

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO APRESENTADA À
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMO REQUISITO PARCIAL À OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

LEITÃO JÚNIOR

MÉTODO RIGOROSO DE CONTROLE DE KICK
PARA DIVERSOS TIPOS DE POÇOS

Esse exemplar corresponde a redação final da tese defendida pelo Engenheiro Hélio Caetano Frota Leitão Jr. e aprovada pela Comissão julgadora em 9/11/90.

Eric Maidla
Prof. Dr. Eric Edgar Maidla

AUTOR : HÉLIO CAETANO FROTA LEITÃO JÚNIOR

ORIENTADOR : ERIC EDGAR MAIDLA †

39/90

NOVEMBRO, 1990

AC 9108/90

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação " MÉTODO RIGOROSO DE CONTROLE DE KICK PARA DIVERSOS TIPOS DE POÇOS " elaborada por Hélio Caetano Frota Leitão Júnior aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 09 de novembro de 1990.

Banca Examinadora


Eric Edgar Maidla, PhD.


Otto Luiz Alcântara Santos, PhD.


César Costapinto Santana, PhD.

AGRADECIMENTOS

Ao prof. Dr. Eric Edgar Maida, pela sugestão do tema deste trabalho e pela dedicação na orientação desta tese.

À PETROBRÁS S/A, pela oportunidade e condições oferecidas para participar do curso de Mestrado em Engenharia de Petróleo e realização deste trabalho.

Aos professores e funcionários da Unicamp, pelo apoio e agradável convívio que me proporcionaram neste período.

A todos os colegas da Petrobrás e da Unicamp, que de forma direta ou indireta contribuíram na elaboração deste trabalho, especialmente a Fabio de Andrade Neto, pela colaboração na parte computacional.

Finalmente, à minha esposa Regina, e as minhas filhas Tassiana e Tabitha, pelo carinho e compreensão durante todo este período.

ABSTRACT

The continuous developments of the drilling techniques such as slim hole drilling, directional and horizontal drilling, etc., have demanded more research concerning well control operations.

Historically, a great struggle took place to reach the current technology on well control methods, that have been costly to the industry financially and through the loss of human lives, but nevertheless we haven't reached adequate levels of knowledge to meet the demands of the drilling techniques used today.

Due to this, new rheological models were studied concerning the actual behavior of drilling fluids in the well, and therefore considering a wide range of shear rates.

A rigorous well control method is proposed for drilling operations with the drill-bit on bottom. This procedure can be applied to several situations such as: vertical, directional or horizontal drilling, conventional or slim-holes and onshore or offshore operations.

A computer program was developed to handle the calculations and graphics interactively to allow speed and flexibility of choices throughout a kick situation. The program may also be a helpful tool in kick control training.

RESUMO

A necessidade de pesquisa adicional para operações de controle de kick é caracterizada pela utilização de novas técnicas de perfuração de poços (direcionais, horizontais, delgados).

Historicamente são citadas grandes perdas em bens materiais e vidas humanas antes da realização de pesquisa para as operações de controle hoje usadas, mas ainda não adequadas às novas técnicas de perfuração que têm crescente utilização em nossos dias.

Por causa disso, modelos reológicos foram aqui pesquisados quanto à aplicação computacional para o cálculo de perdas de carga, nas condições reais de operação de um poço de petróleo, onde há grande variação das taxas de deformação.

Foi desenvolvido um procedimento geral de controle de poço para operações de perfuração com broca no fundo, com aplicação desde poços verticais a horizontais, desde poços convencionais a poços delgados, desde sondas terrestres a sondas flutuantes.

Um programa de computador foi desenvolvido com manuseio interativo de gráficos para permitir rapidez e flexibilidade de escolha durante situações de kick, auxiliar nas fases de projeto de poço, e ser de ajuda nos programas treinamento para controle de poços.

SUMÁRIO

	página
Lista de Figuras.....	v
Lista de Tabelas.....	vi
Nomenclatura.....	vii
<u>1. Introdução</u>	
1.1 Definição.....	1
1.2 Métodos de Controle.....	2
1.3 Treinamento e Planilhas.....	3
1.4 Contabilidade e Equívocos.....	5
1.5 Importância e Aplicabilidade.....	6
1.6 Termos Técnicos e Unidades.....	7
1.7 Objetivo.....	7
<u>2. Histórico.....</u>	9
<u>3. Estudo do Modelo Reológico Adequado</u>	
3.1 Escolha do Modelo.....	14
3.2 Procedimento de Cálculo.....	15
3.3 Critério de Turbulência.....	17
<u>4. Método Rigoroso de Controle de Kicks</u>	
4.1 Revisão da Prática Convencional.....	21
4.2 Procedimento do Método.....	27
<u>5. Programa de Computador</u>	
5.1 Introdução.....	33
5.2 Entrada de Dados.....	34
5.3 Cálculos.....	41
5.4 Resultados.....	42

6. <u>Fratura da Formação</u>	
6.1 Registro da Pressão do Revestimento.....	45
6.2 Fratura na Sapata e Tolerância ao Kick.....	47
7. <u>Aplicação do Método a um Poço Direcional</u>	
7.1 Efeito da Não Verticalidade do Poço.....	53
7.2 Exemplo Numérico de um Poço Horizontal.....	56
7.3 Aplicação do Método a Poço Delgado.....	64
8. <u>Conclusão e Sugestões</u>	69
<u>Referências Bibliográficas</u>	71
<u>Apêndice</u>	73
<u>Glossário</u>	89

LISTA DE FIGURAS

	página
FIGURA 01 - DIAGRAMA DE PRESSÕES.....	4
FIGURA 02 - COMPARAÇÃO FLUXO LAMINAR E TURBULENTO.....	19
FIGURA 03 - TERMINOLOGIA.....	22
FIGURA 04 - FUNÇÕES DO CONTROLE DE POÇO.....	24
FIGURA 05 - CONSIDERAÇÕES DO CONTROLE CONVENCIONAL.....	25
FIGURA 06 - HIPÓTESES DO CONTROLE CONVENCIONAL.....	26
FIGURA 07 - PERDAS FRICCIONAIS DO MÉTODO RIGOROSO.....	29
FIGURA 08 - COMPONENTES DE PRESSÃO NOS TUBOS.....	31
FIGURA 09 - EFEITO DA NÃO UNIFORMIDADE DA COLUNA.....	32
FIGURA 10 - FLUXOGRAMA OPÇÕES DO PROGRAMA.....	34
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA CÁLCULOS BÁSICOS.....	37
FIGURA 12 - INFORMAÇÕES PRÉ-KICK SONDAS TERRESTRES.....	39
FIGURA 13 - INFORMAÇÕES PRÉ-KICK SONDAS FLUTUANTES.....	40
FIGURA 14 - FLUXO OPÇÕES DE ENTRADA DE DADOS.....	42
FIGURA 15 - FLUXOGRAMA.....	44
FIGURA 16 - LIMITAÇÕES DA MEDIDAS DE PRESSÃO.....	46
FIGURA 17 - EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE DOS POÇOS.....	54
FIGURA 18 - DADOS POÇO HORIZONTAL.....	58
FIGURA 19 - DIAGRAMA DE PRESSÕES PARA 1º FLUIDO.....	59
FIGURA 20 - ZOOM DE 80 A 1200 STROKES.....	61
FIGURA 21 - ZOOM NA BROCA.....	62
FIGURA 22 - DIAGRAMA DE PRESSÕES NO REVESTIMENTO.....	63
FIGURA 23 - DIAGRAMA DE PRESSÕES COM VÁRIOS FLUIDOS.....	65
FIGURA 24 - ZOOM COM VÁRIOS FLUIDOS.....	66

LISTA DE TABELAS

	página
TABELA 1 - INFORMAÇÕES PRÉ-KICK.....	35
TABELA 2 - INFORMAÇÕES DO KICK.....	38
TABELA 3 - INFORMAÇÕES DO FLUIDO SE PERFURAÇÃO.....	41
TABELA 4 - REGISTROS DIRECIONAIS.....	56
TABELA 5 - DADOS REOLÓGICOS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO....	57

NOMENCLATURA

C_f	= fator de correção [adimensional]
CV_i	= comprimento vertical do influxo [pés]
d	= diâmetro [pol]
D	= profundidade [pés]
f	= fator de fricção [adimensional]
$grad_i$	= gradiente do influxo [psi/pé]
k	= índice de consistência [equivalente cp]
KT_{ci}	= Tolerância ao kick com influxo [lbs/gal]
KT_{gz}	= Tolerância ao kick sem influxo [lbs/gal]
n	= índice de potência [adimensional]
P	= pressão [psi]
P_f	= perda de carga hidrodinâmica [psi]
P_h	= pressão hidrostática [psi]
P_{dp}	= pressão no tubo de perfuração [psi]
P_{ds}	= perdas de carga na coluna [psi] (da bomba à broca)
$P_{form\ max}$	= pressão máxima da formação [psi]
P_r	= pressão à vazão reduzida de circulação
q	= vazão [gal/min]
$SICP_{max}$	= pressão de fechamento máxima do revestimento [psi]
v	= velocidade média [pés/s]
$V_{poço}$	= profundidade vertical do poço [pés]
V_{sap}	= profundidade vertical da sapata [pés]
$\dot{\gamma}$	= taxa de deformação [s^{-1}]
θ	= deflexão do viscosímetro FANN [graus]
ρ	= densidade [lb/gal]

ρ_{es} = densidade equivalente na sapata [lbs/gal]
 ρ_{fe} = densidade do fluido existente [lbs/gal]
 ρ_{fn} = densidade do fluido novo [lbs/gal]
 τ = tensão de cisalhamento [dina/cm²]
 ω = velocidade de rotação do viscosímetro FANN [rpm]

Subscritos

c = calculado

cr = critico

f = fricção hidrodinâmica

i = número de strokes

m = medido

s = fechamento

1. INTRODUÇÃO

1.1 DEFINIÇÃO

Um "blowout" (erupção) é um acontecimento espetacular e perigoso. Um grande volume de fluido da formação invade o poço e alcança a superfície sob alta pressão. Os resultados são com freqüência a destruição de equipamentos, a perda de grande quantidade de óleo e gás, a possibilidade de poluição, e o potencial de sérios ferimentos ou mesmo morte do pessoal da sonda. A maioria dos componentes do petróleo entra em ignição com facilidade; então, uma vez que alcancem a superfície, isso usualmente resulta em fogo descontrolado.

Um blowout é o mais sério acidente que pode ocorrer em uma sonda de perfuração, e a mais freqüente causa da maioria destes acidentes é o erro humano, ou não se identificam os sinais de indícios, ou os passos para controlar a situação não são

apropriados o suficiente. Qualquer um que já tenha visto um blowout conhece seu tremendo potencial de destruição, em bens materiais e vidas humanas.

Um influxo de gás ou óleo da formação penetra e sobe em um poço, expandindo-se próximo à superfície e provocando a expulsão do fluido de perfuração do poço. Estes influxos indesejáveis da formação para o poço são chamados "kicks", - provavelmente devido ao impacto sentido pelos membros da equipe quando o fluido lhes atinge o rosto [1] - . À medida que o fluido é expulso do poço, os kicks tornam-se mais fortes. Um blowout é um fluxo descontrolado de fluido da formação para o poço e daí para a atmosfera ou para zonas do subsolo com pressões mais baixas.

1.2 MÉTODOS DE CONTROLE

Felizmente, a maioria dos kicks são controlados com a técnica adequada, procedimento correto e equipe treinada, evitando-se com isso um blowout.

Embora o controle de kicks seja um fator importante no sucesso da perfuração de um poço, as ferramentas disponíveis para análise do fenômeno contêm simplificações e não refletem as condições reais presentes durante a operação de controle.

Ao longo dos anos alguns métodos foram desenvolvidos com o objetivo de evitar um blowout, ou seja, ao se detectarem sinais de um kick, segue-se uma determinada seqüência de operações para controlar o poço.

Em particular, para a perfuração, dois são os métodos comumente aceitos: o Método do Sondador e o Método do Engenheiro [2].

O Método do Sondador consiste em circular o kick até a eliminação do fluido invasor antes de se aumentar o peso do fluido de perfuração, enquanto o Método do Engenheiro consiste em circular e eliminar o kick após o aumento de peso.

Circulação e aumento de peso simultâneos do fluido de perfuração também têm sido estudados, mas não são de uso tão comum devido à quantidade de cálculo adicional requerido. Um exemplo qualitativo das pressões observadas no tubo de perfuração para os três métodos são mostrados na figura 1.

1.3 TREINAMENTO E PLANILHAS

Como ajuda à equipe de perfuração, várias planilhas foram desenvolvidas [3,4], para preenchimento manual. A maioria considera um poço vertical, com distribuição uniforme das perdas de carga na coluna de perfuração, e que a mudança na perda de carga após o aumento de peso do fluido de perfuração, depende somente da densidade final. As planilhas são específicas para cada situação analisada (sondas terrestres, flutuantes, etc.)

Além disso, é prática corrente na indústria hoje, periodicamente treinar o pessoal de sonda nos métodos de controle de kick, o que inclui entre outros treinamentos, o preenchimento correto das planilhas de controle de kick para evitar cálculos incorretos durante a operação de controle real.

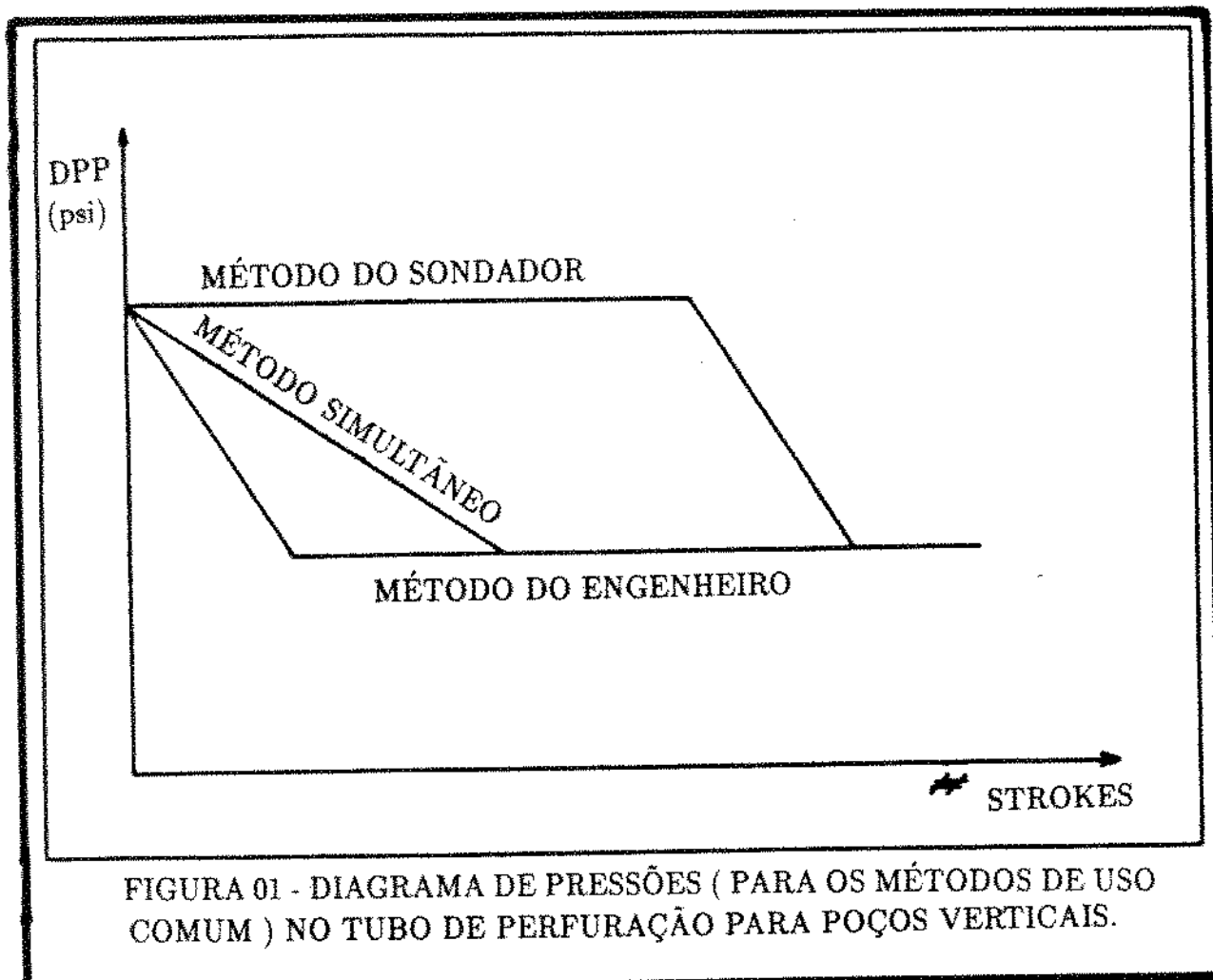


FIGURA 01 - DIAGRAMA DE PRESSÕES (PARA OS MÉTODOS DE USO COMUM) NO TUBO DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS VERTICAIS.

Este treinamento para preenchimento das planilhas pode tomar cerca de dois dias conforme a situação analisada, despendendo grande esforço e quantidade de recursos, destacando principalmente o que fazer durante o controle de um kick, e pouca ênfase sendo dada ao ensinamento quanto aos fatores que podem conduzir a falhas nas operações de controle de um kick [5].

1.4 CONTABILIDADE E EQUÍVOCOS

O cálculo de controle de kick envolve uma cansativa contabilidade de volumes no interior da coluna de perfuração com diferentes fluidos de perfuração presentes, e cálculos de perda de carga respectivas. Processo semelhante acontece no anular, usualmente agravado pela presença de gás, que exige processos iterativos para se efetuar a contabilidade, com a finalidade de obter-se uma programação de pressões para operação de controle do poço.

Esta contabilidade envolve um trabalho de cálculo muito grande. A cada instante a configuração dos fluidos no poço é alterada. As simplificações introduzidas nas planilhas limitam sua aplicação a certas situações (poços verticais, etc.), e não eliminam o erro humano, pois há uma sobrecarga quanto ao que fazer, não liberando a atenção da equipe para os fatores que podem conduzir a falhas nas operações de controle de um kick, muitos dos quais ligados diretamente a aspectos comportamentais das pessoas envolvidas [5].

1.5 IMPORTÂNCIA E APLICABILIDADE

Fora destes métodos e situações convencionais, praticamente inexistente literatura sobre o assunto. Recentemente, devido às necessidades óbvias da indústria de petróleo, têm surgido algumas tentativas de abordagem do assunto [6]. Mas sempre na forma de planilhas, as quais não substituem as anteriores nem englobam todos os casos, contribuindo com isso para aumentar os trabalhos de se contabilizar os fluidos no poço, e os custos com treinamento de pessoal.

A experiência em sondas de perfuração tem relatado a resistência apresentada pelo pessoal de sonda quanto ao preenchimento destas planilhas. Devendo elas serem atualizadas a cada 200 metros, tal tarefa exaustiva era com freqüência "esquecida", ou apenas copiada da anterior, dando origem a erros, e até mesmo a atitude negativa de, às vezes, delegá-la a pessoas não qualificadas.

Tendo em vista todos esses problemas, desenvolveu-se aqui um método rigoroso para operações de controle de poços, com aplicação prática imediata, sendo facilmente utilizado em qualquer tipo de sonda (terrestres ou marítimas), sua aplicação é possível também a poços não convencionais (direcionais, horizontais, poços delgados - mini e micropoços -, etc.).

Este método permite uma visão global do processo de controle, através da interação gráfica com todas as informações necessárias para circulação do kick. Sendo facilitada a aplicação do método na fase de projeto, para previsão de situações que porventura venham a ocorrer.

O método rigoroso para operações de perfuração com a broca no fundo elimina as simplificações adotadas nos métodos correntes, e além disso, são consideradas as particularidades de difícil avaliação, como irregularidades na parede do poço, quando se tomam os dados reais para comparação.

1.6 TERMOS TÉCNICOS E UNIDADES

A indústria do petróleo desenvolveu-se inicialmente nos países de língua inglesa. A técnica foi exportada posteriormente, levando também termos técnicos em inglês, e unidades de medidas utilizadas nesses países. Com isso, muito dos termos utilizados originalmente, são ainda hoje quase "universais". Deste modo, seja pelo uso "consagrado", ou pela falta do correspondente em português, são utilizados aqui os respectivos termos técnicos, explicados no glossário.

Também são utilizadas as "unidades de campo" (de uso comum na indústria do petróleo), para melhor entendimento e sensibilidade das medições envolvidas.

1.7 OBJETIVO

Embora a grande maioria dos kicks sejam controlados, muita pesquisa ainda resta ser feita para investigar as diferentes situações em que um kick acontece, e o comportamento do fluxo durante a operação de controle, considerando os diferentes fluidos no poço e sua configuração espacial. A utilização de novas tecnologias de perfuração viabilizou poços direcionais,

poços horizontais, poços delgados, etc.

As técnicas de controle atualmente utilizadas no projeto e execução de poços de petróleo, partem de simplificações que as tornam inadequadas para algumas situações, gerando resultados que podem levar a enganos.

Assim, o objetivo desta tese é desenvolver um método de controle de poço rigoroso e, juntamente com o desenvolvimento de um software adequado, utilizá-lo como ferramenta técnica para as fases de projeto e execução do poço, com aplicabilidade prática, resultados precisos e que seja de fácil manuseio por parte das equipes envolvidas; que permita respostas rápidas e simulações para visualização de situações reais, ajudando inclusive na fase de treinamento.

2. HISTÓRICO

Em 10 de janeiro de 1901, em Spindleton, próximo a Beaumont, Texas, o poço Lucas entrou em erupção (blowout). Foi o mais divulgado de todos os blowouts em poços de petróleo [7] [8]. Os irmãos Hammil iniciaram o poço três meses antes do acidente para o capitão A. F. Lucas. Um revestimento de 6 pol foi assentado a 880 pés após indícios de óleo. O poço foi aprofundado até 1020 pés; 140 pés foram perfurados em sete dias, o que foi muito mais rápido do que havia sido perfurado antes. A equipe estava manobrando para troca de broca com 700 pés de coluna de tubos de perfuração ainda no poço quando o poço começou a fluir, isto é, a lama (fluido de perfuração) jorrando para fora do revestimento. Após várias jorradas fortes, a pressão do poço expulsou a coluna de tubos de perfuração de 4 pol para fora do poço, e em pouco tempo uma coluna de óleo era vista com uma

altura superior a 100 pés. O poço produziu, de acordo com algumas estimativas, de 75000 a 100000 barris de óleo por dia.

Não havia nenhum acessório para fechamento do poço (preventor de erupções), e o poço produziu com o revestimento aberto por nove dias antes que uma válvula pudesse ser fixada e interrompesse a produção de fluido. O óleo então não vertia tão alto como de início, indicando que a pressão de fluxo reduziu-se. Cerca de 500000 barris de óleo cru haviam sido recolhidos e acumulados em diques de terra construídos apressadamente; todavia, este óleo foi perdido em poucos dias devido ao fogo. Estes fatos mostraram que havia muito mais óleo no subsolo. Eles não sabiam que a pressão do óleo era devido à diferença de peso entre o óleo e a água do subsolo. Quando a pressão diminuiu, o poço pode ser controlado.

Ninguém foi ferido pela erupção no poço Lucas, mas desde então muitas pessoas têm sido mortas e feridas por desastres similares, além dos custosos danos ao meio ambiente, muitas vezes irreparáveis. Embora as erupções tenham causado perdas de vidas e propriedades, equipes experientes podem minimizar o perigo tomando a necessária precaução, reconhecendo os sinais de um fluxo iminente, não entrando em pânico quando há um influxo para o poço, e utilizando a técnica e o equipamento apropriados.

Os três operadores da sonda do poço Lucas eram experientes, porém eles nunca tinham vivenciado uma erupção. Os Hammils tinham seguido a prática aceita para perfurações a cabo e rotativa; não havia nada no topo do revestimento para impedir um fluxo não esperado vindo do poço. Assim nada puderam fazer. A única ação tomada na manhã da erupção foi apagar o fogo do aquecedor.

Muitos dos sinais de uma erupção se desenvolvendo foram observados no poço Lucas:

- óleo e gás no fluido de perfuração
- perfuração acelerada (i.e., aumento da taxa de penetração)
- aumento do fluxo de lama vinda do poço
- ganho de volume nos tanques
- diminuição no peso da coluna de perfuração

Por vários dias houve inconfundíveis sinais de óleo e gás no fluido de perfuração, antes e após o assentamento do revestimento. Isto era encorajador, mas a mais alta estimativa de produção era de somente 50 barris por dia; ninguém imaginava que um poço pudesse produzir milhares de vezes aquela vazão. Foram gastos aproximadamente três meses para alcançar 880 pés, uma média de cerca de 10 pés perfurados por dia. Após assentar o revestimento àquela profundidade, a taxa de penetração subiu para 20 pés diários, e todos estavam estimulados com o rápido progresso.

Agora sabe-se que o aumento drástico na performance da broca ocorre quando a pressão de formação e a pressão hidrostática da coluna de lama são aproximadamente iguais. O poço Lucas provavelmente tinha uma pressão de fundo de poço de 500psi, e a pressão hidrostática da coluna de lama provavelmente não excedia 520 psi, assumindo um fluido de perfuração de 10 lbs/gal no poço.

Como a equipe retirava rápido a coluna de perfuração, o poço começou a fluir quando a pressão hidrostática da coluna de lama tornou-se menor que a pressão da formação. O torrlista desceu

quando a primeira golfada atingiu a torre sujando-a com lama de perfuração. Não havia indicador de peso, mas a carga no gancho certamente ficou mais leve e os tubos de perfuração começaram a ser lançados para fora do poço.

Spindleton é um marco na história do petróleo, resultado do sonho de dois homens, o capitão Anthony F. Lucas e Patillo "Bud" Higgins. Após este blowout, a indústria de petróleo nunca mais foi a mesma.

"Se o poço de Drake foi o berço para o nascimento de uma indústria", disse o fundador e primeiro presidente do IADC, J. E. Brantly, "Lucas e Higgins por sua vez deram origem à idade do combustível líquido... utilizando pela primeira vez em larga escala, equipamento de perfuração rotativa e lama de perfuração. Agora não há retorno, o mundo nunca mais será o mesmo".

Cerca de 90 anos de desenvolvimento de sonda rotativa e experiência em perfuração têm sido acumulados desde a erupção em Splindeton. Cientistas têm aprendido como as pressões das formações ocorrem. Pode-se prever as prováveis pressões que serão encontradas à medida que os poços são aprofundados. Paralelamente sondadores e engenheiros desenvolveram procedimentos para controle das pressões do poço. O controle de erupções em sondas de terra e sondas marítimas, tem gerado a necessidade de desenvolvimento de procedimentos e equipamentos especiais. Mais recentemente, a introdução de novas técnicas na perfuração de poços de petróleo - como a perfuração direcional e horizontal, a perfuração de poços delgados (mini e micro poços), a facilidade do uso de microcomputadores nas sondas de

perfuração, o desenvolvimento de sensores mais precisos - além da preocupação e exigências legais quanto a dano no meio ambiente, têm mostrado que muitas vezes o procedimento tradicional não é o adequado, e isto tem exigido o desenvolvimento de técnicas especiais para essas novas situações.

3. ESTUDO DO MODELO REOLÓGICO APROPRIADO

3.1 ESCOLHA DO MODELO

Foram feitos exaustivos cálculos de perda de carga com modelos reológicos de três parâmetros como Robertson and Stiff [9] e Huschel-Bukley [10] que se mostraram apropriados quando utilizados para interpolação de taxas de deformação. No ambiente do poço ocorrem grandes variações da taxa de deformação, de altos valores na broca a baixos valores no espaço anular. Desta forma foram observados problemas computacionais quando os valores desejados necessitavam ser extrapolados, resultando situações sem sentido físico, como tensão cisalhante negativa.

O modelo reológico de potência (power-law) de dois parâmetros foi então usado para o cálculo das perdas de carga, devido a poder ser facilmente calculado a partir de duas até seis

leituras do viscosímetro FANN 35-A de uso comum no campo. O modelo mostrou ser o mais adequado à utilização em poços de petróleo, devido à necessidade de extrapolação dos valores desejados.

3.2 PROCEDIMENTO DE CÁLCULO

Os cálculos foram processados de acordo com o procedimento a seguir:

1) Leituras do viscosímetro FANN: velocidade de rotação e deflexão angular foram convertidas para tensão cisalhante e taxa de deformação usando as seguintes relações

$$\tau = 5.1405 \theta \quad [3.01]$$

Onde:

τ = tensão cisalhante [dina/cm²]

θ = deflexão do visc. FANN [graus]

$$\dot{\gamma} = 1.703 \omega \quad [3.02]$$

Onde:

$\dot{\gamma}$ = taxa de deformação [s⁻¹]

ω = rotação do visc. FANN [rpm]

Embora as relações acima tenham sido derivadas para fluido newtoniano, mostraram-se aceitáveis como aproximações para fluidos não newtonianos. Apenas para ilustrar este ponto, os

dados do viscosímetro FANN da tabela 5, para o fluido velho foram usados e as taxas de deformação resultantes foram calculadas usando as relações acima e as sugeridas por Yang e Krieger [11]. As diferenças percentuais obtidas na taxa de deformação foram: 5.29%, 3.45%, 1.30%, 2.10%, 2.60%, 3.42% para valores de ω de 3, 6, 100, 200, 300, 600 rpm respectivamente. Estes erros não produziram diferenças significativas nos cálculos dos parâmetros k e n [12].

2) Foi usado o método dos quadrados mínimos para ajustar a melhor reta aos pares de pontos $\log(\tau) \times \log(\dot{\gamma})$ para determinar k (que é obtido em $\text{din} \times \text{sec}^n / \text{cm}^2$ e multiplicado por 100 para obter-se eq. cp, e n .

3) Baseado na vazão, e nas geometrias do poço e dos tubos, a velocidade média foi calculada:

Velocidade média para os tubos:

$$v_s = \frac{q}{2.448 \times d^2} \quad [3.03]$$

Onde:

v_s = velocidade [pés/s]

q = vazão [gal/min]

d = diâmetro do tubo [pol]

Velocidade média para o espaço anular:

$$v_s = \frac{q}{2.448 \times (d_2^2 - d_1^2)} \quad [3.04]$$

Baseado no trabalho de Dodge e Metzner's [13], o seguinte critério de correlação para fluxo turbulento foi usado:

Para tubos:

$$N_{Re} = \frac{89100 \rho v^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0416 d}{3 + 1/n} \right)^n \quad [3.05]$$

Para espaços anulares:

$$N_{Re} = \frac{109000 \rho v^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0208 (d_2 - d_1)}{2 + 1/n} \right)^n \quad [3.06]$$

Onde:

N_{Re} = Número de Reynolds (adimensional)

ρ = densidade do fluido de perfuração [lb/gal]

3.3 CRITÉRIO DE TURBULÊNCIA

O critério de turbulência geralmente é tal que quando o número de Reynolds excede certo valor crítico, o escoamento turbulento é assumido, caso contrário assume-se o escoamento laminar. No uso de tal critério, para se distinguir o fluxo laminar do turbulento, haverá uma descontinuidade nos valores calculados das perdas de carga. Até imediatamente antes do número crítico de Reynolds é utilizado um conjunto de equações representando um aumento linear da perda de carga por fricção como uma função da velocidade média do escoamento, correspondente

ao escoamento laminar, e imediatamente após, outro conjunto de equações fornecem um aumento quadrático da pressão correspondendo à resposta do escoamento turbulento (figura 2).

Esta descontinuidade pode ser eliminada mudando-se o critério de mudança do regime de escoamento. Através do cálculo das perdas de carga usam-se ambas as equações e seleciona-se a de maior valor [14]. Este critério foi utilizado, visando principalmente o objetivo prático deste trabalho.

A perda de carga friccional foi então calculada como se segue [15].

Para escoamento laminar em tubos:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{k \, v^n \left(\frac{3 + 1/n}{0.0416}\right)^n}{144000 \, d^{(1+n)}} \quad [3.07]$$

Para escoamento laminar em espaço anular:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{k \, v^n \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208}\right)^n}{144000 \, (d_2 - d_1)^{(1+n)}} \quad [3.08]$$

Para escoamento turbulento em tubos:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{f \, \rho \, v^2}{25.8 \, d} \quad [3.09]$$

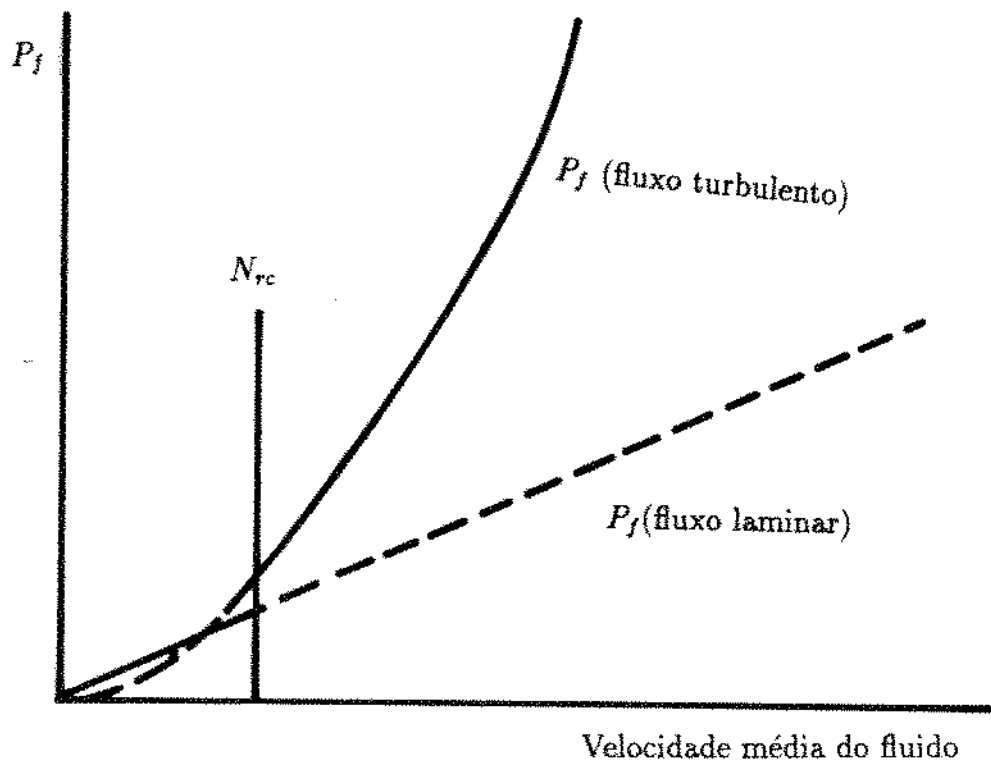


FIGURA 02 - COMPARAÇÃO QUALITATIVA DAS EQUAÇÕES DE PERDA DE CARGA PARA FLUXO LAMINAR E TURBULENTO

Para escoamento turbulento em anular:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{21.1 (d_2 - d_1)} \quad [3.10]$$

Onde f é dado por:

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4.0}{n^{0.75}} \log \left(N_{Re} f^{(1-n/2)} \right) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad [3.11]$$

Sendo o seguinte o critério de convergência numérica utilizado:

$N_{Re} \leq 1000$, então fórmula p/ escoamento laminar.

$N_{Re} > 1000$, então calculou-se por ambas as fórmulas, i.é, p/ escoamento laminar e p/escoamento turbulento, e tomou-se o maior dos dois valores.

Equação que é resolvida iterativamente pelo método das secantes. Foi utilizado o valor inicial para f dada por Blasius [16].

$$f = \frac{0.0791}{N_{Re}^{0.25}} \quad [3.12]$$

4. MÉTODO RIGOROSO DE CONTROLE DE KICKS

4.1 REVISÃO DA PRÁTICA CONVENCIONAL

Alguns elementos são essenciais nas operações de controle de poço, pois com a observação e conhecimento desses dados básicos é feito o controle. São eles:

- 1) O preventor de blowout (BOP - blowout preventer) que tem a finalidade de fechar o espaço anular entre o poço e a coluna de perfuração (figura 3).
- 2) Dimensões do revestimento e profundidade de assentamento da sapata do revestimento.
- 3) Dimensões do poço.
- 4) Características da linha do choke (figura 3) bem como as pressões registradas.

REVISÃO DA TERMINOLOGIA DE CONTROLE DE POÇOS

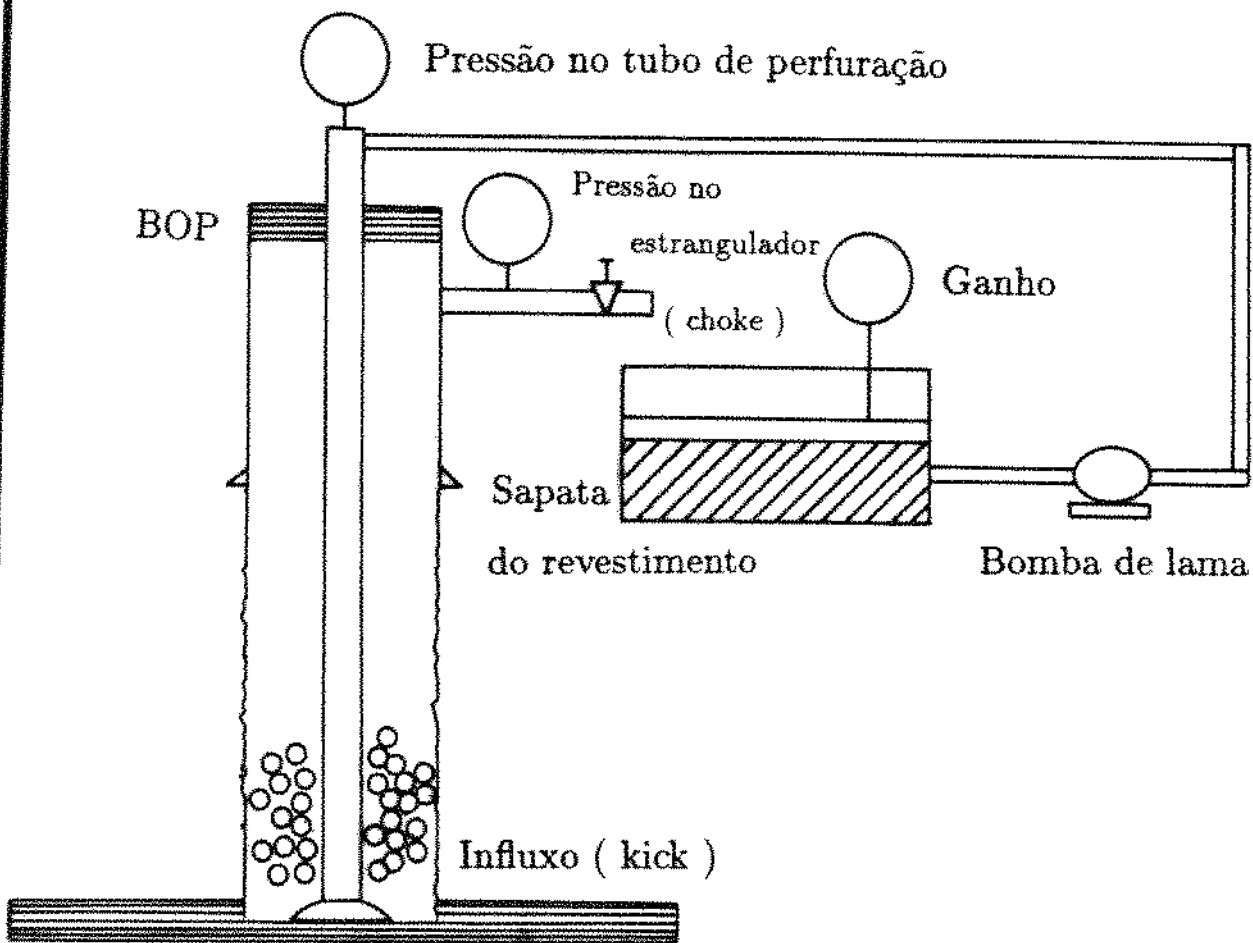


FIGURA 03 - TERMINOLOGIA DE CONTROLE DE POÇOS

5) Características da coluna de perfuração e pressões registradas na coluna de perfuração.

6) Bombas de lama

7) Volume ganho de lama nos tanques

As operações básicas de controle de poço visam (figura 4):

1) Remover os fluidos do kick do poço

2) Trocar o fluido de perfuração original por outro de densidade adequada.

3) Manter a pressão no fundo do poço ligeiramente superior à pressão de poros da formação

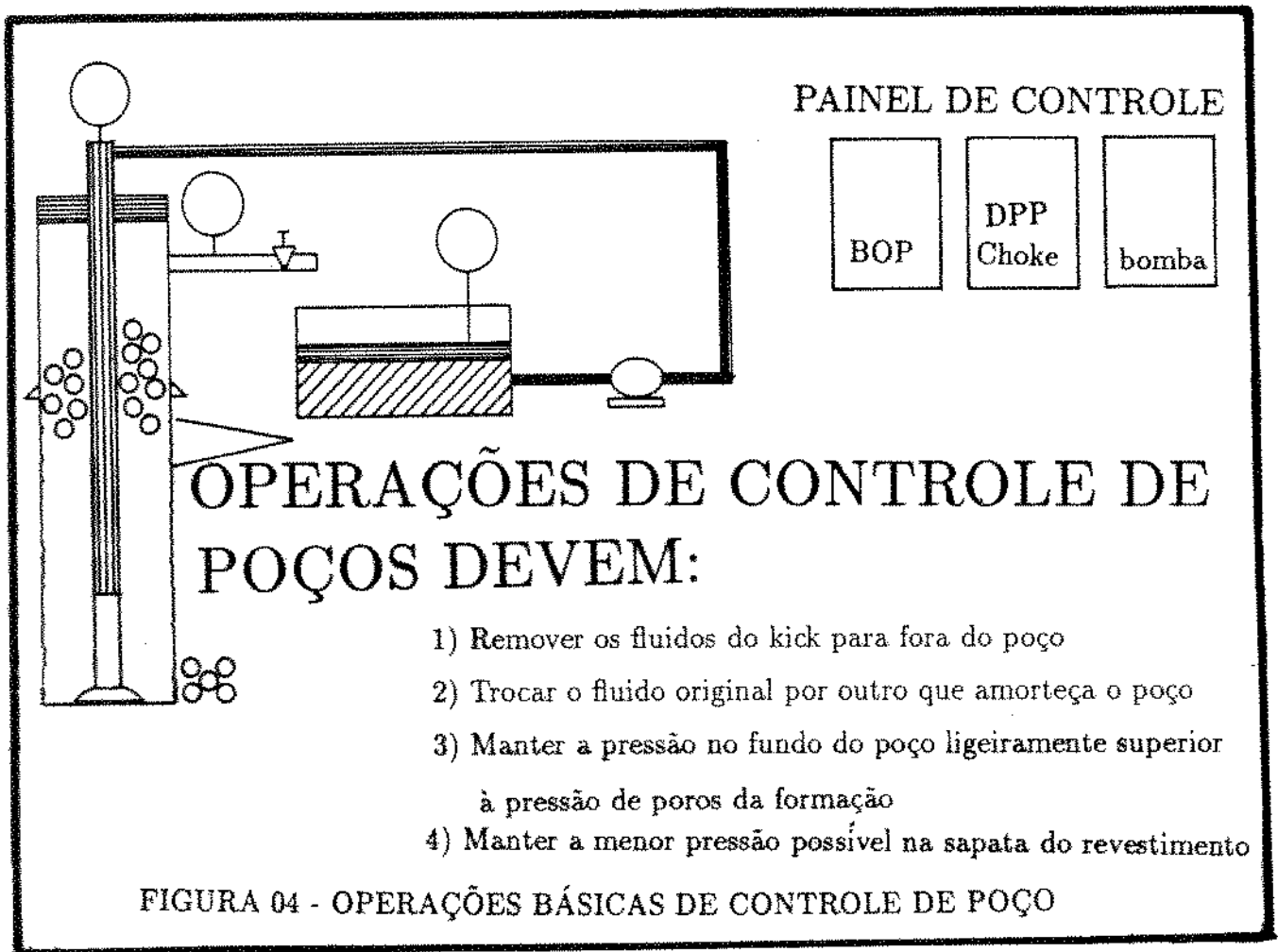
4) Manter a menor pressão possível na sapata do revestimento

O controle convencional é baseado em seguir uma programação de pressões registradas na coluna de perfuração considerando mudanças na pressão hidrostática e mudanças nas perdas de carga friccionais (figura 5), assumindo (figura 6):

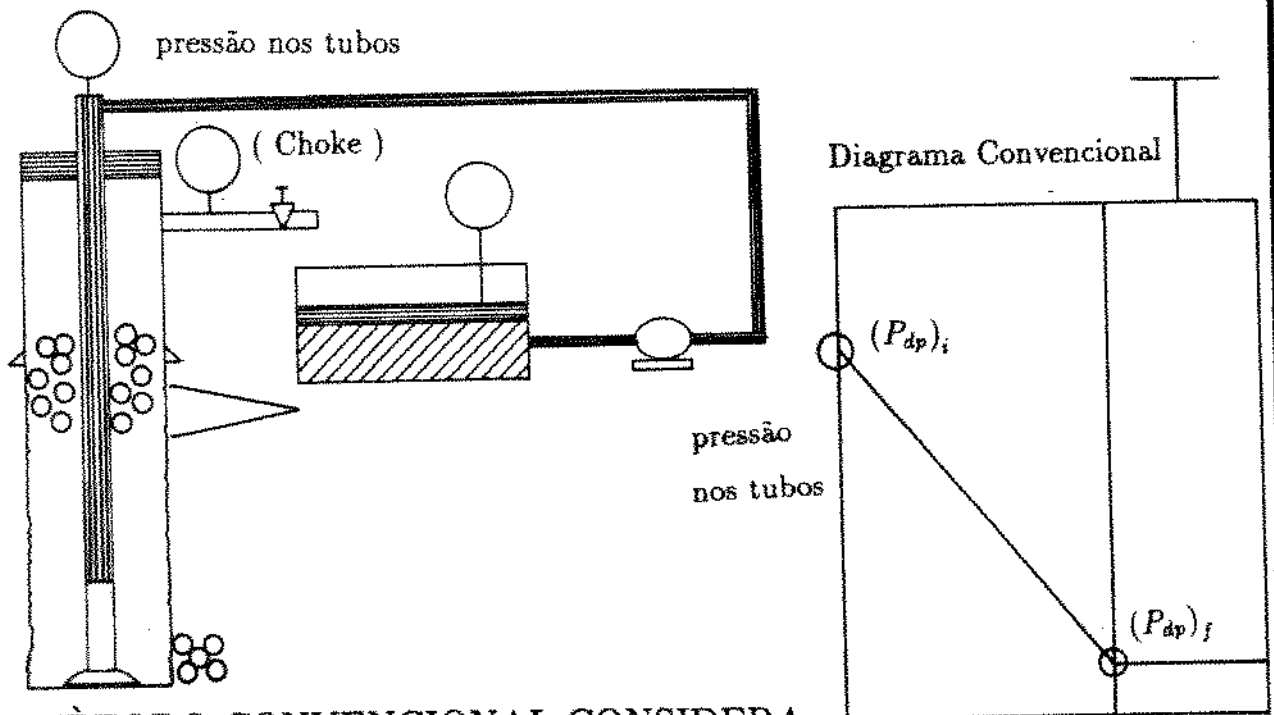
1) Uniformidade da coluna

2) Poço vertical

3) Perdas de carga na broca distribuídas na coluna



O CONTROLE DO "CHOKE" É BASEADO
NO DIAGRAMA DE PRESSÕES
DOS TUBOS DE PERFURAÇÃO (DRILL PIPE)



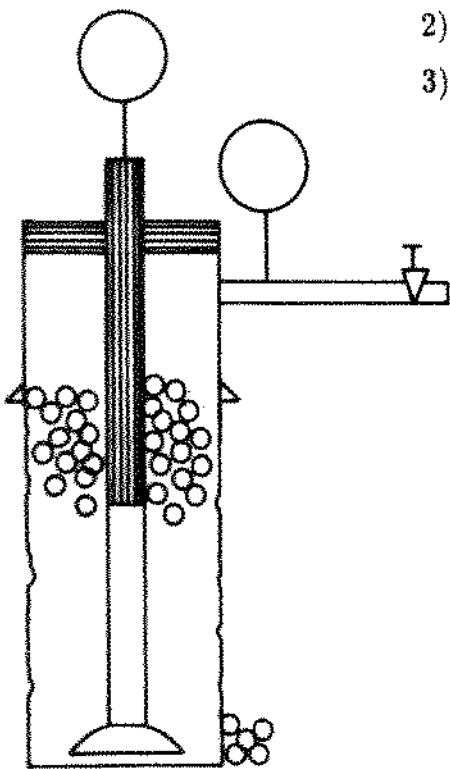
O MÈTODO CONVENCIONAL CONSIDERA:

1. Variação da pressão hidrostática
2. Variação das perdas de carga friccionais

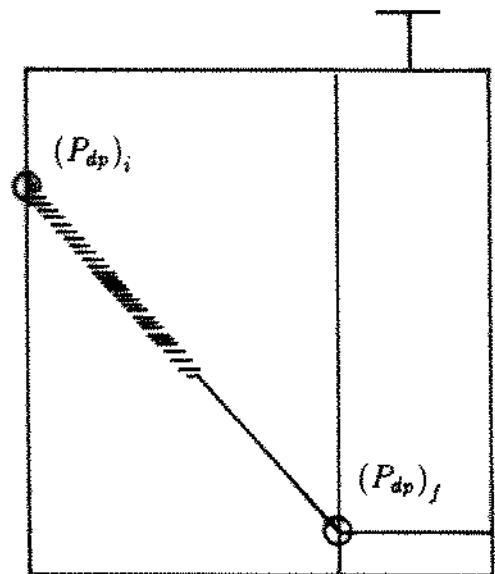
FIGURA 05 - CONTROLE CONVENCIONAL DE POÇOS

HIPÓTESES DO CONTROLE CONVENCIONAL (LINHA RETA):

- 1) Diâmetro interno da coluna é uniforme
- 2) Poço vertical
- 3) Perdas de carga na broca são distribuídas



pressão
nos tubos



até a broca
strokes da bomba

FIGURA 06 - HIPÓTESES DO CONTROLE CONVENCIONAL

4.2 PROCEDIMENTO DO MÉTODO

O método proposto considera todas as informações para operações usuais de controle de poços (pressões reduzidas de circulação, geometria da coluna e do poço, propriedades do fluido de perfuração, etc.) e também faz uso das características reológicas da lama nova e dos registros direcionais para determinar as profundidades verticais verdadeiras.

Inicialmente as propriedades do fluido de perfuração (reologia e densidade), a geometria do poço e da coluna e as vazões são usadas para o cálculo das perdas de carga através do equipamento de superfície [17] (posicionado após o manômetro de registro de pressões do interior da coluna na superfície); da coluna de perfuração (tubos, comandos, etc.); da broca; das diferentes seções do anular para o fluido de perfuração inicialmente no poço; e da linha do choke (figura 7).

Então, a pressão de circulação à vazão de controle $\left[(P_r)_m \right]$, medida regularmente nas sondas antes do kick, é usada para determinar um fator de correção (C_f) que é calculado como:

$$C_f = \frac{(P_r)_m}{(P_r)_c} \quad [4.01]$$

Onde $\left[(P_r)_c \right]$ é a pressão reduzida de circulação calculada na vazão de controle. Assim Cf incorpora todas as simplificações do modelo e as variáveis desconhecidas não consideradas nas equações de perda de carga.

Este fator de correção é usado para corrigir as perdas de carga calculadas para os novos fluidos de perfuração utilizados no controle.

O esquema de pressões hidrostáticas é então calculado para cada configuração de fluidos no poço (sendo considerado cada fluido presente a cada instante). Foi utilizado para este cálculo o método dos ângulos médios, no caso de poços direcionais, para avaliação das profundidades verticais (devido à simplicidade do método, não necessitando de azimutes, conforme a tabela 4).

O programa de pressões registradas no tubo de perfuração é então calculado para amortecer o poço, através da correção da pressão dos tubos coluna de perfuração registrada pelas perdas de carga (decorrente das mudanças na reologia do fluido de perfuração) e pressões hidrostáticas (figura 8). A figura 9 mostra de maneira esquemática como a não uniformidade da coluna influi no diagrama de pressões, devido à mudança na densidade do fluido. Nos trechos de maior diâmetro interno, por exemplo, tubos de perfuração, a variação da perda de carga é menor em relação, por exemplo, aos comandos de perfuração, de diâmetro interno menor.

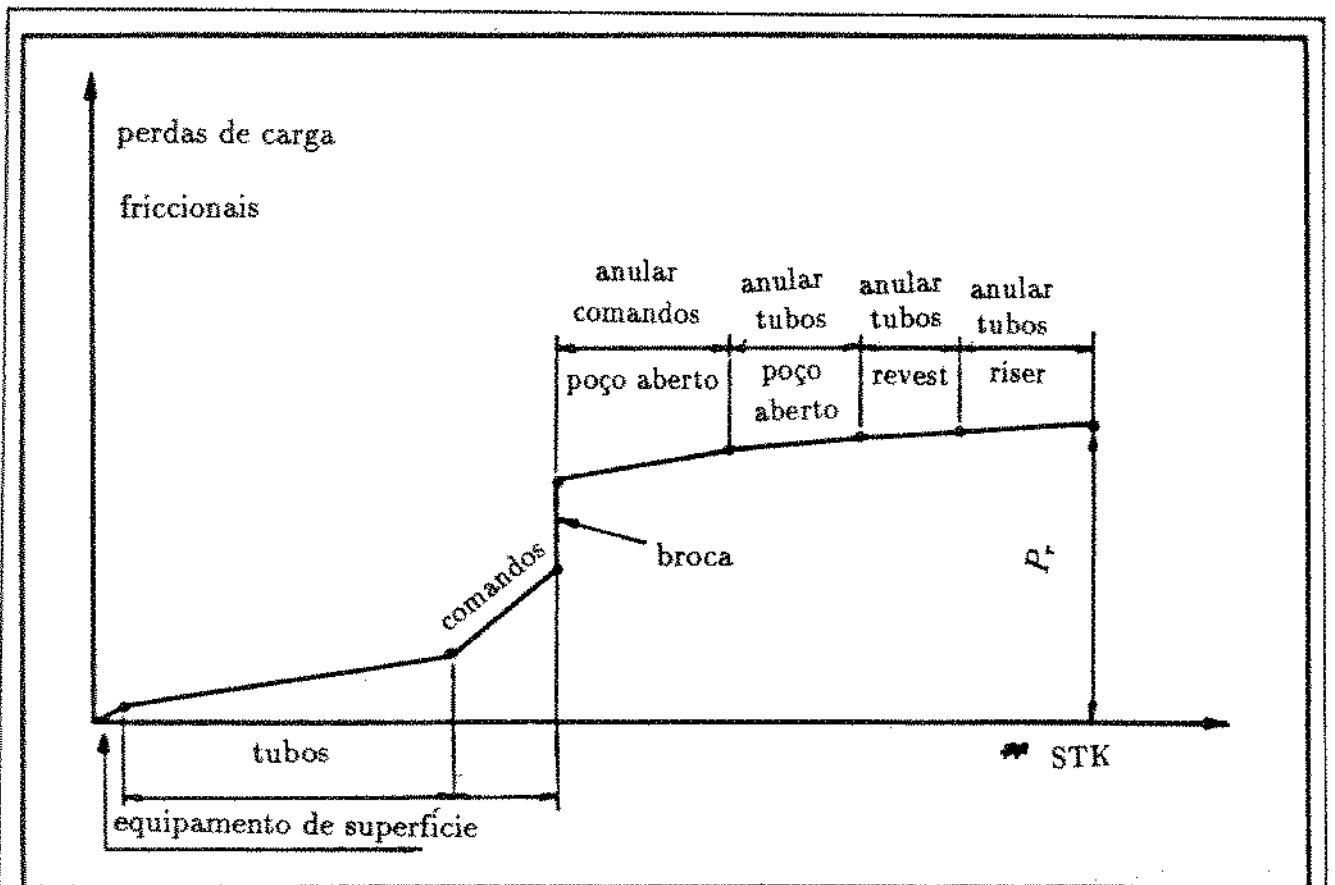


FIGURA 07 - PERDAS DE CARGA FRICCIONAIS CONSIDERADAS NO MÉTODO RIGOROSO

$$(Pdp)_i = (Pdp)_s + (Pds)_c + (\Delta Pf)_i - (\Delta Ph)_i \quad [4.02]$$

Onde:

$(Pdp)_i$ = Pressão calculada no instante i .

$(Pdp)_s$ = Pressão de fechamento no interior da coluna de perfuração.

$(Pds)_c$ = Perdas de carga friccioais calculadas com o fluido original (broca/bomba)

$(\Delta Pf)_i$ = Variação da perda de carga friccional devido ao novo fluido no instante i .

$(\Delta Ph)_i$ = Variação hidrostática devido ao novo fluido no poço no instante i .

O próximo passo é a apresentação dos resultados em gráficos e tabelas que serão mostrados nos exemplos numéricos.

O procedimento descrito acima utiliza o poço subdividido em seções, e cada uma é avaliada separadamente à medida que são analisadas as mudanças de pressões devido à hidrostática e a efeitos friccionais. A qualidade das previsões de pressões medidas pode ser avaliada através da comparação das perdas de carga calculadas e as medidas, à vazão reduzida de circulação, computada em C_f . Se C_f é próximo à unidade, isto significa que as previsões foram boas. Evidentemente isto implica em boas previsões das perdas calculadas, que só podem ser obtidas através do uso de modelos reológicos apropriados.

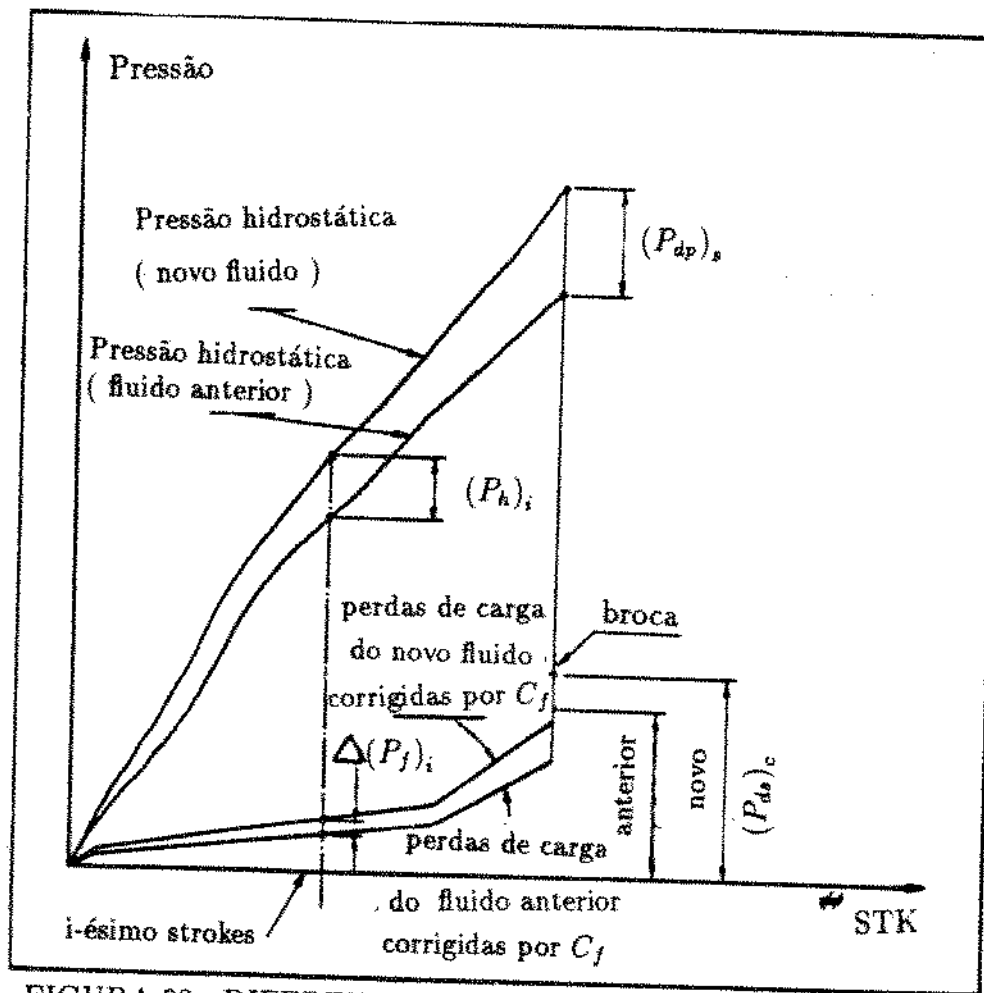


FIGURA 08 - DIFERENTES COMPONENTES CONSIDERADAS NO DIAGRAMA DE PRESSÕES DOS TUBOS

EFEITO DA NÃO UNIFORMIDADE DA COLUNA

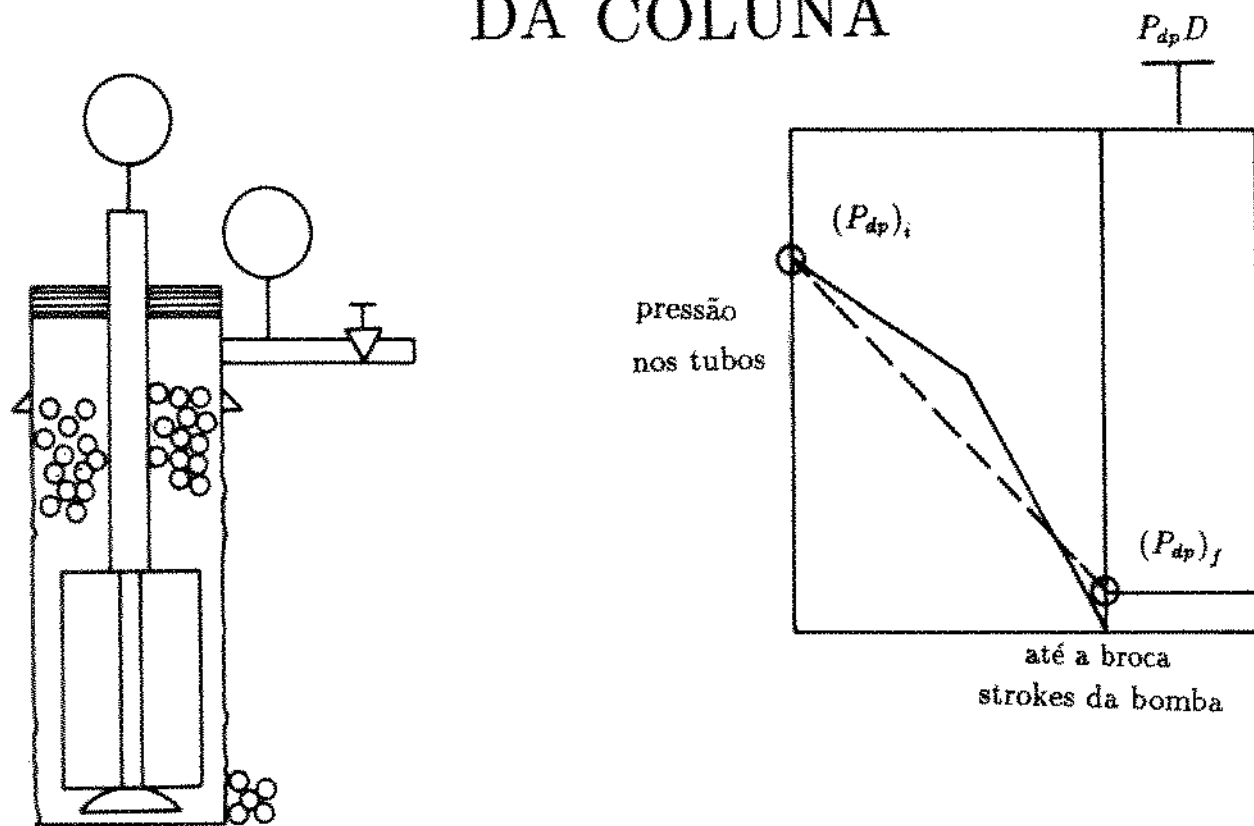


FIGURA 09 - EFEITO DA NÃO UNIFORMIDADE DA COLUNA

5. PROGRAMA DE COMPUTADOR

5.1 INTRODUÇÃO

Um programa foi escrito em Turbo C (figura 10) para efetuar todos os cálculos e apresentar as informações necessárias através de interação gráfica. A linguagem C foi escolhida basicamente devido à sua capacidade gráfica, permitindo ao usuário executá-lo em um micro computador do tipo PC, sob DOS, com qualquer das placas gráficas comumente usadas (Hércules e compatíveis, CGA, EGA, VGA), ou sob UNIX.

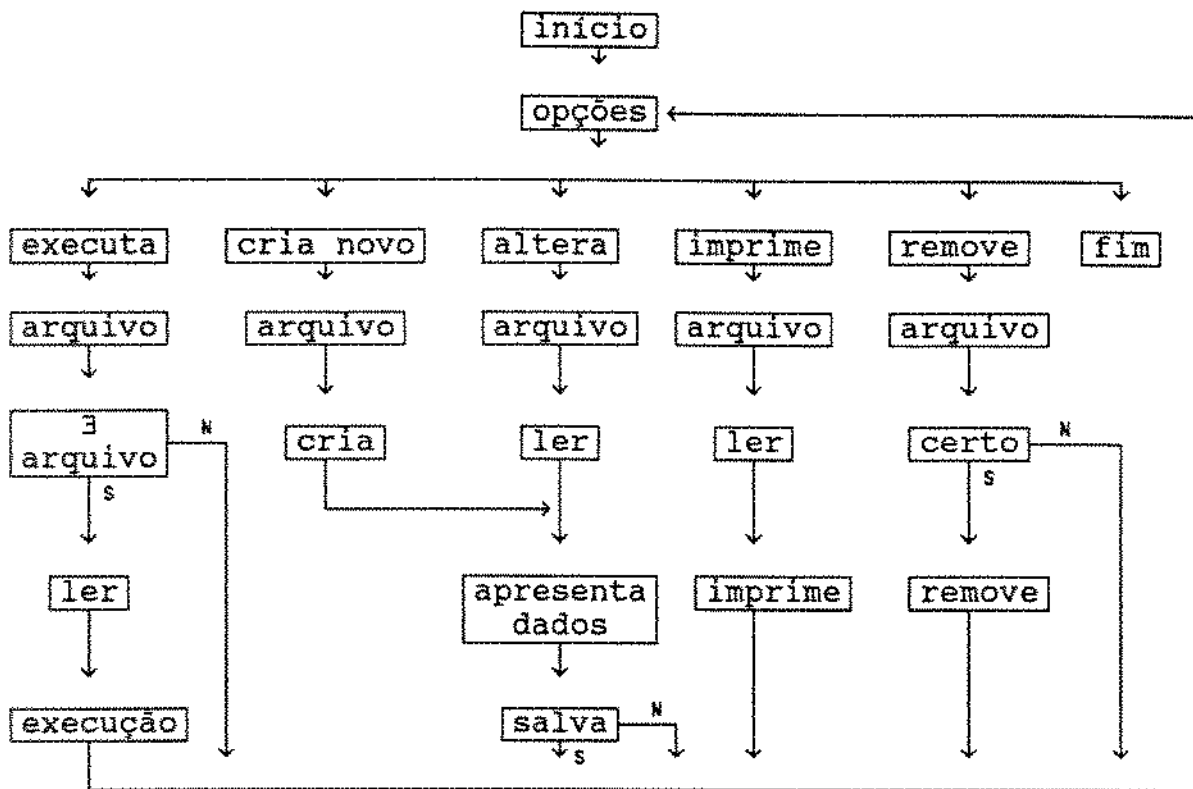


FIGURA 10 - FLUXOGRAMA COM AS OPÇÕES BÁSICAS DO PROGRAMA DESENVOLVIDO.

5.2 ENTRADA DE DADOS

De maneira similar a qualquer planilha de controle de kick, o programa inicia solicitando todas as informações pré-kick listadas da tabela 1.

INFORMAÇÃO PRÉ-KICK		
ÍTEM	DESCRIÇÃO	UNIDADES
1.	- SEÇÕES DO POÇO • COMPRIMENTO MEDIDO • DIÂMETRO	<i>pés</i> <i>pol</i>
2.	- SEÇÕES DA COLUNA • COMPRIMENTO • DIÂMETRO EXTERNO • DIÂMETRO INTERNO	<i>pés</i> <i>pol</i> <i>pol</i>
3.	- DADOS DA BROCA • DIÂMETRO DOS JATOS	<i>1/32 pol</i>
4.	- EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE • SELEÇÃO POR MENU NA TELA	
5.	- DADOS DA BOMBA • TIPO MENU • DIÂMETRO DA CAMISA • COMPRIMENTO • DIÂMETRO DA HASTE (dupla ação somente) • EFICIÊNCIA DA BOMBA	<i>pol</i> <i>pol</i> <i>pol</i>
6.	- PRESSÕES DE CIRCULAÇÃO • VAZÃO DE CONTROLE (através do anular) •• PRESSÃO REDUZIDA •• À VAZÃO DE CONTROLE • PERDA DE CARGA NA LINHA DE CHOKE (para sondas flutuantes)	<i>spm</i> <i>psi</i> <i>spm</i> <i>psi</i>
7.	- DADOS DE SEGURANÇA • RESISTÊNCIA À PRESSÃO INTERNA • • ALTURA DA MESA ROTATIVA (para sondas flutuantes) • PRESSÃO DE FRATURA • PROFUNDIDADE DA FORMAÇÃO • PRESSÃO DE TRABALHO DO BOP	<i>psi</i> <i>psi</i> <i>pés</i> <i>psi</i>
8.	- REGISTROS DIRECIONAIS • PROFUNDIDADE MEDIDA • INCLINAÇÃO	<i>pés</i> <i>graus</i>

TABELA 1

Cada conjunto de dados é tratado isoladamente sendo a ordem de entrada escolhida pelo usuário conforme a disponibilidade dos dados que são armazenados em arquivo, podendo ser atualizados ou verificados com facilidade. O módulo de entrada de dados é auto-explicativo, com os desenhos esquemáticos dos dados necessários apresentados na tela (figura 11). Isto permite o processamento de uma grande variedade das mais diversas situações.

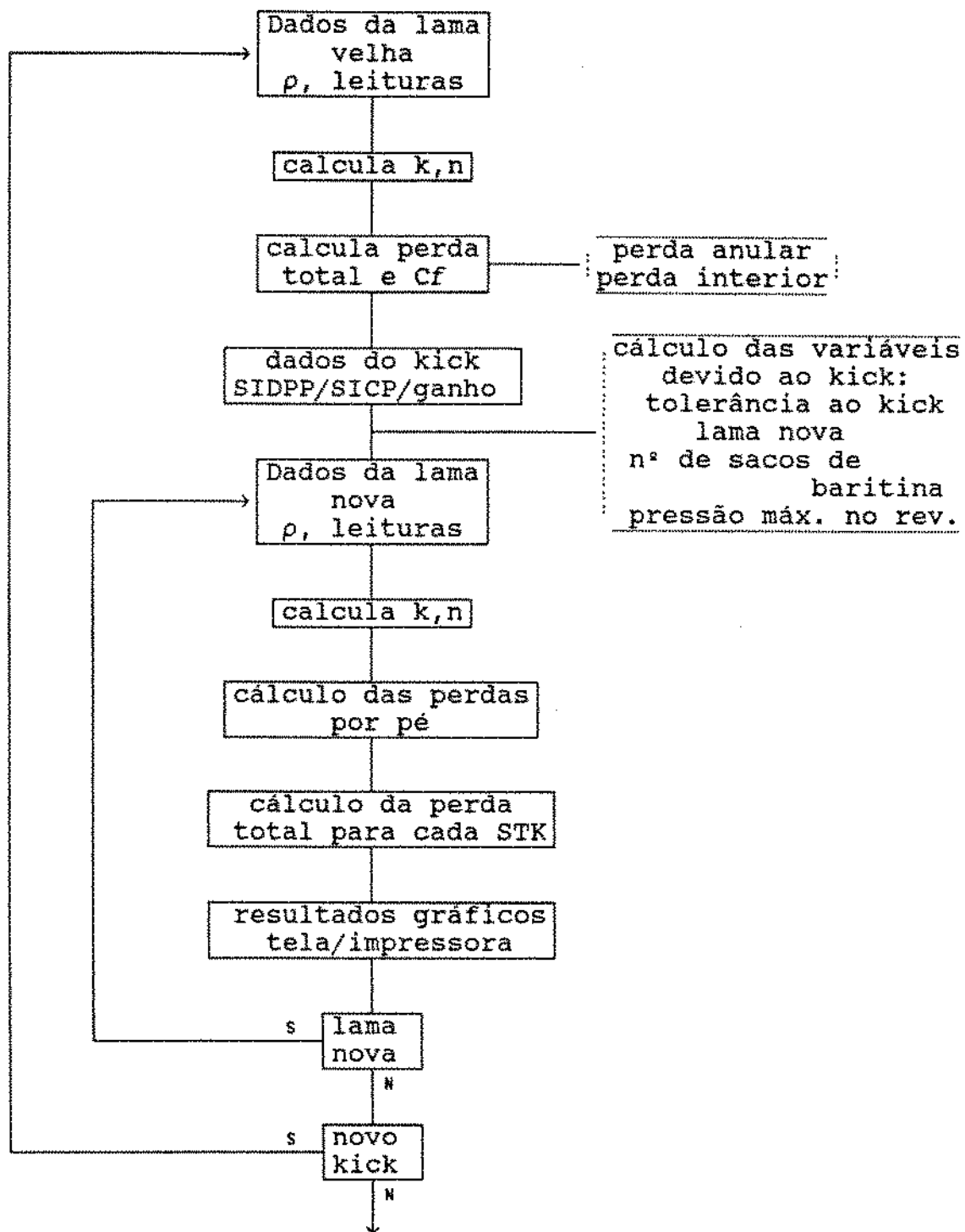


FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DOS CÁLCULOS BÁSICOS

Diagramas com as informações pré-kick são mostrados na figuras 12 para sondas terrestres e na figura 13 para sondas flutuantes operando em águas profundas. Embora ambos os diagramas esquemáticos sejam mostrados verticalmente, todas as profundidades referem-se a profundidades medidas.

O próximo passo consiste da entrada das informações do kick mostradas na tabela 2. Estas informações não são arquivadas, pois à medida que a perfuração avança, elas são alteradas, por isso são chamadas informações do kick, ou seja, de uma situação particular que se deseja avaliar.

INFORMAÇÕES DE KICK		
ÍTEM	DESCRIÇÃO	UNIDADES
1.	- PROPRIEDADES DO FLUIDO <ul style="list-style-type: none"> • PESO DO FLUIDO • LEITURAS FANN <ul style="list-style-type: none"> •• VELOCIDADE •• DEFLEXÃO 	<i>lb/Gal</i> <i>rpm</i> <i>degree</i>
2.	- GANHO	<i>bb1</i>
3.	- PRESSÕES DE FECHAMENTO <ul style="list-style-type: none"> • REVESTIMENTO • COLUNA 	<i>psi</i> <i>psi</i>

TABELA 2

Após as informações do kick, fornecem-se as informações da operação de controle mostradas na tabela 3, com as características dos fluidos de perfuração utilizados bem como em que instante do processo deseja-se utilizá-lo.

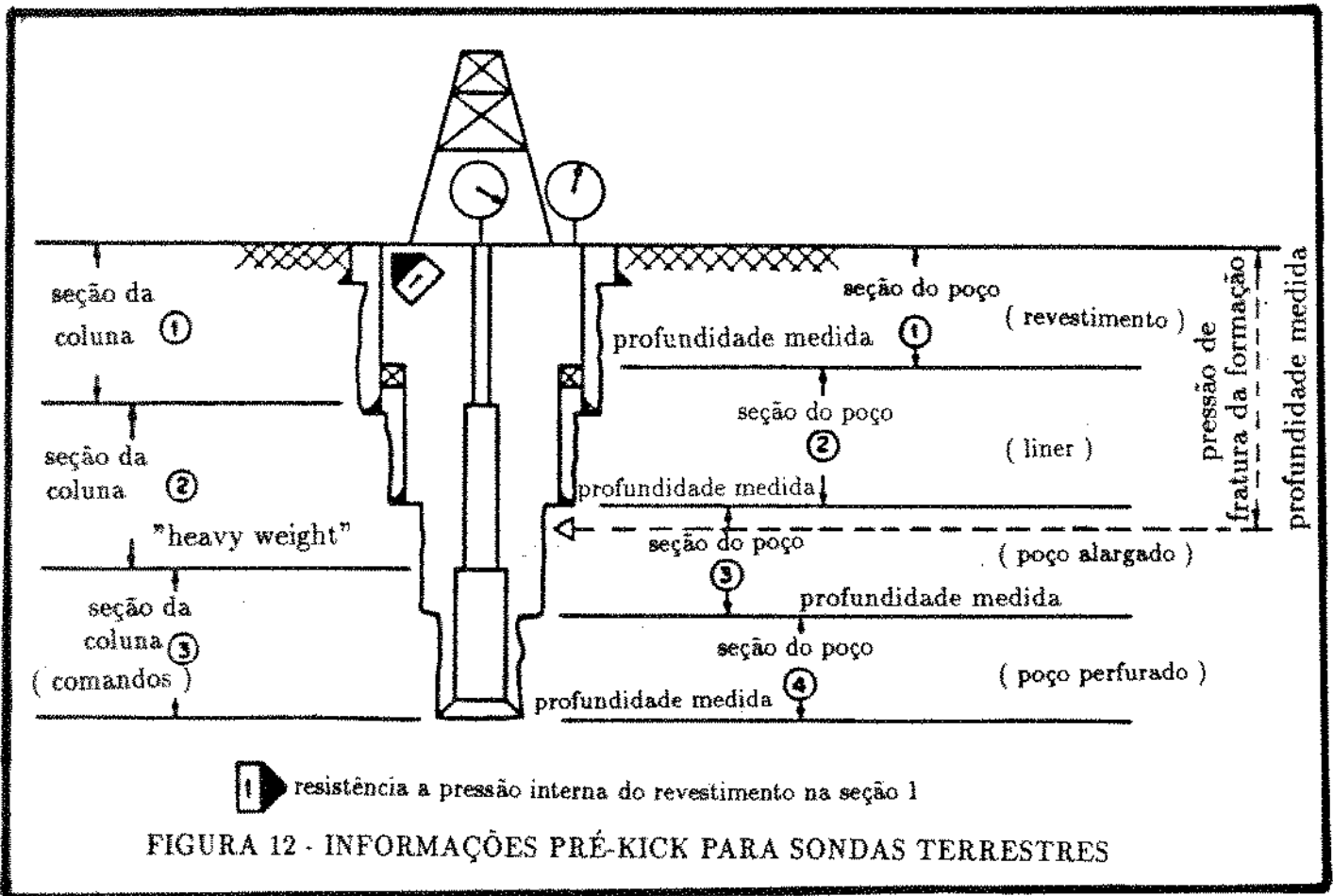
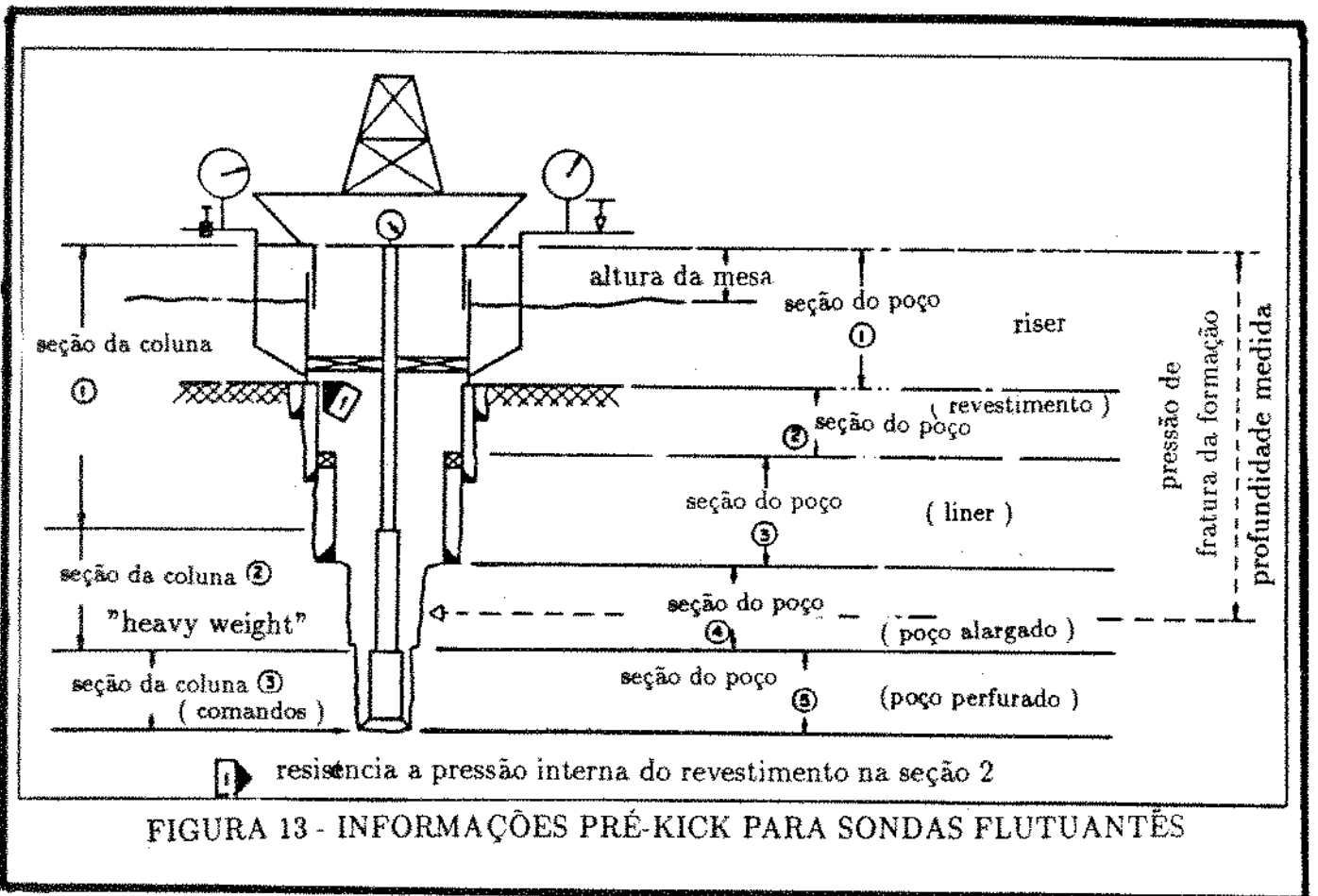


FIGURA 12 - INFORMAÇÕES PRÉ-KICK PARA SONDAS TERRESTRES



PROPRIEDADES DO FLUIDO NOVO		
ÍTEM	DESCRIÇÃO	UNIDADES
1.	<ul style="list-style-type: none"> • PESO DO FLUIDO • LEITURAS FANN <ul style="list-style-type: none"> •• VELOCIDADE •• DEFLEXÃO 	<p><i>lb/Gal</i></p> <p><i>rpm</i> <i>degree</i></p>

TABELA 3 - PROPRIEDADES DO FLUIDO

5.3 CÁLCULOS

O programa principal calcula os esquemas de pressão, um para as pressões internas no tubo de perfuração e outro para as pressões no revestimento (para a operação de partida da bomba, que podem tornar-se críticas em poços perfurados em lâmina d'água profunda).

Nessa fase é feita toda a contabilidade, considerando a cada stroke da bomba a configuração dos fluidos no poço de qualquer geometria (vertical, direcional, horizontal, com múltiplas seções, poços delgados, etc.) (figura 14).

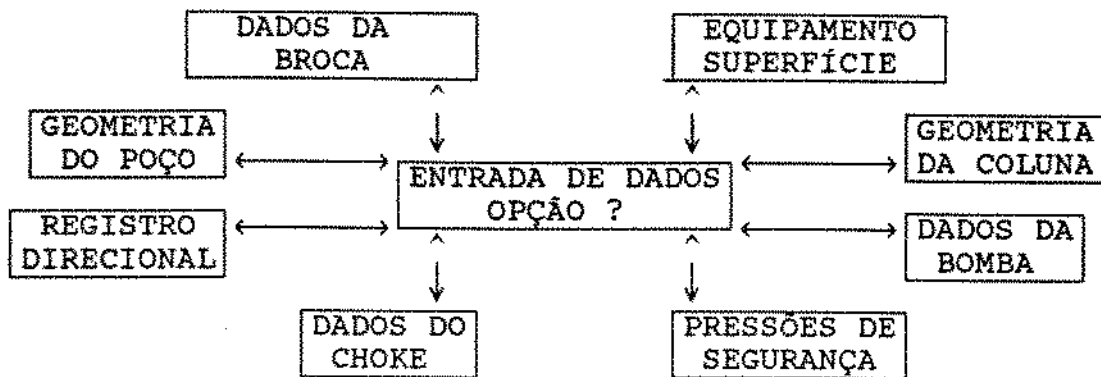


FIGURA 14 - OPÇÕES PARA ENTRADA DE DADOS

5.4 RESULTADOS

Então as informações calculadas são apresentadas na tela em forma de gráficos e tabelas conforme mostra a figura (15). Neste ponto há várias opções disponíveis ao usuário:

a) Apresentação do gráfico padrão. Logo após o processamento dos cálculos, o programa apresenta o gráfico padrão, mostrando todos os procedimentos efetuados até o momento, é apresentado. Este gráfico mostra as pressões no tubo de perfuração em função do número de strokes da bomba. Muitas vezes

a forma de tabela é mais fácil de ser usada. Assim, todos os gráficos são acompanhados de tabelas à direita da tela.

b) Uso do "zoom". Para melhor resolução, o usuário dispõe da possibilidade de obter ampliações ("zoom") de qualquer parte do gráfico.

c) Apresentação do esquema de pressões do revestimento, necessário para partida da bomba no controle de kick em sondas flutuantes.

d) Apresentação gráfica apenas do trecho referente ao último fluido injetado.

e) Injeção do novo fluido de perfuração especificando em que instante do processo.

f) Alteração dos dados do kick para nova execução.

g) Finalização do programa.

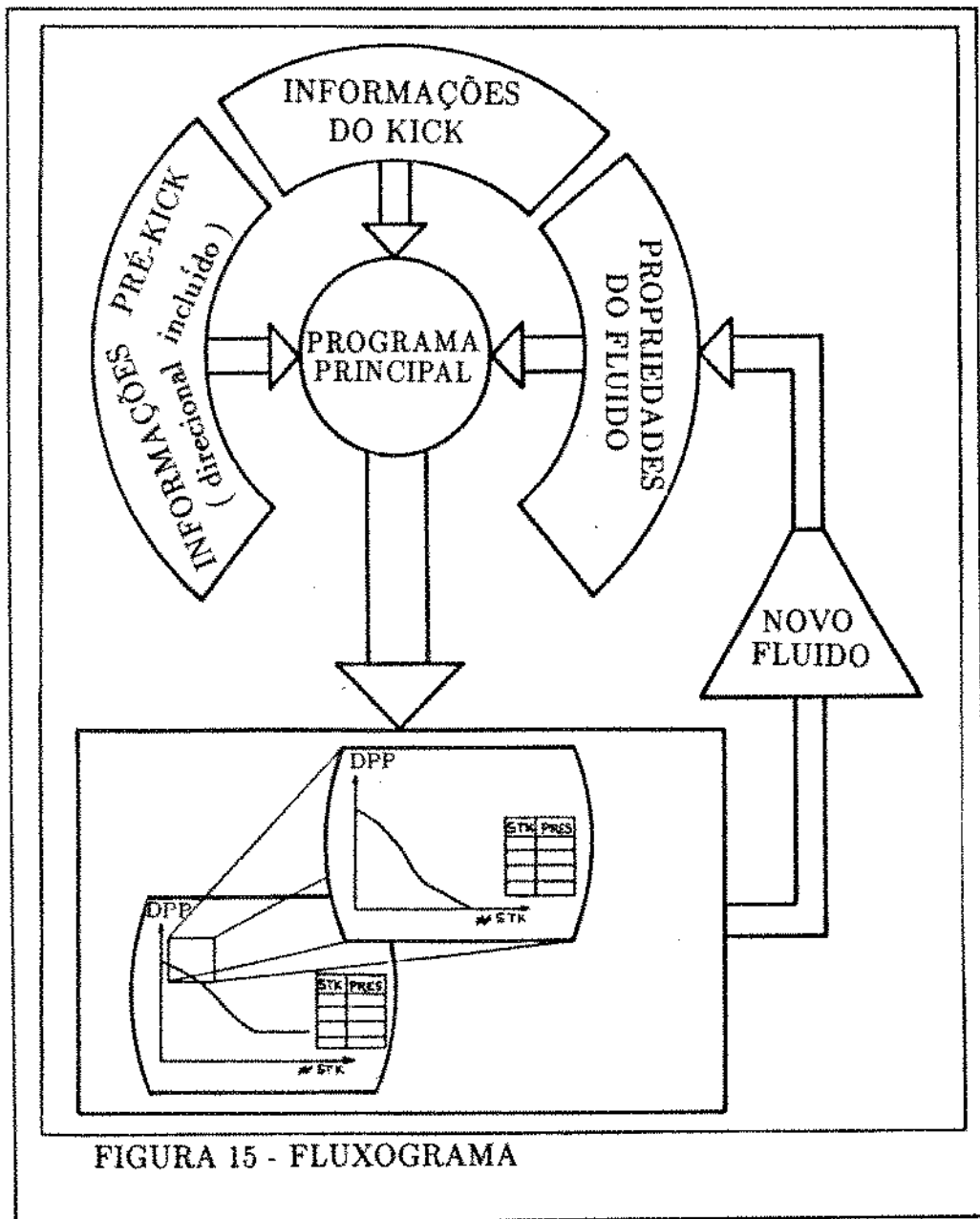


FIGURA 15 - FLUXOGRAMA

6. FRATURA DA FORMAÇÃO

6.1 REGISTRO DA PRESSÃO DO REVESTIMENTO

A pressão medida no revestimento, limitação para as operações de controle, é qualitativamente ilustrada na figura 16, para o caso de unidades flutuantes de perfuração. Para evitar que a pressão no ponto A torne-se maior que a resistência à pressão interna do revestimento, o manômetro situado na linha de matar (kill line) deve ser usado, uma vez que a linha do choke pode conter fluido de perfuração, gás e fluido de perfuração, ou somente gás. Assim, a máxima pressão na superfície avaliada na linha do choke não é uma estimativa segura para avaliar a pressão no ponto A, já que depende das contribuições de cada um desses fluidos na hidrostática e nas perdas friccionais.

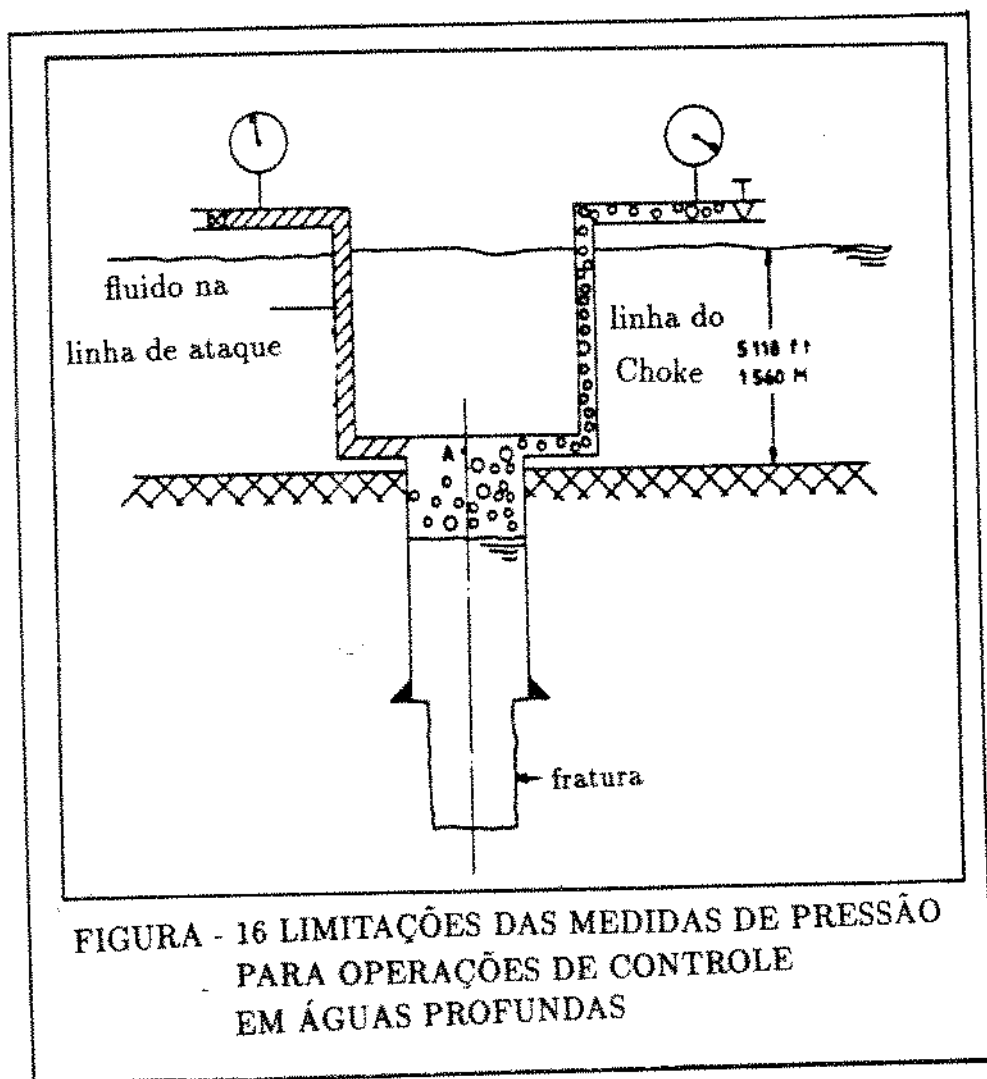


FIGURA - 16 LIMITAÇÕES DAS MEDIDAS DE PRESSÃO PARA OPERAÇÕES DE CONTROLE EM ÁGUAS PROFUNDAS

Nessa situação, o operador do choke dispondo da máxima pressão na superfície calculada com fluido de perfuração na linha do choke, pode desnecessariamente abrir o choke, enquanto o gás inicia a entrada na linha do choke, permitindo assim, influxo adicional no fundo do poço. A mesma lógica aplica-se ao caso oposto, quando o operador dispõe da máxima pressão na superfície calculada com gás na linha do choke; isto poderia provocar o rompimento do revestimento, caso a abertura do choke fosse reduzida desnecessariamente, enquanto se circula o kick com a linha do choke cheia de fluido de perfuração.

6.2 FRATURA NA SAPATA E TOLERÂNCIA AO KICK

Para um bom entendimento do processo de integridade da sapata, é importante, uma correta interpretação do significado de tolerância ao kick, normalmente aceita como:

"O máximo acréscimo no peso do fluido de perfuração permitido pelo teste de integridade na sapata do revestimento sem influxo (ganho zero) no poço" [18].

Então, para um dado peso de fluido de perfuração, o teste de integridade na sapata define a máxima pressão de confinamento no revestimento ($SICP_{max}$). Equacionando vem:

$$\text{SICP}_{\text{max}} = \frac{\rho_{es} - \rho_{fe}}{19.25} V_{\text{sap}} \quad [6.01]$$

Onde:

ρ_{es} - dens. equiv. na sapata [lbs/gal]

ρ_{fe} - dens. fluido existente [lbs/gal]

V_{sap} - prof. vertical da sapata [pés]

Logo dada uma profundidade, a pressão máxima permitida na formação será:

$$P_{\text{form max}} = \text{SICP}_{\text{max}} + \text{Pressão hidrostática existente} \quad [6.02]$$

Com a densidade do novo fluido de perfuração exigida para contrabalançar esta pressão, segue-se:

$$P_{\text{form max}} = \frac{\rho_{fn} V_{\text{poço}}}{19.25} \quad [6.03]$$

Onde:

ρ_{fn} - dens. fluido novo [lbs/gal]

$V_{\text{poço}}$ - prof. vert. do poço [pés]

Do mesmo modo a densidade do fluido existente define a hidrostática existente:

$$\text{Pressão hidrostática existente} = \frac{\rho_{fe} V_{\text{poço}}}{19.25} \quad [6.04]$$

Então:

$$\frac{\rho_{fn} V_{\text{poço}}}{19.25} = \text{SICP}_{\text{max}} + \frac{\rho_{fe} V_{\text{poço}}}{19.25} \quad [6.05]$$

que simplificando vem:

$$(\rho_{fn} - \rho_{fe}) = \frac{\text{SICP}_{\text{max}}}{V_{\text{poço}}} 19.25 \quad [6.06]$$

Esta equação, que assume não haver influxo no poço (ganho zero), define tolerância ao kick desde que o valor $(\rho_{fn} - \rho_{fe})$ seja o aumento máximo permitido na densidade do fluido pelo teste de integridade.

$$\text{KT}_{\text{GZ}} = \frac{\text{SICP}_{\text{max}} 19.25}{V_{\text{poço}}} \quad [6.07]$$

Onde:

KT_{GZ} - tolerância ao kick sem influxo [lbs/gal]

Para incluir os efeitos de um influxo no poço, são feitas as hipóteses, consideradas comumente como a condição mais desfavorável:

- a) O influxo ocorre no fundo do poço.
- b) O influxo é do tipo pistonado ou tampão (o fluido permanece como um só corpo, um pistão).
- c) Durante a circulação o influxo mantém o tipo pistonado ou tampão.
- d) O influxo é gás (normalmente, um gradiente de 0.1psi/pés é utilizado).

Qualquer influxo com gradiente de pressão menor que o do fluido de perfuração, causará uma redução na hidrostática do anular, e com isso, o correspondente aumento da pressão do revestimento na superfície.

Este acréscimo é então:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Acréscimo na pressão do} \\ \text{revestimento devido ao} \\ \text{influxo} \end{array} \right] = \left[\frac{\rho_{fe}}{19.25} - \text{grad}_i \right] CV_i \quad [6.08]$$

Onde:

CV_i - comprimento vertical do influxo [pés]

Ou seja, para um dado influxo, a pressão de confinamento máxima no revestimento, será reduzida do valor acima calculado, pois o cálculo do $SICP_{max}$ partiu do fato de não haver influxo. Como o influxo provoca um acréscimo de pressão, caso for mantido

o $SICP_{max}$, haverá fratura da formação.

Logo o valor da pressão de confinamento máxima será reduzido do acréscimo na pressão devido ao influxo, e obtem-se a tolerância do kick com influxo:

$$KT_{CI} = \frac{\left[SICP_{max} - \left(\frac{\rho_{fe}}{19.25} - grad_i \right) CV_i \right] 19.25}{V_{poço}} \quad [6.09]$$

Onde:

KT_{CI} - tolerância ao kick com influxo [lbs/gal]

$grad_i$ - grad. do influxo [psi/pé]

CV_i - comprimento vertical do influxo [pés]

Uma análise da equação anterior fornece uma regra prática para avaliação do maior volume de influxo que pode haver em um poço, para que possa ser controlado sem fraturar a sapata. Esse fato ocorre quando não é possível aumentar a densidade do fluido de perfuração, ou seja:

$$KT_{CI} = 0 \quad [6.10]$$

Logo:

$$SICP_{max} = \left(\frac{\rho_{fe}}{19.25} - grad_i \right) CV_i \quad [6.11]$$

tomando valores usuais:

$$\text{grad}_i \cong 0.1 \text{ psi/pés}$$

$$\rho_{fe} = 8.33 \text{ lb/gal}$$

$$\rho_{fe} = 12.00 \text{ lb/gal}$$

Assim o valor numérico do comprimento vertical máximo do influxo (e conseqüentemente o volume máximo do influxo), pode ser limitado numericamente por:

$$1.9 \text{ SICP}_{\max} < \text{CV}_{i \max} < 3 \text{ SICP}_{\max} \quad [6.12]$$

Com o valor de altura máxima do kick podemos então regular o equipamento de deteção do kick com a precisão e margem de segurança desejada.

Este apesar de simples é um resultado importante. Dá maior entendimento ao conceito de tolerância de kick, e o torna mais preciso, pois é calculado de maneira simples e rápida para cada situação específica, ao invés de valores ou "margens" fixas para todas as situações.

7. APLICAÇÃO DO MÉTODO A UM POÇO DIRECIONAL

7.1 EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE DO POÇO

Aumentando a pressão hidrostática através da injeção de um fluido de perfuração mais denso para amortecer o poço, a pressão no interior dos tubos na superfície diminui. A pressão nos tubos é função do número de strokes da bomba, que representa certo comprimento de fluido dentro da coluna.

Em um poço vertical, o comprimento medido de fluido dentro da coluna é o mesmo que o comprimento vertical de fluido na coluna. Em um poço direcional o comprimento vertical de fluido na coluna por stroke da bomba é menor que em um poço vertical. Calculando-se a queda de pressão para um poço vertical e um direcional, a pressão cairá de forma mais lenta no poço vertical. Isto significa que, ao usar uma planilha convencional em um poço direcional, aplica-se sobre-pressão que pode fraturar a formação (figura 17).

EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE

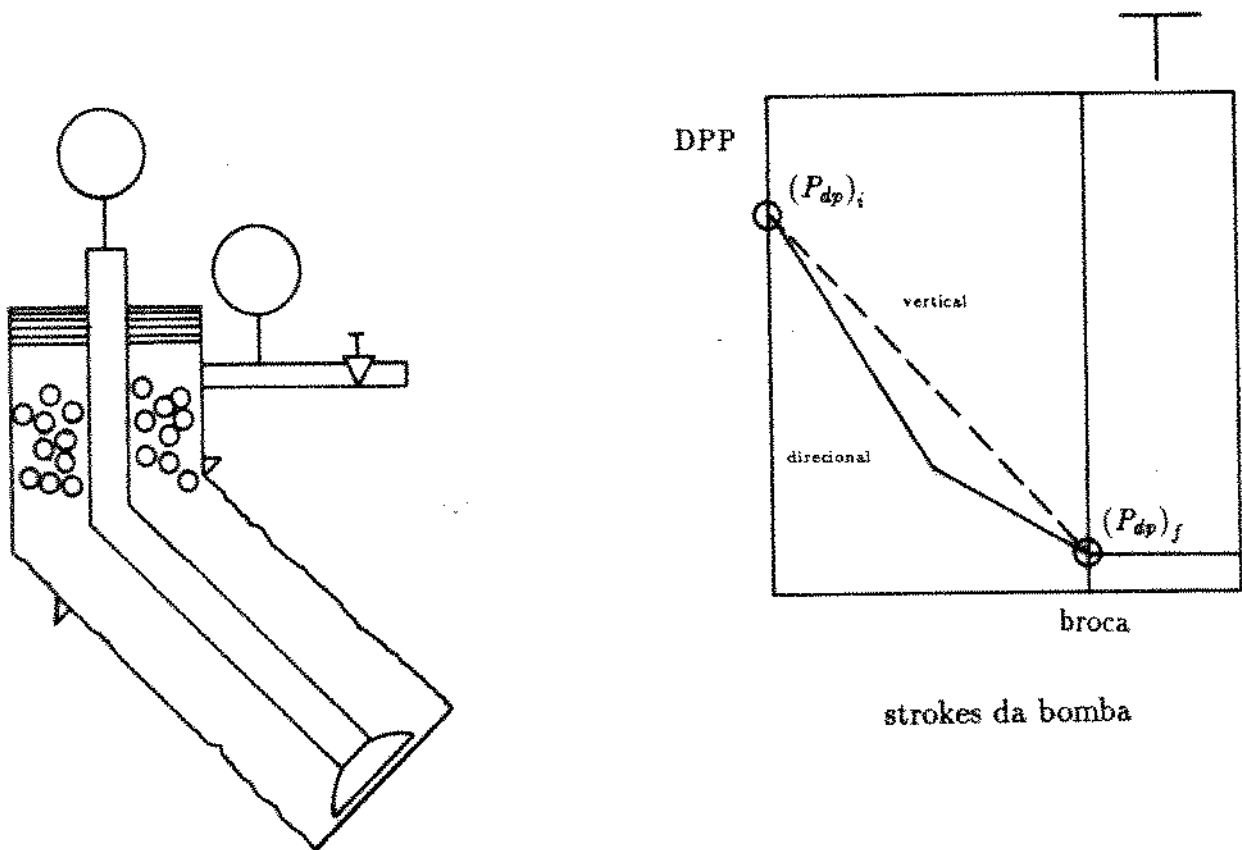


FIGURA 17 - EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE DOS POÇOS

O valor da sobre-pressão depende das pressões de confinamento, da pressão de circulação à vazão de controle, da profundidade do desvio, e da taxa de ganho de ângulo do desvio.

O risco de se usar uma planilha convencional para um poço direcional, é que se aumentará desnecessariamente a pressão do revestimento registrada na superfície. Em áreas mais sensíveis à pressão, como águas profundas, isso pode causar perda de circulação.

Após análise de alguns casos, como regra, a pressão aplicada em excesso ("Over-pressure") será superior a 100 psi em poços com inclinação a partir de 30⁰.

7.2 EXEMPLO NUMÉRICO DE UM POÇO HORIZONTAL

Como exemplo numérico, um poço horizontal perfurado em sonda flutuante, foi escolhido para ilustrar o comportamento da pressão interna do tubo de perfuração durante a operação de controle, pelo método rigoroso.

Os dados utilizados são mostrados na tabela 4, tabela 5 e figura 18, que também inclui o número de strokes necessários da bomba para cada seção, como ajuda na interpretação dos gráficos.

REGISTRO DIRECIONAL	
PROFUNDIDADE MEDIDA	INCLINAÇÃO
0	0
4200	0
4400	4
4600	8
4800	12
5000	16
5200	20
5400	24
5600	28
5800	32
6000	36
6200	40
6400	44
6600	48
6800	52
7000	56
7200	60
7400	64
7600	68
7800	72
8000	76
8200	78
8400	82
8600	86
8800	90
10000	90

TABELA 4

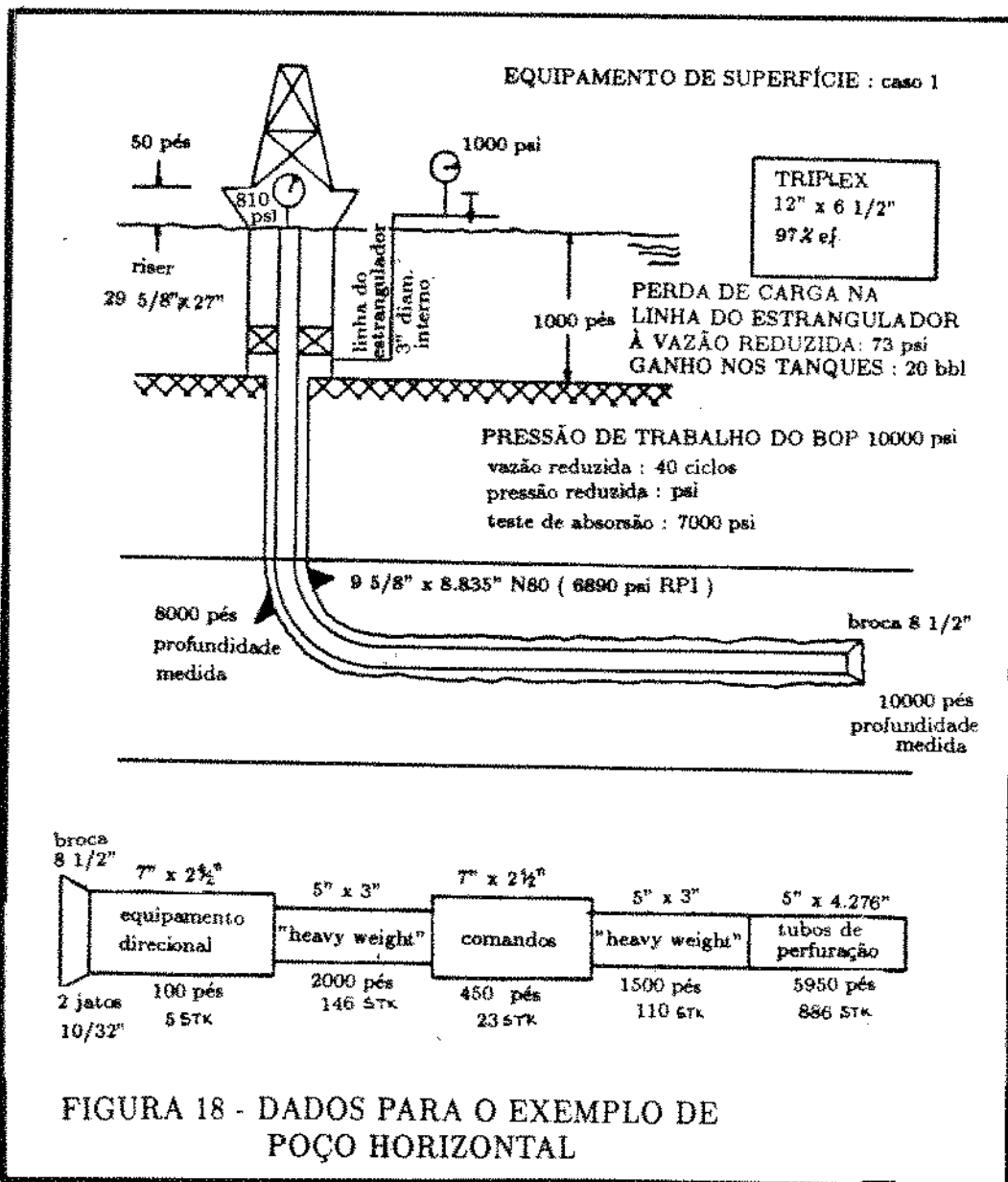
PROPRIEDADES DO FLUIDO				
	FLUIDO VELHO	FLUIDO NOVO 1	FLUIDO NOVO 2	FLUIDO NOVO 3
PESO DO FLUIDO (lb/gal)	8.6	9.5	10.5	11.4
DADOS DO VISCOSÍMETRO FANN				
VELOCID. (rpm)	DEFLEXÃO			
	FLUIDO VELHO	FLUIDO NOVO 1	FLUIDO NOVO 2	FLUIDO NOVO 3
3	1.0	1.0	1.5	1.5
6	1.5	2.0	2.0	3.0
100	15.0	18.0	22.0	24.0
200	26.0	31.0	37.0	39.5
300	35.0	41.0	50.0	53.0
600	56.0	67.0	81.0	88.0

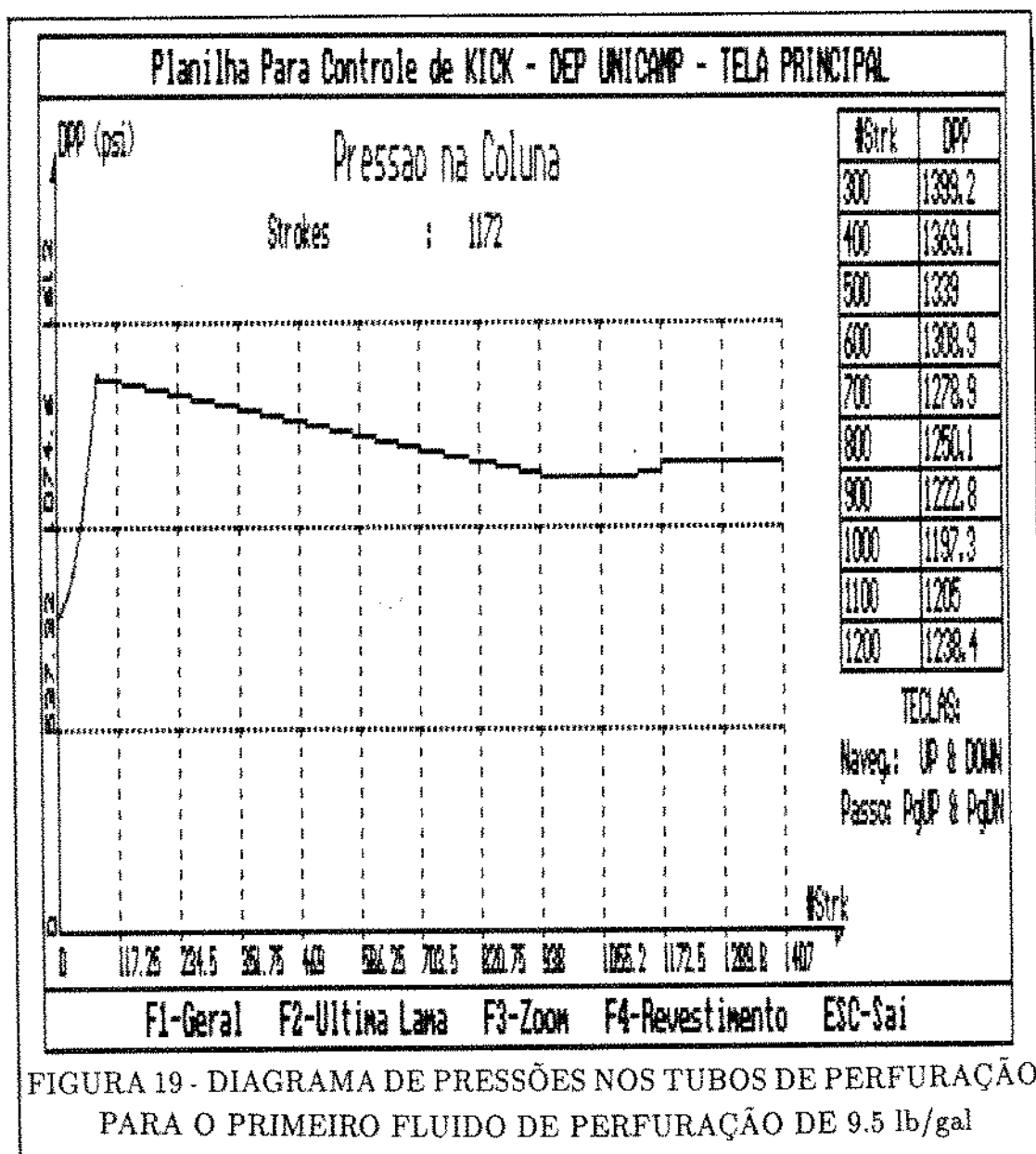
TABELA 5

Após o fornecimento dos dados, o programa informou que o fluido necessário para amortecer o poço deve ter pelo menos 10.8 lb/gal (sem margem de segurança incluída).

Então foi selecionado um fluido com 9.5 lb/gal para ilustrar a simplicidade de se escolher um método de controle misto, já que o programa efetua toda a contabilidade facilmente.

O programa de pressões no tubo de perfuração é mostrado na figura 19, que é acompanhado de uma tabela juntamente com gráfico, além do número de strokes para se alcançar a broca.





Analisando o gráfico, podemos observar:

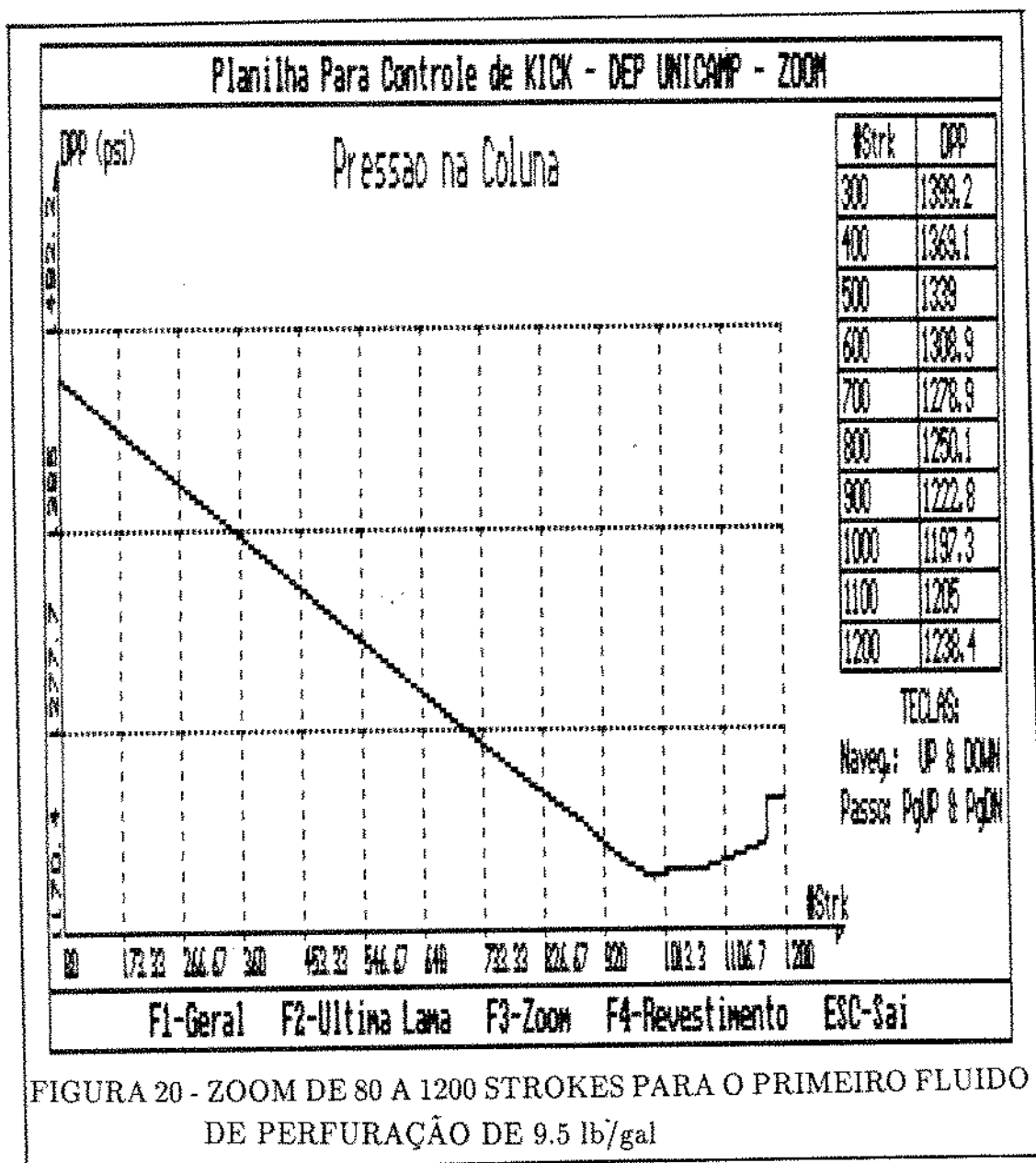
a) Para se estabilizar a velocidade da bomba em 45 spm, demorou-se 80 strokes, ou cerca de 2 minutos. Quando a pressão no tubo de perfuração foi de 810psi para 1466psi.

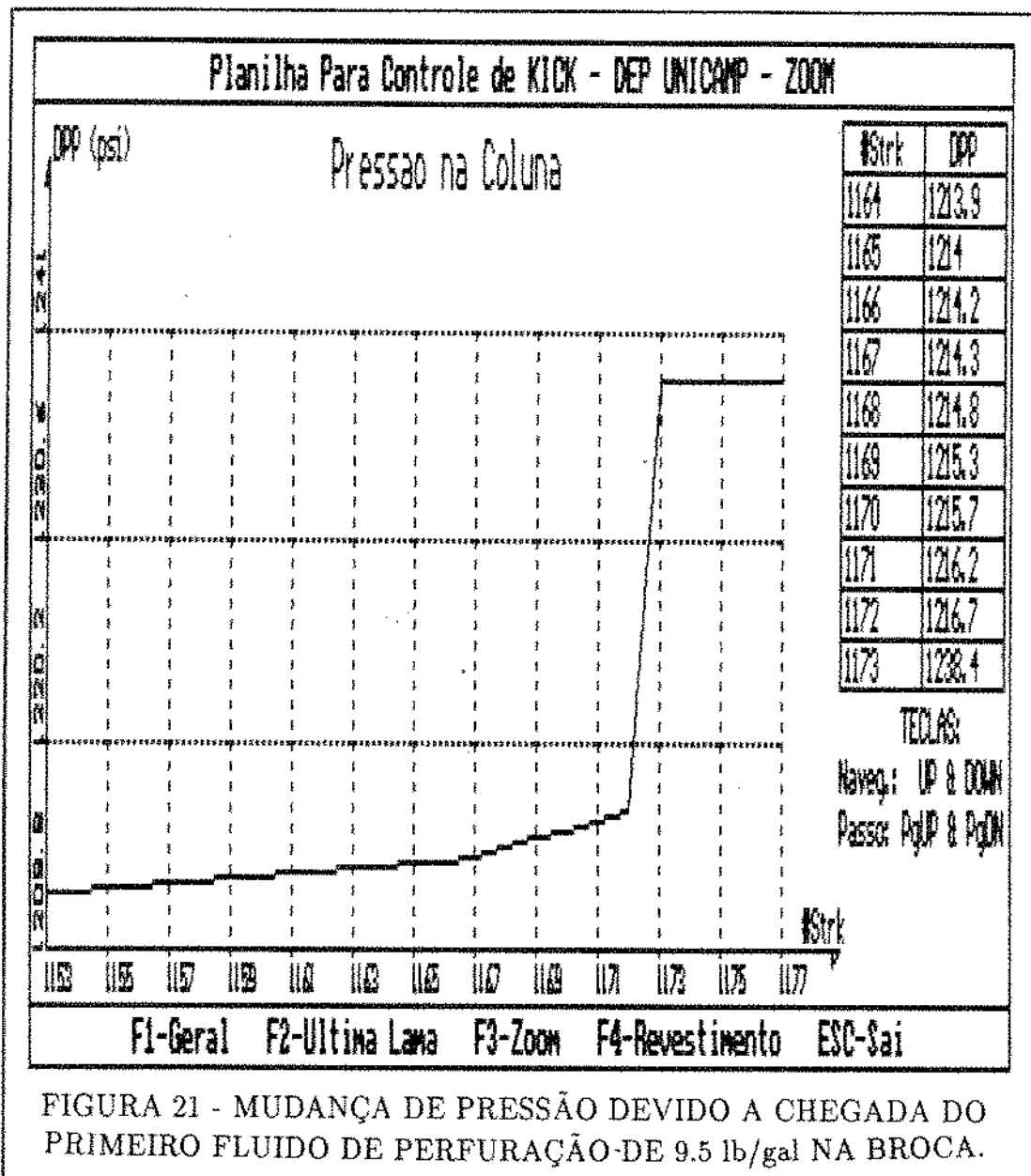
b) O declínio de pressão é observado de 80 até cerca de 940 strokes após o que a pressão inicia um crescimento devido ao efeito do novo fluido iniciando o trecho horizontal que produz aumento nas perdas maior que o do fluido inicial sendo deslocado. Este efeito pode ser melhor observado utilizando-se o "zoom" de 80 a 1200 strokes, mostrado na figura 20.

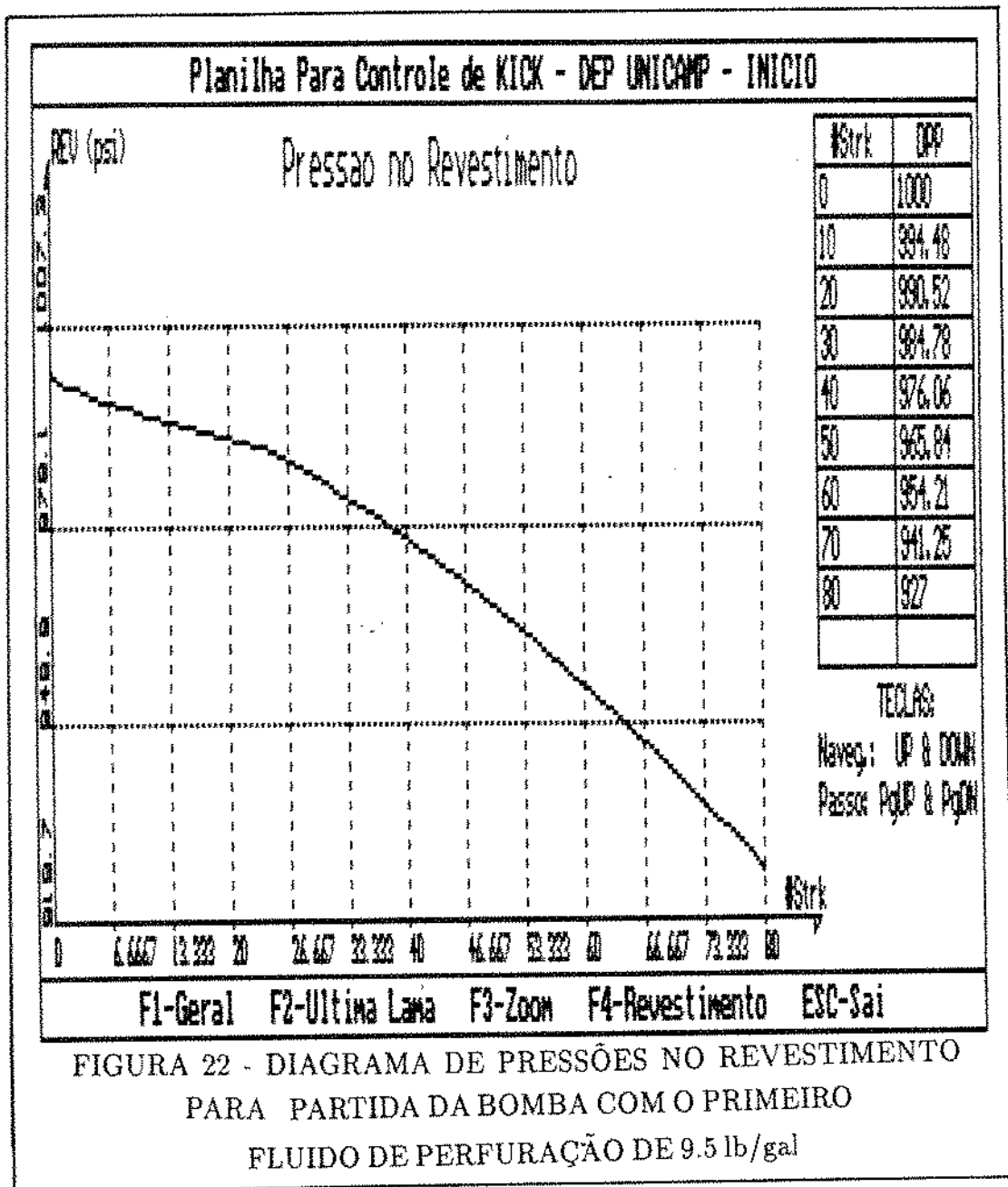
Este comportamento é característico dos poços horizontais e bem diferente da experiência convencional com poços verticais.

c) Enquanto o novo fluido de perfuração aproxima-se da broca, há uma série de mudanças de gradiente e uma descontinuidade pode ser vista no gráfico (melhor observada na figura 20, que mostra claramente o efeito do novo fluido entrando: nos tubos pesados ou "heavy weight" (após cerca de 888 strokes), nos comandos (após cerca de 998 strokes), na outra série de "heavy weight" (após cerca de 1021 strokes), no equipamento direcional (após cerca de 1167 strokes) e finalmente na broca. Estes dois últimos podem ser observados na figura 21 "zoom" de 1153 a 1177 strokes.

d) O programa de partida da bomba (figura 22) não mostra descontinuidade na mudança do regime de fluxo de laminar para turbulento devido ao critério adotado já previamente discutido.







Adicionalmente, dois outros fluidos foram usados: um de 10.5lb/gal (que ainda está abaixo do sugerido) bombeado a partir do stroke 400, e outro de 11.4lb/gal bombeado a partir do stroke 800.

O efeito combinado dos três fluidos de perfuração é mostrado na figura 23 e na figura 24. Novamente, notamos a diferença devido a natureza direcional do poço e das seções da coluna.

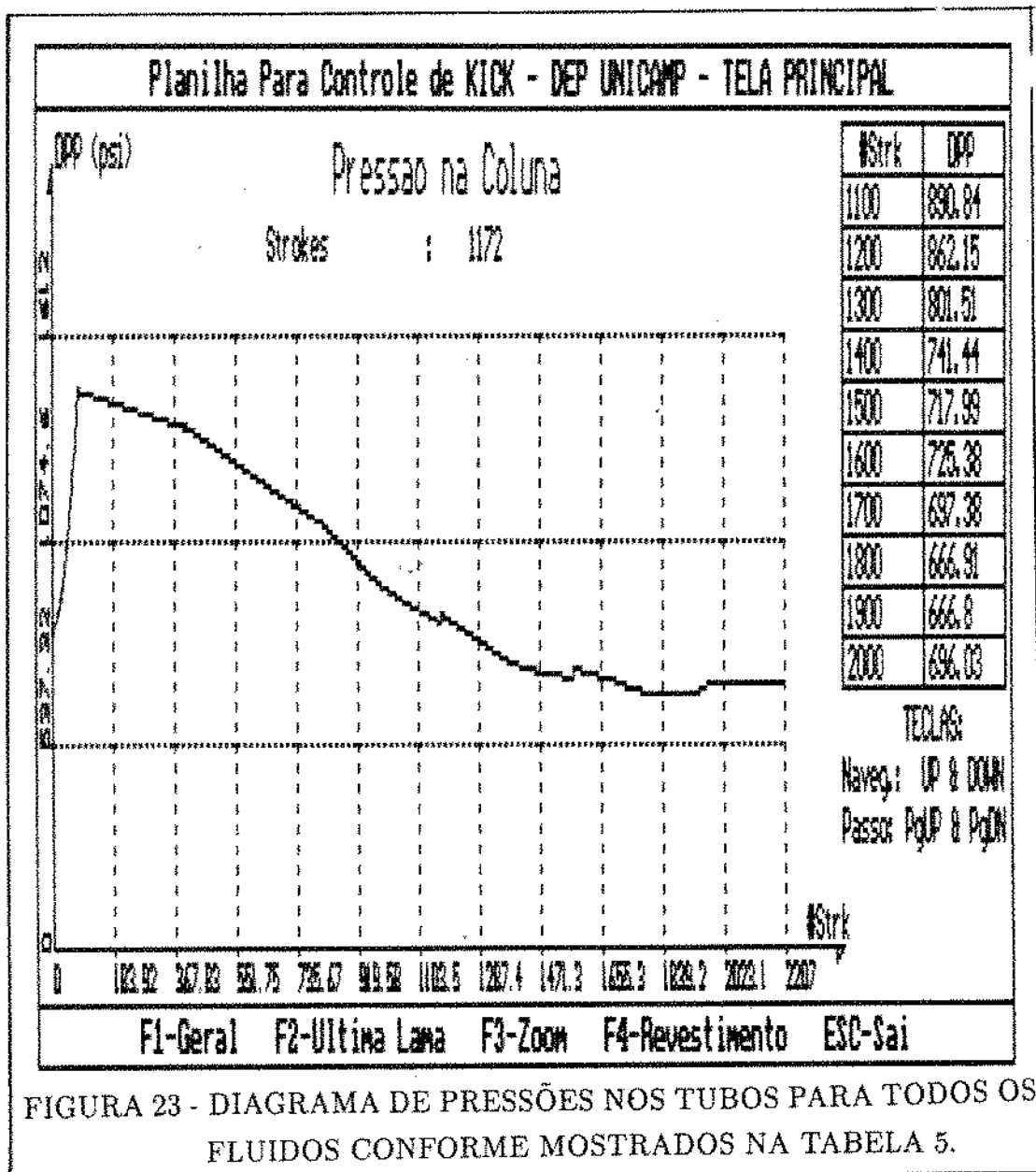
7.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO A POÇO DELGADO

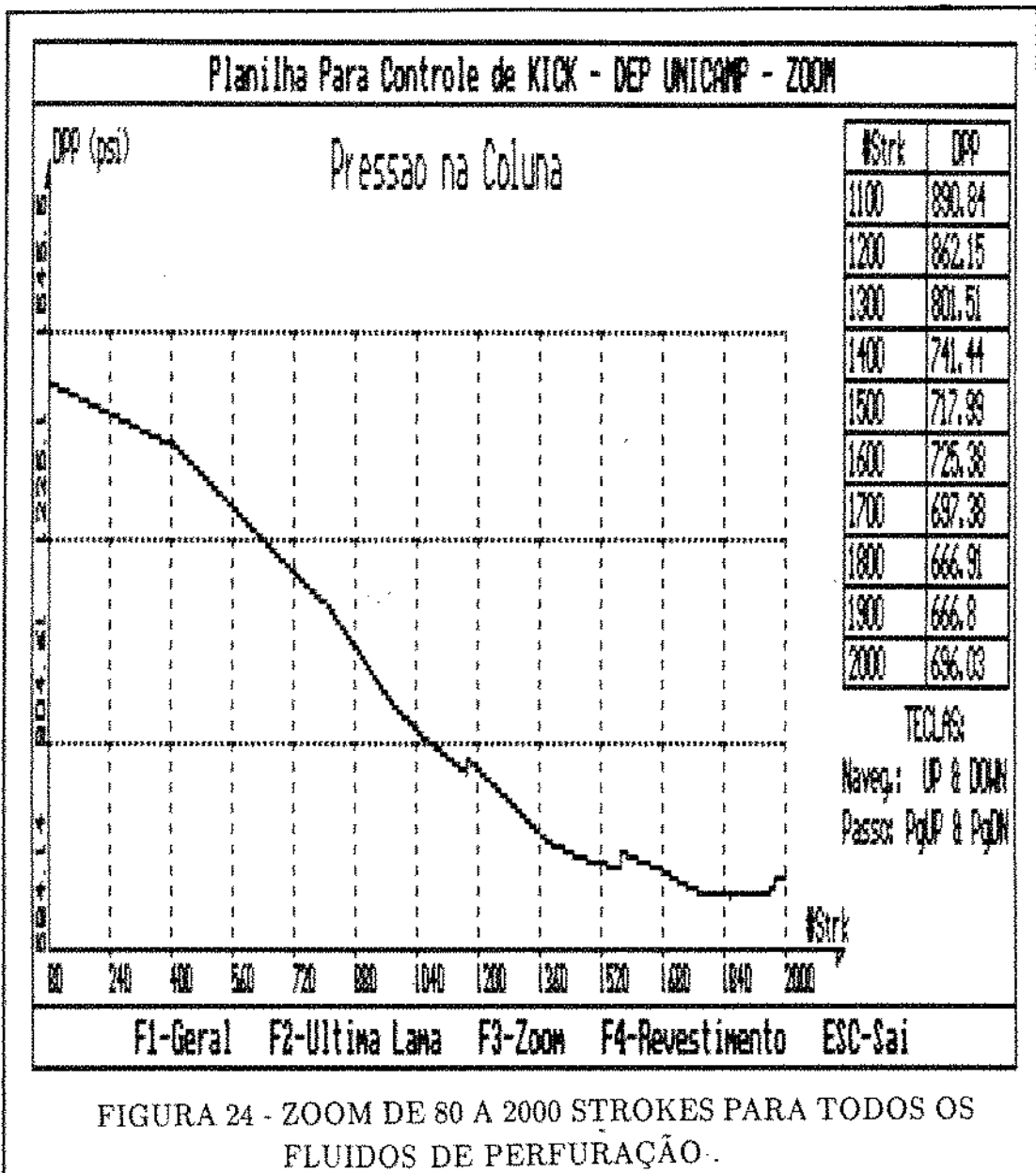
Uma nova ferramenta está tendo uso crescente na exploração petrolífera e na perfuração de poços: a técnica de poços delgados.

Identificação e controle das pressões da formação é uma parte importante no projeto e execução de poços.

De maneira geral tem sido utilizada a prática convencional no controle de poços delgados, e a literatura não tem praticamente nada documentado especificamente sobre o assunto. Apenas um artigo aborda o problema [19].

O desconhecimento da técnica de controle de poço, tem impedido a maior aplicação de poços delgados. Primeiramente por não haver relatos sobre isso na literatura, e também devido aos pequenos volumes envolvidos obrigarem a um sistema de detecção de kick mais rápido que o convencional.





A detecção primária do kick em sonda convencional é o ganho de fluido de perfuração nos tanques. Assim kicks com ganhos de 15 ou mais barris não são incomuns. Sondas para poços delgados, não podem basear-se apenas no volume ganho para detecção de kicks enquanto se perfura. Devido à sensibilidade do pequeno volume do anular em poços delgados, o sistema de detecção deve ser capaz de acusar kicks com volumes inferiores a um barril.

Na utilização do método para poços delgados, observou-se que as perdas de carga no anular são significativas, superando os 60% da perda total. Bode, Noffke e Nickens [19] mencionam perdas superiores a 90% no anular. Este fato inverte completamente a configuração de perdas em um poço convencional.

Esta avaliação foi possível devido à inclusão dos parâmetros reológicos do fluido de perfuração no procedimento de controle sugerido.

Baseado nisso, sugere uma técnica diferente para o controle de poços delgados, aproveitando a grande perda de carga no anular para amortecer o poço.

O método sugerido é o controle dinâmico, que consiste basicamente, em ao detectar um kick, aumentar a vazão para outro valor pré-determinado, que depende dos limites de pressão na superfície, capacidade das bombas e pressão de fratura a poço aberto.

O controle dinâmico sendo implementado, o primeiro passo deve ser por pressão adicional na formação através do aumento da vazão. Esta ação pode ser tomada rapidamente numa sonda, minimizando o influxo. As pressões na sapata também são minimizadas por meio da utilização das perdas no anular para controlar as pressões da formação, já que tais perdas são distribuídas em todo o poço, e não concentrada na superfície como nos métodos convencionais.

8. CONCLUSÃO E SUGESTÕES

1) No treinamento do pessoal, planejamento e execução do poço, deve-se aplicar o conceito correto de tolerância ao kick, para que operações de detecção e controle de kicks sejam feitas com segurança.

2) Muitos kicks são associados à perda de circulação durante as operações de controle em poços direcionais. A utilização do método proposto permitirá: a redução, ou avaliação do potencial de erro envolvido, permitindo também, o entendimento da existência de um mínimo no programa de pressões dos tubos de perfuração ("Drill Pipe Pressure Schedule) durante as operações de controle em poços direcionais e horizontais.

3) O método é aplicável em operações de perfuração a qualquer tipo de poço, vertical, direcional, horizontal, convencional, delgado, e a qualquer tipo de situação (sondas terrestres, marítimas, fixas e flutuantes) permitindo avaliação adequada da operação de controle.

4) Poços de pequeno diâmetro podem ser perfurados com segurança, mesmo superior aos convencionais devido às grandes perdas de carga no anular.

5) Os pequenos volumes dos anulares de poços delgados exigem um sistema de detecção capaz de detectar kicks com influxos inferiores a um barril.

6) Novas técnicas como o controle dinâmico de kicks devem ser pesquisadas para poços delgados, pois podem apresentar pressões mais seguras para o controle e integridade do poço.

7) O programa mostrou ser adequado e flexível permitindo monitorar situações diversas com facilidade, apresentando resultados não convencionais para poços direcionais e delgados, mostrando a necessidade de incluir-se a trajetória do poço, configuração dos elementos (coluna) e a reologia do fluido de perfuração no procedimento de controle de poço.

8) Nos programas de treinamento das equipes em controle de poços, o programa é sem dúvida uma ferramenta de auxílio.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Rotary Drilling Blowout Prevention*, 3rd edition, Petex, The University of Texas at Austin, Austin Texas, pp 2, 1980.
- [2] MOORE, Preston L.; *Drilling Practices Manual*, 2nd edition, Penwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma pp 515-545, 1980.
- [3] OLIVEIRA, Paulo C.; ARRUDA, Augusto M. P.; NEGRÃO, Álvaro F.; *Prevenção e Controle de Kicks*, Publicação interna da Petrobrás, SEDES, 1988.
- [4] *Well Control School Manual*, Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana.
- [5] MERRYMAN, John; *Mistakes, Misconceptions and Incorrect Procedures in Well Control*, *Drilling Magazine*, May 1984.
- [6] MUELLER, Fred S.; GRAYSON, Richard E.; *Worksheet Helps Control Slanted-Hole Kicks*, *Drilling Contractor*, June/July 1990.
- [7] *Making Hole: Past and Present*, *Drilling Contractor*, June/July 1990.
- [8] MORRIS, David J.; *Special Drilling Operations*, Petex, The University of Texas at Austin, Austin Texas, 1984.
- [9] ROBERTSON, R. E.; STIFF Jr., H. A.; *An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries*, *SPE Journal* pp 31-36, Feb/1976.
- [10] STEFAN, P.; *Manual de Fluidos de Perfuração*, Publicação interna da Petrobrás.

- [11] YANG, T. M. T.; KRIEGER, I. M.; Comparison of Methods for Calculating Shear Rates in Coaxial Viscosimeters, The Society of Rheology Inc., John Wiley & Sons Inc., Journal of Rheology pp 413-421, 1978.
- [12] SÁ, C. H. MARQUES de; *Avaliação Experimental dos Efeitos de Parede, da Concentração de Partículas e da Reologia em um Escoamento Axial Anular Sólido-Fluido Não-Newtoniano*, Tese de Mestrado em Engenharia de Petróleo, UNICAMP (Universidade Estadual de Campinas), 1990.
- [13] DODGE, D. G.; METZNER, A. B.; *Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems*, AIChE J., pp 5, 189, 1959.
- [14] BOURGO YNE Jr, A. T.; CHENEVERT, M. E.; MILLHEIM, K. K.; YOUNG Jr, F. S.; *Applied Drilling Engineering*, SPE Textbook Series, vol.2, pp 148-149, 1986.
- [15] BOURGOYNE Jr, A.T.; CHENEVERT, M. E.; MILLHEIM, K. K.; YOUNG Jr, F. S.; *Applied Drilling Engineering*, SPE Textbook Series, vol.2, pp 152-155, 1986.
- [16] BLASIUS, H.; *Das Achnlichkeitsgesetz bei Reibungsvorgängen in Flüssigkeiten*, VDL Forsch, pp 131, 1913.
- [17] *Hughes Practical Hydraulics*, Hughes Tool Company, Houston Texas, 1976.
- [18] REDMANN Jr, K. P.; *Understanding kick Tolerance and its Significance in Drilling Planning and Execution*, IADC/SPE 19991, 1990.
- [19] BODE, D. J.; NOFFKE, R. B.; NICKENS, H. V.; *Well Control Methods and Practices in Small-Diameter Well Bores*, SPE 19526, 1989.

SPE 20327

General Computerized Well Control Kill Sheet for Drilling Operations With Graphical Display Capabilities

H.C.F. Leitão Jr. and E.E. Maida, Unicamp; A.T. Bourgoyne, Louisiana State U.; and A.F. Negrão, Petrobrás

SPE Members

<p>Copyright 1990, Society of Petroleum Engineers, Inc.</p> <p>This paper was prepared for presentation at the Fifth SPE Petroleum Computer Conference held in Denver, Colorado, June 25-28, 1990.</p> <p>This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Permission to copy is restricted to an abstract of not more than 300 words. Illustrations may not be copied. The abstract should contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper is presented. Write Publications Manager, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836 U.S.A. Telex: 730986 SPEDAL.</p>	
<p>ABSTRACT</p> <p>A rigorous method of pressure calculations was used in a general well control procedure for drilling operations with the drillbit on bottom. A computer program was developed to handle the calculations and graphics interactively to allow speed and flexibility of choices throughout a kick situation. A well control procedure was developed to handle from vertical to horizontal wells for many drilling situations. All pertinent equations are presented and unlike other publications the computer source code is given in the Appendix.</p> <p>INTRODUCTION</p> <p>Although the vast majority of kicks are controlled, much research is still to be done to investigate the different scenarios of kick occurrence and the flow behavior while pumping it out, considering the different fluids in the well (while taking the kick) and its spatial configuration.</p> <p>In particular, for drilling, two are the commonly accepted methods for well control operations: the Driller's Method and the Wait and Weight Method [1].</p> <p>The Driller's Method consists in circulating out the kick before weighting up the drilling fluid while the Wait and Weight Method consists in circulating out the kick after weighting it up. Simultaneous circulating and weighting up the drilling fluid have also been studied but it is not of common use due to the additional accounting required. A qualitative example for the drillpipe pressure schedules for all three methods are shown in Fig. 1.</p> <p>To aid the rig personnel, several kill sheets have been developed [2, 3], most of which consider a vertical well, a uniform distribution of pressure loss within the drillstring (from</p>	<p>the bit, throughout the drillstring to the pump) and that the pressure loss changes, after weighting up the drilling fluid, are solely dependent upon its final density. Furthermore, it is a common practice in the industry today to periodically train the rig personnel on well control practices (this is particularly true for offshore operations) that include among other training, to fill out correctly the kill sheets to avoid incorrect calculations during actual well control operations. This training to fill out the kill sheets could take a day or two depending on the different scenarios investigated (land rigs, floating vessels, etc).</p> <p>The objective of this work was to develop a general and rigorous method of well control that can be easily used for any kind of rig during drilling operations with the bit on bottom, and to automate the calculations through the use of a computer program that also handles interactive graphics with all necessary information for circulating out the kick.</p> <p>RIGOROUS METHOD</p> <p>This method considers all the information for usual well control operations (reduced circulating pressures, borehole and pipe geometries, mud properties, etc.) and also makes use of the rheological properties of the new drilling fluid, and the directional survey data to determine the true vertical depths (see tables 1 through 3 for details).</p> <p>The method is based on the following procedure:</p> <p>First the mud properties (rheology and density), borehole and pipe geometry, and flow rates are used to calculate the pressure loss through the surface equipment [4] (that lies after the surface pressure gage), the drillstring (drillpipe, heavy weight, collars, etc.), the bit, and throughout the different annular sections for the old mud in the well (Fig. 2).</p> <p>Then the circulating pressure at the kill rate (P_c)_{kill} mea-</p>

asured prior to taking the kick, is used to determine a correction factor (c_f) that is calculated as:

$$c_f = \frac{(P_r)_m}{(P_r)_c} \quad (1)$$

where $(P_r)_c$ is the calculated reduced pressure at kill rate, and c_f accounts for all modeling errors and unknown variables considered by the pressure loss equations.

This correction factor is used to calculate the pressure loss for the new drilling fluid.

A hydrostatic pressure schedule is then calculated for each stroke for both old and new drilling fluids using the average angle method to calculate the vertical depths (reason why the azimuth readings are not needed, as seen in table 4).

The drillpipe pressure schedule P_{dp} is then calculated for killing the well by correcting the shut in drillpipe pressure reading for pressure loss (due to changes in drilling fluid rheology) and hydrostatic pressure changes (due to drilling fluid density changes), Fig. 3.

$$(P_{dp})_k = (P_{dp})_s + (P_{dr})_c + (\Delta P_f)_c - (\Delta P_h)_c \quad (2)$$

The next step is to display the results in graphic and table form as will be shown in the numerical examples.

The procedure outlined above showed that the well was subdivided into sections and each one studied separately as regards to pressure changes due to hydrostatic and frictional effects. A quantitative measure of the quality of the pressure predictions can be made by comparing calculated pressure loss to the reduced circulating pressure measured at kill rate and calculate c_f . If c_f is close to unity, this means that good predictions were achieved. Evidently this implies in good pressure loss predictions and this can only be obtained through the use of good rheological models used appropriately.

PRESSURE LOSS CALCULATIONS

The Power-Law rheological model was used for pressure loss calculations because it can easily handle from two to six readings of the FANN viscometer 35-A commonly used in the field.

The calculations were performed according to the following:

1) FANN readings of rotational speed and angular deflections were transformed to shear stress and shear rate using the following relationships:

$$\tau = 5.1405\Theta \quad (3)$$

$$\dot{\gamma} = 1.703\omega \quad (4)$$

Although the above relationships were derived for Newtonian fluids, they show to be acceptable approximations for

some Non-Newtonian fluids also. Just to illustrate this point, the FANN viscometer data of Table 4, for the old mud, was used and the shear rate was calculated using the above equations and the ones suggested by Yang and Krieger [5]. The results showed that the shear rate errors were: 5.29%, 3.45%, 1.30%, 2.10%, 2.60%, 3.42% for ω values of 3, 6, 100, 200, 300, 600 rpm, respectively. These errors didn't however produce great differences in the calculations of K and n .

2) Using the minimum square method, the best straight line was fitted to the plot of $\log(\tau)$ and $\log(\dot{\gamma})$ to determine K (that is found in $\text{dynesec}^n/\text{cm}^2$ and is multiplied by 100 to obtain eq-cp) and n .

3) Based on the pipe of annulus geometry, and flow rate, the average velocity was calculated:

Mean velocity for the pipe:

$$v = \frac{q}{2.448d^2} \quad (5)$$

where:

- v = velocity [ft/s]
- q = flow rate [gal/min]
- d = pipe diameter [in]

Mean velocity for the annulus:

$$v = \frac{q}{2.448(d_2^2 - d_1^2)} \quad (6)$$

Based on Dodge and Metzner's [6] work the following turbulence flow correlation criteria was used:

$$N_{Re} = \frac{80100\rho v^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0410d}{3 + \frac{1}{n}} \right)^n \quad (7)$$

$$N_{Re} = \frac{109000\rho v^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0208(d_2 - d_1)}{2 + \frac{1}{n}} \right)^n \quad (8)$$

where:

- N_{Re} = Reynolds number [d-less]
- ρ = Drilling fluid density [lb/gal]

The critical Reynolds number was obtained from Dodge and Metzner correlation and simplified to the following values:

$$\text{for } n < 0.2 \quad (N_{Re})_{cr} = 4200$$

$$\text{for } 0.2 \leq n \leq 0.45 \quad (N_{Re})_{cr} = 5960 - 8800n$$

$$\text{for } n > 0.45 \quad (N_{Re})_{cr} = 2000$$

The turbulent criteria was such: When the Reynolds number exceeded the critical Reynolds number, turbulent flow was assumed, otherwise laminar flow was assumed. In using such a criteria to distinguish laminar from turbulent flow, there will be a discontinuity in the pressure loss calculations as immedi-

ately before the critical Reynolds number one set of equations are used, and immediately after, another set are used. This can be observed during the drillpipe start up schedule when turbulent flow is achieved: first there is a linear pressure increase (for vertical wells), corresponding to the laminar flow equations, followed by a discontinuity in pressure and a quadratic pressure response corresponding to the turbulent flow equations. Obviously this discontinuity could be eliminated by changing the laminar to turbulent flow criteria, by calculating the pressure loss using both equations and always selecting the highest pressure loss, nevertheless the authors preferred to use Dodge and Metzner's criteria described above.

The frictional pressure loss was then calculated as such [7]:
For laminar flow in pipes:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{kv^n \left(\frac{2 + \frac{1}{0.0418}}{0.0418}\right)^n}{144000d^{(1+n)}} \quad (8)$$

For laminar flow in the annulus:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{kv^n \left(\frac{2 + \frac{1}{0.0208}}{0.0208}\right)^n}{144000(d_2 - d_1)^{(1+n)}} \quad (10)$$

For turbulent flow in pipes:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{25.8d} \quad (11)$$

For turbulent flow in the annulus:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{21.1(d_2 - d_1)} \quad (12)$$

where f is given by:

$$\sqrt{f} = \frac{4.0}{n^{0.75}} \log \left(N_{Re} f^{(1-\frac{1}{n})} \right) - \frac{0.395}{n^{1.7}} \quad (13)$$

INTERPRETATION OF THE CASING SURFACE PRESSURE GAGE READINGS

The casing surface pressure measurement limitations for well control operations is qualitatively illustrated in Fig. 4. To avoid exceeding the burst rating pressure at point A, the kill line pressure surface gage should be used as the choke line could be full of drilling fluid, gas and drilling fluid, or only gas, and therefore a maximum allowable choke line pressure would not be an accurate estimate of the pressure at point A, as it depends on these fluids and their contribution to hydrostatic and frictional pressure loss. Just as an illustration, at 5118 ft water depth (which has already been drilled in Brazil) the hydrostatic change alone totals about 2660 psi if we consider the replacement of a 10 lb/gal mud by gas and disregarded the hydrostatic contribution of the gas column. In this situation, if the choke operator would have the information of maximum allowable surface choke pressure calculated with the drilling fluid in the choke line, he could open unnecessarily the choke while gas enters the choke line and allow for further kicks. The same logic applies to the choke operator that was given a maximum allowable casing gage pressure base on the choke line full of gas and therefore could burst the casing while pumping out the kick with the choke line full of drilling fluid.

A similar problem, but much harder to solve, is the knowledge of the casing surface pressure that should not be exceeded to avoid fracturing the weakest formation below the casing shoe. Again the scenarios are similar, but this time there is no static column of liquid to measure the pressure at that point.

COMPUTER PROGRAM

A computer program was written in Turbo C to handle all the calculations and display the necessary information in an interactive graphic mode. The C language was chosen basically because of its graphic capabilities allowing the user to run the executable files on any Pc, under DOS, with all commonly used graphic cards (Hercules and compatible, CGA, EGA, VGA).

A listing of the source code is given in Appendix A.

Similar to any kill sheet, the program will start by requesting all pre-kick information as listed in Table 1. It can handle a variety of different situations. A pre-kick information diagram is shown in Figs 5 and 6, for land rigs and deep water floating vessels respectively. Although both diagrams appear vertically all depths shown refer to measured depths. Some of the data requested is not used by the main program as is the case of the formation pressure and its respective depth, as to use this to calculate a maximum allowable surface gage pressure could be quite erroneous as discussed previously. Nevertheless, it is on file to be used in the future.

For the next step the program requests kick information as shown in table 2, after which it calls for the new mud properties as shown in table 3.

The main program then calculates two pressure schedules: one for the drill pipe pressure, and one for the casing pressure (for start up operations that can become critical for well control in deep waters). It then displays this information in a graphic form as shown in Fig. 7. At this point, there are several options for the user that can:

- a) follow through with the kill procedure using the default graph shown on the screen. This graph displays the drillpipe pressure against the number of strokes. Many times the table form is easier to use and therefore is shown on the right hand side of the screen.
- b) zoom in on part of the graph (Fig. 7) for a better resolution.
- c) display the casing pressure schedule that will be necessary for starting up the pump while controlling a kick on a

<p>floating vessel.</p> <p>d) select the drillpipe pressure schedule graph with the complete history of all drilling fluids used to control the well (for the case of a simultaneous well control procedures).</p>	<p>The combined effect of all three drilling fluids is shown in Figs 13 and 14. Again a rather unusual drillpipe pressure schedule is displayed due to the directional nature of the well and the drilling sections.</p>
<p>NUMERICAL EXAMPLE</p>	<p>CONCLUSIONS</p>
<p>A horizontal well drilled from a floating vessel was chosen, as the numerical example, to illustrate the drillpipe pressure behavior in horizontal wells.</p>	<p>The computer program showed to be adequate and flexible allowing to monitor many scenarios quite easily, and that unusual results were obtained for horizontal wells showing the need of including the directional profile in the well control procedure.</p>
<p>The data used in this example is shown in Tables 4 and 5 and Fig. 08, that also includes the number of strokes necessary to pump the drilling fluid through each drilling section, to help the interpretation of the graphs.</p>	<p>NOMENCLATURE</p>
<p>The first step was to feed in all data up to the properties of the old mud. The program then informed that the kill mud weight would have to be at least 10.8 lb/gal (with no safety margin included).</p>	<p>c_f = correction factor [d-less] d = diameter [in] D = depth [ft] f = friction factor [d-less] K = consistency index [eq-cp] n = flow behavior index [d-less] P = pressure [psi] P_f = hydrodynamic pressure loss [psi] P_h = hydrostatic pressure [psi] P_{dp} = drillpipe pressure [psi] P_{da} = drilling pressure loss (from the bit to the pump) P_r = reduced pressure [psi] q = flow rate [gal/min] v = mean velocity [ft/s] $\dot{\gamma}$ = shear rate [s^{-1}] Θ = FANN deflection [deg.] ρ = density [lb/gal] τ = shear stress [$\frac{lb}{ft^2}$] ω = FANN speed [rpm]</p>
<p>A weight of 9.5 lb/gal was then selected to illustrate the simplicity of choosing a simultaneous well control method since the computer program handles all accounting easily.</p>	<p>subscripts</p> <p>c = calculated c_r = critical f = hydrodynamic friction i = given stroke number m = measured s = shut in cr = critical</p>
<p>The drillpipe pressure schedule for this situation is shown in Fig 09. Notice that the program provides a numerical table besides the graphic display; furthermore it informs the number of strokes to reach the bit and provides several other display possibilities through a menu listing at the bottom of the graph. Analyzing the graph itself, the following can be observed:</p>	<p>ACKNOWLEDGEMENTS</p>
<p>a) To achieve the steady state stroke rate of 40 spm, the pump took 80 strokes (that was an input to the program) or 2 minutes, for which the drillpipe pressure schedule went from 810 to 1466 psi.</p>	<p>The authors would like to thank the Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), for its support. The authors would also like to thank Professor Cesar Costapinto Santana (Unicamp - Chemical Engineering Department), Ana Eleonora Paixão and Paulo de Tarso Vieira e Rosa (Unicamp - Chemical Engineering Department), Carlos Henrique Marques de Sa (Unicamp - Petrobras), Weimar Lazaro (Unicamp - Petrobras), Marcelo Matheus (Unicamp), for all their help and fruitful discussions. Armando Arruda's (Gepron - Unicamp) help in preparing some of the figures is</p>
<p>b) A pressure decline is observed from 80 to about 940 strokes after which pressure starts increasing due to the effect of the new mud entering the horizontal section that produces higher pressure loss than the old mud being displaced. This effect can be better observed while zooming in on strokes 80 to 1200 as shown in Fig. 10. This behavior is characteristic of horizontal wells and is quite different from the conventional experience with vertical systems.</p>	<p>21</p>
<p>c) While the new drilling fluid approaches the bit, there are several gradient changes and one discontinuity shown on the graph (better seen in Fig. 10), that show clearly the effect of the new mud entering the heavy weight drillpipe (after \approx 888 strokes), the drill collars (after \approx 998 strokes), the other heavy weight drillpipe (after \approx 1021 strokes), the directional equipment (after \approx 1167 strokes) and the bit, these last two can only be seen in Fig. 11 that zoom's in on 1153 to 1177 strokes.</p>	
<p>d) The start up schedule for the surface pressure gage (Fig. 12) shows a discontinuity due to the change of laminar to turbulent flow equations as previously discussed.</p>	
<p>In addition to this drilling fluid, two other drillings fluids were also used: one of 10.5 lb/gal (that is still below the kill mud weight suggested of 10.8 lb/gal) that was introduced after 400 strokes, and another one of 11.4 lb/gal introduced after 800 strokes.</p>	

also greatly appreciated. The authors are specially thankful to Fabio de Andrade Netto for all his assistance in developing the graphic software used in the computer program.

REFERENCES

1. Moore, Preston L., *Drilling Practices Manual*, second edition, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma pp. 515-545, 1986.
2. Oliveira, Paulo C.; Arruda, Augusto M. P.; Negrão, Alvaro F., "Prevenção e Controle de Kicks," Petrobras internal publication, Sede, 1988, (in Portuguese).
3. Louisiana State University Well Control School Manual, Baton Rouge, Louisiana.
4. Hughes Practical Hydraulics, Hughes Tools Company, Houston, Texas, 1976.
5. Yang, T. M. T.; Krieger, J. M., "Comparison of Methods for Calculating Shear Rates in Coaxial Viscometers," *The Society of Rheology Inc., John Wiley & Sons Inc., Journal of Rheology*, pp. 413-421, 1978.
6. Dodge, D. G.; Metzner, A. B., "Turbulent Flow of Non-Newtonian Systems," *AIChE J.*, 5, 189, 1959.
7. Bourgoyne Jr., A. T.; Chenevert, M. E.; Milheim, K. K.; young Jr., F. S., *Applied Drilling Engineering*, SPE textbook series, Vol 2, pp152-155, 1986.

Appendix.

```

PROGRAM WELLSHED CONTROL SHEET (CTROLSDP.D)
...
DATE: 02/21/1990
...
PROGRAM WELLSHED CONTROL SHEET (PREPARE.BAT)
...
DATE: 02/21/1990
...
PROGRAM WELLSHED CONTROL SHEET (CTROLSDP.C)
...
DATE: 02/21/1990
...

```

```

void MLE_SECTION();
void CHNG_LINE_SECTION();
void SHELLRING_SECTION();
void ZC_SECTION();
void SURFACE_FLOWING_SECTION();
void PUMP_SECTION();
void CIRCULATING_PRESSURE_SECTION();
void SHOT_SECTION();
void DIRECTIONAL_SECTION();
void RES_SECTION();
void RIG_SECTION();
void RES_SECTION();
void VERTICAL_SECTION();
void LOSS_SECTION();
void STRONG_SECTION();
void LOSS_SECTION();
void RIG_SECTION();
void INTERPOL_SECTION();
void TIME_SECTION();
void CP_SECTION();
void INIT_NEW_SECTION();
void PUMP_SECTION();
void DROP_SECTION();
void RES_SECTION();
void CHNG_SECTION();
void PLEASE_SECTION();
void POWER_SECTION();
void PRESSURE_SECTION();
void PRECTION_SECTION();

char ***;
int ***;
...
MLET
{
  MLE_SECTION();
  CHNG_SECTION();
  SHELLRING_SECTION();
  ZC_SECTION();
  SURFACE_FLOWING_SECTION();
  PUMP_SECTION();
  CIRCULATING_PRESSURE_SECTION();
  SHOT_SECTION();
  DIRECTIONAL_SECTION();
  VERTICAL_SECTION();
  STRONG_SECTION();
}

int i;
char ***;
int ***;
...
MLET
{
  MLE_SECTION();
  CHNG_SECTION();
  SHELLRING_SECTION();
  ZC_SECTION();
  SURFACE_FLOWING_SECTION();
  PUMP_SECTION();
  CIRCULATING_PRESSURE_SECTION();
  SHOT_SECTION();
  DIRECTIONAL_SECTION();
  VERTICAL_SECTION();
  STRONG_SECTION();
}

```

GENERAL COMPUTERIZED WELL CONTROL WELL SHEET FOR DRILLING OPERATIONS WITH GRAPHICAL DISPLAY CAPABILITIES

```
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000
```


GENERAL COMPUTERIZED WELL CONTROL WELL SHEET FOR DRILLING OPERATIONS GPR 20327 WITH GRAPHICAL DISPLAY CAPABILITIES

```

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
680
681
682
683
684
685
686
687
688
689
690
691
692
693
694
695
696
697
698
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
780
781
782
783
784
785
786
787
788
789
790
791
792
793
794
795
796
797
798
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
889
890
891
892
893
894
895
896
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
980
981
982
983
984
985
986
987
988
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000

```

SPR 20327

H. F. LEITÃO JR., E. E. MAIDLA, A. T. BOURGOYNE, A. F. NEGRÃO

9

```
Plot Size: /# Table division
void Setup: /# Setup printer
int FirstTime: /# Define some basic variables
int Control: /# Define some basic variables
float MinDist: MinDist
float MaxDist: MaxDist
float MinDist: MinDist
float MaxDist: MaxDist
float MinDist: MinDist
float MaxDist: MaxDist

void DrawPlot: /# Draw plot
void DrawTitle: /# Draw title
void DrawAxis: /# Draw axis
void DrawGrid: /# Draw grid
void DrawLegend: /# Draw legend
void DrawData: /# Draw data
void DrawCursor: /# Draw cursor
void DrawStatus: /# Draw status
void DrawFooter: /# Draw footer
void DrawHeader: /# Draw header
void DrawTitle: /# Draw title
void DrawAxis: /# Draw axis
void DrawGrid: /# Draw grid
void DrawLegend: /# Draw legend
void DrawData: /# Draw data
void DrawCursor: /# Draw cursor
void DrawStatus: /# Draw status
void DrawFooter: /# Draw footer
void DrawHeader: /# Draw header
```

```
void DrawPlot: /# Draw plot
void DrawTitle: /# Draw title
void DrawAxis: /# Draw axis
void DrawGrid: /# Draw grid
void DrawLegend: /# Draw legend
void DrawData: /# Draw data
void DrawCursor: /# Draw cursor
void DrawStatus: /# Draw status
void DrawFooter: /# Draw footer
void DrawHeader: /# Draw header
void DrawTitle: /# Draw title
void DrawAxis: /# Draw axis
void DrawGrid: /# Draw grid
void DrawLegend: /# Draw legend
void DrawData: /# Draw data
void DrawCursor: /# Draw cursor
void DrawStatus: /# Draw status
void DrawFooter: /# Draw footer
void DrawHeader: /# Draw header
```


SPE 20327

B. F. LEITÃO JR., E. R. MAIDLA, A. T. BOURGOYNE, A. P. NEGRÃO

11

```

/-----/
/ SEARCH_MIN_CBO - Retorna o menor CBO -/
/-----/

float Search_Min_CBO(float)
{
  int i;
  float MinValue;
  MinValue = CBO(0);
  for(i=0; i<CBO(1); i++) if (CBO(i) < MinValue) MinValue = CBO(i);
  return(MinValue);
}

```

TABLE 1

PRE-RIG INFORMATION		
ITEM	DESCRIPTION	UNITS
1.	- BOLE SECTIONS	
	- LENGTH	ft
	- DIAMETER	in
2.	- DRILLSTRING SECTIONS	
	- LENGTH	ft
	- ID	in
3.	- BIT DATA	
	- MUDSILE SCREEN	1/32 in
4.	- SUBSPACE PLUMBING	
	- MENU SELECTION (SCREEN)	
5.	- PUMP DATA	
	- TYPE (MENU)	
	- LINE SIZE	in
	- STROKER LENGTH	in
	- ROD DIAMETER	in
	- (Double Acting pumps only)	
	- PUMP EFFICIENCY	%
6.	- CALCULATING PRESSURES	
	- AT STILL RATE (STROKER AMPLIFIER)	psi
	- REDUCED PRESSURE	psi
	- RIG RATE	psi
	- CHOKER LINE FRICTION AT STILL RATE (for floating valves)	psi
7.	- ARREST DATA	
	- CASING BRIST RATING	psi
	- CASING HOLE SECTION NUMBER (IHM 1)	1-1999
	- AIR GAP (for floating valves)	
	- FOSBROOK FRACTURE PRESSURE	psi
	- FOSBROOK DEPTH	ft
8.	- MUD RATING	psi
	- DIRECTIONAL DATA	
	- MEASURED DEPTH	ft
	- INCLINATION	deg.

TABLE 2

RIG INFORMATION		
ITEM	DESCRIPTION	UNITS
1.	- MUD PROPERTIES	
	- MUD WEIGHT	lb/gal
	- FANN READINGS	
	- SPEED	RPM
	- DEFLECTION	deg.
2.	- PIT DATA	
	- DEFLECTION	psi
3.	- SHUT IN PRESSURES	
	- CASING (HOLE)	psi
	- DRILLPIPE (SHUT)	psi

TABLE 4

DIRECTIONAL DATA	
MEASURED DEPTH (ft)	INCLINATION (deg)
0	0
4200	0
4400	4
4600	8
4800	12
5000	16
5200	20
5400	24
5600	28
5800	32
6000	36
6200	40
6400	44
6600	48
6800	52
7000	56
7200	60
7400	64
7600	68
7800	72
8000	76
8200	78
8400	82
8600	86
8800	90
9000	90

TABLE 3

NEW MUD PROPERTIES		
ITEM	DESCRIPTION	UNITS
1.	- MUD WEIGHT	lb/gal
	- FANN READINGS	
	- SPEED	RPM
	- DEFLECTION	deg.

TABLE 5

MUD PROPERTIES					
	OLD MUD	NEW MUD 1	NEW MUD 2	NEW MUD 3	NEW MUD 4
MUD WEIGHT (lb/gal)	8.6	9.5	10.5	11.4	
FANN VISCOMETER DATA					
SPEED (RPM)	DIAL READINGS (Deg.)				
	OLD MUD	NEW MUD 1	NEW MUD 2	NEW MUD 3	NEW MUD 4
5	1.5	1.0	2.5	3.5	
6	1.5	2.0	2.0	3.0	
100	15.0	19.0	23.0	24.0	
200	24.0	27.0	31.0	34.0	
300	35.0	41.0	50.0	52.0	
600	56.0	67.0	81.0	88.0	

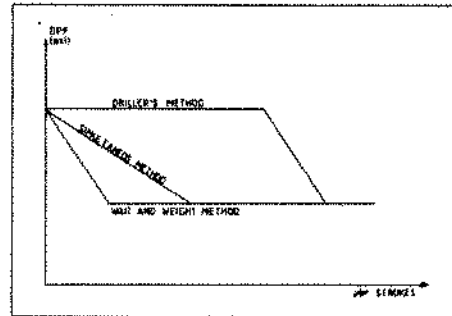


FIG. 01: DRILLPIPE PRESSURE SCHEDULES FOR VERTICAL WELLS IN COMMON USE.

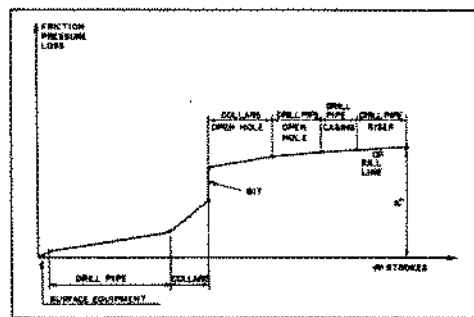


FIG. 02: FRICTION PRESSURE LOSSES CONSIDERED IN THE RIGOROUS METHOD

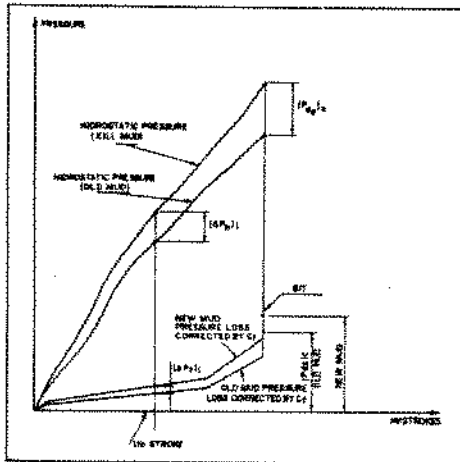


FIG.03: THE DIFFERENT COMPONENTS CONSIDERED IN THE CALCULATIONS OF THE DRILL PIPE PRESSURE SCHEDULE

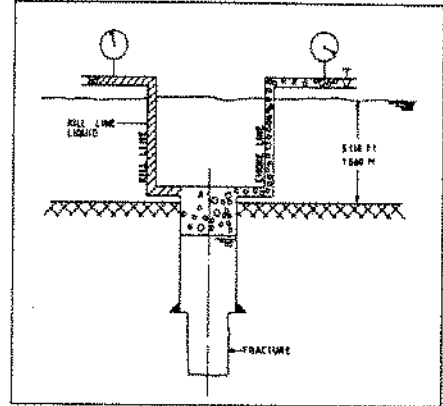


FIG.04: PRESSURE MEASUREMENT LIMITATIONS FOR WELL CONTROL OPERATIONS IN DEEP WATERS

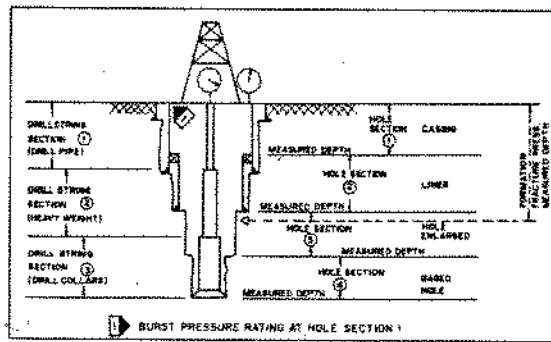


FIG.05: PRE-KICK INFORMATION DIAGRAM FOR LAND RIGS

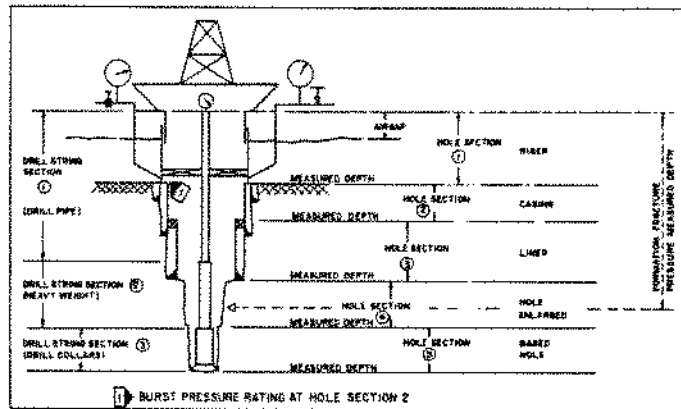


FIG.06: PRE-KICK INFORMATION DIAGRAM FOR FLOATING VESSELS

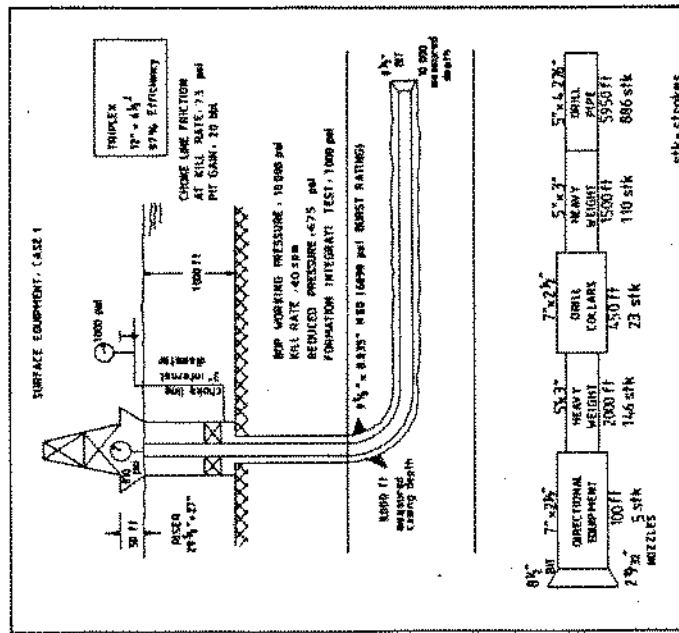


FIG. 08-INPUT DATA FOR CASE STUDY #1

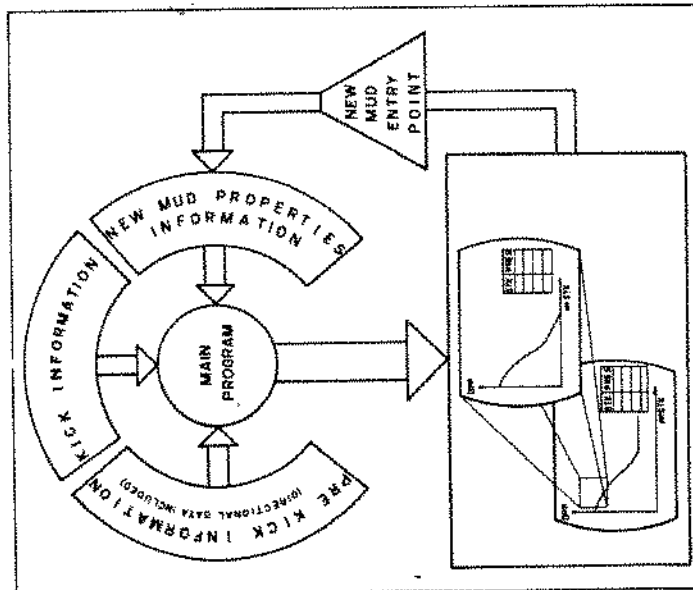


FIG. 07- INFORMATION FLOW CHART

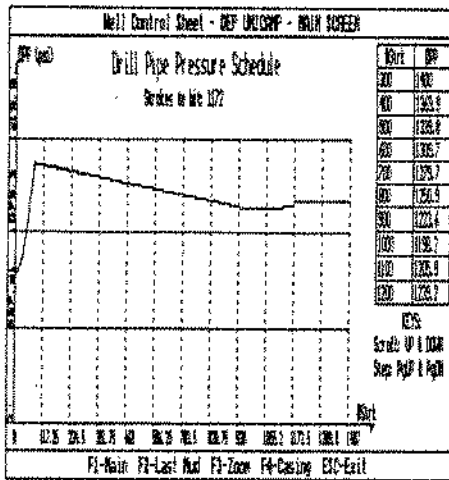


FIG.09: DRILLPIPE PRESSURE SCHEDULE FOR THE FIRST DRILLING FLUID OF 9.5 lb/gal.

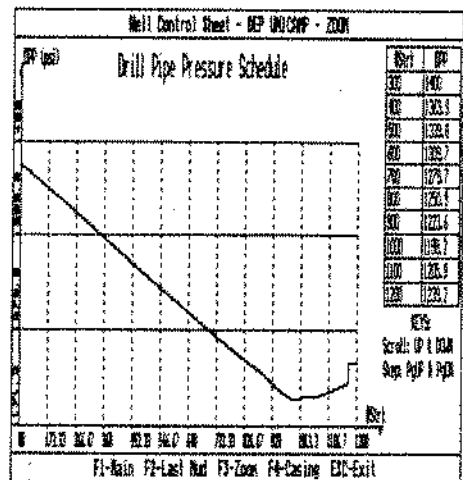


FIG.10: ZOOM ON 80 TO 130 STROKES FOR THE FIRST DRILLING FLUID OF 9.5 lb/gal.

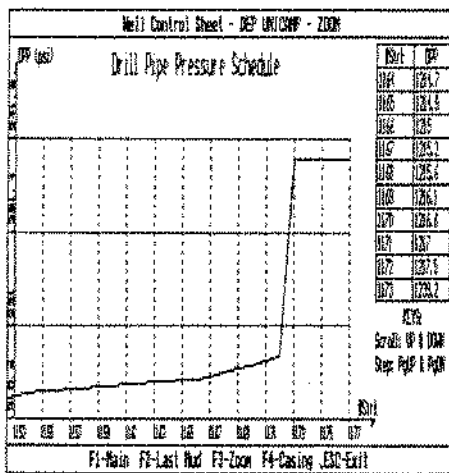


FIG.11: PRESSURE CHANGES AT THE BIT FOR THE FIRST DRILLING FLUID OF 9.5 lb/gal.

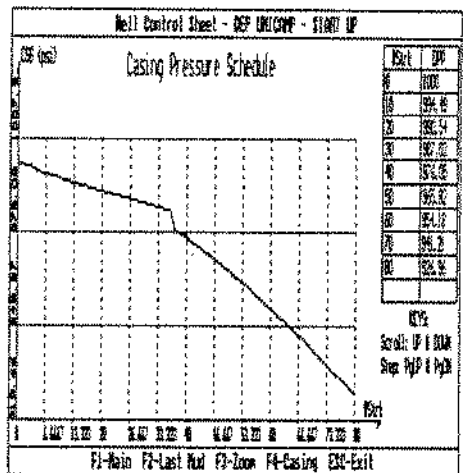


FIG.12: CASING PRESSURE SCHEDULE FOR THE FIRST DRILLING FLUID OF 9.5 lb/gal.

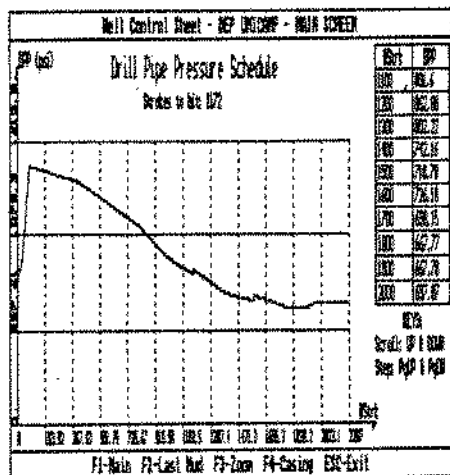


FIG. 13: DRILLPIPE PRESSURE SCHEDULE FOR ALL THE DRILLING FLUIDS SHOWN IN TABLE 5 (400 STROKES APART).

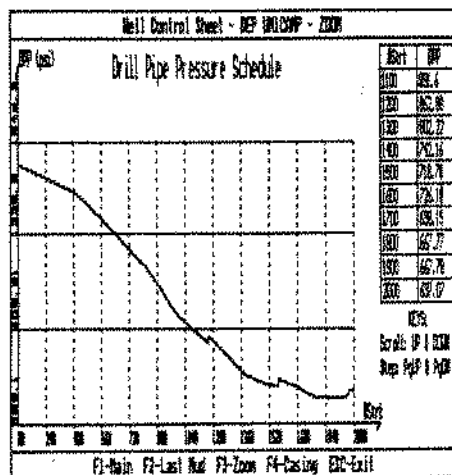


FIG. 14: ZOOM ON BC TO 2000 STROKES FOR ALL THE DRILLING FLUIDS.

GLOSSÁRIO

blowout - Fluxo descontrolado de gás, óleo ou outros fluidos do poço para a atmosfera. Um blowout, ou erupção, ocorre quando a pressão da formação excede a pressão aplicada a ela por meio da coluna de fluido de perfuração. Um kick é um aviso de iminente blowout.

kick - Um influxo de água, óleo, gás ou outro fluido da formação para dentro do poço. Ocorre porque a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração não é suficiente para contrabalançar a pressão exercida pelos fluidos na formação. Caso não sejam tomadas providências para controlar o kick ou amortecer o poço, um blowout ocorrerá.

vazão de controle - A velocidade na qual a bomba é operada durante o procedimento de controle do poço. A vazão de controle é arbitrariamente escolhida antes de um possível kick.

perda de circulação - A perda de determinada quantidade de fluido de perfuração para a formação, usualmente para cavernas, fissuras ou camadas muito permeáveis, evidenciada pela total ausência ou retorno parcial do fluido de perfuração à superfície. Perda de circulação pode conduzir a um blowout e, em geral, reduz a eficiência das operações de perfuração.

pressão de circulação - A pressão gerada pelas bombas e exercida

na coluna de tubos de perfuração através do movimento do fluido de perfuração.

método simultâneo - Um método para controle de pressões do poço no qual a circulação é iniciada imediatamente e o aumento de peso do fluido de perfuração é gradual, de acordo com uma programação definida.

método do sondador - Um método para controle de pressões do poço o qual envolve duas circulações independentes; a primeira para eliminar o influxo (kick) do poço, e a segunda para injetar o fluido de circulação com peso aumentado para o poço.

método do engenheiro - Um método de controle de pressões do poço, no qual o poço é fechado e aumenta-se o peso do fluido de perfuração para o valor requerido para amortecer o poço. O novo fluido é então injetado no poço ao mesmo tempo que o influxo (kick) é eliminado.

método dinâmico - Um método de controle de pressões do poço para poços com alta perda de carga no anular, no qual a vazão de controle é um valor elevado (diferentemente dos demais métodos), para com as perdas de carga geradas amortecer o poço.

controle de poço - Os métodos e técnicas usadas para prevenir blowouts. Tais técnicas incluem, mas não limitam, manter o poço completamente cheio com fluido de perfuração com o peso ou densidade apropriada, e ter atenção durante as operações de manobra da coluna de

perfuração.

manobra - A operação de retirada e retorno da coluna de perfuração ao poço.

profundidade vertical - A profundidade de um ponto do poço tomado sobre uma linha reta perpendicular à superfície. A profundidade vertical pode ser bem diferente da real profundidade medida, porque os poços raramente são perfurados exatamente na vertical.

pressão de confinamento do revestimento - Shut-in Casing Pressure (SICP) - Pressão registrada do fluido no anular do poço na superfície quando o poço é fechado.

pressão de confinamento do tubo de perfuração - Shut-in Drill Pipe Pressure (SIDDP) - A pressão registrada do fluido no interior dos tubo de perfuração na superfície quando o poço é fechado e a bomba está desligada. Em geral representa a diferença entre a pressão hidrostática do fluido de perfuração e a pressão da formação.

gradiente de pressão - Uma escala de pressões na qual há uma variação uniforme de pressão por unidade de comprimento vertical (ponto a ponto).

libras por galão - (LPG ou PPG) - Uma medida de densidade ou peso do fluido de perfuração.

libras por polegada quadrada - (psi) - Uma medida inglesa da força aplicada (em libras) sobre uma área (em polegada quadrada).

formação permeável - Uma formação rochosa com poros na qual os

espaços porosos individuais são conectados, permitindo aos fluidos fluírem através da formação.

rocha porosa - Uma rocha ou formação rochosa contendo pequenas aberturas ou espaços internos. Os espaços freqüentemente são preenchidos com fluido (tais como água, óleo, gás ou os três).

fluido de perfuração - O líquido que circula através do poço durante a perfuração rotativa. Tem como função: trazer o cascalho da formação perfurada para a superfície, resfriar e lubrificar a broca e demais elementos da coluna de perfuração, dar proteção contra blowouts contrabalançando as pressões de superfície, e depositar uma camada de reboco nas paredes do poço para evitar perda de fluido para a formação, etc.

pressão hidrostática - A pressão exercida por um corpo fluido em repouso. A pressão hidrostática aumenta diretamente com o peso ou densidade e profundidade do fluido. Em perfuração, pressão hidrostática usualmente refere-se à pressão exercida pelo fluido de perfuração no poço.

fricção hidrodinâmica - (perdas friccionais) - A redução na pressão de um fluido causada pelo seu movimento contra uma superfície (como um tubo ou poço). À medida que o fluido move-se através do tubo, a fricção entre o fluido e a parede do poço gera uma perda de carga (perda de pressão). Quanto mais

rápido o fluido se move, maior serão as perdas.

fratura da formação - Na perfuração, o processo de ruptura ou falha da formação é causado quando a pressão exercida pelo fluido de perfuração excede a pressão da formação em uma formação relativamente frágil. Caso a formação se rompa ou fracture, o fluido de perfuração pode fluir do poço para a formação (perda de circulação) através da fratura, o que pode resultar em kick devido à redução da pressão hidrostática.

pressão da formação - A pressão exercida pelos fluidos contidos em formação. Também chamada de pressão de reservatório.

perfuração direcional - Desvio intencional de um poço da vertical. Embora poços sejam normalmente perfurados verticalmente, as vezes há necessidades ou vantagens em se perfurar poços desviados da vertical. Perfuração direcional controlada torna possível alcançar áreas do subsolo lateralmente a partir do ponto onde a broca penetra o solo.

densidade - (peso) - O peso de uma substância por unidade de volume. Usualmente em libras por galão (lbs/gal).