determinado esforço. (Walton, *et. al.*, 2004).

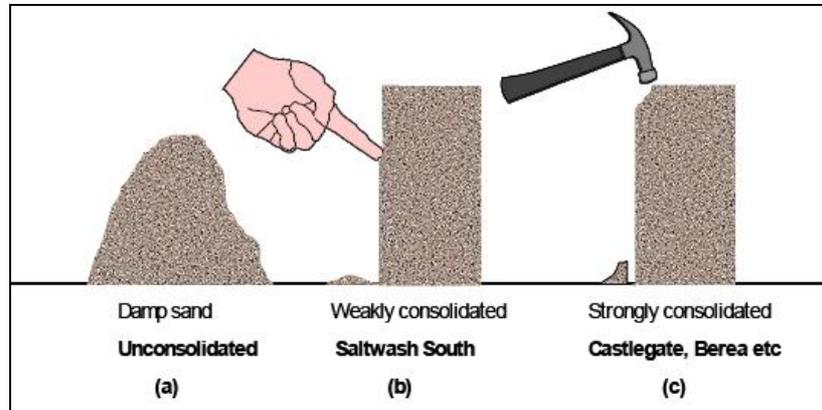


Figura 41. Exemplo de resposta da rocha à esforço.

Em (a), temos arenito extremamente inconsolidado, com o valor de UCS variando entre 0 e 10 psi. Os grãos desse arenito são mantidos juntos graças às forças de capilaridade dos poros de fluido.

O contexto que segue em (b) é o de um arenito fracamente consolidado. O crescimento da UCS tem como responsáveis a cimentação e a capilaridade, que podem atuar juntos na coesão entre os grãos.

O crescimento adicional da UCS leva à estrutura visualizada em c), onde temos a predominância da cimentação como agente de união entre os grãos que formam a estrutura. Ressalta-se que a força de capilaridade existe, porém tem valor desprezível diante da contribuição da cimentação. O arenito desse caso é definido como sendo fortemente consolidado. A Tabela 5 mostra a classificação referente à UCS.

Tabela 5. Classificação da UCS.

DUREZA	UCS (psi)	COMENTÁRIOS SOBRE AS FORMAÇÕES
mole	< 1000	baixa resistência compressiva e alta perfurabilidade, tais como: argila (clay), marga (marl), argila tipo turfosa (gumbo), areia não consolidada (unconsolidated sand)
mole para média	1000 - 4000	baixa resistência compressiva, tendo extratos intercalados com formações dura, tais como: areia (sand), argila xistosa ou folhelho ou argilito (shale), anidrita (anydrite) e sal (salt)
média - dura	4000 - 8000	moderada resistência compressiva tais como: areia (sand), argila xistosa (shale), anidrita (anydrite) e giz (chalke)
média - dura	8000 - 17000	denso com aumento da resistência compressiva, mas não - abrasivo ou semi-abrasivo - como: argila (shale), siltito (siltstone), areia (sand), calcário (limestone), anidrita (anydrite) e dolomitos (dolomites)
dura	17000 - 27000	duro e denso com alta resistência compressiva e algumas camadas abrasivas, tais como: areia (sand), siltito (siltstone), basalto (basalt) e dolomitos (dolomites)
extremamente dura	> 27000	muito dura e abrasiva, tal como: quartzito (quartzite) e formações vulcânicas como mármore, granito e gnaisses

Fonte: WorldOil's 2006 Drill Bit Classifier

5.5. Os Campos

Na seleção do método mais adequado é fundamental o conhecimento do ambiente no qual se pretende gerenciar a produção de sólidos. Com relação a estes ambientes, são adotadas algumas simplificações. São estudados seis campos: Alfa, Beta, Gama, Delta, Sigma e Ômega². Os seis campos são baseados em campos reais *offshore* e se dirige a dois poços diferentes: (1) Poço vertical ou direcional de baixo ângulo revestido, (2) Poço horizontal aberto. Desta maneira o estudo procura – utilizando os doze poços – diversificar os parâmetros dos ambientes fazendo-se assim uma análise abrangente.

O campo ALFA foi descoberto em 1985 e produz desde 1991 (por 17 anos) óleo de grau 20° API. As lâminas d'água dos dois poços do campo estudados (poço A1 e poço A2) tem valores próximos de 910 metros. O reservatório é arenito inconsolidado, tem alta permeabilidade (≈ 2.000 mD) e produz a partir de um aquífero. Ele necessita de controle de areia nos poços injetores e produtores dado que se trata de reservatório extremamente inconsolidado (baixa UCS – *Unconfined Compressive Strength*). Possuindo rochas – para ambos os poços – com baixa UCS, os testemunhos do poço A1 se classificam como rochas de moles à médias (UCS = 3.000 psi), enquanto que as do

² Os nomes reais dos campos foram substituídos por nomes de letras do alfabeto Grego por motivos de confidencialidade de dados.

poço A2 se classificam como sendo rochas moles (UCS = 200 psi). Dentre os campos é o que possui melhor seleção de grãos, com $C\mu = 2,651$ e $d50 = 0,20\text{mm}$.

O campo BETA produz desde 1985 óleo leve ($\approx 30^\circ$ API) através de arenito friável de alta permeabilidade. Este campo, como os outros dois, tem sua localização *offshore* e as lâminas d'água dos dois poços (B1 e B2) giram em torno de 500 metros. Pode ser considerado um campo relativamente maduro, uma vez que produz há 23 anos. Quanto à litologia, como já dito, temos arenito de alta permeabilidade (≈ 1.900 mD), e de UCS variável. A rocha na qual está inserido o poço B1 pode ser considerada de média à dura, uma vez que tem sua UCS com valor em torno de 12.000 psi. A rocha presente em B2, porém, pode ser considerada de mole à média, dado que sua UCS tem valor em torno de 3.900 psi. Este arenito possui seleção de média à boa, com $C\mu = 3,125$ e $D50 = 0,21\text{mm}$.

O campo GAMA produz há 10 anos. Possuindo arenitos turbidíticos, ele tem alta permeabilidade e baixa UCS, o que provê certeza da necessidade de controle de areia. A uniformidade dos grãos não é tão boa quanto em ALFA, todavia possui grande lâmina d'água também (820m). Sob alguns aspectos, GAMA se assemelha de ALFA, com o diferencial de G1 ser um dos primeiros poços completados no campo e G2 um injetor. GAMA possui $C\mu = 4,32$ e $D50 = 0,098\text{mm}$.

O campo DELTA diferencia-se dos demais pela litologia da rocha reservatório. Trata-se de um carbonato de boa seleção e baixo teor de finos. Tal formação apresenta valor muito alto para a força de coesão entre os grãos (UCS). A permeabilidade é próxima de 1 mD e o campo produz óleo de grau médio de 28° API.

SIGMA é composto de arenito de fino à médio (pois possui $0,125\text{mm} < D50 < 0,25\text{mm}$); a seleção é boa, porém este arenito é intercalado por seções de diferente litologia, possuindo lâmina d'água de seus poços completados superior a 1500 ft (460 m) ou seja, dita água profunda. Trata-se de campo que produz gás à alta vazão. A permeabilidade é alta, chegando próxima a 2000 mD. Possui boa seleção de grãos ($C\mu = 2,958$) e $D50 = 0,18\text{mm}$.

OMEGA trata-se de arenito composto de areia de fina a média ($0,25\text{mm} < D50 < 0,5\text{mm}$), com grãos grossos dispersos. Contudo, trata-se de lâmina d'água rasa (400m) e seleção moderada ($C\mu = 3,467$); a permeabilidade encontrada (300 a 350 mD) não é tão boa quanto o esperado, mas o campo compensa pela relação entre produtividade e risco que apresenta. A UCS encontrada, com tudo, tem valor relativamente alto, o que é bom em termos de coesão entre os grãos.

O Quadro-Resumo relativo aos dados granulométricos dos campos é o que segue na Tabela 6.

Tabela 6. Quadro-Resumo dos dados granulométricos.

ANÁLISE GRANULOMÉTRICA para os arenitos (valores médios obtidos)					
	ALFA	BETA	GAMA	SIGMA	OMEGA
D10	0,600	0,670	0,200	0,480	1,300
D40	0,220	0,250	0,108	0,210	0,520
D50	0,200	0,210	0,098	0,180	0,430
D90	0,103	0,080	0,025	0,071	0,150
D95	0,044	0,012	0,008	0,032	0,083
finos (%)	5	6	14	6	4
Cμ	2,651	3,125	4,320	2,958	3,467
Cs	13,636	55,833	25,000	15,000	15,663

6. Estratégias de Gerenciamento – Casos Estudados

Existem variações entre estratégias adotadas para o tratamento da problemática de controle de produção de sólidos em poços de petróleo. Essas variações incluem a maneira como a situação é estudada e, conseqüentemente, a seleção do método para cada poço.

No cenário *offshore* presente no Brasil, por exemplo, depois de selecionado o método a ser aplicado em determinado campo, é usual aplicar-se tal método em todos os poços do mesmo. Tal critério é justificado pela maior facilidade de se repetir uma operação similar para um poço similar, ao passo que com isso têm-se ainda maiores chances de sucessivas operações bem sucedidas também.

Uma vez que os conceitos relevantes relativos aos ambientes e aos métodos foram estudados neste texto anteriormente, será visto agora a integração das informações para tratamento de determinada situação. O presente capítulo dá ênfase às diferentes maneiras de tratamento da problemática com exemplos de casos reais relatados. O intuito é criar uma compreensão ampla das diferentes possibilidades de gerenciamento presentes em diferentes ambientes.

6.1. Plataforma Continental do Reino Unido

O estudo de caso relatado demonstra constante preocupação não só com a implementação de um sistema eficiente de mitigação, porém com o constante aperfeiçoamento do mesmo.

Como já dito no texto, “Estratégias de gestão de sólidos evoluem” Moncur & Kinsler tratam, num primeiro momento, justamente desta busca pela evolução no tratamento da questão. Inicialmente o estudo discorre sobre a importância da mudança de filosofia experimentada pela empresa operadora. Esta mudança consistiu na substituição de um parâmetro de decisão (Máxima Taxa de Areia Livre - MSFR) por (Máxima Taxa Aceitável de Areia - MASR).

Dentre os fatores que impulsionaram esta mudança se destacam os avanços tecnológicos em sistemas de detecção e modelagem de erosão. No entanto, é ressaltado

que o que mais impulsionou tal mudança foi o crescimento constante da demanda por óleo e gás.

A instalação em questão, localizada na região sudeste do Mar do Norte, consiste em três plataformas principais, vinte e cinco plataformas satélite e quarenta instalações submarinas.

O histórico inicia-se em 1996/97. Neste período, a produção de hidrocarbonetos juntamente com sólidos levou a empresa a ter problemas com erosão. A primeira medida tomada foi a formação de uma parceria com outra empresa para desenvolvimento e implementação de uma “Estratégia de Gestão” para a situação. Esta tinha em sua concepção a filosofia diferente da “Taxa Aceitável”. Isto significa uma maneira diferente da empresa enxergar o quanto determinado volume de sólidos produzido é, ou não, prejudicial ao seu sistema de produção. A estratégia consistiu na instalação de um sistema de acompanhamento de areia “online”, uma modelagem da erosão em válvulas de choke e a classificação de poços de potencial produção de areia.

Três pontos principais foram destacados na análise deste gerenciamento: o Sistema de Controle de Dados (DCS), a otimização da produção e a Avaliação de Risco em Areia (SRA).

O sistema DCS foi usado como aviso precoce da produção de areia e da erosão de componentes do sistema. Ele não integra ferramenta para ajuda na otimização da produção, e sim um sistema de segurança crítica. Todas as informações integradas tinham como destino a Sala de Controle dos Operadores (CRO), e, uma vez que eles tinham acesso à essas informações em tempo real, podiam responder rapidamente aos sinais de alarme. Os dados transferidos por esse sistema sofreram também uma filtragem, para não haver quaisquer dados falsos, e não houve, segundo o estudo de caso reportado, alarmes falsos. Aumentos reais na produção de areia foram sentidos e com o alarme, os operadores puderam agir imediatamente, provando o DCS ser um método de detecção eficaz.

Em outubro de 2003 foi incluído no programa a preocupação com a otimização da produção, sendo vista pelos analistas do caso como uma revisão significativa para a estratégia. É ressaltada ainda a preocupação com a segurança de todo o processo, dado o objetivo de aumento da produção de gás mantendo níveis de produção de sólidos desejáveis. O programa situou-se na província de gás maduro. As variáveis que o programa justifica para a escolha da área são uma combinação de características físicas: formação de fraca consolidação, depleção do reservatório induzindo avanço de água

além do fato das estratégias iniciais de completação não incluírem os Tubos Telados de contenção.

Resumindo, problemas com erosão e necessidade de otimização de produção levaram a empresa a reformular sua estratégia de gerenciar fluxo de sólidos, que consistiu, dentre outras coisas, a implementar um sistema de acompanhamento de taxas de areia.

6.2. Campo de Girassol, Angola

Os autores do estudo relativo ao campo de Girassol tratam – de um modo geral – da maneira como foi gerenciada a problemática da produção de areia no campo. O período de pesquisa compreende desde as primeiras completações aos cinco primeiros anos de produção e injeção, focando a análise, logicamente, nos fatores relativos ao controle/produção de sólidos. Apesar de não fazer parte do cenário presente no Brasil, tal estudo é importante em termos de analogia, pois se trata, como em casos brasileiros, de completação em reservatórios de arenitos turbidíticos inconsolidados em águas profundas.

O campo de Girassol, que foi descoberto em 1996, está localizado na área *offshore* da Angola, mais precisamente no bloco 17, 210 quilômetros à Noroeste de Luanda. Atualmente o campo engloba também o reservatório de Jasmim, e conta com 29 poços completados, sendo 13 de injeção de água e 2 de injeção de gás. Os poços têm alta produtividade e chegam a valores acima de 40000 BOPD (barris de óleo por dia). A seguir, a Figura 42 com a localização do campo.



Figura 42. Localização do campo em Angola.

No que diz respeito às informações geológicas, a pesquisa informa que os reservatórios no campo consistem de arenito inconsolidado de má seleção – uma vez que variam grãos desde finos à grossos – depositados por sistema fluvial através do canyon do Rio Congo. Ao todo, o sistema Girassol/Jasmin é composto por cinco principais complexos turbidíticos do Oligoceno (B1, B2, B3, C1/C2 e C3/C4) e cinco depósitos como folhas entre estes (S1, S2, S3 e o Lobo Basal); entre os complexos, B3 é o maior e contém a maior parte da reserva; os depósitos como folhas têm baixa reserva.

As características do reservatório são bem conhecidas dado o intenso programa de aquisição de dados, que incluiu amostragem e poços para análise. As temperaturas no reservatório variam entre 140°F e 160°F.

O texto inicia então a análise granulométrica. É dado que, para grãos entre finos e médios, bem selecionados, geralmente possuem muito boa porosidade (25 a 40 %) e boa permeabilidade ($0,5 < K < 5$ D); grãos entre médio e grosseiros possuem boa porosidade (20 a 35%) e muito boa permeabilidade ($0,5 < K < 10$ D); grãos muito grosseiros a conglomerados têm porosidade(15 a 30%) e permeabilidade ($0,1 < K < 3$ D) baixos. É mencionado ainda que nem sempre Girassol é um campo de boa seleção. A Tabela 7 mostra a análise realizada:

Tabela 7. Análise do reservatório da Angola.

Reservatórios	D50 (microns)	D100 (microns)	CU
B1	80 a 600	***	1,8 a 5
B2	120 a 400	***	2 a 3
B3	80 a 600	***	2 a 8
C1/C2	100 a 500	***	2 a 6
C3/C4	50 a 150	***	2 a 9
S1 S2 S3 S6	***	150 a 250	2 a 4

Petit *et. al.* (2007) mostra a classificação petrofísica referente à reservatórios, e essa baseia-se, entre outros fatores, na porosidade, permeabilidade e distribuição do tamanho dos grãos. Esta é ilustrada na Tabela 8.

Tabela 8. Grupos petrofísicos.

GRUPOS PETROFÍSICOS (para reservatórios)							
	Classificação/tamanho médio do grão principal	Teor de Argila	Seleção dos grãos	Porosidade Média	Permeabilidade	Swi Médio	comentários
Grupo 1	reservatório pobre; fácies argilosas; / 50µm	30%	ruim	35%	< 100mD	30% < Swi < 45%	grupo corresponde a turbiditos de fluxo gravitacional de baixa densidade
Grupo 2	fácies laminares; fracamente argilosas;	10%	moderada a ruim	31%	100 a 1000mD	18% < Swi < 35 %	grupo corresponde a turbiditos de fluxo gravitacional de baixa densidade
Grupo 3	fácies finas laminares de areia misturadas e pacotes de areia de grão fino; / 160µm	3%	boa	36%	1000 a 3000mD	12% < Swi < 18%	grupo corresponde a turbiditos de fluxo gravitacional de densidade de baixa a alta
Grupo 4	pacote de areia de grão fino a médio; / 400µm	1%	boa	30%	3000 a 10000mD	8%	grupo corresponde a turbiditos de fluxo gravitacional de alta densidade
Grupo 5	pacote de areia de grão grosso; / 1200µm	0,20%	ruim	23%	2000 a 4000mD	18%	grupo corresponde a turbiditos de fluxo gravitacional de alta densidade

A estratégia principal, como será visto, foi a implementação dos métodos de colocação de Tubos Telados em poços não revestidos e realização de *Frac Packs* em poços revestidos. É mencionado que as variações esperadas nos grãos e a configuração do reservatório sugerem a necessidade da utilização de mais de um método e é reportada no documento apenas a estratégia para poços produtores.

As completações utilizando *Frac Pack* foram realizadas em nove poços, que tiveram três diferentes diâmetros de revestimento, sendo eles: 7", 9-5/8" e 10-3/4". Entre os fatores do cenário que levaram à preferência pelo método estão a presença de várias camadas em um mesmo poço precisando ser drenadas e uma má uniformidade dos grãos.

Os comentários à respeito da utilização deste método nestes nove poços após cinco anos de produção são descritos a seguir, valendo ressaltar, sobretudo, o bom resultado com relação ao efeito *skin*. Obtiveram-se de altos Índices de Produtividade observados em vários poços, comparáveis com os poços não-revestidos. A operação de *Frac Pack* foi relativamente simples e de baixo risco, além de ter mostrado bom desempenho de produção, sem plugueamento dos tubos telados ou queda de produção. Ainda sobre os tubos telados, estes não sofreram falha mesmo para as maiores velocidades de fluxo alcançadas durante a vida do poço.

Apesar da preocupação inicial, o efeito *skin* não foi sentido para os poços revestidos, mesmo para vazões de óleo acima de 25000 BOPD em intervalos relativamente pequenos. O baixo valor para o efeito *skin*, provou, segundo o estudo, que

o *Frac Pack* é método muito efetivo no controle de areia em formações que tem alta mobilidade de fluido (20000 a 30000 mD-ft/cP) em ângulos acima de 76°.

Em poços horizontais ou de alto ângulo não revestidos, a preferência foi pela utilização de Tubos Telados unicamente, (Completação *SAS – Stand-Alone Screen*), utilizando mais especificamente os *wire-wrapped*. Os intervalos típicos de interesse variam entre 500 e 1300 metros.

A escolha pela *SAS* foi baseada em experiências anteriores baseadas em vários campos em que, mesmo atravessando zonas de baixa permeabilidade, às vezes incluindo folhelho, a completação *SAS* é muito eficiente, resultando em efeito *skin* muito baixo. É mencionada a vantagem de ser usado, neste caso, em empacotamento natural da areia da própria formação. Nos primeiros estágios do projeto, em algumas seções importantes de folhelhos perfurados foi usado *packer* (*ECP – External Casing Packer*). Na completação, zonas com folhelho foram isoladas com o *ECP* e não foi observado nenhum efeito adverso quanto à isso.

Segundo a pesquisa a respeito do campo de Girassol, os Tubos Telados *wire-wrapped* foram escolhidos pela sua capacidade “auto-limpante” quando comparados com os Tubos Telados tipo *premium*. Essa explanação diz respeito, ao que parece, à menor capacidade dos Tubos *wire-wrapped* de reter grãos em sua interface. Além disso, os tamanhos dos orifícios no tubo (*slots*) foram otimizados por testes de laboratório com amostras contendo apenas a granulometria mais fina admissível.

Os comentários a respeito da produção após a utilização da completação *SAS* são positivos, lembrando que a produtividade correspondeu à expectativa criada. Contudo, é ressaltado também, que para melhor compreensão do desempenho referente aos Tubos Telados foram realizados diagnósticos separados para cada poço. Um bom exemplo do auxílio que pode dar essa pesquisa em cada poço é a análise das velocidades máximas alcançadas. A máxima estimada na vida de um poço para o campo foi de 0,07 ft/s, para a completação tipo *SAS*. Em determinado ano, a máxima atingida foi 0,04 ft/s; esta velocidade ajuda na consideração dos piores poços. Isto ajuda, também a distinguir em quais poços uma possível erosão poderia ocorrer primeiro.

O modo de gerenciamento de produção de finos da formação de Girassol é um exemplo do uso do critério de seleção de método que trata o presente texto. No que diz respeito ao método de *Frac Pack*, procurou-se analisar os parâmetros relativos à formação, onde se tem má uniformidade da formação e várias camadas em um mesmo poço precisando ser conectadas. Tem-se a analogia usada no caso da escolha pela

completação *SAS*, onde experiências anteriores pesaram na decisão. Por fim, assim como no caso estudado anteriormente da Plataforma Continental do Reino Unido, houve constante monitoramento após a completação do poço, e a partir disso o estudo das condições referentes à produção de sólidos.

6.3. Campo de Gás *Offshore* no Sudeste da Ásia

O presente estudo realizado por Mcphee & Lemanczyk (2007) tem relevância por demonstrar de maneira sucinta todas as fases que um bom gerenciamento de campo – no que diz respeito ao tratamento de produção de sólidos da formação – pode ter. Trata-se de um campo *offshore* de produção de gás. O fato do fluido ser gás, como dito neste texto, impacta fortemente no planejamento do método uma vez que estão presentes altas vazões de fluxo o problema de erosão dos Tubos Telados se intensifica.

O campo é composto de 24 reservatórios e 13 seqüências, sendo os poços que atingem as seqüências mais profundas tratados como HPHT (*High Pressure High Temperature* – Alta Pressão e Alta Temperatura). As seqüências ditas rasas estão presentes em uma profundidade total vertical (TVD – *Total Vertical Depth*) inferior a 6000 ft (≈1830 metros), sendo as ditas profundas em profundidades superiores a esta.

Na primeira fase de desenvolvimento do campo teve-se 31 poços, para 3 plataformas; muitos deles desviados e relativamente rasos (das seqüências superiores); todos revestidos e canhoneados. A segunda fase, que tem seu cronograma para os anos 2008/2009, tem em seu planejamento 41 poços e produção esperada variando entre 400 e 800 MMscf/d.

Necessário frisar que o estudo trata do período na vida do campo em que já ocorreu a conclusão dos poços da fase 1, e os poços da fase 2 estão para começar a ser perfurados. O estudo do gerenciamento da questão incluiu duas vertentes principais: (a) avaliação do risco e produção de areia para a vida do poço; (b) otimização da estratégia de gerenciamento para os poços da fase 1 e 2. A vertente (a) inclui a avaliação detalhada da produção de areia para os poços existentes da fase 1 e a avaliação probabilística da produção de areia para os poços da fase 2.

Como histórico, o campo teve uma produção de areia limitada a 12 kg/semana (em média) até o momento do estudo. Os objetivos presentes na ocasião incluem, além

do estudo do gerenciamento já citado (com as duas vertentes ditas), a avaliação do custo com o controle de areia, tanto para os poços concluídos como para os poços futuros.

A predição da produção de areia, sobretudo para os novos poços, incluiu a formulação de modelo geomecânico que levou em consideração as tensões na rocha e pressões nos poros. A compreensão do estado de tensões existentes na região do poço é essencial, como já dito, para entender e até prever, de certa forma, os eventos que irão ocorrer em relação à produção de finos. O modelo de falha da rocha, que na verdade trata do momento de início de produção de areia, inclui: análise 3D para poços desviados, cálculo da tensão tangencial efetiva, comparação com a tensão efetiva e análise para poços das ambas fases. A pressão de abandono é determinada como sendo de 500 psi.

Para calibração do modelo que tenta prever o volume de areia produzido foram utilizados detectores acústicos, que além de se mostrarem eficientes como em outros casos na detecção de sólidos, foram fundamentais na calibração do modelo que apontava 10 vezes mais areia produzida em relação ao volume realmente coletado. Alterações nas vazões e regime de fluxo foram necessários.

Os resultados gerais para a modelagem da falha da rocha indicaram, dentre outros fatores:

- a depleção (em que os riscos de produção de areia aumentam com o aumento da depleção da pressão no poço),
- a produção de água (rochas enfraquecidas pela reação com folhelhos próximos)
- a direção do poço (alto risco de falha em canhoneados para disposição horizontal e baixo risco, ou nenhum, de falha em canhoneados para a disposição vertical).

Contudo, o fator mais relevante em todo o relatório de pesquisa à respeito do tratamento dado a este campo no Sudeste da Ásia está concentrado em três fatores centrais: As Diretrizes para Estratégia de Gerenciamento de Areia, As Opções de Controle de Areia Consideradas e a Estratégia Integrada de Gerenciamento de Areia.

As Diretrizes para Estratégia de Gerenciamento incluíram 6 pontos principais que levaram à análise do fator central seguinte. O primeiro trata do reconhecimento de que os níveis de produção de sólido aumentarão em relação aos níveis atuais, tanto para os poços existentes quanto para os futuros. O segundo trata da produção de água; o aumento desta produção promoverá o aumento da produção de sólidos, sobretudo em camadas mais rasas, que são extremamente sensíveis à presença de água. Outro ponto

trata da análise granulométrica local, que diz que reservatórios rasos são mal selecionados ($C_u > 5$) e tem alto teor de finos. Muitos possuem $D_{10} < 120$ microns e $D_{50} < 10$ microns. O quarto ponto trata do fato dos poços existentes serem revestidos e canhoneados, o que limita as opções de remediação, e aponta que novos poços podem sofrer tratamento mais adequado. Outro ponto trata da completação de várias zonas diferentes, onde tem-se a possibilidade isolamento de zonas, seletividade e acesso durante intervenções. O sexto e último ponto trata do fato de se estar operando em ambiente extremamente agressivo em termos de corrosão, onde tem-se altos teores de CO_2 .

A seguir, a Figura 43 mostra a curva de análise granulométrica realizada com amostra proveniente de camadas mais rasas de formação (TVD < 6000 ft).

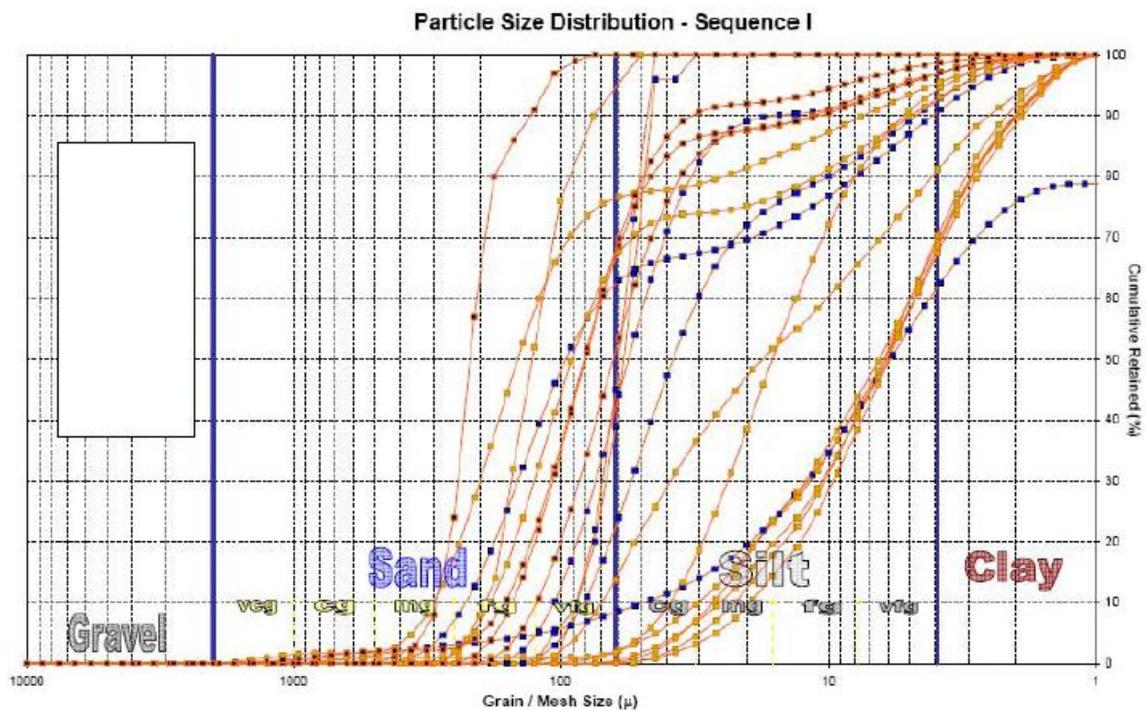


Figura 43. Distribuição dos tamanhos de grãos de uma amostra.

As Opções de Controle de Areia Consideradas é outro fator-chave na demonstração de como a questão foi tratada por parte dos profissionais responsáveis no que diz respeito aos métodos possíveis. O primeiro método considerado é a consolidação química. Contudo é ponderado neste método o alto risco de plugueamento (formação de barreira ao fluxo de fluido) e o declínio da performance da produção a longo prazo. O segundo método seria a completação *stand-alone*, com a utilização ou de

Tubos Telados do modelo *wire-wrapped*, ou o do modelo *premium*. Porém, por se tratar de formação de seleção ruim e muitos finos, a contenção de finos da formação é prejudicada. Além de tudo isso, tem-se velocidades muito elevadas nos canhoneados, para poços revestidos, e uma preocupação com o isolamento de zonas.

Tabela 9. Análise dos possíveis métodos e parâmetros.

Sand Exclusion Method	wellbore radius	completion skin	fines plugging	erosion	multizone control	zonal coverage	integrity	longevity	cost & logistics
Chemical Consolidation		X	X			XX	X	X	X
Stand Alone Screen	XX		XX	XX	X		X	XX	
Compliant Screen				X					XX
Gravel Pack (OH)	X	XX	X						X
Gravel Pack (CH)	XX	XX	X	X	X				XX
Frac & Pack (with screen)	X		X		X	X			XX
High Rater Water Pack	XX	XX	X		X				XX

A Tabela 9 demonstra a relação entre os métodos e os parâmetros analisados. Os quadros de cor amarela demonstram uma relação positiva entre método e parâmetro, enquanto que os quadros de cor vermelha, uma relação negativa.

Em relação à utilização de *Gravel-Pack* e *Frac Pack*, tem-se o fato de risco de interrupção do fluxo (plugueamento) em *Gravel-Packs* em poços revestidos. Além disto, é levado em consideração o custo, risco e as considerações operacionais caso tenhamos fluido à base óleo.

Por fim, Mcphee & Lemanczyk (2007) mostram a questão de gerenciamento em uma visão geral, na Estratégia Integrada de Gerenciamento de Areia, o último ponto forte entre os 3 tratados pelo trabalho. Esta estratégia inclui 4 fatores principais:

- permitir que areia seja produzida (a níveis controláveis) e fazer a coleta desta na superfície;
- estabelecer taxas de transporte de areia assim como potenciais de erosão;
- reduzir/controlar as taxas de areia;
- aperfeiçoar a detecção de areia;

Para reduzir/controlar as taxas de areia a estratégia inclui o canhoneio orientado, nos poços futuros da fase 2 de desenvolvimento do campo, de acordo com os estudos de tensão presentes; além disso, temos canhoneio seletivo para intervalos mais profundos, também em poços da fase 2, onde a tensão é mais variável que nos intervalos mais rasos. É mencionado uma melhora do condicionamento dos poços – tanto da fase 1 quanto da fase 2 – a partir da indução da produção de areia e formação de cavidade estável. Para aperfeiçoamento da detecção de areia será feita a calibração regular dos equipamentos envolvidos.

De um modo geral, o trabalho contribui muito para compreensão do modo de gerenciamento que se pode ter em determinado campo. Como aspectos gerais, temos os responsáveis pelo gerenciamento diante de um campo produtor de gás de grande potencial que não apresenta problemas consideráveis no momento com a produção de sólidos, mas com todas as chances de vir a ter níveis problemáticos futuros. Estes problemas aparecerão, sobretudo, com a depleção dos reservatórios e o início da produção de água.

Portanto, antes do início da exploração da segunda fase do campo o que se tem é um estudo cauteloso baseado, sobretudo, na amostragem e tentativa de modelagem do ambiente. Todo este estudo tem o intuito de praticar ações preventivas para os poços da fase 2, não esquecendo das ações de remediação em possíveis aumentos – já previstos – nas taxas de produção de sólidos para os poços da fase 1. O que merece atenção em todo o estudo feito a partir do relatório de Mcphee & Lemanczyk (2007) é a preocupação com a amostragem e estudo minucioso da granulometria e das taxas, exemplificado pelos detectores e sua calibração constante. A seguir, a Figura 44 mostra o esquema com todos os fatores envolvidos, divididos por setores:

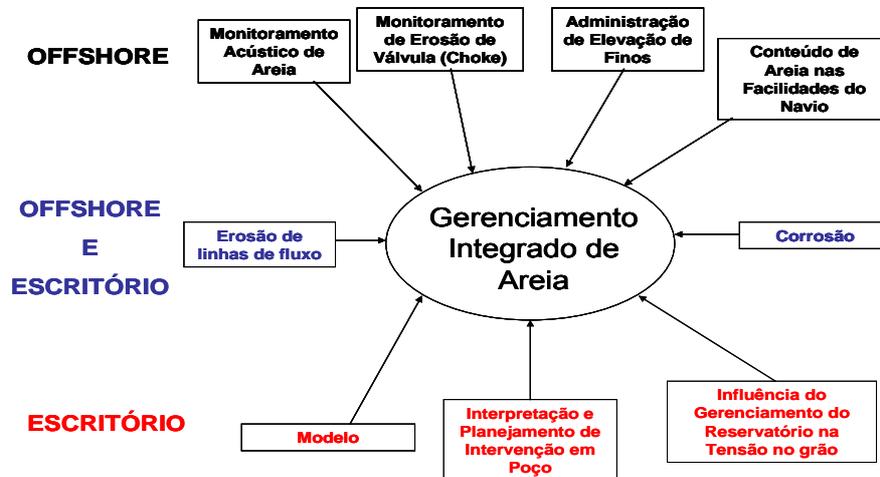


Figura 44. Esquema do Gerenciamento adotado para o Campo.

7. Análises de Correlações

Inicialmente, é necessária a distinção entre técnica e equipamento. Técnica envolve o conjunto de conhecimentos e habilidades necessários à realização da operação. Equipamento trata da ferramenta – meio físico – para a realização desta. Um exemplo seria a completação pelo método *Stand-Alone*, onde se resolveu usar Tubos Telados Expansíveis: os tubos representam as ferramentas, a habilidade de descer e alocar esses tubos de maneira correta constitui a técnica. Tal distinção se faz aqui presente devido às explanações futuras, onde por vezes equipamentos não terão tanta ênfase quanto as técnicas. Apesar de constituírem parte fundamental na seleção do método, a análise completa de equipamentos constituiria estudo demasiado minimalista para a abordagem do texto.

7.1. As Premissas

A pesquisa levou à elaboração de três premissas fundamentais na compreensão de decisões em gerenciamento de poço candidato à controle de produção de sólidos. Tais premissas podem ser consideradas a maior herança de todo o estudo realizado, uma vez que integram toda compreensão e conhecimento adquiridos no processo.

7.1.1. Premissa Zero – Alto Retorno Requer o Melhor Investimento

Como visto anteriormente, todos os poços estão na área *offshore*, e a unidade de produção adotada é a Semi-Submersível. A localização destes poços, sobretudo, indica o alto nível de complexidade de realização de operações, seja no âmbito perfuração, da completação, ou até mesmo uma possível intervenção. Aliada a esta dificuldade, encontramos gradientes de pressão muito superiores aos que possam ser encontrados em poços de pequena lâmina d'água ou poços *onshore*. Esta imposição do ambiente requer sempre infra-estrutura da mais alta tecnologia, podendo tornar a exploração de determinado local inviável, caso esta tecnologia não exista. Alta tecnologia detém alto custo.

A operação *offshore* requer um nível de investimento financeiro muito superior ao nível encontrado em poços *onshore*, por exemplo. Tal investimento só cresce com o nível de dificuldade, e está diretamente ligado ao crescimento da lâmina d'água na qual se encontra o poço. Justifica-se então a premissa zero, na qual busca-se fazer o melhor possível em termos de controle de areia.

7.1.2. Premissa Um – Analogia com poços vizinhos

Apesar de todo estudo que pode ser feito com relação a seleção do melhor método, a premissa-guia que rege a prática é a da analogia. Experiências passadas bem sucedidas dão segurança na técnica e assim reduzem os riscos de completação inadequada, além da possibilidade da comparação e estudo prévio de dados. Se determinado campo possui um novo poço recém-perfurado similar a outros cinco adjacentes, é razoável pensar que, se foram obtidas cinco completações bem sucedidas pelo método de controle de areia X, a aplicação de X no novo poço também será bem sucedida. Lembrando sempre que tal raciocínio vale para um mesmo cenário.

Ressalta-se, porém, que a didática do presente texto optou por variar os métodos em um mesmo campo. Contudo, trata-se de apenas dois poços, e a tendência, principalmente para poços sem revestimento, é a continuidade dos mesmos métodos ao longo dos outros poços do campo.

7.1.3. Premissa Dois – Análise Física

Trata da verificação dos parâmetros relativos aos ambientes. Por vezes antecede brevemente a Premissa Um. Dado que se verificou um poço de características similares aos vizinhos, implementa-se o método dos vizinhos. Porém, temos casos em que tal Premissa pode ser mais complexa, exigindo um tempo maior para a avaliação quanto à escolha e dando, assim, maior peso à decisão. Esta situação pode ser vista em poços produtores pioneiros, nos quais, apesar de testemunhos ou testes de formação indicarem a necessidade de controlar areia, a escolha pelo método pode não ser tão trivial. Vale ressaltar que a analogia, de certa forma, sempre existe, ou seja, excetuando-se testes em tecnologias inéditas, o modo comparativo embutido na experiência de quem executa ou

planeja a técnica sempre está presente. Porém, a analogia não pode ser feita sem a análise física.

7.2. Os Parâmetros Levados em Consideração

A análise realizada nos seis campos teve como parâmetros os que seguem: Tipo de Completação, Ordem de Completação, UCS, Permeabilidade, Tipo de Rocha, Seleção dos Grãos, Tipo de Fluido e Seleção de Tubos Telados.

A presença de apenas oito parâmetros para representar toda a complexidade que ocorre na natureza do poço pode ser considerada uma simplificação por vezes demasiada da questão, levando à idéia de má representação por parte do modelo. Contudo, a pesquisa realizada procurou selecionar os parâmetros mais significativos do campo/poço, ou seja, os que além de serem bem representativos, tivessem mais influência na questão.

A seguir, o detalhamento de cada parâmetro, com a explanação de seus pontos principais (definição e relação com o fenômeno) e simplificações realizadas. À frente de cada título de parâmetro, sua sigla utilizada no Quadro-Resultado.

7.2.1. Tipo de Completação (TC)

Os dois tipos de Completação que o texto se refere são: a) Completação de um poço revestido e b) Completação de um poço não revestido. Como medida de simplificação e aproximando a análise dos casos reais, toma-se aqui a completção de um poço revestido como aquela introduzida em um poço vertical, ou pelo menos de baixo ângulo, e a completção em poço não revestido, aquela introduzida em poço de ângulo próximo à 90°.

As implicações do tipo de completção na diferenciação de análise de cada método são explicitadas em capítulos precedentes a este, contudo vale ressaltar que basicamente a diferenciação está a na complexidade que pode estar presente em cada caso.

7.2.2. Ordem da Completação (OC)

O primeiro parâmetro levado em consideração é a “Ordem de Completação do poço”. Na verdade, trata-se da quantificação do grau de experiência em relação à operações de completção realizadas no campo. É parâmetro de fator primordial levando-se em consideração a Premissa Um, onde experiências antigas no mesmo ambiente, ou em ambiente similar, guiam a realização das outras.

A abordagem do texto tomará um poço de ordem 3, por exemplo, como sendo o terceiro poço completado em todo o campo. Não quer dizer necessariamente que o método escolhido para ele já foi aplicado outras duas vezes, ou não, mas trata apenas de uma medida indireta da experiência e conhecimento que se tem no campo.

Sendo assim, quanto maior a Ordem de Completação, maior a experiência que possui o grupo responsável. Conseqüentemente, maior a possibilidade de realização de uma operação anterior e maior a chance de se ter uma operação bem sucedida. A relação pode ser dada como a do gráfico da Figura 45 a seguir.

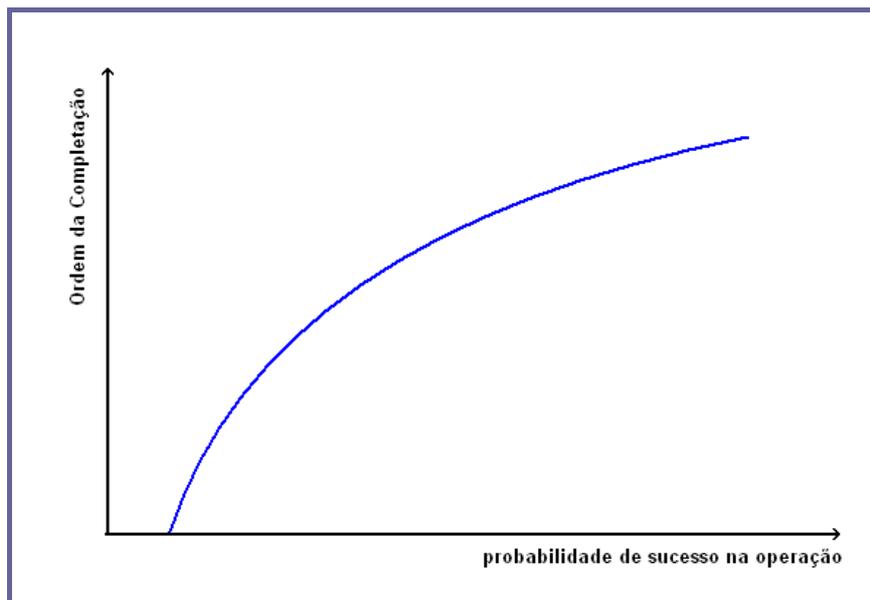


Figura 45. Probabilidade de sucesso em operação.

7.2.3. UCS (UCS)

Como já dito anteriormente, o conhecimento do parâmetro UCS (*Unconfined Compressive Strength*) é determinante para avaliação do potencial que o poço tem para produzir – se vai produzir, e o quanto vai produzir – sólido. Tal parâmetro é explanado detalhadamente na abordagem acerca da análise do ambiente, restando, contudo, salientar que à medida que o valor do parâmetro torna-se menor, maior é a produção de

finos, uma vez que este está ligado à força de coesão entre os grãos. A relação pode ser dada como a do gráfico da Figura 46 a seguir.

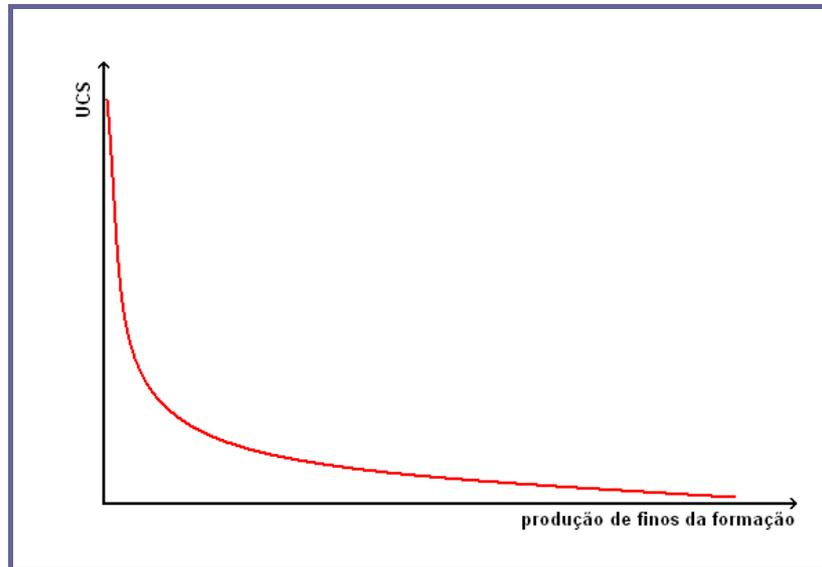


Figura 46. Produção de finos dada pela UCS.

7.2.4. Permeabilidade (K)

Trata-se de parâmetro chave na compreensão da importância do conhecimento da curva granulométrica da formação. A permeabilidade, descrita anteriormente, trata da capacidade que o meio poroso possui de se deixar passar por fluidos. Contudo, convém agora estudar como este parâmetro pode influenciar na problemática do controle de fluxo de sólidos, tendo-se assim a consideração deste na análise de melhor método. Necessário lembrar, como será visto em outro tópico, que o conceito de permeabilidade está intimamente ligado ao de seleção de grãos da formação.

Hodge *et al.* (2002) realizou testes laboratoriais que buscavam avaliar o desempenho de Tubos Telados diante de fluxo em meio poroso com valores distintos de permeabilidade. Para melhor compreensão dos resultados obtidos faz-se necessário especificar tais testes; no que diz respeito aos Tubos Telados, foi relatado que estes tiveram seu diâmetro, espessura e peso determinados, juntamente com suas respectivas densidades. O Tubo foi montado em uma célula de teste e a permeabilidade inicial foi determinada. É mencionado também no estudo que a granulometria referente à formação foi cuidadosamente medida, de modo a retratar da melhor forma uma situação real; o mesmo vale para o *Gravel* alocado de modo a avaliar a integridade de Tubos

Telados em situação de *Gravel-Pack*. Quanto ao fluido, foi utilizado um óleo Newtoniano com baixa concentração de sólido (5% em volume); a taxa de fluxo foi continuamente monitorada e o diferencial de pressão de deposição de partículas foi mantido constante e igual a 200 psi. No momento em que a espessura da formação no Tubo alcança valor aproximado de 0,25 polegadas a pressão chega à 400 psi. Amostras de óleo foram coletadas e a concentração de sólidos foi determinada como sendo o peso de sólido da formação / ft² de área de Tubo Telado *versus* fluxo total / ft² de área de Tubo Telado. A Figura 47 mostra a relação entre a quantidade de sólido produzido/ft² de Tubo Telado, para cada um dos 10 modelos de Tubos Telados utilizados no teste.

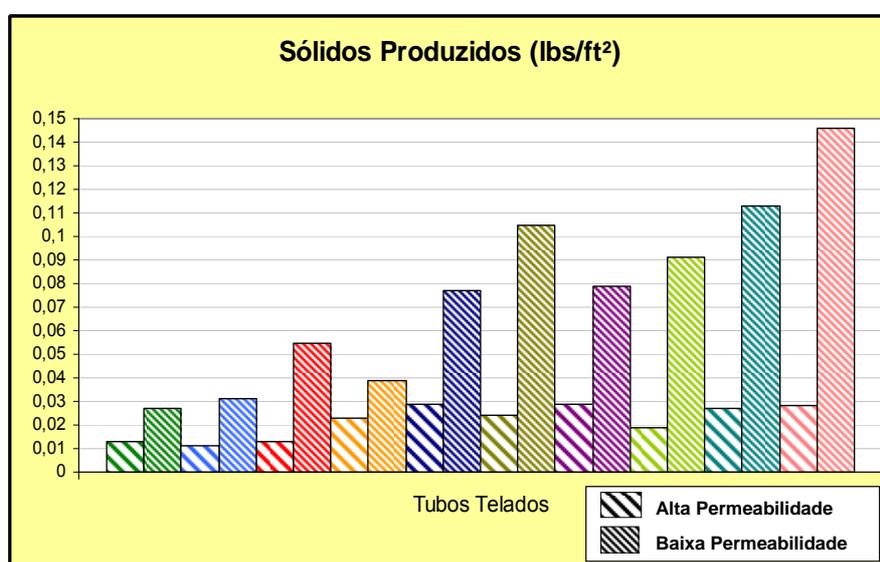


Figura 47. Experimento de Hodge.

É mencionado por Hodge *et al.* (2002) que em geral Tubos Telados dão resultados muito bons em relação à retenção em formações de boa permeabilidade. Boa permeabilidade indica boa seleção de grãos, que indicaria, por conseguinte um bom desempenho do Tubo Telado bem especificado. Apesar do acúmulo de sólidos consideravelmente maior observado para todos os modelos de Tubos, apenas o último analisado saiu da especificação para formações de baixa permeabilidade.

7.2.5. Tipo de Rocha (TR)

O parâmetro “Tipo de Rocha” tem abordagem bem simples no texto. É dada a partir da lógica 0-1, onde 1 corresponde à rocha que tem alguma probabilidade de ter

seus sólidos constituintes carregados pelo escoamento no meio poroso, e 0 corresponde a rocha que definitivamente não terá constituintes carregados. Trata-se de uma simplificação, onde importa ressaltar que a rocha correspondente a 0 não terá tratamento algum com relação ao gerenciamento de produção de sólidos. No presente texto, a rocha 1 trata essencialmente de arenito, e a rocha 0, carbonato. A Figura 48 apresenta um esquema gráfico do parâmetro TR.

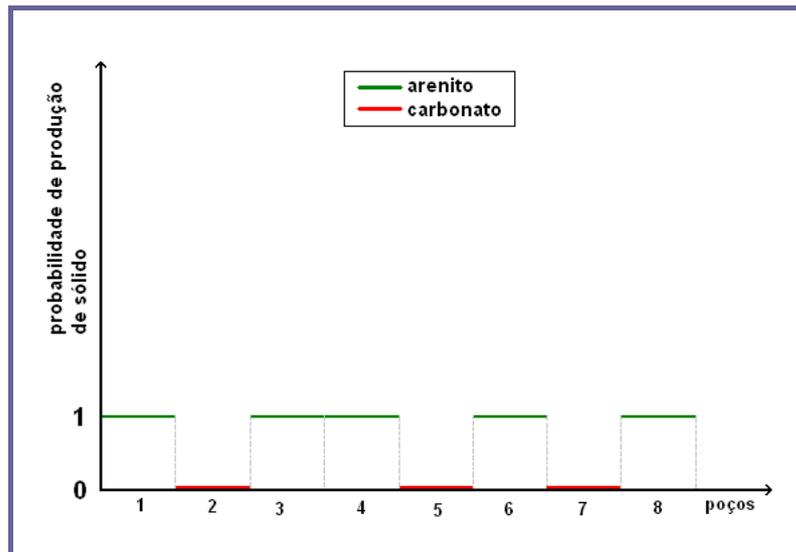


Figura 48. Exemplo Tipos de rocha

7.2.6. Seleção dos Grãos (SG)

O conceito de seleção de grãos é, de certa forma, intuitivo, e demonstra a variação dos tamanhos dos grãos formadores de uma amostra de rocha sedimentar. Uma analogia poderia ser feita com a Estatística, onde, para a amostra temos os valores dos diâmetros dos grãos constituintes de um testemunho e para a seleção temos o desvio padrão calculado. Um maior desvio padrão da amostra denotaria uma pior seleção. Ressalta-se aqui que a seleção de grãos de uma amostra não segue necessariamente a distribuição “Normal” de probabilidade, sendo o termo “desvio padrão” utilizado apenas para auxiliar a compreensão.

A seleção dos grãos será tratada com o seu *coeficiente de uniformidade*, o C_{μ} , o parâmetro definido como sendo:

$$C_{\mu} = D_{40} / D_{90}$$

onde D_{40} é o tamanho de grão acima do qual, na análise granulométrica, 40% em peso dos grãos da formação ficam retidos e D_{90} é o tamanho de grão acima do qual, na análise granulométrica, 90% em peso dos grãos da formação ficam retidos.

Segundo Woods & Ott (2003) uma formação é considerada de ruim seleção caso seu C_u tenha valor superior a 5. O gráfico de análise granulométrica tem o comportamento da Figura 49.

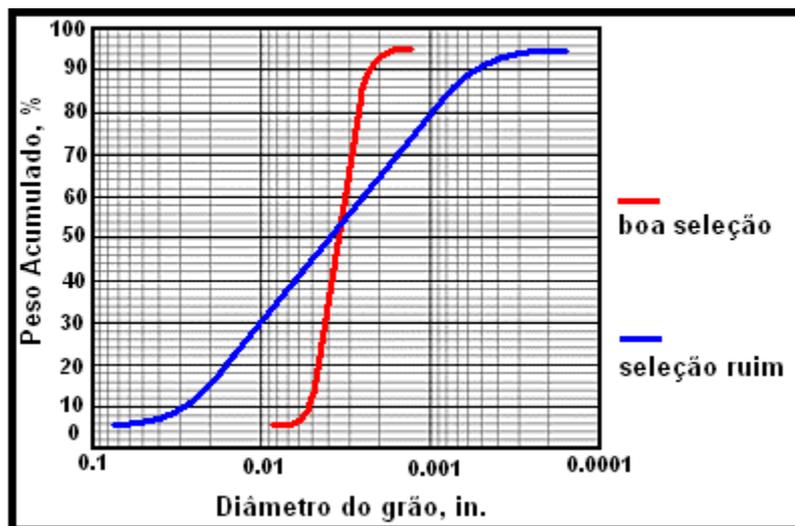


Figura 49. Distribuições granulométricas.

O parâmetro “seleção de grãos” está intimamente ligado com a permeabilidade presente no meio. Uma má seleção implica em baixa permeabilidade, o que poderia levar o projeto do poço a considerar possibilidades como fraturamento da formação. Quanto aos métodos, os escolhidos poderiam ser o *Gravel-Pack* ou o *Frac Pack*. Uma completação *Stand-Alone* seria pouco eficiente neste caso de má seleção.

7.2.7. Tipo de Fluido (TF)

A exemplo do parâmetro “Tipo de Rocha”, a análise do tipo de fluido apesar de muito importante, tem abordagem relativamente simples e é de fácil compreensão. A principal questão está ligada ao fenômeno de erosão de revestimentos e equipamentos presentes no caminho que o fluido faz entre a formação – logo que é produzido, no poço – e a unidade de produção. Toda estrutura metálica em contato com fluido contendo partículas – ambos em velocidade considerável – estará sujeita ao fenômeno da erosão.

A erosão é função de três parâmetros principais: velocidade da partícula sólida (fluxo do fluido), tamanho da partícula e tipo de aço e/ou metal.

O tipo de fluido irá impactar na velocidade da partícula presente no fluido. O fluxo de gás possui velocidade consideravelmente maior que o fluxo de óleo. Dado que altas velocidades de fluxo carregam grãos à alta velocidade, presume-se que a produção de gás, tomando as outras propriedades constantes e iguais para os dois casos, causará maiores problemas com relação à erosão. Aliado a isso, tem-se ainda o fato do óleo poder atuar, de certa forma, como lubrificante, o que minimiza a erosão.

Deve-se ainda considerar, além da erosão, o potencial de carreamento de sólidos que o fluido pode ter, a depender de sua composição e velocidade.

Dado este contexto, várias medidas de projeto são levadas em consideração, como o possível aumento do diâmetro da linha, com o objetivo de reduzir a velocidade de vazão. Outra medida que pode ser citada é o estudo de materiais mais resistentes ao esforço.

De qualquer forma, a pesquisa presente neste texto toma a análise de método de controle de areia, em poço produtor de gás, mais rígida no que diz respeito principalmente à granulometria aceitável, uma vez que está presente altas velocidades de fluxo.

7.2.8. Seleção de Tubos Telados (STT)

Selecionar o melhor Tubo Telado para cada cenário constitui tarefa muito importante, onde uma escolha inadequada pode levar à conseqüências graves, seja no curto, seja no longo prazo. Em um exemplo grosseiro para conseqüências de curto prazo, pode-se citar aqui o mau dimensionamento do diâmetro requerido, ocasionando a prisão indesejada do Tubo em determinado trecho do poço. Uma conseqüência de longo prazo, que, aliás, engloba toda a fase de produção, é o mau dimensionamento do MESH do Tubo, onde este produziria níveis (em peso) de sólidos acima do projetado, podendo acarretar uma série de problemas anteriormente descritos. A análise geral da seleção de Tubos Telados segue o diagrama da Figura 50.

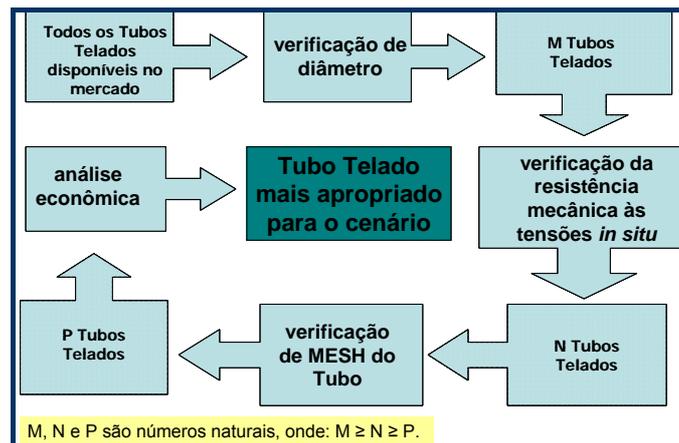


Figura 50. Seleção geral de Tubos Telados.

O diagrama é bem amplo, contemplando todos os casos possíveis, independente do cenário. Ele se divide em: análise mecânica e análise econômica. A análise mecânica antecedendo a econômica. A análise mecânica, como pode ser visto, compreende a “verificação de diâmetro”, a “verificação da resistência mecânica às tensões *in situ*” e a “verificação de *MESH* do Tubo”. A análise econômica compreende em selecionar, dentre os que atendem às especificações mecânicas, o que possui menor custo total (custo do Tubo + custo de operação do Tubo).

Um exemplo de raciocínio do diagrama é o seguinte: “não adianta o Tubo ter um *MESH* adequado se ele não resiste às Tensões *in situ* ou se não tem o diâmetro adequado”. De outra forma, não adianta um modelo X de Tubo ter *MESH* adequado, resistir às tensões e possuir o diâmetro apropriado se existe um modelo Y de Tubo que também atende à estas necessidades e é mais econômico. O modelo escolhido será o Y. Ou seja, entre os P modelos de Tubos Telados, o mais econômico, logicamente, será o escolhido. A variável econômica fica sendo, desta forma, a variável de decisão, como deve ser os projetos de engenharia.

Uma pesquisa mais detalhada à respeito da análise mecânica é realizada no Anexo do presente texto, onde busca-se, acima de tudo, a visualização da variação de parâmetros como a capacidade de “ganhar ângulo” de acordo com o diâmetro do Tubo Telado.

Neste texto, dado que foi determinado a completção do tipo *Stand-Alone*, o tipo de modelo de Tubo Telado a ser usado será escolhido de acordo com o critério encontrado em Bennett *et al* (2000).

7.3. O Quadro-Resultado Comentado

Temos a seguir o Quadro-Resultado, representado na Tabela 10, onde se observa valores dos oito parâmetros para cada um dos doze poços. Ainda no mesmo Quadro tem-se o método escolhido como sendo o mais adequado para o cenário, que é a finalidade de toda a pesquisa.

Tabela 10. Quadro-Resultado da análise dos campos.

QUADRO-RESULTADO									
CAMPO	TC	OC	UCS	K	TR	SG	TF	STT	MÉTODO
Alfa	1	5	3000	2000	aren	2,651	óleo	premium	frac pack seletivo
	2	13	200	2300	aren	2,651	óleo	premium	gravel pack
Beta	1	4	12000	1900	aren	3,125	óleo	*****	redução de vazão
	2	7	3900	1900	aren	3,125	óleo	premium	gravel pack
Gama	1	2	310	1970	aren	4,320	óleo	ESS	stand-alone
	2	15	230	2100	aren	4,320	óleo	premium	gravel pack
Delta	1	6	17050	1	carb	***	óleo	Tube Ranhurado	N / A
	2	9	17020	1	carb	***	óleo	Liner Perfurado	N / A
Sigma	1	6	300	1950	aren	2,958	gas	premium	frac pack
	2	11	350	1960	aren	2,958	gas	premium	gravel pack
Ômega	1	8	10200	300	aren	3,467	óleo	wire-wrapped	stand-alone
	2	12	10150	350	aren	3,467	óleo	premium	gravel pack

Poço A1

O poço A1, inserido no campo *ALFA*, teve como melhor método a ser aplicado o *Frac Pack* seletivo. A escolha por ser seletivo deveu-se ao fato da presença de mais de uma zona produtora, bem distinta (separação entre o topo da zona inferior e a parte inferior da zona superior em torno de 12 metros). *ALFA* apresenta boa uniformidade, seu C_{μ} vale 2,651 e apresenta também alta permeabilidade (~2000mD). O alto potencial produtivo do campo justifica métodos robustos, e a completção de A1 foi fortemente influenciada por bons resultados de completações anteriores.

Poço A2

A permeabilidade média de A2 é ainda maior que a de A1, ultrapassando a média do campo, que é 2000 mD. A estratégia então de direcionar o poço levando à maior área possível de contato com o reservatório, levou à completção horizontal. Tal alternativa leva em consideração também a compensação pelo fluido viscoso e pesado produzido. Então, com toda a experiência de campo, o método escolhido foi o *Gravel-Pack*. Segundo Bennett *et al.* (2000), a alta pressão dada pela grande lâmina d'água

garante grande necessidade de se conter os arqueamentos formados pelos grãos, sendo o *Gravel* mais eficaz nesta tarefa, justificando a escolha. Alta lâmina d'água implica em alto risco. Adicionalmente, Bennett *et al.* (2000) apresenta a seleção da técnica e do tipo de Tubo Telado a ser utilizado. Neste caso, a técnica é o *Shunt Pack*, dado que temos alta lâmina d'água e $D50 > 75$ microns. Ainda no critério de Bennett *et al.* (2000), o tipo de Tubo Telado escolhido é o *premium*.

Poço B1

BETA possui baixa lâmina d'água, se comparada ao valor dos campos *ALFA* e *GAMA*. A alta UCS e média uniformidade dos grãos de B1 regeram a escolha. O óleo tem 29° API, e a observação de que a produção de vazões inferiores a 600 bpd não carregava sólidos fez a empresa adotar tal estratégia. Para isto, foram utilizados 20 produtores com *size* do tubo suficientemente pequeno para manter tal vazão. A decisão por este método – aplicado no caso real estudado – também é discutível, sobretudo pela variável econômica.

Poço B2

O caso de B2 pode ser considerado análogo ao caso de A2. Ele tem alta permeabilidade e UCS suficientemente baixa para classificar sua rocha reservatório como sendo de mole para média. O poço tem grande grau de inclinação, grande comprimento horizontal e sem limite de vazão (diferente de B1). Por Bennett *et al.* (2000), a técnica escolhida também será, como em *ALFA*, o *Shunt Pack*, com utilização de *premium screens*.

Poço G1

O campo *GAMA* possui alta permeabilidade e baixa UCS para ambos os poços. A alta lâmina d'água indicava uma completação robusta, como a vista em *ALFA*, contudo, G1 (inclinação $\cong 33^\circ$) tratava-se de um dos primeiros poços de *GAMA*. Dado que possuía até então boa uniformidade de grãos e prometia alto potencial, G1 foi completado *stand-alone*, porém foi utilizado Tubo Telado Expansível, com o objetivo de se aproveitar o máximo o diâmetro interno do poço. Quem faria o arqueamento seria o Tubo.

Poço G2

O caso de G2 envolve um poço injetor muito mais jovem que G1. Os parâmetros, contudo, são similares aos de G1, porém com uma UCS ainda menor. O controle de areia em um poço injetor se dá para evitar o problema do *water hammer*, que implica no desmoronamento do poço quando nele é parado ou diminuído o bombeio. A escolha e justificativa pode ser similar ao caso de A2, mesmo se tratando de um poço injetor. O método escolhido foi o dito *Gravel-Pack* à poço aberto.

Poços D1 e D2

Tem-se em questão a rocha reservatório carbonática. Esta possui UCS tão grande que não apresenta ameaça significativa quanto à produção de finos. Desta forma, seguindo o parâmetro Tipo de Rocha, temos a probabilidade de produção de sólidos igual a zero - dada pela simplificação explicada no parâmetro. Desta forma, nenhum método se aplicará a nenhum dos poços. Vale ressaltar que esta é uma simplificação geral feita para este texto. Na realidade, como é possível verificar no quadro-resultado, foi utilizado, como apontado por Rodrigues *et. al.* (2007) a utilização de Tubos Ranhurados e Liners Perfurados como ferramentas da zona de produção.

Poço S1

Apesar de possuir baixo C_{μ} , (2,958) e desta forma ser considerado um arenito bem uniforme, este arenito possui sucessivas intercalações, sendo por vezes heterogêneo, além de ter sido danificado durante sua perfuração, possui altas vazões de gás. Tais características, seguindo o critério de Woods & Ott (2003) levam à utilização de *Frac Pack* neste poço.

Com a utilização da técnica de *Shunt Pack*. Poderia se pensar em criar fraturas com a técnica HRWP (*High Rate Water Pack – Water Pack* à alta vazão), porém esta utilizaria, como o próprio nome diz, água como fluido, e fluido em contato com as intercalações não seria bom.

Poço S2

A completção do presente poço foi guiada especialmente pela experiência no campo, o que remete à premissa 1. A alta lâmina d'água implica, seguindo Bennett *et al.* (2000), a utilização de *Gravel-Pack*; as características granulométricas levam, mais uma vez, ao Tubo Telado tipo *premium*.

Poço O1

O campo Ômega, como já dito, possui baixa Lâmina d'água e, apesar de se tratar de um reservatório em arenito, não possui significantes problemas com o controle de produção de areia, dado que possui considerável força de coesão entre os grãos (UCS). Na completção simples realizada em O1, o Tubo Telado tipo *wire-wrapped* foi a composição do liner de produção. O referido poço teve sua escolha de método sustentada principalmente pela experiência de completações anteriores no campo. Seu parâmetro Ordem de Completção tem valor igual a 13. Porém esta escolha só foi possível pela análise de testemunho do poço confirmando a análise granulométrica para utilização do Tubo Telado tipo *wire-wrapped* mais adequado.

Poço O2

Seguindo o mesmo raciocínio para todo o campo Ômega, onde temos UCS considerável apesar de lâmina d'água não muito profunda, este indicaria que não seria aplicável métodos significativos de controle de produção de sólidos dada a alta força de coesão entre os grãos. Contudo, seguindo o critério de Bennett *et al.* (2000) para métodos de controle de areia em poços de trajetória horizontal temos que o mais indicado seria o *Gravel-Pack*, utilizando a técnica de *Water Pack*, dado que a análise de tensões indica que a vida do poço será maior que o tempo que ocorrer uma falha. Este fenômeno se dá pela queda de pressão do poro e aumento da tensão entre os grãos da rocha. Quando isto ocorre, segundo Bennett *et al.* (2000), não há critério de escolha entre a técnica de *Water Pack* ou *Shunt Pack*. O fator de desempate é a experiência da equipe na realização de cada técnica. A técnica escolhida foi o *Water Pack* com o Tubo Telado tipo *premium*, com escolha dada pelas características granulométricas.

8. Conclusão

Toda a pesquisa dos parâmetros que estavam inseridos na problemática de produção de sólidos, juntamente com a leitura das estratégias de gerenciamento presentes nos casos reportados levou ao objetivo fim do trabalho: a criação das três premissas centrais. O desenvolvimento dessas premissas só foi possível a partir da consolidação dos conceitos gerais, sendo estas, ferramentas valiosas no entendimento geral do processo de gerenciamento do fluxo de sólidos.

A análise dos poços revestidos seguiu os conceitos gerais provenientes da literatura, com destaque para o trabalho de Woods & Ott (2003) no qual a questão granulométrica relativa à utilização do método *Stand-Alone* foi tratada de forma clara, sem, contudo, deixar de prover os conceitos básicos que guiaram todas as análises subseqüentes.

Para o caso de poços não-revestidos o critério de Bennett (2000) foi o escolhido como guia. Tal critério foi tomado como fator último de averiguação a respeito da escolha realizada, sendo, a partir dele, realizada a escolha específica com relação à técnica de *Gravel-Pack* utilizada, além da especificação do tipo de Tubo Telado. A escolha dos oito parâmetros para seleção do método mais apropriado se mostrou satisfatória, sobretudo, a partir do momento que estes parâmetros conseguiram ser coerentes com os resultados mostrados nos estudos de casos de campos reais reportados. Maior exemplo de comprovação de uma linha de raciocínio coerente em torno da pesquisa foi a observação de tabela semelhante ao Quadro-Resultado fruto do presente texto. Trata-se da Tabela 9, repetida adiante e considerada, juntamente com o Quadro-Resultado, as mais importantes ilustrações reportadas aqui.

O estudo referente aos Tubos Telados tomou importância à medida que a pesquisa para desenvolvimento deste trabalho foi sendo feita. Prova final disso foi o Apêndice gerado a partir de propriedades físicas destes Tubos. Este Apêndice traz uma análise geral a respeito das propriedades, e deve ser dada ênfase à resistência destes frente a uma dada solicitação mecânica. Os Tubos Telados mereceram esta pesquisa adicional fundamentalmente por sua alta aplicabilidade nos mais diversos ambientes,

seja sozinho, no método *Stand-Alone*, seja em conjunto com os principais métodos em foco.

A respeito dos Campos vale tratar aqui da simplificação que estes aparentemente demonstram. Apesar da possibilidade de inserção de mais dados em cada um deles, com um possível enriquecimento da análise, estes não de forma alguma deixaram de corresponder à expectativa inicial, que consistia em conter os parâmetros mínimos para o estudo baseado nos parâmetros escolhidos. Todos os Campos tem boa representatividade no cenário *offshore*, incluindo-se aí o cenário presente no Brasil, em especial. Alfa e Beta, por exemplo, são típicos poços gigantes e grandes produtores que podem estar inseridos na costa brasileira. Delta mostra de forma simplificada como seria a completação em reservatórios carbonáticos, o que também não foge ao cenário encontrado no Brasil.

Vale por fim ressaltar a importância da continuidade do presente trabalho, que pode, inclusive, seguir diferentes abordagens. Uma primeira seria a de concentração em um mesmo campo. A análise seria voltada para um único campo, onde este poderia ser descrito com mais detalhes e nele talvez pudesse ser inserido mais de dois poços, onde a premissa que trata da experiência em operações no campo tem relevância. Outra abordagem ainda se volta para a pesquisa realizada no Apêndice do presente texto. Um estudo mais detalhado da aplicação dos Tubos Telados pode incluir, além da resistência mecânica, a capacidade de filtração de acordo com a formação, concluindo assim uma análise completa da aplicação dos tubos nos ambientes. Uma terceira e última abordagem a ser seguida como continuação do presente trabalho pode ser considerada, por vezes, a mais audaz. Trata da criação de um sistema computacional que interpretasse os dados de entrada e respondesse, como *output*, com um ranking dos métodos mais apropriados aplicáveis. Os dados de entrada compreenderiam todos os oito parâmetros listados, podendo-se ainda inserir uma relevância própria para cada parâmetro, sendo o resultado, desta forma, proveniente de uma ponderação interna.

Tabela 9

Sand Exclusion Method	wellbore radius	completion skin	finest plugging	erosion	multizone control	zonal coverage	integrity	longevity	cost & logistics
Chemical Consolidation		X	X			XX	X	X	X
Stand Alone Screen	XX		XX	XX	X		X	XX	
Compliant Screen				X					XX
Gravel Pack (OH)	X	XX	X						X
Gravel Pack (CH)	XX	XX	X	X	X				XX
Frac & Pack (with screen)	X		X		X	X			XX
High Rater Water Pack	XX	XX	X		X				XX

Referências Bibliográficas

ALI, S., NORMAN, D., WAGNER, D., AYOUB, J., DESROCHES, J., MORALES, H., PRICE, P., SHEPHERD, D., TOFFANIN, E., TRONCOSO, J., WHITE, S., *High Productivity Horizontal Gravel-Packs*, Summer, p. 52 – 73. 2001.

ALI, S., NORMAN, D., WAGNER, D., AYOUB, J., DESROCHES, J., MORALES, H., PRICE, P., SHEPHERD, D., TOFFANIN, E., TRONCOSO, J., WHITE, S., *Combined Stimulation and Sand Control*, Summer, p. 30 – 47. 2002.

ALLAHAR, I. A., **Acoustic Signal Analysis for Sand Detection in Wells with Changing Fluids Profiles**, SPE 81002. 2003.

ALLOY SCREENS. Products. Oil and Gas. Disponível em:

<http://www.alloyscreenworks.com/content/p_og_00.html>

Acesso em: 21 de julho de 2008.

BAKER HUGHES. Screen Systems. Disponível em:

<http://www.bakerhughesdirect.com/cgi/bot/myHomePage/welcome.jsp?func=cert&goto=%2fresources%2fExternalFileHandler.jsp&linkNames=sand+control+screens&path=%2fprivate%2fBOT%2fpublic%2fsand_control%2fproducts_screens.html&channelId=-4200355>. Acesso em: 18 de julho de 2008.

BENNETT, C., GILCHRIST, J.M., PITONI, E., BURTON, R.C., HODGE, R.M., TRONCOSO, J., ALI, S.A., DICKERSON, R., PRICE-SMITH, C., PARLAR, M., **Design Methodology for Selection of Horizontal Open-Hole Sand Control Completions Supported by Field Case Histories**, SPE 65140. 2000.

BERTHOLDO, C., **Escolha de Sistemas de Contenção de Areia para Poços Horizontais não revestidos: Análise de uma Metodologia com Base em Dados de Campo**, Monografia de Projeto do Fim de Curso de Graduação. UENF. 2005.

BIANCO, L. C. B., HALLECK, P. M., **Mechanisms of Arch Instability and Sand Production in Two-Phase Saturated in Poorly Consolidated Sandstones**, SPE 68932. 2001.

CALDERON, A., FIGUEIRA, F.J.B., **Controle de Areia**, Petrobras, 2000.

FARIAS, R., LI, J., VILELA, A., ABOUD, R., **Openhole Horizontal Gravel-Packing Offshore Brazil: Best Practices and Lessons Learned From 72 Operations**, SPE 107190. 2007.

HALLIBURTON. Products and Services. Sand Control. Screens. Disponível em:
<<http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=81&pageid=1188&prodgrp id=MSE%3a%3a1045858657966848>>
Acesso em: 18 de julho de 2008.

HAN, G., DUSSEAULT, M. B., COOK, J., **Quantifying Rock Capillary Strength Behavior in Unconsolidated Sandstones**, SPE 78170. 2002.

HODGE, R. M., BURTON, R.C., CONSTIEN, V., SKIDMORE, V., **An Evaluation Method for Screen-Only and Gravel-Pack Completions**, SPE 73772. 2002.

KNOTT, T., *Saving Sand Dollars*, BP Frontiers, 16/08/2006, p. 6 – 10. 2006.

LEMANCZYK, R., MCPHEE, C., Apresentação: “Development of Integrated Sand Management Strategies for a HPHT Gas Field”. Apresentada por Lynne Morgan em 15/05/2007. Senergy. 2007.

MONCUR, A., KINSLER A. (Optimising Production through Sand Management: A Case Study from the United Kingdom Continental Shelf UKCS) - Sand Monitoring Services Ltd.

OTT, W. K., WOODS, J. D., *Modern Sandface Completion Practices Handbook – HALLIBURTON*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2003.

PEDROSO, C. A., SANCHES, E. M., OLIVEIRA, N. S., MICKELBURG, I. J., GUIMARAES, C. R., **Sand Control Completions for the Development of Albacora Leste Field**, SPE 112491. 2008.

PETIT, G., FOUCAULT, H., IQBAL, A., **Sand Control Robustness in a Deepwater Development: Case Histories from Girassol Field (Angola)**, SPE 107767. 2007.

RODRIGUES, V. F., NEUMANN, L. F., TORRES, D., GUIMARAES, C., TORRES, R. S., **Horizontal Well Completion and Stimulation Techniques – A Review with Emphasis on Low-Permeability Carbonates**, SPE 108075. 2007.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

SCHLUMBERGER. Sand Control. Disponível em:

<http://www.slb.com/media/services/completion/sand/alternate_path_screens.pdf>

<http://www.slb.com/media/services/completion/sand/wire_wrap_screens.pdf>

<http://www.slb.com/media/services/completion/sand/premium_screens.pdf>

<http://www.slb.com/media/services/completion/sand/meshrite_screens.pdf>

Acesso em: 17 de julho de 2008.

SMITH, M. B., MILLER, W. K., HAGA, J., **Tip Screenout Fracturing: A Technique for Soft, Unstable Formations**, SPE 13273. 1987.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C. M. de; FAIRCHILD, T. R.; TAIOLI, F.; **Decifrando a Terra**. Editora Oficina de Textos. 2000.

TISSER, A. D., **Um Modelo Constitutivo para Análise de Estabilidade de Poços de Petróleo**, Tese para obtenção de grau de Mestre em Ciências em Engenharia Civil. UFRJ. 2004.

WALTON, I.C., CHANG, F.F., CARDENAS, J.L. de, **Perforation Morphology and the Onset of Sand Production**, SPE 90123, 2004.

WEATHERFORD. Well Screen Technologies. Disponível em:

<<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/public/documents/general/wft089401.pdf>>. Acesso em: 17 de julho de 2008.

Apêndice – Análise Paramétrica de Tubos Telados

Este Apêndice trata da análise feita a partir de cartas/guia disponibilizadas por fabricantes de Tubos Telados de contenção de areia. O estudo incluiu os Tubos Telados tipo *wire-wrapped* e Tubos Telados tipo *premium*, que foram os tipos que tiveram aplicação nos campos analisados. Ao todo, estão presentes 24 modelos pertencentes à 6 fabricantes.

Visando a maior qualidade do estudo, procurou-se utilizar o máximo de modelos em uma mesma comparação para determinado tipo de Tubo – ou seja, o maior número de modelos por gráfico – contudo, teve-se a restrição de informações de parâmetros dos modelos presentes nas cartas/guia. Isso fez com que a análise nunca usasse todos os modelos de um tipo de tubo telado para um mesmo parâmetro.

Para melhor visualização de alguns dos principais esforços mecânicos tratados nesta análise, segue, na Figura 51, o esquema simplificado do modo de atuação destes esforços em um Tubo.

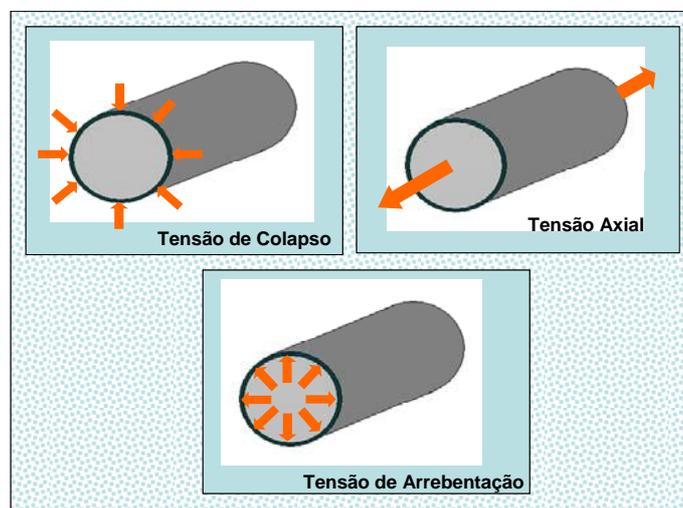


Figura 51. Esforços em um Tubo.

Foi mantido o sigilo dos nomes fabricantes e dos modelos. Sendo assim, os modelos ficam representados por uma letra e um número. Ex.: modelo E1 = fabricante E, modelo 1. Além disso, toda a análise foi feita tendo como parâmetro base o diâmetro

do Tubo, seja ele o externo (OD) ou o dito *size* (diâmetro de referência do Tubo), tentando-se com isso comparar tubos telados as mais similares possíveis.

A.1. Tubo Telado tipo *wire-wrapped*

A análise paramétrica de Tubos Telados deste texto estudou 10 modelos pertencentes a 4 fabricantes. A preocupação voltou-se principalmente para os fatores mecânicos presentes. A preferência pelos esforços mecânicos se deu pela disponibilidade de dados presentes nas cartas/guia, mas também, e principalmente, por se tratar de estudo que visa analisar a aplicabilidade do Tubo Telado.

Inicialmente será tratado o parâmetro furos/ft. Ele trata do número de furos presentes em um pé (30,48 cm) de Tubo, representado na Figura 52. Tal parâmetro pode não ter relevância levando-se em consideração o ponto de vista mecânico, contudo, mostra a grande diferença que pode existir entre os padrões de Tubos Telados de fabricantes diferentes.

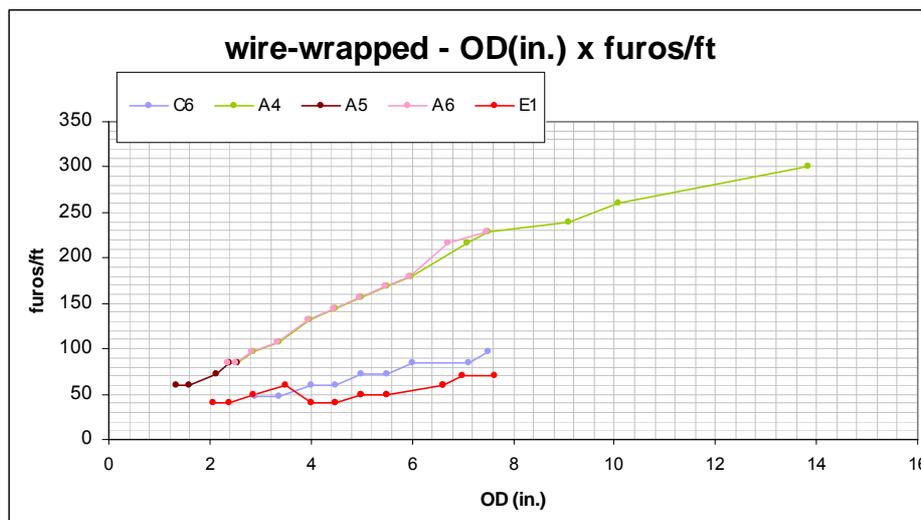


Figura 52. *Wire-wrapped* – furos/ft.

Como é possível observar, A5 trata-se de um modelo TT (Thru-Tubing). Apesar de não ter seu OD muito maior que 2 in. (2 polegadas), ele segue o mesmo padrão de proporcionalidade dos modelos A4 e A6 (que se sobrepõem), que possuem diâmetros maiores. Modelos C6 e E1 apresentam uma quantidade menor de furos/ft para todos os diâmetros externos tratados.

Com relação à resistência ao colapso, ressalta-se que podemos ter grandes diferenças entre os padrões de comportamento dentro de um mesmo fabricante, como pode-ser observar na Figura 53.

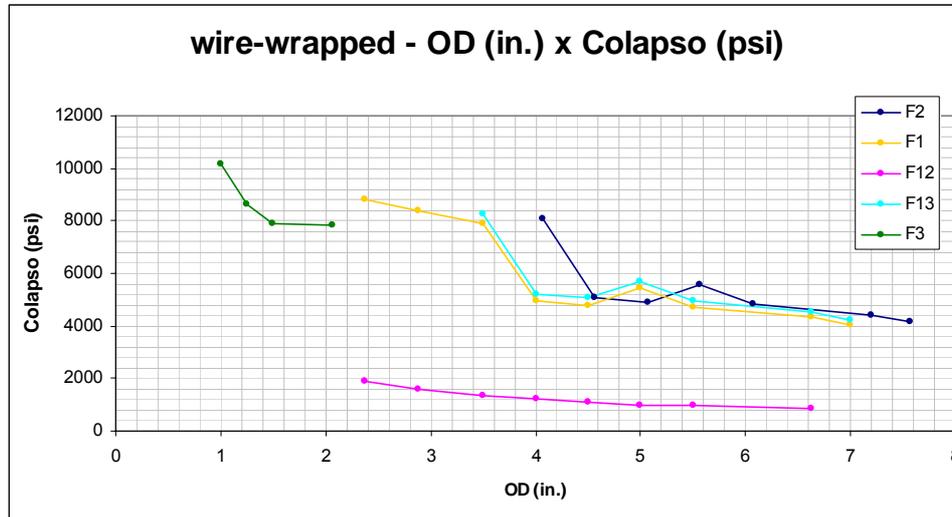


Figura 53. *Wire-wrapped* – resistência ao colapso.

A resistência ao colapso tem padrão bem similar nos modelos F1, F13 e F2, para diâmetros em torno de 4 in. em diante. O mesmo não ocorre para F12 que, apesar de possuir intervalo de diâmetro parecido com os três modelos mencionados, não consegue ter uma resistência ao colapso superior a 2000 psi. O modelo F3 é um TT, e demonstra claramente o comportamento geral da resistência ao colapso em relação ao diâmetro tratado: são inversamente proporcionais. A exceção ocorre para diâmetros em torno de 5 in. nos modelos F1, F13 e F2. Contudo, vale observar que esta não é uma tendência, e o valor responsável por este comportamento distinto é pontual.

A seguir, a relação entre diâmetro e tensão axial a que está submetido o Tubo Telado, mostrada na Figura 54.

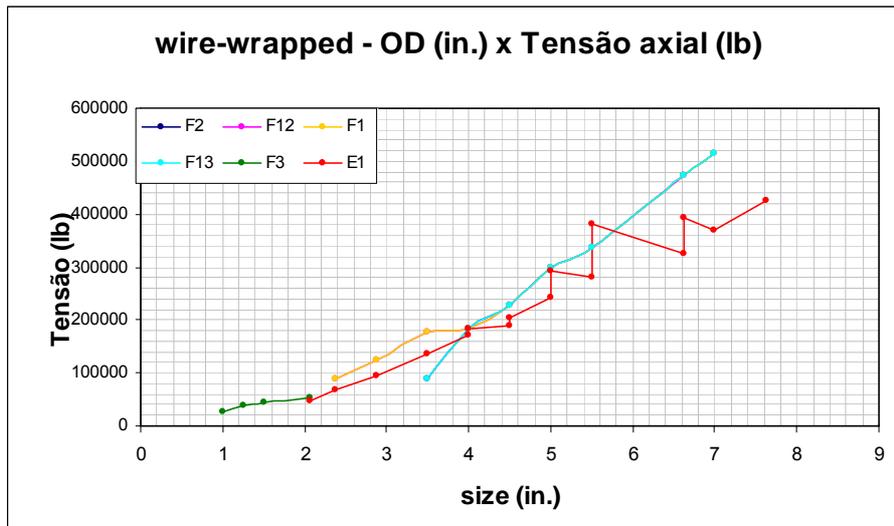


Figura 54. *Wire-wrapped* – resistência à tensão axial.

O gráfico apresenta três padrões para o comportamento dos modelos diante do esforço. Um desses padrões é o que segue os modelos F1 e F12 ao longo de todos os valores para seus diâmetros. Os modelos F2 e F13, que iniciam seus diâmetros com valores em torno de 4 in têm seu próprio padrão, contudo este assemelha-se ao dito anteriormente para valores de diâmetros acima de 4,5 in. Ou seja, dois padrões, em dois pares de modelos para o mesmo fabricante.

Chama-se a atenção para o comportamento aparentemente “não-suave” da curva de resposta do modelo E1 para diâmetros acima de 4 in. Tal visualização é dada porque na verdade tem-se duas espessuras distintas para um mesmo diâmetro externo. Para uma maior espessura, uma maior resistência à tensão axial. Como já foi dito, o gráfico é pontual, e sua continuidade é aqui dada para fins de conveniência na visualização das tendências apresentadas.

Lembra-se que a partir desse diâmetro o modelo E1 passa a ser o que menos possui furos/ft (primeiro gráfico) entre 5 modelos. Contudo, qualquer associação desse tipo pode ser considerada precipitada, principalmente quando envolve fabricantes distintos, uma vez que esse comportamento depende de um conjunto de fatores, como o material e a forma específica.

Na Figura 55 temos o estudo da resposta dos Tubos Telados *wire-wrapped* à tensão de arrebentamento (*Burst Resistence*). Esta tensão corresponde ao esforço de igual direção ao da tensão de colapso, porém de sentido oposto (do interior do tubo para

o exterior). De um modo geral, a análise indica uma redução da resistência à tensão de arrebentamento com o aumento do diâmetro tratado.

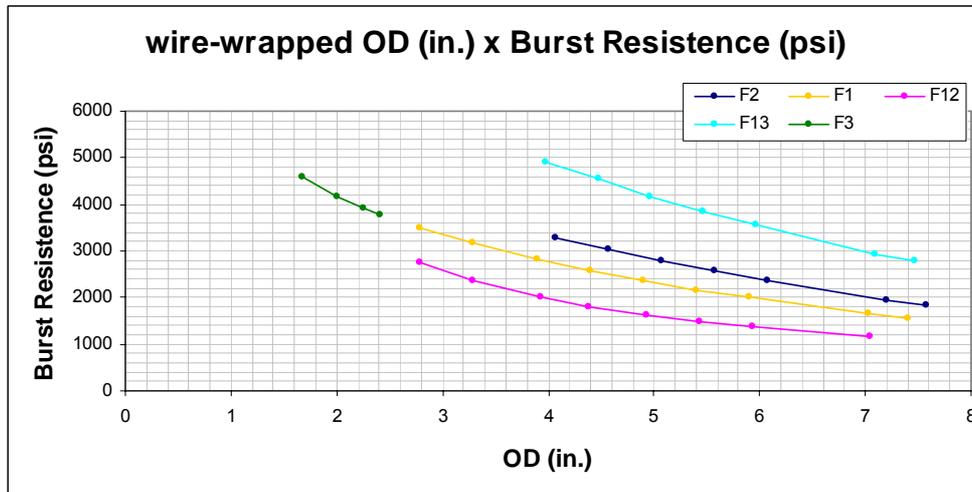


Figura 55. *Wire-wrapped* – resistência à tensão de arrebentamento.

O último estudo dos Tubos Telados *wire-wrapped* trata do ângulo de curvatura que pode ser assumido para essas estruturas a cada comprimento de Tubo tratado, e pode ser visualizado na Figura 56. Em termos gerais, o ângulo de curvatura do tubo será tanto menor quanto maior o diâmetro. A análise de dois modelos de dois fabricantes distintos demonstra ângulos completamente distintos para o mesmo diâmetro de tubo. Logicamente isso se deve à estrutura adotada por cada fabricante. De qualquer forma, trata-se de parâmetro importante em análise de projeto.

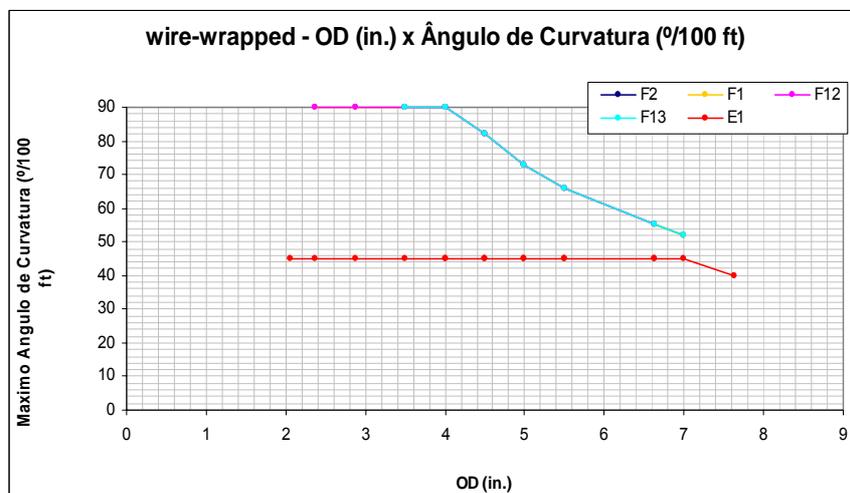


Figura 56. *Wire-wrapped* – ângulo de curvatura.

A.2. Tubo Telado tipo *premium*

O estudo realizado com os Tubos Telados tipo *premium* é similar ao realizado com os tipo *wire-wrapped*. Buscou-se identificar e destacar as tendências que governam o comportamento dos Tubos sobretudo sob solicitação mecânica, além da compreensão e entendimento de alguma tendência aparentemente anormal.

Como na análise dos Tubos tipo *wire-wrapped*, esta a respeito dos Tubos tipo *premium* se iniciará com o parâmetro furos/ft. Ele segue mostrando relativa diferença entre a fabricação de Tubos de um mesmo tipo. A tendência lógica do aumento de furos/ft com o aumento do diâmetro tratado (uma vez que a área para alocação dos furos aumenta) continua sendo observada. Temos dois comportamentos atípicos – em que a tendência não é seguida – a serem observados: o primeiro para o modelo D1 que após ter 78 furos/ft para o diâmetro de 1,66 in passa a ter 42 furos/ft para o diâmetro seguinte disponível (1,9 in). O segundo, para o modelo E4, segue o mesmo padrão de declínio. Os modelos referentes ao fabricante C obedecem exatamente o mesmo padrão, estando, desta forma, com suas curvas sobrepostas. As relações podem ser visualizadas na Figura 57.

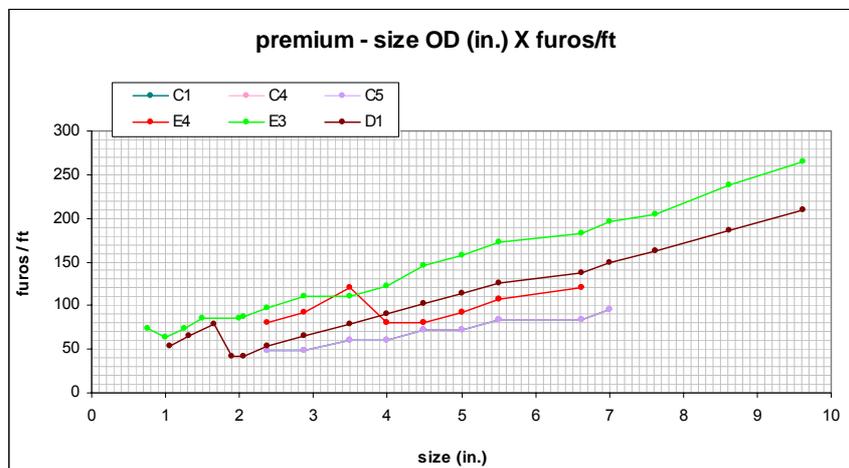


Figura 57. *Premium* – furos/ft.

Quanto à resistência ao colapso, poderia se dizer que de um modo geral esta decresce para o aumento do diâmetro. A relação é mostrada na Figura 58. Contudo 3 padrões são observados. O primeiro é o declínio suave de F9 e F11, tendo F4 seguindo este padrão, sendo apenas um pouco menos suave. Outro padrão tem o modelo B1, onde

a resistência ao colapso é mantida constante tendo uma queda apenas para o último diâmetro disponível, onde temos uma resistência de 3480 psi para o Tubo de 6,625 in, após resistência de 6000 psi para todos os outros diâmetros. Temos ainda o padrão de E4 e F10, com inclinação distinta da observada pelo padrão de F4, F11 e F9. O comportamento aparentemente estranho de E4 tem a mesma justificativa que o comportamento de E1 na tensão axial para modelos *wire-wrapped*: espessuras diferentes para mesmo size. Uma espessura maior estaria ligada a uma resistência maior ao colapso.

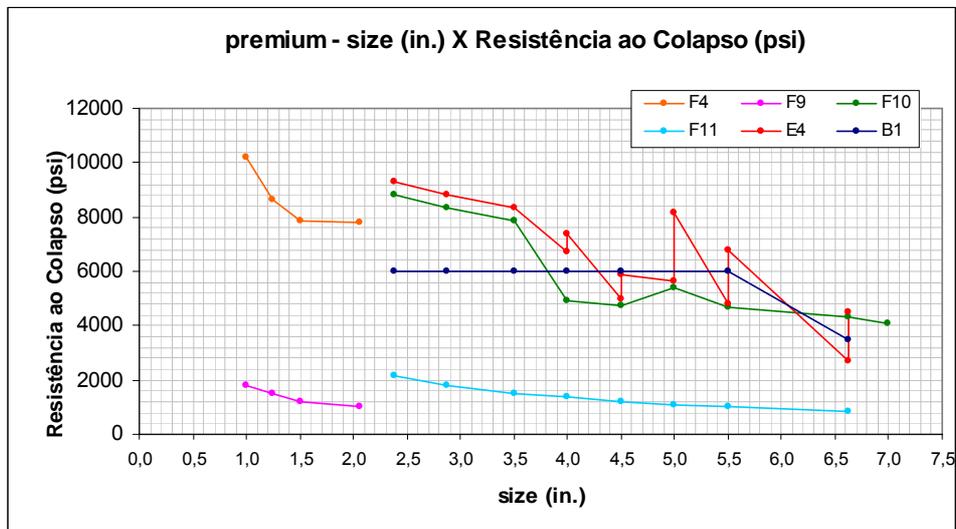


Figura 58. *Premium* – resistência ao colapso.

No que diz respeito à tensão axial, tem-se dois padrões distintos. O primeiro é o dos Tubos tipo TT (Thru-Tubing), que apresentem muito baixa resistência em qualquer um dos quatro diâmetros disponíveis dos modelos. O segundo padrão é seguido por F6, onde tem-se considerável aumento da resistência à tensão axial com o aumento do diâmetro tratado. Outro padrão é o seguido por B1 e E4, onde tem-se aumento da resistência também, por em valores, e por vezes taxas, inferiores. A Figura 59 a seguir mostra essas tendências.

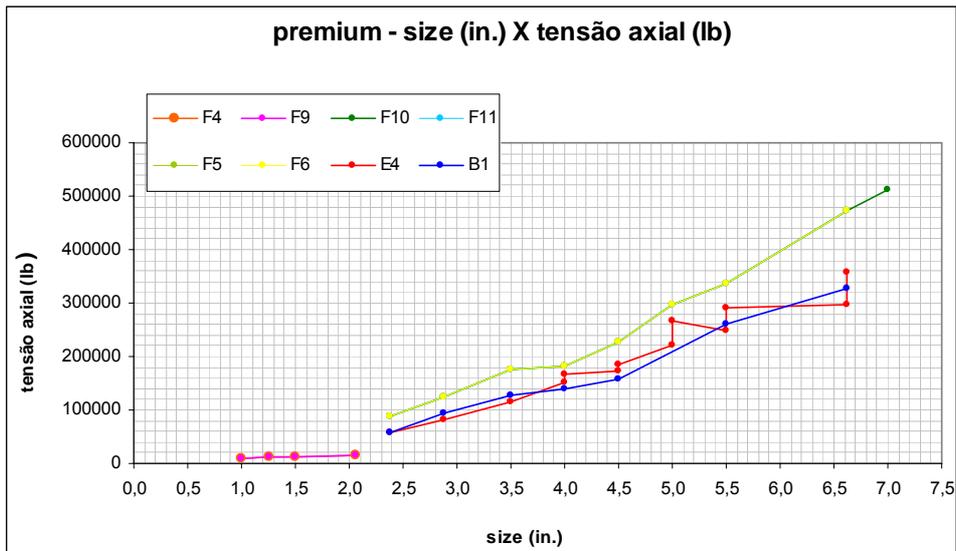


Figura 59. Premium – resistência à tensão axial.

A resposta dos Tubos Telados tipo *premium* à tensão de arrebentamento (*Burst Resistance*) não tem muita distinção da encontrada para Tubos do tipo *wire-wrapped*. O padrão é caracterizado por um declínio suave da resistência com o aumento do diâmetro tratado. Observa-se os modelos TT, onde F4 possui resistência muito maior que F9 para os mesmo diâmetros. A relação é a que segue na Figura 60.

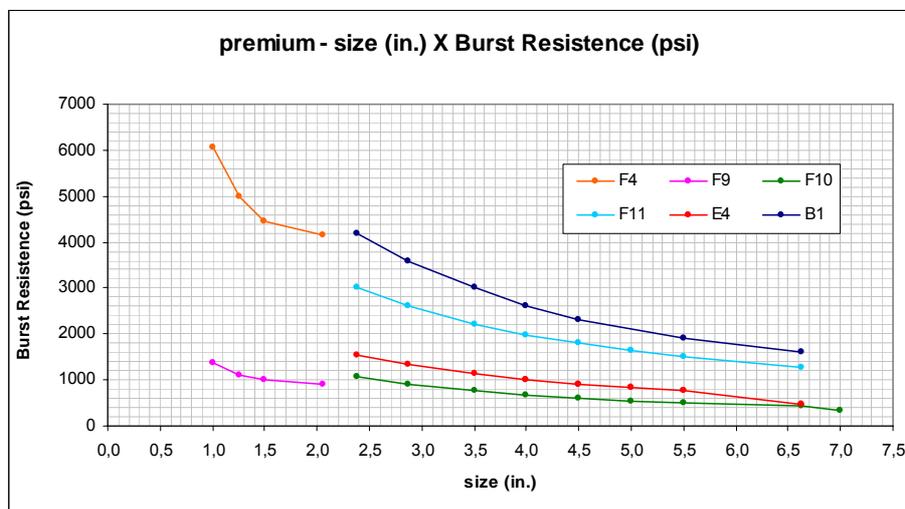


Figura 60. Premium – resistência à tensão de arrebentamento.

O ângulo de curvatura que podem ter esses Tubos parece ser uma propriedade inerente ao fabricante. A Figura 61 mostra os padrões distintos observados. Tubos do Fabricante F tem comportamento exatamente igual para todos os diâmetros: 90°/100 ft para diâmetros até 4 in, com posterior queda de potencial de ganho de ângulo para

diâmetros superiores. Os tubos do modelo E4 têm capacidade de ganho de 45°/100 ft para todos os diâmetros tratados.

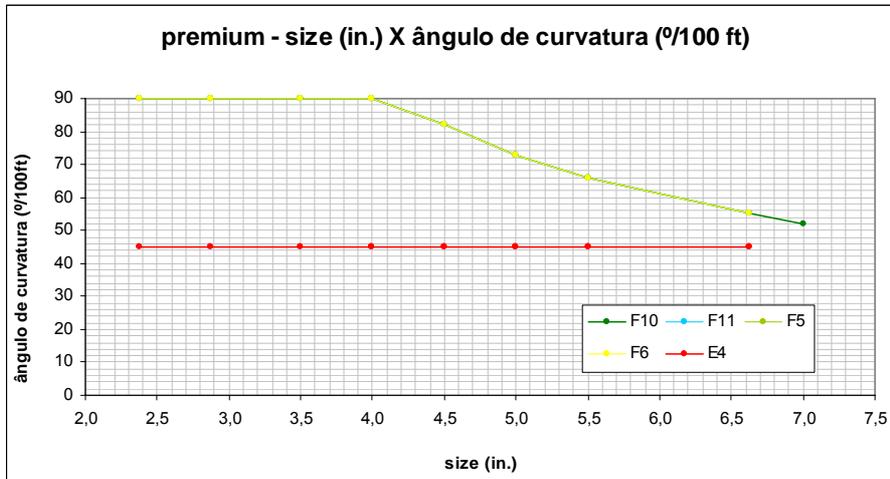


Figura 61. *Premium* – ângulo de curvatura.

Um parâmetro não presente nas descrições técnicas dos Tubos tipo *wire-wrapped* é a Resistência ao Torque, e a visualização de sua resistência mecânica à esse esforço pode ser visualizada na Figura 62.

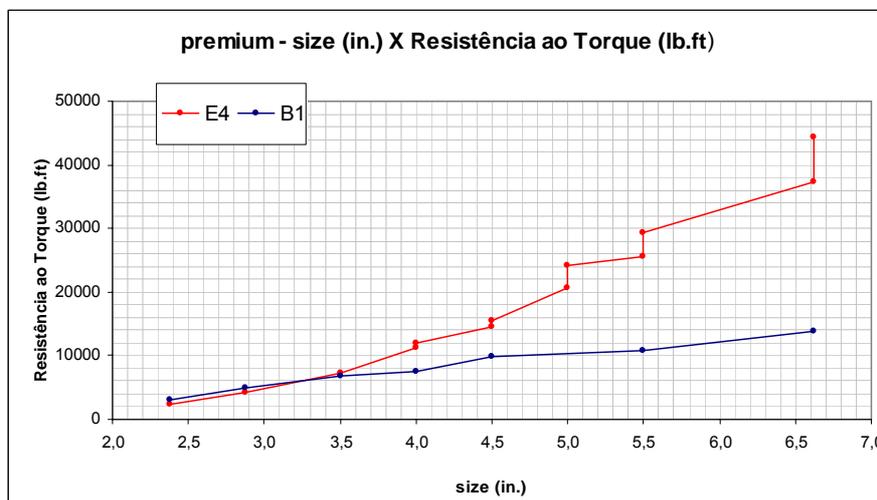


Figura 62. *Premium* – resistência ao Torque.

Na verdade essa informação foi encontrada apenas em dois modelos de Tubos Telados. Estes são, como pode ser observado no gráfico adiante, de fabricantes distintos, o que vem enriquecer a análise realizada. Um padrão similar é observado para diâmetros até 3,5 in. Para diâmetros superiores o modelo E4 possui uma taxa de

aumento de Resistência ao Torque bastante superior ao modelo B1, possuindo, no diâmetro 6,625 in. (a maior tratada no gráfico), uma resistência aproximadamente 2,7 vezes maior para a espessura menor, e 3,2 vezes maior para a espessura maior.