

Projecto Integrado de Desenvolvimento do Norte do Parque das Baleias

Escritório de Projetos

Cálculo de APB/AFE.



15-Outubro-2014

Agenda

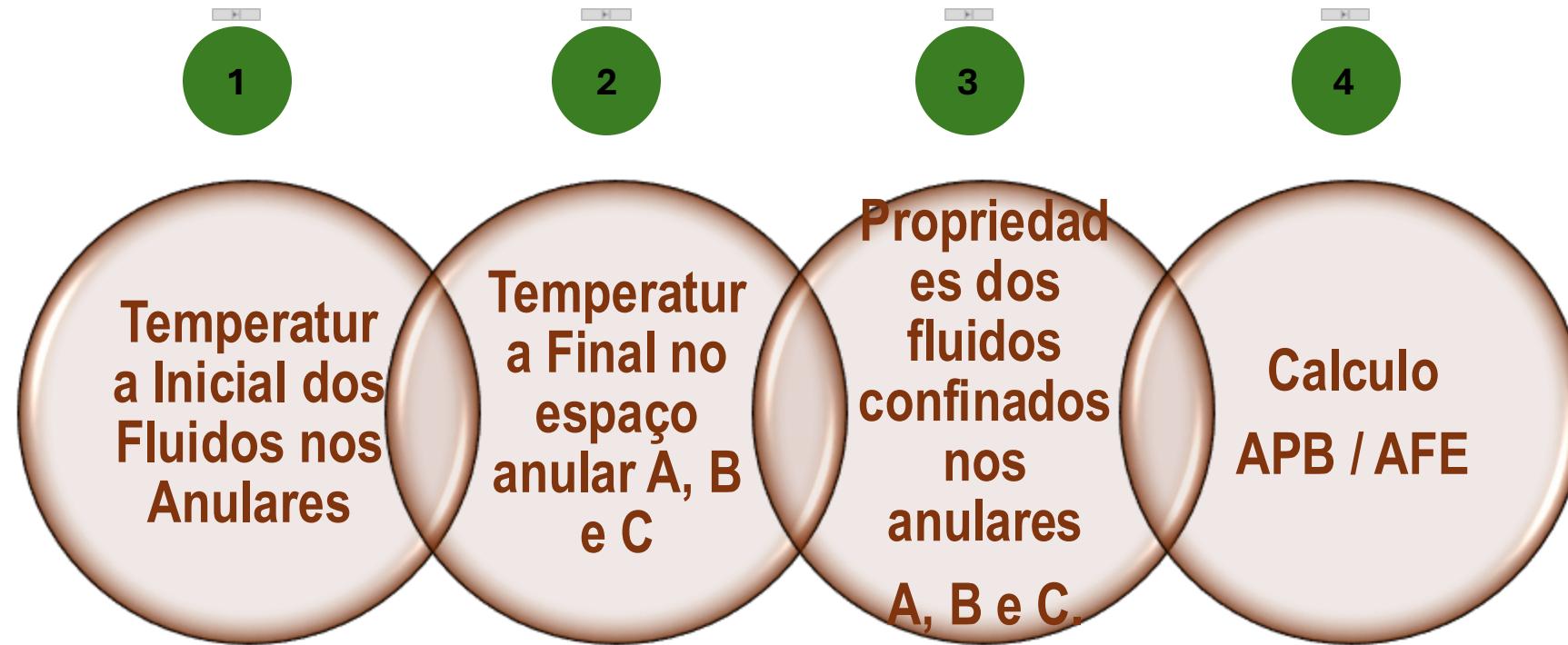
- ✓ Objetivo
- ✓ Metodologia
 - ✓ Temperatura Inicial do Fluido
 - ✓ Temperatura Final no Espaço Anular A, B e C.
 - ✓ Propriedades de los fluidos confinados em los anulares A, B e C.
 - ✓ Calculo de APB/AFE
- ✓ Dimensionamento de Revestimento e Coluna de Produção.

Objetivo

- ✓ Apresentar as premissas e metodologia adotadas pela Schlumberger para o calculo de pressão anular devido a expansão volumétrica por incremento de temperatura dos fluidos devido a transmissão de calor por óleo produzido.

Metodologia

A metodologia para o calculo de AFE e APB é descrita com quatro passos:



Informação básica

Para realizar a análises de APB, a informação seguinte deverá ser considerada:

- ✓ Esquemático do poço e coluna de produção.
- ✓ Perfil estático de temperatura da formação.
- ✓ Perfil de temperatura de produção.
- ✓ Produção de óleo por dia.
- ✓ Densidade do óleo.
- ✓ Capacidade calorifica do óleo.

Cp_o

- ✓ Condutividade do óleo.

K_o

- ✓ Condutividade dos fluidos de perfuração.
- ✓ Condutividade do aço (revestimento e coluna de produção)
- ✓ Condutividade do cimento.
- ✓ Propriedades de compressibilidade e expansão térmica do
 - Fluidos de perfuração.

$(1/k)$ e α

✓ Análises PVT dos fluidos do óleo.

✓ Gráficas estáticas de densidade dos fluidos de perfuração.

T_o

T_∞

q_o

ρ_o

K_{df}

K_a

K_c

Premissas

- Espaço anular é um sistema rígido.
- Volume inicial; V_o , é calculado a partir do topo do cimento.
- Condição de instalação é a condição inicial de volume, V_o e temperatura, T_o , dos fluidos.
- Transmissão de calor por convecção, condução e radiação.
- Quantidade de transmissão de calor radial é função da condutividade dos fluidos.
- Propiedades de expansão termica depende da densidade e viscosidade dos fluidos (P, T).
- Correlação para fluxo multifásico de Hagedom & Brown,
- Correlações Beggs (μ_o), Vasquez (ρ), Standing (RGO) & (z) e Lee (μ_g)
- Poço surgente, pico de óleo e pico de agua.

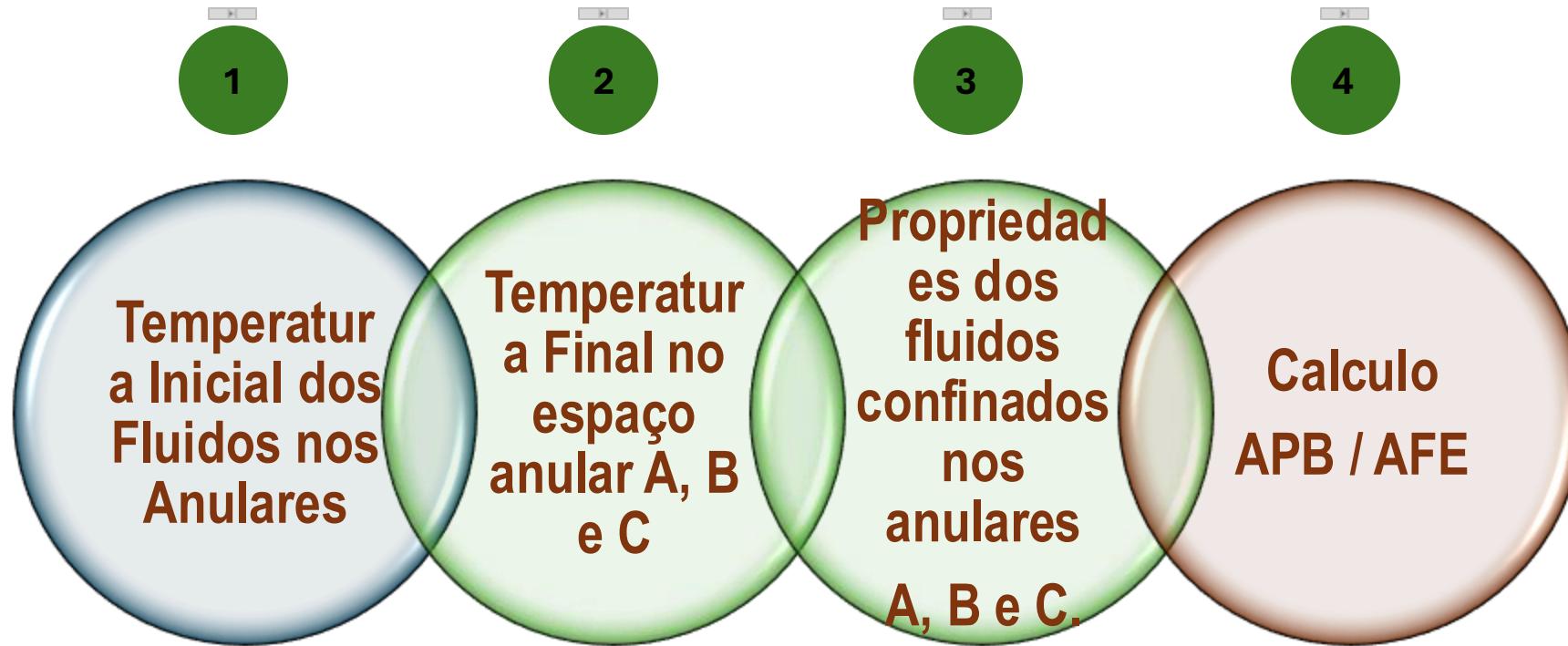
Tabela Comparativa

Item	Descrição	Schlumberger	Petrobras
1	Topo de Cimento por baixo do Sapato de 20"?	Sim	Sim
2	Topo de Cimento por baixo do Sapato de 13-3/8"?	Sim	Sim
3	Perfil de temperatura utilizado para o cálculo da condição incial de instalação	As Cemented (Perfil de Temperatura no final da cimentação no momento da instalação do pack off)	Temperatura estática da formação
4	Software para Simulação de Temperatura de Instalação Rev 10-3/4"	TDAS Perfil de Temperatura As Cemented	WellCAT Perfil de Temperatura Estático
5	Força de travamento do Packoff 10-3/4"	237 Kips	237 Kips
6	Expansão Térmica (1/F deg) 6.1 Casac 6.2 Diesel 6.3 Nitrogênio 6.4 SBM 10.0 ppg 6.5 SBM 9.5 ppg	6.1 CASAC: 2.35 E-4 6.2 Diesel: 4.10 E-4 6.3 Nitrogênio: 1.70 E-3 6.4 SBM 10.0 ppg: (4.0-4.1) E-4 6.5 SBM 9.5 ppg: (3.7-4.1) E-4	Entrada direta no WellCAT não permitindo verificação dos valores de entrada
7	Compressibilidade (1/psi) 7.1 Casac 7.2 Diesel 7.3 Nitrogênio 7.4 SBM 10.0 ppg 7.5 SBM 9.5 ppg	7.1 CASAC: 2.59 E-6 7.2 Diesel: 7.75 E-6 7.3 Nitrogênio: 3.62 E-4 7.4 SBM 10.0 ppg: (5.4-5.5) E-6 7.5 SBM 9.5 ppg: (5.0-5.5) E-6	Entrada direta no WellCAT não permitindo verificação dos valores de entrada

Tabela Comparativa

8	Conductividade (W/(m*k)) 8.1 Casac 8.2 Diesel 8.3 Nitrogênio 8.4 SBM 10.0 ppg 8.5 SBM 9.5 ppg	8.1 CASAC: 0.675 8.2 Diesel: 0.1558 8.3 Nitrogênio: 0.0258 8.4 SBM 10.0 ppg: 0.4 8.5 SBM 9.5 ppg: 0.4	Entrada direta no WellCAT não permitindo verificação dos valores de entrada
9	Capacidade Calorífica (J/(kg*K)) 8.1 Casac 8.2 Diesel 8.3 Nitrogênio 8.4 SBM 10.0 ppg 8.5 SBM 9.5 ppg	8.1 CASAC: 4,111.43 8.2 Diesel: 2,068.28 8.3 Nitrogênio: 1,034.14 8.4 SBM 10.0 ppg: 2,000 8.5 SBM 9.5 ppg: 2,000	Entrada direta no WellCAT não permitindo verificação dos valores de entrada
10	Cálculo de força resultante aplicada no Pack Off 10-3/4"	Software TDAS	WellCAT
11	Determinação de perfil de pressões e Temperatura do óleo produzido ao longo da coluna de produção	PipeSIM	Estimado pelo E&P-PDP/CTPDP/EESUB
12	Caso mais crítico para analise de AFE-APB	Poço Fluyente sem Gas Lift	Poço Fluyente Sem Gás Lift - Pico de água

Primeiro Passo



Temperatura Inicial do Fluido

1) Volume e Temperatura Inicial do Fluido.

A condição inicial de volume; V_o , e temperatura; T_o , é a condição que os fluidos trapeados têm no espaço anular ao final da cimentação do revestimento e instalação do pack off [1] e [7]

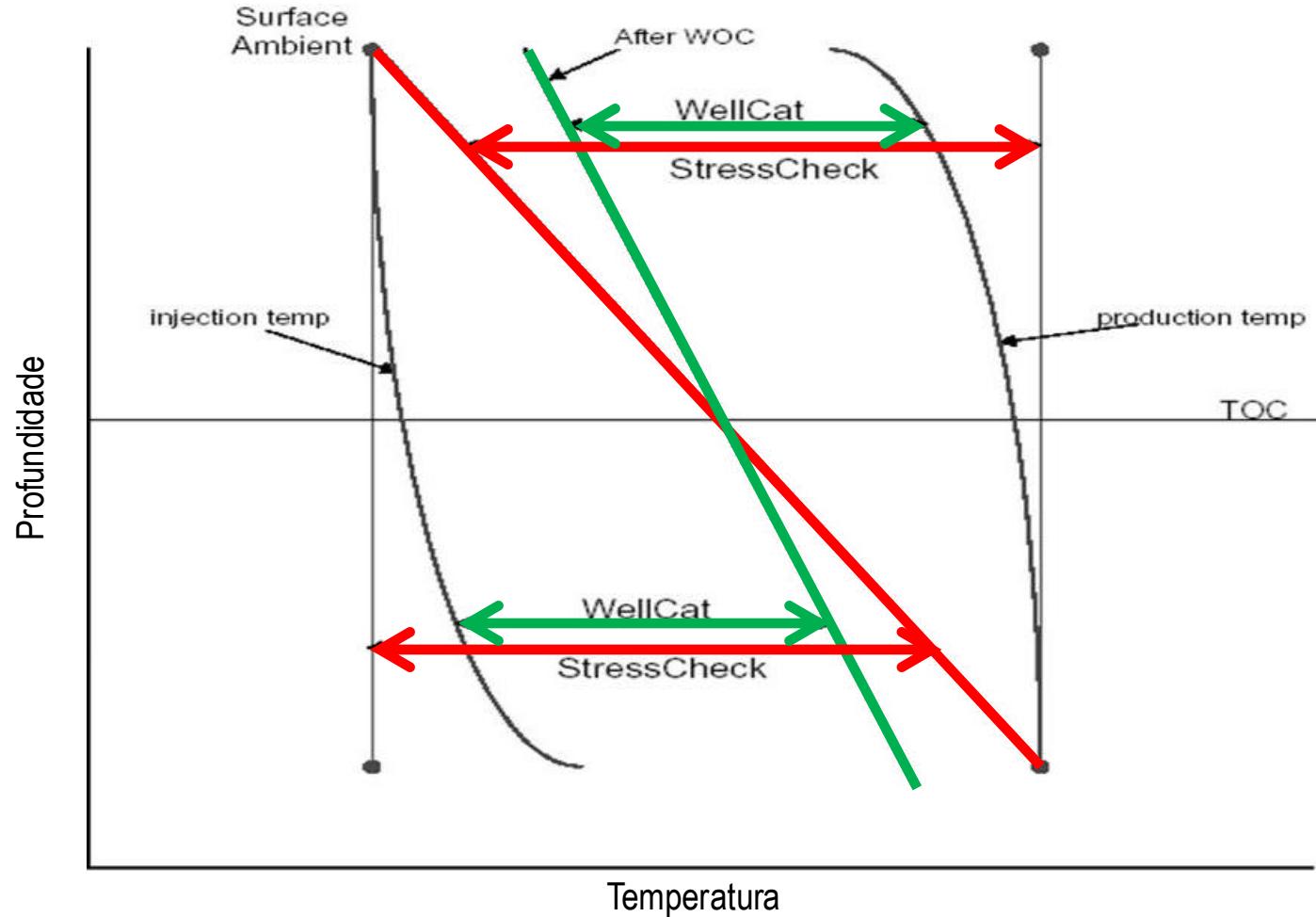
V_o se mantén igual quando $T < T_o$,
 V_o aumentará até V_f quando $T > T_o$.

Installed Load is determined using a cementing temperature correlation from Kutasov, I.M., and Taighi, A.K., “**Better Deep-hole BHCT Estimations Possible**”

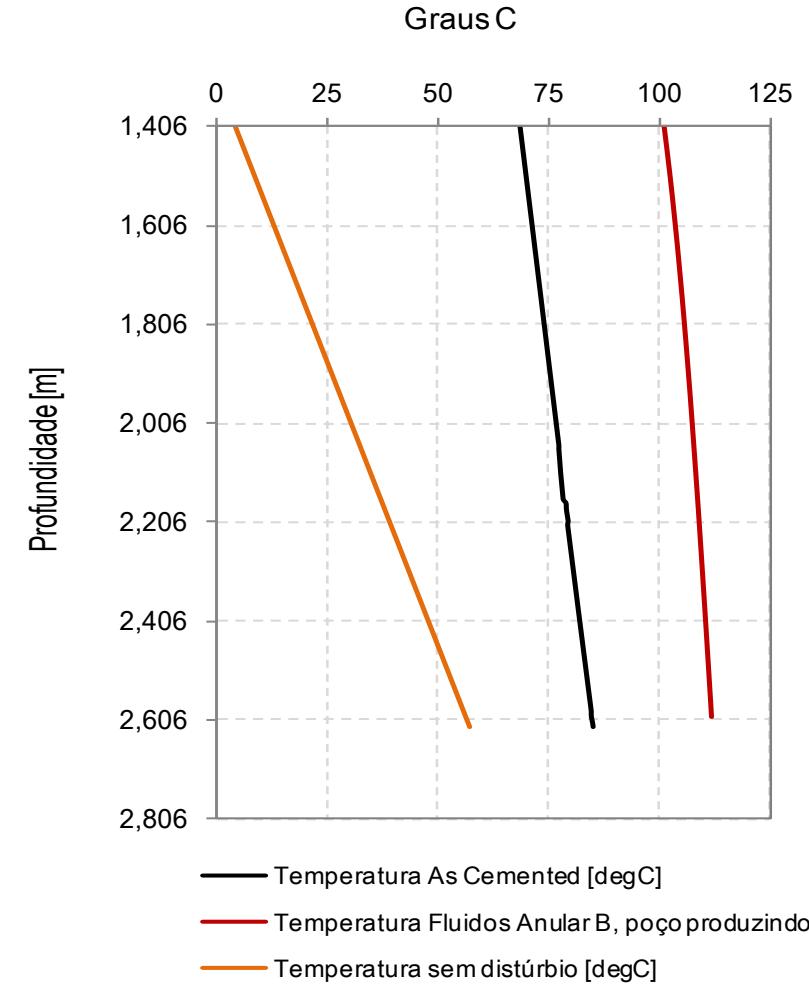


Temperatura Inicial do Fluido

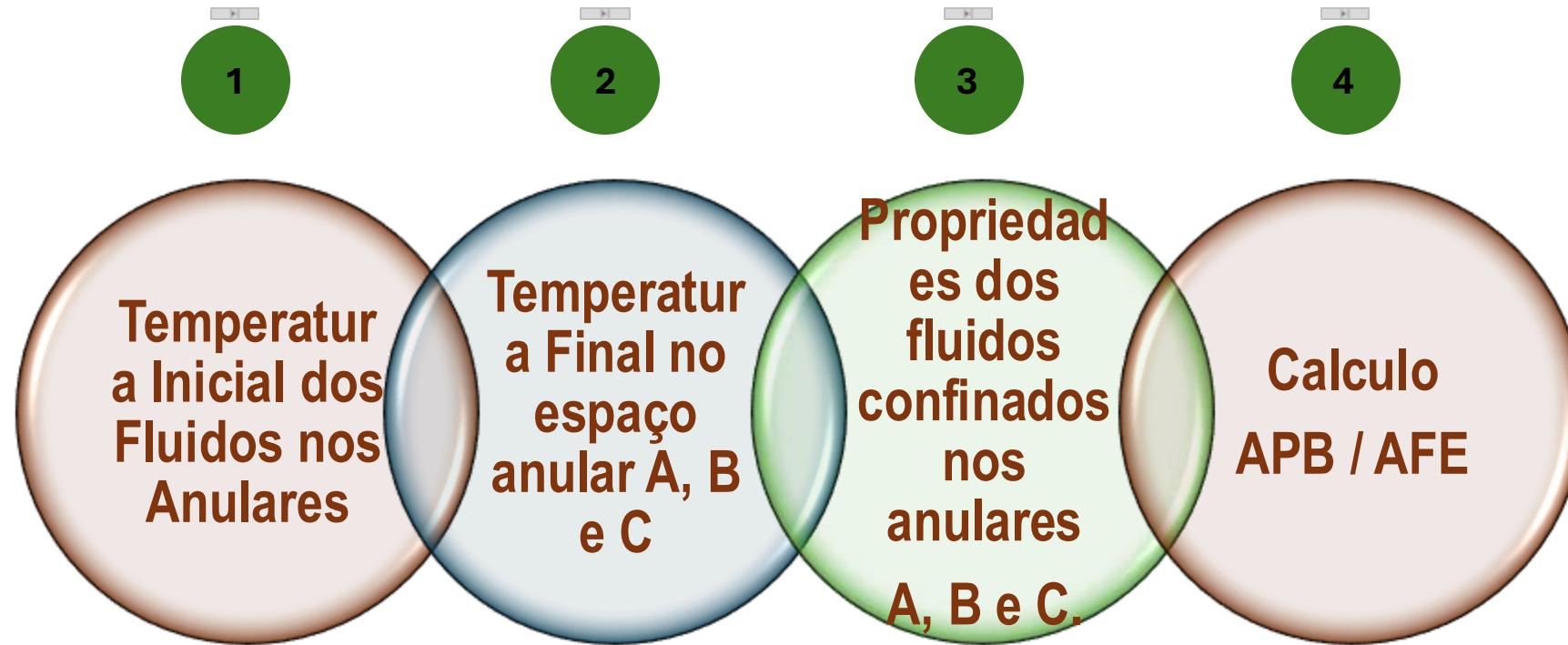
- ✓ Foram adotados para o revestimento intermediário e produção a temperatura final durante a cimentação destes revestimentos, como condição Inicial de temperatura de instalação no momento de ativar o Pack-Off (**As Cemented**).



Perfil de Temperaturas, ΔT_{avg} , Anular B
10 3/4" x 13 3/8"



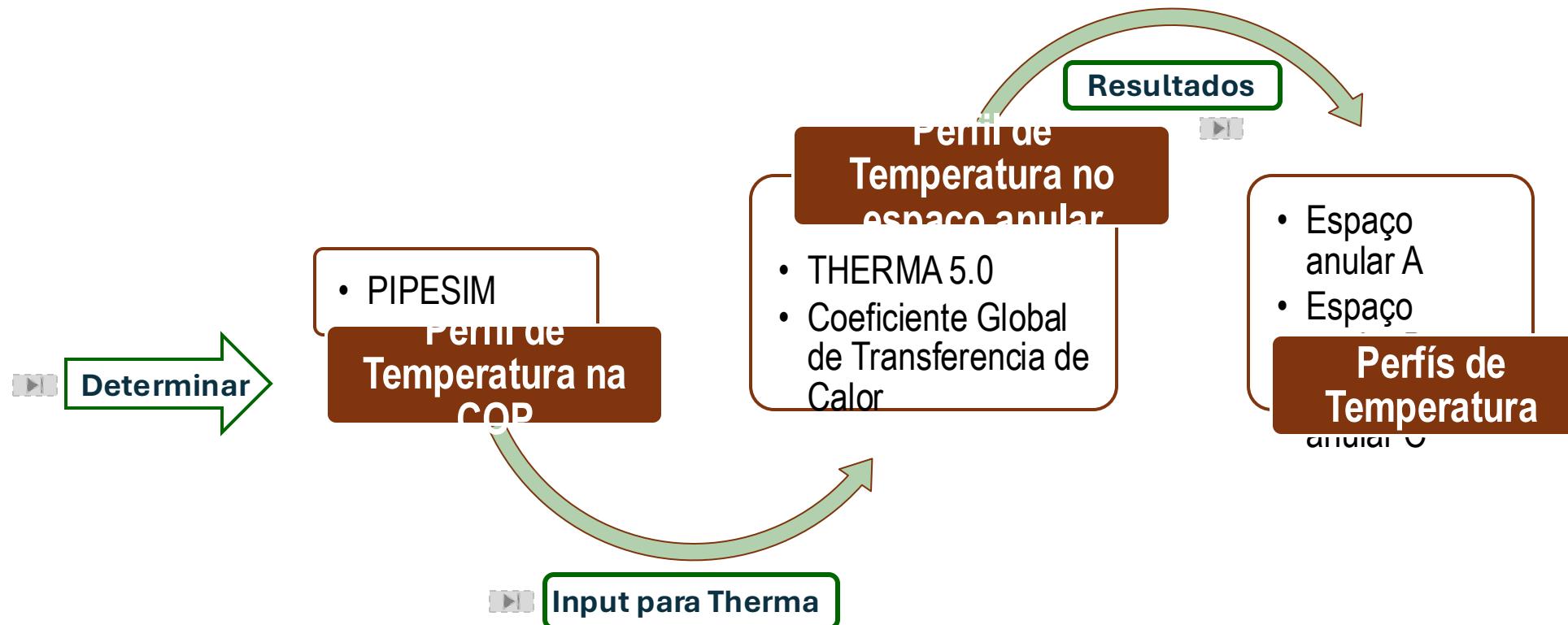
Segundo Passo



Temperatura Final nos Espaços Anulares A, B e C

1) Temperatura Final

A condição final da temperatura T_f é a temperatura alcançada dos fluidos devido a transmissão de calor durante a produção de óleo. A determinação dos perfis se descreve na figura seguinte:



Perfil de Pressão e Temperatura na COP

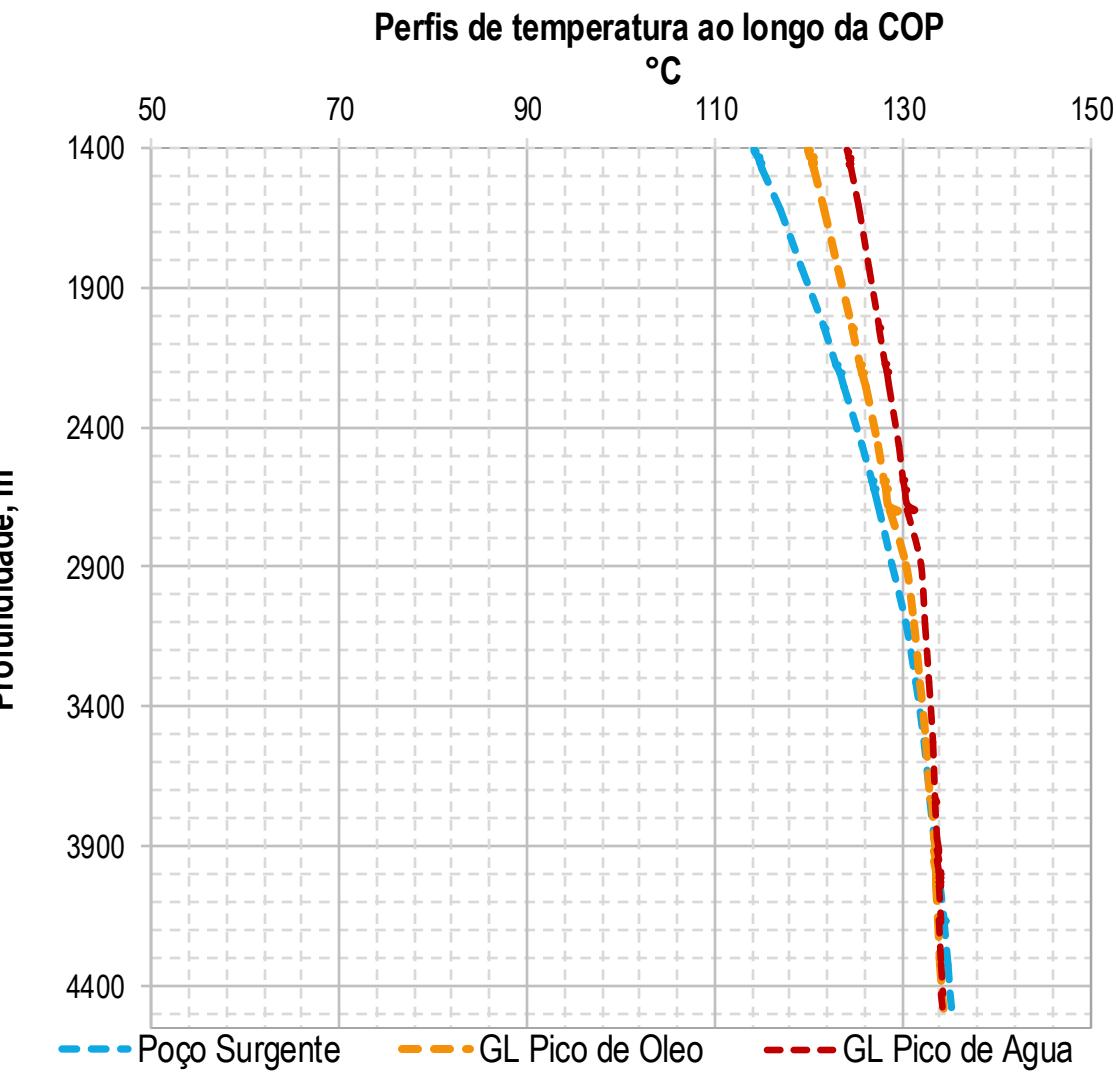
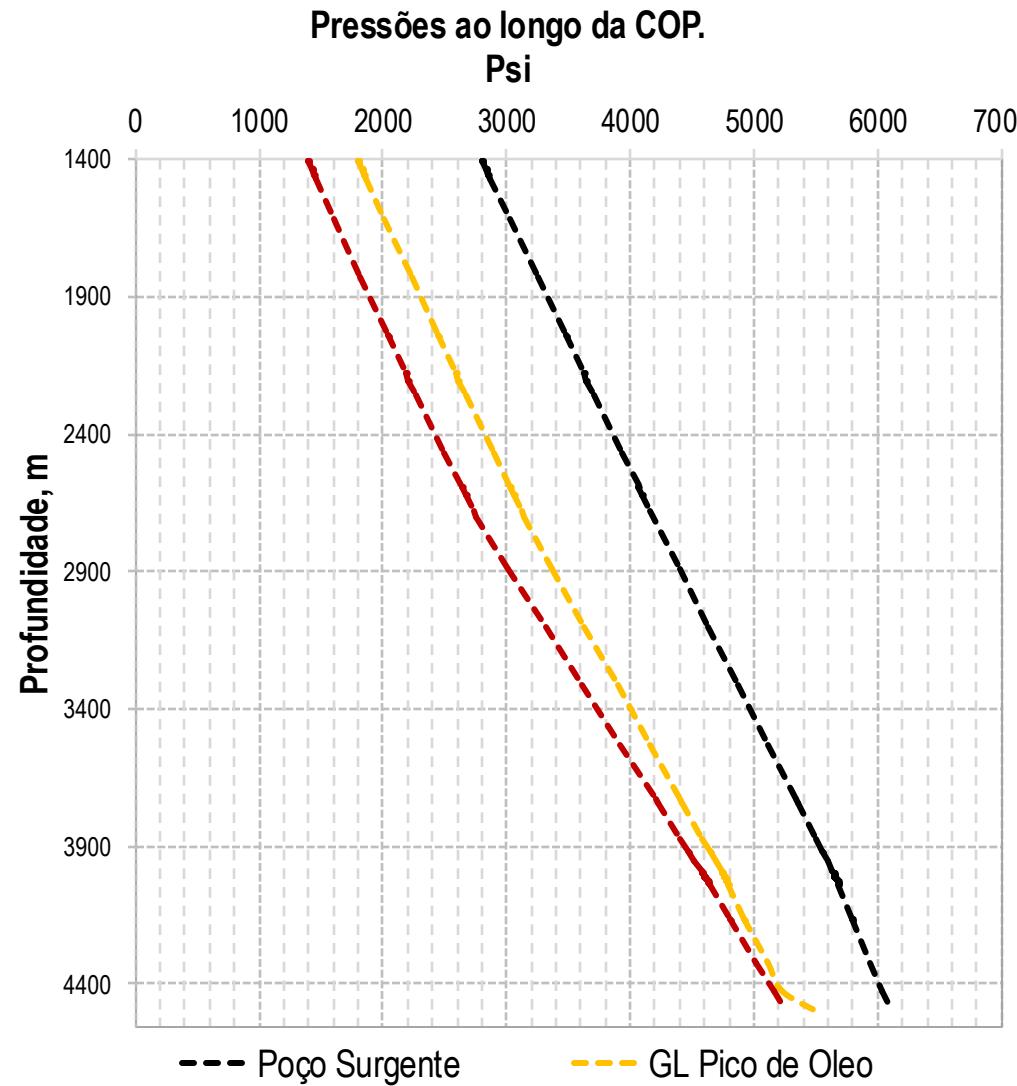
Os perfís de temperatura do óleo produzido são calculadas com TDAS ou Pipesim. TDAS utiliza a seguinte correlação:

PIPESIM

O cálculo da queda de temperatura padrão é detalhado abaixo:

1. A pressão de fluxo no fundo do poço (Pwf) é primeiro calculada utilizando o modelo IPR selecionado.
2. A entalpia em condições de reservatório (Hres) é obtida através do flash do fluido à pressão e temperatura do reservatório.
3. O sistema sendo isentálpico a entalpia calculada a condições de reservatório é também a entalpia de fluxo no fundo do poço ($H_{wf} = H_{res}$).
4. A temperatura à pressão de fluxo no fundo do poço é calculada através do flash do fluido a P_{wf} e H_{wf}

Perfil de Pressão e Temperatura na COP



Mecanismos de Transferencia de Calor

A transferência de calor para os fluidos contedos nos espaços anulares do poço são:

- 1) Óleo produzindo por **convecção**.
- 2) O calor transferido de forma radial a través das paredes das tuberias por **condução**.
- 3) O calor transferido a través dos fluidos, cimento por **radiação e condução**.

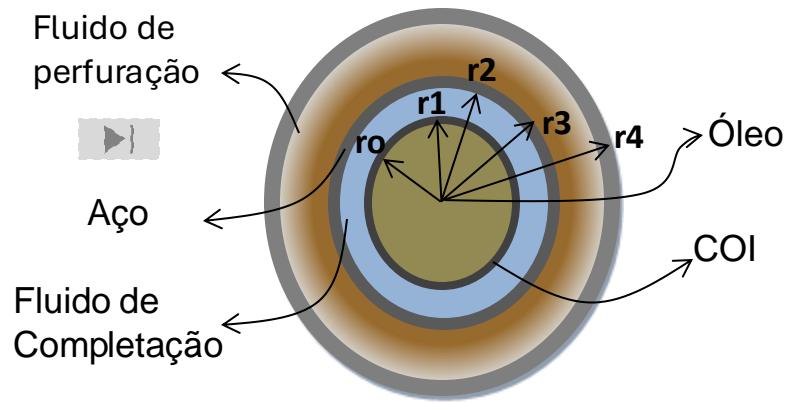
A quantidade de calor em forma radial considera duas variáveis;

- 1) Coeficiente de transferência térmica; **h** , e
- 2) Coeficiente global de transferência térmica, **U_o** .

$$U_o = \frac{1}{\left(\frac{1}{r_o h_i} + \frac{\ln(r_o/r_1)}{k_{COP}} + \frac{r_o}{r_o * (h_c + h_r)} + \frac{\ln(r_1/r_2)}{k_2} + \frac{r_{oRe_v}}{r_{oRe_v} * (h_c + h_r)} + \frac{\ln(r_2/r_3)}{k_3} + \frac{\ln(r_3/r_4)}{k_{Cim}} \right)}$$

** A primeira depende do Numero de Prant, Numero de Nussel e viscosidade do óleo.

*** A segunda considera o coeficiente de transferência térmica e todos os valores de capacidade de condução térmica dos fluidos de completação, perfuração, aço e cimento, conforme a Equação de



Propiedades de Conductividade e Capacidad Calorifica

Tipo de fluido	Conductividade W/(m*k)	Capacidad Calorifica J/(kg*K)
Casac 9,4 ppg	0.675	4111.43
Diesel 7.0 ppg	0.1558	2068.28
Nitrogênio	0.0258	1034.14
SBM 10.0 ppg	0.4	2000
SBM 9.5 ppg	0.4	2000

Perfis de Temperatura nos espaços anulares

O perfil de temperatura está definido pelas equações seguintes:

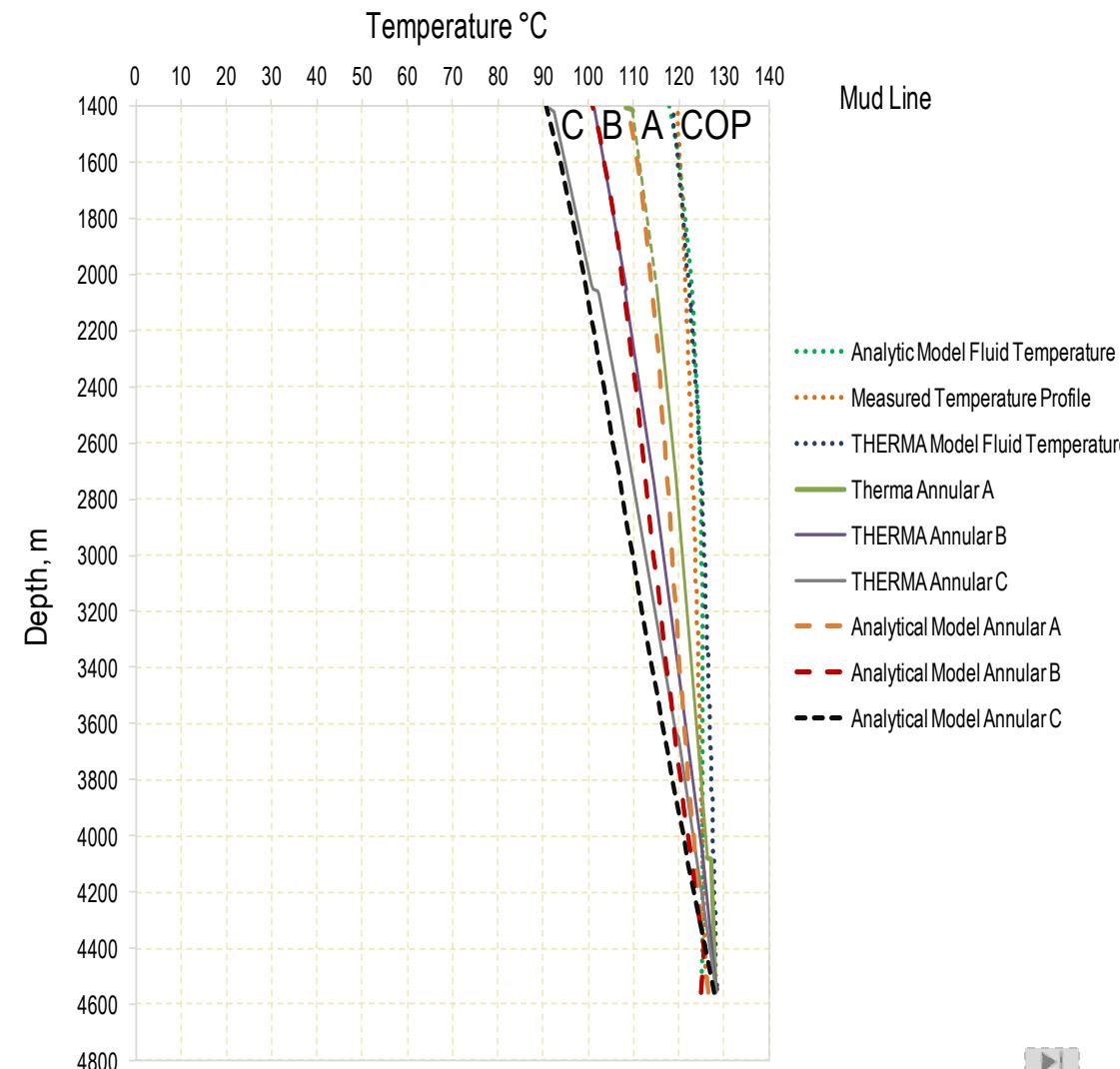
Temperatura da formação; T_h

$$T_h = \frac{T_f * f(t) + \frac{k_e}{r_i U_i} * T_{form}}{f(t) + \frac{k_e}{r_i U_i}}$$

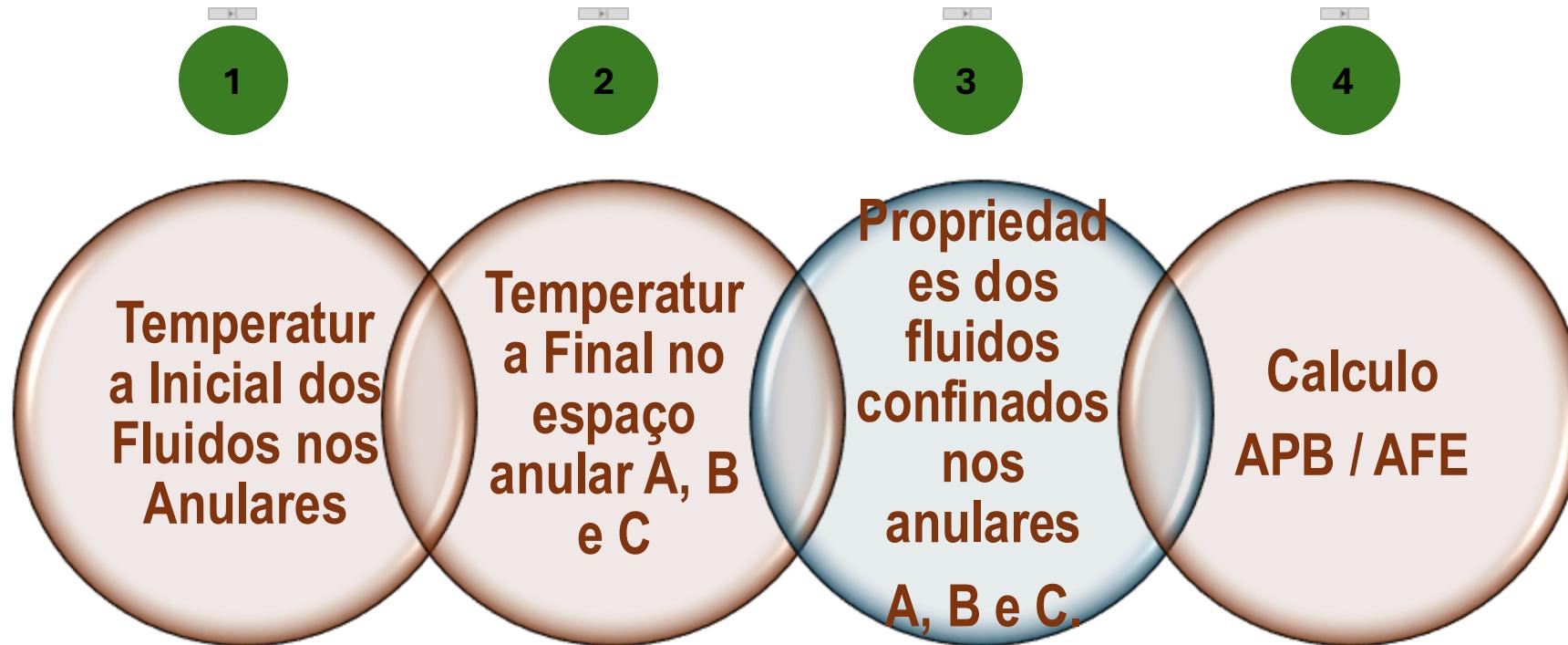
Temperatura em cada uno dos espaços anular;

$$T_i = T_h + \left(\frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{cim}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{rev}} \right) * r_{to} * U_{to} * (T_f - T_h)$$

** Equação é generalizada e deve modificarse para cada uno dos anulares.



Terceiro Passo



Propriedades Compressibilidade e Expansão Térmica

A expansão térmica e compressibilidade foram determinadas em função dos fluidos base utilizados pela Petrobras. Atualmente está utilizando Parafina e devido as regulações ambientais também Olefina, representado por NOVAPLUS e RHELIANT.

PARADRIL (SIP 2.0)

n-Paraffin (C13-C18)

BIOBASE 360
NOVAPLUS
EDC 99
RHELIANT

O SWR na Petrobras está no range de 55/45 a 65/45, pelo tanto são utilizadas três relações;

55/45

65/45

60/40

Peso do fluido de perfuração na Petrobras também está no range de 8,8ppg até 11,3ppg. Foram utilizadas tres densidades;



9,4 ppg

10,2 ppg

Quarto Passo

1

Temperatura Inicial dos Fluidos nos Anulares

2

Temperatura Final no espaço anular A, B e C

3

Propriedades dos fluidos confinados nos anulares A, B e C.

4

Calculo APB / AFE



Calculo de APB/AFE

As considerações para o calculo da expansão térmica e incremento de pressão no espaço anular; [2], utilizam as premissas seguintes:

- O sistema é considerado rígido,
- Volume total anular até o topo do cimento,
- Fluidos de perfuração sintéticos e espaçador base água,
- Perfis estáticos de densidade.

O calculo da expansão térmica e incremento de pressão está definida pelas equações seguintes;

Equação 1, expansão termica de um volume maior é calculada pela equação seguinte;

$$V = V_o (1 + \alpha \Delta T_{avg})$$
 Equa (1)

V_o = Volume _ Inicial

V = Volume _ Final

α = Coeficiente _ Expansão _ Térmica; [1/°F]

ΔT_{avg} = Diferencial _ Temperatura; [°F]

k = Coeficiente _ Compressibilidade; [1/ Psi].

Equação 2, o incremento de pressão está definido pela equação seguinte;

$$\Delta P = \frac{V - V_o}{V_o * (1/k)_{fluido}}$$
 Equa (2)



Calculo de APB/AFE

Substituindo a equação (1) na equação (2) mostra que para o caso mas elementar de um fluido em expansão dentro de um container rígido, a pressão incrementa só se as propriedades dos fluidos e meia da temperatura do fluido muda. O incremento de pressão está definido pela equação (3);

$$\Delta P = \frac{\alpha \Delta T_{avg}}{(1/k)_{fluid}} \quad \text{Equa (3)}$$

$$k_N = \frac{V_{gas}}{V_{gas} + V_{liq}} k_{N\ gas} + \frac{V_{liq}}{V_{gas} + V_{liq}} k_{N\ liq} \quad \text{Equa (4)}$$

Aplicando as equações 1, 2 e 3; com os dados de expansão termica e compressibilidade da tabela seguinte;

Valores de expansão e compressibilidade térmica dos fluidos.		
Tipo de fluido	Expansão térmica (1°F)	Compressibilidade, (1/ Psi)
CASAC 9.4 ppg	2.35 E-4	2.59 E-6
Diesel 7.3 ppg	4.10 E-4	7.75 E -6
Nitrogênio	1.70 E-3	3.62 E-4
SBM 10.0 ppg	(4.00- 4.1) E-4	(5.40-5.50) E-6
SBM 9.5 ppg	(3.70-4.10) E-4	(5.00-5.50) E-6

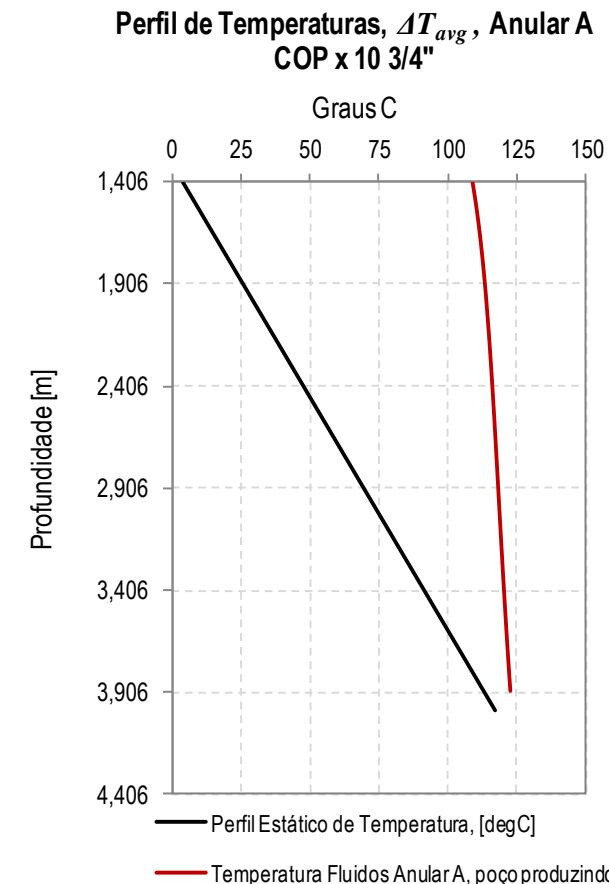


Calculo de APB/AFE

Utilizando os valores de ΔT , das figuras, calculamos com

$$\Delta T = T_f - T_o$$

Annular Temp	Installed Load	Depth	Installed Load	Annular Temp	ΔT Average
C deg	C deg	[m]	F deg	F deg	F deg
119.36	4.00	1406.00	39.20	246.86	207.66
120.36	4.34	1413.90	39.82	248.64	208.82
120.95	5.75	1445.97	42.34	249.71	207.37
124.37	6.11	1454.35	43.00	255.86	212.86
129.86	37.23	2167.09	99.02	265.74	166.72
127.44	37.57	2174.87	99.63	261.40	161.77
127.55	38.26	2190.50	100.86	261.58	160.72
127.62	38.60	2198.31	101.48	261.72	160.24
130.09	38.94	2206.11	102.09	266.17	164.08
132.24	55.07	2575.54	131.13	270.03	138.91
132.28	55.41	2583.31	131.74	270.10	138.37
130.28	55.75	2591.05	132.35	266.51	134.17
130.44	56.81	2615.29	134.25	266.80	132.55
132.49	57.10	2621.99	134.78	270.48	135.70
138.27	105.41	3728.44	221.74	280.88	59.14
138.71	111.28	3862.89	232.31	281.68	49.37
137.94	111.63	3870.78	232.93	280.29	47.36
138.61	116.77	3988.43	242.18	281.50	39.32
139.32	117.09	3995.74	242.75	282.77	40.02



Calculo de APB/AFE

Utilizando os valores de ΔT , das figuras, calculamos com

$$\Delta T = T_f - T_o$$

Annular Temp	Installed Load	Depth	Installed Load	Annular Temp	ΔT Average
C deg	C deg	[m]	F deg	F deg	F deg
99.51	4.00	1406.00	39.20	211.11	171.91
101.41	4.34	1413.90	39.82	214.53	174.71
102.71	5.75	1445.97	42.34	216.88	174.54
111.10	6.11	1454.35	43.00	231.98	188.98
117.96	32.12	2049.92	89.81	244.33	154.52
118.94	32.46	2057.73	90.43	246.09	155.66
119.92	36.89	2159.27	98.41	247.85	149.44
119.91	37.23	2167.09	99.02	247.83	148.81
113.74	37.57	2174.87	99.63	236.73	137.09
113.71	37.92	2182.68	100.25	236.69	136.44
114.03	38.60	2198.31	101.48	237.25	135.78
120.29	38.94	2206.11	102.09	248.53	146.44
120.44	39.29	2214.19	102.72	248.80	146.07
123.97	55.41	2583.31	131.74	255.14	123.40
118.86	55.75	2591.05	132.35	245.94	113.60
118.87	56.13	2599.82	133.03	245.97	112.94
119.17	56.81	2615.29	134.25	246.50	112.25
124.33	57.10	2621.99	134.78	255.79	121.01
124.46	57.45	2630.12	135.42	256.03	120.61
134.69	105.41	3728.44	221.74	274.45	52.70
135.36	111.28	3862.89	232.31	275.65	43.33
133.50	111.63	3870.78	232.93	272.30	39.37
133.55	111.96	3878.40	233.53	272.39	38.86
135.09	117.05	3995.00	242.70	275.17	32.47
136.60	117.09	3995.74	242.75	277.88	35.13

Perfil de Temperaturas, ΔT_{avg} , Anular B
10 3/4" x 13 3/8"

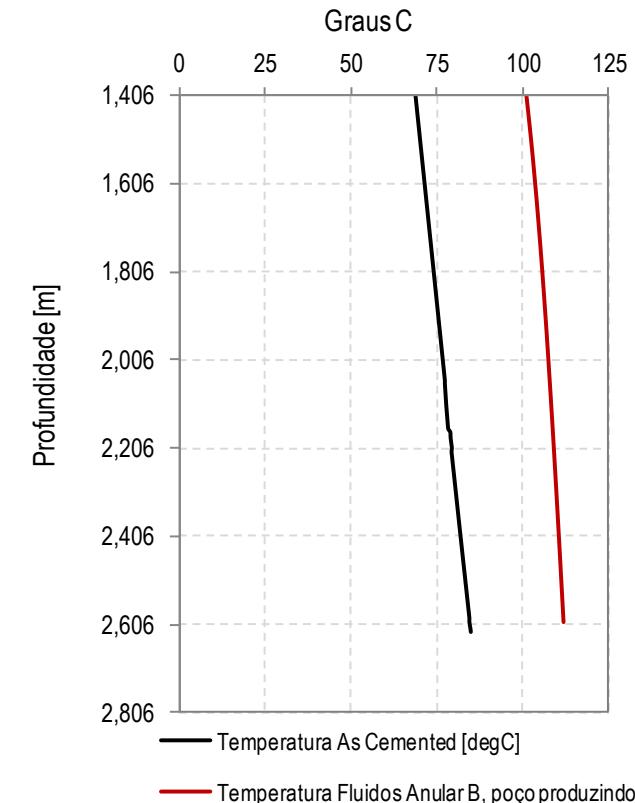


Gráfico APB/AFE _ Espaço Anular A

APB/AFE Espaço Anular A, Fluido CASAC 9.4 ppg (@ 266 F e 4100 psi)

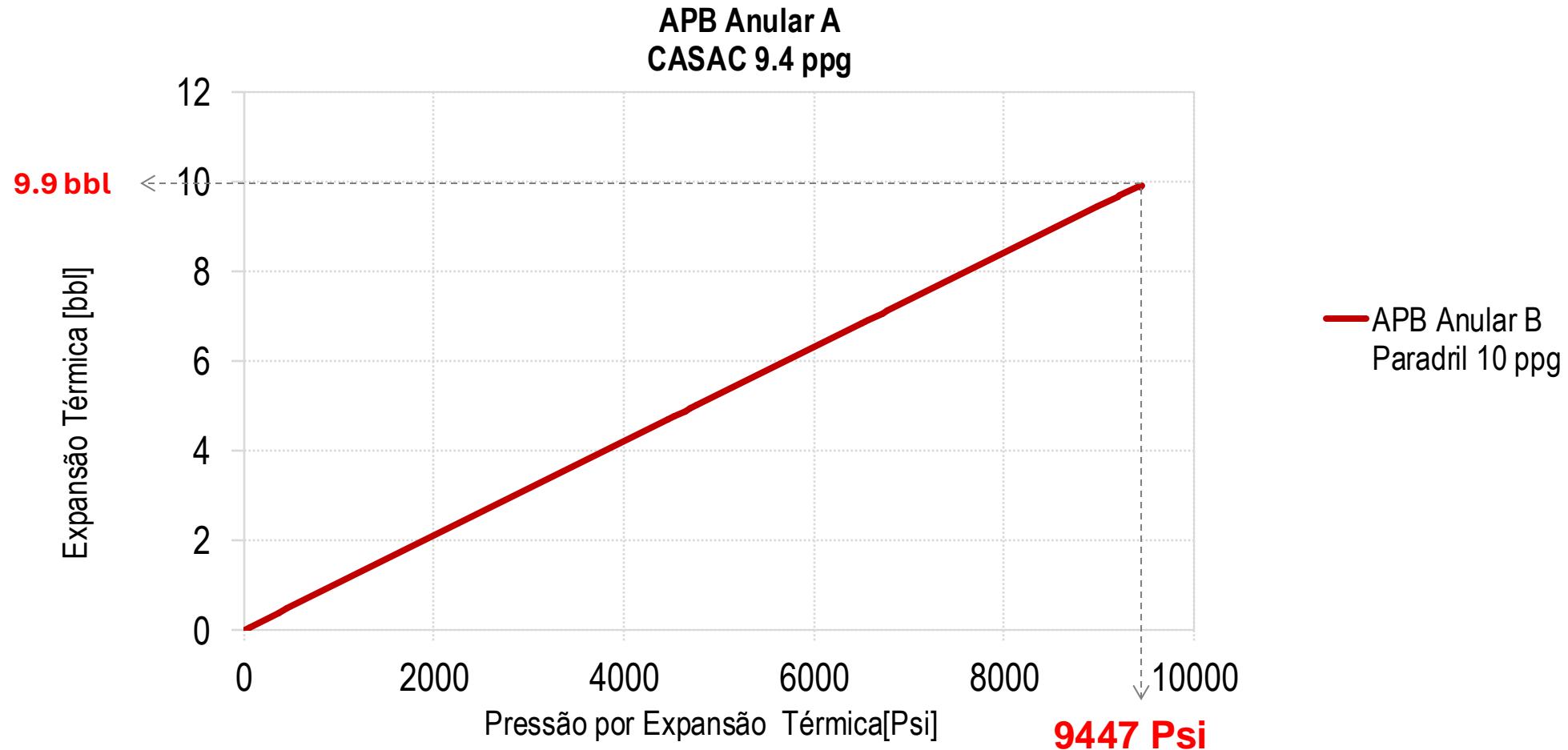
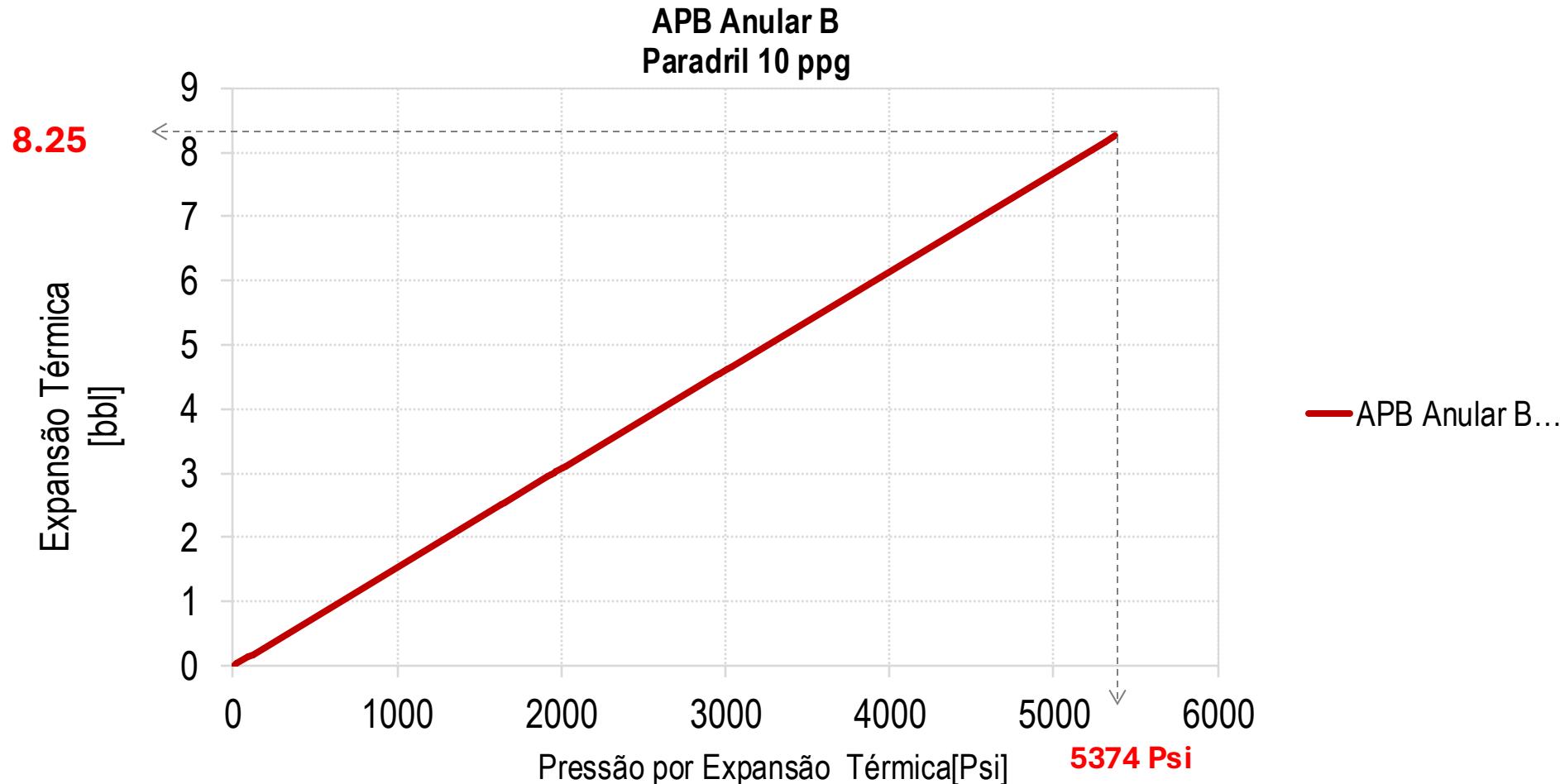


Gráfico APB/AFE _ Espaço Anular B

APB/AFE Espaço Anular B, Fluido Paradril SWR 55/45 - MW 10 ppg (@ 255 F e 6400 psi)



Calculo APB/AFE _ Poço Jubarte 39

Valores de AFE e APB devido a aquecimento dos fluidos devido a aquecimento do poço produzindo a 3000 m

Fluido de Completação CASAC de 9,4 ppg	Anular A, COI x 10 3/4"	Anular B, 10 3/4" x 13 3/8"	Anular C, 13 3/8" x 20"
ΔP Annular Acum, [Psi]	9447	5374	6097
ΔV Average Acum, [Bbl]	9,94	8,25	12,53
Fluido de Completação DIESEL de 7,3 ppb	Anular COI x 10 3/4"	Anular 10 3/4" x 13 3/8"	Anular 13 3/8" x 20"
ΔP Annular Acum, [Psi]	4967	3634	3744
ΔV Average Acum, [Bbl]	15,67	5,5	7,2
Fluido de Completação N2 e 133 [m] de CASAC de 9,4 ppg	Anular COI x 10 3/4"	Anular 10 3/4" x 13 3/8"	Anular 13 3/8" x 20"
ΔP Annular Acum, [Psi]	770	221	-
ΔV Average Acum, [Bbl]	44,5	0,34	-

Dimensionamento de Revestimento e Coluna de Produção

Projeto – Revestimento de produção 10 3/4”

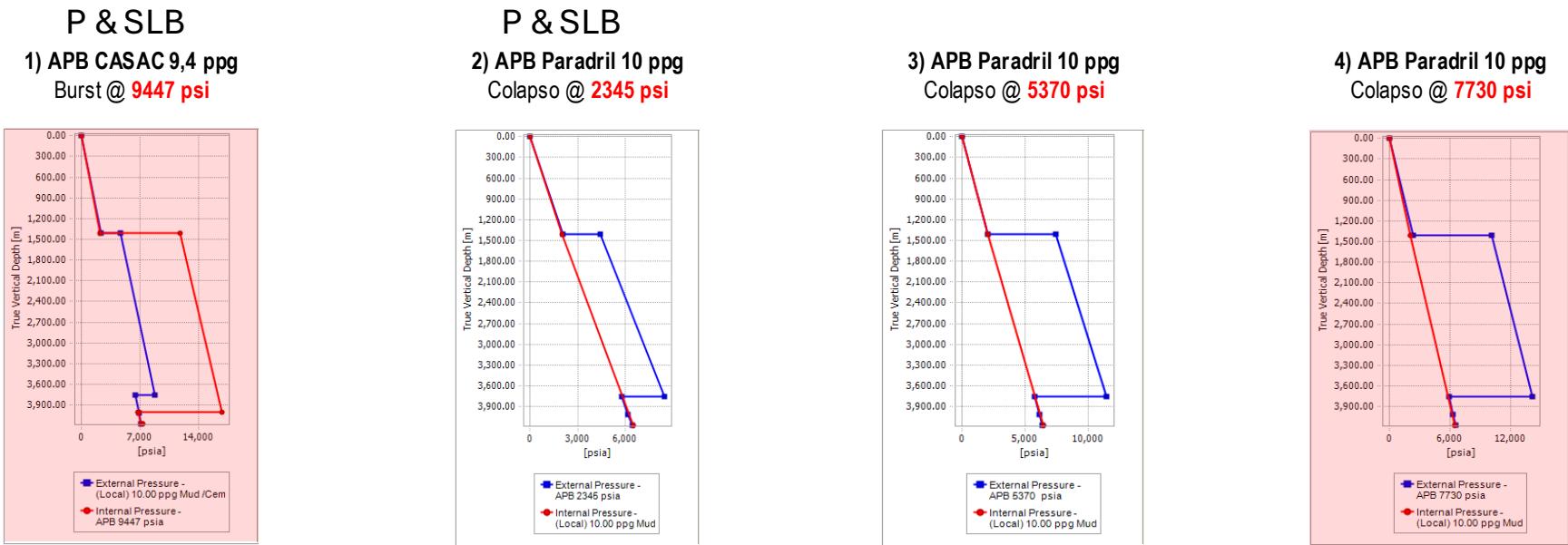
Comentarios;

1 - Pressão Interna, **undisturbed**
não passa.

2 - Pressão Colapso, **As cemented,**
passa (limitado a GF).

3 - Pressão Colapso, **As cemented**
passa (Anular B fechado).

4 - Pressão Colapso, **undisturbed**
não passa.



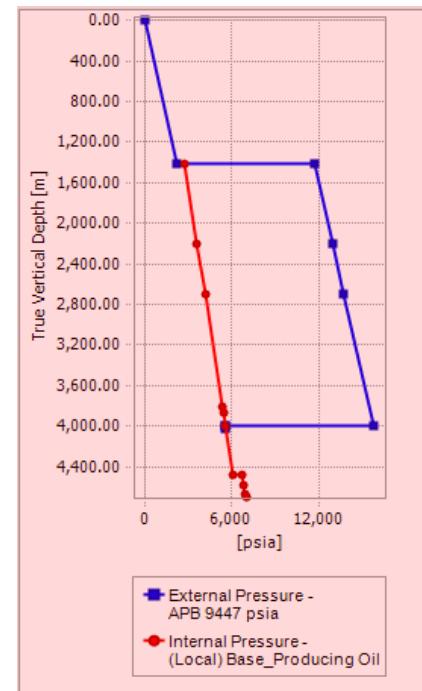
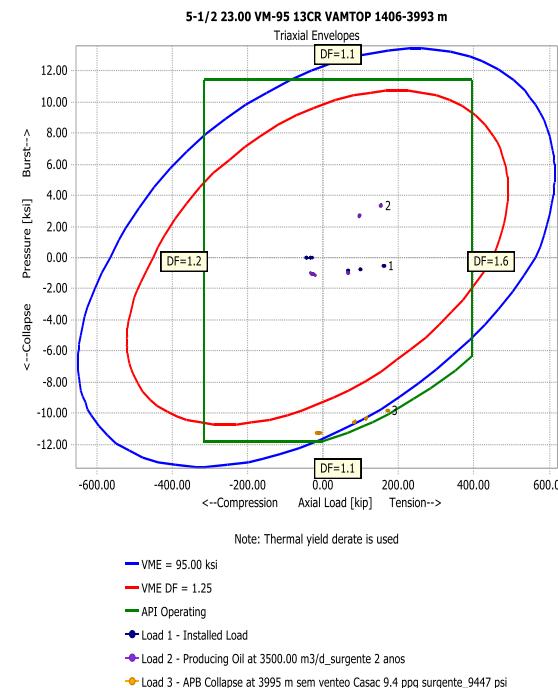
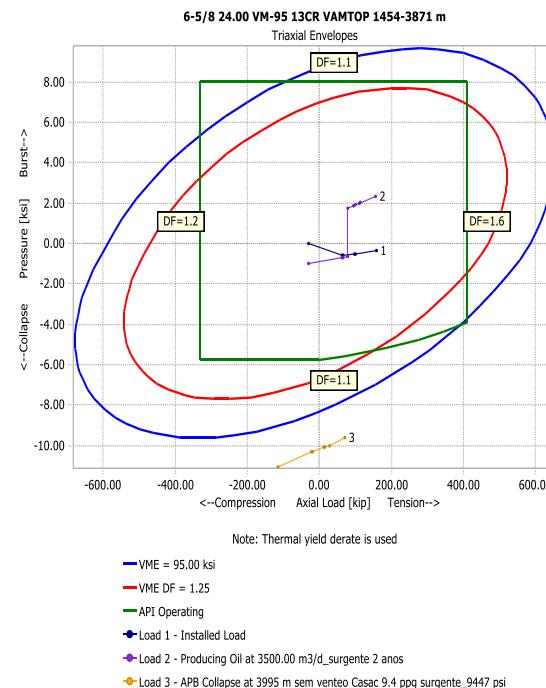
Cargas	Pressão			Axial			VME	
	Load	DF	MD (m)	Load	DF	MD (m)	DF	MD (m)
Installed Load	Collapse	6.21	4066.55	Tension	4.77	1406.00	3.75	1431.00
1-APB Burst at 3995 m_Sem_Vento_Casac 9.4 ppg Surgente_9447psi	Burst	0.87	3995.98	Compression	3.55	4165.45	0.90	3991.00
2 -APB Collapse at 3729 m limitada GF_Surgente_CASAC	Collapse	2.22	3759.00	Compression	2.63	3759.00	3.52	1431.00
3 -APB Collapse at 3729 m As Cemented_Surgente_CASAC	Collapse	1.15	3759.00	Compression	1.92	3759.00	1.82	1431.00
Installed Load Undisturbed	Collapse	6.18	4066.55	Tension	4.90	1406.00	3.85	1431.00
4 -APB Collapse at 3729 m _Undisturbed_Surgente_CASAC	Collapse	0.81	3759.00	Compression	1.22	3759.00	1.30	3759.00

Projeto – Coluna de produção 6 5/8" x 5 1/2"

Comentarios;

1 - Pressão Colapso, **undisturbed**
- não passa.

Load Name	Pressure			Axial				VME	
	Load	DF	MD (m)	Load	DF	MD (m)	Position	DF	MD (m)
Installed Load				Tension	3.89	1406.00	Below	3.17	1431.00
APB Collapse at 3995 m sem viento Casac 9.4 ppg surgente_9447 psi	Collapse	0.57	3871.08	Compression	3.08	3871.08	Above	0.81	3651.00



Bibliografia

- [1] Paine, M. et al; SPE - BP plc, ***“Practical and Successful Prevention of Annular Pressure Buildup on the Marlin Project”***, San Antonio, Texas, 29 September-2 October. SPE 77473.
- [2] Viking Engineering, L.C. ***“Advance Casing and Tubing Design”*** 3th Edition, Schlumberger Trainnning Manual. 12012 Wickchester, Suite 260, Houston TX. Appendix 3, Pag. 10. Annular Pressure Buildup.
- [3] Adams, A. J., ***“How to design for annulus fluid heat-up”***, Proc. SPE Annual Technical Conf., SPE 22871, Oct 1991.
- [4] Adams, A.J., Leach, C., ***“A new method for the relief of annular fluid heat-up pressures”***, AJA and Colin Leach, Proc. SPE POS, SPE 25497, March 1993.
- [5] Adams, A. J., MacEachran, A., ***“Impact on casing design of thermal expansion of fluids in confined annuli”***, SPEDC, SPE 21911, Sept 1994.
- [6] Oudeman, Bacarreza, ***“Field trial results of annular pressure behaviour in an HTHP well”***, Oudeman and Bacarreza, Proc. Offshore Europe Conf., SPE 26738, Sept 1993.
- [7] Halal, A.S., et al SPE , ***“Casing Design for Trapped Annular Pressure Buildup”***, June of 1994 Conference in Amsterdam,. SPE 25694.

Método 2009

- A entalpia de fase gás, óleo, água e total são dadas por:

$$H_g = c_{p_g} T - \eta_g c_{p_g} P + \Delta H_{vap}$$

$$H_o = c_{p_o} T - \eta_o c_{p_o} P$$

$$H_w = c_{p_w} T - \eta_w c_{p_w} P$$

$$H = H_g w_g + H_o w_o + H_w w_w$$

H	is the specific enthalpy	BTU / lb
T	is the flowing temperature	$^{\circ}F$
P	is the flowing pressure	$psia$
c_p	is the specific heat capacity at constant pressure	$BTU / lb \, ^{\circ}F$
η	is the Joule Thomson coefficient	$^{\circ}F / psia$
ρ	is the flowing density	lb / ft^3
Z	is the gas compressibility factor	dimensionless
w	is the flowing mass fraction	dimensionless
ΔH_{vap}	is the latent heat of vaporization	BTU / lb

Método 1983

- As entalpias de fase gás, óleo, água e total são dadas por:

$$H_g = c_{p_g} T + P \left[(1.619 \times 10^{-10} P + 1.412 \times 10^{-6})P - 0.02734 \right]$$

$$H_o = c_{p_o} T + 3.36449 \times 10^{-3} P$$

$$H_w = c_{p_w} T + \left(\frac{2.9641 \times 10^{-3}}{\gamma_w} \right) P$$

$$H = H_g m_g + H_o m_o + H_w m_w$$

m	is the stock tank mass fraction	dimensionless
γ	is the stock tank specific gravity	dimensionless