

## MÓDULO 9

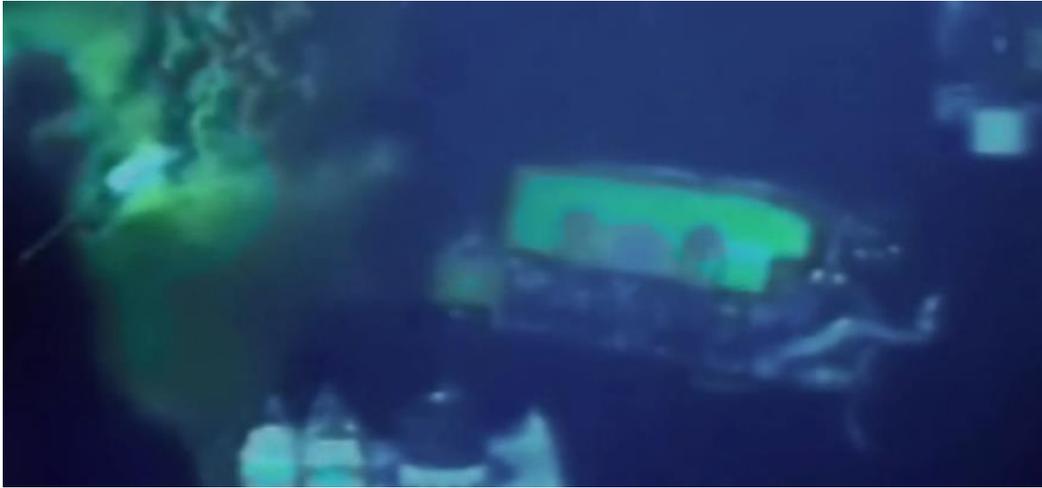
# CONTROLE DE POÇO INTRODUTORIO

## NOÇÕES BASICAS CONTROLE DE POÇO



Um blowout causou a explosão da plataforma Deepwater Horizon em 2010. 





## **Derrame de Petróleo no fundo do mar**

No desastre do golfo, Foram expelidos quase 5 milhões de bbls de petróleo em 87 dias, espalhando-se por quase 1500 km do litoral americano.

# KICKS E BLOWOUTS

Profundidade de 5000 metros, com lama de 11,2 ppg

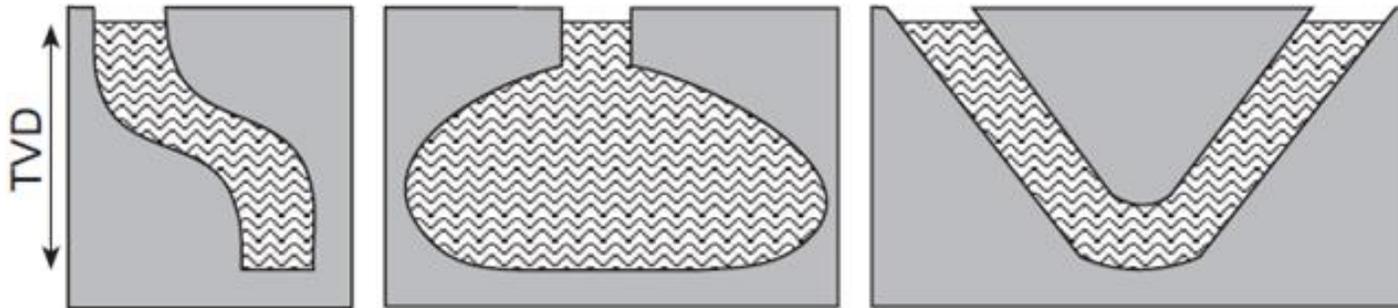
Lei dos Gases:

$$V2 = \frac{V1 \times P1}{P2}$$

$$V2 = \frac{2 \times 9554}{14,7} = 1300 \text{ bbls}$$

V2 = V1 x P1		5000	x	0,1706	x	11,2	,=	9554
P2								
V2,=	1	x	9553,6			,=	650	bbls
		14,7						

## Cálculos Básicos &amp; Terminologia



Nota: a altura vertical e a profundidade da coluna de fluido é que importa.

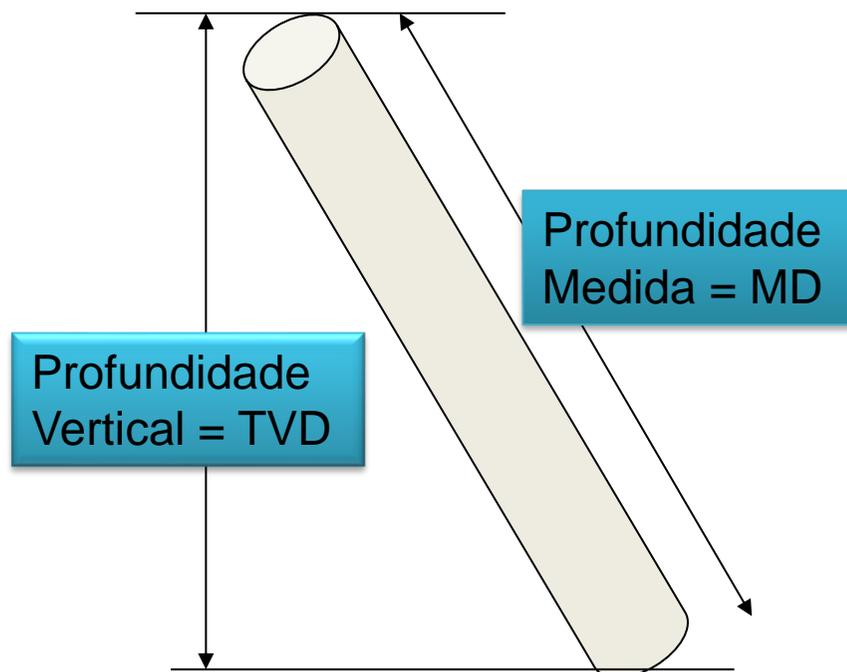
Desde que a pressão é medida em PSI e medida em pé. É conveniente converter o peso de lama de PPG ( Pounds per gallon para gradiente de pressão ( PSI/FT ). O fator de conversão é 0,052.

Pressão Hidrostática						
10,5	x	0,17	x	7000	,=	12495 PSI
Pressão da Formação						
13000	÷	7000	÷	0,17	,=	10,92 Ppg

Se a pressão da formação for maior que a pressão hidrostática, estaremos em underbalance, e passível de tomar um kick.

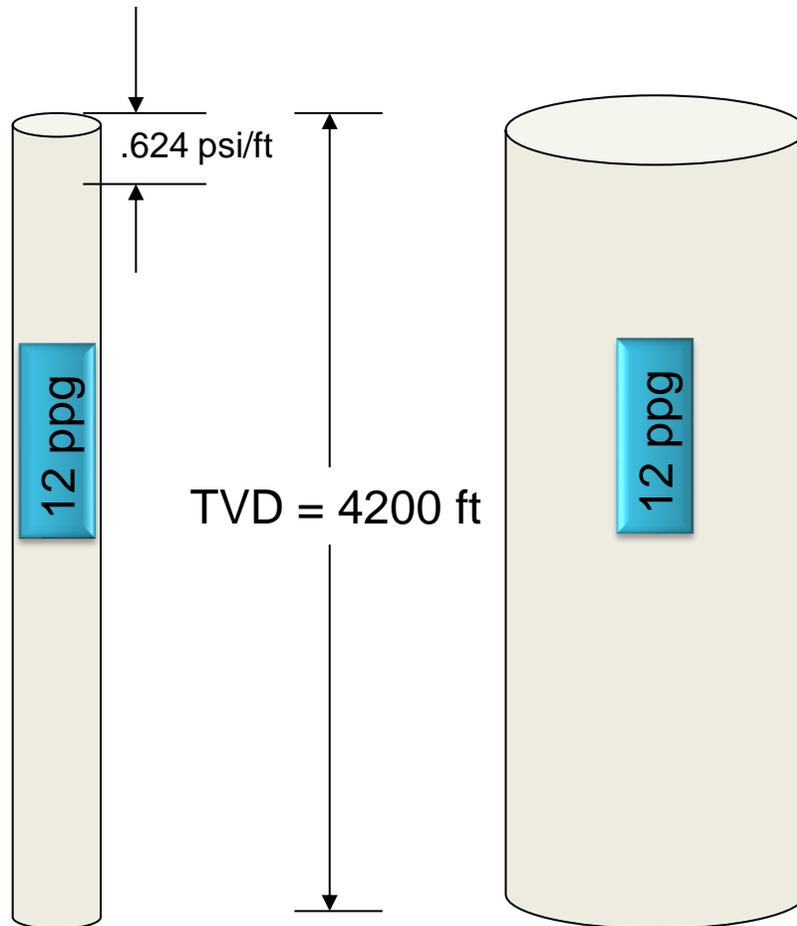
GRADIENTE DE DENSIDADE = Libras por polegada quadrada para profundidades. (psi/ft)

Pressão hidrostática é a pressão exercida por uma coluna de fluido e é calculada multiplicando-se o gradiente da densidade do fluido pela profundidade vertical na qual a pressão está sendo medida.



$$PH = \text{Lama} \times \text{TVD} \times 0,052$$

PRESSÃO HIDROSTÁTICA



Peso da Lama x Constante = Gradiente de Pressão

$$12 \times .052 = \mathbf{.624 \text{ psi/ft}}$$

$$12 \times 0,1704 = 2,04 \text{ psi/mt}$$

Gradiente de Pressão x TVD = Pressão Hidrostática

$$0,624 \times 4200 = \mathbf{2620 \text{ psi}}$$

A fórmula para Pressão Hidrostática

Peso da Lama x Constante x TVD

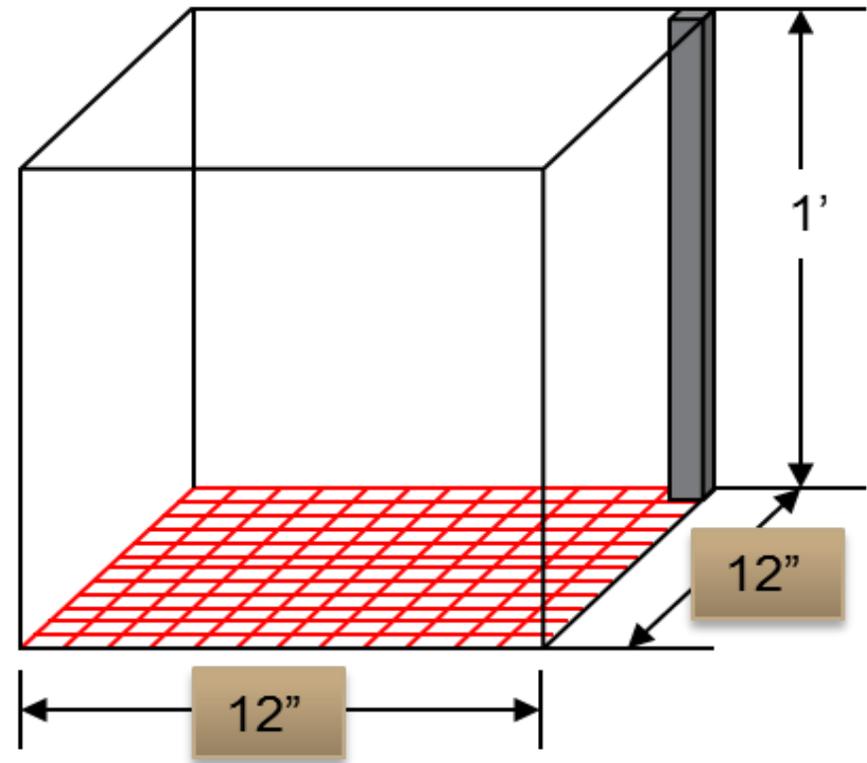
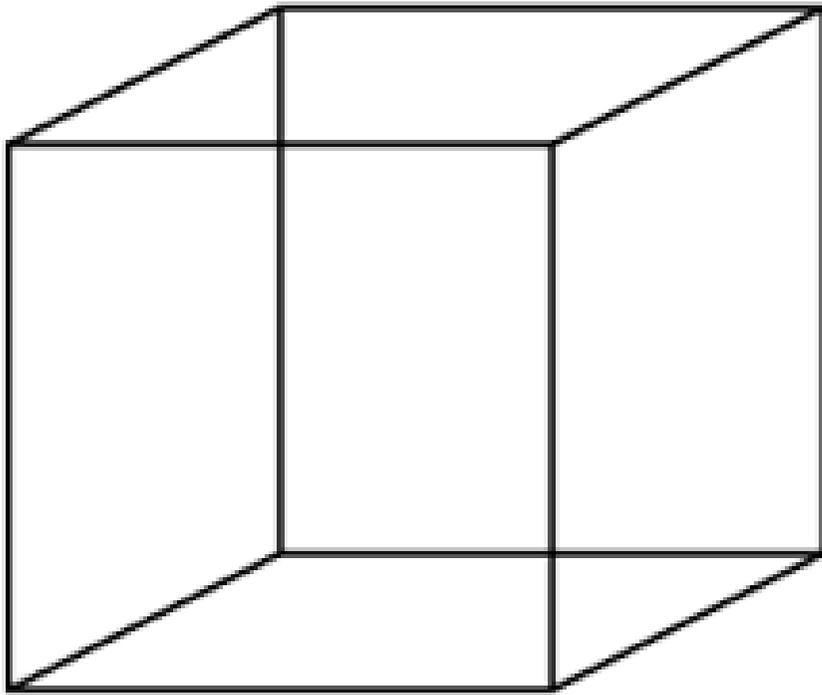
$$12 \times .052 \times 4200 = \mathbf{2620 \text{ psi}}$$

$$12 \times 0,1704 \times 4200 / 3,281 = \mathbf{2620 \text{ psi}}$$

O diâmetro do poço não tem efeito na pressão. É somente o peso da lama em uso e TVD

0,052

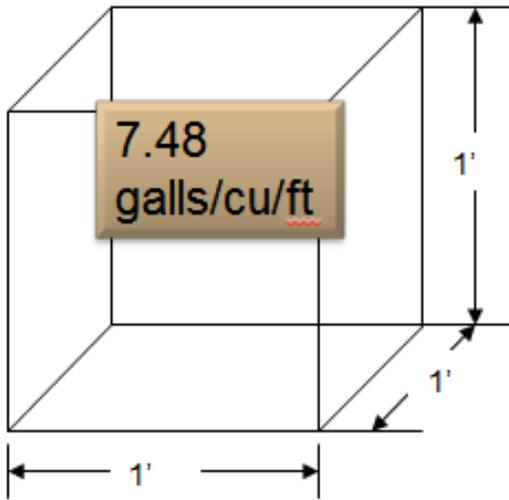
0,1704



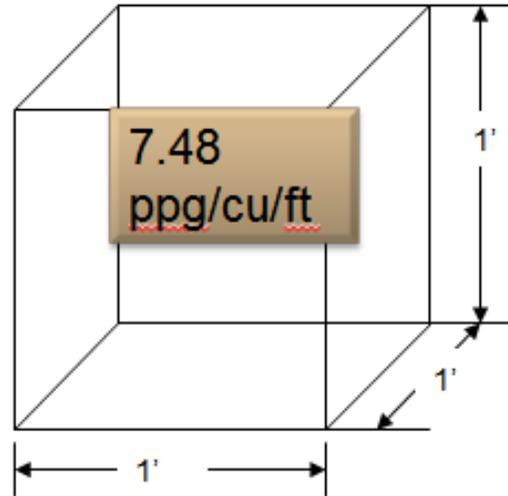
1 P<sup>3</sup> Suporta 7,48 gal  
de fluido, esse fluido  
pesa 1 ppg.

Área no P<sup>3</sup> =

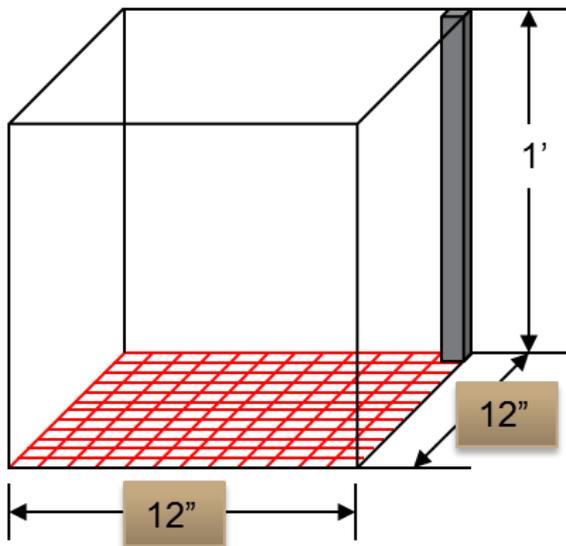
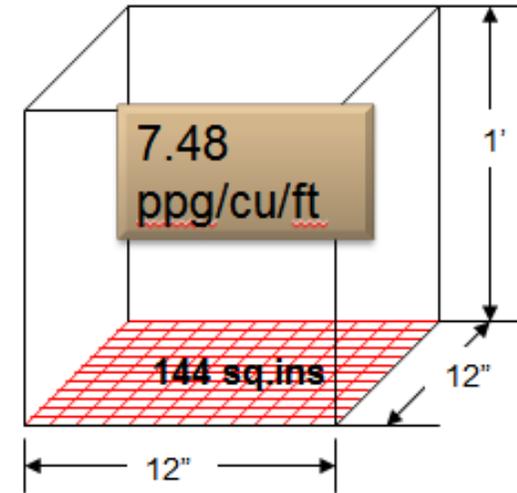
1 pé cúbico contém 7.48 galões de fluido.



Se o Fluido tem uma densidade de 1 ppg



No fundo de um pé cúbico a área é 144 sq in



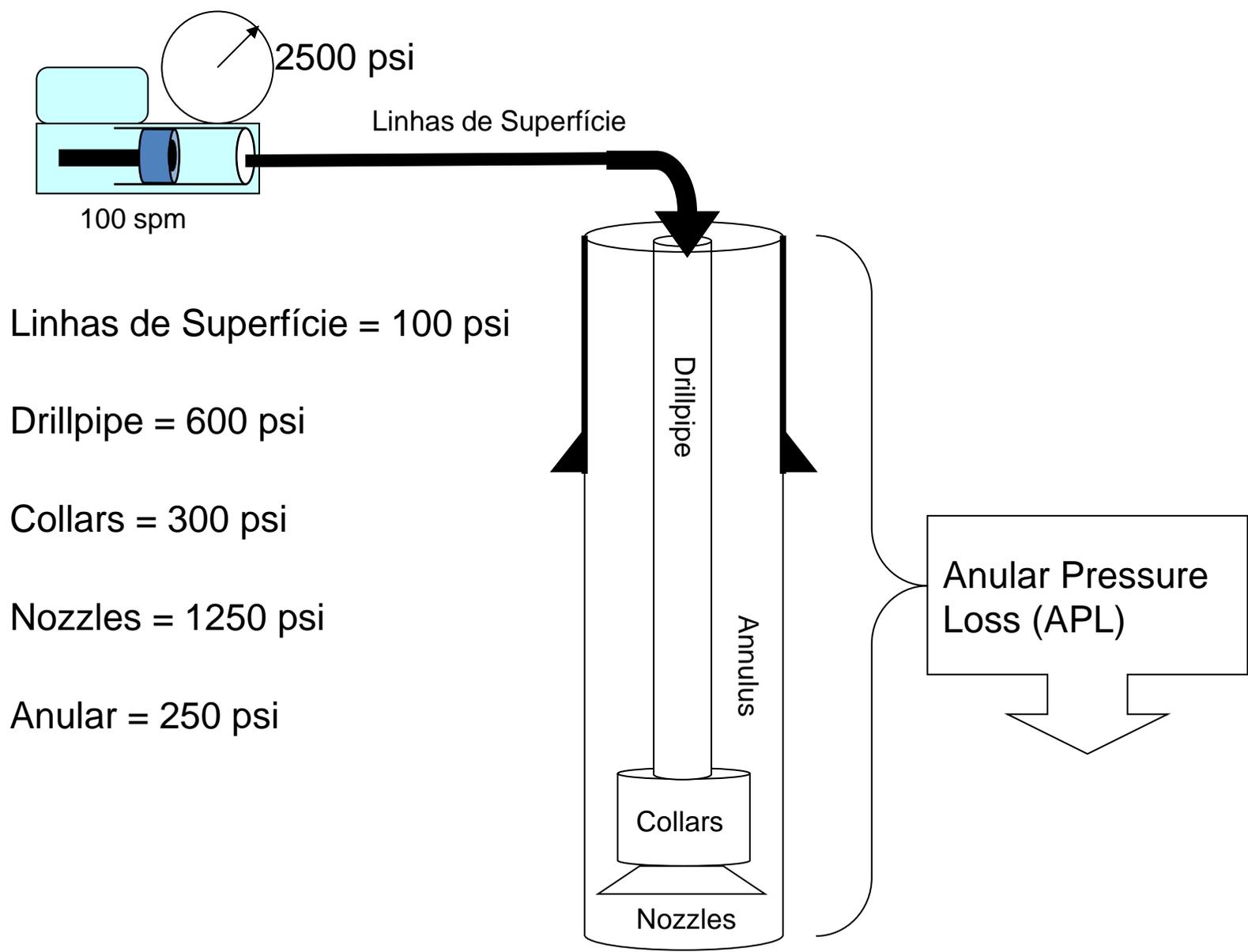
Para calcular a Pressão exercida por esse Fluido em 1 sq. in.

Dividindo 7.48 por 144 dará a constante matemática

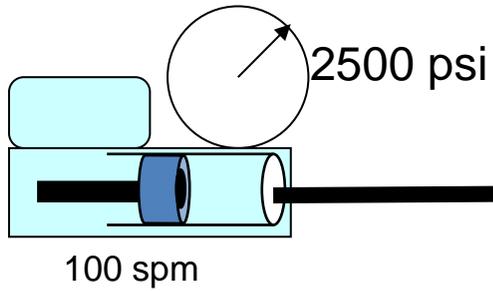
$$\frac{7.48}{144} = 0.052$$

$$0,052 \times 3,281 = 0,1706$$

# PERDAS DE PRESSÃO DO SISTEMA



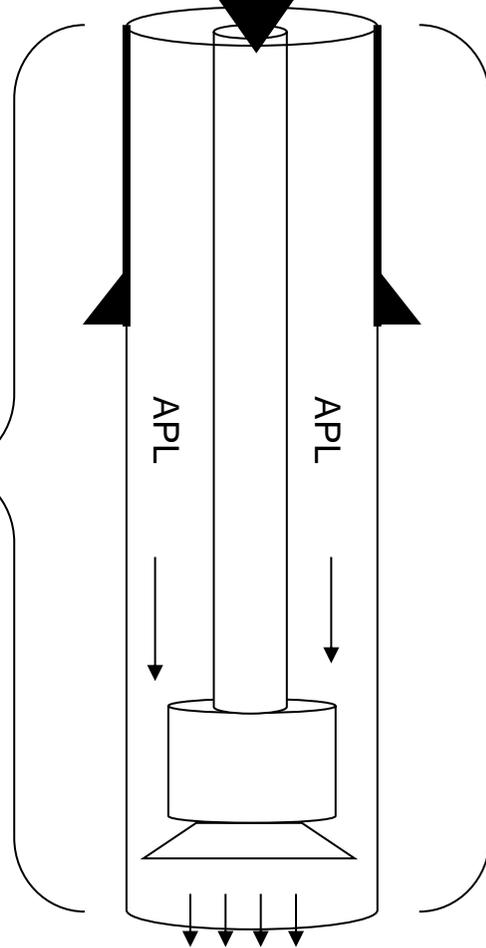
# PRESSÃO DE CIRCULAÇÃO NO FUNDO (BHCP)



BHCP = Pressão Hidrostática + APL  
 $(12 \times .052 \times 4200) + 250 = \mathbf{2870}$  psi

Peso da Lama = 12 ppg

TVD = 4200 ft

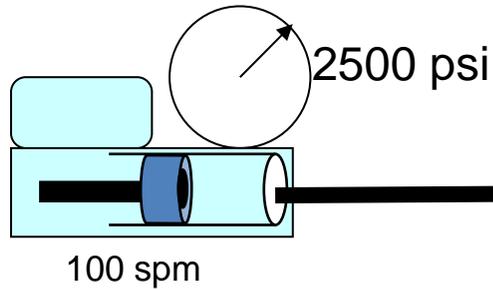


Annular Pressure Loss (APL) = 250 psi

BHCP = 2870 psi

# PESO DE LAMA EQUIVALENTE

# CONTROLE DE POÇO



Pressão Hidrostática + APL

$$(12 \times .052 \times 4200) + 250 = \mathbf{2870 \text{ psi}}$$

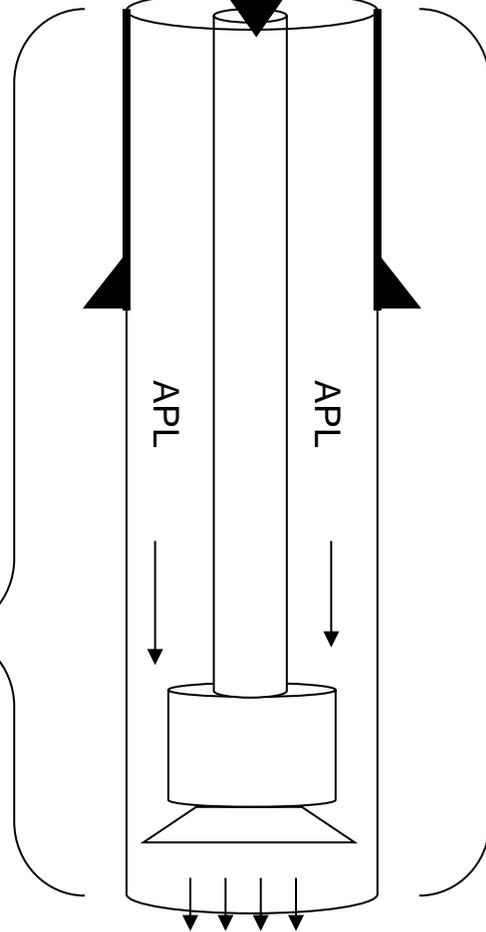
1)  $BHCP \div TVD \div .052 = ECD$

$$\frac{2870}{4200} \div .052 = \mathbf{13.14 \text{ ppg}}$$

2)  $APL \div TVD \div .052 + MW = ECD$

$$\frac{250}{4200} \div .052 + 12 = \mathbf{13.14 \text{ ppg}}$$

TVD = 4200 ft



Annular Pressure Loss (APL) = 250 psi

Mud Weight = 12 ppg

## **Sinais Primários na Plataforma de Perfuração**

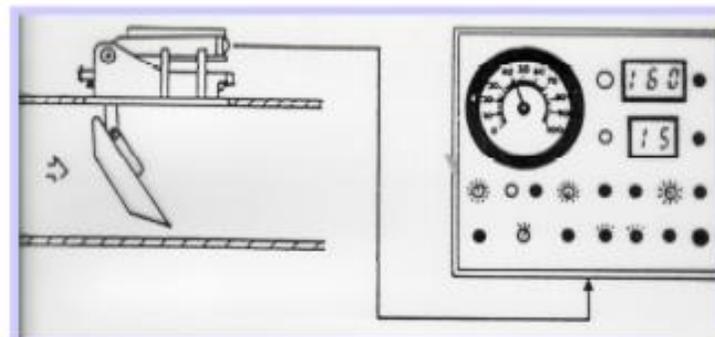
- 1- Aumento de Torque**
- 2- Arraste**
- 3- Drilling Break**
- 4- Mudança na pressão da bomba ou SPM**

## **Sinais nos Cascalhos e Fluido de Perfuração**

- 1) Mudança no tamanho dos cascalhos**
- 2) Lama cortada por gás (Gas cut drilling fluid)**
- 3) Aumento de temperatura e teor de Cloro da lama**
- 4) Mudança nas propriedades do fluido**

## Sinais Positivos:

- 1) Aumento no retorno (flow meter)
- 2) Aumento no volume dos tanques (pit volume totaliser)
- 3) Indicadores de pistoneio na manobra (trip tank)
- 4) Poço fluindo com as bombas desligadas



Para termos um influxo no poço, e conseqüentemente falha geral no combate e porque barreiras foram quebradas:

1- Pressão hidrostática

2- Equipamentos

3- Falha Operacional

# CONTROLE DE POÇO SECUNDÁRIO

Se a o controle de Poço Primário e reduzido, ou perdido, BHP pode reduzir a um ponto onde fluidos da formação entram no poço.

Se o poço começa a fluir, nós temos que usar o Controle de Poço Secundário: os BOPs.

Existem dois métodos de fechamento de poço recomendados pela API RP 59.

Método No.1  
HARD SHUT IN

Método No.2  
SOFT SHUT IN.

# CONTROLE DE POÇO SECUNDÁRIO

Se a o controle de Poço Primário e reduzido, ou perdido, BHP pode reduzir a um ponto onde fluidos da formação entram no poço.

Se o poço começa a fluir, nós temos que usar o Controle de Poço Secundário: os BOPs.

Existem dois métodos de fechamento de poço recomendados pela API RP 59.

Método No.1  
HARD SHUT IN

Método No.2  
SOFT SHUT IN.

# MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO

## Objetivos do Método de Well Control

- Circular o kick de maneira segura para fora do poço
- Restabelecer o controle de poço primário, equilibrando o balanço hidrostático.
- Evitar kicks adicionais
- Evitar pressões excessivas que possam induzir a um underground blowout

- DRILLER'S (MÉTODO DO SONDADOR)
- WAIT & WEIGHT (MÉTODO DO ENGENHEIRO)
- VOLUMETRICO (ESTATICO & DINAMICO)
- TÉCNICA DE BULHEADING

## **PRIMEIRA CIRCULAÇÃO**

O PROPÓSITO DA PRIMEIRA CIRCULAÇÃO É REMOVER O INFLUXO DO POÇO UTILIZANDO A LAMA DE PERFURAÇÃO EXISTENTE.

MANTÉM-SE A PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO PELO MENOS IGUAL A PRESSÃO DA FORMAÇÃO.

## **SEGUNDA CIRCULAÇÃO**

O propósito da segunda circulação é deslocar a lama existente no poço para lama de matar, que irá balancear a pressão da formação.

Mantém-se a pressão no fundo do poço pelo menos igual a pressão da formação.

# MÉTODO DO ENGENHEIRO

## MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO

O propósito do método do engenheiro é remover o influxo do poço e ao mesmo tempo substituir a lama existente com a lama de matar que irá balancear a pressão da formação.

Enquanto isso deve-se manter a pressão no fundo do poço pelo menos igual a pressão da formação.

## **METODO VOLUMETRICO**

### **MÉTODO VOLUMÉTRICO ESTÁTICO**

Esse método deve ser utilizado em situações em que não se tenha como circular o poço (coluna fora do poço, coluna entupida não permitindo circulação) ou quando a broca estiver muito acima do fundo do poço.

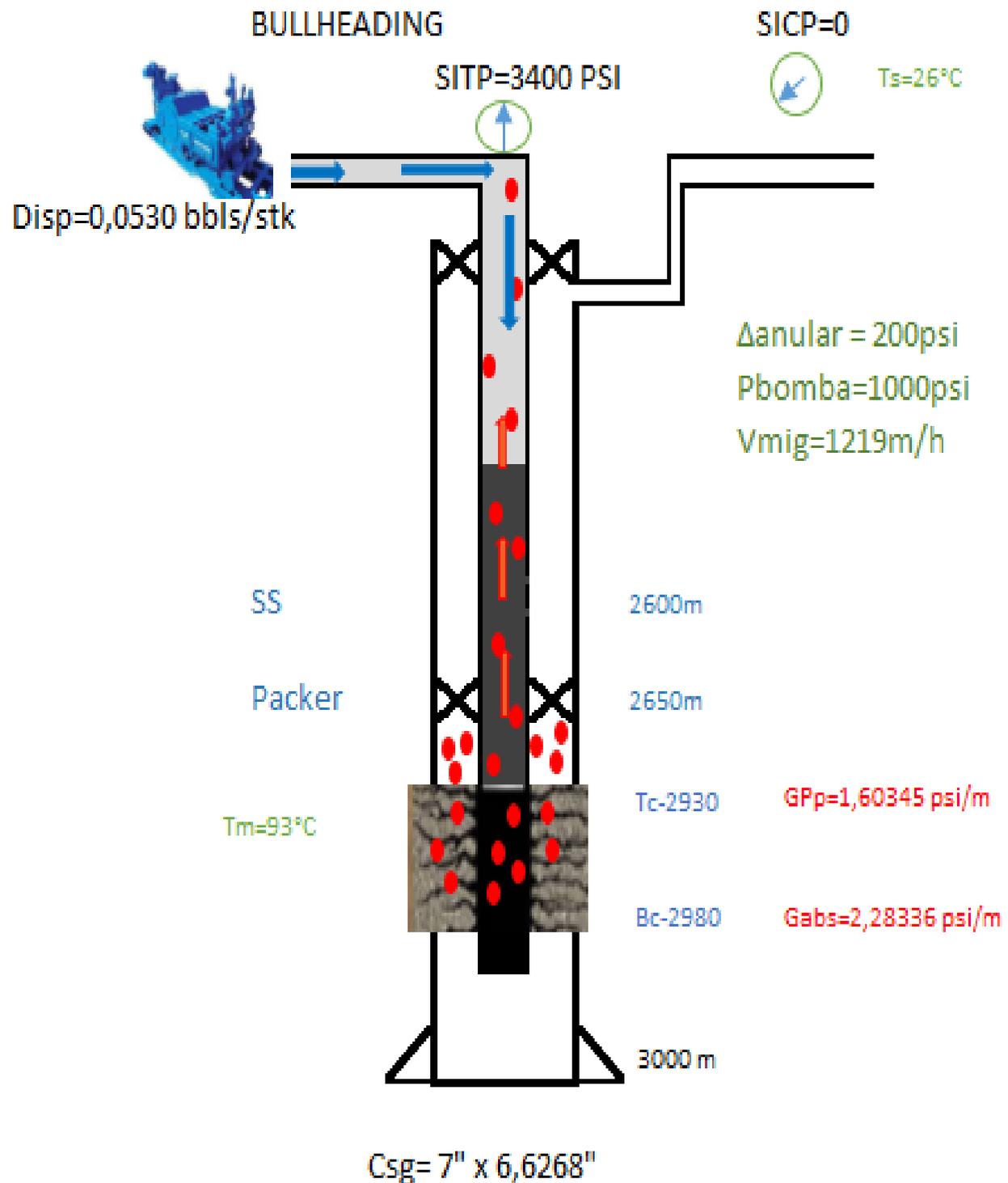
A aplicação desse método dependerá de decisão e acompanhamento de técnicos especificamente designados para o controle do poço.

Este método consiste em duas etapas; a 1ª na segregação do gás até a superfície e a 2ª na substituição do gás pôr lama (top-kill).

# BULLHEAD

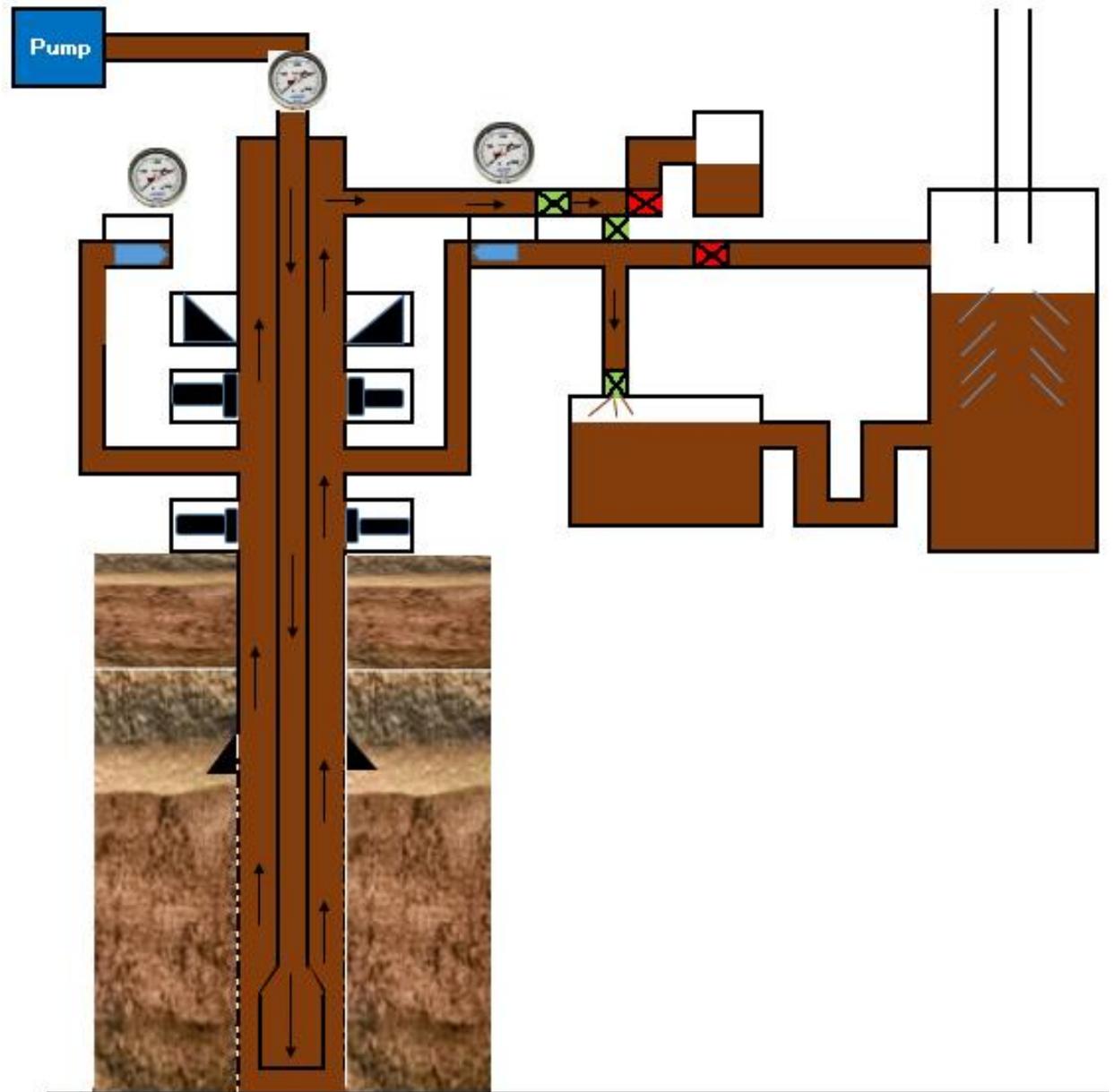
É o bombeio de fluidos controlado em uma formação, geralmente de fluidos da formação que tenham entrado no poço durante um evento de controle de poço.

Limpeza da coluna após TLD ou fluidos que contenham H<sub>2</sub>S.



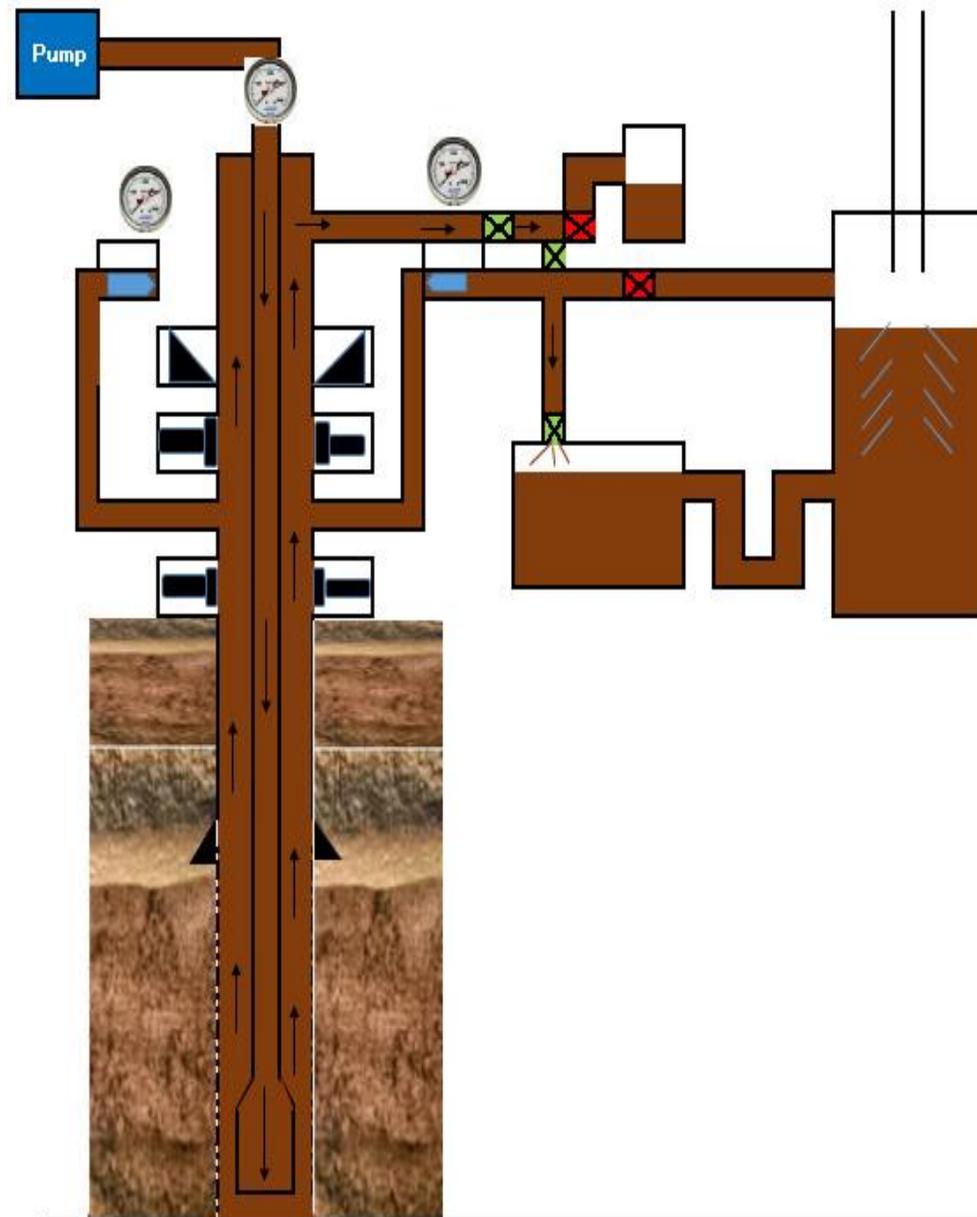
# CURSO DE PLATAFORMISTA

# MÉTODO DO SONDADOR



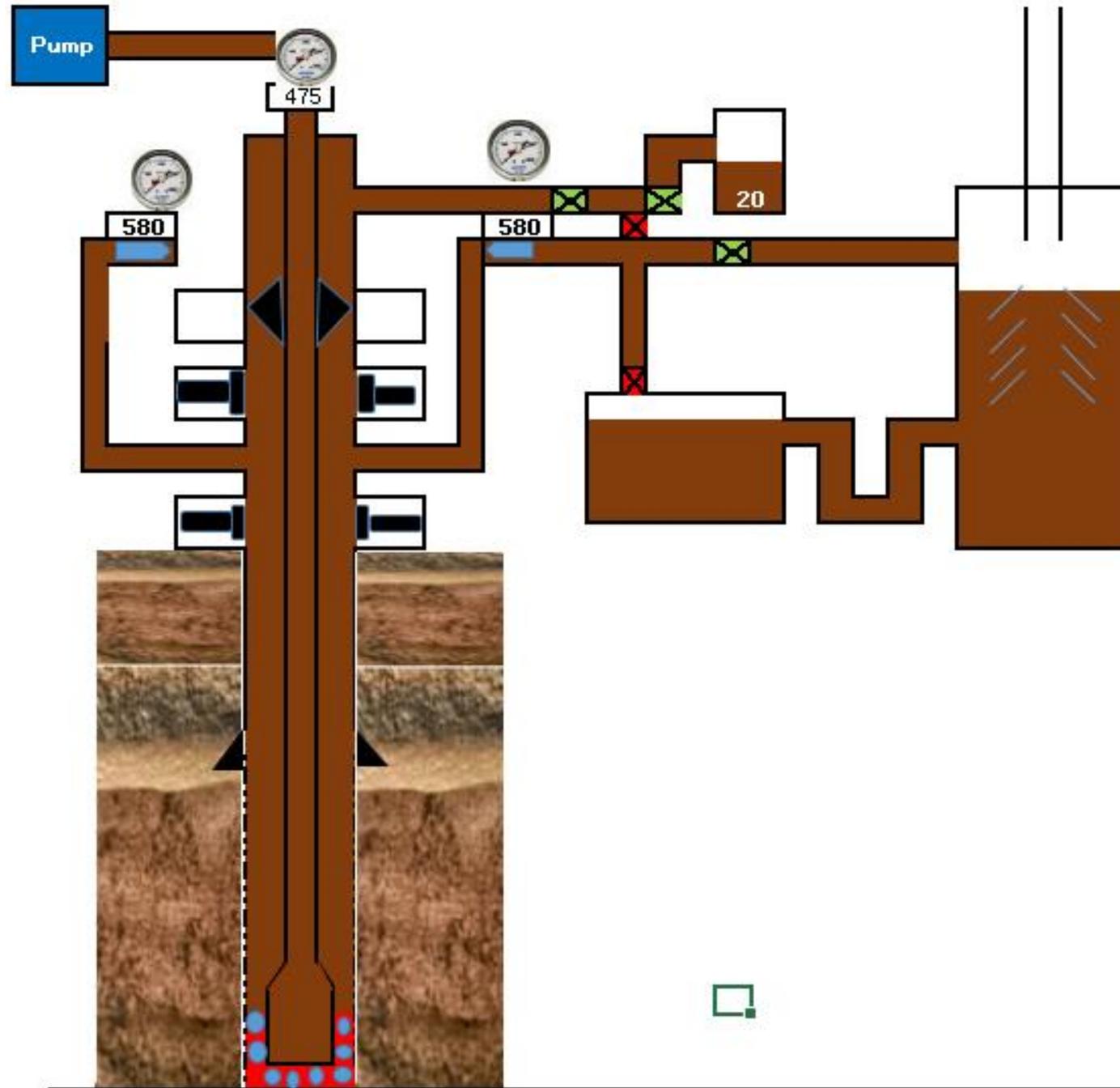
# MÉTODO DO SONDADOR

<b>MD Poço</b>	9580		Csg	5180	
<b>Riser</b>	650	Choke	665		
	SIDPP 475	SICP	580		
		Riser	Choke	FL	
SCR	45	690	830	140	
<b>Coluna</b>					
DP	8070 x	0,01776 =	143,3232		
HWDP	690 x	0,0088 =	6,07		
DC	820 x	0,0077 =	6,31		
			<b>155,71</b>	<b>1297</b>	<b>29</b>
<b>Bomba</b>	6,5 =	$((6,5 \times 6,5) / 1029,4) \times 3 \times 97$			
		<b>0,12</b>			
PIC=	690 ,+	SIDPP			
<b>Anular</b>					
DC	820 x	0,0836 =	68,55	571,0205	13
HWxDPxOH	3580 x	0,1202 =	430,316	3584	80
<b>OH Volume</b>			<b>498,87</b>	<b>4155</b>	<b>92</b>
DP x CSG	4515 x	0,1242 =	<b>560,76</b>	<b>4671,011</b>	<b>104</b>
Cline	665 x	0,0087 =	<b>5,79</b>	<b>48,19173</b>	<b>1,07</b>
<b>Total Annulus /Choke</b>			<b>1065,42</b>	<b>8874,645</b>	<b>197</b>
<b>Total Well System Volume</b>			<b>1221,13</b>	<b>10171,66</b>	<b>226</b>
<b>Marine Riser x DP</b>	<b>650 x</b>		<b>0,3638</b>	<b>236</b>	<b>1970</b>



Foi detectado um ganho no tanque, feito flow check e confirmado 20 bbls de influxo da formação para o poço

## MÉTODO DO SONDADOR



O poço foi fechado pelo método HARD

Iniciado o monitoramento das pressões:

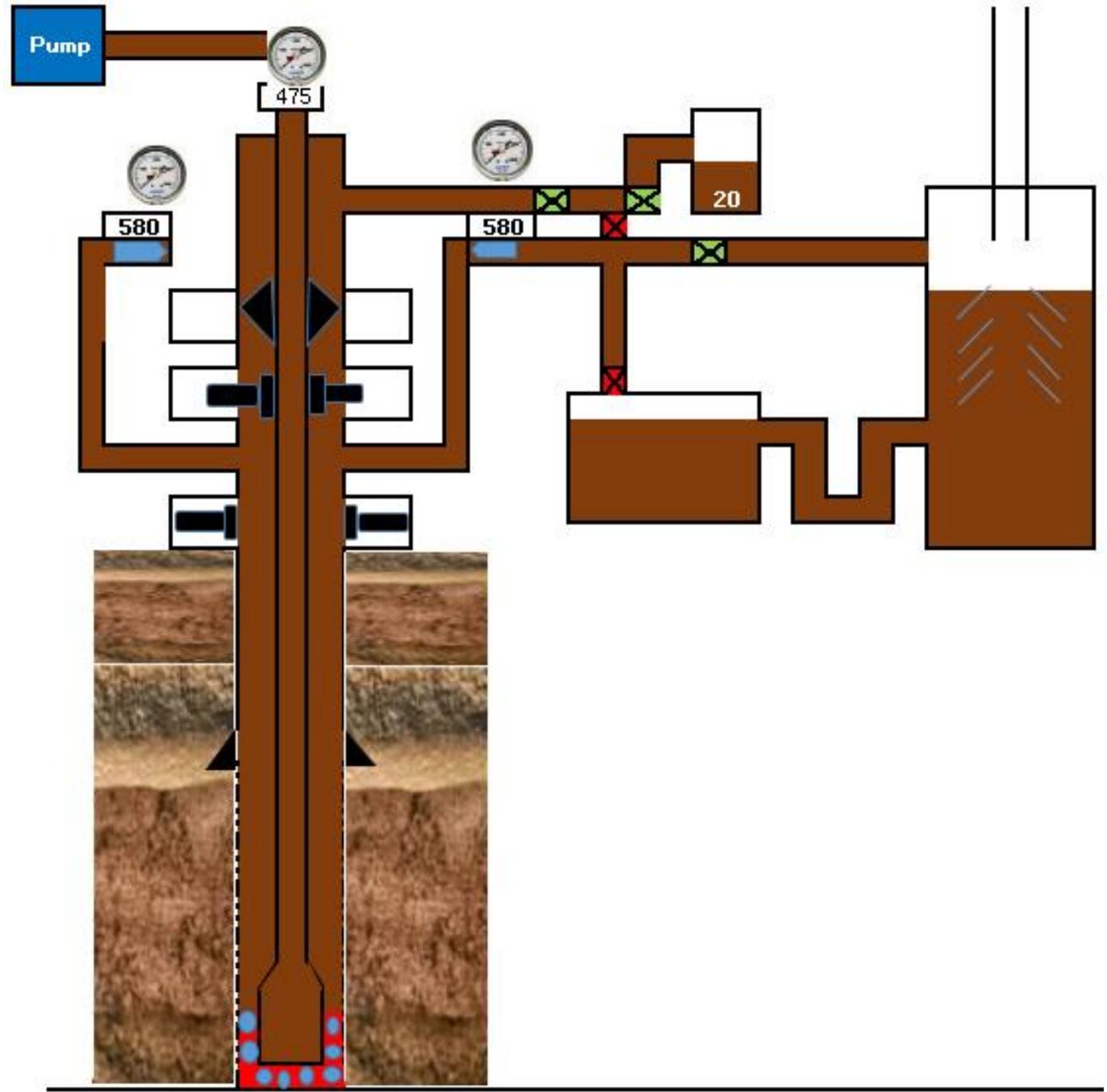
SIDPP = 475 psi

SICP = 580 psi

Gain 20 bbls

# MÉTODO DO SONDADOR

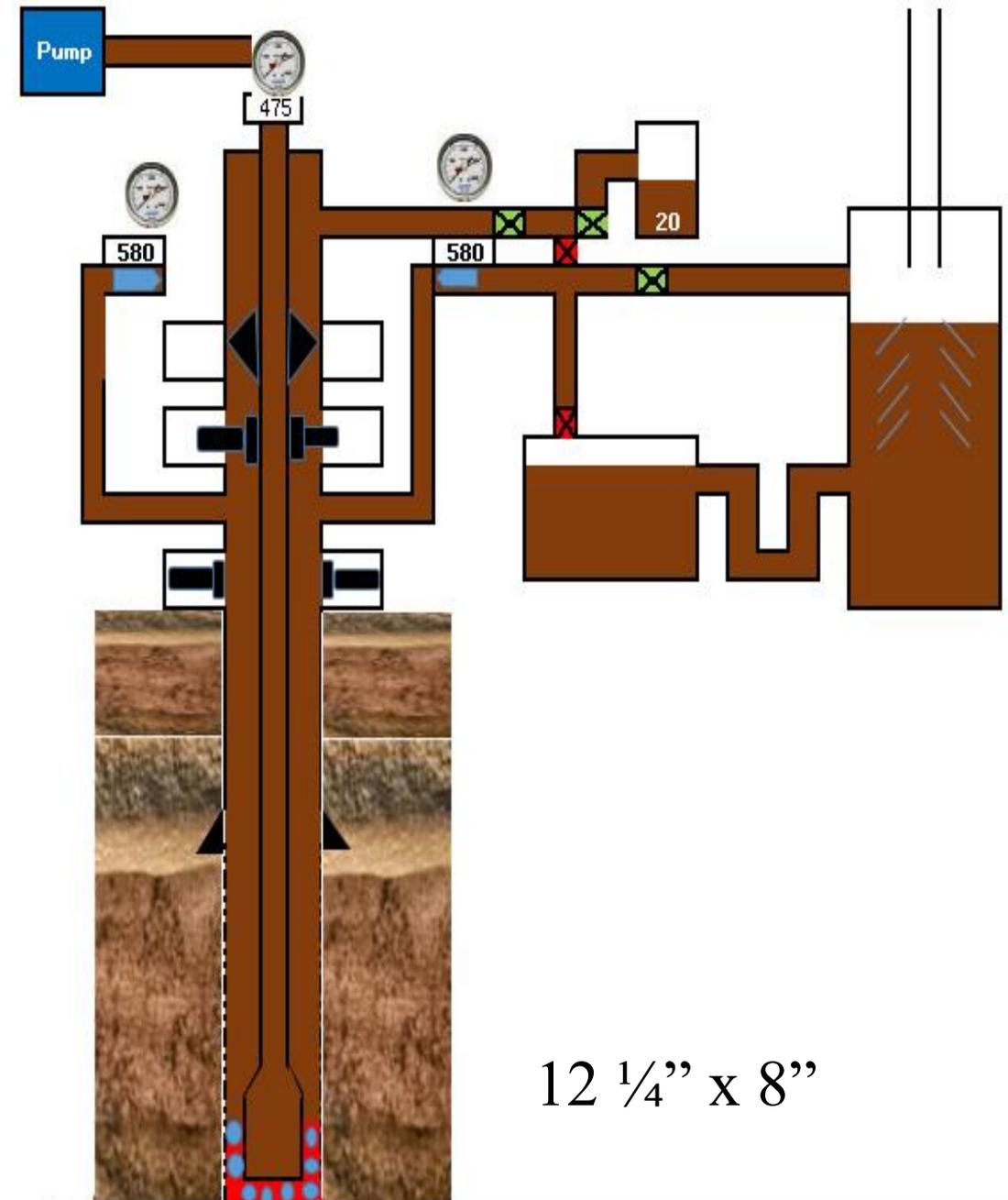
Realiza o hang off da coluna e inicia o combate do kick pelo método do sondador.



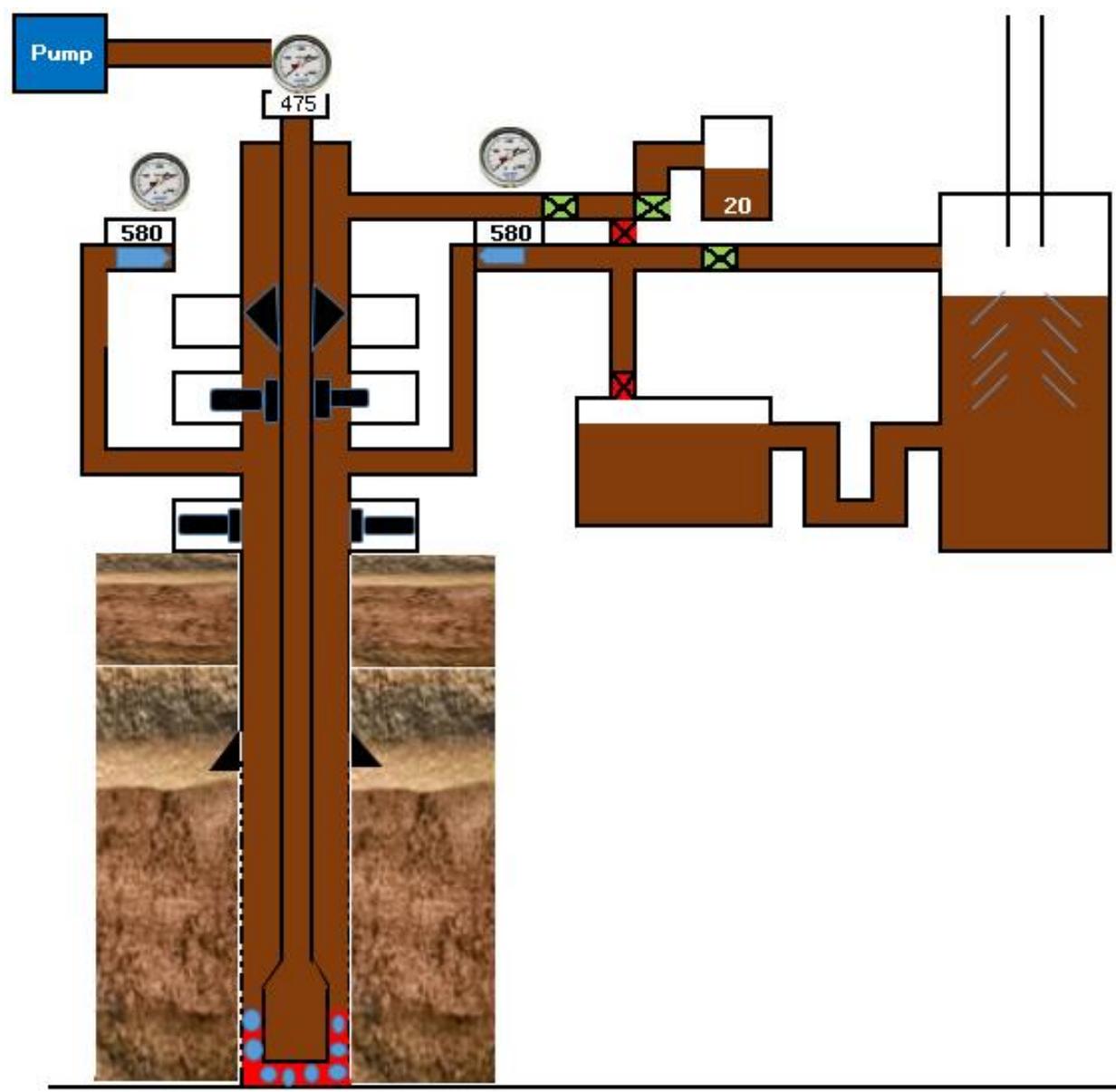
# DENSIDADE DO GÁS

A tabela abaixo mostra a diferença de gradientes entre gás, óleo e água.

	<u>psi/ft</u>
GÁS	.05 to .2
ÓLEO	.3 to .4
ÁGUA	> .4



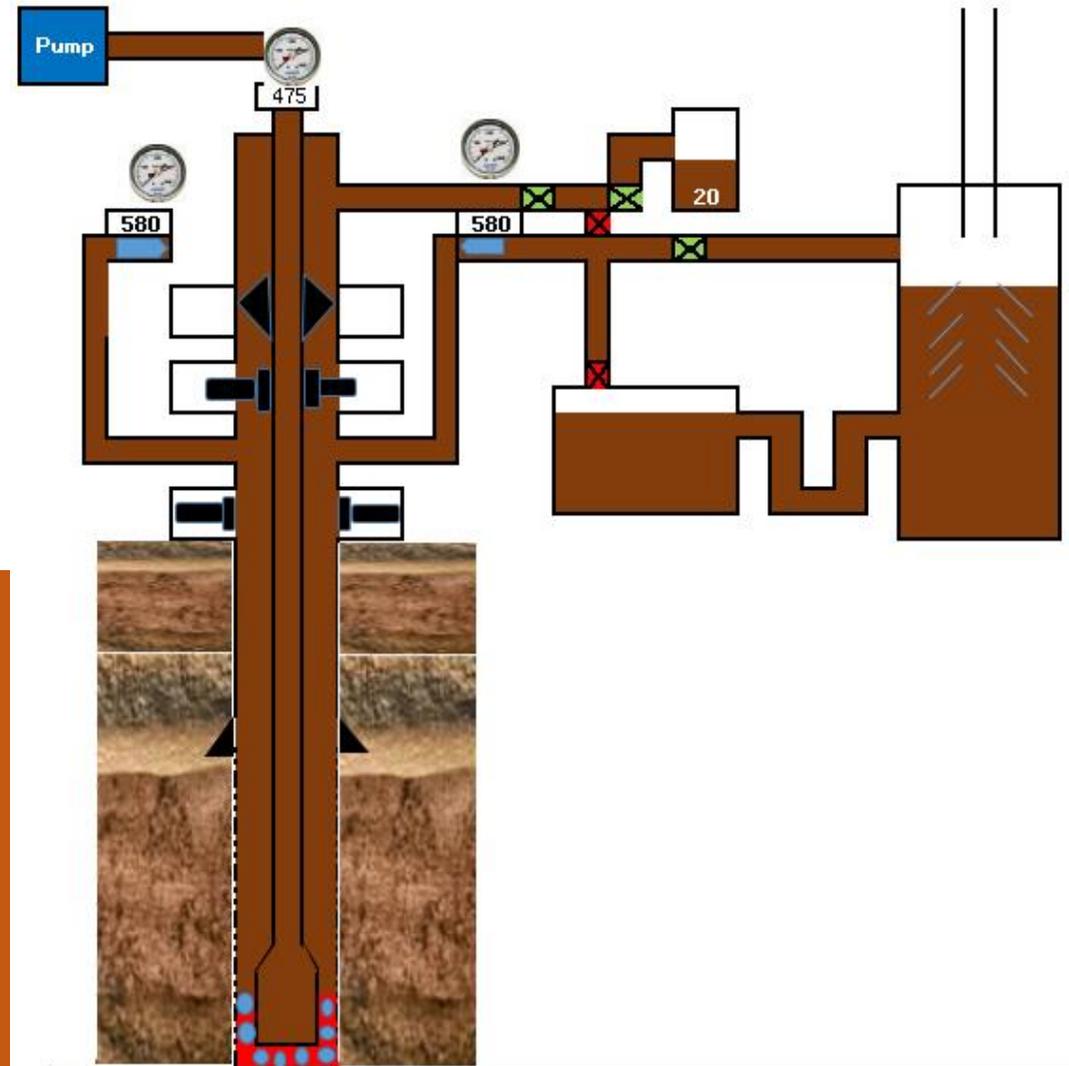
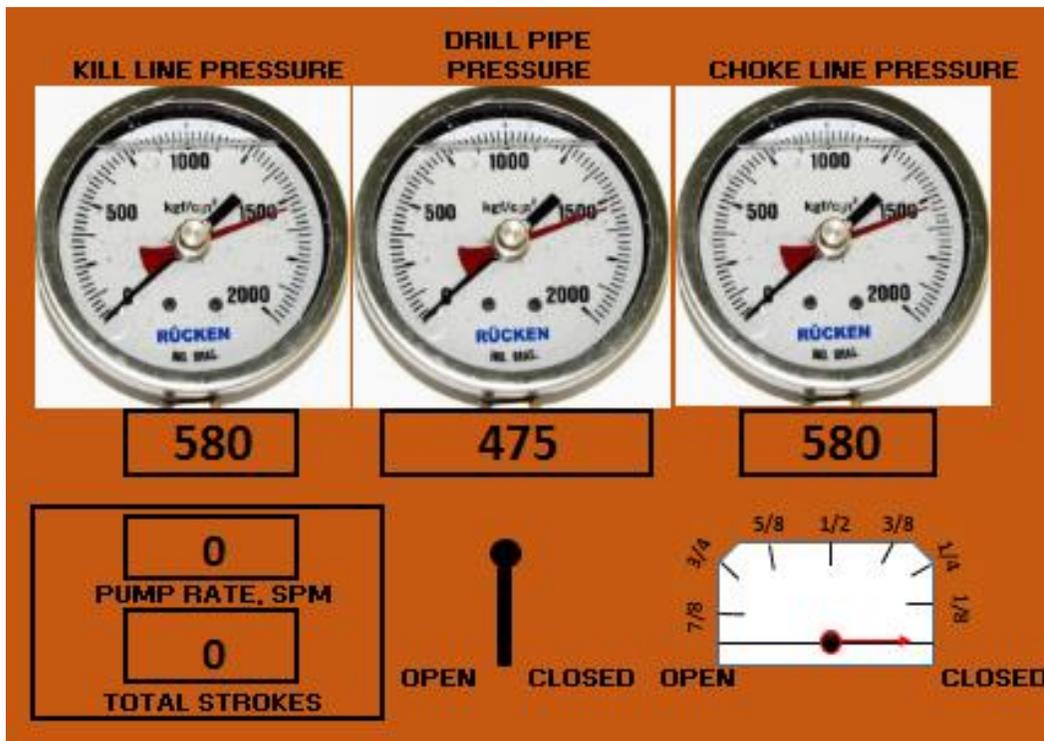
# MÉTODO DO SONDADOR



<b>KICK DATA :</b>	<b>SIDPP</b>	<b>475</b>	<b>PSI</b>	<b>SICP</b>	<b>580</b>	<b>PSI</b>	<b>PIT GAIN</b>	<b>20</b>	<b>bbls</b>
<b>CURRENT MUD WEGHT</b>	=	10,5	PPG	$KMW = (OMW) + SIDPP / TVD / 0,052$	KMW	=	11,6	PPG	
<b>INITIAL CIRCULATING PRESSURE</b>	=	690	PSI	+	475	=	1165	PSI	
<b>FINAL CIRCULATING PRESSURE</b>	=	690	x	11,6	÷	10,5	=	763	PSI
<b>( L ) =</b>	1165	-	763	=	402	PSI			
					<b>( L ) =</b>	402	x	100	30,98
						1297,58			PSI / 100 STROKES
<b>INITIAL DYNAMIC CASING PRESSURE AT KILL PUMP RATE</b>		580	-	140	=	440			PSI

Qual ação devera ser tomada, para iniciar o bombeio ?

- a) Abra o choque e inicie a bomba até a taxa de ICP.
- b) Mantenha a pressão inicial de circulação constante
- c) Aumenta taxa da bomba e feche o choque.
- d) Inicie a bomba com steps de 5 strokes, mantendo a pressão do kill constante, manipulando o choke.
- e) Inicie a bomba com steps de 5 strokes, mantendo a pressão inicial de circulação constante, manipulando o choke.

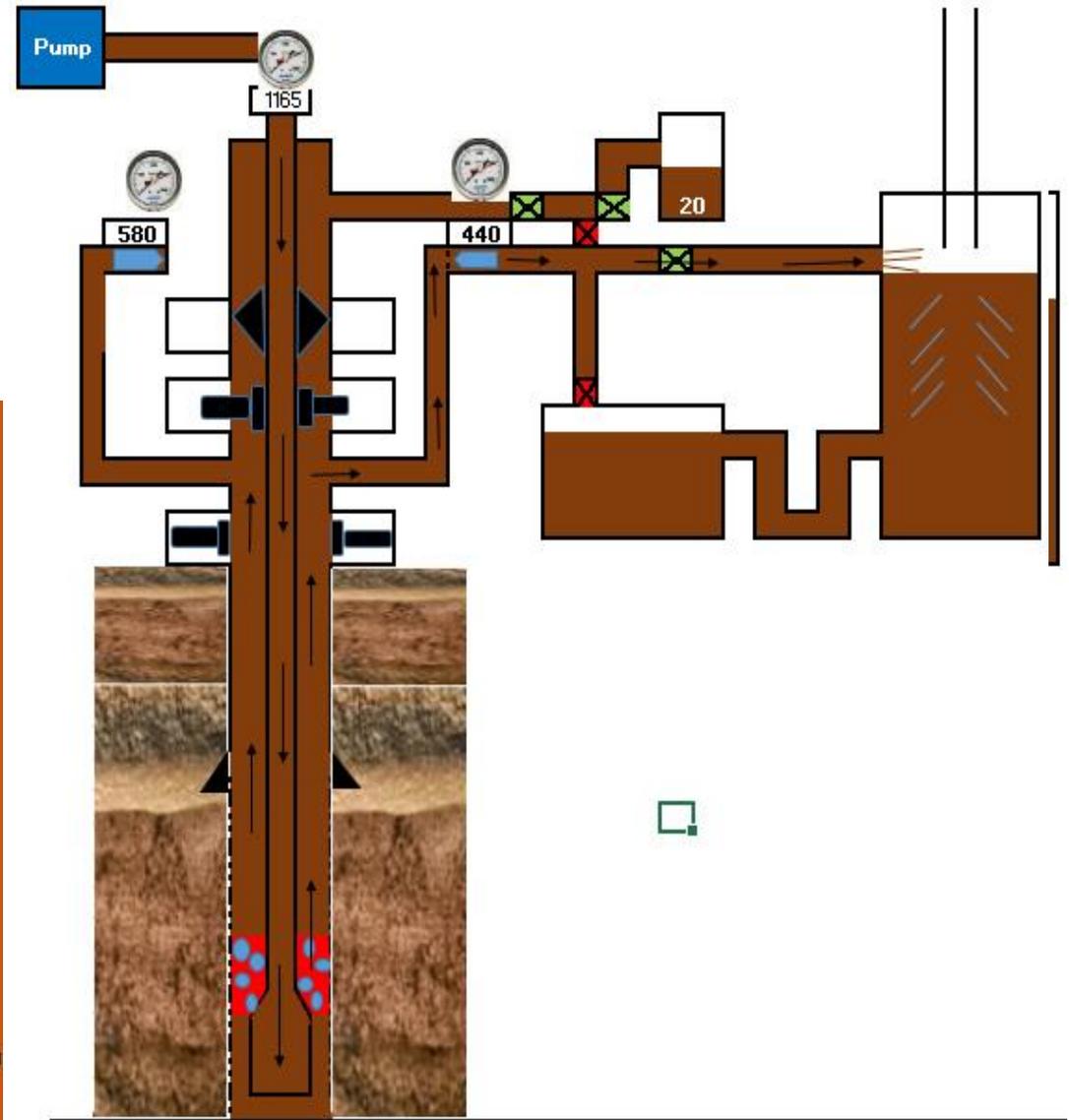
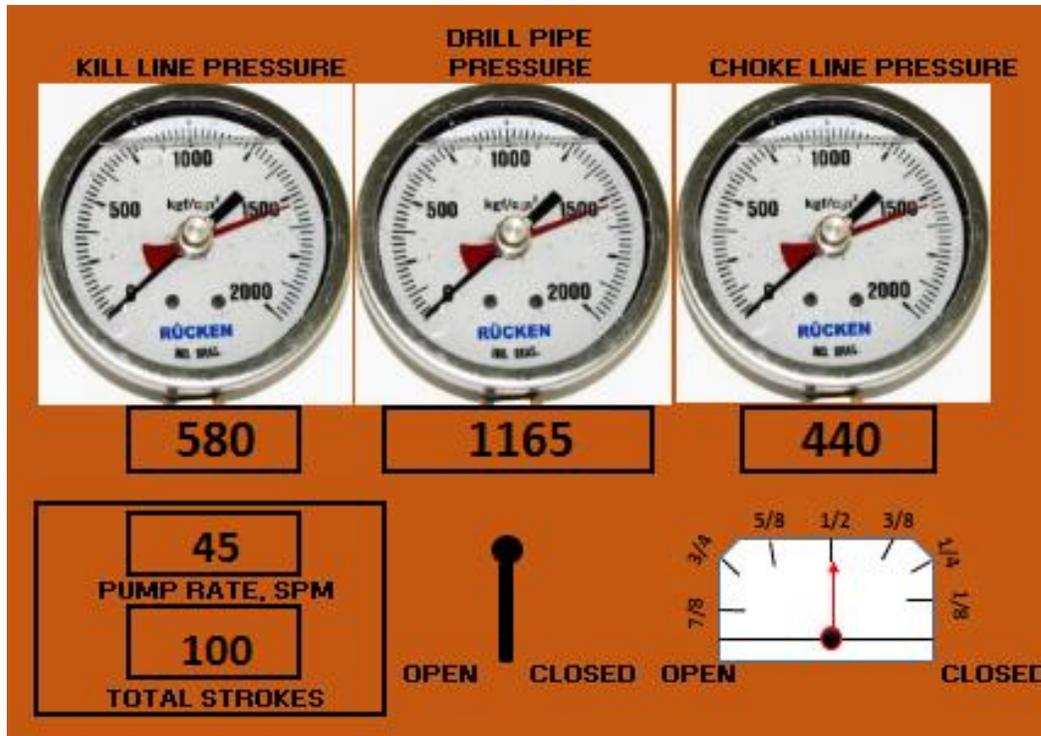


- d) Inicie a bomba com steps de 5 strokes, mantendo a pressão do kill constante, manipulando o choke.

# PIC – Pressão Inicial de Circulação

$$PRC + SIDPP = PIC$$

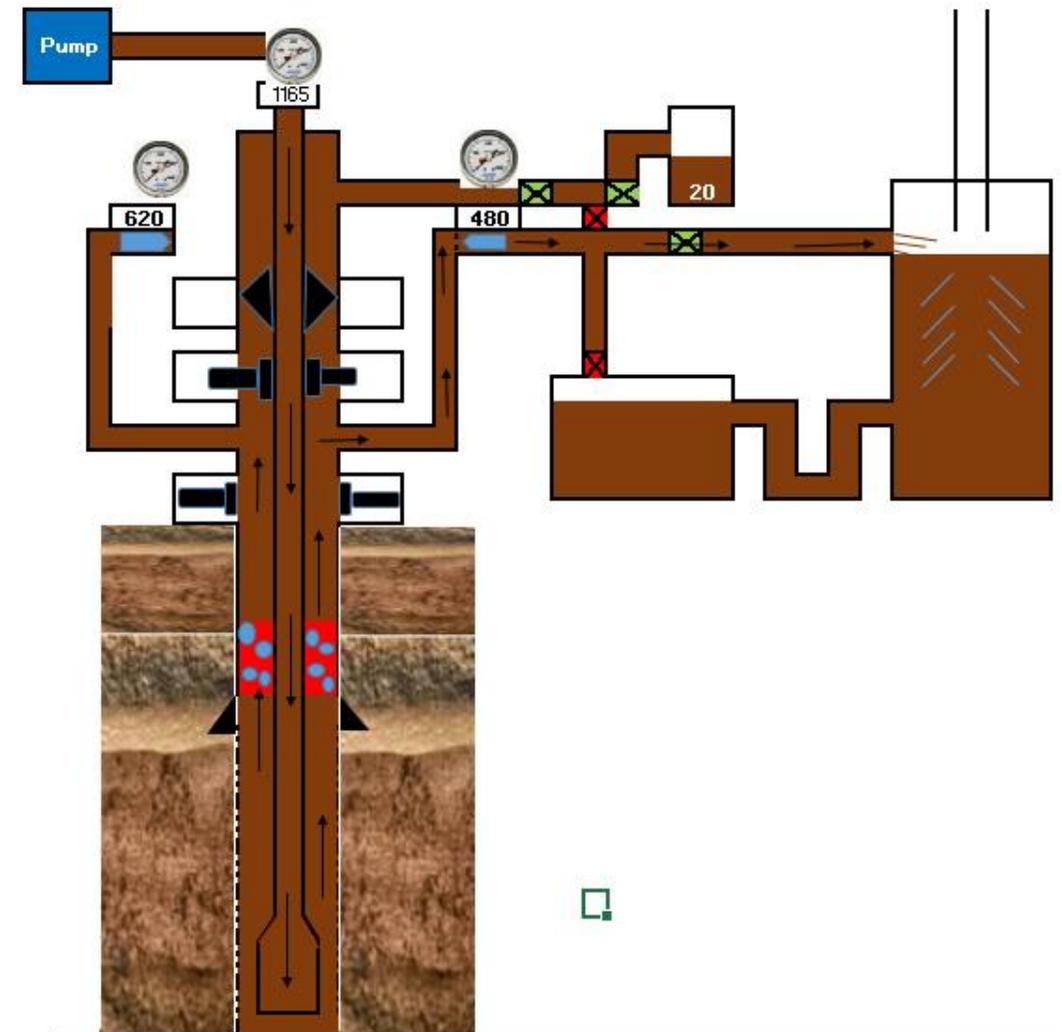
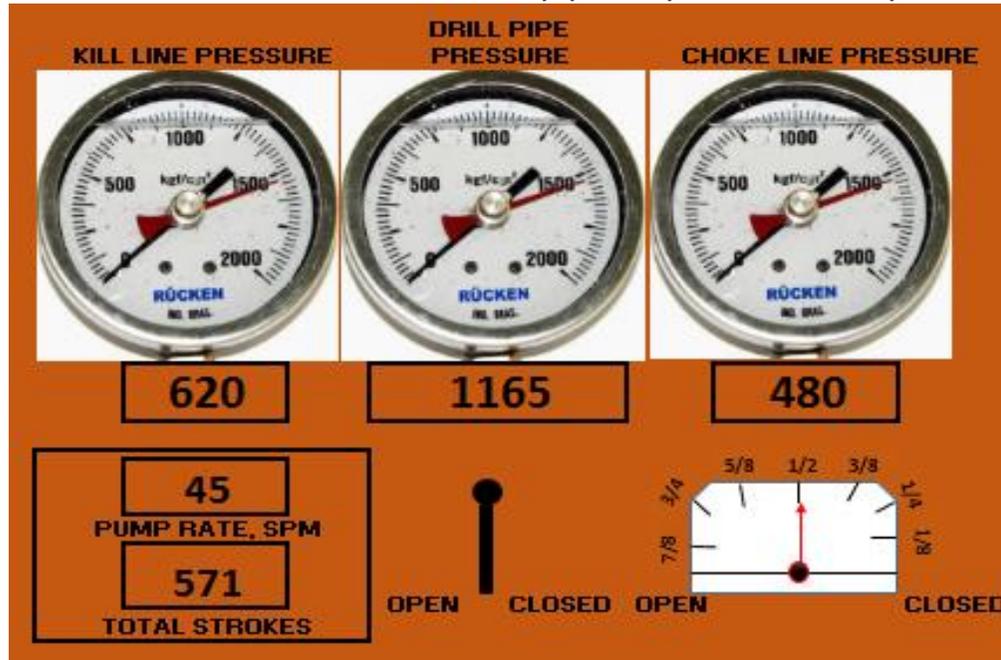
$$690 + 475 = 1165 \text{ PSI}$$



Após o início da circulação, os manômetros apresentaram a seguinte configuração.

Qual ação deveria ser tomada ?

- Feche o choke e pare a bomba.
- Mantenha a pressão inicial de circulação constante, monitorando a linha do stand pipe no painel do sondador.
- Aumenta taxa da bomba e feche o choque.
- Mantenha a bomba com 30 strokes, mantendo a pressão do kill constante.
- Mantenha a pressão inicial de circulação constante, monitorando a linha do stand pipe no painel do choque.



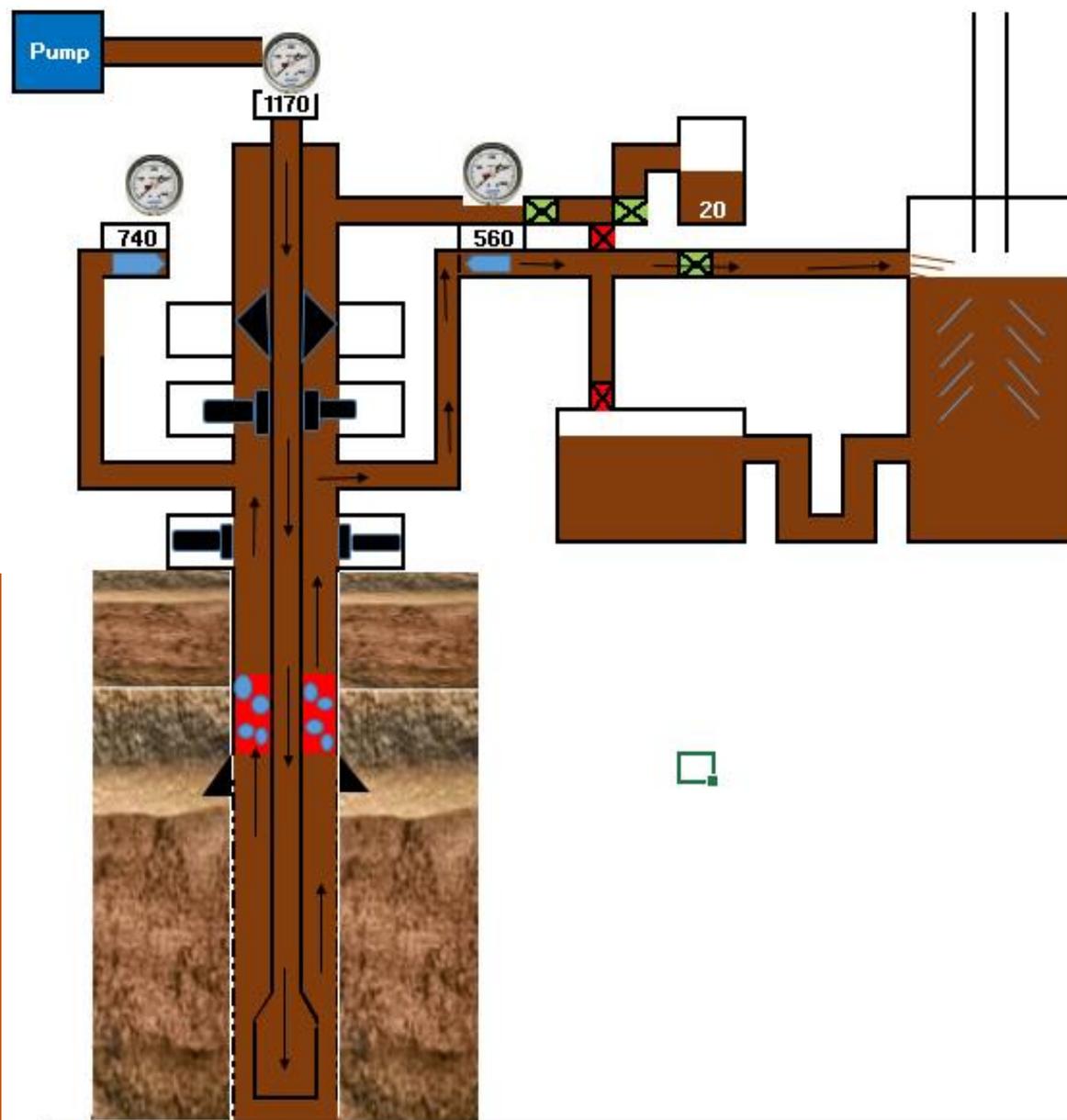
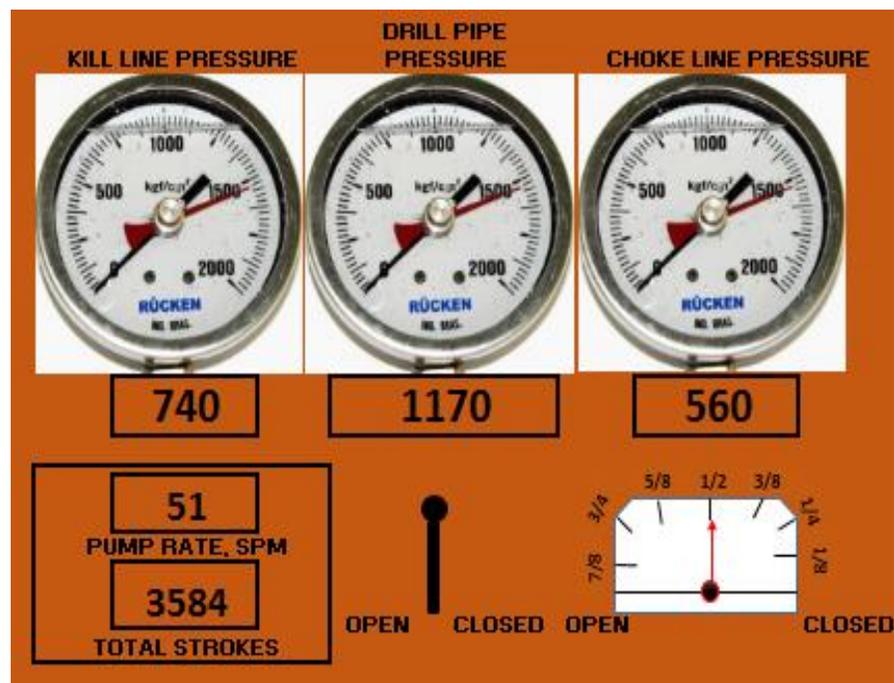
e) Mantenha a pressão inicial de circulação constante, monitorando a linha do stand pipe no painel do choque

Depois de 3584 strokes ter sido bombeado, a mangueira do kelly começa a balançar violentamente. As seguintes leituras foram observadas no painel remoto do choke.

## MÉTODO DO SONDADOR

Qual ação deveria ser tomada ?

- a) Abra mais o choke.
- b) Fecha mais o choke.
- c) Aumenta taxa da bomba.
- d) Reduza a taxa da bomba.
- e) Continue tudo esta ok.
- f) Pare a bomba e feche o poço.

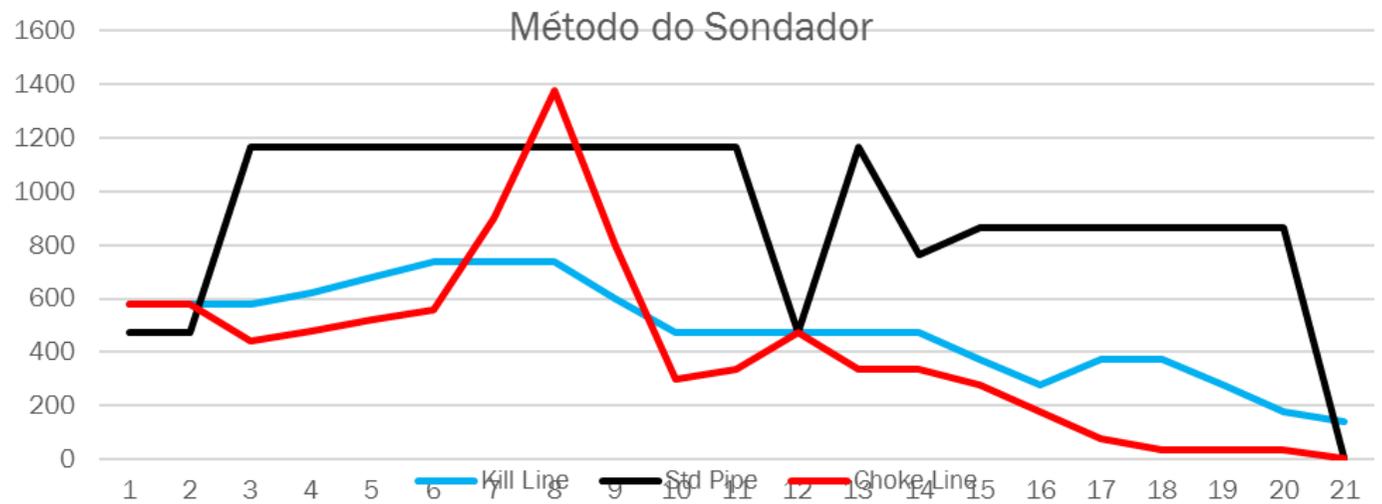


f) Pare a bomba e feche o poço.

# PRC + SIDPP = PIC

## 690 + 475 = 1165 PSI

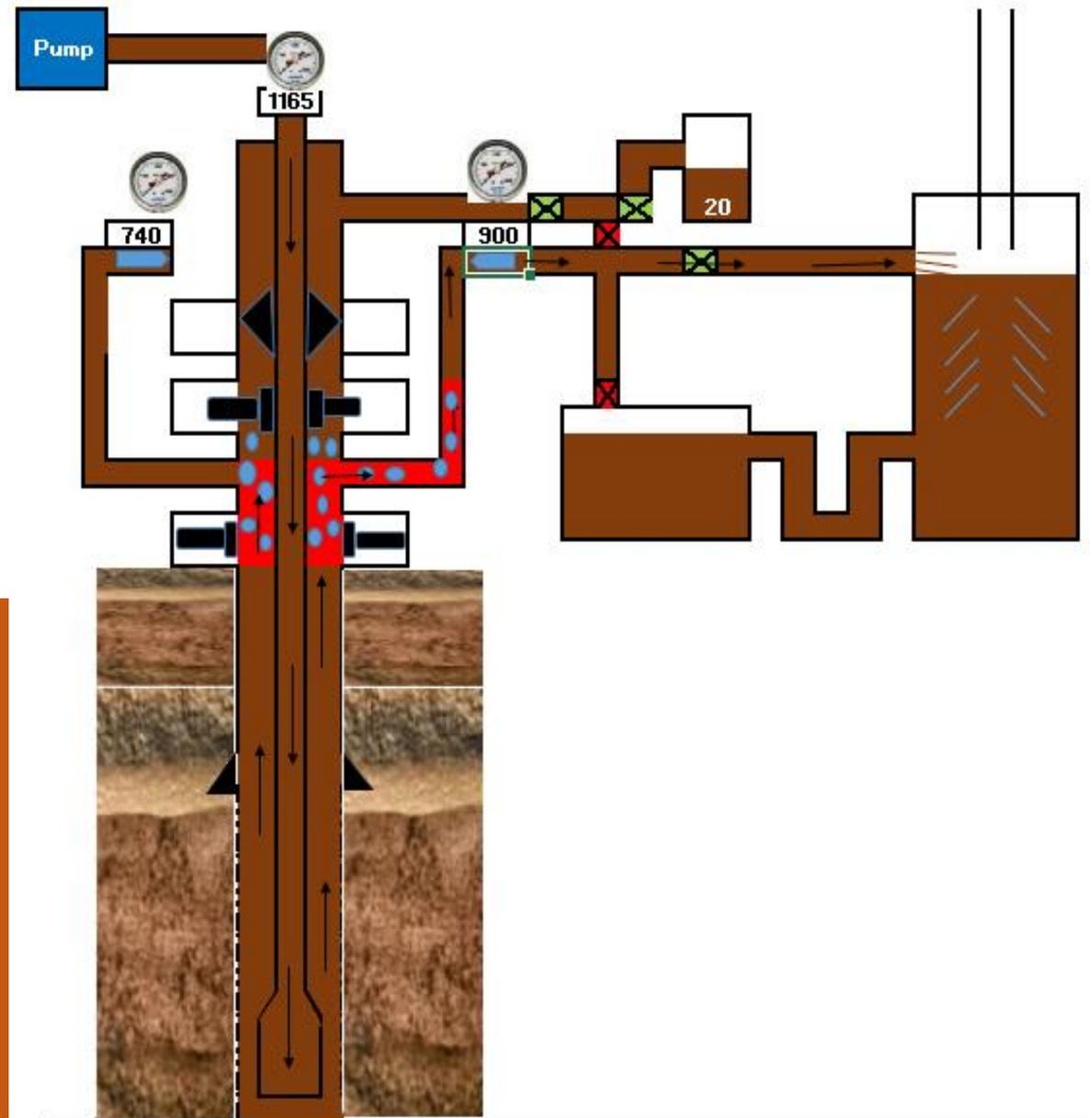
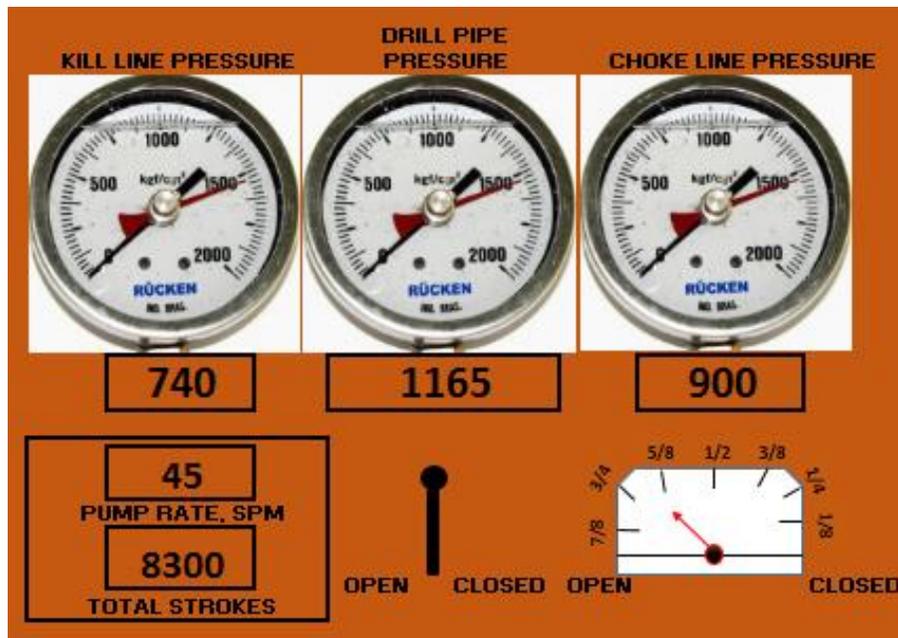
		KL	STP	CL
MONITORANDO	1	580	475	580
INICIO CIRCULAÇÃO	2	580	475	580
POÇO ABERTO	3	580	1165	440
REVESTIMENTO	4	620	1165	480
REVESTIMENTO	5	680	1165	520
REVESTIMENTO	6	740	1165	560
REVES/CHOKE	7	740	1165	900
CHOKE	8	740	1165	1380
CHOKE	9	600	1165	800
CHOKE	10	475	1165	300
PUMPS OFF	11	475	1165	335
PUMPS ON-PIC	12	475	475	475
PFC	13	475	1165	335
PFC	14	475	763	335
PFC	15	375	863	275
PLUG JATO BROCA	16	275	863	175
PLUG JATO BROCA	17	375	863	75
PFC	18	375	863	35
PFC	19	275	863	35
PFC	20	175	863	35
Pumps OFF	21	140	0	0



O problema anterior foi resolvido. As seguintes leituras foram observadas no painel remoto do choke, indicando rápido aumento na pressão do anular.

Qual ação devera ser tomada ?

- Abra mais o choke.
- Fecha mais o choke.
- Aumenta taxa da bomba.
- Reduza a taxa da bomba.
- Continue tudo esta ok.
- Pare a bomba e feche o poço.

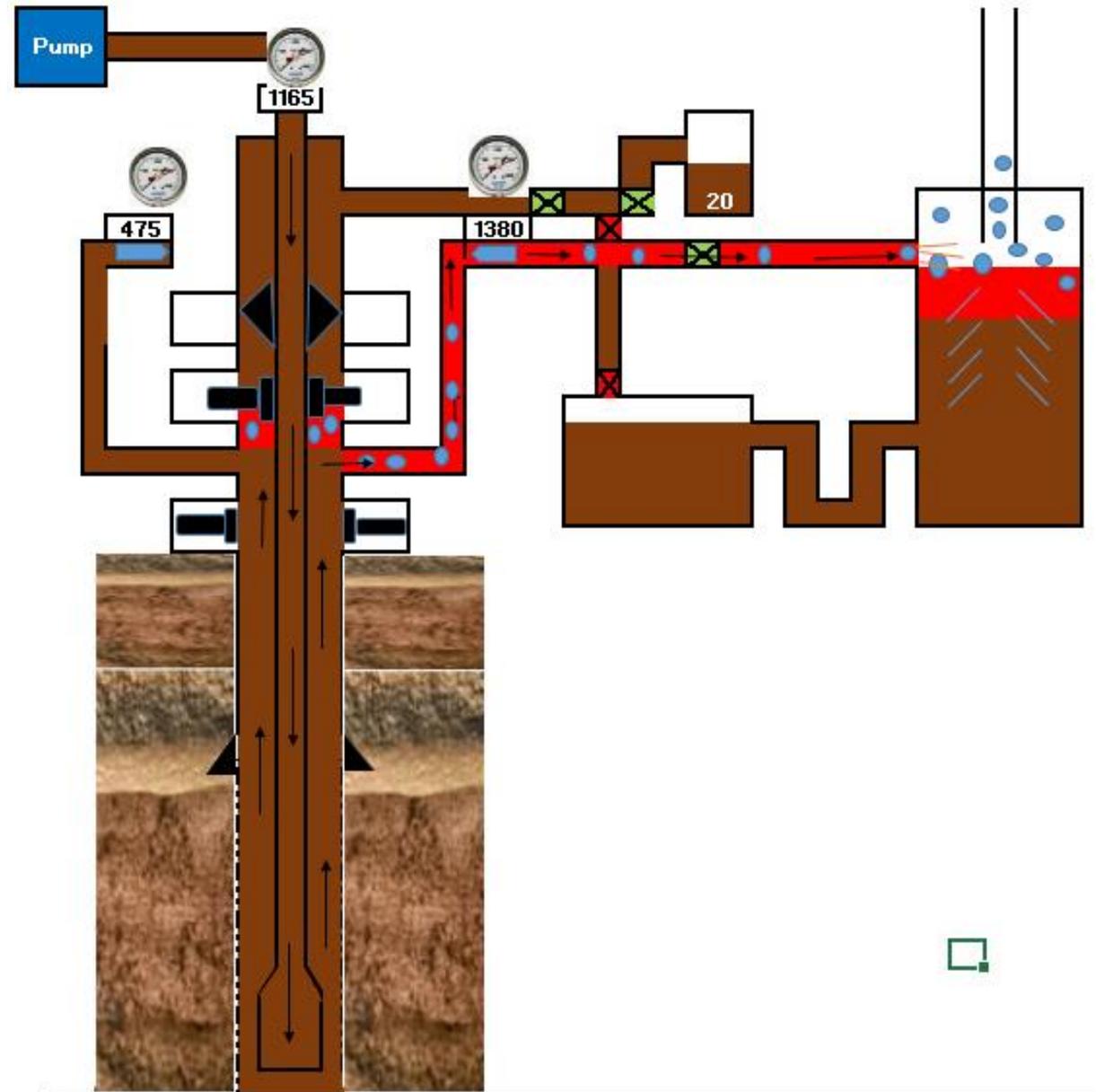
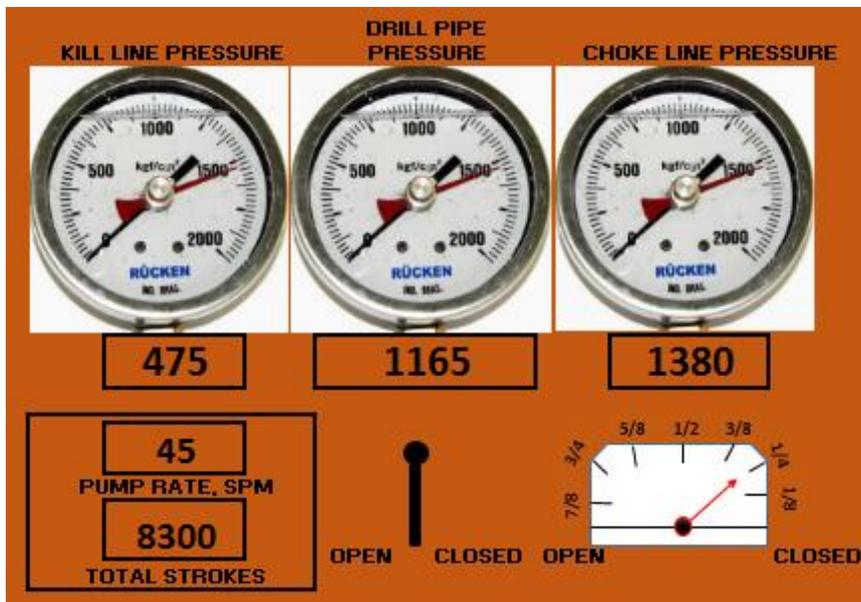


b) Abra mais o choke.

A seguir as seguintes leituras foram observadas no painel remoto do choke, indicando rápido aumento na pressão do anular.

Qual ação devera ser tomada ?

- Abra mais o choke.
- Fecha mais o choke.
- Aumenta taxa da bomba.
- Reduza a taxa da bomba.
- Continue tudo esta ok.
- Pare a bomba e feche o poço.

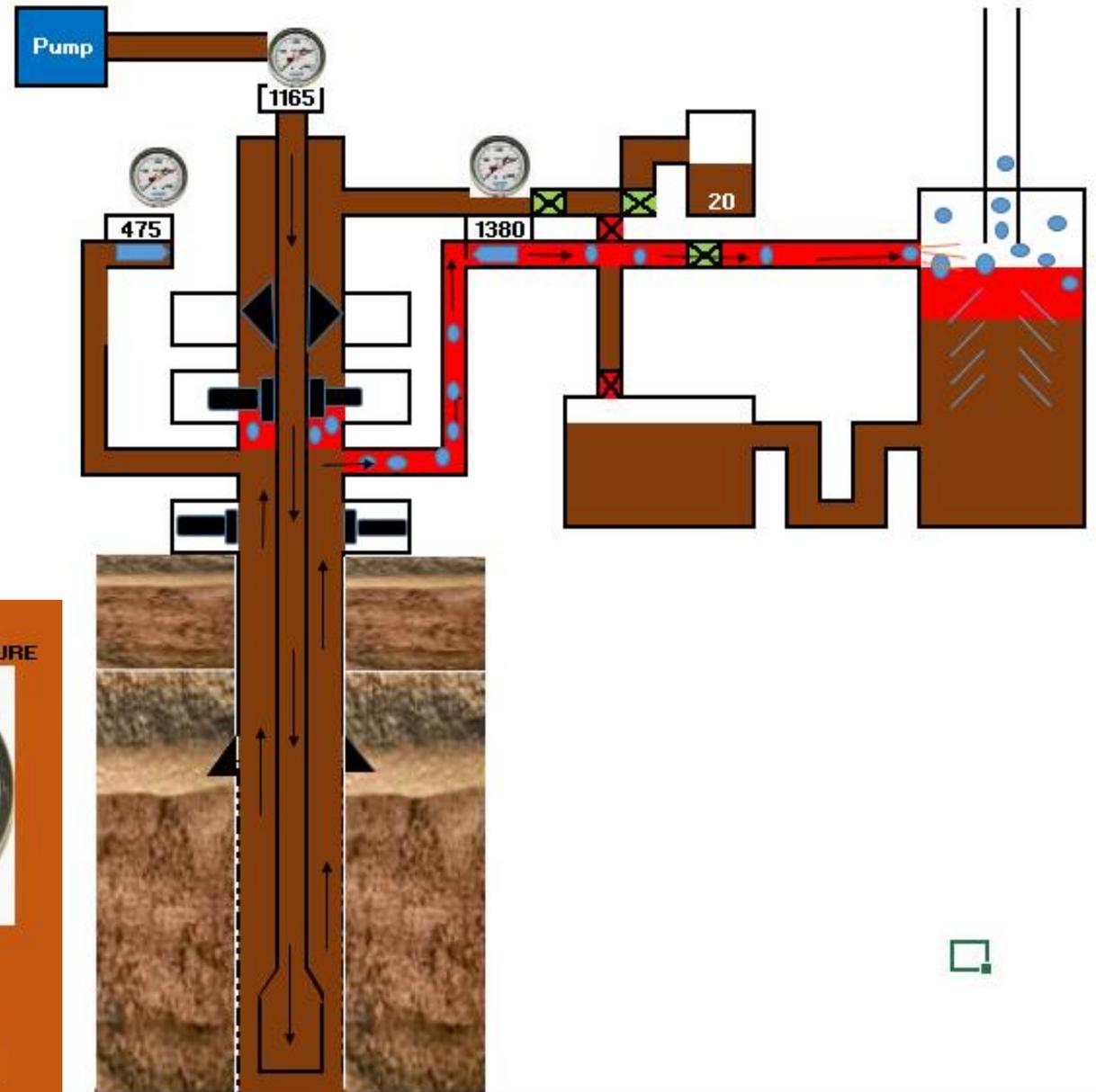
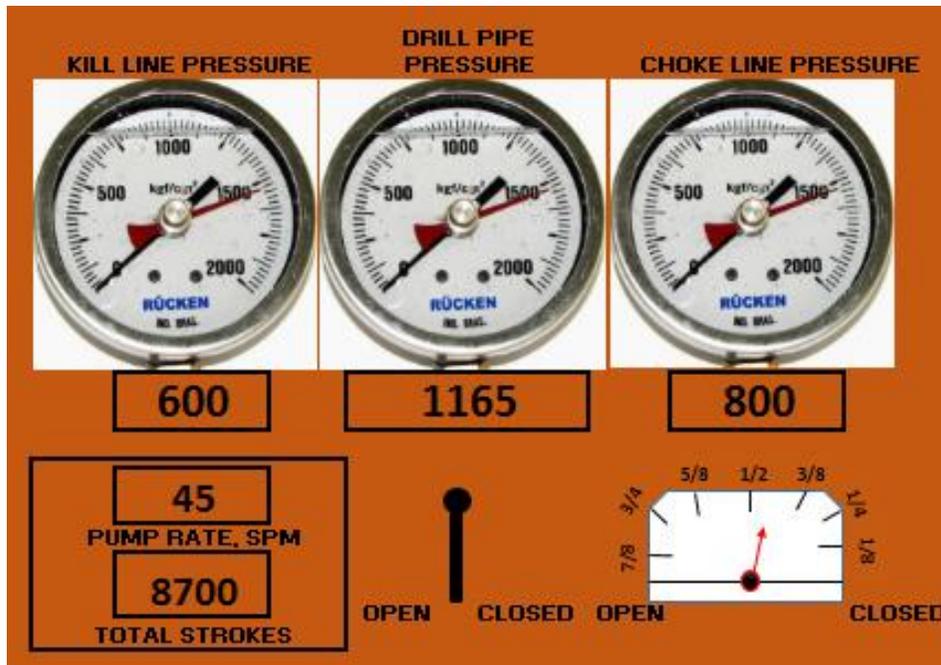


b) Fecha mais o choke.

A seguir as seguintes leituras foram observadas no painel remoto do choke, indicando rápido aumento na pressão do anular.

Qual ação devera ser tomada ?

- Abra mais o choke.
- Fecha mais o choke.
- Aumenta taxa da bomba.
- Reduza a taxa da bomba.
- Continue tudo esta ok.
- Pare a bomba e feche o poço.

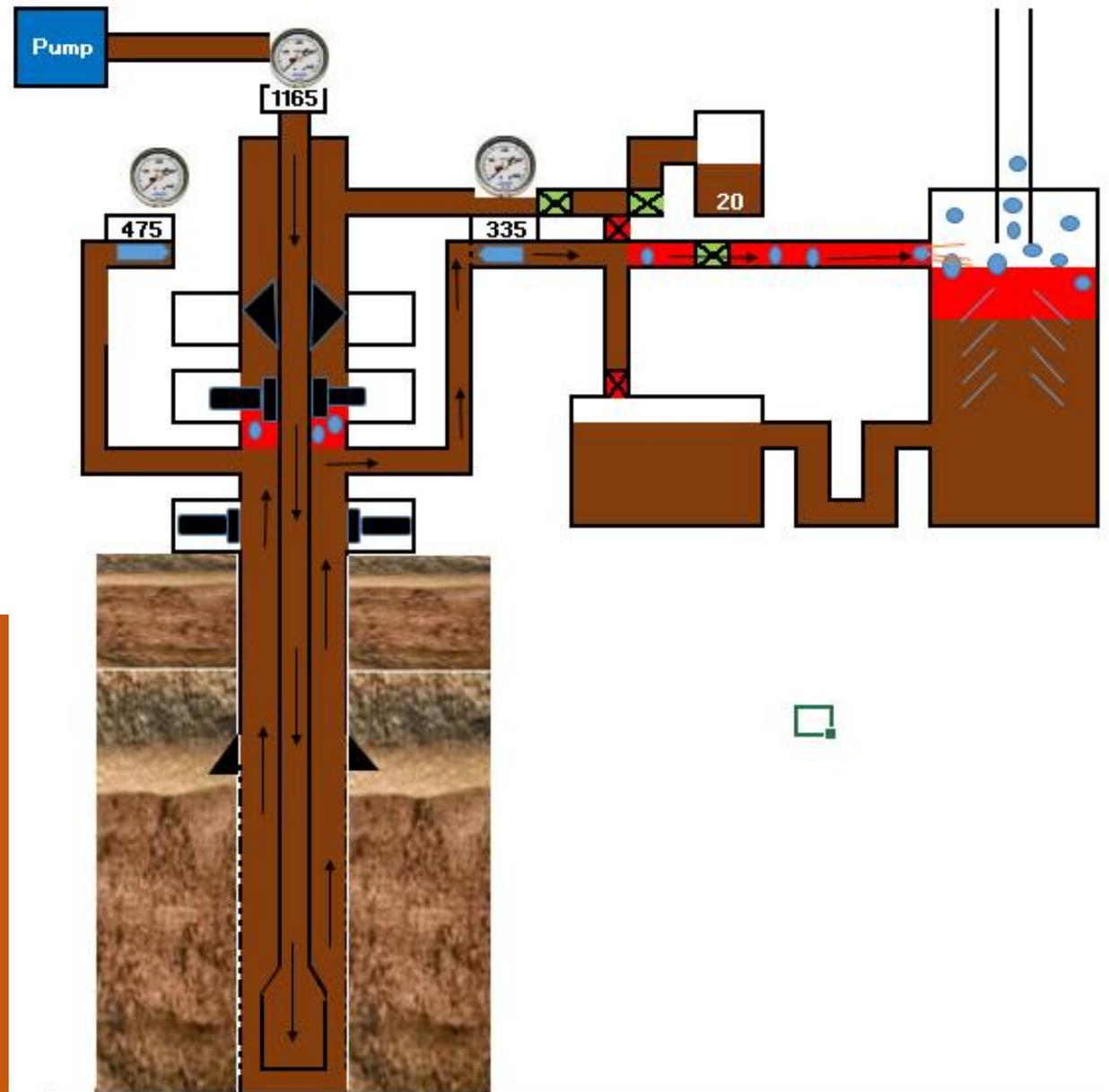


b) Fecha mais o choke.

O problema anterior foi resolvido. As seguintes leituras foram observadas no painel remoto do choke, indicando rápido aumento na pressão do anular.

Qual ação devera ser tomada ?

- Abra mais o choke.
- Fecha mais o choke.
- Aumenta taxa da bomba.
- Reduza a taxa da bomba.
- Continue tudo esta ok.
- Pare a bomba e feche o poço.

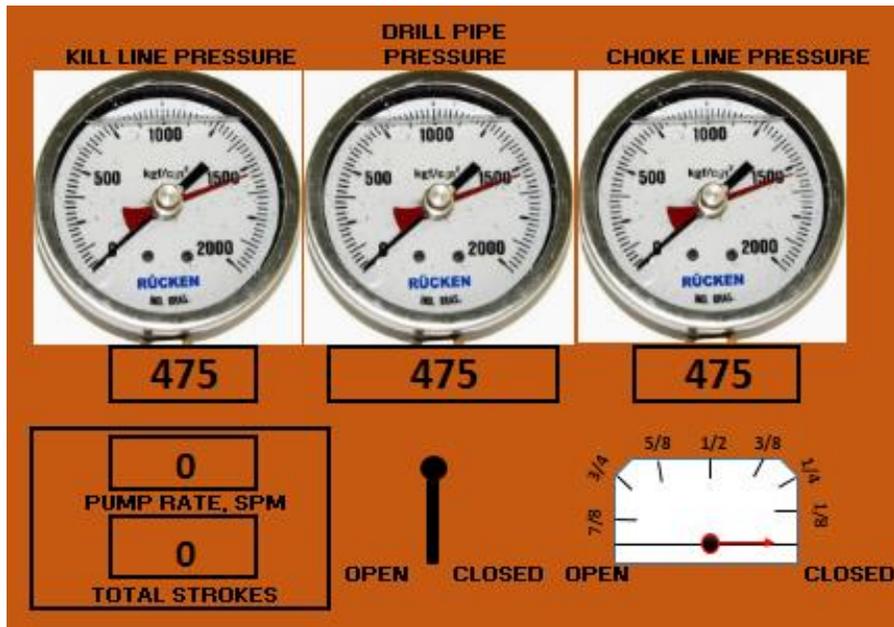
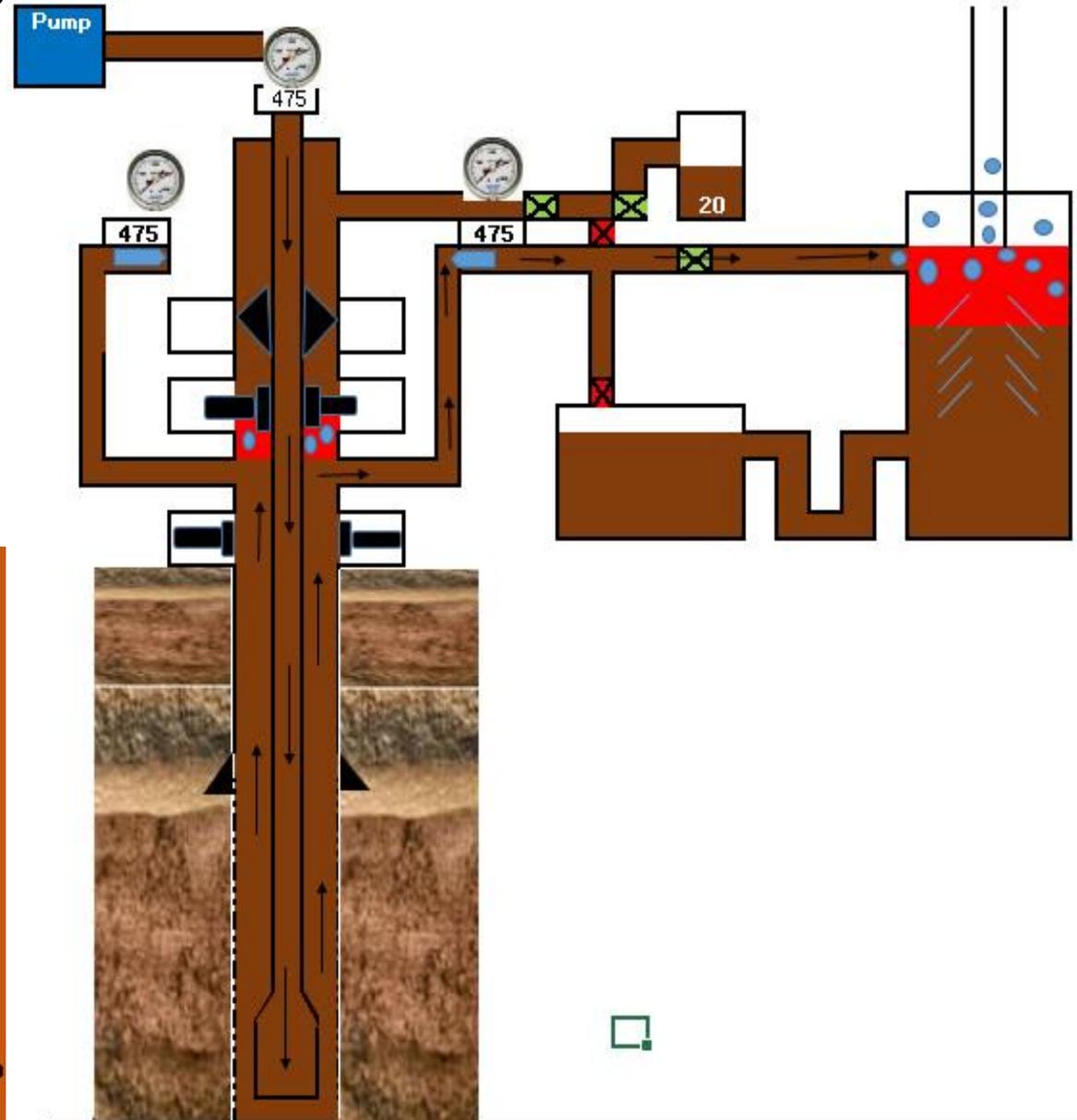


e) Continue tudo esta ok.

# MÉTODO DO SONDADOR

A bomba foi desligada mantendo a BHP, os strokes foram resetados e as bombas alinhadas para a KMW.

$$KMW = 10,5 + 475 \div 9020 \div 0,052 = 11,6$$

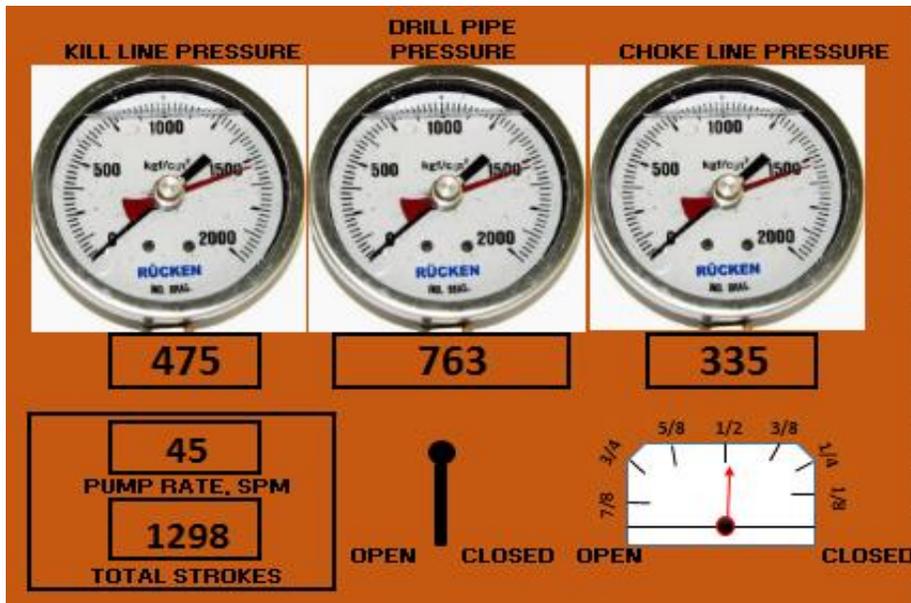
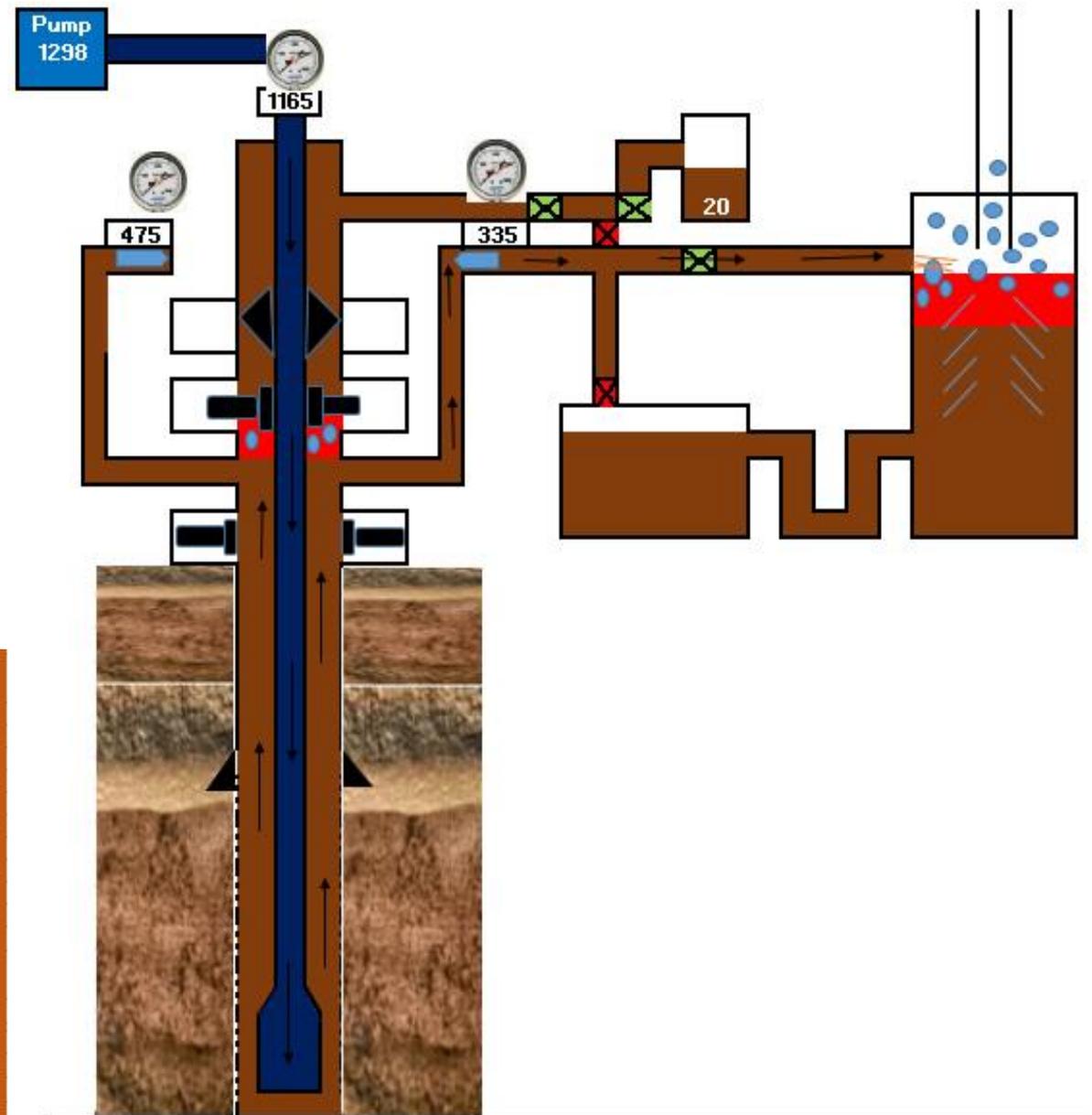


# MÉTODO DO SONDADOR

Depois de bombear 1298 strokes, as seguintes pressões foram observadas nos manômetros do choque remoto.

Qual ação deveria ser tomada ?

- a) Abra mais o choke.
- b) Fecha mais o choke.
- c) Aumenta taxa da bomba.
- d) Reduza a taxa da bomba.
- e) Continue. Tudo esta ok.
- f) Pare a bomba e feche o poço.



e) Continue. Tudo esta ok.

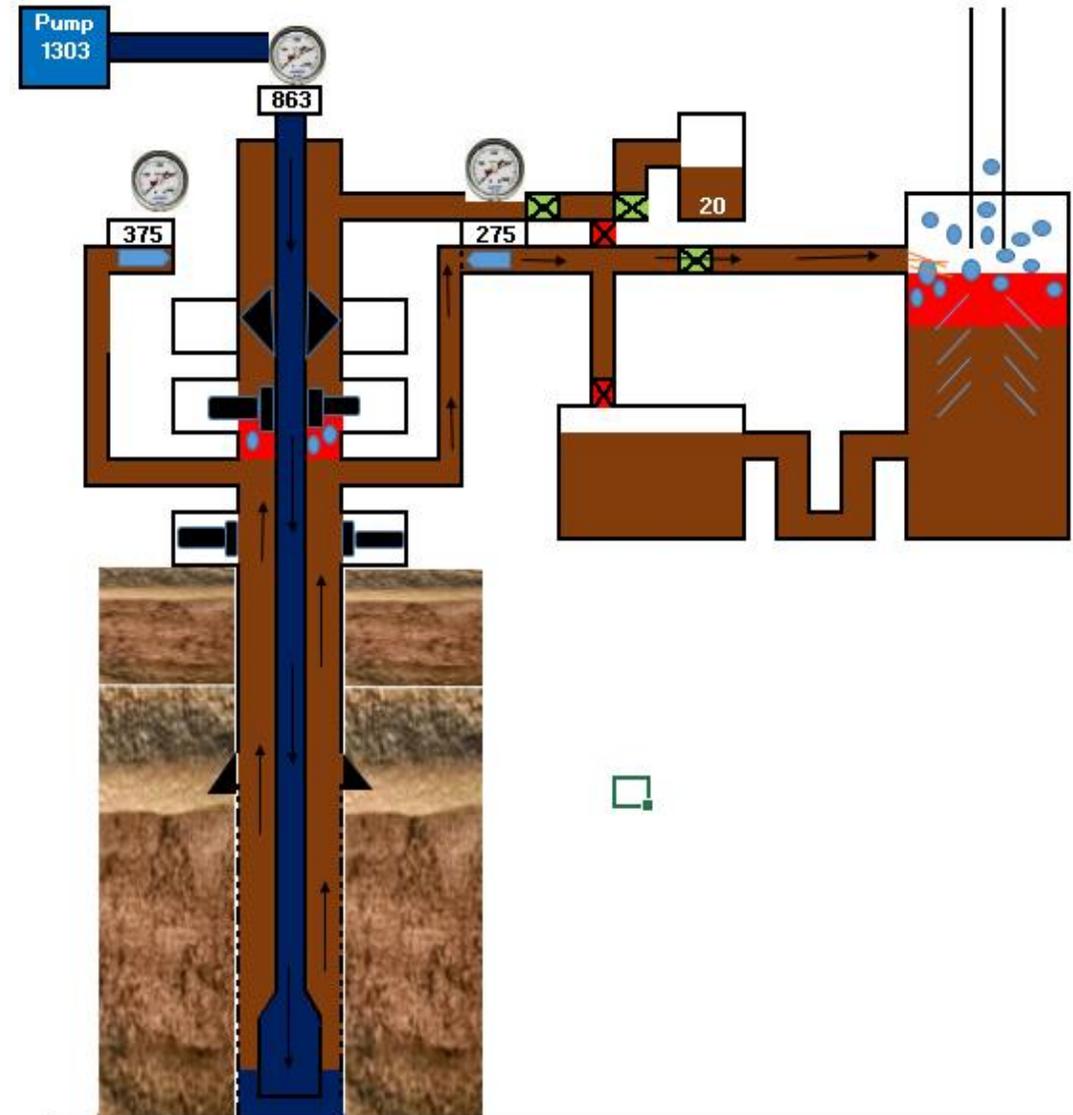
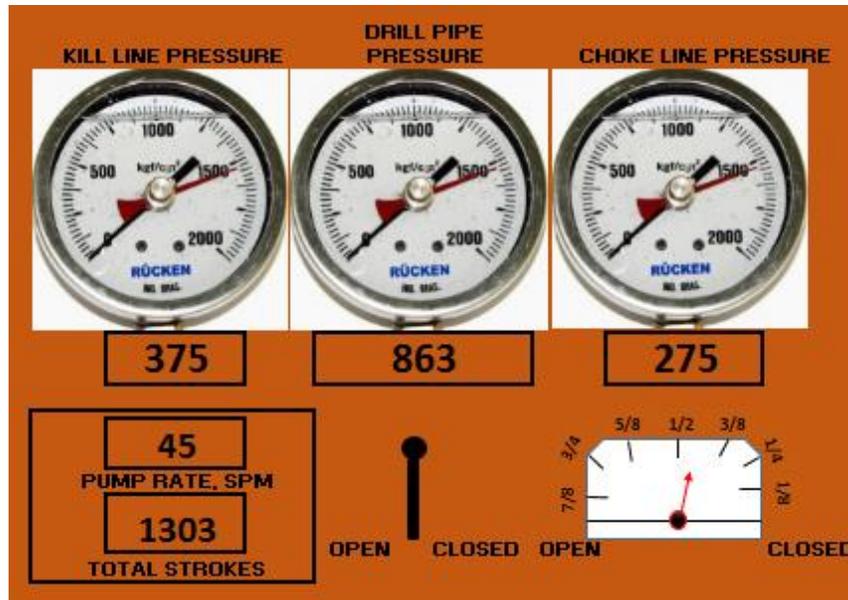
Depois de circular um adicional de 5 strokes, um aumento repentino no drill pipe foi observado, mas a pressão no revestimento continuou a mesma.

O supervisor decidiu parar as bombas e fechar o poço, mantendo a BHP constante. Foi observada as seguintes pressões : SIDPP = 0 PSI ; SICP = 429 PSI

Tendo identificado o problema o controle do poço foi reassumido.

**Qual ação deveria ser tomada ? E qual foi o problema identificado**

- Abra mais o choke.
- Fecha mais o choke.
- Aumenta taxa da bomba.
- Reduza a taxa da bomba.
- Continue tudo esta ok.
- Pare a bomba e feche o poço.



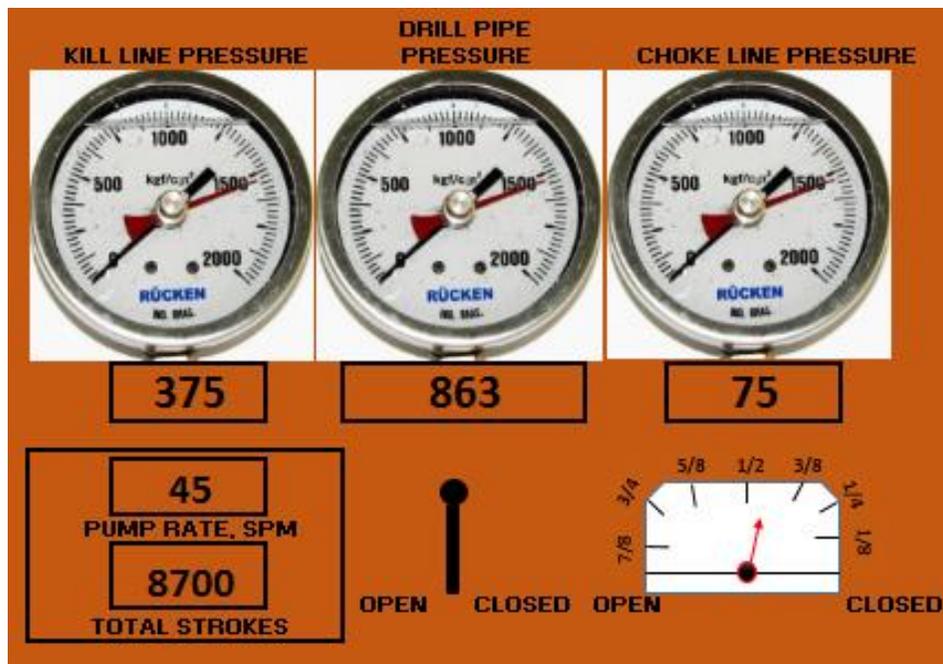
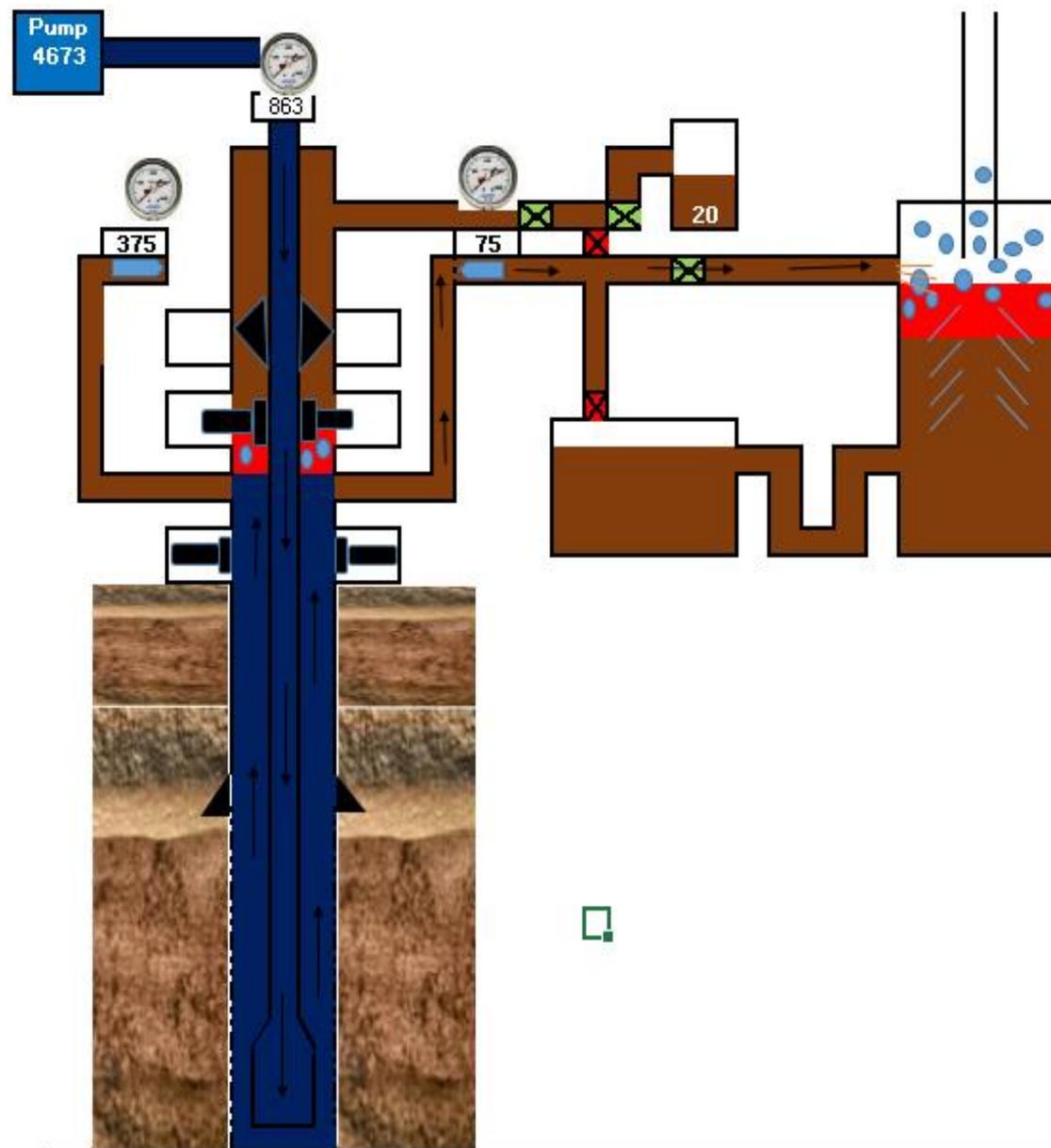
e) Continue tudo esta ok.  
Jato de broca plugueado

Depois de 8700 strokes ter sido circulado, as seguintes leituras foram observadas no manômetro do choke remoto.

## MÉTODO DO SONDADOR

Qual ação deveria ser tomada ?

- a) Abra mais o choke.
- b) Fecha mais o choke.
- c) Aumenta taxa da bomba.
- d) Reduza a taxa da bomba.
- e) Continue tudo esta ok.
- f) Pare a bomba e feche o poço.



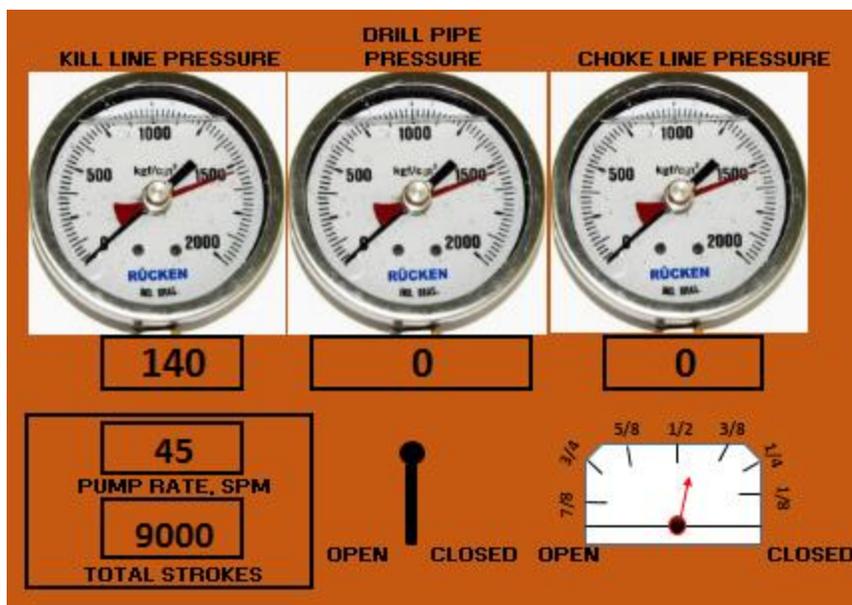
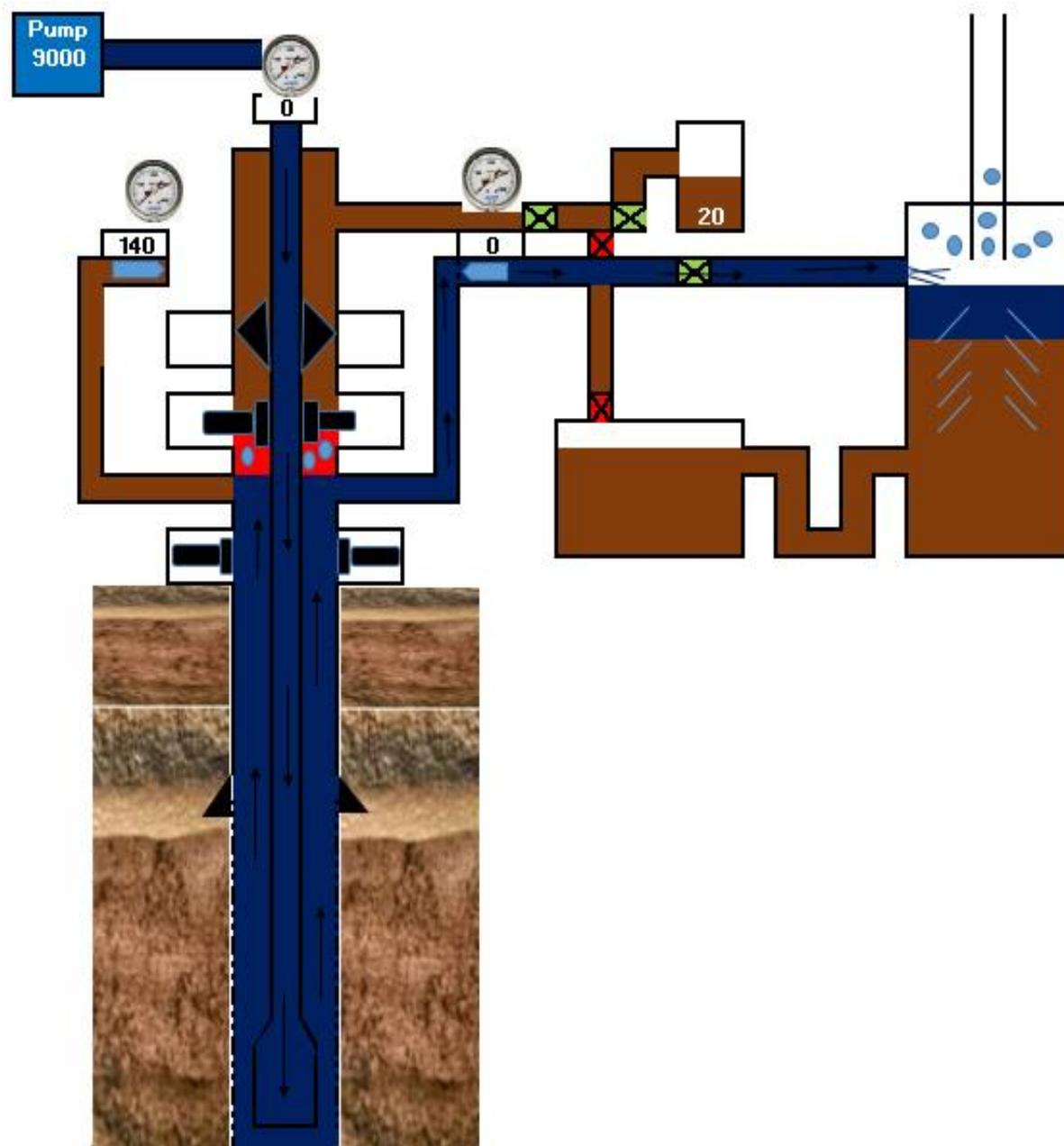
e) Continue, esta tudo, ok.

Depois de 8700 strokes ter sido circulado, as seguintes leituras foram observadas no manômetro do choke remoto.

## MÉTODO DO SONDADOR

Qual ação deveria ser tomada ?

- a) Abra mais o choke.
- b) Fecha mais o choke.
- c) Aumenta taxa da bomba.
- d) Reduza a taxa da bomba.
- e) Continue tudo esta ok.
- f) Pare a bomba e feche o poço.



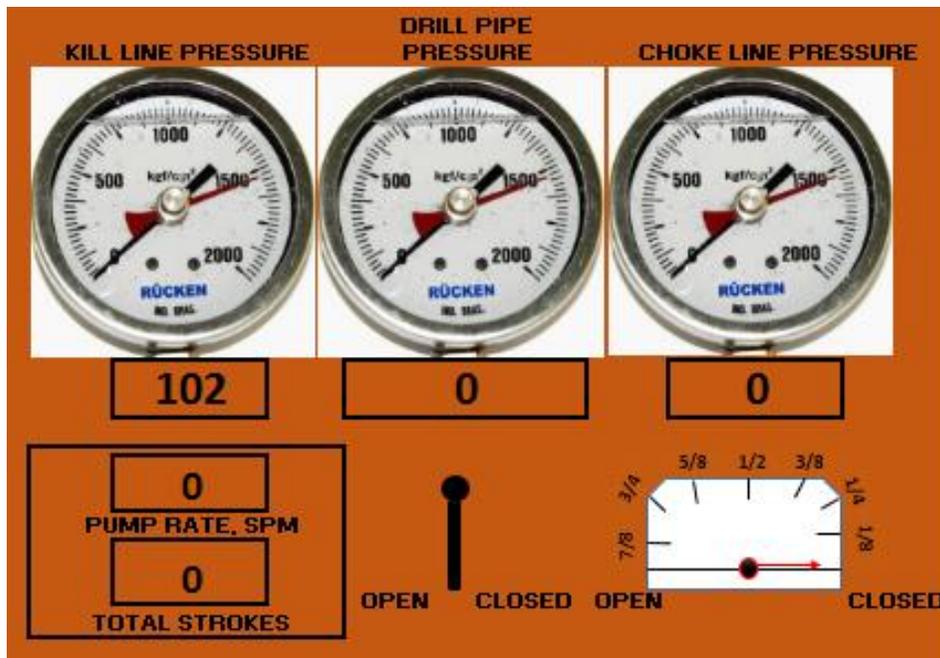
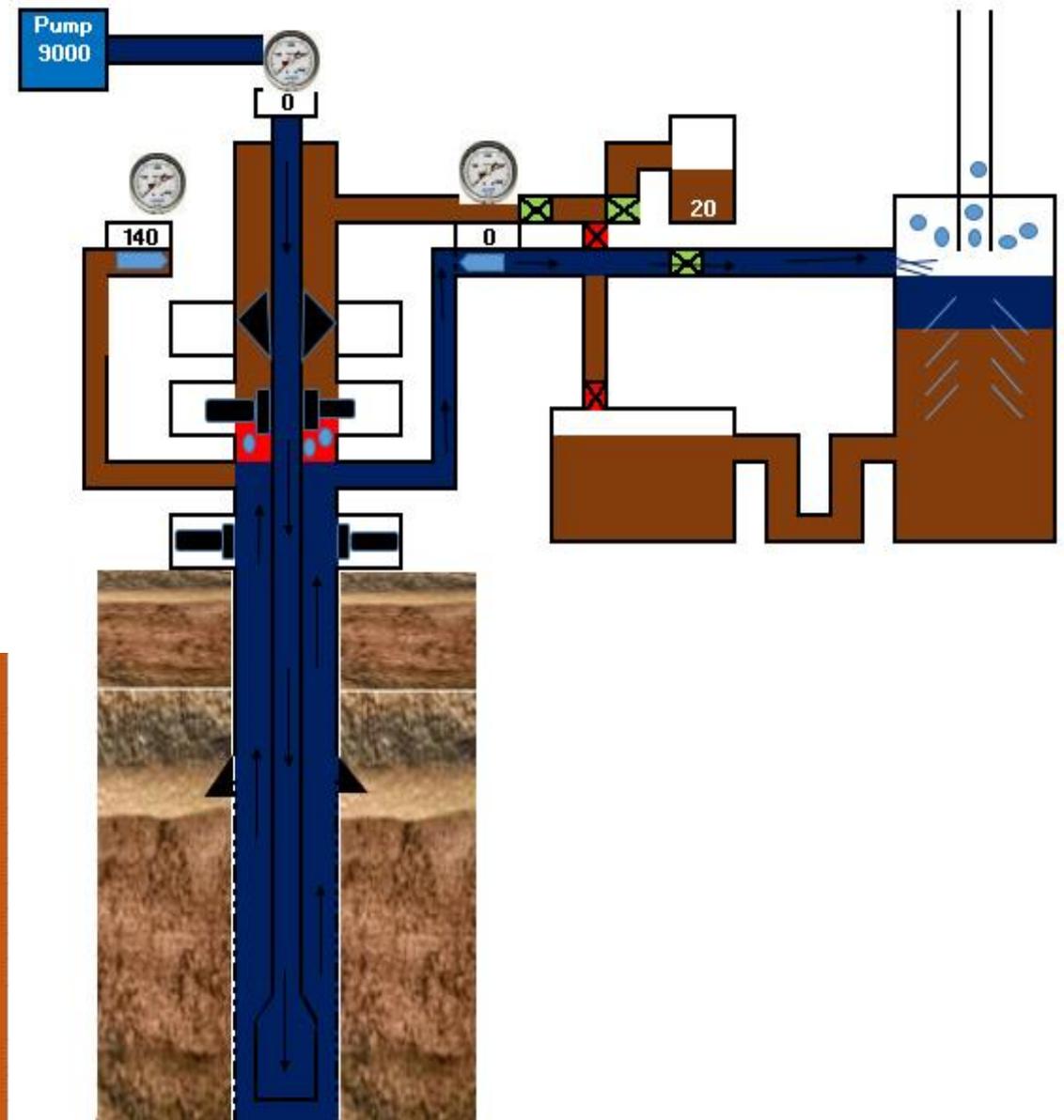
f) Pare a bomba e feche o poço.

As bombas foram desligadas e o poço fechado. O contador de strokes resetados.

As seguintes leituras foram observadas nos manômetros do choque remoto.

**Qual é a causa da diferença de leitura no manômetros?**

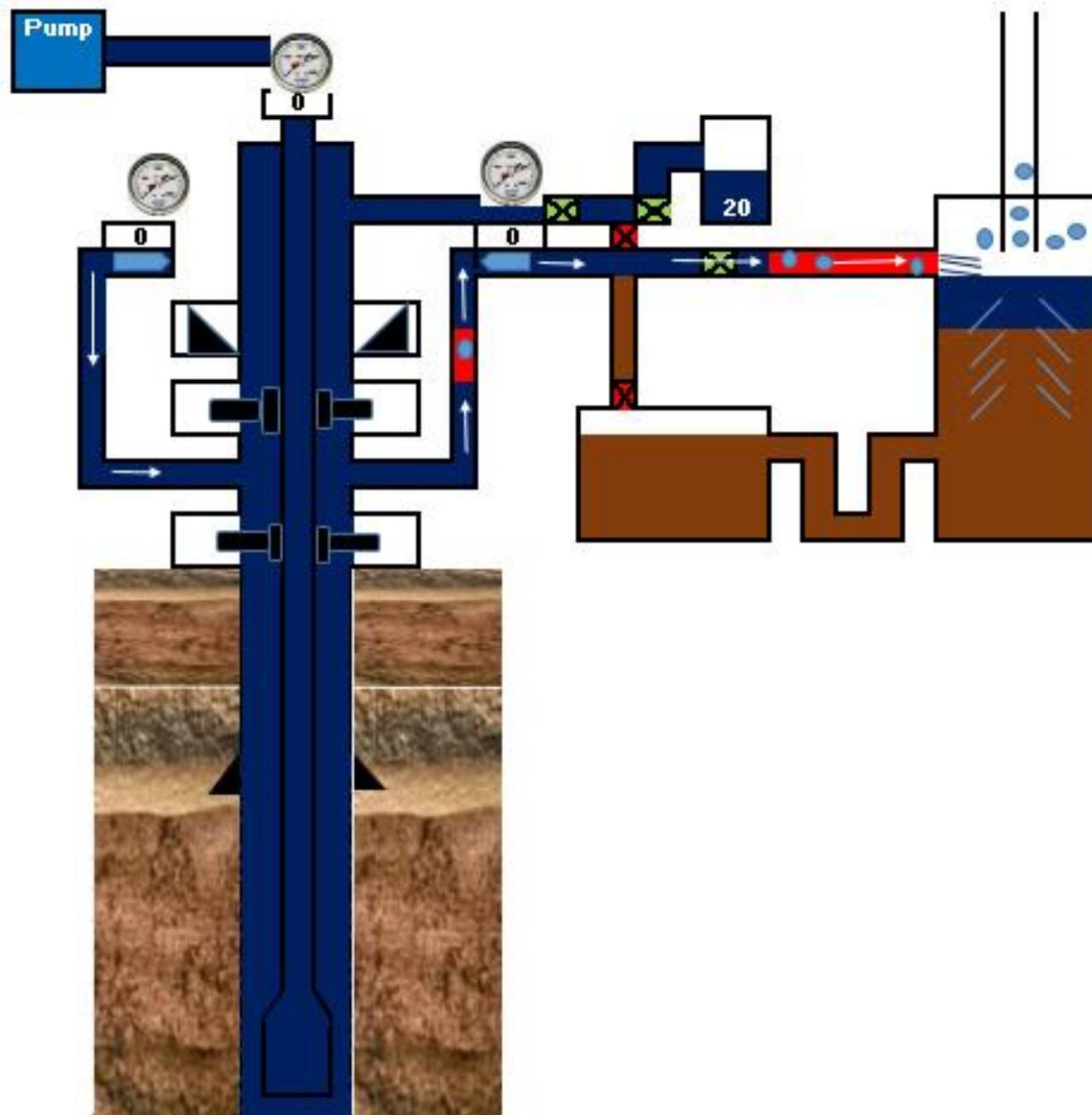
- a) Um bloqueio parcial na linha do choke e drill pipe
- b) A lama na linha do kill tem uma densidade mais baixa das demais
- c) A lama na linha do kill tem uma densidade mais alta das demais
- d) Um bloqueio parcial na do kill



b) A lama na linha do kill tem uma densidade mais baixa das demais.

As seguintes leituras foram observadas nos manômetros do choque remoto.

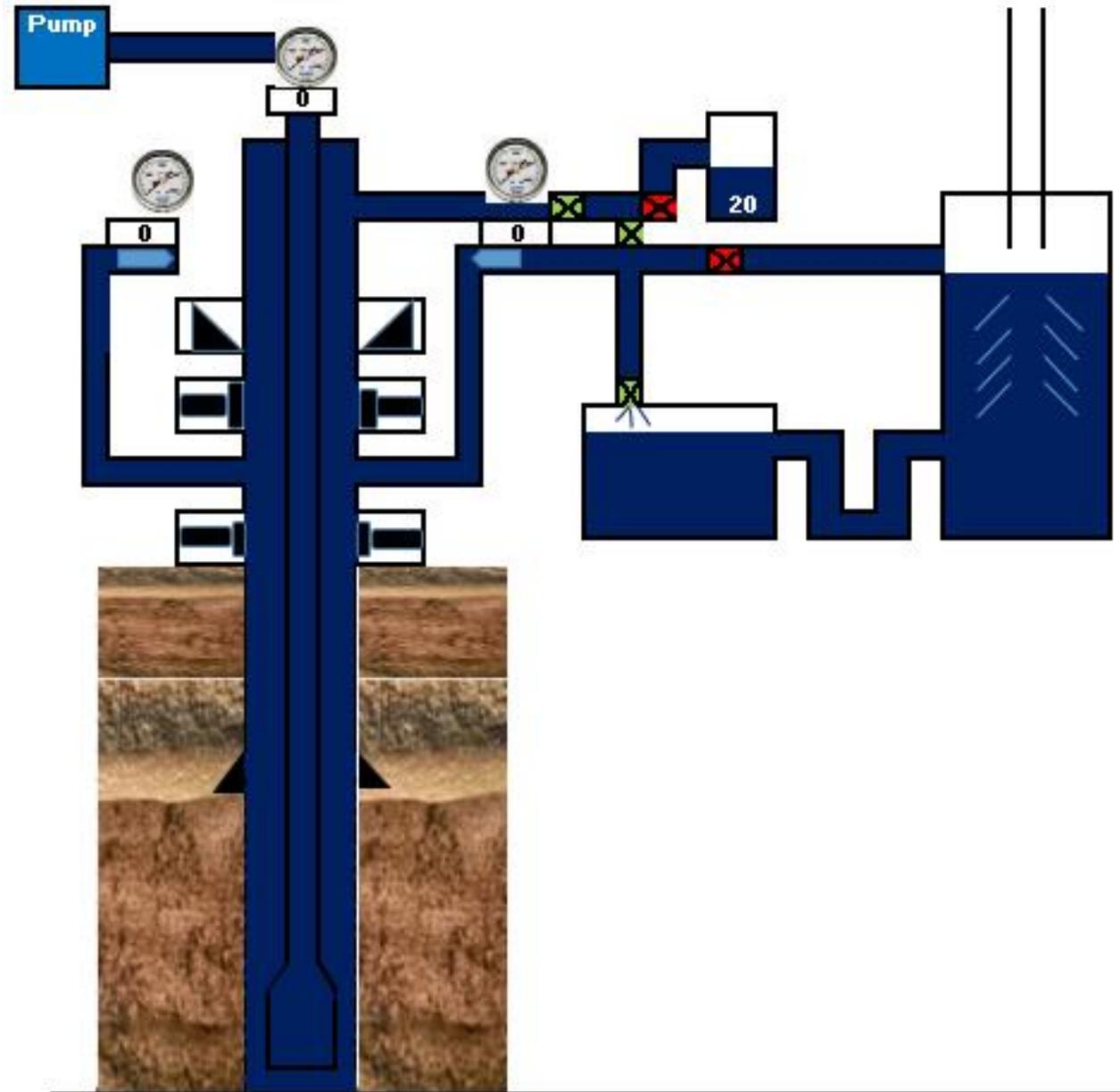
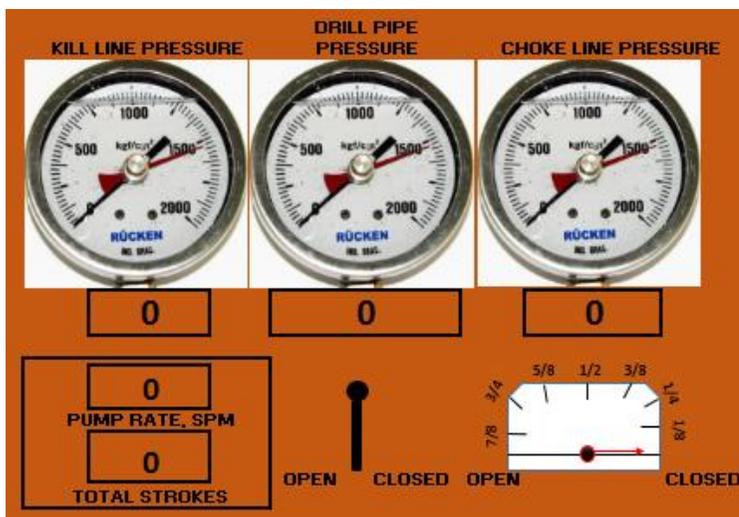
## MÉTODO DO SONDADOR



As seguintes leituras foram observadas nos manômetros do choque remoto.

**Seguir procedimentos para abertura do BOP.**

- Substituir fluido da linha do Kill pelo KMW
- Substituir o Riser com KMW.
- Abrir BOP, bombeando a máxima vazão pela booster.
- Realizar flow check, reassumir as operações.



# MÉTODO DO ENGENHEIRO

## MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO

O propósito do método do engenheiro é remover o influxo do poço e ao mesmo tempo substituir a lama existente com a lama de matar que irá balancear a pressão da formação.

Enquanto isso deve-se manter a pressão no fundo do poço pelo menos igual a pressão da formação.

## **METODO VOLUMETRICO**

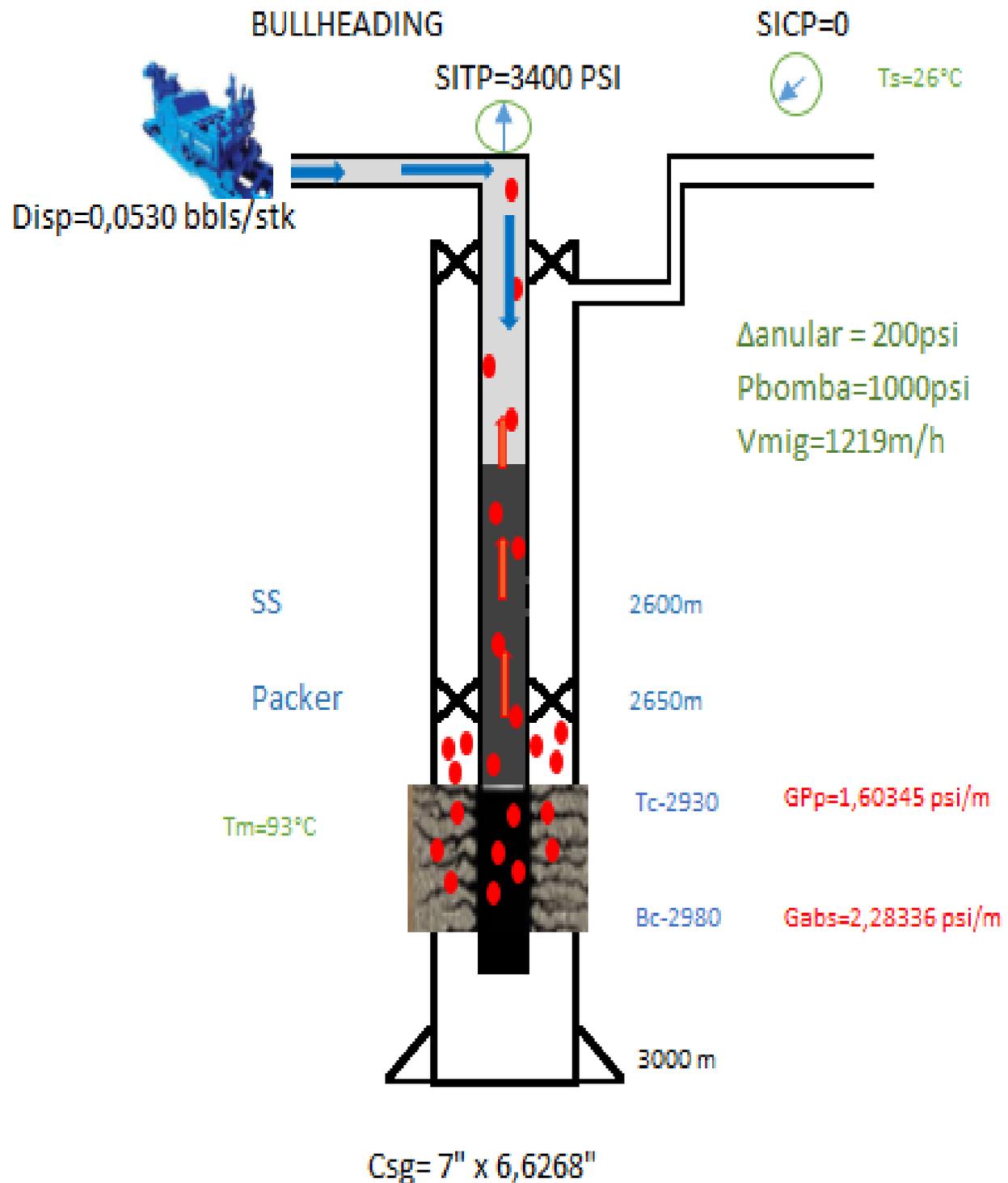
### **MÉTODO VOLUMÉTRICO ESTÁTICO**

Esse método deve ser utilizado em situações em que não se tenha como circular o poço (coluna fora do poço, coluna entupida não permitindo circulação) ou quando a broca estiver muito acima do fundo do poço.

# BULLHEAD

É o bombeio de fluidos controlado em uma formação, geralmente de fluidos da formação que tenham entrado no poço durante um evento de controle de poço.

Limpeza da coluna após TLD ou fluidos que contenham H<sub>2</sub>S.

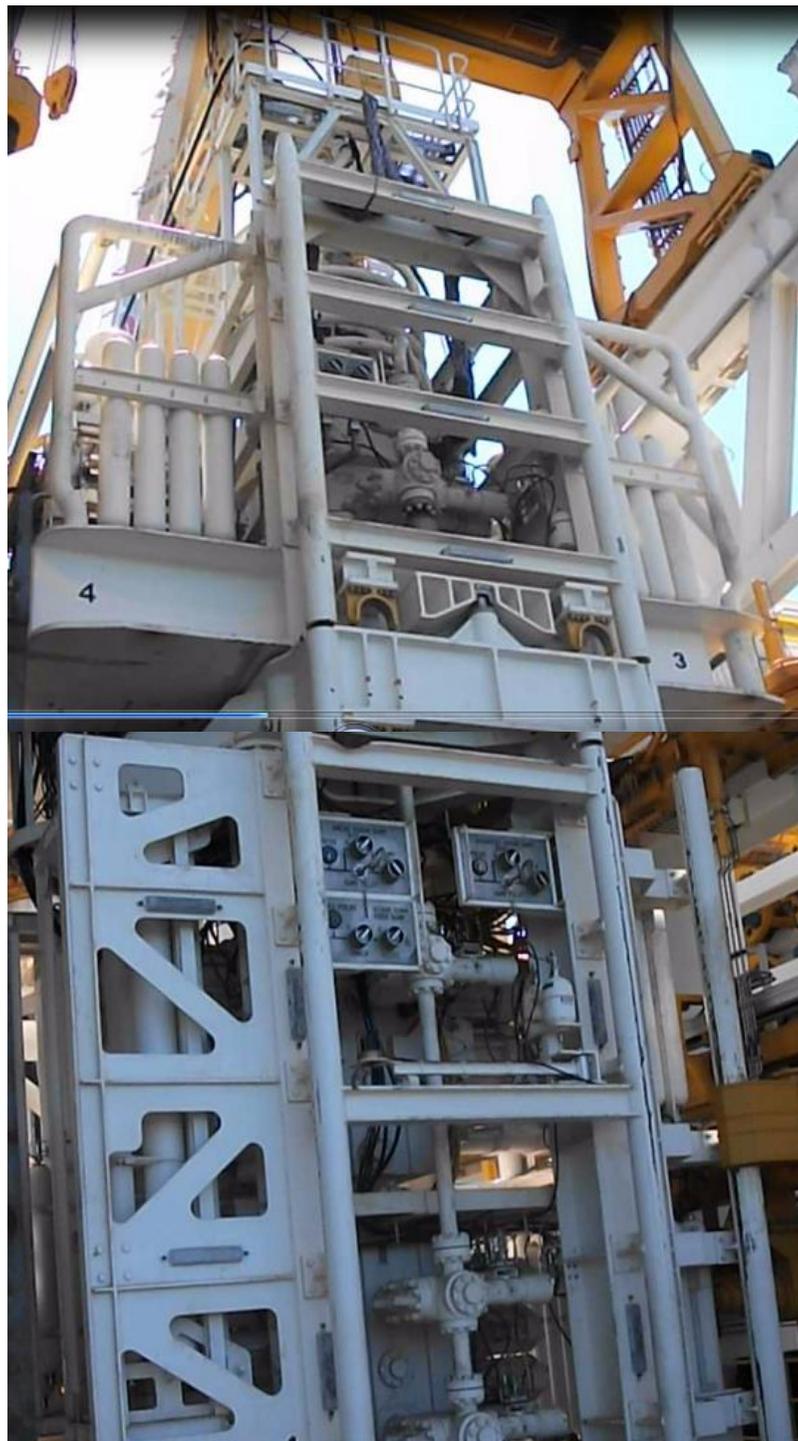


O principal risco no bullheading é que a equipe de perfuração não tem controle sobre o caminho do fluido a ser bombeado no fundo do poço e geralmente entra a formação mais fraca.

## MÓDULO 10

# EQUIPAMENTOS DE SEGURANÇA DE CONTROLE DE POÇO

# Componentes Básicos dos BOPs e BOP stack



## Componentes Básicos dos BOPs e BOP stack

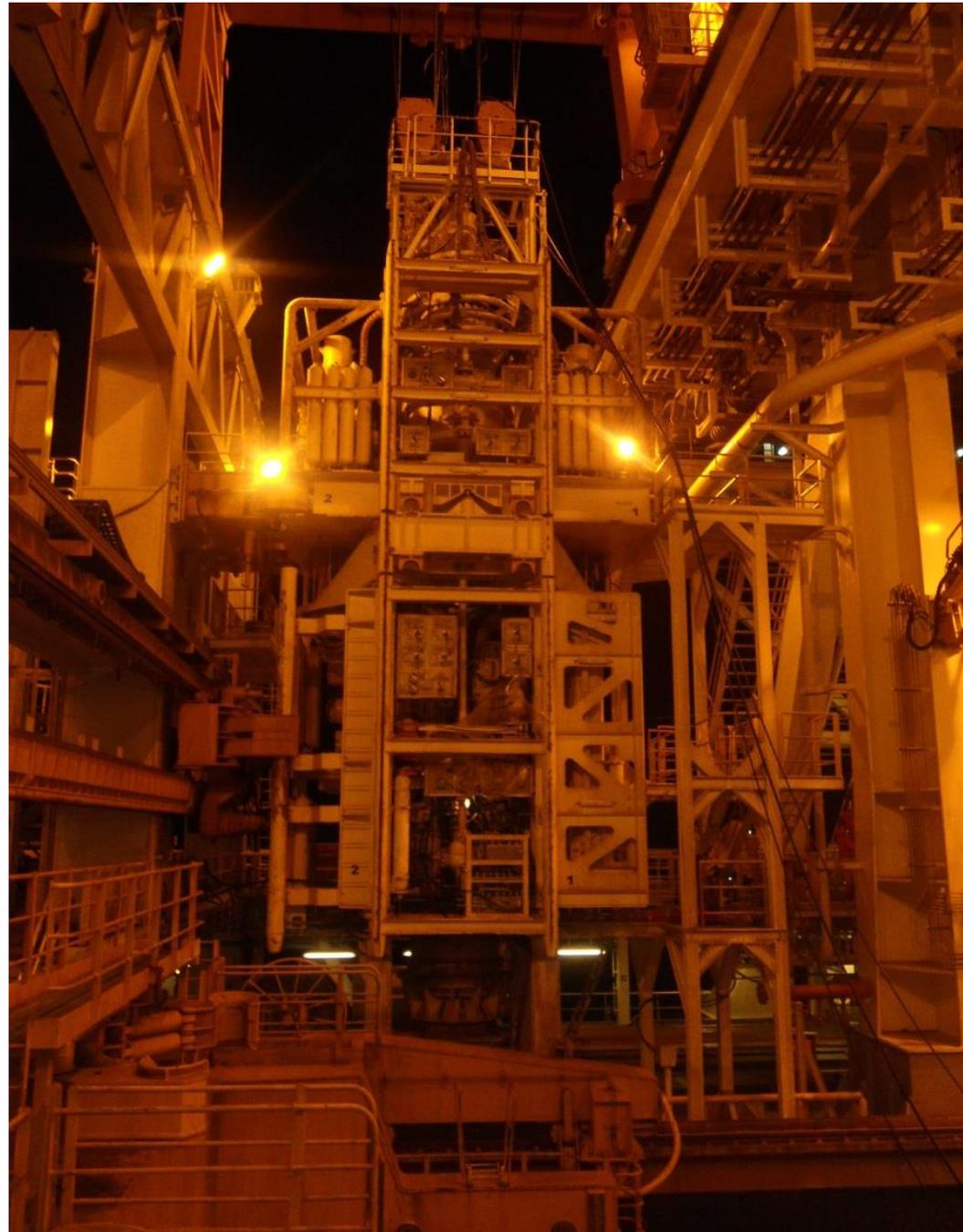


Peso  $545+355$  klbs= $409T$

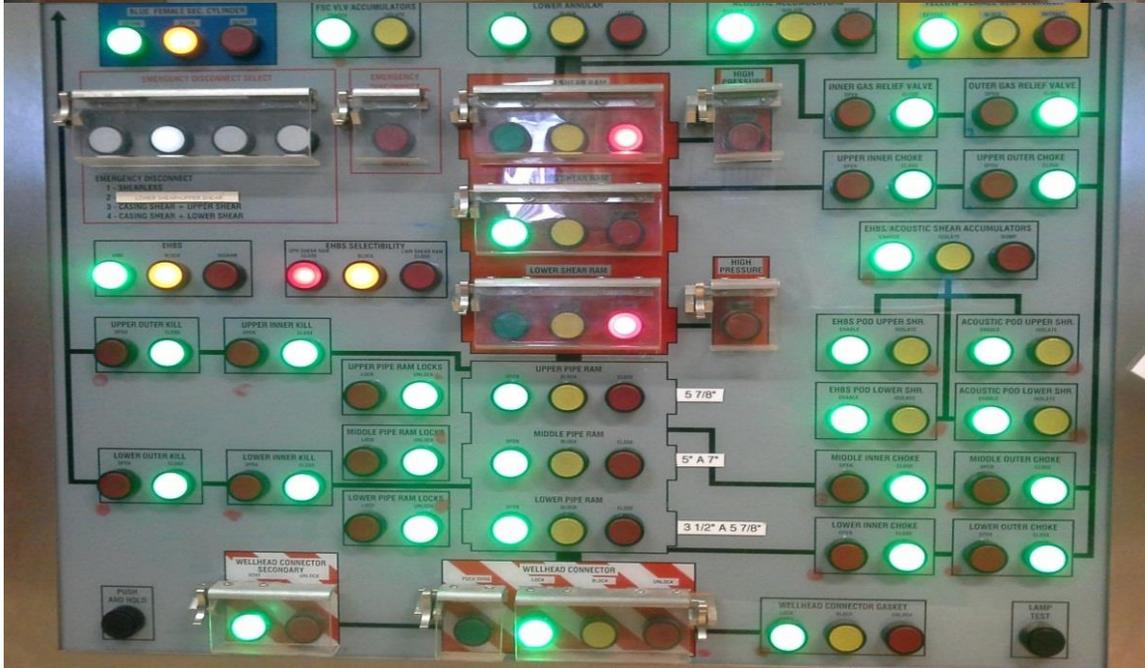
2 Anulares

3 Gavetas de corte

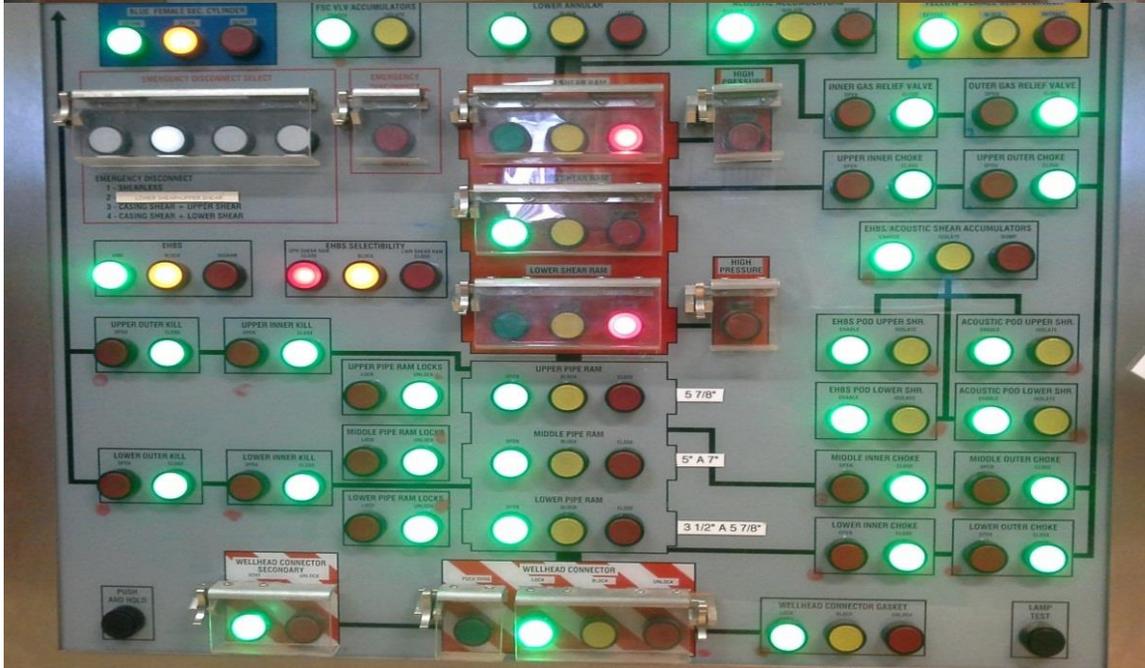
3 Gavetas de tubos



# Painel do BOP



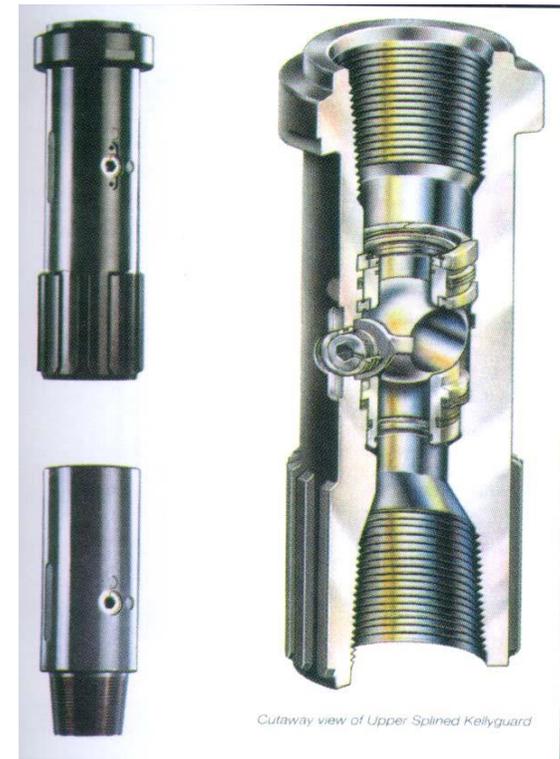
# Painel do BOP



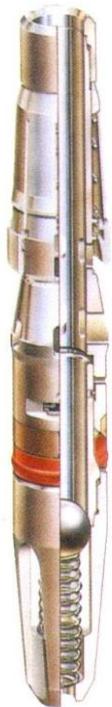
# VÁLVULAS DE PREVENÇÃO INTERNA



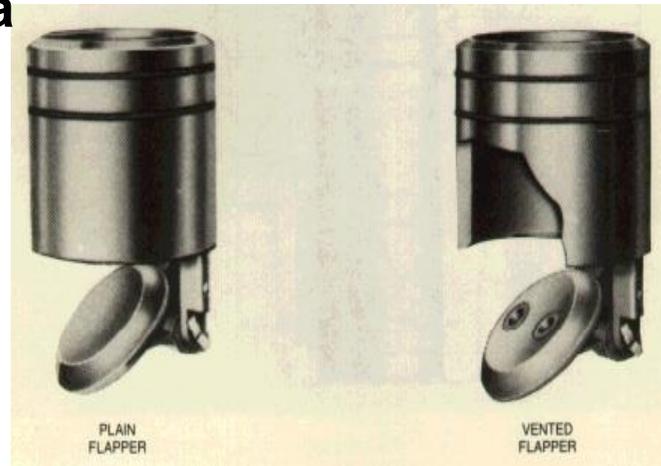
# VÁLVULAS DE PREVENÇÃO INTERNA



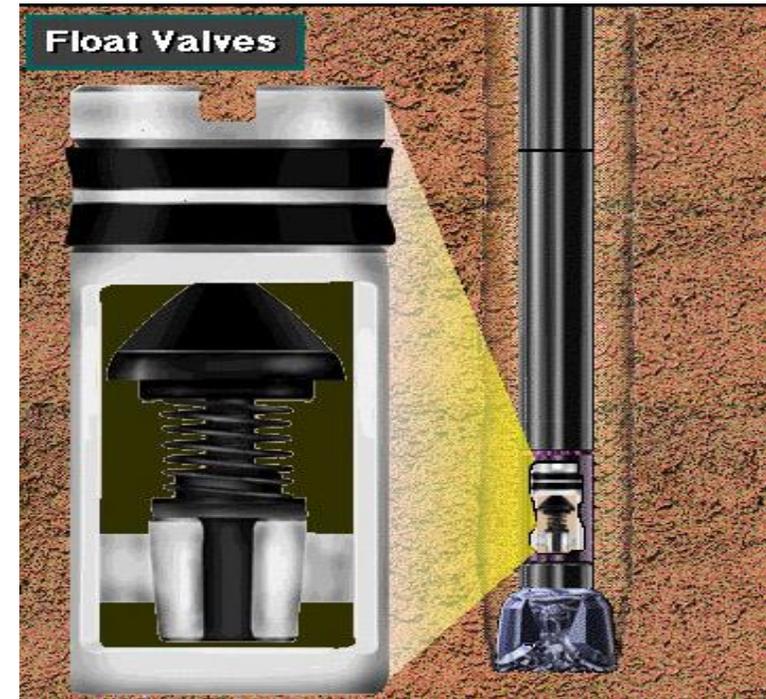
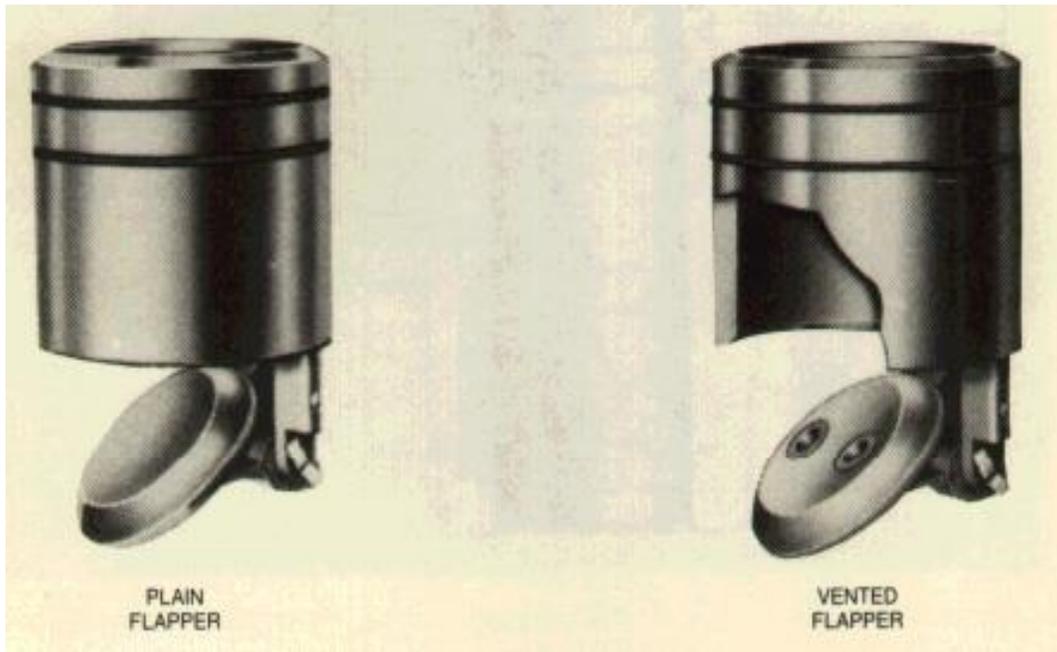
*Cutaway view of Upper Spined Kellyguard*



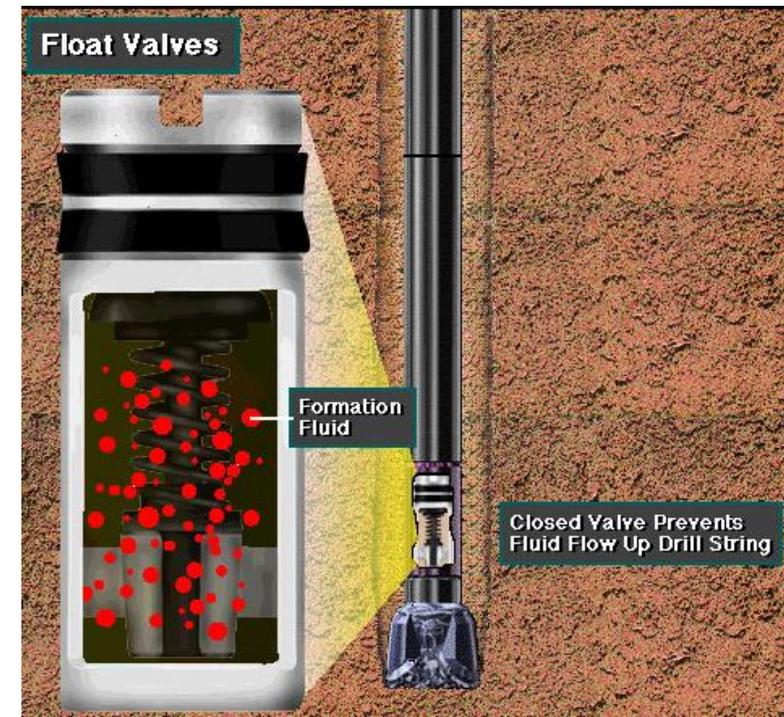
**TIW – Válvula Coluna**  
**“Inside BOP”**  
**Float Valve**  
**Dart Valve**  
**I-BOP**



# “FLOAT VALVES” (FLAPPER E PISTÃO)

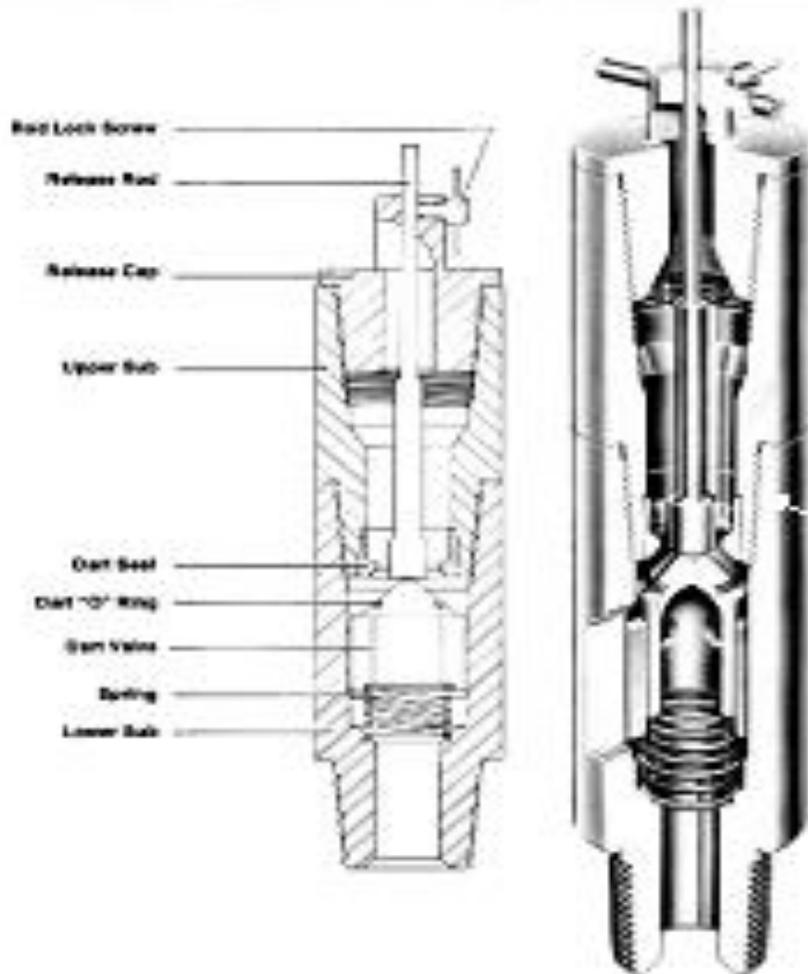


FLOAT VALVE TIPO FLAPPER  
“NA FASE DOS OBJETIVOS  
DEVE SER VAZADA”



# VÁLVULAS DE SEGURANÇA DO “TOP DRIVE” (SUPERIOR e INFERIOR) E INSIDE BOP

## INSIDE BOP

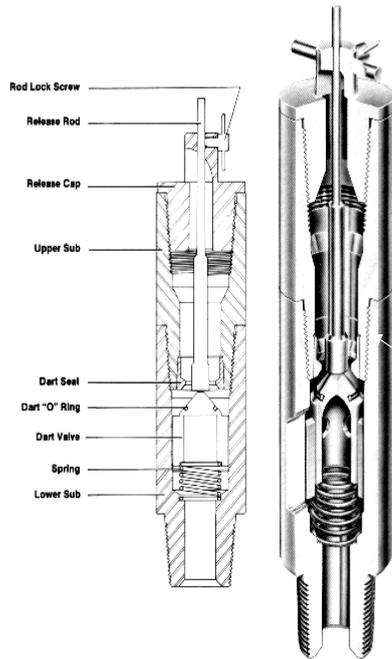


## TIW



# MONTAGEM DO CONJUNTO – SIMULADO DE KICK VÁLVULA DE SEGURANÇA DE COLUNA + “INSIDE BOP”

## INSIDE BOP



**I.D. RESTRICTIONS**  
NO FREE POINT TOOL  
NO BACK OFF TOOL



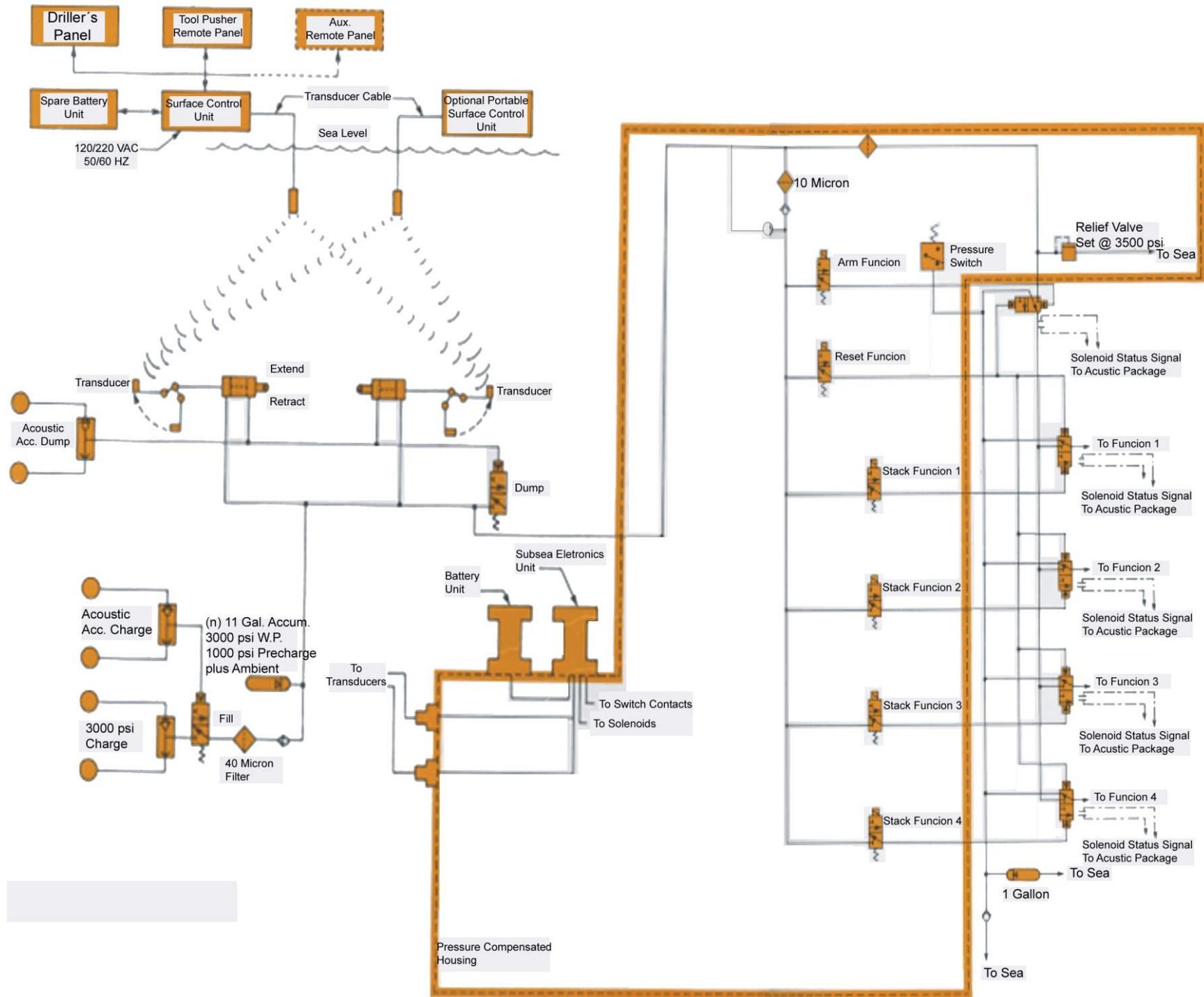
# TRANSPONDER PORTÁTIL DO SISTEMA ACÚSTICO



“TRANSCIEVER” DO SISTEMA ACÚSTICO NO BOP



# ESQUEMA HIDRÁULICO DO SISTEMA ACÚSTICO



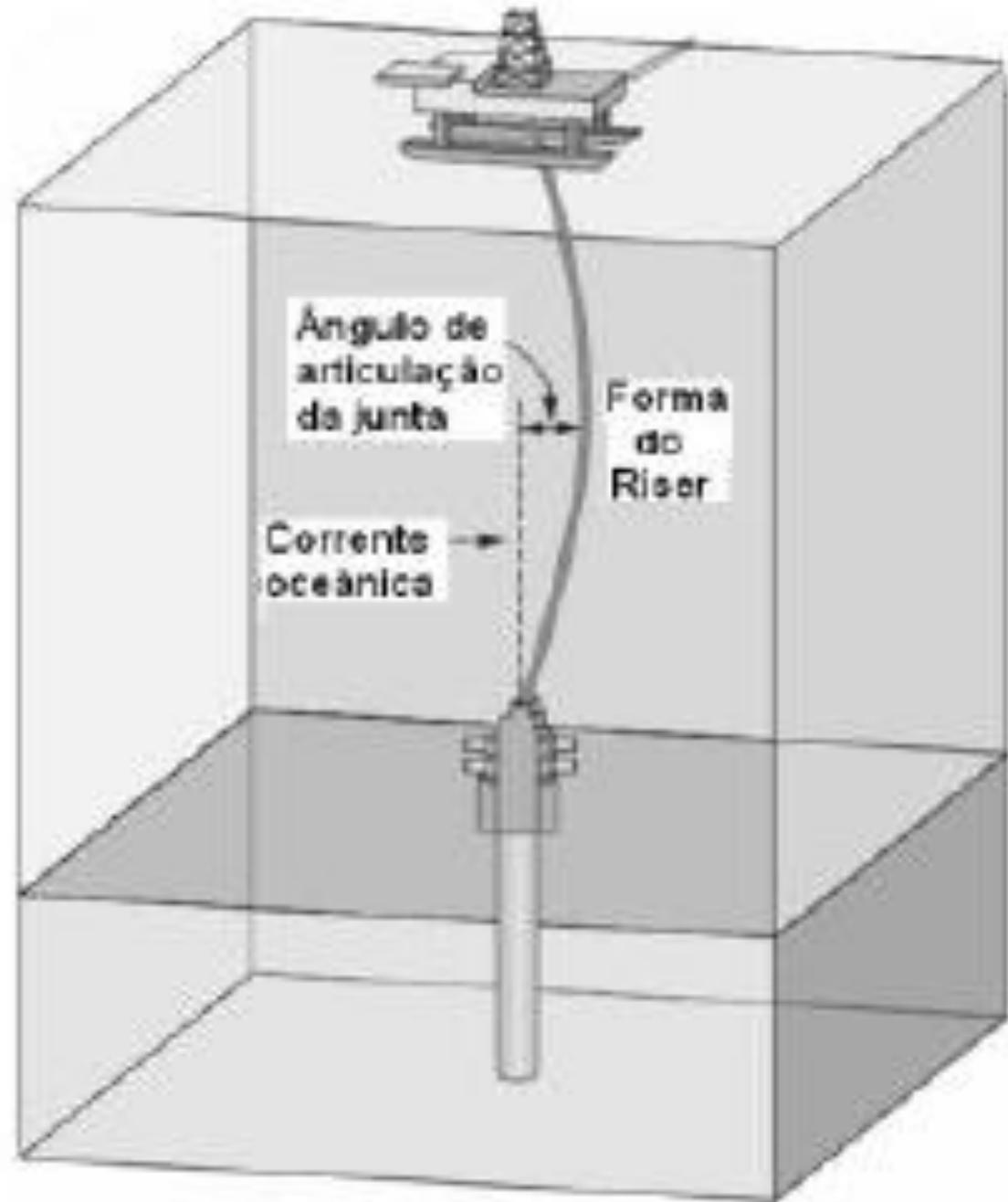
# RECEPTÁCULOS PARA ACIONAMENTO COM ROV ("HOT STAB PANELS" NO LMRP e "STACK")



# JUNTAS FLEXÍVEIS ( “Flex Joints” )



# JUNTAS FLEXÍVEIS ( “Flex Joints” )





**ERA / ARA**

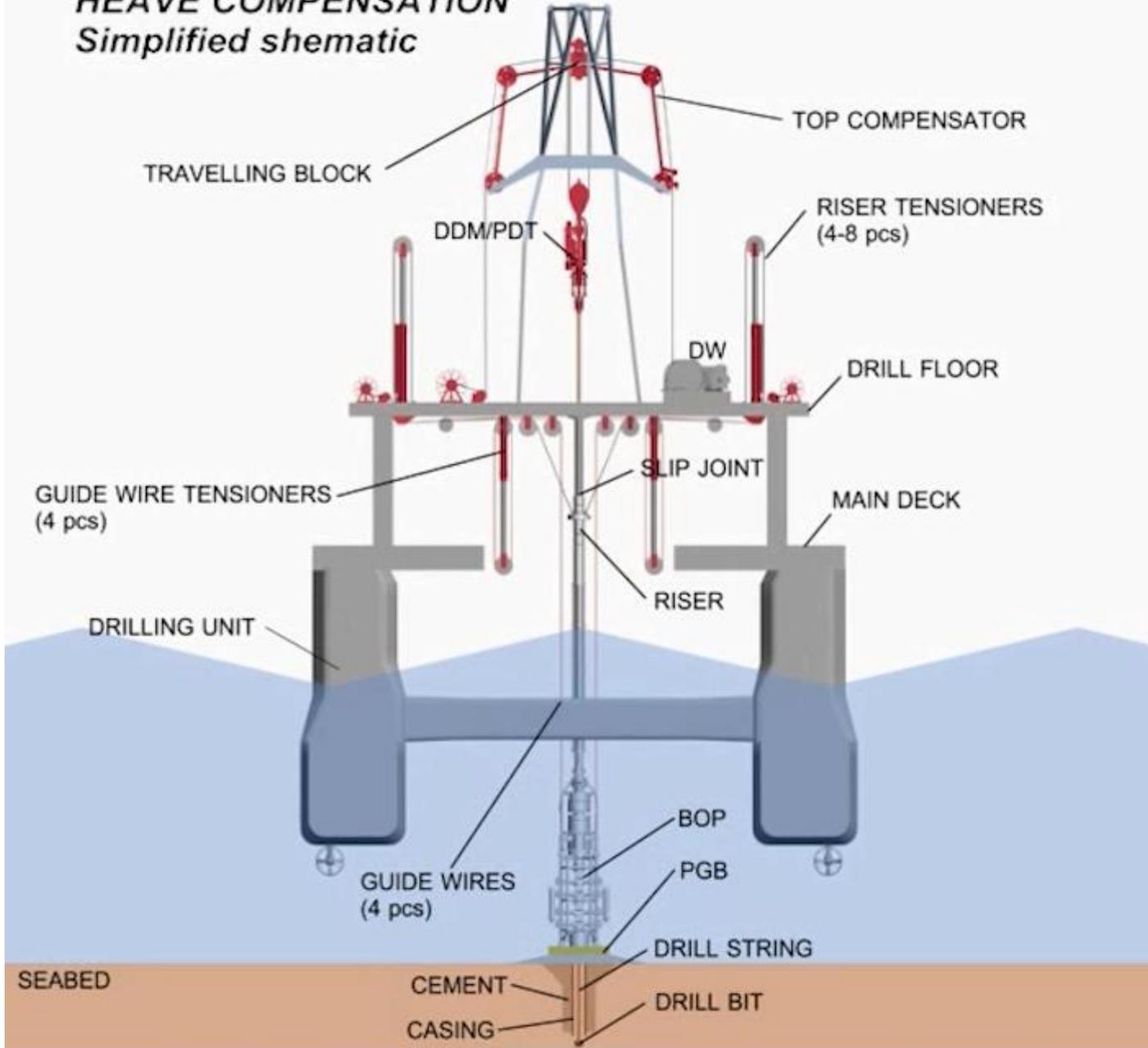


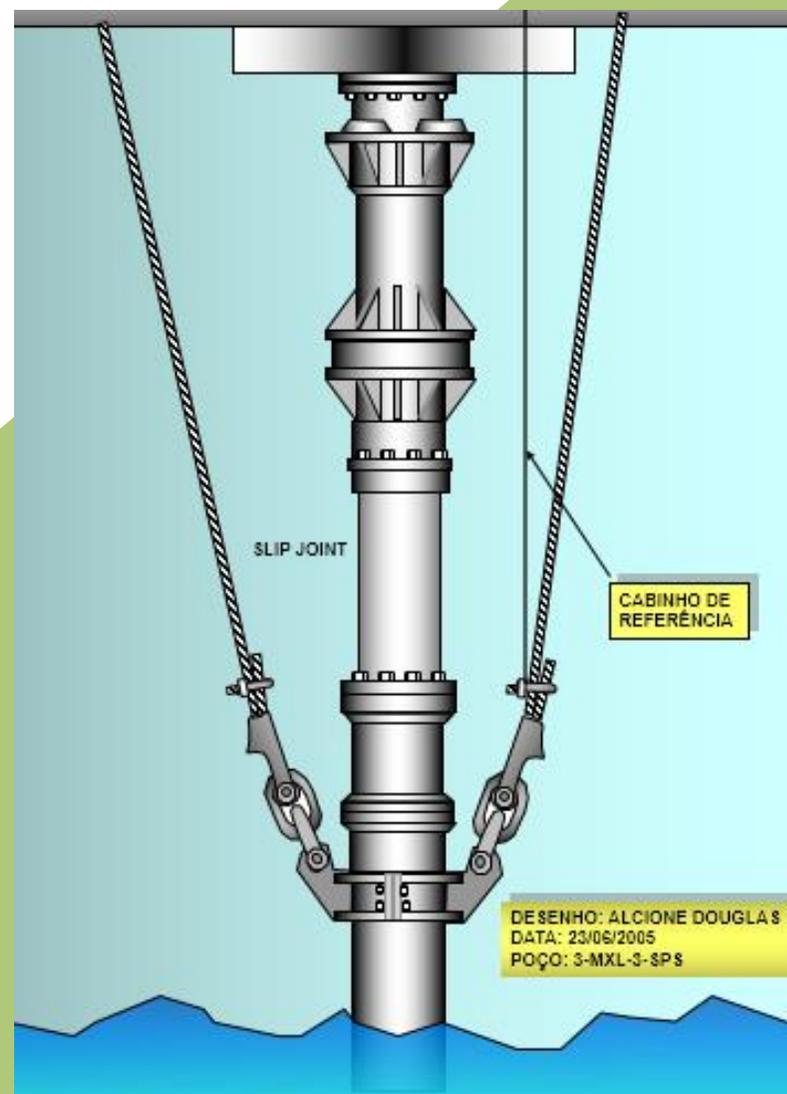
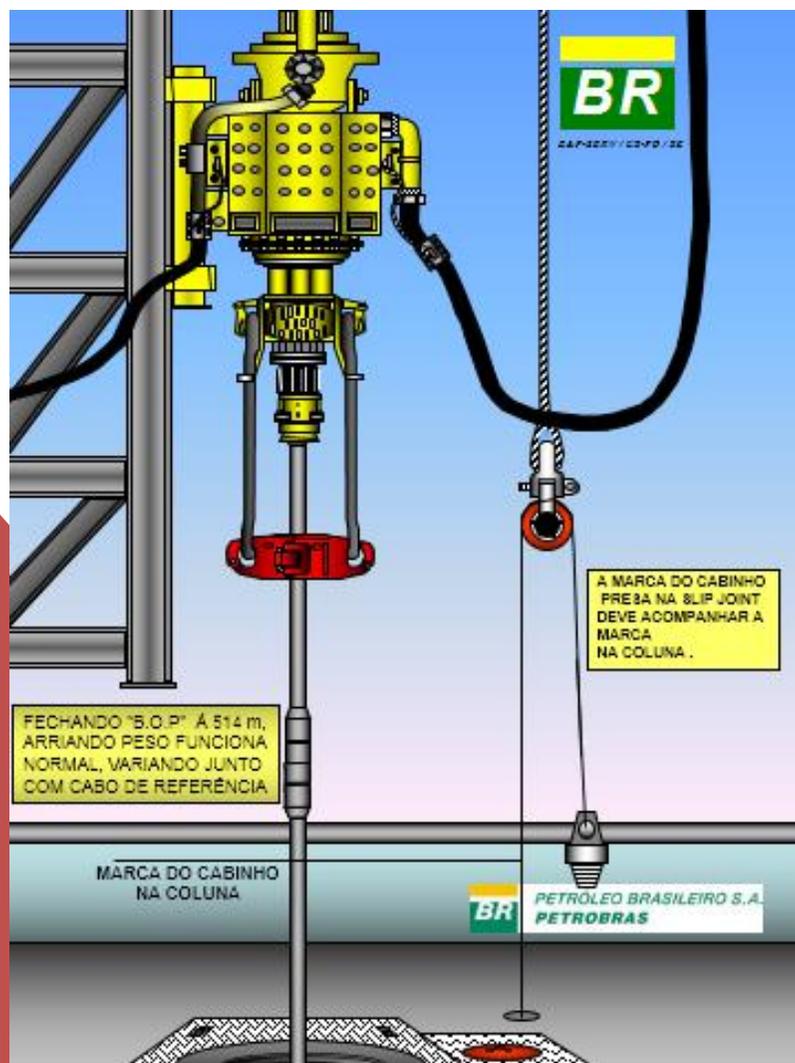
**BULL's EYE**



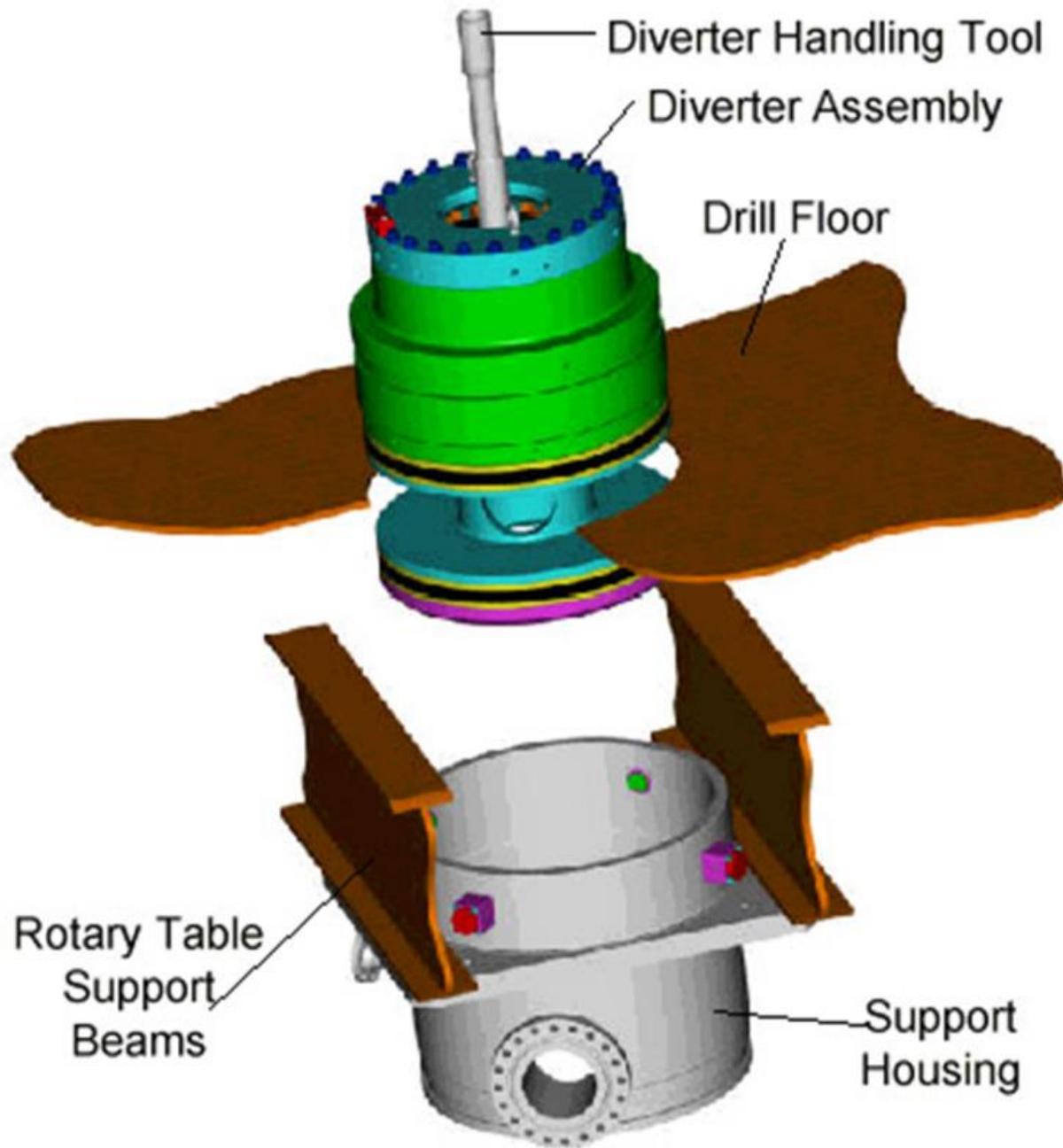
# INDEX LINE

## HEAVE COMPENSATION *Simplified schematic*

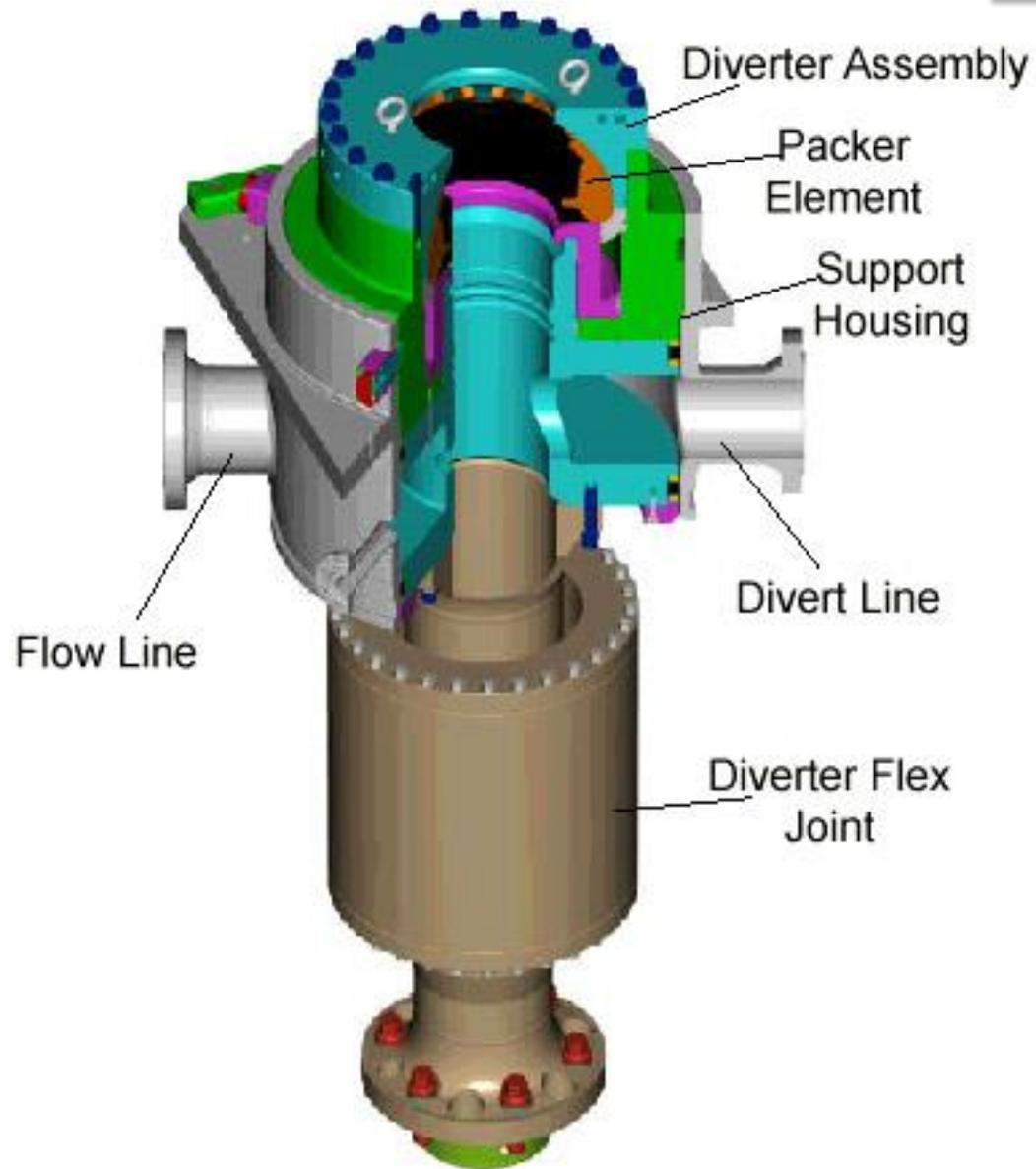




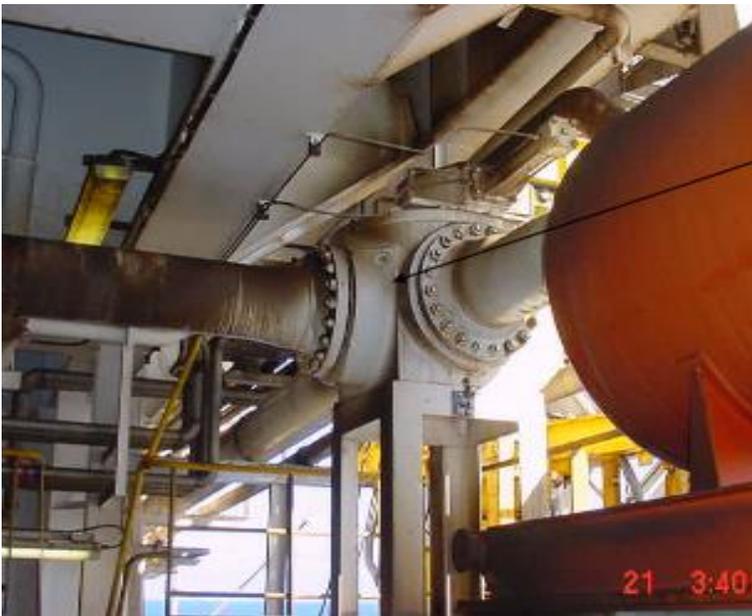
# DIVERTER HYDRIL



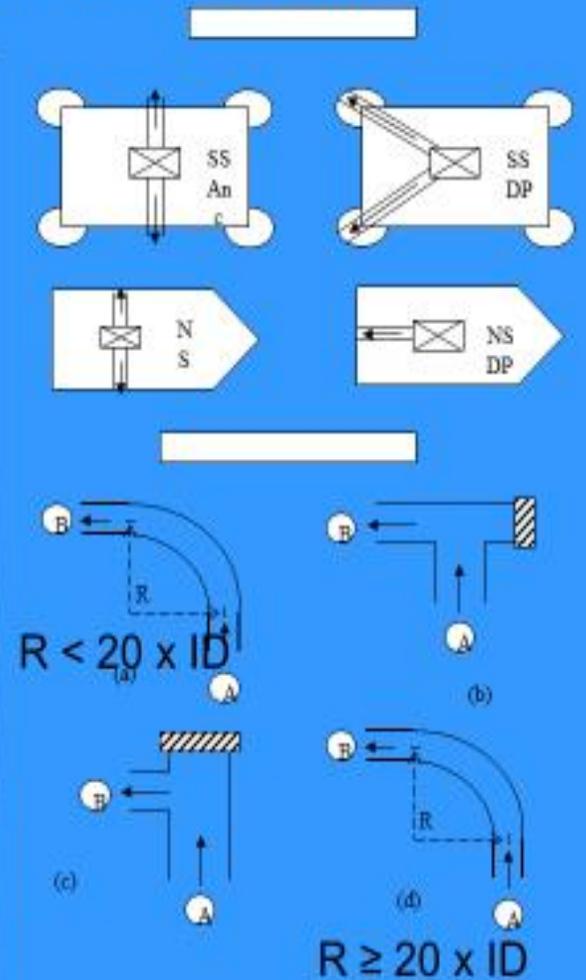
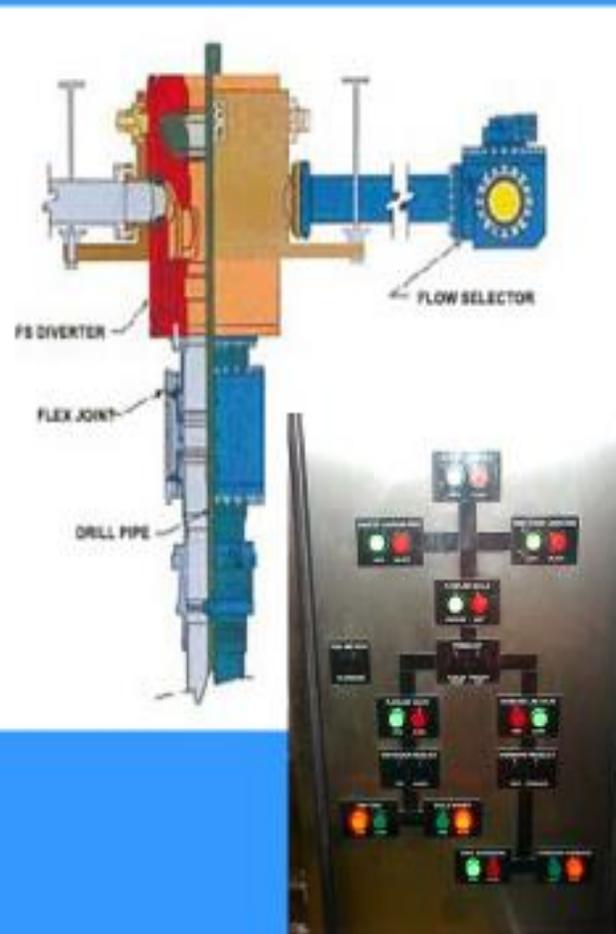
# DIVERTER HYDRIL



# DIVERTER HYDRIL



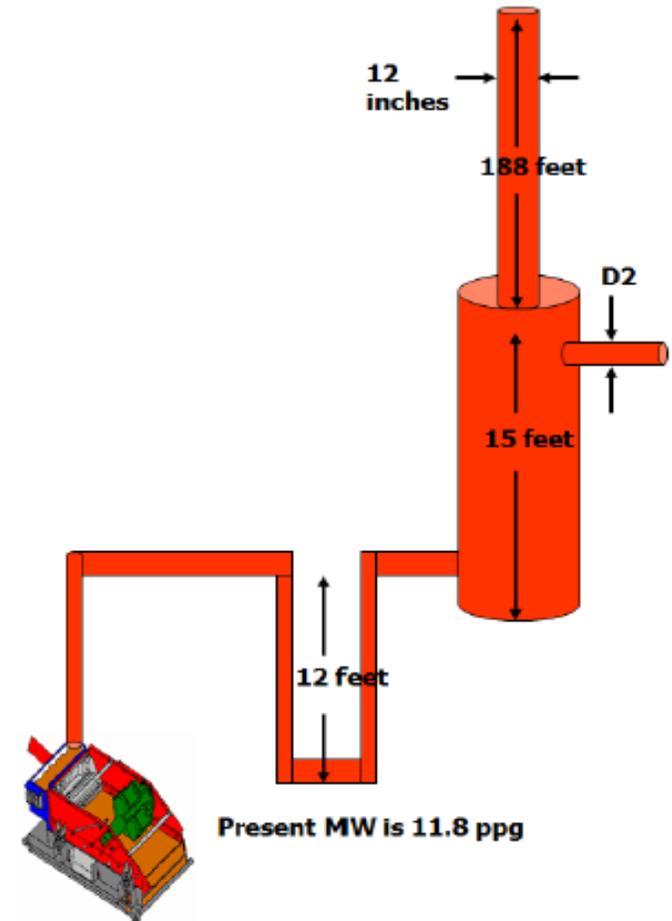
## LINHAS DE VENTILAÇÃO DE DIVERTER – API RP 64



# SEPARADOR ATMOSFÉRICO

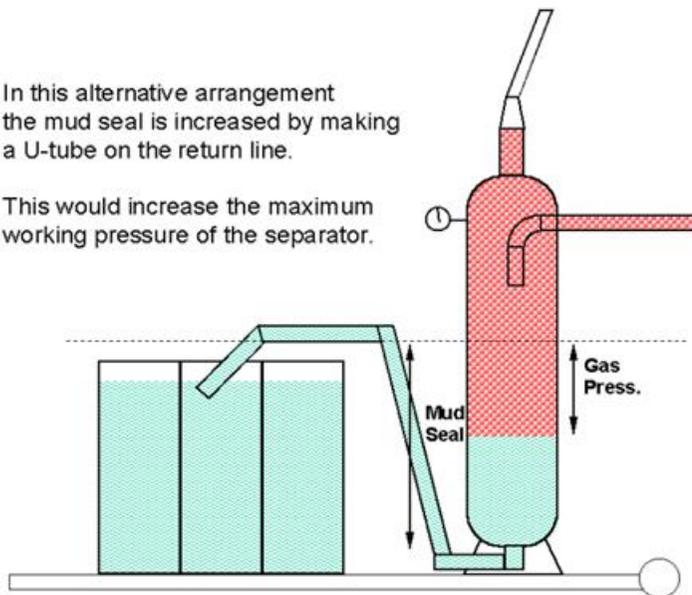


# SELO HIDRÁULICO DE UM SEPARADOR ATMOSFÉRICO



In this alternative arrangement the mud seal is increased by making a U-tube on the return line.

This would increase the maximum working pressure of the separator.



Baseado nas informações acima. Qual é a Pressão de Trabalho do Separador Atmosférico.

$$12 \times 11,8 \times 0,052 = 7,36 \text{ psi}$$



# JUNTA TELESCÓPICA COM ANEL TENSIONADOR EM OPERAÇÃO

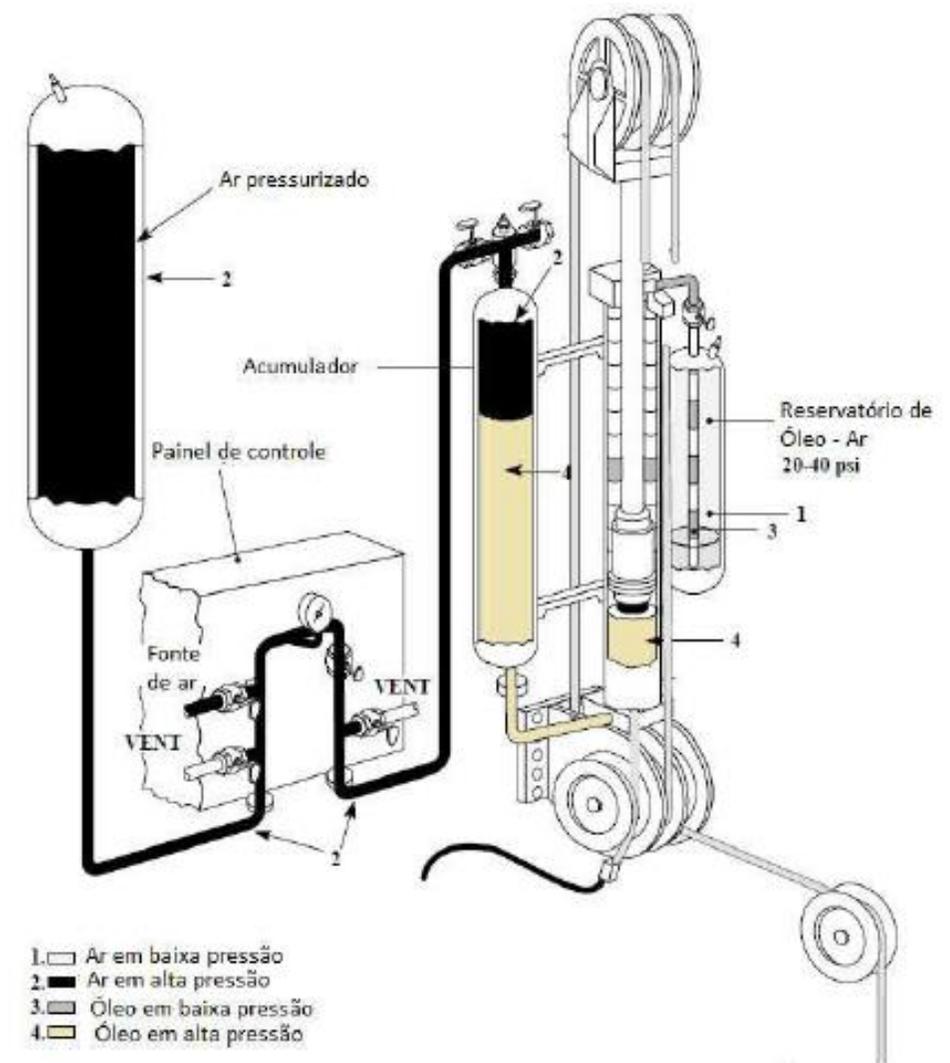


Figura 22 - Detalhe do sistema de tensionador de riser

# ACUMULADORES DE FUNDO – API RP 53

A pré carga dos acumuladores é de 1/3 da pressão máxima de operação.

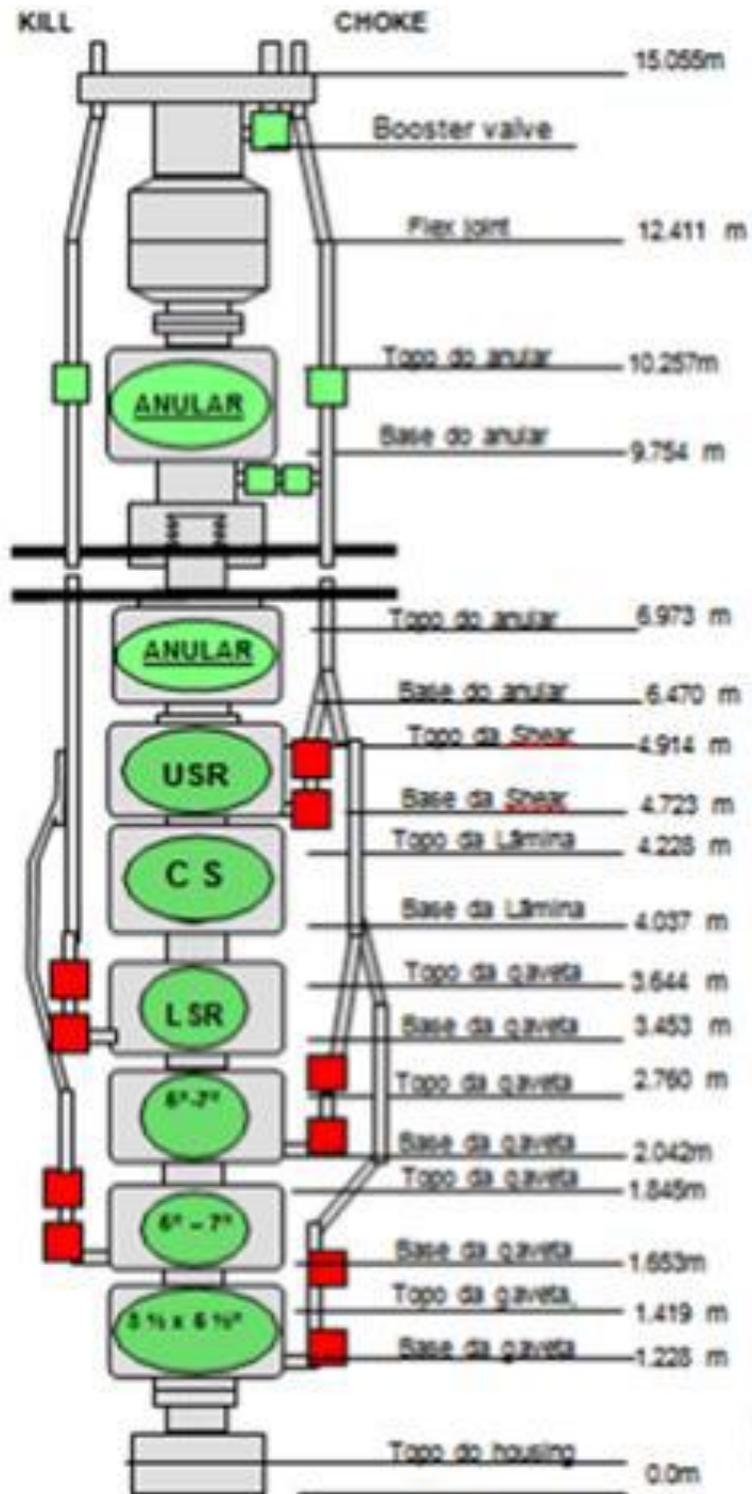
O agente usado para a pré-carga é o gás nitrogênio – N<sub>2</sub>



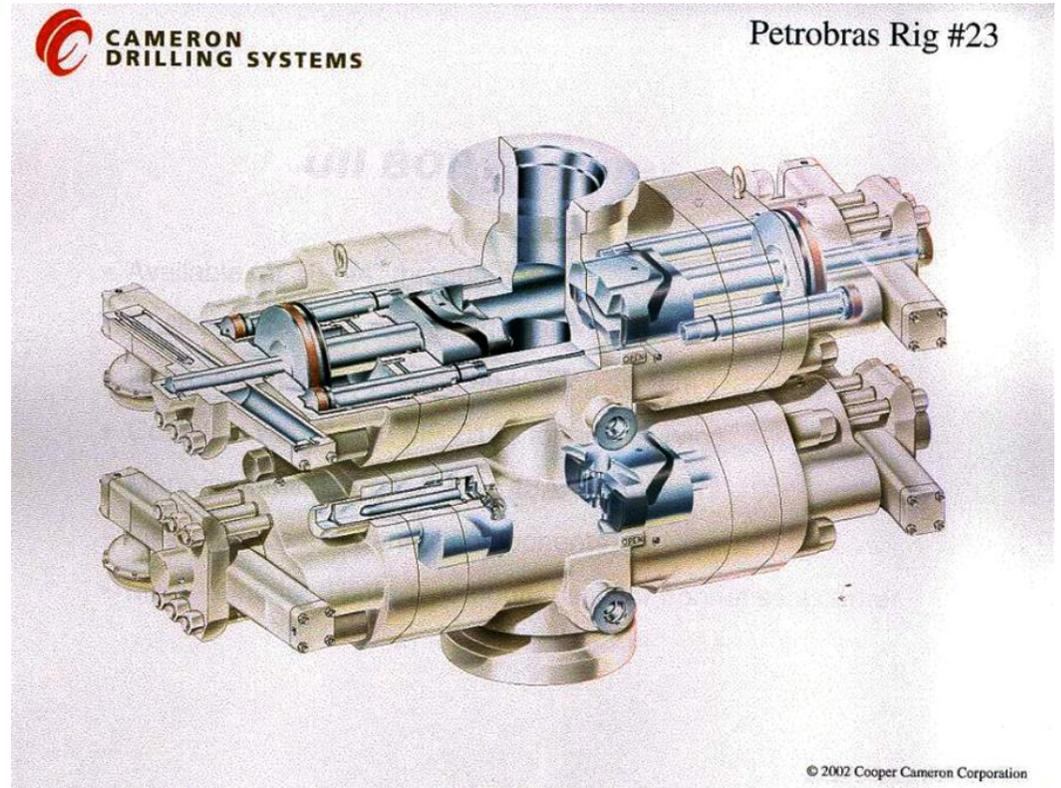
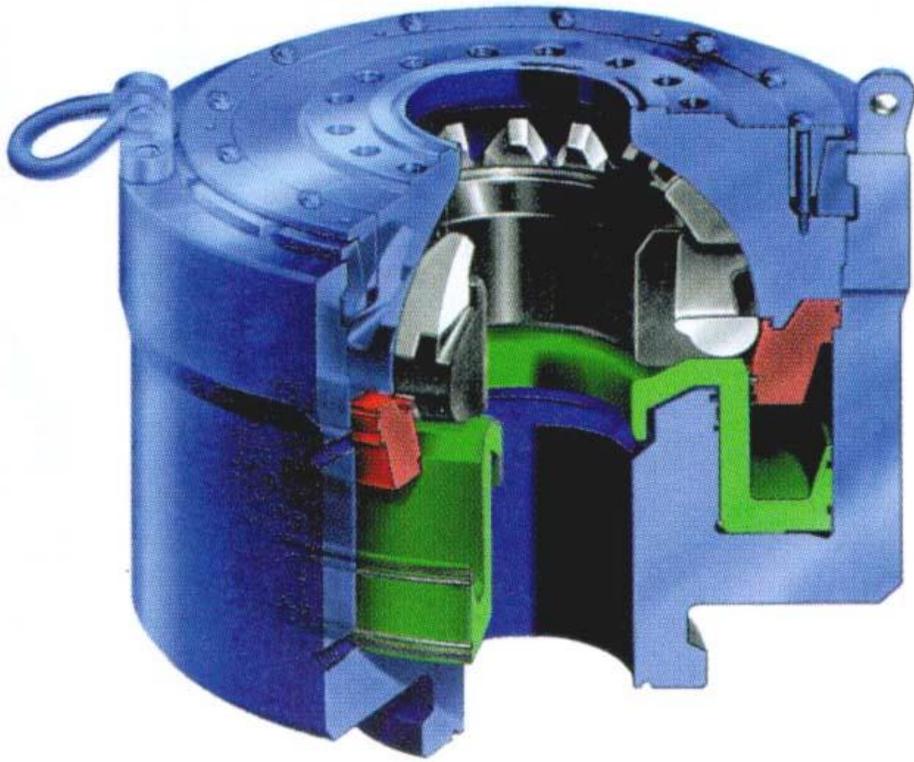
**Subsea Accumulators  
Mounted on the BOP Stack**



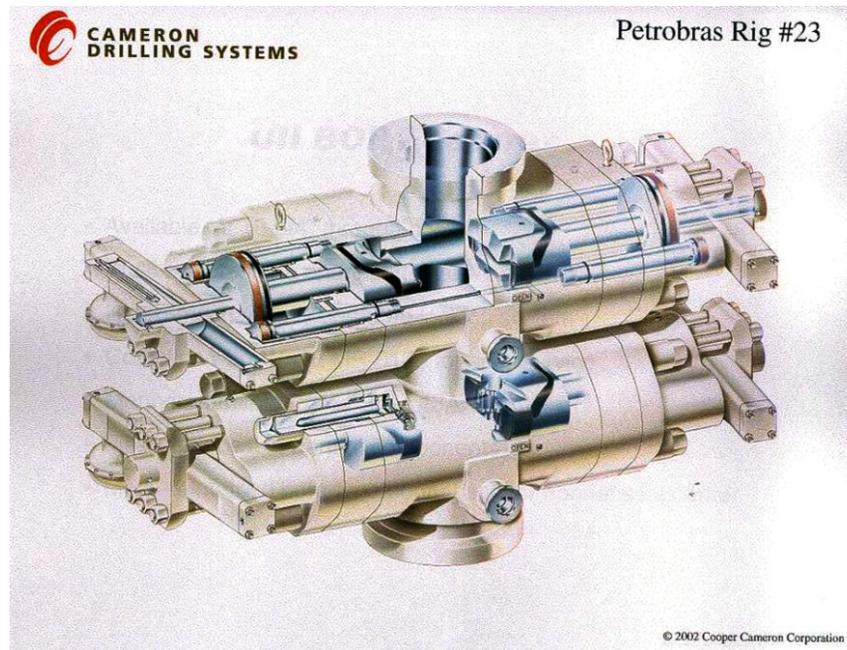
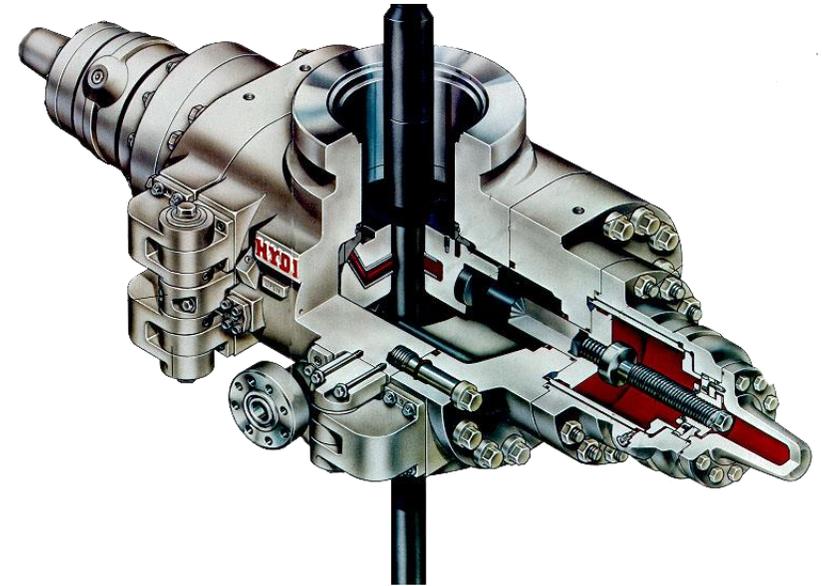
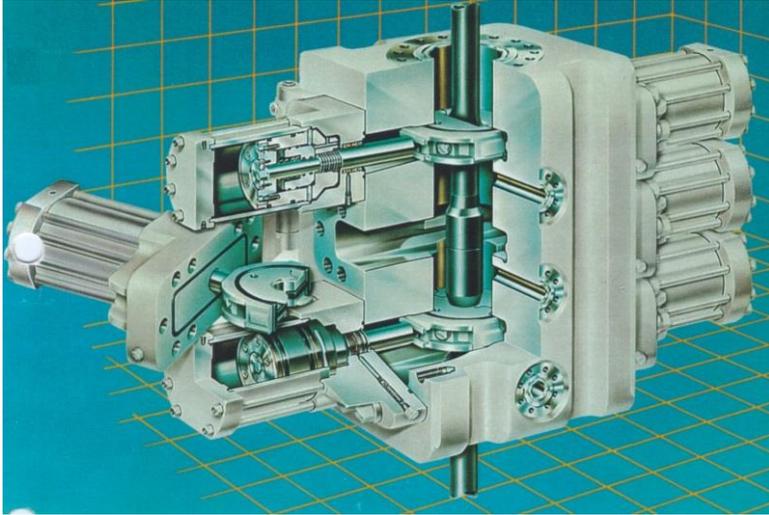
# PREVENTORES DO BOP



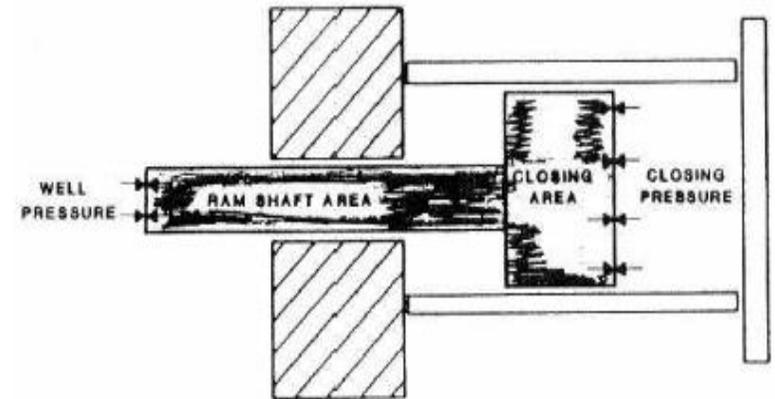
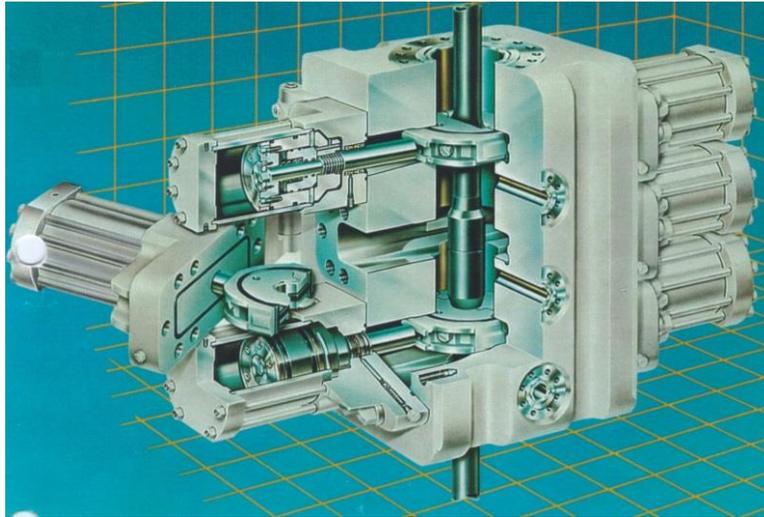
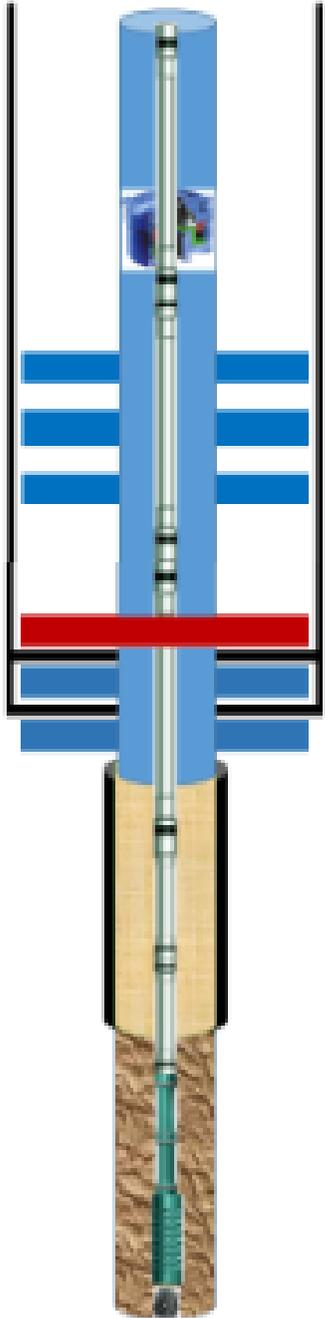
# PREVENTORES BOP



# PRINCIPAIS FABRICANTES DE GAVETAS SHAFFER, HYDRIL E CAMERON



# RAZÃO DE FECHAMENTO E ABERTURA DO PREVENTOR DE GAVETA



Pressão máxima para fechamento de um preventor de gavetas com a máxima pressão do poço

Pressão Máxima de Trabalho

Razão de Fechamento

Preventor Shaffer 18  $\frac{3}{4}$ " x 15K com pistão de 14" e haste de 5  $\frac{1}{4}$ ".

## Configuração de um BOP 15K:

01 Anular superior – LMRP

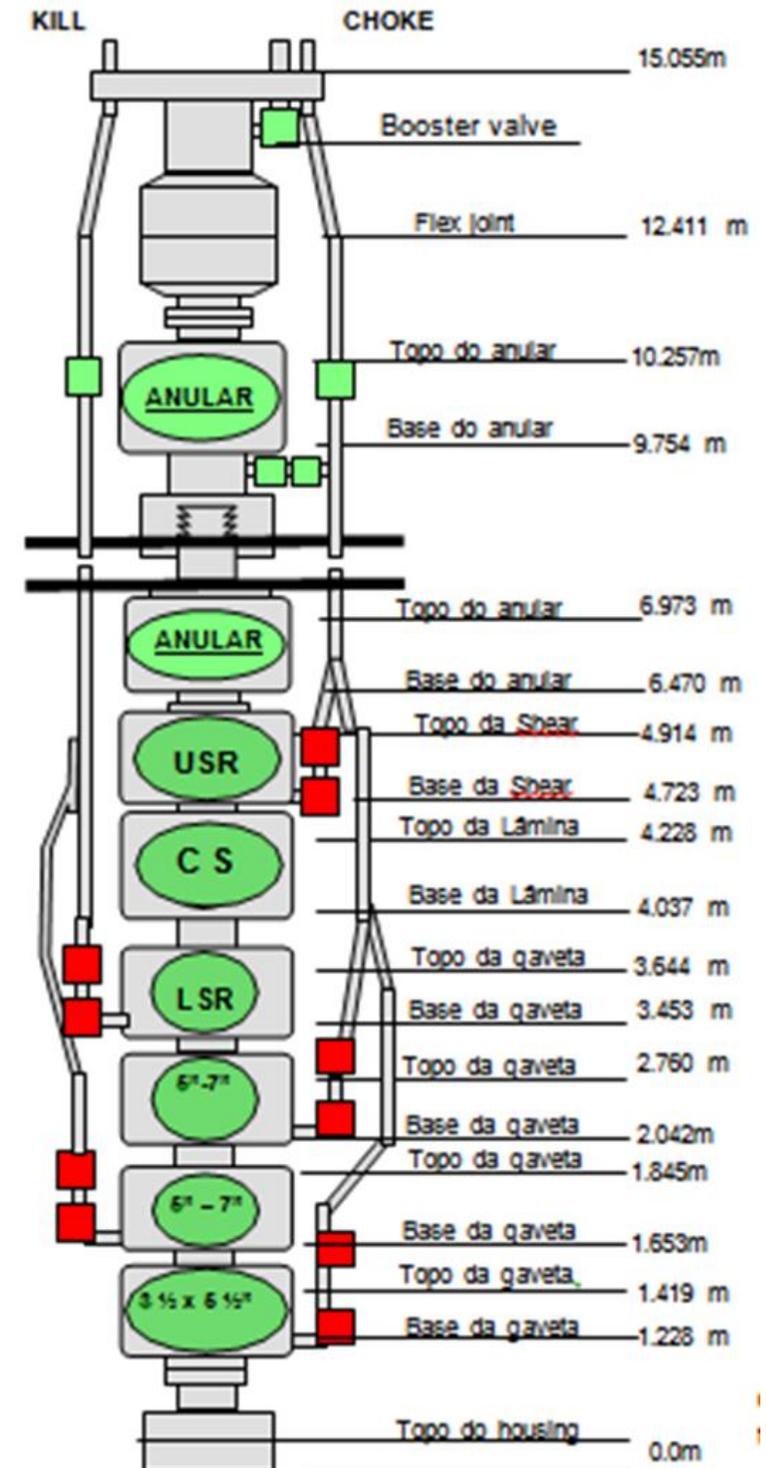
01 Anular inferior – Stack

1 Bloco Triplo de Gavetas

- CVX – Blind Shear Rams. Poslock-22"
- Casing Shear Rams. Poslock – 22"
- CVX – Blind Shear Rams, Poslock – 14"

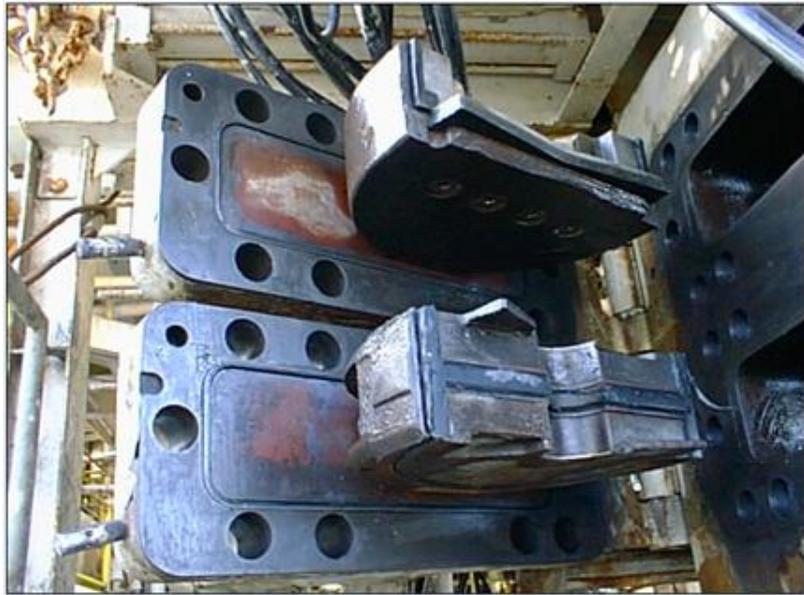
1 Bloco Triplo de Gavetas

- UPR – 5 ½" - Ultralock
- MPR – 5" – 7" – Variable Ultralock
- LPR – 3 ½" – 5 ½" Variable Ultralock



# GAVETA DE TUBOS "FIXA" HYDRIL





Bloco de Gavetas

Fixo / Cisalhante / Variável





Figura 35 – Gaveta cega

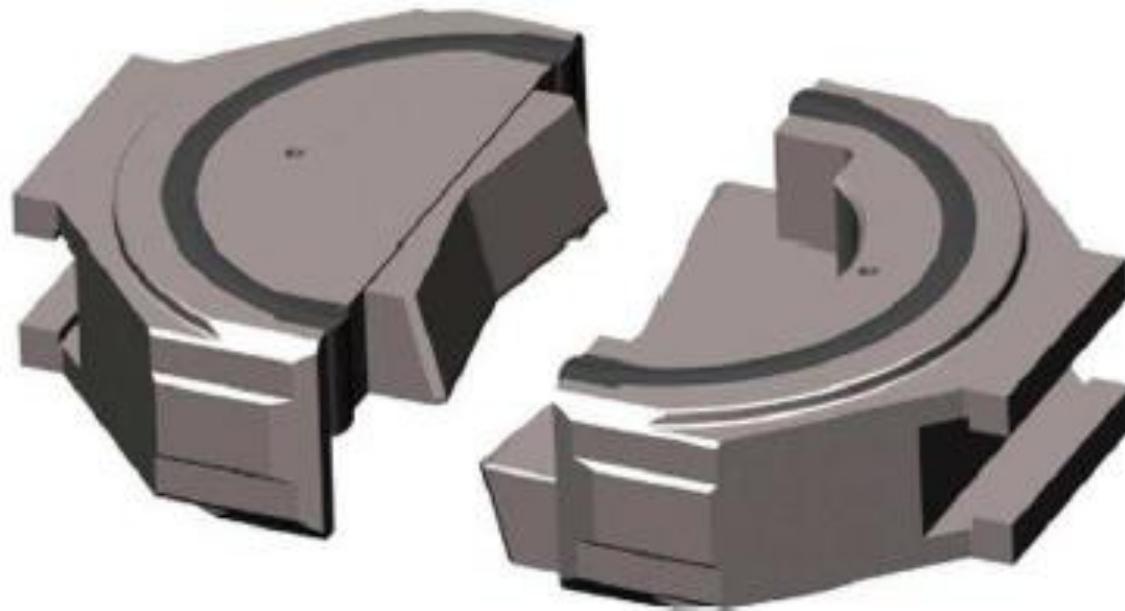
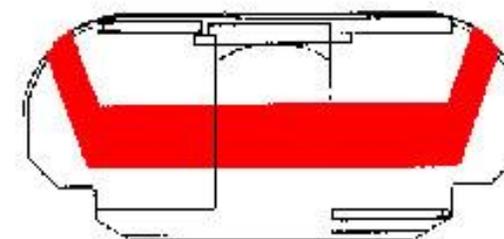
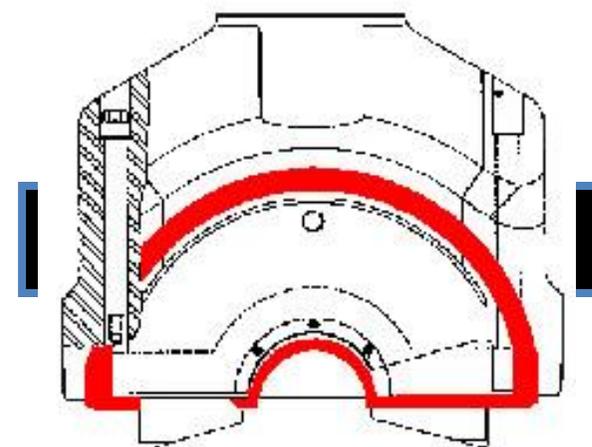
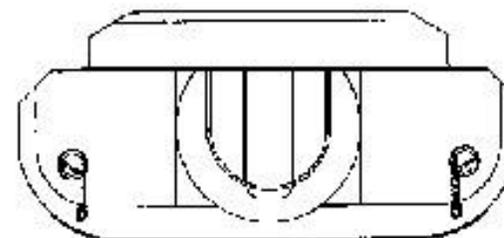
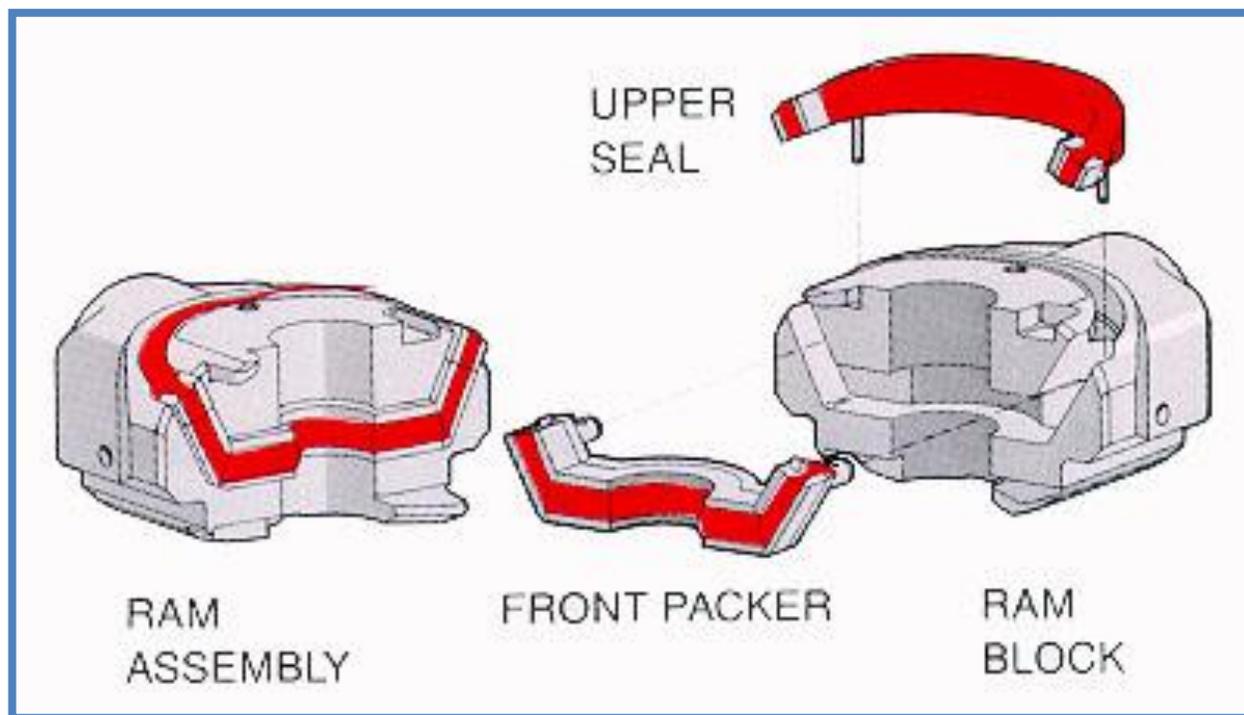
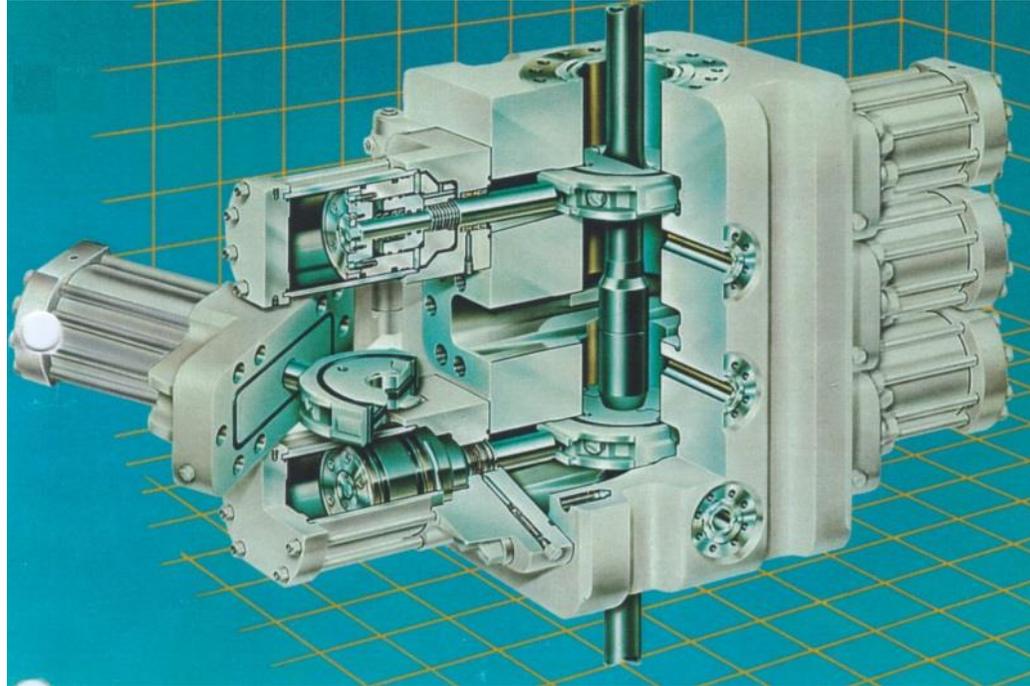
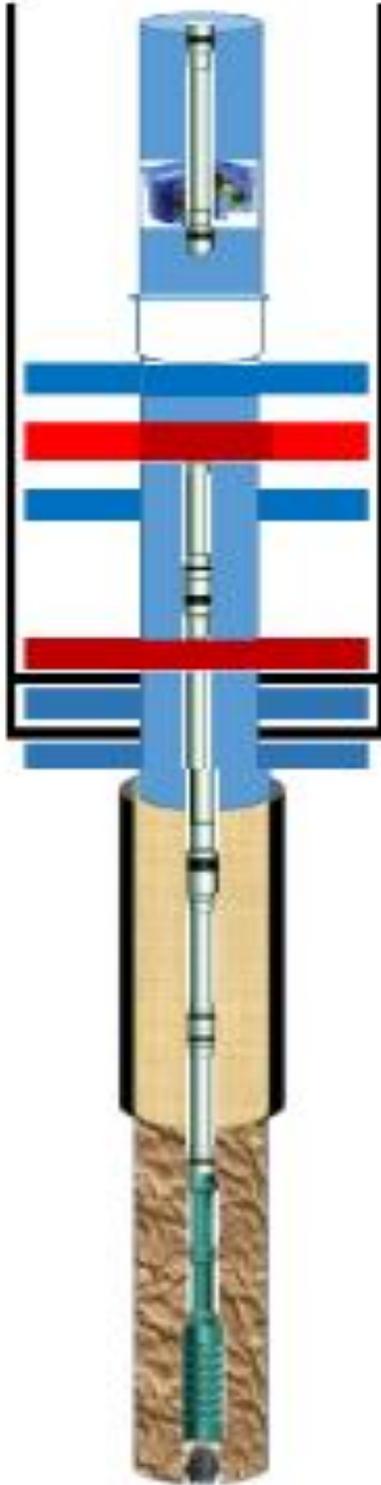


Figura 36 – Gaveta Cisalhante

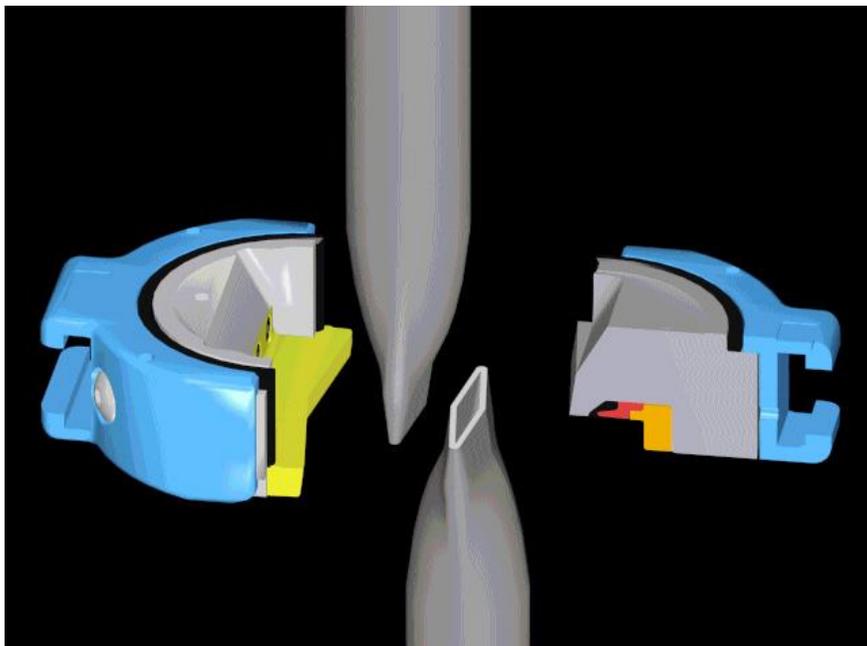
# VEDAÇÕES E SELOS EM GAVETAS DE TUBOS “FIXAS” (“PIPE RAMS”)



# GAVETA CISALHANTE



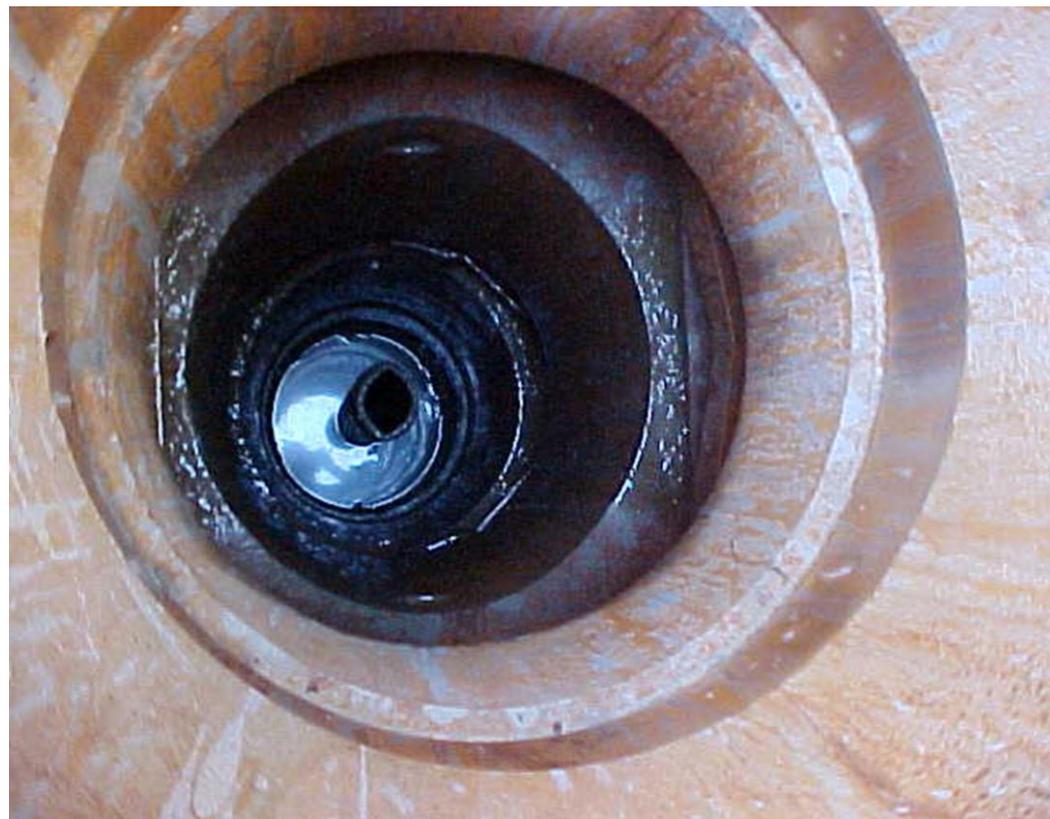
# FECHAMENTO DA GAVETA CISALHANTE SHAFFER



Gaveta BOP.mp4



Gaveta Cega Cisalhante.mp4

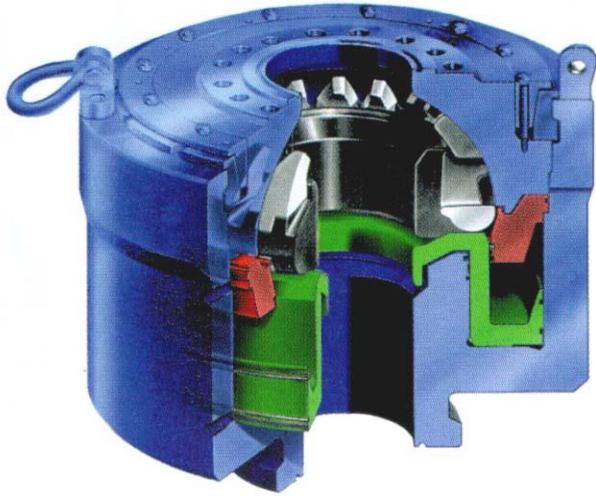


# GAVETAS CORTADORAS DE REVESTIMIENTO

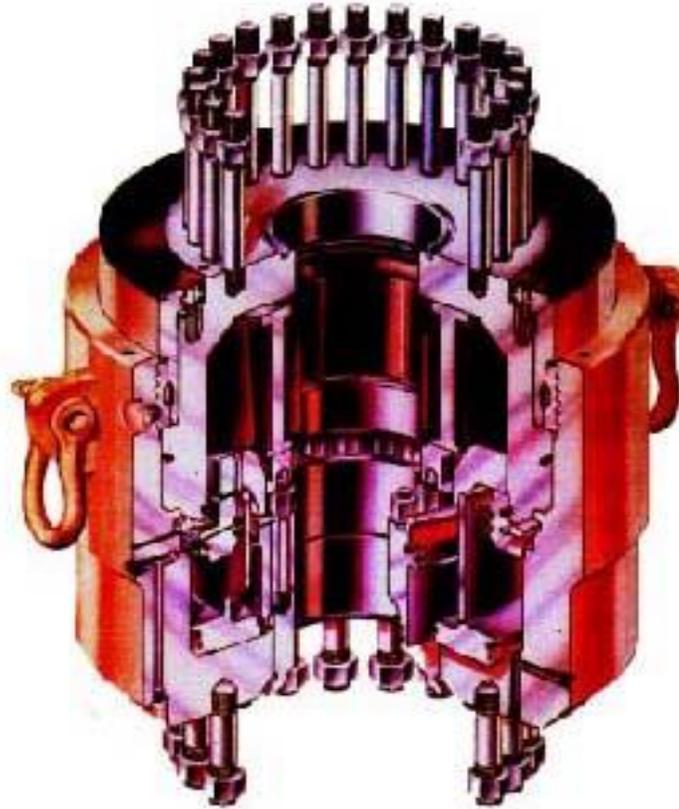


- 13 3/8" 72.0 lb/ft L-80 1890 psi
- 11 3/4" 65.0 lb/ft Q-125 2290 psi
- 8 5/8" 49.0 lb/ft L-80 1990 psi
- 6 5/8" 27.7 lb/ft S-135 1420 psi
- 5" 19.5 lb/ft S-135 1490 psi

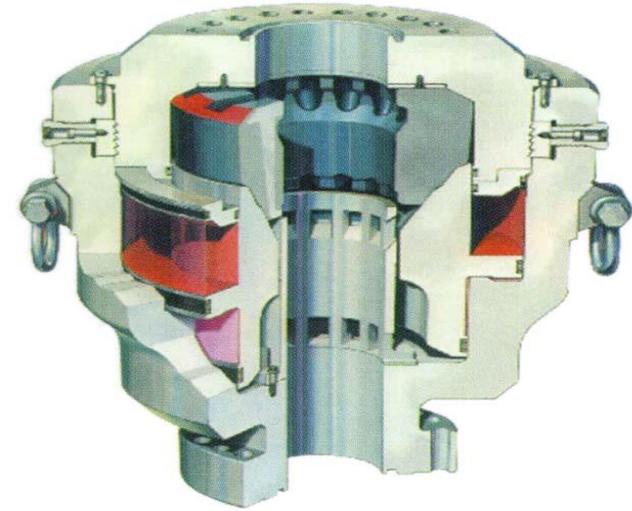
# SHAFFER, HYDRIL E CAMERON



**Anular  
Shaffer**

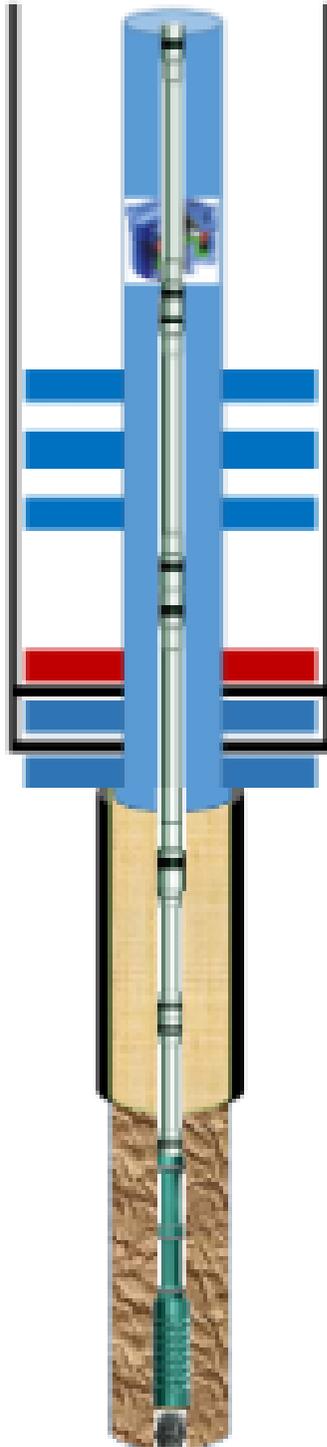


**Anular Cameron  
Tipo D**



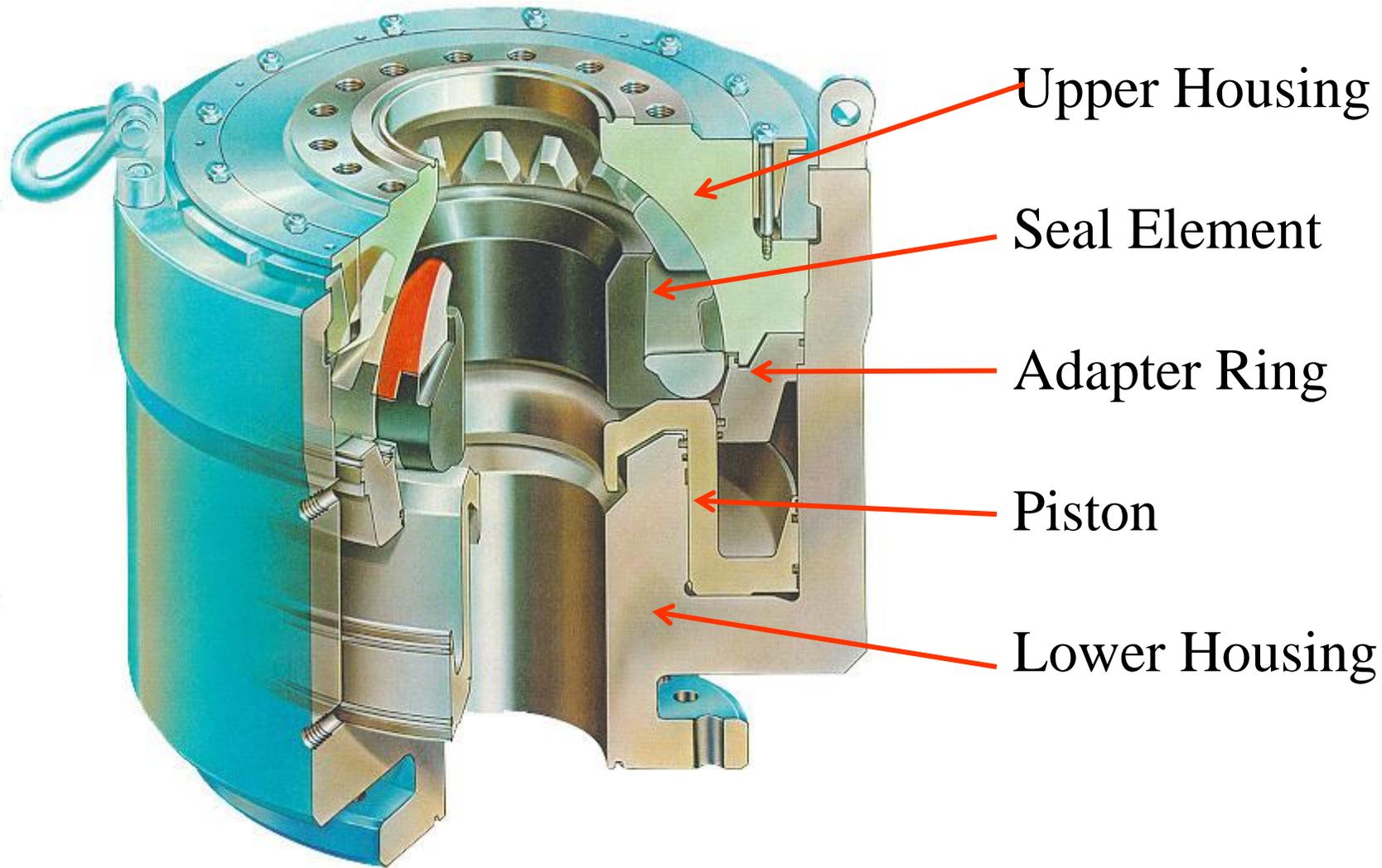
**Anular Hydril**

# SHAFFER, HYDRIL E CAMERON

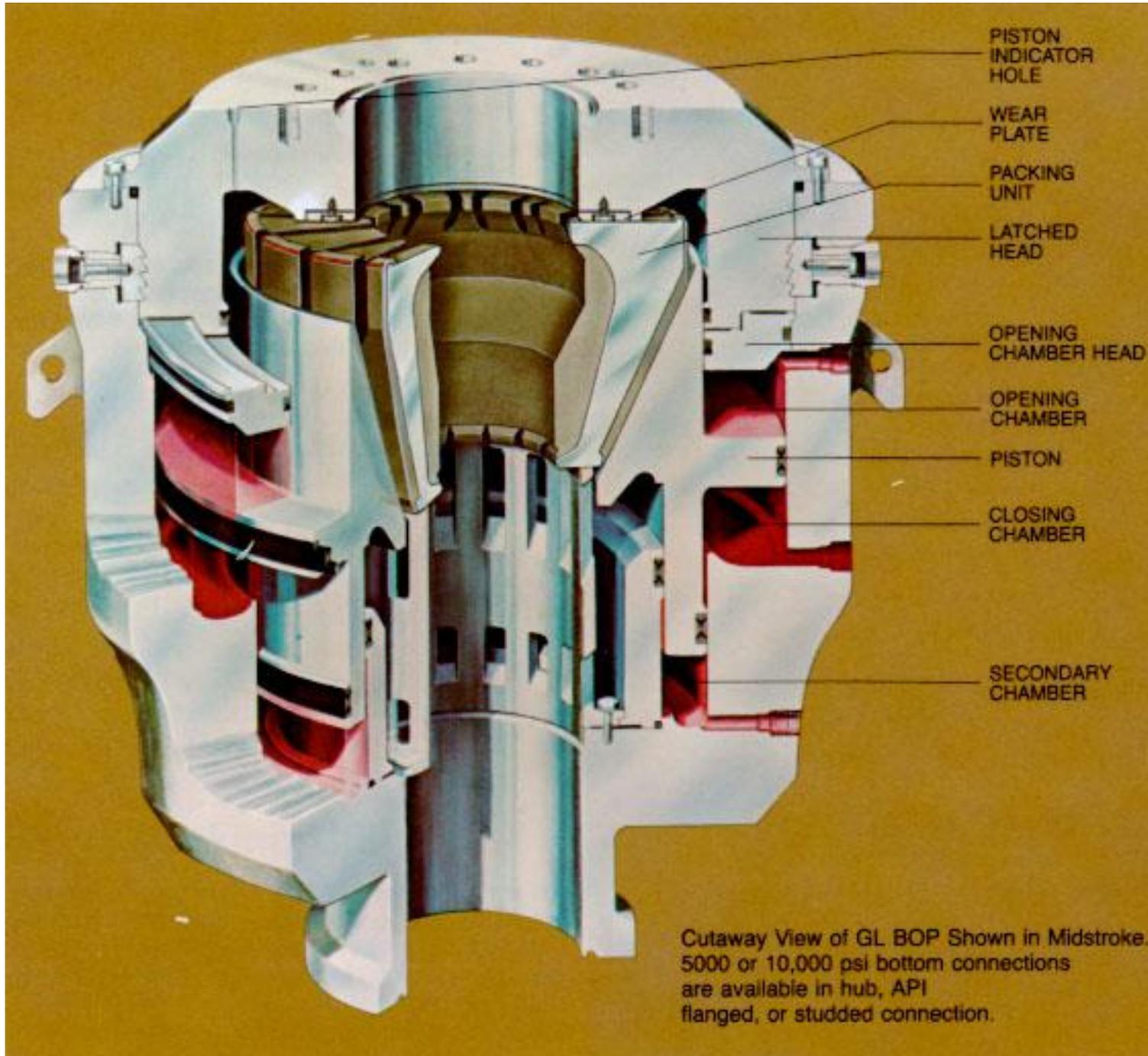


Anulares.mp4

# BOP ANULAR SHAFFER "WEDGE COVER"



# BOP ANULAR HYDRIL "GL"

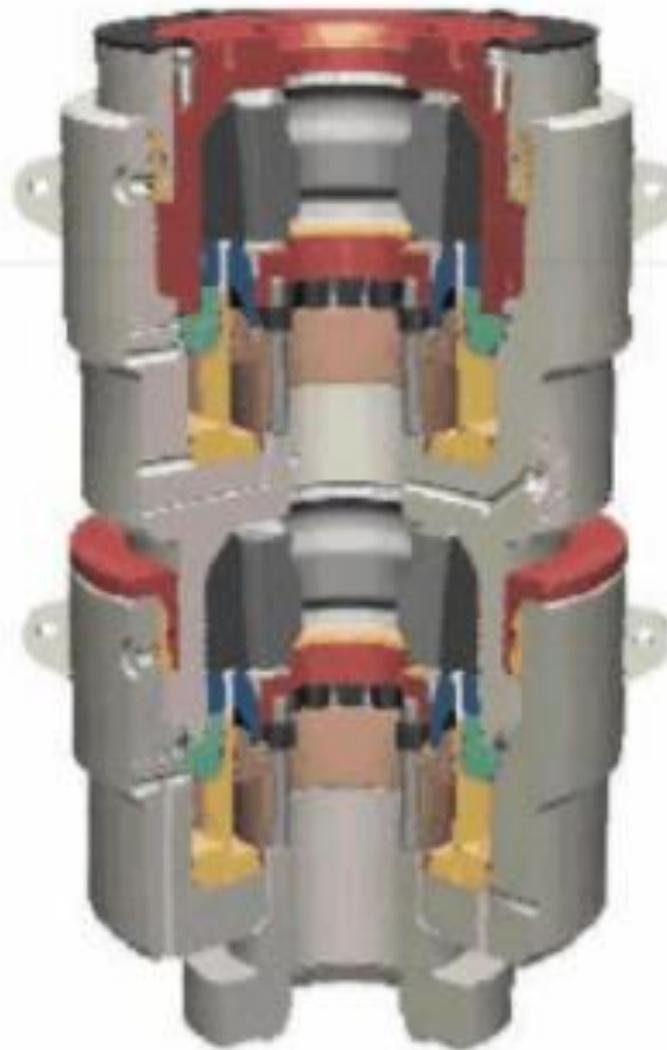


# BOP ANULAR CAMERON



**CAMERON**

CAMERON DL DUAL ANNULAR  
BLOWOUT PREVENTER



# Elementos de vedação



# Elementos de vedação



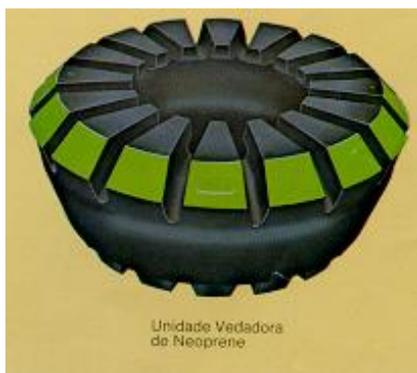
# ELEMENTOS DE VEDAÇÃO DE PREVENTORES ANULARES



**Borracha Natural**



**Borracha Nitrilo**



**Borracha Neoprene**

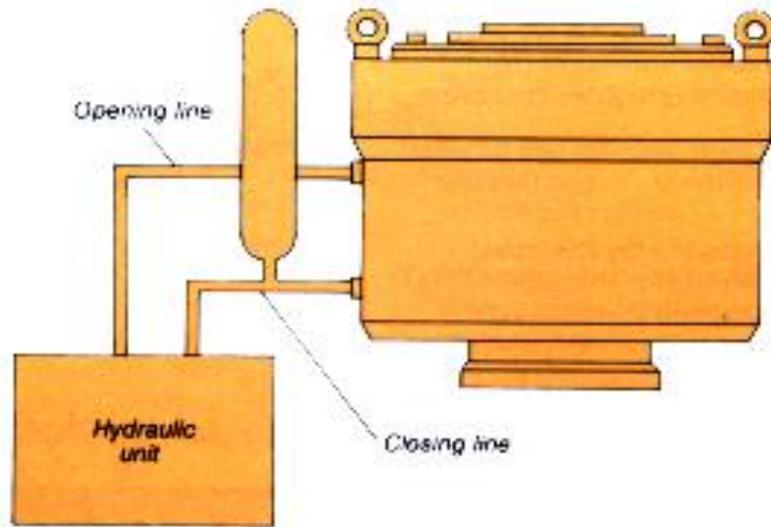
- BORRACHA NATURAL = LAMA BASE ÁGUA (-35°C A 107°C) E COR PRETA, SÉRIE COM CÓDIGO: R ou NR
- BORRACHA DE NITRILO = ( COMPOSTO SINTÉTICO) LAMA BASE ÓLEO ( -1°C A 82°C ) COR VERMELHA, SÉRIE COM CÓDIGO : NBR
- BORRACHA DE NEOPRENE = ( -35°C A 77°C ) COR VERDE , SÉRIE COM CÓDIGO : N ou CR

## Seleção da borracha do B.O.P. Anular

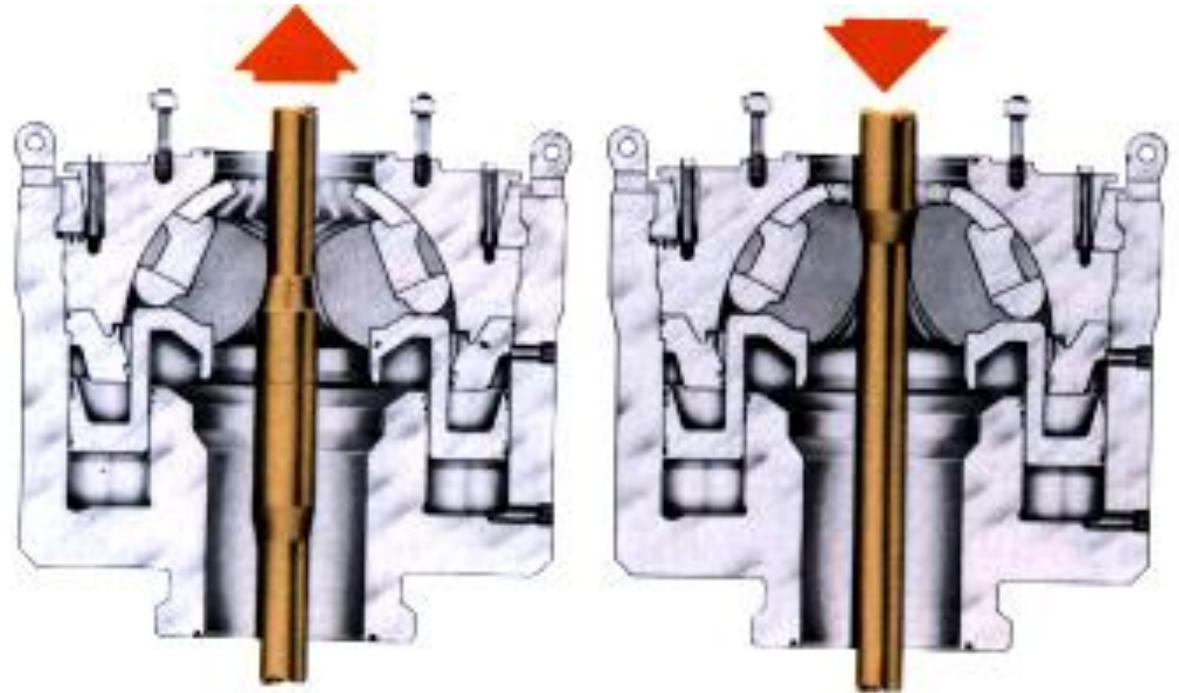
O contato com H<sub>2</sub>S reduz a vida útil do elemento de borracha do B.O.P. anular, mas na seleção deste elemento leva-se em conta somente o meio ambiente (lama) em que o B.O.P. fica em contato constante.

MATERIAL	MEIO AMBIENTE DE TRABALHO	TEMPERATURA
Nitrile	Lama base óleo	- 7°C a 88°C
Natural	Lama base água	- 35°C a 107°C
Neoprene	Lama base óleo	- 35°C a 77°C

# OPERAÇÃO DE STRIPPING

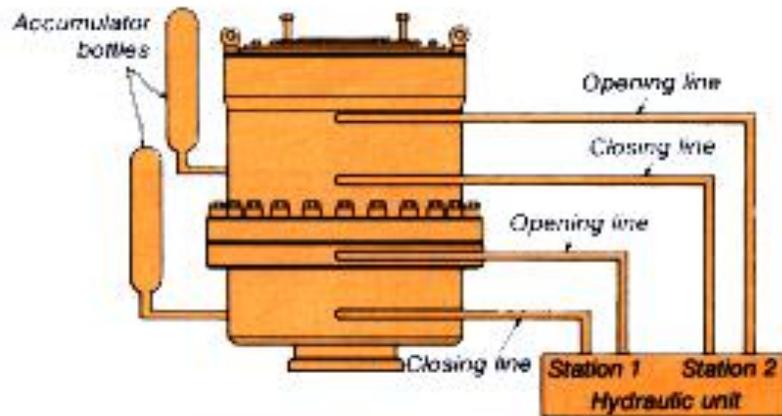


Installation hookup for single Spherical BOP



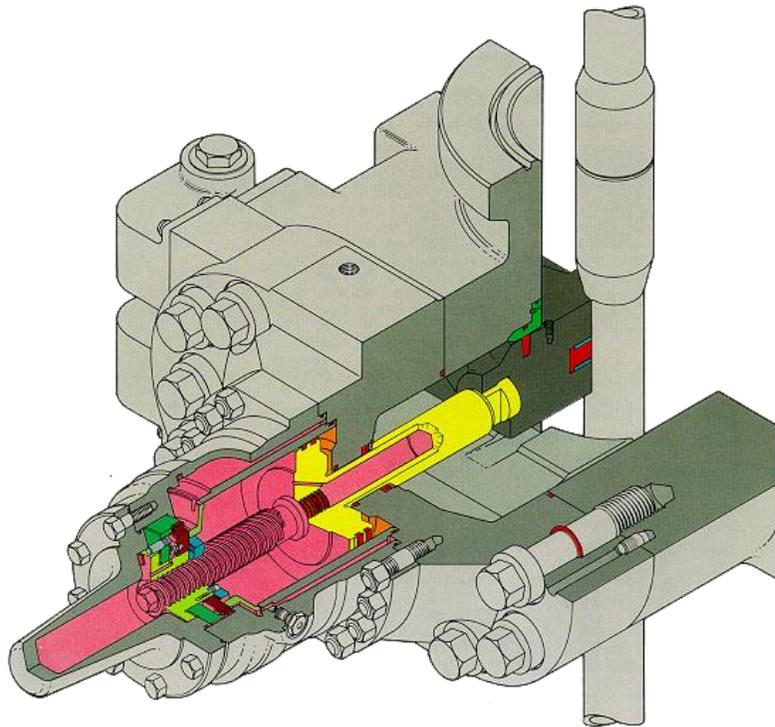
Stripping out

Stripping in



Installation hookup for dual Spherical BOP

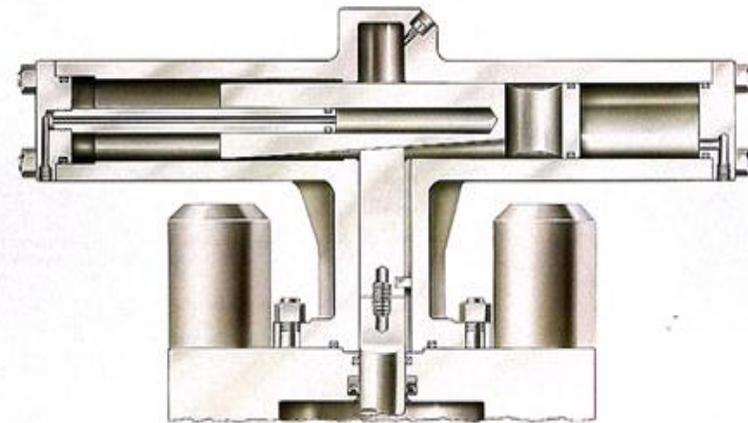
# Multiple Position Lock (MPL)



 CAMERON  
DRILLING SYSTEMS

Petrobras Rig #23

**Wedgelo**

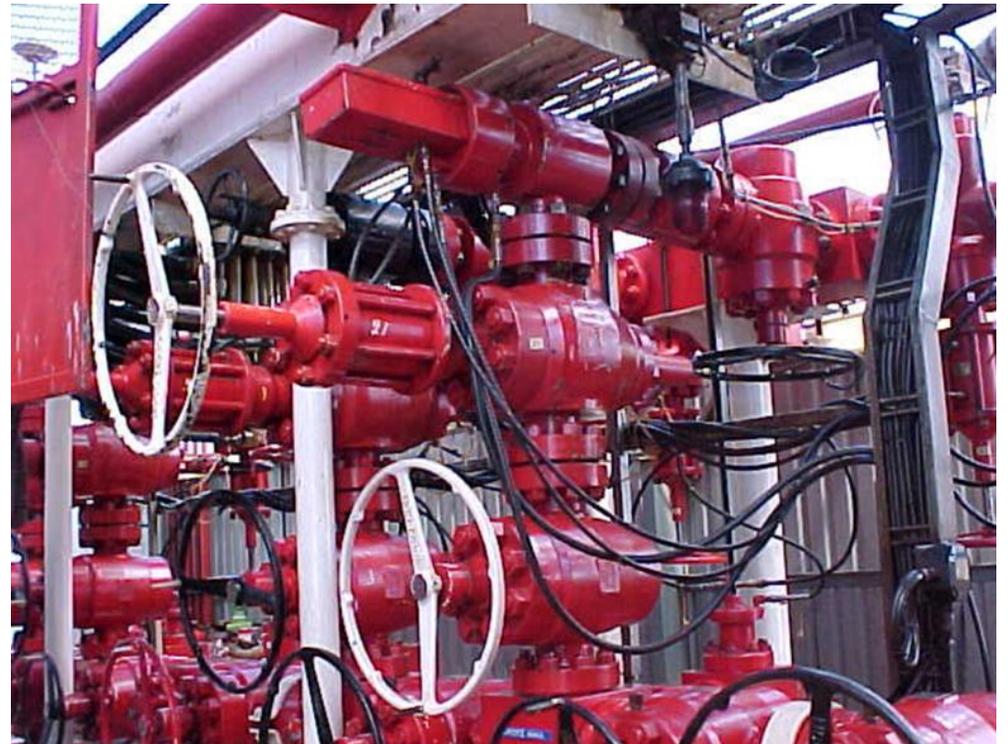


© 2002 Cooper Cameron Corporation

## STAND PIPE MANIFOLD – 7,5K



## MANIFOLD 15 k



# LINHAS DO CHOKE E KILL

## NS-22

### DEEP WATER FRONTIER

RISER

FLEX JOINT OIL STATES  
18 3/4" x 5 M

ANULARES CAMERON DL  
18 3/4" x 10 M

CONECTOR \_\_\_\_\_  
18 3/4" x \_\_\_\_\_ M

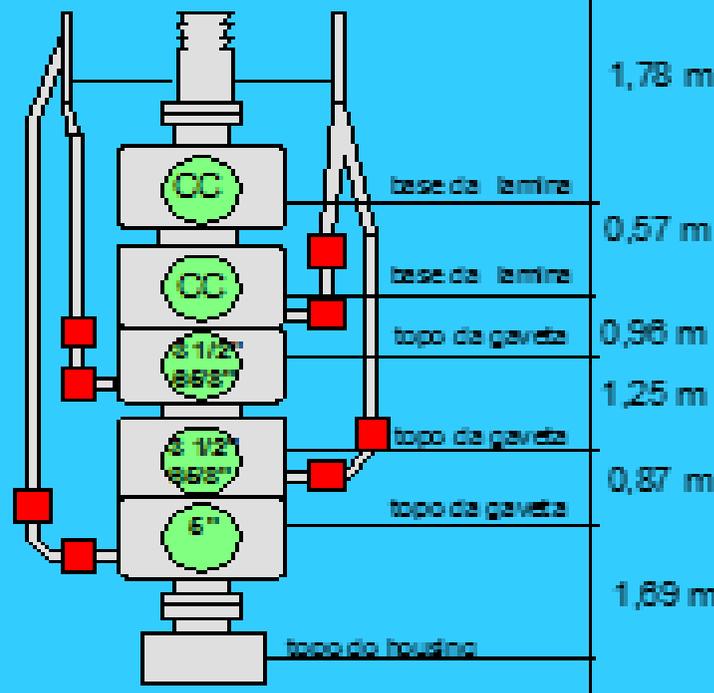
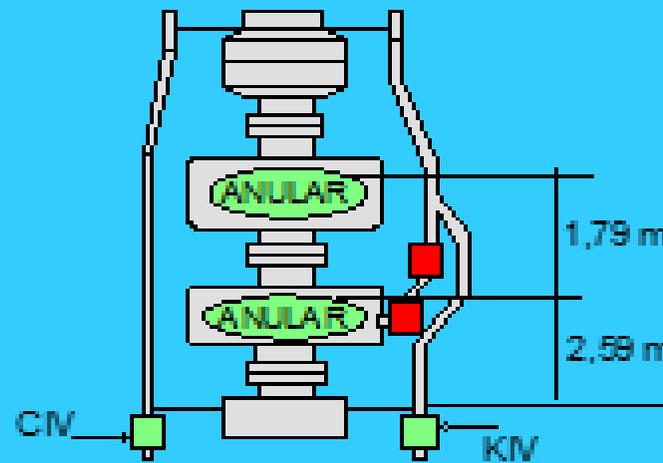
VÁLVULAS DAS LINHAS DE  
KILL E CHOKE, CIV E KIV  
CAMERON \_\_\_\_\_ (DF 3 1/8" x 15M)

BOP DE GAVETAS CAMERON TL  
TIPO U-II 18 3/4" x 15 M

CONECTOR VETCO SUPER HD  
18 3/4" X 15 M

SONDA DP COM SISTEMA AUTO-SHEAR

SISTEMA MUX SHAFFER MPX



## E&P-BC GENPO/GSC MAIO/200

SISTEMAS AUXILIARES:

1. ACÚSTICO
2. E.D.S (tempo teste = 39 seg)
3. AUTO-SHEAR
5. HOT LINE
6. RISER ANTI-RECOIL SYSTEM (verificar)
7. E.R.S (verificar)

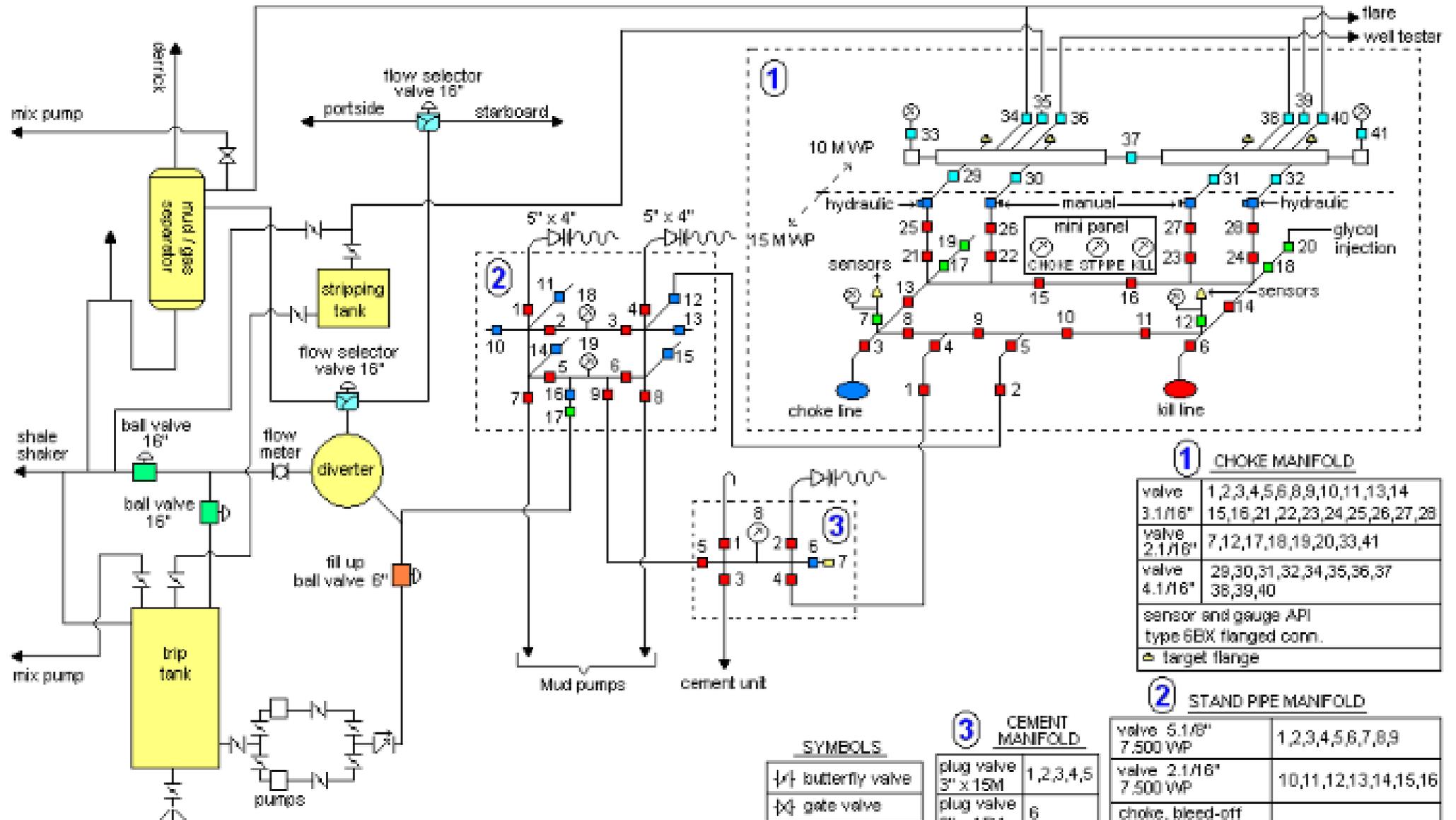
PESO DO BOP

1. LOWER MARINE:  
NO AR: 261.900 LBS  
NA AGUA:

2. BOP STACK  
NO AR: 331.400 LBS  
NA AGUA:

Espessura das gavetas = 29 cm

# LINHAS DO CHOKE E KILL



**1** CHOKE MANIFOLD

valve 1,2,3,4,5,6,8,9,10,11,13,14 3.1/16"	15,16,21,22,23,24,25,26,27,28
valve 7,12,17,18,19,20,33,41 2.1/16"	
valve 29,30,31,32,34,35,36,37 4.1/16"	38,39,40
sensor and gauge API type 6BX flanged conn.	
☉ target flange	

**2** STAND PIPE MANIFOLD

valve 5.1/16" 7.500 W/P	1,2,3,4,5,6,7,8,9
valve 2.1/16" 7.500 W/P	10,11,12,13,14,15,16
choke, bleed-off adjustable 2.1/16" x 7.500 W/P	17
gauge 2.1/16" fig 0 - 10 M	18,19

**3** CEMENT MANIFOLD

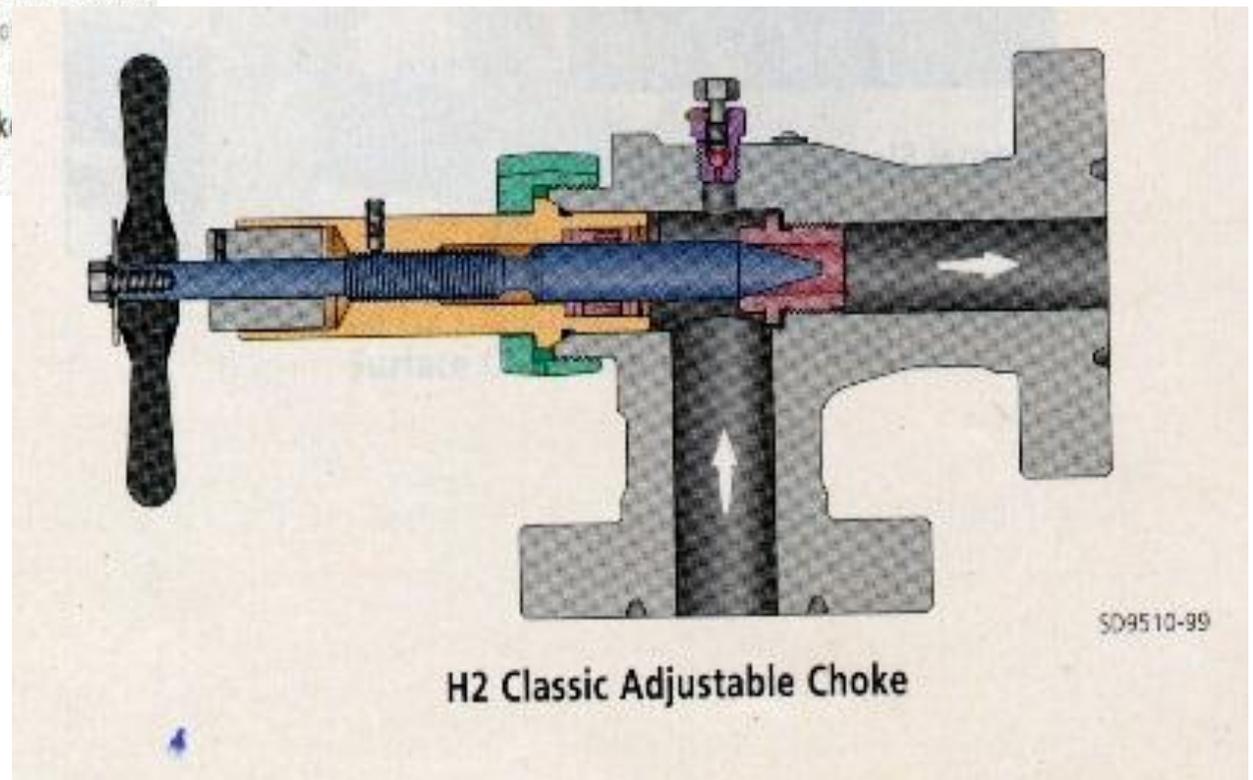
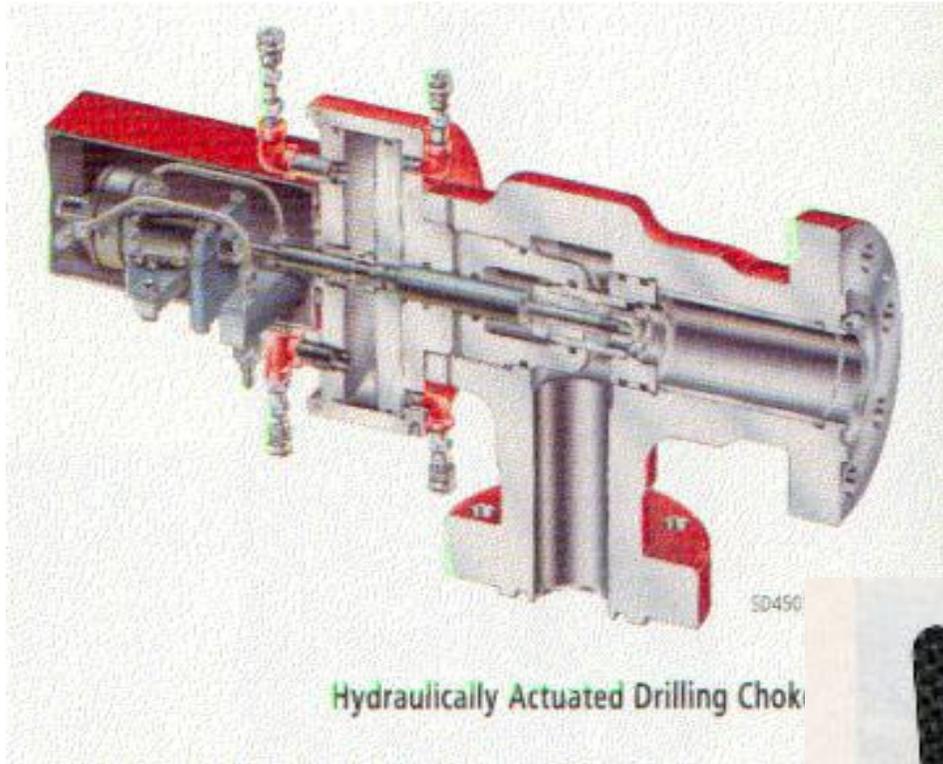
plug valve 3" x 15M	1,2,3,4,5
plug valve 2" x 15M	6
transducer 0-15M	7
gauge 0-15M	8

**SYMBOLS**

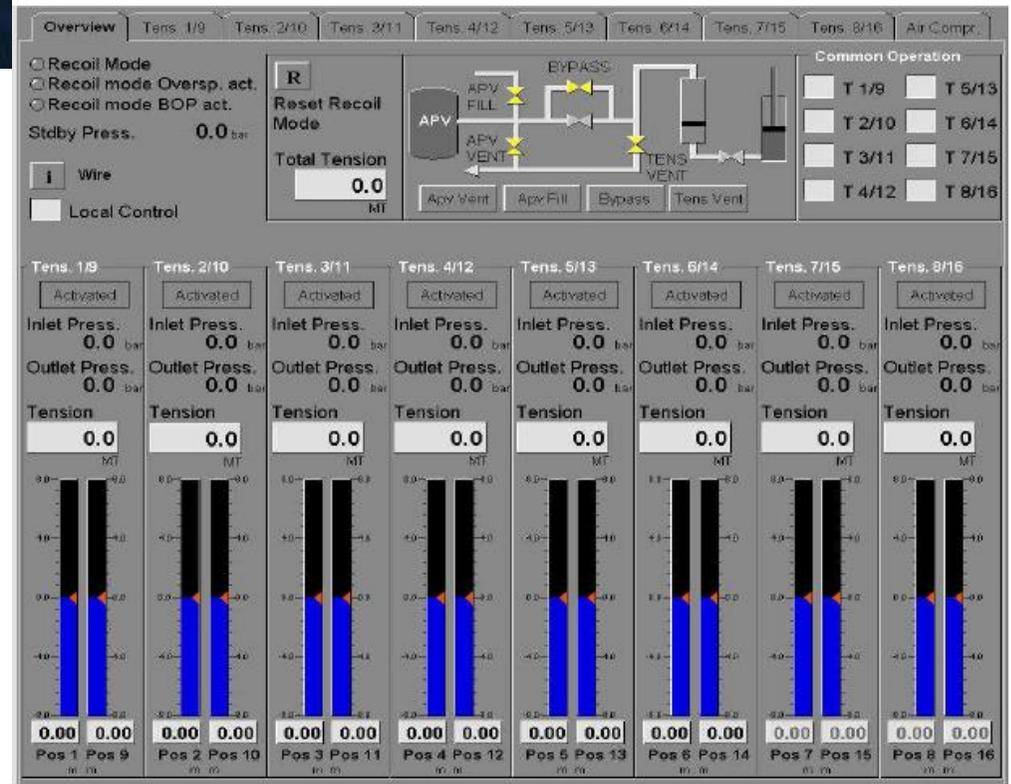
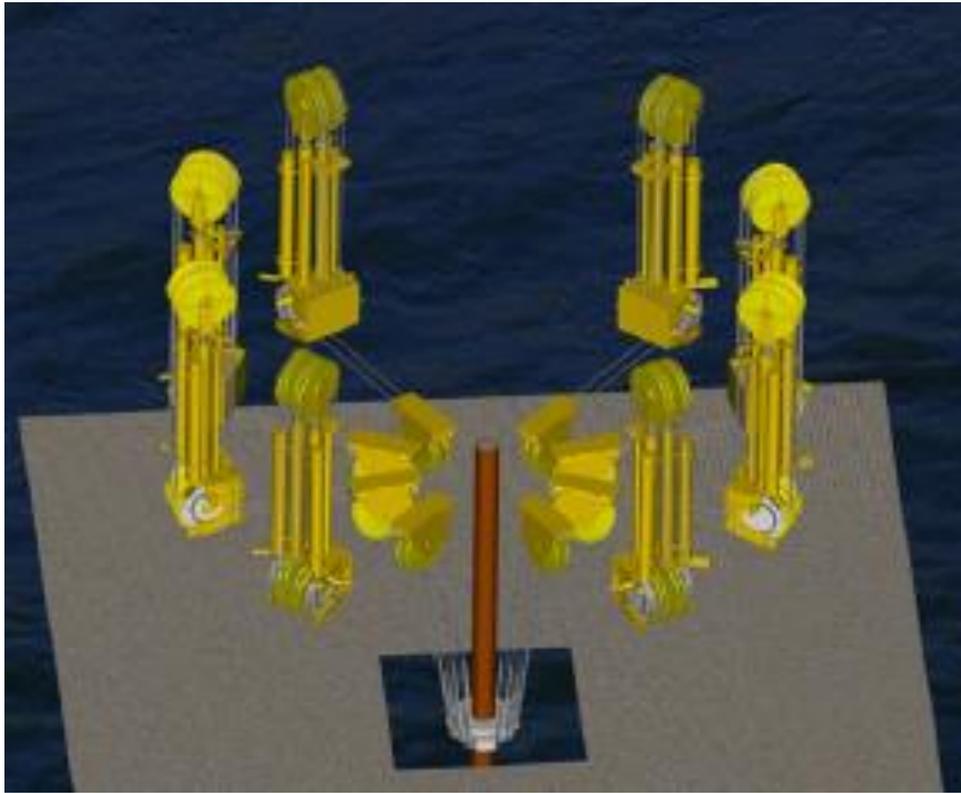
	butterfly valve
	gate valve
	check valve
	reducer
	flexival pipe



# CHOKE AUTOMATICO E MANUALE



# ANEL TENSIONADOR



# MÓDULO 11

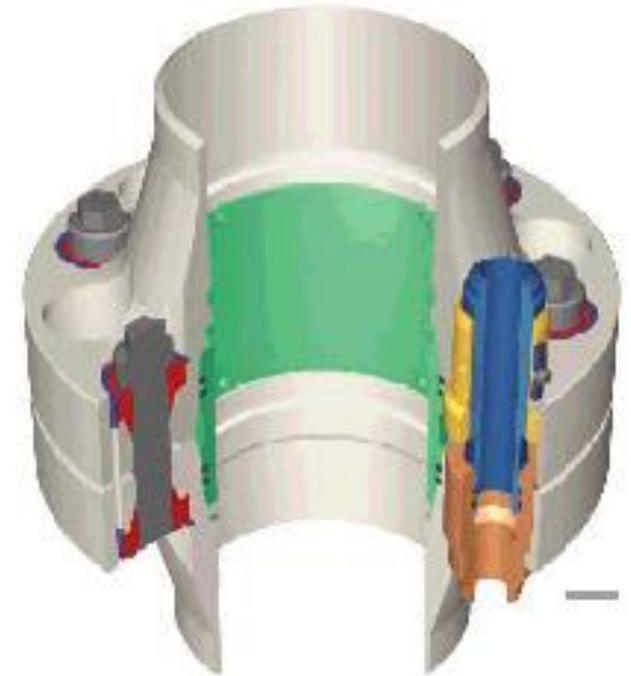
## TIPOS DE RISERS

# CONECTORES DE RISERS

## Shaffer



## Cameron



RF Bolted Flange Riser Connector

## Vecto

*MR-6E Riser Coupling*



# RISER DE PERFURAÇÃO COM E SEM FLUTUADORES



# RISER DE PERFURAÇÃO COM E SEM FLUTUADORES



# TABELA DE CÓDIGO DE CORES PARA FLUTUADORES DE RISER - PADRÃO INTERNACIONAL

## Balmoral Colour Coding Standards

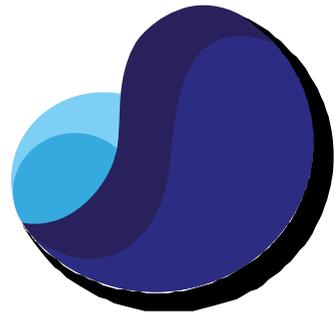
Identification Colour	Depth Rating	
	m	ft
Green	0 - 607	0 - 2000
Blue	608 - 914	2001 - 3000
Yellow	915 - 1219	3001 - 4000
Orange	1220 - 1524	4001 - 5000
Black	1525 - 1829	5001 - 6000
Red	1830 - 2134	6001 - 7000
Purple	2135 - 2438	7001 - 8000
Brown	2439 - 2743	8001 - 9000
Grey	2744 - 3048	9001 - 10000

# DISPOSITIVO “ANTI-STRESS” PARA RISER (“GIMBAL & SPIDER”)



## MÓDULO 12

# ATRIBUIÇÕES DO PLATAFORMISTA



seed  
Business Group